

基于最优潮流的含 VSC-HVDC 交直流系统最大输电能力计算

韩 通¹, 陈艳波¹, 韩子娇², 高 凯², 颢孙旭¹, 马 进³

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 102206; 2. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁省沈阳市 110006;

3. School of Electrical and Information Engineering, The University of Sydney, NSW 2006, 澳大利亚)

摘要:已有的交直流系统最大输电能力计算模型无法直接应用于含电压源换流器型高压直流(VSC-HVDC)的交直流系统的最大输电能力计算问题。文中提出了一种基于最优潮流的最大输电能力计算方法,通过将最优潮流模型拓展到系统的多种运行状态,从而能够准确反映 $N-1$ 安全约束及 $N-1$ 故障后 VSC-HVDC 的控制约束。为解决因考虑 $N-1$ 安全约束导致的模型求解规模过大的问题,针对含 VSC-HVDC 的交直流系统的特点,进一步提出一种同时考虑故障对静态电压稳定性及支路传输容量越限影响的 $N-1$ 故障筛选方法。为保证解的性能,在优化软件 AMPL 中调用 COUENNE 求解器对以上模型进行求解,能够同时给出最大输电能力和相应的 VSC-HVDC 控制方式及参数整定值。通过修改的 4 节点系统、IEEE 118 节点系统及辽宁省鞍山电网,验证了所提方法的有效性。

关键词:最大输电能力;电压源换流器型高压直流;最优潮流; $N-1$ 故障筛选

0 引言

随着电网规模的不断扩大和用电需求的日益增加,互联系统的输电能力日益受到人们的关注。而随着高压直流输电技术的发展,系统模型及控制方式变得更加复杂,输电能力的计算也变得更为困难。最大输电能力(TTC)是指在满足系统安全可靠运行的前提下,系统输电断面或者互联输电网所能传输的最大功率。与 TCC 类似,可用输电能力(ATC)是指在现有输电合同的基础上,TTC 中富余的、可用于商业使用的传输容量^[1-2]。TTC 的计算是讨论系统输电能力问题的基础。

目前对 TTC 或 ATC 的计算方法主要有连续潮流(CPF)法^[3-4]、重复潮流(RPF)法^[5-6]、最优潮流(OPF)法^[7-10]、蒙特卡洛仿真法^[11-12]等。文献[7]建立了基于 OPF 并计及柔性交流输电系统(FACTS)装置的 ATC 计算模型,但并未考虑 $N-1$ 安全约束。文献[9]提出了基于 OPF 并计及静态电压稳定性约束及 $N-1$ 安全约束的 ATC 计算模型;但该模型每次只能进行一次 $N-1$ 安全约束校验,为减少计算量,其通过预想故障排序,仅考虑对负荷裕度影响最严重的若干条支路进行逐一开断计算。显然文

献[9]对 $N-1$ 故障严重程度的排序实质是基于故障对静态电压稳定性的影响程度进行的;而对于某些系统,支路最大传输容量约束可能更为严格,从而导致文献[9]给出的结果过于乐观。文献[11-12]考虑了影响 ATC 的不确定性因素,提出基于序贯蒙特卡洛仿真的 ATC 计算模型,为提高计算效率,其潮流约束采用直流潮流方程,导致该模型无法反映与无功、电压相关的约束。

随着全控型电力电子器件的发展,基于电压源换流器(VSC)和脉宽调制控制技术的电压源换流器型高压直流(VSC-HVDC)输电技术得以实现。与传统的相控换流器直流输电技术相比,VSC-HVDC 具有运行控制方式灵活多变,可直接向孤立的远距离负荷供电,更经济灵活等优点^[13];但 VSC-HVDC 的元件特性和数学模型与常规直流输电不同,因此原有的交直流系统 TTC 计算模型无法直接应用于含 VSC-HVDC 的交直流系统。

在计算含 VSC-HVDC 的交直流系统的 TTC 时,须考虑 VSC 控制方式和参数整定值对 TTC 的影响,并给出相应的最优 VSC 控制方式和参数整定值。显然 OPF 适宜于解决此问题,为此文献[10]建立了基于 OPF 的含 VSC-HVDC 的交直流系统的 ATC 计算模型,但该模型未计及 $N-1$ 安全约束,且在该模型中 VSC 控制方式和相应的参数整定值未作为控制变量包含在 OPF 模型中,导致该模型并

收稿日期:2015-12-08;修回日期:2016-03-14。

上网日期:2016-06-21。

国家电网公司科技项目(2014GW-05)。

未充分计及 VSC 控制方式和参数整定值对交直流系统 ATC 的影响。

本文提出一种基于 OPF 的含 VSC-HVDC 的交直流系统 TTC 计算方法,通过将 OPF 扩展到系统多种运行状态,从而能够准确反映 $N-1$ 安全约束及 $N-1$ 故障后 VSC-HVDC 的控制约束;为解决 $N-1$ 安全约束导致的求解规模过大的问题,提出一种同时考虑故障对静态电压稳定性和支路传输容量越限影响的 $N-1$ 故障筛选方法;最后,在优化软件 AMPL 中调用 COUENNE 求解器对以上模型进行求解。与已有文献中基于 OPF 的含 VSC-HVDC 的交直流系统的 TTC 计算模型相比,本文所提模型能够准确计及系统 $N-1$ 故障状态与正常运行状态间的耦合特征,并通过引入 VSC-HVDC 控制方式变量,使模型能够同时给出 TTC 和相应的 VSC-HVDC 控制方式及参数整定值。

1 VSC-HVDC 稳态模型

VSC-HVDC 模型如图 1 所示。假设 VSC 输出的基波电压相量为 $U_c \angle \theta_c$,与交流系统连接节点处的电压相量为 $U_s \angle \theta_s$,换流变压器阻抗为 X ,换流变压器损耗与换流器损耗等效为电阻 R ,交流系统流入换流变压器的有功功率和无功功率分别为 P_s 和 Q_s ,流入换流器的有功功率和无功功率分别为 P_c 和 Q_c ,流过换流变压器的电流为 I_s ,直流节点的电压和电流分别为 U_d 和 I_d 。

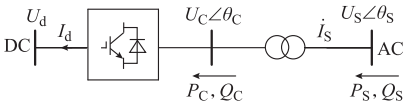


图 1 VSC-HVDC 模型
Fig.1 Model of VSC-HVDC

流过换流变压器的电流 I_s 和复功率 \dot{S}_s 满足：

$$\dot{I}_s = \frac{\dot{U}_s - \dot{U}_c}{R + jX} \tag{1}$$

$$\dot{S}_s = P_s + jQ_s = \dot{U}_s \dot{I}_s^* \tag{2}$$

将式(1)代入式(2),并令移相角 $\delta = \theta_s - \theta_c$,

$Y_d = 1/\sqrt{R^2 + X^2}$, $\alpha = \arctan(X/R)$,则可得：

$$\begin{cases} P_s = -Y_d U_s U_c \cos(\delta + \alpha) + Y_d U_s^2 \cos \alpha \\ Q_s = -Y_d U_s U_c \sin(\delta + \alpha) + Y_d U_s^2 \sin \alpha \end{cases} \tag{3}$$

