

计及风电预测误差不确定性的风电参与网架重构优化

梁海平¹, 程子玮¹, 孙海新², 刘英培¹, 顾雪平¹

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北省保定市 071003;

2. 国网河北省电力有限公司沧州供电分公司, 河北省沧州市 061001)

摘要:在大停电后的电力系统恢复过程中,充分考虑风电场的功率支援可加快系统的恢复速度,而风电场出力又具有不确定性,这为系统恢复方案的制定带来了新的挑战。为此文中提出了一种考虑风电场出力不确定性的网架重构恢复方法,该方法首先以预测误差不确定性描述风电场出力不确定性,然后采用风电场限出力接入策略消除风功率波动性对网架重构带来的负面影响,同时定义网架恢复成功率指标描述风电场预测出力不确定性可能导致的恢复失败风险。之后,在机组节点恢复成功率不低于一定置信水平的前提下建立随机相关机会目标规划模型,以最大化网架恢复成功率和最小化网架恢复时间为优化目标,采用离散粒子群算法和随机模拟技术组成的混合智能算法求解模型。最后,以 IEEE 39 节点为算例对该方法与传统恢复方法进行了分析比较,结果表明,提出的恢复方法在有效应对风电场出力不确定性的同时能够有效缩短网架恢复时间,加快系统恢复进程。

关键词:网架重构;网架恢复成功率;预测误差不确定性;随机相关机会规划;离散粒子群算法

0 引言

大停电之后的电力系统恢复可分为3个阶段:黑启动阶段、网架重构阶段和负荷恢复阶段^[1-2]。其中网架重构阶段的主要任务是逐步恢复重要厂站节点和输电线路并建立一个稳定的网架结构,为下一阶段负荷全面恢复奠定基础。传统的网架重构阶段一般不考虑新能源接入,而风电等新能源并网规模和容量的不断增加更易诱发大停电事故^[3],因此探索含风电等新能源电源的网架重构恢复方案,具有重要的现实意义。

目前考虑不确定性因素的传统机组网架重构恢复策略已有很多研究,文献[4]考虑了线路投运的不确定性,利用场景分析的方法将问题确定化。文献[5]计及线路投运时操作时间和恢复可靠性的不确定性因素,采用机会约束规划,在目标函数和约束条件满足一定置信水平的条件下得到最优恢复策略。文献[6]以模糊参数表示负荷恢复量,建立了负荷恢复不确定性优化模型。文献[7]提出了基于信息间

隙决策理论的电网负荷恢复鲁棒优化方法,该方法使恢复过程中负荷波动均能满足要求,而无须已知负荷的不确定性分布。文献[8]考虑了火电机组启动时间不确定性,引入了不确定时步长度对可能延时恢复场景下系统重构过程的电量不足进行量化表示。上述方法均为考虑传统机组恢复的不确定性因素,未考虑新能源电源参与网架重构时其出力不确定性对系统恢复造成的影响。

随着新能源渗透率的不断提高,尤其是大规模集中式风电场和光伏电站的并网,新能源电源在某些条件下可以快速提供充裕的启动功率,具有启动功率小、启动速度快的特点,这为新能源参与系统恢复提供了可能性。文献[9]通过对增加储能装置的风电场启动热电机组的过程进行仿真,说明了风电场参与系统恢复的有效性和可行性。文献[10]提出了一种以柴油发电机作为配套支撑电源的基于虚拟惯量频率协同控制策略的风电场黑启动方法,该方法有效提升了风电场作为黑启动电源时的系统频率稳定性。文献[11]将水电机组和风电场共同作为黑启动电源,建立了含最小化恢复风险和最大化骨干网络重要度的多目标优化模型。文献[12]以动态穿透率极限表征黑启动某时段接纳风电的能力,在满足系统安全约束的前提下,在黑启动合适时段接入适量的风电,通过风电快速提供启动功率加快恢

收稿日期:2018-01-19;修回日期:2018-05-07。

上网日期:2019-01-02。

中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2017MS091);
国家自然科学基金资助项目(51607069);国家电网公司科技
项目(SGHECZ00FCJS1700519)。

复进程。这些方案对新能源渗透率高、传统机组黑启动能力不足的地区提高系统恢复速度和恢复能力具有重要作用,但是上述方案未能考虑新能源电源和常规电源共同恢复时机组最优恢复顺序、新能源最佳接入时机和最优接入量的问题,因此建立更为合理、准确的含新能源的网架重构模型很有必要。

在上述背景下,本文提出了一种考虑风电场出力不确定性的网架重构恢复方法。

1 风电场出力特性及其启动功率接入策略

1.1 风电场出力不确定性建模

风电场参与网架重构的首要任务是构建风电场出力不确定性模型。本文在风功率单点值预测基础上,通过对历史预测误差信息统计,得到风电场各时段预测误差估计模型,预测误差估计模型结合风功率单点值预测可以方便地分析风电场出力的不确定性^[13]。文献[14]指出,风功率预测误差分布随时间尺度和规模的不同呈现不同的规律,对于大规模风电场群,短期风电功率预测误差将趋向于正态分布^[15],并且预测误差随风速变化而变化^[16],在考虑风速和风功率拟合曲线误差的影响后^[17],得到预测误差概率密度函数为:

$$f(\Delta P_{w,t}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_t} e^{-\frac{1}{2\sigma_t^2}(\Delta P_{w,t} - \mu_t)^2}$$
 (1)

