



电网自动电压 控制(AVC)技术及 案例分析

丁晓群 周玲 陈光宇 著



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS



丁晓群，男，河海大学能源与电气学院教授、博士生导师，长期从事电力系统无功电压优化运行与控制、电力系统降

损节能方面的教学与研究工作，多次获得省、部级科技进步奖。其开发的无功电压自动控制（AVC）系统、降损节能系列产品已经在全国电力系统推广应用达160多家用户。



周玲，女，河海大学能源与电气学院副教授、硕士生导师，多年从事电力系统继电保护、电力系统降损节能方面的教

学与研究工作，发表学术论文20多篇。



陈光宇，男，硕士，南京河海电力软件有限公司工程师，具有丰富的省级电网无功电压自动控制

（AVC）系统研发和工程经验，并擅长潮流和优化算法。

电网自动电压控制 (AVC) 技术及案例分析

丁晓群 周 玲 陈光宇 著



机械工业出版社

本书对电网自动电压控制 (AVC) 技术领域的最新研究成果进行了总结和提炼,结合作者多年对无功优化在线控制理论的研究和工程应用经验,充分阐述了自动电压控制中的建模、算法、控制等理论问题,以及在实际工程中的一些工程化的特别处理方法。此外,还对长久以来电力系统中争执不下的无功优化和电压稳定的关系等问题进行了讨论,并提出了自动电压控制系统在面对智能电网时可能遇到的问题和解决方法。

本书适合于电力系统管理人员、研发人员,以及高等院校相关专业本科生和研究生阅读。

图书在版编目 (CIP) 数据

电网自动电压控制 AVC 技术及案例分析/丁晓群,周玲,陈光宇著.
—北京:机械工业出版社,2010.10
ISBN 978-7-111-31461-5

I. ①电… II. ①丁… ②周… ③陈… III. ①电力系统-自动控制-研究 IV. ①TM761

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2010) 第 147673 号

机械工业出版社 (北京市百万庄大街 22 号 邮政编码 100037)

策划编辑:刘星宁 责任编辑:任 鑫

版式设计:张世琴 责任校对:李秋荣

封面设计:马精明 责任印制:杨 曦

北京蓝海印刷有限公司印刷

2010 年 11 月第 1 版第 1 次印刷

169mm×239mm·21.25 印张·410 千字

0001—3000 册

标准书号:ISBN 978-7-111-31461-5

定价:56.00 元

凡购本书,如有缺页、倒页、脱页,由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心:(010) 88361066

门户网:<http://www.cmpbook.com>

销售一部:(010) 68326294

教材网:<http://www.cmpedu.com>

销售二部:(010) 88379649

读者服务部:(010) 68993821

封面防伪标均为盗版

序

20 世纪末，我国电网得到了快速的发展，机组容量不断提高，电网规模不断扩大，电压等级不断提高，区域电网逐渐形成，为了提高电网的安全、优质与经济效益，1996 年 8 月 12 日，原电力工业部发布了《电力工业部关于调度机构开展安全文明生产达标和创一流工作的通知》，2001 年 10 月 24 日，原《国家电力公司建设国际一流电网调度机构考核标准〈试行〉》中的评价一流技术中增加了“电网 AGC（自动发电控制）和 AVC 功能得以成功应用，其控制水平、控制质量以及控制效果不断提高”的条款，2002 年 4 月 10 日，《国家电力公司建设国际一流电网调度机构考核标准〈试行〉实施细则》中又增添了关于电网 AVC 功能没有投运及 AGC、AVC 控制水平、控制质量及效果没有提高的扣分规定，从而推动了 AVC 在我国电网中的发展。

国外在 20 世纪 80 年代初开始将 AVC 用于电力系统，他们称之为二次电压控制系统，目标是在电力系统中实现无功功率及电压的区域性集中控制。例如，EDF（Electricite De France，法国电力集团）国家电力系统在 1978 年 12 月 19 日发生大停电事故后，开始研究并逐步实施了二次电压控制。到 1986 年，法国几乎全国电力系统都配置到了二次电压控制系统中。EDF 通过调节 27 个控制区中，共有约 100 台火电机组与 150 台水电机组，共 30000Mvar 的无功功率，控制各分区中分别设置的若干个主导节点的电压。二次电压控制系统是指，电压的快速变化均由具有系统意义的发电机组的一次作用进行调节。处理电压的慢变化，由二、三次无功/电压控制调节。二次控制由区域意义的动态无功补偿装置进行调节，手动操作的无功补偿装置为三次调节。由超高压系统提供参考电压，并作为全系统的电压调节的参考，防止电压调节的不协调。EDF 的运行实践证明，采用二次电压调节系统后，电力系统正常情况下的运行电压水平得到了较好的控制。

AVC 适应了 21 世纪初我国电网发展的实际情况，因为受端电网集中了很大比重和容量的负荷，负荷端电网需要的大量无功功率，却只能由提供大部分有功功率的外部电网提供。电网正常的电压水平，在很大程度上还主要依赖发电厂的无功调节及变电站的 VQC（电压/无功控制）独立进行控制，缺乏全电力系统无功/电压调节的协调控制，不仅电压质量差，而且线路损耗大。电网自动化控制水平很低，缺乏动态无功补偿装置，没有高度发达的电力通信网络和自动化条件，无论是传统的优化电力潮流（Optimal Power Flow，OPF），还是优化无功功率调度（Optimal Reactive Power Dispatch，ORPD）表示的多约束的非线性数学模

型理论的无功/电压调节方式,在实际电力系统中都是无法实现的。

作者抓住机遇,与福建电网合作。2001年开始,把国外电网二次电压控制方法与我国电网的实际情况相结合,研究开发了AVC。福建电网的AVC于2002年9月投入运行。2003年11月26日通过鉴定。评审组专家给予了高度评价:该项目在福建电网的实施,提高了电网的电压质量,降低了网损,提高了电网的安全运行和自动化水平。该系统的总体技术和工程实践达到国际先进和国内领先水平,开创了我国大电网实施AVC的先河。十余年来,由作者领导的团队先后在县级、地区级与省级电网中安了141套AVC,涵盖了22个省市的电网。AVC实施采用区域无功/电压调节方式,最大限度地利用了全网无功补偿装置的出力,提高了电压水平,尤其是提高了主网的电压水平,保证了电网的电压稳定,也在一定程度上降低了线路损耗。AVC的实施,标志着我国电网无功/电压调控具有了一定的系统意义。

本书是作者对十几年来在开发与实施AVC工作的理论与经验总结,也代表了电网AVC的先进水平。

本书在宽广的领域里为读者提供了关于AVC的基本概念、原理与功能,国内外研究现状、算法比较、控制策略、结构、软硬件、主站及子站、协调控制设计、工程化处理方法的详细资料。此外,读者还可阅读到电网AVC案例分析。特别是关于自动电压控制展望那一章,内容更为吸引人,阐述了无功优化和电压稳定与有功调度的协调关系,以及智能AVC等创新内容,可供探讨。

国民经济正处于调整经济结构、转变发展阶段中,对电网无功/电压调控问题提出了更高的要求,那就是安全、优质、经济三个指标同时达到最好,即传统的电网无功优化调度的目标,也是AVC的终极目标。

在交流电网中,只有在输电线路及变压器中通过最少量的无功状态下,才会有最好的电压质量、最小的线路损耗和最高的电压储备系数。在这种状态下,发电厂、变电站、用户的无功做到了就地平衡,输电线路的过剩无功在本线路的两端等量补偿。输电线路通过的无功最少,只有本线路过剩无功的一半;变压器中通过的无功最少,它等于高压母线上所连接的输电线路过剩无功之和的一半。无功做到了就地及分层平衡。电压质量最好,线路损耗最少,功角损失最小。这就是输电线路的经济压差(ΔU_j)无功潮流理论。

因此,作者提出了第二代AVC新概念。第二代AVC与AVC相比,增添了电网无功功率实时监测技术。目的是促进电网无功补偿装置布局逐步走向就地平衡,促进逐步采用动态无功补偿装置。没有合理的无功补偿布局,再好的控制理论及方法也无济于事,没有动态连续平滑调节的无功补偿装置,就不可能实现具有地点、时间与数量三维意义的无功就地平衡,就永远不能进入第三代AVC,也就不可能实现安全、优质、经济三个指标同时达到最好的状态。

第二代 AVC 的基本做法是，用监控与数据采集（SCADA）装采集来的 U 、 P 、 Q 等数据，用 ΔU_j 潮流算法，按照监测与控制系统要求的刷新速度，以给定电压约束下的全网无功优化潮流为目标，求出发电厂、变电站应该注入电网界面的实时无功优化值（ Q_{opt} ），然后与实际值进行比较分析，求出偏差量，提出无功补偿装置的改进方案。本书对 AVC 的发展提出了宝贵的建议。

原湖南省电力公司调度中心教授级高级工程师
唐寅生

前 言

电压是电能质量的重要指标，长久以来，人们逐渐意识到电网低压运行会严重影响输变电设备送电能力，增加电网有功损耗，并且会导致电压崩溃等严重电力系统事故；而高压运行时，又会加速供电设备绝缘老化，影响生产过程的正常进行。可以说，电压质量在电能质量的考核中是第一位的，这种现象还将持续很长一段时间。

无功功率对电压损失影响很大，有功功率则对相角影响较大，对电压损失的影响较小。一般来说，减少无功功率在线路上的流动，合理地选择无功功率的就地平衡，是防止电压越限的主要手段。现在，世界范围内已形成共识：电压的水平由无功功率的水平决定。

既然无功功率和电压关系如此密切，那么电压的自动控制可以通过无功功率的自动控制来实现吗？答案是肯定的。2000 年我国便有了省级电压自动控制（AVC）系统项目的立项和一些地区级无功/电压自动控制系统的试运行。时至今日，AVC 系统已经诞生十年有余，在全国各省级、地级、县级区域得到了广泛应用，效果良好，产生了巨大的经济效益和社会效益。但是，智能电网的建设和电网的快速发展已经给 AVC 系统带来了新的问题和挑战：AVC 系统需要解决什么样的新问题，往哪个方向发展，需要应用哪些方面的技术等，这些本书都有涉及。

为了更好地帮助电力系统工程技术人员、科研人员以及高校学生掌握电力系统电压和无功功率的相关知识，深入研究和了解无功/电压自动控制系统在实际工程中的应用，以及对未来智能电网的电压控制的相关展望，作者潜心数年精心编写了《电网自动电压控制（AVC）技术及案例分析》一书。

本书对电网 AVC 技术领域的最新研究成果进行了总结和提炼，结合作者多年对无功优化在线控制的理论研究和工程应用经验，充分阐述了 AVC 中的建模、算法、控制等理论问题，以及在实际工程中的一些工程化的特别处理方法。此外，还对长久以来电力系统中争执不下的无功优化和电压稳定的关系等问题进行了讨论，并提出了 AVC 系统在面对智能电网时可能遇到的问题和解决方法。

本书在实际工程应用的介绍过程中阐述理论知识，介绍方法和模型，更有利于读者消化和理解。希望读者能在阅读本书的过程中体会到本书对实践操作的指导作用。

作者从事无功和电压方面的研究和教育工作已 20 余载，在 2000 年开发出了

用于地区电网的无功/电压自动控制系统，并随后在江苏省泰州市运行成功。在这 20 多年中，作者在无功优化、电压控制理论和实际工程应用方面积累了大量经验，本书也是作者这 20 多年的心血结晶，希望本书能够对广大读者有所帮助。

本书由河海大学能源与电气学院 AVC 课题组学术带头人丁晓群教授、周玲副教授组织和策划，其中第 1、2 章由周玲副教授撰写，第 3、6 章由南京河海电力软件公司的陈光宇撰写，第 7、8 章由丁晓群教授撰写，其余各章由河海大学能源与电气学院的刘寒寒、袁虎玲、刘洪亮、陆鹏程共同撰写。硕士研究生翟剑华、王小平、郭丽雅、蒋翔和顾乔根也参与了全书的校对工作，并最终由丁晓群教授审阅定稿。

由于作者水平有限，书中的疏漏和不妥之处在所难免，恳请广大读者不吝指正。

作 者

目 录

序

前言

第 1 章 电网自动电压控制	1
1.1 概述	1
1.2 无功优化与电压控制	1
1.2.1 无功优化与电压控制的重要性	1
1.2.2 无功优化基本概念	4
1.2.3 常用的无功补偿设备	6
1.3 国内外无功优化研究现状	9
1.3.1 国内外无功优化算法研究现状	9
1.3.2 国内无功优化软件研究现状	10
1.4 现代电网对 AVC 的需求	11
1.5 电网 AVC 的基本原理和功能	12
1.5.1 电网 AVC 基本原理与控制结构	12
1.5.2 国外 AVC 系统发展现状	16
1.5.3 国内 AVC 系统发展现状	19
1.6 适应于不同电网的 AVC 算法比较	20
1.6.1 无功优化算法综述	20
1.6.2 人工智能算法	22
1.6.3 无功优化混合算法	25
1.6.4 适合地区电网 AVC 的无功优化算法	25
1.6.5 适合省级电网 AVC 的无功优化算法	28
第 2 章 地区电网 AVC 系统	29
2.1 概述	29
2.2 地区电网 AVC 模式和特点	30
2.2.1 地区电网无功优化控制的特点	30
2.2.2 无功优化在地区电网中的关键点	33
2.2.3 地区电网 AVC 模式	36
2.3 地区电网集中式 AVC	49
2.3.1 系统使用范围	49

2.3.2 系统结构设计	50
2.3.3 系统的功能	53
2.4 地区电网分布式 AVC	56
2.4.1 系统使用范围	56
2.4.2 系统结构设计	57
2.4.3 地区电网分布式 AVC 系统主要功能	65
2.5 地区电网 AVC 系统控制策略	80
2.5.1 地区电网 AVC 系统控制策略概述	80
2.5.2 地区电网 AVC 系统控制策略	82
2.6 地区电网控制实验	84
2.6.1 实施控制实验的原因	84
2.6.2 控制实验的一般步骤	85
第3章 省级电网电压/无功优化控制系统	93
3.1 概述	93
3.2 省级电网无功优化控制的特点	93
3.3 省级电网无功优化控制的关键点	94
3.4 省级电网无功优化控制主站系统	95
3.4.1 系统的总体设计方案	95
3.4.2 省网 AVC 系统的模型和主要算法	98
3.4.3 系统控制策略	114
3.5 省级电网无功优化控制子站系统	117
3.5.1 电厂侧无功优化控制系统	118
3.5.2 变电站侧无功优化控制	123
3.6 结合电压稳定的省级电压/无功优化控制	127
3.6.1 电压稳定裕度计算的方法	127
3.6.2 无功优化和电压稳定的结合	133
3.7 省级电压/无功控制和上下级电网的协调控制	135
3.7.1 省地联调方案	135
3.7.2 网省联调方案	138
3.8 省级电压/无功控制工程实用化处理	139
3.8.1 系统抵御异常的方法	140
3.8.2 潮流改进与分析技术	141
3.8.3 工程实用化策略	142
3.8.4 引入负荷预测数据进行辅助控制决策	144
第4章 电网 AVC 系统工程化处理	145

4.1	概述	145
4.2	输入数据的工程化处理	145
4.2.1	数据的工程化处理	145
4.2.2	量测数据和状态估计数据	146
4.2.3	离散控制的工程化处理	150
4.3	控制的工程化处理	151
4.3.1	闭锁设置的应用	151
4.3.2	主变压器并列运行的处理	151
4.3.3	机组无功储备和进相工程化处理	152
4.3.4	控制平稳的工程化处理	153
4.4	精度的工程化处理	153
4.4.1	负荷预测的应用	153
4.4.2	外网等值的处理	157
第5章	地区电网 AVC 系统应用案例分析	165
5.1	概述	165
5.2	衡水电网使用地区集中式 AVC 的案例分析	165
5.2.1	衡水电网及集中式 AVC 应用概况	165
5.2.2	集中式 AVC 在衡水地区应用案例分析	166
5.3	某电网使用地区分布式 AVC 的案例分析	177
5.3.1	某电网及分布式 AVC 应用概况	177
5.3.2	分布式 AVC 在某地区应用案例分析	178
第6章	省级电网无功优化系统实例介绍	189
6.1	实例电网基本情况简介	189
6.2	实例电网实施 AVC 系统的可行性	189
6.2.1	调度自动化系统接入 AVC 系统的可行性研究	190
6.2.2	AVC 系统可行性研究	191
6.3	实例系统的技术性能指标	192
6.3.1	参考和引用的标准	192
6.3.2	实施标准	192
6.3.3	系统容量规模	192
6.3.4	系统可用性指标	192
6.3.5	系统可靠性指标	194
6.3.6	系统信息处理指标	194
6.3.7	实时性指标	194
6.3.8	负荷率指标	195

6.3.9 存储容量指标	195
6.3.10 系统的冷启动、热启动和加电技术指标	195
6.4 实例系统软硬件配置	195
6.4.1 软件配置	195
6.4.2 硬件结构图	197
6.5 实例系统部分分子系统和算例展示	198
6.5.1 监视子系统部分功能展示	198
6.5.2 维护子系统部分功能展示	208
6.5.3 分析查询子系统部分功能展示	215
6.5.4 权限管理子系统部分功能展示	223
6.5.5 双机互备子系统部分功能展示	225
6.5.6 跨越网络安全区实现数据同步方法展示	226
6.5.7 控制实验子系统部分功能展示	234
6.5.8 无功优化计算结果展示和分析	239
第7章 AVC 辅助产品介绍	245
7.1 概述	245
7.2 动态无功优化配置软件	245
7.2.1 经济压差优化潮流算法原理介绍	245
7.2.2 系统结构设计	246
7.2.3 系统实现的功能	246
7.2.4 系统运行界面介绍	247
7.3 实时线损分析和管理软件	250
7.3.1 常用线损计算方法介绍	250
7.3.2 系统结构设计	252
7.3.3 系统功能特点	252
7.3.4 实时线损分析与管理系统介绍	253
7.4 电力变压器经济运行闭环控制系统	271
7.4.1 系统概述	271
7.4.2 系统主要特点	272
7.4.3 系统正常运行流程	273
7.4.4 系统控制策略	275
7.4.5 系统展示	277
7.4.6 控制流程展示	277
7.4.7 主控界面	283
7.4.8 参数配置与登录界面	284

7.5 智能化降损节能软件集成包	285
7.5.1 软件集成包概述	285
7.5.2 软件集成包基本结构	285
7.5.3 软件集成包主要特点与功能	286
第8章 自动电压控制展望	288
8.1 概述	288
8.2 无功优化和电压稳定的协调	288
8.2.1 电压稳定的定义	288
8.2.2 无功优化和电压稳定	288
8.2.3 无功和电压的关系	289
8.2.4 无功传输特性	290
8.2.5 考虑电压稳定约束的无功优化模型	291
8.3 无功优化和有功调度的协调	293
8.3.1 有功调度	293
8.3.2 有功和无功解耦的优化协调	296
8.4 SVC 在无功优化中的应用	297
8.4.1 SVC 研究现状	297
8.4.2 SVC 在电压控制方面的应用	299
8.5 考虑谐波因素的无功优化	301
8.5.1 谐波的模型及危害	301
8.5.2 考虑谐波约束的无功优化模型	304
8.6 第二代 AVC	305
8.7 智能 AVC	306
8.7.1 智能电网的概述	306
8.7.2 智能 AVC	309
8.7.3 智能配电网 AVC	317
参考文献	323

第 1 章 电网自动电压控制

1.1 概述

电力工业是国民经济的重要基础产业，近年来我国电力工业发展迅速，已进入大电网、大机组、西电东送、南北互济、全国连网的崭新发展阶段，供电量已经基本可以满足我国国民经济和社会发展的需求，而与此同时，电能质量成为日益突出的问题。电压是衡量电能质量的重要指标之一，电压过高会危及电气设备的安全，电压过低会影响设备的正常运行。电压能否维持在合格的范围内，不仅影响电力工业本身的安全，而且关系到千家万户。改善电压质量是节能的有效措施，也是防止电压崩溃提高安全运行水平的重要条件。本章对电压与控制的重要性、无功优化基本概念、无功功率的控制设备等电压/无功基本概念进行了综述性介绍，详细介绍了自动电压控制系统（Automatic Voltage Control, AVC）的基本原理与应用，最后对应用于 AVC 系统的算法进行了对比研究。

1.2 无功优化与电压控制

电压和无功功率的分布有着密不可分的关系。在许多情况下，无功功率是造成电网线路与变压器上电压损失和有功损耗的主要原因。由此可见，合理地调节无功，对于提高电压质量、降低系统网损具有重要的意义。无功优化就是其中的一个重要方面。通过无功优化可以优化电网的无功潮流分布，并降低电网有功损耗和电压损失，从而改善电压质量，使用电设备得到安全可靠的运行。在保证现代电力系统的安全性和经济性方面，无功优化的重要性已经得到全球各国的关注。随着电力市场改革的深化，厂网分开后，降低电网损耗（以下简称为网损）对电网公司来说变得非常重要。降低网损的重要途径就是降低电网的无功潮流流动，因此，电力系统无功优化的重要性越来越突出。

1.2.1 无功优化与电压控制的重要性

1.2.1.1 电压控制的重要性

随着电力工业的飞速发展，电力系统的规模日益扩大，其安全、经济和优质运行显得愈加重要。与此同时，随着电力体制改革的深入和电力市场的开放，用

电管理逐步走向市场,促使电力部门越来越重视电力系统的安全性和经济性。作为衡量电能质量的一个重要指标,电压质量对电网稳定运行、降低线路损耗、保障工农业生产安全、提高产品质量、降低用电损耗等都有直接影响。电压过高、过低或偏离一定范围都会影响用电设备的寿命和效率,严重时甚至会引起电压崩溃。国内外因此导致电力系统失去负荷甚至大面积停电的事故屡见不鲜,并造成了巨大的经济损失。

电压稳定问题的出现是与电力系统发展的趋势紧密相关的。近年来,随着科学技术的进步,为满足日益增长的电能需求,电力系统的发展出现了许多新变化。例如,电网电压等级的升高,电力系统的互连,大容量发电机组的普遍应用,远离负荷中心的水电厂、坑口电厂、核电厂的涌现,负荷容量的集中,直流输电和新型电力电子控制装置的应用等。这些新变化对合理利用能源、提高经济效益和保护环境都有重要意义。但受环境和建设成本的限制,电网结构相对薄弱,发电设备储备量较少,系统经常运行在重负荷条件下,同时国家对部分电力工业解除管制、实行市场化以后,电网的运行状态和当初的设计有了很大的差别,这些都给电力系统的安全运行带来了隐患,其中包括电压不稳定或电压崩溃引起的局部失去负荷或大面积停电。

我国虽然还没有发生过大范围的恶性电压崩溃事故,但电压失稳引起的局部停电事故却时有发生,例如1972年7月27日湖北电网、1973年7月12日大连电网的停电事故等。目前,我国正处于经济快速发展的时期,电力系统也步入了大电网、超高压、大机组、远距离的时代。但由于当前的经济发展速度远远超出了在1997年亚洲金融危机时的预期,导致了今天甚至今后若干年内出现全国大范围内电力建设落后于经济发展水平的局面,电力系统运行在接近电网极限输送能力状态的几率大大增加,从而较大程度上威胁着电网的电压稳定。因此,在当前形势下,借鉴国外恶性电压崩溃事故和我国以往局部电压失稳的经验和教训,研究电压崩溃发生的机理、电压稳定的安全指标以及电压稳定的预防(紧急)校正控制措施,对于避免电压崩溃事故的发生,具有特别重要的意义。

就我国而言,社会主义现代化建设正蓬勃发展,各项技术也在不断进步,各行业用电量不断增加,我国将迎来电网建设的新高潮。根据我国电网目前的发展态势以及国民经济对电力负荷的增长需求,各地区电力系统的规模越来越大,系统间的互连将得到发展,电力系统无论在容量上、电网的复杂程度上,或者地区的跨度上都在迅速增加。展望今后电力系统的发展,多方面的原因会使系统稳定性问题变得愈加突出。如:①一些电源的位置将更加远离负荷中心,这一点在我国尤为突出;随着内陆和西部水利及煤炭资源的开发,必然形成由内陆向沿海工业地区远距离输电的局面。此外,从减少大气污染等出发,也要求电厂远离城市。这就造成线路电抗和传输功率的增大以及潮流的不合理分布,从而使系统电

压稳定性下降。②输电线路容量增大。但当线路因事故断开时,送、受端系统出现大的功率余额,增加了对电力系统稳定性的威胁。③输电线路的同杆并架增加了线路间多重事故的可能性,也给系统稳定性带来危害。

因此,借鉴国外恶性电压崩溃事故的经验教训,在我国加强电压稳定性及相关问题的应用研究,具有重要的理论和现实意义。

1.2.1.2 无功优化的重要性

在电力系统中,电源供给用户的功率可分为有功功率和无功功率,其中有功功率是用于转换成机械能、热能、光能等部分的能量;无功功率是指在交流电能的输送和使用过程中,用于电路内电场与磁场交换的那部分能量。在电力系统中,有功功率不足将引起频率下降,而无功功率不足将引起电压下降。系统中的无功电源主要是发电机及无功补偿装置。无功补偿装置有同步调相机、静止电容器和静止补偿器。无功负荷主要是异步电动机、变压器和线路无功损耗。其中异步电动机所占比重很大,变压器损耗也占了相当比重,线路电抗所消耗无功与线路等级和运行状况有关。

1. 无功功率的分布对电压有决定性的影响

由电压损失算式 $\Delta U = (PR + QX)/U$ 可见,在电网结构 $R + jX$ 和电压 U 确定的情况下,电压损失 ΔU 与输送的有功功率 P 和无功功率 Q 成比例关系。当输送的有功功率一定的情况下,电压损失主要与输送的无功功率数值有关。当电力系统有能力向负荷供给足够的无功功率时,负荷的端电压就能够保持在正常的电压水平。如果系统无功电源容量不足,负荷的端电压就会降低。为此,要求电力系统必须有足够的无功电源容量(包括应有的无功电源备用容量),否则应增加必要的无功补偿设备,以保证电力系统的无功功率平衡。

2. 无功功率在线路中传输引起的功率损耗

根据功率损耗公式 $\Delta P = (P^2 + Q^2)R/U^2$,当有功功率 P 和无功功率 Q 通过网络电阻 R 时,都会产生有功功率损耗 ΔP 。一方面,当输送容量 $P^2 + Q^2$ 和电压 U 一定时,功率损耗 ΔP 与网络电阻 R 成正比,即网络电阻 R 越大,功率损耗 ΔP 越大;反之,网络电阻 R 越小,功率损耗 ΔP 也越小。另一方面,当输送的有功功率 P 一定时,输送的无功功率 Q 越多,有功损耗 ΔP 就越大;反之,当输送的无功功率 Q 越小,有功损耗 ΔP 就越小。显然,当网络结构一定、输送的有功功率和电压也一定时,则有功功率损耗完全取决于所输送无功功率的变化。可见,在电力系统中,无功功率传输的数值对线路损耗有重要的影响。

3. 负荷无功功率对系统电压的影响

在额定电压附近,负荷从系统吸收的无功功率随电压的上升而增加,随电压下降而减小。当系统出现无功功率缺额,即无功电源不能提供足够的无功功率时,系统所接的各负荷的电压将下降,减少其向系统吸收的无功功率;当系统无

功率过剩,无功功率吸收能力不足的情况下,系统电压将普遍升高。如果利用发电机进相吸收过剩的无功功率,当吸收无功功率超过其最大吸收能力时,可能会引起系统暂态不稳定。

1.2.1.3 电压/无功综合控制的重要性

电力系统中,电压是衡量电能质量的一项重要指标,电压波动过大,不仅影响电气设备的利用效率和使用寿命,而且会危及系统的安全稳定运行,甚至会引起电压崩溃,并造成大面积停电的严重事故。因此保证电压质量合格,是电力系统安全优质供电的首要条件。同时无功功率也是影响电压质量的一个重要因素,实现无功的分层、分区就地平衡,是降低网损的重要手段,因此各级变电站承担着电压和无功调节的重要任务。在变电站中利用有载调压变压器和并联补偿电容器进行局部的电压及无功补偿的自动调节,以保证负荷侧母线电压在规定范围内及进线功率因数尽可能接近 1。传统的变电站电压/无功控制虽然实现了自动调节,但运行值班人员干预过多,难以做到判断正确和及时操作,不但保证不了调节效果,还会增加调节操作次数,甚至有操作失误的危险,已经不能适应电力发展的需要。为保证电压质量、无功平衡和电网安全可靠经济运行,对变电站实行电压/无功自动控制已成为一项重要的控制措施。

电压/无功综合控制保证了电压合格、无功基本平衡及调节次数的减少。频繁操作有载调压变压器分接开关和投切并联补偿电容器会引起变压器和开关设备故障,因此各变电站对其每天的调节次数均有严格的限制。采取合理的控制策略和控制手段,能够降低电容器组的平均运行温度、减少投切开关的动作次数及变压器分接开关的调节次数,可延长开关、电容器、变压器的使用寿命。因此,实现电压/无功综合自动控制有很好的实用价值。

1.2.2 无功优化基本概念

1. 无功优化的定义及数学模型

电力系统无功优化,是指当系统有功负荷、电源、潮流及网络结构给定的情况下,通过优化计算确定系统中某些控制变量的值,以找到在满足所有约束条件的前提下,使系统的某一个或多个性能指标达到最优时的运行方式。其需要研究的就是在满足系统负荷需求及运行约束要求的条件下,使电网的某一个或多个指标达到最优的无功功率分布方案。

根据所研究问题的时间跨度长短,无功优化可以分为无功规划优化和无功运行优化。其中,电力系统无功规划优化主要以今后 5~10 年的电网规划为依据,在保证满足各种典型方式安全约束的前提下,确定最优无功补偿地点、类型和容量,从而达到经济效益最好的目的。电力系统无功运行优化主要是以当前电网运行状况为依据,在满足各种安全约束的前提下,确定最优无功补偿地点、类型和

容量,保证电网电压制量,减少线路功率损耗,从而达到经济效益最大的目的。

由于电力系统规模大,有多种运行方式,负荷变化具有地域性、随机性,加上无功/电压控制设备种类繁多,性能差异较大,响应速度有快有慢,有的可以连续控制,有的只能离散控制,因而无功优化一直是电力系统领域的重点和难点问题之一。随着高压远距离输电技术的实现,各区域电网互联,组成统一整体,使电网能在更大范围内实现无功补偿调节、错峰、调峰等功能,从而在更大的空间内合理分配电力资源。随着厂网分开、竞价上网的电力市场改革的进行,研究互联电力系统无功分布是否合理,以及如何对无功/电压控制设备进行统一调度而实现电网的整体最优效益,不仅影响到整个系统的供电质量和经济效益,更关系到系统能否安全稳定运行。

电力系统无功优化在数学上可以表示为

$$\begin{aligned} \min \quad & f(\mathbf{x}) \\ \text{约束} \quad & h(\mathbf{x}) = 0 \\ & \underline{g} \leq g(\mathbf{x}) \leq \bar{g} \end{aligned} \quad (1-1)$$

式中,矢量 \mathbf{x} 包括:控制变量和状态变量,如节点电压幅值、相角、无功补偿设备补偿容量、有载调压变压器档位等; $f(\mathbf{x})$ 为系统的目标函数; $h(\mathbf{x})$ 为等式约束,即潮流方程约束; $g(\mathbf{x})$ 为不等式约束。

由上式可见,电力系统无功优化问题的数学模型包括功率约束方程、变量约束和目标函数等。

(1) 目标函数

无功优化的目标函数因侧重点不同而具有多样性,包括从经济性角度出发的系统有功网损最小;从安全性角度出发的、采取系统节点电压幅值偏离期望值的二次方和最小或者电压稳定裕度最大为目标函数;综合经济性和安全性考虑的,在保证最优电压质量前提下的有功网损最小;考虑增大系统的无功备用容量、减少网络损耗以及减小电压偏移的多目标无功优化;涉及网损、设备操作费用和动作设备数量的实时多目标无功优化;考虑电压稳定的无功优化等。

(2) 潮流平衡方程

在无功优化模型中,系统每一节点的注入有功功率和无功功率都应满足下式:

$$\begin{cases} P_i = U_i \sum_{j=1}^{N_B} U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \\ Q_i = U_i \sum_{j=1}^{N_B} U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \end{cases} \quad (1-2)$$

式中, P_i 和 Q_i 分别为节点 i 的注入有功功率和注入无功功率; U_i 和 U_j 分别为节

点 i 和节点 j 的电压幅值; B_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间的互电纳; N_B 为总节点数; G_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间的互电导; δ_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间的相角差。

(3) 变量约束条件

电力系统在稳态运行时, 为了保证电力系统运行的安全和电能质量, 各节点的电压幅值必须维持在额定电压幅值附近。同时, 发电机有功功率、无功功率输出均有一定的限制, 这些限制便构成了电网的运行约束条件。而调整发电机机端电压、变压器分接头位置和无功补偿电源输出, 都受到运行条件和设备本身条件的限制, 这些限制便构成了控制变量约束。

一般选取发电机端电压 U_G 、无功补偿容量 Q_C 、可调压变压器分接头位置 T_K 为控制变量, 而发电机无功功率 Q_G 、负荷节点电压 U_D 作为状态变量。

控制变量的不等式约束为

$$\begin{cases} U_{G\min} \leq U_{Gi} \leq U_{G\max} & i \in N_G \\ Q_{C\min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{C\max} & i \in N_C \\ T_{K\min} \leq T_K \leq T_{K\max} & i \in N_T \end{cases} \quad (1-3)$$

式中, U_{Gi} , $U_{G\min}$, $U_{G\max}$ 分别为发电机节点 i 的端电压及其下限值和上限值; Q_{Gi} , $Q_{G\min}$, $Q_{G\max}$ 分别为节点 i 的无功补偿容量及其下限值和上限值; T_K , $T_{K\min}$, $T_{K\max}$ 分别为可调压变压器分接开关位置及其下限值和上限值; N_G , N_C , N_T 分别为电网中发电机节点数, 无功补偿节点数, 可调压变压器台数的集合。

状态变量的不等式约束为

$$\begin{cases} Q_{G\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{G\max} & i \in N_G \\ U_{D\min} \leq U_{Di} \leq U_{D\max} & i \in N_{PQ} \end{cases} \quad (1-4)$$

式中, Q_{Gi} , $Q_{G\min}$, $Q_{G\max}$ 分别为发电机节点 i 的无功功率及其下限值和上限值; U_{Di} , $U_{D\min}$, $U_{D\max}$ 分别为负荷节点 i 的电压及其下限值和上限值; N_G , N_{PQ} 分别为系统中发电机节点集合和 PQ 节点集合。

2. 无功优化特点

电力系统无功优化是一个多变量、多约束的混合非线性规划问题, 其控制变量既有连续变量又有离散变量。同时无功优化可能是一个多峰多极值问题, 而不能保证其是一个单峰函数, 初值选取不当可能会导致问题收敛到局部最优点, 并且现代电网包含众多的节点和出线, 越是电压等级低的网络, 其节点数往往越多, 网络越复杂。无功优化问题的突出点有: 多目标性, 约束条件数量多、类型多, 目标函数及约束条件的非线性, 控制变量的离散性, 负荷及运行方式的不确定性, 非凸性和多极值性, 大规模, 目标函数难以由控制变量表示描述等。

1.2.3 常用的无功补偿设备

无功补偿设备自电力系统诞生之日起就得到了较快的发展。最早采用机械投

切的电容器和电抗器对系统进行无功功率补偿,以改善系统的电压水平。由于投切电容或电抗器会造成较大的冲击,人们开始在负荷中心安装同步调相机,调相机可以平滑地调节无功功率,并且既可以吸收无功功率也可以发出无功功率,具有较强的补偿控制功能,对调节负荷中心的无功功率平衡和维持负荷中心的电压水平有重要的作用。但调相机是旋转设备,运行维护复杂,响应速度慢,随着负荷中心地区对环境要求的提高,旋转设备带来的噪声问题严重,不能满足现代电力技术的发展要求。随着大功率电力电子技术的发展,到20世纪70年代,出现了一系列的晶闸管投切的并联补偿装置和晶闸管控制的并联补偿设备,如晶闸管投切电容器、晶闸管投切电抗器、晶闸管控制电抗器以及综合的静止无功补偿器(Static Var Compensator, SVC)等。这些并联补偿装置不仅可以快速动作(响应时间在几十毫秒),而且还可以快速平滑调节无功功率,使电力系统的并联补偿装置进入了一个新的发展阶段。

从发电机和高压输电线供给的无功功率,一般不能满足负荷的需要,所以在电网中需要设置一些无功补偿装置来补充无功功率,以保证用户对无功功率的要求,保证用电设备在额定电压下工作。

可控设备的多样性是无功优化区别于有功优化的主要困难之一,各类无功可控设备的控制能力和特点差异很大,目前常用的几种无功控制设备主要有同步发电机、变压器、并联电容器、并联电抗器、串联电容器、静止无功补偿器、同步调相机。

1. 同步发电机

同步发电机是系统唯一的有功电源,同时也是系统主要的无功电源,它的容量较大,调节也最方便。在发电机有功功率保持不变时,无功功率的大小将受到三个因素的限制,即电枢电流极限、磁场电流极限和端部热极限。

电力系统中大部分的无功功率都是由同步发电机供给的。当发电机机端电压大于电网电压时,发电机发出无功功率;当机端电压小于电网电压时,发电机吸收无功功率;当机端电压等于电网电压时,发电机发出的无功功率为零。同步发电机在过励磁条件下提供无功功率的能力对防止电力系统发生电压失稳具有非常重要的作用。在轻负荷时,利用发电机进相吸收系统无功功率是解决轻负荷系统高电压的有效措施。

2. 变压器

带有可调分接头的变压器是全系统各个电压等级控制的重要手段,连接不同电压等级的自耦变压器通常装有有载分接头,对这些分接开关可采用自动控制或手动控制。操作分接头位置就可调节低压侧电压,可以给较低电压网络的电容器组合线路充电,并减少较低电压网络的无功损耗。输电系统变压器分接头变化的延时要短些,以促使负荷更快地恢复。由于分接头改变,超高压侧电压将下降,

这将导致超高压电网的无功损耗增加。为防止这种情况发生,分接头改变必须与投切输电网的并联电容器和电抗器相配合。

通过切换变压器的分接头来改变电压比,可以改善无功/电压分布,降低系统有功网损。只有当系统无功功率电源容量充足时,用改变变压器电压比调压才能有效,否则,不但被调节节点的电压变化不大,而且还会引起上一级电压的进一步下降,甚至导致整个系统的电压崩溃。因此,当系统无功功率不足时,首先应装设无功功率补偿设备,使系统无功功率容量有一定的裕度。

3. 并联电容器

并联电容器可以提供无功功率并提高局部电压。它的最大特点是价格便宜且易于安装维护。在负荷区附近进行并联补偿的主要目的是调节电压和保持负荷稳定。电容器通过提高受电端负荷功率因数可以有效地扩大其电压稳定极限。并联电容器总是连接在母线上而不是线路上,机械开关投切电容器(MSC)安装在负荷区的主变电站中,也常常安装在大型自耦变压器三次侧,用于调节输电线路电压。

并联电容器的优点是:可分散、集中、分相补偿;投资少、功率损耗小。缺点是它的输出功率随安装母线电压降低而成二次方降低,只能全部或部分调节,而无法实现平滑调节。

4. 并联电抗器

并联电抗器常用于补偿线路无功,特别是限制由于线路开路或轻负荷所引起的电压升高。通常采用两种连接方式:①并联电抗器直接接到超高压线路上。这样可以限制高压线路的工频过电压和操作过电压。高压电抗器加中性点适当小电抗,可以帮助超高压长距离输电线路在单相重合闸过程中促使故障相易于消弧,从而保证单相重合闸成功。在超高压输电线路装设高压电抗器还有一个好处,就是当系统全停后,可以加速超高压电网的恢复,避免因出现过电压拖延系统的恢复时间和可能引起的重大事故。并联电抗器本身损耗较小,但造价较高。②并联电抗器接到主变压器三次侧。这种方式的优点是造价较低,操作方便。

5. 串联电容器

串联电容器补偿是提高长线路重负荷送电水平及系统稳定水平的措施。串联电容器补偿可以减小线路的净感抗,其提供的无功功率能补偿输电线路消耗的无功功率。串联电容器发出的无功功率与电流二次方成正比,可在系统最需要无功功率时提供更多的无功功率。串联电容器设备一般设在线路中间某点上或者线路端口。

6. 静止无功补偿器

静止无功补偿器(SVC)不仅用于传输网络中,而且广泛应用于配电系统中。它是一种不受超前-滞后范围限制的、大多无响应延迟的无功功率补偿装

置。其优点是①SVC 直接调节电压，这点在负荷区发电量很少时非常有用；②SVC剩余的无功容量能很好地指示接近电压不稳定的程度；③SVC 能快速调节瞬时过电压。其缺点是：①SVC 过负荷容量有限，在增压极限处，SVC 变成普通电容器组；②系统的临界或崩溃电压变成由 SVC 控制的电压，一旦一台 SVC 达到增压极限，会容易发生失稳；③SVC 的价格偏高。

7. 同步调相机

同步调相机是没有原动机或机械负荷的同步机。通过控制励磁，它可以用于发生或吸收无功功率。通过电压调节器，它可以自动调节无功功率输出，以保证恒定的端电压。它从电力系统吸收小部分有功功率以补偿损耗。同步调相机的初始成本和运行费用高，因此通常无法与静止无功补偿器相竞争。但同步调相机在电压很弱的网络中，有比静止无功补偿器更为优越之处，同步调相机能够提供更为稳定的电压特性。它可用于下列情况：①装在弱受端系统中，提供短路电流，以提高受端电压支持，提高接受远方大容量电源送电的能力。②对于较弱的受端系统，在传送大容量电力的超高压长距离输电线路的中途，装设同步调相机作并联补偿，以提高动态无功支持。③高压直流输电出现后，为了保证较弱的受电侧能提供足够的短路电流，也需要在交流受电侧装设足够容量的同步调相机。

8. 静止同步补偿器

静止同步补偿器（Static Synchronous Compensatory, STATCOM）是由可关断的大功率电力电子器件（如 GTO 晶闸管或 IGBT）逆变形成的无功功率发生装置，响应时间为 20 ~ 30ms。STATCOM 可控性能好，其电压幅值相位可快速调节，端电压对外部系统的运行条件和结构变化不敏感。因此，STATCOM 不仅可以得到较好的静态稳定性能，而且可以得到大干扰故障下较好的暂态稳定性能。由于 STATCOM 中电容器容量较小，相当于电流源，在电网内使用不会产生低频谐振，一般安装在高压直流输电（HVDC）换流站。

1.3 国内外无功优化研究现状

1.3.1 国内外无功优化算法研究现状

1962 年，法国学者 J. Carpentier 首先提出了建立在严格的数学基础上的经济调度模式，其中包括了电压和其他运行约束条件，这一模式后来被称作最优电力潮流（OPF）问题。与经典的潮流计算、状态估计一样，可以利用电网的物理特性对 OPF 问题进行解耦处理，使之分解为两个子问题，即有功优化问题和无功优化问题，而无功优化问题是 OPF 中一个重要的组成部分。无功优化问题是一个多变量、多约束的混合非线性优化问题，其操作变量既有连续变量，又有离散

变量,这使得优化过程非常复杂。几十年来,国内外很多专家学者对此展开了大量的研究工作,提出了大量的算法,这些算法归纳起来可分为无功优化经典算法和人工智能算法两大类。

我国无功优化算法发展到今天已经有较多的成熟算法,如清华大学开发的有功/无功交叉逼近算法、东南大学的基于二次规划方法的算法,还有在理论上比较活跃的遗传算法等。无功优化的目标函数主要是网损最小,由于电网电压只能运行在一个非常窄的区间内,其目标函数变化很小,所以在一定的收敛精度下(比如最小网损控制死区)各种算法得出的结果没有实质差别。

无功优化经典算法是从某个初始点出发,按照一定的轨迹不断改进当前解,最终收敛于最优解。这类优化方法主要有线性规划法、非线性规划法、混合整数规划法、动态规划法等。该类方法经历了三个阶段,第一是仅考虑等式约束的基于拉格朗日函数的等网损微增率准则,该准则概念清楚、简捷快速,在电力系统运行调度和方式制定上作用显著,尤其是凭经验进行的决策;第二是考虑不等式约束的各类优化算法,如梯度类算法、线性规划法、二次规划法及混合整数规划法等;第三是障碍函数类算法,该类算法具有计算速度与求解问题规模相关性较弱等特殊优点,因而成为优化研究领域的一个热点。

人工智能算法是一种以一定的直观基础而构造的算法。近年来,基于对自然界和人类本身的有效类比而获得启示的智能算法在电力系统无功优化中的应用受到了人们的关注。具有代表性的有神经网络、粒子群算法、模拟退火法、遗传算法等。智能算法是无需解析表达就能进行优化的方法,包括具有不同智能程度的一系列搜索优化算法。它们以一个初始解群开始,按照概率转移原则,采用某种方式搜索最优解。以遗传算法、模拟退火法等为代表的智能搜索算法,对于搜索空间基本上不需要什么限制假设,因而具有全局寻优能力,弥补了传统数学规划方法的不足,在电力系统无功优化中得到了成功的应用。

1.3.2 国内无功优化软件研究现状

中国电力科学院研制的 PSASP7.0 版的 OPF 软件包的主要功能是在电力潮流计算的基础上进行电力系统的有功、无功优化计算,主要针对离线计算。优化的目标函数包括:电力系统网损最小、煤耗或发电费用最小、无功补偿经济效益最大等。提供的控制变量包括:发电机的有功功率、无功功率、机端电压,负荷的无功补偿,可调压变压器的电压比等。OPF 软件包目前采用的计算方法有梯度法、牛顿法及内点法。

从 1998 年开始,华南理工大学电力学院与广东省电力局中心调度所合作研究“广东电网的无功优化调度”问题,将线性规划内点法应用于广东电网无功优化调度,并利用 Visual C++6.0 作为开发平台,Access 作为数据库管理工具,

Excel 作为报表输出器, 基于 Windows 环境采用面向对象技术开发了一套实用化的具有标准输入输出接口和可视化功能的电网无功优化计算软件包。

河海大学开发了地区电网无功/电压优化集中控制系统软件, 并于 2000 年 8 月通过了技术鉴定。清华大学提出的地区电网无功优化实时控制系统基于现有的地调主站的调度自动化系统 (SCADA/EMS), SCADA 将实时的数据断面发送给 EMS (能量管理系统), EMS 利用遗传算法求解整个电网的无功优化问题, 并根据优化解给出控制方案, 再通过 SCADA 系统的下行命令通道执行优化控制方案, 完成闭环控制。由于测量、状态估计等环节带来的误差, 实时无功优化的补偿量应是一个模糊量。上述无功优化计算结果直接控制各变电站的无功设备, 这对结果的准确性要求较高, 而优化结果不容易满足准确性的要求。

1.4 现代电网对 AVC 的需求

电力系统无功/电压优化与控制是提高电压合格率、降低网损、提高系统运行安全性的有效手段和重要措施。随着我国电网规模的不断扩大和用户电能质量要求的不断提高, 研究开发适合我国电网实际情况的全网无功/电压控制系统是十分迫切和必要的。电网自动电压控是目前电压/无功控制中追求的最高级形式。它集安全性和经济性于一体, 可实现安全约束下的经济的闭环控制, 被认为是电力系统调度控制发展的最高阶段。在 AVC 实现过程中, 全网无功优化是核心和基础, 因而 AVC 中的无功优化对计算速度和鲁棒性有着更高要求。尽管已有许多学者对无功优化进行过深入的研究, 但由于该问题本身的复杂性、控制手段的多样性和电网规模的不断扩大, 找到一种合适、实用的无功优化方法仍是电力系统研究的热点之一。

作为现代电网调度控制的基本而重要的功能, AVC 是指通过调度自动化 SCADA 系统实时采集电网各节点的“四遥”(即遥控、遥调、遥信、遥测)数据进行在线分析和计算, 在确保电网与设备安全运行的前提下, 以各节点电压合格、省网关口功率因数合格为约束条件, 从全网角度进行在线无功/电压优化控制, 实现无功补偿设备合理投入和无功功率分层就地平衡与电压稳定的综合优化目标。

目前, 我国电力行业对电压的控制只是每天分几个典型时段进行比较粗糙的控制, 调度人员在发现电压越限时凭经验进行简单的调整, 不但劳动强度大, 而且不能及时发现电压越限, 造成电压质量降低。现代信息电子设备对电压质量提出了很高的要求, 因此必须采用自动电压控制来满足对电压质量的更高需求。

电网的经济调度中, 一个非常重要的方面是无功的经济调度, 做好无功经济调度工作不但可以提高电压质量, 同时还可以降低网损。目前的电网无功经济调

度只是根据典型的负荷数据进行离线分析计算, 电网无功潮流分布没有实现优化, 因此不能及时降低无功潮流不合理带来的有功损耗。

为进一步提高电网电压质量, 降低网损, 实现电网电压运行自动控制的目标, 减轻值班人员人工调整电压的劳动强度, 开发并研制电网的自动电压控制 (AVC) 系统显得十分必要。它将为现代电网安全、稳定、经济控制提供了先进的技术手段。

因此, 自动电压控制 (AVC) 项目的实施具有巨大的社会效益:

1) AVC 是电网自动调度的重要功能, 大大降低了调度工作的劳动强度, 实现了电压调度的自动化, 提高了电压质量, 保证信息社会对高质量电能的需求。

2) 实现无功的经济调度, 同时降低网损, 提高电网的经济运行指标。电力市场改革后, 厂网分离, 这将是输电网络实现经济运行的主要手段。

3) 提高电网电压运行水平, 保证足够的、快速的无功备用, 提高电网运行的稳定性。

无功/电压控制就是以提高全网运行的安全性和经济性为目的, 充分合理利用系统中无功补偿设备和有载调压变压器分接头 (OLTC) 等无功/电压控制设备, 协调它们的动作, 在保证电压合格和经济效益的同时, 又能留有充足的无功裕度用于紧急事故。

目前国内电网电压/无功控制属于变压器级无功分散控制。这种分散控制方式是以变电站为中心, 通过调节有载调压变压器分接头档位, 控制无功补偿设备的工作状态, 维持受控母线电压和从电网吸收的无功功率在规定的范围内。自 20 世纪 70 年代以来, 国内外对此都有大量的研究。国内已有不少变电站级电压/无功综合控制装置开发成功, 并在 35 ~ 220kV 变电站中得到了广泛应用。

1.5 电网 AVC 的基本原理和功能

1.5.1 电网 AVC 基本原理与控制结构

1. AVC 的概念

自动电压控制 (AVC), 是指在正常运行情况下, 通过实时监视电网无功/电压情况, 进行在线优化计算, 分层调节控制电网无功电源及变压器分接头, 自动化调度主站对接入同一电压等级电网的各节点的无功补偿可控设备实施实时的最优闭环控制, 满足全网安全电压约束条件下的优化无功潮流运行, 达到电压优质和网损最小。从本质上说, 自动电压控制的目标就是通过对电网无功分布的重新调整, 保证电网运行在一个更安全、更经济的状态。从整体上看, 自动电压控制的研究工作主要集中在以下几个方面:

1) 空间上, 怎样利用无功/电压控制的区域特性将电网划分成为耦合较为松散的区域; 怎样选取合适的中枢母线和控制发电机。本质上是研究如何将控制目标空间降维, 使不可控问题转化为可控问题。

2) 时间上, 怎样设计不同控制器的时间常数; 怎样将静态时间断面下的控制策略计算与随时间变化的电力系统状态结合。本质上即是研究电压控制的动态特性。

3) 目标上, 怎样提高电网安全性和经济性; 怎样在电网的安全性和经济性目标之间进行协调, 这是一个研究如何合理求解控制策略的过程。

2. AVC 的原理

为避免无功长距离输送或多级变压器输送, 传统的无功/电压控制一般采用分散控制。在这种控制方式下, 各电压控制设备(发电机、有载调压变压器、电容电抗器组) 仅能获取本地信息, 独立地控制本地的电压。这样的分散控制虽然响应速度快, 不依赖于控制中心, 但由于控制器之间无法协调, 仅保证就地将无功/电压控制在一定范围内, 但可能会对主网的无功分布、电压水平产生不利影响, 所以不能保证就地控制对于全网来说就是最好的控制方式。甚至可以肯定地说, 系统必然还有更好的控制方式。

与分散控制相对应的是电压集中控制, 它需要系统范围内各点的电压信息, 由调度中心产生控制信号。在集中控制中, 每个控制器需要全系统的动态信息, 运行人员监控全系统的电压分布, 然后发出改变全系统无功控制的命令。这种控制方式对无功测量准确度和数据通信有较高的要求, 实施起来有一定的难度。此外, 它还要求对全系统运行机制有透彻的了解。如果要实现闭环自动控制, 对基础自动化水平、信息通道质量和电压/无功监控主机系统性能的要求很高, 不仅投资太大, 且功能过于集中, 风险太大。因此这种控制方式只适用于较小的系统。AVC 系统是集散控制系统, 是分散控制和集中控制的综合体现, 它避免了单独采用分散控制或集中控制的弊端, 扬长避短, 采用3层无功/电压控制体系, 解决了分散控制不利于全网最优的缺点, 也解决了集中控制风险大的缺点, 实现了全网范围内的无功/电压优化运行。

3. AVC 的基本模块

AVC 系统是一个集散控制系统, 即所谓的集中决策分层控制, 具体来说, 主要由1个中心控制子系统和3个分散控制子系统组成。包括省调度中心的电压/无功综合优化控制系统、地区调度中心的电压/无功综合优化控制系统、发电厂的自动电压控制系统和变电站(主要为500kV变电站)的自动电压控制系统。通过调度主站侧以网损最小为目标函数、电压合格为约束进行优化计算, 得出各个调节手段的调整目标, 包括发电厂高压侧的母线电压定值、并联补偿设备的最优投切状态、主变压器的分接头最优位置, 再进行调整达到网络运行的最优状

态, 实现无功潮流的最优分布和电压的合格, 最终实现省网电压调度的自动化。

下面详细介绍省级 AVC 的三层控制结构:

(1) 一级控制

由控制速度快 (小于 30s) 的发电厂组成, 它们根据高压母线电压设定值进行闭环控制。电厂 AVC 主要有两种方式, 一种是电厂监控系统具有全厂 AVC 功能, 另一种是在电厂内增加 AVQC 装置, 实现全厂机组的电压/无功综合自动控制。电厂 AVC 功能可根据调度中心下发的定值进行控制, 也可自动精确跟踪根据逆调压原则制定的母线电压计划。由于发电机的电压/无功控制是连续的、快速的、最安全的, 且具有较大的调整范围, 因此主要用来控制全网的电压水平和实现电压的快速校正控制。一级控制的周期一般为 10 ~ 60s, 高压母线电压控制死区不小于 0.5kV (负荷变化引起的随机扰动幅度大致为 0.3 ~ 4V)。

(2) 二级控制

由地区 AVC 系统组成。地区 AVC 系统根据省调度中心下发的功率因数考核指标和低压母线电压 (110kV、10kV) 考核自动控制地区范围内的 220kV、110kV 变电站内主变压器分接头和并联补偿设备, 保证地区电压质量和降低网损, 同时协调省级 AVC 系统进行全网的无功/电压控制。根据功率因数的考核进行并联补偿设备的控制, 保证省级主力电厂有足够的无功备用来控制全网的电压水平和提高电压的稳定性, 对功率因数的控制由原来的宽带控制变为窄带控制。二级控制的周期一般为 1 ~ 5min, 功率因数的控制死区不小于 0.005 (对负荷为 800MW 的地区系统, 功率因数在 0.95 ~ 0.99 之间时, 相应的无功功率控制死区大约为 15 ~ 34Mvar)。

(3) 三级控制

由省调中心的 AVC 系统构成, 其先通过对全网的优化计算得到电厂高压母线电压、500kV 变电站变压器分接头和并联补偿设备的投切状态以及地区功率因数考核指标, 然后通过通信网络将优化控制指标下发到电厂 AVQC、500kV 变电站 AVC 系统、地区 AVC 系统去执行。由于 500kV 电网和 220kV 电网是电磁环网, 500kV 变电站的控制目前不宜通过在变电站安装 AVQC 装置来实现, 应纳入三级优化控制中进行综合协调控制。三级控制的周期对发电厂一般为 15 ~ 30min, 对 500kV 变电站为每日 2 ~ 5 次, 网损的控制死区一般不小于 0.2MW (不考虑运行方式的变化, 按全网用电负荷 8000MW、潮流计算高压网损率 2%、无功优化平均降低网损 2% 计算, 网损控制死区大约等价于 500MW 的负荷变化范围)。

(4) 三层控制的协调关系

由电厂组成的一级控制利用快速和安全的控制来保证全网的优化电压水平, 使高压输电系统近似在优化状态下运行。地区 AVC 作为二级控制不但要提高地

区电压水平和降低网损,同时还要通过控制功率因数保证一级控制有足够的备用容量保证全网的电压优化控制和电压稳定。三级控制通过全网的优化进行总体的协调控制,通过控制 500kV 主变压器分接头保证 220kV 和 500kV 网的总体电压水平,通过投切 35kV 并联电容器和电抗器来保证 220kV 和 500kV 无功的分层平衡,通过对二级控制下发功率因数指标保证一级控制的顺利实施。

4. AVC 的调压手段

控制系统电压使其运行在安全稳定的水平是 AVC 追求的目标。由于电压与无功的强耦合关系,调压实际上就是调整系统的无功分布。能够影响系统无功分布的手段有调节发电机端电压、调节有载调压变压器分接头、调节并联电容器和调节电抗器投入/切除的容量。

(1) 调节发电机机端电压

发电机既能给系统提供有功功率,又能提供无功功率,是电力系统中唯一的能同时提供两种功率的电源。除了能够提供有功,发电机在必要时能够进相运行,以吸收电网中多余的无功功率。发电机具有连续可调、响应速度快的特点,而且不像无功补偿装置那样需要增加额外的投资。所有这些特点使得发电机成为无功/电压控制的主要手段,是保证电压质量和无功平衡、提高电网可靠性和经济性必不可少的措施之一。

发电机机端电压由励磁调节器控制,改变调节器的电压整定值即可改变机端电压。励磁系统一般包括两个主要组成部分:励磁功率单元和励磁调节器。励磁功率单元向同步发电机转子提供直流电流(即励磁电流),在发电机定子和转子间产生气隙磁通,充当发电机进行机电能量转换的媒介;励磁调节器监测发电机的机端电压、电流或其他状态量,然后按照给定的调节准则对励磁功率单元发出控制信号,控制励磁功率单元的输出,进而调节发电机机端电压达到给定值。

发电机的机端电压与发电机的无功功率输出密切相关。当增加发电机的机端电压时,同时也增加了发电机的无功功率输出;反之,降低发电机的机端电压,也就减少发电机的无功功率输出甚至进相运行。因此,发电机的机端电压的调节受发电机无功功率极限的限制。当发电机输出的无功功率达到其上限或者下限时,发电机就不能继续进行调压。发电机的无功输出极限与发电机的有功出力有关,有功出力较小时,无功功率调节的范围会更大一些,调压的能力会更强些。多台机组同时进相运行还会影响系统的稳定性,因此必须做大量稳定计算确定系统安全稳定条件下安排机组进相运行。

(2) 调节有载调压变压器分接头

在变电站中,为了调压,目前普遍采用有载调压变压器。它通过改变高压绕组(对于三绕组变压器,还有中压绕组)的分接头进行调压。当低压侧母线电压偏高时,调节分接头使得主变压器电压比增大,降低低压侧母线电压;当低压

侧母线电压偏低时, 调节分接头使得主变压器电压比减小, 提高低压侧母线电压。这种调压方式灵活、可靠、投资较小。需要注意的是, 变压器本身不产生无功功率, 只是通过其分接头的调节来改变系统无功的分布。

(3) 应用无功补偿装置调节电压

在电网适当的地点接入并联无功补偿装置, 能够减小线路和变压器输送的无功功率, 因而可减小线路和变压器的电压损失并提高电网的电压水平, 同时还能减小电网的功率损耗, 提高经济效益。当系统负荷变化时, 通过调节无功补偿装置输出的无功功率, 就能控制电网的电压。常用的无功补偿装置是并联电容器和并联电抗器, 在高峰负荷时投入并联电容器能够提高电网的电压水平, 在负荷较低时, 可以切除部分电容器, 甚至全部切除而投入并联电抗器, 防止电压水平过高。20 世纪 80 年代提出的柔性交流输电系统 (FACTS) 技术, 它以电力电子技术成熟发展为前提, 基于这种技术的静止无功补偿器 (SVC) 和静止同步补偿器 (STATCOM) 目前已被电力系统大量采用。它们的优点是: 与旋转同步调相机相比, 结构简单, 且无转动部件, 运行维护方便, 并且效率也较高; 与利用真空开关切换电容的无功补偿相比, 后者只能分级调节, 完全没有动态响应的能力。

在交流电网中, 输电线路, 尤其是变压器的电抗远大于电阻 ($X \gg R$), 所以应当避免无功的远距离传输, 尤其应力求避免无功的过网传输。因此, 无功应实行分层控制, 做到分层平衡, 力求使通过变压器的无功尽量少, 最终使得送、受端电网和高峰、低谷负荷之间的电压波动小和线损率低。因此, 电力系统的电压及无功功率控制通常采用分层分区控制的原则。根据这一原则, 国内外出现了多种自动电压控制模式。

1.5.2 国外 AVC 系统发展现状

1968 年, 日本 Kyushu 电力公司首先在 AGC (自动发电控制) 系统上增加了系统电压自动控制功能, 这可以看作是从全局出发进行电压/无功控制第一步。在 1972 年国际大电网会议上, Bertigny 等人提出了在系统范围内实现协调性电压控制的必要性, 详细介绍了 EDF (法国电力集团) 以“先导节点”、“控制区域”为基础的电压分级控制方案的结构。现在这种电压分级控制方案已在法国、意大利等国家付诸实施, 并且取得了满意的效果。另一方面, EDF 对原有电压分级控制方案进行了一定的改进, 以适应法国电网联系日趋紧密的情况。目前在外国 (主要是欧洲) 分级电压控制模式得到了普遍的应用。在这种分级电压控制方案中, 电网被划分成彼此解耦的区域, 一般都按空间和时间将电压控制分为几个等级, 每个区域选择一到多个中枢母线和多台控制发电机。

在国外, 尤其是法国、意大利等欧洲国家 20 世纪 70 年代末开始开发及应用分层分区的 AVC 系统。法国输电网于 1979 年开始广泛使用区域性二级电压控制

系统,其控制原则为:通过自动控制区域内被选为“控制机组”的部分机组吸收或发出的无功功率,以控制某一“控制区”内“主导节点”的电压。到1986年已有27个控制区;随后在多年实践基础上,又提出了新的协调二次电压控制公司,并于1993年投入试运行。意大利国家电力公司(ENEL)也实现了电压与无功功率的自动控制,分别于1984年在佛罗伦萨地区、1986年在西西里地区实现了二次电压调整,运行效果良好,并于1993年在整个超高压电网中普遍实现二次及三次电压调整,它是一个在线分层控制结构的自动电压控制系统。为保证500kV及二次电网的电压水平和提高电压稳定性,日本东京电力系统在主要变电所内装设了微机电压及无功功率控制器,它能快速准确地投切并联无功补偿设备和有载切换变压分接开关。

目前,欧洲的一些发达国家所普遍采用的是三级组织模式。这种分级分区的电压控制策略已经在法国、意大利等多个国家付诸实施,并运行多年,取得了满意的效果。

(1) 法国

在1972年国际大电网会议上,来自EDF的工程师提出了在系统范围内实现协调性电压控制的必要性,详细介绍了EDF以“中心母线”、“控制区域”为基础的电压控制方案的结构。1987年,Paul总结了EDF在法国电网实施的二级电压控制系统的结构和实施情况。EDF于1974年首次对二级电压控制方式进行试验,1977年决定在全国范围内推广,1979年二级电压控制器在第一个控制区域内运行,到1985年几乎所有的法国电网都装设了二级电压控制器。而意大利和比利时也采用了类似的思想开展了电压控制的研究。

在传统的二级电压控制系统中,不同的二级电压控制分区之间不进行协调,这依赖于控制分区的良好选择,对此有如下的三个假设:

1) 在负荷发生波动的情况下,如果中枢母线电压能维持在设定值附近,则本区域的其他母线电压的波动也会很小。

2) 某个区域的控制动作不会引起其他区域内较大的电压波动。

3) 无论正常还是紧急条件下,每个控制分区都有足够的无功控制能力。随着电力系统的发展,系统之间的耦合日益紧密,原有的控制分区之间的弱耦合假设难以保证,传统二级电压控制的效果受到了挑战。在这种情况下,如何改善二级电压控制的性能再次成为研究的热点。

EDF在实际的应用过程中,同样遇到了二级电压控制原有设计方式所带来的缺陷,因此EDF在20世纪80年代中期开始了协调二级电压控制(Coordinated Secondary Voltage Control, CSVC)的研究。协调二级电压控制方案经过大量的仿真研究后,于1993年开始在法国的西部电网中投入应用,其所控制的区域包括80条母线、15台发电机和2台调相机。实际的应用结果显示,CSVC收到了比

原有的二级电压控制系统更好的控制效果。

(2) 意大利

意大利实施的是三级电压调整策略。在意大利, 三级电压控制并不是直接通过实时在线计算的最优潮流实现的, 而是首先通过离线的基于负荷预测的(提前一天或几小时)最优潮流, 给出全天中枢母线和区域无功水平的最优预测值, 在三级电压调整中求解一个加权最小偏差的二次规划问题, 保证下发给二级电压控制的设定值与最优预测值之间的偏差最小。

意大利的分级电压控制系统包括了一个建设中的全国电压调节系统 (National Voltage Regulator, NVR)、三个区域电压调节系统 (Regional Voltage Regulator, RVR) (其中两个已经投入使用) 和 35 个在电厂级实现的子站电压/无功调节系统 (Voltage and Reactive Power Regulator, REPORT)。全国电压调节系统由两部分组成: 网损最小控制 (Losses Minimization Control, LMC) 计算环节和基于短期或超短期负荷预测的结果进行无功优化潮流 (Optimal Reactive Power Flow, ORPF) 计算。离线计算得到的最优解输入给三级电压调节系统 (Tertiary Voltage Regulator, TVR); 三级电压调节系统根据 LMC 给出的预测解进行实时优化, 并计算区域电压调节系统的设定值。区域电压调节系统接收 TVR 给出的设定值, 利用比例-积分控制器进行闭环控制来消除采集量与设定值之间的偏差, 得到的控制策略是控制发电机的无功出力设定值, 并将这个设定值下发给电厂侧的电压/无功调节系统 REPORT。REPORT 根据此设定值, 通过本身的闭环控制来调节发电机的自动励磁调节器的设定电压, 从而改变发电机的无功出力使之趋近 RVR 给出的设定值。RVR 和 REPORT 共同在整个分级电压控制体系中完成了二级电压调节系统 (Secondary Voltage Regulator, SVR) 的工作。

目前, 国际上应用比较多的电压分级控制方案包括三个层次: 一级电压控制 (Primary Voltage Control), 二级电压控制 (Secondary Voltage Control) 和三级电压控制 (Tertiary Voltage Control)。

1) 一级电压控制为本地控制 (Local Control), 只用到本地的信息。控制器由本区域内控制发电机的自动电压调节器 (AVR)、有载调压分接头 (On Load Tap Changer, OLTC) 及可投切的电容器组成, 控制时间常数一般为几秒钟。在这级控制中, 控制设备通过保持输出变量尽可能地接近设定值来补偿电压快速和随机的变化。

2) 二级电压控制的时间常数约为几十秒到分钟级, 控制的主要目的是保证中枢母线 (Pilot Node) 电压等于设定值。如果中枢母线的电压幅值产生偏差, 二级电压控制器则按照预定的控制规律改变一级电压控制器的设定参考值, 二级电压控制是一种区域控制 (Region Control), 只用到本区域内的信息。

3) 三级电压控制是其中的最高层, 它以全系统的经济运行作为优化目标, 并

考虑稳定性指标,最后给出中枢母线电压幅值的设定参考值,供二级电压控制使用。在三级电压控制中,要充分考虑到协调的因素,利用了整个系统的信息来进行优化计算。一般来说,它的时间常数在十几分钟到小时级。

1.5.3 国内 AVC 系统发展现状

目前,我国电力行业对电压的控制很多还是将每日分为几个典型时段,以不同的电压和功率因数的上、下限值,进行比较粗糙的人工控制,即运行人员在发现电压越限时,凭经验进行简单的调整。这样不但劳动强度大,而且不能及时发现电压和功率因数越限,造成电压质量的降低,同时不利于降低网损。现代化工业设备和家用电器对电压的质量提出了很高的要求,只有采用自动电压控制的方法才能进一步提高电压质量。

国内在省级电网实施 AVC 的任务始于湖南省,该项目于 2000 年开始至 2003 年 4 月完成,主要成果是建立了湖南电网 AVC 的主体框架,即建成了省调中心 AVC 主控系统和 4 个 AVC 子站(包括 2 个发电厂子站和 2 个变电所子站)。该系统采用了省调决策层与厂站执行层两层体系结构;运用了实时网络灵敏度分析技术;提出了以电压为核心的七区控制图。湖南电网 AVC 实施中选择从电压控制难度最大的地区入手,AVC 投运后在提高电压质量方面取得了很好的效果。以地处湘西的阳塘变电站为例,2003 年上半年的电压不合格点数从前一年同期的 249 个减少到仅为 6 个,电压合格率大大提高。

除了湖南,华东电网的安徽、福建、江苏等以及东北电网的黑龙江、吉林省调在最近几年也开展了 AVC 方案研究、系统设计、软件开发和工程实施。安徽省调在 EMS 平台上开发了 AVC 系统,淮北二电厂首台 AVC 机组投入了闭环控制;福建省调提出了福建电网 AVC 三层控制结构,并和地级电网 AVC、发电厂、变电所进行闭环联调试;江苏省调提出了基于全局模式的无功/电压控制;浙江省调开发了电压稳定性分析软件并结合浙江电网进行了计算分析。

地级电网 AVC 系统方面,江苏泰州电网投运了无功/电压集中优化控制系统,该系统以全网网损尽量小、各节点电压合格为目标,以集控中心为核心,以各变电所无功调节装置为手段,实现了地区电网无功/电压集中优化控制。福建厦门电网无功/电压控制系统采用了基于预控扫描的灵敏度分析方法和设备宽展费用评估技术,建立了综合考虑电压、网损、功率因数、设备控制费用等因素的数学模型,实现了对电压的校正和网损的优化。江西九江电网在 EMS 系统上利用遗传算法求解整个电网的无功优化,并根据优化解给出控制方案,通过 SCADA 下行命令完成闭环控制。重庆杨家坪电网利用多 Agent 技术建立配电网电压/无功控制系统模型,在实时系统中使用退火遗传算法,在调度自动化主站实现了采用多 Agent 技术的配电网无功优化控制。

发电厂无功/电压控制子系统方面, 福建电网省调直属火电厂采用山东鲁能集成电子股份有限公司研发的产品 SL300 通信监控平台和 CAM212 综合测控装置的组合, 在此基础上增加对发电机电压和无功的控制功能, 实现了多台机组的综合同步控制。河南电网开发了具有自辨识功能的模糊自动电压/无功控制装置, 并首先应用在新乡电厂的发电机组上。变电站无功/电压控制子系统方面, 江苏徐州地区电网投运了基于专家系统的变电所 VQC 装置, 以自动适应变电所负荷的变化, 使电压/无功达到最优; 浙江余杭地区电网针对 35kV 变电所进行改造, 采用了一种性价比高的 VQC 装置, 并开发了 VQC 综合监控系统。

1.6 适应于不同电网的 AVC 算法比较

1.6.1 无功优化算法综述

就无功优化算法而言, 目前主要可分为常规的数学规划类数值优化算法和人工智能的启发式优化算法。此外, 为了充分发挥各种方法的优点、扬长避短, 一些学者对混合策略也进行了研究。

无功优化经典算法

电力系统无功优化的常规算法主要有简化梯度法、线性规划、非线性规划、动态规划法、内点法、混合整数规划法、牛顿法 (光滑牛顿法、半光滑牛顿法)、分支定界法等, 这类算法通常是从某个初始点出发, 然后按照一定的轨迹不断改进当前解, 最终收敛于最优解。

(1) 线性规划法

线性规划法的理论成熟、模型简单、计算速度快、收敛性好、算法稳定, 可以处理大量的约束, 因而被广泛的应用到电力系统无功优化中。虽然无功优化是一个非线性规划问题, 但是可以采用逐次线性规划法求解非线性问题的思路, 引入线性规划法。动态规划法、内点法和混合整数规划法都属于线性规划法。

(2) 非线性规划法

由于电力系统自身的非线性, 所以直接采用非线性规划法来求解无功优化问题的方法很多, 其本质思想是将有约束优化问题转化为序列无约束优化问题来求解。其中最具代表性的是简化梯度法和牛顿法。

简化梯度法是以极坐标形式的牛顿潮流解计算为基础, 对等式约束用拉格朗日乘数法处理, 对不等式约束用罚函数处理, 沿着控制变量的负梯度进行寻优, 具有一阶收敛性。优化仅在控制变量的子空间进行, 缩小了问题的规模, 这种算法原理和程序设计都比较简便, 缺点是迭代点在向最优点接近的过程中会出现锯齿现象。

牛顿法是具有二阶收敛性的算法。它是基于非线性规划的拉格朗日乘数法,利用目标函数二阶导数组成的海森矩阵与网络潮流方程一阶导数组成的雅可比矩阵来求解。将牛顿法与电力系统的稀疏性结合起来,大大减少了计算量。其缺点是数值的不稳定性和对函数不等式约束预估计处理的困难,而且对应控制变量的海森矩阵对角元素容易出现小值或零值,造成矩阵奇异。

二次规划是非线性规划中较为成熟的一种方法,将目标函数作为二阶泰勒展开,将非线性约束转化为一系列的线性约束,从而构成二次规划优化模型,用一系列的二次规划来逼近最优解。二次规划法是处理有约束的非线性规划问题的最有效方法之一,其最大的特点是可以高效的处理不等式约束。二次规划不需要选取、调整惩罚因子,也不需要确定最佳步长,比一般非线性规划方法简单、容易求解,且收敛速度快。其目标函数可以较好的适应无功优化目标函数的非线性特征,因此在无功优化中得到了广泛的应用。

(3) 混合整数规划法

动态规划是研究多阶段决策过程最优解的一种有效方法。其对目标函数和约束条件没有严格限制,所得的最优解往往是全局最优解。但是该方法计算量大,计算时间属于非多项式类型,随着维数的增加,计算时间会急剧增加,有时甚至是爆炸性的,不适合大规模系统的无功优化计算,通常要结合分解法来降低计算量。

(4) 内点法

内点法从初始内点出发,沿着最速下降方向,从可行域内部直接走向最优解。由于是在可行域内部寻优,故对大规模线性规划问题,当约束条件和变量数目增加时,内点法的迭代次数变化较少,收敛性和计算速度均由于单纯形法。近年来许多学者对内点算法进行了广泛深入地研究,新的变型算法相继出现。内点法按照搜索路径不同可以分为:投影尺度法、仿射尺度法、降势法、路径跟踪法。其中路径跟踪法就是现在广泛使用的原-对偶路径跟踪法,也称跟踪中心轨迹法。这种方法正发展成为一般非线性规划的内点算法,是目前最有潜力的一种内点算法。

(5) 动态规划法

动态规划法是用来解决多阶段决策过程最优化问题的一种有效方法。它对目标函数和约束条件没有严格的限制,而且也可以在一定的条件下解决一些与时间无关的静态规划中的最优化问题。只要人为地引入时段因素,即可将其转化为一个多阶段决策问题。动态规划法随着状态变量数目的增加会出现“维数灾”,而且实际中很难确定一个问题的动态数学规划模型,这些都限制了它的应用。

1.6.2 人工智能算法

传统的数学优化方法依赖于精确的数学模型,但精确的数学模型较为复杂,难以适应实时控制要求;而粗略的数学模型又存在较大的误差。近年来,基于对自然界和人类本身的有效类比而获得的智能方法受到了研究人员的关注。这类方法主要有神经网络、专家系统、模糊理论、模拟退火算法、遗传算法、禁忌搜索、粒子群算法、进化规划、多智能体算法、蚁群算法、混沌优化算法等。

(1) 神经网络

利用神经网络方法来解决无功优化问题时,首先利用一个隶属函数将总负荷模糊化,然后将模糊化的负荷输入神经网络,得到各控制变量的隶属度,通过隶属度函数解出控制变量的实际值,最后用专家系统结合灵敏度分析法来处理各边界越界的情况。该方法速度很快,只要在离线情况下训练好神经网络,就能适应于实时无功优化。但其应用效果依赖于隶属函数的选取和神经网络训练的好坏,并且难以随运行方式或网络结构的改变而变化,且算法的学习速度一般比较慢,训练时间较长,不容易收敛或可能收敛到局部极小点等。因此,实际中很少单独采用专家系统或神经网络方法进行无功优化,一般用来补充和辅助常规算法。

(2) 专家系统

专家系统方法,在结合其他方法的基础上,根据专家经验设置初始值,并不断调整控制参数的大小,直到取得一个比较好的解,将专家系统应用于无功优化的主要优点在于以常规算法为基础,与运行人员的知识结合后功能将增强。已开发的系统大都是基于专家经验和数值计算程序的混合。将专家系统应用于无功优化的主要优点在于:以常规算法为基础,与运行人员的知识相结合后增强了算法功能。然而,不同的专家可能有不同的经验,有时候甚至是矛盾的,这将给推理带来困难。对于规模较大、规则较多的系统,完成推理的时间就比较长,推理的速度受到限制。此外,建造和维护大型专家系统也存在困难。

(3) 模糊理论

模糊算法源于模糊集理论,利用模糊集将多目标函数和负荷电压模糊化,给出各目标函数的分段隶属函数,将问题转化为标准的线性规划和非线性规划处理。采用模糊集表示多目标和软约束,通过分段隶属函数,把原优化问题转化为标准的线性规划。

模糊理论的优点是可以处理电力系统优化问题中的参数不确定问题。基于模糊技术的模糊控制具有较强的鲁棒性和被控对象参数的变化对模糊控制的影响不明显等优点。此外,由于控制的强与弱本身具有一定的模糊性,因此可以用模糊集表示电压的偏差和控制变量,并用模糊推理的方法得到优化的控制结果。

(4) 模拟退火法 (Simulated Annealing, SA)

模拟退火法是一种基于热力学退火原理建立的启发式随机搜索算法。它使用基于概率的双向随机搜索技术,能有效地解决离散变量的组合优化问题和连续变量函数的极小化问题,能以概率1收敛到全局最优解。

模拟退火算法是局部搜索算法的扩展。它不同于局部搜索算法之处是以一定的概率选择领域中费用值大的状态。理论上来说,它是一个全局最优算法,故具有相当广泛的应用前景。

(5) 遗传算法 (GA)

遗传算法本身对控制模式变量没有连续性的要求,因此可以有效地处理无功优化问题的大量离散变量。其编码方式灵活,可以有效解决无功优化的混合整数变量问题。GA用目标函数本身建立最优方向,无需求导求逆等复导数数学运算,且可以方便地引入各种约束条件,有利于得到最优解,适合于处理混合非线性规划和多目标优化。但它需要计算大量的适应值,而且算法容易产生早熟收敛。

总的来说,与常规的优化算法相比,遗传算法有如下一些优点:①在每次迭代计算过程中都保留一些候选解,从而有较大的机会摆脱局部最优解;②具有并行处理特征,易于并行实现;③方法是通用的;④可产生一组好的解;⑤可求得全局最优解。但是该算法迭代次数多,计算时间长,很难满足实际运行优化的需要,欲达到实时应用很困难,这是一个需要进一步研究解决的重要问题。

(6) 禁忌搜索 (Tabu Search)

禁忌算法是近年来伴随计算机技术的发展而产生的“现代启发式”优化技术。其基本思想是利用一种灵活的“记忆”技术,对已经进行的优化过程进行记录和选择,指导下一步搜索方向,为避免落入局部最优当达到局部最优解时,禁忌算法将搜索方向后退到目标退化最小的一个方向上,以此作为新的初始方向。其三个基本要素为移动、TABU表、期望水平。在配电网无功优化过程中,禁忌算法得到了广泛应用。

(7) 粒子群算法

在粒子群算法中,每个优化问题的解都可以想象成搜索空间上的一个粒子,所有粒子都有一个被目标函数决定的适应值,还有一个决定它们飞行方向和距离的速度。在每一次迭代中,粒子通过跟踪个体极值和当前全局最优来更新自己的位置。然后粒子就追随当前的最优粒子在解空间搜索,从理论上可以找到全局最优解。

(8) 进化规划法

大量的研究表明传统的进化规划具有和遗传算法相似的优缺点。其优点是具有通用性、鲁棒性和并行性,易于解决复杂的非线性的,尤其是难以有效建立形

式化模型的问题。其主要不足是计算时间较长,易早熟收敛。

(9) 多智能体算法 (Multi-Agent Technology)

多智能体技术在无功优化中的应用是刚刚起步,近年来被广泛应用。目前,多智能体技术主要用于提高无功控制设备之间的协调能力。Agent (智能体) 是一种具有感知能力、问题求解能力,能够和系统中其他 Agent 通信交互来完成一个或多个功能目标的软件实体。它在一定环境下能独立运行,通过与环境的相互作用不断地从环境中获取知识,提高自己的处理能力。多智能体系统 (MAS) 是由多个松散耦合的、粗粒度的 Agent 组成的网络结构,具备自行解决问题的能力,不存在全局的控制机构,数据是分布的,计算过程不一定同步,但可以极大地克服单个 Agent 知识不全面、处理不准确的缺点。

除了上述算法以外,近年来应用比较多的还有人工鱼群算法、BOX 算法、蚁群算法、混沌优化法及粒子群优化法、免疫优化算法、差异进化算法等。

人工鱼群算法是一种基于模拟鱼群行为的随机搜索算法,通过鱼群中个体的局部寻优达到局寻优的目的。

BOX 算法源于非线性规划中的单纯形法,通过单纯形的反射与收缩来寻求最优解,属于直接搜索法。该算法不要求目标函数和控制变量具有显式函数关系,可以实现整个可行域内的寻优。

蚁群算法通过模拟蚁群搜索食物的过程,达到求解比较困难的组合优化目的。它采用有记忆的人工蚂蚁,通过个体之间的信息交流与相互协作来找到从蚁穴到食物源的最短路径。蚁群算法有利于发现较好的解,不易于陷入局部最优,在求解复杂优化问题特别是离散优化问题方面已经显示出了优势。此外,它具有较强的鲁棒性和搜索较好解的能力,易与其他算法结合。但是其自身存在一定的不足,如求解过程中易出现停滞现象,当群体规模变大时,优化时间较长,这使得它的适用范围也变得十分有限。

混沌优化法充分利用混沌变量的遍历性、随机性和规律性等特点进行全局优化搜索,更易跳出局部最优解,收敛速度快,但是计算精度不高,因此,产生了一系列诸如变尺度混沌优化法的改进算法。

粒子群优化法通过模拟鸟类的捕食行为,达到求解的目的,是一种基于群体优化的全局搜索算法,收敛速度快,但由于微粒种群的快速趋同效应,容易陷入局部最优。

免疫优化 (Immune Optimal, IO) 算法基于细胞理论和网络学说所提出的。近年来,人工免疫被引入到许多工程项目中,受到了越来越多的研究人员的重视。该算法模拟生物免疫系统原理,可以避免陷入局部最优解,同时又可以利用个体浓度的抑制与促进以及记忆单元的作用提高局部搜索能力,加快计算速度。但是其缺点是当求解到一定范围时,往往做大量无谓的冗余迭代,求解效率较

低。

差异进化 (Differential Evolution, DE) 算法是最好的现代启发式算法之一, 是遗传算法的一个分支, 也是一种直接随机搜索方法。它通过模拟生物的进化现象来表现复杂现象的概率搜索方法, 由在当前种群中随机采样的个体之间的基因差异来驱动, 能快速有效地解决各种难解的优化问题, 且它具有收敛速度快、鲁棒性好、计算精度高的优点。虽然在全局最优点附近有很强的搜索能力, 但是它容易过早收敛而陷入局部最优。

1.6.3 无功优化混合算法

经典的数学规划方法在求解无功优化问题时遇到的困难之一就是离散变量的规整问题。虽然混合整数规划法能够有效地解决计算中的离散变量问题, 但它的计算过程很复杂, 计算量很大。以遗传算法为代表的人工智能类具有编码灵活, 可以有效地解决无功优化的混合整数变量问题, 但它需要计算大量的适应值, 收敛速度较慢, 而且容易产生早熟收敛。为了充分利用上述两类方法的优势, 扬长避短, 一些学者对相应的混合策略进行了研究。

目前, 混合策略主要有以下一些: 遗传算法和非线性内点法的混合策略; 基于现代内点理论与退火选择遗传算法的组合策略; 基于改进遗传算法和逐次线性规划法的混合算法; 基于遗传算法和内点法的混合策略; 基于内点法和改进遗传算法的组合策略; 基于非线性内点法和蚁群算法的组合策略; 基于粒子群优化法与模拟退火协同进化方法的组合策略等。

1.6.4 适合地区电网 AVC 的无功优化算法

无功优化问题虽然受到广泛关注, 但是因其本身的复杂性, 迄今难有公认最优的方法面世。目前无功优化算法大都停留在对模型的校验上, 在实践中, 仍有许多问题有待解决。要达到无功优化的实用化, 尚有一段距离。在现阶段, 只能根据要解决问题的特点, 来选择相对最优的方法。随着研究工作的深入以及最优化数学方法的发展, 无功优化方法会日渐完善, 在电力系统中充分发挥其重要的作用。

工程中无功优化常用的算法有以下两种:

1. 遗传算法

目标函数为

$$\text{Min} F = P_{\text{Loss}} + \lambda_1 \sum (U_i - U_{i\text{Lim}})^2 + \lambda_2 \sum (Q_j - Q_{j\text{Lim}})^2 \quad (1-5)$$

式中, P_{Loss} 为有功网损; $\lambda_1 \sum (U_i - U_{i\text{Lim}})^2$ 为节点电压约束; $\lambda_2 \sum (Q_j - Q_{j\text{Lim}})^2$ 为由省网关口功率因数约束转换而来的无功功率约束; i 为节点个数, j 为省网

关口个数。

$$U_{i\text{Lim}} = \begin{cases} U_{i\text{max}} & U_i > U_{i\text{max}} \\ U_i & U_{i\text{min}} < U_i < U_{i\text{max}} \\ U_{i\text{min}} & U_{i\text{min}} > U_i \end{cases} \quad (1-6)$$

$$Q_{i\text{Lim}} = \begin{cases} Q_{i\text{max}} & Q_i > Q_{i\text{max}} \\ Q_i & Q_{i\text{min}} < Q_i < Q_{i\text{max}} \\ Q_{i\text{min}} & Q_{i\text{min}} > Q_i \end{cases} \quad (1-7)$$

$$\text{约束} \begin{cases} P = U_i \sum_{i \in h} U_i (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \\ Q = U_i \sum_{i \in h} U_i (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \\ U_{i\text{min}} < U_i < U_{i\text{max}} \\ Q_{i\text{min}} < Q_i < Q_{i\text{max}} \\ T_{i\text{min}} < T_i < T_{i\text{max}} \\ U_{\text{glmin}} < U_{\text{gl}} < U_{\text{glmax}} \end{cases} \quad (1-8)$$

式中, P_i , Q_i , U_i 分别为节点 i 处注入的有功、无功和电压; G_{ij} , B_{ij} , δ_{ij} 分别为节点间的电导、电纳和相角差; h 为所有与节点 i 相连的集合; K 为所有省网关口节点集合; $U_{i\text{min}}$, $U_{i\text{max}}$ 分别为节点电压上、下限; $Q_{i\text{min}}$, $Q_{i\text{max}}$ 分别为节点无功上、下限; $T_{i\text{min}}$, $T_{i\text{max}}$ 分别为变压器变比的上、下限; U_{glmin} , U_{glmax} 分别为发电机端电压的上、下限。

遗传算法在实际运用中有以下特性:

1) 遗传算法适用于解决混合整数优化问题, 本身没有对控制变量的连续性假设的限制, 可以方便地处理离散控制变量。

2) 遗传算法可以方便地处理多目标函数, 在处理控制变量和约束条件上也比较灵活, 可以根据需要进行定制。

3) 遗传算法编码方式灵活, 而本系统采用的混合编码方案更加符合问题的自然描述, 所以可以方便地考虑对控制变量的约束, 方便地引入启发式的搜索。

4) 由于遗传算法可以从多个初始值开始搜索, 所以能够以较大的概率收敛到全局最优解。

5) 简单遗传算法速度较慢, 容易陷于局部最优, 系统中使用了改进遗传算法。

遗传算法在工程应用中有以下几点实用化处理:

1) 每一次优化方案中变压器分接头开关只许调节一档;

2) 在优化前每个设备必须经过设备动作次数优化模块预处理, 筛选后的设

备才允许加入到备选控制变量；

3) 并列变压器应该同步调节，在染色体编码时把并列的变压器映射成染色体中的同一个基因位；

4) 为防止优化效益并不明显时造成电容器和变压器分接头开关无谓动作，所以允许人工设置网损减少量限值，如果低于此限值，优化方案将不执行；

5) 收敛速度较慢，收敛时间在分钟级；

6) 最好应用状态估计数据。

2. 模糊专家系统

专家系统是一个具有专门知识与经验的程序系统，它根据某个领域专家提供的知识与经验进行推理和判断，模拟专家的决策过程，以解决那些需要专家决策的复杂问题。河海大学研制的控制系统涉及的专家系统是根据系统状态的电压、无功等数据及电容器投切和有载变压器分接档位信号，实时对电压/无功进行优化的集中控制。

模糊专家系统的辅助决策工具是潮流计算，如果潮流计算不收敛则依靠全网的灵敏度矩阵辅助决策，有效地保证了指令的正确性。

以河海大学集中式 AVC 系统中为例，模糊专家系统的技术特点为

(1) 全网（集中）控制与分区分层控制相结合

该控制系统涉及的是 220kV 及以下电压等级，由地调、县调负责的电压/无功自动控制。在控制范围内，采用分区分层控制与全网控制相结合，先分区后分层再全网，来达到无功分区分层就地平衡，稳定全网电压，主变压器分接开关动作次数最少，电压合格率最高。

(2) 无功平衡稳定电压与分接开关调节电压相结合

该控制系统时刻通过无功功率分层就地平衡来稳定电压，并维持电压在一定水平，当电压还达不到要求时，再辅以调节主变压器分接开关。所以该控制系统的投入可以确保本地区无功补偿设备的最大投入，同时满足省网关口功率因数的约束，对整个电力系统的无功平衡和电压稳定起着非常重要的作用。

(3) 潮流计算、灵敏度分析与专家系统规则判别相结合

该控制系统的优化控制根据专家系统规则、潮流计算和灵敏度分析辅助决策，有效地防止设备投切振荡，不会出现“模糊”的指令。

(4) 保电网安全与电压/无功控制相结合

电网安全包括设备安全和系统稳定安全。该控制系统引入了设备的保护信号，实现对设备的可靠闭锁，同时支持用户自定义故障信号，如挂牌、检修等。对于主变压器过负荷，跳闸等故障情况都有相关的闭锁；在确保设备安全方面做了充分的考虑，并已作应急处理。例如电容器跳闸、主变压器分接开关“滑档”、主变压器过负荷保护、10kV 母线接地等。

模糊专家系统的典型功能为

(1) 全网优化协调电压功能

当无功功率流向合理, 某变电所 10kV 侧母线电压超上限或下限运行, 处在不合理范围时, 分析同电源、同电压等级变电所和上级变电所电压情况, 决定是调节本变电所有载主变压器分接开关还是调节上级电源变电所有载主变压器分接开关, 做到多级电压协调控制。

(2) 全网优化补偿无功功能

当地区电网内各级变电所电压处在合格范围内, 控制本级电网内无功功率流向合理, 达到无功功率分层就地平衡, 提高受电功率因数。

在确保不向上级电网倒流无功的情况下, 允许本厂站的无功倒流, 实现无功同层平衡的同时降低网损。

同电压等级不同变电所电容器组根据计算决策谁优先投入; 同变电所不同容量电容器组根据计算决策谁优先投入。

当变电所 10kV 母线电压超上限时, 先降低主变压器分接头档位, 如达不到要求, 再切除电容器; 当变电所 10kV 母线电压超下限时, 先投入电容器, 达不到要求时, 再提高主变压器分接头档位。

软件系统可以根据当前的负荷水平, 在电压合格范围内, 进行全网分析, 自动实现高峰负荷电压偏上限运行, 低谷负荷电压偏下限运行的逆调压功能。

1.6.5 适合省级电网 AVC 的无功优化算法

在实际应用中, 一般用于地区电网及省级电网的无功优化算法基本相同, 只是在具体运算的过程中, 由于省级电网需要考虑的因素众多, 一般约束条件要比地区电网多, 计算更为复杂。这将在本书第 3 章中做具体介绍。

第 2 章 地区电网 AVC 系统

2.1 概述

根据《全国互联电网调度管理规程》，全国互联电网运行实行统一调度、分级管理。电网调度系统包括各级电网调度机构和网内的厂站运行值班单位等。电网调度机构是电网运行的组织、指挥、指导和协调机构，电网调度机构分为五级，依次为国家电网调度机构即国家电力调度通信中心（简称国调）；跨省、自治区、直辖市电网调度机构（简称网调）；省、自治区、直辖市级电网调度机构（简称省调）；省辖市级电网调度机构（简称地调）；县级电网调度机构（简称县调）。各级调度机构在电网调度业务活动中是上下级关系，下级调度机构必须服从上级调度机构的调度。其分工大致为网调管辖若干个省调以及大型电厂和 500kV 变电站；省调管辖若干个地调以及中小型电厂和 220kV 变电站；地调对其所辖地区的电网进行安全监控，管辖若干个监控中心和 110kV 以下的变电站。目前随着电力系统的不断发展，地区电网调度已可管理部分 220kV 变电站。县级调度主要监控 110kV 及以下农村电网的运行，相当于地调的一个监控中心。由国调到县调，随着管辖范围的缩小，其电网电压等级也逐步降低，如图 2-1 所示。我们平时所提及的省级电网、地区级电网和县级电网等都是基于以上划分的。

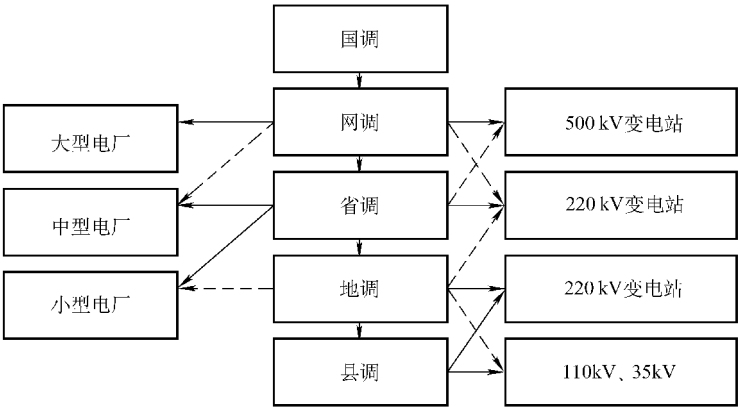


图 2-1 电网调度系统分级示意图

电网的无功补偿实行分层分区就地平衡的原则, 电网各级电压的调整、控制和管理, 由国调、各网(省)调和各地区调度按调度管辖范围分级负责。电力系统配置的无功补偿装置应能保证在系统有功负荷高峰和负荷低谷运行方式下, 分(电压)层和分(供电)区的无功平衡。分(电压)层无功平衡的重点是 220kV 及以上电压等级层面的无功平衡, 分(供电)区就地平衡的重点是 110kV 及以下配电系统的无功平衡。无功补偿配置应根据电网情况, 实施分散就地补偿与变电站集中补偿相结合、电网补偿与用户补偿相结合、高压补偿与低压补偿相结合, 以满足降低损耗和调压的需要。各级电网应避免通过输电线路远距离输送无功电力, 500 (330) kV 电压等级系统与下一级系统之间不应有大量的无功电力交换, 500 (330) kV 电压等级超高压输电线路的充电功率应按照就地补偿的原则采用高压、低压并联电抗器予以补偿。

电网 AVC 系统的基本原理是通过调度自动化 SCADA 系统采集全网各节点遥测、遥信等实时数据进行在线分析和计算, 在确保电网与设备安全运行的前提下, 以各节点电压合格、省网关口功率因数为约束条件, 从全网角度进行在线电压/无功优化控制, 实现无功补偿设备投入合理, 无功分层就地平衡与稳定电压, 主变压器分接开关调节次数最少和电容器投切最合理、电压合格率最高和输电网损率最小的综合优化目标。该系统最终形成有载调压变压器分接开关调节、无功补偿设备投切控制指令, 借助调度自动化系统的“四遥”功能, 利用计算机技术和网络通信技术, 通过 SCADA 系统自动执行, 从而实现对电网内各变电所的有载调压装置和无功补偿设备的集中监视、集中控制和集中管理, 实现全网电压/无功优化运行闭环控制。

电网 AVC 系统实现了电网在线优化控制运行的目标, 减轻了值班人员调度的劳动强度, 为现代电网安全和稳定优化控制提供了先进的技术手段。

地区电网电压/无功的协调优化控制是指在保证满足电网各种运行约束条件的同时, 利用操作尽量少的无功调节设备, 最大限度地改善电压质量、提高节点电压合格率, 并努力使系统的有功网损最小。地区电网电压/无功控制的手段主要包括调整发电机的端电压、改变有载调压变压器的分接头位置、投切并联补偿电容器或电抗器等。

本章将从控制模式、特点、控制策略、实验等方面介绍地区电网 AVC 的具体内容。

2.2 地区电网 AVC 模式 and 特点

2.2.1 地区电网无功优化控制的特点

无功功率的平衡比有功功率的平衡局限性更大。有功功率的平衡为全网平

衡，而无功功率的平衡为分层分区平衡。所谓分层，是指按电网电压等级，即网络的传输能力大小，将电力系统划分为由上至下的若干个结构层次。电力系统的分区是一个电力概念，是对电力系统组成部分的一种认识，它不能与地理的行政分区概念相混淆。按照分区的概念，一个大的电力系统是以受端系统为核心，包括远方电源在内的一个供需平衡或基本平衡（当与外系统相联络时）的区域。在每一个受端系统的内部，实际上是以最高级电压线路为骨干网络组成的区域系统，并以其枢纽变电站为中心，用次一级电压线路将附近的负荷和地区电源连接在一起，成为一个独立的供电子系统。依此类推，就形成了由上而下的辐射状的分区结构。如图 2-2 所示为某地区电网接线示意图。

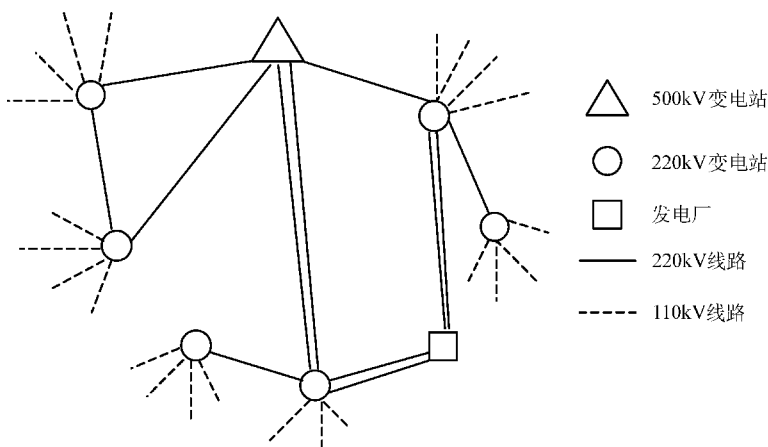


图 2-2 地区电网接线示意图

目前，我国省级及以上电网以 500kV/220kV 电压等级为主网架，以环网运行。地区电网由高中低三级配电网组成，以 110kV/35kV 电压等级为主网架。地区电网运行的基本模式是：以 220kV 变电所的高压侧母线为受电点，经过变压形成辐射状供电网络（见图 2-3），为其供电的 110kV/35kV 变电所提供电源。如果把 220kV 变电所及其供电的 110kV/35kV 变电所组成的电网称为地区电网的一个辐射状供电区域，那么地区电网中虽然管辖有若干个这样的区域，但是这些区域之间只有通过省级电网才能发生电气联系，区域之间没有其他直接的联系。

我国部分地区电网仍然采用分散调整的方式实施无功/电压控制，即在各变电站内利用本身所具有的无功资源对变电站电压实施无功控制。比较常用的方法是根据系统当前的运行状态在九区域图上所处的位置来决定相应的控制方案，调节变压器的分接头档位或者投切电容器，从而保证一定的电压合格率和功率因数。这种方法相对较为简单，但是难以完全实现全范围的无功/电压最优控制。就单个变电站而言，提高了电压合格率和电容器利用率，但是在二级有载调压电

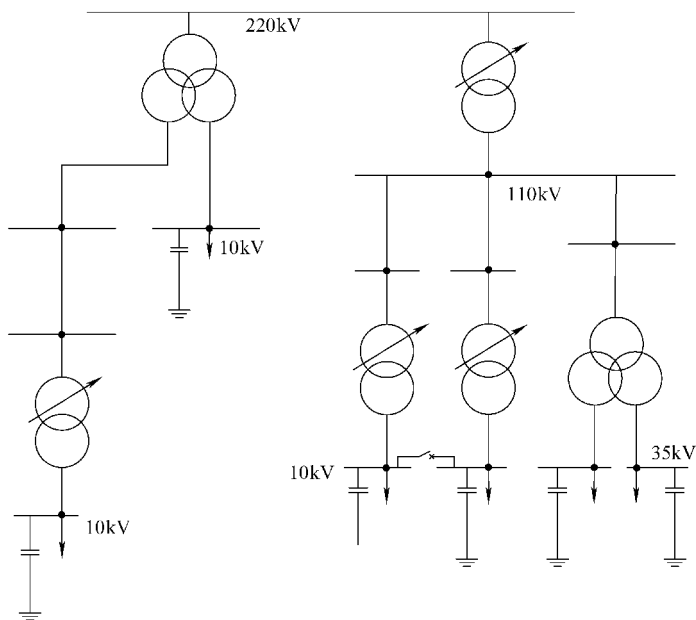


图 2-3 典型地区电网结构图

网会出现电压频繁调整，容易造成电压调节不合理的现象。

随着城市电网改造的进行，越来越多电网中使用了有载调压分接开关和电容器补偿装置。为了充分发挥此类设备的作用，必须从当前的人工调节方式转变为利用专家决策系统进行自动调节的方式。随着调度自动化系统的日益普及，如能在此基础上进行功能的再扩充，发展电网闭环无功控制系统，不但可以提高系统的电压合格率，降低系统网损，而且可以使经济效益变得更加明显。

