

地区电网无功补偿与 电压无功控制

李宏仲 金义雄 王承民 段建民 编著

DIQU DIANWANG WUGONG BUCHANG YU DIANYA WUGONG KONGZHI



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS



地区电网无功补偿 与电压无功控制

李宏仲 金义雄 王承民 段建民 编著
李国庆 主审



机 械 工 业 出 版 社

本书详细介绍了电力系统无功补偿及电压无功控制方面的理论和相关的设备及控制方法。全书共分为 10 章。第 1 章：概述了无功补偿与无功规划等电力系统分析计算所需的基本数学模型和方法；第 2 章：介绍了与无功功率和电压控制相关的基本概念；第 3 章：介绍了电网损耗的基本定义和常用的网损计算方法；第 4 章：介绍了电网损耗计算与管理软件的基本功能；第 5 章：介绍了无功补偿技术的发展现状和目前已有的各类无功补偿设备的功能和基本结构；第 6 章：介绍了无功规划的基本理论和计算方法；第 7 章：介绍了电力系统无功优化的基本概念、算法，以及无功优化与无功规划的区别与联系；第 8 章：重点介绍了配电网中无功补偿的实用方法；第 9 章：介绍了电压无功自动控制的基本目的、发展历程以及较为实用的 AVC 技术与系统结构；第 10 章：重点介绍了电压无功自动控制的最新进展：集中—分布协调控制模式。

本书可作为电力系统相关专业的本、专科及研究生的教材，也可作为电力公司从事电压无功技术的专业人员的参考书籍。

图书在版编目 (CIP) 数据

地区电网无功补偿与电压无功控制/李宏仲等编著. —北京：机械工业出版社，2012. 4

ISBN 978-7-111-37480-0

I. ①地… II. ①李… III. ①电力系统 - 功率补偿 - 无功补偿②电力系统 - 电压控制 IV. ①TM714. 3②TM921

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 025158 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：赵玲丽 责任编辑：赵玲丽

版式设计：霍永明 责任校对：张 媛

封面设计：陈 沛 责任印制：乔 宇

北京机工印刷厂印刷（三河市南杨庄国丰装订厂装订）

2012 年 4 月第 1 版第 1 次印刷

169mm × 239mm · 12 印张 · 238 千字

0 001—3000 册

标准书号：ISBN 978-7-111-37480-0

定价：33.00 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

读者购书热线：(010) 88379203 封面无防伪标均为盗版

前　　言

电力工业是国民经济的基础，而优良的电能质量是国民经济发展和人民正常生产生活的重要保证。电力系统中的电压水平与无功功率的分布情况密切相关，电力系统中无功功率的变化，会使各节点电压发生变化，并引起电力线路和变压器的损耗发生变化。近年来，随着电网容量的增加，无功潮流分布对电力系统的电压质量和网络损耗的影响日益突出，电力生产中对电压无功的自动控制要求也与日俱增。因此，合理的无功规划与优化以及无功补偿技术、电压无功控制技术的灵活应用就成为提高电力系统电能质量水平，降低网络损耗并保障系统安全运行的重要技术手段。

本书从实用性角度出发，围绕电力系统无功补偿、电网损耗、无功规划优化以及电压无功自动控制，详细介绍了相关方面的发展现状以及实用化的技术手段。

编著者在电压无功规划优化和电压无功自动控制方面具有较为深厚的研究基础和实践经验。编著者分别负责了国家自然科学基金和国家863项目的研究，还承担了多项实际工程项目的应用开发，并获得多个奖项和专利。本书诸多内容正源自这些项目的成果，使本书更加贴近工程实际。

本书由李宏仲、金义雄、王承民和段建民编著，由李宏仲统稿。本书承蒙东北电力大学校长李国庆教授主审，并提出了许多宝贵意见和建议，在此表示诚挚的感谢。

本书参阅引用了不少前辈的工作成果，在此表示感谢。本书在编写过程中，上海电力学院的众多领导、专家给予了深切的关怀，编者的同事、家人与朋友均为本书的编写提供了众多的帮助，在此一并向他们致以衷心的感谢。

本书受到上海高校选拔培养优秀青年教师科研专项基金（编号：sd110019）的资助，特此感谢！

限于编者水平，错漏之处难免，恳请读者对书中不妥之处予以批评指正。

编　者

2012年1月

目 录

前言

第1章 电力系统主设备电气参数计算	1
1.1 电力线路的电气参数	1
1.1.1 电力线路参数	1
1.1.2 电力线路的等值电路	4
1.2 电力变压器的电气参数	5
1.2.1 双绕组变压器	5
1.2.2 三绕组变压器	6
1.2.3 等值变压器模型	7
1.3 电力网络模型的反推计算	7
参考文献	11
第2章 无功功率的相关概念	13
2.1 无功功率的定义	13
2.2 无功功率的物理意义	14
2.3 无功负荷和无功损耗	15
参考文献	18
第3章 电网损耗的计算	19
3.1 电网损耗的构成	19
3.1.1 统计线损率	20
3.1.2 理论线损率	20
3.2 电力网的电能损耗计算	21
3.2.1 线路电能损耗计算方法	21
3.2.2 变压器损耗计算	25
3.2.3 变压器电能损耗	30
3.3 电容器损耗	31
3.4 电抗器损耗	31
3.5 调相机损耗	32
参考文献	32
第4章 电能损耗计算及管理软件	33
4.1 电能损耗计算分析软件	33
4.2 电能损耗管理软件	36
4.3 电能损耗软件同 GIS 的结合	38
4.3.1 图形化操作界面	38

4.3.2 电网自动建模	39
4.3.3 计算数据采集	39
4.3.4 理论线损计算	40
4.3.5 实际线损统计	40
4.3.6 线损分析	41
4.3.7 自动生成报表	41
4.3.8 模块化功能设计	42
第5章 无功补偿设备	43
5.1 无功补偿的基本概念和目的	43
5.2 无功补偿装置技术的发展	44
5.3 调压式无功补偿装置	47
5.4 MCR型无功补偿装置	48
5.4.1 基本原理	48
5.4.2 MCR无功补偿基本结构	49
5.5 SVC	50
5.5.1 SVC的分类	50
5.5.2 饱和电抗器	51
5.5.3 晶闸管控制电抗器	52
5.5.4 晶闸管投切电容器	55
5.5.5 组合式SVC	60
5.5.6 鞍山红一变220kV-SVC示范工程介绍	62
5.6 STATCOM	65
5.6.1 系统构成	65
5.6.2 工作原理	65
5.6.3 STATCOM与SVC比较	68
5.6.4 朝阳变20Mvar-STATCOM示范工程介绍	69
5.7 几种无功补偿装置比较	73
参考文献	75
第6章 电压调整与无功规划	77
6.1 概述	77
6.2 电压调整措施	77
6.2.1 无功补偿调压	77
6.2.2 有载调压变压器调压	79
6.2.3 无功补偿和变压器综合调压	82
6.2.4 其他电压控制措施	82
6.2.5 中枢点的电压管理	83
6.2.6 电压调整的复杂性	83
6.2.7 有载分接头调整和电容器投切对高压侧电压的影响	84

6.3 无功规划	85
6.3.1 基本原则	85
6.3.2 无功规划的基本流程	86
6.4 无功规划的优化算法	90
6.4.1 数学规划法	91
6.4.2 现代启发式算法	93
6.4.3 多目标无功规划	100
6.5 无功规划存在的问题	108
参考文献	109
第7章 无功优化	113
7.1 概述	113
7.2 无功优化与无功规划的区别与联系	114
7.3 静态无功优化	115
7.3.1 经典数学模型	115
7.3.2 无功优化算法	118
7.4 动态无功优化法	123
7.4.1 数学模型	124
7.4.2 动态规划法	125
参考文献	130
第8章 配电网无功补偿实用方法	132
8.1 配电网无功补偿形式	134
8.2 配电网无功优化配置的成本函数	136
8.2.1 投资成本	137
8.2.2 运行成本	137
8.3 集中—分布协调控制模式的容量优化匹配	141
8.3.1 考虑经济性的并联电容器优化分组	141
8.3.2 集中—分布协调控制模式的容量优化匹配	145
8.4 求解方法	146
参考文献	149
第9章 地区电网电压无功自动控制	151
9.1 电压无功自动控制的发展历程	151
9.2 AVC系统主要功能	155
9.3 地区电网 AVC 控制策略发展	155
9.4 系统构成	157
9.5 敏感度算法	159
9.5.1 敏感度矩阵	160
9.5.2 变压器分接头的调整	161
9.5.3 电容器组投切	161

9.5.4 参数变化灵敏度矩阵	162
9.5.5 优化计算	162
9.6 地区电网 AVC 系统实施要求	164
9.7 AVC 系统的关键技术	166
9.7.1 状态估计	166
9.7.2 实时数据库	167
9.7.3 通信接口	168
9.7.4 AVC 控制的闭锁与解锁	169
9.7.5 图形化操作界面的维护	170
9.7.6 并列变处理	171
9.7.7 电容器循环投切	172
9.7.8 专家系统的应用	172
9.7.9 电压上下限的确定原则	175
9.7.10 无功上下限的确定原则	175
9.7.11 无功电压分层控制	176
9.7.12 调控方案效果评估	176
9.7.13 电厂侧自动电压控制系统	176
第 10 章 电压无功集中—分布式协调控制	178
10.1 无功负荷变化的特点	178
10.2 电压无功控制装置的特点	178
10.3 两级无功电压控制模式	179
10.3.1 无功集中优化补偿原则	180
10.3.2 基于日无功负荷预测的电容器投切容量的计算	180

第1章 电力系统主设备电气参数计算

1.1 电力线路的电气参数

电力线路按结构可分为架空线路和电缆线路两大类别。

架空线路由导线、避雷线、绝缘子、杆塔和金具等构成。一般用绝缘子将输电导线固定在直立于地面的杆塔上，以传输电能。导线由导电良好的金属制成，有足够的截面积（以保持适当的通流密度）和较大曲率半径（以减小电晕放电）。超高压输电则多采用分裂导线。避雷线（又称架空地线）设置于输电导线的上方，用于保护线路免遭雷击。重要的输电线路通常用两根架空地线。绝缘子串由单个悬式（或棒式）绝缘子串接而成，需满足绝缘强度和机械强度的要求。每串绝缘子个数由输电电压等级决定。杆塔多由钢材或钢筋混凝土制成，是架空输电线路的主要支撑结构。

架空输电线路在设计时要考虑它受到的气温变化、强风暴侵袭、雷闪、雨淋、结冰、洪水、湿雾等各种自然条件的影响，还要考虑电磁环境干扰问题。架空输电线路所经路径还要有足够的地面宽度和净空走廊。

电缆线路则由导线、绝缘层、包护层等构成。通常是由几根或几组导线每组至少两根绞合而成的类似绳索的电缆，每组导线之间相互绝缘，并常围绕着一根中心扭成，整个外面包有高度绝缘的绝缘覆盖层以及金属护套等包护层。

电缆线路的造价较架空线路高。电压愈高，两者差别愈大。电缆线路发生故障时，检修电缆线路费工费时。但电缆线路有其优点，如不需在地面上架设杆塔，占用土地面积少；供电可靠，极少受外力破坏；对人身较安全等。因此，在发电厂和变电所内部或附近以及穿过江河、海峡时，往往使用电缆线路。近几年随着城市供电网络架空线入地改造工程的逐步实施，电缆线路的应用越来越多。此外，电缆线路还在城市高架道路和大型桥梁的建设工作中大量使用。

1.1.1 电力线路参数

(1) 电力线路的电阻

一般情况下，电力线路所采用的金属导线指铝线、钢芯铝线和铜线。它们每相单位长度的电阻可按下式计算

$$r = \frac{\rho}{S} \quad (1-1)$$

在电力系统计算中，导线材料的电阻率采用下列数值：铝为 $31.5\Omega\text{mm}^2/\text{km}$ ，铜为 $18.8\Omega\text{mm}^2/\text{km}$ 。由于存在趋肤效应和邻近效应，电力线路的交流电阻一般略大于直流电阻。实际应用中，导线的电阻通常从产品目录或手册中查得。但是手册中给出的是在 20°C 下的数据，而实际电力线路的运行环境温度往往不是 20°C ，因此在需要精确计算时，必须对所查得的数据按下式进行转换。

$$r = r_{20} [1 + a (t - 20)] \quad (1-2)$$

$$a = \begin{cases} 0.00360 & \text{铝导线} \\ 0.00382 & \text{铜导线} \end{cases}$$

(2) 电力线路的电抗

电力线路的电抗计算较为复杂，分为单相、三相导线及分裂导线等多种情况，详细的计算过程请参考文献 [3, 4] 中的相关内容。在实际计算中，可以采用下式做近似计算：

$$x = 0.1445 \lg \frac{D_m}{r} + 0.0157 \quad (1-3)$$

式中 D_m —— 导线的几何均距；

r —— 导线半径。

D_m 与 r 的单位必须统一（采用 mm 或者 cm）。

也可以从相关的产品目录或手册中查得架空线路的单位长度电抗，但是必须注意架空线路的排列情况，在相同电压等级下，架空线路采用三相并行排列或品字形排列方式，其单位长度电抗值是不同的。如表 1-1 所示。

在近似计算的情况下，对于架空线路的单位长度电抗可以取 $0.4\Omega/\text{km}$ 。

对于电缆线路的电抗参数一般情况下都需要通过查阅产品手册获取，尤其对于 110kV 及以上的高压输电电缆。

(3) 电力线路的导纳

在实际计算中，电力线路的电纳可以采用下式进行计算：

$$b = \frac{7.58}{\lg \frac{D_m}{r}} \times 10^{-6} \quad (1-4)$$

式中 D_m —— 导线的几何均距；

r —— 导线半径。

同样的 D_m 与 r 的单位必须统一（采用 mm 或者 cm）。

表 1-1 每公里架空线路的电抗、电阻标幺值($S^* = 100\text{MVA}$)