式中: $\Delta P_{w,t}$ 为 t 时段风功率预测误差; μ_t 和 σ_t 分别为预测误差正态分布的均值和标准差。

根据系统中的不确定变量可以处理为确定的预测值和不确定的预测误差的原理^[13],将风功率实际值处理为确定的风功率预测值和不确定的风功率预测误差之和,即

$$P_{w,t}^a = P_{w,t}^f + \Delta P_{w,t}$$
 (2)

式中: $P_{w,t}^a$ 为 t 时段风功率实际值; $P_{w,t}^f$ 为 t 时段风功率预测值。

由式(1)和式(2)可知,各时段预测误差服从正态分布,由预测误差不确定性可描述风电场出力不确定性。

1.2 风电场启动功率接入策略

正常运行的电力系统由于有充足的安全备用容量,可消纳全部或大部分风电功率,而在网架重构阶段,若风电场出力全额接入,其波动性和随机性会严重影响已恢复系统的频率和电压稳定,此外,当风电场提供启动功率启动火电机组辅机时,若其出力突然下降,可能导致机组启动失败,影响网架重构恢复进程。因此本文在制定网架重构方案时,风电场以

限出力条件接入,以消除其出力波动性带来的负面影响。理想的风电场提供启动功率方案必须满足的约束为:

$$P_{w,t}^f \geq P_{Gi} \quad t \in (T_{Si}, T_{Qi}), i \in N_g$$
 (3)

式中: P_{Gi} 为被启动机组 i 所需的启动功率; T_{Si} 为机组 i 开始启动的时刻; T_{Qi} 为机组 i 启动完成的时刻; N_g 为被风电场启动的机组节点集合。

由式(3)可知,风电场作为启动电源启动火电机组时,在火电机组成功启动之前,风电场提供功率不能小于火电机组需要的启动功率,以避免启动功率在风电场接入后突然下降,造成被启动机组启动失败的风险,当被启动机组启动成功后,风电场可以继续恢复火电机组或者选择为一些非重要负荷供电,不再恢复火电机组节点。

实际操作时,首先将待恢复节点分为风电场节点 S_f 、风电场并网时已恢复节点 S_m 和风电场并网时未恢复节点 S_w ,通过判断是否满足式(3)约束确定集合 S_w 中能够被风电场启动的节点,并在恢复过程中不断更新集合 S_w ,具体操作流程见图 1。

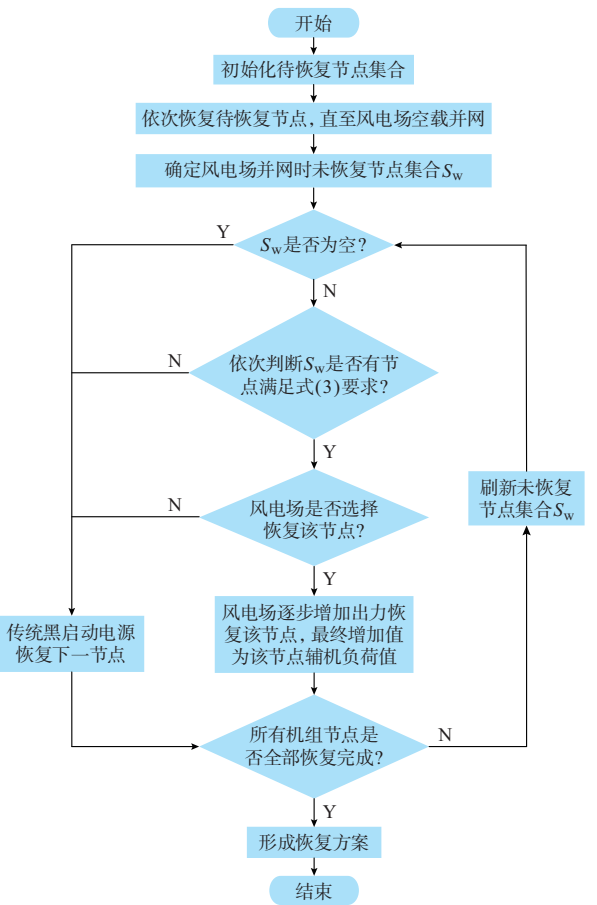


图 1 风电场参与恢复的流程
Fig. 1 Flow chart of wind farm involved in restoration

由图 1 可知,机组节点在恢复过程中, S_w 在不断刷新,同时风电场出力也在不断变化,因此必须逐步判断 S_w 中是否有节点满足式(3)要求,若有节点满足要求,并且风电场选择恢复该机组节点时,风电场按该节点辅机负荷值增加出力,与传统网架重构方案相比,风电场无需爬坡,可缩短该节点停电时间,使其提前恢复,进一步缩短网架重构时间;风电场也可选择不恢复该节点,为其他更优机组节点留有功率备用,因此每一节点恢复顺序下可生成多种风电场功率接入方案,这为风电场参与网架重构提供了更多选择。

同时需要注意,以上风功率接入方案为理想情况,未考虑风功率预测误差的存在,即风功率预测值认为风功率实际值,实际操作时,由于风功率预测误差的影响,有可能出现实际风电出力小于预测出力,风电场提供启动功率突然下降,导致火电机组恢复失败的风险。为此本文定义网架恢复成功率指标,表征由风功率预测出力不确定性影响网架重构的风险,具体定义见下文。

