

特高压直流故障下源网荷协调控制策略及应用

陈 庆¹, 闪 鑫^{2,3,4}, 罗建裕¹, 戴则梅^{2,3,4}, 江叶峰¹, 王 毅^{2,3,4}

(1. 国网江苏省电力公司, 江苏省南京市 211000; 2. 南瑞集团公司(国网电力科学研究院), 江苏省南京市 211106;
3. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏省南京市 211106;
4. 智能电网保护和运行控制国家重点实验室, 江苏省南京市 211106)

摘要: 特高压直流大功率失去将对受端电网安全运行造成严重冲击。文中针对特高压直流大功率失去下的频率恢复、直流近区输电断面过载、联络线功率超用,以及系统旋转备用不足等稳态控制问题,提出了源网荷协调控制策略。利用可中断负荷,建立调度-营销协同及省地一体化的负荷控制架构,实现特高压故障情况下发电、负荷及电网的协调优化控制,为特高压受端电网应对直流大功率失去下的调度故障处置提供了参考及借鉴。

关键词: 特高压; 可中断负荷; 直流故障; 负荷控制

0 引言

中国一次能源集中分布于东北、西北和西南地区,而负荷中心集中于东南沿海地区,一次能源和负荷的逆向分布,导致存在大范围能源调配的需求。发展特高压可以充分发挥大电网跨区优化配置资源的能力,尤其是为水电、风电及光伏等清洁能源的大规模消纳提供了坚实基础。

当前,国家电网正在大力开展特高压交直流互联电网的建设,预计到 2016 年底,国家电网特高压运行规模将达到“六交五直”,是世界上唯一同时运行特高压交直流的电网。

目前中国电网正处于特高压电网发展的过渡时期,“强直弱交”矛盾十分突出^[1-5]。以华东电网为例,目前锦苏、复奉、宾金三大特高压直流满送功率超过 20 GW,接近华东电网最大负荷的 10%左右,一旦出现直流双极闭锁,由其引发的大功率缺额将给受端电网安全运行造成严重冲击。按照 2016 年度夏季用电高峰方式进行计算,若锦苏直流发生双极闭锁,锦苏直流落点近区的苏州南部电网输电通道将严重越限,需要通过限电 2 GW 负荷,才能控制输电通道运行在安全限额以下。

传统的负荷切除方式是地区电网调度员结合拉

限电序位表,通过遥控的方式对负荷进行串行控制。上述负荷控制方式显然不能满足特高压直流闭锁后的故障处置要求:一是控制时间过长,按照调度规程,需要 15 min 内消除断面越限,在故障发生后,省调调度员需要根据断面越限程度人工计算负荷切除量,然后再下达给地区电网调度员,地调调度员根据负荷切除量,在拉限电序位表进行逐一筛选和控制,对于大批量的负荷控制往往需要 1 h,甚至更长时间,不能满足电网安全运行的要求;二是控制方式较为粗暴,调度直接拉限电,其控制的负荷常常包含工业、居民等混合线路,且该控制方式无法保留用户保安电源,对用户影响较大,大批量负荷切除可能造成较大的社会不良影响;三是负荷控制精准度不高,基于电网典型运行方式的离线预案往往与电网实时运行方式可能存在较大差别,基于离线预案的负荷控制存在负荷过控或欠控的风险。

为此,本文提出了特高压直流故障下的源网荷协调控制技术^[6-7]。首先在特高压直流故障情况下,通过发电机组快速加出力、抽蓄机组远方启停等措施保障系统频率的快速恢复,然后通过负荷控制辅助决策,计算故障后电网需要切除的负荷量,优先通过营销负荷控制系统,对可中断负荷进行控制^[8-12],最大限度地降低大批量负荷切除对用户造成的不良影响。若营销负荷控制的可中断负荷控制量不足时,通过调度负荷群控进行补充。结合在江苏电网的运行情况表明,上述控制技术可显著提高特高压直流故障下的调度故障处置能力,保障大电网的安全运行。

