

避免电网连锁解列的全局协调控制策略

胥威汀^{1,2}, 刘俊勇^{1,2}, 李 旻³, 丁理杰³

(1. 四川大学 电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 四川省智能电网重点实验室, 四川 成都 610065;

3. 四川省电力试验研究院, 四川 成都 610072)

摘要: 从解列面和解列时机两方面考虑, 提出一种全局协调的解列控制策略。首先通过无故障情况下的在线慢同调分析, 掌握系统中发电机群的关联特性; 在扰动发生后, 利用平均数充分性(MIA)同调识别法获取具体的发电机摇摆分群模式; 在发电机的分群模式约束下, 把电网中节点间关系表达为拓扑距离, 并按照该距离关系完成系统节点的 K -Medoids 聚类, 最终得到满足孤岛功率平衡约束的解列面; 为避免电网连锁解列和提前解列, 对全网线路运用“激活-闭锁”的策略, 使参与解列的线路在检测到可靠的失步信号后, 同步速动完成解列。采用 IEEE 118 节点仿真系统, 结果表明在扰动导致系统发生区间振荡时, 所提策略成功地将系统解列为满足发电机动态平衡和静态功率平衡的孤岛, 且决策时间不足 0.1 s。

关键词: 电力系统; 协调控制; 系统解列; 聚类算法

中图分类号: TM 712

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.03.006

0 引言

大型跨区输电系统能够有效缓解区域资源供需不平衡问题, 但随着其规模的增大, 连锁故障的危害不容忽视^[1]。连锁故障后期^[2], 局部的汽门调节、励磁调节或切机切负荷等控制措施均会失效, 此时应立即以打破网络结构为代价来隔离故障, 执行解列操作。作为大规模电网安全保障体系的最后一道防线^[3], 解列控制要求能够可靠地终止或缓解故障蔓延, 并且在非常规运行状况下, 尽可能多地保留系统对负荷的电力供应^[4]。

工程应用中, 参与解列操作的元件主要为失步解列装置。由于高可靠性要求, 其动作整定值基本不考虑系统全局情况, 而仅基于局部电气量, 如视在阻抗、 $u \cos \varphi$ 、阻抗角等^[5]。所以装置的动作时机完全依赖于扰动的传播情况。然而, 由于多个装置间存在电气位置上的差异, 识别到系统振荡中心或动作判据的时刻不同, 这就产生了时间尺度上的连锁跳闸现象。这样的无序跳闸对系统造成的连续冲击会带来更多的不确定性影响, 导致达不到解列控制的效果^[6]。避免连锁解列现象需要从两方面入手: 确定解列面, 防止不必开断的线路自行参与解列; 确定解列时机和开断顺序, 避免无序动作。这 2 点分别属于主动解列研究领域的 Where 问题和 How 问题^[7]。下面就这两方面的传统方法和研究文献作简要概述。

目前国内外文献中, 针对 Where 问题的理论研究比较丰富, 主要沿用 2 种思路: 基于扰动后的发电

机同调识别结果, 进行功率平衡等约束下的割集搜索^[8-10]。该思路主要面临的问题是对多项式复杂程度的非确定性多项式 NP(Non-deterministic Polynomial) 完全问题的实时求解, 所以更多的创新点在于对解空间的缩减, 例如 Krylov 映射^[8]、基于图论的化简^[9]以及基于电气距离的网络划分^[10]等; 受扰前对电网进行预分区, 需要解列时按照发电机同调情况选择把某些预分区与剩余部分解开^[11-14]。由于预分区没有考虑故障信息, 在操作有效性上不如第 1 种思路, 但该类方法把大部分 NP 完全问题的求解过程都放在离线或在线阶段, 所以在处理大规模电网时有速度上的优势。典型的预分区方法包括慢同调^[11-12]、潮流追踪^[13]、节点电压相角同调性^[14]等。该思路的主要难点在于如何保证受扰后系统的内在规律仍在预分区的范畴之内, 以确保执行解列方案后系统能够满足动态稳定和静态功率平衡等约束。慢同调分区是一种非常有效的预分区手段, 文献^[11]充分地验证了该线性化分析方法在大扰动环境下的良好表现, 该文献的不足之处在于对非发电机节点也进行了预分区, 这难免会因为故障的影响导致预分区失效, 如故障直接导致部分预分区功率不再平衡等。总而言之, 第 1 种思路的矛盾在于 NP 完全问题的处理效率和网络化简程度带来的有效解损失, 而第 2 种思路的矛盾在于预分区的细化范围和故障扰动对预分区的否定程度。如果能够结合预分区方法的优势, 并对 NP 完全问题进行有效转化, 可以找到兼顾 2 个矛盾的突破口。

对于 How 问题的理论研究比较少见。目前还没有针对有序解列的研究, 但文献^[15]给出了一种“激活-闭锁”策略, 能够适当引导解列的发展: 按照系统主导两机失稳模式确定解列面, 闭锁非解列面的解

收稿日期: 2012-06-18; 修回日期: 2013-01-08

基金项目: 国家自然科学基金重点资助项目(50977059)

Project supported by the Key Program of National Natural Science Foundation of China(50977059)

列装置,同时激活解列面上的解列装置,让这些被激活的装置自行可靠检测判据并动作,如此依次完成两两机群解列。为了避免解列面上的连锁跳闸现象,文献[6,16]认为一旦确定了解列面和解列必要性,应立即主动控制相应装置一并速动。2种思路分别着重于判据的可靠检测和连锁跳闸现象的规避,各有利弊。

