

永磁风力发电机直流并联及直流升压的仿真研究

王银涛^{1,2}, 何 山^{1,2}, 王维庆^{1,2}, 王江涛³
(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830049;
2. 可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830049;
3. 北京三兴汽车有限公司, 北京 100070)

摘 要:针对分散式小型风力发电场,实现永磁风电机组直流并联,提出了永磁风力发电机 PWM 整流器直流侧并联的结构。为了能使小型风电场,就近接入大型风电场或者并入电网时,降低传输过程中输电损耗的目的,采用了 DC - DC 升压组将直流母线电压升高的拓扑结构。为能够有效地实现发电机的并、切网,设计了对发电机输出电压瞬时采样,来判断发电机整流器侧是否连接到直流母线的断路器模型。基于 Matlab/Simulink 仿真平台搭建了含 3 台永磁风力发电机、整流器、断路器和 DC - DC 升压组的仿真模型,对永磁风力发电机在不同风速下的直流并联与升压进行了仿真分析。仿真结果表明,在理想状态下,该模型可实现不同风速下风力发电机的直流并联与升压。

关键词:永磁直驱风力发电机;PWM 整流器;直流母线;并联;直流升压

Abstract: Aiming at the scattered small wind power fields which realize the DC parallel connection of direct - driven wind turbine with permanent magnet synchronous generator (PMSG), the mathematical model is established that the connection of PWM rectifier of PMSG is parallel in DC side. In order to make small wind farm integrated with the nearest large wind farm or power grid and reduce the transmission loss in the process of more than ten kilometers far from the power grid, DC - DC chopper is used to rise the voltage of DC bus. In order to effectively realize the integration and cut off of generators, the instantaneous sampling of output voltage of wind turbine generator is designed to judge whether the rectifier side of wind turbine generator is connected to the short - circuit model of DC bus or not. Based on Matlab/Simulink simulation platform, the simulation model including three direct - driven wind turbines with PMSG, rectifier, circuit breaker and DC - DC boost group is established, and the simulation of DC in parallel and DC - DC boost under different wind speeds is analyzed. The simulation results show that the proposed model can realize DC in parallel and DC - DC boost of wind turbine generator under different wind speeds in the ideal condition.

Key words: direct - driven wind turbine with permanent magnet synchronous generator (PMSG); PWM rectifier; DC bus; parallel; DC - DC boost

中图分类号: TM315 文献标志码: A 文章编号: 1003 - 6954 (2016) 04 - 0001 - 05

0 引 言

中国陆地风力资源丰富,风能作为一种洁净可再生能源,在石油和煤日趋枯竭的情况下,必将在未来取代传统能源,在能源结构和环保方面起重要作用。国内使用的风力发电机主要有双馈和直驱永磁发电机,而直驱永磁风力发电机较双馈机具有变速运行、变桨距调节、低转速、高效率和高功率因数等优点。此外,直驱永磁风力发电机并网运行时,无需从电网

中吸收无功功率建立磁场,可以改善电网的功率因数^[1-2],已经成为当今风力发电机研发的热点。

目前,常见的风电传输是通过每台风力发电机连接变流器产生恒频的电能,就近接入交流电网,进行交流输电,但风力发电具有较大的随机性和波动性,交流并联在风机切、并网时,对电网稳定运行有较大的影响^[3-4]。此外,还有一种方式是把大规模风力发电接到换流站上进行高压直流输电^[4-7],此种方法的优点是可以进行超长距离传输,但是换流站的造价过于昂贵。

以上文献均是风力发电并网和输电的主要方式,都有其自身的缺陷。目前文献中研究风力发电

基金项目:国家自然科学基金项目(51267017,51367015);高等学校博士学科点专项科研基金新教师类资助课题(20136501120003);教育部创新团队(IRT1285)

机直流并联的情况,大多采用不同风力发电机同风速的情况进行仿真^[8]。下面以 1.5 MW 直驱永磁风力发电机为例,提出 3 台风力发电机在不同风速下,用整流器和直流升压斩波电路组进行直流并联和直流升压的结构,并在 Matlab/Simulink 仿真平台上进行了仿真。表 1 为 1.5 MW 直驱永磁发电机的基本参数。

表 1 直驱永磁风力发电机基本参数

额定功率 /WM	额定电压 /V	极数	相数	额定转速 /(r·min ⁻¹)
1.5	690	88	3	17.3

1 多机直流并联及 DC – DC 升压数学模型

1.1 系统结构框图

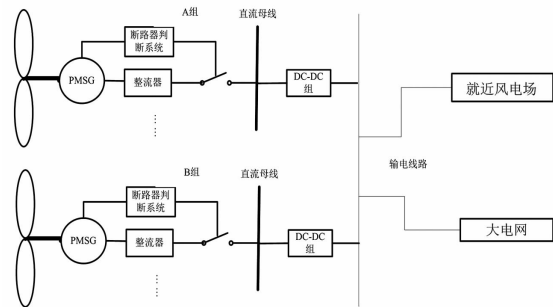


图 1 风力发电机组及 DC – DC 组结构简图

所提出的风力发电机直流并联及直流升压仿真系统,主要包括永磁直驱风力发电机组、整流器和 DC – DC 升压组,其基本结构如图 1 所示。由图 1 可知,直驱永磁风力发电机发出电能,通过 PWM 整流器整流,并对直驱永磁风力发电机的电压进行测量,当符合条件时 PWM 整流器的直流端并入直流母线,并且通过 DC – DC 升压组进行直流升压。

此种结构的优点在于:

- 1) 风力发电机交流转换成直流进行并联,无需考虑风力发电机交 – 直 – 交后恒频的问题。
- 2) 断路器判断系统采用的是对直驱永磁发电机的电压进行有效值采集。当发电机发出的交流电压有效值达到一定范围则断路器闭合;当不符合断路器闭合条件时,自动断开,这样可以缩短电压稳定的时间,使系统尽快稳定。
- 3) DC – DC 升压斩波电路组相对于换流站而言虽然输电距离较短,但是造价低,比较适用于小型风

力发电场短距离直流输电。

1.2 风力发电机风速 – 电压曲线

对于发电机有公式(1):

$$\begin{cases} n = \frac{60f}{p} \\ U = 4.44Nf\varphi \\ \lambda = \frac{wR}{v} \end{cases} \tag{1}$$

式中: n 为风力发电机转速; f 为频率; p 为极对数; N 为匝数; φ 为磁通; λ 为叶尖速比; R 为叶尖半径; w 为角速度; v 为风速。

由式(1)可以得到风力发电机输出的电压为

$$U = \frac{4.44N\Phi p\lambda v}{120\pi R} \tag{2}$$

而风力发电机捕获的风能为^[8-10]

$$P_w = \frac{1}{2}C_p(\beta,\lambda)\rho\pi R^2v^3 \tag{3}$$

式中: $C_p(\beta,r)$ 为风能利用系数,是桨距角 β 和叶尖速比 λ 的函数; ρ 为空气密度。

通过式(2)和式(3)对比得

$$\frac{U}{P_w} = \frac{4.44N\Phi\lambda}{60\pi^2R^3C_p(\beta,\lambda)v^3} \tag{4}$$

当风力发电机桨距角一定时,通过式(4)对比,由风力发电机最优功率曲线可得到风力发电机的风速 – 电压曲线,如图 2。

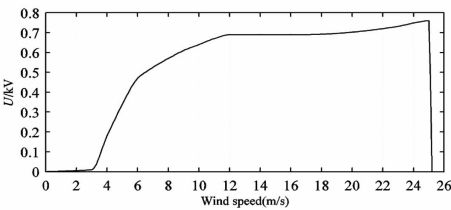


图 2 风力发电机的风速 – 电压曲线

1.3 断路器的动作判据

根据风速 – 电压曲线可知风机在风速 3 m/s 时开始输出电压,但是只有当电压达到 0.465 kV (风速 6 m/s)时,才能并入直流母线,而且当达到 0.76 kV (风速 25 m/s)时,为了保护设备必须把风机切除。

由于风力发电机的整流器并联到直流母线上时,直流侧电压恒定;当风力发电机的风速不符合并网条件时,为了能够有效地将风力发电机切除,设计了对风力发电机输出电压瞬时采集作为动作判据的模型,根据情况对断路器发出闭合或者断开的信号。假定风力发电机输出的三相电压值相同,故只采取

风机在不同风速下的整流电压的输出、风力发电机投切和 DC - DC 电压的输出情况进行仿真。系统主要参数如表 2 所示。

表 2 仿真系统主要参数

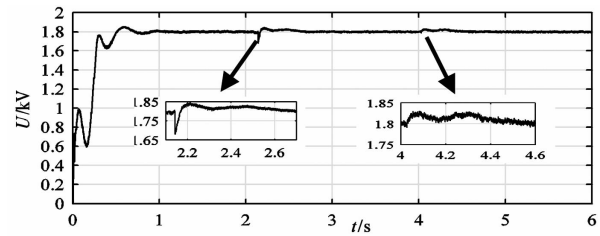
设备名称	技术参数
风力发电机	额定风速 12 m/s, 额定功率 1.5 MW, 额定电压 0.69 kV, 风速 - 电压曲线见图 2
整流器	直流电容值 4 500 μ F, 直流电压稳定值 1.8 kV
DC - DC 组	电感值 180 mH, 电容值 1 000 μ F, 直流电压稳定值 9 kV

根据风电场的实际情况, 风速是变化的, 并且每台风力发电机所受到的风速也不相同, 为便于仿真, 每台风力发电机不同时刻受到的风速如表 3 所示。

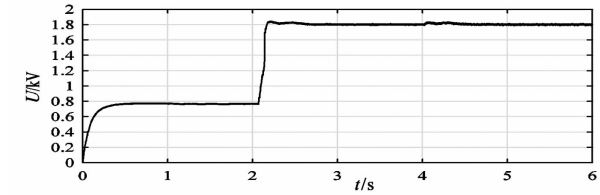
表 3 不同时刻的风速 (m/s)

时间	1 ~ 2 s	2 ~ 4 s	4 ~ 6 s
第 1 台	12	14	10
第 2 台	4	8	12
第 3 台	14	16	25

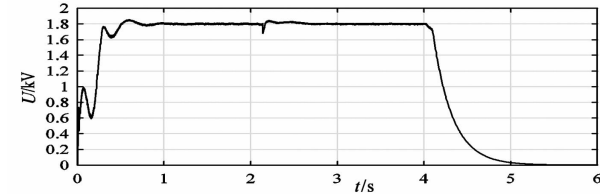
根据表 3 中的不同时刻风速情况, 并通过 Simu-link 仿真得到 3 台直驱风力发电机的整流器直流侧输出电压结果如图 5 所示, DC - DC 升压组电压输出如图 6 所示。



(a) 第 1 台(与母线电压相同)



(b) 第 2 台



(c) 第 3 台

图 5 3 台风力发电机整流图

此次仿真中, 当风速超过 25 m/s 时将风力发电机切出; 当风速符合要求时, 就迅速并网, 以缩短稳

定时间。
第 1 台和第 3 台风力发电机在 0 ~ 1 s 时, 风速由 0 m/s 增至 12 m/s 和 14 m/s, 其整流电压稳定值可达到 1.8 kV, 用于建立母线和 DC - DC 升压组输出电压, 并将此电压值作为 1 ~ 6 s 稳定电压参考值, 由图 5(a) 可知母线电压稳定时间为 1 s, 由图 6 可知 DC - DC 升压组电压稳定时间为 1.5 s。

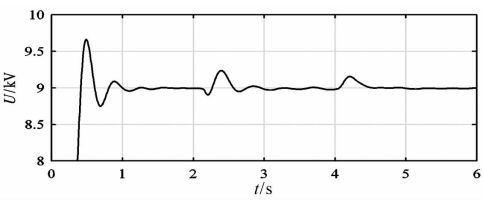


图 6 DC - DC 升压组电压输出图

由图 5(a) 和 (b) 中可以看出, 当第 2 台风机在第 2 s 时风速由 4 m/s 增为 8 m/s, 达到并入电网风速 (6 m/s) 条件, 风机并入直流母线, 引起直流母线电压波动为 -6% ~ 3%, 通过 PWM 整流器中积分调节环节, 电压稳定时间为 0.5 s, 而 DC - DC 输出电压的波动为 -1% ~ 3%, 稳定时间为 0.7 s。

由图 5(a) 和 (c) 中可以看出, 当第 3 台风机在第 4 s 时风速由 16 m/s 增为 25 m/s, 达到了风机运行的极限风速 (25 m/s), 为了保护设备必须把风机切除, 风机切出, 引起直流母线电压的波动为 -1% ~ 2%, 通过 PWM 整流器中积分调节, 稳定时间 0.5 s, 引起 DC - DC 输出电压的波动为 +2%, 稳定时间 0.6 s, 风机切出后其所产生的能量由整流器直流侧电阻消耗, 电压衰减时间为 1.5 s。

由以上分析可知: 切机和并网对直流母线电压和 DC - DC 输出电压的影响基本相同, 且在直流母线对电压波动的要求范围内。

对直流母线电压进行 FFT 分析, 如图 7 所示。根据傅里叶级数分析, 三相桥式全控整流电路直流侧输出电压中主要含有 $6k$ ($k=1, 2, 3 \dots$) 次谐波, 且 6 次谐波的幅值最大, 这里直流母线电压主要含 6 次、12 次、18 次谐波, 且 6 次谐波的幅值最大。

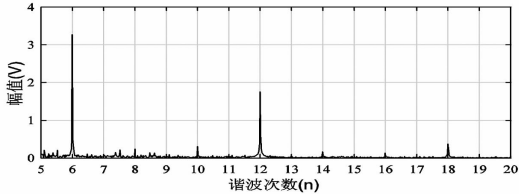


图 7 直流母线谐波分析图

DC - DC 升压组输出电压进行 FFT 分析如图 8

所示。其电压主要含 20 次、40 次谐波,且 20 次谐波的幅值最大。由前面可知母线的电压谐波次数为 6、12 和 18,经过 DC - DC 升压组其谐波幅值均降低了,说明 DC - DC 升压组不仅有升压的作用,还对谐波有抑制和滤波作用。

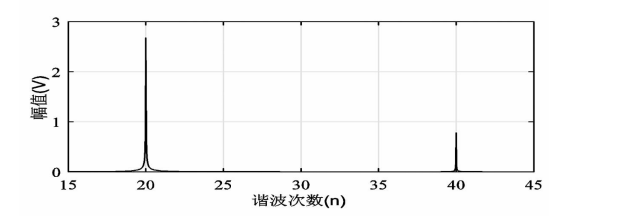


图8 DC - DC 升压组谐波分析图

3 结 论

分析了 3 台直驱永磁风力发电机,在不同风速下直流并联及 DC - DC 斩波电路组升压的可行性,搭建基于双闭环控制策略的 PWM 整流器的模型,并提出了两组 DC - DC 直流升压斩波电路串联用于直流升压的模型。仿真结果表明:

- 1) 风力发电机直流并联模块仿真系统能够实现 3 台风力发电机在不同风速下的直流并联;
- 2) 切机相对并网引起直流母线和 DC - DC 升压斩波电路组的电压波动超调量要大,但二者调节时间基本相同;
- 3) DC - DC 直流升压斩波电路组可以实现升压,且谐波的幅值相对于直流母线的谐波幅值有所减小。

参考文献

[1] 薛玉石,韩力,李辉,等. 直驱永磁同步风力发电机组研究现状与发展前景[J]. 电机与控制应用,2008,35(4):1 - 5.

[2] 尹明,李庚银,张建成,等. 直驱式永磁同步风力发电机组建模及其控制策略[J]. 电网技术,2007,31(15): 61 - 65.

[3] 党向东. 风力发电机组并网运行研究[D]. 保定:华北电力大学,2010.

[4] 程启明,程尹曼,汪明媚,等. 风力发电机组并网技术研究综述[J]. 华东电力,2011,39(2):239 - 245.

[5] 薛英林,吴方劼,张涛,等. 基于 PSCAD/EMTDC 的多端柔性直流输电系统并行仿真计算[J]. 电力建设,2016,37(2):10 - 17.

[6] 吕敬,施刚,蔡旭,等. 大型风电场经 VSC - HVDC 交直流并联系统并网的运行控制策略[J]. 电网技术,2015,39(3):639 - 646.

[7] Liang Haifeng, Li Gengyin, Wang Song, et al. VSC - HVDC Control System Framework[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(5): 141 - 147.

[8] 严干贵,刘吉刚,穆钢,等. 基于 PSCAD/EMTDC 的直驱永磁同步风力发电机多机并联运行仿真[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(7):67 - 73.

[9] 姚骏,廖勇,瞿兴鸿,等. 直驱永磁同步风力发电机的最佳风能跟踪控制[J]. 电网技术,2008,32(10):11 - 15.

[10] Erdem Ergin, Shi Jing, Peng, et al. Short - term Forecasting of Wind Speed and Power——A Clustering Approach[C]//2014 IEEE Annual Conference and Expo. US: IEEE, 2014: 3501 - 3508.

[11] 张婷婷,吴新开,刘洋,等. 直驱式永磁风力发电机机侧 PWM 整流器的建模与仿真[J]. 电气传动自动化,2012,35(1):35 - 39.

[12] 邓文浪,陈勇奇,郭有贵,等. 基于 RMC 和 VSC 的海上风电混合多端 - HVDC 系统[J]. 电力系统及其自动化学报,2015,27(8):01 - 07.

[13] 谷鑫. 直驱式永磁风力发电系统 Boost 斩波 - 三电平变换器控制[D]. 天津:天津大学,2010.

[14] 陈勇奇. 基于 RMC 的海上风电并联多端高压直流输电研究[D]. 湘潭:湘潭大学,2014.

作者简介:

王银涛(1990), 硕士研究生, 研究方向为可再生能源及其控制技术;

何 山(1974), 副教授、硕士生导师, 研究方向为可再生能源及其控制技术;

王维庆(1959), 教授、博士生导师, 从事电力系统及可再生能源的研究工作。

(收稿日期:2016 - 06 - 04)

欢迎订阅 欢迎投稿

基于 ANSYS 的风力机组发电机轴承热分析

郭艳伸¹, 常喜强², 张新燕¹, 雷晨昊³

- (1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047;
- 2. 国网新疆电力公司调度控制中心, 新疆 乌鲁木齐 830006;
- 3. 国网新疆乌鲁木齐供电公司, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 风力发电产业发展迅速, 提高发电机组可靠性成为了一个重要的课题, 其中发电机轴承运行可靠性就是其中之一。利用传热学、摩擦学理论分析了风力发电机轴承正常及风速突变状态下的发热机理和传热特点, 通过 ANSYS 软件建模求解出温度场、热流密度等热力学量并对求解结果进行分析。研究结果对风力发电机轴承故障诊断以及优化设计有参考意义。

关键词: 风力发电机; 可靠性; 传热; 轴承; 温度场

Abstract: With the rapid development of wind power industry, it has become an important subject to improve the stability of generating unit, including the reliability of generator bearing operation. Using heat transfer theory and tribology theory, the heating mechanism and heat transfer characteristics of wind turbine bearing are analyzed under the normal wind speed and the wind speed mutation. The bearing is modeled by ANSYS software to calculate the temperature field, heat flux density and other thermodynamic quantities, and the results are analyzed to deduce some conclusions, which gives a reference value to fault diagnosis of wind turbine generator bearings and its design optimization.

Key words: wind turbine generator; reliability; heat transfer; bearing; temperature field

中图分类号: TM14 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)04-0006-05

当今世界全球变暖、能源紧缺以及环境污染问题日趋严重, 许多国家都把发展可再生能源当做一项重要的战略举措, 所以近些年包括风电在内的可再生能源发展迅速, 风电已经成为继火电和水电之后的第三大主力电源^[1]。

风力发电机组故障率偏高, 加之风电机组轮毂高以及地处环境恶劣等因素的影响, 使得维修成本高、维修周期长、维修困难的问题阻碍了风力发电产业的发展^[2]。为了风力发电的大规模发展并且提高发电效益, 就要提高风力机组的故障诊断技术, 做到能预防为主, 提前发现缺陷, 防止设备故障的发生, 能科学安排检修计划, 提高风力机组稳定性, 做到效益最佳。

在风力机组常发生的故障中, 发电机轴承失效发生率较高, 故障类型包括磨损失效、疲劳剥落、腐蚀失效、断裂失效、压痕失效、胶合失效和保持架损坏^[3]。这些故障无一不伴随着电机轴承温度场的变化, 所以监测轴承温度场的变化就可以了解轴承

的运行状态以及故障状况。风力发电机轴承的热力学分析为风力机组故障诊断提供了理论依据。

1 风力发电理论

1.1 风能

风力发电就是利用风能发出电能的发电设备。根据动能定理, 运动的物体就具有能量, 单位时间内流过半径为 R 的风力机的风能即风功率为

$$E = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \tag{1}$$

式中, m 为空气质量, kg ; v 为风速, m/s ; ρ 为空气密度, kg/m^3 ; A 为风力机叶轮扫过面积, m^2 。

当风能流过的横截面积为单位面积即为 1 m^2 时所计算出的风功率就是风能密度。

$$W = \frac{1}{2}\rho v^3 \tag{2}$$

由式(2)可以看出, 风能密度和风速的三次方成正比, 因此单位风速的增加会造成风能密度较大

的增量,这在风速突变时对风力机组会形成不小的冲击力。

由于风速是随着时间不断变化的,所以风能密度也随着时间不断变化,这就提出了一个平均风能密度的概念。

$$\overline{W_z} = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{1}{2} \rho v^3(t) dt \tag{3}$$

式中, T 为周期,即求取平均值的时间长度,平均风能密度表示了一段时间风能密度的平均值。

1.2 直驱式风力发电机组

风力发电机组有直驱式、半直驱式和双馈式。相比于双馈式风机,直驱式风机有体积小、结构简单、电磁兼容性强、维护成本低、损耗小、受风速限制小、噪音小等优点,是未来的发展趋势。此外由于运行原理的差异,直驱式风力发电机转速随着发电功率的升高而有明显的上升,当然轴承温度也随之有较明显的升高,而双馈式发电机由于控制系统的调控,转速变化较小,造成轴承温度变化不明显,轴承温度蕴含信息较少,研究价值较小。因此主要对永磁直驱式风力机组发电机轴承进行研究。

直驱式风力发电机主要设备有风机叶片、永磁同步发电机和整流逆变装置 3 个部分。如图 1 所示。

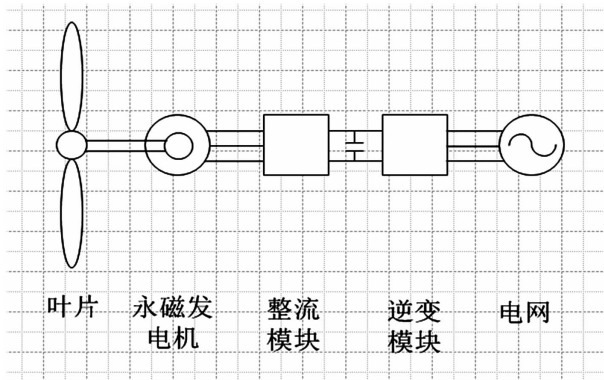


图1 直驱式风力发电机组主要组成部分

叶片是风力发电机组最主要的设备,也是风力发电机组区别于其他设备最重要的标志。它的作用是捕捉风能,将风能转化为机械能。叶片上带有避雷装置、变桨装置和锁定销,避雷装置用以保护叶片不受雷击损坏,变桨装置用于改变桨叶角,锁定销用于检修时锁定叶片防止转动。由于风速不断变化,机组发出的电能频率也随之变化,整流逆变模块可以改变所发出电能的频率,这样就可以使电能符合并入电网的条件,才能并网发电。

风吹动风机叶片将风能转化为机械能,机械能通过主轴传递到永磁同步发电机,发电机把机械能转化为频率变化的电能,再通过整流逆变器转化为符合并网条件的电能送入电网。

由贝兹理论可知:^[4]

$$P = \frac{1}{2} C_p A v^3 \tag{4}$$

式中, C_p 为风力机输出功率系数,它与叶尖速度与风速之比 λ 有关,又与桨叶节距角 α 有关。在 α 和风速不变的情况下,不同的 λ 值即不同的叶尖速度对应着不同的 C_p 值;但是只有一个最佳 λ 值 λ_{max} 使 C_p 取到最大值 C_{pmax} ,这时风力发电机组的功率最大,也就是说 α 不变时为了使风能利用率最大,风力机叶轮转速和风速是一一对应的,随着风速的不断上升,叶轮转速也要不断上升,这是下面研究的现实基础之一^[5]。

2 传热学基本理论

传热学就是研究由温差引起的热能传递规律的学科。热能的传递有 3 种方式:热对流、热传导和热辐射。

物体之间没有宏观的相对移动,而是依靠分子、自由电子等等微观粒子的热运动而使热量发生传递的热量传递方式称为热传导。通过大量的实践经验总结出了导热现象的规律傅里叶定律:

$$q = -\lambda \frac{dt}{dx} \tag{5}$$

式中: q 为热流密度, W/m^2 ; $\frac{dt}{dx}$ 为温度沿着 x 轴的变化率,即为温度梯度;负号表示热量传递的方向与温度梯度为正的方向相反。

热对流是由于流体各部分之间存在宏观上的相对运动造成冷热流体相互掺混而产生的量能传递的过程。在工程中常常最关心的是流体流过固体表面时的热能传递现象,这称之为对流传热。对流传热中热量的传递计算用牛顿冷却公式:

$$\text{流体被加热时} \quad q = h(t_w - t_f) \tag{6}$$

$$\text{流体被冷却时} \quad q = h(t_f - t_w) \tag{7}$$

式中: t_w 和 t_f 分别为壁面温度和流体温度, $^{\circ}C$; h 为表面换热系数, W/m^2 。表面换热系数的大小和很多因素有关,包括流体的物理性质,换热表面的形状、

物理性质和布置、流体流速大小。^[6]

热辐射是物体之间通过电磁波传递能量的传热方式。由于只用到了热传导和对流换热,所以就不再对热辐射做详细介绍。

3 有限元理论

有限元算法是伴随着计算机技术的发展而发展起来的一种现代计算方法,其理论基础是数值分析。它把连续的工程结构离散化,划分出许多有限的单元,推导出每个单元的单元矩阵,再把这些矩阵拼接成总矩阵,施加约束条件形成总矩阵方程,然后求解这个方程,求解方法有迭代、直接法和随机法,最后就是进行后处理,显示和提取出用户想要的求解信息。

通过有限元的思想可以看出,有限元分析的步骤包括几何建模、网格划分、施加约束条件、求解以及后处理。几何建模可以通过有限元软件自带的建模工具 DM 建模也可以导入在第三方建模软件上建立的模型。

4 风力发电机轴承的摩擦生热以及散热分析

4.1 轴承的摩擦生热

研究发电机轴承的热源是首要工作,发电机轴承的热量主要来自于摩擦功率损失,其中包括滚子的自旋生热、滚子与油脂的拖动生热、油脂与内外圈的拖动生热、保持架与滚子的摩擦生热^[8]。在不考虑每一项摩擦生热大小的情况下,把轴承作为一个整体考虑,其摩擦生热计算公式为

$$N_f = \pi n_i \frac{M_f}{30} \tag{8}$$

式中: n_i 为轴的转速, r/min; M_f 为轴承摩擦力矩, N·m。

4.2 轴承的散热分析

内圈、滚子、外圈和润滑油脂都有摩擦生热,轴承承载区和非承载区发热特性区别较大,滚子在内外圈接触面滚动产生热量,对于内外圈接触面来说是一个周期变化的移动热源,这样计算过于复杂以至于无法进行研究,需要对模型进行必要的简化。由于滚子滚动速度快,在这样短暂的时间内摩擦产生的热量无法传导入轴承内部,所以设定内外圈接

触面被均匀加热,轴承温度分布中心对称。设定内套圈与电机主轴接触的表面,外套圈与电机定子接触的表面温度不变^[9],轴承两侧与空气强制对流换热,滚子与滚道间油膜厚度忽略不计,滚子与润滑油脂有对流换热,摩擦生热产生的热量折合入内外圈表面热源。

5 风力发电机轴承有限元建模以及网格划分

5.1 ANSYS – Workbench 软件简介

ANSYS 是结合有限元思想和现代计算机技术开发出来的一款计算机仿真软件,在 CAE 领域有着巨大的市场,自 ANSYS7.0 之后,ANSYS 公司推出了 Mechanical APDL 和 ANSYS – Workbench 两个版本,两个版本用同一个求解器,所以求解精度是基本相同的。ANSYS – Workbench 软件求解过程分为 6 个步骤:添加材料库、几何模型数据、网格控制划分、边界条件设定和载荷施加、分析计算、计算结果后处理显示^[7],如图 2。



图 2 ANSYS – Workbench 项目流程图

图中 B2 到 B7 每一个单元格代表分析流程中的一个步骤,根据分析项目图由上到下执行每一个单元格命令,就可以完成所要研究问题的数值模拟工作。对比于经典版的命令流即 Mechanical APDL 方式 ANSYS – Workbench 具有更好的用户交互界面,更容易操作,学习入门相对容易,是未来的发展趋势。

5.2 轴承建模及网格划分

利用 ANSYS – workbench 自带建模工具 Design-Modeler 对轴承进行建模。由于轴承温度场中心对称,所以只对一个滚子进行建模。建模完成后对模型进行网格划分,在 Details of mesh 中的 Relevance Center 选项中选择 fine 选项,其他为默认值,划分结果如图 3。

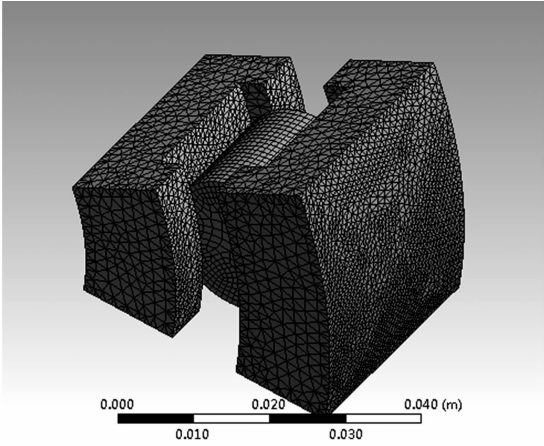


图 3 模型及网格划分

网格划分是有限元分析中的重要一步,网格质量的好坏对求解结果影响非常大,提高网格质量可以显著提高求解结果精度,只有划分好网格才能进行下一步的分析计算。网格划分得到 8 6317 个节点,3 8134 个单元,单元质量平均值为 0.79,纵横比平均值为 1.97,雅克比比率为 1.08,翘曲因子为 3.44×10^{-15} ,平行偏差为 9.18,倾斜度为 0.318。从这些数据来看网格质量较好,无需再对网格划分进行调整。

6 正常运行状态分析

风力发电机正常运行状态下转速不变,轴承摩擦生热不变,是一个稳态热分析。以一台 2 MW 的风力发电机组为例,满载运行状态下轴承摩擦生热损失按照 1% 计算,热功率为 10 kW。取轴承钢及滚子导热系数 λ 为 $50 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$,油脂与滚子对流换热系数为 $90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$,轴承两侧表面与空气强制对流换热系数为 $50 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$,轴承滚道表面热源热流密度 q 为 $8.9 \times 10^5 \text{ W}/\text{m}^2$,轴承外表面温度为 42°C ,轴承内表面温度为 67°C 。分别在不同运行功率下对模型加载求解得到如图 4 的轴承稳态温度场云图。

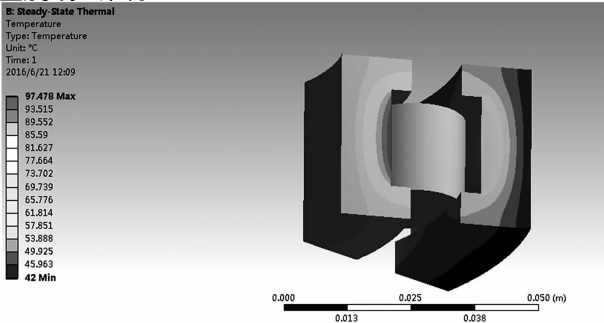


图 4 1/4 满载功率时稳态温度场分布图

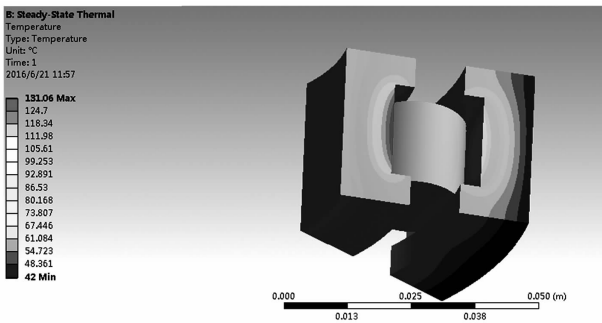


图 5 1/2 满载功率时稳态温度场分布图

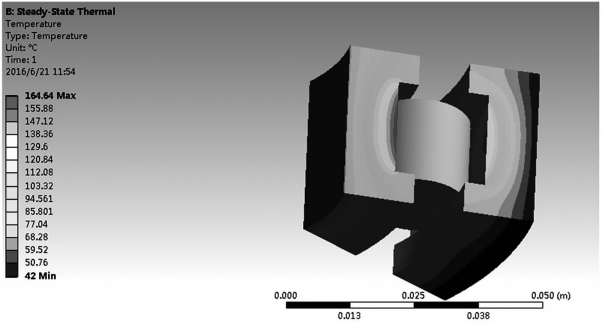


图 6 3/4 满载功率时稳态温度场分布图

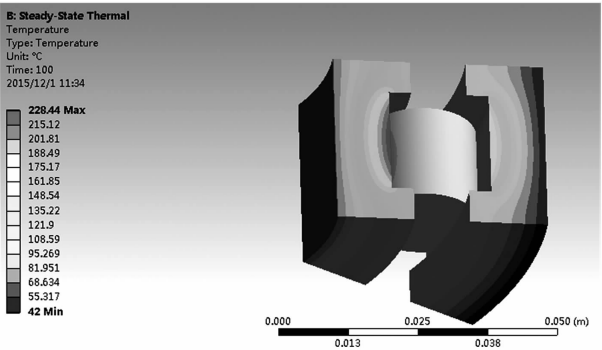


图 7 满载功率时稳态温度场分布图

由满载稳态温度场云图可以看出轴承运行最高温度出现在内圈滚道上,最高温度 228.44°C ,所以内圈滚道材料表面要采用更耐热材料或者添加镀层。内圈最高温度到最低温度有 186°C 的温度差,产生了一个从红色区域辐射而出的温度梯度,这将产生热变形。外圈温度和温度梯度都较低,承受的热应力较小。对比不同功率下稳态温度场云图可以发现随着功率的提高,轴承温度和温度梯度都不断上升,对轴承的损害越大。

7 风速突变状态下分析

风力发电机组开始在 1 MW 负荷下稳定运行,做一个稳态热分析,得到瞬态热分析的初始温度场,风速突变,机组功率在 5 s 内从 1 MW 均匀升高至 2 MW

满载状态并保持满载运行。前面已述随着发电机组功率的提高叶轮转速也不断升高,摩擦生热产生热量也随之上升,达到满载状态时摩擦生热量不再变化,摩擦热损失功率为 20 kW。从 1 s 时发电机功率开始上升,6 s 时发电机达到额定功率,做一个时长为 60 s 的瞬态热分析。轴承钢密度为 $7\,810\text{ kg/m}^3$,比热容为 $465\text{ J/(kg}\cdot^\circ\text{C)}$,导热系数恒定不变,其他边界条件不变,图 8 为第 6.0 s 轴承瞬态温度场云图,图 9 为轴承最高温度点温度变化曲线。

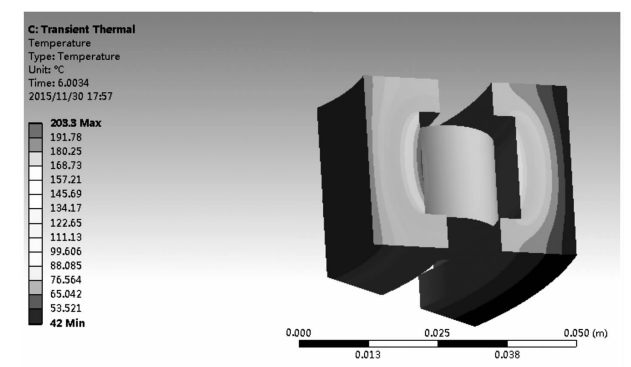


图 8 第 6.0 s 时轴承温度场云图

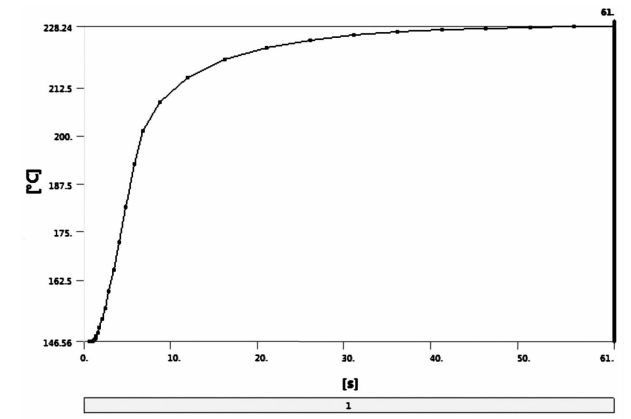


图 9 轴承最高温度点温度变化曲线

从图 8 可以看出相比于稳态状态,当发电机功率上升时轴承温度场温度梯度更大,会产生更大的热应力,对轴承的健康运行不利,所以发电机应尽量减少功率波动或者风力机组要尽量安装在风速稳定地区。

从图 9 可以看出,在 1~6 s 的功率增加阶段,温度几乎呈直线上升,在 6 s 后的功率不变阶段温度上升速度开始下降,但温度还是在持续上升,直到 40 s 时温度场基本达到稳态,变化的温度场将会产生非定常热应力,轴承长期承受非定常热应力作用易使轴承失效。

8 结 语

前面分析了风力发电机轴承的摩擦生热和散热特点,通过 ANSYS – Workbench 建立起了风力发电机轴承的模型并在正常运行和风速突变两种工况下进行了仿真分析。稳态分析表明正常运行状态下轴承存在定常热应力,对轴承运行影响较小。瞬态分析结果表明在发电机转速变化时会产生非定常热应力,易使轴承疲劳,减短轴承寿命。由于风力发电机安装位置很高加之轴承本身结构原因,造成风力发电机轴承温度很难用仪器仪表直接测量,所以对于风力发电机轴承运行状态的了解和优化设计有参考意义。

参考文献

- [1] 徐涛,梁伟. 第十三届世界风能大会暨第八届(上海)国际风能展览会成功举办[C]. 中国农机工业协会风能设备分会风能产业,2014.
- [2] 周方明. 基于分形分析的轴承故障状态分类研究[D]. 合肥:中国科学技术大学,2011.
- [3] 曲弋. MW 级风力发电机组关键部件振动分析与故障诊断方法研究[D]. 沈阳:沈阳工业大学,2012.
- [4] 周双喜,鲁宗相. 风力发电与电力系统[M]. 北京:中国电力出版社,2011.
- [5] 吴迪,张健文. 变速直驱永磁风力发电机控制系统的研究[J]. 大电机技术,2006(6):51–55.
- [6] 杨世铭,陶文铨. 传热学[M]. 北京:高等教育出版社,2006.
- [7] 黄志新,刘成柱. ANSYS Workbench 14.0 超级学习手册[M]. 北京:人民邮电出版社,2013.
- [8] Servais C, Bozet J L, Kreit P, et al. Experimental Validation of a Thermal Model of a LOx Flooded Ball Bearing[J]. Tribology International, 2014, 80:71–75.
- [9] 王志强. 基于 ANSYS 的高速电主轴温度场分析[D]. 兰州:兰州理工大学,2011.

作者简介:

郭艳伸(1989),硕士研究生,研究方向为风力机组故障诊断;

常喜强(1976),高级工程师,从事电力系统分析与控制、调度运行控制工作。

(收稿日期:2016–06–08)

全球能源互联网—四川行动

褚艳芳¹, 田立峰¹, 魏巍², 李淑琦², 李世平¹, 侯国彦¹

- (1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘要:能源互联网是解决未来可再生能源大规模有效利用的重要基础,发展能源互联网对改变当前以化石能源为主的能源生产和消费模式具有重要意义。阐述了能源互联网的理念,探讨了中国特色的能源互联网及其主要特征;同时阐述了能源互联网和互联网的区别,提出了能源互联网发展进程中需要研究的关键技术。结合当前四川电网的发展状况,分别从特高压输电线路、“互联网+”管控系统、综合能源管理平台、多类型能源优化互补调度、富余水电制氢、智能调度与安全防护等方面对四川电网在能源互联网的构建过程中已做出的成果及其未来的发展方向做出了讨论。

关键词:能源互联网;特高压输电;能源管理;智能调度

Abstract:Energy internet is the key to solve the issue of effective utilization of renewable energy; and developing the energy internet is of great significance for changing the present energy generation and consumption modes dominated by fossil fuels. Firstly, the concept of energy internet is reviewed and the energy internet with Chinese characteristics and its main features are discussed. The difference between the energy internet and the internet are described and the key technologies needing investigated in the development of energy internet are proposed. Combining with the current situation of Sichuan power grid, the achievements already made in the construction of energy internet and the future developing direction of Sichuan power grid are respectively presented in such aspects as UHV transmission lines, "internet plus" based project, integrated energy management platform, multi-energy hybrid dispatching optimization project, hydrogen production using surplus hydropower, intelligent dispatching control and security defense. These discussions can provide a reference for energy internet construction in other regions of China.