同理可得：

$$\begin{cases} P_c = Y_d U_s U_c \cos(\delta - \alpha) - Y_d U_c^2 \cos \alpha \\ Q_c = Y_d U_s U_c \sin(\delta - \alpha) - Y_d U_c^2 \sin \alpha \end{cases} \tag{4}$$

对于直流功率 P_d ,由于 VSC 换流器损耗已由电阻 R 等效,故有

$$P_d = P_c = U_d I_d = Y_d U_s U_c \cos(\delta - \alpha) - Y_d U_c^2 \cos \alpha \tag{5}$$

另外, U_c 和 U_d 之间有以下关系成立：

$$U_c = \frac{\sqrt{6}}{4} M U_d \tag{6}$$

式中: M 为 VSC 的调制度,其取值范围为 $[0, 1]$ 。

式(1)—式(6)即构成了 VSC-HVDC 的稳态模型。

2 含 VSC-HVDC 交直流系统 TTC 计算方法

2.1 基于 OPF 的 TTC 计算模型

通过将 OPF 模型扩展到系统多种运行状态,可准确反映 $N-1$ 安全约束及 VSC-HVDC 控制特性。含 VSC-HVDC 的交直流系统 TTC 计算的基本模型如下：

$$C_{TTC} = \max \{ F(x^s, u_1^s, u_2) \} \tag{7}$$

$$\text{s.t.} \quad h^s(x^s, u_1^s, u_2) = 0 \tag{8}$$

$$\underline{g}^s \leq g^s(x^s, u_1^s, u_2) \leq \bar{g}^s \tag{9}$$

$$s \in \Xi \tag{10}$$

式中: $F(\cdot)$ 为系统输电能力计算函数; Ξ 为系统运行状态集,包括正常运行状态及 $N-1$ 故障运行状态; x^s 和 u_1^s 分别为状态 s 下的状态变量和可变控制变量; u_2 为多种运行状态下的不变控制变量; \underline{g}^s 和 \bar{g}^s 分别为不同运行状态下不等式约束的下限和上限。

式(8)和式(9)分别表示不同运行状态下的等式约束和不等式约束。以下对上述模型进行具体说明。

假设系统的运行状态集 $\Xi = \{s_1, s_2, \dots, s_{N_s}\}$,其中 s_1 为系统的正常运行状态, $s_i (i \neq 1)$ 为 $N-1$ 故障运行状态, N_s 为包括正常运行状态和 $N-1$ 故障状态在内的运行状态总数; N 为系统的节点集, N_A 为系统的纯交流节点集, N_D 为 VSC 与交流系统相连节点集, $N_D = \{A_1, B_1, A_2, B_2, \dots, A_{n_d}, B_{n_d}\}$, n_d 为 VSC-HVDC 的个数, A_i 和 B_i 为第 i 个 VSC-HVDC 系统的双端节点,令集合 $N_D' = \{(A_1, B_1), (A_2, B_2), \dots, (A_{n_d}, B_{n_d})\}$; N_G 为系统发电机节点集, N_L 为系统负荷节点集; L 为系统的支路集,包括交流支路与 VSC-HVDC 支路; $Y^{s_k} = G^{s_k} + jB^{s_k}$,为系统运行状态为 s_k 时的节点导纳矩阵, $y_{ij}^{s_k} = g_{ij}^{s_k} + jb_{ij}^{s_k}$,为节点导纳矩阵中与节点 i 和 j 相关联的元素。另外,对于所研究的互联系统,将其节点划分为输电区域节点集 S_O 、受电区域节点集 S_I 以及其他互联区域节点集 O_T 。

采用输电区域与受电区域间输电断面的最大传

输电功率增量与基态输电功率和的形式表示区域间的 TCC,如下式所示:

$$F = \sum_{L \in L_D} \Delta P_L^{s_1} + F_0 \quad (11)$$

式中: L_D 为输电断面的支路集合; $\Delta P_L^{s_1}$ 为支路 L 在正常运行方式下的传输功率增量; F_0 为区域 S_0 向区域 S_1 的基态输电功率。

假定负荷增长时功率因数恒定(与基态值相同),且 $N-1$ 故障后负荷功率维持不变。考虑负荷增长下的负荷节点 i 的有功功率 $P_{L,i}$ 和无功功率 $Q_{L,i}$ 表示为:

$$\begin{cases} P_{L,i} = P_{L0,i}^{s_1} + \lambda_i \Delta P_{L,i}^{s_1} \\ Q_{L,i} = Q_{L0,i}^{s_1} + \lambda_i \frac{\Delta P_{L,i}^{s_1} Q_{L,i}^{s_1}}{P_{L,i}^{s_1}} \end{cases} \quad \forall i \in N_L \quad (12)$$

$$\lambda_i = \lambda_j \quad \forall i, j \in N_L, i \neq j \quad (13)$$

式中: $P_{L0,i}^{s_1}$ 和 $Q_{L0,i}^{s_1}$ 分别为负荷节点 i 在正常运行方式下的基态有功负荷和基态无功负荷; λ_i 为负荷节点 i 的负荷增长因子; $\Delta P_L^{s_1} = [\Delta P_{L,1}^{s_1}, \dots, \Delta P_{L,i}^{s_1}, \dots]^T$ ($i \in N_L$), 为给定的负荷增长方向。

当考虑负荷按照给定的方向增长时,式(13)成立;当不计负荷增长方向时,则忽略式(13)。

当计算两区域间的 TTC 时,输电区域内的负荷功率变化、受电区域内的发电机出力变化、其他互联区域内的负荷功率及发电机出力变化都会对计算结果产生影响。因此,本文假设 TTC 计算过程中,以上变量均维持基态值不变,即有以下约束成立:

$$\begin{cases} \lambda_i = 0 & \forall i \in N_L \cap (S_0 \cup O_T) \\ P_{G,i}^{s_k} - P_{G0,i}^{s_1} = 0 & \forall i \in N_G \cap (S_1 \cup O_T), \forall s_k \in \Xi \\ Q_{G,i}^{s_k} - Q_{G0,i}^{s_1} = 0 & \forall i \in N_G \cap O_T, \forall s_k \in \Xi \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{G,i}^{s_k}$ 和 $Q_{G,i}^{s_k}$ 分别为节点 i 在状态 s_k 下的有功出力和无功出力; $P_{G0,i}^{s_1}$ 和 $Q_{G0,i}^{s_1}$ 分别为正常运行状态下节点 i 处发电机的基态有功出力和基态无功出力。