收稿日期: 2016-08-03; 修回日期: 2016-09-08。

上网日期: 2016-11-16。

国家电网公司科技项目“大型地区电网运行风险分析及应急处置关键技术研究”。

1 特高压直流大功率失去下受端电网安全运行问题

本文主要针对特高压直流大功率失去后的稳态控制问题,从时间维度来看,主要包括 4 个阶段。

1)频率恢复。直流大功率失去后将造成受端电网频率大幅下降,需要通过机组的一次调频、二次调频共同作用,恢复系统频率,这期间一般在 1 min 左右一次调频作用完成,二次调频开始发挥作用。

2)输电断面越限。大功率失去后直流落点近区潮流大幅涌入,造成相关断面越限,按照调度规程要求,需要在 15 min 内将断面潮流控制在限额以下,调度员主要通过调整机组出力,并在必要时通过切负荷措施,对输电断面潮流进行控制。

3)联络线超用。为保证故障后频率快速恢复,华东电网制定了动态区域控制偏差(ACE),即根据直流功率损失情况,采用固定的比例将损失功率分摊到四省一市,通过分中心直调自动发电控制(AGC)机组、各省市 AGC 机组增加出力,此时主要采用全网备用共享的原则进行频率恢复,各省市备用可全部进行调用。若某个省市预留备用不够,其联络线受电功率可能大幅超计划,则需要通过切负荷的方式,确保其联络线受电功率满足上级调度要求。按照调度规程,需要在故障发生后 30 min 内将联络线受电总量控制到位。

4)备用不足。特高压直流故障 30 min 后,华东电网动态 ACE 取消,失去的直流功率由所有直流落点省份分摊。若某个省市旋转备用可能不足,则需要通过省市支援及切负荷的方式,确保在 1 h 内将备用容量恢复到电网安全运行规定的要求。

2 源网荷协调控制总体思路

特高压直流故障后受端电网安全运行涉及发电、负荷、电网三者之间的协调控制。在发电侧通过抽蓄机组远方启停、AGC 一键加出力等方式,快速恢复系统频率;在负荷侧,当系统备用不足或通过调整机组出力无法消除设备越限时,需要通过切负荷措施,保障电网的安全运行;在电网侧,通过动态 ACE、省市支援等方式,保障系统频率的恢复及省市电网备用水平。基于上述分析,特高压直流故障后的源网荷协调控制总体思路如图 1 所示,包括故障感知、优化决策和协调控制 3 个部分。

1)故障感知,即利用调度主站系统采集的遥测、遥信量,采用基于专家规则的故障诊断策略,对特高压直流闭锁进行在线诊断和告警,为后续的故障处理提供依据。

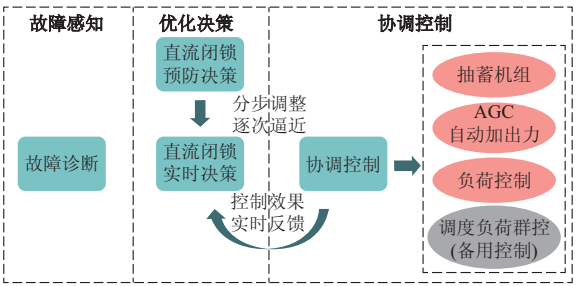


图 1 源网荷协调控制总体思路
Fig.1 Overall architecture of “source-grid-load” coordinated control

2)优化决策,包括直流闭锁预决策和实时决策两部分。直流闭锁预决策是在当前电网实时运行方式的基础上,模拟直流闭锁故障,分析预想故障下存在的问题,以及需要采取的预控措施和辅助决策。直流闭锁实时决策是在特高压直流实际故障后,根据故障后的电网实时运行状态,针对系统频率偏低、输电断面超稳定限额、联络线功率超用,以及旋转备用不足等问题,综合发电、负荷等可调资源,给出对应的控制策略。

