

摘 要

电力系统及电力企业管理运行的基本目标是安全、优质、经济地向用户提供电能，而电压是电能质量重要指标之一。利用无功电压控制技术手段，提高电压质量、减少线路无功流动、提高受电功率因数对电力系统稳定运行、降低线路损耗和保证工农业生产安全、提高产品质量、降低用电单耗等都有积极的作用。

自动电压控制（AVC）系统对全网无功电压状态进行集中监视和分析计算，从全局的角度对广域分散的电网无功装置进行协调优化控制，是保持系统电压稳定、提升电网电压质量和整个系统经济运行水平、提高无功电压管理水平的重要手段。

本文以国内外研究为基础，以南昌电网作为建模对象，对南昌电网自动电压控制系统的设计与实现进行研究测试。

关键词：电压质量；无功优化；自动电压控制

ABSTRACT

Power Systems and Electric Power Corporation to run the basic objective is the safety, quality and economic power to the users, while voltage is an important index of power quality. Use of reactive power and voltage control techniques to improve the voltage quality, reduce the reactive power flow, improve electrical power factor by the stable operation of the power system to reduce line loss and to ensure the safety of industrial and agricultural production, improve product quality, reduce electricity intensity and others have directly.

Automatic Voltage Control (Automatic Voltage Control --- AVC) system-wide state of reactive power and voltage monitoring and analysis of centralized computing, from the overall perspective of the wide-area distributed reactive power optimization control device coordination, is to maintain the system voltage stability enhance the grid voltage quality and economic performance throughout the system level, to improve management of reactive power and voltage level of an important technical means.

In this paper, domestic and foreign research-based, power grid as a model object of Nanchang, Nanchang automatic voltage control system network design and implementation of research testing.

Key words: voltage Quality; Reactive power optimization; automatic voltage control

目 录

第一章 绪论	1
1.1 项目背景与研究意义	1
1.2 国内外研究情况	2
1.3 项目研究内容和实施方案	5
1.4 预期目标和成果	6
1.4.1 预期目标	6
1.4.2 预期取得成果	6
第二章 南昌电网自动电压控制系统设计原理	7
2.1 基于“软分区”的三级电压控制模式	7
2.2 基于动态分区的分级控制策略	7
2.2.1 实时动态分区	9
2.2.2 全网电压优化调节	10
2.2.3 全网无功优化控制	10
2.3 二级电压控制	11
2.3.1 数学模型	11
2.3.2 控制流程	12
第三章 南昌电网 AVC 系统设计思路及实现方法	14
3.1 系统体系结构	14
3.1.1 硬件系统	14
3.1.2 软件系统	15
3.2 地调 AVC 系统的设计目标	16
3.3 地调控制范围和控制手段	16
3.4 控制环节	17
3.4.1 控制建模	17
3.4.2 数据采集	17
3.4.3 数据滤波	17
3.4.4 控制计算	18
3.4.5 控制执行	18
3.5 安全策略	19
3.5.1 闭锁定义	19
3.5.2 闭锁条件	20
3.6 区域控制策略	21
3.6.1 电压控制模式	21
3.6.2 无功控制模式	21
3.6.3 控制模式协调	22
3.6.4 优化动作次数	22
3.7 软件功能	22

目 录

3.7.1 模型及参数维护	22
3.7.1.1 控制厂站	23
3.7.1.2 控制母线	23
3.7.1.3 考核功率因数	24
3.7.1.4 控制电容器	25
3.7.1.5 控制变压器	25
3.7.1.6 闭环控制参数	25
3.7.2 数据通信	26
3.7.3 闭环计算	26
3.7.3.1 启动闭环计算	26
3.7.3.2 数据采集和滤波	27
3.7.4 闭环控制	28
3.7.5 信息统计查询	28
3.7.6 人机界面	29
3.8 与省网 EMS 系统 AVC 功能接口	30
3.9 系统管理	31
第四章 南昌电网自动电压控制系统的测试	32
4.1 自动电压控制 (AVC) 系统开环测试	32
4.1.1 测试内容	32
4.1.2 测试环境	32
4.1.3 功能测试	32
4.1.3.1 AVC 数据源	32
4.1.3.2 AVC 控制策略	33
4.1.3.3 AVC 安全策略	34
4.2 自动电压控制 (AVC) 系统闭环测试	36
4.2.1 西湖变电站闭环测试:	36
4.2.2 东湖变电站闭环测试:	38
4.2.3 万溪变电站:	40
4.2.4 220kV 关口变电站 AVC 闭环控制测试:	44
第五章 结论	46
参考文献	48
致 谢	49

第一章 绪论

1.1 项目背景与研究意义

电网的安全、经济、优质运行是电力系统调度与控制所追求的目标，为了保证电压质量，无功电压的控制至关重要。由分散的当地控制器组成电网电压控制方法无法从全局的角度进行协调和优化。主要有几个方面的局限性：

- 1) 电压合格率不高，无法满足用户日益对电能质量的高要求；
- 2) 电网中需要监视的电压点多，调度员日常调压工作量大；
- 3) 无功电压的非线性关系较强，电压控制设备的特点不同，人工调压难度大；
- 4) 无功功率的不合理流动影响电网的安全运行，会引起较大的网损，不利于电网的经济运行。

(为保证系统的电压运行水平，目前在南昌电网更多的通过提前制定并下发电压定值的方式来指导无功电压控制，因此变电站电压无功综合控制装置及软件^[1]在南昌电网得到广泛应用。)

(南昌电网采用的基于九区图基本原理的变电站电压无功综合控制装置，按电压上、下限和功率因数分为九个区域对有载调压变压器分接头和电容器组进行分级控制。这种自动装置能够提高变电站二次母线的电压合格率，并减轻了值班人员的负担。但是，这种电压无功综合控制装置明显存在着以下的欠缺和不足^[2-4]：

1. 自动装置仅在一个变电站的范围内进行电压无功综合控制，不能顾及到整个配电网的运行工况；
2. 电压无功综合控制装置，不能实现全网网损最小的优化目标；
3. 不能考虑到用电高峰时段和低谷时段的工况分别采用不同的控制策略；
4. 在系统事故时，不能采用与正常运行时不同的控制方法，有些情况下甚至可能会加重事故的后果；
5. 配电控制中心不能对各变电站的电压无功综合控制装置进行协调，现场运行工况不能直接反映到配电控制中心；
6. 各变电站都各装一套电压无功综合控制装置，总的投资以及日常的运

行维护工作量都会比较大;

7. 电压无功综合控制装置只是在进线功率因数或二次侧电压越限时才动作, 将进线功率因数和二次侧电压提上去。)

随着南昌电网的快速发展, 现有电压控制机制将难以满足电网安全、优质和经济运行的要求, 为了更好的适应南昌电网发展和电力市场建设的需要, 在继续增加本地无功资源, 提高电压控制能力的同时, 建设南昌电网自动电压控制系统, 能够完善对电网无功电压分步的综合决策、调度和管理, 优化调度现有的无功电压调控资源, 提高系统电能质量、电网安全 and 经济运行等要求的能力, 减轻计划、调度和运行人员的工作量, 从而提高南昌电网的调度自动化水平。

自动电压控制系统架构在能量管理系统(EMS, Energy Management System)之上, 能够利用电网实时运行的数据, 从整个系统的角度科学决策出最佳的无功电压调整方案, 自动下发给各个子站装置, 以电压安全和优质为约束, 以系统运行经济性为目标, 连续闭环的进行电压的实时优化控制。解决无功电压协调控制方案的在线生成, 实时下发, 闭环自动控制等一整套分析、决策、控制; 再分析、再决策、再控制的无功电压实时追踪控制问题。

1.2 国内外研究情况

目前, 国内外已实现的自动电压控制系统大体上可以分为二类:

(1、两级电压控制模式: 调度控制中心统一决策, 将控制方案直接下发到控制设备, 完成全局的电压控制。其代表有德国 RWE 电力公司^[5-7]、福建电力公司、河南电力公司等。优点是系统结构简单, 容易实现; 不足是对能量管理系统(EMS)的高级应用软件依赖性很强, 运行可靠性不高。以 RWE 电力公司为代表的两级模式比较简单, 投资也小。但由于存在上述缺点, 要进一步提高控制性能, 尚有许多技术问题需要解决。在欧洲等电压控制技术最先进的电力公司, 只有少量公司采用了这种两级控制模式。

2、三级电压控制模式: 调度控制中心以协调全网经济性和安全性为目标进行统一决策; 二级区域控制中心以在电网动态过程中尽可能逼近控制中心下发的控制决策为目标, 兼顾区域无功动态储备和均衡, 仅收集区域内少量的 SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition)采集数据作为决策的输入信

息，以区域为基本单元完成电压闭环控制；一级电压控制器安装在厂站中，执行二级区域控制中心下发的控制命令，实现电压的自动调节。其代表有法国 EDF 电力公司^[8~12]、意大利电力公司、江苏电力公司等。

此种模式的优点是对 EMS 高级应用软件依赖性不强，运行可靠性高，能较好的协调系统经济性和安全性之间的关系，控制过程与长期以来的无功电压控制实践相一致；缺点是结构较直接电压控制模式为复杂。

法国 EDF 的三级电压控制模式的研究和实施始于上世纪 70 年代，经历了三十余年的研究、开发和应用，是目前较为先进的电压控制系统。如下图所示：

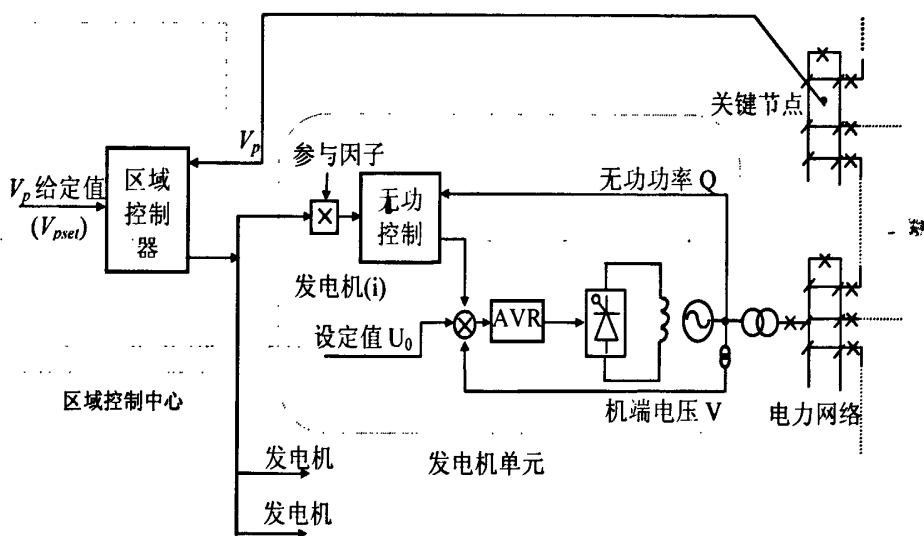


图 1.1 法国 EDF 三级电压控制模式

(该控制系统完整地实现了无功/电压的三个控制级别，三级控制协调二级控制^[13~14]，二级控制协调一级控制。)

其中，二级控制是由多个分布在电力系统各区域控制中心的二级电压控制 (SVC, Secondary Voltage Control) 组成。每个 SVC 负责一个独立的区域，根据无功电压的局域性和控制灵敏度，协调区域内的一级控制器的行为，其控制作用通过修改控制区域内的一级控制器的整定值来实现，将区域内某一个（或几个）重要的中枢母线的电压控制在一定限值内，同时保证区域的无功可控裕度，目的是对付较慢的或高振幅变化的负荷波动，(维持区域范围的电压品质和安全，)实现自动的闭环的控制，典型的响应时间在 1 分钟到几分钟之间。

三级优化控制基于 OPF (Optimal Power Flow) [15~17], 典型的响应周期是小时级。OPF 考虑运行约束下的网损最小为目标函数, 在实时环境下, 给出实时态下的中枢母线电压的最优设定值, 该最优设定值作为二级控制的整定值来协调二级控制的动作。

在上述三级组织中, 与 RWE 的二级组织不同, 由于合理地确定了各级控制的响应时间, 通过时间解耦, 一方面保证了各级控制作用之间不会相互干扰, 另一方面系统地实现了多目标控制, 即: 电压安全和质量是第一位的, 需要快速响应 (由一、二级控制来完成); 而经济性控制是第二位的, 响应速度可以慢得多 (由三级控制来实现)。另外, 三级组织利用无功/电压的局域性, 在二级区域解耦控制中只利用了区域内少量关键信息, 有效降低了控制系统对状态估计等基础网络分析软件的依赖性, 提高了优化控制的可靠性和实现的可行性。

但是, 这种三级控制模式仍存在缺点, 这是因为区域二级电压控制 (SVC) 是基于电力系统无功电压的局域性而开发的, 而区域间无功电压是有耦合的, 因此控制系统的质量在根本上取决于各区域间无功电压控制的耦合程度。但是, 随着电力系统的发展和运行工况的实时变化, 设计时认为相对解耦的区域并非一成不变, 而且以固定的控制参数形式存在的控制灵敏度更是随运行工况而实时变化, 因此这种以硬件形式固定下来的区域控制器难以适应电力系统的不断发展和实时运行工况的大幅度变化, 因此难以持久地保证有良好的控制效果。

(江西省电力公司使用的是由清华大学率先提出了采用基于“软分区”的三级电压控制模式 [18~24]) 具有以下特点:

1、借鉴了法国等欧洲发达国家提出的三级电压优化控制模式的基础上, 针对江苏电网结构和运行方式发展变化频繁的实际, 发明了适合江苏电网的基于 OPF 和在线软分区的三级电压优化控制新模式。(整个 AVC 系统按照三级电压控制的模式, 通过时空解耦, 上级控制为下级控制提供最优设定值, 实现了电压优质、经济和安全控制目标的协调统一。)

2、AVC (Automatic Voltage Control) 系统的三级电压控制可以按周期方式或者定点方式启动 OPF 计算, 并根据优化计算结果自动修改二级电压控制的中枢母线电压设定值。最优潮流模块采用交叉逼近算法, 计算速度快, 收敛性好, 单次最优潮流计算时间小于 0.2 秒。AVC 系统实现了在线电压动态分区功能, 一方面为分级电压控制提供基础, 另一方面可以动态适应电网运行方式的变化, 实现了在线“软”分区。

3、AVC 系统的二级电压控制可以利用区域内参与 AVC 控制的厂站，将中枢母线电压控制在三级电压控制给出的优化曲线或者用户手工指定的默认曲线附近，同时实现了无功出力在区域内各发电机之间的均衡分配，控制性能稳定良好，即使在状态估计计算失败或者精度不高时，二级电压控制仍然可以有效地闭环运行，系统的运行具有很高的可靠性。

4、AVC 系统还实现了静态电压稳定在线评估和监视功能，提供了最小奇异值曲线、PV 曲线、可用传输容量等多种直观指标来衡量当前电网的电压稳定水平。同时，江苏 AVC 系统实现了与广域测量系统 WAMS(Wide Area Measurement System)的数据接口。AVC 系统利用 WAMS 系统提供的发电机实时无功限值作为电压控制约束。通过参数估计算法，修正了电网参数中的错误，进一步改善了 AVC 实施的基础条件。

1.3 项目研究内容和实施方案

江西电网自动电压控制系统采用的是基于“软分区”的三级电压控制模式，南昌电网属于江西电网的下属电网，处于二级电压控制区域，因此，南昌电网采用基于区域的协调二级电压控制模式。

该项目的研究内容主要包括：南昌电网自动电压控制系统（AVC）主站系统研制和实施和、相关厂站 RTU（Remote Terminal Unit）装置的改造。

具体实施方案分为以下几个步骤：

1. 实现 AVC 主站系统开环运行，主要包括：状态估计软件、基于软分区的协调二级电压控制子系统、在线动态分区软件、静态电压稳定预警子系统等。通过开环运行完成阶段的调试完成与 SCADA/EMS 系统的整合。

2. 基础自动化的改善：根据状态估计结果中量测残差的统计情况，改善通道质量和 RTU，进一步提高电压和无功采集的精度和可靠性；用参数估计软件修正电网参数的错误，进一步提高状态估计的全局精度和合格率。

3. 在选定控制区域的厂站中，安装和调试 AVC 子站装置，可靠实现当地闭环控制（即一级控制）。

4. 完成主站和子站通信的规约定义和通信接口，完成 AVC 主站和 AVC 子站之间的上下行通道测试，完成遥控试验。

5. 协调二级电压控制投入闭环运行。

1.4 预期目标和成果

1.4.1 预期目标

为了实现电网安全、稳定、优质、经济的运行，而建设的南昌电网自动电压控制系统预计能够实现以下几个目标：

- 1) 保证电网控制安全，协助省级电网维持南昌地区电网局部电压稳定；
- 2) 提高电压和电网关口功率因数合格率；
- 3) 优化网损，尽可能减少线路无功传输、降低电网因无功潮流不合理引起的有功损耗；
- 4) 闭环控制，减轻运行人员无功电压调节负担。

1.4.2 预期取得成果

1. 完成南昌电网自动电压控制系统（AVC）主站系统研制和实施；
2. 提高南昌电网电压合格率；
3. 有效降低网损。随着投入闭环控制的主力发电厂和变电站逐渐增加，预计项目完成后能够很好的降低电网的网损，并且提高南昌供电公司的经济效益；
4. 提高无功电压管理水平，将原有的人工调节变为自动调节，大大降低方式人员和调度人员的日常工作量，和人工预先设定的调节计划相比，自动调节方式能够实时追踪负荷变化，实现闭环控制；
5. 提高整体的自动化水平。电压控制系统是 EMS 高级应用功能的进一步延伸，对 SCADA、EMS 的现有监视和分析功能都提出了更高的要求，随着项目的建设，必然促使现有的 SCADA/EMS 系统整体水平得到全面提升。

第二章 南昌电网自动电压控制系统设计原理

2.1 基于“软分区”的三级电压控制模式

江西电网采用基于“软分区”的三级电压控制模式，系统的总体结构如图 2.1 所示：

图中，在线软分区模块根据当前电网的结构特点，将电网在线划分成彼此耦合松散的控制区域，在每个控制区域都有相应的中枢母线和控制发电机，由于可以在线追随电网拓扑结构的变化，因此称为“软分区”；

三级电压控制处于整个控制的中心环节，它周期进行优化计算，给出每个区域中枢母线电压的设定值 V_p^{ref} ，供二级电压控制使用；二级电压控制模块针对每个控制区域，利用 SCADA 的实时遥测采集当前中枢母线电压 V_p ，以二者的差值作为输入，通过求解一个二次规划模型，给出控制策略，使得中枢母线电压控制到设定值附近。

二级电压控制给出的控制策略是调整控制发电机所挂载的高压侧母线电压设定值 V_{Href} ，并通过电力通信数据网下传给子站系统，子站系统再根据 V_{Href} 求解发电机无功的调整量，利用发电机自动电压调节器 AVR(Automatic Voltage Regulator)实现一级的闭环控制。选择 V_{Href} 作为协调变量主要是为了使主站和子站之间界面分割清晰，保证即使和主站之间的通道出现问题子站仍能够根据预置曲线独立完成本地控制，从而提高控制的可靠性。

2.2 基于动态分区的分级控制策略

电压无功控制可以归结为最优潮流 (OPF) 问题，理论上能够达到最优。但在实际工程应用中，OPF 几乎不可能在线实现。除算法因素外，影响 OPF 应用于控制的主要原因是不能考虑数据质量及控制动作次序等工程问题，可操作性不强。

从潮流物理意义分析，频率是衡量有功平衡的全网统一指标。相对而言，无功平衡影响电压，但是电压监测点多且分散。电力系统无功分布应满足高电压水平下分层分区平衡优化原则，即：

- 1) 保持高电压水平运行，减少有功传输损耗；
- 2) 实现无功分层平衡，降低变压器损耗；

3) 保证无功分区甚至就地平衡, 降低线路损耗。

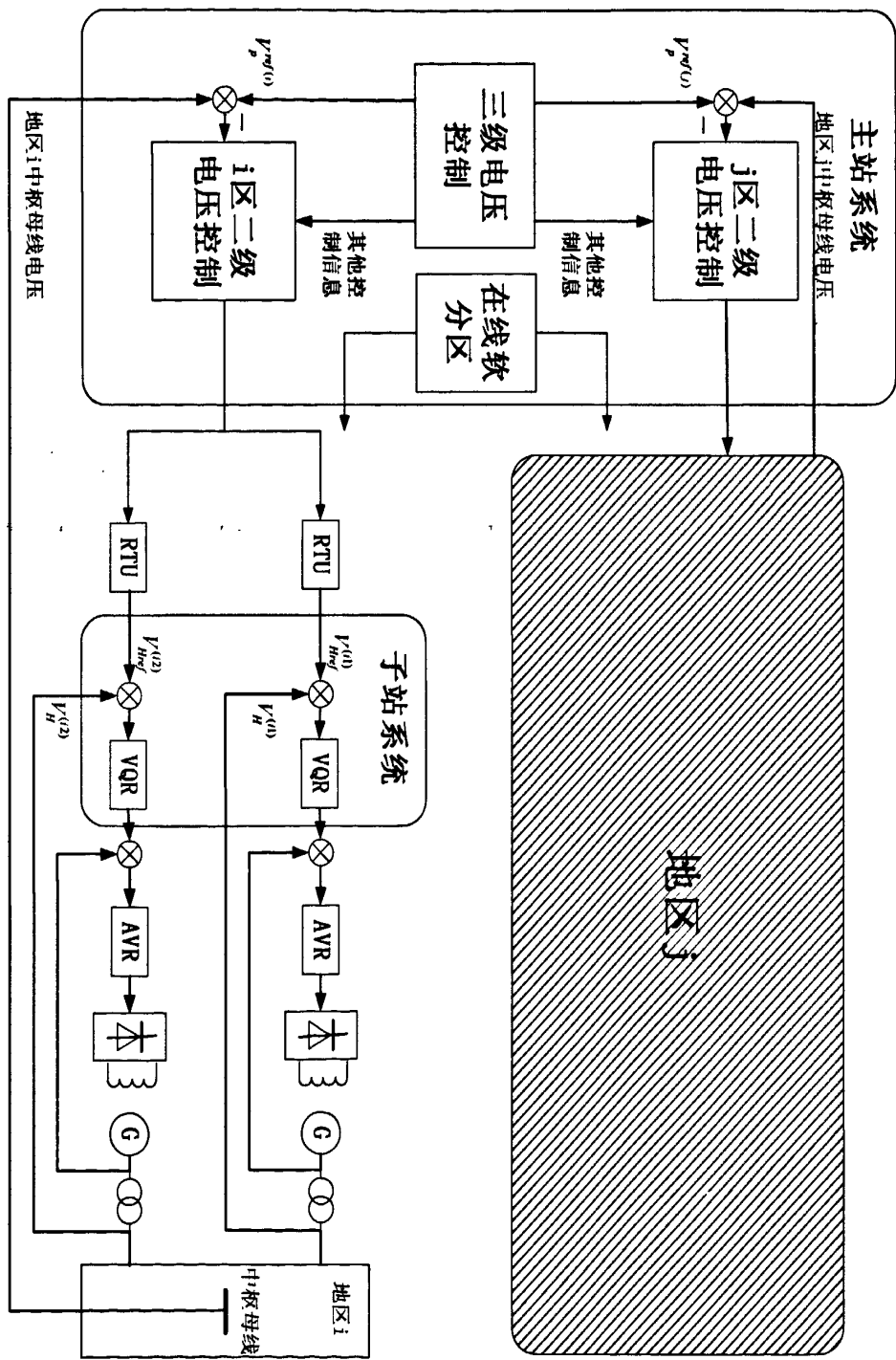


图 2.1 三级电压控制系统结构图

无功平衡局域性和分散性决定了 AVC 必须采取分层分区空间解耦,并在时间上也进行解耦,使控制协调执行,避免产生电压无功波动或振荡。

AVC 总体控制方案是在分层分区空间解耦基础上构建不同的 AVC 控制模式,且各控制模式按响应周期在时间上解耦。控制模式构建方法遵循高电压水平下无功分层分区平衡优化原则,综合了厂站九区图控制原理明晰简单、运行可靠和区域无功平衡全网协调性好、能实现全局优化的优点。控制模式之间的协调优先保证电压和功率因数约束,系统网损则次之。通过模式优先级和响应周期考虑控制动作次序问题,避免控制过调或振荡。

根据总体控制方案,AVC 主要基于如下三种控制模式,不同控制模式采用相应控制策略:

- 区域电压控制:数十秒,控制区域枢纽厂站电压无功设备,校正或优化区域内母线群体电压水平;
- 电压校正控制:数十秒,主要由各厂站就地控制无功设备快速响应就地电压变化;
- 区域无功控制:5 分钟—15 分钟,全面协调控制发电机无功出力、电容器投切、变压器分接头升降,使全网电压水平尽可能高、线路无功潮流最小、降低网损。

2.2.1 实时动态分区

1) 根据无功平衡的局域性和分散性,AVC 对地区电网分层分区控制。在网络模型基础上,AVC 运行时根据 SCADA 遥信信息,进行网络拓扑,自动识别电网任意运行方式:

a、根据网络拓扑识别变压器是否并列运行,如两台三卷变压器中低压侧只要任意一侧并联即可判断变压器并列运行;

b、根据网络拓扑实时跟踪电网运行方式变化进行动态分区,不仅能识别变电站的上下级供电关系,而且支持自适应区域嵌套划分,即可以识别任意厂站之间连接关系。

2) 分区具备容错功能:即动态分区通过遥信预处理自我校验,防止因刀闸位置错误或其它因素造成的分区和连接关系错误。

3) 多个分区并行处理,计算时间对电网规模不敏感,保证大规模电网分析计算实时性。)

2.2.2 全网电压优化调节

AVC 根据电网电压无功分布空间分布状态自动选择控制模式并使各种控制模式自适应协调配合, 实现全网优化电压调节。

1) 区域电压控制: 区域群体电压水平受区域枢纽厂站无功设备控制影响, 是区域整体无功平衡的结果。结合实时灵敏度分析和自适应区域嵌套划分确定区域枢纽厂站。当区域内无功分布合理, 但区域内电压普遍偏高(低)时, 调节枢纽厂站无功设备, 以尽可能少的控制设备调节次数, 使最大范围内电压合格或提高群体电压水平, 同时避免区域内多主变同时调节引起振荡, 实现区域电压控制的优化。

