

基于图论及模糊评价的广域后备保护分区方法

和敬涵,王紫琪,张大海

(北京交通大学 电气工程学院 电力系统保护与控制实验室,北京 100044)

摘要: 针对广域后备保护分区原则进行论述,并综合各项指标要求进行区域划分。基于电网拓扑结构建立邻接矩阵,并根据建立的邻接矩阵最短路径搜索方法确定区域边界。以边界子站为起点,搜索确定下一中心站备选集合。结合图论搜索路径数据,采用模糊综合评价法确定中心站选址,并重复区域边界搜索过程直至区域划分完毕。该分区方法在满足故障可靠切除的前提下,有效降低了广域电网分区数目。实际系统算例验证了该分区方法的有效性。

关键词: 广域网; 分区方法; 继电保护; 后备保护; 图论; 模糊综合评价法; 区域集中决策

中图分类号: TM 761

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.02.012

0 引言

随着电力系统的互联和扩大,电网结构及工况日趋复杂。传统后备保护仅依靠单点信息进行跳闸判断,整定配合困难,存在延时过长、潮流转移误动等问题。通信技术和广域量测系统的应用为解决上述难题提供了新的契机^[1]。集中决策式广域后备保护系统可有效改善后备保护性能,解决整定配合难题。同时,多源量测信息的利用也可提高故障元件识别的准确性,有利于维持电网的安全稳定运行^[2-3]。目前,集中决策式广域后备保护系统主要采用主-从(中心站-子站)式(区域集中)结构,通过中心站与区域子站多信息交互方式实现。故障发生时,中心站集中决策模块可根据区域综合信息判断故障元件,制定保护策略,并向相关子站以 GOOSE 报文形式发送跳闸指令,控制相关智能电子设备(IED)执行保护功能,从而对故障进行快速、可靠、精确切除。

合理的分区方法是集中决策式广域后备保护应用于实际工程的前提,专家学者就此展开了广泛的研究讨论。文献[4]综合通信距离、主站数目、被保护元件数目样本标准差构建分区目标函数,指出分区数量的减少有利于降低建设运维成本。文献[5]提出一种区域自治式后备保护分区方案,执行多次分区算法,确定中心站个数较少的方案为最终结果,该方法需重复运算,实用性较差。在区域覆盖过程中,文献[6]借鉴场论中短程场的概念,定义了负荷电流虚拟场与负荷电流虚拟势实现网络节点聚类,弱化了网络物理连接意义。文献[7-9]借助次邻接矩阵、4级邻接矩阵和能达矩阵实现中心站保护区

域覆盖,以中心站与子站连通性为基础进行区域划分,未明确实际最短连接路径。与此同时,文献[9]依据顶点度值(变电站出线数量)确定中心站位置。文献[10]从各中心站出发,以3个逻辑长度为半径进行中心站圆网格搜索。上述方法均对中心站设定影响因素考虑不足,总体而言,已有工作仍存在分区数目降低方法不完备、中心站与子站最短路径不明确、中心站确立考虑因素过于单一等问题。为促进广域保护的建设发展,仍需深入研究合理的分区原则及方法。

本文在图论思想的基础上,提出一种完整的网络结构辨识及分区方法。首先基于电网拓扑结构建立邻接矩阵,并通过最短路径搜索方法明确中心站与子站间的连接通路;以区域边界为起点构建下一中心站备选集合,采用模糊综合评价法,综合区域重叠率、出线数量等图论数据及通信条件、地理位置等实地因素,确定中心站最终选址。该方法结合最远搜索和最优评价结果进行区域划分,为广域分区数目的降低提供可行手段。实际系统算例证明了本文所提分区方法的有效性。

1 集中式广域后备保护分区原则

1.1 区域中心站设立原则

集中式保护系统结构如图1所示。集中式保护系统需要在每个分区中选取一个变电站作为中心站,通过设立集中决策模块对区域内信息进行分析处理,并产生保护跳闸决策。

中心站的选取需考虑人员配置、地理环境、通信条件、出线数量及路径关联性等因素。综合以上因素,经常指定某规定范围内出线数量较多、电压等级较高的站作为第一中心站。本文所提分区方法围绕第一中心站展开,从实际工程角度出发,只有确定某变电站为中心站后,才会在相应的站位置配置集中

收稿日期:2015-12-15;修回日期:2016-07-06

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51277009)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51277009)