在现有相关研究基础上,本文选择结合预分区、NP完全问题转化、可靠识别动作判据和解列面速动的思路,提出一种解列分析策略。该策略能够快速确定有效解列面,捕捉解列时机,避免连锁解列。运用到的工具主要包括慢同调理论、平均数充分性 MIA (Mean Index Adequacy)同调群识别法、基于图论的网络化简和改进的 K-Medoids 聚类。下面的章节主要介绍解列分析流程及工具基本原理。仿真算例验证了该解列分析策略的有效性。

1 解列方案的决策流程

考虑到孤岛运行中发电机功角稳定的重要性和预分区的优势,首先需要在线对系统机组进行慢同调分区。虽然扰动不会对慢同调分析结果造成显著影响^[11],但很可能会影响到网络连通性和功率分布等,所以该阶段不对非发电机节点进行分区。这也即是对 Where 问题 2 种思路的折中。

系统发生故障后,不一定每一个慢同调机群都会相对其他机群发生失步,所以并非每一个预分区都需要执行解列;另外,如果扰动引发的是局部振荡而不是大范围的区间振荡,也没有必要执行解列。是否需要解列以及怎样划分机群,需要进行发电机同调性识别。现有方法主要包括 Prony 识别^[15]、同调度识别^[8]、流形变换^[17]和 PMU 直接测量等。其中流形变换存在难以求取实际系统中主导不稳定平衡点 CUEP(Controlling Unstable Equilibrium Point)不稳定流形的问题,而其余 3 种方法本质上都是直接基于各发电机状态量之间角度差的判别方法,阈值设定的有效性是共同的难题。本文在该阶段提出一种基于慢同调分析的机群同调性识别方法——MIA 识别法。该算法能够利用慢同调分析结果提高同调识别的分析效率。

机群划分方案确定之后,需要实时确定解列割集,但解列割集只能在边界网络中搜索^[11],所以首先需要快速提取边界网络。采用的方法是基于有权无向图^[9]的广度优先搜索 BFS(Breadth First Search)树形搜索^[12]。保留边界网络,把各同调机群覆盖的网络聚合为一个正功率节点,就能形成简化的系统拓扑图,极大缩减割集搜索范围。

由于预分区阶段并没有将分区方案细化到非发

电机节点,所以前面的步骤保留了传统的实时 NP 完全问题,即孤岛功率平衡约束下的解列割集搜索。当前应用于 NP 完全问题的解列决策方法包括蛮力搜索^[11]、改进的 BFS^[8]和有序二叉决策图 OBDD(Ordered Binary Decision Diagrams)^[9],然而它们始终存在受限于网络规模的问题。对 NP 完全问题的有效转化是最为关键的突破口。数据挖掘技术在处理海量、高维数据方面具有显著的优势,考虑到电力系统孤岛运行带有明显的区域分布特点,倘若能把搜索可行解列面的问题转化为一种聚类操作,便能有效地避开对每一条线路进行考核的搜索模式,极大提高决策速度。按照该思路,在前面步骤的基础上,提出一种改进的 K-Medoids 聚类法,以控制形成满足功率平衡约束的孤岛。

为了避免由于扰动的传播造成的连锁解列现象,解列方案确定后,应立即闭锁非解列面上的解列装置,并激活解列面上的解列装置。但为了可靠动作,仍然应该让解列装置检测到区间失步信号后才实施跳闸^[15]。所以只要任一被激活的失步解列装置检测到动作判据,全局目标线路集上的解列装置即同步速动,执行解列操作。

本文提出的解列方案决策流程图如图 1 所示。

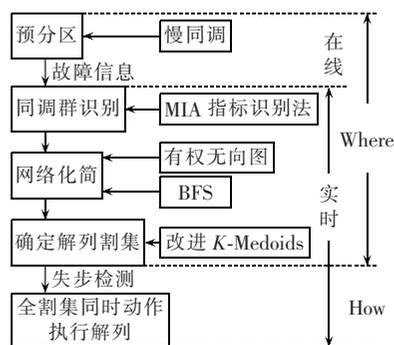


图 1 解列方案流程图

Fig.1 Flowchart of split scheme

2 算法原理及其可行性讨论

2.1 多机系统慢同调预分区

发电机慢同调是一种多机系统的聚合标准。发电机同调性对应着系统的某些动态模式,而慢同调性即对应着其中的慢机电模式。如扰动发生后,电气连接非常紧凑的发电机将同步摇摆,它们被称为同调群,它们之间存在相近的动态模式,所以扰动在其内部的传播速度非常快;相反,同调群之间的弱连接即对应着慢机电模式,它们抑制了扰动的传播,如果在扰动传播到下一个同调群之前切断这些弱连接,扰动将被有效控制在一个机群中。因此,该理论常用于系统的动态化简。这样的特征分析能很好地适应于非线性干扰,即机间同调性对扰动信息不敏感,

是系统的固有特性。由于慢同调是比较成熟的理论,这里不再赘述,数学表达详见文献[11,18]。

2.2 基于慢同调的MIA同调群识别法

MIA指标是一种用于确定最佳聚类数的测试型指标^[19],在样本规模 M 不大时,分析速度非常快。由于慢同调分析往往只形成很少的分区,例如采用DYNRED软件对30000节点、5000机组成的北美东部互联系统进行慢同调分区也仅形成了18个慢同调机群^[20],所以在大型电网中运用基于慢同调分析的MIA指标进行同调性判断是可行的。

$$MIA = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{s_n=1}^K d^2(\mathbf{r}^{(s_n)}, C^{(s_n)})} \quad (1)$$

其中,类别编号 $s_n = 1, 2, \dots, K$, K 代表类别总数; $d(\mathbf{r}, C)$ 表示样本子集 C 中所有样本到该子集中心 \mathbf{r} 的距离之和,本文中,样本为各慢同调分区惯性中心的相对功角值及其对时间的微分 $[\delta, d\delta/dt]$, \mathbf{r} 可由常规 K -Medoids算法获取。该指标值越大,说明各子集的聚集性越差,即 K 个类别的划分方法对于该样本越粗糙,相反越精细。当然,MIA并不是越小越好,因为该指标通常与分类数呈单调递减关系,所以MIA减小伴随的是聚类数的增大,聚类操作逐渐失去意义。

