

基于可观测性分析的计及 DG 不确定性 配电网表计优化配置

季 宇¹, 孙彦萍², 吴 鸣¹, 李 洋¹, 李 虹², 梁海峰²

(1. 中国电力科学研究院, 北京 100192; 2. 华北电力大学 电力工程系, 河北 保定 071003)

摘要: 提出一种基于可观测性分析的计及分布式电源(DG)出力不确定性的配电网表计优化配置算法。首先, 对含 DG 配电网的可观测性进行了分析, 得到表计配置原则, 通过网络分割算法分割网络加权树进行表计配置; 然后, 对满足可观测性要求的表计配置方案进行优化, 采用拉丁超立方抽样技术对 DG 出力不确定性进行处理, 得到使量测系统表计数目最少和负荷均衡度最大的配置方案; 最后, 通过对 14 节点配电网和 IEEE 33 节点系统进行测试计算, 验证了所提算法的有效性。

关键词: 配电网; 分布式电源; 可观测性; 优化配置; 不确定性; 拉丁超立方抽样; 表计

中图分类号: TM 732

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.03.005

0 引言

通过发展智能配电网自动化, 增加对配电网的监控手段, 智能地控制和平衡新能源的接入是未来电网发展的重心。而配电网的不可观测性严重制约了配电网自动化及智能电网的发展^[1]。因此, 需要对配电网的全面可观测性进行研究。输电网的可观测性算法主要有数值算法^[2-3]和拓扑算法^[4-5], 而针对配电网量测缺乏、量测冗余度较低的特点, 为了达到可观测的目的, 需要增加伪量测或者配置表计以获得足够的量测量^[6-7]。伪量测一般由负荷历史数据预测得到, 由于可用数据不足、数据准确性不够, 伪量测的引入会带来较大的误差且不能完全解决可观测性问题^[6], 所以需要配置一些量测表计来校正预测数据, 从而可以更好地进行可观测性分析和状态估计。但从经济性角度考虑, 在配电网中大量配置表计是不现实的, 所以安装量测装置应该在有限量测装置数目的情况下选择最优配置点, 即进行表计的优化配置以满足可观测性的需求。

另外, 随着分布式电源 DG (Distributed Generation) 广泛接入配电网系统, 配电网的监测和控制手段变得更加复杂, 所以深入分析配电系统的特点, 改进现有的可观测性分析和量测优化配置算法是很有

必要的。围绕含 DG 配电网的量测配置问题已有很多研究^[8-13]: 文献[8]将不同类型的 DG 等效成不同类型的节点, 处理为能够提供不同信息的实时量测, 参与量测岛合并; 文献[9]对未配置实时量测的 DG 提出了一种添加伪量测的可行方案; 文献[10]将 DG 看作一般的 PQ 注入节点, 并没有建立 DG 详细的物理模型; 文献[11]为了容纳更大容量 DG 的接入, 将 DG 处理成恒定功率因数的“负”的负荷, 提出采用启发式方法选择配置电压测量装置的最优方案, 以达到使未配置电压测量装置的节点电压估计值标准差最小的目的; 文献[12]将 DG 出力看作伪量测, 但忽略了 DG 出力不确定性的影响; 文献[13]扩展了文献[12]的工作, 利用高斯混合模型 GMM (Gaussian Mixture Model) 模拟 DG 出力的不确定性, 进行表计的优化配置。上述量测配置的研究都是从状态变量的约束入手, 没有对系统的可观测性进行详细研究。本文从配电网的可观测性分析入手, 由对含 DG 配电网可观测性的分析得到表计的配置原则。然后, 以配置表计的经济性和量测区域之间负荷的均衡度为衡量指标进行表计的优化选择。而 DG 出力的随机性和不确定性会影响量测区域负荷的均衡, 所以在优化算法中采用拉丁超立方抽样(LHS)技术处理 DG 出力的不确定性。最后, 结合算例验证了所提算法的有效性。

1 含 DG 配电网的可观测性分析

将配电网中所有用户划分为 N 类, 包括常规负荷和 DG。DG 看作特殊的“负”的负荷, 本文假设其包含光伏 PV (PhotoVoltaic) 和风电 WTG (Wind Turbine Generation) 2 类, 每类负荷的变化规律用典型负荷模式^[14-15]表示, 且根据用户负荷平均功率的大小来表示用户的重要等级程度。在期望网络结构^[16]下优先

收稿日期: 2016-09-07; 修回日期: 2017-01-05

基金项目: 国家电网公司科技项目(区域分布式电源集群技术研究)(5211DS150015); 国家重点研发计划项目(分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及示范)(2016YFB-0900400)

Project supported by the Science and Technology Project of SGCC (Research on the Technology of Regional Clustered Distributed Generation System)(5211DS150015) and the National Key Research Project(Key Technology for Grid Integration and Consumption of Distributed Renewable Energy Generation Cluster and its Demonstration)(2016YFB0900400)

