

静态电压稳定预防控制的风险评估

户秀琼¹, 颜伟², 余娟², 李文沅³

(1. 四川省攀枝花学院, 四川 攀枝花 617000;

2. 重庆大学 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044;

3. BC Hydro 公司, 温哥华 V7X 1V5, 加拿大)

摘要: 考虑到电力系统运行状态的不确定性对静态电压稳定预防控制的影响, 提出了静态电压稳定预防控制的风险评估方法。该方法首先根据关键预想故障发生的概率及其严重性确定出不同的关键预想故障集合; 然后针对各故障集合建立了具有全二次特点的静态电压稳定预防控制优化模型, 得到相应的预防控制策略; 最后对实施不同控制策略后的系统进行静态电压稳定风险评估, 根据静态电压稳定风险指标以及预防控制代价确定出合理的预防控制策略。IEEE 14 节点系统的仿真分析表明了所提方法的正确性和有效性。

关键词: 电力系统; 静态电压稳定; 稳定性; 预防控制; 风险评估; 优化; 模型; 风险指标; 控制代价
中图分类号: TM 732 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.08.012

0 引言

近年来, 为了更合理地利用资源、提高经济效益、保护环境, 国内外电力系统日益向大机组、大电网、超高压和远距离输电方向发展; 加上电力市场的推进以及负荷的增长, 电力系统长线路、重负载以及无功储备不足所带来的隐患逐渐显现, 在故障和/或重负荷的双重作用下, 重载的薄弱支路所传输的功率极易超过其传输能力, 从而使得系统失去潮流可行解或潮流平衡点, 引发静态电压失稳事故, 最终导致损失大量负荷甚至系统瓦解^[14]。因此, 国内外专家及学者提出了针对静态电压稳定的预防控制^[5-10], 以保证系统在正常运行状态、预想故障以及重负荷情况下的静态电压稳定性。

系统的静态电压稳定性与系统元件运行状态、市场规则及其他运行条件等密切相关, 而这些条件与规则在实际电力系统中都具有概率不确定性特点, 且随着电力网络规模日益庞大、结构日益复杂以及电力市场化的推进, 这些难以控制的概率不确定性因素对系统的静态电压稳定性的影响将更为深广^[11]。概率不确定性因素使得系统中各个预想故障出现的概率及其引发的静态电压失稳后果各不相同, 从而使得不同预想故障所对应的静态电压稳定预防控制策略给系统带来的经济性和安全性影响也各不相同。如何从经济性和安全性两方面来综合评价不同预防控制策略的合理性, 则是在选择预防控制策略

之前就需要解决的核心问题。常规的确定性方法是无法解决该核心问题的, 必须引入风险理论对静态电压稳定预防控制进行风险评估, 为选择合理的预防控制策略提供理论依据。

如今, 基于风险理论的预防控制已经取得了一些研究成果。文献[12]以过载风险与低电压风险的综合风险指标最小作为预防控制的目标, 从而获取最优的预防控制策略, 以减小系统的静态安全风险。文献[13]根据故障发生的可能性和严重性, 以低电压风险指标、系统过负荷风险指标和系统电压失稳风险指标 3 种风险指标之和最小为目标, 在事故发生前进行预防控制决策分析。文献[14]考虑不确定因素对系统的影响, 提出了以连锁故障风险最小为目标的预防控制方法。但以上文献的目标仅仅在于降低系统的安全风险, 而没有考虑预防控制成本的问题。对于如今的电力系统而言, 安全性和经济性两者兼顾永远是其追求的目标, 仅考虑降低安全风险而不考虑控制成本是与电力系统的这个目标相违背的。文献[15]以预防控制所需控制代价与用户期望停电费用之和最小为目标, 来实现系统的预防控制。文献[16]以总发电成本、线路过载风险和低电压风险三者之和最小为目标, 建立了基于风险理论的预防控制数学模型。文献[15-16]所提出的基于风险理论的预防控制, 都是将风险指标与预防控制代价之和最小作为预防控制的目标, 兼顾了系统的经济性与安全性。然而它们所提出的预防控制问题是一个多目标优化问题, 与单目标优化问题相比, 多目标优化会遇到更多较为复杂的问题, 如子目标之间的协调问题、最优解的确定问题等, 这无疑给最优预防控制策略的确定带来了一定的难度。

鉴于此, 本文提出了一种新的针对静态电压稳定预防控制的风险评估方法。该方法在确定出所有

收稿日期: 2013-08-02; 修回日期: 2014-05-23

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51007098); 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室自主研究课题(2007DA10512710201)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51007098) and the State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology (2007DA10512710201)

