

振荡中心侵入机群场景下的刚性外推策略

李振兴¹,王振宇¹,翁汉珺²,王露¹,谢志豪¹

(1. 三峡大学 电气与新能源学院,湖北 宜昌 443002;

2. 三峡大学 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室,湖北 宜昌 443002)

摘要:大规模电力外送基地机群失步场景下,振荡中心易侵入机群内部,仍采用现有发电机失步保护应对策略将可能导致机组“雪崩式”切机。从切机切负荷有损控制入手,提出了一种通过调整负荷或机组数量维持系统稳定性的振荡中心刚性外推策略。针对振荡中心落入电力外送基地某机群场景,从理论上分析了该刚性策略的可行性;推导了系统内任意一点处电压幅值的解析表达式,并结合振荡中心处的电压特性,得到中心位置表达式;基于此,在振荡中心外推出机群条件下对受端系统负荷或对侧机群机组切除数量进行预测,制定防止过切的约束,进一步判断系统的稳定性,并确定源荷调整有效范围。最后,基于PSCAD/EMTDC仿真软件建立多机并联外送系统仿真模型,通过仿真验证了系统失步过程中发电机失步保护阻抗轨迹和功角变化,采取外推策略后振荡中心外推出机群且功角趋于稳定,该结果说明了所提策略的有效性。

关键词:大规模电力外送基地;振荡中心;刚性策略;源荷调整;发电机失步保护

中图分类号:TM 772;TM 712

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202008004

0 引言

大规模电力外送基地主要呈现以下特征:送端单机容量增大、机组数量减小导致送端等值阻抗增大^[1];电网强互联需要多条线路、多形式输电并联运行,导致输电走廊等值阻抗减小^[2];而受端电网密度大、负荷大、分布广,再加上分布式新能源的利用,导致受端系统等值阻抗减小^[3]。在此背景下,系统振荡时,振荡中心侵入送端系统机群内部并长时间滞留失步保护动作区的概率明显增大。对于采用同一失步保护整定值的机群而言,这可能导致大量机组被切除,甚至出现“雪崩式”切机^[4]。此外,由于振荡中心附近出现低电压情况,可能导致发电厂内辅机(如除渣机、锅炉给水泵、高压加热器等)因低压退出运行,从而联切大量的发电机组,酿成短时间内系统电源缺失的灾难性后果^[5]。基于澳大利亚“9·28”大停电^[6]和印度“7·30”大停电^[7]等事故分析可知,在大停电事故中振荡中心有向机群内部方向迁移的趋势。因此,亟需对振荡中心侵入机群进行研究并提出行之有效的振荡中心外推策略。

目前,国内针对振荡中心的研究大多集中于在线路上对其进行定位。根据振荡中心特点^[8]可将现有研究主要分为以下3个方面。①基于电压最小值对振荡中心特性的研究。文献^[9]验证了振荡中心

处电压最低;文献^[10-12]根据 $U \cos \varphi$ 的不同变化规律,对加速/减速失步和振荡中心位置进行判断;为了提高对振荡中心位置判定的准确性,文献^[13]结合 $U \cos \varphi$ 的过零特征和无功功率的变化特征对振荡中心进行定位。②基于暂态能量最大对振荡中心特性的研究。文献^[14]发现具有最大暂态能量的支路在振荡中心附近,并通过该特征对振荡中心进行识别;文献^[15]提出了一种通过识别振荡能量曲线来判定振荡中心是否存在于该线路上的方法,判断依据是振荡能量曲线出现正负交替变化。③基于两侧相角差在一个周期内从 0° 到 360° 周期性变化对振荡中心特性的研究。文献^[16]基于电压相角轨迹对三机等值系统振荡中心位置表达式进行计算;文献^[17]提出了一种基于电压频率特性识别与定位振荡中心的方法。然而,上述研究均只考虑振荡中心位于线路上的情况,忽略了其可能侵入机群内部,且随着现代电力系统的发展,这种情况不容忽视。

鉴于此,本文基于振荡中心侵入机群内部场景,提出了一种振荡中心外推刚性策略。首先,对振荡下系统扰动导致振荡中心侵入发电机内部进行理论分析;然后,基于振荡中心电压最小特性确定具体切负荷切机策略;最后,结合发电机阻抗轨迹和功角变化验证所提策略的可行性。

1 振荡下系统扰动导致振荡中心侵入机群内部的理论分析

当大规模电力外送基地各机群之间发生振荡时,因振荡中心落于其中某一机群内部而将该机群全部切除具有很大的风险。本文采用的互联发电机群示意图见图1。以机群1为研究对象,图1所示的

收稿日期:2020-04-13;修回日期:2020-05-30

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51607106);三峡大学学位论文培优基金资助项目(2019SSPY050)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51607106) and the Dissertation Training Foundation of China Three Gorges University(2019SSPY050)

系统存在的振荡形式有:机群1对于外部大系统的振荡;机群1与机群2之间的振荡。当机群1对于外部大系统发生振荡时,机群2由于始终与受端系统紧密相连而保持同步运行,为便于研究,可将机群2与受端系统作为一个整体进行等效建模;而机群1与机群2之间发生振荡时,可以理解为两机群均失步于受端系统,由于阻抗轨迹与振荡中心位置的不同,所以等效电路与机群1对于外部大系统的振荡不同。考虑到失步保护测量阻抗与系统阻抗有关,因此本文研究以机群1对于外部大系统的振荡为例进行分析与论证。