Key words:energy internet; UHV transmission; energy management; intelligent dispatching

中图分类号:TK-9 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2016)04-0011-07

0 前言

近年来,由传统化石能源所带来的环境污染日益严重,并且这些资源是不可再生的,是有限的,按照目前的社会需求和开采速度,百年之内全球化石能源将处于一种枯竭的状态^[1]。为了应对能源危机,世界各国积极研究新能源技术,尤其是对太阳能、水能、风能和生物质能等可再生能源。就可再生能源的传输利用来说,能源互联网旨在最大程度上提高再生能源的利用效率,降低经济发展对传统化石能源的依赖程度,从根本上改变当前的能源生产和消费模式。

能源互联网的提出,打破了传统能源产业之间的供需界限,最大程度地促进煤碳、石油、天然气、

热、电等一、二次能源类型的互联、互通和互补;在用户侧支持各种新能源、分布式能源的大规模接入,实现用电设备的即插即用;通过局域自治消纳和广域对等互联,实现能量流的优化调控和高效利用,构建开放灵活的产业和商业形态。能源互联网是能源和互联网深度融合的产物,受到了学术界和产业界的广泛关注^[2]。

四川省是“一带一路”和“长江经济带”的重要接合部,在全球能源互联网战略中具有特殊地位,且四川省拥有大量的清洁能源,目前全省 80% 的发电装机都是清洁能源,其水电技术可开发量约 1.2 亿 kW,风能、太阳能资源也非常丰富^[3]。国网四川省电力公司在 2016 年工作会议上提出,要主动顺应能源革命和改革创新发展趋势,积极融入全球能源互联网建设^[4]。总经理石玉东在四川日报上发表文

章,提出国网四川省电力公司主动围绕全球能源互联网战略构想,本着“促共识、搭平台、引资源、建示范”原则,将大力实施能源互联网“四川行动”计划。

1 能源互联网概述

1.1 能源互联网定义

随着互联网理念的不断深化,一种新型的能源体系架构——“能源互联网”的构想应运而生。如图 1 所示,其主要理念是将可再生能源作为主要的能量供应源,通过互联网技术实现分布式发电和储能的灵活接入,以及交通系统的电气化,并在广域范围内分配共享各类能源^[5]。而针对不同国家的国情来说,能源互联网应以国家需要解决的问题为导向。就中国当前能源开发利用现状来说,首要任务是节能减排及提高可再生能源的开发利用效率。电能作为一种清洁、高效的二次能源,其传输效率高,使用便捷。将电力系统作为链接一次能源和二次能源的枢纽,既能提高各种一次能源的利用效率,又可以充分利用各地的清洁能源,进行能源转型。

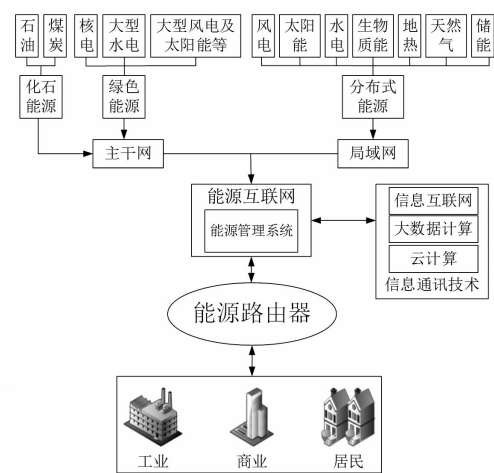


图 1 能源互联网示意图

综上所述,中国的能源互联网应当是以互联网技术为基础,以特高压为骨干网架,通过电力系统,将太阳能、风能、水能等各种清洁能源、化石能源转换成电能后传输,并与其他传统能源传输方式分工协作,对资源进行优化配置^[6-11]。

1.2 能源互联网的主要特征

能源互联网将能源行业与互联网相联接,构建一个以电能为主体,强调多种能源形式综合互补的能源生态系统。其特征主要有以下 5 点:

1)包容性。能源互联网可接纳大规模集中式电网、分布式微电网以及大规模清洁能源发电和消

纳分布式电源,将各种一次能源,特别是可再生能源转化成二次清洁能源到用户,为人们的生活提供安全可靠的动力,提高能源利用效率。

2)开放性。能源互联网依靠先进的柔性控制技术,优化能量传输路径,提供多种兼容性的电能输出接口,实现电动汽车等特殊用户的规模化接入。

3)系统性。能源互联网能够在系统内部通过能源配置的优化调节,保证局部能源设备的互通,通过传统化石能源和清洁能源的协调互补,提高系统的安全性和经济性。

4)信息性。电力行业是一个实时的动态系统,能源互联网通过互联网信息技术将实时的能量信息进行接收和发送,并进行智能化处理,有利于对能源配置的优化。

5)可靠性。安全可靠是能源互联网需具备的最重要特征。能源与人们的生活息息相关,能源的缺失会对人们的生活产生极大影响。而能源互联网的稳定不仅需保证电气网络的安全可靠,信息传递的可靠性也是至关重要的。

2 能源互联网与互联网的区别

互联网(internet)是基于 IT 技术的信息网络,又称为网际网络。它是指网络以一组通用的协议相连,形成逻辑上的单一巨大的全球化网络,它拥有交换机、路由器、各种不同的连接线路、种类繁多的服务器和不计其数的计算机、终端,且能够将海量信息瞬间发送到千里之外的用户手中,它是信息社会的基础。

能源互联网(intergrid)不仅基于信息技术,更基于特高压电网技术,具备网架坚强、广泛互联、高度智能、开放互动的特征。能源互联网是综合运用先进的电力电子技术,信息技术和智能管理技术,将大量由分布式能量采集装置,分布式能量储存装置和各种类型负荷构成的新型电力网络、石油网络、天然气网络等能源节点互联起来,以实现能量双向流动的能量对等交换与共享网络。它利用先进的传感器、控制和软件应用程序,将能源生产端、能源传输端、能源消费端的数以亿计的设备、机器、系统连接起来,形成能源互联网的物联基础。大数据分析、机器学习和智能预测是能源互联网实现生命体征的重要技术支撑:它通过整合运行数据、天气数据、电网数据、安全数据、电力市场数据等,进行大数据分析、负荷预测、发电预测、机器学习、打通并优化能源生

产和能源消费端的运作效率,需求和供应将可以进行随时的动态调整。

表 1 能源互联网和互联网的区别

	互联网 Internet	能源互联网 Intergrid
网络功能	各类信息的通信、传输和交换共享平台	各类(集中/分布式)能源通信、传输和交换共享平台
	实现人与人、人与机器之间的通信	实现人与物、物与物之间的通信
网络结构	广域网	大区域输电网(特高压、超高压、高压)
	城域网	城市配电网(中压)
	局域网	小区域电网和微网(低压)
网络协议	OSI 协议,基于 TCP/IP 协议栈	IPV6
网络服务	信息接入、信息结算、信息消费	能源接入、能源结算、能源消费
网络设备	网络交换机	能源交换机
	网络路由器	能源路由器
网络安全	防火墙、入侵检测设备、隔离设备	保护装置、继电保护和自动化设备
服务对象	信息提供者	能量提供者
	信息消费者	能量消费者

如表 1 所示,能源互联网与互联网具有相似的结构特征,但是却拥有不同的网络功能、网络协议、网络服务、网络设备、及服务对象。能源互联网在普通 IT 技术的基础上,将能量管理系统、信息安全系统、企业资源计划系统、办公自动化系统等多种内部信息流与能源传输、能源运行、能源交换有机结合。

因为网络安全的原因,能源互联网的各个信息系统(实时的或者非实时的)且与外界隔离的,实际上是企业内网(intronet)。因此,能源互联网(interg-rid)是由一次电网(powergrid)和企业内网(intronet)两部分有机组合而成。如何构造多能源主体和信息网络的相互关系及协调控制策略是未来保证能源互联网高效运行的重要因素。由于能源互联网中的信息流已不再独立运行,它将和能量流相互依存,相互影响,具有更加复杂、灵活、多变的特性,因此一旦信息系统发生紊乱,将直接影响能量的正常传输,引发一系列的能量阻塞、中断。图 2 揭示了信息系统和电力系统的交互影响关系:利用电网状态感知技术及信息通信系统,可有效维护电网安全运行。但是,如果电力系统与信息系统无法正确交互作用,就有可能引发信息流和电力流的连锁反应,造成电网大面积停电的风险。

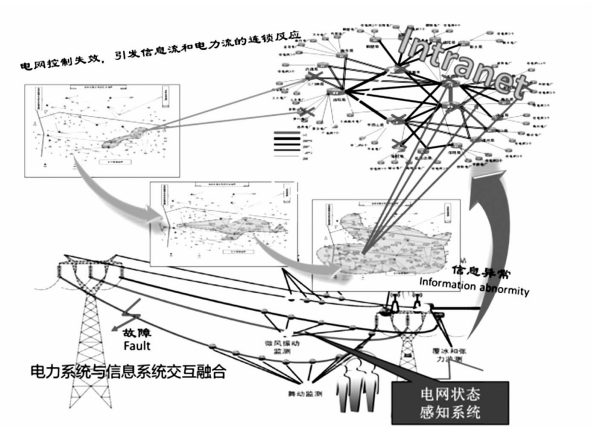


图 2 信息系统和电力系统交互关系示意图

3 能源互联网的核心技术

未来能源互联网会有大量的分布式和集中式可再生能源的接入,为了有效推动能源互联网的发展,需要对可再生能源的生产、传输、存储和服务环节中的核心技术进行研究^[12-16]。

3.1 可再生能源发电技术

随着国家不断推进可再生能源发展的政策,可再生能源产业保持快速稳步发展的态势,如图 3 所示。而“以清洁能源为主导、以电为中心”将是未来能源发展的主要方向,可再生能源发电技术在构建能源互联网的过程中会起到至关重要的作用。可再生能源发电技术主要有集中式与分布式风电、太阳能发电技术,运行控制技术、能量转化技术等。其重点研究方向有风电精准预测与运行调控技术、间歇式可再生能源发电的系统保护技术、大规模新能源发电并网控制技术。

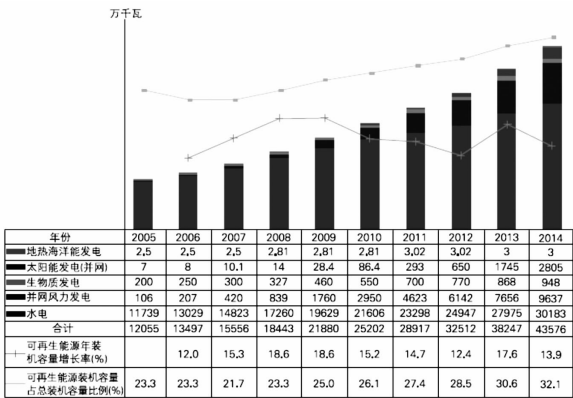


图 3 2005 - 2014 年中国可再生能源装机容量

3.2 特高压大容量远距离输电技术

大容量远距离输电是解决大规模可再生能源发电外送和能源资源大范围优化配置的关键,是解决中国能源分布不均衡最有效的手段,如图 4 所示。

中国将电网建设为以特高压为骨干网架,各级电网为分区的具有中国特色的电网,利用高压直流互联可再生能源基地,形成覆盖全国的交直流混合电网^[17]。其重点研究领域包括:柔性直流输电技术、直流电网技术、多段直流输电技术等。直流电网技术对于解决中国能源资源分布不平衡、区域交流电网互联的稳定运行等问题是最有效的技术手段之一^[18-21]。



图4 中国未来电力流向示意图

3.3 互联网信息技术

互联网信息技术负责能源信息的识别、采集、分析、传输、管理等,是能源互联网的重要组成部分,如图5所示。通过互联网,不仅能够利用互联网营销技术、云存储、云计算技术来获取能源储备和用户使用信息,而且能再云端大数据技术的分析处理下,进行能源的优化配置。为了适应能源互联网的发展,需要在互联网信息领域取得创新和突破,如大数据的数据采集、预处理、存储分析,能够与能量传输特点相匹配的新型通信网络技术,能源路由器等方面。

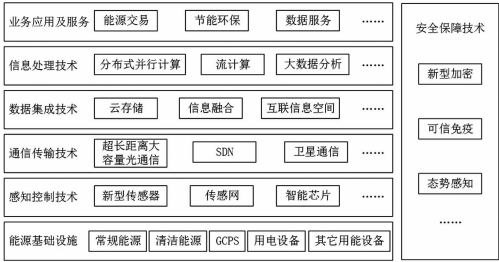


图5 能源互联网的信息技术架构

3.4 智能调度控制与安全防护技术

由于新能源系统广泛采用分布式发电机及储能元件,且用户能源消纳方式有所改变,因此智能调度与安全防护尤为重要。如图6所示,智能调度控制中心连接各类电源并通过双向信息流实现发电机出力、用户侧负荷和储能系统之间的协调以及水、火、风、光、储能等能源的动态平衡。

3.5 先进的储能技术

可再生能源发电是未来能源互联网的主要能量来源,而大规模可再生能源的非线性随机波动特性

接入会影响电网的稳定性、经济性。在能源网络中配置大容量的储能系统能够平滑电网的能量输出,保证供电的持续性和可靠性。如图7所示,可行的大规模电网储能方式有抽水蓄能、压缩空气储能等物理储能,以及锂电池、液流电池、铅酸电池等化学储能。未来储能技术的创新和突破,会对电力系统发、输、配、用电的各个环节带来根本性的影响,对能源互联网的建设有至关重要的作用。

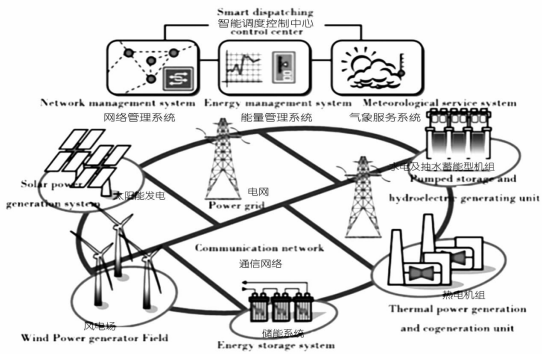


图6 智能调度及安全防护一体化示意图

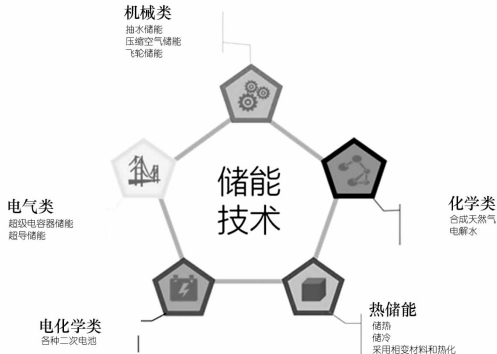


图7 储能技术种类示意图

4 能源互联网在四川的实践

4.1 加快建设特高压输电线路

特高压电网是构建能源互联网的关键,是输送清洁能源的最有效手段。四川省的水、风及太阳能资源蕴藏总量达1.93 亿 kW。通过特高压输电网络进行大区互联,有助于减轻化石能源的压力,实现能源、经济、社会可持续发展。

四川省是输电线路位居国网系统第一,输变电规模位居第二超级电力大省,也是中国较早建设投运特高压电网的省份之一,先发优势明显,如图8所示,目前已有3 条特高压输电线路投入运行:

1)向家坝至上海(复奉)±800 kV 特高压直流输电工程是我国自主研发、自主设计和自主建设的世界上电压等级最高、技术水平最先进的直流输电工程之一;

2) ± 800 kV 锦苏线是输电距离最远的特高压直流输电工程之一;

3) ± 800 kV 宾金线是目前输送功率最大的特高压直流输电工程之一。

5 年来,三大特高压直流输电线路,已累计向上海、江苏、浙江等地输送四川清洁水电达到 2 033 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$,相当于节约燃煤 9314 万 t,减排烟尘 7.4 万 t、二氧化硫 45.8 万 t、氮氧化物 48.4 万 t、二氧化碳 18 297 万 t。四川清洁能源以清洁和绿色方式满足了中国东部的部分能源需求,为实现节能减排,推进大气污染防治作出了重要贡献。但就四川水电储量来说,每年仍有非常严重的弃水现象。2015 年全省富余水电装机约 450 万 kW ,弃水电量达 102 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。因此特高压输电工程的建设仍需大力推进,在未来的 5 年内,国网公司规划将继续建设:

- 1) 8 座 1 000 kV 特高压交流变电站;
- 2) 16 座 500 kV 变电站;
- 3) 构建跨省电力交换和电力平衡的能源交换大平台。

四川在建设具有信息化、自动化、互作为特征的四川电网已卓有成效,已初步建成 500 kV 电网覆盖全省各市州,169 座 110 kV 及以上自能变电站,基本建成国网公司系统最大的省级电网。

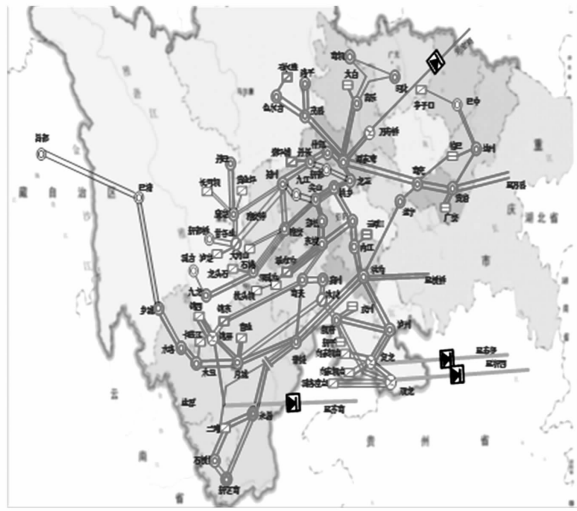


图 8 四川特高压直流工程线路

4.2 积极构建“互联网+”管控系统

国网四川省电力公司以国网天府新区供电公司作为试点,探索更加高效、更加扁平的运营模式。为加快电网规划建设,公司着力打造以自动化系统为基础,以信息化平台为支撑,以智能化控制为手段,适应现代化能源互联网发展的天府新区“智慧电网”。科学编制电网发展规划,优化变电站布点及廊道路径,提高电网建设标准,推动自动化系统改造升级。

加快建设营配信息高度融合的 GIS 应用平台、快速响应的移动工单平台、便捷高效的客户沟通互动平台,打造以实时信息为基础的运营监控指挥中心。充分利用大数据、云计算、互联网等现代化手段对电力系统综合利用进行智能检测控制、操作运营和能效管理。推动未来电动汽车、微电网、智能用电等新型、互动的用电模式发展,建设坚强、可靠的现代化能源互联网络^[22-26]。

如图 9 所示,四川省电力公司计划以天府新区为依托,建设分布式智慧能源的“互联网+”管控系统示范工程,具体措施包括:

- 1) 建设分布式智慧能源设备广泛接入的生态化能源系统,搭建实时计量与结算平台;
- 2) 对储能设施进行互联网化管控和利用;
- 3) 建立为分布式设备提供调频、调峰等能源服务及经济补偿机制。

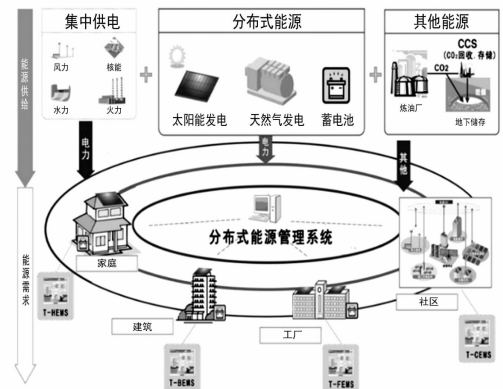


图 9 “互联网+”管控系统结构

该示范项目旨在充分消纳四川省富余水电,提高清洁能源消费比例,实现能源结构清洁化转型。

4.3 着力打造综合能源管理平台

综合能源管理着眼于城市级别的整体能源监控和优化,对能源生产、传输、使用进行监管。它能帮助用能单位在满足扩大生产的同时,合理计划和利用能源,降低单位产品能源消耗,提高经济效益。同时电力、水务及燃气等公用事业公司或市政部门,以及终端能源消费者和生产者如楼宇、工厂、企业、居民、电厂等,应与能源管理中心紧密沟通协作,形成一个分层级的综合管理体系。通过采用先进的信息通信技术,对各个层级上能源子系统信息提取集成,实现管理体系的统一化、实时化和智能化,为政府管理者和公众了解掌握能源生产、传输、使用情况以及相关经济和环境因素,维持能源供给和安全,实现积极的经济发展和节能减排目标,制定能源相关政策及规划,提供信息技术支撑和科学的决策依据。

如图 10 所示,国网四川省搭建综合能源管理平

台,探索智慧服务模式,建设能源优化配置网络和智慧公共服务网络,实现能源的互联与服务的互动,具体措施包括:

- 1) 构建公司社区生活数据资源池,支撑新的社区服务模式的建立;
- 2) 推进家庭能源互联网(HEMS),提升“电与生活”的互动体验,促进商业模式的转变;
- 3) 构建能源互联网基本单元,形成新的客户聚合能力。



图 10 综合能源管理平台

4.4 科学发展多类型能源优化互补调控系统



图 11 多类型能源互补调度示意图

四川省不但拥有丰富的水电资源,同时还拥有风电和太阳能发电基地。如图 11 所示,水电、风电、太阳能发电等多种能源形式互联形成混合能源互补供电系统,有利于实现能源的最优化利用;并提高供电系统的安全性、可靠性和连续性。合理的能量管理与控制系统不仅能够提高系统的安全性、稳定性、降低系统运行成本,而且能够实现互补发电设备的动态优化组合,提高电能质量。因此国网四川省电力公司针对混合能源互补供电系统进行研究,其研究重心为:基于不同电源的运行特性,制定电源间的协调和互补运行机制;解决调度计划业务中新型能源发电能力不确定问题;协调优化多类型电源,促进清洁能源消纳和节能减排,以实现清洁能源整体协调优化互补的目的^[27-29]。

4.5 大力发展富余水电制氢

四川省是全国最大的清洁能源基地,然而由于输电通道建设滞后,水电消纳受到制约,2014 年弃水量达 96.8 亿 kW · h,2015 年达 102 亿 kW · h,弃水现象越来越严重。可再生能源进行有效消纳,通过储能技术进行能量管理是主流的解决途径。而以制备燃料的方式将电能转化为化学能,具有大规模长周期储能的潜力,符合能源行业储能的约束条件。

在可用于化学储能的燃料中,氢气以其出色的综合性能和广阔的应用前景为业界关注。四川省通过富余水电制氢项目,既缓解了水力资源的废弃现象,又有助于实现产能端的“清洁替代”和用能端的“电能替代”。氢气按一定比例加入天然气制得的混氢天然气具有高效低耗的特征,可大规模用于交通运输业;而纯氢燃料电池被认为是有望取代传统内燃机的技术,为待弃水制氢消纳指明了方向。

四川省开展富裕水制氢项目,在“十三五”期间预计消纳 10 亿 kW · h/a,占富余水电 5% ~ 10%;到“十四五”末期,有望消纳 30 亿 kW · h/a,占比富余水电约 10%^[30]。

4.6 努力完善智能调度控制与安全防护策略

分布式电源、微电网、储能装置、电动汽车充放电设施接入配电网运行改变了配电网能量平衡的模式,为了实现能源互联网的稳定运行,进行智能调度控制与安全防护的研究是很有必要的。通过配电网智能调度实现各种资源的优化配置是建设能源互联网的关键内容^[31]。

智能调度控制中心连接各类电源并通过双向信息流,对配电网、电源和负荷进行资源优化配置,实现发电机出力、用户侧负荷和储能系统之间的协调以及水、火、风、光、储能等能源的动态平衡,以此来提高配电网的安全性、可靠性、优质性、经济性、友好性指标,实现配电网高效运行。

5 结 语

能源互联网是一个综合性的学科,发展能源互联网需要依靠信息科学、材料科学、管理科学、控制科学等多项科学技术。对中国化的能源互联网所涉及的研究方向做了简单分析,介绍了能源互联网在国内的重点研究方向,讨论了能源互联网发展过程中需要考虑的可再生能源发电技术、互联网信息技术、大容量远距离输电技术、先进储能技术、配置规划技术等多项核心关键技术。最后详细介绍了国网四川省电力公司在能源互联网发展过程中所做的科

学研究和示范工程,研究成果可为国内外区域型送端电网能源互联网建设提供良好的的参考借鉴。

参考文献

[1] 刘振亚. 全球能源互联网[M]. 北京:中国电力出版社,2015:1-20.

[2] 马钊,周孝信,尚宇炜,盛万兴. 能源互联网概念、关键技术及发展模式探索[J]. 电网技术,2015,39(11):3014-3022.

[3] 石玉东. 能源互联网“四川行动”全面提升绿色发展能力[N]. 四川日报,2016-4-27(6).

[4] 石玉东. 实施能源互联网“四川行动”全面提升资源配置和绿色发展能力[N]. 国家电网报,2016-4-18(6).

[5] Rifkin J. The third industrial revolution: how lateral power is transforming energy, the economy, and the world[M]. New York: Palgrave Macmillan, 2011: 73-107.

[6] 孙宏斌,郭庆来,潘昭光,等. 能源互联网:驱动力、评述与展望[J]. 电网技术,2015,39(11):3005-3013.

[7] 沈洲,周建华,袁晓冬,等. 能源互联网的发展现状[J]. 江苏电机工程,2014,33(1):81-84.

[8] 周海明,刘广一,刘超群. 能源互联网技术框架研究[J]. 中国电力,2014,47(11):140-144.

[9] 姚建国,高志远,杨胜春. 能源互联网的认识和展望[J]. 电力系统自动化,2015,39(23):9-14.

[10] 宋永华,孙静. 未来欧洲的电网发展与电网技术[J]. 电力技术经济,2008,20(5):1-5.

[11] 国家可再生能源中心. 中国可再生能源产业发展报告[R]. 北京:中国经济出版社,2015.

[12] 查亚兵,张涛,黄卓,等. 能源互联网关键技术分析[J]. 中国科学:信息科学,2014,44(6):702-713.

[13] 严太山,程浩忠,曾平良,等. 能源互联网体系架构及关键技术[J]. 电网技术,2016,40(1):105-113.

[14] 韩芳. 我国可再生能源发展现状和前景展望[J]. 可再生能源,2010,28(4):137-140.

[15] 于慎航,孙莹,牛晓娜,等. 基于分布式可再生能源发电的能源互联网系统[J]. 电力自动化设备,2010,30(5):104-108.

[16] 董朝阳,赵俊华,文福拴,等. 从智能电网到能源互联网:基本概念与研究框架[J]. 电力系统自动化,2014,38(15):1-11.

[17] 范松丽,苑仁峰,艾芊,等. 欧洲超级电网计划及其对中国电网建设启示[J]. 电力系统自动化,2015,39(10):6-15.

[18] 周孝信,陈树勇,鲁宗相. 电网和电网技术发展的回顾与展望-试论三代电网[J]. 中国电机工程学报,

2013,33(22):1-11.

[19] 江道灼,郑欢. 直流配电网研究现状与展望[J]. 电力系统自动化,2012,36(8):98-104.

[20] 宋强,赵彪,刘文华,等. 智能直流配电网研究综述[J]. 中国电机工程学报,2013,33(25):9-19.

[21] 姚良忠,吴婧,王志冰,等. 未来高压直流电网发展形态分析[J]. 中国电机工程学报,2014,34(34):6007-6020.

[22] 孙秋野,滕菲,张化光,等. 能源互联网动态协调优化控制体系构建[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3667-3677.

[23] 黄仁乐,蒲天骄,刘克文,等. 城市能源互联网功能体系及应用方案设计[J]. 电力系统自动化,2015,39(9):26-34.

[24] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等. 计及需求侧资源的大规模风电消纳随机机组组合模型[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3714-3723.

[25] 王继业,孟坤,曹军威,等. 能源互联网信息技术研究综述[J]. 计算机研究与发展,2015,52(5):1109-1126.

[26] 林为民,余勇,梁云,等. 支撑全球能源互联网的信息通信技术研究[J]. 智能电网,2015,3(12):1097-1102.

[27] 曹军威,杨明博,张德华,等. 能源互联网——信息与能源的基础设施一体化[J]. 南方电网技术,2014,8(4):1-10.

[28] 曾鸣,盛绪美. 北京大气环境与能源综合规划决策模型及其应用[J]. 系统工程理论与实践,1991,13(5):67-72.

[29] 胡文雷,杨润生,解璞,等. 混合能源互补供电系统能量管理与控制技术研究[J]. 电网与清洁能源,2014,30(6):43-47.

[30] 林今,张亦弛,宋永华,等. 基于能源互联网思维的我国待弃水电制氢消纳模式与经济可行性分析[J]. 中国能源,2016,38(4):5-9.

[31] 陈星莺,陈楷,刘健,等. 配电网智能调度模式及关键技术[J]. 电力系统自动化,2012,36(18):22-23.

作者简介:

褚艳芳(1962),高级工程师,现任国网四川省电力公司副总经理、党委常委,国网成都供电公司总经理、党委副书记;

田立峰(1963),博士,高级工程师,主要从事智能电网、计算机科学与技术、特高压交直流输电等方面的研究;

魏巍(1984),博士,高级工程师,主要从事特高压交直流电网安全稳定、新能源并网等方面的研究。

(收稿日期:2016-06-16)

基于固态变压器的大功率逆变技术研究

宋飞宇¹, 张海燕¹, 祁明龙², 郭建¹, 孙忠鸣¹

(1. 上海电机学院, 上海 201306; 2. 上海电气富士电机电气技术有限公司, 上海 200070)

摘要: 固态变压器结合了电力电子变换技术和高频电能变换技术, 实现将电能从一种电力特征的转变为另一种电力特征。逆变器作为固态变压器中能量转换的装置, 技术已经很成熟, 但是在大功率逆变器运行的设计上还有许多问题有待解决。逆变器并联运行控制技术是实现模块化、高可靠性冗余逆变电源系统的基础。分析了逆变器并联运行时环流的产生原因, 总结了目前已有的逆变器并联方案。又根据组合式逆变器运行原理, 用仿真实验验证了三相组合式逆变器用于固态变压器的优越性和可行性。

关键词: 固态变压器; 大功率逆变技术; 并联逆变器; 组合式逆变器

Abstract: Solid state transformer combines power electronic conversion technology and high – frequency power conversion technology to realize the transformation of electric energy from one kind of electric power to another. As a power conversion device in solid state transformer, the technology of inverter has been very mature, but there are many problems still to be solved in the operation design of high – power inverter. The parallel operation control technology of inverter is the basis for the realization of modular and redundant inverter power supply system with high reliability. The causes of the circulating current during the parallel operation of inverter are analyzed, and the existing parallel schemes are summarized. According to the operating principle of the combined inverter, the superiority and feasibility is verified by the simulation experiments that the three – phase combined inverter can be used in solid state transformer.

Key words: solid state transformer; high – power inverter; parallel inverter; modular inverter

中图分类号: TM41 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954(2016)04 – 0018 – 06

0 固态变压器简介

固态变压器 (solid state transformer, SST), 也叫电力电子变压器, 是一种以电力电子变换器为基础的智能新型变压器, 能代替传统电力变压器实现电压等级变换、能量传递和电气隔离的功能。固态变压器体积小、重量轻, 还能方便地控制输入输出的电流电压, 实现输入的功率因数调整和输出的变频调压等功能。国内外众多学者都对固态变压器展开了研究, 并取得了不少成果。

固态变压器通过高频开关将变压器原边的工频信号转换成高频信号, 耦合到隔离变压器的副边, 再将高频信号转换成工频信号; 在此过程中, 应用相应的控制策略来完成固态变压器的转换工作, 将电能从一种频率和波形转换成另一种频率和波形。固态变压器在高频信号下工作, 其体积和重量将随频率增加而减小, 有助于实现小型化、模块化, 并提高整体的利用效率。

固态变压器工作拓扑如图 1 所示, 该固态变压器由 AC/DC 整流部分、DC/DC 高频降压变换和 DC/AC 逆变部分组成。固态变压器中第 3 级输出级其实为逆变环节, 可当做一个逆变器来看待。由于固态变压器输出功率可能会很高, 所以对逆变环节的要求也比较高。而逆变器的容量问题是制约逆变器发展的一项关键技术。

1 三相全桥逆变器并联技术

采用并联技术增大固态变压器输出功率, 需将多台逆变器并联运行, 使各个电源模块共同承担系统功率, 平均到每个功率器件上所承受的电流应力减少, 从而在整体上提高输出功率。设计时可以使每台逆变器容量减小, 相应的体积和重量也会减少。这样在实现模块化的基础上, 又降低了整个变压器的生产和维护成本。因此, 逆变器模块化供电是固态变压器系统实现高可靠性、高容量和高可扩展性的基础。

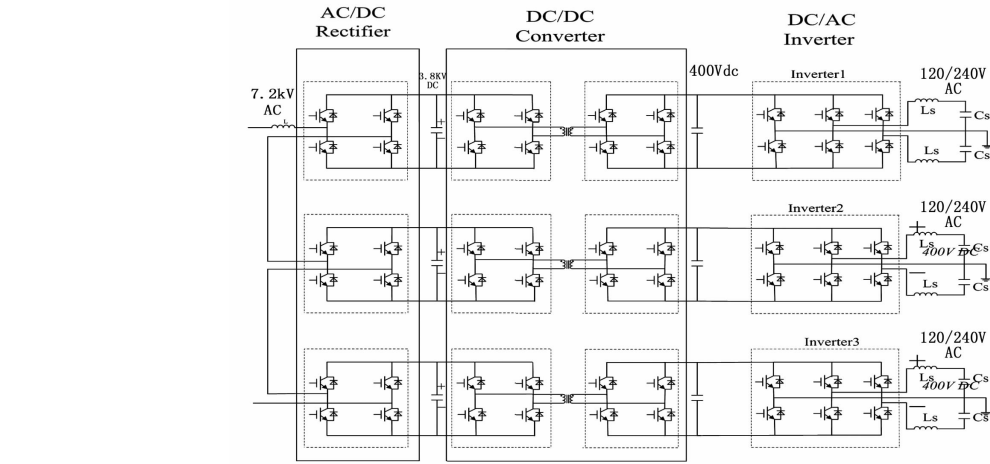


图 1 固态变压器工作拓扑

1.1 逆变器并联运行存在的问题

下面以并联两台单相逆变器为研究对象对逆变器并联进行分析。图 2 为两台逆变器并联运行的等效电路。其中 $\dot{U}_1$ 和 $\dot{U}_2$ 分别为两台逆变器的未经滤波输出的正弦电压波的基波分量； $\dot{U}_{11}$ 和 $\dot{U}_{12}$ 分别为两台逆变器输出的正弦电压； $\dot{U}_o$ 为并联后输出的实际电压； L_1 、 L_2 和 C_1 、 C_2 分别为两台逆变器的滤波电感电容； r_{L1} 和 r_{L2} 表示滤波电感内阻、线路阻抗； r_1 和 r_2 则表示连线阻抗； Z_o 为负载。一般忽略线路阻抗（因其非常短）。

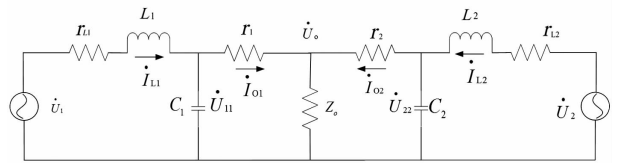


图 2 两台逆变器并联运行等效电路

对电路进行分析和公式推导,可得出如下关系:
若两台逆变器的参数相同,即 $L_1 = L_2 = L$ 和 $C_1 = C_2 = C$ 时,有当 $\dot{U}_1 = \dot{U}_2$ 时, $\dot{I}_{L1} = \dot{I}_{L2} = (\dot{I}_{o2}^*/2) + j\omega C \cdot \dot{U}_o$,此时两台逆变器的功率均分;否则 $\dot{U}_1 \neq \dot{U}_2$ 时,逆变器负载分担的功率不同,此时的 $\dot{I}_{L1}$ 和 $\dot{I}_{L2}$ 由两部分组成:环流成分和负载电流成分。

1.2 环流及常用均流方法

均流(负载均分)技术和逆变器间环流的抑制,制约着并联逆变器的发展。而对于逆变器的并联均流问题,已经有许多不同的方案被提出。常见并联控制方案的分类总结如表 1 所示。这些均流方法都在一定程度上增加了控制策略的复杂程度。固态变压器整体系统的控制本身就很复杂,因此不宜再加

上复杂的均流控制策略。

表 1 常用并联控制方法汇总表

均流开环控制 (外特性下垂法)	均流闭环控制 (电流跟踪控制)	
基本电压下垂法 采用非线性增益 的电压下垂法	平均值均流法	基本平均值均流 改进平均值均流
基于功率均分 的频率、电压 下垂控制	峰值均流法 (主从控制法)	主从设置法(DM) 轮主均流法(RM) 自主均流法(AM)

1)外特性下垂法:一般通过调节各逆变器基准信号的幅值和相位,可实现各并联逆变器输出无功功率和有功功率的平衡。阻性输出阻抗时,

$$P = \frac{(E - U_{o1})}{R} U_{o1}, Q = - \frac{E U_{o1}}{R} \varphi$$

对上式全微分可得

$$\Delta P = \frac{U_{o1}}{R} \Delta E, \Delta Q \approx - \frac{U_{o1} E}{R} \Delta \varphi$$

式中: P 为输出有功功率; Q 为输出无功功率; $E \angle \varphi$ 为交流电源; R 为逆变器等效输出阻抗; U_{o1} 为输出电压。明显看出可以通过调节相位和幅值来实现功率输出的调节,进而实现并联模块的均流。并联系统中模块相对完全独立,易实现冗余系统,可提高系统的可靠性。目前大多数并联逆变系统采用此方法。

2)平均值均流法:每台逆变器有电流反馈环、电压反馈环及外部均流环 3 个控制环。各逆变器输出电流的平均量通过均流总线产生一个公共电流参考量,公共参考电流和各逆变器实际输出电流之间的误差经均流控制器处理后作为参考电压的补偿信号,闭环调节使误差趋近于 0,从而实现均流。由于

需要平均多个信号,模块间的信号线较多,易受干扰,并联控制电路也很复杂,也不适于远距离通讯。

3)主从控制法是以电压型 PWM 逆变器(VCPI)作为主控制模块,用来控制整个逆变系统的输出电压,而 N 个电流型 PWM 逆变器(CCPI)通过跟踪给定电流来控制自身输出电流,分担系统的负载。主从并联易于设计和制作,但是功率分配中心或者主模块一旦出现故障,将导致整个系统无法正常工作。

2 组合式逆变器

2.1 组合式逆变器结构

组合式三相逆变器由 3 个单相全桥逆变器构成。3 个单相逆变器的开关控制信号互差 120°,三相输出电压 U_a 、 U_b 、 U_c 大小相等,相位相差 120°,构成一个平衡对称的三相交流电源。每相之间相互独立,可当作单相逆变器来分析;并采用较为灵活的控制方案,可以三相独立控制,也可以统一控制。组合式三相逆变器主电路拓扑结构如图 3 所示。由 A、B、C 3 个单相逆变器组合而得,分别通过 LC 滤波器得到三相正弦电压。组合式三相逆变器具有良好的带不平衡负载能力和优良的电气性能。在相同功率条件下,六桥臂 12 个开关控制的三相逆变器,与三桥臂的三相逆变器相比,每个 IGBT 承担的电流低一半。

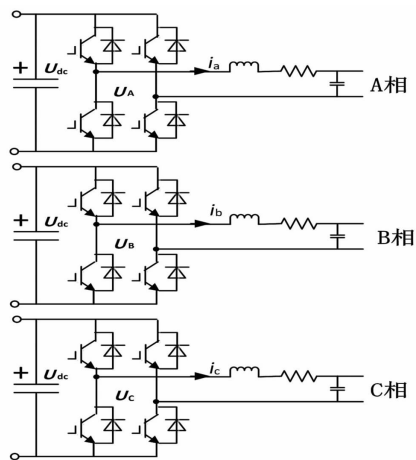


图 3 组合式三相逆变器主电路拓扑结构

组合式三相逆变器工作原理和数学模型与三相逆变器类似,这里不再赘述。

2.2 组合式逆变器应用优点

在为固态变压器选择三相逆变电路的主电路拓扑时,一般需要考虑到整体控制难度、系统体积、模

块化程度及系统输出特性等因素。采用组合式拓扑结构如图 3,在固态变压器系统中可以获得如下好处:

- 1)各模块相互独立,在某一模块损坏时只需更换相应的 H 桥模块。
- 2)由于是由 3 个单相逆变器组成的三相逆变器,所以在控制时可以参照单相逆变器的控制方案进行控制。不仅降低了分析难度,同时也降低了控制系统的复杂度。
- 3)可以方便地实现三相四线制连接,增强了系统的带不平衡负载的能力。同时每相模块相互独立,既可以三相运行,也可以单相运行。

3 组合式三相全桥逆变器的仿真分析

首先利用 Matlab 中的电力电子模块建立系统模型。在这里,首先建立全桥结构的单相逆变器的仿真模型,然后组合成三相逆变器。再对逆变器进行组合式并联仿真。在仿真时通过改变负载参数,依次进行平衡负载和不平衡负载下的仿真实验,以验证系统的带不平衡负载的能力。最后通过对比试验结果,验证组合式逆变器在固态变压器里应用的合理性。

3.1 全桥逆变器仿真模型

所述结构的逆变器仿真参数,固态变压器直流输出端用直流电源代替。直流侧电源电压为 500 V,滤波电感;电容分别为 $L = 1.5\text{ mH}$ 、 $C = 10\text{ e} - 6\text{ F}$;采用三相四线制,中性点直接接地。仿真模型如图 4 所示。

对称负载时: $R1 = R2 = R3 = 20\text{ }\Omega$;不对称负载时: $R1 = 15\text{ }\Omega$, $R2 = R3 = 20\text{ }\Omega$ 。

3.2 对称负载下仿真结果

$R1 = R2 = R3 = 20\text{ }\Omega$, $L1 = L2 = L3 = 1.5\text{ mH}$, $C1 = C2 = C3 = 10\text{ e} - 6\text{ F}$, $V_{dc} = 500\text{ V}$ 。

由图 5 和图 6 可以得出:输出电流和电压是完美正弦波,输出电流幅值在 15 V 左右;输出电压基波频率 50 Hz,基波幅值 302.8 V;总谐波畸变率 THD = 2.33%,与理论分析结果吻合。

3.3 不对称负载下仿真结果

$R1 = 15\text{ }\Omega$, $R2 = R3 = 20\text{ }\Omega$, $L1 = L2 = L3 = 1.5\text{ mH}$, $C1 = C2 = C3 = 10\text{ e} - 6\text{ F}$, $V_{dc} = 500\text{ V}$ 。

由图 7、图 8 和图 9 可以看出:输出电流和电压

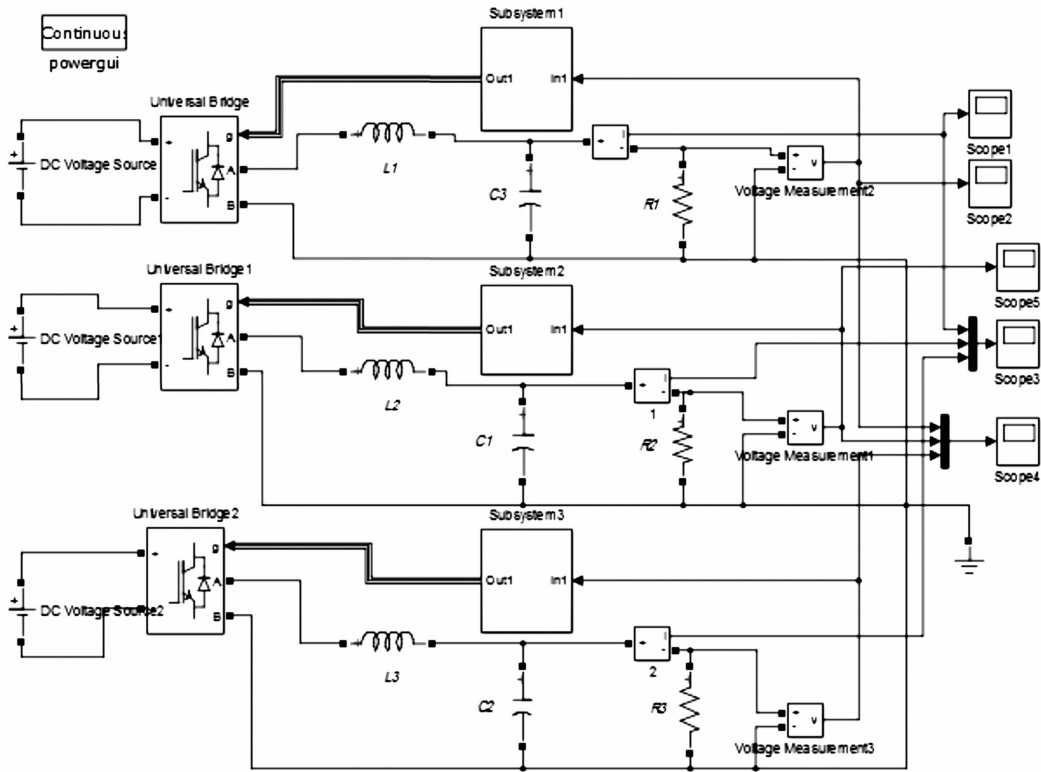


图 4 组合式逆变器仿真模型

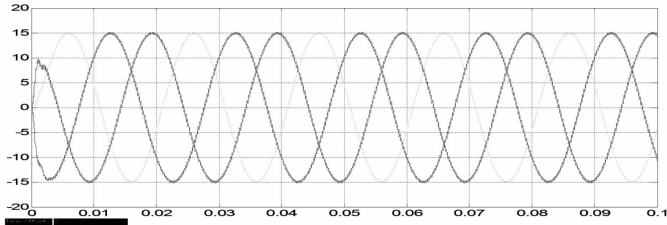


图 5 三相对称负载下仿真输出电流

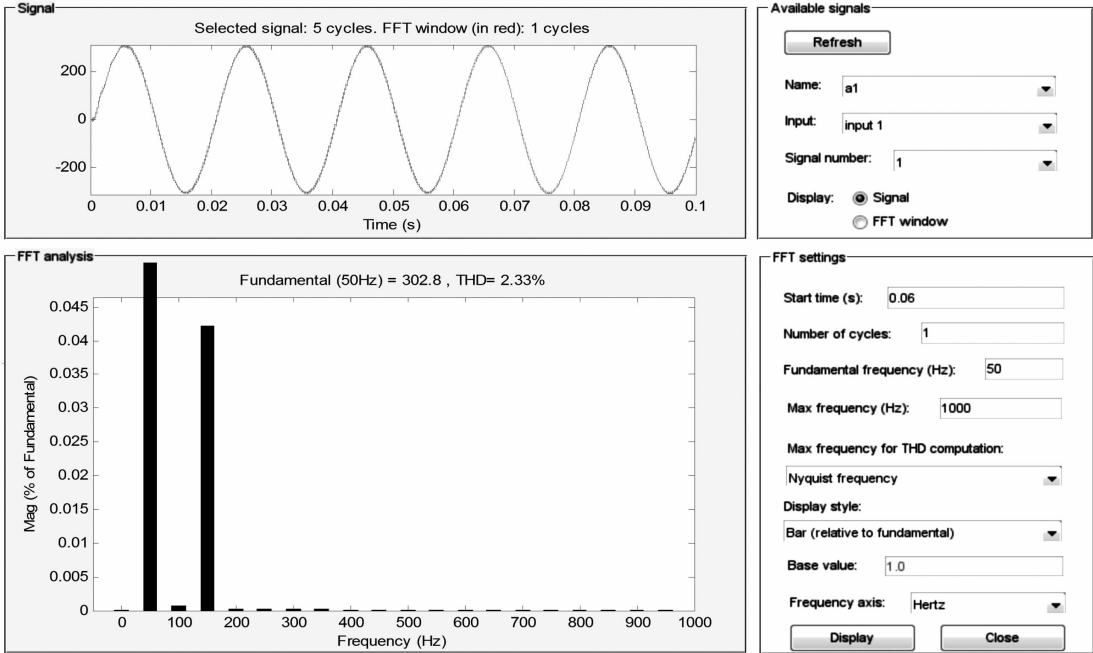


图 6 三相对称负载 A 相输出电压的傅里叶分析结果

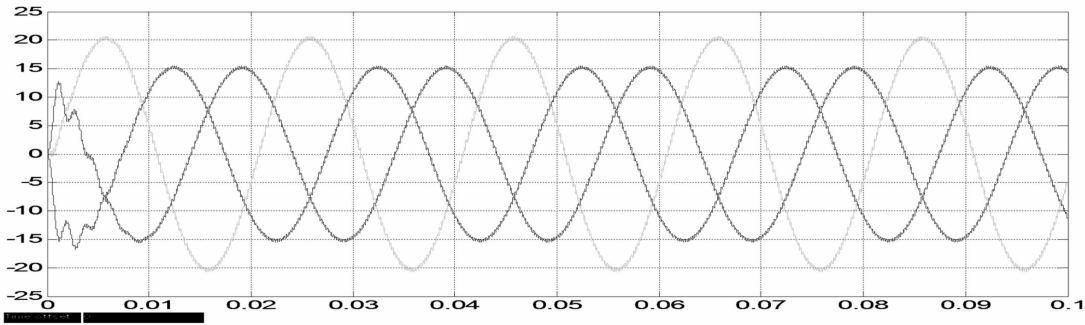


图 7 三相不对称负载下仿真输出电流波形

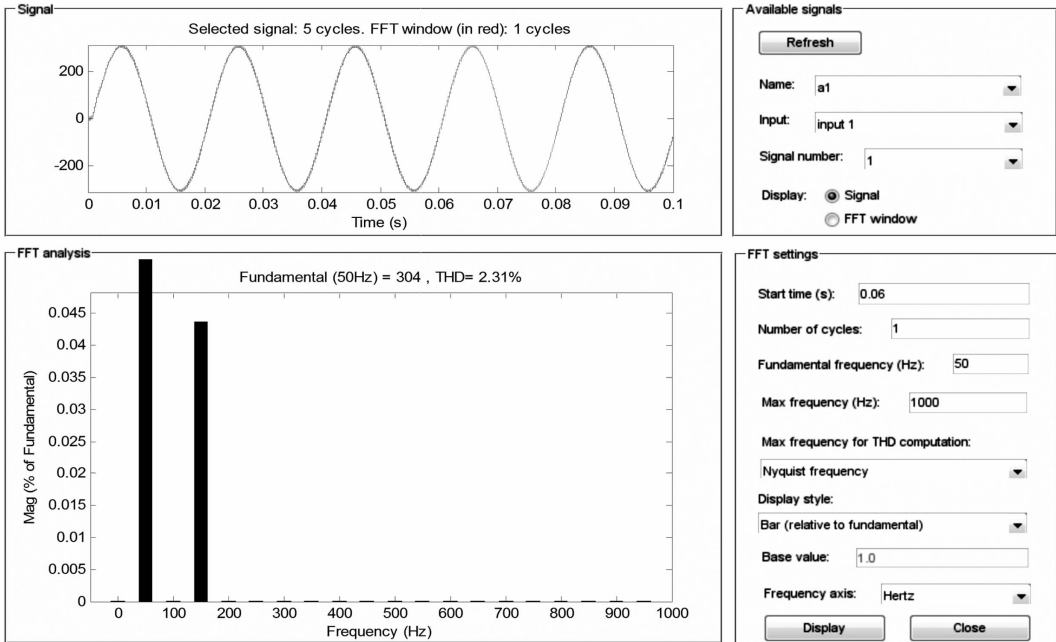


图 8 三相不对称负载 A 相输出电压的傅里叶分析结果

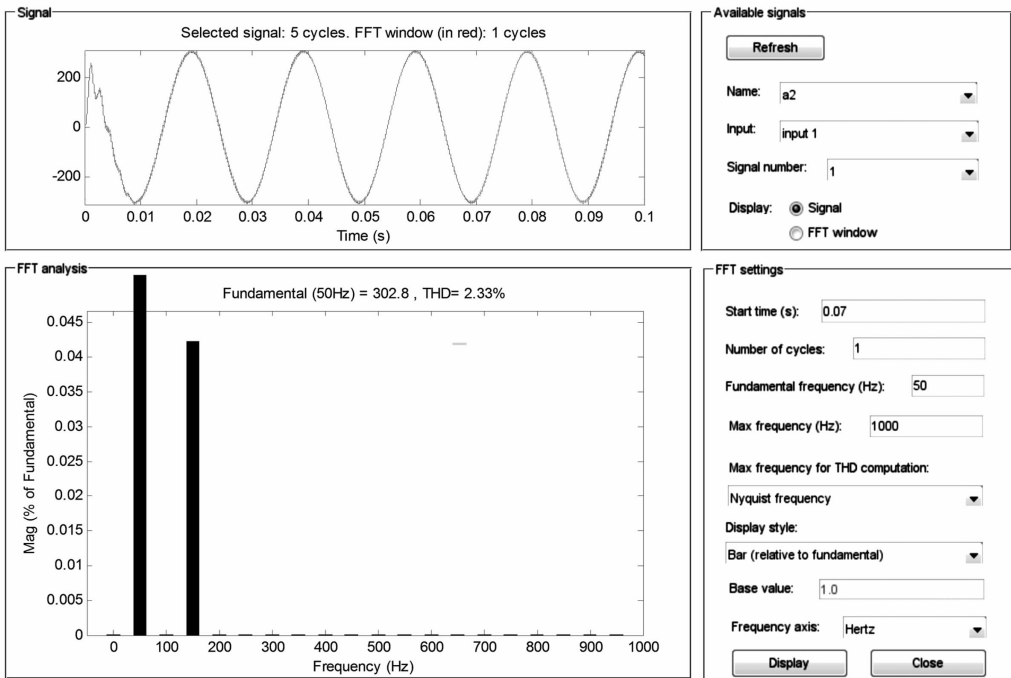


图 9 不对称负载下 B、C 相输出电压的傅里叶分析结果

是完美正弦波,但在不对称负载下 A、B、C 三相输出电压依然对称,而输出电流不对称;B、C 相输出电流幅值依然在 15 A 左右,而 A 相输出电流则幅值增大到 20 A。

输出电压基波频率 50 Hz,基波幅值 302.8 V(A 相为 304 V),总谐波畸变率 THD = 2.33% (A 相为 2.31%),与对称负载下仿真结果相差不大。

3.4 仿真结果分析

1)从图 5 和图 7 对比可以看出,在负载不对称的情况下,整个逆变系统输出电流除了 A 相电流幅值增大外,另外两相并无明显变化,即周期和频率均无明显变化。

2)从图 6 和图 8 对比可以看出,在负载不对称的情况下,整个逆变系统输出电压除了 A 相电压基波略微增大 1.2 V 外,另外两相基本无明显变化。

仿真结果表明,组合式逆变器在增大整体系统输出功率的同时,在应对负载不对称时有较好的电气性能。如应用在固态变压器上,不仅可以简化其逆变输出级的控制策略,也可增强其应对不对称负载的能力。

4 总结与展望

以固态变压器输出级作为研究对象,对比了两种提高逆变器容量的方法。在分析了逆变器并联有环流产生后,发现并联逆变器在固态变压器上应用的局限性;并在此基础上提出了组合式逆变器的应用优点。又对组合式三相逆变器在三相对称和不对称负载下进行仿真,验证其电气性能和应用在固态变压器上的可行性。最终发现由 3 个单相逆变器组合而成的三相逆变器在逆变器扩容方面有自己独特的效果,并且能扩展固态变压器带三相不对称负载的能力。

前面所做的工作中,只是完成了最基本的仿真实验工作。就逆变器扩容这一分支的研究工作还有许多工作要做。而且所完成的仿真实验中仍有许多工作要后续完成:1)所做实验只是在阻性负载下进

行,后续还需要进行阻感负载的实验,用以检验本设计突出的带不平衡负载能力;2)只对三相组合逆变器进行了仿真,后续需要对整个固态变压器系统进行仿真,并搭建实物实验平台。

参考文献

[1] 毛承雄. 电子电力变压器[M]. 北京:中国电力出版社,2010.