2 计及风电场的网架重构优化模型

计及风电场的网架重构优化模型必须考虑风电场和传统机组共同恢复时节点恢复顺序、风电场接入时间和风功率接入量的寻优问题。由图 1 可知,每一节点恢复顺序下有多种风电场接入方案,在某一风电场接入方案下,风电场在节点恢复顺序中的位置代表了风电场的接入时机,风功率接入量为被风电场启动机组节点的辅机负荷值之和。因此,当节点恢复顺序确定后,可首先对某一节点恢复顺序下的风功率接入量寻优,然后再对节点恢复顺序进行寻优,最终得到节点最优恢复顺序及其对应的风电场最优接入时间和风功率最优接入量。

2.1 网架恢复成功率

由第 1 节可知,由于预测误差的存在,当实际出力小于预测出力时,可能出现风电场提供的启动功率不足导致火电机组启动失败的风险,进而影响网架重构进程。因此定义网架恢复成功率指标为:

$$P_{wG,i} = P(A_i) = P\{P_{w,t}^f + \Delta P_{w,t} \geq P_{Gi} \mid t \in (T_{Si}, T_{Qi})\} \quad i \in N_g \quad (4)$$

$$P_w = P(A_1 \cap A_2 \cap \dots \cap A_i) \quad i \in N_g \quad (5)$$

式中: $P_{wG,i}$ 为机组 i 节点恢复成功率; A_i 表示事件“集合 N_g 第 i 个机组节点成功启动”; P_w 为网架恢复成功率; A_1 表示事件“集合 N_g 第 1 个机组节点

成功启动”; A_2 表示事件“集合 N_g 第 2 个机组节点成功启动”,以此类推。

当所有被启动机组在恢复过程中成功获得充裕的启动功率并满足各类安全约束时,认为恢复成功,否则认为恢复失败。网架恢复成功率是反映网架重构安全的重要指标,同时也是风电场出力不确定性影响网架恢复过程的风险体现。

2.2 随机相关机会目标规划模型

在考虑风电场参与网架重构后,风电场节点将与传统厂站节点交叉恢复,其出力不确定性使网架重构无法采用传统的确定性优化模型,为此本文采用随机相关机会规划求解风电场参与下的网架重构最优方案,随机相关机会规划是使事件的机会函数在不确定环境下达到最优的一种优化理论,采用随机变量可较好地表示风电场出力波动性和不确定性,目标函数和约束条件也能较好地表示风电场出力不确定性对网架重构的影响,然后在此基础上建立目标规划模型,根据决策者不同的目标需求将模型设置为两个优先级:在第一优先级中,由于风功率预测误差的存在,希望网架恢复成功率尽可能达到 α 水平;在第二优先级中,希望网架恢复时间最小。

最终的随机相关机会目标规划模型为:

$$\begin{cases} \min(P_1 d_1^- + P_2 d_2^+) & P_1 \gg P_2 \\ P_w + d_1^- - d_1^+ = \alpha \\ T_m(X(p_i)) + d_2^- - d_2^+ = 0 \\ P_{wG,i} \geq \beta & i \in N_G \\ d_i^+, d_i^- \geq 0 & i = 1, 2 \end{cases} \quad (6)$$

式中: P_1 和 P_2 为优先因子,表示各个目标的相对重要性; d_i^+ 和 d_i^- 分别为目标 i 偏离目标值的正偏差和负偏差,其中 d_1^+ 和 d_1^- 分别为实际网架恢复成功率偏离目标值的正偏差和负偏差, d_2^+ 和 d_2^- 分别为网架恢复时间偏离目标值的正偏差和负偏差; α 为网架恢复成功率目标值; X 为节点恢复顺序; p_i 为风功率接入量; $T_m(X(p_i))$ 为网架重构完成时间,即从网架重构开始到所有机组节点辅机全部恢复的时间; $P_{wG,i} \geq \beta$ 表示每个机组节点成功恢复的可能性不低于一定的置信水平 β ; N_G 为待恢复的机组节点集合。

2.3 约束集建立

2.3.1 机组启动时间约束

为保证被启动机组能够顺利恢复,网架重构过程必须满足启动时间约束^[18],机组 i 的热启动时间约束为:

$$0 < T_{Si} \leq T_{CH,i} \quad i \in N_G \quad (7)$$

式中: $T_{CH,i}$ 为机组 i 可以热启动的最大临界时间。

当机组在热启动时间段内不能启动, 只有等待数小时后进行冷启动, 机组 i 的冷启动时间约束为:

$$T_{Si} \geq T_{CC,i} \quad i \in N_G \quad (8)$$

式中: $T_{CC,i}$ 为机组 i 进行冷启动的最小临界时间。

2.3.2 无功约束和发电机自励磁约束

在对未恢复路径进行空载充电时可能会导致持续工频过电压^[19], 同时已启动火电机组带空载长线路时容易出现自励磁问题, 无功约束和自励磁约束条件为:

$$\sum_{j=1}^{n_L} Q_{Lj} < \min \left(K_1 \sum_{r=1}^{n_B} Q_{Br, \max}, \sum_{r=1}^{n_B} K_{CB,r} S_{Br} \right) \quad (9)$$

式中: n_L 为恢复路径数; Q_{Lj} 为线路 j 充电无功功率; $Q_{Br, \max}$ 为已启动机组无功功率吸收量; K_1 为可靠性系数; $K_{CB,r}$ 为已启动机组 r 的短路比; S_{Br} 为额定容量; n_B 为提供启动功率的发电节点集合。

