

南阳变建成对特高压及河南电网安全稳定控制策略的影响研究

唐晓骏¹, 付红军², 胡扬宇², 孟远景², 邱丽萍¹, 张文朝¹, 马世英¹, 申旭辉¹, 刘楠¹

(1. 中国电力科学研究院, 北京 100192; 2. 河南电力调度通信中心, 河南 郑州 450007)

摘要: 深入分析了特高压南阳变建成投运后对特高压电网及河南电网安全稳定控制策略的影响。通过N-2等严重故障分析, 研究了南阳变投运对特高压电网安全稳定控制措施的影响, 提出了特高压电网解列措施的具体配置方案。研究了特高压开关设备跳闸后线路空充可能造成的沿线电压过高问题, 提出了特高压线路稳态过电压装置的配置方案。针对南阳变建成后, 河南内部电网樊白双回或孝双回N-2故障造成剩余双回达到或超过热稳限额的问题, 提出了运行方式预控、提高线路热稳限额、直流附加控制、AGC协调控制等控制措施。

关键词: 安全稳定控制; 特高压电网; 河南电网; 稳态过电压; AGC协调控制策略

Study on impact of Nanyang substation on safety and stability control strategy of ultra-high voltage power grid and Henan grid

TANG Xiao-jun¹, FU Hong-jun², HU Yang-yu², MENG Yuan-jing², QIU Li-ping¹, ZHANG Wen-chao¹,
MA Shi-ying¹, SHEN Xu-hui¹, LIU Nan¹

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

2. Henan Electric Power Dispatching and Communication Center, Zhengzhou 450007, China)

Abstract: The impacts of Nanyang UHV substation on safety and stability control strategy of UHV power grid and Henan power grid are analyzed. Based on N-2 catastrophe failure analysis, the splitting measures of UHV power grid is proposed. After the analysis of the over-voltage caused by line no-load after UHV breakers trip, the configuration scheme of steady state over-voltage devices is defined. In Henan inner power grid, Fanbai or Xiaoshi double-circuit line failure causes overload of the residual two lines, in this case, this paper gives several control strategies, such as preventing controlling on operating method, raising transmitting capability limited by thermal stability, applying direct current additional control, stability controlling assorting with AGC, and so on.

Key words: security and stability control; ultra high voltage power grid; Henan power grid; steady state over-voltage; stability controlling assorting with AGC

中图分类号: TM71 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)23-0186-06

0 引言

为保证电力系统的安全稳定运行,除了建立合理的电网结构、安排合理的运行方式外,二次系统也必须配备合理的安全稳定控制措施,组成一个完善的防御系统。通常按照故障的严重程度分为三道防线^[1]。

目前,我国已形成东北、华北—华中、华东、西北、南方五个主要同步电网,并实现了全国互联。2008年11月,随着长冶—南阳—荆门特高压交流试验示范工程的投产(长冶、荆门各一台3000MVA

变压器,南阳为1000kV开关站,同时投产长冶—南阳—荆门一回1000kV线路),特高压电网步入快速发展阶段。未来将以特高压电网为骨干网架,形成华北—华中—华东、西北、东北和南方四个主要的同步电网^[2-3]。特高压电网运行特性与500kV电网有很大不同,输送能力远高于500kV线路,因而特高压电网的安全稳定运行将直接影响整个电网的安全稳定运行。一旦特高压骨干电网发生故障,可能波及多个区域电网,实施有效的安全稳定控制将变得更加困难。

特高压试验示范工程初期,华北—华中电网仅

通过 1 条约 650 公里的 1 000 kV 线路互联, 电气联系薄弱, 静稳裕度较低, 华北、华中网内发生严重故障并采取大量切机措施后可能导致特高压联络线负载超过静稳, 引起华北—华中电网失步, 同时不排除出现低频或低压的可能性, 因此建议配置常规解列装置(具备振荡、低频和低压解列功能)和快速解列装置^[4]。

