# 风险指标与灵敏度相结合的重合时序策略协调

孙士云1. 束洪春1. 于继来2

(1. 昆明理工大学 电力工程学院,云南 昆明 650500;2. 哈尔滨工业大学 电气工程系,黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要: 暂态功角和电压稳定视角下得到的重合时序策略冲突时,需进行协调。将改变重合时序而引起的表征 系统特征的指标变化量定义为暂态功角或电压稳定问题对重合时序的灵敏度。考虑系统运行方式、故障发生 概率、故障位置、故障类型和重合闸成功率等不确定性因素计算基于时间裕度的暂态稳定风险指标。在此基 础上,提出了一种综合重合时序灵敏度和暂态稳定风险指标的重合时序策略协调方法。大量仿真表明该方法 有助于权衡重合时序整定方案对暂态功角稳定和暂态电压稳定的影响。

关键词:重合时序;风险;灵敏度分析;策略协调;暂态稳定

中图分类号: TM 711 文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.10.006

# 0 引言

自动重合闸装置作为提高输电可靠性和暂态稳 定性的有效措施之一,已取得广泛应用<sup>[11</sup>。实际应用 中的重合闸采用检无压侧首先重合的方式,这是依 据电力系统安全稳定导则与电气操作导则,并结合当 前重合闸技术的实际应用水平制定的。出于解决两 侧断路器工作条件不对等这一问题的考虑,实际中 通常由线路首、末端轮换投入同步检定首先重合<sup>[1]</sup>。

重合闸投入时序对交直流电力系统的暂态功角 稳定性 TAS(Transient Angle Stability)和暂态电压 稳定性 TVS(Transient Voltage Stability)存在较大影 响<sup>[2-3]</sup>。文献[4-5]在揭示重合时序对交直流混联输电 系统暂态功角稳定性影响规律的基础上,提出了使 转移电抗较小的一侧首先重合的时序整定策略,可 改善系统暂态功角稳定性。文献[6-7]在揭示重合时 序对交直流混合电力系统暂态电压稳定性影响规律 的基础上,提出了考虑负荷模型和故障位置的重合 时序整定策略,可改善系统暂态电压稳定性。

文献[4-7]分别从暂态功角、电压稳定角度提出 了相应的重合时序整定策略,适用场景有所不同:提 高系统暂态功角稳定性的策略主要用于对系统暂 态功角稳定性影响较大的线路,如构成电网主网架 的输电线路和区域联络线等;而提高暂态电压稳定性 的策略主要考虑重负荷或无功支撑不足的节点。因 此,暂态功角和电压稳定视角下的重合时序策略冲突 时需进行协调。本文从风险角度出发,提出了风险指 标与重合时序灵敏度相结合的重合时序协调方法。

收稿日期:2012-04-24;修回日期:2013-09-06

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51367009,50977039, 50847043,90610024);云南省自然科学基金资助项目(2005-F0005Z);云南省教育厅基金重点项目(2010Z105)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51367009,50977039,50847043,90610024), Yunnan Natural Science Foundation of China(2005F0005Z) and Yunnan Education Bureau Keynote Foundation(2010Z105)

#### 1 全局与局部风险指标

电力系统风险评估的一个显著特点就是能够反 映系统及其事件的不确定性本质<sup>[8]</sup>,在辨识失效事 件发生的可能性的同时,识别这些事件所带来后果 的严重程度。风险定义为对不期望发生的结果的概 率和其严重性乘积<sup>[8]</sup>,表达式如下:

$$R(C|X_{i}) = \int_{X_{i+1}} \int_{E_{i}} \left[ P(E_{i}, X_{i+1}|X_{i}) \times I(C|E_{i}, X_{i+1}) \right] dE_{i} dX_{i+1}$$
(1)

其中, $R(C|X_i)$ 为风险指标值; $E_i$ 为第*i*个故障; $X_i$ 为故 障前系统运行状态; $X_{t+1}$ 为下一时段系统运行状态;C为不确定事故后的系统状态; $P(E_i, X_{t+1}|X_i)$ 为在运 行状态 $X_i$ 下出现故障 $E_i$ 和运行状态 $X_{t+1}$ 的概率;  $I(C|E_i, X_{t+1})$ 为在故障 $E_i$ 和运行状态 $X_{t+1}$ 下事故后果。

根据故障元件是否确定,可以将系统故障的风险 评估<sup>[9-11]</sup>分成下述2种情况。

a. 故障元件不确定。考虑可能发生的故障及后果,在给定或随机抽样的运行方式下,计算各种故障的风险指标,累计得到全局系统的平均风险指标,来 表征系统的总体风险水平。计算流程如图1所示。



图 1 全局风险指标评估流程图 Fig.1 Flowchart of global risk index estimation

ĮΝ

**b.** 故障元件确定。针对某一指定故障元件,在给

定或随机抽样的运行方式下,计算该故障的风险指标, 得到的是系统在这一指定故障下的局部风险水平信 息。计算流程如图2所示。



图 2 局部风险指标评估流程 Fig.2 Flowchart of local risk index estimation

全局风险指标考虑了系统中可能发生的所有故障,计算量较大,更适用于离线计算。而局部风险指标的计算量较之全局指标大为减小,更适用于在线计算。实际应用时,可综合考虑系统规模、运行方式变化情况和计算速度等因素予以选择。