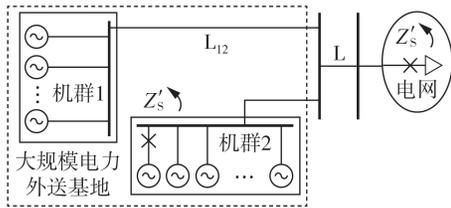


图1 互联发电机群示意图

Fig.1 Schematic diagram of interconnected generator group

图1中,当机群1对于外联络线 L_{12} 发生金属性接地故障时,尽管重合闸成功,但这期间累积的不平衡能量已可能使机群1(机组数为 n_1)与受端系统之间失去同步。将机群2(机组数为 n_2)与受端系统作为一个整体进行等效建模,其等效阻抗 Z'_s 为:

$$Z'_s = \left(\frac{Z_G + Z_T}{n_2} \right) // (Z_s + Z_L) < \frac{Z_G + Z_T}{n_2} \quad (1)$$

其中, Z_G 为发电机阻抗; Z_T 为变压器阻抗; Z_s 为用户侧电网等效阻抗; Z_L 为输电线路L阻抗。

现有发电机常采用三阻抗元件进行失步保护,如图2所示。图中2条透镜边界线①、③和阻挡器直线②用于判断阻抗轨迹是否穿过保护,直线④用于判断振荡中心位置。失步保护动作条件为阻抗轨迹穿过透镜内部时间或滑级次数(一般取2次)。

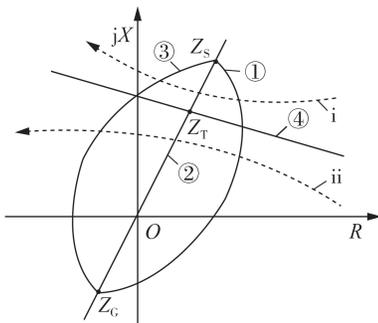


图2 三阻抗元件失步保护阻抗轨迹

Fig.2 Out-of-step protection impedance trace of triple impedance component

当送受端系统之间发生振荡时,送端系统内各

机组状态接近,可近似将整个送端系统等值为一个电源,其等效阻抗用 Z_{Gn1} 表示。

基于等值模型,结合多机等值的逆过程,可得机群1内部任意一台发电机其机端观察点的测量阻抗 Z_{IK} 为:

$$Z_{IK} = \frac{V_G}{I_G} = \frac{E_G - I_G Z_G}{I_G} = \frac{E_G}{I_G} - Z_G = n_1 \frac{E_G}{I_L} - Z_G = n_1 \frac{E_G}{\frac{E_{Gn} - E_s}{Z_{Gn1} + Z_{L12} + Z'_s}} - Z_G = \frac{E_G}{E_G - E_s} \left[n_1 (Z'_s + Z_{L12}) + Z_G + Z_T \right] - Z_G \quad (2)$$

其中, V_G 和 I_G 分别为机群1内部任意一台发电机机端观察点电压和电流; E_G 为任意一台发电机电势; I_L 为流过线路 L_{12} 上的电流; E_{Gn} 和 E_s 分别为机群1和等效受端系统等值电势; Z_{L12} 为线路 L_{12} 阻抗。

结合不等式(1),可得:

$$Z_{IK} < \frac{E_G}{E_G - E_s} \left[n_1 \left(\frac{Z_G + Z_T}{n_2} + Z_{L12} \right) + Z_G + Z_T \right] - Z_G \quad (3)$$

假设两侧系统电势幅值相等且相角差 $\Delta\delta = 180^\circ$,则该场景下机端观测点测量阻抗满足:

$$Z_{IK} \Big|_{\Delta\delta=180^\circ} = \frac{1}{2} \left[n_1 (Z'_s + Z_{L12}) + Z_G + Z_T \right] - Z_G < \frac{1}{2} \left(\frac{n_1}{n_2} - 1 \right) Z_G + \frac{1}{2} \left(\frac{n_1}{n_2} + 1 \right) Z_T + \frac{1}{2} n_1 Z_{L12} \quad (4)$$

由式(4)不难看出, n_1/n_2 越小,不等式(5)越容易成立。

$$Z_{IK} \Big|_{\Delta\delta=180^\circ} < Z_C \quad (5)$$

其中, $Z_C = 0.9 Z_T$,为失步保护电抗线特征阻抗^[18]。

当系统扰动导致机群1中部分机组发生单机失步时,从保护机组安全性的角度出发,保护应立即跳闸切机,使得式(5)更容易得到满足,即振荡中心越容易侵入机群1内部,阻抗轨迹如图2中曲线ii所示。若不采取任何措施,则机群1所有机组均被切除的风险激增。因此,该场景下振荡中心落于机群1内部的风险不容忽视,而且一旦将机群1全部切除就会造成对侧系统电能缺失,巨大的能量不平衡状况将严重威胁整个系统的稳定运行^[19]。

上述分析过程也表明,如果能使 n_1/n_2 增大,则有助于将振荡中心外推出机群1内部,从而有可能避免机群1机组全部切除事故的发生,阻抗轨迹如图2中曲线i所示。在机群1机组全部投运的情况下, n_1 已不可能增加,此时减小 n_2 即对机群2进行适当的切机操作同样也可以达到避免机群1机组全部切除的目的。接下来将对这种牺牲局部保全全局的策略进行具体分析。

