

光伏电站接入对送出线路继电保护的影响

张东明¹, 连 婷¹, 王 东¹, 贾中义¹ 任 华¹, 王海云²

(1. 国网新疆电力公司巴州供电公司, 新疆 库尔勒 841000;
2. 教育部可再生能源发电与并网控制工程技术研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘 要:针对大量光伏电站接入电网,重点从光伏电站的电源特性对现有继电保护的動作特性方面展开研究。在综合稳定程序(PSASP)中建立了光伏电站系统暂态模型以及送出线路模型,分析了光伏电站发电系统的故障电流特征。在此基础上分析了光伏电站发电系统对送出线路光伏侧继电保护動作特性的影响,并提出了相应的保护配置建议。为分析和预测在现有大系统中增加光伏发电系统后对电网的影响等提供了有力的技术支持。

关键词:光伏电站;电源特性;送出线路;继电保护

Abstract:For a large number of photovoltaic (PV) power stations connected to power grid, the action features of the current relay protection are mainly studied as viewed from the characteristics of power supply of PV power station. The transient model of PV power station system and the model of transmission lines are established in the comprehensive stability program (PSASP), and the fault current characteristics of PV power generating system are analyzed. On this basis, the influence of PV power generating system on the action features of relay protection in PV side of transmission lines is analyzed, and some suggestions for the corresponding relay protection allocation are proposed, which provides a strong technical support for analyzing and predicting the impact on power grid after increasing PV power generating system in the existing system.

Key words:photovoltaic power station; characteristics of power supply; transmission lines; relay protection

中图分类号:TM615 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0001-04

0 引 言

随着光伏(photovoltaic, PV)发电系统大规模并入电网,其对电网的安全稳定运行造成不可忽略的影响,因此光伏并网发电系统在自身故障期间的保护措施,成为电网安全运行的关键因素之一。光伏受到不同日照条件以及不同温度条件的影响,输出功率存在间歇性和波动性,对光伏送出线路继电保护造成误动、拒动或者灵敏度下降等问题。由于光伏电站的故障电流受到光伏逆变器低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)控制的限制,且单个光伏电站的容量占所接入系统容量的比例很低,光伏侧的故障电流受限是该线路不同于常规线路的最大特性,该特性会对送出线路现有继电保护的動作特性产生严重影响。国内外很多学者研究了光伏发电系统的暂态模型及其故障特性,并有一定的认识,但很少有人分析与研究光伏故障特性对送出线路继电保

基金项目:教育部创新团队项目(IRT1285);国家自然科学基金项目(51267017)

护的影响。针对风能、太阳能等新能源接入电网引起的电网特性问题的分析还有待进一步完善。

因此,分析光伏发电系统送出线路继电保护的動作性能以及送出线路故障特性对电流差动保护、距离保护等典型保护的影响,分析现有保护配置存在的问题,并利用光伏发电系统电磁暂态模型进行仿真验证,提出保护配置的建议,具有一定的实际意义。

1 系统建模与分析

1.1 光伏发电系统模型

根据中国光伏发展现状,中小型屋顶光伏电站多采用两级式光伏发电系统,而对于大型沙漠光伏电站,单级式光伏发电系统以其结构简单、成本低等诸多优点成为大型光伏电站的首选,应用广泛。

下面主要针对单级式光伏发电的结构特点,分别对光伏阵列、功率变换器、并网连接转换等部分进行建模,并实现最大功率跟踪控制、逆变器并网控制等功能,能够很好地反映实际光伏发电系统的机电

暂态特性。单级式光伏发电系统模型的总体结构图如图 1 所示。

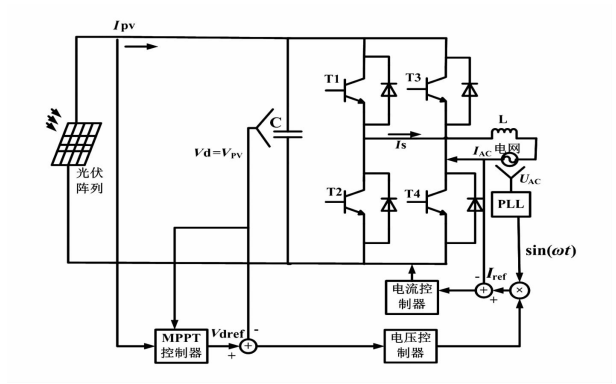


图 1 单级式光伏发电系统模型结构图

此模型通过输入任意时刻的光照强度和实际温度值,能够准确地模拟出此情况下的光伏阵列输出功率、端口电压、输出电流以及整个光伏发电系统的并网电流、电压和功率等,为分析和预测在现有大系统中增加光伏发电系统后对电网的影响等提供了有力的技术支持。此模型具有普遍适用性,对于目前中国大型光伏发电系统所采用的单级式不可逆光伏发电形式,可以很好地进行仿真模拟。

1.2 送出线路故障特性分析

电网故障期间,为保证光伏逆变器具备 LVRT 能力,控制环节必须对电流进行限幅,以保护电力电子开关器件不过流。限制故障时电流的大小一般不超过逆变器额定负载电流的 1.1 倍,即故障期间电流不会显著增大,这会对依靠电流大小门槛值来识别故障的保护造成严重的影响。当送出线路故障时,流过光伏送出侧保护安装处的故障电流与故障前的正常电流接近,故电流保护 I、II 段元件不能正常动作,电流保护 III 段元件按常规方法整定也难以可靠动作,而流过系统侧保护安装处的故障电流与光伏电源特性无关,故系统侧电流保护可以正常动作。因此,送出线路的光伏侧电流保护在区内故障时拒动,而系统侧电流保护可以正常动作。

一般情况下,光伏电站所接入系统的短路容量至少为光伏电站额定容量的 20~30 倍,故送出线路故障时系统提供的短路电流一般至少为额定负荷电流的 20~30 倍。因此,系统与光伏电站提供的故障电流大小相差悬殊,光伏电站的弱电源特性十分显著。

图 2 为某 110 kV 光伏电站送出线路故障示意图,保护 1 和保护 2 分别为光伏侧和系统侧的距离保护, R_g 为过渡电阻, I_{pv} 和 I_s 分别为光伏电站和系

统提供的故障电流。

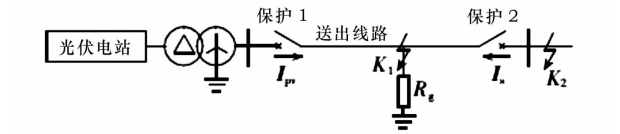


图 2 光伏电站送出线路故障示意图

设 I_s 滞后 I_{pv} 的相位角 $\theta \in [-180^\circ, 180^\circ]$, 两者倍数比 N 为

$$N = | I_s / I_{pv} |$$

θ 与光伏逆变器的 LVRT 控制方式和故障严重程度密切相关。

1) 当逆变器在故障期间发送无功(规程要求光伏电站在故障期间提供无功支撑)时,一般有 $\theta < 0^\circ$ 。发送的无功功率越多, I_{pv} 的无功电流分量越大,则 I_{pv} 的相位越滞后, θ 越小。

2) 当逆变器在故障期间仅发送有功(实际运行的光伏电站在故障期间往往无功支撑能力不足)时,一般有 $\theta > 0^\circ$ 。这是由于光伏电站的送出变压器和各光伏发电单元的升压变压器都要消耗无功,而光伏电站的无功补偿装置(电容器、动态无功补偿装置等)受母线电压下降和装置响应速度不够快的影响,在故障期间补偿的无功功率不足,光伏电站要从外界吸收一定的无功。光伏电站从系统吸收的无功越多,则 I_{pv} 的相位越超前, θ 越大。

3) 故障后 I_{pv} 的相位变化要经历一个暂态过程,导致 θ 变化不定。这是由于逆变器的控制器中锁相环的响应有暂态过程。锁相环的作用是提取逆变器出口处的电压相位作为控制器的参考信号。故障越严重,锁相环的暂态响应波动越剧烈;当故障特别严重时,逆变器出口电压降得很低,锁相环的输入信号太小,其响应难以达到稳态, θ 在 $-180^\circ \sim 180^\circ$ 范围内变化。故障的严重程度受过渡电阻、故障点位置和故障类型的影响。

而 N 约等于系统短路容量与光伏电站额定容量的比值。光伏电站容量占接入系统的容量比例越小,则 N 越大,一般至少为 20~30,比一般线路大得多。设光伏侧保护 1 的测量电压为 U_m , 保护安装处到故障点的线路压降为 U_s , 过渡电阻上的压降为 U_g , 其中光伏侧和系统侧的故障电流在过渡电阻上产生的压降分别为 U'_g 和 U''_g , 则上述电压、电流之间的关系为

$$\begin{cases} U_m = U_k + U_g = U_k + (U'_g + U''_g) \\ U_k = I_{PV}Z_k \\ U''_g = I_S R_g \\ U'_g = I_{PV}R_g \end{cases}$$

从而得出 $U''_g = N \cdot U'_g$ 。由于 N 很大,所以 U''_g 比 U'_g 大得多,因此,过渡电阻上的压降 U_g 主要由系统故障电流 I_S 产生的压降 U''_g 形成,则光伏侧测量电压 U_m 主要是过渡电阻上的电压。

2 光伏送出线路保护动作特性仿真分析

2.1 电流差动保护仿真分析

用图 1 所示的模型对光伏电站送出线路的保护动作性能进行仿真验证。光伏侧和系统侧距离保护 I 段均为方向圆特性,定值均为线路阻抗的 85% ($5.189 \angle 71.1^\circ \Omega$)。设定图 1 中光伏电站模型的逆变器的 LVRT 控制策略为故障期间发送一定无功功率的方式。

送出线路电流差动保护的動作情况见表 1。在不同的故障类型和过渡电阻下,区内故障时均可靠动作,区外故障时均可靠不动作,动作的准确性完全不受光伏故障电流特性的影响。

表 1 送出线路电流差动保护动作情况

故障位置	过渡电阻/ Ω	动作情况			
		AG	BC	BCG	ABC
区内故障	0	动作	动作	动作	动作
	50	动作	动作	动作	动作
	100	动作	动作	动作	动作
	0	不动作	不动作	不动作	不动作
区外故障	50	不动作	不动作	不动作	不动作
	100	不动作	不动作	不动作	不动作

当光伏送出线路故障时,电流差动保护所采用的两端故障电流分别由光伏电站和系统提供。光伏电站送出线路配置的是分相电流差动保护,采用两端电流的相量和作为动作量,在理论上不受电源类型、过渡电阻和运行工况的影响,可瞬时切除区内故障。

当送出线路发生区内故障时,由于光伏电站的弱电源特性,系统侧故障电流幅值 I_S 远大于光伏侧故障电流幅值 I_{PV}, I_{PV} 几乎可以忽略。送出线路的故障类似于单端电源线路故障,差动保护的灵敏度(差动电流与制动电流的比值)很低,故光伏电站的

接入降低了电流差动保护的灵敏度。

2.2 距离保护仿真分析

由表 2 和表 3 可知,当无过渡电阻时,测量阻抗准确反映了保护安装处到故障点 K_1 的线路阻抗 Z_K ,两侧距离保护元件均正确动作。当过渡电阻为 0.5Ω 时,系统侧的测量阻抗几乎未发生偏移,而光伏侧测量阻抗偏移到了动作区外。当过渡电阻为 5Ω 时,系统侧的测量阻抗在某些类型的故障下也偏移到了动作区外。由此可见,光伏侧距离保护元件在区内故障时耐受过渡电阻能力极差,很小的过渡电阻便会引起很大的测量误差,造成保护拒动。系统的距离保护耐受过渡电阻能力较强,在送出线路全长阻抗只有 6.105Ω 的情况下仍可耐受几欧姆的过渡电阻。

表 2 区内故障时送出线路光伏侧距离 I 段动作情况

过渡电阻/ Ω	故障类型	测量阻抗/ Ω	测量阻抗角/ $(^\circ)$	动作情况
0	AG	2.944	67.8	动作
	BC	3.057	70.5	动作
	BCG	3.024	71.8	动作
0.5	AG	3.616	48.2	动作
	BC	5.056	-22.9	拒动
	BCG	4.280	60	动作
5	AG	14.06	10	拒动
	BC	53.07	-23.6	拒动
	BCG	15.83	56.9	拒动

表 3 区内故障时送出线路系统侧距离 I 段动作情况

过渡电阻/ Ω	故障类型	测量阻抗/ Ω	测量阻抗角/ $(^\circ)$	动作情况
0	AG	3.004	69.2	动作
	BC	3.066	71	动作
	BCG	3.066	70.9	动作
0.5	AG	3.203	64.2	动作
	BC	3.154	66.7	拒动
	BCG	3.26	64.8	动作
5	AG	5.775	30.2	拒动
	BC	4.65	39.3	拒动
	BCG	6.44	35.8	拒动

需要特别指出的是,弱电源特性对距离保护元件耐受过渡电阻能力的影响问题在光伏送线路上表现得尤为突出,但其影响不仅仅限于光伏送出线路,

而是涉及到所有的弱电源送出线路。一侧故障电流受限会极大地降低距离保护的耐受过渡电阻能力。

3 保护配置建议

上述分析揭示了光伏电站送出线路现有保护受光伏电源特性的影响性能下降的问题,需要改进保护配置方案,以满足送出线路安全运行的要求。送出线路的主保护仍应采用电流差动保护。由于电流差动保护在光伏电站送出线路上可正确动作,故除了 110 kV 送出线路之外,现有规程要求在 10 kV 或 35 kV 的低压光伏电站送出线路上也要配备电流差动保护,以取代不能正确动作的电流保护和距离保护作为主保护。唯一需要注意的是,光伏电站故障特性降低了差动保护的灵敏度,因而应按单电源线路对送出线路差动保护进行整定。

送出线路的后备保护应重新配置如下:对于接地故障,仍采用现有的零序电流保护。从图 2 可以看出,零序网络仅包含送出变压器高压侧和送出线路,零序电流保护与光伏电站的电源特性无关,仍然可正确动作。对于相间故障,系统侧仍可采用电流保护,而光伏侧可考虑配置低电压保护。由于光伏电站为电网的弱电源端,当故障发生时,相应故障回路的电压显著降低。低电压保护的配置原则是:当送出线路发生区内故障时,应动作于跳闸;当电网或光伏电站内部故障时,应可靠不动作。低电压保护的时间整定值应能躲过系统中发生的区外故障。当系统中发生区外故障时,其动作延时应与下级线路后备保护的動作时间相配合。此外,光伏侧保护应加装方向元件,避免光伏电站集电线路或送出变压器故障时发生反方向误动。

4 结 论

就弱电源特性对光伏电站送出线路继电保护的

影响进行了详细的分析和仿真验证,得出以下结论:

- 1) 光伏电源特性使光伏送出侧电流保护在区内故障时不可用。
- 2) 光伏电源特性不影响电流差动保护的正确动作,但降低了差动保护的灵敏度。
- 3) 光伏电源特性使相间距离元件耐受过渡电阻能力极差,在实际中不可用;接地距离元件耐受过渡电阻能力也较差。
- 4) 建议光伏电站送出线路以电流分相差动保护作为主保护,零序电流保护作为接地故障的后备保护,低电压保护作为相间短路的后备保护。

参考文献

[1] 刘幸蔚,李永丽. 逆变电源 T 接电网后对纵差保护的影响及准入容量分析[J]. 电网技术. 2016, 40(5): 1596 – 1599.

[2] 刘健,林涛,同向前,等. 分布式光伏电源对配电网短路电流影响的仿真分析[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2080 – 2085.

[3] 杨杉,同向前,刘健,等. 含分布式电源配电网的短路电流计算方法研究[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1977 – 1982.

[4] 余琼,余胜,李晓晖. 含分布式电源的配网自适应保护方案[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(5): 110 – 115.

[5] 孔祥平,张哲,尹项根,等. 含逆变型分布式电源的电网故障电流特性与故障分析方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 65 – 74.

[6] 韩奕,张东霞. 含逆变型分布式电源的微网故障特征分析[J]. 电网技术, 2011, 35(10): 147 – 152.

作者简介:

张东明(1987), 硕士研究生, 研究方向为电力系统稳定与控制;

王海云(1973), 副教授、硕士研究生导师, 研究方向为可再生能源发电与并网技术。 (收稿日期: 2016 – 08 – 16)

=====

国家电网公司面向社会各界征集新技术

国家电网公司贯彻落实国家创新驱动发展战略, 致力于推动电力新技术在电网建设、生产、运营中的推广应用工作。现诚邀社会各界通过新技术征集平台(国家电网公司电子商务平台 <http://ecp.sgcc.com.cn>)开展新技术申报工作。

基于风电汇集地区无功系统优化的研究

李朝阳¹, 宋朋飞³, 苗长越¹, 常喜强², 樊国伟², 张 锋², 王 衡², 亢朋朋³

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 新疆电力调度控制中心, 新疆 乌鲁木齐 830006;
3. 国网新疆电力公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘 要:在对风电场汇集站无功电压控制研究的基础上, 针对目前风电场没有建立统一的 AVC 控制系统, 风电场仅依靠厂家提供的电压控制手段进行电压控制的现状, 提出了基于风机、风电场汇集站无功补偿设备、动态无功补偿设备 SVC/ SVG 的风电场无功电压管理系统 (VMP)。对风电场无功电压进行协调控制和管理, 提高风电场无功电压运行水平, 满足风电场无功运行要求, 进而为风电场群、风电场与电网统一协调无功电压控制奠定基础, 通过现场试验验证了该系统的合理性和有效性。

关键词:风电场; VMP; 协调控制; 电压控制

Abstract: Based on the research of reactive voltage control of wind farm collecting stations, because there is no unified AVC control system for wind farms at present and the voltage control of wind farms is only controlled by the voltage control means provided by the manufacturers, a wind farm reactive voltage management system (VMP) is proposed to control and manage the reactive voltage based on the reactive power compensation equipment of wind turbine and wind farm collection station and the dynamic reactive power compensation equipment SVC/ SVG. It improves the operation level of reactive power and meets the requirements of reactive power operation. The rationality and effectiveness of the proposed system are verified through the field test.

Key words: wind farm; voltage/var management platform (VMP); coordinated control; voltage control

中图分类号: TM614 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)06-0005-05

0 引 言

随着风电大规模的开发和利用, 国内建立了以 49.5 MW 或 200 MW 的多个风电场, 风电场汇集后统一接入电网, 而每个风电场和风电场汇集站均接在电网的末端, 远离负荷中心, 网架结构薄弱, 短路水平较小, 在风电出力较大、较小时电压控制难度大, 电压控制与网架结构强弱、风机数量、风机类型、风电场的无功补偿设备、升压站变压器抽头有关, 需要对这些设备统一协调控制和管控, 形成单个风电场无功电压综合控制, 建立了基于风机和单个风电场内电压调控装置的统一协调控制系统 (VMP 系统), 对风电场无功电压进行协调控制和管理, 提高风电场无功电压运行水平, 满足风电场无功运行要求, 进而为风电场群、风电场与电网统一协调无功电压控制奠定基础, 通过现场试验验证了该系统的合

基金项目: 自治区自然科学基金 (2013211A006); 国家 863 计划 (2013AA050604)

理性和有效性。

1 风电场无功电压控制现状

风电场的无功电压控制应按照分层和分区基本平衡的原则进行控制, 并满足风电场在各种工况下的运行要求^[1-3]。风电机组应具有一定的无功容量, 至少不低于风电机组在额定有功功率输出时超前 0.95 至滞后 0.95 功率因数所确定的无功容量范围。具有控制其发出的无功功率在无功容量范围内动态可调的能力。风电场要充分利用风电机组、无功补偿设备进行调压。

传统的无功调压方法主要是由电网调控中心根据往年的经验, 按照夏大、夏小、冬大、冬小及平常的高峰低谷期进行电量的分配和对潮流的分布调试。并根据每年新增的负荷对一个地区进行电量的调控。这在大体上是可以的, 但是对于今天日益复杂的电网系统来讲就存在精确性的问题。在科技日益

发达的今天,稳定性、安全性、精确性是对一个电网的考验^[4-7]。目前的弊端主要表现在以下几方面:

1)现在给定的数据一般是近几年的经验推算的,并不是实时的数据,这方面没有达到精确性的目的,对小的负荷来说没有什么影响,但对大负荷地区来讲当超过所给定的最大极限时,会给调压系统特别会对电网造成巨大安全隐患。

2)现在的调控中心一般是24 h监控,不允许工作人员离岗运行,这在无形中给人造成的压力是注意力不高,精神状态不好。当工作人员精神状态不好时,注意力容易下降,一点小的失误操作都可能会造成整个电网的运行事故。

3)各个风电场之间,没有一个统一的系统对电网的无功电压进行统一调控,从而也造成无功电压的调节处于一个比较困难的阶段;而且每个风机的运行情况也并不一致,从而对风电场的电压调节带来了一定的困难。各个风电场没有一个统一的电压调控系统,导致内部之间比较混乱,即使出现事故也经常出现“踢皮球”现象,找不到真正的事故原因。使电网的安全性没有凸现出来,也没有达到经济性效果。

基于以上的问题,了解到现在的电压调节系统还存在着不足,还需要进一步的改进和研究。下面提出了一种新型的无功电压管理控制系统——VMP,运用现在的智能控制手段对各个风电场汇集站进行控制,并且对每台风机取监测点,以实现自动对风电场电压进行补充和投切。并对各个汇集站的电压进行一个合理的调控,确保电网安全稳定地运行。

2 风电场无功电压控制手段及无功电压控制影响因素

目前风电场电气部分主要由风机、变压器、无功补偿装置组成。由于电网各点的电压调整不同于频率调节,可由电网统一进行;又由于电网各点电压主要反映该点的无功功率的平衡问题,所以电压调节方式主要有集中补偿和分散补偿。风电场补偿方式一般要根据具体情况而定,由于所处的环境和条件不同,选取的情况也不一样。最主要的目的是补充无功,达到所需要的补偿量。现在也有很多风机厂家根据需求方的技术要求及国家给出的技术和资金的支持,从风机入手,使风机的技术水平到达了一个

高的平台,使现在的风机可以吸/发无功,从而达到改善网络负荷的功率因数和调整电压偏差的目的;现在经常用到的是并联电容电抗器,调节变压器的分接头,增加静态无功装置(SVC/SVG)对电压进行调整以达到补偿无功的目的^[8]。

2.1 风电机组

随着风电技术的发展,风电机组从原来的不具有无功控制能力发展到能够输出一定的无功。目前双馈式异步风力发电机组和永磁直驱风力发电机组是主流的机型。双馈风电机组接入系统如图1所示,双馈式异步风力发电机组通过控制实现有功/无功的解耦,具备一定的动态调节无功输出的能力。

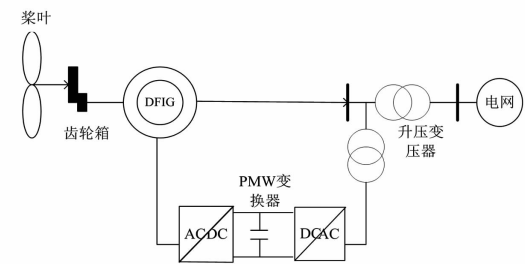


图1 双馈风电机组及其接入系统

永磁直驱的接入系统如图2所示,永磁直驱风力发电机组由于通过全容量与电网连接,则能够灵活地对无功进行控制。

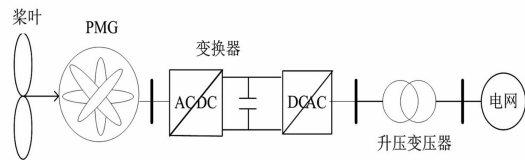


图2 永磁直驱风电机组及其接入系统

这两种风力发电机组都具备以恒电压模式工作的能力,可以在一定程度上实现对无功和电压的控制。

2.2 并联电容电抗器和动态无功补偿设备

电容器的主要作用是提供无功以达到调节电压的目的。然而电容器的补偿能力主要受母线电压的影响,发出的无功功率与电压的平方成正比即

$$Q_C = V^2 / X_C \quad (1)$$

式(1)中可以得出当电网传输的无功偏多,而补偿点的电压又比较低的情况下,需要吸收大量的无功进行补偿用来使电压恢复到额定水平;此时电容器发出的无功反而随电压的下降成平方关系锐减,促使电压值变得更小^[9]。当电网电压不足时,电网发生故障或由于其他原因导致电压降低的情况

下,电容器所提供的无功不足导致电压继续下降,将会造成电网处于危险的状态。

静止无功补偿装置 (SVC/SVG) 具有快速、连续、双向调节无功的能力。SVC/SVG 在输电网、配电网中起到了减少风电场受随机风速扰动引起的电压波动和提高阵风扰动引起的电压稳定的作用。随着技术的发展以及用户对电网安全认识的提高,目前这种动态无功补偿装置已经得到了普遍的使用。

2.3 变压器及其分接头

变压器的作用实际上就是通过改变分接头来改变变压器的变比,正是通过改变高低压侧两端的阻抗、导纳的大小来改变其两侧的电压。

普通变压器的分接头只能在停电的状态下调整,它不能改变负荷变化二次侧电压的变化幅度,而且其电压调节范围也较小,靠普通变压器的分接头无法满足调压要求。这时可以借助有载调压变压器进行调压,在电力网电压变化时,不停电的改变变压器的分接头满足调压要求,调节速度也比较快,改变一挡分接头需 2~5 s,而且便于实现自动化,是一种有效的调压措施。利用有载调压变压器调压一般仅使用局部个别地区和单位的电压调整,而不一定完全适用于系统调压,只有当系统中无功功率电源容量大于无功负荷时才有利。

2.4 无功电压影响因素

系统电压变化量可以表示为

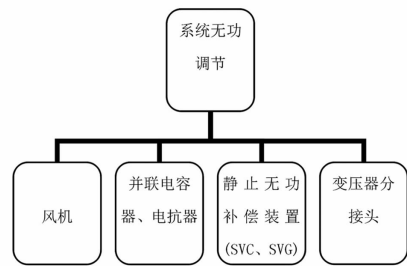
$$\Delta V = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V} \quad (2)$$

从式(2)可以看出,系统电压受两个因素的影响:一个是 PR/V 分量;另一个是 QX/V 分量。进行无功补偿调压时要根据电网的实际运行情况来看定。当在低电压线路中,一般导线横截面积比较小,此时线路的电阻远大于电抗,负荷所占的比例就高,在公式 ΔV 中, PR/V 所占的比例较大;在高压线路中,情况恰恰相反。

此时需要增加系统中无功功率或改变系统网络参数,如发电机、并联电容器、电抗器;或者改变有功功率和无功功率的分布进行调压,如改变变压器分接头调压。

2.5 系统无功调节

当前,风电场风机普遍使用的调节无功电压的措施如图 3 所示。



系统优先考虑风机调压,因为它不需要附加设备,而是充分利用发电机本身具有发出或吸收无功功率的能力,从而不需要附加投入^[6-8]。在供电线路不长,电压损耗不大,仅使用发电机调压就能满足要求。对于通过多级电压输电的负荷,仅用发电机调压,往往不能满足负荷的电压要求。在此种情况下,系统可以并联电容器、电抗器来补偿无功,提高电网的功率因数,减少电网的电压损耗,提高母线的电压水平。如果还不能满足系统所需要的无功,这时可以通过系统调节 SVC/SVG 来进行无功电压的补偿;SVC/SVG 向负荷点就近提供无功电压,减小系统流入的无功功率,这样可使网络产生的压降减小,达到补偿电压的目的。此时,如果还不能达到系统所需要的无功,这时系统可以通过改变变压器的分接头进行调压,从而改变变压器变比,以实现调压目的。必须强调的是:在系统无功不足的条件下,不易采用调整变压器分接头的办法来调压。因为当某一地区的电压由于变压器分接头的改变而升高后,该地区所需的无功功率也增大了,这就可能扩大系统的无功缺失更大,从而导致系统的电压水平进一步的降低。从全局来看,这样做是不合适的。

对于风电场调压问题,需要根据具体的情况对可能采用的措施进行技术经济比较后,才能找到合理的答案。

3 风电场无功电压管控系统 (VMP 系统)

在此情况下,提出了一种控制系统——无功电压管控系统 (voltage/var management platform, VMP), VMP 为风电场电压/无功功率自动控制系统,用于 MW 级风机风电场的并网点电压控制和无功功率自动补偿。控制系统的模型如图 4 所示。

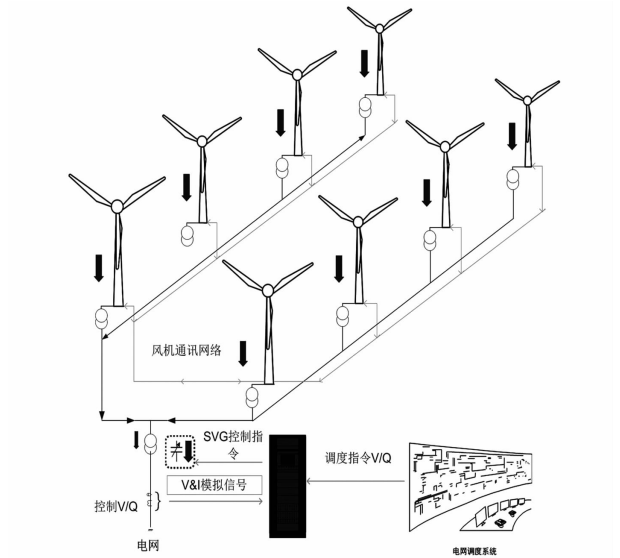


图 4 VMP 系统

VMP 系统在风电场每台风机都有监测点接入。在暂态运行时,当电压遇到故障时,VMP 系统通过控制 SVC/SVG 无功补偿措施进行补偿,当故障结束后能够使无功电流迅速恢复到正常水平,实现了整个风电场低电压穿越。从而体现了 VMP 控制系统调节速度快,精度高,逻辑准确。

VMP 系统有多种控制模式,如恒电压控制、恒无功功率控制、恒功率因数控制等,这几种控制模式的特点是控制精度高、响应时间短。保证风电场无功补偿装置的动态部分自动调节,确保电容器、电抗器支路在紧急状况下能被快速正确地投切。

VMP 控制方式有远程主从控制和就地手动控制。远程主从控制可以通过计算机等智能设备从远方进行实时的操作和监控,具有操作方便和速度快的优点;另一种方式利用就地控制装置上的开关或按钮,以人工手动方式实现对设备启/停操作控制,由现场工作人员进行手动控制操作,两种控制方式配合使用达到最优控制效果。

4 现场试验验证

为了验证所提出的 VMP 系统的有效性和合理性,在某地区某风电场进行试验验证。该风电场的装机容量为 174 MW,由 116 台金风的 1.5 MW 风机组成,无功补偿容量为 52 Mvar,其中 30 Mvar 由 SVC 补偿,22 Mvar 由 SVG 补偿。控制拓扑图如图 5 所示。

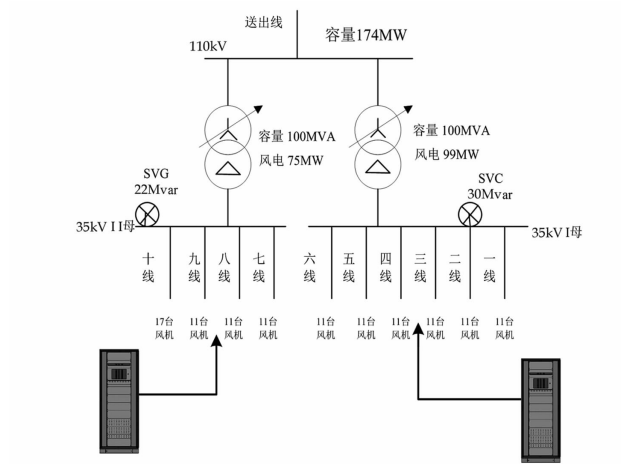


图 5 VMP 系统控制拓扑结构

针对上述风电场几种电压无功电压补偿措施所存在的不足情况,采用 VMP 系统进行无功电压的补偿和调压,并在恒电压的控制模式下进行试验。

为了试验进程能够稳妥,确定 VMP 系统投运步骤如下:

第 1 阶段:在 1 号主变压器运行时,使 SVC 处于零输出的热备状态,投入第 1 套 VMP 系统,控制风电场 1 号主变压器二次侧的电压稳定。观察 VMP 1 个星期的运行情况,如果 VMP 系统运行稳定则完全退出 SVC,保持 VMP 系统运行并持续观察设备的调节性能和稳定性情况。

第 2 阶段:在 2 号主变压器运行时,使 SVG 处于零输出的热备状态,投入第 2 套 VMP 系统运行,控制风电场 2 号主变压器二次侧的电压稳定,观察 VMP 1 个星期的运行情况。若 VMP 系统运行稳定则完全退出 SVG,保持 VMP 系统运行并持续观察其调节性能和稳定性等性能情况。

第 3 阶段:完全退出 SVC、SVG,让 VMP 系统处于自动运行模式,两套 VMP 系统采用与风电场原集中无功补偿设备相同的控制策略,即控制风电场内集电线路电压为 38 kV,运行观察至少 1 个月的时间。

图 6 和图 7 是 2014 年 11 月 12 日至 2015 年 1 月 13 日风电场实时运行数据截图,分别代表 1 号主变压器和 2 号主变压器高压侧电压、低压侧电压、高压侧有功功率和高压侧无功功率。

从图 6、图 7 的现场试验数据可看出,主变压器高压侧电压以 116 kV 为中心在 113 ~ 118 kV 范围内波动,最高短时尖峰电压不超过 119 kV,最低短时尖峰电压为 111 kV,满足负荷电网的运行要求。

在不同功率阶段(从小负荷到大负荷共经历 17 次),VMP 系统都能够控制风电厂电压稳定。

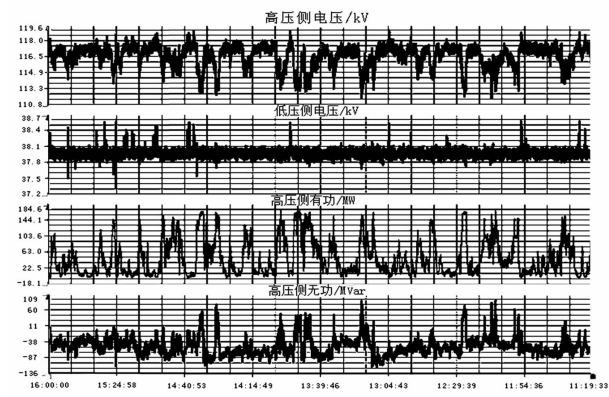


图6 1号主变压器高压侧电压、低压侧电压、高压侧有功、高压侧无功

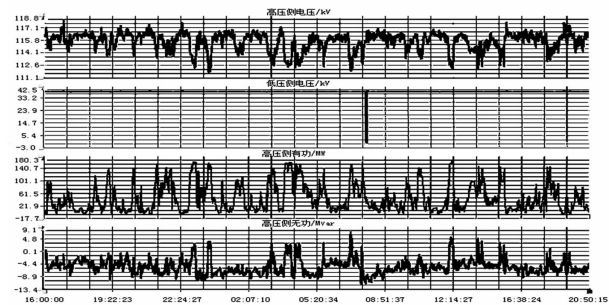


图7 2号主变压器高压侧电压、低压侧电压、高压侧有功、高压侧无功

通过以上分析,得知了 VMP 系统与 SVG 对系统的无功电压的补偿起到了很好的稳定作用。在监控时间段内不投无功补偿装置 SVG、投入无功补偿装置 SVG 以及投入 VMP 系统对电压的控制数据对比分析如图 8 ~ 图 10 所示。

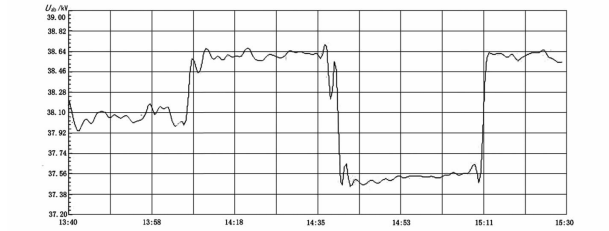


图8 没有 SVG 补偿时 II 母电压 U_{ab} 的电压曲线图

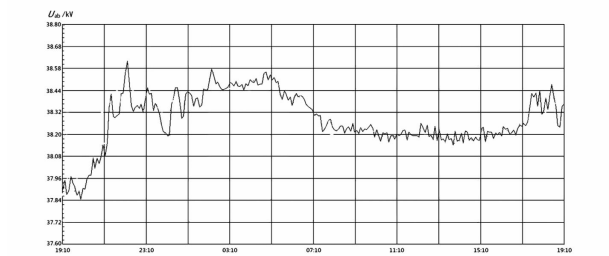


图9 SVG 对 II 母电压 U_{ab} 的控制效果

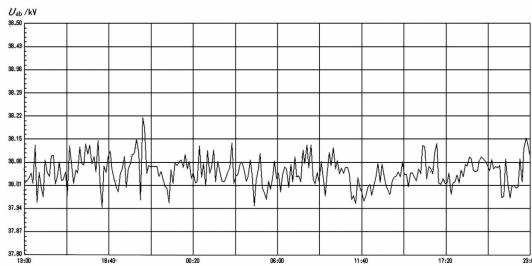


图10 VMP 系统对 II 母电压 U_{ab} 的控制效果

通过以上分析,在没有 SVG 无功补偿的方式下,电压最大最小值之差为 1.4 kV;在 SVG 控制方式下,电压最大最小值之差为 0.72 kV;在 VMP 系统下,电压最大最小值之差为 0.26 kV。对比可以得出:SVG 的投入比没有 SVG 控制效果好,SVG 无功电压控制与 VMP 系统相比,VMP 控制更平稳,误差更小,精度更高。从而可以得出 VMP 系统无功电压补偿效果更好、更具优势,也保证了输出电压的稳定性。通过此风电场现场试验验证了 VMP 系统的合理性和有效性。

5 结 论

提出了一种新型的控制系统,能够全局地考虑到风电场的无功补偿,并对各风机厂无功补偿任务进行优化分配,通过现场试验验证了该系统的合理性和有效性,并得到以下结论:

- 1)风电场有功出力的波动引起并网点电压的波动。随着风电有功出力的增大,并网点电压下降,对电网无功需求不断增大,而 VMP 系统有效地提供了无功电压的补偿,起到了较好的效果。
- 2)VMP 系统作为新型无功控制设备具有双向性;并能自动连续地调整,具有很高的可控性,便于实施新的控制策略,从而在追加很少的投资情况下,使改善电压质量成为可能。
- 3)VMP 系统对风电场无功电压进行协调控制和管理,提高风电场无功电压运行水平,满足风电场无功运行要求,进而为风电场群、风电场与电网统一协调无功电压控制奠定基础,为以后的研究指引了方向。

参考文献

[1] 陈海焱, 陈金富, 段献忠. 含风电机组的配网无功优化[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(7): 40-45.

(下转第 28 页)

考虑转子励磁控制的双馈风机故障特性分析

柳 鑫¹, 廖 茜², 邹景澍³, 王远波³

(1. 中铁电气化勘测设计研究院有限公司, 天津 300250; 2. 国网重庆万州供电公司, 重庆 万州 404100;
3. 西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

摘 要:双馈风机大量并网后, 电网故障特性发生明显变化, 给电网设备选型及电网继电保护问题带来挑战。非严重故障情况下, 撬棒保护未达到动作阈值时, 转子侧变换器继续投入运行, 转子变换器励磁控制很大程度上改变双馈风机的故障特性。通过建立双馈风电机组数学模型, 理论分析了转子侧变换器控制下双馈风电机组的磁链变化、转子电流和定子电流的暂态特性。并通过 PSCAD/MATLAB 仿真软件对 DFIG 磁链和定转子电流进行了仿真分析, 验证了理论分析的正确性。

关键词:双馈感应风力发电机; 转子励磁控制; 故障电流

Abstract: High penetration of double – fed induction generator (DFIG) will obviously change the fault characteristics of power grid, which brings the challenge to the equipment type selection and relay protection of power grid. For non – severe fault conditions, the crowbar protection does not reach the action threshold and the rotor side keeps operating, and the excitation control of rotor converter will greatly change the fault characteristics of double – fed induction generator. Based on the mathematical model of double – fed wind generating unit, the flux variation and rotor/stator current transient characteristics of double – fed induction generator under the control of rotor side converter are analyzed theoretically. The simulation of DFIG flux and stator/rotor current is carried out by PSCAD/MATLAB simulation software, which verifies the correctness of the theoretical analysis.

Key words: double – fed induction generator; rotor excitation control; fault current

中图分类号: TM315 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954(2016)06 – 0010 – 04

0 引 言

目前, 风力发电类型和风机型号多样化, 而双馈风电机组由于其经济和技术上的优点成为国际上应用最为广泛的机型。根据双馈风电机组的运行特性, 其转速与由电网运行频率决定的同步发电机不同, 即具有异步电动机的特点; 另一方面, 双馈风电机组具有独立的可调节功率因数的励磁绕组, 又具备同步电动机的特点。考虑到电机本身的结构和变换器复杂的控制策略, 电网故障下双馈风电机组提供的短路电流明显异于传统同步发电机^[1-2], 其规模化并网下提供的短路电流对电网的电气量变化特征产生复杂的影响, 因此双馈风电机组故障电流特性的分析对以故障特征为基础的继电保护研究具有重要意义。

基金项目: 中央高校基本科研业务费专项资金资助(SWJTU12CX031)

针对电网远端非严重故障时, 双馈风电机组转子侧变换器继续进行励磁, 双 PWM 变换器的动态响应将对双馈风电机组的故障电流特性造成较大影响。文献[3 – 4]考虑了转子侧变换器的励磁控制对双馈风电机组的暂态特性的影响, 建立了转子侧变换器控制下的转子回路动态模型; 分析了转子侧变换器与双馈电机的耦合特征, 通过时域仿真验证了转子侧变换器控制方式对双馈风电机组暂态行为的影响。文献[5 – 6]按照功率外环闭锁的思想, 故障暂态过程分析中只考虑了转子电流内环控制器的影响。按典型的 I 型和 II 型系统设计了转子电流内环控制器, 并分析了转子侧变换器的动态响应特性及双馈风电机组的故障电流特性。文献[7 – 9]采用数字仿真定性分析了远端故障下考虑 DFIG 转子励磁调节动态特性下的故障电流特征, 但缺少定量分析且并未推导出双馈风机故障电流的表达式。

1 双馈风电机组建模

双馈风电机组模型主要分为变流器部分、异步电动机部分以及机械部分。由图 1 可知,双馈风机定子侧与电网连接,转子侧通过背靠背 PWM 变换器与电网相连,机械部分通过齿轮箱连接异步电动机,双馈风机通过升压变压器并入电网。

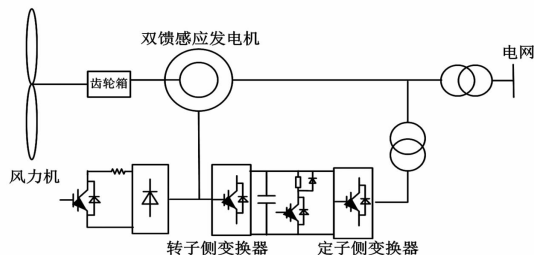


图 1 双馈风机的结构

1.1 双馈风机网侧变换器控制模型

网侧变换器通常采用电网电压定向的控制策略,同步旋转坐标系下的数学公式可表示为

$$\begin{cases} L \frac{di_{sd}}{dt} = -Ri_{sd} + \omega_1 Li_{sq} + u_s - u_{sd} \\ L \frac{di_{sq}}{dt} = -Ri_{sq} + \omega_1 Li_{sd} - u_{sq} \end{cases} \quad (1)$$

式中: L 为网侧变换器电感; R 为回路电阻; i_{sd} 、 i_{sq} 为变流器交流侧电流的 d 、 q 轴分量; u_{sd} 、 u_{sq} 为变流器交流侧电压的 d 、 q 轴分量; ω_1 为同步转速。具体控制结构见图 2 所示。

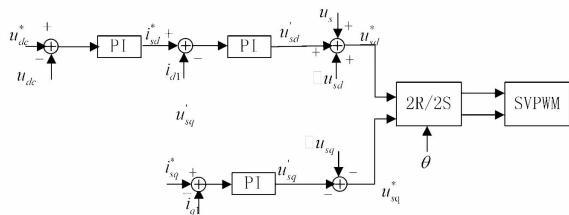


图 2 DFIG 网侧变换器控制模型

1.2 双馈风机转子侧变换器控制模型

将同步旋转坐标系的 d 轴定向于定子磁链矢量,可以将转子电压的 d 轴和 q 轴分量表示为

$$\begin{cases} u_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_s \psi_{rq} \\ u_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_s \psi_{rd} \end{cases} \quad (2)$$

式中, i_{rd} 、 i_{rq} 为转子电流的 d 、 q 轴分量; u_{rd} 、 u_{rp} 为转子电压的 d 、 q 轴分量; $\sigma = 1 - L_m^2/L_s L_r$, L_s 、 L_r 、 L_m 分别为定子电感、转子电感及定转子互感。

转子磁链 ψ_{rd} 和 ψ_{rq} 可以表示为

$$\begin{cases} \psi_{rd} = L_m/L_s \psi_s + \sigma L_r i_{rd} \\ \psi_{rq} = \sigma L_r i_{rq} \end{cases} \quad (3)$$

将式(3)代入式(2)可得

$$\begin{cases} u_{rd} = R_r i_{rd} + \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_s \sigma L_r i_{rq} \\ u_{rq} = R_r i_{rq} + \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_s (L_m/L_s \psi_s + \sigma L_r i_{rd}) \end{cases} \quad (4)$$

通过前馈环节消除耦合项之后,转子电压分量可用转子电流分量表示。转子侧变流器的参考电压指令值可以表示为

$$\begin{cases} u_{rd}^* = K_p (i_{rd}^* - i_{rd}) + K_T \int (i_{rd}^* - i_{rd}) dt - \omega_s \sigma L_r i_{rq} \\ u_{rq}^* = K_p (i_{rq}^* - i_{rq}) + K_T \int (i_{rq}^* - i_{rq}) dt + \omega_s \sigma L_r i_{rd} \end{cases} \quad (5)$$

式中: u_{rd}^* 和 u_{rq}^* 分别为转子侧变换器电压参考值的 d 、 q 轴分量; i_{rd}^* 和 i_{rq}^* 分别为转子侧变换器电流参考值的 d 、 q 轴分量; K_p 为比例积分增益; K_T 为积分环节增益。通过引入前馈补偿项后, d 、 q 轴电流就实现了解耦控制。

根据上述公式可以得到基于定子磁链定向的矢量控制框图,具体详见图 3。

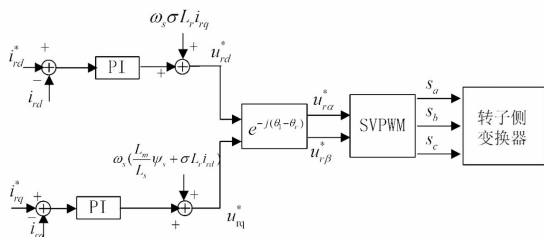


图 3 DFIG 转子侧变换器控制模型

2 双馈风机定子磁链暂态特性分析

理想对称电网条件下双馈风电机组正常运行时,三相静止坐标系下空间矢量形式的定子电压 $\vec{u}_s$ 可以表示为

$$\vec{u}_s = U_s e^{j\alpha_A} e^{j\omega_1 t} = \dot{U}_s e^{j\omega_1 t} \quad (6)$$

式中: α_A 为 A 相电压的初始相角; $\dot{U}_s$ 为稳态运行时候的定子机端电压相量。假设在 $t = t_0$ 时刻电网发生三相永久性故障,机端电压对称跌落。不考虑机端电压相位跳变的情况下,故障后的定子电压可以表示为

$$\vec{u}_s (t \geq 0) = (1 - k) \dot{U}_s e^{j\alpha_A} e^{j\omega_1 t} = (1 - k) \dot{U}_s e^{j\omega_1 t} \quad (7)$$

式中, k 为电压跌落系数,可以定义为

$$k = (U_s - U_{sf}) / U_s \quad (8)$$

式中, U_{sf} 为短路故障后定子电压跌落的稳态值。

电网发生故障以前,定子磁链的值可以表示为

$$\vec{\psi}_s (t < t_0) = (\vec{u}_s - R_s \vec{i}_s) / j\omega_1 = (\dot{U}_s e^{j\omega_1 t} - R_s \vec{i}_s) / j\omega_1 \quad (9)$$

定子电阻值比较小,通常情况下可以忽略,式(9)可以表示为

$$\vec{\psi}_s(t < t_0) = \dot{U}_s e^{j\omega_1 t} / j\omega_1 \quad (10)$$

电网发生故障时,双馈风电机组定子侧电压瞬时跌落,定子磁链稳态分量减少。依据磁链守恒规律,即故障瞬时磁链不能发生突变,定子磁链将感应出暂态直流分量磁链。电网故障愈严重,定子磁链感应出来的直流磁链就越大。可以得出

$$\vec{\psi}_s(t \geq t_0) = \vec{\psi}_{sf}(\infty) + \vec{\psi}_{sn} e^{-t/\tau_1} \quad (11)$$