[2] 于玮,徐德鸿. 基于虚拟阻抗的不间断电源并联系统均流控制[J]. 中国电机工程学报, 2009,29(24):32 - 39.

[3] 卢彦杰. 三相逆变器并联技术研究[D]. 北京:北京交通大学,2011.

[4] 杨志兵. 6 kVA 三相航空静止变流器的研制[D]. 武汉:华中科技大学,2012.

[5] 何中一. PWM 逆变器的控制及并联运行控制研究[D]. 南京:南京航空航天大学, 2008.

[6] 王建华,刘磊,张方华,等. 组合式三相逆变器锁相控制策略[J]. 电工技术学报,2010, 25(8):79 - 84.

[7] 李慧斌. 多模块并联交流电源控制技术研究[D]. 哈尔滨:哈尔滨工程大学,2012.

[8] 华明. 三相逆变器冗余并联运行关键技术及应用研究[D]. 南京:南京航空航天大学,2011.

[9] 李立,黄松柏,汪洪亮. 基于电压/电流控制模式的组合式三相逆变器[J]. 电机与控制学报,2011,15(2):63 - 70.

[10] 郑志曜,孙钦斐,王江波等. 组合式三相逆变器同步控制方法[J]. 农业工程学报, 2015,31(5):146 - 151.

[11] 李鹏程. 基于组合式逆变器并网发电的控制策略研究[D]. 无锡:江南大学,2011.

[12] He W. , Li Y. W. , D. Bosnjak, et al. Investigation and Active Damping of Multiple Resonances in a Parallel - inverter - based Microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2013,28(1):234 - 246.

作者简介:

宋飞宇(1992),硕士研究生,研究方向为电力电子与电力传动。

(收稿日期:2016 - 03 - 11)

基于广域测量技术的含 DG 配电网保护研究

张翠娟¹, 古 昕¹, 吕飞鹏²

(1. 国网德阳供电公司, 四川 德阳 618000; 2. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

摘要:随着越来越多分布式电源接入配电网, 分布式电源对配电网造成了一系列影响, 其中, 对分布式电源上游区域的保护影响更大。上游区域故障时或同母线馈线区外故障时, 分布式电源上游区域的保护可能会出现拒动或者误动等情况。在已有广域测量技术的前提下, 提出了一种新的保护算法。该算法利用广域保护的思想和采集的电流信息值, 对上游区域的电流保护整定值实时修改, 保证了保护的选择性。仿真验证了该方法的可行性。

关键词:WAMS; 分布式电源; 配电网; 电流保护

Abstract:As more and more distributed generation integrated with distribution network, it has a series effect on the distribution network, among which it influences the protection of the upstream area of distributed generation greatly. When there is the fault in upstream area or out – area fault of busbar and feeder, the protection of upstream area of distributed generation may fail to operation or have misoperation. Under the premise of the existing wide – area measurement technology, a new algorithm of protection is proposed. The algorithm is using the ideas of wide – area protection and the information of the collected current value, which modifies the current protection setting value of the upstream area timely so as to ensure the selectivity of protection. The simulation proves the feasibility of this method.

Key words:wide area measurement system (WAMS); distributed generation (DG); distribution network; current protection

中图分类号: TM732 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954(2016)04 – 0024 – 05

0 引 言

近年来, 随着社会的发展和发电技术的进步, 以各种燃油汽轮机、燃料电池、风电、光伏发电等功率较小的电源为代表的分布式发电(distributed generation, DG)技术开始大量出现^[1]。分布式发电技术在能够解决电力供应短缺的问题的同时, 也带来了一系列问题, 特别是对配电网稳定性以及对保护的影响^[2]。

由于传统的配电网功率传输是单方向的, 这就导致传统的配电网断路器等保护配置是单端配置的, 且大部分保护是没有方向性的, 所以, 当分布式电源(分布式发电中的发电设备)接入配电网之后对传统配电网的保护整定产生了影响, 如果不进行改进的话, 传统的保护可能会在线路故障的时候出现拒动或者误动的情况, 导致保护失去了选择性, 故障范围扩大^[3]。

针对 DG 接入后的保护正确动作的问题, 文献[4]对无 TV 通道的配电网进行了研究, 主要是通过

故障相关区域的划分, 以及矩阵搜索的办法来实现故障定位和保护, 这种算法比较复杂且系统太大, 搜索步骤将变得繁琐和搜索时间更久。文献[5]充分利用了微网有限广域范围内的数据信息, 实现了广域保护性能的完善, 但拓扑结构还是过于复杂。

由于配电网馈线上一般不装设电压互感器(TV), 只装有电流互感器(TA), 且一般没有方向性, 故电压信息和电流方向信息将无法获取, 而仅仅依靠电流量很难对故障方向做出准确的判断^[6]。针对分布式电源并入配电网后保护可能会出现失去选择性的问题, 基于广域保护思想^[7-8], 提出了基于广域测量技术(wide area measurement system, WAMS)的自适应修改保护整定值的解决方案。

目前来说, 对于含 DG 的配电网的研究主要集中在两个方面: 一是为了消除由于 DG 的接入对传统保护灵敏度的影响所做的研究; 二是解决含 DG 的配电网故障隔离等问题所进行的研究。因此, 在含 DG 的配电网中利用本地信息和远方信息的保护原理的研究与应用层出不穷^[9]。

由于基于本地信息的保护简单、可靠性高, 所以

在对含 DG 分布式电源保护研究的时候,这方面的研究最多。比如对传统配电网保护进行改进,在传统过电流保护上加装方向元件等,能够弥补在传统配电网中保护没有方向的缺陷。

虽然基于本地信息的保护研究对于解决含 DG 的配电网的保护问题方面取得了不小的进展,但是仍然存在一些弊端。比如传统配电网过电流保护加装方向元件,虽然能解决方向故障的问题,但是无法解决灵敏度问题,而且如果全部加装方向元件,其费用问题也是需要考虑的因素之一。

随着通讯技术的发展,借助通讯方式加以改进的保护也得到了很好的应用,特别是 WAMS 使用之后。由于 DG 接入之后,多是 DG 接入点上游区域发生误动。值得一提的是,当 DG 容量并入配电网的容量特别大的时候,含 DG 的配电网出现的主要问题是误动;而只有当 DG 容量非常小的时候,上游区域发生故障时,DG 要脱离主网实现孤网运行时,上游区域部分保护才可能出现拒动的情况(上游区域保护整定值高于 DG 提供的短路电流)。根据后文的仿真可知,要出现拒动的时候,DG 的容量会非常小。DG 容量太小对电网的稳定是一大挑战,所以主要研究工作就是利用 WAMS 解决大容量 DG 接入配电网之后,传统的配电网上游区域部分保护可能会出现的一些误动问题。

1 分布式电源接入对传统配电网保护的影响

传统的配电网系统电流的流向都是从系统侧往馈线侧流动的,如图 1 所示,图中线路上方的箭头表示正常工作时电流的流向。根据 DG 接入点的位置和配电系统正常运行时的潮流流向,将馈线首段与 DG 接入点之间的线路与母线区域定义为 DG 的上游区域,将 DG 接入点到馈线末端的线路与母线区域定义为 DG 的下游区域^[6]。

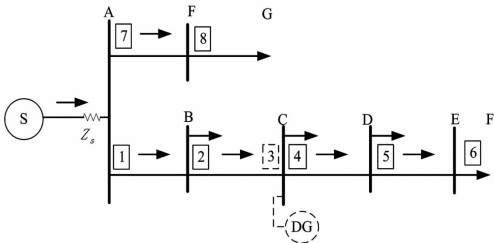


图 1 传统配电网系统

为了方便地说明分布式电源的接入对传统配电网保护的影响,以图 1 配电网结构为例进行说明。当线路 AB 发生故障时,断路器 1 一侧的短路电流是由系统提供的,所以分布式电源的接入对断路器 1 的动作没有影响;同时,由于分布式电源的接入,断路器 2 将有电流流过。正常情况下,断路器 2 应该跳闸,分布式电源实行孤岛运行供电,如果流过断路器 2 的电流较小,就有可能造成断路器 2 的拒动作。当故障发生在线路 BC 上时,流过断路器 2 的短路电流由系统侧提供的,故对断路器没有影响,断路器不会失去选择性。断路器 3 由于具有方向性(分布式电源处可以进行电压采集),故保护可靠性较高,这里不予考虑了。当故障发生在线路 CD、DE 或 EF 上时,接入 DG 后,DG 助增了故障电流,所以断路器 4、断路器 5、断路器 6 的灵敏性将会有所增强,保护不会失去选择性。当故障发生在分布式电源区外时,即线路 AG 或 GH 故障,DG 的接入会助增了短路电流,故断路器 7、断路器 8 不会误动,而且灵敏度会得到提高;但是,DG 上游区的断路器将会感受到仅由分布式电源提供的电流,如果 DG 容量特别大的时候,分布式电源反向提供的电流也将非常大,可能会造成分布式上游区域的断路器特别是越靠近分布式电源接入点的断路器越有可能最先误动作(因为越靠近分布式电源接入点的断路器整定值越低)。

2 含 DG 配电网防误动保护改进研究

2.1 DG 接入配电网后保护防误动改进原理
针对以上问题,基于广域测量技术(WAMS)对传统配电网保护配置进行改进。对图 1 中分布式电源接入位置进行改进,如图 2 所示。

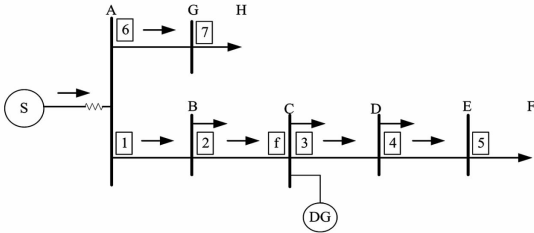


图 2 含 DG 配电网结构

在图 1 中接入分布式电源的上游区配置具有方向保护功能的断路器 f,并且在断路器 f 处装设电流采集及方向电流测量元件。在各母线处配置有智能

电子设备元件 (IED), 断路器 3 采集到的方向电流信息将会通过光纤网络与其他 IED 元件进行信息交换^[7]。

电流测量单元是通过测量电流的大小和相位来计算出电流的流向。这里规定由母线指向线路的电流方向为正方向, 否则为反方向。根据前述分析, 为防止区外故障时, 分布式电源提供的短路电流使分布式电源上游区域保护误动的情况, 只需要测量 IEDf 处正方向的电流, 记为 I_f^+ 。因为只考虑正方向电流, 且正常运行时, DG 只向该母线负荷处以及下游区域供电 (一般情况, 视为输电网一侧系统的容量为无穷大, DG 的容量和系统电源容量相比会小很多, 正常情况下, 流过保护 1 的电流大于流过保护 f 的电流), 由于当 DG 接入容量比较大的时候 I_f^+ 也能测量到电流流过, 这样 I_f^+ 是不为 0 的原因, 故一般 $I_f^+ < I_1$, 为方便起见下文 I_f^+ 都用 I_f 表示。

为尽量减小算法的复杂度, 减少保护动作时间, 提出只利用系统出口处电流大小和 DG 安装上游区域出口处的正方向电流大小的信息 (如图 2 中, IED1 处电流值和 IEDf 处的正方向电流值) 来改进传统配电网的保护, 以适应含 DG 配电网保护特点。当 DG 接入的馈线发生区外故障时, DG 上游区域的电流流向只能是由 DG 流向区外故障点。且馈线系统电源侧保护安装处测得的电流值小于 DG 出口处电流值 (如图 2 所示, IED1 处电流值小于 IEDf 处电流值)。当 DG 上游区域线路故障时, 系统电源侧一端保护安装处的电流值将会大于 DG 出口处的电流值, 即图 2 中 IED1 处电流值大于 IEDf 处电流值 (系统电源, 可以视为无穷大容量, 而 DG 容量很小)。

根据以上分析规律和原则, 基于广域测量技术针对 DG 上游区域修改整定值原则如式 (1) 所示:

$$I_{dz. Kg} = \begin{cases} I_{dz. c} + \left(1 - \frac{\sum_{n=K}^N Z_n}{\sum_{n=1}^N Z_n}\right) I_f & I_1 < I_f < I_{dz. f} \\ \text{不修改 (或者说返回原值)} & I_1 > I_f \text{ 或 } I_f > I_{dz. f} \end{cases} \quad (1)$$

式中: K 表示保护序号, DG 上游区域保护编号顺序从近系统电源侧保护以 1 开始编号; $I_{dz. Kg}$ 表示保护 K 电流整定修改值 (适用在速断电流保护与限时电流速断保护); Z_n 为线路 n 的线路阻抗 (n 为从系统电源侧一端断路器编号所在线路, 如图 2 中, 保护 2 所在线路 BC 阻抗即为 Z_2 , 保护 3、保护 4 所在线路

除外, 这里只考虑 DG 上游区域; I_1 为该馈线首段保护安装处的电流值; I_f 为 DG 上游区域出口保护安装处正方向电流值。如果该馈线还有其他 DG 接入, 在式 (1) 的计算公式上, 根据以上原则继续叠加修改整定值。

一般来说, 由于分布式电源相对系统侧电源来说, 容量较小, 分布式电源不会向系统提供电流, 故 IEDf 一般不会测到有正方向的电流^[10]。当系统侧母线的其他馈线发生故障时, 在 DG 投入运行的情况下, IEDf 能感觉到正方向电流。IEDf 测量到的电流信息通过通信网向配电网系统决策中心 (SCADA)^[9] 传送。按照式 (1) 的原则进行计算, 修改分布式电源上游区各保护整定值后, 将结果重新传送到分布式电源上游区各 IED 处, 然后 IED 根据新的整定值对各处对应的保护采取相应的控制, 即如果电路电流仍大于修改后的保护整定值, 保护动作, 跳开相应断路器。如果该线路没有大于的话, 保护不动作。

2.2 防误动保护改进仿真算例分析

如图 3 所示, 某 10 kV 中性点不接地配电网, 系统视为无穷大系统, 基准电压为 10.5 kV, 在最大与最小运行方式下的系统阻抗值分别为 $X_{s. \min} = 0.091 \Omega$, $X_{s. \max} = 0.126 \Omega$ 。线路 AB、BC、AF 为架空线路, 线路参数为 $r_1 = 0.270 \Omega/\text{km}$, $x_1 = 0.270 \Omega/\text{km}$; 线路 CD、DE、FG 为电缆线路, 线路参数为 $r_2 = 0.259 \Omega/\text{km}$, $x_2 = 0.093 \Omega/\text{km}$ 。DG 接在节点 D 处, 只有 DG 容量比较大的时候, DG 上游区域保护才有可能出现误动的情况, 所以这里 DG 容量选择为 86 MVA, 下面运用 PSCAD/EMTDC 软件对此系统进行仿真分析。

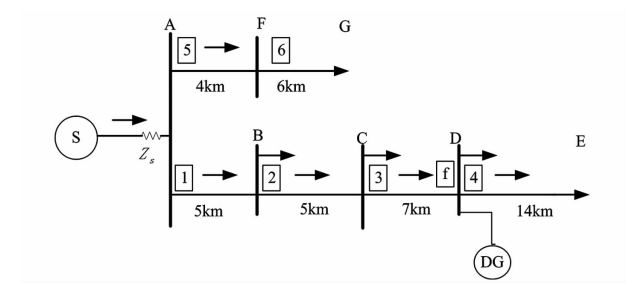


图 3 某 10 kV 含 DG 配电网

在未接入 DG 的情况下, 各保护电流速断保护和限时电流速断保护整定值及相应灵敏度系数分别如表 1 和表 2 所示。由表 1 和表 2 可知, 各保护灵敏度均满足要求。

表 1 各保护电流速断整定值

保 护	电 流 速 断 保 护 整 定 值/A
1	3 177
2	1 621
3	1 134
4	710
5	3 933
6	2 078
<i>f</i>	3 756

表 2 各保护限时电流速断保护整定值及灵敏度系数

保护	限时电流速断保护值/A	灵敏度系数
1	1 783	1.3
2	859	1.35
3	470	1.73
4	392	1.3
5	2 086	1.33
6	1 142	1.3
<i>f</i>	1 898	1.35

通过 PSCAD/EMTDC 仿真,由于区外馈线故障时,随着故障点离母线越远,DG 提供的短路电流也就越小。当线路 AF 或者 FG 末端故障时,DG 向接入点上游区域提供的短路电流可能已经不会使上游区域的保护误动了。所以,仿真考虑了误动最有可能发生的情况,即故障为三相短路故障,故障点设置在线路 AF 近母线 A 侧。

经 PSCAD/EMTDC 仿真得出线路 AF 系统母线出口处发生三相短路故障时,各保护安装处短路时刻电流值如表 3 所示(电流值取整数)。

表 3 仿真线路 AF 故障时流过各保护的电流有效值

保 护	故障发生时保护安装处测量故障电流值/A
1	730
2	876
3	1 176
5	62 423
6	0
<i>f</i>	1 184

同时由仿真可得线路 AF 故障前的各保护测量到的正常工作电流值如表 4 所示(电流值取整数)。

表 4 仿真故障前流过各保护电流有效值

保 护	故障前各保护安装处测量电流值/A
1	502
2	298
3	279
5	734
6	377
<i>f</i>	382

由表 4 可知,大容量 DG 接入 10 kV 配电网后,正常工作时流过保护 1 电流值 I_1 大于流过保护 f 的电流值 I_f ,值得一提的时候,保护 1 处的电流值小于保护 f 处的电流,说明了 DG 向上一级电网传输的电能,正常工作时 I_f 也不为 0。当 $I_1 > I_f$ 时,由式(1)保护动作值修改原则可知,保护不做修改,各保护不动作。

由表 1、表 2、表 3 可知,线路 AF 近保护安装处发生故障时,保护 5 的电流值大于保护 5 的电流速断保护与限时电流速断保护整定值,保护 5 能正确动作;同时,流过保护 3 处的电流大于保护 3 的电流速断保护与限时电流速断保护动作电流值;因此在不采取任何措施的情况下,保护 3 将出现误动作。为了防止保护 3 误动作, $I_1 < I_f < I_{dz,f}$ 时,按式(1)动作值修改原则可知,修改后的分布式电源上游区域各保护电流速断与限时电流速断保护整定值如表 5 所示(整定值取整数)。

表 5 DG 上游区域各保护修改后电流速断保护与限时电流速断保护定值

保护	电 流 速 断 保 护 整 定 值/A	限 时 电 流 速 断 保 护 整 定 值/A
1	3 177	1 782
2	2 033	1 271
3	1 957	1 293

由表 3、表 5 对比可知,保护 3 将不会再误动了,故障切除后,经过调节,恢复到原有正常工作水平,此时, $I_1 > I_f$,分布式电源上游区域各保护整定值将恢复成原来的保护整定值。

2.3 防误动保护改进后灵敏度分析

为防止误动,按照式(1)所述原则修改保护整定值后,DG 上游区域各保护整定值变大,这势必影响了保护的灵敏度,如果在区外故障还未消除的同时,DG 上游区域线路再次发生故障,这时会有几种情况,下面将基于 PSCAD/EMTDC 仿真所得数据,进行分析。

仿真模型仍采用前面的仿真模型,故障设置在 3 s 的时候线路 AF 发生三相短路故障,故障持续时间为 3 s,线路 AB 在 5 s 时发生三相短路故障,经仿真后得出以下结论:

线路 AF 发生三相短路故障后,DG 上游区域流过保护的电流值均增大,为防误动按式(1)修改相应保护整定值后,保护不误动。此时在线路 AF 故障没有消除的情况下,线路 AB 也发生了短路故障, I_1 电流反而变小了,电流值大小与正常工作时电流大小差不多了, I_2 、 I_3 、 I_f 电流值几乎不受影响。当线路 AF 故障消除,线路 AB 故障仍然存在, I_1 电流值大幅拉升,瞬间超过 I_f ,即 $I_1 > I_f$,各保护恢复成原有整定值,各保护灵敏度也恢复成原来正常值。故按照式(1)原理防误动后,虽然 DG 上游区域各保护灵敏度变小了,但在上游区域再次发生故障时(发生故障位置为保护 f 所在线路之前的线路)对保护 f 的动作情况几乎没有任何影响。

线路 AF 故障没有消除时,线路 CD 故障后,流过保护 1、保护 2、保护 3 的电流值均变小,保护 f 电流值几乎没有变化。当线路 AF 故障消除后,保护 1、保护 2、保护 3、保护 f 的电流值明显增大;但是由于流过保护 f 的电流值能够更快速的增大,流过保护 f 的电流值迅速超过保护 f 的动作整定值,DG 上游区域各保护整定值恢复原有保护整定值。恢复后,流过保护 3 的电流值大于保护 3 的电流整定值,保护 3 与保护 f 都能相应动作。

综上所述,为了防止 DG 接入后区外馈线故障时保护的误动,按照式(1)原理进行保护整定值修改后,灵敏度较小对 DG 上游区域再次发生故障所产生的影响很小,保护仍然能够识别故障线路,能正确动作。

3 分布式电源上游区域线路故障情况分析

当故障发生在 DG 接入点上游区域时,理论上来说,DG 的接入容量过小对 DG 上游区域保护造成的影响,是对故障靠近 DG 一侧保护由于分布式电源提供的短路电流不能满足达到保护动作的动作值要求,这就造成保护不能断开,DG 不能脱离主网进入孤岛微网运行阶段。值得一提的是,随着控制技术的不断进步,非计划内孤岛微网运行将越来越可靠。这里将视为能够实现非计划孤岛微网运行。为了解决此问题,这就要求降低保护动作的门槛。但实际上,同样采用上面仿真参数可知,DG 容量变为

5 MVA,设置线路 AB 发生故障,DG 接入点相邻线路的保护会优先动作,这也是 DG 微网运行方式只存在 DG 上游区域相邻的一条线路以及 DG 下游区域,这也符合小容量 DG 供电需要,因为小容量 DG 不能满足过多负荷供电,且目前接入位置都在重要负荷处。在上游区域出现故障后,能够保证重要负荷电能即可。仿真得到 DG 上游区域电流值如表 6 所示。

表 6 小容量 DG 接入后线路 AB 发生故障时
上游区域流过保护电流有效值

保 护	流过保护电流有效值/A
1	5 390
2	1 597
3	1 794

由表 6 可知,上游区域非保护 f 所在线路发生故障后,保护 3 会动作,使 DG 脱离主网,形成微网,对重要负荷进行供电。通过仿真实验得知,DG 容量在 2 MVA 以下时,保护仍不会拒动。由于 2 MVA 容量的 DG 接入配电网后,对配电网的实际意义不大,故认为,特别小容量的 DG 接入配电网后,配电网保护不会出现拒动情况。

4 分布式电源下游区域线路故障情况分析

针对馈线下游区域再没有分布式电源接入的馈线结构,形如图 2 相似结构。由于分布式电源对下游区域的故障电流起助增的作用,所以下游区域的保护不会出现误动或者拒动的情况;但是灵敏度会有所调整,所以为了保证保护的灵敏度,可以根据情况,适当的增大电流保护的可靠系数,保证保护的可靠性。

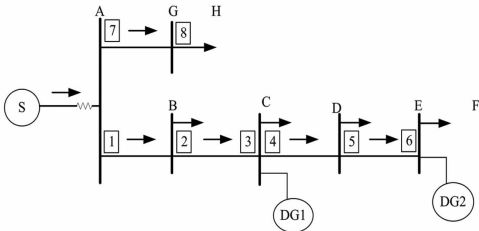


图 4 馈线上接有多个 DGs 的情况

针对馈线分布式电源下游区域末端还有分布式电源接入的馈线结构,形成如图 4 所示结构。研究 DG1 下游区域的时候,分布式电源(DG1)连接节点当

(下转第 83 页)

在线安控装置管理在西南电网智能调度技术支持系统中的应用

赖民昊¹, 刘 芸²

- (1. 国家电网西南电力调控分中心, 四川 成都 610041;
2. 国网四川省电力公司计量中心, 四川 成都 610000)

摘 要:西南电网安控在线监视与管理应用基于智能电网调度技术支持系统基础平台进行建设,安控装置运行状态的在线监视和集中管理,包括数据信息处理、运行监视、装置录波召唤与显示、定值/策略表召唤与显示、数据交换等功能,同时为智能电网调度控制系统的动态限额管理和综合智能分析与告警等应用提供基础数据。

关键词:智能调度;安控在线监测;安控集中管理

Abstract:The application of on – line monitoring and management for security control in Southwest power grid is established based on the technical support system of smart grid dispatching. The on – line monitoring and centralized management of its operating condition includes data information processing, operation monitoring, calling and display for device recording and security control settings/strategy, data exchange and other functions. At the same time, it can provide basic data for dynamic quota management and integrated intelligent analysis and alarm in intelligent power grid dispatching control system.

Key words:smart grid dispatching; on – line monitoring of power system security control; centralized management of power system security control

中图分类号:TM73 文献标志码:B 文章编号:1003 – 6954(2016)04 – 0033 – 04

0 引 言

近年来,电网建设迅速发展,电网结构在长时间内处于过渡期,交直流、特高压混合运行,系统特性复杂,电网的安全稳定运行很大程度上依赖安全稳定控制装置^[1](以下简称“安控装置”或“安控”)。目前安控装置呈现覆盖率高、位置分散等特点,且建设重点在于稳定控制策略的实现,而对安控系统的运行状态监视、远程维护、管理和数据的共享、动作的分析等都缺乏有效手段,当安控系统动作时,调度及安控系统管理工程师只能依靠变电站运行人员、保护班人员的口头汇报或者打印的报告来了解系统的动作情况,无法及时得到整个系统的动作情况、故障波形等信息。总体来说,国内安控装置管理的自动化程度以及智能化程度都停留在较低水平。

为加强西南电网安控系统的管理,保证其能够正确、可靠动作,对分散的安控装置进行统一监控和集中管理,正确、及时把握安控系统 & 装置的运行和连接状态,建设全网集中的安控在线监视和管理系统非

常有必要。因此,从专业需求角度出发,迫切需要开发建设一套基于 D5000 平台的一体化安控在线监测及管理应用系统,在智能电网调度决策支持系统中实现对安控装置信息在线监测功能,并进一步完善 D5000 系统的高级应用,实现对分散安控系统装置运行状态的集中监视与管理,通过在线安全稳定分析和安全校核安控装置实际动作行为的模拟,促进实用化^[2]。

1 装置接入方式

1.1 装置接入方式

安控装置可通过两种形式实现接入调度端:一是先将安控装置接入厂站端的站内监控系统(用于未接入过调度中心的安控装置),然后利用站内监控系统与调度端已有的综自数据链路和告警直传链路向调度端上送安控装置的信息;二是通过电力调度数据网直接接入安控装置^[3](用于已接入过其他调度中心的安控装置)。

1.1.1 站内监控系统接入模式

安控装置不直接接入站内的调度数据网接口,而是先接入厂站端的站内监控系统。通过站内监控系统与调度端已有的综自数据链路、告警直传链路和远程浏览链路向调度端上送安控装置的信息如图 1 所示。

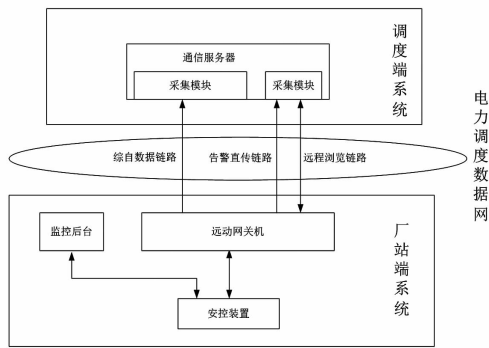


图 1 安控数据采集逻辑示意图
(站内监控系统接入模式)

1.1.2 直采接入模式

安控装置综合管理系统通过电力调度数据网直接采集安控装置的各类信息,如图 2 所示,包括安控装置的压板状态、异常信号、装置定值、告警信息、动作报文、故障录波、元件电气量、元件投停状态等信息。

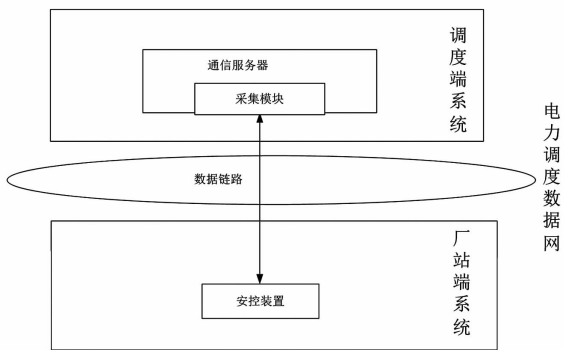


图 2 安控数据采集逻辑示意图 (直采接入模式)

1.1.3 装置接入原则

新接入的安控装置统一按照站内监控系统接入模式接入西南分中心,对于目前已经接入西南电力调控分中心下属各省调安控装置集中管理系统的安控装置可暂时按照原有的通过调度数据网直采的方式接入分中心,后续再进行统一改造为站内监控系统接入模式。

2 系统结构

安控在线监测及管理应用整体架构如图 3 所示,

图 3 左侧为站内监控系统接入模式,分布于各厂站的安控装置通过网络或串口接入厂站端远动网关机和监控后台;厂站端远动网关机使用站内监控系统到调度端自动化系统已有的通信链路和通信规约实现安控信息的上送。厂站端远动网关机将采集的安控装置闭锁信号、压板状态转换为遥信信号、将采集的安控装置可切量转换为遥测信号,通过已有的综自数据链路向调度端上送安控实时数据;安控动作信息和异常告警通过厂站端的告警图形网关机或远动网关机(目前大部分变电站远动网关机兼做告警图形网关机)到调度端的告警直传链路进行上送;安控装置将生成的定值文件、策略表文件和录波文件传送至告警图形网关机指定目录,由告警图形网关机通过远程浏览链路进行上送至调度端。由 D5000 平台的 SCADA 前置采集服务器和告警图形网关机来采集站内安控装置的信息,并将采集安控的数据写入 SCADA 应用下的安控数据表中,安控在线监测及管理应用不直接与安控装置进行通信,可从 SCADA 应用下的安控数据表中读取安控数据实现自身的功能,因此仅需要配置单独的安控应用服务器。

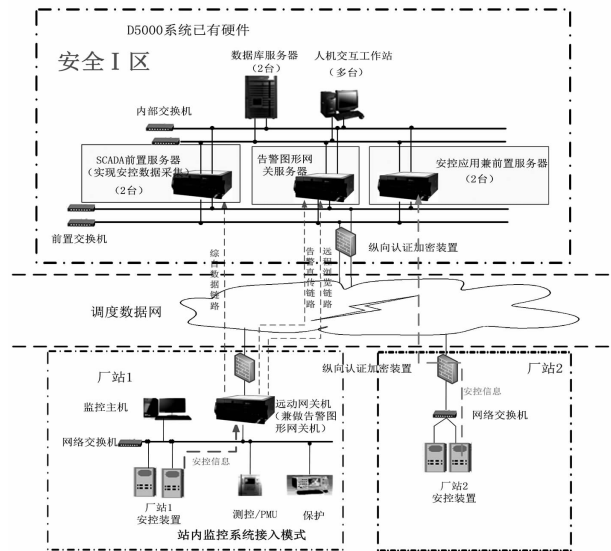


图 3 安控在线监测及管理应用整体架构图

安控在线监测及管理应用需要配置安控前置采集服务器,为了减少硬件投资和占地空间,在调度端采用安控应用服务器兼做前置采集服务器的方式,安控应用服务器不仅需要与调度自动化系统主网连接,还需要与前置调度数据网连接,按双网配置方案,配置 4 块以太网卡。分布于各厂站的安控装置通过调度数据网(一平面或二平面)接入站内调度数据网交换机上,调度端的两台安控前置服务器(兼做安控应

用服务器)同时与前置通信网络交换机和 D5000 系统的内部交换机相连接,一方面负责与所有安控装置进行通讯,收集所有安控装置上送的信息;另一方面,前置服务器对采集的数据进行处理,并将处理好的数据写入到 D5000 系统内网上的实时数据库和历史数据库中。

3 应用功能

3.1 数据信息处理

安控在线监测及管理应用存在两种安控数据采集方式,直采接入的安控装置各类点表数据由安控前置采集程序写入 DSA_SCMS 小应用下的安控数据表中,站内监控系统采集的安控数据由 SCADA 前置采集程序写入 SCADA 应用下的安控数据表中,为了便于后续使用,将两种方式采集的数据汇总到 SCADA_SCMS 小应用下。安控前置采集程序负责将直采接入的安控装置的压板状态、通道异常状态在写入上述两个小应用下;新增应用间数据迁移进程,将 SCADA 前置系统采集的安控数据从 scada 应用下迁移到 SCADA_SCMS 小应用下,从而实现将应用功能需要使用的安控数据统一写入到 SCADA_SCMS 小应用下安控数据表中。安控数据汇总过程如图 4 所示。

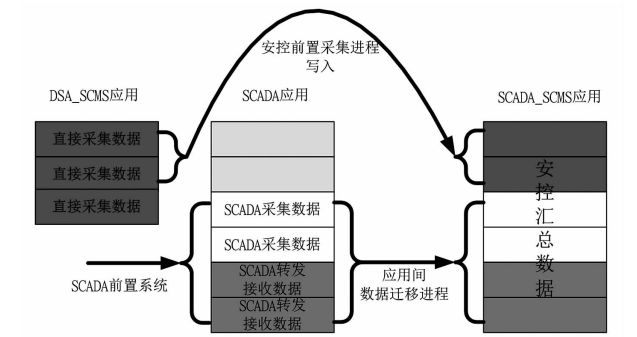


图 4 安控数据汇总处理过程

安控装置状态定时处理程序读取安控装置所属的安控站点,安控站点所属的安控系统,然后遍历每个安控站点下所有安控装置的动作和异常状态,统计出每个安控站点的动作和异常状态,再遍历每个安控系统所有安控站点的动作和异常状态,统计出每个安控系统的动作和异常状态。

安控装置状态定时处理程序在统计安控系统投退状态时,安控装置的投退状态还需考虑其装置闭锁状态,如装置闭锁,则该装置的投退状态即为退出。如果一个安控系统存在任一安控站点,该站点下所有

的安控装置投退状态都为退出,则该安控系统的投退状态为退出,否则安控系统的投退状态为投入。

3.2 运行监视

使用智能电网调度技术支持系统基础平台的图形编辑器绘制全网安控系统运行状态图、区域安控系统运行状态图、安控装置运行状态图并关联安控数据相关表中实测数据,基于 D5000 基础平台的画面浏览器可以展示安控系统及各装置各类实测信息,实现安控信息的集中监视。

站内监控系统接入模式的安控装置告警通过告警直传直接在 D5000 平台的告警窗中显示安控告警信息。直采接入的安控装置告警通过安控前置采集程序调用 D5000 平台提供的告警服务实现对安控装置的通信状态、开关变位、自检、告警、动作等事件告警。告警服务进程是一个常驻进程,当它接收到各个应用发送的告警报文之后,就根据其告警类型得到相应的告警行为,然后在告警行为定义中寻找这个行为包含的告警动作,最后发消息给每台机器上的告警客户端。告警客户端收到消息后完成相应的告警动作(上告警窗、语音、推画面等)。

调用智能电网调度技术支持系统基础平台的告警服务服务实现对异常信号、压板投退、动作事件等装置告警信息的历史存储,新增专用的历史告警查询工具实现对这些历史告警数据的检索、浏览、导出操作。

3.3 装置录波召唤与显示

安控界面程序通过发送文件召唤命令给调度端文件召唤管理模块来召唤厂站内文件。文件召唤管理模块对召唤命令进行解析后,向本地代理网关发送请求报文。本地代理网关接收到服务请求报文后,从厂站获取相应的文件并返回给文件召唤管理模块。文件管理模块在成功获取召唤的文件后,将文件存取到服务器,并给安控界面程序返回文件召唤命令执行状态。

服务请求和返回报文均通过服务总线来传递,报文格式由本地代理网关与文件召唤管理模块之间约定。

文件召唤流程如图 5 所示。

3.4 定值与策略表召唤与显示

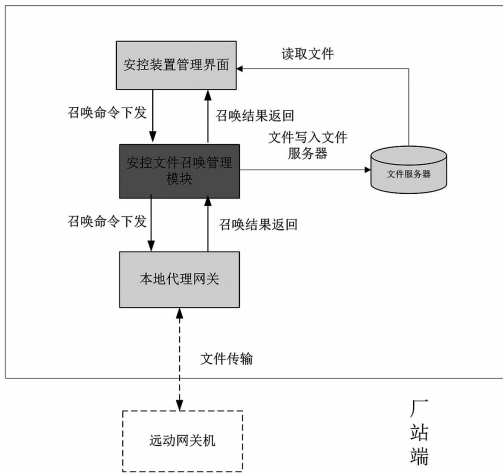


图 5 文件召唤流程示意图

系统通过安控装置综合数据管理工具提供两种召唤装置定值方式,即一次召唤全部定值和一次召唤单组定值。

策略表文件召唤的过程与召唤录波文件的过程相类似。安控装置管理界面通过向文件召唤管理模块发送召唤命令消息来召唤安控装置的策略表及定值单文件,文件召唤管理模块将召唤上来的文件存入 D5000 平台的文件服务器上约定的目录下。安控装置管理界面从文件服务器上特定目录下读取策略定值单文件并以文本方式进行显示。

对于策略表和定值单文件,安控装置管理界面首先召唤相应的文件列表,然后再选取文件列表中具体文件完成特定文件的召唤。

3.5 当值策略控制量不足告警

当值策略控制量不足告警功能实现过程如图 6 所示。安控在线监测及管理应用通过消息总线发送或实时库共享方式提供安控装置投退状态、压板投退状态以及通道通信状态给动态限额管理应用的安控策略解析服务使用,安控策略解析服务结合安控策略模型、SCADA 一次设备实时数据、安控采集数据统计出各个预想故障和监视元件控制策略对应的可切量和需切量,并将统计结果输出到 E 格式安控当值策略搜索结果文件中返回给安控在线监测及管理应用,安控在线监测及管理应用进一步检查预想故障下安控当值策略的需切量是否大于可切量,若大于则向综合智能分析与告警应用推送控制量不足告警。当值策略控制量不足告警功能实现过程如图 6 所示。

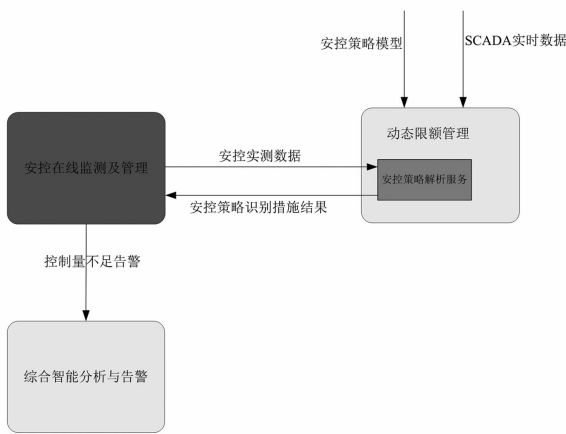


图 6 当值策略控制量不足告警功能实现过程

4 人机界面设计

安控在线监测及管理应用人机界面由图形画面和界面工具两部分组成。图形画面以全网安控系统-区域安控子系统-安控装置三层图形展示为主线,分层、直观地展示安控系统运行数据及实时状态,并在发生异常或动作等事件时通过 D5000 平台的告警窗主动告警;同时系统提供多个客户端界面工具对图形界面信息进行补充展示,并提供相关的附加功能,如召唤定值、浏览录波数据曲线等,人机调用关系如图 7 所示。

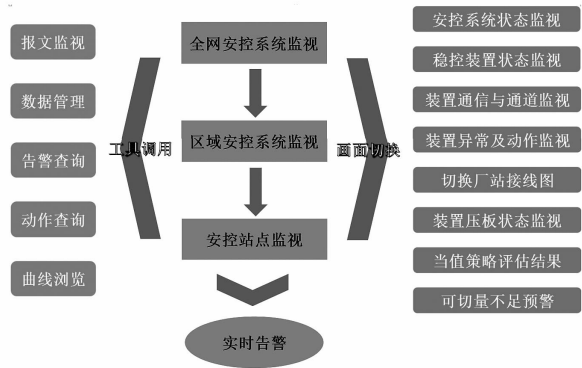


图 7 人机调用关系图

5 结 语

基于 D5000 统一支撑平台构建了西南电网一体化安控管理系统,其遵循 D5000 平台的统一标准,在充分利用已有设备和网络通道的情况下,通过统一的通信规约与安控装置进行数据通信,实现了安控装置信息数据采集与集中监视,并对安控数据进行充分挖掘和利用,通过在调度端建立安控系统(下转第 53 页)

变压器经济运行下的基本电费结算方式选择

柏小丽,李京航,阳红英,谭富铭
(国网泸州供电公司,四川 泸州 646000)

摘 要:变压器在整个电网运行中占有举足轻重的位置,开展变压器经济运行是实现电力系统安全运行的重要环节。算例分析了在考虑变压器经济运行时,大工业客户如何对基本电费结算方式做出选择,使供用电双方的经济效益达到共赢。

关键词:变压器;经济运行;两部制电价;基本电费

Abstract:Transformer is an important part in the operation of power grid, and the implementation of its economic operation is an important link of the safe operation of power system. The example analyzes how to choose the way of basic charge settlement for large industrial electricity customer when considering economic operation of transformer so as to make power supplier and electricity customers achieve a win-win situation.