目前我国地区电网中进行无功/电压优化控制，具有如下特点：

1) 220kV 及以上省级电网通常以环网方式运行，地区电网通常以环网接线，辐射状方式运行，即开环运行。

2) 以 220kV 变电站为电源点，为下面若干个 110kV/35kV 变电站供电，形成分区、分片供电的网架结构。这种电网结构自然形成了无功/电压控制的分区，有利于无功/电压的分区控制。

3) 无功/电压优化控制的控制目标中，对母线电压合格率和主变压器一次绕组的功率因数合格率的考核比较严格，系统网损则次之。

4) 作为控制手段的设备，电容器和主变压器有载调节分接头，每天动作次数和两次动作之间的间隔时间都有限制。

要实现全网的无功/电压优化控制，就必须从中获取全局的数据信息，通过网络拓扑和状态估计得到网络的确切信息，再通过专用的无功优化软件进行优化

计算,得出控制方案,并通过专用通道下发控制命令。无功优化是依据实时信息,通过合理地调整发电机机端电压、投切无功补偿设备以及改变变压器分接头位置,可以有效地提高电压合格率、改善电能质量、降低电网运行损耗,使电网时刻处在良好的运行状态,减少甚至避免电压不稳定事故的发生,其潜在的经济效益和社会效益重大。无功优化控制集安全性和经济性为一体,实现了安全约束下的经济性控制。此外,随着无人值班变电站的推广,传统的依赖现场运行人员操作的开环控制方式困难越来越大,无功优化系统的使用可以减轻调度人员的工作负担,对提高现代大电网的运行质量和自动化水平具有非常重要的现实意义。

无功优化系统利用系统提供的电网运行的大量实时数据,以各节点电压合格为约束条件,以电网电能损耗最小为目标,利用传统算法或者现代智能优化算法进行无功优化计算分析,得到有载调压变压器运行的最佳档位和电容器的最佳投入容量,从而形成有载变压器分接开关调节和无功补偿设备投切控制指令,为电网经济运行提供了科学的依据。

2.2.2 无功优化在地区电网中的关键点

地区电网电压/无功控制在实际运行中主要的关键点如下:

1. 地区电网电压/无功控制的主要目标

地区电网的电压/无功控制的主要手段为 220kV 及以下电压等级变电站的主变压器分接头档位的调节、母线的并联补偿设备的投切。地区电网电压/无功控制的主要控制对象包括各电压等级的母线电压、地区电网省网关口(一般为变电站一次侧母线)的功率因数、变电站功率因数或流过变压器的无功功率。在进行无功/电压优化控制时,传统的优化策略主要考虑的是如何减少网络损耗,但是无功优化的前提是安全稳定和保证用户的需求,否则优化无从谈起。因为用户最关心的是供给他们的电能质量,即母线电压是否合格,并不关心网损的大小。因此应优先保证电压的稳定合格,即将保证合格的母线电压列为控制目标的首位。对于母线的电压控制问题,现在大多数是由省网来控制的,其控制设备主要是发电机。当然也可以通过地区电网的控制设备来控制母线电压,例如当母线电压处于低限运行时,可采取投入电容器补偿设备来提高。

220kV 的电压水平,由于其控制效果较弱,且当省网控制发电机出力提高了 220kV 的母线电压后,电容器又需切除,容易产生频繁控制。因此 220kV 母线电压的控制主要仍由省网来实行。对于 110kV 和 35kV 的母线电压,它们介于 10kV 和 220kV 电压等级之间,虽然要求的指标不高,但是 110kV 和 35kV 母线电压的合格,对整个地区电网的安全稳定运行有一定的作用,还可有效地减少变压器分接头的调节次数。

2. 电压/无功协调控制的原则

通过控制变压器分接头和无功补偿设备,把主变压器低压侧的电压控制在规定范围内,这是变电站电压/无功综合自动控制最基本也是最重要的要求,此外同时还要尽可能地减少无功在上下级电网之间的流动,以降低网损。在具体实施变电站电压/无功控制的过程中,应满足的要求如下:

1) 首先是要保证低压侧母线电压水平。根据 2004 年 4 月 21 日新颁布的《国家电网公司电力系统电压质量和无功管理规定》:“发电厂和 220kV 变电站的 35 ~ 110kV 母线正常运行方式时,电压允许偏差为系统额定电压的 3% ~ 7%;带地区供电负荷的变电站和发电厂(直属)的 10 (6) kV 母线正常运行方式下的电压允许偏差为系统额定电压的 0% ~ +7%”。因此在对地区电网采取无功补偿措施的过程中,地区各个变电站的 10kV 母线电压应保持在 10.0 ~ 10.7kV 的范围内;110kV 母线电压保持在 106.7 ~ 117.7kV 范围内。220kV 母线电压则依据调度部门的电压控制曲线进行控制。

电网运行时,系统无功状况对电压的影响比较大,无功功率不足或过大都将引起系统电压过高或过低,极端情况下可导致某些枢纽变电站电压大幅度下降而出现电压崩溃。因而在调整低压侧电压的时候,应根据系统无功状况,对主变压器分接头和无功补偿设备采取不同的控制措施。

2) 尽量降低变电站从上一级电网吸收的无功功率,满足无功就地补偿的原则,同时也不宜向上级电网倒送过多的无功功率。10kV 母线无功负荷应尽量用电容器无功来补偿抵消,以降低电压损耗和线路有功损耗。所以负荷上升、电压下降时先投电容器后升高档位,负荷下降电压上升时进行相反的操作。

3) 尽量减少主变压器调档次数。过度频繁地调节有载分接开关,会引起变压器有载分接开关的故障,进而导致变压器故障。因此应对各变电站变压器分接头的调节次数进行严格的限制。

4) 尽量降低电容器的动作次数。频繁投切并联电容器组,也会引起电容器开关的故障,造成经济损失,因而也应限制变电站并联电容器的调节次数。

《电力系统安全稳定导则》关于无功平衡及补偿的规定是对现代电网进行科学分析和多年运行经验总结的基础上得出的基本结论。国标 GB 12325—90《电能质量供电电压允许偏差》则规定了各电压等级的配电网母线电压偏差的允许值。以上两个文件是进行电压/无功控制时的基本大纲。但仅有大纲是不够的,还需要进一步扩展出若干原则。现将电压/无功控制的基本原则及要求总结如下:

(1) 无功功率就地平衡、分散补偿原则

无功功率不宜远距离输送,对无功功率的分配,首先应按照就地平衡分散补偿的原则进行。

(2) 集中管理与分散控制原则

电力系统进行调压计算时必须全网统一进行,而实施控制措施时则应与调度自动化系统相对应按照分层控制的原则进行。

(3) 保持各节点电压合格,并留有充足的无功余量

保持电压合格是对电压/无功控制系统的基本要求。保留充足的无功余量,特别是能够快速补偿的无功余量,有利于系统快速跟踪负荷的变化,应对突发事件,从而进一步提高电压质量,在更一般的意义上保持电压的合格性。

(4) 要注意区域协调性、经济性,确保全局电网优化

降低网损、提高效率,使系统处于经济运行状态下是所有电网追求的目标。为此,需要对系统进行适当的集中优化与协调处理。对参与优化计算的变电站可设定不同的优化控制方式,用户可根据需要设定变电站是否参与优化控制,不参与优化控制的变电站设备(有载调压变压器、电容器、电抗器)不可调节;用户也可设定具体的设备是否参与优化控制,即该设备是否可调节。控制系统根据用户设定的变电站和设备的控制方式以及变电站负荷预测结果进行全局电网的无功优化计算,得出满足母线电压约束和以网损最小为目标的控制策略。

(5) 应当充分考虑全局电压稳定的需求

电压/无功控制说到底就是要保持各个节点电压的稳定,但是如果只是从局部出发,很可能危及全系统的电压稳定性。因此,各局部节点的无功/电压控制也应服从全局的要求。

(6) 具有常规控制和紧急控制功能

系统不仅要能在正常情况下通过调节各电压控制器的整定值控制受控区域的无功/电压至优化状态,而且在出现紧急情况如负荷急剧变化或系统发生故障造成电压异常时,系统也要能够快速反应,实施有效地控制,使节点电压尽快恢复至正常范围。当控制系统中某些远程通信线路出现问题时,系统要仍然能够较好地完成调节任务。

(7) 避免调节设备频繁反复动作

各调节设备特别是有载调压变压器、电容器等受设备使用寿命以及电压波动的限制,其调节次数是有限的。因此,系统应该对设备的动作进行合理的规划和优化,使得既能满足系统经济性的要求,又能使调节设备的动作次数在合理的范围之内,同时调节过程中还应确保控制设备在安全稳定的范围内运行。

当采用全局电网优化控制时,控制系统进行全局的优化协调控制,尤其是根据负荷预测结果编制控制预案,避免各变电站孤立、局部的调节控制,从而更有效地控制设备的操作和变电站间的协调配合,保证设备动作的效果,减少全局电网总的设备动作次数。

(8) 满足不同调压方式

不同调压方式(逆调压、顺调压、常调压)的要求可通过母线(节点)的

电压约束体现。控制系统可按时段为母线设置不同的电压限值约束,以满足用户对调压方式的要求。例如,按逆调压的要求,在电压合格范围内,在高峰负荷时电压偏上限运行,在低谷负荷时电压偏下限运行。设置母线电压限值约束时,对高峰负荷时段和低谷负荷时段的电压限值应进行适当地收缩,以满足逆调压的要求。

(9) 引入闭锁控制, 保证电网安全

控制系统应在保证电网安全的基础上提高运行效益,因此控制系统必须对电网故障、异常情况有充分的应对措施。当异常情况(如遥信变位、遥测越限等)发生时,控制系统实施闭锁。控制系统在运行过程中检测到用户定义的需要闭锁的异常事件发生时,立即执行闭锁。闭锁的目标可以是设备闭锁(该设备不可调节)、变电站闭锁(该变电站的所有设备不可调节)和系统闭锁(控制系统不再进行优化控制)。

2.2.3 地区电网 AVC 模式

2.2.3.1 国外电压/无功控制模式

法国曾广泛使用的二级电压控制系统(简称 SVC)的原理,是把超高压电网分成不同的控制区域,每个区域选出一组“控制机组”,通过自动控制这些“控制机组”吸收或送出的无功功率以控制该区域的电压。控制作用是按该区域内有代表性的“主导节点”(通常是该区域内短路电流最大的节点)上所测得的电压变化,修正“控制机组”电压调节器的整定值,以控制机组的运行状态。

为尽量减少各控制机组一级控制系统间的相互作用,可对控制机组的无功功率分配实行成组调节。

“控制机组”的无功功率由叠加在机组自动电压调节器上的两个控制信号进行调节。控制信号 N(称为“区域电压水平”)由主导节点测得的电压 U_p 与整定电压 U_c (可由三级控制系统决定)的差值按比例积分规则形成。该控制信号由设置在地区控制中心的专用微机处理后送到各控制机组,修正其自动电压调整器的整定值。每个机组按其无功容量成比例地参加电压控制,如其分配系数为 Q_r ,则该机组无功功率输出应为 $-Q_r$ 。控制系统有约定时间常数以便有足够时间实施它的两项主要功能。当负荷变化时自动保持令人满意的电压及在电网事故后自动恢复电压以增加运行安全裕度。

上述控制系统的运行经验说明,尽管遇到某些困难,但达到了初始目标。然而随着系统的老化,在 20 世纪 90 年代初也出现了一些不足。如:

1) 位于电网紧密环网部分的“区域”之间的界限日趋模糊,需要避免“区域”之间电压控制的不稳定。

2) 对发电机组无功功率分配限制过死。

3) 发电机无功功率内部闭环调节信号快于区域电压水平信号,可能使其在故障后的短时间内向不利方向作用。

4) 装置只部分考虑电压控制功能,而未监视电压极限值,发电机运行范围的界限(功角、用户电压、辅机电压和转子电流)也未精确考虑。

5) 控制回路参数是固定的,需考虑运行条件以使其优化。这些参数的选择是在稳定和运行性能之间折中处理的结果,以便满足较大范围的要求,因此其动态性能将被进一步降低。

法国在开发新的电压控制系统时,分析了控制系统的两种功能:一是全面考虑经济和安全性的优化;二是考虑实际存在的限制条件(如控制速度、电容器投切频繁程度等)后保证第一项功能算出的优化结果得以有效实施。研究后决定将这两种功能分别实施,即由中央计算机实施开环的周期性最优化功能,由地区计算机实施闭环实用的功能。做出这种选择的主要原因是分布式结构有较高的可靠性,万一中央系统出现故障,地区的控制系统仍能起作用,而且这种结构还可减少计算量和传送的信息量。

在地区级采用新的协调二级电压控制系统(CSVC),这个系统克服了过去使用的 SVC 的一些缺点。其主要特点如下:

1) CSVC 的基本原理仍是使主导节点上的电压跟踪整定值,但控制信号的计算是针对包含几个主导节点的“地区”,并考虑了各发电机对所有主导节点各级电压的作用。这里所说的“地区”是由原来 SVC 的电气联系紧密的“区域”组成,这样可以防止这些联系紧密区域各自独立进行电压控制可能造成的相互间不稳定。控制系统还监视了一定数目的特别灵敏的临界节点的电压。临界节点首先是超高压发电机互连节点,其次是一些由于电网结构原因其电压不能反映到主导节点的节点,如线路终端节点和电缆网络节点等。

2) 由地区计算机算出的控制信号直接加到每台发电机的电压调整器,这样就避免了出现原有二级控制系统在无功功率控制中可能造成的不良作用。发电机产生的无功功率要进行协调,其目标是减少无功功率的多余传输以降低损耗,并尽可能高地保持各发电机的无功容量。这是一种比原有控制系统更宽松的约束,采用 $Q_{\text{ref}} + \Delta U_{\text{ref}}$ 形式作为各发电机输出无功功率的目标。控制系统考虑各发电机的工作范围,各个范围的极限是由一组有关变量(有功功率、无功功率和电压)的线性化曲线表示。计算控制信号时,要把各发电机的工作点保持在极限范围内。

3) CSVC 的数学模型是把被控系统的输入和输出用灵敏度矩阵联系起来。这些矩阵模拟输入变量(U 表示发电机调压器整定点电压列相量)对输出变量(U_p 表示主导电压列相量, U_{ps} 表示临界点电压列向量, Q 表示发电机产生的无功功率)的影响。使用 10s 的采样周期使我们可以不考虑发电机调压器的暂态模

型 (其时间常数约为 1s)。

该装置曾在代表全法国电网 (包括 7 个 CSVC 地区) 的模型上使用长期仿真程序进行了验证, 表明 CSVC 对于电网调度是一种有效的手段, 能够提供地区电压自动稳定的和良好的协调控制, 增强安全性。为保证县控 (相当于我国的省控) 及二次电网的电压水平和提高电压稳定性, 日本东京电力系统在主要变电所内装设了微机电压及无功功率控制器 VQC, 以便快速准确地投切并联电抗器和有载切换变压器分接开关, 近年来还在一些主要变电所装设了静止无功补偿器 SVC。

VQC 方式为, 当省控母线电压 U_1 及二次母线电压 U_2 均低于预定值时, VQC 命令依次投入并联电容器。反之, 当 U_1 及 U_2 高于预定值则依次切除电容器。当 U_1 低于预定值而 U_2 高于预定值时, 则 VQC 命令变电所中变压器切换分接开关以降低 U_2 。当 U_1 高于预定值而 U_2 低于预定值时, 则 VQC 命令变电所中变压器切换分接开关以提高 U_2 。VQC 设置了调节死区, 以防止电压来回摆动。死区下限应整定为靠近基准值, 因为母线电压必须保持在临界值以上。死区上限要有足够的宽度, 以防止相邻变电所两组电容器同时投入使电压升高较大时引起摆动。电压恢复的速度要自动适应电压偏离基准值的大小, 在电压稍低 (高) 于死区时, 宜缓慢调整; 当严重低 (高) 于死区时, 则应快速调整, VQC 反应于电压偏离死区的积分值。

三次控制是以经济和安全准则优化电网的运行状态, 对各二次电压控制区进行协调。控制方式是用位于中央调度所的三次电压调节器控制位于各个地区调度所的二次电压调节器, 这种内动控制功能尚未实现, 法国三次控制是按国家调度中心的要求手动进行的。

意大利国家电力系统 (ENEL) 也实现了电压与无功功率的自动控制, 先是分别在佛罗伦萨地区 (1984 年) 与西西里 (1986 年) 实现了二次电压调整, 由于运行结果极为良好, 例如在西西里, 由于与大陆联网的新 400kV 电缆引起的高电压问题 (运行电压在 404 ~ 416kV 间波动), 因二次电压调整系统的引入而获得初步改善 (日运行电压稳定在 400kV 左右), ENEL 决定在 1993 年以前在整个超高压电网中普遍实现二次及三次电压调整。

综上所述, 从国外电压控制的发展历程来看, 总的来说国外 AVC 系统目前归纳为两种典型的控制模式: 以 EDF 为代表的三级电压控制模式和以意大利为代表的两级电压控制模式。

三级电压控制模式下, 电网被划分成彼此解耦的区域, 每个区域选择一个或多个枢纽节点。一级电压控制 (Primary Voltage Control) 利用发电机自动电压调节器 (AVR)、变电站无功/电压控制器 (VQC)、变电站无功补偿设备和有载调压变压器分接头等调节装置, 利用本地信息, 将相应节点母线电压控制在设定值

附近,控制周期为秒级。二级电压控制(Secondary Voltage Control)利用区域电网的信息,根据灵敏度或无功/电压优化信息确定电压控制策略,通过设定一级电压控制的发电机或变电站电压目标值,实现对本区域枢纽节点电压的闭环控制,控制周期为分钟级。三级电压控制(Tertiary Voltage Control)以全网的经济运行为目标,状态估计、负荷预测和无功/电压优化算法为基础,给出二级电压控制的各区域枢纽节点电压设定值,控制周期最长。

在两级电压控制模式下,取消了二级电压控制层,AVC主站基于全网状态进行电压控制的优化决策,并直接将决策结果下发到各相关厂站实施闭环控制,控制周期为分钟级。

2.2.3.2 国内电压/无功控制模式

国内关于电压/无功控制的研究早在20世纪80年代就已经开始,从最先的基于经典的九区图理论的电压/无功控制,到VQC(变电站电压/无功控制)的广泛应用,再到基于全网优化的集中控制,以及后来的软三级电压控制,分布式控制等各种控制模式的争相出现,电压/无功控制模式已经到了百花齐放各展所长的阶段。每种电压控制模式都有其应用的特殊领域,针对不同的网架结构和各地的特殊需要,合理地选择适当的控制模式是电压/无功控制成功的必备条件。下面就当前国内的几种电压控制模式做一个介绍并根据它们的各自特点给出适用的范围和比较。

1. 基于九区图的变电站电压/无功控制

20世纪90年代初电网的建设规模不断加大,对电压和无功的考核越来越重视。随着对供电质量和可靠性要求的提高,电压成为衡量电能质量的一个重要指标。保证用户处的电压接近额定值成为电力系统运行控制的基本任务。电力系统的运行电压水平取决于系统无功功率的平衡。维持电网正常运行下的无功功率平衡是改善和提高电压质量的基本条件。全国很多110kV及以上变电站都装设有载调压变压器和并联电容器组,通过合理调节变压器的分接头和投切电容器组,就能在很大程度上改善变电站的电压质量,实现无功潮流合理平衡。通过调度中心实施电网的电压/无功综合控制是达到上述目标的最佳手段。但是由于电网中各厂站自动化水平不同,进行全局性的电压/无功控制短时间内还难以顺利实施,因此,以变电站为单位的就地调压和无功补偿方案以其原理简单、实现可靠的优点得到了越来越多的应用。

在变电站中利用有载调压变压器和并联补偿电容器进行局部电压和无功补偿的自动调节,以保证负荷侧母线电压在规定范围内及母线功率因数尽可能接近1,这称为变电站电压/无功综合控制(VQC)。VQC装置通过变电站内监控网络获得系统信息,包括相关节点的电压、电流、有功和无功及相关断路器、隔离开关的位置信息,然后按照预定的控制原则做出调整决策。VQC的基本原则是保

证电压合格, 无功基本平衡, 尽量减少调节次数。由于过度频繁地调节有载调压变压器分接头和投切并联补偿电容器会引起变压器和开关设备故障, 故各变电站对其日调节次数均有严格的限制。合理的电容器组投切方式是采用循环投切方式, 使先投入运行的电容器组先退出, 后投入的后切除, 以减小电容器组的平均运行温度, 减少投切开关的动作次数, 延长使用寿命。

可以说 VQC 的基础理论就是经典的九区图控制理论。九区图控制策略是典型的电压、无功双参数控制策略, 它是根据变电站运行中电压和无功均存在三种状态 (合格、过高和过低), 而将二维坐标平面分为 9 个区域。电压/无功综合控制的基本原理是实时采集变压器系统侧输入无功功率 Q 和低压侧母线电压 U , 然后根据调节判据得出不同区域的控制方法。通过调节有载变压器分接头位置或投切电容器, 保证电压合格和无功基本平衡。

目前经常采用的传统九区图法, 其控制策略是按照固定的电压和无功 (或变电站进线端功率因数) 上下限将电压 - 无功平面划分为 9 个区域。 U 是变压器低压侧母线电压, Q 是变压器高压侧无功功率 (见图 2-4)。 Q 越下限 (功率因数超前) 表示变电站向电网倒送无功, Q 越上限 (功率因数滞后) 表示电网无功不足, Q 上下限之差至少应大于 1 组电容器容量。有载调压变压器和并联补偿电容器的基本调节规律是: 变压器分接头上调 (或下调) 后, U 变大 (或变小), 进线功率因数 $\cos\varphi$ 变小 (或变大), 一般调节分接头对无功的影响不大; 投入 (或切除) 电容器后, Q 变小 (或变大), U 变大 (或变小), $\cos\varphi$ 变大 (或变小)。其基本控制策略如下:

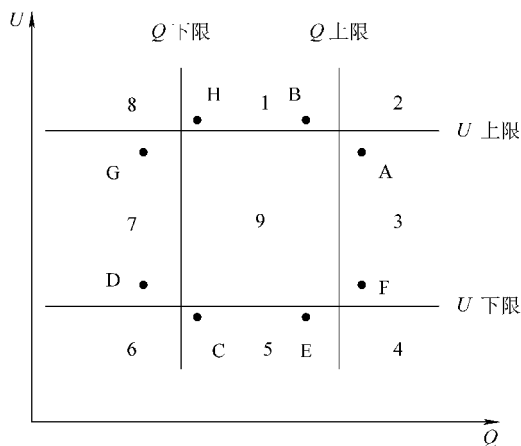


图 2-4 九区图

1 区。投入电容器, 如果电容器已投入, 分接头向上调节。

- 2 区。投入电容器, 如果电容器已投入, 则不动作。
- 3 区。分接头向下调节, 如果已到最低档则切除电容器。
- 4 区。分接头向下调节, 如果已到最低档则切除电容器。
- 5 区。切除电容器, 如果电容器已切除, 分接头向下调节。
- 6 区。切除电容器, 如果电容器已切除, 则不动作。
- 7 区。分接头向上调节, 如果已到最高档, 则投入电容器。
- 8 区。分接头向上调节, 如果已到最高档, 则投入电容器。
- 9 区。正常范围, 不动作。

VQC 的出现, 在当时电网实际情况下特别是自动化水平还很不发达, 综合改造还没有全面开展的情况下, 可以说很好地实现了对变电站的电压/无功控制, 提高了变电站电压的合格率, 是无功/电压控制的一个变革。

2. 基于全网优化的集中式二级电压控制

早期基于 VQC 的变电站电压/无功控制从本质上来讲只能算是变电站内的区域无功优化, 并不能从全网角度来分析和优化全网的无功潮流。随着电网不断发展, 电压等级之间的协调控制日趋频繁, 特别是通信和计算机技术的飞速发展, VQC 已近无法适应这种快速发展的需求。于是, 基于全网优化的二级电压控制在这样的情况下诞生了, 也就是我们俗称的 AVC 系统。那么 AVC 系统到底是什么? 又有哪些优势是 VQC 系统所不具备的呢? 下面将进行介绍。

基于全网优化的集中式二级电压控制 (AVC) 是: 通过调度自动化 SCADA 系统采集全网各节点遥测、遥信等实时数据进行在线分析和计算, 以各节点电压合格、省网关口功率因数为约束条件, 从全网角度实现无功补偿设备投入合理和无功分层就地平衡与稳定电压, 实现主变分接开关调节次数最少和电容器投切最合理、电压合格率最高和输电网损率最小的综合优化目标。最终形成有载调压变压器分接开关调节、无功补偿设备投切控制指令, 借助调度自动化系统的“四遥”功能, 利用计算机技术和网络技术, 通过 SCADA 系统自动执行, 从而实现对电网内各变电所的有载调压装置和无功补偿设备的集中监视、集中管理和集中控制, 实现电网电压/无功优化运行闭环控制。图 2-5 说明了二级电压自动控制系统的流程。

AVC 控制和 VQC 控制相比存在的优势如下:

1) VQC 装置就单个站点而言, 提高了电压合格率和电容利用率, 但是在二级有载调压电网, 会出现电压频繁调整, 容易造成电压调节不合理现象或者设备无谓动作, 无法体现不同电压等级分接头调节对电压的影响。

2) VQC 装置无法对省网关口 (如 220kV 变电站高压端母线) 功率因数进行校正。因为这种模式 VQC 只采集本厂站的数据, 也只能校正本厂站的母线调压和功率因数, 不可能从全网的角度优化无功电源调度来校正省网关口功率因数。

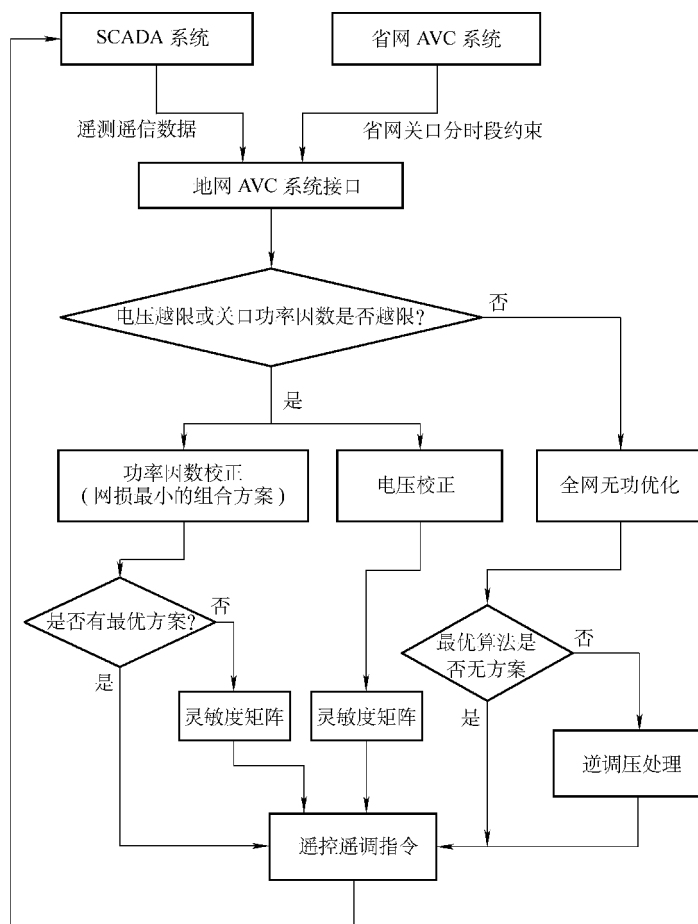


图 2-5 系统控制流程图

3) 由于每个变电所都必须安装电压/无功控制装置, 投资较大, 设备维护量显著增加。

4) 不具备与省网 AVC 协调控制的策略, 也不可能拓展此策略。

可以说基于全网优化的集中式二级电压控制 (AVC) 模式更加适应电网的发展, 更加灵活和经济, 是无功/电压控制发展中一次质的飞跃。

3. 基于全网优化的分布式二级协调控制

在进入本世纪以来电网得到了前所未有的迅猛发展, 国家对电力系统的投资迅速增加, 电力系统设备得到了更新和添置, 电网无功补偿能力日益充足。这些给电压/无功控制提供了更加充分的调节手段。加之计算机以及通信技术的发展, 使得很多的地区电网都提出了建设大集控的需求, 那么何谓大集控呢? 其实大集控的产生本身也是电网迅猛发展下的一个内在需求。在电网不断扩建, 变电站不

断增加的同时,地区电网的调度人员已经很难全天候和全方位地监视各个变电站的运行情况,这就促成了集控这个概念的产生。把地区电网中一些相邻的变电站集中起来组成一个集控中心,通过这个集控中心来专门监视集控中的电网设备的运行情况,这样在很大程度上就缓解了地区调度人员的工作强度。同时为了避免管理上的混乱,各个集控中心只有监视权和反馈权,没有调度权,调度权还是在地区调度中心。

传统的无功/电压集中式控制系统的控制方式在只有单个调度中心和单个监控中心模式下的中小型地调得到了大量成功应用,但对于大型地调的全网无功/电压控制和与省网无功/电压控制的结合,此方案遇到了困难。在一些大型城市,电网结构非常复杂,调度室与监控中心(集控站)分开,且监控中心也不止一处。监控中心(集控站)是按地域划分的而不是按电网结构的耦合程度划分的。各监控中心所控厂站之间有可能紧密结合,但在电网结构上无法按照行政区划划分来解耦,甚至同一个变电所的两台主变压器分属不同监控中心控制,因此只有全网集中控制已经不能解决调度权与多个监控权之间的组织、优先级和责任归属的问题。另外,对于大中型地调来说,通过集中控制来控制所有无功/电压设备,使得该系统的控制设备成为供电企业控制设备最多的一个系统。这就要求保证电压控制的可靠性,原有集中控制系统已无法满足大型地调对可靠性的要求。

因此随着新的管理理念和运行模式的变化,原有的集中式二级电压控制在管理体制和运行模式上就已经显得太不适应这种集控模式的发展,基于全网优化的分布式协调控制也就在这样的背景下孕育而生了。图 2-6 所示为分布式 AVC 二级控制系统结构图。

由系统图可以看出分布式二级控制,首先一级控制由主站 SCADA 系统,AVC 计算服务器和接口以及 WEB 服务器等设备组成。一级控制主要是通过 SCADA 系统接收现场实时数据,包括监控站 SCADA 的数据,给主站计算服务器进行实时在线计算,同时一级控制还兼顾到了协调控制的原则,即与上级电网以及下级电网的协调控制。其次二级控制主要是由监控站的 SCADA 系统、AVC 工作站和接口等组成,其目的主要是上传本地实时数据以及接收一级控制下发的命令,是个执行者。同时二级控制还要提供监控站内的实时数据给监控人员监视和分析。分布式二级协调控制很好地解决了集控产生后的管理和运行模式的变化,同时兼顾到了上级电网和下级电网的协调控制,可以说在原有的集中控制的基础上又迈出了一大步。

4. 基于“软”分区的全网无功优化三级控制

20 世纪 80 年代初期,为了应对日趋严重的电压稳定性问题,EDF 电力公司在当时的计算机硬件水平、通信条件、状态估计及电压/无功优化软件的限制下,借鉴中枢节点电压管理的思想,建立了基于中枢节点电压控制的采用硬件实现的

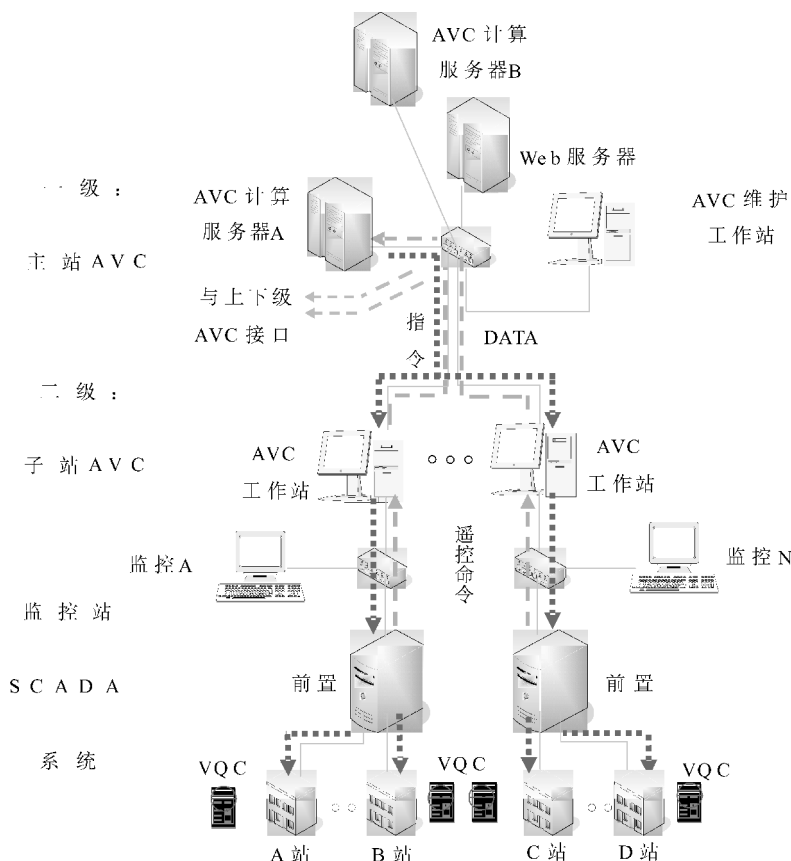


图 2-6 分布式 AVC 二级控制系统结构图

区域二级电压控制器。这相对于简单的发电机远方节点调压是一种进步，也是一种符合当时技术水平的正确做法，并取得了良好的控制效果。采用这种技术的另一个原因是基于硬件的二级电压控制器需要进行负反馈控制，为了使控制器的逻辑不至于过于复杂，不得不找出一个中枢节点作为反馈信号的来源。然而，基于单个区域的二级电压控制器很难进行跨区域的电网无功优化，不易取得更大的协调控制效益。在发现这一弱点后，EDF 公司于 20 世纪 80 年代末，90 年代初提出了采用复杂的协调二级电压控制或三级电压控制进行弥补，从而逐步发展为兼顾多节点、跨区域的控制方式，这就是国外三级控制的基本模式。结合国内实际的电力调度管理体制和自动化的硬件基础，为了系统地解决多目标决策问题，鉴于国外三级控制，提出了基于“软”分级分区的全局无功优化控制策略，如图 2-7 所示。在控制中心中，以开放分布式的能量管理系统 (EMS) 作为决策支持，全局无功优化控制决策系统在软件组织上被分成两个级别。为区别于硬件上的三级控制，分别称之为“软”二级控制和“软”三级控制。

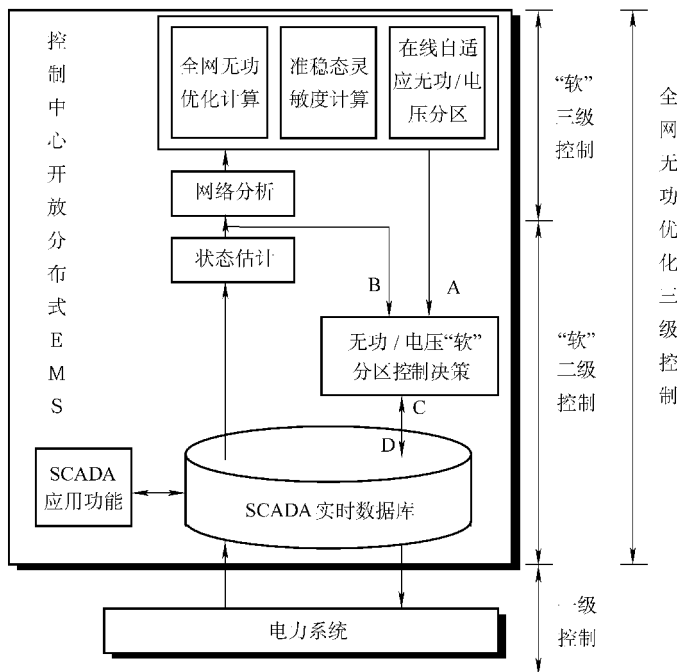


图 2-7 基于“软”分级分区的全网无功优化三级控制

“软”二级控制是利用在线自适应分区的结果，采集经过实时状态估计的“熟”数据（若实时状态估计运行不正常，也可直接采集 SCADA 的“生”数据），并通过 SCADA 系统，对各个区域周期性地以轮循方式实行自动的、闭环的控制。并通过修改区域内一级控制器的整定值来维持该区域的枢纽母线电压水平和无功发电裕度。“软”三级控制基于状态估计和网络分析，运行在 EMS 的最高层次上，用以协调“软”二级分区控制的行为，以实现安全约束下的网损最小。其主要任务有三项：

- 1) 在线自适应的无功/电压分区的确定；
- 2) 各区域枢纽母线电压的最优设定值的计算；
- 3) 准稳态无功类灵敏度的计算。

以上任务的启动一般是自动的和周期性的，也可由电力系统实时拓扑变化来激发启动。在线计算出来的分区方式和准稳态无功类灵敏度均通过局域网发送至“软”二级控制工作站，实现对“软”二级控制的协调和决策支持，并最终实现安全约束下的网损最小的经济性目标。

可以说“软”三级电压控制模式在吸收了国外的三级电压控制模式的思想同时又结合了国内的电网无功优化的实际情况，很好地解决了在国内没有二级电压控制器的情况下实现三级电压控制的难题，是一个符合国内电网实际情况的新型控制模式。

5. 二级控制和三级控制的一些比较

二级控制和三级控制的一些比较如表 2-1 所示。

表 2-1 二级控制和三级控制的比较

控制模式	二级控制模式	三级控制模式	“软”三级控制模式
优点	<p>控制模式简单，投资小，与电网调度模式一致</p> <p>可以实现全网无功/电压的优化控制</p> <p>对电网结构变化的适应能力强</p> <p>可以非常方便地考虑主变压器分接头、电容器、电抗器等离散调节设备的优化调节</p>	<p>相对于两级控制模式，对通讯通道的可靠性要求相对较低</p> <p>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</p> <p>对无功/电压优化算法的可靠性及性能要求较低</p>	<p>相对于基于硬件的三级电压控制模式，通过在线自适应分区，增强了分区对电网结构变化的适应能力，但不如两级控制模式</p> <p>削弱了控制系统对状态估计等基础网络分析软件的依赖性</p> <p>对无功/电压优化算法的可靠性及性能要求较低</p> <p>对通信通道的可靠性要求略低于两级电压控制模式，但高于三级电压控制模式</p>
缺点	<p>对通信通道的可靠性要求高</p> <p>对状态估计的可靠性及精度均有较高的要求</p> <p>对无功/电压优化算法的可靠性及性能有较高的要求</p>	<p>二级控制采用线性反馈控制，经济性较差</p> <p>控制系统的质量取决于各区域间无功/电压控制的耦合程度</p> <p>以硬件形式固定下来的区域控制器较难适应电力系统的发展和运行工况的大幅度变化</p> <p>二级电压控制为有差控制</p> <p>控制模式复杂，需要额外投资来设计和研制地理上分布的区域控制器</p> <p>难以考虑主变压器分接头、电容器、电抗器等离散调节设备的优化调节</p>	<p>“软”二级电压控制采用以跟踪中节点电压及机组无功储备均衡为目标</p> <p>的二次规划模型，与降低有功网损的目标相距甚远，不能有效降低有功网损，经济性较差</p> <p>虽然三级电压控制以降低有功网损为目标，但所得结果只是确定各区域中节点电压的设定值，故充其量只能优化联络线上的无功潮流</p> <p>“软”二级电压控制要求各区域均有足够的无功调节能力，对于无功调节能力不足的区域则不能充分利用相邻区域的无功调节能力</p> <p>无功储备均衡对电压稳定性的改善是感性的结论，缺乏足够的理论依据</p> <p>随着电网的发展，区域间的耦合日益紧密，区域间解耦的条件在实际的电力系统中难以达到</p> <p>难以考虑主变压器分接头、电容器、电抗器等离散调节设备的优化调节</p>
国外现场	德国 RWE	法国 EDF 意大利 ENEL	无
国内现场	福建、河南、湖南、安徽、黑龙江、吉林	无	江苏、河北

地区电网 AVC 系统主要有两种控制模式：集中式控制和分布式控制模式。

地区电网集中式控制是指依托现有的调度自动化工程软件，采集全网实时数据，以全网网损最小为目标，以各节点电压合格为约束条件的无功/电压优化集中自动控制。它提高了全网各节点电压的合格率，且对全网电容器投切进行了优化控制，保证无功补偿设备最有效地投入和变压器分接头动作次数最合理，达到全网无功潮流最合理流向，较大幅度地降低线损百分点。同时，实现地、县级调度自动化系统的“四遥”功能，大大减轻了调度所（集中控制中心）值班人员的劳动强度。无功/电压优化必须基于状态估计提供准确的数据，因此必须有状态估计功能，在计算上由于非连续控制变量（变压器分接头、无功补偿设备的投切）的参与变得比较复杂；在控制上由于非连续控制变量的控制次数限制变得更为复杂。对电网量测量、通信质量及可靠性提出了很高的要求，但可根据电网的运行规律特点在不同的时刻进行优化计算的简化和控制的简化。还可综合利用全网的电压/无功控制设备，提高电网电压质量和降低网损，减少设备的控制次数，同时配合上级调度进行全网的优化控制。使用该控制模式，一个地、县级调度中心（集中控制中心）仅需安装一套软件即可实现系统内所有变电站的有载调压变压器分接头开关调节与电容器投切的操作控制，无需增加其他硬件设备，可大大节省投资。

地区电网分布式控制，是指集中决策、分级控制，即运用分级递阶控制思想的控制模式。该控制模式下，地调处于决策层，组织对各中心站状态进行检测和考核，各中心站则直接实施控制功能的特点，利用实用的优化判断方法，实时控制各中心站电网内所有变电所电容器、电抗器的投切和有载变压器分接开关档位调节。同时，利用先进的计算机技术和通信技术，地调主站和各中心站之间信息互通，既可实现对地调各中心站相关指标的考核，又可优先决策各中心站的动作指令，以达到无功/电压分布式控制的目标。分级递阶控制思想的实质是，一个大的控制系统按功能或结构进行层次分配，将全系统的监视和控制功能划分到不同的级别去完成。各级要完成分配的功能，并将有关信息传递到上一级，接受上一级管理，而综合控制功能由最高一级决策执行，从而使各级的工作相互协调，力求整个控制系统达到最佳效果。分级递阶控制依据“层次越高，智能越高，控制精度越低；层次越低，智能越低，控制精度越高”的拟人的原则进行设计。

组织级，是整个系统的最高级，其智能程度最高，执行组织管理决策的智能。对下级进行指导和监控；对上级通过人机接口与管理人员进行友善的人机对话，执行管理决策的智能。其智能程度最高，但精度不高，宜粗不宜细，以便进行宏观指导。该级还可以根据实际的生产过程和环境等信息，采用人机结合的方式自动或半自动地提出合理的控制目标或指标，形成相应的命令或任务向底层下达。

执行级，是控制系统的最低级，执行现场控制功能，是自动控制系统中控制

的关键级。该级智能最低,但可靠性、控制精度和实时性要求最高,能可靠执行管理决策级的命令或任务,并将执行情况反馈给组织级。

分布式控制的应用模式有两种:

1) 地调作为主站,下带 n 个相互独立的中心站(巡检站),主站不仅能监视各个中心站的运行方式和各种参数,而且还能依据从主站角度综合优化计算获得的总体状态向各个中心站下发调节指令,以实施对各个中心站内的调压和无功补偿设备的直接自动控制,满足全网无功/电压优化控制的需要。

2) 地调作为主站,下带 n 个相互独立的中心站(巡检站),主站仅能监视各个中心站的运行方式和各种参数,不能直接给各个中心站下发调节指令。主站对 220kV 电网进行潮流计算,并提出 220kV 对 110kV 连接点在各个时间段满足省调对功率因数考核要求的下一层优化控制目标。各个中心站依据优化控制目标,进行优化计算、决策分析,单独承担自己管辖范围内的调压和无功补偿设备的自动控制任务。同时,各个中心站又将自己管辖范围内的状态反馈给主站,以便主站调度值班人员能及时监视全网的状态,并在必要时强制下发调节指令给相应的中心站,以满足主站的需要。

无论是模式 1 还是模式 2,地调作为主站承担分级递阶中的组织级作用,负责对全网范围内的电压、无功功率进行计算、监视、管理和协调控制,而各个中心站则负责组织级下达的指令的实施,执行自动控制的功能。

地区电网集中式控制与分布式控制的相同点:①地调中心均以全网网损最小为目标;②均可对全网内的无功调节设备进行集中决策控制;③均可对全网潮流及无功/电压调节进行监控和指导。

地区电网集中式控制与分布式控制的不同点有:①前者只能集中调度,统一管理,而后者由于实行分层控制,地调主站下设独立的中心站,且中心站也可以设置不同的控制规则,可独立进行无功/电压控制;②前者以全网为一个整体,采用的是人工定义拓扑,数据刷新速度慢,且维护工作量大,后者由于分设中心站,分层控制,则没有这个顾虑;③前者数据每刷新一次便要进行一次拓扑计算,延长了 AVC 出策略的时间,故而对硬件设备要求高,而后者由于安装在变电站内,对主站与分站之间的通信要求不高,可实现比较快速的控制;④前者由于只有单个 AVC 主站,故其投资少,维护和升级都比较方便快捷,而后者则相对投资大,工作量也较大。

以上地区电网集中式控制与分布式控制的异同,集中式控制在只有单个调度中心和单个监控中心模式下的中小型地调得到了大量的成功应用;分布式控制则在大中型地调的全网无功/电压控制及与省网无功/电压控制的结合方面的到了大量的应用。

2.3 地区电网集中式 AVC

电压是电能质量的重要指标,电压质量对电力系统的安全与经济运行和保证用户安全生产、产品质量以及电器设备的安全与使用寿命有重要的影响。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,有效地控制和合理的无功补偿,不仅能保证电压质量,提高电力系统运行的稳定性和安全性,还能降低电能损耗,并充分发挥经济效益。

无功/电压优化控制系统应在确保电网与设备安全运行的前提下,从全网角度进行无功/电压优化控制,实现无功补偿设备投入合理、无功分层就地平衡与稳定电压,实现主变压器分接开关调节次数最少、电压合格率最高、网损率尽可能小,从而进一步提高电网调度自动化水平,提高电力系统运行的稳定性和安全性,全面改善和提高电网电压质量,降低电网损耗,提高设备出力。

2.3.1 系统使用范围

集中控制方式,即“软件+设备”,通过变电所站内的计算机网络,对变电所计算机监控系统所获取的模拟量、开关量、闭锁信号、保护信号等,由电压/无功控制功能软件进行分析和计算,得出优化控制方案,最后再通过计算机网络输出控制执行命令。该方式能够实行分散控制,局部变电所或设备退出自动控制,并不影响对其他变电所的优化控制。

1. 自动适应电网运行方式变化

系统能根据实时数据自动进行电网拓扑分析,自动适应电网运行方式,并还可根据母联开关状态识别变压器是否并列运行,也可根据变电所进线开关状态及其遥测数据识别变电所的上级电源变电所,实施不同的电压/无功优化运行方案。

2. 全网集中控制与分区分层控制相结合

本系统控制范围是 220kV 及以下电压等级的电网,在此范围内采用分区分层控制与全网控制相结合,先全网后分区再分层,全网分区分层的控制策略,来达到无功分区分层就地平衡、稳定全网电压、主变压器分接开关动作次数最少和电压合格率最高。

3. 集中控制与分布执行相结合

根据电网运行状况,集中形成控制指令,然后发送至各控制点,各控制点发出执行指令,最终完成具体操作。

4. 无功平衡稳定电压与分接开关调节电压相结合

通过无功功率分层就地平衡来稳定电压,并维持电压在一定水平。当电压还达不到要求时,再辅以调节主变压器分接开关,可以确保本地区无功补偿设备的

最大投入, 对整个电力系统的无功平衡和电压稳定起到基础性、根本性的作用。

5. 保证电网安全与无功/电压控制相结合

设备所有动作应符合各个供电公司的调度规程、运行规程、安全规程; 能够自动纠错、自动闭锁、自动形成相关动作指令, 且不会发出影响电网与主设备安全的操作; 电容器、主变压器调压开关异常变位, 电网、设备运行数据异常时, 系统应能自动闭锁。本系统可以接收 SCADA 系统所采集的电容器和主变压保护信号, 保护信号动作可以对设备可靠闭锁; 随同本系统分发运行规程, 设备开控前都有严格的控制试验流程。运行本系统可以大大减轻运行人员劳动负担, 避免人为误差, 真正实现了全网无功/电压实时控制, 提高了无人值班变电所的自动化水平。

6. 潮流计算、灵敏度分析与专家系统规则判别相结合

普遍情况下本控制系统的优化控制根据潮流计算、灵敏度分析的结果进行优化控制, 如果当前电网无法进行潮流计算 (比如无法实现 PAS 应用的部分县调用户或者无状态估计数据) 则用“专家系统规则”来判断执行。所以本控制系统执行效率极高, 不会出现模糊的指令。

2.3.2 系统结构设计

地区电网无功/电压优化集中控制系统由主控程序、内存数据库、接口程序三个部分组成, 并在 SCADA 系统里增加了 1 台无功/电压优化服务器 (也可做工作站使用)。图 2-8 展示了地区电网集中式 AVC 系统软件设计的流程。

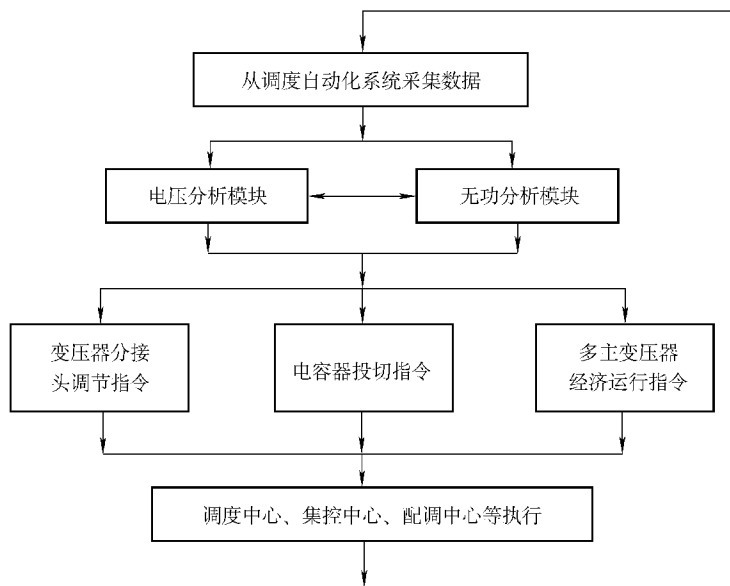


图 2-8 地区电网集中式 AVC 系统软件设计流程

1. 系统的主要模块

无集控站的地区，可以采用集中计算、集中执行的模式，即

- 1) 主站采实时数据计算、生成策略；
- 2) 主站负责监视、控制命令的下发；
- 3) Web 查询模块。

实现全网电压合格、网损尽量小的综合优化，对有载调压变压器分接档位调节和电容器投切的集中自动控制的核是依据全网无功补偿设备、调压设备的状态及电力网的运行参数的综合协调，形成相关指令，由操作控制系统执行。图 2-8 是区域电力网无功/电压集中优化自动控制系统软件流程，首先从调度自动化系统采集数据，然后送入电压分析模块和无功分析模块进行综合分析，形成变电所主变压器分接头调节指令、变电所电容器投切指令、多主变压器经济运行指令，交由调度中心、集控中心、配调中心控制系统执行，此后循环往复。

2. 系统的运行特点

1) 系统提出并成功实施了从地区电网范围的角度，以全网网损尽量小、各节点电压合格、有载调压分接头调节次数尽量少和补偿电容器设备动作最合理为目标，以集控中心（调度中心、配调中心）为核心，以遗传算法、专家系统、模糊控制为原理，以各变电所有载变压器分接头档位调节与电容器投切协调控制为手段的电压/无功闭环控制系统。

2) 系统借助于现有电网的调度自动化系统中的“四遥”功能，不必增加任何硬件设备，确保一个地（市）、县电网仅需一套软件就可以实现本网范围内所有变电所的无功/电压闭环控制，节省了投资。

3) 系统设计“电压预算”功能，采用独特的技术思路，使得在电容器、电抗器投入之前能进行电容器、电抗器投入后的电压值是否越限的预算，避免了电容器、电抗器投切时的振荡。

4) 系统将变电站内无功功率就地平衡变为全网平衡。在不向上一级电压等级倒送无功的前提下，允许并实现无功功率倒送，从而达到本级电力网内无功流向合理、线损率趋于最小的目标。

3. 系统的可靠性

本系统能确保长期不间断连续运行，保证控制操作（或建议操作）全部正确，同时实现提供的报表数据全部正确。

4. 系统的开放性、兼容性

本系统是一个灵活、开放的应用系统，易于集成和信息共享。系统的信息可以被相关的部门有效利用，并可与上级电网无功优化系统进行接口。

系统能适应不同的调度自动化系统，既能正确无误的与调度自动化系统交换“四遥”数据，又能保持相对的独立性，不对调度自动化系统产生干扰和影响。

系统只借助接口程序从 SCADA 系统读取实时数据,而设备的控制命令也是由接口程序传送到 SCADA 系统,再由 SCADA 系统执行操作的命令,并确保能在一段时间内对同一设备只有一个操作命令,所以系统与 SCADA 系统无内部耦合性,不会影响 SCADA 系统的内部物理结构和逻辑结构。因此,在系统上对设备的闭锁也不会影响到 SCADA 系统对相关设备的控制。

5. 系统的可扩充性

本系统的组成和架构合理,易于扩充,能适应变电所数量的增加、减少及电容器、主变压器的扩容和接线方式的调整,并且可以增加新的控制功能模块。

6. 系统的安全性

本系统具有事故报警与闭锁功能,在电网出现不正常状态(如保护动作信息,主变压器滑档、设备拒动)时,系统会给出相关的文字提示和语音提示,并自动闭锁本软件对相关设备的控制权,但不影响对其他厂站设备的控制。

在任何情况下,系统不会发出影响电网与主设备安全的操作指令,其闭环运行时不影响 SCADA 系统上的操作和性能指标。

7. 控制目标

- 1) 全局量:系统功率因数。
- 2) 局部量:各变电站 10kV 母线电压。

通过电容器投切和变压器分接头调节,使上述各量保持在正常范围之内,并优化电网无功潮流,降低电网损耗。

8. 控制方式

被控对象(分接开关、电容器)的控制方式包括:

- 1) 建议:对需要改变运行状态的设备发送建议信息;
- 2) 可控:对需要改变运行状态的设备发送执行命令;
- 3) 不可控:电网运行状态需调整时不考虑该设备,但预算时考虑了此设备对电网的影响。

9. 实时监测电网运行情况

- 1) 电网数据刷新周期小于 5s。
- 2) 电网运行状态控制周期小于 5min。
- 3) 监视数据如下:

① 变压器二(三)次侧开关状态、流经主变压器的有功功率和无功功率、分接开关档位、主变保护信号;

② 电容器的投切状态、无功功率、保护信号;

③ 10kV 各分段母线电压及其接地信号;

④ 10kV 母线母联开关状态;

⑤ 进线开关状态及其有功功率和无功功率。

2.3.3 系统的功能

以下功能在计算机控制过程中为并发进程，为便于述说，分类如下：

1. 全网无功优化补偿功能

- 1) 确保系统功率因数合格的情况下进行无功潮流优化。
- 2) 当电网内各级变电站电压处在合格范围内，控制本级电网内无功功率流向合理，达到无功功率分层就地平衡，提高受端功率因数。
- 3) 依据电网对电压、无功变化的需要，计算决策同电压等级不同变电站的电容器组、同变电站不同容量的电容器组谁优先投入，以及同变电所电容器轮换投入。

- 4) 不向上级关口倒送无功。

2. 全网电压优化调节功能

- 1) 当无功功率流向合理，某变电站 10kV 侧母线电压越上限或越下限运行，处在不合理范围时，分析同电源、同电压等级变电站和上级变电站电压情况，决定是调节本变电站有载主变压器分接头开关还是调节上级电源变电站有载主变分接开关。

实现全网调节电压，可以达到以尽可能少地调节有载调压变压器分接开关，达到最大范围的提高电压水平，同时避免了多个变电站多个主变压器同时调节主变压器分接开关时的调节振荡。

在规定的次数内根据历史负荷优化分配主变压器分接头开关的调节次数。

- 2) 在电压合格范围内，根据对全网分析确定线损最低的运行电压点，获得明显的降损节电效果。

- 3) 实施有载调压变压器分接开关调节次数优化分配，保证了电网有载调压变压器分接开关动作安全和减少日常维护工作量。

- 4) 实现热备用有载调压变压器分接开关档位联调，热备用有载调压变压器，其分接开关档位调整数与运行有载调压变压器分接开关档位调节一致，可迅速完成热备用变压器并联运行（此项功能用户可选）。

3. 无功/电压综合优化功能

- 1) 当变电站 10kV 母线电压越上限时，优先考虑降低主变压器分接开关档位，如达不到要求，再切除电容器；当变电站 10kV 母线电压越下限时，优先考虑投入电容器，达不到要求时，再提高主变压器分接开关档位，尽可能做到电容器投入量达到最合理。

- 2) 预算 10kV 母线电压和负荷变化，防止无功补偿设备投切振荡。

4. 逆调压

软件系统可以根据当前的负荷水平,在电压合格范围内,进行全电网分析,自动实现高峰负荷电压偏上限运行,低谷负荷电压偏下限运行的逆调压功能,以及顺调压、恒调压功能。

5. 系统人机交互功能

软件系统提供了友好的人机界面和灵活多样的功能选择。

1) 对电网整体或单个变电所、变电所内的每一设备,都提供“自动闭环控制”、“系统建议操作”、“闭锁运行”三种人工设置的运行方式。

2) 对不同岗位的人员,定义了不同的设置权限;既能保护重要运行参数的安全,又能在需要时设置修改运行参数。

3) 系统的每次运行操作,都向运行监控人员同时提供声音、文字的提示。

4) 提供自定义接线图的功能,用户可根据电网变化,自行更新接线图。

6. 控制信息管理功能

(1) 设备动作记录表

此表记录了无功/电压运行自动化控制系统每一次动作的执行时间和执行原因。

(2) 设备动作失败或不正常动作情况表

此表提供了设备“四遥”功能执行情况,可供检修、运行、调度部门掌握设备运行状况,作为检修参考。

(3) 开关动作次数汇总表

此表记录了主变压器分接开关、无功补偿设备开关每年每月每日动作次数,为最大限度地发挥设备潜力和设备检修提供了依据。

(4) 电压曲线分析表

此表提供了负荷 24h 内的电压运行曲线,从曲线可以直接判断电压运行水平。

(5) 有功功率、无功功率、功率因数分析表

此表记录了电网实时有功功率、无功功率、功率因数。

(6) 变压器档位动作曲线

(7) 可按月或者按日查询电压合格率

(8) 可查询设备可控率

7. 安全控制功能

AVC 系统只借助接口程序从 SCADA 系统读取实时数据,对设备的控制命令也是由接口程序传送到 SCADA 系统中,再由 SCADA 系统执行操作命令,并保证能在一段时间内对同一设备只有一个操作命令。所以 AVC 系统与 SCADA 系统应无内部耦合性,不影响 SCADA 系统的内部物理结构和逻辑结构。

8. 综合统计分析功能

综合统计分析具备以下功能：

- 1) 报表系统可以自行设置，做到了灵活、方便。
- 2) 能够形成以下报表：电压合格率统计报表、力率合格率统计报表、电容器可投率及利用率统计报表，按日、月、年、分变电所、全局进行统计，其结果可以电子表格（Excel）形式导出。
- 3) 能够实现图形显示：系统主接线图、厂站接线图、电压曲线图。
- 4) 能够实现设备动作次数（变压器分接头调整记录、电容器投切记录）的统计分析。
- 5) 按日查询运行人员的操作信息。
- 6) 按日查询软件所发的建议和操作命令。
- 7) 按日查询软件报警、闭锁信息。
- 8) 电压越限报警记录统计查询。

9. 事故报警和自动闭锁功能

对控制系统运行过程中发生的各类报警，可按用户给定的设置进行显示、打印、声音报警、记录保存等相应处理。报警显示包括：在专门的报警窗口中的文字显示和在图形窗口中相关图元的变化显示。

控制系统处理的报警可以按用户的需求设置：

- 1) 闭锁/解除报警，包括主站软件闭锁报警，可以显示、打印、声音报警、记录保存。
- 2) 系统报警，包括主站软件异常报警和变电站，可以显示、打印、声音报警、记录保存。
- 3) 优化控制自动运行功能启停报警，可以显示、打印、记录保存。
- 4) 双主变压器并列运行档位不相当，可以显示、打印、记录保存。

当电网出现不正常状态时，软件会发出警报声，并自动闭锁相应操作对象，直到值班人员解除闭锁后才会再次加入系统。包括：

- 1) 闭锁变压器分接开关：主变压器保护动作、母线接地、分接开关滑档。
- 2) 闭锁电容器：电容器保护动作。
- 3) 闭锁整个变电所：电网数据不刷新、电网数据异常波动。

10. 操作界面

图形界面采用外放式结构，图形建模及维护方便，用户可以自行编辑图形界面以适应电网主接线的变化，对于系统的所有操作，均有语音提示。

11. 人工设置设备状态

可根据运行方式和检修工作的需要，将控制对象设为建议、可控、不可控、热备用、检修状态。

12. 变压器分接开关调节的要求

1) 变压器并列运行时进行联调, 两台变压器的操作先后顺序应根据变压器容量和操作方法而定。

2) 10kV 母线不分段运行时, 热备用的变压器也要进行联调。

3) 调节分接开关时考虑极限档位的限制。

4) 分接开关滑档时, 自动闭锁分接开关。

5) 变压器联调时如果确认一台主变压器分接开关调压失败应将操作成功的分接开关调回先前状态, 自动闭锁两台主变压器, 并发语音警报。

13. 遥控操作不成功的处理

遥控操作分接开关或电容器时, 如果出现不成功的情况, 在间隔 1.5 ~ 2min 后再次发送遥控命令, 三次不成功则认为操作失败, 自动闭锁该设备, 并发语音警报。

14. 系统结构及指标

系统从 SCADA 系统输入数据, 并通过 SCADA 系统下达指令, 应满足以下指标要求:

- 1) 控制准确率为 100%。
- 2) 年可用率应不小于 99%。
- 3) 可挂变电所数量应不小于 10 个, 并可方便增加。
- 4) 最大变电所规模为主变压器 4 台, 电容器 8 组。
- 5) 无功优化计算时间不大于 15s。
- 6) 画面调用响应时间不大于 2s。
- 7) 画面数据更新时间不大于 5s。
- 8) 电压测量允许误差为 +0.5% (电压测量值的采集相 (如 A 相、B 相、C 相) 和计算方法应按照统计型电压表的方式)。
- 9) 电流测量允许误差为 +0.5%。
- 10) 有功功率、无功功率测量允许误差为 +0.5%。
- 11) 功率因数测量允许误差为 +1%。

2.4 地区电网分布式 AVC

2.4.1 系统使用范围

目前, 地区电网的实际管理是采用地区调度和县区调度两级调度的管理模式, 110kV 以下电网由县区调度, 110kV 及以上电网由地区调度。因此可以按照实际情况, 将整个地区电网分为两层次, 即输电网络和中低压配电网络。输电网

络是指 110kV 及以上由地区调度的电网部分,中低压配电网络是指 110kV 以下到终端负荷节点之间的电网部分。110kV 降压变压器的高压母线是两层网络的连接点,既可以视为上层网络的负荷节点,也可以视为下层配电网络的送电节点。用这种方法将一个大规模的地区电网分为一个输电网络和若干个配电网,每部分电网都较小,从而降低了优化问题的计算复杂程度。

在工程实际应用中,不同的情况应选择不同的控制模式。为满足当前调度与集控分离的运行管理模式,需采用分布式的 AVC 系统,并要做到统一计算、分布执行。采用集控独立计算模块,保证电网的安全运行包括

- 1) 主站计算模块采用实时数据计算、生成策略。
- 2) 调度监视模块负责电网监视。
- 3) 集控负责监视、控制命令的转发。
- 4) 在主站与集控通信中断的情况下,集控需要有独立计算功能模块,保证系统的安全和稳定。
- 5) 网络监视模块负责全网计算和独立计算的切换。
- 6) Web 查询模块,可对历史信息进行查询。

2.4.2 系统结构设计

地区电网分布式 AVC 系统主要由硬件系统和软件系统两大部分构成,多级控制示意图如图 2-9 所示。

2.4.2.1 硬件设计

硬件是整个系统的载体,不但要具有承担系统各项功能的能力,而且需要具备一定的可扩展性。当电网进一步发展,AVC 系统需要不断更新时,整个硬件系统要能够在未来一定时期内适应 AVC 系统更新需要。

地区电网分布式 AVC 系统硬件部分主要包括服务器、系统备份和系统容错三个部分。具体介绍如下:

1. 服务器

AVC 主站服务器与数据库服务器使用同一台服务器,该服务器是该系统的核心,一般选择知名品牌的专业服务器产品,以满足 AVC 系统主站软件的在线计算要求。服务器在目前的服务器市场中,较为著名的专业服务器生产厂商有 SUN、IBM、HP、SGI 和 Compaq 等公司。其产品均是以个人计算机环境和分布式网络环境为前提的高性能计算机,一般都具有以下的特点:①采用高速 32 位或 64 位微处理器结构,以满足繁重的计算任务;②采用 UNIX 或 Windows NT/2000 操作系统,以支持多任务、多用户和多线程处理;③提供网络接口,支持 TCP/IP 协议,便于信息交换和资源共享。

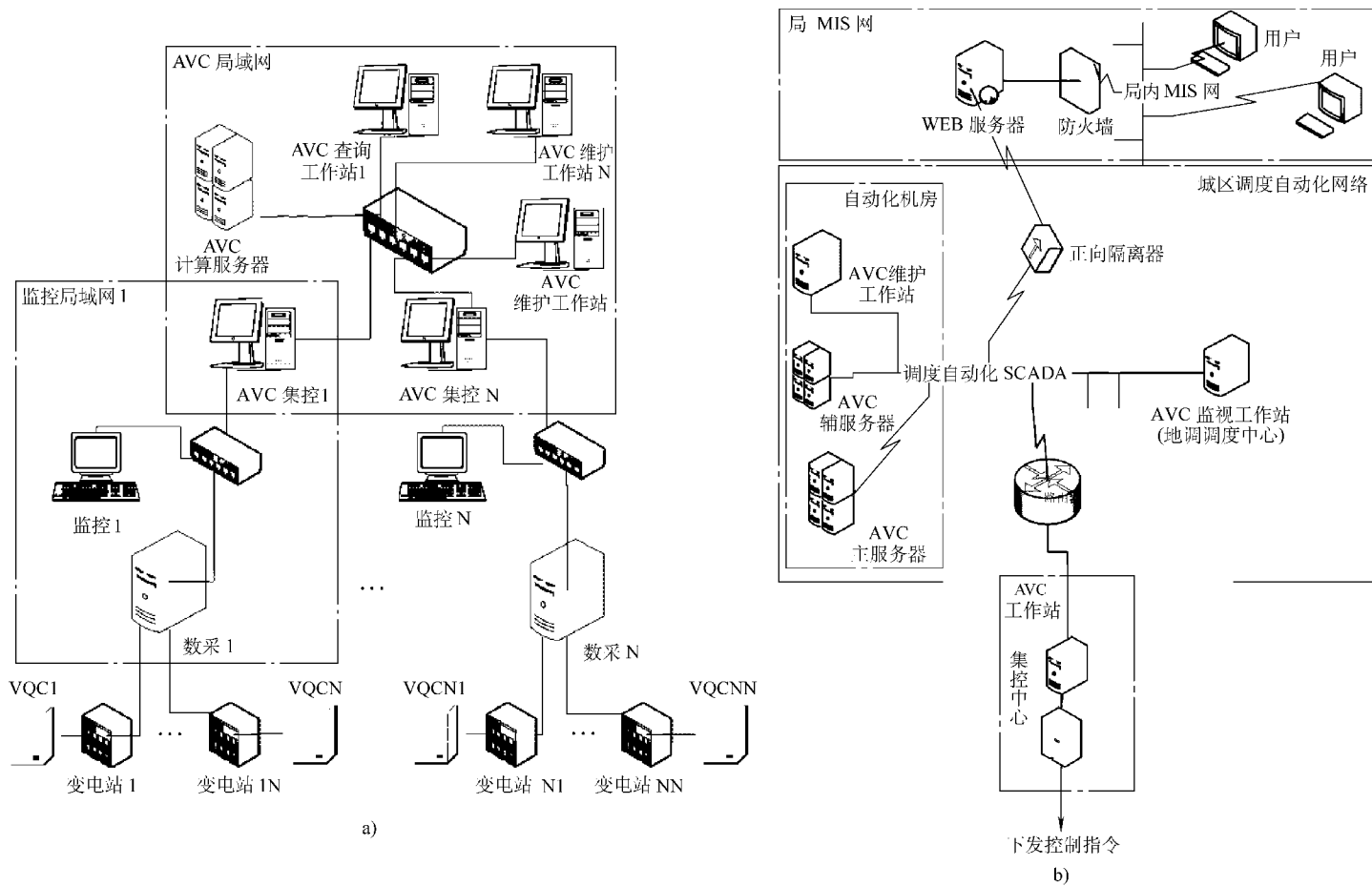


图 2-9 AVC 多级控制示意图

服务器系统设计主要考虑以下几个指标：处理器速度、磁盘子系统、随机存储器、可靠性、可用性、可维护性、可缩放能力、可升级能力。选择时，应根据客户的需要，充分考虑近期要求，以及远期业务增长的可能性，选择具有相应扩展能力的服务器，并根据事务处理能力的要求及对系统可靠性指标的要求，合理配置服务器的 CPU、内存、存储容量和相关软件。

服务器的选型主要以服务器系统的整体性能和服务器系统的整体成本作为依据。服务器系统的整体性能主要表现在：所支持的网络工作站数量、所处理的数据总量、系统的处理速度、系统的稳定性、系统的可扩展性、系统的安全性等。服务器系统的整体成本主要表现在：服务器系统的购买成本、服务器系统的维护成本、服务器系统支持的应用、服务器系统的管理与操作、服务器系统的开放性、厂家的服务承诺与技术支持。

2. 系统备份

AVC 系统在线运行时将定时保存计算数据、计算结果及用户操作记录，用于对系统运行情况进行查看与分析。为防止系统故障丢失历史记录，存储备份是必不可少的措施。

按照性质的不同可将系统故障分为物理故障和逻辑故障。物理故障指的是导致系统不能正常运行的软硬件故障，常见的有网络通信中断、硬盘读写错误、系统不能正常启动、软件被病毒感染等。逻辑故障指系统数据发生的逻辑错误，如数据的不一致、数据被有意或无意地错误修改等。

针对这两种故障，可采用硬件方面或软件方面的备份措施。硬件备份措施有磁盘镜像、磁盘阵列、双机热备份和双机共享磁盘阵列等。磁盘镜像与磁盘阵列不同之处在于磁盘阵列可以防止多个硬盘出现故障，而磁盘镜像只能防止单个硬盘的物理损坏。双机热备份和双机共享磁盘阵列系统则是更完备的硬件容错系统，可防止整机出现故障。软件备份是通过操作系统提供的备份软件或专业备份软件将系统数据复制到可以异地存放的存储介质上。

3. 系统容错

AVC 系统作为一个闭环控制系统，对系统可靠性自然有高的要求。备份技术只能为系统恢复提供帮助，但不能为系统提供不间断运行能力。可采用由两台服务器组成一个集群服务器为 AVC 系统提供计算与数据库服务。AVC 系统可运行于集群中的任一台服务器上，当运行服务器出现故障时，集群服务器将 AVC 系统自动迁移到另一台服务器上，从而提供了不间断运行的容错服务。

集群系统（CLUSTER）有如下特点：

- 1) 由若干完整的计算机互联组成一个统一的计算机系统。
- 2) 可以采用现成的通用硬件设备或特殊的硬件设备，例如专用的通信设备。

3) 需要特殊软件支持, 例如支持集群技术的操作系统或数据库等。

4) 可实现单一系统映象, 即操作控制、IP 登录点、文件结构、存储空间、I/O 空间、作业管理系统等的单一化。

5) 在集群系统中可以动态地加入新的服务器和删除需要淘汰的服务器, 从而能够最大限度地扩展系统以满足不断增长的应用需求。

6) 可用性是集群系统应用中最重要因素, 是评价和衡量系统的一个重要指标。

7) 能够为用户提供不间断的服务, 由于系统中包括了多个节点, 当一个节点出现故障的时候, 整个系统仍然能够继续为用户提供服务。

8) 具有极高的性能价格比, 和传统的大型主机相比, 具有很好的价格优势。

9) 资源可充分利用, 集群系统的每个节点都是相对独立的机器, 当这些机器不提供服务或者不需要使用的时候, 仍然能够被充分利用, 而大型主机上更新下来的配件就难以被重新利用了。

实现服务器集群的硬件配置主要有: ①网络服务器两台; ②服务器操作系统硬盘两块; ③ULTRA 160 LVD SCSI 磁盘阵列一个; ④18G SCSI 硬盘三块; ⑤网络服务网卡四块。

2.4.2.2 软件设计

软件设计部分包括 AVC 分布式无功优化控制系统的软件应用环境及其具体内容设计。应用环境又包括操作系统和数据库的选取; 具体内容设计包括开发工具的选取及 AVC 分布式无功优化控制系统实用软件设计流程。软件设计部分是整个 AVC 分布式无功优化控制系统的重要组成部分, 它的设计是软件优劣的重要评鉴依据, 是整个系统的生命主体。以下从各个方面详细阐述 AVC 分布式无功优化控制系统的软件设计。

1. 操作系统

网络操作系统主要有 UNIX 和 Windows 两种。UNIX 首先是一个功能强大的多任务、多用户的操作系统。它是由 AT&T Bell 实验室于 1969 年发展起来的。除了典型的操作系统功能外, 它还提供了标准的命令和库接口, UNIX 模块化的方法使它成为开发新应用程序的理想系统。UNIX 操作系统有许多不同的变体, 主要有 HP - UX (惠普)、Solaris (SunSoft)、SVR4 (AT&T)、AIX (IBM)、IRIX (SGI) 和 Linux 等。

UNIX 的显著特点是它的可扩展性和开放性。可扩展性是指可以方便地定义一些供其他程序调用或终端用户使用的命令。开放性则是指可以将其装入基于各种处理器的机器, 而且是可调整的。UNIX 发展至今已有 30 多年的历史, 其稳固的核心及灵活多样的界面无不给使用者留下深刻的印象。其网络核心所使用的

TCP/IP 协议, 已经成为构造不同平台网络的基础, 现在广为流行的 Internet 就是基于 TCP/IP 协议组建的。

Windows 2000 是一种高性能的 32 位多任务多用户操作系统, 是为解决复杂的商业应用问题而设计。它集成了当前许多先进的技术, 是一个功能强大、结构完善的操作系统; 然而它的界面操作却十分简单, 采用与 Windows 系统相一致的图形用户界面 (GUI), 易于理解 and 操作, 很容易实施管理并具有更高的操作系统速度, 还提供了综合的安全特性。

综合考虑以上两种操作系统各自的特点、运行速度和产品的可维护性等指标, 以及系统的规模大小, 来选择合适的操作系统。一般我们建议客户端采用 Windows 2000 Professional 操作系统, 服务器采用 Windows 2000 Advance Sever。

2. 数据库

数据库系统是负责数据库中数据存取、管理和控制的软件。提起大型关系数据库管理系统, 首先让人想起的就是 Oracal、Sybase、SqlServer2000 等。现在市场上用得最多的也就是这几种, 它们均使用在那些要求性能稳定可靠, 速度快、海量数据的数据库中, 但是这些系统功能虽然十分强大, 但在 AVC 系统应用中却有点不太适合。由于 AVC 系统是一个重于分析计算的专业应用系统, 数据量及用户数并不是很大, 这些数据库系统相对它们的优点来说, 都显得太复杂, 费用高, 而在这一点上, InterBase 却有它的长处。

InterBase 是一种关系数据库管理系统 (Relational Database Management System, RDBMS), 它提供了在单机或多用户环境中的快速数据处理及共享的工具。InterBase 的核心是提供透明的多机种支持的网络运行服务器技术。InterBase 可以在 Windows 95、Windows NT、Novell NetWare 及多种 UNIX 操作系统上运行。InterBase 的 Windows 95 和 Windows NT 版有两种形式, 一是基于单机应用的 Local InterBase, 另一种为基于远程、多机工作方式的 InterBase Server。两种服务器都带有 Windows 的客户工具, 包括用户授权和数据库管理器 Server Manager、用作数据库定义及操作的 Windows ISQL 以及一系列其他高效的工具。InterBase 不但是一个简单、易用、可靠、小巧、便宜, 且功能强大的数据库管理系统, 而且它完全符合 ANSI SQL92 标准。与 Oracle, Sybase, Ms SQL Server 一样, InterBase 实现了关系数据库应具备的所有功能。但是与它们相比, 它又有这些系统所没有的特点。

InterBase 的特有优点:

- 1) 安装简单。一个 InterBase 数据库服务器安装过程只需要几分钟, 而且它是一个开放源代码版本, 只要把整个目录复制到目标计算机上, 然后运行启动服务器的命令就可以了。这比 Oracal Sqlserver2000 要简单, 且不需要任何有关专业

知识。

2) 可跨平台使用。InterBase 可以在 Linux、Solaris 和其他 UNIX 环境以及 Windows 2000, Windows NT, Windows ME, Windows98 平台上使用。在这些平台上, 不仅操作完全透明, 而且在把 InterBase 应用迁移到不同的操作系统上时, 只需将数据库装到新的操作系统上, 而不必重写代码, 使得在 UNIX, Linux 等平台上也有一个强大的 DBMS。

3) 有众多开发工具支持与多种数据库连接方式。InterBase 可以通过 ODBC、BDE/IDAPI、JDBC、ADO、ADO.NET 等多种方法进行存取, 并拥有众多优秀开发工具的强有力支持。如 Delphi, C++ Builder, Jbuilder, C#builder 及 Java, Visual studio, 前面几种与 InterBase 同是 Borland 公司的产品, 与 InterBase 能无缝集成, 从而保证了开发应用程序的快速、可靠、稳定。

强大的企业级功能、最低的维护成本、卓越的跨平台特性、先进的多变体系结构、独一无二的版本事务管理、优秀的数据决策和大型在线事务处理支持、自动化的两段提交以及分布式两段提交恢复、强大的自定义函数等特点使 InterBase 具有了与其他大型关系数据库管理系统同样的性能。

AVC 系统使用的 InterBase 数据库分三个库文件, 分别为静态参数库 (AVC_STATIC.GDB)、运行参数库 (AVC_RUNTIME.GDB)、历史数据库 (AVC_HISDATA.GDB)。

静态参数库是指电网运行时须知的相对不会改变的参数表的集合。主要有 BREAKER (断路器表), BUS (母线表), BUSVOLTAGERESTRICT (母线电压约束表), COLPOINT (关口点配置表), CONTROLAREA (集控站表), DBLCLMTRANS (双绕组变压器表), EQUIVBRANCH (等值支路表), EXTERNALNETJOINT (外网端口表), FACILITYACTCOUNTQUOTA (设备动作次数分配表), FACILITYLOCKTIME (设备闭锁时间设置表), FACILITYRELATION (元件关联表), GENERATOR (发电机表), ISOLATOR (隔离开关表, 刀开关表), LINECROSS (T 形接线点), LINETYPE (线路类型表), LOAD (负荷表), PERIODDEFINE (时段定义表), PERIODDEFINE (时段定义表), SHUNT-CAPACITOR (并联电容器表), SHUNTREACTOR (并联电抗器表), STATION (厂站表), STATIONCOSRESTRICT (厂站功率因数表), SYSTEMPARAM (系统参数表), TAPSTYLE (档位类型表), THRCMLNTRANS (三绕组变压器表), TRANSMISSIONLINE (线路表), TRANSTYPE (变压器类型表), VOLTAGEGRADE (电压等级表), YCDEFINE (遥测定义表), YKYTDEFINE (遥控遥调定义表), YXDEFINE (遥信定义表)。

运行参数库是指电网运行时须知的设备运行状态参数的表的集合。主要有 CONTROLAREASTATE (集控站状态表), FACILITYCURRENTSTATE (设备当前

状态表), FACILITYSTATE (设备状态表), INTRADAYACTION COUNT (设备当天动作次数表), INTRADAYEVENTRECORD (日事项表), SCHEME (系统方案表), SETVALUE (人工置数表), STATIONSTATE (厂站状态表), WHOLENET-STATE (全网状态表)。

历史数据库是指电网运行时运行设备及电网数据的历史参数的表的集合。主要有 BREAKERPARAM (断路器历史数据表), BUSPARAM (母线历史数据表), DATASECTION (断面记录表), DBLCLMNTRANSPARAM (双绕组变压器数据表), EXTERNALNETJOINTPARAM (外网端口历史数据表), FACILITYRUN-STATERECORD (设备运行状态历史数据表), FACILITYTIME (设备统计表), GENERATORPARAM (发电机历史数据表), ISOLATORPARAM (刀开关历史数据表), LOADPARAM (负荷历史数据表), MENSALACTION COUNT (月动作次数表), MENSAL EVENTRECORD (月事项记录表), MENSALSCHEMERECORD (月系统方案表), MENSALUSEROPERRECORD (月用户操作记录表), MENSALVOLELIGIBLERATE (电压合格率表), PROTECTION PARAM (保护历史数据表), STATION COSPARAM (功率因数历史数据表), THRCLMNTRANSPARAM (三绕组变压器历史数据表), TRANSMISSIONLINEPARAM (线路历史数据表)。

3. 开发工具

Visual C++ 是一种程序设计语言, 同时也是一个集成开发工具, 它提供了软件代码自动生成和可视化的资源编辑功能。Visual C++ 作为一个功能非常强大的可视化应用程序开发工具, 是计算机界公认的最优秀的应用开发工具之一。Microsoft 的基本类库 MFC 使得开发 Windows 应用程序比以往任何时候都要容易。

Delphi 是 Inprise 公司推出的 Windows 可视化编程工具。Delphi 简化了 Windows 应用程序和浏览器、WEB 服务器、中间件及以后端大型数据库系统的集成, 并支持 XML 和 HTML4, 加快了 Internet 和分布式计算应用系统的设计开发速度。Delphi 在开发 Internet 应用、数据库系统等方面的性能有了很大提高, 同时在提高开发人员的效率、方便开发人员的使用方面也做了很多改进。

鉴于以上两个工具各有优缺点, 为充分利用其优点, 该 AVC 系统将采用 Delphi、Visual C++ 两种开发工具。

4. AVC 分布式无功优化控制系统实用软件设计

整个系统软件结构如图 2-10 所示, AVC 服务端软件及 Web 服务器软件通过 TCP/IP 协议与维护软件、监控软件及分析软件连接, 构成了整个 AVC 系统。

为了降低对客户端的硬件要求, 实现纯查询用户的客户端零配置, 达到满

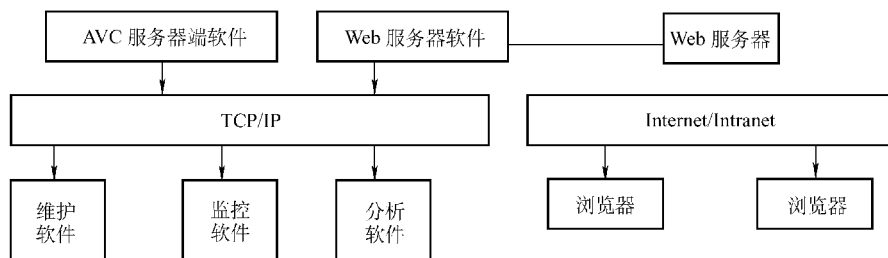


图 2-10 软件结构示意图

足本系统分布式查询的特点，体系结构采用 C/S 结构和 B/S 结构相混合的形式。

图 2-10 所描述的系统内部的功能结构详细描述如下：

AVC 服务器端软件：提供整个 AVC 系统的数据服务与计算服务；

WEB：为浏览器客户提供数据服务，数据服务的内容依托于 web 服务器；

维护软件：提供对系统进行日常维护工作的人机界面；

监控软件：为调度人员与监控人员提供图形化的电网运行监控与 AVC 运行监控界面；

分析软件：为专业用户提供 AVC 系统相关的运行效果与运行情况分析的人机界面；

WEB 用户浏览器 (Browser)：为用户提供通过标准浏览器 (IE) 实现 AVC 系统结果查询的人机界面。

电网 AVC 按照一定的周期从 SCADA 系统获取实时数据，并从省网 AVC 系统接收省网关口分时段考核指标（主要是 220kV 母线电压约束和功率因数约束）；接收到数据后，然后进行网络拓扑分析，分析是否有母线电压或者省网关口功率因数越限。如果有，则跳到相应的模块进行处理，如果没有数据越限，则进行全网无功优化分析。由于全网无功优化时间比较长，如果有数据越限，则应立即终止全网无功优化来进行数据越限校正。

要实现全网无功优化，确保最优化算法收敛成功率，AVC 系统应接收状态估计数据。

地区电网 AVC 分布式控制系统的主要模块如图 2-11 所示，首先通过 SCADA 系统遥测、遥信接受数据，再通过接口软件模块输入数据，数据处理模块将数据进行处理，剔除坏数据、死数据，再下传送到无功优化模块、电压校正模块和系统管理模块，最后将优化计算后的数据传送到自动控制查询模块和信息综合查询模块，以供查询。

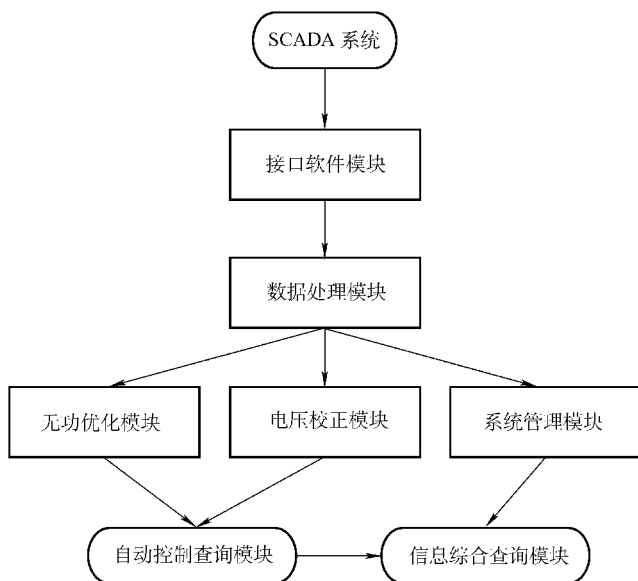


图 2-11 地区电网 AVC 分布式控制系统软件设计模块

2.4.3 地区电网分布式 AVC 系统主要功能

2.4.3.1 监视子系统

1. 实时数据显示

由服务器 RTDB 从 SCADA 接口接收数据，各个工作站定时向服务器发送数据请求，由数据通信服务器处理数据请求，根据请求地址、数据范围（全网或监控站或变电站）、数据类型（遥测、遥信）从 RTDB 取得数据后将断面数据发送到各个工作站的 RTDB，图形程序从 RTDB 接收数据，刷新数据要求整个断面数据的完整刷新时间小于 2s。

2. 设备状态显示

显示电网优化状态，监控站优化状态，变电站优化状态，设备状态包括当前设备控制状态、设备运行状态、设备优化状态、设备闭锁状态（该闭锁状态是人工解锁还是自动解锁，如是自动解锁，则显示解锁时间）、设备保护状态（显示总保护，用户可点击查看设备具体保护列表）、设备动作次数（设备当前时段动作次数、设备单日动作次数），将全网设备状态表示在一张图形中。服务器将设备状态保存到 RTDB，由 RTDB 为各个应用提供全网设备状态，各个工作站定时向服务器发送数据请求，由数据通讯服务器处理数据请求报文后，根据请求地址、数据范围（全网或监控站或变电站）、数据类型（设备状态类型）从 RTDB 取得对应设备状态将数据发到工作站的 RTDB，然后由图形程序从 RTDB 读取设

备状态显示。

3. 潮流单线图显示

潮流单线图显示的是网络拓扑等值后的结果。服务器将网络拓扑结果保存到 RTDB, 由 RTDB 为各个应用提供网络拓扑等值结果。各个工作站定时向服务器发送数据请求, 由数据通信服务器处理数据请求报文后, 根据请求地址、数据范围 (全网或监控站)、数据类型从 RTDB 取得对应的数据发送到工作站 RTDB, 然后由图形程序从 RTDB 取得数据后显示。

4. 事项显示

事项显示模块显示各种由系统产生的需要监视人员知道的内容, 可以分为控制方案、建议方案、异常信息、网络通信状态、在线进程运行状态等。

内容分类显示, 类型可由用户定义, 显示内容的时间跨度由用户定义, 定义重要的信息可由弹出框显示, 并定时消失。

5. 进程与网络状态显示

在每台工作站上显示整个 AVC 系统的配置情况, 网络状态图以图形方式显示了 AVC 系统各个节点间的连接状态, 并显示每个节点机的状态以及在该机上运行的 AVC 系统相关进程的状态。

6. 设备状态修改

通过设备状态监视图形界面对设备、变电所、监控站、全网优化状态直接进行修改; 可以对故障闭锁进行手工解锁。

2.4.3.2 优化控制子系统

1. 量测数据处理

遥测、遥信关联检测: 通过线路功率或电流判断线路开关信号是否正确, 如果遥测值正常且有较大的功率或电流 (相对于零漂数值), 而当某一端开关断开时, 确认该开关状态错误, 如两端均断开, 则确认开关状态正确, 遥测出错。刀开关状态辨识结合其开关状态, 当某开关为闭合时, 其刀开关也应闭合。

数据过滤: 通过接收实时数据, 判定母线电压是否在正常数值范围以内。如处于正常范围之外, 则系统定性此数据为坏数据, 加以过滤。

2. 异常保护处理

- 1) 根据设备保护遥信列表置设备保护状态。
- 2) 滑档, 将档位转化成标准档位后进行比较; 在判断出滑档后, 将变压器故障闭锁, 并作为事项提示用户。
- 3) 档位不相当。
- 4) 主变压器拒动的判断与识别。

3. 控制结果处理

判断上次控制设备控制是否成功, 如成功, 设定成功闭锁, 并累加动作次

数；如失败，设定失败闭锁，并累计连续失败次数。如果失败次数达到3次，将该设备置为事故闭锁。对所有设备闭锁条件检查是否可以解锁，如满足解锁条件，进行解锁。根据其他状态确定设备控制状态。

4. 电压越限的判定

通过接收实时数据，判定电压处于某（警戒限、考核限）数值范围之外，若连续若干次都处于某范围之外，系统才定性此电压越限（警戒限、考核限）。

判定要求：

- 1) 测点次数应具有连续性；
- 2) 连续测点次数用户可外部设置；
- 3) 警戒限、考核限用户可外部设置；
- 4) 电压越限考核包括高、中、低3侧；
- 5) 对考核母线设定考核标志，一般母线为监测母线设监测标志；
- 6) 考核限及警戒限均分时段设定，系统自动根据当前时间确定约束范围。

5. 功率因数越限的判定

功率因数越限：通过接收实时数据或系统通过计算，判定功率因数处于考核限数值范围之外，若连续若干次都处于某范围之外，系统则定性此功率因数越限。

判定要求：

- 1) 测点次数应具有连续性；
- 2) 连续测点次数用户可外部设置；
- 3) 考核线用户可外部设置；
- 4) 功率因数包括全网功率因数、单站功率因数。

6. 参与计算设备选择

设备计算状态为“true”、全网控制状态为投入、变电所状态为正常时允许该设备参与计算，设备计算状态由其他状态决定。如果设备计算状态为“true”，设备控制状态必须为建议或可控、该设备为典型负荷时段允许动作设备类型。

7. 无功/电压计算

使用数据管理服务读取数据，使用网络拓扑支持的灵敏度分析与模糊专家系统，进行全网无功/电压计算，并给出控制方案。

8. 控制命令处理

控制命令处理包括：

- 1) 对并列运行变压器发令进行处理；
- 2) 控制命令先后排序；
- 3) 控制返校处理。

2.4.3.3 维护子系统

通过维护子系统用户可实现对整个 AVC 系统的维护，包括电网建模及系统参数维护。用户可首先从服务器上下载最新数据，在本地修改完后，向服务器发

出提交请求, 服务器允许提交后, 将修改数据提交。

1. 电网建模

用户通过维护子系统对整个电网进行建模, 可以统一进行电网主接线图绘制、电网设备参数输入。维护人员可在本地进行修改, 待全部修改完成后, 将修改内容一次性提交到服务器。

由于各个监控站需要能够独立进行计算, 因此建模时应以监控站为单位进行, 每个监控站形成一个单独的图形文件。另外必须将监控站以 220kV 厂站及以下连接的变电站为电气单位进行建模。每个监控站有自己的操作中心, 如操作中心管辖设备与监控站电气管辖范围一致, 该监控站才允许独立进行计算及控制。在维护软件中, 操作中心默认的控制设备是该监控站的电气管辖设备。如该监控站的控制权不是以该电气单位划分, 可在维护软件中对操作中心所控制设备进行维护。

监视子系统以监控中心为单位进行数据请求, 服务器返回对应数据, 控制子系统根据设备的操作中心向对应的监控站发送控制命令。

2. 系统参数维护

本部分要求能够进行远程配置, 客户端进行设置后将结果更新到服务器, 并将修改信息同步到各个监控站参数库。

(1) 对 AVC 状态进行维护

- 1) 全网优化状态 (参与计算、不参与计算);
- 2) 监控中心优化状态 (参与计算、不参与计算);
- 3) 变电所优化状态 (参与计算、不参与计算);
- 4) 设备优化状态 (参与计算、不参与计算)。

(2) 闭锁设置

- 1) 成功闭锁时间;
- 2) 失败闭锁时间;
- 3) 未处理闭锁时间。

(3) AVC 系统考核指标设置

考核电压设置包括

- 1) 电压越限判断连续测点次数;
- 2) 根据时间段设置各个限值, 时间段可由用户定义;
- 3) 母线电压警戒限设置;
- 4) 母线电压考核限设置;
- 5) 电压逆调限设置。

功率因数设置包括

- 1) 全网功率因数设置;
- 2) 功率因数越限判断连续测点次数;

3) 变电站功率因数设置。

动作次数设置包括

1) 变压器分接头、电容器、电抗器每天动作次数分配。

2) 电容器、电抗器动作权级：使用年限、本月总运行时间、本月总停运时间、最后一次动作、当天动作次数、最近一周动作次数。

操作中心设置包括

1) 设置各个监控站的操作中心所控制的厂站。

2) 设置各个监控站的运行模式（本地及主服务器模式）。

数据采集点号维护包括

1) 遥测数据：厂站号、遥测号、遥信名、SCADA 厂站号、SCADA 遥测号。

2) 遥信数据：厂站号、遥信号、标志位、系数、SCADA 厂站号、SCADA 遥测号。

控制点号维护包括

各监控站控制接口：厂站号、控制设备名、控制点号。

3. 数据库同步

数据库同步主要用于为监控站 AVC 独立进行计算使用，软件参数库及设备参数库在用户提交后，需要在 5min 内同步到各个监控站的对应数据库。图形文件在用户提交后，若有修改则在 5min 内传送给各个监控站，也可由监控站请求后再同步。

2.4.3.4 分析子系统

实现 Web 方式的历史信息查询，供调度、生产的用户进行分析，提供便捷访问。

1. 曲线查询

(1) 电压曲线

允许查询当天或者按日查询电压曲线，可按厂站、母线电压等级查，并显示电压上下限。

(2) 负荷曲线

对有功、无功曲线按日及变电站进行查询，显示最大、最小有功及无功。

(3) 档位变化曲线

以曲线显示月、日变压器有载分接头档位变化。

(4) 电容器动作曲线

以曲线显示月、日电容器投切变化。

(5) 力率曲线

按日对各个变电所的力率曲线进行查询。

2. 报表统计

(1) 状态查询

可对设备当前控制状态、用户定义控制状态、设备保护状态、设备闭锁状态、设备闭锁时间、设备闭锁开始时间进行查询,并提供给用户手动解锁功能。

(2) 电压合格率查询

对母线电压分日、月、年以厂站、电压等级查询电压合格率,最高电压,最低电压,允许设定电压合格范围。

(3) 历史指令查询

对本月系统产生的各种指令,包括控制命令、建议命令、警告信息等进行查询,对系统产生的历史指令按时间、指令类型、电气范围分段查询。

时间可以按日、时段查;指令类型可以按操作类型、执行结果、设备类型查;电气范围按监控站、变电站查。

(4) 用户操作信息查询

对本月系统产生的用户操作信息进行查询,可以按日查询,包括用户名、操作时间、操作内容、备注等。

(5) 设备运行率查询

对变压器、电容器的投运率、检修率进行查询,按月、日查询投运时间、检修时间、运行率、可用率。

(6) 设备动作次数查询

按时间范围、发令单位、设备类型、动作类型查询。时间范围可以分为月、多日、单日;发令单位可以分为 AVC 发令、调度员发令;设备类型分为电容器、电抗器、变压器;动作类型分为升、降、投、切。

2.4.3.5 进程监视与网络管理

1. 进程监视

进程监视做成自启动的系统服务,服务器和每个工作站都安装一个服务,由该服务完成本机进程的监测。要求该服务能够配置需要管理的进程、进程启动的顺序、进程关闭的顺序,能够为网络状态图提供进程状态(包括运行、死锁、退出),并对进程状态发生的变化以及对进程进行的处理,写入事项。

2. 网络状态管理

网络状态管理应能在每台机上显示整个 AVC 系统的配置情况,网络状态图以图形方式显示了 AVC 系统各个节点间的连接状态和每个节点机的状态。连接状态定义为连接正常、可连接无处理、连接断开,由通信模块提供各个节点间的连接状态,网络状态不正常时通信模块应将异常写入事项以提醒用户进行处理,并用图形连接图表示以上状态。节点机状态可以定义为节点机名称、节点机 IP、节点机所运行进程及其状态。

2.4.3.6 分布式日志管理

分布式日志管理为 AVC 系统各模块提供统一的运行日志及错误日志管理。各个工作站的日志信息均保存在本地,为提供统一的日志查看界面,服务器在需

要时可以将各个工作站的日志收集到服务器，便于维护人员统一排查系统错误。日志信息可分为以下类型，错误、警告、提示。写入的日志项包括：机器 IP、产生模块名、时间、日志类型、信息描述等信息。

2.4.3.7 权限管理子系统

实现全网一致的用户权限，用户权限定义统一在主站的参数维护服务中。权限管理子系统可进行对应角色下用户名定义，定义角色对应的服务，对客户端进行权限认证，对登陆的用户进行用户名、登陆时间、登陆状态记录。

2.4.3.8 与其他系统接口

一般来说，AVC 系统与 SCADA 系统的接口是比较典型和复杂的，图 2-12 说明了 AVC 系统与 SCADA 系统的接驳的原理。

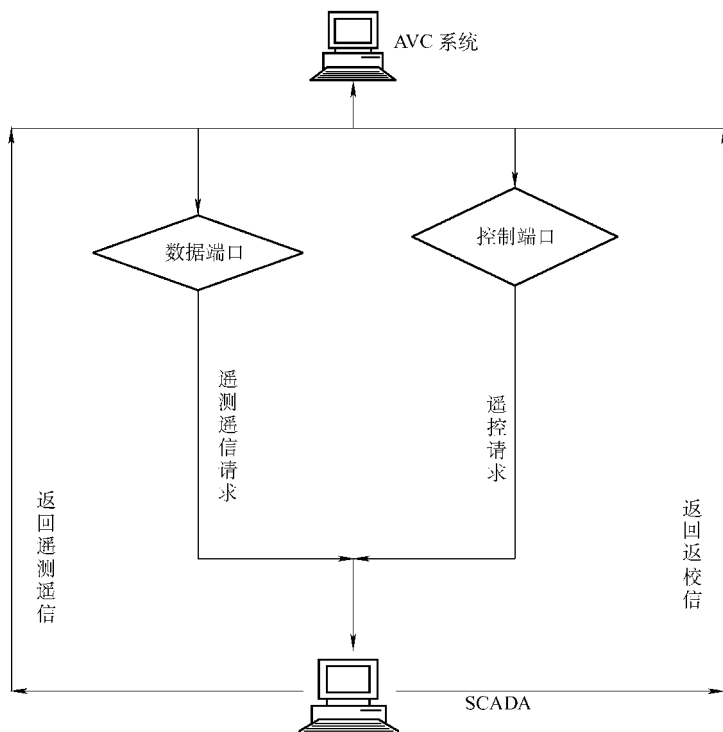


图 2-12 AVC 与 SCADA 系统接驳原理图

为了较好地保护用户的现有资源和投资，避免工作人员重复劳动，系统提供了开放式接口实现与其他相关系统的连接，以完成数据的共享。

1. 与 SCADA 接口

河海电力软件公司与各个 SCADA 系统生产厂家均有协议确定的数据与控制接口，并有较稳定的运行案例。与 SCADA 接口均采用 TCP 或者 UDP 报文通信方式，由双方编制通信进程进行数据交换。

AVC 系统和 SCADA 系统之间一般采用 TCP/IP 协议,也可以采用文本交换、ODBC 直接数据库驱动等模式。

SCADA 系统所提供的数据有

- 1) 遥测数据:有功、无功、电流、电压、档位、功率因数。
- 2) 遥信数据:断路器、刀开关信息、保护信号、用户自定义信号。

3) AVC 系统和 SCADA 系统之间采用扩展 104 协议通信方式(河海电力软件对 104 的扩充协议)。

4) AVC 系统接受 SCADA 系统的实时数据,在有条件的情况下接收 SCADA 系统或者 EMS 系统的状态估计数据。

5) AVC 系统接收 SCADA 系统实时数据的周期不大于 5s。

2. 与在线线损分析软件接口

本系统可为在线线损分析软件提供实测数据,也为线损分析提供图形与数据平台,两个系统间采用效率很高的共享内存方式进行数据共享,也可调用实时招测函数方式。由 AVC 系统提供实时招测函数,线损系统中调用该函数获得电网实时信息。

3. 与 MIS 系统接口

本系统可与 MIS 系统建立接口,将本系统的信息在 MIS 系统中发布。接口方式可以是数据库接口方式,也可以是 TCP 报文方式。数据库接口方式:由双方约定标准数据库格式,由配电自动化系统将实时遥测数据、遥信数据和报警数据写入共享数据库中,MIS 系统直接从数据库中获取实时数据,对小数据量和刷新速度要求较低情况下可采用此方式。TCP 报文通信方式:AVC 与 MIS 之间也可采用 TCP 报文通信方式,由双方编写通信进程进行数据交换。

