

考虑负荷频率特性的可中断负荷切除策略研究

张曼¹, 缪源诚², 常宝立¹, 黄志光², 时艳强²

(1. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211102;

2. 国家电网有限公司华东分部, 上海 200120)

摘要:特高压直流规模激增使得大受端电网面临严重的频率问题。为了充分利用可中断负荷,减小低周减载首轮动作可能,降低触发严重事故等级的风险,文中提出了一种可中断负荷就地按频率切除策略及其定值选择方法。在考虑负荷频率特性的基础上,采用单机等值模型进行可中断负荷切除策略研究,选择合理的可中断负荷起切频率定值和切负荷量,方案制定完成后,通过全网模型进行校验。仿真结果表明,所提策略能够在系统发生易引发低周减载的大功率缺额时切除可中断负荷,减小低周减载首轮动作可能,提高电网的频率稳定性。

关键词:受端电网; 负荷频率特性; 可中断负荷; 负荷频率调节系数; 起切频率定值; 切负荷量

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2018)05-00155-06

0 引言

随着溃入电网的特高压直流规模激增^[1-2],直流闭锁引起的频率稳定问题已成为大受端电网面临的最重大风险之一^[3-4]。一方面,单一直流输电规模不断提高,电网面临更大频率冲击源的威胁;另一方面,随着直流受电规模增大,直流对网内常规电源的置换效应进一步加剧,相同功率缺额导致的电网频率跌落更大,电网频率特性呈现恶化趋势。文献[5—6]分析了直流故障造成大受端电网大功率缺额引起的系统频率下降事故,同时分析了大受端电网频率响应特性。文献[7]分析了因受端电网交流故障引发的多馈入直流同时换相失败故障案例。

目前电网故障后的负荷暂态控制,主要通过第二道防线的稳控系统和第三道防线的低频低压减负荷装置实现,以解决故障导致大功率缺额所引发的频率稳定问题。文献[8]提出了特高压直流配套稳控系统的典型设计原则和技术方案。文献[9]提出了以在线监视为基础的综合考虑事故等级的紧急减负荷风险评估和协调决策框架。

电网发生严重故障(如单回、两回及以上特高压直流同时闭锁)时,可能触发第三道防线大量低频低压减负荷装置动作。由于其切负荷量大,一旦低频减载动作容易触发599号令^[10]所规定的电力事故等级,造成严重社会影响。

为了进一步加强第二道防线,拓展第三道防线,充分利用可中断负荷,减小低周减载首轮动作可能,降低触发严重事故等级的风险,本文提出了

一种可中断负荷就地按频率切除方案,在系统发生易引发低周减载的大功率缺额时,利用分布式就地装置按频率先切除可中断负荷,提升系统恢复频率至安全值。进一步提出可中断负荷切除策略的定值选择方法,按照“避免过切高周、欠切恢复频率不足”原则,合理选择可中断负荷起切频率定值和切负荷量,并考虑负荷频率调节系数^[11-12]的变化,对所选方案进行适应性分析。仿真结果证明了该方案的合理性和可行性。

1 大受端电网频率控制现状

1.1 频率控制主要手段

在中国电网的三道防线中,第二道防线中基于故障联切负荷的紧急控制以及第三道防线中基于频率响应的切负荷校正控制,是目前解决大电网频率稳定问题的主要手段^[13-15]。

对于低频减载,DL/T 428—2010^[16]规定,当电力系统在实际可能的各种运行方式下因故发生突然的有功功率缺额后,必须能及时切除相应容量的部分负荷,使保留运行的系统部分能迅速恢复到额定频率附近继续运行,不发生频率崩溃,也不使事件后的系统频率长期悬浮于某一过高或过低数值。自动低频减负荷装置动作后,应使运行系统稳态频率恢复到49.5 Hz水平,因负荷过切引起恢复时的系统频率过调,其最大值不应超过51 Hz。

1.2 大受端电网面临的频率问题

对于特高压直流密集馈入的受端电网,直流输送容量持续增加,大量直流功率替代受端电网常规机组,系统转动惯量水平降低、频率调节能力下降,直流闭锁造成的大功率冲击,极易诱发全网频率