Key words:transformer; economic operation;two-part tariff; basic charge

中图分类号:TM401+.1 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)04-0037-04

0 引 言

电价是电力这个特殊商品在电力企业参加市场经济活动,进行贸易结算的货币表现形式,是电力商品价格的总称。电价作为电力市场的支点,对促进市场竞争提高电力系统运行效率和实现资源优化配置起着十分重要的作用。现行电力销售电价是根据电力生产的特点和用户用电类别的特性,并考虑国家不同时期的产业政策,按照公平负担的原则科学合理制定的。现行的销售电价分为单一制电价和两部制电价。单一制电价又称直线电价,以用户安装的电能表读数,作为每月实际用电电量,作为计算电费的依据。两部制电价是把电价分成两部分:一部分是以客户接入系统的用电容量(或需量)计算的基本电价;另一部分就是以客户计费电能表所计算电费的电度电价,与用户的设备容量无关,只与耗用的电量有关。两部制电价是当今世界各国普遍采用的一种先进的电价制度,它可以充分发挥经济杠杆作用,有利于促进供用电企业提高效率和优化电源结构。同时使客户合理负担费用,保证电力企业财政收入。按照两部制电价收取电费时,基本电费收取的方式有以下两种:

1)容量收取基本电费:基本电费(元)=变压器容量(kVA)×基本电价(元/kVA);

2)需量收取基本电费:基本电费(元)=需量值(kW)×倍率×基本电价(元/kW)。

1 变压器经济运行

开展变压器经济运行是实现电力系统安全运行的重要环节。变压器经济运行是指在传输电量相同的条件下,通过择优选取最佳运行方式和调整负载,使变压器电能损失达到最低。变压器在变压和传递电功率时,其自身要产生有功功率损耗和无功功率消耗。变压器的有功功率损耗 p 由空载损耗 p_0 和负载损耗 $\beta^2 p_k$ 两部分组成。

$$p = p_0 + \beta^2 p_k \tag{1}$$

式中: β 为负载率,为变压器实际负载容量与变压器容量比值; p_0 为变压器空载损耗; p_k 为额定电流下的负载损耗。

在传输相同功率的前提下,有效降低变压器损耗是经济运行的关键。因此,变压器经济运行的本质是要降低损耗,提高输出效率。变压器效率 η 可按式(2)计算。

$$\eta = \frac{\beta S_N \cos \varphi_2}{\beta S_N \cos \varphi_2 + P_0 + \beta^2 P_k} \times 100\% \tag{2}$$

式中: S_N 为变压器额定容量; $\cos \varphi_2$ 为变压器负载侧功率因数^[1-2]。

表 1 变压器经济运行负载率

型号	容量 /kVA	高压 /kV	低压 /kV	有功 空载 /kW	有功 负载 /kW	负载率
S9	30	10	0.4	0.13	0.60	0.465 5
S9	50	10	0.4	0.17	0.87	0.442 0
S9	63	10	0.4	0.2	1.04	0.438 5
S9	80	10	0.4	0.25	1.25	0.447 2
S9	100	10	0.4	0.29	1.50	0.439 7
S9	125	10	0.4	0.34	1.80	0.434 6
S9	160	10	0.4	0.4	2.20	0.426
S9	200	10	0.4	0.48	2.60	0.429 7
S9	250	10	0.4	0.56	3.05	0.428 5
S9	315	10	0.4	0.67	3.65	0.428 4
S9	400	10	0.4	0.8	4.30	0.431 3
S9	500	10	0.4	0.96	5.15	0.431 7
S9	630	10	0.4	1.2	6.20	0.439 9
S9	800	10	0.4	1.4	7.50	0.432 0
S9	1 000	10	0.4	1.7	10.30	0.406 3
S9	1 250	10	0.4	1.95	12.00	0.403 1
S9	1 600	10	0.4	2.4	14.5	0.406 8
S11	30	10	0.4	0.098	0.68	0.379 6
S11	50	10	0.4	0.133	0.977 5	0.368 9
S11	63	10	0.4	0.154	1.19	0.359 7
S11	80	10	0.4	0.175	1.402 5	0.353 2
S11	100	10	0.4	0.203	1.70	0.345 6
S11	125	10	0.4	0.238	2.082 5	0.338 1
S11	160	10	0.4	0.273	2.422 5	0.335 7
S11	200	10	0.4	0.329	2.975	0.332 5
S11	250	10	0.4	0.399	3.40	0.342 6
S11	315	10	0.4	0.476	4.08	0.341 6
S11	400	10	0.4	0.567	4.93	0.339 1
S11	500	10	0.4	0.679	5.865	0.340 3
S11	630	10	0.4	0.805	6.885	0.341 9
S11	800	10	0.4	0.98	8.415	0.341 3
S11	1 000	10	0.4	1.155	9.86	0.342 3
S11	1 250	10	0.4	1.365	11.73	0.341 1
S11	1 600	10	0.4	1.645	14.025	0.342 5

$\text{令} \frac{d_{\eta}}{d_{\beta}}=0 \text{ 可得}$

$$S_N \cos \varphi_2 \left(\beta S_N \cos \varphi_2 + p_0 + \beta^2 p_k \right) - S_N \cos \varphi_2 \left(S_N \cos \varphi_2 + 2 \beta p_k \right) = 0 \tag{3}$$

由此算得效率最大时的负载率为

$$\beta = \sqrt{p_0/p_k} \tag{4}$$

或

$$S = \sqrt{p_0/p_k} S_N \tag{5}$$

对于实际使用的变压器,变压器的空载损耗已固定不变,而负载率变化较大。为了实现电网的节能降耗,应该调整变压器负载率,力求负载率在靠近最大效率负载点附近运行,这是变压器经济运行的原则^[3-4]。

2 各类变压器的经济运行负载率

由公式(4)可知,变压器经济运行负载点是由变压器固有结构特性和负载损耗决定的。各类变压器经济运行负载率见表 1。

从表 1 可以看出,各种型号的变压器经济运行时的负载率都不相同,但变压器只有在最大负载效率负载点附近运行,才能使变压器损耗更低,实现电网的节能降耗。

对于大工业的电力用户而言,总的支出电费包含了电度电费、基本电费、基金电费、功率因数力调电费,其中基本电费的支出占总电费的很大比例。基本电费分为容量方式结算和需量方式结算,而一旦客户对基本电费结算方式做出了选择,容量方式计费的基本电费就已经确定,而需量方式计费的基本电费随着用电负荷的变化而变化^[5-6]。如何在考虑变压器经济运行方式和客户用电负荷时,对基本电费结算方式做出选择,下面结合实际算例进行分析。

3 算例分析

3.1 不考虑变压器经济运行的基本电费结算方式

某水务集团公司用电性质为大工业用电,其装机容量为 1 台 S9-160 kVA 和 1 台 S9-250 kVA 电力变压器,三班制生产,无功补偿装置为自动投切(即力调电费有奖有罚)。电流互感器变比为 30/5 A,电压互感器参数为 10/0.1 kV。如按需量收取基本电费,电力公司与电力客户合同协商核定的需量值为 170 kW(核定需量值应不小于变压器容量的

40%)，基本电费的收取单价为 39 元/ kW；如按容量收取基本电费，基本电费的收取单价为 26 元/ kVA。2014 年 1 月 ~ 6 月每月 25 日高压需量表计的抄见需量及结算电量电费见表 2。

对表 2 数据进行分析：

如果按照需量缴纳基本电费,1 月份的结算需量为 180.68 kW,而核定的需量值为 170.00 kW,未超过核定需量的 105%时,按照核定需量收取基本电费;超过核定需量值的 105%时(即 178.50 kW),超过部分按照双倍收取基本电费。1 月份的基本电费为 $170.00 \times 39 + (181.68 - 178.5) \times 2 \times 39 = 6\,878.04$ (元)。若按照容量缴纳基本电费,其基本电费为 $(160 + 250) \times 26 = 10\,660.00$ (元)。在 1 月份,用户选择按照需量缴纳基本电费比较节约成本。

同理可以分析出该年度 2 月 ~ 6 月用户都选择按照需量缴纳基本电费比较的经济。

当夏季来临或者企业生产量增加,电力用户的用电量就要增长。如 7 月份,其用电量的突涨,导致其需量值远远超过合同的核定需量,按照需量缴纳的基本电费比容量缴纳的基本电费多。在 7 月,用户按照容量缴纳基本电费比较节约成本。这里可以分析出一个需量收取的临界点,即当需量值为 0.383 611 kW · h,需量方式收取的基本电费与容量方式收取的基本电费相同。当需量值大于这个临界点时,用户应该选择容量方式收取基本电费。

以上的分析都是以考虑用户的经济利益为前提制定的基本电费结算方式。现分析在考虑变压器经

济运行方式和用户利益时,其基本电费的结算方式。

3.2 考虑变压器经济运行的基本电费结算

由所给的算例可知该电力用户运行 1 台 S9 - 160 kVA 和 1 台 S9 - 250 kVA 电力变压器,由公式(4)和表 1 中的数据可知,当 S9 - 160 kVA 变压器经济运行时,其负载的容量为 $160 \times \beta = 160 \times 0.426\,4 = 68.22$ (kVA);S9 - 250 kVA 变压器经济运行时,其负载的容量为 $250 \times \beta = 250 \times 0.428\,5 = 107.12$ (kVA),两台变压器同时经济运行时,负载容量为 175.34 kVA。即该电力用户负载容量为 175.34 kVA 时,变压器的损耗最低,其运行最经济,输出的效率最高。

以 1 月份为例,当无功补偿设备为自动投切,功率因数为 0.95 时,考虑变压器经济运行的核定需量值为 $175.34 \times 0.95 = 166.57$ kW,核定需量的 105% 为 $166.57 \times 105\% = 174.9$ kW,1 月需量方式收取基本电费为 7 025.06 元。同理可以计算出 2 月至 7 月需量值和电量电费,见表 3 所示。

表 3 的数据与表 2 的数据相比较,可以看出:在高压表计抄见需量值相同的条件下,考虑变压器经济运行、最大出力 and 功率因数时的结算基本电费要比单纯的计算结算基本电费多。

比较 2 月份至 7 月份的数据,每个月份的需量收取基本电费值比表 2 中的基本电费多,其因为电力公司与用户的核定需量值不仅与变压器的选择有关,还受无功补偿的影响。

从表 3 数据中可以看出该水务集团的用电量已经超出了两台变压器经济运行的范围。如果该客户

表 2 需量和电量电费

月份	每月抄见 需量/kW	倍率	结算 需量值 /kW	核定的 需量值 /kW	未超核定的 需量范围值 /kW	需量收取 基本电费 /元	容量收取 基本电费 /元	功率 因数
1 月	0.302 80	600	181.68	170.00	178.50	6 878.04	10 660.00	0.95
2 月	0.321 60	600	192.96	170.00	178.50	7 757.88	10 660.00	0.92
3 月	0.301 10	600	180.66	170.00	178.50	6 798.48	10 660.00	0.91
4 月	0.296 70	600	178.02	170.00	178.50	6 630.00	10 660.00	0.89
5 月	0.369 00	600	221.40	170.00	178.50	9 976.20	10 660.00	0.94
6 月	0.333 20	600	199.92	170.00	178.50	8 300.76	10 660.00	0.90
7 月	0.401 55	600	240.93	170.00	178.50	11 499.54	10 660.00	0.93

注:1) 结算需量值 = 抄见需量 × 倍率;2) 核定需量值:电力公司与用户的协商值,但不应低于变压器装见容量的 40%;3) 未超核定的需量范围值 = 核定需量 × 105%;4) 当结算需量值 > 核定需量值的 105% 时,需量收取基本电费 = 核定需量 × 39 + (抄见需量 - 核定需量的 105%) × 2 × 39;当结算需量值 ≤ 核定需量值的 105% 时,需量收取基本电费 = 核定需量 × 39;5) 按容量收取基本电费 = 变压器容量 × 26

表 3 考虑变压器经济运行的需量和电量电费

月份	每月抄见需 量/kW	倍率	结算需量率 /kW	变压器经济 运行的核定 需量值/kW	未超核定的 需量范围值 /kW	需量收取 基本电费/元	容量收取 基本电费 /元	功率 因数
1 月	0.302 80	600	181.68	166.57	174.90	7 025.06	10 660.00	0.95
2 月	0.321 60	600	192.96	161.31	169.38	8 130.56	10 660.00	0.92
3 月	0.301 10	600	180.66	159.56	167.54	7 246.38	10 660.00	0.91
4 月	0.296 70	600	178.02	156.05	163.86	7 190.90	10 660.00	0.89
5 月	0.369 00	600	221.40	164.82	173.06	10 198.44	10 660.00	0.94
6 月	0.333 20	600	199.92	157.81	165.70	8 823.88	10 660.00	0.90
7 月	0.401 55	600	240.93	163.07	171.22	11 797.00	10 660.00	0.93

注:变压器经济运行的核定需量值=变压器容量×负载率×功率因数

的用电量持续增长,变压器只会长时间的超负荷运行,按照容量方式收取基本电费已然体现不出长期超负荷运行产生的损失。

40% ,提高电力客户调节电力负荷的积极性。

5 结 语

4 由经济运行方式确定基本电费的结算

1)如按容量结算基本电费,那么基本电费就是一个固定的值,用户可以随意地增减负荷,给电网带来很大的波动。在算例中的临界点以下,选择需量结算比容量结算基本电费经济。为了保证用电经济,用户会努力去调节用电量,以降低最大需量减少基本电费。这样改善了整个电网的负载曲线的同时,也保障了电网的安全运行。所以在考虑变压器的经济运行下,用户和电力公司都应该选择以需量结算基本电费的方案更佳。

2)由变压器经济运行负载率表可知,要让变压器在最佳方式下运行,那么负载应该为变压器容量的 40% 左右。由《供电营业规则》可知用户与电力公司的核定容量不能低于变压器容量的 40%。若这个核定的容量值过大,对于用电负荷小的客户,就多缴纳了需量基本电费。若这个核定的容量值过小,对于用电负荷大的客户,变压器超负荷运行所产生的基本电费不应只仅仅体现在超核定需量值 105% 之外部分与两倍需量单价的乘积。因为负荷点越高,对变压器的经济运行越是不利。

3)在以往的很多算例和文章中,由经济运行方式确定需量基本电费常常忽视功率因数。供电公司为用户确定的核定需量值应考虑无功补偿,一方面可以提高功率因数,改善用电质量,减少力调电费;另一方面可以给核定需量一个可变的值,并不仅限于容量的

变压器在整个电网运行中占有举足轻重的位置,只有根据变压器的特性、参数和负载情况,通过详细的分析和计算,才能确定经济运行方式,由经济运行方式来选择基本电费的结算方式。在基本电费结算过程中,以变压器最佳运行判定理论作为基础,科学地考虑供电、用电双方的经济效益、投资、降低损耗和运行效率,合理地分配负荷,实现供用电的双方共赢。

参考文献

[1] 何仰赞,温增银. 电力系统分析[M]. 武汉:华中科技大学出版社,2003.

[2] 辜承林,陈乔夫,熊永前. 电机学[M]. 武汉:华中科技大学出版社,2001.

[3] 刘海峰,刘黎明. 浅析现行两部制电价与变压器经济运行的不协调[J]. 供用电,2009,26(5):77-79.

[4] 陈凤苏. 电力变压器的经济运行[J]. 邵阳学院学报,2002(6):54-56.

[5] 李虹. 变压器的经济运行与容量选择[J]. 冶金动力,2003(2):8-9.

[6] 周安国. 按最大需量计算基本电费有利于推广变压器的经济运行[J]. 电工技术,2001(1):43-44.

作者简介:

柏小丽(1985),工程师,研究方向为电力营销和电费电价;

李京航(1988),助理工程师,研究方向为电力营销和电费电价。

(收稿日期:2016-03-23)

基于信息比对的电力系统监控信息全面巡视工作研究

杨 翀,卢瀚顺,李 祥,崔 艳,杨兴超,钱晓伟
(国网杭州供电公司,浙江 杭州 310009)

摘要:介绍了调控工作中监控信息全面巡视工作的意义和遇到问题。引入数据比对理论,设计了对杭州市电网范围内的遥测和遥信信号的新的自动巡视策略,并基于 MySQL 后台数据库和 VBA 编程语言,搭建了智能巡视辅助决策系统,解决了监控信息全面巡视工作中的问题,提高了全面巡视工作的准确率和效率。实际运行情况表明,该辅助决策系统可以有效地提高电网运行监控的有效性和安全性。

关键词:电网监控;遥测;遥信;全面巡视

Abstract: The importance and problems of all round inspection for power system monitoring information are introduced. Based on data comparison theory, the new automatic inspection strategy of telemetering and teleindication in Hangzhou power grid is designed. With the help of MySQL database and VBA language, an assistant decision - making system for intelligent inspection is established, which solves the problems in the current inspection and improves its accuracy and efficiency. Finally, the practical experiences show the validity and security of the proposed assistant decision - making system for power grid operation.

Key words: power grid monitoring; telemetering; teleindication; all round inspection

中图分类号:TM764.1 文献标志码:B 文章编号:1003 - 6954(2016)04 - 0041 - 04

0 引 言

随着国网“大运行”体系建设的不断完善,整个杭州地区电网的集中监控业务已成为杭州公司地调调控班的核心工作之一。集中监控信息能实时反映电网设备健康水平,如果监控信息分析不准确不及时,致使监控人员未及时发现告警信息或异常情况,将可能导致异常情况进一步发展成缺陷,甚至会引发事故造成停电,给社会及用户带来经济损失。在特高压电网和智能电网大规模建设投运的未来,大量的智能化设备和保护也会广泛地引入电网的运行之中,监控工作的重要性也会愈发增大^[1-2]。

在电网日常监控工作中,由于各种客观的因素,如自动化通道故障、测控设备异常、信息分类错误等问题,一些异常和故障的监控和报警信息并不会显示到监控平台上,监控员也就无法发现这些报警信息,更无法联系现场人员去查看设备的故障^[3]。这种情况会造成很大的安全隐患,可能会造成电力安全生产事故甚至电网崩溃等极端事故。因此,为了满足电网安全运行要求,监控全面巡视成为一项制

度性工作,要求监控员定期对监控范围内的所有变电站各种信息进行巡视,确保其正确。《浙江省电力公司调度控制中心监控运行管理规定》对各市(县)调控中心的监控工作做了详细的规定,对监控信息全面巡视工作的指标也做出了具体的要求。

监控信息全面巡视是指监控员定期对监控范围内所有变电站的每一项遥测信息、遥信信息、报警信号及各光字牌等监控信息进行巡视,确保其处于正常工作状态,避免告警信息漏报、遥测信息停止刷新等安全隐患^[3]。在对杭州公司地调班监控信息全面巡视工作调研分析后,发现了现行工作体系下的问题和弊端。针对这些问题,采用数据比对的原理,进行编程搭建了智能巡视辅助决策系统,解决了问题,提高了全面巡视工作的准确性和速度。

1 巡视工作的意义

随着经济的快速发展,杭州地区电网规模近年来也迎来了极速的膨胀,监控范围内的变电站数量也逐年剧增。面对日常监控信息量的爆炸式增长,告警信息漏报、遥测信息停止刷新等安全隐患也愈

发的增多,故监控巡视工作变得愈来愈重要,调控班亟需提高监控全面巡视水平和效率,才能跟上监控信息膨胀的速度,满足监控业务的要求。

当前,监控信息全面巡视工作的周期为 2 h,巡视模式采用人工巡视,自行判断,自行记录,对监控员的个人素质要求非常高。表 1 为某月杭州电网监控信息全面巡视工作成果的整理情况,以每 2 h 统计。

表 1 某月监控信息全面巡视记录

周次	巡视发现异常信号	报警信号	占比
第 1 周	2.5	158	1.58%
第 2 周	2.6	145	1.79%
第 3 周	2.1	152	1.38%
第 4 周	2.3	147	1.56%
平均	2.38	150.5	1.58%

由表 1 可以看出,监控信息全面巡视的效果还是明显的,发现的遗漏信号大致占到全部报警信息的 1.5% 左右。虽然这一比例并不大,但是发现的每一个遗漏报警信号都非常的重要。例如,某次监控信息全面巡视的过程中,发现某 220 kV 变电站的 110 kV 间隔出现“SF₆ 气压低开关闭锁 动作”信号,而这个信号之前并没有显示到报警窗口上。监控员巡视到这一信息后立刻联系现场,消除了缺陷,排除了隐患。试想,如果监控员没有巡视到这一信号,对此一无所知,那么当事故发生时,就会造成开关拒动,失灵保护动作,110 kV 母线上所有出线开关跳闸,严重扩大了事故范围,造成非常恶劣的影响。

综上,虽然监控全面巡视工作可以发现的报警信息只占到极少的比率,但对电网安全运行来说也是不可忽视的,有时仅仅是一个信息的错漏也会造成很大的电网安全事故。

2 巡视工作的问题

现行监控信息全面巡视工作的方式已经渐渐难以满足日益增长的信息量和考核要求,存在着很大的问题和弊端,主要有以下 2 个方面。

1) 巡视时间过长

杭州市电网经过多年的快速发展,规模十分巨大,变电容量位居国网系统省会城市第一,因此,监控信息全面巡视工作需要巡视的工作量也非常大,共含变电站近 300 座,其中每个 220 kV 变电站的遥

测、遥信量约为 1 800 条,110 kV 变电站的遥测、遥信量约为 1 000 条,智能变电站的信号数量还要增加 1/3 左右。

面对如此巨大的巡视工作量,1 名监控员很难在规定的时间内完成 1 次全面巡视,一般是 2 名监控员 1 组进行巡视,1 个人从 220 kV 的变电站开始巡视,1 个人从 110 kV 的变电站开始巡视,分头开始,共同完成。

图 1 为某月杭州电网监控员工作时间占比情况。

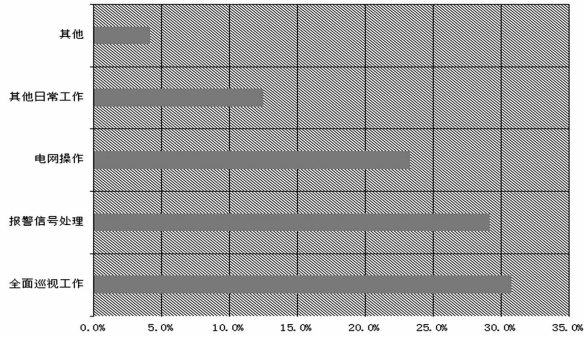


图 1 监控员工作时间占比情况

由图 1 可以发现,完成全面巡视工作的时间占监控员工作时间的 30.8%,监控员在日常的监控工作中需要花费 30% 左右的时间和精力在巡视工作中。

综上,监控信息全面巡视的工作耗时较长,在日常工作中占比较大,而且随着电网规模的不断扩大和智能变电站的大量投产,巡视信号量也会进一步增加,相应的巡视时间也会进一步扩大,无法满足实际工作的要求。

2) 巡视错漏率高

在当前的监控信息全面巡视工作中,采用的是电压分级、运维班分区,划“正”字计算巡视变电站数量的巡视方式。当巡视工作遇到变电站数量错漏的问题时,就需要通过核对,找出是哪一个运维班范围内的变电站数量不对,然后对该运维班范围内的变电站重新巡视。发生巡视疏漏,需要复查的巡视工作次数大致超过全部巡视次数的 1/4,而复查时间又不可避免地会增加监控信号全面巡视工作所消耗的时间。如图 2 所示,复查工作使监控信息全面巡视工作的时间上升了 20%,进一步增加了全面巡视工作所耗费的时间。

造成变电站错漏问题的主要症结有 4 个:一是

变电站数量过于巨大,有近 300 个变电站需要巡视,大量的重复核对工作使得监控员在巡视过程中很容易出现错漏变电站的现象;二是由于现行监控系统没有考虑信号全面巡视工作,巡视流程中在系统界面的操作也很容易发生错漏变电站的问题;三是巡视工作由 2 个人或 3 个人共同完成,这样的工作方式增大了错漏变电站发生的概率;四是当监控员的精力有限或感到疲乏时,如在后夜班的监控巡视中,发生错漏变电站的情况更加严重。

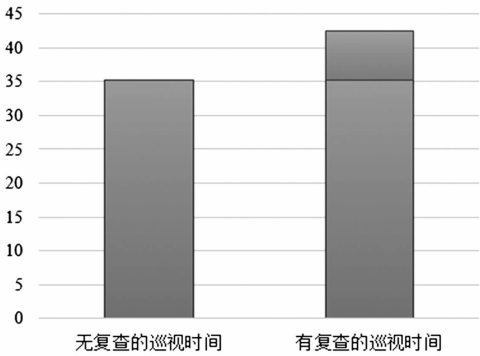


图 2 有无复查的巡视工作时间

3 智能巡视辅助决策系统

在发现监控信息全面巡视中的问题之后,以巡视中的遥测和遥信分类分析,引入其他成熟的电网运行的风险评估系统中的信息自动比对技术^[4-5],编程搭建智能巡视辅助决策系统,实现遥信信息和遥测信息的自动巡视。其中,遥测信息中,分别实现了“遥测数据自动比对”、“线路遥测自动核查”和“死数据自动巡视”三大功能^[6]。

3.1 遥信信息自动比对

巡视辅助决策系统可以提取数据库中各变电站的遥信信号的动作和动作复归信息,提取数据库中报警窗口的动作和动作复归信息,并将二者进行匹配对比。

若信息可以匹配,则跳过;若信息无法匹配,则按照变电站、遥信点号、遥信名称、信息数据的格式对该遥信数据进行记录。系统在巡视后将整理记录的结果显示在结果窗口中,供监控员查看、对比。

3.2 遥测信息自动比对

全面巡视工作中巡视的遥测信息包括变电站中的母线电压遥测,各进线、出线和主变压器间隔的电流遥测,各进线、出线和主变压器间隔的有功遥测以

及其他主要遥测(如主变压器油温、直流所用电等)。

系统在巡视过程中,将上述遥测数据与各自报警阈值的上下限进行自动对比,将越限的数据记录整理。系统在巡视后将整理记录的结果显示在结果窗口中,供监控员查看、对比。

3.3 线路遥测自动匹配

监控员在巡视线路的有功和电流遥测数据时,经常会发现遥测数据在正常范围内,但由于系统设置、人员疏忽等原因,存在线路两端或各端的有功和电流遥测明显不匹配的问题(误差超过 5%)。

例如,某条线路在电源侧的有功遥测为“20”,但是在负荷侧的有功遥测只有“15”,虽然这两个遥测都不越限,但是明显不匹配,数据存在问题,电网安全存在隐患,需要对监控系统进行修正。

在巡视开始,辅助决策系统首先将一条线路不同侧的各个遥测数据按正负值分为两大类,分别将这两大类数据求和并得到各和的绝对值。之后,系统将求得两个绝对值进行对比,若误差超过 5%,则判断这条线路上各侧数据中存在异常,将线路相关的间隔整理记录,并与巡视后将整理记录的结果显示在结果窗口中,供监控员查看、对比。

3.4 遥测死数据自动巡视

遥测死数据是指因为监控系统、传输通道或者测控装置等问题,在监控界面上无法自动刷新的遥测数据。现行监控系统有一个自动判断死数据的逻辑功能,但是并不会显示到报警窗口里。这也是比较合理的,这类数据在平常的电网运行中,一是出现的比较频繁;二是单个死数据对电网的安全运行并没有什么隐患。

但是,当一个变电站出现大量死数据的时候,就代表着这个变电站的 RTU 停止,意味着这个变电站没有监控。若因为通信通道、监控系统或者参数设置的问题,导致 RTU 停止的报警信号没有显示到报警窗口中,无法让监控员发现,会对电网的安全运行产生极大的隐患。

为了排除这种隐患,辅助决策系统自动提取监控系统的中不报警的死数据,将其按照变电站、遥测点号、遥测名称、信息数据的格式进行整理排列,并将之呈现在结果窗口中,便于监控员查看、对比。当监控员发现某一变电站的死数据异常时,就会自然对此变电站进行核查,从而排除了 RTU 全停的隐患。

4 运行成果

随着智能辅助决策系统的应用,监控信息全面巡视工作的速度和准确性都得到了提高。

4.1 巡视速度对比

采用智能辅助决策系统主要就是为了减少全面巡视工作的繁琐和监控员耗费的巨大时间和精力,这 2 个因素已经影响到了监控员的日常监控工作。尤其是在迎峰度夏和台风天气等特殊环境下,大量的监控信息需要处理,监控员根本无暇进行信息的全面巡视工作。

在系统的试运行后,全面巡视工作的速度有了明显的提高。图 3 对比了系统运行前和运行后某月的全面巡视平均时间。

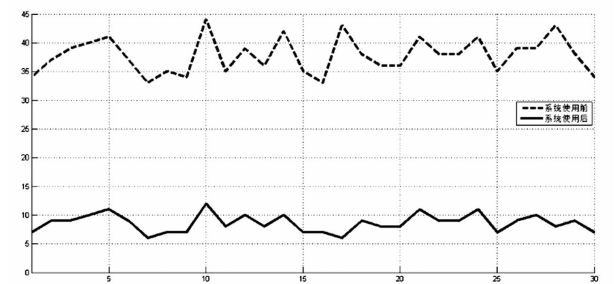


图 3 系统应用前后的巡视工作时间对比

由图 3 可得,在全面巡视的智能巡视辅助决策系统投入应用后,全面巡视工作所占用的时间显著减少,由之前的平均 37.7 min 减少为平均 8.9 min,减少了 3/4 的时间,达到了目标。

除此之外,监控员在信息全面巡视中的工作繁琐性也大幅度减少,简化了工作流程,提高了工作效率。

4.2 巡视效果对比

全面巡视工作对准确性也有很高的要求。表 2 为智能辅助决策系统应用之后,全面巡视工作的记录。

表 2 应用辅助系统后巡视记录

周次	巡视发现 异常信号	报警 信号	占比
第 1 周	3.2	148	2.16%
第 2 周	3.7	155	2.39%
第 3 周	3.4	156	2.18%
第 4 周	3.1	152	2.04%
平均	3.35	152.8	2.19%

由表 2 可见,巡视辅助系统运行后,异常信号的发现数量由平均每次 2.38 个上升为每次 3.35 个,占比从 1.58% 上升为 2.19%。这是因为辅助系统

采用巡视信号自动比对的技术,相比人工巡视的准确性更高,可以发现更多的异常信号。

综上所述,监控信息全面巡视智能辅助决策系统为监控员的巡视工作提供了平台,帮助监控员简化了巡视工作的流程,提高了巡视速度和准确性。实践证明,系统总体工作情况稳定,性能指标达到设计预期,为杭州电网运行的监控工作提供了很好的支撑作用。

5 结 论

监控信息全面巡视工作是一项电网运行监控的制度性工作,其对排除电网安全隐患,保障电网稳定起着不可忽视的作用。为了更好地简化巡视工作的流程,提高巡视工作的速度,针对巡视遥测、遥信数据的特性引入自动比对技术,实现数据自动巡视功能,并通过 MySQL 后台数据库和 VBA 编程语言搭建智能巡视辅助决策系统,为巡视工作提供智能化平台。实践证明,系统不仅可以解决全面巡视工作繁琐、效率低下的问题,还可以提高全面巡视工作的准确性,为电网安全运行的监控工作起到了很好的辅助支撑作用。

参考文献

[1] 刘振亚. 特高压电网[M]. 北京: 中国经济出版社, 2005.

[2] 刘振亚. 智能电网技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

[3] 国网冀北电力有限公司电力调度控制中心. 电网典型监控信息处置手册[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

[4] 张云晓, 郑春莹, 郭瑞鹏, 等. 宁波电网运行风险分析及决策支持系统[J]. 电力系统保护和控制, 2011, 39 (11): 90 - 94.

[5] 田芳, 董春晖, 李亚楼, 等. 电力系统运行及安全监控仿真系统的研究与开发[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(28): 80 - 86.

[6] 张剑, 戴则梅, 张勇, 等. 应用于集控中心的智能分析与故障告警系统[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33 (21): 106 - 111.

作者简介:

杨 翔(1987), 工程师, 从事电网调度控制工作。
(收稿日期: 2016 - 03 - 30)

电动汽车充电站选址定容优化策略探讨

周敏¹, 李森¹, 周泳²

(1. 国网四川省电力公司技能培训中心, 四川 成都 610072;
2. 国网眉山供电公司客户服务中心, 四川 眉山 620010)

摘要:积极发展电动汽车对保障能源安全、实施节能减排、全面推动经济增长方式的转变有着举足轻重的战略意义。但目前中国充电站选址与用户需求不协调以及配套保障措施不到位等原因限制了其发展与推广速度。针对上述问题,利用免疫算法优化了充电站的选址定容问题,为电动汽车的推广战略提出了有效借鉴。

关键词:电动汽车;充电站;选址定容

Abstract:Positive development of electric vehicles has a decisive strategic significance to ensure the energy security, implement the energy-saving emission reduction and promote the transformation of economic growth mode. But at present, because the location selection of charging stations in China is not coordinated with user needs and the supporting security measures are far from satisfactory, it limits the speed of its development and promotion. In view of the above problems, the immune algorithm is used to optimize the location and capacity selection of the charging stations, which provides an effective reference for the promotion strategy of electric vehicles.

Key words:electric vehicle; charging station; location and capacity selection

中图分类号:TM715 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)04-0045-05

0 引言

电动汽车是以车载电源为动力,用电机驱动车辆行驶的汽车,根据 GB/T 19596-2004《电动汽车术语》,电动汽车可划分为纯电动汽车(battery electric vehicle, BEV)、燃料电池汽车(fuel cell electric vehicle, FCEV)、混合动力汽车(hybrid electric vehicle, HEV)等。积极发展电动汽车对保障能源安全、实施节能减排、全面推动经济增长方式的转变有着举足轻重的战略意义^[1]。

目前,国家电网公司本着“主导快充、兼顾慢充、引导换电、经济实用”的原则,重点对公共服务领域的纯电动汽车推广应用给予充换电网络的配套支持。中国在电动汽车产业及其充电设施基础配套产业方面已经取得了相当瞩目的成就,但目前已建成的各类充换电站大多以电动公交车、电动环卫车、政府部门试点用车为主,充电网络服务能力和服务水平远远难以满足即将到来的大量且分散的私家电动汽车的充电需求。因此,要想促进中国电动汽车的推广与发展,必须优先发展电动汽车充电站的服

务水平,不仅要增加充电站数量,而且要尽快提升充电站的运营服务水平。另外,充电站的选址需要给电动汽车用户提供最大限度的便利性、经济性和满意度。

充电站的选址需要有适合的服务半径,并考虑周边的电动汽车分布数量,尽可能降低与用户间的路径长度。故建立以用户到充电站进行充电路程及时间消耗最小的经济指标为主要考虑的数学模型,为充电站选址提供优化策略。

1 充电站选址定容优化策略

1.1 用户充电路径最短的充电站选址定容数学模型

由于实际情况下电动汽车用户数量众多,城市地理结构复杂,在缺少详细数据的情况下对充电站的选址数学模型进行适当的简化,首先作出如下3点假设:

- 1)将用户集中的区域(如一个小区或办公区域)的所有用户的地理位置设为所在地的中心;
- 2)各个区域用户数量处于实时变动,为了确定充电站的最优位置和容量,假设各个区域的用户数

量和需求保持不变；

3) 由于城市路况的复杂性,在缺少所有道路信息以及实时交通流量信息的情况下,假设用户到充电站的路径长度与其空间直线距离成正比。

其次基于假设建立一个充电站优化选址模型,在满足距离上限的情况下,需要从 N 个模拟用户位置中找出最合适的作为充电站的地址。该模型使得各个用户模拟点中的用户总量与其到最近充电站的路程长度的乘积之和最小,并且每个充电站的充电容量能满足最近用户的充电需求。模型数学描述如式(1)~式(5)所示。

目标函数为用户最小充电路径总长最小：

$$\min F = \min (P_{loss}(P_{line1}, P_{line2}, \cdots, P_{lineN}))$$
$$= \min \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} P_{dg} d_{ij} Z_{ij}$$

(1)

约束条件为

$$\sum_{j \in M_i} Z_{ij} = 1 (i \in N)$$

(2)

$$Z_{ij} \leq h_j \quad (i \in N, j \in M_i)$$

(3)

$$Z_{ij}, h_j \in \{0, 1\} (i \in N, j \in M_i)$$

(4)

系统运行时能量供需平衡

$$\sum_{j \in M} P_{dgj} = \sum_{i \in N} P_{Li}$$

(5)

式(1)至式(5)中： P_L 为电动汽车用户所需的总充电功率； P_{dg} 是各充电站所能够提供的总充电功率； N 为模拟用户点个数； M 为拟建设的充电站个数 $i \in N, M \subseteq N$ ； d_{ij} 表示从用户 i 到最近的充电站的线路长度； Z_{ij} 为 0-1 的变量,表示用户和充电站之间的服务需求分配关系,当其为 1 时,表示用户 i 的需求量由充电站 j 来提供,否则 $Z_{ij}=0$ 。

1.2 基于免疫算法的充电站优化选址方法

1.2.1 免疫算法概述

上节中建立的充电站选址优化的数学模型是一个非凸和非光滑且拥有复杂约束条件的非线性规划模型,属于 NP-hard 问题,用传统数学方法无法对其直接求解。这里采用免疫优化算法对其求解并进行了经济性分析。

1.2.2 免疫算法优化流程

免疫算法的求解流程如图 1 所示。

免疫算法的概念与充电站选址定容优化问题的对应关系如表 1 所示。

结合图 1 所示的免疫算法求解流程和表 1 描述的免疫算法概念与充电站选址问题的对应关系可以确定算法的具体实现步骤如下所示：

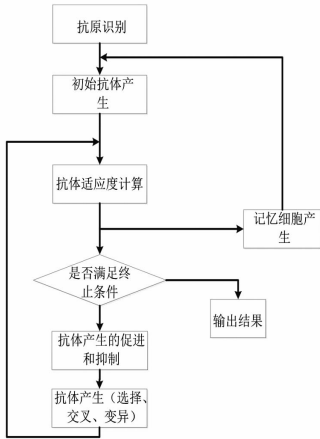


图 1 免疫算法流程图

表 1 免疫算法概念与充电站选址问题的对应关系

免疫算法	充电站选址定容
抗原	用户位置编码
抗体	充电站选址方案 (安置点序列)
抗体与抗体之间的亲和力	充电站选址方案中位置相同的个数比例
记忆细胞	充电站选址方案的可行解

1) 初始抗体群的产生。若记忆库非空,则初始抗体群从记忆库中选择生成;否则,在可行解空间随机产生初始抗体群。所提免疫算法抗体编码采用简单编码方式,每个充电站选址方案可形成一个长度为 p 的抗体(p 表示充电站的数量),每个抗体代表被选为充电站安置点的序列。例如,考虑整个区域包含 31 个集中模拟需充电用户以及 6 个充电站的情况,则 1,2,⋯,31 代表用户的序号,从中选出 6 个点作为充电站的安置地点。抗体[2 8 15 23 29 18] 代表一个可行解,它表示编号 2、8、15、23、29、18 的地址被选为充电站的安置地点。这种编码方式能够满足约束条件式(2)。

2) 解的多样性分析。解的适应度计算包括有抗体与抗原间的亲和力计算、抗体与抗体间亲和力计算、抗体浓度计算以及期望繁殖概率计算。

抗体与抗原间的亲和力表示抗体对抗原的识别程度,此处针对上述充电站选址定容数学模型设计亲和力函数 A_v 。

$$A_v = \frac{1}{F_v} = \frac{1}{\sum_{i \in N} \sum_{j \in N} P_{dg}^2 d_{ij} Z_{ij} - B \sum_{j \in N} \min \{ (\sum_{j \in M_j} Z_{ij}) - 1, 0 \}}$$

(6)

式中 F_v 为目标函数;分母中的第二项表示对违反距离约束的充电站选址位置解给予惩罚, B 取一个比较大的正数。

抗体与抗体之间的亲和力反映了不同抗体之间的相似程度。采用变形的 R 位连续方法来计算抗体与抗体之间的亲和力,在不考虑编码次序的情况下若两种抗体编码有超过 R 位相同,则认为 2 种抗体“相同”,否则认为两种个体不同。这里 R 为亲和力判定的阈值,即:

$$s_{v,s} = \frac{k_{v,s}}{L}$$

(7)

式中: L 表示抗体的总长度; $k_{v,s}$ 表示抗体 v 与抗体 s 中相同编码的数目。例如,2 个抗体即 2 个充电站选址方案为 [2 7 15 21 5 11]、[15 8 14 26 5 2],经比较,有 3 个值是相同的,即 $L=3$ 。充电站总数为 6,即 $L=6$ 。此时可计算出抗体与抗体之间的亲和度为 0.5,即比较的 2 个充电站选址方案的相似度为 50%。

抗体的浓度 C_v 表示群体中相似比例高于 T 的充电站选址方案所占的比例,即:

$$C_v = \frac{1}{N} \sum_{j \in N} s_{v,s}$$

(8)

$$s_{v,s} = \begin{cases} 1, & s_{v,s} > T \\ 0, & \text{其他} \end{cases}$$

(9)

式中: N 为抗体总数; T 为预先设定的一个阈值。

所设计的免疫算法中个体的评价标准是期望繁殖率 P ,是由抗体浓度 C_v 以及抗体与抗原间亲和力和 A_v 两个部分共同决定,具体计算如式 (10) 所示。

$$P = \alpha \frac{A_v}{\sum A_v} + (1 - \alpha) \frac{C_v}{\sum C_v}$$

(10)

表 2 模拟城市区域内用户的空间坐标及大小

用户序号	用户坐标 (X_j, V_j)/m	用户需求 /kW	用户序号	用户坐标 (X_j, V_j)/m	用户需求 /kW	用户序号	用户坐标 (X_j, V_j)/m	用户需求 /kW
1	(1 304,2 312)	8	12	(2 562,1 756)	16	23	(3 429,1 908)	32
2	(3 639,1 315)	36	13	(2 788,1 491)	16	24	(3 507,2 376)	28
3	(4 177,2 244)	36	14	(2 381,1 676)	16	25	(3 394,2 643)	32
4	(3 712,1 399)	24	15	(1 332,695)	8	26	(3 439,3 201)	16
5	(3 488,1 535)	28	16	(3 715,1 678)	10	27	(2 935,3 240)	16
6	(3 326,1 556)	28	17	(3 918,2 179)	36	28	(3 140,3 550)	24
7	(3 238,1 229)	16	18	(4 061,2 370)	28	29	(2 545,2 357)	28
8	(4 196,1 044)	36	19	(3 780,2 212)	40	30	(2 778,2 826)	20
9	(4 312,790)	36	20	(3 676,2 578)	20	31	(2 370,2 975)	20
10	(4 386,570)	28	21	(4 029,2 838)	20			
11	(3 007,1 970)	24	22	(4 263,2 931)	20			

式中, α 为常数。由式 (10) 可知,期望繁殖概率 P 与个体适应度成正比;期望繁殖概率 P 与个体浓度成反比。这样就能够同时鼓励适应度高的个体并且抑制浓度高的个体,从而保证个体的多样性。

3)免疫操作。主要将初始计算得到的充电站选址方案通过选择、交叉、变异产生的免疫操作并结合从记忆库中取出记忆的个体,共同构成新的充电站选址方案。新产生的充电站选址方案再经过多样性分析这一过程进行迭代,最终经过多次迭代之后获得最优方案。

2 基于免疫算法的充电站选址方法仿真分析

2.1 算例介绍

本算例设计一个含有多个充电站和集中用户的区域,区域中总共拥有 31 个模拟集中用户和 6 个充电站,每个集中用户的大小和位置都已知。空间整体规模为长宽各 4 500 m,其空间坐标位置和需求量表 2 所示,表中列出了算例设置的 31 个集中用户的位置以及容量参数。用户坐标是为了方便表述用户的位置以及计算充电站与用户之间的线路长度而设定,单位为 m。

在 Matlab 中编程实现算例城市区域中的充电站选址定容优化。免疫算法中:种群规模设为 50,记忆库容量设为 10,迭代次数设为 100,交叉概率设为 0.5,多样性评价参数设为 0.95,变异概率设为 0.4。

2.2 仿真结果与经济性分析

免疫算法搜索过程如图 2 所示。充电站的选址定容方案如图 3 所示。

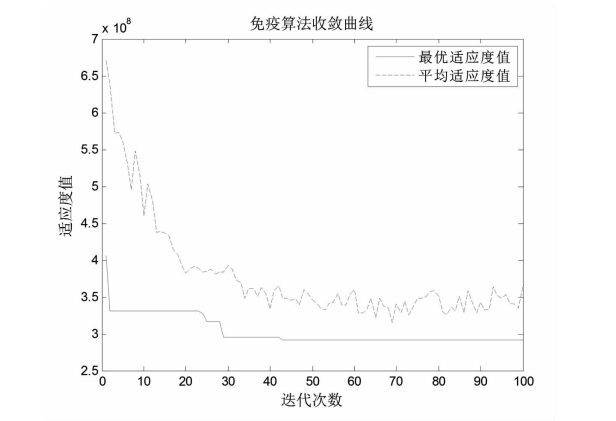


图 2 免疫算法收敛曲线

由图 2 可知,该算法不仅是收敛的,而且在迭代 40 次后便搜索到了最优解。

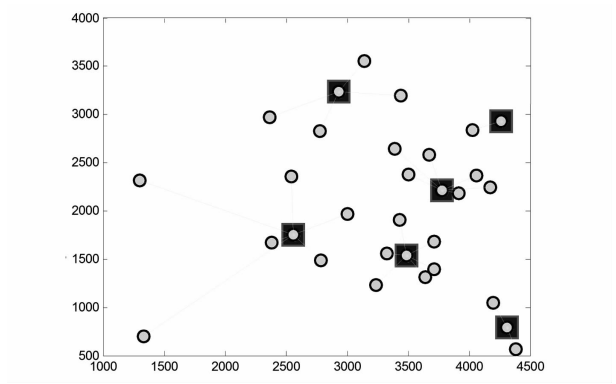


图 3 充电站选址方案

图 3 中,圆形点表示用户的分布位置,方框包围的点表示充电站的配置地点,点与点之间的连线则表示该用户由其所连接的充电站进行供电。优化后充电站选址定容方案的具体参数如表 3 所示。

表 3 充电站选址定容方案

充电站序号/ 用户序号	充电站空间坐标 /m	充电站容量大小 /kW
1/6	(3 326,1 556)	196
2/9	(4 312,790)	100
3/14	(2 381,1 676)	120
4/19	(3 780,2 212)	220
5/22	(4 263,2 931)	40
6/27	(2 935,3 240)	88

表 3 中充电站序号/用户序号表示充电站放置的地点。例如,第一个充电站的选址定容优化方案为放置位置位于序号为 6 的用户处,空间坐标为(3 326,1 556),容量大小为 196 kW。

为了分析所设计的基于免疫优化算法的充电站配置优化方法是否能够减少用户到充电站之间的距离,以提高经济效率,首先计算了免疫算法优化后的用户充电路程总长度,再用同样的方法计算未优化选址方案的用户充电路程总长度,最后进行比较分析得出结论。

1)免疫算法优化后用户充电线路总长度及加权值

根据表 2 和表 3 可以得出各个充电站与各个用户之间的线路长度以及其总损耗大小,如表 4 所示。

表 4 中,线路编号代表该线路连接哪两个用户和充电站,例如编号 1-14 的线路代表线路连接的是处于 14 位置的充电站和 1 号用户,线路的长度为 1 190 m,1 号用户所需电能为 8 kW;加权值由线路长度和用户所需电量决定,表示该用户的总损耗值。其余含义以此类推。

2)未优化情况下用户充电线路总长度及加权值

将 6 个充电站均放置在算例区域中 31 个用户包围的中心附近位置进行计算,这里设定充电站均放置于(2 250,2 000)处。计算结果如表 5 所示。

表 5 中数字含义与表 4 一致。

由表 5 计算结果可知,充电站置于区域中心位置时,充电线路总长度为 44 090 m,加权值为 1 156 176。

3)充电站选址定容优化的经济性分析

充电站选址优化的目标函数是用户充电路径总长最小,优化前后的详细经济性对比如表 6 所示。

由表 6 可知,充电站的位置和容量配置经过免疫算法优化后,用户充电线路总长减少了 74.2%,加权值减少了 78.3%,这表明充电站选址优化后电动汽车用户能够大大减少去往充电站的路径,节约了大量的时间,经济效应明显。

3 结 语

首先介绍了电动汽车的优势与推广的必要性,并针对中国现有充电网络服务能力难以满足即将到来的大量且分散的私家电动汽车的充电需求问题,提出了充电站选址定容优化策略,归纳了充电路径最短的充电站选址数学模型,并提出运用免疫算法对模型进行求解的方法。最后通过设置算例并仿真

表 4 优化后配置充电站与用户间线路长度及加权值

线路 编号	线路长度 /m	用户需求 /kW	加权值	线路 编号	线路长度 /m	用户需求 /kW	加权值
1 - 14	1 190	8	9 520	17 - 19	142	36	5 112
2 - 6	463	36	16 668	18 - 19	322	28	9 016
3 - 19	398	36	14 328	19 - 19	0	40	0
4 - 6	417	24	10 008	20 - 19	380	20	7 600
5 - 6	163	28	4 564	21 - 22	252	20	5 040
6 - 6	0	28	0	22 - 22	0	20	0
7 - 6	339	16	5 424	23 - 6	367	32	11 744
8 - 9	279	36	10 044	24 - 19	318	28	8 904
9 - 9	0	36	0	25 - 19	508	32	16 256
10 - 9	232	28	6 496	26 - 27	506	16	8 128
11 - 14	696	24	16 704	27 - 27	0	16	0
12 - 14	202	16	3 232	28 - 27	372	24	8 928
13 - 14	447	16	7 152	29 - 14	700	28	19 600
14 - 14	0	16	0	30 - 27	443	20	8 860
15 - 14	1 436	8	11 488	31 - 27	624	20	12 480
16 - 6	408	32	13 056	Total	11 384	776	250 352

表 5 充电站置于区域中心时的线路长度及加权值

线路 编号	线路长度 /m	用户需求 /kW	加权值	线路 编号	线路长度 /m	用户需求 /kW	加权值
1 - 14	996	8	7 968	17 - 19	1 678	36	60 408
2 - 6	1 548	36	55 728	18 - 19	1 848	28	51 744
3 - 19	1 942	36	69 912	19 - 19	1 545	40	61 800
4 - 6	1 581	24	37 944	20 - 19	1 539	20	30 780
5 - 6	1 322	28	37 016	21 - 22	1 966	20	39 320
6 - 6	1 164	28	32 592	22 - 22	2 218	20	44 360
7 - 6	1 253	16	20 048	23 - 6	1 183	32	37 856
8 - 9	2 168	36	78 048	24 - 19	1 312	28	36 736
9 - 9	2 391	36	86 076	25 - 19	1 312	32	41 984
10 - 9	2 570	28	71 960	26 - 27	1 690	16	27 136
11 - 14	758	24	18 192	27 - 27	1 417	16	22 672
12 - 14	396	16	6 336	28 - 27	1 787	24	42 888
13 - 14	739	16	11 824	29 - 14	463	28	12 964
14 - 14	349	16	5 584	30 - 27	980	20	19 600
15 - 14	1 596	8	12 768	31 - 27	983	20	19 660
16 - 6	1 696	32	54 272	Total	44 090	776	1 156 176

表 6 免疫算法优化的经济性分析

运行情况	用户充电线路总长/m	加权值
优化前	44 090	1 156 176
优化后	11 384	250 352

验证了算法的有效性。从企业、政府角度为电动汽车的推广战略提出了有效的技术借鉴。

参考文献

[1] 胡泽春,宋永华,徐智威,等. 电动汽车接入电网的影响与利用[J]. 中国电机工程学报,2012,32(4):1 -

10.

[2] 徐智威,胡泽春,宋永华,等. 充电站内电动汽车有序充电策略[J]. 电力系统自动化,2012,36(11):38 - 43.
[3] 宋永华,阳岳希,胡泽春. 电动汽车电池的现状与发展趋势[J]. 电网技术,2011,35(4):1 - 7.
[4] 李岩. 智能电网中电动汽车参与微网联合运行的关键技术研究[D]. 沈阳:东北大学,2013.
[5] 马滨滨. 论我国电动汽车的推广策略[D]. 厦门:厦门大学,2014.

(收稿日期:2016 - 02 - 15)

一起主变压器套管将军帽发热故障的分析与处理

李 林

(国网德阳供电公司,四川 德阳 618000)

摘要:红外测温发现一起 110 kV 主变压器高压侧套管将军帽发热故障,介绍了故障的检查处理过程,并对发热故障的原因进行了分析,分析表明引线头固定座的销孔破裂是导致本次故障的直接原因。最后针对此类故障,对套管的生产、装配、日常维护以及过程监督等提出了整改措施。

关键词:变压器套管;将军帽;发热;整改措施

Abstract: A heating defect on HV bushing coupler of 110 kV main transformer is discovered by infrared temperature measurement. The treatment process is introduced, and the reasons of heating defect are analyzed. The analysis shows that the fracture of pinhole of lead top fixing base is the direct cause of this defect. Aiming at such defects, the rectification measures are presented for the production, assembly, daily maintenance, process supervision and so on.