2.4.3.9 友好的人机界面

人机界面包括用户权限管理界面和 AVC 控制台界面两个部分。

权限管理系统提供了强大的用户管理功能,可方便地管理用户,并对其权限进行有效的管理。不同的用户对软件有不同的访问权限,从而确保 AVC 系统安全可靠地运行。

用户权限管理界面设计要求具有新增用户、删除用户等功能。

完备的用户权限管理应具备如下要求:

- 1) 不同用户组的用户具有不同权限,并分别列出不同用户登陆窗口。
- 2) 管理员登陆窗口,可以任意添加新用户,并且修改遗失的权限级别。
- 3) 普通用户登陆窗口,只可以修改权限级别。
- 4) 普通用户与具有“用户管理”权限的用户都具有此项功能。
- 5) 权限管理能设置各类操作人员的操作权限以保证系统安全运行,且各类

操作均有记录，可供查询。

6) 加密用户密码，应使用户密码难以破译。

7) 普通用户只可以修改自己的密码。

8) 具有“用户管理”权限的用户除了可以修改自己的密码，还可以修改普通用户的密码。

9) 若普通用户修改自己的密码，需要输入旧密码。

10) 若具有“用户管理”权限的用户修改普通用户的密码，直接输入新密码及确认密码。

11) 确保新密码与确认密码的一致。

用户登陆窗口如图 2-13 所示。



图 2-13 用户登陆窗口

控制台界面，绑定 AVC 系统以分布式或以独立计算方式所运行的程序集，具有自动检测程序异常功能，自动启动所绑定程序的功能等要求，同时也是用户进行操作的界面之一。

AVC 控制台界面设计要求如下：

1) 如果输入的用户名与密码被识别为合法，将根据管理员指派给用户的权限登录到 AVC 系统。

2) 用户权限分配详细信息，请参阅相关主题或与管理员联系。

3) 服务器端只需要运行参与全网分析所绑定的程序集。

4) 客户端根据网络的要求运行全网分析或集控站独立计算所绑定的程序集。

1. AVC 系统服务器端控制台界面

登陆 AVC 系统后，控制台界面（见图 2-14）包括四个页面，即程序状态、集控站、事项记录、AVC 系统程序集。



图 2-14 服务器端控制台界面

(1) 程序状态

AVC 系统服务器端控制台界面，只需要配置参与全网运算时的运行程序。配置说明如下：

- 1) 在“参与全网计算时程序”时，点击鼠标右键可出现四个菜单（见图 2-15），即添加新程序项目、删除该程序项目、设置该程序项目、运行程序。
- 2) 添加新程序项目：可以根据运行环境的要求任意添加绑定的程序。
- 3) 删除该程序项目：可以根据运行环境的要求任意删除绑定的程序。
- 4) 设置该程序项目：可以根据运行环境的要求任意设置绑定程序的参数。
- 5) 运行程序：可以根据运行环境的要求单独启动所绑定的程序。

(2) 集控站

当 AVC 系统以参与全网运算方式运行时，显示各集控站以全网运算方式运行时所绑定的程序以及各集控站的网络状态，如图 2-16 所示。

(3) 事项记录

显示 AVC 系统以“参与全网运算”或“集控站独立运算”时所运行的程序集的状态，如图 2-17 所示。

(4) AVC 程序集

显示程序状态中 AVC 系统参与全网运算时对应目录下的程序，如图 2-18 所示。



图 2-15 程序状态页面



图 2-16 集控站页面



图 2-17 事项记录页面



图 2-18 AVC 程序集页面

2. AVC 系统客户端控制台界面

登陆 AVC 系统后，客户端控制台界面（见图 2-19）包括三个页面，分别是程序状态、事项记录、AVC 程序集。



图 2-19 客户端控制台界面

(1) 程序状态

AVC 系统客户端控制台界面，需要配置“参与全网运算”与“集控站独立计算”时的运行程序。

配置说明如下：

1) 在相应程序集中，点击鼠标右键可出现四个菜单（见图 2-20），即添加新程序项目、删除该程序项目、设置该程序项目、运行程序四个菜单。

2) 添加新程序项目：可以根据运行环境的要求任意添加绑定的程序。

3) 删除该程序项目：可以根据运行环境的要求任意删除绑定的程序。

4) 设置该程序项目：可以根据运行环境的要求任意设置绑定程序的参数。

5) 运行程序：可以根据运行环境的要求单独启动所绑定的程序。

(2) 事项记录

显示 AVC 系统以“参与全网运算”或“集控站独立运算”时所运行的程序



图 2-20 程序状态页面

集状态，如图 2-21 所示。



图 2-21 事项记录页面

(3) AVC 程序集

显示程序状态中 AVC 系统以“参与全网运算”或“集控站独立运算”时所运行的程序集，如图 2-22 所示。



图 2-22 AVC 程序集页面

3. 运行与关闭 AVC 系统

登陆 Windows 2000 系统后，控制台窗口需要人工双击启动，AVC 系统运行与关闭都需要输入用户名及相应密码，登陆与关闭窗口如图 2-23 所示。



图 2-23 权限登陆与关闭窗口

2.5 地区电网 AVC 系统控制策略

2.5.1 地区电网 AVC 系统控制策略概述

保证频率和电压的稳定是电力系统最基本的控制目标, 高压输电系统频率/有功功率与电压/无功功率通常可以解耦来考虑。对于大多数地区电网调度而言, 电网频率控制一般不作为其主要职责, 而电压/无功控制则作为其主要任务而备受重视。

电压/无功控制主要是采用有载调压变压器分接头调节和并联补偿电容器组的投切来实现调节电压合格和无功平衡的目的, AVC 系统的控制策略是决定其控制性能好坏的关键因素。自 20 世纪 70 年代研究 VQC 装置以来, 国内外已形成了一整套比较成熟的控制策略。近年来, 电力系统信号采集和处理技术、高速通信技术和卫星同步授时技术的迅速发展, 为区域电网电压与无功的多级分层与分区协调控制奠定了重要的物质条件基础。国外一些著名的电力公司, 如法国电力公司 (EDF) 实现了无功功率及电压的区域性集中控制, 全系统各节点电压得到全面协调; 意大利国家电力系统 (ENEL) 也已实现在线分层控制结构的自动控制系统, 在整个超高压电网中普遍实现了二次和三次电压调整。

基于变压器分接头调节和电容器投切, 国内外提出了不少自动控制方法, 较典型的有以下几种。

1. 按功率因数或电压高低调节

根据用电网功率因数或电压的变化自动投切电容器组, 使功率因数维持在某一整定的范围内, 实现无功补偿。这种方法简单、易行, 但未考虑变压器分接头的调节, 无功补偿效果较差。

2. 基于人工智能的动态规划方法

通过人工智能的方法, 寻找一组变压器分接头调节和电容器组投切量变量, 使得目标函数有最优解, 即

$$J = X|\Delta U_{\Sigma}| + X_{pf} + X_{tap} + X_{nc}$$

式中, $X|\Delta U_{\Sigma}|$ 为实际电压对额定电压的偏移量; X_{pf} 为无功 (功率因数) 的偏移量; X_{tap} 为变压器分接头动作的次数; X_{nc} 为电容器组投切动作的次数。

同时, 目标函数还应满足下列不等式约束条件:

- 1) $\sum T \leq T_{\max \Sigma}$, 即一天内变压器分接头动作次数应不大于限定值;
- 2) $\sum T \leq T_{\max \Sigma}$, 即一天内电容器投切次数之和应不大于限定值;
- 3) $|U_{\min}| \leq |U| \leq |U_{\max}|$, 即实际电压不大于最大值、不小于最小值;

4) $|p_f| \geq p_{fmin}$, 即功率因数不小于限定值。

由于国内的计算机水平、数据库技术、状态估计、通信、实时监控等软硬件技术仍有待发展,至今尚无成熟的适用于我国电力系统的全网智能动态规划系统。目前在工程中使用较多的为九区图控制法。

3. 按传统九区图法实现电压/无功控制

前面章节已经叙述过,按电压和无功上下限值将电压—无功平面划分为9个区域,各个区域对应不同的控制策略。实际运行时,系统根据电压、无功运行的区域采取相应的控制方法。传统的九区图法存在的主要问题是:控制策略是基于固定的电压/无功上下限,而未考虑无功调节对电压的影响及其相互协调关系,用于运算分析的信息有分散性、随机性的特点,这造成了控制决策的盲目和不确定性,实际表现为设备频繁调节。例如,当系统电压正常而无功不正常,同时又无足够的电容器组投切,而一天内变压器分接头动作次数之和未达其限定值时,采用传统的九区图控制将导致变压器分接头频繁动作。电压调节控制九区图如图2-24所示。

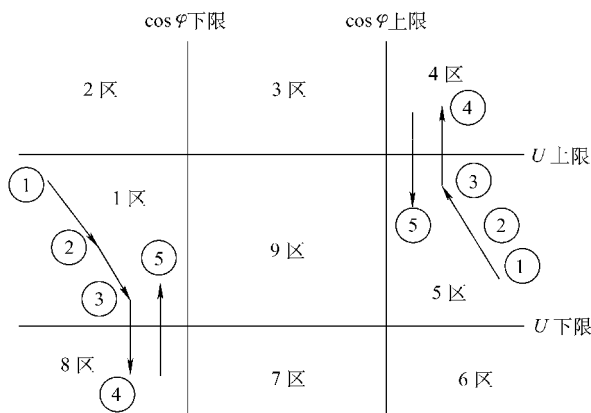


图 2-24 电压调节控制九区图

当系统运行于第1区的运行点①时,电压正常、无功越上限。若此时已无电容器可投入,根据第1区控制规则(先投电容器,若电容器不可投则下调分接头),则只有下调分接头到点②,而调节分接头一般对无功的影响不大,此时系统仍可能运行于第1区。根据规则将继续下调分接头至运行点③,此时电压已接近下限但无功仍不满足要求。电压继续降落进入第8区即运行点④,则电压越下限、无功越上限。根据第8区控制策略(先投电容器,若电容器不可投则上调分接头),此时又要上调分接头,造成分接头频繁动作,类似情况还可能出现在第5区。

传统九区图法原理清晰,易于用单片机实现,但对设备动作次数、经济性欠考虑。

4. 基于人工智能方法的电压/无功调节

(1) 基于专家系统的电压/无功调节

实际应用中,运行调试人员预先根据经验和具体要求,对于可能出现的各种情况制定一套基于规则的专家系统。运行时,专家系统针对具体的变电站配置情况、电压等级、系统运行时段,模拟专家决策的过程,根据规则综合、智能地调节电压/无功,从而达到预期的控制目标。

(2) 基于模糊控制理论的电压/无功调节

模糊控制适用于不确定的、有不同量纲的、相互冲突的多目标优化问题。同时,电力系统中无功调节对电压会产生影响,因此可考虑采用无功模糊边界的调节方式,将电压状态引入无功调节判据,把原来固定的无功上下限边界变为受电压影响的模糊边界。具体过程为:通过模糊隶属函数,把电压和无功偏差量、分接头档位、可调电容器组数等模糊化处理,转化为模糊集论域的词变量,作为模糊控制器的输入。控制器的输出对应于控制规则表内电压和无功偏差的一种组合,最后把控制器的输出模糊化,得电压和无功控制模糊边界示意图到作用于分接头和电容器组投切控制的精确值。根据模糊控制策略,无功调节按照新 Q 限值,新边界的斜率也可随电压状态灵活地改变。这种方法充分考虑了电压/无功动态平衡,减少了设备的动作次数,保证了电容器和分接头动作合理、有效。例如,当电压较高(未越限)而无功不是太缺(根据旧边界,无功越下限时)时,按照模糊新 Q 边界,可以不投入电容器,避免了因投电容器引起电压进一步升高,越上限,从而导致不必要的分接头调节的情况。

(3) 基于神经网络的电压/无功调节

人工神经网络(ANN)模型是模仿大脑神经网络结构和功能而建立的信息处理系统,具有并行处理速度快、联想记忆能力强和容错率高等特点。目前研究和应用最多的神经网络模型有误差反向传播(BP)模型、Hopfield 离散和连续模型、径向基函数网络(RBF)模型等各具特色的模型与算法。人工神经网络有集体运算和自适应学习的能力,有预测性、指导性和灵活性的特点,能大大减少变压器分接头的调节次数。

2.5.2 地区电网 AVC 系统控制策略

地区电网 AVC 系统的控制策略采用基于专家系统的九区图法。本方法将九区图进行细分,规定出电压及无功正常值范围内的偏大、偏小界限,并与电压和无功的上下限一起,将电压和无功构成的平面分成 17 个区,由此建立相对应的控制规则,如图 2-25 所示。在实际运行时,针对具体的变电站配置情况、电压

等级、系统运行时段,并结合运行调试人员的经验和具体要求,根据可能出现的各种情况制定一套基于规则的专家系统。

根据运行状态,确定具体的操作控制方案,使变电站工作在设定的运行范围内。控制策略应尽可能地减少变压器分接头调节次数,代之以电容器的调节。其具体的控制策略如下:

1) 1 区 U 越上限, Q 越下限。调节对策:退出电容器,再考虑下调变压器分接头(电压优先考虑)。

2) 2 区 U 越上限, Q 正常值偏小。调节对策:退出电容器,再考虑下调变压器分接头(电压优先考虑)。

3) 3 区 U 越上限, Q 正常。调节对策:退出电容器或下调变压器分接头档位(电容器优先)。

4) 4 区 U 越上限, Q 正常偏大。调节对策:下调变压器分接头档位,再考虑退出电容器(电压优先考虑)。

5) 5 区 U 越上限, Q 越上限。调节对策:下调变压器分接头档位,再考虑退出电容器(电压优先考虑)或投入电容器(无功优先考虑)。

6) 6 区 U 正常偏大, Q 越下限。调节对策:退出电容器。

7) 7 区 U 正常偏大, Q 越上限。调节对策:下调变压器分接头档位,再考虑投入电容器(无功优先考虑)。

8) 8 区 U 正常, Q 越下限。调节对策:退出电容器。

9) 9 区 U 正常, Q 正常。一切正常,维持现状。

10) 10 区 U 正常, Q 越上限。调节对策:投入电容器。

11) 11 区 U 正常偏小, Q 越下限。调节对策:上调变压器分接头档位,再考虑退出电容器(无功优先考虑)。

12) 12 区 U 正常偏小, Q 越上限。调节对策:投入电容器。

13) 13 区 U 越下限, Q 越下限。调节对策:上调变压器分接头档位,再考虑退出电容器(无功优先考虑)或投入电容器(电压优先考虑)。

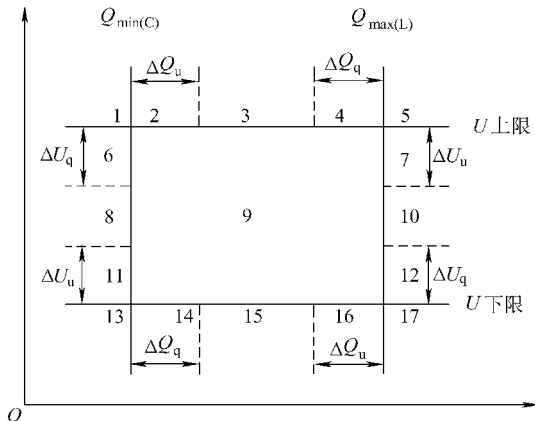


图 2-25 电压/无功综合控制图

ΔU_u —变压器分接头调节一档引起的电压最大变化量

ΔU_q —投切一组电容器引起的电压最大变化量

ΔQ_u —变压器分接头调节一档引起的无功最大变化量

ΔQ_q —投切一组电容器引起的无功最大变化量

14) 14 区 U 越下限, Q 正常偏小。调节对策: 上调变压器分接头档位, 再考虑投入电容器 (电压优先考虑)。

15) 15 区 U 越下限, Q 正常。调节对策: 投入电容器或上调变压器分接头档位 (电容器优先)。

16) 16 区 U 越下限, Q 正常偏大。调节对策: 投入电容器, 再考虑上调变压器分接头档位 (电压优先考虑)。

17) 17 区 U 越下限, Q 越上限。调节对策: 投入电容器, 再考虑上调变压器分接头档位 (电压优先考虑)。

其中, 电压优先考虑是指当任何调节手段都不能使 U 、 Q 正常时, 优先考虑电压正常进行调节。在 11 和 13 区中, 原理上应退出电容器, 若此时无电容器可动作 (电容器已全部投入或不能使用), 则应下调变压器分接头档位。在 16 和 17 区中, 若无电容器可动, 则应上调变压器分接头档位。

无功优先考虑是指当任何调节手段都不能使 U 、 Q 正常时, 优先考虑无功正常进行调节。在 5 和 7 区中, 原理上应下调主变压器分接头档位, 若此时无法下调 (档位已达最低或闭锁条件限制不能使用等), 则应投入电容器。在 11, 13 区, 若档位无法上调, 则应退出电容器。

对于专家系统在第 1 章中已有详细的介绍, 这里不再赘述。

2.6 地区电网控制实验

2.6.1 实施控制实验的原因

随着供电公司技术管理能力的提高, 要求 AVC 这样的无功/电压控制软件必须能够体现无功/电压管理制度, 从而通过 AVC 软件实现无功/电压控制的自动管理。由一个主站和若干集 (监) 控站的模式, AVC 系统需要既能体现调度中心是管理、考核、决策、下调度指令的部门, 又能体现集 (监) 控站是设备控制、设备监视、数据监视的部门, 还要求 AVC 系统的控制架构必须适应此种二级调度模式的架构。

无功/电压分布式二级控制系统 (简称分布式 AVC 系统) 为电网实时在线闭环控制系统, 计算数据来自于调度 SCADA 系统。通过与调度 SCADA 系统的接口接驳, 主站 AVC 系统服务器可以采集到全网各节点遥测、遥信等实时数据进行在线分析和计算。在确保电网与设备安全运行的前提下, 形成控制方案, 发送到各个集 (监) 控站, 由集 (监) 控站去自动执行命令。所以 AVC 系统在闭环控制前, 必须对有载调压分接头变压器以及电容器电抗器开关进行遥控遥调实验。

由于 AVC 系统为电网在线闭环控制系统, 能够控制有载调压分接头变压器

开关以及电容器电抗器开关，其控制过程不需要人工干预，因此在确保安全的前提下，AVC 系统闭环控制运行之前必须做遥控实验。遥控实验数据控制流程如上图 2-26 所示。

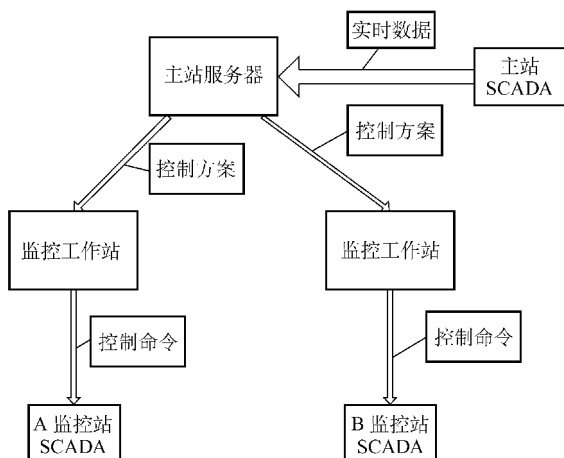


图 2-26 遥控实验数据控制流程图

遥控实验的目的如下：

- 1) 验证数据库中各设备的遥控号以及检测遥调号是否正确，防止 AVC 系统误动其他设备。
- 2) 测试 AVC 系统和 SCADA 系统的接口遥控规约是否正确。
- 3) 测试设备控制通道的稳定性。
- 4) 测试 SCADA 系统的控制程序是否稳定、正确。

2.6.2 控制实验的一般步骤

控制实验旨在测试 AVC 系统控制程序的稳定性与正确性，其一般步骤如下：

- 1) 添加设备的遥控号或遥调号；
- 2) 遥控预置；
- 3) 核对选择设备是否正确；
- 4) 遥控执行；
- 5) 记录实验结果。

AVC 控制系统遥控的程序流程如图 2-27 所示，先发预置命令，再循环获取预置命令结果，反校正确后发执行命令，成功后再循环获取执行命令结果，遥控执行成功后获取过程结束结果。

下面以某地区电网 AVC 分布式控制系统控制实验为例，详细介绍控制实验

的基本步骤。

步骤一：客户端 AVC 系统发控制命令。

实验目的：

1) 验证数据库中各设备的遥控号以及遥调号是否正确，防止 AVC 系统误动其他设备；

2) 测试 AVC 系统和 SCADA 系统的接口遥控遥调规约是否正确；

3) 测试设备控制通道的稳定性；

4) 测试 SCADA 系统的控制程序是否稳定、正确。

具体操作方法为

1) 启动客户端 AVC 接口程序 Intf_Shsb.exe。

2) 客户端 AVC 系统有一个模拟命令生成的控制试验程序 (Intf_Exam.exe)，生成控制命令文件，由客户端 AVC 系统接口进行处理，并且向相应的监控站分发。

3) 在 Intf_Exam.exe 中，以福田变#1 变为例说明：

打开客户端 AVC 控制实验程序 Intf_Exam.exe：

① 点击“厂站名”下拉框，选择相应的厂站名，相应的主厂站号、集控站厂站号、监控区号便显示如图 2-28 所示。

② 点击“设备名”下拉框，选择相应的设备，相应的 SCADA 遥信序号、监控区号便显示如图 2-29 所示。

③ 点击“控制类型”下拉框，选择相应的设备控制类型，相应的遥控遥调号、SCADA 遥信描述、操作标志便显示如图 2-30 所示。

④ 点击“命令类型”下拉框，选择相应的命令类型，再点击“生成命令”，便生成一条预置命令，再点击“发送”按钮将刚写入的操作命令写入接口处理的文本文件中，如图 2-31 所示。或者直接选中“实际控制模式”，不选择“命令类型”，再点击“生成命令”按钮便生成一条直接控制命令，再点击“发送”

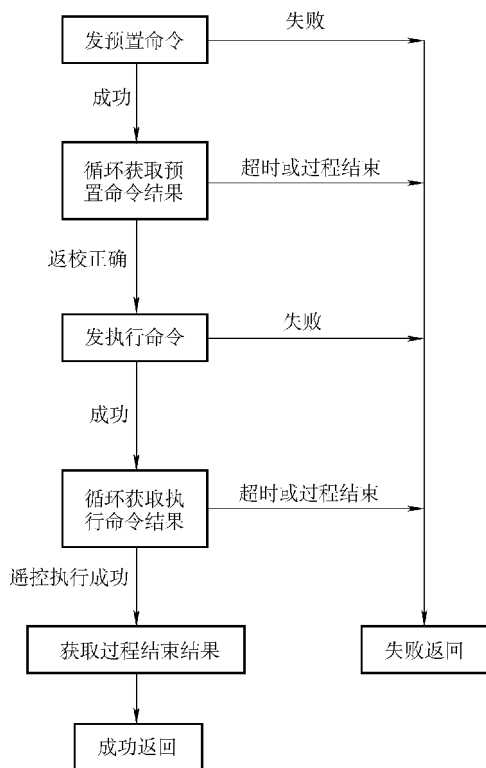


图 2-27 系统遥控的程序流程



图 2-28 AVC 控制实验程序界面

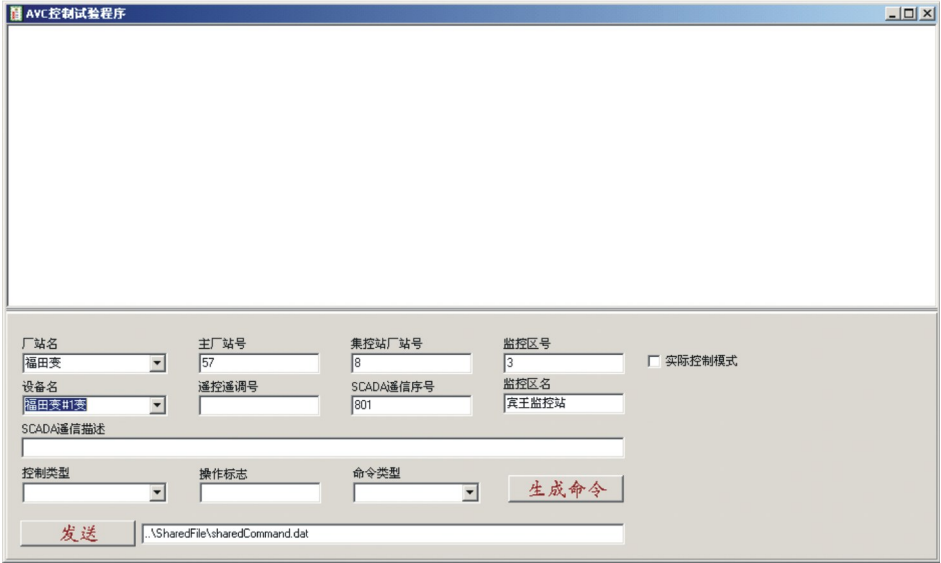


图 2-29 AVC 控制实验程序界面

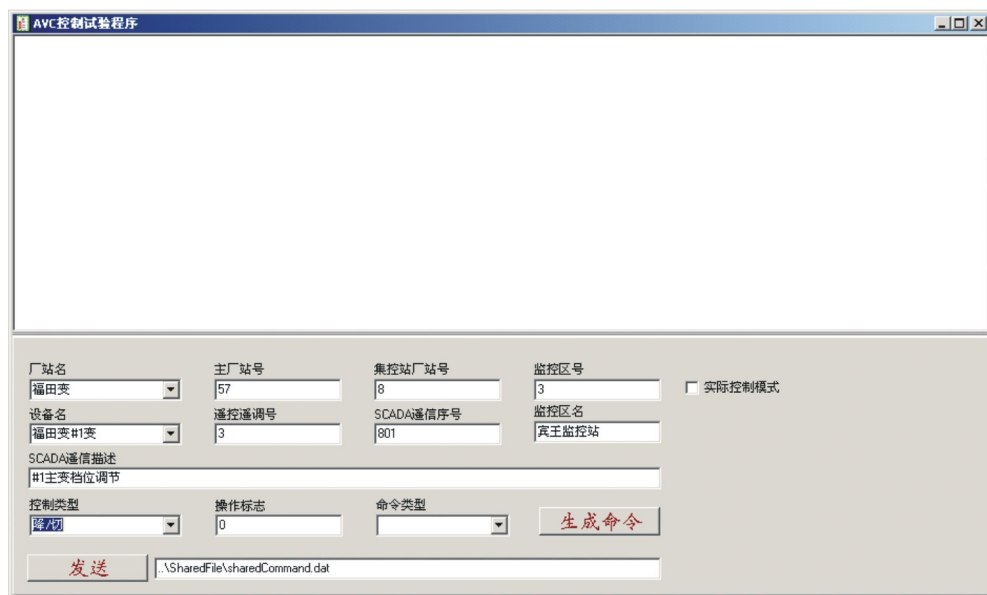


图 2-30 AVC 控制实验程序界面



a)

图 2-31 AVC 控制实验程序界面



b)

图 2-31 AVC 控制实验程序界面（续）

按钮将刚写入的操作命令写入接口处理的文本文件中，如图 2-32 所示。

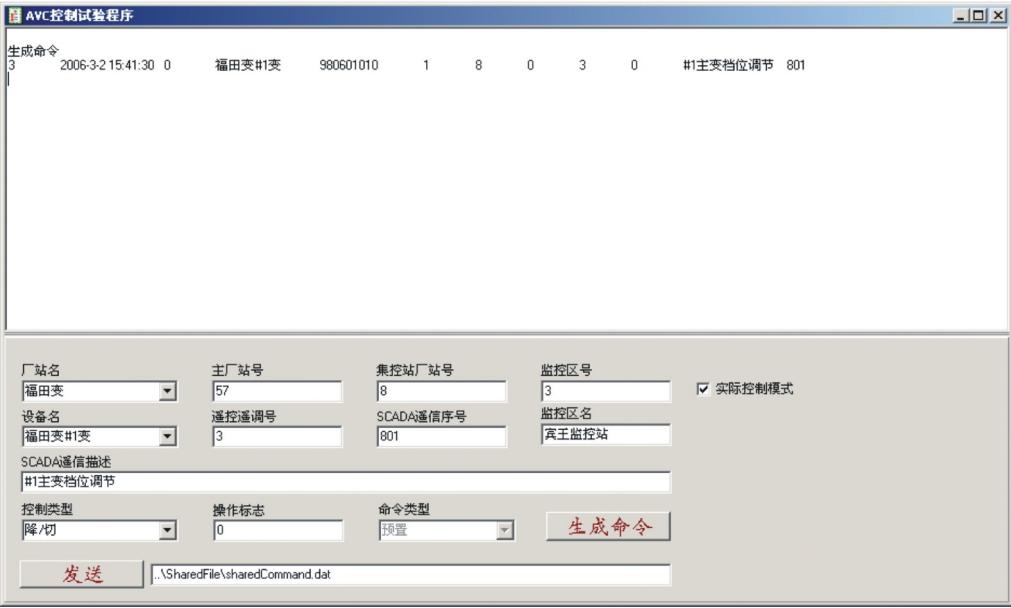


图 2-32 AVC 控制实验程序界面

⑤ AVC 申贝接口返回操作结果如图 2-33 所示。

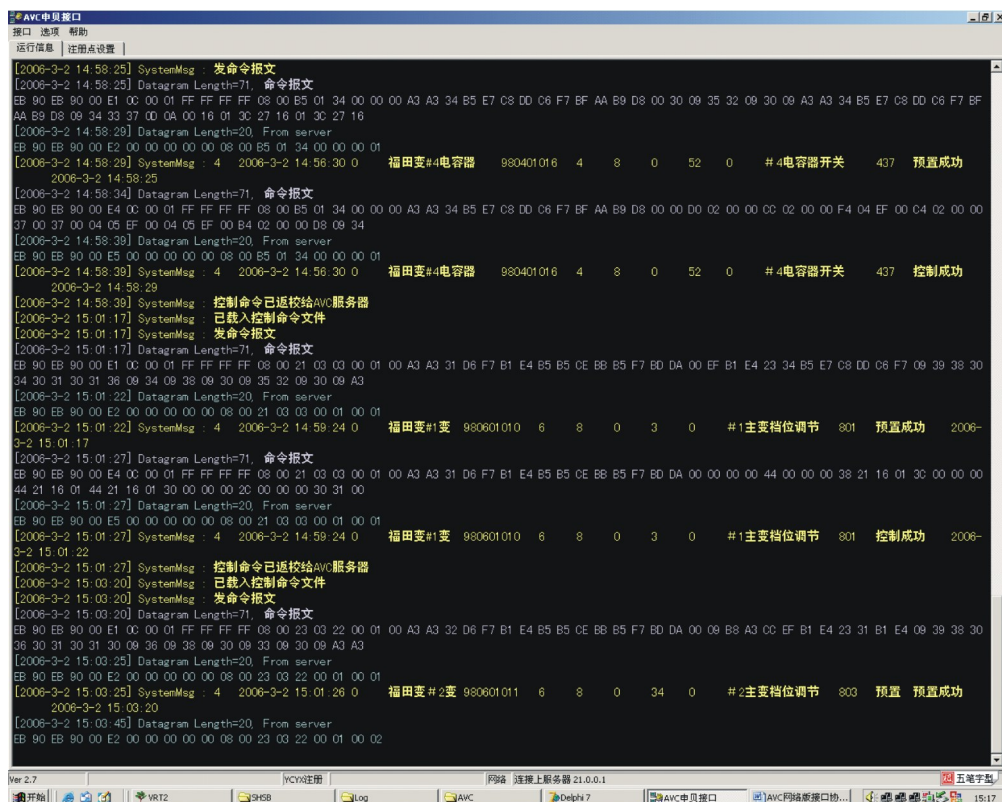


图 2-33 AVC 申贝接口

步骤二：主站 AVC 系统发控制方案，通过调度四级网传输控制命令文件给客户端 AVC 系统。

实验目的：

- 1) 测试调度四级网能否正确传输主站 AVC 系统的控制方案；
- 2) 测试客户端 AVC 系统控制接口能否正常执行主站 AVC 系统发给客户端 AVC 系统的控制命令（如步骤一）。

主站端 AVC 系统有一个模拟命令生成的控制试验程序如图 2-34 所示，负责生成控制命令文件，由客户端 AVC 系统接口向相应的监控站分发。

具体操作方法为

- 1) 启动控制试验，服务器版 .exe 文件；
- 2) 选择厂站名，设备名，控制类型和命令类型。例如：选择苏陈变，如图 2-35 所示。

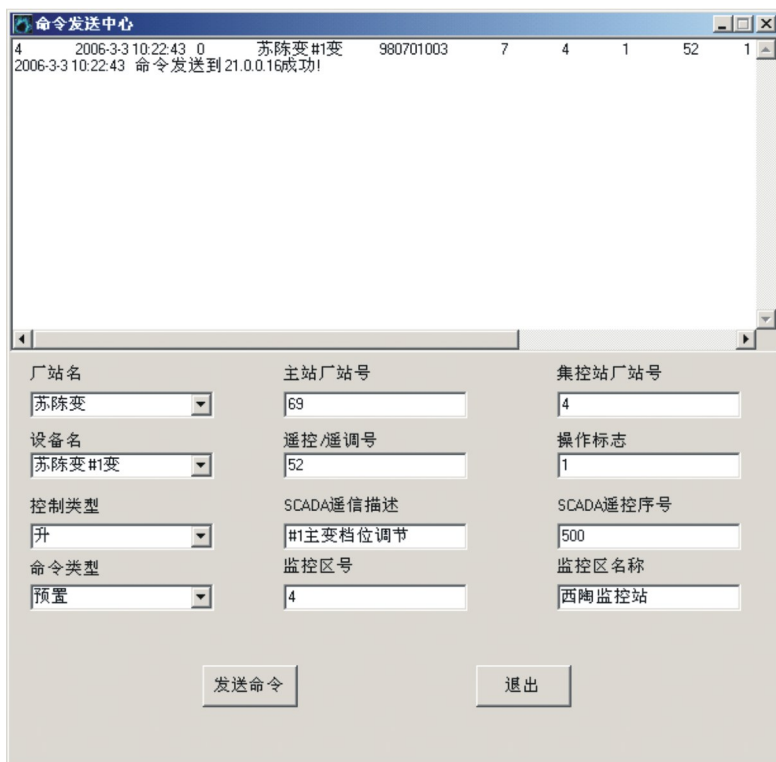


图 2-34 命令发送中心界面



图 2-35 命令发送中心界面

3) 发送命令到集控站。点击发送按钮，形成控制命令发送到集控站。事项提示窗口会看到形成的命令和命令发送是否成功的信息。图 2-36 所示为命令发送中心界面。发送成功后，通过集控的 AVC 接口程序，发送命令到 SCADA 系统。



命令发送中心

4 2006-3-3 10:22:43 0 苏陈变 #1变 980701003 7 4 1 52 1

2006-3-3 10:22:43 命令发送到 21.0.0.16成功!

厂站名	主站厂站号	集控站厂站号
苏陈变	69	4
设备名	遥控/遥调号	操作标志
苏陈变 #1变	52	1
控制类型	SCADA遥信描述	SCADA遥控序号
升	#1主变档位调节	500
命令类型	监控区号	监控区名称
预置	4	西陶监控站

发送命令 退出

图 2-36 命令发送中心界面

第3章 省级电网电压/无功优化控制系统

3.1 概述

省级电网和地区级电网在网架结构上有较大的区别，因此省级电网的无功优化控制系统和地区级无功优化控制系统有很大的不同。本章将从省级电网无功优化控制的特点和关键点展开讨论，引出省网 AVC 系统的无功优化模型，并介绍一些主要算法。由于省级电网需要考虑和地区级电网的联调，所以本章也对省网 AVC 系统控制主站和子站分别进行了讨论，并提出了省地联调和网省联调的方案，最后说明了省级 AVC 系统工程实用化的一些处理。

3.2 省级电网无功优化控制的特点

省级电网无功优化和地区级电网的无功优化有很大的区别，除了在电压等级上不同以外，在网架结构、控制对象、控制侧重点以及使用的核心算法等方面也有很大区别。下面就各个不同的方面来详细地阐述这个问题。

1. 网架结构上的特点

地区级电网是以辐射网为主的网架结构，主要的特点是：以 220kV 为关口的辐射型网络，基本没有大的区域电源，电压等级主要包括 220kV，110kV（或 66kV）和 35kV，10kV（或 6kV）；而省级电网是以环网为主的网架结构，主要特点是以 500kV（或 330kV），220kV 电厂为主要电源点的，500kV（或 330kV）和 220kV 变电站为主的电磁环网，电压等级主要包括 500kV（或 330kV）及以上电压等级，220kV 电压等级。

2. 控制对象上的特点

地区级电网的主要控制对象为变压器分接头的档位和电容器。省级电网的控制对象不只有变压器和电容器，还包括发电机和可控电抗器等补偿设备。

3. 控制侧重点上的特点

地区级电网的主要控制的侧重点放在区域内的无功平衡，以及不同电压等级之间的无功交换的控制。而省级电网由于可以控制电厂的无功出力和大容量的无功补偿设备，所以它的控制侧重点放在电网内的无功的协调上。

4. 使用算法上的特点

地区级电网的主要算法是以人工智能算法中的专家系统算法为主, 辅以灵敏度算法, 对区域电网内的设备进行合理的调节。其中专家系统对保证控制的安全性和有效性起到了重要的作用。而省级电网是环网, 且引入了发电厂的控制, 所以是一个混合整数非线性规划问题, 通常都采用非线性规划方法或人工智能中的遗传算法来解决。

5. 控制模式上的特点

地区级电网的主要控制模式为二级电压控制模式, 省级电网的主要控制模式为三级电压控制模式。

3.3 省级电网无功优化控制的关键点

AVC 系统是一个比较复杂的在线控制系统, 它的成功实施是在调度部门、自动化部门、区域调度等很多部门的配合和参与下共同完成的。在 AVC 系统的实施过程中存在很多因素会导致工程进度延期或工程失败, 下面就这些因素中重要的一些归纳如下。

1. 厂家和调度部门的联络会

在电网 AVC 系统项目启动后首先需要做的就是厂家和调度部门就 AVC 项目召开一个联络会, 主要目的是让双方共同对项目的整体安排和进度有个把握以及让需要配合的一些部门都有所了解, 并商定具体的执行项目时的一些重要环节和时间安排, 保证项目能在规定时间内高效完成。

2. 通信接口的调试

通信接口的调试是 AVC 项目开展中的一个重要环节, 项目能否顺利开展以及今后能否安全稳定的运行, 很大程度上和通信接口的调试有很大的关系。通信接口的调试主要是 EMS 厂家和 AVC 厂家之间的协调和配合, 双方共同应就 AVC 数据来源和控制命令传输等问题做详细的讨论, 取得一致后共同制定各自开发的计划和调试配合的时间表, 在约定的时间内做联合调试, 测试 AVC 数据的准确性以及控制命令的接受和反校等。在双方调试结束且达成一致的情况下, 说明接口调试完成。

3. 控制试验的完成

控制试验可以说是 AVC 项目中最重要的一环, 控制试验的成败直接关系到设备控制的安全, 控制试验主要是由 AVC 厂家、SCADA 厂家、调度部门以及现场人员共同配合完成。SCADA 厂家和 AVC 厂家共同草拟控制试验方案, 交由调度部门审批后, 在指定的时间内由 AVC 系统下发控制命令到设备, 同时调度员和现场人员跟踪设备动作情况, 确保控制的设备和命令无误。在做完控制试验报

告上的控制试验后，由调度部门审批试验的结果并给予确认。

4. 算法的调试和改进

算法的调试和改进是 AVC 系统控制命令生成的最关键的一环。虽然 AVC 系统的算法已经非常成熟了，但是针对不同的地区，为了保持算法更好的收敛性和高效性，有时候会对算法做一些调整。同时某些地区会出现一些特殊的电网情况，针对这些电网特殊情况必须对电网的算法进行改进，在调试中不断完善算法的高效性和鲁棒性。

5. 闭环试运行

AVC 系统在调试和开环试运行后将进入最后的闭环试运行，这是 AVC 系统最终成败的关键。AVC 厂家和调度部门应共同制定闭环试运行时间，在闭环试运行期间 AVC 厂家应连续监视 AVC 系统的控制情况，保证控制命令的合理性，控制结果的正确性。同时，闭环控制设备现场应该有值班人员在试运行期间监视 AVC 系统控制设备的运行情况。如果在闭环试运行期间有异常情况出现，AVC 厂家应立刻给出解决方案，完善问题后重新制定试运行时间。在闭环试运行结束后，调度部门应对闭环试运行的效果进行评估，最终由评估报告决定 AVC 系统的正式投运时间。

以上的步骤都是 AVC 系统在工程实施上的一些关键点，只要这些关键点能处理好，AVC 系统的实施就会比较顺利。当然在工程实施中还有其他一些因素也会对工程的进度和质量产生影响，所以为了能让 AVC 系统更好地应用于省级电网，AVC 厂家、调度自动化厂家、调度部门以及现场值班人员应该密切配合，共同保证 AVC 系统在省级电网的顺利实施。

3.4 省级电网无功优化控制主站系统

省级电网无功优化控制主站系统是整个省级无功优化控制系统的核心部分，它包括了省级电网无功优化的核心分析和计算功能。下面从省级电网无功优化控制系统的设计方案、模型与算法和控制策略三个方面进行详细说明。

3.4.1 系统的总体设计方案

3.4.1.1 系统总体框架

AVC 控制主要环节包括以下几个部分：

- 1) 地调 EMS 系统从电网获得（或经地调 EMS 系统间接获得）实时信息。
- 2) 无功优化软件根据电网实时信息进行周期性计算，如果有电压越限，调用校正计算模块，使电压达到合格；若无电压越限，则调用优化计算模块，达到网损降低的目标。另外在负荷下降时段里采用逆调压控制，AVC 控制点目标电

压送回省地调 EMS 系统。

3) 发电厂和 500kV、220kV 变电站的 AVC 控制点目标电压由省地 EMS 系统直接下发到地 VQC 装置。

4) 发电厂 AVQC 装置根据 AVC 的目标电压和一定的分配原则自动设定各机组 AVR 的机端目标电压或无功值, 由机组 AVR 自动完成电压调整。

5) 变电站 AVQC 装置根据 AVC 的目标电压, 兼顾变压器各侧电压的合理性, 控制有载调压变压器分接头的自动调整和低压电容器、电抗器的自动投切, 或是接收上级控制的指令, 直接对设备进行控制。

主站系统框架图如图 3-1 所示。

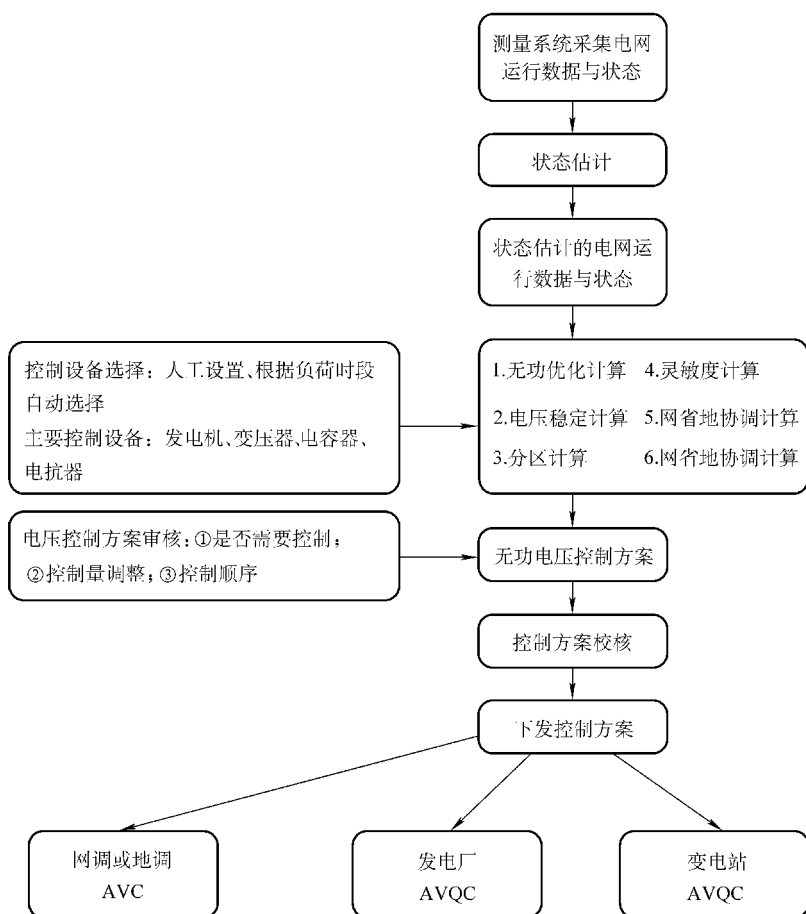


图 3-1 主站系统框架图

AVC 是一个大型的实时控制系统, 主要由以下 7 个部分组成:

1) 调度中心具备自动无功/电压控制功能的自动化系统构成控制中心部分;

2) 调度中心自动化系统与发电厂计算机监控系统或远动终端之间的信息通道构成通信链路部分;

3) 调度中心自动化系统与变电站监控系统或远动终端之间的信息通道构成通信链路部分;

4) 调度中心自动化系统与地区调度中心的信息通道构成通信链路部分;

5) 地区调度中心具备自动无功/电压控制功能的自动化系统构成控制中心部分;

6) 变电站监控系统或远动终端、AVQC 等构成执行机构部分;

7) 发电厂计算机监控系统或远动终端、电厂 AVC 等构成执行机构部分。

系统图如图 3-2 所示。

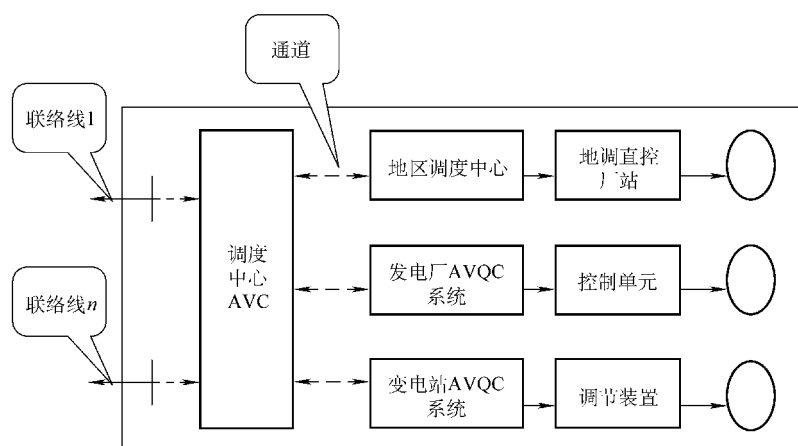


图 3-2 AVC 系统图

3.4.1.2 AVC 系统主站闭环控制程序流程图

AVC 系统主站闭环控制程序流程图如图 3-3 所示。

闭环控制中存在着无功优化与电压校正两个模块，优化与校正的关系为

1) 用优化算法可以进行电压校正，但失败情况较多，计算速度较慢，而且动作设备是全网的控制变量，这样从控制的经济性考虑和调度经验考虑都是不可行的。

2) 将优化与校正分离，在电压正常时对全网进行优化，考虑降低损耗并实现逆调压。由于优化实现了逆调压，可以尽量保证电压不越限。

3) 在有电压越限的情况下，启动校正。校正算法在控制区内根据灵敏度选择控制变量进行校正，只需动作几个对越限点影响较大的几个设备。由于使用的是基于最小二乘理论的直接校正算法，所以只需要几秒钟。

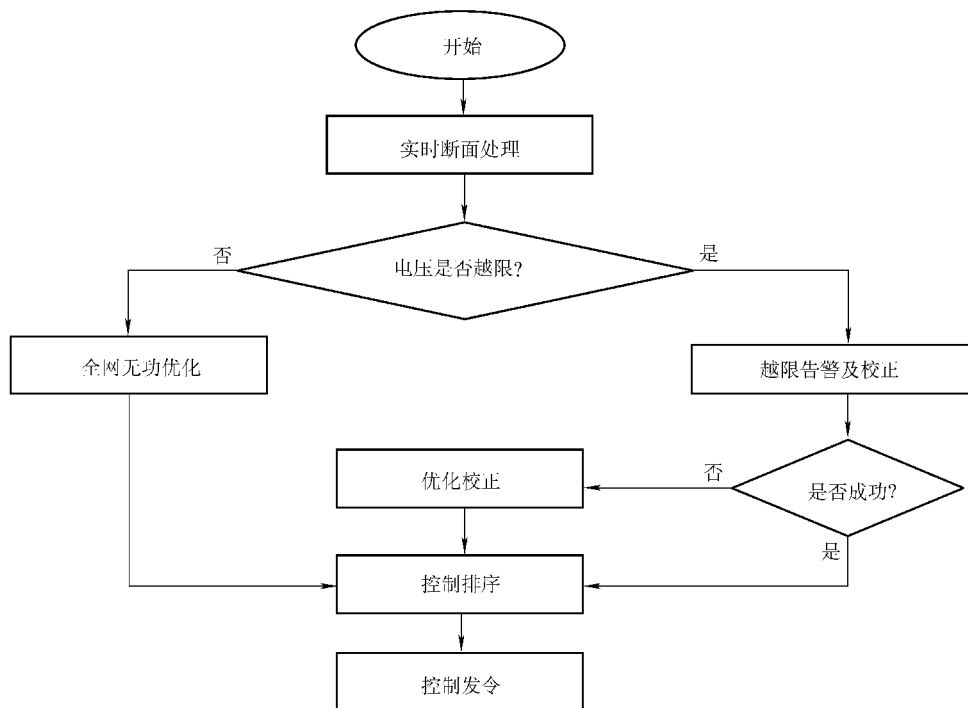


图 3-3 AVC 系统主站闭环控制程序流程图

3.4.1.3 AVC 系统信息流程图

AVC 系统信息流程图如图 3-4 所示。

1) 主网电厂，500kV、220kV 变电站的遥测遥信数据，控制信息由 SCADA 系统传送给主站软件。

2) 主站软件的计算结果由 SCADA 系统发送到厂站。

3.4.2 省网 AVC 系统的模型和主要算法

3.4.2.1 无功优化算法的模型

特定运行断面的电压/无功优化在本质上是一个最优潮流问题，数学上可用一个非线性优化模型来描述。一般以电网运行的安全性作为约束条件，以提高电网运行的经济性作为优化目标，实现全网无功的综合优化。其数学模型可简要描述如下：

$$\min f(U, \theta, B, T) \quad (3-1)$$

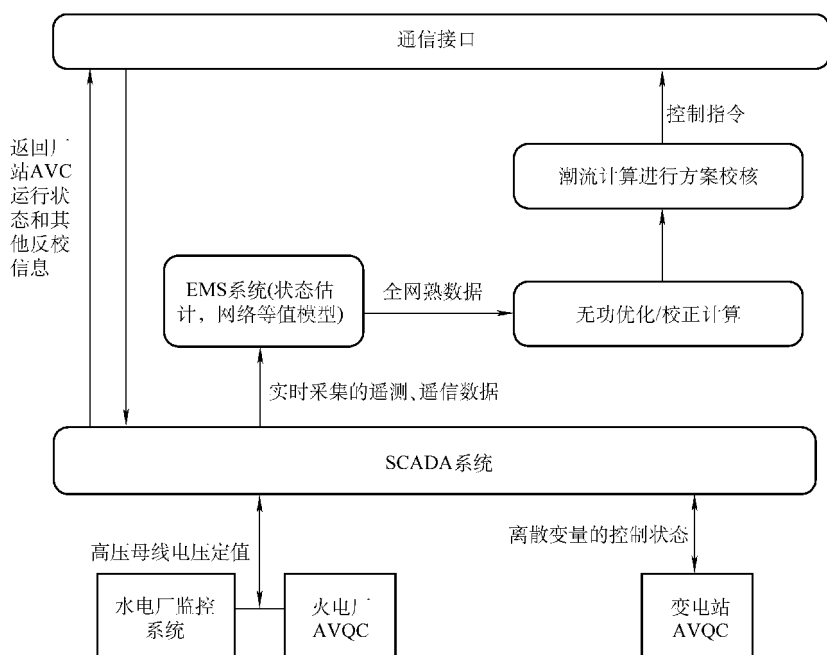


图 3-4 AVC 系统信息流程图

$$\text{约束:} \begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j \in S_N} P_{ij}(U, \theta, B, T) = 0 & i \in S_N \\ Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j \in S_N} Q_{ij}(U, \theta, B, T) = 0 & i \in S_N \\ \underline{Q}_{Gi} < Q_{Gi} < \overline{Q}_{Gi} & i \in S_G \\ \underline{B}_i < B_i < \overline{B}_i & i \in S_C \\ \underline{T}_i < T_i < \overline{T}_i & i \in S_T \\ \underline{U}_i < U_i < \overline{U}_i & i \in S_N \end{cases} \quad (3-2)$$

式中, $f(U, \theta, B, T)$ 为目标函数, 多数情况下为系统的有功网损; U_i 、 θ_i 、 P_{Gi} 、 Q_{Gi} 、 P_{Li} 和 Q_{Li} 分别表示节点 i 的电压幅值、电压相位、电源有功注入、电源无功注入、有功负荷和无功负荷; B_i 为并联补偿设备 i 的并联电纳; T_i 为有载调压变压器抽头 i 的标么电压比; S_N 为所有节点的集合; S_G 为机组的集合; S_C 为并联补偿设备的集合; S_T 为有载调压变压器抽头的集合。

3.4.2.2 基于省网 AVC 系统的工程实用化算法

1. 改进遗传算法简介

遗传算法是比较早的应用在省级电网中的一个算法,得到比较好的效果,同时也得到了一些经验。省级电网在使用遗传算法进行优化的时候发现,其速度不够快,计算收敛性不能保证等问题,所以针对省级电网遗传算法的改进主要有下面几个方法:

1) 根据电网的情况,构造适用于省电网的无功优化模型。

2) 处理目标函数约束条件时,对惩罚因子的选取、引入、优化过程中的反馈信息,根据反馈信息调整惩罚因子。

3) 采用换位算子和小生境选择,增强了优化过程中的多样性。

4) 增强邻域搜索算子,提高算法的局部搜索能力。

2. 工程实用化处理

实用化处理部分一共提出了 5 点要求分别如下:

1) 同一个厂站内的变压器和电容器、电抗器不能同时动作。

2) 并列变压器应该同步调节,避免环流。

3) 当无功优化程序运行的优化效益并不明显时,应当避免发遥控、遥调命令。如果调节一批设备,即使降低了很少的网损,但也是不经济的。因此为防止发电机的频繁调节,电容器、电抗器和变压器分接头开关无谓动作,引入动作死区条件,只有当有足够网损减少量时才允许实时控制。

4) 控制平稳性的工程化处理。

电网电压的调整实际上是多个无功调节设备共同作用的结果,而各无功调节设备的响应速度又存在差异,若部分设备由于响应速度原因尚未进行调节,而响应速度较快的电厂进行较大幅度的电压调节,则相应机组的无功将产生巨大的调整,而在其他设备调节后又逐渐调整回来。此外,由于发电厂的一级电压控制装置在某些情况下可能因某种原因没能很好地跟踪 AVC 主站下达的高压母线的电压设定值。因此在对发电厂高压母线电压进行大幅度调整而现场一级电压控制器又没能很好跟踪该调整时,实际电压控制的结果可能与主站的电压控制结果间发生较大的偏差,影响电网的安全、经济运行。由于 AVC 主站每隔 3~5min 就将下发一次调整策略,故电压控制没有必要非得一步到位。为保证电压控制的精度及平稳性,自动电压控制应遵循“小步走,不停走”的原则。为保证控制的平稳性,AVC 控制策略应避免一次对发电厂电压设定值进行大幅度的调整。实际中,220kV 母线的电压调幅一般取为 1.5~2kV。对于拥有离散调节手段的情况,一个控制周期内一个厂站应只允许投切一组并联补偿设备,任意一个主变压器也应最多只允许调节一档。

5) 量测值与状态估计偏差的工程化处理。

在电网的实际运行中一般根据电压量测值统计电压合格率，母线并列运行时一个计算点可能还包含多个电压量测，状态估计结果与电压量测之间一般会有一定偏差。若量测值正常，一种较好的处理方法是根据各量测的最大值与电压考核上限的差值确定允许上调量，根据各量测的最小值与电压考核下限的偏差确定允许下调量，在电压估计值基础上叠加允许上、下调节量即可获得优化计算的电压上、下限。将优化的调节量与相应电压量测叠加即可确定电压设定值。若拓扑点的所有电压量测均为坏数据，对于主控点可闭锁相应控制，对于受控制点则忽略其限值。一般而言，如果各相临厂站的电压都控制在合格范围内，并与考核边界间留有一定的距离，电压坏数据对应母线的实际电压质量一般也不会太差。

对于机组无功量测，若量测值正常，可以根据量测值与机组无功上、下限之间的差值确定允许无功上、下调节量，并作为电压/无功优化模型的约束条件参与系统优化，以确保 AVC 系统下达给电厂的电压控制目标是能够实现的。由于机组在实际运行中要留出一定的动态无功储备，同时又要尽量避免机组深度进相运行，且电厂的 AVC 子站会考虑现场的各种约束条件，机组无功量测的误差对机组的实际动态无功储备量或进相量有一定影响，但对电厂或电网的安全运行几乎没有影响。若无功量测异常（死数据或坏数据），则将该机组处理为 AQR 机组，闭锁其参与无功调节。

经过上述工程化处理，AVC 系统对状态估计的精度要求可以大大降低。当然，估计精度越高控制效果将越好。事实上，状态估计的不良数据辨识能力为判断量测是否可信提供了依据，有利于提高省网 AVC 系统的总体可靠性。

3. 遗传算法程序的流程图

遗传算法程序的流程图（见图 3-5）提出了以下 8 个步骤：

- 1) 进行拓扑分析等初始化处理；
- 2) 负荷情况的判断和优先级的选择；
- 3) 产生初始抗体；
- 4) 解码，潮流求解，计算适应值；
- 5) 保留最优个体；
- 6) 判断是否收敛；
- 7) 染色体小生境淘汰和选择；
- 8) 染色体的交叉、变异、换位和邻域搜索。

3.4.2.3 原对偶内点法简介

自从 Karmarkar 提出对线性规划具有多项式时间复杂性的内点算法以来，内点法引起了各国学者的广泛关注，并取得了极大的进展。其中，基于对数障碍函数的原对偶内点法受到了广泛关注，并被成功地应用于电力系统二次规划及非线性规划问题的求解。

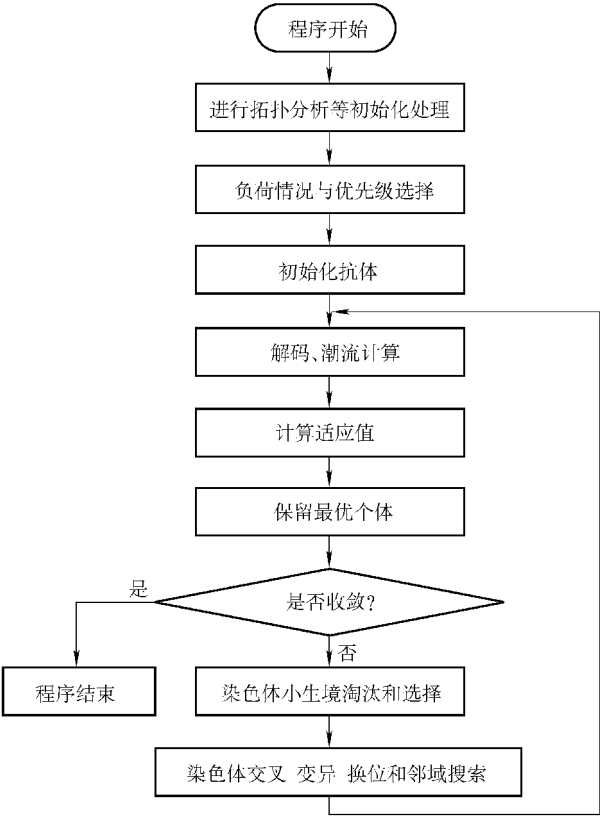


图 3-5 遗传算法程序流程图

内点法要求迭代过程始终在可行域内部进行。其基本思想就是把初始点取在可行域内部，并在可行域的边界上设置一道“障碍”，使迭代点靠近可行域边界时，给出的目标函数值迅速增大，并在迭代过程中适当控制步长，从而使迭代点始终留在可行域内部。显然，随着障碍因子的减小，障碍函数的作用将逐渐降低，算法收敛于原问题的极值解。

原对偶内点法实际上是对常规内点法的一种改进。其基本思路是：引入松弛变量将函数不等式约束化为等式约束和变量不等式约束；再用拉格朗日乘法法处理等式约束条件，用内点障碍函数法和制约步长法处理变量不等式约束条件；然后导出引入障碍函数后的库恩－图克最优性条件，并用牛顿－拉夫逊法进行求解；然后取足够大的初始障碍因子以保证解的可行性，而后逐渐减小障碍因子以保证解的最优性。

首先，考虑如下的非线性规划问题：

$$\min f(x) \tag{3-3}$$

$$\text{约束 } h(x) = 0 \quad (3-4)$$

$$\underline{g} < g(x) < \bar{g} \quad (3-5)$$

式中, x 为 n 维矢量, h 为 m 维矢量, g 为 r 维矢量。

引入松弛变量将不等式约束化为等式约束及变量不等式约束, 即

$$\begin{cases} g(x) - l - \underline{g} = 0 \\ g(x) + u - \bar{g} = 0 \\ l, u > 0 \end{cases} \quad (3-6)$$

式中, l 和 u 原始变量矢量。

对于式 (3-6) 中的不等式约束条件, 引入障碍函数项, 则有

$$f'(x) = f(x) - p \left(\sum_{i=1}^r \ln l_i + \sum_{i=1}^r \ln u_i \right) \quad (3-7)$$

式中, p 为障碍因子, 且 $p > 0$; 下标 i 表示矢量的第 i 个元素。

定义拉格朗日函数如下:

$$\begin{aligned} F(x, y, l, u, z, w) = & f(x) + y^T h(x) + z^T (g(x) - l - \underline{g}) \\ & + w^T (g(x) + u - \bar{g}) - p \left(\sum_{i=1}^r \ln l_i + \sum_{i=1}^r \ln u_i \right) \end{aligned} \quad (3-8)$$

式中, x 、 l 及 u 为原始变量矢量; y 、 z 及 w 为对应的拉格朗日乘子矢量, 即对偶变量矢量。

由此可导出库恩-图克条件 (为书写方便, 以下用 F 代替 $F(x, y, l, u, z, w)$):

$$F_x \equiv \frac{\partial F}{\partial x} = \nabla f(x) + \nabla^T h(x) y + \nabla^T g(x) (z + w) = 0 \quad (3-9)$$

$$F_y \equiv \frac{\partial F}{\partial y} = h(x) = 0 \quad (3-10)$$

$$F_z \equiv \frac{\partial F}{\partial z} = g(x) - l - \underline{g} = 0 \quad (3-11)$$

$$F_w \equiv \frac{\partial F}{\partial w} = g(x) + u - \bar{g} = 0 \quad (3-12)$$

$$F_l \equiv L \frac{\partial F}{\partial l} = ZLe + pe = 0 \quad (3-13)$$

$$F_u \equiv U \frac{\partial F}{\partial u} = WUe - pe = 0 \quad (3-14)$$

$$l, u, w > 0, z < 0 \quad (3-15)$$

式中, L 、 U 、 Z 及 W 分别为以矢量 l 、 u 、 z 及 w 各元素为对角元构成的对角矩阵, e 为 r 维全一矢量, 即 $e = [1, 1, \dots, 1]^T$, 式 (3-13) 及式 (3-14) 为互补

松弛条件。

式 (3-9) 至式 (3-14) 用牛顿-拉夫逊法迭代求解, 可得修正方程如下:

$$\Delta l = \nabla g(x) \Delta x + F_z \quad (3-16)$$

$$\Delta u = -\nabla g(x) \Delta x - F_w \quad (3-17)$$

$$\Delta z = -L^{-1} Z \nabla g(x) \Delta x - L^{-1} (ZF_z + F_l) \quad (3-18)$$

$$\Delta w = U^{-1} W \nabla g(x) \Delta x + U^{-1} (WF_w - F_u) \quad (3-19)$$

$$-F'_x = H' \Delta x + \nabla^T h(x) \Delta y \quad (3-20)$$

$$-F_y = \nabla h(x) \Delta x \quad (3-21)$$

式中, $F'_x = F_x + \nabla^T g(x) [U^{-1} (WF_w - F_u) - L^{-1} (ZF_z + F_l)]$
 $= \nabla f(x) + \nabla^T h(x) y + \nabla^T g(x) [(U^{-1} (WF_w + pe) - L^{-1} (ZF_z + pe))]$
 $H' = \nabla^2 f(x) + y^T \nabla^2 h(x) + (z^T + w^T) \nabla^2 g(x) + \nabla^T g(x) (U^{-1} W - L^{-1} Z) \nabla g(x)$
 令 $J = \nabla h(x)$, 则有

$$\begin{bmatrix} H' & J^T \\ J & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} F'_x \\ F_y \end{bmatrix} \quad (3-22)$$

式中, H' 为修正后的海森矩阵; J 为等式约束的雅可比矩阵。

记 $V = \begin{bmatrix} H' & J^T \\ J & 0 \end{bmatrix}$, 则 V 即为扩展海森矩阵。

对于变量不等式约束 $l, u, w > 0, z < 0$, 适当选取初始值, 而后在每次迭代中采用制约步长法来保证解的内点性质。即

$$\begin{cases} T_p = \min(0.9995 \min(\frac{-l_i}{\Delta l_i}; \Delta l_i < 0; \frac{-u_i}{\Delta u_i}; \Delta u_i < 0); 1) \\ T_D = \min(0.9995 \min(\frac{-z_i}{\Delta z_i}; \Delta z_i > 0; \frac{-w_i}{\Delta w_i}; \Delta w_i < 0); 1) \end{cases} \quad (3-23)$$

式中, T_p 及 T_D 分别表示原变量及对偶变量的修正步长。

原对偶内点法一般根据对偶间隙来确定障碍因子, 即

$$p = \sigma \frac{C_{\text{gap}}}{2r} \quad (3-24)$$

式中, σ 为向心参数, 其取值范围为 $(0, 1)$; r 为不等式约束数; C_{gap} 为对偶间隙, 即

$$C_{\text{gap}} = \sum_{i=1}^r (u_i w_i - l_i z_i) \quad (3-25)$$

原对偶内点法一般在开始时取一充分大的初始障碍因子, 当 $\sigma \in (0, 1)$ 时, 算法将随着 $p \rightarrow 0$ 而逐渐收敛于某一最优解。 σ 的取值是影响算法的性能的重要因素。当 σ 取较大值时, 算法主要考虑解的可行性, 数值稳定性一般较好,

但收敛速度可能较慢；当 σ 取较小值时，算法则主要考虑解的最优性，收敛速度一般较快，但数值稳定性较差，容易引起振荡，使算法的收敛速度减慢，甚至振荡发散。实用中， σ 取0.01~0.2时，算法一般能取得较好的收敛性。

在原对偶内点法中，松弛变量的引入消除了函数不等式约束，故只需对松弛变量及对应的拉格朗日乘子给出适当的初始值，即可保证初始解的内点性质，而不需为此进行专门的计算。

算法的流程图如图3-6所示。

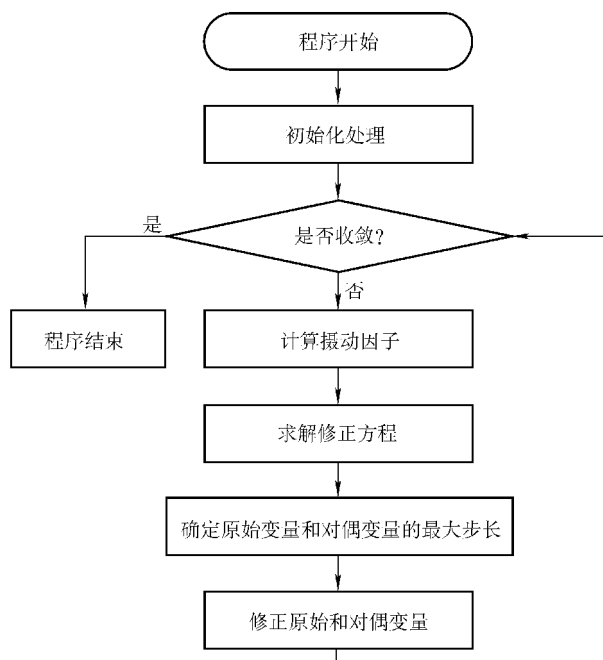


图3-6 内点算法流程图

3.4.2.4 结合内点法和改进遗传算法混合算法

为合理地使用遗传算法的强大的全局搜索能力，将遗传算法和内点法相结合的混合寻优策略应用于无功优化中，用遗传算法优化离散变量，用内点法优化连续变量，将两者的优点于一体解决了无功优化中离散变量与连续变量共存的问题。与简单遗传算法、内点法比较，具有更好的收敛性和更强的全局寻优能力。

结合内点法和改进遗传算法的混合无功优化算法在某省网AVC中得到了应用，应用的效果比较好，很好地修正了以往的算法速度慢，优化结果不唯一等缺点。其基本数学模型如下：

$$\min f(\mathbf{x}, \mathbf{Y}) \quad (3-26)$$

$$\text{约束 } h(\mathbf{x}, \mathbf{Y}, \mathbf{u}_1, \mathbf{u}_d) = 0 \quad (3-27)$$

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{Y}, \mathbf{u}_1, \mathbf{u}_d) \leq 0 \quad (3-28)$$

$$\underline{\mathbf{u}}_1 \leq \mathbf{u}_1 \leq \overline{\mathbf{u}}_1 \quad (3-29)$$

$$\mathbf{u}_d = \mathbf{u}_{d,0} + k\Delta\mathbf{u}_d \quad (k = -m, \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots, n) \quad (3-30)$$

式中, $f(\mathbf{x}, \mathbf{Y})$ 为优化的目标函数, 这里是系统有功网损最小; \mathbf{x} 为系统状态变量矢量, 包括节点电压幅值和相角; \mathbf{Y} 为系统导纳矩阵元素组成的矢量; \mathbf{u}_1 为系统连续型控制变量矢量, 如发电机无功功率调节; \mathbf{u}_d 为系统离散型控制变量矢量, 如变压器有载调压分接头档位和电容电抗器容量。式 (3-27) 为节点有功无功潮流方程组; 式 (3-28) 为系统运行要求的不等式约束, 如母线电压上下限约束; 式 (3-29) 为连续控制设备的物理约束, 如发电机无功功率上下限约束; 式 (3-30) 为离散控制设备的物理约束, 如变压器抽头档位上下限约束和电容电抗器组数限值约束等; $\overline{\mathbf{u}}_1$ 和 $\underline{\mathbf{u}}_1$ 分别为连续控制上下限值矢量; $\mathbf{u}_{d,0}$ 和 $\Delta\mathbf{u}_d$ 分别为离散控制的初始值和级差矢量; m 和 n 分别为下行和上行的最大可调节级数。由于变压器的分接头档位与可投切电容器、电抗器组的投切组数均为离散量, 故无功/电压优化问题本质上是一个大规模非线性混合整数规划问题。

大规模非线性混合整数规划是所谓 NP 难题, 即求解中存在“维数灾”的困难, 计算规模将随着离散控制变量个数的增加呈指数级数增长。解决这类优化问题, 一般都基于其物理工程问题对象的特点和要求而灵活选取, 没有固定模式可以套用。一个思路是采用类似混合整数线性规划 MILP 的求解思想来求解该 MINLP 问题, 即采用分支定界技术 Branch&Bound (处理离散变量) 与非线性规划 NLP 技术 (处理连续变量) 相结合的方法来求解。该方法本质上是一种精确求解方法, 随着近年来 MIP 求解技术的不断发展, 尤其是 Branch&Cut 技术的发展, 该方法日益受到工程界的重视。但是, 它没有从根本上解决 NP 问题“维数灾”的现象, 电力系统实时无功/电压优化自动控制问题在工程上要求有极高的收敛性和速度, 而由于仅是断面的优化, 其结果的精确性相比起来并不十分重要。由于离散量优化问题的寻优方法是算法整体实现效率的关键, 宜采用一种现代优化技术来实现, 故选取了在很多工程领域广泛关注和采用的遗传算法来进行离散控制量的优化。在连续控制量优化方面, 采用原对偶内点技术来实现。根据这样的求解思路, 省网 AVC 系统实现了基于改进遗传优化和内点技术的混合整数非线性规划求解方法。

算法的流程图如图 3-7 所示。

其求解步骤为

- 1) 将原无功优化问题去掉整数变量约束, 将连续变量与离散变量分离;
- 2) 采用内点法获取变量的一个初始可行解, 由于使离散变量连续化, 因此获得的可行解并不是最优解;

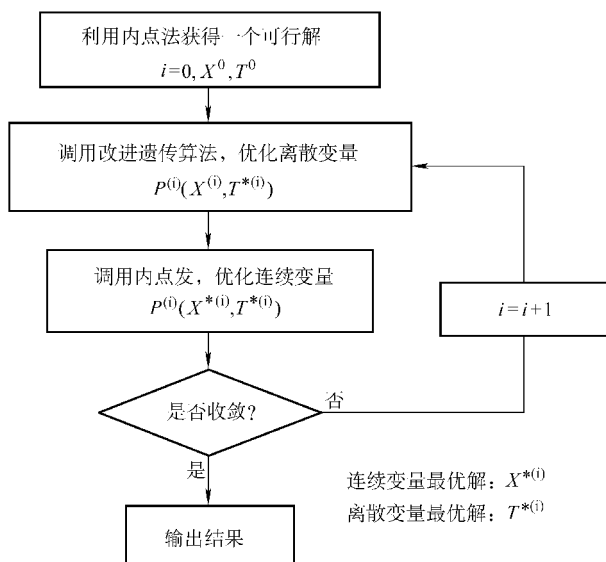


图 3-7 混合算法流程图

3) 以随机寻优的改进遗传算法求解离散整数变量的最优配置;

4) 利用内点法求解连续变量的最优配置, 判断收敛条件, 是则输出, 不收敛则继续搜索;

5) 将两者求得的最优解组合, 形成原无功优化问题的最优解。

3.4.2.5 在线分区算法

利用图论的基本理论, 借鉴国外电力系统电压三级控制模型和运行经验, 提出了一种基于电压控制区的主导节点电压校正方法。根据电网结构和实时运行条件把全网分成若干个电压控制区。然后在每个控制区内选择一两个重要节点作为主导节点, 通过对主导节点进行电压/控制设备灵敏度分析, 选择合适的设备控制主导节点在一个合适的设定值上, 从而保证本区域内所有电压监控点均在合格范围内。由于每个区域之间的电压弱耦合性 (电压控制区的基本要求), 可以实现各个区域间电压控制的解耦。

1. 分区算法原理

电力系统中的参数变量就是图论中的节点, 而变量之间的关系就用图中的边表示, 变量之间的耦合强弱关系用每条边的权重来表示。这样就构成了一个无向图的基本模型, 然后就给定一个耦合度的阈值 α , 消去那些耦合度小于 α 的边, 最后根据图论中子连通图搜索的算法得出一个一个的子连通图。这些由子图构成的区域应该满足以下条件:

1) 区域之间的弱耦合, 区域内的强联系。在电压控制中就是尽量减少相邻

区域的电压控制的影响。

2) 保证各区域中要有足够的无功储备以便进行电压控制。无功补偿是电压控制中一个极其重要的手段, 当区域中无功储备不足时电压控制将难以进行。

3) 子区域个数和大小要适中, 要利于控制策略的实施。子区域太大, 那么计算时间就会太长; 子区域太小, 那么无功储备肯定不足。所以要选择合适的区域有利于控制策略的实施。

2. 算法流程

分区算法流程图如图 3-8 所示。

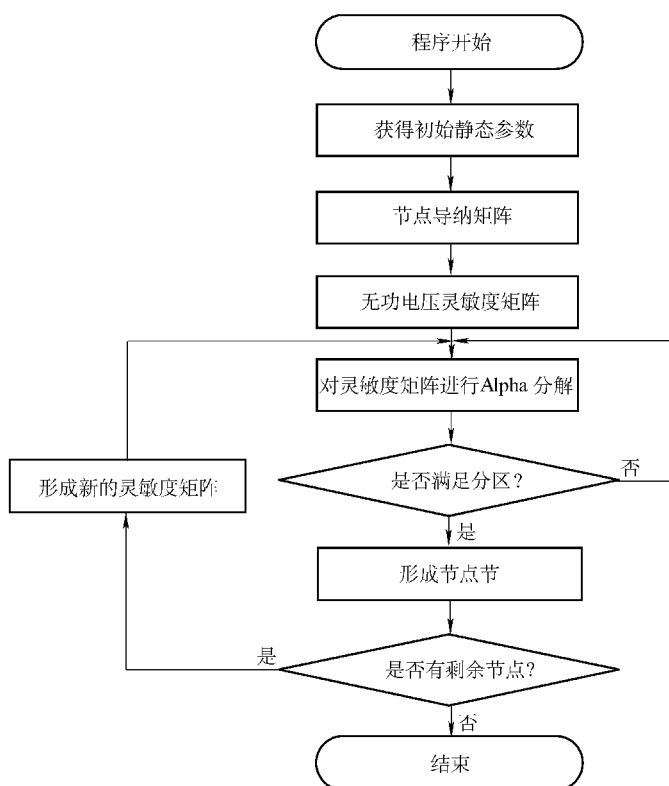


图 3-8 分区算法流程图

算法流程主要部分有以下几个方面:

1) 根据无功/电压电气耦合度的映射函数, 来计算出每两点之间的无功/电压电气耦合度。

2) 根据 M' 阵, 得出序列 $\alpha_1 > \alpha_2 > \cdots > \alpha_k$, $k \leq N \times N$ 。

- 3) 利用多阈值分解的方法, 得出基本的电压控制区域。
- 4) 利用专家系统判断子区域的无功储备情况以及子区域的合理性。

3.4.2.6 灵敏度分析算法

20 世纪 60 年代 Peschon. J 等人提出的灵敏度分析方法由于将依从变量(状态变量和函数变量)增量用控制变量增量线性表示, 使得优化仅在控制变量子空间进行, 从而减少了计算机内存占用。另外, 非线性规划问题采用逐次线性规划方法求解, 具有较高的速度及良好的收敛性。因此, 该方法在电力系统中得到了广泛应用。

考虑到对控制装置调整的最终目的都是为了得到系统优化的潮流分布, 节点的注入无功可调, 可以认为其电压也可调。因此, 南京河海电力有限公司的方案是将补偿节点的电压幅值作为控制变量而不是将无功作为控制变量。这是由于在电力系统分析中, 一般都以节点电压幅值和相角来表征系统的运行状态, 将补偿节点的电压幅值当作控制变量, 可减少状态变量数目、控制负荷节点电压, 并可方便地处理线路安全约束和计及负荷的电压静特性。同时, 还可使得函数变量易于用控制变量显式表示, 便于线性化求解。

1. 灵敏度模型建立

设系统节点数为 NN , 可调变压器电压比为 TN 。节点 1 到节点 DN 为纯负荷节点, 节点 $DN+1$ 到节点 NN 为广义发电机节点, NN 为平衡节点。有

节点电压幅值矢量: $U = [U_1, \dots, U_{NN}]^T = [U_D, U_S]^T$

相角矢量: $\delta = [\delta_1, \dots, \delta_{NN-1}]^T$

节点注入有功矢量: $P = [P_1, \dots, P_{NN}]^T$

无功矢量: $Q = [Q_1, \dots, Q_{NN}]^T = [Q_D, Q_S]^T$

可调变比矢量: $T = [T_1, \dots, T_{TN}]^T$

建立如下以网损最小为目标的无功优化模型:

$$\begin{aligned} & \min P_L(U_D, U_S, \delta, T) \\ \text{约束} & \begin{cases} P_i^{SP} - P_i(U_D, U_S, \delta, T) = 0 \\ Q_i^{SP} - Q_i(U_D, U_S, \delta, T) = 0 \\ \underline{U}_D \leq U_D \leq \bar{U}_D \\ \underline{Q}_S \leq Q_S(U_D, U_S, \delta, T) \leq \bar{Q}_S \\ \underline{U}_S \leq U_S \leq \bar{U}_S \\ \underline{T} \leq T \leq \bar{T} \end{cases} \end{aligned} \quad (3-31)$$

式中, P_L 是网损; 约束中第 1, 2 项为潮流方程, 以下是依从变量和控制变量的运行约束, U_S, T 是控制变量; U_D, δ 是状态变量; 其他为函数变量。

按照用逐次线性规划方法求解非线性规划问题的思路, 可以推导出灵敏度无功优化模型为

$$\begin{aligned} \min \Delta P_L &= C_{11} \Delta U_S + C_{12} \Delta T \\ \text{约束} \begin{cases} \Delta \underline{U}_D \leq A_{11} \Delta U_S + A_{12} \Delta T \leq \Delta \bar{U}_D \\ \Delta \underline{Q}_S \leq A_{21} \Delta U_S + A_{22} \Delta T \leq \Delta \bar{Q}_S \\ \Delta \underline{U}_S \leq \Delta U_S \leq \Delta \bar{U}_S \\ \Delta \underline{T} \leq \Delta T \leq \Delta \bar{T} \end{cases} \end{aligned} \quad (3-32)$$

式中, (C_{11}, C_{12}) , (A_{11}, A_{12}) , (A_{21}, A_{22}) 分别为网损 P_L 、状态变量 U_D 、函数变量 Q_S 对控制变量的梯度, 也称灵敏度系数。潮流方程已隐含于灵敏度关系中, 不等式约束上、下限为

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_D &= \underline{U}_D - U_D^{(k)} \\ \Delta \bar{U}_D &= \bar{U}_D - U_D^{(k)} \\ \Delta \underline{Q}_S &= \underline{Q}_S - Q_S^{(k)} \\ \Delta \bar{Q}_S &= \bar{Q}_S - Q_S^{(k)} \\ \Delta \underline{U}_S &= \min (\underline{U}_S - U_S^{(k)} - \alpha_{(k)}) \\ \Delta \bar{U}_S &= \max (\bar{U}_S - U_S^{(k)} - \alpha_{(k)}) \\ \Delta \underline{T} &= \min (\underline{T} - T^{(k)} - \beta_{(k)}) \\ \Delta \bar{T} &= \max (\bar{T} - T^{(k)} - \beta_{(k)}) \end{aligned}$$

式中, $\alpha_{(k)}$, $\beta_{(k)}$ 为控制变量; T 第 k 次迭代的步长约束; 控制变量由三类减为两类, 步长调整更加容易。

2. 灵敏度系数求取

状态变量和函数变量对控制变量的灵敏度系数求取都要用到潮流计算的雅可比矩阵, 因此可以从这里着手, 寻找有效的灵敏度求取方法。设 X 为状态变量, U 为控制变量, h 为不等式约束, g 为等式约束。

对 X , C 及 h 求微分可得

$$\begin{aligned} dX &= - \left(\frac{\partial g}{\partial X} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial U} dU = S_{XU} dU \\ dC &= \left(\frac{\partial C}{\partial U} - \frac{\partial C}{\partial X} \left(\frac{\partial g}{\partial X} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial U} \right) dU = \nabla_U C dU \\ dh &= \left(\frac{\partial h}{\partial U} - \frac{\partial h}{\partial X} \left(\frac{\partial g}{\partial X} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial U} \right) dU = \nabla_U h dU \end{aligned}$$

式中, S_{XU} 为状态变量对控制变量的灵敏度系数矩阵; $\nabla_U C$, $\nabla_U h$ 分别为目标函数和函数不等式对控制变量的梯度。注意到潮流计算中雅可比矩阵 $J = - \frac{\partial g}{\partial X}$, 它

的因子表已存于计算机中,可以利用,从而避免矩阵的求逆运算。作如下处理(以目标函数为例):

取中间矢量 $\omega^T = [\omega_1, \omega_2, \dots]$, 使 $-\frac{\partial C}{\partial X} \left(\frac{\partial g}{\partial X} \right)^{-1} = \omega^T$, 即 $\omega^T J = \frac{\partial C}{\partial X}$,

$$\nabla_U C = \frac{\partial C}{\partial U} + \omega^T \frac{\partial g}{\partial U}.$$

这样在求得了中间矢量 ω 后,可立即求得灵敏度系数矩阵,而 ω 的求取可直接利用潮流计算已有因子表进行一次前代和回代即可。

3. 灵敏度优化模型求解

对灵敏度无功优化模型作等价变换,并引入松弛变量 ω' 可得其对偶问题,它是一个标准线性规划,为

$$\begin{aligned} & \max \quad b^T \omega^T \\ \text{约束: } & \begin{cases} \begin{bmatrix} A_{11}^T A_{21}^T - A_{11}^T - A_{21}^T E_S - E_S \\ A_{12}^T A_{22}^T - A_{12}^T - A_{22}^T E_T - E_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega \\ \omega' \end{bmatrix} = [C_{11} \quad C_{12}]^T \\ \omega \geq 0, \omega' \geq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (3-33)$$

式中,

$$b = \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_D - A_{11} \Delta U_S - A_{12} \Delta T \\ \Delta \bar{Q}_S - A_{21} \Delta U_S - A_{22} \Delta T \\ -\Delta \underline{U}_D + A_{11} \Delta U_S + A_{12} \Delta T \\ -\Delta \underline{Q}_S + A_{21} \Delta U_S + A_{22} \Delta T \\ \Delta \bar{U}_S - \Delta U_S \\ \Delta \bar{T} - \Delta T \end{bmatrix} \quad (3-34)$$

E_S, E_T 分别为对应于广义发电机节点和可调变压器电压比的单位阵。

计算步骤如下:

1) 输入网络参数和受约束变量的上、下限及控制变量 U_S, T 的步长约束的初值;

2) 在 $U_S^{(0)}, T^{(0)}$ 处计算初始潮流及目标函数初值;

3) 在 $k (k=0, 1, 2\cdots)$ 运行状态 $U_S^{(k)}, T^{(k)}, \delta^{(k)}$ 作线性展开,计算灵敏度系数;

4) 形成并求解线性规划模型,如果有最优解,可得 $U_S^{(k+1)} = U_S^{(k)} + \Delta U_S$, $T^{(k+1)} = T^{(k)} + \Delta T$, 转步骤5), 否则,修正主要约束,转步骤3);

5) 利用灵敏度关系求得 $\delta^{(k+1)} = \delta^{(k)} + \Delta \delta$, 从而可得 $k+1$ 运行状态 $U_S^{(k+1)}, T^{(k+1)}, \delta^{(k+1)}$;

6) 如果满足收敛条件, 则以 U_S , T 的最优值计算交流潮流, 求出最优补偿, 输出结果; 否则, 转步骤 7);

7) 如果 $k+1$ 运行状态优于 k 运行状态, 则修正节点导纳矩阵, $U_S^{(k)} \leftarrow U_S^{(k+1)}$, $T^{(k)} \leftarrow T^{(k+1)}$, $k \leftarrow k+1$, 恢复步长约束初值, 转步骤 8); 否则, 缩小步长, 转步骤 8);

8) 迭代次数加 1, 转步骤 3)。

3.4.2.7 电压校正算法

1. 控制策略

AVC 系统与优化子系统在电压已经越限或是电压接近越限时, 调用校正算法。在电压越下限时, 调用内点法优化算法校正; 在电压越上限时, 调用灵敏度校正算法进行校正。校正算法用于短期内保证电压在合格范围内, 优化算法以较长时间的运行方式保证电压在合格范围内, 因此应以优化算法为主, 校正为辅来保证电压的合格率。

校正部分的功能要求如下:

1) 分区不成功 (比如耦合很大), 就采用灵敏度算法选择可以参加校正的控制设备, 然后采用内点法来校正。分区成功的话, 采用内点法校正。

2) 内点法校正不收敛时, 则采用直接校正算法。

3) 分区校正的时候, 要考虑对相邻区域关联节点的影响, 避免电压振荡。

4) 尽量动作最少的设备, 来达到校正的目的, 适当考虑单个设备的动作频率。

5) 校正反应速度应在秒级。

电压上下限、无功出力的设置同优化部分。

2. 系统算法

电压校正的控制手段一般有发电机, 变压器以及电容、电抗器等补偿设备, 其控制目标是使电压越限的节点不越限, 使主导节点的电压达到其设定的整定值。区域内基于灵敏度分析的电压校正的思想是通过计算各个区域内控制变量对本区域主导节点的灵敏度矩阵, 来选取对主导节点影响最大的控制变量进行调节, 从而达到既控制主导节点电压又减少控制设备动作的目的。

首先求含有越限节点区域的电压控制灵敏度矩阵。

一般支路 ij 的无功注入方程为

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} - u_i \sum_{j \in n} u_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad (3-35)$$

$$\Delta Q_j = Q_{Gj} - Q_{Lj} - u_j \sum_{i \in n} u_i (G_{ij} \sin \theta_{ji} - B_{ij} \cos \theta_{ji}) = 0$$

式中, Q_{Gi} 和 Q_{Li} 分别表示第 i 节点的发电机和负荷的无功注入; Q_{Gj} 和 Q_{Lj} 分别表

示第 j 节点的发电机和负荷的无功注入； u_i 和 u_j 分别表示第 i, j 节点的电压有效值； G_{ij} 和 B_{ij} 分别表示节点 i, j 之间的电导和电纳； θ_{ij} 表示节点 i 与节点 j 之间的相角差； θ_{ji} 表示节点 j 与节点 i 之间的相角差； n 是子区域内的节点总数。

含有可调变压器支路 ij 的无功注入方程（设可调侧在节点 j 这一侧）为

$$\begin{aligned}\Delta Q_i &= Q_{Gi} - Q_{Li} + u_i^2 B_{ii} + u_i u_j \frac{T_j^0 B_{ij}}{T_j} \cos \theta_{ij} - \sum_{\substack{k \in i \\ k \neq j}} u_i u_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \\ \Delta Q_j &= Q_{Gj} - Q_{Lj} + u_j^2 B_{jj} + u_i u_j \frac{T_j^0 B_{ij}}{T_j} \cos \theta_{ij} - \sum_{\substack{k \in j \\ k \neq i}} u_j u_k (G_{jk} \sin \theta_{jk} - B_{jk} \cos \theta_{jk})\end{aligned}\quad (3-36)$$

根据式 (3-35) 和式 (3-36) 可以得到

$$F(X, U) = 0 \quad (3-37)$$

式中， $X \in R^{K_n \cdot 1}$ 为控制变量（电压控制区内可控发电机的机端电压 V_{Gi} ($i = 1, 2, \dots, K_G$)，并联补偿设备的容量 C_i ($i = 1, 2, \dots, K_c$)，变压器的电压比 T_i ($i = 1, 2, \dots, K_T$)）， $K_n = K_G + K_c + K_T$ 为电压控制区内控制变量总数； $U \in R^{S_n \cdot S}$ 为状态变量（该电压控制区的主导节点电压）， S_n 为电压控制区内主导节点数总和。

在系统运行平衡点处对上述公式进行线性化，有

$$\left. \frac{\partial F}{\partial X} \right|_{X_0} \Delta X + \left. \frac{\partial F}{\partial U} \right|_{U_0} \Delta U = 0 \quad (3-38)$$

式中， ΔX ， ΔU 为当前运行状态与平衡点状态的差量； X_0 ， U_0 为系统运行在平衡点状态时的控制变量和状态变量的值，它满足方程：

$$F(X_0, U_0) = 0 \quad (3-39)$$

对式 (3-39) 进行整理可得

$$\Delta X = - \left(\left. \frac{\partial F}{\partial X} \right|_{X_0} \right)^{-1} \left(\left. \frac{\partial F}{\partial U} \right|_{U_0} \right) \Delta U = P_u * \Delta U \quad (3-40)$$

也就是

$$\Delta U = P_u^{-1} * \Delta X = S_u * \Delta X \quad (3-41)$$

式中， $S_u \in R^{K_n * S_n}$ 就是电压控制灵敏度矩阵，它反映了电压控制区内控制变量与状态变量之间的动态变化关系。

用式 (3-41) 分别对每个控制区内的电压越限节点进行电压校正，当某个控制区由于电压越限节点的越限量过大，或是越限节点过多而导致区域内无法成功校正时，不会影响其他区域的电压校正，这样可以最大限度地减少整个系统的

电压越限节点。

3.4.3 系统控制策略

3.4.3.1 实时误数据的排除策略

1. AVC 系统数据检测

由 EMS 形成的电网实时数据, 在读入 AVC 系统前需要进行数据检测, 其任务是确认当前形成的电网实时数据文件是否适合进入 AVC 系统进行系列计算。

检测内容具体包括以下几点:

1) 电网基本数据检查。对电网基本信息如状态估计的量测合格率等数据, 根据电网运行经验来设置其有效数据范围以确认其合法性。

2) 比较当前数据断面的状态估计数据和量测值误差, 查看是否出现大面积的数据误差。

3) 状态估计的拓扑结果数据检查, 用当前实时数据断面进行初始潮流数据检查, 确认是否存在坏数据导致潮流不能计算出来, 或存在不合理数据导致潮流计算出的运行状态有较大误差。

2. AVC 系统数据预处理

1) 对于检测出现电网基本信息不合法的数据断面, AVC 系统不予采用。

2) 对于当前数据断面出现畸变数据, 需要对畸变数据进行比较处理。具体做法可以根据前几断面数据变化趋势重新替代畸变数据, 然后进入下一步处理。

3) 潮流数据的预处理。对断面数据的拓扑分析和状态估计结果, 首先进行电网拓扑结果检查, 分别检查节点数据和支路数据的合法性, 如有不合法数据将进入出错检查。当初始数据合理时进行初始潮流计算, 判断潮流收敛性, 否则进入初始潮流误差检查; 当初始潮流误差在国标规定范围内, 可以认为该断面数据已经合理, 可以供给 AVC 软件读入计算。如不合理则剔除该断面数据, 要求重新获得当前断面数据, 再进行数据处理。

3.4.3.2 校正与优化协调控制策略

1. 控制设备的协调

优化算法主要是从经济角度考虑对全网进行控制, 而校正主要是对电压越限的情况进行处理, 这样有可能对同一控制设备, 优化与校正有矛盾的控制方案。比如优化才切除一组电容器, 而校正又在下一次电压越限时将此电容器投入。这种情况对本身有严格动作次数限制的离散设备来说是很不利的。考虑到优化在进行并联补偿设备的控制时是考虑到负荷变化趋势的, 因此由于电压暂时的波动去动作是不经济的; 校正应以发电机为主 (有无功储备), 变压器调压为辅, 并联补偿设备尽量不动。

校正算法对发电机、变压器进行动作时必须协调两者的关系, 在进行计算

时,如何保证发电机为主、变压器为辅是一个难题。采取的控制策略是:先选择灵敏度最高的几台发电机进行校正,如能够校正就不再使用变压器;如无法校正,则选择灵敏度最高的一台变压器进行校正计算,选择的发电机作为变压器的辅助手段进行控制。这种策略是以电压质量为重,尽量保证电压的合格率。

2. 优化对校正进行补充

直接校正算法只能校正相对越限量小于10%的情况,当越限节点数比较多(如十几个)时,直接校正算法也无法进行校正。遗传算法因为对节点电压、支路电流进行了约束,因此也可以对电压进行校正,只是速度比较慢。因此对直接校正算法无法进行校正的情况,可启动遗传算法进行校正。为了加快计算速度,只要在解域中出现电压合格,网损减少量不为负的解时就跳出优化迭代,这样一般几次迭代就可以得到可行解。为减少控制的设备数量,在用遗传算法进行校正时,也使用灵敏度算法进行控制变量的选择。

3.4.3.3 安全控制策略

对设备进行闭环控制必须采取各种安全控制策略以处理各种异常情况。以下主要讨论安全控制策略。

1. 系统无功备用

为了适应事件后保持电网电压在一定水平的要求,需要在事件后紧急投入备用的无功功率补偿设备,才能防止电压逐渐下滑,造成电压崩溃的大事故。因此提出了无功功率事故紧急备用这一重要要求。

为了满足规定事故后的系统电压要求,电力系统中必须随时准备有足够的事事故无功功率储备容量。值得强调的是,为了保证事件后的电压和同步运行稳定性,这些容量需要能够自动地在电压降低后无时延地调出,例如同步机,静止补偿器等留下的无功容量,以应付当线路、变压器、发电机或大型无功补偿设备在运行中因故障突然断开或在受端系统中大型发电机失磁而又没有跳开时的紧急需要,并以其中按规定准则最为严重的一种情况作为标准进行校验。

2. 算法控制策略

(1) 对控制命令进行排序的方法

为了解决以上的问题,可采用以下方法解决。首先可以对控制方案的每个命令进行对电压影响的判断。如果设备所有命令对电压影响一致,由于算法可以保证所有设备动作是满足电压约束的,那么说明在对此方案进行控制时,不管先动作什么设备,不管动作了多少个设备均不会使电压越限。由于离散设备动作较快,且离散设备调节是一次性的,考虑到有可能失败的情况,可以先动作离散设备。

如各设备对电压影响是不一致的,可从优化算法角度考虑,那种出现完全对立的电压影响是不会出现的。只可能出现大多数设备动作目标是为了降低网损,少数设备动作目标为了弥补上述设备导致的电压越限。从校正算法考虑,电压越

上限或电压越下限,电压控制的目标是一致的。如果既有母线电压越上限又有母线电压越下限的情况,由于算法是分别处理的,因此方案也是分别给出的。因此只需找出控制的主要目标就可以解决此问题。

如果电压偏上限或者已经越上限,先动作使电压降低的设备,然后再动作使电压升高的设备。如果偏下限或越下限,先动作使电压升高的设备,后动作使电压降低的设备。

(2) 离散设备控制时延处理,进行控制闭锁

对于并联补偿设备、有载调压变压器分接头的机械执行机构来说,都不能进行连续动作,否则会损坏执行机构。因此必须保证这些设备不会出现连续控制的情况。为了确保不会出现这种情况,当某一离散设备进行控制后,应马上闭锁该设备,并在闭锁时间内此设备不再参与计算,待闭锁时间过后,程序自动解锁,可再次参与计算。

(3) 对离散设备进行动作次数闭锁

为了确保离散设备的动作次数限制不超过用户要求,需要对离散设备统计一天的动作次数,如果计算的动作次数已满,则闭锁该设备,待第二天程序自动解锁。

(4) 变压器滑档的处理

变压器分接头是一个比较复杂的调节设备。在对分接头进行自动调节时,由于机械故障会出现滑档。滑档后应立即将该变压器闭锁,如有变压器与其并联运行,应将此变压器档位调节至与滑档变压器档位相同,以避免在变压器中形成环流而加快变压器绝缘的老化。

(5) 并列运行变压器的处理

对变压器并列运行时,必须保证两台变压器的档位一致,在计算时必须保证计算出的档位保持一致,因此可将两台变压器等值为一台变压器进行计算,在发令时再将档位指令发给两台并列变压器。

(6) 无功补偿设备的循环投切处理

在对低压母线上挂多个无功补偿设备的时候,应采取对无功补偿设备的循环投切来达到设备的合理利用。

(7) 考虑厂用电与站用电

在优化与校正计算时,考虑了500kV厂站35kV侧母线电压约束,保证站内用电的安全。在对发电机进行控制时,根据厂用电要求确定发电机的机端电压约束。在优化与校正计算时,保证发电机机端电压在约束范围内。

(8) 考虑计算精度与控制误差

实时控制对安全的要求使得软件必须考虑算法的计算精度以及设备的控制误差。优化与校正算法的计算精度主要取决于潮流计算的精度。国调的标准是必须大于1.5%,因此必须统计潮流计算误差,大于1.5%才能进行计算。系统采用

的潮流计算精度为1%左右,基本可以满足要求。

(9) 将每天的控制划分为几个时段,在典型时段(早峰、腰荷、晚峰等)内,控制方式采用发电机励磁调节和并联补偿设备以及主变压器分接头联合调整的策略,站内可投入的无功容量也作为约束条件之一。在非典型时段内,以机组的励磁调节作为主要调节手段。非连续控制设备(如低压电容器、电抗器及主变压器分接头)采用典型时段加负荷变化率判断控制策略,其他时间不参加控制。

(10) 在确定是否需要控制时:①判断本次计算对网损降低的影响,如果网损降低明显,则可实施控制;②根据负荷的变化情况来确定是否需要控制,即实现逆调压手段:电网用电负荷爬升时,升高主网电压;用电负荷下降时,则相应降低主网电压,保证主网内电压平稳变化。

(11) 电压越限的确定,应该以电压的实际值为准,在实际电压越限时进行校正控制。在此特别需要加强对状态估计模块的维护,只有当状态估计准确率比较高的情况下,无功优化给出的方案才有意义。当电压估计值与母线电压实时采集值差别比较大的情况下,系统将给出提示提醒维护人员,此时应检查核实母线电压偏差较大的原因以进行维护。

(12) 在优化过程中,方案尽量简化,最好能通过摸索确定规则。在每个区内确定一到两个主力调节电厂,在平时尽量只进行主力电厂的调节。这些电厂的确定事先通过灵敏度分析来确定。一旦出现电压越限,立即调整对应的主力电厂,减少计算量和控制设备的调整数量。下达电厂调整指令与否应考虑母线控制电压变化幅度(如大于0.5~1kV,提供可维护界面),防止频繁电压调整。

(13) 直控变电站变压器分接头调节,考虑到直控变电站变压器分接头调节的安全性,其调节次数应有限制,对直控变压器和并联补偿设备统计其日动作次数和总动作次数。上述控制设备的动作次数均应受到限制。

(14) 以母线电压合格为优先目标,保证电压控制在合格范围内。当在电压越限后,应立即启动电压校正控制模块提出校正控制方案。

(15) 优化软件是在电网运行正常的情况下对网内电压考核点的电压和无功的分布作出校正及优化调节,以达到电压合格和降低网损的目的。但如下事故或异常情况下,计算软件将不进行计算:①状态估计合格率低于设定值(如95%),则不进行无功/电压的计算分析。②数据检测未通过。③初始潮流精度不满足要求。④监测多个主要控制点,如果该点的电压出现大幅越限的情况,软件将不进行计算。

3.5 省级电网无功优化控制子站系统

省级电网AVC系统包含主站AVC系统和子站AVC系统两个部分。主站

AVC 系统主要是负责根据全网的模型和数据进行全网的优化计算，而子站 AVC 系统主要是负责执行主站 AVC 系统计算得到的下发值，从而达到 AVC 系统闭环控制的目的。子站 AVC 系统包括：电厂侧的无功优化控制子站系统和变电站侧的无功优化控制系统两类，下面将分别介绍。

3.5.1 电厂侧无功优化控制系统

3.5.1.1 系统概述

电厂侧自动电压控制系统是电网自动电压控制系统的前置部分，安装于电厂控制室，通过优化控制各机组的无功出力，达到实时调节电厂高压侧母线电压的目的。

系统由上位机和下位机两部分构成。每个节点有一台上位机，该节点上挂接的每台发电机各有一台相应的下位机。上位机通过 RTU 通道与设于调通中心的主站通信，向主站系统上传所需的实时信息，接受主站端的控制指令，并与多个下位机（VQR）间实现闭环运行，优化分配各机组实时输出的无功；或根据预置的高压侧母线的电压曲线，离线完成厂站端无功/电压的优化控制。下位机接受上位机下传的控制指令，通过调节发电机励磁电流，实现发电机的自动电压控制。

