

交直流混联电网系统保护策略校核与辅助决策方法

石正¹, 许寅¹, 吴翔宇¹, 和敬涵¹, 杨瑞¹, 杨明²

(1. 北京交通大学 电气工程学院, 北京 100044; 2. 国网江苏省电力有限公司, 江苏 南京 211100)

摘要:随着交直流混联电网的快速发展,系统保护策略成为保障跨区互联电网安全稳定运行的重要措施。由于系统运行环境多变,需根据电网实时运行状态与预想故障,对系统保护策略进行校核。通过研究多类型数据提取与关联匹配方法实现安控可调资源的在线跟踪与集成;提出逻辑校核与指标校核方法,对系统保护策略的有效性进行合理评估;基于校核结果,提出多直流紧急控制、抽蓄切泵、切负荷等多控制资源的协调策略,为电网调度提供参考。最后基于IEEE 39节点标准算例构造的两区四直流互联电网与山东电网模型,验证在直流闭锁故障下,系统保护策略校核与辅助决策方法的有效性。

关键词:交直流混联电网;系统保护;逻辑校核;指标校核;辅助决策

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202003025

0 引言

近年来,因直流闭锁导致的电力系统频率波动问题严重威胁着我国电网的安全稳定运行。截至2018年底,共11回、70 GW容量的直流馈入华东电网^[1]。随着直流受电占比的不断增加,直流的输送功率替代了受端本地发电机组的出力,导致受端电网并联运行的发电机组数量下降,系统自身调频能力降低,难以应对直流闭锁故障给系统带来的冲击。例如,2015年9月19日,锦苏特高压直流双极闭锁后系统频率最低达到了49.56 Hz^[2]。

在我国,电力系统主要通过三道防线应对故障等扰动,即通过继电保护装置快速正确动作,切机、切负荷、主动解列、低频低压减载、失步解列等控制措施,防止系统失稳^[3]。为应对当前交直流电力系统复杂的运行工况,文献[4]提出了系统保护的概念,实现了直流紧急调控与切机、切负荷等传统安控措施的协调。文献[5]提出了系统保护体系设计方案,并着重介绍了全景状态感知、实时决策与多资源协同控制等关键技术的需求及框架。文献[6]分析了含多直流馈入的受端电网面临的频率稳定问题,设计了频率紧急协调控制系统,以解决华东电网因直流闭锁导致的频率稳定问题。为适应未来电网调度的需求,文献[7]提出了支撑新一代调度平台的大电网调度控制系统架构及关键技术,其中系统保护策略为保障系统安全运行的核心技术之一。

当前实际电网中使用的系统保护策略多为离线

制定,然而现代电力系统中包含众多具有波动性的可再生能源,且交直流强耦合,故障容易在系统中传播形成连锁故障。为确保交直流混联电网安全稳定运行,应根据电网实时运行状态与预想故障,在线校核系统保护策略的有效性,必要时提供调整系统保护策略定值的辅助决策方法。

交直流混联电网系统保护策略校核是指考虑直流紧急控制、切机、切负荷等安控措施的电力系统暂态安全评估。现有研究在交流电力系统暂态安全评估方面已取得了丰富的成果。文献[8]考虑暂态频率可偏移范围,提出频率裕度指标定量评估暂态频率稳定性;文献[9]提出一体化在线预决策系统(OPS),对系统暂态功角、电压及频率稳定性进行定量评估。现有研究在交直流混联系统暂态安全评估方面也有所进展。文献[10]提出一种基于端口能量的交直流混合系统暂态稳定评估方法。文献[11]将扩展等面积准则(EEAC)应用到交直流混联系统中进行暂态安全裕度计算及稳定模式判别。上述成果可为本文研究提供借鉴,但现有研究大多未考虑直流紧急控制等安控措施的影响,无法直接用于交直流混联电网系统保护策略校核。

本文提出了一种基于时域仿真的交直流混联电网系统保护策略校核与辅助决策方法,包括跨区域交直流混联电网状态在线跟踪与集成技术、基于逻辑校核与指标校核的系统保护在线校核技术以及系统保护定值调整方案的辅助决策方法。最后基于IEEE 39节点标准系统构建的两区四直流互联电网及山东电网模型,仿真验证了所提方法的有效性。

1 系统保护策略简介及校核流程

1.1 系统保护策略简介

系统保护在传统交流电网第二道防线的基础上,协调直流紧急控制、切机、抽蓄切泵、切负荷等安

收稿日期:2019-07-17;修回日期:2020-01-20

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2017YFB0902600);
国家电网公司科技项目(SGJS0000DKJS1700840)

Project supported by the National Key R&D Program of China(2017YFB0902600) and the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(SGJS0000DKJS-1700840)

控资源,形成适用于交直流混联电网的防御策略。

系统保护通常采用主站-子站-执行站3层控制结构^[6]。主站的功能是判别系统故障类别,向各子站下发直流紧急控制、切机、切负荷等控制命令;子站将电网运行状态及故障信息上传至主站,及接收主站控制命令后将控制措施下发至执行站;执行站的功能是监视被控元件状态并执行子站下发的控制命令。

1.2 系统保护策略校核流程

本文提出的系统保护策略校核流程共分为4个步骤,如图1所示。

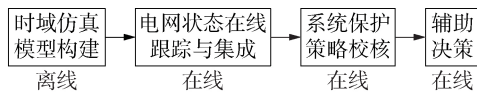


图1 系统保护策略校核流程

Fig.1 Assessment flowchart of system protection strategy

步骤1:基于电网拓扑、电气参数、控制参数、系统保护配置等信息构建交直流混联电网时域仿真模型,本步骤离线完成。

步骤2:电网状态在线跟踪与集成,获取电网实时运行状态数据及系统保护投入情况,并集成到时间域仿真模型中,本步骤在线完成。

步骤3:系统保护策略校核,通过逻辑校核与指标校核,评估系统保护策略在给定场景下的有效性及紧急控制量的合理性,本步骤在线完成。

步骤4:辅助决策,建立优化模型,求解得到直流紧急控制、抽蓄切泵、切负荷及切机等措施的控制量调整方案,为调度员提供参考,本步骤在线完成。

2 状态在线跟踪与集成

跨区域交直流混联电网状态在线跟踪与集成技术包括电网状态在线跟踪与实时数据集成两方面。

2.1 电网状态在线跟踪

在线跟踪数据分为系统实时运行状态数据与系统保护中各安控资源的状态。系统运行状态数据包括发电机出力状态、抽蓄电站的运行状态、各节点的负荷量、直流系统的传输功率及变压器分接头位置等信息;安控资源状态数据包括各直流的可提升量、负荷节点的可切负荷量、并联运行机组的可切数量及可切机组的出力、抽蓄电站可切数量及切泵量等。

