

特高压直流双极相继故障再启动策略

贾俊川¹, 张健¹, 张红丽², 罗煦之¹, 易俊¹, 屠竞哲¹

(1. 中国电力科学研究院, 北京市 100192; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏省南京市 211106)

摘要: 直流故障再启动功能对于提高特高压直流输电工程的运行可靠性具有重要意义。首先, 分析了已投运特高压直流再启动对交流系统安全稳定性的影响。在此基础上, 针对特定的交流运行方式, 对特高压直流双极相继故障时序及系统稳定特性进行了分析, 并基于分析结果提出了三段式相继再启动策略分析方法, 以此作为制定特高压直流双极相继故障再启动策略的理论依据。最后, 以西南某回特高压直流工程为例, 验证了所提三段式再启动策略的有效性。

关键词: 特高压直流; 双极相继故障; 直流再启动; 交互影响; 安全稳定

0 引言

特高压直流输电工程具有点对点、远距离、大容量送电能力, 主要定位于中国西南大型水电基地、西北及华北大型煤电基地和大型可再生能源基地的超远距离、超大容量外送。截至 2014 年 6 月底, 国家电网公司已累计运行 4 回特高压直流输电工程。其中, 除天中直流输电工程用于西北—华中的煤电和风电送电通道外, 锦苏、复奉和宾金直流输电工程均为西南—华东的水电送电通道。随着中国《大气污染防治行动计划》的颁布, 国家电网公司即将新建 4 回特高压直流工程。

由于特高压直流输电线路具有距离长、地理跨度大、沿线气候和地形复杂的特点, 因此, 雷击、山火、风偏等现象极易引发直流线路的瞬时故障^[1-5]。特高压直流输电功率大、与交流系统的交互作用强, 若直流系统运行可靠性较低, 将给两端交流系统的安全稳定运行带来较大的影响^[6-8]。

与交流系统线路故障相同, 直流线路上的瞬时性故障经故障隔离、熄弧等措施后, 其绝缘也可较快恢复。根据运行经验, 在绝大部分线路故障情况下, 均可通过线路故障再启动恢复直流输电系统的正常运行^[1-3]。因此, 为提高特高压直流的运行可靠性, 在极控系统中设置了直流线路故障再启动功能, 可完成直流线路瞬时故障后的快速平稳重启, 避免了线路故障所造成的直流停运情况^[4-5]。

然而, 直流再启动功能在提高直流输电工程运行可靠性的同时, 也将给系统的稳定性带来不利影

响。一方面, 无论直流线路故障再启动成功与否, 故障期间积累的能量冲击都将给交流系统的稳定性带来较大威胁。另一方面, 由于直流再启动期间一般不会触发安全控制装置(简称安控)动作, 再启动过程将直接影响直流线路故障再启动失败后安全稳定装置的动作时间。因此, 必须统筹考虑直流运行的可靠性和交流系统的稳定性, 以制定合理的直流再启动策略^[9]。

由于特高压直流双极运行时双极线路同时发生故障的概率较低, 因此, 本文首先针对双极线路相继故障的情况提出了三段式相继再启动策略制定方法。接着, 以西南某回特高压直流输电工程为例, 制定了双极相继再启动策略。最后, 由案例分析验证了所提三段式再启动策略的有效性。

1 直流再启动对系统稳定性的影响

直流线路故障大多为瞬时性故障, 与交流系统瞬时故障类似, 经故障隔离、熄弧等措施后, 绝缘也可较快建立并恢复直流线路的正常运行。而与交流系统线路故障不同的是, 直流线路故障没有自然的电流过零点, 直流电弧无法自行消除, 且断路器切断直流电流的能力十分有限^[1,4,10]。因此, 必须借助直流控制系统来解决此问题, 通过合适的时序操作释放直流线路上累积的能量, 使故障点的直流电流迅速降为零, 并经去游离过程使绝缘恢复后重新投入运行, 这一过程称为直流线路的故障再启动。

直流线路故障再启动的顺序操作大致可分为移相和重启 2 个阶段。如果重启未成功, 可以加长去游离时间或设置为降压再启动, 若达到设定的最大重启次数时仍未重启成功, 则闭锁直流^[11-12]。由上