导线型号	6kV				10kV				36kV				110kV			
	X/ Ω	X*	r/ Ω	r*	X/ Ω	X*	r/ Ω	r*	X/ Ω	X*	r/ Ω	r*	X/ Ω	X*	r/ Ω	r*
LJ-16	0.404	1.028	1.96	4.938	0.404	0.367	1.96	1.778								
LJ-25	0.390	0.983	1.27	3.200	0.390	0.354	1.27	1.152								
LGJ. LJ-35	0.380	0.957	0.91	2.293	0.380	0.345	0.91	0.825	0.424	0.0310	0.91	0.0665				
LGJ. LJ-60	0.368	0.927	0.63	1.587	0.368	0.334	0.63	0.571	0.412	0.0310	0.63	0.0460	0.442	0.00334	0.63	0.00476
LGJ. LJ-70	0.358	0.902	0.45	1.134	0.358	0.325	0.45	0.403	0.402	0.294	0.45	0.0329	0.432	0.00327	0.45	0.00340
LGJ. LJ-95	0.342	0.862	0.33	0.831	0.342	0.310	0.33	0.299	0.386	0.282	0.33	0.0241	0.416	0.00315	0.33	0.00250
LGJ. LJ-120	0.335	0.844	0.27	0.680	0.335	0.304	0.27	0.245	0.379	0.277	0.27	0.0197	0.409	0.00309	0.27	0.00204
LGJ-150									0.373	0.272	0.21	0.0153	0.403	0.00305	0.21	0.00159
LGJ-185									0.365	0.267	0.17	0.0124	0.395	0.00299	0.17	0.00129
LGJ-240									0.358	0.262	0.13	0.0096	0.388	0.00293	0.13	0.00100
LGJQ-300												0.382	0.00289	0.11	0.00081	
LGJQ-400												0.373	0.00282	0.08	0.00061	
导线型号	220kV								330kV				500kV			
	单导线				双分裂				双分裂				三分裂			
	X/ Ω	X*	r/ Ω	r*	X/ Ω	X*	r/ Ω	r*	X/ Ω	X*	r/ Ω	r*	X/ Ω	X*	r/ Ω	r*
LGJ-185	0.440	0.000832	0.170	0.000321	0.315	0.000595	0.085	0.000181								
LGJ-240	0.342	0.000817	0.132	0.000250	0.310	0.000586	0.066	0.000125								
LGJQ-300	0.427	0.000807	0.107	0.000202	0.308	0.000582	0.054	0.000102	0.321	0.000270	0.054	0.000045	0.302	0.000110	0.0360	0.0000131
LGJQ-400	0.417	0.000788	0.080	0.000151	0.303	0.000573	0.040	0.000076	0.316	0.000266	0.040	0.000034	0.299	0.000108	0.0266	0.000097
LGJQ-500	0.411	0.000777	0.065	0.000125	0.300	0.000567	0.033	0.000061	0.313	0.000268	0.033	0.000027	0.297	0.000108	0.0216	0.000078
LGJQ-600	0.405	0.000766	0.065	0.000104	0.297	0.000561	0.028	0.000052	0.310	0.000260	0.028	0.000023	0.295	0.000107	0.0183	0.000066
LGJQ-700	0.398	0.000752	0.044	0.000083	0.294	0.000556	0.022	0.000042	0.307	0.000258	0.022	0.000018	0.292	0.000106	0.0146	0.000053

输电线路参数按表 1-2 所列条件计算。

表 1-2 输电线路参数

电压/kV	6	10	35	110	220	330	500
线间距离/m	1.25	1.25	2.50	4.00	6.50	8.00	11.00
线分裂距离/cm					40	40	40
导线排列方式				

由于电纳同几何均距、导线半径之间存在对数关系，所以架空线路的电纳变换不大。在近似计算中，可以取单位长度的电纳值为 $2.85 \times 10^{-6} \text{ S/km}$ 。而对于分裂导线而言，其电纳值也可以采用式（1-4）计算，只需要将导线半径换成等效半径即可。

也可以直接从相关的手册中查得分裂导线的电纳值。例如可以利用图 1-1，根据不同的导线分裂根数、几何均距查询 500kV 分裂导线的单位长度电纳值。

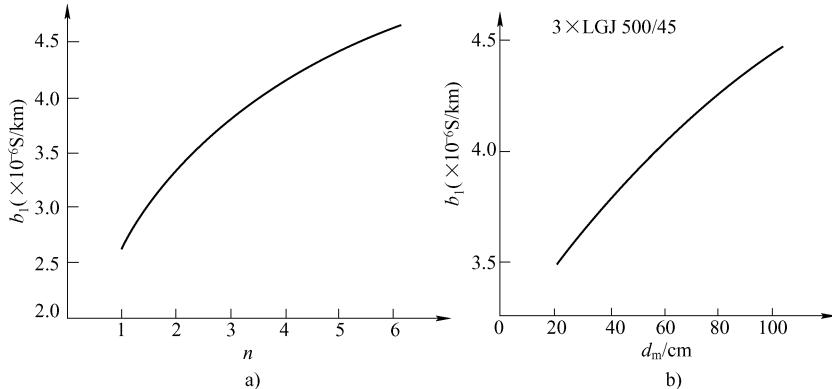


图 1-1 分裂导线电纳值

a) 与分裂根数 n 的关系 b) 与几何均距的关系 d_m

对于电缆线路来说，其电纳值一般需要通过查询产品手册获取，值得注意的是，由于电缆线路具有等效电容效应，其电纳值一般要比同电压等级的架空线路大一个数量级。

线路的电导取决于线路上安装的绝缘子串的泄漏和电晕，而与导线材料无关。实际上，由于泄漏通常很小，而在设计线路时，就已检验了所选导线内半径能否满足晴朗天气不发生电晕的要求，一般情况都可认为线路的电导为零。

1.1.2 电力线路的等值电路

在无功优化规划等电力系统稳态分析中，主要利用电力线路的电阻、电抗、电导、电纳来表示其等值电路，一般采用“π”形等值电路，如图 1-2 所示。

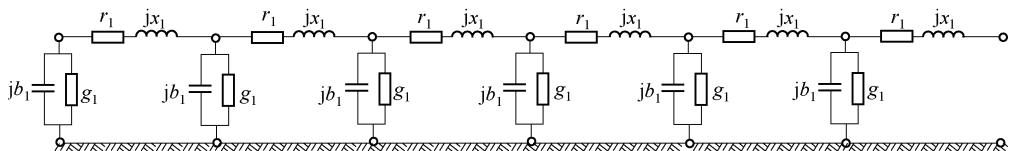


图 1-2 电力线路单相等值电路

在实际的计算过程中，对于长度在 100km 以下的短线路可做进一步简化，即忽略电导、电纳，只保留阻抗，如图 1-3 所示。

对于长度在 100 ~ 300km 的中等长度线路或者 100km 以下的电缆线路，采用如图 1-4 所示的等值电路。而长度在 300km 以上的长线路，理论上讲，应该考虑其分布参数特性，即在图 1-4 所示的等值电路基础上，对参数做分布参数特性调整，详细内容请参考参考文献 [3]，本书中不再赘述。

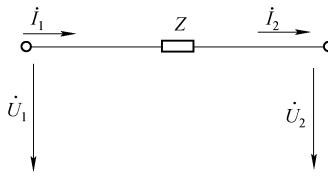


图 1-3 短线路等值电路

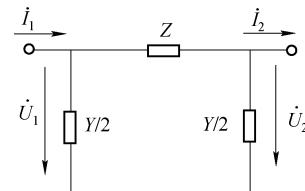


图 1-4 中等长度线路等值电路

1.2 电力变压器的电气参数

1.2.1 双绕组变压器

在实际计算中，一般变压器的阻抗和导纳值利用其铭牌参数直接计算，如式 (1-5) ~ 式 (1-8) 所示。

$$R_T = \frac{P_k U_N^2}{1000 S_N^2} \quad (1-5)$$

式中 R_T —— 变压器高低压绕组电阻 (Ω)；

P_k —— 变压器短路损耗 (kW)；

U_N —— 变压器额定电压 (kV)；

S_N —— 变压器额定容量 (MVA)。

$$X_T \approx \frac{U_N}{\sqrt{3} I_N} \times \frac{U_k \%}{100} = \frac{U_k \% U_N^2}{100 S_N} \quad (1-6)$$

式中 X_T —— 变压器高低压绕组电抗 (Ω)；

$U_k \%$ —— 变压器的短路电压百分数。

$$G_T = \frac{P_0}{1000 U_N^2} \quad (1-7)$$

式中 G_T —— 变压器的电导 (S)；

P_0 —— 变压器空载损耗 (kW)。

$$B_T = \frac{I_0 \%}{100} \times \frac{S_N}{U_N^2} \quad (1-8)$$

式中 B_T —— 变压器电纳 (S)；

$I_0 \%$ —— 变压器空载电流百分数。

双绕组变压器的等值模型一般采用 Γ 形等值电路，且励磁支路接在电源侧，如图 1-5 所示。

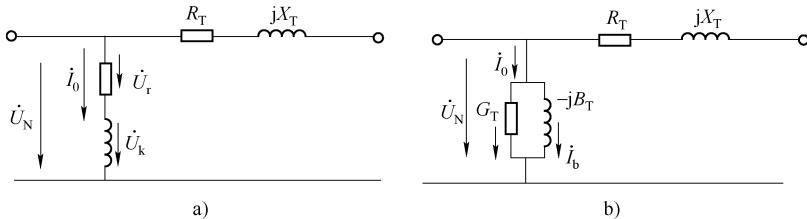


图 1-5 双绕组变压器等值电路

a) 励磁支路以阻抗表示 b) 励磁支路以导纳表示

1.2.2 三绕组变压器

1. 电阻

三绕组变压器的参数计算思路上同双绕组的计算是相同的，只是由于三绕组变压器各绕组的额定容量比有所不同，而且升压变和降压变中高、中、低压三侧绕组的排列方式也不一样，所以需要做一些调整。目前，三绕组变压器的铭牌所给出的短路损耗是指最大短路损耗 $P_{k \max}$ ，即两个 100% 容量绕组中流过额定电流，另一个 100% 或 50% 容量绕组空载时的损耗。由 $P_{k \max}$ 可求得两个 100% 容量绕组的电阻。然后根据“同一电流密度选择各绕组导线截面积”的变压器设计原则，可得另一个 100%，理论上等于这两个绕组之一的电阻；或另一个 50% 容量绕组的电阻，理论上等于这两个绕组之一电阻的两倍。计算公式如式 (1-9) 所示。

$$\begin{cases} R_{T(100\%)} = \frac{P_{k \max} U_N^2}{2000 S_N^2} \\ R_{T(50\%)} = 2R_{T(100\%)} \end{cases} \quad (1-9)$$

2. 电抗

三绕组变压器按其 3 个绕组排列方式的不同有两种不同结构——升压结构和降压结构。升压结构变压器的中压绕组最靠近铁心，低压绕组居中，高压绕组在最外层。降压结构变压器的低压绕组最靠近铁心，中压绕组居中，高压绕组仍在最外层。但是这两种结构的变压器电抗计算方法是相同的，首先求出各绕组的短路电压，再按照双绕组的计算公式计算电抗即可。

$$\begin{cases} U_{k1\%} = (U_{k(1-2)\%} + U_{k(3-1)\%} - U_{k(2-3)\%}) / 2 \\ U_{k2\%} = (U_{k(1-2)\%} + U_{k(2-3)\%} - U_{k(3-1)\%}) / 2 \\ U_{k3\%} = (U_{k(2-3)\%} + U_{k(3-1)\%} - U_{k(1-2)\%}) / 2 \end{cases} \quad (1-10)$$

$$\begin{cases} X_{T1} = \frac{U_{k1} \% U_N^2}{100S_N} \\ X_{T2} = \frac{U_{k2} \% U_N^2}{100S_N} \\ X_{T3} = \frac{U_{k3} \% U_N^2}{100S_N} \end{cases} \quad (1-11)$$

3. 导纳

三绕组变压器导纳的求取方法与双绕组变压器的相同。

1.2.3 等值变压器模型

利用变压器模型、线路模型和负荷模型即可搭建电力网络模型。而在搭建电力模型，尤其用于计算机编程计算的模型时，就需要使用等值变压器模型。所谓等值变压器模型指的是在变压器阻抗 Z_T 的左侧串联一个电压比为 k 的理想变压器，如图 1-6 所示。观察图 1-6 可以发现，这种变压器模型的参数确实与电压比 k 有关，表明这种模型确实体现了变压器改变电压大小的功能。但也可见，这种等值电路中的 3 个支路并无物理意义可言，不同于变压器的 Γ 形或 T 形等值电路中，接地支路代表励磁导纳而串联阻抗支路代表绕组电阻和漏抗。这是这种变压器模型的另一特点。正由于这一特点，称之为等值变压器模型。

至于等值变压器模型的具体应用方法，请参考参考文献 [3] 中相关内容。

而所谓“标准电压比”，在采用有名制时，是指归算参数时所取的电压比，在采用标幺制时，则指折算参数时所取各基准电压之比。而所谓“非标准电压比”就统指与这两种情况相对应的理想变压器电压比。

三绕组变压器的等值模型思路同双绕组的类似。一般来说，理想变压器都串联在高压或高压和中压绕组端点，不串联在低压绕组端点；相应地，变压器本身的阻抗则都先按低电压求得其有名值，然后再进行归算或折算。

1.3 电力网络模型的反推计算

在实际的电力系统分析计算中，从现场获取的往往都是设备铭牌参数或者设备

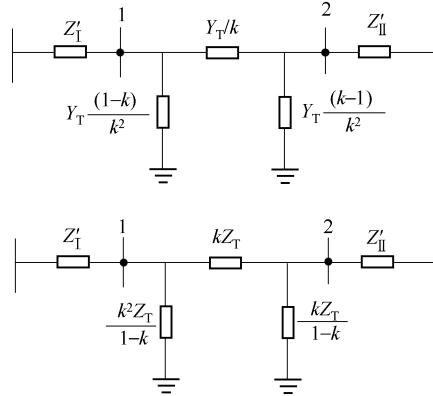


图 1-6 等值双绕组变压器模型

型号，比如变压器的型号和铭牌参数、线路的型号和长度等，需要做进一步的计算才能得到建立网络模型所需的阻抗和导纳数据。但是以这种方式获得的参数与实际电力系统的设备参数值往往存在一定的差异。在实际计算过程，如果利用其进行潮流计算或者无功优化计算，计算结果会产生一定的误差。