不满足静态电压稳定裕度要求的关键预想故障的基础上,根据关键预想故障发生的概率及其严重性形成不同的关键预想故障集合;而后针对各个关键预想故障集合建立了具有全二次特点的预防控制优化模型,从而实现各个关键预想故障集合所对应的静态电压稳定预防控制,得到相应的预防控制成本;最后对实施不同预防控制策略后的系统进行静态电压稳定风险评估,根据其静态电压稳定风险指标以及各个关键预想故障所对应的预防控制代价确定出较为合理的预防控制策略。

1 静态电压稳定预防控制的全二次优化模型

目前已有的静态电压稳定预防控制大多以优化模型来描述^[5-10]。文献[5-8]提出了线性化预防控制优化模型,但电力系统是一个非线性系统,特别是当其濒临或者发生静态电压失稳时,其非线性特点更为突出,因此线性化预防控制优化模型存在一定的局限性^[9]。文献[9-10]则提出能反映电力系统非线性特点的预防控制非线性优化模型,并采用内点法求解。然而,其所提非线性优化模型在内点法的求解过程中,其海森矩阵不为常数,需要在每次优化迭代过程中进行更新,这无疑增加了模型的求解难度,从而会更进一步增加后续预防控制风险评估的计算量。如果能提高求解预防控制优化模型的效率,则可以有效地加快整个风险评估的速度。文献[17]通过建立全二次无功优化模型的手段来提高内点法求解无功优化问题的计算速度,其仿真结果表明,所用手段能较大程度地提高优化模型的计算速度。本文借鉴文献[17]的思想,建立了具有全二次特点的静态电压稳定预防控制优化模型。

1.1 目标函数

静态电压稳定预防控制的目标是以尽可能小的控制代价保证系统在正常运行方式及预想故障状态下均具有足够的静态电压稳定裕度。其控制措施包括调节发电机有功和无功出力、投切可调电容器和电抗器、调节有载调压变压器分接头以及切负荷。因此,本文所建立的静态电压稳定预防控制优化模型的目标函数如式(1)所示。

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i=1}^{N_G} (P_{Gi}^0 - P_{Gi0})^2 w_{pi} + \sum_{i=1}^{N_G} (Q_{Gi}^0 - Q_{Gi0})^2 w_{qi} + \\ & \sum_{i=1}^{N_C} (Q_{Ci}^0 - Q_{Ci0})^2 w_{ci} + \sum_{i=1}^{N_R} (Q_{Ri}^0 - Q_{Ri0})^2 w_{ri} + \\ & \sum_{i=1}^{N_T} (K_i - K_0)^2 w_{ki} + \sum_{i=1}^{N_B} C_i w_{li} \end{aligned} \quad (1)$$

其中, P_{Gi} 、 Q_{Gi} 、 Q_{Ci} 、 Q_{Ri} 、 K_i 分别表示发电机有功出力与无功出力、可调电容器注入无功、可调电抗器注入无功、有载调压变压器变比,当前运行状态下的运行变

量以下标“0”表示,预防控制后正常运行状态下的变量以上标“0”表示; C_i 表示负荷节点所切有功负荷量; N_G 、 N_B 、 N_C 、 N_R 、 N_T 分别表示发电机节点数、系统节点数、可调电容器组数、可调电抗器组数、有载调压变压器台数; w_{pi} 、 w_{qi} 、 w_{ci} 、 w_{ki} 、 w_{li} 分别表示各个控制措施的权重。在实际工程中,发电机的有功和无功调节成本相对较低,因此其权重可取为0.1;而可调电容器、可调电抗器、有载调压变压器的调节成本相对较高,其权重可取为1;切负荷的调节成本比其他控制措施的调节成本稍高一些,其权重可取为10^[9]。

1.2 正常运行状态下的可行性约束

预防控制后的系统需要满足正常运行状态下的可行性约束,如式(2)~(12)所示。

$$P_{Gi}^0 - (P_{Di0} - C_i) - \sum_{j \in S_{Li}} P_{Lij}^0 - \sum_{j \in S_{Ti}} P_{Tij}^0 \quad i=1,2,\dots,N_B \quad (2)$$

$$Q_{Gi}^0 + Q_{Ci}^0 - Q_{Ri}^0 - \left(Q_{Di0} - \frac{Q_{Di0}}{P_{Di0}} C_i \right) - \sum_{j \in S_{Li}} Q_{Lij}^0 - \sum_{j \in S_{Ti}} Q_{Tij}^0 = 0 \quad i=1,2,\dots,N_B \quad (3)$$