2.2 实时数据集成

数据集成环节将状态跟踪环节获得的电网实时运行数据与时域仿真模型关联匹配、各安控资源运行状态及可控量与系统保护策略关联匹配。具体匹配方式如下。

(1)直流功率、发电机出力、抽蓄消耗功率、负荷水平及变压器分接头位置应与其仿真模型匹配。

(2)针对给定故障场景,直流紧急控制量设置为

1.1倍的直流容量与当前输送功率的差值。

(3)在时域仿真模型中,抽蓄通常简化建模为PQ负荷。抽蓄切泵控制量根据抽蓄所在位置和抽蓄当前消耗的功率确定各相关节点的负荷减少量,以模拟抽蓄切泵操作。

(4)切机操作综合考虑可切机组功率排序及优先级与最优组合原则进行切机。

(5)切负荷操作遵循轮次与子站优先级组合切除原则。在负荷模型中设置各切负荷子站的优先级,每个子站下的负荷分为多个动作轮次。当发生故障需切负荷时,根据可切负荷量,在各子站的多个动作轮次中选择。

3 系统保护策略在线校核

通过建立校核逻辑与校核指标体系,对系统保护策略进行评估,当安控措施动作时序不符合所设逻辑原则或任一安全指标超出预设范围时,提供系统保护定值调整方案,为电网调度提供参考,如附录A中的图A1所示。

3.1 逻辑校核

逻辑校核包括安控措施的动作次序和动作时间校核2个部分。考虑控制代价,动作次序为:首先执行直流紧急功率提升,可同时给送受端系统提供支撑;送端系统按照快关汽门、紧急切机的次序执行;受端系统先考虑抽蓄切泵,切泵量不足时则进一步切负荷。为应对电网频率稳定问题,并考虑通信时延及控制装置的响应时间,直流紧急控制、切机控制应在300 ms内动作,抽蓄切泵、切负荷应在300 ms~1 s内动作^[5]。

3.2 指标校核

系统保护策略校核指标分为控制代价指标与安全性指标两大类。

控制代价指标包括直流紧急控制量(直流功率最大可提升至1.1倍的额定容量^[12])、抽蓄切泵量、切机量和切负荷量。当系统安全裕度较大时,可适当调整控制量以减小控制代价。

安全性指标又分为静态安全指标与动态安全指标。其中,静态安全指标包括稳态电压偏差、稳态频率偏差、稳态线路功率;动态安全指标包括暂态电压最大/最小值、暂态频率最大/最小值、暂态相对功角最大值。参考国家标准GB/T 15945—2008《电能质量 电力系统频率偏差》^[13]、GB/Z 24847—2009《1 000 kV 交流系统电压和无功电力技术导则》^[14]、GB/T 18481—2001《电能质量 暂时过电压和瞬态过电压》^[15]及文献[16-18],各项安全性指标的预设范围如下。

(1)静态安全指标预设范围:

a. 频率稳态偏差 $|\Delta f| < 0.05 \text{ Hz}$ ^[13];

b. 电压稳态偏差 $|\Delta U| < 0.1 \text{ p.u.}^{[14]}$;

c. 线路稳态功率 P 小于传输功率极限 $P_{\max}$ 。

(2) 动态安全指标预设范围:

a. 暂态电压最大值应小于 1.3 p.u. , 以保证电力系统设备安全^[15], 最小值应大于 0.85 p.u. , 以保证不触发低压减载^[16];

b. 暂态频率最大值应小于 51.5 Hz , 以保证不触发高频切机^[17], 最小值应大于 49.25 Hz , 以保证不触发低频减载^[18];

c. 任意2台机组功角差 $\Delta\delta < 360^\circ$, 以保证第一、第二摆不失步。

安全性指标超出预设范围时, 需对系统保护的定值进行必要的调整。

4 辅助决策方法

当安全性指标超出预设范围或控制代价过大时, 构建辅助决策模型并求解得到系统保护控制量调整的优化策略, 为电网调度提供参考。

4.1 辅助决策模型

本节以受端系统为研究对象, 建立包含直流紧急控制、抽蓄切泵与切负荷的系统保护策略调整方案辅助决策模型。该模型从控制代价指标和安全性指标两方面进行考虑, 但2项指标之间存在相互制约关系, 故对2项指标进行折中优化。