问题。

国内低频减载第一轮动作频率值均设定在 49.0 Hz。经过计算,特高压直流发生双极闭锁就存在低频减载装置动作的风险,易触发 599 号令所规定的电力事故等级,造成严重社会影响和巨大经济损失。

2 计算模型及理论依据

2.1 研究思路

根据文献[16]的建议,采用单机等值模型进行方案研究,避免采用全网模型时,由于母线电压变化、系统暂稳制约等因素,而影响频率问题的研究。

由于电网中负荷频率调节系数随不同运行工况会存在变化情况,在单机等值模型中对负荷频率调节系数的适应性分析做仿真分析。方案制定完成后,通过全网实际模型进行仿真校验。

2.2 计算模型

采用单机带集中负荷的等值系统进行计算,参考技术规范,在计算模型中进行如下考虑^[16]:

(1) 由于系统发生突然有功功率缺额引起系统频率下降,系统潮流和电压也要发生动态变化,从而影响负荷量的变化。在进行方案的整定计算时,可忽略电压对负荷的影响。对此,负荷模型采用恒功率模型,并考虑其负荷频率特性。

(2) 为了求得可能的最大频率偏移,可不考虑系统中旋转备用的作用。即关闭调速器模型,从而保证计算结果具有一定裕度。

对于单机等值模型,发电机的惯性时间常数和负荷的频率因子对仿真结果有较大影响。对此,以华东电网 2016 年典型方式 BPA 数据为基础,对直流闭锁故障进行暂态仿真,然后采用单机等值模型进行近似曲线拟合,得出单机模型中发电机惯性时间常数取为 7 s,负荷频率调节系数取为 2.0。

方案制定后,全网模型校核采用华东电网 2016 年典型方式数据和模型,负荷模型采用 40% 恒阻抗模型和 60% 恒功率模型,未考虑马达模型。

2.3 单机模型仿真理论依据

单机模型下,由于无旋转备用,损失发电全部是由负荷的频率效应来承担的^[16],对此满足如下公式:

$$\Delta P_G^* = \Delta P_L^* + \frac{df}{50} K_L (1 - \Delta P_L^*) \quad (1)$$

式中: ΔP_G^* 为损失发电功率; ΔP_L^* 为切负荷功率; K_L 为负荷频率调节系数; df 为频率下跌量。功率均采用标么值,基值为系统总负荷(不含泵工况的抽蓄机组)。

当系统频率下降时,由于负荷的频率调节效应,负荷吸收的有功功率也会减小^[18-19],不同 K_L 将导致负荷有功功率变化量的不同。 K_L 越大,频率下降时负荷有功功率减小的越多,即越有利于频率的恢复。

在实际电力系统运行中,由于负荷的不断发展和变化,导致 K_L 也是动态变化的。若整定可中断负荷的切除策略时,仅将系统负荷作为一个综合负荷,其负荷频率调节系数 K_L 按固定值考虑,得出的策略将不能适应实际电网中 K_L 的变化,有可能出现过切或欠切的情况。因此,在策略研究的时候,考虑负荷频率调节系数的典型变化范围。

3 可中断负荷就地按频率切除策略研究

基于负荷控制的基本原则,可中断负荷就地按频率切除策略研究重点是避免过切高周、欠切恢复频率不足^[16-17],选择合理的起切频率定值和切负荷量。用 BPA 单机等值模型进行方案研究,方案确定后,用华东电网 2016 年典型方式数据下的大系统机电仿真程序仿真校核方案可行性和合理性。

策略研究按以下步骤进行:

(1) 根据 DL/T 428—2010 技术规定,方案研究时,要求本轮可中断负荷切除后恢复频率不低于 49.5 Hz,最高频率不高于 51 Hz。在满足该频率要求的基础上,尽可能减少切负荷量,对此,按照最高恢复频率不超过 50.5 Hz 进行研究。