对于确定解列后的孤岛数而言,当然更不能让 K 值没有控制地增大,比较合理的方法是关注 K 对应的 S_K 值,如式(2)所示。若 S_K 大于某个阈值 ε ,说明该样本分为 K 类明显优于分为 $K-1$ 类,视为有效分群数。应按 K 值从大到小测算 S_K ,选择第1个满足要求的 K 值作为最佳机群分组数 K_p 。例如,图2中 S_7 为第1个有效分群数,那么 $K_p=7$ 。可以明显看出,图中 $K>7$ 对应的MIA变化已经不明显。

$$S_K = \frac{MIA_{K-1} - MIA_K}{\max(MIA) - \min(MIA)} \quad (2)$$

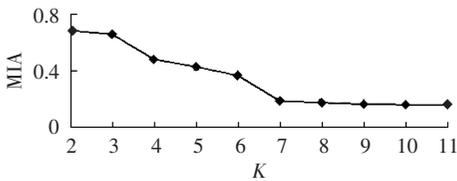


图2 某一时刻的MIA曲线示意图

Fig.2 Schematic diagram of MIA for a moment

若随着时间的推移 K_p 取值不稳定,说明当前系统中的发电机还没有出现显著的分群模式,应随PMU采样即时更新MIA,直到获取稳定的 K_p 值。若 K_p 不变且保持有效,达到延时 t_p 后,进入下一阶段。

为了排除区内失步导致对MIA的误判,在确定 K_p 后需要验证系统的主导失步模式是否为区间失步。首先通过2种方式把所有 n 个发电机分为 K_p 类:方式I按 δ 的分类情况把各发电机归类;方式II

按照各发电机功角 δ_{gi} 进行聚类。由于区内失步会使其所属慢同调群的 δ_{gi} 聚集性明显变差,所以考察每一个慢同调群内,所有发电机分别到方式I隶属聚类中心 \mathbf{r}_1 和方式II隶属聚类中心 \mathbf{r}_2 的距离最大值和最小值之差 $D_K(\mathbf{r}_1, \delta_g), D_K(\mathbf{r}_2, \delta_g)$,如式(3)所示,其中 $\delta_g = [\delta_{g1}, \dots, \delta_{gn}]$, \mathbf{r} 代表 δ_g 中各元素对应的聚类中心序列。定性地认为:如果发生的是区内失步,某个慢同调分区内将出现明显的功角轨迹分离,聚类中心的分布将大幅转移, $D_K(\mathbf{r}_1, \delta_g)$ 相对于 $D_K(\mathbf{r}_2, \delta_g)$ 会相当明显,区间失步则相反。所以可以进行如下判断:如果 $D_K(\mathbf{r}_1, \delta_g) > \lambda D_K(\mathbf{r}_2, \delta_g)$ (λ 为判定系数),说明发生的是区内失步,否则 K_p 值可靠输出。

$$D_K(\mathbf{r}, \delta_g) = |\max(\mathbf{r} - \delta_g) - \min(\mathbf{r} - \delta_g)| \quad (3)$$

对于比较特殊的情况:极端故障导致某个断面开断,分割某慢同调机群,应直接按照这样的划分方式把该慢同调分为2个慢同调群,相应地在MIA同调识别过程中增加一条惯性中心曲线即可。由于受扰前后,慢同调群之间都由弱连接相连,仍保持慢同调关系^[11],所以其他慢同调群的构成不变。

2.3 基于发电机同调群识别的边界网络界定方法

提取边界网络,首先需要把系统转化为带权无向图^[9] $G = \{V, E\}$,其中 $V = \{V_1, V_2, \dots, V_m\}$ 代表 m 个系统节点的顶点, $E = \{e_{i-j}\}$ 是对应电力线路的边集。同时,构建2种网络数据结构:顶点结构,顶点号、顶点类型(发电机或负荷)、所属同调区编号(非发电机节点对应初始值为0)、电压等级、有功功率、无功功率;链接结构,与当前顶点连通的顶点号,这些顶点号对应的节点也通过该数据结构与当前顶点相连。以上数据结构包含了系统的拓扑和解列分析需要的信息,均可通过矩阵形式储存并操作。

边界网络的界定步骤如下。

a. 输入数据:顶点结构、链接结构。

b. 确定边界机:从任意同调群内发电机出发进行BFS,找到的第1个异名同调群发电机,设定为边界机。

c. 搜索边界网络:从该边界机出发,进行BFS(所有属于任意同调群的机组都设定为路径终点),得到粗糙的边界网络。

d. 修剪边界网络:对每一个同调机群进行基于BFS的连通性检验,修复被边界网络隔断的路径。

e. 孤立该边界网络,返回步骤b。

该步骤的输出为一系列边界网络 N_b 和 K_p 个包含同调机群的网络 N_c 。解列方案分析只需在 N_b 中寻找能有效解开 K_p 个 N_c 的线路集合即可。

由于 N_c 内部的边不参与解列,并且该阶段仅考虑系统的静态功率平衡问题,所以可以分别把各 N_c 中的顶点按照功率累加的方式聚合成一个虚拟顶

点。该项简易的操作能够为后面的分析屏蔽掉大量不参与解列的线路,缩减了网络规模。

2.4 孤岛功率平衡约束下的解列面聚类决策法

最终方案决策用到的算法为 K -Medoids 聚类,该算法为 K -Means 算法的衍生,对坏数据不敏感。常规的 K -Medoids 需要计算样本间的欧氏距离,并以此作为聚类判据的基础。但对于电力网络而言,由于存在具体的线路连接,所以节点间的关系无法直接表达为欧氏空间中的距离(如地理位置关系等),因而也不便于设定顶点在欧氏空间中的相对位置。算法需要改进,主要从顶点间的距离表达方式入手。