# 2 重合时序灵敏度

将改变重合时序而引起的表征系统特征的指标 变化量定义为该问题对重合时序的灵敏度。例如,衡 量系统暂态稳定性的指标可选用暂态功角稳定裕 度<sup>[5]</sup>和暂态电压安全裕度<sup>[7]</sup>,也可采用临界切除时间。

据线路首、末端重合时暂态功角稳定裕度 $\lambda_{MAb}$ 、  $\lambda_{MAe}$ ,可得暂态功角稳定裕度对重合时序的灵敏度 $S_{MA}$ :

$$S_{\rm MA} = \frac{\lambda_{\rm MAh} - \lambda_{\rm MAe}}{\max{\{\lambda_{\rm MAh}, \lambda_{\rm MAe}\}}} \times 100\%$$
(2)

暂态电压稳定裕度对重合时序的灵敏度  $S_{MV}$  为:

$$S_{\rm MV} = \frac{\lambda_{\rm MVh} - \lambda_{\rm MVe}}{\max\{\lambda_{\rm MVh}, \lambda_{\rm MVe}\}} \times 100\%$$
(3)

将分别由线路首、末端重合时的暂态功角稳定临 界切除时间记作 t<sub>Ach</sub>、t<sub>Ace</sub>,暂态电压稳定临界切除时 间记作 t<sub>Vch</sub>、t<sub>Vce</sub>,则可由下式计算得到从时间裕度角 度出发的暂态功角稳定对重合时序的灵敏度 S<sub>TA</sub> 和 暂态电压稳定对重合时序的灵敏度 S<sub>TV</sub>:

$$S_{\text{TA}} = \frac{t_{\text{Ach}} - t_{\text{Ace}}}{\max\{t_{\text{Ach}}, t_{\text{Ace}}\}} \times 100\%$$
(4)

$$S_{\rm TV} = \frac{t_{\rm Vch} - t_{\rm Vce}}{\max\{t_{\rm Vch}, t_{\rm Vce}\}} \times 100\%$$
(5)

# 3 全局风险指标与重合时序灵敏度相结合的策略协调

### 3.1 基于时间裕度的暂态稳定风险指标

对电力系统暂态稳定影响较大的不确定性因素

主要有系统运行方式(A)、故障发生的概率(B)、故障位置(C)、故障类型(D)和重合闸成功率(E)等,对 各个因素的概率分布简述如下<sup>[8]</sup>。

**a.** 系统运行方式。实际系统的典型运行方式通 常考虑丰期大方式、丰期小方式、枯期大方式和枯期 小方式 4 种,历史数据充分时,可通过统计确定其对 应概率,否则,可按均匀分布进行计算第 h 种运行方 式发生的概率为 P(A<sub>b</sub>)。

**b.**故障发生的概率。线路发生故障的概率一般 满足泊松分布,计算式如下:

 $P(B_i) = \lambda_i e^{-\lambda_i} \quad i = 1, 2, \cdots, n_{\rm L}$ (6)

其中, $P(B_i)$ 为第 i条线路发生故障的概率; $\lambda_i$ 为给定时间段内第 i条线路发生故障的频率; $n_L$ 为待分析的线路总数。

**c.** 故障位置的概率。根据计算需要,将线路划分成 *M*段,在第*j*段发生故障的概率为:

$$P(C_j) = l_j / \sum_{j=1}^{M} l_j \tag{7}$$

其中, l<sub>i</sub>为线路第 j 段的故障数。

**d.**故障类型的概率。计算暂态稳定时通常考虑 的故障类型有单相接地、两相接地、三相短路和两相 相间短路4类,分布情况可由历史数据统计得到,计 算式如下:

$$P(D_k) = t_k / \sum_{k=1}^{4} t_k$$
 (8)

其中, $t_k$ 为第 k 种故障类型的数目。

e. 重合闸不成功的概率。一般故障信息管理系 统中不会记载重合闸的成功率,可由与成功率密切 相关的故障原因概率来估算。统计分析结果显示, 雷击跳闸的重合成功率在 90% 左右,而非雷击跳闸 的重合成功率一般在 50%,则重合闸不成功的概率 可由下式计算:

P(E)=P(L)P(U|L)+P(N)P(U|N) (9) 其中,P(E)为重合闸失败概率;P(L)、P(N)为雷击、 非雷击故障发生的概率;P(U|L)、P(U|N)为雷击、非 雷击故障下重合闸失败的条件概率。