(2) 由于可中断负荷对用户仍然存在影响,方案须具有一定可靠性,而可中断负荷就地按频率切除需早于低周减载首轮动作,因此,其频率定值 f_{10} 暂按不大于 49.5 Hz,不小于 49.0 Hz 区间进行选择,延时取为 0.3 s。

(3) 在 49.25 Hz 频率定值下,通过仿真选择切负荷量的方法为:在典型 K_L (如 2.0) 下,先计算若本轮不动作,会导致频率跌至 49.01 Hz (即略大于低频减载首轮动作定值) 的功率缺额;接着考虑本轮动作,计算频率恢复至 49.5 Hz 和 50.5 Hz 所需切负荷量 F_1 和 F_2 ($F_2 > F_1$); 然后计算若本轮不动作,会导致频率跌至 49.24 Hz (即略小于可中断负荷动作定值) 的功率缺额;最后考虑本轮动作,计算频率恢复至 49.5 Hz 和 50.5 Hz 所需切负荷量 F_3 和 F_4 ($F_4 > F_3$)。取其交集,作为可选切负荷量,即:若 $F_4 > F_1$, 则 (F_1, F_4) 为可选切负荷量范围。

(4) 用不同负荷频率因子 K_L 重复此过程,得到几个范围,并取交集。

(5) 在 49.50 Hz 频率定值下,按以上两个步骤

重新计算可选切负荷量范围。

(6) 比较频率定值为 49.25 Hz 和 49.5 Hz 的计算结果,选择合理的频率定值 f_{h0} 。

(7) 在选取的频率定值 f_{h0} 下,对不同切负荷值进行仿真研究,计算其恢复频率。最终选择合理的切负荷值。

(8) 用 2016 年典型方式全网实际模型对整体方案进行仿真校核。

3.1 可中断负荷起切频率定值 f_{h0} 选择

在单机等值模型下,通过仿真计算选择起切频率定值 f_{h0} 。

(1) $f_{h0} = 49.25$ Hz 分析。当门槛值取 49.25 Hz 时,通过仿真计算,可得到结果如表 1—3 所示。

表 1 门槛值取 49.25 Hz 切负荷比例计算 ($K_L = 1.5$)

Tab.1 Calculation of load shedding percentage under 49.25 Hz frequency setting value ($K_L = 1.5$)

频率最低点 (不切负荷)/Hz	功率缺 额/%	切负荷百 分数/%	恢复频率 (切负荷后)/Hz	切负荷 范围/%
49.24	2.28	0.79	49.5	
49.24	2.28	3.72	50.5	1.49~
49.01	2.97	1.49	49.5	3.72
49.01	2.97	4.40	50.5	

表 2 门槛值取 49.25 Hz 切负荷比例计算 ($K_L = 2.0$)

Tab.2 Calculation of load shedding percentage under 49.25 Hz frequency setting value ($K_L = 2.0$)

频率最低点 (不切负荷)/Hz	功率缺 额/%	切负荷百 分数/%	恢复频率 (切负荷后)/Hz	切负荷 范围/%
49.24	3.04	1.06	49.5	
49.24	3.04	4.94	50.5	2.00~
49.01	3.96	2.00	49.5	4.94
49.01	3.96	5.84	50.5	

表 3 门槛值取 49.25 Hz 切负荷比例计算 ($K_L = 2.5$)

Tab.3 Calculation of load shedding percentage under 49.25 Hz frequency setting value ($K_L = 2.5$)

频率最低点 (不切负荷)/Hz	功率缺 额/%	切负荷百 分数/%	恢复频率 (切负荷后)/Hz	切负荷 范围/%
49.24	3.80	1.33	49.5	
49.24	3.80	6.15	50.5	2.51~
49.01	4.95	2.51	49.5	6.15
49.01	4.95	7.27	50.5	

表中计算了故障后系统频率恢复至 49.5~50.5 Hz 之间所需的切负荷比例。当 K_L 在 1.5~2.5 之间变化时,对不同 K_L 下得到的范围取交集,切负荷比例需在 2.51%~3.72% 之间。如果假设切负荷量取最小值 2.5%,通过仿真,当 K_L 为 1.5 时最高恢复频率为 50.08 Hz,恢复效果比较理想。