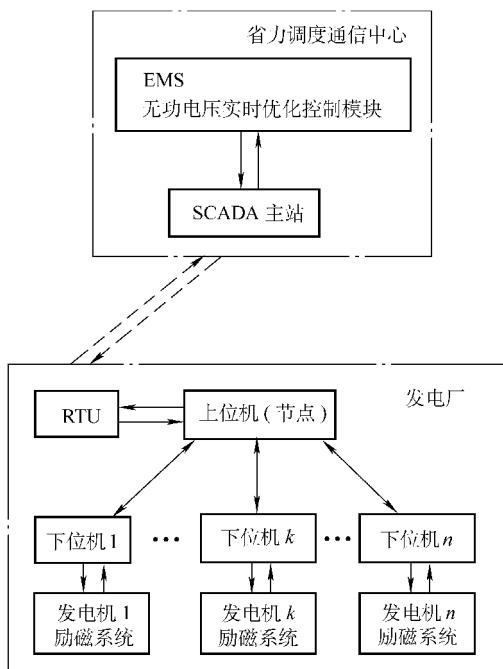


图 3-9 电厂侧 AVC 系统图

系统结构如图 3-9 所示。

3.5.1.2 电厂侧自动电压控制原理

根据上级调度下发的高压母线目标电压指令和机组的运行状态，通过计算得到需注入高压母线的无功总量，然后根据一定的分配策略，在各个机组间合理分配，并计算出机组电压设定值，调整机组无功出力或机端电压，使高压母线电压达到系统给定值。在计算过程中充分考虑到机组各种约束和限制条件。

系统基本原理图如图 3-10 所示。

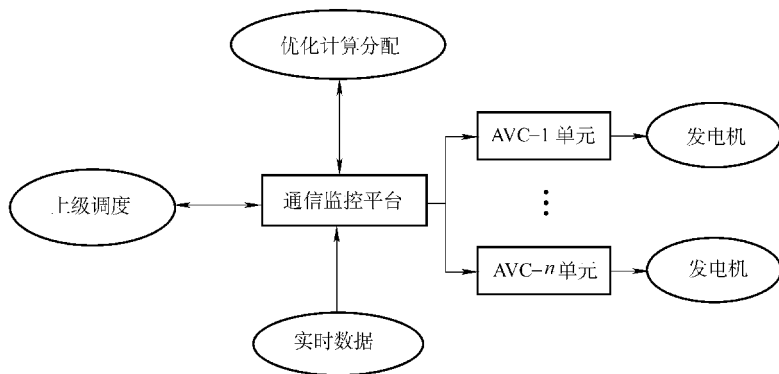


图 3-10 系统基本原理图

1. 控制量测

控制量测是 AVC 实现闭环控制的判断依据。这些数据包括发电厂高压母线的电压、发电机组的有功、无功和发电机机端电压以及其运行状态等。

母线的电压或者无功是由省级调度中心直接下发，为了防止电厂 AVC 控制命令的误动作，必须对母线控制电压或者无功进行校验。同时控制电压或者无功，与当前实际电压和无功值比较，如果控制幅值比较小，则无需动作。

发电机组遥测、遥信量则取至受控装置，作为控制判断依据。

2. 控制特点

电压控制技术中很重要的一点是能够获得良好的外网模型和电厂中各机组运行的动态特性，模型准确就能够进行很好的控制。电厂侧优化计算中采用了模型自动辨识技术（所谓模型自动辨识技术，指的是根据实时采集的外网数据，包括负荷情况、电压水平等，对外网阻抗做自辨识计算），根据外网情况的变化自动调整计算模型，近似得到小范围扰动下的外网模型和机组模型，并能够进行实际控制，达到了实用的要求。

3. 数据流程

电厂 AVC 的数据流程包括两个方面：

1) 省级调度中心下发的无功或者电压控制值，经过前端装置分析和处理，传入后端装置，然后发给机组励磁或者 DCS 进行控制。

2) 电厂自身受控端装置，主要是机端电压和发电机的无功功率，用于分析电压和无功功率的控制量。

3.5.1.3 电厂侧自动电压控制系统的硬件结构

为直观地说明，我们绘制了如图 3-11 所示的电厂侧自动电压控制系统的硬件结构图。

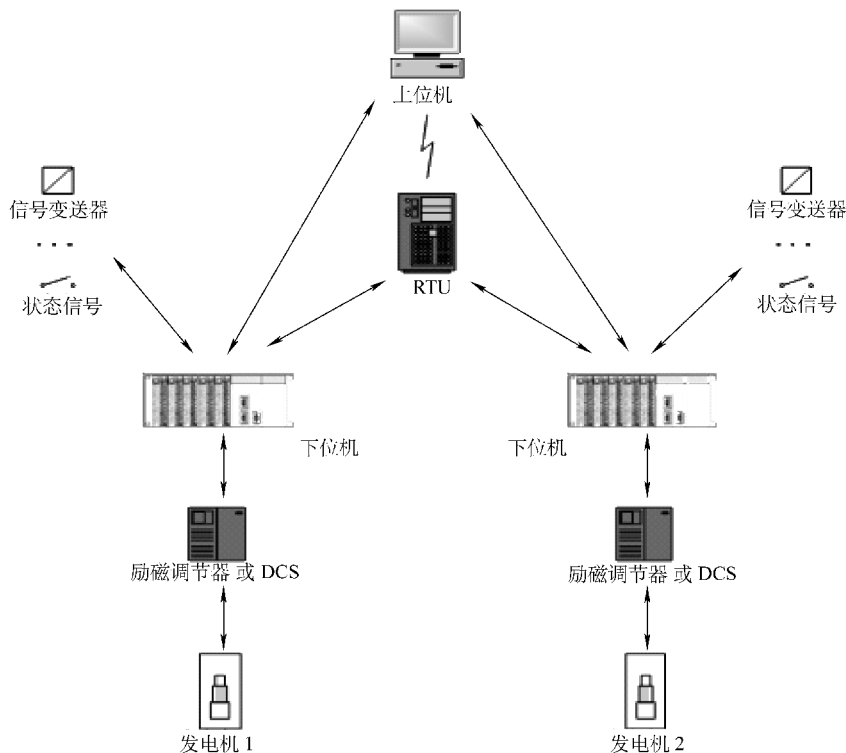


图 3-11 电厂侧自动电压控制系统的硬件结构图

1. 信号输入输出

(1) 模拟量输入模块

- 1) 高压侧母线电压；
- 2) 机组高压侧无功；
- 3) 每台发电机的机端电压、机端电流、机端有功和机端无功；
- 4) 发电机励磁电压，发电机励磁电流；
- 5) 厂用电无功。

(2) 开关量输入模块

- 1) 调度端主站投/退 AVC 系统；
- 2) 调度端主站设定 AVC 系统无功/电压就地/远方控制；
- 3) DCS 投退 AVC 系统；
- 4) 机组主开关的位置信号；
- 5) 励磁系统异常；
- 6) 励磁系统保护启动/动作；
- 7) 励磁系统运行/停止（投入/退出）信号；

8) 励磁系统自动运行信号;

9) 励磁系统手动运行信号。

(3) 开关量输出模块

1) 增励磁、减励磁输出;

2) 信号指示;

3) AVC 系统投/退状态输出;

4) AVC 系统就地/远方控制状态输出;

5) AVC 系统异常状态输出。

2. 上位机功能

1) 经 RTU 向主站系统上传所需的实时信息。

2) 接收 RTU 下传的控制指令。

3) 厂站端高压侧信号输入功能。

4) 与多个下位机间实现闭环运行。

5) 基于 Windows 的多功能软件平台, 能方便地进行厂站端 AVC 控制系统参数设置。

6) 根据调度端主站系统下传的控制指令, 完成多台机组间控制量的优化分配, 且能根据需要, 实现多种目的优化分配方案。

7) 能根据预置的高压侧母线电压曲线, 离线实现厂站端无功/电压的优化控制。

8) 必要的数据显示功能。

① 显示各机组的实时相关运行参数;

② 显示高压侧母线电压的变化曲线, 包括计划值、实际值以及偏离程度;

③ 显示运行参数的越限报警和事故报警;

④ 显示历史数据。

9) 数据存储和记录功能。

① 定时存储运行参数;

② 超限量和越限时间记录。

10) 具有完善的人机接口功能。

11) 软件设计充分考虑系统的安全性、可扩充性和可维护性。

3. 下位机功能

1) 具有模拟量输入。

2) 有多个开关量的输入。

3) 开关量输出, 主要用于增减励磁, 状态输出、报警等。

4) 完备的通信能力, 实时上传上位机所需的信号量、测量值。

5) PID 调节输出励磁的增减信号。

3.5.1.4 主要功能规范和技术要求

1. 通信功能

AVC 子站应能提供用于连接省调 AVC 主站、电厂远动系统及电厂其他系统的通信接口, 以实现测控信息的传输和装置维护等功能。

1) AVC 子站的 CPU 板 (或程序) 要求具有 DOG 功能。当出现故障后, AVC 子站可通过硬件 DOG 重新启动系统, 自动恢复正常运行。

2) AVC 子站的电源要求稳定性强, 应选用高可靠性的工业开关电源。

3) 设备机箱要求结构简单、坚固耐用、抗干扰能力强, 适用于发电厂的运行环境, 应采用工业级工控机箱 (针对专用装置)。

4) 通信接口应采用具备高速率的多串口卡, 兼容性好, 支持 RS232/422/485 等通信方式。通信功能强大, 接口扩展方便。

① 采用串口通信和总线网络的方式连接综合自动调压装置 (或功能)。

通过专线通道和经电力调度数据网, 分别采用 IEC60870-5-101 规约和 IEC60870-5-104 规约与省调 AVC 主站系统通信, 电厂 AVC 装置 (通过原有 AVC 装置) 接入省调 AVC 主站系统。

② 通过专线通道与电厂远动系统通信, 能向调度传送全部设备测控信息, 并在集控室值班长工作站发出警报并显示各种信息。

③ 通过串行接口通信与监视终端通信, 显示运行和报警等信息。

5) 具有接收当地 GPS 时间信号的功能, 也可以接受 AVC 主站的对时, 能定时向综合自动调压装置对时。

2. 计算和存储功能

1) 计算发电机的有功、无功、机端电压、机端电流、励磁电流和励磁电压。

2) 根据外部输入信号和外部指令, 决定自动控制的投退。并上报本无功控制点的当前状态信息, 同时接受上级发送的无功设置和装置投退指令。

3) 计算发电机的运行边界、励磁限制、机端电流等的允许边界, 根据计算决定用于控制的无功设定值。

4) 操作指令历史记录及历史数据保存功能, 用于系统故障分析和诊断。

5) 具有很好的用户操作界面, 直观的状态信息显示和方便的操作命令更改等功能。

3. 自动无功控制功能

1) 根据省调 AVC 主站下发的电厂升压站母线目标控制电压值, 并考虑发电机的各种极限指标, 通过电压/无功优化计算, 计算参与控制机组的无功出力 and 机端电压。然后向各机组对应的综合自动调压装置发出无功升、降命令或无功定值, 实现全厂多机组的电压/无功自动控制, 使电厂升压站母线电压定值符合省调下达的目标。

2) 能与机组 DCS 系统 (或计算机监控系统) 进行通信, 监视机组无功调节过程, 实现无扰动切换 (针对专用装置), PID 能调节输出励磁的增或减。

3) 无功分配策略要求有功功率因素控制、相似视在功率、相似调整裕度等。

4) 要求具有安全保护装置, 在 AVC 子站掉电的情况下保障各个机组安全运行, 不发生较大的电压波动。

5) 要求定子电流、机端电压、厂用电等与控制关系紧密的信号由 AVC 装置直接采集。

6) 作为电压/无功控制的一级控制, 必须要求控制系统能快速响应电压的快速和随机变化。

3.5.1.5 电厂和无功补偿设备的联调策略

电厂作为电网中的一个非常重要的无功源, 它的无功调节能力对电网电压的稳定起着重要的作用。而无功补偿设备作为变电站无功就地补偿的重要手段也是保证电网电压和无功平衡的重要手段。电厂和无功补偿设备的联调主要是考虑不同设备动作的先后顺序, 在负荷的不同时段调节设备的优先级不同。在高峰时段, 优先考虑投入无功补偿设备, 然后考虑增加电厂无功功率; 在负荷腰荷阶段优先考虑电厂的无功功率; 在负荷低谷时段, 则优先考虑切除无功补偿设备, 然后考虑减小电厂无功功率。无功补偿设备和电厂调节设备还有一个明显的不同点, 无功补偿设备作为离散设备存在动作限制的问题, 比如电容器每天都有动作次数的限制, 到了规定的动作次数则不能再动作。而电厂作为连续调节设备则不存在调节限制的问题, 所以在联调的时候还需要考虑离散设备的动作次数, 在负荷爬坡或下降, 以及负荷波动比较大的时候, 应合理地安排电容器的投切次数。而在负荷波动比较小的情况下则通过调节连续设备来达到无功调节的目的。

3.5.2 变电站侧无功优化控制

3.5.2.1 系统概述

变电站侧自动电压控制系统 (AVQC 系统) 是电网自动电压控制系统的执行环节, 变电站侧远程控制 AVC 系统功能的实现方式可以通过两种方式实现, 即装设专用装置和在综合自动化平台增加 AVC 软件包。

目前电网现有的变电站 VQC 装置只是执行就地自动调整的功能, 与系统远程控制中变电站功能要求有所差别, 根据实施的变电站类型不同, 具体实施的原则如下:

1. 综合自动化变电站

按直接采用在综合自动化平台上增加功能模块的方式实现功能要求。理由是:

1) 电网公司综合自动化变电站比例较大, 而变电站终端的技术并不复杂,

不像发电厂涉及机组励磁, 实现控制要求的程序编制相对容易, 且实施的站点较多, 将引起综合自动化厂家的重视。

2) 综合自动化变电站无人值守技术的难度和安全可靠性与 AVQC 相似, 从无人值守技术的成熟应用, 可以对 AVQC 的实现做借鉴。

3) 此种方式可以节约变电站有限的二次资源, 不增加运行人员维护的工作量。

4) 参数设置方便, 人机界面友好, 调试方便, 省去专用硬件设备, 降低了成本。

2. 具备 VQC 功能的非综合自动化变电站

对已有 VQC 功能的变电站, 本着充分利用现有设备的思路, 利用原 VQC 装置的执行机构, 通过改造实现远方控制功能。

3. 不具备 VQC 功能的非综合自动化变电站

建议采用半独立式新型 VQC 装置。由于目前在许多变电所中基本上均有自动化设备而无 VQC 装置, 因此若采用成套的独立装置增加 VQC 功能时, 需要进行大量的电缆和回路改造, 又由于目前对许多 RTU 只有“两遥”功能, 使得信息采集不完善, 无法保证 VQC 软件的可靠性。因此, 建议采用半独立式新型 VQC 装置。这种半独立式 VQC 装置通过在自动化系统的上传口截取所需信息, 经控制装置的分析处理得到控制信号, 然后通过本省的输出回路控制相应的对象。该方式安全、方便, 有很高的实用价值。

3.5.2.2 AVQC 子站的功能规范和技术要求

1. 通信功能

AVC 子站应能提供用于连接省调 AVC 主站、当地 RTU 或综合自动化系统的通信接口, 并具备如下数据交换功能。

(1) 主站到子站

AVQC 主站的变压器分接头调节命令, 电容器、电抗器投切命令或母线目标控制目标值。

(2) 子站到主站

1) 目标反馈值。

2) 变压器各侧的电压、电流、有功、无功。

3) AVQC 设备运行状态。

4) 子站拒绝执行指令的原因。

5) AVQC 主站要求的其他信息。

6) AVQC 子站设备要求具有 WATCH DOG 功能。当出现故障后, AVQC 子站可通过硬件 WATCH DOG 重新启动系统, 自动恢复正常运行。

7) AVQC 子站设备之间采用工业以太网或串行通信方式通信, 跨屏柜通信

通过光缆连接。

8) 与主站通信支持 RS232/422/485 (通过 RTU 或者专线方式) 和电力调度数据网通信方式。

9) 具有接收当地 GPS 时间信号的功能, 也可以接受 AVQC 主站的对时, 能定时向综合自动调压装置对时。

2. 自动无功控制功能

根据省调 AVQC 主站下达的变压器分接头调节命令, 电容器、电抗器投切命令或者母线目标控制目标值, 在充分考虑各种约束条件后, 对变电站相关设备进行控制。

当采用当地模式或者远方母线目标控制目标值控制模式时, 采用九区图系列原理, 并具有以下功能:

1) 自学习功能, 判断每次准备下发的指令执行后变压器三侧的电压变化, 如果有一侧的电压超限, 该指令不能下发。

2) 判断变压器负荷的变化趋势。如果负荷增加, 电容器就不考虑“切”动作, 分头不考虑降电压动作; 如果负荷将减少, 电容器就不考虑“投”动作, 分头不考虑升电压动作; 如负荷基本不变, 则 VQC 控制策略仍按九区图原理进行控制。

3. 安全保护功能

- 1) 主站目标超限保护;
- 2) 目标与现场情况矛盾保护;
- 3) 系统扰动闭锁保护;
- 4) 控制状态或数据不正常时, 1s 内程序自动复位, 在此期间不会有误输出;
- 5) 能抵抗严重的谐波干扰, 不会出现控制电压误判并引起误动作;
- 6) 在 5min 内, 对同一控制对象发出相反指令时, 将停止控制;
- 7) 各主变压器出现拒升压或拒降压时, 报警并闭锁;
- 8) 各电容器拒投入或拒切除时, 报警并闭锁;
- 9) 设备故障保护。

3.5.2.3 对自动电压控制 (AVC) 功能软件的要求

1) 应包括完整的数据采集、处理、通信和诊断等各种软件。软件配置应满足功能规范的要求, 并具有良好的实时性和可维护性。

2) 软件应遵循国际标准, 满足开放的要求。

3) 便于用户的二次开发和在线安装、生成、修改新的应用功能。

4) 应配备一套完整的、可运行的软件备份。

5) 应提供所有提交给用户的用于运行维护、二次开发的接口。

3.5.2.4 数据采集功能要求

1. 模拟量

对变压器各侧的电压、电流、有功、无功等能够实现实时采集、越限报警等功能。

2. 开关量

1) 主变压器三侧开关断路器的辅助常开空触头 (双绕组变压器为高、低压侧);

2) 有载变压器带负荷调压分接开关的档位触头;

3) 各电容器组投切断路器辅助常开空触头;

4) 高、中、低三侧母线分段断路器辅助常开空触头 (双绕组变压器为高、低侧母线);

5) 主变压器各电容器组继电保护中间出口继电器触头信号, 检修触头信号。

这些信号以无源触头方式接入 AVC 装置, 能实现设备异常告警、事件顺序记录和操作记录等功能。

3. 遥调量

分接头调节命令, 电容器、电抗器投切命令或母线目标控制值。

4. 控制信号

1) 控制每台有载主变压器升档信号 ($1T \uparrow$ $2T \downarrow$), 其信号与原主变压器升档按钮关联, 成为并联控制回路。

2) 控制每台有载主变压器降档信号 ($1T \uparrow$ $2T \downarrow$), 其信号与原主变压器降档按钮关联, 成为并联控制回路。

3) 控制各组电容器合闸控制信号 ($C \uparrow$), 其信号与原电容器合闸断路器回路并联。

4) 控制各组电容器跳闸控制信号 ($C \downarrow$), 其信号与原电容器跳闸断路器回路并联。

3.5.2.5 遥调功能要求

1) 当地自动控制: 自动跟踪母线电压变化, 实现母线电压自动控制。

2) 远方自动控制: 接收并执行来自 AVC 主站的分接头调节命令, 电容器、电抗器投切命令或母线目标控制值。

3) 每次手动遥调都会形成事项记录并存档。

3.5.2.6 运行监视要求和计算统计功能

1. 监视对象和内容

通过后台机界面可以观察采集的模拟量、开关量和变压器、电容器、电抗器的工作状态及其他设备的通信状态、异常和报警等信息, 主要有以下几类。

- 1) 画面监视部分主要包括主接线图、曲线、报表等实时信息的监视。
- 2) 遥信变化和遥测量越限时变位遥信闪烁,越限量值有醒目表示。
- 3) 可绘制趋势曲线图。
- 4) 具有报警确认功能。报警显示应简洁、直观、醒目,并伴有声响、闪烁效果。
- 5) 可对装置异常、人员操作等形成事件记录。

2. 计算统计功能

- 1) 可分时段考核母线电压的合格率等。
- 2) 可以存储采集的数据点并形成历史数据库,用于绘制趋势曲线和形成报表,历史数据应存储2年以上。

3.6 结合电压稳定的省级电压/无功优化控制

随着电压/无功优化的不断发展,无功优化已经不是单单地考虑电网网损最小为目标,电力系统的电压控制对电压稳定性有着极大的影响,保证适当的电压稳定水平是电压控制的重要目标之一,在AVC系统中结合在线电网的静态电压稳定水平具有重要的意义。下面从电压稳定裕度的计算方法和无功优化和电压稳定的结合两个方面来介绍。

3.6.1 电压稳定裕度计算的方法

正常运行状态的电压稳定分析:给出当前运行状态的电压稳定薄弱环节、各节点电压与负荷水平的灵敏度、电压稳定裕度等信息,能考虑各种负荷增长方式、各种运行/控制约束。电压稳定分析算法应包括连续潮流法等,保证预想故障集扫描的精确度、速度及可靠性。

预想故障的自动扫描:找到影响系统电压稳定性的关键故障,应能自动生成电网元件的 $N-1$ 预想故障集,包括线路、主变压器和发电机元件的 $N-1$ 开断,并可自定义重要的预想故障集。对严重的故障可进行重点分析。

除进行全网负荷增长模式下的在线电压稳定分析外,还可对500kV变电站供电区负荷增长模式进行在线电压稳定分析,并可在500kV主变压器中压侧增加虚拟的无功负荷,计算各500kV变电站的无功储备裕度,并使计算结果按严重程度排序。

3.6.1.1 连续潮流法

连续潮流方法(Continuation Method,又称延拓法)是跟踪非线性动态系统平衡点解轨迹的一种基本方法。描述电力系统的参数化动态方程组为

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda) \\ 0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda) \end{cases} \quad (3-42)$$

式中, \mathbf{x} 是系统静态状态向量, 即节点电压幅值和相角; \mathbf{y} 是系统动态状态向量, 如发电机内电势和转子角等; λ 是一个反映系统负荷水平的标量参数; \mathbf{g} 包括发电机和负荷等元件的动态方程, \mathbf{f} 是节点潮流平衡方程。系统的平衡点方程为

$$\begin{cases} 0 = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda) \\ 0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda) \end{cases} \quad (3-43)$$

非线性方程组式 (3-43) 的未知变量的个数比方程个数多 1 个, 用连续法可以得到平衡点解轨迹。采用不同的测试函数, 可以得到不同类型的分岔点: 鞍结型分岔点、约束诱导型分岔点、霍普夫分岔点或奇异诱导型分岔点等。系统的动态雅可比矩阵为

$$\mathbf{J}_{\text{dyn}} = \begin{vmatrix} J_{\text{fx}} & J_{\text{fy}} \\ J_{\text{gx}} & J_{\text{gy}} \end{vmatrix} \quad (3-44)$$

在满足下面四个前提条件下, 标准潮流方程的雅可比矩阵的奇异性等价于动态系统雅可比矩阵 \mathbf{J}_{dyn} 的奇异性。

- 1) 发电机自动电压调整的静态电压差为零;
- 2) 由于松弛发电机的负荷频率响应, 系统静态频率差为零;
- 3) 发电机机械和定子损耗忽略不计;
- 4) 负荷的有功、无功功率不依赖于电压。

这是潮流方程雅可比矩阵奇异性用于分析系统静态稳定性的理论基础。电力系统参数化的潮流方程可写为

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \lambda) = 0 \quad (3-45)$$

连续潮流 (Continuation Power Flow, CPF) 已经成为在电力系统静态稳定性分析中的一个基本分析工具。应用于连续潮流问题中的连续方法主要有同伦连续方法和预测校正连续方法两类。较早被用来进行静态稳定极限点计算的是同伦连续方法, 而真正实用的是预测校正连续方法。

3.6.1.1 预测环节

所谓预测环节就是根据当前点及其以往几点来给出解轨迹上下一个点的估计值, 从而有利于下一点求解的快速收敛。连续潮流中通常采用的预测方法有一阶微分方法 (如正切预测法) 和多项式外插方法 (如二分法等)。在计算量上, 多项式外插方法要少于二阶微分方法, 但是前者的应用要更为广泛。这主要是因为, 在计算过程中通常要检查是否已经穿越分岔点, 而这通常要通过计算一阶微分来判断。此外, 虽然预测过程中计算一阶微分的扩展矩阵可以与校正过程中参数化后的扩展矩阵不同, 但是采用相一致的扩展矩阵是一个常见的选择。因为这会使得在预测过程中不必对扩展矩阵进行因子化的工作, 而仅仅是一次快速前代和一

次完全回代的计算量。变量和参数的预测值可写为

$$\begin{bmatrix} \bar{\mathbf{x}} \\ \bar{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{x}} \\ \dot{\lambda} \end{bmatrix} \quad (3-46)$$

式中, \mathbf{x}_0 和 λ_0 为当前点; $\bar{\mathbf{x}}$ 和 $\bar{\lambda}$ 为下一点的估计值; $\dot{\mathbf{x}}$ 和 $\dot{\lambda}$ 为当前点的梯度; σ 为步长。

3.6.1.1.2 校正环节

校正环节就是以 $\bar{\mathbf{x}}$ 和 $\bar{\lambda}$ 为初始点计算得到实际满足潮流方程的运行点 \mathbf{x}_1 和 λ_1 。通常采用的校正方法有牛顿法和拟牛顿法等。

3.6.1.1.3 参数化策略

参数化策略是贯穿整个连续方法的核心, 它决定了整个连续潮流应用的面貌。通常采用的参数化方法有局部参数化方法、弧长参数化方法、拟弧长参数化方法和正交参数化方法等。

连续潮流基本方程如下:

$$f(\mathbf{x}) + \lambda \mathbf{b} = 0 \quad (3-47)$$

式中, $\mathbf{x} \in R^n$; $f(\mathbf{x})$ 为 n 维函数矢量; \mathbf{b} 为负荷增长方向, $\mathbf{b} \in R^n$; λ 为实参变量, 从物理的角度说, 它实际上在一定程度上代表着系统的负荷水平。

上述的连续潮流基本方程有 $n+1$ 个变量, 但只有 n 个方程, 是不能求出定值解的。它实际上是 $n+1$ 维空间上的一条曲线。为求得定值解, 必需增加一个方程。

最简单也最直观的方法就是在每次计算中先确定 λ 值, 而后采用常规的潮流计算方法即可求得对应的定值解。但当 λ 取某一较大值时, 潮流雅可比矩阵可能出现病态, 且随着 λ 值的继续增大, 其病态性将更趋严重, 当 λ 大到一定程度时, 潮流雅可比矩阵的病态将使得常规潮流计算无法收敛。图 3-12 所示的逐点计算法说明图直观地说明了这一点。随着负荷水平的加重, λ 值不断增加, 预测点 \mathbf{x}_p 向右移动, 当 \mathbf{x}_{px} 与 $\lambda-V$ 曲线相切时, \mathbf{x} 即为电压崩溃临界点, 但由于雅可比矩阵在临界点处奇异, 临界点附近病态, 潮流计算将无法收敛, 数值计算失败。为克服该缺点, 弧长连续潮流法便应运而生。

图 3-13 直观地给出了弧长连续法的基本概念。其基本思路是通过引入参数 S 代表从 \mathbf{x} 到初始点 \mathbf{x}_0 的弧长, 并取 S 等于 $\mathbf{x}_0\mathbf{x}_p$ 的长度来实现, 即

$$\sum_{i=1}^n (\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_{i0})^2 + (\lambda - \lambda_0)^2 = S^2 \quad (3-48)$$

式中, $S^2 = \sum_{i=1}^n (\mathbf{x}_{ip} - \mathbf{x}_{i0})^2 + (\lambda_p - \lambda_0)^2$ 。

图 3-14 直观地给出了同伦连续法的基本概念, 其基本思路是令矢量 $\mathbf{x} - \mathbf{x}_p$

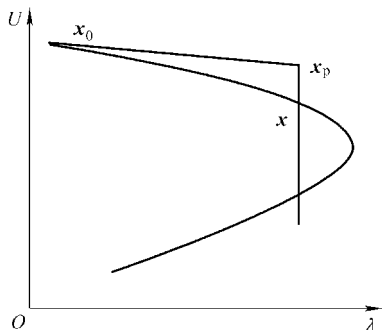


图 3-12 逐点计算法说明图

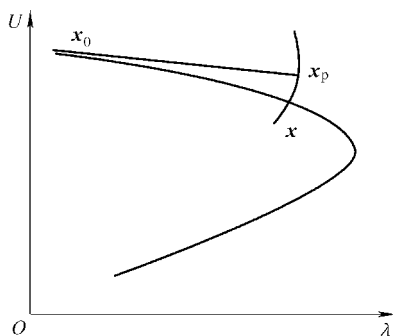


图 3-13 弧长连续法说明图

与矢量 $\mathbf{x}_0 - \mathbf{x}_p$ 垂直, 由此可增加方程

$$\sum_{i=1}^n (\mathbf{x}_{ip} - \mathbf{x}_{i0})(\mathbf{x}_{ip} - \mathbf{x}_i) + (\lambda_{ip} - \lambda_0)(\lambda_{ip} - \lambda) = 0 \quad (3-49)$$

图 3-15 直观地说明了局部参数连续法的基本概念。其基本思路则是根据预测方向先确定矢量 \mathbf{x} 的某一元素, 即根据 \mathbf{x}_0 及 \mathbf{x}_p 增加方程:

$$\mathbf{x}_k = \mathbf{x}_{pk} \quad (3-50)$$

式中, k 为局部连续化参数对应的下标, 实用中一般取矢量 $\mathbf{x}_p - \mathbf{x}_0$ 绝对值最大元素对应的下标, 对于连续潮流计算, 则可将 k 限定于电压所对应的元素。

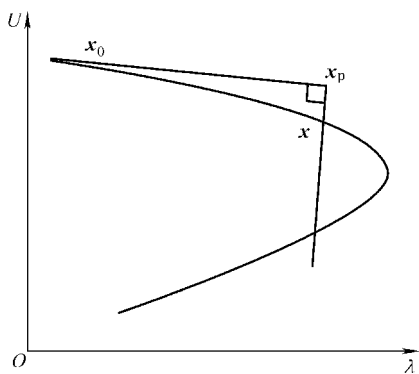


图 3-14 同伦连续法说明图

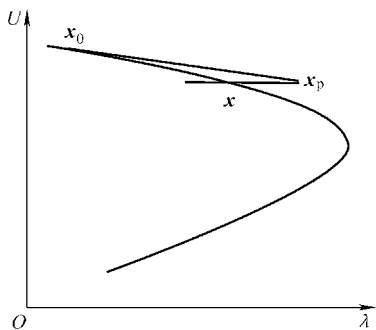


图 3-15 局部参数连续法说明图

经过上述处理, 扩展潮流方程有 $n+1$ 个方程和 $n+1$ 个变量, 由此即可求得定值解。从空间解析几何的角度来看, 连续潮流计算的每一点相当于求 $\lambda - V$ 曲线与新增方程所对应的空间曲面的交点。用牛顿-拉夫逊法迭代求解多维空间中一条曲线与一个曲面的交点, 当该曲线与曲面相切时, 对应的雅可比矩阵奇异, 数值计算将无法收敛, 正交时其收敛性则应最好, 相交时其收敛性介于两者之间。潮流方程雅可比矩阵临界点处的奇异来源于 $\lambda - V$ 曲线与 λ 恒定曲面的相

切。对于连续潮流法，由于新增方程对应的空间曲面与 $\lambda - V$ 曲线不再相切而是相交，从而使得扩展的潮流雅可比矩阵不再奇异。

为说明方便，将以上增加的方程统一用 $g(\mathbf{x}, \lambda) = 0$ 表示。用牛顿-拉夫逊法解扩展潮流方程，则相应的修正方程如下：

$$\mathbf{J}' \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \lambda \mathbf{b} \\ g(\mathbf{x}, \lambda) \end{bmatrix} \quad (3-51)$$

式中， $\mathbf{J}' = \begin{bmatrix} \mathbf{f}_x & \mathbf{b} \\ \mathbf{g}_x^T & g_\lambda \end{bmatrix}$ ， $\mathbf{J} = \mathbf{f}_x$ 为常规潮流的雅可比矩阵，上标 T 表示转置。

上式的扩展潮流方程的雅可比矩阵 \mathbf{J}' 即使在临界点处也是非奇异的。若扩展雅可比矩阵三角分解时选主元，修正方程的计算精度可以得到有效保证，连续潮流计算的收敛性可以得到有效保证，但其计算量较大，在实用中一般是难以接受的。若扩展雅可比矩阵三角分解时不选主元，由于其左上角部分矩阵即为潮流雅可比矩阵，而它在临界点处却是奇异的，故在临界点附近修正方程的计算精度可能较低，并可能进一步影响连续潮流计算的收敛性。

为克服上述缺点，这里对局部参数连续法的算法实现进行适当修改。在迭代求解 $\lambda - V$ 曲线与新增方程 $\mathbf{x}_k = \mathbf{x}_{pk}$ 的交点的过程中，不将 $\mathbf{x}_k = \mathbf{x}_{pk}$ 当作方程来考虑，而是将 \mathbf{x}_k 当作常量，并将方程 $\mathbf{f}_k(\mathbf{x}) + \lambda \mathbf{b}_k = 0$ 移至最后一行。相应的采用牛顿-拉夫逊法迭代求解所对应的修正方程如下：

$$\mathbf{J}'' \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}' \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}'(\mathbf{x}) + \lambda \mathbf{b}' \\ \mathbf{f}_k(\mathbf{x}) + \lambda \mathbf{b}_k \end{bmatrix} \quad (3-52)$$

式中， $\mathbf{J}'' = \begin{bmatrix} \mathbf{f}'_x & \mathbf{b}' \\ \mathbf{f}_{kx'}^T & b_k \end{bmatrix}$ ； \mathbf{f}'_x 为 \mathbf{f}_x 划去第 k 行第 k 列后的矩阵； \mathbf{b}' 为矢量 \mathbf{b} 划去第 k 个元素后的矢量； \mathbf{b}_k 为矢量 \mathbf{b} 的第 k 个元素； \mathbf{x}' 为矢量 \mathbf{x} 划去第 k 个元素后的矢量； $\mathbf{f}'(\mathbf{x})$ 为矢量函数 $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ 划去第 k 个元素后的矢量； $\mathbf{f}_k(\mathbf{x})$ 为矢量函数 $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ 的第 k 个元素； $\mathbf{f}_{kx'}$ 为函数 $\mathbf{f}_k(\mathbf{x})$ 对 \mathbf{x}' 的梯度矢量。

可以看出， \mathbf{J}'' 事实上是 \mathbf{J}' 划去第 $n+1$ 行第 k 列后将第 k 行移到最后一行而得到的。

对于局部参数连续法， $\mathbf{g}_x^T = (0, \dots, 0, 1, 0, \dots, 0)$ (k 维)， $g_\lambda = 0$ 。现假设 \mathbf{J}'' 在临界点处奇异，则 $\exists \mathbf{w} = (w_1, w_2, \dots, w_n)^T \neq \mathbf{0}$ ，使得 $\mathbf{J}'' \mathbf{w} = \mathbf{0}$ 。构造矢量 $\mathbf{w}' = (w_1, w_2, \dots, w_{k-1}, 0, w_k, \dots, w_n)^T$ ，则有 $\mathbf{J}' \mathbf{w}' = \mathbf{0}$ 。由 $\mathbf{w} \neq \mathbf{0}$ 可得 $\mathbf{w}' \neq \mathbf{0}$ ，故有 \mathbf{J}' 奇异。这与正常拐点处 \mathbf{J}' 非奇异矛盾，此即证明了若临界点为正常拐点， \mathbf{J}'' 在临界点处非奇异。

对于电力系统连续潮流计算，在电压崩溃临界点及其附近，按照上述下标 k 的选择原则， \mathbf{x}_k 应该对应于电压下降最快节点的电压，这表明 \mathbf{f}'_x 是将系统最薄

弱节点当作 PU 节点处理时的潮流雅可比矩阵。从物理的角度看, 将某一节点当作 PU 节点处理实际上意味着该节点电压维持恒定。可以想象, 如果在系统的某一薄弱节点投入充足的无功电源以维持该节点电压恒定, 则系统的电压稳定裕度必将增大, 这就意味着 f'_x 临界点处非奇异。由此可见, 即使在临界点处, f'_x 及 J'' 均非奇异, 连续潮流法能够可靠地计算到电压崩溃临界点。

经过上述改进, 连续潮流法较好地克服了潮流雅可比矩阵临界点处奇异及其附近病态给数值计算带来的不良影响, 并保持了较好的稀疏性, 能够可靠地计算到电压崩溃临界点及 $\lambda - V$ 曲线的下半分支, 并保持较好的收敛性和较快的计算速度。

3.6.1.1.4 步长控制策略

步长控制策略的选取是决定连续潮流有效性的一个关键问题。步长太小或太大都不是好的策略。前者将造成计算点数太多, 后者将使得校正过程收敛缓慢, 甚至发散而不得不收缩步长从新计算。步长控制策略中的参数在很大程度上要根据具体系统情况来决定。在对电力系统的计算, 经过大量试算调试得到了一组最优的步长控制参数。采用该组参数, 使得每个连续潮流计算大致由 7 ~ 12 个解点构成, 这是该方法满足在线应用的关键之一。

3.6.1.2 非线性规划法

非线性规划法首先将临界点的求取转化为负荷最大化问题, 而后采用非线性规划的方法进行求解。

在极坐标系统中, 电压稳定临界点的非线性规划模型可描述如下:

$$P_{Gi} - P_{Li} - U_i \sum_j U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - \lambda b_{Pi} = 0 \quad i \in S_B \quad (3-53)$$

$$Q_{Ri} - Q_{Li} - U_i \sum_j U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) - \lambda b_{qi} = 0 \quad i \in S_B \quad (3-54)$$

$$\underline{P}_{Gi} < P_{Gi} < \overline{P}_{Gi} \quad i \in S_G \quad (3-55)$$

$$\underline{Q}_{Ri} < Q_{Ri} < \overline{Q}_{Ri} \quad i \in S_R \quad (3-56)$$

$$\underline{U}_i < U_i < \overline{U}_i \quad i \in S_B \quad (3-57)$$

式中, S_B 为所有节点的集合; S_G 为有功电源集; S_R 为无功电源集。

基于非线性规划的临界点问题具有大量的不等式约束条件, 不等式约束的处理是影响算法成败的关键。

3.6.1.3 预想故障集扫描计算的新方法

电网在线电压稳定监视与控制提供对预想故障集 ($N - x$; $x \geq 1$) 进行扫描的功能, 既能提供当前运行状态下的裕度指标, 也能提供各预想故障条件下的裕度指标, 还能根据扫描结果对预想故障进行排序, 确定对电压稳定有较大影响的严重故障方式, 并进行故障前后的静态电压稳定水平比较。

由于预想故障集的规模一般较大,电压稳定裕度指标计算的性能是预想故障集扫描能否在线应用的关键。连续潮流法原理简单,能给出准确的 $\lambda-U$ 曲线等信息,收敛可靠性高,但计算量一般较大,且依赖于预想故障后初始潮流计算的收敛性;非线性规划法可直接计算电压崩溃临界点,而无需计算 $\lambda-U$ 曲线,也无需计算预想故障后的初始潮流,计算量相对于连续潮流法一般要小得多,但算法的收敛可靠性低于连续潮流法。为充分利用连续潮流法与非线性规划法的优点,可采用以非线性规划法为主,连续潮流法为辅的方法进行预想故障集扫描,即先采用非线性规划法进行电压稳定分析,若非线性规划法不收敛则启用连续潮流法进行电压稳定分析。由于非线性规划法本身的收敛可靠性还是比较高的,启动连续潮流计算的概率较低,算法的计算量总体上与单纯采用非线性规划法时的计算量相差不大。由于连续潮流法和非线性规划法的收敛性互不相关,且各有自己适用的场合,综合采用两种算法的收敛可靠性明显高于单独采用非线性规划法或连续潮流法的场合。

3.6.2 无功优化和电压稳定的结合

3.6.2.1 电压稳定监视与控制系统和 AVC 系统的协调

协调在线电压稳定监视与控制系统和 AVC 系统的目的是在 AVC 控制模型中引入电压稳定性约束条件,保证给出的 AVC 策略在电网的正常运行和预想故障条件下,都能满足期望的电压稳定裕度。

协调电压稳定分析和 AVC 控制的方法大致上可以分为如下三类:

1) 直接在 AVC 控制模型中引入多预想故障电压稳定约束条件,联合求解电压稳定约束的 AVC 控制策略。

2) 由 AVC 给出控制策略,进而进行电压稳定性校核,若满足多预想故障电压稳定约束条件,则直接下发 AVC 控制策略,否则启动多预想故障电压稳定约束的预防控制,并下发预防控制策略。

3) 通过电压稳定分析,给出满足多预想故障电压稳定约束的 AVC 控制电压和动态无功储备的下限值,并提交给 AVC 系统,AVC 系统则在压缩后的可行域空间内搜索控制策略并下发。

3.6.2.2 电压稳定约束 AVC 控制电压及动态无功储备下限计算

从系统的运行实际和经验来说,当全网的电压水平足够高时,一般能保证系统在正常和预想故障方式下具有期望的电压稳定裕度。随着电压水平的下降,系统的电压稳定裕度逐渐减小,最终可能导致系统在某一预想故障条件下电压稳定裕度不足,甚至电压失稳。故协调方案之一是给出保证系统具有期望电压稳定裕度的 AVC 控制电压下限。

相对于并联补偿的电容器电抗器,发电机的动态无功具有响应快速,调节平

稳等优势。国际上已发生的电压失稳事故表明,发电机无功储备耗尽导致的发电机过励保护动作,引起的机端或高压母线电压失控,是故障后系统电压失稳形成、扩散,乃至发生系统电压崩溃的重要因素之一。故而保留足够的发电机动态无功储备是遏制系统故障后电压崩溃事故发生的有效措施之一。然而保留过多的发电机动态无功储备,不充分利用已有的发电机无功容量显然是不经济和不合理的,其对策是通过电压稳定分析,给出系统在正常和所有故障方式下满足期望电压稳定裕度的最小无功储备。

一般来说,发电机无功功率增大(无功储备减少),将使电压稳定裕度减少。故障后,如果并联电容不能及时投入,则发电机动态无功储备将决定电压稳定的程度。在电网的实际运行中,发电机动态无功储备可分为两部分,一部分是为保证电网的安全运行而预留的必需的无功储备,另一部分则可能是由于电网的当前实际无功需求不足而多出来的不必要的无功储备。在计算发电机最小动态无功储备时应剔除不必要的无功储备。根据这一思想,可在发电机机端添加虚拟的无功负荷,以吸收多余的无功储备,并保证在所有预想故障条件下,仅依靠发电机的动态无功储备,就能满足期望的电压稳定裕度。

根据上述分析,电压稳定约束的 AVC 控制电压及动态无功储备下限计算问题的数学模型可简要描述如下:

$$\min f(U^0) - \sum_{i \in S_G} W_{Si} Q_{Si} \quad (3-58)$$

约束:

$$\begin{cases} P_{Gi}^0 - P_{Li}^0 - \sum_{j \in S_N} P_{ij}^0(U^0, \theta^0) = 0 & i \in S_N \\ Q_{Gi}^0 - Q_{Li}^0 - Q_{Si} - \sum_{j \in S_N} Q_{ij}^0(U^0, \theta^0) = 0 & i \in S_N \\ \underline{Q}_{Gi}^0 < Q_{Gi}^0 < \bar{Q}_{Gi}^0 & i \in S_G \\ 0 < Q_{Si} < \bar{Q}_{Gi}^0 & i \in S_G \\ \underline{U}_i^0 < U_i^0 < \bar{U}_i^{\text{current}} & i \in S_N \end{cases} \quad (3-59)$$

$$\begin{cases} P_{Gi}^k - (1 + \lambda^k) P_{Li}^0 - \sum_{j \in S_N} P_{ij}^k(U^k, \theta^k, B, T) = 0 & i \in S_N \\ Q_{Gi}^k - (1 + \lambda^k) Q_{Li}^0 - Q_{Si} - \sum_{j \in S_N} Q_{ij}^k(U^k, \theta^k, B, T) = 0 & i \in S_N \\ \underline{Q}_{Gi}^k < Q_{Gi}^k < \bar{Q}_{Gi}^k & i \in S_G \\ \underline{U}_i^k < U_i^k < U_i^0 & i \in S_{\text{AVR}} \end{cases} \quad k \in S_K \quad (3-60)$$

式中, Q_{Si} 表示拓扑点 i 的虚拟无功负荷。

目标函数 $f(U^0)$ 应保证在电压控制域内是单调递增的,以使上述优化问题的目标总体上倾向于降低控制点的电压水平。

由于电压水平的下降存在下降方向的问题,即从某一较高的初始电压水平沿着不同的方向降低控制点的电压,均可给出相应的电压下限。遗憾的是,若在上述优化问题中指定电压的下降方向,各控制点的电压幅值将耦合在一起,会严重破坏海森矩阵的稀疏性,所需的内存空间及 CPU 时间在实际系统中都将是难以承受的。出于算法性能的考虑,我们不指定电压的确切下降方向,而是通过选择不同的目标函数来影响电压的下降方向。实用中,取下述的目标函数可获得较为合理的结果:

$$\min \sum_{i \in S_{AVR}} (U_i^0 - \underline{U}_i^0)^2 \quad (3-61)$$

采用上述的数学模型,计算结果在正常运行方式下的节点电压值即构成 AVC 控制电压下限,在正常运行方式下各机组的无功储备即为动态无功储备下限。当所有 AVC 控制点的电压都高于所给电压下限,各机组实际无功储备均大于动态无功储备下限时,可保证系统在正常和故障条件下均具有期望的电压稳定裕度。

由于电网的实际运行点一般为某一较优解,若电网的当前实际运行点在正常和预想故障方式下均具有期望的电压稳定裕度,给出的 AVC 控制电压及机组动态无功储备下限应保证当前实际运行点位于可行域内,即所有 AVC 控制电压下限均应低于当前的实际电压,所有发电机的无功储备下限均应低于当前的实际无功储备。

3.7 省级电压/无功控制和上下级电网的协调控制

随着电网的不断发展,不同等级的电网之间都逐步实现了电压优化控制,为了能使得不同等级电网之间的无功优化控制方向上保持一致,达到最佳的调试效果,不同电网等级之间的协调控制就变得非常重要,下面就省地之间和网省之间的联调方案进行介绍。

3.7.1 省地联调方案

3.7.1.1 整体思路

无功/电压管理的基本原则是分层、分区控制条件下的就地平衡。地调 AVC 系统是实现 AVC 系统分区就地平衡的关键,因此地调 AVC 系统应以 10kV 母线电压质量为优先目标。在公共管理界面上的 220kV 母线是省调的考核节点,但该厂站的控制权在地调,因此地调在保证 10kV 母线电压合格的情况下,应尽量保证 220kV 母线电压在省调下达的控制带宽内,并协助省调调节电压考核范围,

由省调下达 220kV 母线电压运行带宽。

在无功的分层管理中,省网管理的主要目标是减少层间无功交换,平衡主网的无功传输损耗。地调有责任协助省调进行无功管理,仍然使用省调原有的功率因数考核办法对地调进行考核。

省调 AVC 作为三级控制部分,地调 AVC 作为二级控制部分。地调 AVC 的计算周期为分钟级以内,目前南京河海电力软件公司地调产品的计算周期为 15 ~ 60s,省调 AVC 的计算周期为分钟级,一般为 5min 左右。这样可以保证地调实现就地平衡,省调在地调优化的基础上进行优化和电压管理。

3.7.1.2 实现关键

协调方案的成败关键是公共管理界面上电压运行带宽的确定。协调的总体目标是两方尽量以实现逆调压为控制目标。这样的话,在进行协调控制的同时与各自的控制目标也保持一致,可以更好地实现全网电压控制。因此在给出电压运行带宽时,应考虑实现逆调压的要求。

1. 220kV 厂站电压运行带宽的确定

在每次优化成功后,在该厂站优化电压基础上,加上 2kV (应能设置) 作为上限,减去 1kV 作为下限,形成一个较窄的运行范围,并要保证在省调的考核约束范围内,而且要求与上下限有一个 1kV 的裕度。随着负荷的增长,电压会降低,由于下限设置较高,地调必须以自身的设备尽量保持 220kV 母线电压在较高水平。

在负荷下滑时段,在优化电压基础上,加上 1kV 作为上限,减去 2kV 作为下限,形成一个范围,并保证在省调的考核约束范围内,而且要求与上下限有一个 1kV 的裕度。这样每个厂站的约束跟自身情况有关,而且地调调节的趋势是实现逆调压。

2. 负荷时段划分

由于省调下达约束的时段也考虑了负荷高峰、低谷的变化趋势,因此应采用分时段划分负荷。

3. 特殊情况处理

在少数 220kV 厂站中,有些厂站的优化电压接近上限,对这种情况直接使用优化电压作为上限,偏下限的情况也同样处理。

在给出约束时,需要对采用的优化电压进行检验。

3.7.1.3 协调流程

1) 主站 AVC 软件在每次优化计算成功后将电压约束统一通过通信模块发往各个地调,地调接收端负责接收。

2) 地调接收后,根据此电压约束进行判断计算。每 15s 对考核指标进行一次监测,如电压越限,对 220kV 厂站的电容、电抗器进行动作,但必须在保证

10kV 母线电压合格的基础上进行动作；如电压正常，功率因数越限，在保证 10kV 母线电压合格、220kV 母线电压合格的基础上对功率因数进行校正；如电压指标与功率因数指标矛盾时，先用 220kV 厂站设备调节电压，并尽量调节；如电压调整正常或已无法调节，在下一计算周期再对功率因数进行校正。如电压已越考核下限，应闭锁 220kV 变压器，如 220kV 厂站无可调电容、电抗器，即使功率因数已合格，也应抬高功率因数。如电压已越考核上限，应闭锁 220kV 变压器，即使功率因数已合格，也应降低功率因数。

3) 地调 AVC 在计算完毕后，将 110kV 厂站电容器动作信息，220kV 电容器电抗器变压器的动作信息与功率因数返送给省调。

4) 由于地调 AVC 的电压约束比较窄，而且计算周期比较小，在地调 AVC 进行若干次计算后，地调的作用已经充分发挥。如电压仍然继续升高或降低将导致电压越省调考核约束限，省调再利用主网设备进行电压校正。

3.7.1.4 通信内容和数据定义

下面以某省地联调定义的数据规范为例进行介绍。

1. 地调上送信息

地调上送信息内容包括：

(1) 遥信信号

包括机组投切状态和 AVC 运行状态。

遥测信号（按 220kV 主变压器提供）包括

1) 实际投入的无功补偿容量：表示目前从某 220kV 主变压器向下已投入的可投切无功补偿容量（正表示容性无功补偿，负表示感性无功补偿）。

2) 安全无功补偿容量上限：表示在保证 10kV 母线电压合格的前提下，目前从某 220kV 主变压器向下可投入的最大可投切无功补偿容量。

3) 安全无功补偿容量下限：表示在保证 10kV 母线电压合格的前提下，目前从某 220kV 主变压器向下可投入的最小可投切无功补偿容量。

4) 总无功补偿容量上限：表示从某 220kV 主变压器向下配置的可投切容性无功补偿总容量。

5) 总无功补偿容量下限：表示从某 220kV 主变压器向下配置的可投切感性无功补偿总容量（有感性无功补偿时取负值，否则取 0）。

(2) 协调请求

在地调调压无调节手段时，期望得到省调侧 220kV 母线的电压考核控制范围。

2. 下发地调信息

下发地调信息内容包括：向地调 AVC 系统发出协调指令，协调指令包括：每天阶段式浮动的功率因数考核范围（或电压考核范围），220kV 主变压器实时无功考核范围，实时无功补偿调节方向（减补偿容量，维持补偿容量，增补偿

容量)。

3.7.2 网省联调方案

南京河海电力软件有限公司提出的网省联调方案是参照东北网调提出的网省联调的方案，该公司在东北三省中负责两个省网 AVC 的开发和维护，同时就联调方案也多次和东北网调以及清华大学做了沟通，基本敲定如下的协同方案。

实现网调和省调之间的联调，省调 AVC 要和网调 AVC 实现在线通信，上传省调 AVC 的数据，接受网调 AVC 的考核指令，作为省调 AVC 优化的约束条件。

工作原理图如图 3-16 所示。

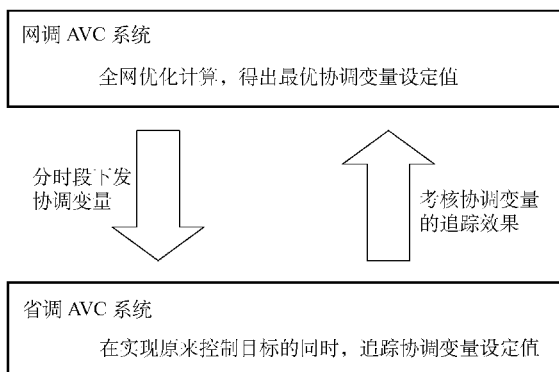


图 3-16 网省联调工作原理图

3.7.2.1 省调 AVC 系统的实施方案

省网 AVC 上报无功设备等信息；网调综合考虑全系统运行的电压水平、经济性和电压稳定性，优化全网的无功/电压设备，计算联络线 U_{ref} 、 Q_{ref} 、 U_{ACE} 的系数和关键节点 U_{ref} ，并下发给省调 AVC 主站。

AVC 在根据本省目标优化的同时，考虑如下约束：

$$\begin{aligned} -\varepsilon_{\text{vace}} &\leq U_{\text{ACE}} \leq \varepsilon_{\text{vace}} \\ -\varepsilon_{\text{p}} &\leq U_{\text{p}} - U_{\text{p}}^{\text{ref}} \leq \varepsilon_{\text{p}} \end{aligned}$$

式中， $U_{\text{ACE}} = Q_{\text{tie}} - Q_{\text{tie}}^{\text{ref}} + B_{\text{tie}}(U_{\text{tie}} - U_{\text{tie}}^{\text{ref}})$ 。省网 AVC 在自己的无功优化数学模型中加入这些约束来实现与网调的联调。

3.7.2.2 通信流程和数据定义

1. 通信内容

共定义了 1 个下行数据请求，5 个数据体，它们分别是

- 1) 下行状态请求（网调到省调）DOWNWARD_STATUS_REQUEST。
- 2) 上行状态数据（省调到网调）UPWARD_STATUS_DATA。

主要内容是数据生成时间、数据过期时间、AVC 系统控制模式、可控动态

无功数量和可控电容电抗器列表。

3) 下行协调定义数据 (网调到省调) DOWNWARD_DEFINITOIN_DATA。

主要内容是联络线路数量、联络线信息和 VACE 的常数矩阵 E 的元素。

4) 上行定义确认数据 (省调到网调) UPWARD_DEFINITOIN_CONFIRM_DATA。

主要内容是是否同意协调相关定义、拒绝原因类型和拒绝原因描述。

5) 下行指令数据 (网调到省调) DOWNWARD_COMMAND_DATA。

主要内容是指令生成时间、指令过期时间、目标值信息数量和目标值信息。

6) 上行指令确认数据 (省调到网调) UPWARD_COMMAND_CONFIRM_DATA。

主要内容是是否同意执行控制指令、拒绝原因类型和拒绝原因描述。

2. 通信流程

当网调 AVC 下发请求、定义更新或指令时, 省调 AVC 都应立即返回相应的数据或确认信息。一般来说, 初次启动, 网调 AVC 下发最新的协调定义信息 DOWNWARD_DEFINITOIN_DATA, 并得到确认。启动之后网调 AVC 周期性的询问省调 AVC 的状态信息 UPWARD_STATUS_DATA。当需要调整协调变量设定值时, 网调 AVC 下发完整的协调变设定值列表 UPWARD_COMMAND_CONFIRM_DATA, 并得到确认。图 3-17 描述了通信流程。

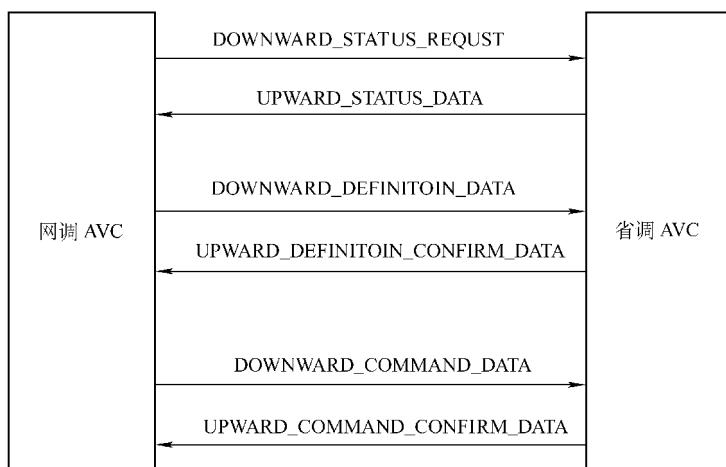


图 3-17 通信流程框图

3.8 省级电压/无功控制工程实用化处理

省级电网电压/无功控制是在线控制系统, 在线控制系统对系统的稳定性和

算法的鲁棒性要求非常高,这就要求省级无功优化控制能够有很好地处理异常情况的措施和一些在项目工程上独到的工程实用化的处理。下面将介绍省级电压/无功控制的一些常用的工程实用化的方法。

3.8.1 系统抵御异常的方法

3.8.1.1 状态估计异常下的自愈方法

1) 状态估计结果异常的原因主要分为以下两种:

- ① 大量的量测数据出错。
- ② 部分关键量测数据缺失。

2) 在此情况下,状态估计结果已经不能作为后续计算的基础,可以采用以下两种方法来应对:

① 采用调度潮流作为基本潮流进行计算。

② 采用基于 PMU 的混合状态估计,信任关键重点节点的采样数据(比如 PMU 数据)。PMU 数据一般精确度较高,可信度好,因此可以将 PMU 参数作为可信参数,重新进行状态估计使得状态估计确定量增加,提高了状态估计的速度和精确度。

3.8.1.2 无功优化异常下的自愈方法

1) 无功/电压优化异常的原因主要有

- ① 优化结果不合理;
- ② 优化不收敛。

2) 在此情况下,无功优化的结果显然不可接受,可以采用如下两种方法来应对:

① 如果优化结果不合理,针对优化结果,可以在合适的限值空间内取值,选择人工电压曲线结合负荷预测数据给出较为合理的电压值。并在进行潮流校核后,使得电压/无功在可接受的范围内,并且控制命令不会导致其他电压越限。

② 如果优化不收敛,可以采用系统典型方案作为备用方案,也可以采用上一个计算断面的结果作为替代方案。

3.8.1.3 抵御采集数据异常的方法

在实际运行中采集数据异常的情况通常分两种情况。其中一种是采集数据严重异常,导致潮流无法收敛或 EMS 瘫痪,这种情况比较罕见;另一种采集数据异常是由于数据采集或传输过程中出现了扰动引起的采集值有较大的偏差,这种情况下可以通过判断实时数据异常点来找到异常数据,然后通过电网的参数估计来进行数据的校核。

电网参数估计可以分两个步骤进行:

1) 电网参数都有合理的取值空间,首先通过典型区间进行电网参数合理性

检查,如果发现有越限参数,应按照限值进行初步修正。

2) 参数的精确估计需要与潮流相结合,通过潮流匹配以及潮流和参数的灵敏度对参数进行精确修正。

3.8.1.4 抵御通道中断的方法

对于 AVC 系统在闭环控制过程中,电厂或变电站控制命令下发通道异常的情况下,AVC 系统将正常进行计算。但在此断面情况下,对于通道异常的电厂或变电站的调节指令将会下发失败。AVC 系统中定义了母线、机组、电容器、电抗器、变压器等的 AVC 状态,如果 SCADA 检测到通道中断异常的情况,可以通知 AVC 系统或直接设置相应设备的 AVC 状态为不参与控制。在下一个断面中,AVC 系统将对指令下发通道中断的设备进行闭锁,不作为控制变量参与计算,从而避免去对这些设备下发遥控和遥调指令。

通道中断的情况应该由 SCADA/EMS 系统来提示监控人员。

3.8.2 潮流改进与分析技术

1. 潮流算法的种类

- 1) PQ 分解法;
- 2) 牛顿-拉夫逊算法。

2. 潮流计算收敛性的实用化改进

虽然对某一具体潮流出发条件难以断定是否收敛,但经验表明主要的不收敛原因有以下两种。

1) 系统不平衡功率过大。当系统不平衡功率远远超过平衡机的调节能力时,受相关的变压器和短路容量的限值,在这些元件上电压相角差和电压幅值差过大而失去计算的稳定性。

2) 在电磁环网中开断高压侧的元件潮流时,对应低压侧元件潮流过大超过稳定极限,失去计算的稳定性。

针对以上潮流发散的原因可以在初始功率调整、平衡母线和 $P-U$ 母线的选择、电磁环的开断辨识等方面改善收敛性。

通常在一条支路(线路或变压器)上电压差达到 $0.3 \sim 0.4\text{kV}$ 时潮流计算发散。

(1) 平衡机的选择

1) 系统平衡机电站应尽量选在电网的电气重心处,即到各母线的电气距离尽量接近。

2) 平衡母线选择在电站高压侧,不直接放在发电机端,以避免受到发电机升压变压器的容量限制。

(2) $P-U$ 母线的选择

1) 全网 $P-U$ 母线不需要选择过多, 但按地区在网络上要均匀分布。因为 $P-U$ 母线不吸收不平衡的无功功率, 而无功功率不能向远方传送, 否则会引起过大的电压降。

2) 在一个厂站内最好仅选一条高压母线做 $P-U$ 母线, 不应该在邻近的母线上设多个 $P-U$ 母线。因为相邻母线阻抗值极小, 一旦 $P-U$ 母线电压不合理 (包括量测误差) 都会引起其他两母线的极大无功潮流。

(3) 极大不平衡功率的检查

检查潮流初始功率平衡条件:

$$1) \text{ 系统最高发电功率限值为 } P_{G,\max} = \sum_{i=1}^G P_{G,i,\max}。$$

$$2) \text{ 系统最低发电功率限值为 } P_{G,\min} = \sum_{i=1}^G P_{G,i,\min}。$$

$$3) \text{ 系统初始发电功率为 } P_G = \sum_{i=1}^G P_{G,i}。$$

$$4) \text{ 系统初始负荷功率为 } P_D = \sum_{j=1}^D P_{D,j}。$$

$$5) \text{ 系统初始厂用电功率为 } P_A = \sum_{i=1}^A P_{A,i}。$$

$$6) \text{ 发电机向上调整能力为 } \Delta P_{G,u} = P_{G,\max} - P_D - P_A。$$

$$7) \text{ 发电机向下调整能力为 } \Delta P_{G,d} = P_{G,\min} - P_D - P_A。$$

$$8) \text{ 初始不平衡功率为 } \Delta P = P_G - P_D - P_A。$$

$$9) \text{ 测试向上调整能力不足 } \Delta P_{G,u} < 0。$$

$$10) \text{ 测试向下调整能力不足 } \Delta P_{G,d} < 0。$$

$$11) \text{ 测试不平衡功率大于规定值 } |\Delta P| > \varepsilon。$$

3. 不平衡功率的预处理

一般的潮流逻辑是先计算潮流后做功率调整, 这样遇到初始不平衡功率过大时平衡机吸收功率过多时, 基本潮流无法收敛。显然, 若进行不平衡功率的预处理再进行潮流计算便可以改善潮流的收敛性。

3.8.3 工程实用化策略

保护、故障信号的处理

凡是影响设备动作的保护信号、故障触发信号, 必须对相关设备闭锁, 如变压器过负荷保护信号动作, 此时不能调节有载变压器分接头; 电容器在挂牌检修状态时, 不能合电容器开关, 但可以接收微机保护信号并进行处理。

对于保护信号, 为防止设备频繁闭锁, 因此设立以下原则:

1) 在系统中为每一个设备定义“保护状态”，当保护状态置为“保护闭锁”时系统不对该设备发令；

2) 设备对应保护信号动作，则其保护状态为“保护闭锁”；

3) 每一个设备可能对应多个保护信号；

4) 当某一个保护信号复归时，其对应设备是否解除“保护状态”，必须参照此设备对应的其他保护信号状态以及是否需要人工确认；

5) 设备保护闭锁：对于保护信号动作，将触发相关设备保护状态，系统不会对该设备发令；系统支持 SCADA 系统中自定义遥信状态，并作以下处理。

① 数据过滤：对于噪声数据、不合理数据、零数据、短时间尖峰数据系统可靠滤除，以保证系统优化方案的准确性和可靠性。

② 数据校验：对于遥测数据，利用冗余的数据作为补充，如对于变压器高压侧无功数据，可以采用低压侧和中压侧的无功数据作为补充。当高压侧无功数据被数据过滤为无效，则将低压侧和中压侧的无功数据之和进行数据过滤，如过滤为有效数据，则近似作为高压侧无功数据进行计算；对于遥信数据，可以利用遥测数据校验其真实性。

③ 死数据处理：对于长期不变化（时间可人工设定）的数据，能可靠辨识并作出相应的处理方案，如闭锁设备。

④ 电压越限判断使用连续测点的方法进行判定，以防止主变压器的频繁调节和电容器的投切振荡。

⑤ 在操作设备前进行严格的预算和分析，以防止设备操作引起电网的不稳定。

⑥ 主变压器出现滑档，则立即将该设备的状态改为“不可控”，AVC 系统不对该设备发送命令。

⑦ 判断变压器是否并列运行，并列运行变压器统一调节，保持分接头在同一档或电压比一致。

可靠判断变压器是否并列运行；并列变压器调档时必须确保档位一致；联合调档时如果一台变压器档位调档成功，另一台变压器调档失败，则需闭锁两个主变压器并报警，防止调档成功的变压器档位来回调节；当变压器档位不匹配时，应当将变压器档位调节到匹配位置。

⑧ 在规定时间内（如 5min）对同一设备只允许操作一次（设备操作时间间隔可自行配制）。

⑨ 在规定时间内间隔内对同厂站只允许操作一个设备（并列运行变压器联调除外）。

⑩ 对于档位不一致的并列运行变压器能自动调节以保持分接头在同一档或电压比一致。

⑪ 同变电所相同容量电容器组循环投切，合理地利用设备。

3.8.4 引入负荷预测数据进行辅助控制决策

全网电压/无功优化运行自动控制过程中，由于负荷的波动会造成各变电所电容器的投切和有载主变压器分接头调节振荡或不必要操作。为了避免设备不必要的操作，延长设备的运行寿命，在全网电压/无功优化运行自动控制的基础上，引入短期和超短期负荷预报的数据，在每日开始的时刻预测当日的负荷曲线，划分出高峰、低谷、腰荷时间段，并且对每一个状态断面后若干时间（如 15min）的全网负荷状况进行超短期预报，实现全网电压/无功优化运行与调节设备动作次数的最佳组合，从而提高系统电压的稳定性，降低网损和减少设备动作次数。

另外，还要能够按照用户需求合理地设置电压、功率因数等考核目标的优先级别。

第 4 章 电网 AVC 系统工程化处理

4.1 概述

本章介绍了 AVC 系统在实际工程应用的过程中，为满足计算精确度所采用的一些工程化处理措施。在数据处理方面，包括量测数据、状态估计数据、离散数据的处理方法；在控制方面，介绍了闭锁设置、主变压器并列运行、机组无功储备、进项及控制平稳的工程化处理；最后介绍了负荷预测及外网等值法在 AVC 系统中的应用。

4.2 输入数据的工程化处理

4.2.1 数据的工程化处理

地区电网自动电压控制系统通过调度自动化 SCADA 系统采集全网各节点遥测、遥信实时数据进行在线分析和计算，在确保电网与设备安全运行的前提下，从全网角度进行电压/无功优化控制，优化计算完成后发出无功补偿设备投切指令和有载变压器分接头升降指令并通过 SCADA 系统执行。

就当前而言，在地区级（包括县级电网）电网实现可靠的在线状态估计，条件是十分苛刻的，必须满足以下条件：①网络数学模型元件必须与实际电网系统一致；②网络中元件的参数必须要与实际运行电网一致；③遥测和遥信量中只允许少量不良数据。整体式状态估计在软件调试和运行过程中，常出现由于某一局部的量测信息尚未获得或局部坏数据过多而导致整个系统无法完成估计的现象、在某些地区级电网（尤其县级电网）状态估计实用化程度不高或者无状态估计数据的现象，以及现行电网的改造和扩大给状态估计的维护带来一定难度。因此，实用化的 AVC 系统不能单纯依赖状态估计数据作为计算分析依据。

AVC 系统优化计算、分析决策的主要依据是电网的静态参数和 SCADA 系统的实时数据，而后者往往难以达到理想化状态。因为 SCADA 系统的实时数据在数据传输过程中存在干扰，而且 SCADA 系统的实时数据维护难免存在人为错误或者误差。

由于 AVC 系统在很大程度上主要还是依靠 SCADA 系统的实时数据进行计

算, 如果不对实时数据进行有效地处理, 会降低地区 AVC 系统的可靠性, 甚至会发出错误的控制指令。AVC 系统对数据的工程化处理可总结如下:

(1) 数据校验

数据校验, 对于遥测数据, 利用冗余的数据作为补充。对于电容器开关遥信数据, 利用遥测数据校验其真实性。

(2) 死数据处理与保护闭锁

1) 对于长期不变化的遥测数据 (死数据) 能可靠辨识, 死数据判别时间可人工设置;

2) 各类保护信号可以任意添加、修改;

3) 对于噪声数据、不合理数据、零数据、短时间尖峰数据系统可滤除, 数据过滤范围可以由人工设置;

4) 当保护信号复归, AVC 系统是否自动解除相关设备的保护状态, 可由人工按不同保护信号单独设置;

5) 保护信号动作, 将触发相关设备进入保护状态, 系统不会对该设备发令。

4.2.2 量测数据和状态估计数据

AVC 系统在很大程度上主要还是依靠 SCADA 系统的实时数据进行计算, AVC 系统与 SCADA 系统接驳原理如图 4-1 所示。

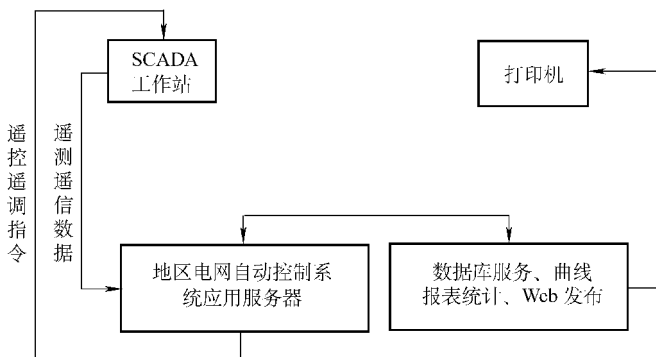


图 4-1 接驳原理图

应用程序服务器从 SCADA 系统接收实时遥测、遥信数据, 分析计算后将遥控、遥调指令发给 SCADA 系统, 由 SCADA 系统下发执行。在应用程序服务器和 SCADA 系统之间依据 TCP/IP 协议定义标准的数据协议。根据数据协议: ①应用程序服务器的接口程序通过事先定义的 SOCKET 端口定时向 SCADA 系统接口程序发出数据请求, SCADA 接口程序响应请求后发送实时数据; ②应用程序

服务器的接口程序通过另一个 SOCKET 端口实时发送遥控遥调命令, SCADA 接口程序接收命令后再进行控制处理。因此, AVC 系统和 SCADA 系统之间互不直接访问数据库, 无内部耦合性。前者不直接控制设备, 控制指令由 SCADA 系统执行, 不需要另外铺设通信线路以及安装硬件控制机构, 从而节省了硬件投资。AVC 系统从 SCADA 系统中获取全遥测、全遥信数据, 其中包括:

- 1) 变压器的运行状态, 各侧母线电压, 分接头档位, 流经变压器的有功功率、无功功率和电流, 变压器各侧开关状态, 母线开关状态等;
- 2) 电容器开关状态以及开关上采集的有功、无功、电流;
- 3) 线路开关状态以及有功、无功、电流;
- 4) 影响电容器投切与变压器分接头档位升降的相关保护信号;
- 5) SCADA 系统中自定义的信号, 如检修、挂牌等。

1. 实时遥测数据处理

(1) 检测遥测坏数据

实时遥测数据在由远方向调度中心传送的过程中可能受到通信干扰; 遥测设备可能发生暂时性故障; SCADA 系统远动数据维护可能会出现人为疏忽, 如遥测遥信采集点序号填错等。因此 SCADA 系统收集的遥测数据可能会发生偏差, 甚至收集到的是错误的遥测数据, 如果不进行处理, 会导致 AVC 系统发出误动作指令。

首先, 要排除明显的遥测坏数据, 如零数据。可以人工设置一些遥测数据的过滤范围。对于电压遥测数据, 不同的电压等级设置不同的数据过滤范围, 如 10kV 母线电压过滤范围设为 9 ~ 12kV, 凡是超过此范围的数据即过滤为坏数据。对于有功、无功遥测数据, 设历史最大无功负荷 Q_{\max} , 近似设置 $\pm 2.5Q_{\max}$ 为过滤范围, 由于每个厂站的负荷量不同, 则应该允许每个厂站可单独设置有功和无功数据的过滤范围, 也可以人为设置 Q_{\max} 的值。

其次, 系统必须可靠剔除尖峰脉冲数据。系统判断对某一遥测数据越限的原则是: ①数据在非坏数据的情况下才辨识其是否越限; ②该数据必须是连续 N 个测点越限才确认为越限。这样才能有效地滤除脉冲数据。

必须注意的是, 当检测到坏数据时, 不能用上次或者前几次采集的历史数据进行代替, 也不能用前几次历史数据的加权平均值代替, 否则有可能会引起误动作指令。比如某个电压数据在连续几个采集周期都越电压考核限, 此时可能由于设备的原因导致该电压数据辨识为坏数据, 如一直用前面采集的电压数据求加权平均值, 此计算值会一直越限, 从而会造成系统进行电压校正, 发出错误的调压指令。

(2) 检测不合理的遥测数据

通过对 SCADA 系统实时生数据的逻辑分析和监测 RTU 的在线运行工况, 对

实时生数据的不同质量进行分析。通过节点功率平衡关系、潮流与相应开关状态的对应关系和线路双侧潮流的对应关系来判断数据是否有差异,如果差异大于一定值,则量测停用的同时用文字和语音报警。

(3) 冗余数据补充为伪量测

在地区级高压配电网中,遥测数据比较齐全且有冗余,可以利用冗余的数据作为补充。如对于变压器高压侧无功数据,可以采用低压侧和中压侧的无功数据作为补充。当高压侧无功数据被数据过滤为无效,则将低压侧和中压侧的无功数据之和进行数据过滤检验,如过滤为有效数据,则近似作为高压侧无功数据进行计算。

(4) 有载变压器调压档位数据突变

在实际运行当中,当两台及两台以上主变压器并列运行时,必须确保并列变压器的档位匹配,否则会引起变压器环流,从而造成事故。因此要注意以下原则:

1) 判断变压器是否并列运行;

2) 并列变压器调档时必须确保档位一致;

3) 联合调档时如果一台变压器档位调档成功,另一台变压器调档失败,则必须将成功调节的变压器档位调回原来位置,闭锁并报警,防止调档成功的变压器档位来回调节;

4) 当变压器档位不匹配时,应当将变压器档位调节到匹配位置,即变压器档位要时刻确保匹配,否则会造成变压器环流。而变压器档位数据在传送过程中有可能会出错,造成档位数据的突变。此时,系统不能根据档位数据盲目地发出调档指令,当档位数据突变超过两档时必须报警并闭锁对变压器档位的调整,防止因为远动数据的错误而将本来档位匹配的并列变压器档位调为不匹配。在已判断变压器并列运行的条件下,通过比较变压器开关电流来判断档位是否匹配。

2. 实时遥信数据的处理

(1) 遥信数据校验

AVC 系统监测的遥信数据包括变压器开关、母联开关、线路开关、电容器和电抗器开关等,这些遥信数据对网络拓扑分析,判断变压器的运行方式、母线运行方式以及无功补偿设备的运行状态至关重要,而这些功能在电压/无功控制系统必须具备且可靠。同理,遥信数据也可能存在误数据,因此必须对遥信数据的正确与否予以辨识。在地区电网中,从以上所列开关基本上可以采集到电流数据,因此,可以结合此数据进行判断。

设命题 A: 开关是闭合的。可以采用如下判断规则:

if 电流大于某一给定阈值 and 遥信值为 1, 则开关闭合。

或者, if 电流大于某一给定阈值 or 遥信值为 1, 则开关闭合。

(2) 保护、故障信号的处理

凡是影响设备动作的保护信号、故障信号触发,则必须对相关设备闭锁,如变压器过负荷保护信号动作,此时不能调节有载变压器分接头;电容器在挂牌检修状态时,不能闭合电容器开关。对于保护信号,为防止设备频繁闭锁,因此设立以下原则:

- 1) 在系统中为每一个设备定义“保护状态”,当保护状态置为“保护闭锁”时系统不对该设备发令;
- 2) 设备对应保护信号动作,则其保护状态为“保护闭锁”;
- 3) 每一个设备可能对应多个保护信号;
- 4) 当某一个保护信号复归时,其对应设备是否解除“保护状态”,必须参照此设备对应的其他保护信号状态以及是否需要人工确认。

实际操作中,当预先填入数据库中与设备动作相关的任一故障保护信号触发,则将此设备的保护状态置为“保护闭锁”;而只有当与设备相关的保护信号全部复归有效后才解除“保护闭锁”。可以根据现场需要,将重要的保护信号设置为需要由人工确认其复归信号,有效地防止误复归信号所造成的设备解锁。一般来说,电容器投入电网时大都会触发“弹簧未储能”的保护信号动作,在较短时间内复归。对于此类保护信号,可以设置信号复归时由 AVC 系统自动确认,从而避免设备的频繁保护闭锁而影响 AVC 的使用效果。

同理,SCADA 系统特别定义的一些遥信数据,比如“挂牌”、“故障检修”、刀开关信号等遥信数据,都可以当作保护信号来处理。

3. 死数据处理

在电力调度自动化系统运行期间,有可能由于设备 RTU 故障,或者软件故障造成部分数据长时间不刷新,形成死数据。可采用如下方法判断死数据:

- 1) 对于遥测数据,在连续一段时间(比如 10min)数据没有刷新就确认为死数据,判断精确度可以设置到小数点后两位或三位;
- 2) SCADA 系统提供的关于 RTU 通断信号数据。

当检测到遥测死数据时,应当闭锁相关设备并报警。比如当某母线电压数据已为死数据且越限,如果不闭锁本厂站可调的变压器分接头,有可能会造成变压器分接头不断调节,从而影响电网和设备安全运行。

由此可见,自动电压控制系统实用化的重要原则是宁可少发指令也不能误发指令,这也是符合现场运行情况的。

4. 与状态估计的结合

在有条件的地区,如果状态估计的实用化程度高,可以达到在线分析计算的要求,那么 AVC 系统可以同时采集实时数据以及状态估计数据,并可以利用状态估计的功能辨识坏数据、补充伪测量数据,但前提条件是状态估计的合格率比

较高。当状态估计数据合格率高时采用状态估计数据进行计算;可以应用状态估计的数据进行伪量测补充、替代。

4.2.3 离散控制的工程化处理

自动电压控制系统的控制手段包括连续变量(发电机、调相机)及离散变量(电容器、电抗器、有载调压变压器分接头),自动电压控制本质上就是对这些控制变量进行协调,从而使无功/电压的分布更为合理。实际工程中对于离散变量的控制遵循以下原则:

1) 在闭环控制方式下先对离线设备控制命令进行排序,并通过 SCADA 发出远控指令。判断所有命令的电压性质(指控制后结果使电压升高、降低);如果设备命令性质一致,先动作离散设备再动作发电机。如不一致,如果电压偏上限,先动作使电压降低的设备;如果偏下限,先动作使电压升高的设备。对变电站低压电容器(电抗器)及主变压器分接头等离散设备的控制策略初期经调度员及变电站运行人员的两级确认后,才能执行对上述离线设备的远控。

2) 对离散设备进行控制后,按给定的闭锁时间进行闭锁,以免对离散设备进行连续控制而损坏开关设备。AVC 服务器在发送命令时,如一套控制方案中有一个控制命令出现控制失败,剩下的控制命令不再进行控制,已控制的设备也不回退。

3) 若电网出现事故或异常情况,则由调度员立即人工闭锁 AVC 闭环控制功能,离散设备不作为控制设备参与计算。此时只有发电机参与闭环控制或开环运行。

4) 离散变量与连续变量协调控制。

自动电压控制的目的是通过协调电网内各类无功资源来响应网络和负荷的变化,最终达到满足安全经济运行要求的无功/电压分布。一方面,变电站侧的电容器和电抗器等无功设备更加接近负荷端,对整个电网起到一个基础性的无功支撑作用,从而将调相机、发电机等连续设备的无功出力保持在上调、下调均有较大裕度的中间位置,使之保持足够的可调无功储备,以应对电网事故等紧急情况,提高大电网运行的安全性。另一方面,离散控制设备只能实现阶跃分段的控制,而且其投切容量一般来说是一个相对较大的数值,难以实现精确调节,而连续设备则可以实现对前者控制的必要补充。

在离散变量与连续变量的协调控制时,可遵循如下的“离散设备优先动作,连续设备精细调节”的原则。

1) 电容器和电抗器作为基础的无功补偿,对容量较大的负荷无功需求,优先进行投切。

2) 发电机和调相机等无功出力作为无功/电压支撑和连续调节变量,主要在以下离散设备无法动作的情况下进行控制:所有离散设备都已完成动作(如所有电容器都已投入,但仍需额外的无功支撑);受动作次数或时间间隔限制,

离散设备无法频繁动作；离散控制手段仍然具备，但是在当前状态下不具备动作条件。这主要由电容器和电抗器的离散性质决定，其容量相对较大，一旦投切对电网无功注入的影响是一个阶跃量，可能导致母线电压或功率因数的越限，因此无法动作。此时由连续设备完成精细调节。

4.3 控制的工程化处理

4.3.1 闭锁设置的应用

当出现以下情况之一时，AVC 子站系统应自动闭锁相应机组，并给出报警信号。在恢复正常后应自动解锁恢复调节。

- 1) 主站下发目标值异常且设定为闭锁 AVC 输出时，应闭锁控制。
- 2) 变高侧母线电压越闭锁值时，应闭锁控制。
- 3) 机组机端电压越闭锁值时，应闭锁控制。
- 4) 机组机端电流越闭锁值时，应闭锁控制。
- 5) 机组有功越闭锁值时，应闭锁控制。
- 6) 机组无功越闭锁值时，应闭锁控制。
- 7) 厂用电母线电压越闭锁值时，应闭锁控制。
- 8) 发电机解列运行应闭锁对相应机组的控制。

4.3.2 主变压器并列运行的处理

电力变压器是电力系统中非常重要的电气设备，电网中需要变压器的数量很多且要求变压器的性能好，能可靠运行。随着现代电网容量的不断增大，为了提高系统的供电可靠性、灵活性及运行经济性，在发电厂和变电站通常运用变压器并列运行的方式供给输出负荷，变压器并列运行就是将两台或两台以上的变压器一次绕组并联在同一电压母线上，二次绕组并联在另一电压母线上运行。变压器并列运行有如下优点：

(1) 提高变压器运行的经济性

当负荷增加到一台变压器容量不够用时，则可并列投入第二台变压器，而当负荷减少到不需要两台变压器同时供电时，可将一台变压器退出运行。变压器并联运行可根据用电负荷大小来进行投切，这样，可尽量减少变压器本身的损耗，达到经济运行的目的。

(2) 提高供电可靠性

当并列运行的变压器中有一台损坏时，只要迅速将其从电网中切除，另一台或两台变压器仍可正常供电。检修某台变压器时，不影响其他变压器的正常运

行,从而减少了故障和检修时的停电范围和次数,提高供电可靠性。

(3) 节约电能,实现节电增效

根据电网运行的实际情况合理配置变压器组合运行方式,可以大大节约电能,降低资本投入,减少发电厂和变电所的一次投资费用。

变压器并列运行的理想状态为

1) 并列运行的变压器在不带负荷时,各台变压器之间无环流,即各台变压器之间如同单独空载运行一样。

2) 并列运行的变压器带负荷后,各台变压器可以根据其容量比例合理的分配负荷,达到经济运行的效果。

在实际的工程应用中,为了满足变压器经济、可靠、灵活的运行,变压器在并列运行的过程中必须满足以下条件:

(1) 变压器的电压比相等

如果并列运行的各变压器的电压比不相等,其二次侧电压相量间必有电位差,从而在两变压器间引起环流,这个环流将占据变压器容量,使变压器不能按额定容量运行,甚至会导致电压比小的变压器过负荷,电压比大的欠负荷,严重时损坏变压器。有时虽然额定电压相同,但实际电压比会略有差异,因此为了减小误差引起的环流,要求并列运行变压器的电压比间的差值不能超过 $\pm 0.5\%$ 。

(2) 联结组标号相同

如果并列运行的变压器联结组标号不同,各变压器二次电压的相位将不同,最少为 30° 的误差,此相位差将在并列运行变压器间产生很大的环流,其数值可能达到额定电流的 5 倍以上,这是绝对不允许的。所以并列运行的变压器联结组标号必须相同不能有一点的误差。

(3) 短路阻抗电压相等

如果并列运行变压器的阻抗电压不等,会造成变压器之间不能合理分担负荷。实际上一般是很难保证并列变压器的阻抗电压绝对相等的,一般允许误差为 $\pm 10\%$ 。由于并列运行变压器的负荷分配与阻抗电压成反比,所以在允许的误差范围内,期望容量大的变压器的阻抗电压偏小些较好。

如不能满足上述条件,将会在并列运行的各变压器之间形成较大的环流,以及使各变压器不能合理分担负荷。

4.3.3 机组无功储备和进相工程化处理

低磁和失磁的发电机,从系统中吸收无功功率会引起电力系统电压降低。如果电力系统中无功功率储备不足,将使电力系统中邻近的某些节点电压低于允许值,破坏了负荷与各电源间的稳定运行,甚至使电力系统电压崩溃而瓦解。对于无功功率储备容量较小的电力系统,大型机组失磁故障将首先反映为系统无功功

率不足,电压下降,严重时将造成系统的电压崩溃,使一台发电机的失磁故障扩大为系统性事故。因此电网正常运行时,必须具有一定的无功功率储备,以保证事故后的系统电压大于规定的最低限制值,防止出现电压崩溃事故。无功储备越多,电压表现越高,同时系统的动静态特性也会越好。

发电机正常运行时,向系统提供有功的同时还提供无功,定子电流滞后于端电压一个角度,此种状态即迟相运行。当逐渐减少励磁电流使发电机从向系统提供无功而变为从系统吸收无功时,定子电流从滞后而变为超前发电机端电压一个角度,此种状态即进相运行。发电机进相运行时应注意以下几个问题:

1) 静态稳定性降低。进相运行时由于发电机内部电势降低,静态储备降低,从而使得静态稳定性降低。由于发电机的输出功率 $P = E_d U / X_d \cdot \sin \delta$,在进相运行时 E_d 、 U 均有所降低,在输出功率 P 不变的情况下,功角 δ 增大,同样降低动态稳定水平。

2) 端部漏磁引起定子端部温度升高。进相运行时由于助磁性的电枢反应,使发电机端部漏磁增加。端部漏磁会引起定子端部温度升高,发电机端部漏磁通为定子绕组端部漏磁通和转子端部漏磁通的合成。进相运行时,由于两个磁场的相位关系使得合成磁通较非进相运行时要大,导致定子端部温度升高。

3) 厂用电电压降低。厂用电一般引自发电机出口或发电机电压母线。在进相运行时,由于发电机励磁电流降低和无功潮流倒送引起机端电压降低同时造成厂用电电压降低。

4) 由于机端电压降低,在输出功率不变的情况下,发电机定子电流增加,易造成过负荷。

4.3.4 控制平稳的工程化处理

防止设备振荡可通过以下措施来实现:

- 1) 每个设备可以单独设置动作间隔时限;
- 2) 通过潮流计算和灵敏度矩阵计算来对设备动作进行可靠预算;
- 3) 完善的动作闭锁机制防止误动;
- 4) 对尖峰脉冲数据进行过滤。

4.4 精度的工程化处理

4.4.1 负荷预测的应用

4.4.1.1 负荷预测基本概念

负荷预测是根据系统的运行特性、增容决策、自然条件与社会影响等诸多因

素,在满足一定精度要求的条件下,确定未来某个特定时刻的负荷数据。其中负荷是指电力需求量或用电量。负荷预测是电力系统经济调度中一项重要的内容,是管理系统 EMS 的一个重要组成模块。随着电力市场的发展,负荷预测的重要性日益显现,对其预测精度的要求也越来越高。传统的负荷预测方法较为成熟,预测结果也有一定的参考价值,但是市场的发展要求负荷预测能进一步提高其精度,因此就需要对传统的负荷预测方法进行改进。

电力系统负荷预测包括最大负荷功率、负荷用电量及负荷曲线的预测。最大负荷功率预测对于确定电力系统发电设备及输变电设备的容量选择是非常重要的。为了选择适当的机组类型和合理的电源结构以及确定燃料计划等,还必须预测负荷及用电量。负荷曲线的预测可为研究电力系统的峰值、抽水蓄能电站的容量以及发输电设备的协调运行提供数据支持。

负荷预测根据目的的不同可分为超短期、短期、中期以及长期负荷预测等。

1) 超短期负荷预测是指对未来 1h 以内的负荷预测。在安全监视状态下,需要 5~10s 或 1~5min 的预测值,预防性控制和紧急状态处理需要 10min 至 1h 的预测值。

2) 短期负荷预测是指日负荷预测和周负荷预测。它们分别用于安排日调度计划和周调度计划,包括确定机组起停、水火电协调、联络线交换功率、负荷经济分配、水库调度和设备检修等。对短期预测,需要充分研究电网负荷变化规律,分析负荷变化相关因子,特别是天气因素、日类型等和短期负荷变化的关系。

3) 中期负荷预测是指月至年的负荷预测,主要是确定机组运行方式和设备大修计划等。

4) 长期负荷预测是指未来 3~5 年甚至更长时间段内的负荷预测。主要是电网规划部门根据国民经济的发展和对电力负荷的需求,所做的电网改造和扩建工作的远景规划。对中、长期负荷预测,要特别研究国民经济发展、国家政策等的影响。

电力负荷预测分为经典预测方法和现代预测方法,下面详细讲述在实际工程应用中常用的几种算法。

(1) 趋势外推法

趋势外推法又称曲线分析、曲线拟合法,是运用非常广泛的定量预测方法。该法就是根据负荷的变化趋势对未来负荷情况作出预测。它通过寻找负荷的变化趋势对原负荷序列作计算外推和曲线外推,从而求得负荷的预测值。电力负荷虽然具有随机性和不确定性,但在一定条件下,仍存在着明显的变化趋势。例如,农业用电在气候条件变化较小的冬季,日用电量相对稳定,表现为较平稳的变化趋势。这种变化趋势可为线性或非线性,周期性或非周期性等。常用的趋势模型

有线型模型、多项式模型、对数模型、二次曲线模型、幂函数模型、指数模型等。这些预测技术的共同特点就是做趋势外推，不对其中的随机成分做统计处理，是简单实用的一种预测方法。

该方法在应用时有两个假设条件：一是假设负荷没有跳跃式变化；二是假定负荷的发展因素也决定未来的发展，其条件是不变或变化不大。应用该法的一个关键环节就是选择合适的曲线模型。其优点为只需要知道历史数据，所需数据量较少；其缺点为如果负荷出现波动会引起较大的误差，不同模型预测出的结果误差也会很大。因此在使用该法时要根据地区发展情况，选择适当的模型。在实际应用中发现趋势外推法在对于中短期负荷预测结果较为理想。

(2) 单耗法

单耗法是根据第一、第二、第三产业单位用电量创造的经济价值，从预测的经济指标推算出用电需求量，加上居民生活用电，构成全社会用电量。预测时通过对过去的单位产值耗电量进行统计分析，并结合产业结构调整，找出一定的规律，预测规划期第一、第二、第三产业的综合单耗，然后根据国民经济和社会发展规划指标，按单耗法进行预测。单耗法分产品单耗法和产值单耗法。采用单耗法预测负荷的关键是确定适当的产品单耗或产值单耗。

单耗法的优点是方法简单，缺点是需要做大量细致的调研、统计、分析工作，比较笼统，很难反映现代经济、政治、气候等条件的影响。由于近期阶段的产品单耗或产值单耗较易准确预测，所以其对短期负荷预测的效果较好。而在市场经济条件下，未来的单耗和经济发展指标都具有不确定性，其对中远期预测的准确性难以确定。

(3) 弹性系数法

电力弹性系数是反映电力消费的年均增长率和国民经济年均增长率之间关系的宏观指标。弹性系数法是从宏观上确定电力发展同国民经济发展的相对速度，是衡量国民经济发展和用电需求的重要参数。应用弹性系数法的前提条件是必须预先知道规划期内国民经济的发展目标及其年均增长率。这可根据国民经济发展战略规划来确定。采用弹性系数法预测负荷的关键及核心问题就是如何确定规划期的电力弹性系数值。

由于弹性系数法是根据已经掌握的今后一段时期内国民经济发展计划确定的国内生产总值的年平均增长率，以及选用过去历史阶段的电力弹性系数的变化规律的值来预测今后一段时期的用电量，且在经济平稳发展时期，电力弹性系数的值可以较准确的预测。因此，电力弹性系数是经济平稳发展时期中长期电力需求预测的常用方法。在经济转型时期，由于受多种不确定性因素的影响，比如经济结构和产业结构的急剧变化，电力弹性系数已经变得不确定，并且随着科学技术的迅猛发展，节电技术和电力需求管理的不断产生和发展，以电能代替其他非电

能源的范围不断扩大,电力与经济关系的变化很大,电力需求与经济步伐不协调,造成电力弹性系数难以确定,此时期就不宜采用电力弹性系数法进行预测。

一般来说,电力弹性系数法仅适合于大范围(例如全国或大区电力系统地区)、较长时段的预测,属于长期趋势预测,是一种宏观预测方法。

(4) 回归分析法

回归法又称统计分析法,也是广泛应用的定量预测方法。它是根据负荷过去的历史资料,建立可以进行数学分析的数学模型,对未来的负荷进行预测。从数学的角度看,就是数理统计中的回归分析法,即通过对影响因子和用电量的历史数据进行分析,确定用电量和影响因子之间的函数关系,从而实现电力负荷预测。

在回归分析中,选用何种因子和该因子采用何种表达式只是一种推测(一般常用的因子有国民生产总值、人口、人均用电量和工农业总产值等)。这使得用电量因子具有多样性和不可预测性,也使得回归分析法在某些情况下受到限制。

(5) 灰色预测法

灰色数学理论是把负荷序列看作真实的系统输出,它是众多影响因子的综合作用结果。这些因子的未知性和不确定性,称为系统的灰色特性。灰色系统理论把负荷序列通过生成变换,使其变化为有规律的生成数列再建模,用于负荷预测。

随着现代科学技术的不断进步,理论研究的逐步深入,灰色理论以及以下介绍的专家系统理论、神经网络理论、模糊数学等为代表的新兴交叉学科理论的出现,也为负荷预测的飞速发展提供了坚实的理论依据和数学基础。

1) 专家系统方法。专家系统方法是对于数据库里存放的过去几年的负荷数据和天气数据等进行细致的分析,汇集有经验的负荷预测人员的知识,提取有关规则。借助专家系统,负荷预测人员能识别预测日所属的类型,考虑天气因素对负荷预测的影响,按照一定的推理进行负荷预测。

2) 神经网络理论。神经网络理论是利用神经网络的学习功能,让计算机学习包含在历史负荷数据中的映射关系,再利用这种映射关系预测未来负荷。由于该方法具有很强的鲁棒性、记忆能力、非线性映射能力和强大的自学习能力,因此有很大的应用市场。但其缺点是学习收敛速度慢,可能收敛到局部最小点,并且知识表达困难,难以充分利用调度人员经验中存在的模糊知识。

3) 模糊负荷预测。模糊控制是在所采用的控制方法上应用了模糊数学理论,使其进行确定性的工作,对一些无法构造数学模型的被控过程进行有效控制。模糊系统不管其是如何进行计算的,从输入输出的角度讲它是一个非线性函

数。模糊系统对于任意一个非线性连续函数，就是找出一类隶属函数，一种推理规则，一个解模糊方法，使得设计出的模糊系统能够任意逼近这个非线性函数。

4.4.1.2 负荷预测在 AVC 系统中的应用

1. 使用负荷预测技术实现简单的动态无功优化

由于负荷的波动会造成各变电所电容的投切和有载主变压器分接头调节振荡或者不必要操作。为了避免设备不必要的操作，引入短期和超短期负荷预报的技术，划分出高峰、低谷、腰荷时间段，并确定每个时段内负荷的变化趋势。

根据时段及负荷变化趋势确保控制设备动作适应一段时期内负荷变化。除了当前数据预算，增加 20min 后的电压预算，减少动作振荡。

2. 通过负荷预测技术更好的实现逆调压控制策略

当变电站处于负荷高峰期且变电站负荷爬升开始或是变电站处于负荷低谷期且负荷下降时，变电站启动逆调压策略。

当变电站电压和功率因数均合格，逆调压已启动，且变压器负荷处于高峰爬坡期，电压越优化下限，电压预算合格，此时采用投入电容的策略。

当变电站电压和功率因数合格，逆调压已启动，且变压器负荷处于低谷下降期，电压越优化上限，电压预算合格，此时采用切除电容的策略。

4.4.2 外网等值的处理

为了适应经济性和安全性的要求，传统的电能自我平衡的区域网络已逐步被巨大的互联电力网络所取代。目前几乎所有的电网都与相邻电网相互联网，互联电网的形成可以更合理的利用各地能源，根据实际情况有效地配置系统装机容量减少投资，同时在发生故障时也可以及时获得外部支援，大大提高了系统的电能质量与供电的可靠性。但电网互联使得系统运行数据更加庞大复杂，在此基础上的电力系统规划设计及运行方式计算也变得更加复杂。因此，如何合理的处理数据、提高计算速度和准确度是需要解决的问题。

4.4.2.1 静态等值基本概念

目前几乎所有的电网都与相邻电网相互联网，互联电网的形成大大提高了系统的电能质量与供电的可靠性。但电网互连使得系统运行数据更加庞大复杂，在此基础上的电力系统规划设计及运行方式计算也变得更加复杂，因此，如何合理地处理数据，提高计算速度和准确度是需要解决的问题。

在实际电网运行控制过程中通常在计算时只关心本地系统的数据信息及模型，对于外部系统没有必要进行深入的研究，因而可以对外部网络进行等值处理，保留其关键的重要的节点，将其余部分进行等值略去，这样可以大大减少网络规模减少计算量。

所谓的网络等值或者网络化简，就是将系统规模缩小的过程，将含有较多节

点的外部系统简化为只含有很少节点的外部等值。根据等值的需要,一般可以将电力系统划分为研究系统 ST 和外部系统 E 两部分,研究系统是待详细研究的电网区域,对于其模型需要详尽模拟以了解其详细的运行状态;同理外部系统是指不感兴趣的电网区域,其模型无需详尽模拟,一般采取等值处理将其取代。在在线情况下,ST 的状态可由状态估计器获得,因此 ST 又被称为可观察系统;而 E 的实时状态往往不能获得因此可被称为不可观察系统。在实际应用中,外部网络的拓扑结构、元件参数和运行数据一般由上级电网监控中心提供,而内部和边界系统的实时运行数据由内部系统的状态估计器给出。

4.4.2.2 外网等值常用算法

静态等值算法一般用于研究系统的静态行为,如潮流计算等。虽然静态等值算法种类较多,但是大体均可归为拓扑法和非拓扑法两类。

非拓扑法又称为识别法,计算过程中它只需要得到内部实时测量数据,根据内部数据估计即可进行外部等值。但是这种方法有其局限性,因为它是根据内部数据估计外部数据,所以在计算过程中要求假定外部系统是处于静止的状态。若在识别周期内,外部系统发生较为显著的负荷变化或者是线路启闭,则会影响计算的准确性,需要重新开始计算处理。负荷变化与线路启闭都是系统中常发生的现象,这种局限性限制了拓扑法的发展,目前国内外学者多致力于拓扑法的研究。

拓扑法在应用的过程中需要知道外部系统的详细参数以及网络结构,在此基础上建立系统方程,通过对方程进行一系列处理来建立等值模型,常用的处理措施就是消元,同时还会采取一些简化措施。

非拓扑法中比较经典的算法就是未化简负荷模型法,它是在线应用中处理外部系统的一种方法。拓扑法比较经典的算法就是 Ward 型等值法和 REI 型等值法。Ward 型等值算法基于 Norton 定理,J. B. Ward 曾经运用该法研究潮流计算中的等值问题,所以该类方法一般被称作 Ward 型等值法。REI 型等值法中引用了节点分析的概念,首先由 P. Dimo 将其运用于电力系统,所以该方法也可称作 Dimo 型等值法。

各类静态等值法都是以线性网络为基础,但是电力系统是一种非线性网络,所以非线性误差不可避免,为了减少计算误差各类算法都有其改进型算法。Ward 型等值的改进算法有 Ward 节点注入法、解耦 Ward 法、扩展 Ward 法和缓冲等值法。REI 等值法的改进算法有 X-REI 法、S-REI 法和自适应 REI 等值法等。

目前工程上运用最多的等值法为扩展 Ward 等值法及缓冲 Ward 等值法。

1. 常规 Ward 型等值法

上面已介绍了静态等值算法中互联电力系统的划分方式,常规 Ward 型等值法就是以上述划分方式为基础,建立导纳方程式并对其进行数值处理的过程。该

等值法自 1949 年起已得到了广泛的应用, 因为是以导纳方程式为基础, 所以该方法对于线性系统来说是一种严格的等值法。

系统节点导纳方程式可表示如下:

$$[Y][\dot{U}] = [\dot{I}] \quad (4-1)$$

可将系统节点分为内部节点、边界节点和外部节点三大子集, 分别用 $\{I\}$ 、 $\{B\}$ 、 $\{E\}$ 来表示。其中内部节点子集 $\{I\}$ 和边界节点子集 $\{B\}$ 是待保留的节点集合, 外部节点子集 $\{E\}$ 就是拟予等值消去的节点集合。根据这种分类, 式 (4-1) 可改写为

$$\begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EB} & 0 \\ Y_{BE} & Y_{BB} & Y_{BI} \\ 0 & Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_E \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_E \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_I \end{bmatrix} \quad (4-2)$$