式中: $\vec{\psi}_{sf}(\infty)$ 为定子磁链的强制分量, $\vec{\psi}_{sf}(\infty) = (1-k)\dot{U}_s e^{j\omega_1 t} / j\omega_1$; $\vec{\psi}_{sn}$ 为定子磁链的自然分量, $\vec{\psi}_{sn} = k\dot{U}_s e^{j\omega_1 t_0} / j\omega_1$; $\tau_1 = R_s / L_s$,是定子磁链的自然分量的衰减时间常数值。

3 DFIG 转子短路电流分析

双馈风电机组故障暂态特性比较复杂,有必要分析转子电流的动态特性。转子磁链用定子磁链和转子电流可以表示为

$$\vec{\psi}_r = L_m \vec{\psi}_s / L_s + (L_r - L_m^2 / L_s) \vec{i}_r \quad (12)$$

将式(12)代入式(4)可得

$$\begin{aligned} \vec{u}_r = R_r \vec{i}_r + (L_m / L_s) d \vec{\psi}_s / dt + (L_r - L_m^2 / L_s) d \vec{i}_r / dt \\ + j\omega_s (L_m \vec{\psi}_s / L_s + (L_r - L_m^2 / L_s) \vec{i}_r) \end{aligned} \quad (13)$$

式(13)可以表示为

$$\sigma L_r d \vec{i}_r / dt + (R_r + j\omega_s \sigma L_r) \vec{i}_r = \vec{u}_r + \vec{e} \quad (14)$$

式中:反电动势 $\vec{e}$ 为定子磁对转子电流的激励; $\vec{u}_r$ 为转子侧变流器的输出电压,反映转子变流器性能对转子电流的影响。

可以得到反电动势具体值为

$$\vec{e} = \vec{e}_p + \vec{e}_d e^{\tau_1 t_0} e^{-\tau_1 t} \quad (15)$$

$$\vec{e}_p = -j\omega_s / L_m / L_s (1-k) / \omega_1 \vec{u}_s \quad (16)$$

$$\vec{e}_d = k\omega_r / \omega_1 L_m / L_s \vec{u}_s \quad (17)$$

式中: $\vec{e}_p$ 为稳态分量; $\vec{e}_d$ 为直流分量。

同步旋转坐标系下 DFIG 转子电压矢量可通过转子侧变换器控制回路推导。转子电压控制公式的矢量模型可以表示为

$$\vec{u}_r^* = k_p (\vec{i}_r^* - \vec{i}_r) + k_i \int (\vec{i}_r^* - \vec{i}_r) dt - j\omega_s \sigma L_r \vec{i}_r \quad (18)$$

式中: k_p 和 k_i 分别为转子变换器的比例和积分增益常数。

转子参考分量矢量 $\vec{i}_r^*$ 的值为

$$\vec{i}_r^* = \vec{i}_{rd}^* + j\vec{i}_{rq}^* \quad (19)$$

$$\vec{i}_{rd}^* = \psi_{sm} / L_m - 2L_s Q_s^* / (3L_m (1-k) U_s) \quad (20)$$

$$\vec{i}_{rq}^* = -2L_s P_s^* / 3L_m (1-k) U_s \quad (21)$$

式中: ψ_{sm} 为定子磁链的幅值; P_s^* 和 Q_s^* 分别为有功功率和无功功率的参考值,由风机的控制策略决定。

可以得出转子电流的二阶微分方程。

$$d^2 \vec{i}_r / dt^2 + \eta d \vec{i}_r / dt + \lambda \vec{i}_r = \lambda \vec{i}_r^* + \tau_1 \vec{e}_d e^{\tau_1 t_0} e^{-\tau_1 t} / \sigma L_r \quad (22)$$

式中: $\eta = R_r + k_p / \sigma L_r$; $\lambda = k_i / \sigma L_r$ 。

求解微分方程可以得到对称短路故障情况下双馈风电机组的转子电流表达式如下:

$$\vec{i}_r = \vec{i}_{rf1} + \vec{i}_{rf2} + \vec{i}_{rm} \quad (23)$$

式中: $\vec{i}_{rf1}$ 和 $\vec{i}_{rf2}$ 为转子电流的强制分量, $\vec{i}_{rf1}$ 为转子电流对分量 $\lambda \vec{i}_r^*$ 的响应; $\vec{i}_{rf2}$ 为转子电流对反电动势 $\tau_1 \vec{e}_d e^{\tau_1 t_0} e^{-\tau_1 t} / \sigma L_r$ 的响应; $\vec{i}_{rm}$ 为转子电流的自然分量。

$$\vec{i}_{rf1} = \vec{i}_r^* \quad (24)$$

$$\vec{i}_{rf2} = \tau_1 \vec{e}_d e^{\tau_1 t_0} e^{-\tau_1 t} / (\sigma L_r (\tau_1^2 - \tau_1 \eta + \lambda)) \quad (25)$$

$$\vec{i}_{rm} = -\alpha_2 \vec{i}_r^* e^{\alpha_1 t} + \alpha_1 \vec{i}_r^* e^{\alpha_2 t} / (\alpha_1 - \alpha_2) \quad (26)$$

式中: $\alpha_1 = (-\eta + \sqrt{\eta^2 - 4\lambda}) / 2$; $\alpha_2 = (-\eta - \sqrt{\eta^2 - 4\lambda}) / 2$ 。

4 DFIG 定子短路电流分析

DFIG 定子短路电流可以表示为

$$\vec{i}_s = -L_m / L_s \vec{i}_r + 1 / L_s \vec{\psi}_s \quad (27)$$

根据短路故障下的转子电流 $\vec{i}_r$ 和定子磁链 $\vec{\psi}_s$ 可以得到 DFIG 的定子短路电流。将定子磁链公式代入式(27)可以得到

$$\vec{i}_s = \vec{i}_{sf} + \vec{i}_{sn} + \vec{i}_{sr} \quad (28)$$

式中: $\vec{i}_{sf}$ 由定子磁链的强制分量决定, $\vec{i}_{sf} = (1-k)\vec{u}_s / j\omega_1 L_s$; $\vec{i}_{sn}$ 由定子磁链的自由分量决定, $\vec{i}_{sn} = k\vec{u}_s / (j\omega_1 L_s) e^{\omega_1 t_0} e^{-t/\tau_1}$ 。

将转子电流公式(23)代入式(28)中即可以得到电网发生对称故障时的 DFIG 定子短路电流的表达式为

$$\vec{i}_s = \vec{i}_{sf} + \vec{i}_{sn} + \vec{i}_{sr1} + \vec{i}_{sr2} + \vec{i}_{sr3} \quad (29)$$

式中, $\vec{i}_{sr1}$ 为转子励磁产生的强制分量,其大小与转子稳态电流有关。

$$\vec{i}_{sr1} = -L_m/L_s \vec{i}_{rf1} = -L_m/L_s \vec{i}_r^* \tag{30}$$

式(29)中, $\vec{i}_{sr2}$ 为转子励磁生产的暂态直流分量,其大小不仅与机端电压有关,还取决于转子侧变换器的控制回路的参数。

$$\vec{i}_{sr2} = -L_m/L_s \tau_1 \vec{e}_d e^{\tau_1 t_0} e^{-\tau_1 t} / \sigma L_r (\tau_1^2 - \tau_1 \eta + \lambda) \tag{31}$$

式(29)中, $\vec{i}_{sr3}$ 为变流器控制产生的转子暂态分量通过励磁生成的衰减的谐波分量,其大小与转子稳态电流值和变换器参数有关。

$$\vec{i}_{sr3} = L_m/L_s \alpha_2 \vec{i}_{r0} e^{\alpha_1 t} + \alpha_1 \vec{i}_{r0} e^{\alpha_2 t} / (\alpha_1 - \alpha_2) \tag{32}$$

5 仿真分析

为了验证故障情况下双馈风电机组的定子磁链暂态过程,利用 EMTDC/PSCAD 仿真软件搭建风电机组并网暂态模型平台,对电网机端电压跌落 60% 情况下的定子磁链变化过程进行了仿真,详见图 4。

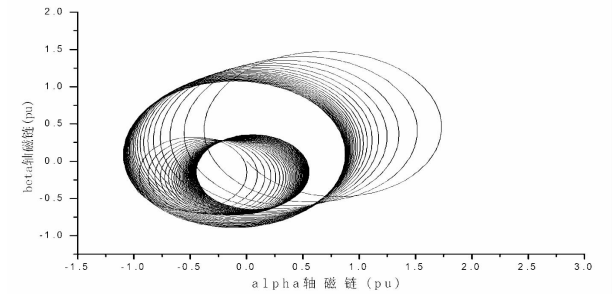


图 4 DFIG 定子侧电压跌落 50% 的定子磁链变化过程

由图 4 可以看出,外面直径较大的圆为故障前的稳态磁链,里面较小的圆为故障后的稳态磁链。定子磁链由故障发生前的稳态过渡到故障发生后的稳态有一个衰减的过程,并没有发生突变,过程中会产生一个暂态的直流分量从而使磁链守恒。

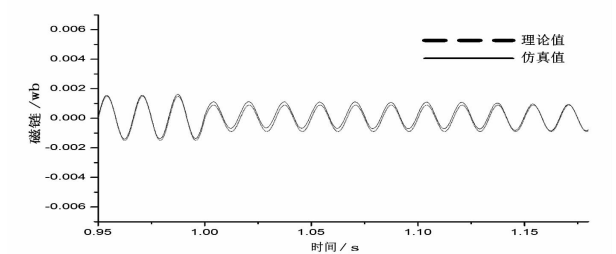


图 5 DFIG 定子 α 轴磁链分量故障暂态特性

为了对比分析定子磁链暂态过程的计算结果与仿真结果,通过 EMTDC/PSCAD 软件对双馈风力发电系统进行仿真分析,算例设定故障电压跌落值为 60%,故障发生时刻为 1.0 s,故障前额定功率为 0.5

p.u.。仿真结果给 α 、 β 出轴磁链分量的暂态过程及与理论计算结果的对比分析。结果详见图 5 及图 6 所示意。

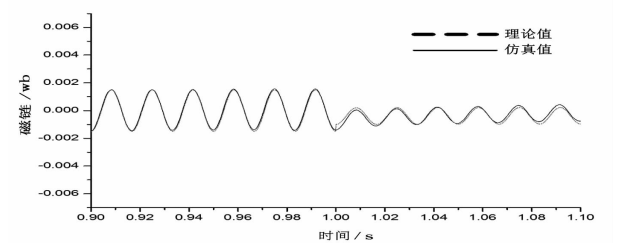


图 6 DFIG 定子 β 轴磁链分量故障暂态特性

由图 5 和图 6 可以看出,定子 α 轴磁链和 β 轴磁链仿真结果与理论计算结果基本匹配,验证了理论计算结果的正确性。对机端三相定子电压 40% 和 60% 跌落深度情况下的故障进行了仿真分析,DFIG 转子短路电流波形见图 7 所示,DFIG 定子短路电流波形见图 8 所示。

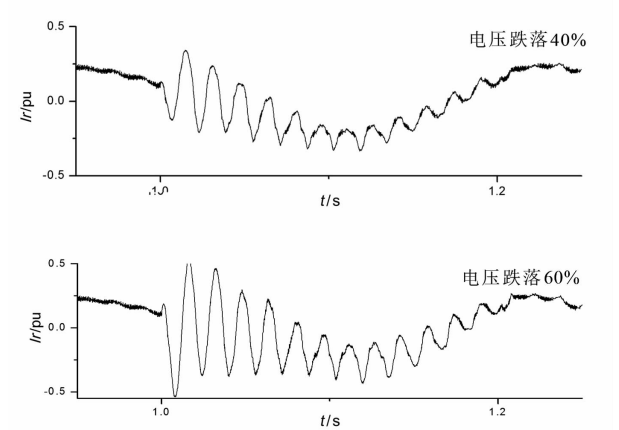


图 7 电网故障下的转子短路电流仿真

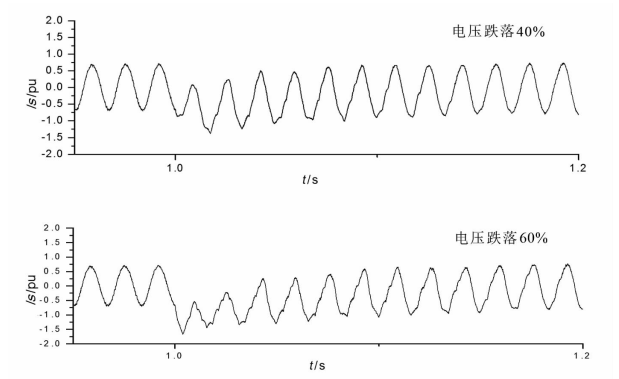


图 8 电网故障下的定子短路电流仿真

图 7 和图 8 仿真结果反映了不同电压跌落情况下,双馈风电机组表现出的故障电流特性。由理论分析可知,双馈风电机组故障电流受电机气隙磁链的暂态变化过程以及双馈风电机组网侧和转子侧变流器的控制作用的影响。

(下转第 22 页)

基于稳定图和矩阵束算法 在风机系统低频振荡参数辨识的应用

苗长越¹,姚秀萍^{1,2},王海云¹,朱建华²,常喜强²,李自明¹,李朝阳¹,贺成龙²

(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,新疆 乌鲁木齐 830002)

摘要:为了精确检测含有风机的电力系统低频振荡参数,提出了一种稳定图和矩阵束相结合的新算法。首先用稳定图法确定区间低频振荡信号的阶数,在得到了系统阶数之后,就可以应用矩阵束算法得到每个分量的幅值和特征根,进而可以获得系统的阻尼比、幅值和频率。最后的仿真实验结果表明,与 TLS-ESPRIT 算法相比,该方法计算的阻尼比最大相对误差更小。在不同的系统中,运用该方法依然可以得到较准确的结果。

关键词:风力发电机;低频振荡;矩阵束算法;稳定图法

Abstract:In order to accurately detect the low-frequency oscillation parameters of power system with wind turbines, a new algorithm is proposed which combines the stabilization diagram and the matrix pencil. Firstly, the order of the interval low-frequency oscillation signal is determined by the stabilization diagram method. After getting the system order, the amplitude and the characteristic root of each component can be obtained by using the matrix pencil algorithm, and the damping ratio, amplitude and frequency of the system can be obtained too. Finally, the simulation results show that compared with the TLS-ESPRIT algorithm, the damping calculated by the proposed method is less than the maximum relative error. In different systems, the proposed method can be used to get more accurate results.

Key words:wind turbine generator; low-frequency oscillation; matrix pencil algorithm; stabilization diagram

中图分类号:TM712 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0014-04

0 引言

随着单机系统的容量日益增加,电力系统的规模也日益增大,对系统的稳定性提出了新的要求。自从互联大电网系统诞生以来,低频振荡的问题也一直伴随产生,所以低频振荡参数辨识的研究一直以来都受到国内外学者的重视,随机子空间、HHT、Prony、矩阵束等方法都在电力系统低频振荡参数辨识中得到了充分应用^[1-5]。

此外,伴随着能源危机的不断加深,探索新型的能源发展之路对中国的能源供应显得尤为重要。风能作为较为成熟的新能源,得到国家的大力支持。随着风机接入容量的不断增加,对系统稳定的影响也显得较为明显。因此研究含风机系统的低频振荡问题就具有一定的实际意义^[6-7]。矩阵束算法作为一种较为有效的参数辨识方法,不仅单独使用时具有一定的辨识精度^[5],而且与其他的方法具有良好

基金项目:教育部创新团队(IRT1285);国家自然科学基金(51267017);国家863计划(2013AA50604)

的配合性^[8-11]。文献[9]结合了矩阵束算法和小波用于同步电机的参数辨识,结论表明两者结合可以取得较高的辨识精度。文献[10]改进了矩阵束算法,并将其用于次同步震荡的参数辨识,取得了较好的辨识效果。上述的结论从一定程度上表明,矩阵束算法不仅具有优良的参数辨识效果,而且可以与其他算法结合,具有较好的理论融合度。

下面首先使用稳定图法定阶,对含有噪声的信号去噪,提高信号的信噪比。然后对去除噪声之后的信号进行矩阵束算法处理,得到辨识信号的幅值、阻尼、频率等参数。最后是仿真测试,分别对模拟信号、单机无穷大系统的信号和多机系统的信号进行参数辨识,辨识结果说明了所提方法的有效性。

1 稳定图法

在低频振荡的参数辨识问题中,首先需要进行的是模型定阶,然后才能辨识其他的参数。稳定图方法^[11]是一种较为严格的模型定阶的方法。

稳定图法主要的原理为:首先假设系统不固定,先假定系统具有一个较大的阶次,依次递减,可得到相应于不同阶次的系统参数。通过矩阵束法对每个阶次的模型进行参数辨识,并将模态参数绘制到二维坐标图上,可得到多组阶数图。稳定图的自变量为频率,因变量为系统阶次。通过比较两个相邻阶次的参数,如相邻阶次的差值保持在预先可以接受的范围内,就此认定该模态为稳定的。由于扩大了阶次的搜索范围,所以虚假模态的出现几乎是不可避免的。伴随着阶次的累加,对应于稳定的模态,极点几乎会形成一条很少偏斜的直线,被称为稳定轴,而虚假模态的极点往往会出现偏斜。假定特征频率的容差为 ε_f ,要形成稳定轴需满足:

$$\frac{f^j - f^{j-1}}{f^{j-1}} \times 100\% < \varepsilon_f \tag{1}$$

式中: j 为模型阶次; f 为各阶次下估计的模态频率。
稳定图有助于得到正确的信号阶数,因而具有一定的理论价值和实用价值。

2 矩阵束算法

带有噪声的均匀采样信号 $y(k)$ 可表示为

$$y(k) = \sum_{i=1}^q A_i \exp(s_i k T_h) + w(k T_h) \tag{2}$$

式中: A_i 为第 i 个分量的幅值,可以为复数或实数; T_h 为采样信号的周期; k 为采样点数; $w(k)$ 为噪声。对采样信号 $y = [y(0), y(1), L, y(k-1)]^T$ 构造 Hankel 矩阵 $Y_{(k-1) \times (L+1)}$, L 的一般取值范围在 $k/4 \sim k/3$ 之间^[6]。

然后对 Y 进行 SVD 分解,可得 $Y = U \Sigma V^H$ 。实际中较为关心的是 Σ 中前面较大的特征值。取前 q 个较大的特征值 Z_i 所在的列构成 Σ_1 及 Z_i 对应的右特征向量 v_i 构成 $V' = [v_1, v_2, L, v_q]$ 。 v_1 和 v_2 分别表示删去矩阵 V' 的第一行和最后一行,记 $Y_1 = U \Sigma_1 V_2^H, Y_2 = U \Sigma_1 V_1^H$ 。可以证明:矩阵束 $\{Y_1 Y_2\}$ 的广义特征值 Z_i 与特征根 s_i 之间的关系为

$$s_i = \ln \left(\frac{\sqrt{z_{ri}^2 + z_{ii}^2}}{z_{ri} + z_{ii}} \right) + j \frac{z_{ri}}{\sqrt{z_{ri}^2 + z_{ii}^2}} \tag{3}$$

因而只要求解以下广义特征值,即可得到待辨识信号 $y(k)$ 的幅值和特征根。

$$Y_1 u = z Y_2 u \tag{4}$$

A_i 则可由式(5)的线性方程组通过最小二乘法

求解得到。

$$y = \begin{bmatrix} 1 & 1 & L & 1 \\ z_1 & z_2 & L & z_q \\ M & M & O & M \\ z_1^{k-1} & z_2^{k-1} & L & z_q^{k-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ M \\ A_q \end{bmatrix} = ZA \tag{5}$$
$$A = (Z^H Z)^{-1} Z^H y \tag{6}$$

3 仿真

3.1 设计步骤

首先应用稳定图法对信号进行定阶分析,得到系统的阶数之后,识别出其中的信号分量;其次利用矩阵束算法辨识出低频振荡信号的幅值、阻尼和频率等参数值;通过 3 组仿真信号的验证,证明所提方法的有效性。

3.2 模拟信号分析

将低频振荡信号视为某些频率固定、幅值按指数规律变化的正弦信号(振荡模式)的线性组合,则含随机噪声的振荡模式可表示为

$$y(k) = e^{-0.2t} \cos(2\pi f_1 t) + e^{-0.5t} \sin(2\pi f_2 t) + w(t) \tag{7}$$

式中: $f_1 = 1.5$ Hz; $f_2 = 1.0$ Hz。仿真采用的信号为数字信号,采用频率为 200 Hz,噪声的方差为 0.04。

为了研究所提方法的效果,特地引入噪声,见图 1。然后做了对应的仿真分析,使得分析的结果能够更加有说服力。采用的对照方法为总体最小二乘旋转不变技术(total least squares - estimation of signal parameters via rotational invariance technique, TLS - ESPRIT)。

显然,可直接用总体最小二乘旋转不变技术识别得到振荡频率和阻尼系数,辨识结果见表 1 的前 3 行。由表 1 可知:采用矩阵束得到的阻尼比的最大相对误差为 1.2%;采用总体最小二乘旋转不变技术识别得到的阻尼比的最大相对误差为 2%。

表 1 含噪声信号的低频振荡模态分量参数

方法	模态	频率/Hz	阻尼比 ζ	幅值/A
TLS	1	1.500 2	-0.204 5	1.005 4
TLS	2	1.001 9	-0.496 5	1.009 8
MP	1	1.499 5	-0.198 0	0.998 2
MP	2	0.999 8	-0.502 6	1.008 4

表 1 是在 SNR = 27.9 dB 的情况下的仿真结

果,其中第 5 列的所提算法是未加入小波滤波时的参数误差。由表 1 不难发现,在信噪比达到 27.9 dB 时,所提方法总体的辨识效果要略优于对照的方法。

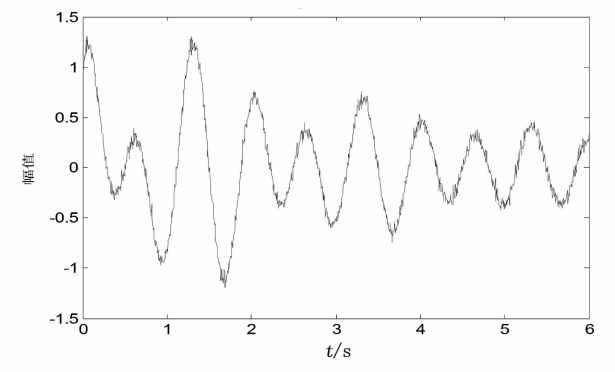


图 1 含噪信号的仿真图

3.3 单机系统分析

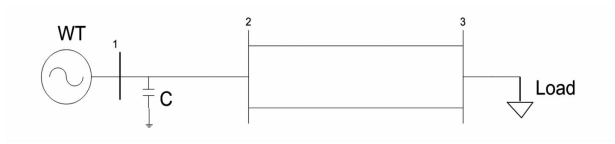


图 2 单机无穷大系统示意图

风机的容量为 275 kV · A,电压为 480 V,负荷在 0.2 s 发生突变,由 50 kW 增加到 75 kW。异步风机的主要参数为:定子电阻 $R_s = 0.016$;定子电感 $L_{ls} = 0.06$;转子电阻 $R_r = 0.015$;转子电感 $L_{lr} = 0.06$;励磁电感 $L_m = 3.5$;惯性时间常数 $H = 2$ s;阻尼系数 $F = 0$;极对数 $p = 2$;电容的容量为 75 kvar;风速为 10 m/s。

表 2 单机系统扰动下的低频振荡模态分量参数

方法	模态	频率/Hz	阻尼比 ζ	幅值/A
MP	1	1.692 0	-2.054 9	12.587 7
MP	2	0.582 2	-0.980 7	22.971 4
MP	3	0	-0.000 6	200.192 9

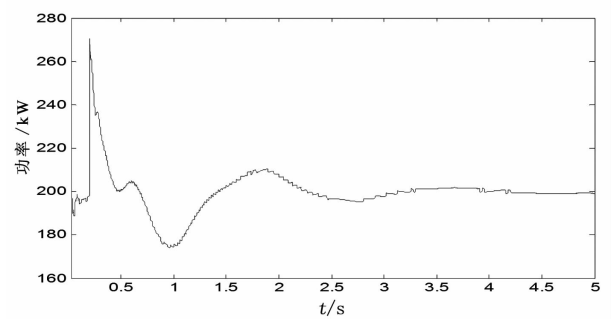


图 3 单机系统扰动下的系统振荡功率图

单机系统小扰动下系统参数如表 2 所示,有两个振荡分量和一个直流分量。直流分量为系统的稳

态运行功率,振荡分量主要是由负荷阶跃变化产生的,单机系统扰动下的系统振荡功率如图 3 所示。稳定图(图 4)显示的结果也表明了系统的振荡分量和直流分量。

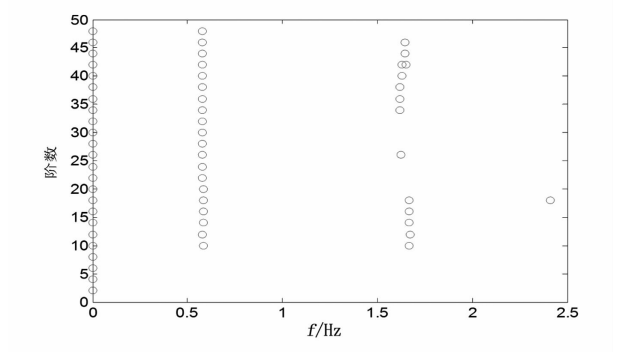


图 4 振荡功率的稳定图

3.4 IEEE 5 机 14 节点系统分析

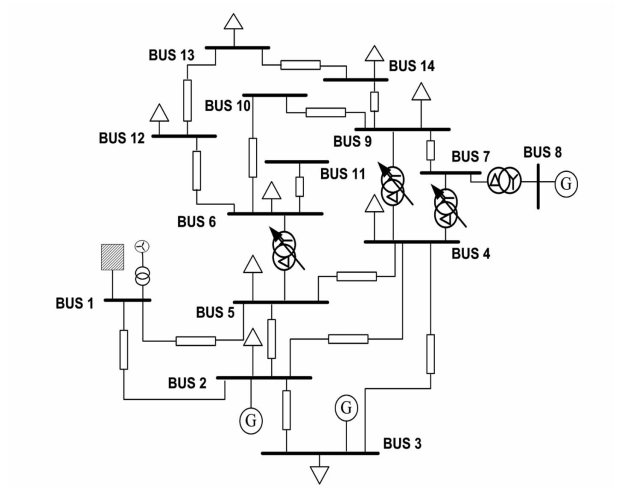


图 5 IEEE 5 机 14 节点系统示意图

IEEE 5 机 14 节点示意图如图 5 所示,在母线 1 处接入双馈风机,风机的容量为 600 MV · A,负荷在 1 s 发生突变,双馈风机的主要参数为:定子电阻 $R_s = 0.01$,定子电抗 $X_s = 0.01$,转子电阻 $R_r = 0.01$,转子电感 $X_r = 0.08$,励磁电感 $X_m = 3$,惯性时间常数 $H = 6$ kW s/kV · A。

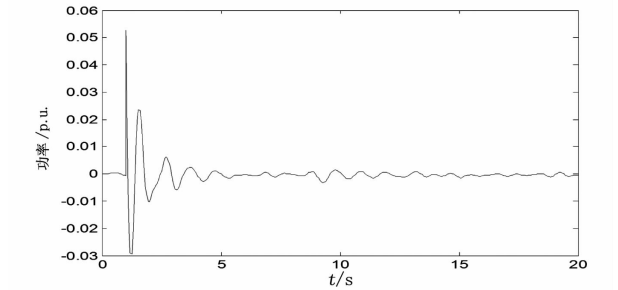


图 6 IEEE 5 机 14 节点系统功率振荡示意图

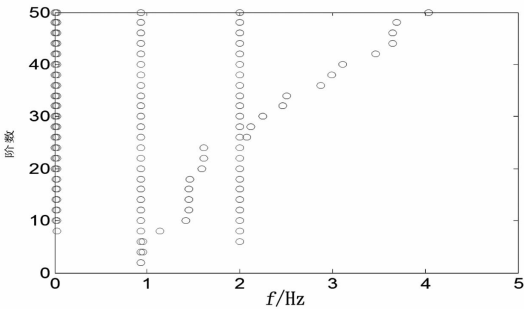


图 7 传输功率的稳定图

表 3 IEEE 5 机 14 节点系统的低频振荡模态分量参数

方法	模态	频率/Hz	阻尼比 ζ	幅值/A
MP	1	1.698 3	-0.680 9	0.045 0
MP	2	0.947 8	-0.161 5	0.018 0
MP	3	0	-0.014 2	0.001 0

IEEE 5 机 14 节点系统大扰动下系统参数如表 3 所示,有两个振荡分量和一个直流分量。振荡分量主要是由线路短路产生的。稳定图(图 6、图 7)显示的结果也表明了系统的振荡分量和直流分量。

4 结 论

将矩阵束算法应用于含有风机的电力系统低频振荡参数辨识问题,该方法的优点是可以无需多次迭代,而且能在计算量能够接受的情况下得到较高的辨识精度。

1)所提算法既可以处理非线性平稳信号,也可以处理非线性非平稳信号,取得很好的效果。

2)在系统正常运行或者小扰动下可直接用稳定图法辨识阶数,然后用矩阵束算法识别系统的弱阻尼模式和模态参数,为 PSS 的安装提供参考依据。

此外,矩阵束算法运算速度快,辨识精度高,结合稳定图的广泛应用,为含有风力发电机的电力系统低频振荡的在线分析提供了一种可供借鉴的方法。

参考文献

[1] 王辉,苏小林. Prony 算法的若干改进及其在低频振荡监测中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(12):140-145.

[2] 李天云,袁明哲,李军强,等. 基于 EMD 和 SSI 的电力系统低频振荡模态参数识别方法[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(8):6-10.

[3] 李天云,高磊,赵妍. 基于 HHT 的电力系统低频振荡分析[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(14):24-30.

[4] 张静,徐政,王峰,等. TLS-ESPRIT 算法在低频振荡分析中的应用[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(20):84-88.

[5] 王宇静,于继来. 电力系统振荡模态的矩阵束辨识法[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(19):12-17.

[6] 李媛媛,邱跃丰,马世英,等. 风电机组接入对系统小干扰稳定性的影响研究[J]. 电网技术, 2012, 36(8):50-56.

[7] 杨悦,李国庆,李江,等. 双馈风电机组电力系统低频振荡阻尼特性[J]. 沈阳工业大学学报, 2013, 36(1):1-6.

[8] 朱瑞可,李兴源,赵睿,等. 矩阵束算法在同步电机参数辨识中的应用[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(6):52-55.

[9] 张宇辉,陈峰,李慧敏,等. 基于小波变换和矩阵束算法的同步电机参数辨识[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(9):87-92.

[10] 李宽,李兴源,赵睿. 基于改进矩阵束的高压直流次同步振荡检测[J]. 电网技术, 2012, 36(4):42-46.

[11] 常军,张启伟,孙利民. 稳定图方法在随机子空间识别模态参数中的应用[J]. 工程力学, 2007, 24(2):39-44.

[12] 张亮,张新燕,王维庆. 基于改进多信号矩阵束算法的电力系统低频振荡识别[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(13):26-30.

[13] 陈刚,吴小陈,柳勇军,等. 基于频域分解法和广域稳态量测的低频振荡模式辨识[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(12):56-60.

[14] Trudnowski D J. Making Prony Analysis More Accurate Using Multiple Signals[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(1):226-231.

[15] Hauer J F. Application of Prony Analysis to the Determination of Modal Content and Equivalent Models for Measured Power System Response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6(3):1062-1068.

[16] Rouquette S, Najim M. Estimation of Frequencies and Damping Factors by Two-dimensional ESPRIT Type Methods[J]. IEEE Transactions on Signal Processing, 2001, 49(1):237-245.

作者简介:

苗长越(1991),硕士研究生,研究方向为可再生能源发电与并网技术;

姚秀萍(1961),教授级高工、硕士生导师,研究方向为电力系统稳定与控制、调度自动化;

王海云(1973),教授、硕士生导师,研究方向为可再生能源发电与并网技术。(收稿日期:2016-09-09)

基于 WindPro 数据修正及风电场风速预测研究

张忠伟^{1,2}, 王维庆^{1,2}, 王海云^{1,2}, 姚秀萍³, 常喜强³
(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047;
2. 教育部可再生能源发电与并网控制工程技术研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830047,
3. 新疆电力调度控制中心, 新疆 乌鲁木齐 830001)

摘 要:根据某风场数据,先对风场数据进行修正,剔除错误数据,以避免累计误差的出现,提高预测精度。在神经网络的输入变量中不仅考虑了风速风向,还加入了跟大气运动形成风能的温度、重力常数和海拔。通过对神经网络法的粒子群优化算法(PSO)优化和惯性权重的调整来预测风速,通过神经网络训练该方法能够提高预测的准确性,能够改善风电并网的稳定运行和电网调度的调整。

关键词:数据修正;神经网络;粒子群优化算法(PSO);惯性权重

Abstract:According to the data of a wind field, the wind field data is corrected firstly, and then the wrong data is eliminated in order to avoid the emergence of the accumulated error and to improve the prediction precision. In the input variables of neural network, it not only considers the wind speed and direction, but also the wind temperature, gravitational constant and elevation formed with atmospheric movement. Through optimizing the particle swarm optimization (PSO) of neural network method and adjusting the inertia weight, it can forecast the wind speed, and through the neural network training method it can improve the prediction accuracy, which can improve the stable operation with wind power integration and the adjustment of power grid scheduling.

Key words:data correction; neural network; particle swarm optimization (PSO); inertia weight

中图分类号:TK81 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0018-05

0 引 言

随着国家对风力发电的投资日益加大,风电产业的快速发展,对风力发电的技术和研究也提出了更高的要求^[1-3]。其风速和风电预测对风电并网稳定运行和电力部门根据预测风速做出调整有很大影响^[5]。国外对风电场风速及风电短期预测已经做了大量深入的研究,当前中国在短期和超短期风速预测的研究还没有成型理论,特别是 24~72 h 预测较少^[4]。准确风速预测使电网调度能够有效调整电网计划,并且能够降低电力设备运转成本^[6]。由于风能不是连续存在且受到大气运动强弱影响,造成风速随机产生^[7-8]。因此对风电场风速的预测就更加困难^[9-13]。当前在运用源数据时并没有对其进行筛选,误差累积效应可能导致预测准确性降低并在预测过程中没有很好的权重设定。

基金项目:教育部创新团队(IRT1285);自治区重点实验室(2016D03021);国家自然科学基金(2013211A006)

通过某风场 1 年的测风数据,在数据源头对数据进行修正,剔除错误数据。并用神经网络对修正后数据训练,用粒子群优化算法(particle swarm optimization, PSO)对神经网络进行优化,通过迭代次数对惯性权重进行调整。根据气象预报来预测最近 48 h 风速,通过和神经网络算法比较优化后,神经网络算法预测准确性较好。

1 WindPro 软件对测风数据分析

由于测风数据的获取要经过很多环节,每个环节都有可能产生误差。而采用存在错误的数据进行仿真预测,无疑会增加预测的不准确性。如果不减少每个环节的误差,就可能产生误差的积累严重影响对风速的预测。因此必须提高数据的质量,剔除错误和无效数据。根据 GB/T 18710-2002 标准规定^[14],合理性检验的小时平均风速在 0~40 m/s,平均风向在 0~360°。趋势性检验的平均温度变化小

于 5℃,平均风速小时变化小于 6 m·s⁻¹,平均气压小时变化小于 1 kPa。

2 对测风数据进行修正

取用数据来源于某风场测风塔 70 m 高度 1 年的测风数据,风速和风向的观测梯度是 70、60、40、25、10 m。在 10 m 和 40 m 高度配有温度观测器,同时在 10 m 高度处还配有气压观测器。所有使用的传感器均通过国内气象部门检测机构的认证。记录每隔 10 min 的风数据,由于风数据的获取要经过很多环节,每个环节都可能出现偏差或错误,出现的偏差可能会对风速的预测产生较大误差甚至会影响电力部门不能及时采取措施来减轻对电网的影响。因此测风数据的质量检查、修正和剔除错误数据可以有效降低最终的预测结果。WindPro 软件具有测风数据质量检查和剔除数据错误数据的功能,可以有效避免错误数据对风速预测产生的误差影响,如图 1 所示。



图 1 剔除错误数据后的风速曲线

从图 1 圆圈可以看出将不满足条件的风速剔除,对后续的风电场风速预测精度提供了有效保障。

表 1 是将 1 天中每隔 10 min 记录的 144 个数据进行质量检测后统计的有效数据个数,可以发现 2015 年 2 月 7 日只有 49 个有效值,在 2015 年 8 月 3 日有 137 个有效值,与图 1 的风速图形相吻合。通过数据质量检测能够保证数据选择的完整性并初步减少误差避免造成预测不准确性。

通过 WindPro 软件对原始测风数据的质量检测剔除错误的数 据,能够提高原始数据的可信度,在后续 的模型建立和神经网络训练中可以有效降低误差并提高测测风速的可信度。

3 神经网络模型

3.1 神经网络法基本原理

表 1 2015 年有效风速表							
日	月 份						
	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月
1	144	144	144	144	144	144	144
2	144	144	144	144	144	144	144
3	144	144	87	144	144	144	137
4	144	144	86	144	144	144	144
5	144	144	84	144	144	144	144
6	144	144	144	144	144	144	144
7	49	144	144	144	144	144	144
8	144	144	144	144	144	144	144
9	144	144	144	144	144	144	144
10	144	144	144	144	144	144	144
11	144	144	144	144	144	144	144
12	144	144	144	144	144	144	144
13	56	144	144	144	144	144	144
14	144	144	144	144	144	144	144
15	144	144	144	144	144	144	144
16	144	144	144	144	144	144	144
17	144	144	144	144	144	144	144
18	144	144	144	144	144	144	144
19	144	144	144	144	144	144	144
20	144	144	144	144	144	144	144
21	144	144	144	144	144	144	144
22	24	144	144	144	144	144	144
23	24	144	144	144	144	144	144
24	24	144	144	144	144	144	144
25	24	144	144	144	144	144	144
26	24	144	144	144	144	144	144
27	24	144	144	144	144	144	144
28	24	144	144	144	144	144	144
29	24	144	144	144	144	144	144
30	24	144	144	144	144		144
31		144		144	144		144
有效率		93%	100%	96%	100%	100%	99.8%

神经网络法主要模拟人脑各部分的结构和其功能,并且由大量协同简单元件相互作用形成的复杂网络。神经网络可以学习和储存大量的输入-输出映射关系,并且不需要提前揭示描述输入-输出映射关系的数学方程。和数字计算机相比较,神经网络在形成原理和效用特点等方面更加类似于人脑,它不像数字计算机一步一步地执行运算,而是能够自身适应周围环境,总结规律,完成某种运算。基于人脑处理复杂信息的能力,应用多层前馈神经网络(back propagation artificial neural network, BP-ANN)法的风速和风功率预测能够被有效解决。

3.2 神经网络模型结构

这里应用多层前馈神经网络(BP 神经网络),

应用广泛的 3 层网络结构包含 1 个输入层、1 个隐层和 1 个输出层。神经元间采用 Sigmoid 函数作为传递函数,然而传统 BP 神经网络算法存在如下缺点:1)由于固定的学习效率,因此网络的收敛速度较慢,训练的时间相应延长;2)由于 BP 算法可以使权值收敛到某个特定值,但并不能保证某个特定值为误差平面的最小值,即陷入局部最小。可采用以下方法来提高 BP 算法的性能:1)在学习过程中采用 L-M 算法;2)对学习效率进行自我调治;3)引入自适应粒子群优化算法来提高收敛速度。

3.3 预测模型

神经网络结构如图 2 所示,结构中采用 1 个隐含层。由于以往采取的输入层变量较为单一,只考虑风速风向,因此在一定程度上降低了预测准确性。为提高预测准确性,所讨论的预测模型中的输入层变量考虑了风速、风向、空气密度。风电机组的输出功率取决于风速及空气密度,其计算如式(1)所示:

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho_a A_T V^3 \tag{1}$$

式中: P_t 为风力机实际转换的风功率; C_p 为风力机功率系数; A_T 为风轮扫风面积; V 为风速; ρ_a 为空气密度,而空气密度由气压、温度、重力常数、温度传感器的海拔决定;其计算如式(2)所示:

$$\rho_a = (\frac{P_0}{RT})e^{(\frac{-gz}{RT})} \tag{2}$$

式中: P_0 为用 P_a 表示的标准海平面气压(101 325 P_a); T 为温度(K), $T(K) = T(^{\circ}C) + 273.15$; g 为重力常数(9.807 m·s⁻²); z 为温度传感器的海拔,m; R 为干燥空气的比气体常数 287.04 J·(kg·K)⁻¹。将 P_0 、 R 和 g 的值代入,则密度如式(3)所示:

$$\rho_a = (\frac{353.05}{T})e^{-0.0347\frac{z}{T}} \tag{3}$$

将由式(3)得出的空气密度当作神经网络输入层的一个输入变量,它能够间接反映气压、海拔和温度的影响,使神经网络的输入更加简便。分别对风速、风向、空气密度进行归一化处理。

1) 风速归一化,选取 1 年统计中的最大风速对风速归一化,如式(4)所示:

$$V_n = \frac{V_i}{V_{\max}} \tag{4}$$

式中: V_n 为归一化后的风速; V_i 为测风塔观测的风速值; $V_{\max}$ 为测风塔观测的最大风速。

2) 风向归一化,认为是水平方向的风,把各个风向分成不同的扇区即把风速的水平面看成圆,分为 12 个扇区,规定正北方向是 0°。为了区分风向,

引入正弦和余弦值作为输入。

3) 温度、气压、海拔通过式(3)的整合看作为空气密度的归一化,与风风速的归一化方法类似,取最大空气密度对空气密度归一化。神经网络结构模型如图 2 所示。

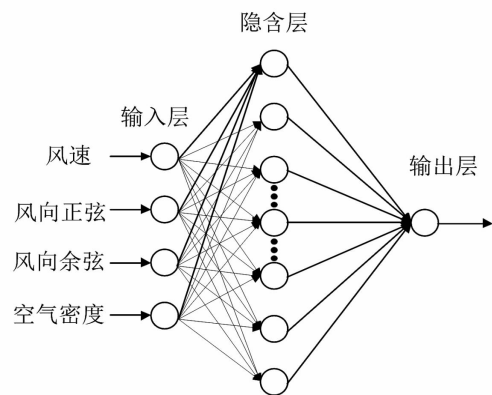


图 2 3 层 BP 网络结构图

这里隐层函数选择 logsig 函数,输出层选择 purelin 函数,这样可以保证较高的预测精度。在学习过程中采用 L-M 算法使其具有较高的收敛速度。

3.4 粒子群算法 (PSO) 及优化

粒子群算法简单可靠,训练时间相对较短,收敛速度比较快,设置参数少,已成为现代优化算法领域研究的热点,故通过其方法来寻求最优风速解。PSO 基于信息的社会共享,通过初始化产生一群随机粒子,通过每一次迭代来找到最优解。它假设每个粒子都有记忆所搜寻的最佳位置的信息,并且每个粒子都具有速度来决定飞行的距离和方向,速度能够根据自身的经验进行调整。其数学思想为:设 D 维空间中,有 N 个粒子,第 i 个粒子的位置为 $X_i = (X_{i1}, X_{i2} \cdots X_{id})$;第 i 个粒子速度 $V_i = (V_{i1}, V_{i2} \cdots V_{id})$;其中粒子 i 经历过的最好位置为 $p_{best_i} = (p_{i1}, p_{i2} \cdots p_{id})$,种群经历过的最好位置为 $g_{best_i} = (g_{i1}, g_{i2} \cdots g_{id})$;粒子 i 的第 D 维速度和位置更新公式分别为式(5)和式(6)。

$$V_{id}^k = \omega V_{id}^{k-1} + c_1 r_1 (p_{best_{id}} - X_{id}^{k-1}) + c_2 r_2 (g_{best_{id}} - X_{id}^{k-1}) \tag{5}$$

$$X_{id}^k = X_{id}^{k-1} + V_{id}^{k-1} \tag{6}$$

式中: V_{id}^k 为第 k 次迭代粒子 i 飞行速度矢量的第 d 维分量; X_{id}^k 为第 k 次迭代粒子 i 位置矢量的第 d 维分量; c_1 、 c_2 为加速度常数,调节学习最大步长; r_1 、 r_2 为 2 个随机函数,取值范围[0,1],以增加搜索随机性; ω 为惯性权重,非负数,调节对解空间的搜索范围。

算法过程如下:

1) 设定粒子群的群体数目,多数情况下 10 个

粒子已经能够取得较好的结果,因此这里选取 10 个种群粒子数,并对粒子随机定义位置和速度。

2) 评价每个粒子的自适应度, $c_1 = c_2 = 2, \omega_{\max} = 0.9, \omega_{\min} = 0.3$ 。

3) 较大的 ω 有较好的全局收敛能力;较小的 ω 则有较强的局部收敛能力;因此,随着迭代次数的增加,惯性权重应不断减少,从而使得粒子群算法在初期具有较强的全局收敛能力,而晚期具有较强的局部收敛能力。可由式(7)不断地调整惯性权重。

$$\omega = \omega_{\max} - (\omega_{\max} - \omega_{\min}) \times \frac{run}{run_{\max}} \tag{7}$$

式中: $\omega_{\max}$ 为最大惯性权重; $\omega_{\min}$ 为最小惯性权重; run 为当前迭代次数; $run_{\max}$ 为算法迭代总次数。

4) 对每个粒子,对比当前适应值与个体历史最佳位置适应值(p_{best}),更新适应值较高的作为历史最佳位置(p_{best})。再对比当前适应值与全局最佳位置(g_{best})适应值,更新适应值较高的作为全局最佳位置(g_{best})。

5) 根据公式更新每个粒子的速度与位置。当没有达到粒子群迭代次数或达到可以接受的满意则返回步骤 2),直到算法停止。

3.5 仿真结果及分析

通过对实测值修正、神经网络法优化和惯性权重的调整来提高预测精度。对神经网络法和优化后神经网络法进行对比研究。仿真结果如图 3 可见,整体 BP 模型预测值和实际值存在较大误差,并在 4 m/s 风速时误差较为明显,最高时误差达到 17%,而经过 PSO 算法优化后的模型具有较好的预测准确度,在 4 m/s 和 8 m/s 风速时和实际值误差较小,误差稳定性好,具有很好的参考性。

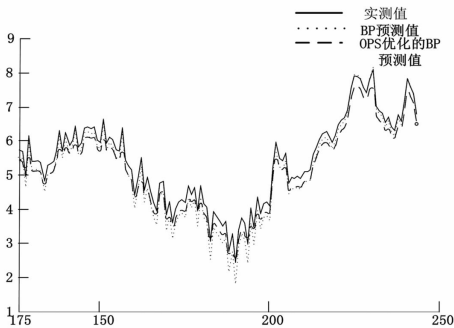


图3 预测误差比较

选择预测风速的绝对平均误差 E_{MAE} 和预测风速的均方根误差 E_{RMSE} ,通过式(8)和式(9)来评估风速预测的效果。

$$E_{MAE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|\hat{V}_i - V_i|}{V_i} \times 100\% \tag{8}$$

$$E_{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{(\hat{V}_i - V_i)^2}{V_i}} \times 100\% \tag{9}$$

式中: $\hat{V}_i$ 为预测风速; V_i 为实测风速。对比神经网络和优化后的神经网络,预测误差如表 2 所示。

表2 风速预测误差效果

模型	$E_{MAE}/\%$	$E_{RMSE}/\%$
BP 神经网络	12.43	15.87
POS 优化后	10.54	14.49

从表 2 中可以看出,与 BP 神经网络算法相比,经过优化后的 BP 神经网络模型的预测准精度明显更高,这是由于 BP 神经网络容易陷入局部最小造成的,而经过优化后的 BP 神经网络模型通过迭代次数不断调整惯性权重 ω ,有效避免了局部最小并且提高了收敛效率。

4 结 语

提出通过修正测风数据来减少累计误差,并在网络的输入变量中考虑形成风能的温度、海拔和重力常数。使用粒子群优化算法(PSO)优化神经网络,并在网络训练中通过迭代次数对惯性权重进行调整来提高收敛速度,避免陷入局部最小。由于只采用了 1 年的风数据资源,在数据集上对网络训练可能还不完善,造成预测上可能还是存在些许偏差。

参考文献

[1] 罗文,王莉娜. 风场短期风速预测研究[J]. 电工技术学报,2011(7):68-74.

[2] 杨秀媛,肖洋,陈树勇. 风电场风速和发电功率预测研究[J]. 中国电机工程学报,2005,25(11):1-5.

[3] 杨锡运,孙宝君,张新房,等. 基于相似数据的支持向量机短期风速预测仿真研究[J]. 中国电机工程学报,2012,32(4):35-41.

[4] Costa A, Crespo A, Navarro J, et al. A Review on the Young History of the Wind Power Short-term Prediction [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2008, 12(6):1725-1744.

[5] 戴浪,黄守道,黄科元,等. 风电场风速的神经网络组合预测模型[J]. 电力系统及其自动化学报,2011(4):27-31.

