

大型火力发电厂同期装置和快切装置功能的合理匹配

胡延青¹, 叶念国²

(1. 内蒙大唐托克托发电有限责任公司, 内蒙 呼和浩特 010026; 2. 深圳市智能设备开发有限公司, 广东 深圳 518033)

摘要: 同期装置和快切装置是大型火力发电厂的重要自动装置,前者担负着电厂正常运行时断路器的同期操作,后者担负着工作及备用厂用电源断路器事故切换。由于技术及传统习惯的原因,这两种自动装置的功能存在着严重错位的配置。同期装置应属于断路器正常操作范畴的自动装置,快切装置则属于事故情况(厂用电消失)下进行备用电源快速投入操作范畴的自动装置。然而,目前的现实是该同期装置管的断路器,它没管,例如具有合环操作方式的断路器。而不该快切装置管的断路器,它却在粗糙的管,例如用粗糙的角度闭锁或捕捉同期方式去操作具有合环操作特征的断路器。同期装置管理所有有同期(包括合环)需求的断路器,快切装置专司厂用电快速事故切换之责,才是最佳的功能匹配。

关键词: 同期; 快切; 差频并网; 合环操作

中图分类号: TM76 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2003)09-0067-05

1 同期装置和快切装置的功能错位

直至今日,我国各类发电厂的同期装置只用于完全解列两电源的同期操作,最典型的应用就是发电机与系统的同期,而发电厂及变电站大量断路器的操作还保持在手动水平。例如出线断路器、母联断路器、分段断路器、旁路断路器、3/2和4/3接线断路器、厂用电系统断路器等,由于它们经常面临当今同期装置不能胜任的合环操作,导致不得不由运行人员手动进行。合环操作的直接结果是新投入的线路要分流合环前运行的另半环的负荷,即引起潮流的重新分配。显然,新投入线路所分得的负荷过大时可能导致继电保护再次断开合环点的断路器,其原因可能是负荷电流超过电流保护定值,或负荷功率超过该线路的稳定极限,诱发振荡而跳闸。正是因为合环操作可能导致前述后果,而人们又始终没有重视分析这一后果的产生原因,及寻找规避措施。所以几十年来人们一直采用一个固定角度定值(一般取 30°)的同期检查继电器来闭锁合环点断路器的合闸回路。当在合环点测得的角度(此角度在一定程度上反映合环前运行的另半环的功角,此角度与该半环线路的负荷成比例)超过继电器定值时,合闸回路被闭锁,从而避免合环操作引起再跳闸。但至今无人能回答同期检查继电器的定值取 30° 、 40° 、 50° 甚至更大行不行,而人们对此不加深究始终说不清道理的措施却沿用至今,快切装置也用它来闭锁厂用电断路器的合闸回路。

从自动装置合理配置的角度来看,同期装置控

制的对象是有同期需要的断路器。这里指的同期应包含两解列电源的并列和开环点的合环操作。快切装置的作用是在厂用电失电时迅速按规定程序控制备用电源断路器投入备用电源。显然,同期装置是解决正常运行时的断路器的操作,而快切装置是解决事故情况时的厂用电断路器的操作。但是由于厂用电断路器的操作大多为开环或合环性质,而长期以来同期装置不考虑合环操作的需要,因而发电厂和变电站的同期接线设计中,从来都没安排同期装置去控制有合环操作可能的断路器。然而,快切装置的控制对象就是有合环操作可能的厂用电断路器,于是出现了一个非常不合逻辑的分工模式,即同期装置只管差频并网(即两解列电源并网)的断路器,例如发电机出口断路器和发变组高压侧断路器等,而把厂用电断路器的正常切换交给了仅有粗糙检同期功能的快切装置。显然,这一功能的错位是极不合理的。首先快切装置的性质和继电保护装置一样专司事故状态下,用不着它去作断路器的正常操作。其次当今的快切装置不具备精确和安全实施正常差频并网及合环操作的品质,特别是当合环操作 $>30^\circ$ 时必须人工介入,此时它将不再是自动装置了,而是一个可能因人工盲目操作酿成新的事故的隐患。因此,纠正同期装置与快切装置的功能错位已是设计部门及运行部门的当务之急。

2 大型火力发电厂断路器的操作特征及合环点容许角差的分析

图1为一座2×600 MW机组火力发电厂的电

气主接线,发变组高压侧 500 kV 为 3/2 接线,发电机出口设有 6 kV 断路器,高压厂用工作分支接入 A、B 两段厂用母线,启动/备用变压器的电源分别取自 500 kV 及 220 kV 线路,6 kV 高压厂用备用分支分别接到两台机的厂用 A、B 段母线作为备用电源。图 1 中共有断路器 20 个,它们在不同运行方式下将面临不同的操作模式,现分述如下。

