

计及送端电网频率稳定的直流联络线 极限承载能力评估

肖友强¹, 邓步青², 文云峰²

(1. 云南电网有限责任公司电网规划建设研究中心, 云南 昆明 650011; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

摘要:异步互联电网的发展为清洁能源跨区消纳和资源优化配置提供了有利条件, 而与之带来的频率稳定问题也日益凸显, 成为送端电网安全运行的一大挑战。为此, 提出一种计及送端电网频率稳定的直流联络线极限承载能力评估模型。模型中构建大容量直流闭锁下的送端电网惯性、备用与频率稳定相关约束, 并计及事故后一次调频与直流紧急功率支援、稳控切机的协调配合, 通过优化计算确定正常状态下直流联络线在未来多个运行时段的最大传输能力。最后, 在改进的 RTS-79 系统上进行算例仿真分析, 测试结果验证所提评估模型有效正确。

关键词:异步电网; 极限承载能力; 频率稳定; 直流联络线; 直流调制; 低惯性

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2021.02.001 中图分类号: TM711 文章编号: 1673-9140(2021)02-0003-10

Total transfer capability assessment of HVDC tie-lines based on frequency stability of the sending-end grid

XIAO Youqiang¹, DENG Buqing², WEN Yunfeng²

(1. Research Center of Power Grid Planning and Construction of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650011, China;

2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: The interconnection between asynchronous power systems can promote the consumption of clean energy and the optimization of resources by high voltage direct current (HVDC) transmission systems. However, the frequency stability problem becomes a potential threat to power systems, which can be considered as a major challenge of the sending power grid. A novel total transfer capability assessment model (FTTC) of HVDCs is proposed by taking into account the frequency stability of sending-end grid. Considering the inertia/reserve requirements and frequency stability constraints of the sending-end grid, the model can produce maximum acceptable TTC of HVDC tie-lines. Moreover, a optimization model of the HVDC tie-line operation is developed by considering the coordination of the HVDC corrective control and the generation trigger after contingency. Finally, a case study of the modified RTS-79 system is used to verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: asynchronous grids; total transfer capability; frequency stability; HVDC tie-line; corrective control; low-inertia

收稿日期: 2020-02-23; 修回日期: 2020-08-24

基金项目: 国家自然科学基金(51707017); 云南电网有限责任公司科技项目(0500002019030201GHJ00041)

通信作者: 文云峰(1986-), 男, 博士(后), 副教授, 博士生导师, 主要从事低惯量电力系统频率稳定分析与控制等研究; E-mail: yunfeng.8681@163.com

2016年,云南电网与南方电网主网通过鲁西背靠背直流异步互联,标志着中国首次实现省级电网与区域电网之间的异步联网^[1]。2019年,渝鄂柔性直流背靠背联网工程投运后,西南电网与华中电网实现异步互联运行。送、受端电网通过直流异步互联对优化大电网格局、扩大清洁能源外送规模具有重要意义^[2-3],然而,异步联网减小了送端同步规模,具有小负荷、大外送特点的送端电网机械惯性大幅下降,频率调节能力显著减弱。近年来送端电网风电、光伏等新能源持续大规模并网,替代了部分同步电源,新能源发电的随机性、波动性和低/零惯性特征加剧了异步互联格局下送端电网惯性下降和频率恶化趋势。大容量直流双极闭锁后送端电网可能产生巨量过剩功率,导致系统频率急剧升高,严重时触发高频切机等电网第三道防线装置动作^[4-5]。因此,密集型大容量直流异步联网下送端电网的频率稳定问题凸显。为保障送端电网安全稳定运行,亟需从惯性和频率稳定视角评估直流联络线的极限承载能力,即最大输电能力(total transfer capability, TTC)。

目前,国内外学者围绕区域间极限承载能力评估问题开展了一些工作,并提出了几类常见的方法。主要有最优潮流法(optimal power flow, OPF)^[6-7]、连续潮流法(continual power flow, CPF)^[8-9]、重复潮流法(repeated power flow, RPF)^[10-11]以及基于人工智能的黑箱方法^[12-13]。文献[14]提出了一种基于电压崩溃指数的TTC计算模型和算法,该模型以原始牛顿潮流法为核心,利用电压崩溃指数判断系统是否达到临界点,但原始牛顿潮流法耗时较长,且上述研究并未解决直流联络线运行的建模问题。文献[15]研究了基于经济调度模型的极限承载能力评估,该模型采用内点法优化负荷分配从而达到降低网损、提高TTC经济性的目的,但该方法在交直流混联系统中的应用效果还有待提升。文献[16]在考虑风电出力不确定性的情况下,利用蒙特卡洛法模拟系统出力状态,并根据最优潮流计算每个状态下的极限承载能力,最后通过风险分析确定最优的极限承载能力水平。但仿真结果与实际值偏差较大,且当风电渗透率过大时,所求结果的可信度不高。文献[17]从多直流馈入的交直流混联电网存在的

主要问题出发,深入分析了影响受端电网直流接入能力的主要因素,并对现有的研究方法进行了总结归纳。文献[18]探索通过优化配置分布式潮流控制器以提升电网承载能力,同时使线路潮流保持在合理范围内。文献[19]提出了一种以直流联络线运行方式优化提升新能源消纳能力的新模式。上述研究涉及的是同步联网状态下的区域联络线TTC分析和计算,尚未有直接针对异步联网格局下满足频率稳定需求的送端电网极限承载能力评估相关研究。

该文面向含有大量外送直流的清洁能源富集送端电网,提出一种计及频率稳定的直流联络线极限承载能力评估模型(frequency-constrained total transfer capability, FTTC)。模型中构建大容量直流闭锁下的送端电网惯性、备用与频率稳定相关约束,并计及事故后一次调频与直流紧急功率支援、稳控切机的协调配合,通过优化计算确定正常状态下直流联络线在未来多个运行时段的最大传输能力。评估所得直流联络线极限传输功率能够避免大容量直流双极闭锁触发第三道防线,对多直流异步外送电网的规划与调度运行具有指导意义。