$$e_i^0 f_m^0 - e_m^0 f_i^0 = 0 \quad m=N_B+1, N_B+2, \dots, N_B+N_T \quad (4)$$

$$e_i^0 - e_m^0 K_t^0 = 0 \quad t=1,2,\dots,N_T \quad (5)$$

$$(U_{imin}^0)^2 \leq (e_i^0)^2 + (f_i^0)^2 \leq (U_{imax}^0)^2 \quad i=1,2,\dots,N_B \quad (6)$$

$$P_{Gimin}^0 \leq P_{Gi}^0 \leq P_{Gimax}^0 \quad i=1,2,\dots,N_G \quad (7)$$

$$Q_{Gimin}^0 \leq Q_{Gi}^0 \leq Q_{Gimax}^0 \quad i=1,2,\dots,N_G \quad (8)$$

$$K_{imin}^0 \leq K_t^0 \leq K_{tmax}^0 \quad t=1,2,\dots,N_T \quad (9)$$

$$Q_{Cimin}^0 \leq Q_{Ci}^0 \leq Q_{Cimax}^0 \quad i=1,2,\dots,N_C \quad (10)$$

$$Q_{Rimin}^0 \leq Q_{Ri}^0 \leq Q_{Rimax}^0 \quad i=1,2,\dots,N_R \quad (11)$$

$$0 \leq C_i \leq P_{Di0} \quad i=1,2,\dots,N_B \quad (12)$$

其中, P_{Di} 、 Q_{Di} 分别表示节点*i*有功负荷与无功负荷; U_i 、 e_i 、 f_i 分别表示节点*i*电压的幅值以及节点电压的实部和虚部; e_m 、 f_m 分别表示虚拟节点电压的实部与虚部; S_{Li} 、 S_{Ti} 分别表示和节点*i*相连的线路支路集合和有载调压变压器支路集合; P_{Lij} 、 Q_{Lij} 、 P_{Tij} 、 Q_{Tij} 分别表示与节点*i*相连的线路支路*ij*传输的有功功率与无功功率、与节点*i*相连的有载调压变压器支路*ij*传输的有功功率与无功功率,它们的具体表达式可参考文献[17]。式(2)、(3)表示系统的潮流方程,式(4)、(5)表示有载调压变压器支路引入虚拟节点之后的电压转换方程^[17],式(6)~(12)表示系统中各个变量的上下限约束。

1.3 预想故障状态下的静态电压稳定裕度约束

对于静态电压稳定预防控制而言,除了要求预防控制后的系统满足正常运行状态下的可行性约束之外,还要求系统在正常运行状态以及预想故障状态下均能满足静态电压稳定裕度约束。为方便说明,此处将考虑静态电压稳定裕度的正常运行状态作为预想故障状态的一个特例。

预想故障状态下的静态电压稳定裕度约束同样

可用 1.2 节所列出的潮流方程、有载调压变压器支路引入虚拟节点之后的电压转换方程以及系统中各个变量的上下限约束来进行描述。但存在以下几点不同。

a. 预想故障状态下的静态电压稳定裕度约束所包含的方程中,各个变量不再以上标“0”来表示,而是以上标“c”来表示。

b. 可调电容器、可调电抗器、有载调压变压器在预想故障状态下保持为预防控制后的正常运行状态值。因此,在预想故障状态下的静态电压稳定裕度约束所包含的方程中,这些变量的上标仍以“0”来表示;同时,静态电压稳定裕度约束不再包含可调电容器注入无功、可调电抗器注入无功、有载调压变压器变比的上下限约束。

c. 在预想故障状态下,系统需要满足给定的静态电压稳定裕度。因此,预想故障状态下的系统潮流方程表示形式不同于 1.2 节中的式(2)与式(3),而应该用式(13)与式(14)来表示。

$$P_{Gi}^c - (1 + \lambda^c)(P_{D0} - C_i) - \sum_{ij \in S_{Li}} P_{Lij}^c - \sum_{ij \in S_{Ti}} P_{Tij}^c = 0 \quad (13)$$

$$Q_{Gi}^c + Q_{Gi}^0 - Q_{Ri}^0 - (1 + \lambda^c) \left(Q_{D0} - \frac{Q_{D0}}{P_{D0}} C_i \right) - \sum_{ij \in S_{Li}} Q_{Lij}^c - \sum_{ij \in S_{Ti}} Q_{Tij}^c = 0 \quad (14)$$