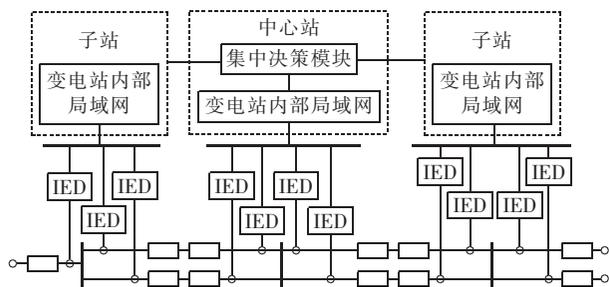


图 1 集中式保护系统结构

Fig.1 Structure of centralized protection system

式决策模块,进行中心站建设。

1.2 区域覆盖范围设定原则

广域分区是集中式后备保护实现的前提。区域范围大小应在电网拓扑结构、保护配置要求的基础上设定,同时受到通信时延条件制约。

本文定义直接连接的 2 个变电站间距离为单位步长,区域半径为区域内中心站到区域边界站最短路径的步长数。覆盖过程以中心站为起始点展开,依据电网拓扑结构进行区域外拓。考虑保护算法及动作策略,以集中式保护系统能够提供可靠的近、远后备保护功能确定区域最小覆盖范围。以 110 kV、35 kV 系统线路通常配置的三段式距离保护、三段式过流保护为例,距离Ⅲ段及过流Ⅲ段保护可作为相邻线路的远后备,也需考虑与相邻线路或元件保护的配合。故从中心站出发,集中式广域后备保护覆盖区应至少延伸至相邻线路的末端,即区域覆盖半径最小为 2。同时,保护系统可通过区域信息交互控制相关 IED 执行保护功能,不局限于传统单点信息后备保护约束,在通信实时性允许情况下区域覆盖半径可以大于 2。

与此同时,区域中心站到子站的通信距离应满足通信实时性要求。通信延时与通信通道长度和信息传递时经历的路由数目成正比,且主要发生在路由器等设备处^[4]。在路径计算过程中,子站通过多种路径可达情况下,传输步长优先传输距离考虑。据此,本文取区域最大半径为 K , $K \geq 2$ 。区域中心站距边界子站最远距离为 L 。 K 、 L 可结合实地通信条件、通信要求等因素,利用广域保护通信延时计算方法^[11]获得。

1.3 区域重叠方式

在区域重叠问题上,应首先考虑保护的可靠性,即相邻区域满足必要重叠以保证边界子站及线路范围故障时,保护可靠动作。同时,为了减少中心站设立数量,提高决策效率,节约资本,降低边界站保护策略的复杂性,应尽可能降低区域重叠范围。

区域重叠方式如图 2 所示。在区域 2 的保护范围固定情况下,区域 1 的覆盖范围有 3 种选择方式:无重叠子站模式、单子站重叠模式和双子站重叠模式。

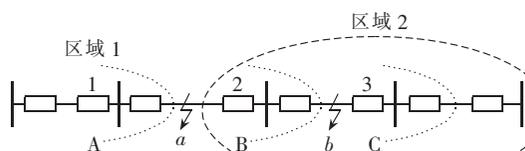


图 2 分区边界重叠方式

Fig.2 Overlapping modes of regional boundary

当区域 1 覆盖边界范围选取为 A,即无重叠子站时,存在保护死区,两区域均无法准确识别 a 处故障。当扩大边界范围至 B,即单子站重叠模式时,区域 2 可为 b 处故障提供近后备保护,但无法发送控制信息至远后备子站。双子站重叠方式下,当故障发生于边界站 2 内时,其虽为区域 2 边界站,却在区域 1 内部,可通过区域 1 集中决策系统,提供近后备保护及变电站 1、3 处的远后备保护。当故障发生于边界线路 b 处时,区域 1 及区域 2 的中心站可通过采集信息分析,分别提供变电站 2、3 处的后备保护和相应方向远后备保护。当重叠区域再次扩大时,保护可靠性得以保证,但重叠率过高,易使分区数量增加、区域交互及保护配合复杂性上升、建设运维成本提高。综上,本文选取相邻区域双子站重叠方式进行保护分区。

2 集中式广域后备保护分区方法

本文基于图论思想和模糊综合评价方法进行区域划分,主要包含保护区域覆盖和中心站确立 2 个步骤:从某一中心站出发,利用邻接矩阵最短路径搜索方法确定区域边界;以边界子站为起点,寻找下一区域的最优中心站位置。主流程如图 3 所示。