[6] 范高锋,王伟胜,刘纯,等. 基于人工神经网络的风电功率预测[J]. 中国电机工程学报,2008,28(34):118-123.

[7] 李莉,刘永前,杨勇平,等. 基于 CFD 流场预计算的短期风速预测方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(7):27-32.

- (收稿日期:2016-08-20)

参考文献

- [1] 欧阳金鑫,熊小伏. 计及转子励磁控制的双馈感应发电机短路电流研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34):6083-6092.
- [2] Ouyang J, Xiong X, Zeng X X. Analysis and Evaluation of Short - circuit Current of Doubly Fed Induction Generation under Rotor Excitation Control[J]. Journal of Renewable & Sustainable Energy, 2014, 6(5):158-166.
- [3] 金晶. 双馈风电机组转子变流器对短路特性的影响研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2012.
- [4] Kong X, Zhang Z, Yin X, et al. Study of Fault Current Characteristics of the DFIG Considering Dynamic Response of the RSC[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2014, 29(2):278-287.
- [5] 孔祥平, 张哲, 尹项根, 等. 计及励磁调节特性影响的双馈风力发电机组故障电流特性[J]. 电工技术学报, 2014, 29(4):256-265.
- [6] X Kong, Z Zhang, X Yin, et al. Study on Fault Current of DFIG during Slight Fault Condition[J]. Telkomnika Indonesian Journal of Electrical Engineering, 2013, 11(4):2221-2230.
- [7] 熊小伏, 欧阳金鑫. 电网短路时双馈感应发电机转子电流的分析与计算[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(28):114-121.
- [8] 郑涛, 魏占朋, 迟永宁, 等. 考虑撬棒保护动作时间的双馈式风电机组短路电流特性[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(5):25-30.
- [9] 柳鑫, 刘晓华, 吕文芳, 等. 考虑撬棒保护动作的双馈风机故障暂态特性分析[J]. 电力科学与工程, 2016, 32(1):49-52.

(收稿日期:2016-09-05)

地区电网 AVC 策略的评价体系研究

李 旻¹,姜振超^{2,3},范 宏⁴,陈 斯⁴

(1. 国网四川省电力公司调度控制中心,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;

3. 智能电网四川省重点实验室,四川 成都 610072;4. 上海电力学院电气工程学院,上海 200090)

摘 要:针对地区电网不同运行工况的 AVC 控制策略,提出了一种地区电网 AVC 策略的评价体系,通过分析地区电网 AVC 策略的各项运行指标,掌握电网运行的运行状况。综合利用层次分析法建立综合评价体系框架,通过对经济效益、控制效益两个层次上的指标分析,得出电网综合运行的状态,用于辅助电力调度部门和电力监管部门在联网运行中的决策支持,对电网公司改善运行方式具有积极的促进作用。

关键词:运行工况;评价体系;指标

Abstract:In view of the different operating conditions of regional power control strategy, an evaluation system of regional power grid AVC strategy is proposed. The various operation indicators of regional power grid AVC strategy are analyzed in order to get the information of grid operating condition. The framework of comprehensive evaluation system is established by analytic hierarchy process. Through the analysis on the indicators of economic benefits and control effectiveness, the integrated operating condition of power grid is obtained. It can help the power dispatching departments and electricity regulatory authorities in support of decision - making and improve the operating mode of power grid companies.

Key words:operating condition; evaluation system; indicators

中图分类号:TM73 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2016)06 - 0023 - 06

0 引 言

地区电网作为省级电网的下一级电网,由地区电力调度机构管辖,一般具有电压等级较低、输电距离较短等特点^[1]。地区电网无功优化是保证地区电网安全稳定运行的重要方式。

科学合理的电力系统运行方式是供电系统向电力用户提供持续、安全、优质电能的重要保证。地区电网是联系主干输电网和电力负荷的重要中间环节,随着中国电网建设迅猛发展,电网设备不断增加,地区电网各种运行工况变得更为复杂,以经验为主要评判标准的传统工作方式已不能满足当前电力系统高度自动化发展的需要,因此,建立一套能够科学地评价地区 AVC 策略的方法具有重要的理论意义和现实意义^[2]。

下面提出了一种地区电网 AVC 策略的综合评价体系,通过建立综合评价指标体系,采用层次分析法将各项指标量化对比,综合分析出电网在 AVC 控制前与 AVC 控制后运行状况。

1 地区电网电压控制

地区电网电压的调整主要是通过调整变电站之间的联络线路、投入或退出变电站的变压器、调节变压器的分接头以及投切电容器组等进行^[3]。在传统的运行方式编制工作中,工作人员往往更多的是借助经验初步制定出电网运行计划,然后利用电力系统分析计算软件来进行电网的潮流和故障后果等方面的分析,以验证该运行计划的可行性。但随着中国电网建设的迅猛发展,地区电网规模显著扩大,设备冗余度及自动化程度也大大增加,虽然为电网调度机构灵活调整电网运行方式、保障电网安全经济运行创造了条件,但同时,电网可行的运行方式也大大增多,运行方式编制人员面临着多种方案的取舍问题^[4]。因此,对电力系统 AVC 指标体系的构建以及综合评价结果的计算,成为电力系统运行状态的重要参考依据,同时为电力部门编制电网运行方式提供依据。

电压是电能质量的指标之一^[5]。电力系统的

无功补偿与无功平衡是保证电压质量的基本条件^[6],无功补偿一般采取就地补偿的原则。电压优化运行通常采取变压器分接头档位调整和电容器投切相互配合,在不同电压等级母线电压不越上下限的条件下,达到电压优化控制运行的目的。

2 综合评价理论基础

所谓评价是指“根据确定的目的来测定对象系统的属性,并将这种属性变为客观定量的数值或者主观效用的行为^[7]”,综合评价是指对以多属性体系结构描述的对象系统做出全局性、整体性的评价,即对评价对象的全体根据所给的条件,采用一定的方法给每个评价对象赋予一个评价价值,再据此择优排序^[8]。综合评价能够对具有多种属性的事物或其总体优劣受多种因素影响的事物,做出一个合理的、能够综合这些属性的事物或影响因素的总体评判。综合评价的核心理念是将杂乱零散的单项指标进行系统性和层次性地汇总,得到一个整体的评价体系 and 评价结果并据此进行评判和决策。

2.1 评价体系构成要素

综合评价某一事物所涉及的各相关要素构成评价要素集。各个要素的重要程度可能相同,也可能不同。用以评价该事物的一系列指标构成评价指标集^[9]。综合评价的构成包括评价目标、评价对象、评价者、评价环境、评价指标、指标权重、评价结果等几个要素。

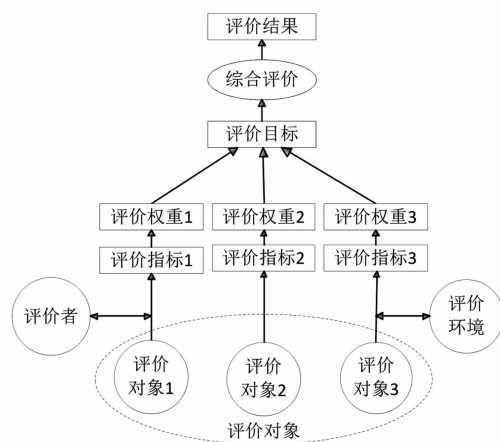


图 1 综合评价步骤

2.2 综合评价步骤

综合评价的核心理念是将杂乱零散的单项指标进行系统性和层次性地汇总,得到一个整体的评价体系和评价结果并据此进行评判和决策,如图 1 所示。

2.3 综合评价方法

确定综合评价方法是综合评价体系的核心,评价者根据所给条件与评价对象确定评价目的,筛选并确定评价指标体系,确定各指标的权重系数,构建综合评价模型及评价算法,计算各指标的评价价值并分类列出评价结果,分析结果。

3 评价指标筛选及评价体系构建

评价指标的筛选和综合评价体系的建立是开展地区电网评估工作的关键,直接决定了电网评估的优劣度和可信度。地区电网综合评价体系的评价指标包括经济效益指标和控制效益指标。

3.1 经济效益指标

经济效益指标包括网损费用与设备调节费用。电网在传输电能时,电网中的各个电力设备包括输电线路、变压器等均产生有功损耗而损失电能。网损成本取决于各个输电线路上的潮流。有功线路损耗一般是由输电线路电阻引起的,每条线路的损耗都依赖于潮流,每条线路上的潮流都是由与之相连的发电机送出的潮流总和^[10]。电网运行时,由于系统网损而产生网损费用。设备调节次数是指在电压调节的过程中变压器分接头的动作次数和电容器组的投切次数,设备调节产生设备动作费用。

网损费用见式(1):

$$\Delta C_{PLOSS} = TC_P \Delta P \tag{1}$$

式中: ΔC_{PLOSS} 为网损费用; T 为某工况的运行时间,设定为 1 h; C_P 为单位网损成本,设定为 0.6 元/kW·h; ΔP 为地区电网运行时的网损值。

根据变压器分接头动作次数折算成变压器分接头动作费用。计算公式为

$$C_T = \sum_{j=1}^m C_{Ti} N_{Ti} \tag{2}$$

式中: C_{Ti} 为变压器分接头的单位动作成本,按照 30 万元开关 1 万次来算,设定 220 kV 变压器分接头动作为 30 元/次和 110 kV 变压器分接头动作为 30 元/次; N_{Ti} 为变压器动作次数; C_T 为变压器分接头动作费用。

根据电容器组投切次数折算成电容组动作费用,计算公式为

$$C_C = \sum_{j=1}^m C_{Ci} N_{Ci} \tag{3}$$

式中: C_{Ci} 为电容器组投切的单位动作成本,以 10 kV 真空开关 15 万元动作 5 000 次进行计算,开关单位动作成本为 30 元/次; N_{Ci} 为电容器组投切次数; C_C 为电容器组投切的动作费用。

3.2 控制效益指标

结合电网的运行状态及最新的研究成果,在改进传统的评价效益指标的前提下,提出电网 AVC 策略的控制效益指标。控制效益指标主要包括电压合格率、关口功率因数合格率、电压偏移率。电压合格率是指电网在运行时电压合格母线数与运行母线数之比,反映了电压运行水平;关口功率因数合格率按照省级 AVC 主站下发的关口因数判断关口功率因数合格率;电压偏移率是指每条母线电压偏移率的总和与母线数之比。

4 评价体系构建及综合评价

4.1 评价体系构建

通过对各类效果指标的分析,分层分级构建了能够直接反映电网 AVC 策略的特性类指标,以此为基础建立完整的地区电网综合评价指标体系的递阶性层次结构。合理的指标体系对于提高评价效率和评价效果会产生直接的影响^[11],所提出的指标体系为 3 层结构,聚合度高,结构简单,能够全面刻画电网电压调节过程中的特征,具有较好的整体性和适应性。各项底层指标意义明确,数据搜集后通过统计获取计算所需的指标值,数据来源方便且计算方法简单。地区电网 AVC 策略的评价体系结构如图 2 所示。

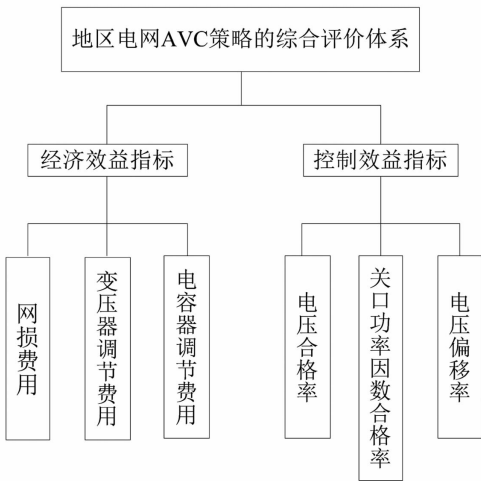


图 2 地区电网 AVC 策略综合评价体系结构

4.2 模糊评价的基本步骤

评价指标权重系数的确定是评价的重要步骤,其合理与否直接关系到评价结果的可信程度。模糊评价方法应用模糊集合理论将一些边界不清、不易定量的因素定量化,通过对评价对象进行单因素评价,再考虑各因素的权重,给出一个评价结果。运用

电力模糊评价的模型为以下几个步骤:

步骤 1:建立因素集。因素集是影响评价对象的各种因素组成的集合,用 $U = \{u_1, u_2 \cdots u_n\}$ 表示。

步骤 2:建立判断集。判断集也称评语集,是由评价者对评价对象可能做出的各种总的评价结果组成的集合,用 $V = \{v_1, v_2, \cdots, v_m\}$ 表示,其中 v_i 代表各种可能的评价结果。

步骤 3:对单因素模糊评价时,设请第 N 位专家对单个因素 $u_i (i = 1, 2, \cdots, n)$ 进行评价,每位专家根据自己的评价填写下列表格,设第 k 位专家的评价意见如表 1。

表 1 专家意见表

因素	评语				
	v_1	v_2	v_3	$\cdots$	v_m
U_1	$x_{11}^{(k)}$	$x_{12}^{(k)}$	$x_{13}^{(k)}$	$\cdots$	$x_{1m}^{(k)}$
$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$
U_n	$x_{n1}^{(k)}$	$x_{n2}^{(k)}$	$x_{n3}^{(k)}$	$\cdots$	$x_{nm}^{(k)}$

$x_{ij}^{(k)}$ 是第 k 位专家认为的评价对象按第 i 个因素 U_i 获得第 j 个评语的隶属度。若按百分制赋值,则总的隶属度 r_{ij} 为

$$r_{ij} = \frac{\sum_{k=1}^n x_{ij}^{(k)}}{100N}$$

(5)

据此可以得到评价矩阵 R 为

$$R = (r_{ij}) = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1m} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2m} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \cdots & r_{nm} \end{bmatrix} \quad r_{ij} \in [0, 1]$$

(6)

式中, r_{ij} 是综合所有专家意见得到的评价对象按第 i 个因素 U_i 获得第 j 个评语 v_j 的隶属度。

步骤 4:确定评价指标权重系数集。确定评价指标权重系数集的方法主要是层次分析法^[12]。评价指标权重系数集有两类:第 1 类是向量归一化方法, $\sum_{i=1}^n a_i = 1, a_i > 0$ 即所有权重指标系数之和为 1;第 2 类为向量正规化法, $\sqrt[n]{\sum_{i=1}^n a_i} = 1, a_i > 0$, 即所有权重指标量化值为 1。此处为初始权重的“重要”程度,因此权重因素集 $A = \{a_1, a_2 \cdots a_n\}$ 则可当作初始权重集合上的模糊集合。

步骤 5:当权重集 A 和单因素评价矩阵 R 为已知时,便可用模糊变换来进行综合评价。模糊综合评价计算方法如下:

$$B = (b_1, b_2, \cdots, b_j, \cdots, b_m) = A \oplus R$$

$$= (a_1, a_2, \cdots a_n) \oplus \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1m} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2m} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \cdots & r_{nm} \end{bmatrix} \quad (7)$$

式中: b_j 是综合考虑所有因素影响时评价对象对象属于第 j 个评语 v_j 的隶属度; B 是属于判断集 V 上的模糊集合;“ $\oplus$ ”是某种合成算。通常采用加权平均模型 $M(\oplus, +)$, 其计算方法为 $b_j = \sum_{i=1}^m a_i \cdot r_{ij} (j = 1, 2, \cdots, m)$ 。

4.3 多级模糊评价的步骤

当某事物的因素集 $U = \{U_1, U_2, \cdots U_m\}$ 中, 各因素又由多个子因素构成。对这种个数较多的综合评价问题, 通常采用二级、三级等多级综合评价方法来解决。其中, 二级综合评价的步骤为:

1) 建立因素集 $U = \{U_1, U_2, \cdots U_m\}$, 满足 $\bigcup_{i=1}^m U_i = U, U_i \cap U_j = \Phi, i \neq j$ 。再将 U_i 划分为子因素集 $U_i = \{U_{i1}, U_{i2}, \cdots, U_{ij} \cdots, U_m\}$ 。根据评价需要, 可继续划分下去。

2) 对每一个 U_i 按一级综合评价方法进行模糊综合评价。设评价集 $V = \{V_1, V_2, \cdots V_n\}$, 权重向量集 $A_i = (a_{i1}, a_{i2}, \cdots, a_{in})$ 。若对 U_i 的 n 个因素进行单因素评价后得到单因素评价矩阵 R_i , 采用相同的模糊算子将 R_i 和权重向量 A_i 模糊合成, 计算出该层次因素集 U_i 的评价结果 B_i 如下:

$$B_i = A_i \oplus R_i = (b_{i1}, b_{i2}, \cdots, b_{in}) \quad (8)$$

3) 对 U 代表的事物进行综合评价 (二级评价)。

由 $B_1, B_2, \cdots, B_m$, 可得 $U = (u_1, u_2, \cdots u_m)$ 的单因素评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ \vdots \\ B_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & \cdots & b_{1n} \\ b_{21} & b_{22} & \cdots & b_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ b_{m1} & b_{m2} & \cdots & b_{mn} \end{bmatrix} \quad (9)$$

若 $u_1, u_2, \cdots u_m$ 的权重向量 $A = (a_1, a_2 \cdots a_m)$, 则对 U 代表的事物的综合评价为

$$B = A \oplus R = (b_1, b_2, \cdots b_n) \quad (10)$$

与二级综合评价法类似, 多级模糊综合评价就是依次反复进行这种合成运算, 从最低层次到最高层次, 直到得到最终结果。

5 算例分析

对地区电网 AVC 策略的综合评价的评语分为

5 个等级。建立评语集 $V = \{v_1, v_2, \cdots v_n\}$ 。计算前需量化评判集, 将描述型评判等级转化为 0 ~ 1 之间的值。如“很好— 0.9”, “较好— 0.7”, “一般— 0.5”, “较差— 0.3”, “很差— 0.1”等。建立地区电网 AVC 策略的评价指标体系如表 2 所示。

表 2 地区电网 AVC 策略的评价指标体系

对象集	一级指标	二级指标
地区电网 AVC 策略 评价(u)	经济效益 指标 (u_1)	网损费用 u_{11}
		变压器调节费用 u_{12}
		电容器调节费用 u_{13}
	控制效益 指标(u_2)	电压合格率 u_{21}
		关口功率因数合格率 u_{22}
		电压偏移率 u_{23}

算例 1: 以四川某电网某区域的某变电站 110 kV 母线电压越上限, 10 kV 电压偏低, 但未越限为例, 对控制前后各项指标进行分析, 计算出控制前后各指标值并对其综合评价。

控制前后经济效益指标值见表 3。

表 3 算例 1 控制前后经济效益指标值

二级指标	网损 (费用 u_{11})	变压器 调节数量 (费用 u_{12})	电容器 调节数量 (费用 u_{13})
控制前	6.957 (4 174)	—	—
控制后	7.007 (4 204)	4(120)	1(30)

控制前后控制效益指标值见表 4。

表 4 算例 1 控制前后控制效益指标值

二级指标	电压合格率 u_{21}	关口功率因素 合格率 u_{22}	电压偏移率 u_{23}
控制前	0.98	0.94	0.014 6
控制后	1	1	0.015 0

采用德尔菲法对每个因素进行评价, 可得到控制前经济效益指标评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} 0.233 & 0.5 & 0.134 & 0.133 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

控制后经济效益指标评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} 0.2 & 0.467 & 0.2 & 0.133 & 0 \\ 0.167 & 0.633 & 0.167 & 0.033 & 0 \\ 0.667 & 0.167 & 0.166 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

控制前控制效益指标评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} 0.167 & 0.667 & 0.166 & 0 & 0 \\ 0.181 & 0.667 & 0.152 & 0 & 0 \\ 0.333 & 0.333 & 0.334 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

控制后控制效益指标评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.3 & 0.367 & 0.333 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

采用层次分析法确定评价指标权重系数集。首先构造判断矩阵元素,一般采用 1~9 及其倒数的标度方法反映个元素的重要性。具体量化数值见表 5。

表 5 量化数值表

等级	远远重要	远重要	更重要	相对重要	同样重要
数值	9	7	5	3	1

针对经济效益指标进行两两比较,构造出判别矩阵,见表 6。

表 6 判别矩阵

	u_{11}	u_{12}	u_{13}
u_{11}	1	3	3
u_{12}	1/3	1	1
u_{13}	1/3	1	1

计算此判断矩阵的最大特征根以及其对应的特征向量,此特征向量就是各评价因素的重要性排序,也即是权重系数的分配。将此特征向量归一化,得到经济效益指标的权重见表 7。

表 7 算例 1 经济效益指标权重

评价因素	u_{11}	u_{12}	u_{13}
权重	0.6	0.2	0.2

同理可得控制效益指标权重见表 8。

表 8 算例 1 控制效益指标权重

评价因素	u_{21}	u_{22}	u_{23}
权重	0.454	0.454	0.092

一级指标权重见表 9。

表 9 算例 1 一级指标权重

评价因素	u_1	u_2
权重	0.4	0.6

采用加权平均模型 $M(\oplus, +)$ 运算规则,计算出控制前后综合评价,见表 10。

表 10 算例 1 控制前后综合评价情况

评价等级	很好	较好	一般	较差	很差
控制前	0.329	0.502	0.137	0.032	0
评价后	0.676	0.196	0.093	0.035	0

算例 2:以四川某电网某区域电压越上限为例,对控制前后各项指标进行分析,计算出控制前后各指标值并对其综合评价。

控制前后经济效益指标值见表 11。

表 11 算例 2 控制前后经济效益指标值

评价因素	网损 (费用 u_{11})	变压器 调节数量 (费用 u_{12})	电容器 调节数量 (费用 u_{13})
控制前	7.781(4 669)	-	-
控制后	7.821(4 693)	0(0)	4(120)

控制前后控制效益指标值见表 12。

表 12 算例 2 控制前后控制效益指标值

评价因素	电压合格率 u_{21}	关口功率因 素合格率 u_{22}	电压偏移率 u_{23}
控制前	0.93	0.982	0.014 6
控制后	1	1	0.014 2

采用德尔菲法对每个因素进行评价,可得到控制前经济效益指标评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} 0.233 & 0.412 & 0.234 & 0.121 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

控制后经济效益指标评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} 0.153 & 0.403 & 0.315 & 0.129 & 0 \\ 0.231 & 0.694 & 0.075 & 0 & 0 \\ 0.167 & 0.633 & 0.167 & 0.033 & 0 \end{bmatrix}$$

控制前控制效益指标评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} 0.167 & 0.568 & 0.265 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.333 & 0.333 & 0.334 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

控制后控制效益指标评价矩阵为

$$R = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.324 & 0.397 & 0.279 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

采用层次分析法确定评价指标权重系数集。具体量化数值同算例 1 表 5。

针对经济效益指标进行两两比较,构造出判别矩阵。判别矩阵同算例 1 表 6。

得到经济效益指标的权重分别为 $u_{11} = 0.6$; $u_{12} = 12$; $u_{13} = 0.2$ 。控制效益指标权重别为 $u_{21} = 0.454$; $u_{22} = 0.454$; $u_{23} = 0.092$ 。

一级指标权重 $u_1 = 0.4$; $u_2 = 0.6$ 。

采用加权平均模型 $M(\oplus, +)$ 运算规则,计算出控制前后综合评价,见表 13。

表 13 算例 2 控制前后综合评价情况

评价等级	很好	较好	一般	较差	很差
控制前	0.418	0.429	0.121	0.032	0
控制后	0.631	0.225	0.111	0.033	0

上述结果表明在策略执行后评价结果中隶属于很好的值最大,较策略执行前有了大幅提高,因此策略执行后综合评价为系统运行很好。

6 总 结

地区电网 AVC 策略的运用是地区电网稳定可靠运行的重要保证,通过变压器分接头档位调节与电容器组投切操作实现对电网电压调节与无功补偿。地区电网 AVC 策略评价体系的构建,有效地对电网的运行状态及运行效益做出了较为准确的评价。通过各项指标的逐一量化分析,直观地反映出电网的各项运行指标,为电网的进一步优化运行做好基础。

参考文献

[1] 王昊. 地区电网经济运行与优化算法的研究[D]. 北京:华北电力大学,2008.

[2] 田洪. 地区电网运行方式评价方法的研究[D]. 上海:

(上接第 9 页)

[2] 张丽,徐玉琴,王增平,等. 包含分布式电源的配电网无功优化[J]. 电工技术学报, 2011, 26(3):168 – 174.

[3] 李中玉,孙胜洪,王睿. 并网发电机组网源协调原则的探讨[J]. 华东电力, 2013,41(3):674 – 676.

[4] 孙惠娟,彭春华,易洪京. 大规模风电接入电网多目标随机优化调度[J]. 电力自动化设备, 2012,32(5): 123 – 128.

[5] 杨金刚,吴林林,刘辉,等. 大规模风电汇集地区风电机组高电压脱网机理[J]. 中国电力, 2013,46(5): 28 – 33.

[6] 许晓菲,牟涛,贾琳,等. 大规模风电汇集系统静态电压稳定实用判据与控制[J]. 电力系统自动化, 2014,38(9):15 – 19.

[7] 乔颖,鲁宗相,徐飞. 双馈风电场自动电压协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2010,34(5):96 – 101.

[8] 栗然,唐凡,刘英培,等. 双馈风电场新型无功补偿

上海交通大学,2009.

[3] 郑晶晶,杨勇,王维洲. 地区电网无功电压优化运行集中控制系统[J]. 电网与清洁能源,2007,27(6):30 – 33.

[4] 许杏桃. 地区电网无功电压优化运行与安全控制[J]. 电力建设,2004,25(12):36 – 38.

[5] 何仰赞,温增银. 电力系统分析[M]. 武汉:华中科技大学出版社,2002.

[6] 许杏桃. 地区电网无功电压优化运行与安全控制[J]. 江苏电机工程,2004,23(1):29 – 31.

[7] 三浦武雄,滨冈尊. 现代系统工程学导论[M]. 北京:中国社会科学出版社,1985:1 – 20.

[8] 王宗军. 综合评价的方法、问题及研究趋势[J]. 管理科学学报,1998,1(1):73 – 79.

[9] 少强,李友俊,田庆旺. 综合评价指标体系构建方法[J]. 大庆石油学院学报,2004,28(3):74 – 76.

[10] 杜正春,夏道止. 输电系统网损分摊[C]. 中国高校电自年会论文集,2001.

[11] 冯新龙,孙岩,林声宏. 配电网综合评价指标体系及评估方法[J]. 广东电力,2013,26(11):20 – 25.

[12] 许树柏. 层次分析法原理[M]. 天津:天津大学出版社,1988.

作者简介:

李 旻(1970),高级工程师,主要从事电网调度运行及管理。
(收稿日期:2016 – 10 – 08)

与电压控制方案[J]. 中国电机工程学报, 2012,32(19):16 – 23.

[9] 乔颖,陈惠粉,鲁宗相,等. 双馈风电场自动电压控制系统设计及应用[J]. 电力系统自动化, 2013,37(5): 15 – 22.

作者简介:

李朝阳(1986),硕士研究生,研究方向为电力系统分析与控制;

常喜强(1976),高级工程师,研究方向为电力系统分析与控制及调度自动化;

樊国伟(1976),工程师,研究方向为调度自动化;

张 锋(1978),硕士、高级工程师,研究方向为调度自动化;

王 衡(1984),硕士,研究方向为电力系统分析与控制调度自动化;

亢朋朋(1986),硕士、工程师,研究方向为电力系统分析与控制。

(收稿日期:2016 – 07 – 15)

以下 3 个方面开展可行性分析:

1) 采用 2.86 kV 作为融冰电源,融冰电流值处于最小融冰电流与最大融冰电流值之间,待融冰线路的覆冰段需在线路可融冰范围内;即要求

$$I_{\min} \leq \frac{U \times 10^3}{\sqrt{3} \times [(R + jX) \times L + R_{\text{短}}]} \leq I_{\max} \quad (1)$$

式中: U 为融冰电压; $R + jX$ 为线路单位阻抗; L 为待融冰线路长度; $R_{\text{短}}$ 为融冰电压器二次侧短路阻抗。

2) 融冰变压器的二次侧最大通流值需大于线路交流融冰电流值。

3) 站内主变压器承担了全部功率负荷,站内主变压器的功率需满足:

$$S_{\text{主变}} \geq S_{10\text{kV I 母}} + S_{10\text{kV II 母}} + S_{\text{融冰}}^{[4]} \quad (2)$$

若上述条件都满足,则可采用配电网变压器串联的方法开展线路交流融冰。

以国网巴中供电公司 10 kV 桃铁线交流融冰为例就所提方法进行可行性说明。

2 交流融冰可行性分析实例

10 kV 桃铁线起于 35 kV 桃园变电站,线路全长为 8.06 km,整条线路为单回无分支线路,导线型号为 LGJ-50,线路阻抗为 $4.49 + j3.19 \Omega$ 。线路上挂接 2 台配电变压器。线路历史覆冰厚度为 10 mm。

2.1 选择融冰电源,计算融冰电流

根据式(1),若采用变电站内 10 kV 母线作为融冰电源,则融冰电流为 832.1 A,大于该线路最大融冰电流 491.7 A,因此无法使用 10 kV 母线进行交流融冰。

根据已运输至变电站内的融冰变压器铭牌参数,计算得到 $R_{\text{短}}$ 为 1.77Ω ,利用式(1)计算得到:

$$| \dot{I} | = \frac{2.86 \text{ kV} \times 1\,000}{\sqrt{3} \sqrt{(4.49^2 + 3.19^2 + 1.77)}} = 226 \text{ A} \quad (3)$$

融冰电流有效值为 226 A,大于 LGJ-50 导线的最小融冰电流值 165.5 A,小于最大融冰电流值 491.7 A,满足要求。

2.2 核实融冰变压器二次侧通流能力

根据融冰变压器铭牌参数可知该变压器二次侧最大通流为 219.9 A,小于计算的融冰电流 226 A。根据《电力变压器》GB 1094-2008 的规定,油浸式

变压器变压器过载 30% 可持续运行 120 min,过载 60% 可持续运行 45 min 短时过载运行。因此,融冰变压器二次侧通流能力也满足要求。

2.3 校核融冰变压器功率

由于该变压器在融冰时为降压运行,实际最大出力为 $S_{\text{max}} = \sqrt{3} \times U_2 \times I_2 = 1.08 \text{ MV} \cdot \text{A}$;融冰消耗有功功率为 $P = 3I^2R = 3 \times 226^2 \times 4.49 = 0.69 \text{ MW}$,融冰需要无功功率为 $Q = 3I^2X = 3 \times 226^2 \times 3.19 = 0.49 \text{ Mvar}$,则融冰消耗视在功率为 $0.84 \text{ MV} \cdot \text{A}$,小于融冰变压器实际最大出力。同时,变电站内 1 号主变压器容量为 $4 \text{ MV} \cdot \text{A}$,满足 $S_{1\text{号主变压器}} \geq S_{10\text{kV 母线路负荷}} + 0.84 \text{ MV} \cdot \text{A}$ 。

通过上述分析,证明可以采用变压器串联的方法对 10 kV 桃铁线进行全线交流融冰。

3 变压器串联交流融冰工程应用

3.1 准备工作

融冰前的准备工作主要内容如下:

1) 现场查勘。选择合适的融冰电源间隔,确定融冰变压器摆放位置。要求选择的融冰电源间隔要能尽量减小站内连线改动,间隔的 TA 量程需大于融冰电流值。

在此次融冰工作中,融冰变压器高压侧电流约 61.4 A。10 kV 桃电线出线 TA 变比为 150/5,满足融冰电流条件。故选择 10 kV 桃电线出线间隔作为融冰电源间隔。

2) 准备连接电缆。确定 10 kV 间隔到融冰变压器、融冰变压器到线路第一杆的电缆长度,并提前准备电缆并制作电缆接头。

此次,准备了一根截面积 50 mm^2 、长度约 50 m 的交联聚乙烯电缆和一根型号为 VJV22-3×300/10,长度约为 134 m 的交联聚乙烯绝缘电缆。

3) 调整线路保护整定值。融冰时,线路为短路故障运行,原有线路保护整定值就不适用了。为了既能满足合闸瞬间融冰电流冲击峰值时保护不动作,又能在融冰过程中保护融冰变压器不严重过载,需要调整线路保护整定值。融冰时,保护只需投入过流保护,零序保护、减载、重合闸等保护可退出。

此次,设定过流一段保护整定值为 2.4 A,确保了融冰变压器一次侧电流最高不超过 72 A,二次侧最高不超过 239.76 A。

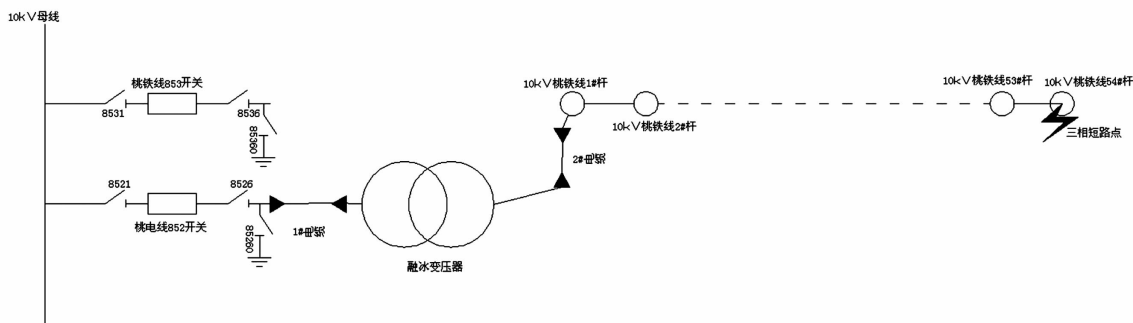


图 2 10 kV 桃铁线交流融冰接线简图

4) 进行全线巡视。此次融冰范围为 10 kV 桃铁线 01 号杆至 54 号杆, 线路全长约 8.06 km, 线路跨越公路 14 次, 跨越溪流 5 次, 档距超过 200 m 的有 20 档, 最大档距达 620 m。需安排对 10 kV 桃铁线进行全线巡视, 此次排除安全隐患 3 处。融冰时, 设立监控点 7 个, 实时监测导线弧垂与温升。

5)联系地调,确定线路停电时间。

3.2 现场融冰

基于变压器串联方法的 10 kV 桃铁线全线交流融冰接线简图如图 2 所示。

2014 年 11 月 27 日下午 3:15, 在所有准备工作完成无误后, 合上 10 kV 桃电线 852 开关, 约 252 A 交流融冰电流经过连接电缆注入到 10 kV 桃铁线。随着线路温度升高, 融冰电流略有减小, 并最终稳定在 245 A。线路从初始温度 6℃ 上升到 21℃ 后达到热平衡, 基本保持稳定。交流融冰工作共持续 0.5 h, 融冰变压器运行正常, 变压器油温在融冰过程中无变化, 线路温升约 15℃, 整个融冰过程安全可控。

桃铁线 A 相融冰电流与融冰温升如表 1 和图 3 所示。

表 1 桃铁线 A 相融冰电流

时间	融冰电流有效值/A
15:15 ~ 15:18	252
15:18 ~ 15:22	249
15:22 ~ 15:29	245
15:29 ~ 15:45	244

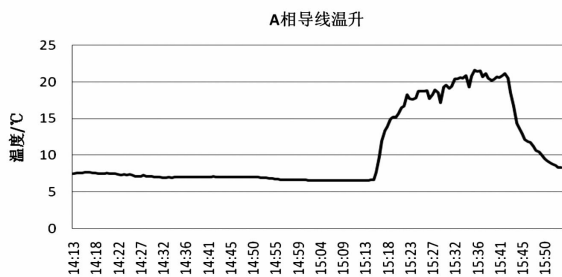


图 3 10 kV 桃铁线 A 相导线温升曲线

4 结 语

基于变压器串联方法的配电网线路交流融冰作为传统交流融冰的有效补充,提升了配电网线路交流融冰适用率,保障了配电网线路覆冰季节的安全稳定运行。通过本次融冰工作,总结了如下经验供线路运维人员融冰时参考。

表2 传统交流融冰方法适用的导线参数和可融冰线路长度范围

导线型号	线路参数/($\Omega \cdot \text{km}^{-1}$)	临界融冰电流/A	最大融冰电流/A	融冰线路长度范围/km	融冰最小容量/MVA
LGJ-25	$1.26 + j0.399$	102.0	118.9	38.57 ~ 44.96	1.51 ~ 2.4
LGJ-35	$0.9 + j0.389$	125.3	355.9	17.37 ~ 49.36	0.76 ~ 17.5
LGJ-50	$0.63 + j0.379$	165.5	491.7	16.67 ~ 49.82	0.96 ~ 25.3
LGJ-70	$0.45 + j0.368$	202.8	613.8	16.99 ~ 51.42	1.15 ~ 32.17
LGJ-95	$0.332 + j0.356$	238.7	724.4	17.19 ~ 52.17	1.36 ~ 38.07

表3 变压器串联方法配电网线路交流融冰快速可行性分析参考

导线型号	线路参数/($\Omega \cdot \text{km}^{-1}$)	临界融冰电流/A	最大融冰电流/A	融冰线路长度范围/km	融冰最小容量/MVA
LGJ-25	1.26 + j0.399	102.0	118.9	10.5 ~ 12.24	0.42 ~ 0.67
LGJ-35	0.9 + j0.389	125.3	355.9	4.73 ~ 13.44	0.21 ~ 4.89
LGJ-50	0.63 + j0.379	165.5	491.7	4.56 ~ 13.57	0.27 ~ 7.08
LGJ-70	0.45 + j0.368	202.8	613.8	4.62 ~ 14.00	0.32 ~ 9.00
LGJ-95	0.332 + j0.356	238.7	724.4	4.68 ~ 14.21	0.38 ~ 10.65

(注:表格参数是在环境温度 -5°C 、导线覆冰层温度 0°C 、环境风速 5 m/s 、线路覆冰厚度 10 mm 条件下计算的。)

基于 BP 神经网络和故障树 分析方法的变压器故障综合诊断模型

王 超¹,汪万平²

- (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:电力变压器是电力系统中最重要输变电设备之一,其故障征兆和故障原因之间的关系错综复杂,单项诊断方法信息特征独特、考虑角度单一,通常难以满足其故障诊断要求。提出了一种基于 BP 神经网络和故障树分析方法的变压器故障综合诊断新模型。首先收集整理变压器故障信息量作为训练和识别样本,建立了基于 BP 神经网络的变压器故障诊断模型,再利用故障树分析方法,对变压器故障等级、严重程度等进行划分。通过大量的现场数据验证表明,与单一诊断方法相比,该模型能提高故障诊断正确率。研究成果为变压器故障评估诊断提供了一种新思路。

关键词:变压器;故障树;BP 神经网络;故障诊断;综合诊断模型

Abstract:Power transformer is one of the most important power transmission equipments in power system, the relationship between the fault symptoms and the fault causes is intricate, and the information characteristics of single diagnosis method is unique when considering from the single point of view, which usually is difficult to meet the needs of fault diagnosis. A new model of transformer fault diagnosis based on BP neural network and fault tree analysis is proposed. Firstly, a collection of transformer fault information is used as training samples to establish the model of transformer fault diagnosis based on BP neural network, and then the fault tree analysis method is adopted to divide the severity and fault level of transformer. Through a large number of field data, the proposed model has improved the diagnosis accuracy compared with the single diagnosis method. The research results provide a new idea for transformer fault diagnosis.

Key words:transformer; fault tree; BP neutral network; fault diagnosis; integrated diagnosis model

中图分类号:TM41 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0032-04

电力变压器是电网的核心设备,其运行可靠性直接关系到电力系统的安全与稳定,全面实时地对变压器运行状态做出快速有效的评估,将对电网的安全稳定运行以及运维工作量和成本的降低发挥关键性作用^[1]。

在长期运行过程中,由于受到各种内因和外因的影响,变压器难免出现缺陷和故障。及时发现变压器潜在的缺陷和故障,有利于将隐患消除在萌芽状态,有助于降低变压器故障对电网的危害程度^[2]。国内外研究学者长期致力于变压器状态评估与故障诊断方面的研究,在变压器故障诊断模型研究方面主要有基于改进小波神经网络、支持向量机、物元理论等方法的变压器故障诊断模型^[3-7]。由于单一算法特征信息独特,考虑角度较为单一,诊断准确性不能得到有效保障。目前,关于多种方法对变压器进行综合诊断评估的模型研究并不多见,

相关文献也较少。

这里提出一种基于 BP 神经网络和故障树分析方法的变压器故障综合诊断模型,该模型首先收集整理变压器故障信息量作为训练和识别样本,建立了基于 BP 神经网络的变压器故障诊断模型;再利用故障树分析方法,对变压器故障等级、严重程度等进行划分。结合现场故障数据分析表明,变压器故障诊断多种方法组合的思想能有效地提高变压器故障诊断准确性,解决了多种独立诊断结果集结统一的问题。

1 BP 神经网络

BP (back propagation) 神经网络,即误差反向后传算法,是由 Rumelhart McClland 于 1985 年提出。它由信息的正向传播和误差的反向传播两个过程组成。输入层各神经元负责接收来自外界的输入信

息,并传递给中间层各神经元;中间层是内部信息处理层,负责信息变换,根据信息变化能力的需求,中间层可以设计为单隐层或者多隐层结构;最后一个隐层传递到输出层各神经元的信息,经进一步处理后,完成一次学习的正向传播处理过程,由输出层向外界输出信息处理结果。当实际输出与期望输出不符时,进入误差的反向传播阶段。误差通过输出层,按误差梯度下降的方式修正各层权值,向隐层、输入层逐层反传。周而复始的信息正向传播和误差反向传播过程,是各层权值不断调整的过程,也是神经网络学习训练的过程,此过程一直进行到网络输出的误差减少到可以接受的程度,或者达到预先设定的学习次数为止^[8]。

BP 神经网络模型包括节点输出模型、作用函数模型、误差计算模型和自学习模型。

1) 节点输出模型
隐节点输出模型:

$$O_j = f(\sum W_{ij} \times X_{i-qj}) \quad (1)$$
输出节点输出模型:

$$Y_k = f(\sum T_{jk} \times O_{j-qk}) \quad (2)$$
式中: f 为非线性作用函数; W_{ij} 、 T_{jk} 为神经元的阈值; X_{i-qj} 为神经元输入向量; O_{j-qk} 为中间节点神经元输出向量。

2) 作用函数模型
作用函数是反映下层输入对上层节点刺激脉冲强度的函数,又称刺激函数,一般取为(0,1)内连续取值 Sigmoid 函数:

$$f(x) = 1/(1 + e^{-x}) \quad (3)$$

3) 误差计算模型
误差计算模型是反映神经网络期望输出与计算输出之间误差大小的函数:

$$E_p = 1/2 \times \sum (t_{pi} - O_{pi})^2 \quad (4)$$

式中, t_{pi} 是 i 节点的期望输出值; O_{pi} 是 i 节点的计算输出值。

4) 自学习模型
神经网络的学习过程,是连接下层节点和上层节点之间的权重矩阵 W_{ij} 的设定和误差修正过程。BP 网络分为有师学习方式 - 需要设定期望值和无师学习方式 - 只需输入 2 种模式。自学习模型为:

$$\Delta W_{ij}(n+1) = h \times \Phi_i \times O_j + a \times \Delta W_{ij}(n) \quad (5)$$

式中, h 为学习因子; Φ_i 为输出节点 i 的计算误差; O_j 为输出节点 j 的计算输出; a 是动量因子。

2 故障树理论

故障树分析方法 (fault tree analysis) 简称 FTA 法,是一种分析、判断系统的可靠性和可用性,将系统故障形成的原因由总体至部分按树枝状逐级细化的重要分析方法。利用 FTA 分析系统的故障模式,通过衡量元、部件对系统的重要度,找出系统或设备的薄弱环节,以便在设计和系统运行管理中采取相应的措施^[9-11]。

故障树是一种特殊的倒立树状逻辑因果关系图,它用事件符号、逻辑门符号和转移符号描述系统中各种事件之间的因果关系。对故障树的定性分析,主要是对原始故障树进行化简并得到其最小割集的过程,其主要目的是为了找出导致顶事件发生的所有可能故障模式。

故障树的结构函数是故障树的数学表达式,它是对故障树进行定性和定量分析的基础,考虑由 n 个不同的独立底事件构成的风险树,化简后的风险树之顶事件的状态中完全由底事件的状态 $X_i (i = 1, 2, \dots, n)$ 的取值所决定 (共 2^n 个状态),即 $\Phi(X) = \Phi(x_1, x_2, \dots, x_n)$ 称为逻辑函数风险树的结构函数。

例如,与门结构风险树的结构函数为

$$\Phi(X) = \bigcap_{i=1}^n x_i = \min(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (6)$$
式(6)的意义是当全部底事件都发生 (即全部 X_i 都取值 1 时),则顶事件才发生 ($\Phi(X) = 1$)。而对于或门结构风险树,其结构函数为

$$\Phi(X) = \bigcup_{i=1}^n x_i = \max(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (7)$$

式(7)的意义是当系统中任一个底事件发生时,则顶事件发生。

用结构函数代表风险树,利用布尔代数运算规则和逻辑门等效变换规则,获得对应的简化后的风险树,然后通过定性分析可得到以最小割集和形式的风险树结构函数。

3 故障诊断模型构建

根据大量试验数据和运行经验总结变压器故障类型,大致可分成七类故障,在七类故障中还包含了子故障。七类故障为绕组故障、铁心故障、绝缘故障、引线故障、分接开关故障、套管故障及其他故障。

依据上述故障分类类型,所建模型采用了故障树分析法和神经网络法,对变压器故障情况进行综合评估;其中故障树分析法用于故障定位,即分析故障到底属于变压器哪个组(部)件;神经网络法用于故障定性,即故障到底属于是过热还是放电,属于哪种过热或者是放电。借助于故障树形式,可将变压器故障直观地逐级划分为基本故障类型,这不仅有利于故障原因的分析,而且对改进设计和制造工艺均有很大的帮助。

3.1 故障树模型的建立

根据对变压器故障以及事故的统计分析,建立了电力变压器故障树。将威胁大型变压器安全运行并需尽快安排检修的情况作为顶故障,导致顶故障发生的中间级故障是按变压器主要组件故障划分的,变压器主故障树结构如图 1 所示。

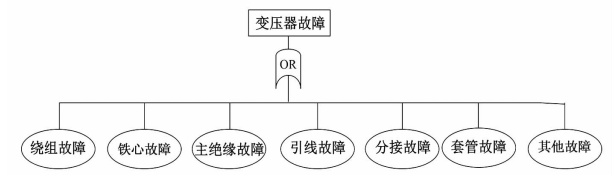


图 1 大型变压器主故障树

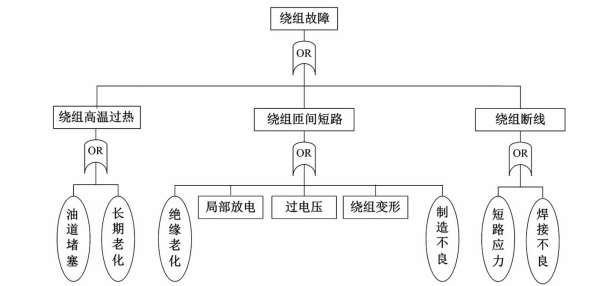


图 2 绕组故障子树

进一步根据故障间的因果关系,可以分别找出导致中间级故障的根本故障原因,因而形成一系列故障子树,包括“绕组故障”、“铁心故障”、“主绝缘故障”等子树,如图 2~图 4 所示。

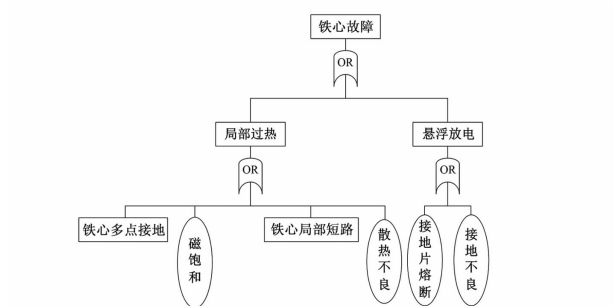


图 3 铁心故障子树

1) 故障概率分级

基于专家意见及现场经验,将变压器的故障率

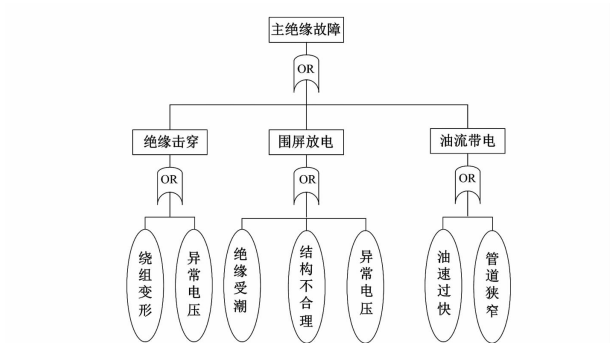


图 4 主绝缘故障子树

按照故障发生概率大小对故障可能性等级进行划分,分为极高(Ⅰ)、较高(Ⅱ)、一般(Ⅲ)、较低(Ⅳ)、极低(Ⅴ)5个等级,如表 1 所示。

表 1 故障等级标准划分表

故障等级	极高	较高	一般	较低	极低
概率区间	0.1 以上	0.06 ~ 0.1	0.03 ~ 0.06	0.01 ~ 0.03	0.01 以下

根据各种故障模式发生概率的统计,忽略了统计中带来的一些难以避免的误差,分别计算出发生各种故障的可能性,并针对故障可能性概率划分的 5 个等级进行故障可能性等级的评定。

2) 故障严重度分析

通过计算机编程实现了 AHP 层次分析法和可拓工程法两种方法相结合,从而对 23 种故障严重性进行预算,基于专家意见及现场经验将变压器故障失效严重度按照综合评判分为很严重(Ⅰ)、较严重(Ⅱ)、一般(Ⅲ)、不太严重(Ⅳ)、不严重(Ⅴ)5 个等级。结果如表 2 所示。

表 2 故障严重性等级划分标准

故障等级	很严重	较严重	一般	不太严重	不严重
权重	0.7 ~ 1	0.65 ~ 0.7	0.6 ~ 0.65	0.4 ~ 0.6	0 ~ 0.4

3.2 BP 神经网络模型的建立

标准的 BP 神经网络由 3 个节点层组成。即输入层、隐含层和输出层,各层次的节点之间形成全互联连接,各层次内的节点之间没有连接。在 BP 网络模型建立和训练过程中,最为重要的参数是权值和阈值,通过调整权值和阈值来减少误差完成训练,因此这两类参数的选取对网络收敛速度以及精度有重要影响。采用梯度下降法对 BP 神经网络的权值和阈值参数进行优化选择,计算简单,速度快,适用于简单网络。

应用现有的油气数据及其对应的故障类型样本数据,将其转化为相应的模式数据,输入到 BP 神经网络中。通过训练学习,建立网络结构模型,再向网络输入待测样本,经网络训练得到分析结果。

4 实例与分析

以 328 台 110 kV 及以上电压等级的电力变压器事故和故障统计资料为基础,通过对其故障数据的整理分析,得出变压器故障概率的分级如表 3 所示。

表 3 变压器故障概率分级表

故障模式		故障次数	故障可能性	故障可能性等级
绕组故障	绕组短路	29	0.088	II
	绕组断路	21	0.064	II
	绕组变形、损失失稳	60	0.189	I
铁心故障	铁心多点接地	52	0.157	I
	铁心片间短路	8	0.026	IV
	铁心接地不良	5	0.016	IV
绝缘故障	介质超标	7	0.021	IV
	绝缘损坏	8	0.024	IV

然后对这 328 台变压器进行故障严重度的分析,所得的变压器故障严重度的综合评判和等级划分如表 4 所示。

根据变压器故障发生的概率和变压器故障的严重程度,结合风险矩阵进行分析,可分别对变压器的绕组故障、铁心故障和绝缘故障进行故障等级的划分,如表 5 所示。

表 4 变压器故障严重度的综合评判和等级划分

故障模式		严重度综合评判结果	严重度等级划分
绕组故障	绕组短路	0.759 4	I
	绕组断路	0.734 5	I
	绕组变形、损坏失稳	0.770 4	I
铁心故障	铁心多点接地	0.655 0	II
	铁心片间短路	0.486 4	IV
	铁心接地不良	0.404 1	IV
绝缘故障	介质超标	0.447 8	IV
	绝缘损坏	0.631 2	III

表 5 变压器故障的评估实现

故障源		失效可能性等级	严重度等级划分	故障等级
绕组故障	绕组短路	I	I	高故障区
	绕组断路	II	I	高故障区
	绕组变形	I	I	高故障区
铁心故障	铁心多点接地	I	II	高故障区
	铁心片间短路	IV	IV	低故障区
	铁心接地不良	IV	IV	低故障区
绝缘故障	介质超标	IV	IV	低故障区
	绝缘损坏	IV	III	低故障区

应用已建立的 BP 神经网络故障诊断模型,对工程现场获取的故障变压器油气数据进行识别,实例如下。

实例 1:

某变压器的油色谱数据为:H₂ = 176 μL/L、CH₄ = 205.9 μL/L、C₂H₄ = 75.7μ L/L、C₂H₆ = 47.7 μL/L、C₂H₂ = 68.7 μL/L。采用 BP 神经网络对变压器进行故障诊断,诊断结果如图 5 所示,其识别结果为电弧放电。利用传统采用的改良三比值法进行验证,其编码为(1,1,1),故障类型为电弧放电。

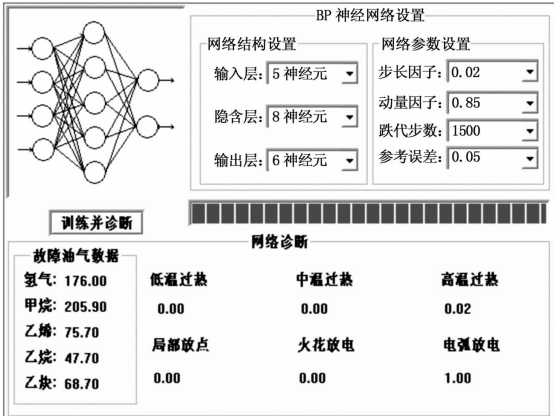


图 5 神经网络诊断实例 1

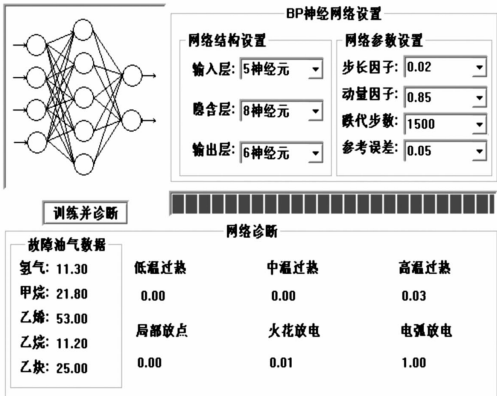


图 6 神经网络诊断实例 2

基于人工神经网络小电流接地选线方法研究

罗浩杰¹,张栋柱²,李民强¹,王 聪¹,王勇军¹

(1. 广西电网有限责任公司河池供电局, 广西 河池 547000;
2. 湖南英科电力技术有限公司, 湖南 长沙 410000)

摘 要:针对小电流接地故障选线方法进行了研究,使用人工神经网络模型实现接地故障选线。为了提高神经网络算法的性能,使用一种改进的神经网络算法,对遗传算法中的相应遗传算子以及染色体结构进行改进,通过自适应交叉变异概率的引入,从全局均衡和优化初始网络权重以及 BP 网络结构。使用 110 kV/35 kV 的配电系统作为小电流接地故障选线实例分析,对常规神经网络算法和改进神经网络算法进行对比。研究表明,改进神经网络算法的输出误差要低于常规神经网络算法,正确选线率要高于常规神经网络算法。

关键词:人工神经网络;遗传算法;小电流接地故障;故障选线

Abstract:The method of fault line selection for small current grounding is studied, and the artificial neural network model is used to realize the fault line selection. In order to improve the performance of neural network algorithm, an improved BP neural network algorithm is adopted which mainly improves the corresponding genetic operators and chromosome structure in genetic algorithm, and through introducing the adaptive crossover and mutation probability, the initial weights and BP network structure are balanced and optimized. Taking 110 kV/35 kV distribution system for example to analyze small current grounding fault line selection, the conventional neural network algorithm and the improved neural network algorithm are compared. The results show that the output error of the improved neural network algorithm is lower than that of the conventional neural network algorithm, and the correct line selection rate is higher than that of the conventional neural network algorithm.