特高压南阳变压器(下文简称南阳变)建成投运后, 华北—华中 1 000 kV 特高压联络线将由长冶—南阳—荆门线路变为长冶—南阳线路, 鄂豫断面将形成 1 000 kV 南阳—荆门和 500 kV 樊城—白河双回、淝河—孝感双回形成的 1 000/500 kV 电磁环网(下文简称鄂豫断面), 南阳变接入电网的方式见图 1。南阳变投产后, 河南电网将同时与华北、华中、西北电网互联, 成为全国互联电网的重要枢纽, 电网运行特性将发生较大改变, 迫切需要对特高压及河南电网的安全稳定控制策略进行研究和调整。本文基于国调中心特高压计算小组提供的电网运行数据, 采用 PSD-BPA 电力系统仿真软件对特高压南阳变建成投运后对特高压及河南电网安全稳定控制特性的影响进行分析, 提出相应的控制措施。

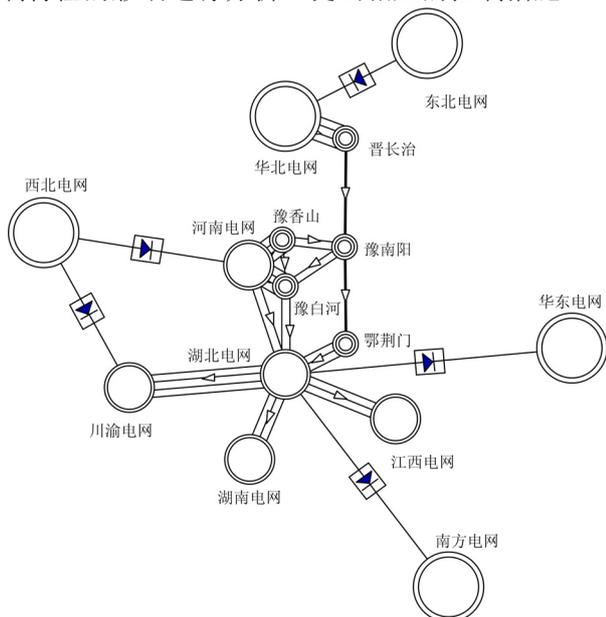


图 1 南阳变建成后我国电网结构示意图

Fig.1 Grid structure of our country after UHV Nanyang substation completed

1 特高压接入后电网安全稳定特性研究

特高压南阳变建成后, 华北—华中电网特高压联络线缩短为 1 000 kV 长冶—南阳单回线路。通过增大华北(华中)机组出力、降低华中(华北)电

网机组出力, 得到的长南线静稳极限为 4 200 MW, 与南阳变投运前相比提高 800 MW, 特高压联络线静稳极限大幅提高, 电网的安全稳定水平得到较大提高; 但受制于长冶变容量(单台变压器容量 3 000 MVA)限制, 该断面极限输电能力定为 2 800 MW。

安全稳定计算表明, 任一 1 000 kV、500 kV 线路、变压器发生三相永久性 $N-1$ 故障, 保护及开关及时动作消除故障, 电网可以保持稳定; 其中: ① 特高压长南线故障将造成华北—华中电网解列运行, 但华北、华中电网各自保持稳定, 不会发生频率失稳; ② 特高压南荆线故障, 大量潮流转移到 500 kV 樊白双回, 易使其达到线路热稳极限。

特高压南阳变投运后, 华北、华中 500 kV 电网安全稳定特性未发生较大改变, 绝大多数 500 kV 线路、变压器 $N-2$ 故障, 保护及开关及时动作消除故障, 电网可以保持稳定, 但部分故障下为保持局部电网稳定需要采取一定容量的切机措施。