导致计算获取的参数值与实际值之间误差的原因通常为：

1) 有时因缺少实测参数量而直接采用设计参数，或者参数测量条件与实际运行条件差别较大，这都会使给定的参数值与实际运行中的元件参数有差别。

以线路参数为例，如前所述，通常情况下，现场提供的是线路型号和长度，然后根据相关公式计算线路的阻抗等参数。而参数计算同线路的敷设情况是相关的，但是线路的敷设情况在实际计算过程中是难以全面收集的，因此，大多数情况下是以某一假想的理想情况来计算的，这就使得所计算获取的线路参数同实际的参数存在差别。

又如无功补偿设备，以并联电容为例，在计算过程中往往直接利用电容的额定值进行计算。而实际电力系统中，电容所发出的无功功率值是电压的函数，其所补偿的无功功率是随着系统的电压水平而变化的。这必然会引起一定的计算误差。

2) 实际运行中的元件参数因改线、改建，或因环境变化等原因而局部地、缓慢地发生着变化。

仍以变压器参数为例，如前所述，在计算其参数时，一般都利用铭牌数据计算其阻抗/导纳参数。而随着变压器运行时间的增长，相关参数必然会发生缓慢变化，此时，如果仍然利用铭牌数据换算参数将必然造成计算参数的误差。例如，同样型号的变压器，在其使用 5~10 年以后，对应的电气参数同刚出厂时相比必然是会有所不同的。

3) 调度中心对运行中的自动调压变压器的分接头位置或补偿电容器的组数掌握得不一定确切。特别是输电线路，一般给定的参数值是在理想情况下的，但是由于温度等原因，线路实际情况与理想情况有时相差很大，因此，一般给定的线路参数值和实际值相比大约有 25%~30% 的误差。

错误的参数值会造成以下一些结果：

1) 参数错误对所包含错误支路参数的状态估计量值产生较大的误差，从而影响其他一些应用，如安全分析等；

2) 一些在正常范围内的测量值因与网络参数不一致而被检测成坏数据；

3) 长期的误差使运行部门对状态估计的结果失去信心；

4) 直接使用给定的参数值减弱了状态估计检测和辨识坏数据的能力；

因此，电力网络参数估计在电力系统分析中得到越来越多的关注，与状态估计和拓扑估计一样变得重要。电力网络参数估计大致可以分为以下两种方法：

1) 基于残差和量测误差之间关系的灵敏度分析，这种基于灵敏度分析的状态

估计与参数估计，采用常规的状态变量向量，在状态估计结束后再进行参数估计；

2) 基于增广矩阵的估计，又可以分为基于常规方程的增广矩阵估计和基于卡尔曼滤波原理的增广矩阵估计两种。基于常规方程的增广矩阵估计方法受权重影响较大，而且问题的规模被扩大，降低了计算效率，此方法适用于估计值为常量的参数；基于卡尔曼滤波原理的增广矩阵估计方法一般认为后一时刻的值等于前一时刻的估计值，但如果负荷变化比较快时，此方法的收敛性较差，适用于估计值随时间变化的参数。

以上方法的参数估计准确性与量测值有很大关系。如果量测值较准确，则估计后参数精度比不估计的高；如果参与估计的线路参数初值较准，而量测值不准，则估计后误差更大。若与可疑线路有关的不良量测值未被检测出来，则参数估计值精度不高。

除进行参数估计以外，还可以利

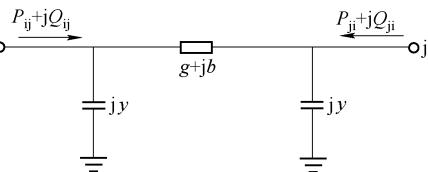


图 1-7 输电线路的 π 形等值电路

用 SCADA 系统所获取的潮流数据对电力网络参数进行反推计算。以 π 形等值电路参数的反推计算为例，如图 1-7 所示，其中的阻抗支路参数以导纳进行表示。

阻抗支路首端和末端功率分别为

$$S_1 = P_{ij} + j(Q_{ij} + U_i^2 y) \quad (1-12)$$

$$S_2 = P_{ji} + j(Q_{ji} + U_j^2 y) \quad (1-13)$$

阻抗支路电流幅值为

$$I = \sqrt{\frac{P_{ij}^2 + (Q_{ij} + U_i^2 y)^2}{U_i^2}} = \sqrt{\frac{P_{ji}^2 + (Q_{ji} + U_j^2 y)^2}{U_j^2}} \quad (1-14)$$

若 $U_i = U_j = U$ ，则将式 (1-14) 整理后有

$$y = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 - P_{ji}^2 - Q_{ji}^2}{2U^2 (Q_{ji} - Q_{ij})} \quad (1-15)$$

若 $U_i \neq U_j$ ，经整理得

$$y^2 + \frac{2(Q_{ij} - Q_{ji})}{U_i^2 - U_j^2} y + \frac{U_j^2 (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) - U_i^2 (P_{ji}^2 + Q_{ji}^2)}{U_i^2 U_j^2 (U_i^2 - U_j^2)} = 0 \quad (1-16)$$

作为一个实际运行系统，该一元二次方程一定有解：

若 $Q_{ij} - Q_{ji} = 0$ ，则

$$y = \sqrt{\frac{U_j^2 (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) - U_i^2 (P_{ji}^2 + Q_{ji}^2)}{U_i^2 U_j^2 (U_j^2 - U_i^2)}} \quad (1-17)$$

若 $\frac{U_j^2}{U_i^2} = \frac{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}$, 则

$$\gamma = \frac{2(Q_{ij} - Q_{ji})}{U_j^2 - U_i^2} \quad (1-18)$$

若 $\frac{U_j^2}{U_i^2} > \frac{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}$ 且 $\frac{Q_{ji} - Q_{ij}}{U_j^2 - U_i^2} > 0$, 则

$$\gamma = \frac{Q_{ji} - Q_{ij}}{U_i^2 - U_j^2} \pm \sqrt{\left(\frac{Q_{ji} - Q_{ij}}{U_i^2 - U_j^2}\right)^2 - \frac{U_j^2(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) - U_i^2(P_{ji}^2 + Q_{ji}^2)}{U_i^2 U_j^2 (U_i^2 - U_j^2)}} \quad (1-19)$$

若 $\frac{U_j^2}{U_i^2} < \frac{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}$, 则

$$\gamma = \frac{Q_{ji} - Q_{ij}}{U_i^2 - U_j^2} + \sqrt{\left(\frac{Q_{ji} - Q_{ij}}{U_i^2 - U_j^2}\right)^2 - \frac{U_j^2(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) - U_i^2(P_{ji}^2 + Q_{ji}^2)}{U_i^2 U_j^2 (U_i^2 - U_j^2)}} \quad (1-20)$$

阻抗支路中的功率损耗:

$$\Delta S = I^2 Z = \frac{P_{ij}^2 + (Q_{ij} + U_i^2 \gamma)^2}{U_i^2 (g + jb)} \quad (1-21)$$

又有

$$S_1 - \Delta S = -S_2$$

$$\Delta S = S_1 + S_2 = (P_{ij} + P_{ji}) + j [Q_{ij} + Q_{ji} + (U_i^2 + U_j^2) \gamma] \quad (1-22)$$

比较式 (1-21) 和式 (1-22), 令实部虚部相等, 得到

$$\begin{cases} g[Q_{ij} + Q_{ji} + (U_i^2 + U_j^2) \gamma] + b(P_{ij} + P_{ji}) = 0 \\ U_i^2(P_{ij} + P_{ji})g - U_i^2[Q_{ij} + Q_{ji} + (U_i^2 + U_j^2) \gamma]b \\ = P_{ij}^2 + (Q_{ij} + U_i^2 \gamma)^2 \end{cases} \quad (1-23)$$

经过求解可得

$$g = \frac{(P_{ij} + P_{ji})[P_{ij}^2 + (Q_{ij} + U_i^2 \gamma)^2]}{U_i^2 \{(P_{ij} + P_{ji})^2 + [Q_{ij} + Q_{ji} + (U_i^2 + U_j^2) \gamma]^2\}} \quad (1-24)$$

$$b = \frac{-[Q_{ij} + Q_{ji} + (U_i^2 + U_j^2) \gamma][P_{ij}^2 + (Q_{ij} + U_i^2 \gamma)^2]}{U_i^2 \{(P_{ij} + P_{ji})^2 + [Q_{ij} + Q_{ji} + (U_i^2 + U_j^2) \gamma]^2\}} \quad (1-25)$$

上述计算公式是从一个样本数据中得到的, 计算的精度取决于样本数据的精度。为了消除样本数据误差的影响, 可以采用最小二乘算法, 也可以采用多个样本数据分别进行计算, 然后加权平均。

线路两端潮流和两端电压幅值都是电力系统常规量测值。根据这些量测值, 利用式 (1-15) ~ 式 (1-20) 可求得线路 π 形等值模型的并联对地导纳 γ 。将导纳值

代入式(1-24)、式(1-25)可以计算出模型阻抗支路的导纳值,从而得到模型参数的准确数值解。由不同时间断面的SCADA量测数据,经过求解可以得到多组线路参数的计算值。经过统计分析可以发现,这些结果大致上符合正态分布。对参数的计算结果进行正态分布估计,所得到的正态分布均值即为线路参数的最终辨识结果。

应该说明的是,上述计算所用的样本数据是历史数据,并且没有考虑变压器的电压比,也就是说,变压器的电压比隐含在线路参数中。在实际的电力网络分析中,当采用被估计的参数时,也可以不考虑变压器的电压比。

参 考 文 献

- [1] 邱关源. 电路: 上册 [M]. 北京: 高等教育出版社, 1989.
- [2] 邱关源. 电路: 下册 [M]. 北京: 高等教育出版社, 1989.
- [3] 陈珩. 电力系统稳态分析 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [4] 何仰赞, 温增银, 汪馥英, 等. 电力系统分析(上) [M]. 武汉: 华中工学院出版社, 1985.
- [5] 王梅义, 吴竟昌, 蒙定中. 大电网系统技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [6] 袁季修. 电力系统安全稳定控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1996.
- [7] 段献忠. 电压稳定问题的机理研究和建模及实用算法研究 [D]. 武汉: 华中理工大学, 1992.
- [8] 余贻鑫, 王成山. 电力系统稳定性理论与方法 [M]. 北京: 科学出版社, 1999.
- [9] 李坚. 商业化电网的经济运行及无功电压调整 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [10] 马维新. 电力系统电压 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [11] 王兆安, 杨君, 刘进军. 谐波抑制和无功功率补偿 [M]. 北京: 机械工业出版社, 1998.
- [12] T. J. E. 米勒. 胡国根, 译. 何仰赞, 校. 电力系统无功功率控制 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [13] 刘晨晖. 电力系统无功功率分布与电压调节 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1993.
- [14] Zhang Zhen-hua, Liu Wen-qi. An Improved Algorithm Based on the Incomplete Data of the Rough Set Theory [J]. Computer Engineering and Science, 2002, 25 (4): 41-42.
- [15] Kusic G L and Garrison D L. Measurement of Transmission Line Parameters from SCADA Data [J]. Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, 2004, 1: 440-445.
- [16] Liu W and Lim S. Estimation of Parameter Errors from Measurement Residuals in State Estimation [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1992, 10 (1): 81-89.
- [17] Quintama V and Van Cutsem T. Real-time Processing of Transformer Tap Positions [J]. Canadian Electrical Engineering Journal, 1987, 12 (4): 171-180.
- [18] Reig A and Slvarez C. Off-line Parameter Estimation Techniques for Network Model Date Timing. Proceedings TASTED Power High Tech, Valencia, Spain, 1989, 205-210.
- [19] Zarco P and Gomez A. Off-line Determination of Network Parameters in State Estimation. Pro-

ceedings 12th Power System Computation Conference, Dresden, Germany, 1996, 1207-1213.