配置支路功率量测,求解量测方程得到 N 类典型负荷模式,从而获得各用户负荷,使配电网可观测。

在配置支路量测时忽略网络损耗,则有如式(1)所示的量测方程。

$$\mathbf{Z}_t = \mathbf{H}\mathbf{X}_t + \mathbf{V}_t \quad (1)$$

其中, $\mathbf{Z}_t$ 为 $M \times 1$ 阶向量, M 为量测区域的个数,元素 $Z_t(m)$ ($m=1,2,\dots,M$) 为 t 时刻第 m 个量测区域的量测功率; $\mathbf{H}$ 为 $M \times N$ 阶常数矩阵, N 为用户负荷分类数,元素 h_{mn} ($m=1,2,\dots,M; n=1,2,\dots,N$) 为在第 m 个量测区域中第 n 类用户负荷的平均功率总和; $\mathbf{X}_t$ 为 $N \times 1$ 阶向量,元素 $x_t(n)$ ($n=1,2,\dots,N$) 为 t 时刻第 n 类用户规格化的典型负荷模式; $\mathbf{H}\mathbf{X}_t$ 为 $M \times 1$ 阶向量,是 $\mathbf{Z}_t$ 量测的计算值,所以 $\mathbf{V}_t$ 为 $M \times 1$ 阶残差向量。式(1)量测方程有解存在 2 种情况: $M=N$, 且矩阵 $\mathbf{H}$ 的秩为 N ; $M>N$, 即量测系统是可观测的。由经典最小二乘估计方法求解规格化的典型负荷模式,有:

$$\mathbf{X}_t = \mathbf{C}_t \mathbf{Z}_t \quad (2)$$

$$\mathbf{C}_t = (\mathbf{H}^T \mathbf{R}_t^{-1} \mathbf{H})^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}_t^{-1} \quad (3)$$

其中, $\mathbf{R}_t$ 为 t 时刻 $M \times M$ 阶量测误差方差对角阵, $\mathbf{R}_t^{-1}$ 起到类似权重的作用。

2 配电网表计优化配置

2.1 表计配置原则

根据配电网可观性的分析,配置的支路量测最小表计数目为 $M=N$, 关键是找到合适的配置位置,达到以下优化目标: (1) 满足式(1)中矩阵 $\mathbf{H}$ 的秩为 N , 即满秩; (2) 量测区域之间用户负荷的功率总和应尽量保持均衡,以最大限度地保证各区域的量测对负荷的估计精度均衡,而且区域负荷的均衡对提高电压稳定性及系统安全性具有重要的意义^[17]。

设某辐射状配电网有 L 个节点、包含 N 类负荷,在 $L-1$ 条支路上配置 S 个表计以满足上述目标,从数学上而言,这是一个组合优化问题,即在大小为 C_{L-1}^N 的搜索空间中找到可行解。假设网络配置 S 个表计后,将表计配置结果形成的量测区域视为一个子网络,则表计配置问题进一步又可转化为网络分割问题,即将网络分割为 S 个平均负荷功率总和尽可能均衡的子网络,在不同的子网络之间配置量测表计,得到量测矩阵 $\mathbf{H}$, 最终的解空间就是在不同的分割方案中选择使 $\mathbf{H}$ 满秩的一组最优子网络。

2.2 表计优化配置算法

2.2.1 形成加权的深度优先搜索树

深度优先搜索 DFS (Depth First Searching) 算法是系统搜索一个图(G)所有节点的一种标准算法,算法的流程图如图 1 所示。

对于网络中的节点可以按 2 种处理方式得到它们的权重: (1) 对于常规负荷用户节点 i 而言,其

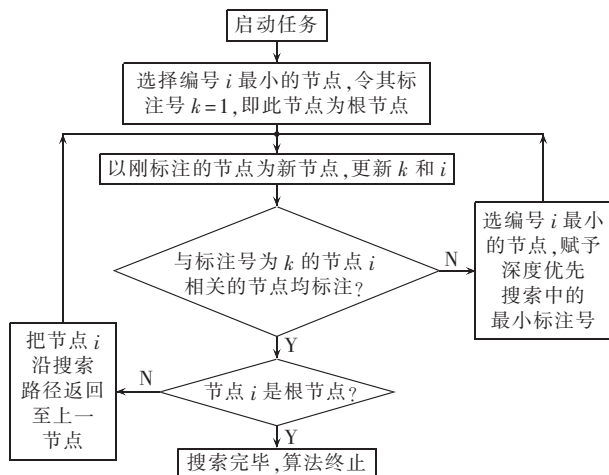


图 1 深度优先搜索算法

Fig.1 DFS algorithm

有功功率 $\bar{P}$ 由一段时间内负荷的耗电量求得, 即 $\bar{P} = W_d / (D_m \times 24)$, 其中 W_d 为耗电量, D_m 为这段时间内的天数; (2) 对于含 DG 的节点 j 而言, 由 DG 一年间有功功率出力的平均值作为节点权重。