若想消去外部节点, 从该矩阵来看即消去变量 \dot{U}_E , 运用高斯消去法对矩阵进行操作, 即可得到如下矩阵:

$$[Y^{EQ}] = \begin{bmatrix} Y_{BB} - Y_{BE}Y_{EE}^{-1}Y_{EB} & Y_{BI} \\ Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \quad (4-3)$$

若记: $[Y'_{BB}] @ [Y_{BB}] - D [Y_{EB}]$

$$[\dot{I}'_B] @ [\dot{I}_B] - [D] [\dot{I}_E]$$

式中, $[D] @ [Y_{BE}] [Y_{EE}]^{-1}$, 称为分配矩阵。

式 (4-3) 可写为

$$\begin{bmatrix} Y'_{BB} & Y_{BI} \\ Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_B \\ \dot{U}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}'_B \\ \dot{I}_I \end{bmatrix} \quad (4-4)$$

或者

$$[Y^{EQ}][U^{EQ}] = [I^{EQ}] \quad (4-5)$$

式 (4-5) 就是系统消去外部节点后的等值网络导纳矩阵方程。由式 (4-3) 可见, 通过高斯消去法对原始导纳矩阵进行运算消去了外部节点元素, 在消去的过程中只是使边界节点自导纳矩阵 $[Y_{BB}]$ 及外部节点注入电流 $[I_E]$ 发生改变。从实际角度来看, 这项操作是改变了边界节点的自导纳及边界节点间的互导纳, 同时通过分配矩阵 $[D]$ 将外部系统节点的注入电流定量分配到边界节点上, 改变了边界节点的注入电流值。

在上述导纳矩阵中, 参与运算的参数为 I 、 U , 所以式 (4-3) 和式 (4-5) 都是严格的等值。在某一设定的基本情况下对系统进行等值后, 只要外部注入电

流 $[\dot{I}_E]$ 不变, 那么在任何其他运行情况的 $[\dot{I}_B]$ 和 $[\dot{I}_I]$ 下, 由式 (4-5) 求出的边界节点电压 $[\dot{U}_B]$ 和内部节点电压 $[\dot{U}_I]$ 都将和原导纳方程式 (4-2) 求得值相同。

但在实际的电网运算及数据传输过程中节点注入一般都用功率来表示, 变量间关系可表示如下:

$$\Lambda = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i} = (\text{diag}[\dot{U}_i]^{-1})[\dot{S}_i] \quad (4-6)$$

式中, Λ 表示共轭; \dot{S}_i 表示节点 i 的注入复功率; \dot{U}_i 表示节点 i 的复电压。

将式 (4-6) 代入式 (4-3), 可得

$$\begin{bmatrix} Y_{BB} - Y_{BE}Y_{EE}^{-1}Y_{EB} & Y_{BI} \\ Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_B \\ \dot{U}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{pmatrix} \Lambda \\ \frac{\dot{S}_B}{\Lambda} \\ \dot{U}_B \end{pmatrix} - Y_{BE}Y_{EE}^{-1} \begin{pmatrix} \Lambda \\ \frac{\dot{S}_E}{\Lambda} \\ \dot{U}_E \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} \Lambda \\ \frac{\dot{S}_I}{\Lambda} \\ \dot{U}_I \end{pmatrix} \end{bmatrix} \quad (4-7)$$

设

$$\dot{E} = \begin{bmatrix} \text{diag} \begin{bmatrix} \Lambda \\ \dot{U}_B \end{bmatrix} & 0 \\ 0 & \text{diag} \begin{bmatrix} \Lambda \\ \dot{U}_I \end{bmatrix} \end{bmatrix}$$

及已知 $[Y^{EQ}] = \begin{bmatrix} Y_{BB} - Y_{BE}Y_{EE}^{-1}Y_{EB} & Y_{BI} \\ Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix}$, 将这两式代入式 (4-7) 可得

$$[\dot{E}][Y^{EQ}] \begin{bmatrix} \dot{U}_B \\ \dot{U}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_B^{EQ} \\ \dot{I}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Lambda - \left(\text{diag} \begin{bmatrix} \Lambda \\ \dot{U}_B \end{bmatrix} \right) Y_{BE}Y_{EE}^{-1} \begin{pmatrix} \Lambda \\ \frac{\dot{S}_E}{\Lambda} \\ \dot{U}_E \end{pmatrix} \\ \Lambda \\ \dot{S}_I \end{bmatrix} \quad (4-8)$$

$$\left(\text{diag} \begin{bmatrix} \Lambda \\ \dot{U}_B \end{bmatrix} \right) Y_{BE} Y_{EE}^{-1} \begin{pmatrix} \Lambda \\ \frac{\dot{S}_E}{\Lambda} \\ \dot{U}_E \end{pmatrix} \quad (4-9)$$

在某一基本情况下对原网络进行化简, 此时网络的初始电压值已知, 所以式 (4-8) 中的值是可求的, 通过该式求得的值即是在将基本情况下外部系统的注入功率定量分配到各个边界节点的值。从此式可以看出, 它与基本情况下的外部节点电压值 $[\dot{U}_E]$ 有关, 等值之后得到的式 (4-8) 也与初始运行状态有关而不再是一个严格的等值。在非初始运行条件下 $[\dot{U}_B]$ 和 $[\dot{U}_I]$ 都将发生改变, 外部节点电压 $[\dot{U}_E]$ 也应发生改变, 而式 (4-9) 中引入了原始状态下的外部电压, 因此由式 (4-8) 求得的等值数据不能与按原始导纳方程求得的有关电压值相同, 除非原网络中外部节点注入功率 $[\dot{S}_E]$ 为 0。

将上述推导过程总结可得到常规 Ward 型等值法的运算步骤, 具体如下:

- 1) 确定全网基本运行条件下的潮流解及各节点的复电压。
- 2) 确定内部节点、边界节点和外部节点集, 求取由外部节点和边界节点所形成的导纳矩阵 $[Y']$ (因为计算中没有涉及对内部节点运算, 为减少矩阵规模及计算量, 导纳矩阵中不包含该变量)。

其中,

$$[Y'] = \begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EB} \\ Y_{BE} & Y_{BB} \end{bmatrix} \quad (4-10)$$

对上式进行高斯消去, 形成只包含边界节点的导纳矩阵 $[Y_{RE}^{EQ}]$, 该导纳矩阵即要求的等值导纳矩阵。 $[Y_{RE}^{EQ}]$ 一般是高密集的, 许多边界甚至所有的节点都被等值支路联系起来。其中,

$$[Y_{RE}^{EQ}] = [Y_{BB}] - [Y_{BE}][Y_{EE}]^{-1}[Y_{EB}] \quad (4-11)$$

对原有的边界节点分配等值功率注入增量, 理论上该增量值由式 (4-9) 求出, 但实际操作中考虑到计算的简便性一般用另一公式代替式 (4-9)。

$$P_i^{EQ} = \sum_{\substack{j \in i \\ j \neq i}} \{ (U_i^0)^2 (g_{ij} + g_{i0}) - U_i^0 U_j^0 (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \} \quad (4-12)$$

$$Q_i^{EQ} = \sum_{\substack{j \in i \\ j \neq i}} \{ U_i^0 U_j^0 (b_{ij} \cos \theta_{ij} - g_{ij} \sin \theta_{ij}) - (U_i^0)^2 (b_{ij} + b_{i0}) \}$$

式中, $g_{ij} + jb_{ij}$ 表示与边界节点 i 相连接的联络线或等值支路的线路导纳; $\theta_{ij}^0 = \theta_i^0 - \theta_j^0$ 表示节点 i 和节点 j 的初始相角相; $g_{i0} + jb_{i0}$ 表示与节点 i 相连的支路在 i

侧的对地支路导纳。

式 (4-12) 既用到了联络线的基本参数又用到了步骤 1 给出的值。在系统实时运行的情况下外部状态数值是不断变化的, 控制中心往往不能及时准确地获得外部运行信息, 但是内部系统及边界系统节点的复电压数值和联络线潮流数值可由状态估计器随时提供, 因此通过式 (4-12) 计算潮流注入增量是切实可行的, 而且该方法非常适用于在线应用。

通过常规 Ward 型等值求取的等值系统图如图 4-2 所示。

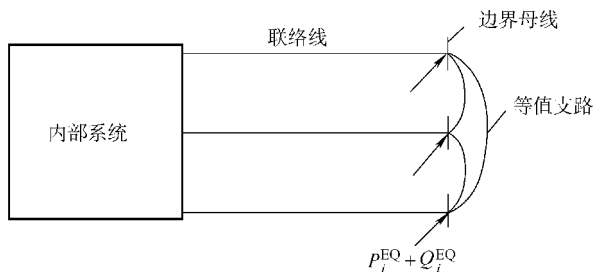


图 4-2 常规 Ward 型等值系统图

运用常规的负荷潮流程序对该等值系统求解, 在该系统中连接边界节点的支路都是虚构的, 其数值都通过常规 Ward 型等值求取。但是在实际电网中这些支路是不存在的, 因此原网络功率输入和功率输出关系不在保持, 即使在基本运行情况下也是如此。

2. 扩展 Ward 等值法

扩展 Ward 等值法是在解耦 Ward 等值法的基础之上发展起来的, 该方法结合了常规 Ward 型法的简便性与解耦 Ward 法无功响应的准确性。同时, 该方法在推导等值支路的过程中采用 Ward 节点注入法处理外部并联支路的方法, 忽略所有的外部并联对地支路; 对于外部系统 PV 节点的处理采用常规 Ward 型法的处理措施, 即不予保留, 通过解耦 Ward 法来扩展已经得到的等值模型, 以保证无功功率增援值的精确度。

为了便于将扩展 Ward 法与现有的潮流程序更好地结合, 一般采用如下的等值计算步骤:

1) 在不计外部系统并联支路的条件下, 采用常规 Ward 型法对外部系统进行高斯消去, 求出边界等值支路。利用式 (4-12) 求取边界节点等值功率注入的值, 保证等值模型潮流与基本情况下潮流相吻合;

2) 将原外部网导纳矩阵 $[Y']$ 中的所有外部 PV 节点接地, 利用高斯消去法消去 $[Y']$ 矩阵中所有外部节点, 然后将各边界节点对角元素和非对角元素相加取其虚部, 求得各扩展支路的电纳 $j\hat{B}_i$;

3) 在每个边界节点处接入电纳值为 $j \frac{\hat{B}_i}{2}$ 的对地支路。

为了更好地理解,对于步骤2)将进一步讨论,设示例系统如图4-3所示,图中外部系统含有一个PV节点(节点号为1),边界系统有3个PQ节点(节点号分别为2,3,4),该系统导纳阵 $[Y']$ 可表示为

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & 0 \\ Y_{21} & Y_{22} & 0 & 0 \\ Y_{31} & 0 & Y_{33} & Y_{34} \\ 0 & 0 & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \quad (4-13)$$

当节点1接地时,假定对角元 Y_{11} 的值变为 $Y_{11} = 0 + j10^8$ (改点的电纳值近似无穷大),则利用高斯消去法对该矩阵的第一行进行规格化后可得: $Y_{11} = 1$, $Y_{12} \approx 0$, $Y_{13} \approx 0$, $Y_{14} = 0$, 因此在进行后续按列消元运算时消去与外部节点1有关的矩阵元素时,并不会修改第一行矩阵元素的值,因此将外部PV节点接地,等价于保留PV节点不参与消元运算。

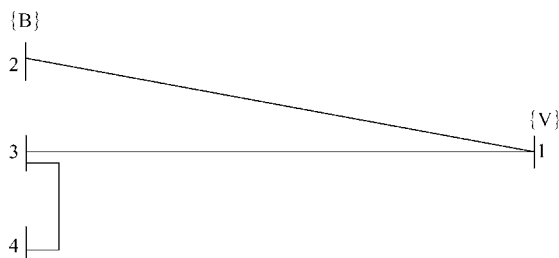


图4-3 说明外部PV节点接地物理意义的示例系统

在消去外部系统所有节点后(本例即消去已被节点的节点1),求取某一边界节点 i 的 $j \hat{B}_i$ 的方法就是将相应行的对角元素与非对角元素相加,得

$$Y_{33} + Y_{34} = -(Y_{31} + Y_{34}) + Y_{34} = -Y_{31}$$

取其负虚部,即得所要求取的 $j \hat{B}_i$ 。

3. 缓冲 Ward 等值法

运用扩展 Ward 等值法求取系统等值模型时需要进行两次高斯消去,因此需要花费较多的计算时间。缓冲网等值模型是对外网等值模型和未化简等值模型的一种综合。该模型是将外部系统分为内层外网和外层外网,内层外网指的是与内部系统电气距离较近、影响较大的元件组成的网络,该层可作为缓冲层,而外层外网即为对内部系统影响较小、电气距离较远的元件。缓冲网等值模型是将外层内网作为缓冲网,保留该层的详细的网络模型,而将外层外网做等值处理。可将

划分后的网络描述如图 4-4 所示。

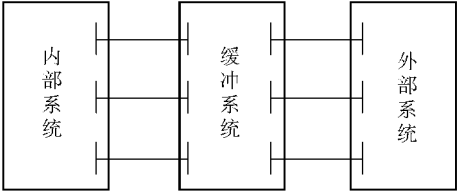


图 4-4 缓冲 Ward 等值划分网络模型图

消去外层外网后可得到缓冲网等值模型如图 4-5 所示。

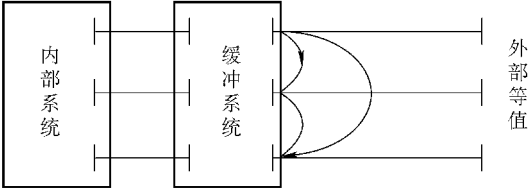


图 4-5 消去外网的等值模型图

缓冲网等值模型保留了外网中对内网影响较大元件的详细模型，内网发生扰动时可以得到较好的外网响应数据，保证了实时网络分析的正确性和可靠性。进行等值后消去了外层外网，降低了系统规模同时节省了计算时间。缓冲网的选择可通过灵敏度分析法求取外网中重要的节点与支路求得。在实时应用时，一般情况下缓冲网确定后就不再改变以方便实时数据交换，缓冲网的选取既要规模适中又要求要很好地适应各种可能的的外网运行状态，以获得很好的模拟外网响应。由于缓冲网的运行数据是由实时数据交换获得的，因此该方法存在采样时间不一致、边界功率失配及外网坏数据影响内网状态估计等问题。

第 5 章 地区电网 AVC 系统应用案例分析

5.1 概述

随着计算机科学、通信技术的快速发展和调度自动化 SCADA 系统的实用化,为电力系统无功/电压控制提供了充分的条件和良好的基础。在无功/电压控制的发展过程中,经历了基于变电站的电压/无功控制和基于 SCADA 主站系统的无功/电压集中控制。随着电力系统调度模式划分为调度与监控两个层次后,原有的集中式无功/电压自动控制系统已不适应新的调度模式要求,尤其在控制执行方式方面。集中式电压/无功控制系统,指在调度 SCADA 的基础上进行全局的电压/无功计算或专家系统推理,直接确定有载调压变压器分接头位置和电容器投切量,然后通过 SCADA 系统的“遥控”、“遥调”功能进行控制。此种控制方式比较适合于调度与监控一体化的地调及县调。分布电压/无功自动控制系统,是指在 SCADA 的基础上,由主站 AVC 计算服务器进行全局的电压/无功优化计算,并将优化计算的结果(控制定值或控制动作)发送到分布控制层,由控制层核算和检查后执行。这两种控制模式是目前工程实际应用中应用最广泛的两种控制模式,各地区级电网应根据自身电网特点选择不同控制方式下的电网 AVC 系统。本章将对不同等级电网选择的不同控制方式下的电网 AVC 系统运行案例进行分析,让读者对地区级电网 AVC 及省级电网 AVC 作更深一步的了解。

5.2 衡水电网使用地区集中式 AVC 的案例分折

5.2.1 衡水电网及集中式 AVC 应用概况

目前,衡水电网拥有 220kV 变电站 6 座,220kV 主变压器 12 台;110kV 变电站 27 座,110kV 主变压器 45 台。220kV 变电站除了前铺站因作为衡丰电厂出口站而没有电容器无功补偿外,其他 5 座 220kV 变电站均有电容器无功补偿。110kV 变电站全部装有无功补偿设备,无功补偿容量合计 908.37Mvar。2003 年综合电压合格率为 99.139%,其中 A 类电压合格率为 99.176%,B 类电压合格率为 98.198%,C 类电压合格率为 99.111%,D 类电压合格率为 98.197% (一流电压质量指标 A 类要求不小于 99%,B、C、D 类要求不小于 98%)。

地区电网无功优化运行集中控制系统通过调度自动化 SCADA 系统采集全网各节点电压、无功功率、有功功率等实时数据,并依据电网历史数据资料,以地区电网电能损耗最小为目标,以各节点电压合格、设备动作次数最少为约束条件,进行综合优化处理后,形成有载调压变压器分接开关调节、无功补偿设备投切控制指令。通过调度自动化系统的“四遥”功能自动执行,从而实现对电压和无功功率的综合调控,并达到地区电网电压/无功优化运行,保证实现包括电力部门和用户在内的总体运行技术指标和经济指标最佳。它不但克服了现有 VQC 装置的不足,而且系统的人机界面直观清晰,无需监控,节省投资,一个地(市)调度部门仅需一套软件就可以实现本区域电网范围内所有变电所的无功/电压优化集中控制。

电网集中式 AVC 系统运行有如下特点:

1) 根据实际需要,在系统中加入了对电容器和变压器分接开关的操作次数统计以及电容器的投运时间统计,从而降低了运行人员的工作量,提高了工作效率。

2) 以前调度员每天要花费大量的精力来监视母线电压和对电容器及主变压器分接开关进行操作并做相关的记录,该系统正式投入闭环运行后,调度员可以有更多的精力来监视电网的运行状况和变电站设备的动作信号,电网调度水平得到了提高。

3) 系统的人机界面友好、直观,便于调度员操作,使误操作的几率大大降低。因为从操作的安全性方面考虑,人工操作发生误操作的几率比机器高得多。

4) 系统以计算机软件为主,免除了大量的硬件维护,极大地减轻了维护量,节省了大量的维护费用。

以下将具体分析集中式 AVC 系统在某地的应用,及其带来的经济效益和社会效益。

5.2.2 集中式 AVC 在衡水地区应用案例分析

衡水区和前铺区的电网结构分别如图 5-1 和图 5-2 所示。

衡水 AVQC 系统投入运行后,通过对系统运行情况的分析发现,该系统不但能满足某地区电压/无功在线实时控制的需要,而且有效地提高了电压合格率、降低了网损,产生的经济效益和社会效益十分可观。归纳起来它有以下几个方面优点:

1. 提高了电压质量

2005 年 5~10 月衡水区电网 10kV 母线电压合格率达到 99.872% (A 类),同比提高了 0.019%,同时实行闭环控制的衡水小区、前铺区的电压合格率也有较大幅度的提高,见表 5-1~表 5-8。

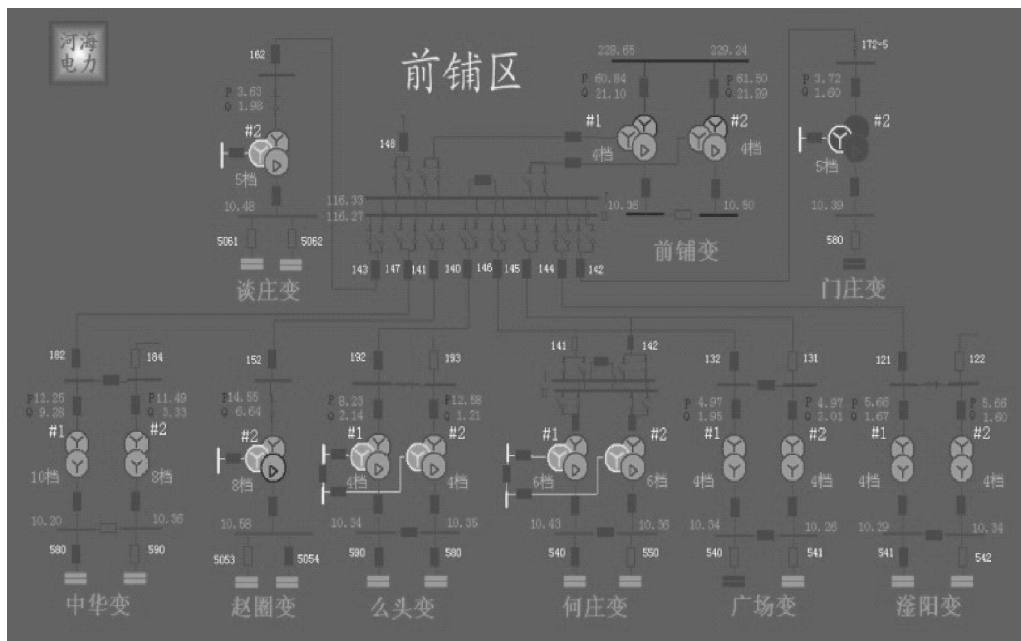


图 5-1 前铺区电网结构

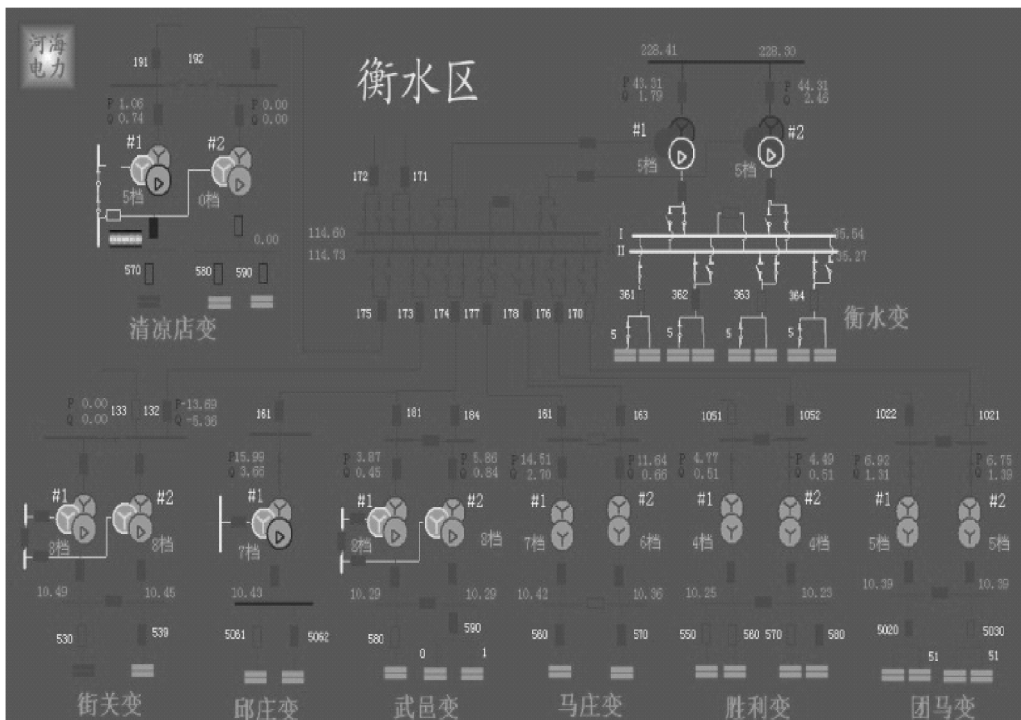


图 5-2 衡水区电网结构

表 5-1 10kV 母线电压合格率（衡水区及前铺区系统）

月份	电压合格率（%）		增长率（%）
	2005 年（AVC 投入）	2004 年（AVC 未投入）	
5	99.94	99.90	0.04
6	99.89	99.87	0.02
7	99.92	99.90	0.02
8	99.92	99.91	0.01
9	99.91	99.91	0.00
10	99.91	99.88	0.03

表 5-2 2005 年衡水区电网全网 5 ~ 10 月份 A 类电压合格率统计

月份	电压检测点	越上限时间 /s	越下限时间 /s	总运行时间 /s	电压合格率（%）		升降百分点 （%）
					实际	比同期	
5	32	1108	696	1428480	99.87	99.86	0.01
6	32	1428	570	1382400	99.86	99.82	0.04
7	32	1280	190	1428480	99.90	99.87	0.03
8	33	1803	831	1440000	99.82	99.83	-0.01
9	33	1130	345	1473120	99.90	99.89	0.01
10	33	1365	144	1377946	99.89	99.85	0.04
平均电压合格率（%）					99.872	99.853	0.019

表 5-3 2005 年前铺区、衡水区 5 月份 A 类电压合格率统计

分区 情况	变电站	越上限时间 /min	越下限时间 /min	总运行时间 /min	电压合格率（%）		升降百分点 （%）
					本月	同期	
前铺区	滏阳	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	广场	0	0	44640	100.00	100.00	0.00
	门庄	32	10	44640	99.91	99.80	0.11
	何庄	0	0	44640	100.00	99.98	0.02
	谈庄	37	0	44640	99.92		
	中华	3	0	44640	99.99	99.84	0.15
	么头	0	53	44640	99.88	99.88	0.00
衡水区	街关	56	0	44640	99.87	99.89	-0.02
	马庄	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	清凉店	0	130	44640	99.71	99.62	0.09

(续)

分区 情况	变电站	越上限时间 /min	越下限时间 /min	总运行时间 /min	电压合格率 (%)		升降百分点 (%)
					本月	同期	
衡水区	胜利	0	0	44640	100.00	99.98	0.02
	团马	0	0	44640	100.00	99.98	0.02
	武邑	13	13	44640	99.94	99.89	0.05
	武强	50	0	44640	99.89	99.88	0.01
平均电压合格率 (%)					99.936	99.902	0.034

表 5-4 2005 年前铺区及衡水区 6 月份 A 类电压合格率统计

分区 情况	变电站	越上限时间 /min	越下限时间 /min	总运行时间 /min	电压合格率 (%)		升降百分点 (%)
					本月	同期	
前铺区	濠阳	3	0	43200	99.99	99.98	0.01
	广场	3	0	43200	99.99	100.00	-0.01
	门庄	47	70	43200	99.73	99.70	0.03
	何庄	0	10	43200	99.98	99.99	-0.01
	谈庄	87	47	43200	99.69		
	中华	70	0	43200	99.84	99.83	0.01
	么头	0	53	43200	99.88	99.68	0.20
衡水区	街关	23	17	43200	99.91	99.85	0.06
	马庄	0	3	43200	99.99	99.96	0.03
	清凉店	47	80	43200	99.71	99.72	-0.01
	胜利	0	7	43200	99.98	99.99	-0.01
	团马	10	0	43200	99.98	99.89	0.09
	武邑	40	23	43200	99.85	99.89	-0.04
	武强	20	7	43200	99.94	99.88	0.06
平均电压合格率 (%)					99.890	99.874	0.029

表 5-5 2005 年前铺区及衡水区 7 月份 A 类电压合格率统计表

分区 情况	变电站	越上限时间 /min	越下限时间 /min	总运行时间 /min	电压合格率 (%)		升降百分点 (%)
					本月	同期	
前铺区	濠阳	3	0	44640	99.99	99.97	0.02
	广场	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	门庄	33	23	44640	99.87	99.79	0.08

(续)

分区 情况	变电站	越上限时间	越下限时间	总运行时间	电压合格率 (%)		升降百分点 (%)
		/min	/min	/min	本月	同期	
前铺区	何庄	3	10	44640	99.97	99.99	-0.02
	谈庄	34	67	44640	99.77		
	中华	3	0	44640	99.99	99.97	0.02
	么头	18	23	44640	99.91	99.88	0.03
衡水区	街关	47	57	44640	99.77	99.79	-0.02
	马庄	0	0	44640	100.00	99.96	0.04
	清凉店	47	40	44640	99.81	99.80	0.01
	胜利	0	7	44640	99.98	99.96	0.02
	团马	3	3	44640	99.99	99.89	0.10
	武邑	13	0	44640	99.97	99.89	0.08
	武强	27	17	44640	99.90	99.88	0.02
平均电压合格率 (%)					99.924	99.905	0.028

表 5-6 2005 年前铺区及衡水区 8 月份 A 类电压合格率统计

分区 情况	变电站	越上限时间	越下限时间	总运行时间	电压合格率 (%)		升降百分点 (%)
		/min	/min	/min	本月	同期	
前铺区	滏阳	0	0	44640	100.00	99.98	0.02
	广场	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	门庄	30	0	44640	99.93	99.87	0.06
	何庄	0	10	44640	99.98	99.99	-0.01
	谈庄	70	0	44640	99.84		
	中华	7	0	44640	99.98	99.99	-0.01
	么头	79	65	44640	99.68	99.78	-0.10
衡水区	街关	36	16	44640	99.88	99.86	0.02
	马庄	3	3	44640	99.99	99.96	0.03
	清凉店	0	23	44640	99.95	99.88	0.07
	胜利	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	团马	0	0	44640	100.00	99.94	0.06
	武邑	16	77	44640	99.79	99.73	0.06
	武强	48	10	44640	99.87	99.85	0.02
平均电压合格率 (%)					99.921	99.908	0.017

表 5-7 2005 年前铺区及衡水区 9 月份 A 类电压合格率统计

分区情况	变电站	越上限时间 /min	越下限时间 /min	总运行时间 /min	电压合格率 (%)		升降百分点 (%)
					本月	同期	
前铺区	滏阳	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	广场	0	0	44640	100.00	100.00	0.00
	门庄	37	0	44640	99.92	99.87	0.05
	何庄	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	谈庄	134	0	44640	99.70		
	中华	0	0	44640	100.00	99.95	0.05
	么头	56	80	44640	99.70	99.98	-0.28
衡水区	街关	90	17	44640	99.76	99.74	0.02
	马庄	0	0	44640	100.00	99.97	0.03
	清凉店	0	90	44640	99.80	99.72	0.08
	胜利	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	团马	0	0	44640	100.00	99.94	0.06
	武邑	20	7	44640	99.94	99.83	0.11
	武强	0	50	44640	99.89	99.85	0.04
平均电压合格率 (%)					99.907	99.909	0.013

表 5-8 2005 年前铺区及衡水区 10 月份 A 类电压合格率统计表

分区情况	变电站	越上限时间 /min	越下限时间 /min	总运行时间 /min	电压合格率 (%)		升降百分点 (%)
					本月	同期	
前铺区	滏阳	7	3	44640	99.98	99.96	0.02
	广场	0	0	44640	100.00	99.99	0.01
	门庄	37	0	44640	99.92	99.87	0.05
	何庄	0	3	44640	99.99	99.99	0.00
	谈庄	33	0	44640	99.93		
	中华	3	0	44640	99.99	99.98	0.01
	么头	0	93	44640	99.79	99.75	0.04
衡水区	街关	53	0	44640	99.88	99.84	0.04
	马庄	0	17	44640	99.96	99.96	0.00
	清凉店	0	80	44640	99.82	99.79	0.03
	胜利	3	3	44640	99.99	99.96	0.03
	团马	3	0	44640	99.99	99.94	0.05
	武邑	53	43	44640	99.78	99.73	0.05
	武强	50	89	44640	99.69	99.68	0.01
平均电压合格率 (%)					99.908	99.880	0.025

2. 减少了电能损耗，取得了明显的降损节能效益

对全网 2005 年 5 ~ 10 月的网损率进行统计，平均网损率为 2.97%，同比降低 0.17%，节电 850 万 kW · h，降损节电效益显著，实行闭环控制的衡水区及前铺区的网损率也有所降低，见表 5-9 和表 5-10。

表 5-9 2005 年衡水区电网 5 ~ 10 月份线损率统计

月份	本月		同期		升降百分点 (%)
	线损率 (%)	线损电量/万 kW · h	线损率 (%)	线损电量/万 kW · h	
5	2.71	1316	2.35	867	0.36
6	5.42	3055	3.18	1165	2.24
7	0.47	211	3.10	1084	-2.63
8	2.37	1422	3.53	1457	-0.16
9	2.31	933	3.51	1291	-1.20
10	2.89	1189	3.14	1069	-0.25

表 5-10 2005 年衡水电网中某小区和前铺区电网 5 ~ 10 月份线损率统计

月份	某小区线损率 (%)		升降 百分点 (%)	前铺区线损率 (%)		升降 百分点 (%)
	本月	同期		本月	同期	
5	0.95	1.05	-0.10	2.04	2.35	-0.31
6	0.80	1.00	-0.20	1.99	2.05	-0.06
7	0.89	1.02	-0.13	2.36	2.54	-0.18
8	1.06	1.33	-0.27	1.78	2.00	-0.22
9	1.10	1.24	-0.14	1.75	1.98	-0.23
10	0.99	1.16	-0.17	2.06	2.24	-0.18

同时，电容器的投入使用率也得到了大大的提高（见表 5-11），提高了电容器的使用率。

表 5-11 电容器投运时间汇总表

月份	2005 年 总投运容量时数/kvarh	2004 年 总投运容量时数/kvarh	增长率 (%)
5	166154756	121501840	36.75
6	165537219	108988027	51.89
7	139897093	96926600	44.33
8	117002519	127658370	-8.35
9	115782200	103748004	11.60
10	100720950	113365479	-11.15
合计	805094737	672188320	19.77

3. 减少了有载调压变压器分接开关动作次数

有载调压变压器分接开关调节次数由以前每台每天平均 5.3 次,降低到目前每台每天平均 4.9 次,动作次数降低了 7.55%,提高了设备的使用寿命,而且减轻了检修劳动强度,具体统计见表 5-12 ~ 表 5-18。

表 5-12 2005 年 5 ~ 10 月衡水区电网 220kV 站有载调压变压器分接开关动作次数统计
(单位:次)

月份	月总动作次数	日平均动作次数		
		本月	同期	升降次数
5	1551	5.00	5.70	-0.70
6	1539	4.96	5.30	-0.34
7	1525	4.91	5.50	-0.59
8	1592	5.13	5.40	-0.27
9	1435	4.63	5.00	-0.37
10	1480	4.77	5.10	-0.33

表 5-13 2005 年 5 月衡水区电网 220kV 站有载调压变压器分接开关动作次数统计
(单位:次)

站名	1#变压器分接开关 月动作次数	2#变压器分接开关 月动作次数	3#变压器分接开关 月动作次数	月总动作 次数	日平均动作 次数
某站	155	156		311	5.00322581
安平站	146	140	146	432	
杨村站	123	164		287	
景县站	188	188		376	
故城站	145			145	

表 5-14 2005 年 6 月衡水区电网 220kV 站有载调压变压器分接开关动作次数统计
(单位:次)

站名	1#变压器分接开关 月动作次数	2#变压器分接开关 月动作次数	3#变压器分接开关 月动作次数	月总动作 次数	日平均动作 次数
某站	166	166		332	4.96451613
安平站	145	145	145	435	
杨村站	122	154		276	
景县站	178	178		356	
故城站	140			140	

表 5-15 2005 年 7 月衡水电网 220kV 站有载调压变压器分接开关动多次数统计
(单位: 次)

站名	1#变压器分接开关 月动作次数	2#变压器分接开关 月动作次数	3#变压器分接开关 月动作次数	月总动作 次数	日平均动作 次数
某站	145	145		290	4. 91935484
安平站	134	134	134	402	
杨村站	144	186		330	
景县站	175	175		350	
故城站	153			153	

表 5-16 2005 年 8 月衡水区电网 220kV 站有载调压变压器分接开关动多次数统计
(单位: 次)

站名	1#变压器分接开关 月动作次数	2#变压器分接开关 月动作次数	3#变压器分接开关 月动作次数	月总动作 次数	日平均动作 次数
某站	144	144		288	5. 13548387
安平站	159	159	124	442	
杨村站	117	165		282	
景县站	228	230		458	
故城站	122			122	

表 5-17 2005 年 9 月衡水区电网 220kV 站有载调压变压器分接开关动多次数统计
(单位: 次)

站名	1#变压器分接开关 月动作次数	2#变压器分接开关 月动作次数	3#变压器分接开关 月动作次数	月总动作 次数	日平均动作 次数
某站	145	145		290	4. 62903226
安平站	142	142	143	427	
杨村站	124	165		289	
景县站	145	146		291	
故城站	138			138	

4. 真正实现了全网电压/无功实时控制，减轻了调度、值班人员劳动强度，完善并提高了无人值班变电站自动化水平

衡水 AVQC 系统从全网进行合理调整，克服了单独 VQC 装置仅能进行局部控制的缺点，提高了电网整体控制水平。由于采用闭环自动调整控制方式，减轻了运行人员的劳动强度，提高了无功、电压、线损的管理水平。

表 5-18 2005 年 10 月衡水电网 220kV 站有载调压变压器分接开关动次数统计
(单位:次)

站名	1#变压器分接开关 月动作次数	2#变压器分接开关 月动作次数	3#变压器分接开关 月动作次数	月总动作 次数	日平均动作 次数
某站	142	140		282	4. 77419355
安平站	131	131	131	393	
杨村站	142	182		324	
景县站	166	168		334	
故城站	147			147	

5. 提高了电网的安全运行水平

该控制系统自适应功能强 (如自动纠错、自动闭锁、自动形成相关动作数据等)、安全控制功能强 (如遇突发事件, 控制系统会自动处理, 不会发出影响电网与主设备安全的操作指令)、人机界面友好、操作简便、安全可靠。事故封锁成功率、无功/电压自动控制设备覆盖率及控制系统 (计算机系统) 月运行可靠率均在较高水平 (见表 5-19 ~ 表 5-21)。

表 5-19 事故封锁成功率

月份	10kV 事故次数/次	成功封锁次数/次	事故封锁成功率 (%)
5	5	5	100
6	7	7	100
7	6	6	100
8	3	3	100
9	9	9	100
10	6	6	100

表 5-20 无功/电压自动控制设备覆盖率

	全网总台 (组) 数	系统覆盖数	覆盖率
有载调压变压器台数	65 台	65 组	100%
电容器组数	111 组	111 组	100%

表 5-21 控制系统 (计算机系统) 月运行可靠率

月份	月总时间/min	月可靠运行时间/min	月运行可靠率 (%)
5	44640	44563	99. 83
6	43200	42389	98. 12
7	44640	43988	98. 54

(续)

月份	月总时间/min	月可靠运行时间/min	月运行可靠率（%）
8	44640	44507	99.70
9	43200	42688	98.81
10	44640	44563	99.83

6. 投资少，回报率高

1) 电网电压/无功优化运行闭环控制系统就设备投资而言，仅有软、硬件费用和站端遥调、遥控的改造费用约 100 万元。使用该系统后，线损率下降了 0.17%，如果每千瓦时电费按 0.3 元计，则一年可节约电费 255 万元。假定 AVQC 系统对其的贡献率占 30%，则 AVQC 系统带来的经济效益就有 76.5 万元，不到两年即可收回全部投资。

计算公式为

$$\text{总电量} \times (\text{原来线损率} - \text{现在线损率}) \times \text{电价} \times \text{系数} = \text{节约资金}$$

2) 无功优化软件投入使用以来，220kV 变压器分接开关平均每天动作 4.9 次，比系统投入前少动作 0.4 次，全年少动作 146 次左右，按变压器分接开关每 5000 次要进行大修计，延长使用周期 77 天，变压器的使用周期按 20 年计，减少维修次数 0.6 次，每次每台按 10 万元大修费用计，每年每台节省 0.3 万元，全网节省 5.2 万元/年。按同样的计算方法，某电网 54 台 110kV 变压器平均节省大修费用 16.2 万元/年。

3) 节省变电站其他无功调压装置投资 40 万元（10 万元×4 个站）。

预计该系统投入运行后，某电网每年直接经济效益为 76.5 万元，间接效益为 61.4 万元，总计为 137.9 万元。

7. 连带效应

该系统的投入使用，不仅充分合理地使用了调压设备和无功补偿设备，提高了电压质量、降低了输电网损、增加了设备出力，同时连带产生了以下效应：

1) 准确地掌握了主变压器分接开关、电容器投切开关每年每月每日动作次数，为最大限度地发挥设备潜力和适时进行设备检修提供了依据。

2) 电压/无功闭环控制系统的实施，加速了远动设备建设与改造及“四遥”功能的实现，促进调度自动化 SCADA 系统数据采集功能的完善。

3) 电压/无功闭环控制系统的实施，促进了电容器的配制、电容器投切开关的更新、有载变压器应用范围的扩大。

综上所述，该系统达到了技术协议书要求的经济指标，证明实施电压/无功优化运行以后，挖掘出了无功优化、电压控制的潜力，取得了很好的效果。随着系统不断完善，某电网无功优化运行闭环控制系统将为某电网的安全经济运行带

来巨大的回报。

5.3 某电网使用地区分布式 AVC 的案例分析

5.3.1 某电网及分布式 AVC 应用概况

目前某电网规模为：管辖 11 个县市局，包括 2 个区，9 个县市；电网供电负荷为 3680MW；全社会用电量为 202 亿 kWh；500kV 变电站有 3 座，220kV 变电站有 20 座，110kV 变电站有 96 座，35kV 变电站有 42 座；变电容量为 6000 ~ 7000MVA；无功补偿容量为 1800Mvar。

某地区电力部门于 2004 年 7 月安装了第一套集中式 AVC 系统投入试运行，于 2004 年 10 月 1 日起正式运行，控制范围是某市区电网的 1 座 220kV 变电站的 2 组电容器和 8 座 110kV 变电站。同样，在地区中的某县级电网中也安装了一套 AVC 系统，控制范围是 4 座 110kV 变电站及 10 座 35kV 变电站。经过两年的集中式 AVC 系统的应用后，结合某地区电网及调度管理模式的变化，于 2006 年 6 月 30 日安装了地区电网无功/电压分布式二级控制系统（简称为分布式 AVC 系统），实现了 AVC 系统由集中式向分布式转变。目前其运行模式为：主站 + 8 个子站（集控站）。2009 年该地区实现了大集控管理模式后，出现了最终模式：主站 + 1 个子站（大集控站）+ 9 个县市局；控制范围为全网 35kV 及以上变电站。2009 年省调 AVC 系统建成，已完成省地 AVC 系统的联调功能，最终形成省 - 地 - 县的无功/电压三级联合控制模式。

电网无功/电压分布式二级控制系统利用已有的调度自动化系统及监控自动化系统，在充分考虑系统运行及电压控制的可靠性要求下，对某电网所辖 10 个监控中心进行无功/电压自动控制。该系统分为主站 AVC 系统及子站 AVC 系统。其中，主站 AVC 系统采集全网各个节点遥测、遥信等实时数据，无功优化计算和控制软件利用实时数据，在确保电网与设备安全运行的前提下，以各监测节点电压合格、省级电网关口功率因数等为约束条件，从全网角度进行电压/无功优化控制，实现在现有条件下无功的分层分区最佳平衡，达到主变压器分接开关调节次数最少和电容器投切最合理、电压合格率最高和输电网损率最小的综合优化目标。该系统采用无功/电压分布式递阶协调控制模式，通过地调主站、集控站子站和变电站监控系统的合理配合，实现某电网三级阶梯式控制：若 AVC 主站与集控站出现通信故障，子站 AVC 系统可自动诊断故障，并自启动运行，由集控站系统与变电站监控系统的 AVC 功能配合进行区域优化控制；若集控站子系统与变电站通信也出现故障，则自动投入变电站监控系统的 AVC 功能。

该分布式系统主要具有以下特点：

1. 使用方便

可生成用户需要的报表；用户可在办公室里即可对系统进行远程维护；维护结束后，用户可在该机使用同步功能将维护结果传送到服务器及各个监控站；整个系统启动过程只需要用户将进程管理服务器启动，其余将由系统自动启动。

2. 系统可靠性高

采用双主机互为备用的方式；两级控制，监控站区域优化及控制做备用；系统重新启动自动恢复。

3. 系统便于维护

系统完整的运行日志及错误日志为技术人员进行维护提供了方便；自定义规则的专家系统使系统可以根据具体电网情况定制控制策略。

4. 具有特色功能

可实现调度中心决策、监控站控制的两级控制模式；在系统中实现短期负荷预测，通过预决策功能减少电压越限及设备动作次数；为实现完整的无功/电压管理解决方案提供了支持。本系统以地区电网作为整体进行全网优化协调控制，实现了无功/电压地、县的分层协调控制，使得全网无功达到分层分区平衡。

5.3.2 分布式 AVC 在某地区应用案例分析

分布式 AVC 系统在某地区应用后，运行情况良好，并取得了较好的效益。其主要作用效果如下：

1. 提高了电压质量、电压合格率，降低了电压偏差

AVC 系统投入闭环控制后，110kV 系统电压有了明显的改善（见图 5-3 和图 5-4）。全网电压合格率得到了稳步提高，2005 年为 95.44%，2006 年为 98.75%，2007 年为 99.47%，2008 年为 99.7%。

AVC 系统投入闭环控制后，10kV 系统电压也有了明显改善（见图 5-5），全网电压合格率 2005 年城网为 99.61%，农网为 99.02%；2006 年城网为 99.25%，农网为 99.77%；2007 年城网为 99.829%，农网为 99.37%；2008 年城网为 99.889%，农网为 99.385%。

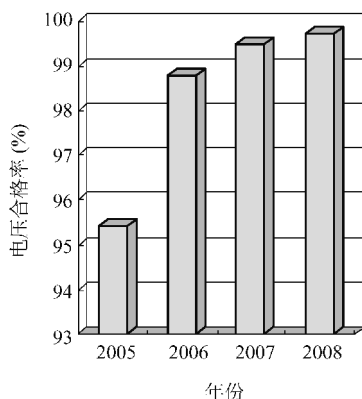


图 5-3 110kV 电压合格率

2006 年的某电网，110kV 系统电压存在的主要问题是 220kV 云山和方岩供电区的变电站电压越限问题，这是电压控制的难点，其中既有负荷因素，也有电网原因。表 5-22 是这两片电网 2006 年 110kV 母线电压合格率情况。

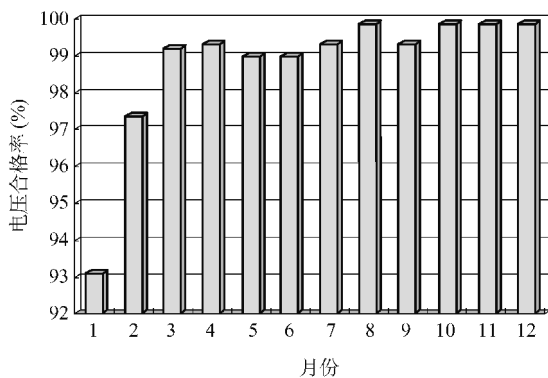


图 5-4 2006 年月度 110kV 电压合格率

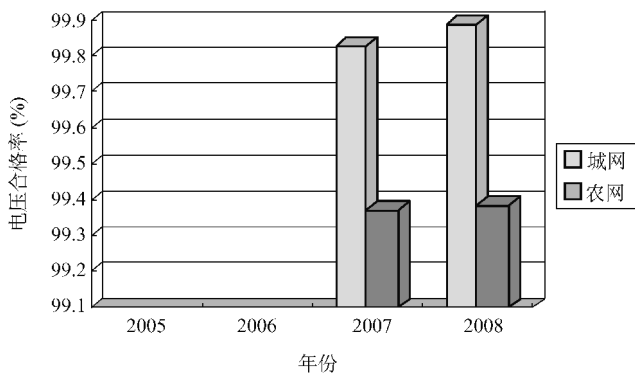


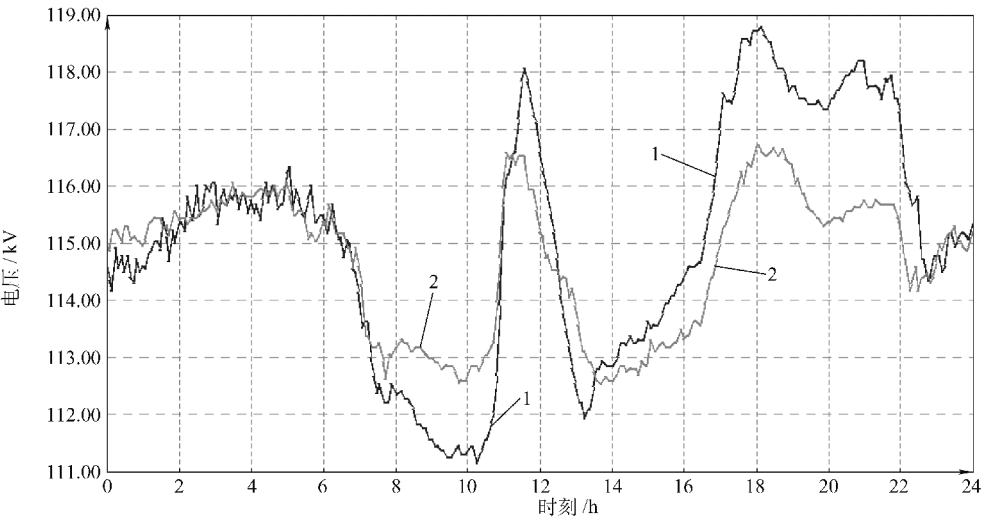
图 5-5 2005 ~ 2008 年 10kV 系统电压合格率

表 5-22 2006 年 110kV 母线电压合格率情况 (%)

变电所	1 月		2 月		3 月		4 月		5 月		6 月	
	I 段	II 段	I 段	II 段	I 段	II 段	I 段	II 段	I 段	II 段	I 段	II 段
芝英	99.7	100	99.6	99.5	97.1	97.8	98.8	98.8	99.3	99.7	99.3	99.7
长城	94.8		99.8		99.8		99.6		96.2		92.3	
古山	97.7	94.3	99.2	99.8	95.4	99.5	96.3	99.4	98.4	96.6	99.3	98.8
莲花	84.5		81		93.2		96.9		98.4		98.8	
六洞山	89.6	92.3	88.4	90	95.3	96.5	98.8	99	99.9	100	100	100
兰溪	82.8	84.2	80.6	82.3	94.1	94.7	97.5	98	98.5	98.8	99	99.4
上华	79.2		79.1			91.2	96.3		97.9		98.2	

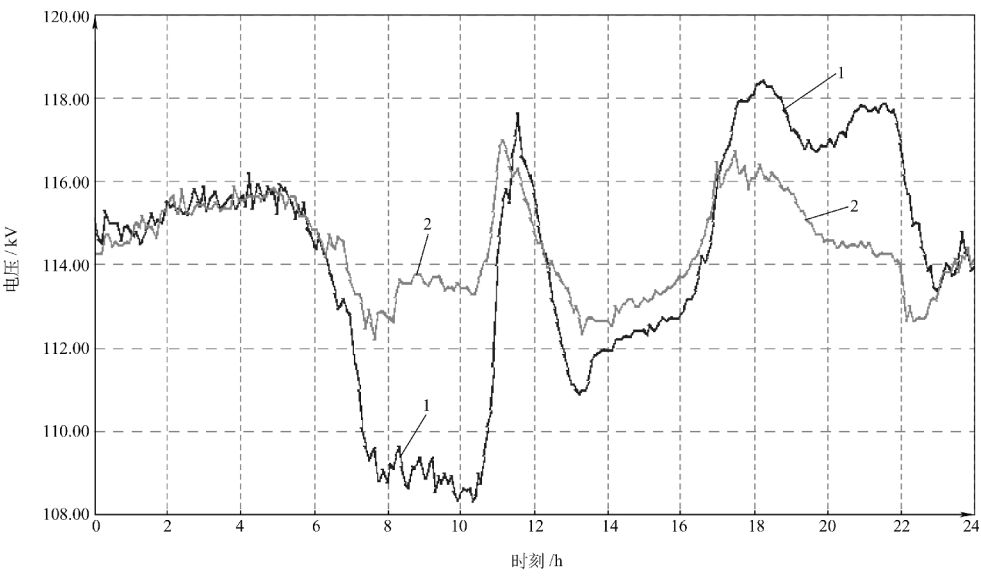
很明显，电压合格率不理想。而分布式 AVC 投入闭环运行后，110kV 系统电压得到了大大改善。

由图 5-6 和图 5-7 可知，AVC 投入前，方岩变电站 110kV 系统电压越高限、越低限情况并存，投入后电压运行区间合理，波幅显著收敛。



1. 方岩变电站 110kV 正母线电压最大值：118.79kV(2006/05/22 18:10)
最小值：111.12kV(2006/05/22 10:15)平均值：115.07kV
2. 方岩变电站 110kV 正母线电压最大值：116.72kV(2006/07/16 18:00)
最小值：112.54kV(2006/07/16 09:45)平均值：114.71kV

图 5-6 AVC 投入前后电压曲线



1. 方岩变电站 110kV 正母线电压最大值：118.40kV(2006/05/15 18:15:00) 最小值：108.28kV(2006/05/15 09:55)
2. 方岩变电站 110kV 正母线电压最大值：116.98kV(2006/07/18 11:10:00) 最小值：112.15kV(2006/07/18 07:40)

图 5-7 AVC 投入前后电压曲线

取 AVC 投入前的 2006 年 5 月 8 日 ~ 22 日和投入后的高峰负荷期间 2006 年 8 月 1 ~ 14 日的电压曲线, 如图 5-8 所示, 两周时间的区间比较也完全符合以上的结论。

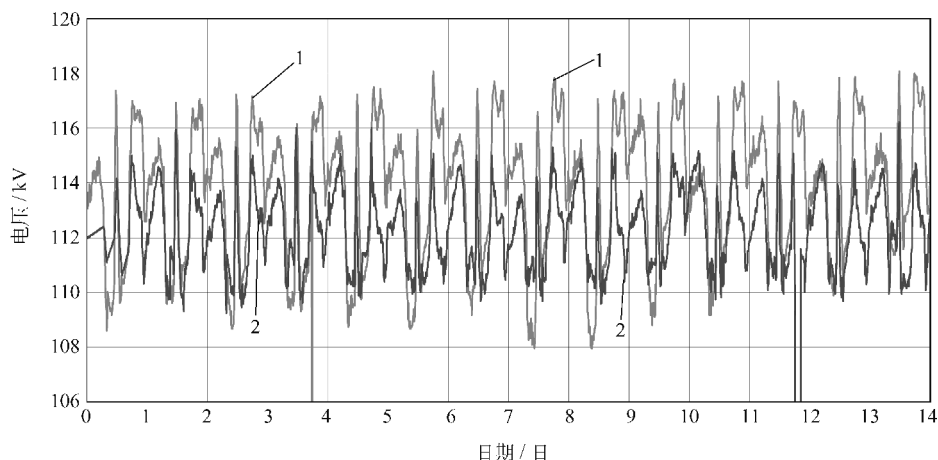


图 5-8 AVC 投入前后方岩变电站电压曲线

1—AUV 投入前 2—AUV 投入后

2006 年方岩变电站供区的芝英、古山、长城变电所 110kV 母线电压平均合格率统计情况 (见图 5-9) 直观反映了三季度该区域电压改善的结果。

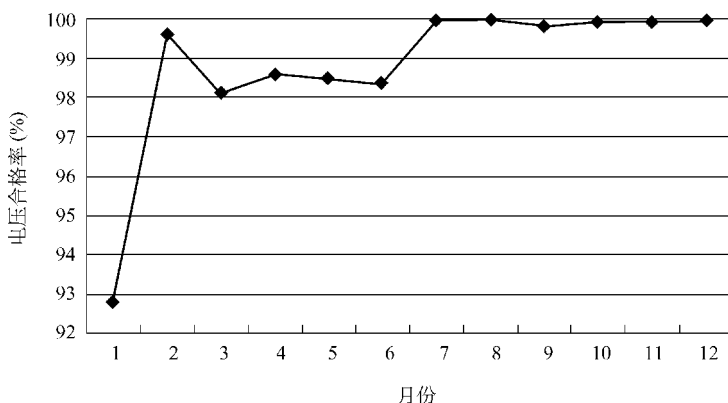
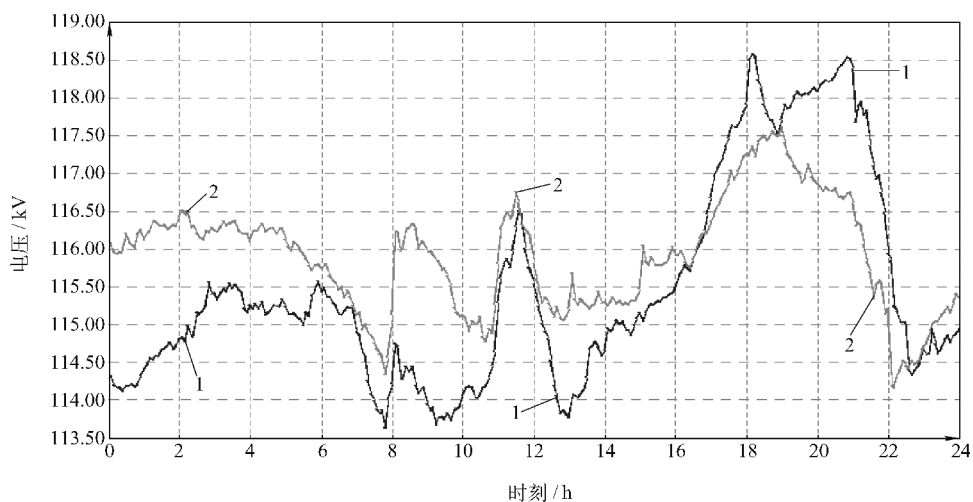


图 5-9 2006 年方岩变电站平均电压合格率

云山变电站的电压主要是越高限问题, AVC 投入后被有效约束, 如图 5-10 所示。

2. 减少电能损耗, 电容器投入率升高, 主网网损率降低

AVC 系统投入闭环运行后, 大幅度提高了电容器投入率, 降损节电效果明显, 方便且很好地实现了电网的经济运行。



1. 云山变电站 110kV 正母线电压最大值: 118.58kV(2006/05/22 18:10) 最小值: 113.62kV(07:50) 平均值: 115.47kV
 2. 云山变电站 110kV 正母线电压最大值: 117.63kV(2006/07/16 19:00) 最小值: 114.15kV(22:10) 平均值: 115.90kV

图 5-10 AVC 投入前后云山变电站 110kV 电压最大值

2006 年 5 月 22 日主网 AVC 控制范围内部分电容器投入情况如图 5-11 和图 5-12 所示, 2006 年 7 月 3 日主网电容器投入情况如图 5-13 和图 5-14 所示。

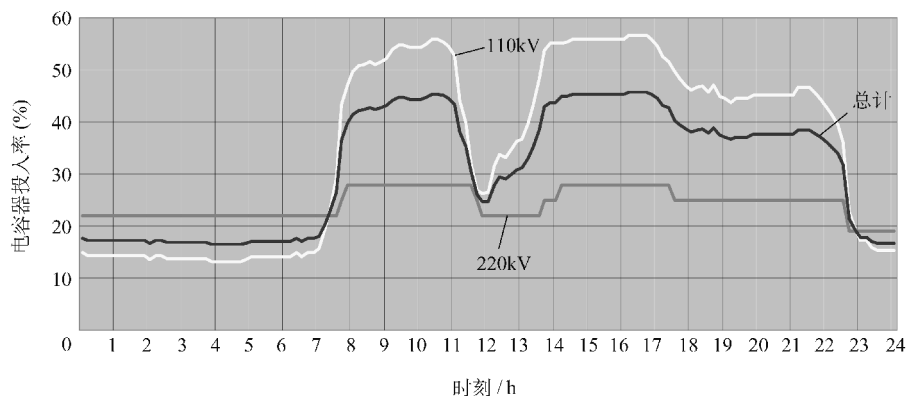


图 5-11 2006 年 5 月 22 日金华主网电容器投入率曲线

以上图表只反映了 AVC 系统控制范围内部分电容器的投入情况, 2006 年新上的 13.5 万 kvar 电容器因 PI 数据库问题未进入统计, 而这部分电容器都已实现 AVC 闭环控制, 所以实际无功补偿容量相差约 10 万 kvar 左右。

分布式 AVC 系统投入前后的电容器投入情况对比表明, 投入率提高了近 30%, 该日增加无功补偿电量约为 530 万 kvarh; 曲线积分差值为 $1007.2 - 537.2$ 万 kvarh = 470 万 kvarh, 加上未计入部分约 60 万 kvarh。若取节电当量 0.9%, 可得节电 4.8 万 kW · h, 三个月能达 440 万 kW · h。

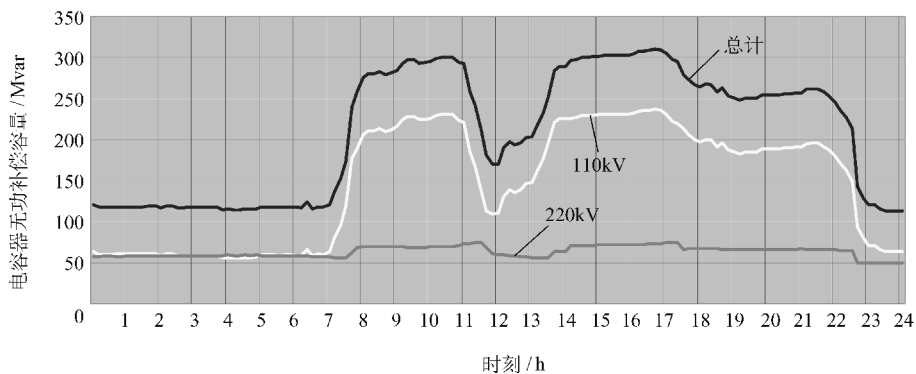


图 5-12 2006 年 5 月 22 日金华主网电容器投入率曲线

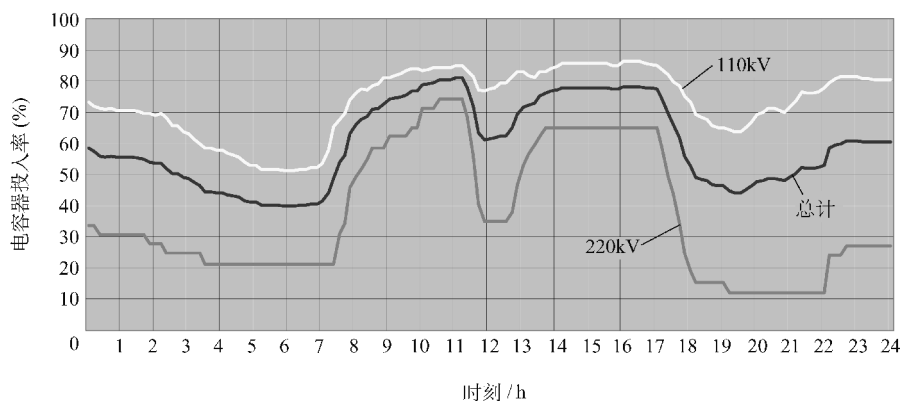


图 5-13 2006 年 7 月 3 日金华主网电容器无功补偿曲线

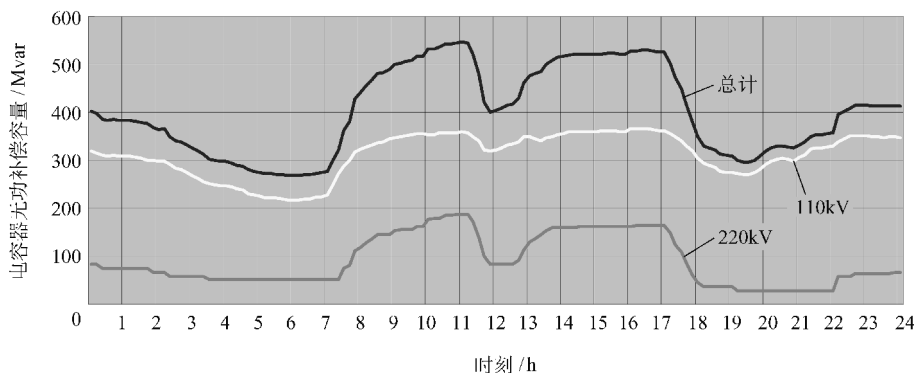


图 5-14 2006 年 7 月 3 日金华主网电容器无功补偿曲线

由于不存在并行的参照样本，节电计算不可能有准确的结果，我们尽量多采用几种计算方法，以得出能认同的粗略的数据。

从网损实时系统中看 AVC 投入前后的降损效益。主网网损率 2005 年为 0.97%，2006 年为 0.85%，2007 年为 0.817%，2008 年为 0.7%。2005 ~ 2008 年主网网损率如图 5-15 所示，2006 年月度主网网损率如图 5-16 所示。

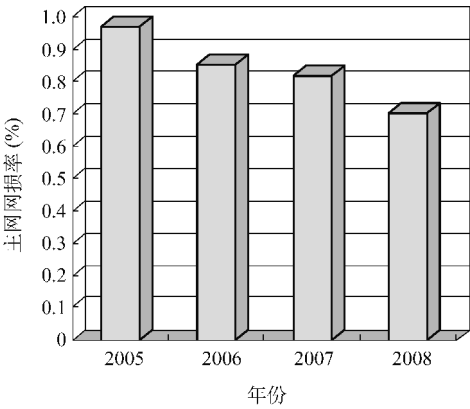


图 5-15 2005 ~ 2008 年主网网损率

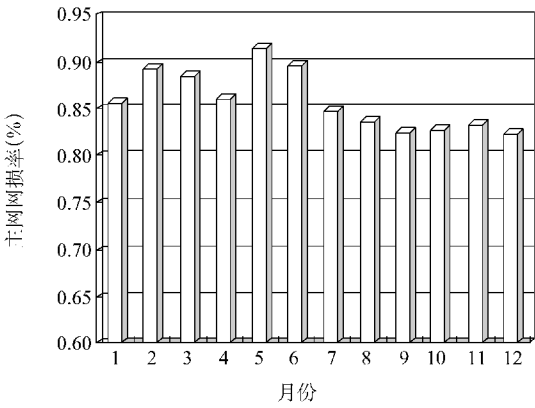


图 5-16 2006 年月度主网网损率

地调部分网损情况见表 5-23。

表 5-23 地调部分网损情况

项 目	2006 年 5 月 23 日		2006 年 7 月 2 日	
	可变损耗	固定损耗	可变损耗	固定损耗
分类损耗万 kW · h	16. 352	11. 082	21. 046	11. 082
损耗合计万 kW · h	27. 434		32. 128	
网损率（%）	0. 735		0. 675	

AVC 投入的结果，在负荷大幅升高的同时，而网损率却明显下降。简单计

算节电效益如下：

取 $K = 1982.76 / 1555.95 = 1.2743$ （平均供电负荷之比）。

节电为 $(16.352 \times K^2 - 21.046) \text{ kW} \cdot \text{h} = 5.507 \text{ 万 kW} \cdot \text{h}$ ，三个月则达 506 万 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。

从电量计费系统得出的地调的统计网损见表 5-24。

表 5-24 地调 2006 年 1~9 月统计网损情况

月 份	1	2	3	4	5	6	7	8	9
网损/万 $\text{kW} \cdot \text{h}$	629.9	527.5	635.8	679.7	653.3	705.2	805.3	901.4	671.2
供电量/万 $\text{kW} \cdot \text{h}$	98411	86152	121287	119041	117834	119910	144139	156230	130832
网损率 (%)	0.640	0.612	0.524	0.571	0.554	0.588	0.559	0.577	0.513

虽然统计网损数据明显比在线系统网损要小，且误差较大，但仍然具有结果比较的价值。供电量与网损率曲线如图 5-17 所示。

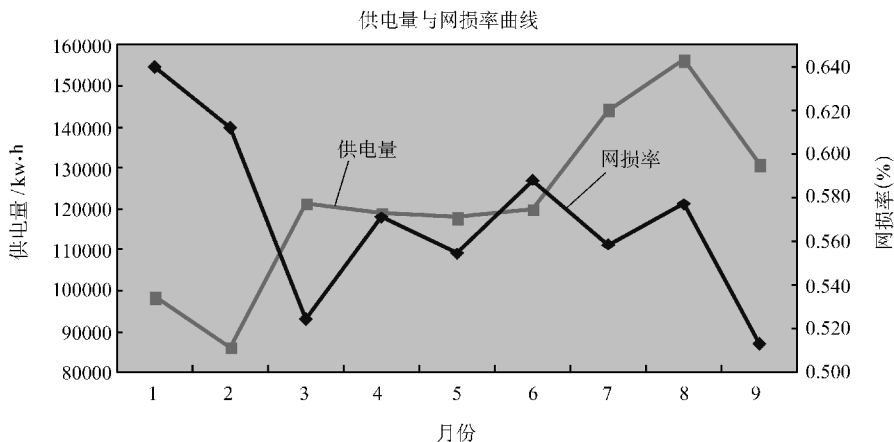


图 5-17 供电量与网损率曲线

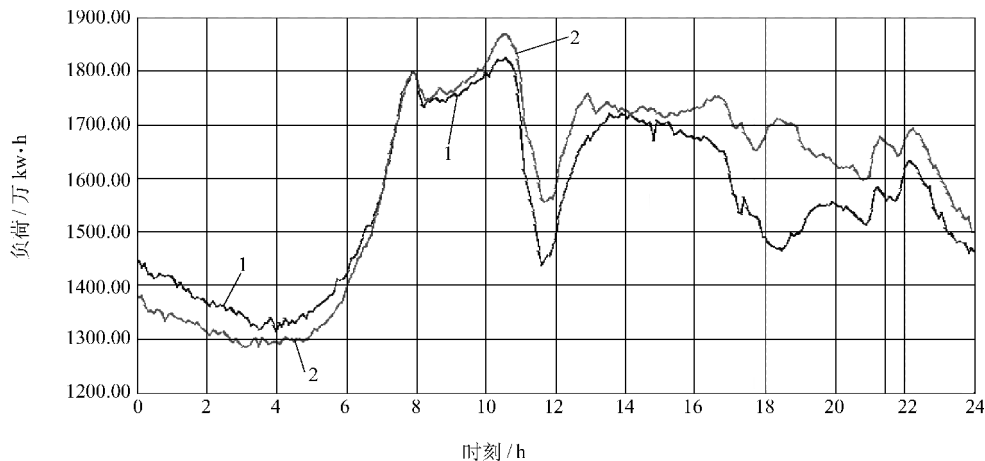
从网损的特性看，进入 2006 年 7 月双夏用电高峰后，其增长速度大于供电量的增长速度，所以在图表上基本上可以看出 7 月之后的网损率下降不小于 0.1%，则对应于三个月的节电量合计在 430 万 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 以上，平均日节电大于 4.67 万 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。

2006 年 5 月 23 日与 10 月 2 日负荷水平相近其负荷曲线如图 5-18 所示。

地调全网网损电量相差： $(1.296 - 1.15) \times 24 \text{ 万 kW} \cdot \text{h} = 3.5 \text{ 万 kW} \cdot \text{h}$ ，第三季度的负荷水平分别是 196 万 kW 、210 万 kW 、182 万 kW ，相对高出了 26%、35%、17%，而改善了高峰期间的系统运行电压，同样会产生明显的降损效益。

另外，分布式 AVC 系统具备电网逆调压功能，能使降损效益更为充分。

综合上述分析结果，分布式 AVC 试运行以来，地调全网三个月的节电量取



1. 金华地区负荷 P 最大值: 1824.76 (2006/05/23 10:35) 最小值: 1312.45 (2006/05/23 04:00) 平均值: 1555.95
起始时间: 2006/05/23 00:00:00 终止时间: 2006/05/24 00:00:00 负荷率(%): 85.27
2. 金华地区负荷 P 最大值: 1869.05 (2006/10/02 10:35) 最小值: 1283.63 (2006/10/02 03:30) 平均值: 1591.79
起始时间: 2006/10/02 00:00:00 终止时间: 2006/10/03 00:00:00 负荷率(%): 85.17

图 5-18 2006 年 5 月 23 日与 10 月 2 日的负荷曲线

最低数为 430 万 $\text{kW} \cdot \text{h}$, 按 2005 年社会用电量平均电价 0.65 元/ $\text{kW} \cdot \text{h}$ 计算, 为 280 万元, 这部分相当于“净利润”。预计一个统计年的节电量将达 1500 万 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 以上, 为企业增加了 975 万元以上利润。

3. 减少了主变压器分接开关动作次数

AVC 系统投入运行后, 110kV 有载主变压器分接开关动作次数显著减少, 无疑对提高主变压器寿命水平大有裨益。图 5-19 和图 5-20 所示是 110kV 长城变

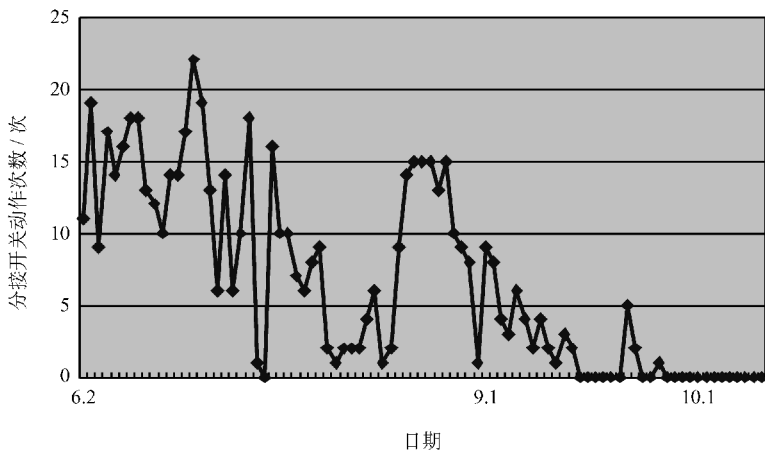


图 5-19 长城变电所 1#主变压器分接开关动作次数

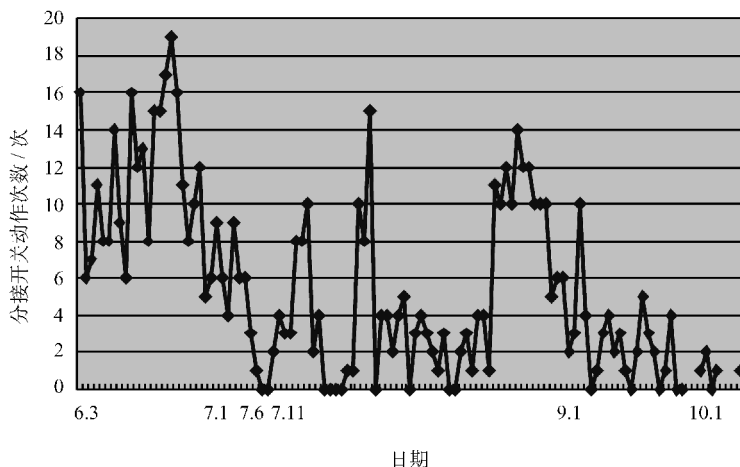


图 5-20 丽州变电所 1#主变压器分接开关动作次数

电所和 110kV 丽州变电所 1#主变压器分接开关每天动作次数曲线（数据取自 AVC 的 Web 查询系统）。

以上两座变电所在 2006 年 7 月都进行了增容，从 2006 年 6 月至今电压控制装置都有 VQC→AVC→VQC→AVC 的过程，虽然数据不全，但对比效果还是很明显的，两个变电所 VQC 与 AVC 的调档次数之比约为 3~5 倍。按主变压器检修规定，分接开关动作 5000 次必须停役检修并换油，即原来主变压器分接开关检修周期为一年，以后可以延长至 3~5 年，而主变压器分接开关的运行寿命也将大大延长。折合每年节省检修费用每台主变压器为 1 万元以上，93 台主变压器即达 93 万元以上。

4. 约束关口功率因数，功率因数合格率大大提高

2008 年浙江省调执行新的功率因数考核办法，AVC 系统能方便地对关口功率因数进行约束，以满足电网无功分区平衡的要求，部分地区局无法快速适应。图 5-21 为某局 2008 年 7~12 月及平均的功率因数合格率，可见某局 2008 年功率因数合格率较平均值高出许多。

5. 减轻了监控值班人员劳动强度，实现了全网电压/无功实时控制，完善并提高了无人值班变电站自动化水平

网内众多的 VQC 装置，不仅种类多，质量也良莠不齐，缺陷频发，这给监控人员带来很大的工作压力。同时，监控人员对系统调压和监控点电压的调整策略和时间方面根本无法把握，难度很大。AVC 系统自动化程度高、策略准确、动作快捷，系统稳定运行后，解决了以上这些问题，同时也节省了 VQC 装置的维护和检修费用。

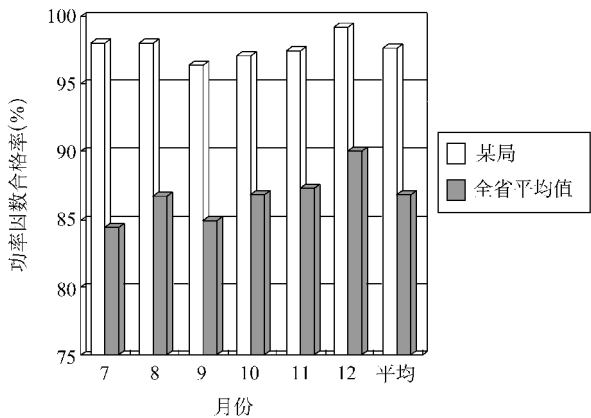


图 5-21 某局功率因数合格率

6. 提高了电网的安全运行水平

AVC 系统以电压作为基本约束：监控点电压的控制和区域电压的维持。同时响应时间快，从计算到策略执行完成，一般只需 1min。其所发挥的作用相当于增加一套容量为 91 万 kvar 的无功动态调节系统，这无疑大大提高了电网的电压稳定水平。

7. AVC 系统装置方便实现与省网、县市 AVC 系统接口联调

AVC 系统自适应功能强（如自动纠错、自动闭锁、自动形成相关动作数据等）、安全控制功能强（如遇突发事件，控制系统会自动处理，不会发出影响电网与主设备安全的操作指令）、人机界面友好、操作简便、安全可靠，同时可以方便地与省网、县市 AVC 系统接口，实现电网电压的分层协调。

8. 连带效应

1) 准确地掌握了主变压器分接开关、电容器投切开关每年每月每日动作次数，为最大限度地发挥设备潜力和设备检修提供了依据。

2) 动态电压/无功控制系统的实施促进了电容器的配制、电容投切开关的更新、有载变压器覆盖面的扩大。

3) 使定值更改、特殊控制策略实施方便。

第 6 章 省级电网无功优化系统实例介绍

本书第 3 章中介绍了省级电网无功优化控制的系统的主要内容，为了能对省级电网无功优化有更加详细且直观的了解，本章将会以一个省级电网的具体应用为实例，从不同的角度展示省级电网无功优化系统建设的步骤和一些主要的内容。

6.1 实例电网基本情况简介

该电网位于我国电网的北端，按地理位置、运行特点可以分成东部网、中部网、西部网三个部分。由于该地区地域广阔，负荷分散，因此负荷峰谷差及电压波动范围均较大。近年来，随着电网网架结构的逐步加强和对电压的综合治理，省网一次系统无功补偿设备、电压调节手段也逐步增多。截止到 2006 年，网内共有 41 台机组具备进相运行能力（最大进相运行机组容量为 600MW）、7 个 500kV 变电所（厂）安装 930Mvar 的低压电抗器、8 个 220kV 变电所安装 280Mvar 的低压电抗器，75% 的一次变为有载调压变压器，通过各种调压措施的配合，省网一次系统电压水平逐年接近 100%。因此，发挥现有设备的调压潜力，进一步提高电压质量的同时，增强电网安全稳定运行的能力，减少电网的有功损耗，达到最经济、合理、有效的调压效果，是电网目前需解决的主要问题。随着计算机技术和数值计算技术的飞速发展、电力系统装备的现代化、几十年无功优化理论和算法研究的不断成熟和完善、用电者对电能质量的要求不断苛刻，都驱使电网全面地实现无功/电压的自动控制（AVC）。它能进一步提高电网电压质量、降低网损、减轻值班人员调整电压的劳动强度，为现代电网安全、优质、经济运行提供先进的控制手段。

6.2 实例电网实施 AVC 系统的可行性

省级电网 AVC 系统实施的第一要素就是系统的可行性分析。随着调度自动化系统的不断发展和完善，日渐成熟的电压/无功控制系统如何能够安全稳定的接入电网实现在线控制，如何能够适应日后电网的发展需求都是目前电压/无功控制需要研究的问题。下面将针实例电网的实际情况进行分析，得到电网实施电压/无功控制的可行性分析。

6.2.1 调度自动化系统接入 AVC 系统的可行性研究

AVC 系统主要用于调度, 作为在线控制的软件要想很好地接入调度自动化系统, 主要要关注两个方面的内容: 一是如何获得稳定的数据来源, 二是如何将控制命令准确地下发到现场设备。下面就实例电网的实际情况来阐述 AVC 系统接入本地电网调度自动化系统是否可行。

6.2.1.1 电网调度自动化基本情况

目前实例电网调度自动化系统采用国内比较流行的能量管理系统, 该系统集 SCADA (监控和数据采集)、电力系统高级应用软件、DTS (调度员培训仿真系统)、DMIS (调度管理信息系统) 于一体, 其配置合理、功能齐全、扩展性强。目前该系统已接入部分统调电厂、变电站、地区供电局等电网自动化系统设备。该系统通过两套数据采集系统互为补充的方法来获得各个变电站的厂站数据, 一套数据是通过远放 RTU 装置直接从变电站采集现场数据, 通过数据采集服务器提供给 SCADA 系统, 这套数据也就是目前调度自动化的主要数据来源。另外一套数据是通过各个区调 SCADA 上传的各地区电网数据, 通过通信服务器接入数据管理服务器, 这部分数据作为 SCADA 数据的补充和备用。

6.2.1.2 AVC 系统数据来源和控制通道的可行性研究

AVC 是基于能量管理系统 (EMS) (或者电网调度自动化系统) 的一项高级应用软件, 能够以应用软件的形式独立存在。一方面, AVC 所需要数据, 均来自 EMS, 另一方面 AVC 所发出的电压调节和离散设备动作控制信号, 可以通过 SCADA 中的调节与控制输出发送。具有开放式人机交互界面接口的能量管理系统 (或调度自动化系统), 还能在此基础上实现 AVC 的人机交互界面。

AVC 与 EMS 接口是通过 IEC61970 的 CIM 模型建立的。IEC61970 是一种通用的电力系统模型的标准, 这种标准的优点在于各个不同的厂家可以遵循统一的标准, 保证了相互间接口的规范性和通用性。使用 IEC61970 标准能够实现系统间的无缝接驳, 保证了系统间接驳的安全性和稳定性。由于 IEC61970 的传输和解析都是毫秒级的, 所以完全满足在线控制的实时性, 北京电网调度自动化系统就满足 AVC 系统的数据要求。

AVC 系统下发控制命令是通过和 SACAD 系统做接口来完成的。AVC 系统与 SACAD 的接驳方式如下:

- 1) AVC 系统与 SCADA 系统无内部耦合性, 相互之间互不访问数据库;
- 2) AVC 系统不直接控制设备, 设备控制指令由 SCADA 系统执行;
- 3) AVC 系统对设备的操作指令在 SCADA 系统中都有明确的记录;
- 4) AVC 系统遥控数据量较少, 不会影响 SCADA 系统网络性能。

通过以上的接驳方式可以看出 AVC 系统和 SACAD 系统的通信是稳定可行

的。在通道方面，电网所有 220kV 变电站数据已经接入调度自动化系统，大部分 110kV 变电站也接入调度自动化系统。220kV 方面，“四遥”功能基本完备，只是主站和变电站之间的遥控没有做过控制试验，但只要完成控制试验就可以保证通道的可行性，同时也可保证控制设备的准确性。

可以看出电网调度自动化系统在接入 AVC 系统时，不论在数据来源方面还是在通道和控制命令的传输方面都可以满足 AVC 系统在线控制的要求。

如图 6-1 所示是 AVC 系统和 EMS、SCADA 系统的接驳图。

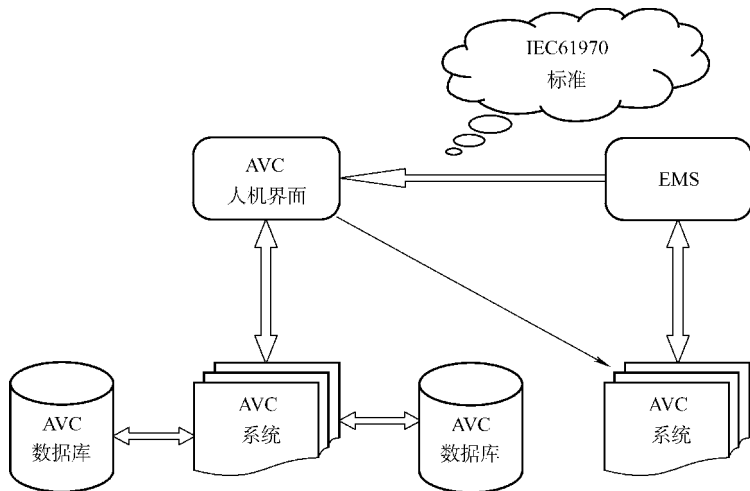


图 6-1 AVC 和 EMS、SCADA 的接驳

6.2.2 AVC 系统可行性研究

电压/无功优化（AVC）系统经过十几年的研究在算法和控制策略上面已经相当的完善，目前全国很多省市都已经实现了 AVC 系统的闭环控制，并且取得了很好的效果。目前在全国实施 AVC 系统的厂家已超过 100 家，包括省地县各级的用户。在河南省和福建省几乎所有的省级和地区级调度都使用了 AVC 系统，并且取得了很好的控制效果。

AVC 系统之所以取的这么好的控制效果，主要还是因为算法的成熟和安全控制策略的完善。在算法方面：目前内点算法对于连续控制变量的优化在规模 1000 个节点的时候，已经控制在秒级，而遗传算法对离散设备的优化也控制在分钟级别以内。实例电网中 220kV 变电站节点规模在 400 个左右，用现有的无功优化算法，完全能够满足在线控制的需要。在安全控制策略方面：通过多年来 AVC 在实际应用中的经验总结，已经对错误数据处理，主变压器联调、主变压器滑档、闭锁机制等对电网安全有影响的安全控制策略做了非常完善的处理，已经能够完全避免由于 AVC 系统的控制对电网安全产生负面的影响。

所以 AVC 系统在算法和安全控制策略方面是完全适合实例电网的。

6.3 实例系统的技术性能指标

AVC 系统作为一个实时的在线控制系统对系统的性能和指标有很高的要求,下面将对实例电网 AVC 系统的性能指标做详细分析。

6.3.1 参考和引用的标准

《中华人民共和国电力法》
《电力系统电压和无功电力技术导则》
《国家电网公司电力系统电压质量和无功电力管理规定》
《并联电容器装置设计技术规程》
《电力网电能损耗计算导则》
《电力网电能损耗管理规定》
《电力变压器运行规程》
《电能质量供电电压允许偏差》
《供电所线损管理办法》
《地区电网数据采集与监控系统通用技术条件》
《电业安全工作规程》

6.3.2 实施标准

- 1) 符合 IEEE POSIX 和 OSF 标准的操作系统。
- 2) 满足 ANSI 标准的 SQL 数据库查询访问。
- 3) 符合 X—Window 的人机界面标准。
- 4) 符合 ANSI 标准的 C/C++ 语言。
- 5) 采用成熟的工业级分布式实时数据库标准。

6.3.3 系统容量规模

实例电网调度自动化系统配置物理规模见表 6-1。

6.3.4 系统可用性指标

实例 AVC 系统在完成主要功能的前提下能达到以下性能指标:

- 1) 系统月可用率不小于 99%。月可用率 = (全月计算正确次数/全月计算总次数) × 100% ; AVC 每月计算总次数一般不少于 4000 次 (计算周期至少 5min 计算一次);

表 6-1 实例电网调度自动化系统配置物理规模表

内 容	常规系统容量	实例系统能支持容量
1. 系统物理规模		
分区/个	30	≥ 100
电压等级/级	10	≥ 12
母线节点/个	3000	≥ 10000
线路/条	4000	≥ 15000
接入厂站/个	500	≥ 1000
虚拟厂站/个	200	≥ 400
发电机/台	500	≥ 1000
变压器/台	2000	≥ 4000
模拟量/个	40000	≥ 80000
状态量/个	80000	≥ 160000
计算量/个	20000	≥ 300000
遥控量/个	5000	≥ 8000
遥调量/个	1500	≥ 2000
参加 AVC 的电厂数/个	100	≥ 150
参加 AVC 的机组数/台	400	≥ 600
省间联络线/条	30	≥ 50
2. SOE 记录/条	5000	≥ 5000
3. 报警记录		
网络分析/条	10000	≥ 10000
AVC 控制/条	10000	≥ 15000
4. 事件记录/条	20000	≥ 50000
网络分析/条	20000	≥ 30000
生产控制/条	10000	≥ 10000
5. 历史数据库容量		
全局优化策略	24 月	≥ 48 月
分区优化策略	24 月	≥ 48 月
变电站 VQC 控制策略	12 个月	≥ 48 月

2) 系统运行寿命应不少于 20 年；

3) AVC 控制措施可用率为 100%；

4) AVC 系统与电厂、地调子站的闭环投运率：大于 99.9%，其中 AVC 闭环投运率 = AVC 闭环运行时间/月日历时间 $\times 100\%$ ；

- 5) AVC 控制合格率应大于 99.99% ;
- 6) 遥控遥调正确率应为 100% ;
- 7) 优化模块收敛率应大于 99.9% ;
- 8) 优化结果正确性: 优化结果用潮流验证;
- 9) 控制规模: 至少满足该电网 25020 年前的发展。

6.3.5 系统可靠性指标

实例 AVC 系统能提供以下系统的可靠性指标:

- 1) 系统中各类设备 MTBF (平均无故障时间) 应大于 30000h;
- 2) 双机热备用切换时间小于 30s;
- 3) 系统能长期稳定运行, 在值班设备无硬件故障和非人工干预的情况下, 主/备设备不会发生自动切换;
- 4) 由于偶发性故障而发生自动热启动的平均次数应小于 1 次/360h;
- 5) 主/备模块的切换时间为从切换命令或切换动作发出到系统恢复到正常可用状态的时间长度。AVC 服务器切换时间应不大于 5 秒。

6.3.6 系统信息处理指标

实例 AVC 系统能够实现以下的信息处理指标:

- 1) 中枢母线电压控制精度: 与设定值偏差应不大于 0.5kV;
- 2) 每台发电机的无功出力: 满足无功出力上下限约束;
- 3) 电容器投退次数: 满足投退次数约束;
- 4) 变压器分接头操作次数: 满足操作次数约束;
- 5) 同一元件连续两次控制操作的时间间隔: 满足时间间隔约束;
- 6) 电压稳定计算满足无功储备约束。
- 7) 如果采用外挂式开发, AVC 与 EMS 接口规范: 满足 IEC61970 标准的接口, 通信满足 104 标准协议。

6.3.7 实时性指标

实例 AVC 系统能达到以下实时性能指标:

- 1) 实时数据扫描周期不大于 60s (可调);
- 2) 单次无功优化计算时间不大于 5s;
- 3) 单次静态电压稳定分析计算时间不大于 5s;
- 4) 单次状态估计计算时间不大于 5s;
- 5) 单次参数辨识计算时间不大于 5s;
- 6) AVC 单次控制命令下发时间小于 15s。时间是指从 AVC 控制命令开始下

发至结果正确显示到画面上为止的时间。

6.3.8 负荷率指标

实例 AVC 系统在最坏情况下，各计算机节点的 CPU 负荷率满足以下指标：

- 1) 各服务器在任意 10s 内，CPU 平均负荷率应小于 35%；
- 2) 数据采集处理机在任意 10s 内，CPU 平均负荷率应小于 35%；
- 3) MMI workstation 在任意 10s 内，CPU 平均负荷率应小于 35%。

网络负荷：

AVC 系统接入中调 EMS 系统后，保证在任何情况下，EMS 主局域网在任意 5min 内，平均负荷率小于 20%。双网以分流方式运行时，每一网络的负荷率小于 12%，以保证其中一网故障时，单网负荷率不超过 24%。

6.3.9 存储容量指标

实例 AVC 系统留有 300% 的备份容量。当存储容量余额低于 AVC 功能要求容量的 80% 时进行报警，历史数据存储时间不少于 3 年。

6.3.10 系统的冷启动、热启动和加电技术指标

实例 AVC 系统分为以下三种启动方式：

- 1) 冷启动：需要使系统启动并初始化时，执行冷启动，装入定义数据结构的初始数据，冷启动时间不大于 5s；
- 2) 热启动：可手动或自动执行热启，终止所有正在执行的程序，清除所有挂起的系统请求，使系统回到最新的运行状态，热启动时间不大于 60s；
- 3) 加电：当电源故障解除时，系统加电并按照启动序列启动，恢复运行时，以磁盘中保存的最新数据断面作为系统初始化条件，加电时间不大于 60s。

6.4 实例系统软硬件配置

6.4.1 软件配置

6.4.1.1 操作系统

实例系统服务器所用的是主流的 Linux redhat 5.3 企业版，客户端系统使用的是 Windows XP 操作系统。

6.4.1.2 关于数据库的选择

数据库的选择是系统稳定运行的必要条件，本项目选取 ORACLE 数据库。ORACLE 数据库是以高级结构化查询语言 (SQL) 为基础的大型关系数据库，通

俗地讲它是用方便逻辑管理的语言操纵大量有规律数据的集合,是目前最流行的客户/服务器 (CLIENT/SERVER) 体系结构的数据库之一。

1. 特点

1) ORACLE 7. X 引入了共享 SQL 和多线索服务器体系结构。这减少了 ORACLE 的资源占用,并增强了 ORACLE 的能力,使之在低档软硬件平台上用较少的资源就可以支持更多的用户,而在高档平台上可以支持成百上千个用户。

2) 提供了基于角色 (ROLE) 分工的安全保密管理。在数据库管理功能、完整性检查、安全性和一致性方面都有良好的表现。

3) 支持大量多媒体数据,如二进制图形、声音、动画以及多维数据结构等。

4) 提供了与第三代高级语言的接口软件 PRO * 系列,能在 C, C++ 等主语言中嵌入 SQL 语句及过程化 (PL/SQL) 语句,并对数据库中的数据进行操纵。它还具有许多优秀的前台开发工具如 POWER BUILD、SQL * FORMS、VISIA BASIC 等,可以快速开发生成基于客户端 PC 平台的应用程序,并具有良好的移植性。

5) 提供了新的分布式数据库能力。可通过网络较方便地读写远端数据库里的数据,并具有对称复制的技术。

2. 存储结构

(1) 物理结构

ORACLE 数据库在物理上是存储于硬盘的各种文件。它是活动的、可扩充的,随着数据的添加和应用程序的增大而变化。图 6-2 所示为 ORACLE 数据库扩充前后在硬盘上存储结构的示意图。

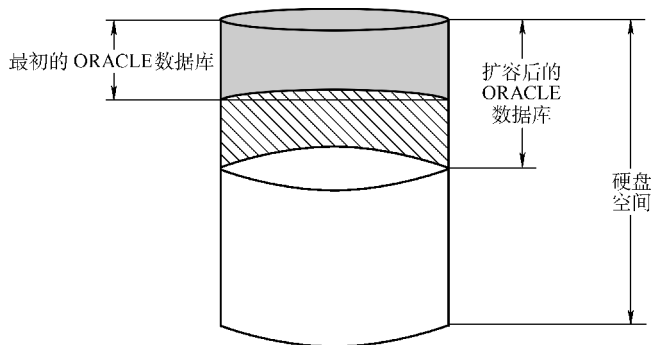


图 6-2 ORACLE 数据库扩充前后在硬盘上存储结构示意图

(2) 逻辑结构

ORACLE 数据库在逻辑上是由许多表空间构成。主要分为系统表空间和非系

统表空间。非系统表空间内存储着各项应用的数据、索引、程序等相关信息。当准备上马一个较大的 ORACLE 应用系统时，应该创建它所独占的表空间，同时定义物理文件的存放路径和所占硬盘的大小。

图 6-3 所示为 ORACLE 数据库逻辑结构与物理结构的对照关系。

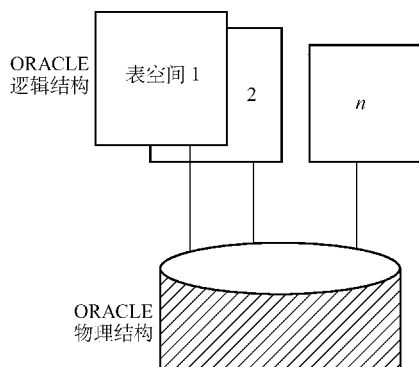


图 6-3 ORACLE 数据库逻辑结构与物理结构的对照关系

3. 分布式数据库管理介绍

(1) 原理

物理上存放于网络的多个 ORACLE 数据库，逻辑上可以看成一个大数据库。用户可以通过网络对异地数据库中的数据同时进行存取，而服务器之间的协同处理对于工作站用户及应用程序而言是完全透明的。开发人员无需关心网络的连接细节、无需关心数据在网络接点中的具体分布情况、也无需关心服务器之间的协调工作过程。

(2) 过程

由网络相连的两个 ORACLE 数据库之间通过数据库链接 (DB - LINKS) 建立访问机制，相当于一方以另一方的某用户远程登录所做的操作。但 ORACLE 采用的一些高级管理方法，如同义词 (SYNONME) 等使我们觉察不到这个过程，似乎远端的数据就在本地。数据库复制技术包括实时复制、定时复制、储存转发复制。对复制的力度而言，有整个数据库表的复制，表中部分行的复制。在复制的过程中，有自动冲突检测和解决的手段。

6.4.1.3 开发工具和编程语言

编程语言上需使用跨平台语言来开发，选择 Visual Studio + QT 的编程环境。Visual Studio 2005 版本和 QT4.4.3 企业版本。

6.4.2 硬件结构图

系统硬件结构图如图 6-4 所示。

实例 AVC 系统目前有三台服务器分别是两台计算服务器和一台数据库服务

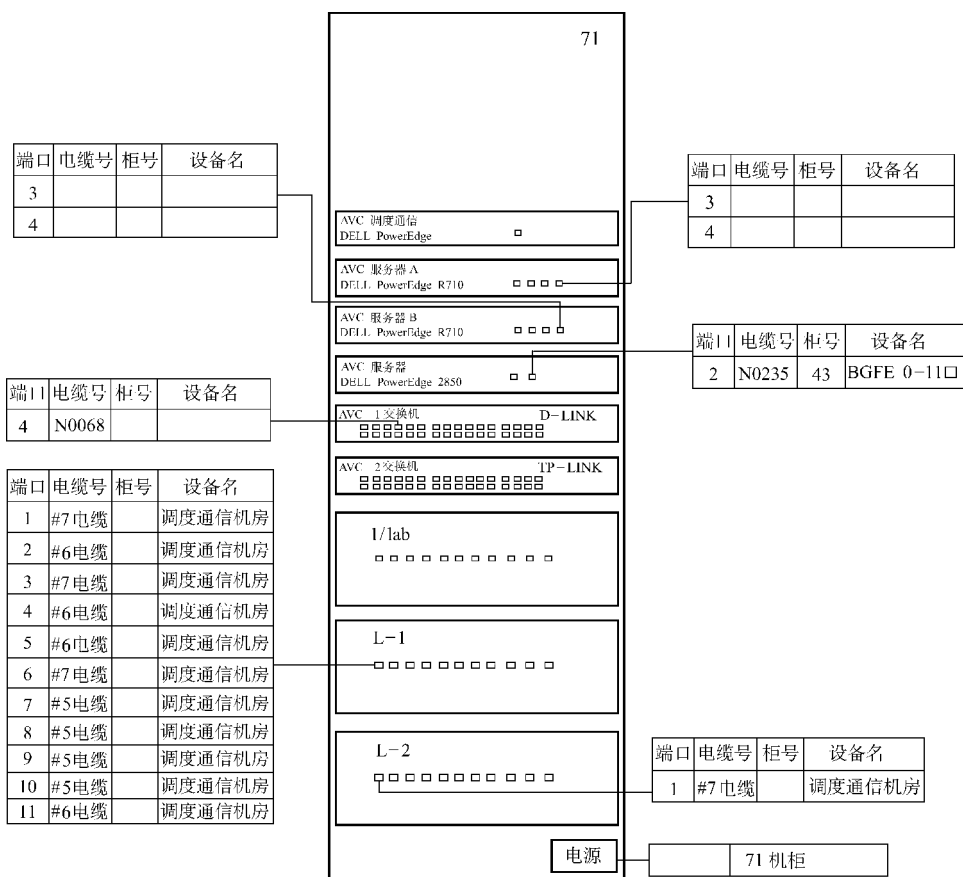


图 6-4 系统硬件结构图

器，通过两台交换机和通道设备相连，每个电厂对应通道设备的一个端口，同时交换机上还连接有调度和方式两个终端，目前调度终端的机器在机房，而方式终端的机器在方式处，AVC 系统和 L-1 设备组成局域网。