- [20] Slutsker I and Mokhtari S. Comprehensive Estimation in Power Systems: State, topology and Parameter Estimation. American Power Conference, Chicago, 1995, 170.
- [21] Slutsker I and Clements K. Real Time Recursive Parameter Estimation in Energy Management Systems [J], IEEE Trans on Power Systems, 1996, 11 (3): 1393-1399.
- [22] 于尔铿. 电力系统状态估计 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1985.
- [23] 程浩忠, 吴浩. 电力系统无功与电压稳定性 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

第2章 无功功率的相关概念

2.1 无功功率的定义

在电压和电流都为正弦波形，负荷为线性时，电压和电流的瞬时值表达式可写成

$$u = \sqrt{2}U \sin \omega_1 t \quad (2-1)$$

$$i = \sqrt{2}I \sin (\omega_1 t - \varphi) = \sqrt{2}I \cos \varphi \sin \omega_1 t - \sqrt{2}I \sin \varphi \cos \omega_1 t \quad (2-2)$$

式中 常数 U 、 I 和 φ ——电压的有效值、电流的有效值和电流滞后电压的相角。

如将电流 i 分解成与电压同相的有功分量 i_p 和与电压相角差 90° 的无功分量 i_q ，则可写成

$$i_p = \sqrt{2}I \cos \varphi \sin \omega_1 t \quad (2-3)$$

$$i_q = \sqrt{2}I \sin \varphi \cos \omega_1 t \quad (2-4)$$

瞬时功率 p 为

$$p = ui = 2UI \sin \omega_1 t \sin (\omega_1 t - \varphi) = UI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega_1 t) - UI \sin \varphi \sin 2\omega_1 t \quad (2-5)$$

瞬时功率可以分为两个部分： $UI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega_1 t)$ 是非正弦周期量，是输入或输出瞬时功率中不可逆的分量； $-UI \sin \varphi \sin 2\omega_1 t$ 是正弦量，是瞬时功率中的可逆分量，它在一个周期内正负交替变化两次，表明周期性地交换能量。

瞬时功率的实用意义不大。为了充分反映正弦电流电路能量交换的情况，定义了如下 3 种功率：

1. 平均功率 P （又称有功功率）

$$P \stackrel{\text{def}}{=} \frac{1}{T} \int_0^T p dt = \frac{1}{T} \int_0^T UI [\cos \varphi + \cos (2\omega_1 t - \varphi)] dt = UI \cos \varphi \quad (2-6)$$

上式表明，有功功率就是式 (2-5) 中的恒定分量，也是式 (2-5) 不可逆部分的恒定分量。 $\cos \varphi > 0$ 时，表明该网络吸收有功功率； $\cos \varphi < 0$ 时，表明该网络发出有功功率。当一端口内部不含独立电源时， $\cos \varphi$ 称为该端口的功率因数。 $I \cos \varphi$ 、 $U \cos \varphi$ 为电流、电压的有功分量。如果一端口仅由 R 、 L 、 C 元件组成，则可以证明，有功功率等于各电阻消耗的平均功率的和。常用有功功率的单位为瓦 (W)、千瓦 (kW)、兆瓦 (MW) 等。

2. 无功功率 Q

$$Q \stackrel{\text{def}}{=} UI \sin \varphi \quad (2-7)$$

当 $\sin\varphi > 0$ 时，认为该端口“吸收”无功功率；当 $\sin\varphi < 0$ 时，认为该端口“发出”无功功率。对于单一元件亦适用，即有 $Q_R = 0$, $Q_L = U_L L_L > 0$ (吸收), $Q_C = -U_C I_C < 0$ (发出)。 $I \sin\varphi$ 、 $U \sin\varphi$ 为电流、电压的无功分量。无功功率反映了内部与外部往返交换能量的情况，但是它并不像有功功率那样表示（平均的）单位时间所作的功。常用无功功率的单位为乏 (var)、千乏 (kvar)、兆乏 (Mvar) 等。

3. 视在功率 S

$$S \stackrel{\text{def}}{=} UI \quad (2-8)$$

即端口上电压、电流有效值的乘积，常用单位为伏安 (VA)、千伏安 (kVA)、兆伏安 (MVA) 等。电动机和变压器的容量是由它们的额定电压和额定电流来决定的，因此，往往可以用视在功率来表示。

以上 3 种功率都从不同的角度说明正弦电路的功率，它们之间满足下列关系

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2-9)$$

即有

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad \tan\varphi = \frac{Q}{P} \quad (2-10)$$

2.2 无功功率的物理意义

如前所述，无功功率只是描述能量交换的幅度，而并不消耗功率。图 2-1 的单相电路就是这方面的一个例子，其负载为阻感负载。电阻消耗有功功率，而电感则在一周期内的一部分时间把从电源吸收的能量贮存起来，另一部分时间再把贮存的能量向电源和负载释放，并不消耗能量。无功功率的大小表示了电源和负载电感之间交换能量的幅度。电源向负载提供这种无功功率是阻感负载内在的需要，同时，这种无功功率也对电源的输出带来一定的影响。

图 2-2 是带有阻感负载的三相电路，为了和图 2-1 相对照，假设 U 、 R 、 L 的参数均和图 2-1 相同，为对称三相电路。这时无功功率的大小当然也表示了电源和负载电感之间能量交换的幅度。无功能量在电源和负载之间来回流动。同时，可以证明，各相的无功功率分量 (ui_q) 的瞬时值之和在任一时刻都为零。因此，也可以认为无功能量是在三相之间流动的。这种流动是通过阻感负载进行的。三相三线电路无论对称还是不对称，无论不含谐波还是含有谐波，各相无功分量的瞬时值之和在任一时刻都为零。这一结论是普遍成立的，因此，都可以认为无功能量是在三相之间流动的。

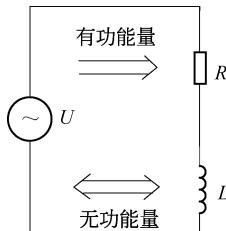


图2-1 单相阻感负载电路的能量流动

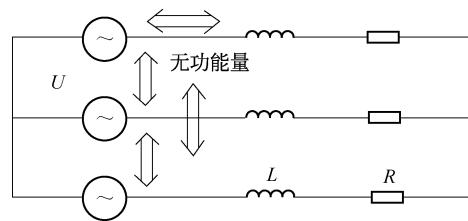
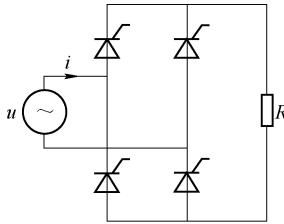


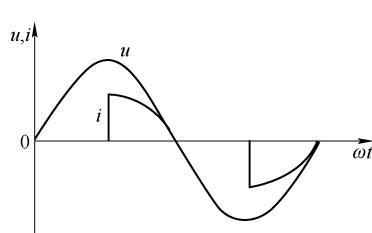
图2-2 三相阻感负载电路无功能量的流动

图2-3a是带有电阻负载的单相桥式可控整流电路，图2-3b是 $\alpha = 90^\circ$ 时 u 和 i 的波形。这时电路的有功功率为

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} uid(\omega t) = \frac{U^2}{2R}$$



a)



b)

图2-3 带有电阻负载的单相全控桥整流电路及波形

电流 i 的有效值为

$$I = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} i^2 d(\omega t)} = \frac{\sqrt{2}}{2} \frac{U}{R}$$

功率因数为

$$\lambda = \frac{P}{S} = \frac{P}{UI} = \frac{\sqrt{2}}{2}$$

无功功率 Q 为

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \frac{\sqrt{2}}{2} S$$

其无功功率一部分是由基波电流相移产生的，另一部分是由谐波电流产生的。因为负载中没有储能元件，而且是单相电路，所以，这里并没有上述意义上的无功能量的流动，其无功功率是由电路的非线性产生的。

2.3 无功负荷和无功损耗

根据能量守恒原则，无功电源和无功负荷及无功损耗必须是相等的，而且是实

时平衡的。而电力系统的运行电压水平取决于无功功率的平衡点，系统中各种无功电源应能满足系统负荷和网络损耗在额定电压下对无功功率的需要，如果无功电源不足，则无功负荷和网络损耗也会减小，以达到平衡，但系统电压水平就会降低。下面将对各无功负荷和无功电源的特性进行一些分析。

1. 异步电动机

异步电动机在电力系统负荷中占的比重很大，尤其是无功负荷，大多数无功负荷都是异步电动机负荷的无功部分。系统无功负荷的电压特性主要由异步电动机决定。异步电动机的简化等效电路如图 2-4 所示，它消耗的无功功率为

$$Q_M = Q_m + Q_\sigma = \frac{U^2}{X_m} + I^2 X_\sigma \quad (2-11)$$

其中， Q_m 为励磁功率，与端电压二次方成正比，实际上，当电压较高时，由于饱和影响，励磁电抗 X_m 的数值还有所下降，因此，励磁功率 Q_m 随电压变化的曲线稍高于二次曲线； Q_σ 为漏抗 X_σ 中的无功损耗，如果负荷功率不变，则 $P_M = I^2 R / s = \text{常数}$ ，当电压降低时，电动机转速下降，转差将要增大，定子电流随之增大，相应地，在漏抗中的无功损耗 Q_σ 也要增大。综合这两部分无功功率变化特点，可得图 2-5 所示的曲线，其中 β 为电动机的实际负荷同它的额定负荷之比，称为电动机的受载系数。由图可见，在额定电压附近，电动机的无功功率随电压的升降而增减。当电压明显地低于额定值时，无功功率主要由漏抗中的无功损耗决定，因此，随电压下降反而具有上升的性质。

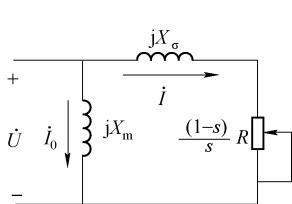


图 2-4 异步电动机简化等值电路

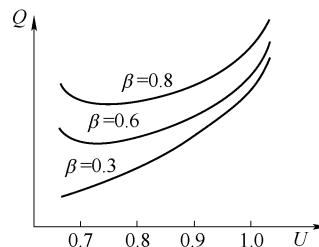


图 2-5 异步电动机无功功率与端电压关系

2. 变压器无功损耗

变压器的等效电路如图 2-6 所示，其无功功率损耗包括 B_T 上的励磁损耗（铁耗） ΔQ_0 和 X_T 上的漏抗损耗（铜耗） ΔQ_T 。

$$\Delta Q_{LT} = \Delta Q_0 + \Delta Q_T = U^2 B_T + I^2 X_T$$

根据变压器的出厂实验参数有

$$B_T = \frac{I_0 \%}{100} \frac{S_N}{U_N^2} \quad X_T = \frac{U_s \%}{100} \frac{U_N^2}{S_N}$$

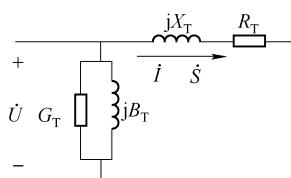


图 2-6 变压器等值电路

式中 S_N ——变压器额定容量；

U_N ——变压器额定电压。

且有

$$I^2 = \frac{S^2}{U^2}$$

故

$$\Delta Q_{LT} = U^2 \frac{I_0\%}{100} \frac{S_N}{U_N^2} + S^2 \frac{V_s\%}{100} \frac{U_N^2}{S_N} \approx \frac{I_0\%}{100} S_N + \frac{U_s\% S^2}{100 S_N} \left(\frac{U_N}{U} \right)^2 \quad (2-12)$$

由式 (2-12) 可见，励磁功率大致与电压二次方成正比。当通过变压器的视在功率不变时，漏抗中损耗的无功功率与电压二次方成反比。因此，变压器的无功损耗电压特性也与异步电动机的相似。

变压器的无功功率损耗在系统的无功需求中占有相当的比重。假定一台变压器的空载电流 $I_0\% = 1.5$ ，短路电压 $U_s\% = 10.5$ ，由式 (2-12) 可知，在额定满载下运行时，无功功率的消耗将达额定容量的 12%。如果从电源到用户需要经过好几级变压器，则变压器中的无功功率损耗的数值是相当可观的。

3. 输电线路无功损耗

输电线路等效电路如图 2-7 所示，线路串联电抗中的无功功率损耗 ΔQ_L 与所通过电流的二次方成正比，即

$$\Delta Q_L = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} X = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} X \quad (2-13)$$

根据电压和功率取关联参考方向，取注入大地为正，则无功功率 $Q = UI \sin \varphi$ ，电容电流超前电压 90° ，即 $\varphi = -90^\circ$ ，则 $Q = -UI = -U^2 \frac{B}{2}$ ，即线路电容向系统提供无功功率，为无功电源。线路电容的充电功率 ΔQ_B 与电压二次方成正比。有

$$\Delta Q_B = -\frac{B}{2} (U_1^2 + U_2^2) \quad (2-14)$$

线路总的无功损耗为

$$\Delta Q_L + \Delta Q_B = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} X - \frac{B}{2} (U_1^2 + U_2^2) \quad (2-15)$$

当线路的无功功率为 0 时，即 $\Delta Q_L + \Delta Q_B = 0$ 时，称线路传输的功率为其自然功率，当线路传输功率大于其自然功率时，线路无功功率为正，即线路为无功负荷；而传输功率小于其自然功率时，线路无功功率为负，即线路为无功电源。一般 35kV 及以下的架空线路的充电功率很小，这种线路都是消耗无功功率的。而电缆线路电容较大，其充电功率也较大，因此，电缆通常是向系统提供无功功率的。对

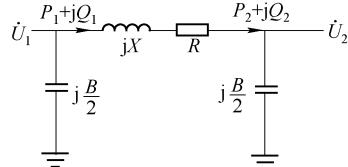


图 2-7 输电线路等值电路

于高压电缆和超高压架空线，由于充电功率与电压二次方成正比，而串联无功损耗与电压成反比，因此，其充电功率很大，从而造成其末端电压升高很大，因此，为了吸收这部分充电功率，通常需要装设并联电抗器，这时电抗器就相当于无功负荷。

关于无功功率学术界目前尚无公认的统一的定义，尤其对电压和电流波形为非正弦情况下，即网络中含有谐波源或者非线性元件的情况下。因此，本书中如不做特别说明，所提及的无功功率均指不考虑谐波或非线性元件的情况。

参 考 文 献

- [1] 邱关源. 电路 (上册) [M]. 北京: 高等教育出版社, 1989.
- [2] 邱关源. 电路 (下册) [M]. 北京: 高等教育出版社, 1989.
- [3] 陈珩. 电力系统稳态分析 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [4] 何仰赞, 温增银, 汪馥英, 等. 电力系统分析 [M]. 武汉: 华中工学院出版社, 1985.
- [5] 程浩忠. 电力系统谐波技术 [M]. 上海: 上海交通大学出版社, 1998.
- [6] 王梅义, 吴竟昌, 蒙定中. 大电网系统技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [7] 袁季修. 电力系统安全稳定控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1996.
- [8] 段献忠. 电压稳定问题的机理研究和建模及实用算法研究 [D]. 武汉: 华中理工大学, 1992.
- [9] 余贻鑫, 王成山. 电力系统稳定性理论与方法 [M]. 北京: 科学出版社, 1999.
- [10] 李坚. 商业化电网的经济运行及无功电压调整 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [11] 马维新. 电力系统电压 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [12] 王兆安, 杨君, 刘进军. 谐波抑制和无功功率补偿 [M]. 北京: 机械工业出版社, 1998.
- [13] T. J. E. 米勒. 胡国根, 译. 何仰赞, 校. 电力系统无功功率控制 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [14] 刘晨晖. 电力系统无功功率分布与电压调节 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1993.
- [15] 程浩忠, 廖培鸿. 电网谐波抑制与无功补偿的综合措施 [J]. 电世界, 1992, 33 (9): 2-4.