(1) 优化目标。

本文以各控制资源的动作量、系统频率、电压偏差及线路功率波动量最小为目标, 构成的目标函数如下:

$$\min F = p + \varepsilon_f \sum_{n=1}^{N_G} \frac{\Delta f_n(p)}{\sigma_n} + \varepsilon_v \sum_{m=1}^{N_B} \Delta V_m(p) K_v + \varepsilon_q \sum_{q=1}^{N_T} \Delta S_q(p) \quad (1)$$

$$p = \sum_{i=1}^{N_D} (P_{\max DCi} - p_{t_{DCi}}) + \sum_{j=1}^{N_S} p_{t_{Sj}} x_j + \sum_{k=1}^{N_L} p_{t_{Lk}} \quad (2)$$

$$\Delta f_n(p) = \Delta f_s(p) + \Delta f_{dn}(p) \quad (3)$$

$$\Delta V_m(p) = \Delta V_{sm}(p) + \Delta V_{dm}(p) \quad (4)$$

其中, p 为决策变量, 包括直流紧急控制量、抽蓄切泵量及切负荷量; ε_f 为频率惩罚因子, ε_v 为电压惩罚因子, ε_q 为功率惩罚因子, 因直流闭锁故障造成送/受端电网的功率不平衡严重影响系统频率, 且电压和线路功率是安全性指标的重要组成部分, 所以设置 $\varepsilon_f > \varepsilon_v > \varepsilon_q$; $\Delta f_n(p)$ 为机组 n 的母线频率偏差指标; σ_n 为机组 n 的一次调频调差系数; N_G 为发电机总数; N_B 为节点总数; $\Delta V_m(p)$ 为节点 m 的电压偏差; K_v 为电压调节系数; $\Delta S_q(p)$ 为线路 q 的功率越限量; N_T 为线路总数; N_D 为紧急提升功率的直流数; t_{DCi} 为直流 i 的紧急控制时间; $p_{t_{DCi}}$ 为直流 i 在 t_{DCi} 时刻的输送功率; $P_{\max DCi}$

为直流 i 的输送功率上限; N_S 为抽蓄切泵数; t_{Sj} 为抽蓄机组 j 切泵控制时间; x_j 为 $0-1$ 变量, $x_j=1$ 表示切除抽蓄机组 j 动作, $x_j=0$ 表示抽蓄机组 j 不动作; $p_{t_{Sj}}$ 为可切抽蓄机组 j 在 t_{Sj} 时刻消耗的功率; N_L 为切负荷数; t_{Lk} 为负荷 k 控制动作时间; $p_{t_{Lk}}$ 为负荷 k 在 t_{Lk} 时刻的切除量; $\Delta f_s(p)$ 为静态频率偏差; Δf_{dn} 为母线 n 的暂态频率偏差; ΔV_{sm} 为节点 m 的静态电压偏差; ΔV_{dm} 为节点 m 的暂态电压偏差。

(2) 调整量约束。

直流紧急控制、切负荷控制及切泵量的调节范围约束设置如下:

$$P_{\min DCi} \leq p_{t_{DCi}} \leq P_{\max DCi} \quad i = 1, 2, \dots, N_D \quad (5)$$

$$P_{\min Lk} \leq p_{t_{Lk}} \leq P_{\max Lk} \quad k = 1, 2, \dots, N_L \quad (6)$$

其中, $P_{\min DCi}$ 为直流 i 的输送功率下限; $P_{\max Lk}$ 和 $P_{\min Lk}$ 分别为负荷 k 的切负荷量的上、下限。

(3) 静态约束。

系统静态频率、电压和线路功率需满足如下约束:

$$\Delta f_{s\min} < \Delta f_s(p) < \Delta f_{s\max} \quad (7)$$

$$\Delta V_{s\min m} < \Delta V_{sm}(p) < \Delta V_{s\max m} \quad m = 1, 2, \dots, N_B \quad (8)$$

$$S_{sq}(p) < S_{s\max q} \quad q = 1, 2, \dots, N_T \quad (9)$$

其中, $\Delta f_{s\max}$ 和 $\Delta f_{s\min}$ 分别为系统静态频率偏差的上、下限; $\Delta V_{s\max m}$ 和 $\Delta V_{s\min m}$ 分别为节点 m 的静态电压偏差的上、下限; S_{sq} 为线路 q 的传输功率; $S_{s\max q}$ 为线路 q 的传输功率极限。

(4) 动态约束。

系统暂态频偏差率、暂态电压偏差及发电机相对功角应满足如下约束:

$$\Delta f_{d\min n} < \Delta f_{dn}(p) < \Delta f_{d\max n} \quad n = 1, 2, \dots, N_G \quad (10)$$

$$\Delta V_{d\min m} < \Delta V_{dm}(p) < \Delta V_{d\max m} \quad m = 1, 2, \dots, N_B \quad (11)$$

$$\Delta\delta_{sr}(p) < \Delta\delta_{\max} \quad s, r = 1, 2, \dots, N_G \quad (12)$$

其中, $\Delta f_{d\max n}$ 和 $\Delta f_{d\min n}$ 分别为机组 n 的母线暂态频率偏差上、下限; $\Delta V_{d\max m}$ 和 $\Delta V_{d\min m}$ 分别为节点 m 的暂态电压偏差上、下限; $\Delta\delta_{sr}$ 为机组 s 和 r 的功角差; $\Delta\delta_{\max}$ 为暂态过程中任意2台机组的最大功角差。

4.2 求解算法

由于大电网模型的复杂性与非线性, 上述辅助决策模型难以解析求解。因此本文采用机电暂态仿真结合遗传算法的方式进行求解, 流程如附录A中的图A2所示, 具体步骤如下。

(1) 生成初始种群: 将调整前系统保护策略中各控制资源抽象为种群中的个体, 将直流调制量、抽蓄切泵量以及切负荷量构成的集合作为初始种群。

(2) 种群适应值的计算: 在机电暂态仿真软件 PSS/E 中设置系统保护策略。其中, 控制量按照初代种群中个体的数值进行配置, 控制时序遵循校核逻辑。仿真后, 按照式(1)所示的适应值函数, 提取

各项校核指标进行当前种群的适应值计算。

(3)种群更新方法:执行选择、交叉、变异操作,采用轮盘赌法则选择初始种群中适应值较小的个体存活,作为新种群的个体。若当前种群中个体适应值比上一代个体适应值小,则更新替代,反之保留上一代个体。通过以上操作淘汰适应值较大的个体,保留适应值较小的个体,构成新一代种群。

(4)结束条件判断:判断相邻2代种群适应值之差是否小于阈值及是否达到算法最大迭代次数,若适应值大于阈值且算法未达最大迭代次数,则将上一代种群作为输入,重新执行步骤(2)、(3);否则输出新种群作为系统辅助决策优化策略。