6.5 实例系统部分子系统和算例展示

6.5.1 监视子系统部分功能展示

6.5.1.1 系统实时监视

6.5.1.1.1 实时数据监视

1. 工作平台实施监视

图 6-5 所示为 AVC 系统的工作平台监视图，图中显示了系统当前的主要运

行情况,包括当前的网损情况,安全运行天数,是否闭环运行,数据采集和计算周期,优化收敛等情况。

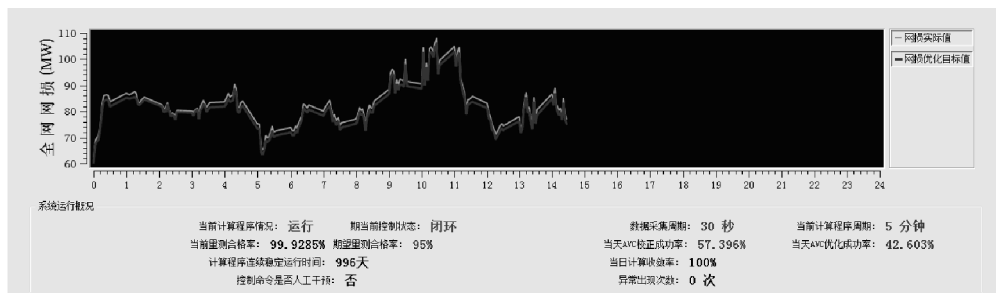


图 6-5 AVC 系统的工作平台监视图

2. 实时优化网损对比监视

图 6-6 所示为实时电网网损对比的监视图,在图上可以很方便地看出电网的实时网损情况和优化网损情况。

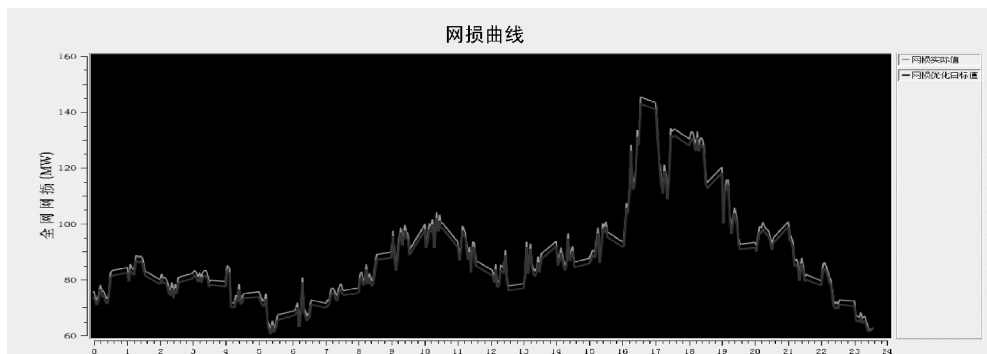


图 6-6 实时电网网损对比的监视图

3. 实时信息监视

图 6-7 所示为实时信息监视界面,主要显示了当前优化的结果、优化方案、控制电厂的通道情况和母线电压越限的情况等。

4. 厂站信息实时监视

图 6-8 所示为实时厂站信息监视界面,主要显示了当前控制厂站的通道情况、电厂母线电压情况、机组情况和当天电压峰值情况等。

5. 控制命令监视

图 6-9 所示为实时控制命令监视界面,控制命令监视界面主要是用来显示实时的优化的控制命令情况。

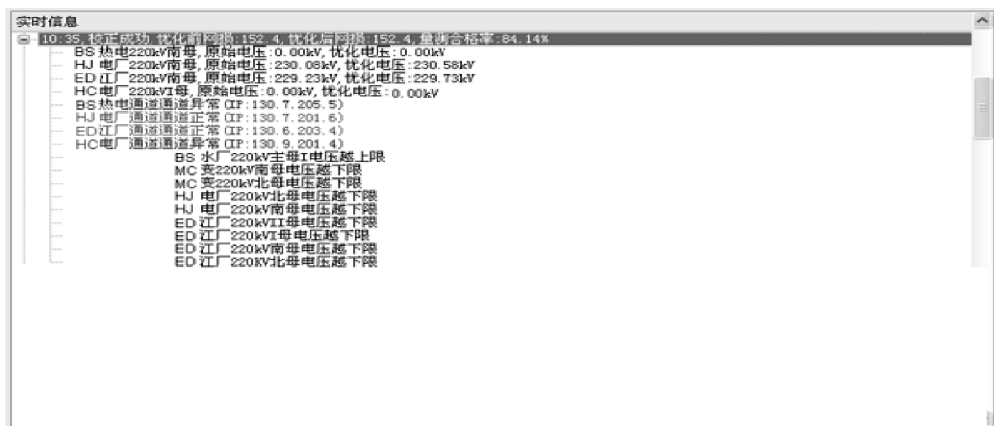


图 6-7 实时信息监视界面



图 6-8 实时厂站信息监视界面

日期	时间	优化结果	设备名称	优化前	优化后
> 2009-11-02	23:40:00	全网校正成功,量测合格率99.89%		全网网损优化前: 87.31	全网网损优化后: 85.43
> 2009-11-02	23:45:00	全网优化成功,量测合格率99.92%		全网网损优化前: 93.08	全网网损优化后: 91.15
> 2009-11-02	23:50:00	全网优化成功,量测合格率99.92%		全网网损优化前: 93.58	全网网损优化后: 91.65
▲ 2009-11-02	23:55:00	全网优化成功,量测合格率99.90%		全网网损优化前: 90.27	全网网损优化后: 88.37
			HJ 电厂220kV南母	231.11	232.86
			BS 热电厂220kV南母	232.72	232.1
			ED 江厂220kV南母	233.5	233.8
			HC 电厂220kV南母	231.68	230.86
			ED 江厂#7发电机	10.21	10.31
			ED 江厂#7发电机	10.21	10.31
			ED 江厂#7发电机	10.21	10.31
			ED 江厂#7发电机	10.21	10.31
			ED 江厂#7发电机	10.21	10.31
			HC 电厂#3发电机	23.61	23.7
			HC 电厂#3发电机	23.61	23.7
			HC 电厂#3发电机	23.61	23.7
			HC 电厂#3发电机	23.61	23.7
			HC 电厂#3发电机	23.61	23.7

图 6-9 实时控制命令监视界面

6. 用户操作记录监视

图 6-10 所示为用户操作记录监视界面，用户操作记录监视界面主要是用来显示用户操作的记录，比如用户对母线控制状态的改变等。

日期	时间	事件名称	事件内容
2009-09-15	14:23:53	设备 BS 热电220kV南母控制状态改变	由可控,变为不可控
2009-09-15	14:23:58	设备 ED 江厂220kV南母控制状态改变	由可控,变为不可控
2009-09-15	14:30:58	设备 BS 热电220kV南母控制状态改变	由不可控,变为可控
2009-09-15	14:31:02	设备 ED 江厂220kV南母控制状态改变	由不可控,变为可控

图 6-10 用户操作记录监视界面

6.5.1.1.2 分区结果监视

图 6-11 所示为分区结果监视界面，分区结果监视界面主要是用来显示电网自动分区后各个区的母线节点的情况。

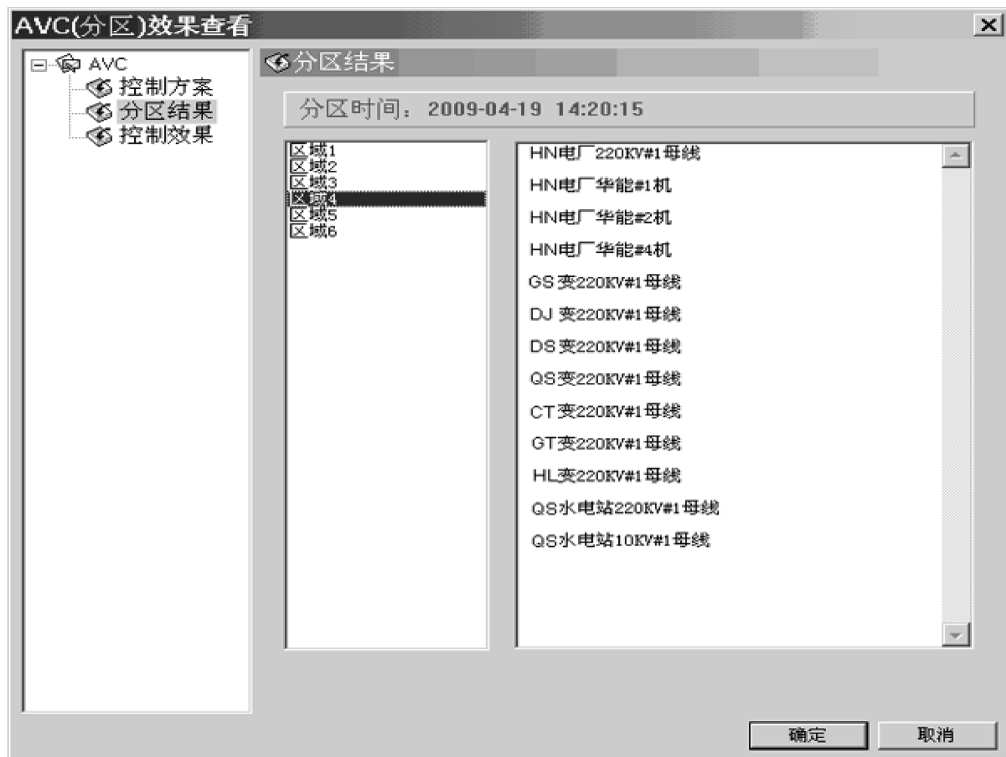


图 6-11 分区结果监视界面

6.5.1.1.3 基于 SVG 的信息显示

图 6-12 所示为 SVG 的信息显示监视界面，SVG 的信息显示监视界面主要是用来显示电网图形和实时数据的载体。

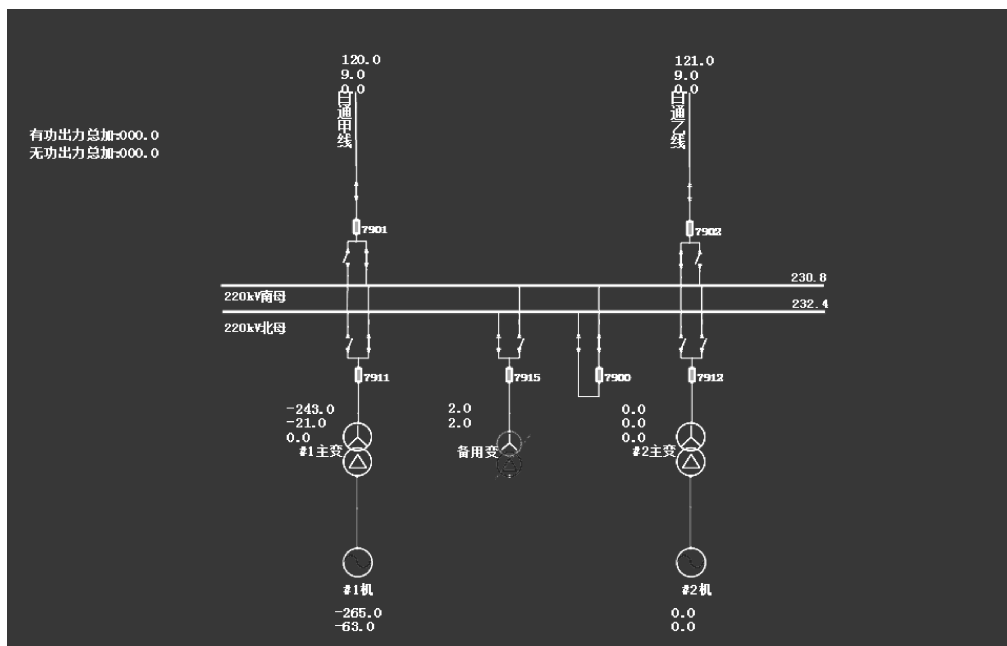


图 6-12 SVG 的信息显示监视界面

6.5.1.1.4 进程与网络状态监视

进程监测做成自启动的系统服务，服务器及每个工作站安装一个服务，由服务完成本机进程的监测。要求该服务能够配置需要管理的进程、进程启动的顺序、进程关闭的顺序；能够为网络状态图提供进程状态（进程状态分为运行、死锁、退出）；进程状态发生变化以及对进程进行的处理，需要写入事项。在每台工作站上显示整个 AVC 系统的配置情况，网络状态图以图形方式显示了 AVC 系统各个节点间的连接状态，并显示每个节点机的状态以及在该机上运行的 AVC 系统相关进程状态。

网络状态管理能在每台机上显示整个 AVC 系统的配置情况。连接状态定义为连接正常、可连接无处理、连接断开，由通信模块提供各个节点间的连接状态，网络状态不正常时通信模块应将异常写入事项以提醒用户进行处理，并用图形连接图表示以上状态。节点机状态可以定义为节点机名称、节点机 IP、节点机所运行进程及其状态。图 6-13 所示为截取的某断面进程与网络状态监视图。

进程	PID	CPU占用	内存占用	网络流量
AVCCalc	3056	20%	48,278K	605b
AVCCom	3222	10%	8,518K	105Kb
Mysql	3056	20%	1,394K	1.17Kb
AVCManager	1995	00%	8,904K	0Kb

图 6-13 进程与网络状态监视图

6.5.1.1.5 双机互备状态显示

图 6-14 所示为双机互备的信息显示监视界面。双机互备的信息显示监视界面主要是用来显示目前双机互备的情况，主机和备机的运行情况，包括通信时间等。此外，还支持人工切换等操作。

服务器A		服务器B	
运行状态		运行状态	
互备状态	值班	互备状态	待机
IP地址	192.168.1.1	IP地址	192.168.1.2
备用IP地址	192.168.2.1	备用IP地址	192.168.2.2
上次同步时间	2009/11/02 09:33:02	上次同步时间	2009/11/02 09:33:02
上次启动时间	2009/11/02 4:25:02	上次启动时间	2009/10/24 14:25:07
上次通讯时间	2009/11/02 09:33:02	上次通讯时间	2009/11/02 09:33:02
当前使用断面时间	2009/11/02 09:30:00	当前使用断面时间	2009/11/02 09:30:00
人工控制选项		人工控制选项	
<input type="button" value="设置为值班"/>		<input type="button" value="设置为值班"/>	
<input type="button" value="设置为待机"/>		<input type="button" value="设置为待机"/>	

图 6-14 双机互备的信息显示监视界面

6.5.1.1.6 通信状态监视

图 6-15 所示为厂站通信状态信息监视界面。通信状态信息监视界面主要是用来显示目前各个控制厂站通信和报文情况，厂站前出现红色标志表示通道异常，绿色标志表示通道正常，右边框内则显示了每次通信的报文通信情况。

6.5.1.1.7 系统性能信息监视

图 6-16 所示为系统性能信息监视界面。它以表格、饼图等表示方式分析统计系统性能，如 CPU 负荷、网络资源、进程资源、内存、磁盘占用情况等。

6.5.1.1.8 系统 CPU 使用监视

图 6-17 所示为系统 CPU 信息监视界面。它用来分析目前系统占用 CPU 资源的情况。

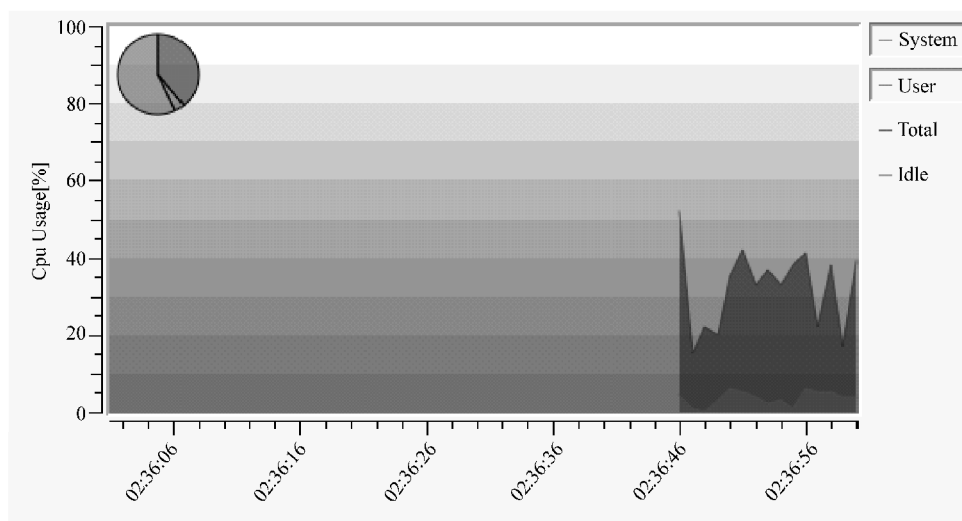


图 6-17 系统 CPU 信息监视界面

节、各节点电压与负荷水平的灵敏度、电压稳定裕度等信息，能考虑各种负荷增长方式、各种运行/控制约束等。

6.5.1.2.1 正常运行状态的电压稳定分析

图 6-18 给出了目前电网情况下的电压稳定裕度的情况，包括当前实际负荷、

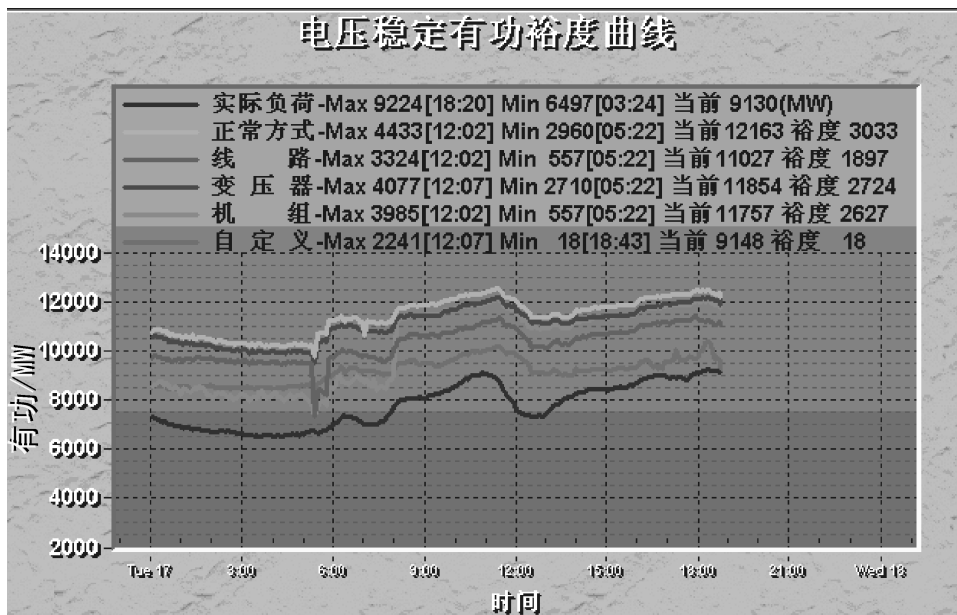


图 6-18 电压稳定裕度曲线图

正常方式下的稳定裕度、线路稳定裕度、变压器稳定裕度和机组稳定裕度等。

6.5.1.2.2 负荷、出力增长方向的设定

图 6-19 显示了机组负荷和出力增长方向的设定，用于分析在符合增长方式情况下的电网的裕度情况。

图 6-19 机组出力和负荷增长方向的设定

6.5.1.2.3 区域有功裕度和相对裕度

区域有功裕度和相对裕度如图 6-20 所示。

系统裕度		名称	有功裕度(MW)	网供负荷(MW)	相对裕度(%)
<input type="checkbox"/>	正常方式	全网	1889.2	9156.7	21
<input type="checkbox"/>	线路开断	FZ 区	1014.4	2229.9	46
<input type="checkbox"/>	变压器开断	LY 区	579.9	345.4	168
<input type="checkbox"/>	发电机开断	NP 区	348.2	536.8	65
<input type="checkbox"/>	自定义开断	LD 区	210.6	221.1	95
<input type="checkbox"/>	在线裕度	PT 区	868.4	413.8	210
<input type="checkbox"/>	地区裕度	QZ 区	725.9	2785.7	26
<input checked="" type="checkbox"/>		SM 区	312.9	462.6	68
		XM 区	1088.0	1453.7	75
		ZZ 区	474.2	707.6	67

图 6-20 区域有功裕度和相对裕度

6.5.1.2.4 预想故障的自动扫描

图 6-21 显示了预想故障扫描后的结果。找到影响系统电压稳定性的关键故障，应能自动生成电网元件的 $N-1$ 、 $N-2$ 预想故障集，包括线路、主变压器和发电机元件的 $N-1$ 、 $N-2$ 开断，并可自定义重要预想故障集。此外还需保证故障扫描的精度，避免采用近似方法导致部分严重故障的遗漏或非严重故障的错误报警。



图 6-21 预想故障扫描后的结果

6.5.1.2.5 PV 曲线

系统的 PV 曲线如图 6-22 所示。PV 曲线直观地显示了电网的电压稳定水平情况。

6.5.1.2.6 多预想故障电压稳定预防控制

考虑正常运行状态和各种预想故障下的电压稳定裕度要求，以及系统当前负荷水平下的运行/控制约束，来寻找控制成本最低的控制策略。

图 6-23 所示为在多预想故障电压稳定预防控制下的电压稳定在线监视图。

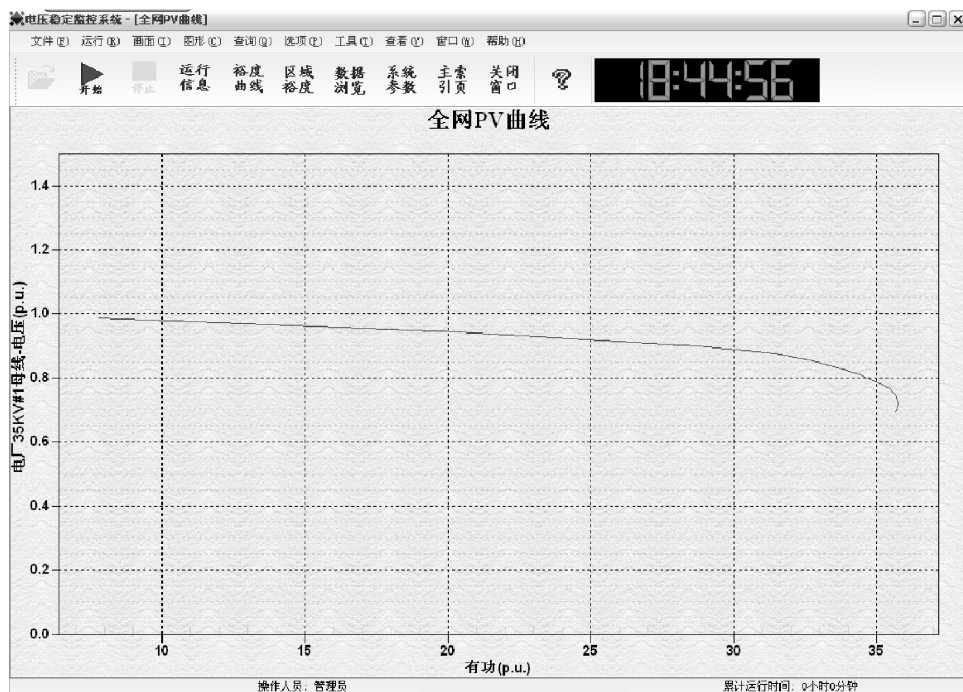


图 6-22 系统的 PV 曲线

6.5.1.2.7 地理动态着色图显示当前区域裕度

图 6-24 所示为地理动态着色图。它提供区域的裕度的动态着色显示,可直观地看出各个区域的稳定裕度情况。

6.5.2 维护子系统部分功能展示

无功优化维护子系统的目的是为运行人员在电网建模、参数修改等方面提供便利快捷的界面维护工具。下面就一些主要的电网建模和系统参数的维护功能做一些简单介绍。

6.5.2.1 电网建模

6.5.2.1.1 发电机建模

图 6-25 所示为 AVC 系统发电机建模的界面截图。用户可以从图中所示的下拉列表中选择发电机,通过建模的界面进行发电机建模。

6.5.2.1.2 补偿设备建模

用户可以从如图 6-26 所示的补偿设备建模界面进行补偿设备建模。图 6-26 是系统选择补偿设备建模的界面截取图。



图 6-23 电压稳定在线监视图

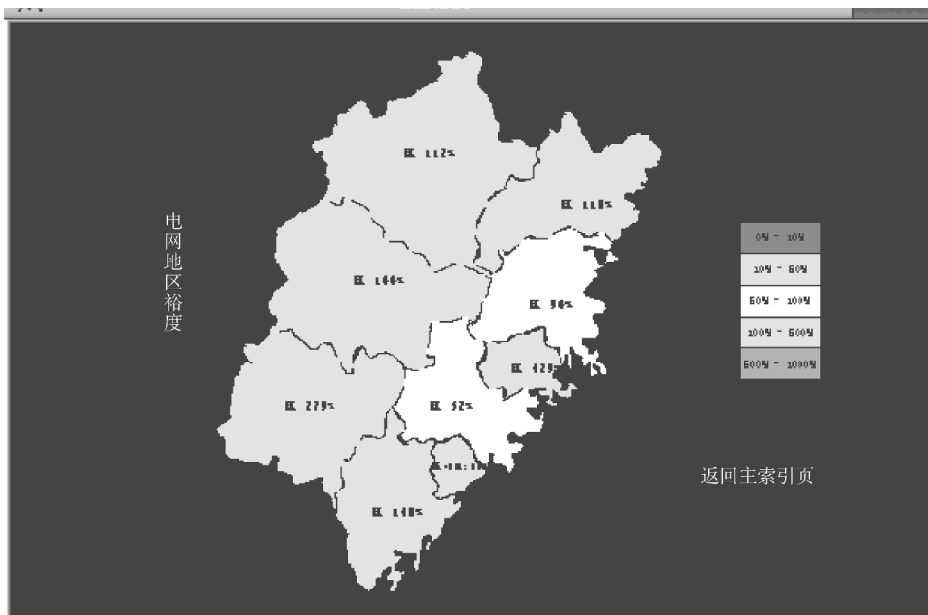


图 6-24 地理动态着色图

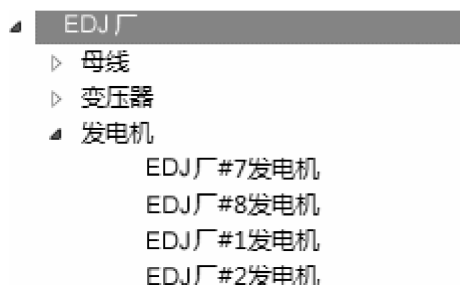


图 6-25 发电机建模界面

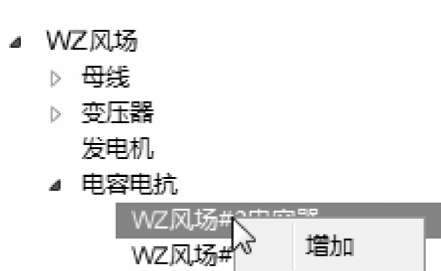


图 6-26 补偿设备建模界面

6.5.2.1.3 母线建模

用户可以从如图 6-27 所示的列表中通过建模的界面进行母线设备建模。允许用户对于每条中枢母线提供天、周、月三种按负荷时段设定电压曲线的模式。

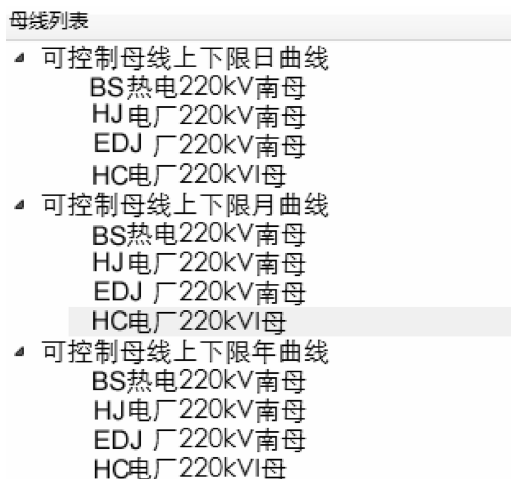


图 6-27 母线列表图

6.5.2.1.4 分区建模

允许用户手工进行分区、新建分区、删除分区、修改分区名字等操作，如图 6-28 所示。

6.5.2.2 系统参数维护

6.5.2.2.1 控制实验维护

在加入控制设备之前，操作人员应对可控设备在如图 6-29 所示的界面上进行控制实验。维护人员在设备控制异常的时候，也可以根据控制实验的维护界面判断异常情况。



图 6-28 省网配置界面

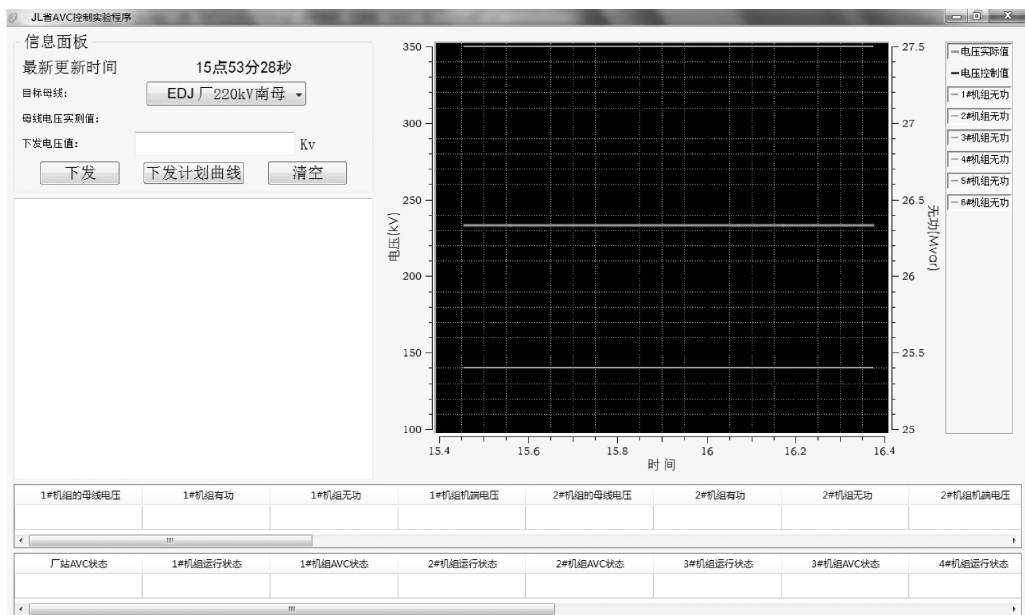


图 6-29 控制实验的维护界面

6.5.2.2.2 发电机参数维护

操作人员可对全网发电机、机端电压、无功上下限等发电机参数进行维护，如图 6-30 所示。



图 6-30 全网参数维护界面

6.5.2.2.3 调节发电机进相参数维护

系统允许用户在建模平台中录入进相实验的结果，用来标志在不同的有功出力情况下的进相程度。图 6-31 为 AVC 遥信遥测数据修改界面。

6.5.2.2.4 变压器参数维护

系统可对全网变压器参数进行维护，图 6-32 所示为 AVC 数据库维护界面。

6.5.2.2.5 母线参数维护

系统可对全网母线参数进行维护，图 6-33 所示为系统的母线参数维护界面。

6.5.2.2.6 补偿设备参数维护

系统还可对全网补偿设备参数进行维护，图 6-34 所示为系统对全网补偿设备参数维护界面图。

6.5.2.2.7 载入设定值曲线功能

系统允许用户从其他已经建模完毕的母线或者模式下载入设定值曲线，做修改后保存为当前母线当前模式下的设定值曲线，从而减少用户的工作量。图 6-35 所示为系统的载入数据界面。

AVC遥信遥测数据修改

请确定全部填写后再点保存

IP地址1

IP地址2

厂站号

厂站名

点号

设备名称

设备控制号

设备ID

遥信遥测类型

设备类型

AVC控制类型

是否可控

母线电压差异

设备系数

机组进相值

图 6-31 AVC 遥信遥测数据修改界面

AVC数据库维护							
母线名	厂站ID	电压等级ID	可控标志	时段1上限(Q/V)	时段1下限(Q/V)	时段2上限(Q/V)	时段2
HF厂66KV甲母	1	5	不可控	9999.0	0.0	9999.0	
HF厂66KV乙母	1	5	不可控	9999.0	0.0	9999.0	
HR厂220KV东母	2	3	可控	239.0	220.0	239.0	
HR厂220KV西母	2	3	可控	239.0	220.0	239.0	
HR厂66KV东母	2	5	不可控	9999.0	0.0	9999.0	
HR厂66KV西母	2	5	不可控	9999.0	0.0	9999.0	
HR厂6KV1段	2	13	不可控	9999.0	0.0	9999.0	
HR厂6KV2段	2	13	不可控	9999.0	0.0	9999.0	
HS A厂220KV南母	3	3	可控	239.0	220.0	239.0	
HS A厂220KV北母	3	3	可控	239.0	220.0	239.0	
HS A厂220KV东母	3	3	不可控	9999.0	0.0	9999.0	
HS B厂220KV南二母	4	3	可控	239.0	220.0	239.0	
HS B厂220KV北二母	4	3	可控	239.0	220.0	239.0	

图 6-32 AVC 数据库维护界面



图 6-33 系统的母线参数维护界面



图 6-34 系统对全网补偿设备参数维护界面

母线列表

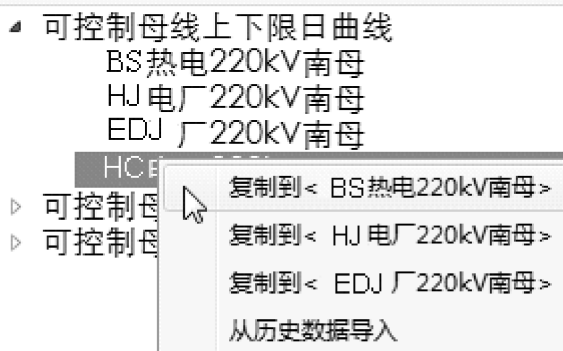


图 6-35 载入数据界面

6.5.2.2.8 控制设备遥控和遥调点号对应表

系统可对全网可控设备的遥控号和遥调号进行维护，维护的界面图如图6-36所示。

	IP地址1	IP地址2	厂站号	厂站名	点号	设备名称	设备控制号	设备ID
1	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	0	EDJ 厂	0	210000052
2	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	1	EDJ 厂#1发电机	0	260000193
3	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	2	EDJ 厂#1发电机	0	260000193
4	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	1	EDJ 厂#1发电机	0	260000193
5	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	2	EDJ 厂#1发电机	0	260000193
6	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	3	EDJ 厂#1发电机	0	260000193
7	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	3	EDJ 厂#2发电机	0	260000194
8	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	4	EDJ 厂#2发电机	0	260000194
9	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	5	EDJ 厂#2发电机	0	260000194
10	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	6	EDJ 厂#2发电机	0	260000194
11	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	7	EDJ 厂#2发电机	0	260000194
12	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	9	EDJ 厂#7发电机	0	260000004
13	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	10	EDJ 厂#7发电机	0	260000004
14	130.6.203.4	130.6.203.5	19	EDJ 厂	17	EDJ 厂#7发电机	0	260000004

图 6-36 对全网可控设备的维护界面

6.5.3 分析查询子系统部分功能展示

通过 C/S 方式和 WEB 方式的历史信息查询，可为调度、生产技术部门的用户进行电网历史记录分析提供便捷访问。

6.5.3.1 曲线查询

1. 电压曲线

允许查询当天或者按日查询电压曲线，可按厂站、母线电压等级查，并显示电压上下限。图 6-37 所示为系统生成的电压曲线图。

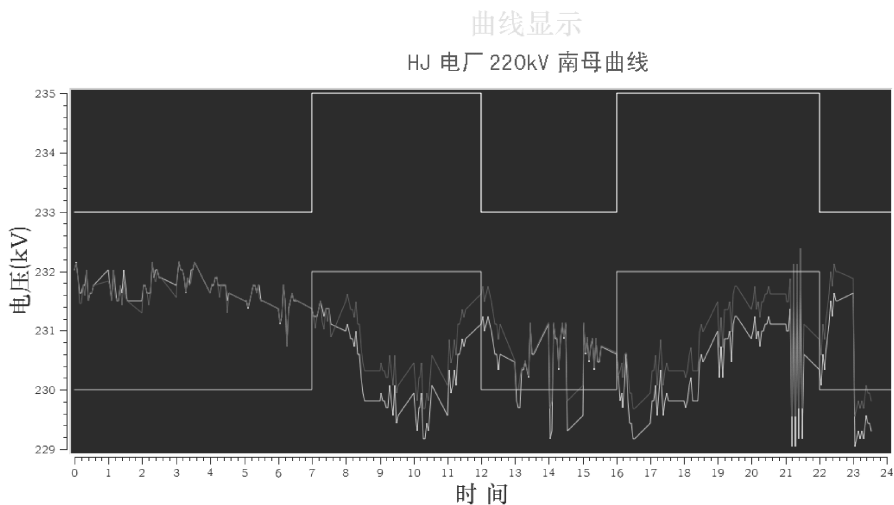


图 6-37 电压曲线图

2. 有功、无功负荷曲线

对有功、无功曲线按日及变电站进行查找，显示最大、最小有功及无功。图 6-38 所示为某断面有功负荷曲线图。

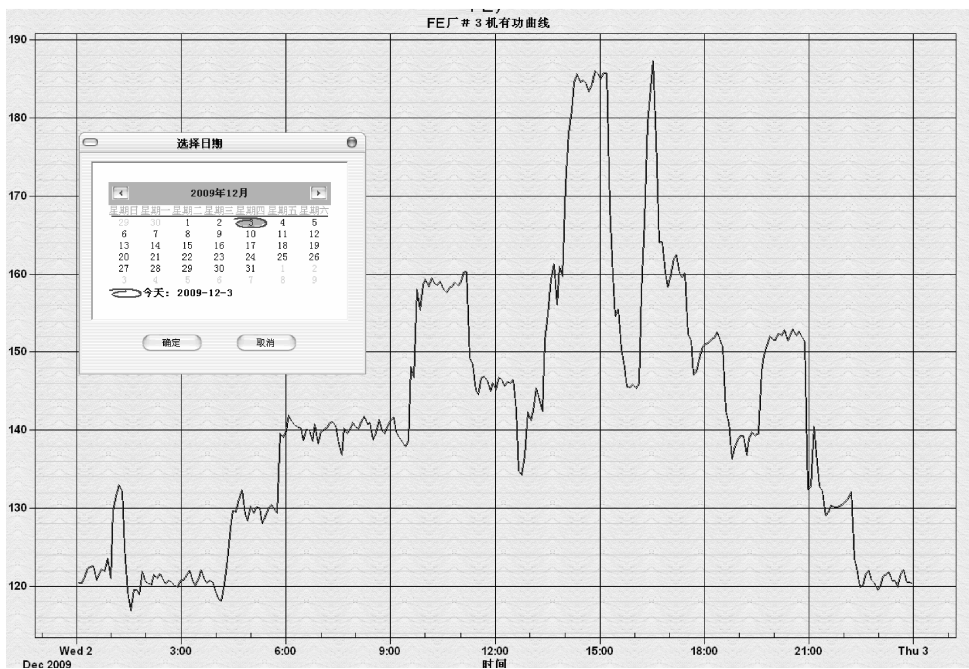


图 6-38 有功负荷曲线

3. 机端电压变化曲线

机端电压变化曲线如图 6-39 所示。



图 6-39 机端电压变化曲线

4. 档位变化曲线

显示月、日有载变压器分接头档位变化的曲线如图 6-40 所示。

6.5.3.2 报表统计

1. 状态查询

可对设备当前控制状态、用户定义控制状态、设备保护状态、设备闭锁状态,设备闭锁时间、设备闭锁开始时间等信息进行查询。状态查询界面如图6-41所示。

2. 量测合格率和优化结果查询

可以对全网或者分厂站查询全网的量测合格率,在时间上可以分日、月、年进行查询,从而得到电网的优化类型和量测合格率,同时还可得到网损的优化效果对比。数据查询界面如图 6-42 所示。

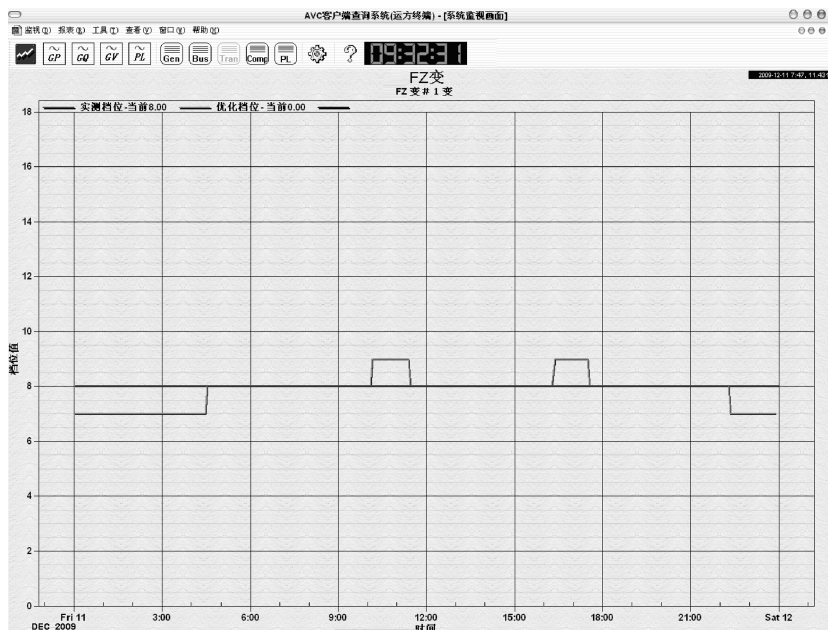


图 6-40 有载变压器分接头档位变化曲线

远投状态查询

查询条件

选择查询厂站: 显示全部

选择查询日期: 2009/11/29

选择查询设备:

选择查询时间段: 从 00:00 到 23:59 之间

查询

日期	时间	厂站名	设备名	AVC远投状态
2009-11-29	00:05:00	HC 电厂	HC 电厂#3发电机	无效
		HC 电厂	HC 电厂#4发电机	无效
		EDJ 厂	EDJ 厂#7发电机	无效
		EDJ 厂	EDJ 厂#8发电机	无效
		HC 电厂	HC 电厂	无效
		HC 电厂	HC 电厂#3发电机	无效
		HC 电厂	HC 电厂#4发电机	无效
		HJ 电厂	HJ 电厂	无效
		HJ 电厂	HJ 电厂#5发电机	无效
		HJ 电厂	HJ 电厂#6发电机	无效
		BS 热电厂	BS 热电厂	无效
		BS 热电厂	BS 热电厂#1发电机	无效
BS 热电厂	BS 热电厂#2发电机	无效		
2009-11-29	00:10:01	EDJ 厂	EDJ 厂	无效
		EDJ 厂	EDJ 厂#1发电机	无效
		EDJ 厂	EDJ 厂#2发电机	无效
		BS 热电厂	BS 热电厂	无效
		BS 热电厂	BS 热电厂#1发电机	无效
		BS 热电厂	BS 热电厂#2发电机	无效
HJ 电厂	HJ 电厂	退出		

图 6-41 状态查询界面

日报表

月报表

年报表

选择查询厂站:

显示全部

选择查询设备:

选择查询日期:

2009/12/1

选择查询时间段:

从 00:00

到 23:59

之间

查询

日期	时间	优化结果	设备名称	优化前	优化后
2009-11-29	22:15:00	全网校正成功,量测合格率:99.87%		全网网损优化前: 84.61	全网网损优化后: 82.76
2009-11-29	22:20:00	全网校正成功,量测合格率:99.89%		全网网损优化前: 83.04	全网网损优化后: 81.20
2009-11-29	22:25:00	全网优化成功,量测合格率:99.91%		全网网损优化前: 80.73	全网网损优化后: 78.95
2009-11-29	22:30:00	全网优化成功,量测合格率:99.90%		全网网损优化前: 79.91	全网网损优化后: 78.15
2009-11-29	22:35:00	全网校正成功,量测合格率:99.87%		全网网损优化前: 72.82	全网网损优化后: 71.09
2009-11-29	22:40:00	全网优化成功,量测合格率:99.92%		全网网损优化前: 71.27	全网网损优化后: 69.56
2009-11-29	22:45:00	全网优化成功,量测合格率:99.90%		全网网损优化前: 72.21	全网网损优化后: 70.49
2009-11-29	22:50:00	全网优化成功,量测合格率:99.92%		全网网损优化前: 71.17	全网网损优化后: 69.45
2009-11-29	22:55:00	全网优化成功,量测合格率:99.92%		全网网损优化前: 72.8	全网网损优化后: 71.09
2009-11-29	23:00:00	全网优化成功,量测合格率:99.91%		全网网损优化前: 72.29	全网网损优化后: 70.54
2009-11-29	23:05:00	全网优化成功,量测合格率:99.91%		全网网损优化前: 66.78	全网网损优化后: 65.08
2009-11-29	23:10:00	全网优化成功,量测合格率:99.91%		全网网损优化前: 66.95	全网网损优化后: 65.25
2009-11-29	23:15:00	全网优化成功,量测合格率:99.91%		全网网损优化前: 66.43	全网网损优化后: 64.71
2009-11-29	23:20:00	全网优化成功,量测合格率:99.90%		全网网损优化前: 68.18	全网网损优化后: 66.46
2009-11-29	23:25:00	全网优化成功,量测合格率:99.92%		全网网损优化前: 66.08	全网网损优化后: 64.43
2009-11-29	23:30:00	全网优化成功,量测合格率:99.92%		全网网损优化前: 66.99	全网网损优化后: 65.28
2009-11-29	23:40:00	全网优化成功,量测合格率:99.92%		全网网损优化前: 63.11	全网网损优化后: 61.72
2009-11-29	23:45:00	全网优化成功,量测合格率:99.91%		全网网损优化前: 61.8	全网网损优化后: 61.37
2009-11-29	23:50:00	全网优化成功,量测合格率:99.90%		全网网损优化前: 62.04	全网网损优化后: 61.79
2009-11-29	23:55:00	全网优化成功,量测合格率:99.92%		全网网损优化前: 62.6	全网网损优化后: 62.21

图 6-42 数据查询界面

3. 历史命令查询

可对本月系统产生的各种指令,包括控制命令、建议命令、警告信息等进行查询。对系统产生的历史指令按时间、指令类型、电气范围分段查询。

时间可以按日、时段查;指令类型可以按操作类型、执行结果、设备类型查;电气范围按监控站、变电站查询。历史命令查询界面如图 6-43 所示。

查询条件

选择查询厂站: 显示全部

选择查询设备:

选择查询日期: 2009/11/28

选择查询时间段: 从 00:00 到 23:59 之间

查询

日期	时间	厂站名	设备名	警告信息		
2009-11-28	00:00:00	BS 水厂	BS 水厂220kV主母I	电压越上限		
		BS 水厂	BS 水厂220kV主母II	电压越上限		
		FM 水厂	FM 水厂220kV东段下母	电压越上限		
		FM 水厂	FM 水厂220kV西段下母	电压越上限		
		EDJ 厂	EDJ 厂220KV北母	电压越下限		
		EDJ 厂	EDJ 厂220kVII母	电压越下限		
		EDJ 厂	EDJ 厂220kVI母	电压越下限		
		JL 热电	JL 热电220kV北母	电压越上限		
		SHJ 厂	SHJ 厂220kV北母	电压越上限		
		SL 电厂	SL 电厂220kVI母	电压越上限		
		SL 电厂	SL 电厂220kVII母	电压越上限		
		WZ 风场	WZ 风场220kV主母	电压越上限		
		2009-11-28	00:05:00	BS 水厂	BS 水厂220kV主母I	电压越上限
				GJG 变	GJG 变220kV主母	电压越上限
BS 水厂	BS 水厂220kV主母II			电压越上限		
FM 水厂	FM 水厂220kV东段上母			电压越上限		
FM 水厂	FM 水厂220kV东段下母			电压越上限		
FM 水厂	FM 水厂220kV三期北母			电压越上限		
FM 水厂	FM 水厂220kV西段下母			电压越上限		
EDJ 厂	EDJ 厂220KV北母			电压越下限		

图 6-43 历史命令查询界面

4. 变压器信息查询

可以单独对变压器的历史档位优化情况和历史变压器采集数据情况进行查询。变压器信息查询界面如图 6-44 所示。

时间	当前档位	优化稳定	运行状态	AVC状态	变压器名称	高压	中压	低压	10kV	35kV	110kV	220kV	500kV
2010-01-08 00:02:30	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.4	232.1	32.9	-70.3	129.5	72.1	44.0	-0.4
2010-01-08 00:06:01	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	531.8	231.8	32.9	-70.8	129.5	72.5	42.9	-0.4
2010-01-08 00:09:32	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	531.8	231.8	32.9	-69.8	129.2	71.7	43.3	-0.4
2010-01-08 00:13:03	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.0	231.9	32.9	-69.4	129.4	70.0	42.9	-0.3
2010-01-08 00:16:34	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.0	231.9	32.9	-67.0	129.2	66.8	43.3	-0.4
2010-01-08 00:20:05	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.2	231.9	32.9	-64.7	130.0	66.5	42.2	-0.4
2010-01-08 00:23:36	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	531.8	231.8	32.9	-69.8	129.5	70.4	42.9	-0.3
2010-01-08 00:27:07	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	531.8	231.8	32.9	-69.0	129.5	70.7	43.2	-0.4
2010-01-08 00:30:38	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	531.8	231.8	32.9	-67.6	130.0	69.4	42.1	-0.4
2010-01-08 00:34:09	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.1	231.9	32.9	-65.5	131.1	66.9	41.2	-0.3
2010-01-08 00:37:40	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	531.9	231.8	32.9	-60.6	138.9	64.2	41.4	-0.3
2010-01-08 00:41:11	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.7	232.2	32.9	-65.3	140.7	69.0	43.7	-0.4
2010-01-08 00:44:42	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.0	232.4	32.9	-66.3	140.3	69.8	44.8	-0.3
2010-01-08 00:48:13	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.8	232.2	33.0	-61.6	139.2	65.3	43.8	0.4
2010-01-08 00:51:44	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.9	232.3	32.9	-63.4	129.0	65.2	43.9	0.3
2010-01-08 00:55:15	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.9	232.3	32.9	-65.4	129.3	66.9	43.9	1.7
2010-01-08 00:58:46	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.3	232.0	32.9	-65.0	130.2	66.5	42.2	0.9
2010-01-08 01:02:17	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.6	232.1	32.9	-66.4	129.4	68.1	43.2	2.1
2010-01-08 01:05:48	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.1	232.3	32.9	-63.7	130.7	65.6	42.3	0.9
2010-01-08 01:09:19	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.1	232.4	33.0	-63.0	130.2	64.7	42.9	-0.4
2010-01-08 01:12:50	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.9	232.2	33.0	-61.7	130.7	63.6	42.4	-0.4
2010-01-08 01:16:21	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.9	232.3	33.0	-66.1	129.8	67.9	43.3	-0.4
2010-01-08 01:19:52	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.5	232.6	33.0	-65.5	130.5	66.9	43.1	-0.4
2010-01-08 01:23:23	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.3	232.4	33.0	-62.4	130.5	64.2	42.8	-0.4
2010-01-08 01:26:54	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.8	232.2	32.9	-64.2	129.8	65.9	43.2	-0.4
2010-01-08 01:30:25	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.9	232.2	32.9	-64.6	130.6	66.4	42.6	-0.4
2010-01-08 01:33:56	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.1	232.3	33.0	-63.4	130.6	65.2	42.5	-0.4
2010-01-08 01:37:27	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.5	232.5	33.0	-63.8	130.0	65.3	42.8	-0.4
2010-01-08 01:40:58	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.6	232.6	33.0	-65.9	142.2	69.6	44.6	-0.3
2010-01-08 01:44:59	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.6	232.6	33.0	-65.9	142.2	69.6	44.6	-0.3
2010-01-08 01:48:00	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.9	232.2	32.9	-63.6	141.3	67.2	42.2	-0.4
2010-01-08 01:51:31	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.2	232.4	33.0	-66.6	141.9	70.1	43.2	-0.4
2010-01-08 01:55:02	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	532.9	232.2	33.0	-63.2	141.5	66.9	41.7	-0.4
2010-01-08 01:58:33	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.2	232.3	33.0	-62.4	142.7	66.2	40.9	-0.3
2010-01-08 02:02:04	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.0	232.2	32.9	-62.5	131.8	64.2	41.2	-0.3
2010-01-08 02:05:35	8.0	T.0	退出	退出	PT 变#1 变	533.0	232.2	32.9	-64.9	131.0	66.0	42.4	-0.4

图 6-44 变压器信息查询界面

5. 母线信息查询

可以单独对母线的历史电压优化情况和历史母线采集数据情况进行查询。母线信息查询界面如图 6-45 所示。

6.5.3.3 WEB 发布

WEB 发布模块是以 WEB 的方式将 AVC 系统里的设备实时运行数据、历史数据发布到外网，通过跨越网络安全区的方法实现数据同步，方便值班人员或相关领导查询和统计相关设备的数据信息。WEB 发布模块主要分为三个小模块，即实时工况查询、历史查询和报表查询。实时工况查询中包括当前厂站状态查询，当前设备状态查询等；历史查询主要包括事项查询，设备动作次数查询、电压数据查询、功率因数查询等；报表查询主要包括电压合格率、功率因数、动作次数等。图 6-46 ~ 图 6-48 分别为某省网 AVC 系统的厂站状态信息、历史事项信息和电压曲线信息的 WEB 发布图。

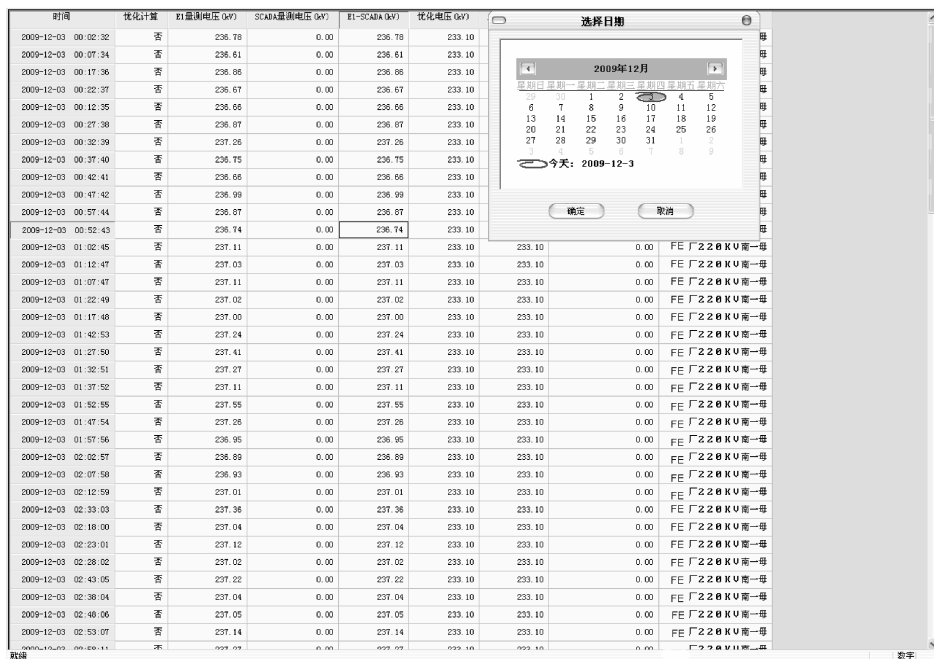


图 6-45 母线信息查询界面

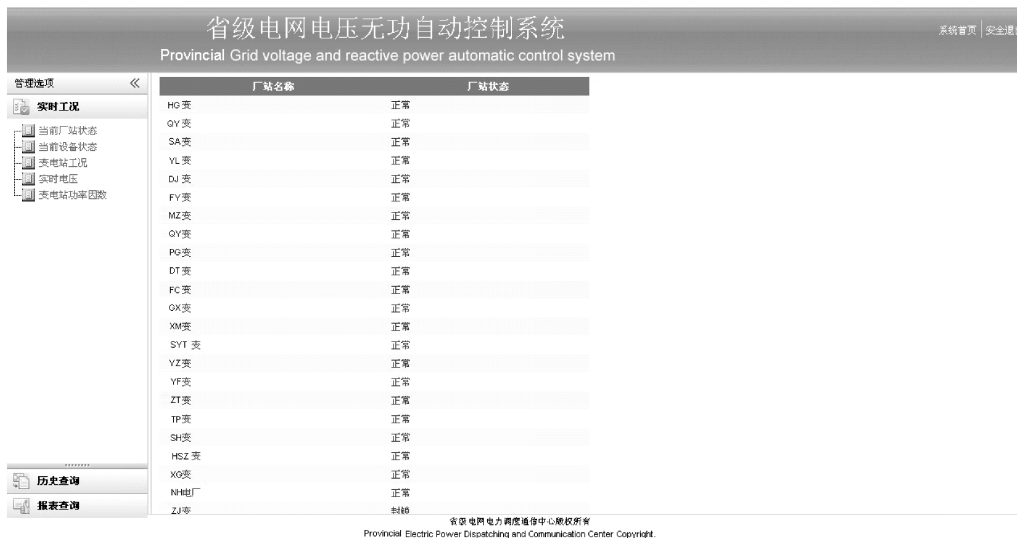


图 6-46 厂站状态信息



图 6-47 历史事项信息

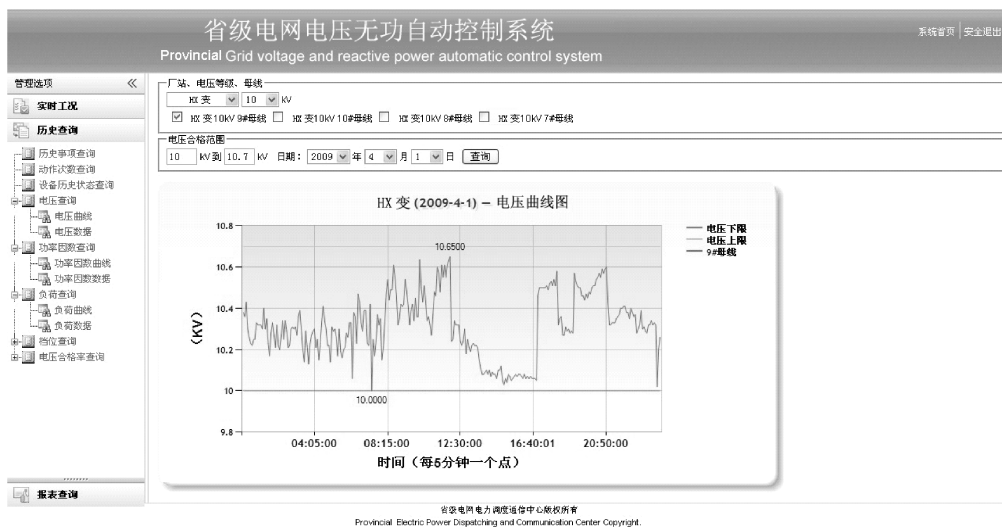


图 6-48 电压曲线信息

6.5.3.4 历史研究分析功能

实例 AVC 系统对每个计算断面都会进行保存,易于被离线的 AVC 研究态程序调用,方便运行人员利用历史断面的调整和回放进行分析。

1) 支持从实时运行状态、历史运行状态自动生成研究态初始断面,并支持对研究态的运行方式进行调节,从而模拟所关心的运行方式。

2) 在研究态下可以对电压控制策略进行校验,也可以预读在某种特定运行方式下的控制策略计算结果和执行效果。

3) 在研究态下可对电压优化控制结果进行分析和校核。

4) 可以研究电网电压稳定薄弱环节与最有效控制策略。

如图6-49所示为系统的历史数据回放界面图。



图 6-49 系统的历史数据回放界面

6.5.4 权限管理子系统部分功能展示

实现全网一致的用户权限,用户权限定义统一在主站的参数维护服务中。可进行对应角色下用户名定义,定义角色对应的服务,对客户端进行权限认证,对登陆的用户进行用户名、登陆时间、登陆状态记录。

1. 登录系统和特定的程序页面需要输入权限

登录系统必须有对应的用户名和密码(见图6-50)才能进入,保证系统的可靠性。

2. 权限的修改和设定

对于用户忘记密码或者是添加新的用户,可以通过登录权限的设置程序来完

成, 权限设置程序如图 6-51 所示。



图 6-50 登陆界面



图 6-51 权限修改界面

6.5.5 双机互备子系统部分功能展示

双机热备份技术是一种软硬件结合的较高容错应用方案。该方案是由两台服务器系统和相应的双机热备份软件组成。在一台服务器出现故障时，备机主动替代主机工作，保证网络服务不间断。

在本例中，我们采用的是主备模式进行备份。默认设置服务器 A 为主机，服务器 B 为备机。提供的人机维护界面可以更改此设置。

1. 网络拓扑图

相关网络拓扑图如图 6-52 所示。



图 6-52 网络拓扑结构图

两台服务器直接直连网段 1，两机直接使用一根网线作为心跳线连接，并设置为网段 2。

2. 数据库设置

两台服务器均采用独立的关系数据库，通过网段 2 默认 10s 自动同步一次。使服务器直接保证数据库的同步以及实时性。在机器失去网络联系之后，当重新恢复连接之后，相关的数据库内容也会相应的同步。

3. 通信程序

通信程序默认 100ms 进行通信一次，确定 AB 机直接网络正常、服务器软件是否运行正常。在服务器通信正常的情况下，AB 机的运行状况不发生改变。

当服务器 A 运行在不正常的情况下时，服务器 B 尝试使用两个网段去连接服务器 A，如果当网段 1 连接超过 5 次不能连接成功或者服务器 A 不能正常响应报文，则切换至网段 2 进行连接。如果仍然超过 5 次不能连接成功或者服务器 A 不能正常相应报文，则服务器 B 向各数据库以及人机界面提供报警，并自动启动接管控制，同时继续尝试连接服务器 A。

当服务器 A 经由人工恢复之后，AB 直接通信恢复正常，服务器 B 将检测到 A 机已经恢复正常，则 B 将自动切换至备机状态。服务器数据库也会自动进入同步状态，将两台服务器数据库同步至相同状态。

图 6-53 为双机互备的监视界面，通过监视界面可以看出主备机器的运行状态、IP 地址等内容，同时提供人工干预主备的功能。



图 6-53 双机互备监视界面

6.5.6 跨越网络安全区实现数据同步方法展示

AVC 系统作为在线闭环控制系统运行在自动化一区，自动化一区和二区作为调度的内网和三区、四区的外网是以隔离装置进行物理隔离的。为了能让一区的 AVC 系统数据能给三区、四区来查询和分析，必须要能将一区的内网数据通过软件导入到外网。下面以某个安全传输系统软件为例来阐述如何跨越正向隔离装置的网络装置来实现内外网数据同步。

6.5.6.1 安全传输的总体介绍

安全传输系统软件分内平台软件和外平台软件两部分，平台设置示意图如图 6-54 所示。

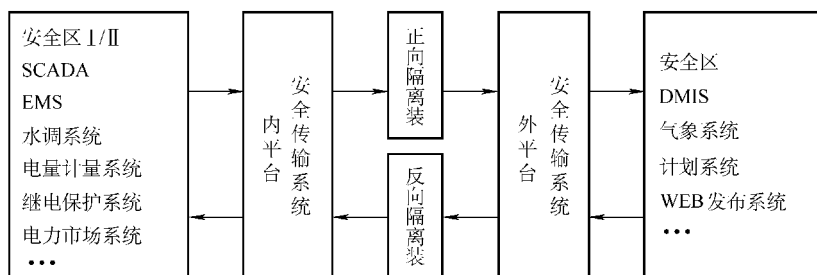


图 6-54 安全传输系统设置示意图

安全传输系统软件的主要特点和功能包括：

1. 跨平台性

采用 Java 语言开发，可运行在任何支持 JavaTM 2 SDK 标准版的操作系统上，包括 Windows、UNIX 和 Linux 等。

2. 支持各大主流商用数据库系统

采用符合国际标准和行业标准的 JDBC 技术，能屏蔽各类数据库系统的访问差异，可稳定高效地访问 ORACLE、SQL Server、Sybase、DB2 等数据库系统。

3. 提供了多种统一标准接口

协助安全 I/II 区和安全 III 间的应用方便的使用高级应用层接口实现数据交换，避免在 TCP 底层进行大量的应用改造和数不清的网关开发。

4. 屏蔽了不同厂家隔离装置的差异性

使得安全 I/II 区和安全 III 间的应用无需花费精力在穿越隔离装置的研究中，而可以专注于自身的业务逻辑研究。

5. 严格的安全控制

通过平台一整套的用户管理和安全策略，严格控制用户对平台的访问，所有操作都必须是授权用户通过平台的验证后才可进行。

6. 内外平台均配备有后台库

除了大型数据库系统外，还支持小型 MySQL 关系数据库，可节约用户投资。内外平台均支持数据落地，完全满足用户对灵活的数据存储要求。

7. 丰富的数据传输方式

根据用户不同的要求，安全传输系统支持多种数据传输方式。

6.5.6.2 内网向外网数据库传输和同步方法

内网数据向外网数据同步主要是通过新建一个任务，如图 6-55 所示。然后分别通过数据源的配置、数据模板的配置和传输规则的配置最后达到内网数据实

数据源名称		数据库类型	数据库IP	服务名	用户名
sqlserver	SQL SERVER	10.144.100.71	comdb	admin	
oracle	ORACLE	10.144.100.247	comdb	admin	
db2	DB2	10.144.99.122	jsdms	pmis	
mysql	MYSQL	10.144.100.71	comdb	admin	
sybase	SYBASE	10.144.100.144	comdb	admin	

数据源名称	oracle	数据库类型	ORACLE
数据源IP	10.144.100.247	服务名	comdb
用户名	admin	密码	****
备注			

增加

删除

修改

确定 取消

图 6-55 新建任务界面

时备份到外网的目的。下面以 ORACLE 数据库为例来具体阐述。

6.5.6.2.1 数据源配置

首先新增一个数据源，如图 6-56 所示。

图 6-56 新增数据源配置界面

然后进行数据源配置，写明数据源、服务器名称、用户密码等，如图 6-57 所示。

图 6-57 新增数据源配置界面

配置完成后可以进行测试看数据源是否能连得上，如果可以连上说明数据源设置正确，按确定后即可添加数据。

6.5.6.2.2 数据模板配置

配置好数据源以后就可以配置数据模板。数据模板就是定义内网的表，进行内外网的同步。首先打开数据模板配置窗口如下图 6-58 所示。

数据源配置		数据模板配置		传输规则配置	
模板名称	数据源	模板类型	原表名	目的表名	文件保存目录
bigtest1	sqlserver	传输数据与字典	bigtable2	bigtest0923	
oratest	oracle	传输数据与字典	SK_LOGS	SK_LOGS123	/
mysql_7ilog	mysql	传输数据与字典	sk_logs	sk_logs0923	/
systofile11	mysql	仅存入本地文件			/aaa
sysfile	mysql	仅存入本地文件	sk_system	sk_systemsystem	/sys
db2		传输数据与字典	PM_OM_CLSES	PM_OM_CLSES12	/
mshz	sqlserver	传输数据与字典	RPT_HZ	RPT_HZ12	/

模板名称

数据源

原表名

目的表名

模板类型

文件保存目录

图 6-58 数据模板配置窗口

点击右侧的“增加”按钮，将弹出如图 6-59 所示的数据模板增加窗口。

选择数据源，然后，输入模板名称（用户自定义）、选择模板类型。

传输数据与字典是指传输数据库数据和该表的结构信息，而外平台收到数据后会创建相应的表，且如果所定义传输的字段有变化，外平台还会同步目标表的结构。

仅传输数据是指只传输数据库数据，外平台收到数据后只执行入库动作。

仅传输字典是指只传输表结构信息。

仅存为本地文件是指把获取的数据存为本地文件，此时需要输入文件的保存目录。

仅存入本地数据库是指把获取的数据存入本地后台库，即数据落地。

表名规则变化是指表名动态保护，如以日期作为表名，每天一张表。

规则表存为本地文件是指把表名规则变化表中的数据存为本地文件。

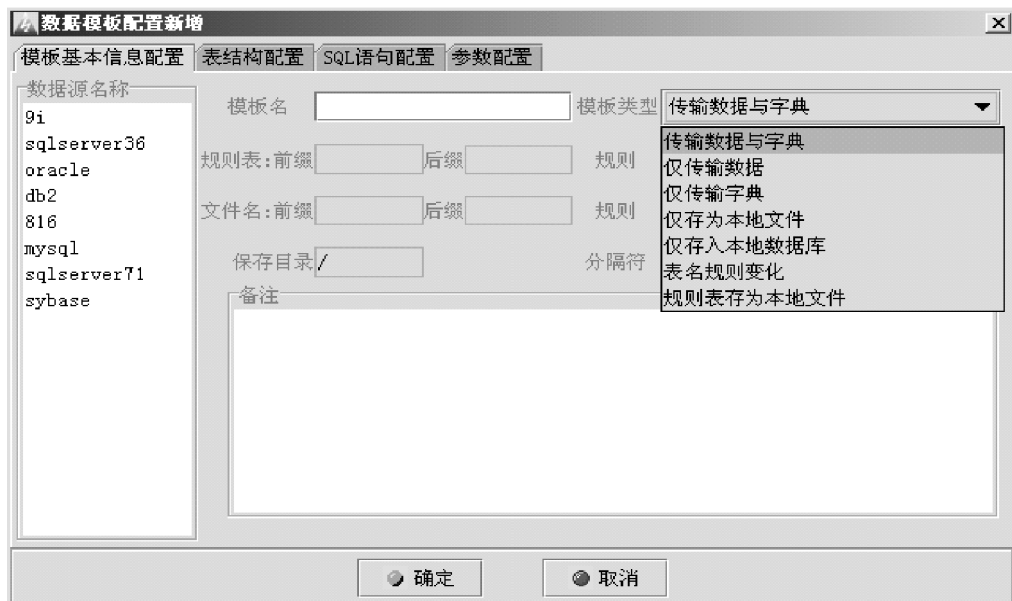


图 6-59 数据模板增加窗口

配置完基本信息后，接着配置表的相关信息，如图 6-60 所示。

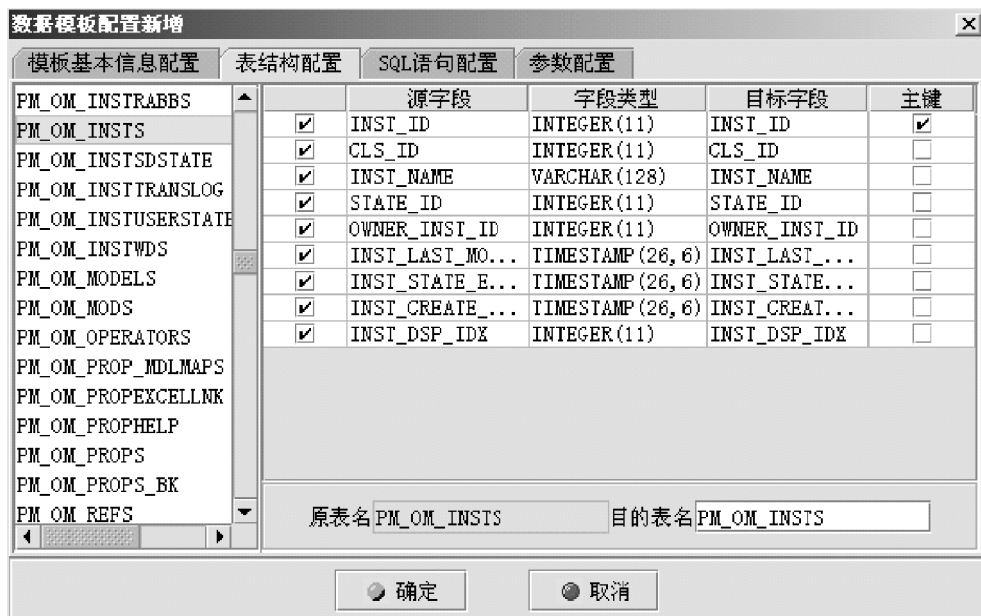


图 6-60 数据模板增加——表结构窗口

配置完表的信息后，如有需要（例如需要进行增量传输或传输符合特定条件的记录），则可进行参数配置，如图 6-61 所示。



图 6-61 数据模板增加——参数配置窗口

在窗口左边条件语句中输入 Where 子句后，即可在右侧增加参数，如图 6-62 所示。

举例如下：

例 1，定义一个每次传输昨天一天数据的任务：增加两个参数，a（选特殊值“昨日”）、b（选特殊值“当日”），然后输入 where 子句。

如果是 ORACLE 数据库，则为

“where DateFieldName >= to_date (': a', 'yyyy - mm - dd hh24: mi: ss') and DateFieldName < to_date (': b', 'yyyy - mm - dd hh24: mi: ss')”；



图 6-62 数据模板增加——增加参数窗口

如果是 SQL Server 或 Sybase 或 MySQL 数据库, 则为

“where DateFieldName > = ' : a ' and DateFieldName < ' : b ' ”;

如果是 db2 数据库, 则为

“where DateFieldName > = TIMESTAMP (' : a ') and DateFieldName < TIME-
STAMP (' : b ') ”。

例 2, 定义一个每小时传输前一个小时数据的任务, 时间以距 1970 - 1 - 1 零点的秒数来表示: 增加两个参数, a (选特殊值 “上一小时”)、b (选特殊值 “现小时”), 然后输入 where 子句 (ORACLE):

“where DateFieldName > = (to_date (' : a ' , ' yyyy - mm - dd hh24 : mi : ss ') -
to_date (' 1970 - 1 - 1 ' , ' yyyy - mm - dd hh24 : mi : ss ')) * 86400
and DateFieldName > = (to_date (' : b ' , ' yyyy - mm - dd hh24 : mi : ss ')
- to_date (' 1970 - 1 - 1 ' , ' yyyy - mm - dd hh24 : mi : ss ')) * 86400 ”。

删除则只需选中需要删除的记录, 点击右侧的 “删除” 按钮, 确认即可。
修改则是选中需要修改的记录, 点击右侧的 “修改” 按钮, 然后依照增加数据
模板中的操作步骤进行修改即可。

6.5.6.2.3 传输规则配置

传输规则的设定主要是解决内网向外网备份的时间周期以及其他一些设定。

图 6-63 所示为系统的传输规则配置界面。

数据源配置		数据模板配置		传输规则配置		
规则名称	规则模板	自动传输	传输周期	定时 (日)	定时 (时)	定时 (分)
sqlserver1	bigtest1	是	每1分钟	1	0	0
oratest	oratest	是	每5分钟	1	0	0
mysql_71log	mysql_71log	是	每15分钟	1	0	0
923test	mysql_71log	是	每30分钟	1	0	0
mshz	mshz	是	每小时	1	0	0
db2	db2	是	每天	1	0	0

规则名称:
 模板名称:

传输周期:
 定时时间: 日 时 分

随机时间:
☒ 是否自动传输

备注:

增加

删除

修改

图 6-63 传输规则配置界面

点击右侧的“增加”按钮，将弹出传输规则增加窗口，如图 6-64 所示。



图 6-64 传输规则增加窗口

首先，选择模板；然后依次输入规则名称（用户自定义，但不可重复）、传输周期、定时时间（日时分）、随机时间（按日周期传输时，支持任意多个时刻进行传输）、是否自动传输、备注；最后确认，平台会在提交前进行必要的检验。

修改则是选中需要修改的记录，点击右侧的“修改”按钮，平台将弹出如图 6-65 所示的窗口，然后依照增加的操作步骤进行修改即可。

数据库传输配置向导：

利用数据库传输配置向导可以大量快速的定义数据库传输任务。其步骤如下：

- 1) 选择相应菜单，如图 6-66 所示。
- 2) 在数据库传输配置向导窗口中选择数据源 -> 选择需要传输的表，确定即可，如图 6-67 所示。

生成的数据库传输任务配置默认为整表传输，需要根据实际要求进行修改，尤其是确认是否增量传输、主键是否正确、传输周期是否合适等。

通过上面的方案的介绍可以看出经过数据源的配置、数据模板的配置和传输

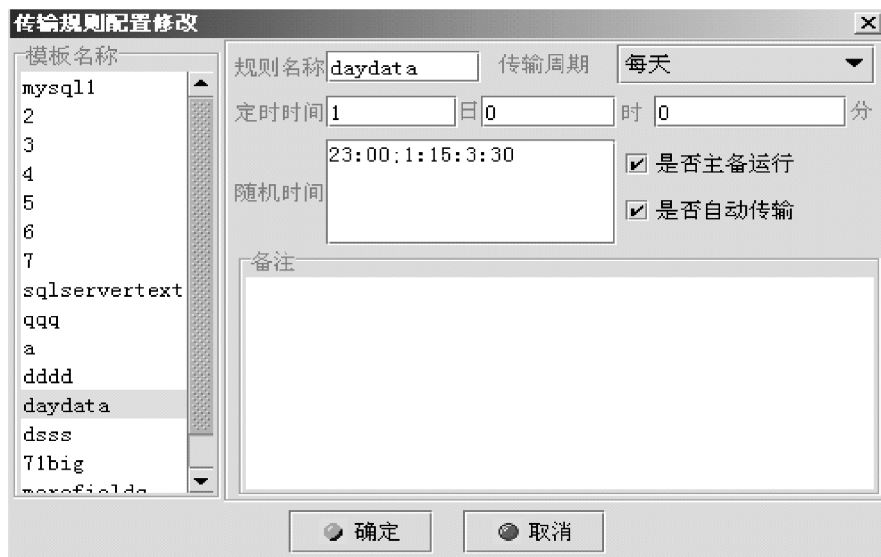


图 6-65 传输规则修改窗口

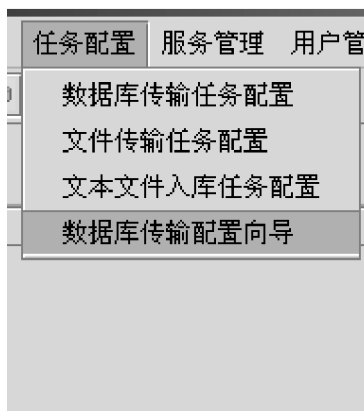


图 6-66 选择数据库传输配置向导

规则的配置可以方便地将内外的数据库数据安全可靠地导出到外网，供外网三区、四区的 AVC 分析系统进行数据的查询，分析完成了跨越网络安全区，实现了数据同步。

6.5.7 控制实验子系统部分功能展示

6.5.7.1 为什么要做控制实验

控制实验是实现 AVC 系统在线闭环控制中非常重要的一项前期工作，做好

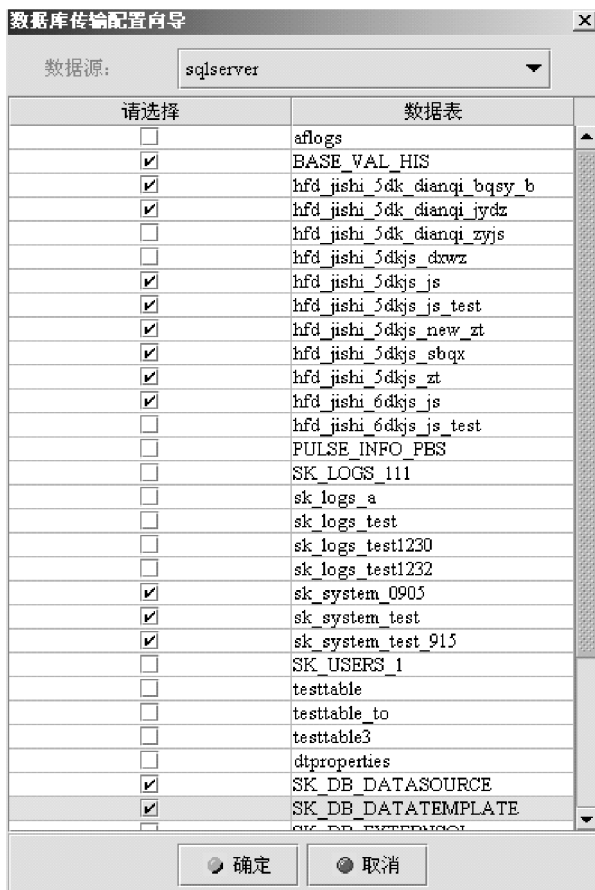


图 6-67 数据库传输配置向导

控制实验可以说保证了 AVC 系统在线闭环控制的安全性，那么为什么要做控制实验呢？由前面省级电网无功优化闭环控制的介绍可以看出，系统在计算得到优化控制命令后，需要通过接口将优化得到的命令下发到设备上控制。为了保证控制对象的有效性和准确性，系统在实现闭环控制之前就必须做控制实验，目的就是为了保证每个控制对象的控制点号和遥控号正确。通俗地讲，也就是说在控制之前必须对每一个能控制的设备进行实验，做到一一对应，使想控制的设备和最终得到控制的设备是一致的，防止出现本来希望控制 A 变电站的 1# 变压器开关，结果由于弄错了点号和控制号控制到了 B 变电站的 1# 变压器开关，如果出现这样的错误造成的后果是非常严重的。所以在系统实现闭环控制前一定要做控制实验。

6.5.7.2 如何做控制实验

控制实验总的来说主要分四步：

1) 要选择好做控制实验的时间。在进行控制实验时往往会影响到电网的运行,比如需要做变压器的控制实验时需要改变电容器的投切状态,改变档位的分接头的位置,这些操作都改变了电网的运行状态,如果做实验选择的时机不好,很可能引起电网失稳,造成严重的后果。所以在选择实验时间时,应和调度以及方式进行实验时间的协商,最好选择在设备维修或者设备也在做其他实验的时候一起进行,这样对电网的影响最小。

2) 要做好控制实验的前期准备工作。主站侧人员对需要对控制设备的点号,遥控号进行检查,并要核对保证控制对应表的准确性,电厂或变电站侧的子站人员应做好现场设备的调试工作和异常情况的保护工作等。

3) 在试验过程中一定要仔细操作防止人为操作失误导致事故,而且要和现场调试人员保持沟通,实时了解实验效果。

4) 在试验完毕时,要做好实验报告的编写,试验数据和实验中遇到的问题也应写入报告作为闭环控制时的依据。

下面给出一个具体的某个电厂的控制实验的内容:

1. 试验前应具备的条件

1) AVC 系统省调主站服务器、交换机、方式处终端、调度处终端等设备接线正确,软、硬件通信接口程序内部调试合格。

2) 电厂运行机组已完成单机开、闭环试验和本厂机组整体调试。

3) 电厂子站设备参数设置正确。

4) 试验人员分工明确,熟悉本方案。

2. 试验具体步骤

试验前,由 HGG 厂当值值班人员向省调值班员汇报,经同意后,方可开始试验。

1) HGG 厂 AVC 装置投开环状态,省调主站服务器分别向 HGG 厂发送母线电压值 234kV、228kV,检测 HGG 厂能否收到指令。

2) HGG 厂 AVC 装置仍投开环状态,省调主站服务器分别向 HGG 厂发送母线电压值 200kV、300kV,检测 HGG 厂能否剔除坏数据。

3) HGG 厂 AVC 装置投闭环状态,每隔 10min,省调主站服务器向 HGG 厂发送 220kV 母线电压值,共发 6 次,发送电压值与初始实际母线电压值偏差分别为 +1kV、+2kV、+3kV、-1kV、-2kV、-3kV,检测 HGG 厂运行并投入 AVC 自动控制的机组是否能根据指令合理调整机组的无功出力。

4) 检测 HGG 厂机端母线电压、机组出力、厂用电压等各采集量能否正确传至省调主站服务器。

5) 检测从 HGG 厂子站采集的数据传至省调后能否投入无功优化计算,并运行正常。

如上述步骤均正常,将 HGG 厂 AVC 装置投入闭环运行状态连续运行 24h,期间省调主站向 HGG 厂自动下发 220kV 母线电压控制值。HGG 厂运行值班人员记录试运行开始时间,并向省调汇报。24h 试运行结束后,由 HGG 厂向省调申请,暂将 HGG 厂 AVC 设备退出运行。

3. 安全措施

1) HGG 厂有关人员应做好试验前准备工作,确保机组安全运行,做好事故预想。

2) 调试期间,如出现特殊情况,各有关电厂应由运行值班人员按现场规程进行处理。

3) 试验期间,如电网或电厂机组出现异常情况,应立即停止试验,待恢复正常后再继续进行。

6.5.7.3 控制实验界面和内容展示

6.5.7.3.1 界面展示

如图 6-68 所示是一个电厂控制实验的界面,界面的左边是控制实验的目标电厂和设备的录入情况。在目标母线一览中,只有在信息表中填入的母线和厂站信息,并且将母线设置为控制,才能对其进行控制实验,这样就降低了控制实验中人为操作出现错误的可能性。在选择好目标母线后,在下发电压值里填入要控制的电压,点击下方按钮后在下方空白处将显示出下发的详细情况,以及下发是

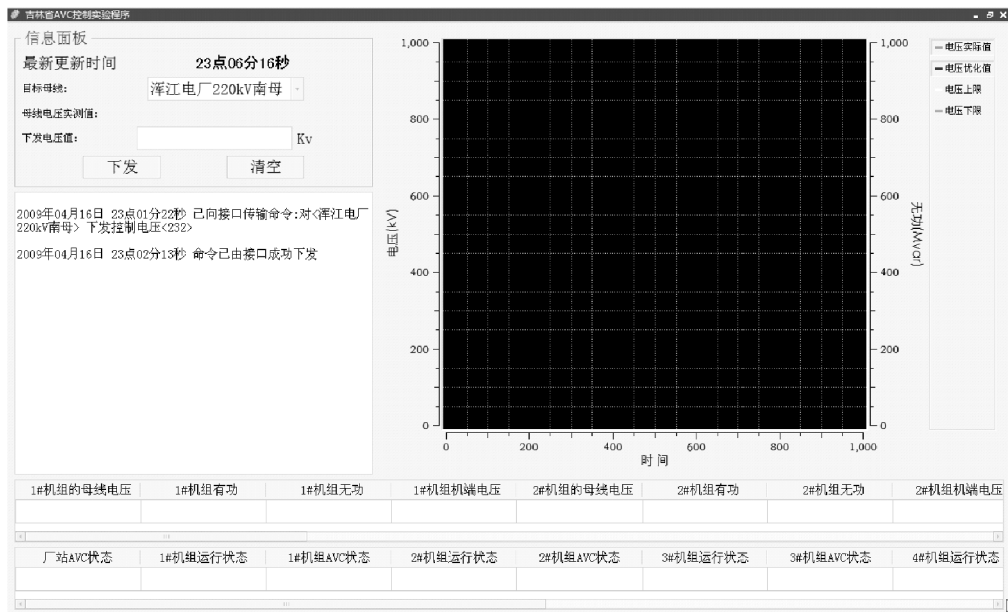


图 6-68 电厂控制实验的界面

否成功等信息。在界面的右半边则是实时的显示下面命令曲线和实际运行曲线，用于对比观察子站电厂 AVC 系统跟踪主站 AVC 命令的情况，而界面最下面两行则实时显示控制电厂机组有功、无功和母线电压等，用于观察子站 AVC 系统分配机组出力是否合理等情况。

6.5.7.3.2 控制实验数据及分析

本节将以某个电厂的实际控制实验的真实数据为例，展示实验的数据和分析试验中出现的一些问题。本次试验正式开始的时间为上午 10:51，BSRD 厂现场情况为电厂高压侧母线并列运行，高压侧母线现场采集值为 1 号母线 234.1kV（控制号 6001），2 号母线 235.2kV（控制号 6002），厂站投入 AVC 远投状态，两台机组分别投入 AVC 远投状态，主站给一号母线（控制号 6001）下发电压值。电厂母线的电压上下限为 230kV 和 235kV。实验结束的时间为 12:39，具体试验数据见表 6-2。

表 6-2 控制实验数据表

目标值	时间	1 号母线 /kV	2 号母线 /kV	P_1 /MW	Q_1 /MW	P_2 /MW	Q_2 /MW	备 注
234	10:51	234.1	235.2	260.3	23.1	299.4	45.2	初时电压调到 234
	10:58	234.2	235.3	260.1	43.2	299.6	45.3	
235	11:03	234.1	235.1	261.1	42.5	296.8	45.5	下发 235 以后发现 2#机组退出运行，接着 机组全退出（就地运行）
	11:04	234.7	235.7	259.8	59.3	299	40.2	
	11:07	AVC 机组全部退出远投						
235	11:27	234.12	235.1	281.4	49.2	276.3	38.2	AVC 远投状态恢 复。重新做 235 控制 试验
	11:28	234.8	238.8	275.2	41.2	272.3	49.4	
	11:29	235.01	235.9	267.9	45.7	270.8	48.5	
	11:31	234.94	235.9	267.8	48.6	271.4	48.5	
238	11:35	235	235.95	273.6	49.1	271.4	48.2	系统对超过上限的 电压进行过滤
	11:37	234.99	236.04	271.5	47.7	268.3	46.4	
	11:40	235.53	236.53	261.4	47.8	260.6	48.1	
	11:44	235.68	236.71	260.5	48.1	263.1	49.2	
233	11:46	235.61	236.71	258.3	47.5	261.2	46.4	
	11:48	234.12	235.22	244.3	31.1	252.9	30.5	
	11:50	233.15	234.23	239.9	19.9	244.9	21.1	
	11:54	232.98	234.14	239.6	20.3	240.5	26.2	

(续)

目标值	时间	1 号母线 /kV	2 号母线 /kV	P_1 /MW	Q_1 /MW	P_2 /MW	Q_2 /MW	备 注
232	11:55	233.02	234.12	238.7	21.4	238.4	23.8	12:08 以后 机组 AVC 突然全部退出运 行,现场转入就地运 行,系统电压最多调 到 232
	11:57	332.31	233.41	236.3	23.5	236.9	13.3	
	12:01	232.01	233.22	237.6	13.7	239.3	14.2	
	12:08	233.98	235.15	239.2	34.7	240	24.3	
234	12:33	232.94	234.03	246.2	24.2	240.9	22.9	系 统 电 压 调 回 到 234
	12:34	234.44	235.41	245.3	39.2	241.7	32.6	
	12:36	235.28	236.32	242.1	39.5	239.9	41.5	
220	12:37	235.11	236.12	242.5	41.6	238.9	38.5	过 滤 220 这 样 的 无 效 电 压 值
	12:39	235.05	236.11	244.4	41.5	241.1	28.7	
	控制试验结算							

试验遇到的问题分析:

- 1) 现场采集值并列运行母线电压值相差超过 1kV,说明 PT 采集值不准确。
- 2) 机组无功分配不是很稳定,出现电压调节的时候 1#和 2#机组无功出力相差比较大的情况,特别是当电压调低的时候在做 232 控制试验时出现机组出力相差大,且变换特别快,然后机组 AVC 退出远方运行转入就地运行。
- 3) 机组 AVC 状态会出现自动退出远投状态,变为就地运行的情况。
- 4) 出现当主站 AVC 下发无效值的时候,电厂 AVC 保持上次值,但是由于系统负荷的原因,电压发生变化。
- 5) 由于厂用变压器档位的问题,系统电压最低只能调到 232,最高电压可以调到 235。
- 6) 目前电厂 AVC 在收不到主站命令 30min 后就自动变为就地运行,AVC 远投状态变为 0,当人工恢复后 AVC 的远投状态变为 1。

6.5.8 无功优化计算结果展示和分析

下面是实例电网典型断面的无功/电压仿真计算结果:

- 1) 优化前后全网网损结果如表 6-3 所示。

表 6-3 优化前后网损对比结果

	优化前网损	优化后网损
全网网损/MW	117.3718	115.5218

2) 优化前后全网部分电压结果如表 6-4 所示。

表 6-4 优化前后全网电压结果对比

节点名称	优化前电压/kV	优化后电压/kV
HQR220kV1 母	230. 56	232. 18
HHR220kV 东母	228. 01	229. 88
HHB220kV1 母	230. 38	232. 51
HH3A220kV 南母	234. 17	233. 28
HH3B220kV 南二母	231. 68	233. 58
HHNB500kV1 母	524. 00	524. 00
HHNB220kV 东母 1 段	226. 15	226. 48
HSCB220kV 东母	230. 00	230. 32
HHXB220kV 甲母 1 段	222. 98	223. 68
HHYB220kV1 母	229. 02	229. 42
HXYB220kV 1 段母线	228. 22	228. 43
HZYB220kV 2 段母线	223. 92	225. 02
HJBB220kV 北母	228. 36	229. 12
HXDB220kV 母线	231. 00	231. 35
HPFB220kV 母线	228. 97	229. 12
HHDB220kV 南母线 1	231. 00	231. 62
HHNB220kV 东母	226. 19	227. 52
HACB220kV 母线 1 段	234. 81	233. 12
HWCB220kV 母线	230. 03	230. 35
HBXB220kV 母线	227. 01	227. 38
HSXB220kV 南母	230. 11	230. 87
HYBLB220kV 南母	229. 81	230. 23
HYYB500kV1 母	525. 00	525. 00
HYYB220kV1 母	230. 72	230. 73
HCXB220kV1 母线	230. 46	231. 22
HHXB220kV 东母线	229. 01	229. 08
HHXB220kV 西母线	235. 34	234. 98
HTPB220kV1 母线	230. 01	230. 32
HTPB220kV2 母线	230. 12	230. 21
HKJB220kV 东母	230. 01	230. 72
HBYB220kV 母线	226. 13	226. 17

(续)

节点名称	优化前电压/kV	优化后电压/kV
HSHB220kV 东母	229.20	229.22
HTLB220kV 母线	232.00	232.34
HHLB220kV 东母	229.04	229.43
HQAB220kV 母线	229.56	230.11
HHHH220kV 南母	230.21	230.61
HZBC220kV 南母	230.00	230.40
HDQB500kV 一母	532.51	533.11
HDQB220kV 南母	230.14	230.34
HWBB220kV 南母	231.91	232.23
HRB220kV 南母	229.33	229.84
HXFB220kV 南母	230.10	230.48
HHJB220kV 南母	231.65	231.68
HZBB220kV 一母	230.52	230.14
HHQB220kV 东母	231.44	231.34
HLFB220kV 东母	227.10	227.28
HF2C220kV 南一母	231.10	232.93
HFLRJ220kV 南一母	231.31	131.71
HSGB220kV 南一母	230.12	230.36
HFTB500kV 一母	526.61	527.63
HFTB220kV 南母	230.72	231.52
HQYB220kV 东母	231.88	232.28
HBJB220kV 东母	230.54	230.56
HFYB220kV 东母	230.58	230.74
HLDB220kV 东母	233.92	234.52
HNYB220kV 母线	231.02	231.42
HBGB220kV1 母	231.46	231.45
HBAB220kV 南母	225.23	226.64
HKSB220kV1 母线	226.15	226.17
HNDB220kV 母	229.31	229.33
HSWB220kV 母线	222.22	222.98
HHHB220kV 母线	221.78	222.68
HM2C220kV 甲母	228.44	220.97

(续)

节点名称	优化前电压/kV	优化后电压/kV
HJXB220kV 一母	226.56	226.59
HJLB220kV 母线	227.02	227.04
HLHB220kV 甲母	230.00	230.18
HMBB220kV 甲母	226.02	226.69
HWCB220kV 甲母	229.12	229.20
HLHB220kV 甲母	223.13	223.65
HMLB220kV 甲母	225.12	225.33
HLHB500kV 母线 1	525.00	525.53
HLHB220kV 母线 1	227.58	227.74
HJXB220kV 甲母	230.00	230.18
HLSB220kV1 母	230.11	230.23
HJXLB220kV 甲母	231.65	231.68
HXHB220kV 甲母	229.56	229.54
HMSB220kV 甲母	225.23	225.20
HLHB220kV 母线	224.00	224.00
HHSB220kV 母线	229.67	229.68
HLKB220kV 甲母	229.12	229.74
HJC220kV 南母	229.12	230.96
HJ2C220kV 母线	231.12	231.18
HSC220kV 南母 1 段	231.98	233.54
HQTH500kV1 母	532.20	535.72
HQTHB220kV1 母	232.47	232.50
HSRC220kV1 母	233.67	232.88
HFZB500kV1 母	526.00	526.34
HFXB220kV 南母	229.77	229.88
HDLH220kV1 母	229.87	229.88
HXGMB220kV 南母	230.00	230.08
HQLB500kV1 母	530.00	530.11
HQLB220kV1 母	228.64	228.66
HJNB220kV 南母	230.04	230.12
HXMB220kV1 母	228.87	228.86
HQTHB220kV1 母	230.00	230.02

(续)

节点名称	优化前电压/kV	优化后电压/kV
HSBB220kV1 母	230. 00	230. 04
HHXLB220kV1 母	232. 18	232. 20
HFJB220kV1 母	233. 34	233. 35
HRJYB220kV 母线	228. 04	228. 08
HFKB220kV1 母	230. 03	230. 06
HHGC220kV 南母一段	233. 12	234. 22
HDJB220kV 一母	228. 23	228. 22
HLSB220kV 一母	232. 67	232. 70
HJSB220kV 一母	231. 74	231. 78
HYCB220kV 一母	230. 43	230. 45

3) 优化前后无功补偿情况如表 6-5 所示。

表 6-5 优化前后无功补偿情况

节点名称	优化前容量 /Mvar	优化后容量 /Mvar	优化组数	单组容量 /Mvar	组数上、下限
1AHR2123	0. 00	8. 01	1	8. 01	0/2
1ANG2123	0. 00	7. 01	1	7. 01	0/1
1ASZ2123	0. 00	40. 08	4	10. 02	0/4
1ALJ2123	0. 00	32. 24	4	8. 06	0/4
1ARC2123	0. 00	8. 06	1	8. 06	0/2
1AZY2123	0. 00	16. 12	2	8. 06	0/2
1ALH2123	0. 00	40. 30	5	8. 06	0/5
1ANY2123	0. 00	40. 30	5	8. 06	0/7
1ACY2123	0. 00	8. 06	1	8. 06	0/2
1AXZ2123	0. 00	48. 06	6	8. 01	0/8
1ACQ2223	0. 00	48. 06	6	8. 01	0/6
1AZN2323	0. 00	48. 08	8	6. 01	0/12
1ACC2123	0. 00	20. 04	2	10. 02	0/3
1ABL2123	0. 00	40. 05	5	8. 01	0/5

4) 优化前后电厂变电压调节情况如表 6-6 所示。

从实例电网计算的结果可以看出，在进行全网的无功优化计算以后，电网网损得到了显著地降低，网损由 187. 3718MW 下降到 182. 5218MW，网损下降约 5MW。

表 6-6 优化前后电厂电压调节情况

序号	母线名称	初始值/kV	目标值/kV
1	HQR220kV1 母	230. 56	232. 18
2	HHR220kV 东母	228. 01	229. 88
3	HHB220kV1 母	230. 38	232. 51
4	HH3A220kV 南母	234. 17	233. 28
5	HH3B220kV 南二母	230. 88	232. 28
6	HF2C220kV 南一母	231. 10	232. 93
7	HQTH500kV1 母	532. 20	535. 72
8	HSC220kV 南母 1 段	231. 98	233. 54
9	HSRC220kV1 母	233. 67	232. 88
10	HJC220kV 南母	229. 12	230. 96
11	HM2C220kV 甲母	228. 44	230. 97
12	HHGC220kV 南母一段	233. 12	234. 22

同时电压质量有明显改善，原电压越限点的电压在优化计算后电压基本回到考核范围内，电压偏上限和偏下线的点在优化计算后基本都趋于合理。

1. 电压越限点在优化后回到电压上下限范围内的点

例如，①HZYB220kV2 段母线电压上、下限分别为 225kV、235kV，优化前电压为 223. 92kV 电压越下限，优化后的电压为 225. 02kV，电压回到上下限内；②HHXB220kV 西母线电压上、下限分别为 225kV、235kV，优化前电压为 235. 34kV 电压越上限，优化后的电压为 234. 98kV，电压回到上下限内。

2. 电压越限点在优化后虽然没有完全回到上下限范围内但是电压趋势被调整的点

例如，①HHXB220kV 甲母 1 段电压上、下限分别为 225kV、235kV，优化前电压为 222. 98kV 电压越下限，优化后的电压为 223. 68kV，电压虽然没有回到上下限内，但是电压趋势已经变好向下限靠近；②HSWB220kV 母线电压上、下限分别为 225kV、235kV，优化前电压为 222. 22kV 电压越下限，优化后的电压为 222. 98kV，电压虽然没有回到上下限内，但是电压趋势已经变好向下限靠近。

3. 电压偏上限和偏下限的点在优化计算后基本都趋于合理

例如，①HHNB220kV 母线电压上、下限分别为 225kV、235kV，优化前电压为 226. 19kV 电压偏下限，优化后的电压为 227. 52kV，原电压偏下限运行在优化后电压趋于合理；②HACB220kV 母线 1 段电压上、下限分别为 225kV、235kV，优化前电压为 234. 81kV 电压偏上限，优化后的电压为 233. 12kV，原电压偏下限运行在优化后电压趋于合理。

第 7 章 AVC 辅助产品介绍

7.1 概述

电网无功/电压优化运行是利用调度自动化的“四遥”功能，实现电网无功、电压和线损的综合性处理。

动态无功优化配置系统、实时线损分析和管理系统以及电力变压器经济运行闭环控制系统是电网自动电压控制（AVC）系列的辅助系统，也是从动态无功优化配置，电网降损节能的角度，打造节能减排，绿色电源的一体化方案。

7.2 动态无功优化配置软件

目前，我国电网中普遍存在着无功补偿不足、布置不合理的情况，存在着城乡电网与区域电网电容器容量倒置现象，220kV 及以上电压等级变电站装的电容器比需要的要多，110kV 变电站装电容器则比需要的要少，这不仅不能充分发挥电容器的节电效益，还可能造成线损较大、电压质量较低，违反了无功“分层分区，就近平衡”的原则，甚至会造成电压失稳事故及电容器高次谐波谐振问题。

因而，变电站装什么补偿装置、是容性还是感性、装多装少等都应该根据各地区负荷情况，经过电网无功优化配置计算来决定。在地区电网中进行无功优化配置来确定系统的最佳补偿点和最佳补偿容量是保证电力系统安全、经济运行和优质供电的一项有效手段，也是降低网损、提高电压质量和节省无功补偿设备投资费用的重要措施。

动态无功优化配置系统根据电网动态的负荷情况，以无功就地、分层平衡为原则，利用经济压差潮流算法进行全网配置计算，综合考虑降损及调压效果，动态的给出合理的无功配置容量及配置地点，有效地解决了无功补偿配置计算长期沿用经验公式带来的配置不合理问题，从而可以有效地增加电压调节手段、提高电压合格率、降低网损、改善电网稳定性。

7.2.1 经济压差优化潮流算法原理介绍

维持输电线路无功分点恰恰位于线路中点的线路首末两端电压之差称为经济压差（ ΔU_j ）。每条线路都有一个无功分点，且在本线中点，这种潮流叫经济压差无功潮流。

线路在 ΔU_j 支持下, 只有有功在电阻上的电压降落, 即

$$\Delta U_j = (PR + QX) / U = PR / U \quad (7-1)$$

时电压质量最好, 接近直流线路运行。此时, 线路传输无功造成的有功损耗最小, 它为无功分点在首 (或末) 端母线上时有功损耗的 $1/4$, 而且也使线路两端所接的主变压器有功损耗之和为最小或接近最小。

ΔU_j 无功潮流的科学性是电力科学研究院在 1986 ~ 1988 年为原水电部科技公司下达的科研任务, 题目为“500kV 系统运行特性”中证明的结论。

任何复杂接线电网无功就地补偿分析都可用图 7-1 所示接线方式进行。不言而喻, 升压变压器的无功损失应由发电机补偿, 降压变压器的无功损失应在变电站补偿, 输电线路的无功损失应由线路两侧等量补偿, 这是因为无功传输距离最短, 数量最少。图 7-1 中线路过剩无功 480.4Mvar 在其两端等量补偿。

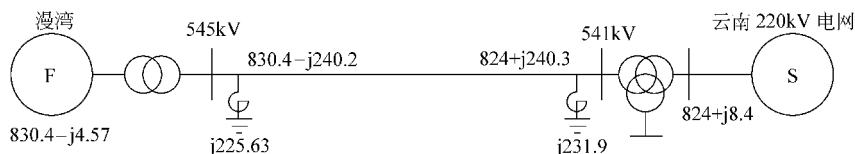


图 7-1 无功就地补偿分析图

7.2.2 系统结构设计

动态无功优化配置系统由四大功能模块 (见图 7-2) 组成: 数据接口模块、动态无功配置模块、参数配置模块和系统管理模块。

7.2.3 系统实现的功能

1. 图形建模功能

提供图形编辑与绘制功能, 可以方便地绘制各种电力设备、设置设备信息或状态。用户可以根据电网一次接线图在系统中建模, 形成相应的电网结构模型, 写入数据库。

在图形建模中填写参数的规则时需要明确, 哪些参数是必需的, 哪些是可有可无的, 哪些值是需要归算的, 哪些设备在建模中是不需要画的。

2. 集中拓扑分析功能

对图形建模系统绘制好的图形进行拓扑运算, 所有电器元件按照连通性进行端口配置, 形成元件的物理连通关系表。当图形网络拓扑未通过时, 需要在建模系统中修改设备的连接关系, 直到图形中所有设备都拓扑通过。为了保证图库一