需要指出的是,实际系统中一般采用无功分层分区平衡,本文在受电区域负荷功率增大时并未计及该区域内无功补偿装置的配合,这可能会使 TTC 计算结果偏保守。

纯交流节点的潮流方程约束表示为:

$$\begin{cases} P_{G,i}^{s_k} - P_{L,i} - U_i^{s_k} \sum_{j \in N} U_j^{s_k} (g_{ij}^{s_k} \cos \theta_{ij}^{s_k} + b_{ij}^{s_k} \sin \theta_{ij}^{s_k}) = 0 \\ Q_{G,i}^{s_k} - Q_{L,i} - U_i^{s_k} \sum_{j \in N} U_j^{s_k} (g_{ij}^{s_k} \sin \theta_{ij}^{s_k} - b_{ij}^{s_k} \cos \theta_{ij}^{s_k}) = 0 \end{cases} \quad (15)$$

式中: $\forall i \in N_A, \forall s_k \in \Xi; U_i^{s_k} = U_i \angle \theta_i^{s_k}$, 为节点 i

在系统运行方式为 s_k 时的电压相量。

结合式(3)和式(6),VSC 与交流系统相连节点潮流方程约束表示为:

$$\begin{cases} P_{G,i}^{s_k} - P_{L,i} - U_i^{s_k} \sum_{j \in N} U_j^{s_k} (g_{ij}^{s_k} \cos \theta_{ij}^{s_k} + b_{ij}^{s_k} \sin \theta_{ij}^{s_k}) - P_{S,i}^{s_k} = 0 \\ Q_{G,i}^{s_k} - Q_{L,i} - U_i^{s_k} \sum_{j \in N} U_j^{s_k} (g_{ij}^{s_k} \sin \theta_{ij}^{s_k} - b_{ij}^{s_k} \cos \theta_{ij}^{s_k}) - Q_{S,i}^{s_k} = 0 \\ P_{S,i}^{s_k} = -\frac{\sqrt{6}}{4} M_i^{s_k} U_i^{s_k} U_{d,i}^{s_k} Y_{d,i} \cos(\delta_i^{s_k} - \alpha_i) + (U_i^{s_k})^2 Y_{d,i} \cos \alpha_i \\ Q_{S,i}^{s_k} = -\frac{\sqrt{6}}{4} M_i^{s_k} U_i^{s_k} U_{d,i}^{s_k} Y_{d,i} \sin(\delta_i^{s_k} - \alpha_i) + (U_i^{s_k})^2 Y_{d,i} \sin \alpha_i \end{cases} \quad (16)$$

式中: $\forall i \in N_D, \forall s_k \in \Xi; M_i^{s_k}$ 和 $\delta_i^{s_k}$ 分别为节点 i 端的换流器在系统运行方式为 s_k 时的调制比和移相角; $P_{S,i}^{s_k}$ 和 $Q_{S,i}^{s_k}$ 分别为系统运行方式为 s_k 时节点 i 流向换流变压器的有功功率和无功功率; $U_{d,i}^{s_k}$ 为节点 i 端 VSC 直流侧在系统运行方式为 s_k 时的电压值; $Y_{d,i}$ 和 α_i 分别为节点 i 处的 Y_d 与 α 。

结合式(5)和式(6),VSC 功率平衡约束表示为:

$$\begin{aligned} U_{d,i}^{s_k} \frac{U_{d,i}^{s_k} - U_{d,j}^{s_k}}{g_{d}^{ij}} - \frac{\sqrt{6}}{4} M_i^{s_k} U_i^{s_k} Y_{d,i} \cos(\delta_i^{s_k} + \alpha_i) + \\ \frac{3}{8} (M_i^{s_k} U_{d,i}^{s_k})^2 Y_{d,i} \cos \alpha_i = 0 \end{aligned} \quad \forall (i, j) \in N_D', \forall s_k \in \Xi \quad (17)$$

式中: g_{d}^{ij} 为双端节点为 (i, j) 的 VSC-HVDC 线路的电导。

VSC 的控制方式有以下几种:①定直流电压、定无功功率控制;②定直流电压、定交流电压控制;③定有功功率、定无功功率控制;④定有功功率、定交流电压控制。本文对双端 VSC-HVDC 系统考虑①+③(组合 1)、①+④(组合 2)、③+②(组合 3)、④+②(组合 4)这 4 种控制方式组合。

对 $\forall (i, j) \in N_D', k = 1, 2, 3, 4$, 设布尔变量 $c_{(i,j)}^k$ 表示双端节点为 (i, j) 的 VSC-HVDC 对应的控制方式组合选择的决策变量, $c_{(i,j)}^k = 1$ 表示双端节点为 (i, j) 的 VSC-HVDC 控制方式为组合 k , $c_{(i,j)}^k = 0$ 表示双端节点为 (i, j) 的 VSC-HVDC 控制方式不为组合 k 。在系统从正常运行状态到 $N-1$ 故障状态后,认为 VSC 的控制方式和参数整定值保持不变,则 VSC-HVDC 的控制约束表示为:

$$\mathbf{C} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{U}_{d,i} & \Delta \mathbf{Q}_{S,i} & \Delta \mathbf{P}_{S,i} & \Delta \mathbf{Q}_{S,j} \\ \Delta \mathbf{U}_{d,i} & \Delta \mathbf{Q}_{S,i} & \Delta \mathbf{P}_{S,j} & \Delta \mathbf{U}_j \\ \Delta \mathbf{P}_{S,i} & \Delta \mathbf{Q}_{S,i} & \Delta \mathbf{U}_{d,j} & \Delta \mathbf{U}_j \\ \Delta \mathbf{P}_{S,i} & \Delta \mathbf{U}_i & \Delta \mathbf{U}_{d,j} & \Delta \mathbf{U}_j \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (18)$$

式中: $\forall (i, j) \in N_D'$; $\mathbf{C} = \text{diag}(\mathbf{c}_{(i,j)}^1, \mathbf{c}_{(i,j)}^2, \mathbf{c}_{(i,j)}^3, \mathbf{c}_{(i,j)}^4)$, 其中 $\mathbf{c}_{(i,j)}^1$ 为元素均为 $c_{(i,j)}^1$ 的 $1 \times (N_S - 1)$ 阶矩阵子块, $\mathbf{c}_{(i,j)}^2, \mathbf{c}_{(i,j)}^3, \mathbf{c}_{(i,j)}^4$ 的含义以此类推; $\Delta \mathbf{U}_{d,i}$ 为 $U_{d,i}^{s_1} - U_{d,i}^{s_f}$ ($\forall s_f \in E, s_f \neq s_1$) 组成的 $(N_S - 1) \times 1$ 阶矩阵子块, $\Delta \mathbf{Q}_{S,i}, \Delta \mathbf{P}_{S,i}, \Delta \mathbf{U}_i$ 的含义以此类推。