其中, $i=1, 2, \dots, N_B$; λ^c 表示系统在第 c 个预想故障状态下需要满足的静态电压稳定裕度期望值,可根据实际工程需要来确定。

1.4 静态电压稳定预防控制优化模型的特点

相对于文献[5-10]而言,本文所提静态电压稳定预防控制优化模型具有以下特点。

a. 该模型中的等式约束以及静态电压稳定裕度约束,均如实表达了电力系统中各个变量之间的非线性关系,保持了电力系统的非线性特点,从而能克服文献[5-8]提出的线性化预防控制优化模型所存在的局限性。

b. 模型中的等式约束、不等式约束以及目标函数均是预防控制优化变量的一次或者二次函数。因此,采用内点法求解时,其海森矩阵为常数,不需要在每次优化迭代过程中进行更新。较文献[9-10]而言,这一特点可以降低模型的求解难度,从一定程度上提高求解预防控制优化模型的效率,进一步有效地加快整个预防控制风险评估的速度。

1.5 静态电压稳定预防控制的求解步骤

在第 1.4 节的基础上,为了进一步说明本文所提静态电压稳定预防控制策略的特点,以及静态电压稳定预防控制风险评估流程中预防控制代价的获取,在此给出静态电压稳定预防控制的求解步骤。

a. 获取系统的初始运行状态。

b. 采用文献[18]所提出的方法,对每个预想故障状态下的系统静态电压稳定性进行分析。将不满足静态电压稳定裕度要求的预想故障作为关键预想故障。如果所有的预想故障都满足静态电压稳定裕度要求,则停止计算,并输出预防控制结果,同时根据式(1)得到最终的预防控制代价;否则,转入步骤 **c**。

c. 针对关键预想故障,根据本文 1.1—1.3 节所述内容,建立全二次预防控制优化模型,并采用预测-校正原对偶内点法求解。

d. 采用所得到的预防控制结果对初始运行状态下的系统控制变量进行调整,并返回到步骤 **b**。

2 不同关键预想故障集合的确定

电力系统中不满足静态电压稳定裕度要求的关键预想故障可能不止一个,而不同关键预想故障所对应的静态电压稳定预防控制给系统带来的经济性和安全性也不同。为了更为合理地评估与选择预防控制策略,本文针对关键预想故障所发生的概率及其严重性来确定不同的关键预想故障集合,从而确定出不同的静态电压稳定预防控制策略。

关键预想故障的严重性可以采用严重度函数来描述,如图 1 所示。图 1 中, λ 表示预想故障状态下系统对应的最大负荷裕度; δ_{sev} 表示对应于最大负荷裕度的严重度。如果系统在预想故障状态的最大负荷裕度为零或者负数,则该预想故障的严重度为 1;如果最大负荷裕度等于或者大于 0.1(0.1 表示系统在预想故障状态下的负荷裕度期望值,一般根据工程实际来选取),则该预想故障的严重度为 0。

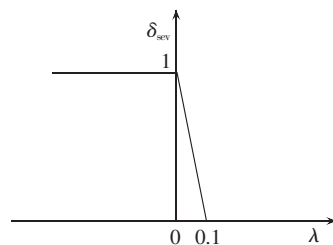


图 1 关键预想故障对应的严重度函数

Fig.1 Severity function of critical preventive contingency

因此,在确定关键预想故障集合时,首先确定出所有不满足静态电压稳定裕度要求的关键预想故障,以及第 i 个关键预想故障的最大负荷裕度,并根据图 1 的严重度函数得到其严重度 δ_{sevi} 。假设第 i 个关键预想故障发生的概率为 P_i ,则其风险指标 R_i 可用式(15)表示。

$$R_i = P_i \delta_{sevi} \quad (15)$$

设定风险指标的阈值 R_{thre} , 并将那些风险指标大于或者等于该阈值的关键预想故障构成一个关键预想故障集合 S_i 。风险指标的阈值取值不一样, 就可以得到多个关键预想故障集合。针对关键预想故障集合 S_i , 就可以建立如 1 节所述的静态电压稳定预防控制优化模型, 从而确定出相应的预防控制策略。

3 静态电压稳定风险评估

针对不同关键预想故障集合得到不同的预防控制策略之后, 为了考察各个预防控制策略对系统静态电压稳定性的影响, 本文将对实施预防控制后的系统进行静态电压稳定风险评估。

3.1 选择系统状态

在对预防控制后的系统进行静态电压稳定风险评估时, 本文采用非序贯蒙特卡洛模拟法对系统的运行状态进行随机抽样。非序贯蒙特卡洛模拟法的思想是, 一个系统状态是所有元件状态的组合, 且每一个元件状态可由对元件出现在该状态的概率进行抽样来确定^[11]。每一个元件可用一个在 $[0, 1]$ 区间的均匀分布来模拟。假定每一个元件有失效和运行 2 个状态, 且元件失效是相互独立的。令 s_i 代表元件 i 的状态, P_{Fi} 代表其失效概率, 则对元件 i 产生一个在 $[0, 1]$ 区间均匀分布的随机数 D_i , 使:

$$s_i = \begin{cases} 1(\text{运行状态}) & D_i > P_{Fi} \\ 0(\text{停运状态}) & 0 \leq D_i \leq P_{Fi} \end{cases} \quad (16)$$