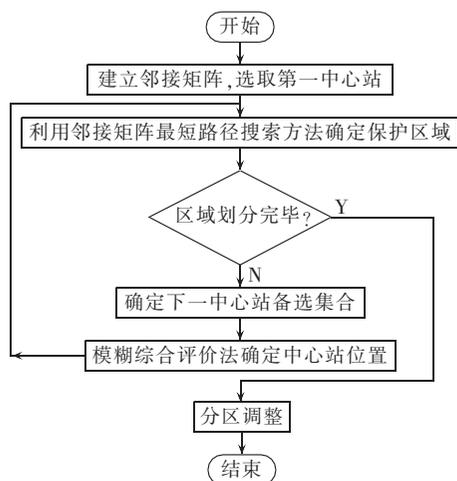


图 3 分区方法流程图

Fig.3 Flowchart of regional partitioning

2.1 电网拓扑结构图的形成

电网拓扑结构图需根据实际网络元件的连通性进行构造,这里主要针对电网站间连接关系进行分析。取变电站为一个基本节点,所有需要分析的变

电站形成节点集 V 。站间连接线路视为连接基本节点的支路,所有支路构成集合 E 。由节点集 V 和支路集 E 构成电网的拓扑结构图,记为 $G(V, E)$ 。

以图 4 所示的 IEEE 5 节点系统图为例,建立图 5 所示的拓扑模型 G 。

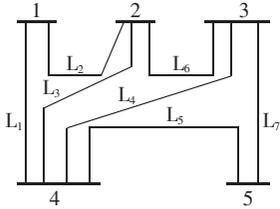


图 4 IEEE 5 节点系统

Fig.4 IEEE 5-bus system

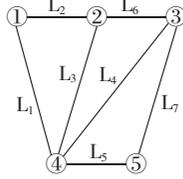


图 5 IEEE 5 节点图论简化模型

Fig.5 IEEE 5-bus model

simplified by graph theory

2.2 矩阵建立及关联块划分

邻接矩阵可清楚地表示以变电站为基本节点的站间邻接关系。对于 n 节点拓扑图而言,邻接矩阵 A 为一个 $n \times n$ 阶的方阵;行列均为节点的排列,对应的第 i 行第 j 列元素表示节点 i 和节点 j 的连接关系。当两节点 i, j 直接相连时,邻接矩阵中对应位置的元素为 1,否则对应位置元素为 0。即 A 中元素可表示为:

$$A[i, j] = \begin{cases} 1 & \text{节点 } i, j \text{ 直接相连} \\ 0 & \text{节点 } i, j \text{ 未直接相连} \end{cases}$$

根据图 5 建立如下邻接矩阵:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

若矩阵中存在 $A[i, j]=A[j, i]=1$,则节点 i, j 关联;若矩阵中 $A[i, j]=A[j, i]=0$,则节点 i, j 不关联。对于 3 个节点 i, j, k ,若 $A[i, j]=A[j, i]=1$ 、 $A[i, k]=A[k, i]=1$ 、 $A[j, k]=A[k, j]=1$,则说明节点 i, j, k 关联;否则不关联。本文类推多个节点的关联分块,对于 n 个节点,如果 n 个节点中任意 2 个节点 i, j 均存在 $A[i, j]=A[j, i]=1$,则该 n 个节点关联;否则不关联。

2.3 分区方法

2.3.1 覆盖区域搜索流程

(1)建立拓扑结构图,根据 2.1 节所述方法,将实际电网结构抽象为拓扑结构图。考虑电力系统所有厂站及线路,把厂站简化为节点,把双回线或多回线简化为单回线进行拓扑模型构造,并据此建立 n 节点邻接矩阵 A 。

(2)综合出线数量、电压等级等因素,指定第一中心站 i 。

(3)从中心站出发,寻找边界子站所在位置。

a. 选取分站 j ,令 $j=i$,并取 $k=1$ 。

b. 采用矩阵相乘法计算 $A_c=A_j A_j'$ (A_j 为第 j 列元素组成的列矩阵, A_j' 为第 j 行元素组成的行矩阵);对除站 j 外所有站均有 $A_c[m, m]=1$, m 对应变电站 k 步可达。

c. 根据 A_c 划分关联块,确定不同变电站之间的连接关系,将变电站 m 及连接路径存入存储单元。

d. $A=A-A_c$, 令 $A[p, j]=A[j, p]=0$ ($p=1, 2, \dots, n$), $A[m, m]=1$ 。

e. 比较 k 与 K 的大小,当 $k=K$ 或节点搜索完毕时,执行步骤 f;否则令 $k=k+1, j=m$,返回步骤 d。

f. 根据存储单元内数据,建立站 i 到 j 的连接路径,并进行路径长度 l 进行计算。如果 $l \leq L$,则取该站为本路径边界子站;若该站不能满足以上条件,则依次回退,选取连接路径的上一处站并计算路径长度,直至满足 $l \leq L$,取该站为本区域在这条路径上的边界站。

至此,中心站覆盖区域及所有边界子站划定。

2.3.2 下一中心站确立

下一中心站的确立,需综合考虑覆盖区域重复率、通信条件及出线数量等多个因素。据此,本文从区域边界出发,进行下一中心站搜索,形成中心站备选集合,并利用模糊综合评价法确定中心站最终位置。

a. 由已建立的路径库中所有边界子站为起点进行回溯,即所有边界子站向内回溯一个步长,寻找各边界点的回溯最长单步步长路径 x_a 。

b. 从边界子站出发,令 $k=1$ 。选取边界子站为分站 j ,依次重复 2.3.1 节中的路径搜索算法,寻找边界子站向外拓展出的 $K-1$ 步可达站 b ,且该边界站到站 b 的长度 x_b 满足 $x_a + x_b \leq L$ 。将满足条件的站 b 构成下一中心站备选集合。

c. 中心站确立需考虑变电站重要程度、电压等级、与上一中心站距离、覆盖区域重叠率、通信条件、出线数量、地理位置及人员配置等因素。结合图论搜索路径数据,利用模糊综合评价算法对备选集合中各站做出全面综合评价,并确定中心站位置。