定义一个对应网络拓扑的权重集合 $W = \{w_{ij}\}$,把 w_{ij} 分配给连接顶点 V_i 和顶点 V_j 的边,初值取 1。利用边集 E 和权集 W 建立一个用于表达该网络结构的邻接权矩阵 $A = [a_{ij}]$,式(4)为 a_{ij} 的确定方法^[21]。

$$a_{ij} = w_{ij} \quad e_{i-j} \in E \quad (4)$$

利用 A 可以计算任意顶点间的最短路径的权重值,并以此作为两顶点间的距离,方法如下:对于 V_u 到 V_v 间任意路径 $p = \{V_u, \dots, V_v\}$,权重 $w(p)$ 等于该路径所经过的边的权重之和,那么可以利用式(5)表示 V_u 到 V_v 间的距离 $\beta(V_u, V_v)$ 。

$$\beta(V_u, V_v) = \begin{cases} \min(w(p): u \sim v) & \text{存在路径} \\ \infty & \text{其他} \end{cases} \quad (5)$$

构建距离矩阵 $B = [\beta_{ij}]$,其中 $\beta_{ij} = \beta(V_i, V_j)$ 。对于实施解列前不存在孤岛的系系统而言,初始 B 中不会出现 ∞ 元素。矩阵 B 即改进的 K -Medoids 算法的输入量。为了尽可能地满足孤岛功率平衡约束,需要在执行聚类分析之前对 B 进行调整。

调整原则为:缩减发电机顶点 V_G 和附近的能够平衡 V_G 功率的负荷顶点 V_L 之间的距离,增大必须归入不同孤岛的 V_G 间的距离。具体步骤如下。

a. 把所有由 N_G 聚合而成的虚拟顶点设定为 V_G ,所有 N_L 中的顶点设定为 V_L ,顶点处消耗的功率统一设定为负值,发出的功率设定为正值。

b. 识别 V_G ,重新定义 V_G 间的距离 $\beta(V_{G_i}, V_{G_j}) = \max(\beta(V_{G_i}, V_{G_j})) + 1$ 。

c. 选定一个 V_G ,把所有 V_L 到该 V_G 的距离按照从小到大的方式排序,存入列向量 I_p 。

d. 构建一个列向量 I_{psum} ,其第 n 行元素为 I_p 中 $1 \sim n$ 行元素的有功功率累加值。

e. 用 I_{psum} 的每一行元素减去当前 V_G 的有功功率值,把结果存入列向量 I_{phal} 。向量 I_{phal} 中为负值的行,对应着 I_p 中能够得到当前 V_G 功率支撑的 V_L ,它们到当前 V_G 的距离应该被缩减。

f. 把需要缩减的 $\beta(V_G, V_L)$ 对应的路径上的各边权 w 乘上系数 $R, R \in (0, 1)$ 。返回步骤 **c**。

g. 更新 B 。

改进的 K -Medoids 算法的输入量为更新后的矩阵 B ,聚类数取同调群数 K_p ,初始聚类中心 μ 取系统中的所有 V_G ,收敛判据为第 i 次迭代与第 $i-1$ 次迭代的 μ 相同(聚类中心不再变化)。利用 B 进行 K -Medoids 分析不需要再计算各样本间的距离,只需要在 B 中查找对应的距离信息,把每一个顶点归入距离最近的 μ ,并按照式(6)更新聚类中心,直到收敛。

$$\mu_{s_k} = \arg \min_h \sum_{g=1, g \neq h}^M \beta(V_g, V_h) \quad s_k = 1, 2, \dots, K_p \quad (6)$$

其中, g 和 h 为第 s_k 类中顶点的编号,取值为 $[1, M_s]$ 内的整数, M_s 为该类中顶点的数量。

对于每一次迭代中可能出现的临界点(与不同 μ 等距的 V),在完成所有非临界点判别之后再考虑其归属。按照以下原则进行判别:

a. 临界 V 的判别不能让自身或邻近 V 被孤立;

b. 在此基础上,如果临界 V 的有功值为正,将其归入有功缺额较大一方,否则归入有功缺额较小一方。

由于该算法直接以边权 w 作为顶点间的距离表达形式和距离调整渠道,所以保证了各顶点不会跨越异名顶点找到其隶属的 μ ,即算法输出的解列面为有效割集。输出信息包括孤岛拓扑结构和参与解列操作的线路集合,即最终解列方案。

3 算例

3.1 仿真过程和结果

仿真采用 IEEE 118 节点网络,程序实现基于 MATLAB7.6.0 平台。发生故障前拓扑结构如图 3 所示。实心顶点代表发电机节点,空心顶点代表负荷节点。发电机采用经典模型^[22]。根据慢同调理论,发电机被划分为 3 个慢同调群,如表 1 所示,表中第 3 列为各发电机群惯性中心编号。