Key words: transformer bushing; coupler; heating; rectification measures

中图分类号:TM406 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2016)04-0050-04

0 引 言

变压器高压套管对高压绕组引出线起绝缘和支持作用,其套管顶部的将军帽是变压器套管与外部引线连接的重要部件^[1]。近些年,在电力系统中发生了多起变压器运行事故,其中变压器套管的事 故率占了很大的比例^[2]。下面介绍一起主变压器高压侧套管将军帽发热故障的现象及检查处理过程,详细分析发热故障的原因,并针对此类故障提出了整改措施。

1 故障现象

2015 年 3 月 27 日,某 110 kV 变电站运行人员 对 1 号主变压器进行红外测温,发现主变压器 110 kV 侧 A 相套管将军帽处温度为 66.6℃,B 相套管 将军帽处温度为 58.6℃,当时现场环境温度为 8℃,正常相 C 相套管将军帽处仅 11.7℃,如图 1 所示。根据所测数据,计算出 A 相套管发热处相对温差为 93.7%,B 相套管发热处相对温差为 92.7%,根据 DL/T 664-2008《带电设备红外诊断应用规范》,电流制热型设备与金属部件的连接相对温差 大于 80% 小于 95% 为严重缺陷^[3]。

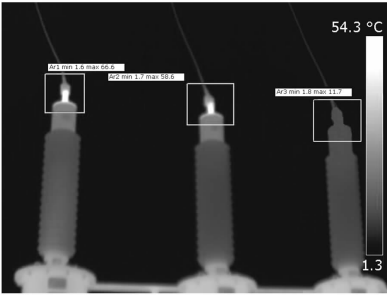


图 1 主变压器套管红外测温图

2 检查处理过程

2.1 故障检查

2015 年 4 月 1 日安排停电进行检查处理。对 该主变压器进行了直流电阻测试,试验数据如表 1 所示,根据 Q/GDW 1168-2013《输变电设备状态检 修试验规程》,1.6 MVA 以上的变压器相电阻不平 衡率不应大于 2%^[4],判定直流电阻不平衡率严重 超标,并且 A 相、B 相每一挡的直流电阻值都比 C 相大 20 mΩ 左右。结合红外测温结果,判定套管将 军帽与导电杆接触不良,于是对三相套管将军帽逐 一进行检查处理。

取下将军帽与套管的 4 个密封螺栓,发现 A、B 两相套管的将军帽松动,引线头固定座的销孔破裂,

表 1 主变压器直流电阻测试数据

挡位	R_{OA} /mΩ	R_{OB} /mΩ	R_{OC} /mΩ	不平衡率 /%
1	749.8	746.1	729.3	2.81
2	733.5	730.6	713.9	2.75
3	723.3	720.2	703.6	2.79
4	712.1	708.8	693.4	2.69
5	702.1	699.4	683.2	2.77
6	691.9	687.7	673.1	2.80
7	681.9	676.8	663.1	2.83
8	671.5	667.3	653.0	2.84
9	656.1	652.7	639.2	2.65
10	671.9	667.5	653.5	2.82

圆柱销已经脱离销孔,向上可以提起将军帽和套管导电杆,如图 2 所示;而 C 相则正常。对 A 相、B 相套管进一步检查时,发现将军帽的螺牙和内壁处均有放电痕迹,并且能清楚地看到将军帽的螺牙有过热烧损现象,如图 3 所示。



a) A 相套管拆开将军帽后引线接头图



b) B 相套管拆开将军帽后引线接头图

图 2 A 相、B 相套管引线接头结构图

2.2 故障处理

针对此故障,首先找到了同厂家同型号套管的引线头固定座,对 A、B 两相进行了更换。然后对将军帽螺牙、内壁和套管导电杆丝口进行清洁、擦拭。通过处理,增加了将军帽与导电杆的螺纹旋入深度,增大了接触面积。最后在装回将军帽时,在其螺纹上均匀涂抹了导电膏,填补粗丝螺纹以及烧损螺牙之间的空隙。处理完后,对主变压器进行直流

电阻测试,直流电阻值合格,试验数据如表 2 所示。



a) 将军帽螺牙处过热烧损



b) 将军帽内壁处放电痕迹

图 3 将军帽的过热放电现象

表 2 将军帽处理后直流电阻测试数据

挡位	R_{OA} /mΩ	R_{OB} /mΩ	R_{OC} /mΩ	不平衡率 /%
1	722.7	724.0	729.0	0.87
2	712.9	714.0	714.1	0.10
3	702.9	703.5	702.8	0.10
4	692.0	692.1	691.9	0.03
5	681.7	683.1	682.5	0.21
6	671.8	673.3	672.7	0.22
7	661.8	662.9	662.6	0.17
8	651.7	653.0	653.0	0.20
9	639.7	640.3	640.8	0.17
10	654.3	654.3	654.9	0.10

3 故障原因分析

该主变压器套管为电容式套管,套管引线接头结构如图 4 所示。引线头固定座和圆柱销在套管载流回路中起着极其重要的作用,它们使导电杆固定后与将军帽拧紧。因此引线头固定座的好坏在很大程度上决定了导电杆与将军帽的接触情况。

从图 2 可以看出引线头固定座的销孔破裂、圆柱销向上弯曲,这是因为在套管装配时将将军帽拧得过紧,导致导电杆被迫向上运动。受力分析如图 5 所示,圆柱销受到导电杆对它的力 F_1 ,该力的长期作用使圆柱销向上弯曲;同时,圆柱销为保持平衡,销孔对圆柱销施加 F_2 、 F_3 两个力,根据作用力与反

作用力的关系,销孔同样受到圆柱销对它向上的力,力的长期作用导致销孔破裂。而且,该套管的引线头固定座存在设计缺陷,经测量销孔离边沿大约为 2 mm,距离太近,易被圆柱销拉裂。

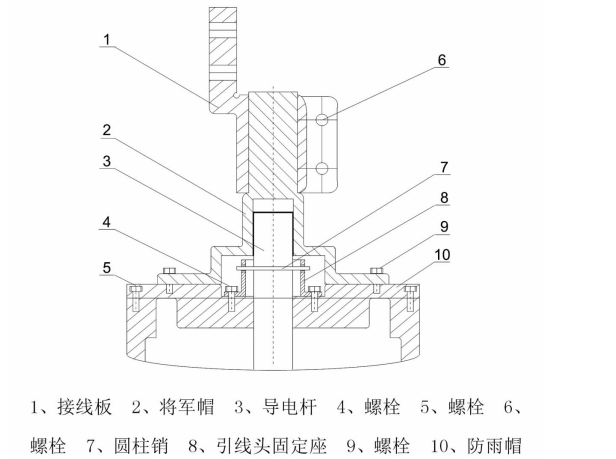


图 4 套管引线接头结构图

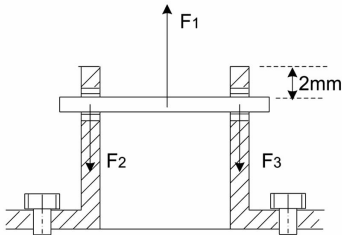
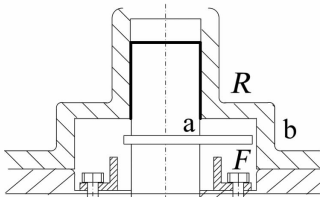


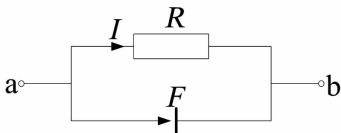
图 5 圆柱销的受力分析

从图 3 可以看出将军帽的内壁处有放电痕迹,这是由于引线头固定座的销孔破裂,致使插在导电杆中的圆柱销失去了固定作用。随着变压器运行时的振动,圆柱销滑向将军帽一边,如图 6(a) 所示,圆柱销与将军帽内壁间歇接触,造成放电。其相应的等效电路如图 6(b) 所示,图中 R 为圆柱销、部分导电杆和将军帽三者串联的等效电阻, F 为圆柱销与将军帽内壁之间的“棒 - 板”间隙。由于 a 点电位大于 b 点电位,通常电流 I 是经过 R 从 a 到 b,当圆柱销与将军帽内壁接触时,电流 I 经过 F 从 a 到 b,由于 F 是间歇性接触,其接触电阻较大,将产生发热。另一方面,当圆柱销接近将军帽内壁时,两者之间的电场发生畸变,电子在电场作用下迅速运动,引起气体的不断碰撞电离,产生电子崩,形成流注^[5],最终导致电晕放电,致使将军帽的内壁处有放电痕迹。在套管装配时,将军帽与导电杆不断拧紧的过程中,导电杆下面的绕组引线产生了扭矩,此扭矩和螺纹之间的静摩擦力矩形成了暂态平衡。由于引线头固定座的销孔破裂,圆柱销无法使导电杆固定,因此变压器运行时的

振动使将军帽和导电杆之间的静摩擦力减小,造成导电杆扭矩逐渐释放,产生自转,致使导电杆与将军帽之间的退丝、松动,于是接触电阻增大,产生高温发热,导致将军帽螺牙烧损。螺牙烧损又造成将军帽与导电杆之间螺纹连接的公差配合不当,使得接触电阻进一步增大,同时过热也会促使接触电阻增大,加剧过热现象,形成恶性循环。



a) 圆柱销滑向将军帽的实物图



b) 圆柱销滑向将军帽的等效电路图

图 6 圆柱销与将军帽之间的位置图

4 整改措施

此故障若不处理,一方面套管将军帽持续发热温度过高,可能造成套管炸裂;另一方面若引线头固定座销孔的破裂部分顺着套管芯道掉进变压器器身内,可能会造成变压器绕组匝间短路,或铁心多点接地。因此,提出以下整改措施预防同类故障发生:

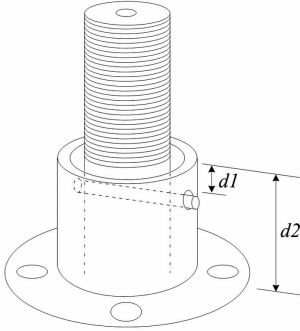
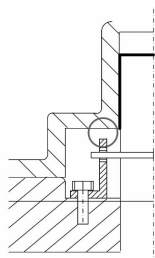


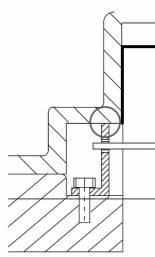
图 7 引线头固定座示意图

1) 加强对主变压器套管将军帽处的红外测温监测,尤其是同厂家同型号的套管。对发热严重的套管,尽快停电处理,处理前后进行直流电阻测试;对发热严重但不能及时停电处理的套管,应加强跟踪监测。在停电检修中,发现直流电阻有异常时,应拆下套管将军帽进行检查处理。

2) 在套管装配时,将军帽不能拧的过紧,让引线头固定座销孔承受圆柱销的力减小。



a) 引线头固定座以前的高度



b) 改进后引线头固定座的高度

图 8 引线头固定座高度变化示意图

3) 对引线头固定座的质量进行改进,将引线头固定座由铝材质改为铜材质,增加硬度,避免被拉裂。

4) 对引线头固定座的设计进行改进。其一,增大销孔到边沿的距离 d_1 。从图中可以看出增大销孔到边沿的距离后,销孔上面部分就能承受圆柱销更大的力,不易破裂。其二,增大引线头固定座的高度 d_2 ,可以避免将军帽过度拧紧,如图 7、图 8 所示。从图 8(a) 可以看出引线头固定座与将军帽之间还

有空隙,在装配过程中可以不断拧紧将军帽,使圆柱销拉的很紧,受力很大,久之销孔就易破裂。图 8(b) 中引线头固定座紧紧抵着将军帽,就无法使将军帽过度拧紧,避免圆柱销拉的过紧。

5) 加强对套管安装过程的技术监督,严把每个环节的质量关,从根本上避免此类问题的发生。

5 结 论

套管是变压器的重要部件,一旦出现问题,需要停运变压器进行检修,这无疑增大了电网的运行风险。因此采取有效的措施对套管进行风险管控,才能及时发现、迅速判断、快速处理问题,保证电网的安全稳定运行。

参考文献

- [1] 李建. 运行中变压器套管将军帽发热缺陷分析[C]. 中国电机工程学会高压专委会 2007 年学术年会论文集, 2007.
- [2] 曹飞翔, 李友忠. 一起 220 kV 变压器套管接头发热问题的分析及处理[J]. 变压器, 2012, 49 (2): 75 - 76.
- [3] DL/T 664 - 2008, 带电设备红外诊断应用规范[S].
- [4] Q/GDW 1168 - 2013, 输变电设备状态检修试验规程[S].
- [5] 文远芳. 高电压技术[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2001.

作者简介:

李 林(1984), 硕士、技师、工程师, 现主要从事变电检修相关工作。
(收稿日期: 2016 - 03 - 20)

(上接第 36 页)

策略模型, 实现了安控系统当值策略可实施性评估及控制量不足告警等高级应用功能。

该系统的建设与应用显著提高了西南电网安控系统的管理水平, 满足了电网调度运行人员实施掌握安控系统运行工况、动作信息、异常情况等方面的需要, 填补了西南电网安控装置信息监视领域的空白, 对 D5000 系统二次设备监视功能形成了重要的补充。

参考文献

- [1] 严胜, 姚建国, 杨志宏, 等. 智能电网调度关键技术[J]. 电力建设, 2009, 30(9): 1 - 4.
- [2] 孙光辉, 牛兆东, 赵希才, 等. 电力系统在线安全稳定评估及决策技术的研究[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(17): 81 - 84.
- [3] 刘志, 王静, 祁忠, 等. ReS - 9012 稳控集中管理系统[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(11): 89 - 92.

- [4] 吴国炳, 王阳, 杨银国, 等. 安全稳定控制系统管理主站的功能设计与开发[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(10): 118 - 122.
- [5] 肖世杰. 构建中国智能电网技术思考[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(9): 1 - 4.
- [6] 陈树勇, 宋书芳, 李兰欣, 等. 智能电网技术综述[J]. 电网技术, 2009, 33(8): 1 - 7.
- [7] 姚建国, 严胜, 杨胜春, 等. 中国特色智能调度的实践与展望[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 16 - 20.
- [8] 常康, 薛峰, 杨卫东. 中国智能电网基本特征及其技术进展评述[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 10 - 15.

作者简介:

赖民昊(1981), 工程师、硕士研究生, 主要从事电网调度方式管理工作;
刘 芸(1982), 工程师、硕士研究生, 主要从事电能计量工作。
(收稿日期: 2016 - 03 - 14)

基于超声波原理的 GIS 局部放电 现场检测及缺陷定位方法

周电波, 罗 锦, 肖 伟, 王 杰, 马小敏, 何 良

(国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要:对基于超声波原理的气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)局部放电现场检测及缺陷定位方法进行了研究。通过采集大量数据,归纳了各类 GIS 局部放电的超声波信号特征,并且分析了局部放电信号和机械振动信号在频谱上的差异,有助于对检测信号进行识别。为准确判定 GIS 局部放电并分析其原因,进一步研究了声电联合定位方法和超声波时延定位方法在 GIS 现场检测中的应用,结果显示有助于排除现场干扰,具有良好的准确性和定位精度。

关键词:超声波;GIS;局部放电;信号特征;定位

Abstract:The on-site test and fault localization method of partial discharge in gas insulated switchgear(GIS)based on ultrasonic is studied. According to the plenty of collected data, the ultrasonic signal characteristics of different partial discharge type are summarized, and the differences between partial discharge signals and mechanical vibration signals in spectral distribution are analyzed, which can help to recognize the collected data. For accurate judgment of GIS partial discharge and its cause analysis, the application of ultrasonic associated with electromagnetic wave localization method and ultrasonic time-delay localization method to on-site test of GIS is further researched, whose results can reduce the interference signals and make the partial discharge localization result more reliable.

Key words:ultrasonic; gas insulated switchgear (GIS); partial discharge; signal characteristic; localization

中图分类号:TM835 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)04-0054-04

0 引 言

由于结构紧凑、占地面积小且运行可靠性高、检修工作量小等优点,气体绝缘金属封闭开关设备(gas insulated switchgear, GIS)在电力系统中被广泛使用,装用量日益增加,在许多地区成为主流开关设备^[1]。

尽管 GIS 运行受环境影响小,检修周期长,但从几十年运行经验看,仍无法避免故障的出现。这其中,绝缘故障占比超过一半,并且,随着设备电压等级的提高,绝缘故障率逐步增大^[2-4]。

运行期间 GIS 内部绝缘缺陷,往往是由局部放电开始发展。局部放电不仅会导致 GIS 内部某些部位电场被大大增强,而且其引发的电、化学等物理现象还会腐蚀绝缘介质,进一步造成绝缘介质劣化,直至 GIS 发生绝缘故障。局部放电是 GIS 绝缘缺陷发展和绝缘故障产生的重要原因;但另一方面,局部放电也是设备绝缘劣化的征兆,对 GIS 内部局部放电

的有效检测,是尽早发现 GIS 内部绝缘缺陷,实现早期故障预警的重要手段^[5-6]。

局部放电是一种脉冲放电,会在电力设备内部产生光、声、电和化学等物理现象,上述现象,经过国内外专家学者大量研究,已可用作局部放电检测的重要特征量^[7-10]。其中,检测局部放电产生的超声波,根据信号特征实现对局部放电的早期发现、类型识别和缺陷定位,即为超声波局部放电检测法。该方法可适用于各类型 GIS 的局部放电带电检测,经多年实验室研究和现场应用,已在各地不同程度地形成 GIS 带电检测工作机制,为 GIS 安全运行提供了更有保障。然而,与实验室研究不同,GIS 现场超声波局部放电检测受制于超声波信号衰减、变电站干扰众多等因素,检测灵敏度受到限制;并且,运行 GIS 的超声波局部放电信号特征也与实验室模拟信号存在差异,这就为现场准确检测设备内部绝缘缺陷带来了困难^[11-13]。

基于此,结合大量现场检测结果分析,从信号特征和缺陷定位等方面着手,研究 GIS 超声波局部放

电现场检测及缺陷定位技术,以提升 GIS 局部放电带电检测水平。

1 超声波局部放电检测及定位系统

GIS 内部局部放电产生的超声波,经 SF₆ 气体传播后,到达 GIS 金属壳体继续传播,使用频带对应的超声波传感器即可检测到金属壳体上传播的超声波信号,根据采集的超声波信号,有助于判断 GIS 内部是否存在局部放电情况,并进一步分析局部放电类型、位置及严重程度。

用于现场研究的超声波局部放电检测及定位系统,由多个超声波传感器、信号放大器和 1 台 4 通道高采样率示波器组成,此外,为了便于信号特征观测,还配备 1 台单通道超声波局部放电检测主机,可以多种模式显示检测信号与工频周期的相关性。在需要采集多个测点信号以进行缺陷定位时,每个测点通道由 1 个超声波传感器和 1 个信号放大器组成,最多可有 4 个测点通道连接示波器,考虑到声电联合定位需要,示波器采样率应不低于 5 GS/s,带宽应不低于 500 MHz。

系统所用的超声波传感器,具有 0.1 mV 或 0.2 mm 微粒的高测量灵敏度,如图 1 所示,测量频带为 10 ~ 200 kHz,谐振频率为 30 kHz。系统所用的放大器,可以提供差分放大方式,具有环境噪声抑制能力强、放大线性度好等优点,放大倍数 20 dB、40 dB 和 60 dB 可调,放大器接入示波器的情况下,需为其提供电源以实现原始信号放大。

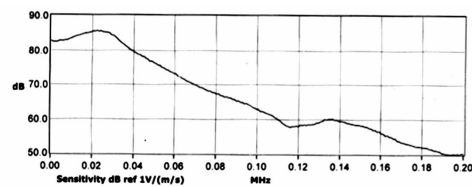


图 1 超声波传感器频带测试图

2 GIS 超声波局部放电现场检测方法

根据实验室建立的典型 GIS 内部绝缘缺陷模型,先前的研究获得了尖端放电、自由金属微粒放电、悬浮放电、内部绝缘气隙放电和沿面放电等超声波信号的特征,为带电检测结果分析和缺陷识别提供了重要参考。但在现场检测中,被测设备内部结

构不一、缺陷位置各异,再加上存在的诸多干扰,仅凭实验室获取的典型缺陷图谱对比判断可能产生误判。因此,立足 GIS 超声波局部放电现场检测,选取多座 500 kV 变电站,对站内 500 kV GIS 和 220 kV GIS 进行全面超声波局部放电检测,根据采集的局部放电信号和干扰信号,研究各类 GIS 局部放电信号特征及干扰信号识别方法。

2.1 GIS 超声波局部放电现场检测流程

首先进行背景噪声测量,选取被测 GIS 邻近汇控柜、支架和电缆箱,读取检测数据并保存作为背景噪声与设备检测信号进行比对。

依次选取 GIS 超声波局部放电检测位置,原则上各检测位置距离不超过 0.5 m,检测点选取气室中下部壳体,可以提高自由金属微粒的检测灵敏度。每一点检测前,将检测部位擦拭干净,检测时,将超声耦合剂均匀涂抹于超声波传感器瓷质检测面,再施加适当压力紧贴于被测部位金属壳体外表面,确保超声波传感器检测面和金属壳体间超声耦合剂排出所有空气,以减小超声波信号传播衰减。每一检测位置的结果观察时间应不低于 15 s,如果发现信号无异常,幅值和 50 Hz/100 Hz 频率相关性较低,则记录数据,继续下一位置以相同方式检测。

检测期间,对断路器气室、隔离开关气室、母线气室和 TV 气室进行重点检测,对于测得异常信号的气室,在有条件情况下,辅以特高频局部放电和 SF₆ 气体分解产物检测手段作为验证。

2.2 异常超声波信号判断及缺陷类型识别

现场检测发现,超声波法对 GIS 内部绝缘气隙放电和沿面放电检测灵敏度较低,明显不及特高频法对这两类局部放电缺陷的检测灵敏度。

据统计,部件松动等原因引发的悬浮放电缺陷,在 GIS 内部绝缘缺陷中占比突出,并且,其产生的超声波信号具有典型特征。如图 2 和图 3 所示,首先,与其他类型局部放电缺陷相比,悬浮放电信号幅值明显较大;其次,悬浮放电信号具有 100 Hz 频率相关性,对于不同原因引起的悬浮放电,相位模式下聚

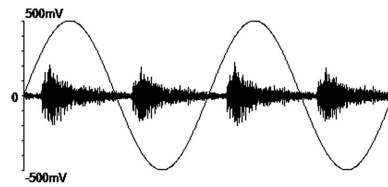


图 2 TV 线圈松动产生的超声波时域信号波形

集的相位跨度有所不同。需要注意的是,如图 4 所示,作为悬浮放电的一种,自由金属微粒放电幅值分散性较大,且许多情况下却未显示出相位相关性。

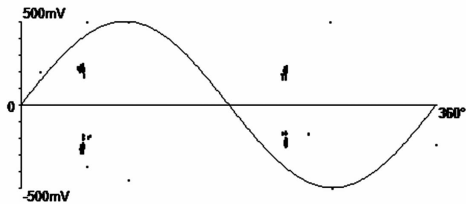


图 3 TV 线圈松动产生的超声波相位聚集图

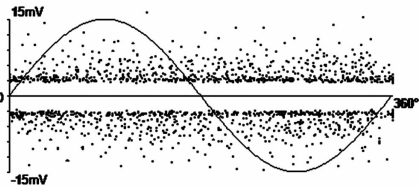


图 4 自由金属微粒放电超声波相位聚集图

尖端放电即电晕放电,可分为导体尖端放电和金属外壳内表面尖端放电,作为一种典型的局部放电缺陷,其产生的超声波信号同样具有典型特征。如图 5 和图 6 所示,现场实测得到的尖端放电波形具有显著的极性特征,振荡脉冲往往出现在某半周,放电幅值分散性小、放电时间间隔均匀,具有 50 Hz 频率相关性,对于某些情况的尖端放电,一个工频周期会出现两个振荡脉冲但两半周信号幅值差异明显。

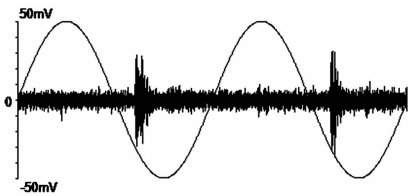


图 5 GIS 导体毛刺产生的超声波时域信号波形



图 6 GIS 导体毛刺产生的超声波相位聚集图谱

2.3 超声波局部放电信号频谱分析

尽管通过超声波信号特征可以初步筛选出疑似存在异常的 GIS 部位,但与实验室环境不同,现场存在诸多干扰,仅凭信号特征无法完全甄别异常信号来自于 GIS 内部局部放电还是外部干扰。特别是 GIS 因基础或伸缩节振动在壳体上产生的超声波信号,与许多 GIS 内部局部放电信号一样,具有 100 Hz

频率相关性,每个工频周期出现两个振荡脉冲,并且,幅值特征和时间间隔也未体现出与局部放电信号的差别。因此,有必要进一步对异常超声波信号进行分析。

利用频谱分析方法,可以发现局部放电信号与机械振动信号在频谱分布上存在差异,这有助于识别机械振动信号。局部放电激发的超声波信号频谱分布较宽,能量集中部分接近 100 kHz,甚至到 200 kHz 都有能量分布,而机械振动引起的超声波信号能量集中部分在相对较低频段,通常低于 50 kHz。图 7 所示为现场测得的典型超声波局部放电信号的频谱分布,可见该信号主要分布在 20 ~ 80 kHz,主频在 50 kHz 附近;图 8 所示为现场测得的典型超声波机械振动信号的频谱分布,该信号主要分布在 10 ~ 40 kHz,主频在 20 kHz 附近。

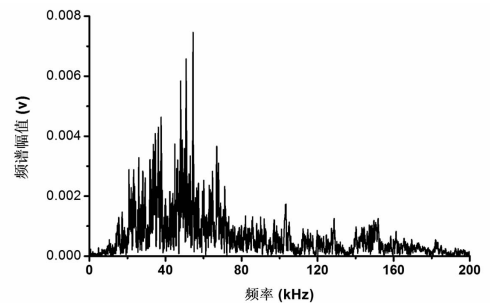


图 7 典型超声波局部放电信号频谱分布

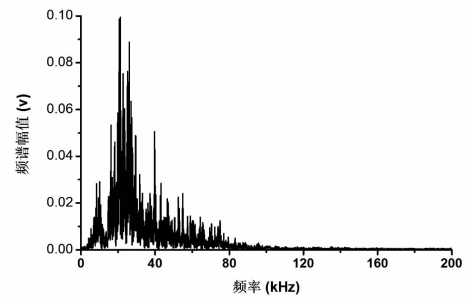


图 8 典型超声波机械振动信号频谱分布

3 基于超声波的 GIS 局部放电定位方法

利用单个超声波传感器测得信号并进行信号特征对比和频谱分析,可一定程度识别异常信号类型。然而,变电站内设备众多,即使在 GIS 壳体用超声波传感器检测到具有显著局部放电特征的异常信号,也无法确切判定信号是否来源于 GIS 内部局部放电。为此,在现场基于超声波原理对异常信号源进行定位,从而确定其位置是非常必要的。这不仅能够判定 GIS 内部局部放电缺陷的存在,而且结合所

在位置的设备结构有助于分析缺陷原因及缺陷类型,为下一步处理提供依据。

3.1 声电联合定位法

检测到具有局部放电特征的异常信号后,应首先判断信号来源于 GIS 内部还是变电站其他设备,在有条件的情况下,使用声电联合定位法具有较好的效果。

声电联合定位法将超声波传感器和特高频传感器接入示波器,同时采集信号。由于特高频信号相对超声波信号速度极快,因此,特高频信号可以认为是瞬间到达,特高频信号和超声波信号之间的时延就可认为是超声波信号从信号源到超声波传感器的时间,以超声波等值声速乘以传播时间就得到信号源与超声波传感器的距离,以此来判断局部放电的位置。



图 9 超声波传感器和特高频传感器布置

某 500 kV HGIS 隔离开关气室在检出异常信号后,使用声电联合定位法计算信号源位置,如图 9 所示为超声波传感器和特高频传感器的布置情况,此外,为排除外界电晕,设置一背景特高频传感器检测空间电晕。如图 10 所示为示波器采集到的超声波信号和特高频信号,放电同时激发了超声波信号和特高频信号,被超声波传感器和盆式绝缘子处的特高频传感器测得,而背景特高频传感器则未测得信号。将测得波形展开后,由于两类信号传播速度的巨大差异,在展开到微秒级时,可清晰地看到超声波

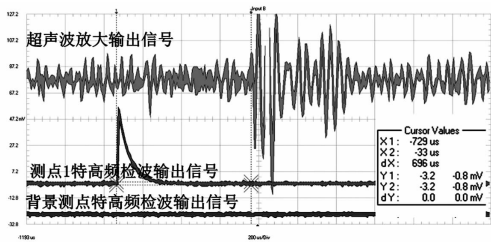


图 10 触发的超声波信号和特高频信号

的起始沿到特高频脉冲信号的时延约为 700 μs。该时延乘上超声波在 SF₆ 气体中的传播速度 140 m/s,得到放电点到超声波传感器的距离约 0.1 m,表明放电点在该 HGIS 隔离开关气室内部。

3.2 超声波时延定位法

对于盆式绝缘子完全屏蔽无法进行特高频局部放电检测的情况,相比幅值比较定位法,超声波时延定位法受设备结构影响小,定位结果更为准确。如图 11 所示,超声波时延定位法需要将多个超声波传感器布置在 GIS 壳体不同位置接收信号;如图 12 所示为示波器采集的各检测通道超声波局部放电信号,读取信号到达各传感器的时延后,利用空间定位式(1)进行计算,可以得到局部放电源的坐标位置。

$$c \times \Delta t_{ij} = \sqrt{(x_s - x_i)^2 + (y_s - y_i)^2 + (z_s - z_i)^2} - \sqrt{(x_s - x_j)^2 + (y_s - y_j)^2 + (z_s - z_j)^2} \quad (1)$$

式中: c 表示超声波在 GIS 内部 SF₆ 气体中的等效传播速度;约为 140 m/s; Δt_{ij} 表示信号到达传感器 i 和传感器 j 的时间差; (x_s, y_s, z_s) 表示放电源的位置坐标; (x_i, y_i, z_i) 和 (x_j, y_j, z_j) 分别表示传感器 i 和传感器 j 的位置坐标, $i, j = 1, 2, 3, 4$ 。

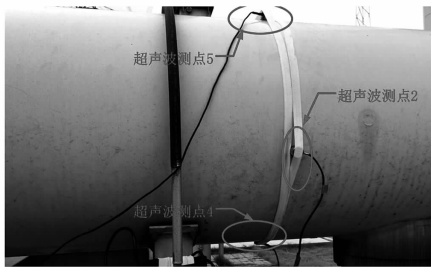


图 11 多通道超声波局部放电定位

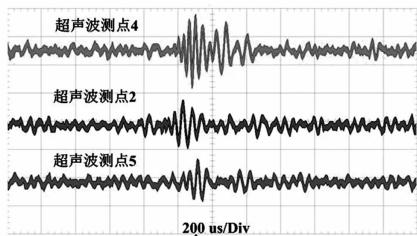


图 12 多通道超声波局部放电信号

对于 GIS 这种独特的管道结构而言,使用时延定位方法时可将其视为线形结构,在一维或二维空间内利用简化方法进行定位计算。在理想情况下,仅需 2 个布置在 GIS 壳体不同位置的相邻传感器同时接收异常超声信号,并利用式(2)进行计算即可得到放电点位置。

(下转第 72 页)

± 800 kV 天中直流单极闭锁故障 近区电网暂态电压分析

张增强,辛超山,吕 盼,宋新甫,付高善
(国网新疆经济技术研究院,新疆 乌鲁木齐 830047)

摘 要:天中直流极 1 发生短路引发单极闭锁故障,极 2 快速转带极 1 功率,主要分析直流单极闭锁的稳态以及暂态过程,分析结果表明直流发生单极闭锁,运行方式被迫转换为单极大地运行方式,接地极入地电流大幅增加,易引发近区变电站主变压器偏磁现象。另一方面直流发生短路故障,直流电流增加,造成换流阀消耗的无功增加,会引发近区交流系统电压大幅下降,有可能造成风机进入低电压穿越,引发脱网事故。同时通过仿真分析证明随着直流传输功率的提升,在发生短路故障时,近区交流系统电压下降越大,引发近区风电脱网的风险进一步增加。

关键词:天中直流;单极闭锁;暂态电压

Abstract:The short circuit occurred in 1 – pole of Tian – Zhong HVDC causes a unipolar blocking fault, and 2 – pole turns with the power of 1 – pole very fast. The steady – state and transient process of DC unipole blocking are analyzed, and the results show that when DC unipole blocking occurs, the operation mode is forced to convert to the monopolar ground operation mode, and the earth current of ground electrode increases greatly, which easily causes magnetic bias of main transformer in near – field substation. On the other hand, the DC short – circuit fault occurs, the DC current increases, resulting in the increase of reactive power consumed by the converter valve, and then it would lead to a decrease of near – field AC system voltage, which may cause the wind power units to enter into the low voltage ride through and lead to wind generator tripping off. As the same time, the simulation analysis shows that the DC transmission power is lifting, during a short – circuit fault, the more the voltage of near – field AC system drops, the greater risk of near – field wind generator tripping – off increases.

Key words:Tian – Zhong HVDC; unipolar blocking; transient voltage

中图分类号:TM721.1 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)04 – 0058 – 04

0 引 言

能源危机已受到世界各国的高度关注,大力发展可再生能源已成为目前社会的当务之急。风电作为中国基本能源政策对缓解能源供应、改善能源结构、保护环境、实现和谐社会和电力工业可持续发展具有重大意义,加快可再生清洁能源的发展和高效利用已成为中国能源领域的重点发展战略之一。新疆自然资源丰富,可再生能源开发规模巨大,拥有国家级千瓦级风电基地,新疆交流 750 kV 交流外送通道以及 ±800 kV 天中直流工程的相继投运,新疆电网正式进入特高压“交、直流混联”大电网的新格局^[1-3]。在复杂大电网的时代背景下,新疆电网特有的电压跨度大、交流网架薄弱、大功率外送以及交、直流混联等电网特点,势必会对电网的安全稳定

运行提出较高的要求,电网安全运行的风险与压力增大,最终造成的电网区域稳定的耦合特性明显增加,复杂性也明显提高。结合天中直流的投运以及新疆电网哈密地区送端网架特点,研究天中直流故障特性,直流发生短路故障,直流电流增加,造成换流阀消耗的无功增加,会引发近区交流系统电压大幅下降,有可能造成风机进入低电压穿越,引发脱网事故^[4-5]。同时通过仿真分析证明随着直流传输功率的提升,在发生短路故障时,近区交流系统电压下降越大,引发近区风电脱网的风险进一步增加。

1 系统运行概况简介

天中直流近区 750 kV 电网如图 1 所示,天中直流极 1 闭锁,天山站由双极三阀组方式转换为极 2 低端大地方式,故障前直流传输有功功率 2 480 MW。

花园电厂 2 号机运行,南湖电厂 1 号、2 号机运行,配套火电出力共计 1 174 MW,天山换流站两台联变下网有功 1 469 MW,新疆交流外送 906 MW,吐哈断面有功 692 MW。直流近区 750 kV 线路全接线运行。周边主要站点断面潮流及电压见表 1、表 2。

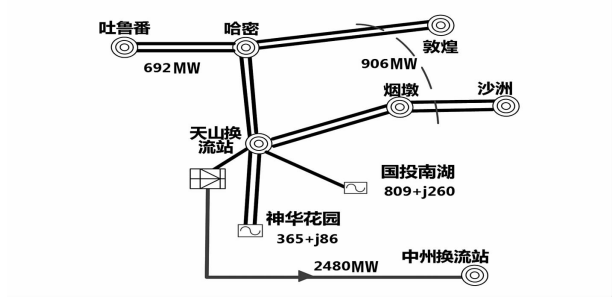


图 1 天中直流近区接线示意图

表 1 故障时刻重要元件潮流

设备名称	有功 /Mvar	无功 /Mvar	设备名称	有功 /MW	无功 /Mvar
吐哈一线	346	-140.7	1 号联变	734	99
吐哈二线	346	-145	2 号联变	735	85
哈敦一线	194.9	-80	花园 2 号机	365	86
哈敦二线	193.5	-80	南湖 1 号机	450	140
烟沙一线	258	-82	南湖 2 号机	359	120
烟沙二线	258	-80			

表 2 初始运行方式变电站电压统计

	天山换流站 /kV	哈密变 电站/kV	烟墩变 电站/kV	吐鲁番变 电站/kV
750kV 母线	760	778	777	770
500kV/ 220kV 母线		234	233	233

2 天中直流稳态过程分析

由于天中直流中州侧极 2 高端故障检修,故障前天中直流运行方式为极 1 高低端、极 2 低端双极三阀组运行,运行电压 +800 kV、-400 kV。运行方式如图 2 所示。

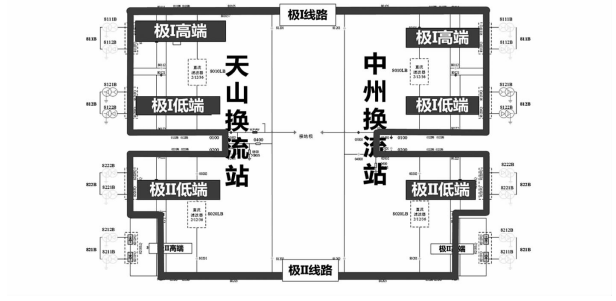


图 2 天中直流双极三阀组运行示意图

中州站因阀厅至平波电抗器间穿墙套管大雪天气闪络,造成极 1 闭锁,天中直流转为极 2 低端大地运行方式,运行电压 -400 kV。运行方式如图 3 所示。原极 1 传输功率由极 2 转带,但由于极 2 仅低端阀组运行,额定传输功率 2 000 MW,因此天中直流故障后传输功率由 2 480 MW 降至 2 025 MW,455 MW 功率涌入交流系统。

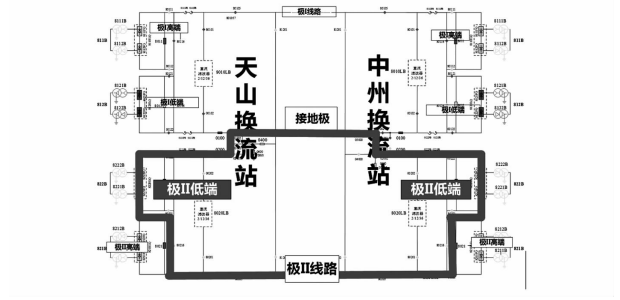


图 3 天中直流极 2 低端运行示意图

极 1 故障,直流运行方式转为单极大地方方式,接地极入地电流由 0 最大增至 5236 A,哈密地区 750 kV 哈密变电站、烟墩变电站和 220 kV 十三间房、东疆变电站主变压器中性点直流电流超过了隔直装置整定值 10 A,隔置装置均动作。由于入地电流较大,国家电力调度通信中心(以下简称国调)紧急降低天中直流功率至 1 160 MW,随着传输功率的下降,接地极入地电流降至 2 900 A,入地电流变化如图 4 所示。

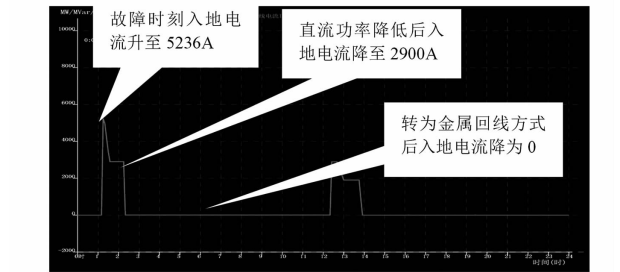


图 4 接地极入地电流变化曲线图

天中直流由单极低端对大地方式调整为单极低端对金属回线方式后,国调调整天中直流功率升至 2 000 MW。运行方式如图 5 所示。

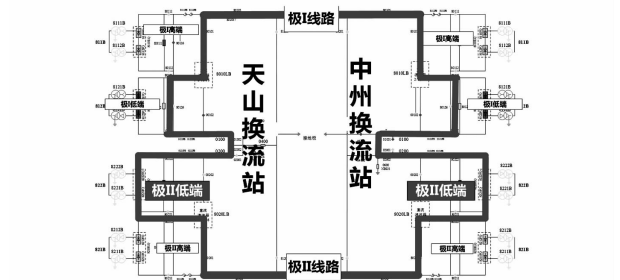


图 5 天中直流极 2 低端对金属回线运行示意图

通过 SCADA 数据分析,天中直流单极闭锁故障前后近区变电站电压无明显变化。故障前后吐哈断面潮流减小 159 MW,哈敦+烟沙潮流共增加 284 MW,与天中直流所降功率吻合,同时潮流转移比例近似 1:2。近区稳态电压变化及断面潮流变化如表 3、表 4 所示。

表 3 故障稳态过程电压变化

	天山 750 kV	天山 500 kV	哈密 750 kV	哈密 220 kV	烟墩 750 kV	烟墩 220 kV
故障前 /kV	775.5	519.6	778.0	236.4	775.5	234.4
故障后 /kV	775.6	520.1	777.7	236.9	776.4	234.5
稳态变化 /kV	0.1	0.47	-0.38	0.51	0.88	0.08

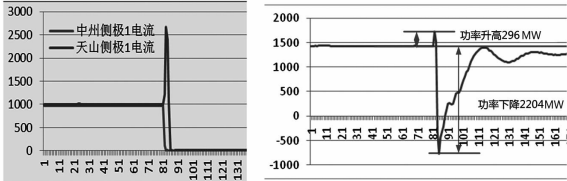
表 4 故障稳态过程断面潮流变化

	吐哈断面有功 /MW	哈敦断面有功 /MW	烟沙断面有功 /MW
故障前	679.33	420.30	512.07
故障后	520.17	537.75	679.56
稳态变化	-159.16	117.45	167.49

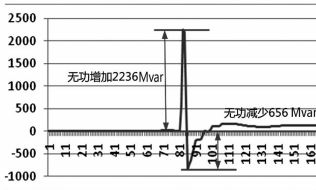
3 单极闭锁暂态故障仿真分析

3.1 直流故障 PMU 数据分析

天中直流在中州逆变器直流侧发生接地故障,可等效为逆变器直流侧短路,交流侧开路,天山侧(整流侧)由于短路直流电流突增,中州侧(逆变侧)由于开路直流电流降为 0。天山侧在短路故障后约 60 ms 电流达到最大值,然后保护动作对极 1 进行闭锁,约经历 40 ms,故障电流降为 0。直流故障 PMU 数据如图 6 所示。



(a) 整流与逆变侧极 1 电流变化 (b) 天山换流站联变有功变化



(c) 天山换流站联变无功变化

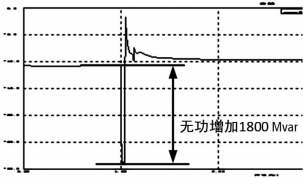
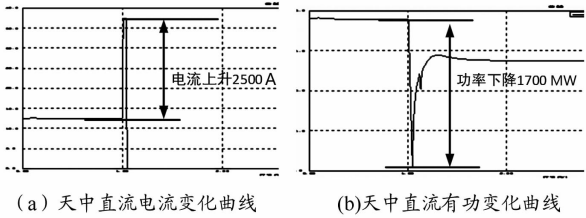
图 6 直流故障 PMU 数据

由于极 1 与极 2 线路之间存在互感作用,在故障暂态过程中,故障极极 1 电流发生剧烈变化,非故障极极 2 在互感作用下电流与极 1 保持同调趋势。在极 1 被闭锁后,极 2 在控制逻辑的指挥下,将极 1 功率转带,电流快速上升。由于故障前直流输送功率大于极 2 额定传输功率(极 2 高端换流阀停运,额定功率 2 000 MW),稳态时极 2 无法全部转带极 1 功率;但为减小对交流电网的冲击,控制逻辑允许每个换流阀拥有暂时(约 3 s)1.3 倍过负荷能力,因此极 2 将极 1 功率全部转带后,经历约 3 s,电流下降至额定电流。

3.2 直流故障仿真分析

根据故障情况设置仿真故障:天中直流中州侧设置单极接地故障,故障持续 40 ms,天中直流极 1 闭锁,再经过 40 ms 后极 2 转带极 1 功率。

直流故障仿真数据如图 7 所示,仿真结果表明,在直流发生短路故障时,直流送端电流突增,直流消耗的无功功率增加,仿真结论与 PMU 录波数据基本吻合。但仿真结果中未出现直流功率增加过程,与实际录波曲线存在差异。



(c) 天中直流无功变化曲线

图 7 直流故障仿真数据

3.3 直流近区电压潮流仿真分析

短路过程直流近区 750 kV 母线电压下降 101 kV, 220 kV 母线电压下降 25 kV。直流单极闭锁后 750 kV 母线电压升高 18 kV, 220 kV 母线电压升高 4 kV。

短路过程中吐哈断面潮流不变,哈敦+烟沙断面有功减少 194 MW,直流单极不锁后,吐哈断面有功减少 654 MW,哈敦+烟沙断面有功增加 720 MW,潮流转移比接近 0.9。仿真结果如图 8、图 9 所示。

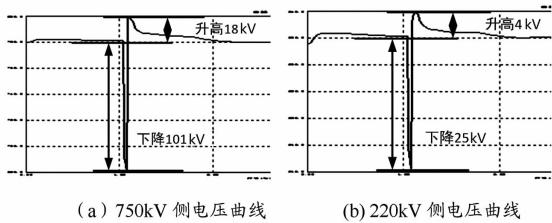


图8 哈密750 kV变电站压仿真曲线

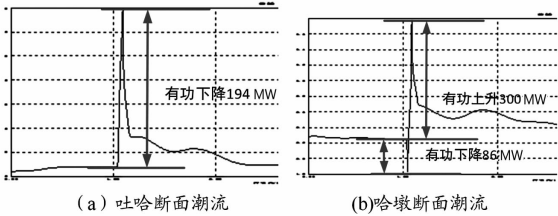


图9 直流近区潮流变化曲线

3.4 灵敏度分析

将直流输送功率提升至4 000 MW,模拟仿真单极接地闭锁故障。仿真结果如图10所示,仿真结果表明,随着直流输送功率的增加,在发生接地故障时,直流电流增加幅度变大,故障期间直流所消耗的无功更大。因此直流接地故障时,近区交流电压更低,有可能造成风机进入低电压穿越状态,引发风机脱网事故。

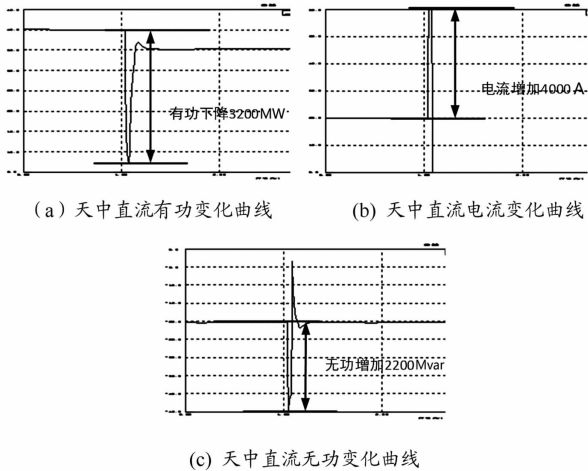


图10 直流故障敏感性分析曲线

4 结 论

直流在逆变换流阀直流侧发生接地故障,整流侧故障极电流突增,换流阀消耗的无功功率增加,从而从交流系统吸收的有功无功功率增加,直流近区交流系统电压下降。直流单极闭锁后,原直流消耗的有功、无功功率减少,涌入交流系统,造成交流系统有功潮流转移以及电压升高。直流另外一极将功率转带后,交流

系统恢复初始运行状态。

发生单极闭锁故障,直流系统将转换为单极大地回线运行方式,接地极入地电流较高,有可能引发近区变压器故障,应提前做好防范措施。

天中直流传输功率2 500 MW时,发生单极闭锁故障,暂态过程电压降低及升高均在允许范围内,不会造成风机大面积脱网事故。当另外一极将功率转带后,系统电压及潮流基本能恢复初始值,对系统稳定运行影响较小。

仿真结果表明随着直流输送功率的增加,在发生接地故障时,直流电流增加幅度变大,故障期间直流所消耗的无功更大。因此直流接地故障时,近区交流电压更低,有可能造成风机进入低电压穿越状态,引发风机脱网事故。

参考文献

[1] 关洪浩,张锋,孙谊嫔,等. 哈郑直流工程投运初期对新疆电网影响分析[J]. 中国电力,2012,45(12):48-51.

[2] 钟胜,郭相国,田昕,等. 哈密至郑州特高压直流对受端电网影响分析[J]. 中国电力,2012,45(11):47-51.

[3] 王衡,姚秀萍,常喜强,等. 特高压直流故障对风电场送出可靠性的影响及改进措施[J]. 电工电气,2014(5):29-33.

[4] 郑超,汤涌,马世英,等. 网源稳态调压对暂态无功支撑能力的影响研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(1):115-122.

[5] 杨海涛,丁茂生,宋新立,等. 电力系统动态稳定机理和稳定措施分析[J]. 电力系统自动化,2008,32(14):35-39.

[6] 李惠军,郭颖,蓝海波,等. ±800 kV 复奉特高压直流送端电网安全稳定控制系统[J]. 江苏科技信息,2011(9):39-41.

[7] 杨建设,张佳丽. 锡盟“风火打捆”的风电运用方式研究[J]. 风能,2011(7):36-38.

[8] 常喜强,樊艳芳,钟显,等. 高密度风电接入地区电压波动因素分析与研究[J]. 四川电力技术,2014,37(6):5-9.