结合上述 A、B、C、D、E 5 个方面不确定性因素, 可以得到系统在第 h 种运行方式、第 i 条线路的第 j 段内发生第 k 种类型故障时重合闸不成功的概率:

$$P(F) = \sum_{h=1}^{4} \sum_{i=1}^{n_{L}} \sum_{j=1}^{M} \sum_{k=1}^{4} \left[ P(A_{h})P(B_{i})P(C_{j})P(D_{k})P(E) \right] (10)$$

故障临界切除时间是表征系统暂态稳定性的一 个重要指标,它反映了故障对系统的影响程度。时间 裕度定义为故障的临界切除时间与整定切除时间的 差值<sup>[12]</sup>,它可用以衡量故障的严重程度,裕度越大, 系统的稳定性越好。结合式(12)计算出的故障概率 与时间裕度定义第 n 个故障的风险指标绝对值 R<sup>n</sup><sub>A</sub> 和相对值 R<sup>n</sup><sub>B</sub>如下:

$$R_{\rm A}^n = P(F_n) \mathrm{e}^{-\iota_{\rm c}^n} \tag{11}$$

$$R_{\rm B}^n = P(F_n) \mathrm{e}^{t_{\rm s}^n - t_{\rm c}^n} \tag{12}$$

其中, $t_c^n$ 为第n个故障下的临界切除时间(s); $t_s^n$ 为第n个故障的整定切除时间(s)。

第 n 个故障的综合风险指标 R<sub>G</sub> 定义为风险指标绝对值和相对值的平均值:

$$R_{\rm G}^n = P(F_n) \left( {\rm e}^{-t_{\rm c}^n} + {\rm e}^{t_{\rm s}^n - t_{\rm c}^n} \right) / 2 \tag{13}$$

系统中待分析故障的总数记为 n<sub>c</sub>,利用式(13) 逐一计算得到各个故障的综合风险指标后,形成风险 指标向量 **R**<sub>c</sub>:

$$R_{\rm G} = [R_{\rm G}^1, R_{\rm G}^2, \cdots, R_{\rm G}^n]^{\rm T}$$
系统的全局风险指标<sup>[8]</sup>定义为:

$$R_{\mathrm{W}} = \omega_1 \frac{1}{n_{\mathrm{c}}} \| \boldsymbol{R}_{\mathrm{G}} \|_1 + \omega_2 \| \boldsymbol{R}_{\mathrm{G}} \|_{\ast} = \omega_1 \frac{1}{n_{\mathrm{c}}} \sum_{n=1}^{n_{\mathrm{c}}} | \boldsymbol{R}_{\mathrm{G}}^n | + \omega_2 \max_{1 \le n \le n_{\mathrm{c}}} | \boldsymbol{R}_{\mathrm{G}}^n | \qquad (14)$$

其中, $\omega_1$ 、 $\omega_2$ 为权重系数, $\omega_1+\omega_2=1$ ;  $\|R_G\|_1$ 、 $\|R_G\|_*$ 为向量 $R_G$ 的1范数和  $\infty$ 范数。

3.2 暂态功角与电压稳定视角下的重合时序策略 协调

3.2.1 基于时间裕度的暂态稳定性全局风险指标计 算步骤

暂态稳定视角下的全局风险指标计算步骤如下: a. 计算预想故障集中各故障下线路首端重合时

暂态功角与电压稳定的故障临界切除时间 $t_{ch}^{n}$ , $t_{ch}^{n}$ ;

**b.** 计算预想故障集中各故障下线路末端重合时 暂态功角与电压稳定的故障临界切除时间 t<sup>a</sup><sub>chev</sub>t<sup>a</sup><sub>cve</sub>;

**c.**由式(13)计算首端重合时各个故障下的暂态 功角和电压稳定综合风险指标 *R*<sup>n</sup><sub>CAh</sub> 和 *R*<sup>n</sup><sub>GVh</sub>,并以此 对各个故障进行排序;

**d.**由式(13)计算末端重合时各个故障下的暂态 功角和电压稳定综合风险指标 *R*<sup>*n*</sup><sub>GAe</sub> 和 *R*<sup>*n*</sup><sub>CVe</sub>,并以此对 各个故障进行排序;

e. 由式(14)计算首端重合时系统的全局暂态功 角和电压安全风险指标 R<sub>Wh</sub>和 R<sub>Wh</sub>;

f. 由式(14)计算末端重合时系统的全局暂态功 角和电压安全风险指标 R<sub>WAe</sub> 和 R<sub>WVe</sub>;

g. 由式(15)、(16)计算重合时序改变对全局暂 态功角和暂态电压风险指标的影响程度 R<sub>wa</sub>和 R<sub>wv</sub>。

$$R_{\rm WA} = \frac{R_{\rm WAh} - R_{\rm WAe}}{\max \{R_{\rm WAh}, R_{\rm WAe}\}} \times 100\%$$
(15)

$$R_{\rm WV} = \frac{R_{\rm WVh} - R_{\rm WVe}}{\max\{R_{\rm WVh}, R_{\rm WVe}\}} \times 100\%$$
(16)

