

偏远地区小电网与主网解列后高频高压风险及抑制策略

滕予非¹, 张华¹, 汤凡¹, 丁理杰¹, 宁联辉²

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072; 2. 西安交通大学, 陕西 西安 710049)

摘要: 随着无电地区电网的建设, 大量具有小机组、轻负荷特性的偏远地区小电网逐渐通过极长的联络线路与主网相连。一旦由于故障等因素, 这些小电网与主网解列而转为孤网运行时, 小电网中过剩的有功功率以及充电无功极有可能导致严重的高频高压风险, 造成设备以及负荷的损毁。首先, 结合四川某藏区电网, 对小电网与主网解列后的高频高压现象进行了研究, 分析了高频高压现象出现的机理。其次, 探讨了电网内发电机调速、励磁装置的控制方式以及负荷特性对高频高压风险的影响。最后, 在分析传统抑制策略所存在不足的基础上, 提出了一种基于高周解列的偏远地区电网与主网解列后高频高压风险的抑制策略。仿真结果验证了策略的有效性。

关键词: 高频; 过电压; 充电无功; 孤网运行; 抑制策略

Over-frequency and overvoltage risk of isolated small power grid in remote area and its suppression strategy

TENG Yufei¹, ZHANG Hua¹, TANG Fan¹, DING Lijie¹, NING Lianhui²

(1. State Grid Sichuan Electrical Power Research Institute, Chengdu 610072, China; 2. Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: As the expansion of the power grid, many small power grids in remote areas with small generators and light loads are connected to the main grid through very long transmission lines. Once such a small power grid is split from the main power grid due to a certain fault, over-frequency and overvoltage is very likely to occur due to its excessive real power or capacitive reactive power, which could damage power equipments and local loads. First, the mechanism of over-frequency and overvoltage and their interaction in an isolated small power grid are analyzed. And then the influences of generator speed governor and excitation system as well as load characteristics on over-frequency and overvoltage are also introduced. Finally, a new suppression strategy is proposed for over-frequency and overvoltage of the isolated small power grid in remote area. Simulation results verify the effectiveness of the proposed suppression strategy.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51307136).

Key words: over-frequency; overvoltage; capacitive reactive power; isolated operation; suppression strategy

中图分类号: TM71 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2015)01-0129-08

0 引言

随着无电地区电网建设的深入推进, 具有小机组、轻负荷特性的偏远地区电网逐渐通过联络线路与主网相连, 在枯期从主网吸收电能保证当地的负荷供应, 而在丰期则可通过联络线路向主网供电。由于地处偏远, 这些电网与主网间的联络线动辄上百公里。这些小电网一旦因为故障等原因与主网解列, 孤网内过剩的有功功率以及长联络线的充电功

率极有可能在孤网内导致严重的高频高压风险, 值得进行关注和研究。

电网在孤网运行下的安全稳定特性以及安控措施近年来受到了广泛的关注^[1-5]。但大部分研究主要集中于孤网的频率控制^[6], 对过电压现象以及高频—高压现象间相互关系则鲜有报道。

有学者通过电力系统实际发生的事件对孤网后的风险进行了研究。文献[7]通过对贵州南部电网“7.7”事故的仿真反演和分析, 探讨了孤网故障高频的主要原因, 并提出了抑制高频和稳定电网的措施。同时, 也有报道以四川电网茂县水电通道变电

基金项目: 国家自然科学基金项目(51307136)

站主变压器跳闸事故为例,对孤网高压问题进行研究,分析其主要成因,并讨论利用发电机进相运行能力解决问题的可行性^[8-9]。然而,这些针对中大型电网或者大型水电通道的结论在偏远地区小电网中适应性有所欠缺。

还有学者从自励磁的角度探讨了小水电孤网时的高周高压风险。文献[10]探讨了地方电网小水电孤网运行时自励磁判断方法的合理性,分析了发电机机电暂态对自励磁过电压的影响。然而,单纯利用自励磁机理解释高周高压现象存在着一定的不足。

本文基于四川某藏区实际电网,探讨了偏远地区电网孤网运行时所出现的高频高压风险,分析了高频高压现象出现的机理,并分析了孤网内发电机控制方式以及负荷特性对风险的影响。同时,本文还研究了偏远地区电网孤网后高频高压的抑制策略,并通过仿真进行了校验。