Key words:artificial neural network; genetic algorithm; small current grounding fault; fault line selection

中图分类号:TM77 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0036-05

0 引 言

中性点不直接接地以及中性点直接接地是电力系统中性点接地的两种主要形式。其中中性点直接接地方式在大于 110 kV 电压等级的电网中应用比较广泛,如果单相接地故障在这种系统中发生,就会产生较大的故障电流,因此又可以将这种系统称之为大电流接地系统。中性点不直接接地方式在 6 ~ 66 kV 配电网中应用比较广泛,如果单相接地故障在这种系统中发生会产生较小的故障电流,因此又可称之为小电流接地系统。中性点经消弧线圈接地系统、中性点经电阻接地系统以及中性点不接地系统是小电流接地系统的三种主要类型^[1-3]。

从现场运行结果可以看出,其中大部分的接地故障为单相接地故障。总的来说,小电流接地运行方式主要具有以下几个方面的优势:单相接地故障发生时,所产生的接地点故障电流比较小,能够保持

三相线电压的对称性,对负荷连续供电不会产生影响,因此不需要马上跳闸,可以按照电力规程维持 1 ~ 2 h 运行,能够在有效减少用户停电时间中提升供电的可靠性和稳定性。然而如果系统长期运行在故障状态,就会抬高非故障相电压,如果出现了间歇性弧光接地,就会产生非常大的过电压,对电力系统绝缘性产生了消极的影响,同时还会增加故障范围。在配电网逐渐发展的过程中电缆电路在电网中的比例逐渐增多,存在着数量越来越多的缆-线混合线路。随着线路长度的增加,直接提升了系统单相接地故障电容电流,对整个电力系统造成了严重的危害,因此应当及时发现单相接地故障,并采取有效的方法解决故障^[4-6]。

1 小电流接地故障特征分析

当故障出现在小电流接地系统时,在故障点出现了等效电源,在故障处所产生的电流行波向负荷

以及线路始端方向传播。其中向线路始端传播的行波在到达母线位置时会被反射和折射,其中折射波进入到非故障线路中以后会导致初始暂态行波电流的产生,通过入射波和反射波的叠加导致了故障线路初始电流行波的形成^[7]。

因此,故障线路初始行波电流零模为

$$i_{N0}=i_{F0}-i_{reflect0}=\frac{2Z}{Z_{B0}+Z}i_{F0}\tag{1}$$

正常线路初始行波电流零模为

$$i_{k0}=-i_{reflect0}\frac{Z_{B0}}{Z}=-\frac{2Z_{B0}^2}{Z(Z_{B0}+Z)}i_{F0}\tag{2}$$

在对所发生故障的线路进行判断时,可以参考初始暂态电流行波到达母线时各条线路零模分量的极性和幅值。

在发生单相接地故障后,故障处的初始电流行波向负荷侧和母线方向传播,暂态电流行波通过不断地折反射叠加逐渐形成。经过相模变换可以将三相电流转变为零模电流。在消弧线圈补偿作用的影响下,谐振接地系统各条线路间的工频分量基本一致。因此在选线的过程中采用工频的方法就无法发挥较好的效果。采用频谱分析方法处理故障后获取的非连续信号,就能够获取暂态主频分量对应的相位和幅值。通过对各条线路暂态主频的相位和幅值进行提升能够有效地对故障进行检测。

因此故障线路的暂态主频分量为^[8]

$$i_{0df}=I_{0df}e^{-\alpha_{0d}t}\cos(\omega_{0d}t+\Phi_{i0df})\tag{3}$$

正常线路的暂态主频分量为

$$i_{0dh}=I_{0dh}e^{-\alpha_{0d}t}\cos(\omega_{0d}t+\Phi_{i0dh})\tag{4}$$

式(3)和式(4)中: I_{0df} 为故障线路暂态主频分量幅值; I_{0dh} 为正常线路暂态主频分量幅值; Φ_{i0df} 为故障线路暂态主频分量初始相角; Φ_{i0dh} 为正常线路暂态主频分量初始相角。

2 人工神经网络接地故障选线方法研究

作为一种多层前馈型网络,BP 神经网络能够前向输入信号,逆向反馈误差信号。在进行前向运输的时候,采用逐层处理的方法,输入信号的处理途径为输入层-隐含层-输出层。通过对比期望输出以及输出层输出来进行反馈,网络结构中的权值可以通过两个的差值进行调整,同时隐含层的节点数决定了 BP 网络结构的规模。

常规 BP 神经网络结构如图 1 所示。

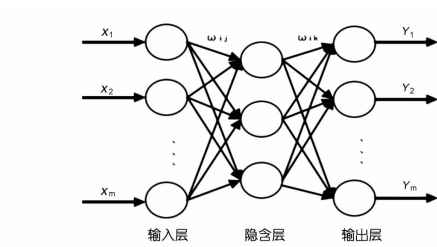


图 1 常规 BP 神经网络结构

下面使用一种改进的神经网络算法,主要对遗传算法中的相应遗传算子以及染色体结构进行改进,通过自适应交叉变异概率的引入来从全局均衡和优化初始网络权重以及 BP 网络结构^[9]。

采用上下阶梯的形式对染色体基因进行设计:其中控制基因在上层,主要对隐层节点个数进行控制,同时优化 BP 神经网络结构;参数基因在下层,主要优化 BP 神经网络的阈值以及权值。上层基因通常情况下控制下层参数基因,二进制是控制基因所采用的编码形式,其中当值为“1”时说明激活了隐层节点,同时与该基因相连的参数基因是有效的;当值为“0”时表明隐层节点处于休眠状态,同时相关的参数基因是无效的。由于 BP 网络连接阈值以及权值均为连续实数,同时采用二进制的解码和编码形式会产生较大的误差,所以可以采用实数编码的方法对参数基因进行编码,其中一个参数基因应当同时包含对应神经元的连接阈值以及权值。

对 BP 神经网络的网络结构以及权值同时优化,保证获得最优的网络复杂度以及输出误差,因此需要进行双目标优化。所建立的适应度函数应当能够将 BP 神经网络的网络结构复杂度以及输出精度充分反映出来,训练集数据的总体误差决定了输出精度,隐层节点数决定了网络复杂度。

$$f=a\times f_{rmse}+b\times f_{com},0<a,b<1$$

$$f_{rmse}=\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n(y_i-\hat{y}_i)^2}$$

$$f_{com}=\frac{N(1)}{N(0)+N(1)}\tag{5}$$

式中: n 是训练数据样本数; f_{rmse} 是训练数据的均方根误差; y_i 是实际值, $\hat{y}_i$ 是识别的值。

由于传统的轮盘赌在选择的过程中主要采用基于适应值比例的方法,使得很多相似个体以及超级个体出现了封闭竞争以及早熟的现象,影响了搜索的顺利进行。为了弥补这种不足,在操作的过程中采用了随机联赛选择策略以及最优个体保留策略。

在联赛选择策略方面,随机选择出最优解以外的父代种群中的 2 个个体,对其适应值进行比较,并使具有较优适应值的个体进入到子代群体中,对于适应值较差的个体可以直接淘汰,通过多个步骤得到完整子代种群,采用这种方法能够保证子代种群中的个体具有较高的质量。

在最优个体保留策略方面,将父代种群中具有较高适应度的个体进行复制,使其进入到子代群体中,同时对上代群体中的最优解进行保留,采用这种方法能够使得遗传算法具有较好的收敛性。

染色体的下层基因层以及上层控制基因层在编码的时候采用了实数以及二进制,所以所应用的变异算子和交叉算子是不同的,将基本位变异算子以及单点交叉算子应用在控制基因层上,将非一致变异算子以及整体算数交叉算子应用在参数基因层上,利用几何矢量相加原理对整体算数交叉算子进行应用,采用交叉运算的方法处理父代向量的所有分量,对于算法搜索范围的提升有非常好的效果。种群的进化代数和变异存在着非常紧密的联系,如果在进化初期存在数量较少的种群就需要进行较大范围的变异,为了避免破坏优秀的个体,应当在进化后期采用较小的变异范围,这对于局部最优解的搜索有非常好的效果。

遗传算法的效率受到变异以及交叉概率的影响,如果概率太大会对种群中的优秀个体造成破坏,而过小会减缓更新速度,出现早熟现象。所提方法对自适应的变异和交叉概率进行了设计,在选取控制概率的过程中,充分参考个体适应度以及种群进化进度,达到提升变异操作以及检查操作质量的目的^[10]。

3 小电流接地故障选线分析

3.1 仿真模型

使用 110 kV/35 kV 的配电系统作为小电流接地故障选线实例分析,系统模型如图 2 所示。根据所选模型的实际系统参数,设置仿真参数:该系统有 7 条架空的馈线,正序电阻为 0.18 Ω/km,正序对地导纳为 9.5 nF/km,正序对地电感为 1.23 mH/km,零序电阻为 0.21 Ω/km,零序对地导纳为 6.5 nF/km,零序对地电感为 4.92 mH/km,馈线 L1 ~ L7 长度分

别为 3 km、6 km、10 km、15 km、20 km、28 km 和 30 km^[11]。

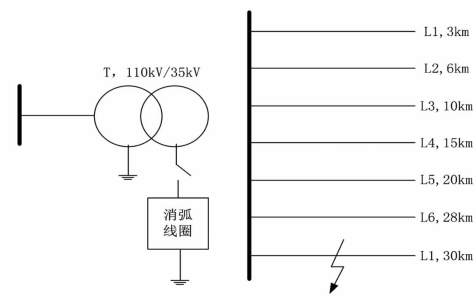


图 2 仿真配电系统模型

3.2 神经网络模型

使用 7 条线路共 21 个故障特征,组成特性向量: $X = (X_1, X_2, \dots, X_{21})$ 。 $X_1 \sim X_7$ 为使用小波变换提取的 7 条线路的初始电流行波零模分量的模极大值; $X_8 \sim X_{14}$ 为通过傅里叶变换得到的 7 条线路的暂态主频实部; $X_{15} \sim X_{21}$ 为通过傅里叶变换得到的 7 条线路的暂态主频虚部。将特性向量 $X = (X_1, X_2, \dots, X_{21})$ 作为神经网络模型的输入向量,将 7 条线路的故障和正常状态作为神经网络模型的输出向量 $Y = (Y_1, Y_2, \dots, Y_7)$,当线路正常时,对应分量为 0,当线路故障时,对应分量为 1。

使用常规神经网络和所研究的改进神经网络进行对比研究,常规神经网络中的隐含层单元数由经验公式得到,即 45。

改进神经网络的参数设置为:初始隐含层单元为 40,初始阈值为 -1 ~ 1,初始连接权值为 -2 ~ 2,最大训练次数为 1 000,学习速率为 0.01,训练误差精度为 0.001,最大进化代数为 400,调节系数 0.2。

3.3 神经网络训练

在 7 条馈线的不同位置设置故障点,得到故障样本数据。故障初相角为 5°、30°、60°和 90°;过渡电阻设置为 10 Ω、20 Ω和 100 Ω;故障点设置为 7 条馈线的 20%、40%、60%和 80%处,得到共 336 组数据^[12]。

随机抽取故障数据中的 300 组作为神经网络的训练数据,得到改进神经网络的平均适应度及隐含层节点数变化,如图 3 所示。经过 205 次进化后确定了最优的隐含层节点数为 53。

3.4 故障选线结果分析

使用上述的训练数据对常规神经网络模型和改

表 1 两张神经网络模型的选线结果

序号	实际线路	改进模型	常规模型	序号	实际线路	改进模型	常规模型
1	7	7	6	19	4	4	4
2	2	2	2	20	6	6	6
3	5	5	5	21	2	2	2
4	6	6	5	22	6	6	7
5	1	1	1	23	7	7	7
6	4	3	4	24	2	2	2
7	2	2	2	25	5	5	4
8	6	6	6	26	3	3	3
9	6	6	5	27	5	5	5
10	2	2	2	28	6	5	6
11	1	1	1	29	5	5	5
12	6	6	5	30	6	6	6
13	6	6	6	31	4	4	5
14	2	2	2	32	4	4	4
15	2	2	2	33	3	3	3
16	4	4	4	34	3	3	3
17	7	7	7	35	5	5	5
18	7	7	7	36	7	7	7

进神经网络模型进行训练得到了故障选线模型,使用剩余 36 组故障数据作为故障选线模型的测试样本,并使用测试样本对两种神经网络模型的故障选线性能进行验证。36 组样本的实际故障线路和两种神经网络模型的诊断结果如图 4 所示。

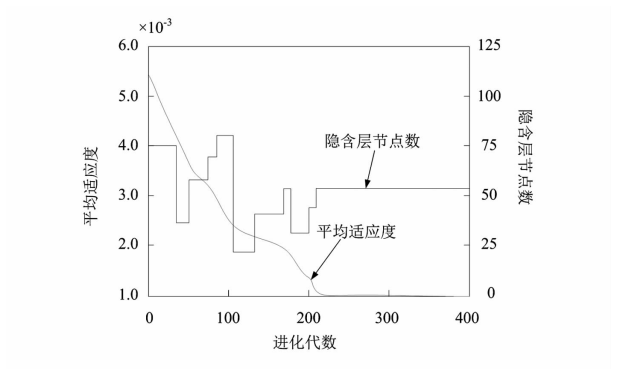


图 3 平均适应度及隐含层节点数变化

常规神经网络模型的输出误差为 10.53%,改进神经网络模型的输出误差为 6.75%,改进神经网络模型的输出误差要低于常规神经网络模型。

两种神经网络模型的选线结果见表 1 所示。

从两种神经网络模型的选线结果可以看出,改进神经网络模型的正确选线个数为 34,正确率达到

了 94.4%,常规神经网络模型的正确选线个数为 29,正确率为 80.5%。

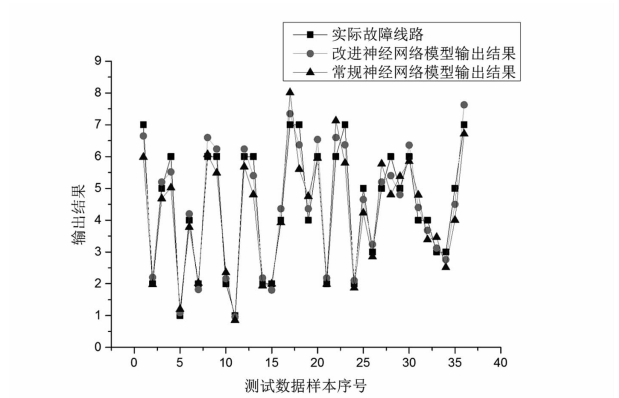


图 4 实际故障线路和两种神经网络模型的诊断结果

4 结 论

针对小电流接地故障选线方法进行了研究,使用人工神经网络模型实现接地故障选线。为了提高神经网络算法的性能,使用一种改进的神经网络算法。使用 110 kV/35 kV 的配电系统作为小电流接地故障选线实例分析,使用常规神经网络算法和改进神经网络算法进行对比,研究结果表明:

1) 常规神经网络模型的输出误差为 10.53%,改进神经网络模型的输出误差为 6.75%,改进神经网络模型的输出误差要低于常规神经网络模型。

2) 改进神经网络模型的正确选线个数为 34,正确率达到了 94.4%,常规神经网络模型的正确选线个数为 29,正确率为 80.5%。

参考文献

[1] 王念彬. 基于小波神经网络的小电流接地系统故障选线方法的研究[D]. 北京:中国矿业大学(北京),2010.

[2] 李震球. 基于概率神经网络的小电流接地系统模式识别故障选线方法及应用[D]. 南昌:南昌大学,2014.

[3] 郑帅帅. 基于小波神经网络的小电流接地故障选线方法研究[D]. 淄博:山东理工大学,2014.

[4] 韦晓广. 基于机器学习的小电流接地系统单相接地故障选线[D]. 徐州:中国矿业大学,2014.

[5] 张海平,何正友,张钧. 基于量子神经网络和证据融合的小电流接地选线方法[J]. 电工技术学报,2009,24(12):171-178.

[6] 惠学军. 基于小波神经网络的小电流接地系统单相接

地故障定位研究[D]. 南京:河海大学,2002.

[7] 郝金陵,袁振海. 基于小波-神经网络的小电流接地选线的研究[J]. 电测与仪表,2007,44(11):1-5.

[8] 曹运刚. 基于人工神经网络的小电流接地故障选线方法研究[D]. 淄博:山东理工大学,2015.

[9] 宋国峰,梁昌勇,梁焱,等. 改进遗传算法优化 BP 神经网络的旅游景区日客流量预测[J]. 小型微型计算机系统,2014,35(9):2136-2141.

[10] 董升伟. 基于改进 BP 神经网络的轨道交通短时客流预测方法研究[D]. 北京:北京交通大学,2013.

[11] 陈奎,韦晓广,陈景波,等. 基于样本数据处理和 AD-ABOOST 的小电流接地故障选线[J]. 中国电机工程学报,2014,34(34):6228-6237.

[12] 曹运刚,陈平,杨茂亨,等. 基于人工神经网络的小电流接地故障选线方法研究[J]. 国网技术学院学报,2015,18(1):21-25.

作者简介:
罗浩杰(1971),助理工程师,主要从事配电运行管理等技术领域的研究工作。

(收稿日期:2016-08-30)

(上接第 31 页)

1)表 2 为采用传统交流融冰方法下配网线路融冰长度范围与融冰需要的最小功率,表 3 为采用变压器串联方法进行配电网线路交流融冰时计算的不同导线的融冰范围及最小容量,可供线路运维人员对线路交流融冰电源及融冰长度进行快速判断。

2)采用所提方法融冰时,建议尽量选用有载调压变压器作为融冰变压器。因为采用有载调压变压器,则可在融冰开始之前将其高压侧分接开关调整至最大,这样在高压侧施加 10 kV 电压时,其二次侧电压小于 2.86 kV,可以降低起始融冰电流。在融冰过程中,操作人员可根据实际融冰电流大小调整分接开关。这样融冰比较安全,同时能够一定程度缓解放变压器二次侧电流过载。

3)更改线路保护定值时,建议把一段保护定值设定为计算短路融冰电流值的 1.25 倍。该值满足了合闸瞬间融冰电流冲击峰值时保护不动作,又能在融冰过程中保护融冰变压器不严重过载。

4)融冰变压器的阻抗电阻和待融冰线路参数(线路正序阻抗值)尽量实测,避免因为线路实际长度可能与台账不符,或变压器实际短路阻抗与铭牌值不符,导致融冰电流计算不准确。

参考文献

[1] 陆佳政,李波,张红先,等. 新型交直流融冰装置在湖南电网的应用[J]. 南方电网技术,2009,3(4):77-79.

[2] 雷洪才,陆家政,李波,等. 可调电容串联补偿式交流融冰装置在湖南电网的应用[J]. 湖南电力,2009,29(5):28-29.

[3] 朱远,周秀东,李波,等. 配网交流融冰仿真分析及工程应用研究[J]. 湖南电力,2015,35(6):32-34.

[4] 李宏力,朱镜勋. 35kV 交流融冰变压器的改造方案[J]. 贵州电力技术,2011,14(7):58-59.

作者简介:
邓元实(1985),硕士研究生,主要从事线路抗冰防冰研究、线路专业生产技术管理。

(收稿日期:2016-09-21)

基于小波变换和高阶特征提取的直驱风机轴承故障诊断方法

戴耀辉,苗 瑞,罗兴铭,辛 勤
(中车株洲电机有限公司,湖南 株洲 412000)

摘 要:为了提高直驱风机稳定发电能力,提出一种新型电机轴承故障诊断方法。采用小波变换对轴承的滚动体、内圈和外圈振动信号进行分解,利用小波能谱熵和高阶统计量的双谱计算振动信号特征值,使用支持向量机根据特征值构造故障分类器,最后通过仿真验证所提故障诊断方法的有效性。

关键词:轴承;故障诊断;小波变换;能谱熵;高阶统计量;双谱分析;支持向量机

Abstract:In order to improve the stability of direct - driven wind power generation capacity, a new method of motor bearing fault diagnosis is proposed. Wavelet transform is used to decompose the vibration signal of the ball, inner raceway and outer raceway of the bearing, and the wavelet energy spectrum entropy and the bispectrum of high order statistics are used to calculate the characteristic value of vibration signal. The fault classifier based on characteristic value is constructed by support vector machine, and finally the effectiveness of the proposed fault diagnosis method is verified by the simulation.

Key words:bearing;fault diagnosis; wavelet transform; energy spectrum entropy; high order statistics; bispectrum analysis; support vector machine

中图分类号:TH17 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2016)06 - 0041 - 06

0 引 言

轴承作为直驱风机的一个重要机械部件,其运行状态直接影响风力发电机的出力。为了减少风机出力损失,轴承故障检测成为学者在风力发电领域的一个重点研究方向^[1-3]。其中故障特征提取是故障检测的核心内容之一,国内外许多学者对此提出了很多办法:文献[4]提出基于永磁直驱风力发电机定子电流的频率和幅值作为特征值,使用改进的功率谱密度算法进行电机轴承故障诊断;文献[5]提出对轴承振动进行时频分析,得到故障特征频率,结合神经网络对故障进行分类识别;文献[6]利用经验模式分解将轴承故障信号分解成各类包络谱,然后进行特征频率提取,最后采用支持向量机进行故障识别;文献[7]利用固有时间尺度分解(intrinsic time - scale decomposition, ITD)和最小二乘支持向量机(least square support vector machine, LS - SVM)的风电机组轴承故障诊断;文献[8]使用本征时间尺度分解信号模糊熵,以此为特征值利用 GG 模糊聚类构造故障分类器;文献[9]采取奇异值分解技

术对原始信号去噪后,对信号进行盲源分离提取原始故障信号。

所提方法首先采用小波变换对原始信号进行分解;然后利用小波能谱熵和高阶统计量中的双谱计算分解信号的信息熵与中心频率;接着以信息熵和中心频率作为特征值,使用支持向量机构造故障分类器;最后仿真验证所提方法的有效性。

1 理论背景

1.1 小波变换

小波变换(cotinuuous wavelet transform, CWT)是一种能够将信号分解到不同频率段的技术。它具有

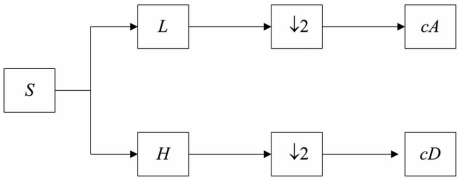


图1 小波分解示意图

良好的时频分析能力,与快速傅里叶变换(fast Fourier transform, FFT)相比能够展现信号的细节特征,从而

在现代信号分析领域得到广泛应用。图 1 为小波分解示意图,图中: S 为信号; L 代表低通滤波器; H 代表高通滤波器; $\downarrow 2$ 代表向下分解信号; cA 和 cD 分别代表小波分解后的低频分解系数与高频分解系数。

连续小波变换定义为

$$CWT(a,b)=\int_{-\infty}^{+\infty}f(t)\psi_{a,b}(t)dt \tag{1}$$

式中: $f(t)$ 为原信号; $\psi(t)$ 为小母波; a 为尺度参数; b 为平移参数。小母波 $\psi(t)$ 定义为

$$\psi_{a,b}(t)=\frac{1}{\sqrt{a}}\psi(\frac{t-b}{a}) \quad a,b\in R;a\neq 0 \tag{2}$$

式中: a 代表频率的倒数; b 代表时间平移参数。离散小波变换(discrete wavelet transform,DWT)是在连续小波变换(CWT)基础上发展而来,将式(2)中的 a 和 b 用 2^j 和 2^k 代替得到:

$$DWT(g,k)=\int_{-\infty}^{+\infty}f(t)\frac{1}{\sqrt{2^j}}\psi(\frac{t-2^k}{2^j})dt \tag{3}$$

信号 $f(t)$ 首先经过低通滤波器 L 和高通滤波器 H 得到低频小波系数 cA 和高频小波系数 cD ,接着高频小波系数继续经过滤波器 L 和 H 得到次低频小波系数与次高频小波系数,如此循环直至到指定的分解层数 n 。 n 层 DWT 分解可以得到 $n+1$ 组离散小波系数。通过对每组系数进行信号回构就能将信号 $f(t)$ 分解到不同频段下。

1.2 特征提取

轴承震动信号作为非平稳随机信号,这里采用双谱与能量熵来计算轴承故障信号的特征值。双谱是高阶累积量分析中的一种,常在现代信号处理中提取非平稳随机信号的频率、相位特征,其能自动抑制由传感器产生出的高斯噪声,被广泛应用于图像处理、模式识别等领域。

令随机变量 $x(t)$ 的概率密度函数为 $f(x)$,其第一特征函数为

$$\Phi(\omega)=\int_{-\infty}^{+\infty}f(x)e^{-j\omega x}dx \tag{4}$$

从式(4)来看,第一特征函数 $\Phi(\omega)$ 即是概率密度函数 $f(x)$ 的傅里叶变换。第二特征函数 $\psi(\omega)$ 为

$$\psi(\omega)=\text{In}[\Phi(\omega)] \tag{5}$$

高阶累积量的定义为随机变量 x 的 k 阶累积量是其第二特征函数在原地的 k 阶导数,即

$$C_k=\psi^{(k)}(\omega)|_{\omega=0} \tag{6}$$

双谱定义为三阶累积量的二维傅里叶变换,即

$$B_x(f_1,f_2)=\sum_{\tau_1=-\infty}^{\infty}\sum_{\tau_2=-\infty}^{\infty}C_3(\tau_1,\tau_2)e^{-j\pi(f_1\tau_1+f_2\tau_2)} \tag{7}$$

式中: f_1,f_2 为频率; τ_1,τ_2 为时间延迟常数。在式(7)中令 $\tau_1=\tau_2$,就是信号在双谱中的对角切片,利用切片从而求得信号在去掉高斯白噪声下的频率,即双谱最大值所对应的频率。

熵在热力学中是衡量系统混乱程度一个指标,熵越高代表系统混乱程度越大。Shanno 将熵的概念引入信息学科就是创建了信息熵的概念,小波变换与信息熵结合出的小波能谱熵能够度量非平稳信号在时域和频域内的复杂度。将其引入对直驱风机轴承故障信号的特征提取,能够有效提取故障的暂态信息。

设信号 S 经过小波分析后得到的各个频段信号的小波谱能量为 $E_1,E_2,\cdots,E_m$ 。其中,

$$E_j=\sqrt{\sum_{i=1}^n|x_j(i)|^2} \quad j=1,2,\cdots,m \tag{8}$$

式中: E_j 为小波谱能量; $x_j(i)$ 为每段信号中的样本点。根据正交小母波性质,信号 S 的总体小波谱能量等于各频段谱能量的和,即, $E=E_1+E_2+\cdots+E_m$ 。设 $p_j=E_j/E$,则 $\sum_{j=1}^mp_j=1$,信号 S 的小波能谱熵 W 定义为式(9)。

$$W=-\sum_{j=1}^mp_j\log p_j \tag{9}$$

小波能谱熵能够反映轴承震动信号的空间能量信息,对各频段计算小波能谱熵可以在时频分析上精确描述轴承故障信号。

1.3 支持向量机

支持向量机(suport vector machine,SVM)是统计学习理论中的一种机器学习算法,具有很高的泛化性,在数据挖掘、回归分析和函数分类等领域被广泛应用^[10]。SVM 利用给定的样本构造分类超平面得到分类函数,进而对总体进行分类。

首先给定训练样本 $T=\{(x_1,y_1),\cdots,(x_n,y_n)\}$,其中 $x_i\in R^n,y_i\in\{1,-1\}$, n 为样本总数,通过求解以下优化问题得到最优超平面。

$$\begin{aligned} \min \quad & \left\{ \frac{1}{2} \|\omega\|^2 + C \sum_{i=1}^n \zeta_i \right\} \\ \text{s. t.} \quad & \begin{cases} y_i(\omega \cdot x_i) + b \geq 1 - \zeta_i \\ \zeta_i \geq 0; i = 1, L, n \end{cases} \end{aligned} \tag{10}$$

式中: ω 为线性权值向量; C 为惩罚参数; ζ_i 是松弛因子; y_i 为样本分类标签; x_i 为样本特征值; b 是阈值。通过拉格朗日(Largrange)优化法将式(10)转化为对偶问题,如式(11)所示。

$$\begin{aligned} \min \quad & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n y_i y_j a_i a_j (x_i \cdot x_j) - \sum_{i=1}^n a_i \\ \text{s. t.} \quad & \sum_{i=1}^n y_i a_i = 0 \quad 0 \leq a_i \leq C; i = 1, L, n \end{aligned} \quad (11)$$

式中, a_i 为拉格朗日乘子。最终求得分数函数, 见式(12)。

$$f(x) = \text{sgn} \left\{ \sum_{i=1}^n a_i y_i K(x_i, x) + b \right\} \quad (12)$$

2 故障诊断方法

所提出的基于小波变换与支持向量机的轴承故障诊断方法见图 2。

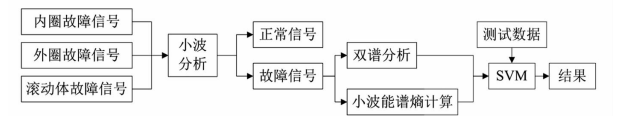


图 2 轴承故障诊断方法示意图

首先对轴承的 3 种故障(内圈故障、外圈故障和滚动体故障)样本进行小波包分析,将故障信号与正常信号分离,同时将故障信号分解到不同频率区间内;在各频段对每种故障进行双谱分析计算故障频率,使用小波能谱熵计算各频段故障信号的空间信息量,使用计算出的故障频率和能谱熵作为每种故障信息的特征值;最后使用特征数据利用支持向量机建立故障分类超平面,同时使用测试数据对分类超平面进行验证。

3 算例仿真

采用某厂商提供的轴承震动数据,数据分为轴承测试样本、轴承滚动体故障数据、轴承内环故障数据和轴承外环故障数据。采样频率 $f_s = 12 \text{ kHz}$, 采样轴承为 SKF 的 6205 - RS 深沟球轴承,轴承故障

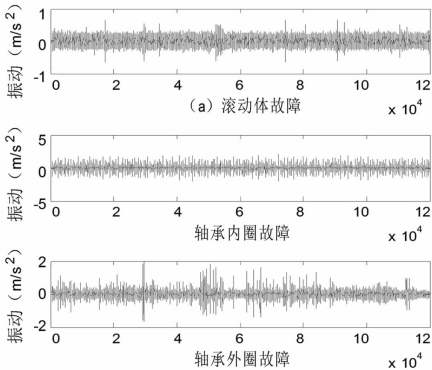


图 3 轴承振动数据图

点由人工加工而成,振动信号见图 3。
图 3 中滚动体故障、轴承内圈故障和轴承外圈故障数据为 12 万个点;对以上 3 类故障数据进行拆分,每类数据有 6 组,每组 20 000 个数据点。

3.1 小波分析轴承振动数据

使用小波对故障数据进行 6 层分解,小母波选用 DB5,由于数据经过拆分,一组数据被分解成 7 个不同频段的低、高频信号,故每类故障总共有 $6 \times 7 = 42$ 个分解信号。由于篇幅所限,故只给出滚动体故障信号、内圈故障信号和外圈故障信号的第 1 组数据分解后的低频部分与高频故障信号部分,分别

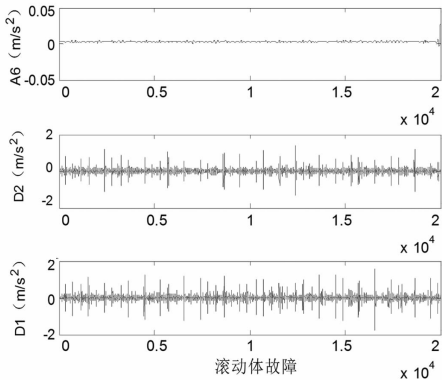


图 4 滚动体故障的低频、高频小波分解信号图

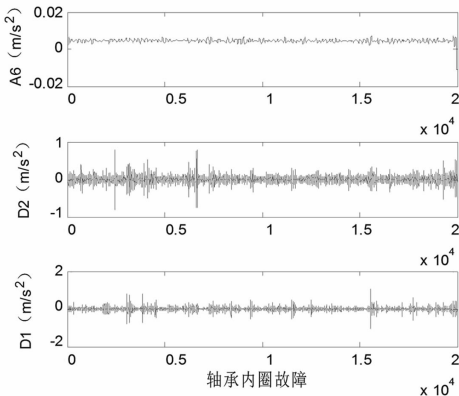


图 5 轴承内圈故障的低频、高频小波分解信号图

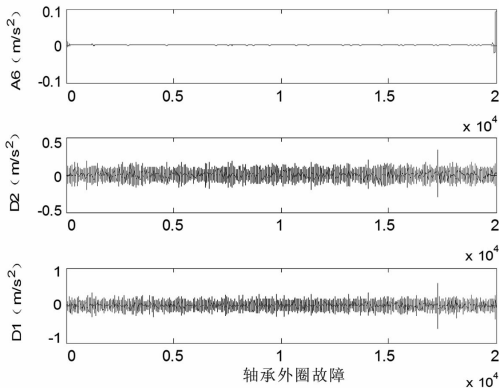


图 6 轴承外圈故障的低频、高频小波分解信号图

见图 4、图 5 和图 6,图中 A6 代表低频信号,D1 代表最高频信号,D2 代表次高频信号。

从图 4、图 5 和图 6 可以看出故障信号集中在每张图的最高频 D1 和次高频 D2 部分,其故障脉冲信号显著,幅值高于对应的低频信号 A6,图 4 和图 5 中 D2 的脉冲信号具有明显的周期性。

3.2 计算各分解信号的小波能谱熵

根据 1.2 节中提出的小波能谱熵计算方法对 42 个分解信号进行计算,见表 1。表中 I、II、…、VI 为每种故障的拆分信号,每组 20 000 个数据,共 120 000 个数据;A6、D6、D5、D4、D3、D2、D1 对应 3.1 节中的小波分解信号,其频率段依次增加。

从表 1 中可以看出 3 类故障中小波能谱熵最大值皆在 D1 和 D2 处,滚动体故障的最大值为 3.542 1

(D1),轴承内圈为 3.709 5 (D1),轴承内环为 3.457 2 (D2),与图 4 到图 6 中数据吻合。故此频段内一定包含故障信号,为了获得 3 类故障的小波能谱熵在各频段(A6 至 D1 段)的特征值,提出了使用各频段熵的均值(Mean)作为特征值,计算结果见表 2。

表 2 给出 3 种故障信号在 DB5 的 6 层分解下各频段的小波能谱熵特征值,除此之外,各频段的中心频率由所提出的双谱方法计算得到,结果见表 3。

表 3 中 NF 代表归一化频率(normalized frequency),3 类故障在 D2 和 D1 频段中具有明显特征,即 A6 至 D3 中频率分别均匀,无中心频率,但 D2 和 D1 频段产生中心频率,即故障频率占主体。

测试信号见图 7,三段测试信号从一整段信号中随机截取,每 1 段信号长度 20 000 点,采样频率

表 1 3 种故障信号的小波能谱熵
(a)滚动体故障

	A6	D6	D5	D4	D3	D2	D1
I	0.667 3	1.959 8	2.085 7	2.791 3	2.792 8	3.166 0	3.541 7
II	0.622 0	1.950 2	2.076 4	2.804 8	2.804 3	3.119 5	3.536 7
III	0.659 3	1.952 4	2.078 3	2.795 6	2.803 7	3.165 1	3.542 1
IV	0.665 4	1.954 6	2.085 3	2.800 5	2.801 6	3.128 3	3.537 0
V	0.620 9	1.940 3	2.080 1	2.796 2	2.810 5	3.166 2	3.541 8
VI	0.595 4	1.937 6	2.079 0	2.786 8	2.818 9	3.119 2	3.537 1

(b)轴承内圈故障

	A6	D6	D5	D4	D3	D2	D1
I	0.593 9	1.765 0	2.129 2	2.709 5	3.324 5	3.626 3	3.698 9
II	0.566 3	1.772 5	2.114 1	2.709 8	3.323 2	3.636 5	3.709 3
III	0.562 9	1.769 1	2.112 1	2.711 6	3.324 3	3.614 7	3.699 0
IV	0.582 7	1.765 4	2.122 6	2.711 2	3.320 2	3.625 7	3.709 5
V	0.545 8	1.769 8	2.119 9	2.703 1	3.329 0	3.625 7	3.698 8
VI	0.569 4	1.787 7	2.122 6	2.704 3	3.324 5	3.636 4	3.709 0

(c)轴承外圈故障

	A6	D6	D5	D4	D3	D2	D1
I	0.273 5	1.900 2	2.785 6	2.932 1	3.129 3	3.425 5	3.416 7
II	0.253 7	1.898 4	2.776 0	2.938 4	3.132 4	3.457 2	3.403 2
III	0.330 0	1.902 3	2.763 7	2.938 3	3.143 3	3.427 0	3.417 3
IV	0.317 5	1.900 1	2.751 2	2.961 9	3.132 9	3.455 6	3.402 7
V	0.316 2	1.904 7	2.746 6	2.961 7	3.141 2	3.425 2	3.417 2
VI	0.345 8	1.908 5	2.741 4	2.954 9	3.131 2	3.457 5	3.403 0

表 2 3 类故障各频段的小波能谱熵特征值 (Mean)

故障部位	A6	D6	D5	D4	D3	D2	D1
滚动体	0.638 4	1.949 2	2.080 8	2.795 9	2.805 3	3.144 1	3.539 4
轴承内圈	0.570 2	1.771 6	2.120 1	2.708 3	3.324 3	3.627 6	3.704 1
轴承外圈	0.306 1	1.902 4	2.760 8	2.947 9	3.135 1	3.441 3	3.410 0

表 3 3 类故障各频段的中心频率特征值 (NF)

故障部位	A6	D6	D5	D4	D3	D2	D1
滚动体	0.004 3	0.006 3	0.003 7	0.011 9	0.065 6	0.144 3	0.282 9
轴承内圈	0.003 7	0.002 2	0.012 2	0.030 4	0.061 7	0.128 1	0.141 6
轴承外圈	0.004 0	0.009 5	0.002 2	0.006 9	0.040 8	0.135 0	0.095 9

表 4 测试信号的特征值

测试信号	特征值	A6	D6	D5	D4	D3	D2	D1
信号 1	Mean	0.591 4	1.821 7	2.110 5	2.756 1	2.969 5	3.626 3	3.682 7
	NF	0.004 1	0.005 3	0.009 4	0.002 7	0.067 3	0.131 4	0.185 3
信号 2	Mean	0.274 1	1.902 5	2.235 1	2.938 4	3.135 2	3.578 3	3.648 9
	NF	0.003 7	0.008 6	0.009 6	0.032 1	0.054 4	0.131 7	0.102 7
信号 3	Mean	0.504 9	1.874 4	2.320 5	2.817 3	3.088 2	3.404 3	3.551 1
	NF	0.004 0	0.006 0	0.006 0	0.016 4	0.056 0	0.135 8	0.173 4

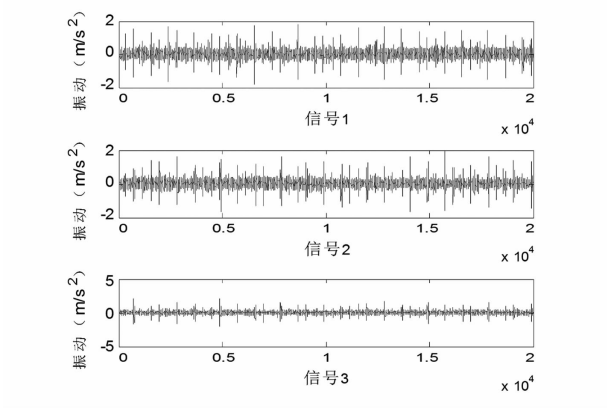


图 7 测试信号

$f_s = 12\text{ kHz}$ 。

通过所提出的特征提取方法得到 3 个信号的小波能谱熵和中心频率特征值见表 4。

利用支持向量机对测试信号进行分类结果如表 5 所示。从表 5 显示所提出的方法对滚动体故障、内圈故障和外圈故障的分类达到 100% 的正确率。

表 5 测试信号故障分类结果

	滚动体故障	内圈故障	外圈故障
信号 1	✓	✓	×
信号 2	✓	×	✓
信号 3	✓	✓	✓

4 结 论

通过小波分解故障信号,使用小波能谱熵和双谱计算故障信号在不同频段的特征值,利用支持向量机使用故障特征值构建故障分类器这种方法,通过仿真验证了其有效性。

参考文献

[1] 沙美好,刘利国. 基于振动信号的轴承故障诊断技术综述[J]. 轴承,2015,9(1):59-63.

[2] 彭富强,于德介,罗洁思,等. 基于多尺度线调频基稀疏信号分解的轴承故障诊断[J]. 机械工程学报,2010,46(7):88-95.

[3] 张文义,于德介,陈向民. 基于信号共振稀疏分解与能量算子解调的轴承故障诊断方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(20):111-118.

[4] Xiang Gong,Wei Qiao. Bearing Fault Diagnosis for Direct-drive Wind Turbines via Current-demodulated Signals[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2013,60(8):3419-3428.

[5] Bo Li,Mo-Yuen Chow,Yodyium Tipsuwan,et al. Neural

- network - based Motor Rolling Bearing Fault Diagnosis [J]. IEEE Transactions on industrial Electronics, 2000, 47(5):1060 - 1069.

[6] 胡荣华,楼佩煌,唐敦兵,等. 基于 EMD 和免疫参数自适应 SVM 的滚动轴承故障诊断[J]. 计算机集成制造系统, 2013, 19(2):438 - 447.

[7] 安学利,蒋东翔,陈杰,等. 基于 ITD 和 LS - SVM 的风力发电机组轴承故障诊断[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(9):10 - 13.

[8] 张立国,李盼,李梅梅,等. 基于 ITD 模糊熵和 GG 聚类的滚动轴承故障诊断[J]. 仪器仪表学报, 2014, 35

(11):2624 - 2632.

