

[并网]

动态导前角控制在发电机同期并网中的应用

文/杨辉 王殿君 宋洪亮 李常生

华能澜沧江水电股份有限公司黄登·大华桥水电厂

目前发电机广泛采用微机自动准同期方式进行并网控制，论述一种行业内应用较为广泛的动态导前角同期控制技术，可根据发电机并网时的频率动态调整导前角，尽量减小发电机并网瞬间并网点两侧的电压相位偏差，从而降低并网时暂态过程的冲击大小。

通过选择合理的同期并网参数，可降低发电机并网暂态过程的冲击，延长发电机并网断路器的寿命。行业内降低发电机并网时的冲击主要从减少并网时的压差、频差和相角差三个方面入手。本文所论述的动态导前角同期控制技术是侧重于减少并网时相角差的一项应用技术，可在一定程度上减少发电机并入电网时的冲击。目前该项技术已在水电行业并网频次较多的发电机上广泛应用，例如南瑞SJ2D、国立智能SID以及中水科ZX400等主流厂商的同期装置均采用了此项技术。该项技术区别于固定导前角，能够每次在发电机并网时根据不同频差动态调整合闸指令开出的导前角，以获取最小的合闸相位角，自动适应发电机每次并网的不同工况。本文从动态导前角控制技术的实现原理、在云南某大中型水电厂的应用实况以及应用中的注意事项三个方面来展开论述。

动态导前角控制技术实现原理

发电机并网时，同期并网点两侧电压频差、幅值差、相角差均为零为最优工况，但实际上并网时发电机和电力系统工况几乎难以实现最优工况，因此在准同期应用过程中只能期望并网条件三要素尽量趋近于零，其中为使合闸相位角趋近于零，动态导前角控制技术得以应用。发电机并网时，并网点

两侧的电压变化关系可用图1表述，其中 $\dot{U}_s$ 为系统电压， $\dot{U}_G$ 为发电机机端电压， f_s 为系统频率， f_G 为发电机机端频率， δ 为并网点两侧电压相位差。

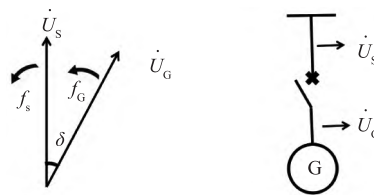


图1 发电机并网示意图

同期装置控制发电机并网时，并网指令发出后需要经过开出继电器、中间继电器、断路器合闸线圈和机械机构等环节，指令执行存在一定时间的滞后性，因此在并网指令发出时刻到发电机并入系统时刻之间存在一个由于固有机特性引起的时间差 t 。由于指令执行存在滞后，同期装置若在相位差 δ 在 0° 时才开出合闸指令，发电机并入系统时刻将错过相位差 δ 为 0° 的最佳时刻，无法在最理想的角度并入电力系统。因此同期装置需要提前开出合闸指令，以使指令发出后经过时间差 t ，发电机刚好于相位差 δ 为 0° 时并入系统，故工程上也称此时间差 t 为导前时间。

导前时间 t 是由指令执行各环节本身的特性决定的，只要指令执行需要经过的开出继电器到合闸机

构等各环节不发生较大变化,无论同期装置何时发出合闸指令,发电机出口断路器都将于固定的导前时间 t 后并入电力系统,因此可认为导前时间 t 是一个常量,可以根据现场试验测定也可以根据断路器的设备类型引用经验值。在知道相对准确的导前时间 t 的前提下,可以在每次并入时刻均提前时间 t 下达合闸指令,使得合闸相位角趋近于 0° 。由于每次并网时刻对同期装置而言都是未知的,无法通过时间控制来实现,但对同期装置而言相位差 δ 是可以实时检测可知的,可提前一个角度 $\Delta\delta$ 发出合闸指令,经过导前时间 t 的滞后效应,并入系统时的相位差 δ 接近 0° 。同期合闸指令发出时提前的角度工程上称为导前角 $\Delta\delta$,其表示在导前时间 t 相位差 δ 所变化的角度。导前角 $\Delta\delta$ 的推导计算如下。