1 大容量直流闭锁下送端电网频率特性分析与控制策略

1.1 送端电网频率特性分析

在“交直流并联运行”的同步电网格局下,当大容量的直流线路发生双极闭锁后,大量的功率将从故障状态的直流线路转移至与之并联运行的交流线路,引起交流线路过载或沿线电压急剧下降,存在最终导致送受端电网暂态失稳的风险。

异步电网的发展有效地缓解了“交直流并联运行”所带来的送/受端连锁故障风险,将短时间尺度的暂态稳定问题转化为较长时间尺度的频率稳定问题。当大容量的直流联络线发生双极闭锁故障时,送端电网出现大量功率过剩,系统频率急剧上升。此时送端电网将通过一系列的动态响应和调整过程以使系统频率重新恢复到新的稳态值,这一过程主要分为4个阶段^[20]。

1)故障发生瞬间,发电机功角不能突变,发电机

出力变化量与不平衡功率的大小、故障点至发电机的电气距离等因素有关。一般而言,故障直流联络线附近的机组所承担的功率缺额的份额较大。

2)在故障发生后的短暂时间(2 s)内,系统不平衡功率按照各发电机组的惯性时间常数重新分配。由于送端电网存在大量功率过剩,频率开始升高,随着频率升高,频率上升的速度受发电机组转子惯量释放能量的限制,此时根据机组相对惯量重新分配不平衡功率,惯性较大的发电机组承担大部分的不平衡功率。

3)在故障发生 2~3 s 后,发电机调速器开始响应并改变原动机输出功率,进而增加发电机机组出力。此时,各机组所承担的不平衡功率的比例取决于发电机组的响应能力、调频特性以及旋转备用容量等因素。

4)在故障发生后的几十秒至几分钟内,自动发电控制(automatic generation control, AGC)调制直流联络线功率以及送端电网频率偏差,或电网运行人员制定手动调节措施。

影响送端电网频率特性的因素主要有运行方式、机组特性、负荷特性、直流调制等。作为“小负荷、大送出”的送端电网,各因素的影响效果也不尽相同。运行方式决定了系统惯性水平、备用储备和运行中需考虑的最大可能的故障容量(一般为输送功率最大的直流双极闭锁),对于送端电网频率特性有重要影响。机组调速器参数影响频率恢复速率,调差系数越大,稳态频率恢复越慢。由于送端电网的负荷规模一般较小,其特性对频率的影响相对较小。直流调制对抑制送端电网频率波动作用显著,但需依赖于直流过负荷能力。

1.2 一次调频与直流调制、稳控切机的协调策略

电力系统运行控制中一般设置了 3 道防线^[21],其中,与送端电网频率控制相关的部分包括:第一道防线通过方式预控、一次调频和 AGC,主要解决小扰动下的频率调节以及准稳态过程中的频率恢复问题;第二道防线通过快速的稳控切机和直流调制,用于解决大扰动下的高频问题^[22];第三道防线基于高频切机和解列措施,处理稳控失效和高频崩溃问题。

针对大容量直流闭锁导致的送端电网功率盈余

和频率急剧上升问题,为避免第三道防线高频切机动作,第一道防线和第二道防线必须协同动作以抑制系统频率失稳。因此,该文所构建的直流联络线极限承载能力评估模型中综合考虑了一次调频与直流紧急功率支援和稳控切机的协调配合并进行了数学建模,这样使得评估得到的极限传输功率不至于保守,更加符合送端电网实际运行情况。

假设第 l 条直流发生双极闭锁,故障瞬间系统的初始功率盈余量为 $\Delta P^{L,0}$ (直流 l 在故障前的传输功率),计及一次调频与直流紧急功率支援和稳控切机的协调配合,则送端电网的摇摆方程可表示为

$$2H \cdot \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D \cdot \Delta f(t) =$$

$$\Delta P^{L,0} - \sum_{h \neq l} \Delta P_h^{HC} - \Delta P^{GT} - \sum_i P_i^{FR}(t) \quad (1)$$

式中 H 为系统等效惯性; $\Delta f(t)$ 为惯性中心频率偏差; D 为阻尼系数;故障后所切除的配套电源容量为 ΔP^{GT} ;第 h 条非故障直流调制功率为 ΔP_h^{HC} ;第 i 台运行机组投入的一次调频旋转备用为 $P_i^{FR}(t)$ 。

故障发生后送端电网的一次调频备用必须与直流调制以及稳控切机配合,抑制系统频率上升过快,防止触发系统频率变化率(rate of change of frequency, ROCOF)继电保护以及高频切机装置动作,具体策略如下。

1)故障瞬间,直流紧急功率支援快速动作,故障直流的一分闭锁功率转移至非故障直流联络线;同时,稳控切机动作,切除故障直流附近的一部分配套电源容量 ΔP^{GT} 。此时系统不平衡功率下降为

$$\Delta P^{L,1} = \Delta P^{L,0} - \sum_{h \neq l} \Delta P_h^{HC} - \Delta P^{GT} \quad (2)$$

直流调制功率和稳控切机功率还应满足约束条件:

$$0 \leq \Delta P_h^{HC} \leq \Delta P_h^{HC, \max} \quad (3)$$

$$P_h^{HC} + \Delta P_h^{HC} \leq (1 + \alpha) P_h^{HC, \max} \quad (4)$$

$$\Delta P^{GT} = \sum_{i \in \epsilon} P_i^G \quad (5)$$

式(3)~(5)中 $P_h^{HC, \max}$ 和 $\Delta P_h^{HC, \max}$ 分别为直流联络线 h 的传输功率上限值和最大紧急调制功率; P_i^G 为故障点附近第 i 台配套电源的出力; α 为短期直流调制允许的过载比例,其值一般不超过 10%; ϵ

为故障点附近的配套电源集合。

2)在一次调频响应时间内(一般为30 s),对于参与紧急功率支援的第 h 条非故障直联联络线,其传输功率将保持在恒定值 $P_h^{\text{HC}} + \Delta P_h^{\text{HC}}$ 。