5 算例分析

本文以基于IEEE 39节点算例构建的两区四直流互联电网与山东电网模型为例对系统保护策略校核与辅助决策方法的有效性进行验证,其中两区四直流互联电网对本文方法有效性的验证见附录B。

5.1 利用山东电网模型进行有效性验证

步骤1:时域仿真模型构建。本文在机电暂态仿真软件PSS/E中构建山东电网模型进一步对所提方法进行验证,该系统电网模型结构如附录C中的图C1所示。系统包含:等值负荷64个,共59.6 GW;等值发电机39台;1000 kV或500 kV交流线路共196条; ± 660 kV宁东直流、 ± 800 kV扎青直流和 ± 800 kV昭沂直流这3条高压直流线路,其输送功率分别为4、8、8 GW,直流馈入占比为电网负荷总量的33.56%。

步骤2:电网状态在线跟踪与集成。在线跟踪山东电网实时运行状态数据与各安控资源的状态,并将状态跟踪环节获得的电网实时运行数据与山东电网模型关联匹配、各安控资源运行状态及可控量与系统保护策略关联匹配。

步骤3:系统保护策略校核。

步骤4:辅助决策。

步骤3、4在以下2种故障场景中进行验证。

5.1.1 故障场景1: ± 800 kV扎青直流双回闭锁

步骤3:系统保护策略校核。

± 800 kV扎青直流在1 s时发生双回闭锁故障,系统保护策略为:在1.1 s时正常运行的4回直流按最大可提升容量提升功率1.2 GW,在1.35 s时切负荷6.7 GW。

a.逻辑校核。系统保护策略动作次序为多直流紧急控制、切负荷,动作时间为 $100 \text{ ms} \leq t_{\text{DC}} < 300 \text{ ms} < t_{\text{L}} < 1 \text{ s}$,满足逻辑原则。

b.指标校核。 ± 800 kV扎青直流双回闭锁损失功率8 GW,控制代价为直流功率提升1.2 GW,切负荷6.7 GW,安全指标值如表1所示。表中,电压、功

率均为标么值,后同。由表可见,各安全指标均满足规定的范围且留有较大裕度。

表1 系统保护策略下的安全指标

Table 1 Security index under system protection		
	安全指标	指标值
静态	频率稳态值 / Hz	49.998
	电压稳态值	0.995
	线路稳态功率	0.830
动态	暂态频率最小值(最大值) / Hz	49.749(50.039)
	暂态电压最小值(最大值)	0.977(1.003)
	暂态相对功角最大值 / ($^{\circ}$)	43.451

步骤4:辅助决策。应用所提出的辅助决策方法得到控制量的调整方案为:直流紧急提升量保持不变,切负荷量下调至6.16 GW。在该辅助决策方案下的静态、动态安全指标分别如图2、图3所示。

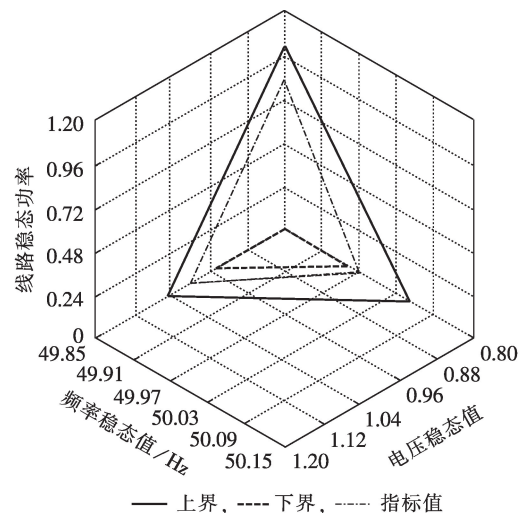


图2 辅助决策方案下的静态安全指标(场景1)

Fig.2 Static security index under aided decision scheme in Scene 1

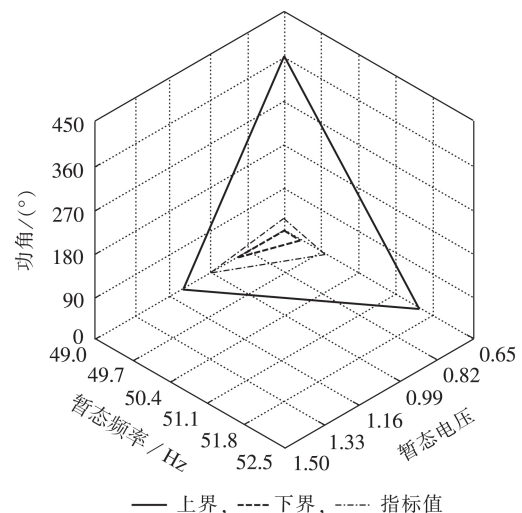


图3 辅助决策方案下的动态安全指标(场景1)

Fig.3 Dynamic security index under aided decision scheme in Scene 1

辅助决策方案控制量为7.32 GW,减少了控制代价,同时安全性指标不越限。此外,对原系统保护方案(全网平均切负荷)和调整后的切负荷方案进行比较,结果如图4所示。图中,切负荷量为标么值,后同。

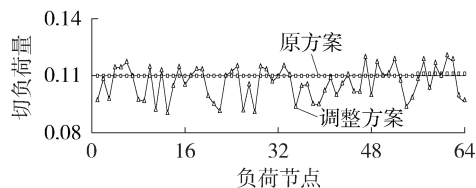


图4 不同方案下各节点切负荷量

Fig.4 Load shedding amount under different schemes

调整后辅助决策方案中各节点切负荷量大部分明显低于原系统保护方案的切负荷平均值,但潍坊、淄博和益都等地区的切负荷量高于原方案切负荷平均值。这是因为潍坊、淄博和益都等地区离扎青直流落点较近,需切除较多负荷以平衡功率缺额;而金乡、嘉祥等地区由于离闭锁直流落点较远,切负荷量明显低于原方案的切负荷平均值。辅助决策方案通过改变各节点的切负荷量,在满足各项安全指标不越限的同时,降低了控制代价。