经过处理后原配电网网络就变为加权树。对于加权树首先明确以下 4 个概念: $i=p(j)$ 意味着节点 i 是节点 j 到根节点的路径中节点 j 的相邻节点, 即节点 i 是节点 j 的母节点, 同时节点 j 为节点 i 的子节点; 没有子节点的节点称为叶节点; 从节点 i 到根节点的路径的节点数目 (不包括根节点) 为节点 i 的长度; 令 $T[i]$ 表示以节点 i 为根节点的子树, 子树总权重的定义如式(4)所示。

$$W(T[i]) = \sum_{j \in T[i]} W(j) \quad (4)$$

2.2.2 网络分割算法

利用网络分割算法将含有 N_1 个节点的加权树 G 分为 n_1 个连通的子集, 并且使各子集的权重尽可能逼近 $W(T[N_1]) / n_1$ 。算法将沿着加权深度优先搜索生成树从叶节点到根节点的路径搜索, 确定满足上述分割条件的分割点^[18]。已知网络中用户负荷的分类, 从每类负荷集合中任取一个节点构成算法的搜索起点集合, 再从搜索起点集合中任选一组作为真正的搜索起点。若以某搜索起点为根节点的子树不包括其他搜索起点, 则可以“剪化”加权树形成若干个虚拟叶节点, 再继续分割。网络分割算法结合表计配置问题的物理意义须满足如下约束:

a. 在网络分割过程中, 所有分割形成的子网络 $T[j]$ 最多包含一个搜索起点, 即本文指定的每个搜索起点只能在不同的量测区域内;

b. 当网络已经分割形成了 n_1-1 个子网络, 那么分割终止, 因为从配电网运行需求角度考虑, 馈线前端支路上一般都会配置量测表计。

网络分割算法流程图如图 2 所示。

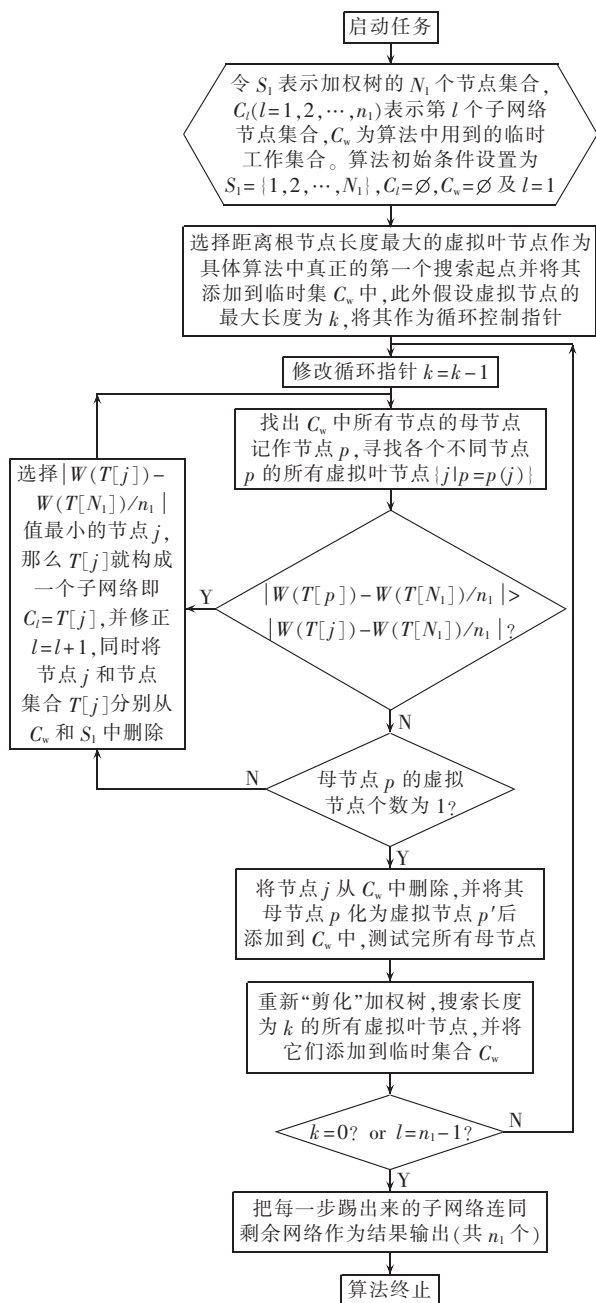


图 2 网络分割算法流程图

Fig.2 Flowchart of network partition algorithm

2.2.3 表计配置的优化目标

经过网络分割算法将网络加权树分割为基本均衡的子网络,并在不同子网络之间的连接支路上配置功率表计使式(1)中的矩阵 $\mathbf{H}$ 满秩,则配电网可观测。研究表明,满足上述情况的网络分割方案(即表计配置方案)不止一种,为此定义网络分割的区域均衡度指标 h ,如式(5)所示。 h 的大小即表明分割网络均衡程度的大小, h 越大表明分割得出的各量测区域越均衡^[18]。

$$h = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n_l} |W(C_i) - W(T[N_1])/n_1| / n_1} \quad (5)$$

