

[电力系统]

基于慢同调理论电力系统解列策略研究

文/国网河北省电力有限公司经济技术研究院 刘雪飞 唐 帅 赵 阳 孟 斌

电力系统在长时间的运行中，偶尔会出现一些不可控制的原因，影响到系统的稳定，严重时导致事故的发生。针对这种情况，推荐出更加好更加优化的解列控制策略。

失步解列是电力运行系统的重要保护办法，在电力系统发生稳定性被打破的情形时，快速解列能够适当地把问题控制在一定的范围里，从而避免了故障的发展，进而导致停电。失步解列对于保证系统的正常运行尤其需要重视，目前在国内电网中使用越来越普遍。

同调机群识别

1. 慢同调理论使用条件

慢同调理论通常解决系统动态等值、暂态稳定性以及功角动态特性，为了达到电力系统发生大扰动后遭受强非线性影响。使用该理论进行同调机群识别研究，通常要设置两个假设条件：

一是建立系统线性化模型。当使用这种假设时，电力系统的慢同调性质和扰动程度、初始运行点以及发电机模型的阶数没有关系。同时只对同步发电机模型进行研究，不考虑原动机调速系统与励磁系统因素。

二是在条件一的基础上，在系统运行点在离平衡点不远的区域的时候。用于特征值分析的慢同调理论进行同调识别方法方可利用。

2. 借助慢同调理论进行同调机群识别的算法
借助慢同调理论进行同调机群识别的算法的具体步骤如下：

(1) 选出较好的慢同调聚合分区数

根据系统线性化数学模型状态矩阵进而计算出特征值，且特征值虚部进行绝对值处理，并且由小到大排列。借助电力系统的多时间尺度特性分析方法，用其排列完的相邻特征值进行尺度的研究分析，最终选出快模式状态和慢模式状态二者分界线。

(2) 选出慢同调参考机组

$U = \{u_1, u_2, \dots, u_r\}$ 为慢模式组所对应的特征向量，对其进行列主元高斯消去法，得到 r 组线性无关的矢量，并将其行作为参考机组 U_1 。

(3) 确定分群矩阵

将特征矢量 U 行向量分成两部分，一部分为参考机组矢量 U_1 ，另一部分为非参考机组矢量集合，具体如下公式表示

$$U = \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \end{pmatrix} \quad (1)$$

由 U_1 、 U_2 可计算得到分群矩阵 $Lg = U_2 U_1^{-1}$ 。

失步解列装置

假如电力系统受到扰动的时候,机群之间转会产生相对运动,致使失步振荡现象的产生。如果这种现象一直持续下去,会对电力系统产生不良的影响。因此,需要消除失步振荡。通常有两种办法可以消除失步振荡。第一种办法为再切当的地点进行解列系统。第二种办法为使得失步系统再次达到同步的状态。然而,假如失步后的电力系统已经没有办法再次达到同步的时候,必须通过失步解列装置来完成系统的解列。失步解列的解决方法需要坚持有计划、被解列的每一个部分机组都同步地运行以及解列之后的各部分需要相应的区域功率最好实现平衡。

失步解列装置分为三部分:启动部分、逻辑部分以及联动部分。启动部分对应的启动判据为线路两端母线的电压相角差 $\Delta\theta > 130^\circ$;逻辑部分为综合借助 $U\cos$ 失步解列判据进行快速定位到振荡发生的位置,进一步检验出失步状态;联动部分为当产生动作的信息的时候可以进行联动跳闸。

电网稳定控制策略

电网在完成解列时会变成多个区域。依据解列之前各区域彼此间的联络线潮流的流向。一般把区域划成受端区域及送端区域。

1. 受端区域电网稳定控制

影响受端区域电力系统稳定可能的因素有两个:一是有功不足导致的低频问题;二是电压失稳。为此采取两种措施进行受端区域电网的稳定控制。一是频率稳定控制,通常的措施是低频减载整定方法。该方法的缺陷是电力系统功率在进行长距离输送的时候,由于相关区域的发电与负荷的比例差距很大。因此在电力系统遇到解列的情况,常规的整定方法不能够让受端区域的电网的频率实现恢复。

本文设计出一套既能考虑到联网状态同时也能够适应解列状态的低频减载方案。详细的方法是在整个系统作为考量对象的总切负荷量里,除去受端区域的功率缺额,剩下的切负荷量在受端区域以外参与分配,同时受端区域的功率缺额量作为切负荷量在该区域内的负荷节点上参与分配,在全部区域内按照负荷比例分配到负荷节点上。

详细方案:系统包含 m 个位于解列之后受端区域电网内的负荷节点,剩下区域中包含 n 个负荷节

点,系统的总切负荷量是 P_{zq} ,受端区域电网的功率缺额是 P_{sd} ,受端区域电网中的负荷节点 i 得到的切负荷量 P_{qi} 是

$$P_{qi} = \frac{P_i}{P_1 + P_2 + \dots + P_m} \times P_{sd} \quad (2)$$

式(2)里, P 代表负荷节点所带的负荷量, i 是受端区域电网内的负荷节点。剩下区域电网中的负荷节点得到的切负荷量 P_{qi} 为

$$P_{qi} = \frac{P_i}{P_1 + P_2 + \dots + P_n} \times (P_{zq} - P_{sd}) \quad (3)$$

式中, P_i 代表剩下区域电网中负荷节点上所带的负荷量, j 为剩下区域电网内的负荷节点。

对于解列后受端区域出现的电网电压稳定问题现象,传统情况下受端区域切负荷会产生无功损耗降低,为解决无功富足的问题,可以采用两种措施来处理无功富足的情况,一是在低频减载的情况下再投切无功补偿的装置;二是优化低频减载方案,当分配切负荷量的时候挑选无功负荷比例相对较少的负荷。