为进一步验证辅助决策方法的控制效果,将本文策略与文献[19]所提基于轨迹灵敏度的切负荷策略进行比较,其中基于灵敏度的切负荷策略中设置切负荷范围分别为 $[0, 10\%]$ 和 $[0, 14\%]$ 。不同策略下各节点切负荷量的比较结果如图5所示。采用单纯形法优化切负荷的方法与其范围的设置密切相关,文献[19]所提方案在2种切负荷范围下的切负荷量均集中分布在其上限或下限,存在显著不均匀性,其控制代价分别为6476.3 MW和6471.2 MW。而本文所提出的方法在满足局部切负荷不均匀的情况下,全网切负荷一致性更高,同时切负荷量为6164.6 MW,减少了控制代价。

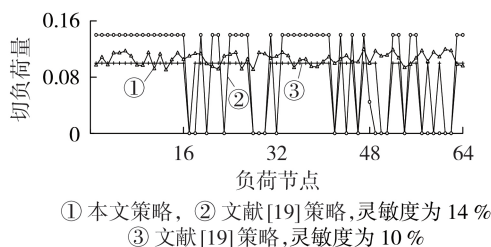


图5 不同策略下各节点切负荷量比较

Fig. 5 Comparison of load shedding amount under different strategies

5.1.2 故障场景2:扎青、宁东直流同时闭锁

步骤3:系统保护策略校核。

设扎青、宁东直流在1 s时同时发生闭锁故障,系统保护策略为:在1.1 s时正常运行的2回直流

按最大可提升容量提升功率0.8 GW,在1.35 s时切负荷4.5 GW。

(1)逻辑校核。系统保护策略动作次序为多直流紧急控制、切负荷,动作时间为 $100 \text{ ms} \leq t_{\text{DC}} < 300 \text{ ms} < t_{\text{L}} < 1 \text{ s}$,满足逻辑原则。

(2)指标校核。扎青、宁东直流同时闭锁损失功率12 GW,控制代价为直流紧急提升0.8 GW,切负荷4.5 GW。系统保护策略下的静态、动态安全指标分别如图6、图7所示。由图可见,在系统保护策略下,系统稳态频率为49.744 Hz,暂态频率最低值为49.243 Hz,两者均超出对应的安全指标下界。

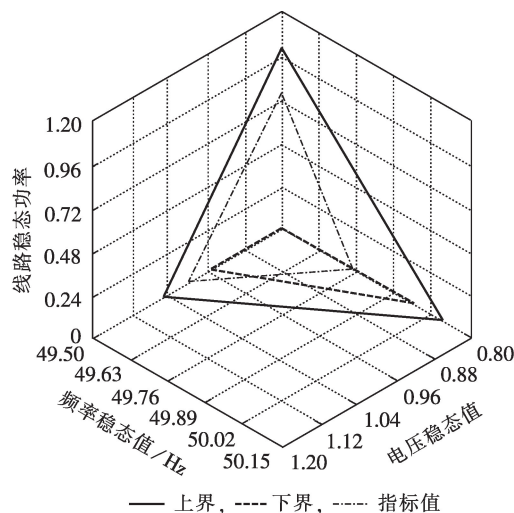


图6 系统保护策略下的静态安全指标(场景2)

Fig.6 Static security index under system protection strategy in Scene 2

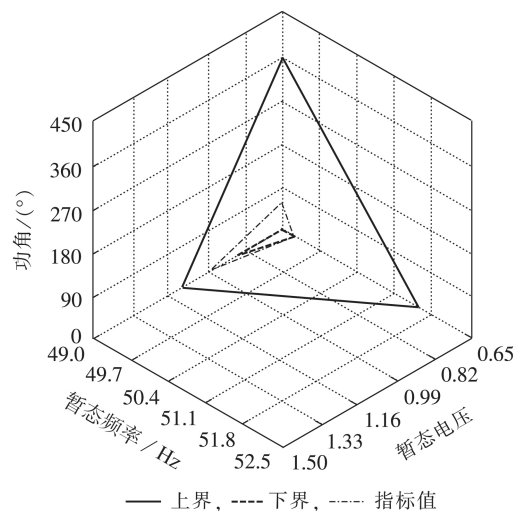


图7 系统保护策略下的动态安全指标(场景2)

Fig.7 Dynamic security index under system protection strategy in Scene 2

步骤4:辅助决策。应用所提出的辅助决策方法得到控制量的调整方案为:直流紧急提升量保持不变,切负荷量提高至1.037 GW。应用调整方案后,系统稳态频率为49.976 Hz,暂态频率最低值为

49.506 Hz,均满足频率指标要求。其他安全指标值如表2所示,由表2可见,各指标均满足各指标规定的范围。

表2 辅助决策方案下的安全指标

Table 2 Security index under aided decision scheme

	安全指标	指标值
静态	电压稳态值	0.996
	线路稳态功率	0.820
动态	暂态电压最小值(最大值)	0.972(0.998)
	暂态相对功角最大值/(°)	50.537

5.2 计算效率分析

国网调控中心对实时仿真计算要求为每15 min对电网进行扫描,其中暂态稳定计算要求6 min^[20]。为分析系统保护策略校核在线计算时耗,本文在一台双核、Intel Core i7-7500 CPU 16 GB内存的笔记本上针对两区四直流互联电网与山东电网不同故障场景下进行测试,如表3所示。

表3 在线计算耗时分析

Table 3 Time-consuming analysis of online computing

故障场景	步骤耗时/s			总耗时/s
	电网状态跟踪与集成	系统保护策略校核	辅助决策	
DC1闭锁	0.36	2.15	30.18	32.69
DC3闭锁	0.39	1.95	27.30	29.64
扎青双回闭锁	0.42	2.32	32.00	34.74
扎青及宁东直流闭锁	0.38	2.28	30.46	33.12