其中, $W(C_i)$ ($i=1,2,\dots,n_l$) 为网络分割后各个子网

络节点负荷的总权重。考虑到 DG 出力受环境等因素的影响具有随机性和不确定性,则含 DG 节点的子网络的权重随之变化,这将导致式(5)所示区域均衡度指标变化,所以在考虑表计配置优化目标时需要计及 DG 出力的不确定性。

此外,网络在实际运行中可能已经配置一定数量的功率表计,所以为了减小量测系统中表计配置的总数量,表计的布点位置应尽可能与已有的表计布点位置重合,以减少新表计的添加,达到降低经济耗费的目标。因此,为了确定最优的表计配置方案,需要考虑以下优化目标。

(1) 计及网络中已有的功率表计,整个网络中总的测量表计数目 f 取满足网络可观测性前提下的最小值,即:

$$\min f = \sum_{i=1}^B B_i = n_1 \quad (6)$$

其中, B_i ($B_i \in \{0,1\}; i=1,2,\dots,B$) 表示支路是否布置功率表计, $B_i=1$ 表示该支路布置功率表计, $B_i=0$ 表示该支路没有布置功率表计; B 为配电网中的支路数。由于配电网馈线首端支路上一般都会配置量测表计,所以 $B_1=1$ 。结合前文配电网可观测性的分析, f 的取值为 $[n_1, n_1+b]$ 范围内的整数, b 为网络中原有的表计数量。

(2) 计及 DG 出力的不确定性,保证量测区域均衡度指标 h 的取值应尽可能大地,即:

$$\max h \quad (7)$$

根据上述优化目标,对满足网络可观测性的表计配置方案进行优化选择,输出最优表计配置方案。表计优化配置算法流程图如图 3 所示。

3 DG 出力不确定性的处理

3.1 风力发电机有功出力概率分布

对风速的大量实际测量数据表明,绝大多数地区的年平均风速分布都符合 Weibull 分布^[19],则风速的概率密度函数可由下式描述:

$$f(v) = \frac{K}{c} \left(\frac{v-v_0}{c} \right)^{K-1} \exp \left[- \left(\frac{v-v_0}{c} \right)^K \right] \quad (8)$$

其中, v 为风速; K 、 c 以及 v_0 为 Weibull 分布的 3 个参数, K 为形状参数, c 为尺度参数, v_0 为位置参数。

根据风速的分布与风力发电机风速-功率曲线推导出风力发电机的有功功率分布的解析表达式 $F_{\text{pwg}}(P)$ 。风力发电机风速-功率曲线可描述为:

$$P_{\text{wtg}}(v) = \begin{cases} P_N & v_N \leq v < v_{co} \\ P_N \frac{v-v_{ci}}{v_N-v_{ci}} & v_{ci} < v < v_N \\ 0 & v \leq v_{ci}, v \geq v_{co} \end{cases} \quad (9)$$

其中, v_{ci} 为切入风速; v_N 为额定风速; v_{co} 为切出风速; P_N 为风力发电机的额定功率。

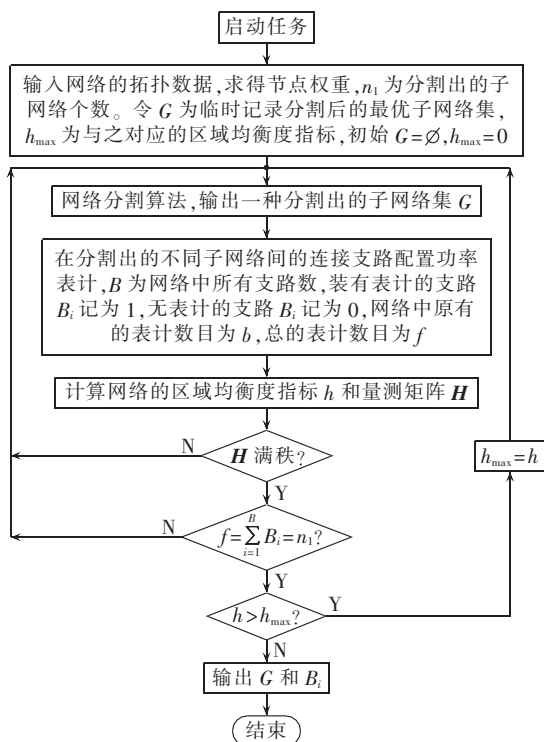


图 3 表计优化配置算法流程图
Fig.3 Flowchart of meter allocation optimization algorithm

设 P_{wtg} 为风力发电机有功功率随机变量, $F(v)$ 为轮毂高度处风速的分布函数。则有:

$$\begin{cases} P_{Nob} \{P_{wtg} = P_N\} = F(v_{co}) - F(v_N) \\ P_{Nob} \{P_{wtg} = 0\} = 1.0 - F(v_{co}) + F(v_{ci}) \\ P_{Nob} \{P_{wtg} = P_{wtg}(v), v_{ci} < v < v_N\} = F(v_2) - F(v_1) \end{cases} \quad (10)$$