(2) $f_{h0} = 49.5$ Hz 分析。当门槛值取 49.5 Hz 时,通过仿真计算,得到了 K_L 等于 1.5, 2.0 或 2.5 时,故障后系统频率恢复至 49.5~50.5 Hz 之间所需的切负荷比例。在 K_L 在 1.5~2.5 之间变化时,如果要满足 K_L 变化时的恢复频率在 49.5~50.5 Hz 之间,切负荷量需在 2.51%~2.99%。

但是假设切负荷量取最小值 2.5%,通过仿真,当 K_L 为 1.5 时最高恢复频率为 50.33 Hz,虽然未超过 50.5 Hz,但恢复频率偏高。同时,若起切频率设在 49.5 Hz,当发生功率缺额时很容易达到起切频率定值触发该轮动作。

综上,起切频率为 49.5 Hz 时,切负荷量在计算范围内取值时,最高恢复频率略高,而且发生功率缺额时很容易触发该轮动作。起切频率为 49.25 Hz 时,切负荷量在计算范围内取值时,恢复频率比较理想,因此可中断负荷切除频率定值设为 49.25 Hz 更为合适。

3.2 切负荷值选择

基于 49.25 Hz 的可中断负荷切除频率定值, K_L 在 1.5~2.5 之间时,选取 2%, 2.5%, 3% 3 个比较有代表性的切负荷比例,对比不同切负荷比例下的恢复频率(见表 4—6),从而选出最优的切负荷比例。

表 4 切负荷量 2.5% 系统恢复频率 ($K_L = 1.5$)

Tab.4 System recovery frequency under 2.5% load shedding percentage ($K_L = 1.5$)

频率最低点 (不切负荷)/Hz	功率缺 额/%	切负荷 百分数/%	恢复频率 (切负荷后)/Hz
49.24	2.28	2.5	50.08
49.01	2.97	2.5	49.84

表 5 切负荷量 2.5% 系统恢复频率 ($K_L = 2.0$)

Tab.5 System recovery frequency under 2.5% load shedding percentage ($K_L = 2.0$)

频率最低点 (不切负荷)/Hz	功率缺 额/%	切负荷 百分数/%	恢复频率 (切负荷后)/Hz
49.24	3.04	2.5	49.86
49.01	3.96	2.5	49.63

表 6 切负荷量 2.5% 系统恢复频率 ($K_L = 2.5$)

Tab.6 System recovery frequency under 2.5% load shedding percentage ($K_L = 2.5$)

频率最低点 (不切负荷)/Hz	功率缺 额/%	切负荷 百分数/%	恢复频率 (切负荷后)/Hz
49.24	3.80	2.5	49.73
49.01	4.95	2.5	49.50

(1) 当切负荷量取 2.5% 时,对于 K_L 在 1.5~2.5 之间变化时,没有高周风险,且恢复频率都在 49.5~50.08 Hz 之间,恢复频率效果较好。

(2) 当切负荷量取 2% 时, 对于 K_L 在 1.5 ~ 2.5 之间变化时, 没有高周风险, 但整体恢复频率偏低, 当 $K_L = 2.5$ 时, 恢复频率最低达到 49.40 Hz, 因此不建议选取 2% 切负荷量。

(3) 当切负荷量取 3% 时, 当 $K_L = 1.5$ 时, 恢复频率最高达到 50.25 Hz, 与切负荷量 2.5% 相比, 恢复频率略高, 而且考虑到可中断负荷的具体可实施量, 不建议选取 3%。

综上, 选取 2.5% 作为可中断负荷的切除量。

4 单机模型仿真校核

对方案在汛低和夏高方式 ($K_L = 2.0$) 的 BPA 单机模型下进行了校核。在汛低方式下, 校核方法主要针对多回特高压直流中发生单回直流双极闭锁的故障方式进行仿真。而对于夏高方式, 由于单回特高压直流双极闭锁损失发电比例较低, 因此考虑更加严重的两回特高压直流同时发生双极闭锁。记录可中断负荷按频率切除和低频减载的动作情况、最低频率及恢复频率, 如表 7 和表 8 所示。