[9] 陈恩利,张玺,申永军,等. 基于 SVD 降噪和盲信号分离的滚动轴承故障诊断[J]. 振动与冲击, 2012, 31(23):185 - 190.

[10] 詹仲强,陈洁,黄净,等. 基于运行数据和支持向量机的风电场动态建模[J]. 可再生能源, 2015, 33(11):1640 - 1644.

作者简介:
戴耀辉(1986), 硕士、工程师,从事动车牵引变压器技术研究。

(收稿日期:2016 - 06 - 22)

(上接第 35 页)

实例 2:
某变压器的油色谱数据为: $H_2 = 11.3 \mu\text{L/L}$ 、 $\text{CH}_4 = 21.8 \mu\text{L/L}$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4 = 53 \mu\text{L/L}$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6 = 11.2 \mu\text{L/L}$ 、 $\text{C}_2\text{H}_2 = 25 \mu\text{L/L}$,采用 BP 神经网络对变压器进行故障诊断,诊断结果如图 6 所示,其识别结果为电弧放电。利用传统采用的改良三比值法进行验证,其编码为(1,2,2),故障类型为电弧放电。

5 结 语

所提出的变压器故障诊断多方法组合的思想,有效地解决了变压器故障诊断多种独立评价结果集结统一的问题。组合诊断法具有单一诊断方法难以取代的优势,有良好的应用前景。从诊断结果来看,该方法比单项诊断方法具有更高的故障诊断准确率。

从诊断技术的发展来看,组合诊断将是未来智能诊断技术的研究方向。组合诊断的可行性和有效性在于能把涉及诊断的不同理论、思想和方法有机整合起来,以实现诊断模型对诊断求解的高效性和可靠性。所提出的研究思路不仅限于变压器故障诊断,还可应用于其他设备、其他领域的故障诊断。

参考文献

[1] 王昌长,李福祺,高胜友. 电力设备的在线监测与故障诊断[M]. 北京:清华大学出版社,2003.

[2] 杨廷方,李景禄,曾祥君,等. 基于多方法组合诊断模型的大型变压器故障诊断[J]. 电力系统自动化,

2009, 22(20):92 - 97.

[3] 陈伟根,潘翀,云玉新,等. 基于改进小波神经网络算法的电力变压器故障诊断方法[J]. 仪器仪表学报, 2008, 29(7):1489 - 1493.

[4] 董明,孟源源,徐长响,等. 基于支持向量机及油中溶解气体分析的大型电力变压器故障诊断模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(7):88 - 93.

[5] 袁娜,宫政,武中利,等. 一种改进的物元模型在变压器故障诊断中的应用[J]. 华北电力大学学报, 2012, 39(3):47 - 52.

[6] 熊浩,孙才新,杜鹏,等. 基于物元理论的电力变压器状态综合评估[J]. 重庆大学学报:自然科学版, 2006, 29(10):24 - 28.

[7] 梁永亮,李可军,牛林,等. 变压器状态评估多层次不确定模型[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(22):73 - 77.

[8] 黄新波,王娅娜,刘林,等. 变压器油色谱在线监测中 BP 神经网络算法分析[J]. 陕西电力, 2013, 6(8):52 - 58.

[9] 周宁,马建伟,胡博,等. 基于故障树分析的电力变压器可靠性跟踪方法[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(19):72 - 77.

[10] 谷凯凯,郭江. 紧致融合模糊集和故障树的变压器故障诊断[J]. 高电压技术, 2014, 40(5):1507 - 1513.

[11] 鄢小虎,卢文华,杜振波,等. 一种基于多参量融合故障树的变压器故障诊断方法[J]. 自动化与仪器仪表, 2015, 4(8):76 - 81.

作者简介:
王 超(1976), 硕士、高级工程师,主要从事电力系统自动化装备、高压直流输电系统工程与研究。

(收稿日期:2016 - 10 - 08)

基于自适应神经网络的光伏发电系统并网控制策略

陆 畅,周志锋,智勇军

(国网河南省电力公司平顶山供电公司,河南 平顶山 467001)

摘 要:针对传统并网光伏发电系统在电网故障条件下穿越控制策略的不足,提出一种基于自适应模糊神经网络的光伏发电系统并网控制方法。该方法在电网电压突变和跌落情况下能够快速地调整光伏发电系统的工作模式,以适应光伏阵列最大输出功率和并网逆变器额定容量以及最大输出电流限制,具有稳定性强、跟踪速度快等优点。给出了控制策略总体架构,阐述了电网故障控制器运行模式切换策略,建立了自适应模糊神经网络算法的数学模型。在 Matlab/Simulink 软件平台下搭建了仿真模型,验证了控制策略的有效性。

关键词:光伏发电;模糊神经网络;故障穿越;功率控制

Abstract:Fault ride-through (FRT) techniques are crucial for the large-scale grid-connected and flexible control of grid-integrated PV generation systems. To overcome the drawbacks of conventional FRT solutions for PV systems under grid fault conditions, a new power control strategy based on fuzzy neural networks (FNN) is proposed for PV systems. The operation modes can be adjusted to adapt the abrupt grid voltage changes and voltage sag, thus the maximum output power of PV panels and the maximum inverter power rating and current rating can be taken into consideration with enhanced stability and fast tracking performance. The controller architecture and the operation modes are presented, and the mathematical model and the flow-chart of fuzzy neural network algorithm are given. Finally, the system model is established using Matlab/Simulink, and the effectiveness of the proposed control strategy for PV system is verified by the simulation results.

Key words:PV generation; fuzzy neural network; fault ride-through; power control

中图分类号:THM614 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0047-04

近年来,分布式光伏发电系统大规模接入电网,给电网安全稳定运行带来了巨大挑战,由于电网故障而快速将光伏发电系统切出电网的方法目前已无法满足要求,突然将大容量光伏切出系统会对电网系统造成严重冲击,导致电网崩溃^[1-4]。为保证光伏发电系统在故障时不脱离电网,需要光伏发电系统具有低电压穿越(low voltage ride-through, LVRT)能力^[5-8]。电网电压正常运行状况下,光伏并网逆变器通常采用传统电压/电流双闭环控制策略实现光伏发电系统并网运行。当电网电压发生三相对称跌落时,采用传统的双环控制和 LVRT 控制策略相互切换来实现光伏发电系统低电压穿越的控制目标^[7-8]。

由于电网电压对称跌落不含负序分量,只需抑制并网逆变器出口电流,防止过流保护动作,实现其在电网电压对称跌落时的低电压穿越^[9-10]。然而,在电网实际运行中,绝大多数故障为不对称故障,若采用传统三相电压对称的低电压穿越控制策略,由

于负序电流存在,并网逆变器的并网功率与光伏阵列发出功率不平衡,并网逆变器直流侧电压降大幅度波动,影响光伏发电系统的稳定运行,将不能满足国家标准和国家电网公司关于入网标准的要求^[11-13]。

将模糊神经网络用于光伏发电系统功率控制的应用场合,在电网电压突变和跌落情况下能够快速调整系统的工作模式,以适应光伏阵列最大输出功率和并网逆变器额定容量及最大输出电流的限制,具有稳定性强、跟踪速度快等优点。阐述了电网故障控制器运行模式切换策略,建立了模糊神经网络算法的模型,并在 Matlab/Simulink 平台下搭建了系统仿真模型,仿真结果验证了所提控制策略的有效性和可行性。

1 光伏发电系统的拓扑结构

如图 1 所示,并网光伏发电系统的主电路包括光伏阵列、Boost 升压斩波电路、三相逆变器、并网电

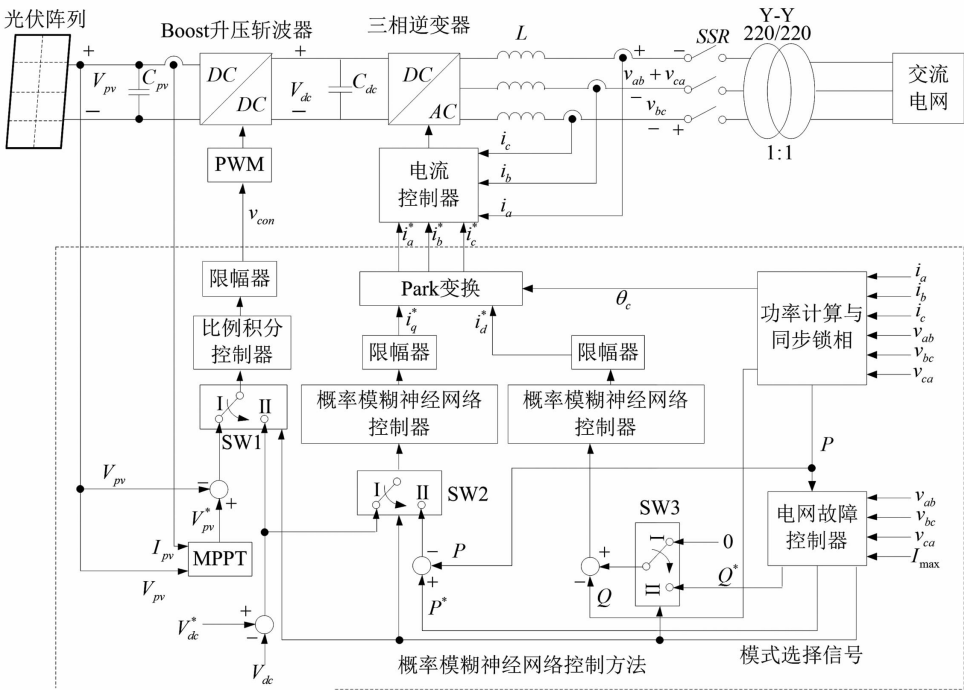


图 1 光伏发电系统电路拓扑及其控制框图

抗器 L 、并网开关 SSR、并网变压器和三相电网，光伏阵列依次通过 Boost 升压斩波电路、三相逆变器、并网电抗器 L 、并网开关 SSR 和并网变压器接入三相电网； C_{pv} 为光伏阵列输出端口并联电容，同时为 Boost 升压斩波电路提供输入电压； V_{pv} 和 I_{pv} 分别为光伏阵列的输出电压与输出电流；直流电容 C_{dc} 接在 Boost 升压斩波电路输出端， C_{dc} 同时作为三相逆变器的直流母线电容，其工作电压为 V_{dc} ；三相逆变器通过并网电抗器 L 、并网开关 SSR 和并网变压器接入三相交流电网。

2 光伏发电系统的控制策略

首先建立光伏发电系统电网故障控制器模型，根据有功功率、无功功率和三相逆变器电流的最大允许值，建立双模式切换控制策略，动态地调整 Boost 升压斩波电路的工作模式和三相逆变器的概率模糊神经网络控制输入参考信号。电网故障情况下，光伏发电系统双模式切换的控制策略如下：

模式 I：当 P^* 大于光伏阵列的有功功率 P_{pv} 时，通过控制三相逆变器的直流母线电压，将光伏阵列的有功功率 P_{pv} 全部注入电网；三相逆变器电流可控制在 I_{max} 以内，Boost 升压斩波电路工作在最大功率点跟踪模式（MPPT 模式）；

模式 II：当 P^* 小于或等于光伏阵列的有功功率 P_{pv} 时，Boost 升压斩波电路暂停最大功率点跟踪，并

开始跟踪功率 P^* ；Boost 升压斩波电路与三相逆变器之间的功率不均衡问题通过控制三相逆变器直流母线电压来解决。电网故障控制器通过开关 SW3（如图 1 所示）选择工作模式。如图 2 所示，双模式切换控制策略的具体操作流程包括以下步骤：

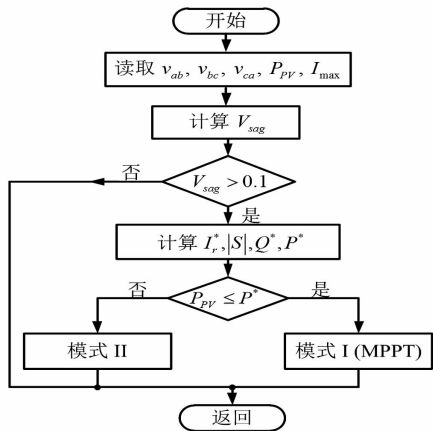


图 2 光伏发电系统电网故障控制器的控制模式选择流程图

- 1) 读取三相逆变器交流输出线电压 v_{ab} 、 v_{bc} 、 v_{ca} ，光伏发电系统注入电网电流的最大允许值 I_{max} ，计算光伏阵列的有功功率 P_{pv} ，并计算 V_{sag} ；
- 2) 判断 V_{sag} 是否大于 0.1，若是，光伏发电系统对电网的无功功率支撑控制模式启动，进行下一步，否则不操作；
- 3) 计算 I_r^* 、 $|S|$ 、 P^* 、 Q^* ；
- 4) 判断 P_{pv} 是否小于或等于 P^* ，若是则进入模式 I，否则进入模式 II。

Boost 升压斩波电路内环控制器采用比例积分控制器,比例积分控制器的输入信号通过开关 SW1 根据电网故障控制器的输出模式信号来选择输入信号,系统工作在模式 I 时,将最大功率点跟踪模式(MPPT)下的输出信号 V_{pv}^* 与光伏阵列的实际输出信号 V_{pv} 求偏差,将偏差信号作为 Boost 升压斩波电路内环控制的输入信号。

当系统工作在模式 II 时,将三相逆变器直流母线电压参考值 V_{dc}^* 和实际值 V_{dc} 求取偏差后作为 Boost 升压斩波电路内环控制的输入信号。Boost 升压斩波电路内环控制器的输出信号与三角载波比较并形成 Boost 升压斩波电路开关器件的 PWM 脉冲控制信号。三相光伏逆变器内环电流控制器模型,采用比例积分控制,实现输出电流 i_a 、 i_b 、 i_c 对参考信号 i_a^* 、 i_b^* 、 i_c^* 的跟踪控制,将三相光伏逆变器内环电流控制器的输出信号与三角载波比较并形成三相逆变电路各开关器件 PWM 脉冲控制信号,从而实现光伏发电系统并网控制以及在电网故障情况下对电网动态无功功率支撑的目标。

3 模糊神经网络模型及算法流程

接下来建立概率模糊神经网络控制器,求取三相逆变器注入电网的有功和无功电流参考值。如图 3 所示,概率模糊神经网络控制器包括 6 层网络结构:第 1 层为输入层,第 2 层为隶属度层,第 3 层为概率层,第 4 层为 TSK 模糊推理机制层,第 5 层为规则层,第 6 层为输出层;在隶属度层中,每个节点采用不对称高斯函数实现模糊化运算^[14-15]。

图 3 模糊神经网络控制器模型及算法流程

概率模糊神经网络控制器的计算流程如下。

定义第 j 个模糊 If-Then 规则表示如下：

第 1 层(输入层)。输入层的节点将输入变量 x_i , $i=1, 2$, 传递到第 2 层,电网故障情况下,对于模式 I 的有功功率控制功能,输入变量 $e = V_{dc}^* - V_{dc}$;

对于模式 II 的有功功率控制功能,输入变量 $e = P^* - P$;对于无功功率控制功能,输入变量 $e = Q^* - Q$ 。

第 2 层(隶属度层)。每个节点采用不对称高斯函数实现模糊化运算,节点输入信号和输出信号之间的关系表示如式(1)。

$$\text{net}_j^2(N) = \begin{cases} -\frac{(y_i^1(N) - m_j^2(N))^2}{(\sigma_{L-j}^2(N))^2}, & -\infty < y_i^1(N) \leq m_j^2 \\ -\frac{(y_i^1(N) - m_j^2(N))^2}{(\sigma_{R-j}^2(N))^2}, & m_j^2 < y_i^1(N) < \infty \end{cases} \quad (1)$$

式中: m_j^2 为第 i 个输入变量第 j 项不对称高斯函数的均值; σ_{L-j}^2 和 σ_{R-j}^2 分别为第 i 个输入变量第 j 项不对称高斯函数的左侧标准差和右侧标准差; y_j^2 为第 2 层节点的输出变量。

第 3 层(概率层)。第 3 层的节点输入输出关系如式(2)。

$$P_{jp}(N) = f_{jp}(y_j^2(N)) = \exp\left[-\frac{(y_j^2(N) - m_{jp}^3)^2}{(\sigma_{jp}^3)^2}\right] \quad (2)$$

$j = 1, 2, \dots, 6; p = 1, 2, 3$

式中: $P_{jp}(N)$ 为第 j 个输入变量第 p 个节点的输出信号; m_{jp}^3 和 δ_{jp}^3 分别为第 j 个输入变量第 p 个节点不对称高斯函数的均值和标准差。为了减小计算量,可以将 m_{jp}^3 和 δ_{jp}^3 设置成常数,当 $p=1$ 时, $m_{jp}^3 = -1$;当 $p=2$ 时, $m_{jp}^3 = 0$;当 $p=3$ 时, $m_{jp}^3 = 1$ 。

第 4 层(TSK 模糊推理机制层)。输出信号为输入信号的线性组合,第 k 个节点的输出为^[14]

$$T_k(N) = \sum_i c_{ik}(N) x_i(N), i = 1, 2; k = 1, 2, \dots, 9 \quad (3)$$

式中: c_{ik} 为可调节的权系数; x_i 为输入变量; N 为迭代次数。

第 5 层(规则层)。本层第 1 部分为第 2 层和第 3 层节点输出信号 $y_j^2(N)$ 和 $P_{jp}(N)$ 的乘积,第 2 部分为第 5 层输出信号表达式,即为第 1 部分输出信号 $y_k^1(N)$ 与第 4 层输出信号 $T_k(N)$ 的乘积。

第 6 层(输出层)。本层由一个节点 0 构成,计算所有上层节点输出信号的加权累加效应。其中: $w_k^6(N)$ 表示第 k 个模糊化规则对第 o 个输出信号作用强度的权系数; $y_k^o(N)$ 为第 6 层节点的第 k 个输入信号; $y_o^6(N) = i_q^*$ 为光伏逆变器注入的有功电流; $y_o^6(N) = i_d^*$ 为光伏逆变器注入电网的无功电流。

4 仿真与分析

4.1 模型

为了验证所提出的基于模糊神经网络功率控制策略的有效性,在 Matlab/Simulink 平台搭建了如图 1 所示的并网型光伏发电系统仿真模型^[14]。额定功率为 45 kW,额定电压有效值为 220 V,逆变器直流母线电容电压为 750 V,并网电感 $L=0.5$ mH,逆变器直流母线电容 $C_{dc}=1.2$ mF,开关频率为 10 kHz。为了验证光伏发电系统在模式 I 和模式 II 情况下对电网故障的穿越特性,首先构造如图 4 所示的电网跌落工况。其中,在 $t<0.1$ s 时,电网三相电压对称,在 $t=0.1$ s 时,电网 B、C 相同时发生 0.3 p. u. 的电压跌落,持续时间为 0.25 s,随后电网电压恢复到额定值。图 4 给出了上述跌落工况的三相电压波形及其标幺值波形,下面根据光伏阵列出力大小分别给出模式 I 和模式 II 情况下光伏发电系统有功功率和无功功率出力波形。

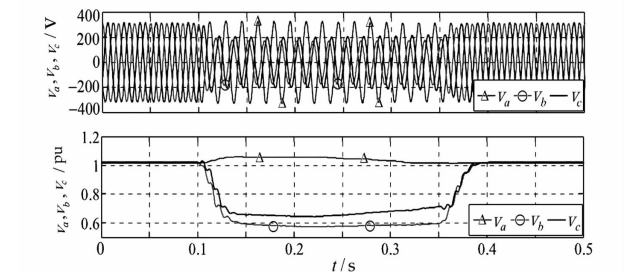


图 4 PCC 点电网电压及其标幺值波形图

4.2 模式 I 仿真

如图 5 所示,当光伏阵列输出功率为 6 kW 时,光伏阵列输出的有功功率小于逆变器允许的最大功率限制值 P_{max} 。据前面理论分析得知,电网电压跌落 0.3 p. u. 时逆变器有功出力的限制值约为 16 kW,因此可将光伏阵列的有功功率全部注入电网。将三相逆变器电流控制在最大允许值 I_{max} 以内,Boost 升压斩波电路工作在最大功率点跟踪模式(maximum power point tracking, MPPT)。图 5 中瞬时无功功率波动由电网电压不对称引起,其平均值约为 30 kvar,此部分无功功率可用于对电网的动态无功支撑,改善系统稳定性。当 $t>0.35$ s 时,电网电压恢复到额定值,此时无功功率参考值和实际值降低到 0。

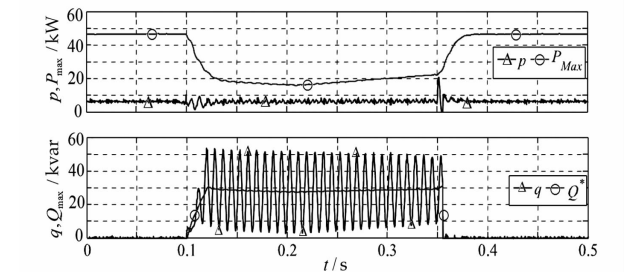


图 5 模式 I 工况下光伏发电系统出力特性

4.3 模式 II 仿真

如图 6 所示,当光伏阵列输出功率为 26 kW 时,光伏阵列输出的有功功率大于逆变器允许的最大功率限制值 P_{max} 。据前面分析得知,电网电压跌落 0.3 p. u. 时逆变器有功出力的限制值约为 16 kW,此时 Boost 升压斩波电路暂停最大功率点跟踪,并开始跟踪功率 P^* ,Boost 升压斩波电路与三相逆变器之间的功率不均衡问题通过控制三相逆变器直流母线电压来解决。在图 6 所示的电网发生 0.3 p. u. 两相跌落时,逆变器的有功出力被限制到最大允许值的 16 kW,此时注入系统的瞬时无功功率在 0 上下波动,其平均值为 0,实现了光伏发电系统的低电压穿越功能,同时保证了系统的安全稳定运行。当 $t>0.35$ s 时,电网电压恢复到额定值,此时有功功率参考值和实际值恢复到光伏阵列的实际功率。

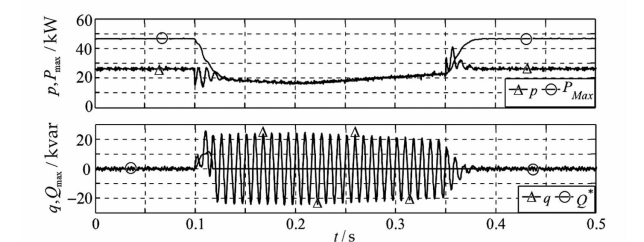


图 6 模式 II 工况下光伏发电系统出力特性

5 结 论

针对传统光伏发电系统在电网故障条件下穿越控制策略的不足,提出了一种基于模糊神经网络的光伏发电系统功率控制方法。在电网电压突变和跌落情况下能够快速地调整光伏发电系统的工作模式,以适应光伏阵列最大输出功率和并网逆变器额定容量及最大输出电流的限制,具有稳定性强、跟踪速度快等优点。给出了控制策略总体架构,详细阐述了电网故障控制器运行模式切换策略,建立了模糊神经网络算法的数学模型和实现流程,并在 Matlab/Simulink 平台下搭建了仿真模型,最后在该模型上验证了所提控制策略的有效性。

参考文献

- [1] 何丽君,王明渝. 电网电压不平衡时两级式三相光伏并网系统控制策略研究[J]. 现代电力,2015,32(2): 16-22.
- [2] 张艳霞,李璇,赵杰. 光伏电源最大功率跟踪的改进扰动观察法[J]. 天津理工大学学报,2013,29(1): 21-24.

(下转第 64 页)

一种新的 TSC 静止无功补偿装置保护方案

刘楠,王云昊,吴杰
(国网天津市电力公司,天津 300110)

摘要:静止无功补偿器对维持系统稳定运行有重要作用。提出了一种针对桥型电容器接法的无功补偿装置保护方法,新的保护方案不仅仅对简单的电容器故障有效,而且对桥臂同侧电容器同时击穿故障也起到保护作用。基于 PSCAD/EMTDC 仿真结果验证了结论的正确性。

关键词:静止无功补偿装置;过流保护;晶闸管投切电容器;平衡电流

Abstract:The static var compensator plays a key role in keeping the stable operation of power system. A novel protection method for capacitor with bridge connection is proposed. This novel method does not only work for simple capacitor fault, but also for the simultaneous breakdown fault of the capacitors located in the same side of the bridge. The simulation results based on PSCAD/EMTDC prove the conclusion to be correct.

Key words:static var compensation (SVC); overcurrent protection; thyristor switched compensator (TSC); balanced current
中图分类号:TM531 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954(2016)06 - 0051 - 03

0 引言

全球能源互联网力求解决全球环境问题,需要在全球范围内合理分布清洁能源,因此需要特高压技术在洲际之间传输清洁能源。为了维持系统的稳定运行,特高压技术需要大量的无功补偿装置维持系统电压的稳定。

传统的无功补偿方法是利用机械开关对电力电容器进行投切以实现无功补偿目的,但传统的补偿方法不能实现无功功率的动态调节,可能会影响系统的稳定运行,因此,静止无功补偿装置应运而生^[1-2]。

静止无功补偿装置(static var compensator, SVC)反应快速,补偿效果好,主要有晶闸管控制电抗器型(thyristor control reactor, TCR)、晶闸管投切电容器型(thyristor switched compensator, TSC)以及两者的混合装置^[10]。静止无功补偿装置对维护系统的无功需求,保持系统电压稳定具有重要意义,因此确保无功补偿装置的安全稳定运行至关重要。

SVC 装置中含有大量的电抗器与电容器等装置,对于电抗器可以通过电流差动保护实现保护的目。但电容器故障形式较为复杂,同时连接方式也不尽相同,因此对电容器的保护尤为重要^[3-9]。

针对 TSC 中桥型接线的电容器组的保护展开研究,提出了一种新的过电流保护方案。新的保护方案不仅仅利用桥臂中心平衡电流的变化,也对同侧桥臂同时被击穿的故障提出了解决措施。利用 PSCAD/EMTDC 搭建的仿真模型验证了新保护方案的正确性。

结构主要包括 3 部分:1)主要介绍了 SVC 的具体结构以及简单的保护配置;2)针对桥型电容器组接线提出了新的过电流保护方案;3)利用 PSCAD 仿真验证了结论的正确性。

1 静止无功补偿装置结构分析

图 1 给出了静止无功补偿装置(SVC)简单的系统示意图。静止无功补偿装置主要依靠晶闸管控制来实现对系统无功补偿,最终实现电压稳定的目的。考虑到高电压等级的晶闸管造价很高,因此静止无功补偿装置一般需要通过一个降压变压器与系统相连^[10]。当与晶闸管相连接的元件为电感时,此时 SVC 为晶闸管控制电抗器型(TCR);如果是电容,则 SVC 为晶闸管投切电容器型(TSC)。

现阶段,工程中一般混合使用 TCR 和 TSC 两种补偿装置^[1]。图 2 给出了 SVC 典型的无功补偿装置配置图。显然,要实现对 SVC 的保护配置,就要

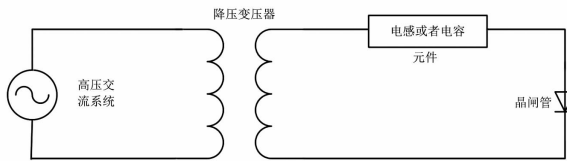


图 1 静止无功补偿装置简单系统图

求对 SVC 每个器件都实现保护。通过图 2 可以看出,TCR 以电抗器为主,基于电流差动保护就可以很好地实现保护目的,对 TSC 中的电抗器也是一样的。但 TSC 中有电容器组($C_1 \sim C_4$),并且构成了双桥臂形式;如果其中某一个电容器出现故障,比如被击穿,此时电流 I 和 I_2 仍然相同,利用电流差动保护不能起到任何的保护作用。因此针对桥型电容器接线方式提出了一种新的过电流保护方案,从而实现对 SVC 的全面保护目的。

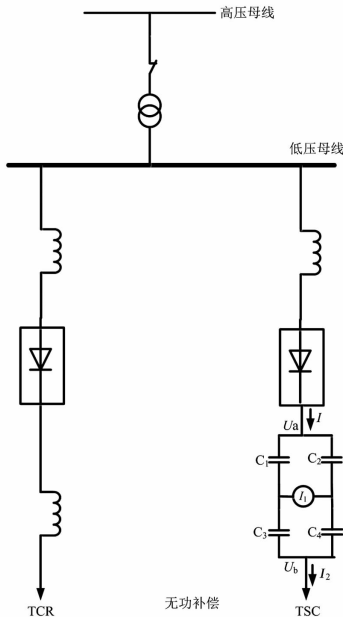


图 2 典型静止无功补偿器配置图

2 一种新的过电流保护方案

2.1 保护原理的研究

通过图 2 可以看出,如果电容器组稳定运行,此时流过桥臂间的电流幅值为 0;如果任何一个桥臂或者同旁桥臂发生了击穿等故障,如 C_1 、 C_3 或者 C_2 、 C_4 同时故障,此时桥臂不再平衡,电流 I_1 的幅值将会增大,因此依靠电流 I_1 的幅值可以识别大部分电容器内部故障。但如果同侧桥臂同时发生击穿等故障,此时对于电流 I_1 而言,桥臂仍然平衡,如 C_1

与 C_2 同时被击穿,电流 I_1 仍然为 0。因此仅仅依靠电流 I_1 是不能完全识别电容器组故障。

假设 $C_1 = C_2 = C_3 = C_4 = C$,则存在电流 I 的幅值为

$$I = \omega C (U_a - U_b) \tag{1}$$

式中: $\omega = 2\pi f$,表示系统角频率, f 为系统频率。

当同一侧桥臂同时发生击穿故障时,存在

$$I' = 2\omega C (U_a - U_b) \tag{2}$$

当同侧桥臂同时被击穿时,电压 U_a 、 U_b 会同时降低,但差值 $(U_a - U_b)$ 不会变化太大。显然同一侧电容器击穿时,电流 I 的幅值会大约增加 1 倍,此特征可以作为识别同一侧电容器是否同时被击穿。显然,如果 4 个电容器同时被击穿,此时存在 $U_a = U_b$ 的显著特征变化,但此种情形一般不常见,在此不做讨论。

2.2 新的保护逻辑方案提出

通过 2.1 节的分析可以得出如下结论:

1)如果电流 I_1 由 0 突然增大,则表示电容器组肯定存在故障,要及时隔离 SVC,重新对 SVC 的器件进行检查或更换;

2)如果电流 I_1 幅值保持为 0,并且电流 I 幅值不变,则表示电容器组并无故障;如果电流 I 幅值增加,则表示同侧桥臂的电容器同时击穿,需要迅速隔离 SVC,重新对 SVC 器件进行检查或更换。

图 3 给出了具体的保护逻辑框图,其中 ε 和 ε_1 分别表示 2 个阈值, ΔI 、 ΔI_1 表示电流 I 和 I_1 幅值的变化。其中由于正常运行时 $\Delta I \approx 0$,因此 ε 可取较低的数值;由于 ΔI_1 在同侧电容器同时击穿时可达正常电流 I 的 2 倍,同时为了避免其他因素的影响,因此 ε_1 可取一个相对较大的数值。

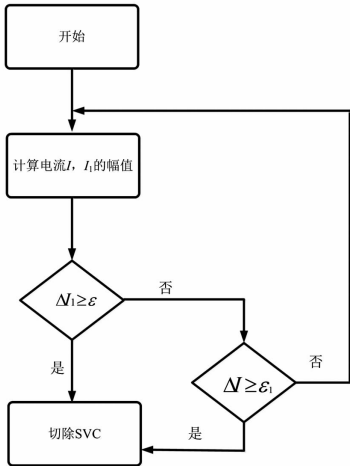


图 3 保护逻辑框图

3 仿真算例

基于 PSCAD/EMTDC 搭建了如图 2 所示的 TSC 模型,其中低压母线电压为 20 kV, 电感 $L = 0.02$ H, 电容 $C = 0.01$ μ F, 故障时刻为 0.5 s。

3.1 C_1 被击穿仿真算例

图 4 给出了电容器 C_1 被击穿时电流 I_1 的变化曲线。通过图 4 可以看出,在电容器组稳定运行时,电流 I_1 幅值几乎为 0。当 C_1 被击穿时,不平衡电流显著增大,根据保护逻辑,需要及时将 SVC 切除,对损坏的电容器进行更换。

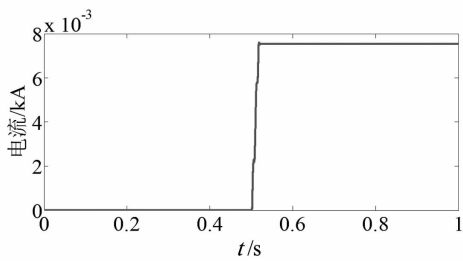


图 4 C_1 被击穿仿真结果

3.2 C_1 、 C_2 同时被击穿仿真算例

图 5 给出了同侧桥臂 C_1 、 C_2 同时被击穿时电流 I_1 和 I 的变化曲线。通过图 5 可以看出,虽然电流 I_1 一直为 0,但电流 I 在 0.5 s 时几乎增加了 1 倍左右,显然根据新的保护逻辑,电容器组发生了故障,需要及时将 SVC 与电网隔离,对器件进行检查与更换。

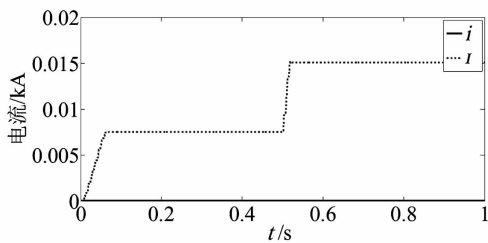


图 5 C_1 、 C_2 同时被击穿仿真结果

4 结 论

针对 SVC 的保护问题进行了详细的研究,并提出了一种新的过电流保护方案:电流 I_1 出现了不平衡电流,则表示 TSC 发生了故障; I_1 电流为 0,但如

果电流 I 幅值增加,表示同一侧桥臂同时发生故障,同样需要将 TSC 与电网隔离。新的过流保护方案较为简单,具有较好的工程应用价值。

参考文献

- [1] 陈珩. 电力系统稳态分析[M]. 北京:中国电力出版社,2007.
- [2] 李勇刚, 王晓梅, 李鹏, 等. 基于逆变调压型双向动态无功补偿装置研究[J]. 电网与清洁能源, 2014, 30(2): 17-21.
- [3] 韦德重, 童钰. 一起串联补偿电容器故障原因分析及防范措施[J]. 电力电容器与无功补偿, 2014, 35(4): 70-77.
- [4] 刘冰, 郝力强. 一起并联电容器的故障分析及应对措施[J]. 电力电容器与无功补偿, 2014, 35(5): 81-85.
- [5] 潘臻, 安立. 一起 35 kV 并联电容器组事故爆炸原因分析[J]. 电力电容器与无功补偿, 2015, 36(3): 17-20.
- [6] 王智勇, 肖锋, 赵晓锋, 等. 特高压站低压侧保护设备大电流闭锁方案设计[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(7): 123-126.
- [7] 郭乾晋, 杨光源, 张楠, 等. 高肇直流工程直流滤波器 C1 不平衡保护分析及改进措施[J]. 水电能源科学, 2015, 33(12): 181-184.
- [8] 逍遥, 张晋寅, 黎建平, 等. H 型接线高压滤波器电容器组不平衡电流保护判据及定值[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(18): 120-128.
- [9] 张建军, 孙红华, 王钰, 等. 高压并联电容器组保护装置及整定值问题探讨[J]. 电力电容器与无功补偿, 2014, 35(6): 42-46.
- [10] Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke. Power System Relaying [M]. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2008: 225-240.

作者简介:

刘楠(1982), 硕士、工程师, 主要从事电网电力调度、监控运行等工作;

王云昊(1986), 硕士、工程师, 主要从事电网调度运行等工作;

吴杰(1981), 硕士、工程师, 主要从事电网调度运行等工作。

(收稿日期: 2016-06-11)

基于地理相关性的电力物联网数据 DCS 算法研究与应用

马成林, 窦 波, 李静坤, 徐 森, 孙开宁, 杨 龙
(国网新疆电力公司运营监测(控)中心, 新疆 乌鲁木齐 830002)

摘 要: 压缩感知是近几年来发展起来的理论, 首先对压缩感知理论做了简单的介绍, 重点阐述了 WSN 中基于地理相关性分布式压缩感知理论。在电力信息采集系统中, 信息量比较大, 所需传感器节点数目繁多, 数据的传输量也很大, 对数据进行压缩是减少数据传输量的有效途径, 根据实际应用情况, 选用了基于地理相关性分布式压缩感知理论对网络层数据进行压缩, 并取得了理想的实验结果。

关键词: 物联网; DCS; 压缩; 分布式

Abstract: Compressive sensing is the theory developed in recent years. Firstly the compressive sensing theory is introduced briefly, and the emphasis is on distributed compressive sensing theory based on geographical correlation in wireless sensor network (WSN). In electrical power information acquisition system, the amount of information is large, the number of sensor nodes is various, and the amount of data transmission is massive, so compressing the data is an effective way to reduce the amount of data transmission. According to the actual application, the distributed compressive sensing theory based on geographical correlation theory is selected to compress the data of network layers, which obtains an ideal result.

Key words: internet of thing (IoT); DCS; compressed; distributed

中图分类号: TP393 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)06-0054-05

0 引 言

物联网技术是智能电网的重要支撑技术, 智能电网和物联网的深度融合, 将大大促进电网智能化产业发展, 在电力采集系统中物联网技术大多依赖于无线传感器网络 (wireless sensor network, WSN)^[1-3]。目前国家电网公司已完成输变电状态监测系统、智能变电站、配电自动化、统一视频及用电信息采集等。电力物联网的一个特点是以数据为中心, 数据处理是其中一个关键问题, 在很大程度上决定了网络的性能。在电力物联网中, 一般信息感知环境区域较大, 节点采集及处理的信息量比较大; 所需传感器节点数目繁多, 如何依据实际地形有效部署节点, 并保证信息的全面性是个面临解决的问题; 同时数据的冗余容易造成网络堵塞^[4-6]; 所以对数据进行融合是不可或缺的。压缩感知理论首先是由 Candes、RomBeg 提出, 于 2006 年首先构建了压缩传感理论的框架, 正式提出压缩传感 (compressed sensing, CS) 理论, 信号的稀疏、测量矩阵的设计以

及信号重构算法的设计是压缩感知理论中很重要的理论部分。

1 算法模型

标准的 CS 理论主要基于单节点的内部数据结构设计, 利用单节点感知数据的相关性来降低该节点测量数据的维度。在无线传感器网络中, 传感器节点数量众多。对于空间密集分布的节点, 相邻节点的数据之间必然存在很大的空间相关性。利用这一特性, 自然联想到对各个节点协同合作形成测量值进行组合, 利用节点之间数据的相关性来降低整体数据测量的维数, 会得到更大的压缩效果。基于此, 分布式压缩传感理论 (distributed compressed sensing, DCS) 应运而生。DCS 理论指出, 如果多个信号都能够同一个基上稀疏表达, 而且这些信号之间又是具有相关性的, 那么每一个信号在编码端都可以利用另一个与该稀疏基不相关的基 (例如一个随机矩阵) 来对感知数据信息进行观测和编码, 从而得到远远少于信号原始长度的编码。

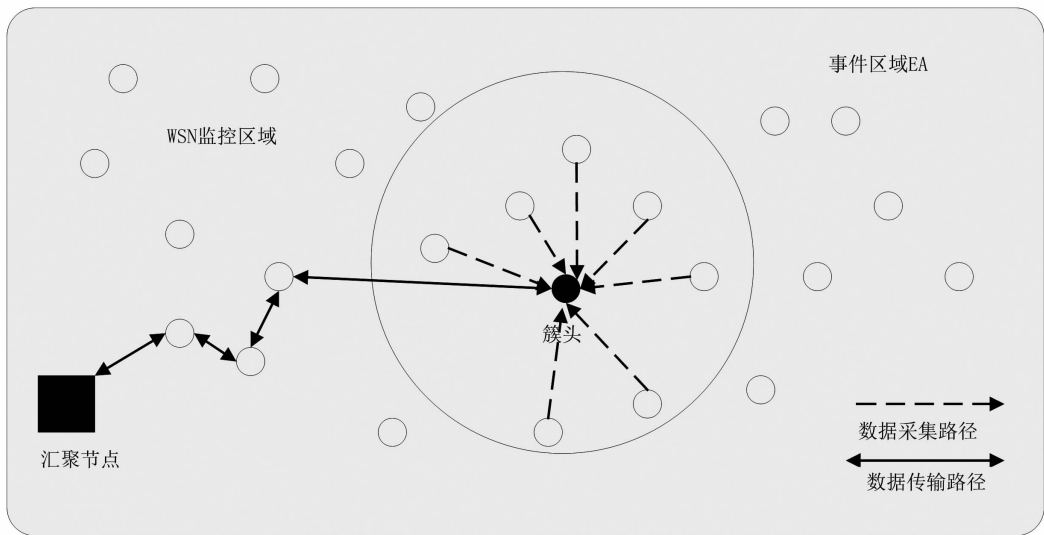


图 1 基于地理相关性的 DCS 示意图

在物联网中通过 Sink 节点来搜集各个传感器节点的感知数据,并对监控区域内的事件源 V 进行估计,使得估计结果的失真度能够满足电力物联网应用的要求。图 1 给出了 WSN 中基于地理相关性的 DCS 示意图。

在物联网中的节点是密集分布的,在 N 之间以及 N 和 N 之间在空间上存在着不同程度的相关性。因此,在满足失真的要求下,通过确定事件区域 EA 的范围,同时利用 WSN 节点间感知数据的空间相关性对数据进行压缩以及重构,在 WSN 中具有非常重要的意义。

假设 WSN 中事件源 S 所处的位置为 $(0,0)$,分布在事件区域 EA 中的节点 $n(x,y)$ 、 $n(x_r,y_r)$ 坐标分别为 (x,y) 、 (x_r,y_r) ,其感知数据信息是 $N(x,y)$ 、 $N(x_r,y_r)$,定义变差函数为

$$\gamma(x) = [N(x,y) - N(x_r,y_r)]^2/2 \tag{1}$$

式中, $(x-x_r)^2 + (y-y_r)^2 = r^2$,若变差函数 $\gamma(x)$ 的值越小,那么感知数据之间的相关性就会越强。在极坐标中可以定义 $n(r,\theta)$ 的节点感知数据信息为 $N(r,\theta)$,在 WSN 监控区域内事件源 S 所触发的事件区域 EA 范围内,节点 $n(0,0)$ 的感知数据信息和周围其他节点的感知数据信息之间有如下的相关性:

$$N(0,0) = I_{(U=T)} + I_{(U=H)} \int \int_{(\theta,r)} (S_{(r,\theta)} + Z_\theta) \times \delta(R=r) \delta(\Theta=\theta | R=r) \tag{2}$$

式中, $U=T$ 表示感知数据信息 $N(0,0)$ 是通过随机变量 Y 来获得的,概率为 β ; $U=H$ 表示感知数据信息 $N(0,0)$ 是通过相邻的节点 $n(r,\theta)$ 的感知数据信息 $N(r,\theta)$ 的值得到的,概率为 $1-\beta$ 。

随机变量 Y 和 Z 的概率密度函数分别为 $f_Y(y)$ 和 $f_Z(z)$,并且随机变量 Y 和随机变量 Z 都与感知数据信息 $N(r,\theta)$ 相互独立。随机变量 Y 反应的是相邻节点间感知数据无相关性的情况;随机变量 Z 反应的是存在空间相关性的情况下,WSN 相邻节点之间感知数据信息的差异。其中变量 Z 符合 $Z \sim (0,\delta_z^2)$,即:

$$f_Z(z) = \frac{1}{\sqrt{\pi}\delta} e^{\frac{-z^2}{\delta^2}} \tag{3}$$

均方差 δ_z 以根据节点的历史数据统计获得。

采用变差函数来对 WSN 的监控区域内数据场的空间相关性进行分析,在应用所要求的误差门限范围内,计算得到事件区域 EA 的分布范围,EA 范围中的节点以 $n_i(i=1,2,\cdots,N)$ 组成一个簇,并从簇中选出节点 $n_h(h \in \{1,2,\cdots,N\})$ 作为簇首,簇首负责收集 EA 范围内各个节点的感知数据信息。

$$X_i: X_i = S_i + N_i (i=1,2,\cdots,N)$$

式中, S_i 是节点 n_i 的感知数据信息; N_i 为观测噪声。定义 X_i 为同一时刻各个传感器节点的感知数据信息,同时定义向量 $X_N = (X_1, X_2, \cdots, X_N)^T \in R^N$ 表示事件区域 EA 中 N 个节点的感知数据信息。由于 WSN 的空间相关性,数据 X_N 在小波基 ψ 上呈现出

k 稀疏性,因此感知信息数据 X_N 、小波基 ψ 和变换系数向量 θ 关系符合式(4)。

$$X_N=\psi\theta \tag{4}$$

式中,稀疏系数向量为

$$\theta=(\lambda_0,\hat{r}_0\cdots\hat{r}_{J-1})^T,\|\lambda_0\|_0+\sum_{i=0}^{J-1}\|\hat{r}_i\|=k$$

簇首节点获得感知数据向量 X_N 之后,运行 DCS 编码算法,将稀疏度为 k 的感知数据向量 X_N 随机投影到一个观测矩阵 Φ 上,从而得到 $M(M=ck < N, 2\leq c\leq 4)$ 个观测数据向量 $Y_M=(Y_1,Y_2,\cdots Y_M)^T\in R^M$,从而可以得出式(5)。

$$Y_M=\Phi X_N=\Phi\psi\theta=\Theta\theta \tag{5}$$

式中,观测矩阵 $\Phi=(\varphi_1,\varphi_2,\cdots,\varphi_N)\varphi_2\in R^M$ 且观测矩阵 Φ 与小波基矩 ψ 不相关,将矩阵 $\Theta=\Phi\psi$ 看作是 DCS 的测量矩阵。

簇首节点在得到观测数据向量 Y_M 后,以无限多跳的方式将 Y_M 传送到 Sink 节点,由于簇内各个节点的感知数据向量在小波基上具有稀疏性,而且小波基矩阵和随机观测矩阵之间不相干,Sink 节点便可运行 DCS 的解码算法:

$$\min\|\theta\|_1subject\ to\ Y_M=\Phi\psi\theta \tag{6}$$

通过求解上式的稀疏最优解 θ^* 便可以重构各个节点的感知数据

$$\hat{X}_N=(\hat{x}_1,\hat{x}_2,\cdots\hat{x}_n)^T=\Phi\theta^* \tag{7}$$

WSN 中基于地理相关性的分布式压缩感知模型如图 2。

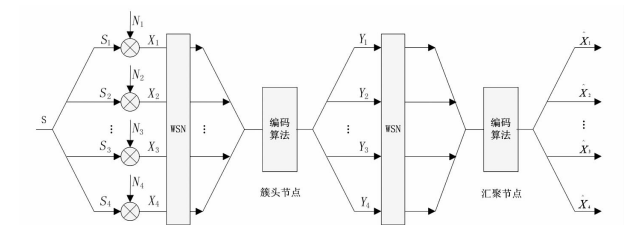


图 2 WSN 基于地理相关性模型

事件区域 EA 范围内的簇首节点对感知数据向量 $X_N\in R^N$ 进行编码,生成观测数据向量 $Y_M\in R^M$,并将 Y_M 以无线多跳的方式传递给汇聚节点。由于 WSN 中节点感知数据的空间相关性,感知数据向量 X_N 呈现 k 稀疏性, M 一般小于 N 。在实际应用中,簇首节点与汇聚节点一般会间隔较远,因此经过压缩算法后,为整个 WSN 网络节省大量的传输能量。

2 基于地理位置相关性的 DCS 算法

首先,需要得到事件区域 EA 的分布范围。假设事件源 S 所处的位置处有一个虚拟的节点为 $n(0,0)$,该节点的信息数据为 $S(0,0)$,在事件源 S 所触发的事件区域的边界节点 $n(r,\theta)$ 感知的信息数据 $S(r,\theta)$ 符合条件 $|S(r,\theta)-S(0,0)|\leq\mu,\mu$ 是误差门限,它用来表示处于不同位置的节点的感知数据信息与事件源 S 的差异, r 代表事件区域 EA 的分布半径。

根据式(1)可得:

$$\begin{aligned}\gamma(r) &= \frac{1}{2}E[(S(r,\theta)-S(0,0))^2] = \frac{1}{2}E[Z^2] \\ &= \frac{1}{2}\int_{-\mu}^{\mu}Z^2\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_z}e^{\frac{-z^2}{2\sigma_z^2}}dz = \frac{1}{2}\sigma_z^2\text{erf}(\frac{\mu}{\sqrt{2}\sigma_z}) - \\ &\quad \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_z}e^{\frac{-\mu^2}{2\sigma_z^2}} = \psi(\sigma_z,\mu)\end{aligned} \tag{8}$$