3)当系统频率偏差超过发电机频率死区时,参加一次调频的所有同步发电机组逐步下调其出力,使系统的不平衡功率进一步减少,直至系统频率达到准稳态。

2 直联联络线极限承载能力评估模型

所提出的直联联络线极限承载能力评估模型耦合了大容量直流闭锁下的送端电网惯性、备用与频率稳定相关约束,并计及事故后一次调频与直流紧急功率支援、稳控切机的协调配合,通过优化计算确定正常状态下直联联络线在未来多个运行时段的最大传输能力。对于风电出力不确定性,该文采用区间建模进行处理。

2.1 目标函数

$$\max P_{\text{TTC}} = \sum_t \sum_h P_{t,h}^{\text{HC}} \quad (6)$$

式中 P_{TTC} 为所求的所有直联联络线的极限承载能力(满足频率稳定的直流最大传输功率总和); $P_{t,h}^{\text{HC}}$ 为在第 t 时段第 h 条直联联络线正常状态下的传输功率。

2.2 送端电网运行约束

1)有功平衡约束。

$$\sum_i P_{t,i,u}^{\text{G}} + \sum_j P_{t,j,u}^{\text{W}} = \sum_h P_{t,h}^{\text{HC}} + \sum_d P_{t,d}^{\text{D}} \quad (7)$$

式中 $P_{t,i,u}^{\text{G}}$ 、 $P_{t,j,u}^{\text{W}}$ 分别为场景 u 下同步机组 i 和风电机组 j 在 t 时段的出力; $P_{t,d}^{\text{D}}$ 为负荷 d 在 t 时段的有功需求。

2)输电线路传输功率约束。

$$\left| \sum_b K_{b,n}^{\text{SF}} \left[\sum_i K_{b,i}^{\text{G}} P_{t,i,u}^{\text{G}} + \sum_j K_{b,j}^{\text{W}} P_{t,j,u}^{\text{W}} - \sum_h P_{t,h}^{\text{HC}} - \sum_d K_{b,d}^{\text{D}} P_{t,d}^{\text{D}} \right] \right| \leq P_n^{\text{L,max}} \quad (8)$$

式中 $K_{b,n}^{\text{SF}}$ 为功率转移因子; $K_{b,i}^{\text{G}}$ 、 $K_{b,j}^{\text{W}}$ 和 $K_{b,d}^{\text{D}}$ 分别为同步机组、风电机组和负荷的节点关联因子; $P_n^{\text{L,max}}$ 为送端电网内部第 n 条交流线路所允许的最

大传输容量。约束(8)保证送端电网内部线路在正常情况下不出现潮流越限。

3)机组出力/爬坡约束。

$$P_{t,i,u}^{\text{G}} + P_{t,i,u}^{\text{ru}} \leq P_i^{\text{G,max}} \quad (9)$$

$$P_{t,i,u}^{\text{G}} - P_{t,i,u}^{\text{rd}} \geq P_i^{\text{G,min}} \quad (10)$$

$$-R_i^{\text{G,dn}} \leq P_{t,i,u}^{\text{G}} - P_{t-1,i,u}^{\text{G}} \leq R_i^{\text{G,up}} \quad (11)$$

$$P_{t,i,u_2}^{\text{G}} - P_{t-1,i,u_3}^{\text{G}} \leq R_i^{\text{G,up}} \quad (12)$$

$$P_{t-1,i,u_2}^{\text{G}} - P_{t,i,u_3}^{\text{G}} \leq R_i^{\text{G,dn}} \quad (13)$$

式(9)~(13)中 $P_i^{\text{G,min}}$ 、 $P_i^{\text{G,max}}$ 分别为同步机组 i 所允许的最小出力和最大出力; $R_i^{\text{G,dn}}$ 、 $R_i^{\text{G,up}}$ 分别为同步机组 i 的向下和向上爬坡限制; $P_{t,i,u}^{\text{ru}}$ 、 $P_{t,i,u}^{\text{rd}}$ 分别为场景 u 下同步机组 i 在第 t 时段的一次调频上、下调备用。式(9)、(10)保证同步发电机组出力不越限;式(11)保证相邻小时间的机组出力满足爬坡限制;式(12)、(13)为相邻小时间的机组出力需满足极限场景(风电出力上界 u_2 、风电出力下界 u_3)下的爬坡限制。

4)旋转备用约束。

$$0 \leq P_{t,i,u}^{\text{ru}} \leq P_i^{\text{ru,max}} \quad (14)$$

$$0 \leq P_{t,i,u}^{\text{rd}} \leq P_i^{\text{rd,max}} \quad (15)$$

式(14)、(15)中 $P_i^{\text{ru,max}}$ 、 $P_i^{\text{rd,max}}$ 分别为同步机组 i 的一次调频上、下调备用的最大值。

2.3 直联联络线约束

1)运行约束。

$$P_h^{\text{HC,min}} \leq P_{t,h}^{\text{HC}} \leq P_h^{\text{HC,max}} \quad (16)$$

$$-R_h^{\text{HC,dn}} [u_{t,h}^+ + u_{t,h}^-] \leq P_{t,h}^{\text{HC}} -$$

$$\Delta P_{t,h}^{\text{HC}} \leq R_h^{\text{HC,up}} [u_{t,h}^+ + u_{t,h}^-] \quad (17)$$

式(16)、(17)中 $P_h^{\text{HC,min}}$ 为第 h 条直联联络线的最小传输功率; $\Delta P_{t,h}^{\text{HC}}$ 为故障发生后第 h 条非故障直联联络线在 t 时段的调制功率; $R_h^{\text{HC,dn}}$ 、 $R_h^{\text{HC,up}}$ 分别为第 h 条直联联络线单次向下/向上调整量的限值; $u_{t,h}^+$ 和 $u_{t,h}^-$ 为0-1变量,分别用于表示第 h 条直联联络线在 t 时段功率调整阶跃的上升沿和下降沿。