由于发电机每次并网并网点两侧频率均存在偏差,相角 δ 将在 $0\sim 360^\circ$ 之间作周期性变化,变化周期的取决于 f_s 与 f_G 之间频差的大小,可表述为

$$T_s = \frac{1}{|f_s - f_G|} = \frac{1}{\Delta f} \quad (1)$$

式中, T_s 为频差周期; Δf 为 f_s 与 f_G 之间的频差。频差周期表征了相位差 δ 在 $0^\circ\sim 360^\circ$ 之间作一次周期性变化所需时间,据此可得出相位差 δ 变化的角速度 ω ($^\circ/\text{s}$)为

$$\omega = \frac{360}{T_s} = 360 \times \Delta f \quad (2)$$

式中, ω 表征相位差 δ 在单位时间内变化的速度。故在导前时间 t 内相位差 δ 变化的角度即导前角 $\Delta\delta$ 可表示为

$$\Delta\delta = \omega \times t = 360 \times \Delta f \times t = 360 \times |f_s - f_G| \times t \quad (3)$$

由式3可知,同期装置实时检测并网点两侧的频率,进而计算出导前角 $\Delta\delta$,当合闸相位角 δ 与导前角 $\Delta\delta$ 相等时发出合闸指令,两侧电压相量以角速度 ω 相互逼近,经过导前时间 t 后,理论上发电机即可于合闸相位角 0° 并入电网,取得最优并网角度。

由于受水头(蒸汽压力)、导叶开度(气阀开度)、环境等因素的影响,每次发电机开机并网发电机的频率 f_G 均不一样,电力系统运行工况参数也几乎不可能保证系统侧频率 f_s 恒定,因此每次微机准同期装置控制发电机并网过程 f_s 与 f_G 是实时动态变化的,同期装置开出指令时的导前角 $\Delta\delta$ 也动态变化,即动态导前角同期控制技术。该项技术的应

用可以自动适应发电机并网过程工况,动态给出最优导前角,从而实现不同工况下的零合闸相位角并网,减小冲击。

在云南某大中型水电厂的应用实况

以澜沧江流域采用了动态导前角控制技术进行发电机并网控制的某大中型水电厂为例,论述同期并网合闸相位角的检测和分析方法,可据此评估该项技术的应用实况。

该大中型水电厂的同期参数设置见表1。

表1 某水电厂同期定值

	压差/V	频差/Hz	允许相位差/ ($^\circ$)	导前时间/ ms
同期定值	-4~+4	-0.15~+0.15	-15~+15	100

将发电机侧PT回路、主变低压侧PT回路以及出口断路器本体合位反馈回路接入故障录波器,测量接线示意图如图2所示。

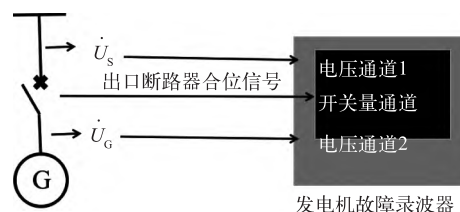


图2 并网相位角检测接线图

故障录波器能以1 ms一次的分辨率率连续记录并网点两侧的电压数据,当发电机同期并网时,出口断路器由分闸位置变位合闸位置,发电机故障录波器监测到出口断路器合位信号动作时将启动暂态录波功能,以合位信号动作前150 ms至信号动作后10 s为区间以最高0.1 ms一次的采样率记录电压通道数据变化情况,并保存到装置存储器中。此类暂态录波数据能够持续保存2年以上,现场人员可通过监控系统记录的并网时间定位到对应的故障录波器暂态录波文件,打开对应的录波文件即可对发电机并网时的两侧电压变化情况进行分析。此类波形数据为分析发电机并网暂态过程合闸相位角的大小提供了重要数据来源,通过相量分析可得出发电机并网时合闸相位角的大小,如图3所示。

从图3中可见,通过移动T1时标,使其与发电机出口断路器合闸位置信号从0变位到1的时刻重合,即与并网时刻重合,由故障录波器向量分析功

能给出当前时刻发电机出口电压 $\dot{U}_G$ 与系统侧电压 $\dot{U}_S$ 的相位关系。向量分析以发电机侧电压相位作为基准 0° ，系统侧相位角为 -1.041° ，即发电机侧电压相位超前于系统侧电压 1.041° 。此检测和分析方法适用于配置了故障录波器的发电厂分析同期并网过程。由于每次同期并网的工况差异、同期装置误差等均会导致合闸相位角出现变化，需分析多次并网的数据来对此技术的应用实况进行客观分析，为该大中型水电厂2024年10次实际并网的合闸相位角