述过程可知,在直流重新启动过程中,尤其在设置为多次重启的情况下,特高压直流线路在较长时间内将呈现零功率或低功率,将给两端交流系统带来巨大冲击。以下将以西南大型水电基地和西北大型可再生能源外送特高压直流工程为例,分析特高压直流再启动对交流系统稳定性的影响。

图 1 为华北—华中—华东联网的示意图。图中,当西南水电基地某回特高压直流再启动时,四川电网内盈余功率将通过川渝断面、渝鄂断面和长南荆特高压交流线路传递(如图 1 中的蓝色箭头所示),各断面潮流加重,沿线电压下降。若各断面的初始功率较高,将可能使断面功率因接近静稳极限而失稳解列。

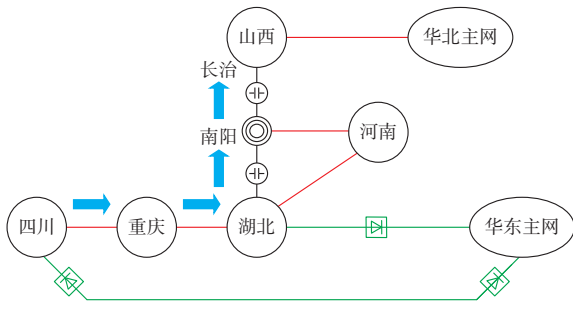


图 1 华北—华中—华东联网示意图

Fig.1 Schematic diagram of Huabei-Huazhong-Huadong power grid interconnection

图 2 为天中特高压直流输电工程送受端联网示意图。

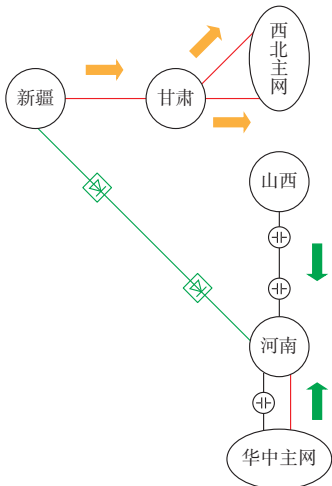


图 2 天中特高压直流送受端联网示意图

Fig.2 Schematic diagram of Tianzhong ultra-high voltage direct current (UHVDC) sending and receiving end

该工程的直流送端通过新疆—西北联网的第 1 及第 2 通道接入西北电网,直流受端则位于河南电网。由于其直流送端及受端均与交流系统强关联,

需分别研究送端及受端对交流系统的影响。受端系统与西南水电特高压直流类似,若天中直流故障后再启动,河南电网将发生功率缺额,将通过特高压联络线和鄂豫断面紧急支援(如图 2 中的绿色箭头所示)。若各断面的初始功率方向与此相同,将加重各断面功率,进而导致解列。

对于天中直流送端交流系统,直流再启动过程中,新疆电网的网内盈余功率将通过 4 回 750 kV 线路传递(如图 2 中的黄色箭头所示),从而加重新疆—西北联网第 1 及第 2 通道的潮流,使沿线电压下降。若联网通道的初始功率较高,将可能导致联网系统功角失稳。

由此可见,无论是西南水电外送特高压直流,还是西北火电和新能源外送特高压直流,其直流再启动过程对系统的冲击特性均是相似的。为保证电网的安全稳定,须约束特高压直流或相关交流断面功率。基于上述分析,可以以西南水电外送特高压直流为例进行分析,而对其余直流,仅需修改约束交流断面即可。

由于直流再启动时序较长,且再启动过程中安控不动作,多次重启时电网积累的盈余功率相对于直流闭锁故障,对电网的冲击可能更大。因此,须对特高压直流输电工程设置合理有效的再启动策略,如单极再启动、双极同时再启动、双极相继再启动等。其中,前两者主要通过设置启动次数和启动电压(如全压或降压)解决,本文不再赘述;后者由于双极相继故障间隔时刻不同时对系统的影响不同,采取的策略也将有所不同,因此,为本文的主要研究对象。

2 双极相继故障再启动策略原理简述

直流双极相继发生故障时,各极按照单极再启动策略启动。若两极故障的间隔时间较短,即其中一极的再启动过程尚未结束时另一极也发生故障并开始再启动,将对系统造成更大的冲击,使直流双极低功率或零功率运行时间加长,从而给系统的稳定运行带来较大风险。因此,须针对两极故障后相继再启动时序和策略进行详细分析。