将站 b 构成中心站备选集 B :

$$B = \{b_1, b_2, \dots, b_l\} \quad (1)$$

考虑中心站建立的所有影响因素,构成考虑因素集 U :

$$U = \{u_1, u_2, \dots, u_p\} \quad (2)$$

对备选集合中各站做出的评价集 V 为:

$$V = [v_1 \ v_2 \ \dots \ v_q] \quad (3)$$

其中, v_1, v_2, \dots, v_q 为该站的各评价量(v_1 等级高于 v_2 , 并依此类推)。评价量对因素集中任一元素的评判都适用。

备选集中各站分别按指标 u_i ($i=1, 2, \dots, p$) 进行评价,评估结果在各评价量中的隶属度可用隶属度集 R_i 表示:

$$R_i = [r_{i1} \quad r_{i2} \quad \cdots \quad r_{iq}] \quad (4)$$

各指标的隶属度函数构造方式不同,与上一中心站最短距离 l_c 根据搜索路径中的 x_b+l 计算得到。采用均匀赋值方法构造隶属度线性函数。找到所有站 b 与上一中心站路径的最大值 $M=(x_b+l)_{\max}$ 和最小值 $M'=(x_b+l)_{\min}$,并将其分别赋为 v_1 及 v_q ,通过 $(l_c-M')/(M-M')$ 计算各站评价值分布。

覆盖区域重叠率 d_a 可依据 x_a/l_c 进行判断,较小者评估等级较高。

电压等级和出线数量为确定值,利用均匀赋值方法构造隶属度线性函数,优先选取电压等级较高、出线数量较大者;地理位置、人员配置等隶属度数学模型不易构造,可采用专家评判的方法确定评价值分布。

遍历各影响因素变量,构成模糊评判矩阵:

$$R = \begin{bmatrix} R_1 \\ R_2 \\ \vdots \\ R_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1q} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2q} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ r_{p1} & r_{p2} & \cdots & r_{pq} \end{bmatrix} \quad (5)$$

采用专家评估法获取给出指标的相对重要性,并据此构造 U 的权重分配集 Y 。

$$Y = [y_1 \quad y_2 \quad \cdots \quad y_p] \quad (6)$$

对 Y 和 R 进行模糊运算 $Z=YOR$,得到模糊综合评判结果。本文选择加权平均型的综合评判,即 Z 中各元素计算方法为:

$$z_j = \sum_{i=1}^p a_i r_{ij} \quad j=1,2,\dots,q \quad (7)$$

Z 是 V 上的一个模糊子集,反映 v_i 在综合评价中所占的地位。采用模糊分布法,对综合结果 Z 进行归一化处理:

$$z'_k = \frac{z_k}{\sum_{j=1}^q z_j} \quad k=1,2,\dots,q \quad (8)$$

其中, z'_k 为评价量 v_k 在综合评判结果中所占的百分比。据各站的综合判定结果 Z' ,确定下一中心站的位置。为减少分区数目,降低中心站数量,在权重分配集建立过程中,可按实际需求,提高“与上一中心站距离”、“覆盖区域重叠率”、“出线数量”的权重分配比例。

在下一区域中心站确定后,重复 2.3 节的过程,确定区域边界,再从边界出发搜索下一中心站,直至所有区域划分完毕。查看分区结果,并完成以下修正工作:调整区域覆盖范围,将中心站至子站各运行方式下的可行连接线路尽可能包含在分区内;查看所有区域边界是否满足双子站重叠要求(全网边界不做此要求)、所有子站是否全部覆盖,根据实际情况进行子站归区或中心站加设;全网边界区域中心站选址修正,通过上述模糊综合评价法对区域内子

站进行评估,并最终确定该区最优中心站位置。在实际工程背景下讨论保护分区,还需结合电网的发展建设方向,充分考虑运维人员经验及电网特定要求等,对保护分区结果进行适当调整,使其更具工程应用价值。

3 算例分析

3.1 算例分区流程

图 6 为我国东部某地区电网部分接线图(图中,括号中的数字为线路长度(km)),以该网络为例,对分区保护策略进行说明。认为广域网变电站间通信走向与联络线走向近似相同,结合当地同步数据体系(SDH)光纤通信系统的实际参数,取发送接收总延时 t_{sr} 为 1 ms,网络节点延时 t_{node} 为 0.8 ms,通信通道的传输延时 t_{line} 为 0.008 ms/km,中心站与子站最大通信延时 T_{\max} 为 3 ms。由上述参数及变电站延时计算方法^[1]确定区域最大覆盖半径 $K=3$,最长距离 $L=50$ km。