在DC1闭锁、DC3闭锁、扎青双回直流闭锁及扎青直流、宁东直流同时闭锁故障场景下,在线计算耗时分别为32.69、29.64、34.74、33.12 s,满足在线计算要求。

6 结语

本文提出了跨区域多直流互联电网状态在线跟踪与集成技术、系统保护策略在线协同校核技术以及系统保护定值调整的辅助决策方法,为电网调度提供参考,最后以两区四直流互联电网和山东电网为例,验证了所提方法的有效性。

由于系统保护策略校核和辅助决策过程中需要多次调用时域仿真程序,如何实现大规模交直流电力系统的准确、高效仿真,以确保校核结果可信并实现在线应用,是需要后续深入研究的问题。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 邱威,贺静波,于钊,等. 特高压直流馈入湖南电网的暂态电压稳定分析[J]. 电力自动化设备,2019,39(10):168-173.
QIU Wei, HE Jingbo, YU Zhao, et al. Transient voltage stability analysis of Hunan Power Grid with infeed UHVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(10): 168-173.
- [2] 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.

- [3] 贾萌萌,丁剑,张建成,等. 弱受端小电网安控切负荷措施与低频减载措施的配合方案[J]. 电力系统自动化,2014,38(1):74-81.

JIA Mengmeng, DING Jian, ZHANG Jiancheng, et al. Coordination between load shedding for safety and stability control and under-frequency load shedding in a small weak receiving power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(1): 74-81.

- [4] SHU Yinbiao, CHEN Guoping, YU Zhao, et al. Characteristic analysis of UHV AC/DC hybrid power grids and construction of power system protection[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, 3(4): 325-333.

- [5] 陈国平,李明节,许涛. 特高压交直流电网系统保护及其关键技术[J]. 电力系统自动化,2018,42(22):2-10.

CHEN Guoping, LI Mingjie, XU Tao. System protection and its key technologies of UHV AC and DC power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(22): 2-10.

- [6] 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.

- [7] 许洪强,姚建国,於益军,等. 支撑一体化大电网的调度控制系统架构及关键技术[J]. 电力系统自动化,2018,42(6):1-8.

XU Hongqiang, YAO Jianguo, YU Yijun, et al. Architecture and key technologies of dispatch and control system supporting integrated bulk power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(6): 1-8.

- [8] 徐泰山,薛禹胜. 暂态频率偏移可接受性的定量分析[J]. 电力系统自动化,2002,26(19):7-10.

XU Taishan, XUE Yusheng. Quantitative assessments of transient frequency deviation acceptability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(19): 7-10.

- [9] 徐泰山,许剑冰,鲍颜红,等. 互联电网预防控制和紧急控制在预决策系统[J]. 电力系统自动化,2006,30(7):1-4,36.

XU Taishan, XU Jianbing, BAO Yanhong, et al. On-line pre-decision based preventive and emergency control system for interconnected power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(7): 1-4, 36.

- [10] 陈厚合,王长江,姜涛,等. 基于端口能量的含VSC-HVDC的交直流混合系统暂态稳定评估[J]. 电工技术学报,2018,33(3):498-511.

CHEN Houhe, WANG Changjiang, JIANG Tao, et al. Transient stability assessment in hybrid AC/DC systems with VSC-HVDC via port energy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(3): 498-511.

- [11] 徐泰山,杜延菱,鲍颜红,等. 在线暂态安全稳定评估的分类滚动故障筛选方法[J]. 电力系统自动化,2018,42(13):182-188.

XU Taishan, DU Yanling, BAO Yanhong, et al. A classification rolling contingency screening method for on-line transient security and stability assessment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 182-188.

- [12] LI G, LIANG J, MA F, et al. Analysis of single-phase-to-ground faults at the valve-side of HB-MMCs in HVDC

- systems[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(3):2444-2456.
- [13] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 国家标准化管理委员会. 电能质量 电力系统频率偏差: GB/T 15945—2008[S]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [14] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 国家标准化管理委员会. 1000 kV 交流系统电压和无功电力技术导则: GB/Z 24847—2009[S]. 北京: 中国标准出版社, 2009.
- [15] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. 电能质量 暂时过电压和瞬态过电压: GB/T 18481—2001[S]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [16] 邓继宇, 刘俊勇, 袁明友, 等. 基于动态负荷特性指标化的集中式低压减载方案[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(8): 72-76. DENG Jiyu, LIU Junyong, YUAN Mingyou, et al. Centralized under-voltage load shedding based on dynamic load characteristic index[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(8): 72-76.
- [17] 王梦, 丁剑, 吴国旻, 等. 考虑核电接入的大电网严重故障下孤网高频问题及协调控制措施[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(12): 101-107. WANG Meng, DING Jian, WU Guoyang, et al. High-frequency problem and corresponding coordinative control of islanded grid with nuclear units in large-scale power grid with serious fault[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(12): 101-107.
- [18] 王怀远, 何培灿, 江岳文, 等. 基于估测惯量计算的低频减载方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(7): 51-56, 63. WANG Huaiyuan, HE Peican, JIANG Yuewen, et al. Under-frequency load shedding scheme based on estimated inertia[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(7): 51-56, 63.
- [19] 续昕, 张恒旭, 李常刚, 等. 基于轨迹灵敏度的紧急切负荷优化算法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 143-148. XU Xin, ZHANG Hengxu, LI Changgang, et al. Emergency load shedding optimization algorithm based on trajectory sensitivity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 143-148.
- [20] 国家电力调度控制中心. 大电网在线分析理论及应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2014: 102-106.