1 偏远地区电网解列后高频高压风险

1.1 算例电网介绍

本文以四川某藏区电网作为算例电网,探讨偏远地区电网孤网后高频高压风险,该电网的接线图如图 1 所示。

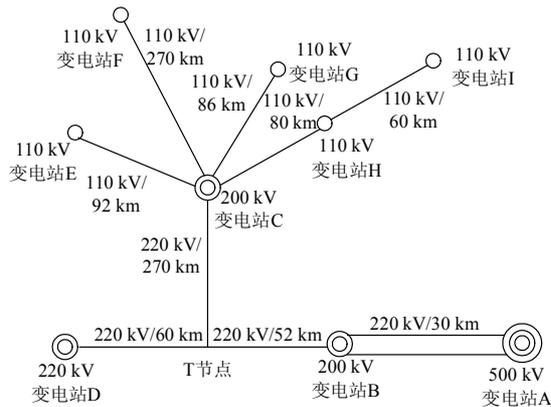


图 1 算例电网

Fig. 1 Sample system

图 1 所示的电网中,220 kV 线路总长度达到了 412 km,而 110 kV 线路的总长度则达到了 588 km,线路的总充电功率达到了 110 Mvar 左右。为了抑制工频过电压,在变电站 C—T 节点间的 220 kV 线路配置了 30 Mvar 的高压电抗器,而在变电站 C—变电站 F 间的 110 kV 线路配置了 8 Mvar 的高压电抗器。各地区的发电机装机、负荷水平如表 1 所示。

由表 1 可知,整个电网的装机容量为 125.8 MW,最大负荷 59 MW,最小负荷 18.9 MW。将表

1 所示的装机容量、负荷水平与电网线路的充电功率(110 Mvar)进行对比,可以发现该电网具有明显的小机组、轻负荷、长线路的特征。

表 1 算例电网装机容量与负荷水平

Table 1 Hydropower installed capacity and load level in sample system

地区	装机容量/MW	最大负荷/MW	最小负荷/MW
B	55	0	0
C	11	8	1
D	10	10	3
E	14	8	2
F	6.4	8	1
G	10.22	12.2	6.5
H	12.36	12	5
I	6.8	1	0.4

1.2 算例电网与主网解列后高频高压风险分析

由图 1 可知,算例电网在过渡期由于与主网联接较弱,很多断面仅通过 1 回~2 回输电线路进行联接。一旦电网中出现 $N-1$ 或者 $N-2$ 故障,则可能出现某些小电网与主网解列,而转为孤网运行。

为了研究该算例电网孤网运行时的高频高压风险,利用 PSCAD 电磁暂态软件搭建了如图 1 所示的电网。模型中,发电机调速器在孤网运行时可自动转为频率控制模型,同时考虑到偏远地区当地负荷以民用照明、取暖负荷为主,因此负荷特性采用的是恒阻抗特性。

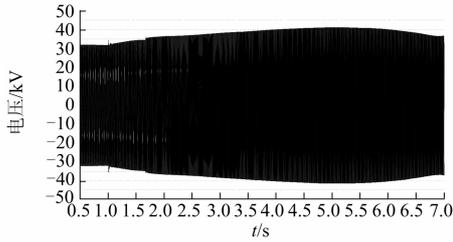
在不采取任何抑制措施的情况下,设置变电站 A—变电站 B 双回 220 kV 线路 $N-2$ 故障为典型故障,利用 PSCAD 进行仿真研究。仿真模型中,故障开始时间设置为 1.0 s。由此可以得到的仿真结果如图 2 所示。

根据图 2 可知,当算例电网由于故障而转为孤网运行时,由于孤网内过剩的有功功率,电网频率会显著地上升,最大达到了 66 Hz。同时,在电网内长线路充电无功的作用下,电网末端变电站的电压也明显上升,在考虑铁磁材料饱和的因素下,电网电压也会达到额定 1.31 倍左右,超过了工频过电压不得超过 1.3 倍的标准,设备和负荷损毁风险显著提高。

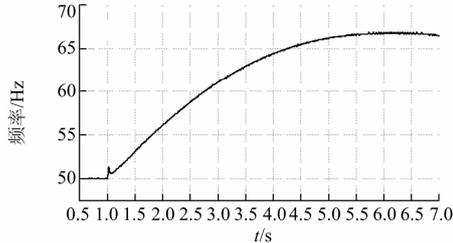
2 高频高压风险机理分析

2.1 高频高压风险机理分析

偏远地区电网与主网解列后出现的高压风险本质上依然属于工频过电压的范畴。然而,与传统工频过电压不同,偏远地区电网的高频高压风险存在着以下两点显著区别:



(a) 变电站I 35 kV电压瞬时值变化波形



(b) 地区系统频率变化波形

图2 典型故障仿真结果

Fig. 2 Simulation results for typical fault

1) 传统的工频过电压不会计及发电机的机电暂态的影响, 然而高频高压风险中发电机的机电暂态则无法忽略。

2) 传统的工频过电压往往在线路的断开点处发生, 而高频高压风险则是一个全网型的风险。

为了分析偏远地区电网孤网运行后的高频高压风险, 可采用图3所示的简化电网进行理论分析。

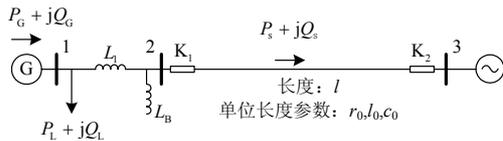


图3 简化电网

Fig. 3 Simplified system

图3所示的分析电网中, 发电机通过大小为 L_1 的电感与母线2相连, 同时在机端连接了负荷, 而母线2上连接了低抗。母线2与母线3之间是一条长度为 l 的输电线路, 线路在母线3处与大电网相连, 而当开关 K_2 断开, 则可模拟小电网与主网解列。

当开关 K_2 断开前, 图3所示的电网处于稳态运行状态, 忽略发电机损耗, 则有

$$P_m = P_G = P_L + P_s \quad (1)$$

式中: P_m 为发电机机械功率; P_G 为发电机的电磁功率; P_L 为母线1上的负荷; 而 P_s 为线路2-3上的外送功率。

当开关 K_2 断开, 由母线1、2组成的小电网转为孤网运行状态, 孤网系统外送功率 P_s 突变为0。同时, 孤网的频率则完全由发电机转速所决定。由

于发电机机械功率不能突变, 根据发电机转子运动方程, 可以得到在开关 K_2 断开瞬间, 有

$$T_J \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_L = P_s \quad (2)$$

式中: T_J 为发电机惯性时间常数; ω 为发电机的角速度。

由式(2)可知, 在开关 K_2 断开瞬间, 原来的外送功率 P_s 则转换为孤网内发电机的加速功率, 电网频率开始上升。

在高电压机理方面, 忽略线路电阻, 设定发电机端口电压恒定为 V_1 , 利用潮流分析方法, 可以估算得到在图4所示的电网中, 在 K_2 开关断开瞬间, 母线3、母线2的稳态电压值满足

$$\frac{V_3}{V_2} = \frac{2v^2}{2v^2 - \omega^2 l^2} \quad (3)$$

同时, 母线2、母线1的稳态电压值则满足

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 + \frac{L_1}{L_B} - \frac{\omega^2 L_1 C_0 l}{2} - \frac{L_1 C_0 l}{2} \left(\frac{2v^2 \omega}{2v^2 - \omega^2 l^2} \right)^2} \quad (4)$$

式中, c 为电磁波在线路中的传输速度, 满足

$$v \approx c = \frac{1}{\sqrt{l_0 C_0}} \quad (5)$$

由式(3)、式(4)可知, 当母线2~母线3间的线路空载时, 由于长线路对地电容 C_0 的影响, 母线2、母线3的电压均会随着线路的长度 l 的增加而显著上升。

2.2 高频与高压间相互影响关系

当小电网因故障转为孤网运行时, 由于外送通道的截断, 孤网内有功出现了富余, 电网频率升高。由式(3)、式(4)可知, 当发电机端口电压恒定为 V_1 时, 母线2、3的电压 V_2 、 V_3 会随着电网频率的升高而进一步抬高, 这说明了高频对高压的促进效应。

根据电路理论, 电容、电感发出的无功 Q_c 、 Q_L , 分别定义为

$$\begin{aligned} Q_c &= U^2 \omega C \\ Q_L &= \frac{U^2}{\omega L} \end{aligned} \quad (6)$$

由式(6)可知, 随着频率的增加, 电容上产生的容性功率 Q_c 成比例增加, 但电感上产生的感性功率 Q_L 却成比例减少。随着容性无功补偿度的减少, 多余的容性功率则会进一步恶化过电压现象。