表 7 汛低方式单机模型校核结果 ($K_L = 2.0$)

Tab.7 Checking results of the single-machine model under flood off-peak scenario ($K_L = 2.0$)

功率 缺额/%	可中断负荷 按频率切除	低频 减载	最低 频率/ Hz	恢复 频率/ Hz	对应失 电故障
4.94	动作	未动作	49.13	49.38	直流 1 闭锁
5.52	动作	未动作	49.10	49.23	直流 2 闭锁
6.09	动作	未动作	49.06	49.08	直流 3 闭锁

表 8 夏高方式单机模型校核结果 ($K_L = 2.0$)

Tab.8 Checking results of the single-machine model under summer peak scenario ($K_L = 2.0$)

功率 缺额/%	可中断负荷 按频率切除	低频 减载	最低 频率/ Hz	恢复 频率/ Hz	对应失 电故障
5.28	动作	未动作	49.11	49.29	直流 1,2 闭锁
5.57	动作	未动作	49.10	49.21	直流 1,3 闭锁
5.86	动作	未动作	49.08	49.14	直流 2,3 闭锁

由校核结果可知, 在汛低和夏高两种方式下, 三大特高压直流分别发生单回或两回直流双极闭锁时, 可中断负荷就地按频率切除系统动作, 减小了低周减载首轮动作可能。

5 全网模型仿真校核

对方案在汛低和夏高方式的 BPA 全网模型下

进行了校核, 校核故障方式与单机模型校核时一致。记录可中断负荷按频率切除和低频减载的动作情况、最低频率及恢复频率, 如表 9 和表 10 所示。

表 9 汛低方式全网模型校核结果

Tab.9 Checking results of the detailed grid model under flood off-peak scenario ($K_L = 2.0$)

功率 缺额/%	可中断负荷 按频率切除	低频 减载	最低 频率/ Hz	恢复 频率/ Hz	对应失 电故障
4.94	未动作	未动作	49.30	49.50	直流 1 闭锁
5.52	动作	未动作	49.24	49.85	直流 2 闭锁
6.09	动作	未动作	49.22	49.80	直流 3 闭锁

表 10 夏高方式全网模型校核结果

Tab.10 Checking results of the detailed grid model under summer peak scenario

功率 缺额/%	可中断负荷 按频率切除	低频 减载	最低 频率/ Hz	恢复 频率/ Hz	对应失 电故障
5.28	未动作	未动作	49.25	49.44	直流 1,2 闭锁
5.57	动作	未动作	49.23	49.84	直流 1,3 闭锁
5.86	动作	未动作	49.22	49.80	直流 2,3 闭锁

由校核结果可知, 由于全网模型中考虑了一次调频作用, 最低频率和恢复频率都比单机校核结果高。

汛低方式下, 当直流 1 发生双极闭锁故障时, 可中断负荷按频率切除系统未动作; 当直流 2 和直流 3 双极闭锁时, 可中断负荷就地按频率切除系统动作, 未触发低频减载动作。

夏高方式下, 当直流 1, 2 同时发生双极闭锁故障时, 可中断负荷按频率切除系统未动作; 当直流 1, 3 和直流 2, 3 发生两回直流双极闭锁时, 可中断负荷就地按频率切除系统动作, 未触发低频减载动作。同时, 在 2017 年和 2018 年各典型方式下该方案均通过了校核, 具有较好的适应性。

6 结语

通过分析, 考虑 K_L 在 1.5 ~ 2.5 之间的变化, 得出如下结论:

(1) 起切频率为 49.5 Hz, 切负荷量在计算范围内取值时, 最高恢复频率略高, 而且发生功率缺额时很容易触发该轮动作; 起切频率为 49.25 Hz, 切负荷量在计算范围内取值时, 恢复频率比较理想, 因此建议可中断负荷切除频率定值 49.25 Hz。