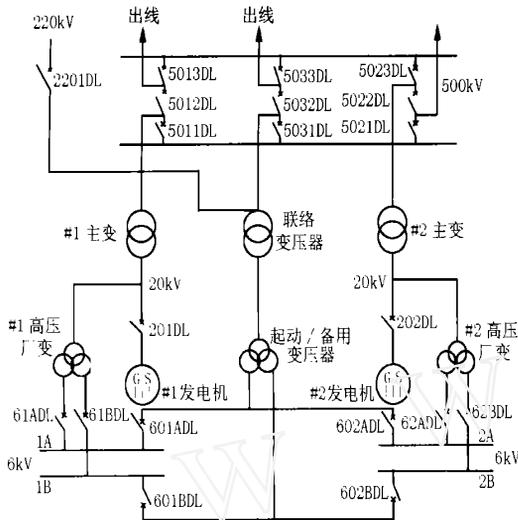


图 1 2 ×600 MW 火力发电厂电气主接线图

Fig. 1 Primary connection diagram of 2 ×600 MW thermal power plant

(1) 发电机出口断路器 201DL、202DL

这两个断路器在任何情况下都属差频并网性质,即断路器在分位时两端为两个独立的电源,理想的同期操作是在压差及频差满足要求的前提下于相角差为 0 时实现同期。

(2) 500 kV 3/2 接线断路器 5012DL、5011DL 和 5023DL、5022DL

在断路器 201DL 及 202DL 已合上的情况下,5012DL、5011DL 二者中及 5023DL、5022DL 两者中先行合闸的与 201DL 和 202DL 一样为差频并网性质,而后来合闸的则将面临合环性操作,因发电机将通过 500 kV 出线进入系统,并通过其他发电厂、变电站与该发电机形成合环。

(3) 500 kV 3/2 接线断路器 5013DL、5033DL、5032DL、5031DL、5021DL

这些断路器在正常运行方式下基本为合环性操作,只有在出线停运后再次充电时会面临单侧无压合闸。

(4) 220 kV 出线断路器 2201DL

此断路器为合环性操作。

(5) 6 kV 高压厂用工作及备用分支断路器 61ADL、61BDL、601ADL、601BDL、602ADL、602BDL、62ADL、62BDL

这些断路器合闸时会面临三种情况,即单侧无压合闸、差频并网、合环操作,现分别列出 #1 机开停机过程的操作。

发电机开机过程:

断开 61ADL 和 61BDL,将 601ADL 和 601BDL 按单侧无压(1A 及 1B 母线无压)方式合闸,启动/备用变压器向厂用母线供电,发电机进入开机过程。发电机冲转完成后通过 201DL 和 5012DL(或 5011DL)并入系统。接着通过 61ADL 及 61BDL 按合环操作方式使厂用母线 1A、1B 由发电机供电,继而断开备用分支断路器 601ADL 及 601BDL。有些电厂为避开 61ADL 和 61BDL 进行合环操作,往往采取发电机冲转成功后先不并入系统,而是使 61ADL 及 61BDL 进行差频并网后,断开 601ADL 及 601BDL 实现厂用工作电源及备用电源的切换,这种操作程序是不规范的,因为汽轮发电机组不能长时间低负荷运行,一般应保证负荷不小于 30% 额定功率,而厂用负荷不到 10%,所以先在厂用电源切换之后,再实行发电机并网是不可取的。

从上例可以看出不仅在发电厂里,甚至在变电站里绝大部分断路器都面临合环操作的问题,而合环操作后必将导致潮流的重新分配。因此,合环作用一个固定角度定值的同期检查继电器闭锁合闸回路的做法是错误的,正确的做法是通过潮流计算,得出合环操作后新投入线路分得的负荷电流,进而确定合环操作是否会失败。当然,不同运行方式的潮流计算应由调度部门完成,因为他们掌握了计算需要的所有数据及计算工具。由于在合环点断路器两侧可以测量到一个角度,这个角度反映合环前正在运行的那半环的功角,如图 2 所示,当线路 L_1 的 B 站端断路器 8DL 合上,而需在 2DL 进行合环操作时,则通过母线 A 及线路 L_1 的 A 站端电压互感器取得的电压可先测量到一个角度,这个角度直接反映 L_2 及 L_3 线路的运行功角,即 A 厂电源电势 E_A 对 B 变电站母线电压 U_B 的功角,其表达式为:

$$= \arcsin \left[\frac{PX \Sigma}{E_A U_B} \right]$$

式中 P 为 L_2 、 L_3 传输的有功功率, X 为 E_A 到 U_B 间的电抗。

可以从上面表达式中看到: L_2 、 L_3 传送的有功

功率 P 越大则功角 δ 越大,因为反正弦函数,在不计及其他因素(例如发电机励磁的变化)时, δ 的最大取值可为 90° ,当 δ 超过 90° 时线路两端电源将失步。从上式中还可看到电抗 X 越大,即线路越长, δ 也越大。因此,对含有长距重负荷线路的系统,功角 δ 是应予重视的运行参数,其对合环操作的后果具有重要影响。