2.3.3 其他约束

其他约束主要为系统潮流约束, 即

$$\begin{cases} P_{Gg}^{\min} \leq P_{Gg} \leq P_{Gg}^{\max} & g \in N_G \\ Q_{Gg}^{\min} \leq Q_{Gg} \leq Q_{Gg}^{\max} & g \in N_G \\ P_l \leq P_l^{\max} & l \in N_L \\ V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} & i \in N_B \end{cases} \quad (10)$$

式中: N_G , N_L 和 N_B 分别为已恢复机组、线路和母线集合; $P_{Gg}^{\max}$ 和 $P_{Gg}^{\min}$ 为发电机 g 有功出力 P_{Gg} 上下限; $Q_{Gg}^{\max}$ 和 $Q_{Gg}^{\min}$ 为发电机 g 无功出力 Q_{Gg} 上下限, 其中风电场与网架的无功交换为 0, 即风电场不产生无功功率; $P_l^{\max}$ 为线路 l 有功功率 P_l 上限; $V_i^{\max}$ 和 $V_i^{\min}$ 分别为母线 i 电压 V_i 的上下限。

3 网架重构算法

基于随机相关机会规划理论, 本文采取将随机模拟技术、离散粒子群算法和 Dijkstra 最短路径算法结合的混合智能算法求解模型。其中随机模拟技术主要处理模型中涉及随机变量的目标函数和约束条件, 离散粒子群算法和 Dijkstra 最短路径算法主要对机组节点恢复顺序和恢复路径进行寻优。

3.1 随机模拟技术

随机模拟技术的主要思想是依据概率分布对随机变量进行抽样, 虽然最终结果为统计估计而非精确结果, 且需花费大量的计算时间, 但对那些无法得到解析结果的复杂问题来说, 这可能是唯一有效的手段^[20]。由式(6)可知, 随机相关机会目标规划模型中的随机变量包含机组节点恢复成功率 $P_{wG,i}$ ($i \in N_g$) 和网架恢复成功率 P_w , 其计算方法如下。

1) 求机组节点恢复成功率 $U_1(x) = P_{wG,i}$

步骤 1: 置 $N_1' = 0$ 。

步骤 2: 根据预测误差估计模型和风电功率预测值得到一组风电场出力数据。

步骤 3: 根据风电场出力和被风电场启动的机组节点 i , 判断机组节点 i 启动时段内风电场出力是否大于节点启动所需功率 P_{Gi} , 若是, 则 $N_1' = N_1' + 1$ 。

步骤 4: 重复步骤 2 和步骤 3 共 N 次。

步骤 5: $U_1(x) = N_1' / N$ 。

2) 求网架恢复成功率 $U_2(x) = P_w$

步骤 1: 置 $N_2' = 0$ 。

步骤 2: 根据预测误差估计模型和风电功率预测值得到一组风电场出力数据。

步骤 3: 根据风电场出力和节点恢复顺序, 确定风电场接入时机和可提供的启动功率并判断各发电机节点能否全部成功启动, 若能, 则 $N_2' = N_2' + 1$ 。

步骤 4: 重复步骤 2 和步骤 3 共 N 次。

步骤 5: 令 $U_2(x) = N_2' / N$ 。

3.2 网架重构算法实现

将离散粒子群算法、Dijkstra 算法、随机模拟技术和风电场启动功率限出力接入方法融合, 可得到计及风电场出力不确定性的网架重构算法流程图, 详见附录 A 图 A1, 图中每一个粒子代表一组节点恢复顺序, 粒子适应度值为随机相关机会目标规划模型的目标函数, 每一组节点恢复顺序下包含一个子优化问题, 即风电场并网后, 在满足式(3)要求的待恢复节点中, 寻找最合适的恢复目标。风电场选择不同的恢复目标对应的目标函数不同, 因此首先确定该节点恢复顺序下的最优目标函数并将其作为该粒子的适应度值; 节点恢复顺序代表网架重构过程, 每一时步恢复一个节点, 采用 Dijkstra 算法以路径恢复时间为权值求取最优恢复路径, 已恢复路径权值设为极小数, 每一时步所需时间由路径恢复时间、机组节点辅机恢复时间和因电压越限增投负荷的时间组成, 每一时步终点为该时步机组节点辅机恢复完成, 网架重构终点为所有机组节点辅机恢复完成; Dijkstra 算法和离散粒子群算法原理及操作过程见文献[21-22], 本文不再展开介绍。

4 算例分析

本文采用 IEEE 39 节点系统验证风电场参与网架重构策略的有效性, 系统拓扑结构图见附录 B 图 B1。该系统包含 39 个节点、46 条线路, 待恢复

节点为除黑启动节点外所有机组节点,机组和线路参数见文献[23],线路恢复时间均为 1 min,其中节点 30 为水电机组,并作为黑启动节点,其额定有功功率为 600 MW,功率因数为 0.9,节点 18 为额定功率为 150 MW 的风电场节点(预测出力 and 预测误差见附录 C 表 C1 和表 C2),其余发电节点为火电机组(假设每个节点只恢复一台机组)。