由于华北—华中电网已实现特高压联网, 因此当某一大区电网因故障切机或其他原因造成有功功率缺额时, 除本地电网提供有功支援外, 另一大区电网也将通过特高压长南线提供有功支援。特别是在长南线满负荷 2 800 MW 运行时, 若受端电网发生功率缺额, 送端电网将提供部分有功支撑, 造成长南线负载功率水平迅速提高, 当有功缺额较大时, 长南线潮流水平将超过静稳极限造成华北、华中电网解列。计算表明, 长南线南送 2 800 MW 方式下, 华中电网为受端电网, 华中电网最大有功损失量不能超过 2 100 MW; 长南线北送 2 800 MW 方式下, 华北电网为受端电网, 华北电网最大有功损失量不能超过 1 800 MW。

2 特高压电网安控装置方案研究

为了提高电网抵御严重故障冲击的能力, 需要配置合理的安全稳定控制措施。考虑到南阳变投产后导致华北—华中电网失步的故障类型多样, 包括受端电网短期内连续失掉大容量机组、受端直送电厂送出线路 $N-2$ (失掉整个电厂), 以及受端电网发生 $N-2$ 故障后为保证局部电网稳定需要大容量切机的故障等, 不确定性较强, 因此不宜配置切机或切负荷措施, 更适合采用解列措施。

目前, 国家电网大区联络线两侧的变电站均配置了失步快速解列装置和常规解列装置(具备振荡、低频和低压解列功能)。常规解列装置的主要功能是: 在正常方式及正常检修方式下, 当系统发生异步振荡且振荡中心位于大区联络线时, 或大区联络线发生低频、低压并达到整定值时, 装置启动, 通

过解列大区联络线而实现解列电网的功能。快速解列装置根据输电线路功率的变化趋势、线路两端电压相角差的变化趋势以及系统振荡中心的位置等因素来形成失步解列判据^[5]。

严重故障校核表明，华北—华中电网失步时，振荡中心一般在特高压长治站附近，特高压母线在扰动过程中往往出现长时间持续低电压（母线电压低于 0.75 pu 超过 1 s），但华北—华中电网仍能维持同步，且特高压近区 500 kV 变电站母线电压仍能维持较高水平。

图 2 为某严重故障后 1 000/500 kV 长治、南阳、荆门母线电压恢复曲线，可以看出，故障后华北—华中电网仍维持同步，但扰动过程中 1 000 kV 长治、南阳、荆门母线出现长时间持续低电压（1 000 kV 长治、南阳、荆门母线电压最低分别达到 0.69、0.74、0.80 p.u.，持续低于 0.75 pu 的时间分别为 2.6、1.2、0 s），但 500 kV 长治、南阳、荆门母线电压均能恢复到较高水平。因此，在配置低压解列定值时特高压各站的解列定值宜采取较低电压、较短时间的定值，从而避免在正常波动中华北—华中电网仍然保持同步时解列特高压线路。

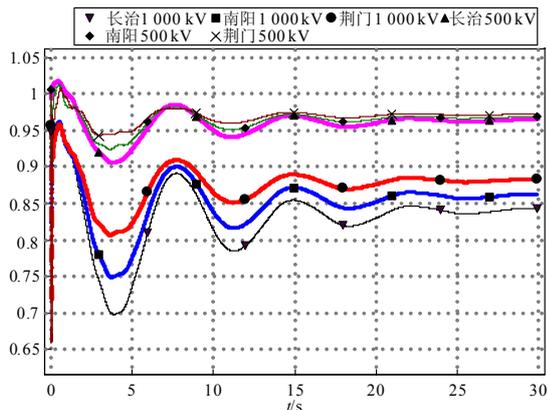


图 2 故障后部分重要母线电压曲线

Fig.2 Voltage curves of several important buses after fault

与南阳变投运前相比，严重故障下 1 000 kV 长治、南阳母线电压仍可能出现长时间持续低电压的情况，长治、南阳站仍需配置常规解列（具备振荡、低频和低压解列功能）和快速解列装置，低压解列装置定值需进行调整；故障后荆门 1 000 kV 母线电压一般均能恢复到较高水平，正常方式下可考虑停运其解列装置，但在南阳变检修等特殊方式下，仍需投入解列装置。