由前文分析可知,制定直流再启动策略时,需同时对直流及交流系统的运行方式进行约束。若交流系统运行方式较恶劣,即特高压直流单极线路故障重启后系统失稳,则直流再启动不适用此交流系统,此时应封锁直流再启动功能,也就无需探讨其策略的制定。因此,制定相继再启动策略时,交流系统须能够承受直流单极再启动的冲击。在此前提下,研究相继故障再启动策略才是有意义的。

2.1 两单极相继再启动

直流双极相继故障的间隔时间较长,即第2极故障重启时第1故障极的再启动过程已经结束,因此,两极互不影响,均可按照单极再启动策略启动,可将此相继故障视为直流单极故障,共有以下4种组合。

- 1) 双极相继故障后均再启动成功。
- 2) 双极相继故障后均再启动失败、安控正确动作。
- 3) 第1故障极再启动成功、第2故障极再启动失败、安控动作。
- 4) 第1故障极再启动失败、安控动作、第2故障极再启动成功。

若特高压直流双极相继发生故障、且均按设定的单极再启动策略(包括次数和全压/降压)进行再启动,在上述4种情况下均须保持系统稳定。通过仿真分析,可找出上述4种情况下系统临界稳定时对应的两极故障间隔时间 ΔT_1 ,据此可将特高压双极相继故障再启动策略设定为:当两极故障间隔时间 $t \in [\Delta T_1, \infty)$ 时,两极均按单极再启动策略重启。

实际上,若第3和第4种情况下不允许采取安控措施,则相同工况下对系统的冲击将增大,系统临界稳定时对应的两极故障间隔时间也会相应增加,但再启动策略分析方法不变。

2.2 闭锁第2故障极

直流双极在一定的时间间隔内相继发生故障,即当第1故障极在设定的单极再启动策略下重启时,若第2故障极发生故障,必须封锁该极的再启动功能,并采取直接闭锁该极的策略。

由于直流其中一极在故障后再启动过程中会间接影响另一极的直流功率,使其功率出现相应波动,同时基于双极功率控制模式的直流非故障极会通过功率转带抑制双极直流功率的变化;此外,当两极故障的间隔时间不同时,第1极直流再启动的状态也不同(如启动成功或失败,或是处于最后一次降压启动过程中或启动失败安控动作过程中等阶段),因此,基于闭锁第2故障极策略,双极不同间隔时间内的故障将呈现不同的情况。

可通过仿真分析对特高压直流双极不同间隔时间故障时对系统的冲击和严重程度进行评估,并找出冲击最严重点和临界稳定点。一般情况下,若设置为2次再启动,则对系统冲击最严重点位于第1极第1次再启动失败结束后,且故障间隔时间与对系统的影响呈现抛物线形,如图3所示。图中, u 为故障过程中长南荆特高压母线的最低电压,由该值

的大小可判断系统的稳定程度, u 值越小,系统稳定性越低,反之则系统稳定性越高;并将长南荆特高压线路不发生失步解列作为系统稳定的分界线。 a 点和 b 点分别为本策略下对系统冲击最严重点和系统临界稳定点,对应的两极故障间隔时间分别为 ΔT_0 和 ΔT_2 。

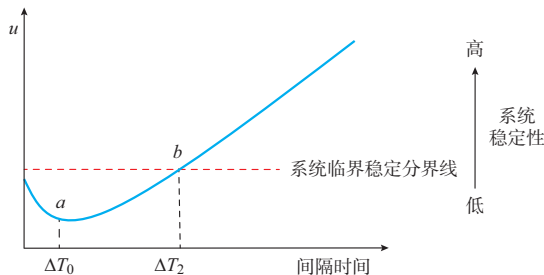


图3 不同间隔时间内闭锁第2极对系统的冲击
Fig.3 Impact of latching the second unipole with different time intervals

根据图3,可将特高压直流双极相继再启动策略设定为:当两极故障间隔时间 $t \in [\Delta T_2, \Delta T_1)$ 时,第1极按单极再启动策略重启,第2极则于故障时闭锁,安控正确动作。