2 振荡中心侵入机群内部规避失步保护误动的刚性外推策略分析

多机并联发电系统及其等效示意图见图3。图3(a)所示互联发电系统中,假设各台发电机和变压器电抗分别为 X'_d, X_T ,且发电机电势、相角都近似相等。一般并联运行发电机和变压器的型号、规格、电气参数以及运行方式都十分相近,因此多台并联机组可以用1台机组进行等效,等效结果如图3(b)所示。图中, X_{GT1}, X_{GT2}, X_S 分别为机群1、机群2和受端系统等值电抗,其中 X_{GT1}, X_{GT2} 如式(6)所示; E_C, E_S 分别为机群和受端系统等值电势; $X_{L1} - X_{L3}$ 分别为输电线路 $L_1 - L_3$ 的等值电抗。

$$X_{GT1} = (X'_d + X_T)/n_1, \quad X_{GT2} = (X'_d + X_T)/n_2 \quad (6)$$

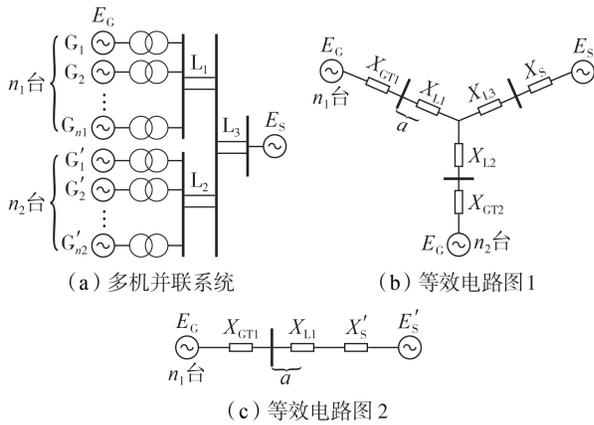


图3 多机并联发电系统及其等效示意图

Fig.3 Schematic of multi-generator parallel power generation system and its equivalent diagrams

为便于研究振荡对机群1的影响,可将机群2与受端系统作为一个整体进行等效建模(以下简称为等效受端系统),其等效结果如图3(c)所示。图中 E'_S, X'_S 分别为等效受端系统的等值电势和电抗,如式(7)所示。

$$\begin{cases} E'_S = E_S \\ X'_S = (X_{GT2} + X_{L2}) // (X_S + X_{L3}) \\ X_S = (u'_S)^2 / S_S \end{cases} \quad (7)$$

其中, S_S 为受端系统的功率。

令两侧等效电源电压瞬时值 u_C, u'_S 如下:

$$u_C = E_C \sin(\omega_1 t), \quad u'_S = E'_S \sin(\omega_2 t) \quad (8)$$

其中, ω_1, ω_2 为两侧系统角频率。

图3(a)中,以线路 L_1 上的任意一点A为研究对象,其到机端联络线的电抗为 X_A 。定义位置系数 $a = X_A / X_{L1}$ 来表征点A在线路 L_1 上的位置。分别计算出两侧电源单独作用下的点A处的电压,再利用叠加定理,可推导出点A处的电压,如式(9)所示。

$$u_A = \frac{E_C}{X_{GT1} + X_{L1} + X'_S} [q_A \cos(\omega_1 t) + p_A \sin(\omega_1 t)] = \frac{E_C}{X_{GT1} + X_{L1} + X'_S} \sqrt{q_A^2 + p_A^2} \sin(\omega_1 t + \delta_{A0}) = U_A \sin(\omega_1 t + \delta_{A0}) \quad (9)$$

$$\begin{cases} p_A = (1-a)X_{L1} + X'_S + k \cos(\Delta\omega t)(X_{GT1} + aX_{L1}) \\ q_A = k \sin(\Delta\omega t) \end{cases} \quad (10)$$

其中, $k = E'_S / E_C$,为电源 E'_S 与电源 E_C 之间的电压幅值比; $\Delta\omega = \omega_2 - \omega_1$,为电源 E'_S 与电源 E_C 之间的角频率差; U_A 为点A处电压幅值,如式(11)所示; δ_{A0} 为电压初值相角,如式(12)所示。

$$U_A = \frac{E_C}{X_{GT1} + X_{L1} + X'_S} \sqrt{q_A^2 + p_A^2} \quad (11)$$

$$\delta_{A0} = \arctan(q_A / p_A) \quad (12)$$

基于振荡中心对发电机低压保护与失步保护的影响程度,可知功角摆开接近 180° 时对机组安全运行的影响最大,考虑最不利原则,令 $U_A = 0, \delta = 180^\circ$ 。利用MATLAB,可通过式(9)求解位置系数 a 的表达式,如式(13)所示。

$$a = (X_{L1} + X'_S - kX_{GT1}) / (X_{L1} + kX_{L1}) \quad (13)$$

构造上文所述振荡中心可能侵入机群1内部场景,在图3(a)所示系统中,振荡中心侵入机群内部,即位置系数 $a < 0$ 时,如果不采取任何措施,将引发一系列事故,甚至使机群1机组全部退出运行。

对于机群1而言,调整对侧机组和受端系统是等效的,因此可通过调整受端系统负荷切除量和机群2切机数使振荡中心外推出机群内部,这样既避免了振荡中心侵入机群内部,保障了机组安全,同时又能尽可能少地切除负荷或机组。由于该策略属于紧急控制策略,并非应用于长期运行,因此,在实现振荡中心外推出机群后,为保障整个系统的电源支撑和系统的完整性,需对切除的负荷与机组进行恢复,考虑到机组恢复比负荷恢复更复杂,因此优先调整受端系统负荷切除量,在达到其上限时,再考虑调整机群1切机数。

2.1 外推策略思路

以最大化保全系统为目的,通过切除负荷和机组的刚性策略,使振荡中心外推出机群内部,且尽可能少地损失负荷,从而保障整个系统的电源支撑和系统完整性。

该策略基本思路如图1所示,其关键是调整负荷和机组的数量,从而使振荡中心外推出机群。并且切除最少负荷数和机组数,既达到了中心外推的目的,又最大化地保全了系统。其核心步骤包括:计算机组和负荷切除量预测值;分析机组和负荷切除量调整约束;判断系统暂态稳定性;确定具体切机切负荷方案。