3 稳态过电压装置配置研究

按照特高压设备运行要求，特高压母线电压必

须控制在 1 000~1 100 kV。当特高压线路任一个开关跳闸后，特高压沿线电压满足暂态过电压的要求，但由于长距离线路空充，容性无功过剩，造成 1 000 kV 母线稳态电压超过 1 100 kV，特高压近区部分 500 kV 母线电压逼近或超过允许最高电压 550 kV，危及设备的安全运行。因此，必须配置稳态过电压装置，当出现上述问题时及时切除故障线路，确保电网安全稳定运行。

3.1 特高压设备开关跳闸后系统电压水平分析

南阳变建成投运后，考虑以下 2 类 6 种开关跳闸情况：（1）特高压长治—南阳、南阳—荆门任一个 1 000 kV 开关三相跳闸，主要由特高压解列装置动作引起，特高压线路末端不带变压器空充，共 4 种故障；（2）特高压长治、荆门变 500 kV 侧开关分别发生三相跳闸，华中电网分别带长南线和长治变、南荆线和荆门变空充，共 2 种故障。可以得到以下结论：

（1）特高压线路、变压器开关三相跳闸后，1 000 kV 母线电压和特高压近区 500 kV 母线电压上升水平与初始方式下特高压线路输送功率、近区 500 kV 母线电压水平以及特高压变压器低压无功补偿投入的情况有关。在特高压近区 500 kV 母线初始电压水平相差不大的情况下，特高压线路输送功率越大，变压器投入的容性无功补偿容量越大，特高压设备开关三相跳闸达到稳态时，1 000 kV 母线和特高压近区 500 kV 母线电压越高。

（2）南阳变建成投运后，大大缩短了特高压开关三相跳闸后带空线的长度，稳态电压偏高问题得到一定程度的解决，但仍存在稳态过电压问题。

① 长南线两侧线路开关三相跳闸后，长治、南阳母线是否出现稳态过电压问题与长南线负载潮流大小相关。当长南线负载潮流较大时，由于两侧变压器均投入大量容性无功补偿，任一开关跳闸后，1 000 kV 母线及近区 500 kV 母线电压均超过长期允许运行水平；当长南线负载潮流较小甚至 0 功率时，任一开关跳闸，1 000/500 kV 母线电压均能控制在约束范围内，不会引起稳态过电压问题。

南荆线与 500 kV 樊白双回、孝潞双回形成新的 1 000/500 kV 鄂豫电磁环网断面，由于荆门、南阳近区 500 kV 电网电压控制能力均强于长治变近区，且南荆线最大负载潮流约为长南线的 75%，加之南荆线长度较短，因此，南荆线各种负载潮流水平下，两侧线路开关三相跳闸均不会引起稳态过电压问题。

② 特高压长治、荆门变 500 kV 侧开关分别三相跳闸后，华中电网分别带长南线和长治变、南荆

线和荆门变空充, 由于线路开断前重载时变压器往往投有容性无功补偿, 因此稳态过电压问题更为突出。

3.2 解决方案研究

下面以特高压长南线南送 2 800 MW 方式 (特高压南荆线南送 2 170 MW, 南阳变下注 630 MW, 长治、南阳、荆门变各投入 4、3、1 组电容补偿) 为例分析各种措施对母线恢复电压的影响, 具体见表 1。措施 1 为跳开线路对侧开关, 清除空充线路和空载变压器; 措施 2 为跳开线路对侧开关, 清除空充线路和空载变压器, 同时切除特高压变压器部分电容补偿。