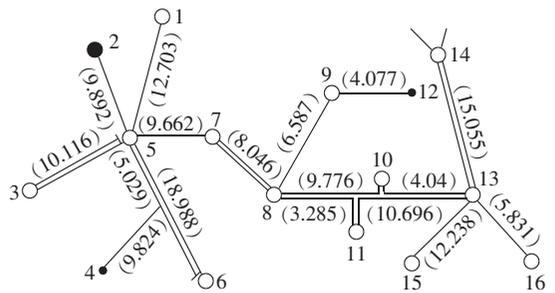


图 6 某地区电网部分接线图

Fig.6 Partial connection diagram of a power network

a. 将上述接线图抽象为节点支路的拓扑结构,如图 7 所示。

建立邻接矩阵如下:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

b. 指定站 5 为第一中心变电站 i 。选取分站 j , 首先令 $j=i=5$, 并取 $k=1$ 。

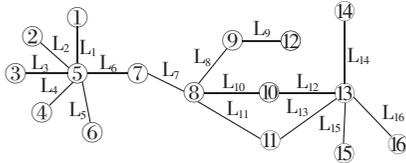


图 7 电网接线拓扑图

Fig.7 Topological diagram of power network

c. $A_c = A[p, 5]A[5, p] (p = 1, 2, \dots, n)$, 即抽调出 A 中第 5 列和第 5 行进行计算, 计算结果为:

$$A_c = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

寻找 A_c 中数值为 1 的元素, 所对应的变电站 1、2、3、4、6、7 经 1 步可达, 将各站及连接路径存入存储单元。

d. 令 $A = A - A_c$, A 中第 5 行第 5 列置零, 同时令 $A[1, 1] = A[2, 2] = A[3, 3] = A[4, 4] = A[6, 6] = A[7, 7] = 1$ 。

e. $k = 1 < 3$, 令 $k = 1 + 1 = 2$, j 取 1、2、3、4、6、7, 返回步骤 d, 抽调 A 中相应列、行, 组成新矩阵, 并进行运算。可得运算得到的矩阵 A_c 为:

$$A_c = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

可看出, 站 8 经 2 步可达, 且与站 7 相连。将连接路径存入存储单元。

重复上述步骤, 依次找到 2 步及 3 步可达的变电站及其连接路径。并存入存储单元, 建立路径库。

f. 根据存储单元内数据, 建立连接路径库, 如表 1 所示。

表 1 中心站 5 覆盖区连接路径库
Table 1 Connection path library of regions covered by central Station 5

中心站 5 覆盖区				路径	l/km	
中心站	1 步可达站	2 步可达站	3 步可达站			
站 5	站 1			L_1	12.073	
	站 2			L_2	9.892	
	站 3			L_3	10.116	
	站 4			L_4	14.853	
	站 6			L_5	18.988	
			站 9		$L_6 + L_7 + L_8$	24.295
	站 7	站 8	站 10		$L_6 + L_7 + L_{10}$	27.484
			站 11		$L_6 + L_7 + L_{11}$	20.993

对路径长度 l 进行计算可知, 所有路径长度均小于 50 km。由中心站 5 所确定的边界子站为站 1、2、3、4、6、9、10、11。中心站覆盖区域为站 1、2、3、4、5、6、7、8、9、10、11 和线路 $L_1、L_2、L_3、L_4、L_5、L_6、L_7、L_8、L_{10}、L_{11}$ 。

g. 所有边界子站向内回溯一个步长, 可得各站的回溯最长单步步长路径如下: $x_{a1} = 12.073 \text{ km}, x_{a2} = 9.892 \text{ km}, x_{a3} = 10.116 \text{ km}, x_{a4} = 14.853 \text{ km}, x_{a6} = 18.988 \text{ km}, x_{a9} = 6.587 \text{ km}, x_{a10} = 9.776 \text{ km}, x_{a11} = 3.285 \text{ km}$ 。

h. 从边界子站出发, 令 $k = 1$ 。选取边界子站为分站 j , 依次重复 2.3.1 节中的路径搜索算法, 寻找边界子站向外拓展出的 2 步可达站 b , 并使得边界站到站 b 的长度 x_b 满足 $x_a + x_b \leq L$ 。搜索结果如表 2 所示。

表 2 下一中心站搜索路径库
Table 2 Search path library of next central station

边界站	1 步可达站	2 步可达站	路径	x_b/km
站 9	站 12		L_9	4.077
站 10	站 13	站 14	$L_{12} + L_{14}$	19.26
		站 15	$L_{12} + L_{15}$	16.278
		站 16	$L_{12} + L_{16}$	9.871
站 11	站 13	站 14	$L_{13} + L_{14}$	25.751
		站 15	$L_{13} + L_{15}$	22.769
		站 16	$L_{13} + L_{16}$	16.362

i. 对可达站 14、15、16 进行模糊综合评价。
本例中, 中心站位置确立过程考虑因素包括: 与上一中心站最短距离 l_c 、覆盖区域重叠率 d_a 、出线数量、电压等级、地理位置和人员配置。各备选站信息可依据图论路径库中相关数据及各站实际配置情况得到, 如表 3 所示。

