## 含分布式电源配电网运行风险的影响因素溯源

郝丽丽1,王 辉2,王国栋1,黄 梅3,徐晓铁3,刘海涛4

(1. 南京工业大学 电气工程与控制科学学院,江苏 南京 211816;2. 南瑞集团(国网电力科学研究院)有限公司, 江苏 南京 211106;3. 国网南通供电公司,江苏 南通 226006;4. 南京工程学院 电力工程学院,江苏 南京 211167)

摘要:分布式电源的大量接入改变了传统配电网的供电结构和运行方式,对含分布式电源配电网运行风险的 影响因素进行研究,有助于提高电网安全可靠性。建立了间歇性分布式电源出力和负荷需求的概率模型,通 过蒙特卡洛方法模拟随机运行场景,利用 Cholesky 分解排序使风速、光照强度及负荷等随机变量间满足时空 相关性,通过场景聚类确定代表场景及其出现概率,进而计算配电网的运行风险。此外,从分布式电源和重 要负荷的配置、联络线接入位置、自动控制开关比例等方面对影响配电网运行风险的因素进行溯源分析。 关键词:分布式电源;配电网;随机性;运行风险;拓扑结构;影响因素

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202012012

#### 0 引言

大量分布式电源 DG(Distributed Generation)接 入配电网改变了传统配电网的供电结构和运行方 式,减少了负荷对上级馈线的依赖性。在停电发生 后,可以通过改变支路开关的状态来调整网络拓扑, 使非故障失电区域恢复供电<sup>[1]</sup>,减少失电负荷,同时 降低系统运行风险。然而,配电网中存在很多以间 歇性能源发电的 DG,且储能配置有限,所以配电网 运行具有较大的随机性<sup>[2]</sup>。另外,由于配电网结构 复杂、规模庞大,各地配电网的结构、配置和自动化 水平均有较大差异。因此,有必要对含 DG 配电网 运行风险的影响因素进行分析,以指导配电网规划 和运行。

目前,专家学者在配电网风险研究方面提出了 很多评估方法,文献[3]提出根据当前智能配电网发 展情况,构建融合宏观风险和微观指标的智能配电 网多级风险评估体系。文献[4]提出负荷点损失风 险指标、线路过负荷风险指标及其综合风险指标评 估系统的风险程度。文献[5]考虑时间和区域发展 特性,利用多维度风险评估矩阵对智能电网进行风 险评估。DG输出功率的间歇性和随机性、电网恢复 策略的选取等问题增大了配电网风险评估的难度, 国内外对 DG和负荷随机性进行了大量的研究,文 献[6]通过场景生成与削减方法对 DG 的随机性进

#### 收稿日期:2020-04-19;修回日期:2020-10-20

基金项目:国网江苏省电力有限公司科技项目(J2018110);江 苏省配电网智能技术与装备协同创新中心开放基金资助项 目(XTCX202001)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. (J2018110) and the Open Research Fund of Jiangsu Collaborative Innovation Center for Smart Distribution Network and Equipment (XTCX202001) 行建模和求解。文献[7]采用场景分析法处理不确 定因素,利用同步回代缩减法进行场景削减,并利用 多目标扰动生物地理学算法求解多目标配电网重构 模型。文献[8]综合考虑DG出力间歇性和负荷需 求波动性,建立基于风光荷功率曲线的配电网重构 模型。配电网拓扑结构和开关配置对系统运行风险 的影响也较大,文献[9]提出一种基于最大供电能力 的配电网联络线瓶颈分析与改造方法。文献[10]提 出采用合理、可靠的开关操作顺序以避免对配电网 的稳定运行产生冲击。上述研究主要侧重于配电网 恢复策略优化和电网拓扑、设备规划,对电网运行风 险的影响分析较少。

针对以上问题,本文首先建立了间歇性DG出 力和负荷需求的概率密度函数,并用蒙特卡洛方法 模拟随机场景,再通过场景聚类选出代表场景,根据 各代表场景的出现概率计算得到计及DG和负荷随 机性的配电网运行风险。在此基础上,基于典型配 电网结构,分别从DG和负荷的随机性、重要负荷和 DG的配置、联络线连接结构、远程自动控制开关(后 文简称为自动开关)比例等方面进行配电网运行风 险分析。

#### 1 DG出力和负荷需求的随机性分析

#### 1.1 间歇性DG出力的概率密度函数

按照出力的持续稳定性,配电网DG可分为非间歇性和间歇性DG,非间歇性DG的原动力通常来 自于化石燃料,如柴油发电机组,当燃料充足时出力 可控。没有配备储能的新能源DG一般为间歇性 DG,包括光伏发电、风力发电和潮汐发电等,本文选 择间歇性DG中在配电网占比较大的光伏和风力发 电电源作为研究对象。

(1)光伏发电概率模型。

统计研究表明,在1h或者几小时内光照强度r

可近似服从 Beta 分布,则光照强度的概率密度函数为<sup>[11]</sup>:

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{\max}}\right)^{\alpha - 1} \left(1 - \frac{r}{r_{\max}}\right)^{\beta - 1}$$
(1)

其中, $r_{max}$ 为最大光照强度; $\alpha$ 和 $\beta$ 为Beta分布的2个 形状参数; $\Gamma$ 表示Gamma函数。

光伏发电系统的输出功率 $P_{PV}$ 取决于光照强度 r、光伏板的总面积S和光电转换效率 $\eta$ 。若忽略遮 蔽效应,光伏发电功率可表示为:

$$P_{\rm PV} = r \sum_{i=1}^{N_{\rm PV}} \eta_i S_i \tag{2}$$

其中, $\eta_i$ 、 $S_i$ 分别为第i个光伏组件的光电转换效率和面积; $N_{PV}$ 为光伏电池的组件数。

(2)风力发电概率模型。

风电机组的输出功率*P*<sub>\*</sub>变化规律取决于风速 *v*,二者之间的数学关系可以由以下分段函数近似 表示<sup>[12]</sup>:

$$P_{w} = \begin{cases} 0 & v \notin [v_{ci}, v_{co}) \\ k_{1}v + k_{2} & v \in [v_{ci}, v_{n}) \\ P_{wn} & v \in [v_{n}, v_{co}) \end{cases}$$
(3)

