

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210155

水电送出电网直流承载能力评估及提升措施优化

张红丽¹, 刘福锁¹, 吴雪莲¹, 魏明奎², 周泓², 蔡绍荣²

(1. 南瑞集团有限公司, 江苏 南京 211106; 2. 国网西南分部, 四川 成都 610000)

摘要: 为了量化水电送出电网单一直流及直流群承载能力, 提高送端电网清洁能源消纳水平, 提出送端电网直流承载能力评估及提升方法。首先, 分析直流承载能力受潮流组织、频率稳定、电压稳定、超低频振荡影响的特性, 提出受安全性约束的直流承载能力计算方法。在此基础上, 量化不同工况和故障下电网的运行风险, 构建规划措施优选模型。最后通过对投资收益最大措施的搜索, 实现电力规划与运行的协调。实际电网仿真结果表明, 该方法能够为措施的选型、布点提供参考, 最大程度提高直流承载能力。

关键词: 水电送出电网; 直流承载能力; 安全性约束; 风险评估

Evaluation and improvement measures for optimization of DC carrying capacity in a hydropower sending power grid

ZHANG Hongli¹, LIU Fusuo¹, WU Xuelian¹, WEI Mingkui², ZHOU Hong², CAI Shaorong²

(1. NARI Group Corporation, Nanjing 211106, China; 2. Southwest Branch of State Grid Corporation, Chengdu 610000, China)

Abstract: To quantify single DC and DC group carrying capacity and improve the absorption capacity of clean energy in a hydropower sending power grid, this paper puts forward a method to evaluate and improve the DC carrying capacity. First, the characteristics of DC carrying capacity affected by power flow organization, frequency stability, voltage stability and ultra-low frequency oscillation are analyzed. A calculation method for DC carrying capacity with security constraints is proposed. Operational risks of the grid under different operating conditions and faults are quantified, and an optimization model of planning measures is established. Finally, the planning and operation of a power system are coordinated through the search for maximum investment benefit measures. Simulation results on a practical power system show the method can provide a reference for measure selection and distribution, and improve DC carrying capacity to the greatest extent.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFB0902000) and the Science and Technology Project of State Grid Southwest Branch “Analysis and Improvement Strategy Research of DC Carrying Capacity in Large-Scale Hydropower Sending Power Grid”.

Key words: hydropower sending power grid; DC carrying capacity; security constraint; value of risk

0 引言

我国一次能源与负荷呈逆向分布, 为满足西南水电等大规模清洁能源送出、负荷中心电力供应、节能减排等方面的迫切需求, 国家电网大力发展适用于远距离、大容量输电的特高压直流技术, 电网大范围优化配置资源的能力显著提升^[1-2]。随着特高

压直流输电规模的阶跃式提升, 电网运行特性发生深刻变化, “强直弱交”矛盾突出, 送端电网安全运行面临新的风险和挑战^[3]。

以西南电网为例, 水资源处于盈余状态, 2023年前雅湖-南昌、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江三回特高压直流陆续接入四川电网后, 西南电网将形成“两纵八横”的跨区送电格局, 跨区直流容量将提升至5420万kW, 直流输电容量占高峰负荷的比例将超过60%, 在低谷负荷方式下这一占比可能更高, 送端电网能否承载如此高比例的直流外送, 是规划和运行专业面临的一个重要问题^[4]。随着西南电网

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2017YFB0902000); 国网西南分部科技项目资助“大规模水电外送电网直流承载能力分析 & 提升策略研究”

与“三华”电网同送端、同受端直流规模的不断增加，多回直流同时发生换相失败会对送端电网造成巨大冲击，导致系统暂态频率大幅抬升。除此之外，直流近区潮流汇集组织能力^[5]、交直流故障后的暂态过电压和稳态过电压^[6]、水电送出的超低频振荡^[7]等，均会不同程度地影响直流承载能力。因此，有必要探究水电送出电网直流承载能力，进一步研究提升直流承载能力的措施，为电网规划运行提供技术支撑。

从本质上来看，直流的承载能力取决于能源开发的程度，以及配套交流网架的支撑能力，驱动直流承载能力逐步提升的内在动力是可再生资源的开发利用。理论上若新建电源和交流网架等配套工程提前或同步建设，直流送出受限将大大缓解。但在直流规划建设时主要考虑电力电量平衡、调峰备用^[8]等充裕性^[9]和经济性^[10]问题，对安全性问题按照 $N-1$ 校核^[11]，且直流工程的建设一般提前于交流电网的建设，导致实际运行中的直流承载能力小于直流规划的额定功率，在直流投运的过渡期尤其明显。