表 1 各电压等级母线稳态电压恢复水平

Tab.1 Stable voltage of different voltage levels

母线电压		长南线南阳侧 1 000 kV 开关跳 闸	长治 500 kV 侧 开关跳闸	荆门 500 kV 侧开关跳闸
长治	措施前	1 095/542/124	1 237/528/150	1 036/529/122
	措施 1	1 073/539/124	0/528/0	1 002/523/121
	措施 2	1 069/536/120	0/528/0	—
南阳	措施前	1 085/541/118	1 156/554/121	1 063/532/117
	措施 1	1 085/541/118	1 085/541/118	1 002/521/115
	措施 2	1 079/537/115	1 079/534/115	—
荆门	措施前	1 089/547/122	1 133/554/124	1 113/527/130
	措施 1	1 089/547/122	1 089/547/122	0/526/0
	措施 2	1 084/543/119	1 080/540/119	—
空充 线路 末端	措施前	1 116	1 237	1 113

可见, 发生特高压线路开关或特高压变压器 500 kV 侧开关跳闸事故, 1 000 kV 母线、特高压近区 500 kV 母线、特高压变压器 110 kV 母线电压均可能超过最大运行允许水平; 采取措施 1 及时跳开线路对侧开关, 不带空充线路和空载变压器运行, 则各电压等级母线电压均可控制在最大运行允许范围内, 但部分 1 000/500 kV 母线电压仍接近运行上限; 采取措施 2, 在措施 1 的基础上切除对侧变压器部分电容补偿, 1 000/500 kV 母线电压可分别控制到 1 080 kV、540 kV 以下, 能有效解决特高压稳态过电压的问题。由于开关跳闸后依靠人为动作去采取措施控制电压需要较长时间, 为了短时间内使系统摆脱电压偏高的情况, 必须依靠自动装置来实

现电压控制。

4 河南电网安控策略分析

特高压南阳变建成后, 鄂豫断面形成特高压电磁环网。特高压长南线南送 2 800 MW 时, 若发生鄂豫断面 500 kV 樊白双回或孝淝双回三永 N-2 故障, 仅有少量电力将通过特高压南荆线转送, 大量潮流将转移到剩余两回 500 kV 线路上, 均可能造成剩余双回线路负载达到或超过线路自身的热稳限额。此外, 在特高压南荆线检修方式下, 鄂豫断面仅剩 500 kV 樊白双回、孝淝双回, 既要承担特高压长南线南送 2 800 MW 电力的过境任务, 又要承担河南电力的外送任务, 断面潮流达到热稳极限 3 890 MW; 若 500 kV 孝淝双回发生三永 N-2 故障, 鄂豫断面功率将全部转移到 500 kV 樊白双回, 樊白单回线路负载功率达到 2 050 MW, 过载 27% (热稳限额为 1 600 MW)。

4.1 常规措施

从目前常用的控制措施来看, 可以采取以下 5 种手段来缓解故障后线路稳态恢复功率超过热稳极限的问题: (1) 运行方式预控, 即降低特高压长南线送电功率或降低河南电网外送功率水平; (2) 连锁切机, 即故障后及时切除河南或山西电网部分机组; (3) 送受端同时进行控制, 即在河南电网切机的同时, 在受端湖北电网开机快速增加出力; (4) 快速降低华中电网直流外送华东功率水平, 近似于在受端电网采取机组快开措施; (5) 挖掘线路输电能力, 提高 500 kV 樊白、孝淝线的热稳限额。以下分别对各种控制措施进行分析。

(1) 运行方式预控, 计算表明, 特高压南荆线检修方式下, 适当降低特高压长南线南送功率或降低河南电网外送功率水平, 使鄂豫断面南送功率控制在 3 130 MW 以下, 可保证发生 500 kV 孝淝双回 N-2 故障, 500 kV 樊白线故障后稳态恢复潮流不超过热稳极限。