其中, $P_{wn}$ 为风机的额定功率; $v_{ei}$ 、 $v_n$ 、 $v_{eo}$ 分别为风机的 切入风速、额定风速和切出风速; $k_1 = P_{wn}/(v_n - v_{ei})$ ;  $k_2 = -k_1 v_{eio}$ 从式(3)可见,风速是风能资源评估的基 础,在10 min或者几十分钟以内,风速基本服从双参 数威布尔分布<sup>[12]</sup>,结合式(3)得到 $P_w$ 的概率密度函 数为:

$$f(P_{w}) = \frac{k}{k_{1}c} \left(\frac{P_{w} - k_{2}}{k_{1}c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{P_{w} - k_{2}}{k_{1}c}\right)^{k}\right] \quad (4)$$

其中, c和k分别为风速威布尔分布的尺度参数和形状参数, 两参数可基于极大似然法对风速样本数据估计获得。

#### 1.2 负荷需求的概率密度函数

节点负荷具有时变性和不确定性,且受气候、地域、用电习惯等因素的影响。经过实际验证可知,节 点负荷一般服从均值为μ(本文取历史同期时间负 荷均值)、方差为σ<sup>2</sup>(本文取历史同期时间负荷方 差)的正态分布<sup>[13]</sup>,则负荷需求的概率密度函数可表 示为:

$$f(P_{\rm L}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left[-\frac{(P_{\rm L}-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]$$
(5)

其中,P<sub>L</sub>为负荷需求,可通过日负荷曲线得到。

#### 2 随机场景的模拟及缩减

本文采用场景分析法<sup>[14-15]</sup>处理随机性问题。根据 DG 出力和负荷需求的概率密度函数,用蒙特卡 洛方法模拟随机场景,再通过聚类进行场景缩减,从 而选出代表场景。

#### 2.1 随机场景的模拟

设随机变量矩阵X由各风电场的风速数组v、各 光伏电站的光照强度数组r和各用户负荷数组P<sub>L</sub>组 成,随机变量中元素个数n为所有数组元素数量的 总和。根据光伏、风力发电概率模型和负荷需求概 率模型,利用蒙特卡洛方法随机模拟出一个m×n维 初始样本矩阵L,其中m为随机模拟次数。随机变 量之间往往存在一定的时空相关性,如在一定的时 间尺度下,风-光具有一定的互补性,光照强度与负 荷间呈正相关性<sup>[16]</sup>。为避免基于各随机变量独立概 率模型通过蒙特卡洛模拟产生的样本数据之间不满 足本应具有的相关性,用秩相关系数矩阵来描述风 速、光照强度和负荷间的相关性,再通过Cholesky分 解法排序使得随机变量间满足相关性<sup>[17]</sup>。

将L的每一行按照从小到大的顺序排列,然后 计算L的秩相关系数矩阵ω。

$$\boldsymbol{\omega} = \begin{bmatrix} 1 & \omega_{12} & \dots & \omega_{1n} \\ \omega_{21} & 1 & \dots & \omega_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \omega_{m1} & \omega_{m2} & \dots & 1 \end{bmatrix}$$
(6)

其中, $\omega_{pq}(p \in [1,m], q \in [1,n])$ 为随机变量 $X_p 和 X_q$ 之间的秩相关系数,可通过式(7)计算得到。

$$\omega_{pq} = \frac{\operatorname{cov}\left(R_{p}, R_{q}\right)}{\sigma\left(R_{p}\right)\sigma\left(R_{q}\right)} \tag{7}$$

其中, $R_p$ 和 $R_q$ 分别为随机变量 $X_p$ 和 $X_q$ 的样本所对应的秩; cov( $R_p$ , $R_q$ )为秩 $R_p$ 和 $R_q$ 之间的协方差; $\sigma(R_p)$ 和 $\sigma(R_q)$ 分别为秩 $R_p$ 和 $R_q$ 的标准差。

Cholesky分解如下:

$$\boldsymbol{\omega} = \boldsymbol{Q}\boldsymbol{Q}^{\mathrm{T}} \tag{8}$$

$$\boldsymbol{G} = \boldsymbol{Q}^{-1}\boldsymbol{L} \tag{9}$$

其中,Q为下三角阵;G为分解矩阵。经过Cholesky 分解后,G的秩相关系数矩阵为单位矩阵。再通过 式(6)对相关历史样本数据进行计算得到目标相关 系数矩阵  $\omega_{obj}$ ,对其作Cholesky分解,使得对比矩阵  $G_u$ 的秩相关系数矩阵与 $\omega_{obj}$ 近似相等:

$$\boldsymbol{\omega}_{\rm obi} = \boldsymbol{P} \boldsymbol{P}^{\rm T} \tag{10}$$

$$\boldsymbol{G}_{\mathrm{u}} = \boldsymbol{P}\boldsymbol{G} = \boldsymbol{P}\boldsymbol{Q}^{-1}\boldsymbol{L} \tag{11}$$

其中,P为下三角阵。

更新 L中的元素,使得其元素排列之间的秩与 对比矩阵  $G_u$ 中的秩相同,从而得到新的样本矩阵  $L_u$ 。经过上述操作后, $L_u$ 的秩相关系数矩阵就与 $\omega_{obj}$ 近似相等,即产生了样本规模为m且满足随机变量 之间相关性的样本矩阵 $L_u$ 。