3.2.2 重合时序策略协调

从提高系统暂态功角稳定性和暂态电压稳定性的角度提出的重合时序的整定方法,二者的整定思路是一致的。差异在于前者是对功角轨迹进行量化评估,通过2种重合时序下的暂态功角稳定裕度,得到优化的重合时序方案;而后者是对负荷节点的电压

变化轨迹进行定量评估,比较2种重合时序下的暂态 电压安全裕度后,给出重合时序方案。如果系统不能 保持暂态功角稳定,必然也不能满足暂态电压稳定。 即使系统能保持暂态功角稳定,但暂态电压稳定却 不一定能够满足。

求得线路首、末端重合时的暂态电压安全裕度  $\lambda_{MVh}$  和  $\lambda_{MVe}$  和首、末端重合时的暂态功角稳定裕度  $\lambda_{MAh}$  和  $\lambda_{MAe}$ ;或计算暂态功角稳定临界切除时间  $t_{Aeh}$ ,  $t_{Aee}$  和暂态电压稳定临界切除时间  $t_{Veh}$ ,  $t_{Vee0}$  由于暂态功角稳定临界切除时间  $t_{Veh}$ ,  $t_{Vee0}$  由于暂态功角稳定性分重合时序灵敏度相结合的暂态功角、电压重合时序策略协调方案, 计算流程如图 3 所示。监测到故障发生时, 由式(2)或式(4)计算出暂态功角稳定性对重合时序的灵敏度, 由式(3)或式(5)计算出暂态电压稳定性对重合时序的灵敏度, 由式(3)或式(5)计算出暂态电压稳定性对重合时序的灵敏度, 结合预先计算好的系统暂态功角、电压全局风险指标变化量  $R_{WA}$ ,  $R_{WV}$ , 考虑权重计算反映重合时序对暂态功角、电压稳定影响程度的综合指标  $C_{MA}$  和  $C_{WY}$ ;

 $C_{\rm MA} = \omega_3 S_{\rm MA} + \omega_4 R_{\rm WA} \vec{\boxtimes} C_{\rm MA} = \omega_3 S_{\rm TA} + \omega_4 R_{\rm WA} \qquad (17)$ 

 $C_{MV}=\omega_3 S_{MV}+\omega_4 R_{WV}$ 或 $C_{MV}=\omega_3 S_{TV}+\omega_4 R_{WV}$  (18) 其中, $\omega_3,\omega_4$ 为全局风险指标变化量与重合时序灵敏 度的权重, $\omega_3+\omega_4=1_{\odot}$ 





Fig.3 Coordination of reclose sequence strategies to enhance transient angle and voltage stability

通过比较综合指标 C<sub>MA</sub> 和 C<sub>MV</sub>,选取较大者对应的重合时序方案作为协调方案。

暂态功角稳定临界切除时间和暂态电压稳定临 界切除时间具有相同的量纲,在未获得系统全局风 险指标时,结合暂态稳定裕度和临界切除时间,采用 "失稳优先"原则的简化重合时序协调方案,见图 4。

首先判断2种重合时序下功角稳定裕度乘积的



图 4 TAS 和 TVS 视角下重合时序策略的简化协调方案 Fig.4 Simplified coordination scheme of reclose sequence strategies in view of TAS and TVS

符号,若乘积为负,表明可通过改变重合时序将系统 由失稳变为稳定,则选择可提高系统暂态功角稳定 性的重合时序方案。若乘积为正,继而判断2种重合 时序下暂态电压安全裕度的符号,若为负,则选择可 提高系统暂态电压稳定性的方案。功角和电压裕度 的乘积均为正时,分别计算基于时间裕度的重合时序 灵敏度  $S_{TA}$ 和  $S_{TV}$ ,比较二者的大小:若  $S_{TA}$ 较大,则表 明重合时序对功角稳定性的影响较大,选取提高暂 态功角稳定性的方案;若  $S_{TV}$ 较大,则选取提高暂态 电压稳定性的方案。

# 4 局部风险指标与重合时序灵敏度相结合的策略协调

局部风险指标与全局风险指标的差别在于,前 者针对给定的单一故障进行计算,而后者要考虑系 统中可能出现的故障。应用于在线计算[13-15]时,一旦 检测到故障发生,由保护装置提供的信号可确定故 障线路和类型,系统对应的运行方式亦可确定,即系 统运行方式(A)、故障发生的概率(B)、故障类型(D) 均已成为确定性因素,若能获得由测距装置提供的 故障距离,则故障位置(C)亦可确定。此时需考虑的 不确定性因素主要有重合闸成功率(E)。则对于给定 故障重合闸不成功的概率为:

$$P(F) = \sum_{k=1}^{4} \left[ P(D_k) P(E) \right]$$
(19)

4.1 基于时间裕度的暂态稳定性局部风险指标计 算步骤

暂态稳定视角下的局部风险指标计算步骤如下:

a.确定系统运行方式、故障位置、故障类型等 信息;