(2) 连锁切机, 计算表明, 故障后 0.25 s 切除河南电网机组 1 350 MW, 可控制樊白单回线路功率降低至 1 720 MW, 仍然超樊白线的热稳限额, 同时华北火电大量通过特高压长南线南送, 造成长南线功率升高至 3 330 MW, 逼近静稳极限; 若在河南电网进一步采取切机措施, 将导致华中—华北电网因联络线超静稳而失去同步。故障后 0.25 s 切除山西电网机组 2 700 MW, 系统稳定, 樊白单回线路功率可降低至热稳限额以下, 特高压长南线功率降至 2 000 MW 以下, 严重影响故障后特高压线路送电容量。若配合切除河南和山西的机

组则需切除 2 900 MW 的机组出力(河南电网切机 1 000 MW、山西电网切机 1 900 MW),才能保证樊白线不过热稳,且特高压长南线功率不超过 2 800 MW。

(3) 送受端同时进行控制,计算表明,故障后 0.25 s 切除河南电网 810 MW 机组,同时增加湖北电网 810 MW 出力,发生 500 kV 孝泐双回 N-2 故障,500 kV 樊白线故障后稳态恢复潮流不超过热稳极限。

(4) 快速降低华中电网直流外送功率也可缓解樊白线过热稳问题,计算表明,故障后快速降低华中电网送华东 1 300 MW 直流功率可保证樊白线不过热稳。

(5) 放宽樊白及孝泐线的热稳限额也是缓解鄂豫断面热稳极限手段之一。如果把樊白线的热稳限额提高到 1 950 MW,孝泐线热稳限额提高到 2 200 MW,则南荆线检修方式下(特高压南送 2 800 MW),鄂豫断面送电不超过 3 750 MW,即可保证孝泐线 N-2 故障樊白线不过热稳。

不同控制策略下樊白线有功功率如图 3 所示。

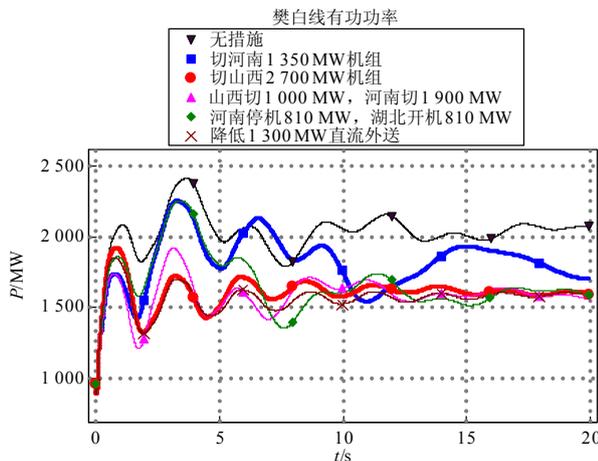


图 3 不同控制策略下樊白线有功功率

Fig.3 Power flow of line Baihe to Xiangfan under different control strategy

通过采用以上 5 种控制方法可以看出:解决鄂豫断面热稳问题最直接、最有效的方法为放宽 500 kV 樊白、孝泐线的热稳限额,该方法无需增加额外投资且效果显著。单纯靠切除河南电网的机组不但无法解决该问题,同时还会引起特高压主变过载。而单纯切除山西电网的机组,或配合切除山西、河南电网机组两种方法可以一定程度上缓解鄂豫断面的热稳问题,但所需切机量较大。故障后分别在鄂豫断面送、受端电网控制机组出力也可有助于缓解鄂豫断面的热稳问题。故障后降低华中电网直流外送功率也是解决该方法之一。因此建议河南

电网在保证系统安全的前提下,适当放开线路热稳限额,并配合采取切机、降直流外送功率等措施以解决故障后鄂豫断面可能产生的热稳问题。

4.2 考虑 AGC 协调配合的安控措施

故障后在安控措施的基础上协调控制 AGC 系统调节送受端电网机组出力,也有助于缓解故障后鄂豫断面可能产生的热稳问题。本节采用全过程动态仿真程序模拟了考虑 AGC 协调配合的安控措施在解决此问题上的效果。故障形式同上,AGC 调节按变量来源可分为两部分:网络侧和发电机侧。网络侧的控制模式采取恒交换功率控制,采样间隔为 6 s;发电机侧水电机组的功率变化速率限制为 $\pm 20\% / \text{min}$,火电机组的功率变化速率限制为 $\pm 2.5\% / \text{min}$ 。