#### 2.2 场景缩减及随机性指标

兼顾计算效率和随机变量的变化特征对场景进 行聚类,以较小数目的场景代替原始数目繁多的场 景。样本矩阵L,中的一行可以描述为某一确定场 景,因模拟m次故存在m个场景,将m个场景通过 K-means方法进行聚类,设某一聚类中心的场景为F<sub>i</sub>, 若该子聚类内包含的场景数为M,则该子聚类内M 个场景可由F<sub>i</sub>代替,定义M/m为场景F<sub>i</sub>的出现概率。

当所有场景聚类为一类时,设得到的场景中心 为F。本文用任意聚类的代表场景与场景中心F的 方差衡量该代表场景偏离场景中心的程度,定义所 有代表场景出现概率与其偏离场景中心程度的乘积 之和来表示所有代表场景的随机性指标B。

$$B = \sum_{i=1}^{b} \mu_{i} \sqrt{\frac{1}{b} (F_{i} - \overline{F})^{2}}$$
(12)

其中, $\mu_i$ 为第i个代表场景 $F_i$ 出现的概率(当不存在随机性时, $\mu_i$ =1);b为聚类得到的代表场景数。

#### 3 配电网系统风险模型及计算流程

本文定义在考虑不确定性场景时配电网系统的 风险评估指标为:

$$R = \sum_{i=1}^{H} \mu_i R_{\mathrm{S}_i} \tag{13}$$

其中,H为代表场景总数;R<sub>s<sub>i</sub></sub>为第*i*个代表场景下的 系统风险,如式(14)所示。

$$R_{S_i} = \sum_{j=1}^{h} p_{ij} l_{ij}$$
(14)

其中,h为系统中的设备总数;p<sub>ij</sub>为第*i*个代表场景下 第*j*个设备的故障概率,其具体求解方法参考文献 [18];*l<sub>ij</sub>为第i*个代表场景下第*j*个设备故障造成的 停电损失,其具体求解方法参考文献[1]。

本文所提的系统风险计算流程如图1所示。



图1 配电网系统风险计算流程

Fig.1 Risk calculation flowchart of distribution network system

#### 4 算例分析

本文以IEEE 3 馈线 13 节点配电网系统为例进 行系统风险影响因素溯源分析,如图 2 所示,系统馈 线电压为 23 kV,额定容量为 100 MW。系统包括 3 个设置在电源节点出线侧的自动断路器 A、B、C,3个 常开的备用联络线 S<sub>14</sub>—S<sub>16</sub>,设系统故障备用容量为 系统最大出力的 20%,算例中所有 DG 均为具有黑 启动能力的 DG。图 2 中, S<sub>01</sub>—S<sub>13</sub>表示 13 个线路段 (含线路与线路两端分段开关);节点 01—13 上所接 负荷均为可控负荷,系统负荷数据见附录中表 A1。







#### 4.1 源荷随机性对配电网风险的影响

对于图2所示系统,设DG。额定功率为1MW。 为分析DG随机性对配电网风险的影响,在节点07 接入风电机组DG<sub>1</sub>,额定功率为4MW,节点02接入 光伏电站DG<sub>2</sub>,额定功率为3MW,相关不确定性参 数的选取见文献[12-13]。附录中图A1为系统在观 察日的光照强度和风速曲线。

为分析 DG 和负荷随机性在不同负荷容量与重 要度配置情况下对配电网风险的影响,构造情况 A 与 B:情况 A 中设各节点负荷容量和重要度均不相 同(见附录中表 A1);情况 B 中保持负荷总容量与总 损失不变,各节点负荷容量和重要度均相同。2种 情况下线路上所有开关都是自动控制的,DG 位置、 数量固定。本文在观察日内任意选取 10:00、13:00、 15:00、16:00 和 19:00 这 5 个时刻的运行场景,分别在 2 种情况下计算 DG 和负荷随机性对配电网运行风 险的影响。

(1)情况A下的配电网风险分析。

由图 A1 可知,依据文献[13]设定负荷,观察日 10:00时光照强度及风速服从正态分布,其参数见附 录中表 A2。将上述参数代入光伏、风力发电及负荷 需求概率密度函数,经蒙特卡洛模拟得到初始样本 矩阵,具体数值见附录中表 A3,初始样本矩阵经过 相关性修正后见附录中表 A4。根据 2.2节,场景缩 减后的代表场景出现概率及参数见附录中表 A5。 由式(12)计算该时刻 DG 和负荷随机性指标 B= 0.012 58。通过文献[1]的配电网恢复策略得到各个 设备故障后的失电负荷恢复方案,进而计算得10:00 时系统的风险 R=0.1537 万元。同理得到13:00时的 随机性指标 B=0.117 60,风险 R=0.171 2 万元;15:00 时的随机性指标 B=0.010 88,风险 R=0.151 1 万元; 16:00时的随机性指标 B=0.152 50,风险 R=0.175 万 元;19:00时场景的随机性指标 B=0.192 40,风险 R= 0.175 8 万元。

(2)情况B下的配电网风险分析。

在保持负荷总容量与总经济损失与情况A相同的前提下,设情况B下各节点的负荷均为2.208 MW,单位时间停电经济损失均为3.195 万元 / (MW·h)。同理计算10:00、13:00、15:00、16:00和19:00时的随机性指标与风险,结果如表1所示。

农 I 光奈的刻的随机注册你可从的 	表1	观察时刻的随机性指标与风险
-----------------------	----	---------------

Table 1 Randomness index and risk at

observation time

观察时刻	随机性指标B	风险R/万元
10:00	0.01258	0.00921
13:00	0.11760	0.03983
15:00	0.01088	0.00832
16:00	0.15250	0.044 51
19:00	0.19240	0.04510