此外, c_1, c_2, c_3, c_4 还应满足以下约束条件:

$$\sum_{k=1}^4 c_{(i,j)}^k = 1 \quad \forall (i, j) \in N_D' \quad (19)$$

VSC 的调制比约束表示为:

$$0 \leq M_i^{s_k} \leq 1 \quad \forall i \in N_D, \forall s_k \in E \quad (20)$$

节点电压约束、发电机有功出力约束、发电机无功出力约束、支路传输容量约束表示为:

$$\begin{cases} U_{i,\min}^{s_k} \leq U_i^{s_k} \leq U_{i,\max}^{s_k} & \forall i \in N, \forall s_k \in E \\ P_{G,i,\min} \leq P_{G,i}^{s_k} \leq P_{G,i,\max} & \forall i \in N_G, \forall s_k \in E \\ Q_{G,i,\min} \leq Q_{G,i}^{s_k} \leq Q_{G,i,\max} & \forall i \in N_G, \forall s_k \in E \\ S_{l,\min}^{s_k} \leq S_l^{s_k} \leq S_{l,\max}^{s_k} & \forall l \in L, \forall s_k \in E \end{cases} \quad (21)$$

式中: $U_{i,\min}^{s_k}$ 和 $U_{i,\max}^{s_k}$ 分别为系统运行状态 s_k 下节点 i 电压幅值的下限和上限; $P_{G,i,\min}$ 和 $P_{G,i,\max}$ 分别为节点 i 处发电机有功出力的下限和上限, $Q_{G,i,\min}$ 和 $Q_{G,i,\max}$ 分别为节点 i 处发电机无功出力的下限和上限; $S_{l,\min}^{s_k}$ 和 $S_{l,\max}^{s_k}$ 分别为系统运行状态 s_k 下支路 l 传输容量的下限和上限。

通过求解以上基于 OPF 的 TTC 计算模型即可以得到系统的 TTC 及相应的 VSC-HVDC 控制方式及参数整定值, 但求解结果可能会出现多个最优解的情况, 即不同的 VSC-HVDC 控制方式均可使系统达到 TCC。对此, 可以 $N-1$ 故障后所有 VSC 调制比和移相角的平均调整量最小为原则, 从而得到出现多个最优解情况下 VSC-HVDC 控制方式的确定方法。

假设得到的最优解集为 $O = \{o_1, o_2, \dots\}$, 对 $\forall o_j \in O$, 其 $N-1$ 故障后所有 VSC 调制比和移相角的平均调整百分量 Δ_δ^M 按下式确定:

$$\Delta_\delta^M(o_j) = \frac{\sum_{s_k \in E} \sum_{i \in N_D} \left(\frac{|M_{i,o_j}^{s_k} - M_{i,o_j}^{s_1}|}{M_{i,o_j}^{s_1}} + \frac{|\delta_{i,o_j}^{s_k} - \delta_{i,o_j}^{s_1}|}{|\delta_{i,o_j}^{s_1}|} \right)}{4n_d(N_S - 1)} \quad (22)$$

式中: $M_{i,o_j}^{s_k}$ 和 $\delta_{i,o_j}^{s_k}$ 分别为最优解 o_j 中节点 i 端 VSC

在系统运行状态为 s_k 时的调制比和移相角。

则最终的最优解 o^* 确定为:

$$o^* = \min_{o_j \in O} \{\Delta_\delta^M(o_j)\} \quad (23)$$

2.2 $N-1$ 故障筛选

对于大型电力系统而言, 当考虑系统中所有支路的 $N-1$ 故障状态时, 求解以上模型的计算量将非常大。因此, 在计算 TTC 前对 $N-1$ 故障进行排序筛选尤为重要。文献[14]基于灵敏度对交流系统支路 $N-1$ 故障进行排序; 文献[9]将该方法应用于 TTC 计算中, 大大减小了计算量。需要指出的是, 该支路 $N-1$ 故障排序方法以故障对静态电压稳定性(系统鞍结分岔点)的影响程度为排序依据, 但系统的 TTC 并非总是受限于静态电压稳定约束, 对于某些系统而言, 支路最大传输容量约束更为严格。本文基于文献[14]中的交流系统 $N-1$ 故障排序方法, 同时考虑故障对静态电压稳定性和支路传输容量越限的影响, 提出含 VSC-HVDC 交直流系统 $N-1$ 故障筛选方法。具体介绍如下。

系统鞍结分岔点处的状态可用如下方程表示:

$$\begin{cases} f(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \mu) = \mathbf{0} \\ \mathbf{f}_x(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \mu) \mathbf{v} = \mathbf{0} \\ \mathbf{v}^T \mathbf{v} - 1 = 0 \end{cases} \quad (24)$$

式中: $\mathbf{x} = (\mathbf{U}, \boldsymbol{\theta}, \mathbf{M}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2)$, 为系统状态变量, 其中 \mathbf{U} 为交流系统中 PQ 节点的电压幅值, $\boldsymbol{\theta}$ 为交流系统中除平衡节点外的节点电压相角, \mathbf{M} 和 $\boldsymbol{\delta}$ 分别为 VSC 的调制比和移相角, \mathbf{x}_1 和 \mathbf{x}_2 为 VSC-HVDC 系统变量 $\{\mathbf{P}_s, \mathbf{Q}_s, \mathbf{U}_s, \mathbf{U}_d\}$ 中的非整定变量; $\boldsymbol{\lambda}$ 为负荷增长因子; μ 为支路导纳的同伦变换参数, 当 μ 从 1 减小为 0 时, 相应的支路导纳从正常值减小为 0; $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \mu) = \mathbf{0}$ 为系统参数化的潮流方程, 即 $s_k = s_1$ 下式(15)~式(17)进一步引入 μ 参数化后的方程; \mathbf{v} 为雅可比矩阵 $\mathbf{f}_x(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \mu)$ 的右特征向量。

系统鞍结分岔点的计算方法很多, 此处假设已得到系统正常运行状态($\mu = 1$)下的鞍结分岔点 $(\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*)$, 根据文献[14]中基于灵敏度对交流系统 $N-1$ 故障后新的鞍结分岔点的求解过程, 不难求得含 VSC-HVDC 的交直流系统支路 b 发生 $N-1$ 故障后新的鞍结分岔点 $(\mathbf{x}_b^*, \boldsymbol{\lambda}_b^*)$ 。为衡量支路 $N-1$ 故障通过影响鞍结分岔点进而影响 TCC 的严重程度, 结合式(11), 进一步评估支路 $N-1$ 故障下的 TCC 指标 $F(\boldsymbol{\lambda}_b^*)$ 。对所有支路的 $F(\boldsymbol{\lambda}_b^*)$ 进行排序即可得到基于鞍结分岔点的支路 $N-1$ 故障严重程度排序情况。