目前已有关于受端电网直流接入能力的研究，主要是受调峰、频率稳定约束。而送端由于汇集大量新能源、水电等可再生资源，且交流网架薄弱，通常为“强直弱交”电网，有关送端电网直流最大承载能力的系统性研究较少。文献[12]研究了直流传输能力受暂态过电压及直流闭锁功率影响的规律，文献[13]从短路比指标入手分析了交流系统强度与直流传输能力的对应关系，文献[14]分析了调峰和频率因素对受端电网直流承载能力的影响。上述文献多是从影响直流输送能力的单一限制因素着手，研究相关限制直流送电的特性。

本文主要基于现有电源和电网规划，评估直流送出受限的主要因素，提出满足频率、电压、暂态稳定等约束的单回直流和同送同受直流群最大可输送功率计算方法，从优化直流近区开机、抑制同送同受直流连续换相失败、优化切机控制策略等方面，研究提升直流承载能力的运行措施，并进一步提出规划措施的优化方法，有效提升直流最大承载能力，降低弃水风险，实现能源资源价值的最大化。

1 水电送出直流承载能力的主要影响因素

对于直流近区存在众多小水电汇集的情况，由于机组电压控制能力不足、潮流方向多变，限制了直流近区潮流组织能力和电压调节能力，直流故障后暂态过电压和稳态过电压突出。而对于直流近区存在超大型水电机组的，因水电机组“水锤效应”导致超低频振荡风险进一步加剧，威胁着直流大功

率送出后的电网安全稳定运行。

1.1 潮流组织因素

直流承载能力一方面需要满足直流闭锁后稳控切机需求，避免大扰动冲击下切机容量不足而导致的高频问题；另一方面当配套电源不足，直流需从全网组织电力汇集时，近区交流线路、主变存在 $N-1$ 后过热稳的风险，以及暂态稳定和动态稳定风险等。因此，直流近区交流断面潮流组织能力是限制直流承载能力的一个重要因素。

1.2 频率稳定因素

对于水电送出电网，目前威胁电网频率安全性的场景主要有：特高压直流闭锁且安控拒动、单回或者多回直流同时连续换相失败等导致的高频问题；大容量水电外送通道开断、新能源大规模脱网等导致的低频问题。另一方面，直流闭锁或换相失败后的暂态过压可能造成大量的新能源脱网，从而导致高低频连锁问题，成为限制直流满功率送出的主要因素。

忽略系统内频率时间、空间分布的差异性，将所有机组的频率动态特性等值成一台发电机组^[13]，单机等值模型综合考虑了发电机组的惯性响应、调速器动作以及负荷的频率特性等，如图 1 所示。

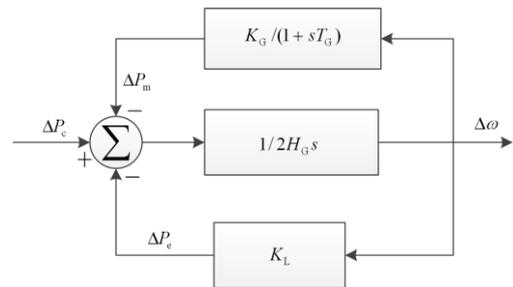


图 1 单机频率响应模型

Fig. 1 Frequency response model of a single generator

图中， H_G 为系统综合惯量时间常数， T_G 为调速系统综合时间常数， K_G 为发电机功-频静态特性系数， K_L 为负荷综合调节效应系数， ΔP_c 为有功功率差额， $\Delta \omega$ 为发电机转速偏差。

电力系统频率和功率的调整，是由系统输出功率与负荷不平衡来决定的。一般情况下，在功率缺额故障扰动的初期，由于系统的一次调频还未开始响应(根据 IEEE 的统计，电力系统综合的一次调节特性时间常数一般在 10 s 左右)，频率偏差很小，负荷的阻尼效应也未发挥作用，此时系统频率变化率最大，与系统惯量密切相关。对于水电送出电网，单回特高压直流传输功率一般为 8 000 MW，直流连续 3 次换相失败后频率一般不超过 50.5 Hz。当发

生直流闭锁故障, 由于直流一般配置稳控装置, 在直流闭锁后切除配套电源, 系统频率一般不越限。因此限制直流承载能力的主要因素是同送同受直流连续换相失败, 限制因素主要为系统惯量、直流功率、换相失败时间等。

为了求解给定系统频率变化率下的直流承受能力极限, 需已知常规机组的开机容量、连续换相失败扰动冲击持续时间, 进而能够估算出该系统能够瞬时承受的最大功率扰动量, 即可得到特定方式下, 受制于频率最大变化率约束的直流承载能力。

根据转子运动方程, 即

$$\begin{cases} J\omega \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \\ E_{MWS} = \frac{T_J}{2} S_N = \frac{J\omega^2}{2} \end{cases} \quad (1)$$

式中: J 、 ω 分别为发电机转子转动惯量、角速度; P_m 、 P_e 分别为等值机械功率、电磁功率; E_{MWS} 为送端电网发电机总动能; T_J 、 S_N 分别为惯性时间常数、发电机额定容量。