**b.** 计算指定故障下线路首端重合时的暂态功角 与电压稳定的故障临界切除时间 *t*<sub>c</sub>h 和 *t*<sub>cvh</sub>;

**c.** 计算指定故障下线路末端重合时的暂态功角 与电压稳定的故障临界切除时间 *t*<sub>cAe</sub> 和 *t*<sub>eve</sub>;

**d.**由式(13)计算首端重合时的暂态功角和电压 稳定综合风险指标 *R*<sub>Cth</sub> 和 *R*<sub>Cth</sub>:

**e.** 由式(13)计算末端重合时的暂态功角和电压 稳定综合风险指标 *R*<sub>GAe</sub> 和 *R*<sub>GVe</sub>:

**f.** 计算重合时序改变对全局暂态稳定和暂态电 压风险指标的影响程度 *R*<sub>CA</sub> 和 *R*<sub>GV</sub>。

#### 4.2 重合时序策略协调

基于局部风险指标和灵敏度的重合时序暂稳协 调方案如图 5 所示。



图 5 基于局部风险指标和灵敏度的 重合时序暂稳协调

Fig.5 Coordination of reclose sequence strategies for transient stability based on local risk index and sensitivity

### 5 仿真验证

3 机 9 节点系统如图 6 所示,系统数据示于表 1-4,功率基准值为 100 MV·A,表中电阻、电抗、导 纳皆为标幺值。以该系统为例,分别仿真计算三相 重合时序对暂态功角、电压稳定性的稳定裕度指 标,进而分别计算全局风险指标、局部风险指标和 重合时序灵敏度相结合的重合时序协调方案。

表 4 中,  $\tau_j$  为发电机的惯性时间常数; $x'_a$  为直 轴暂态电抗; $x'_a$  为交流暂态电抗; $x_a$  为直轴不饱和同 步电抗; $x_q$  为交轴不饱和同步电抗; $\tau'_a$  为直轴暂态 开路时间常数; $\tau'_{q0}$  为交轴暂态开路时间常数; $x_L$  为 定子漏抗; $x''_a$  为 d 轴次暂态电抗; $x''_q$  为 q 轴次暂态电 抗; $\tau''_a$  为 d 轴次暂态时间常数; $\tau''_a$  为 q 轴次暂态时



图 6 3 机 9 节点系统

Fig.6 3-generator 9-bus system

表13机9节点系统节点参数

Tab.1 Node parameters of 3-generator 9-bus system

节点	电压/kV	类型	$P_{\rm L}/{ m MW}$	$Q_{\rm L}$ / Mvar	$P_{\rm G}/{ m MW}$	$Q_{\rm G}$ / Mvar		
发电机1	16.5	平衡节点 U=1.04 m m						
母线1	230.0	PQ						
发电机 2	18.0	PV U=1.025 p.u.			163.0			
母线 2	230.0	PQ						
发电机 3	13.8	РV <i>U</i> =1.025 р.и.			85.0			
母线 3	230.0	PQ						
母线 A	230.0	PQ	125.0	50.0				
母线 B	230.0	PQ	90.0	30.0				
母线 C	230.0	PQ	100.0	35.0				
注:P <sub>1</sub> 为有功负荷.O <sub>1</sub> 为无功负荷.P <sub>c</sub> 为有功出力.O <sub>c</sub> 为无功出力。								

表 2 3 机 9 节点系统线路参数

Tab.2 Line parameters of 3-generator 9-bus system

首端		末端		山阳	由培	巳 4曲	
	节点	电压/kV	节点	电压/kV	면면	电机	寸約
	母线 1	230.0	母线 A	230.0	0.0100	0.0850	0.04400
	母线 1	230.0	母线 B	230.0	0.0170	0.0920	0.03950
	母线 A	230.0	母线 2	230.0	0.0320	0.1610	0.07650
	母线 B	230.0	母线 3	230.0	0.0390	0.1700	0.08950
	母线 2	230.0	母线 C	230.0	0.0085	0.0720	0.03725
	母线 C	230.0	母线 3	230.0	0.0119	0.1008	0.05225

表3	3	机	9	节	占	系	统变	压	뽏	参	数
----	---	---	---	---	---	---	----	---	---	---	---

Tab.3	Transfomer	parameters	of	3-generator	9-bus	system
-------	------------	------------	----	-------------	-------	--------

首	端	末端		由阳	由抗	变比			
节点	电压/kV	节点	电压/kV	면면	电机	又比			
发电机1	16.5	母线 1	230.0	0	0.0576	1:1			
发电机2	18.0	母线 2	230.0	0	0.0625	1:1			
发电机 3	13.8	母线 3	230.0	0	0.0586	1:1			
表 4 3 机 9 节点系统发电机参数									