其中, $ob\{\cdot\}$ 表示风力发电机的目标发电功率; v_1 为风轮前来流速度; v_2 为风轮后尾流速度。

利用式(9)可以求出风力发电机有功功率分布 $F_{pwg}(P)$ 。

3.2 光伏电站有功出力概率分布

光伏发电系统的输出功率与光照强度密切相关,由于光强具有随机性,因此光伏发电的输出功率也是随机的。据统计,在一定时间段(1小时或几小时)内,太阳光照强度可以近似看作 Beta 分布^[19],其概率密度函数为:

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{max}} \right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{r}{r_{max}} \right)^{\beta-1} \quad (11)$$

其中, r 和 r_{max} 分别为实际光强和最大光强; α 、 β 均为 Beta 分布的形状参数; Γ 为 Gamma 函数。由在一定时间段内的光照强度平均值 u 和方差 σ^2 可以得到光强 Beta 分布的参数如式(12)、(13)所示。

$$\alpha = u \left[\frac{u(1-u)}{\sigma^2} - 1 \right] \quad (12)$$

$$\beta = 1 - u \left[\frac{u(1-u)}{\sigma^2} - 1 \right] \quad (13)$$

根据光照强度、光照面积及光电转换效率,光伏

发电系统的有功出力概率密度分布可以表示为:

$$f(P_t) = \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{P_t}{P_{max}} \right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{P_t}{P_{max}} \right)^{\beta-1} \quad (14)$$

其中, P_{max} 为光伏发电系统最大输出有功功率; $P_t = rA\eta$ 为 t 时刻光伏发电系统的实际输出功率, A 为光照总面积, η 为光电转换效率。

3.3 拉丁超立方抽样

在基于网络分割的表计优化配置中, DG 节点的有功出力会影响网络分割的区域均衡度指标, 为了计及 DG 出力的不确定性, 引入拉丁超立方抽样方法, 该方法可以使抽样点尽可能覆盖整个分布区间, 采样稳健性好, 可以有效克服截尾现象, 从而提高抽样精度和效率^[20]。运用此方法对 DG 的出力概率分布函数进行抽样, 使采样值尽可能覆盖 DG 出力的波动范围。假设任意一随机变量 X_K , 其累计概率分布函数为:

$$Y_K = F_K(X_K) \quad (15)$$

设 N_2 为采样规模, 则拉丁超立方抽样方法为: 将分布函数曲线的纵轴分成 N_2 个等间距但是不重叠的区间(由于 $Y_K \in [0, 1]$, 则每一个区间的长度为 $1/N_2$), 选择每一个区间的中点作为 Y_K 的采样值, 然后用函数的反函数来计算 X_K 的采样值, 即 X_K 的第 q 个采样值如式(16)所示。拉丁超立方抽样示意图如图 4 所示。

$$x_{Kq} = F_K^{-1} \left(\frac{q-0.5}{N_2} \right) \quad (16)$$

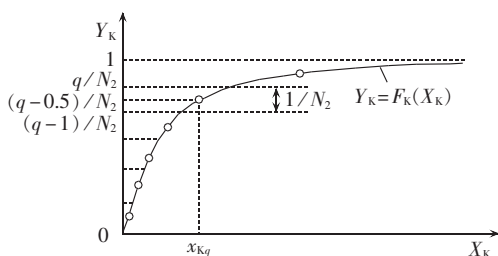


图 4 拉丁超立方抽样示意图

Fig.4 Schematic diagram of Latin hypercube sampling

4 算例分析

针对文献[21]中的 14 节点实际配电网及 IEEE 33 节点配电网系统进行改造作为算例网络。14 节点配电网中, 在节点 5、7、10、12 处接入风力发电机, 用户负荷分为 4 类, 包括 3 类常规负荷和 1 类风力发电负荷; IEEE 33 节点系统中, 在节点 3、7、12 处接入风力发电机, 节点 14、24、28 处接入光伏电站, 则系统含有 5 类常规负荷、1 类风力发电负荷和 1 类光伏发电负荷。2 个测试系统的用户类型信息见表 1。

图 5 和图 6 分别为 14 节点配电网和 IEEE 33

表 1 各节点用户类型信息
Table 1 Load type of nodes

系统	负荷分类	节点号
14 节点系统	1	4,7,10,11
	2	1,3,5,9,13
	3	2,6,8,12
	6	15,16,17,18
IEEE 33 节点系统	1	23,27,6,25,26,21,22
	2	31,28,5,11,9,10
	3	24,29,4,32,20,12,13
	4	7,30,3,14,15,16,19
	5	1,17,2,8,18
	6	34,35,36
	7	37,38,39