[9] 李国栋,皮俊波,郑力,等. ±500 kV 林枫直流双极闭锁故障案例仿真分析[J]. 电网技术,2014,38(4):877-882.

[10] 陈树勇,逢博,陈得治,等. 新疆电网多送出直流输电系统运行特性分析[J]. 中国电力,2014,47(4):102-107.

作者简介:

张增强(1979),硕士、工程师,从事电网规划相关工作。

(收稿日期:2016-05-29)

电网电压不对称骤升下直驱式 风力发电系统的高电压穿越研究

周士琼¹,王 倩¹,陈 隆¹,吕 潇¹,刘东霖¹,倪亚玲²

(1. 西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031;

2. 电子科技大学机械电子工程学院,四川 成都 610054)

摘 要:为实现直驱式风力发电系统的高电压穿越,提出一种在电网电压不平衡骤升工况下,基于网侧变流器的双重控制策略。当电网电压骤升超过额定电压的设定倍数时,网侧变流器增加无功输出,直流母线电压泄放电路进行电能释放,并且触发正负序电流控制,有效地抑制由于电网电动势不平衡造成的直流母线电压波动。仿真结果表明,所提控制策略能够保证在电网发生不对称骤升故障期间直驱式风力发电系统不脱网运行。

关键词:直驱式风力发电机组;不对称骤升;正负序分离;高电压穿越

Abstract:A dual control strategy is proposed based on grid-side converter to achieve the high voltage ride through of direct-driven wind power generation system under unbalanced grid voltage swell. When the grid voltage is higher than the set multiple of rated voltage, the grid-side converter increases the reactive power output, the DC bus voltage discharge circuit releases energy and triggers the positive and negative sequence current control, which effectively suppresses the fluctuation of DC bus voltage due to the unbalanced electromotive force of the grid. Simulation results show that the proposed control strategy can guarantee the direct-driven wind power generation system is not in off-grid operation during the unsymmetrical grid voltage swell.

Key words:direct-driven wind turbine generators; unsymmetrical voltage swell; positive and negative sequence detection; high voltage ride through (HVRT)

中图分类号:TM613 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)04-0062-05

近年来,随着风力发电机组在电网中所占比例的快速增加,同时,因为风电系统的波动性的特点,给电力系统带了很多问题,如电压波动、功率不平衡、谐波含量大等现象,都给电力系统的稳定运行埋下隐患,所以电网对风力发电系统的并网要求不断提高,不仅要求风力发电机组能够输出稳定的有功、无功功率,还要求其具备故障穿越的能力^[1]。在实际运行的风电场中,很多因素可能导致电网电压的骤升,例如,单相对地故障、风电场负载的突然切除、电网故障恢复后未及时切除风电场的无功补偿装置或未及时调整可调变压器的分接头等等。目前,针对并网风电机组的高电压穿越运行与控制,国际上某些国家已制定了相应的运行规范。以澳大利亚制定的并网风力发电系统的高电压穿越准则为例^[1],其中一点要求为:当电网电压骤升至电网额定电压的 130% 时,风电机组应至少维持 60 ms 不脱网,并能在故障期间为电网提供足够大的故障恢复电流。

目前,因高电压引起的风机脱网运行现象已得到国内外学者的关注,针对风力发电系统的高电压穿越

作出了初步研究。文献[2]提出一种基于串联网侧变流器的双馈风力发电系统 HVRT 运行控制策略。文献[3]提出了对称电压骤升故障下 DFIG 转子侧有源阻尼控制策略。文献[4-5]分别提出在转子励磁控制系统中采用变阻尼和虚拟阻抗的控制策略,提高了系统的高电压穿越性能。文献[6]则提出了通过转子侧和网侧变流器的无功动态分配原则,合理地控制和分配无功,实现风电系统的高电压穿越。文献[7]提出了在并网点增加无功补偿器,来实现双馈风力发电系统高电压穿越。上述文献所提出的一些风力发电机组的控制策略,在一定程度上可以实现高电压穿越,但都是在电压对称骤升的情况下并未考虑到不平衡电压工况下的高电压穿越,以及有效抑制直流母线电压的波动。

对此,首先对电网电压骤升下直驱式风力发电机组的网侧变流器电流电磁暂态过程进行分析,在此基础上提出基于电网电流正负序控制策略。仿真分析表明,所提控制策略能够实现风电系统的高电压穿越,保证系统的稳定运行。

电网不对称骤升时,需要对正序电流、负序电流分别控制,因此对正负序电流指令值的选取非常关键^[12]。不对称骤升时高电压穿越控制策略的目标主要有以下 3 个:

- 1) 消除直流电压波动和逆变器有功功率波动,即 $P_{\cos}=0, P_{\sin}=0$;
 - 2) 消除无功功率波动,即 $Q_{\cos}=0, Q_{\sin}=0$;
 - 3) 消除并网电流中的负序成分,即 $i_d^n=i_q^n=0$ 。
- 采用电网正序基波电压定向时有 $v_{q1}=0$ 。考虑逆变器输出功率中的二次谐波分量,有:

$$\begin{pmatrix} P_{\cos} \\ P_{\sin} \\ Q_{\cos} \\ Q_{\sin} \end{pmatrix} = \frac{3}{2} \begin{pmatrix} v_{d2} & v_{q2} & v_{d1} & v_{q1} \\ v_{q2} & -v_{d2} & -v_{q1} & v_{d1} \\ v_{q2} & -v_{q2} & v_{q1} & -v_{d1} \\ -v_{d2} & -v_{q2} & v_{d1} & v_{q1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_{d1} \\ i_{q1} \\ i_{d2} \\ i_{q2} \end{pmatrix}$$

由于行列式:

$$\begin{vmatrix} v_{d2} & v_{q2} & v_{d1} & 0 \\ v_{q2} & -v_{d2} & 0 & v_{d1} \\ v_{q2} & -v_{q2} & 0 & -v_{d1} \\ -v_{d2} & -v_{q2} & v_{d1} & 0 \end{vmatrix} = -4(v_{d1})^2[(v_{d2})^2 + (v_{q2})^2] \neq 0 \tag{3}$$

故,使式(3)等号右边为 0 的解只有一个,即 $[i_{d1}^n \ i_{d2}^n \ i_{q1}^n \ i_{q2}^n]^T=0$,而这种情况对于实际的直驱式风力发电并网系统来说显然是不可能的,故上述 3 个控制目标无法同时实现。因此,只能对上述 3 个控制目标进行优化,选择最适合电网故障时风电机组并网系统的一个作为高电压穿越控制的目标。

由前述可知,有功功率的 2 倍工频波动是导致并网逆变器无法稳定运行的直接原因,因此所提的控制策略将以消除输出有功功率的 2 倍工频波动为目标^[13]。

为保持直流电压恒定,系数 $P_{\cos}、P_{\sin}$ 必须为 0。对矩阵求逆,获得达到此目标所需的电流为

$$\begin{pmatrix} i_{d1} \\ i_{q1} \\ i_{d2} \\ i_{q2} \end{pmatrix} = \frac{P_0}{D} \cdot \frac{2}{3} \begin{pmatrix} v_{d1} \\ v_{q1} \\ -v_{d2} \\ -v_{q2} \end{pmatrix} + \frac{Q_0}{R} \cdot \frac{2}{3} \begin{pmatrix} v_{d1} \\ -v_{q1} \\ v_{d2} \\ -v_{q2} \end{pmatrix} \tag{4}$$

式中, $D=(v_{d1}^2+v_{q1}^2)-(v_{d2}^2+v_{q2}^2)$

$R=(v_{d1}^2+v_{q1}^2)+(v_{d2}^2+v_{q2}^2)$

网侧变换器采用式(4)计算出的电流控制指令,则传输至电网的功率将恒定且等于 P_0 。无功功率的平均值也可以通过调节进行 Q_0 控制,但会存在附加的交变功率。

3 风力发电机组 HVRT 的实现

图 3 给出了直驱式风力发电机组的 HVRT 控制框图。当电网电压低于其正常浮动上限(这里设定为 1.1 倍标称值)时,按照网侧变流器稳定直流母线电压;一旦检测到电网电压骤升至 1.1 倍标称值及以上时,变流器进入高电压穿越控制状态,网侧变流器通过改变无功电流增加无功输出,触发正负序电流控制。然后通过提高变流器无功电流来调节电网电压。电网电压、变流器交流测电压、电抗器电压三者形成矢量三角形。当电网电压升高时,由于变流器交流测电压不能跳变,需要调节电抗器电流增大其电压,达到新的平衡状态,实现了通过改变变流器无功电流来调节电网电压。

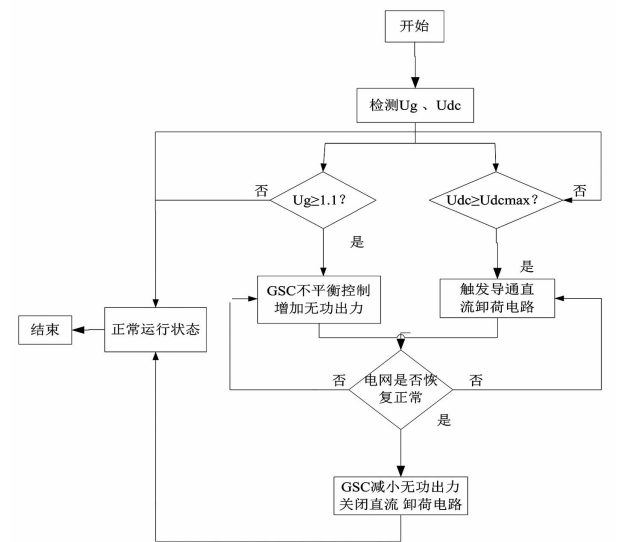


图 3 直驱式风电机组 HVRT 控制流程

同时为抑制电压骤变瞬间可能出现的母线电压泵升,直流母线上并联一直流卸荷 Chopper 电路,当直流母线电压升高至设定触发开关器件 IGBT 导通的限制时,触发其导通,卸荷 Chopper 电路开始工作,从而确保直流环节的安全^[14]。

通过网侧变流器和直流母线卸荷 Chopper 电路的配合,电网电压很快恢复正常。当电网电压恢复在正常范围内时,网侧变流器恢复正常控制,减小无功输出,进行网侧稳压控制。最终能够实现直驱式风电机组高电压穿越的暂态过渡过程。

4 仿真分析

在 Matlab/Simulink 平台上构建了 1 MW 直驱式风力发电系统仿真模型,电网频率为 50 Hz,直流

侧母线恒定电压为 560 V,来验证所提控制策略的有效性。仿真时间为 1 s,系统在 0.4 s 时发生电压不对称骤升故障,故障持续时间 100 ms,0.5 s 时故障消失。仿真条件设定为风电场母线电压不对称升高为其额定值的 1.3 倍。

采用电网正常条件下直驱式风力发电系统的传统矢量控制策略作为电网发生不对称高电压故障时直驱式风力发电系统的控制策略,与所提出的改进控制策略进行对比分析。电网电压发生不对称骤升时,传统方式下直驱式风力发电系统 HVRT 仿真结果如图 4 ~ 图 9 所示。

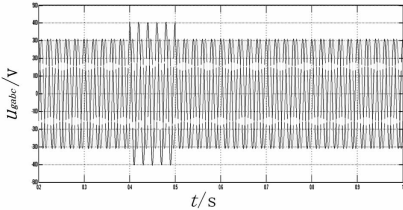


图 4 电网电压波形

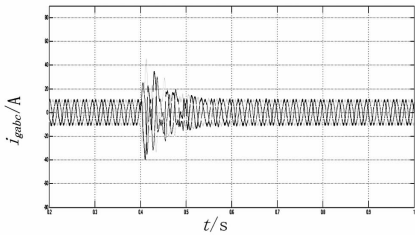


图 5 网侧变流器交流侧电流波形

从图 4 可以看出,电网电压发生不对称骤升时,由于电网电压负序分量的作用,三相电流出现了较大的畸变;对三相电流进行谐波分析,其中含有大量的谐波,同时三相电流的基波幅值出现明显的不平衡,严重影响风电机组输出电能质量。由于三相电流和三相电压中负序成分的作用,逆变器输出的有功电流和无功电流均会出现 2 倍工频的波动。从图 6 ~ 图 8 中可以观察出,直流侧母线电压从 0.4 s 开始出现 2 倍工频的波动。逆变器输出电流的 dq 分量在稳态时均为直流量,0.4 s 后,逆变器输出电流 dq 轴分量均出现了二次波动。从图 7 得出,直驱式风电机组的并网逆变器输出到电网的有功功率、无功功率也以 2 倍工频波动,影响直驱式风力发电并网系统的稳定运行,如果风机并网点电压骤升越高,风机并网系统受其影响越大。因此,为保证直驱式风机并网系统在电网发生不对称电网电压骤升故障时不脱离电网,提高其高电压穿越能力,须对其网侧变流器的控制策略进行改进。

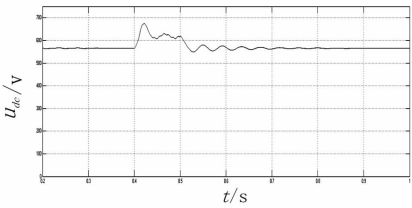


图 6 直流母线电压波形

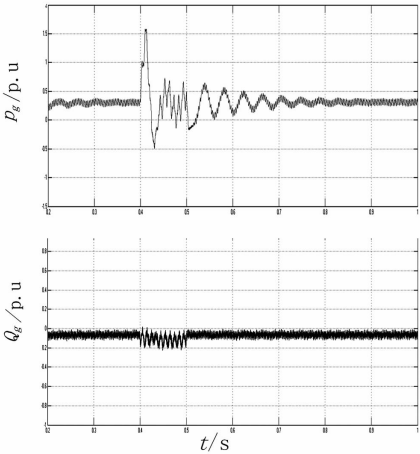


图 7 变流器有功功率和无功功率波形

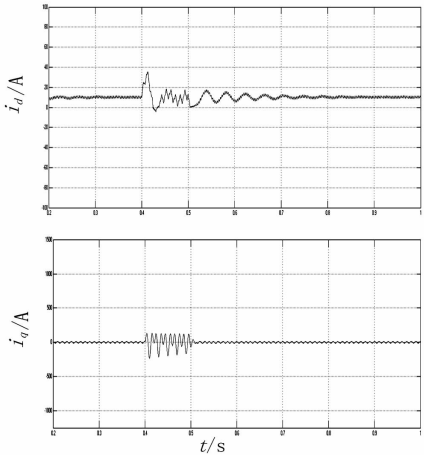


图 8 输出电流 $d-q$ 轴分量波形

如图 9 ~ 图 11 所示,则给出了所提的采用正负序双电流环矢量控制策略(双重控制策略)结合直流侧能量泄放回路的直驱式风力发电系统高电压穿越运行的仿真图。其控制目标是在故障时消除输出有功功率的 2 倍工频波动。在 0.4 s ~ 0.5 s 期间,如图 9,直流母线电压的波动得到了明显的抑制;在图 10 中,并网逆变器的输出三相电流出现不平衡。但从图 11 可以看出,网侧变流器的输出有功功率基本恒定,基本上没有出现 2 倍频率的波动,但这就导致了输出电流的不平衡以及输出无功功率以 2 倍频波动。然而,这样的故障过程是短暂的,可以忽略电流质量问题,必须保证并网变流器稳定,抑制并网有功功率以及直流母线电压的波动。

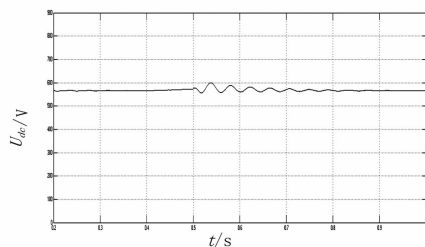


图9 直流母线电压波形

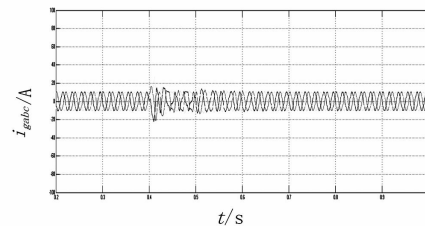


图10 网侧变流器交流侧电流波形

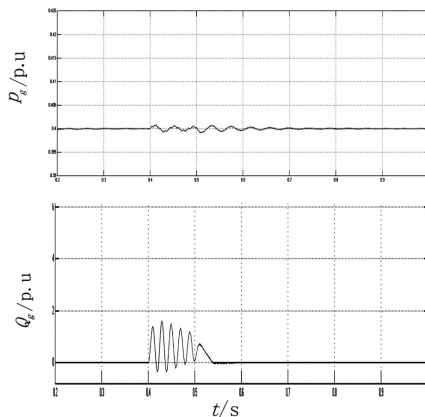


图11 变流器有功功率和无功功率波形

由仿真结果可以看出,采用电网正负序双电流环矢量控制策略,对并网电流的正负序分量分别控制后,当电网突然发生不对称故障时,直驱式发电系统的网侧变流器输出到电网的有功功率、无功功率、并网点三相电流及直流侧电压经过短暂的调节后进入稳态运行,并网有功功率的2倍工频分量被有效抑制,而控制目标中无法消除无功功率的2倍工频分量。直流母线电压经短暂的调节后能够运行于原来的稳态值,其2倍工频波动也能够被有效抑制,保证了整个系统的稳定运行。

5 结 论

针对直驱式风力发电机组在不平衡电压骤升情况下,实现高电压穿越,通过对网侧变流器的电流电磁暂态分析,提出了一种基于正负序双电流环矢量控制策略。有效降低了当电网电压骤升时,系统故障停机,烧坏功率器件的概率。通过仿真研究表明,所提出的改进控制策略,与实际理论相符合,可以实

现直驱式风力发电机组的高电压穿越,为提高电压骤升故障下大型风电系统及其所并电网的安全稳定运行能力奠定基础。

参考文献

- [1] Mohseni M, Islam S M. Transient Control of DFIG – based Wind Power Plants in Compliance with the Australian Grid Code[J]. IEEE Trans on Power Electronics, 2012, 27(6): 2813 – 2824.
- [2] 李俊杰, 蒋昆, 刘国平, 等. 采用串联网侧变换器的双馈风电系统高电压穿越控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(11): 3037 – 3044.
- [3] 谢震, 张兴, 宋海华, 等. 电网电压骤升故障下双馈风力发电机变阻尼控制策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(3): 39 – 46.
- [4] 谢震, 张兴, 杨淑英, 等. 基于虚拟阻抗的双馈风力发电机高电压穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(27): 16 – 23.
- [5] 谢震, 张兴, 杨淑英, 等. 电网电压不对称骤升下双馈风力发电机改进控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(15): 109 – 118.
- [6] 徐海亮, 章玮, 陈建生, 等. 考虑动态无功支持的双馈风电机组高电压穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(36): 112 – 119.
- [7] Wessels C, Fuchs F W. High Voltage Ride Through With FACTS for DFIG Based Wind Turbines[C]. Proceedings of 2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications. Barcelona, Spain: IEEE, 2009: 1 – 10.
- [8] 王晓兰, 董振华, 梁琛. 不对称故障下光伏发电系统的电压稳定控制策略[J]. 电气传动, 2014, 44(12): 44 – 48.
- [9] L. Xu, Y. Wang. Dynamic Modeling and Control of DFIG – based Wind Turbines under Unbalanced Network Conditions[J]. IEEE Trans. Power Systems, 2007, 22(1): 314 – 323.
- [10] 高扬, 于会群, 张浩, 等. 基于定子磁链定向的双馈风力发电解耦控制研究[J]. 电气传动, 2014, 44(12): 17 – 20.
- [11] 邬冬临, 余岳, 徐凤星, 等. 双馈风力发电机机侧变频器控制策略的研究[J]. 电气传动, 2013, 43(5): 66 – 69.
- [12] 柏浩峰. 光伏并网逆变器低电压穿越技术研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2014.
- [13] 耿华, 刘淳, 张兴, 等. 新能源并网发电系统的低电压穿越[M]. 北京: 机械工业出版社, 2014.
- [14] 李东东, 叶辰升. 基于改进风力发电机组下的低电压穿越控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(20): 34 – 40.

(收稿日期: 2016 – 03 – 30)

考虑暂态稳定约束的最大输电能力计算

兰 强¹, 方勇杰²

(1. 国网西南电力调度控制分中心, 四川 成都 610041; 2. 国网电力科学研究院, 江苏 南京 210003)

摘 要:基于最优潮流技术和稳定性量化分析理论的扩展等面积准则 (EEAC), 提出了在预想故障集下求解互联电力系统暂态稳定约束下的最大输电能力计算方法。基于最优潮流技术建立了最大输电能力的数学模型, 采用 EEAC 量化分析算法获取预想故障集的暂态稳定裕度, 针对不安全的预想故障, 采用基于安全稳定模式的预防控制技术将非线性的暂态稳定约束转化成临界群机组出力的线性约束, 并最终通过内点算法求解。广东电网仿真算例验证了算法的有效性和实用性。

关键词:最大输电能力; 暂态稳定; 最优潮流; 扩展等面积准则 (EEAC); 预防控制

Abstract: Based on extended equal area criterion (EEAC) with optimal power flow and the quantitative analysis theory of power system stability, a new method is presented for implementing transient stability constrained total transfer capability (TTC). The mathematic model of TTC is established based on optimal power flow (OPF). According to stability margins calculated by EEAC, the harmful contingencies are identified. Based the preventive control calculation results, the transient stability constraints are converted into inequality constraints of control variables which are incorporated into OPF model. TTC is finally solved by modern interior point method. The effectiveness of the new method is verified by the simulation results using the data of Guangdong power system.

Key words: total transfer capability; transient stability; optimal power flow; extended equal area criterion (EEAC); preventive control

中图分类号: TM744 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)04-0067-06

0 引 言

随着特高压交、直流工程的投运, 以特高压为骨干网架的坚强智能电网快速发展, 跨区输电规模持续增长, 跨区输电交易能力大大增强。区域间最大输电能力计算 (total transfer capability, TTC) 能够充分利用现有电网资源, 在确保安全性及可靠性的约束条件下, 充分挖掘现有电网输电潜力, 最大程度地提高联络线断面的电力传输能力, 缓解当今能源供应紧缺状况, 满足各区域的用电负荷需求, 实现能源资源优化配置。同时, 特高压跨省跨区电网互联将出现长距离、高电压、多区域弱联系的交直流混合输电系统, 区域间功率交换使电力系统的运行越来越接近其稳定极限。因此, 对暂态稳定约束下的最大输电能力的计算展开全面、深入的研究具有重大的社会效益。

最大输电能力是系统在没有热过负荷、节点电

压越限、电压崩溃或任何如暂态稳定等系统安全限制前提下, 互联系统联络线上总的输电能力。TTC 是一组可变且相互影响的参数的函数, 取决于系统参数、运行工况和运行约束。它不仅要考虑系统正常的运行方式, 还要考虑各种故障情况下的静态安全约束和暂态稳定约束。

目前 TTC 的计算方法主要有基于最优潮流 (optimal power flow, OPF) 的计算方法、基于连续潮流 CPF 的计算方法和基于灵敏度的计算方法。其中基于 OPF 的 TTC 计算方法可以方便地处理各种系统约束, 又可实现对系统资源进行优化调度, 兼顾系统运行经济性和安全性, 因此在 TTC 计算方面得到了广泛的应用。文献[1-2]通过对微分方程差分化建立了用静态 TTC 计算动态 TTC 的方法。文献[3-4]把基于约束转化技术, 将功角稳定约束嵌入最优潮流模型中计算动态 TTC。文献[5-6]将 TTC 模型求解过程分解为暂态稳定最优控制和最优潮流两个子问题。该类方法减轻了动态 TTC 方法

的计算负担,提高了计算效率。

扩展等面积准则(extended equal area criterion, EEAC)^[7]建立在时域仿真法的基础上,基于仿真轨迹获得安全稳定裕度、安全稳定模式、控制措施灵敏度等信息,已形成了一整套应用于实际电力系统安全稳定量化评估和优化决策的方法^[8]。基于 OPF 技术建立了暂态稳定约束下的 TTC 数学模型,模型中全面各种约束条件,包括考虑机组发电功率上下限、支路和断面的热稳定极限、电压约束、等静态运行约束和预想故障集下的暂态稳定约束。在算法求解上,通过稳定性量化分析理论和算法 EEAC 获得预想故障集下系统的暂态稳定裕度,基于安全稳定模型的预防控制将非线性的暂态稳定约束转化成临界群出力的线性约束,提出了 TTC 的计算流程,并通过内点优化算法进行求解。

1 基于 OPF 的 TTC 数学模型

最大输电能力计算是在特定的电网状态下,根据网络参数、发电机出力变化范围、负荷功率变化范围、各类安全约束和灵敏度,在线计算区域间在某种负荷增长模式下的最大可用输电能力;形成以某一区域间安全条件下最大输电为目标的优化模型,通过快速的优化计算,得到当前网络状态下区域间最大输电能力所对应的发电机出力调整策略。

最优潮流法在求某一断面的 TTC 时,以输电断面上传输有功功率最大为优化目标。此时将潮流方程作为等式约束,把机组出力约束、节点电压约束、支路和断面的热稳定极限、电压约束等静态运行约束和预想故障集下的暂态稳定约束作为不等式约束,从而把 TTC 的计算问题转化为一个纯粹的非线性规划的数学问题。

1.1 目标函数

TTC 的计算问题可以描述为指定联络线组成的输电断面上传输有功功率最大化的优化问题,其目标函数可以表示为

$$\min F = - \sum_{i,j \in S_{\Omega}} P_{ij} \quad (1)$$

式中: P_{ij} 为线路 ij 上沿指定方向(送电侧到受电侧)输送的有功潮流; S_{Ω} 为断面线路集合。将目标函数取为最大传输容量的负值,将 TTC 的计算描述为一个含约束的极小化问题求解。

1.2 等式约束

系统的潮流方程是优化问题的等式约束,其表达式为

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j \in i} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j \in i} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_{Gi} 和 Q_{Gi} 分别为节点 i 发电机有功、无功功率; P_{Li} 和 Q_{Li} 分别为节点 i 有功和无功负荷; V_i 和 θ_i 分别为节点 i 的电压幅值和相角; $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为节点导纳矩阵的实部和虚部元素。

1.3 不等式约束

1.3.1 静态安全不等式约束

静态不等式约束的表达式为

$$\begin{cases} P_{gi}^{\min} < P_{gi} < P_{gi}^{\max} & i \in S_G \\ Q_{gi}^{\min} < Q_{gi} < Q_{gi}^{\max} & i \in S_R \\ V_i^{\min} < V_i < V_i^{\max} & i \in S_N \\ S_{ij}^{\min} < S_{ij} < S_{ij}^{\max} & (i,j) \in S_{CL} \end{cases} \quad (3)$$

式中, S_G 、 S_R 、 S_N 、 S_{CL} ,分别表示可调有功发电机集合、可调无功发电机集合、节点集合以及线路集合。

以上不等式约束,分别表示可调发电机有功出力的上、下限约束,可调发电机无功出力的上、下限约束,节点电压幅值的上、下限约束,线路静态运行约束。

1.3.2 热稳定约束

热稳定约束是指发生热稳定约束对应的故障集 $FS(n-1$ 故障)中任意故障的情况下,支路集 S (事先定义的容易发生功率越线的支路集合)中的所有支路都满足热稳定约束。其数学表达式为

$$|I_{k,ij}| < I_{post,ij}^{\max} \quad (i,j) \in S_{\Omega}, k \in F_S \quad (4)$$

式中, $I_{post,ij}^{\max}$ 为故障下线路 ij 的电流限值。

1.3.3 暂态稳定约束

暂态稳定约束是指在暂态稳定约束对应的故障集 F_T 中发生任意故障时,系统都不会暂态失稳。扩展等面积准则(EEAC)提供了系统在各故障场景下的暂态功角稳定裕度 η ,只要预想故障集中所有故障的 $\eta > 0$,则系统暂态稳定,据此可将暂态稳定约束表述为如下不等式约束:

$$\eta_k(u,x) \geq \varepsilon > 0 \quad k \in F_T \quad (5)$$

式中: u 、 x 分别为系统控制变量和系统状态变量; η_k 为预想故障集下故障 k 的暂态功角稳定裕度,它是关于系统控制变量和状态变量的复杂非线性函数; ε 为暂态功角稳定裕度最小值,其 $\varepsilon > 0$ 可以保证系统留有一定的稳定裕度; F_T 为暂态稳定预想故障集。

2 暂态稳定约束实用化

由于 TTC 的计算需要考虑预想故障集下的暂态稳定约束,使得 TTC 的求解成为包含了微分和代数方程的函数空间的非线性优化问题,直接求解十分困难。因此,将基于 EEAC 揭示的暂态稳定机理,通过约束转化技术将非线性的暂态稳定约束转化成临界群机组处理约束,把 TTC 的计算问题转化为一个纯粹的非线性规划的数学问题。

2.1 暂态稳定模式和限制性故障筛选

TTC 的计算需要考虑多种可信的预想故障才具有适用价值,但是在大多数预想故障下系统都能维持暂态稳定。如果把所有的预想故障都加入式(5)中同时处理,必然会造成计算量过大,为此需采用适当的故障筛选方法来降低问题规模,使得暂态稳定约束集降阶化、条理化。

EEAC 理论从多机系统运动轨迹出发,把系统划分为一对主导互补群{临界群 S,余下群 A},它们描述了系统的失稳模式。对于具有相同失稳模式的多种故障场景而言,满足最严重故障要求的调度功率完全可以满足该失稳模式下其他故障场景的要求。把相同失稳模式下的最严重故障作为限制性故障,搜索该故障的控制策略,得到的措施能够满足同一失稳模式下所有故障的要求。

综上所述,限制性故障的筛选流程如下:

- 1) 依据 EEAC 理论对预想故障集进行暂态稳定评估,获取失稳故障;
- 2) 依据失稳故障进行模式分类,对属于同一模式的故障归为同一类;
- 3) 依据稳定裕度辨识各失稳模式中最严重故障,不同模式的最严重故障就构成限制性故障集,并将其作为 TTC 计算的作用约束。

2.2 暂态稳定预防控制

暂态稳定约束式(5)是关于系统控制变量和状态变量的复杂非线性函数,为了使 TTC 的计算实用化,须将问题加以简化,用限制性故障的实用暂态安全稳定约束代替非线性约束。在研究多机系统的轨迹稳定性时,EEAC 指出:在大扰动下系统倾向于以 S 机群领先于 A 机群的失稳模式失稳。在临界群 S 和余下群 A 之间进行有功调度,减少临界群 S 机组出力并在余下群 A 机组中补偿,则有利于系统稳定性。为了量化某一失稳模式下不同机组对稳定性的影响程度,EEAC 算法根据两群内机组的能量分布给出了各机组的功角稳定性参与因子,S 群机组和

A 群机组的参与因子分别在 $[0,1]$ 、 $[-1,1]$ 区间规格化,参与因子大小反应了机组对系统稳定性的影响。S 群机组参与因子越大,减少其出力越有利于稳定该模式,A 群机组参与因子越小,增加其出力越有利于稳定该模式。因此,可将两群增减总出力约束取代上述非线性暂态稳定约束,发电机出力调整方向是经模式分析获得的临界机群减出力、剩余机群增出力组合,其增减出力限值来自于预防控制计算。

预防控制策略搜索优化模型的目标函数为

$$\min f = \sum_{k \in \Omega} C_{pk}(\Delta P_k) \quad (6)$$

式中: Ω 是可调措施指标集; $C_{pk}(\Delta P_k)$ 是措施 k 的调整代价(表达为注入修正量 ΔP_k 的线性函数)。

优化模型中需考虑系统的功率平衡约束和变量限值约束。

预防控制针对失稳的故障模式,综合各个模式的机组参与因子,剔除互斥的机组并排序。按照机组排序结果、候选控制措施的调整限值以及设定的步长形成多个调整方案并分别计算,选择满足所有故障模式且调整量最小的调整方案。

预防控制的计算结果在注入量空间中定义了一个由临界群发电机极限功率表示的暂态稳定域,该稳定域内的运行点满足约束(5),据此可将非线性的暂态稳定约束转化成线性的临界群机组出力约束,转化之后暂态稳定约束可以表示为

$$P_m \leq P_{m,OPF} - \Delta P_m, m \in N_{a,c} \quad (7)$$

式中: P_m 为失稳模式 m 下临界群机组有功出力; $P_{m,OPF}$ 为临界群机组在不考虑暂态稳定约束的 TTC 运行方式下临界群机出力; ΔP_m 为预防控制计算出的为稳定失稳模式 m 的临界群机组有功出力调整量。

3 TTC 算法

通过暂态稳定约束的实用化,TTC 问题已转化成纯粹的非线性规划问题,其计算步骤如下:

- 1) 静态安全运行约束下的 TTC 计算。采用现代内点算法求解静态安全运行约束(包括发电机容量约束、节点电压约束、线路热容量约束)下的 TTC。
- 2) 暂态稳定评估。基于 EEAC 的量化分析算法进行潮流和暂态稳定仿真,获得考察的预想故障集下系统的稳态场景和暂态过程;利用 EEAC 量化分析理论求取系统在各故障场景中的暂态稳定裕度。若存在故障场景使得系统暂态不安全,则提供失稳模式、机组参与因子,用于暂态稳定预防控制计算。
- 3) 过载评估。利用过载评估算法进行数据挖掘,

求取系统在各故障场景中的故障后设备过载裕度。

支路的过载安全裕度 η 定义为

$$\eta = \frac{L_{rat} - L_{rea}}{L_{rat}} \times 100\%$$

(8)

式中： L_{rat} 为监测支路额定值； L_{rea} 监测支路实际值。如果($L_{rat} > L_{rea}$)，则监测元件静态安全；如果($L_{rat} < L_{rea}$)，则监测支路静态不安全；如果($L_{rat} = L_{rea}$)，则监测支路临界安全。

4) 最优解判断。根据评估结果,若系统在每一故障场景下均暂态和静态安全,则已获得最优解,输出 TTC 值;否则继续步骤 5)。

5) 暂态稳定预防控制。若存在暂态失稳故障,则按照第 2 节方法筛选出限制性故障,通过暂态预防控制计算出临界群机组的调整量。

6) 过载预防控制。若存在故障后设备过载的故障,则采用潮流灵敏度分析技术计算出每台发电机出力对断面组成元件功率变化的灵敏度,按照灵敏度指标由大到小顺序对机组排序,逐步试探得热稳定控制策略。

7) 计及热稳定约束和暂态稳定约束下的 TTC 计算。根据预防控制措施,修正相关控制变量的约束条件重新计算 TTC,转步骤 2)。

根据上述步骤,可得到如图 1 所示的 TTC 算法流程。

4 仿真算例分析

4.1 TTC 计算结果

以广东电网某实际运行工况断面为测试系统,该系统有 110 台发电机,716 个母线,721 条支路,负荷为 28 649 MW,其中 60% 为感应马达模型,16% 为恒阻抗模型,24% 为恒功率模型。该网内,由“江茂双回 + 茂阳线 + 河春线”构成粤西外送断面,江茂双回为 500 kV 线路,茂阳线和河春线为 220 kV 线路。粤西外送断面承担着将粤西地区的电力输送到江门电网的任务,本算例将计算在预想故障集下粤西外送断面的最大传输容量。

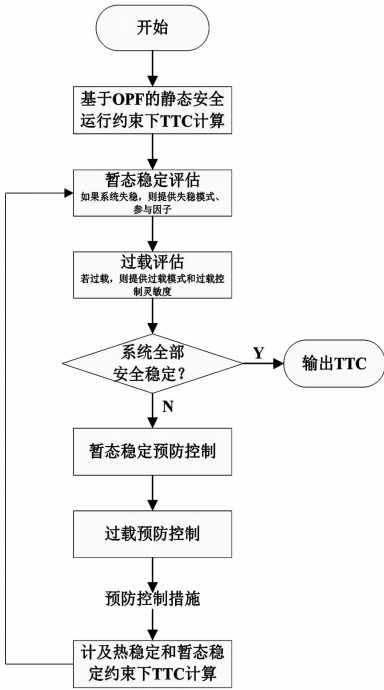


图 1 TTC 算法流程

OPF 目标函数设置为粤西外送断面线路的传输

表 1 静态和暂态稳定约束下 TTC 计算结果

发电机	输出上限/MW	输出下限/MW	静态 TTC 出力/MVA	暂态 TTC 出力/MVA
茂名 1 号	100	40	100 + j30. 53	100 + j30. 17
茂名 2 号	100	40	100 + j15. 59	100 + j15. 17
茂名 3 号	200	80	200 + j1. 53	200 + j12. 30
茂名 6 号	300	120	300 + j7. 70	300 + j13. 55
湛江 1 号	300	120	300 + j68. 83	230 + j44. 47
湛江 2 号	300	120	300 + j68. 44	230 + j44. 03
湛江 4 号	300	120	300 + j68. 44	230 + j44. 03
铜鼓 1 号	600	240	416. 76 + j126. 97	563. 09 + j127. 66
铜鼓 2 号	600	240	416. 56 + j126. 81	562. 84 + j127. 50
新田 1 号	200	80	188. 01 + j79. 98	199. 28 + j79. 98
新田 2 号	200	80	172. 11 + j79. 98	197. 73 + j79. 98

注:茂名厂、湛江厂属粤西地区机组,铜鼓厂、心田厂为江门地区机组粤西外送断面静态 TTC 为 1618.7 MW,暂态稳定约束下 TTC 为 1 410.9 MW

功率最大;控制变量包括为粤西地区机组、江门地区机组以及全网发电机无功出力;约束条件包括系统运行约束(节点电压约束、机组出力约束、线路电流约束)、 $N-1$ 故障下的热稳定约束和暂态稳定约束。热稳定约束故障集 F_s 设置为断面相关线路发生开断故障, S 为断面相关线路组成集合;暂态稳定约束故障集 F_T 设置为断面相关线路茂名侧线路首端发生三相短路故障, 线路 0.1 s 后切除 500 kV 线路故障, 0.12 s 后切除 220 kV 线路故障。

为显示暂态稳定性约束条件对 TTC 计算结果的影响, 这里计算出了只考虑静态运行约束和考虑暂态稳定约束的两种情况下 TTC 的结果。表 1 列出了两种情况的计算结果, 表 2 列出了两种情况下预想故障的暂态稳定裕度。

表 2 不同运行方式下预想故障暂态安全裕度

故障号	故障描述	安全裕度	
		静态	TTC 暂态 TTC
1	江茂 I 回茂名侧三相永久性故障	-54.39	56.54
2	江茂 II 回茂名侧三相永久性故障	-54.61	56.88
3	茂阳线茂名侧三相永久性故障	-26.88	36.47
4	河春线河东侧三相永久性故障	20.88	72.01

从表 1 和表 2 所示的 TTC 计算结果可见, 粤西外送断面受制于预想故障集下的暂态稳定约束, 使其外送极限传输容量由 1 618.7 MW 降低为 1 410.9 MW。因此, 忽略暂态稳定约束不可避免地会导致系统运行风险, 只有加入暂态稳定约束的 TTC 计算才具有实用价值。

5 结 语

基于 OPF 技术建立了考虑暂态稳定约束的 TTC 计算模型; 限制性故障的筛选技术解决了多个预想故障处理的难题, 使得暂态稳定约束集降阶化、条理化; 基于 EEAC 的预防控制技术解决了在 TTC 中考虑暂态稳定约束的难题, 并提出了工程可接受的适用算法, 特别有利于 TTC 在在线计算环境下的工程实施。广东电网仿真算例验证了算法的有效性和实用性。

参考文献

[1] North American Electric Reliability Council. Available

Transfer Capability Definitions and Determination: A Reference Document Prepared by TTC Task Force[R]. New Jersey, 1996.

[2] LA Scala Massimo, Trovato, Antonelli C. On-line Dynamic Preventive Control: An Algorithm for Transient Security Dispatch [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(2): 601-610.

[3] 袁越, 久保川淳司, 佐佐木博司. 考虑暂态稳定约束的可用传输能力计算[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(10): 34-39.

[4] 刘明波, 夏岩, 吴捷. 计及暂态稳定约束的可用传输容量计算[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(9): 28-33.

[5] 杨新林, 孙元章, 王海风. 考虑暂态稳定约束性约束极限传输容量的计算方法[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(10): 29-33.

[6] A. L. Bettiol, L. Wehenkel, M. Pavella. Transient Stability - constrained Maximum Allowable Transfer [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(2): 654-659.

[7] 薛禹胜. 运动稳定性量化理论: 非自治非线性多刚体系统的稳定性分析[M]. 南京: 江苏科学技术出版社, 1999: 173-194.

[8] 徐泰山, 刘华伟, 鲍颜红, 等. 基于静态和暂态安全稳定模式的大电网在线预防控制方法[P]. 中国: CN200710135089.2, 2007-11-8.

[9] 孙景强, 房大中. 暂态稳定约束下极限传输能力的计算[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(8): 21-25.

[10] Chen L, Tada Y, Okamoto H, et al. Optimal Operation Solution of Power System with Transient Stability Constraints[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems, 2001, 48(3): 327-339.

[11] Scalaml, Trovato M, Antonelli C. On-line Dynamic Preventive Control: An Algorithm for Transient Security Dispatch[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1998, 13(2): 601-610.

[12] Gan De - Qiang, Thomas R J, Zimmerman R D. Stability Constrained Optimal Power Flow[J]. IEEE Trans. on Power systems, 2000, 15(2): 535-540.

[13] Yue Yuan, Junji Kubokawa, Hiroshi Sasaki. A Solution of Optimal Power Flow with Multicontingency Transient Stability Constraints[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2003, 18(3): 1094-1102.

[14] 孙景强, 房大中, 鍾德成, 等. 暂态稳定约束下的最优潮流[J]. 电机工程学报, 2005, 25(12): 12-17.

[15] D. Ernst, D. Ruiz - Vega, M. Pavella, et al, A Unified Approach to Transient Stability Contingency Filtering, Ranking and Assessment[J]. IEEE Trans. on Power Sys-

tems,2001,16(3):435-443.

[16] David A K,Lin xu jun. Dynamic Security Enhancement in Power Systems[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2002,17(2):431-438.

[17] Found A A,Tong J. Stability Constrained Optimal Rescheduling of Generation[J]. IEEE Trans. on Power Systems,1993,8(8):105-112.

[18] 薛禹胜. 暂态稳定预防控制和紧急控制的协调[J]. 电力系统自动化,2002,26(4):1-4.

[19] 鲍颜红,徐泰山,许立雄,等. 暂态稳定预防控制及极限功率集群计算[J]. 电力系统自动化,2010,34(1):32-35.

作者简介:

兰 强(1985),工程师,主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制;

方勇杰(1964),研究员级高级工程师,主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制。

(收稿日期:2016-02-22)

(上接第 57 页)

$$\Delta t=t_2-t_1=(L-x)/c-x/c$$
$$x=\frac{1}{2}(L-c\Delta t) \tag{2}$$

式中: c 为超声波在 GIS 内部 SF_6 气体中的等效传播速度,约为 140 m/s ; t_1 为信号到传感器 1 的时间; t_2 为信号到传感器 2 的时间; L 为两传感器的距离; x 为放电点到其中一个传感器的距离。

顺序定位则是超声波时延定位的最简化方法,无需进行精确计算。将一个传感器(中心传感器)固定在 GIS 某个检测位置,将其他传感器放置在中心传感器四周邻近位置,如果中心传感器的信号总是领先于其他传感器的信号,则可判断放电源靠近中心传感器的位置。采用顺序定位法依次对每个 GIS 测点进行检测,即可确定异常信号是否来自 GIS 内部并找到信号源具体位置。

4 结 论

1) 基于大量现场开展的 GIS 超声波局部放电检测工作,研究了基于超声波原理的 GIS 局部放电现场检测及缺陷定位方法,就原始信号特征、信号频谱和信号源定位方法进行了分析。

2) 对实测得到的 GIS 局部放电及相关干扰的超声波信号特征进行了研究。分析了 GIS 内部悬浮放电、尖端放电的幅值和相位分布特点,分析了机械振动信号与局部放电信号在频域上的主要差异。

3) 研究了声电联合和超声波时延定位法在 GIS 局部放电检测及定位中的应用,声电联合定位法有助于排除干扰、初步定位,而超声波时延定位法则有助于精确计算局部放电缺陷在 GIS 内部的位置。

参考文献

[1] 洪国耀,赵羲英,陈冰. 小型化 SF_6 气体绝缘金属封闭开

关设备的研究开发[J]. 高压电器,2012,48(10):78-82.

[2] 律方成,金虎,王子建,等. 主分量稀疏化在 GIS 局部放电特征提取中的应用[J]. 电工技术学报,2015,30(8):282-288.

[3] 丁登伟,唐诚,高文胜,等. GIS 中典型局部放电的频谱特征及其传播特性[J]. 高电压技术,2014,40(10):3243-3251.

[4] 王建生,邱毓昌. 气体绝缘开关设备中局部放电的在线监测技术[J]. 电工电能新技术,2000,19(4):44-48.

[5] 张晓星,舒娜,徐晓刚,等. 基于三维谱图混沌特征的 GIS 局部放电识别[J]. 电工技术学报,2015,30(1):249-254.

[6] 韩小莲. GIS 局部放电检测系统的研究[D]. 西安:西安交通大学,1995.

[7] R. J. Van Brunt. Physics and Chemistry of Partial Discharge and Corona - Recent Advances and Future Challenges[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation,1994,11(5):761-783.

[8] 丁登伟,高文胜,刘卫东. 采用特高频法的 GIS 典型缺陷特性分析[J]. 高电压技术,2011,37(3):706-710.

[9] Boggs S. A,Stone G. C. Fundamental Limitations in the Measurement of corona and Partial Discharge[J]. IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation,1982,17(2):143-150.

[10] 司文荣,李军浩,黎大健,等. 基于宽带检测的局放脉冲波形快速特征提取技术[J]. 电工电能新技术,2008,27(2):21-25.

[11] L. E. Lundgaard. Partial Discharge —Part XIV: Acoustic Partial Discharge Detection— Practical Application [J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation,1992,8(5):34-43.

[12] 苑瞬. 全封闭组合电气局部放电超声传播特性及监测问题的研究[J]. 中国电力,1997,1(1):7-10.

[13] Lars E Lundgaard. Particles in GIS Characterization from Acoustic Signatures[J]. IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation,,2001,18(6):1064-1074.

(收稿日期:2016-05-06)

考虑热稳定极限下基于 受电区域的输电断面自动搜索方法研究

杨文武¹,王 彪²,王云丽²,蒋 帅¹

(1. 西安交通大学电气工程学院,陕西 西安 710049;
2. 国网四川省电力公司调度控制中心,四川 成都 610047)

摘 要:电力系统实际运行通常以监控输电断面作为控制电网运行的重要措施,输电断面一般也是电网的薄弱环节,找出薄弱环节需要通过大量的人工计算分析,并考虑热稳定、暂态功角稳定和暂态电压稳定等多方面约束,费时费力。为提高分析效率,通过对大量实际电网的薄弱环节特性分析,提出了一种基于受电区域的电网输电断面的自动搜索方法,约束仅考虑线路和主变压器的热稳定。根据实时潮流状态,以重载线路和脆弱线路为基础,利用受电区域的层次递进搜索策略及其停止原则,获得供电区域和受电区域之间的联络线,即初始断面,最后根据初始断面的潮流方向以及支路开断分布系数来确定关键断面。算例表明了算法的实用性。

关键词:受电区域;供电区域;安全裕度;潮流转移比;脆弱线路

Abstract:The monitoring of transmission sections are the important measures in actual operation of power grid, and transmission sections are also the weak points of power grid. Seeking for the weak points needs lots of manual calculation and analysis, and it needs consider thermal stability, transient angle stability, transient voltage stability and many other constraints, which is time – consuming. In order to improve the efficiency of the analysis, the characteristic analysis of the weak points for transmission sections is carried out, and the automatic search for transmission sections based on power – receiving partition is presented which only considers the thermal stability of line and main transformer. According to the state of real – time power flow, the search strategy and its stopping criterion based on the overload lines and fragile lines are used to obtain the tie lines between power supply region and power – receiving region, namely the initial transmission section. Finally, the key transmission section is determined by the power flow direction of the initial transmission section and breaking distribution coefficient. The examples show the practicability of the proposed algorithm.