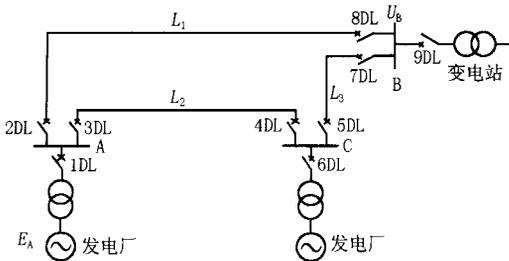


图2 简单环网示意图

Fig.2 Schematic diagram of simply ring network

不难看出,在图2中的2DL进行合环操作前,由于取用的采样信号是2DL两侧的TV二次电压,因此继电保护装置和自动装置测量到的 δ 不是真正的功角 δ ,因其设计及 E_A 电源内阻抗及主变阻抗产生的分量,但 δ 的值在一定程度上反映了 L_2 、 L_3 的负荷大小,也就是说反映了在2DL进行合环操作后 L_1 将分得负荷的大小,这就为评价合环操作可行性提供了依据。事实上调度部门通过遥信和遥测设备可以获得不同运行方式下的系统结构及潮流分布,加上已知的系统中发电机、变压器、线路等设备的电气参数,完全可以计算出各开环点断路器合环操作后将分流的负荷及与之相应的 δ 值。显然,在计算出来后,将其下达给各开环点断路器的自动装置(或同期检查继电器JJ)作为定值,这样既保证了合环操作的安全,又不致因定值过小(例如传统的 30°)失去合环机会。当然,不排除在不同运行方式下可能计算出不同的 δ_{\max} 值,为简便计,可取诸值中的最小值,这比千篇一律的采用 30° 要合理得多。

3 对同期装置与快切装置的基本要求及分工

同期装置和快切装置的共同点都是实现断路器的自动操作,但它们的本质区别是同期装置专司有同期需求的断路器的正常操作,而快切装置是在事故情况下进行备用电源取代已出故障工作电源的操作。断路器的正常操作和事故操作混在一起正是当前快切装置设计的重大弊端,而只管差频并网操作,不管合环并网操作也是当前同期装置设计的重大错误。

当前各种快切装置最致命的错误,是不论正常切换或事故切换,都竭力回避工作电源和备用电源的直接“交锋”,所谓的串联切换,同时切换的引入就是明显的例子。这是因为设计者没有使用严密的数学算法确保不论是差频并网的电压“交锋”,还是合环操作的两电压“交锋”都做得既快速又安全。而几乎类似的大部份装置都没有摆脱用固定相角定值闭锁合闸回路的俗套,致使运行人员在厂用电断路器正常合环操作相角大于定值时盲目的冒险操作。其实完全可以在正常差频并网操作时精确地在相差为零度时完成,而正常合环操作时使用经过计算的 δ_{\max} 定值确保快速安全地完成操作。话说回来,快切装置最本质的任务是确保在事故情况下第一时间切除故障工作电源及接入备用电源。这就需要更精确的算法捕捉备用电源与厂用母线电动机群反馈电压的最佳同期时机,以使几乎全部厂用负荷在反馈电压的频率及电压下降不多的情况下安全地重新获得电源。除了算法以外,还需要大大提高执行速度,实现捕捉第一次出现的最佳接入时机。

而对于同期装置来讲,必须具备自动识别差频并网和合环并网特征的能力,确保差频并网时无冲击,合环并网时一次成功。如前述,合环并网成功与否取决于装置实测 δ 是否小于 δ_{\max} ,当然,开环点的压差 U 也应在允许值内。在 $\delta < \delta_{\max}$ 及 $U < U_{\max}$ 时可保证合环成功。而在 $\delta > \delta_{\max}$ 或 $U > U_{\max}$ 时同期装置一方面应闭锁合闸回路,另一方面应将信息通过RTU上传到调度中心,以期在调度的指挥下,创造 $\delta < \delta_{\max}$ 和 $U < U_{\max}$ 的条件,一旦条件满足,同期装置随即安全完成合环操作,这是实现发电厂或变电站操作真正自动化的必由之路,绝不能重复现在流行的不具备合环条件就退出的作法。