0 s 时刻 e_{23-25} 对应的线路在近节点 25 处发生三

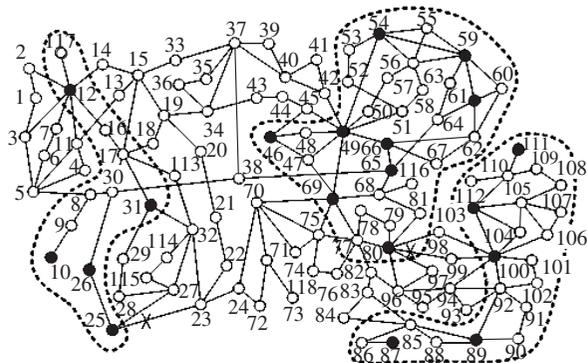


图 3 IEEE 118 节点网络结构及其同调群示意图

Fig.3 Structure and coherency groups of IEEE 118-bus network

表 1 发电机慢同调分群结果

Tab.1 Result of slow coherency generator grouping

机群编号	发电机所在节点编号	惯性中心
第 1 机群	10, 12, 25, 26, 31	Coi1
第 2 机群	46, 49, 54, 59, 61, 65, 66, 69, 80	Coi2
第 3 机群	87, 89, 100, 103, 111	Coi3

相短路,0.07 s 时刻 e_{80-99} 对应的线路在近节点 80 处发生三相短路,2 处故障分别于 0.17 s 和 0.21 s 切除。扰动后 19 条功角曲线和 3 条慢同调群惯性中心曲线如图 4、图 5 所示。如果不执行协调解列控制,部分联络线上的解列装置(R-Rdot^[15])将于 1.0 s 左右开始,先后检测到动作判据,连锁跳闸,时间跨度达数秒。

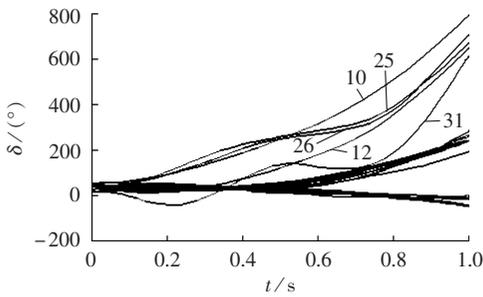


图 4 扰动后的发电机功角变化曲线

Fig.4 Curves of generator power angle change after disturbance

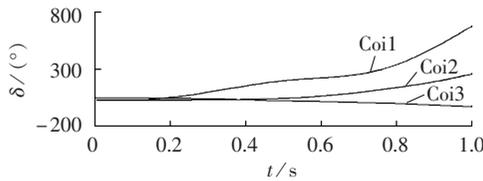


图 5 扰动后的慢同调群惯性中心曲线

Fig.5 Inertia center curve of slow coherency groups after disturbance

故障发生后应该首先进行同调机群识别。实时采集 19 台发电机的瞬时功角,并以此计算 3 个慢同调群的惯性中心,以相应 3 组 $[\delta, d\delta/dt]$ 作为当前时刻的 MIA 指标分析输入量。设阈值 $\varepsilon=0.1, t_p=0.2$ s, $\lambda=2.0$,以 0.02 s 为周期更新 K_p ,同步曲线如图 6 所示。

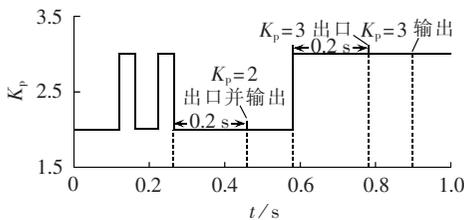


图 6 MIA 实时分析模块中 K_p 的状态变化

Fig.6 State change of K_p in module of real-time MIA analysis

可见,数值仿真过程中,第 1 个有效 t_p 后(0.46 s)得到出口 $K_p=2$,并且验证为区间振荡(见表 2 中相应 D_{I1} 和 D_{I2}), $K_p=2$ 可靠输出,生成解列方案,相应

表 2 同调识别模块的出口验证

Tab.2 Outlet certification of coherency identification module

时刻/s	K_p	D_{I1}	D_{I2}	D_{2I}	D_{2II}	D_{3I}	D_{3II}	状态
0.46	2	197	132	22.1	22.1	21.3	21.3	输出
0.58	3	—	—	—	—	—	—	保持
0.78	3	306	125	41.1	41.1	17.9	17.9	出口
0.89	3	279	279	59	59	24.6	24.6	输出

注: D_{KI} 代表 $D_K(r_1, \delta_g)$, D_{KII} 代表 $D_K(r_2, \delta_g)$ 。

解列装置准备动作。但由于扰动传播延时,一段时间内还未有激活的装置检测到动作信号,所以尚未执行解列方案,继续监测功角变化。0.58 s 时刻 K_p 状态由 2 变为 3,保持 0.2 s (t_p)后,于 0.78 s 得到出口 $K_p=3$,即刻撤销原解列方案。0.89 s 时刻 3 个慢同调区域均检测到区间振荡判据,立即以 $K_p=3$ 对应的分类方案划分发电机,并向后续步骤输出该结果。下面以 3 群解列为例展示后续分析。

发电机分群方案确定之后,应界定解列面的搜索范围,即找出系统的 N_b 。随机取节点 10 为根节点进行 BFS,得到第 1、2 机群间的 N_b 中的一台边界机节点 65,并以此为根节点进行 BFS 获取粗糙 N_b 。同理,可以得到系统所有粗糙 N_b 。对粗糙 N_b 完成修剪后,界定出 3 个 N_c ,如图 3 中虚线所示。所有 N_c 聚合为虚拟节点后的系统结构如图 7 所示。为便于后续分析,本算例中把各虚拟节点命名为相应 N_c 内某发电机节点的编号,以保持顶点结构和链接结构的完整性。