情况A与B的风险比较如图3所示。由图可知: 2种情况下系统风险均随着系统随机性的增大而增 大,随机性较小时,风险增幅较大,当随机性增至一 定程度后,系统风险增幅减缓,并逐渐趋于随机因素 极端场景(本文即为观察时刻风电、光伏出力波动最 大情况)下的系统运行风险;任一随机性指标下,情 况B下系统风险都小于情况A,这说明对于固定拓 扑的电网,当设备故障概率均匀分布且联络线分布 均匀时,将重要负荷分摊到各个节点,使系统不出现 重要负荷过于局部集中的情况,这对降低系统运行 风险非常有益。



图3 随机性指标与系统风险的关系



#### 4.2 联络线和自动开关配置对配电网风险的影响

以图2所示系统为例,设DG<sub>0</sub>的额定功率为8 MW。 设情况C中各节点负荷容量和重要度保持恒定且均 不相同(见附录中表A6);情况D中各节点负荷容量 和重要度保持恒定且均相同。2种情况下网络拓扑 完全相同,且均不考虑DG出力及负荷需求的随机 性。为分析馈线自动开关配置对系统运行风险的影 响,考虑自动开关占所有开关的比例 $k_s$ 分别为0、 50%、100%,其中当 $k_s$ =50%时,考虑3种自动开关的 分布场景:场景A表示50%的自动开关(线路段S<sub>01</sub>、 S<sub>03</sub>、S<sub>05</sub>—S<sub>07</sub>、S<sub>10</sub>、S<sub>11</sub>上的分段开关均为自动开关)集 中接入3条馈线的首端;场景B表示50%的自动开 关(线路段S<sub>02</sub>、S<sub>04</sub>、S<sub>08</sub>、S<sub>09</sub>、S<sub>12</sub>、S<sub>13</sub>上的分段开关均为自 动开关)集中接入3条馈线末端;场景C表示50%的 自动开关(线路段S<sub>03</sub>、S<sub>05</sub>、S<sub>06</sub>—S<sub>09</sub>、S<sub>11</sub>上的分段开关 均为自动开关)主要集中接入含DG<sub>0</sub>的馈线2。设非 自动开关和自动开关的延迟动作时间分别为0.05 h 和0,联络线可自动投切。

(1)情况C下的配电网风险分析。

为进一步考虑联络线分布的影响,设立联络线 靠近变电站和远离变电站2种连接结构,分析自动 开关配置对系统风险的影响。联络线靠近变电站 (或馈线首端),结构如附录中图A2所示,基于文献 [1]的配电网恢复策略计算线路段S<sub>01</sub>—S<sub>13</sub>单独故障 的供电恢复方案,进而计算各设备故障后在不同自 动开关比例下的损失见附录中表A7,计算系统的 风险见附录中表A8。联络线远离变电站(或馈线 首端),结构如附录中图A3所示,线路段S<sub>01</sub>—S<sub>13</sub>单 独故障的损失见附录中表A9,系统的风险见附录中 表A10。

2种联络线连接结构下,自动开关的比例、分布 配置与风险的关系见图4。由图可知:无论联络线 位置如何,系统风险均会随着自动开关比例的增大 而单调降低,这说明自动开关的配置可以使配电网 系统在停电后快速恢复负荷,减少停电损失,从而降 低系统风险;自动开关比例从0增加到100%时,2种 联络线连接结构下系统风险的下降幅度基本相同, 说明自动开关配置对系统风险的影响程度与固定数 目的联络线接入位置无明显关系;当系统仅配有部 分自动开关时,自动开关的分布位置不会改变其投 入对系统风险改善的趋势,但会影响对风险改善的 程度,即一定数量的自动开关如果位置配置合理,将



Fig.4 Relationship between automatic switch configuration and system risk under Circumstance C

能获得更好的风险改善效果和更大的经济效益。

图4显示当联络线靠近变电站时,自动开关接 在馈线末端对系统风险的抑制效果最差;当联络线 远离变电站时,自动开关接在馈线首端对系统风险 抑制效果最差。换言之,自动开关数量有限时,应优 先将其布置在靠近联络线或含有DG的馈线上。另 外,在相同的自动开关比例下,联络线远离变电站时 的系统风险远小于联络线靠近变电站的情况,即配 电网内(备用)电源的分散配置有利于降低系统运行 风险。在本文非自动开关动作时间的设置下,甚至 所有开关均为非自动开关但联络线远离变电站时的 系统风险仍小于所有开关均为自动开关但联络线靠 近变电站的情况,即电网联络线的接入位置(拓扑 结构)对系统风险的影响较自动开关配置更为主导。

(2)情况D下的配电网风险分析。

在各节点负荷容量和重要度均相同的情况下, 按4.2节(1)中的方法分别在联络线靠近和远离变电 站2种拓扑下,进行自动开关配置对系统风险影响 的分析,结果如图5所示。由图可知:2种联络线接 入方式下,自动开关配置对风险影响的总体规律和 4.2节(1)中基本相同,这说明负荷配置没有改变联 络线和自动开关配置对系统风险的影响;2种联络 线连接结构下,情况D下的系统风险均比情况C大, 这是由于均匀分布的负荷与集中分布(馈线首端或 末端)的备用电源(联络线)之间没有实现源荷匹配; 图3所示的系统运行风险较图4、5要小,这说明即使 在考虑电源和负荷随机性的情况下,备用电源(联络 线)数量的增加和接入位置的均匀分布仍能大幅度 改善系统运行风险。





Fig.5 Relationship between automatic switch configuration and system risk under Circumstance D