2)直流功率调整阶梯化约束。

$$u_{t,h}^+ - u_{t,h}^- = I_{t,h} - I_{t-1,h} \quad (18)$$

$$\sum_{\tau=t-T_h^{\text{min}}+1}^t u_{\tau,h}^+ \leq I_{t,h} \quad (19)$$

$$\sum_{\tau=t-T_h^{\text{min}}+1}^t u_{\tau,h}^- \leq 1 - I_{t,h} \quad (20)$$

式(18)~(20)中 $I_{t,h}$ 、 $I_{t-1,h}$ 分别为第 h 条直流联络线在 t 和 $t-1$ 时段的运行状态,为 $0-1$ 整数变量; T_h^{\min} 为直流联络线在某一功率水平上的最短持续运行时间。通过式(18)~(20)的协调配合,实现了直流联络线功率在满足最短持续时间才发生阶梯化调制的运行要求。

此外,在满足直流联络线阶梯化安全稳定运行的基础上,结合区域电网调度运行实际情况,直流联络线功率调制还需满足一些特殊要求,包括相邻时段不得反向调节以及联络线全天调节次数不能过大,具体包括:

①相邻时段不得反向调节,即

$$u_{t,h}^+ + u_{t-1,h}^- \leq 1 \quad (21)$$

$$u_{t,h}^- + u_{t-1,h}^+ \leq 1 \quad (22)$$

②直流联络线全天调节次数约束:

$$\sum_{t=1}^T (u_{t,h}^+ + u_{t,h}^-) \leq \phi_h \quad (23)$$

式中 ϕ_h 为直流联络线 h 全天调节次数上限,该文取 $\phi_h = 6$ 。

③直流联络线紧急功率支援约束。在任意时段 t 发生直流双极闭锁后,其余直流参加紧急功率支援需满足功率调约束,即

$$0 \leq \Delta P_{t,h}^{\text{HC}} \leq \Delta P_h^{\text{HC,max}} \quad (24)$$

$$P_{t,h}^{\text{HC}} + \Delta P_{t,h}^{\text{HC}} \leq (1 + \alpha) P_h^{\text{HC,max}} \quad (25)$$

2.4 频率稳定约束

频率变化率(ROCOF)和极值频率(f^{nadir})是表征功率扰动后频率变化严重程度的重要指标,为保证送端电网在大容量直流双极闭锁下的频率稳定性,其值需严格控制在电网规程允许的范围^[23]。

1)频率变化率约束:

$$\text{ROCOF}_t = \frac{\Delta P_t^{\text{L},1}}{2H_t} \leq \text{ROCOF}^{\text{max}} \quad (26)$$

$$H_t = \frac{\sum_{i \in \varepsilon} H_i \cdot P_i^{\text{G,max}}}{f^0} \quad (27)$$

$$\Delta P_t^{\text{L},0} = P_{t,l}^{\text{HC}} \quad (28)$$

$$\Delta P_t^{\text{L},1} = \Delta P_t^{\text{L},0} - \sum_{h \neq l} \Delta P_{t,h}^{\text{HC}} - \Delta P_t^{\text{GT}} \quad (29)$$

$$\Delta P_t^{\text{GT}} = \sum_{i \in \varepsilon} P_{t,i,u_3}^{\text{G}} \quad (30)$$

式(26)~(30)中 $\Delta P_t^{\text{L},0}$ 为极闭锁发生瞬间送端电

网的不平衡功率; $\Delta P_t^{\text{L},1}$ 为系统直流调制和稳控切机动作后的不平衡功率; ROCOF_t 、 ΔP_t^{GT} 分别为送端电网在 t 时段的频率变化率和稳控切机功率; $P_{t,l}^{\text{HC}}$ 为故障直流线路 l 故障瞬间的传输功率; $\text{ROCOF}^{\text{max}}$ 为频率变化率的容忍最大值。式(26)对故障后初始频率变化率进行严格限制,可以看出,初始频率变化率与系统的惯性水平数成反比,与不平衡功率的大小成正比;式(27)计算系统惯性水平;式(28)、(29)分别表示直流联络线 l 闭锁后的系统初始不平衡功率及校正控制措施(直流调制、稳控切机)动作后的不平衡功率;式(30)表示时段 t 直流联络线 l 闭锁后的配套电源切机功率。

2)极值频率约束。

为了保证送端电网在大容量直流双极闭锁下不触发高频切机动作,网内同步机组一次调频下备用容量需满足条件^[24-25]:

$$P_{t,i,u}^{\text{dn}} \leq 2rr_i \frac{2H_t(-f^0 + f^{\text{max}} + f^{\text{db}})}{\Delta P_t^{\text{L},1}} \quad (31)$$

$$\sum_i P_{t,i,u}^{\text{dn}} \geq \Delta P_t^{\text{L},1} \quad (32)$$

其中, rr_i 为机组 i 的爬坡速率; f^{max} 、 f^{db} 分别为送端电网的高频切机动作频率和频率死区。约束(31)保证各机组在系统达到频率极值前释放其一次下调备用;约束(32)保证所有同步机组的一次调频备用足以抵消校正控制措施动作后的系统不平衡功率 $\Delta P_t^{\text{L},1}$;将式(29)代入到式(31)并整理可得到:

$$P_{t,i,u}^{\text{dn}} \Delta P_t^{\text{L},1} - P_{t,i,u}^{\text{dn}} \sum_{h \neq l} \Delta P_{t,h}^{\text{HC}} \leq 4rr_i H_i (-f^0 + f^{\text{max}} + f^{\text{db}}) \quad (33)$$

2.5 模型线性化

该文提出的考虑频率稳定的送端电网直流联络线极限承载能力评估模型是一个非线性规划模型,求解存在一定困难。为降低求解难度,将非线性规划模型转化为线性规划模型,采用 McCormick 方法^[26]处理模型中的非线性约束式(33)中的非线性项($P_{t,i,u}^{\text{dn}} \Delta P_t^{\text{L},1}$ 和 $P_{t,i,u}^{\text{dn}} \sum_{h \neq l} \Delta P_{t,h}^{\text{HC}}$),即引入辅助变量 z_{ij} 代替式中的非线性项(令 $z_{ij} = x_i y_j$),并根据公式进行变换,即

$$z_{ij} - y_j^{\min} x_i - x_i^{\min} y_j + x_i^{\min} y_j^{\min} \geq 0 \quad (34)$$

$$-z_{ij} + y_j^{\max} x_i - x_i^{\min} y_j^{\max} + x_i^{\min} y_j \geq 0 \quad (35)$$

$$-z_{ij} + x_i^{\max} y_j - x_i^{\max} y_j^{\min} + y_j^{\min} x_i \geq 0 \quad (36)$$

$$z_{ij} + x_i^{\max} y_j^{\max} - x_i^{\max} y_j - x_i y_j^{\max} \geq 0 \quad (37)$$