定义系统能够承受的最大直流冲击容量为 P_{DC}^{\max} , 则 P_{DC}^{\max} 下系统频率偏差变化率为

$$\frac{df}{dt} \approx \frac{f_N}{2} \cdot \frac{P_{DC}^{\max}}{E'_{MWS}} \quad (2)$$

系统瞬时最大频率偏差为

$$\Delta f_{\max} \approx \frac{f_N}{2} \cdot \frac{P_{DC}^{\max}}{E'_{MWS}} \cdot \Delta t \quad (3)$$

式中: Δt 为换相失败时间; f_N 为额定频率; E'_{MWS} 为当同送同受直流功率为 P_{DC}^{\max} 时对应的系统发电机总动能。

若水电送出电网当前同送同受直流总功率为 P_{DC}^0 , 系统单台机组最大出力和相应的动能为 $P_{G\max}$ 、 $E_{G\max}$; 根据理论估算, 考虑新增或减少的直流外送功率均由与单台机组最大出力相同参数的配套电源提供, 则增加或减少的机组动能为

$$\frac{|P_{DC}^{\max} - P_{DC}^0|}{P_{G\max}} \cdot E_{G\max}, \text{ 代入式(3)可得 } P_{DC}^{\max}.$$

$$P_{DC}^{\max} \approx \frac{P_{DC}^0 E_{G\max} - P_{G\max} E_{MWS}}{k E_{G\max} - P_{G\max}} \cdot k \quad (4)$$

$$k = \frac{\Delta f_{\max}}{25\Delta t} \quad (5)$$

忽略系统内频率的时间、空间分布差异性, 由等值单机模型可得系统平均频率, 作为整个电网的

频率, 由式(4)可估算出受同送同受直流换相失败后频率最大值约束的直流承受能力极限。

1.3 电压稳定因素

受直流配套电源投产计划影响, 若送端水电滞后期直流投产, 当直流运行功率较高时发生直流双极闭锁等故障, 极控系统一般延时 200 ms 动作切除换流站交流滤波器, 可能出现换流站交流母线电压升超过设备承受能力的情况, 因此, 直流输送能力与直流故障引起的过电压问题耦合紧密。对于直流近区存在新能源汇集的, 暂态过电压有可能导致新能源机组连锁脱网^[15]。

直流输电简单系统模型如图 2 所示。

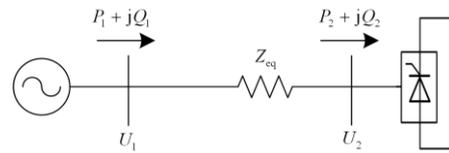


图 2 直流输电系统送端等值电路

Fig. 2 Equivalent circuit of HVDC at rectifier side

基于首端、末端潮流及线路参数, 可以得到直流换流站交流电压与线路首端电压的关系。

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_1 R_{eq} + Q_1 X_{eq}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_1 X_{eq} - Q_1 R_{eq}}{U_1} \right)^2} \quad (6)$$

式中: U_1 、 U_2 分别为线路首末端电压; P_1 、 Q_1 分别为等值发电机输送有功、无功功率; R_{eq} 、 X_{eq} 为交流线路等值电阻、等值电抗。

将式(6)对 P_1 、 Q_1 求全微分, 得到 ΔU_2 的简化表达。

$$\Delta U_2 = \frac{1}{U_{20}} \left[\left(\frac{P_{10}}{S^2} - R_{eq} \right) \Delta P_1 + \left(\frac{Q_{10}}{S^2} - X_{eq} \right) \Delta Q_1 \right] = \frac{\Delta Q_2}{S U_{10}} \quad (7)$$

式中: U_{10} 、 U_{20} 分别为线路首端、末端初始电压; P_{10} 、 Q_{10} 分别为等值发电机输送初始有功、无功功率; ΔQ_2 为换流站交流母线暂态无功变化量; S 为系统短路容量。

由式(7)可知, 直流故障后换流站暂态过电压主要受直流输送功率和系统短路容量影响, 与交流系统强度呈负相关, 系统越弱, 短路容量越小, 暂态压升越大; 随着系统强度的降低、闭锁容量的增加, 暂态过电压呈线性上升趋势。

由于直流近区小水电动态无功调节能力不足, 直流闭锁后受潮流回退、无功补偿过剩等影响, 会

造成换流站近区稳态过电压,若事故后稳态电压超过上限,可能造成设备损坏。稳态压升与多种因素相关,如直流功率水平、无功补偿方式、机组运行状态、安控切机策略等。一般而言,直流输送功率越大,事故后潮流回退、无功补偿过剩越严重,稳态压升也越大。在实际工程中,稳态过电压可能成为制约直流输电能力的关键因素,如复奉、锦苏、雅湖直流投运初期。