Key words:power – receiving region; power supply region; safety margin; flow transferring ratio; fragile lines

中图分类号:TM732 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2016)04 – 0073 – 05

0 引 言

传统的输电断面是由电网运行专家通过离线分析、人工选择而得;但是由于人工计算的极限以及电网运行方式的日趋复杂,既会浪费很多时间,又不能满足大规模的实际电力系统的需要,因此,近年来越来越多的人关注到输电断面的自动识别。

目前,有关输电断面的识别及自动搜索方法主要有:1)通过网络拓扑和电气联系的紧密程度,将大规模复杂的网络划分为多个联系薄弱的子区间^[1-8],而输电断面就是这些子区间之间的联络线。该方法虽然能够使复杂的网络极大地得到简化,但是却无法对区间内的线路进行搜索,即会漏掉区间

内的输电断面。2)根据过载支路两端节点间的最短路径以及前 K 最短路径来找到受过载支路影响较为严重的线路组成输电断面^[9-13]。该方法没有考虑潮流大小的影响,而且求出来的输电断面是某几条回路串联起来的,并不是实际电网调度中心所需要的监控对象,难以用于工程实际。3)划分电源区和负荷区。该方法根据同步相量测量单元和 WAMS 提供的广域电压相角信息^[14],对电网中的母线群进行分群,计算量大,而且难于运用于工程实际。

所进行的研究适用于电网调度中心实际进行监控的输电断面,综合上述方法 2)和方法 3),以重载支路和脆弱支路为基础,利用图论相关知识,并结合线路潮流的安全裕度,求出电源区和负荷区,则电源

区和负荷区间的联络线为初始断面,最后根据初始断面的潮流方向以及支路开断分布系数来确定最终的关键断面。

1 输电断面相关概念

1.1 输电断面

通过对运行专家给出的断面结果的研究和分析,断面的主要特征如下:

- 1) 断面是电网的一个割集;
- 2) 断面中当有一条线路断开时,其他线路的安全裕度应比较小;
- 3) 断面中的线路间的联系紧密,相互之间的开断分布系数比较大;
- 4) 断面中的线路有功潮流方向相同,允许少量线路有功潮流方向不同,但其潮流应该很小。

显然,初始断面中的线路只是对输电断面的初步识别,而要想确定最终的关键断面,必须还要满足特征 3) 和特征 4)。所提方法将采用初始断面再到关键断面的逐步递进的输电断面自动发现方法。

1.2 线路安全裕度

线路安全裕度 M 的计算公式为

$$M = 1 - \frac{P}{P_m} \tag{1}$$

式中: P 为线路传输的功率; P_m 为线路的热稳定极限功率。

当电网正常运行时,通常线路的传输功率要小于其极限传输功率, M 在 $0 \sim 1$ 之间。但是,当断面中某条线路断开时,会引起与其紧密相连的其他线路有功潮流急剧增加,有可能超过线路的热稳定极限功率,此时 $M < 0$ 。

1.3 开断分布系数

电网中线路的开断分布系数计算公式为

$$P_j = P_{j0} + \lambda P_{i0} \tag{2}$$

式中:设过载支路为 L_i , P_{i0} 为支路 L_i 断开前的有功潮流; P_{j0} 为支路 L_i 断开前线路 L_j 的有功潮流; P_j 为支路 L_i 断开后线路 L_j 的有功潮流; λ 为支路 L_i 断开引起线路 L_j 有功潮流增加占 L_i 断开前有功潮流的比值,即开断分布系数。显然,取值在 $-1 \sim 1$ 之间。

开断分布系数 λ 表征了正常线路 L_i 断开后对线路 L_j 影响的严重程度, λ 越大,表明转移到 L_j 线路的有功潮流越多,影响就越严重。因此,关键断面

就是要找到 λ 大于某个阈值的线路集合,即

$$\lambda > k \tag{3}$$

式中, k 值的选取受线路的热稳定极限功率以及潮流大小等因素的影响,这里取 $= 0.2$ 。

2 输电断面的识别及自动发现

电力系统的运行工况由电源、负荷和网络结构来决定,因此区域间联系的强弱可以认为是由网络联系强弱和潮流交换大小两方面决定的。若两个区域间网架联系较弱,但同时潮流交换很小,则一般不会有安全稳定问题,需要监控的就是系统中网架联系较弱而潮流交换又很大的环节。

2.1 重载线路和脆弱线路的识别

目前电网静态安全运行是满足 $N - 1$ 检验,严格的 $N - 1$ 检验需要对全部线路进行 N 次断线分析,计算工作量很大。实际上,网络中有一些线路在开断后并不会引起系统过负荷。研究表明,大停电事故的发展和扩大阶段都与重载线路和脆弱线路息息相关^[15]。

重载线路:线路安全裕度小于某个阈值的线路。

脆弱线路:线路边介数大于某个阈值的线路。

边介数^[16-17]:网络中任意发电机和负荷节点的最短路径所经过该边的总次数与网络中总最短路径数之比。

计及电网等效图的方向性,以线路的电抗作为线路的权重,求取线路 L_i 的线路边介数 B_i 。具体算法步骤如下:

1) 将实际电网等效为有向图,线路的权重为该线路的电抗值;

2) 在 Warshall - floyd 算法的基础上,计算任意发电机和负荷节点之间的最短路径;

3) 统计通过网络中每条线路的最短路径数,求取每条线路的线路边介数。

线路边介数越大,说明经过该线路的供电路径数越多,线路介数的大小在一定程度上可以反映该线路在电网中的相对重要程度。因此,定义线路的脆弱性指标 λ_i 为

$$\lambda_i = B_i \tag{4}$$

兼顾输电系统网络拓扑结构和当前运行方式下的潮流分布的影响,符合输电网络功率传输的实际情况,更能够体现出电力系统电能传输的个性。 M

越小,线路的安全裕度越小; λ_i 越大,线路的脆弱程度就越高,说明线路对输电网的重要性就越大。无论是断开安全裕度越小的线路还是脆弱程度大的线路,都有可能对整个网络造成比较大的影响。

2.2 电网参数预处理

由于实际电网规模庞大,难以有效分析,需要根据其特征进行简化。实际电网通常有多个电压等级,在结构上包括多个厂站和负荷供电区域。每个厂站中包括多个电压等级和变压器,厂站中没有线路,实际电网的输电断面不可能出现在厂站中,因此厂站中所有节点可以合并为一个节点。为了研究简便,把每个发电厂和变电站的 220 kV 以上的母线挑选出来,并最终把相同发电厂和变电站的所有 220 kV 母线均命名为发电厂和变电站的名字。因此研究对象就是发电厂、变电站和线路,具体原则为:

1) 只考虑高压输电网(220 kV 及以上),不考虑配电网和发电厂、变电站的主接线;

2) 合并同塔双回的输电线,不计及并联电容支路(消除自环和多重线路),使模型成为简单图。

经上述初步简化,电网图就成为有 n 个节点和 k 条线路的稀疏连通图,由无向邻接矩阵和有向邻接矩阵分别表示。

2.3 电网有向邻接矩阵

根据实时潮流方式将电力系统抽象成一个图,图是抽象支路和节点的集合,它反映图所包含的各支路之间的联接关系^[18-19]。图可表示为 $G(V, E)$, V 表示顶点集合, E 表示边的集合。

设图中有 n 个顶点,则邻接矩阵为 $n \times n$ 阶方阵 $(a_{ij})_{n \times n}$,当 v_i 与 v_j 之间存在一条由 v_i 指向 v_j 的有向边时,则 $a_{ij} = 1$,否则 $a_{ij} = 0$ 。当 v_i 与 v_j 之间存在一条有 v_j 指向 v_i 的有向边时,则 $a_{ji} = 1$,反之 $a_{ji} = 0$ 。

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, \langle v_i, v_j \rangle \in E \\ 0, \langle v_i, v_j \rangle \notin E \end{cases} \quad (5)$$

2.4 受电区域扩展

提出一种有效的受电区域扩展算法,通过该算法能够简便快捷地搜索出以脆弱支路为基础的受电区域和供电区域。该算法首先根据实际运行电网生成无向邻接矩阵,在重载支路或脆弱支路断开后生成电网的有向邻接矩阵。选择断开支路的受端节点为根节点,根节点处于生成树的第 1 层,然后利用无向邻接矩阵搜索出与根节点直接相连的第 2 层节点及相应的支路,最后逐层搜索,满足一定的搜索终止条件,最终生成一个完整的路径树。经过判断,将路

径树中满足条件的叶节点相连的支路称为初始断面。

2.4.1 系统有向图

简化后的电网由发电厂、变电站和输电线路组成,将电网的支路抽象为图中的边,将母线抽象为图中的节点,线路中潮流的方向抽象为边的方向。图 1 为某简单系统按上述方法生成的有向图。

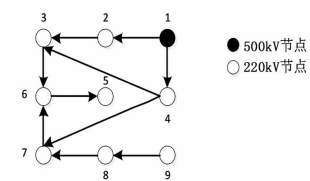


图 1 简单系统有向图

2.4.2 受电区域的生成

当系统某条支路开断后,因为受端节点接受的有功功率要保持不变,所以由于支路断开引起的潮流减少一定会从邻近的供电节点补充。所谓供电节点相当于电源区,在所提方法中分为 3 类:其一是 500 kV 节点;其二是坚强的 220 kV 节点,即此节点的出度为 1,且只向断开支路的受端供电,入度 ≥ 2 ,这样才能保证此节点供电可靠;其三是发电厂节点。

受电区域的扩展本质上属于各节点的逐层遍历过程。以所有重载支路的受端节点为根节点,逐一进行路径搜索,最终得到完整路径数的叶节点所连支路的集合。

以过载支路 l_{2-3} 为例来展示完整路径树的生成,即受电区域的选取过程。选取该过载支路的受端节点为根节点,从无向邻接矩阵中找出与根节点相连的节点,判断去除过载支路的送端节点,并确定对应的支路,组成完整路径数的第 2 层;第 2 层的所有节点组成下一步操作的扩展节点集合,顺序对该集合中的节点找出对应的扩展支路和扩展节点,完成对完整路径数的第 3 层搜索;重复上述过程,直到满足搜索停止条件,结束搜索,生成完整的路径树,也即生成了以重载支路为基础的受电区域,如图 2 所示。

搜索停止条件:1) 搜索到的节点为供电节点;2) 搜索到的支路的安全裕度小于阈值,表示此处为薄弱环节;3) 搜索到的节点的度为 1,表示已经形成了割集。图 2 中箭头不表示实际潮流方向,只表示算法搜索的过程。节点 1 为 500 kV 节点,节点 7 为 220 kV 坚强供电节点,节点 5 的度为 1,因此搜索到此处结束,生成完整的路径树,则受电区域就是节点 3、节点 4、节点 5 和节点 6,供电区域就是节点 1 和节点 7。

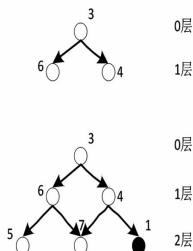


图 2 受电区域的生成

2.5 初始断面的获取

初始断面的获取方法如下:对生成完整路径树的所有叶节点进行遍历,判断其是否是供电节点或其所连支路是否是薄弱环节,若满足条件,则记录叶节点所连的支路,这些支路和重载支路构成初始断面。具体原则如下,流程图如图 3 所示。

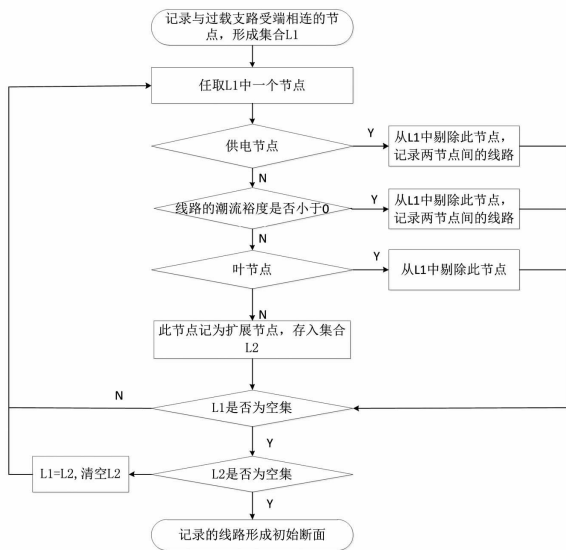


图 3 单个初始断面生成流程图

- 1) 从重载线路 L_{ij} 的受端节点 j 向外搜索,判断 L_{ij} 开后与节点 j 相连的线路的有功潮流裕度是否小于线路安全裕度阈值(阈值可自己设定),若是,则停止在此方向的搜索,该条线路作为初始断面中的一条线路;否则,继续向下一层搜索,直到没有与之相连的节点为止,即形成割集。
- 2) 若与受端节点 j 相连的节点为供电节点,则停止搜索,该线路作为初始断面中的一条线路。
- 3) 若与受端节点 j 相连的线路潮流方向由节点 p 流向节点 j ,而且线路潮流裕度 $> 60\%$,此时节点 p 作为考察节点,若节点 p 的入度 ≥ 2 ,出度等于 1,则节点称为坚强供电节点,则停止此方向的搜索,该线路作为初始断面中的一条线路。
- 4) 在规则 3) 的前提下,由节点 p 再向外扩展一层,若与 p 相连的节点中有断开线路 L_{ij} 的供端节点 i ,且潮流方向由供端 i 节点流向节点 p ,则将规则 3)

中的线路移出初始断面,将节点 i 与节点 p 之间的线路作为初始断面中的线路。

在搜寻过程中,若从不同方向搜索到同一节点,这说明该节点在受电区域内,此时舍弃其中一条路径。

2.6 关键断面的识别

统计出重载线路跳闸后初始断面中潮流方向相同的线路,将有功潮流方向不同的线路剔出初始断面;分别计算初始断面中所有线路在过载线路跳闸后的开断分布系数,当某条线路的开断分布系数大于阈值,即 $\lambda > k$ 时,将其选入关键输电断面。

3 算例分析

为了验证所提算法的有效性,以某实际电网某高峰负荷时期为研究对象,进行分析计算。该电网共有 158 条 220 kV 以上输电线路,116 台变压器,所研究时期是丰水期。该电网部分电力系统接线图如图 4 所示。

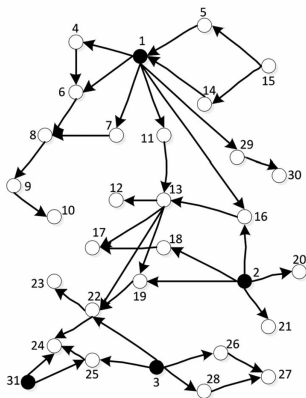


图 4 某实际电网接线图

取 $k = 0.2$,以同塔双回 l_{2-19} 为例来具体搜索关键输电断面,其完整路径树如图 5 所示,节点为 13、3、23 和 31,其中节点 23 的度为 1,形成了割集;节点 31 和节点 3 为 500 kV 供电节点;节点 13 相邻的支路安全裕度低于阈值,属于薄弱环节。依据上述规定,以 l_{2-19} 为断开支路的初始断面包括 l_{13-19} 、 l_{13-22} 、 l_{24-31} 、 l_{25-31} 和 l_{3-25} 。

选取关键断面,分别计算初始断面中的潮流转移比,经过计算,只有 l_{13-19} 的潮流转移比 $\lambda > 0.2$,所以求出的关键输电断面为 $l_{2-19} + l_{13-19}$ 。

表 1 分别列出所提方法求得的部分输电断面。仿真表明,所求的关键输电断面几乎覆盖了绝大多数实际受影响比较严重的输电断面,而且可以找出一些运行方式专家没有给出的关键输电断面,这个结论与对广泛大停电事故的分析结果是一致的。

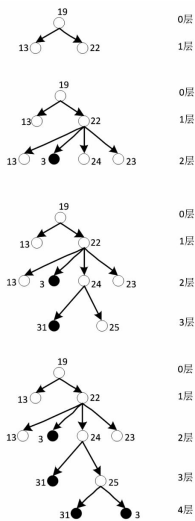


图 5 路径生成树

表 1 仿真结果

开断支路	初始断面	关键断面
l_{1-6}	$l_{4-6} + l_{1-7}$	$l_{1-6} + l_{4-6} + l_{1-7}$
l_{6-8}	l_{7-8}	$l_{6-8} + l_{7-8}$
l_{19-22}	$l_{3-22} + l_{24-25} + l_{24-31}$	$l_{19-22} + l_{3-22}$
l_{2-19}	$l_{13-19} + l_{3-22} + l_{24-31} + l_{3-25}$	$l_{2-19} + l_{13-19}$
l_{2-16}	$l_{1-11} + l_{1-16} + l_{2-18} + l_{2-19} + l_{13-19}$	$l_{2-16} + l_{2-19}$
l_{13-19}	$l_{2-19} + l_{19-22}$	$l_{13-19} + l_{2-19}$

4 结 语

通过对过载支路开断后潮流转移特征的分析以及实际运行中电网调度人员对输电断面需求分析,提出了以过载支路为基础,综合考虑潮流大小、线路热稳定极限等因素的影响,识别出电力系统的电源区和负荷区,并最终根据潮流方向和线路潮流安全裕度找到适用于调度运行人员需要的关键输电断面。所提方法不仅能够在线状态下仿真求出复杂网络的关键输电断面,大大减少了人工计算和分析的时间,而且具有在线应用的前景。整个算法基于精确的潮流计算,将系统安全分析的范围缩小到关键输电断面,从而大大减弱了分析的复杂程度,有利于电网连锁故障的预防。

参考文献

[1] 周德才,张保会,等. 姚峰. 基于图论的输电断面快速搜索[J]. 中国电机工程学报,2006,26(12):32-38.

[2] 赵峰,孙宏斌,张伯明. 基于电气分区的输电断面及其自动发现[J]. 电力系统自动化,2011,35(5):42-46.

[3] 雷成,刘俊勇,刘友波,等. 基于状态分区的输电断面

快速搜索[J]. 华东电力,2013,41(3):558-561.

[4] 任建文,魏俊姣. 基于 GN 分区的输电断面快速搜索[J]. 现代电力,2015,32(3):42-48.

[5] 侯俊贤,韩民晓,董毅峰,等. 基于子网络收缩的输电断面搜索方法[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(12):92-97.

[6] 罗钢,陈金富,石东源,等. 基于复杂网络理论的关键输电断面分析[J]. 中国电机工程学报,2013,33(25):147-155.

[7] 王涛,李渝,顾雪平,等. 考虑地理分区边界优化的电网关键输电断面辨识[J]. 电工技术学报,2014,29(4):220-228.

[8] 肖雅元,张磊,罗毅,等. 基于回路可靠性贡献指标的电网薄弱点分析[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(15):54-59.

[9] 苗世洪,马帅,尚亚男,等. 基于割点和路径搜索的输电断面快速识别方法[J]. 电力系统自动化,2014,38(2):39-45.

[10] 王增平,李刚,任建文,等. 基于前 K 最短路径的输电断面搜索新方法[J]. 电工技术学报,2012,27(4):193-201.

[11] 任建文,李刚,王增平,等. 基于背离路径的输电断面搜索新算法[J]. 电网技术,2012,36(4):121-127.

[12] 张富超,钟成元,张富春,等. 基于源流路径剖分的输电断面快速搜索[J]. 电路系统保护与控制,2015,43(12):8-13.

[13] 杨文辉,毕天姝,薛安成,等. 基于图论的潮流转移路径的快速搜索[J]. 电网技术,2012,36(4):84-88.

[14] 杨文辉,毕天姝,马强,等. 基于广域电压相角信息的输电断面快速识别方法[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(24):58-63.

[15] 陈晓刚,孙可,曹一家. 基于复杂网络理论的大电网结构脆弱性分析[J]. 电工技术学报,2007,22(10):138-144.

[16] 张国华,张建华,杨京燕,等. 基于有向权重图和复杂网络理论的大型电力系统脆弱性评估[J]. 电力自动化设备,2009,29(4):21-26.

[17] 蔡泽祥,王星华,任晓娜. 复杂网络理论及其在电力系统中的应用研究综述[J]. 电网技术,2012,36(11):114-121.

[18] 王海英,黄强,李传涛,等. 图论算法及其 MATLAB 实现[M]. 北京:北京航空航天大学出版社,2010.

[19] 卢开澄. 图论及其应用[M]. 北京:清华大学出版社,1995.

作者简介:

杨文武(1992),硕士,主要从事电力系统运行与控制;
王彪(1985),高级工程师,研究方向为电力系统紧急控制。

(收稿日期:2016-03-08)

甘肃电网重要断面稳控措施研究

宋建光,姚 巽

(国网甘肃省电力公司调度控制中心,甘肃 兰州 730030)

摘要:甘肃电网是西北电网的重要组成部分。由于地处西北电网中心地带,肩负着“西电东送”和“北电南送”的重任,与新疆、青海、宁夏、陕西 4 省均有重要 750 kV 的联络线。由于甘新断面、甘青断面、甘宁断面和甘陕断面均通过较大功率,甘肃电网的稳定与否也就成了西北电网稳定与否的关键。仿真了各个断面在 $N-2$ 故障下重要发电机相对功角和重要 750 kV 交流线频率,提出了针对实际情况的稳控措施,对提高甘肃电网重要断面的稳定性有一定指导作用。

关键词:甘肃电网;断面;稳控措施

Abstract: Gansu power grid is an important part of the northwest power grid. It is located in the center of Northwest Power Grid and bears the "west to east" and "north to south" transmission tasks. It has important 750 kV tie lines with Xinjiang, Qinghai, Ningxia and Shanxi provinces. The stability of Gansu power grid is the key to the stability of the Northwest Power Grid because the power going through the sections of Gansu - Xinjiang, Gansu - Qinghai, Gansu - Ningxia and Gansu - Shanxi is great. The relative power angles of important generators and frequency of important 750 kV AC lines under $N-2$ fault are simulated. The stability control measures for the actual situation are proposed and it plays a guiding role to improve the stability of the important sections of Gansu power grid.

Key words: Gansu power grid; section; stability control measures

中图分类号: TM74 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)04-0078-06

0 引言

甘肃电网处于西北电网的中部,是西北电网的重要组成部分,主网电压等级为 750 kV、330 kV^[1]。目前,甘肃电网总装机量约为 30 000 MW,地区负荷约为 15 000 MW,外送需求迫切。尤其是甘肃西北部敦煌桥湾地区大量风电接入、河西地区大量光伏接入,而这些地区负荷不大无法就地消纳,使得新能源外送需求迫切^[2]。甘肃电网总体结构是细长型,甘肃西北部和甘肃南部通过细长的河西走廊相连。在西电东送的大形势下,新疆送到甘肃和甘肃西北部的新能源主要通过河西走廊中的线路输送至甘肃南部,再经由甘肃南部进行外送。相对来说,甘肃西北部与新疆、青海联系紧密,甘肃南部与陕西、宁夏、青海西宁地区联系紧密,而西北部和南部联系相对来说不紧密^[3]。

随着大规模联合电力系统的逐步形成,远距离和大功率输电线路的出现,系统发生事故导致大面

积停电的概率增加,而保证安全可靠的供电是电力系统运行的首要要求,因此对系统进行安全稳定分析是十分必要和重要的^[4]。文献[5]分析了甘肃电网冬季及夏季大运行方式下系统的动态稳定性。文献[6]提出了甘肃陇南南部电网运行优化及安全稳定的控制方案,对如何根据实际情况采取稳控措施给出了有益的分析。

下面对甘肃内部断面和与外部联络断面进行了 $N-1$ 故障扫描,重点仿真了甘陕断面、甘宁断面、甘青断面、甘新断面和甘肃内部断面在 $N-2$ 故障下重要发电机相对功角和重要 750 kV 交流线频率,提出了针对实际情况的稳控措施,对提高甘肃电网重要断面的稳定性有一定指导作用。

1 $N-1$ 故障下的稳控措施

对甘肃内部断面和与外部联络断面进行 $N-1$ 故障扫描,大部分均未发现元件过载情况,未发现严重故障情况。仅仅是敦煌变电站 $N-1$ 下有可能发

表 1 典型方式下甘肃 750 kV 各主变压器的通过功率

名称	变电容量/MVA	冬大方式/MW	冬小方式/MW	夏大方式/MW	夏小方式/MW
武胜	2×2 100	1 293.4	1 220.5	1 265.6	990.6
白银	1×1 500	304.5	420	194.6	25
河西	2×2 100	173.1	409.8	67.6	486.3
敦煌	2×2 100	2 026.5	1 309.5	1 658.1	1 656.6
沙州	1×2 100	85.9	68.6	72.9	66.4
天水	1×2 100	275.3	29.9	278.2	284
兰州东	2×1 500	145.1	113.5	433.9	342.2
平凉	1×2 100	225.1	218.6	308.1	346.8
酒泉	2×2 100	60.8	248.9	134.6	22.1

生过载情况,如表 1 所示。

750 kV 敦煌变电站接入风电规模大,330 kV 及以下电压等级接入的风电容量达到 7 000 MW 左右,在输电通道允许时,风电出力可达到 4 000 MW 以上。敦煌变电站主变压器规模为 2×2 100 MVA,正常时需预控上网功率不超过主变压器容量。在主变压器 $N-1$ 故障时,如果超过主变压器容量,则需要根据情况采取安控措施切除部分风电,保证敦煌变电站满足 $N-1$ 要求。

2 $N-2$ 故障下的稳控措施

由于 $N-1$ 故障不会造成严重后果,因此重点研究 $N-2$ 故障下各个断面的稳控措施,包括甘陕断面、甘宁断面、甘青断面、甘新断面和甘肃内部断面。

2.1 甘陕断面

2015 年甘陕断面网络结构发生重要变化:第二联络通道 750 kV 天水—宝鸡双回线投运,与 750 kV 平凉—乾县双回线形成双通道;同时天水—宝鸡 330 kV 线路开断,解开 750 kV/330 kV 电磁环网。

陕甘断面输送方式一般为西电东送,经仿真,输送功率极限受限于 750 kV 乾县—平凉双回线 $N-2$ 故障后 750 kV 天水—宝鸡双回线的静态稳定水平,稳定极限约为 8 200 MW。因此提出稳控措施,在正常运行方式下,控制甘陕断面输送功率不超过 8 200 MW。在现有夏季大运行方式下,分别设置重要 750 kV 线路 $N-2$ 故障,故障均是 750 kV 双回线短路,监视甘肃南部地区重要发电机功角是否失步以及频率是否可以保持稳定;同时,检验以往稳控措施合理

与否,如果不合理,提出新的合理的稳控措施。

下面,以乾县—平凉双回线为例,设置 $N-2$ 故障:发生异名两相同时接地故障,重合不成功双回线三相同时跳开。利用软件进行故障设置,进行仿真后得到结果。监视甘肃南部重要发电机功角如图 1 所示。

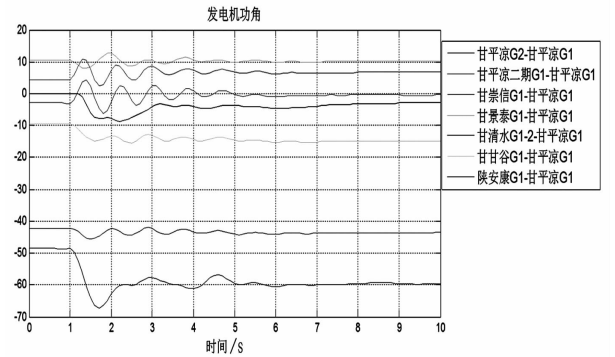


图 1 乾县—平凉重要发电机相对功角曲线

图 1 是故障之后,甘肃南部重要发电机的相对功角曲线。选取甘肃平凉电厂为参考,监测陕西电厂和其他甘肃电厂相对平凉电厂的相对功角。从图 1 上可以看出,故障之后发电机相对功角略有波动,但未超过 180°。说明系统可以保持暂态稳定。

同时监测南部重要 750 kV 母线的频率,如图 2 所示。

由图 2 可以看出,故障之后母线频率略有波动,但很快恢复稳定。频率波动中极限值为 50.06 Hz 和 49.98 Hz,在允许的范围内。所以频率稳定,无需进行切机或者切负荷的稳控措施。经分析,乾县—平凉事故前功率约为 2 092 MW,事故后功率绝大部分转由天水—宝鸡输送。对夏季大运行方式做完仿真后,再对冬季大运行方式进行仿真。结果发

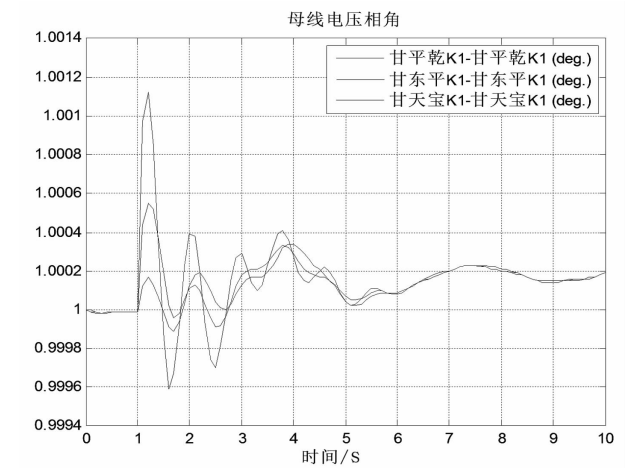


图 2 乾县—平凉重要 750 kV 交流线频率

电系统仍可保持暂态稳定。此外,还仿真了兰州东—平凉、兰州东—天水 and 宝鸡—天水回路的 $N-2$ 故障,细节不再赘述。

甘陕断面仿真分析的主要结论和稳控措施如下:2014 年甘陕断面第 2 通道兰州东—天水—宝鸡 750 kV 线路投入,使得甘陕断面输电能力大大增强。经过校验,确定甘陕断面静态稳定极限为 8 200 MW。当其中一个通道发生 $N-2$ 故障时,原来由该通道输送的功率转由另外一个通道输送;同时,由于目前运行方式下,甘陕断面输送功率并不大,综合上述两点原因,4 个重要 750 kV 线路发生 $N-2$ 故障并不会造成系统失步和不稳定。部分故障需要采取稳控措施,其中乾县—平凉 $N-2$ 故障需要采取新的稳控措施:天水变电站加装稳控装置,监测乾县—平凉双回线。一旦发生 $N-2$ 故障,切除崇信、平凉、西固等电厂机组约 1 000 MW,以保证主变压器不过载。兰州东—平凉 $N-2$ 故障需要采取如下稳控措施:切除平凉或景泰一台机 150 MW,以维持系统频率稳定。天水—宝鸡 $N-2$ 故障采取稳控措施如下:平凉变电站装置监测天水—宝鸡双回线,一旦发生 $N-2$ 故障,切除崇信、平凉、西固等电厂机组约 900 MW,以保证平凉变电站不过载。

为此提出建议,随着甘肃西北部新能源的接入,甘肃西电东送的需求愈加迫切。可以预见,甘陕断面在未来输送的功率可能会持续增加,因此,条件允许可以在天水变电站、平凉变电站再分别加装 1 台 2 100 MW 的主变压器。加装主变压器后,将有效提高断面功率的输送能力。发生 $N-2$ 故障后,也不用再进行切机。

2.2 甘宁断面

甘宁断面网架结构变化:2015 年甘宁断面第 2 通道平凉—六盘山—太阳山 750 kV 工程投运,甘宁断面形成了 4 回 750 kV 联络线,考虑断开原甘宁断面 330 kV 联络线路,解开 750/330 kV 电磁环网。第 2 通道投运后,甘宁断面功率输送能力大大提高,同时在北电南送的情况下缓解了白银—黄河线路的压力。在现有夏季大运行方式下,分别设置甘宁断面的重要 750 kV 线路 $N-2$ 故障,故障均是 750 kV 双回线短路,监视甘肃南部地区重要发电机功角是否失步以及频率是否可以保持稳定。

下面,以黄河—白银双回线为例,设置 $N-2$ 故障:发生异名两相同时接地故障,重合不成功双回线三相同步跳开。利用软件进行故障设置,进行仿真后得到结果。监视甘肃南部重要发电机功角和重要 750 kV 交流线频率如图 3 和图 4 所示。

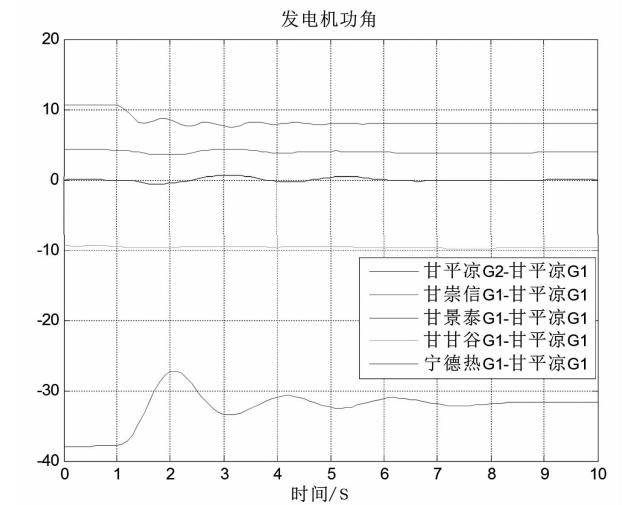


图 3 黄河—白银重要发电机相对功角曲线

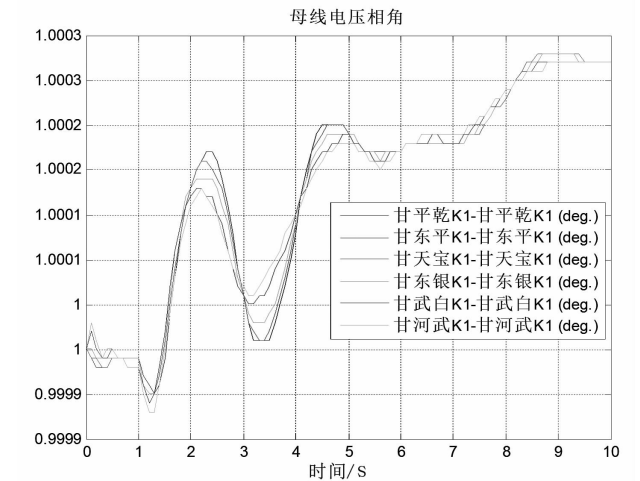


图 4 黄河—白银重要 750 kV 交流线频率

从图 3 中可以看出故障发生后发电机之间并没有发生失步问题。可以认为系统保持了暂态稳定。

从图 4 中可以看出,甘宁断面上的交流线和附近的交流线频率会略有上升,但在允许范围之内,所以在现有的运行方式下无需采取稳控措施。

综上所述,黄河—白银 $N-2$ 故障不需要采取稳控措施。此外,还仿真了兰州东—白银、武胜—白银回路的 $N-2$ 故障,细节不再赘述。

2.3 甘青断面

2015 年甘青断面网架结构并未发生重大变化,由 750 kV 武胜—西宁交流线和 750 kV 兰州东—官亭构成。在现有夏季大运行方式下,分别设置重要 750 kV 线路 $N-2$ 故障,故障均是 750 kV 双回线短路,监视甘肃南部地区重要发电机功角是否失步以及频率是否可以保持稳定。

下面,对武胜—西宁、兰州东—官亭双回线设置 $N-2$ 故障:发生异名两相同时接地故障,重合不成功双回线三相同时跳开。利用软件进行故障设置,进行仿真后得到结果。下面直接给出主要的分析结论和稳控措施。

相对而言,武胜—西宁输送功率较大,而兰州东—官亭输送功率较小,所以武胜—西宁发生故障时对系统影响较大需要采取稳控措施以保证系统频率稳定;而兰州东—官亭发生故障时对系统影响不大,故无需采取稳控措施。在兰州东变电站加装稳控装置,兰州东变电站监测武胜—白银线路,一旦发生 $N-2$ 故障,将切机命令下发至兰铝、西固、连城等电厂,切机量整定在 290 MW 左右。

2.4 甘新断面

2015 年甘新断面第 2 通道甘肃沙洲—新疆哈密南投运,和原来第 1 通道甘肃敦煌—新疆哈密形成 4 回线的联络通道。第 2 通道的投入使得断面间的输送功率大大提高,即使其中 1 个通道发生故障,另 1 个通道也可以传输盈余功率。分别对沙洲—哈密南、敦煌—哈密、敦煌—酒泉双回线设置 $N-2$ 故障:发生异名两相同时接地故障,重合不成功双回线三相同时跳开。利用软件进行故障设置,进行仿真后得到结果。主要的分析结论和稳控措施如下。

沙洲—哈密南 $N-2$ 故障下的稳控措施,由于敦煌主变压器是重载主变压器,所以一旦敦煌—哈密线路输送功率上升,有可能会超过敦煌主变压器的额定容量。由此制订稳控措施,沙洲—哈密南发生 $N-2$ 故障后,敦煌变电站下发切机命令,切除敦煌地区上网风电 300 MW,依次保证敦煌主变压器

不过载。

敦煌—哈密 $N-2$ 故障,该故障发生后系统保持暂态稳定,频率不会受到明显影响,主变压器不存在过载问题,因此无需采取稳控措施。

敦煌—酒泉 $N-2$ 故障下的稳控措施,该故障一旦发生,在沙洲变电站、敦煌变电站加装振荡解列装置,故障发生后新疆机组和整个西北电网机组失步,因此解开沙洲—哈密南双回线、敦煌—哈密双回线,使得新疆电网脱离出整个西北电网。采取解列措施后,使得甘肃电网不再受新疆电网影响,发电机功角稳定,频率稳定;另一方面,解列后甘肃敦煌地区风电无法送出,而本地负荷无法消纳:所以在解列的同时需要进行切机,切除敦煌、桥湾地区全部上网风电,以保持敦煌地区的频率稳定。

2.5 甘肃内部断面

经过上面的分析,甘肃网架中 750 kV 的交流线基本都已经分析完毕,只剩下酒泉—河西 750 kV 双回线需要研究。由于酒泉—河西处在狭长的河西走廊上,是甘肃电网西电东送的唯一通道,所以发生故障后可能会造成严重后果。设置 $N-2$ 故障:发生异名两相同时接地故障,重合不成功双回线三相同时跳开。利用软件进行故障设置,进行仿真后得到结果。监视酒泉—河西 750 kV 双回线重要发电机功角和重要 750 kV 交流线频率,如图 5 和图 6 所示。

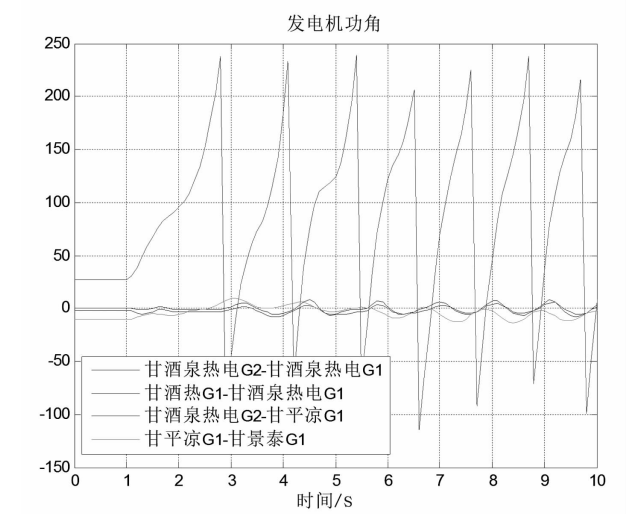


图 5 酒泉—河西重要发电机相对功角曲线

图 5 中可以看出,酒泉地区发电机相对功角稳定,甘肃南部地区发电机相对功角稳定,但酒泉地区相对甘肃南部地区发电机功角振荡剧烈,说明系统已经失去暂态稳定。

从图 6 可以明显发现,西北地区频率严重失稳。

说明系统已经失去稳定,需要采取稳控措施去解决问题。经过进一步分析,发现新疆电网机组、甘肃西北部酒泉地区机组和全网失步,因此应该采取解列措施。

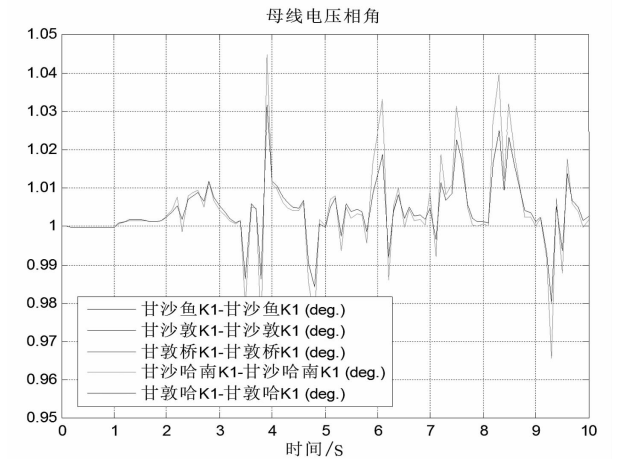


图 6 酒泉—河西重要 750 kV 交流线频率

解列断面选择泉鱼断面,即酒泉—河西、沙洲—鱼卡。酒泉—河西已经发生 $N-2$ 故障,此时应解开沙洲—鱼卡双回线,使得新疆地区连带甘肃西北部地区解列出西北主网;同时,由于甘肃西北部地区敦煌、桥湾上网风电无法送出,需要进行部分切机,切机量经过仿真整定在 2 600 MW 左右较为合适。

由此,提出酒泉—河西 $N-2$ 故障下的稳控措施:酒泉变电站加装稳控装置,监测酒泉—河西线路状况,一旦发生 $N-2$ 故障,传递命令至沙洲变电站,解开沙洲—鱼卡双回线;同时,向敦煌变电站、桥湾变电站发出切机命令,切除敦煌、桥湾地区上网风电和酒泉热电厂 1 台机共计 2 600 MW。

采取稳控措施之后,酒泉—河西 750 kV 双回线重要发电机功角和重要 750 kV 交流线频率如图 7 和图 8 所示。

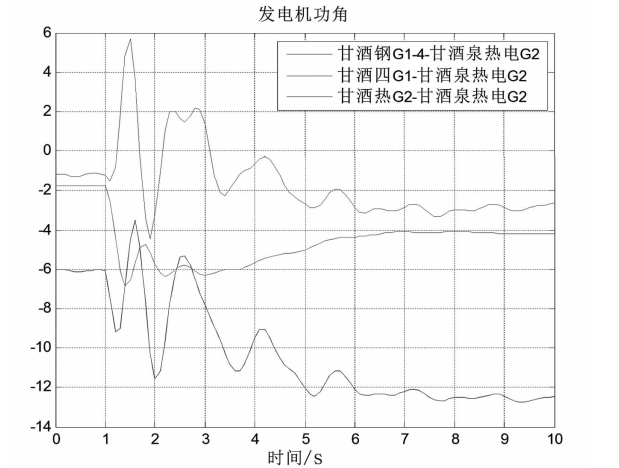


图 7 采取稳控措施后酒泉—河西重要
发电机相对功角曲线

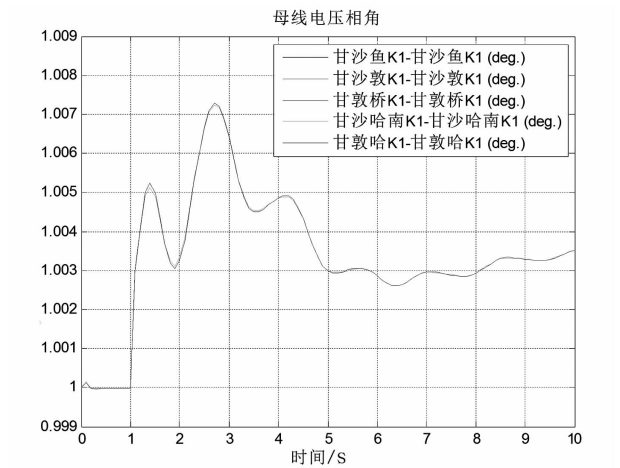


图 8 采取稳控措施后酒泉—河西重要
750 kV 交流线频率

由此可见,采取稳控措施之后系统相对功角稳定、交流线路频率稳定,可以认为稳控措施得当。主要的分析结论和稳控措施如下:

地处狭长的河西走廊地区,酒泉—河西 750 kV 肩负着甘肃电网西电东送的重任;同时,酒泉—河西也是唯一的输送通道;所以,一旦发生故障,将导致甘肃西北部和甘肃南部发电机失步,系统失去暂态稳定。此时,就需要进行解列,以保持系统的稳定性。稳控措施如下:酒泉变电站加装稳控装置,监测酒泉—河西线路状况,一旦发生 $N-2$ 故障,传递命令至沙洲变电站,解开沙洲—鱼卡双回线;同时,向敦煌变电站、桥湾变电站发出切机命令,切除敦煌、桥湾地区上网风电和酒泉热电厂 1 台机共计 2 600 MW。

3 结 论

通过对甘肃电网几个重要断面的故障进行仿真,得出了 $N-1$ 故障对电网稳定影响并不严重的结论,在 $N-2$ 故障下分析了故障对重要发电机相对功角和重要 750 kV 交流线频率的影响,并提出了合理的稳控措施。甘陕断面网络结构发生了重要变化,提出了在部分地区加装主变压器等新的稳控措施。甘宁断面在现有的运行方式下无需采取稳控措施。甘青断面中武胜—西宁发生故障时对系统影响较大需要采取稳控措施以保证系统频率稳定,而兰州东—官亭发生故障时对系统影响不大,故无需采取稳控措施。对于甘新断面,故障一旦发生,在沙洲变电站、敦煌变电站加装振荡解列装置,故障发生后新疆机组和整个西北网机组失步,因此解开沙洲—哈密南双回线、敦煌—哈密双回线,使得新疆电网脱

离出整个西北电网。由于甘肃内部断面地处狭长的河西走廊地区,酒泉—河西也是唯一的输送通道,所以,一旦发生故障,将导致甘肃西北部和甘肃南部发电机失步,系统失去暂态稳定。此时,需要进行解列,以保持系统的稳定性。

参考文献

[1] 梁才,刘文颖,周喜超,等. 750 kV 电网在甘肃电网中的降损作用分析[J]. 电网技术,2012,36(2):100 – 103.

[2] 董立娟. 大规模风电接入对甘肃电网安全运行影响的研究[D]. 保定:华北电力大学,2012.

[3] 史兆杰. 甘肃河西电网 750/330 kV 电磁环网解环研究[D]. 兰州:兰州理工大学,2011.

(上接第 28 页)

作系统接入点,这样研究两个分布式电源之间的线路保护,就可用前面所述原则研究分布式电源接入点之间的线路保护了,只是,IED4 电流相当于式(1)中的 I_1, I_f 此时则为 IED6 处测量到的正方向电流。

由于研究方法相同,故主要研究上游区域的保护失去选择性的情况,不再详细阐述下游区域的改进方案。

5 结 语

随着越来越多的分布式电源接入配电网,传统的电流保护已经受到很大的影响。DG 接入配电网后,DG 下游区域保护的灵敏度得到了提高,但是 DG 接入点的上游区域会出现保护误动或者拒动的可能。根据分析,DG 在容量很大的时候,DG 上游区域主要会出现保护误动的问题。针对这种情况,利用 WAMS 对 DG 接入点反向出口处的电流值进行采集,通过研究,对上游区域各保护进行在线修改,以达到防止保护误动的目的。该方法相较于文献[11]提出的广域自适应保护,利用的数据量少,原则简单,计算量小,能更快地做出判断,更有利于防止保护误动。

参考文献

[1] 张超,计建仁,夏翔. 分布式发电对配电网馈线保护的影响[J]. 继电器,2006,34(13):9 – 12.

[2] 黄伟,雷金勇,夏翔,等. 分布式电源对配电网相间短路保护的影响[J]. 电力系统自动化,2008,32(1):93

[4] 蔡希鹏,柳勇军,徐光虎,等. 海南电网与主网联网后的稳控措施研究[J]. 南方电网技术,2009,3(5):46 – 49.

[5] 智勇,王官宏,肖洋,等. 750 kV 线路投运后甘肃电网动态稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(3):114 – 118.

[6] 米雪峰. 甘肃陇南南部电网运行优化及安全稳定控制方案[D]. 保定:华北电力大学,2013.

作者简介:

宋建光(1980),工程师,主要研究方向为电网调度、电力系统稳定性;

姚 巽(1984),工程师,主要研究方向为电网调度、电力系统稳定性。

(收稿日期:2016 – 02 – 14)

– 97.

[3] Nouredine Hadjsaid. 有源智能配电网[M]. 北京:中国电力出版社,2012.

[4] 张青杰,陆于平. 基于故障相关区域自适应划分的分布式保护新原理[J]. 电力系统自动化,2008,32(7):39 – 52.

[5] 牟龙华,陆健. 微网的有限广域一体化保护[J]. 电力系统及其自动化学报,2012,24(6):20 – 25.