若系统在系统冲击最严重的 a 点处也能保持稳定,即曲线均位于图3中临界稳定分界线的上方,则本策略下有效的两极故障间隔时间 $t \in [0, \Delta T_1)$ 。此时,特高压直流双极相继再启动策略可分为2段,即以 ΔT_1 为界,若两极故障间隔时间小于 ΔT_1 ,则基于单极再启动策略重启第1故障极,并闭锁后故障极;若两极故障间隔时间大于 ΔT_1 ,则两极均可在单极再启动策略下重启。该两段式策略主要适用于单极再启动策略次数较少(对系统冲击较小)或交流主要约束断面功率水平较低的情况。

2.3 闭锁双极

直流双极在一定的时间间隔内相继发生故障,其中第1故障极在单极再启动策略下处于重启过程中时,若第2极发生故障,无论第1极再启动过程是否结束,应立即封锁双极再启动功能而采取直接闭锁双极的策略。

基于此策略,若直流双极同时发生故障,则应直接闭锁双极,特高压直流零功率持续时间仅为安控动作延时时间,积累盈余功率小,因而对系统冲击较小,相当于直流双极闭锁故障。随着两极故障间隔时间的逐渐加大,由于第2极故障发生时第1极尚处于再启动过程中,其直流功率随着时间的推移将呈现不同的状态。可以想见,当第1极的直流功率即将恢复时,若第2极发生故障并闭锁双极,此时对系统冲击将为最大,设该时刻为 t_x ,则当间隔时间

稍微增大或缩小时,积累的盈余功率均将小于 t_x 时刻对应的盈余功率值。即使第 1 极降压启动成功(设为 70% 降压启动),直流稳态功率持续出现 30% 功率缺额,其整个过程中积累的盈余功率大于 t_x 时刻的值,但由于间隔时间较长,第 1 极已启动结束,系统趋于稳态,因此,该情况下对系统或长南荆特高压线路的冲击将不会比 t_x 时刻严重。

与闭锁第 2 极策略类似,闭锁双极策略下直流双极故障间隔时间与对系统的冲击之间呈现上开口抛物线形,如图 4 所示。图中, ΔT_3 对应于对系统冲击最大点所对应的直流双极故障间隔时间。若本策略下对系统冲击最大时系统亦能保持稳定(如图 4 中蓝色曲线),则可将特高压相继再启动策略设置为:两极故障间隔时间 $t \in [0, \Delta T_2)$,第 1 极按单极再启动策略重启,第 2 极故障时闭锁双极,安控动作。

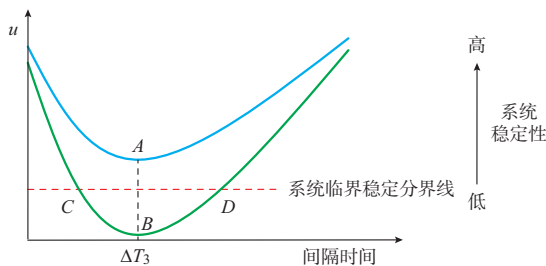


图 4 不同间隔时间内闭锁双极对系统的冲击
Fig.4 Impact of latching bipole with different time intervals

若在闭锁双极策略下对系统冲击最大点处系统失稳(如图 4 中的绿色曲线),由于 CD 段内无论闭锁单极或闭锁双极系统均将失稳,则三段式策略未能覆盖所有时间段,相继再启动策略失效,不适用于此运行方式,需改变直流再启动策略(如减少单极再启动次数),或调整交流系统运行方式(如降低交流系统各主要约束断面潮流)。

基于上述分析,在一定的交流系统运行方式下,可设定如表 1 所示的特高压直流相继再启动策略。

表 1 双极相继故障再启动策略

Table 1 Recovery strategy for bipolar cascading fault

间隔时间/s	再启动策略
$[0, \Delta T_2)$	第 1 故障极单极再启动,且第 2 极故障时闭锁双极
$[\Delta T_2, \Delta T_1)$	第 1 故障极单极再启动,且第 2 极故障时闭锁该极
$[\Delta T_1, \infty)$	两单极均再启动

值得一提的是,若闭锁第 2 故障极策略在整个横轴,即两极在任意故障间隔时间下系统均保持稳定,即图 3 中的 a 点位于系统临界稳定分界线上,则三段式再启动策略中的前 2 段可合并为 1 段;第