为保证线路恢复和机组启动可操作性,在满足各类安全约束前提下,每一时步只恢复一台机组;取火电机组所需恢复功率为 $5\%P_{GN}$, P_{GN} 为火电机组额定容量,火电机组恢复后,其机组出力升至额定出力 20%后方可参与系统恢复^[24];风电场并网时间为 1 min,并网后即可参与系统恢复,风电场作为黑启动电源为机组节点提供启动功率时,可在 1 min 内完成火电机组辅机恢复。 α 和 β 均设置为 0.95,随机模拟次数 N 和 N' 设置为 3 000。由于风功率的波动性和随机性,风电场参与网架重构后,不同时刻开始网架恢复会对重构结果产生不同影响,为此设置网架重构开始时刻分别为 24:00 和 07:00 来分析比较风功率不确定性对网络重构优化结果的影响。

网架重构开始时刻为 24:00 时,风电场参与下的恢复方案和无风电场参与的恢复方案如表 1 所示,两种方案下系统恢复功率随时间变化曲线如图 2 所示,图中,方案 1 表示风电场参与下的恢复方案,方案 2 表示无风电场参与的恢复方案。风电场参与网架重构时各时段风功率接入量如附录 D 图 D1 所示。

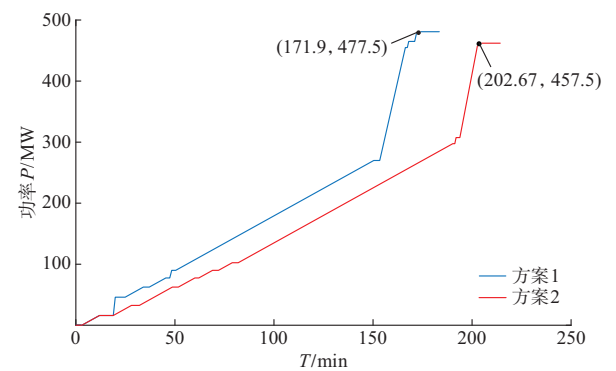


图 2 恢复功率随时间变化曲线

Fig. 2 Restoration power curve over time

由图 2 可知,当风电场参与网架重构时,网架恢复总时间比风电场未参与的网架重构方案少 30.77 min,说明了风电场参与网架重构策略的有效性,与传统网架重构方案相比,风电场主动在网架重构前中期参与,此时传统被恢复机组由于启动时间长,尚未并网运行,无法为系统提供功率支援,而风

电场并网后,可快速提供启动功率,提前恢复辅机负荷,加快网架重构进程。图 2 中,方案 1 和方案 2 前中期功率增加斜率基本不变,主要因为此时无其他机组并网,功率变化由黑启动机组爬坡率决定,随着网架重构进行,被恢复机组逐步并网运行,因此网架重构后期系统爬坡率增加,功率变化斜率增大;同时,在恢复过程中,由于电压越限需增投负荷,因此图中某些时步出现了较长时间的功率爬坡过程。

在决策部门的调度安排下,风电场在各时段的有功出力见附录 D 图 D1。根据现阶段技术规定,风电场具备有功控制能力,能够根据调度中心制定的出力曲线对其出力进行控制^[25]。同时,与传统网架重构方案相比,风电场参与下的网架重构方案的网架恢复成功率为 0.965 8,即各时段风电场实际出力大于等于附录 D 图 D1 对应出力值的概率。由于预测误差的存在,当某时段风电场实际出力小于附录 D 图 D1 对应该时段出力值时,若差值较小,系统能够承受其扰动波动,风电场仍能继续参与网架重构;若差值较大,系统无法承受其扰动波动,风电场及其恢复的机组节点辅机应选择退出网架重构,此时与传统网架重构方案无异,但无法发挥风电场快速提供启动功率的优势,此情况对应概率小于 0.034 2,当风电场配备储能装置或提高预测精度后,此概率仍能继续减小。因此,虽然风电场参与网架重构具有一定的风险性,但此风险是基于风电场参与网架重构整个过程的前提下得到的,若风电场实际出力远小于附录 D 图 D1 对应时段出力值时,可以选择退出风电场及其恢复的机组节点辅机,网架重构仍能继续进行。

由表 1 可知,风电场节点在 13.89 min 时恢复路径充电成功,14.89 min 时成功并网,并作为启动电源依次为火电机组节点 31 和 35 提供启动功率,每次启动过程用时 1 min,减少了因传统黑启动电源增加出力所需的爬坡时间。机组节点 31 从辅机开始恢复至该节点并网运行时间为 18.89~60 min,此时段风功率预测值为 72.064 MW,机组节点 35 从辅机开始恢复至该节点并网运行时间为 48.39~103.2 min,此时段风功率预测值分别为 72.06 MW 和 43.035 MW,结合该风电场历史预测误差统计,采用随机模拟技术得到的机组节点 31 和 35 的节点恢复成功率分别为 0.999 和 0.981 8,满足机组节点恢复成功率不低于 0.95 的约束。

当机组节点 31 和 35 并网运行后,其辅机负荷由自身厂用电代替,风电场参与网架重构的主要任

务已经完成,风电场可继续以限出力运行方式为附近非重要负荷供电,当风功率波动出现极端情况时(无法满足各类安全约束),可适时切出风机和非重要负荷。方案 1 在恢复至第 8 时步时,已有传统被恢复机组并网运行,因此其节点功率恢复过程加快。

表 1 不同恢复方式下恢复结果比较
Table 1 Comparison of restoration results with different recovery methods