相反地, 电网的高压现象却会对高频风险加以抑制。设定孤网内的负荷满足式(7)所述的静特性。

$$P_L = P_{L0} (a_p V_{L*}^2 + b_p V_{L*} + c_p) \quad (7)$$

式中： a_p 、 b_p 、 c_p 分别为恒定阻抗、恒定电流、恒定功率负荷的有功功率占总功率的百分比；而 V_{L*} 则为负荷上电压的标么值。

由式(7)可知，随着电压的增加，孤网内有功负荷会明显地提升，从而加大了发电机组电磁功率，从而抑制了频率的上升。

2.3 孤网系统高频高压现象动态过程分析

利用图 3 所示的简化电网，可分别探讨电网内容性无功欠补偿、过补偿两种情况下，电网高频高压现象的动态过程。

2.3.1 欠补偿情况下高频高压现象动态过程

图 3 所示的简化电网中，当 K_2 断开后，若孤网系统因配置低抗、高抗容量不足而在 50 Hz 下处于欠补偿状态，可以得到发电机机端电压及转速变化如图 4 所示。

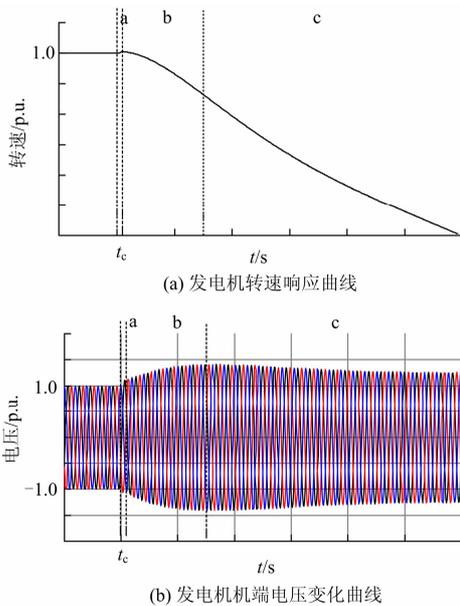


图 4 欠补偿情况下仿真曲线

Fig. 4 Simulation results in the case of under-compensation

由图 4 可知，若孤网系统在故障前处于欠补偿状态，可以将 K_2 开关断开后的过程分为 3 个阶段。

阶段 a: 该阶段由于开关 K_2 断开，发电机输出有功减少，因此发电机开始加速。同时由于电网处于欠补偿状态，因此机端电压也开始有所上升。由于机端电压的上升，孤网内有功负荷根据其静特性也开始增加，直到当电网内负荷增加到与发电机机械功率 P_m 相等，该阶段结束。

阶段 b: 当电网内负荷增加到与发电机机械功率 P_m 相等后，由于电网仍处于欠补偿自励磁阶段，因此电网电压持续升高。但是，由于负荷的有功已经超过发电机原动机的机械功率，发电机开始减速。同时，随着频率的减小，电网中感性无功开始

增加，容性无功开始减小。

阶段 c: 当发电机减速到临界频率 f_c 时，电网中感性无功开始大于或等于容性无功，由欠补偿变为过补偿。此时，发电机机端电压开始减小。从此之后，发电机的转速及机端电压响应曲线则由发电机及控制器参数决定。

由以上的分析可知，即使电网一开始处于欠补偿状态，发电机机端电压会在负荷静特性的影响下，达到一个最大值后回落。该最大值出现在发电机转速降到临界频率 f_c 时，在该频率下，电网处于完全补偿状态，即

$$2\pi f_c L_* = \frac{1}{2\pi f_c C_*} \quad (8)$$

式中， L_* 、 C_* 分别为电网中等值电感与电容。

2.3.2 过补偿情况下高频高压现象动态过程

为了防止过电压的发生，很多电网常常利用配置高抗、低抗的方式实现过补偿。但是，由于发电机组在失负荷后会产生升速，则极有可能将过补偿变为欠补偿。在该情况下，发电机转速、电压变化曲线如图 5 所示。

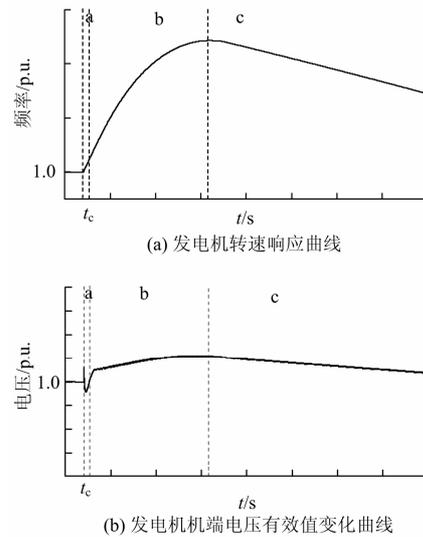


图 5 过补偿情况下仿真曲线

Fig. 5 Simulation results in the case of over-compensation

由图 5 可知，若孤网系统在故障前处于过补偿状态，可以将 K_2 开关断开后的过程也可分为 3 个阶段。

阶段 a: 在开关 K_2 开断瞬间，由于电网容性无功处于过补偿状态，因此机端电压瞬间下降到初始状态以下。同时由于电网中有功功率出现富余，电网频率开始上升。随着电网频率上升，孤网内容容所提供的容性无功正比上升，而电感提供的感性无功正比下降。因此电网内容性无功补偿度开始下