依据东部地区的实际情况, 由专家评估法获取各因素权重分配集 Y (Y 中权重值按表 3 因素顺序排列), $Y = [0.072 \ 0.136 \ 0.213 \ 0.103 \ 0.280 \ 0.196]$ 。
将评价量分为 $v_1、v_2、v_3、v_4、v_5$ 5 个等级, 构建模

表 3 备选变电站信息

Table 3 Information of candidate substations

备选站	与上一中心站最短距离 l_i/km	覆盖区域重叠率 d_i	出线数量	电压等级/kV	地理位置	人员配备
站 14	46.744	0.279	3	110	优	优
站 15	43.762	0.298	1	35	优	优
站 16	37.355	0.350	1	35	优	中

糊评价矩阵,由式(7)、(8)得各变电站的归一化综合评判结果如表 4 所示。

表 4 备选变电站综合评价结果

Table 4 Results of comprehensive evaluation for candidate substations

备选站	归一化综合评价结果/%				
	v_1	v_2	v_3	v_4	v_5
站 14	78.7	21.3	0	0	0
站 15	47.6	28.0	3.1	21.3	0
站 16	28.0	10.3	19.6	21.3	20.8

由表 4 可知变电站 14 评价最优,确定其为下一中心站。

j. 重复区域划分步骤。可知,中心站 14 覆盖区域为站 8、10、11、13、15、16 和线路 L_{12} 、 L_{13} 、 L_{14} 、 L_{15} 、 L_{16} 。考虑中心站 5 及中心站 14 的覆盖区域,可知站 12 及线路 L_9 未被覆盖。结合站 12 作为区域末端的拓扑连接和后备保护需求情况,直接将其并入中心站 5 保护区内。

至此分区完毕。区域划分情况如图 8 所示。

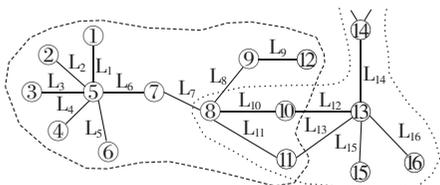


图 8 电网部分接线分区结果图

Fig.8 Result of regional partitioning for partial power network

3.2 分区后的集中后备保护

在集中决策式广域后备保护系统中,中心站集中决策模块根据多源信息辨识故障位置,结合网络拓扑结构、线路信息、运行方式、供电电源位置、潮流流向等因素综合确定后备保护策略,并即时发送后备保护指令(近后备指令、远后备指令)至相应子站(包括中心站)。站内元件故障时,本站为近后备站,相邻站为远后备站;线路故障时,故障线路相邻站为近后备站,次相邻站为远后备站(单电源供电系统中,由上游站提供后备保护)^[5];区域拓扑结构可在集中决策模块中提前存储,以便故障发生时保护指令的快速发送,当系统运行方式改变(包含设备投切)时,集中决策模块根据区域电气量及状态量信息,修正存储的拓扑结构,通过区域内及区域间信息交互及时调整保护策略及跳闸方式,实现保护

的可靠动作。

如图 8 所示,当故障发生在一般子站 7 内部时,区域中心站 5 结合区域信息确定故障位置,发送保护指令至故障元件近后备站 7 和远后备站 5、8。一般线路 L_7 发生故障时,中心站 5 对故障所在位置进行分析,发送后备保护指令至其对应的近后备站及远后备站。

当故障发生在重叠区域子站 10 中时,中心站 5、14 均获得区域内故障信息,中心站 5 判断其为重叠区域边界子站,对上传信息忽略处理,中心站 14 将其作为一般内部子站故障,进行主后备保护决策分析。当故障发生在重叠区边界子站的连接线路 L_{10} 时,该区域属于多个分区,由中心站 5、14 协同保护,两中心站根据故障位置及存储拓扑结构,确定近、远后备保护子站位置,发送对应指令实现后备保护功能。

当子站 16 因故退出时,中心站 14 根据获取的子站 16 的断路器(刀闸)断开状态信息,判断不符合存在的条件。此时中心站主动将节点 16 除去以修正存储的拓扑结构。 L_{16} 及子站 16 对应保护退出。中心站将不再向子站 13 发送关于 L_{16} 及子站 16 的后备保护指令,直至子站 16 再次投运。

3.3 优势分析

本文在满足区域划分原则、保证保护可靠动作的基础上,利用提出的邻接矩阵最短路径搜索方法,寻找满足区域最大半径 K 及中心站距子站最远距离 L 要求的最远边界子站;从边界子站出发,进行下一中心站最远位置搜索,并确定备选站集合;综合路径搜索数据,进行模糊综合评价,确定下一中心站最优选址。从图论角度分析,搜索算法通过邻接矩阵清零处理,有效避免了节点的重复运算,与传统纵向搜索法相比无需回溯,无重复节点及路径。同时,融合求解可达矩阵的运算技巧,在变电站之间多条回路相连的情况下,可靠找到最短路径,保证各子站距中心站的可达步长 k 最小。与其他分区方法相比,具有以下优点。

a. 计算量少,有效提高计算速度。只选取相关的行列进行处理,避免了庞大的邻接矩阵的幂乘计算,计算量明显降低,运算速度可有效提高。文献[5]、[9]分别采用狭义邻接矩阵分区方法、4级邻接矩阵的搜索方法(以下分别简称文献[5]方法、文献[9]方法)进行区域划分。现将本文提出的分区算法应用于 IEEE 11 节点系统,分区结果如图 9 所示。