第3章 电网损耗的计算

3.1 电网损耗的构成

电网损耗理论上主要指的是电力线路上的损耗以及变压器、电容器等主设备产生的损耗。所谓线损有统计线损和理论线损之分：统计线损是指根据关口表输入到该电力网的电能值与该电力网所有用户总用电量之差，是电力网运行实际损耗的反映；而理论线损则是依据电网结构、电网各节点各单元的电压、电流（或负荷值，或有功、无功电量），用数学方法算出该电力网理论上应有的电能损耗。线损率直接关系到供电企业的经济效益，也是供电企业管理水平的综合反映。因此，线损管理对于供电企业来说意义重大，一直是各企业经营管理的重点。

线损的构成包括技术性线损和管理线损：管理线损的因素有客户窃电、计量误差、营业误差、电网元器件漏电等；而技术性线损又包括可变损耗和固定损耗：可变损耗是针对线路、变配设备的铜损、计量装置损耗，而固定损耗则由变电设备的铁损、电晕损耗、绝缘介质损耗、仪表电压线圈和铁心损耗等构成。

按损耗的变化规律又可以分为空载损耗、负载损耗和其他损耗三类。

- 1) 空载损耗。即不变损失，与通过的电流无关，但与元件所承受的电压有关。
- 2) 负载损耗。即可变损失，与通过的电流的二次方成正比。
- 3) 其他损耗。与管理因素有关。

电力系统的运行方式随时间不断变化，网损功率也在不断变化之中，系统在时段 $[t_0, t_0 + T]$ 内的网损功率随时间变化的曲线，与坐标轴之间所围成的面积就是系统在该时段内的网损电量。计算系统在某段时间内的网损电量有两类方法：一类是逐点求网损功率随时间变化的曲线，再用积分的方法求得该曲线与坐标横轴之间的面积，称之为准确计算方法；另一类方法从近似、快速的角度，其共同点是用系统在该时段内的某一典型网损功率来表示变化的网损功率，称为典型法。由于精确方法在计算上的困难，一直以来，实际中的理论线损电量计算，多采用典型法来获取网损电量，一般是选择特征日概念，或者是基于最大负荷损耗时间概念，下面将主要介绍此类方法。

对于理论线损计算的典型算法，可以直接从 SCADA 系统或者负控系统、变电站电能量采集系统等提取电压、电流、相位，或者负荷、瞬时电量信息。作为替代，也可根据累计电量、平均负荷等进行计算。由于不是所有用户的负荷都能采

集，系统可以将线路源端的总负荷根据用户用电量（或者容量，不建议使用）比例分摊到这些用户。

3.1.1 统计线损率

统计线损率是各网、省、地市供电部门对所管辖（或调度）范围内的电网各供、售电计量表统计得出的线损率。即：

$$\text{统计线损率} = (\text{统计线损电量}/\text{供电量}) \times 100\%。$$

$$\text{供电量} = \text{厂供电量} + \text{输入电量} - \text{输出电量} + \text{购入电量}。$$

式中，厂供电量即电厂出线侧的上网电量。对于一次电网，厂供电量是指发电厂送入一次电网的电量，而对于地区电网，厂供电量是指发电厂送入地区电网的电量；输入电量是指邻网输入的电量；输出电量是指送往邻网的电量；购入电量是指厂供电量以外的上网电量。

$$\text{由此可知，统计线损电能} = \text{供电量} - \text{售电量}。$$

其中的售电量是指所有用户的抄见电量，发电厂、供电公司、变电所、供电所、保线站等的自用电量。

为了分级分压管理，统计线损率又分为：

1) 一次电网的统计线损电量和一次电网的供电量之比的百分率称为一次网损率或主网损失率；

2) 一个地区电网的统计线损电量和该地区电网的供电量之比的百分率称为该地区（市）公司的线损率；

3) 一个网公司或省范围内所有地、市供电公司及一次电网的统计线损电量的总和与其供电量之比的百分率称为该网、省公司的线损率。

对于统计线损，可以与营销 MIS 系统、电能量采集系统等有机结合，有效提取各关口和用户计量点的有功、无功和负荷数据。也可以对营业误差、窃电等管理性损耗因素进行提取和汇总，用于理论线损计算结果的修正。同时，可以将某些因素从统计线损结果中剥离，以便更有效地进行针对性线损分析和比对。

3.1.2 理论线损率

理论线损率是各网、省、地区供电公司对其所属输、变、配电设备根据设备参数、负荷潮流、特性计算得出的线损率。

$$\text{理论线损率} = (\text{理论线损电能}/\text{供电量}) \times 100\%。$$

$$\text{供电量} = \text{厂供电能} + \text{输入电能} + \text{购入电能}$$

理论线损电量是下列各项损耗电量之和：

1) 变压器的损耗电能；

- 2) 架空线路及电缆线路的导线损耗电能;
- 3) 电容器、电抗器、调相机中的有功损耗电能以及调相机辅机的损耗电能;
- 4) 电流互感器、电压互感器、电能表、测量仪表、保护及远动装置的损耗电能;
- 5) 电晕损耗电能;
- 6) 绝缘子的泄漏损耗电能(数量较小,可以估计或忽略不计);
- 7) 变电所的所用电能;
- 8) 电导损耗。

3.2 电力网的电能损耗计算

整个电网的电能损耗计算建立在每一电网元件的电能损耗计算基础上,电网的电能损耗是电网内同一时段内各元件电能损耗的总和。各元件的负荷及运行电压等参数是从代表日(或典型计算时段,下同)的实际测录取得的,即每一个元件及整个电网的潮流及电压是已知的。

计算能耗时,一般应收集下列资料:

- 1) 发电厂、变电所和电网的运行接线图;
- 2) 变压器、线路、调相机、电容器、电抗器等的参数;
- 3) 电力网中各元件的负荷、电压等参数。

代表日(或典型计算时段)一般按下列原则选定:

- 1) 电网的运行方式、潮流分布正常,能代表计算期的正常情况;
- 2) 代表日的供电量接近计算期(月、日、年)的平均日供电量;
- 3) 绝大部分用户的用电情况正常;
- 4) 气候情况正常,气温接近计算期的平均温度。

计算全年损耗时,一般以月代表日为基础,此外,根据相关的国家标准规定,35kV以上电网代表日至少取4天,使其能代表全年各季负荷情况。

3.2.1 线路电能损耗计算方法

1. 均方根电流法

该方法按小时对线路元件进行分段网损计算。假设每一小时内的负荷是保持不变的,对负荷电流进行实测。设24h内负荷电流实测值分别为 $I_1, I_2, I_3, \dots, I_{24}$,则日损耗为

$$\Delta A = 3 [I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_{24}^2] R = 3 \times 24 \times I_{\text{rms}}^2 R \quad (3-1)$$

I_{rms} 代表日均方根电流,其值为

$$I_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} I_i^2}{24}} \quad (3-2)$$

如实测记录是有功功率 P (kW)、无功功率 Q (kvar) 和线电压 U (kV)，测量功率处的电压 U 的平均值是 U_{av} (kV)，则该元件电阻 R 的日损耗近似为

$$\Delta A = \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{av}}^2} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{av}}^2} + \dots + \frac{P_{24}^2 + Q_{24}^2}{U_{\text{av}}^2} \right] \times R = \frac{R \times \sum_{i=1}^{24} (P_i^2 + Q_i^2)}{U_{\text{av}}^2} \quad (3-3)$$

由上两式得到功率实测值和日均方根电流的关系为

$$I_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} (P_i^2 + Q_i^2)}{3 \times 24 U_{\text{av}}^2}} \quad (3-4)$$

故只需求出日均方根电流即可计算出线路的日损耗，由算出的日损耗电量即可估算月、季、年的损耗电量。

均方根电流法是最普遍的理论计算方法之一，对于 0.4 ~ 10kV 配电网的电能损耗计算特别有效。但是处理实测运行数据和元件的技术参数工作量是很大的，故不建议使用这种方法计算理论网损。

2. 平均电流法

平均电流法的计算方法与均方根电流法类似，通过线路首端负荷及电压数据求出日平均电压为

$$U_{\text{av}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} U_i}{24} \quad (3-5)$$

再由实测记录的有功、无功电能求出平均电流为

$$I_{\text{av}} = \frac{\sqrt{A_{\text{a}}^2 + A_{\text{r}}^2}}{\sqrt{3} U_{\text{av}} \times 24} \quad (3-6)$$

再由负荷率和最小负荷率确定形状系数 K 的值。最后得到线路的日损耗电能为

$$\Delta A = 3 I_{\text{av}}^2 R K^2 \times 24 \quad (3-7)$$

同样可以通过估算知道月、季、年的损耗电量。

3. 等值电阻法

等值电阻法主要应用于 10kV 及以下配电网的网损计算。在一条配电线路的导

线电阻中，网损计算时间 T 内产生的电能损耗可表示为

$$\Delta A = 3T \sum_{i=1}^{m_L} I_{i, \text{rms}}^2 r_{i, L} \quad (3-8)$$

或表示为

$$\Delta A = T \sum_{i=1}^{m_L} \frac{P_{i, \text{rms}}^2 + Q_{i, \text{rms}}^2}{U_i^2} r_{i, L} \quad (3-9)$$

式中 $I_{i, \text{rms}}$ 、 $P_{i, \text{rms}}$ 、 $Q_{i, \text{rms}}$ ——第 i 段线路在时间 T 内的均方根电流、均方根有功功率和均方根无功功率；
 $r_{i, L}$ ——第 i 段的导线电阻值；
 U_i —— $P_{i, \text{rms}}$ 、 $Q_{i, \text{rms}}$ 处的电压。

设线路的总均方根电流、等效有功功率、无功功率和出口电压分别为 $I_{\Sigma, \text{rms}}$ 、 $P_{\Sigma, \text{rms}}$ 、 $Q_{\Sigma, \text{rms}}$ 、 U_0 ，则：

$$\Delta A = 3T I_{\Sigma, \text{rms}}^2 R_{\text{eq}, L} \quad (3-10)$$

或

$$\Delta A = T \frac{P_{\Sigma, \text{rms}}^2 + Q_{\Sigma, \text{rms}}^2}{U_0^2} R_{\text{eq}, L} \quad (3-11)$$

从而可得等值电阻表达式为

$$R_{\text{eq}, L} = \sum_{i=1}^{m_L} I_{i, \text{rms}}^2 r_{i, L} / I_{\Sigma, \text{rms}}^2 = \sum_{i=1}^{m_L} \frac{(P_{i, \text{rms}}^2 + Q_{i, \text{rms}}^2)}{U_i^2} r_{i, L} / \frac{(P_{\Sigma, \text{rms}}^2 + Q_{\Sigma, \text{rms}}^2)}{U_0^2} \quad (3-12)$$

在计算精确度要求不高的情况下，等值电阻可进一步简化为

$$R_{\text{eq}, L} = \frac{\sum_{i=1}^{m_L} S_{i, \text{rms}}^2 r_{i, L}}{S_{\Sigma, \text{rms}}^2} = \frac{\sum_{i=1}^{m_L} S_{N, i}^2 r_{i, L}}{S_{N, \Sigma}^2} \quad (3-13)$$

式中 $S_{i, \text{rms}}$ 、 $S_{\Sigma, \text{rms}}$ ——第 i 段线路通过的均方根视在功率和出口处均方根视在功率；

$S_{N, i}$ ——通过第 i 段配电变压器的额定容量；

$S_{N, \Sigma}$ ——额定容量的总和。

上述方法可求得配电线路总的等值电阻为

$$R_{\text{st}, L} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{N, \Sigma j}^2 R_{\text{eq}, Lj}}{\left(\sum_{j=1}^n S_{N, \Sigma j} \right)^2} \quad (3-14)$$

同理，亦可以得到全部变压器的等值电阻为

$$R_{st.T} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{N,\Sigma j}^2 R_{eq,Tj}}{\left(\sum_{j=1}^n S_{N,\Sigma j}\right)^2} \quad (3-15)$$

由此可求得配电网的总电能损耗为

$$\Delta A = 3T I_{T,rms}^2 (R_{st.L} + R_{st.T}) + T \sum \Delta P_0 \quad (3-16)$$

或：

$$\Delta A = T \frac{P_{T,rms}^2 + Q_{T,rms}^2}{U_N^2} (R_{st.L} + R_{st.T}) + T \sum \Delta P_0 \quad (3-17)$$

式中 $\sum \Delta P_0$ ——全部变压器的空载损耗。

等值电阻法计算简便，计算量小，但计算方法比较粗糙，其实质是在网络结构不变的情况下，某一特定运行方式下的损耗功率等值。如果网络结构或运行方式发生变化时，将不可避免地产生误差。

4. 最大电流法

最大电流法也称损失因数法，损失因数 F 等于网损计算时段 T 内的平均功率损失 ΔP_{av} 与最大负荷功率损失 ΔP_{max} 之比，即：

$$F = \frac{\Delta P_{av}}{\Delta P_{max}} = \frac{I_{rms}^2}{I_{max}^2} \quad (3-18)$$

通过损失因数，可用最大负荷时的功率损失计算时段 T 内的电能损耗：

$$\Delta A = 3R \int_0^T I^2 dt = 3RI_{max}^2 FT = \Delta P_{max} FT \quad (3-19)$$