1.4 水电送出超低频振荡因素

对于水电送出电网,还存在由于水轮机水锤效应引发的超低频振荡问题。在实际电网试验中发现的超低频振荡现象主要是由于水电厂水锤时间常数较大,水锤效应引发的调速器负阻尼现象较为严重,而调速器参数又未合适整定而导致的^[6]。但从本质上讲,超低频振荡通过合理的参数调节能够有效避免,不再成为制约直流承载能力的主要因素。

2 考虑多约束的直流承载能力计算方法

水电送出电网直流承载能力可解耦为两个问题:一是在现有电源规划和网架规划下,考虑潮流组织、频率、电压稳定等因素后若直流不能满功率送出,则直流最大可输送能力是多少;二是为了实现直流的最大功率送出,如何从规划的角度优化电网建设投资。问题一属于电力运行范畴,问题二属于电力规划范畴。两个问题存在内在联系与互动:问题一基于运行中设定的工况场景,评估直流不同输送功率下的风险,得出满足多种安全约束的单回直流和同送同受直流群最大可输送功率;问题二在问题一的基础上,从规划角度分析提升直流承载能力的投资优化方案。二者的共同目标是实现直流的最大功率送出,减少因受直流承载能力不足导致的弃水、稳控成本和备用成本增加等。

运行中的直流承载能力为讨论的问题一,基于运行中设定的工况场景,评估满足各项安全性约束的单回直流和同送同受直流群最大可输送功率,具体步骤如下。

1) 计算所有工况下直流有效短路比指标(ESCR),当直流有效短路比小于2时,降低直流功率直到有效短路比指标大于2,得到受短路比约束的直流最大传输功率。

在实际系统运行中,直流系统输电功率经常会随运行方式的改变而变化,为了更准确地描述当前方式下交直流系统相对强弱关系,相关文献通过直流输送功率特性计算临界短路比,利用相关指标大小对交流系统强度进行了分级。考虑一定裕度后划分如下:ESCR 大于5,为强系统;ESCR 在2~3之

间,为弱系统;ESCR 小于2,为极弱系统。通过计算ESCR指标可以评价交流电网内直流接入方案的合理性,进而可给出交流电网强度限制下可接入直流的最大规模。

2) 计算所有工况下发生交流故障后直流近区交流断面电力组织情况,当直流近区所有汇集的交流断面最大输电功率小于直流额定功率时,可得受交流通道电力组织约束的直流最大传输功率。

对于配套电源滞后投产或远远小于直流传输容量的情况,直流需要通过一级断面和二级断面汇集网内已投产电源,通常情况下需要校核直流近区交流 $N-1$ 、 $N-2$ 故障后系统热稳定、暂态稳定、动态稳定的情况,求解满足上述稳定条件下的断面极限,进而求解受交流故障后断面极限约束的直流最大传输功率。

3) 计算直流扰动(含换相失败、闭锁、再启动)下换流站及近区交流母线暂态过电压和稳态过电压受限情况,当直流近区存在新能源时,还应校核新能源汇集母线电压不超过新能源涉网标准。对于不满足直流故障后暂态或稳态过电压的工况,降低直流功率直到所有电压均在标准范围内,得到受电压稳定约束的直流最大传输功率。

4) 计算直流扰动(含换相失败、闭锁、再启动)下系统频率受限情况,一般而言,最高频率按照不超过高周切机动作定值50.8 Hz/500 ms,最低频率不超过低周减载动作定值49 Hz校核;当直流近区存在新能源时,还应校核新能源频率不超过新能源涉网标准。对于存在同送同受的直流,还应校核同送同受直流换相失败后频率响应特性,按照式(4)得到直流群的承载能力。对于不满足直流故障后最高频率或最低频率的工况,降低直流功率直到故障后频率在标准范围内,得到受频率约束的直流最大传输功率。