假设得到系统正常运行状态($\mu = 1$)下考虑支路传输容量约束的 TCC 运行点 $(\mathbf{x}^{**}, \boldsymbol{\lambda}^{**})$, 当

$\lambda^{**} = \lambda^*$ 时,说明支路最大传输容量约束并非限制系统 TTC 的主导因素,而当 $\lambda^{**} \neq \lambda^*$ 时,称系统运行点 (x^{**}, λ^{**}) 为支路传输容量越限临界点,此时有必要对不同支路 $N-1$ 故障对支路传输容量越限临界点影响的严重程度进行评估排序。

在系统运行点 (x^{**}, λ^{**}) 处取支路集 $\Gamma = \{l | S_{l, \max} - S_l^{**} | < \varepsilon, l \in L\}$ 作为关键支路集,其中, S_l^{**} 为运行点 (x^{**}, λ^{**}) 处支路 l 传输的功率, ε 为适当小的门槛值。对于 Γ 中的支路,近似认为下式成立:

$$\varphi^{\Gamma}(x, \lambda, \mu) = S_{\max}^{\Gamma} - S^{\Gamma}(x, \lambda, \mu) = 0 \quad (25)$$

式中: S_{\max}^{Γ} 为关键支路集中支路最大传输容量列向量; $S^{\Gamma}(x, \lambda, \mu)$ 为关键故障支路集中支路传输容量计算函数。

结合式(24)和式(25)可得系统在支路传输容量越限临界点处的状态方程如下:

$$\begin{cases} f(x, \lambda, \mu) = 0 \\ \varphi^{\Gamma}(x, \lambda, \mu) = 0 \end{cases} \quad (26)$$

根据上述对 $F(\lambda_b^*)$ 的求解,可得含 VSC-HVDC 的交直流系统支路 b 发生 $N-1$ 故障后新的支路传输容量越限临界点 $(x_b^{**}, \lambda_b^{**})$ 。为衡量支路 $N-1$ 故障通过影响支路传输容量越限临界点进而影响 TTC 的严重程度,结合式(11),进一步评估支路 $N-1$ 故障下的 TTC 指标 $F(\lambda_b^{**})$ 。对所有支路的 $F(\lambda_b^{**})$ 进行排序即可得到基于支路传输容量越限临界点的支路 $N-1$ 故障严重程度排序情况。

需要指出的是,以上含 VSC-HVDC 的交直流系统的 $N-1$ 故障排序中,状态变量 x_1 和 x_2 的选取与 VSC 的具体控制方式有关,而此时各 VSC 的最优控制方式尚未知,对此,可任意指定 VSC 的控制方式并同时适当扩大最严重 $N-1$ 故障规模。另外,以上分析对系统支路传输功率越限临界点处的方程做了近似,亦可通过适当扩大最严重的 $N-1$ 故障规模加以修正^[15-19]。

2.3 求解流程

图 2 给出了含 VSC-HVDC 交直流系统 TTC 整体计算流程。其中, Φ 为对系统鞍结分岔点和支路传输容量越限临界点影响最严重的 $N-1$ 故障集, $\text{Top}(F(\lambda_b^*), M_1, 'ASC')$ 为将各支路发生 $N-1$ 故障下的 $F(\lambda_b^*)$ 按照升序排列后取前 M_1 条支路, $\text{Top}(F(\lambda_b^{**}), M_2, 'ASC')$ 的含义以此类推,当 $\lambda_b^{**} = \lambda_b^*$ 时,无 $\text{Top}(F(\lambda_b^{**}), M_2, 'ASC')$ 项。另外,对系统正常运行状态下鞍结分岔点的计算,可利用 2.1 节中建立的 OPF 模型,仅考虑 s_1 运行状态,并忽略支路传输容量约束、发电机有功出力约束、节点电压约束以及 VSC-HVDC 控制约束进行求解得

到;同理,可计算系统正常运行状态下支路传输容量越限临界点,但此时需计及支路传输容量约束。

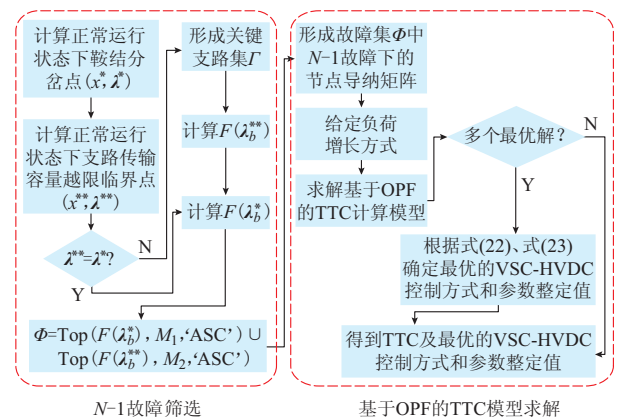


图 2 含 VSC-HVDC 的交直流系统的 TTC 计算流程
Fig.2 Calculation process of TTC for AC/DC system with VSC-HVDC

3 算例分析

为验证所提含 VSC-HVDC 的交直流系统 TTC 计算方法的有效性,分别对修改的 4 节点系统、修改的 IEEE 118 节点系统及辽宁鞍山地区实际系统进行仿真计算。为保证优化模型求解的全局收敛性和鲁棒性,在优化软件 AMPL^[20] 中建立基于 OPF 的 TTC 计算模型,该模型属于混合整数非线性优化模型,调用 COUENNE 求解器对模型进行求解。另外,AMPL 能够提供优化变量取最优解时各约束条件的越限信息,这有利于进一步分析影响系统 TTC 的因素。

3.1 修改的 4 节点系统

在文献[15]中 4 节点交流系统的基础上,将支路 BUS1 至 BUS3 修改为 VSC-HVDC 支路,其余数据保持不变,系统单线图如图 3 所示;VSC-HVDC 的等效电抗 $X=0.02$ (标么值),直流线路电导 $g_d=25$ (标么值),忽略等效电阻 R 。设 $N-1$ 故障后节点电压上下限和支路传输最大容量与正常运行状态下相同。为与原交流系统的 TTC 作对比,不考虑支路 BUS1-BUS3 的传输容量约束及支路 BUS1-BUS3 的 $N-1$ 安全约束。

考虑区域 A 向区域 B 输电,负荷增长方向与基态负荷方向相同。由于系统支路数较少,考虑除支路 BUS1-BUS3 外所有支路的 $N-1$ 安全约束,对含 VSC-HVDC 的交直流系统(下文图表中简称 AD 系统)及原交流系统(下文图表中简称 AC 系统)的 TTC 进行计算。忽略模型中有关 VSC-HVDC 的约束条件,并将 VSC-HVDC 与系统相连节点的潮流方程修改为交流潮流方程即可对纯交流系统