2. 送端区域电网稳定控制

影响送端区域电网暂态稳定同样包含两个因素,一是有功功率不平衡引起频率稳定。二是电压稳定的因素。

对于送端区域电网产生的高频现象。经常采用快关汽门或者切机的方法来使得有功输出降低。

对于电压稳定控制方面,处理由于无功出力不足而产生的电压稳定问题的初步方法是在切机装置动作的时候提高电网内无功出力及降低无功消耗。详细办法既能够借助联投容性无功补偿装置,还能够借助联切感性无功补偿装置达到目标。

系统解列控制流程图

系统解列控制流程图如图1所示。

仿真分析

本节通过仿真试验来对文中阐述的稳定控制策略检验。建立如图2的电力系统。通过A与B构成的系统发电出力是300 MW,负荷同样是300 MW。区域A包括三台发电机,发电机1最大出力180 MW,实际出力是150 MW;发电机2和发电机3最大出力是60 MW,实际出力45 MW,总负荷是150 MW + 60 MW。区域B为一台发电机,其最大出力75 MW,实际出力60 MW,总负荷是150 MW + 60 MW。区域A将向区域B输送90 MW电力。

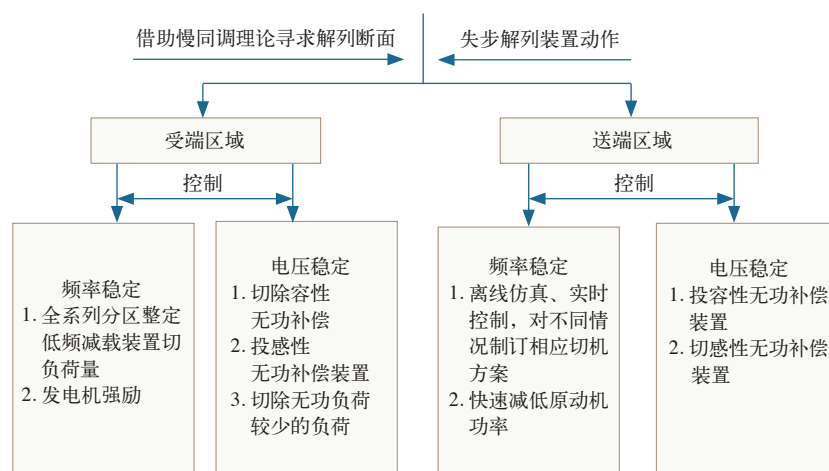


图1 系统解列控制流程图

由图2可知，区域B在解列后容易产生受端区域电网。传统上把占有系统总容量比重较大的某一台大机组所有的输电线路断开后的电力系统功率缺额是最大功率缺额的参考。所以，系统整定总切负荷量是150 MW，那么区域B处低频减载装置整定的切负荷量是90 MW。区域A处的低频减载装置整定的切负荷量是60 MW。该设计方法能够同时满足系统联网运行时在大扰动下以及系统解列情况下维持稳定的需要。

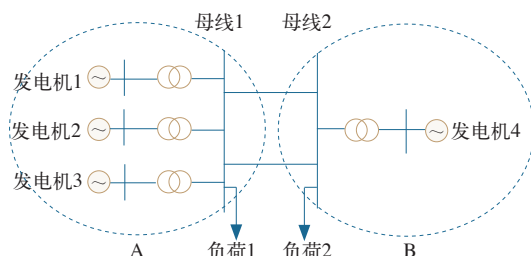


图2 两地区电网双回线互联

进行仿真的时候，选定双回联络线其中一条当时间为1 s的时候出现三相短路事故，1.1 s的时候故障线路被切除，1.2 s的时候剩余联络线同样被切除，当2 s的时候受端区域电网采取切负荷操作，并对送端区域电网采取切机操作，且投切无功补偿装置采取无功功率平衡控制，仿真时间为20 s。

由图3~图5可以发现，当时间为1 s的时候产生故障，系统频率出现波动，当1.2 s系统双回联络线都被切除的时候，送端区域A频率变大，而受端区域B频率降低，当2 s的时候区域进行切机切负荷后，导致各孤立区域的有功功率趋向于平衡，各孤立区域频率慢慢达到稳定。通过相应的无功控制措施，导致因为短路降低的电压慢慢达到稳定。仿真结果证明了文中辅助稳定控制方案的合理性。

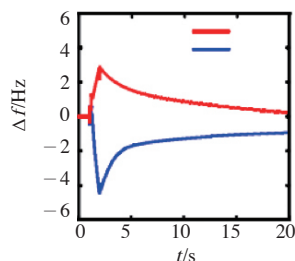


图3 发电机1与4所接母线处的频率偏差

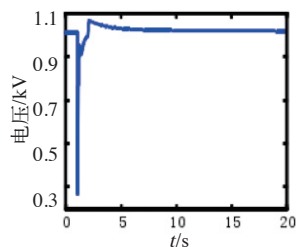


图4 发电机1所接母线处电压

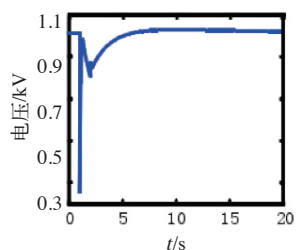


图5 发电机4所接母线处电压

结束语

本文推荐出更加好更加优化的解列控制策略。最初采用慢同调理论来对同调机群进行识别。随后对解列控制装置进行了研发，文章最终推荐了一种辅助稳定控制的方案。而这种方案是建立在优化一般切机切负荷策略的基础上。并且即使在大扰动的环境下电力系统进行联网运行时可以保持平稳。EA

（收稿日期：2018.07.08）

（编辑：白文亭）