上述送端电网直流联络线承载能力评估建模方法具有优势:

1) 在满足“常态”静态安全约束条件的基础上,将送端电网突出的大容量直流闭锁下的频率稳定问题纳入考虑范畴,且计及事故后紧急校正控制措施,使直流联络线极限承载能力评估结果更为合理;

2) 考虑直流联络线功率阶梯化约束以及相邻时段内不得反向调节等约束条件,使评估模型更符合电网安全调度运行实际,使结果更具参考价值 and 实用性。

3 算例分析

基于改进的 RTS 79 系统对所提出的送端电网直流联络线承载能力评估模型进行算例分析。利用 GAMS 平台进行优化建模,调用 IBM CPLEX 求解器求解。并利用 Matlab/Simulink 对所求结果进行系统频率动态仿真。为验证该文所提出的评估模型(FTTC)的优越性和有效性,与传统 TTC 的评估结果进行对比分析。

FTTC 代表该文提出的评估模型,即考虑频率稳定需求及校正控制措施(直流调制和稳控切机)的送端电网直流联络线 TTC 模型。

TTC 代表未考虑频率稳定的传统 TTC 模型。

3.1 系统数据情况

改进的 RTS 79 系统如图 1 所示。在母线节点 s 107、s 113、s 114、s 117、s 121 和 s 123 配置了风电场 W 101~W 106,其 24 时段出力如图 2 所示。改进的 RTS 79 系统通过连接在母线节点 s 107、s 123 和 s 121 的 h_1 、 h_2 和 h_3 这 3 条 HVDC 线路对外输送电力,其传输容量(MW)的范围分别为 [300, 500]、[400, 600] 和 [500, 750]。另外, h_1 、 h_2 和 h_3 最大的单次向上/向下调整量分别为 100、150 和 200 MW。直流极限承载能力评估模型中需考虑最大容量的直流联络线(h_3)双极闭锁故障下系统仍能保持系统频率稳定性(不触发高频切机装置动作)。相关参数的具体设置:系统额定频率为 50 Hz,发电

机调速器的频率死区(f^{db})为 ± 33 MHz,最大频率变化率的容忍值为 0.8 Hz/s,系统事故情况下所允许的最高频率为 50.5 Hz/s。

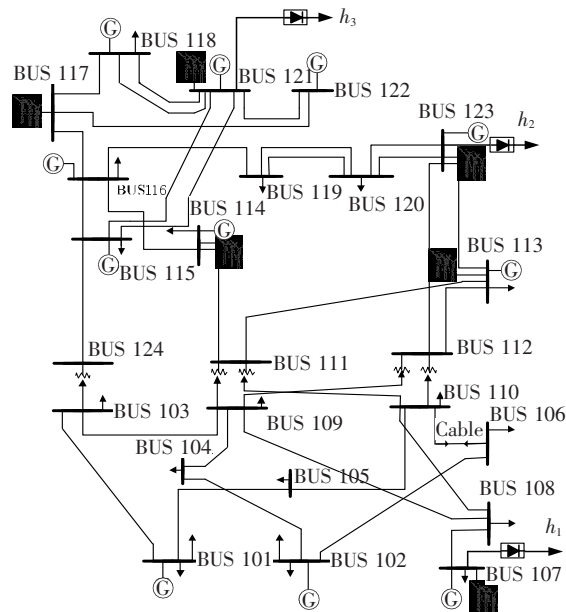


图 1 改进的 RTS 79 系统

Figure 1 The modified RTS 79 system

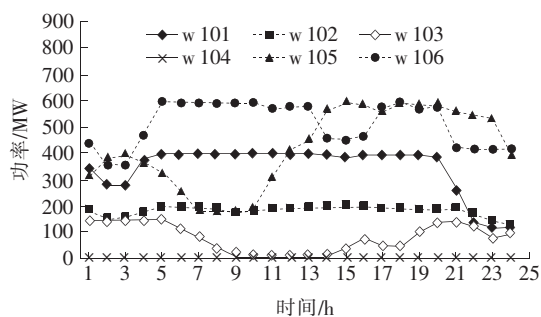


图 2 风电机组 24 时段出力情况

Figure 2 Hourly output of wind farm

3.2 直流联络线极限承载能力分析

2 种评估模型 FTTC 和 TTC 所得到的 3 条直流联络线 24 个时段的总传输能量(MW·h)对比如图 3 所示。FTTC 模型得到的总传输能量为 42 333 MW·h,其中, h_1 、 h_2 和 h_3 这 3 条直流联络线的传输能量分别为 12 000、14 400 和 15 933 MW·h。TTC 模型下的直流联络线总传输能量为 42 739 MW·h,其中, h_1 、 h_2 和 h_3 这 3 条直流联络线的传输能量分别为 10 816、14 400 和 17 523 MW·h。由于 FTTC 模型计及了大容量直流闭锁下的频率稳定需求,导致 FTTC 模型得到的直流联络线极限承载能力有所下降,其总传输能量较 TTC 模型减少了 406 MW·h,

占 TTC 模型得到的总传输能量的 0.95%。从单条线路的传输容量来看, h_2 直流线路在 2 种模型下的传输能量一致, TTC 模型下最大容量的直流线路 h_3 的传输能量较 FTTC 模型下多 1 590 MW·h。

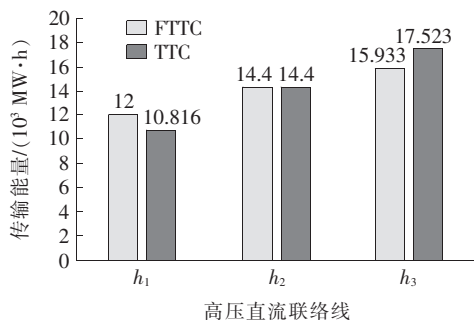


图 3 3 条直流联络线 24 时段传输总能量对比

Figure 3 The total energy delivered by the three HVDC tie-lines obtained by the two models