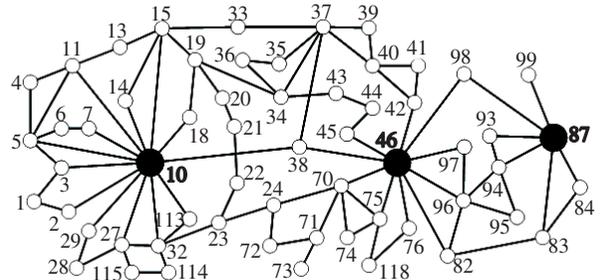


图 7 边界网络

Fig.7 Boundary network

下面基于图 7 的边界网络进行改进的 K -Medoids 分析。首先利用式(4)、(5)得到矩阵 B ,再按照功率平衡要求调整 B ,调整方法示例见表 3,表中序号指按与 V_{10} 距离由近到远对系统顶点排序的序号。以 V_{10} 为例,前 28 个 V_L 的 $l_{plal}(V_L)$ 值为正,说明输

表 3 以 V_{10} 为例选取距离调整对象的步骤

Tab.3 Steps of object selection for distance regulation of V_{10}

序号	V_L	$\beta(V_{10}, V_L)$	$l_p(V_L)$	$l_{psum}(V_L)$	$l_{plal}(V_L)$
26	V_{22}	3	10	793	109
27	V_{39}	3	27	820	82
28	V_{41}	3	66	886	16
29	V_{42}	3	96	982	-80

出功率为 902 MW 的 V_{10} 能够为这些 V_L 提供有效电力支撑,应在 B 中减小相应的 β 值。例如, β 中路径 $p(V_{22}, V_{10}) = \{V_{10}, V_{32}, V_{23}, V_{22}\}$ 需要缩减,那么调整 $w(V_{10}, V_{32}) = R w(V_{10}, V_{32})$,并对 $w(V_{32}, V_{23})$ 和 $w(V_{23}, V_{22})$ 进行相同处理,三者累加即可得到缩减后的 $\beta(V_{22}, V_{10})$,该算例中调整系数 R 取 0.7。

以 3 个 V_G 作为初始 μ 进行改进的 K -Medoids 分析,迭代 2 次后得到最终解列方案,见图 8。 N_{c1} 和 N_{c2} 解列面上的所有线路于 1.53 s 时刻同步速动(由 e_{23-24} 检测到动作判据), N_{c2} 和 N_{c3} 解列面上的所有线路于 1.16 s 时刻同步速动(由 e_{80-98} 检测到动作判据)。若不计网损、不切负荷,解列后的 3 个孤岛的静态功率平衡分别为: +63 MW、+21.4 MW 和 +51 MW。当然,解列操作往往伴随着恶劣的系统运行环境,若要保证孤岛内的稳定运行,切机切负荷操作不可避免。作为后续研究,切机切负荷策略不在本文讨论范围之内。

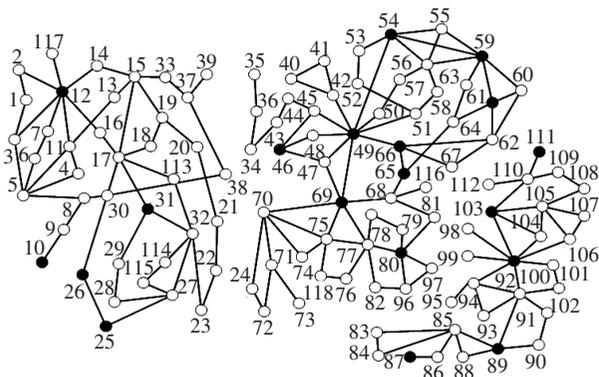


图 8 改进 K -Medoids 分析得到的解列方案
Fig.8 Split scheme obtained by improved K -Medoids analysis

3.2 解列策略的实效性分析

本算例实时运算总耗时约为 0.076 s,其中 K_p 计算耗时不足 0.01 s,解列面分析耗时约 0.01 s, N_b 界定耗时约 0.062 s。因为要求全程(从故障始发到解列面的装置完成动作)保持发电机功角监视和 MIA 测算,所以该方法可以根据具体情况灵活校正解列方案,运算速度完全能够达到要求。

值得注意的是,改进的 K -Medoids 方法中最耗时的步骤是矩阵 B 的构建和更新,其本质为 NP 完全问题中的“二元遍历”的转化,长约 4 s,所以不可能实时完成。处理方法是:在线定期更新并寄存所有顶点间的路径(边集),在实时分析阶段通过查找的方式把故障信息及距离更新信息接入矩阵 B 即可。这使得该方法的实时运算速度大幅提升。

若按照文献[11]中提到的方法,在图 7 的基础上使用蛮力搜索寻找一个可行解列割集,取不同的初值,平均耗时长约 10 s。以其中一个方案为例,计算耗时 14.74 s。3 个分区的静态功率平衡情况为:

+65 MW、+1.4 MW 和 +69 MW,第 2 个孤岛可容纳网损的空间太小,可能造成严重的频率偏移。可见,传统方法的计算效率和功率分配情况都不如本文提出的搜索策略。

4 关于各种系数阈值设定的讨论

MIA 同调群识别法中,阈值 ε 的设定非常关键,直接关系到 K_p 取值。传统研究中,由于样本的随机性和复杂性,基本通过人工观察 MIA 指标曲线来离线获取 K_p [19],所以不存在阈值设定的问题。但在同调机群识别中,样本有一定规律:大型跨区电网中通常有明显的弱连接,扰动导致机间振荡时往往会有明显的同调曲线簇,这保证了 MIA 值会在某一个 K 值上显著减小。所以,阈值 ε 可以设置得相对较大,这也能在一定程度上避免形成孤岛数过多的解列方案。当然, ε 的设定需要根据网络规模、慢同调特性和试验仿真结果而定。但其值不必非常精确,因为本文用到的 MIA 分析基于慢同调结果,本身具有一定的容差能力。