从上节的叙述中可以看到,一个大型火力发电厂的断路器只有极少数的合闸操作属差频并网性质,其他都存在合环操作问题。显然,应该使用具备前述特征的同期装置来控制这些断路器。而快切装置放弃现行既粗糙又不安全的正常切换功能,保留并提高事故切换功能是最合理的设计。

大型火力发电厂中机组均实施了分布式控制(DCS),同期装置及快切装置都是DCS的现场智能终端。DCS控制同期装置对各相关断路器进行同期操作,它们之间有相应的握手信号,例如DCS在需要同期装置对某断路器进行同期操作时,首先通过现场总线(或以太网)启动同期装置,同期装置自

检完后将向 DCS 发回“同期装置就绪信号”,DCS 在收到此信号后待同期条件准备成熟即向同期装置发出“同期装置进入工作”命令,直至完成同期操作并退出同期装置。快切装置与同期装置不同,是 24 小时全天候工作,因此 DCS 与快切装置始终保持着通信联系,以便 DCS 在需要的时候获取装置启动前或动作后的信息。由于电厂内全部断路器的正常同期操作都由同期装置实施,而且同期装置的每一次操作都受命于 DCS,因此,任一断路器的分闸也应受命于 DCS。

4 更趋合理的功能配置方案

仍以图 1 的电气接线为例,图中的 20 个断路器都有差频并网和合环操作问题,可以把它们分为三大类。

(1) 涉及每台发电机同期操作的 20 kV 及 500 kV 断路器

包括两台机的 20 kV 及 500 kV 断路器,即:

#1 号机:201DL、5011DL、5012DL;

#2 号机:202DL、5022DL、5023DL。

(2) 涉及出线同期操作的 220 kV 及 500 kV 断路器

包括 2201DL、5013DL、5031DL、5032DL、5033DL、5021DL。

(3) 涉及两台机 6 kV 高压厂用电正常切换的断路器

#1 号机:61ADL、61BDL、601ADL、601BDL。

#2 号机:62ADL、62BDL、602ADL、602BDL。

按上述分类可如下配置自动装置:

#1 号机的 201DL、5011DL、5012DL、61ADL、61BDL、601ADL、601BDL 共用一台发电机—线路复用微机同期装置,作正常同期操作;

#2 号机的 202DL、5022DL、5023DL、62ADL、62BDL、602ADL、602BDL 共用一台发电机—线路复用微机同期装置,作正常同期操作;

出线 2201DL、5013DL、5031DL、5032DL、5033DL、5021DL 共用一台线路微机同期装置,作正常同期操作;

#1 号机厂用电 61ADL、601ADL 用一台微机快切装置,作事故切换用;

#1 号机厂用电 61BDL、601BDL 用一台微机快切装置,作事故切换用;

#2 号机厂用电 62ADL、602ADL 用一台微机快切装置,作事故切换用;

#2 号机厂用电 62BDL、602BDL 用一台微机快切装置,作事故切换用。

这样配置条理清晰,同期装置及快切装置各尽其长,更重要的是保证了自动操作的安全可靠。

国内已有制造厂家推出了同期自动选线器,例如深圳市智能设备开发有限公司的 SID-2X 系列同期自动选线器,实现了一台同期装置为多同期点共用时同期信号切换的全部自动化,废除了传统的同期开关及同期小母线,使全厂的同期操作都可通过 DCS 指挥,实现真正的断路器操作自动化。

图 3 为同期自动选线器与同期装置配套使用的示意图。按前述配置方案将需要 3 台具有 8 个同期点的同期装置,及 2 台 7 个同期点,1 台 6 个同期点的同期自动选线器。选线器可由上位机通过现场总线进行选线控制,也可通过上位机 1 对 1 的开关量进行选线控制。选线器接收到上位机的选线指令后立即将相应的同期信号及被控对象(调速、调压及合闸回路)与同期装置联通,并同时启动同期装置。同期操作结束后,同期装置将同期操作结束信号返送到选线器,选线器随即切断同期装置,自身进入扫描上位机新的选线命令状态。