下面对两种 AGC 的控制措施进行分析:

(1) 单纯通过 AGC 调节,控制鄂豫断面功率樊白双回线的功率不超过其热稳极限(3 200 MW)。河南、湖北机组参与 AGC 调节。图 4 显示了鄂豫断面樊白双回线有功功率 10 min 的变化曲线。

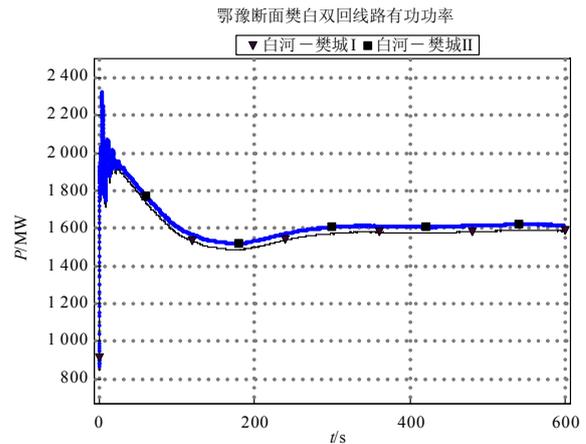


图 4 单纯 AGC 控制下樊白双回有功功率变化曲线

Fig.4 Power flow of line Baihe to Xiangfan under AGC control strategy

(2) 河南电网采取切机措施配合 AGC 的调节:在故障后 0.25 s 切除河南机组 1 200 MW(切除鸭河 4G 600 MW、姚孟 6G 600 MW)出力,配合 AGC 调节,可以保证樊白双回线不过热稳(3 200 MW),且特高压长南线功率不超过 2 800 MW。图 5 显示了鄂豫断面樊白双回线有功功率 10 min 的变化曲线。

可以看出,与单纯采取 AGC 调节相比,故障后采取考虑 AGC 协调配合的安控措施,可以更快地将线路功率控制在热稳限额以内;与单纯采取切机措施相比,故障后需要采取的切机措施大大简化,切机量大大减少。

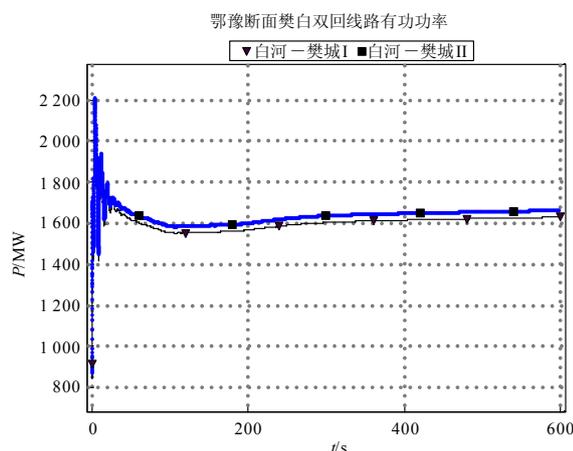


图5 考虑 AGC 协调的安控措施下樊白双回有功功率变化曲线
Fig.5 Power flow of line Baihe to Xiangfan under coordinative AGC control strategy

综上所述, 在特高压电网发展过程中, 将不可避免地出现电磁环网运行的情况, 特高压线路故障后大量潮流转移, 引起相关 500 kV 线路稳态恢复功率超过热稳极限的问题可能普遍出现。仅靠采取常规切机、切负荷措施, 保证电网稳定的代价可能较大, 且增大了调度人员的工作负担; 在保证电网安全的前提下, 考虑 AGC 协调配合的安控措施, 既可以减少系统稳定所需的切机、切负荷措施, 又可以自动解决故障后产生的热稳定问题, 大大减轻了调度人员的工作压力。但是, 目前 AGC 系统在调节速度、控制策略等诸多方面还存在很多问题^[6], 其与安控措施的协调配合尚需进一步深入研究。