2) 电压校正控制: 由实时灵敏度分析可知, 就地无功设备控制能够最快、最有效校正当地电压, 消除电压越限。当某厂站电压越限时, 启动该厂站内无功设备调节。该厂站内变压器和电容器按九区图基本规则分时段协调配合, 实现电压无功综合优化: 电压偏低时, 优先投入电容器然后上调有载主变分头; 电压偏高时, 首先降低有载主变分头, 如达不到要求, 再切除电容器。

3) 电压控制协调: 根据电网电压无功空间分布状态自动选择控制模式, 控制模式优先顺序为“区域电压控制”>“电压校正控制”。区域电压偏低(高)时采用“区域电压控制”, 仅个别厂站母线越限时采用“电压校正控制”, 自适应给出合理的全网电压优化调节措施。

4) 逆调压: 电压限值根据逆调压规则和历史负荷统计、当前负荷大小动态确定, 高峰时段电压下限偏高, 低谷时段电压上限偏低, 实现逆调压。

2.2.3 全网无功优化控制

1) 区域无功控制: AVC 控制仅仅使电网无功在关口满足功率因数要求、达到平衡是远远不够的。为实现全网无功优化控制, 必须在尽可能小区域范围内使无功就地平衡。当电网电压合格并处于较高运行水平后, 按无功分层分区甚至就地平衡的优化原则检查线路无功传输是否合理, 通过实时潮流灵敏度分析计算决定投切无功补偿装置、尽量减少线路上无功流动、降低线损并调节有关电压目标值, 使各电压等级网络之间无功分层平衡、提高受电功率因数, 在各电压等级网络内部无功在尽量小的区域范围内就地平衡, 减少线路无功传输、降低网损。

2) 区域无功不足(欠补)时,根据实时灵敏度分析从补偿降损效益最佳厂站开始寻找可投入无功设备,具体而言即不但可以决定同电压等级厂站电容器谁优先投入,而且可以决定同一厂站电容器组谁优先投入;

3) 区域无功过补(富余),使区域无功倒流时,如果该区域不允许无功倒流,根据实时潮流灵敏度分析,从该区域校正无功越限最灵敏厂站开始寻找可切除无功设备,消除无功越限。

4) 同一厂站无功设备循环投切,均匀分配动作次数。

5) 电容器等无功补偿装置的无功出力是非连续变化的,由于无功负荷变化及电容器容量配置等原因,实际运行中无功不可能完全满足就地或分层分区平衡,在保证区域关口无功不倒流的前提下,区域内电网各厂站之间无功可以倒送,使无功在尽可能小区域内平衡,优化网损。

6) 投入或切除无功设备可能使电压越限时,考虑控制组合动作,如投入电容器时预先调整主变分头,使控制后电压仍然在合格范围内,但减少了线路无功传输。

2.3 二级电压控制

南昌电网 AVC 系统是与江西省调 AVC 系统相连接的,在整个省级 AVC 系统中,南昌电网属于二级电压控制部分,因此,下面详细介绍一下二级电压控制原理。

2.3.1 数学模型

根据协调二级电压控制的思想,构造了二次规划形势的目标函数

$$\min_{\Delta Q_g} \left\{ W_p \left[\alpha \Delta V_p - C_g \Delta Q_g \right]^2 + W_q \left[\frac{Q_g - \Delta Q_g - Q_{g,\max}}{Q_{g,\max} - Q_{g,\min}} \right]^2 \right\} \quad (1)$$

$$s. t. \quad |C_{vg} \Delta Q_g| \leq \Delta V_{H,\max} \quad (2)$$

$$V_{H,\min} \leq V_H - C_{vg} \Delta Q_g \leq V_{H,\max} \quad (3)$$

$$V_{p,\min} \leq V_p - C_g \Delta Q_g \leq V_{p,\max} \quad (4)$$

$$Q_{g,\min} \leq Q_g - \Delta Q_g \leq Q_{g,\max} \quad (5)$$

式中: ΔQ 作为控制变量, 表示控制发电机无功出力的调节量; V_p , ΔV_p , $V_{p,min}$ 分别表示中枢母线当前电压、中枢母线电压下限及上限; Q_g , $Q_{g,min}$ 和 $Q_{g,max}$ 分别表示控制发电机当前无功、无功下限及上限; V_H , $V_{H,max}$ 和 $\Delta V_{H,max}$ 分别表示发电机高压侧母线的当前电压、电压下限、电压上限和单步最大调整量; W_p 和 W_q 为权重系数; α 为增益系数; C_g 和 C_{vg} 为灵敏度矩阵, 满足:

$$\Delta V_p = C_g \Delta Q_g \quad (6)$$

$$\Delta V_H = C_{vg} \Delta Q_g \quad (7)$$

目标函数由两部分组成, 第 1 部分是保证中枢母线电压在控制后与设定值偏差尽可能小, 第 2 部分是保证各台发电机尽可能多保留无功出力裕度, 同时发电机之间出力较均衡。

2.3.2 控制流程

二级电压控制模块的整体控制流程可分为数据采集环节、数据过滤环节、决策环节、策略计算环节、策略执行环节几大部分, 如图 2.4 所示:

其中数据采集环节从电网中实时采集二级电压控制所需要的数据, 主要包括中枢母线电压值、控制母线电压值、发电机有功和无功出力、重要线路潮流值、直控变电站无功电压等信息, 这些信息直接从 SCADA 实时库中获取, 可以降低对状态估计的依赖, 从而防止状态估计效果不好导致系统工作异常。

滤波环节根据前后 5 个采样断面的数据进行综合比较, 过滤掉明显错误的采样数据, 防止由于瞬间扰动或者通信错误引起的数据波动进入控制环节。

决策环节根据中枢母线实际电压幅值和设定值之间的偏差决定是否需要反馈控制, 如果不需要, 直接下发当前值使得控制发电机保持此刻状态; 如果需要控制, 进入控制策略计算环节, 在考虑各种约束的条件下, 求解得到控制变量的调节策略, 交给策略执行环节利用遥控和遥调等手段下发。

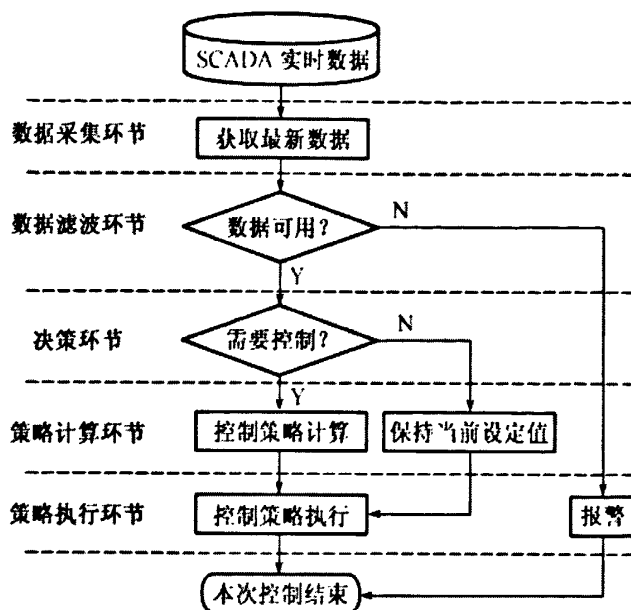


图 2.4 二级电压控制流程图

对于 AVC 系统来说，由于涉及到实际调整发电机的无功出力，对电网影响比较大，因此必须充分考虑安全因素，防止给电网带来负面的影响。在主站系统方面采取了如下安全策略：

- 对于每个采集点的测量，都同时保留时标。如果较长时间内数据没有刷新，则把该点的数据置成不可用，从而防止由于数据通道中断导致不可用数据进入控制环节。
- 测量数据需要过滤波，通过前后五个采集断面数据对比，防止由于瞬间扰动或者测量异常导致电压控制系统的误动。
- 在核心的计算模块中，综合考虑了调控后中枢母线电压限制、控制母线电压限制、发电机无功出力限制等各种约束条件，保证计算得到的控制量能满足系统安全运行。
- 在控制执行前，对控制策略再做一次电压稳定校核。

第三章 南昌电网 AVC 系统设计思路及实现方法

3.1 系统体系结构

本系统的软硬件设计是基于南昌地调现有的调度自动化 EMS 系统建设，所有的软件和功能操作均要求完全嵌入现有的 EMS 系统 OPEN2000 中，并融合成为一套完整的调度自动化系统。

3.1.1 硬件系统

AVC 系统网络体系结构如下图：

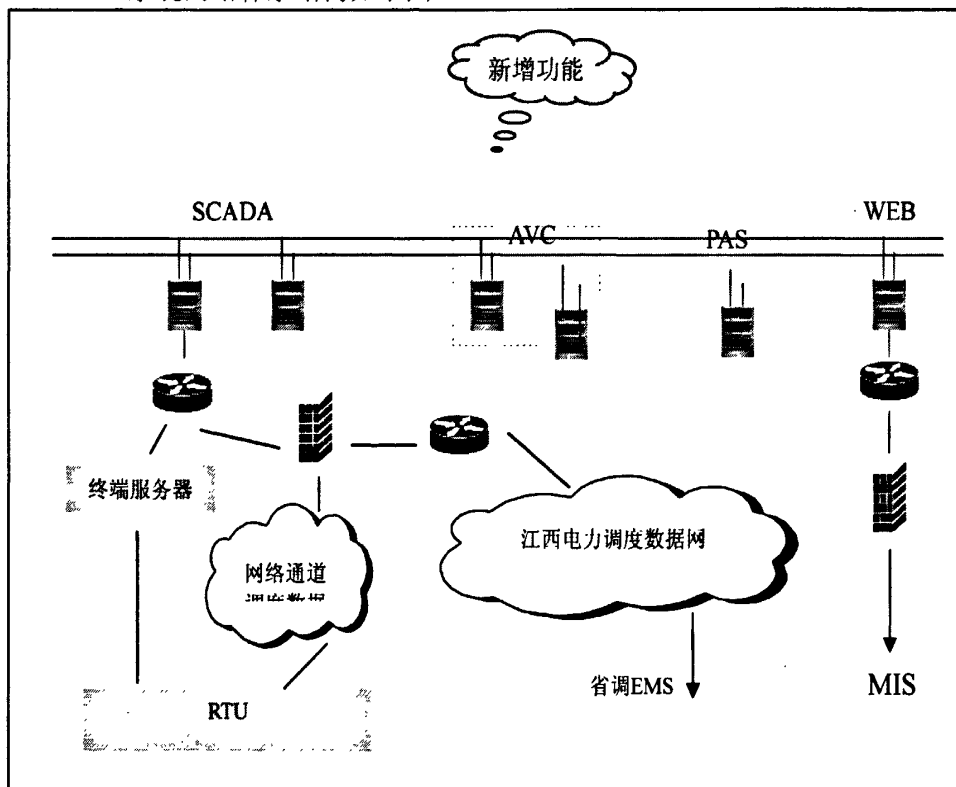


图 3.1 南昌电网 AVC 系统网络结构图

（AVC 采用与 SCADA/EMS 一体化设计方案，如图 3.1 中显示原有的 EMS 系统已经具有 2 台 SCADA 服务器，1 台 PAS 服务器和 1 台 WEB 服务器，其中 SCADA 部分还配备了 2 台与厂站端进行数据交换的前置服务器，均采用的是 HPES40 型服务器，同时还配备了十余台 DS10 型和 DS15 型工作站。在此基础

上, 新增了 2 台 HPDS25 型服务器作为 AVC 系统的主服务器, 其中主机负责闭环控制、命令下发、历史存储等实时任务, 备机负责网络建模、AVC 控制模型生成等维护工作。主备服务器采用双机热备用运行方式, 即主机进程故障时, 备机进程能自动启动, 保证 AVC 系统不间断运行, 且主备切换时间短, 应保证不丢失任何控制数据。AVC 工作站则与原有的 EMS 系统工作站共用, 所有节点工作站均可浏览 AVC 画面、数据, 用作观摩和演示。)

AVC 主/备服务器采用与 OPEN2000 EMS 统一的硬件平台(包括主机系统与存储系统)和 UNIX 操作系统, 适合工业级实时控制应用, 安全、实时、稳定、可靠性高, 实时多任务处理能力强, 无病毒感染。

3.1.2 软件系统

南昌电网调度控制中心 EMS 系统采用南瑞调度自动化系统 OPEN2000, SCADA/PAS 等已经达到实用化水平。在设计体系上, OPEN2000 EMS 平台支持 AVC 应用子系统功能扩展, 将为电压无功控制提供统一平台支撑软件。南昌电网自动化硬件水平发展已经具备了进行实时数据采集和闭环控制的能力。通过完备的高速电力数据通信网络, 利用 EMS 系统的 SCADA 应用功能, 可以在控制中心采集包括母线电压、发电机出力、线路潮流、开关刀闸位置等在内的实时信息, 并可以在控制中心远方完成发电机无功出力调整、电容电抗器投切、变压器分接头升降等遥控遥调操作。

AVC 是 EMS 重要应用子系统, 为减少网络不安全因素和控制命令传输环节, 保证控制过程流畅性和可靠性, 应采用与 EMS 平台一体化设计方案, 包括统一的支持软件系统(数据库系统和应用中间件系统等)、统一的 SCADA/EMS 平台软件系统及使用许可(服务器/客户端 EMS 软件平台及使用许可、服务器/浏览器端 SCADA/EMS 软件平台及使用许可等), 以此避免自动化人员维护多套系统而加大工作量及调度运行人员日常监视操作的不适应。AVC 系统与现有 EMS 系统一体化设计需要满足:

- 1) 一体化的网络模型: AVC 采用 EMS 系统的网络模型, 包括模型参数、静态拓扑等信息均从 EMS 系统建模中获取。
- 2) 一体化的实时数据: 与 EMS 系统共享实时数据库。
- 3) 一体化的支撑平台: AVC 作为 EMS 的一个子模块, 所以 AVC 应该使用

EMS 所有的支撑平台, 包括实时库平台、图形建模、任务调度、网络通信、日志报警和管理等。

4) 一体化的基础分析应用: 与 AVC 相配合的各种分析应用可以直接采用 EMS 系统中相应的模块, 包括状态估计、潮流分析、拓扑分析等。

5) 一体化的人机界面: AVC 操作界面采用 EMS 的人机交互界面, 理想的情况下应该做到 AVC 的操作融合在调度员操作界面上。

3.2 地调 AVC 系统的设计目标

建设该项目预期达到的具体控制目标包括:

1)完成变电站当地无功控制装置所执行的工作, 根据母线电压和无功情况, 自动投退电容器, 保证电压合格率。

2)确保 110kV 变电站主变二次侧考核母线的电压合格率。

3)确保 220kV 变电站主变高压侧受电关口的功率因数合格率。

4)能够实现区域电网的无功电压控制。对辐射状的区域电网, 能够自动调整高压侧母线电压从而提高整体电压水平。

5)够充分地降低网损, 可以考虑区域内的无功电压分配, 保证局部电网和整体电网处于优化状态下运行。

6)统有开环运行和闭环运行两种状态: 在开环状态下, 可以给调度员提供决策上的支持; 在系统运行正常情况下, AVC 可以转入闭环运行, 自动进行电压控制。

7)SCADA 采集数据, 对于 SCADA 的量测数据有分析和预处理的能力, 能够屏蔽掉那些明显量测不正常不合理的测点和厂站。

8)功电压控制策略能够灵活进行配置, 用户可以自行制定各种控制策略, 配置各种控制参数。

9)AVC 系统出现各种事故时, 能够自动进行判断, 并能够及时闭锁相关功能。

3.3 地调控制范围和控制手段

地区电网无功电压优化闭环控制的最大范围为由地区电网管辖的具有 SCADA 遥控遥调功能的 220kV 及以下变电所。以这些变电所为考察单元, 将

220kV 变电所作考察单元为其送电的 110kV 变电所考察单元的上一级单元，建立考察单元之间的上下级层次关系，并以此为基础，通过不同层次的考察单元之间的相互协调，实现地区电网二级无功电压优化控制。

无功电压优化闭环控制的控制手段（控制对象）为 220kV 变电所变压器有载分接开关；110kV、35kV 变电所的变压器有载分接开关、电容器、电抗器。控制对象也包括地区电网管辖的具备控制条件的发电机组。

地调 AVC 系统采用基于区域的二级无功电压控制。AVC 系统对地区电网进行自动分区。基于 SCADA/PAS 中的电网拓扑结构库，以 220kV 变电所的中枢母线作为分区的出发点，根据设备拓扑连接关系以及开关刀闸的实时状态自动对 110kV、35kV 变电所进行分区。

动态分区应采取周期运行方式，并能根据方式变化或事件（如遥信变位）触发执行，使控制区域与电网实际运行方式自动保持一致。

3.4 控制环节

3.4.1 控制建模

控制建模应直接读取 EMS 数据库网络参数，自动生成 AVC 监测和控制点，减少维护人员工作量。控制模型应首先在离线态下进行验证，正确后才能装载到实时控制运行，确保控制参数安全性。验证错误应给予维护人员告警信息。

3.4.2 数据采集

AVC 直接从 SCADA 系统获取控制厂站的实时遥测遥信数据。对于今后新建的厂站，只要在 EMS 系统中完成了对其建立模型，AVC 系统即可获取使用。所有获取的数据进行滤波处理。

3.4.3 数据滤波

数据滤波任务的主要工作是对来自 SCADA 系统的数据进行可信性评估。滤波模块输出的数据提供给控制模块使用。

在某些测量数据评估出现误差太大的情况下，则可以认为该局部的量测系统出现故障，由此可以根据其性质来决定是否进行控制模块的切换，或者进行局部屏蔽，提供相应的报警信息。

通过该模块功能的实施可以起到保证控制环节的正确性。

3.4.4 控制计算

该模块是电压控制的核心部分，主要功能是按照一定的控制规律，监测考核点的数据变化，给出有针对性地控制方案。该控制模块的主要功能包括：

- 对考核母线电压和其他重要母线（包括本地区 110kV 重要母线）的电压进行闭环控制，保持考核母线电压在整定值上。
- 实现省地关口点的功率因数或无功的协调控制。
- 用户可选择不同控制模式和控制策略。
- 在 SCADA 提供的输入数据，并通过滤波环节检验，但是可以不进入控制回路。
- 用户可以自行定义参与无功电压优化控制的厂站范围和设备范围，以便适应更为复杂的运行状况。
- 用户可以制定的控制时间常数范围在几分钟左右，其设定结果保存在数据中。
- 控制可以闭环自动执行，也可以由用户确认后执行，用户在确认结果之前可以对控制命令进行修改。
- 在控制手段不足的情况下，控制模块提供报警信息。
- 设立控制日志，记录每次控制的具体操作信息。控制日志可供查询。
- 每天的考核母线和控制母线（包括本地区 110kV 重要母线）的实时电压值均自动保存在数据库中，并可查询分析。

3.4.5 控制执行

该模块的主要工作任务是对控制模块输出的控制命令，通过 SCADA 系统下行通道完成控制实施。其功能要求如下：

- 完成 AVC 服务器与 SCADA 服务器的通信，将控制报文发送给 SCADA 服务器。
- 通过执行遥控/遥调命令完成控制操作，包括：设定变压器抽头调节、电容器投切。（目前南昌的地区电网中不涉及发电机组和电抗器等设备的调节）
- SCADA 系统将控制命令执行结果返回给 AVC 服务器，AVC 服务器提供

控制结果的显示界面。

- 为保证控制实时性，控制执行应支持并行处理。

3.5 安全策略

3.5.1 闭锁定义

在 AVC 系统中，对各种安全策略用闭锁信号进行建模，当安全策略不满足而闭锁控制设备时，产生相应闭锁信号和闭锁信息。AVC 面向用户建立开放式的闭锁信号知识库，闭锁信号属性如下：

- 厂站 ID，闭锁信号关联厂站，无需用户设置；
- 闭锁类型，即是否为“硬闭锁”或“软闭锁”，可由用户设置；
- 设备 ID，闭锁信号关联设备，由用户设置；
- 被闭锁设备类型，如容抗器或主变分接头，无需用户设置；
- 触发闭锁的遥信遥测值，如主变轻瓦斯动作，由用户设置。

用户可以根据一定规则自行设置全局、区域、厂站、设备等各级控制对象的闭锁信号，扩充闭锁信号知识库，保证程序可靠运行和设备安全调节。

按闭锁类型可将信号分为“硬闭锁”和“软闭锁”：

- 硬闭锁，即需要人工复归的闭锁信号，指条件出现时，将闭锁相应功能，等待人工复归操作，相应功能才能重新投入。换言之，即使条件消失后，相应功能也不能自动投入；
- 软闭锁，即自动复归的闭锁信号，指条件出现时，将闭锁相应功能，条件消失后，相应功能自动投入。

除部分系统保留信号（如容抗器开关故障跳闸缺省即为硬闭锁）外，用户可根据运行实际自行设置闭锁信号性质。

闭锁信号按控制对象可分为以下几类：

- 全局闭锁信号，条件出现时，整个 AVC 系统将转入“挂起状态”，读取 SCADA 实时数据但不进行分析计算和控制；
- 区域闭锁信号，条件出现时，只暂停该区域无功电压分析计算和控制；
- 厂站闭锁信号，条件出现时，该厂站将退出 AVC 控制；
- 设备闭锁信号，条件出现时，该设备将退出 AVC 控制。

闭锁信号具有优先级，其顺序是全局>区域>厂站>设备。如某厂站闭锁时，

即使该厂站电容器处于投入状态, AVC 也不会对该电容器进行操作。

AVC 应建立异常事件和保护事件库, 采用事件触发—闭锁机制, 方便事件库扩充, 具体如下:

- 触发 AVC 闭锁的信号应分为异常事件和保护事件两大类, 异常事件由 AVC 系统内部产生, 保护事件由外部 SCADA 传递的保护信号产生;
- 异常事件根据自定义告警类型进行建模, 自动生成 AVC 告警信号, 保护事件根据 SCADA 保护节点进行建模, 自动生成 AVC 保护信号, 无需人工输入, 建模工作量小;
- 可自定义闭锁信号 (AVC 告警信号/保护信号) 属性, 即自定义人工/自动复归, 减少运行时人工运行维护工作量;
- 可自定义 AVC 告警信号/保护信号闭锁逻辑图, 方便运行人员巡查闭锁原因, 维护方便。

3.5.2 闭锁条件

AVC 闭锁条件包括下述情形, 可在数据库中定义相关告警类型, 并自动触发生成 AVC 告警信号和保护信号:

- 监测电力系统的故障信息, 如果有电力系统故障发生, AVC 软件可以根据接收的保护动作信息自动闭锁相关设备的控制, 并提出报警。
- 监测 AVC 软件的控制信息, 如果对某个设备的控制多次失败, 则闭锁该设备的控制, 并提出报警。
- 当电网发生严重故障时, 如变电所内多个设备同时故障, 这时系统自动闭锁该变电所。当电网中多个变电所发生故障时, AVC 软件能自动退出并提出报警。
- 能根据 SCADA (或其它系统) 采集的母线 A、B、C 相电压和电流准确判定 10kV 母线单相接地, 并闭锁该变电所内相关的控制设备。
- 监测由 SCADA 系统传送的实时数据的量测质量标志, 如果 RTU、通道或者重要测点不正常, 则闭锁该分区的控制回路, 并提出报警。
- 监测 SCADA 与 AVC 之间的通信情况, 如果长时间收不到 SCADA 方面的报文, 认为通信环节出现问题, 提出警报。
- 接收 SCADA 系统发送的量测数据质量信息, 如果某个变电所的实时数据长期不刷新, 闭锁此站的控制设备, 并报警。

- 在 220kV 主网电压过低的情况下，系统自动闭锁调节 220kV 主变分接开关，防止造成主网电压崩溃。
- 出现主变滑档情况时，系统自动闭锁主变分接开关的控制。
- 系统自动计算电容器和主变分接开关的日、周、月内的动作次数，当达到指定上限时，自动闭锁。
- 系统自动检查电容器和主变分接开关两次动作的时间间隔，如果时间间隔过小，自动闭锁控制，并报警。

如果出现闭锁情况，AVC 根据复归类型，自动恢复或由人工恢复自动控制。所有 AVC 告警信息均存入商用库中以方便检索。

3.6 区域控制策略

地调 AVC 应考虑不同电压无功分布状态下控制策略，相应地应有如下控制模式，并考虑不同控制模式之间的协调。

3.6.1 电压控制模式

电压优化控制应考虑 220/110/35kV 各级变电站之间优化协调，尽可能减少调节次数，避免各级主变调节振荡。具体控制策略考虑如下控制模式 and 目标：

- 区域电压控制：使区域最大范围内电压合格或得到优化；
- 厂站电压控制：基于“九区图”基本原理校正或优化厂站当地电压；
- 电压控制协调：根据区域电压分布和实时灵敏度分析，自动选择电压控制模式；
- 逆调压控制。

3.6.2 无功控制模式

当电压合格时，应按无功分层分区甚至就地平衡原则检查支路无功是否合理，通过区域无功控制模式优化分析计算决定无功设备投切，以降低网损。具体控制策略如下：

- 为避免控制振荡或过调，在每个控制周期区域内仅允许一次投切操作；
- 应考虑同一厂站无功设备循环投切，均匀分配动作次数；

- 应考虑投/切无功设备可能造成的电压越限;
- 应考虑区域内厂站之间无功倒流;
- 应考虑省网关口功率因数约束。

3.6.3 控制模式协调

AVC 应根据电压无功空间分布自动选择厂站/区域电压无功控制模式,应根据不同时间段电压无功状态自动选择控制频度,在满足安全经济运行控制目标同时避免电网过调或振荡。

3.6.4 优化动作次数

AVC 应考虑调压设备每天的动作次数约束,并考虑负荷曲线动态特性,在负荷转换阶段使控制具有预见性,尽量减少设备动作次数。

3.7 软件功能

AVC 系统的软件分为模型及参数维护、数据通信、闭环计算、闭环控制、用户管理和信息分析查询、网络进程管理等子系统模块。

AVC 系统与 EMS 系统一体化设计,人机界面工具可用在 Unix 操作系统下运行。AVC 系统所有的操作都在图形界面上完成。

3.7.1 模型及参数维护

AVC 与 OPEN2000 EMS 系统一体化设计,模型及参数维护应通过 EMS 数据库工具和图形操作界面完成,模型维护应首先在离线态下进行验证,正确后才能装载到实时控制运行,确保控制参数安全性。验证错误应给予维护人员告警信息。设备模型参数由 EMS 数据库统一存储和管理,在无功电压控制系统初始化时,从 EMS 商用库导入实时控制模型。模型及参数维护包括控制厂站、控制母线、控制电容器、控制变压器、功率因数等考核指标和闭环控制参数离线维护及在线修改等功能,具体如下:

3.7.1.1 控制厂站

AVC 控制厂站由 AVC 建模工具自动生成，在控制厂站中包括基本属性和控制属性：

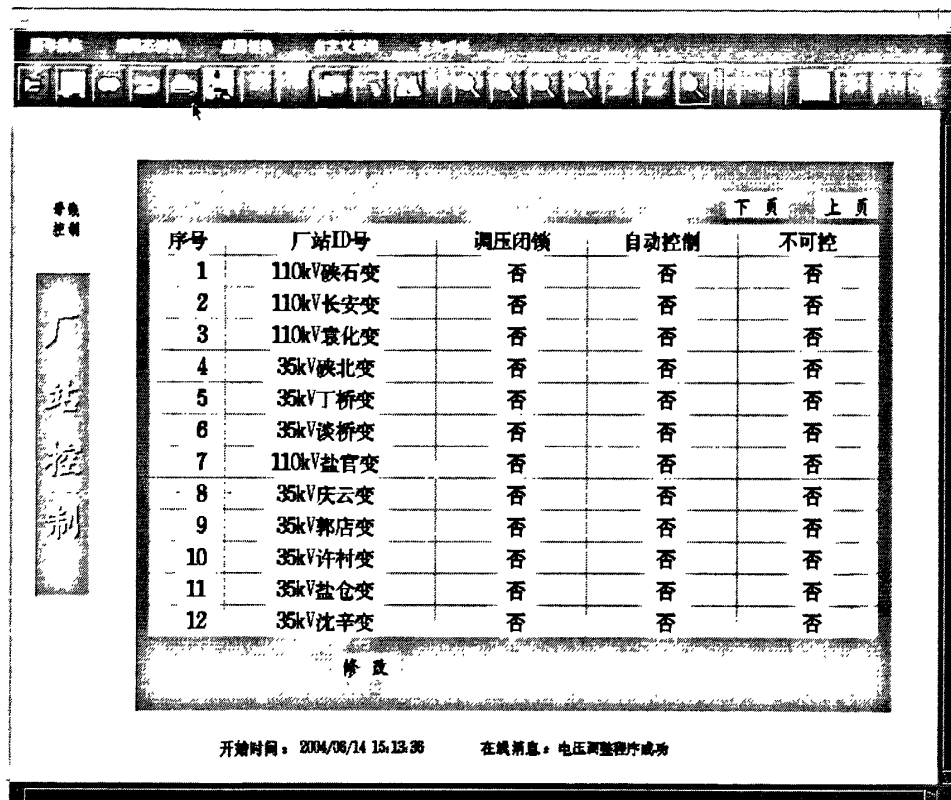


图 3.2 厂站控制

- 基本属性包括厂站名等，自动从 EMS 数据库中读取；
- 当 EMS 数据库厂站模型修改后，AVC 控制厂站自动与之同步，即自动进行更新，自动保持与 EMS 数据库厂站模型移植；
- 厂站类别列表界面包含“不参与优化”、“参与优化，但不参与控制”和“参与控制”，用户可以方便地切换厂站的状态，如设备检修时，可以将整个厂站设为“不参与优化。”
- 自动获取 EMS 数据库责任区参数，所属部门为调度中心、集控中心或配调中心等，用户可以进行配置和选择。

3.7.1.2 控制母线

AVC 控制母线由 AVC 建模工具自动生成，在控制母线中包括基本属性和控

制属性：

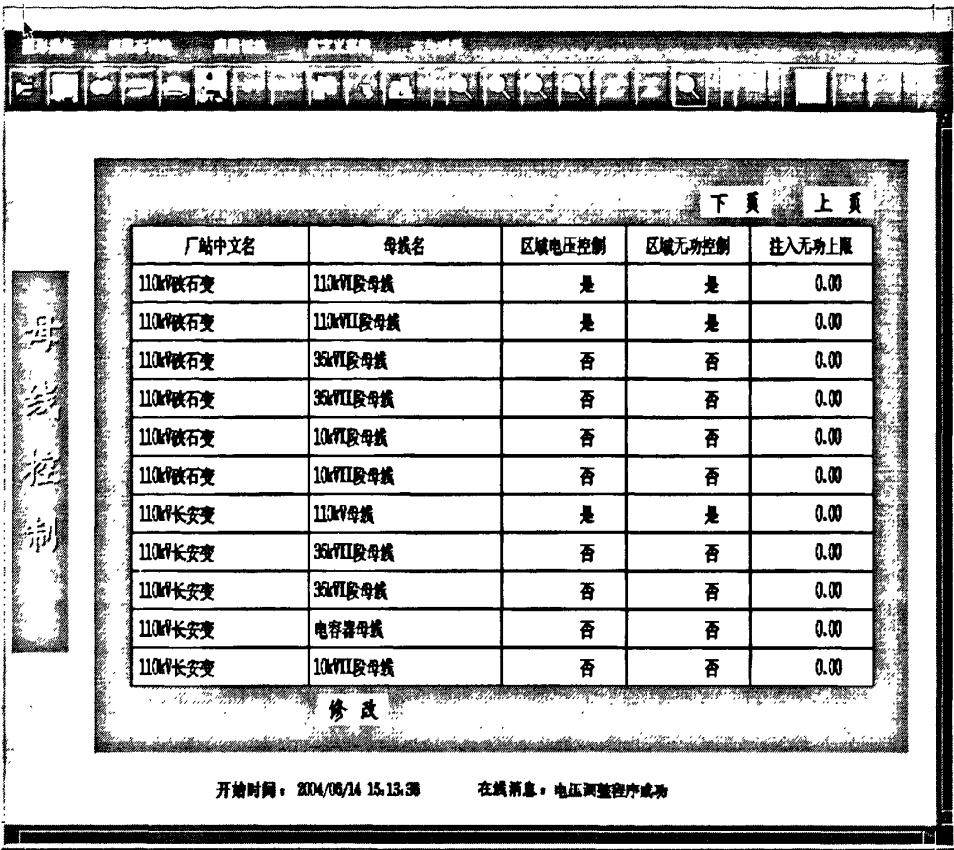


图 3.3 母线控制

- 基本属性包括母线名、所属厂站等，自动从 EMS 数据库中读取；
- 当 EMS 数据库母线模型修改后，AVC 控制厂站自动与之同步，即自动进行更新，自动与 EMS 数据库母线模型保持一致；
- 控制属性包括各时段（如低谷时段、腰荷时段和高峰时段）电压上下限、时段逆调压上下限等。
- 如果用户指定某个时段的逆调压上下限，这时母线的控制模式为逆调压，按照用户指定的逆调压上下限进行电压控制。
- 可人工设置控制母线是否投入控制，当控制母线退出时，其所关联的控制设备（主变档位/电容器）自动闭锁。

3.7.1.3 考核功率因数

- 用户可按 96 点/天（每 15 分钟）自定义负荷时段性质和系统功率因数上

下限

- 各主变 96 点功率因数曲线自动由 AVC 建模工具生成,用户可修改上下限;

3.7.1.4 控制电容器

AVC 控制母线由 AVC 建模工具自动生成,在控制母线中包括基本属性和控制属性:

- 基本属性由电容器名称、所属厂站、容量、控制类型等组成,由 AVC 建模工具自动从 EMS 数据库中读取;
- 当 EMS 数据库容抗器模型修改后,AVC 控制电容器自动与之同步,即自动进行更新,自动与 EMS 数据库容抗器模型保持一致;
- 控制属性包括闭环投入/退出状态设置,可由用户进行在线修改;
- 可设置电容器时段,对该时段最大动作次数进行限制;

3.7.1.5 控制变压器

AVC 控制变压器由 AVC 建模工具自动生成,在控制变压器中包括基本属性和控制属性:

- 基本属性由绕组名称、最高档位、最低档位、档位步长、控制类型等组成,由 AVC 建模工具自动从 EMS 数据库中读取。
- 当 EMS 数据库变压器模型修改后,AVC 控制变压器自动与之同步,即自动进行更新,自动与 EMS 数据库变压器模型保持一致;
- 控制属性包括闭环投入/退出状态设置,可由用户进行在线修改;
- 可设置变压器时段,对该时段最大动作次数进行限制。

3.7.1.6 闭环控制参数

闭环控制参数要求包括以下如下参数,这些参数影响会到闭环控制的运行:

- 闭环控制的运行周期
- 命令执行前的等待时间
- 电容器一天最大允许投切次数
- 电容器投切的最小时间间隔
- 主变分接头一天最大允许调节次数
- 主变分接头调节的最小时间间隔
- 主变分接头逆向调节的最小时间间隔

- 省网关口功率因数分时段设置
- 设备闭锁设置
- 运行方式设置
- 220kV 变电所高压侧功率因数分时段设置
- 控制模式设置

具备权限的用户可以在线对这些参数进行调节，调节后的参数在得到确认后自动保存，并自动生效。

3.7.2 数据通信

AVC 系统利用当前正在运行的 SCADA 系统中的前置机功能模块作为数据采集通信系统，即 AVC 系统直接从 SCADA 系统前置机读取实时数据。同时 AVC 系统也通过 SCADA 前置机完成控制指令下发的功能。

南昌地调的 SCADA 系统已经在调度中心投入运行多年，均实现了调度数据网络通讯方式，性能稳定可靠。南昌地调的 SCADA 系统均通过实用化验收。支持标准的 101、104 通信规约。

AVC 系统与 OPEN2000 EMS 系统一体化设计，自动周期性扫描 EMS 数据库，读取 SCADA 所有遥测遥信数据，并由系统数据采样服务进行历史存储。对于保护节点等告警信号，采取即时传送方式，由 SCADA 主动发消息通知 AVC 系统进行相关设备闭锁，保证系统安全性。

3.7.3 闭环计算

闭环计算程序运行在 AVC 服务器上，在已经建立的电网拓扑、设备参数和实时数据的基础上，进行无功电压综合分析计算，形成控制策略，并把控制策略写入数据库中，供分布在调度中心、集控中心等处的操作（员）工作站 AVC 控制界面进行遥控，从而实现“集中计算，分散控制”。该模块的软件功能包括数据采集和滤波、规则库、控制决策以及安全监控四个模块。

3.7.3.1 启动闭环计算

- 运行闭环控制程序后，只有在用户登录后才能进行有关管理操作。
- 用户登录的对话框中可以根据数据库中的配置，列出可以在 AVC 服务

器中启动闭环控制的用户名单列表，提供给用户选择，无须用户输入用户名。

- 对于运行有 AVC 维护程序的工作站，对其工作界面只有超级用户类别的用户才可以登录并启动闭环计算软件，但在这些工作站上，只能进行开环试验，不能进行闭环控制。
- 为便于快速控制操作，控制程序界面中可以设置快捷地启动、暂停和停止闭环控制按钮。
- 闭环计算形成控制命令后，在屏幕上推出操作界面，并进行语音提示，等待用户操作。界面提供用户可以暂停、删除、取消控制命令的选择。也可以设置操作等待时间，若等待超过所设置时间时用户还没有操作，则自动执行控制命令。

3.7.3.2 数据采集和滤波

AVC 系统从 SCADA/PAS 系统采集实时量测数据，即从 SCADA 中直接获得遥测、遥信数据。SCADA 生数据必须经过滤波处理后才能进入实时控制环节，滤波处理手段包括数据质量检验、状态估计粗检测、数字滤波，处理策略如下：

1) 数据质量检验：当下列情况之一出现时，应视为无效量测：

- SCADA 量测量带有不良质量标志；
- 量测量超出指定的正常范围；
- 量测量在指定的时间内不发生任何变化。
- 调度员指定不能使用。

2) 采取状态估计粗检测原理对遥测遥信联合判断，当下列情况之一出现时，量测告警并提示人工处理：

- 并列母线电压相差大；
- 母线无功功率不平衡；
- 线路两侧无功功率不平衡；
- 开关刀闸不对应。

3) 数字滤波：对量测多次采样，滤除明显不合理量测，避免量测瞬间波动引起误动或频繁调节。

4) 除主测点外，还可指定备用测点。

数据正常可进入控制策略计算，否则暂停计算并告警。

3.7.4 闭环控制

AVC 闭环控制程序可以安装运行在 SCADA 前置服务器上。闭环控制程序所具备的主要功能为:

- 周期定时读取闭环计算程序给出的控制策略,找到属于所在部门的需要控制的设备,进行遥控操作。
- 对任何的设备进行遥控操作前均有语音提示。
- 系统开环运行时,当有相关的控制策略生成后,在操作员工作站上 AVC 控制界面应该自动弹出对话框,提示操作员是否进行遥控。只有在操作员允许情况下,才能进行遥控。
- 系统闭环运行时,对任何的设备进行操作前,均有一段时间供现场操作员进行干预,操作员可以取消该操作。如果操作员不进行任何干预,则操作正常执行。
- 系统自动根据操作前后电网的状态判定操作的是否成功,并记录在数据库中。
- 当操作失败或操作被操作员取消时,系统自动发出报警。
- 操作完成后,闭环控制程序将控制结果(成功/失败/取消)反馈回闭环计算程序,供程序进行下一步的处理。

3.7.5 信息统计查询

AVC 和 SCADA/EMS 平台一体化设计,共享 EMS 平台支撑软件,具备丰富完善的历史报表功能,能完整记录历史控制命令及控制前后电压无功相关信息,并提供方便查询手段,可分类、分时段统计和查询系统、厂站、设备动作次数、正确动作次数、拒动次数等,具体如下:

1) 逐日统计分接开关动作次数并存储到 EMS 历史库,在月末自动累计为当月动作次数并存储到 EMS 历史库,提供按日、月查询功能和界面,对总次数根据需要可进行人工置数;

2) 逐日统计电容器开关动作次数并存储到 EMS 历史库,在月末自动累计为当月动作次数并存储到 EMS 历史库,提供按日、月查询功能和界面,对总次数根据需要可进行人工置数;

3) 为保证软件使用安全性,AVC 对运行人员每次操作信息进行记录并存储

到 EMS 历史库，提供按日查询功能和界面；

4) AVC 自动将所发的建议和操作命令存储到 EMS 历史库，提供按日（并可具体到时）查询功能和界面；

5) AVC 自动将告警信息存储到 EMS 历史库，提供按日（并可具体到时）查询功能和界面；

6) AVC 自动将闭锁信息存储到 EMS 历史库，提供按日（并可具体到时）查询功能和界面；

7) AVC 和 SCADA/EMS 平台一体化设计，结合 EMS 提供的报表工具和统计计算，可逐日统计各变电所 10kV 母线电压合格率并存储到 EMS 历史库，在月末统计当月合格率并存储到 EMS 历史库，提供按日、月查询功能和界面；

8) 逐日统计各电容器运行时间并存储到 EMS 历史库，在月末自动累计为当月运行时间并存储到 EMS 历史库，提供按日、月查询功能和界面；

9) AVC 和 SCADA/EMS 平台一体化设计，数据流无缝衔接且共享人机界面，在 SCADA 应用下即可按任意时间段（包括按日）查询显示各变电所的有功功率、无功功率和电压曲线和其它遥测点的历史曲线。

3.7.6 人机界面

1) AVC 控制效果应直接以 SCADA 数据为参照。

2) AVC 控制对象是电容器、电抗器、变压器分接头，不同的控制对象可设置不同的控制周期。

3) AVC 应提供简明、友好的人机界面，应与 EMS 其他部分界面风格保持一致。应可根据运行人员操作习惯定制界面，能通过电网单线图、变电站主接线图实时显示控制前后的无功电压变化，便于分析比较。

4) 应能在画面上直接调整控制参数和调节策略，并提供完善的校验手段。

5) 应能显示程序运行前后电网参数（电压、无功等）的变化情况以及各设备调节前后的状态。

6) 系统、厂站、设备具备三种工作模式：开环、闭环、监视。其中“开环”时参与计算分析并提示控制方案，但不能自动控制，需要人工确认；“闭环”时参与计算分析且对产生的方案自动控制。“监视不调节”是只参与计算分析。

7) 对于闭环运行方式，每次操作后，应有被操作设备在操作前后的状态显

示，对于开环运行方式，应有能让操作人员能确认是否操作的画面。

8) 网络动态分区应能在电网单线图上用着色机制显示，属于同一区域的厂站着色相同，形象清晰地显示全网区域动态分布。

9) AVC 告警信息应发送到 OPEN2000 平台告警窗进行显示，利用 OPEN2000 告警处理实现告警定义、告警发送和确认。同时可生成 AVC 告警闭锁逻辑关系图，方便查看闭锁原因。

3.8 与省网 EMS 系统 AVC 功能接口

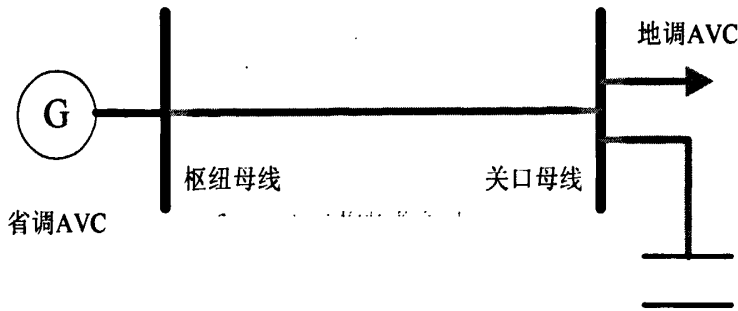


图 3.5 与省网 AVC 系统接口示意图

如图 3.5 所示，省地调 AVC 协调控制技术实质是电源侧和负荷侧电压无功协调控制。根据分级控制思想，在每个分区中包含作为电源侧的发电机组和作为负荷侧的地区电网。省调 AVC 软件直接控制发电机组，使各区域内中枢母线电压在规定范围或按最优运行，对于地区电网则不宜直接下发遥控命令，而采取下发电压无功期望值的定值方式。控制界面一般选定为地调 220kV 主变高压侧，在该界面上控制省地电网间的无功交换。

之所以不选择电压指令下发，而选择无功指令下发，主要是因为 220kV 主变高压侧母线电压受地调无功补偿影响很小，控制灵敏度几乎为零，其电压主要由省网发电机决定，因此选择无功指令下发，直观而且灵敏度高，属于定支路功率控制模式。

协调控制过程简述如下：

- A) 省调按照优化控制策略尽量控制 220kV 线路无功流动小；
- B) 在满足 220kV 母线电压合格的前提下，省调 AVC 尽量控制 220kV 变电所主变高压侧无功负荷满足 220kV 线路无功达到经济分布；

- C) 省调 AVC 对地调 AVC 下达每个 220kV 变电所期望无功负荷指令;
- D) 地调 AVC 应具有对省调 AVC 指令有效性进行校核的功能
- E) 省调 AVC 要考虑地区电网各片无功调节能力, 使 AVC 指令可行;
- F) 在规定时间内接收不到省调 AVC 指令, 地调 AVC 应切至当地控制模式;
- G) 地区 AVC 软件运行状态 (开环/闭环) 应上传省调;

3.9 系统管理

(1) 系统启停

具备方便快捷的方式来启动和停止 AVC 软件功能模块。

(2) 网络进程管理

AVC 系统与 OPEN2000 EMS 系统一体化设计, 通过 EMS 系统管理实现各节点网络和进程管理, 能够自动监视网络上各个节点的关键进程运行情况, 可用自动监视主站 (集控站) 各个节点的进程的运行状态, 并提供 AVC 软件的进程守护。当程序异常或故障时能够自动启动该功能模块。

通过统一的人机界面来监视和管理每一节点上运行的应用及服务进程。系统正常运行中, 当重要进程故障退出时, 进程管理负责重新启动相关进程, 如果故障经过重新启动无法解决, 启动该进程或模块的冗余配置。

(3) 日志管理

对进程的启动、运行、告警信息及出错信息进行日志记录, 并具备友好的查询界面。

(4) 用户权限管理, 包括:

- 可方便定义管理员、维护人员、操作人员等各类角色和角色所赋予的权限范围。
- 所有的用户登陆和操作信息等应自动记录, 并不可更改。
- 外部人员访问系统的资源必须进行强行认证。
- 权限管理的相关数据都保存在服务器的商用库中。
- 用户密码应难以破译。

第四章 南昌电网自动电压控制系统的测试

4.1 自动电压控制（AVC）系统开环测试

4.1.1 测试内容

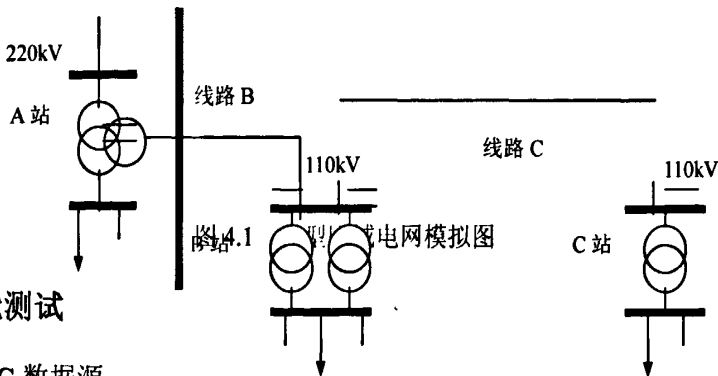
自动电压控制（AVC）主要功能是在保证电网安全稳定运行的前提下，提高电压质量、改善系统功率因数，并尽可能降低系统因不必要的无功潮流引起的有功损耗。现场验收测试功能分为：

- AVC 数据源
- AVC 控制策略，包括就地电压控制和区域电压控制
- AVC 安全策略
- AVC 遥控接口功能

4.1.2 测试环境

AVC 在线运行时，直接从 SCADA 实时取得遥信遥测，并通过前置机直接下发遥控命令，要求 SCADA 系统运行正常。AVC 也可以运行于模拟态，此时可人工设置电气网络潮流数据，便于测试。以下测试内容在运行态或模拟态时均可进行。AVC 控制策略发送给 DTS 子系统，通过仿真可验证其控制效果。

下文功能测试以如下典型区域电网为测试对象，该图反映了地区电网分片分区实际运行方式特点，实际操作时以 EMS 系统为测试平台，A、B、C 仅为实际厂站编号。



4.1.3 功能测试

4.1.3.1 AVC 数据源

AVC 在线运行时，按采样周期读取 SCADA 数据，模拟态时 AVC 潮流数据保持不变，但可以人工置数修改，潮流数据包括遥测遥信。

表 5.1 AVC 数据源测试

序号	功能	描述	测试方法	测试操作记录	测试结果
1	在线取数	AVC 潮流数据跟踪 SCADA 刷新，保持一致。	SCADA 变位设置“是”，置 AVC 为运行态，切换画面至系统潮流图或某厂站接线图，比较 SCADA 和 AVC 应用下潮流数据。	在 C 厂站图上切换 SCADA 和 AVC 应用，比较遥测数据	正确

4.1.3.2 AVC 控制策略

控制策略保证 AVC 控制有效性。

AVC 控制设备对象是变电所有载调压主变分接开关和电容器，变压器和电容器协调配合，提高电容器投入率，实现就地电压无功协调控制。

选择 C 站为测试厂站，10kV 电压上限为 10.65kV，电压下限为 10.1 kV。

表 4.2 就地电压控制测试

序号	功能	描述	测试方法	测试操作记录	测试结果
2	电容器优先投入	电压越下限时，优先投入电容器而不上调主变。	电容器退出运行，使 C 站 10kV 母线电压降低至 10.1kV 以下，测试 AVC 控制策略。	设置电压稳定误差使 C 站 10kVI 母电压越下限	正确
3	电容器滞后切除	电压越上限时，先下调主变而不切除电容器。	电容器投入运行，使 C 站 10kV 母线电压升高至 10.65kV 以上，测试 AVC 控制策略。	设置电压稳定误差使 C 站 10kVI 母电压越上限	正确

AVC 具备方便可靠的参数在线设置手段，可在线修改电压、功率因数等限值，可通过人工设置控制模式来调整控制策略。

表 4.3 控制设置测试

序号	功能	描述	测试方法	测试操作记录	测试结果
4	控制方式设置	AVC 开/闭环控制方式按系统>厂站>母线>设备的优先级分级设置	在 AVC 控制状态图上进行设备投切操作，查看控制命令输出	投退全局和单站单设备自动控制	正确
5	控制模式设置	AVC 控制模式包括功率因数控制、区域电压控制、无功控制等，修改可调整控制策略	在 AVC 参数设置图上对控制模式修改，查看控制命令输出	投退控制字	正确
6	控制参数设置	AVC 控制参数可根据高峰/低谷负荷时段分别设置，包括全局缺省参数和设备参数，设备参数优先	在 AVC 参数设置图上设置电压和功率因数值上、下限值		正确
			在 AVC 母线控制表中分时段设置母线电压波动范围，启动时段验证通过后全局参数对该母线失效。	设置母线时段电压	
7	动作次数时段设置	分时段设置变压器和电容器动作次数，控制设备动作次数在合理范围内	在 AVC 变压器/电容器控制表中分时段设置动作次数，启动时段验证通过，查看设备动作次数及控制命令输出	设置电容器和变压器时段动作次数	正确

4.1.3.3 AVC 安全策略

AVC 对电压无功调节设备直接进行遥控，与一般调度自动化软件相比，安全性措施显得非常重要。AVC 对遥测遥信进行预处理，避免刀闸误遥信对分区造成错误，并对异常事件自动闭锁，减轻值班员处理异常事件的工作量，增强 AVC 运行安全可靠，直到满足自动解除闭锁条件或值班员人工确认并解除闭锁后该设备才会再次接受 AVC 控制。