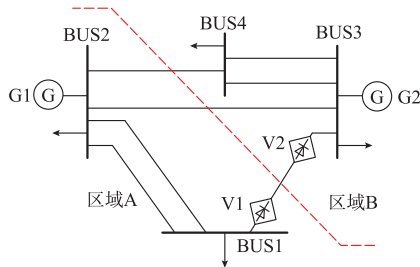


图3 修改的4节点系统
Fig.3 Modified 4-bus system

TTC 进行计算。为体现不同限制因素对 TTC 的影响，分别在支路最大传输容量 $S_{l,max}$ 为原值 (CASE1) 及减小为 80% (CASE2) 两种情况下进行计算。计算结果见表 1 及表 2，其中整定值均为标么值。

表 1 AC 系统与 AD 系统 TTC 计算结果
Table 1 Calculation results of TTC for AC system and AD system

案例	系统	负荷增量/MW		TTC/MW	限制因素
		BUS3	BUS4		
CASE1	AC	34.71	40.49	107.51	U
	AD	42.27	49.32	124.73	P_G
CASE2	AC	28.35	33.08	93.05	S_l
	AD	42.24	49.28	124.66	P_G

表 2 AD 系统 VSC 最优控制方式及参数整定值
Table 2 Optimal control mode and setting values of VSC for AD system

VSC 编号	CASE1		CASE2	
	控制方式	整定值	控制方式	整定值
V1	定 P_s	0.278 6	定 P_s	0.280 0
	定 U_s	0.994 0	定 U_s	0.978 3
V2	定 U_d	2.135 5	定 U_d	2.163 6
	定 U_s	1.026 6	定 U_s	1.037 1

由表 1 可以看出，在 CASE1 下，含 VSC-HVDC 的交直流系统与原交流系统相比，TTC 略有提高。当原交流系统支路 BUS2-BUS4 发生故障时，节点 BUS2 和节点 BUS4 电压幅值达到限值，限制了其输电能力的进一步增大。而对于含 VSC-HVDC 的交直流系统，发电机 G1 有功出力在不同支路 $N-1$ 故障时均达到上限，而同时某些节点电压幅值也达到限值。当增大发电机 G1 有功出力上限时，约束越限情况与增大前相同，但此时 TTC 也增大，说明虽然节点电压和发电机有功出力均处于边界，但发电机出力约束限制了输电能力的进一步增大。因此，VSC-HVDC 能够通过提高系统的电压控制水平来提高 TCC，从而放宽了节点电压幅值约束及静态电压稳定约束对 TTC 的限制，最大限度地挖掘了系统的输电潜能。

CASE2 下，与原交流系统相比，含 VSC-HVDC 的交直流系统的 TTC 大幅度提高。限制原交流系统 TTC 增大的因素为支路 BUS2-BUS4 发生故障后支路 BUS3-BUS4(双回)的最大传输容量约束；而限制含 VSC-HVDC 交直流系统 TTC 增大的因素为发电机 G2 的有功出力约束。

图 4 给出了 CASE2 下，含 VSC-HVDC 的交直流系统与原交流系统 TTC 下对应的发电机无功出力(标么值)对比情况。从图中可以看出，含 VSC-HVDC 的交直流系统发电机 G1 和 G2 的无功出力及系统所有发电机无功出力之和，在大多数 $N-1$ 故障状态及正常状态下均低于相应原交流系统中的值。特别是支路 BUS2-BUS4 发生 $N-1$ 故障时，各发电机的无功出力几乎降为 0；当支路 BUS3-BUS4 发生 $N-1$ 故障时，发电机 G1 无功出力较原交流系统虽有所增大，但增幅远小于 TTC 对应的无功增量。据此分析，VSC-HVDC 能够在正常运行状态尤其是某些 $N-1$ 故障下通过提供无功补偿，减小无功功率在区域 A 和 B 间及区域内部的传输，提高系统中交流线路有功传输效率，相当于放宽了支路最大传输容量约束，从而提高系统的 TTC。

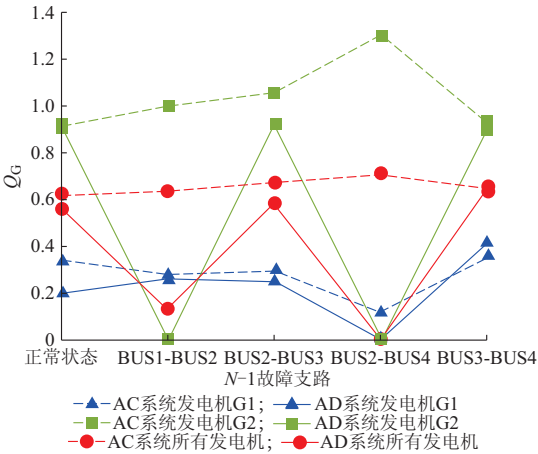


图 4 CASE2 下 TTC 对应的发电机无功出力对比情况
Fig.4 Comparison of reactive power output under TTC in CASE2

3.2 修改的 IEEE 118 节点系统

在原 IEEE 118 节点系统的基础上，将支路 15-33 和 30-38 修改为 VSC-HVDC 支路，各交流支路最大传输容量取与文献[4]相同值，其余系统参数保持不变，系统示意图参见附录 A 图 A1。VSC-HVDC 的等效电抗、等效电阻及直流线路电导均与 3.1 节中相同，各 VSC 的额定容量均设为 200 MVA。

考虑区域 B 向区域 A 输电，区域 C 为系统中其他互联区域，且不计区域 A 中负荷增长方向。首

先,进行 $N-1$ 故障筛选,利用 2.1 节中建立的 OPF 模型求解系统正常运行状态下的鞍结分岔点及支路传输容量越限临界点,发现两点并不相等,进一步计算各支路 $N-1$ 故障下的 $F(\lambda_b^*)$ 及 $F(\lambda_b^{**})$ (标么值),结果如图 5 所示。

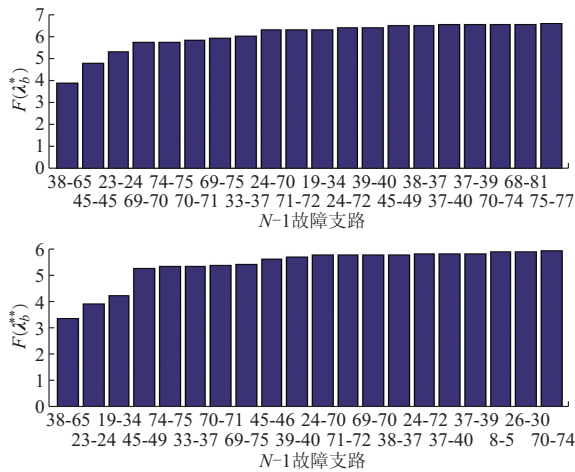


图 5 $N-1$ 故障筛选结果
Fig.5 Results of $N-1$ contingency screening

根据图 5 所示计算结果,选择支路 38-65,45-46,23-24,19-34,69-70,74-75,45-49 的 $N-1$ 故障组成最严重 $N-1$ 故障集。形成最严重 $N-1$ 故障集中支路 $N-1$ 故障状态下的节点导纳矩阵,忽略约束式 (13),求解 TTC 计算模型。计算结果如表 3—表 5 所示。