式中, $\psi(\sigma_z,\mu)$ 是 σ_z 和 μ 的函数。

$$\text{erf}(x)=\frac{2}{\sqrt{\pi}}e^{-t^2}dt$$

通常情况下, $\gamma(r)$ 有很多种估计模型,这里采用估计模型取 $\gamma(x)=c(1-e^{-\lambda x^2})$,参数 c 是数据之间相关性的强弱程度的指标,参数 λ 反映的是数据相关性随着距离变化的快慢程度,这两个参数取决于监控区域内数据场的空间相关特性。

将 $r(x)=c(1-e^{-\lambda x^2})$ 代入式(7)得到:

$$c(1-e^{-\lambda x^2})=\psi(\sigma_z,\mu)\Rightarrow r=\left[\frac{1}{\lambda}(\frac{c}{c-\psi(\sigma_z,\mu)})\right]^{\frac{1}{2}} \tag{9}$$

在各向同性统计过程中,由节点的历史数据统计规律,根据式(9)可以求得在不同的误差门限 μ 下事件区域 EA 的分布半径 r 。因此 Sink 节点就只需要采集事件区域 EA 中各个节点的感知信息数据,从而大大减少了数据处理的能量开销以及执行时间。

其次,要得到基于提升小波变换的小波基矩阵 ψ 。假设感知数据向量 X_N ,对应的是事件区域 EA 中的节点集合 $E_j:\{n_1,n_2\cdots,n_N\}$ 在同一时刻的感知数据,令:

$$\lambda_j = X_N(\lambda_j \in R^N)$$

由于各个节点的地理位置各不相同,根据分布式小波变换,将节点集合 $E_j: \{n_1, n_2 \cdots, n_N\}$ 裂为两个集合:偶数集 E_{j-1} 和奇数集 O_{j-1} 。它们所对应的感知信息数据集合分别是 $\lambda_{j,E}$ 和 $\lambda_{j,O}$,用 T 来表示提升小波变换,可得:

$$\begin{cases} T(\lambda_j) = (\lambda_{j-1}, \gamma_{j-1}) \\ \gamma_{j-1} = \lambda_{j,0} - P(\lambda_{j,E}) \\ \lambda_{j-1} = \lambda_{j,E} + U(\gamma_{j-1}) \end{cases} \quad (10)$$

式中: γ_{j-1} 代表小波系数集合; λ_{j-1} 代表尺度系数集合; P 代表线性预测算子; U 代表线性更新算子。由于 WSN 各节点的感知数据信息在空间上具有相关性,因此根据 $\lambda_{j,E}$ 能够比较准确地预测 $\lambda_{j,0}$,而 γ_{j-1} 只包含比较少的信息量。

对 $\lambda_i(i \in \{1, 2, \cdots, J\})$ 进行 J 次递归提升小波变换,可得:

$$T^J(\lambda_j) = \{\lambda_0, \gamma_0, \gamma_1, \cdots \gamma_{J-1}\} \quad (11)$$

式中,小波系数向量集合以 $\gamma_i(i \in \{1, 2, \cdots, J-1\})$ 中含有许多非常小的元素,对 γ_i 中小于门限值的小波系数进行清零后得到具有稀疏结构的集合 $\hat{\gamma}_i$,利用 $\hat{\gamma}_i$ 对原始信号 λ_j 进行精确重建,令 $T^{-J}(\cdot)$ 为提升小波逆变换。由于预测算子和更新算子都属于线性运算,因此 $T^J(\cdot)$ 和 $T^{-J}(\cdot)$ 都属于线性变换,可得:

$$T^{-J}(\lambda_0, \hat{\gamma}_0, \hat{\gamma}_1, \cdots \hat{\gamma}_{J-1}) = \hat{\gamma} \approx \lambda_j \Leftrightarrow \psi \theta \approx \lambda_j = X_N \quad (12)$$

式中, $\theta = (\lambda_0, \hat{\gamma}_0, \hat{\gamma}_1, \cdots \hat{\gamma}_{J-1})$, $\|\lambda_0\|_0 + \sum_{i=0}^{J-1} \|\hat{\gamma}_i\| = k < N$,因此只要得到了事件区域 EA 中各个节点的拓扑结构,就可以求出感知数据向量 X_N 的小波变换基矩阵 ψ ,且 X_N 在 ψ 上是 k 稀疏的。

综上所述,WSN 中基于地理相关性的分布式压缩感知编码以及解码算法可以表示如下:

1)根据 $T^J(\lambda_j) = \{\lambda_0, \gamma_0, \gamma_1, \cdots \gamma_{J-1}\}$, 汇聚节点计算事件区域 EA 的分布范围,通过组播路由的方式激活事件区域 EA 中的节点 $n_i(i = 1, 2, \cdots, N)$ 组成簇,并选出节点 $n_h(h \in \{1, 2, \cdots, N\})$ 作为簇首, Sink 传递给簇首 n_h 随机节点 $S_M: \{s_1, s_2, \cdots s_M\}$ 。

2)簇首节点 n_h 生成观测矩阵 $\Phi = R(s_M, \tau_N)$,

其中 $R(\cdot)$ 为伪随机数发生函数, $\tau_N: \{\tau_1, \tau_2, \cdots \tau_N\}$, τ_i 是 n_i 的编号。

3)簇首节点与簇内各节点进行通信,从而获得同一时刻 WSN 事件区域 EA 范围内所有节点的感知数据向量 $X_N = (X_1, X_i, \cdots, X_N)^T$,然后运用基于小波变换的分布式压缩感知编码算法得到测量值向量 $Y_M = \Phi X_N$,通过压缩编码将 N 维的感知数据向量 $X_N = (X_1, X_i, \cdots, X_N)^T$ 换成 M 维的观测数据向量 $Y_M = (Y_1, Y_2, \cdots, Y_M)^T$,其中 $M = ck, 2 \leq c \leq 4$, 并且 $M < N$ 。

4)簇首节点将编码后的数据 Y_M 通过无线多跳的方式传递到汇聚节点。

5)Sink 节点生成与簇首节点相同的观测矩阵 $\Phi = R(s_M, \tau_N)$, 然后根据网络的拓扑结构得到小波基 ψ 变换矩阵,运行分布式压缩感知解码算法:根据 $Y_M = \Phi \psi \theta$,采用 OMP 重构算法得到的节点的原始感知数据的稀疏小波表示形式为 θ^* , 然后根据 $\psi \theta^* = \hat{X}_N$ 精确重构感知数据集合。

3 实验及结果

3.1 数据融合实例

前面介绍了分簇有限自组网的组网方式,即按照区域进行分簇,各簇首之间采用自组网结构,簇内节点采用星型、树状或链状结构。假设对 4 个小区内的抄表数据进行查询,首先发送查询请求,采用树形路由的方式,传感器位置、通信路径器位置以及通信路径如图 3 所示。

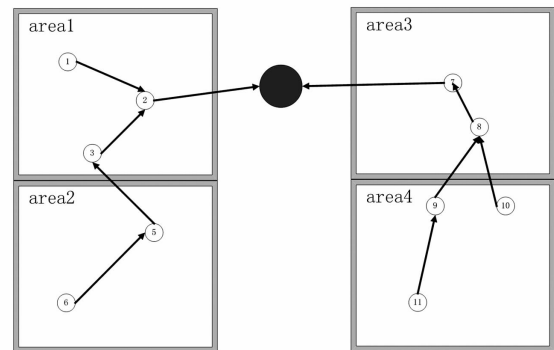


图 3 数据融合实例

图 3 中各个传感器节点都准备好了一份数据,并以 (Filed, Soil moisture) 的形式表示。需要进行以下操作:

1)各个传感器节点检查是否符合上传要求,以决定是否要参与发送;

2) 各个节点接收到其他节点发送来的数据,进行本地运算,运算结果继续向上游节点提交;

3) 中间节点如果在一定时间内没有收到邻居节点发送来的数据,则默认自邻居节点以下,没有节点提交数据请求。

按照上面的操作,上述过程总共在网内传送了5份数据。如图3所示,Node 7传送了2份数据,Node 8传送了2份数据,Node 9传送了1份数据。假如不用任何数据融合手段,各个节点单独发送数据到汇聚节点,并由汇聚节点集中计算结果,网络的数据传送量为25份,远大于5份,相应的节点能耗必将显著增加。

3.2 仿真实验及结果

仿真的侧重点在于研究并分析WSN中基于时间相关性的DCS编码解码算法中的重构误差与观测数据的个数之间的关系。

仿真采用Matlab为工具,WSN中的空间相关性数据源采用二维高斯分布来模拟,WSN中节点随机地均匀分布在 $60\text{ m} \times 60\text{ m}$ 的事件区域范围内。研究并分析重构误差与观测数据个数 M 之间的关系。在系统中,假设WSN中所有的传感器节点在同一时刻产生感知数据并将其发送到编码端的簇首节点,簇首节点利用DCS编码算法对接收到的感知数据进行压缩编码,并将生成的观测数据通过无线多跳的方式传送到解码端,汇聚节点利用DCS解码算法对WSN事件区域中各个节点的感知数据进行精确重构。

重构误差与抄表数据个数之间的关系如图4所示,假设感知值数目为100。

由图4可以看出,当观测数据值 M 增加时,重构误差越来越小,适合多观测值数据采集系统。

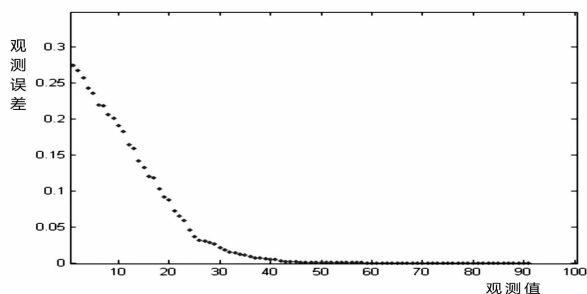


图4 重构误差和观测个数之间的关系

由图4还可以看出,观测值 M 的个数与重构误差之间是呈现反比的关系。假设感知值数目为100时,当观测值的个数 M 为20时,重构误差为8%,当

观测值的个数 M 大于30时,重构误差很小,几乎接近于0,可以精确地实现数据压缩后的重构,从而可以降低节点信息发送次数,降低功耗,有助于WSN节点的大规模应用。

4 结 论

在对数据进行压缩时,重构误差是一个很重要的参考指标。通过仿真实验的方法,得出了重构误差与观测值 M 之间的关系。由实验可以得到,假设感知值数目为100时,当观测值的个数 M 为20时,重构误差为8%,当观测值的个数 M 大于30时,重构误差很小,几乎接近于0,可精确实现对压缩数据的重构,适合WSN中数据群的压缩。通过压缩算法,可在很大程度上减少数据的传送量,扫清了网络拥堵的障碍,节省了网络的能耗。在电力WSN中,传感器节点的数据存在着较强的空间相关性,正是考虑到这一因素,采用了基于空间相关性的分布压缩感知理论,并对重构误差与观测值 M 之间的关系进行了仿真。仿真结果表明,这一数据算法能满足大规模电力WSN应用需求,实现对数据群的压缩。

参考文献

- [1] 荆孟春,王继业,程志华,等. 电力物联网传感器信息模型研究与应用[J]. 电网技术,2014,38(2):532-537.
- [2] 陈鹏. 电力物联网应用软件开发[D]. 西安:西安工程大学,2011.
- [3] 李娜,陈晰,吴帆,等. 面向智能电网的物联网信息聚合技术[J]. 信息通信技术,2010,4(2):21-28.
- [4] 王琼. 基于物联网的电力设备信息管理研究与实现[D]. 保定:华北电力大学,2013.
- [5] 王金峰. 电力物联网的数据采集系统与网络传输[J]. 物联网技术,2013,3(11):40-42.
- [6] 李福童. 物联网感知层实时数据处理技术研究[D]. 沈阳:辽宁大学,2014.
- [7] 王金峰,王进. 电力物联网的数据采集系统及其网络[J]. 科技风,2012(18):59.
- [8] 肖颖,周靖. 电力物联网环境下一种有效的云数据安全策略[J]. 信息技术与信息化,2015(4):54-55.

作者简介:

马成林(1981),工程师、硕士,主要研究方向为电力大数据。

(收稿日期:2016-06-26)

500 kV 智能变电站二次设备改造方案研究

丁宣文,王 平

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘要:目前,在运的智能变电站均存在部分不达标的智能二次设备,主要是合并单元和智能终端,为电网安全运行埋下了隐患,需进行设备更换及整改调试。对于有条件全站停电的变电站,其改造无异于基建调试,安全风险也较小;但对于负荷较重且难以转供的重要枢纽站,特别是 500 kV 变电站全停改造几乎不可能。对此,针对 500 kV 智能变电站不全停电方式下进行二次设备改造的方案展开研究,提出了 500 kV 部分按串停、220 kV 部分按间隔轮停改造合并单元、智能终端等二次智能设备的调试工法和二次安全措施。

关键词:智能变电站;改造调试;停电方案;安全措施

Abstract:At present, some secondary intelligent devices operating in smart substation are below the standard, mainly are merging unit and intelligent terminals, which brings hidden troubles to the safe operation of power grid. So the replacement, reforming and commissioning of these devices are necessary to be done. For those substations with power outage, the rectification is similar to the capital construction commissioning with small risks. However, for those hub substations with heavy loads and without alternates, especially 500 kV substations, the rectification during power outage is nearly impossible. The reforming scheme for secondary devices in 500 kV smart substations under the incomplete power cut is studied, and the commissioning methods and safety measures for secondary intelligent devices are proposed, that is, the merging unit and intelligent terminals are reformed when the 500 kV part is shut off by the series and the 220 kV part is shut off by different branches alternatively.

Key words:smart substation; reforming and commissioning; power cut scheme t; safety measure

中图分类号:TM763 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0059-06

0 引 言

智能变电站是坚强智能电网的重要组成部分,是智能电网的重要基础和支撑^[1]。智能变电站是智能电网中变换电压、接受和分配电能、控制电力流向和调整电压的重要电力设施,是智能电网“电力流、信息流、业务流”三流汇集的焦点,对建设坚强智能电网具有极为重要的作用^[2]。

智能变电站发展至今,技术已愈加成熟可靠,但也发生过多起因合并单元、智能终端软硬件缺陷造成的保护误动事件。为避免此类事故再次发生,国家电力调度通信中心要求各省电力调度通信中心牵头对所辖智能变电站合并单元、智能终端进行全面核查,对于未采用检测合格型号版本的合并单元、智能终端进行整改升级^[3]。然而,如今的电力用户对供电可靠性与连续性的要求越来越高,变电站不全停方式下开展改造工作势在必行。智能变电站二次

安全措施的实施是智能变电站运行维护的一个非常重要的课题,目前,智能变电站技术仍处在不断发展和完善阶段,因此,急需研究出 1 套安全、可行的不全停电改造方案,切实指导各地市供电公司圆满完成大规模的智能变电站二次设备改造工作。

1 改造停电方案

全站改造分间隔轮流停电方案应充分考虑虚端子关联、组网架构等智能变电站改造的特殊性和安全性,并按照最大化减少冗余停电的方式进行优化。

1.1 500 kV 系统及主变压器改造停电方案

变电站的 500 kV 部分,一般都采用一个半断路器接线方式,1 个支路对应 2 个开关,且 1 串上的 2 个支路共用 1 个中开关。因此中开关的合并单元、智能终端虚端子与这 1 串上的 2 个支路相关的保护测控等装置均存在映射关联关系,如果按不同支路轮停改造,那么中开关在恢复送电前势必要陪停同

1 串的另外 1 个运行支路的相关保护测控等装置, 并进行相关配置更新和整改调试, 其改造难度、改造周期和安全风险都成倍增加。因此 500 kV 部分的改造在无法全停的条件下, 建议采用按串停的方式进行, 主变压器三侧的改造结合高压侧所在串停电同步进行。

由于 500 kV 母线电压需级联给 500 kV 出(进)线或主变压器高压侧 TV, 因此要完整地 1 串的改造就需母线也相应停电, 即所有边开关均停运, 这样停电范围就很大。因此从这个方面出发考虑, 500 kV 部分在按串停电的基础上, 还必须结合母线停电改造。

1) 如果改造前的母线合并单元与改造后的间隔合并单元在电压级联上不存在问题, 那么可以将母线停电改造放在所有串的整改结束后再进行, 这样可以避免母线随着不同串的改造而频繁停电。

2) 与上述 1) 的情况相反, 改造前的母线合并单元与改造后的间隔合并单元无法实现电压级联, 而改造后的母线合并单元与改造前的间隔合并单元在电压级联上不存在问题, 那么母线停电改造就需要结合第一次串停改造适时进行。

目前, 各厂家的母线合并单元基本都能保证在改造过程中其新旧装置与间隔合并单元新旧装置之间成功地进行电压级联。但为了既定方案的准确无误, 在整改开始前, 有必要用改造前后的母线合并单元与间隔合并单元进行一次电压级联试验。

1.2 220 kV 系统改造停电方案

对于 500 kV 变电站的 220 kV 部分, 1 个开关对应 1 个间隔, 改造思路相对比较清晰明了, 停电方案可有以下 3 种:

1) 最大停电方式: 220 kV 部分若能实现全停, 改造调试和安全风险无疑都是最理想的。此停电方式的优点是整个 220 kV 部分包括母线 TV 的所有间隔的改造调试工作能集中进行, 且安全风险小, 安全措施相对简单, 便于运维调试人员操作; 但缺点也显而易见, 那就是停电范围大, 负荷难以通过其他方式转供, 降低了供电的可靠性与连续性。需要特别指出, 陪停的主变压器中压侧不安排在此阶段进行改造, 建议放在主变压器间隔改造阶段再进行。

2) 按片停电方式: 即采用不同段母线上的所有支路停运的方式按片进行整改。500 kV 变电站的 220 kV 部分一般都采用双母线单分段或双母线双分段接线方式。以双母线单分段为例, 母线合并单

元一般分为 I - II 母合并单元和 III - II 母合并单元, 结合母线合并单元的改造, 一般采用 I - II 母和 III - II 母分别停电; 但若仍存在采用双母线接线方式的, 双母二次电压都接入同一个母线合并单元, 即母线合并单元既采集 I 母电压, 又采集 II 母电压, 要更换母线合并单元必定拆除 I 母电压回路及 II 母电压回路。如果只停某一段母线, 另一段母线带电, 其安全风险极大。因此这种情况下只能将 220 kV 系统全停。按不同段母线停电改造恢复送电前, 必须进行母线保护陪停试验, 以验证各改造间隔的合并单元、智能终端与母线保护之间的互操作性。同样, 陪停的主变压器中压侧不安排在此阶段进行改造, 建议放在主变压器间隔改造阶段再进行。

3) 最小停电方式: 220 kV 部分按间隔依次进行轮停整改, 具体流程如图 1 所示。由于各间隔更换后的合并单元、智能终端在模型或虚端子上存在改动, 母线保护需临时陪停更新配置并验证与改造间隔设备之间的互操作性, 因此改造完的每一个间隔在恢复送电前都要进行母线保护陪停试验。但对于母线间隔的改造, 根据主接线方式不同, 仍需进行一次 220 kV 部分片停或全停; 同样, 陪停的主变压器中压侧不安排在此阶段进行改造, 建议放在主变压器间隔改造阶段再进行。

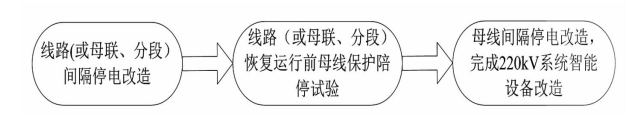


图 1 220 kV 系统智能设备改造轮停安排示意图

2 改造调试方案

2.1 停电前提前开展的工作

为缩短智能设备改造调试时间, 应在停电前完成合并单元、智能终端配置及单体试验, 具体工作步骤如下:

1) 检查新合并单元、智能终端的硬件符合相关文件要求。

2) 将合并单元、智能终端按安装位置进行临时编号(在装置顶部、侧面贴相同的安装位置标识)。安装位置标识格式如下:

间隔名称(含开关编号)—所属网络—装置名称, 如 5011 边开关 1 号合并单元, 5012 中开关 2 号智能终端。

3) 将合并单元、智能终端上电, 检查版本信息符合相关文件要求, 检查符合后由厂家完成合并单元、智能终端配置。

4) 核查配置结果与装置安装编号相对应, 完成合并单元、智能终端性能、功能检验。

2.2 改造调试内容

一般来讲, 改造所需要更换的合并单元、智能终端在模型或虚端子上存在改动, 而保护测控装置不涉及到模型文件的改动升级, 集成商需根据该阶段改造间隔的合并单元、智能终端的模型文件和虚端子重新制作 SCD 文件, 对相关关联的保护、测控、合并单元、智能终端、网络分析及故障录波、数字式电度表、PMU 等设备需根据配置完成后的 SCD 导出 CID、SV、GOOSE 配置并下载至相关装置, 再比较新旧 CID、SV、GOOSE 文件差异, 确保遵循修改原则。

1) 对于配置更新后的合并单元, 需要重新进行调试, 试验内容包括: ①合并单元(MU)硬件检查, 硬件板件及输入输出应与相关文件规定及相关检测机构发布的一致; ②合并单元(MU)软件检查, 包括合并单元的软件版本号、校验码、版本生成时间、是否为相关发布版本等; ③合并单元(MU)性能检测, 包括 SV 输入输出虚端子、GOOSE 输入输出虚端子、MU 发送的 SV 报文质量、MU 失步再同步、(间隔) MU 电压切换、(母线) MU 电压并列、MU 变比整定及角比差准确度、MU 延时、MU 检修状态等性能的检测。

2) 对于配置更新后的智能终端, 需要重新进行调试, 试验内容包括: ①智能终端硬件检查, 硬件板件及输入输出应与相关文件规定及相关检测机构发布的一致; ②智能终端软件检查, 包括合并单元的软件版本号、校验码、版本生成时间、是否为相关发布版本等; ③智能终端性能检测, 包括 GOOSE 输入输出虚端子、GOOSE 开入开出动作时间、智能终端检修状态等性能的检测。

3) 对于配置更新后的保护装置, 需要重新进行调试, 试验内容包括: ①继电保护装置 SV 输入通道、软压板对应关系检查; ②继电保护装置 GOOSE 输入通道、软压板对应关系检查; ③继电保护装置 GOOSE 输出通道、软压板对应关系检查; ④继电保护装置逻辑功能验证。

4) 对于配置更新后的测控装置, 需要重新进行调试, 试验内容包括: ①测控装置 SV 输入通道、软

压板对应性检查; ②测控装置 GOOSE 输入通道、软压板对应性检查; ③测控装置 GOOSE 输出通道、软压板对应性检查; ④测控装置逻辑功能验证。

5) 对于改造后的整个间隔的一、二次设备, 需要进行分系统联调, 试验内容包括: ①改造间隔测控装置遥测、遥控、遥信功能试验; ②改造间隔保护整组传动试验, 试验信号需从合并单元前端模拟, 并通过继保测试仪回采跳合闸动作接点时间; ③通过网络分析及故障录波装置录取波形或抓取报文, 分析合并单元输出波形的同步性。

需要特别注意的是, 对于那些保护配置更新后无法通过实际传动验证的 GOOSE 开出, 比如主变压器系统改造调试时无法直接传动运行的 220 kV 母联(分段)开关, 需抓取保护配置更新前后发送的 GOOSE 开出报文, 并比较它们的 MAC 地址、APPID 及变位通道号是否对应一致。

3 500 kV 系统及主变压器智能设备改造调试

按照前面的改造停电方案分析, 采用 500 kV 整串停电开展智能设备改造工作。以 1 串有 1 条 500 kV 线路和主变压器高压侧的完整串为例展开研究。500 kV 串停改造时, 主变压器三侧的改造结合高压侧所在串停电同步进行。因此, 停电范围包括完整串的 3 个 500 kV 开关以及主变压器中低压侧开关。

3.1 风险点分析

现场风险点众多, 主要体现在: 1) 处于检修状态的 I 母侧边开关误通流到运行的 500 kV I 段母线 1 号、2 号保护装置; 2) 处于检修状态的 II 母侧边开关误通流到运行的 500 kV II 段母线 1 号、2 号保护装置; 3) 处于检修状态的 I 母侧边开关 1 号、2 号保护装置误启动失灵到运行的 500 kV I 段母线 1 号、2 号保护装置; 4) 处于检修状态的 II 母侧边开关 1 号、2 号保护装置误启动失灵到运行的 500 kV II 段母线 1 号、2 号保护装置; 5) 处于检修状态的主变压器 1 号、2 号保护装置试验误跳运行的 220 kV 母联(分段)开关; 6) 处于检修状态的主变压器 1 号、2 号保护装置误启动失灵到 220 kV 母线保护装置; 7) 处于检修状态的主变压器中压侧开关误通流到运行的 220 kV 母线 1 号、2 号保护装置; 8) 处于检修状态的主变压器中压侧间隔传动试验误开入刀闸位置

到 220 kV 母线 1 号、2 号保护装置;9)处于检修状态的合并单元误通流电压至数字式电度表; 10)误操作 500 kV 边开关母线侧(带电侧)隔离开关;11)误操作主变压器中压侧开关母线侧(带电侧)隔离开关;12)误将试验电压通过检修状态的 500 kV 线路 TV 反送电到一次设备;13)误将试验电压通过检修状态的主变压器高、低压侧 TV 反送电到一次设备。

3.2 二次安全措施

针对这些危险点,安全措施的总体原则是实施双重化的策略,保护测控装置、智能终端、合并单元等智能二次设备应遵循:1)隔离检修设备的采样、跳闸(包括远跳)、合闸、启失灵等与运行设备相关的联系,并保证安全措施不影响运行设备的正常运行;2)断开装置间光纤的安全措施存在装置光纤接口使用寿命缩减、试验功能不完整等问题,对于可通过退出发送侧和接收侧两侧软压板以隔离虚回路连接关系的光纤回路,检修作业不宜采用断开光纤的安全措施;3)对于的确无法通过退检修装置发送软压板、且相关运行装置未设置接收软压板来实现安全隔离的光纤回路,可采取断开光纤的安全措施方案,但不得影响其他装置的正常运行;4)断开光纤回路前,应确认其余安全措施已做好,且对应光纤已作好标识,退出的光纤应用相应保护罩套好;5)智能变电站虚回路安全隔离应至少采取双重安全措施,如退出相关运行装置中对应的接收软压板、退出检修装置对应的发送软压板,投入检修装置检修压板,且宜先退出运行设备中的接收软压板,再退出检修设备的发送软压板;6)涉及到带电回路,拉开相关电压回路空开和电机电源空开能一定程度防止危害的发生,但空开的误投退和不确定性仍存在很大安全隐患,必须从源头加以遏制。

针对上述第 5)条,这里强调一点,安全隔离应至少采取双重安全措施,其“退出相关运行装置中对应的接收软压板、退出检修装置对应的发送软压板”的意义在于将虚回路的两端都通过软压板断开以达到可靠隔离虚回路连接关系的目的,因此应同时退出相关运行装置中对应的接收软压板和检修装置对应的发送软压板,这样才能可靠构成双重化安全措施中的一重。

逐一针对现场风险点制定的安全措施方案见表 1 所示。

3.3 500 kV 母线保护陪停试验

表 1 500 kV 整串及主变压器智能设备改造 二次安全措施实施方案		
安全措施 施对象	第 1 道安全措施 防线(先执行)	第 2 道安全措施 防线(后执行)
1	在运行的 500 kV I 段 母线 1 号、2 号保护装 置上退出 II 母侧边开 关的“SV 接收(或支路 投入)软压板”*	拔掉检修状态的 I 母 侧边开关 1 号、2 号合 并单元的 SV 母差直采 口光纤
2	在运行的 500 kV II 段 母线 1 号、2 号保护装 置上退出 II 母侧边开 关的“SV 接收(或支路 投入)软压板”*	拔掉检修状态的 II 母 侧边开关 1 号、2 号合 并单元的 SV 母差直采 口光纤
3	1)在运行的 500 kV II 段母线 1 号、2 号保护 装置上退出 I 母侧边 开关失灵开入“GOOSE 接收软压板” 2)在 I 母侧边开关 1 号、2 号保护装置上退 出启动母线失灵 “GOOSE 发送软压板”	——
4	1)在运行的 500 kV II 段母线 1 号、2 号保护 装置退出 I 母侧边开 关失灵开入“GOOSE 接 收软压板” 2)在 II 母侧边开关 1 号、2 号保护装置退出 启动母线失灵“GOOSE 发送软压板”	——
5	退出主变压器 1 号、2 号保护装置跳 220 kV 母联(分段)开关 “GOOSE 发送软压板”	拔掉检修状态的主变 压器 1 号、2 号保护装 置上的中压侧 GOOSE 组网口的光纤
6	1)在运行的 220 kV 母 线 1 号、2 号保护装置 上退出主变压器中压 侧开关失灵开入 “GOOSE 接收软压板” 2)在主变压器 1 号、2 号保护装置退出启动主 变压器中压侧开关失灵 “GOOSE 发送软压板”	——
7	在运行的 220 kV 母线 1 号、2 号保护装置上 退出主变压器中压侧 开关的“SV 接收(或支 路投入)软压板”*	拔掉检修状态的主变 压器中压侧开关 1 号、 2 号合并单元的 SV 母 差直采口光纤
8	拔掉检修状态的主变压 器中压侧开关 1 号、2 号智能终端的 GOOSE 母差直跳口光纤	——

(续表)

9	拔掉数字式电度表的光纤	——
1 ~ 9	在执行完上述步骤之后,将检修状态的 500 kV 线路、主变压器及三侧以及 500 kV 开关的 1 号、2 号保护装置、相关的合并单元、智能终端以及测控装置的“检修”硬压板投入,检查开入量并用胶布将压板封闭	
10	关断 500 kV I (II) 母侧边开关 GIS 汇控柜 I (II) 母侧 (带电侧) 隔离开关操作电源和电机电源	在 500 kV I (II) 边开关 GIS 汇控柜拆除 I (II) 母侧 (带电侧) 隔离开关电机电源回路,并用绝缘胶布包扎好电缆芯线裸露部分
11	关断主变压器中压侧母线侧 (带电侧) 隔离开关操作电源和电机电源	在主变压器中压侧开关 GIS 汇控柜拆除母线侧 (带电侧) 隔离开关电机电源回路,并用绝缘胶布包扎好电缆芯线裸露部分
12	在检修状态的 500 kV 线路 TV 汇控柜内拉开线路 TV 二次电压空开	在检修状态的 500 kV 线路 TV 汇控柜内将来电侧的 TV 二次电压输入端电缆断开
13	在检修状态的主变压器高、低压侧 TV 汇控柜内拉开主变压器高压侧 TV 二次电压空开	在检修状态的主变压器高、低压侧 TV 汇控柜内将来电侧的 TV 二次电压输入端电缆断开

备注:1)表中安全措施对象代号对应于 3.1 节中风险点分析中的序号。

2)部分保护厂家将 SV 接收软压板的功能集成在间隔投入软压板里,同时还具备投退本间隔所有 GOOSE 发送和接收的功能。

由于 500 kV 每串的边开关合并单元输出的 SV 分别接入了 500 kV I 母母线保护和 500 kV II 母母线保护,因此 500 kV 整串及主变压器智能设备改造完成后,需进行母线保护陪停试验,以验证改造后的 500 kV 开关合并单元与 500 kV 母线保护之间能完成虚端子匹配和互操作性。

3.3.1 风险点分析

现场风险点主要有:1)500 kV I(II)段母线 1 号(或 2 号)保护调试中误跳母线上运行边开关;2)500 kVI(II)段母线 1 号(或 2 号)保护通过组网误开出“三相跳闸”GOOSE 至母线上运行边开关保护。

3.3.2 二次安全措施

母线保护陪停试验前应先由变电站运行人员严格按照先后顺序依次退出保护装置所有的 GOOSE 接收软压板、GOOSE 发送软压板、功能软压板以及 SV 接收软压板。500 kV 母线保护陪停试验二次安全措施实施方案见表 2 所示。

表 2 500 kV 母线保护陪停试验二次安全措施实施方案

安全措施对象	第 1 道安全措施防线(先执行)	第 2 道安全措施防线(后执行)
1	在检修状态的 500 kV I (II) 段母线 1 号(或 2 号)保护装置退出运行间隔的 GOOSE 发送软压板	拔掉检修状态的母线 1 号(或 2 号)保护装置的运行间隔直跳口光纤
2	在检修状态的 500 kV I (II) 段母线 1 号(或 2 号)保护装置退出运行间隔的 GOOSE 发送软压板	拔掉检修状态的母线 1 号(或 2 号)保护装置的组网口光纤
1 ~ 2	将 500 kV I (II) 母 1 号(或 2 号)母线保护装置的“检修”硬压板投入,检查开入量并用胶布将压板封闭	

备注:由于控制 500 kV 母线保护开出至相应的智能终端和开关保护的 GOOSE 发送软压板为同一个,因此安全措施对象 1)、2)的第 1 道防线一样。

3.3.3 陪停母线保护恢复运行

一次设备不停电,双重化配置的保护装置单套设备工作完毕,恢复运行时,宜按以下顺序进行操作:

1)投入工作前退出的本保护装置所有 SV 接收软压板,检查本保护装置采样值,确认采样正常;

2)恢复工作前断开的智能终端至本保护装置的跳合闸回路光纤,并确认光纤链路正常,相关信息采集正确;

3)投入工作前退出的本保护装置功能软压板;

4)检查本保护装置无任何告警和动作信息后,投入本保护装置中跳闸、合闸、启失灵等 GOOSE 发送软压板;

5)投入相关运行保护装置中与本保护装置相关的 GOOSE 接收软压板(如启动失灵等);

6)退出本保护装置检修状态压板。

需要注意的是 SV 接收软压板需一次性投入所有运行间隔后再确认修改,避免因操作不当造成保护装置报“差流越限”或“TA 断线”,在投入所有间隔后检查保护装置是否存在差流,然后再进行下一步操作。

3.4 220 kV 母线保护陪停试验

由于更换后的主变压器中压侧合并单元输出的 SV 接入了 220 kV 母线保护,因此在主变压器投入运行前,需进行 220 kV 母线保护陪停试验,以验证改造后的主变压器中压侧合并单元与 220 kV 母线保护之间能完成虚端子匹配和互操作性。风险点同 500 kV 母线保护陪停试验,主要来自于 220 kV 母线保护误跳运行间隔以及通过组网误开出失灵、远跳等信号至运行间隔保护装置,其安全措施这里不再赘述。

特高压锦屏换流站因雷击造成双极闭锁故障分析

禹 佳,孙 文,闫礼阳

(国家电网公司运行分公司宜宾管理处,四川 宜宾 644000)

摘 要:依据 2015 年 9 月特高压锦屏换流站因雷击造成双极闭锁故障的事故,结合极控故障录波及极保护动作情况,理论分析故障原因,提出在特高压换流站直流分压器二次放电间隙处串联压敏电阻的反措建议,有利于直流系统的可靠稳定运行。

关键词:特高压直流;互联网;压敏电阻;直流分压器

Abstract: According to bipolar block faults caused by lightning stroke happened in Jinping UHV converter station in September 2015 and combined with the fault wave recorder and the protective actions of pole control, the fault reasons are analyzed theoretically, and the suggestions for anti - accident measures are put forward, that is, the varistor is in series connection at secondary discharge gap of DC voltage divider in UHV converter station, which is good for the stable and reliable operation of DC system.

Key words: UHVDC; interconnected power grid; varistor; DC voltage divider

中图分类号:TM72 文献标志码:B 文章编号:1003 - 6954(2016)06 - 0065 - 05

0 引 言

特高压直流输电系统是中国西电东送战略的大动脉,其安全稳定运行直接关系到区域电网之间的稳定性,因此特高压直流换流站的安全对互联网而言至关重要。经过多年的技术开发和运行经验积累,中国在超特高压直流输电技术领域已经达到国际领先水平。然而,在直流输电系统设计、设备制造和控制保护系统性能等方面仍然存在部分缺陷,对直流输电系统安全运行造成威胁,甚至成为两端交流电网安全运行的隐患^[1-5]。

直流分压器是直流输电系统控制保护及测量录波系统采集电压量的重要设备,装设在直流极母线以及直流中性母线上,用以测量直流母线电压。由于其测量结果直接作用于直流系统控制闭环,因此直流分压器的运行状态与直流输电运行的可靠性密切相关。

2015 年 9 月 19 日,特高压锦屏换流站监视系统由于直流分压器异常,发出“线路故障欠压保护 Init Down”告警,异常引发了±800 kV 锦苏特高压直流极 I 直流线路保护再启动逻辑跳闸,极 II 直流线路保护再启动逻辑跳闸,极 I、极 II 相继闭锁。

下面对闭锁事件的过程进行了梳理,并对波形进行了分析,得到了事故发生的原因,并提出相关建议。

1 事故前电网运行状态及事故发生过程

2015 年 9 月 19 日锦苏直流极 I 双阀组、极 II 高端阀组大地回线全电压 5 400 MW 运行,各阀组的阀水冷却主循环泵运行正常。周边 500 kV 月锦 I 线、月锦 II 线、西锦 I 线、西锦 II 线、西锦 III 线、东锦 I 线、东锦 II 线运行正常;500 kV 1 号母线、500 kV 2 号母线运行正常;500 kV 变压器 511B、512B 运行正常,站用电 I、II 回运行正常,III 回备用正常;61 M、62 M、63 M、64 M 母线运行正常,所有小组交流滤波器和低压电抗器正常。

事故发生过程如下:

21:58:00:206,OWS 报“线路故障欠压保护 Init Down”;

21:58:00:233,极 I 直流线路保护再启动逻辑跳闸;

21:58:00:247,极 II 直流线路保护再启动逻辑跳闸,极 I、极 II 相继闭锁。

压元件)过压导致绝缘击穿(动作电压 230 V);在施加 50 V、100 V 电压时,分压回路压敏电阻绝缘正常。

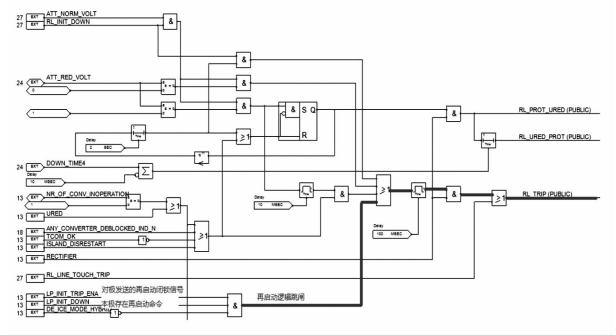


图 5 再启动跳闸逻辑

2.5 换流站内接地装置电气一次设备试验情况

查看换流站内接地装置电气一次设备调试报告,所有项目符合国家标准和技术规范以及设计要求,试验结果合格。

3 直流分压器等效电路及暂态响应特性^[6]

3.1 直流分压器结构及等效电路

特高压直流换流站直流电压分压器结构如图 6 所示。

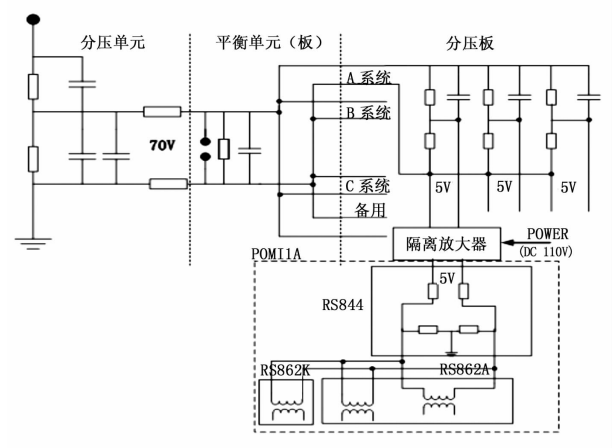


图 6 特高压直流输电工程直流分压器结构

由图 6 可知,直流分压器利用阻容分压的原理实现双级变压,第一级将 800 kV 一次电压降低至 70 V 并引入平衡模块。平衡模块中装设了气体放电管,对二次系统进行保护。在后续分压模块中,70 V 输入电压又将变化至 5 V,并经过隔离放大器后输入控系统。

通过对锦苏直流整流侧使用的直流分压器的实际参数进行梳理,可以得到锦苏直流工程直流分压器的等效电路如图 7 所示。

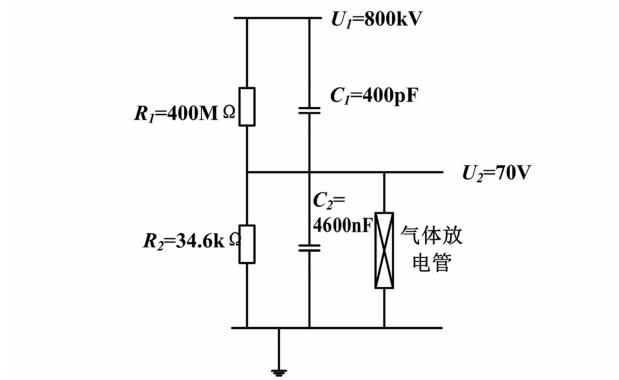


图 7 特高压直流输电工程直流分压器等效电路

从图 7 可知,直流分压器高压臂的集中参数电阻为 400 MΩ,集中参数电容为 400 pF。低压臂等值电阻为 34.6 kΩ,等值电容约为 4 600 nF。利用该分压原理可以实现将一次系统 800 kV 的额定直流电压降低至 70 V。同时,由于高低压桥臂的电阻、电容间满足如式(1)所示的匹配原则,可保证直流分压器的阶跃暂态响应时间。

$$\frac{R_2}{R_1 + R_2} \approx \frac{C_1}{C_1 + C_2}$$

(1)

3.2 直流分压器气体放电管击穿后暂态响应特性

利用基尔霍夫定律对图 7 所示的直流分压器等效电路进行分析,可以得到输出 U_2 与直流电压 U_1 间的微分方程关系为

$$(C_1 + C_2) \frac{du_2}{dt} + \left(\frac{R_1 + R_2}{R_1 R_2} \right) u_2 = C_1 \frac{du_1}{dt} + \frac{u_1}{R_1}$$

(2)

对式(2)进行拉普拉斯变化,可得到直流分压器的传递函数为

$$U_2(s) = \frac{(C_1 s + \frac{1}{R_1}) U_1(s) + (C_1 + C_2) u_{20} - C_1 u_{10}}{(C_1 + C_2) s + \frac{R_1 + R_2}{R_1 R_2}}$$

(3)

式中, u_{10} 、 u_{20} 分别为 U_1 、 U_2 在 0 时刻的初始值。由于低压臂短路, U_2 在 0 时刻的初始值满足 $u_{20} = 0$,但一次系统电压 0 时刻的初始值却等于直流系统额定电压 $u_{10} = V_d$ 。考虑整个过程中, U_1 维持幅值为 V_d 的直流电压,由此可以得到在此过程中, U_2 的暂态响应满足:

$$U_2(t) = \frac{R_2 V_D}{R_1 + R_2} [1 - e^{\frac{R_1 + R_2}{R_1 R_2 (C_1 + C_2)} t}] \quad (4)$$

由式(4)可知,在直流分压器低压臂短路恢复瞬间,由于低压臂电容的充电过程, U_2 的电压依然保持为 0,即

$$U_2(0_+) = 0 \quad (5)$$

该初始电压通过一阶动态响应,逐渐变化至稳态值:

$$U_2(\infty) = \frac{R_2 V_D}{R_1 + R_2} \quad (6)$$

由式(4)可知,该分压器回路的时间常数满足:

$$\tau = \frac{R_1 R_2 (C_1 + C_2)}{(R_1 + R_2)} = 159 \text{ ms} \quad (7)$$

由此可见,在直流分压器低压臂短路恢复后,即使一次侧直流电压维持不变,电压测量值恢复到 0.35 p. u.、0.7 p. u. 直至结束过渡过程也需要相当长的时间。

4 事故原因分析

4.1 事故原因分析^[7]

根据直流分压器气体放电管击穿后暂态响应的动态响应特性,可以初步得到事故发生的原因如下:

故障发生时,锦屏换流站内持续雷电暴雨天气,故障初始时刻极 I、极 II 直流电压均出现突降,但电流没有变化,据此推断并非线路故障。故障后,换流站内组织对双极直流分压器及其二次回路进行了检查:一次设备外观无异常,没有闪络放电痕迹;双极分压器二次回路及测量板卡各自独立,无公共部分;分压回路保护用压敏电阻动作电压与标称值一致,且动作后能够正常复归。

检查站内工业视频录像显示故障时刻直流线路杆塔附近有一道闪电,通过对照可以判断雷击点为极 I 直流线路第一基杆塔到换流站内龙门架间的避雷线。初步分析为直击雷导致两极极母线直流分压器二次回路扰动,极母线直流电压测量值瞬间跌落至 0,双极同时发生直流欠压保护动作并发出闭锁另一极的再启动信号,导致两极同时闭锁。

锦屏站近区遭受雷击,雷电流通过主接地网泄流,导致站内直流电压分压器与接地网连接处电压

升高,电压波形类似雷电过电压,同时造成极 I、极 II 直流分压器二次回路过压保护装置击穿,测量电压快速跌落,进而引起直流线路欠压保护动作。两极互相闭锁另一极的再启动逻辑,导致同时停运。

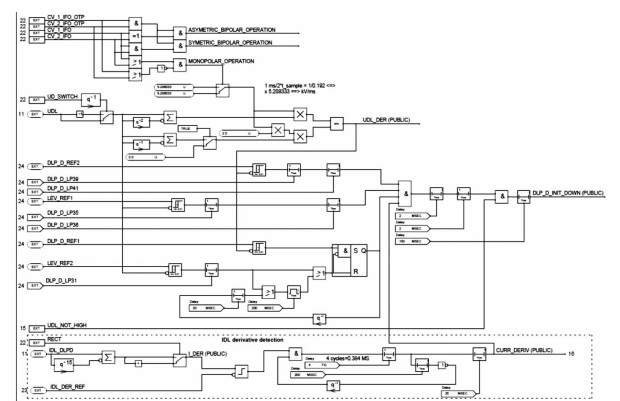
4.2 系统主保护未误动原因分析

另外,与直流电压相关的保护还包括电压突变量保护,但在这次事件中该保护并未动作。现将电压突变量保护行为分析如下。

电压突变量保护的原理是检测直流线路的直流电压和直流电流,直流线路接地故障的一个特征是直流电压以相对较高的速率下降到一个较低值(突变量)。突变量部分是非常快速的,提供了 2~3 ms 内的故障检测。突变量检测是由一个微分电路构成,与两个参考值进行比较。较小的突变量参考值用于启动检测电路,如果突变量超过较大的参照值,则达到突变量动作标准。

为了区分换流站内故障和直流线路故障,采用电压时间微分(dU/dt)的测量与直流线路中的电流时间微分(dI/dt)相结合。一个高的正 dI/dt (在正常电流方向的电流增加)表明故障位于 I_{DL} 测量互感器的线路侧,而一个高的负 dI/dt 表明故障在直流场内。要完全筛选突变量部分,也必须检测直流低电压。较高的突变量参考值和低电压部分都需要持续满足延时,以避免因为电压暂态变化导致意外动作。

图 8 为特高压直流电压突变量保护的原理图。



图中,直流线路额定电压: $U_{DL_NOM} = 800 \text{ kV}$ (2 个换流器全压运行); $U_{DL_NOM} = 560 \text{ kV}$ (2 个换流器降压运行); $U_{DL_NOM} = 400 \text{ kV}$ (仅 1 个换流器正常运行)。

由图8可知,直流电压突变量保护的主要判据为:

$U_{DL_DER} < -0.95 \times U_{DL_NOM}$ 延时 0.1 ms 后展宽 2 ms;
且 $U_{DL_SW} < 0.55 \times U_{DL_NOM}$ 延时 0.2 ms;
且 $U_{DL_DER} < -0.7 \times U_{DL_NOM}$;
且 $I_{DL} - I_{DLq-15} \geq 4000 \times I_{DER_REF}$, 然后展宽 2 ms 后
延时 2 ms, 此时若 $U_{DL_SW} < U_{DL_NOM} \times 0.7$, 展宽 20 ms,
电压突变量保护启动。

上述判据中:
 U_{DL_DER} 为直流线路电压突变量;
 $U_{DL_SW\ q-n}$ 为 n 个采样周期前的直流线路电压;
 I_{DLq-15} 为 15 个采样周期前的直流线路电流;
电流突变量参考值 $I_{DER_REF} = 0.1$ (2 个换流器正常运行)、 $I_{DER_REF} = 0.05$ (2 个换流器未正常运行)。

简言之,直流电压突变量保护采用 4 个判据,综合判断两段电压突变量、电压跌落以及电流突变量,4 个判据均满足后再出口前辅助直流线路低电压判据。

在“9·19”锦苏直流双极闭锁事件中,从故障录波上看,直流电流 I_{DL} 在电压突降后也开始下降(如图9所示)。此时 dI/dt 是一个负值或是一个较小的正值,所以不满足突变量动作的要求。

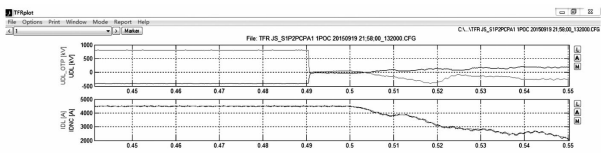


图9 锦苏直流事件中电压电流波形

5 结论及反事故措施建议^[7]

分析表明,导致此次事件最直接的原因是由于整流侧直流分压器二次侧短路后,低压臂电容充电时间过长。特别是当放电管击穿,低压臂残压降为 0 后,分压器需要 477 ms 后才能恢复正常测量功能。过长的充电时间,导致直流电压长时间错误测量,并引发控制保护系统误动。

基于此分析,做出如下反事故措施建议:
1) 在直流分压器二次放电间隙处串联压敏电阻。
因为当发生雷电冲击的动作时:在正极性雷电冲击下,由于残压与工作电压的极性相同,极I残压值可以保持在线路低压保护动作定值之上,保护不会动作,

但是极II残压极性与工作电压相反,线路低电压保护将会动作,触发极II再启动逻辑;同理,在负极性雷电冲击下,两极情况相反,仅极 I 发生再启动。

2) 仿真计算雷击换流站站内(全站范围内)及线路(交直流线路,包括站用电外接电源线路)靠近换流站近区避雷线或避雷针时,雷电流通过主接地网泄流引起的接地网电位升高,分析在遭受直击雷情况下,换流站内二次回路接地侧与主接地网直接连接的测量设备的连接点地网电位升高情况,确定全站测量设备二次回路耐压水平要求。

参考文献

[1] 谢绍宇,王秀丽,王锡凡. 交直流混联系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2011,31(7):10-16.
[2] Aik D L H, Andersson G. Power Stability Analysis of Multi-infeed HVDC Systems[J]. IEEE Trans. On Power Delivery, 1998 13(3):923-931.
[3] IEEE PES Transmission and Distribution Committee. IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-circuit Capacities [R]. Newyork: IEEE,1997.
[4] 韩昆仑,蔡泽祥,贺智,等. 高压直流输电线路故障行波传播特性极其对行波保护的影响[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(21):20-25.
[5] 李少华,刘涛,苏匀,等. ±800 kV 特高压直流输电系统解锁/闭锁研究[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(6):84-87.
[6] 邱关源,罗先觉. 电路(第5版)[M]. 北京:高等教育出版社,2006.
[7] 国家电网公司十八项电网重大反事故措施(修订版)[M]. 北京:中国电力出版社,2012.