2.2 外推策略步骤

2.2.1 调整受端负荷量

(1) 计算负荷切除量预测值。

在检测到振荡中心侵入机群1内部时,首先对振荡中心外推出机群受端负荷切除量 ΔS_{YC} 进行预测。

调整后,受端等值电抗 X_s 受到了影响,导致等效受端系统等值电抗 X'_s 发生了改变:

$$X'_s = (X_{GT2} + X_{L2}) // (X_s + X_{L3}) = \left(\frac{X'_d + X_T}{n_2} + X_{L2} \right) // \left[\frac{(u'_s)^2}{S_s - \Delta S_{YC}} + X_{L3} \right] \quad (14)$$

由于采取该措施的目的是将振荡中心外推出机群内部,所以在调整后,需满足 $a > 0$ 。结合式(14),可推导出受端负荷切除量预测值 ΔS_{YC} 需满足:

$$\Delta S_{YC} > S_s - \frac{(u'_s)^2}{kX_{GT1} - X_{L1} - X_{L3}} \quad (15)$$

为便于分析,受端系统负荷切除量可采用不等式(15)取等号时的解,即最少需要切除的负荷。

(2) 分析负荷切除量调整约束。

随着电力系统向复杂化多样化方向发展,存在被侵入机群损失的发电量小于受端切除负荷的场景。此外,为避免过度调整,导致振荡中心迁移至对侧机组内部,造成对侧机组出现“雪崩式”切机现象,调整值也受到振荡中心位置系数取值范围的影响。因此,负荷切除量存在一定的范围。

设振荡中心侵入机群内部导致机群损失的发电量为 ΔS_1 ,考虑到系统的经济性,受端系统负荷切除量 ΔS_{YC} 应该满足:

$$\Delta S_{YC} < \Delta S_1 \quad (16)$$

以机群1为研究对象,为避免过度调整,导致振荡中心迁移至对侧机组内部,振荡中心位置系数 a 应该满足 $a < 1$,最终使振荡中心落在输电电路上。结合式(13)和式(14),可得到避免振荡中心迁移至对侧系统情况下,受端系统负荷切除值的极限值为 ΔS_2 ,如式(17)所示。

$$\Delta S_2 = S_s - (u'_s)^2 [X_{GT2} + X_{L2} - k(X_{GT1} - X_{L1})] \div \left\{ k(X_{GT2} + X_{L2})(X_{GT1} - X_{L1}) + [k(X_{GT1} - X_{L1}) - X_{GT2} + X_{L2}]X_{L3} \right\} \quad (17)$$

因此,兼顾系统经济性和振荡中心适度调整,受端系统负荷切除量 ΔS_{YC} 应该满足:

$$0 \leq \Delta S_{YC} < \min(\Delta S_1, \Delta S_2) \quad (18)$$

(3) 判断系统暂态稳定性。

若预测值满足调整约束,进一步对系统暂态稳定性进行判断。

参考扩展等面积法思路^[20],对多机并联系统进行两机等值,最终变换为单机无穷大系统。

切除受端负荷(或对侧机组)功角特性曲线见图

4。可见切除受端系统负荷将使得系统等值阻抗增大,电磁功率下降。设正常运行时和调整负荷切除量的电磁功率分别为 P_1 和 P'_1 ,机械功率为 $n_1 P_T$,其中 P_T 为机械功率。为使系统能恢复稳定,需保证加速面积 A_{acc} 不大于减速面积 A_{dec} 。

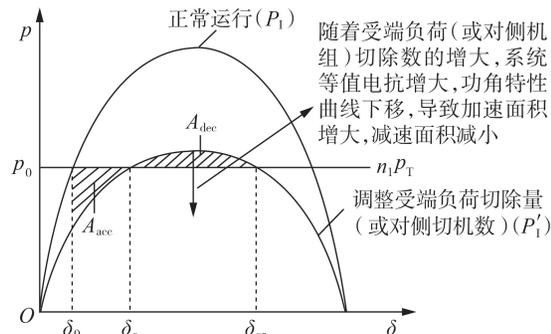


图4 切除受端负荷(或对侧机组)功角特性曲线
Fig.4 Power angle characteristic curve of cutting receiving-side loads(or opposite-side units)

A_{acc} 和 A_{dec} 均为关于 ΔS_{YC} 的函数:

$$\begin{cases} A_{acc} = \int_{\delta_0}^{\delta_c} \left(n_1 P_T - \frac{E_C E'_s}{X_\Sigma} \sin \delta \right) d\delta \\ A_{dec} = \int_{\delta_c}^{\delta_{cr}} \left(\frac{E_C E'_s}{X_\Sigma} \sin \delta - n_1 P_T \right) d\delta \end{cases} \quad (19)$$

其中, X_Σ 为系统中所有元件电抗之和; δ_0 为采取措施时功角; δ_c 为最大调整时功角; δ_{cr} 为极限运行时功角。

随着受端系统负荷切除量的增大,系统等值电抗增大,功角特性曲线将下移,导致加速面积增大而减速面积减小。令 $A_{dec} \geq A_{acc}$,可得判断系统暂态稳定性需满足:

$$\Delta S_{YC} \leq S_s - \frac{(u'_s)^2}{B \left(\frac{X'_d + X_T}{n_2} + X_{L2} \right) / \left(\frac{X'_d + X_T}{n_2} + X_{L2} - B \right) - X_{L3}} \quad (20)$$

$$B = \frac{\cos \delta_{cr} - \cos \delta_0}{n_1 P_T (\delta_0 - \delta_{cr})} E_C E'_s - X_{GT1} - X_{L1} \quad (21)$$

(4) 确定具体切负荷方案。

若 ΔS_{YC} 满足负荷切除量调整约束并通过系统暂态稳定性判断,则说明调整受端负荷数可满足振荡中心外推出机群要求。即受端切除负荷 ΔS_{YC} ,可将振荡中心外推出机群。