注:负荷分类 1 表示居民用户,2 表示商业用户,3 表示工业用户,4 表示农业用户,5 表示行政办公用户,6 表示风力发电站,7 表示光伏发电站。

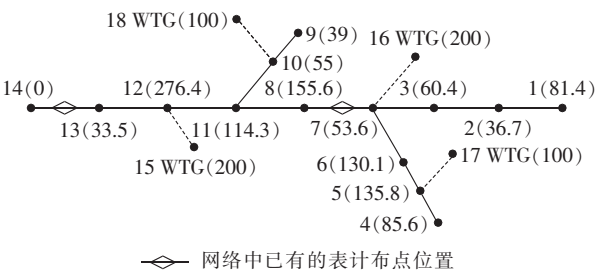


图 5 14 节点配电网络添加 DG 节点后的加权树
Fig.5 Weighting tree of 14-bus distribution network with DG nodes

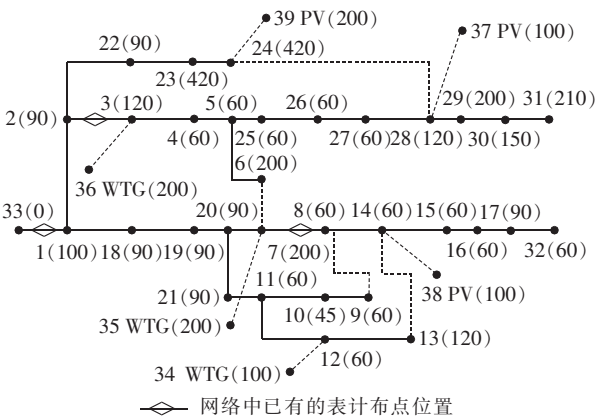


图 6 IEEE 33 节点配电网络添加 DG 节点后的加权树
Fig.6 Weighting tree of IEEE 33-bus distribution network with DG nodes

节点系统添加 DG 节点后的期望网络结构的加权树,假设网络中已有的表计布点位置如图中标注^[21]。图中,1(81.4)表示节点编号为 1、节点功率权重为 81.4,其他类似;WTG(100)、WTG(200)表示风力发电机,PV(100)、PV(200)表示光伏发电站,括号中的数值为额定容量(单位为 kW),假设相同额定容量的同类 DG 具有相同的有功出力分布规律,且同一配电网中同类 DG 发出功率的变化趋势一致,各 DG 出力分布参数见表 2。根据各 DG 出力分布参数得到其年有功功率的出力分布及概率分布函数,在不计及

DG 出力不确定性的情况下,求取各 DG 出力的年平均值:WTG(100)为 42.6 kW,WTG(200)为 95.3 kW,PV(100)为 25.4 kW,PV(200)为 45.5 kW,加权树中 DG 节点的权重取其负值。对于 14 节点配电网,网络总权重为 981.6,划分的量测区域等于负荷分类数 4,且每个量测区域的权重应接近 $981.6/4=245.4$ 。同理,对于 IEEE 33 节点系统划分的量测区域数为 7,每个量测区域的权重应接近 $3385.5/7\approx 483.643$ 。运用 2.2 节中的表计优化配置算法得到 2 个测试系统的最优表计配置,配置结果见表 3。

表 2 各 DG 相关性能参数
Table 2 Related performance parameters of DGs

DG	额定容量/ kW	切入风速/ ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	额定风速/ ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	切出风速/ ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	K	c
风力发电机	100	4	14	24	2.80	5.14
	200	4	15	25	2.84	5.45
DG	额定容量/ kW	光照面积/ m^2	光电转换效率/%	最大辐射强度/ ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)	α	β
光伏发电站	100	1000	14	28	2.80	6.32
	200	2000	15	35	2.91	6.43

表 3 最优表计配置结果
Table 3 Optimized meter allocation scheme

系统	区域号	量测区域内的节点号	表计配置位置	区域权重	区域均衡度指标 h
14 节点系统	1	4,5,17	线路 5-6	178.8	0.0205
	2	1-3,6,7,16	线路 7-8	266.9	
	3	8-11,18	线路 11-12	321.3	
	4	12-15	线路 13-14	214.6	
IEEE 33 节点系统	1	29-31	线路 28-29	560.0	0.0082
	2	9-13,34	线路 11-21	302.4	
	3	8,14-17,32,38	线路 7-8	364.6	
	4	24,39	线路 23-24	374.5	
	5	7,18-21,35	线路 1-18	464.7	
	6	3-6,25-28,36,37	线路 2-3	613.9	
	7	1,2,22,23,33	线路 1-33	700.0	

由表 3 的表计配置结果可得结论如下。

(1)对于 14 节点配电网,在满足网络可观测性的前提下,网络中总的表计配置数目为最小值 $f=4$,且量测区域的区域均衡度指标 $h=0.0205$,大于其他配置的区域均衡度指标,满足了表计优化配置的条件;同理,对于 IEEE 33 节点系统,最优表计的分布位置最大限度地与原有的表计布点位置重合,保证了表计总数目最少 $f=7$,且区域均衡度指标 $h=0.0082$,大于其他配置的区域均衡度指标,实现了表计配置的最优化。