(2) 当频率启动门槛值选为 49.25 Hz, 通过对比 2.5% 和 2% 的切负荷比例, 取 2.5% 时恢复频率效果较好, 也不存在高周风险, 能够满足要求。如切负荷比例取 3%, 恢复频率略高, 而且考虑到可中断负荷的具体可实施量, 不建议选取 3%。

综上, 可中断负荷就地按频率切除的起切频率可选取 49.25 Hz, 切负荷比例取 2.5%。单机模型和全网模型的校核结果表明, 可中断负荷就地按频率切除系统能够在电网发生易引发低周减载的大功率缺额时, 切除可中断负荷, 减小了低周减载首轮动作可能, 提高了系统的频率稳定性。

参考文献:

- [1] 李新年, 陈树勇, 庞广恒, 等. 华东多直流馈入系统换相失败预防和自动恢复能力的优化[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(6): 134-140.
LI Xinnian, CHEN Shuyong, PANG Guangheng, et al. Optimization of communication failure prevention and automatic recovery for East China multi-infeed high-voltage direct current system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(6): 134-140.
- [2] 翟海保, 李兆伟, 黄慧, 等. 特高压直流分层接入电网的落点选择研究[J]. 电力工程技术, 2018, 37(1): 65-71.
ZHAI Haibao, LI Zhaowei, HUANG Hui, et al. Terminal location selection study for UHVDC hierarchical connection to power grid [J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(1): 65-71.
- [3] 张宁宇, 周前, 唐竞驰, 等. 适用于交直流混联受端电网的机组组合模型及算法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 77-84, 105.
ZHANG Ningyu, ZHOU Qian, TANG Jingchi, et al. Unit commitment model and algorithm for receiving-end power grid in hybrid AC/DC system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 77-84, 105.
- [4] 李虎成, 袁宇波, 张小易, 等. 面向特高压交直流大受端电网的频率紧急控制特性分析[J]. 电力工程技术, 2017, 36(2): 24-29.
LI Hucheng, YUAN Yubo, ZHANG Xiaoyi, et al. The frequency emergency control characteristic analysis for UHV AC/DC large receiving end power grid [J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(2): 24-29.
- [5] 李兆伟, 吴雪莲, 庄侃沁, 等. “9·19”锦苏直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析及思考[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 149-155.
LI Zhaowei, WU Xuelian, ZHUANG Kanqin, et al. Analysis and reflection on frequency characteristics of East China grid after bipolar locking of “9·19” Jinping-Sunan DC transmission line [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 149-155.
- [6] 高翔, 高伏英, 杨增辉. 华东电网因直流故障的频率事故分析[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(12): 102-107.
GAO Xiang, GAO Fuying, YANG Zenghui. Frequency accident analysis in East China grid due to DC line fault [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(12): 102-107.
- [7] 王晶, 梁志峰, 江木, 等. 多馈入直流同时换相失败案例分析及仿真计算[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(4): 141-146.
WANG Jing, LIANG Zhifeng, JIANG Mu, et al. Case analysis and simulation of commutation failure in multi-infeed HVDC transmission systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(4): 141-146.
- [8] 李德胜, 罗剑波. 特高压直流配套安全稳定控制系统的典型设计[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(14): 151-157.
LI Desheng, LUO Jianbo. Typical design of security and stability control system for UHVDC transmission [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(14): 151-157.
- [9] 徐泰山, 李峰, 张建新, 等. 各类紧急减负荷控制的在线风险评估和协调决策方案[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(20): 91-97.
XU Taishan, LI Feng, ZHANG Jianxin, et al. Online risk assessment and coordinated decision scheme for emergency load shedding control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(20): 91-97.
- [10] 中华人民共和国国务院. 电力安全事故应急处置和调查处理条例[EB/OL]. [2011-07-15]. http://www.gov.cn/jflg/2011-07/15/content_1908466.htm.
- [11] 赵强, 张丽, 王琦, 等. 系统负荷频率特性对电网频率稳定性的影响[J]. 电网技术, 2011, 35(3): 69-73.
ZHAO Qiang, ZHANG Li, WANG Qi, et al. Impact of load frequency characteristics on frequency stability of power systems [J]. Power System Technology, 2011, 35(3): 69-73.
- [12] 熊小伏, 周永忠, 周家启. 计及负荷频率特性的低频减载方案研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(19): 48-51.
XIONG Xiaofu, ZHOU Yongzhong, ZHOU Jiaqi. Study of under-frequency load shedding scheme based on load frequency characteristics [J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(19): 48-51.
- [13] 许涛, 励刚, 于钊, 等. 多直流馈入受端电网频率紧急协调控制系统设计与应用[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(8): 98-104.
XU Tao, LI Gang, YU Zhao, et al. Design and application of emergency coordination control system for multi-infeed HVDC receiving-end system coping with frequency stability problem [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(8): 98-104.
- [14] 韩刚, 蔡旭. 不平衡及畸变电网下并网变流器的比例多谐振电流控制[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(11): 104-112, 119.
HAN Gang, CAI Xu. Proportional multi-resonance current control of grid-connected converter under unbalanced and distorted grid condition [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(11): 104-112, 119.
- [15] 周霞, 罗凯明, 李威, 等. 江苏分区电网低频低压减载