直流联络线 h_1 、 h_2 和 h_3 在 2 种计算模型下 24 个时段的传输功率如图 4 所示,可以看出,FTTC 模型下直流联络线 h_1 和 h_2 在 24 个时段都工作在满载状态,直流联络线 h_3 则只有在 t_3 — t_6 时段的传输功率接近满载状态,其余时段的传输功率都在 650 MW 左右。而 TTC 模型下,直流线路 h_2 在 24 个时段都工作在满载状态, h_3 直流线路除少数时段外 (t_7 — t_{10}) 都工作在满载状态。因此,考虑频率稳定情况下,FTTC 得到的最大一回直流联络线 h_3 工作在留有一定频率稳定裕度的运行状态,这样当其发生双极闭锁故障时,在直流调制和稳控切机的协调动作下,可保证功率不平衡量导致送端电网频率失稳。另外,从图 4 还可以看出, h_1 、 h_2 和 h_3 3 条直流联络线具有良好的阶梯形态,单条直流线路 24 时段内调整次数均未超过 6 次,且单次调整幅度符合系统运行需求。

FTTC 模型以及仅考虑直流调制措施和仅考虑稳控切机措施下直流联络线 h_1 、 h_2 和 h_3 各时段的传输功率对比如图 5 所示,可以看出,在 24 个时段中,FTTC 模型得到的直流联络线传输功率最大,其次是仅考虑稳控切机措施的 FTTC 模型,最小的是仅考虑直流调制措施的 FTTC 模型。图 5 说明相比故障后仅考虑单一紧急校正控制措施,直流调制和稳控切机的协调动作对提升送端电网直流联络线

极限承载能力具有显著效果。

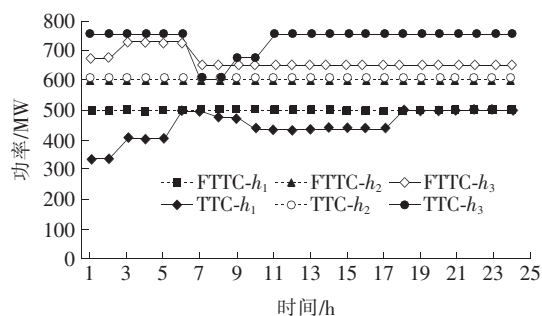


图 4 3 条直流联络线各时段传输功率对比

Figure 4 The TTC comparison of three HVDC tie-lines

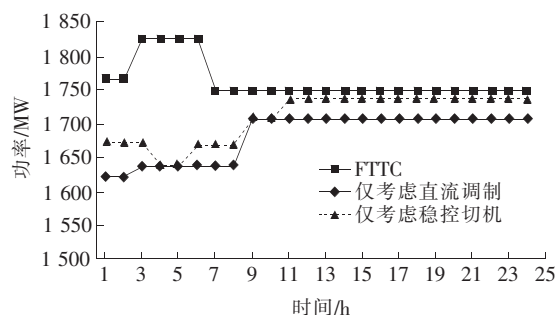


图 5 3 种模型下各时段传输总功率对比

Figure 5 The TTC comparison of the three models

3.3 频率稳定分析

24 个时段发生大容量直流 (h_3) 双极闭锁故障后的初始不平衡功率 $\Delta P^{L,0}$ 、协调控制措施动作后的不平衡功率 $\Delta P^{L,1}$ 、直流调制功率 $\Delta P_{i,h_1}^{HC}$ 和 $\Delta P_{i,h_2}^{HC}$ 以及稳控切机功率 $\Delta P_{i,GT}^{GT}$ 如表 1 所示,可以看出,当直流线路 h_3 发生双极闭锁故障后,通过直流紧急功率支援和稳控切机的协调配合,可有效降低初始不平衡功率。例如,在时段 6,直流闭锁导致的初始不平衡功率由 727 降低至 417 MW,其中,直流联络线 h_1 和 h_2 的功率调制量分别为 50、60 MW,稳控切机功率为 200 MW。由于 24 个时段直流联络线 h_1 和 h_2 都处于满载运行状态,所以故障后 h_1 和 h_2 都处于满调制,即分别为 50、60 MW。

各时段直流闭锁故障后 2 种模型所得结果的频率变化率 ROCOF 以及极值频率 f^{nadir} 情况分别如图 6、7 所示。从图 6 可以看出,FTTC 模型下大容量直流闭锁后的频率变化率都低于系统运行所规定的最大值 0.8 Hz/s。相比而言,TTC 模型中,在 t_1 — t_6 、 t_{24} 这 7 个时段,大扰动后的频率变化率均大于 0.8 Hz/s,说明其得到的直流联络线 h_3 最大传

输功率并不能够保证频率稳定性,由于 h_3 联络线功率过大,即便在事故后采用直流调制和稳控切机,仍未有效抑制故障系统频率的剧烈突变,这将触发系统中的频率变化率继电保护动作。从图7可以看出,FTTC模型下,闭锁故障后系统的最高频率都能维持在50.5 Hz以下。相比而言,TTC模型只有在 t_7-t_{10} 4个时段内的最高频率满足要求,其余时段都高于50.5 Hz,其中 t_5 、 t_{16} 、 t_{21} 和 t_{24} 甚至大于51 Hz。总体而言,在评估模型中显示计及频率稳定和协调校正控制措施所得到的直流联络线最大传输功率能够使各时段预想事故后的频率指标满足运行需求,可真实反映送端电网频率稳定约束下的直流联络线极限承载能力。

表1 各时段系统初始和实际不平衡功率、直流调制功率以及稳控切机功率

Table 1 Initial/actual power imbalance, HVDC tie-lines corrective actions and generation tripping amount MW