(2)综合 2 个测试系统的配置结果可以看出,DG 接入配电网后,表计的配置位置多分布在靠近 DG 接入点处,DG 作为一种“负”的负荷,其引入可以平衡周围节点用户负荷的功率,所以 DG 出力的大小会影响网络的分割,表计配置及各量测区域的均

衡度也会改变。

由于 DG 出力的随机性和不确定性,当 DG 出力较年平均功率有较大波动时,表 3 中的表计配置方案可能不再满足优化目标,故需要计及 DG 出力的不确定性做进一步研究。

运用拉丁超立方抽样技术对各 DG 的功率概率分布进行抽样,抽样规模取 $N_2=1000$,其中第 s 个样本值记为 N_s 。将这 1000 个样本值作为各 DG 节点的注入功率,进行了 1000 次表计优化配置算法的模拟实验,得出在 DG 有功出力波动情况下的最优表计配置方案,配置结果见表 4。

表 4 考虑 DGs 不确定性的最优表计配置结果
Table 4 Optimized meter allocation scheme considering DGs uncertainty

系统	区域号	量测区域内的节点号	表计配置位置	h_s 取值区间	$h_{\max}$
14 节点系统	1	4,5,17	线路 5-6	[0.019, 0.021]	0.021
	2	1-3,6,7,16	线路 7-8		
	3	8-11,18	线路 11-12		
	4	12-15	线路 13-14		
IEEE 33 节点系统	1	29-31	线路 28-29	[0.006, 0.009]	0.009
	2	9-13,21,34	线路 20-21		
	3	8,14-17,32,38	线路 7-8		
	4	24,39	线路 23-24		
	5	1,7,18-20,33,35	线路 1-2		
	6	3-6,25-28,36,37	线路 2-3		
	7	2,22,23	线路 1-33		

比较表 3 和表 4 中的配置结果可得结论如下。

(1)对于 14 节点配电网,计及 DG 出力不确定性时的最优表计配置与不考虑 DG 出力波动时相同。表 3 的配置结果中各量测区域权重相近,且每个量测区域中均包含一个风力发电机节点,在假设各风力发电机节点出力变化一致时,各量测区域的权重也同步变化,所以在 DG 出力波动时该配置方案仍满足均衡度的要求。

(2)对于 IEEE 33 节点系统,在表 3 配置方案下,各量测区域的权重相差略大,且 DG 节点在各量测区域中的分布也不均匀,故当考虑 DG 出力波动时,量测区域的权重会存在更大的差别,这将不再满足负荷均衡度的最大化,所以计及 DG 不确定性时,得到了表 4 中不同于表 3 的最优配置方案。该配置方案满足了系统可观测性,实现了经济耗费的最小化,且在 DG 出力波动时保证了区域均衡度指标的最大化,任意一个样本值 N_s 所对应的区域均衡度指标 h_s 都趋近最大区域均衡度指标 $h_{\max}$ 。

5 结论

本文结合 DG 接入后配电网的特点,提出了一种基于可观测性分析的计及 DG 出力不确定性的配

电网表计优化配置算法。在 14 节点配电网系统和 IEEE 33 节点系统上进行了测试计算,验证了算法的有效性,得到了在保证网络可观测性前提下计及 DG 出力不确定性的最优表计配置方案。该方案实现了网络经济耗费的最小化,且在 DG 出力波动的情况下,满足了量测区域负荷均衡度指标的最大化。

在研究过程中发现,表计配置算法在实际运行中,除了要考虑本文提出的与已有的表计布点位置尽可能重合的条件外,还需考虑以下 2 点。

(1)表计发生故障可能使网络不可观测,此时可以通过增加负荷伪量测作为故障表计量测的补充,从而保持网络的可观测性。

(2)从规划角度考虑,用期望网络结构解决可观测性和表计配置问题是一个简单、有效的解决办法,但配电网网络结构的变化存在随机性,按期望网络结构得到的表计配置方案不一定总能使网络可观测。对此,表计可以配置在期望网络结构的联络开关处,以降低网络结构变化时的不可观测概率;或者也可以通过补充伪量测来解决可观测性问题。

参考文献:

[1] MONTENEGRO D, RAMOS G A. Real time observability analysis for distribution networks[C]//2013 IEEE Grenoble Conference. Grenoble, France:IEEE,2013:1-5.

[2] CASTILLO E, CONEJO A J, PRUNEDA R E, et al. State estimation observability based on the null space of the measurement Jacobian matrix[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2005,20(3):1656-1658.

[3] DO COUTTO FILHO M B, DE SOUZA J C S, TAFUR J E V. Quantifying observability in state estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(3):2897-2906.

[4] POWALKO M, ORTHS A G, ABILDGAARD H, et al. System observability indices for optimal placement of PMU measurements[C]//2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, CA, USA:IEEE,2012:1-6.

[5] COSTA A S, LOURENCO E M, CLEMENTS K A. Power system topological observability analysis including switching branches[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2002,17(2):250-256.

[6] SCHLOSSER T, ANGIONI A, PONCI F, et al. Impact of pseudo-measurements from new load profiles on state estimation in distribution grids[C]//Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC). Montevideo, Uruguay:IEEE,2014:625-630.