若 ΔS_{YC} 不满足负荷切除量调整约束或未通过系统暂态稳定性判断,则说明调整受端负荷数无法满足振荡中心外推出机群要求。在最大化调节受端负荷前提下,对机群2机组数进行调整。

2.2.2 调整机群2切机数

(1) 计算机组切除量预测值。

在检测到振荡中心侵入机群1内部时,首先对

振荡中心外推出机群2机组切除量 m_{YC} 进行预测。

调整后,等效受端系统等值电抗 X'_S 发生了改变:

$$X'_S = (X_{GT2} + X_{L2}) // (X_S + X_{L3}) = \left(\frac{X'_d + X_T}{n_2 - m_{YC}} + X_{L2} \right) // \left[\frac{(u'_S)^2}{S_S} + X_{L3} \right] \quad (22)$$

由于该措施的目的是将振荡中心外推出机群内部,所以在切除 m_{YC} 台机组后,需满足 $a > 0$ 。结合式(22),可推导出切机数预测值 m_{YC} 需满足:

$$m_{YC} > n_2 - \frac{X'_d + X_T}{kX_{GT1} - X_{L1} - X_{L2}} \quad (23)$$

为使振荡中心外推出机群内部,真正切机的台数取不等式(23)大于号右侧采取进一法后的值,即最少需要切除的机组台数。

(2)分析机组切除量调整约束。

随着电力系统向复杂化多样化方向发展,存在被侵入机群损失的发电量小于机群2切机发电量的场景。此外,为避免过度调整,导致振荡中心迁移至对侧机组内部,造成对侧机组出现“雪崩式”切机现象,调整值也受到振荡中心位置系数取值范围的影响。因此,切机数也存在一定的范围。

设振荡中心侵入机群内部导致机群损失的发电量为 ΔS_1 ,考虑到系统的经济性,机群2发电机切除台数 m_{YC} 应该满足:

$$m_{YC} < \Delta S_1 / S_G \quad (24)$$

其中, S_G 为单台机组容量。

为避免振荡中心迁移至对侧系统,振荡中心位置系数 a 应该满足 $a < 1$ 。

结合式(13)和式(22),可得到避免振荡中心迁移至对侧系统情况下,机群2发电机切除数的极限值 m_1 ,如式(25)所示。

$$m_1 = n_2 - (X'_d + X_T) \left[\frac{(u'_S)^2}{S_S} + X_{L3} - k(X_{GT1} - X_{L1}) \right] \div \left\{ k \left[\frac{(u'_S)^2}{S_S} + X_{L3} \right] (X_{GT1} - X_{L1}) + \left[k(X_{GT1} - X_{L1}) - \frac{(u'_S)^2}{S_S} + X_{L3} \right] X_{L2} \right\} \quad (25)$$

因此,兼顾系统经济性和振荡中心适度调整,机群2发电机切除数 m_{YC} 应该满足:

$$0 \leq m_{YC} < \min(\Delta S_1 / S_G, m_1) \quad (26)$$

(3)判断系统暂态稳定性。

若预测值满足调整约束,进一步对系统暂态稳定性进行判断。

随着对侧机组切除数的增大,系统等值电抗增大,功角特性曲线将下移,导致加速面积增大而减速面积减小,如图4中功角特性所示。按上述思路进

行分析,可得到基于系统稳定情况下,机群2切除数需满足:

$$m_{YC} \leq n_2 - \frac{X'_d + X_T}{B[(u'_S)^2 / S_S + X_{L3}] / [(u'_S)^2 / S_S + X_{L3} - B] - X_{L2}} \quad (27)$$

(4)确定具体切机方案。

若 m_{YC} 满足机组切除量调整约束并通过系统暂态稳定性判断,则说明调整机群2机组数可满足振荡中心外推出机群要求。即机群2切除机组 m_{YC} 台,可将振荡中心外推出机群。

若 m_{YC} 不满足机组切除量调整约束或未通过系统暂态稳定性判断,则说明采取该措施无法满足振荡中心外推出机群要求。在最大化调节该措施前提下,可考虑调节系统参数或进行解列。

3 仿真实验

为了验证本文上述理论分析的正确性,采用PSCAD/EMTDC仿真软件搭建图3(a)所示的网络拓扑进行仿真实验,取 $n_1 = 5$ 、 $n_2 = 10$ 。设置所有发电机、变压器同型号,各元件参数如下:发电机G,额定容量 $S_G = 300 \text{ MV} \cdot \text{A}$,额定电压 $U_G = 18 \text{ kV}$,等值电抗 $X'_d = 0.32 \text{ p.u.}$;变压器T,额定容量 $S_{NT} = 360 \text{ MV} \cdot \text{A}$,变比为 $18 \text{ kV} / 242 \text{ kV}$,短路阻抗百分比 $U_s = 20\%$;线路, $L_1 - L_3$ 长度分别为 $50, 50, 30 \text{ km}$,其单位电抗 $x_1 = 0.47 \Omega / \text{km}$;受端系统,额定容量 $S_{NS} = 3000 \text{ MV} \cdot \text{A}$,额定电压为 242 kV 。

对图3(b)、(c)所示的仿真系统进行等效,采用标么值进行计算,取基准容量和电压分别为 $S_B = 360 \text{ MV} \cdot \text{A}$ 、 $U_{B(220)} = 230 \text{ kV}$,可计算得到机群1机组等效电抗 $X_{GT1} = 0.117 \text{ p.u.}$,机群2机组等效电抗 $X_{GT2} = 0.058 \text{ p.u.}$,线路 L_1, L_2 电抗 $X_{L1} = X_{L2} = 0.16 \text{ p.u.}$,线路 L_3 电抗 $X_{L3} = 0.096 \text{ p.u.}$,等效受端系统等值电抗 $X'_S = 0.112 \text{ p.u.}$ 。