因此, 具有 N 个元件的系统状态可由向量 s 表示:

$$s = (s_1, \cdots, s_i, \cdots, s_N) \quad (17)$$

3.2 静态电压稳定风险指标的计算

如 2 节所述, 将某一关键预想故障集合 S_i 所确定的预防控制进行实施, 可得到系统新的运行状态。采用 3.1 节所述的非序贯蒙特卡洛模拟法对新的运行状态下的系统进行抽样, 并对每一次抽样得到的系统状态 M_{ij} (其下标 i 表示第 i 个预防控制策略, 下标 j 表示抽样得到的第 j 个样本) 进行静态电压稳定性分析, 得到其最大负荷裕度值 λ_{ij} 。当抽样得到 N 个样本之后, 这 N 个最大负荷裕度值 ($\lambda_{i1}, \lambda_{i2}, \cdots, \lambda_{ij}, \cdots, \lambda_{iN}$) 的方差系数小于给定的收敛精度, 则表示非序贯蒙特卡洛模拟法抽样结束。此时, 关键预想故障集合 S_i 所对应的预防控制策略给系统带来的静态电压稳定风险 r_i 如式 (18) 所示。

$$r_i = \frac{n}{N} \quad (18)$$

其中, n 表示最大负荷裕度值不满足静态电压稳定裕度期望的样本个数。

本文所提静态电压稳定预防控制风险评估的实现流程如图 2 所示。

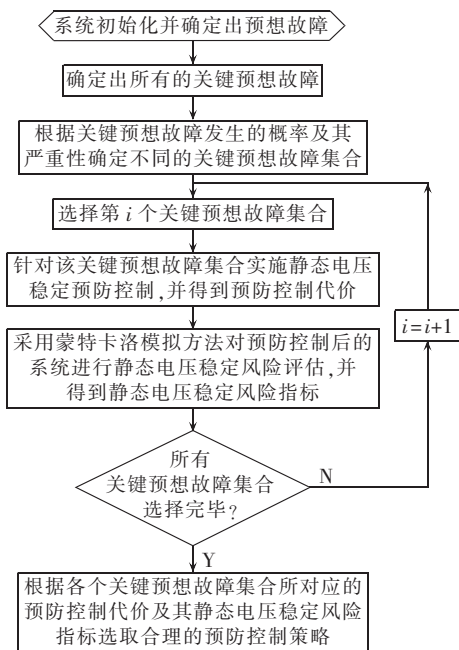


图 2 静态电压稳定预防控制的风险评估流程
Fig.2 Flowchart of risk assessment of static voltage stability preventive control

4 仿真分析

为了验证所提静态电压稳定预防控制风险评估方法的正确性和有效性, 本文针对 IEEE 14 节点系统进行了仿真分析。由于在实际系统中, $N-1$ 故障的发生概率远大于多重故障的发生概率, 因此本文在对测试系统进行静态电压稳定预防控制仿真分析时, 仅考虑 $N-1$ 预想故障。

首先将 IEEE 14 节点系统全网负荷增加到原来负荷的 2 倍, 并采用文献[18]所提方法对该系统当前状态以及所有的 $N-1$ 预想故障状态进行静态电压稳定性分析, 得到不满足静态电压稳定裕度要求的关键预想故障及其对应的静态电压稳定裕度, 如表 1 第 1 列与第 2 列所示。针对这些关键预想故障, 根据其对应的静态电压稳定裕度以及 2 节中所述的方法确定出每个关键预想故障的严重度; 假定每个故障发生的概率相同 (均设定为 0.05), 结合其严重度, 得到每个关键预想故障的静态电压稳定风险指标, 如表 1 第 3 列所示。

表 1 不满足静态电压稳定裕度要求的关键预想故障信息
Tab.1 Critical preventive contingencies not satisfying static voltage stability margin demand

关键预想故障	静态电压稳定裕度	静态电压稳定风险指标
支路 1-2 断开	0.0794	0.0103
支路 2-3 断开	-0.0739	0.0500
支路 2-4 断开	0.0174	0.0413
支路 5-6 断开	0.0487	0.0256
支路 6-13 断开	0.0428	0.0286
支路 7-9 断开	-0.0186	0.0500