[7] ANGIONI A, SCHLOSSER T, PONCI F, et al. Impact of pseudo-measurements from new load profiles on state estimation in low-voltage grids[J]. IEEE Transactions on Instrument and Measurement,2016,65(1):70-77.

[8] 林君豪,张焰,陈思,等. 考虑可控负荷影响的主动配电系统分布式电源优化配置[J]. 电力自动化设备,2016,36(9):46-53.

LIN Junhao, ZHANG Yan, CHEN Si, et al. Optimal DG allocation considering effect of controllable load for active distribution system[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(9):46-53.

- [9] 卫志农,陈胜,孙国强,等. 含多类型分布式电源的主动配电网分布式三相状态估计[J]. 电力系统自动化,2015,39(9):68-74.
WEI Zhinong, CHEN Sheng, SUN Guoqiang, et al. Distributed three-phase state estimation for active distribution network integrated with different types of distributed generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 68-74.
- [10] HAUGHTON D A, HEYDT G T. A linear state estimation formulation for smart distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1187-1195.
- [11] SHAFIU A, JENKINS N, STRBAC G. Measurement location for state estimation of distribution networks with generation[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2005, 152(2): 240-246.
- [12] HAUGHTON D A, HEYDT G. A linear state estimation formulation for smart distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1187-1195.
- [13] LIU J Q, PONCI F, MONTI A, et al. Optimal meter placement for robust measurement systems in active distribution grids[J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2014, 63(5): 1096-1105.
- [14] CHEN C S, HWANG J C, HUANG C W. Application of load survey systems to proper tariff design[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(4): 1746-1751.
- [15] JARDINI J A, TAHAN C M V, GOUVEA M R, et al. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000, 15(1): 375-380.
- [16] 王薪苹,卫志农,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[J]. 电力自动化设备,2016,36(6):116-121.
WANG Xinping, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Multi-objective distribution network reconfiguration considering uncertainties of distributed generation and load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 116-121.
- [17] 随慧斌,赵建国,李可军,等. 考虑不均衡区域负荷增长的在线电压稳定评估[J]. 电力自动化设备,2011,31(3):57-61.
SUI Huibin, ZHAO Jianguo, LI Kejun, et al. On-line voltage stability assessment considering uneven growth of regional load [J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(3): 57-61.
- [18] 毕天姝,焦连伟,严正,等. 用于分布式故障诊断系统的新型网络分割法[J]. 电力系统自动化,2001,25(16):16-21.
BI Tianshu, JIAO Lianwei, YAN Zheng, et al. Graph partitioning method for distributed fault section estimation system in power networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(16): 16-21.
- [19] 周竞,王珂,石飞,等. 计及源荷双侧响应的概率潮流计算方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(8):76-81,89.
ZHOU Jing, WANG Ke, SHI Fei, et al. Probabilistic power flow algorithm considering source-side and load-side responses [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(8): 76-81, 89.
- [20] 江知翰,陈金富. 计及不确定性和多投资主体需求指标的分布式电源优化配置方法研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(31):34-42.
JIANG Zhihan, CHEN Jinfu. Study on optimal distributed generator allocation method considering uncertainties and requirements of different investment entities[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31): 34-42.
- [21] 陈得治,郭志忠. 基于表计配置的配电网可观测性分析[J]. 中国电机工程学报,2005,25(12):35-41.
CHEN Dezhi, GUO Zhizhong. Distribution system network observability analysis based on meter placement [J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(12): 35-41.

作者简介:



季宇

季宇(1982—),男,天津人,高级工程师,博士,主要研究方向为分布式发电、微电网运行控制、能量优化管理技术(E-mail: jiyu@epri.sgcc.com.cn);

孙彦萍(1993—),女,山东菏泽人,硕士研究生,主要研究方向为主动配电网状态估计、需求侧资源聚合;

吴鸣(1981—),男,江苏扬州人,高级工程师,博士,主要研究方向为分布式发电、微电网与直流配电网技术。

Optimal meter allocation based on observability analysis with consideration of DG uncertainty for distribution network

JI Yu¹, SUN Yanping², WU Ming¹, LI Yang¹, LI Hong², LIANG Haifeng²

(1. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 2. Department of Electrical Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: An optimal meter allocation algorithm based on the observability analysis and with the consideration of DG(Distributed Generation) output uncertainty for distribution network is proposed. The observability of distribution network with DGs is analyzed to obtain the principles of meter allocation and a network partition algorithm is used to partition the weighting tree of distribution network for meter allocation. The meter allocation schemes which meet the requirements of observability are then optimized by Latin hypercube sampling technology to deal with the DG output uncertainty for obtaining an optimal scheme with the least meters and the best load equilibrium. The effectiveness of the proposed algorithm is verified by the calculative results for 14-bus distribution network and IEEE 33-bus system.

Key words: distribution network; distributed generation; observability; optimal allocation; uncertainty; Latin hypercube sampling; meters