#### 4.3 DG配置对配电网风险的影响

在图2所示系统中,保持接入配电网DG的总容量8MW不变,设DG配置方式分别为:1个DG(8MW) 接入节点6;2个DG(均为4MW)分别接入节点6和 12;3个DG(均为2.67MW)分别接入节点6、8和12。 研究DG的配置方式对配电网风险的影响。按4.1 节设置情况E和情况F,并设2种情况下所有开关都 是自动控制的,所有电源都是可黑启动的非间歇性 DG。定义所有负荷到可供电电源(变电站或DG)最 短路径的平均值为负荷与电源间的平均路径长度, 用其来反映配电网内负荷与电源连接的紧密程度。 为简化处理,本文将馈线的每个线路段作为一个路 径长度单位,并设每段线路的投运操作时间均相同, 通过计算可知,按上述DG配置形式将8MW容量分 别配置为1、2、3个DG时,所对应的负荷与电源间平 均路径长度分别为3.23、2.46、1.38。

情况 E、F下各设备故障后的损失及系统风险分 别见附录中表 A11 和表 A12。配电网负荷与电源的 平均路径长度与系统运行风险的关系见图 6。与4.1 节类似,情况 F下的风险一直小于情况 E。由图可 知:随着平均路径长度的增加,即 DG 数量的减少, 情况 E、F下的风险值都在上升,说明当平均路径长 度较小时,失电负荷可以快速得到电源供电,风险较 低。并且随着平均路径长度的增加,失电负荷需要 更长的时间才可以恢复供电,风险也随之上升,并趋 于饱和。



图 6 平均路径长度与系统风险的关系 Fig.6 Relationship between average path length and system risk

观察情况 E 下重要负荷分布情况可知,馈线 2 上的重要负荷较多,分析馈线 2 上 DG 容量对负荷总 容量的占比与系统风险的关系。当 DG 容量占比为 0、7.7%、17.7%时,风险分别为 0.349、0.275、0.162万 元。由此可知,当重要负荷区域附近的 DG 占比较 高时,系统的风险将会降低。

#### 5 结论

本文建立了DG出力和负荷需求的概率模型, 充分考虑DG、负荷间的相关性,对随机场景进行模 拟和缩减,并建立场景的随机性评价指标。为研究 配电网运行风险的影响因素,基于典型配电网结构, 分别从DG和负荷的随机性、重要负荷的配置、联络 线接入系统方式、远程自动控制开关比例、DG配 置等方面进行配电网运行风险分析。研究表明增加 电源(变电站/联络线/DG/储能)与重要负荷的 连通紧密程度和源荷均匀匹配程度、提高(尤其是 电源附近)开关的自动化水平、降低运行随机性都能 够显著减小系统运行风险。另外,通过精细化的负 荷控制,使部分可平移负荷跟踪DG出力的随机变 化,或者通过配置储能来平滑 DG 出力(或净负荷) 波动,都可以降低间歇性 DG 出力和负荷的随机性。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

32

- [1]周天,郝丽丽,王昊昊,等. 兼顾风险与收益的主动配电网非正常停运恢复策略[J]. 电力系统自动化,2018,42(13):136-144.
   ZHOU Tian,HAO Lili,WANG Haohao,et al. Unscheduled outage restoration strategy of active distribution network considering risk and gain[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018,42(13):136-144.
- [2] 王韶,谭文,黄晗. 计及微电网中可再生能源间歇性影响的配电网可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2015,35(4):31-37.
   WANG Shao,TAN Wen,HUANG Han. Distribution system reliability evaluation considering influence of intermittent renewable energy sources for microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(4):31-37.
- [3]高贺,孙莹,李可军,等.一种新型智能配电网风险评估模型
   [J].电力自动化设备,2016,36(6):142-147.
   GAO He,SUN Ying,LI Kejun, et al. Risk assessment model of smart distribution grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(6):142-147.
- [4]侯宇翔,彭敏放,朱亮,等.考虑联络线转供及孤岛划分的配电 网风险评估[J].电力自动化设备,2017,37(10):79-85.
  HOU Yuxiang,PENG Minfang,ZHU Liang,et al. Risk assessment for distribution network considering tie line transfer and island partition[J]. Electric Power Automation Equipment,2017, 37(10):79-85.
- [5]杨健,唐飞,廖清芬,等.考虑可再生能源随机性的微电网经济性与稳定性协调优化策略[J].电力自动化设备,2017,37(8): 179-184,200.

YANG Jian, TANG Fei, LIAO Qingfen, et al. Microgrid economy and stability coordinated optimization considering randomness of renewable energy resource[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 179-184, 200.

- [6] MALEKPOUR A R, NIKNAMT T, PAHWA A, et al. Multiobjective stochastic distribution feeder reconfiguration in systems with wind power generators and fuel cells using the point estimate method [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1483-1492.
- [7]卫志农,王薪苹,孙国强,等.计及分布式电源和负荷不确定
   性的多目标配网重构方法[J].电力自动化设备,2016,36(6):
   116-121.

WEI Zhinong, WANG Xinping, SUN Guoqiang, et al. Multiobjective distribution network reconfiguration considering uncertainties of distributed generation and load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6):116-121.

[8] 李振坤,周伟杰,王坚敏,等.基于风光荷功率曲线的有源配电 网动态孤岛划分方法[J].电力系统自动化,2016,40(14): 58-71.

LI Zhenkun, ZHOU Weijie, WANG Jianmin, et al. Dynamic islanding method of active power distribution network based on wind-photovoltaic-load curve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(14):58-71.