根据各个关键预想故障的风险指标以及风险指标的门槛值(这些门槛值分别设定为 0.01、0.025、0.0275、0.04、0.05、0.0525),就可以确定出不同的关键预想故障集合,如表 2 第 1 列所示。针对这些关键预想故障集合实施 1 节所述的静态电压稳定预防控制,得到不同关键预想故障集合下的静态电压稳定预防控制代价,如表 2 第 2 列所示。此处需要说明的是,表 2 中的静态电压稳定预防控制代价即是本文 1.1—1.3 节中所提静态电压稳定预防控制模型的目标函数。

表 2 不同关键预想故障集合所得到的预防控制代价及其风险指标

Tab.2 Preventive control cost and risk index for different critical preventive contingency sets

关键预想故障集合	预防控制代价	预防控制后的静态电压稳定风险指标/%
支路 1-2 断开, 支路 2-3 断开, 支路 2-4 断开, 支路 5-6 断开, 支路 6-13 断开, 支路 7-9 断开	2.8757	3.99
支路 2-3 断开, 支路 2-4 断开, 支路 5-6 断开, 支路 6-13 断开, 支路 7-9 断开	2.7738	4.79
支路 2-3 断开, 支路 2-4 断开, 支路 6-13 断开, 支路 7-9 断开	2.5754	5.09
支路 2-3 断开, 支路 2-4 断开, 支路 7-9 断开	2.2723	5.89
支路 2-3 断开, 支路 7-9 断开	1.5103	6.50
无关键预想故障	0.8071	15.00

根据 3 节所述方法对实施不同预防控制策略之后的系统进行静态电压稳定风险评估,得到其静态电压稳定风险指标,如表 2 第 3 列所示。其中,在采用蒙特卡洛模拟方法对预防控制后的系统进行状态抽样的过程中,假定线路失效的概率为 0.05,变压器失效的概率为 0.01,而抽样样本数目都设定为 5000。

由表 2 可以知道,当关键预想故障集合包含表 1 所示的所有关键预想故障时,其所对应的静态电压稳定预防控制代价最大,而预防控制之后系统的静态电压稳定风险则最小;当关键预想故障集合不包含表 1 所示的任何一个关键预想故障时,其所对应的静态电压稳定预防控制代价最小,而预防控制之后系统的静态电压稳定风险则最大。

根据表 2 中的信息,图 3 进一步给出了关键预想故障集合所包含的关键预想故障数目、静态电压稳定预防控制代价及其静态电压稳定风险指标三者

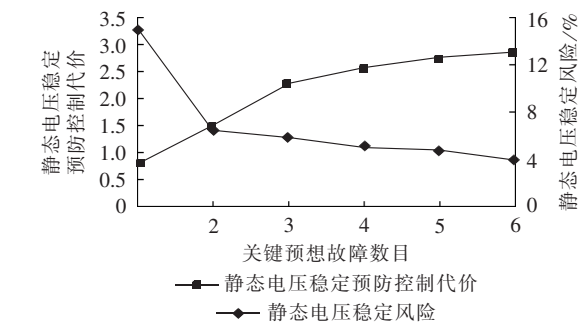


图 3 关键预想故障数目、静态电压稳定预防控制代价以及静态电压稳定风险之间的关系

Fig.3 Relation among critical preventive contingency number,preventive control cost and static voltage stability risk index

之间的关系。图 3 很直观地说明,当关键预想故障数目较少时,系统的静态电压稳定预防控制代价较小,而对应的静态电压稳定风险则较大;当关键预想故障数目较大时,系统的静态电压稳定预防控制代价则较大,而对应的静态电压稳定风险则较小。因此,为了使系统既能满足经济要求,又能满足静态电压稳定性要求,必须要确定一个最优的静态电压稳定预防控制策略,即要确定出一个较为合理的关键预想故障集合来实施静态电压稳定预防控制。由图 3 可知,对于本文的测试系统 IEEE 14 节点系统而言,较为合理的关键预想故障集合就是仅包含 2 个关键预想故障(即是支路 2-3 断开以及支路 7-9 断开的关键预想故障)时,其所对应的静态电压稳定预防控制成本较小,而静态电压稳定风险也较小,这一点由表 2 也可以得知。由此也进一步说明,支路 2-3 断开以及支路 7-9 断开的关键预想故障是导致系统存在静态电压失稳风险的至关重要的预想故障。