及功率波动峰峰值数据。见表2。

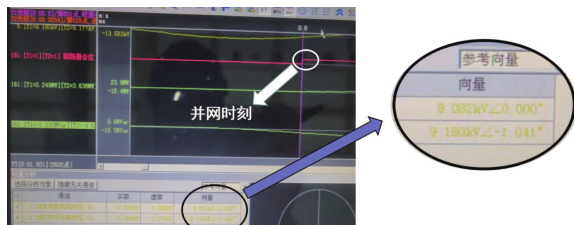


图3 合闸相位角查询

表2 发电机并网实际数据

并网次数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
合闸相位角 ($^\circ$)	-2.327	-2.452	-1.705	-1.036	-1.293	-1.896	-2.103	-1.380	-1.363	-1.236
有功峰峰值/MW	41.9	38.3	32.6	21.4	18.4	35.4	39.3	33.8	26.3	16.9

通过表2可见，采用动态导前角控制策略并网的机组合闸相位差能严格控制在 2.5° 以内，并网暂态过程有功冲击可控制在发电机额定容量30%以下，符合JB/T 3950—2001中对于合闸相位差应控制在 5.4° 以内的规定。

随着现代工业不断进步，调速以及励磁系统的准确度不断提高，机组并网前调速系统和调压系统均能够在很大程度上将发电机频率和电压偏差直接调节到同期参数允许范围内，在自动准同期过程中同期装置基本无需对发电机的频率和电压进行再次调整。从表2中10次的合闸数据上来分析可见，虽然并网暂态过程中有功功率峰峰值还受到压差、频差的影响，但暂态有功功率峰峰值在一定程度上与合闸相位角的大小成正相关关系，从真实数据层面印证了缩小合闸相位角对于减少并网冲击的意义。从并网点两侧电压的相位关系上来分析，该水电厂同期并网时发电机电压相位总是超前于电力系统，结合动态导前角的控制原理，该水电厂的同期参数仍让存在一定的优化空间，其所整定的100 ms导前时间并非最合理。

动态导前角控制技术应用中的注意事项

根据动态导前角控制技术实现原理，动态导前角根据频率和导前时间进行动态实时计算，以期望在发电机并网控制过程自适应获得最优的角度。从式(3)可知，动态导前角的控制技术的控制准确度依赖于2个重要因素，分别为频率采样准确度和导前时间。

频率采样不准确将导致同期合闸控制的误差增

大，频率采样的准确度较为依赖微机准同期装置的准确度和性能，一方面，发电厂在设备选型方面应将频率采样精度作为一个重要指标考虑，频率采样准确度低的装置将影响发电机并网暂态工况，缩减设备寿命。另一方面，发电厂运行过程中需定期对同期装置的频率采样准确度进行定期检验，在定期检验合格性判定时不应简单以行业标准进行判定，应该综合行业标准规定以及装置出厂技术参数二者中要求更严格的指标来进行判定，当判定同期装置频率采样准确度下降时应当及时进行维护更换或重新选型，确保同期装置在定检周期内能持续取得良好的并网数据。

导前时间的设定不合理将使得同期装置输出的导前角出现偏差，而JB/T 3950—2001标准规定导前时间的设定范围为50~800ms，发电厂在投产时常根据断路器的型号选择一个较为合理的经验值作为导前时间 t ，例如100 ms。随着发电机并网次数增多后，可从多次并网数据出发来分析投产时选择的导前时间 t 是否合理，在通过同期模拟试验或者假同期试验来进一步优化导前时间 t ，从而取得更优的并网数据。在通过试验整定导前时间时，取得最优的导前时间需要经过多次试验和真实并网数据的验证。一般而言试验只能在机组检修时进行，而机组检修可能长达1~2年才能开展一次，因此导前时间优化选择试验是一个需要经过长期多次检修后才能达成的目标。导前时间整定试验时微机同期装置的程序扫描执行周期以及采样准确度都将对试验结果产生一定的干扰，即在压差、频差一定的情况下，同期装置每次开出合闸指令的时机以及最后取得并