方案 1					方案 2				
时步	被启动节点	启动路径	节点通电时间/min	辅机恢复时间/min	时步	被启动节点	启动路径	节点通电时间/min	辅机恢复时间/min
1	37	30-2-25-37	3.00	11.89	1	37	30-2-25-37	3.00	11.89
2	18	2-3-18	13.89	14.89	2	36	2-3-18-17-16-24-23-36	18.89	28.06
3	31	3-4-5-6-31	18.89	19.89	3	31	3-4-5-6-31	32.06	48.72
4	36	18-17-16-24-23-36	24.89	34.06	4	34	16-19-20-34	51.72	60.06
5	34	16-19-20-34	37.06	45.39	5	35	23-22-35	62.06	69.00
6	35	23-22-35	47.39	48.39	6	32	6-11-10-32	72.00	78.94
7	39	2-1-39	50.39	150.39	7	38	25-26-29-38	81.94	190.28
8	38	25-26-29-38	153.39	166.33	8	33	19-33	191.28	191.92
9	33	19-33	167.33	168.03	9	39	2-1-39	193.83	202.67
10	32	6-11-10-32	171.03	171.90					

本文采用电力系统分析软件 PSD-BPA 对网架重构暂态过程进行分析,在网架重构前中期,由于传统机组启动过程较长,只有机组节点 30 和风电场节点 18 为黑启动电源,风电场并网后作为 PQ 节点运行,且风电场与已恢复网架无功交换为 0。风电场为机组节点 31 和 35 提供启动功率时,根据机组节点辅机恢复顺序逐步增加出力,每一步增加出力值为该步恢复辅机额定有功功率值,机组节点 31 依次启动 1 000 kW 以上的辅机有:循环水泵(2 500 kW)、引风机(2 640 kW)、送风机(1 176 kW)、凝结水泵(1 870 kW)、电动给水泵(6 650 kW)、一次风机(1 690 kW)和磨煤机(1 118 kW)。其电压和频率变化曲线如图 3 所示,系统最低频率为 49.67 Hz,最低电压为 0.83(标么值),满足安全约束,机组节点 35 辅机依次启动时频率和电压变化见附录 E 图 E1。经过校验,各时步潮流结果均满足约束,各时步充电电容均小于已恢复系统的无功进相能力,并满足过电压安全约束。

由网架重构模型可知,风电场参与下的网架重构方案与机组启动参数、电网拓扑状态、风功率预测水平和决策人员对系统恢复的安全要求紧密相关,由于风功率的波动性和随机性,不同时刻开始网架重构可能会对最终的网架重构方案产生不同影响,为此本文重新设置网架重构开始时刻为 07:00,比较不同时刻开始网架重构对最终方案的影响,开始

同时,通过方案 1 和方案 2 对比,方案 1 机组节点 31,34,35,32,38,33 和 39 辅机恢复时间均不同程度提前,其并网时间也相应提前,有利于提高后期负荷恢复阶段的恢复潜力。

时刻为 07:00 的恢复结果如表 2 所示,其网架恢复成功率为 0.978 3。

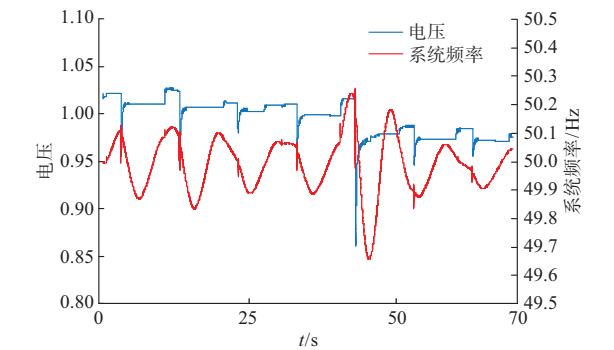


图 3 待恢复机组启动仿真结果
Fig. 3 Start-up simulation result of unit waiting for recovery

表 2 开始时刻为 07:00 的恢复结果
Table 2 Restoration result with start time of 07:00 am

时步	被启动节点	启动路径	节点通电时间/min	辅机恢复时间/min
1	18	30-2-3-18	3.00	4.00
2	33	18-17-16-19-33	8.00	9.00
3	32	3-4-14-13-10-32	14.00	15.00
4	36	16-24-23-36	18.00	27.17
5	38	2-25-26-29-38	31.17	145.06
6	34	19-20-34	147.06	148.30
7	39	2-1-39	150.30	161.87
8	31	4-5-6-31	164.87	167.35
9	37	25-37	168.35	169.67
10	35	23-22-35	171.67	172.70

由表 2 可知,风电场节点在 3 min 时恢复路径充电成功,4 min 时成功并网,并作为启动电源依次为火电机组节点 33 和 32 提供启动功率,根据表 2 和表 1 对比,不同时刻进行网架重构得到不同的节点恢复顺序和恢复方案,这表现为风电参与而产生的时变性;由于不同时刻风功率变化较大,在满足安全约束前提下,能够提供充足启动功率的时间段发生变化,被启动机组节点恢复顺序也相应变化,由此说明,风电场参与下的网架重构方案表现为时变特性。在实际操作中,应充分考虑因风电参与对网架重构方案的影响,快速制定合理的网架重构方案,尽可能利用风电优势并消除其不利影响。