表 3 修改的 IEEE 118 节点系统 TTC 计算结果
Table 3 Calculation results of TTC for modified IEEE 118-bus system

负荷节点	负荷增量/MW
17	176.43
23	82.87
8	227.52
其他	≈ 0

注: 计算所得 TTC 为 513.60 MW。

表 4 修改的 IEEE 118 节点系统 TTC 模型的多个最优解
Table 4 Multiple optimal solutions of TTC model for modified IEEE 118-bus system

VSC 控制方式		Δ_{θ}^M
V1-V2	V3-V4	
组合 2	组合 1	0.003 3
组合 2	组合 2	0.010 1
组合 2	组合 3	0.010 1
组合 2	组合 4	0.006 2

表 3 给出了区域 B 向区域 A 输电的 TTC 及各负荷节点的最优负荷增量,对应于 TTC,模型求解结果中得到多个最优解,如表 4 所示,即 VSC 采用不同的控制方式组合均能达到 TTC。进一步根据

表 5 修改的 IEEE 118 节点 VSC 最优控制方式及参数整定值
Table 5 Optimal control mode and setting values of VSC for modified IEEE 118-bus system

VSC 编号	控制方式	整定值
V1	定 U_d	2.195 8
	定 Q_s	-0.512 0
V2	定 P_s	1.603 7
	定 U_s	1.060 0
V3	定 U_d	1.840 7
	定 Q_s	0.041 5
V4	定 P_s	1.951 9
	定 Q_s	0.120 2

各最优解下的 Δ_{θ}^M 值,选取 Δ_{θ}^M 值最小的最优解作为最终的 VSC 最优控制方式,即 V1-V2 控制方式为组合 2,V3-V4 控制方式为组合 1。最终的 VSC 最优控制方式及参数整定值如表 5 所示。

为进一步探究 VSC 控制方式对 TTC 的影响,将式 (18) 中矩阵 C 分别取不同控制方式对应的值,即将优化模型中表示控制方式的整数优化变量固定,直流网络中仅将参数整定值计入优化变量,计算系统的 TTC。图 6 分别给出区域 B 向区域 A 输电及区域 A 向区域 B 输电情况下,不同控制方式对应的 TTC,计算过程中均不计受电区域的负荷增长方向,且均将区域 C 设为其他互联区域。

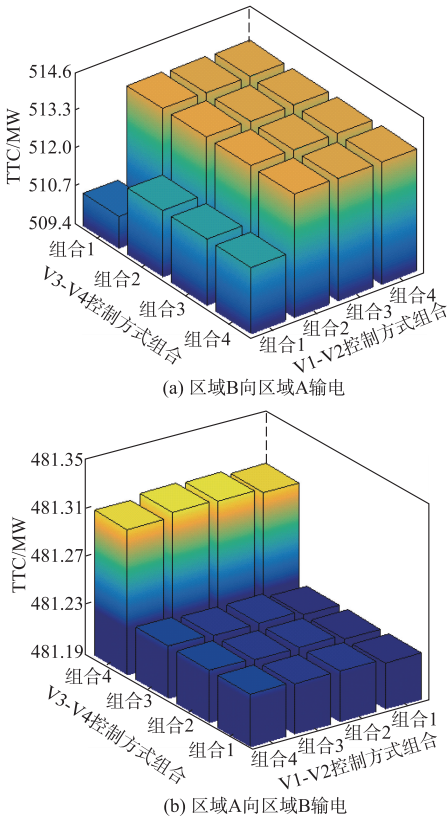


图 6 不同控制方式组合下的 TTC
Fig.6 TTC in different control mode combinations

从图 6 中可以看出,不同控制方式组合下系统的 TTC 会略有差异,但这种差异与 TTC 的值相比却很小。这说明在可以对整定参数进行优化调整的情况下,VSC 控制方式对系统 TTC 的影响相对较小。可见通过对整定参数的优化调整,可以使不同控制方式组合下系统 TTC 达到相近的水平。这一定程度上反映了 VSC-HVDC 与传统的直流输电方式相比,具有更高的灵活性。

以上算例中只有两区域含有 VSC-HVDC,三区域均含 VSC-HVDC 的 IEEE 118 节点系统算例及辽宁鞍山地区实际系统算例分别参见附录 B 和附录 C。

4 结语

针对已有含 VSC-HVDC 的交直流系统 TTC 计算方法存在的问题,本文通过将 OPF 模型拓展到系统的多种运行状态,提出一种能够准确反映 $N-1$ 安全约束及 $N-1$ 故障后 VSC-HVDC 控制约束的 TTC 计算方法。为解决考虑 $N-1$ 故障导致的模型求解规模过大的问题,针对含 VSC-HVDC 的交直流系统的特点,进一步提出了同时考虑故障对静态电压稳定性和支路传输容量越限影响的 $N-1$ 故障筛选方法。通过对修改的 4 节点系统、修改的 IEEE 118 节点系统及辽宁鞍山地区实际系统的 TTC 计算,验证了本文所提含 VSC-HVDC 的交直流系统 TTC 计算方法的有效性和实用性,能够为含 VSC-HVDC 的交直流系统的 TTC 计算、VSC-HVDC 控制方式选择及参数整定提供指导。

本文未考虑暂态稳定安全约束对系统 TCC 的影响,这可能导致最终计算结果较为乐观。计及暂态稳定安全约束的含 VSC-HVDC 的交直流系统 TCC 计算是下一步的研究方向。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

[1] 艾芊,杨曦,贺兴.提高电网输电能力技术概述与展望[J].中国电机工程学报,2013,33(28):34-40.
AI Qian, YANG Xi, HE Xing. Research on technologies for improving power grid transmission capacity[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 34-40.

[2] North American Electric Reliability Council. Available transfer capability definitions and determination: framework for determining available transfer capabilities of the interconnected transmission networks for a commercially viable electricity market[R]. 1996.

[3] 郭琦,赵晋泉,张伯明,等.一种线路极限传输容量的在线计算方法[J].中国电机工程学报,2006,26(5):1-5.