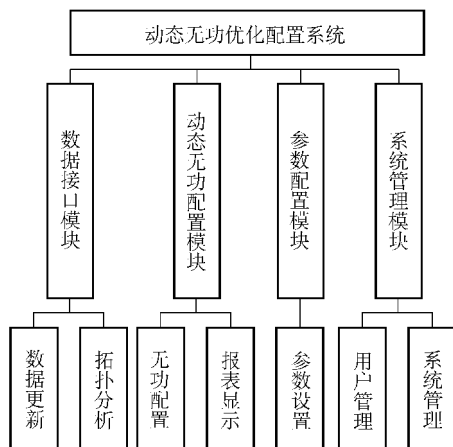


图 7-2 动态无功优化配置结构图

体化,在图形建模中修改了一次接线图改变后,需要重新进行网络拓扑。

3. 数据采集处理功能

系统获取数据的方式有两种:一是手动填写;二是通过接口获取。

手动填写:需客户提供电网运行数据,也可以选择某个典型负荷计算出有代表性的无功补偿方案。

接口获取:通过与 SCADA 系统做接口周期性获取实时数据。按照数据实时性的特点,计算出的结果也是实时的,能够动态的给出无功补偿配置方案。

4. 系统参数配置功能

为达到客户满意的无功配置,需要进行相关的系统参数配置,以满足客户具体的要求。

- 1) 补偿点设置:选定待补偿配置的母线;
- 2) 电压范围设置:设定补偿计算时电压约束的范围;
- 3) 力率范围设置:设定补偿计算时力率约束的范围;
- 4) 平衡母线设置:设置计算时的平衡母线。

5. 动态无功优化配置计算功能

运用 ΔU_j 经济压差算法,得出优化无功功率潮流及每个厂站需要注入电网的无功优化值,从而计算出每个厂站无功的盈余情况,给出无功补偿配置容量及配置地点。

6. 计算结果显示功能

按照实时数据的刷新速度,周期性给出补偿计算结果。如果数据不能通过接口程序周期性获取,那么得到的结果是静态的,可依据客户给出的断面数据,给出相应断面的补偿计算结果。

7. 报表曲线查询功能

- 1) 网损:报表、曲线,显示配置前后的对比。
- 2) 电压:报表、曲线,显示配置前后的对比。
- 3) 无功:报表、曲线,显示配置前后的对比。
- 4) 调度员潮流图如图 7-3 所示。

7.2.4 系统运行界面介绍

1. 软件运行界面

系统运行界面(见图 7-4)显示电网实时信息,主要包括遥测值、遥信值以及电网电量的统计值等。其中,遥测值包括主变压器各侧断路器以及线路首末端的有功、无功和电流;遥信值主要包括断路器和刀开关的开合位置;统计值包括电网有功损耗、无功损耗等。

2. 无功优化配置结果显示界面

无功优化配置结果显示界面(见图 7-5)主要包括厂站名称、电压等级以及

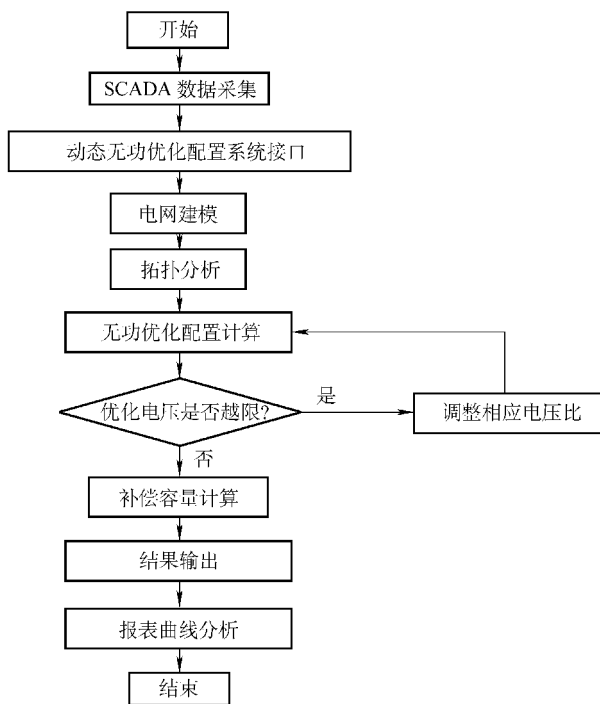


图 7-3 动态无功优化配置系统流程图

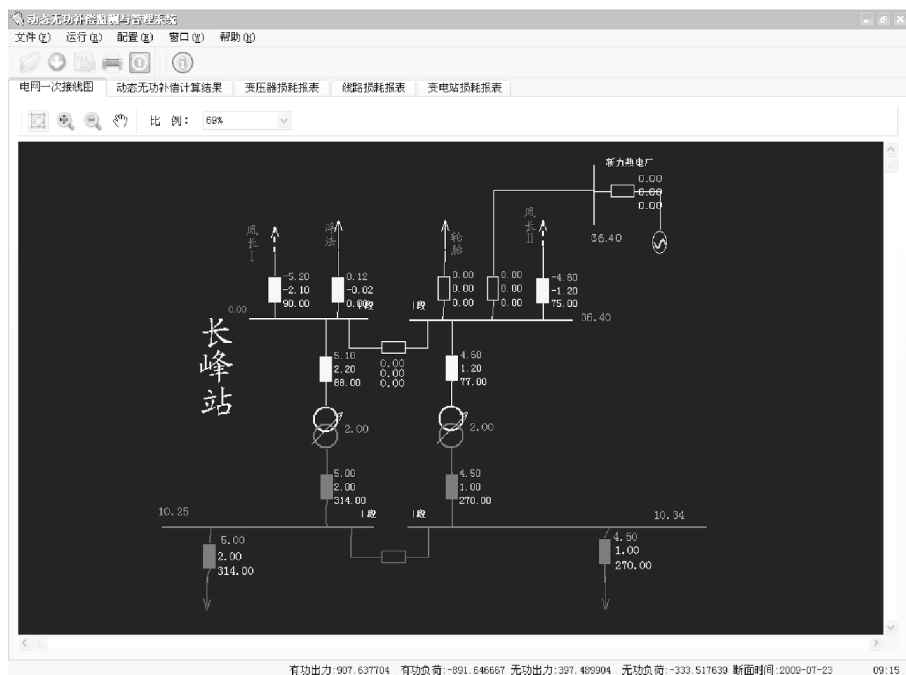


图 7-4 软件运行界面

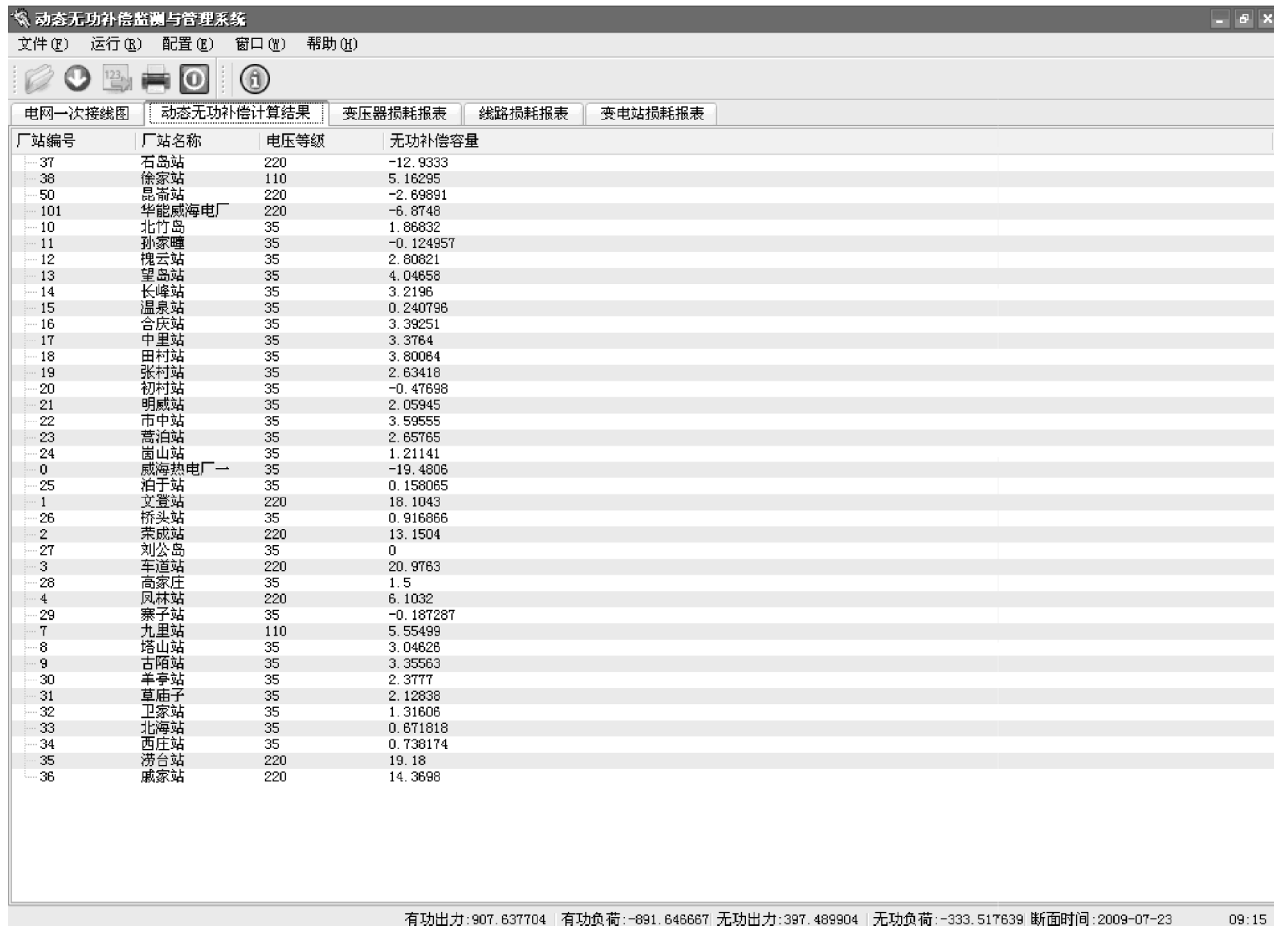


图 7-5 无功优化配置结果显示界面

无功补偿容量。其中无功补偿容量数值为负代表需要增加相应容量的电抗器，以吸收多余感性无功。

7.3 实时线损分析和管理软件

电网在输送电能时产生的电能损耗直接影响了电力资源的使用效率和电力部门的经济效益。准确合理的线损统计是供电部门制定降损措施、分析损耗构成的前提条件，对促进其改善管理水平，优化电网运行具有重要作用。

线损可分为理论线损和管理线损。理论线损是由电能传输过程中，由于元件发热等原因造成，而管理线损是由于工作原因造成。由于管理线损不能反映电网实际的损耗情况，因此就要进行理论线损计算。通过理论线损计算能够查明电能损耗的组成和分布情况，应用实时线损分析和管理软件分析计算电力网络理论线损是科学化管理线损的重要手段。

7.3.1 常用线损计算方法介绍

随着电网调度自动化的普及和电网管理水平的提高，利用潮流法计算理论线损是目前广泛采用的方法。但是，有些低电压等级的电网表计不全、运行数据和结构参数整理困难无法采用潮流法计算，这时则需要简化计算方法。

方均根电流法是线损理论计算的基本方法，在此基础上衍生出了平均电流法、最大电流法和等值电阻法等。下面简单介绍几种线损计算方法。

1. 方均根电流法

方均根电流法的基本思路是：线路中流过的方均根电流所产生的电能损耗相当于实际负荷在同一时间内所产生的电能损耗。其计算公式如下：

$$\Delta A = 3I_{\text{jr}}^2 R t \times 10^{-3} \quad (7-2)$$

式中， ΔA 为损耗电量 (kWh)； R 为元件电阻 (Ω)； t 为运行时间 (h)； I_{jr} 为方均根电流 (A)。

方均根电流 I_{jr} 计算如下：

$$I_{\text{jr}}^2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} I_i^2}{24}} \quad (7-3)$$

式中， I_i 为日整点负荷电流 (A)。

2. 最大电流法

最大电流法也称损耗因数法，是利用方均根电流法与最大电流的等效关系进行电能损耗计算的。其计算公式如下：

$$\Delta A = 3I_{\max}^2 FRt \times 10^{-3} \quad (7-4)$$

式中, ΔA 为损耗电量 (kWh); I_{\max} 为最大电流 (A); F 为损耗因数。

损耗因数的计算公式如下:

$$F = \frac{I_{if}^2}{I_{\max}^2} \quad (7-5)$$

式中, I_{if} 为日方均根电流 (A)

3. 等值电阻法

等值电阻法的基本思路与方均根电流法基本类似, 可以说其本质就是方均根电流法。计算损耗的公式为

$$\Delta P = 3 \sum_{i=1}^m I_i^2 R_i \quad (7-6)$$

或

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_i \quad (7-7)$$

式中, I_i 为第 i 段线路上通过的电流; R_i 为第 i 段线路上的电阻; P_i 为第 i 段线路上通过的有功功率; Q_i 为第 i 段线路上通过的无功功率; U_i 为 i 段线路首端的电压; m 为线路总段数。

假设各段电流通过分段电阻产生的损耗的总和与一个等值的电阻在通过线路出口的总电流产生的总损耗相等, 即

$$\Delta P = 3 \sum_{i=1}^m I_i^2 R_i = 3I_{\Sigma}^2 R_{el} \quad (7-8)$$

或

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_i = \frac{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}{U^2} R_{el} \quad (7-9)$$

从而可以得到

$$R_{el} = \frac{\sum_{i=1}^m I_i^2 R_i}{I_{\Sigma}^2} = \frac{\sum_{i=1}^m \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_i}{\frac{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}{U^2}} \quad (7-10)$$

利用等值电阻法计算的假设条件如下:

- 1) 各负荷点的功率因数相同;
- 2) 各节点的电压相同, 即不考虑沿线电压降落;
- 3) 负荷的分布与变压器额定容量成正比, 即变压器的负荷系数 k 相同。

线损可以按下面的公式计算:

$$\Delta A = 3I_{jr}^2 R_{el} t \times 10^{-3} \quad (7-11)$$

式中, R_{el} 为线路等值阻抗; I_{jr} 为线路方均根电流; ΔA 为线路总损耗。

综上所述, 方均根电流法是线损计算的基本方法, 根据计算条件和资料还可以应用最大电流法和等值电阻法。其中, 方均根电流法和最大电流法适用于 35kV 及以上电网的线损计算, 等值电阻法是一种简化的计算方法, 适用于 10 (6) kV 及以下配电网的线损计算。

7.3.2 系统结构设计

实时线损分析和管理系统主要包括四大功能模块, 分别为数据采集与接口管理、在线线损分析模块、报表曲线查询模块和系统管理与辅助功能。各个功能模块相互配合, 力求为电力部门提供一套能够精确反映电网实时线损的高效软件。系统结构如图 7-6 所示。

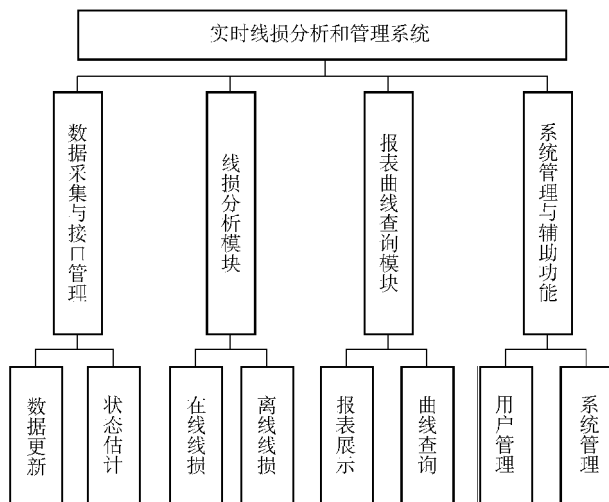


图 7-6 系统结构图

7.3.3 系统功能特点

1. 数据自动采集与处理功能

系统可通过与 SCADA 系统的接口采集到所需的电网实时数据和电网运行状态量, 作为状态估计、潮流分析、拓扑分析、自动分区计算的数据依据。

2. 电网监控与显示功能

系统将采集到的数据显示到以电网主接线图为背景的运行主界面上, 为工作人员提供当前电网的运行信息。采集的数据主要包括①遥测值, 如母线电压、变压器各侧的有功, 无功和电流等; ②遥信值, 如断路器和刀开关的开合状态等。

3. 图形建模功能

系统根据自有的图形建模软件 HPG 对电网进行建模。根据电网的习惯画法,将工具条上的元件符号用鼠标添加到图中的相应位置。在图上选中相应元件,实现其参数的录入,完成电网数据的输入工作。这种将电网建模与参数录入统一起来的图形建模方式简单、直接、可靠。

4. 线损在线计算功能

运用牛顿-拉夫逊潮流算法,对电网线损进行在线计算,分析电网各个环节的损耗情况,为工作人员提供调整电网运行建议。

5. 线损离线分析功能

在运行界面上通过更改某个遥测、遥信值,如有功、无功、电流以及断路器的开合状态,进而模拟在离线状态下电网线损,与实际电网线损进行对比,分析各个元件对电网损耗的影响程度。

6. 曲线报表查询功能

按日、月、季、年生成电网损耗电量统计报表,可进行分压分层线损电量及线损率统计。将各种元件的损耗信息以曲线形式展示给用户,对各种元件的损耗大小进行比较分析。

7.3.4 实时线损分析与管理系统介绍

1. 软件运行界面

系统运行界面主要是显示电网实时信息,主要包括遥测值、遥信值以及电网电量的统计值等,如图 7-7 所示。

2. 电网建模界面

(1) 添加设备元件

可以在如图 7-8 所示的界面左侧的工具条中选择我们所要添加的设备元件,如变压器、线路、断路器和刀开关等。

(2) 设备参数输入

在图 7-9 中右键单击某个元件,便弹出对话框,即可填入相关元件的各种属性参数。不同的元件对应不同的对话框,如图 7-9 所示为三绕组变压器的参数输入框。图 7-10 为电网模型建好后,更改元件参数的示例。

3. 理论线损计算显示界面

(1) 变电站损耗信息显示界面

变电站损耗信息显示界面将电网内的变压器损耗信息进行汇总。主要包括变电站名称、电压等级、有功供电量、有功售电量、无功供电量、无功售电量、有功损耗、无功消耗及功率因数等,如图 7-11 所示。



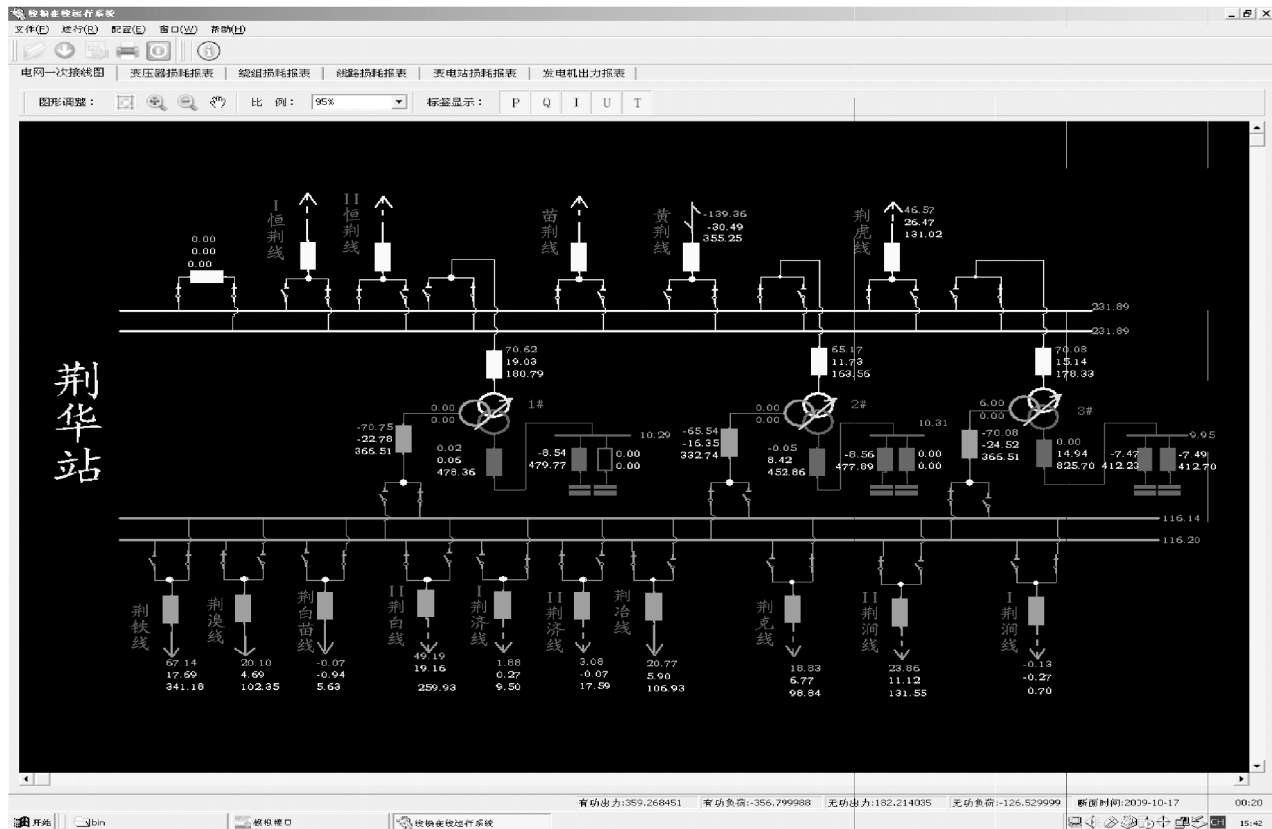


图 7-7 系统运行主界面

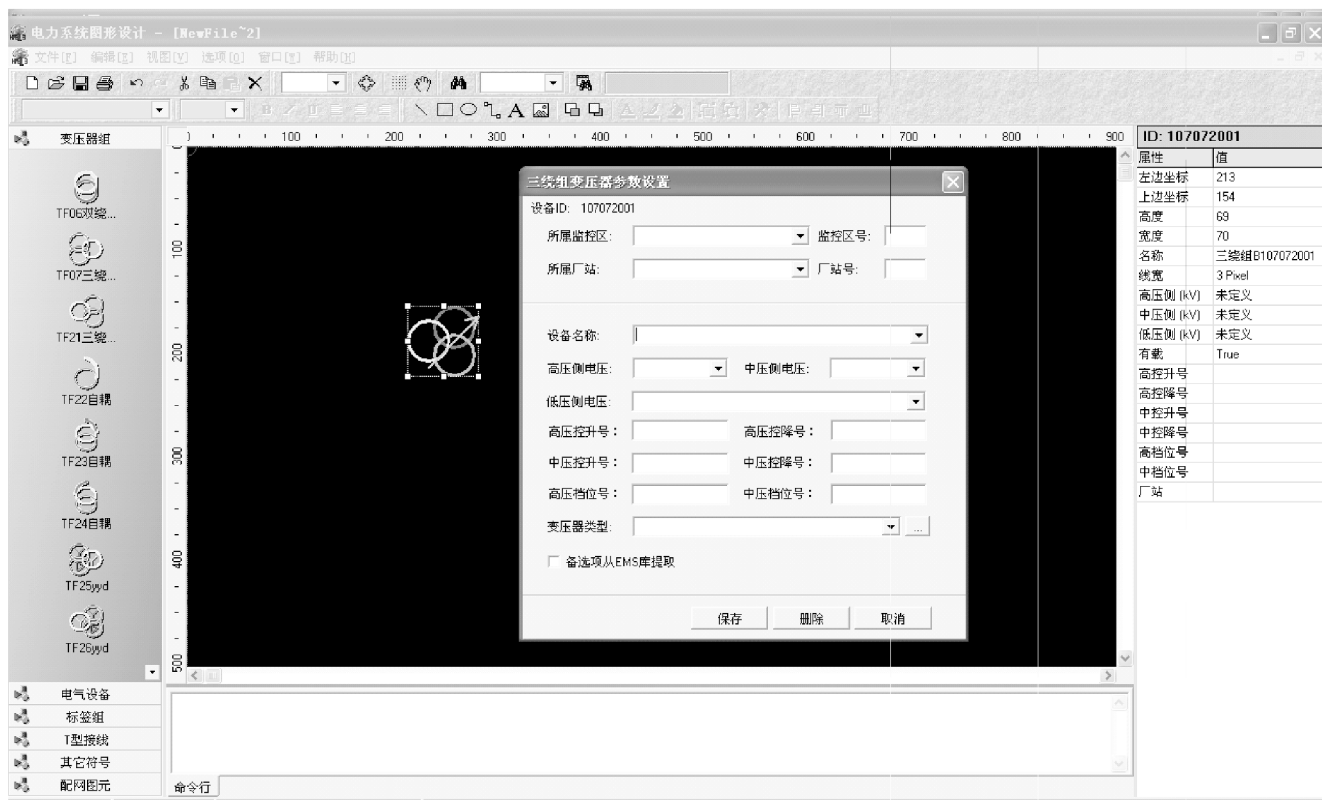


图 7-8 电网建模界面

三绕组变压器参数设置

设备ID: 100075001

所属监控区: 沂水电网主变经济运行系统 监控区号: 1

所属厂站: 南庄变电站 厂站号: 0

设备名称: 南庄站2#主变

高压侧电压: 110kV 中压侧电压: 35kV

低压侧电压: 10kV

高压控升号: 16_1 高压控降号: 16_0

中压控升号: -1 中压控降号: -1

高压档位号: 999 中压档位号: -1

变压器类型: 南庄站2#主变

☐ 备选项从EMS库提取

保存 删除 取消

三绕组变压器类型参数设置

变压器类型名称: 南庄站2#主变

变压器型号: NULL

是否有载调压: 是

额定容量(高): 40

额定容量(中): 40

额定容量(低): 40

额定电压(高): 110

额定电压(中): 35.5

额定电压(低): 11

是否自耦: 否

空载损耗: 36

短路损耗(高低): 171.92

短路损耗(高中): 173.98

短路损耗(中低): 146.01

短路电压百分比(高低): 18.05

短路电压百分比(高中): 9.92

短路电压百分比(中低): 6.47

空载电流百分比: 0.35

中压侧分接头类型: 38.5±2.5% ...

高压侧分接头类型: 110±8*1.25% ...

保存 删除 取消

图 7-9 元件参数输入框

(2) 变压器损耗信息显示界面

变压器损耗显示界面将电网内的变压器损耗信息进行汇总。主要包括有功供电量、有功售电量、无功供电量、无功售电量以及无功消耗等，如图 7-12 所示。

(3) 变压器绕组损耗信息显示界面

变压器绕组损耗信息显示界面主要包括有功供电量、有功售电量、无功供电量、无功售电量、有功损耗及无功消耗，如图 7-13 所示。

(4) 发电机出力显示界面

发电机出力显示界面主要包括发电机名称、电压等级、有功供电量及有功售电量，如图 7-14 所示。

(5) 线路损耗信息显示界面

线路损耗信息显示界面主要包括有功供电量、有功售电量、无功供电量、无功售电量、有功损耗及无功消耗，如图 7-15 所示。

4. 报表、曲线查询界面

电网各种损耗曲线、报表查询界面如图 7-16、图 7-17 所示。



图 7-10 示例

变电站损耗信息									
文件(F) 编辑(E) 配置(C) 窗口(W) 帮助(H)									
电网一次接线图 变压器损耗报表 线路损耗报表 变电站损耗报表 发电机出力报表									
变电站编号	变电站名称	电压等级	有功供电量	无功供电量	有功供电量	无功供电量	有功损耗	无功损耗	功率因数
99	星光站	110	6.468858	6.437410	1.037215	0.834949	0.0314479	0.202266	0.987388
11	王霞站	35	1.029641	1.019775	0.977848	0.940060	0.009566	0.037788	0.725109
113	群材站	220	86.157845	85.536896	224.301468	197.620647	0.630949	26.6728	0.365673
4	洪源站	110	4.670914	4.610514	1.840612	1.785016	0.0604005	0.055596	0.930371
5	立井站	110	7.437442	7.364288	2.499106	2.405903	0.0731535	0.0932031	0.947917
14	休鲁站	110	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0	1
6	蟹头站	110	12.117308	12.060547	8.289498	7.178002	0.0567608	1.1115	0.825348
15	当源电厂	0	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0	1
27	蟹头站	110	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0	1
9	王霞站	35	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0	1
108	洪源所站	35	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0	0	1
109	南儿站	110	24.332474	24.228566	11.701572	9.470856	0.105907	2.23072	0.901205
0	虎岭站	220	34.646713	34.485313	17.301577	14.247301	0.1614	2.95408	0.894652
1	当源站	220	88.712875	88.187004	49.382352	37.041107	0.525871	12.3112	0.873675
21	白嘴站	110	15.794964	15.467725	49.759739	43.744614	0.327239	6.01513	0.302548
2	荆华站	220	176.320648	175.731842	96.444366	84.233566	0.588806	12.2108	0.877331

图 7-11 变电站损耗信息显示界面

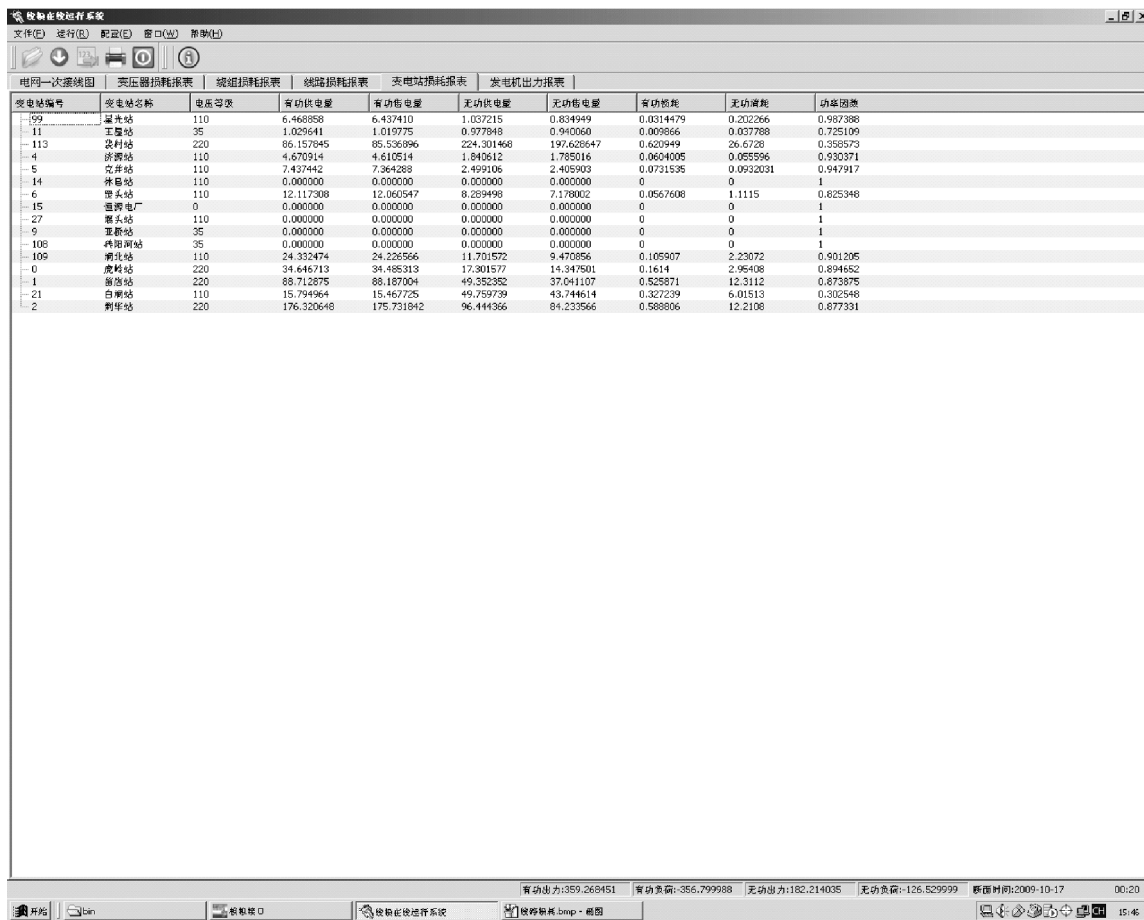


图 7-12 变压器损耗信息显示界面

电网一次接线图 变压器损耗报表 线路损耗报表 变电站损耗报表 发电机出力报表								
支路编号	支路名称	电压等级	有功供电量	有功售电量	无功供电量	无功售电量	有功损耗	无功损耗
1000710001	克井变#1主变高压绕组	110	2.48607	2.48569	0.826991	-0.810003	0.000387	0.016887
1000710002	克井变#1主变中压绕组	35	-0.649606	0.649594	0.169912	-0.16987	1.2e-05	-4.2e-05
1000710003	克井变#1主变低压绕组	10	-3.13003	3.13773	-1.03942	1.02614	0.000301	0.01120
5700710001	白喇站#1主变高压绕组	110	6.74765	-6.64462	-22.2235	0.103135	3.71444	
5700710002	白喇站#1主变中压绕组	35	-4.57405	4.52555	26.4011	-26.2235	0.048499	-0.177543
2340610011	休鲁站#1主变高压绕组	110	0	0	0	0	0	0
5700710003	白喇站#1主变低压绕组	10	-4.06994	4.06697	-3.00964	2.9501	0.001972	0.059543
2340610012	休鲁站#1主变中压绕组	110	0	0	0	0	0	0
5620710021	喇扎站#2主变高压绕组	110	24.3062	-24.2609	11.7016	-9.35423	0.04533	2.34734
5620710022	喇扎站#2主变中压绕组	35	-22.1315	22.0974	9.44123	-9.31466	0.034066	-0.126569
5620710023	喇扎站#2主变低压绕组	10	-2.1301	2.12982	-0.400134	0.03019	0.000282	0.009944
9840710031	茨村站#3主变高压绕组	220	44.3472	-44.2532	120.878	-104.513	0.094034	16.9643
9840710032	茨村站#3主变中压绕组	110	-44.2276	44.0546	124.715	-123.404	0.172742	-1.3112
9840710033	茨村站#3主变低压绕组	10	-0.005611	0.003011	-19.2553	18.9118	0.00028	0.343465
2930710021	麻德变#2主变高压绕组	220	72.4307	-72.2346	42.5604	-30.2345	0.19609	12.3259
2930710022	麻德变#2主变中压绕组	110	-72.3202	72.254	30.9605	-30.4043	0.066199	-0.582221
2930710023	麻德变#2主变低压绕组	10	0	0	0	0	0	0
7960720041	喇毕站#2主变高压绕组	220	49.2564	-49.216	29.8866	-26.4342	0.040464	3.48238
7960720042	喇毕站#2主变中压绕组	110	-49.2209	49.1979	21.3964	-21.1469	0.023016	-0.249455
7960720043	喇毕站#2主变低压绕组	10	-0.001468	0.000538	-8.55949	8.48452	0.00093	0.074975
5700710011	白喇站#2主变高压绕组	110	6.98981	-6.92916	22.7705	-20.1983	0.060658	2.57222
5700710012	白喇站#2主变中压绕组	35	-1.19488	1.14292	26.5981	-26.3258	0.051962	-0.272338
5700710013	白喇站#2主变低压绕组	10	-5.7358	5.73229	-3.82909	3.71028	0.003513	0.118805
4840610011	喇头站#1主变高压绕组	110	0	0	0	0	0	0
2930710031	麻德变#3主变高压绕组	220	0.005158	-0.005143	0.771583	-0.770658	1.5e-05	0.000925
2930710032	麻德变#3主变中压绕组	110	-0.005066	0.005366	-3.5e-05	3.5e-05	0	0
9210610011	星光站#1主变高压绕组	110	0.44275	-0.43782	1.03721	-0.836482	0.004926	0.200733
2930710033	麻德变#3主变低压绕组	10	0	0	0	0	0	0
7960720011	喇毕站#1主变高压绕组	220	62.3092	-62.2526	9.29422	-5.81192	0.05655	3.4823
9210610012	星光站#1主变中压绕组	110	-62.42972	6.42931	-1.01441	1.01288	0.000414	0.001533
7960720012	喇毕站#1主变中压绕组	110	-62.2436	62.2275	14.5034	-14.2616	0.016104	-0.241738
620610011	奇雅河站#1主变高压绕组	35	0	0	0	0	0	0
2930720011	麻德变#1主变高压绕组	220	15.893	-15.8845	7.24251	-6.64283	0.008478	0.596675
2930720012	麻德变#1主变中压绕组	110	-15.971	15.9677	6.82494	-6.79191	0.003332	-0.033003
7960720013	喇毕站#1主变低压绕组	10	-0.001173	0.000482	-8.53765	8.48389	0.000691	0.053759
620610012	奇雅河站#1主变中压绕组	10	0	0	0	0	0	0
2930720013	麻德变#1主变低压绕组	10	0	0	0	0	0	0
9530710021	梁头变#1主变高压绕组	110	12.0872	-12.0666	8.2895	-7.39149	0.020608	0.898005
9530710022	梁头变#1主变中压绕组	35	-4.10088	4.09993	0.147485	-0.144251	0.000957	-0.000234
9530710023	梁头变#1主变低压绕组	10	-7.92466	7.91959	-7.12617	6.90944	0.005076	0.216725
5310710021	虎岭站#3主变高压绕组	220	0	0	0	0	0	0
7500710011	洪源站#1主变高压绕组	110	2.71235	-2.71167	1.27616	-1.24637	0.000684	0.029786
5310710022	虎岭站#3主变中压绕组	35	0	0	0	0	0	0
7500710012	洪源站#1主变中压绕组	35	0	0	0	0	0	0
5310710023	虎岭站#3主变低压绕组	10	0	0	0	0	0	0
7960720021	喇毕站#2主变高压绕组	220	64.4389	-64.3549	57.2636	-51.2524	0.004003	6.01114
7500710013	洪源站#1主变低压绕组	10	-2.71003	2.70966	-1.24322	1.23001	0.000346	0.013205
7960720022	喇毕站#2主变中压绕组	110	-64.3539	64.3068	66.5864	-66.9891	0.048112	-0.59732
7960720023	喇毕站#2主变低压绕组	10	-0.003738	0.000942	-14.9591	14.7343	0.002796	0.22479
4600610011	豆鲁站#1主变高压绕组	35	0	0	0	0	0	0
9840710021	茨村站#2主变高压绕组	220	-41.6293	41.5587	103.724	-91.5421	0.070623	12.1817
4600610012	豆鲁站#1主变中压绕组	10	0	0	0	0	0	0
9840710022	茨村站#2主变中压绕组	110	-41.5758	41.4775	91.4311	-90.6558	0.098302	-0.745315
9840710023	茨村站#2主变低压绕组	10	-0.00351	0.002362	-12.4069	12.267	0.001147	0.139921
5310710031	虎岭站#1主变高压绕组	220	34.5352	-34.488	17.4228	-14.3491	0.047156	3.07394
5310710032	虎岭站#1主变中压绕组	35	-34.5579	34.5325	17.4211	-17.3013	0.025383	-0.119847
7500710021	洪源站#2主变高压绕组	110	1.89074	-1.89056	0.546167	-0.54009	0.000184	0.008077
5310710033	虎岭站#1主变低压绕组	10	0	0	0	0	0	0
7500710022	洪源站#2主变中压绕组	35	-0.000995	0.000995	-0.029991	0.029991	0	0
7500710023	洪源站#2主变低压绕组	10	-1.89951	1.89937	-0.564452	0.559924	0.000136	0.004528
有功出力:359.266451 有功售电:356.799988 无功出力:182.214035 无功负荷:-126.529999								
新建时间:2009-10-17								

图 7-13 变压器绕组损耗信息显示界面

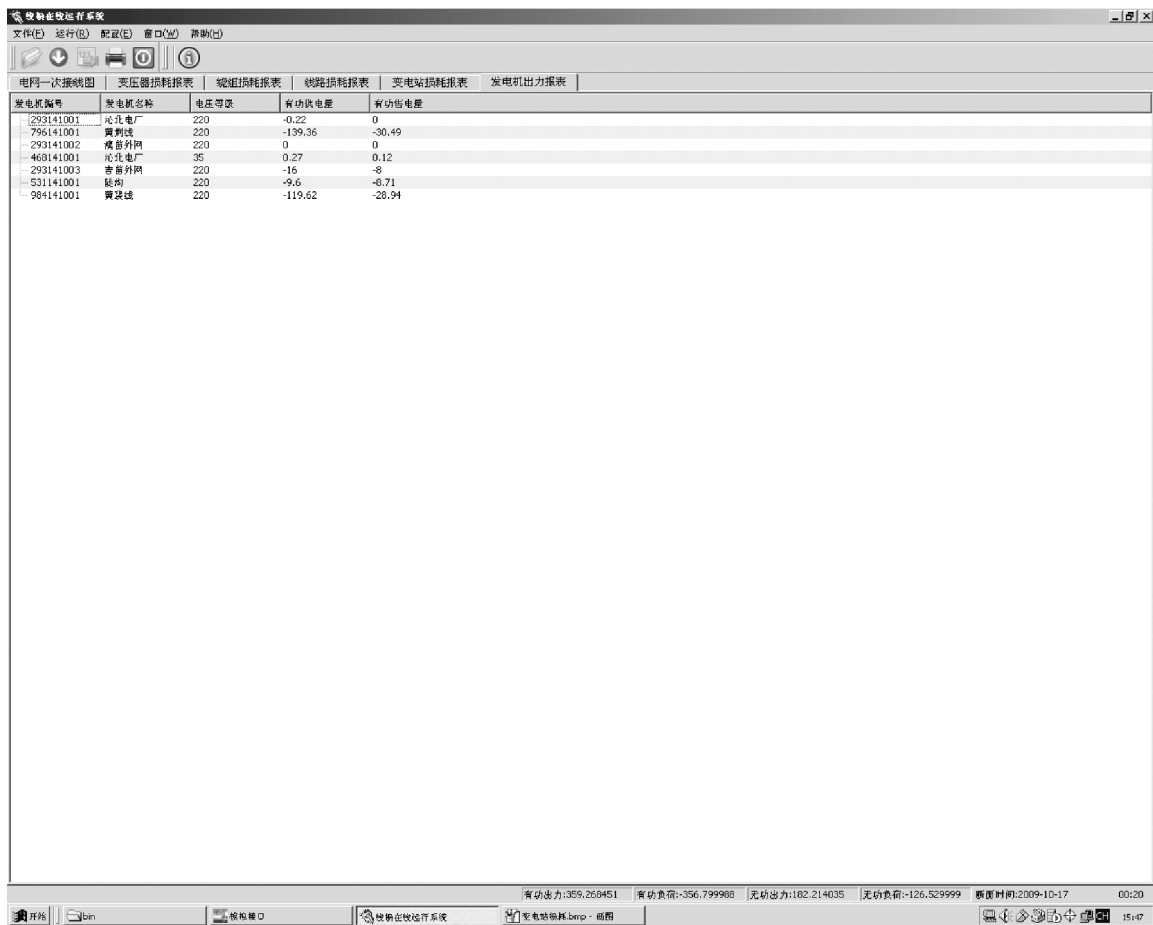


图 7-14 发电机出力显示界面

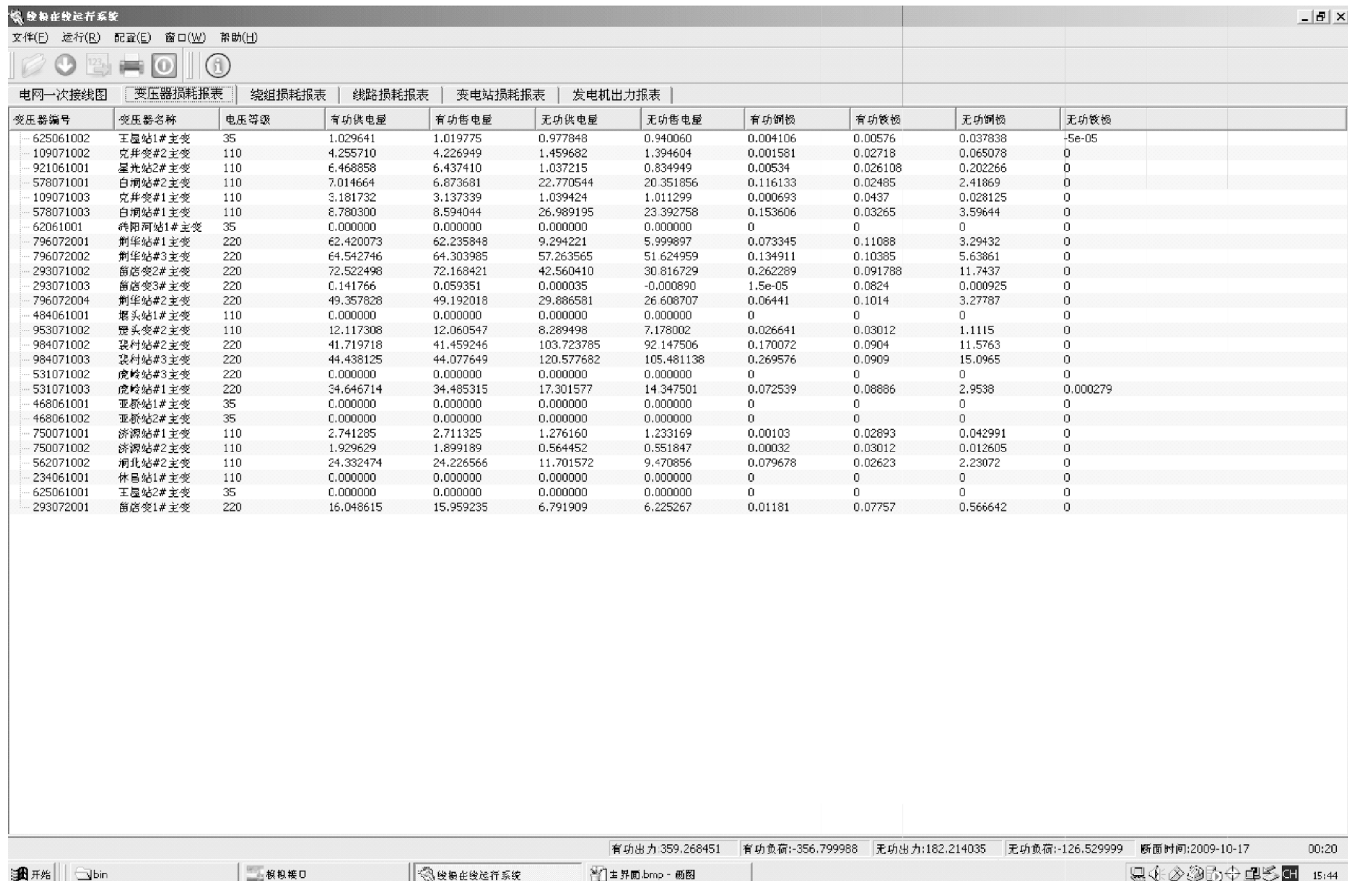
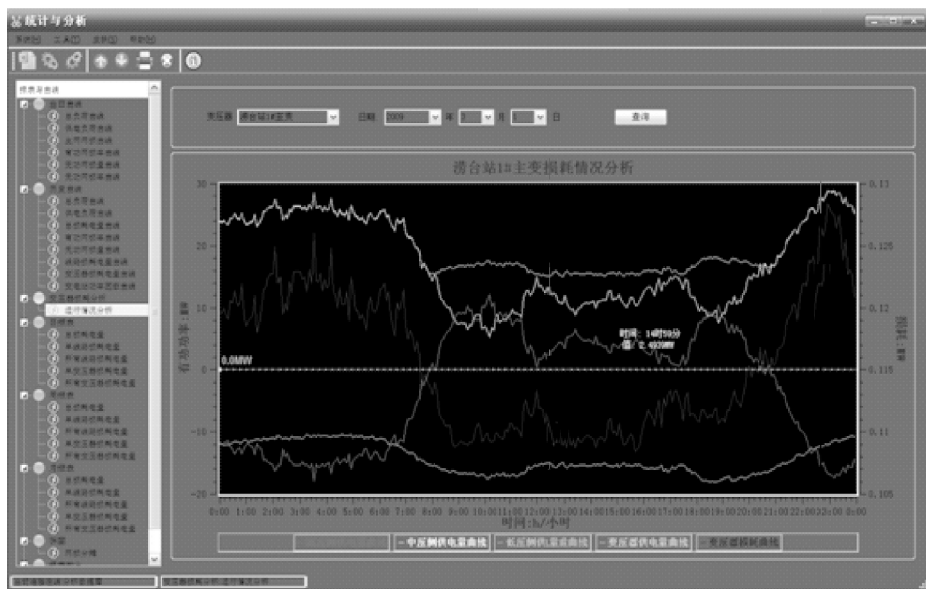
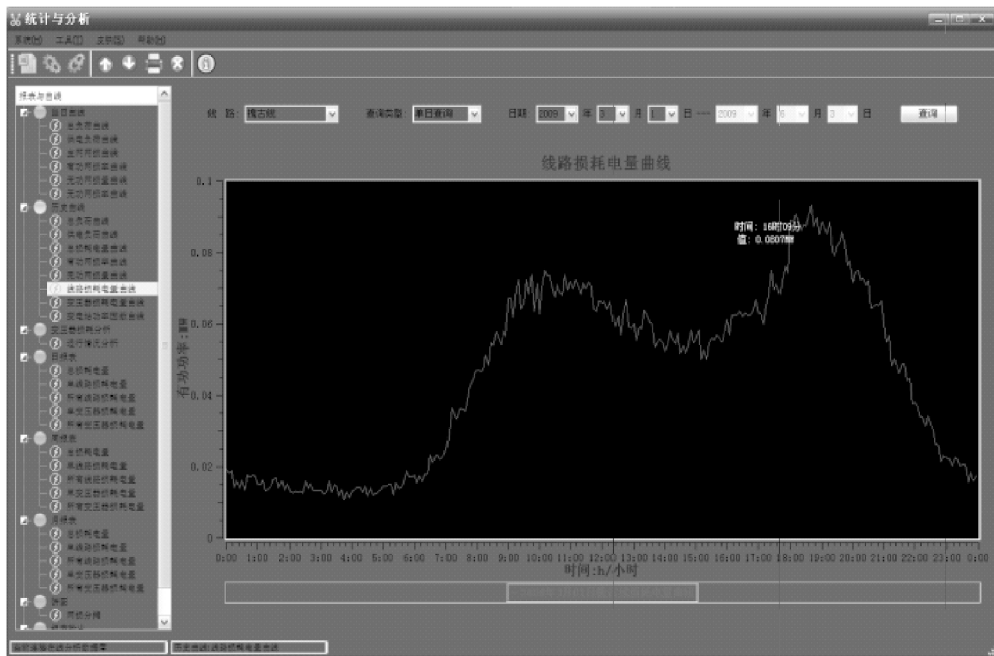


图 7-15 线路损耗信息显示界面

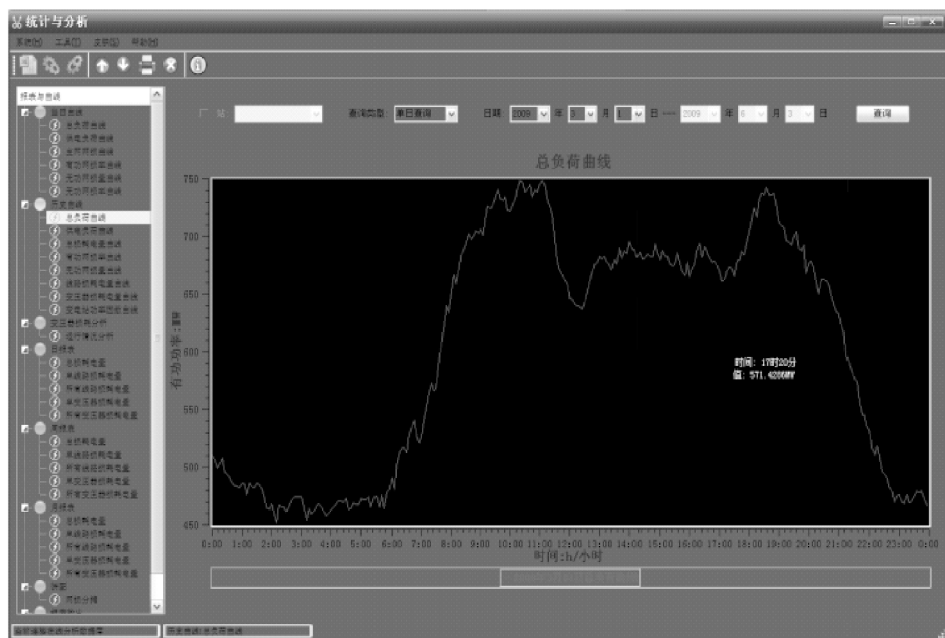


a) 变压器绕组损耗曲线

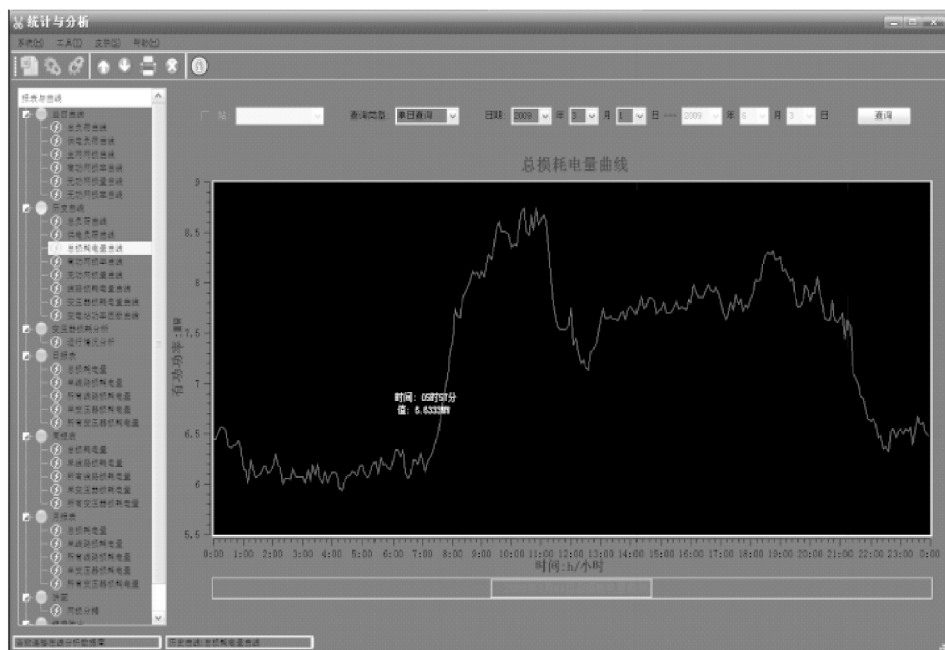


b) 线路损耗曲线

图 7-16 曲线查询结果

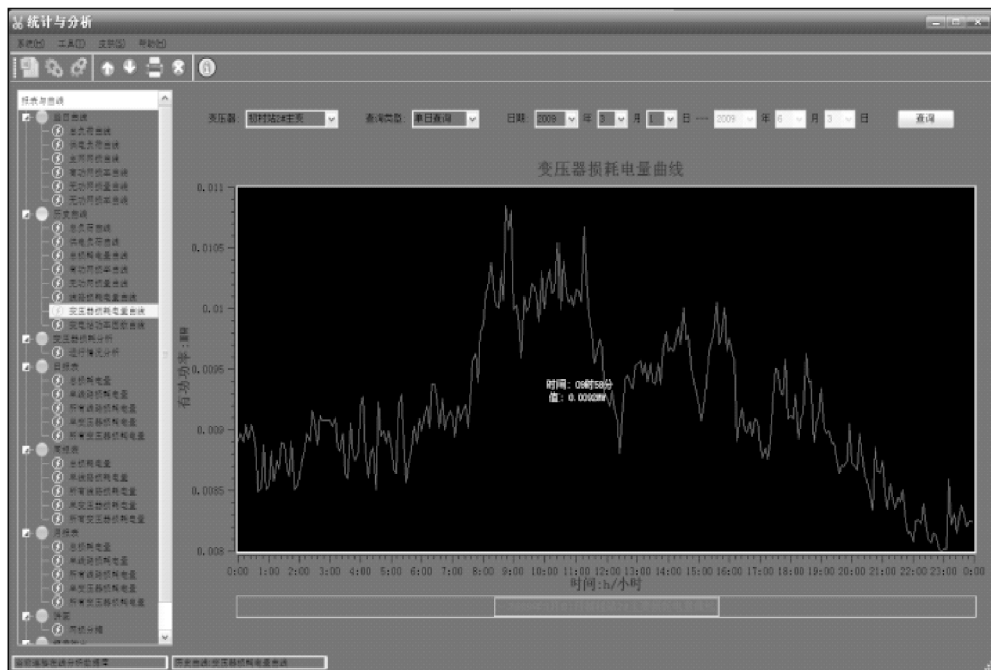


c) 变电站负荷曲线



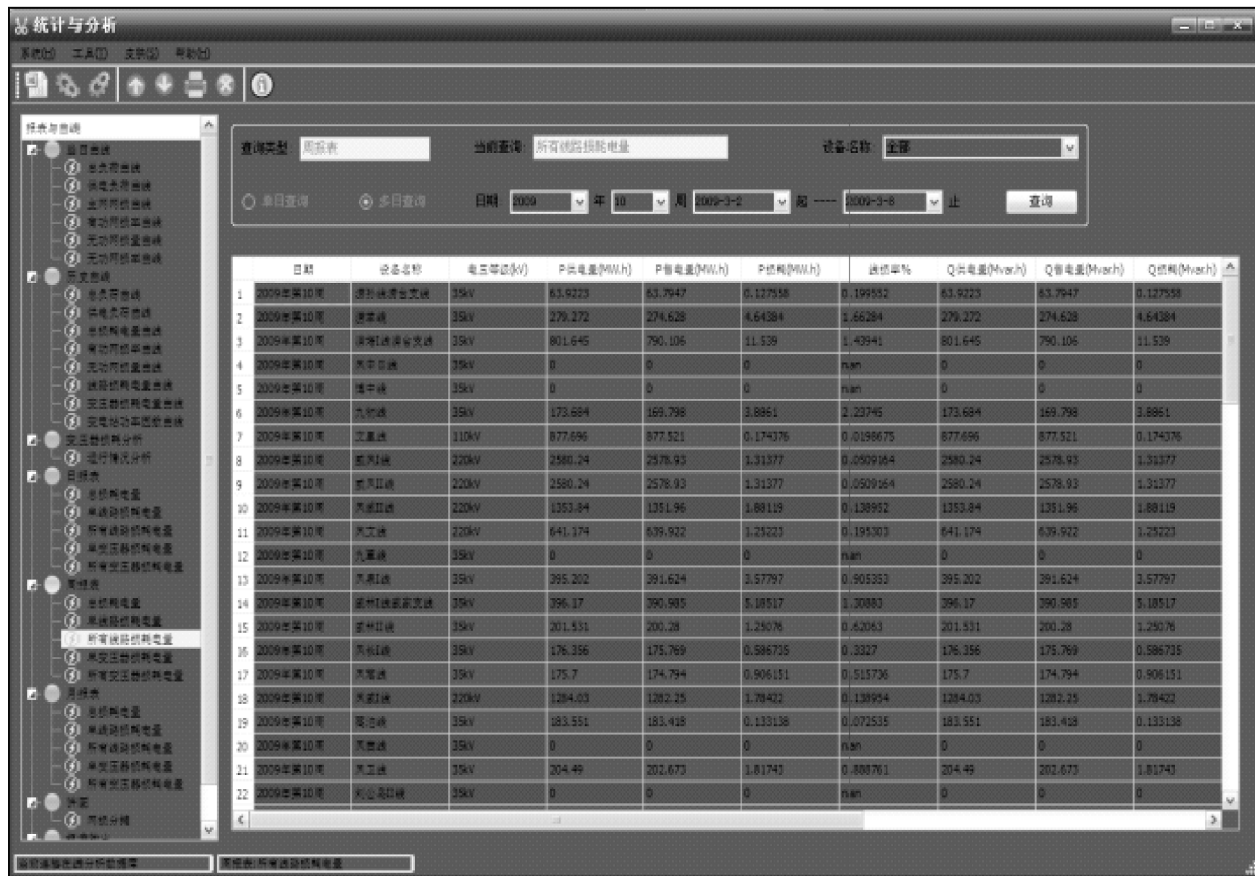
d) 总损耗曲线

图 7-16 曲线查询结果 (续)



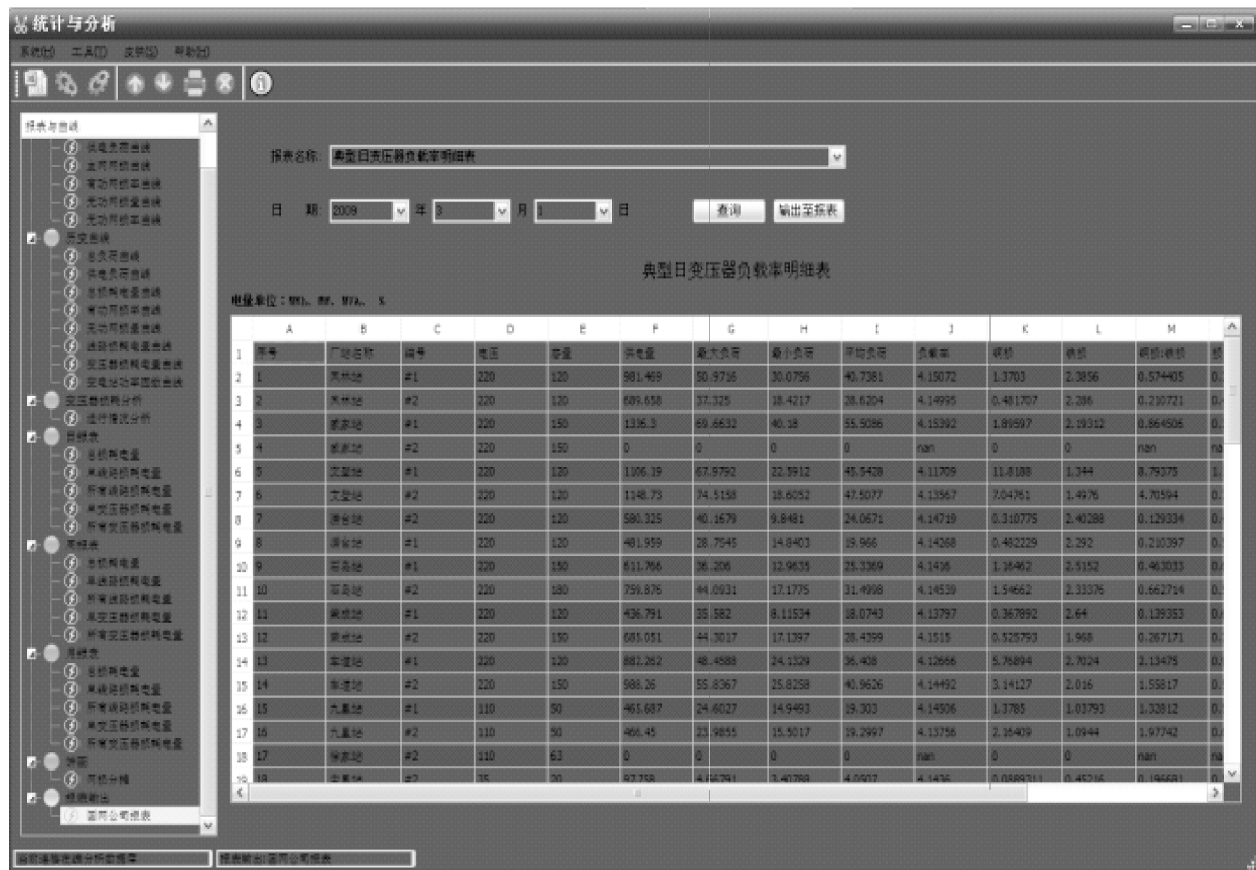
e) 变压器损耗曲线

图 7-16 曲线查询结果 (续)



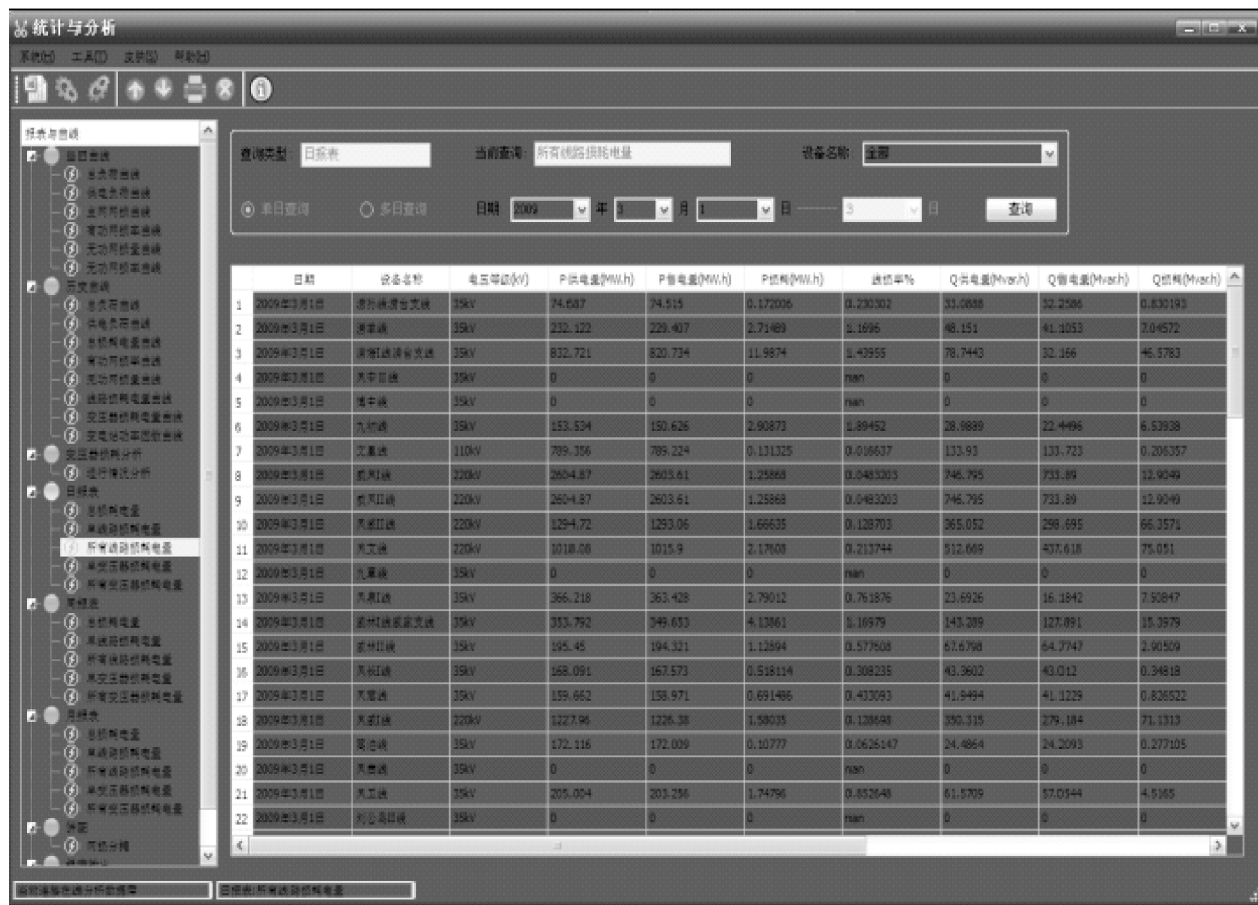
a) 典型日变压器负荷率明细表

图 7-17 报表查询结果



c) 线路损耗周报表

图 7-17 报表查询结果(续)



d) 线路损耗月报表
图 7-17 报表查询结果 (续)

7.4 电力变压器经济运行闭环控制系统

我国虽然是能源资源丰富，但也是能源消费大国，人均资源占有率不及世界平均水平的一半，所以能源资源也是我国经济社会发展的“软肋”。对于实时了解电网各个环节所产生的线损情况，以及降低线损是电力工作人员长久追求的目标。到目前为止，虽然有关电力变压器经济运行方面的文献和资料很多，但是还没有一套适合电力系统长期、有效利用的变压器经济运行实时控制系统。电力变压器经济运行闭环控制系统正是一套立足于解决实际工程问题的变压器经济控制系统。

7.4.1 系统概述

7.4.1.1 系统主要结构

变压器经济运行闭环控制系统主要包括四大功能模块，分别为数据采集与接口管理、变压器经济运行模块、在线线损分析模块和系统管理与辅助功能。各个功能模块相互配合，力求为电力部门提供一套行之有效的降损节能产品，同时提高最大限度的提高设备利用率。系统功能模块如图 7-18 所示。

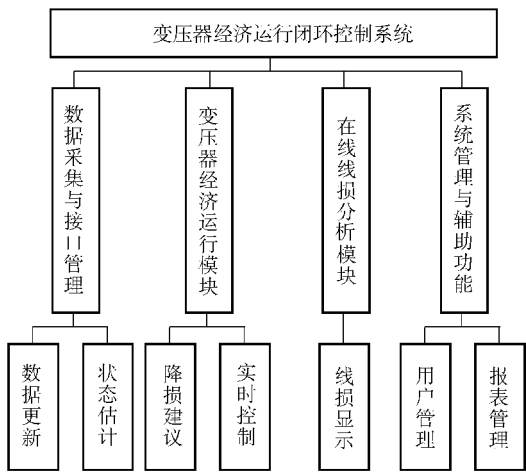


图 7-18 电力变压器经济运行闭环控制系统结构图

7.4.1.2 功能设计

1. 数据自动采集与处理功能

1) 系统可以通过与 SCADA 系统的接口采集到所需的电网实时数据和电网运行状态量，作为状态估计、潮流分析、拓扑分析、自动分区计算的数据依据。

2) 对无法抄测的表计，系统以不同的方式发出报警，以便进行人工招抄，对未能抄录的数据，在系统恢复正常时，应能自动补测，以保证数据的完整性和连续性。

3) 为保证数据的完整性和连续性，系统应提供多种的修补数据的方法，但应对所修补的数据加以标记，以保证原始数据的准确性和不可修改性。

2. 电网监控与显示功能

通过与 SCADA 的接口，系统将电网实时数据传到本地，并将其显示到以电

网主接线图为背景的运行主界面上, 为工作人员提供当前电网的运行信息。数据主要包括: ①遥测值, 如母线电压、变压器各侧的有功, 无功和电流等; ②遥信值, 如断路器和刀开关的开合状态等。

3. 数据存储与分析功能

系统对采集到的数据进行处理, 应具备以下统计分析功能:

- 1) 变电站的 96 点和 24 点有功、无功日负荷曲线记录。
- 2) 变电站年、月、日最大、最小、平均有功、无功负荷分析。
- 3) 变电站有功、无功日电量记录, 年、月最大、最小、平均日电量分析。

4. 变压器经济运行闭环控制

根据电网实际运行数据, 系统对允许的各种运行方式进行计算, 与实际运行方式进行比较, 对于满足控制条件的变压器, 实行闭环控制。否则提出降低电网有功损耗的建议运行方式, 并指出调整后可降低的有功、无功损耗。

5. 在线线损分析

运用牛顿-拉夫逊法潮流算法, 对电网线损进行在线计算, 分析电网各个环节的损耗情况, 为工作人员提供调整电网运行建议。

6. 电网线损统计功能

按日、月、季、年生成电网损耗电量统计报表, 可进行分压分层线损电量及线损率统计。

7. 系统管理功能

为便于统计、分析及系统维护, 系统应具备强大的管理功能。

1) 图形维护功能。系统使用电网单线图作为运行主界面, 电网图及参数库应维护方便。

2) 分片管理功能。以电源点(线损理论计算、潮流计算的平衡点)不同设置供电区域(片)的名称, 各片的范围因电网运行方式不同由系统自动适应。

3) 报表管理功能。系统各种统计、分析、计算结果以数据库存储, 在必要时生成报表输出, 并具备对各类报表的格式、内容进行增、删、改的功能。

4) 语音报警功能。以语音报警的形式提示工作人员各种变压器的遥控信息以及降损分析结果。

5) 权限管理功能。通设定工作人员的权限, 实施分类管理, 在一定程度上避免了由于人为原因造成的电网事故。

7.4.2 系统主要特点

1) 无需硬件开发, 减少了设备投资。该系统与 SCADA 系统通过以太网连接, 进行协同工作, 不需要进行新的硬件开发, 从而缩短了系统的开发周期。同时充分利用了 SCADA 系统本身的高可靠性, 执行变压器的控制命令。

2) 实现了变压器经济运行闭环控制。针对电网中的实际情况,用户通过对电力系统的运行状态进行监控,对各个变电站的控制方式进行调整。对于运行状况良好的厂站可设定为闭环运行,即通过计算机自动下发动作命令控制电力变压器运行。

3) 良好的跨平台特性。以面向对象的程序设计语言 Visual C++ 作为基本编程语言,采用 QT 作为开发平台,使得系统在不同的平台间都能良好运行。

4) 系统底层算法开发以 IEC61970 中的 CIM 模型为标准。公共信息模型 CIM 是整个 EMS-API 框架的重要基础,也是电力系统应用集成的重要工具。它规定了 EMS-API 的语义部分。系统以 CIM 模型作为开发标准也是顺应电力系统的发展潮流。

5) 完善的控制方式和语音报警功能。当变压器闭环控制时,命令操作成功与否均会给出准确的语音提示信息。为了提高系统的可靠性,本系统还提供建议和自动两种控制方式。如果系统处在建议运行状态,值班人员可根据提示信息来手动调整运行方式;如果处在自动控制状态,系统会自动发出遥控命令,通过 SCADA 系统作用于相关设备。

7.4.3 系统正常运行流程

变压器经济运行闭环控制系统正常运行过程如图 7-19 所示。

在系统运行流程图中,步骤 2~5 为数据准备阶段,步骤 7~10 为理论线损分析模块,步骤 11~23 为电力变压器经济运行闭环控制模块。

步骤 2:开始后,电网实时运行数据采集模块从调度自动化的 SCADA 渠道采集得到实时数据。

步骤 3:数据接口模块转换步骤 2 中采集的全网实时数据。

步骤 4:检测实时数据的可靠性,通过遥信、遥测数据逻辑上的互相判断。

步骤 5:当步骤 4 中检测的数据符合计算要求,则进入步骤 7 或步骤 11;当步骤 4 中检测的数据不正常,则进入步骤 6。

步骤 6:用文字提示出数据不正常的信息,然后结束。

步骤 7:理论线损分析模块根据电网实时数据计算分析出当前电网有功、无功损耗,并为用户显示出来。

步骤 8:用牛顿-拉夫逊潮流算法对电网实时数据进行计算。

步骤 9:显示当前计算结果。

步骤 10:将当前的计算值存入历史数据库,然后结束。

步骤 11:电力变压器经济运行模块根据电网实时数据分析当前变压器各种运行方式下的电网损耗大小,并显示运行方式调整后的电网损耗以及较前一种运行方式所能减少的有功、无功损耗。

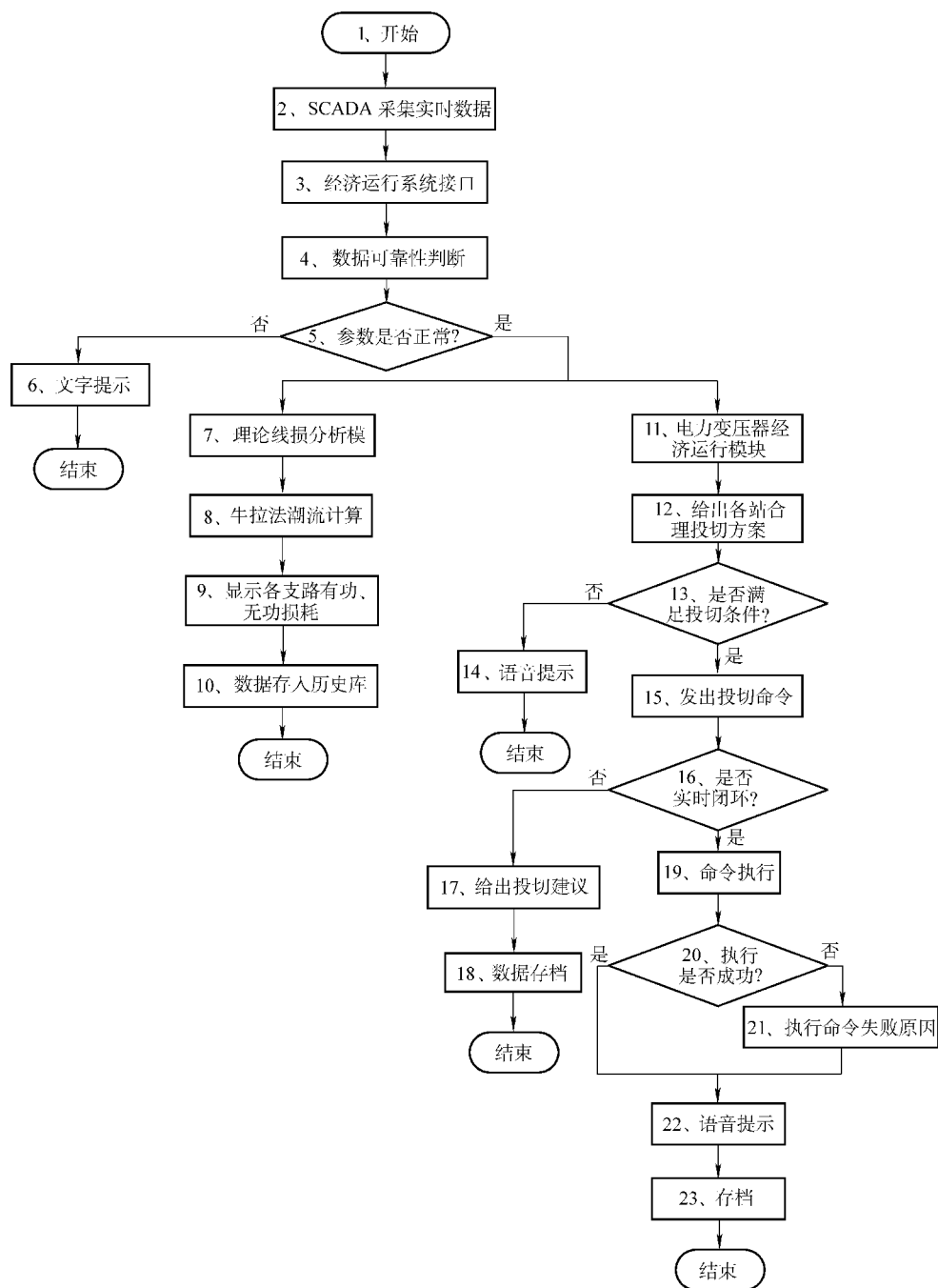


图 7-19 电力变压器经济运行闭环控制系统运行流程图

步骤 12: 通过电力变压器不同运行方式间的损耗对比, 给出各个变电站的投切方案。

步骤 13: 检测各变电站的电力设备是否满足正常的投切条件, 当满足时, 进入步骤 15; 当不满足时, 则进入步骤 14。

步骤 14: 进行不满足投切条件的语音提示, 然后结束。

步骤 15: 根据各变电站的实时情况发出投切命令。

步骤 16: 判断变压器运行方式调整的变电站是否处于实时闭环自动控制状态, 即计算机自动控制变压器投切, 如果是, 则进入步骤 19; 如果不是, 则进入步骤 17。

步骤 17: 显示当前变压器经济运行方式的调整建议, 并由调度工作人员对变压器运行方式进行调整。

步骤 18: 将步骤 17 中的变压器运行方式调整建议存档保存, 然后结束。

步骤 19: 对处于实时闭环自动控制的变电站, 根据步骤 15 发出的投切命令, 执行电力变压器运行方式调整命令。

步骤 20: 检测步骤 19 中的执行命令是否成功, 当执行命令不成功, 则进入步骤 21; 当执行命令成功, 则进入步骤 22。

步骤 21: 根据执行情况给出执行命令失败的原因。

步骤 22: 将步骤 20 中检测到的执行命令成功信息或步骤 21 中的执行命令失败原因进行语音提示。

步骤 23: 将步骤 19 中执行命令的执行情况存档, 然后结束。

重复步骤 2 ~ 步骤 23, 形成一个实时的闭环系统。

7.4.4 系统控制策略

7.4.4.1 变压器闭环控制策略

1. 由一台单独运行转换至两台并列运行

如图 7-20 所示为由单台变压器运行转换至两台变压器并列运行示意图。首先, 根据运行中电力变压器 A 的档位信息调整备用电力变压器 B 的档位, 使其相同。其次, 按照电力变压器的操作顺序, 发出电力变压器 B 高压侧断路器闭合命令, 如果执行成功, 继续执行电力变压器 B 低压侧断路器闭合命令, 否则停止发送命令。当电力变压器 B 低压侧断路器闭合命令发出, 且执行成功后, 说明电力变压器 B 顺利投入运行; 如果低压侧命令执行失败, 此时反向执行电力变压器 B 高压侧断路器断开命令, 使其恢复为原来状态。以上命令执行成功与失败均需遥信、遥测值进行验证判断。

2. 由两台并列运行转换至单台运行

如图 7-21 所示为由两台变压器并列运行转换至单台变压器运行示意图。系统发出切除电力变压器 A 低压侧断路器断开命令, 如果执行成功, 继续发出切除高压侧断路器命令, 否则停止发送命令。当切除电力变压器 A 高压侧断路器命令发出, 且执行成功后, 说明顺利切除电力变压器 A; 如果电力变压器 A 高压侧断路器命令执行失败, 此时反向执行命令, 将已经断开的电力变压器 A 低压侧断路器恢复为闭合状态。以上命令执行成功与失败均需遥信、遥测值进行验证判断。

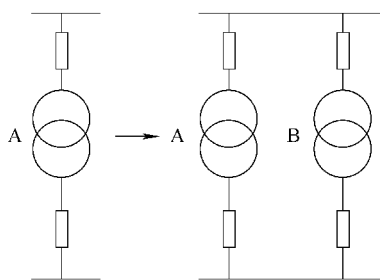


图 7-20 由一台变压器单独运行转换至两台并列运行示意图

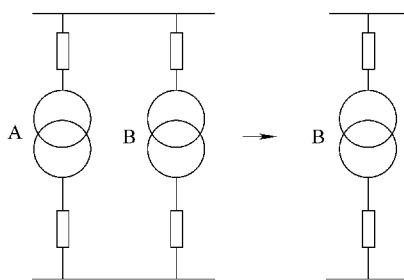


图 7-21 由两台变压器并列运行转换至单台运行示意图

3. 由一台变压器运行转换至另一台变压器运行

如图 7-22 所示为由一台变压器运行转换至另一台变压器运行示意图。首先, 根据单台变压器运行转换至两台变压器并列运行的控制方法, 将两台电力变压器并列运行。即电力变压器 B 也投入运行。其次, 待电力变压器 A 和 B 并列运行成功, 再按照两台变压器并列运行转换至单台变压器运行的操作顺序, 切除原来运行中的电力变压器 A。三绕组变压器经济运行闭环控制流程与双绕组基本相同。

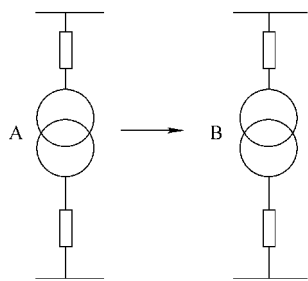


图 7-22 由一台变压器运行至另一台变压器运行示意图

7.4.4.2 系统控制命令执行策略

由于各个设备执行遥控命令时间有所不同, 这就需要人为设定发出下条控制命令的时间间隔。如果间隔时间较短, 就会造成前一条命令没有执行成功而后一条命令已经发出的情况, 从而在经过遥信、遥测判断后, 误认为前条命令执行失败, 最终造成电力变压器运行方式调整失败。如果间隔时间较长, 又会造成命令迟迟不执行的假象。

解决上述问题的关键在于，首先，正确判断命令执行时间，包括命令发出至设备操作成功后的反叫时间；其次，对于执行失败的命令，进行二次执行，即重新发出执行命令。如果依旧执行失败，则停止发出命令。以上方法作为控制命令执行策略，在保证电网安全的前提下闭环控制电力变压器经济运行。

7.4.5 系统展示

7.4.5.1 系统运行主界面

系统运行主界面（见图 7-23）主要是显示电网实时信息，主要包括遥测值，遥信值以及电网各级的控制方式。其中，遥测值包括主变压器各侧断路器以及线路首末端的有功、无功和电流；遥信值主要包括断路器和刀开关的开合位置；电网各级控制方式包括监控区、厂站、变压器控制方式的显示。

用鼠标双击监控区、厂站和变压器的标题，通过弹出的对话框可以改变相应对象的控制方式，包括控制和建议。“控制”为变压器采用闭环控制方式，由系统自动下发控制命令改变变压器运行方式；“建议”为变压器采用开环控制方式，由系统产生变压器经济运行方式调整建议，供工作人员参考。图 7-24 为跋山站变压器控制方式调整示意图。

7.4.5.2 电网当前控制信息

电网各级单位的控制状态由电网控制信息图显示。主要包括监控区状态、厂站状态、保护信息、设备名称、设备状态以及发令类型等，如图 7-25 所示。

7.4.5.3 经济运行信息显示

经济运行信息显示界面将变压器经济运行方式与当前运行方式对比之后的信息进行汇总。主要包括厂站名称、最佳运行方式、当前运行方式以及各个方式下的损耗，如图 7-26 所示。

7.4.5.4 理论线损在线计算

利用牛顿-拉夫逊法对电网进行潮流计算，显示各条支路有功损耗和无功损耗，如图 7-27 所示。其中，变压器各侧绕组的损耗情况也是分别以支路的形式显示。

7.4.5.5 实时负荷显示界面

各厂站实时的有功负荷、无功负荷信息显示界面如图 7-28 所示。

7.4.6 控制流程展示

以某站的变压器经济运行闭环控制流程作为一个例子，简单介绍各条控制命令的执行过程。

步骤一：判断出该站变压器运行方式需要的调整，如图 7-29 所示。

步骤二：下发变压器各侧断路器动作命令，如图 7-30 所示。

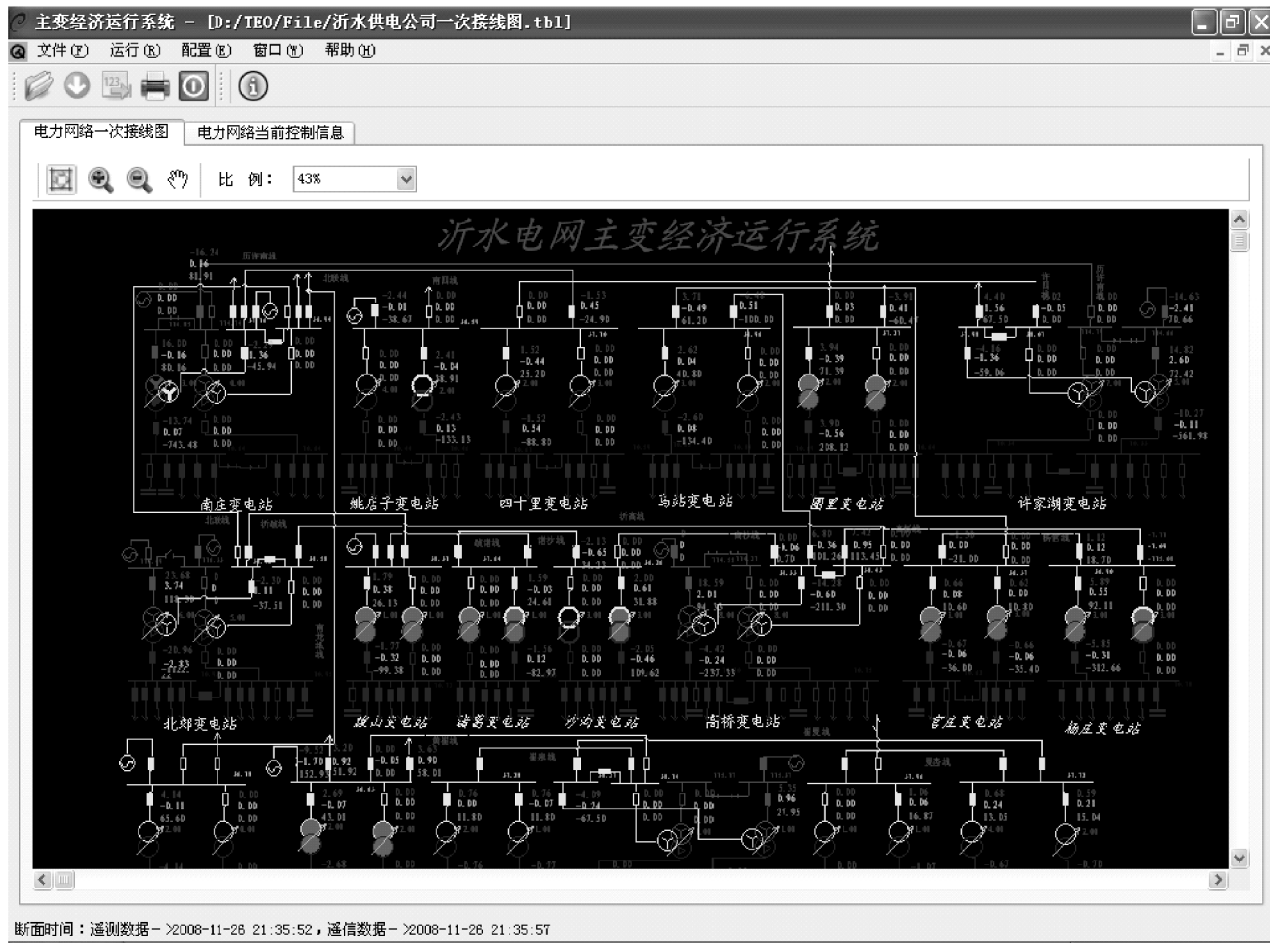


图 7-23 系统运行主界面

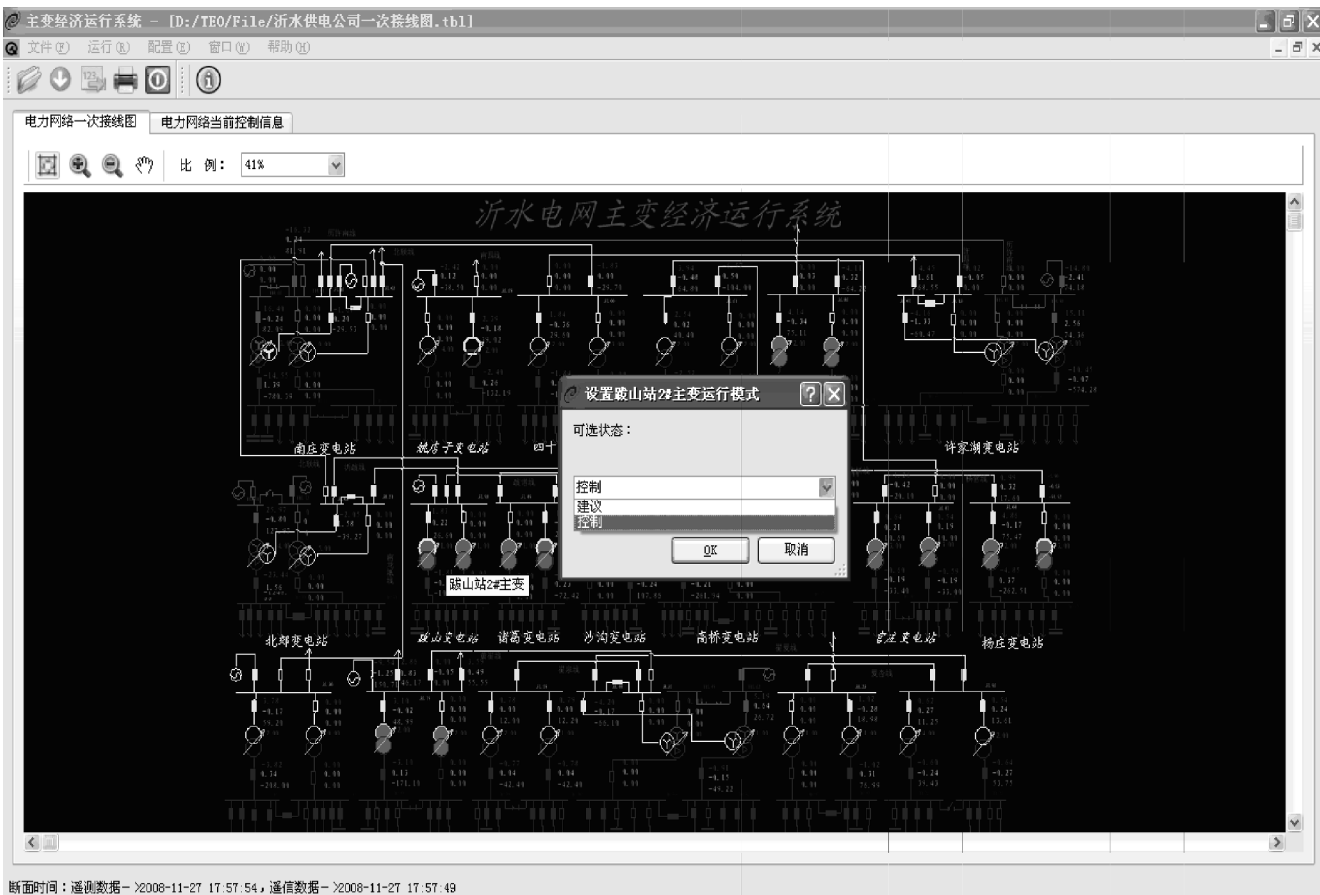


图 7-24 跋山站变压器控制方式调整示意图

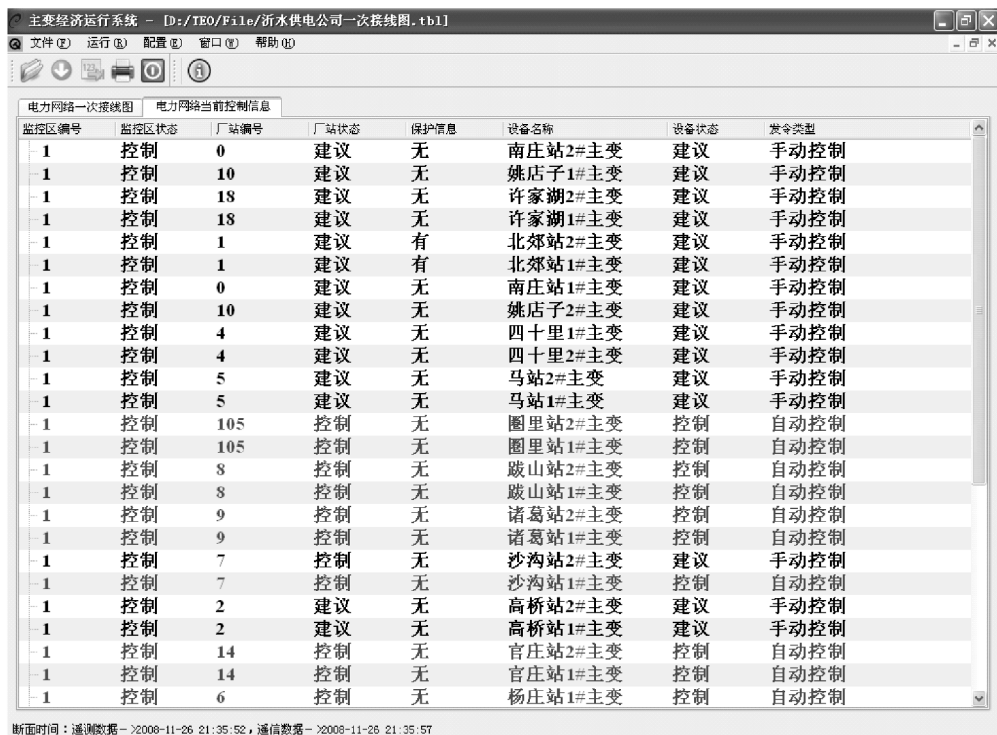


图 7-25 电网控制信息显示界面

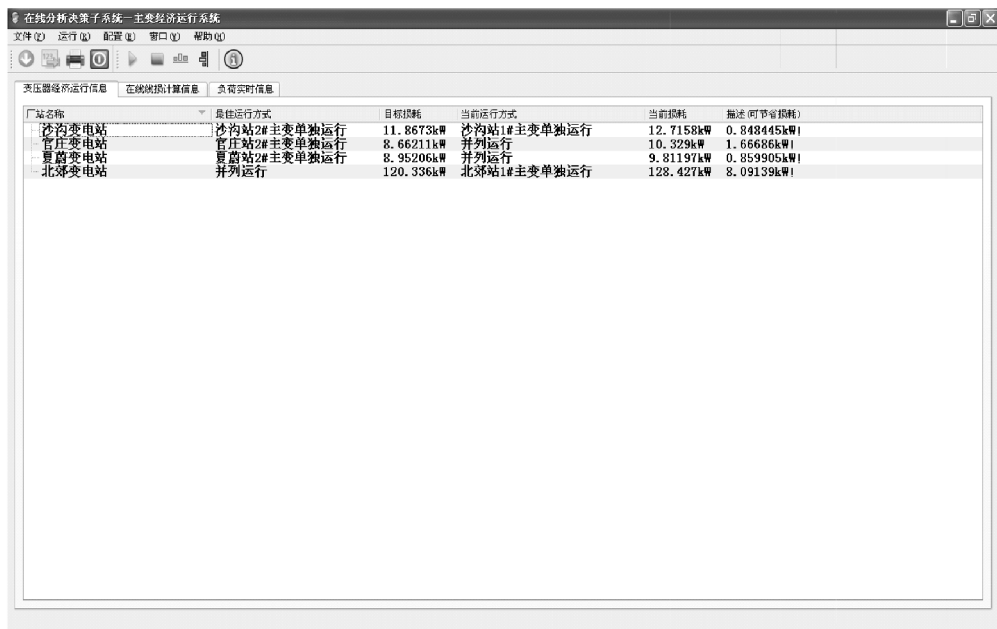


图 7-26 变压器经济运行信息显示图

在线分析决策子系统—主变经济运行系统

文件(F) 运行(R) 配置(C) 窗口(W) 帮助(H)

主变经济运行信息 在线线损计算信息 负荷实时信息

日期时间	变损编号	有功损耗(kWh)	无功损耗(kVarh)	支路名称
2008-11-27...	100031376	190.675	168.549	高峰线
2008-11-27...	100075006_1	47.375	1536.034	北郊站1#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061013_2	7.501	19.135	泉庄站2#主变 低压绕组
2008-11-27...	100031002	1.912	4.106	马圈官线圈里支路
2008-11-27...	100061013_1	20.887	177.627	泉庄站2#主变 高压绕组
2008-11-27...	100076002_3	5.629	199.041	许家湖1#主变 低压绕组
2008-11-27...	100075007_2	6.958	35.532	高桥站1#主变 中压绕组
2008-11-27...	100076002_1	17.115	696.070	许家湖1#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061022_2	0.061	0.940	诸葛站1#主变 低压绕组
2008-11-27...	100061007_2	1.201	7.463	圈里站2#主变 低压绕组
2008-11-27...	100061014_2	7.638	18.413	泉庄站1#主变 低压绕组
2008-11-27...	100031292	12.493	18.004	陈沙线
2008-11-27...	100061002_2	1.487	6.072	姚店子2#主变 低压绕组
2008-11-27...	100031550	1.464	1.708	夏杏线
2008-11-27...	100031375	5.675	5.183	杨官线
2008-11-27...	100061005_1	2.487	41.768	马站2#主变 高压绕组
2008-11-27...	100076002_2	0.956	3.853	许家湖1#主变 中压绕组
2008-11-27...	100075006_3	35.767	998.859	北郊站1#主变 高压绕组
2008-11-27...	100075006_2	0.351	1.525	北郊站1#主变 中压绕组
2008-11-27...	100061005_2	0.752	3.788	马站2#主变 低压绕组
2008-11-27...	100061022_1	0.186	9.563	诸葛站1#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061011_1	18.008	310.132	龙家圈1#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061027_1	8.895	144.413	杨庄站1#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061011_2	4.669	24.123	龙家圈1#主变 低压绕组
2008-11-27...	100061007_1	3.597	74.525	圈里站2#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061026_1	1.613	25.097	沙沟站1#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061002_1	4.499	61.225	姚店子2#主变 高压绕组
2008-11-27...	100031272	52.577	46.036	戴南线
2008-11-27...	100031258	27.327	24.923	沂蒙线
2008-11-27...	100076004_3	0.143	3.866	崔家峪1#主变 低压绕组
2008-11-27...	100061016_2	0.198	0.751	杏峪站2#主变 低压绕组
2008-11-27...	100061010_2	2.009	4.909	官庄站1#主变 低压绕组
2008-11-27...	100061009_1	10.614	95.437	官庄站2#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061014_1	24.533	197.151	泉庄站1#主变 高压绕组
2008-11-27...	100061026_2	0.585	2.723	姚店子1#主变 低压绕组

图 7-27 理论线损显示图

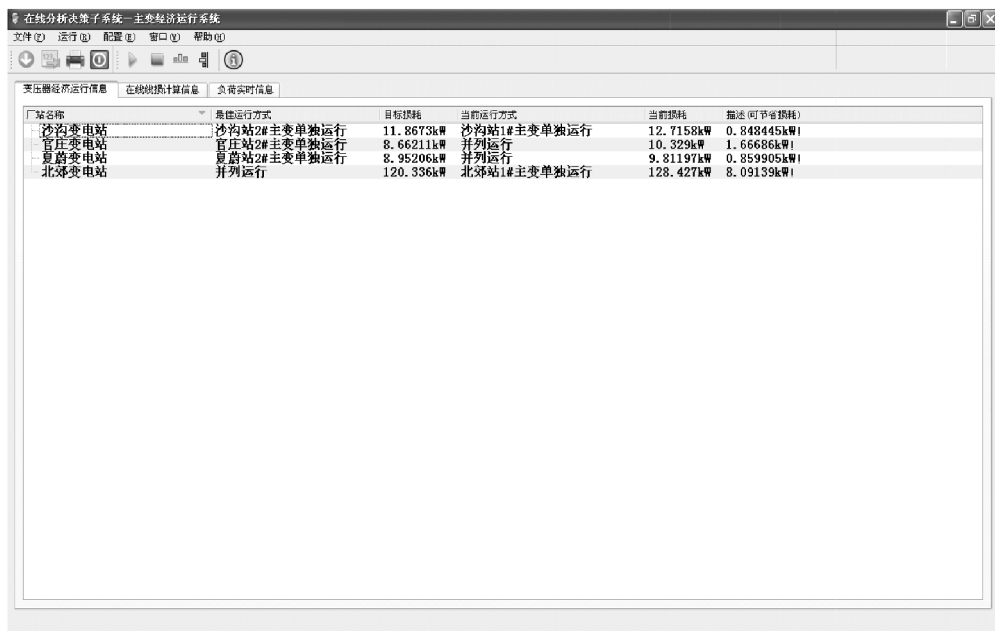
在线分析决策子系统—主变经济运行系统

文件(F) 运行(R) 配置(C) 窗口(W) 帮助(H)