网角度均可能存在不一致的情况，为尽量减少同期装置误差对试验数据的影响，可多次重复开展相同条件下的试验。试验完成在整定同期导前时间参数时，不应过度追求 0° 角合闸，整定的导前时间应具有一定的偏向性，应能保证在同期装置误差存在的情况下，仍能保证发电机并网时刻发电机侧电压相位始终超前于电力系统侧电压相位，以抑制并网暂态过程中逆功率的幅值，确保机组并网后第一个冲击峰值为正向功率，避免出现过大逆功率的现象。

在工程实际应用过程中，如何结合同期装置以及并网设备工况准确测定导前时间参数，是一个需要不断论证和探索的课题。在进行导前时间整定时，不能依赖于故障录波器记录到的并网暂态过程数据，因为多次并网数据每次的频差均不一致，同期装置的误差也存在不确定性，故障录波器无法记录同期装置开出的合闸指令时刻，诸多因素的影响下难以从暂态数据中测定出导前时间。使用继电保护测试仪从同期装置合闸出口回路处测定导前时间的常规方法由于无法测定同期装置内部继电器以及程序误差等环节存在一定的局限性。目前行业内选型的部分同期装置提供了合闸时间测定功能，其能够测定从发出合闸指令开始到收到断路器合闸位置信号之间的时间间隔，直接选取该时间作为整定值是一个较为合理的方法。但该方法依赖于同期装置的采样准确度和程序循环周期，同时受装置本身误差的影响也较大。

综合上述行业内采取的常规导前时间参数测定方法存在问题和弊端，本文提出一种利用继电保护测试仪、故障录波器、同期装置、发电机出口断路器共同配合测定最优导前时间的方法，试验接线如图4所示。

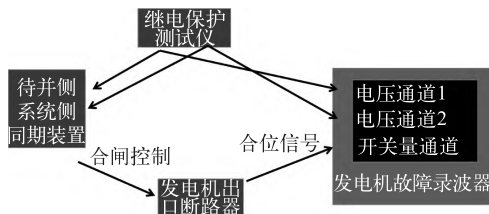


图4 同期导前时间测定试验

试验时，由继电保护测试仪发出频差固定的两路电压信号模拟真实并网情况下的并网点两侧电压信号，规避真实并网时频差和压差不能恒定的情

况，尽量减少导前时间测定时的干扰因素。继电保护测试输出的两路恒定频率和幅值的电压信号分别输送给微机同期装置和发电机故障录波器，其中同期装置依据此电压信号进行同期控制，故障录波器对此电压进行持续动态录波。同期装置和故障录波均正常采集到试验电压后，启动同期装置同期过程控制发电机出口断路器假同期并网，断路器合闸后将其取自本体机械机构行程开关的合位信号送给故障录波器，合位动作时故障录波器启动暂态录波，将同期装置控制发电机出口断路器并网时刻的波形记录下来。断路器合闸完成后调阅并分析故障录波器记录到的暂态波形数据，使用故障录波器的向量分析功能分析发电机出口断路器合位动作时刻同期并网点两侧的相位关系从而得出试验条件下的合闸相位差。

记录试验导前时间下同期装置控制发电机出口断路器合闸的合闸相位角。为减小同期装置采样和运行误差对试验结果的影响，同一试验条件下建议至少进行4组试验，得出的试验数据若出现与中位数偏差较大情况，应将偏差较大的数据视为无效并重新补做试验，得到相对客观的试验数据。改变同期装置的导前时间设定，重复以上试验步骤得出新导前时间定值下同期合闸相位角。经过多组试验后，即可得出整定导前时间和合闸相位角之间在实际工程情况下的对应关系，从对应关系中计算出合闸相位角为 0° 是对应的最优导前时间，即与当前同期装置以及设备工况匹配程度最优的导前时间。最终，考虑到同期装置误差的影响，应在最优导前时间的基础上进行适当增加或减少，使得同期并网时发电机侧电压相位上能够恒超前于电力系统侧电压，实现发电机并网时最大功率波动峰值均在正方向上，防止误启动发电机逆功率保护。

结束语

通过设备选型选择频率采样准确度高的同期装置，不断优化导前时间整定再辅以动态导前角控制技术的应用，可以一定程度上减少发电机并网的冲击。但通过缩小合闸相位角来减少冲击只是其中一个研究方向，减少并网的频差、压差相对应的频率、电压控制技术也值得不断深入研究。EA

(收稿日期：2024-08-23)