- 方案适应性分析[J]. 江苏电机工程, 2012, 31(2): 5-7, 11.
- ZHOU Xia, LUO Kaiming, LI Wei, et al. Analysis on adaptability of UFLS & UVLS scheme in Jiangsu District grids [J]. Electric Power Engineering Technology, 2012, 31(2): 5-7, 11.
- [16] 电力系统自动低频减负荷技术规定: DL/T 428—2010 [S]. Technical rules for power system automatic under-frequency load shedding: DL/T 428—2010 [S].
- [17] 王梅义. 大电网事故分析与技术应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- WANG Meiyi. Analysis and application of power grid accident [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2008.
- [18] 韩冰, 姚建国, 於益军, 等. 负荷主动响应应对特高压受端电网直流闭锁故障的探讨[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 1-6.
- HAN Bing, YAO Jianguo, YU Yijun, et al. Discussion on active load response at receiving end power grid for mitigating UHVDC blocking fault[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 1-6.
- [19] 陈庆, 闪鑫, 罗建裕, 等. 特高压直流故障下源网荷协调控制策略及应用[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(5): 147-152.
- CHEN Qing, SHAN Xin, LUO Jianyu, et al. Source-grid-load coordinated control strategy and its application under UHVDC faults [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(5): 147-152.

作者简介:



张曼

张曼(1989—), 男, 硕士, 工程师, 从事大电网稳定分析和直流输电工作 (E-mail: zhangman@nrec.com);

缪源诚(1983—), 男, 博士, 高级工程师, 从事电网规划和运行管理工作;

常宝立(1981—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统分析与控制工作。

Interruptible Load Shedding Scheme Considering Load Frequency Characteristics

ZHANG Man¹, MIAO Yuancheng², CHANG Baoli¹, HUANG Zhiguang², SHI Yanqiang²

(1. NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China;

2. East China Branch of State Grid Co., Ltd., Shanghai 200120, China)

Abstract: The blooming HVDC links has caused a serious frequency problem for the multi-infeed grid. To make full use of the interruptible load, reduce the risk of under-frequency load shedding and the risk of triggering a serious accident, an interruptible load shedding scheme according to the frequency and the value setting method is proposed. An equivalent model is adopted for the interruptible load shedding study considering the load frequency characteristics. The reasonable frequency setting values and load shedding percentage are analyzed. The completed scheme is checked by the detailed grid model. The simulation results show that the proposed scheme is effective. In case of large power loss which may cause the under-frequency load shedding, the scheme can remove the interruptible load. As a result, the risk of under-frequency load shedding is reduced and the frequency stability of the grid is improved.

Key words: multi-infeed grid; load frequency characteristics; interruptible load; load frequency regulation coefficient; frequency setting value; load shedding percentage

(编辑 钱悦)