Tab.4 Generator parameters of 3-generator 9-bus system

		I		0		
发电机	$\tau_{\rm j}/{\rm s}$	$x'_d$	$x'_q$	$x_d$	$x_q$	$\tau'_{d0}/s$
1	47.28	0.0608	0.0969	0.1460	0.0969	8.96
2	12.80	0.1189	0.1969	0.8958	0.8645	6.00
3	6.02	0.1813	0.2500	1.3130	1.2580	5.89
发电机	$\tau'_{q0}/{ m s}$	$x_{\rm L}$	$x_d''$	$x''_q$	$\tau_{d0}^{\prime\prime}/\mathrm{s}$	$\tau_{_{q0}}^{\prime\prime}/\mathrm{s}$
1	0	0.0336	0.040	0.060	0.040	0.060
2	0.54	0.0521	0.089	0.089	0.033	0.078
3	0.60	0.0742	0.107	0.107	0.033	0.070

间常数。

# 5.1 基于全局风险指标与重合时序灵敏度的协调

系统在不同运行方式下发电机出力和负荷水平 如表 5 所示。在各运行方式下进行线路首端三相永 久故障扫描计算,0 s 线路首端故障,0.1 s 线路首端 断路器跳闸,0.12 s 线路末端断路器跳闸,0.8 s 先合 闸侧重合,0.9 s 重合侧再次跳闸。得到各故障下线路 首、末端重合时的暂态功角稳定和暂态电压稳定的 临界切除时间,以运行方式 1 为例,线路首、末端重 合时的暂态功角、电压稳定临界切除时间 t<sub>Ac</sub> 和 t<sub>Ve</sub> 示 于表 6 和表 7。

表 5 运行方式信息

Tab.5	Information	of	operating	mode
			· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	

运行方式	$P_{\rm G}/{ m MW}$	$Q_{\rm G}/Mvar$	$P_{\rm L}/{ m MW}$	$Q_{\rm L}$ / Mvar
1	353.4	99.5	350.0	175.0
2	458.8	329.3	450.0	325.0
3	414.8	133.8	410.0	195.0
4	395.1	185.2	390.0	235.0
5	645.1	486.6	630.0	345.0
6	354.5	198.5	350.0	255.0

表 6 运行方式 1 暂态功角稳定临界切除时间

Tab.6 CCT of transient angle stability in operating mode 1

壮座皮旦	$t_{ m Ac}$	/s	拉磁建助
<b>似</b> 陧	首端重合	末端重合	-
1	1.900	1.900	母线 1-母线 A
2	1.456	1.890	母线 A-母线 1
3	1.900	1.900	母线 1-母线 B
4	1.239	1.263	母线 B-母线 1
5	1.419	1.890	母线 A-母线 2
6	1.890	1.890	母线 2-母线 A
7	1.900	1.900	母线 B-母线 3
8	1.199	1.317	母线 3-母线 B
9	1.890	1.890	母线 2-母线 C
10	1.165	1.099	母线 C-母线 2
11	1.373	1.175	母线 C-母线 3
12	1.297	1.270	母线 3-母线 C

表 7 运行方式 1 暂态电压稳定临界切除时间

Tab.7 CCT of transient voltage stability in operating mode 1

<b></b>	$t_{ m Vc}$	/s	劫陪绊败
以降月 5	首端重合	末端重合	- 以厚以町
1	1.573	1.573	母线 1-母线 A
2	1.456	1.489	母线 A-母线 1
3	1.830	1.800	母线 1-母线 B
4	1.239	1.263	母线 B-母线 1
5	1.419	1.409	母线 A-母线 2
6	1.348	1.487	母线 2-母线 A
7	1.734	1.625	母线 B-母线 3
8	1.199	1.317	母线 3-母线 B
9	1.552	1.480	母线 2-母线 C
10	1.165	1.099	母线 C-母线 2
11	1.373	1.175	母线 C-母线 3
12	1.287	1.297	母线 3-母线 C

故障原因采用文献[8]中的统计数据, 雷击故障 率为 82.51%, 非雷击故障率为 17.49%, 则由式(9) 计算重合闸不成功的概率为:

 $P(E) = 0.8251 \times (1 - 0.9) + 0.1749 \times (1 - 0.5) = 0.17$ 

以系统中分别发生故障 5 和故障 12 为例,权重 系数  $\omega_1, \omega_2$  均取 0.5,由式(14)算得各运行方式下暂 态功角稳定和暂态电压稳定的系统全局风险指标 R 后,由式(15)、(16)计算其变化量。由稳定裕度信息 计算故障 5 和故障 12 的灵敏度 S,由式(17)、(18)计算 综合评价指标  $C, \omega_3, \omega_4$  均取 0.5,计算结果见表 8。

表 8 各运行方式综合评价指标

Tab.8 Comprehensive estimation index for different operating modes

					÷			
	指标		方式1	方式 2	方式 3	方式 4	方式5	方式6
	TA	。首端	0.0477	0.1178	0.0443	0.0439	0.1119	0.1136
凤险	À IA	<sup>5</sup> 末端	0.0486	0.0542	0.0465	0.0444	0.0490	0.0513
指板	Б тv	。首端	0.0497	0.1342	0.0473	0.0453	0.1231	0.1182
	115	<sup>5</sup> 末端	0.0519	0.1280	0.0499	0.0470	0.0647	0.0534
风险指标 TA		TAS	0.0185	0.5403	0.0483	0.0100	0.5624	0.5480
变体	七量	TVS	0.0424	0.0463	0.0513	0.0357	0.4742	0.5484
(1) A	故障	TAS	0.1339	0.3947	0.1487	0.1296	0.4058	0.3986
综合 评价 指标	5	TVS	0.1356	0.1375	0.1400	0.1322	0.3514	0.3886
	故障	TAS	0.0794	0.3403	0.0943	0.0751	0.3513	0.3441
	12	TVS	0.0574	0.0594	0.0619	0.0541	0.2733	0.3104