1 故障极单极再启动、第 2 极故障时闭锁该极,因此可简化为两段式策略。

3 案例分析

以西南某回特高压直流输电线路为例,基于上文提出的三段式双极相继再启动分析方法,制定特高压直流双极相继再启动策略。

对仿真计算中的再启动原则作如下设置:第 1 次去游离时间为 150 ms,第 2 次去游离时间为 200 ms,低压保护时间为 150 ms,直流启动功率恢复时间为 400 ms。直流再启动采用 1+1 次再启动策略,即 1 次全压及 1 次 70% 降压启动策略。

由前文分析可知,直流再启动策略与特高压交流联络线等的断面初始潮流均有关,以下将以送电功率为 ± 2000 MW 的特高压交流联络线为例进行分析,若实际运行中断面功率高于此值,则需对再启动策略进行进一步核实。

通过仿真计算,当此特高压直流两极相继故障间隔时间不小于 2.6 s 时,两单极可分别按照 1 次全压和 1 次降压重启。

在双极相继 0.9 s 时闭锁第 2 故障极、安控动作后系统临界稳定。因此,基于 2.2 节的分析可知,当两极相继故障的间隔时间不小于 0.9 s 时,应封锁第 2 极再启动功能而采取直接闭锁措施。

针对闭锁双极策略,两极故障相继 0.9 s 时对系统冲击最大,且系统稳定。此时刻刚好对应于第 1 极最后一次启动时的功率恢复时刻,与上文分析结论一致。因此,基于 2.3 节的分析可知,若两极相继故障的间隔时间小于 0.9 s,应立即封锁双极再启动功能而采取直接闭锁措施。

综合上述分析,可得如表 2 所示的特高压直流双极三段式相继故障再启动策略。

表 2 某特高压直流双极相继故障三段式再启动策略
Table 2 Three-stage recovery strategy for UHVDC bipolar cascading fault

间隔时间/s	再启动策略
$[0, 0.9)$	第 1 故障极 1+1 次启动,且第 2 极故障时闭锁双极
$[0.9, 2.6)$	第 1 故障极 1+1 次启动,且第 2 极故障时闭锁该极
$[2.6, \infty)$	两单极均 1+1 次启动

前 2 段策略下,双极故障间隔时间与对系统冲击的严重程度的关系如图 5 所示。图 5 中, a 点和 c 点分别为采用闭锁第 2 故障极和闭锁双极策略下对系统冲击最严重的时间点; b 点为闭锁第 2 故障极时的系统临界稳定点; d 点为 2 种措施对系统影响相同的时间点。

由图 5 可知,在闭锁单极和闭锁双极后安控动

作欠切量相同的前提下,当两极故障间隔时间小于1.4 s时,闭锁双极措施比闭锁第2故障极更有效;而当间隔时间大于1.4 s时,闭锁第2故障极更为有效。因此,针对此特高压直流线路,前2段策略可合并为1段,即均采用闭锁双极策略时也可保持系统稳定。由图5可得如表3所示的两段式相继再启动策略。然而,从增加直流运行可靠性的角度出发,闭锁单极措施即三段式再启动策略更具现实意义。

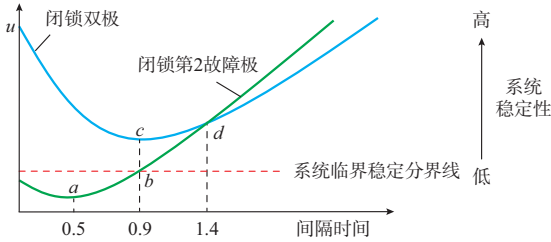


图5 前2段策略比较图
Fig.5 Comparison of first two-stage strategies

表3 两段式再启动策略
Table 3 Two-stage line fault recovery strategy

间隔时间/s	再启动策略
[0,2.6)	第1故障极1+1次启动,且第2极故障时闭锁双极
[2.6,∞)	两单极均1+1次启动

4 直流再启动恢复时间敏感性分析

由前文分析可知,双极相继故障三段式再启动策略中的各个关键时间点(特别是第1段策略)与直流再启动过程中的功率恢复时间有关。而实际应用中,特高压直流大负荷功率情况下的再启动情况不易掌握,因此,在对三段式启动策略进行仿真分析时,可基于较长的恢复时间进行计算,并针对制定的启动策略分析缩短直流功率恢复时间后该策略的适用性。