时段	ΔP_t^{L-0}	ΔP_t^{L-1}	$\Delta P_{t,h_1}^{HC}$	$\Delta P_{t,h_2}^{HC}$	ΔP_t^{GT}
t_1	667	357	50	60	200
t_2	667	357	50	60	200
t_3	727	417	50	60	200
t_4	727	417	50	60	200
t_5	727	417	50	60	200
t_6	727	417	50	60	200
t_7	649	339	50	60	200
t_8	649	344	50	60	195
t_9	649	339	50	60	200
t_{10}	649	339	50	60	200
t_{11}	649	339	50	60	200
t_{12}	649	381	50	60	158
t_{13}	649	339	50	60	200
t_{14}	649	339	50	60	200
t_{15}	649	339	50	60	200
t_{16}	649	357	50	60	182
t_{17}	649	339	50	60	200
t_{18}	649	339	50	60	200
t_{19}	649	339	50	60	200
t_{20}	649	339	50	60	200
t_{21}	649	341	50	60	199
t_{22}	649	347	50	60	192
t_{23}	649	374	50	60	165
t_{24}	649	339	50	60	200

为进一步说明故障后系统的频率变化情况,利用Matlab/Simulink构建改进的RTS 79系统频率仿真模型,并选择时段20的数据进行仿真分析,结果如图8、9所示。对比表1,对FTTC模型而言,最大容量的直流联络线 h_3 在第20个时段发生双极闭锁故障瞬间($\Delta P^{L-0} = 649$ MW),经过 h_1 和 h_2 直流调制和稳控切机措施后,系统的不平衡功率 ΔP^{L-1} 减小至339 MW,根据式(33),剩下的不平衡功率则由系统的一次调频备用抵消。通过图8可以看出,故障发生后系统的极值频率并未超过50.5 Hz,这样,直流联络线 h_3 双极闭锁所引起的频率稳定问题就被抑制。

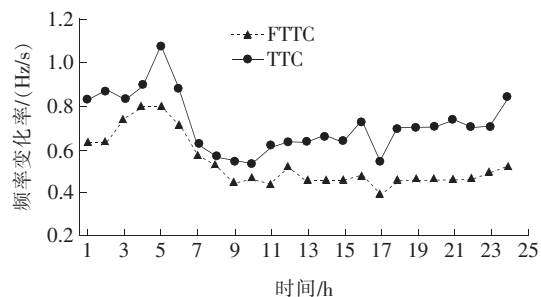


图6 2种模型得到的频率变化率对比结果

Figure 6 The RoCoF comparison of two models

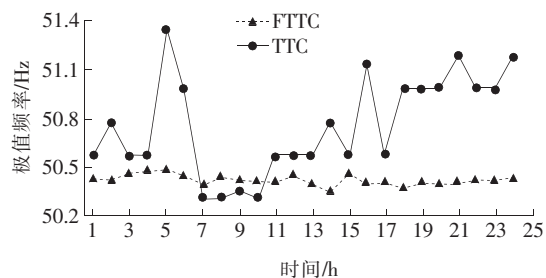


图7 2种模型得到的极值频率对比结果

Figure 7 The frequency nadir comparison of two models

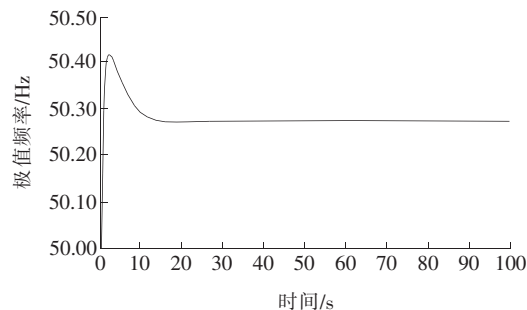


图8 FTTC模型下时段20直流闭锁故障后的频率偏移情况

Figure 8 Post-contingency frequency excursion at period 20 produced by the FTTC model

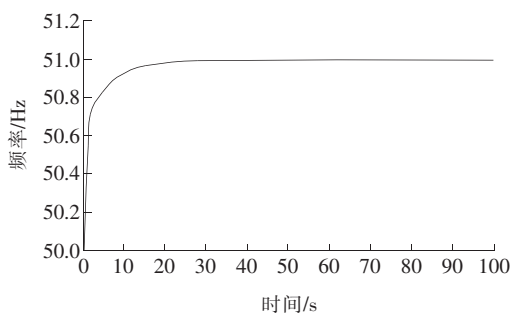


图 9 TTC 模型下时段 20 直流闭锁故障后的频率偏移情况

Figure 9 Post-contingency frequency excursion at period 20 produced by the TTC model

通过对比图 8、9,说明所提出模型可得到频率可控的直流联络线极限承载能力,且通过直流调制和稳控切机 2 种联合措施,能快速有效地抑制故障后的系统频率波动,使送端电网频率快速稳定在可容忍限值以内。

4 结语

该文针对大容量直流线路双极闭锁导致的送端电网频率易失稳情况,提出了一种计及送端电网频率稳定需求的直流联络线极限承载能力评估模型。该模型在考虑送端电网静态安全约束前提下,计及频率稳定约束和事故后紧急校正控制措施(直流调制与稳控切机的协调),并耦合了直流联络线潮流阶梯化、调整次数受限等实际运行约束条件。

算例结果表明,与传统未考虑频率稳定的 TTC 评估模型相比,该文所提出的 FTTC 模型能够得到频率可控的直流联络线最大传输功率,可真实反映送端电网频率稳定约束下的直流联络线极限承载能力。此外,在评估模型中显示计及协调校正控制措施能够使各时段大容量直流闭锁后的频率指标满足运行需求。评估所得直流联络线极限传输功率能够避免大容量直流双极闭锁触发第三道防线,可为多直流异步外送电网的规划与调度运行决策提供有效、可靠的参考。

参考文献:

[1] 陈义宣,郭相阳,李玲芳,等. 大型异步互联电网中送端电网频率偏差峰值计算[J]. 电力建设,2018,39(2): 30-35.
CHEN Yixuan, GUO Xiangyang, LI Lingfang, et al. Frequency deviation peak calculation of sending-end net-

work in large asynchronous interconnected power grid [J]. Electric Power Construction,2018,39(2): 30-35.