延时 t_p 是一个比较自由的指标。因为实时运算的速度很快,所以可以把 t_p 设置得相对较小,以方案调整频次为代价尽早形成可行解列方案。

由于局部失稳和区间失步的功角曲线差异非常明显,所以出口判定系数 λ 可以设置得较大。

改进的 K -Medoids 算法中,调整系数 R 对结果影响很小。由于顶点间的初始距离以线路数(整数)表示,所以只要 $R < 1.0$,就能起到距离调整的效果。

需要额外说明的是,当慢同调分区数 $M=1$ 时系统不适合实施解列控制, $M=2$ 时更多的分析应集中于解列可行性问题。本文提出的 MIA 同调群识别法适用范围为 $M \geq 3$ 。

5 结语

本文提出了一种应用于解列操作的全局协调控制策略。该策略主要运用慢同调分析、MIA 同调群识别法和改进的 K -Medoids 聚类分析得到满足发电机同调性和静态功率平衡要求的解列面,并通过持续的 MIA 指标监测和解列面同步速动的策略避免了发生区间失步时伴随的连锁解列现象。该方法具有功能结构明确、计算速度快的优点。仿真算例验证了其可行性和实效性。

没有考虑即将形成的孤岛中电气设备的静态载荷能力和无功电压支撑是该方法的不足之处,将在后续研究中力求解决。该方法仅作为一种新的参考思路予以提出。

参考文献:

[1] 丁明,韩平平.小世界电网的连锁故障传播机理分析[J].电力系

- 统自动化,2007,31(18):6-10.
- DING Ming,HAN Pingping. Study of failure spreading mechanism in the small-world power grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(18):6-10.
- [2] 薛禹胜,费圣英,卜凡强. 极端外部灾害中的停电防御系统构思[J]. 电力系统自动化,2008,32(9):1-6.
- XUE Yusheng,FEI Shengying,BU Fanqiang. Upgrading the blackout defense scheme against extreme disasters[J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(9):1-6.
- [3] 袁季修. 试论防止电力系统大面积停电的紧急控制:电力系统安全稳定运行的第三道防线[J]. 电网技术,1999,23(4):1-4.
- YUAN Jixiu. Emergency control for preventing wide spread blackout of power system:the third line of defense [J]. Power System Technology,1999,23(4):1-4.
- [4] ROSS H B,ZHU N,GIRI J,et al. An AGC implementation for system islanding and restoration conditions[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2002,9(3):1399-1410.
- [5] 张保会,汪成根,郝治国. 电力系统失步解列存在的问题及需要开展的研究[J]. 电力自动化设备,2010,30(10):1-6.
- ZHANG Baohui,WANG Chenggen,HAO Zhiguo. Problems and solutions of power system out-of-step islanding[J]. Electric Power Automation Equipment,2010,30(10):1-6.
- [6] DIAO Ruisheng,VITTAL V,SUN Kai,et al. Decision tree assisted controlled islanding for preventing cascading events[C]//Power Systems Conference and Exposition,2009. PSCE'09. Seattle, WA, USA:IEEE/PES,2009:1-8.
- [7] 沈沉,吴佳耘,乔颖,等. 电力系统主动解列控制方法的研究[J]. 中国电机工程学报,2006,26(13):1-6.
- SHEN Chen,WU Jiayun,QIAO Ying,et al. Studies on active splitting control of power systems[J]. Proceedings of the CSEE,2006,26(13):1-6.
- [8] NAJAFI S. Evaluation of interconnected power systems controlled islanding [C]//2009 IEEE Bucharest PowerTech. Bucharest, Romania:[s.n.],2009:1-8.
- [9] SUN Kai,ZHENG Dazhong,LU Qiang. Splitting strategies for islanding operation of large-scale power system using OBDD-based methods[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2003,18(2):912-923.
- [10] 吴学娟,沈沉,向学军,等. 主动解列策略求解过程中的网络化简[J]. 中国电机工程学报,2008,28(7):7-12.
- WU Xuejuan,SHEN Chen,XIANG Xuejun,et al. Network simplification for active splitting strategy searching[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(7):7-12.
- [11] YOU Haibo,VITTAL V,WANG Xiaoming. Slow coherency-based islanding [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2004,19(1):483-491.
- [12] XU Guangyue,VITTAL V. Slow coherency based cutset determination algorithm for large power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2010,25(2):877-884.
- [13] 汪成根,张保会,郝治国,等. 一种电力系统失步解列面的实时搜索方法[J]. 中国电机工程学报,2010,30(7):48-55.
- WANG Chenggen,ZHANG Baohui,HAO Zhiguo,et al. A real-time searching method for splitting surfaces of the power system[J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(7):48-55.
- [14] 乔颖,沈沉,卢强. 大电网解列决策空间筛选及快速搜索方法[J]. 中国电机工程学报,2008,28(22):23-28.
- QIAO Ying,SHEN Chen,LU Qiang. Islanding decision space minimization and quick search in case of large-scale grids[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(22):23-28.
- [15] SENROY N,HEYDT G T. Timing of a controlled islanding strategy[C]//2005/2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. Dallas,TX,USA:IEEE,2006:1460-1466.
- [16] SUN Kai,HUR K,ZHANG Pei. A new unified scheme for controlled power system separation using synchronized phasor measurements[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2011,26(3):1544-1554.
- [17] 李颖晖,张保会,于广亮,等. 应用临界失稳模式预测判断电力系统解列面的新方法[J]. 电网技术,2006,30(5):44-48.
- LI Yinghui,ZHANG Baohui,YU Guangliang,et al. A new method to determine splitting surfaces of power system by critical unstable mode prediction[J]. Power System Technology,2006,30(5):44-48.
- [18] 倪敬敏,沈沉,李颖,等. 主动解列控制中电网弱连接的一种在线识别方法[J]. 中国电机工程学报,2011,31(4):24-30.
- NI Jingmin,SHEN Chen,LI Ying,et al. An on-line weak-connection identification method for controlled islanding of power system[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(4):24-30.
- [19] FIGUEIREDO V,RODRIGUES F,VALE Z,et al. An electric energy consumer characterization framework based on data mining techniques [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2005,20(2):596-602.
- [20] YANG Bo,VITTAL V,HEYDT G T. Slow-coherency-based controlled islanding—a demonstration of the approach on the August 14,2003 blackout scenario[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2006,21(4):1840-1847.
- [21] KOCH S,CHATZIVASILEIADIS S,VRAKOPOULOU M,et al. Mitigation of cascading failures by real-time controlled islanding and graceful load shedding[C]//2010 iREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control (iREP)-VIII (iREP). Rio de Janeiro,Brazil:[s.n.],2010:1-19.
- [22] SUN Kai,ZHENG Dazhong,LU Qiang. A simulation study of OBDD-based proper splitting strategies for power systems under consideration of transient stability[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2005,20(1):389-399.
- [23] 乔颖,沈沉,卢强. 大规模电网解列控制可行性判断[J]. 中国电机工程学报,2008,28(25):50-55.
- QIAO Ying,SHEN Chen,LU Qiang. Study on feasibility of islanding control of large-scale power systems[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(25):50-55.