作者简介:



石正

石正(1995—),男,山西太原人,博士研究生,主要研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail: shizheng@bjtu.edu.cn);

许寅(1986—),男,福建周宁人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为配电系统故障恢复与韧性、电力系统电磁暂态仿真与高性能计算(E-mail: xuyin@bjtu.edu.cn);

吴翔宇(1990—),男,辽宁辽阳人,讲师,博士,通信作者,研究方向为分布式发电与微电网运行控制、电力电子化电力系统稳定控制(E-mail: wuxiangyu@bjtu.edu.cn)。

(编辑 任思思)

Assessment of system protection strategy and aided decision scheme for AC/DC hybrid power systems

SHI Zheng¹, XU Yin¹, WU Xiangyu¹, HE Jinghan¹, YANG Rui¹, YANG Ming²

(1. School of Electrical Engineering, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 211100, China)

Abstract: With the rapid development of AC/DC hybrid power system, the system protection strategy has become an important measure to ensure the safe and stable operation of trans-region power grids. Due to the changeable operation environment of the system, the effectiveness of the system protection strategy should be evaluated according to the real-time operation status of the power grid and the contingencies. The online tracking and integration of the adjustable resources of security control are realized by studying multi-type data extraction and association matching methods. The logical assessment and index assessment methods are proposed to assess the feasibility and rationality of the system protection strategy. Based on the assessment results, the coordination schemes of load shedding, multi-DC emergency control, switching the pump and other control resources are proposed, which can provide aided decision schemes for power grid dispatching. Finally, a two-area four-DC power grid constructed based on the IEEE 39-bus standard system and Shandong Power Grid model are taken as examples to verify the effectiveness of the assessment of system protection strategy and aided decision method under DC blocking fault.

Key words: AC/DC hybrid power system; system protection; logical assessment; index assessment; aided decision

附录 A

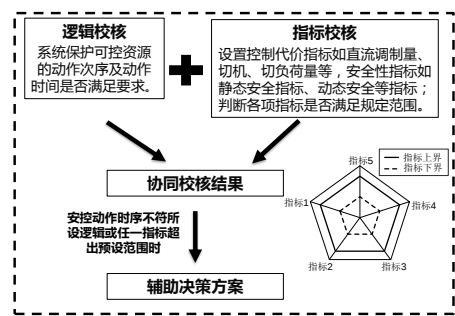


图 A1 系统保护策略在线校核
Fig.A1 On-line assessment of system protection strategy

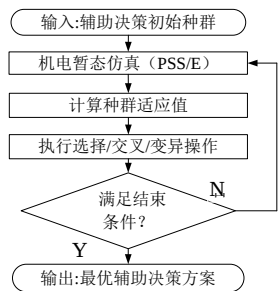


图 A2 求解算法流程
Fig.A2 Flowchart of solving algorithm

附录 B

1 两区四直流互联电网对本文方法的有效性验证

步骤 1：时域仿真模型构建。本文基于 IEEE39 节点标准算例，在机电暂态仿真软件 PSS/E 中构建两区四直流互联电网，如图 B1 所示。图中，送端 10 台机组发电总功率为 9158MW；受端 6 台机组发电总功率为 4034MW，负荷总量为 6779MW，包含 1 台 55MW 抽蓄电站；4 条直流输电线路的输送功率（直流容量）分别为 890（900）MW、580（600）MW、660（700）MW 和 560（600）MW，直流注入占比为受端负荷总量的 39.68%，占比较大。

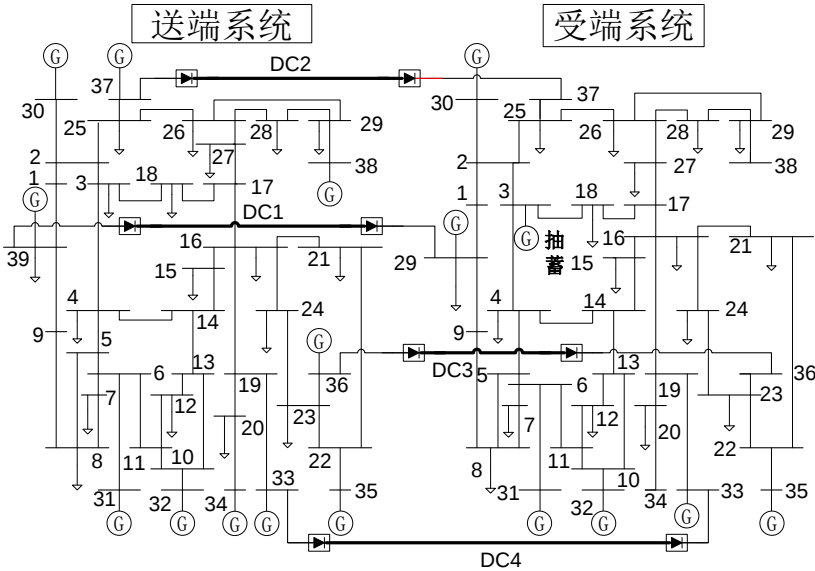


图 B1 两区四直流互联电网

Fig.B1 Two-area and four-DC interconnected power grid

步骤 2：电网状态在线跟踪与集成。在线跟踪两区四直流互联电网实时运行状态数据与系统保护策略中各安控资源的状态，并将状态跟踪环节获得的电网实时运行数据与两区四直流互联电网模型进行关联匹配、各安控资源运行状态及可控量与系统保护策略进行关联匹配。

1.1 故障场景 1：DC1 闭锁

步骤 3：系统保护策略校核。

设直流 DC1 在 1s 时闭锁，系统保护策略为：1.1s 时紧急提升正常运行的 3 条直流的功率共计 290MW，1.2s 时切除抽蓄 55MW，1.35s 时切负荷 35MW。

（1）逻辑校核。系统保护策略动作次序为多直流紧急控制、抽蓄切泵、切负荷及动作时间为 $100\text{ms} \leq t_{\text{DC}} < t_s < 300\text{ms} < t_L < 1\text{s}$ ，满足逻辑原则。

（2）指标校核。直流 DC1 闭锁损失功率 890MW，控制代价为直流紧急提升 290MW，抽蓄切泵 55MW，切负荷 35MW。静态安全、动态安全指标如图 B2、B3 所示。图中，线路功率稳态值、电压稳态值、暂态电压均为标么值，后同。