3)协调控制。根据优化决策给出的控制策略,通过 AGC 一键加出力、抽水蓄能远方启停、营销负荷控制及调度负荷群控等方式进行发电、负荷资源的快速控制。需要说明的是,对负荷的控制优先通过营销负荷控制系统对可中断负荷进行控制,即控制大用户的可中断电源及非工空调等负荷,降低大批量拉升负荷对用户造成的冲击,在营销负荷控制可控容量不足时,利用调度超限电序位表,即调度群控进行补足。

在故障实际处置过程中,针对故障后不同的时间段及问题,需要进行多时间尺度的源网荷协调控制,具体如下。

1)频率恢复是故障后首先需要解决的问题,其控制措施主要是发电侧资源的调用与处理,包括两个层面:一是通过 AGC 控制模式的快速切换,将网内可受控机组控制模式转为爬坡模式,大幅增加机组出力;二是利用抽蓄机装机容量大、调节速率快、工况转换迅速的特性,在调度主站端对抽蓄机组工况进行自动转换,包括抽水模式转停机模式、停机模式转发电模式、发电模式转满发模式等,实现对功率的快速支援,保障系统频率的尽快恢复。

2)输电断面超稳定限额的校正控制。一般直流大功率失去后其落点近区将出现断面过载,为了消除断面过载,需要建立综合考虑发电、负荷的安全约束调度策略。首先通过机组出力的再分配,最大限度地降低断面的过载程度,若通过机组调整不能消

除断面过载,则进一步给出负荷的控制策略,最终将断面输送功率控制在安全水平。

3)联络线功率超用或旋转备用不足。当两条直流相继故障或故障前系统旋转备用水平较低时,可能会存在联络线功率超用或旋转备用不足的问题。考虑到上述问题控制的紧急程度不高,一般在故障发生后 0.5~1 h 处理完毕即可,在控制策略上主要考虑燃气机组的快速启动、相邻省市支援及切负荷等措施。燃气机组快速启动主要利用燃气机组在热态可快速并网发电的特点,在线调整燃气机组的发电计划,以支撑系统备用的恢复。省市支援主要是结合电网实时运行方式及安全约束,计算可接受外网的最大受电能力,并向相关省市申请外部功率支援,以恢复系统备用。

3 源网荷协调控制关键技术

3.1 基于可中断负荷的调度-营销协同控制

为了避免直流大功率失去下调度直接拉限电对用户造成的不良影响,必须改变目前调度直接拉限电的负荷控制方式,需要采用营销负荷控制的方式,通过对可中断负荷的控制,降低大批量负荷拉停对工业生产和经济生活的影响。

基于此,本文提出了基于可中断负荷的调度-营销协同控制模式,如图 2 所示。

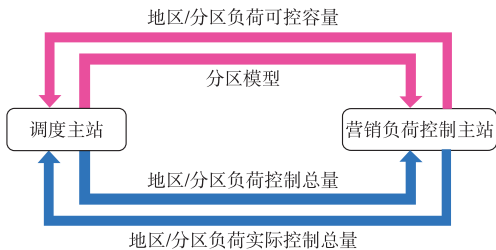


图 2 调度-营销主站信息交互
Fig.2 Information interaction between dispatch and marketing of master station

正常情况下营销负荷控制主站向调度主站发送各地区/分区可中断负荷的可切容量,调度主站向营销负荷控制主站发送负荷分区模型。故障情况下,调度主站根据策略计算结果,向营销负荷控制主站发送地区/分区负荷控制总量,营销负荷控制主站根据控制总量,结合负荷控制优先级,分解得到具体待控制的负荷,并通过负荷控制终端对大用户的分路开关进行控制,同时将控制结果返回给调度主站。调度主站和营销负荷控制主站之间通过物理隔离装置,以确保生产控制大区安全防护的要求。