作者简介:

禹 佳(1983),本科,工程师,研究方向为特高压直流输电技术;
孙 文(1980),本科,工程师,研究方向为特高压直流输电技术;
闫礼阳(1968),本科,工程师,研究方向为特高压直流输电技术。

(收稿日期:2016-08-02)

阀组差动保护异常导致直流特高压阀组 闭锁事故分析

孙 文,禹 佳,闫礼阳

(国家电网公司运行分公司宜宾管理处,四川 宜宾 644000)

摘 要:根据国内某特高压换流站阀组连接线差动保护Ⅱ段动作,导致极Ⅱ高端阀组闭锁的事故,通过理论详细分析其原因,查找出控保软件中故障的根源,并提出自己的合理化建议。不但对于此特高压换流站,同时对于国内其他换流站也具有极大的借鉴意义。

关键词:特高压直流;阀组差动保护;逻辑识别;BPD 刀闸

Abstract:According to the valve group tripping fault of high – end pole Ⅱ caused by differential protection Ⅱ action of connecting line of valve group in a domestic UHVDC converter station, the reasons are analyzed in detail through the theoretical analysis. The root cause of the failure in the control and protection software is found out, and the reasonable suggestions are put forward. It is not only a significant reference for UHVDC converter station, but also for other converter stations in China.

Key words:UHVDC; differential protection of valve group; logic identification; BPD isolation switch

中图分类号:TM72 文献标志码:B 文章编号:1003 – 6954(2016)06 – 0070 – 03

0 引 言

在中国,±800 kV 特高压直流输电技术采用双极双 12 脉动换流器串联运行的主接线形式。考虑到单阀组运行、双阀组运行、三阀组运行等多种组合形式,特高压直流输电共计有 45 种正常运行方式。为了提高直流输电的可靠性,特高压直流配置了单 12 脉动换流器在线投退控制策略,用以对故障退出运行的单 12 脉动换流器进行隔离检修,以最大限度地避免极/双极强迫停运风险,利用极间功率补偿功能最大限度地减少功率损失^[1-4]。

然而,现场工作经验却表明,特高压直流输电单阀组在线投退功能存在着部分缺陷,导致投退失败,甚至导致正常运行阀组误退出等情况,引发业界广泛关注。2016 年 2 月 28 日,某特高压换流站极Ⅱ低端阀组隔离开关正常操作过程中,极Ⅱ阀组连接线差动保护Ⅱ段动作,极Ⅱ高端阀组闭锁。此次事件虽未造成直流功率损失,但对特高压直流安全稳定运行造成了极大的威胁。

在此背景下,基于特高压直流在线投退策略,对“2·28”事故进行详细分析,查找出故障的根源,对其他换流站今后的运维工作具有极大的借鉴意义。

1 特高压直流在线投退原理^[5-6]

特高压直流工程阀组的投入与退出,应以不中断另一阀组的正常运行;同时对直流功率输送带来的扰动应尽量小为原则,以避免对整个电网带来过大的冲击。站间通讯正常时,阀组投入退出命令由主控站发出,两端换流站之间通过相互协调的控制时序实现阀组平稳投退。

1.1 在线投入原理及时序

有站间通讯时,换流器允许投入的前提是极单阀组运行,且两站本极另一阀组均处于热备用状态(ready for operation, RFO)。投入顺序如下:

1) 主控站发出换流器投入命令,投入的换流器立即解锁,解除移相,定电流调节器的电流定值为 I_{DNC} 实测值。在定电流调节器作用下,触发角逐渐下降,通过换流器的电流逐渐增大;当通过换流器的电流与 I_{DNC} 相等时,触发角约为 90°左右,此时拉开换流器旁通开关,直流电流完全转移至换流器。

2) 非主控站通过站间通讯收到主控站投入换流器命令信号后,与主控站同样操作,解锁阀组,调节换流器电流,拉开旁通开关。

3) 逆变侧投入的换流器在电压调节器的作用

下提升直流电压,整流侧维持直流电流为极控制电流指令值。

4) 直流电压和直流电流都达到指令值,换流器投入完成。

其投入过程的逻辑框图,如图 1 所示。

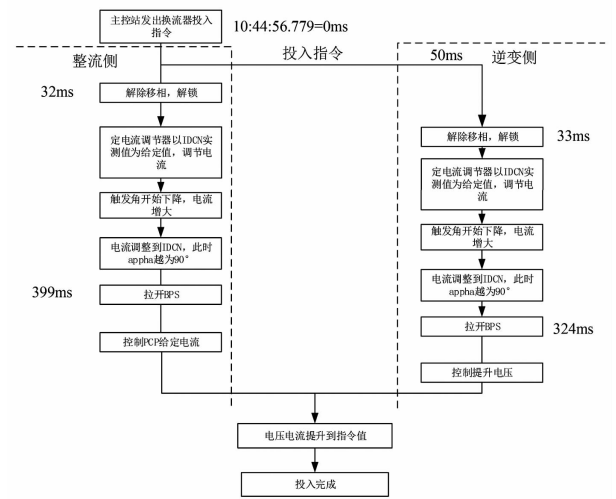


图 1 在线投入逻辑框图

无站间通讯时,两站运行人员通过电话沟通,整流侧先发换流器解锁命令,解除移相,升换流器直流电流达到 I_{DNC} 后,拉开旁通开关;整流侧两换流器均进入定电流控制,等待逆变侧换流器投入;逆变站运行人员发出换流器解锁命令后,解除移相,升换流器直流电流达到 I_{DNC} 后,拉开旁通开关;随后逆变侧提升直流电压,整流侧维持直流电流,换流器投入完成。整流、逆变两站解锁的时间间隔不能大于 5 s。

1.2 在线退出原理及时序

有站间通讯时,换流器允许退出的前提是极双阀组运行。退出顺序如下:

- 1) 主控站的换流器退出命令后立即执行触发角调整到 90° (ALPHA90) 操作, ALPHA90 后执行投旁通对操作,合换流器的旁通开关,然后闭锁该换流器;
- 2) 非主控站通过站间通讯收到主控站退出换流器命令信号后,与主控站同样操作,立即执行 ALPHA90 操作, ALPHA90 后执行投旁通对操作,合换流器的旁通开关,然后闭锁该换流器;
- 3) 本极另一换流器继续运行,两站协调维持电流电压在指令值附近,换流器退出完成。

其退出过程的逻辑框图,如图 2 所示。

无站间通讯时,某站单换流器故障退出,对站通过换流器不平衡保护功能自动退出本极低压换流器。当本站双阀组运行,且直流电压在 0.35 ~ 0.65 p. u.

之间,换流器不平衡保护判别对站换流器已退出时,将延时退出本站的低压换流器。

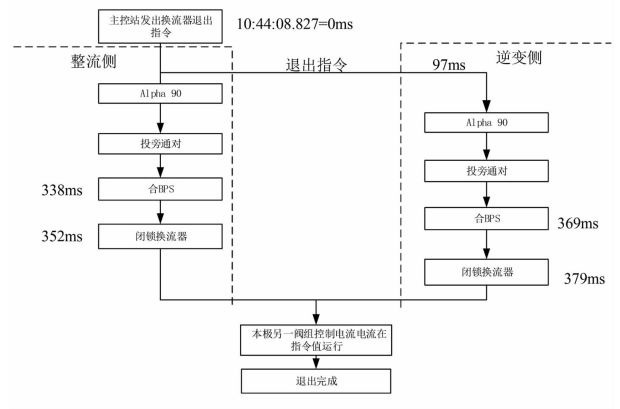


图 2 在线退出逻辑框图

2 事件记录及故障录波分析

2.1 事故概述

故障前,某特高压直流双极四阀组大地回线方式运行,输送功率 4 000 MW。故障后,极 I 单极大地方式运行,输送功率保持 4 000 MW。11:17:10:576 运行人员操作,发出极 II 低端换流器隔离指令,但在 11:17:31:795 阀组连接线差动保护 2 段动作“三取二”判断后发出 Z 闭锁命令,极 II 高端阀组闭锁。由于直流半功率运行,极 I 成功转带极 II 功率,未导致直流功率损失。

事后检查,极 II 高端阀组未发现故障点,此次事件应该是由控制保护系统缺陷导致的误动事件。

2.2 主要事件记录

事件具体记录如表 1 所示。

2.3 故障录波分析

阀组连接线差动保护的基本原理如下:
报警段: $|I_{DC2P} - I_{DC1N}| > I_{D_NOM} \times 0.0375$, 延时 2 s 报警。
跳闸 I 段:
 $|I_{DC2P} - I_{DC1N}| > |I_{DC2P} + I_{DC1N}| \times 0.5 \times 0.1$, 延时 150 ms 跳闸。
跳闸 II 段:
 $|I_{DC2P} - I_{DC1N}| > |I_{DC2P} + I_{DC1N}| \times 0.5 \times 0.2$, 延时 6 ms 跳闸。
事件发生期间,保护动作时刻的差动电流和制动电流波形如图 3 所示。

表 1 事件记录梳理

时 间	主 机	事 件	备 注
11:17:10:576	S2P2CCP2A	运行人员操作,发出极Ⅱ低端换流器隔离指令	
11:17:31:476	S2P2CCP2A	P2. WP. Q15(80226)合位	控制系统检测到阀组旁路刀闸已合上
11:17:31:522	S2P2CCP2A	P2. WP. Q2(8022)分位	控制系统检测到阀组旁路开关已分开
11:17:31:781	S2P2PPR1(A/B/C)	阀组连接线差动保护2段动作"三取二"判断后发出Z闭锁命令	3套保护均动作
11:17:31:795	S2P2CCP1A	极Ⅱ高端阀组闭锁	

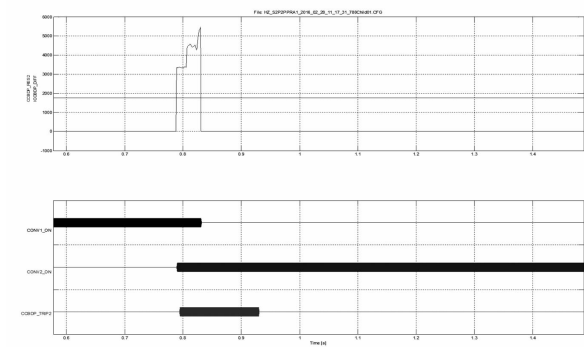


图 3 故障发生时刻差动电流波形图

从故障录波图分析,故障发生时,特高压换流站极Ⅱ阀组连接线差动保护差动电流 I_{CCBDP_DIFF} 由 0 瞬间变为 3 362 A,大于差动Ⅱ段制动电流 1 750 A,满足保护动作条件。

从图 4 看出,当双阀组运行时,差动电流取高端阀组低压侧 TA 和低端阀组高压侧 TA 之差;当任一阀组退出后,差动电流取 0 A,该保护退出运行。

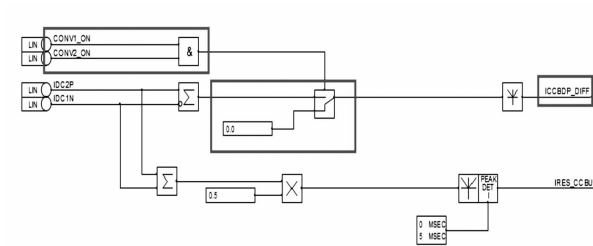


图 4 阀组连接线差动电流取样逻辑

3 直流控保软件检查分析^[5-6]

此特高压换流站使用南瑞集团提供的直流控制保护软件,这也是特高压直流工程首次使用南瑞集团的直流控保软件。

保护动作、极Ⅱ高端阀组闭锁后,检查发现该保护逻辑中 CONV1_ON = 0、CONV2_ON = 1(如图 5 所示),与实际状态不符,正常状态应为 CONV1_ON =

0、CONV2_ON = 0。

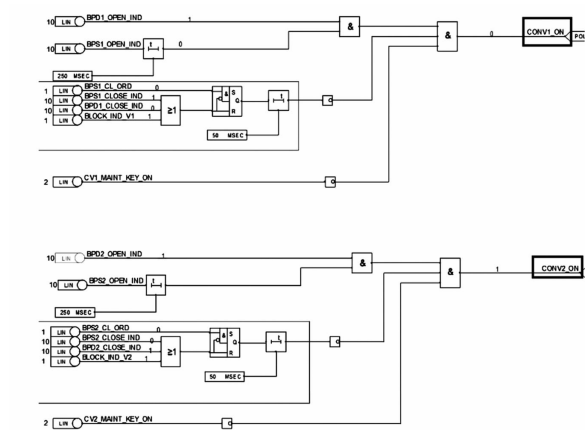


图 5 阀组运行状态识别逻辑

由此推断,BPD2(P2. WP. Q15)合上后,阀组连接线差动保护仍判该刀闸为分位,误判低端阀组在运行状态(CONV2_ON = 1),同时高端阀组处于运行状态(CONV1_ON = 1),导致该保护选择 I_{DC2P} 和 I_{DC1N} 进行差动电流的计算,此时 I_{DC2P} 电流为 0, I_{DC1N} 为运行电流(3 362 A),造成阀组连接线差动保护动作。

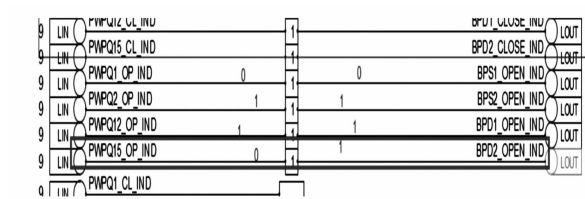


图 6 低端阀组旁路刀闸运行状态输入

进一步检查发现软件信号异常如图 6 所示。正常情况下,赋值模块(即图 6 中→1←)输出与输入应一致,但图中显示输入信号 PWPQ15_OP_IND = 0,输出信号 BPD2_OPEN_IND = 1,输出信号与输入信号不一致。现场检查发现 3 套极保护中均存在该情况。

经分析,发现导致 BPD2 分位信号错误的原因
(下转第 77 页)

灰色关联分析在变压器故障识别中的应用探讨

胡 非,干 磊

(黄石供电公司,湖北 黄石 435000)

摘要:变压器的正常工作对于保障电力系统安全稳定运行起到了举足轻重的作用,因此,对其进行定期或不定期的故障诊断显得尤为必要。在常规油中溶解气体分析法(DGA)的变压器故障诊断方法基础上,将传统灰色关联分析法和 B 型灰色关联分析法分别应用于变压器故障识别中,并结合实例对两种方法的适用性进行了探讨。研究表明,B 型灰色关联分析较传统灰色关联分析法,更能够有效地对变压器故障进行识别,证明了该方法在变压器故障识别领域良好的适用性。最后,对两种灰色关联分析法在变压器识别中的所遇到的问题进行了分析,认为应对 DGA 所测得的各气体含量占总气体含量权重等方面进行进一步的研究。

关键词:变压器;故障识别;传统灰色关联分析;B 型灰色关联分析

Abstract:The normal operation of transformer plays a key role on the safe and stable operation of the whole power system, so it is very necessary to carry out the regular or irregular fault diagnosis for the transformer. Based on the transformer fault diagnosis method of the conventional oil dissolved gas analysis approach (DGA), the traditional grey relational analysis and B-type grey relational analysis are applied to the transformer fault identification, and then the applicability of two methods is discussed according to an instance. The results show that comparing with the traditional grey relational analysis, B-type grey relational analysis is more effective on the identification of transformer fault, which verifies that B-type grey relational analysis method has a good applicability in transformer fault identification. Finally, the problems encountered in transformer fault identification by these two grey relation analysis methods are analyzed, and it suggests that further research will be needed in the weight of each gas content in total gas content which is measured by DGA method.

Key words:transformer; fault identification; traditional grey relational analysis; B-type grey relational analysis

中图分类号:TM407 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0073-05

0 引 言

随着中国经济的快速增长,电力需求也越来越大,变压器作为电力系统中的重要设备,在电力传输过程中起着非常重要的作用,其能否正常运转直接影响到整个电力系统的安全运行。因此,对变压器进行定期或不定期的故障诊断与识别显得尤为重要。目前油中溶解气体分析(dissolved gas analysis, DGA)技术在变压器故障诊断领域应用得最为广泛^[1-3]。这主要得益于其无破坏性、价廉高效的优点,但该技术存在易受人为因素影响,而且诊断复杂、时间较长等缺点,在应用中也受到了许多限制。考虑到造成变压器故障的因素众多,而且各种因素都存在不确定性和模糊性,因此,近年来国内外许多学者将模糊数学^[4]、灰色理论^[5-6]、遗传算法^[7]、人工神经网络^[8]等人工智能算法应用在变压器故障

识别中,以寻求通过模糊信息对变压器的故障进行识别,这些方法目前都得到了一定的应用,并且取得了许多应用成果。

考虑到变压器故障系统“部分信息已知,部分信息未知”的灰色特征,将灰色关联分析引入到变压器故障识别中,主要对传统灰色关联分析法和 B 型灰色关联分析法在变压器故障识别中的适用性进行探讨。以 DGA 检测所获得的气体组成含量为特征量,在对特征数据的无量纲化处理的基础上,分别通过对传统灰色关联度和 B 型灰色关联度的计算来对变压器故障进行识别。

1 两种灰色关联分析的基本原理

1.1 传统灰色关联分析法

灰色关联分析的主要用途在于通过对不完整的信息进行分析,找出其内在的关联程度,从而可以对

问题的发展趋势做出合理的推断与预测。灰色关联分析的基本思想是通过数据序列进行曲线分析,通过比较其曲线几何形状的接近程度来判读各序列的关联程度^[9]。传统的灰色关联分析是通过比较子序列与母序列的位移差 $|X_0(k) - X_i(k)|$ 来反映两者发展的相近性;再通过位移差来计算子序列在不同时刻与母序列的关联系数;最后再将各个时刻的关联系数集中为一个值,作为子序列与母序列间关联程度的数量表示,也即关联度。具体如下:

设母因素序列为

$$X_0(k) = \{X_0(1), X_0(2), \cdots X_0(n)\} \quad (1)$$
 子因素序列为

$$X_i(k) = \{X_i(1), X_i(2), \cdots X_i(n)\}, i = 1, 2, 3 \cdots \quad (2)$$

式中: k 表示在不同时刻子因素对母因素的影响值; i 表示子因素(影响因素)的个数。

第 i 个子序列与母序列在第 k 时刻的灰色关联系数为

$$\xi_{0i}(k) = \frac{\min_i \min_k |X_0(k) - X_i(k)| + \rho \max_i \max_k |X_0(k) - X_i(k)|}{|X_0(k) - X_i(k)| + \rho \max_i \max_k |X_0(k) - X_i(k)|} \quad (3)$$

式中, ρ 为分辨系数,其取值能反映对 $\max_i \max_k |X_0(k) - X_i(k)|$ 的重视程度以及系统中各因子对关联系数的影响程度。 ρ 的取值区间为 0.1 ~ 1,一般在变压器故障识别中通常取 0.5。

在计算出关联系数的基础上,通常通过均值法来计算子序列与母序列的关联度为

$$r(i) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \xi_{0i}(k) \quad (4)$$

1.2 B 型灰色关联分析法

在传统灰色关联分析中,主要是对相近性物理特征的位移差进行分析,在实际应用中往往会产生许多偏差,并不能较为准确地反映子序列与母序列的关联度。因此,在描述位移差的基础上,还应对相似性物理特征的速度差和加速度差进行描述,从而能够更加科学全面地反映子序列与母序列的关联度,这就是 B 型灰色关联分析的基础思想^[10]。具体如下:

定义位移差为

$$d_{0i}^{(0)}(k) = \sum_{k=1}^n |X_0(k) - X_i(k)| \quad (5)$$
 定义速度差为

$$d_{0i}^{(1)}(k) = \sum_{k=1}^{n-1} |X'_0(k) - X'_i(k)| = \sum_{k=1}^{n-1} [X_0(k+1) - X_i(k+1)] - [X_0(k) - X_i(k)] \quad (6)$$

定义加速度差为

$$d_{0i}^{(2)}(k) = \sum_{k=2}^{n-1} |X''_0(k) - X''_i(k)| = \frac{1}{2} \sum_{k=2}^{n-1} |[X_0(k+1) - X_i(k+1)] - 2[X_0(k) - X_i(k)] + [X_0(k-1) - X_i(k-1)]| \quad (7)$$

则 B 型灰色关联度的计算公式为

$$\xi_{0i}(0, k) = \frac{1}{1 + \frac{1}{n} d_{0i}^{(0)}(k) + \frac{1}{n-1} d_{0i}^{(1)}(k) + \frac{1}{n-2} d_{0i}^{(2)}(k)} \quad (8)$$

在计算出各个子序列的关联度后,对关联度的大小进行排序,所得到的序列称为灰色关联序列。数值越大,则关联度越大,并且说明该子序列与母序列的关系最为密切,对母序列的影响也最大;反之,数值越小,则关联度越小,说明该子序列与母序列的关系最为疏远,对母序列的影响也最小。

另外,还需注意的是在关联度计算之前,考虑到系统中各因素物理意义的不同,数据的量纲不尽相同,因此需要对原始数据进行无量纲化处理。一般在灰色关联分析中,通常要对原始序列进行初值化或均值化处理。

2 变压器标准故障模式向量的建立

在应用灰色关联分析对变压器故障进行识别之前,需要建立变压器标准故障模式向量。通常是以 DGA 技术所检测到的油中各种特征气体,比如 H_2 、 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 、 C_2H_2 等的含量作为识别变压器故障的依据,在对大量变压器故障原因数据的采集和分析的基础上,最终选择 9 种典型的故障类型作为标准故障模式^[11],再根据各种故障类型下 5 种气体的含量信息建立标准故障模式向量,如表 1 所示(其中气体组分含量的单位为 $\mu L/L$)。

为保持各种特征气体组分体积分数之间的同一性,保证数据序列能够进行相互比较分析,在运用两种灰色关联分析法对变压器故障进行识别时,应对典型故障参考数据进行归一化处理。这里采取均值化的归一化处理方法,具体是将每个故障下某特定气体的含量除以该故障下各种气体含量之和,即

$$\overline{X_i}(k) = \frac{X_i(k)}{X_i} \quad (9)$$
 式中, $\overline{X_i} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 X_i(k), k = 1, 2 \cdots 5; i = 1, 2, \cdots 9$ 。

表 1 变压器典型故障参考参数

故障类型	序列编号	气体组分				
		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
低温过热	M ₁	16.00	38.40	28.00	70.00	0
中温过热	M ₂	27.50	48.20	46.00	18.40	0
高温过热	M ₃	12.95	24.60	60.60	12.90	2.80
接地故障	M ₄	11.20	30.80	11.60	56.20	1.40
开关故障	M ₅	13.60	21.60	10.80	58.10	9.50
局部放电	M ₆	195.9	14.50	2.40	11.60	0
低能放电	M ₇	61.50	24.60	5.60	1.33	20.50
高能放电	M ₈	75.50	30.20	30.30	2.33	18.20
正常运行	M ₉	46.10	21.50	15.80	61.50	1.20

表 2 变压器典型故障归一化参考参数

故障类型	序列编号	气体组分				
		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
低温过热	M ₁	0.105	0.252	0.184	0.459	0
中温过热	M ₂	0.196	0.344	0.328	0.131	0
高温过热	M ₃	0.114	0.216	0.532	0.113	0.025
接地故障	M ₄	0.101	0.277	0.104	0.505	0.013
开关故障	M ₅	0.120	0.190	0.095	0.511	0.084
局部放电	M ₆	0.873	0.065	0.011	0.052	0
低能放电	M ₇	0.542	0.217	0.049	0.012	0.181
高能放电	M ₈	0.482	0.193	0.194	0.015	0.116
正常运行	M ₉	0.316	0.147	0.108	0.421	0.008

表 3 实例 1 中两种灰色关联度比较表

故障类型	低温过热	中温过热	高温过热	接地故障	开关故障	局部放电	低能放电	高能放电	正常运行
传统灰色关联度	0.701 7	0.656 5	0.675 7	0.762 2	0.807 1	0.686 3	0.692 3	0.707 3	0.732 5
B 型灰色关联度	0.934 3	0.832 9	0.764 5	0.943 6	0.956 1	0.792 1	0.824 7	0.796 4	0.928 4

按式(9)进行归一化处理所得的数据序列, $\overline{X_i(k)} = \{\overline{X_i(1)}, \overline{X_i(2)}, \overline{X_i(3)}, \overline{X_i(4)}, \overline{X_i(5)}\}$,称为均值化序列。经归一化处理后的标准故障模式向量见表 2。

3 灰色关联度故障诊断的应用

3.1 实例 1

为了比较两种灰色关联分析方法在变压器故障识别中的优劣性,选取某 220 kV 变电站 1 号主变压器的 DGA 检测所得到的油中气体组成含量(单位为 $\mu\text{L/L}$)H₂ 为 160、CH₄ 为 130、C₂H₆ 为 14.5、C₂H₄ 为 230、C₂H₂ 为 17.9。根据传统灰色关联分析的步骤,首先根据式(9)进行归一化处理,再根据式(3)可得到该气体组成向量与标准故障模式向量的灰色关联系数矩阵,最后根据式(4)可得到该变压器气体组成向量与各标准故障模式向量的灰色关联度,如表 3 所示。同样,根据 B 型灰色关联分析的步骤,在对数据进行归一化处理的基础上,根据式

(5)、式(6)、式(7)可以分别得到位移差、速度差以及加速度差,最后根据式(8)可以计算出该变压器气体组成向量与各标准故障模式向量的 B 型灰色关联度,如表 3 所示。

由表 3 可以看出,无论是通过 B 型灰色关联度分析还是传统灰色关联度分析,都可得出该变压器的气体组成向量与开关故障模式向量的关联度最大,初步判断该变压器故障是与开关故障有关。经变压器生产单位对该变压器进行故障检修发现,该变压器确实发生了开关故障,说明这两种方法均能对变压器的故障进行识别。但是,比较两者计算出的灰色关联度可以发现,与开关故障的关联度通过 B 型灰色关联度计算的为 0.956 1,而传统方法计算出的仅为 0.807 1,虽然后者也是该方法计算出的所有关联度中的最大值,但是与 B 型关联度的数值相比却小很多,根据关联度的意义可知,计算结果越接近于 1 表明相关性越高。因此,可以看出 B 型灰色关联度的计算精度高于传统灰色关联度,该方法能

表 4 实例 2 中两种灰色关联度比较表

故障类型	低温过热	中温过热	高温过热	接地故障	开关故障	局部放电	低能放电	高能放电	正常运行
传统灰色关联度	0.689 0	0.604 4	0.657 4	0.690 9	0.688 4	0.638 2	0.673 4	0.685 8	0.670 4
B 型灰色关联度	0.931 4	0.845 7	0.766 1	0.935 3	0.918 1	0.768 1	0.798 3	0.775 3	0.891 4

够更好地适用于变压器故障识别中。

3.2 实例 2

为了进一步对两种灰色关联分析方法的适用性进行研究,选取另一 220 kV 变电站 2 号主变压器的 DGA 数据进行分析,各种气体的含量(单位为 $\mu\text{L/L}$) H_2 为 230、 CH_4 为 850、 C_2H_6 为 272、 C_2H_4 为 816、 C_2H_2 为 2.3。同样,根据传统灰色关联分析步骤和 B 型灰色关联分析的步骤可以分别计算出两种方法下的关联度,具体结果如表 4 所示。

由表 4 可以看出,通过两种方法计算出的该变压器的气体组成向量均与接地故障模式向量的关联度最大,可以初步判断该变压器故障与接地故障有关。经相关检修人员检查发现,该变压器确实发生了接地故障。这也证明了灰色关联分析在变压器故障识别中的适用性。同样经分析可发现,B 型灰色关联度比传统灰色关联度的数值普遍偏大,B 型灰色关联度更接近于 1,这也说明采用 B 型灰色关联分析法更为准确,更能反映变压器的实际故障类型。这主要是因为 B 型灰色关联分析不仅考虑了变压器实际气体组成向量与标准故障模式向量之间的相近性,还考虑了两者之间的相似性,使计算的关联度更能较为实际地反映两者之间的关系,使预测结果更接近实际情况。综合来说,B 型灰色关联分析法在变压器故障识别中要优于传统灰色关联分析法。

3.3 实例中关联度变化趋势分析

将上述两个实例中所计算出的 B 型灰色关联度和传统灰色关联度分别以图 1、图 2 所示的直方分布图表示出来。由图 1 可以看出,两种灰色关联度均是在 M5 时达到峰值,但两种灰色关联度随故障类型的变化趋势却不同,比如 B 型灰色关联度从大到小的顺序依次为 $\xi_5 > \xi_4 > \xi_9 > \xi_1 > \xi_2 > \xi_7 > \xi_8 > \xi_6 > \xi_3$;而传统灰色关联度从大到小的顺序依次为 $\xi_5 > \xi_4 > \xi_9 > \xi_8 > \xi_1 > \xi_7 > \xi_6 > \xi_3 > \xi_2$ 。同样,由图 2 也可以看出,两种灰色关联度虽然均在 M4 处达到最大值,但是它们的值随故障类型的变化趋势也不同。这说明灰色关联分析在变压器故障识别中也存在一些问题,这可能是由于在计算关联度时是采用均值化方法,而没有考虑各种气体含量占总气体含量的权重造成的,显然各种气体对导致变压器产生故障是不同的。因此,将灰色关联分析法应用于变压器故障识别中,应在如何确定各气体含量的

权重等方面做进一步研究。

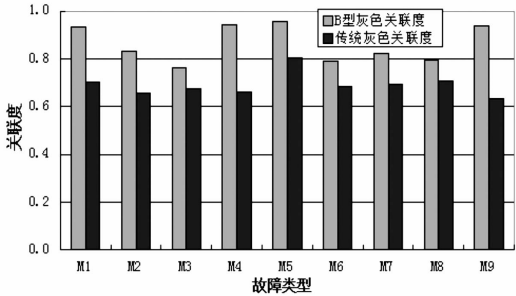


图 1 实例 1 中两种灰色关联度直方分布图

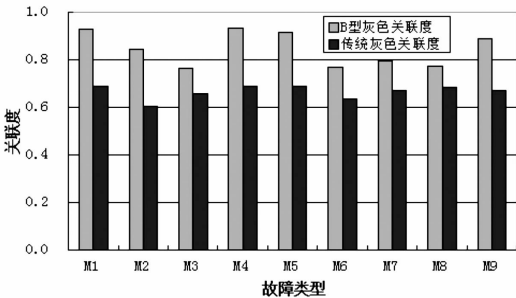


图 2 实例 2 中两种灰色关联度直方分布图

4 结 论

变压器的故障识别对于保障电力系统安全稳定运行非常重要,采取科学有效的方法对变压器的故障进行识别显得十分必要。这里重点探讨了传统灰色关联分析法和 B 型灰色关联分析法在变压器故障识别中的适用性。结果表明:

1) B 型灰色关联分析法和传统灰色关联分析法均能对变压器的故障进行识别,但相比而言,B 型灰色关联分析由于不仅考虑了子序列与母序列之间的相近性,还考虑了两者之间的相似性,使得 B 型灰色关联度高于传统的灰色关联度。这说明 B 型灰色关联分析在变压器故障识别中的适用性更强。

2) 在对 B 型灰色关联度与传统灰色关联度从大到小的排序中发现,虽然两者均在同一点达到最大值,但是两者随故障类型的变化趋势却不同。这可能是由于在计算关联度时采取均值化方法而没有采用加权法所造成的。因此,应对 DGA 所测得的各种气体含量占总气体含量的权重等方面进行进一步深入的研究。

参考文献

[1] S Singh, M N Bandyopadhyay. Dissolved Gas Analysis

Technique for Incipient Fault Diagnosis in Power Transformers: A Bibliographic Survey [J]. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2010, 26(6): 41–46.

[2] Naveen Kumar Sharma, Yog Raj Sood, Rajnish Shrivastava. DGA Analysis of Transformer Oil with Experimental Investigation: An Effective Tool of Condition Monitoring for Power Transformer[J]. Journal of Power Electronics & Power Systems, 2015, 5(2): 9–16.

[3] 高文胜, 严璋. 谈克雄基于油中溶解气体分析的电力变压器绝缘故障诊断方法[J]. 电工电能新技术, 2000, 19(1): 22–26.

[4] 张建文, 赵大光, 董连文. 基于模糊数学的变压器诊断专家系统[J]. 高电压技术, 1998, 24(4): 6–8.

[5] 李硕, 赵峰. 基于熵权优化加权灰色关联度的变压器故障诊断方法[J]. 变压器, 2013, 50(9): 48–51.

[6] 张吉林, 李守学, 邹姗姗. 基于灰色关联度的变压器故障诊断[J]. 变压器, 2015, 43(1): 13–15.

[7] 段侯峰. 基于遗传算法优化神经网络的变压器故障诊断[D]. 北京: 北京交通大学, 2008.

[8] 武中利, 杨建, 朱永利, 等. 基于粗糙集理论和支持向量机的变压器故障诊断[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(18): 80–82.

[9] 刘思峰, 郭天榜, 党耀国. 灰色系统理论及其应用[M]. 北京: 科学出版社, 1999.

[10] 王清印. 灰色B型关联分析[J]. 华中理工大学学报, 1989, 17(6): 77–82.

[11] 孙才新, 李俭, 郑海平. 基于灰色面积关联度分析的电力变压器绝缘故障诊断方法[J]. 电网技术, 2002, 26(7): 24–29.

作者简介:
胡非(1985), 工程师、硕士研究生, 主要从事继电保护工作;
干磊(1983), 工程师、硕士研究生, 主要从事继电保护工作。
(收稿日期: 2016–06–14)

(上接第72页)

是BPD2_OPEN_IND输入信号的底层代码错误, 误将BPD2分位信号(PWPQ15_OP_IND)定义为BPD2合位信号(PWPQ15_CL_IND), 如图7所示。



图7 信号内部定义错误

根据上述现象分析, 故障原因为软件底层代码错误, 引起阀组连接线保护差动电流选择错误, 导致保护动作。

4 故障处理及建议

1) 经检查, 此特高压直流阀组连接线差动保护均存在BPD2_OPEN_IND信号与实际状态不符的情况, 如现场实际状态为分位, 但软件中信号为合位。建议直流控制保护供货厂家开发编译软件自检功能, 当信号实际输入与自定义输入出现差异时, 软件能够自动报警, 确保其余信号无类似问题。

2) 经南瑞集团检查确认, 现场软件中仅BPD2_OPEN_IND信号存在底层代码错误问题, 其他极控、阀控、极保护、阀保护等软件中均无类似错误。建议厂家在编写软件和自行监测过程中切实提高检查力度, 同时在出厂试验、现场调试中能够对软件进行全面的试验和检查。

参考文献

[1] 郑晓冬, 邵能灵, 杨光亮, 等. 特高压直流输电系统的建模与仿真[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(7): 10–14.

[2] 谢绍宇, 王秀丽, 王锡凡. 交直流混联系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(7): 10–16.

[3] 浙江大学发电教研组直流输电教研组编. 直流输电[M]. 北京: 电力工业出版社, 1982.

[4] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2011.

[5] 刘振亚. 特高压直流输电技术研究成果专辑(2005年)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.

[6] 国网运行分公司编组. 特高压直流换流站岗位培训教材: 二次系统[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.

作者简介:
孙文(1980), 本科, 工程师, 研究方向为特高压直流输电技术;
禹佳(1983), 本科, 工程师, 研究方向为特高压直流输电技术;
闫礼阳(1968), 本科, 工程师, 研究方向为特高压直流输电技术。
(收稿日期: 2016–08–02)

基于数据包络分析的地区电网投入产出效率评价研究

王海燕¹, 马瑞光¹, 汪 伟¹, 魏 俊¹, 杨东园², 毕林贵³

(1. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610041;

2. 国网四川省电力公司调控中心, 四川 成都 610041; 3. 国网眉山供电公司, 四川 眉山 620000)

摘 要:针对地区电网发展特点,从电网投入产出角度出发,研究和探索了地区电网评估体系,利用数据包络分析方法,以 220 kV 及 110 kV 电网、35 kV 及以下电网分别作为研究对象构建投入产出评价模型,通过综合效率分析、投影分析,得到了基于投入与产出的电网效益值、非有效单元与目标值的差距、投入要素的冗余等信息,系统全面地评价了地区电网的投入产出效率,为优化资源配置,提高资源使用效率提供了科学的辅助决策依据,有利于促进各级电网协调发展。实例计算结果证明了该方法的有效性。

关键词:数据包络分析;投入产出效率;电网评价

Abstract: According to the characteristics of the development of regional power grid, the regional power grid evaluation system is studied and explored as viewed from the power grid input – output. Using data envelopment analysis method and taking the power grids with 220 kV ~ 110 kV and 35 kV and below as objective respectively, the input – output evaluation model is established. Through the comprehensive efficiency analysis and projection analysis, the grid efficiency value based on the inputs and outputs, the gap between non – effective unit and the target value and other information elements are obtained, which comprehensively evaluates the input – output efficiency of the regional power grid. It provides a scientific decision support for optimizing the allocation of resources and improving the efficient use of resources, which is conducive to promoting the coordinated development of power grids at all levels. The results of calculation examples demonstrate the effectiveness of the proposed method.

Key words: data envelopment analysis; input – output efficiency; power grid evaluation

中图分类号: TM71 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954(2016)06 – 0078 – 07

0 引 言

地区电网作为省级(直辖市、自治区)电网的下一级电网,是整个电力系统与用户联系、向用户供应和分配电能的重要环节^[1]。“十二五”以来,随着国民经济的持续快速发展和人民生活水平的提高,地区电网建设的力度在逐步加大,相应投入的资金也会越来越多。如果投资规模过小或滞后,必然满足不了经济社会发展和负荷增长的要求,还影响企业长远发展,达不到预期的投资效益。但是如果投资规模过大或过于超前,必然造成资金浪费和资源过剩,还会造成企业经营压力。因此有必要对地区电网开展投入产出效率评价研究,进而判断电网建设规模是否适度、投入与产出是否匹配等,对加强地区电网建设指导,实现电网精准投资,促使地区电网科

学、合理、有序地发展,提升电网发展能力和企业发展效益具有重要意义。

目前,比较常见的效率分析法有参数法、随机前沿分析(stochastic frontier analysis, SFA)、数据包络分析(data envelopment analysis, DEA)法等等。参数法的局限性较大,且计算复杂,主要适用于单产出和多投入的相对效率测算^[2]。文献[3]基于 SFA 方法建立了随机前沿知识生产函数模型,并对中国 30 个省市碳排放效率进行了实例研究。DEA 是在“相对效率评价”概念的基础上发展起来的一种评价具有相同类型投入和产出的若干决策单元相对效率的非参数统计方法^[4],客观性强、适用于多输入 – 多输出复杂系统,将其应用于电网企业效率和投资效益评价分析,是近年来 DEA 方法应用的一个新方向^[5-9]。

从地区电网企业的实际情况出发,以 220 kV 及

110 kV 电网和 35 kV 及以下电网为研究对象分别构建了基于数据包络分析的电网投资效益评价模型,对各层级电网的投入和产出进行量化分析,为减少资源无效投入提供了科学的辅助决策依据。

1 基于 DEA 的地区电网投入产出效益评价模型

1.1 数据包络分析

DEA 是运筹学、管理科学和数理经济学交叉研究的一个新的领域,它是由 Charnes 和 Cooper 等人于 1978 年基于“相对效率评价”概念发展起来的一种系统分析方法,特别适合处理有多输入和多输出的复杂系统。

C^2R 模型是运用最广泛的 DEA 模型之一。带有阿基米德无穷小量和松弛变量的数学模型为

$$\begin{aligned} \min & \theta - \varepsilon \left[\sum_{r=1}^l S_r^+ + \sum_{i=1}^m S_i^- \right] \\ \text{s. t. } & \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} + S_i^- - \theta x_{i0} = 0 \\ & \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} - S_r^+ = y_{r0} \\ & \lambda \geq 0, j = 1, 2, \cdots, n \\ & S_i^+ \geq 0, S_r^- \geq 0 \end{aligned} \tag{1}$$

式中: n 为决策单元 DMU (decision making unit) 的个数; θ 为投入相对于产出的有效利用程度,是决策单元的相对效益值($0 \leq \theta \leq 1$),反映了 DMU 的资源综合配置效率; x_{ij} 为第 j 个决策单元对第 i 种类型投入的投入量; y_{rj} 为第 j 个决策单元对第 r 种类型产出的产出量; λ_j 表示若干个决策单元的线性组合系数; S_i^- 和 S_r^+ 均为松弛变量,分别表示投入的冗余量和产出的不足量; ε 为非阿基米德无穷小量,实际应用中可取 $\varepsilon = 10^{-6}$ 。

式(1)中,当 $\theta = 1$ 且 $S_i^- = 0$ 、 $S_r^+ = 0$ 时,表示这个 DMU 是 DEA 有效的;反之,为弱有效($\theta = 1$ 且 $S_i^- > 0$ 或 $S_r^+ > 0$)或非 DEA 有效($\theta < 1$)。

为了研究技术无效的形成因素,相关学者扩大了 C^2R 模型的使用范围和比率概念,在式(1)中增加约束条件 $\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$,得到解决企业规模报酬不变假设与实际差距的 BC^2 模型。从该模型中可以得到技术效率,进而可以求出规模效率以及规模收益情况(综合效率 = 技术效率 $\times$ 规模效率)。

对非 DEA 有效的 DMU 分析时,需要得出投入和产出改进方向和达到目标等信息,为企业实际经营活动提高生产和管理效率提供建议。DEA 模型中运用的方法就是投影分析,即: $\hat{x}_{i0} = x_{i0} \theta_0 - S_i^-$, $\hat{y}_{r0} = y_{r0} \theta_0 + S_r^+$, $\hat{x}_{i0}$ 和 $\hat{y}_{r0}$ 为非 DEA 有效单元达到 DEA 有效所调整后的投入产出量,是最优化后的最终结果。

1.2 评估指标选取

通过对地区电网建设投资情况进行调研;同时根据国内外文献研究内容及咨询有关专家的意见,结合“普遍适用性原则”和“易获取性原则”,最终选出了包括变压器容量、线路长度、容载比、综合线损率、售电量、 $N-1$ 通过率、电网利用效率等全面描述投资状态的各项投入产出指标。根据各类投资的安全性、经济性效率作为目标值,将直接衡量安全性、经济性的指标作为输出指标,间接影响的指标作为输入指标。

1) 输入指标

变压器容量/线路长度:电网建设投入主要取决于变电站和线路的总投资费用,与变电容量和线路长度直接相关。

容载比:为变电容量与最高负荷之比,是衡量电网可靠性与经济性的重要评价指标。容载比取值过大,容易造成投资浪费,取值过小,又影响电网的安全可靠运行,因此容载比属于偏中间型指标,位于导则范围内或与导则规定范围越接近越好。对这类指标,处理方式是计算出其与理想值之差的绝对值作为输入。

综合线损率:指供电系统在传输电能的过程中在线路和变压器中的损耗电量占总供电量的百分比,是供电企业的重要经济技术指标,综合反映了电网企业的经营管理水平。

2) 输出指标

产出指标则需要反映电网投入能够最终转化为直接经济效益以及最大程度满足用电需求的能力。

售电量:电网公司产出的重要评价指标,各级电网建设最基本的要求就是要最大程度地满足当地用电需求。

“ $N-1$ ”通过率:表征电网安全性水平的重要指标。

电网利用效率:是电网运行水平和现代电网企业运营效率的重要体现,与经济性密切相关,是企业关注的核心问题。电网利用效率可以用最大负载率和等效平均负载率加以衡量。

1.3 基于 DEA 的地区电网投入产出评估模型

作为省网下一级的地区电网,其电压等级主要由 220 kV 及以下构成。为全面细致衡量电网的投入产出效率,结合上述各类指标涵义,基于地区电网各层级电网发展特点和所处发展阶段,将 220 kV 及 110kV 电网和 35 kV 及以下电网分别作为研究对象构建投入产出评价模型,以便清晰反映各层级电网在投入产出方面存在的问题或不足,有助于找准对策,做出综合决策。基于 DEA 的地区电网投入产出效益评估流程如图 1 所示。

2 实例计算分析

2.1 DEA 相对效率计算结果

以某省公司所辖的 19 个地区电网供电企业为研究决策单元,利用 DEAP2.1 软件针对 2014 年各决策单元的 220 kV 及 110 kV 电网和 35 kV 及以下电网分别计算其投入产出效率,运用 C^2R 模型测算各个决策单元的综合效率,然后根据变动规模报酬的 BC^2 模型评价各单元的技术效率、规模效率以及规模报酬,计算结果见表 1、表 2。

2.2 投入产出效率分析

由表 1 可知,在 19 个地区中,DMU1、DMU2、DMU5、DMU7、DMU9 ~ DMU10、DMU13 ~ DMU16 和 DMU19 评价结果为 DEA 有效,表明以上 11 个地区的 220 kV 及 110 kV 电网建设投入与效益产出达到了较好的状态,既保证了各投入要素得到充分利用,

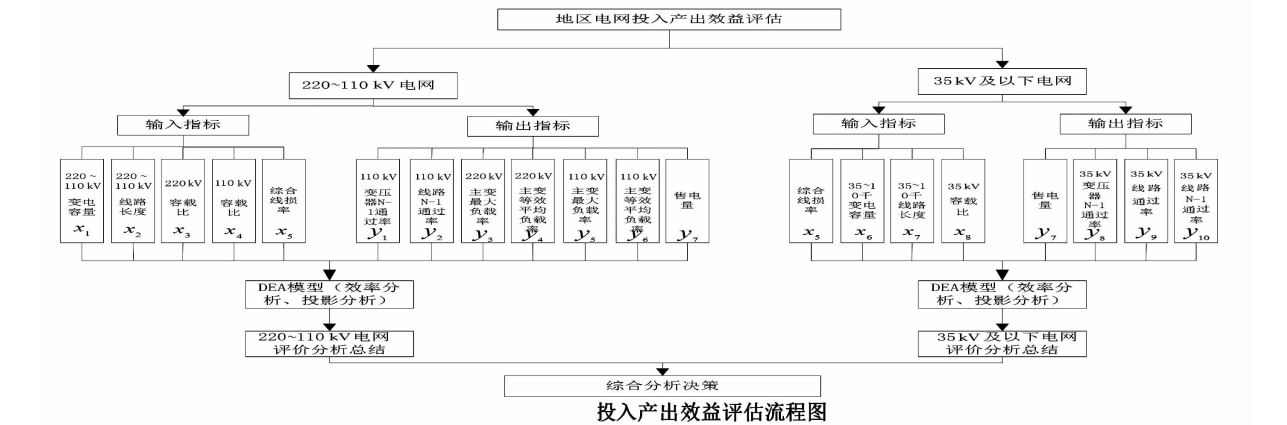


图 1 地区电网投入产出效益评估流程图

表 1 各地区供电企业 220 kV 及 110 kV 电网的效率值

决策单元	综合效率	技术效率	规模效率	相对有效性	技术效率	规模报酬
DMU1	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU2	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU3	0.896	0.914	0.981	非 DEA 有效	技术无效	递减
DMU4	0.983	1	0.983	非 DEA 有效	技术有效	递减
DMU5	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU6	0.828	1	0.828	非 DEA 有效	技术有效	递减
DMU7	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU8	0.764	0.781	0.978	非 DEA 有效	技术无效	递减
DMU9	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU10	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU11	0.671	0.674	0.995	非 DEA 有效	技术无效	递减
DMU12	0.932	1	0.932	非 DEA 有效	技术有效	递减
DMU13	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU14	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU15	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU16	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU17	0.74	1	0.74	非 DEA 有效	技术有效	递减
DMU18	0.935	0.942	0.993	非 DEA 有效	技术无效	递减
DMU19	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变