通过时域仿真校核满足所有工况下有效短路比、潮流组织、电压稳定、频率稳定的直流最大可传输功率,算法流程图如图3所示。

3 提升直流承载能力的措施优化方法

对于直流承载能力低于规划设计容量的情况,分别从运行和规划的角度研究提升措施。

3.1 运行优化

分别从一道防线^[17-18]、二道防线^[19-20]、三道防线^[21]的角度研究提高直流承载能力的运行措施。

1) 一道防线优化

直流近区交流断面 $N-1$ 故障或 $N-2$ 故障后存在动态稳定问题的,可通过优化水电机组励磁和PSS

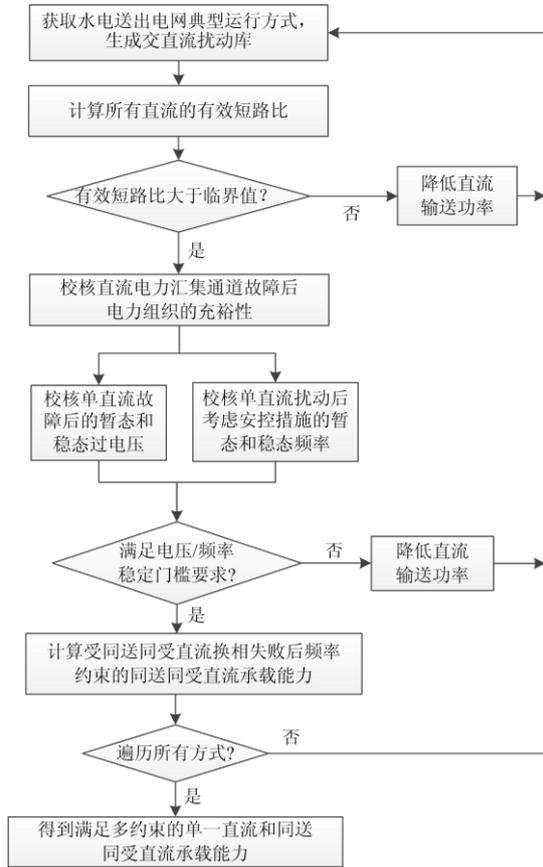


图3 直流承载能力计算方法流程

Fig. 3 Flowchart of DC carrying capacity calculation method

参数, 增加大扰动故障后的阻尼比, 提升直流近区交流断面潮流组织能力。

优化直流近区机组开机方式, 增开动态无功支撑能力较强的机组, 降低直流故障后的暂态或稳态压升, 提升直流输电能力。

对于同送同受直流, 根据多直流交互作用对各直流换相失败预测环节的启动值进行协同优化, 协调多直流恢复顺序, 降低直流同时换相失败风险。

2) 二道防线优化

由于直流近区机组无功支撑能力不同, 对于直流传输能力受直流闭锁后稳态过电压限制的情况, 可精细化安排切机顺序和切机量。

通过稳控系统直接给水电机组调速系统下发水电机组出力快速调节指令, 快速调节水电机组出力, 代替部分离散切机量, 优化直流大扰动冲击后系统频率响应特性。

3) 三道防线优化

针对直流传输能力受直流大功率冲击下频率稳定的情况, 可优化电网高周切机策略, 精细化安排高周切机定值, 并与低周减载相配合。

3.2 规划措施优化

考虑各项运行措施后若直流仍不能满送, 可以从规划的角度提出优化措施, 如在直流换流站近区装设一定的动态无功补偿装置^[22]; 加强近区交流网架以提高近区交流系统短路容量; 对于直流配套电源中存在新能源的, 适当增加新能源与换流站间的电气距离, 减少新能源脱网风险; 为避免同送同受直流换相失败引起的送端高频, 规划建设时直流逆变站可采用 VSC 换流站等。

在对规划投资(如新投运交流线路、调相机、STATCOM 等)进行优化时, 需要寻求最佳投资方案, 来满足一定时期内直流高功率传输要求, 减少弃水风险和电力系统运行风险^[23], 因此定义优化的目标为规划措施投资前后运行风险变化量与投资成本之差最大, 即

$$\begin{cases} \max(\Delta C_{\text{risk}} - C_{\text{invest}}) \\ C_{\text{discard}} = \sum_{P^j > P_{\text{DC}}^{\max}} \lambda^j \cdot 8760 \cdot k \cdot (P^j - P_{\text{DC}}^{\max}) \\ C_{\text{risk}} = C_{\text{discard}} + \sum_i \lambda^i \cdot \omega^i \cdot (C_{\text{ec}} + C_{\text{pe}}) \\ \Delta C_{\text{risk}} = C_{\text{risk}}^0 - C_{\text{risk}}' \end{cases} \quad (8)$$

式中: C_{discard} 、 C_{ec} 、 C_{pe} 分别为因直流不能满功率送出而导致的弃电代价、紧急控制代价、599 惩罚代价; C_{risk}^0 、 C_{risk}' 分别为规划措施投入前后系统的运行风险; C_{invest} 为规划措施成本; i 、 λ^i 、 ω^i 分别为典型工况数、工况概率、故障概率; j 为直流安排的功率大于最大可传输功率的工况; P^j 、 P_{DC}^{\max} 分别为工况 j 安排的直流功率和受多约束的直流最大承载能力; k 为弃电的单位代价。

因此, 水电送出电网直流承载能力评估及提升措施优化的总体流程为: 在已知送端电网电源、负荷规划的前提下, 评估给定网架下直流最大传输能力, 优先进行运行措施优化; 对于直流承载能力仍小于额定传输功率的工况, 将直流不能满功率送出导致的弃电损失, 以及紧急控制代价、切负荷导致的 599 惩罚代价等统一货币化, 形成运行层面的风险代价; 然后按照式(8)对各类规划措施的投资效果进行经济性评价, 对不同规划措施进行投资优先级排序, 直到直流最大传输能力达到或接近其额定容量。该方法能够指导电力系统规划人员充分考虑直流投运后的运行风险, 完善各项规划措施。