5 结语

本文提出了一种基于预测误差不确定性的含风电场网架重构恢复方法,该方法以风功率预测误差不确定性描述风电场出力不确定性,采用风电场限出力接入消除风功率波动对网架重构的负面影响。通过定义网架恢复成功率描述风功率预测不确定性可能导致的恢复失败风险,建立了最大化网架恢复成功率和最小化网架恢复时间的随机相关机会目标规划模型,并给出了适用于该模型的随机模拟、离散粒子群算法和 Dijkstra 算法结合的求解方法。

IEEE 39 节点算例表明,该模型可有效应对风电出力不确定性对网架重构的不利影响并有效缩短网架恢复时间。通过比较不同时刻开始恢复的网架重构方案,发现风电场参与下的网架重构恢复方案具有时变特性,这也是与传统恢复方式较为显著的区别。本文构建的含风电场网架重构模型对于新能源渗透率较高地区的电力系统恢复方案的制定有一定指导意义。

此外,本文对于风电场参与网架重构的研究未考虑风电场具备调频能力,系统转动惯量主要由已成功并网的水电机组和火电机组提供,在后续研究中,笔者将针对基于虚拟惯量控制策略的风电场参与电网黑启动做进一步研究。同时,风电场参与下的网架重构完成后,还需对风电场在后续负荷恢复阶段的恢复策略做深入研究。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参 考 文 献

[1] FINK L H, LION K L, LIU C. From generic restoration to specific restoration strategies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(2): 745-752.

[2] ANCONA J. A framework for power system restoration following a major power failure[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 9(3): 1480-1485.

[3] 曾辉,孙峰,李铁,等. 澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J]. 电力系统自动化,2017,41(13):1-6. DOI:10.7500/AEPS20170120002.

ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9·28” blackout in south Australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6. DOI: 10.7500/AEPS20170120002.

[4] 张臻,林振智,文福拴,等. 计及不确定性因素的多目标网架重构策略优化[J]. 华北电力大学学报(自然科学版),2012,39(3): 13-23.

ZHANG Can, LIN Zhenzhi, WEN Fushuan, et al. Multi-objective network reconfiguration strategy for power systems considering uncertainties[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2012, 39(3): 13-23.

[5] 张雪丽,梁海平,朱涛,等. 基于模糊机会约束规划的电力系统网架重构优化[J]. 电力系统自动化,2015,39(14):68-74.

ZHANG Xueli, LIANG Haiping, ZHU Tao, et al. Optimization of power network reconfiguration based on fuzzy chance constrained programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 68-74.

[6] 陈彬,王洪涛,曹曦. 计及负荷模糊不确定性的网架重构后期负荷恢复优化[J]. 电力系统自动化,2016,40(20):6-12.

CHEN Bin, WANG Hongtao, CAO Xi. Load restoration optimization during the last stage of network reconfiguration considering load fuzzy uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(20): 6-12.

[7] 宋坤隆,谢云云,陈晔,等. 基于信息间隙决策理论的电网负荷恢复鲁棒优化[J]. 电力系统自动化,2017,41(15):113-120. DOI: 10.7500/AEPS20161212012.

SONG Kunlong, XIE Yunyun, CHEN Xi, et al. Robust restoration method for power system load based on information gap decision theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15): 113-120. DOI: 10.7500/AEPS20161212012.

[8] 焦洁,刘艳. 基于鲁棒优化的网架重构机组恢复顺序优化[J]. 电工技术学报,2017,32(11):77-86.

JIAO Jie, LIU Yan. Optimization of units’ restoration sequence during network reconfiguration process based on robust optimization [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(11): 77-86.

[9] 刘力卿,杜平,王玉良,等. 储能型风电场作为局域电网黑启动电源的可行性探讨[J]. 电力系统自动化,2016,40(21):210-216.

LIU Liqing, DU Ping, WAN Yuliang, et al. Feasibility discussion on using storage-based wind farm as black-start power source in local power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(21): 210-216.

[10] 汤奕,戴剑丰,冯祎鑫,等. 基于虚拟惯量的风电场黑启动频率协同控制策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(3):19-24. DOI:

10. 7500/AEPS20160421004.

TANG Yi, DAI Jianfeng, FENG Yixin, et al. Cooperative frequency control strategy for wind farm black-start based on virtual inertia[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(3): 19-24. DOI: 10. 7500/AEPS20160421004.

[11] 张璨,孙磊,林振智,等. 含风电场的电力系统最优网络重构策略[J]. 电力系统及其自动化学报,2016,28(2):22-29.

ZHANG Can, SUN Lei, LIN Zhenzhi, et al. Optimal network reconfiguration strategy for power systems with integrated wind farms[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2016, 28(2): 22-29.

[12] 叶茂,刘艳,顾雪平,等. 基于动态风电穿透功率极限的黑启动方案制定[J]. 中国电机工程学报,2018,38(3):744-752.

YE Mao, LIU Yan, GU Xueping, et al. Black start scheme formation considering dynamic wind power penetration limit [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 744-752.

[13] 姜欣,陈红坤,熊虎,等. 基于预测误差不确定性的规模化间歇式电源机组组合研究[J]. 电网技术,2014,38(9):2455-2460.

JIANG Xin, CHEN Hongkun, XIONG Hu, et al. A prediction error uncertainty based day-ahead unit commitment of large-scale intermittent power generation[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2455-2460.

[14] POTTER W, NEGNEVITSKY M. Very short-term wind forecasting for Tasmanian power generation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 965-972.

[15] 刘芳,潘毅,刘辉,等. 风电功率预测误差分段指数分布模型[J]. 电力系统自动化,2013,37(18):14-19.