下面主要对送端与受端两侧电压相等($k=1$)和不相等($k=1.1$)这2种情况进行分析计算。针对系统扰动导致振荡中心侵入机群内部场景,计算使振荡中心外推出机群的最优负荷切除量或最优切机数,通过实时监测发电机功角和失步保护阻抗轨迹来验证该刚性策略的可行性。

3.1 两侧电源幅值相等($k=1$)

当两侧电压幅值比 $k=1$,即两侧电源幅值相等,系统发生振荡但其拓扑结构不发生变化时,将数据代入式(13),可得位置系数 $a = 0.48$,即振荡中心在线路 L_1 上,远离机群。

构造以下场景:0.5 s时,由于系统扰动造成机群1内3台机组发生单机失步,从保护机组安全性的角度出发,保护应立即跳闸将3台失步的机组切除。此时,机群1机组等效电抗发生变化变为 $X_{GT1} =$

0.292 p.u., 振荡中心位置系数 $a = -0.06$, 即振荡中心侵入了机群内部, 严重威胁系统的安全。 $k=1$ 时未采取措施的阻抗轨迹如图5中虚线所示。图中电阻、电抗均为标么值, 后同。可见振荡中心落入了机群内部, 容易导致系统“雪崩式”切机。

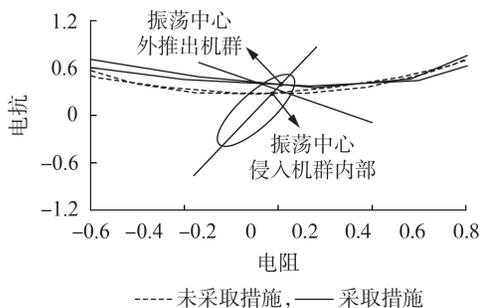


图5 阻抗轨迹($k=1$)

Fig.5 Impedance locus($k=1$)

如果在检测到振荡中心侵入机群内部时, 立即对振荡中心外推出机群条件下的受端负荷切除量 ΔS_{YC} 进行预测。将数据代入式(15)中, 可得预测负荷切除量 ΔS_{YC} 需满足 $\Delta S_{YC} > 1296 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 。为了便于分析, 取 $\Delta S_{YC} = 1300 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 。

为避免振荡中心过度调整, 将数据代入式(18), 可得受端负荷切除数 ΔS_{YC} 应该满足 $\Delta S_{YC} \leq 1500 \text{ MV}\cdot\text{A}$, 所求预测值 ΔS_{YC} 在其调整范围中。进一步将数据代入式(20), 可验证系统暂态稳定性。这说明调整受端系统负荷量可满足振荡中心外推出机群要求。受端需切除负荷 ΔS_{YC} , 取 $\Delta S_{YC} = 1300 \text{ MV}\cdot\text{A}$, 可将振荡中心外推出机群。此时, 发电机阻抗轨迹如图5中实线所示, 振荡中心外推出了机群。

图6给出了在系统构造失步场景时是否采取外推策略下发电机功角变化情况的对比。由图可知, 如果不采取措施, 系统将在5.1 s左右失步, 并一直持续, 但如果在4.3 s左右检测到将要发生失步时, 按上述计算切除受端系统负荷 $1300 \text{ MV}\cdot\text{A}$, 系统将趋于稳定。再结合主动调频和励磁等无损措施, 系统必将恢复稳定。

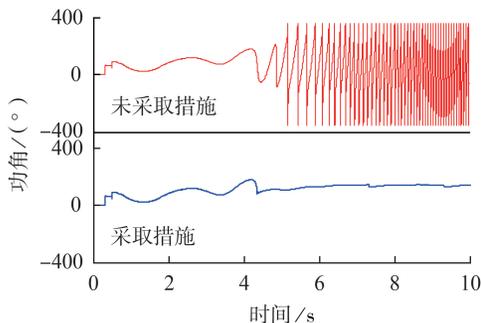


图6 功角变化曲线($k=1$)

Fig.6 Curve of power angle variation($k=1$)

综合上述发电机阻抗轨迹与功角变化的分析,

可以验证本文所提外推策略的可行性。

3.2 两侧电源幅值不等($k=1.1$)

当两侧电压幅值比 $k=1.1$, 即两侧电源幅值不相等, 系统发生振荡但其拓扑结构不发生变化时, 位置系数 $a=0.44$, 即振荡中心在线路 L_1 上, 远离机群。

构造以下场景: 0.5 s 时, 由于系统扰动造成机群1内3台机组发生单机失步, 从保护机组安全性的角度出发, 保护应立即跳闸将3台失步的机组切除。此时, 机群1机组等效电抗发生变化变为 $X_{GT1} = 0.292 \text{ p.u.}$, 位置系数 $a = -0.15$, 即振荡中心侵入了机群内部, 严重威胁系统的安全。 $k=1.1$ 时未采取措施的阻抗轨迹如图7中虚线所示。可见振荡中心落入了机群内部, 容易导致系统“雪崩式”切机。

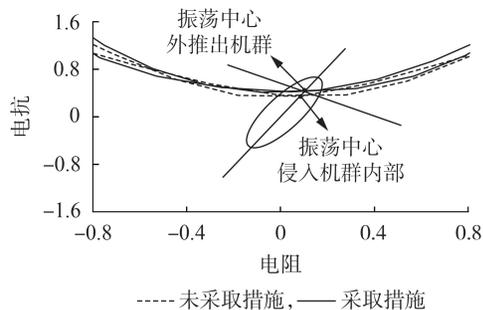


图7 阻抗轨迹($k=1.1$)

Fig.7 Impedance locus($k=1.1$)