4 算例分析

以西南电网为例, 跨区额定外送容量提升至 5420 万 kW, 其中西南-华东同送同受的常规直流

容量为 3 360 万 kW (见表 1)。

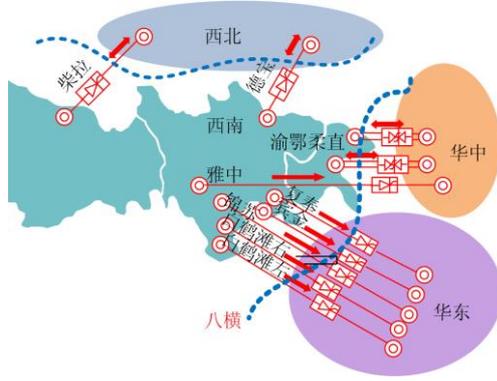


图 4 西南电网直流分布图

Fig. 4 DC distribution chart of Southwest power system

表 1 2023 年西南电网直流规模

Table 1 DC capacity of Southwest power system in 2023

跨区直流	名称	容量/万 kW
西南-华中	渝鄂背靠背	2×250
	雅湖直流	800
西南-西北	德宝直流	300
	柴拉直流	60
西南-华东	复奉直流	640
	锦苏直流	720
	宾金直流	800
	白鹤滩-江苏(VSC)	400
	白鹤滩-江苏(LCC)	400
	白鹤滩-浙江	800

4.1 单一直流承载能力及规划措施优化

以雅湖直流为例, 2023 年前仅投产配套杨房沟电厂 4 台机组, 总容量 150 万 kW, 近区接入新能源机组 80 万 kW, 其余电力从主网汇集。与宾金、复奉、锦苏特高压直流“大水电+大直流”模式不同, 雅湖直流近区小水电众多, 电力组织和电压支撑能力不足, 单一直流受安全性多约束的直流承载能力限制, 主要有:

- 1) 汇集断面交流 $N-2$ 故障后过载约束;
- 2) 直流闭锁故障后换流站暂态过电压和稳态过电压约束;

3) 直流换相失败后近区新能源低压穿越, 恶化直流近区电压特性, 导致新能源脱网。

考虑上述多约束条件后雅湖直流承载能力仅为 400 万 kW, 远低于额定容量 800 万 kW。优先采用开机方式优化、切机策略优化等运行措施, 直流承载能力提升至 510 万 kW。

从雅湖直流承载能力主要受限因素来看, 本质上直流承载能力是由配套电源的滞后投产、源-直流的发展不协调、交流网架电力汇集能力不足导致,

因此在进行规划措施优化时, 优先考虑增加动态无功补偿装置和加强直流近区输电网架。由于直流近区月城站面临短路电流超标风险, 不适合装设调相机, 因此选择动态无功支撑效果较好的静止同步补偿器(STATCOM)。通过对比不同规划措施的风险收益, 确定动态无功补偿装置、输电线路的优先级排序及安装的地点。其中 STATCOM 补偿容量为 600 Mvar, 滤波器时间常数为 0.02 s, 响应延迟 0.02 s, 综合造价约 200 元/kvar。500 kV 线路每单位容量公里成本约 3 012 元, 新增线路容量约 3 803 MW。弃电代价可参考电源的单位上网电价制定, 如水电的弃电单位代价为 227.7 元/MWh。500 kV 线路年故障概率约为 0.58 次/百公里, 500 kV 变压器年故障概率 1.13 次/百台, 直流单极年故障概率 1.6 次/条, 双极年故障概率 0.1 次/条。由于故障后切负荷量未达到 599 条例处罚条件, C_{pe} 为 0。将规划措施代入式(8), 可得风险收益如表 2 所示。

表 2 不同规划措施下风险及成本

Table 2 Risks and costs under different planning measures

方案	直流承载能力/万 kW	设备成本/万元	紧急控制风险/万元	弃电风险/万元	风险收益/万元
原方案	510	0	6 130	13 571	—
换流站装设 1 台 STATCOM	565	12 000	4 890	9 840	2 730
新能源并网处装设 1 台 STATCOM	540	12 000	4 620	8 760	1 380
月城-雅砻江交流线路	610	96 561	5 940	4 750	-81 870
水洛-百灵交流线路	645	178 692	6 080	4 310	-168 302

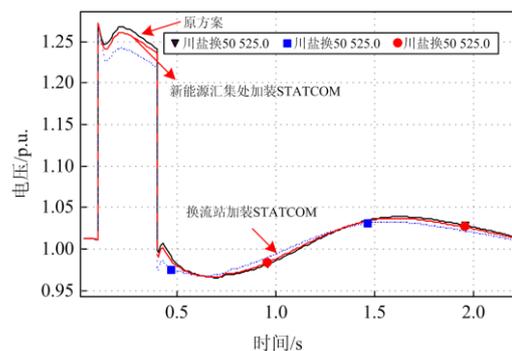


图 5 直流闭锁后换流站交流母线电压

Fig. 5 AC bus voltage of converter station after DC blocking

由表 2 和图 5 可知, 采用在换流站加装 STATCOM 措施的风险收益最大, 提升直流承载能力的效果最佳, 降低了直流闭锁故障后过电压风险。而新建线路由于投资成本过高, 当年风险收益并不能抵消线路投资成本。因此, 推荐的提升直流能力措施为在