作者简介:

胥威汀(1985-),男,四川成都人,博士研究生,研究方向为电力系统连锁故障与紧急控制策略(E-mail:mailtott@163.com);

刘俊勇(1963-),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,主要从事电力市场、电力系统稳定与控制、电力系统可视化系统等方面的研究(E-mail:liujy@scu.edu.cn)。

(下转第52页 continued on page 52)

- [17] CHAARI O, BASTARD P, MEUNIER M. Prony's method: an efficient tool for the analysis of earth fault currents in petersen-coil-protected networks[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995, 10(3): 1234-1241.
- [18] 常鲜戎, 赵书强. 电力系统暂态过程[M]. 北京: 机械工业出版社, 2010: 111-113.
- [19] 唐轶, 陈奎, 陈庆. 小电流接地电网单相接地故障的暂态特性[J]. 高电压技术, 2007, 33(11): 175-179.
TANG Yi, CHEN Kui, CHEN Qing. Transient characteristics of single-phase-to-ground fault in the indirectly earthed power system[J]. High Voltage Engineering, 2007, 33(11): 175-179.
- [20] 崔雪梅, 孙才新, 李新, 等. 实小波与复小波变换对局部放电在线监测中提取信号特征的特点研究[J]. 电工技术学报, 2004, 19(7): 90-94.
CUI Xuemei, SUN Caixin, LI Xin, et al. Analysis of real wavelet

and complex wavelet transform in extracting PD signal feature [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2004, 19(7): 90-94.

- [21] 束洪春. 电力工程信号处理应用[M]. 北京: 科学出版社, 2009: 363-365.

作者简介:

张云海(1989-), 男, 四川简阳人, 博士研究生, 主要研究方向为配电网故障选线定位、智能配电网;

肖先勇(1968-), 男, 四川宜宾人, 教授, 博士研究生导师, 长期从事电能质量、智能电网的教学和科研工作;

汪颖(1981-), 女, 重庆人, 讲师, 博士研究生, 主要研究方向为电能质量、智能电网以及分布式发电控制(E-mail: smartpowerlab@163.com)。

Single-phase-to-ground fault location based on transient fault signal and its attenuation character for distribution network

ZHANG Wenhai¹, XIAO Xianyong², WANG Ying¹

(1. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Smart Grid Key Laboratory of Sichuan Province, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: A method of single-phase-to-ground fault location is proposed based on the transient fault signal and its attenuation character. The transient signal of line capacitive charging caused by the voltage rising of healthy phases during the single-phase-to-ground fault of noneffectively earthed system at neutral point and its attenuation character are used to adaptively identify the effective segment of the transient signal and calculate the fault distance. It makes full use of the transient signal. The real wavelet transform, complex wavelet transform and S transform are applied to extract the transient character of charging signal and calculate the fault distance respectively. Comparison and simulation show that the S transform is the best. With the measurements of single end only and little effect by the fault distance, fault voltage initial angle and noise, the proposed method locates the grounding fault effectively when the fault resistance is smaller due to the large magnitude of transient signal.

Key words: distribution network; noneffectively earthed system; single-phase-to-ground fault; fault location; attenuation character; effective segment; transients; electric grounding

(上接第 39 页 continued from page 39)

Globally coordinated control for preventing cascading split of power system

XU Weiting^{1,2}, LIU Junyong^{1,2}, LI Min³, DING Lijie³

(1. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Provincial-level Key Laboratory of Smart Grid, Chengdu 610065, China;

3. Sichuan Electric Power Test & Research Institute, Chengdu 610072, China)

Abstract: From the aspects of split section and time, a globally coordinated control of power system split is proposed. The correlation among generator groups in system is obtained by the online slow coherency analysis during non-faulty period; the actual grouping pattern of generator swing is detected during faulty period by the MIA (Mean Index Adequacy) coherency identification; in the constraint of grouping pattern, the relationship among buses is expressed as the topological distance and the K-Medoids clustering of system buses is carried out according to the distance to obtain the split section meeting the constraint of islanding power balance; in order to avoid the cascading split and premature split, the "activation-blocking" strategy is applied to all lines in system to quickly and simultaneously split all participated power lines after the out-of-step signal of generator is detected. Simulation is carried out for IEEE 118-bus system and result shows that, when the inter-area oscillation caused by disturbance occurs in system, the proposed strategy successfully islands the system within 0.1 s, satisfying both dynamic and static power balance of generators.

Key words: electric power systems; coordinated control; system split; clustering algorithm