另外,由表 2 以及图 3 的结果可以看出,即使是将表 1 中的所有关键预想故障考虑到预防控制中,预防控制后的系统仍然存在静态电压失稳的风险。这是因为本文预防控制所包含的关键预想故障仅仅考虑了发生概率较大的 $N-1$ 故障,而没有考虑其他发生概率较小的多重故障。而在对预防控制后的系统进行静态电压稳定风险评估时,蒙特卡洛模拟方法中的抽样状态不但包括 $N-1$ 故障,还包括其他多重故障。因此,预防控制后的系统在这种情况下还是存在静态电压失稳风险。而实际运行过程中,在实施预防控制时,如果仅考虑发生概率较大的 $N-1$ 故障时,使得预防控制代价以及预防控制后系统的静态电压失稳风险均能为运行调度人员所接受,则仅针对 $N-1$ 故障实施预防控制是可行的;如果这种情况下的预防控制代价以及预防控制后系统的静态电压失稳风险不为运行调度人员所接受,则在实施预防控制时不但要考虑 $N-1$ 故障,还需要适当考虑其

他多重故障,以获得安全性和经济性均能满足实际系统需要的预防控制策略。总之,本文所提静态电压稳定预防控制的风险评估思想能根据实际运行情况,灵活针对各种预想故障实施预防控制,结合预防控制代价以及预防控制后系统的静态电压失稳风险,能为运行调度人员制定合理的预防控制策略提供参考依据。

5 结论

本文提出了一种静态电压稳定预防控制策略的风险评估方法。该方法在根据关键预想故障发生的概率及其严重性确定出不同关键预想故障集合的基础上,针对各个关键预想故障集合实施静态电压稳定预防控制,得到其对应的静态电压稳定预防控制代价;在对预防控制后的系统进行静态电压稳定风险评估之后,结合静态电压稳定预防控制代价及其对应的静态电压稳定风险指标,确定出了较为合理的静态电压稳定预防控制策略。通过 IEEE 14 节点系统的仿真分析,验证了本文所提考虑系统静态电压稳定风险的预防控制策略的正确性和有效性,从而为电网安全经济运行提供了决策支持。

参考文献:

- [1] TAYLOR C W. Power system voltage stability[M]. New York, USA: McGraw Hill, 1994: 12-18.
- [2] 王锡凡, 万方良, 杜正春. 现代电力系统分析[M]. 北京: 科学出版社, 2003: 421-423.
- [3] 傅旭, 王锡凡, 杜正春. 电力系统电压稳定性研究现状及其展望[J]. 电力自动化设备, 2005, 25(2): 1-9.
FU Xu, WANG Xifan, DU Zhengchun. Survey of power system voltage stability study[J]. Electric Power Automation Equipment, 2005, 25(2): 1-9.
- [4] 苏永春, 程时杰, 文劲宇, 等. 电力系统电压稳定性及其研究现状(二)[J]. 电力自动化设备, 2006, 26(7): 97-100.
SU Yongchun, CHENG Shijie, WEN Jinyu, et al. Power system voltage stability and its present investigation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2006, 26(7): 97-100.
- [5] FENG Z H, AJJARAPU V, MARATUKULAM D J. A comprehensive approach for preventive and corrective control to mitigate voltage collapse[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(2): 791-797.
- [6] CAPITANESCU F, CUNSTEM T V. Preventive control of voltage security margins: a multi-contingency sensitivity-based approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(2): 358-364.
- [7] ZHAO J Q, ZHANG B M, CHIANG H D. An optimal power flow model and approach with static voltage stability constraints[C]//IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific-Security and Sustainable Development under Deregulation. Dalian, China: [s.n.], 2005: 1-6.
- [8] FU X, WANG X F. A unified preventive control approach considering voltage instability and thermal overload[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2007, 1(6): 864-871.
- [9] 郭瑞鹏, 吴浩, 韩祯祥, 等. 在线多预想故障静态电压崩溃预防控制[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(19): 1-6.