如果在检测到振荡中心侵入机群内部时立即采取上文所述刚性措施, 在受端系统中切除负荷 ΔS , 但是当切除量取极限值 $\Delta S = 1500 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 时, 振荡中心仍无法被推出机群。此时, 需采取切机措施, 立即对振荡中心外推出机群条件下机群2中切机数 m_{YC} 进行预测。将数据代入式(23)中, 可得预测机组切除数 m_{YC} 需满足 $m_{YC} > 5.5$ 。采取进一步法, 至少切除机群2中6台机组, 才能使振荡中心外推出机群。

为避免振荡中心过度调整, 将数据代入式(26), 可得机群2中切机数 m_{YC} 应该满足 $m_{YC} \leq 6.32$, 所求预测值 m_{YC} 在其调整范围中。进一步将数据代入式(27), 可验证系统暂态稳定性, 这说明该策略可满足振荡中心外推出机群要求。取机群2中需切除机组 $m_{YC} = 6$, 可将振荡中心外推出机群。此时, 发电机阻抗轨迹如图7中实线所示, 振荡中心外推出了机群。

图8给出了在系统构造失步场景时是否采取外推策略下发电机功角变化情况的对比。由图可知, 如果不采取措施, 系统将在4 s左右失步, 并一直持续, 但如果在3.8 s左右检测到将要发生失步时, 按上述计算同时切除受端系统负荷 $1500 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 和机群2中6台机组, 系统将趋于稳定。再结合主动调频和励磁等无损措施, 系统必将恢复稳定。

综合上述发电机阻抗轨迹与功角变化的分析, 可以验证本文所提外推策略的可行性。

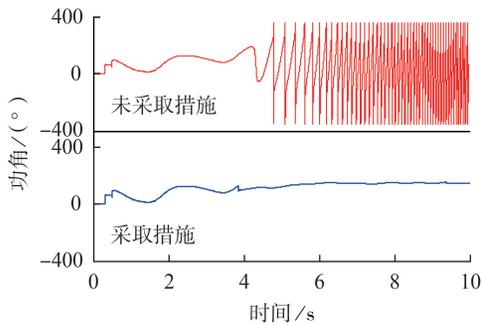


图8 功角变化曲线($k=1.1$)

Fig.8 Curve of power angle variation($k=1.1$)

在上述两侧电源是否相等的2种情况下,分别对是否采取本文所提策略进行了分析,结合阻抗轨迹和功角变化分析,可知当振荡中心侵入机群内部时,采用该刚性外推策略可使振荡中心外推出机群,使系统很快趋于稳定,将避免保护误动造成的“雪崩式”切机,即验证了该策略的可行性。

4 结论

随着机群规模的增大,机组容量的提高,现有振荡中心在某种场景下易侵入发电机机群内部。为防止机群“雪崩式”脱机事故的发生,本文提出了一种在振荡中心侵入机群内部场景下振荡中心外推刚性策略,所得结论如下:

(1)对于大规模电力外送基地各机群之间发生振荡时,振荡中心可能落于其中某一机群内部,该机群将面临“雪崩式”切机风险;

(2)当振荡中心侵入机群内部时,基于三阻抗元件失步保护动作特性,可通过调整受端负荷切除量和对侧机组切除数,使振荡中心外推出机群内部;

(3)采用PSCAD/EMTDC仿真验证,通过阻抗轨迹和功角变化曲线分析得出结论,为该策略的可行性提供支持。

实际工程中,振荡中心的迁移规律将更加复杂,如非同调多机群之间,该问题需要后续更深入的研究与探讨。

参考文献:

[1] 吴萍,徐式蕴,赵兵,等. 面向风火打捆的特高压直流输电工程弱送端强直弱耦合特性研究[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(1): 60-66.
WU Ping, XU Shiyun, ZHAO Bing, et al. Research of weak sending-end coupling characteristics for bundled wind-thermal power transmission of UHVDC project[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1): 60-66.

[2] 韩刚,蔡旭. 虚拟同步发电机输出阻抗建模与弱电网适应性研究[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(12): 116-122.
HAN Gang, CAI Xu. Output impedance modeling of virtual synchronous generator and its adaptability study in a weak grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12): 116-122.

[3] 孙伟卿,田坤鹏,谈一鸣,等. 考虑灵活性需求时空特性的电网调度计划与评价[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 168-174.
SUN Weiqing, TIAN Kunpeng, TAN Yiming, et al. Power grid dispatching plan and evaluation considering spatial and temporal characteristics of flexibility demands[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 168-174.

[4] 李振兴,王振宇,翁汉琨,等. 兼顾源网安全的大规模电力外送基地多机失步保护动作策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(18): 68-75.
LI Zhenxing, WANG Zhenyu, WENG Hanli, et al. Multi-generator out-of-step protection strategy for large-scale power transmission base[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(18): 68-75.

[5] 高本锋,姚磊. 模糊自抗扰附加阻尼控制抑制光火打捆经串补送出的次同步振荡[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 121-127.
GAO Benfeng, YAO Lei. Supplementary damping control of SSO based on fuzzy active disturbance rejection control for photovoltaic-thermal-bundled system transmitted by series compensation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 121-127.

[6] 曾辉,孙峰,李铁,等. 澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 1-6.
ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9·28” blackout in south Australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6.

[7] 梁志峰,葛睿,董昱,等. 印度“7·30”、“7·31”大停电事故分析及对我国电网调度运行工作的启示[J]. 电网技术, 2013, 37(7): 1841-1848.
LIANG Zhifeng, GE Rui, DONG Yu, et al. Analysis of large-scale blackout occurred on July 30 and July 31, 2012 in India and its lessons to China's power grid dispatch and operation[J]. Power System Technology, 2013, 37(7): 1841-1848.