表 4.4 安全策略测试

序号	功能	描述	测试方法	测试操作记录	测试结论
8	遥信预处理及分区鉴别	遥信预处理信息表提示该刀闸状态可疑。	B 站线路刀闸置分位而开关合位。	察看遥信预处理信息	正确
9	遥测预处理	三次采样均越限才发命。	①改变采样周期，观察三次采样过程。		正确
		非正常有效电压值，不发命。	②置 C 站 10kV 母线电压为 8kV。		
10	并联变压器分头统一调节及特殊处理	提示档位不一致，请调度员手动调节。	①普通档位类型一致变压器并联运行：B 站电压正常，置变压器为不同档位。	模拟主变并联运行，置 2 主变档位不一致	正确
		发命对 1#、2# 主变交替调节，若其中一台变压器调节失败，即使电压合格，也自动在下周期重发该命令。	②普通档位类型一致变压器并联运行：置 B 站 10kV 母线电压为 10.1kV。		
11	电容器切除后投入时间间隔 >5min	在 5 分钟后才发命投入电容器。	切除 C 站电容器，使其 10kV 电压低于 10.1kV。	察看发命令规律	正确
12	电容器人工操作或保护动作自动闭锁	提示该电容器手工操作，自动闭锁控制状态。	C 站电容器处于在线运行、自动控制状态，人工切除该电容器。	察看告警信号	正确
13	10kV 母线单相接地自动闭锁	提示 10kV 母线单相接地并闭锁该母线自动控制状态。	置 C 站 A 相电压为 0，B、C 相电压为线电压。	模拟母线单相接地情况	正确
14	电容器开关检修自动闭锁	闭锁电容器自动控制。	在线运行状态，刀闸拉开转为冷备用状态。	模拟电容器冷备用状态	正确
15	设备动作次数超限闭锁	设备动作次数超过该时段设定值则自动闭锁并告警提示	使设备动作次数超过该时段限值，观察告警信息。	察看告警信号	正确
16	主变滑档闭锁	根据档位变化判断是否滑档	设置主变档位，使前后档位之差超过 2 档	察看告警信号	正确

4.2 自动电压控制（AVC）系统闭环测试

4.2.1 西湖变电站闭环测试：

测试期间西湖变电站运行方式为 1[#]、2[#]主变压器分列运行，10kV 母联开关处于断开位置，1[#]电容器处于冷备用状态，2[#]电容器为运行状态。

测试过程：

1) 调试 2[#]电容器 992 开关分：修改 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越上限，并且闭锁 1[#]、2[#]变压器档位和 1[#]电容器 991 的自控状态。

AVC 软件发命令“西湖变 10kVII 母电压高(10.83kV),切 2[#]电容器 992”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.5 切 2[#]电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	10:37:46	合	10.43 kV	0.4kV	上限 10.7kV
操作后	10:38:39	分	10.34 kV		

2) 调试 2[#]电容器 992 开关合：修改 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越下限，并比较 2[#]主变低压侧无功和 2[#]电容器容量，检查投入 2[#]电容器会不会导致无功倒送。闭锁 1[#]、2[#]变压器档位和 1[#]电容器 991 的自控状态。

2[#]主变低压侧无功为-0.223VAR, 2[#]电容器容量为 3.0 VAR。AVC 软件发命令“西湖变 10kVII 母电压低(10.13kV),无调节措施”，然后将 2[#]电容器容量暂时改为 0.01 VAR, AVC 软件发命令“西湖变 10kVII 母电压低(10.13),投 2[#]电容器 992”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.6 投 2[#]电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	10:49:49	分	10.33 kV	-0.2 kV	下限 10.2 kV
操作后	10:51:30	合	10.31 kV		

3) 调试 1[#]主变降档：修改 10kVI 段母线电压偏差值，使电压越上限。并闭锁 2[#]变压器档位和 1[#]、2[#]电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“西湖变 10kVI 母电压高(10.81kV),下调 1[#]主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，

人工确认执行。

表 4.7 下调 1#主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:33:47	8	10.41kV	0.4 kV	上限 10.7 kV
操作后	11:35:23	7	10.32 kV		

4) 调试 1#主变升档：修改 10kVI 段母线电压偏差值，使电压越下限。并闭锁 2#变压器档位和#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“西湖变 10kVI 母电压低(10.13kV),上调 1#主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.8 上调 1#主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:49:44	7	10.33kV	-0.2 kV	下限 10.2 kV
操作后	11:50:38	8	10.44 kV		

5) 调试 2#主变升档：修改 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越下限。并闭锁 1#变压器档位和#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“西湖变 10kVII 母电压低(10.15),上调 2#主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.9 上调 2#主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:56:07	8	10.45 kV	-0.3 kV	下限 10.2 kV
操作后	11:56:50	9	10.56 kV		

6) 调试 2#主变降档：修改 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越上限。并闭锁 1#变压器档位和#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“西湖变 10kVII 母电压高(10.87 kV),下调 2#主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.10 下调 2#主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	12:04:38	9	10.57 kV	0.3 kV	上限 10.7 kV
操作后	12:05:32	8	10.46 kV		

4.2.2 东湖变电站闭环测试：

测试期间东湖变电站的运行方式为 1#、2#变压器分列运行，10kV 母联开关处于断开位置，1#、2#电容器均处于运行状态。

测试过程：

1) 调试 1#电容器 991 开关分：修改 10kVI 段母线电压偏差值，使电压越上限，并且闭锁 1#、2#变压器档位和 2#电容器 992 的自控状态。

AVC 软件发命令“东湖变 10kVI 母线电压高(10.74kV),切 1#电容器 991”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.11 切 1#电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	15:59:32	合	10.44 kV	0.3 kV	上限 10.7 kV
操作后	16:00:15	分	10.36 kV		

2) 调试 1#电容器 991 开关合：修改 10kVI 段母线电压偏差值，使电压越下限，并比较 1#主变低压侧无功和 1#电容器容量，检查投入 1#电容器会不会导致无功倒送。闭锁 1#、2#变压器档位和 2#电容器 992 的自控状态。

AVC 软件发命令“东湖变 10kVI 母线电压低(10.08kV),投 1#电容器 991”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确后，人工确认执行。

表 4.12 投 1#电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	16:05:34	分	10.38 kV	-0.3 kV	下限 10.2 kV
操作后	16:06:28	合	10.44 kV		

3) 调试 2#电容器 992 开关分：修改 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越上限，并且闭锁 1#2#变压器档位和 1#电容器 991 的自控状态。

AVC 软件发命令“东湖变 10kVII 母线电压高(10.83),切 2#电容器 992”，弹

出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.13 切 2#电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	16:21:33	合	10.43 kV	0.4 kV	上限 10.7 kV
操作后	16:22:05	分	10.36 kV		

4) 调试 2#电容器 992 开关合：修改 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越下限，并比较 2#主变低压侧无功和 2#电容器容量，检查投入 2#电容器会不会导致无功倒送。闭锁 1#、2#变压器档位和 1#电容器 991 的自控状态。

AVC 软件发命令“东湖变 10kVII 母线电压 Uab 电压低(10.13kV),投 2#电容器 992”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确后，人工确认执行。

表 4.14 投 2#电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	16:27:25	分	10.33 kV	-0.2 kV	下限 10.2 kV
操作后	16:28:08	合	10.44 kV		

5) 调试 1#主变升档：修改 10kVI 段母线电压偏差值，使电压越下限。并闭锁 2#变压器档位和#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“东湖变 10kVI 母线电压低(10.06kV),上调 1#主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.15 上调 1#主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	16:36:07	8	10.46 kV	-0.4 kV	下限 10.2 kV
操作后	16:39:30	9	10.54 kV		

6) 调试 1#主变降档：修改 10kVI 段母线电压偏差值，使电压越上限。并闭锁 2#变压器档位和#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“东湖变 10kVI 母线电压高(10.76kV),下调 1#主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确后，人工确认执行。

表 4.16 下调 1#主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	16:44:07	9	10.56 kV	0.2 kV	上限 10.7 kV
操作后	16:44:28	8	10.48 kV		

7) 调试 2#主变升档：修改 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越下限。并闭锁 1#变压器档位和#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“东湖变 10kVII 母线电压低(10.14kV),上调 2#主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.17 上调 2#主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	16:52:28	8	10.44kV	-0.3kV	下限 10.2kV
操作后	16:54:04	9	10.52kV		

8) 调试 2#主变降档：修改 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越上限。并闭锁 1#变压器档位和#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“东湖变 10kVII 母线电压高(10.89),下调 2#主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确后，人工确认执行。

表 4.18 下调 2#主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	16:56:43	9	10.49kV	0.4 kV	上限 10.7 kV
操作后	16:56:56	8	10.4 kV		

4.2.3 万溪变电站：

测试期间万溪变电站的运行方式为 1#变压器单独运行，10kV 母联开关处于闭合位置，2#电容器处于热备用状态，1#电容器处于运行装态。

测试过程：

1) 调试 2#电容器 992 开关合：修改 10kVI 段母线和 10kVII 段母线的电压偏差值，使电压同时越下限，并检查投入 2#电容器会不会导致无功倒送，闭锁 1#、2#变压器档位和 1#电容器 991 的自控状态。

AVC 软件发命令“万溪变 10kVI 段电压低(10.15kV),投 2#电容器”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，

人工确认执行。

表 4.19 投 2#电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	10:45:17	分	I 段 10.34 kV II 段 10.34 kV	-0.2 kV -0.2 kV	下限 10.2
操作后	10:46:10	合	I 段 10.42 kV II 段 10.42 kV		

2) 调试 2#电容器 992 开关分：修改 10kVI 段母线和 10kVII 段母线的电压偏差值，使电压同时越上限，并且闭锁 1#、2#变压器档位和 1#电容器 991 的自控状态。

AVC 软件发命令“万溪变 10kVI 段电压高(10.75kV),切 2#电容器”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确后，人工确认执行。

表 4.20 切 2#电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	10:50:57	合	I 段 10.45 kV II 段 10.45 kV	0.3 kV 0.3 kV	电压上限 10.7 kV
操作后	10:51:50	分	I 段 10.36 kV II 段 10.36 kV		

3) 调试#1 电容器 991 开关分：修改 10kVI 段母线和 10kVII 段母线的电压偏差值，使电压同时越上限，并且闭锁 1#，2#变压器档位和#2 电容器 992 的自控状态。

AVC 软件发命令“万溪变 10kVI 段电压高(10.82),切 1#电容器”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确，并在变电站测量到预置信号后，人工确认执行。

表 4.21 切 1#电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:03:33	合	I 段 10.41kV II 段 10.41 kV	0.4 kV 0.4 kV	电压上限 10.7 kV
操作后	11:04:05	分	I 段 10.36 kV II 段 10.36 kV		

4) 调试#1 电容器 991 开关合：修改 10kVI 段母线和 10kVII 段母线的电压偏差值，使电压同时越下限，并检查投入 1#电容器会不会导致无功倒送，闭锁

1[#], 2[#]变压器档位和#2 电容器 992 的自控状态。

AVC 软件发命令“万溪变 10kVI 段电压低(10.04 kV),投 1[#]电容器”,弹出遥控预置和遥控执行窗口,核对遥控点号正确后,人工确认执行。

表 4.22 投 1[#]电容器前后电压值

	时刻	开关状态	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:09:24	分	I 段 10.34 kV II 段 10.34 kV	-0.3 kV -0.3 kV	电容器投入电压 10.3 kV
操作后	11:10:07	合	I 段 10.42 kV II 段 10.42 kV		

5) 调试 1[#]主变升档: 修改 10kVI 段母线和 10kVII 段母线电压偏差值,使电压越下限。并闭锁#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“万溪变 10kVI 段电压低(10.12kV),上调 1[#]主变”,弹出遥控预置和遥控执行窗口,核对遥控点号正确,并在变电站测量到预置信号后,人工确认执行。

表 4.23 上调 1[#]主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:13:20	8	I 段 10.42 kV II 段 10.42 kV	-0.3 kV -0.3 kV	下限 10.2 kV
操作后	11:14:46	9	I 段 10.49 kV II 段 10.49 kV		

6) 调试 1[#]主变降档: 修改 10kVI 段母线和 10kVII 段母线电压偏差值,使电压越上限。并闭锁#1、#2 电容器的自控状态。

AVC 软件发命令“万溪变 10kVI 段电压高(10.77),下调 1[#]主变”,弹出遥控预置和遥控执行窗口,核对遥控点号正确后,人工确认执行。

表 4.24 下调 1[#]主变档位前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:16:00	9	I 段 10.47kV II 段 10.47 kV	0.3 kV 0.3 kV	上限 10.7 kV
操作后	11:17:26	8	I 段 10.39 kV II 段 10.39 kV		

7) 调试 1[#]、2[#]主变并列运行升档: 将 2[#]主变高压侧和低压侧开关遥信封锁到合位,模拟 1[#]、2[#]主变并列运行,修改 10kVI 段母线和 10kVII 段母线电压偏

差值，使电压越下限。并闭锁[#]1、[#]2 电容器的自控状态。

AVC 软件发出两条命令“万溪变 10kVI 段电压低(10.18kV),上调 1[#]主变”，“万溪变电压低(10.18 kV),上调 2[#]主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确后，将上调 1[#]主变的遥控取消，只执行 2[#]主变上调命令。

表 4.25 模拟 1[#]、2[#]主变并列运行时升档前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:49:44	8	I 段 10.38 kV II 段 10.38 kV	-0.2 kV -0.2 kV	下限 10.2 kV
操作后	11:50:38	9	I 段 10.38 kV II 段 10.38 kV		

此时 1[#]主变和 2[#]主变并列运行，1[#]主变 8 档，2[#]主变 9 档。修改 10kVI 段母线和 10kVII 段母线电压偏差值，使电压越上限。

AVC 软件发出一条命令“万溪变 10kVI 段电压高(10.78 kV),上调 2[#]主变”，弹出遥控预置和遥控执行窗口，核对遥控点号正确后，人工确认执行。

表 4.26 模拟 1[#]、2[#]主变并列运行时降档前后电压值

	时刻	主变档位	电压遥测值	电压偏差值	电压限值
操作前	11:51:52	9	I 段 10.38 kV II 段 10.37 kV	0.4 kV 0.4 kV	上限 10.7 kV
操作后	11:53:07	8	I 段 10.38 kV II 段 10.37 kV		

4.2.4 220kV 关口变电站 AVC 闭环控制测试:

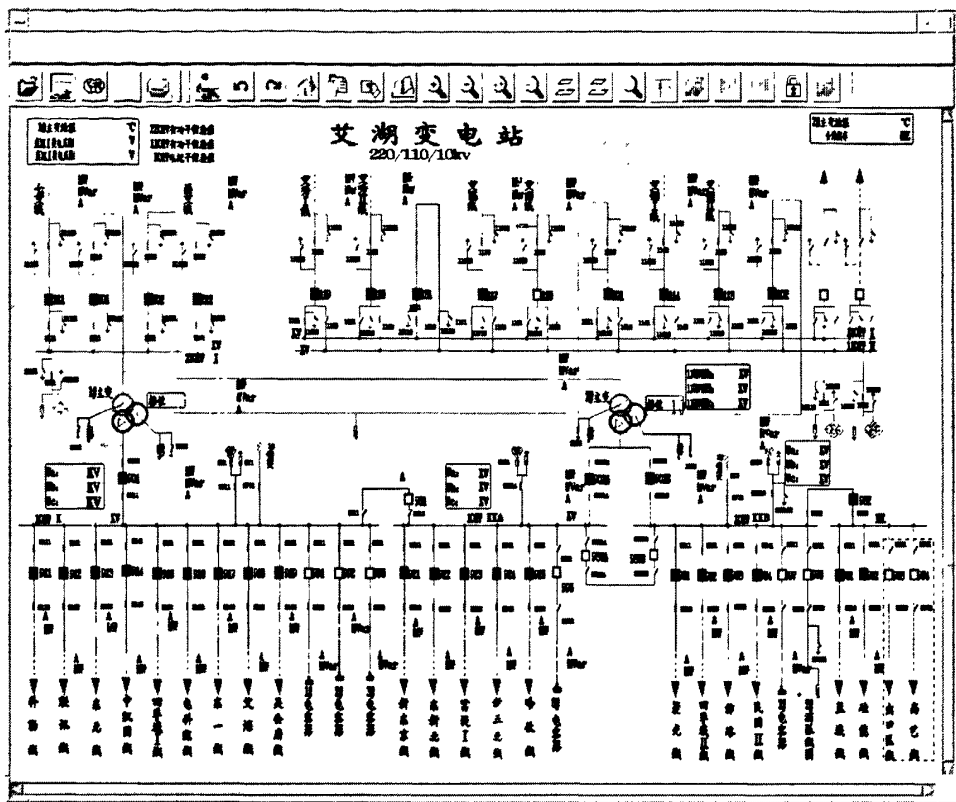


图 4.2 艾湖 220kV 关口变电站运行工况图

如图 4.2 所示,艾湖 220kV 变电站 220kV 母线为与省网 AVC 系统接口的关口中枢母线,省调给出的关口母线的上限值为 (22: 00~06: 00) 235.5kV, 其他时间段为 235kV, 下限值为 (22: 00~06:00) 234.5kV, 其他实现段为 234kV。通过 24 个小时的电压曲线监视,如图 4.3 所示,我们可以看出,中枢母线电压基本被控制在设定值正负偏差 0.5kV 之内,当中枢母线电压超出了设定电压的死区范围时,就会有相应的控制反馈将其拉回到设定区域内,这说明了 AVC 投入以后对中枢母线电压的控制的有效性。

如图 4.4 所示,图中将 AVC 投入运行前后的两条中枢母线电压曲线进行对比,我们可以很明显的看出未投入 AVC 的情况下,中枢母线电压随着负荷的变化有明显的峰谷差,最高电压 236.5kV,最低电压 232.6kV,二者相差 3.9kV;而投入 AVC 之后,中枢母线电压在控制的作用下波动大幅度减小,最高电压 235.6kV,最低电压 233.6kV,二者偏差 2.0kV,已基本看不到明显的峰谷。

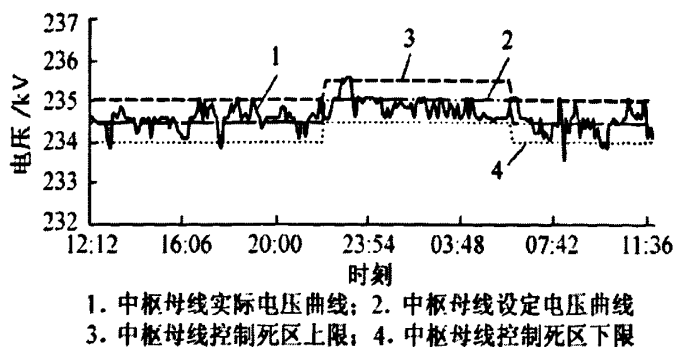


图 4.3 中枢母线电压控制结果

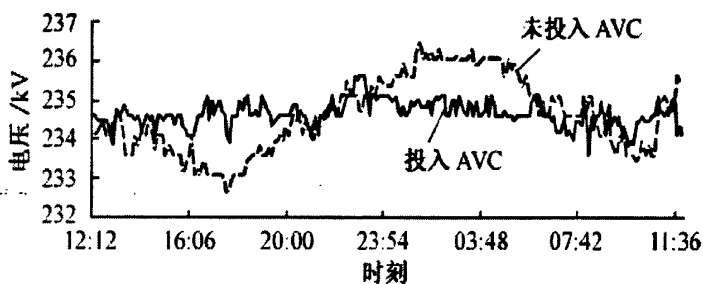


图 4.4 中枢母线电压投入 AVC 前后对比结果

因此，我们可以得出在对 220kV 关口中枢母线进行 AVC 闭环测试中，AVC 对中枢母线电压的控制是成功的。

第五章 结论

通过对南昌电网自动电压控制系统进行的各项测试结果，并且通过半年的试运行，从得到数据结果来看，南昌电网的电压质量得到了明显的提高，将 2008 年 6 月至 12 月与 2009 年 6 月至 12 月的关口功率因素合格率、网压、城市 A 类电压合格率进行了同期对比如下：

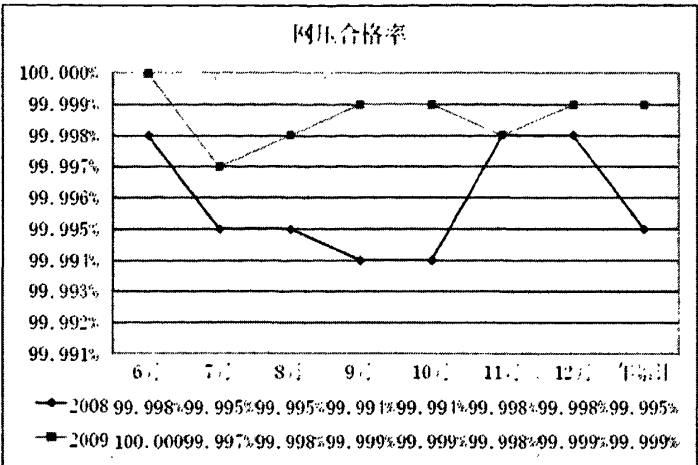


图 6.1 网压合格率

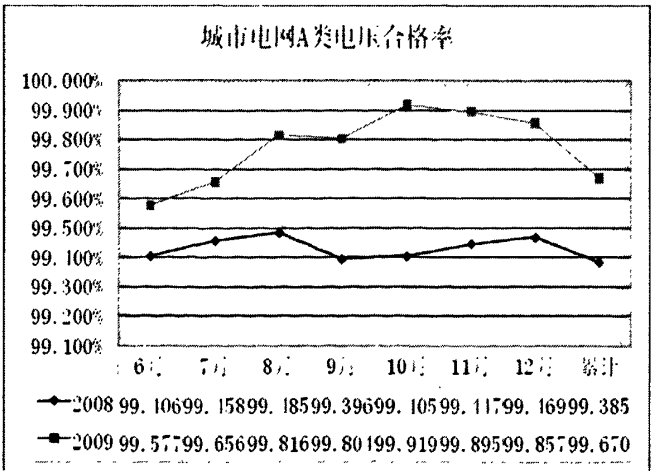


图 6.2 城市电网 A 类电压合格率

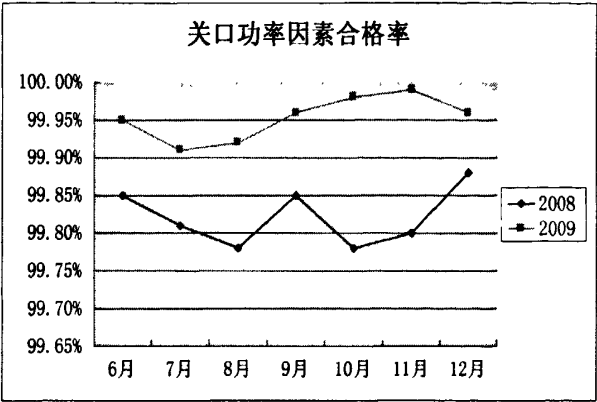


图 6.3 关口功率因素合格率

通过上面的示意图可得出，目前南昌电网的电压合格率与项目的目标已经非常接近。

参考文献

- [1]. 庄侃沁, 李兴源. 变电站电压无功控制策略和实现方式. 电力系统自动化, 2001, 25 (15): 47~50.
- [2]. 严浩军. 变电站电压无功综合自动控制问题探讨. 电网技术, 2000, 24 (7).
- [3]. 范磊, 陈晰. 二次电压控制研究. 电力系统自动化, 2000 年 6 月.
- [4]. 李溟. 二种无功电压控制系统(装置)对比分析. 四川电力技术, 2007, 30 (5).
- [5]. F.R. Graf. Real time application of an optimal power flow algorithm for reactive power allocation of the RWE energy control center. International Practices in Reactive Power Control, IEE Colloquium on. 1993.
- [6]. 丁晓群, 黄伟, 章文俊, 等. 基于电压控制区域的主导节点电压校正方法. 电网技术, 2004, 28 (14): 44~48
- [7]. 李瑞超, 陈实, 吴迪, 等. 安徽电网自动电压控制(AVC)系统设计及实现. 电力系统自动化. 2004, 28 (8): 20~22
- [8]. J.P.Paul, J.Y.Leost, J.M.Tesseron. Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations. IEEE Transactions on Power Systems. 1987, 2(2): 505~512
- [9]. H. Lefebvre, D. Fragnier, J. Y. Boussion, P. Mallet, and M. Bulot. "Secondary Coordinated Voltage Control System: Feedback of EDF," presented at IEEE Summer Meeting, Seattle, 2000.
- [10]. Lagonotte P, Sabonnadlere J C, Leost J Y, et al. Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control In France. IEEE Trans on Power Systems, 1989, 4(2): 479~486.
- [11]. Stankovic A, Illic M, Maratukulam D. Recent Results In Secondary Voltage Control of Power Systems. IEEE Trans on Power Systems, 1991, 6 (1): 94~101.
- [12]. Sancha J L, Fernández J L. Secondary Voltage Control: Analysis, Solutions and Simulation Results for the Spanish Transmission System. IEEE Trans on Power Systems, 1996, 11(2): 630~638.
- [13]. H. VU, P. PRUVOT, C. LAUNAY, et al. An Improved Voltage Control on Large-scale Power System. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(3): 1295~1303.
- [14]. 郭庆来, 孙宏斌, 张伯明, 等. 江苏电网 AVC 主站系统的研究和实现. 电力系统自动化, 2004, 28 (22): 83~87
- [15]. 许文超, 郭伟. 电力系统无功优化的模型及算法综述. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(1): 100~104.
- [16]. 何仰赞, 温增银. 电力系统分析. 武汉: 华中理工大学出版社, 2002.
- [17]. 唐寅生, 李碧君. 电力系统 OPF 全网最优无功的经济压差 ΔU_J 算法及其应用. 中国电力, 2000, 33(9): 42~44.
- [18]. 孙宏斌, 张伯明, 郭庆来, 等. 基于软分区的全局电压优化控制系统设计. 电力系统自动化, 2003, 27 (8), 16~20
- [19]. 文劲宇, 江振华等. 基于遗传算法的无功优化在额州电网中的应用. 电力系统自动化, 2000, 24 (2).
- [20]. 周邨飞, 赵金荣. 电压无功自动控制软件及其应用. 电力系统自动化, 2000, 24 (9).
- [21].
- [22]. 李乃湖等. 基于原一对偶内点法的电压无功实时优化控制算法. 电力系统自动化, 2000, 24 (5).
- [23]. 刘明川, 黄华林. 区域电网电压与无功控制的协调. 电力系统自动化, 1997 年 7 月.
- [24]. 胡泽春, 王锡凡. 配电电网无功优化的分时段控制策略. 电力系统自动化, 2002 年 3 月.

致 谢

致 谢

在论文即将完成之际，向在攻读硕士学位期间关心和帮助我的老师和同学表示由衷的感谢。首先，感谢导师刘爱国副教授在各方面对我的悉心指导和帮助。本文研究工作从选题到完成，无不倾注了导师于继来教授诲人不倦的关怀、指导和教诲。在攻读硕士学位期间，导师渊博的学识、严谨的治学态度、敏锐的科学洞察力、高尚的道德情操、实事求是的学术作风以及为人师表的风范给了我巨大的启迪、鼓舞和鞭策，并将成为我人生道路上的楷模。其次，感谢徐晓慧高级工程师的指导和帮助。

最后，向所有曾给予我关心帮助的师长、领导、同事、亲人及朋友表示感谢！

蔡方明

二〇一〇年五月