换流站加装一台 STATCOM 装置。

4.2 同送同受直流群承载能力及运行优化

2023 年, 西南-华东同送同受的常规直流容量为 3 360 万 kW, 丰小方式下西南电网总惯量为 372 027 MWs, 根据理论估算, 考虑新增直流外送功率均由与白鹤滩机组相同参数的配套电源提供, 即单台机组的最大出力为 1 000 MW, 动能为 4 675.6 MWs。通过华东电网交流故障仿真可知, 存在 5 回特高压直流同时 2 次连续换相失败风险, 即 Δt 为 0.4 s。由式(4)可估算受同送同受直流换相失败后, 最大频率不超过 50.8 Hz 的直流最大承载能力为 2 720 万 kW, 小于当前同送同受的五回特高压常规直流总量 3 360 万 kW。采取运行优化措施, 对各直流换相失败预测环节的启动值进行协同优化, 协调多直流恢复顺序, 将五回直流同时连续换相失败的风险降为一次, 即 Δt 为 0.2 s, 则最大频率不超过 50.8 Hz 的直流最大承载能力为 13 740 万 kW, 同送同受直流承载能力提升后, 换相失败后发电机频率偏差曲线如图 6 所示, 低于 50.8 Hz。

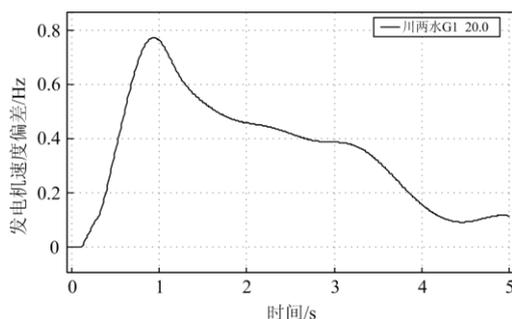


图 6 同送同受直流换相失败后频率偏差

Fig. 6 Frequency deviation after DC commutation failure for both sending and receiving

因此, 考虑运行措施优化后西南-华东电网同送同受直流承载能力大幅提高。

5 结论

直流承载能力受新建电源和主网架结构等配套工程建设的影响, 在投运初期往往达不到理论规划的容量。本文提出了水电送出电网单回直流和同送同受直流群承载能力评估方法, 研究了潮流组织、频率、电压等限制直流承载能力的主要因素, 并从优化运行、优化规划措施的角度提出了提升直流承载能力的工程实用化建议, 将直流承载能力受限的风险与投资措施的成本统一量化, 最终以投资收益最大筛选措施, 为措施的选型、布点提供参考, 最大程度提高直流的承载能力, 降低了弃水弃电风险,

实际电网算例证明了方法的有效性。

参考文献

- [1] 张振宇, 王文倬, 王智伟, 等. 跨区直流外送模式对新能源消纳的影响分析及应用[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(11): 174-180.
ZHANG Zhenyu, WANG Wenzhuo, WANG Zhiwei, et al. Impact analysis and application of cross-region HVDC delivery mode in renewable energy accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(11): 174-180.
- [2] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
- [3] 郑超, 马世英, 申旭辉, 等. 强直弱交的定义、内涵与形式及其应对措施[J]. 电网技术, 2017, 41(8): 2491-2498.
ZHENG Chao, MA Shiyong, SHEN Xuhui, et al. Definition, connotation and form of strong HVDC and weak AC and countermeasures for stable operation of hybrid power grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(8): 2491-2498.
- [4] 李婷, 胥威汀, 刘向龙, 等. 含高比例可再生能源的交直流混联电网规划技术研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 177-187.
LI Ting, XU Weiting, LIU Xianglong, et al. Review on planning technology of AC/DC hybrid system with high proportion of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 177-187.
- [5] 潘捷, 郑惠萍, 张红丽, 等. ± 800 kV 雁淮特高压直流送端电网安全稳定特性及控制策略[J]. 中国电力, 2018, 51(4): 7-14.
PAN Jie, ZHENG Huiping, ZHANG Hongli, et al. Security stability analysis and control strategy of sending-end power grid of ± 800 kV Yan-Huai UHVDC[J]. Electric Power, 2018, 51(4): 7-14.
- [6] RAHIMI E, GOLE A, DAVIES J B, et al. Commutation failure analysis in multi-infeed HVDC systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(1): 378-384.
- [7] VILLEGAS H N. Electromechanical oscillations in hydro-dominant power systems: an application to the Colombian power system[D]. USA: Iowa State University, 2011.
- [8] BAI J, GOOI H B, XIA L M, et al. A probabilistic reserve market incorporating interruptible load[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1079-1087.
- [9] LI Gengyin, LI Guodong, ZHOU Ming. Comprehensive