主变经济运行信息 在线线损计算信息 负荷实时信息

日期时间	厂站编号	有功负荷	无功负荷	厂站名称
2008-11-27...	110	2.390	-0.180	姚店子变电站
2008-11-27...	11	3.780	-0.170	龙家圈变电站
2008-11-27...	2	17.730	1.320	高桥变电站
2008-11-27...	13	1.020	-0.280	杏峪变电站
2008-11-27...	6	4.860	-0.170	杨庄变电站
2008-11-27...	16	1.160	0.510	夏南变电站
2008-11-27...	1	25.970	-0.800	北郊变电站
2008-11-27...	14	1.180	0.400	官庄变电站
2008-11-27...	5	2.540	0.020	马站变电站
2008-11-27...	12	3.100	-0.020	黄山变电站
2008-11-27...	9	1.380	-0.120	诸葛变电站
2008-11-27...	3	5.190	0.640	崔家峪变电站
2008-11-27...	0	16.400	-0.240	南庄变电站
2008-11-27...	8	1.830	0.220	戴山变电站
2008-11-27...	15	1.570	0.000	泉庄变电站
2008-11-27...	4	1.840	-0.360	四十里变电站
2008-11-27...	105	4.140	-0.340	圈里变电站
2008-11-27...	18	15.110	2.560	许家湖变电站
2008-11-27...	7	1.930	0.380	沙沟变电站

图 7-28 实时负荷显示图



站名称	目标运行方式	目标损耗	当前运行方式	当前损耗	潜在(可节省)损耗
沙沟变电站	沙沟站2#主变单独运行	11.8673kW	沙沟站1#主变单独运行	12.7158kW	0.848445kW
官庄变电站	官庄站2#主变单独运行	8.66211kW	并列运行	10.329kW	1.66686kW
夏蔚变电站	夏蔚站2#主变单独运行	8.95206kW	并列运行	9.81197kW	0.859905kW
北郊变电站	并列运行	120.336kW	北郊站1#主变单独运行	128.427kW	8.09139kW

图 7-29 判断变压器运行方式需要的调整



日期时间	操作信息	命令类型	备注
2008-11-27 17:04	戴山站1#主变投入	闭环	控制
2008-11-27 17:04	戴山站2#主变切除	闭环	控制
2008-11-27 17:04	官庄站1#主变切除	闭环	控制
2008-11-27 17:04	夏蔚站1#主变切除	开环	建议
2008-11-27 17:04	官庄站1#主变切除	闭环	执行等待
2008-11-27 17:04	官庄站1#主变低压侧切除	闭环	执行等待

日期时间	操作信息	命令类型	备注
2008-11-27 17:12	沙沟站1#主变切除	开环	建议
2008-11-27 17:12	戴山站1#主变投入	闭环	控制
2008-11-27 17:12	戴山站2#主变切除	闭环	控制
2008-11-27 17:12	官庄站1#主变切除	闭环	控制
2008-11-27 17:12	夏蔚站1#主变切除	开环	建议
2008-11-27 17:13	官庄站1#主变低压侧切除	闭环	执行成功

图 7-30 下发变压器各侧断路器动作命令

运行信息显示屏			
日期时间	操作信息	命令类型	备注
2008-11-27 17:13	沙沟站2#主变投入	开环	建议
2008-11-27 17:13	沙沟站1#主变切除	开环	建议
2008-11-27 17:13	跋山站1#主变投入	闭环	控制
2008-11-27 17:13	跋山站2#主变切除	闭环	控制
2008-11-27 17:13	夏蔚站1#主变切除	开环	建议
2008-11-27 17:14	官庄站1#主变高压侧切除	闭环	执行成功

运行信息显示屏			
日期时间	操作信息	命令类型	备注
2008-11-27 17:14	沙沟站2#主变投入	开环	建议
2008-11-27 17:14	沙沟站1#主变切除	开环	建议
2008-11-27 17:14	跋山站1#主变投入	闭环	控制
2008-11-27 17:14	跋山站2#主变切除	闭环	控制
2008-11-27 17:14	夏蔚站1#主变切除	开环	建议
2008-11-27 17:15	官庄站1#主变切除	闭环	执行成功
2008-11-27 17:15	北坡站2#主变投入	开环	建议

图 7-30 下发变压器各侧断路器动作命令（续）

步骤三：汇总控制命令执行信息，如图 7-31 所示。

执行子系统—主变经济运行			
厂站编号	时 间	命令描述	执行信息
14	2008-11-27 17:54	官庄站1#主变*切除*	执行等待
14	2008-11-27 17:54	官庄站1#主变*低压侧*切除	执行等待
14	2008-11-27 17:55	官庄站1#主变*低压侧*切除	执行成功
14	2008-11-27 17:55	官庄站1#主变*高压侧*切除	执行等待
14	2008-11-27 17:56	官庄站1#主变*高压侧*切除	执行成功
14	2008-11-27 17:57	官庄站1#主变*切除*	执行成功

图 7-31 汇总命令执行信息

7.4.7 主控界面

变压器经济运行系统主控界面，如图 7-32 所示。



图 7-32 变压器经济运行系统主控界面

7.4.8 参数配置与登录界面

系统运行参数由配置界面统一管理, 其中包括变压器经济运行模块和理论线损计算模块所需的各种参数, 如图 7-33 所示。



图 7-33 参数配置界面



图 7-33 参数配置界面 (续)

7.5 智能化降损节能软件集成包

目前, AVC 在线控制系统、在线线损分析系统、主变压器经济运行控制系统等都能够单独运行, 但是如果这些系统能很好的融合在统一的平台上形成配置灵活的软件包, 不但能减少各个系统的维护工作, 实现统一的建模和维护, 而且对于不同系统之间的协调控制也将发挥比各自系统独立运行更大的效益, 智能化降损节能软件集成包的意义就在于此。

7.5.1 软件集成包概述

降损节能软件包是在统一系统平台上融合了目前分别单独运行的 AVC 在线控制系统、在线线损分析系统、主变压器经济运行控制系统等, 所形成的配置灵活的软件包。

7.5.2 软件集成包基本结构

图 7-34 给出了软件包的基本结构框架。软件包提供了一个统一的平台, 实现了数据和图形建模的统一处理, 同时使得多个软件系统可以灵活地配置在该平

台上运行并维护,使得整体系统实现的功能更加强大。

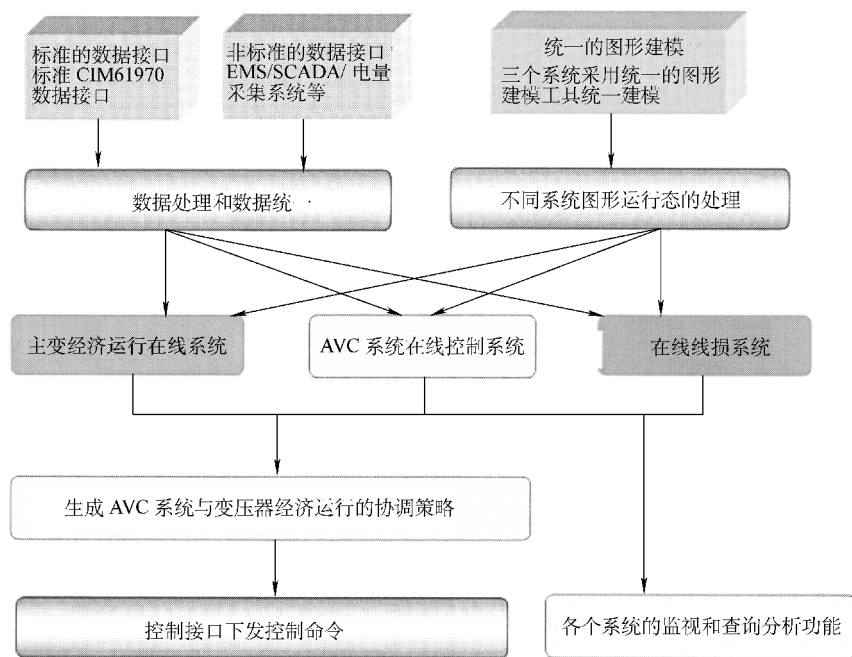


图 7-34 智能化降损节能软件集成包基本结构

7.5.3 软件集成包主要特点与功能

图 7-35 显示了软件集成包的主要特点。

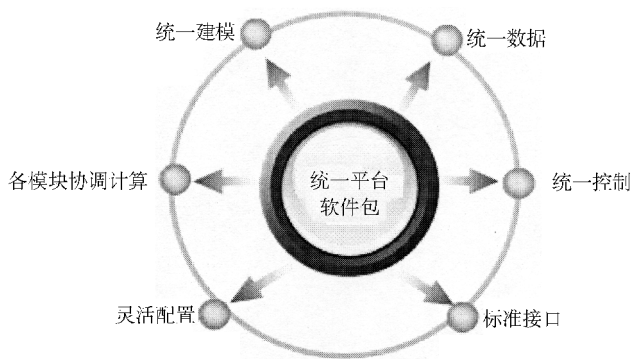


图 7-35 智能化降损节能软件集成包主要特点

软件集成包的主要功能有

(1) 统一的数据平台

数据统一是平台统一的基础，软件包对平台上各个系统的数据接口进行抽象，制定了完整的数据统一抽象接口标准，实现了数据的统一。

(2) 统一的图形平台

降损节能软件包改正了过去不同系统的图形建模的各种缺点，通过建立统一的图形平台，大大减少了维护人员的工作量，使整个降损节能软件包平台真正实现一次维护全部系统的统一使用。

(3) 灵活的软件包配置

降损节能软件包能方便的实现系统配置，用户可以根据实际情况随时开放或关闭平台上的各个系统，实现灵活配置。

(4) 各个系统间的协调控制

降损节能软件包实现了不同系统间的协调控制，更加突出了平台一体化的优越性。如 AVC 系统和主变压器经济运行系统之间就可以实现不同情况下的协调控制，达到更加合理、更加经济的控制目标。

(5) 扩展功能

降损节能软件包除了包含当前的几个系统外，还可以随时对新开发的各种系统进行融合，从而实现系统功能的扩展，使软件集成包的功能更加强大和完善。

第 8 章 自动电压控制展望

8.1 概述

本章将对传统 AVC 存在的问题进行讨论，并就传统 AVC 的发展作出了推断和设想，认为 AVC 在无功优化和电压稳定的协调、无功优化和有功调度的协调、SVC 在电压稳定方面可以展开研究。此外，还讨论了谐波约束的无功优化模型，介绍了第二代 AVC 的一些内容，并在最后提出建设智能 AVC 的理念。

8.2 无功优化和电压稳定的协调

8.2.1 电压稳定的定义

电压稳定性虽然研究了很多年，但到目前为止，还没有公认的严格的定义。IEEE 在“电力系统电压稳定性：概念、分析工具和工业经验”报告中认为：电压稳定性是系统维持电压的能力，它使得负荷导纳增加时，负荷功率也增加，即功率和电压都是可控的。电压崩溃是电压不稳定导致系统相当一部分电压很低的过程。电压安全是指电力系统的一种能力，即不仅在当前运行条件下电压稳定，而且在可能发生的预想事故或负荷增加情况下仍能保持电压稳定。它意味着相对于可信的预想事故集合，电力系统当前运行点距离电压失稳点（或者最大功率传输点）具有足够的安全裕度。

通常电压稳定有多种分类：从扰动大小角度，电压稳定可分为小扰动电压稳定和大扰动电压稳定；从时间范畴考虑，可将电压稳定分为暂态电压稳定、中期电压稳定和长期电压稳定。

8.2.2 无功优化和电压稳定

传统无功优化在优化模型中一般不考虑系统的电压稳定性，这样做有以下几方面原因：

- 1) 系统大部分时候正常运行，离临界点较远时，能够保证电压幅值符合要求；

- 2) 以前较少出现“电荒”，电压有足够的稳定裕度；
- 3) 电压稳定究竟用什么指标、哪种模型最好，有待继续研究；
- 4) 电压稳定与无功优化间如何取得最优协调，还没有统一论。

但是，随着跨区域电网互连和电力市场机制的发展，人们总是希望利用现有的网络资源给更多的用户供电，迫使系统常运行在临界点附近，电压稳定裕度极低，增加了电压崩溃等电力故障的出现几率。人们已经意识到协调无功优化和电压稳定的必要性。

8.2.3 无功和电压的关系

当线路传输功率时，电流将在线路阻抗上产生电压损失。图 8-1 和图 8-2 为用 Π 形等效电路表示的输电线路等效电路和电压相量图。

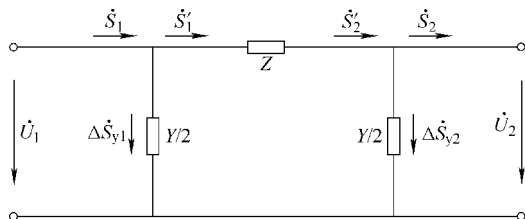


图 8-1 输电线路等效电路图

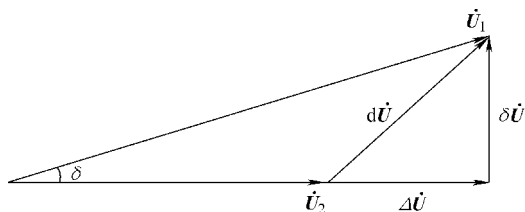


图 8-2 电力线路电压相量图

设末端电压为 $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0$ 和实轴重合，末端功率为 $\tilde{S}_2 = P_2 + jQ_2$ ，末端导纳支路的功率 $\Delta \tilde{S}_{y2} =$

$\Delta P_{y2} - j\Delta Q_{y2}$ ，因此有 $\tilde{S}'_2 = P'_2 + jQ'_2$ 。据此可得

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P'_2 - jQ'_2}{U_2} (R + jX) = \left(U_2 + \frac{P'_2 R + Q'_2 X}{U_2} \right) + j \left(\frac{P'_2 X - Q'_2 R}{U_2} \right) \quad (8-1)$$

$$\text{令: } \Delta U = \frac{P'_2 R + Q'_2 X}{U_2}, \quad \delta U = \frac{P'_2 X - Q'_2 R}{U_2}$$

根据相量图可得

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = (U_2 + \Delta U) + j\delta U \\ \delta = \arctan\left(\frac{\delta U}{U_2 + \Delta U}\right) \end{cases}$$

一般情况下，有 $(U_2 + \Delta U) \geq \delta U$ ，可得

$$U_1 = U_2 + \frac{P'_2 R}{U_2} + \frac{Q'_2 X}{U_2} \quad (8-2)$$

由于在高压、超高压电网中，输电线路的导线截面积较大，使得线路电抗远大于线路电阻。因此，从电压和相位变化量可简化为

$$\begin{cases} \Delta U = \frac{Q'_2 X}{U_2} \\ \delta U = \frac{P'_2 X}{U_2} \end{cases} \quad (8-3)$$

由上式可以看出,无功功率对电压损失的影响很大;有功功率对电压损失的影响要小得多,但对相位的影响较大。在变压器支路中,一般串联电抗的数值要比电阻大很多,因此,一般情况下,变压器支路的无功损耗可看成是造成电压损失的主要原因。所以可以得出如下结论:无功功率在线路上的流动是造成电压幅值降低的主要原因(电压与无功功率强耦合,电压与有功功率弱耦合)。因此,减少无功功率在线路上的流动,合理选择无功功率的就地平衡是防止电压越限的主要手段。

8.2.4 无功传输特性

由图 8-3 可知,当线路传送的有功功率水平较高时,对应的功角比较大,此时送端和受端都需要大量的无功功率。假设系统送端和受端发电机电势相等,图中给出了对应于功角曲线的无功功率变化特性, $Q_s = -Q_r$ 。静态稳定极限运行点对应的功角等于 90° ,此时送端和受端所需的无功功率等于 P_{\max} 。通常,人们只关心电压幅值的变化。但在电压振荡或电压崩溃状态下,当受端或负荷端发生电压跌落时,实际输电线路、等效输电线路或变压器的无功功率传输能力就显得十分重要。只考虑通过输电线路的无功功率,有如下关系:

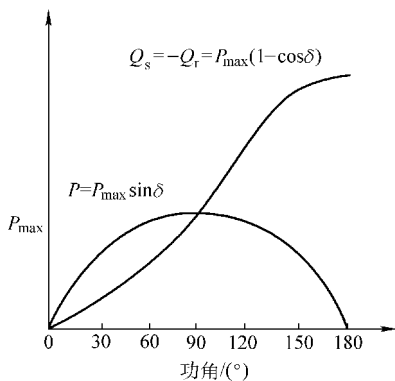


图 8-3 简单模型的功角曲线

$$\begin{aligned} Q_r &= \frac{U_s U_r \cos \theta - U_r^2}{X} \\ Q_s &= \frac{U_s^2 - U_s U_r \cos \theta}{X} \end{aligned} \quad (8-4)$$

式中, U_s 和 U_r 分别表示线路送端和受端的电压; X 代表输电线路电抗。当线路两端的相位差较小时,有 $\cos \theta \approx 1$, 所以有

$$\begin{aligned} Q_r &= \frac{U_s U_r - U_r^2}{X} \\ Q_s &= \frac{U_s^2 - U_s U_r}{X} \end{aligned} \quad (8-5)$$

由上式可知,无功功率传输主要取决于电压的幅值,传输方向为由电压高的一端流向电压低的一端。但是如果线路两端电压相位差较大,则即使两端电压幅值差再大,也不可能通过该线路传输无功功率。

由于无功传输的难度以及传输无功会带来有功网损的特点,因此必须尽量减少无功功率的流动。此外,由于甩负荷引起的线路短时过电压,其中最严重的情况是突然断开线路受端开关,而线路通过送端仍处于激励状态等情况应该尽早发现、及时处理,以避免发生严重的后果。

8.2.5 考虑电压稳定约束的无功优化模型

1. 电压稳定裕度指标

负荷节点电压与一个区域负荷或传输界面潮流之间的关系曲线如图 8-4 所示。图中 A 点为正常运行点, B 点为临界运行点。通常,将两点之间的距离定义为电压稳定裕度,可用下式表示:

$$\lambda_{\text{VSM}} = (P^{\text{B}} - P^{\text{A}}) / P^{\text{A}} \quad (8-6)$$

式中, P^{A} 、 P^{B} 分别为正常运行状态和临界运行状态下指定区域所有负荷的有功功率之和。

电压稳定裕度的求取和以下因素相关:

- 1) 当前电网运行状态和约束条件;
- 2) 从当前正常运行状态向临界运行状态的过渡方式;
- 3) 发电机的出力分配方式。

其中后两项需要事先设定,如表 8-1 所示。实际运用中,可采用不同组合,这些都以配置文件的形式读入。采用不同的设定方式可能会得到不同的电压稳定裕度。

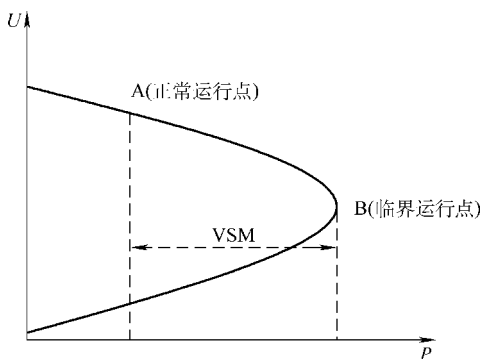


图 8-4 系统 $P-U$ 曲线

表 8-1 求取裕度的控制手段

名称	控制手段		
负荷增长区域	单节点	区域节点	全网节点
负荷增长方式	保持原功率因数	只增有功功率	只增无功功率
出力分摊方式	指定的发电机	全网发电机	平衡机

2. 目标函数

在保证一定电压稳定裕度的基础上以系统有功网损和控制成本最小为目标函数的模型如下:

$$\min(f(x) = k_e \tau_{\max} P_{\text{loss}} + \sum_{i=1}^m C_{Ti}) \quad (8-7)$$

式中, k_e 为单位电能费用, τ_{\max} 为全网的日最大负荷利用小时数, P_{loss} 是系统有功网损, C_{Ti} 为第 i 个控制手段的调节成本, m 为可供调节的设备总数, x 为状态变量,

$x = [Q_{g1}, L, Q_{gN_C} \mid Q_{c1}, L, Q_{cN_C} \mid T_1, L, T_{N_T} \mid \lambda_{VSM} \mid U_1, U_2, L, U_N \mid \theta_1, \theta_2, L, \theta_N]$ (其中 Q_g 为发电机无功出力, Q_C 为无功补偿容量, T 为可调变压器档位, λ_{VSM} 为电压稳定裕度, U 为电压, θ 为相位等状态变量。 Q_C 、 T 为离散变量, 它们的处理往往是无功优化的难点。本书选用的是以二次罚函数的形式直接内嵌在内点法中。)

当电压稳定裕度不满足要求时, 以增强电网电压稳定控制为主, 来保证系统安全。

3. 等式约束条件

对于 n 节点系统, 采用极坐标形式的电力潮流方程如下:

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{Gi} - Q_{Li} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (8-8)$$

式中, $i=1, 2, \dots, n$; j 为与节点 i 相连的节点集合。

4. 不等式约束条件

传统的无功优化模型的不等式约束条件依次为节点电压上下限、节点无功上下限、变压器电压比的上下限、发电机机端电压的上下限, 即

$$\begin{cases} U_{i \min} < U_i < U_{i \max} \\ Q_{i \min} < Q_i < Q_{i \max} \\ T_{i \min} < T_i < T_{i \max} \\ U_{gl \min} < U_{gl} < U_{gl \max} \end{cases} \quad (8-9)$$

本书采用加入电压稳定裕度和无功储备约束的模型。

电压稳定裕度约束可用如下广义参数潮流方程表示:

$$P_{Gi} - P_{Li} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - \lambda_{VSM} b_{pi} = 0 \quad (8-10)$$

上式即为常规电力潮流方程和电压稳定裕度参数化标量 λ_{VSM} 和 b_{pi} 的组合, $b_{pi} = [b_{p1}, \dots, b_{pm}]^T$ 是方向矢量, 表示负荷增长的方向, 求取裕度时需要增加某

一节点区域的负荷, 则 \mathbf{b}_{pi} 中相应元素不为零。

为使系统安全, 要有一定的电压稳定裕度, 即要满足 $\lambda_{VSM} \geq \lambda_{VSM}^S$, λ_{VSM}^S 为电压稳定裕度的基值。

5. 发电机无功储备约束

为适应事故后电网电压保持一定水平的要求, 发电机要有一定的无功功率储备, 定义无功功率储备率表示如下:

$$\mu_{Gi} = \frac{Q_{Gimax} - Q_{Gi}}{Q_{Gimax}} \geq \mu_{Gi}^S \quad (8-11)$$

式中, Q_{Gi} 为第 i 台发电机正常运行时的无功出力; Q_{Gimax} 为第 i 台发电机的无功出力上限; μ_{Gi}^S 为第 i 台发电机无功储备的基值。

模型的求解方法众多, 有内点法、遗传算法等, 本书不再赘述。

8.3 无功优化和有功调度的协调

传统的电力系统控制中, 把有功频率控制和无功/电压控制分开, 简化了模型, 降低了协调控制的难度, 而且控制效果也令人满意。但是, 不可否认的是, 由于同步发电机的功率圆约束的存在, 机组的无功功率和有功功率之间存在强耦合关系, 当有功满负荷运行时就限制了无功输出的容量, 影响了无功优化的效果。无功优化和有功控制的协调问题也有待进一步研究。

8.3.1 有功调度

电网优化调度系统应当包括动态优化功能和静态优化功能, 并建立两者之间的协调连接。

8.3.1.1 静态有功优化

静态有功优化是截取系统的某一时间断面来进行分析的, 在考虑系统有功平衡和发电机输出功率限值的同时, 进行各发电设备间的有功分配, 以求发电费用(或耗费)最小。常用的算法有协调方程式法、简化梯度法、动态规划法、内点法及其他一些线性 and 非线性方法。此外还有遗传算法、网络流法等启发式算法。本书考虑各发电机组无功上、下限和各节点电压上、下限等约束条件, 给出经典法静态有功优化模型。

有功功率负荷的最优分配是指系统的发电容量大于负荷需求时, 在系统中参加运行的机组已经预先决定的前提下, 如何将系统的有功功率负荷分配给这些机组, 以使得全系统的总燃料消耗量或费用最小。有功负荷经济分配问题的数学模型可表示如下:

目标函数为

$$F = F(x, u) \quad (8-12)$$

约束条件为

$$\begin{cases} h(x, u) = 0 \\ g(x, u) \leq 0 \end{cases} \quad (8-13)$$

式中, 控制变量 x 是 PQ、PV 节点发电机有功功率; 状态变量 u 为节点电压和平
衡节点有功功率。等式约束条件 $h(x, u) = 0$ 是功率平衡方程, 不等式约束条件
 $g(x, u) \leq 0$ 是发电机调节容量、母线电压质量和线路传输功率安全等约束为

有功优化的目标函数为

$$\min F = \sum_{i=1}^g \tilde{F}_i = \sum_{i=1}^g f_i(P_{Gi}) \quad (8-14)$$

约束条件:

对于单个节点的有功功率平衡方程为

$$\sum_{i=1}^g P_{Gi} - P_D - U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \quad (8-15)$$

式中, n 为系统节点数; g 为发电机节点数; P_D 为总有功负荷。

对整个系统有

$$\sum_{i=1}^g P_{Gi} - P_D - P_L = 0 \quad (8-16)$$

对不等式约束条件有

$$\begin{cases} P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \\ Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \\ U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} \end{cases} \quad (8-17)$$

式中, $P_{Gi \min}$ 、 $P_{Gi \max}$ 分别为发电机有功出力上、下限约束 (一般分别取决于发
电机设备的额定功率和发电设备的技术条件); $Q_{Gi \min}$ 、 $Q_{Gi \max}$ 发电机无功出力
上、下限 (分别取决于发电机定子或转子绕组的温度和发电机并列运行的稳定
性等); $U_{i \min}$ 、 $U_{i \max}$ 发电机节点电压上、下限 (取决于对电能质量的要求)。

8.3.1.2 动态有功优化

本书采用一种解耦逐时段优化的方法进行动态有功优化, 每次只对一个时段
 k 进行动态优化求解。这种策略可以分别使每一时段的发电费用 (或燃料耗量)
达到最小, 然后再对所有时段求和得到整个时间内的总发电费用, 即为全局最小
值。

k 时段的目标函数如下:

$$\min F'_k = \sum_{i=1}^g f_i(P_{ik}) \cdot \Delta T \quad (8-18)$$

式中, F'_k 是 k 时段系统的发电费用; P_{ik} 是第 i 个发电机组在 k 时段的输出功率;

f_i 是第 i 个机组的耗量函数, 反映了第 i 个机组的燃料耗量和机组输出功率之间的关系, 常用二次函数近似表示, 可取 $f_i(P_u) = a_i + b_i P_{ui} + c_i P_u^2$; ΔT 表示一个时段的延续时间, 通常是一个给定的常数。

这样动态有功优化的目标函数和静态有功优化的目标函数在形式上完全一致, 使得有功优化从静态向动态发展提供了基础。

$$\min F'_k = \sum_{i=1}^g f_i(P_{ik}) \quad (8-19)$$

功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^g P_{ik} = P_{Dk} + P_{Lk} \quad (8-20)$$

机组输出功率上下限约束和后顾约束的统一形式为

$$\max\{P_{ik}^{\max}, (P_{i,(k-1)} - r_{di}\Delta T)\} \leq P_{ik} \leq \min\{P_{ik}^{\max}, (P_{i,(k-1)} + r_{ui}\Delta T)\} \\ (i = 1, 2, \dots, g) \quad (8-21)$$

用经典法前瞻约束:

对上升段落为

$$\begin{cases} \sum_{i \in C_1} P_{ik} \leq J_{1u} \\ \sum_{i \in C_2} P_{ik} \leq J_{2u} \\ \dots \\ \sum_{i \in C_i} P_{ik} \leq J_{iu} \end{cases} \quad (8-22)$$

对下降段落为

$$\begin{cases} \sum_{i \in C_1} P_{ik} \leq J_{1d} \\ \sum_{i \in C_2} P_{ik} \leq J_{2d} \\ \dots \\ \sum_{i \in C_i} P_{ik} \leq J_{id} \end{cases} \quad (8-23)$$

式中, 对前瞻 s 梯阶的上升段落限值 J_{su} 和下降段落限值 J_{sd} 可用以下公式计算:

$$J_{su} = \sum_{i \in C_S} P_i^{\max} + \sum_{i \in B_s} s \Delta T r_{ui} - [(P_{D,k+s} + P_{L,k+s}) - (P_{Dk} + P_{Lk})] \quad (8-24)$$

$$J_{sd} = \sum_{i \in C_S} P_i^{\max} + \sum_{i \in B_s} s \Delta T r_{di} - [(P_{D,k+s} + P_{L,k+s}) - (P_{Dk} + P_{Lk})] \quad (8-25)$$

式中, $s = 1, 2, \dots, l$, 表示当前时段到目标时段阶梯数。

上述动态有功优化模型可以用任意一种优化算法进行解算, 本书限于篇幅不

再展开叙述。

8.3.1.3 从静态到动态有功优化调度

有功优化调度从静态过渡到动态,并应用到我国实际电力系统中,很有必要,也是切实可行的。静态优化调度方法忽略了各时段之间的耦合关系,没有考虑系统的动态约束,不具备连续的优化能力,影响了优化结果的可行性。

现行的静态优化调度在处理负荷曲线中的难渡时间段落时,大多采用两种方式:

1) 增加参调机组。在参调机组特别充裕时,系统的功率储备较大,静态优化调度也有可能在在不违反发电机转速变化速率约束的情况下,成功渡越负荷曲线中的难渡时间段落。但是系统的这种运行状况将造成系统资源的浪费。

2) 通过甩负荷的方式来渡越负荷曲线中的难渡段落。

这两种方式都不利于电力系统安全、优质、经济运行。

动态优化调度可以使参调机组走向适度从紧,充分利用参调机组的调节能力,提高系统运行的合理性和经济性。

8.3.2 有功和无功解耦的优化协调

原始优化调度模型为

$$\begin{aligned} \min & f(P, Q) \\ \text{约束} & g(P, Q) = 0 \\ & h(P, Q) \leq \bar{h} \end{aligned} \quad (8-26)$$

进行有功和无功解耦后,有功子问题变为

$$\begin{aligned} \min & f^P(P) \\ \text{约束} & g^P(P) = 0 \\ & h^P(P) \leq \bar{h}^P \end{aligned} \quad (8-27)$$

无功子问题为

$$\begin{aligned} \min & f^Q(Q) \\ \text{约束} & g^Q(Q) = 0 \\ & h^Q(Q) \leq \bar{h}^Q \end{aligned} \quad (8-28)$$

采用协调优化方法优化 \bar{h}^P 和 \bar{h}^Q 的取值。

下面进行如何处理强耦合型约束的分析。

一般来说,以往的有功、无功解耦优化算法中,有三种方式处理强耦合型约束。

1. 单方约束

安全约束的经济调度中,只考虑有功,所以一般把线路约束作为有功约束来处理。但在某些有功、无功解耦的优化中,也是只在有功问题中,考虑线路热稳

定约束,而在无功优化中,只考虑电压约束。一般单方约束并非把全部视在功率用作有功容量,而是给无功保留了一部分传输容量。这种处理方式中一般使用视在功率乘以固定的功率因数作为有功约束的限制。

2. 固定比例

由于无功可能超出有功为其保留的传输容量,单方约束的处理方式不能保证优化结果的安全性。固定比例的处理方式中,考虑将固定的功率因数同时作用在有功和无功两个问题中。

3. 交叉优化

固定分配比例的处理方式显然损失了结果的最优性。交叉优化的思想是将最新的优化结果用于计算容量约束。

以往的研究都认为,这样可以达到最优解。但实际上,当最优解在强耦合型约束起作用时达到,交叉优化可能停留在边界上,并不一定可以获得最优解。为了在强耦合型约束的边界上进行优化,必须采用协调优化的处理方式。

电力市场化发展较快,无功/电压控制系统如何适应电力市场化,如何实现电力市场化下的调度,主要是有功调度协调,是一个很有研究意义的课题。

8.4 SVC 在无功优化中的应用

8.4.1 SVC 研究现状

静止无功补偿器全名为静止无功功率补偿器(SVC),属于柔性交流输电系统范畴的无功功率电源。目前常用的有晶闸管控制电抗器(TCR)型,晶闸管开关电容(TSC)型和饱和电抗器(SR)型三种。

静止无功补偿器是电网控制无功功率的装置,它根据无功功率的需求自动补偿。SVC 可以从电网吸收或向电网输送可连续调节的无功功率,维持装设点的电压恒定,有利于电网的无功功率平衡。由于静止无功补偿器具有控制快速、维护简单、效果显著等优点,因此正在电力系统中得到广泛应用。静止无功补偿器中的静止是指它没有机械运动部件,与同步调相机相比 SVC 是完全静止的设备。但它的补偿是动态的,根据无功的需求或电压的变化自动跟踪补偿。静止无功补偿系统中的各种无功补偿器都是用无功器件产生无功功率,并根据需要调节为容性或感性,这种调节可能采用连续调节或投切功能。静止无功补偿器的另外一个特点是能够连续地投切和频繁地动作。对于系统中平衡无功功率或不变动的无功功率常采用传统的电容器补偿,而变动的部分采用动态补偿。通过补偿无功的不动部分和动态的静补结合起来,形成静止无功补偿(SVC)器。

尽管静止无功补偿器是动态的无功补偿,但对于电力系统来说,静止无功补

偿器不仅仅限于无功功率本身,而直接与系统电压相关,在维持电压稳定、消除电压波动和闪烁方面也有很大作用。首先静止无功补偿器可以提高稳定极限值,在故障中和故障后,电压的过分下降和升高将减小系统的同期化功率,并且因电压的变动而损失大量负荷,导致系统失去功率动态平衡和恢复稳定的能力。经过快速调压,极大地改善了故障中和故障后的系统电压和局部电压水平,增加系统的稳定极限。在故障和负荷电流急剧增高的瞬间,电压调节用 SVC 系统对瞬时无功功率快速进行补偿,对电压的支撑及抑制电压崩溃的趋势起到显著作用。

柔性交流输电系统 (FACTS) 是世纪 80 年代末期美国电力研究院 (Electric Power Research Institute, EPRI) 的 Narain G. Hingorani 博士提出的概念, FACTS 装置的目的是通过利用大功率电力电子器件的快速响应能力,实现对电压、有功潮流、无功潮流的平滑控制,从而在不影响系统稳定性的前提下,提高系统传输功率能力,改善电压质量,达到最大可用性、最小网损、最小环境压力、最小投资和最短的建设周期的目标。

SVC 是 FACTS 的一种,它是相对于调相机而言的一种利用电容器和各种类型的电抗器进行无功补偿的装置。1967 年,第一批静止无功补偿装置在英国制成;1977 年,美国 GE 公司首次在实际电力系统中演示运行了使用晶闸管控制的静止无功补偿装置;1978 年,西屋电气公司 (Westing House Electric Corp) 在美国 EPRI 的支持下,将使用晶闸管控制的静止无功补偿装置投入实际运行。随后,国际上各大公司如瑞士的勃朗·鲍威利公司、瑞典通用电气公司、美国的通用电气公司及西屋公司、日本的富士公司等都开发了不同类型的静止无功补偿技术,推出了自己的系列产品。近 10 年来,随着电力电子器件和计算机控制技术的发展,使用晶闸管技术的 SVC 相比于早期的静止无功补偿装置显示出了优越的性能,在世界范围内得到了广泛的应用,并占据了静止无功补偿装置的主导地位。根据提供无功的性质和方式,将静止无功补偿装置可分为六种组合方式,固定电容、固定电感、可变电容、可变电感、固定容性加可变电感、可变电容加可变电感,而通常所指的 SVC 是指后两种组合方式。

目前,世界上 SVC 安装的总容量已经超过了 93000MVA,装设于超高压输电系统的 SVC 已有 200 多台。我国目前已经有 5 个 500kV 变电站安装了 6 套大容量的 SVC,容量大概为 105 ~ 180Mvar。这些 SVC 装置分别被安装在广东江门、湖北武昌凤凰山 (2 套)、湖南株洲云田、河南郑州小刘沟以及东北沙窝变电站中,每套设备的售价都在 150 ~ 275 万美元 (当时价位) 不等。我国目前已经能够自主生产配电网用 SVC, 35kV 及其以下的 SVC 已实现了国产化,但 35kV 以上的高电压等级、大容量的 SVC 产品在国内依然被 ABB、Alstom、Siemens 以及日本东芝等大型跨国公司所垄断。国内一些生产 SVC 的公司主要有中国电科院、西电公司、西电科技以及荣信电力电子有限公司等,他们都是最早一批引进 SVC

和技术的国内企业，共同推动了 SVC 及技术在我国的发展。1994 年，作为原电力部重大科技攻关项目，由河南省电力局和清华大学共同研制的 $\pm 20\text{Mvar}$ 的 STATCOM 于 1995 年实现并网运行，使中国成为世界上第四个拥有大容量静止无功补偿器的国家。2003 年 8 月，被列入国家“十五”重大技术装置研究计划的鞍山红一变 100Mvar SVC 示范工程，于 2004 年 9 月成功投运，这标志着我国拥有自主知识产权的输电系统 SVC 技术已经进入了实用化阶段。

随着对 SVC 科学研究的深入以及 SVC 的广泛应用，目前已经有很多关于 SVC 的研究开展了从 SVC 的无功补偿方法、调节控制方式到在电力系统不同情况下的应用情况分析等各方面的研究。

随着国民经济的不断发展、电力负荷的迅速增长和负荷特性的变化，电网自身平衡能力和无功/电压的支撑能力正逐渐降低，电压支撑能力变差，电压运行水平变低，电压稳定问题会越来越突出。因此，对 SVC 在提高电网电压稳定性方面的作用展开研究，具有重要的意义。

8.4.2 SVC 在电压控制方面的应用

8.4.2.1 SVC 在电压稳定方面的应用

先来看一个简单系统（见图 8-5），该系统从负荷节点向系统侧看进去的部分由戴维南定理等效可得到等效系统，如图 8-6 所示。

等效内电动势和等效电抗的幅值分别为

$$U_{\text{eq}} = \left| \frac{x_{\text{SVC}}}{x_{\text{SVC}} + x_{\text{ST}}} \right| U_1 \quad (8-29)$$

$$x_{\text{eq}} = \frac{x_{\text{SVC}} x_{\text{ST}}}{x_{\text{SVC}} + x_{\text{ST}}}$$

模型中的动态电阻满足如下动态方程：

$$d \frac{R_c}{t} = - \frac{R_E^2}{T_E} (P_T - P_E) \quad (8-30)$$

式中， P_T 表示输出的有功功率； P_E 表示动态负荷从系统吸收的有功功率。

对 SVC 采用如下动态方程描述：

$$d \frac{x_{\text{SVC}}}{t} = \frac{x_{\text{SVC}}^2}{T_{\text{SVC}}} (U_{20} - U_2) \quad (8-31)$$

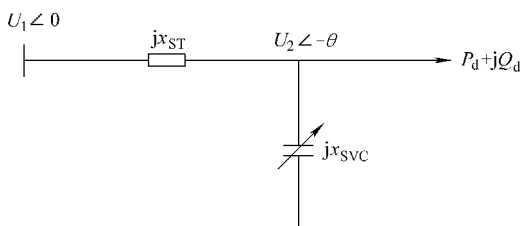


图 8-5 简单系统

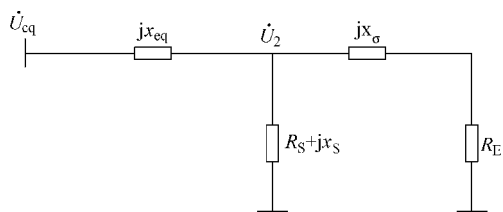


图 8-6 等效系统图

式中, U_2 和 U_{20} 为负荷节点电压及其初始电压; T_{SVC} 是 SVC 时间常数。

负荷节点电压表达式为

$$U_2 = \left| \frac{Z_2}{Z_1} \right| U_{\text{eq}} \quad (8-32)$$

式中,

$$Z_1 = jx_{\text{eq}} + (R_E + jx_\sigma) // (R_S + jx_S) \quad (8-33)$$

$$Z_2 = (R_E + jx_\sigma) // (R_S + jx_S) \quad (8-34)$$

研究发现, SVC 的时间常数相对于动态负荷的时间常数较小时, 对系统的电压稳定性有利。但是, SVC 的使用也有可能使得系统产生 HOPF 分岔现象, 即系统电压发生振荡型失稳。当 SVC 无功输出达到限制值时, 其作用相当于一个并联电容。如果此时动态负荷已达到功率最大点, 则系统将快速失去稳定。

系统未装设 SVC 时, 一般将电力系统任意一个负荷中的动态负荷从电网吸收的电磁功率达到最大值时的极限运行状态作为静态电压临界点。当装设 SVC 后, 静态电压临界点将延伸到与 $T_{\text{SVC}} = \infty$ 时相应的动态负荷有功功率最大点之后。这时, 在计算静态电压临界点时, 应当考虑 SVC 的动态特性。

8.4.2.2 SVC 在抑制次同步谐振方面的作用

电力系统常采用串联电容器补偿电压, 但是当高压远距离输电时, 这些串联的电容器的电容量和线路的电感量组成一个固有谐振频率, 即

$$f = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}} \quad (8-35)$$

一般情况下, 这个频率低于 50Hz。发电机定子也出现频率为 f 的三相自激电流, 在气隙中产生频率为 f 的旋转磁场。此旋转磁场的转速, 低于主磁场的同步转速。气隙中两个磁场同时存在对轴系产生一个交变扭矩, 其频率为

$$f_t = f - f_s \quad (8-36)$$

式中, f_t 为交变扭矩频率; f 为电网频率; f_s 为串联电容补偿固有频率。

如果轴系的自然扭振频率 f_v 正好等于交变扭矩频率 f_t , 即 $f_v = f_t = f - f_s$ 。此时, 发电机组轴系的自然扭振频率 f_v 与串联补偿产生的电磁谐振频率 f_s 相加恰好等于电网频率 f , 相互“激励”, 形成“机-电谐振”。因为 f_s 低于电网频率, 所以叫“次同步谐振 (SSR)”。

应用于 SSR 抑制的 SVC, 通常由晶闸管控制电抗器 (TCR) 和晶闸管或机械开关投切电容器或滤波器组成, 前者提供可调的感性电纳, 后者提供容性功率, 以使 SVC 整体兼具容性和感性输出功能。

当发生 SSR 时, 母线电压中会包含次同步频率分量, 并与 SVC 相互作用形成次同步频率电流。SVC 次同步频率导纳即定义为该次同步电流与对应同步电压分量之比。通过向机组电枢提供与轴系次同步扭振频率互补的电流实现 SVC 抑

制 SSR。

8.5 考虑谐波因素的无功优化

随着电网中电力电子等非线性元件越来越多地使用,大量的谐波电流和电压注入电网,造成了严重的谐波污染,使得电能质量明显下降,对电力系统重要设备产生危害,广大用户也深受影响。目前的自动电压控制(AVC)系统的计算模型中并没有考虑谐波电压这一目标。

谐波是指对周期交流信号进行傅里叶分解后得到的频率不为基波频率的分量,频率为基波频率的整数倍。周期为 $T=2\pi/\omega$ 的非正弦电压 $u(\omega t)$, 在满足狄里赫利条件下,可分解为如下形式的傅里叶级数:

$$u(\omega t) = \alpha_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (\alpha_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t) \quad (8-37)$$

式中,频率为 $n\omega (n=2, 3, \dots)$ 的项即为谐波项,通常也称之为高次谐波。

8.5.1 谐波的模型及危害

8.5.1.1 谐波源模型

电力系统中的主要谐波源分为两种类型:一类为含有半导体非线性元件的各种电力电子设备。这类谐波源遍布于电力系统的各个电压等级,大到直流输电用的整流和逆变装置,小到电视机电源、电池充电器等,它们产生的谐波电流可根据供电电压波形、设备的电路结构及参数和控制方式等精确求取。另一类为含有电弧和铁磁非线性设备的谐波源,如变压器、电弧炉、荧光灯等,它们在稳定的工作状态下,所产生的谐波电流可以由供电电压波形和负荷的伏安特性计算求得。严格来说,谐波源注入电网的谐波电流是基波电压及各次谐波电压的函数,它反映了基波潮流与谐波潮流之间和不同次数的谐波潮流之间都存在耦合关系。但由于实际系统中谐波源种类和容量的多样性,对每个不同的谐波源都进行精确建模几乎是不可能的。为此,学者们提出了多种简化的谐波源模型,如恒流源模型、Norton 模型、基于交叉频率导纳矩阵的简化模型和基于最小二乘逼近的简化模型等。在工程实际中,恒流源模型是目前应用最广泛的谐波源模型,国外绝大多数的商品化谐波分析和计算软件都采用了该模型。这里只简单介绍恒流源模型,其他几种模型不再赘述。

恒流源模型不计节点电压谐波分量对注入电流的影响,近似认为谐波源所产生的谐波电流仅取决于其所在节点的外加基波电压。若假定基波电压在所研究的期间内保持不变,则谐波源各次谐波注入电流为恒定值,此时谐波源可视为内阻抗无穷大的各次谐波电流源,即

$$I^k = I_0^k, (k = 1, 3, 5, \dots, h) \quad (8-38)$$

由于系统中普遍装设了各类无源滤波器和(或)有源滤波器对谐波源产生的谐波进行了过滤。一般情况下各节点电压的总谐波畸变率(THD)小于国标规定的限值,各次谐波电压在数值上远小于基波电压,相应的谐波电压对谐波注入电流的作用也非常地小,当计算精度要求不高时完全可以忽略不计。

8.5.1.2 谐波集中模型

谐波潮流计算在数学上归结为对谐波集中方程和谐波源特性方程的求解。因此,在进行谐波潮流计算之前除了建立谐波源模型外,还应建立谐波集中的数学模型。

谐波集中方程通常表示为

$$U^k = [Y^k]^{-1} \cdot I^k \quad (k=1, 2, \dots, h) \quad (8-39)$$

式中, I^k 为各节点 k 次谐波注入电流列向量; Y^k 为系统的 k 次谐波导纳矩阵; U^k 为各节点 k 次谐波电压列相量。

本书采用谐波源恒流源模型,当谐波电流无法由测量预先获得时,可根据式(8-40)求得,矩阵元素的具体求解式为:

$$I^k = \frac{\sigma_i}{k} \cdot \frac{(P_i - jQ_i)}{(U_i^1)^*} \quad (8-40)$$

式中, σ_i 为节点 i 的非线性负荷与总负荷之比; P_i 、 Q_i 分别为节点 i 有功负荷和无功负荷; $(U_i^1)^*$ 为节点 i 的基波电压共轭值。

谐波导纳矩阵是通过对系统中发电机、线路、负荷、变压器等建立等效谐波数学模型得到的。目前,对于电力系统中常用元件的谐波建模国内外学者已经有较为成熟和一致的看法,这里不再赘述。

建立起系统的谐波源模型和谐波集中模型后就可以进行谐波潮流计算。采用线性分析法的步骤如下:

1) 利用基于网络分层的支路电流法进行基波潮流计算,以获得各节点的基波电压。

2) 根据式(8-40)计算各节点的谐波注入电流 I^k 。

3) 形成网络的各次谐波导纳矩阵 Y^k , 根据谐波集中方程 $U^k = [Y^k]^{-1} \cdot I^k$ 求得各节点的各次谐波电压 U^k 。

8.5.1.3 谐波危害及国家标准

8.5.1.3.1 谐波危害

谐波电流和谐波电压对电力系统和用户的影响及危害,概括起来,大致有以下几个方面:

1) 对变压器和电动机,谐波电压使铁心涡流损耗增加,谐波电流使铜损增加,温度上升,绝缘加速老化,降低了效率和利用率,缩短使用寿命。目前为了

抑制 3 次谐波, 常用 Dyn11 接线的变压器, 使 3 次谐波在三角形联结的绕组中形成环流, 尽量不注入电网。但应注意, 当谐波含量较大时, 这些环流也可能引起变压器绕组过热。

2) 对电力电缆和配电线路, 谐波电流频率增高引起明显的集肤效应, 导线电阻增大, 线损加大, 发热增加, 绝缘过早老化, 容易发生接地短路故障, 形成潜在的火灾隐患。同时, 3 次谐波使三相平衡负荷的 N 线电流显著增加。在配电回路负荷主要是大量集中使用于电子计算机和大量采用电子节能气体光源照明的场合, N 线电流甚至达到相线电流的两倍, 致使 N 线过热、烧毁, 甚至导致火灾。

3) 配电回路的谐波电流含量高会使断路器遮断能力降低。这是因为畸变电流过零点时, 电弧电流随时间的变化率要比工频正弦电流大, 且电弧电压的恢复要迅速得多, 使电弧容易重燃。事实表明, 空气电磁断路器不能遮断其分断能力范围内波形畸变率超过 50% 的故障电流, 当出现这样的电流时, 会导致断路器损坏。

4) 在谐波电压作用下, 电容器会产生额外的功率损耗, 加快绝缘介质的老化。更为严重的是, 大量谐波电流很可能引发电容器和系统其他元件之间的并联谐振或串联谐振, 造成对某次谐波电流的放大和谐波电压的增高。这种危险的谐波过电压和过电流, 不仅会使电容器超载而损坏, 也会使与电容器连接的配电回路中所有线路、设备因电压闪变超压过负荷而损坏。据统计, 70% 以上的谐波故障发生在电容器装置上。

5) 谐波对电力系统的继电保护、计量仪表以及通信系统的设备、信号产生干扰和损害。事实上, 在受到谐波污染的情况下, 如何进行电能测量不仅涉及电气测量问题, 也涉及电力系统与用户之间的利益分配问题。

8.5.1.3.2 国家谐波标准

通过对谐波集中方程的求解, 可以获得各节点的各次谐波电压, 并由此可计算各支路的谐波电流, 从而获得各次谐波在系统中的分布情况。除计算节点谐波电压和支路谐波电流外, 谐波潮流计算通常还需计算一个非常重要的指标, 即表征各节点电压波形畸变程度的电压总谐波畸变率 (Total Harmonic Distortion, THD)。其定义如下:

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n U_i^2}}{|U_1|} \right) \times 100\% \quad (8-41)$$

式中, U_1 、 U_i 分别为基波电压的模值和 i 次谐波电压的模值; n 为所研究的谐波最高次数。对于不同电压等级的配电网, THD 的规定限值是不同的。考虑到上级电网对下级电网谐波传递系数较大而下级电网对上级电网的传递系数较小, 所

以电压等级越高,谐波限制越严, THD 的规定限值越低。表 8-2 列出了我国国标规定的各电压等级配电网的 THD 限值。

表 8-2 不同电压等级配电网的 THD 限值

电压等级/kV	THD 限制/%	奇次谐波电压含有率/%	偶次谐波电压含有率/%
0.38	5.0	4.0	2.0
6, 10	4.0	3.2	1.6
35, 66	3.0	2.4	1.2
110	2.0	1.6	0.8

8.5.2 考虑谐波约束的无功优化模型

1. 目标函数

无功优化是在满足运行安全和电能质量约束的前提下,通过对系统现有补偿设备的合理投切,使网络的有功损耗尽可能地小。考虑到非线性负荷产生的谐波对补偿设备的影响,在优化过程中必须避免对谐波的放大,同时也尽可能地发挥电容器的滤波作用。基于上述建模思路的电网无功优化模型,以优化时刻可投入的补偿设备组数为控制变量,以电网有功损耗,电压畸变之和最小为目标函数,其数学模型的目标函数表示为

$$\min f = P_L + a \sum_{i=1}^n \left(\sum_{h=2}^{N_h} U_{ih}^2 \right)^{1/2} / U_i \quad (8-42)$$

式中,第一项 P_L 为有功损耗;第二项为电网总谐波畸变率; n 为系统节点数; U_{ih} 为节点谐波电压; U_i 为基波电压; h 为谐波次数; N_h 为考虑谐波的数量; a 为谐波畸变权重系数。

2. 约束条件

模型的约束条件有基波和谐波潮流约束、电容器投入组数约束、电压上下限约束和 THD 约束。

(1) 潮流约束

1) 基波潮流约束

$$P_{Gi} = P_{Di} + U_i \sum_{j \in N} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (8-43)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} + U_i \sum_{j \in N} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

2) 谐波潮流约束

$$I_h = Y_h U_h \quad (8-44)$$

式中; N 为系统节点数; V , θ 分别为基波电压幅值和相角; P_{Gi} , Q_{Gi} 分别为发电

机有功和无功； P_{Di} ， Q_{Di} 分别为负荷有功和无功； I_h ， U_h ， Y_h 分别为谐波电流，谐波电压，谐波导纳矩阵； h 为谐波次数。

(2) 电容器投入组数约束

$$0 < q_j < q_{\max} \quad (8-45)$$

式中， q_j 和 q_{\max} 分别为节点 j 处可投切电容器的投入组数和安装组数。

(3) 电压上下限约束

$$U_{\min} \leq \sqrt{U_{i1}^2 + \sum_{k=3}^h U_{ik}^2} \leq U_{\max} \quad (8-46)$$

式中， U_{i1} 和 U_{ik} 分别为节点 i 的基波电压和 k 次谐波电压； U_{\min} 和 U_{\max} 为电压上下限。

(4) 电压畸变约束

$$THD_i = \left(\frac{\sqrt{\sum_{k=3}^h U_{ik}^2}}{U_{i1}} \right) \times 100\% \leq THD_{\max} \quad (8-47)$$

式中， THD_i 和 THD_{\max} 分别为节点 i 的电压总谐波畸变率和最大值。

对于模型中的等式约束条件，潮流约束用来计算网络的状态变量而自然满足，对不等式约束，采用在目标函数中引入罚函数的方法来处理。

$$\begin{aligned} \min f = & P_L + a \sum_{i=1}^n \left(\sum_{h=2}^{N_h} U_{ih}^2 \right)^{1/2} / U_i \\ & + \sigma_{UL} \sum \max \{0, (U_L - U_i)\} + \sigma_{UU} \sum \max \{0, (U_i - U_U)\} \\ & + \sigma_{THD} \sum \max \{0, (THD_i - THD_{\max})\} \end{aligned} \quad (8-48)$$

式中， σ_{UL} ， σ_{UU} ， σ_{THD} 分别为电压下限约束，电压上限约束和总谐波畸变约束的惩罚系数，各惩罚系数的选取可以根据经验和实际工作中对各约束条件的容许程度进行。

8.6 第二代AVC

我国电网多年来实施的二级或三级电压控制尚属于真正意义上的全局无功优化，因为它没有考虑全网范围内所有控制设备以统一的目标函数进行定量的优化调度，而是将目标层次化，一般以电压作为控制对象，没有将网损以及控制设备动作次数等综合起来考虑。且上层控制在修改下层整定值时往往没有考虑下层控制的允许限制和响应能力，因此其结果既不一定满足设备动作次数的限制，也不代表经济性的优化。

二级或三级电压控制适应了我国电网无功补偿布局不尽合理，电容器分组控

制的状况,对提高电网电压质量和降低线损起到了历史的作用。

第二代 AVC 与 AVC 相比,增添了电网无功功率实时监测技术。目的是进一步促进电网无功补偿装置布局走向就地平衡,进一步推进转变电网提高电压质量与降低线损的方式,逐步把电容器组改为动态平滑连续调节的无功补偿装置。所以,这还是个漫长的阶段。

第二代 AVC 的基本做法是,用 SCADA 采集来的 U 、 P 、 Q 等数据,用潮流算法,按照监测与控制系统要求的刷新速度,以给定电压约束下的全网无功优化潮流为目标,求出发电厂、变电站应该注入电网界面的实时无功优化值 (Q_{opt}),然后与实际值进行比较分析。

8.7 智能 AVC

智能电网的建设如火如荼,作为智能电网建设的内容之一——智能自动电压控制 (Smart AVC) 也面临着与智能电网同步建设的需要。从宏观上看,智能电网要解决的是现在电网甚至整个电力系统中存在的问题,而智能 AVC 要解决的是在传统的自动电压控制系统中没有涉及而在今后的智能 AVC 中必须涉及的问题。电压是电能质量的重要指标,电能质量直接影响电网稳定及电力设备安全和电网经济运行。下面先对智能电网做一些介绍。

8.7.1 智能电网的概述

8.7.1.1 智能电网的现状

近年来,智能电网已成为电力行业的热门话题,智能电网被认为是改变未来电力系统面貌的电网发展模式。特别是在《纽约时报》报道了美国政府将建设智能电网列为其经济振兴计划的主要内容后,更是在全世界范围内掀起了研究智能电网的热潮。我国对建设智能电网也高度重视,2007 年底,华东电网启动了智能电网项目的可行性研究;2009 年 3 月,国家电网公司提出要建设坚强的智能化电网。

在过去的一个世纪,电力系统已经发展成为集中发电、远距离输电的大型互联网络系统。而目前,由于能源、环境、经济、政治等多方面因素的驱动,未来的几十年内,全世界范围内都将展开一场深刻的电力系统变革。无论是发达国家还是发展中国家,传统的电力系统都面临着前所未有的挑战。

1) 用于传统火力发电的煤、石油等化石燃料日益耗尽,人们必须开发新的可再生能源以满足不断增长的电力需求。

2) 温室气体的排放导致的气候变化问题促使传统的发电模式必须向清洁、环保的方向转变。

3) 电力系统结构的高度互联和设备的日益老化问题不容忽视,任何一个发生在局部小范围内的故障都有可能迅速蔓延并影响到整个电网。近年来大停电事故频繁发生,如2003年的美加大停电和2006年的欧洲大停电等,充分暴露了当今电力系统的脆弱性。

4) 电力电子设备的广泛应用使得电力用户对电能质量、可靠性和经济性有着越来越高的要求。

在如此严峻的形势下,如何保证一个可靠、安全、环保、高效和灵活的电力系统,成为21世纪最受人瞩目的困难和挑战。为了解决这一难题,几年前,美国和欧盟相继提出智能电网(Smart Grid)的概念,并开始大力推进智能电网的研究和发展。

8.7.1.2 智能电网的定义和特征

智能电网的建设是一个长期而艰巨的过程,目前尚处于起步阶段,各方面仍处在探索和尝试的阶段,许多方面还是“百花齐放,百家争鸣”,没有统一的共识。对于智能电网的定义尚无一致的见解,仅仅指它是一个完全自动化的供电网络,其中的每一个用户和节点都得到了实时监控,并保证了从发电厂到用户端电器之间的每一点上的电流和信息的双向流动。通过广泛应用的分布式智能和宽带通信及自动控制系统的集成,能保证市场交易的实时进行和电网上各成员之间的无缝连接及实时互动。

尽管智能电网有待于规范概念和定义,但是区别于常规电网,智能电网在主要特征方面已形成如下初步共识:

1. 自愈

智能电网应当具备灵活的可重构的网络拓扑结构。当电网发生故障或者遭遇灾害袭击时,能通过先进的故障定位、隔离技术,由事件启动的快速仿真决策找到并实现故障线路隔离,维持正常线路的运行,并在最短的时间内解除故障和恢复电网正常运行。必要时在故障区域内,通过由分布式电源、分布储能和需求响应资源组成的分布能源提供辅助供电服务,而不是被动地坐视“离线整定、实时动作”的继电保护或稳定补救装置自行解决,从而保证最大限度地减少电网故障对用户的影响。

2. 兼容

智能电网是目前常规电网发展的高级形式,发展和建设智能电网并不是要推翻常规电网的一切精华和缺点。常规电力系统已诞生一百多年了,历史悠久,尽管其电压等级与规模与当年相比已有天壤之别,但系统的结构与运行原理并没有很大的变化。因此,智能电网首先应当充分兼容常规电网,同时支持可再生能源和(小电源的正确、合理投切,适应分布式发电和微电网的接入),满足电力与自然环境、社会经济的和谐发展。

3. 互动

通过供需关口、上下双向通信、提供用电和市场信息,并和用户住宅内的室内网络相连的智能电表,实现供需双方互动。促使所有电力系统用户通过需求响应改变自己的用电方式、主动参与电网管理和市场竞争,并获取相应的经济利益。而不是像常规电网那样被动的接受服务,鼓励用户参与电价方式的制定和其他政策的执行。

4. 集成

电力系统网络结构复杂,相辅相成,相互间影响大。智能电网应当实现电力网络资源的高度集成及共享,形成统一的数据平台和执行标准,节约资源配置更好地管理运行,实现标准化、规范化和精细化管理。此外,现代科技技术迅猛发展,日新月异,智能配电网应当充分集成电力电子技术、集成通信技术、自动化技术、需求管理、高级计量体系等先进技术和理念,不断更新不断优化。

5. 优化

智能电网首先应当实现对资产规划、建设、运行维护等的全生命周期优化管理,并运用市场机制,通过供需互动、推动节能减排等环保要求,提高发电效率、降低网损、解决负荷率不高设备闲置等问题,从而有效提高资产利用率,降低运行成本、减少设备折旧和投资。此外,电网运行中的一些数学模型需要考虑新的约束条件或者寻求更好的优化模型,通过软件系统和硬件设备的共同作用,达到更加优化电网运行的目的。

这五个特征与国家电网公司提出的“数字化、自动化、信息化、互动化”,在本质上殊途同归。

8.7.1.3 智能电网的目标

智能电网的建设目标多样繁杂,人们联系当前常规电网、充分发挥想象,提出了一系列的智能电网近景和最终目标,表现出了参与互动的热情和对未来电力改变人类生活的信心,也体现了人们对电力系统的美好愿景。作者研究了大量国内外文献资料,并听取了一些电力行业从业人员和其他人士的建议,总结出我国智能电网建设的目标如下:

- 1) 实现自愈功能;
- 2) 更高水平的自动化、数字化、信息化;
- 3) 降低能耗和减少输电阻塞;
- 4) 加大智能配电网投资和建设力度,平衡发、输、配电投资比例,促进输、配电网与发、用电协调;
- 5) 较高的能量利用率;
- 6) 较低的能量成本;
- 7) 更高的供电质量和可靠性,提高社会 and 用户用电效率;

- 8) 促进接纳兼容清洁的可再生能源、分布式发电并网运行, 促进绿色节能新兴产业发展;
- 9) 促进电力市场化, 鼓励用户与电网自适应交互;
- 10) 统一的规范和标准;
- 11) 灵活的电力市场经营模式。

8.7.2 智能 AVC

传统的自动电压控制系统主要是解决电压合格率、降低网损率、有效减少电力变压器分接开关、电容器、电抗器设备的动作次数。传统的自动电压控制系统虽然能做到电压的自动调节, 但是调节过程往往不够精细, 没有充分做到无功就地、分层平衡的根本要求, 对于无功补偿地点往往不合适、容量不到位的现象无能为力; 对于配电侧的无功补偿也没有统一控制起来; 对于 AVC 系统与厂、站信息共享还需加强。因此, 建立智能 AVC 系统已经势在必行。

8.7.2.1 智能 AVC 的研究现状

智能 AVC 是智能电网建设的重要内容之一, 然而现行政策和行业规程存在诸多不合理, 同样在常规电网的无功优化和电压控制方面存在一系列不尽如人意的问題。

- 1) 电容器补偿总容量基本平衡, 但布局倒置, 高压电网装的多, 需求侧装的少;
- 2) 小负荷方式下普遍缺少感性容量补偿;
- 3) 可以说没有一个元件做到了无功补偿就地平衡;
- 4) 我国电力系统中的发电厂、输电线路、降压变电站和用电企业等四个部分中, 电网无功潮流的基本流向方向是从高压电网向低压电网输送, 从发电厂向用电企业输送, 从线路的首端向线路的末端输送, 距离长功率大;
- 5) 能够进行跟踪的无功补偿装置发展很慢, 推行不力。

国内外对智能 AVC 的研究尚未真正开始, 湖南省公司高工唐寅生和河海大学丁晓群教授提出了建设智能 AVC 的理念, 并在这方面展开了研究。唐寅生教授提出把电网无功优化理论简化为组成四个部的无功就地平衡, 确立新的电网无功分层的定义与变电站的无功补偿容量设计与控制新方法, 提出了智能 AVC 电网控制模块 (见图 8-7)。

唐寅生教授将智能 AVC 的实现分解为以下几方面:

智能控制——就地计算并和电能质量控制器构成就地 AVC 闭环控制的计算控制体系。就地 AVC 适用于全网 AVC 的要求, 并且能满足新能源接入电网要求。

柔性控制——变电站、用户采用 SVC、SVG, 电能质量控制器 (DZK), 无

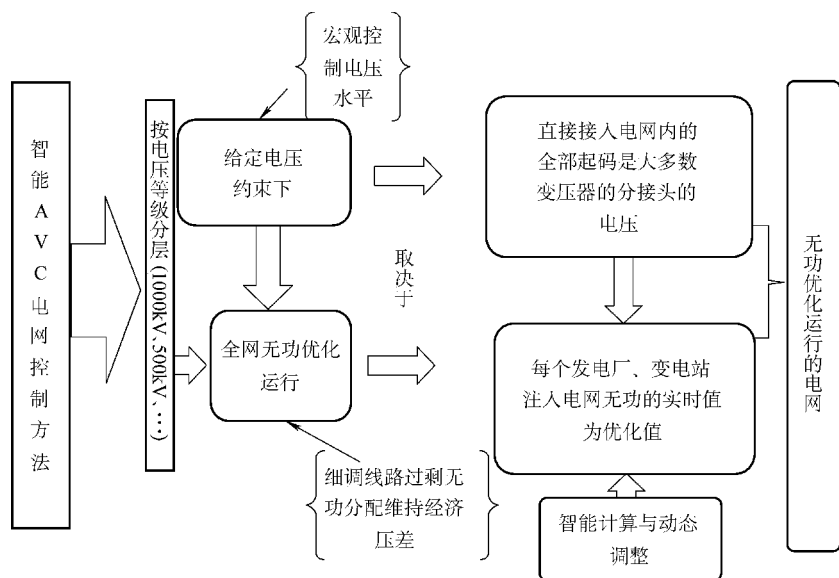


图 8-7 智能 AVC 电网控制模块图

功率跟踪补偿、可控。其中无功功率跟踪补偿又可分为对称跟踪平滑调节无功补偿与不对称无功补偿。

输电效率和电压质量同时抵达最好状态，无功做到真正意义上的就地分层平衡和谐波治理。这里的最好状态包括：界面无功实时值等于优化实时要求，至少大部分变压器的电压比组合符合电压水平要求，实现经济压差。

安全稳定的电网，因为平均电压水平的提高，普遍采用动态跟踪无功补偿。

利用在线分析，预防控制技术来缓解、终止崩溃过程，然后达到自适应紧急控制，最后自适应恢复控制，从而实现智能电网自愈的目的。为了缩短恢复阶段所需要的时间和抵抗自然灾害和恐怖袭击等人为灾害，需要自愈的恢复控制技术。可以依赖的技术有广域信息、在线分析、自适应控制决策的自愈能力。智能 AVC 则依赖建立在就地计算补偿构成的具有自适应能力的就地闭环式控制系统进行自愈。

供需之间实现互动化和市场化，可以采用的电费计价方式有：功率因数电价、电压质量差别电价。需求的用户方达到功率要求，供电方保证电压质量，需求方按电压质量差别电价付费，发电厂提供符合电压要求的电能，电网按标准电价付费，否则降价付费。

河海大学能源与电气工程学院 AVC 课题组在充分总结近十年的 AVC 工程实践经验和研究国内外文献资料的基础上提出了建设这样一种智能 AVC：采用先

进的通信、信息、计算机、传感器、分布式电源等技术,实现发电、输电、配电及用电四个分系统电压安全稳定、电压质量合格和电网经济运行高效三位一体的目标。

下面作者分别从智能 AVC 的建设条件、智能 AVC 的目标和智能 AVC 的技术方面来展现笔者对智能 AVC 的理解和研究。

8.7.2.2 智能 AVC 的建设条件

作为重点考虑电力系统中的电压、网损和电力设备使用寿命的传统 AVC 系统,由于它技术先进、运行可靠、效益明显,已经得到了广泛的应用。AVC 作为智能电网的重要组成部分,无疑也面临与智能电网同步建设的任务。或者讲,建设智能 AVC 系统是顺应智能电网的发展潮流,也是无功/电压控制技术发展的必然要求。

1. 我国无功/电压控制现状

电压作为电能质量的重要指标之一,当前我国电网电压控制和无功优化方面(包括现行 AVC)存在的主要问题有:

(1) 无功补偿分布不合理

长期以来的一些做法是使用传统的调相调压法规划电网无功补偿容量,长期执行“功率因数调整电费办法”,采用各种不同电压等级的变电所无功补偿装置设计技术规定。这造成了当前电网无功补偿布局不合理的现状:配电网侧电容器补偿容量较少,没有做到无功补偿就地平衡,无功只是从高压侧向低压侧流动,从电源侧向负荷侧流动,造成电网损耗大,电压降落大。

(2) 电压控制结构不合理

自动电压控制系统由安装在变电站的 VQC 无功/电压自控装置到地区电网无功/电压集中控制系统,再到现在的无功/电压分布式控制系统,保证了电网电压质量和安全稳定运行,同时也降低网损和运行人员工作强度。但是,自动电压控制系统目前仅在输电侧发挥功效,配电侧无功/电压自动控制研究还相对较少,不足以满足人们对电网高效、优化运行的追求,不能满足智能配电网的技术要求。

(3) 电压控制区域不合理

AVC 的变压器分接头动作、电容(抗)器的无功调节无法做到均匀调节,相邻两级电网之间的无功/电压控制不和谐,因此无法建立全网统一的电压标准。只能以本地测量电压为依据,分散量测误差使得优化结果受到一定的影响。

(4) 优化目标协调不合理

降损与电压质量目标不统一,无功调控顾此失彼。电网从发电到用电是一个有机的整体,只有做到各个环节相互协调、信息互动,才能从现代电网向智能电网进行转变。随着电网的发展,如何保证各种分布式电源的安全、可靠地接入电

网, 在传统电压控制中并没有体现。

(5) 无功优化结果不理想

传统 AVC 系统一方面存在网损和电压控制顾此失彼的情况; 另一方面只实现了静态无功优化, 还没有做到真正意义上的动态无功优化。因为其模型未计及谐波电压, 而随着非线性元件的广泛使用, 谐波的危害愈加剧烈, 当电网出现问题时尚不具备自愈的能力。

2. 智能 AVC 建设条件

首先从硬件装备水平来看:

1) 近年来, 我国电网建设, 农村电网改造, 电网自动化装备水平越来越高, 电网管理水平也越来越高, 为实现 AVC 智能化建设打下坚实基础。

2) 可控串补 (TCSC)、静止无功补偿 (SVC) 设备等灵活输电装置运行以及智能电表已经得到或即将得到应用。

3) 从电网中的设备建设来看, 现在的电气设备可靠性已经大大提高, 设备使用寿命、免维护水平有了很大的提高。

其次从知识储备和科学技术方面来看:

1) 国外最早的 AVC 系统早在 20 世纪 70 年代就有应用, 而国内 AVC 系统投入使用也有十多年的历史, 对于无功/电压优化运行自动控制的研究, 无论在理论研究上, 还是实际应用和人才、知识储备上具备了发展智能 AVC 的条件。

2) 现代科学技术发展迅猛, 新技术也层出不穷, 学科技术间的交集集成使用已经逐渐趋于成熟, 发展智能 AVC 在技术上的局限已经几乎不存在, 即使目前有不能解决的问题, 相信不久的将来也会有其他技术的出现最终解决。

当然, 智能 AVC 的建设并不会一帆风顺, 因为不仅需要解决传统 AVC 存在的问题, 还需积极应对智能电网可能出现的新问题。而优化控制向来是一个综合考虑多指标, 多影响因素的复杂问题。目前优化模型较多, 各有各理, 如何选择, 或者另辟蹊径, 建立更合理、经济可靠的新型优化模型是电力业内人士孜孜不倦的追求。智能 AVC 的建设不会是短暂的, 需要在长期的工程实践中不断发展和完善。

8.7.2.3 智能 AVC 的目标

如果要满足智能电网的建设要求, 就要同步建设的智能 AVC。这与我们今天的 AVC (传统 AVC) 有许多不同的要求。

首先是控制目标不同。传统 AVC 控制目标有的是从经济角度出发, 将系统有功网损最小化作为目标函数; 有的是从安全角度出发, 将提高电压稳定裕度作为目标函数; 有的同时考虑几种因素, 构成多目标函数。当电网正常运行时, 传统 AVC 在降低网损, 保证电压合格方面能够产生一定效果。但是, 如何通过自动电压控制系统达到预防电网事故? 当电网发生事故时, 怎样依靠自动电压控制

系统使电网迅速恢复正常? 智能 AVC 系统可以通过电压安全稳定、电压质量合格和电网运行高效三级目标分解协调产生控制目标。电压安全稳定是电力系统安全稳定运行的前提, 因此在线电压安全稳定评估处在最高级, 是智能 AVC 控制的首要目标。在电压安全稳定的前提下, 电压质量合格和电网高效运行是智能 AVC 控制的常态目标。当电网发生事故时, 以快速恢复电网正常运行为目标, 实现电网自愈。智能 AVC 系统控制目标由高到低, 相互协调。真正做到电网正常时, 经济高效运行; 电网事故时, 迅速恢复正常运行。

其次是控制对象不同。传统 AVC 通过控制发电机无功出力, 变压器分接头档位及电容器、电抗器的投切来达到控制电网无功流动, 调节电网电压的目的。对于传统电网, 通过对以上三种控制对象的调节控制可以对电网电压及网损做到宏观调节。

智能 AVC 系统在保留传统 AVC 对电网电压宏观调节的基础上, 通过对可控串补 (TCSC)、静止无功补偿器 (SVC) 等灵活输电装置及用户侧智能电表实施控制, 不但改善了传统控制对象无法做到的精细、快速控制, 还可以从用电终端开始, 即对电网电压进行调节, 从而真正做到电网电压宏观、微观共同调节, 协调控制。

此外控制范围也不同。电压控制贯穿电力系统的发电、输电、配电以及用电等各个环节。传统 AVC 系统经过多年发展在发电和输电环节上对保证电网安全, 经济运行做出了重大贡献。

智能配电网是智能电网建设的重点, 一直以来, 我国形成的“重输轻配”的局面, 严重制约了配电网和电网整体功效的发挥。智能 AVC 系统由电厂侧、输电侧、配电侧及用户侧子系统构成, 将控制、分析及自反馈功能高度集成化、模块化, 系统化, 形成一套体现当代电网特点的完整的自动电压控制体系。

1. 智能 AVC 的技术特征和目标

在智能电网的建设中, 强调它的技术特征是信息化、数字化、自动化、互动化。智能 AVC 的建设, 它的技术特征和目标理念是结构系统化、分析精细化、控制智能化、互动和谐化。

(1) 结构系统化

电压作为衡量电能质量的指标之一, 贯穿电力系统的发电、输电、配电以及用电等各个环节。

1) 电厂侧智能 AVC 从电力系统源头对系统电压进行控制调节, 变被动适应为主动控制。

2) 输电侧智能 AVC 在调度中心、集控站及变电站均设有子系统, 对电力系统各级电压进行分布式调节控制。根据系统运行方式、系统通信方式改变, 来确定集中或者分散控制。

3) 配电侧智能 AVC 安装于配电所, 对保证电网经济安全运行及用户侧的电压质量作用很大, 是建设重点。

4) 用户侧智能 AVC 通过对用户负荷及用户实际用电情况进行监测分析, 为实行分时电价、电压质量差别电价提供依据。

(2) 分析精细化

电网变化频繁, 有规律和无规律运行方案并存, 只有及时了解电网实时的运行状态, 对各种运行信息进行精细化分析, 才能做到胸有成竹, 有备无患, 事半功倍。

1) 遵循 IEC61970 标准设计接口和以满足公共信息模型 (CIM) 为标准的电网数据导入、导出技术; 实现厂站和智能 AVC 系统的统一数字化。从而保证所有数据来源实时、精确、完整、可信。

2) 电网正常运行时, 根据电网实时运行状态, 搭建电网运行综合计算分析平台。其中包括理论线损计算、电网经济运行分析、在线安全稳定分析及负荷预报等功能, 确保电网安全、稳定运行。

3) 电网发生事故时, 将造成电网运行方式发生改变, 系统要能根据电网变化自动调整算法结构, 做到自适应。并根据事故类型, 给出造成电网事故的原因及应采取的措施, 最短时间内恢复供电。

(3) 控制智能化

传统的无功/电压控制 (AVC) 已实现了自动控制的功能。那么, 智能 AVC 在控制智能化方面要做什么呢? 先看看我们当前面临的问题: 可再生能源和分布式电源安全、可靠地接入电网的技术; 高速电气化铁路运行对无功补偿的影响; 电压骤降时如何快速恢复正常电压; 电网动态无功补偿等问题。智能 AVC 应在控制体系、控制目标、控制策略及控制对象方面做出突破, 以应对智能电网所要面临的挑战。

1) 控制体系是智能化控制的物质载体, 由发电、输电、配电及用户等四个环节构成, 各个控制环节相互协调。

2) 控制目标是智能化控制的内在追求, 由电压安全稳定、电压质量合格和电网运行高效三级目标分解协调产生。

3) 控制策略是智能化控制的价值核心, 由正常策略和事故策略构成。电网正常运行时, 智能 AVC 系统以提高电压稳定裕度, 保证电压质量合格及电网高效运行为目标产生正常控制策略。当电网发生事故时, 以快速恢复电网正常运行为目标, 进而产生事故控制策略, 实现电网自愈。

4) 控制对象是智能化控制的实现形式, 通过对可控串补 (TCSC)、静止无功补偿器 (SVC) 等灵活输电装置的实行控制, 改善传统控制手段无法做到精细、快速控制的效果。

(4) 互动和谐化

电网从发电到用电是一个有机的整体，只有做到各个环节相互协调、信息互动，才能从现代电网向智能电网进行转变。互动化是智能 AVC 的内在要求，也是我们以前建设的空白点。通过系统构架互动化、需求管理互动化、用户服务互动化，打造成系统信息双向流动，各类应用友好兼容的互动和谐的电压控制系统。

1) 系统构架互动化是互动和谐化的物质基础。由发电、输电、配电和用户四个子系统构成的智能 AVC 控制体系，通过广泛应用的分布式智能和宽带通信技术实现系统各个环节之间信息双向流动，互为参考，灵活调整。

2) 需求管理互动化是互动和谐化的技术追求。只有实时了解电网运行的实际情况以及电力工作人员的具体需求，才能使得智能 AVC 成为用户和厂家之间的互动媒介。

3) 用户服务互动化是互动和谐化的本质要求。实现电源、电网和用户之间友好互动、相互协调是建设智能电网的内涵所在。智能 AVC 以电压控制为主线，整合系统数据，架起三者之间的桥梁。

2. 智能 AVC 建设理念

先以图 8-8 提出我们的观点。

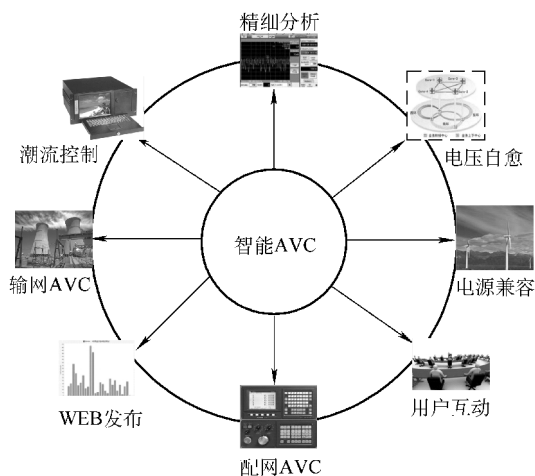


图 8-8 智能 AVC 简化示意图

从图中可以看出，智能 AVC 起码要包含潮流控制等 8 大功能，而目前的 AVC 仅仅实现了其中的三个功能（图中左边部分），对于智能 AVC 中要求实现的“精细分析”、“电压自愈”、“电源兼容”、“用户互动”、“配网 AVC”功能，

需要在智能 AVC 的建设过程中得到实现。

8.7.2.4 智能 AVC 的技术

要实现上述目标, 智能 AVC 需要以下关键技术的辅助和使用。

1. 灵活的网络拓扑

未来智能电网结构必须是灵活的、可重构的, 便于电网自动化水平的提高, 且系统在经历故障时, 把故障范围局限在最小范围, 并可迅速通过其他连接和备用电源恢复对其他正常线路的供电。

2. 高度集成的通信系统

基于开放体系并高度集成的通信系统, 以便实现对系统中每一个成员的实时控制和信息交换, 使得系统的每一部分都可双向通信。同时, 由于目前某些设施和接口没有统一标准和规范, 需要保证数据通信和分布式计算的设施都是开放式的, 且是基于统一标准的。集成数据通信网络和智能设备, 发挥硬件和软件的最优协调作用, 提高效率。兼容各种各样的物理媒介的通信和嵌入计算机技术。

3. 先进的传感和测量技术

先进的传感和测量技术便于实现诸如对远程监测、分时电价和用户侧管理等更快和准确的系统响应。智能 AVC 必须具备实时监视和分析系统目前状态的能力, 包括识别故障早期征兆的预测能力和对已发生的扰动做出响应的能力。在系统中安置大量的传感器、监视器并连网到安全的通信网上去, 是达到快速评估的关键。

4. 快速仿真与模拟

快速仿真与模拟 (Fast Simulation and Modeling, FSM) 是含风险评估、自愈控制与优化的高级软件系统, 能为智能 AVC 提供数学支持和预测能力。FSM 主要具备以下功能: 提供实时的状态估计, 供安全监视、评估与优化使用; 提供系统性能的连续优化 (能量、需求功率、效率、可靠性、电能质量等); 提供比实时还要快的预测仿真, 期望能够通过自愈功能避免可能对系统造成较大影响的预想事故发生时的扰动; 从运行和规划的观点对电网进行 “WHAT-IF” 分析, 为运行人员推荐方案; 将对市场、政策和风险的分析聚合到系统模型中去, 同时把它们对系统安全性和可靠性的影响量化。

5. 灵活的分布式电源

这主要是针对配电网而言, 将在智能配电网 AVC 中展开详细描述。

6. 高级计量体系和需求侧管理

高级计量体系由安装在用户端的智能电表和位于电力公司内的计量数据管理系统, 以及连接它们的通信系统组成。为了加强需求侧管理, 该体系延伸到了用户住宅内的室内网络。这些智能电表能根据需要同步实现多种计量, 并具备双向通信功能, 支持远程设置, 接通或断离、双向计量、定时或随机计量读取。

由于能实现带有时标的多种计量,智能电表实际上成为分布于网络上的系统传感器和量测点。高级测量体系不仅可以用户使用户直接参与到实时电力市场中来,也可系统的运行和资产管理带来极大效益。

智能 AVC 的建设周期长,在系统开发过程中应当不断完善,不断引入其他先进技术,更好地服务于智能电网。

8.7.3 智能配电网 AVC

智能电网的建设过程中,智能配电网应当是建设重点,这是由智能配电网在智能电网中的重要地位和目前配电网存在的诸多严重影响电网整体运行性能的问题决定的。

首先来说明智能配电网是智能电网建设的重点。

当前智能电网主要有四个方面的技术:高级输电运行(ATO)、高级配电运行(ADO)、高级计量体系(AMI)和高级资产管理(AAM),除第一项外,后三者都是针对配电网而言。因此,智能电网与传统电网的区别在配电网上表现得更为明显。

智能配电网建设的重要性可概括如下:

- 1) 配电网直接面向用户,是控制和保证供电质量的关键环节;
- 2) 目前配电网的自动化、智能化程度远远低于输电网;
- 3) 目前用户的停电事故 95% 以上是由配电系统引起的;
- 4) 电网超过一半的损耗发生在配电网,造成电能质量降低的主要因素也在配电网;
- 5) 分布式电源接入的影响主要在配电网;
- 6) 与用户互动、进行需求侧管理的着眼点在配电网。

目前配电网存在的问题如下:

1) 由于配电网设备繁多、网络结构复杂、操作频率和故障频率都很高、低压配电网是三相不平衡网络、直接面向的用户改动多等诸多原因,配电网新技术(如配电网 SCADA 系统)应用发展成熟速度较慢,缺乏分布式电源和大规模可再生能源电源的相关应用技术。

2) 多数配电网比较薄弱,配置落后,自动化水平低,需要进行网络拓扑结构的改造;且发生故障频率高,线损率高,供电可靠率低,电压骤降损失大。

3) 运行成本高,效率低,污染大,CO₂、NO₂ 等气体排放严重。

4) 调度方面:资源配置不够优化,综合决策支持程度不高,实时监控与预警系统的在线分析实用性和调度计划的全局安全经济协调性不高,缺乏统一的调度系统建设规范标准。

5) 电力市场方面:政府监管、政策指导乏力,电价结构与电价形成机制过

时, 输、配电价明细有待改进。

AVC 在配电网方面的应用研究比较少, 当前顺着国家大力建设智能配电网的潮流, 应当抓住契机, 趁热打铁, 同步建设智能 AVC 和智能配电网 AVC。

8.7.3.1 智能配电网 AVC 研究现状

配电网 AVC 的研究和应用国内外并不多见, 智能配电网 AVC 的研究就更少见, 作者提出智能配网 AVC 的概念, 是一种尝试, 也是一种美好的愿望。显然智能配网 AVC 的建设面临重重困难, 还是从硬件和软件方面来阐述。

1. 硬件方面

配电网投资比例小, 很多先进设备和技术设施不到位, 导致配电网遗留问题解决不了, 新技术应用不得力。配电网本身具有直接面向用户、用户数量多、设备多、要求不一、设备线路改动多、网络拓扑结构复杂、线路连接考虑因素多等特点, 而目前配电网在线监测、测控设备少, 严重影响数据采集、遥控和遥调功能, 制约了电网优化控制软件的投入使用和配电网自动化水平的提升。

然而, 利好的消息是各界人士已经意识到需要加快建设智能配电网的必要性, 并付诸了实施。上海市电力公司在 2008 年开展了智能配电网研究, 重点关注智能表计、配电自动化以及用户互动等方面。此外, 华北电网公司也于 2008 年启动了数字电表等用户侧的智能电网相关实践, 限于篇幅, 还有很多电网企业在智能配网方面的工作不再一一叙述。上文已经说明, 现代技术发展和交融迅速, 相信随着智能配电网建设的深入, 智能配网 AVC 的建设在硬件方面的问题将逐步解决。

2. 软件方面

配电网 AVC 的研究和应用几乎是空白, 如何直接开展智能配电网 AVC 的研究工作, 参考很少, 知识储备不够, 更困难的是智能配电网必然会与普通配电网有很大的区别, 面临着大变动后智能配电网在电压控制和无功优化方面会有什么样的新问题, 原来的优化模型是否有可取之处等一系列问题。此外, 政策等不定因素对配电网的影响更直接更明显, 可以肯定的是电费计价方式的改变和分布式电源的广泛并网运行必然会影响负荷总量的变化, 直接影响负荷预报的精度, 从而给无功容量预测精度带来很大影响。

但是, 这些问题不是说智能配电网 AVC 没有必要、没有可能建设成功, 相反智能配电网 AVC 的建设非常有必要, 它必将会极大地优化资源配置, 节约社会能源, 减少网损, 控制功率因数, 产生巨大的社会效益和经济效益。当前, 充分发挥想象力, 调动积极性, 加大投入研究开发智能配电网 AVC 势在必行。

8.7.3.2 智能配电网 AVC 的目标

传统 AVC 是为了保证电压质量、涉及静态电压调节、平衡无功功率和电压之间的关系、减少变压器及电容 (抗) 器等无功补偿设备的动作次数从而降低

工作人员劳动强度及提高电网运行的安全水平。然而 AVC 在配电网方面的研究和应用鲜有闻之，作者结合传统 AVC 的目标和智能配电网的特征，尝试性地提出智能配电网 AVC 的目标概括如下：

- 1) 兼容传统 AVC。
- 2) 自适应。不受任何通道或电网故障等影响，分布式计算得到的结果适应于任何变化的运行方式需要的功能。
- 3) 自愈。智能配电网 AVC 依靠建立在就地计算补偿构成的闭环控制系统进行自愈，该系统首先能够进行电压的自动优化调整，其次在配网电压出现异常和故障时能自行诊断、隔离和最终恢复，达到减少电压崩溃，避免因电压问题导致的停电事故的目的。再者，智能配网 AVC 应该能够有效抵御攻击，帮助电网提高防灾能力。
- 4) 动态电压调节，动态无功优化。
- 5) 优化模型考虑谐波电压。
- 6) 无功就地补偿，形成经济压差无功补偿布局。
- 7) 考虑分布式电源的投切，保证电能质量。
- 8) 资源和设备的高效使用。
- 9) 和用户友好互动，提高社会用电效率。
- 10) 进一步减小工作人员劳动强度和设备折旧，保障人员和设备安全；

表 8-3 提供了目前 AVC 和智能配网 AVC 的比较情况。

表 8-3 目前 AVC 和智能配电网 AVC 的比较

	目前 AVC	智能配网 AVC
通信通道	模拟、数字混合	数字通道
与用户互动	很少	很多
人员依赖程度	较大	很小
可靠性	倾向于故障和电力中断	自适应保护
供电恢复	人工	自愈
功率来源	集中发电	集中发电和分布式电源
潮流分析	有功潮流	有功、无功潮流，双向潮流
减少气体排放	帮助不大	帮助较大
数据库容量	不大	海量

8.7.3.3 智能配电网 AVC 的技术

要实现以上目标，智能配电网 AVC 需要以下技术的辅助。

1. 自愈关键技术

自愈是智能配电网区别于传统配电网的重要特征，同时也是智能配电网

AVC 的关键目标。智能配网自愈技术可以为智能配网 AVC 借鉴使用的关键技术有馈线自动化技术、配网闭环运行故障隔离技术及配网广域测控技术等。

(1) 馈线自动化技术

目前的馈线自动化技术依赖主站远方遥控采集与监控数据, 实施无功补偿调压, 故障定位、隔离及自动恢复供电, 可将自愈的速度提高至秒级。

(2) 配网闭环运行故障隔离技术

配电网在线路出现故障时, 需要快速隔离、切除故障, 而使非故障线路的供电基本不受影响, 保证智能配电网 AVC 的闭环运行。

(3) 配网广域测控技术

当前配电网的测控装置少, 设备在线检测、配电网运行数据采集、数据传输、分析与管理服务滞后。配网广域测控技术可较大程度地提高配电网信息交换与集成的水平。

2. 先进的通信和数据处理技术

智能配电网是一个高度开放的网络系统, 需要通过建立先进的通信系统以使系统每一部分都能双向通信。

智能配电网 AVC 系统应当对 SCADA 等平台一体化设计, 实现数据的无缝连接。而目前配电 SCADA 系统由于起步晚、配电网设备多、用户多、改动多、故障频率高等原因尚不完善。配电 SCADA 系统作为配电网自动化的基础, 需要加快研究和开发进度。

传统 AVC 数据库容量较小, 随着智能配网建设的深入, 必然要求智能配电网 AVC 考虑和存储海量数据。系统可采用数据全息无损压缩技术和先进的分布式数据库技术。此外, 智能配电网 AVC 自身携带的某些工具软件, 使得系统更简洁高效。不仅如此, 系统还应做到: 将异常数据自动筛选出来, 便于用户将更多的精力放在应用的易用性和实用性上, 提高自动化水平; 借助海量数据的迅捷吞吐和长时间的数据在线存储, 完整、精确和无损地再现任一时间段的故障; 将可视化组态工具嵌入数据库, 与数据捆绑, 方式更加灵活, 历史状态回放更加方便; 服务器不对未请求的压缩数据解压, 避免系统速度变慢; 数据在压缩状态下传输, 极大减少对网络带宽的占用; 在客户端解压压缩数据, 充分有效地利用网络中计算资源, 使系统可容纳更多用户同时访问, 加快互动化。

3. 灵活的集中拓扑

灵活的可重构的配电网集中拓扑需具备如下功能: 便于配电网自动化水平的提高; 系统在经历电压崩溃等故障时, 把故障影响范围限制在最小范围, 并可迅速通过智能配电网 AVC 等系统下发指令恢复对其他部分的供电。

4. 灵活的分布式电源

分布式电源种类很多, 包括小型水电、风力发电、光伏电源、微型透平、燃

料电池和储能装置（飞轮储能、超级电容器、超导磁能储能和钠硫蓄电池等）。配电网中的分布式电源，靠近负荷中心，降低了对电网扩展的需要，并提高了电网供电可靠性，逐渐得到广泛应用。特别是有助于减轻温室效应的分布式可再生能源，在许多国家政策的大力支持下，迅速增长。目前，在北欧一些国家分布式电源发电量份额百分比较重，已接近 30%，预计美国在 2020 年这一数据也将达到 25%。我国在并网的风电机组总容量方面已处于世界领先地位。

与此同时，由于民用洁净能源技术的日益成熟，使得一些分布式电源有望在不久的将来走入千家万户，如太阳能光伏电源和可作为民用储能装置的充电式混合动力汽车。

大量的分布式电源并于中压或低压配电网运行，彻底改变了传统的配电系统单向潮流的特点，要求系统使用新的保护方案、电压控制和仪表来满足双向潮流的需要。通过高级的自动化系统把这些分布式电源无缝集成到电网中并协调运行，将可带来巨大的效益。除了节省对输电网的投资外，还可提高全系统的可靠性和效率，提供对电网的紧急功率和峰荷电力支持及其他辅助功能。同时还为系统运行提供了巨大的灵活性，必要时提供紧急供电保证系统正常供电。

5. 无功潮流及无功功率的预报

随着我国智能配电网建设的迅速深入开展，配电网的运行方式将会有较大变化，各控制区域间相互影响，传统 AVC 对这些影响的分析不够精细，为避免各相邻子区域间相互影响，在控制目标中加入了联络线无功潮流的控制手段，进行无功潮流的计算。此外，依据配电网中的历史数据结合当前系统无功的状态，预计未来一段时间内配电网无功功率的变化趋势，从而可以经济合理的安排变压器档位、电容（抗）器等无功补偿设备的动作和投切容量，保持配电网运行的安全稳定性，减少不必要的无功备用容量，有效提高经济效益和社会效益。

6. 计及谐波电压

随着配电网中非线性元件的大量使用，谐波污染愈加严重，严重影响电网安全经济运行，在无功优化模型中考虑谐波电压的影响能减少谐波污染，有效提高电能质量。

7. 动态无功优化

智能配电网 AVC 不仅要取得计算模型效率和全局最优间的协调，还应处理好电压波动带来的影响。传统无功优化利用当前时刻的优化结果指导下个时刻的设备动作，这不是真正意义上的动态过程，动态无功优化的结果要更科学，更精确。

8. 互动化技术

实时的科学可视化技术不仅能展现配电网无功有关的数据，关键是能深入挖掘运行数据的含义，将高级应用分析出来的结果加以提炼，并进行重点展示，便

于用户准确提取相关的信息。智能配电网 AVC 系统的人机交互界面应能够精细显示实时工况和事项，并能根据用户要求选择显示工况和事项、事件回放、更新速度等信息。

移动通信行业的无线网络通信技术及经营模式可以作为电力行业加快互动化的铺垫和借鉴，这也必将促进电力系统与用户和工作人员之间更多的互动。

参考文献

- [1] 周玲, 王宽, 钱科军, 等. 计及 UPFC 的电力系统无功优化研究 [J]. 中国电机工程学报, 2008, 28 (4): 37 - 41.
- [2] Zhou Ling, Ding Xiaoqun, Yan Huimin, etc. The Simplifying Partition Algorithm of Reliability Evaluation to Complicated Medium Voltage Power Distribution Grid [C] //43st International Universities Power Engineering Conference, Italy, IEEE, September, 2008, 08UPEC1 _ 114.
- [3] Ding XiaoQun, Zhou Ling. AVC System Based on On - line Voltage Stability Monitoring Sysem [C] //43st International Universities Power Engineering Conference, Italy, IEEE, September 2008, 08UPEC1 _ 115.
- [4] Ding XiaoQun, Zhou Ling. The Research of Practical Method Used for Dynamic Reactive Power Optimization [C] //The Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT2008), April, 2008, 08DRPT0540.
- [5] Zhou Ling, YanHuimin, LiBangyun, etc. Research on On - line Winding Deformation Monitoring of Power Transformer Based on Parameter Identification [C] //41st International Universities Power Engineering Conference, September, 2006.
- [6] Zhou Ling, YanHuimin, Cao Yonggang. Power Transformer Fault Diagnosis Based On Fuzzy Integral Fusion [C] //41st International Universities Power Engineering Conference, September, 2006.
- [7] 周玲, 徐进东. 动态无功优化实用化方法的研究 [C] //中国高等学校电力系统及其自动化专业第 22 届学术年会, 2006.
- [8] Zhou ling, Ding Xiaoqun, Zhang Zhaofang. The Research and Implement of Integrated Solution for Loss Reducing and Energy Saving in Power Network [C] //2009 International Conference on Industrial and Information Systems, Hai Kou, China, 24 - 25 Apri, 2009.
- [9] Zhou ling, Ding Xiaoqun, Guo Taisheng. Transformer Fault Diagnosis Baseed on Relative Losses of Negative Sequence Power [C] //2009 International Conference on Industrial and Information Systems, Hai Kou, China, April, 2009.
- [10] 丁晓群, 邓勇, 黄伟, 等. 基于遗传算法的无功优化在福建电网的实用化改进 [J]. 电网技术, 2004, 28 (16): 44 - 47.
- [11] 丁晓群, 陈晟, 许杏桃, 等. 全网无功电压优化集中控制系统在泰州电网的应用 [J]. 电网技术, 2000, 24 (12): 21 - 23, 44.
- [12] 黄伟, 邓勇, 丁晓群, 等. 考虑控制动作顺序的省网电压控制系统 [J]. 电网技术, 2007, 31 (14): 79 - 83.
- [13] 丁晓群, 黄伟, 邓勇, 等. 基于分级递阶的地调/中心站模式无功电压控制系统 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28 (5): 63 - 66.
- [14] 丁晓群, 王宽, 沈茂亚, 等. 结合模态分析的遗传算法在配电网无功规划中的应用 [J]. 电网技术, 2006, 30 (17): 47 - 50.

- [15] 丁晓群, 黄伟, 章文俊, 等. 基于电压控制区的主导节点电压校正方法 [J]. 电网技术, 2004, 28 (14): 44-48.
- [16] 刘小波, 丁晓群, 龙启峰, 等. 基于 Ward 等值的二级电压控制研究 [J]. 电网技术, 2005, 29 (12): 53-56, 71.
- [17] 叶东印, 廖亨利, 王运辉, 丁晓群. 地区电网自动电压控制系统中实时数据的工程实用处理 [J]. 继电器, 2006, 34 (5): 52-55.
- [18] 丁晓群, 廖亨利. 地区电网无功电压实时闭环控制软件 [J]. 电力系统自动化, 2001, 25 (10): 66-67.
- [19] 丁晓群, 唐杰阳, 廖亨利, 等. 基于负荷预报的区域电网电压无功控制 [J]. 中国电力, 2004, 37 (9): 46-49.
- [20] 许杏桃, 丁晓群. 泰州市城区电网实现无功电压优化运行 [J]. 华东电力, 2000, 8: 35-36.
- [21] 丁晓群, 周玲, 陈晟, 等. 无功/电压优化集中控制系统软件 [J]. 中国电力, 2001, 34 (6): 49-50, 65.
- [22] 沈茂亚, 丁晓群, 王仲达, 等. 电力系统时变无功优化算法 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2007, 19 (4): 84-92.
- [23] 蔡昌春, 丁晓群, 唐杰阳. 基于组合算法的在线无功优化及策略 [J]. 中国电力, 2007, 40 (3): 44-48.
- [24] 徐进东, 丁晓群, 覃振成, 等. 基于非线性预报——校正内点法的电力系统无功优化研究 [J]. 电网技术, 2005, 29 (9): 36-40.
- [25] 侯学勇, 丁晓群. 基于遗传-模拟退火算法的配电网电容器优化配 [J]. 电网技术, 2005, 29 (4): 81-84.
- [26] 臧玉龙, 丁晓群, 朱良林. 无功优化控制变量作用的比较研究及选取策略 [J]. 无功补偿与电能质量, 2008, 27 (1): 31-33.
- [27] 邓勇, 丁晓群, 黄伟, 等. 一种配电网线损综合信息管理系统 [J]. 江苏电机工程, 2003, 22 (3): 32-33.
- [28] 吴桢, 丁晓群, 杨佳, 等. 电力系统在线偶然事故排序的一种新方法 [J]. 江苏电机工程, 2005, 24 (6): 8-10.
- [29] 蔡昌春, 丁晓群, 王宽, 等. 动态无功优化的简化方法及实现 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32 (5): 43-46, 58.
- [30] 王宽, 丁晓群, 侯学勇. 福建电网在线电压稳定监控系统与 AVC 系统的协调控制 [J]. 福建电力与电工, 2007, 27 (4): 1-5, 22.
- [31] 赵晋泉, 黄文英, 方朝雄, 等. 福建电网在线电压稳定监视和控制系统 [J]. 电力系统自动化, 2007, 31 (14): 102-106.
- [32] 周玲, 王兴念, 丁晓群, 等. 基因/禁忌组合算法在配电网网架优化规划中的应用 [J]. 电网技术, 1999, 23 (9): 35-42.
- [33] 丁晓群, 黄伟, 邓勇, 等. 基于分级递阶的地调/中心站模式无功电压控制系统 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28 (5): 63-66.

-
- [34] 龙启峰, 丁晓群, 刘小波, 等. 基于可控主导节点的电压分区及电压校正研究 [J]. 电网技术, 2005, 29 (24): 59-62.
- [35] 丁晓群, 李子韵, 黄伟, 等. 基于免疫算法的配电网电容器优化配置 [J]. 浙江电力, 2003, 4: 1-5.
- [36] 韩光, 丁晓群, 刘小波, 等. 基于模态技术和 $Q-U$ 曲线的一种电压稳定性指标 [J]. 继电器, 2006, 34 (6): 21-23.
- [37] 王艳华, 丁晓群, 唐杰阳, 等. 基于软分级的全局无功电压最优控制系统 [J]. 中国电力, 2008, 41 (1): 49-53.
- [38] 李晨, 丁晓群, 刘小波, 等. 基于实时系统数据的电网综合线损分析方法及其应用 [J]. 电力自动化设备, 2005, 25 (3): 47-50.
- [39] 王宽, 沈晔华, 丁晓群, 等. 计及电压稳定约束的无功优化及其策略研究 [J]. 江苏电机工程, 2007, 26 (2): 9-12.
- [40] 沈茂亚, 丁晓群, 王宽, 等. 自适应免疫粒子群算法在动态无功优化中应用 [J]. 电力自动化设备, 2007, 27 (1): 31-35.

AVC

○ ISBN 978-7-111-31461-5

○ 封面设计：马精明

定价：56.00元

上架指导：工业技术/电气工程/电力技术

地址：北京市百万庄大街22号
电话服务
社服务中心：(010)88361066
销售一部：(010)68326294
销售二部：(010)88379649
读者服务部：(010)68993821

邮政编码：100037
网络服务
门户网：<http://www.cmpbook.com>
教材网：<http://www.cmpedu.com>
封面无防伪标均为盗版

ISBN 978-7-111-31461-5



9 787111 314615 >