降, 电网逐渐从过补偿转为欠补偿, 因此电压也开始回升。当电网中容性无功与感性无功相等时, 该阶段结束。

阶段 b: 本阶段电网频率继续上升, 电网容性无功持续增加, 电网电压继续升高。在本阶段结束时, 电网频率与电压几乎同时达到最大值。

阶段 c: 由于负荷的静特性以及发电机调速器作用, 本阶段发电机转速开始回落。随着电网频率下降, 电网中容性无功也开始下降, 电网电压回落。

3 高频高压风险影响因素分析

3.1 机组调速控制方式对高频高压风险的影响

为了配合电力系统调频和调峰的需求, 正常运行时, 电网中大量发电机均运行在功率控制模式, 其调速器根据 AGC 指令对发电机出力进行控制。但是一旦电网因为事故而使得频率偏差超过整定值时, 这些发电机组的控制模式则会自动调整为频率控制模型, 随着频率的波动调整出力, 确保电网频率维持在 50 Hz。

然而在偏远地区电网中, 大量的小水电则不具备控制模式切换功能。为了减小运维难度, 这些小水电机组并网后, 往往直接进入定开度控制模式。即使当电网频率明显升高时, 这些机组依然恒定开度运行, 出力不会调整, 因此会显著地恶化电网高频高压的风险。

设定在图 1 所示的算例电网中, 孤网内部分机组持续运行于定开度控制方式。当电网发现典型故障时, 可得到该工况下的仿真结果与原始工况(即图 2 对应的工况)的对比, 如表 2 所示。

表 2 调速器不同控制模式对结果的影响

Table 2 Influence on the result of the different governor control mode

工况	最高频率/Hz	变电站 135 kV 最高电压有效值/kV
所有调速器均可转为频率控制模式(图 2 所示工况)	66.85	50.396 5
部分调速器保持为开度模式	69.4	62.062

由表 2 可知, 由于孤网内部分发电机调速器在频率上升时缺乏控制能力, 因此无论是频率上升程度还是过电压水平都明显高于图 2 显示的水平。

3.2 发电机低励限制对高频高压风险的影响

当偏远地区电网因故障而孤网运行时, 随着电

网电压的上升, 发电机逐渐从电网吸收无功功率, 从而转为进相运行状态。研究表明, 发电机的进相能力对电网过电压的抑制有明显的益处。

然而发电机的进相能力却受到了定子铁芯端部热极限、静稳极限和定子过电流极限的限制。为限制发电机进相功率, 往往发电机在励磁控制器中实行低励限制(UEL), 其典型的模型框图如图 6 所示。

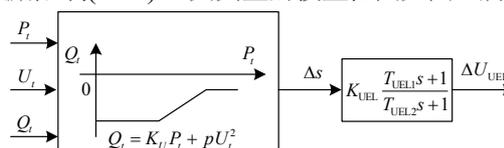


图 6 UEL 模型

Fig. 6 UEL model

如图 6 所示, UEL 模型以发电机的有功功率 P_i 、无功功率 Q_i 及端电压 U_i 为输入量。UEL 的第一个模块为低励磁限制曲线, 曲线斜率为 K_U ; 第二个模块为比例-积分环节(或领先-滞后环节), 其中 T_{UEL1} 为 UEL 的超前时间常数, T_{UEL2} 为 UEL 的滞后时间常数, K_{UEL} 是 UEL 的放大倍数。

UEL 的主要作用是避免由发电机定子电流过大导致的绕组过热, 且避免发电机在欠励磁下运行时静态稳定性破坏。然而低励限制环节限制了发电机的进相能力, 恶化电网高频高压的风险。

设定在图 1 所示的算例电网中, 电网内容量超过 10 MVA 的发电机组均装设了低励限制模块。此时, 若电网发生上述典型故障, 可得到该工况下的仿真结果与原始工况(即图 2 对应的工况)的对比, 如表 3 所示。