所以损耗 ΔA 计算的关键是损耗因数 F 的求取。

损失因数 F 与负荷率 f 、负荷曲线形状系数 K 三者的关系式为

$$F = K^2 f^2 \quad (3-20)$$

由关系式可知，损失因数 F 随着负荷形状系数 K 、负荷率 f 的不同而不同。损失因数与负荷率有着密切的关系。根据负荷率，可以近似求出损失因数值。

在极端情况下，负荷损失因数等于负荷率或等于负荷率的二次方。因此，在一般情况下损失因数和负荷率的关系介于两种极端情况之间。所以它们的关系可表示为

$$F = \beta f + (1 - \beta) f^2 \quad (3-21)$$

式中 β ——与负荷曲线形状、网络结构及负荷特性等有关的常数。通常， β 在 0.1 ~ 0.4 之间，不同国家根据各自电网的特点选取不同的 β 值。

根据上面的论述，如果损失因数 F 仅由负荷率 f 决定，必然会产生较大的误差。 f 并不能完全代表负荷曲线的形状，在同一个 f 下，负荷曲线往往有不同的最

小负荷率 α , 从而 F 值也不同。

将负荷看成是随机变量, 近似地认为负荷曲线按 Beta 概率分布函数律变化, 从而导出 F 与 f 和 α 的函数关系式为

$$F = f - \frac{(1-f)(f-\alpha^2)}{1+f-2\alpha} \quad (3-22)$$

运用此关系式, 可得到比上面的经验式更为准确的结果。

损失因数法是求电能损耗最简单的方法之一, 但是计算精度并不高。这种方法一般只适用于电网规划设计中的网损计算。

3.2.2 变压器损耗计算

变压器是一种应用广泛的电气设备, 其自身要产生有功功率损耗和无功功率损耗。而综合损耗表征了变压器有功功率损耗和无功功率损耗的共同作用。双绕组变压器和三绕组变压器的功率损耗计算又有很大不同, 下面将分别介绍。

1. 双绕组变压器的功率损耗

(1) 双绕组变压器的有功功率损耗

变压器的技术参数中有空载损耗 P_0 和短路损耗 P_k , 二者之和构成了变压器的有功功率损耗。由于短路损耗是变压器在额定负载 ($I_2 = I_{2N}$) 下的损耗, 故在作为有功功率损耗的一部分时要乘以一个系数: 负载率 β 的二次方。双绕组变压器的有功功率损耗 ΔP 计算式为

$$\begin{cases} \Delta P = P_0 + \beta^2 P_k \\ \beta = \frac{I_2}{I_{2N}} = \frac{P_2}{S_N \cos\varphi} \end{cases} \quad (3-23)$$

式中 β —变压器负载系数;

I_2 、 I_{2N} —变压器负载侧电流和额定电流;

P_2 —变压器负载侧有功功率;

S_N —变压器额定容量;

$\cos\varphi$ —变压器负载侧功率因数。

有功损耗 ΔP 中的空载损耗 P_0 主要由铁心磁滞损耗和涡流损耗组成, 在计算中常以常数出现, 故又称固定损耗; 短路损耗与负载侧电流的二次方有关, 故又称可变损耗。

(2) 双绕组变压器的无功功率损耗

变压器本身是一个感性无功负载, 并且其无功功率损耗远大于有功功率损耗。无功功率损耗的计算异于有功功率损耗。这里要涉及到励磁功率 Q_0 和漏磁功率 Q_k : 变压器空载时, 无功功率损耗只涉及励磁功率 Q_0 ; 变压器额定负载时, 无功功率损耗还涉及到漏磁功率 Q_k 。

变压器在空载时，除了产生有功功率损耗即空载损耗外，还产生无功功率损耗即励磁功率 Q_0 。若已知空载时的视在功率 S_0 和空载损耗 P_0 ，则可计算 Q_0 。励磁功率 Q_0 计算过程如下：

$$S_0 = \sqrt{3} I_0 U_{1N} = I_0 \% S_N \times 10^{-2} \quad (3-24)$$

$$Q_0 = \sqrt{S_0^2 - P_0^2} \quad (3-25)$$

式中，空载试验时视在功率 S_0 的单位为 kVA，空载电流 $I_0\%$ 用百分数表示，励磁功率 Q_0 单位为 kvar。

变压器在进行短路试验时，除了产生额定负载损耗（即短路损耗），伴随还有无功功率损耗即励磁损耗 Q_k 。

类似的，励磁损耗 Q_k 计算过程如下：

$$S_k = \sqrt{3} I_{1N} U_k = U_k \% S_N \times 10^{-2} \quad (3-26)$$

$$Q_k = \sqrt{S_k^2 - P_k^2} \quad (3-27)$$

式中，短路试验时视在功率 S_k 单位取 kVA，短路电压 $U_k\%$ 以百分数表示，励磁功率 Q_k 单位 kvar。此时可以计算变压器空载时的无功功率损耗 ΔQ 。其计算式为

$$\begin{cases} \Delta Q = Q_0 + \beta^2 Q_k \\ \beta = \frac{I_2}{I_{2N}} = \frac{P_2}{S_N \cos \varphi} \end{cases} \quad (3-28)$$

(3) 双绕组变压器的综合功率损耗

前文讨论了双绕组变压器的有功功率损耗（简称有功损耗）和无功功率损耗（简称无功损耗），这两种损耗也会导致所连接电网的有功损耗增加，即增加了网损。为了衡量变压器本身损耗的大小和由此导致的电网网损增加，引出了综合损耗的概念。综合损耗包括三个部分：一是变压器本身的有功损耗，二是变压器有功损耗导致的电网有功损耗增加，三是变压器无功损耗导致的电网有功损耗增加。

因此，双绕组变压器的综合损耗指变压器自身的有功损耗和无功损耗分别导致的电网有功损耗增量和变压器本身的有功损耗之和。

将变压器有功损耗换算成电网有功损耗的增量时，涉及到转换系数 K_p ，即有功功率经济当量；将变压器无功损耗换算成电网有功损耗的增量时，涉及到转换系数 K_q ，即无功功率经济当量。

在计算变压器总的综合损耗之前，先分别计算变压器空载综合损耗和短路综合损耗，然后再将二者相加。

变压器空载或短路综合损耗 ΔP_z 用下式计算：

$$\Delta P_z = \Delta P + K_q \Delta Q + K_p \Delta P \quad (3-29)$$

式中 ΔP ——变压器本身的有功损耗 (kW)；

ΔQ ——变压器本身的无功损耗 (kvar)；

K_Q ——无功功率经济当量；

K_P ——有功功率经济当量。

这里介绍两个当量的概念。无功功率经济当量 K_Q 指变压器每增加 1kvar 的无功损耗时，导致所连接的电网有功损耗增加的千瓦数。

$$K_Q = \frac{\Delta P_Q}{\Delta \Delta Q} \quad (3-30)$$

式中 ΔP_Q ——变压器无功损耗增加导致的电网有功损耗增量；

$\Delta \Delta Q$ ——变压器无功损耗增加值。

无功经济当量与发电厂到变电站所在处的距离、线电压等有关。通常可用无功经济当量表来查到 K_Q 值，见表 3-1。

表 3-1 无功经济当量表

变压器在电网中位置	K_Q
发电厂母线直配	0.02 ~ 0.04
二次变压	0.05 ~ 0.07
三次变压	0.08 ~ 0.10
$\cos\varphi = 0.9$	0.02 ~ 0.04

有功经济当量 K_P 指变压器每增加 1kW 有功损耗时导致所连接电网的有功损耗增加的千瓦数。

$$K_P = \frac{\Delta P_P}{\Delta \Delta P} \quad (3-31)$$

式中 ΔP_P ——变压器有功损耗增加导致的电网有功损耗增量；

$\Delta \Delta P$ ——变压器有功损耗增加值。在查得无功功率经济当量 K_Q 后，可以利用式 (3-32) 计算有功经济当量 K_P ：

$$K_P = K_Q \frac{P_2}{Q_2} = K_Q \operatorname{ctg}\varphi_2 \quad (3-32)$$

式中 P_2 ——变压器负载侧的有功负载；

Q_2 ——变压器负载侧的无功负载；

φ_2 ——变压器负载侧功率因数角。

那么，变压器的空载综合损耗 P_{0Z} 如下计算：

$$P_{0Z} = P_0 + K_Q Q_0 + K_P P_0 \quad (3-33)$$

式中 P_0 ——变压器空载损耗；

Q_0 ——变压器漏磁损耗。

变压器的短路综合损耗 P_{kZ} 如下计算：

$$P_{kZ} = P_k + K_Q Q_k + K_P P_k \quad (3-34)$$

式中 P_k ——变压器短路损耗；

Q_k ——变压器短路损耗。

在获得空载综合损耗和短路综合损耗以后，变压器的综合损耗 ΔP_z 计算式为

$$\Delta P_z = P_{0z} + \beta^2 P_{kz} \quad (3-35)$$

式中 β ——变压器当前的负载率 $\beta = \frac{I_2}{I_{2N}}$ 。

由于综合损耗既包含了变压器本身的损耗，又包含了变压器损耗导致的系统网损，既考虑了各种有功损耗，又兼顾了无功损耗，因此，实现综合损耗的降低，就是比较全面地实现了变压器经济运行。

2. 三绕组变压器的功率损耗

三绕组变压器与双绕组变压器绕组数目的不同，导致在计算功率损耗上有差异，原理上仍是类似的。

(1) 三绕组变压器的有功功率损耗

在获得三绕组变压器的空载综合损耗 P_0 ，三次绕组的短路综合损耗 P_{k1} ， P_{k2} 和 P_{k3} 后，可以计算变压器有功功率损耗。三绕组变压器有功功率损耗 ΔP (kW) 计算式为

$$\Delta P = P_0 + \beta_1^2 P_{k1} + \beta_2^2 P_{k2} + \beta_3^2 P_{k3} \quad (3-36)$$

其中：

$$\beta_1 = \frac{I_1}{I_{1N}} = \frac{P_1}{S_{1N} \cos\varphi_1} \quad (3-37)$$

$$\beta_2 = \frac{I_2}{I_{2N}} = \frac{P_2}{S_{2N} \cos\varphi_2} \quad (3-38)$$

$$\beta_3 = \frac{I_3}{I_{3N}} = \frac{P_3}{S_{3N} \cos\varphi_3} \quad (3-39)$$

式中 β_1 ， β_2 ， β_3 ——变压器当前一次，二次，三次侧的负载率或称负载系数；

I_1 ， I_2 ， I_3 ——变压器一次，二次，三次侧的负载电流；

I_{1N} ， I_{2N} ， I_{3N} ——变压器一次，二次，三次侧的额定电流；

P_1 ， P_2 ， P_3 ——变压器一次，二次，三次侧的有功功率；

$\cos\varphi_1$ ， $\cos\varphi_2$ ， $\cos\varphi_3$ ——变压器一次，二次，三次侧的功率因数。

三绕组变压器的综合损耗也可用另外一种表示方式，若 C_2 表示三绕组变压器二次侧负载分配系数：

$$C_2 = \frac{S_2}{S_2 + S_3} = \frac{S_2}{S_1} \quad (3-40)$$

C_3 表示三绕组变压器三次侧负载分配系数：

$$C_3 = \frac{S_3}{S_2 + S_3} = \frac{S_3}{S_1} \quad (3-41)$$

式中 S_1, S_2, S_3 ——变压器三侧绕组当前的负载容量。则三绕组变压器的综合损耗 ΔP 可以表示为

$$\Delta P = P_0 + S_1^2 \left(\frac{P_{k1}}{S_{1N}^2} + C_2^2 \frac{P_{k2}}{S_{2N}^2} + C_3^2 \frac{P_{k3}}{S_{3N}^2} \right) \quad (3-42)$$

(2) 三绕组变压器的无功功率损耗

计算三绕组变压器的无功功率损耗过程中，仍然涉及到励磁功率和漏磁功率，其产生过程和含义和双绕组变压器中概念是一致的。

在计算三绕组变压器的无功功率损耗之前，要先计算三侧绕组的漏磁功率 Q_{k1}, Q_{k2}, Q_{k3} 和励磁功率 Q_0 。

三侧绕组的漏磁功率 Q_{k1}, Q_{k2}, Q_{k3} 以及励磁功率 Q_0 计算过程如下：

1) 首先计算短路试验时的漏磁功率 $Q_{k12}, Q_{k13}, Q_{k23}$ ：

$$Q_{k12} = U_{k12} \% \times S_{1N} \times 10^{-2} \quad (3-43)$$

$$Q_{k13} = U_{k13} \% \times S_{1N} \times 10^{-2} \quad (3-44)$$

$$Q_{k23} = U_{k23} \% \times S_{1N} \times 10^{-2} \quad (3-45)$$

式中 U_{k12} (%)——二次侧短路时，换算到一次侧的阻抗电压（或称短路电压）百分数；

U_{k13} (%)——三次侧短路时，换算到一次侧的阻抗电压（或称短路电压）百分数；

U_{k23} (%)——三次侧短路时，换算到二次侧的阻抗电压（或称短路电压）百分数。

2) 随后将 $Q_{k12}, Q_{k13}, Q_{k23}$ 换算成各个绕组额定状态下的漏磁功率 Q_{k1}, Q_{k2}, Q_{k3} ，计算式为

$$Q_{k1} = \frac{Q_{k12} + Q_{k13} - Q_{k23}}{2} \quad (3-46)$$

$$Q_{k2} = \frac{S_{2N}^2 (Q_{k12} + Q_{k23} - Q_{k13})}{2S_{1N}^2} \quad (3-47)$$

$$Q_{k3} = \frac{S_{3N}^2 (Q_{k13} + Q_{k23} - Q_{k12})}{2S_{1N}^2} \quad (3-48)$$

3) 最后计算励磁功率 Q_0 。 Q_0 的计算过程如下：

$$S_0 = I_0 \% \times S_N \times 10^{-2} \quad (3-49)$$

$$Q_0 = \sqrt{S_0^2 - P_0^2} \quad (3-50)$$

在获得了三绕组变压器的励磁功率 Q_0 ，三侧绕组的漏磁功率 Q_{k1}, Q_{k2}, Q_{k3} 后，可以计算三绕组变压器的无功功率损耗 ΔQ ：

$$\Delta Q = Q_0 + \beta_1^2 Q_{k1} + \beta_2^2 Q_{k2} + \beta_3^2 Q_{k3} \quad (3-51)$$

类似有功功率损耗， ΔQ 还可表示成：

$$\Delta Q = Q_0 + S_1^2 \left(\frac{Q_{k1}}{S_{1N}^2} + C_2^2 \frac{Q_{k2}}{S_{2N}^2} + C_3^2 \frac{Q_{k3}}{S_{3N}^2} \right) \quad (3-52)$$