将仿真计算用功率恢复时间分别缩短0.1 s和0.2 s,即取恢复时间为300 ms和200 ms,在此条件下分析三段式启动策略中的第1段,即闭锁双极策略时序的适用性,所得的结果如图6所示。

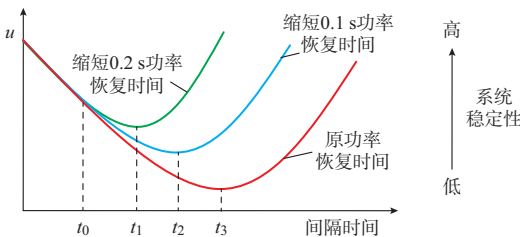


图6 缩短直流功率恢复时间对系统的影响
Fig.6 Impact of shortening recovery time on power system

图6中,3条曲线分别对应于3种直流功率恢复时间下,闭锁双极策略对系统稳定性的影响程度与两极故障间隔时间的关系; t_1, t_2, t_3 分别为缩短0.2 s功率恢复时间、缩短0.1 s功率恢复时间、原功率恢复时间下,闭锁双极时对系统冲击最大时所对应的两极故障间隔时间。

由图6可以看出, t_0 时刻前,3条曲线是重合的。这是因为两极故障间隔时间较短,第1极的再启动过程仍未结束。此时第2极故障直接闭锁双极,则故障期间积累的盈余功率相同,因此对系统的冲击也相同。仿真计算结果表明, t_1, t_2, t_3 存在如下关系:

$$\begin{cases} t_2 + 0.1 \text{ s} = t_3 \\ t_1 + 0.1 \text{ s} = t_2 \end{cases} \quad (1)$$

由式(1)可知,当功率恢复时间缩短后,在闭锁双极策略下,两极故障间隔时间与对系统的影响依然呈上开口抛物线形,且最严重的两极故障间隔时间仍然对应于第1极最后一次启动时刻,与前文分析一致。同时也可看到,在不同的直流功率恢复时间条件下,相同的间隔时间内两极故障后闭锁双极对系统的冲击严重程序排序为:原功率恢复时间 > 缩短0.1 s恢复时间 > 缩短0.2 s恢复时间。因此,基于本文计算用功率恢复时间制定的三段式策略也适用于短恢复时间的情况。若实际应用中直流启动时的功率恢复时间更长,则需对其重新核实,分析方法与本文相同。

同样,对于第2段策略中对系统冲击最重点以及临界稳定时间点,随着直流功率恢复时间的逐渐缩短,闭锁第2极策略下对应的对系统稳定性影响最大的时间点将提前,同时临界间隔时间也将变短。因此,基于原功率恢复时间制定的策略依然有效。同样,第3段策略也适用。

值得注意的是,上述时间敏感性分析均是针对直流再启动成功的情况而言的,且其前提为:直流再启动成功为交直流系统稳定的制约因素。当直流功率恢复时间缩短后,直流再启动失败较再启动成功对系统的冲击更大,此时直流再启动策略中各关键时间点将与直流功率恢复时间无关。在该情况下,无论直流功率恢复时间如何,三段式再启动策略均相同。

5 结语

本文对特高压直流双极相继故障再启动策略进行了分析研究,提出了三段式相继再启动策略分析方法,为特高压直流输电工程双极再启动策略的制定提供了理论依据,具有较大的工程意义。此三段