LIU Fang, PAN Yi, LIU Hui, et al. Piecewise exponential distribution model of wind power forecasting error [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(18): 14-19.

[16] 徐曼,乔颖,鲁宗相. 短期风电功率预测误差综合评价方法[J]. 电力系统自动化,2011,35(12):20-26.

XU Man, QIAO Ying, LU Zongxiang. A comprehensive error evaluation method for short-term wind power prediction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(12): 20-26.

[17] 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.

[18] 韩忠恢,顾雪平,刘艳. 考虑机组启动时限的大停电后初期恢复路径优化[J]. 中国电机工程学报,2009,29(4):21-26.

HAN Zhonghui, GU Xueping, LIU Yan. Optimization of restoration paths considering unit start-up time requirements at early stage of power system restoration[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(4): 21-26.

[19] 刘玉田,王洪涛,叶华. 电力系统恢复理论与技术[M]. 北京:科学出版社,2014.

LIU Yutian, WANG Hongtao, YE Hua. Recovery theory and technology of power system [M]. Beijing: Science Press, 2014.

[20] 刘宝碇,赵瑞清,王纲. 不确定规划及应用[M]. 北京:清华大学出版社,2003.

LIU Baoding, ZHAO Ruiqing, WANG Gang. Uncertain planning and application [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2003.

[21] PAN Q, TASGETIREN M, LIANG Y. A discrete particle swarm optimization algorithm for the permutation flowshop sequencing problem with makespan criteria[C]// International Conference on Innovative Techniques and Applications of Artificial Intelligence, 2006, Cambridge, UK: 19-31.

[22] 李元臣,刘维群. 基于 Dijkstra 算法的网络最短路径分析[J]. 微计算机应用,2004,25(3):295-298.

LI Yuanchen, LIU Weiqun. Analysis of the shortest route in network on Dijkstra algorithm [J]. Microcomputer Applications, 2004, 25(3): 295-298.

[23] 朱冬雪,顾雪平,钟慧荣. 电力系统大停电后机组恢复的多目标优化方法[J]. 电网技术,2013,37(3):814-820.

ZHU Dongxue, GU Xueping, ZHONG Huirong. A multi-objective optimization method for post-blackout unit restoration[J]. Power System Technology, 2013, 37(3): 814-820.

[24] 刘艳,张凡,顾雪平. 大停电后的机组投运风险评估[J]. 中国电机工程学报,2013,33(31):106-113.

LIU Yan, ZHANG Fan, GU Xueping. Risk assessment for units following large-scale blackouts[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31): 106-113.

[25] 陈曦寒,高赐威. 考虑定桨距和变桨距风机联合控制的风电场有功功率控制策略[J]. 电网技术,2015,39(7):1892-1899.

CHEN Xihan, GAO Ciwei. Active power control strategy for wind farm considering fixed and variable pitch wind turbines combined control [J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1892-1899.

梁海平(1979—),男,通信作者,博士,讲师,主要研究方向:新能源参与电力系统恢复、电力系统安全防御与恢复控制。E-mail: lianghaiping@aliyun.com

程子玮(1995—),男,硕士研究生,主要研究方向:新能源参与电力系统恢复。E-mail: cheng680725@163.com

孙海新(1971—),男,高级工程师,主要研究方向:电力系统安全调度与运行。E-mail: 379552165@qq.com

(编辑 鲁尔姣)

(下转第 184 页 continued on page 184)

Optimization of Power Network Reconstruction with Wind Farm Considering Uncertainty of Wind Power Prediction Error

LIANG Haiping¹, CHENG Ziwei¹, SUN Haixin², LIU Yingpei¹, GU Xueping¹

- (1. School of Electrical & Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;
2. Cangzhou Power Supply Branch Company, State Grid Hebei Electric Power Corporation, Cangzhou 061001, China)

Abstract: In the process of power system restoration after a large power outage, the power support of wind farms is taken into account that it can speed up the restoration of the system. But the output of wind farms is uncertain, which poses a new challenge for the formulation of system restoration plans. A method of power network reconfiguration restoration is present considering the uncertain output of the wind farm. Firstly, the prediction error uncertainty model is used to describe the uncertain output of the wind farm, and then output strategy is limited by the wind farm to eliminate the negative impact of wind power volatility on grid reconfiguration. Meanwhile, the indicator which reflects the success rate of network restoration is defined to depict that the uncertainty of the wind farm forecast output may lead to the risk of restoration failure. After that, the stochastic dependent-chance programming model is established under the condition that the success rate of node restoration is not lower than a certain confidence level. By maximizing the success rate of network restoration and minimizing the restoration time of grid is regarded as the optimal objective, the model is solved by the hybrid intelligent algorithm composed of discrete particle swarm optimization algorithm and stochastic simulation techniques. Finally, the comparison and analysis of the proposed method and the traditional restoration method is made based on the example of IEEE 39-bus system. The result shows that the restoration strategy proposed in this paper can speed up the process of network reconstruction and reduce the restoration time of the grid while effectively coping with the uncertain output of the wind farm.

This word is supported by Fundamental Research Funds for the Central Universities (No. 2017MS091), National Natural Science Foundation of China (No. 51607069) and State Grid Corporation of China (No. SGHECZ00FCJS1700519).

Key words: network reconstruction; success rate of network restoration; prediction error uncertainty; stochastic dependent-chance programming; discrete particle swarm optimization algorithm