表 3 低励限制环节对结果的影响

Table 3 Influence on the result of UEL

工况	最高频率/Hz	变电站 135 kV 最高电压有效值/kV
所有机组均未装设 UEL(图 2 所示工况)	66.85	50.396 5
电网内容量超过 10 MVA 的发电机组均装设了低励限制模块	64.90	55.40

由表 3 可知, 由于孤网内部分发电机励磁装置上装设了低励限制环节, 限制了发电机的进相能力, 因此故障后电网过电压水平明显高于图 2 显示的水平。同时, 随着电压的升高, 电网内有功负荷随之增加, 电网的高频现象得到了一定的抑制。

3.3 负荷特性对高频高压风险的影响

在电力系统静态安全分析中, 有功负荷模型往往采用如式(7)所示的多项式进行描述。

当电网孤网运行时, 发电机的电磁功率单纯依

靠有功负荷消耗，假设孤网内所有机组近似同调，因此有

$$T_J \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_0 \left[a_p \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + b_p \left(\frac{U}{U_0} \right) + c_p \right] \quad (9)$$

由式(9)可以看出，在相同过电压水平下，恒阻抗负荷对高周现象的抑制最为明显，恒电流负荷次之，而恒功率负荷最差。

设定孤网内负荷分别为恒定阻抗、恒定电流、恒定功率负荷，在上述三种情况下可以得到当电网中发生典型故障时，电网的最高频率以及变电站 I 35 kV 最大电压有效值，如表 4 所示。

表 4 不同负荷类型对高频高压现象的影响

Table 4 Influence on the result of different types of loads

负荷类型	电网最高频率/Hz	变电站 I 35 kV 最高电压/kV
恒阻抗负荷	66.85	50.396 5
恒电流负荷	67.27	51.67
恒功率负荷	67.555	52.995

由表 4 可以明显看出，当孤网内负荷类型由恒阻抗负荷变为恒电流以及恒功率时，电网中最高频率以及电网末端的最大过电压均出现了明显上升。

4 高频高压风险抑制策略研究

4.1 现有抑制方案及不足

为了抑制小电网孤网运行时的高频高压风险，电力系统中常常采用无功补偿以及高周切机两种措施相配合的方式。然而研究表明，以上两种措施在实施过程中均存在着一定的不足，以下将详细说明。

4.1.1 无功补偿策略使用时的不足

利用无功补偿装置，容易导致过电压抑制与稳态调压之间的矛盾。当偏远地区电网因故障转为孤网运行后，随着电网频率的升高，电网中线路的充电无功将会随之成正比增加。然而电网中电抗器所提供的感性无功却随着频率的升高而反比下降。从而可知，当电网频率升高时，长输电线路容性无功的补偿度则会明显下降。

为了抑制过电压，需保证电网在高频情况下依然保证足够的补偿度。但这势必要求电网在工频情况下，感性无功明显的过补偿，从而导致电网调压的困难。

以图 1 所示的电网为例，仿真结果表明，为了抑制电网过电压，电网各变电站需保证的电抗投入容量如表 5 所示。

表 5 算例电网低抗容量需求

Table 5 Reactive power demand of sample case

地区	感性无功需求/Mvar
C	50
D	9
E	4
F	2
G	4

但是如果按表 5 要求配置感性无功，变电站 C 220 kV 侧的稳态电压大约在 200 kV 左右，电压质量十分恶劣。

4.1.2 高周切机策略使用时的缺陷

高周切机策略主要的作用是在电网频率升高时，切除部分发电机组，以抑制电网频率的上升。但研究结果却表明，高周切机策略对抑制孤网运行后的高频高压风险，却是一把双刃剑。一方面，通过切除机组降低了电网的最高频率，减小了最高频率下线路的充电功率。但是另一方面切机策略的实施也削弱了孤网整体的进相运行能力，提高了电网的过电压水平。

表 6 所示是在 B 地区机组装设高周切机装置前后，当典型故障发生时电网的最高频率以及变电站 I 的过电压水平。

表 6 高周切机策略对高频高压现象的影响

Table 6 Influence on the result of generator over-speed cutting strategy

工况	电网最高频率/Hz	变电站 I 35 kV 最高电压/kV
无高周切机策略	66.85	50.396 5
有高周切机策略	63.68	53.13

由表 6 可知，采取高周切机策略后电网的最高频率下降了 3.2 Hz，然而电网末端的过电压却也提升了将近 3 kV。由此可见，高周切机策略在抑制高周高压风险上存在着一定的局限性。