这里需要说明的是:①考虑到省级调度中心一般情况下模型只建立到 220 kV 变压器中压侧及个别 110 kV 变电站,没有具体的负荷模型,因此采用

分步求解的方式,即调度主站根据断面越限、联络线超用及备用不足,计算各分区或地区的负荷控制总量,然后营销负荷控制系统再根据负荷控制总量进一步分解,得到具体待切除的负荷;②针对断面越限,需要有针对性地进行负荷切除,方可消除越限,调度主站根据过载断面对各电气分区的灵敏度,计算出各分区负荷控制总量,然后发送给营销负荷控制系统进行负荷控制。由于营销负荷控制系统没有电气分区信息,因此需要地调将 110 kV 变电站所属电气分区上送省调,省调再将分区信息发送给营销,营销根据负荷所属变电站及变电站所属电气分区,进而得到负荷所属电气分区,从而实现负荷的分区控制。

3.2 协调经济性和公平性的分区负荷调整策略

特高压直流大功率失去后其落点近区输电断面可能大幅超稳定限额,为了将输电断面功率控制在安全水平以下,有可能需要通过拉负荷的方式降低断面潮流。目前 500 kV 电网一般采用分区运行的方式,为了消除断面过载,需要对各分区进行负荷控制。单纯从控制效果来说,基于灵敏度可以得到最有效的分区负荷控制策略,但在极端情况下可能需要在单一分区切除大量负荷,不能满足公平性的要求,为此需要从经济性和公平性两个方面统筹考虑,建立分区负荷控制策略模型^[13]。

协调经济性和公平性的分区负荷调整策略计算模型如图 3 所示。

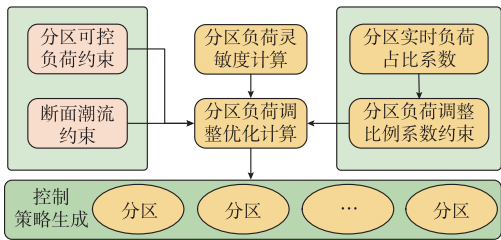


图 3 负荷分区控制策略
Fig.3 Control strategy for power grid district-dividing load

策略优化目标是负荷整体切除量最小,约束条件包括分区可控负荷量、断面输送潮流及分区负荷控制比例 3 个部分。其中分区可控负荷量是指每个分区的负荷最大可控容量,在计算控制策略时不能超过该容量;断面输送潮流是指控制后其断面潮流不能过载;分区负荷控制比例是指按各分区实时负荷大小,折算到的负荷控制比例,该控制比例有上下限约束,以确保某个分区不至于负荷总量控制过多。

通过上述方式计算得到的分区负荷控制策略,既能够满足消除断面过载的要求,又能够兼顾经济性和公平性的要求,易于在工程实践中推广应用。

3.3 联络线超用及备用不足的负荷控制辅助决策

相对于消除断面过载的分区负荷调整策略,其主要是针对局部负荷的定点控制,需要兼顾公平性和经济性,而联络线功率超用和系统备用不足的负荷控制更侧重于全网的总量控制,重点考虑的是负荷控制的公平性。

针对联络线功率超用和系统备用不足的负荷控制辅助决策,其整体流程如图 4 所示。首先根据联络线口子计划偏差、系统上旋转备用、机组可调出力影响、网络约束,以及应留备用要素等计算出待控制的负荷总量。在控制总量的基础上,根据地区实时负荷水平,计算出每个地区的负荷占比,同时考虑各地区的负荷可切量,按照负荷占比对控制总量进行分解,得到各地区的负荷控制容量。