其中负荷分配系数 $C_2 = \frac{S_2}{S_1}$, $C_3 = \frac{S_3}{S_1}$ 。

(3) 三绕组变压器的综合功率损耗

在计算三绕组变压器总的综合损耗之前，我们先分别计算变压器空载综合损耗和短路综合损耗，然后再将二者相加。三绕组变压器的空载综合损耗 P_{0Z} 如下计算：

$$P_{0Z} = P_0 + K_Q Q_0 + K_P P_0 \quad (3-53)$$

式中 P_0 ——变压器空载损耗；

Q_0 ——变压器漏磁损耗。

三绕组变压器三侧绕组的短路综合损耗 P_{kz1} , P_{kz2} , P_{kz3} 分别如下计算：

$$P_{kzx} = P_{kx} + K_Q Q_{kx} + K_P P_{kx} \quad (3-54)$$

$$x = 1, 2, 3$$

式中 P_{kx} —— x 侧绕组变压器的短路损耗；

Q_{kx} —— x 侧绕组变压器漏磁功率。

在完成了空载综合损耗和短路综合损耗的计算后，则可计算三绕组变压器的综合损耗 ΔP_Z (kW)：

$$\Delta P_Z = P_{0Z} + \beta_1^2 P_{kz1} + \beta_2^2 P_{kz2} + \beta_3^2 P_{kz3} \quad (3-55)$$

类似地

$$\Delta P_Z = P_{0Z} + S_1^2 \left(\frac{P_{kz1}}{S_{1N}^2} + C_2^2 \frac{P_{kz2}}{S_{2N}^2} + C_3^2 \frac{P_{kz3}}{S_{3N}^2} \right) \quad (3-56)$$

其中, $C_2 = \frac{S_2}{S_1}$, $C_3 = \frac{S_3}{S_1}$ 。

3.2.3 变压器电能损耗

变压器的电能损耗包括铁心损耗（空载损耗）和绕组损耗（负载损耗）。变压器的铁心损耗可以认为与电压的二次方成正比关系。则铁心损耗可表示为

$$\Delta A_0 = \Delta P_0 \left(\frac{U_{av}}{U} \right)^2 T \quad (3-57)$$

式中 ΔP_0 ——变压器的空载损耗功率；

U_{av} ——平均电压；

U ——变压器的分接头电压。变压器的绕组损耗与通过绕组负荷电流的二次方成正比，即：

$$\Delta A_R = I_R^2 R_{st} T \quad (3-58)$$

式中 R_{st} ——绕组电阻。故变压器的计算损耗为

$$\Delta A = \Delta A_0 + \Delta A_R \quad (3-59)$$

3.3 电容器损耗

1. 并联电容器

并联电容器的电能损耗主要决定于绝缘介质的损耗。因此，在运行时间 T 内并联电容器的损耗可以表达为

$$\Delta A = Q_c \tan\delta \times T \quad (3-60)$$

式中 Q_c ——运行时间 T 内投入的电容器容量；

$\tan\delta$ ——并联电容器的介质损失角正切值。

2. 串联电容器

串联电容器主要的电能损耗也是由介质损耗引起的。串联电容器的介质损耗与它两端的电压有关，且两端的电压不是定值而是与通过它的电流成正比。串联电容器的损耗表达式为

$$\Delta A = 3 I_{rms}^2 \frac{1}{\omega C} \tan\delta \times T \quad (3-61)$$

式中 I_{rms} ——运行时间 T 内通过电容器的方均根电流；

C ——每相串联电容器组的电容；

$\tan\delta$ ——串联电容器的介质损失角正切值。

3.4 电抗器损耗

1. 串联（限流）电抗器

串联电抗器没有固定的损耗，只有与通过它的电流二次方成正比的可变损耗。运用电抗器的运行数据即可计算出电抗器的损耗为

$$\Delta A = 3 \left(\frac{I_{rms}}{I_N} \right)^2 \Delta P_{RK} T \quad (3-62)$$

式中 I_{rms} ——时段 T 内通过电抗器的方均根电流；

I_N ——串联电抗器的额定电流；

ΔP_{RK} ——当串联电抗器通过额定电流且温度达到 75℃ 时产生的功率损耗值。

2. 并联电抗器

并联电抗器的电能损耗与施加在其两端的电压有关，并联电抗器的损耗可表示为

$$\Delta A = \left(\frac{U_{av}}{U_N} \right)^2 \Delta P_{RK} T \quad (3-63)$$

式中 U_{av} ——运行时间 T 内并联电抗器的平均电压；
 U_N ——并联电抗器的额定电压；
 ΔP_{RK} ——当并联电抗器在额定电压下的功率损耗值。

3.5 调相机损耗

调相机的电能损耗主要包括基本损耗、附加损耗和机械损耗。调相机的电能损耗为

$$\Delta A = \Delta p \% S_N [k + (1 - k) \left(\frac{S_{eq}}{S_N} \right)^2] T \quad (3-64)$$

式中 $\Delta p \%$ ——调相机在额定负载时的损耗百分数；
 S_N ——调相机的额定容量；
 S_{eq} ——调相机在运行时间 T 内的等效负荷，近似于时间 T 内的平均负荷；
 k ——空载损耗占总损耗的比例。

参 考 文 献

- [1] 邱关源. 电路: 上册 [M]. 北京: 高等教育出版社, 1989.
- [2] 邱关源. 电路: 下册 [M]. 北京: 高等教育出版社, 1989.
- [3] 陈珩. 电力系统稳态分析 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [4] 何仰赞, 温增银, 汪馥英, 等. 电力系统分析 (上) [M]. 武汉: 华中工学院出版社, 1985.
- [5] 王梅义, 吴竟昌, 蒙定中. 大电网系统技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [6] 袁季修. 电力系统安全稳定控制 [M]. 中国电力出版社, 1996.
- [7] 段献忠. 电压稳定问题的机理研究和建模及实用算法研究 [D]. 武汉: 华中理工大学, 1992.
- [8] 余贻鑫, 王成山. 电力系统稳定性理论与方法 [M]. 北京: 科学出版社, 1999.
- [9] 李坚. 商业化电网的经济运行及无功电压调整 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [10] 马维新. 电力系统电压 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [11] 王兆安, 杨君, 刘进军. 谐波抑制和无功功率补偿 [M]. 北京: 机械工业出版社, 1998.
- [12] T. J. E. 米勒, 胡国根, 译, 何仰赞, 校. 电力系统无功功率控制 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [13] 刘晨晖. 电力系统无功功率分布与电压调节 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1993.
- [14] DL686-1999T 电力网电能损耗计算导则.

第4章 电能损耗计算及管理软件

长期以来，减少线损一直是电力部门努力的目标，也是供电企业的重要职责和长期任务。在我国全面落实“十一五”规划中降低万元GDP能耗指标的背景下，最大可能的减少线损显得更为重要和迫切。2006年，国家电网公司和南方电网公司的线损率分别为6.40%和7.08%，年损失电量分别为1169亿kWh和282亿kWh，全年全国损失电量为1451亿kWh，加上地方电网与企业电网的电能损失，线损电量约超过1600亿kWh，足足相当于2个三峡电站的电力。其中10kV及以下电网占43.01%，35至110kV电网占26.23%，220kV及以上电网占30.78%。关于我国电网线损的实际情况，争议较大。经过城乡电网改造，农村电网线损率已由20%~30%降到12%。但一些业内人士认为，由于城市和农村相当部分电能是趸售的，有很大一部分低压配电损失未包括在内，实际数据应该更高一些。专家普遍认为，我国电网综合线损率在10%左右。综合测算，至少应在8.5%以上，发达国家平均在6%左右，美、日等国约5%，我国不合理损失应当在2.5%。按2006年全国供电量约23000亿kWh计算，我国每年输变电系统的不合理损失约575亿kWh，节电潜力巨大。

4.1 电能损耗计算分析软件

电能损耗理论计算软件，主要用于进行线损理论计算和降损分析，以分析技术线损构成，制定降损措施。软件功能设计应充分利用计算机高精度、汉字、图形等功能，尽量使计算精确、操作方便、实用。

软件的计算方法应有广泛的适用性，既有潮流计算方法，也有等值电阻等简化计算方法。

应用潮流计算方法时，应考虑下述因素：

- 1) 110kV及以上电网应计及充电功率对电压及能耗的影响；
- 2) 考虑电压变化对变压器空载损耗的影响；
- 3) 考虑发电出力曲线、负荷曲线的影响；
- 4) 计及电容器、电抗器、调相机辅机等损耗；
- 5) 高压网应能计算电晕损耗；
- 6) 计及环境温度及导线温升对线路损耗的影响。

采用简化方法计算时，应考虑下述因素：

- 1) 尽可能精确考虑多端电源供电，如小水（火）电供电的情况，
- 2) 充分利用收集到的运行参数，考虑发电出力曲线、负荷曲线对电能损耗的影响；
- 3) 应计及电容器、电抗器等元件损耗。

电能损耗理论计算软件应具有的输入及运行功能。而且原始数据的输入型式应有较广泛的适用性，比如：

- 1) 应用数据库技术进行管理，并配有标准参数库；
- 2) 输入数据可以采用有名值或标么值；
- 3) 节点参数可以用有功、无功、电压实际值；或计算期的有功、无功电能与负荷曲线的特征系数输入，并对节点作预处理。

此外，软件需要能对计算数据进行检错，并作相应的处理，能通过计算机屏幕监视整个输入及计算过程，并能随时进行干预，以便于人机对话，调用及修改数据文件；可以通过计算机屏幕对运行过程进行追踪监视，并通过计算机屏幕发出错误信息提升。

电能损耗理论计算软件应具有的输出功能包括：

- 1) 能输出供电能损耗分析用的各种分类表格、图形、曲线。如分压线损、变压器的空载和负荷损耗的分类表格。
- 2) 应用潮流方法计算时，应能输出代表日任意时刻的潮流结果。如各母线的有功和无功出力、有功和无功负荷、母线电压、线路有功、无功潮流及总有功、无功出力、总有功、无功负荷等。
- 3) 能输出代表日全网的综合情况，如有功供电量、无功供电量，有功用电量、无功用电量，有功损耗电能及损耗率、无功损耗电能及损耗率等。
- 4) 能输出计算时段（如月、年）的电能损耗结果。
- 5) 对于配电网应能算出等值电阻及电抗。
- 6) 具有分台区、分县、分地区、分省输出，并能逐级上报的功能，能实现地区汇总、省局及网局汇总。

电能损耗理论计算软件应该具有技术降损分析功能，主要包括：

- 1) 可进行无功综合优化降损计算。
- 2) 可对线路升压和改造、增加并列线路、更换变压器、停运空载变压器和变压器经济运行等降损措施进行计算。
- 3) 可进行电能损耗的敏感度分析。
- 4) 可进行多种降损分析方案的综合比较。

电能损耗理论计算软件的功能设计框图如图 4-1 所示。

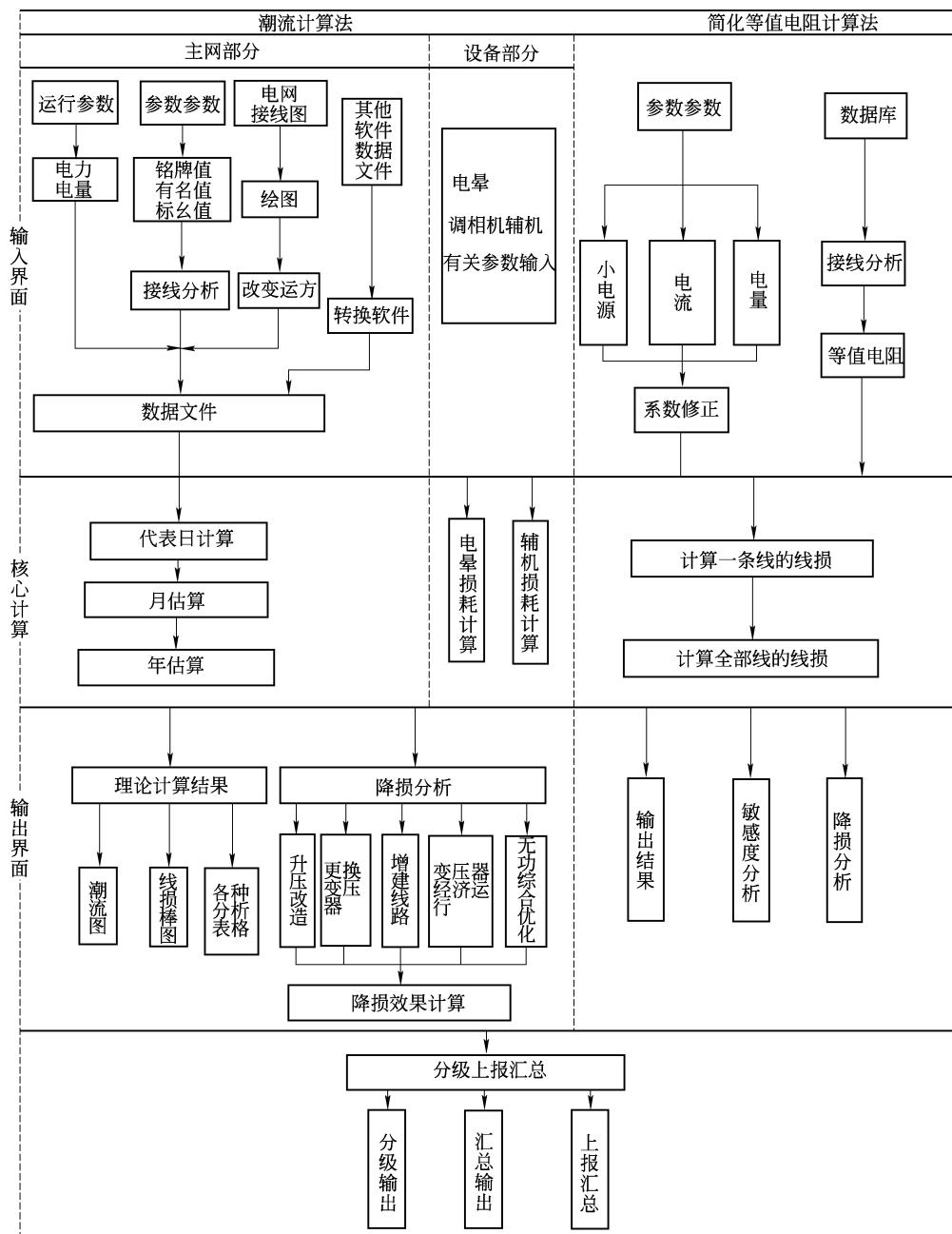


图 4-1 电能损耗理论计算软件功能设计框图

4.2 电能损耗管理软件

电能损耗管理软件主要用于每月的线损统计分析计算和日常线损管理，及时发现线损管理中存在的各种问题，保证统计线损真实可信。软件应适用于各种管理模式，能做到分级管理，分线分压统计分析，小指标统计。