4.2 基于解列的高频高压风险抑制策略及效果

4.2.1 基于解列的高频高压风险抑制策略

以上的分析表明，传统无功补偿以及高周切机措施在抑制高周高压风险方面均存在着一定的缺陷，需要寻求一套新的抑制策略。

考虑到孤网高周高压风险出现的主要原因是由于孤网富余的充电功率以及长线路巨大的充电功率，因此本文提出了一种基于解列^[1]的高频高压风险抑制策略。该策略的核心思想是在偏远地区电网因故障转为孤网运行并导致频率升高时，将各地区变电站与长输电线路解开，各地区电网孤立运行。同时在各孤立电网内通过高周切机、无功补偿等措

施维持电网正常运行。

该策略包含了以下措施:

1) 对孤网内发电机的控制系统进行排查与改造, 防止任何机组出现恒定有功出力的运行控制情况。

2) 在枢纽变电站配置高周解列装置, 当电网频率超过整定值时, 解列枢纽变电站低压出线, 并远跳远端。从而实现各地区电网与长输电线路的隔离。

3) 在各孤立电网内配置高周切机装置, 并利用发电机调速特性维持孤立电网频率, 并保证孤立电网安全稳定运行。

4) 在孤立电网内部装设过电压保护。当前几套策略动作失败时, 利用保护解列电网, 防止事故扩大。

该策略具有简单易行, 动作可靠等优点, 从机理的源头避免了高周高压风险, 可有效避免由于收资不准确导致的策略失效等情况, 已在四川藏区电网中得以实施。

4.2.2 基于解列的高频高压风险抑制策略在四川藏区电网中的应用

在图 1 所示的电网中, 采用前文所述的策略, 具体布置的措施如下:

1) 对地区 B、C、D、E、F、G、H、I 内发电机进行了排查, 对不符合要求的调速器进行了改造。改造后这些地区的发电机均满足当电网频率偏差超过整定值时, 控制模式调整为频率控制模型, 随着频率的波动调整出力。

2) 在 220 kV 变电站 C、变电站 D 两个枢纽变电站配置高周解列装置, 当电网频率超过 51 Hz 时, 延时 0.5 s, 解列变电站 C、变电站 D 所有 110 kV 以及 35 kV 出线, 并远跳 110 kV 出线远端。

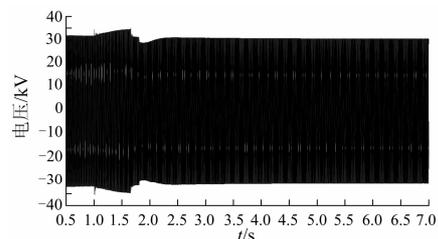
3) 在 110 kV 变电站 B、E、F、G、H、I 变电站配置高周解列装置, 当电网频率超过 51 Hz 时, 延时 0.5 s, 断开变电站 110 kV 线路。

4) 在地区 B、C、D、E、F、G、H、I 所有发电厂装设高周切机装置, 整定值整定为 51.6 Hz, 延时 0.5 s。

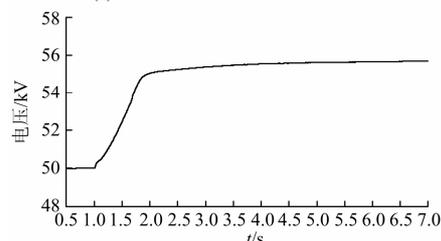
5) 在变电站 B、C、D、E、F、G、H、I 装设过电压保护装置, 当电压超过 1.3 p.u. 时, 延时 0.5 s, 解列变电站 35 kV 出线。

在配置上述策略后, 依然以前文所述典型故障为例, 分析算例电网孤网运行后的高周高压风险。由此可以得到的仿真结果如图 7 所示。

将图 7 与图 2 相对比, 可以得到措施采用前后电网高频高压现象的对比结果, 如表 7 所示。



(a) 变电站 I 35 kV 电压瞬时值变化波形



(b) 地区电网频率变化波形

图 7 采取措施后典型故障的仿真结果

Fig. 7 Simulation results for typical fault after suppress methods utilized

表 7 抑制措施对高频高压现象的影响

Table 7 Influence on the result of suppress methods

工况	最高频率/Hz	变电站 I 35 kV 最高电压有效值/kV
无抑制措施	66.85	50.396 5
有抑制措施	55.70	42.39

由表 7 可以看出, 本文提出的基于解列的抑制措施可以有效缓解偏远地区电网与主网解列后的高周高压风险。在前文所述的典型故障下, 本文所提出的抑制策略可将孤网最高频率下降 16.91%, 变电站 I 35 kV 的最高电压有效值下降 15.89%, 从而验证了策略的有效性。