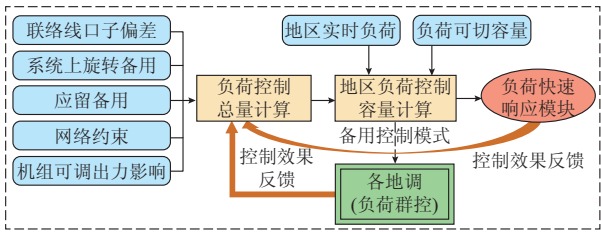


图 4 地区负荷控制策略

Fig.4 Control strategy for power grid regional load

其中机组可调出力影响主要是根据机组供热、

辅机状态,以及煤质波动等因素量化分析,得到对机组可调出力的影响情况,为负荷控制总量的精细化计算提供有效支撑。

同时为了最大限度地避免负荷的过控或欠控,采用分批次的控制策略,即计算出各地区的负荷控制总量后,分 3 个批次进行下发控制。3 个批次负荷控制的比例分别为 60%,20%,20%,每个批次控制的时间间隔为 1~5 min,根据反馈的控制效果,再次进行负荷控制总量的计算和分解,以避免负荷的过控或欠控。

3.4 省地一体化的负荷协同控制

营销负荷控制系统作为负荷控制的优先手段,系统建设初期受限于可中断负荷的接入量,营销可中断负荷的可控容量有可能并不能完全满足故障情况下调度故障处置的要求,因此还需要调度拉限电作为负荷控制的备用手段。

由于调度层级和业务的划分,负荷控制在地区电网,因此需要建立省地一体化的负荷协同控制,如图 5 所示。各地区/分区的负荷控制总量由省调进行计算,然后将计算结果下发给各地调,各地调根据负荷控制总量,同时结合拉限电序位表进行负荷的筛选,得到待切除的负荷及开关控制序列,最终通过多厂站并行控制的方式进行负荷快速控制^[14-15]。

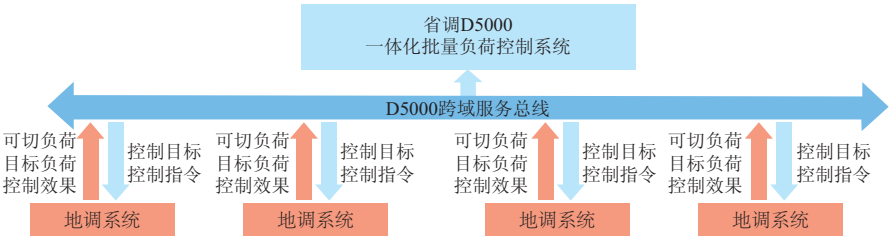


图 5 省地一体化的负荷控制

Fig.5 Load control with integrated provincial and regional dispatch

省调和地调之间基于广域事件服务总线,实现跨系统之间广域信息的交互,省调调度员可一键式将控制策略下发给各地调,经过控制指令的反校和确认后,地调调度员通过负荷群控系统进行负荷控制,并将控制结果返回给省调。通过上述省地一体化的负荷群控方式,可大幅提高特高压直流故障下的负荷控制效率。经测试在大批量负荷控制情况下,可将以往的故障处置时间由 0.5 h 及以上缩短到 5 min 以内。

4 结语

基于本文研究成果开发的江苏电网源网友好互动精确切负荷系统目前已通过整体联调测试,并投入试运行。在整体联调测试阶段,模拟了特高压

故障双极闭锁下的频率大幅跌落、直流近区输电断面过载、联络线功率超用,以及系统旋转备用不足等各种场景,对系统的各项控制策略进行了验证,同时选取了江苏全省 34 户可中断负荷进行闭环控制,最快可在 5 s 左右实现对可中断负荷的快速切除。

特高压直流大功率失去下的电网安全运行控制是一个系统性的课题,本文主要侧重于故障后受端电网的稳态控制,对故障初期的频率稳定及后期的负荷恢复需要进一步开展研究。

针对故障初期的频率稳定,一方面建议优化现有的低频低压减载动作门槛,通过对典型方式的仿真计算,适当提高低频低压减载的动作门槛,优化其动作轮次及延迟时间,尽可能在频率大幅跌落的前期进行抑制,降低频率大幅跌落对系统的冲击;另一

方面建议引入可中断负荷的频率响应机制,通过负荷控制终端自动感知系统频率跌落幅度和变化率,在系统频率大幅跌落时自动切除可中断负荷,从而降低直流大功率失去对电网的冲击。

针对故障后期的负荷有序恢复,建议充分利用并网机组的发电能力、燃气机组的快速并网和省际联络线输送能力,增加系统的备用容量。同时在此基础上,对各地区、分区的负荷恢复过程进行辅助决策,计算其供电能力,并采用下达用电限额的方法,通过各地调及地区负荷控制中心执行负荷有序恢复,缩短用户停电时间。

本文得到国网江苏省电力公司科技项目“大区互联电网智能面保护控制系统关键技术研究”资助,谨此致谢!