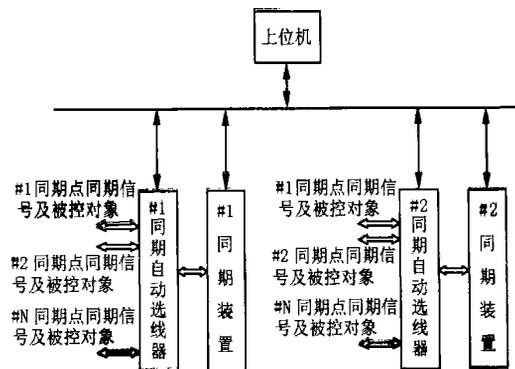


图 3 装置联接示意图

Fig. 3 Schematic diagram of equipment

5 结论

客观分析传统及现行技术措施的可靠性及合理性是非常必要的,以往由于技术水平的限制,使一些问题无法合理解决,用一些显然不完善甚至深藏隐患的方法来应对是可以理解的。然而随着理论及技术水平的不断提高,已经具备解决这些历史遗留问题的条件时,就应该当机立断予以解决,那些不明究竟但盲目保守的做法只会降低电力生产的安全及可靠性,应予以充分重视。

参考文献:

- [1] 卓乐友,叶念国,翁乐阳,等.微机型自动准同步装置设计和应用[M].北京:中国电力出版社,2002.
- [2] 王梅义.电网继电保护应用[M].北京:中国电力出版社,1999.
- [3] 叶念国.传统的“检同期”概念不能再沿用下去了[J].电力自动化产品信息,2002,(12).

收稿日期: 2003-03-26; 修回日期: 2003-05-20

作者简介:

胡延青(1967-),男,工程师,长期从事发电厂继电保护及自动装置的运行及维护工作;

叶念国(1935-),男,教授,长期从事电力系统自动装置的教学及研究工作。

The rational matching between synchronizer and quick automatic switchover in large thermal power plant

HU Yan-qing¹, YE Nian-guo²

(1. Neimeng Datang Tuoketuo Power Co., Ltd., Huhehaote 010026, China;

2. ShenZhen Intelligent device development co., Ltd. Shenzhen 518033, China)

Abstract: synchronizer and spare power source automatic switch are important automatic devices in big thermal power plant, the former take charge breaker's normal synchronization operation, the latter take charge the power supply-transfer in emergency. Due to the technology and traditional practices, there is a serious matching problem between these two devices. Synchronizer should be the part of automatic devices that execute breaker's normal operation; spare power source automatic switch should be the part of automatic devices that execute spare power high-speed transfer when power supply is cut. However, the reality is that the synchronizer doesn't control the breaker that it should control (i.e. ring-close breaker). On the contrary, the spare power source automatic switch controls some breakers roughly which it should not control (i.e. execute ring-close breaker by using rough angle interlock or synchronization capture method). So, only if synchronizer runs all breakers that have synchronization requirement (including ring-close breaker) and spare power source automatic switch run power supply high speed transfer wholly, these devices can match well.

Key words: synchronization; spare power source automatic switch; ring-close operation

全球重大停电事故一览

2003年8月14日美国和加拿大部分地区发生大面积停电。近年来世界范围内发生的类似事件有:

1965年11月9日,美国和加拿大边界地带的一个继电器因瞬时高压发生故障,导致美国东北部7个州以及加拿大的一部分地区陷入停电,4000多万居民生活受到影响。

1996年7月2日,爱达荷州输电线路发生的故障使美国西部15个州和加拿大及墨西哥的部分地区断电,大约200万人的工作生活受到影响。

1996年8月10日,美国西部9个州发生断电事故,致使这一地区的空中和地面交通陷入混乱,许多工厂被迫停产,数百万人的正常生活受到严重影响。

1998年1月,美国东部气候反常,许多输电线因结冰而折断,导致大面积断电。事故给缅因州中部19万人、纽约州北部10万人以及新罕布什尔州2万人的生活带来不便。

1990年4月25日,由沙尘暴引起的停电在埃及首都开罗及主要城市造成了严重混乱。

1993年11月5日,连续六个月的干旱少雨使水电设施难以正常运转,希腊首都雅典及周围地区当天经历了几个小时的全面停电,400多万人生活受到影响。

1994年8月24日,整个意大利南部停电,1800多万居民在漆黑中度过了数小时。

1998年1月,菲律宾吕宋岛大停电,3500多万人受影响,约占菲律宾人口的一半。

2002年5月,菲律宾吕宋岛再次发生大范围停电,4000多万人受影响。

1998年1月,由于冰雨使电线冻结折断,加拿大东部300多万人在超过一星期的时间里失去了电力供应。

1999年12月26日,约360万个法国家庭由于暴风雨而遭遇停电数日。

2001年1月2日,由于电站发生故障,印度北部约200多万居民失去电力供应。

2003年2月3日,阿尔及利亚主要电站故障导致全国停电数小时。

(转载于新华网)