5 结论

本文基于四川某藏区电网, 对偏远地区小电网因故障转为孤网运行后的高频高压风险进行了分析, 并提出了一种基于高周解列的综合抑制措施, 得到了以下几点结论:

1) 偏远地区的电网因故障与主网解列时, 孤网内过剩的有功功率以及长联络线大量的充电功率极有可能导致严重的高频高压风险。而高频现象会恶化高压现象。而电网的高压现象则会对高频风险加以抑制。

2) 发电机调速器控制方式、发电机励磁控制中模块设置以及孤网系统内负荷类型均会对高周高压风险产生影响。孤网内发电机的调速器在频率上升时一直工作在定开度控制方式, 发电机励磁器中增

加低励限制环节,恒功率、恒电流负荷比例的增加,均会使高频高压风险进一步恶化。

3) 本文提出了一种新的基于高周解列的高频高压风险抑制策略。该策略综合应用高周解列、高周切机、过电压保护等措施对风险进行抑制。该策略具有简单易行,动作可靠等优点,从机理的源头避免了高周高压风险,可有效避免由于收资不准确导致的策略失效等情况。仿真结果验证了策略的有效性。

参考文献

- [1] HUANG Yang, HU Wei, ZHANG Yiwei, et al. Research on the self-excitation characteristics and practical criterion of generators in isolated hydropower group[C] // Proceedings of the 46th International Universities Power Engineering Conference, Soert, Germany, 2011.
- [2] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(3): 720-729.
- [3] HUANG S J, HUANG C C. Adaptive load shedding method with time-based design for isolated power systems[J]. International Journal of Electrical Power and Energy System, 2000, 22(1): 51-58.
- [4] 彭思敏, 窦真兰, 凌志斌, 等. 并联型储能系统孤网运行协调控制策略[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 128-134.
PENG Simin, DOU Zhenlan, LING Zhibin, et al. Cooperative control for parallel-connected battery energy storage system of islanded power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 128-134.
- [5] 贺星棋, 刘俊勇, 杨可, 等. 分布式电源对故障恢复初期不平衡孤网稳态特性影响[J]. 电工技术学报, 2011, 26(7): 120-125.
HE Xingqi, LIU Junyong, YANG Ke, et al. Effects of distributed generation on steady-state characteristics of unbalanced isolated power system in initial period of fault restoration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(7): 120-125.
- [6] 张培高, 李兴源, 李政. 孤网频率稳定与控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(15): 143-149, 155.
ZHANG Peigao, LI Xingyuan, LI Zheng. Research on frequency stability and control strategy in isolated power grid[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(15): 143-149, 155.
- [7] 黄宗君, 李兴源, 晁剑, 等. 贵阳南部“7·7”事故的仿真反演和分析[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(9): 95-100.
HUANG Zongjun, LI Xingyuan, CHAO Jian, et al. Guiyang south grid "7·7" faults simulation and analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(9): 95-100.
- [8] 黄杨, 张毅威, 闵勇, 等. 水电群孤网后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 characteristics for isolated hydropower group[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(9): 1-5.
- [9] 蒲倩, 张毅威, 陈磊, 等. 容性孤网发电机进相运行与紧急电压控制[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(18): 24-29.
PU Qian, ZHANG Yiwei, CHEN Lei, et al. Generator's leading phase operation and emergency voltage control of capacitive isolated network[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(18): 24-29.
- [10] 张华, 李旻, 丁理杰. 对地方电网小水电自励磁判断方法的探讨[J]. 电力系统控制与保护, 2013, 41(20): 112-117.
ZHANG Hua, LI Min, DING Lijie. Study on self-excitation judgment method for small hydro-generator in local grid[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(20): 112-117.
- [11] 宋洪磊, 吴俊勇, 吴林峰. 电力系统紧急情况下的动态分区和自主解列策略[J]. 电工技术学报, 2012, 27(1): 224-229.
SONG Honglei, WU Junyong, WU Linfeng. Dynamic partitioning and active-split strategy in power system emergency control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(1): 224-229.

收稿日期: 2014-03-06; 修回日期: 2014-05-04

作者简介:

滕子非(1984-), 男, 博士, 工程师, 主要研究方向为电力系统分析与控制; E-mail: yfteng2011@163.com

张华(1985-), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为电力系统分析与控制。