参 考 文 献

- [1] 李明节.大规模特高压交直流混联电网特性分析和运行控制[J]. 电网技术, 2016, 40(4): 985-991.
LI Mingjie. Characteristic analysis and operational control of large-scale hybrid UHV AC/DC power grids[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 985-991.
- [2] 刘振亚,秦晓辉,赵良,等.特高压直流分层接入方式在多馈入直流电网的应用研究[J].中国电机工程学报, 2013, 33(10): 1-7.
LIU Zhenya, QIN Xiaohui, ZHAO Liang, et al. Study on the application of UHVDC hierarchical connection mode to multi-infeed HVDC system [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 1-7.
- [3] 覃琴,郭强,周勤勇,等.国网“十三五”规划电网面临的安全稳定问题及对策[J].中国电力, 2015, 48(1): 25-31.
QIN Qin, GUO Qiang, ZHOU Qinyong, et al. The security and stability of power grids in 13th five-year planning and countermeasures[J]. Electrical Power, 2015, 48(1): 25-31.
- [4] 吴萍,张健,屠竞哲,等.溪洛渡—浙西特高压直流投运后系统稳定特性及协调控制策略[J].电网技术, 2014, 38(7): 1873-1877.
WU Ping, ZHANG Jian, TU Jingzhe, et al. Stability characteristics and coordinated control strategy of grid-integrated UHVDC transmission line from Xiluodu to Zhexi[J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1873-1877.
- [5] 王莹,刘兵,刘天斌,等.特高压直流闭锁后省间紧急功率支援的协调优化调度策略[J].中国电机工程学报, 2015, 35(11): 2695-2702.
WANG Ying, LIU Bing, LIU Tianbin, et al. Coordinated optimal dispatching of emergency power support among provinces after UHVDC transmission system block fault[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(11): 2695-2702.
- [6] 姚建国,杨胜春,王珂,等.智能电网“源-网-荷”互动运行控制概念及研究框架[J].电力系统自动化, 2012, 36(21): 1-6.
YAO Jianguo, YANG Shengchun, WANG Ke, et al. Concept and research framework of smart grid “source-grid-load” interactive operation and control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(21): 1-6.
- [7] 别朝红,林雁翎,邱爱慈.弹性电网及其恢复力的基本概念与研究展望[J].电力系统自动化, 2015, 39(22): 1-9. DOI: 10.7500/AEPS20150715007.
- [8] BIE Zhaohong, LIN Yanling, QIU Aici. Concept and research prospects of power system resilience[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(22): 1-9. DOI: 10.7500/AEPS20150715007.
- [8] 王珂,姚建国,姚良忠,等.电力柔性负荷调度研究综述[J].电力系统自动化, 2014, 38(20): 127-135. DOI: 10.7500/AEPS20140422005.
- WANG Ke, YAO Jianguo, YAO Liangzhong, et al. Survey of research on flexible loads scheduling technologies [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20): 127-135. DOI: 10.7500/AEPS20140422005.
- [9] 李亚平,周竞,鞠平,等.柔性负荷互动影响量化评估方法[J].电力系统自动化, 2015, 39(17): 26-32. DOI: 10.7500/AEPS20140417002.
- LI Yaping, ZHOU Jing, JU Ping, et al. Quantitative assessment method for interactive impact of flexible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 26-32. DOI: 10.7500/AEPS20140417002.
- [10] 陈润泽,孙宏斌,晋宏杨.高载能企业参与电力系统调度的模式与效益分析[J].电力系统自动化, 2015, 39(17): 168-175. DOI: 10.7500/AEPS20141212006.
- CHEN Runze, SUN Hongbin, JIN Hongyang. Pattern and benefit analysis of energy-intensive enterprises participating in power system dispatch [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 168-175. DOI: 10.7500/AEPS20141212006.
- [11] 曾丹,姚建国,杨胜春,等.计及价格型负荷响应不确定性的概率潮流计算[J].电力系统自动化, 2015, 39(20): 66-71. DOI: 10.7500/AEPS20141125005.
- ZENG Dan, YAO Jianguo, YANG Shengchun, et al. Probabilistic load flow calculation considering price elasticity load uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(20): 66-71. DOI: 10.7500/AEPS20141125005.
- [12] 杨胜春,刘建涛,姚建国,等.多时间尺度协调的柔性负荷互动响应调度模型与策略[J].中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3664-3673.
- YANG Shengchun, LIU Jiantao, YAO Jianguo, et al. Model and strategy for multi-time scale coordinated flexible load interactive scheduling [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3664-3673.
- [13] 陈庆,周海强,朱斌,等.协调经济性及事故评级的紧急减负荷控制优化方法[J].电网技术, 2016, 40(4): 1044-1050.
- CHEN Qing, ZHOU Haiqiang, ZHU Bin, et al. Coordinated emergency load shedding control optimization algorithm for economic cost and accident assessment [J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 1044-1050.
- [14] 韩冰,孙世明,赵家庆,等.适应特高压直流闭锁故障处置的批量负荷快速控制关键技术[J].电力系统自动化, 2016, 40(17): 177-183. DOI: 10.7500/AEPS20160223004.
- HAN Bing, SUN Shiming, ZHAO Jiaqing, et al. Key technologies for high speed batch control of load dispatching adapt to block fault disposal of UHVDC transmission system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(17): 177-183. DOI: 10.7500/AEPS20160223004.
- [15] 马璉劼,徐正安.特高压直流满功率故障负荷控制策略研究[J].电力需求侧管理, 2015, 17(5): 43-48.
- MA Jinjie, XU Zheng'an. The research on load control strategy during UHVDC transmission system full power block fault [J]. Power Demand Side Management, 2015, 17(5):