5 结论

特高压南阳变投运后, 华北—华中电网特高压联络线电气距离大大缩短, 其静稳极限、输电能力、电网安全稳定水平均得到提高, 但是在受端电网发生有功缺额时, 仍易引起特高压长南线负载潮流超过静稳造成华北、华中电网解列。

考虑到导致华北—华中电网失步的故障类型多样, 建议在特高压长南线、南荆线配置相应的解列措施。此外, 为防止特高压线路任一开关跳闸, 线路空冲造成的稳态过电压问题, 必须在相关计算的基础上配置切除特高压线路和电容器的自动装置。

特高压南阳变投运后, 鄂豫断面将形成 1 000 / 500 kV 电磁环网, 某些严重故障后大量潮流转移将造成 500 kV 线路负载潮流超过热稳极限, 这将是特高压电网发展过程中不可避免的问题。采取常规切机、切负荷措施, 保持系统稳定的代价较大; 在保证电网安全的前提下, 考虑 AGC 协调配合的安

控措施, 既可以减少系统稳定所需的安控措施, 又可以大大减轻调度人员的工作负担。但目前 AGC 系统的应用还存在诸多问题, 其与安控措施的协调配合尚需进一步深入研究。

参考文献

- [1] 中华人民共和国国家经济贸易委员会. 电力系统安全稳定导则 (DL/T 755-2001) [S]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
State Economic and Trade Commission the People's Republic of China. Guide on security and stability for power system DL/T 755-2001[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2002.
- [2] 印永华, 郭强, 张运洲, 等. 特高压同步电网构建方案论证及安全性分析[J]. 电力建设, 2007, 28 (2): 1-4.
YIN Yong-hua, GUO Qiang, ZHANG Yun-zhou, et al. Scheme study and safety analysis of UHV synchronous power grid composition[J]. Electric Power Construction, 2007, 28 (2): 1-4.
- [3] 孙昕, 刘泽洪, 印永华, 等. 中国特高压同步电网的构建以及经济性和安全性分析[J]. 电力建设, 2007, 28 (10): 7-11.
SUN Xin, LIU Ze-hong, YIN Yong-hua, et al. UHV synchronous power network constitution in China and its economic and safety analysis[J]. Electric Power Construction, 2007, 28 (10): 7-11.
- [4] 中国电力科学研究院. 特高压试验示范工程安全自动装置研究[R]. 2008.
Electric Power Research Institute of China. The research for automatic security device of UHV demonstration project[R]. 2008.
- [5] 陈西颖, 李卫星, 郭志忠. 电力系统失步解列研究[J]. 继电器, 2006, 34 (8): 30-34.
CHEN Xi-ying, LI Wei-xing, GUO Zhi-zhong. Research of wide area measure system based criteria for detecting the synchronization loss for power system[J]. Relay, 2006, 34 (8): 30-34.
- [6] 胡扬宇, 李大鹏, 王子琦, 等. CPS考核标准下河南电网 AGC 控制策略[J]. 继电器, 2006, 34 (14): 32-34.
HU Yang-yu, LI Da-peng, WANG Zi-qi, et al. AGC control strategy based on CPS standard in Henan power grid[J]. Relay, 2006, 34 (14): 32-34.

收稿日期: 2009-12-07; 修回日期: 2010-02-11

作者简介:

唐晓骏 (1979-), 男, 硕士, 从事电力系统分析工作;

E-mail: tangxj@epri.sgcc.com.cn

付红军 (1975-), 男, 高级工程师, 从事电力系统运行工作;

胡扬宇 (1977-), 男, 硕士, 从事电力系统运行工作。