表 2 各地区供电企业 35 kV 及以下电网的效率值

决策单元	综合效率	技术效率	规模效率	相对有效性	技术效率	规模报酬
DMU1	0.64	0.742	0.862	非 DEA 有效	技术无效	递增
DMU2	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU3	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU4	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU5	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU6	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU7	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU8	0.611	0.862	0.709	非 DEA 有效	技术无效	递增
DMU9	0.625	0.706	0.885	非 DEA 有效	技术无效	递增
DMU10	0.73	0.799	0.914	非 DEA 有效	技术无效	递增
DMU11	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU12	0.528	0.684	0.773	非 DEA 有效	技术无效	递增
DMU13	0.289	0.563	0.514	非 DEA 有效	技术无效	递增
DMU14	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU15	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU16	0.847	0.972	0.872	非 DEA 有效	技术无效	递增
DMU17	1	1	1	DEA 有效	技术有效	不变
DMU18	0.658	0.883	0.746	非 DEA 有效	技术无效	递增
DMU19	0.345	0.654	0.528	非 DEA 有效	技术无效	递增

又能最大程度满足当地用电需求。剩余 8 个决策单元均为 DEA 无效,说明投入与产出之间的组合没有达到最优,存在输入冗余或输出亏空,其中 DMU4、DMU6、DMU12 和 DMU17 为 DEA 无效但技术有效,表明此 4 个地区在电网结构、质量上具有较好的扩展性,导致其综合效率低的原因是规模效率;地区 DMU3、DMU8、DMU11 和 DMU18 同时为 DEA 无效和技术无效,且不难发现技术效率低是此 4 个地区电网综合效率低的主要原因。从规模报酬看,8 个 DEA 无效的地区电网均为规模收益递减的,表明此 8 个地区 220 kV 及 110 kV 电网建设规模已经超前,继续增加投入时,收益(产出)增加的效率已经不高了,即没有再继续增加投资的积极性。

从 35 kV 及以下电网来看,DEA 有效单元总共 10 个,分别是 DMU2~7、DMU11、DMU14、DMU15 及 DMU17。剩余 9 个均为 DEA 无效,且技术效率与规模效率值均较低,说明投入与产出之间的组合没有达到最优,电网的投入和产出不成比例,效率值较低。与 220 kV、110 kV 电网不同的是,所有无效单元都是规模报酬递增的,表示此 9 个地区有继续增加电网建设投入的积极性,即继续增加投入时,收益(产出)增加的效率会大于投入增加的效率。

综合来看,19 个地区 220 kV 及 110 kV 电网

综合效率、技术效率和规模效率值分别为 0.934、0.964、0.970,均优于 35 kV 及以下电网的效率值 0.804、0.888、0.884,这表明 220 kV、110 kV 电网总体效率较高,与“十二五”以来的地区电网主网架加快建设密不可分,也可从近几年地区电网投资结构(2011—2014 年地区 220 kV、110 kV 电网投资占比 52.6%、35 kV 及以下电网投资占比 47.4%)得到印证。分地区看,220 kV 及 110 kV 电网和 35 kV 及以下电网投入产出均为 DEA 有效的仅 5 个地区,分别是 DMU2、DMU5、DMU7、DMU14 和 DMU15。这在某种程度上反映出大部分地区各层级电网效率水平参差不齐,发展协调度不高,特别是决策单元 8、12、18 这 3 个 DEA 均无效的地区,亟待优化电网布局,提升电网投入产出效益。对于其余 11 个地区,应该有的放矢,如决策单元 3、4、6、11 和 17,应适度控制或减少 220 kV、110 kV 电网投入,充分发挥存量资产效率,提升电网投入产出综合效率,而决策单元 1、9、10、13、16 和 19 应该加大 35 kV 及以下电网投入,提升电网发展质量,改善其相对效率。

2.3 非有效决策单元的投影分析

上述 DEA 无效的决策单元要转变成相对有效的单元,应该减少相关投入要素或增加产出。运用“投影”理论,得到的投入要素冗余和产出不足量见

表 3 220 kV 及 110 kV 电网非有效决策单元的松弛变量

决策单元	综合效率	S_1^- /(10 ⁴ kVA)	S_2^- /km	S_3^-	S_4^-	S_{5-1}^- /%	S_1^+ /%	S_2^+ /%	S_3^+ /%	S_4^+ /%	S_5^+ /%	S_6^+ /%	S_{7-1}^+ /(10 ⁸ kWh)
DMU3	0.896	0	-261	0	-0.35	0	32.3	20.9	6.7	0	12.9	2.3	0
DMU 4	0.983	-48	0	0	-0.75	0	20.4	18.7	29.9	0	29.9	3.4	0
DMU 6	0.828	0	-260	-0.822	-0.88	0	0	2.8	2.2	8.7	15	3.7	0
DMU 8	0.764	0	-845	-0.638	-0.06	0	63.4	56.4	49.9	18.2	33.9	0	0
DMU 11	0.671	0	-425	0	-0.23	0	30.2	14	15.3	5.3	12.6	0	0
DMU 12	0.932	0	0	-0.366	-0.17	-0.27	22.8	0	10.5	4.4	5.1	0	0
DMU 17	0.74	0	-62	0	-0.9	0	0	0	9.6	1.8	13.9	0	0
DMU 18	0.935	0	0	0	-0.01	0	13.2	45.7	12	0	9.8	0	2.7

表 4 35 kV 及以下电网非有效决策单元的松弛变量

决策单元	综合效率	S_{5-2}^- /%	S_6^- /(10 ⁴ kVA)	S_7^- /km	S_8^-	S_{7-2}^+ /(10 ⁸ kWh)	S_8^+ /%	S_9^+ /%	S_{10}^+ /%
DMU1	0.64	-0.68	-53.8	0	0	11.5	0	4.8	7.2
DMU 8	0.611	-1.77	0	-3 147	0	0	23	27.4	15
DMU 9	0.625	-1.25	0	-2 824	0	0	50.8	30.9	0
DMU 10	0.73	0	0	-1 376	-0.326	0	18.3	26.7	15.4
DMU 12	0.528	-0.2	0	0	-0.151	0	15.9	0	3.9
DMU 13	0.289	0	-3.6	-2 300	-0.093	0	0.5	0	3.4
DMU 16	0.847	-2.09	0	-870	-0.222	0	17.2	38.6	6.1
DMU 18	0.658	-0.39	0	-5 417	-0.016	0	0	20.2	0
DMU 19	0.345	0	0	-1 260	0	0.4	13.3	13	0

表 5 线损率和售电量指标的最终目标建议值

决策单元	线损率/%			售电量/(10 ⁸ kW · h)		
	$\hat{x}_{5-1}$	$\hat{x}_{5-2}$	$\hat{x}_5$	$\hat{y}_{7-1}$	$\hat{y}_{7-2}$	$\hat{y}_7$
DMU1	10.42	5.99	8.21	19.1	30.6	24.85
DMU2	4.1	4.1	4.1	438.4	438.4	438.4
DMU3	5.63	6.28	5.96	75.1	75.1	75.1
DMU4	5.95	6.06	6.01	100.1	100.1	100.1
DMU5	6.65	6.65	6.65	34.8	34.8	34.8
DMU6	6.91	8.35	7.63	42.5	42.5	42.5
DMU7	8.09	8.09	8.09	119	119	119
DMU8	7.11	3.93	5.52	59.4	59.4	59.4
DMU9	9.85	4.9	7.37	51.9	51.9	51.9
DMU10	6.95	5.08	6.02	85.6	85.6	85.6
DMU11	4.65	6.94	5.8	72.1	72.1	72.1
DMU12	7.63	4.28	5.96	41	41	41
DMU13	5.32	1.54	3.43	47.5	47.5	47.5
DMU14	4.26	4.26	4.26	82.8	82.8	82.8
DMU15	2.96	2.96	2.96	33.5	33.5	33.5
DMU16	9.53	5.98	7.76	87.9	87.9	87.9
DMU17	4.91	6.63	5.77	48.7	48.7	48.7
DMU18	7.08	4.59	5.84	30.8	28.1	29.45
DMU19	8.46	2.92	5.69	27.4	27.8	27.6

表 6 地区电网各投入产出指标的目标值

决策单元	$\hat{x}_1/(10^4 \text{ kVA})$	$\hat{x}_2/\text{km}$	$\hat{x}_3$	$\hat{x}_4$	$\hat{x}_5/\%$	$\hat{x}_6/(10^4 \text{ kVA})$	$\hat{x}_7/\text{km}$	$\hat{x}_8$
DMU1	168	1 341	0.087	0.15	8.21	93	8 057	0.083
DMU2	3 334	5 496	0.11	0.03	4.1	995	22 462	0.34
DMU3	447	1 709	0.314	0.691	5.96	142	3 789	0.14
DMU4	759	1 883	0.508	0.453	6.01	241	3 140	0.39
DMU5	271	1 152	0.129	0.34	6.65	104	5 594	0.2
DMU6	309	1 294	0.155	0.409	7.63	130	12 045	0.09
DMU7	622	2 468	0.3	1.06	8.09	178	8 098	0.25
DMU8	424	1 677	0.545	0.602	5.52	90	4 009	0.122
DMU9	420	1 524	0.061	0.8	7.37	110	2 723	0.194
DMU10	471	1 679	0.757	0.87	6.02	138	5 613	0.163
DMU11	505	1 473	0.836	0.743	5.8	195	13 238	0.05
DMU12	354	1 140	0.276	0.405	5.96	94	3 445	0.197
DMU13	438	1 595	0.071	0.06	3.43	96	3 034	0.095
DMU14	659	1 529	2.509	1.68	4.26	150	6 154	0.25
DMU15	275	970	0.339	0.35	2.96	129	7 690	0.22
DMU16	523	1 404	0.85	0.48	7.76	131	5 985	0.185
DMU17	340	1 290	0.273	0.459	5.77	129	2 155	0.359
DMU18	272	1 176	0.189	0.29	5.84	79	2 934	0.182
DMU19	310	960	0.092	0.29	5.69	63	1 441	0.138

表 7 地区电网投入产出指标的售电量目标值

决策单元	$\hat{y}_1/\%$	$\hat{y}_2/\%$	$\hat{y}_3/\%$	$\hat{y}_4/\%$	$\hat{y}_5/\%$	$\hat{y}_6/\%$	$\hat{y}_7/(10^8 \text{ kWh})$	$\hat{y}_8/\%$	$\hat{y}_9/r$	$\hat{y}_{10}/\%$
DMU1	68	96.6	66.9	19.2	57	19.3	24.85	49	46	21.4
DMU2	56	81.9	67.4	27.7	62	24.2	438.4	47.7	43.6	53.1
DMU3	85.7	96.9	66.1	24.5	56.4	18.4	75.1	48.4	48.4	39.9
DMU4	101.8	118.7	87.8	28.2	79.9	22.3	100.1	65.3	57.8	58.6
DMU5	86.7	94.3	52.6	24.2	55.9	16.9	34.8	93.8	86.5	26.8
DMU6	90.2	98.4	56.3	25.4	58.1	17.9	42.5	58.8	55.6	29.2
DMU7	85	91.4	64.4	27.4	49.6	22.8	119	61.9	56.3	33.2
DMU8	114.5	142.6	91.7	30.7	82.4	24.2	59.4	30.1	27.4	16.3
DMU9	66.7	83.3	76.1	28	67.9	19	51.9	53.7	54	41.9
DMU10	76.4	100	50.2	24.9	45	25.2	85.6	39.3	35.8	21.9
DMU11	81.9	103.3	61.9	23.1	58.2	19.6	72.1	39.2	25.4	31
DMU12	91	98.1	68.3	24.2	57.5	19.4	41	59.4	61.4	35.1
DMU13	59.3	98.6	71.2	20.6	58.6	22.8	47.5	20.2	26.4	18.1
DMU14	66.7	93.9	47.8	18.9	56.4	20.7	82.8	56.9	77.3	49.4
DMU15	83.9	100	67.4	20.9	61.5	13.7	33.5	42.9	42.6	13.5
DMU16	46.2	41.6	57.3	17.3	54.9	25.6	87.9	45.8	41.6	24.5
DMU17	85.7	98.5	63.8	23.2	58.9	16.5	48.7	92.9	87.1	68.2
DMU18	85	101.5	67.9	22.7	60.6	17.7	29.45	64.4	59.8	29.8
DMU19	90	91.1	65.7	23.2	52.5	17.9	27.6	36.5	36.1	27.8

表 3、表 4, 目标值见表 6、表 7。值得注意的是, 由于 220 kV、110 kV 电网和 35 kV 及以下电网投入产出模型同时采用了线损率和售电量指标, 因此得到的松弛变量(S_{5-1}^- 和 S_{5-2}^+ , S_{7-1}^+ 和 S_{7-2}^+) 和目标值($\hat{x}_{5-1}$ 和 $\hat{x}_{5-2}$, $\hat{y}_{7-1}$ 和 $\hat{y}_{7-2}$) 各有两组。分别取其平均值得到 $\hat{x}_5$ 和 $\hat{y}_7$, 作为各决策单元线损率和售电量的最终目标值, 如表 5 所示。

从表 3、表 4 中可以看出, 220 kV、110 kV 电网投资效益值较差的地区普遍存在线路冗余过多和容载比相对偏高的问题。结合某省电网实际情况可知, 处于这种状态的地区基本属于水电资源富集地区, 区域面积大且距离负荷中心较远, 承担了大量中小型水电汇集、上网和长距离送电任务。而 35 kV 及以下电网效率值低所反映出的问题主要是线路冗余和线损率相对偏高, 这与该省自然条件复杂、中低压配网发展普遍滞后、负荷分布不均、供电半径过长有较大关系。这也反映出持续加大 35 kV 及以下电网改造力度, 着力解决中低压配网薄弱的问题是下一步地区电网发展的重中之重。

在 19 个地区中, 220 kV、110 kV 和 35 kV 及以下电网投资效益值最低, 排名最差的分别是 DMU11 和 DMU13。由表 3 中松弛变量可知如果 DMU11 线路长度减少 425 km, 110 kV 电网容载比与理想值的差距减小为 0.23, 或 110 kV 变压器、线路 $N-1$ 通过率分别提高 30.2%、14.0%, 220 kV 变压器最大负载率、等效平均负载率提高 15.3%、5.3%, 110 kV 变压器最大负载率提高 12.6%, 同时所有投入数据等比例下降到 67.1% 的情况下, 该地区 220 kV、110 kV 电网的投资效益才能达到 DEA 有效。同样, 对于地区 13, 由表 4 计算结果可知, 要使其达到 DEA 相对有效, 应该使其 35 kV 及以下变电容量减少 3.6×10^4 kV · A, 线路长度减少 2 300 km, 容载比与理想值之间的差距缩小到 0.09, 或 35 kV 变压器 $N-1$ 通过率、10 kV 线路 $N-1$ 通过率分别提升 0.5%、3.4%, 同时所有投入数据等比例下降到 28.9%。

同时, 应该注意到, DEA 方法是纯粹的从数据出发进行评估的方法, 因此上述模型所给出的改进方向、冗余或产出不足量只是从数据出发, 在相关部门将投入冗余或产出不足量的大小作为制定投资措施的参考指标时, 还应该结合当地电网的实际情况和指标本身综合考虑。如表 6、表 7 所示, 通过 DEA

模型计算得到的 DMU4 的 110 kV 变压器 $N-1$ 通过率和 110 kV 线路 $N-1$ 通过率指标目标值均已超过 100%, 这与实际不符, 应将目标调整为 100%。DMU8、DMU11 和 DMU18 也存在同样的问题, 其处理方式类似。

3 结 论

针对特性各异的地区电网, 考虑到各层级电网建设特点和发展阶段, 对 220 kV、110 kV 电网和 35 kV 及以下电网分别建立基于 DEA 的电网投入产出效益评估模型, 得到包括综合效率、非有效决策单元与其理想状况的差距、投入要素冗余或产出不足以及技术、规模有效性分布等管理信息, 可以为相关部门制定提高电网效益的措施、制定电网投资规划和计划方案提供参考依据。

参考文献

[1] 陈轩. 地区电网运行评价指标体系及评价方法研究 [D]. 上海: 上海交通大学, 2012.

[2] 刘凤良. 西方经济学 [M]. 北京: 中国人民大学出版社, 2005.

[3] 余敦涌, 张雪花, 刘文莹. 基于随机前沿分析方法的碳排放效率分析 [J]. 中国人口 · 资源与环境, 2015, 25 (11): 21-24.

[4] Charnes A, W W Cooper, Rhodes E. Measuring the Efficiency of Decision Making Units [J]. European Journal of Operational Research, 1978, 2(6): 429-444.

[5] 杨丽徒, 张亮, 张四清, 等. 数据包络分析在农网投资效益评估中的应用 [J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(4): 49-52.

[6] 朱春波. DEA 在电网企业投入产出绩效评价中的应用研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2008.

[7] 王宁, 牛东晓. 基于 SE-DEA 的电网企业资源配置效率评价 [J]. 电力需求侧管理, 2009, 11(3): 23-26.

[8] 吴鸣. 基于数据包络法的我国农电企业效率评价研究 [D]. 保定: 华北电力大学, 2012.

[9] 龙望成, 王虢, 彭冬, 等. 基于 DEA 模型的电网投资建设效益评价分析 [J]. 青海电力, 2014, 33(1): 1-4.

作者简介:

王海燕 (1983), 硕士研究生、工程师, 研究方向为电网投资分析、电网发展评价等。

(收稿日期: 2016-07-27)

电力通道隐患房屋数字化统计方法研究

余婧峰¹, 刘莹¹, 余银普²

(1. 成都城电电力工程设计有限公司, 四川 成都 610041;
2. 四川省测绘地理信息局测绘产品质量监督检验站, 四川 成都 610041)

摘 要:对传统电力通道隐患房屋调查的全人力作业模式进行了改良,形成了一套依托 GIS 空间分析技术与遥感影像解译技术的数字化通道隐患房屋统计分析方法,实现了多元隐患房屋统计表单的快速输出以及分级化通道隐患房屋专题图的制作,从而达到降低野外人力投入、提升调查工作效率的研究总体目标。

关键词:隐患房屋统计调查;GIS 空间分析;遥感影像解译

Abstract:The traditional methods of risky buildings survey along transmission line area by human resource are improved, and the new digital statistical methods based on GIS spatial analysis technique and remote sensing image interpretation technology is developed. With the help of the new digital statistical method, the multi-theme statistical data and the map of risky building can be rapidly produced. The purpose for reducing human resource and improving survey efficiency is finally achieved.

Key words:risky buildings survey; GIS spatial analysis; remote sensing image interpretation technology

中图分类号:TU7 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2016)06-0085-06

1 数字化电力通道隐患房屋调查方式的重要性

对于电力线路工程而言,工程建设期间所涉及的沿线隐患房屋拆迁、青苗赔偿、经济类土地占用等因建设造成的工程衍生费用,是电力设计方、建设方不可忽视的经济评估方向。在传统的电力勘察手段中,对于房屋拆迁量统计及房屋属性信息调查工作,均采用人力实地踏勘、现场纸质记录的方式。这种全人力的调查方式在工程的终勘及施工图阶段是必要的,但在设计的可行性研究和初步设计阶段,通道的路径走向还处于多方案比选、变更优化的状态,若仍采用上述传统方式进行隐患房屋调查,势必会造成重复人力资源的投入,导致无谓工时的浪费。因此,引入新型的勘测技术,优化传统电力通道房屋信息调查的固有作业模式,具有重要的实际意义。

充分利用现有公开卫星影像平台,旨在以高分卫片资源为依托,结合数字化新型勘测技术——地理信息系统技术(geographic information system, GIS)和遥感(remote sensing, RS)影像解译技术,探讨一种高效、快速的房屋拆迁量调查自动化室内作业模

式,提高房屋信息调查的效率,减少工程前中期隐患房屋调查的人力投入,达到勘测任务“创新创效”的最终目标。

2 研究区域及元数据概况

依托工程为国家电网 2016 年第一批次设计竞赛输变电项目——湖北孱陵一石西Ⅱ回 220 kV 线路工程。工程地理位置介于北纬 29°57′~30°30′,东经 115°05′~115°40′,沿线地形地貌以平原及丘陵地形为主,沿线路水系丰富,房屋分布密集、形态规律。

元数据方面,所研究影像源来自 Digital Global 公共卫星平台,拍摄时间为 2015 年 12 月 31 日,地面分辨率为 1 m,对地覆盖面积为 3.1 km²。数据获取后,利用人工现场实测的 GPS 控制点数据,完成高分卫星影像的地球投影转化(WGS84-CCGS 2000)和正摄影像纠正等前期处理工作。坐标纠正后,在图面选取 6 对检校点与现场实测数据比对, $\Delta\bar{x}=1.2\text{ m}$, $\Delta\bar{y}=1.41\text{ m}$,满足电力通道工程初期阶段隐患房屋调查工作的数据精确需求,可以作为开展后续工作的底层基础影像。

表 1 地物要素训练样本特征描述

类别号	类别名	要素特征描述
1	房屋	①农村房屋多为红砖屋顶;②城郊及城市房屋多为水泥建筑,屋顶在阳光下具有高反射性; ③工业性用地房屋屋顶多为蓝色玻璃钢或铝合金。
2	农田	光谱特征为浅绿色,表面有规则的横向纹理特征。
3	裸地	光谱特征为灰色、米白色,表面光滑,无明显纹理特征。
4	水体	光谱特征为蓝绿色,阳光下呈现低反射性。
5	道路	因建筑材料为水泥,光谱特征为白色,阳光下呈现极高反射性。
6	植被	光谱特征为深绿色,阳光下呈现中等反射性。

3 自动化地物信息快速提取——遥感监督分类影像解译

为能有效获取高分影像的地物要素属性信息,研究选用了遥感影像解译技术中的监督分类算法作为解译核心手段,用于自动化提取通道工程沿线基础地物要素的属性专题图层。

3.1 监督分类算法原理概述

监督分类(supervised classification)又称训练场地法,原理是通过选择特征参数建立判别函数,依照已知训练区提供的样本(AOI),求出特征参数作为决策规则,实现对各待分类影像的图像解译,是模式识别的一种方法。在常用的监督分类判别函数中,以最大似然算法(Bayes)最为常用^[1~2],其核心算子公式如式(1)。

$$D = \ln(a_c) - [0.51\ln(|Cov_c|)] - [0.5(x - M_c)^T(Cov_c)^{-1}(x - M_c)] \tag{1}$$

式中: D 为加权距离(可能性); c 为某一特征类型; x 为像素的测量矢量; M_c 为类型 c 的样本平均矢量; a_c 为任一像素属于类型 c 的百分概率; Cov_c 为类型 c 的样本中的像素的协方; $(|Cov_c|)$ 为 Cov_c 差矩阵的行列式。

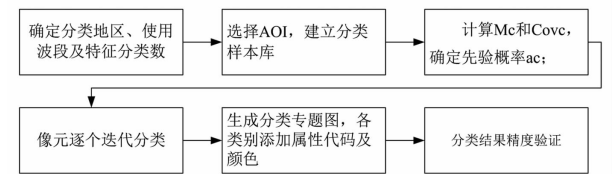


图 1 监督分类最大似然算法流程图

式(1)表明,最大似然算法充分利用训练样本数据在光谱空间的高斯正态分布,依托影像光谱中集群分布的统计特性开展解译。因前期训练区样本库建立期间的人工干预介入,此类算法属于分类精

度较高的一种宏观地物要素快速解译方式,被广泛应用于中、大型范围工程项目中。最大似然解译流程详见图 1。

3.2 基于监督分类的地物属性快速提取

为实现监督分类方式下的遥感地物属性快速提取,针对不同种类的地物要素,在全图范围内选取出相应的典型性光谱特征斑块,俗称训练区(AOI),从而建立解译影像的地物要素样本库。本次研究依据国土资源部 2001 年颁布的《一类土地分类》(国土资发[2001]255 号)^[3],结合自身影像情况,拟定了如下 6 类一级地物解译种类,各类地物要素样本特征描述详见表 1。

依照表 1 典型地物要素分类样本,逐类别地在全图范围内对房屋、农田、裸地、水体、道路、植被 6 类地物要素开展随机化采样,每类地物要素的样本 AOI 采样量不少于 10 个。随后,对采样数据进行直方图均衡化处理(histogram equalization),以均衡化后形成的平均光谱样本,作为一类地物的最终判别标准。最终,自动获取了工程区域卫星影像的一类地物要素分类专题图层,详见图 2。采用分类精度评价模板(accuracy assessment),在分类结果中随机产生 40 个检校点,人工判读相应的地物属性,并与分类结果对比,评价专题图层地物要素分类精度^[4]。经验证,研究范围影像的监督分类正确率为 76%,Kappa 系数为 0.72,符合中、大尺度的遥感影像解译精度,可作为后续研究的基础底层数据。

4 基于 GIS 技术的自动化隐患房屋属性获取

4.1 隐患房屋分级标准制定

拟从通道房屋安全距离、房屋子类型 2 个方面,对一级地物要素中的房屋属性进行二次定级划分。



图 2 一级地物要素分类专题图

房屋安全距离:按照国家颁布的 GB 50548 – 2010 《220 kV 架空输电线路勘测规范》^[5],所提隐患房屋调查范围应分为如下 2 个等级区域:

- 1) 以通道中心线为轴,左右各 15 m 形成缓冲区,凡是与该区域形成包含、相交、接壤三类几何位置关系的房屋,为占用通道左右边线范围,阻碍了路径走向及总体方案,属于一类隐患房屋;
- 2) 以通道中心线为轴,左右距离在 15 ~ 30 m 间形成缓冲区域,凡是与该区域形成包含、相交、接壤三类几何位置关系的房屋,为受通道风偏位移、范围线等因素干扰区域,存在安全隐患因素,需经后期现场踏勘界定,属于二类隐患房屋。

表 2 地物要素训练样本库二次分级编码

房屋安全距离	距离编码	房屋子类型	隐患房屋最终编码
一级隐患区域	15	农村平房	151
		农村多层	152
		城郊工厂	153
		城市独立型建筑	154
		城市集群式建筑	155
二级隐患区域	30	农村平房	301
		农村多层	302
		城郊工厂	303
		城市独立型建筑	304
		城市集群式建筑	305

房屋子类型:按照农村 – 城郊 – 城区的地理走向,本次研究将房屋隶属的子类型划分为农村平房、

城郊多层房屋、城郊工厂类房屋、城市独立型建筑(社会公共型建筑,如学校)、城市集群式建筑(住宅小区)^[6]5 个子类。

按照上述通道房屋安全距离、房屋子类型两种分级思路,对前期获取的所有一级房屋要素进行二次分级编码制定,编码规则详见表 2。

4.2 基于 GIS 技术的自动化房屋属性信息录入

在完成了相应的房屋隐患等级和房屋子类型编码规则制定后,充分运用 GIS 技术中的空间分析运算(spatial analyst),从一级地物要素专题图层中自动化的提取出符合相应判别条件的房屋类图斑,为其添加二级属性信息^[7]。

第 1 阶段:房屋隐患等级属性录入。创建 Short Integer 型字段“DIST”,用于存储隐患等级信息。以通道为中心,进行 15 m、30 m 两次 Buffer 缓冲区分析,获得相应距离的缓冲区范围。以 30 m 隐患区域房屋距离属性录入为例,引入 Selection by Location (依托空间距离选择)算法及判别条件语句“Query: CLASS = 1”,仅让一级地物要素图层中的房屋类图斑与 30 米 buffer 图层进行空间相交(Intersect)运算,筛选出所有落在 30 m 隐患范围内的房屋类图斑,并用 Field Calculators 编辑器完成命令“DIST = 30”,使 30 m 范围内的隐患房屋图斑批量性地获得对应的距离属性值。同理,进行 15 m 区域房屋隐患

表 3 隐患房屋信息统计表单

ID	CLASS	DIST	SUB_CLASS	perimeter	AREA	POINT_X	POINT_Y	平面示意图
7	1	30	302	76 m	258 m ²	626 072.289	3 290 301.95	
						626 080.035	3 290 292.9	
						626 068.181	3 290 282.1	
						626 064.16	3 290 286.34	
						626 057.598	3 290 279.78	
						626 052.941	3 290 284.86	
						626 072.289	3 290 301.95	

等级的属性录入。需要注意的是,此时被选中的图斑中,存在 DIST 属性已经被录入距离 30 的图斑,应 将此类图斑的 DIST 属性覆盖,更新为“DIST = 15”, 从而形成“中心线至 15 m”、“15 m ~ 30 m”两类毗 邻的隐患范围,具体情况详见图 3。由图面可知,图 上所示深蓝色区域为“二级房屋隐患区”,而洋红色 区域则为“一级房屋隐患区”。



图 3 房屋隐患等级专题图

第 2 阶段:为房屋子类型属性录入。创建 Short Integer 型字段“SUB_CLASS”,用于房屋子类型属性 存储。由于一种房屋的子户型具有多种可能性,完 全依托软件运算容易造成错判和误判。因此,研究 的房屋子类型属性录入,采用 GIS 自动定位配套人 工目视判读的半自动化模式。以 30 m 隐患区域房 屋子类型录入为例,采用 Select by Attribute(依照属 性值选取)算法及判别条件语句“Query: DIST = 30”,将所有隶属于二级隐患区域的房屋图斑选中, 依照 4.1 节制定的房屋子类型编码规则,在“SUB_ CLASS”属性字段中逐一为隐患房屋图斑赋予二级 房屋子类型的属性编码值,录入具体情况详见图 4。

至此,一级地物要素专题图层的所有房屋图斑

均已拥有了相应的房屋隐患等级、房屋子类型属性 信息,可以筛选出满足条件的房屋隐患图斑,作为开 展后续房屋自动化统计研究的基础。

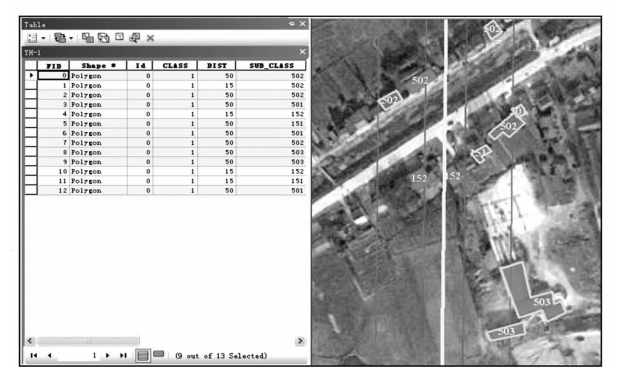


图 4 房屋隶属于类型专题图

4.3 隐患房屋基本地理属性自动化获取

对于勘测专业“房屋一户一表信息统计卡”而 言,除隐患房屋的产权行政区界隶属、户主使用情况 需通过外业人员现场获取外,房屋几何信息(占地 面积、房屋周长)、房屋形态结构点(俗称房角点)地 理坐标位置、房屋结构平面示意图等基本房屋属性, 均可通过 GIS 空间分析算法批量化、自动化的获取。 本次研究,着重探讨房角点坐标信息的获取思路。

在传统的电力通道隐患房屋调查工作中,房角 点的坐标情况采用 RTK – GPS 外业实测模式,人力 及工时的投入量较大。通过影像解译手段实现了栅 格化影像数据向矢量化专题图斑的形式转换,从而 依托矢量化的数据介质,实现批量性的自动化 GIS 空间分析运算,这是传统人力工程测量手段所无法 达到的。

采用 3D Analyst 分析功能中的“Feature Vertex to Point”算法,分析矢量化隐患房屋图斑的节点位

置,将其自动转化为 point 格式的矢量点文件,形成房屋角点的专题图层。该点图层与前阶段隐患房屋图层的房屋编码 ID 字段完全匹配,但不具有点坐标信息,需要进一步通过 GIS 空间运算的“Add XY Coordinate”算子,批量化赋予点要素坐标属性。最终,可导出带有房屋 ID 号的房角点坐标表单,并以房屋唯一编码 ID 号为同名链接字段,将房屋基础信息表单(含周长、占地面积、房角点坐标)与隐患房屋等级专题信息表单(含隶属隐患等级、房屋子类型)进行关联,合并为一张完整的隐患房屋信息统计表单,详情见表 3。

5 多元通道隐患房屋信息统计分析 & 专题图制作

本次数字化隐患房屋统计分析研究的另一大重点,是能够通过 GIS 的空间决策分析手段,按照工程所需的不同统计侧重点,分区域、分类别地快速输出符合筛选条件的隐患房屋属性表单。这种多元化的隐患房屋统计方式不仅大大提高了房屋信息的统计效率,还使得统计方式更为多元化、统计结果更具有针对性,从不同的角度挖掘统计信息的深层含义^[8-9],为工程后期的造价分析提供详实有力的数据支撑。

5.1 多元隐患房屋信息统计分析模式制定

按照工程具体需求,研究拟订了如下 3 种通道隐患房屋表单的统计主题:

1) Query 语句:NOT(DIST = 0)——表示统计所有隐患类房屋总信息并输出相应表单,示意图见图 5。

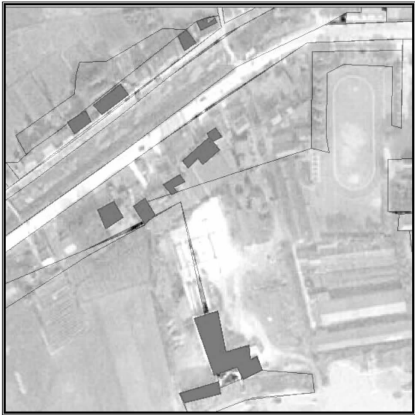


图 5 隐患房屋信息总专题图

2) Query 语句:“DIST = 15”OR“DIST = 30”——表示按照房屋的隐患等级输出 15 m、30 m 隐患范围的通道隐患房屋信息统计表单,示意图详见图 6。

3) Query 语句:NOT(SUB_CLASS = 0)——表示以房屋隶属的子户型情况为分级条件,输出落入 15 m、30 m 隐患范围的各类房屋种类统计表单,示意图详见图 7。



图 6 房屋隐患等级专题图



图 7 隐患房屋户型专题图



图 8 分级化通道隐患房屋专题图

5.2 分级化通道隐患房屋专题图制作

依托 GIS 技术与 RS 影像解译技术的集成应用

形式,制作了主题鲜明、标注清晰、色彩直观的分级化通道隐患房屋专题图,将抽象的各类表单统计结果以具象的形式予以表现,成为数字化勘测成果移交的重要组成部分。

采用 Categories 中的分层设色法,对 DIST 字段 15、30 和 0 三个类别赋予 3 种不同的颜色。随后,按照分级化多主题标注形式(Define Classes Of Feature Differently),对于隶属于 15 m、30 m 的隐患范围房屋图斑类别,标注 SUB_CLASS 字段属性值(房屋隶属于类型);而对于 DIST 为 0 的图斑类型,有如下 2 种情况:1) 该图斑虽然属于房屋类型,但不处于房屋隐患范围内;2) 该图斑不属于房屋类型。因此,将此类图斑另行标注,显示字段 CLASS(一级地物原始类别)的属性信息。最终,分级化隐患房屋专题图的制图目标为,在查看图面上所有地物图斑的一级原始类别基础上,能够依据相应的颜色和属性标注信息,判别出隶属于隐患范围的房屋隐患等级范围和房屋子户型情况,实现多主题的使用功能,专题图局部示意图详见图 8。

6 总 结

电力通道隐患房屋数字化统计方法研究旨在利用新型的数字化勘测技术,依托公开数据平台的高分辨率卫星影像,合理、高效地优化传统通道隐患房屋调查工作中的全人力外业调查模式,有效地提高了隐患房屋调查工作的整体效率,降低了作业过程中人工投入的总体比例。此外,通过 GIS 空间分析技术,实现了多元隐患房屋统计表单的快速输出以及分级化通道隐患房屋专题图的制作,为后续的施工造价控制提供了详实的基础数据资料和直观的图面表示。

综上所述,贯彻了国家电网公司“两型三新”的设计中心思想,将通道勘测手段由传统型人力工程测量模式向数字化、精细化、自动化的新型勘测作业体系进行转变,在勘测设计工作的“创新提效”方面取得了较好的成效,可在后续的日常生产工作中进一步加以延续应用。

参考文献

[1] 张桂芳,单建新. 基于高分辨率影像的房屋自动识别方法[J]. 测绘与空间地理,2014,04(2):157-192.

[2] 杨鑫,张锦明. 浅谈遥感图像监督分类与非监督分类[J]. 四川地质学报,2013,11(1):52-57.

[3] GB/T 1014-2001,土地分类(国土资发[2001]255号)[S]. 北京:中国标准出版社,2001.

[4] 曾招城,李利伟,王正海,等. 基于监督分类的震后高分辨率影像倒塌房屋快速识别[J]. 遥感信息,2011,5(5):76-80.

[5] GB 50548-2010,220 kV 架空输电通道勘测规范[S].

[6] 郭利川. 基于遥感影像和地形图的水体提取及其半自动化变化检测[J]. 国土技术,2014,40(3):262-264.

[7] 黄昕,郭诗韵. 高分辨率遥感影像的形态学房屋指数模型[J]. 武汉大学学报,2015,30(5):609-613.

[8] 汤国安,宋佳. ArcGIS 地理信息系统空间分析[M]. 北京:中国高等教育出版社,2008.

[9] 赵英时. 遥感应用分析原理与方法[M]. 北京:科学出版社,2009.

作者简介:

余婧峰(1988),硕士研究生、工程师,主要从事电力 GIS、遥感与 GIS 集成应用方向的相关研究,目前从事三维航测电力通道优化设计工作。

(收稿日期:2016-06-29)



欢迎投稿

欢迎订阅

投稿邮箱:cdscdljs@163.com

2016 年《四川电力技术》总目录

第 1 期

基于粒子群算法的负荷模型参数辨识研究
..... 刘 影 谢 驰 张有润(1)

含随机风电出力及电网安全的电网调度策略研究
..... 罗亦梅 张 里 吴 琛 郝 珑(6)

柔性直流输电系统的内模解耦控制研究
..... 褚正超 张英敏 李兴源(12)

长链式电网分接头确定原则及其在南疆电网中的应用
朱国平 王晓飞 彭 龙 朱洪伟 钟 波 杨光宇
潘 艳 (18)

同通道敷设多回单芯电缆金属护套感应电压与环流计算模型研究
..... 刘 科 张亮平 温晓舫(23)

含大量风电场的地区电网联络线 $N-1$ 故障下稳定控制策略分析
..... 胡仁祥 白生荣 徐立亮 常喜强 宋东东(26)

集群风电出力特性评价指标及应用
..... 姚天亮 吴兴全 李志伟(29)

基于 EMTP/ATP 的 220 kV 变压器非全相运行故障分析
..... 刘 强 刘守豹 许 安 崔 涛 邓 勇(32)

基于灰色关联分析的变压器故障诊断方法
..... 徐 广 胡 非(38)

一起主变压器绕组变形诊断
..... 刘 君 蔡 川 胡 琳 干建伟 陈 绩 朱 虎(41)

基于遗传算法考虑用户侧负荷平移的微网经济运行分析
..... 况 达 滕 欢 黄炜果 王博堃(45)

IEC 61850 一致性闭环测试系统硬件平台设计
魏博渊 郑永康 蔡 钢 付毅东 陆承宇 孟 雷
陈 迟 (51)

高压线路保护故障测距工程应用分析
..... 陈 军 张 丽 南东亮 常喜强 张 锋 牛嘉鑫(54)

基于 ANSYS 的单档覆冰输电线路找形与静力分析
..... 蔡 钢 张晓敏 付毅东(58)

逆变器交流侧等值工频电气量暂态特性分析
..... 袁 静 陈 林 吴长敏 叶 辉(63)

加强输电网可靠性的构造型启发式算法研究
..... 李成鑫 汪 颖 刘俊勇(66)

异频信号注入法测量配电网电容电流的研究
..... 孙建林 王 剑 侯志刚 苏 俊 代树春 谢 勇(73)

配电网接纳分布式电源能力分析
..... 吴 骏(77)

燃气轮发电机组液压盘车系统的调试研究
..... 任 彦 李 磊 左 川(82)

600 MW 超临界 CFB 机组无外部辅助汽源冷态启动技术研究
..... 邝 伟(87)

600 MW 超临界 CFB 机组低负荷运行技术研究
..... 袁 杰 邝 伟 邬万竹 廖 曼(91)

第 2 期

大型电网连锁故障分析技术及大停电智能预警系统
..... 刘挺坚 刘俊勇 刘友波(1)

基于 PSO-LSSVM 的短期电力负荷预测
..... 黎津池(6)

笼型风电机组结构的风力发电系统运行仿真分析
..... 赛尔山伙加·居曼 常喜强 郭小龙 张新燕(10)

并网光伏发电系统动态建模及仿真分析研究
..... 陆 畅 冯政协 智勇军(15)

特高压换流变压器阀侧套管末屏铁磁谐振过电压分析
..... 唐 明 丁理杰 汤 凡 陈 刚(20)

1 000 kV GIS 超声波在线检测系统设计与应用研究
..... 汤会增(24)

500 kV HGIS 变电站防雷保护配置研究
..... 傅文韬(29)

变压器绝缘油中氦气组分的确认及浓度的测试
..... 胡仕红 鲁登峰(34)

基于改进 BP 神经网络的接地故障定位研究
..... 朱雁斌(37)

变电设备在线监测装置校准技术综述

刘志宏 陈 纓 王炳强 刘益岑 范松海 甘德刚 唐 平(41)	基于 CIM 标准的四川省电网图模数集成方法研究 周 剑 张国芳 代宇涵(45)
分区电网结构对受电极限的影响分析 赵 瑞 张再驰 王 卫 彭 龙 潘 艳 郭秋婷(49)	中性点不接地系统单相故障导致 TV 熔断机理分析 陆 强 滕予非 唐 明(54)
封闭式绝缘管母线典型缺陷研究 刘 君 胡 琳 刘翔宇 干建伟 沈文洋(59)	基于物元综合模型的重点耗能企业电力能效评价研究 卢思瑶 陈 纓 张振雨(64)
配电网抢修指挥平台研究及典型建设探讨 王民昆 吴雪琼 张国芳 温丽丽 郭 亮(69)	城市轨道交通供电多脉波整流机组分段外特性分析 傅晓锋 康积涛 刘 文 刘东霖(74)
某市大型居住小区负荷增长特性研究 胡春华 程淑英 王 宇(78)	基于 Dig SILENT 的风电场并网暂态稳定分析与比较 杜旭浩 马天祥 魏力强 孙翠英(81)
并网型储能系统充放电仿真分析 徐新泉 徐立亮 胡仁祥 张 毅 王明慧 赵亚楠 (84)	高温再热器 Super304H 与 T91 异种钢接头开裂失效分析 蔡志强 林雪松 邓永龙 落志祯(88)
浅析大桥水库水力发电厂通讯网络现状及未来发展方向 苏 亚(91)	

第 3 期

基于短期负荷预测含分布式发电配电网状态估计 黎津池(1)	双馈风力发电机低压穿越工况下的电磁场分析 赵 昂 张新燕 张 谦 徐其丹 宋振雨(7)
一种基于滑动平均滤波器的同步锁相算法研究 徐 琳 唐永红 蒲 维(12)	含大量风电场的地区电网孤网后稳定控制策略分析 胡仁祥 徐立亮 王明慧 赵亚南 常喜强(17)
不同风电机组接入电网的暂态电压稳定性研究 李自明 常喜强 王海云 姚秀萍(21)	

风电场次同步谐振分析与抑制研究 刘 文 康积涛(26)	Crowbar 电路对双馈风力发电机组的影响 张 毅 齐新杰 买秀芳 徐立亮 常喜强 马 瑞(32)
重庆北部新区配电网供电可靠性薄弱环节分析 栗秋华 万凌云 徐江涛 岳鑫桂 杨群英 徐 菁(35)	基于多代理的主动配电网自治运行技术 杨 洋 吕 林(39)
疆南 750 kV 电网延伸前后电源故障低电压问题分析 辛超山 吕 盼 张增强 宋新甫 付高善(45)	带恒功率负载的飞轮储能系统非线性控制算法研究 蒲 勇 苗 虹 曾成碧 张 甦(49)
一种基于晶闸管整流器的直流牵引供电系统 陈 隆 周士琼 夏焰坤(54)	基于火电机组加装串联电抗器对地区无功电压的影响分析 李朝阳 宋朋飞 常喜强 樊国伟 张 锋(59)
考虑三相不平衡电流影响的改进导纳法故障选线 张春秋 杨洪耕(63)	配电网合环转供电研究及辅助软件开发 韦 斌 杨丰任 曹 松(67)
远程监督系统在电气作业现场安全管理中的应用 崔 弘 常政威 彭 倩(72)	四川电网智能调度系统的设计与实现 陈 颖 周 剑 银 涛 张宏图 刘 巍 何 川 王 岸 付凤翔 (75)
有载分接开关挡位遥控装置的研制 邓 浩 黄 雯(80)	中国市场化需求响应发展模式探讨 ... 孙建伟 余 熙 李嘉逸 夏 雪 张胜飞 陈 卓(85)
运用新控制策略显著降低给水泵再循环阀汽蚀 候剑雄 刘志东 杨群发(91)	

第 4 期

永磁风力发电机直流并联及直流升压的仿真研究 王银涛 何 山 王维庆 王江涛(1)	基于 ANSYS 的风力机组发电机轴承热分析 郭艳伸 常喜强 张新燕 雷晨昊(6)
全球能源互联网—四川行动	

… 褚艳芳 田立峰 魏 巍 李淑琦 李世平 侯国彦(11)
基于固态变压器的大功率逆变技术研究
…… 宋飞宇 张海燕 祁明龙 郭 建 孙忠鸣(18)
基于广域测量技术的含 DG 配电网保护研究
…… 张翠娟 古 昕 吕飞鹏(24)
基于小波变换的电压波动与闪变的仿真分析
…… 刘 盛 谢 萍 石 伟(29)
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 刘 芸(33)
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(37)
基于信息比对的电力系统监控信息全面巡视工作研究
…… 杨 翱 卢瀚顺 李 祥 崔 艳 杨兴超 钱晓伟(41)
电动汽车充电站选址定容优化策略探讨
…… 周 敏 李 森 周 泳(45)
一起主变压器套管将军帽发热故障的分析与处理
…… 李 林(50)
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(54)
±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(58)
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 王 倩 陈 隆 吕 潇 刘东霖 倪亚玲(62)
考虑暂态稳定约束的最大输电能力计算
…… 兰 强 方勇杰(67)
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 王 彪 王云丽 蒋 帅(73)
甘肃电网重要断面稳控措施研究
…… 宋建光 姚 巽(78)
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(84)
浅析电石渣在 330 MW 循环流化床锅炉环保脱硫的应用
…… 丁 芸(88)
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(91)
第 5 期
稳控切配套火电方案不同对暂稳压升的影响
… 李自明 姚秀萍 王海云 王维庆 常喜强 王 衡(1)
变电站电力设备红外智能巡检、诊断与高效预警系统的应用研究
…… 徐丽华 张 龙(5)
含大规模风电场电力系统暂态稳定性分析
… 周士琼 王 倩 吕 潇 郝勇奇 刘东霖 倪亚玲(9)
基于 Matlab/Simulink 的光伏电池输出特性仿真分析
…… 张 峥 景 敏 乔 怡(14)
多馈入直流系统短路比和有效短路比研究
…… 李召兄 吴 丽 苗文静(19)
云南电网和主网利用直流输电系统黑启动的策略研究
… 赵 睿 卢斯煜 王 曦 柳勇军 涂 亮 李保宏(26)
新型三电平拓扑的无功补偿器控制研究
…… 岳 艳 周剑君(32)
基于积分全局滑模控制的双闭环直流调速系统设计
…… 杨代利 刘 霞 苏博妮 鲁仕贵(36)
发电机励磁系统低励限制对进相深度的影响
…… 王 涛 黄 睿 韩爱民(40)
含多微网接入配电网的联合调度及其运行优化
…… 陈 颖(43)
四川地区变电站高压电气设备锈蚀情况及防腐技术研究
… 朱 军 赵兴虹 吴 驰 李巍巍 邓元实 马小敏(49)
某 750 kV 主变压器中性点电抗器配置及过电压绝缘配合研究
…… 庄 书 印 欣(54)
500 kV 架空线直击和感应雷暂态过电压计算
…… 李天鹭 陈 谦 王海林 李文帆 冯 肯(58)
绝缘子故障在线监测系统的设计与实现
…… 叶 芳 陈韶瑜 李 田 齐文艳 傅思伟(63)
GIS 设备现场交流耐压试验放电故障定位与分析