将 3 种方法进行对比,各方法分区结果及计算量如表 5 所示。

在电网规模较大时,文献[9]方法的计算量大幅上升,甚至会由于搜索空间过大无法实现电网的可行分区。本文方法在大规模电网计算中优势明显。

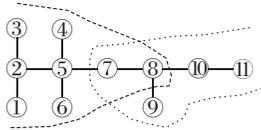


图 9 IEEE 11 节点系统分区结果

Fig.9 Result of regional partitioning for IEEE 11-bus system

表 5 IEEE 11 节点系统不同分区方法得到的计算结果

Table 5 Results of regional partitioning by different methods for IEEE 11-bus system

分区方法	分区数目	中心站位置	总计算量/次
文献[5]方法	3	5、8、11	5086
文献[9]方法	2	5、8	14641
本文方法	2	5、8	847

b. 有效降低分区数目。分区数量的增加将带来中心站建设投资及维护费用增加、信息交互总量增长、保护配置复杂等一系列问题。因此,在满足各原则的前提下,应使分区数目尽量减少^[4-5]。本文综合保护可靠性需求、实地通信条件这 2 个因素,依据最短路径搜索方法,充分利用分区原则寻找最远边界站。由表 5 中数据可知,与文献[5]方法相比,本文方法的分区数目明显降低。

c. 利用模糊综合评价法对备选站评估,结合实际条件,进行确立中心站选址。中心站位置需结合实际需求,综合考虑多影响因素决定,本文所采用的模糊综合评价法可为选址问题提供新的解决思路。

4 结论

电网运行模式的多样化、结构的复杂化给保护系统带来了新的挑战。本文结合智能电网发展的实际需求,提出了一种基于图论及模糊综合评价的广域后备保护分区方法。该方法立足分区原则,综合最远搜索和最优评价结果进行区域划分。分区过程计算量少,搜索无重复,可靠保证主子站连接路径最短,有效满足集中决策式广域电网后备保护分区需求。实际算例证明了本文所提分区方法的有效性。

参考文献:

[1] 姜宪国,王增平,李琛. 基于稀疏 PMU 布点的广域保护全网时间同步方案[J]. 电力自动化设备,2012,32(9):122-127.
JIANG Xiangguo,WANG Zengping,LI Chen. Whole-network time synchronization of wide-area protection based on sparse PMU placement[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(9):122-127.

[2] 周良才,张保会,薄志谦. 广域后备保护系统的自适应跳闸策略[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):55-60,65.
ZHOU Liangcai,ZHANG Baohui,BO Zhiqian. Self-adaptive tripping strategy of wide area backup protection system[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(1):55-60,65.

[3] 王艳,金晶,焦彦军. 广域后备保护故障识别方案[J]. 电力自动

化设备,2014,34(12):70-75,99.
WANG Yan,JIN Jing,JIAO Yanjun. Fault identification scheme for wide-area backup protection[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(12):70-75,99.

[4] 何志勤,张哲,尹项根,等. 集中决策式广域后备保护的分区模型与优化算法[J]. 电工技术学报,2014,29(4):212-219.
HE Zhiqin,ZHANG Zhe,YIN Xianggen,et al. Partition model and optimization algorithm for wide-area backup protection based on centralized decision-making mode[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2014,29(4):212-219.

[5] 姜宪国,王增平,李琛,等. 区域自治式后备保护分区方案[J]. 电工技术学报,2013,23(1):234-241.
JIANG Xiangguo,WANG Zengping,LI Chen,et al. Zoning scheme of regional autonomy backup protection[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2013,23(1):234-241.

[6] 许立雄,刘俊勇,刘洋,等. 基于负荷电流场的电网分区方法[J]. 电网技术,2015,39(4):1039-1044.
XU Lixiong,LIU Junyong,LIU Yang,et al. A load current field-based algorithm for partitioning power networks[J]. Power System Technology,2015,39(4):1039-1044.

[7] 尹项根,汪珣,张哲. 适应智能电网的有限广域继电保护分区与跳闸策略[J]. 中国电机工程学报,2010,30(7):1-7.
YIN Xianggen,WANG Yang,ZHANG Zhe. Zone-division and tripping strategy for limited wide area protection adapting to smart grid[J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(7):1-7.