- [9]朱嘉麒,朱炳铨,徐玮韡,等. 计及过程安全性的配电网重构开 关顺序优化[J]. 电力自动化设备,2019,39(5):37-44.
   ZHU Jiaqi,ZHU Bingquan,XU Weiwei, et al. Switch sequence optimization of distribution network reconfiguration considering process security[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019,39(5):37-44.
- [10] XU Y, LIU C C, KEVIN P. Placement of remote-controlled

switches to enhance distribution system restoration capability [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 18(4):1346-1352.

- [11] KARAKI S H, CHEDID R B, RAMADAN R. Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999,14(3):766-772.
- [12] 王成山,郑海峰,谢莹华,等. 计及分布式发电的配电系统随机 潮流计算[J]. 电力系统自动化,2005,29(24):39-44.
  WANG Chengshan,ZHENG Haifeng,XIE Yinghua, et al. Probabilistic power flow containing distributed generation in distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems,2005, 29(24):39-44.
- [13] 贾清泉,赵美超,孙玲玲,等. 主动配电网中计及时序性与相关 性的分布式光伏并网规划[J]. 中国电机工程学报,2018,38 (6):1719-1728.

JIA Qingquan, ZHAO Meichao, SUN Lingling, et al. Planning for grid-connection of distributed PVs considering the sequential feature and correlation in active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6):1719-1728.

- [14] 何禹清,彭建春,文明,等. 含风电的配电网重构场景模型及算法[J]. 中国电机工程学报,2010,30(28):12-18.
  HE Yuqing,PENG Jianchun,WEN Ming, et al. Scenario model and algorithm for the reconfiguration of distribution network with wind power generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2010,30(28):12-18.
- [15] 彭春华,于蓉,孙惠娟. 基于K-均值聚类多场景时序特性分析的分布式电源多目标规划[J]. 电力自动化设备,2015,35(10):58-65.
  PENG Chunhua,YU Rong,SUN Huijuan. Multi-objective DG planning based on K-means clustering and multi-scenario timing characteristics analysis[J]. Electric Power Automation Equip-
- ment,2015,35(10):58-65.
  [16] 周良学,张迪,黎灿兵,等.考虑分布式光伏电源与负荷相关性的接入容量分析[J].电力系统自动化,2017,41(4):56-61.
  ZHOU Liangxue,ZHANG Di,LI Canbing, et al. Access capacity analysis considering correlation of distributed photovoltaic power and load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017,41(4):56-61.
- [17] IMAN R L, CONOVER W J. A distribution-free approach to inducing rank correlation among input variables[J]. Communications in Statistics-Simulation and Computation, 1982, 11(3): 311-334.
- [18] 王辉,郝丽丽,黄梅,等.基于历史故障信息的配电网设备故障 概率建模[J].电力自动化设备,2020,40(3):76-84.
   WANG Hui,HAO Lili,HUANG Mei,et al. Failure probability model of distribution network equipment based on historical fault information [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020,40(3):76-84.

#### 作者简介:



郝丽丽

郝丽丽(1979—),女,河北昌黎人,副 教授,博士,研究方向为电力系统安全稳定 控制(**E-mail**:lili\_hao@163.com);

王 辉(1994—),男,江苏盐城人,硕 士研究生,通信作者,研究方向为智能配电 网(**E-mail**:992641749@qq.com);

王国栋(1996—),男,河南洛阳人,硕 士研究生,研究方向为电力系统优化运行与 控制(**E-mail**:240265497@qq.com)。

# Influence factor tracing of operation risk for distribution network with distributed generations

HAO Lili<sup>1</sup>, WANG Hui<sup>2</sup>, WANG Guodong<sup>1</sup>, HUANG Mei<sup>3</sup>, XU Xiaoyi<sup>3</sup>, LIU Haitao<sup>4</sup>

(1. College of Electrical Engineering and Control Science, Nanjing Tech University, Nanjing 211816, China;

2. NARI Group Corporation(State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China;

3. State Grid Nantong Electric Power Co., Ltd., Nantong 226006, China;

4. School of Electric Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China)

Abstract: With a large number of distributed generations integrated, the power supply structure and operating mode of traditional distribution network have changed. Researching the influence factors of operation risk for distribution network with distributed generations is helpful to improve the safety and reliability of power grid. The probabilistic models of distributed generation intermittent output and load demand are established. Monte Carlo method is used to simulate random operation scenarios, Cholesky decomposition ordering is used to make wind speed, light intensity, load and other random variables meet the spatio-temporal correlation, represent scenarios and their probability are determined by scenario clustering, and the operation risk of distribution network is calculated. In addition, the influence factor tracing of distribution network operation risk is carried out in terms of the configuration of distributed generations and important loads, the connection position of tie lines, and the proportion of automatic control switches.

**Key words**: distributed power generation; distribution network; randomness; operation risk; topological structure; influence factors

(上接第26页 continued from page 26)

### PLC channel modeling of medium voltage distribution Internet of Things overhead line-cable hybrid line

WANG Yan, WANG Yang, ZHAO Hongshan, CHEN Hao, CHEN Zixuan

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

Abstract: Aiming at the hybrid connection of overhead lines and cables in MV(Medium Voltage) distribution network, a PLC (Power Line Communication) channel modeling method of hybrid MV D-IoT (Distribution Internet of Things) based on input impedance matrix is proposed. Firstly, the structural parameters of overhead lines and cable lines in MV distribution network are analyzed, the phase-mode transformation matrix of two types of lines is derived based on the theory of multi-conductor transmission line, and the chainparameter equation of the transmission line is written. Secondly, the impedance matrix relationship at the connection point of various types of distribution network is divided into different types of network branch, the calculation method of input impedance matrix of various branches is given, and the input impedance of each node and source node in the network is obtained in sequence. Finally, according to the input impedance and boundary conditions of the source node combined with the chain parameter matrix of each transmission line and the input impedance matrix of each node, the voltage vector of any node in the network is obtained, thereby realizing the channel modeling of PLC for hybrid D-IoT. Theoretical analysis and simulation verification show the correctness and effectiveness of the proposed modeling method.