GUO Qi, ZHAO Jinquan, ZHANG Boming, et al. A method for on-line computation of total transfer capability [J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(5): 1-5.

[4] MIN L, ABUR A. Total transfer capability computation for multi-area power systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2006, 21(3): 1141-1147.

[5] 石东源,罗钢,陈金富,等.考虑方向性和风险性的大型互联电网可用输电能力快速计算[J].中国电机工程学报,2012,32(34): 58-66.
SHI Dongyuan, LUO Gang, CHEN Jinfu, et al. Fast calculation of available transfer capability in bulk interconnected grid considering directions and risks [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(34): 58-66.

[6] 丁平,周孝信,严剑峰,等.考虑合理安全原则的大型互联电网在线传输极限计算[J].中国电机工程学报,2010,30(22):1-6.
DING Ping, ZHOU Xiaoxin, YAN Jianfeng, et al. Calculation of online total transfer capability in bulk interconnected grid integrating rationality and security principle[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(22): 1-6.

[7] 李国庆,宋莉,李筱婧.计及 FACTS 装置的可用输电能力计算[J].中国电机工程学报,2009,29(19):36-42.
LI Guoqing, SONG Li, LI Xiaojing. Available transfer capability calculation considering FACTS controllers [J]. Processings of the CSEE, 2009, 29(19): 36-42.

[8] HAKIM L, KUBOKAWA J, YUAN Yue, 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 Trans on Power Systems, 2009, 24(1): 347-355.

[9] 潘雄,徐国禹.基于最优潮流并计及静态电压稳定性约束的区域间可用输电能力计算[J].中国电机工程学报,2004,24(12): 90-95.
PAN Xiong, XU Guoyu. OPF based ATC calculation with static voltage stability constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 86-91.

[10] 李国庆,张健.含 VSC-HVDC 的交直流系统可用输电能力计算[J].电力系统保护与控制,2011,39(1):46-52.
LI Guoqing, ZHANG Jian. Available transfer capability calculation for AC/DC systems with VSC-HVDC[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(1): 46-52.

[11] 李庚银,高亚静,周明.可用输电能力评估的序贯蒙特卡罗仿真法[J].中国电机工程学报,2008,28(25):74-79.
LI Gengyin, GAO Yajing, ZHOU Ming. Sequential Monte Carlo simulation approach for assessment of available transfer capability[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(25): 74-79.

[12] 卢锦玲,蔡红艳,周明.交直流混合系统可用输电能力评估[J].电网技术,2011,35(4):29-34.
LU Jinling, CAI Hongyan, ZHOU Ming. Available transfer capability evaluation for AC/DC hybrid system [J]. Power System Technology, 2011, 35(4): 29-34.

[13] 卫志农,季聪,孙国强,等.含 VSC-HVDC 的交直流系统内点法最优潮流计算[J].中国电机工程学报,2012,32(19):89-95.
WEI Zhinong, JI Cong, SUN Guoqiang, et al. Interior-point optimal power flow of AC-DC system with VSC-HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(19): 89-95.

[14] FLUECK A J, GONELLA R, DONDETI J R. A new power

sensitivity method of ranking branch outage contingencies for voltage collapse[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(2): 265-270.

[15] SHAABAN M, NI Yixin, DAI Hongwei, et al. Considerations in calculating total transfer capability of power transmission systems[C]// International Conference on Power System Technology, August 18-21, 1998, Beijing, China: 1356-1360.

[16] LI Wenyuan, VAAHEDI E, LIN Zhenhua. BC hydro's transmission reliability margin assessment in total transfer capability calculations[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2013, 28(4): 4796-4802.

[17] 王俊,蔡兴国,季峰,等.考虑新能源发电不确定性的可用输电能力风险效益评估[J].电力系统自动化, 2012, 36(14): 108-112.

WANG Jun, CAI Xingguo, JI Feng, et al. Evaluation of risk and benefit of ATC relating to uncertainty of renewable energy power generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(14): 108-112.

[18] 孙国强,任宾,卫志农,等.基于改进多中心-校正内点法的可用输电能力计算[J].电力系统自动化, 2014, 38(16): 47-52. DOI: 10.7500/AEPS20130613004.

SUN Guoqiang, REN Bin, WEI Zhinong, et al. Calculation of available transfer capability based on improved multiple-centrality-correction interior point algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(16): 47-52. DOI: 10.7500/AEPS20130613004.

[19] 王俊,蔡兴国.考虑分布式发电不确定性的可用输电能力评估[J].电力系统自动化, 2011, 35(21): 21-25.

WANG Jun, CAI Xingguo. Assessment of available transfer capability considering uncertainties of distributed generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(21): 21-25.

[20] FOURER R, GAY D M, KERNIGHAN B W. AMPL: a modeling language for mathematical programming [M]. Boston, USA: Cengage Learning, 2003.

韩 通(1993—),男,硕士研究生,主要研究方向:柔性技术在电力系统中的应用、电力系统稳定。E-mail: hantong_eee@126.com

陈艳波(1982—),男,通信作者,博士,副教授,硕士生导师,主要研究方向:电力系统状态估计、电力系统稳定与控制。E-mail: yanbochen2008@sina.com

韩子娇(1988—),女,硕士,工程师,主要研究方向:电力系统稳定与控制。

(编辑 蔡静雯)

OPF Based Total Transfer Capability Calculation for AC/DC System with VSC-HVDC

HAN Tong¹, CHEN Yanbo¹, HAN Zijiao², GAO Kai², ZHUANSUN Xu¹, MA Jin³

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy

Sources (North China Electric Power University), Beijing 102206, China;

2. State Grid Liaoning Electric Power Supply Co. Ltd., Shengyang 110006, China;

3. School of Electrical and Information Engineering, The University of Sydney, NSW 2006, Australia)

Abstract: Existing calculation models of total transfer capability (TTC) for AC/DC system cannot be utilized directly for the AC/DC system with voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC). An optimal power flow (OPF) based TTC calculation method for AC/DC system with VSC-HVDC is proposed. With the OPF model extended to multiple operation states, $N-1$ security constraints and post- $N-1$ contingency VSC-HVDC control constraints will be able to berepresented accurately. In order to reduce the scale of model expansion by $N-1$ security constraints, an $N-1$ contingency screening method considering both steady voltage stability and thermal limit is proposed with an eye on the characteristics of the AC/DC power system with VSC-HVDC. To guarantee the performance of solutions, the above model is solved by calling the COUENNE solver in the optimization software AMPL. And the value of TTC and the optimal VSC-HVDC control mode and setting values can be synchronously obtained. Finally, the methods proposed are verified by examples of a modified 4-bus system, modified IEEE 118-bus system and Anshan grid in Liaoning Province.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 2014GW-05).

Key words: total transfer capability (TTC); voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC); optimal power flow (OPF); $N-1$ contingency screening