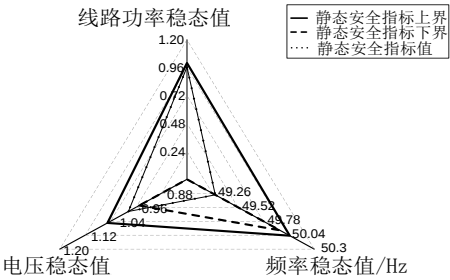


图 B2 系统保护策略下的静态安全指标

Fig.B2 Static security index under system protection

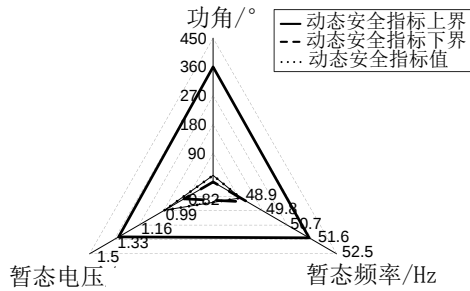


图 B3 系统保护策略下的动态安全指标

Fig.B3 Dynamic security index under system protection

在系统保护策略下，系统稳态频率为 49.289Hz，暂态频率最低值为 49.229Hz，超出频率静态安全、动态安全指标下界。

步骤 4：辅助决策。辅助决策方法中，直流调制量、抽蓄切泵量以及切负荷量为决策变量，将其构成的集合作为初始种群，通过执行选择、交叉、变异及更新迭代的操作，对辅助决策模型进行求解，最终得到适应值更小的个体。具体控制量的调整方案为：直流紧急提升量与抽蓄切泵量保持不变，切负荷量提高至 525MW。不同方案下的频率曲线如图 B4 所示。

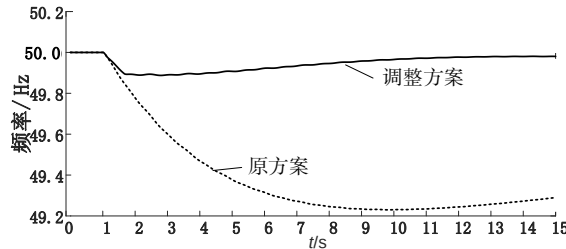


图 B4 不同方案下的系统频率变化

Fig. B4 Change of system frequency under different schemes

辅助决策给出的方案控制总量为 870MW；应用调整方案后，系统稳态频率为 49.985Hz，暂态频率最低值为 49.891Hz，满足频率指标要求。其他指标值如表 B1 所示，表中，电压和功率均为标么值，后同。由表可见，各指标均满足各指标规定的范围。

表 B1 辅助决策方案下的安全指标

Table B1 Security index under aided decision scheme

静态安全指标	指标值	动态安全指标	指标值
电压稳态值	1.031	暂态电压最小值、最大值	1.021、1.037
线路稳态功率	0.87	暂态相对功角最大值/(°)	25.26

1.2 故障场景 2：DC3 闭锁

步骤 3：系统保护策略校核。

设直流 DC3 在 1s 时发生闭锁故障，系统保护策略为：1.1s 时正常运行的 3 条直流按最大剩余容量提升功率 280MW，1.2s 时切除抽蓄 55MW，1.35s 时切负荷 370MW。

(1) 逻辑校核。系统保护策略动作次序为多直流紧急控制、抽蓄切泵、切负荷，动作时间为 $100\text{ms} \leq t_{\text{DC}} < t_{\text{s}} < 300\text{ms} < t_{\text{L}} < 1\text{s}$ ，满足逻辑原则。

(2) 指标校核。直流 DC3 闭锁损失功率 660MW，控制代价为直流提升 280MW，抽蓄切泵 55MW，切负荷 370MW，安全指标值如表 B2 所示，由表可知，各安全指标均满足规定的范围且留有较大裕度。

表 B2 系统保护策略下的安全指标
Table B2 Security index under system protection

静态安全指标	指标值	动态安全指标	指标值
频率稳态值/Hz	49.983	暂态频率最小值、最大值/Hz	49.851、49.963
电压稳态值	0.978	暂态电压最小值、最大值	0.947、0.982
线路稳态功率	0.85	暂态相对功角最大值/(°)	30.35

步骤 4：辅助决策。应用所提出的辅助决策方法得到控制量的调整方案为：直流紧急提升量与抽蓄切泵量保持不变, 切负荷量下调至 283MW。辅助决策方案下的安全指标如图 B5、B6 所示。辅助决策方案控制量为 618MW，减少了控制代价，同时安全性指标不越限。

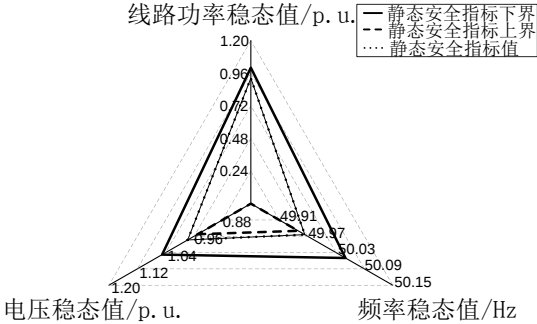


图 B5 辅助决策方案下的静态安全指标
Fig.B5 Static security index under aided decision scheme

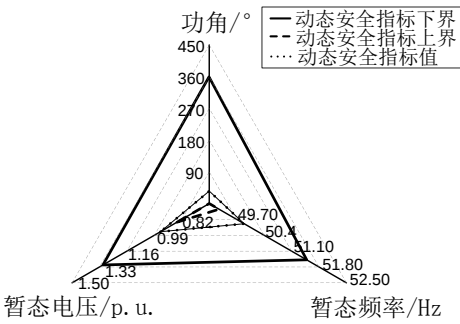


图 B6 辅助决策方案下的动态安全指标
Fig.B6 Dynamic security index under aided decision scheme

附录 C