[8] 丛伟,孔瑾,赵义术,等. 基于可达性矩阵的智能配电网分区及孤岛辨识方法[J]. 电力系统自动化,2013,37(23):50-55.
CONG Wei,KONG Jin,ZHAO Yishu,et al. Smart distribution network partition and island identification method based on reachability matrix[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(23):50-55.

[9] 李振兴,尹项根,张哲,等. 有限广域继电保护系统的分区原则与实现方法[J]. 电力系统自动化,2010,34(19):48-52.
LI Zhenxing,YIN Xianggen,ZHANG Zhe,et al. Zone division and implementation on limited wide area protection system[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(19):48-52.

[10] 马静,王希,王增平. 圆网格式保护区域交叠全覆盖分区新方法[J]. 电力自动化设备,2012,32(9):50-54.
MA Jing,WANG Xi,WANG Zengping. Partition of protection zone with circular overlapping coverage for wide-area protection system[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(9):50-54.

[11] STAHLHUT J W,BROWNE T J,HEYDT G T,et al. Latency viewed as a stochastic process and its impact on wide area power system control signal[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2008,23(1):84-91.

[12] 马静,史宇欣,马伟,等. 基于有限交叠多分区的站域后备保护方案[J]. 电力自动化设备,2015,35(1):101-106.
MA Jing,SHI Yuxin,MA Wei,et al. Substation backup protection scheme based on multiple limitedly overlapped divisions[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(1):101-106.

[13] KALANTAR N M,RANJBAR A M. An adaptive PMU-based wide area backup protection scheme for power transmission lines[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2015,6(3):1550-1559.

- [14] 石东源,熊国江,陈金富,等. 基于径向基函数神经网络和模糊积分融合的电网分区故障诊断[J]. 中国电机工程学报,2014,34(4):562-569.
SHI Dongyuan,XIONG Guojiang,CHEN Jinfu,et al. Divisional fault diagnosis of power grids based on RBF neural network and fuzzy integral fusion[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(4):562-569.
- [15] 康小宁,刘琳,王琦. 基于 WAMS 的后备距离保护方案[J]. 电力自动化设备,2015,35(3):75-80.
KANG Xiaoning,LIU Lin,WANG Qi. Backup distance protection scheme based on WAMS[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(3):75-80.

作者简介:



和敬涵

和敬涵(1964—),女,北京人,教授,博士,主要研究方向为电力系统保护与控制 (E-mail:jhhe@bjtu.edu.cn);

王紫琪(1992—),女,河北保定人,博士研究生,主要研究方向为电力系统保护与控制 (E-mail:14117390@bjtu.edu.cn);

张大海(1973—),男,山东菏泽人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统监控、继电保护与电能质量 (E-mail:dhzhang1@bjtu.edu.cn)。

Wide-area backup protection partitioning based on graph theory and fuzzy evaluation

HE Jinghan,WANG Ziqi,ZHANG Dahai

(Power System Protection and Control Research Laboratory,School of Electrical Engineering, Beijing Jiaotong University,Beijing 100044,China)

Abstract: The partitioning principle of wide-area backup protection is discussed and the requirements of different indicators are comprehensively considered during the regional partitioning. The adjacency matrix is established based on the network topology and the shortest path searching is applied to determine the regional boundaries according to the adjacency matrix. With the boundary substation as the start point,the next candidate set of central station is searched and determined. Combined with the graph search path data,a fuzzy comprehensive evaluation method is used to locate the central station,which is repeated until the regional partitioning is completed. The proposed method may effectively reduce the quantity of partitioned regions while the fault can be reliably removed. Its effectiveness is demonstrated by a case study for an actual system.

Key words: wide-area network; partitioning method; relay protection; backup protection; graph theory; fuzzy comprehensive evaluation method; regional centralized decision

(上接第 74 页 continued from page 74)

Defence model based on multistage dynamic game with consideration of bounded rationality against power system cascading failure

DING Ming¹,QIAN Yucheng¹,ZHANG Jingjing¹,HE Jian²,YI Jun²

(1. School of Electrical Engineering and Automation,Hefei University of Technology,Hefei 230009,China;

2. China Electric Power Research Institute,Beijing 100192,China)

Abstract: A defence model based on the multistage dynamic game with the consideration of bounded rationality against the cascading failure is proposed to prevent large-scale blackout of power system. Based on the consumptions of fault-side bounded rationality and action correlation and with the comprehensive consideration of the impacts of different factors on the component outage probability,such as component failure,external environment,power flow transfer,hidden failure,the component outage probability based on the real-time operating conditions is adopted to characterize the imperfect selection capability of fault-side with bounded rationality. The power-flow transfer severity and system load-loss severity are adopted to characterize the consciousness of fault-side in pursuing its own interest according to the possessed fault information. The strategy set of fault-side is generated based on the risk analysis. According to risk theory, the operational risk is taken as the revenue function to quantitatively assess the effectiveness of defence-side action. As an example,IEEE 39-bus system is taken to verify the rationality of the proposed model.

Key words: cascading failure; bounded rationality; multistage dynamic game; strategy set; revenue function; electric power systems