式再启动策略分析方法同样适用于超高压及高压直流输电工程。以某回特高压直流输电工程为例,验证了本文所提策略的有效性。

参考文献

- [1] 周红阳,刘映尚,余江,等.直流输电系统再启动功能改进措施[J].电力系统自动化,2008,32(19):104-107.
ZHOU Hongyang, LIU Yingshang, YU Jiang, et al. Analysis and improvement of force retard function of HVDC transmission systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(19): 104-107.
- [2] 刘明松,张文朝,芮虎,等.弱受端系统直流再启动方案[J].电力系统自动化,2013,37(17):130-135.
LIU Mingsong, ZHANG Wenchao, GUO Hu, et al. DC line fault recovery schemes of weak receiving systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 130-135.
- [3] 王海军,吕鹏飞,曾南超,等.贵广直流输电工程直流线路故障再启动功能研究[J].电网技术,2006,30(23):32-35.
WANG Haijun, LÜ Pengfei, ZENG Nanchao, et al. Research on DC line fault recovery sequence of Guizhou-Guangdong HVDC project[J]. Power System Technology, 2006, 30(23): 32-35.
- [4] 魏星.云广±800kV 直流输电线路再启动功能分析[J].高电压技术,2011,37(12):3059-3064.
WEI Xing. Analysis on DC line recovery sequence of Yunnan-Guangdong UHVDC project [J]. High Voltage Engineering, 2011, 37(12): 3059-3064.
- [5] 赵军,曹森.贵广直流输电工程直流线路故障再启动策略研究及优化[J].电力系统保护与控制,2010,38(23):126-130.
ZHAO Jun, CAO Sen. Research and optimization on DC line fault recovery strategy used in Gui-Guang HVDC project[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(23): 126-130.
- [6] 雷霄,王明新,王伟伟,等.龙政直流闭锁事件分析及降压再启动直流电压偏高抑制[J].电力系统自动化,2013,37(8):129-133.
LEI Xiao, WANG Mingxin, WANG Huawei, et al. Bipolar

- block analysis and inhibition of higher voltage at restarting in reduced voltage mode for Longquan-Zhengping DC transmission system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(8): 129-133.
- [7] KUNDUR P.电力系统稳定与控制[M].北京:中国电力出版社,2002.
- [8] 宋国兵,高淑萍,蔡新雷,等.高压直流输电线路继电保护技术综述[J].电力系统自动化,2012,36(22):123-129.
SONG Guobing, GAO Shuping, CAI Xinlei, et al. Survey of relay protection technology for HVDC transmission lines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(22): 123-129.
- [9] 贾俊川,赵兵,罗煦之,等.青藏直流投运后藏中电网稳定特性研究[J].电力系统保护与控制,2014,42(6):104-109.
JIA Junchuan, ZHAO Bing, LUO Xuzhi, et al. Research on the security and stability characteristics of central Tibet power grid after Qinghai-Tibet HVDC putting into operation [J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(6): 104-109.
- [10] 西门子.直流保护系统学习研究[R].北京:西门子,2004.
- [11] 赵婉君.高压直流输电工程技术[M].北京:中国电力出版社,2004.
- [12] 王聿升,姚其新.直流线路再启动保护动作异常分析及建议[J].湖北电力,2008,32(1):9-11.
WANG Yusheng, YAO Qixin. Analysis and suggestion on abnormal action of DC line protection restart [J]. Hubei Electric Power, 2008, 32(1): 9-11.

贾俊川(1983—),男,通信作者,博士,工程师,主要研究方向:电力系统稳定与控制。E-mail: jiajunchuan@epri.sgcc.com.cn

张健(1978—),男,博士,高级工程师,主要研究方向:电力系统稳定与控制。

张红丽(1989—),女,硕士,主要研究方向:电力系统稳定与控制。

(编辑 钱梦骄 顾晓荣)

Recovery Strategy for Bipolar Cascading Line Fault of Ultra-high Voltage Direct Current Project

JIA Junchuan¹, ZHANG Jian¹, ZHANG Hongli², LUO Xuzhi¹, YI Jun¹, TU Jingzhe¹

(1. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

2. NARI Technology Co. Ltd., Nanjing 211106, China)

Abstract: The DC line fault recovery function is of great importance to ultra-high voltage direct current (UHVDC) projects in enhancing operational reliability. First, the impact of UHVDC recovery for the line fault on the security and stability of AC system is analyzed and described in detail by taking UHVDC projects in operation presently as examples. Secondly, both the time sequence of UHVDC bipolar cascading line fault and the system stability characteristics are analyzed, and a three-stage cascading fault recovery strategy is proposed based on the analysis results. The proposed strategy will provide a theoretical guidance for all DC projects to draw up their cascading fault recovery schemes. In the end, an UHVDC project in Southwestern China is taken as an example to verify the efficiency of the proposed strategy.

Key words: ultra-high voltage direct current (UHVDC); bipolar cascading line fault; DC recovery strategy; interactive impact; security and stability