- evaluation model of wind power accommodation ability based on macroscopic and microscopic indicators[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(3): 215-226. DOI: 10.1186/s41601-019-0132-6.
- [10] 邵宏. 浅谈电网规划的经济评价[J]. 电力学报, 2005, 20(4): 367-368.
SHAO Hong. A brief talk on economy evaluation for electric network[J]. Journal of Electrical Power, 2005, 20(4): 367-368.
- [11] 李鹏, 黄河, 吴小辰, 等. 中国与欧美输电网安全稳定标准对比[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(1): 127-133.
LI Peng, HUANG He, WU Xiaochen, et al. Comparison of security and stability standards of transmission network in China and EU&USA[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(1): 127-133.
- [12] 王峰, 刘天琪, 丁媛媛, 等. 直流闭锁引起的暂态过电压计算方法及其影响因素分析[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 3059-3065.
WANG Feng, LIU Tianqi, DING Yuanyuan, et al. Calculation method and influencing factors of transient overvoltage caused by HVDC block[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 3059-3065.
- [13] KRISHAYYA PC S, ADAPA R, HOLM M, et al. IEEE guide for planning DC links terminating at AC locations having low short-circuit capacities, part I: AC/DC system interaction phenomena[R]. France: CIGRE, 1997.
- [14] 李兆伟, 翟海保, 刘福锁, 等. 华东大受端电网直流接入能力评估[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(16): 147-152.
LI Zhaowei, ZHAI Haibao, LIU Fusuo, et al. DC access capability evaluation for East China Power Grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(16): 147-152.
- [15] 屠竞哲, 张健, 刘明松, 等. 风火打捆直流外送系统直流故障引发风机脱网的问题研究[J]. 电网技术, 2015, 39(12): 3333-3338.
TU Jingzhe, ZHANG Jian, LIU Mingsong, et al. Study on wind turbine generators tripping caused by HVDC contingencies of wind-thermal-bundled HVDC transmission systems[J]. Power System Technology, 2015, 39(12): 3333-3338.
- [16] 梁志飞, 肖鸣, 张昆, 等. 南方电网低频振荡控制策略探讨[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(16): 54-58.
LIANG Zhifei, XIAO Ming, ZHANG Kun, et al. Discussion on control strategy for low frequency oscillation in China Southern Power Grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(16): 54-58.
- [17] 王思超, 文俊, 贺冬珊, 等. 受端分层 UHVDC 换相失败控制和恢复策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 172-179.
WANG Sichao, WEN Jun, HE Dongshan, et al. Commutation failure control and recovery strategy of UHVDC with hierarchical connection mode[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(2): 172-179.
- [18] REI A M, LEITE DA SILVA A M, JARDIM J L, et al. Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(1): 189-195.
- [19] 刘柏私, 汤凡, 余锐, 等. 高比例水电多直流送端电网频率稳定协调控制技术及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(6): 181-187.
LIU Bosi, TANG Fan, YU Rui, et al. Frequency stability coordination control technology and practice of a multi-DC outgoing power grid with a high proportion of hydropower[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(6): 181-187.
- [20] VITTAL V, MCCALLEY J D, VAN ACKER V, et al. Transient instability risk assessment[C] // IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July 18-22, 1999, Edmonton, AB, Canada: 206-211.
- [21] 黄杨, 张毅威, 闵勇, 等. 水电群孤网后的安全稳定特性及控制策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(9): 1-5.
HUANG Yang, ZHANG Yiwei, MIN Yong, et al. Security and stability characteristics and control strategies for isolated hydropower groups[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(9): 1-5.
- [22] 周仕豪, 唐飞, 刘涤尘, 等. 考虑降低暂态电压失稳风险的动态无功优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(7): 68-75.
ZHOU Shihao, TANG Fei, LIU Dichen, et al. A dynamic VAR optimal configuration method for reducing the risk of transient voltage instability[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(7): 68-75.
- [23] 薛禹胜, 刘强, DONG Zhaoyang, 等. 关于暂态稳定不确定性分析的评述[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(14): 1-6.
XUE Yusheng, LIU Qiang, DONG Zhaoyang, et al. A review of non-deterministic analysis for power system transient stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(14): 1-6.

收稿日期: 2021-02-05; 修回日期: 2021-05-10

作者简介:

张红丽(1989—), 女, 通信作者, 硕士, 高工, 研究方向为电力系统分析及控制研究; E-mail: zhanghongli@sgepri.sgcc.com.cn

刘福锁(1981—), 男, 博士, 研高, 研究方向为电力系统分析及控制;

吴雪莲(1989—), 女, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统分析及控制。

(编辑 许威)