对比综合评价指标可以发现,发生故障5时,在 运行方式1和4下,输出的是提高暂态电压稳定的重 合时序方案,即由线路首端首先重合,而在运行方式 2、3、5、6下,输出的是提高暂态功角稳定的重合时序 方案,即由线路末端首先重合。发生故障12时,在考 察的6种运行方式下,均得到由提高暂态功角稳定 的重合时序方案,即由线路首端首先重合。

以运行方式1下发生故障5为例,暂态功角和电 压稳定的综合指标分别为0.1339和0.1356,比较可 知,应采用提高系统暂态电压稳定的重合方案,即由 线路首端首先重合。综合评价指标与权重系数ω<sub>3</sub>的 变化关系如图7所示。暂态功角稳定和暂态电压稳 定的综合指标均随权重系数ω<sub>3</sub>的增大而增大,二者 曲线交于权重系数为0.5383处。权重小于该值时, 输出的是提高暂态电压稳定的重合时序方案;若大 于该值,则选择提高暂态功角稳定的方案。



图 7 综合指标与权重系数变化关系 Fig.7 Relationship between comprehensive

index and weight coefficient

5.2 基于局部风险指标与重合时序灵敏度的协调

以运行方式1下的故障5和故障12为例,由式 (13)计算故障下的系统暂态功角稳定和电压稳定的 风险指标 R 后,计算其变化量。由稳定裕度信息计 算灵敏度 S,考虑权重系数计算综合评价指标 C,权 重系数均取 0.5 时的计算结果见表9和表10。故障 5 下暂态功角和电压稳定的综合指标分别为 0.1938 和 0.1194,比较可知,应采用提高系统暂态功角稳定 的重合方案,即由线路末端首先重合。故障12 下暂 态功角和电压稳定的综合指标分别为 0.0834 和 0.0411,比较可知,应采用提高系统暂态功角稳定的 重合方案,即由线路首端首先重合。

表 9 故障 5 局部风险指标与灵敏度结合的评价指标 Tab.9 Estimation index integrating local risk index with sensitivity for fault 5

1	视角	风险	計标	风险指标变化量	灵敏度	综合评价指标
TAS	首端	0.0433	0.129.4	0.240.2	0.102.9	
	末端	0.0503	0.1384	0.2492	0.1938	
,	TVS	首端	0.0494	0.010.0	0 2287	0.110.4
115	末端	0.0489	0.0100	0.2287	0.1194	

表 10 故障 12 局部风险指标与灵敏度结合的评价指标 Tab.10 Estimation index integrating local risk index with sensitivity for fault 12

视角	风险指标		风险指标变化量	灵敏度	综合评价指标
TAS	首端	0.0489	0.0266	0.1401	0.0834
	末端	0.0503			
TVS	首端	0.0494	0.0100	0.0723	0.0411
	末端	0.0489			

# 6 结论

分别从暂态功角和电压稳定视角下提出的重合 时序整定策略,角度和适用场景有所不同与侧重。2 个视角下得到的重合时序策略冲突时,需进行协调。 本文提出的风险指标与重合时序灵敏度相结合的重 合时序协调方法,可以有效协调这种冲突。

3 机 9 节点系统中的计算表明:结合全局风险指标与重合时序灵敏度的协调结果部分故障下与运行 方式有关。分别采用全局、局部风险指标与重合时序 灵敏度结合的方法对同一故障的协调结果有可能不 一致,实际应用时,可综合考虑系统规模、运行方式 变化情况和计算速度等因素予以选择。

#### 参考文献:

- [1] 张保会,尹项根. 电力系统继电保护[M]. 北京:中国电力出版 社,2005:102-135.
- [2] 束洪春,董俊,孙士云,等. 重合闸时序对交直流混联输电系统暂态稳定裕度的影响[J]. 电力系统自动化,2006,30(19):73-76.
   SHU Hongchun,DONG Jun,SUN Shiyun, et al. Influence of single-phase reclosing sequence upon transient stability margin of AC/DC hybrid transmission system[J]. Automation of Electric Power Systems,2006,30(19):73-76.

[3] 束洪春,孙士云,董俊,等. 单相重合时序对系统暂态稳定的影响研究[J]. 电力自动化设备,2007,27(3):1-4.
 SHU Hongchun,SUN Shiyun,DONG Jun, et al. Influence of sin-

gle-phase re-close sequence on system transient stability [J]. Electric Power Automation Equipment,2007,27(3):1-4.