Key words: distribution Internet of Things; power line communication; hybrid lines; multi-conductor transmission lines; input impedance; channel modeling

Table A1 Load data of IEEE 3-feeder system							
元件	容量/MW	单位停电损失/ (万元•MW <sup>-1</sup> )					
节点 01 负荷	2.00	2.0					
节点 02 负荷	4.00	2.0					
节点 03 负荷	1.00	2.0					
节点 04 负荷	2.00	2.0					
节点 05 负荷	3.00	2.0					
节点 06 负荷	1.50	2.0					
节点 07 负荷	5.00	0.6					
节点 08 负荷	4.50	7.0					
节点 09 负荷	0.60	2.0					
节点 10 负荷	1.00	2.0					
节点 11 负荷	1.00	2.0					
节点 12 负荷	1.00	2.0					
节点 13 负荷	2.10	2.0					

附 录 表 A1 IEEE 3 馈线系统负荷数据



图 A1 观察日实际日照与风速曲线 Fig.A1 Real sunshine and wind speed curves of observation day

		· · · · · · · · · · · ·	
	负荷	σ/MW	方差
-	1	2.0	0.23
	2	4.0	1.90
	3	1.0	0.44
	4	2.0	1.68
	5	3.0	0.92
	6	1.5	0.74
	7	5.0	0.85
	8	4.5	0.32
	9	0.6	0.43
	10	1.0	0.38
	11	1.0	0.92
	12	1.0	0.24
	13	2.1	0.67

表 A2 上午 10 点负荷的正态分布参数 Table A2 Normal distribution parameters of load at 10 a.m.

#### 表 A3 蒙特卡洛模拟的随机变量原始样本矩阵 Table A3 Original sample matrix from Monte Carlo simulation

			1	ubic 110	Oligina	n sampi	c mati 12	s monn n	nome c	un to sim	lulululul			
$DG_1$	$DG_2$	$PL_1$	$PL_2$	$PL_3$	$PL_4$	$PL_5$	$PL_6$	$PL_7$	$PL_8$	PL <sub>9</sub>	$PL_{10}$	$PL_{11}$	$PL_{12}$	PL <sub>13</sub>
3.19	1.70	1.99	3.89	1.15	2.01	3.01	1.51	4.97	4.48	0.52	1.01	0.91	1.00	2.08
3.13	1.79	1.98	3.95	1.01	1.70	3.13	1.51	4.94	4.44	0.49	1.00	1.12	0.98	2.11
3.21	1.67	2.00	4.22	1.00	2.13	3.00	1.54	4.86	4.51	0.46	1.01	4.06	0.98	2.10
3.14	1.77	1.99	3.99	0.94	1.83	3.09	1.50	4.98	4.54	0.54	1.01	1.02	0.98	1.96

#### 表 A4 考虑相关性修正后的样本矩阵 bla A A Modified s

					Tat	ole A4 N	lodified	sample	matrix						
$DG_1$	$DG_2$	$PL_1$	$PL_2$	$PL_3$	$PL_4$	$PL_5$	$PL_6$	$PL_7$	$PL_8$	PL <sub>9</sub>	$PL_{10}$	$PL_{11}$	$PL_{12}$	$PL_{13}$	
3.27	1.59	1.98	4.04	1.00	2.20	3.09	1.43	5.11	4.45	0.54	1.03	0.91	0.99	2.06	
3.25	1.56	1.99	3.59	0.99	1.81	2.87	1.41	4.90	4.42	0.59	0.98	0.76	0.98	1.97	
3.23	1.65	1.98	4.01	1.04	1.55	3.01	1.47	5.04	4.43	0.65	1.00	1.08	1.01	2.09	
3.15	1.75	2.06	4.73	1.06	2.25	3.22	1.48	5.06	4.48	0.73	1.078	1.25	1.10	2.17	

Table A5 Parameters of represent scene 场 出现概 编 场 出现概 场 出现概 编 场 功率 编 功率 功率 功率 编号 率 <u>µ</u>i 号 号 景 号 /MW 景 /MW景 /MW 景 /MW率 $\mu_i$ 率 $\mu_i$ 1 3.155 1 3.232 1 3.255 3.214 1 2 1.747 2 1.658 2 1.562 2 1.656 3 3 3 3 2.069 1.984 1.996 2.017 4 4.733 4 4.016 4 3.593 4 4.114 5 1.063 5 1.041 5 0.995 5 1.033 所 6 2.255 6 1.551 6 1.816 6 1.874 有 场 7 场 7 3.018 场 7 3.221 2.871 7 3.037 场 景 46% 8 1.486 景 21% 8 1.476 33% 8 1.411 8 1.458 景 景 1 9 5.060 2 9 5.044 9 4.900 9 5.001 3 中 10 10 10 4.485 10 4.430 4.428 4.448 心 11 0.730 11 0.651 11 0.591 11 0.657 12 1.078 12 1.00012 0.980 12 1.019 13 0.764 1.257 13 1.087 13 13 1.036 14 1.015 14 1.016 14 0.989 14 1.006 15 2.172 15 2.096 15 1.977 15 2.082

表 A5 代表场景参数

注:	编号1为DG	; 编号 2 为 DG <sub>2</sub> ;	编号 3—15 为负荷 PL1—PL13。
----	--------	----------------------------	-----------------------

节点 11 负荷

节点 12 负荷

节点 13 负荷

衣 AO IEEE 5 顶线杀统贝何数掂								
Table A6 Load data of IEEE 3-feeder system								
元件名称	容量/MW	单位停电损失/万元						
节点 01 负荷	0.60	1.00						
节点 02 负荷	1.00	1.09						
节点 03 负荷	2.10	0.10						
节点 04 负荷	1.00	0.09						
节点 05 负荷	4.50	6.00						
节点 06 负荷	2.00	6.00						
节点 07 负荷	2.00	0.10						
节点 08 负荷	5.00	4.00						
节点 09 负荷	4.00	4.00						
节点 10 负荷	3.00	1.00						

1.00

1.00

1.50

#### ACTERF2牌級で広ち共新提

10.00

0.01

1.00





Fig.A2 IEEE 3-feeder power distribution system with tie lines close to substation.