- GUO Ruipeng, WU Hao, HAN Zhenxiang, et al. Online multi-contingency preventive control to avoid static voltage collapse[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(19): 1-6.
- [10] ZHOU X S, LUO X J, PENG Z W. Congestion management ensuring voltage stability under multi-contingency with preventive and corrective controls[C]//IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electric Energy in the 21st Century. Pittsburgh, USA: [s.n.], 2008: 1-8.
- [11] 李文沅. 电力系统风险评估模型、方法及应用[M]. 周家启, 卢继平, 胡小正, 等, 译. 北京: 科学出版社, 2006: 1-4.
- [12] 陈为化. 基于风险的电力系统静态安全分析与预防控制[D]. 杭州: 浙江大学, 2007.
CHEN Weihua. Risk-based security analysis and preventive control in power system[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2007.
- [13] 吴子美, 刘东, 周韩. 基于风险的电力系统安全预警的预防控制性控制决策分析[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(9): 105-108.
WU Zimei, LIU Dong, ZHOU Han. Preventive control decision making based on risk analysis for power system security warning[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(9): 105-108.
- [14] 付蓉, 蒋国平, 王保云. 计及系统连锁故障风险的电网预防控制[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(3): 12-17.
FU Rong, JIANG Guoping, WANG Baoyun. A preventive control strategy for power grid considering system cascading failure risk[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(3): 12-17.
- [15] 单澜达, 吴傑, 许京, 等. 电力系统连锁性发展事件的概率评估与预防控制[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(13): 13-17.
SHAN Yuanda, WU Jie, XU Jing, et al. Cascading events assessment and preventive control of electric power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(13): 13-17.
- [16] FEI X, MCCALLEY J D. Power system risk assessment and control in a multi-objective framework[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 78-85.
- [17] 余娟. 无功优化新模型和算法研究及其在电压稳定风险评估中的应用[D]. 重庆: 重庆大学, 2007.
YU Juan. New models and algorithms of optimal reactive power flow and application in voltage stability risk assessment[D]. Chongqing: Chongqing University, 2007.
- [18] 郭瑞鹏, 韩祯祥, 王勤. 电压崩溃临界点的非线性规划模型及算法[J]. 中国电机工程学报, 1999, 19(4): 14-17.
GUO Ruipeng, HAN Zhenxiang, WANG Qin. Nonlinear programming model & algorithm for point of collapse[J]. Proceedings of the CSEE, 1999, 19(4): 14-17.

作者简介:



户秀琼

户秀琼(1980-),女,四川达县人,讲师,博士,主要从事电力系统优化运行与控制方面的研究(E-mail:huxiuqiongdu@163.com);

颜伟(1968-),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,主要从事电力系统优化运行与控制方面的研究;

余娟(1980-),女,湖北沙市人,副教授,博士,主要从事电力系统优化运行与控制方面的研究;

李文沅(1946-),男,重庆人,教授,博士研究生导师,博士,IEEE Fellow,主要从事电力系统规划运行与可靠性方面的研究。

(下转第97页 continued on page 97)

Protection design and fault-tolerant control of C-MMC based HVDC system under sub-module failure condition

XUE Yinglin,XU Zheng,ZHANG Zheren,LIU Gaoren

(College of Electrical Engineering,Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: A strategy of redundant protection and control is designed for the CDSM(Clamp Double Sub-Module) based MMC(Modular Multilevel Converter) in three levels of SM(Sub-Module),converter and system. A protection scheme based on dual thyristors is proposed,one of which is always conductive to share the diode current for loss deduction. The SM failure mechanism is analyzed and an improved strategy of the nearest level modulation and capacitor voltage balancing is proposed. The capacitor voltage reference is dynamically adjusted and a fault factor is applied to modify the measured capacitor voltage for preventing the faulty element from switching over. Multiple measures,such as the third-order harmonic injection modulation,transformer tap control,power regulation,etc.,are used to increase the dynamic spare SMs and strengthen the system ability of non-interrupted operation. A simulation model with 105 SMs per arm is built with PSCAD/EMTDC software and the simulative results show that,with the dual-thyristor protection scheme,the diode loss deduction of rectifier is 9.8% and that of inverter 5.3%;the system works well even when 36 module capacitors are removed,with the increase of converter arm circulating current less than 5% of the rated value.

Key words: modular multilevel converter; HVDC power transmission; clamp double submodule; sub-module failure; fault tolerance; dual-thyristor; dynamic spare; fault factor

+++++
(上接第 70 页 continued from page 70)

Risk assessment for preventive control of static voltage stability

HU Xiuqiong¹,YAN Wei²,YU Juan²,LI Wenyuan³

(1. Panzhihua University,Panzhihua 617000,China;2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology,Chongqing University,Chongqing 400044,China;
3. BC Hydro Company,Vancouver V7X 1V5,Canada)

Abstract: A method of risk assessment is proposed for the static voltage stability preventive control,which considers the uncertainty of power system operation state. Different critical preventive contingency sets are determined according to their occurrence probabilities and severities,and the quadratic optimal model of static voltage stability preventive control is then built for each set to obtain the corresponding preventive control strategy. The static voltage stability risk assessment is carried out for the obtained preventive control strategies and the rational preventive control strategy is then determined according to the static voltage stability risk index and the preventive control cost. Simulative analysis for IEEE 14-bus system verifies the correctness and effectiveness of the proposed method.

Key words: electric power systems; static voltage stability; stability; preventive control; risk assessment; optimization; models; risk index; control cost