[8] 方勇杰,刘福锁,李碧君. 关于大电网失步解列控制研究的综述[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(18): 5256-5265, 5524.
FANG Yongjie, LIU Fusuo, LI Bijun. A review of out-of-step oscillation islanding control of large scale power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(18): 5256-5265, 5524.

[9] 侯俊贤,韩民晓,汤涌,等. 机电暂态仿真中振荡中心的识别方法及应用[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(25): 61-67.
HOU Junxian, HAN Minxiao, TANG Yong, et al. An oscillation center identification method and application in electro-mechanic transient simulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(25): 61-67.

[10] 宗洪良,任祖怡,郑玉平,等. 基于 $U\cos\varphi$ 的失步解列装置[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(19): 83-85.
ZONG Hongliang, REN Zuyi, ZHENG Yuping, et al. A out-of-step of splitting device the voltage of based on the changing track oscillation center[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(19): 83-85.

[11] 董希建,赵杰,凌超,等. 基于相位角原理的失步振荡解列判据机理研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(7): 1-6.
DONG Xijian, ZHAO Jie, LING Chao, et al. Research on out-of-step oscillation criterion mechanism based on principle of phase angle[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(7): 1-6.

[12] 邓华,高鹏,王建全. 关于振荡角的振荡中心电压和 $U\cos\varphi$ 的变化特征[J]. 电力系统及其自动化学报, 2007, 19(1): 68-73.
DENG Hua, GAO Peng, WANG Jianquan, et al. Oscillation center voltage of oscillation-angle and the characteristics of $U\cos\varphi$ [J]. Proceedings of the CSU-PSA, 2007, 19(1): 68-73.

[13] 胡永强,杨玉倩,赵书强,等. 基于 $U\cos\varphi$ 和无功功率特征定位电网失步振荡中心的方法[J]. 华北电力大学学报, 2013, 40

- (5):36-41.
 HU Yongqian, YANG Yuqian, ZHAO Shuqiang, et al. Method of positioning out-of-step oscillation center based on $U_{cos\varphi}$ and reactive power characteristic[J]. Journal of North China Electric Power University, 2013, 40(5):36-41.
- [14] 蔡国伟, 孟祥霞, 刘涛. 电力系统振荡中心的暂态能量解析[J]. 电网技术, 2005, 29(8):30-34.
 CAI Guowei, MENG Xiangxia, LIU Tao. Study on transient energy around power system oscillation center[J]. Power System Technology, 2005, 29(8):30-34.
- [15] 汪洋子. 基于振荡能量的电力系统失步振荡研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2015.
 WANG Yangzi. Study on power system out-of-step oscillation based on oscillation energy flow[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2015.
- [16] 刘佳乐, 唐飞, 廖清芬, 等. 基于电压相角轨迹的多频系统失步振荡中心定位及预警策略[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14):4070-4078, 4286.
 LIU Jiale, TANG Fei, LIAO Qingfen, et al. Location and pre-warning strategy of out-of-step center under multi-frequency oscillation based on voltage phase angle trajectory[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14):4070-4078, 4286.
- [17] 唐飞, 杨健, 刘涤尘, 等. 基于电压频率特性的大区联网失步振荡中心研究[J]. 高电压技术, 2015, 41(3):754-761.
 TANG Fei, YANG Jian, LIU Dichen, et al. Study on the oscillation center of interconnected area power grids based on voltage frequency characteristic[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(3):754-761.
- [18] EVANGELOS F, RENKE H, GEORGE J C, et al. A predictive generator out-of-step protection and transient stability monitoring scheme enabled by a distributed dynamic state estimator[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(4):1826-1835.
- [19] BINOD S, RAMAKRISHNA G, MOHINDAR S. Out-of-step protection using state-plane trajectories analysis[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28(2):1083-1093.
- [20] 黄通, 王杰. 基于改进EEAC法的随机复杂多机系统的暂态稳定性分析[J]. 电网技术, 2017, 41(4):1174-1182.
 HUANG Tong, WANG Jie. Transient stability analysis of stochastic complex multi-machine system based on improved equal-area criteria[J]. Power System Technology, 2017, 41(4):1174-1182.

作者简介:



李振兴

李振兴(1977—),男,河南许昌人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统继电保护与安全稳定控制(E-mail:lzx2007001@163.com);

王振宇(1994—),男,湖南醴陵人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统继电保护与安全稳定控制(E-mail:wangzy0407@foxmail.com)。

(编辑 李玮)

Inflexible extrapolation strategy when oscillation center into generator group

LI Zhenxing¹, WANG Zhenyu¹, WENG Hanli², WANG Lu¹, XIE Zhihao¹

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: The oscillation center is easy to invade the interior of generator group in the case that the generator group is out-of-step in large-scale power transmission base. At present, the response strategy of generator out-of-step protection may lead to cut generators like an avalanche. An inflexible extrapolation strategy for the oscillation center is proposed to maintain the system stability by adjusting the load or the number of power units. The feasibility of this strategy is theoretically analyzed based on the scenario that the oscillation center falls into the power transmission base. The analytical expression of the voltage amplitude at any bus is derived, and the expression of the center position is obtained by combining the voltage characteristics at the oscillation center. On this basis, when the oscillation center is operated out of the cluster, the load at the receiving bus or the number of units that are cut off from the opposite cluster is predicted. At the same, the constraints are made to avoid overcutting. Furthermore, the system stability is analyzed and the effective range of source and load adjustment is determined. Finally, based on PSCAD/EMTDC simulation software, a simulation model of multi-generator delivery system in parallel is established. The variation of generator out-of-step protection impedance trajectory and power angle during system out-of-step is verified by simulation. The proposed strategy ensures that the oscillation center is operated out of the cluster and the power angle is stable, which verifies the effectiveness of the proposed strategy.

Key words: large-scale power transmission base; oscillation center; inflexible strategy; source and load adjustment; generator out-of-step protection