[6] 孙景钉,陈荣柱,蔡轼,等. 含分布式电源配电网的故障定位新方案[J]. 电网技术,2013,37(6):1645 – 1650.

[7] 丛伟,潘贞存,赵建国. 基于纵联比较原理的广域继电保护算法研究[J]. 中国电机工程学报,2006,26(21):8 – 14.

[8] 苗世洪,刘沛,林湘宁,等. 基于数据网的新型广域后备保护系统实现[J]. 电力系统自动化,2008,32(10):32 – 36.

[9] 许克明,熊炜,配电网自动化系统[M]. 重庆:重庆大学出版社,2007.

[10] 陶顺,郭静,肖湘宁. 基于电流保护原理的 DG 准入容量与并网位置分析[J]. 电网技术,2012,36(1):265 – 270.

[11] 王希. 广域自适应保护新原理研究[D]. 北京:华北电力大学,2012.

作者简介:

张翠娟(1986),工程师,长期从事电力系统继电保护工作;

古 昕(1989),硕士、助理工程师,研究方向为电力系统继电保护;

吕飞鹏(1968),教授、硕士生导师,研究方向为电力系统继电保护和故障信息处理智能系统等。

(收稿日期:2016 – 04 – 11)

某 330 MW 机组 SCR 脱硝系统运行优化调整试验分析

刘 义,覃泽棒

(广州粤能电力科技开发有限公司,广东 广州 510600)

摘要:通过对某 330 MW 机组选择性催化还原法(SCR)脱硝系统进行运行优化调整试验分析,阐述在不同负荷下的系统脱硝率、氨逃逸浓度、SO₂/SO₃ 转换率、系统入口烟气流量、系统阻力、系统温降及温度场等运行特性,为后期机组运行排放达到环保指标,提高脱硝效率并减少氨逃逸,实现对喷氨系统进行精确调整提供技术依据和必要的数据,也为其他 SCR 系统进行优化调整试验研究提供借鉴的思路。

关键词:脱硝系统;选择性催化还原法;运行优化调整试验;分析

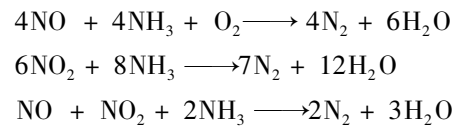
Abstract: The results of operation optimization adjustment test of SCR denitrification system in a 330 MW unit are analyzed, and the operating parameters such as denitrification efficiency, ammonia loss ratio, SO₂/SO₃ transfer ratio, system resistance, system temperature drop and temperature field under different operating loads are described. Based on the study, the relevant technical basis and necessary parameters are obtained to achieve the environmental protection index for unit emission, improve denitrification efficiency, realize more precise adjustment to ammonia injection system and decrease the ammonia loss ratio, which provides a reference for further research on optimization adjustment test of SCR system.

Key words: denitrification system; selection catalytic reduction (SCR); operation optimization adjustment test; analysis

中图分类号:TM621.9 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2016)04-0084-04

0 前 言

氮氧化物(NO_x)是主要的大气污染物之一,是造成区域酸雨频率居高不下的的重要原因,还是生成臭氧的重要前体物之一,会产生多种二次污染物。火电厂氮氧化物排放总量大而且集中,降氮脱硝技术成熟,减排效果明显^[1]。全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造,是推进煤炭清洁化利用、改善大气环境质量、缓解资源约束的重要举措^[2]。为响应国家超低排放号召,减少污染物 NO_x 对环境的影响,提供清洁能源,建设绿色环保电厂,改善大气环境质量,广东省已在 2012 年年底完成了珠江三角洲地区内 300 MW 以上燃煤机组降氮脱硝工程改造,即低氮燃烧技术(low NO_x burner, LNB) + 选择性催化还原法(selection catalytic reduction, SCR)。其中选择性催化还原法(SCR)是一种干法脱硝方法,反应的基本原理是:



1 系统简介

某电厂 4 号机组采用上海锅炉厂生产的 300 MW 亚临界锅炉,一次中间再热控制循环汽包炉,四角切圆燃烧,固态排渣,平衡通风,全钢构架,露天布置。由于电厂前期进行增容改造,机组容量达到 330 MW,因此本工程脱硝系统规模按 330 MW 考虑,采用选择性催化还原法(SCR)。

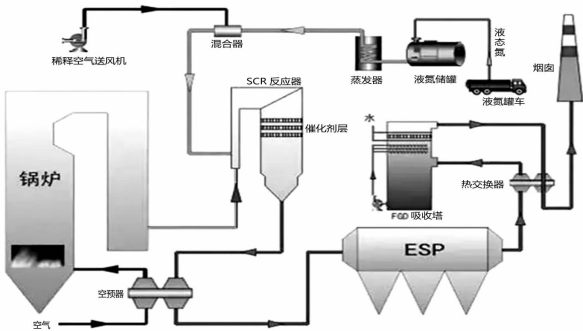
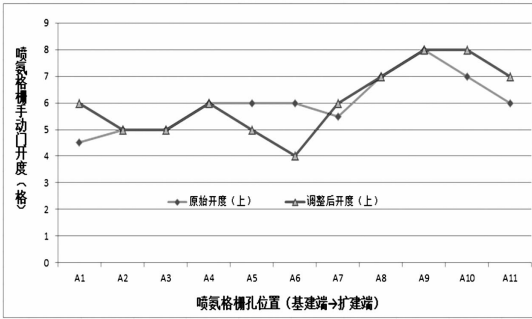
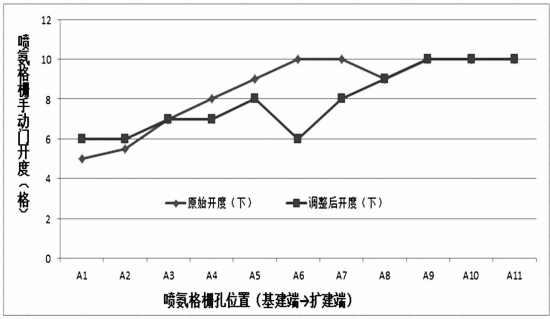


图 1 脱硝系统工艺流程示意图

SCR 系统设备安装在锅炉省煤器出口至空预器入口的烟道之间,反应区全套 SCR 装置和氨区公用系统由东方电气集团东方锅炉股份有限公司设计



a) A 侧上喷氨格栅手动门调整开度曲线



b) A 侧下喷氨格栅手动门调整开度曲线

图 2 氨格栅手动门调整度曲线

及提供。催化剂层数按 2 + 1 模式布置,初装 2 层预留 1 层,在设计煤种及校核煤种、锅炉最大连续出力工况、处理 100% 烟气流、SCR 入口烟气氮氧化物浓度 600 mg/Nm³,在布置 2 层催化剂条件下脱硝效率 ≥80%,布置单层催化剂条件下每套脱硝系统设备脱硝效率均不小于 50%。催化剂采用蜂窝式催化剂,主要活性成分为 TiO₂、V₂O₅ 及 WO₃,还原剂采用液氨。系统工艺流程如图 1 所示。

2 优化调整试验分析

鉴于烟气脱硝装置的催化剂需要高额的费用,并且催化剂使用寿命短^[3],为提高催化剂寿命,降低锅炉引风机电耗,既保障机组排放达到环保指标,又保证机组的安全、稳定、经济运行,通过对 SCR 系统脱硝率、氨逃逸浓度、SO₂/SO₃ 转化率、系统入口烟气流场、系统阻力、系统温降及温度场等的优化调整与分析,研究其对系统运行的影响,为锅炉脱硝装置的安全运行提供技术依据和必要的数据,实现后期在运行过程中对 SCR 喷氨系统进行精确调整,建立与 NO_x 的浓度分布场相一致的 NH₃ 的喷入剂量,从而保证在 SCR 烟气脱硝系统的每个区域 NO_x 与 NH₃ 化学当量匹配,避免出现 NH₃ 不足或过剩的局部区域,进而提高脱硝效率并减少氨逃逸。

2.1 脱硝出口均匀性调整试验

经测试 B 侧脱硝出口浓度较为均匀,因此未对 B 侧喷氨格栅控制手动门进行调整,仅对 A 侧喷氨格栅控制手动门进行了调整,保障调整后出口 NO_x 浓度偏差控制在 10% 以内。A 侧上下喷氨格栅手动门调整结果如图 2 a)、图 2 b) 所示。建议后期在机组停机检修期间对喷氨格栅进行堵塞检查,以保

证喷氨均匀性,避免因个别格栅堵塞造成喷氨不均。

2.2 氨逃逸浓度分析

310 MW、250 MW、200 MW SCR 反应器 A、B 侧的氨逃逸浓度为 3. 03 ppm/3. 02 ppm、2. 64 ppm/1. 22 ppm、1. 23 ppm/0. 82 ppm,如图 3 所示。由图 3 可知,在 310 MW 负荷下 SCR 系统氨逃逸较高,超出 3 ppm 的设计保证值; A 侧表盘氨逃逸测点测量值较为准确,可以作为日常运行参考。

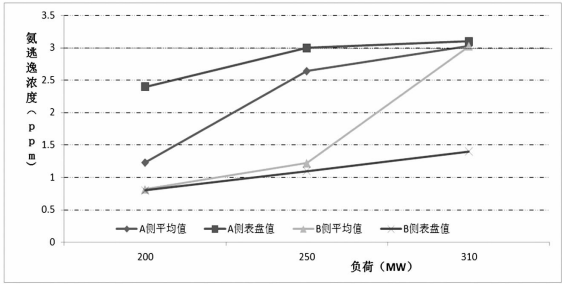


图 3 不同负荷下氨逃逸浓度曲线

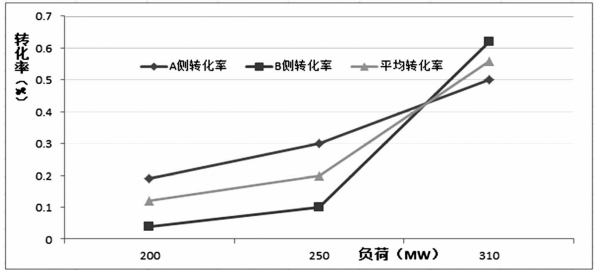


图 4 不同负荷下 SO₂/SO₃ 转化率曲线

建议日常运行期间适当降低喷氨量,使得能够保证机组排放环保指标的同时,减少氨逃逸量,保证机组运行安全。

2.3 SO₂/SO₃ 转化率分析

在 310 MW、250 MW、200 MW 负荷下 SCR 反应器的 SO₂/SO₃ 转化率分别为 0. 56%、0. 2% 和 0. 12%,如图 4 所示。由图可知,在 3 个不同负荷工况下,

SO₂/SO₃ 转化率均小于 1% 的转化标准,说明目前机组 SO₂/SO₃ 转化率指标良好。

2.4 SCR 系统入口烟气流场分析

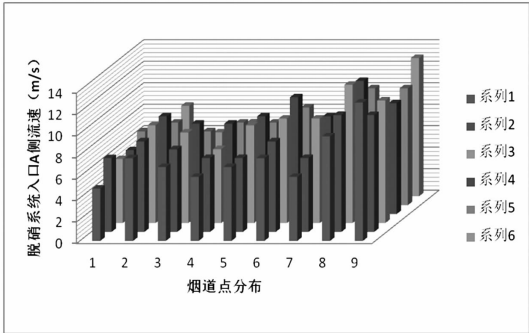
分别在 310 MW、250 MW、200 MW 电负荷下测量脱硝系统入口烟气流场。流场测量结果如图 5 至图 7 所示(说明:图 5 ~ 图 7 中,烟道点分布指 SCR 系统入口沿基建端向扩建端方向所选取的测量代表点;系列 1 ~ 系列 6 指每个代表点沿烟道纵深方向采用网格法等截面划分后所选取的测量测点),由图可知:310 MW、250 MW、200 MW 负荷下系统入口

烟气流场稳定,在 200 MW 负荷下呈现基建端向扩建端流速逐渐增大的趋势,而在 250 MW 以上负荷呈现烟道中部流速高,两侧流速低的特点。

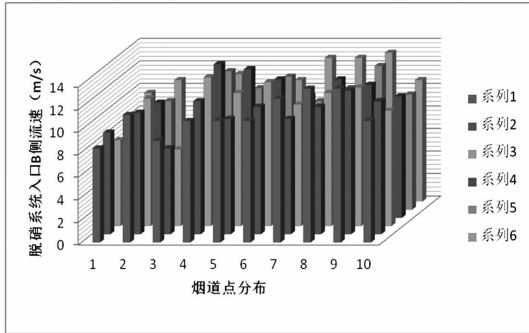
2.5 SCR 系统阻力分析

由图 8 a)、图 8 b)可知,310 MW、250 MW、200 MW 负荷下 SCR 系统烟气 A、B 侧阻力分别为 267 Pa/296 Pa、209 Pa/268 Pa、121 Pa/104 Pa,说明系统阻力虽随机组负荷升高逐步增大,但目前仍满足不大于 760 Pa 的设计保证值。

2.6 SCR 系统温降及温度场分析

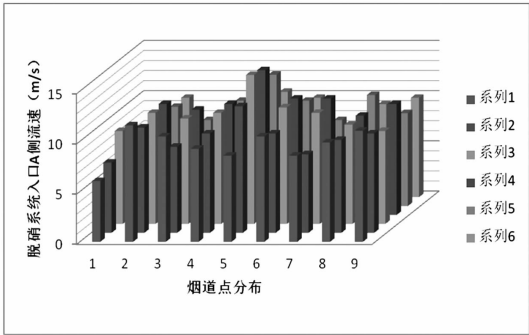


a) 200MW 工况下 SCR 系统入口 A 侧烟气流场

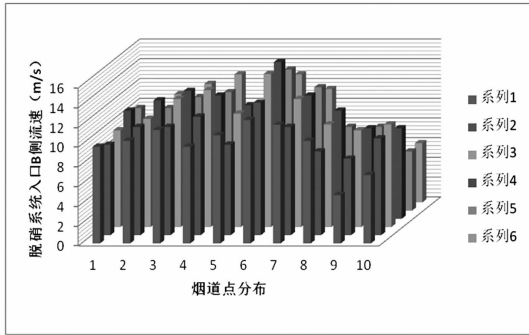


b) 200MW 工况下 SCR 系统入口 B 侧烟气流场

图 5 200 MW 工况下 SCR 系统入口烟气流场

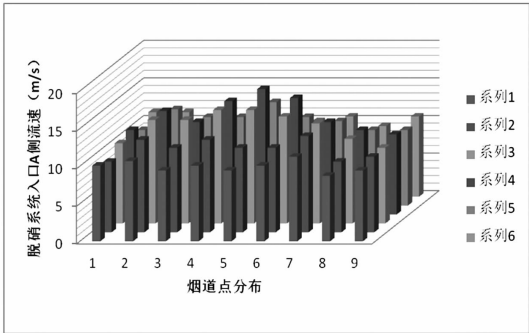


a) 250MW 工况下 SCR 系统入口 A 侧烟气流场

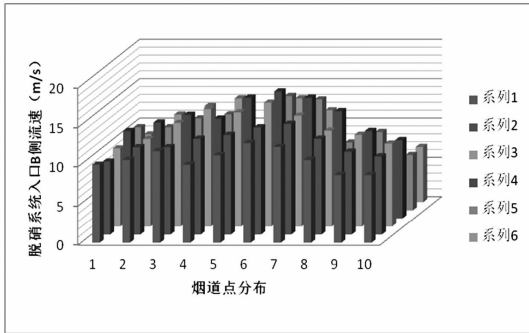


b) 250MW 工况下 SCR 系统入口 B 侧烟气流场

图 6 250 MW 工况下 SCR 系统入口烟气流场



a) 310MW 工况下 SCR 系统入口 A 侧烟气流场



b) 310MW 工况下 SCR 系统入口 B 侧烟气流场

图 7 310 MW 工况下 SCR 系统入口烟气流场

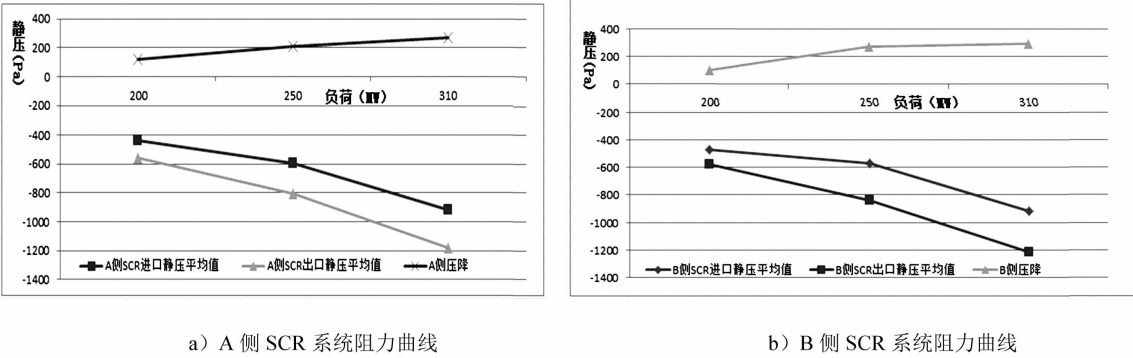


图 8 SCR 系统阻力曲线

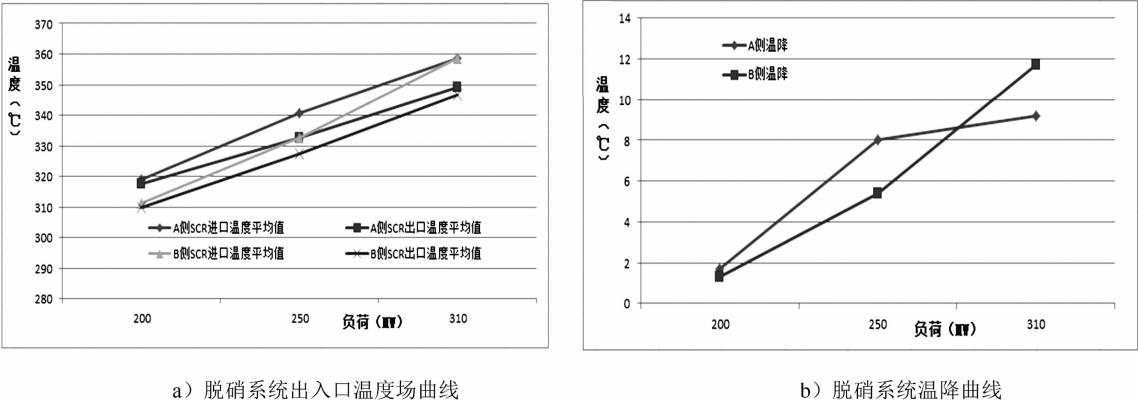


图 9 脱硝系统温度曲线

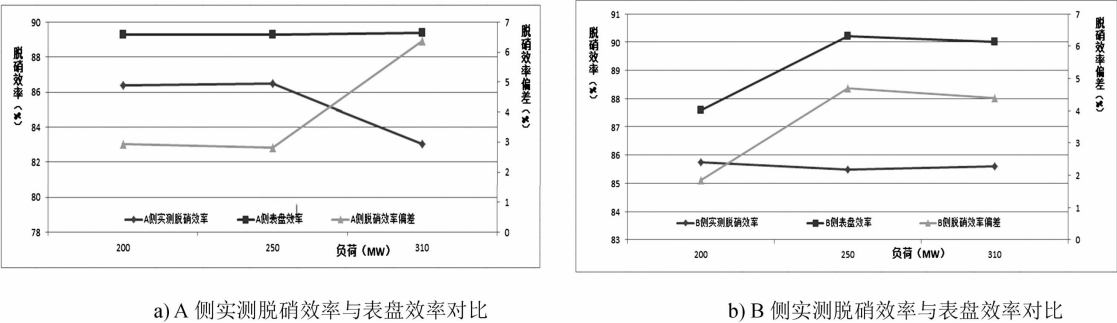


图 10 实测脱硝效率与表盘效率对比

分别在 310 MW、250 MW、200 MW 电负荷下测量脱硝系统出入口温度场及脱硝系统温降。系统出入口温度场及系统温降如图 9 a)、图 9 b) 所示。

由图可知,在 310 MW、250 MW、200 MW 负荷下 SCR 系统烟气 A、B 侧温降分别为 9.2℃/11.7℃; 8.0℃/5.4℃; 1.7℃/1.3℃; 各负荷下烟气温场稳定,各负荷下 SCR 系统进出口温度场分布均匀。

2.7 脱硝效率分析

分别在 310 MW、250 MW、200 MW 电负荷下,测量 SCR 反应器进、出口烟气的 NO_x 浓度和 O₂ 含量,并折算至 6% 氧量下计算出脱硝效率,与表盘效

率进行对比,如图 10 所示。

由图 10 可知,在 310 MW、250 MW、200 MW 工况下实测 A、B 侧脱硝效率分别为 83.02%/85.61%、86.47%/85.50%、86.37%/85.75%;与表盘效率偏差分别为 6.38%/4.39%、2.83%/4.70%、2.93%/1.85%。经对现场实测出入口浓度与表盘值进行对比分析,造成在 250 MW 以上负荷时实测脱硝效率比表盘脱硝效率低 5% 左右的原因是脱硝出口 A、B 侧比实测 NO_x 与表盘值小约 20 mg/m³;但脱硝入口 A、B 侧实测 NO_x 与表盘值偏差不大,因此建议对

(下转第 90 页)

浅析电石渣在 330 MW 循环流化床锅炉 环保脱硫的应用

丁 芸

(京海煤矸石发电有限责任公司,内蒙古 京海 016000)

摘 要:对电石渣在 1 177 t/h 循环流化床锅炉环保脱硫的应用进行了分析。
关键词:循环流化床锅炉;电石渣;环保;脱硫
Abstract:The application of carbide slag to environmental protection and desulfurization in 1177 t/h circulating fluidized bed boiler is analyzed.
Key words:circulating fluidized bed boiler; carbide slag; environmental protection; desulfurization.
中图分类号:TM621 **文献标志码:**B **文章编号:**1003 - 6954(2016)04 - 0088 - 03

0 引 言

内蒙古京海煤矸石发电厂 2 × 330 MW 循环流化床直接空冷汽轮发电机组分别于 2010 年 8 月、10 月投产发电。机组投产以来实现安全稳定运行,锅炉各项指标均能达到设计参数要求;但是在新的环保政策下,最初设计环保排放指标逐渐不能适应新的要求,电厂于 2014 年对两台锅炉的脱硫系统进行了技改,在 2014 年 7 月 1 日环保排放指标达到了国家新的环保要求。

京海电厂是中国第一个利用纯炉内喷钙脱硫达到现行国家环保标准的大型循环流化床锅炉,但因其化学反应受制于石灰石反应活性及诸多因数的影响,其排放数据的控制是一个极其不稳定且较困难的过程;为了保证环保指标排放达标,为了企业肩负的社会责任,也为了提高资源综合利用以及降低电厂运行成本,电厂经过充分论证,决定采用电石渣作为脱硫剂使用,达到“以废治废”的环保循环经济,取得了明显效益。

1 锅炉简介

锅炉系东方锅炉股份有限公司设计制造的 1 177 t/h 循环流化床锅炉。亚临界参数、单炉膛、一次中间再热自然循环汽包炉、紧身封闭、平衡通

风、固态排渣、全钢架悬吊结构。配备 330 MW 亚临界中间再热单轴双缸、双排汽、直接空冷汽轮发电机组,锅炉设计主要参数见表 1、表 2 和表 3。

表 1 锅炉主要参数

主要参数	数据 (B - MCR)	数据 (BRL)
过热蒸汽流量/(t · h ⁻¹)	1 177	1 120
过热蒸汽压力 /MPa	17. 4	17. 4
过热蒸汽温度/℃	540	540
给水温度/℃	282. 8	279. 4
再热蒸汽进/出口温度/℃	335. 5/540	330. 1/540
总给煤量/(t · h ⁻¹)	278	266. 5

表 2 石灰石分析

项目	数量
SiO ₂	1. 0%
Al ₂ O ₃	0. 14%
Fe ₂ O ₃	0. 18%
CaO	55. 11%
MgO	0. 56%
SO ₃	<0. 1%
Mt	0. 23%
烧失量	41. 32%

2 采用石灰石脱硫存在问题

大型循环流化床锅炉纯炉内喷钙脱硫因其不稳

表 3 设计和校核煤质元素分析

项	目	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
元素分析	收到基碳 Car/%	33. 11	39. 45	49. 99
	收到基氢 Har/%	2. 72	3. 09	3. 54
	收到基氧 Oar/%	7. 68	7. 90	6. 58
	收到基氮 Nar/%	0. 68	0. 51	0. 80
	全硫 Sar/%	1. 20	0. 55	1. 10
	收到基灰分 Aar/%	53. 51	46. 90	36. 19
	全水分 Mt/%	1. 10	1. 60	1. 0
	干燥无灰基挥发分 Vdaf/%	37. 57	36. 62	31. 62
	收到基低位发热量 Qnet. ar/(kJ · kg ⁻¹)	12 588	15 246	19 232

定性使得环保排放指标相对较难控制,也因此种脱硫方法会使钙硫比较高而影响锅炉效率,炉内石灰石喷钙脱硫在钙硫比达到 1. 8 后,其锅炉效率会有所降低,从而使得电厂的综合效益降低。

CFB 锅炉燃烧最大的优点就是在燃烧过程中能够边燃烧边脱硫,比尾部烟气脱硫工艺简单、成本低廉;为了降低生产成本,电厂经过充分论证,决定采用电石渣作为脱硫剂使用,取得了明显经济效益。

3 电石渣脱硫介绍

1) 目前电石渣主要来源于聚氯乙烯(PVC)、乙炔、聚乙烯醇等化工产品的生产,电厂外购,含水率 < 1% ,满足粉体输送要求,可作为干法脱硫吸收剂。

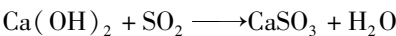
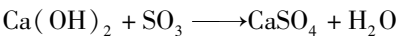
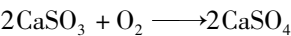
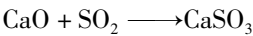
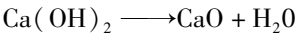
2) 石灰石主要成分为 CaCO3。

3) 实际燃用煤种为设计煤种。

4) 电石渣主要成分为 Ca(OH) ₂ ,其干燥后颗粒尺寸细且密度小(0. 7 t/m³) ,是石灰石密度的一半,电石渣分解温度也显著低于石灰石粉。

5) 电石渣作煤燃烧的固硫剂

电石渣固硫机理:煤燃烧时放出 SO₂、SO₃ 等有害气体,在煤中掺入一定量的电石渣后,能有效阻止硫分的挥发,这是因为电石渣的主要成分 Ca(OH) ₂ 与煤中的硫分发生化学反应,生成 CaSO₃ 等固体物质,从而达到固硫的目的主要化学反应有:



固硫效果:电石渣的固硫效果主要与电石渣用

量、燃烧反应温度和添加剂的催化作用有关。为了提高电石渣的固硫率可以加入适量的添加剂,从而增强固硫能力;用电石渣作煤燃烧的固硫剂,不仅充分利用了废渣,而且可以防止煤燃烧过程中硫的挥发所造成的大气污染,在中国有广阔的发展前景。

电石渣的主要成分为 Ca(OH) 和 CaO,其中 CaO 是生成碳化钙时带入电石的。

电石渣在煤燃烧时,Ca(OH) ₂ 与 SO₂ 发生反应,生成 CaSO₄,从而达到固硫效果。

采用电石渣作为固硫剂,其固硫率要比采用天然石灰粉作固硫剂高。原因是 Ca(OH) ₂ 在 300 ℃ ~400 ℃ 就能完全分解生成 CaO 和 H₂O 的电石渣掺在煤中,当煤中硫分开始着火燃烧生成硫化物时就可以参与反应。生成 CaSO₃ 随着温度提高而被氧化成 CaSO₄。

由于石灰石比较密实,孔隙率低,不利于气相 SO₂ 向 CaO 颗粒内部的渗透与扩散。

锻烧产生的 CaO 之所以能吸收 SO₂ 并与之发生反应是在于 CaO 内部有较多的孔径为 0. 2 ~ 17. 5 μm 的微孔。微孔越多,发生化学反应的表面积越大;对 SO₂ 和 CaO 发生气—固反应越有利。而锻烧温度过高时,则会发生 CaO 被“烧僵”现象,将使 CaO 的空隙闭塞,反应比表面积减少,对 SO₂ 在 CaO 颗粒中的渗透和扩散不利。从这一观点上可以解释采用电石渣时固硫率比采用生石灰时略高的原因是:电石渣在受热分解是逸出水分,生成的 CaO 有较多的空隙,有利于气—固相反应的进行。

4 石灰石与电石渣作为脱硫剂使用的经济效益对比

1) 试烧电石渣期间,在同等负荷下排烟温度升

高了约 2 ℃ ~3 ℃。

2)使用纯石灰石脱硫剂脱硫时,每万 kW · h 发电单价脱硫成本为 61.68 元,而使用电石渣的脱硫成本单价为 53.13 元,两者比较,后者在成本上只有前者的 86%。

3)电石渣试验期间,对 NO_x 的排放影响较小,对于采用 SNCR 脱硝方式的机组,其尿素的单耗会快速降低,尿素节省明显,按单台机组发电量计算 1 天可节约 1.5 t 左右。

4)采用电石渣作为脱硫剂使用期间,底渣 CaO 含量明显下降 4 ~5 个百分点,其灰渣的综合利用得到提高。

5)电石渣在炉内的反应速率明显快于石灰石,调节特性相对于石灰石,环保指标的控制更为方便、快捷。

6)适应煤种性强,京海电厂进行了高硫煤、低硫煤燃烧试验,效果良好。原煤热值为 12 600 kJ,硫分可以提高到 1.9;且折算硫分在 0.6 时(设计值为 0.4),钙硫比将会降低 0.6,其主要原因为生成的 CaO 有较多的空隙,有利于气—固相反应的进行,混合强度较高,反应较好,这在选择煤种及煤质含硫量的高低上有了更大的空间,使得电厂的综合效益能得到较大提高。

7)对炉内燃烧工况影响小,电石渣作为脱硫剂,大大缩短了煅烧时间,对床温影响非常小,对于纯炉内喷钙脱硫的 CFB 机组,在启、停炉期间可以实现 SO₂ 不超标,这在使用纯石灰石作为脱硫剂时

(上接第 87 页)

SCR 系统出口 NO_x 在线测量仪表进行重新标定。

3 结 语

根据《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020 年)》要求,东部地区现役 300 MW 及以上公用燃煤发电机组、100 MW 及以上自备燃煤发电机组以及其他有条件的燃煤发电机组,改造后大气污染物排放浓度基本达到在基准氧含量 6% 条件下,烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 mg/m³。面对越来越严格的环保要求,全广东省乃至全国的火电厂都必须对其自身的 NO_x 排放浓度进行控制。SCR 系统的安全、稳定、高效、经济运行也显得尤为重要,对 SCR 系统运行优化调整试验进行的研究分析,可作为 SCR 系统日常运行

是无法实现的。因其对床温影响小,机组带负荷能力明显加快,也能满足电网 AGC 调整速率的要求。

8)对受热面磨损小,因电石渣密度小、质量轻、粒径小、单位时间内发电量相同时用量少,其对锅炉受热面磨损小。

9)因电石渣氧化钙含量高,密度小、质量轻,易于输送,对空压机、罗茨输送风机的出力减少,压缩空气用量减少,从侧面起到了节电效果。

10)因电石渣分解成 CaO 和 H₂O,与石灰石相比减少了 CO₂ 排放。

5 结 语

综上所述,使用电石渣作为脱硫剂,既能提高锅炉效率,也可降低供电标煤耗;供电标煤耗在电厂发电成本里占比最大,如原煤热值保持不变,煤中含硫量提高 0.6 个百分点,原煤价格每吨将降低 5 元,按京海电厂每年消耗原煤 2 000 000 t 计算,一年至少可节省燃煤成本 1 000 万元;使用电石渣作为脱硫剂,既实现废弃物资源化利用,达到“以废治废”的环保循环经济,还能有效降低电厂发电成本,提高综合经济效益。

作者简介:

丁 芸(1968),从事循环流化床机组调试、运行优化及生产技术管理工作。

(收稿日期:2016-03-26)

的理论依据,也为其他 SCR 系统进行优化调整试验研究提供借鉴的思路。

参考文献

[1] 广东省火电厂降氮脱硝工程实施方案(粤环[2011]3 号)[Z].
[2] 全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案(环发[2015]164 号)[Z].
[3] 郝莉丽.600MW 超超临界锅炉设计探讨[J].电站系统工程,2007,23(1):13-17.

作者简介:

刘 义(1980),工程师,从事电站锅炉试验与调试及管理工作;

覃泽棒(1979),工程师,从事电站锅炉试验与调试的相关工作。

(收稿日期:2016-05-16)

基于远方集中控制的小水电企业 生产管理模式优化的探索实践

罗晓放, 杨 飞

(神华四川能源有限公司 , 四川 成都 610000)

摘 要:根据自身生产经营和发展的实际,对下属小水电企业生产组织管理模式进行积极探索,研究如何利用现代信息技术对传统企业进行升级改造,优化生产组织管理模式,提高企业劳动生产率,为企业创造更大的价值。为此,探讨了基于远方集中控制的小水电企业生产组织管理模式优化的可行性和运营实践。

关键词:技术升级;管理模式;降本增效;价值创造

Abstract: According to the reality of own production operation and development, the management model for the subordinate small hydropower enterprises is explored. The modern information technology is used to update the traditional enterprises so as to optimize the production management model, improve the labor productivity and create more value for the enterprise. So the feasibility and operation practice of production management model optimization for small hydropower enterprises based on remote centralized control is discussed.

Key words: technology update; management model; cost saving and productivity improvement; value creation

中图分类号: TM612 文献标志码: B 文章编号: 1003 - 6954(2016)04 - 0091 - 04

0 引 言

减人增效,降低成本,提高企业劳动生产率,是企业管理的永恒主题。神华四川能源有限公司(以下简称四川能源公司)全资、控股企业装机容量为 1 385.2 MW,其中火电 1 260 MW,水电 125.2 MW,在建和拟建火电项目 2×1 000 MW,水电项目 200 MW,公司员工 1 560 人。

四川能源公司是典型的国有老电力企业,其下属企业劳动用工历史包袱沉重,平均单位装机用工人数高达 1.1 人/MW,是电力先进企业的 10 倍,其中水电企业的单位装机用工人数更是高达 1.5 人/MW。如何降低单位装机用工人数,提高人员劳动生产率,利用现有的人力资源创造新的价值和利润增长点,是四川能源公司亟待解决的问题。

通过四川能源公司这两年对下属小水电企业生产组织管理模式优化的探索实践,研究如何利用现代信息技术对传统企业进行升级改造,优化生产组织模式,提高企业劳动生产率,为企业创造更大的利润和价值。主要分以下 3 个部分:

1) 四川能源公司小水电企业生产组织管理模

式的现状和存在问题分析;

2) 基于远方集中控制的小水电企业生产组织管理模式优化的可行性分析;

3) 四川能源公司小水电企业生产组织管理模式优化的应用实践和结论分析。

1 四川能源公司小水电企业生产组织 管理模式的现状和存在问题分析

1.1 装机规模及分布基本情况

四川能源公司目前控股经营 5 个小水电企业,分别是北川通口公司(45 MW)、江油通口公司(20 MW)、郫县水电厂(13.2 MW)、绵竹小木岭公司(23 MW)、卧龙龙潭公司(24 MW),总装机 125.2 MW,共有 18 台水力发电机组,单机最大 22.5 MW,单机最小 1.6 MW,职工总人数 183 人。分别分布在如下流域:

1) 通口河流域:上游,北川通口公司 2×22.5 MW;下游,江油通口公司 2×10 MW。

2) 绵远河流域:上游,绵竹一级站 2×4 MW;下游,绵竹二级站 2×7.5 MW。

3) 都江堰灌渠:上游,郫县留驾站 2×1.6 MW;

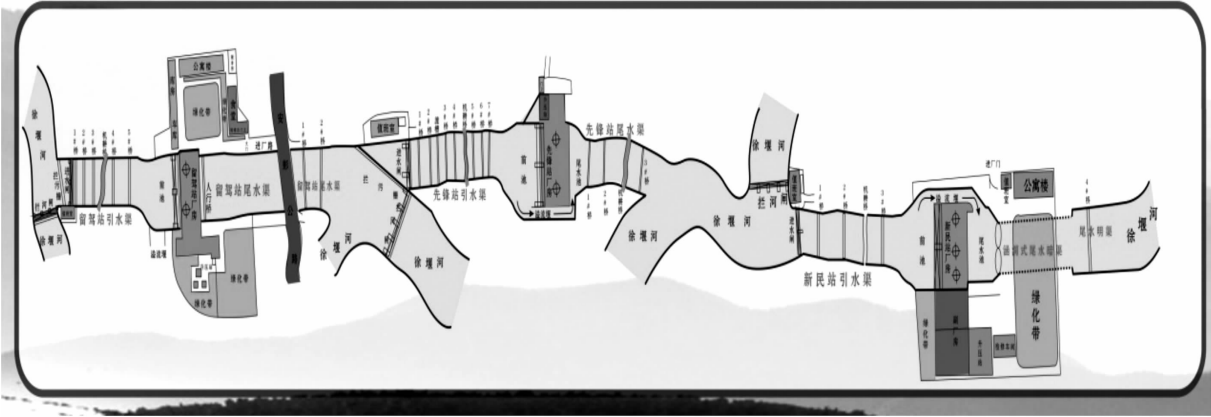


图 1 都江堰灌渠上的郫县水电厂三站分布示意图

表 1 2014 年各水电公司经营数据

项目	北川通口公司	江油通口公司	郫县水电厂	绵竹公司	卧龙公司	合计
发电量/(万 kW·h)	249 580	10 774	9 058	7 880	13 844	66 514
利润总额/万元	2 730	749	583	824	384	5 270
员工人数/人	26	28	46	33(54)	50	183(204)
单位装机人数/MW	60	140	350	140(230)	210	150(160)
人均利润 万元/人	105	27	13	24	8	29

注:绵竹公司()中人数为“5.12”地震前人数
中游,郫县先锋站 2×2 MW;下游,郫县新民站 3×2 MW。

4) 鱼子溪河流域:卧龙龙潭公司 3×8 MW。
四川能源公司典型的小水电企业,都江堰灌渠上的郫县水电厂三站分布示意图如图 1 所示。

1.2 生产经营情况

各水电公司主要经产经营指标及人员情况见表 1。

1.3 生产管理模式

四川能源公司的水电企业大都采用传统的直线职能式管理模式,由于设计和投入等方面原因,自动化水平较低,流域上、下游各站独立控制运行,现场运行、检修维护人员分开设置。如图 2 所示。

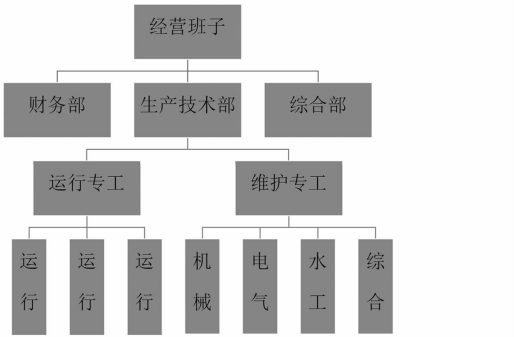


图 2 四川能源公司的水电企业管理设置

其中:运行班组 1、2、3 分别对应 1、2、3 级电站运行控制。

1.4 存在问题

1) 装机规模小,由于设计定位和投入等方面原因,自动化水平低,用工人数量多,人均利润率低。平均单位装机用工人数量达 1.5 人/MW,郫县水电厂更是高达 3.5 人/MW,而现代大型水电企业的先进指标为 0.15 人/MW,国华电力的下属火电企业单位装机用工人数量一般为 0.1~0.2 人/MW。

2) 四川能源公司水电企业大都具有流域梯级电站性质,在目前的生产模式和控制方式下,上、下游各站独立运行,水情、汛情等实时信息无法共享,生产运行的安全经济性不高,流域梯级电站的优势没有发挥出来。

3) 四川能源公司水电企业的运行人员和设备维护人员的设备工作内容分工过细,运行人员只负责设备的状态和保证设备运行,不负责设备的维护保养工作,设备维护人员只负责设备的维护保养和消缺工作,导致设备维护信息不能及时有效地沟通,执行维护工作后的监督环节不力。实际运营中客观上造成设备故障率高,突发性的设备消缺工作频繁,维护人员常常成了“灭火队”,对于日常的设备维护保养工作反而进展缓慢,人员配置因工作量的增加不得不增加。

为解决以上问题,降低单位装机用工人数量,提高

劳动生产率和企业的赢利能力,必须在生产运行控制和组织管理模式上进行技术创新和管理创新。

2 基于远方集中控制的小水电企业生产组织管理模式优化的可行性分析

1) 水电站“群”远方集中控制技术的发展应用

远方集中控制模式是指水电站“群”选用性能良好的机电设备和先进的监控设备对多个电站实行网络化远程统一管理和控制。随着网络和电子通讯技术的快速发展,这种控制方式已在在建和投运的大型梯级水电企业中开始应用,将传统的以站为基础的控制变成对“站群”的控制,是水电站生产运营管理的新型运作模式。集控中心可建在远离山区水电站的城市中心,旨在实现水电站“群”的远方集中运行控制,水电站内“无人值班、少人值守”,最终提高运营效率和人员安全性。但这种控制模式受历史设计和观念等方面原因,在小水电企业中应用不多。

- 远方集中控制模式的技术要求主要有:
- ① 遥测、遥信、遥控、遥视手段配套可靠,网络、通讯手段可靠;
 - ② 水工建筑、机组设备、自动化设备质量可靠;
 - ③ 在调度管理上,按梯级调度方式进行电站和机组组之间的优化调度和负荷分配,使水能资源利用最优、最合理,机组设备的利用效率最高;
 - ④ 在检修管理上,要求整个梯级检修设施总量最小,避免重复建设,设备闲置和人员分散浪费;同时要解决好交通和运输能力,保证各站和管理中心之间、以及各站之间交通畅通,便于应急和事故情况处理。

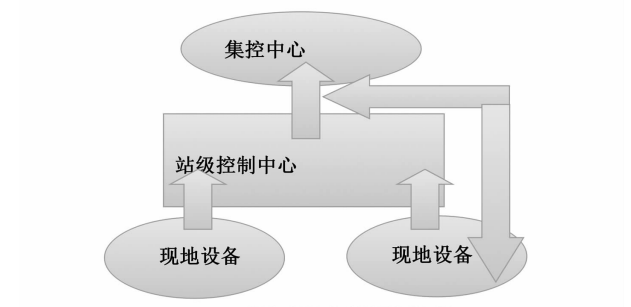


图 3 水电厂集控系统基本结构

- 2) 四川能源公司小水电企业实施远方集中控制的可行性。
- ① 四川能源公司小水电企业大都具有流域梯

- 级特征
- 四川能源公司小水电企业分别分布在通口河流域、绵远河流域、都江堰灌渠,具有典型的流域梯级特征,每条流域上一般有 2~3 个电站,4~7 台水电机组,符合远方集中控制的基本条件。
- ② 四川能源公司小水电企业的单个电站已基本实现自动控制
 - ③ 四川能源公司小水电企业所在地交通条件明显改善

四川能源公司小水电企业大都地处边远山区,站和站之间尽管绝对距离不远(30 km 以内),但山区道路交通不便,特别在 6~9 月主汛期,极端条件下道路容易中断,为应急需要迫使每个站内维护消缺配置人员冗余较多,不利于远方集中控制模式的实施。近年来,随着国家道路基本建设投入,特别是灾后重建投入以及修路技术的进步,各站之间道路交通条件大为改善,事故和消缺的响应时间大大缩短,为实施远方集中控制创造了有利条件。

- ④ 安全技术经济性分析
- 实施远方集中控制的最终目的是减人增效,创造更多的价值,提高企业运营效率;采取流域远方集中控制后减少的人拟分流开展如下工作:

- 1) 成立专业化的四川能源公司水电检修分公司
- 为开拓检修市场,在神华集团公司的支持下,四川能源公司依托江油发电厂的检修力量,注册成立了具有独立法人资格的四川神华电力工程公司,分流人员可充实到工程公司中去开展水电检修业务;2014 年,四川神华电力工程公司已对四川能源公司所属小水电企业 18 台机组进行全面的 A、B、C 检修服务。
- 2) 为后续水电项目输送专业化人才
- 四川能源公司目前拟建的水电项目有通口河流域上游的唐家山水电站,装机规模约 200 MW,后续项目发展急需水电专业人员。
- 3) 替代大坝值守、电厂安保等需外委的辅助工作人员。
- 从经济性角度分析,据初步测算,在四川能源公

司小水电企业各条流域上的电站上实施远方集中控制,大致需投入技术改造资金 1 000 ~ 1200 万元,按最保守情况计算,四川神华电力工程公司仅对内部水电站开展检修业务,每年合同额在 400 ~ 500 万元之间,仅此一项收入,3 年即可收回全部投资。

另外,实施远方集中控制后,设备健康状态和可靠性进一步提升,运行安全性提高;更重要的是远方集中控制中心建在城市中心,远离小水电企业所在的边远山区,使更多的员工远离山洪、泥石流等地质灾害威胁,企业和员工的安全风险进一步降低。

3 四川能源公司小水电企业实施远方集中控制的生产组织管理模式

四川能源公司小水电企业实施远方集中控制后,随着技术的创新,生产管理模式也必须进行调整优化,以最大限度地提高生产效率。新的生产组织结构如图 4 所示。

图 4 新的集中控制方式生产管理组织结构

新的生产组织管理模式最大的特点是管理层级更少,运行控制从 2 ~ 3 站分别独立控制变成远方集中控制,集控运行人员远方控制流域各水电站群的运行,现场站内无人值班,几个站内统一留少量的运行维护人员,实现少人值守;且远方集控人员和站内值守人员按运行和维护一体化要求配置,根据培训考核情况工作安排定期互换,最终成为运维一体化全能人员。

按以上设计,现有四川能源公司小水电企业每条流域的用工人人数可在现有基础上减少 10 ~ 20 人,总数可达 30 ~ 40 人,效果十分明显。

4 四川能源公司小水电企业生产组织管理模式优化实践

四川能源公司下属企业绵竹小木岭公司电站,

位于绵竹市清平乡山区绵远河流域,地理环境较差,电站有 4 个大坝、2 个前池,上、下游 2 个站共 4 台机组,点多面广,交通不便,因此,电站人员配置岗位较多。

“5. 12”地震前,公司共有员工 54 人,其中经营班子 2 人,中层管理人员 5 人,基层管理人员 4 人,专业技术、操作岗位人员 43 人。受“5. 12”地震及泥石流影响,公司两站均遭重创,面临灾后重建,受资金限制,公司经营十分困难,人员流失严重,截止 2014 年 3 月 31 日,共有员工 33 人,人员流失比例高达 40%。按传统生产组织管理模式,恢复生产后,面临人员的重新招聘。

神华集团进入后,四川能源公司转变灾后重建思路,按远方集中控制进行设计优化,在绵竹市设立集中控制中心,实现 2 站 4 台机组的远方集中控制,按新的生产组织管理模式,按精干高效原则优化人力资源,最后定编 27 人,目前过渡阶段 33 人。

2014 年 12 月,绵竹小木岭公司远方集中控制投入运行,近一年来运营效果良好。33 人实现了以前 54 人承担的工作,目前是过渡阶段,最终定员为 27 人,最终减人幅度达 50%。

5 结论和建议

1)四川能源公司基于远方集中控制的小水电企生产组织管理模式优化的实践探索是成功可行的,它很好地解决了四川能源公司人力资源存量和增量之间又多又少的矛盾,提高了企业的用工效率和经济效益,实现了价值再创造。

2)企业的降本增效,提高劳动生产率,首先应从技术创新入手,通过技术创新改变和优化传统的生产管理模式,系统性地降低企业生产成本,提高经济效益。在互联网技术、工业 4.0 和大数据时代,技术创新和管理模式创新是传统企业升级改造的必然选择。

3)企业的减人增效是一件系统性的工作,在减人的同时,应有富裕人员再就业的完整配套方案;生产管理模式改变后应加强人员培训工作,并做好分流人员的转岗培训及职工观念转变和心里疏导工作,做到两种模式的平稳过渡。

(收稿日期:2016 - 03 - 23)