43-48.

13776692618@139.com

陈 庆(1962—),男,研究员级高级工程师,主要研究方向:电力系统生产管理。E-mail: chen_qing@js.sgcc.com.cn

戴则梅(1973—),女,研究员级高级工程师,主要研究方向:电网调度自动化系统。E-mail: daizemei@sgepri.sgcc.com.cn

闪 鑫(1980—),男,通信作者,高级工程师,主要研究方向:电网调度自动化高级应用软件研发。E-mail:

(编辑 章黎)

Source-grid-load Coordinated Control Strategy and Its Application Under UHVDC Faults

CHEN Qing¹, SHAN Xin^{2,3,4}, LUO Jianyu¹, DAI Zemei^{2,3,4}, JIANG Yefeng¹, WANG Yi^{2,3,4}

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 211000, China;

2. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China;

3. NARI Technology Co. Ltd., Nanjing 211106, China;

4. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control, Nanjing 211106, China)

Abstract: It will be a serious impact on the receiving power system of safe operation when power of the ultra-high voltage direct current (UHVDC) system gets lost. A “source-grid-load” coordinated control strategy is proposed for steady control problems such as frequency restoring, transmission section overloading, tie-line power overusing, spinning reserve lacking, etc, with the power of the UHVDC system lost. By using interruptible loads, through integrated dispatch-marketing and provincial-regional control, the generation, load and grid coordinated optimization control is achieved, which provides an important reference for the dispatcher to cope with the receiving power system with the power of the UHVDC system lost.

This work is supported by State Grid Corporation of China.

Key words: ultra-high voltage; interruptible load; DC fault; load control