[2] 陈刚,丁理杰,李旻,等. 异步联网后西南电网安全稳定特性分析[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(7): 76-82.
CHEN Gang, DING Lijie, LI Min, et al. Stability characteristics of southwest China power grid after asynchronous interconnection[J]. Power System Protection and Control,2018,46(7): 76-82.

[3] 夏经德,柴莉媛,杨檬,等. 市场环境下新能源优化调度与高效消纳的探索[J]. 智慧电力,2019,47(1):19-25+33.
XIA Jingde, CHAI Liyuan, YANG Meng, et al. Optimal operation and high consumption of renewable energy under market environment[J]. Smart Power,2019,47(1): 19-25+33.

[4] Zhou B, Rao H, Wu W, et al. Principle and application of asynchronous operation of China Southern Power Grid [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics,2018,6(3): 1032-1040.

[5] 时伯年,孙刚,瞿艳霞. 柔性直流输电的孤网频率稳定协调控制[J]. 电力科学与技术学报,2019,34(4):137-142.
SHI Bonian, SUN Gang, QU Yanxia. Research on coordinated frequency stability control after islanding based on VSC-HVDC technique[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2019,34(4):137-142.

[6] Maryam R, Singh C, Mahmood R H. Role of clustering in the probabilistic evaluation of TTC in power systems including wind power generation[J]. IEEE Transaction on Power System,2009,24(2): 849-858.

[7] Hakim L, Kubokawa J, Yuan Y, et al. A study on the effect of generation shedding to total transfer capability by means of transient stability constrained optimal power flow [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009,24(1):347-355.

[8] 周明,谌中杰,李庚银,等. 基于功率增长优化模式的交直流电网可用输电能力计算[J]. 中国电机工程学报, 2011,31(22):48-55.
ZHOU Ming, CHEN Zhongjie, LI Gengyin, et al. Available transfer capability determination for AC/DC transmission based on power increase optimization mode[J]. Processing of the CSEE,2011,31(22):48-55.

[9] 毛峰,桂前进,王磊,等. 风火打捆交直流外送系统区域间输电能力评估[J]. 中国电力,2019,52(1):69-75.
MAO Feng, GUI Qianjin, WANG Lei, et al. Assessment on the total transfer capability of AC/DC system for integrated wind-thermal power[J]. Electric Power, 2019,52(1):69-75.

- [10] XuS X, Miao S H. Calculation of TTC for multi-area power systems based on improved ward-PV equivalents[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11(4): 987-994.
- [11] Pande P W, Kumar S, Sinha A K. Total transfer capability calculation using modified repeated power flow method[C]//Annual IEEE India Conference (INDICON), New Delhi, 2015.
- [12] Qiu G, Liu J, Liu Y, Liu T, et al. Ensemble learning for power systems TTC prediction with wind farms [J]. IEEE Access, 2019, 7: 16572-16583.
- [13] Huang T, Guo Q, Sun H, et al. A deep learning approach for power system knowledge discovery based on multitask learning[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(5): 733-740.
- [14] 姜臻, 苗世洪, 尚亚男, 等. 基于电压崩溃指数的极限承载容量实用计算方法[J]. 电工技术学报, 2014, 29(10): 213-221.
JIAND Zhen, MIAO Shihong, SHANG Yanan, et al. Voltage collapse indices based on method for practical computation of total transfer capacity[J]. Transaction of China Electrotechnical Society, 2014, 29(10): 213-221.
- [15] Yang X N, Li Q, Wei Z R, et al. Calculation of TTC for AC/DC power system based on improved continuation power flow[J]. IOP Conference Series: Materials and Engineering, 2018, 452(4): 042083.
- [16] Falaghi H, Ramezani M, Singh C, et al. Probabilistic assessment of TTC in power systems including wind power generation[J]. IEEE Systems Journal, 2012, 6(1): 181-190.
- [17] 李兆伟, 翟海保, 刘福锁, 等. 多馈入交直流混联受端电网直流接入能力研究评述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 142-148.
LI Zhaowei, ZHAI Haibao, LIU Fusuo, et al. DC access capability study for multi-infeed HVDC power transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 142-148.
- [18] Dai J, Tang Y, Liu Y Q, et al. Optimal configuration of distributed power flow controller to enhance system loadability via mixed integer linear programming[J]. Journal Modern Power system Clean Energy, 2019, 7(6): 1484-1494.
- [19] 钟海旺, 夏清, 丁茂生, 等. 以直流联络线运行方式优化提升新能源消纳能力的新模式[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(3): 36-42.
ZHONG Haiwang, XIA Qing, DING Maosheng, et al. A new mode of HVDC tie-line operation optimization for maximizing renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power System. 2015, 39(3): 36-42.
- [20] 刘振亚. 特高压交直流电网[M]. 北京: 中国电力出版社, 2013: 78-81.
- [21] 陈兴华, 李峰, 陈睿, 等. 计及安全稳定二、三道防线的电网运行风险评估[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4): 159-166.
CHEN Xinghua, LI Feng, CHEN Rui, et al. Risk assessment of power grid operation considering second and third defense line of security and stability[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(4): 159-166.
- [22] 王超, 霍超, 常海军, 等. 多类型电源汇集直流外送系统切机策略优化研究[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(7): 16-23+29.
WANG Chao, HUO Chao, CHANG Haijun, et al. A study on the optimization of generator tripping control of the HVDC sending system with multi-type power [J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(7): 16-23+29.
- [23] 李玲芳, 陈义宣, 朱欣春, 等. 直流频率限制器参数整定及协调控制[J]. 高压电器, 2019, 55(6): 105-110.
LI Lingfang, CHEN Yixuan, ZHU Xinchun, et al. Parameters tuning and coordination control of DC frequency limit controller[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(6): 105-110.
- [24] Wen Y F, Chung C Y, Ye X. Enhancing frequency stability of asynchronous grids interconnected with HVDC links[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1800-1810.
- [25] Chávez H, Baldick R, Sharma S. Governor rate-constrained OPF for primary frequency control adequacy [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1473-1480.
- [26] Kundur P, Power system stability and control [M]. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994: 43-45.