#### 表 A7 不同自动开关配置下设备故障引起的损失

Table A7 Loss caused by equipment failure under different automatic switch configuration

					单位: 万元/h
いた友	1 0		$k_{\rm s} = 50\%$		1 1000/
<b>以 </b>	$K_{\rm s} \equiv 0$	场景 A	场景 B	场景 C	$K_{\rm s} = 100\%$
S01	1.069	0.015	1.069	0.069	0.000
S02	0.290	0.290	0.290	0.290	0.290
S03	1.090	1.090	1.090	1.090	1.090
S04	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
S05	2.361	0.245	2.361	0.220	0.220
S06	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
S07	12.810	12.810	12.810	12.810	12.810
S08	0.210	0.210	0.210	0.210	0.210
S09	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600
S10	1.376	0.076	1.376	0.576	0.000
S11	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
S12	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510
S13	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500

注: k<sub>s</sub>为自动开关比例。

\_\_\_\_

#### 表 A8 自动开关配置与风险的关系

#### Table A8 Relationship between automatic switch configuration

and system risk						
自动开关比例 ks/%	风险 R/万元					
0	0.360					
50%(场景A)	0.315					
50%(场景B)	0.360					
50%(场景C)	0.321					
100%	0.314					



图 A3 IEEE 3 馈线配电系统(联络线远离变电站)

Fig.A3 IEEE 3-feeder power distribution system with tie lines away from substation.

#### 表 A9 不同自动开关配置下设备故障引起的损失

Table A9 Loss caused by equipment failure under different automatic switch configuration 单位, 五

					单位:万元/h
ነቢ 友	1 0		$k_{\rm s} = 50\%$		1 1000/
仅仓	$\kappa_{\rm s} = 0$	场景 A	场景 B	场景 C	$\kappa_s = 100\%$
S01	1.069	1.069	0.055	1.069	0.000
S02	0.015	0.015	0.000	0.015	0.000
S03	1.090	1.090	1.090	1.090	1.090
S04	0.010	0.010	0.000	0.010	0.000
S05	2.361	0.245	1.720	0.220	0.220
S06	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
S07	0.641	0.641	0.000	0.000	0.000
S08	0.210	0.210	0.210	0.210	0.210
S09	0.030	0.030	0.000	0.000	0.000
S10	1.376	1.376	0.000	1.376	0.000
S11	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
S12	0.076	0.076	0.000	0.076	0.000
S13	0.075	0.075	0.000	0.075	0.000

#### 表 A10 自动开关配置与风险的关系

#### Table A10 Relationship between automatic switch configuration

and system risk					
自动开关比例 ks/%	风险 R/万元				
0	0.200				
50(场景 A)	0.178				
50(场景 B)	0.161				
50(场景 C)	0.171				
100	0.145				

#### 表 A11 情况 E 下不同 DG 配置下设备故障引起的损失

\_\_\_\_

S09

S10

S11

S12

S13

7.055

0

0

0

0

Table A11 Loss caused by equipment failure with different DG configurations under Circumstance E											
DG	故障	损失 <i>l</i> ;/	风险 R/	DG	故障	损失 <i>l<sub>i</sub>/</i>	风险 R/	DG 数	故障	损失 <i>l<sub>i</sub>/</i>	风险 R/
数量	设备	万元	万元	数量	设备	万元	万元	量	设备	万元	万元
	S01	0			S01	0			S01	0	
	S02	0			S02	0			S02	0	
	S03	0			S03	0			S03	0	
	S04	0			S04	0			S04	0	
	S05	3.2			S05	3.2			S05	3.2	
	S06	0			S06	0			S06	0	
1	S07	0.2	0.349	2	S07	0.2	0.349	3	S07	0.2	0.162
	S08	0			S08	0			S08	0	
	S09	31.5			S09	31.5			S09	12.81	
	S10	0			S10	0			S10	0	
	S11	0			S11	0			S11	0	
	S12	0			S12	0			S12	0	
	S13	0			S13	0			S13	0	
表 A12 情况 F 下不同 DG 配置下设备故障引起的损失											
Table A12 Loss caused by equipment failure with different DG configurations under Circumstance F											
DG	故障	损失 <i>l</i> ;/	风险 R/	DG	故障	损失 <i>l<sub>i</sub>/</i>	风险 R/	DG 数	故障	损失 <i>l<sub>i</sub>/</i>	风险 R/
数量	设备	万元	万元	数量	设备	万元	万元	量	设备	万元	万元
	S01	0			S01	0			S01	0	
	S02	0			S02	0			S02	0	
	S03	0			S03	0			S03	0	
	S04	0			S04	0			S04	0	
	S05	3.323			S05	3.323			S05	3.3230	
	S06	0			S06	0			S06	0	
1	S07	0	0.104	2	S07	0	0.104	3	S07	0	0.033
	<b>S08</b>	0			S08	0			S08	0	

S09

S10

S11

S12

S13

7.055

0

0

0

0

0

0

0

0

0

S09

S10

S11

S12

S13