- [4] 孙士云,東洪春,于继来. 单相重合时序对特高压交直流并联系 统暂稳影响的机理分析[J]. 电工技术学报,2009,24(10):106-113. SUN Shiyun,SHU Hongchun,YU Jilai. Mechanism analysis of single-phase reclosure sequence's influence on ultra-high voltage AC/DC parallel system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2009,24(10):106-113.
- [5] 孙士云,東洪春,于继来,等. 三相重合时序对系统暂态稳定性影响的机理分析[J]. 电力自动化设备,2009,29(11):10-14.
  SUN Shiyun,SHU Hongchun,YU Jilai,et al. Influence of three-phase reclosure sequence on system's transient stability [J]. Electric Power Automation Equipment,2009,29(11):10-14.
- [6] 東洪春,孙士云. 单相重合时序对特高压交直流系统暂态电压稳 定性的影响[J]. 中国电机工程学报,2010,30(16):32-37.
  SHU Hongchun,SUN Shiyun. Influence of single-phase reclosure sequence on ultra-high voltage AC/DC system's transient voltage stability[J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(16):32-37.
- [7] 孙士云,束洪春,于继来,等. 三相重合时序对暂态电压稳定性的 影响[J]. 电力系统自动化,2009,33(18):102-106.
  SUN Shiyun,SHU Hongchun,YU Jilai,et al. Influence of threephase reclosure sequence on transient voltage stability[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(18):102-106.
- [8] 李文沅. 电力系统风险评估[M]. 北京:科学出版社,2006:225-240.
- [9] 冯永青,吴文传,张伯明,等. 基于可信性理论的电力系统运行风 险评估(二)理论基础[J]. 电力系统自动化,2006,30(2):11-15. FENG Yongqing,WU Wenchuan,ZHANG Boming,et al. Power system operation risk assessment based on credibility theory part two theory fundament[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006,30(2):11-15.
- [10] REI A M, Leite da SILVA A M, JARDIM J L, et al. Static and dynamic aspects in bulk system reliability evaluations [J].

IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(1):189-195.

- [11] LEVI V A, NALUNAN J M, NEDIE D P. Security modeling for power system reliability evaluation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(1):29-36.
- [12] 王守相,张伯明,郭琦. 基于时间裕度的全局电力系统暂态安全风险评估[J]. 中国电机工程学报,2005,25(15):51-55.
  WANG Shouxiang,ZHANG Boming,GUO Qi. Transient security risk assessment of global power system based on time margin [J]. Proceedings of the CSEE,2005,25(15):51-55.
- [13] 徐箭,袁荣湘,陈允平. 在线暂态稳定计算程序的设计与实现[J]. 电力自动化设备,2005,25(5):54-60.
  XU Jian,YUAN Rongxiang,CHEN Yunping. Design and realization of on-line transient stability computation program [J]. Electric Power Automation Equipment,2005,25(5):54-60.
- [14] 谢欢,张保会,李钢,等. 基于广域发电机状态信息的电力系统 暂态不稳定性实时预测[J]. 电力自动化设备,2009,29(7):28-32.
  XIE Huan,ZHANG Baohui,LI Gang, et al. Real-time prediction of transient instability based on wide-area information of generator state[J]. Electric Power Automation Equipment,2009,29 (7):28-32.
- [15]尚力,于占勋,荆铭,等.山东电网广域实时动态监测系统[J]. 电力自动化设备,2008,28(7):89-93.
  SHANG Li,YU Zhanxun,JING Ming,et al. Wide-area real-time dynamic monitoring system of Shandong Power Grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2008,28(7):89-93.

#### 作者简介:

孙士云(1981-),女,山东聊城人,副教授,博士,研究方向 为交直流电力系统动态行为分析(E-mail:422416503@qq.com);

束洪春(1961-),男,江苏丹阳人,教授,博士研究生导师, 博士,主要研究方向为新型继电保护与故障测距、电力系统保 护与控制:

于继来(1965-),男,江苏江都人,教授,博士研究生导师, 博士,主要研究方向为电力系统分析与控制。

# Coordination of reclose sequence strategies based on risk index and sensitivity

SUN Shiyun<sup>1</sup>, SHU Hongchun<sup>1</sup>, YU Jilai<sup>2</sup>

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;

2. Department of Electrical Engineering, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China)

**Abstract**: When the reclose sequence strategies obtained in view of transient angle and voltage stability respectively conflict, it is necessary to coordinate between them. The change of representation index, which is caused by the reclose sequence change, is defined as the sensitivity of transient angle or voltage stability issues to reclose sequence. The transient stability risk index based on time margin is calculated with the consideration of uncertainty factors such as operation mode, fault probability, fault location, fault type, reclose success rate, etc., according to which, a method integrating risk index with reclose sensitivity is proposed for the coordination between reclose sequence strategies. Simulations indicate that, the proposed method balances effectively the influences of reclose sequence strategy on transient angle and voltage stability.

Key words: reclose sequence; risks; sensitivity analysis; strategy coordination; transient stability