根据分级管理的要求，程序分为几大管理模块（如网公司、省公司、省调、地区公司、县公司），各模块独立性强，相互之间以统一的数据接口连接。数据可以逐级上报，也可越级上报，如图 4-2 所示。

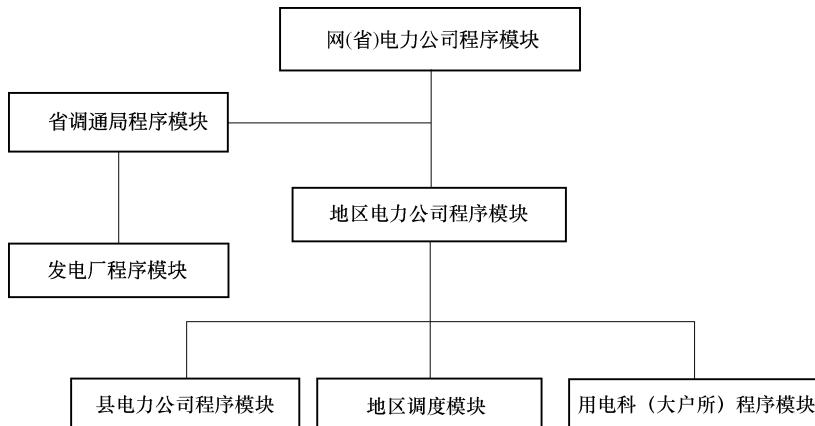


图 4-2 电能损耗管理软件层次构成

数据输入量要尽量少，网公司、省公司、省调要求不送原始数据，数据来源于基层发电厂和供电公司，程序能够做到自动汇总、处理所需数据和分析报表。程序能够自动汇总处理日常所需的各种线损报表、线损台账，使计算机完全可以完成日常线损管理工作。

软件要有分析、查寻、对比功能，对影响线损率升降的因素要进行定量分析，如抄表时间、用电结构变化、用电管理、计量管理、主网潮流变化等因素对线损的影响。软件功能框图如图 4-3 所示。

在人机交互方面，录入及统计日期可以在运行时，根据需要随时变更，可方便地查寻和输出特定时间的各类统计结果和各种统计报表。统计结果以直线图、直方图和饼状图等二维或三维图显示和打印输出。输出结果齐全，便于分析，基本内容应包括：

- 1) 可输出线损报表，要求要有本单位本月及年累计全公司、分区、分压供售电量、线损电量、线损率，去年同期线损率完成情况，线损小指标统计结果；
- 2) 可输出每个变电所各电压等级电能平衡情况；

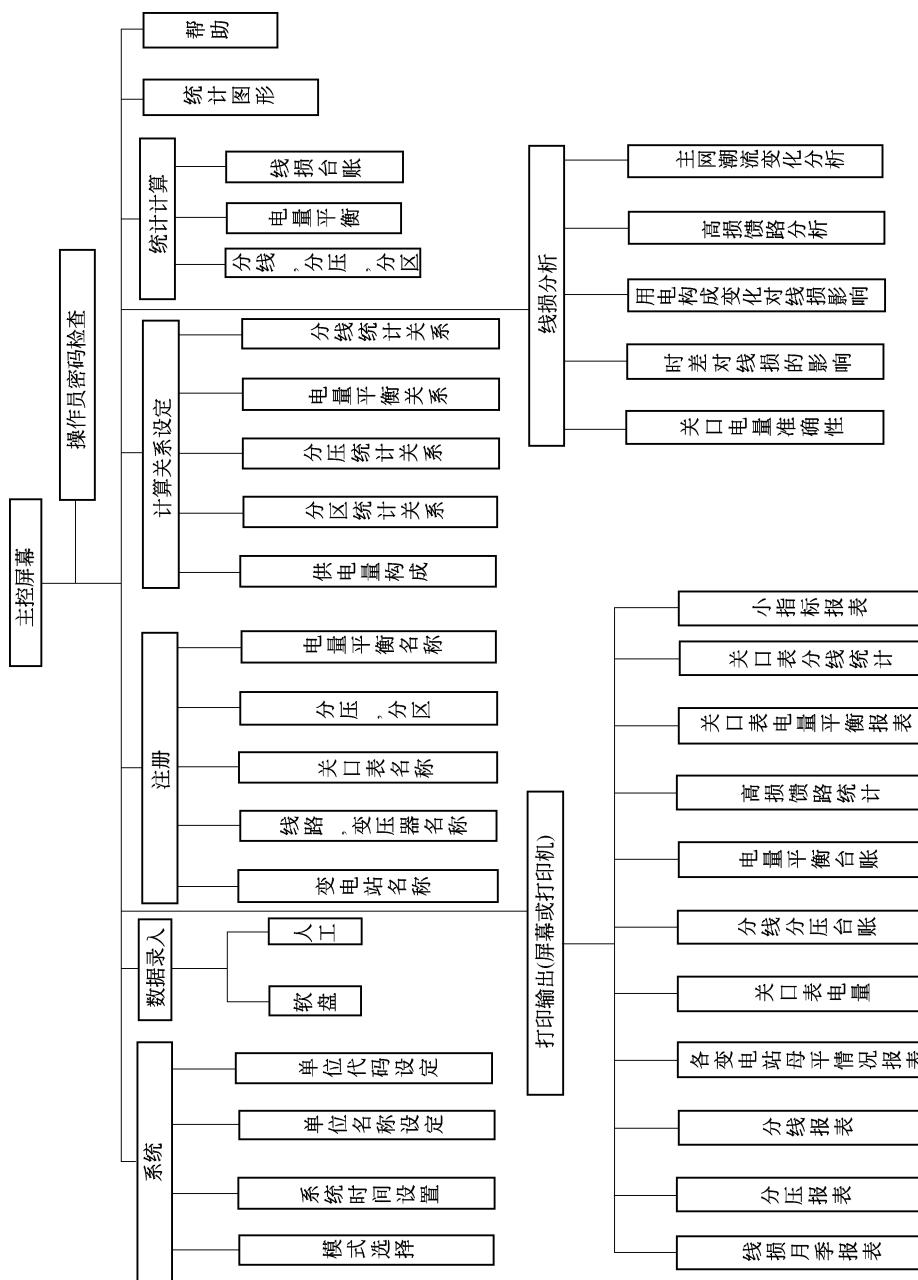


图 4-3 电能损耗管理软件功能设计方框图

- 3) 可输出每条线路线损完成情况;
- 4) 可输出每月关口表位电能, 关口表位所在母线电量平衡情况、关口表分线线损统计;
- 5) 可输出线路、变压器、各电压等级线损、电能平衡等台账;
- 6) 可输出统计分析结果, 如高损馈路、电能平衡、功率因数、时差、用电构成、主网潮流等对线损的影响分析。

最后, 理论计算与统计软件的数据应能相互传输, 自动形成对比分析表格。在电网自动化条件具备时, 实现统计、理论计算的在线化。

4.3 电能损耗软件同 GIS 的结合

所谓的地理信息系统 (Geographic Information System), 通俗地讲是整个地球或部分区域的资源、环境在计算机中的缩影。严格地讲, 它是反映人们赖以生存的现实世界 (资源或环境) 的现势与变迁的各类空间数据及描述这些空间数据特征的属性, 在计算机软件和硬件的支持下, 以一定的格式输入、存贮、检索、显示和综合分析应用的技术系统。

利用 GIS 技术可以清晰直观地将电网所在地区的地理情况显示出来, 还可以在地图上直观地表示出线路的走向和各条线路的连接关系, 清楚地表示出线路上各杆塔的坐标位置, 进一步地还能将输配电网信息综合到地图上, 便于工作人员直观全面地了解电网结构。正是由于上述优势, 使得 GIS 技术从 20 世纪 90 年代开始, 在电力行业中得到了日益广泛的应用。

电能损耗软件未来的发展趋势是顺应这种潮流, 结合 GIS 地理信息技术, 将 GIS 地理图做为主要的操作界面载体, 在此基础上实现线损计算、分析等实际功能。

4.3.1 图形化操作界面

基于 GIS 的电能损耗软件将 GIS 地理图做为操作界面载体, 需要用户根据现场情况提供以 .dxf 文件格式存贮的地区地理信息 CAD 图样文件, 然后由系统的维护工作站一次性载入, 并自动转存到图形数据库中。软件应自带对 CAD 文件的读写接口, 全过程实现无缝连接、高度自动化。

软件应为用户提供功能全面的绘图工具, 用户通过交互式绘图方式, 在 GIS 背景图的帮助下, 按照线路的实际走向完成配网线路结构图的绘制, 并可以方便地输入各类设备的电气参数。电网模型图采用矢量化技术, 并实现了自动存贮、自动拓扑、无极缩放、任意漫游, 一次录入全系统共用。当线路结构、参数变化时, 授予权限的用户可直接在图形界面上作相应的变化, 程序将对相应的数据库作修改。

用户通过图形维护界面，可以方便地查询线路的结构数据、导线参数、配变参数，而且可以在图上显示线损理论计算（配变不变损耗、可变损耗、导线损耗、总损耗等）、统计线损结果等信息。

软件在图形化操作部分的主要功能包括：

- 1) 能进行任意漫游，具有“鹰眼”辅助导航功能，可实现整个电网地理延布图、一次接线的完整图形显示，漫游自然平滑；也可以导入地理背景，以地理图方式展现和维护线路结构和设备连接关系；
- 2) 具备自动标注和动态着色功能：保持实时数据与图形和汉字的同步变焦。根据用户定义，以不同的颜色显示出不同的运行状态；
- 3) 图库一体化：绘制出的电网图和数据库相连，即添加和删除某个设备都在数据库中相应地产生变化；
- 4) 电力设备参数的多种输入方式：可以在图形上直接点击电力设备，在设备属性和参数框中进行输入，图中实体与数据库中的记录通过实体编号自动建立关联关系。对于大批量的资料录入，也可通过表格形式直接输入到数据库中去。
- 5) 可有效利用 GIS 信息中的空间测量资料，测量点和点之间的距离、线路长度以及面状图的面积。
- 6) 可以根据用户的要求，自动将母线电压、线路潮流等实时数据动态显示在图形界面上。

4.3.2 电网自动建模

一般来说，基于图形界面的电能损耗软件应采用图模一体化技术，当用户完成电网接线图的编辑后，由系统根据图形的连接情况自动完成拓扑搜索和拓扑分析，在生成拓扑的过程中还会自动计入图形中所有设备的各项电气参数，形成包括导纳阵等在内的电力系统计算所需的基础数据，整个过程高度自动化，无需用户手动操作。

在建模过程中，软件还具备自动检查拓扑连接情况和动态着色功能，一旦发现存在不能连接到平衡节点的孤立网络则自动报警，并用不同颜色将孤立网络显示出来，提醒用户注意。

4.3.3 计算数据采集

软件设计应采用开放的系统架构，根据已有系统的不同情况，系统可以灵活采用多种接口方式从相关系统中提取线损计算所需要的各种数据。

对于理论线损计算，可以直接从 SCADA 系统或者负控系统、变电站电能量采集系统等提取电压、电流、相位，或者负荷、瞬时电量信息。作为替代，也可根据累计电量、平均负荷等进行计算。由于不是所有用户的负荷都能采集，系统可以将

线路源端的总负荷根据用户用电量（或者容量，不建议使用）比例分摊到这些用户。

对于统计线损，可以与营销 MIS 系统、电能量采集系统等有机结合，有效提取各关口和用户计量点的有功、无功和负荷数据。可以对营业误差、窃电等管理性损耗因素进行提取和汇总，用于理论线损计算结果的修正。同时可以将某些因素从统计线损结果中剥离，以便更有效地进行针对性线损分析和比对。

4.3.4 理论线损计算

配电网与输电网相比，具有以下特点：

- 1) 配电线路条数多，且一般自变电所引出后沿线接有很多不同容量的配电变压器。
- 2) 配电线路在变电所母线引出端接有表计，可以实测电流，而在其他分支区域点无固定测量表计。
- 3) 配网运行方式变化很大；线路由于切换和变压器装拆，使线路结构经常处于变化中；由于用电负荷的随机性而使三相负荷不平衡。
- 4) 典型情况下，配电网具有闭环结构、开环运行的特点，稳态运行时网络结构多成辐射状。
- 5) 配网中存在多电源的情况，例如线路不但由变电站供电，而且接有小水电站，从而成为多电源供电线路。一般情况下，各小水电站的出口功率因数，与变电所出口母线的功率因数并不一致。

由于以上特点，线损计算的数据需要量很大，必须采用现代化计算工具进行理论计算。线损计算软件原则上应该可以计算任意多电源线路网损，支持多种计算模型：对结构复杂和各节点负荷特性、功率因数差异较大的配电网可以采用潮流算法计算；对简单配电网可支持以下近似算法，以提高计算速度：

- 1) 均方根电流法；
- 2) 平均电流法；
- 3) 最大电流法；
- 4) 等值电阻法；
- 5) 逐点分段计算法；
- 6) 分散损失系数法；

4.3.5 实际线损统计

统计线损基于相同的电网模型，利用从多种渠道采集的数据，或者利用系统自身的抄表和电量计算功能，可灵活计算各级输配电线路损失（抄见、高压、综合）、主变/配变损失、站用电、母线不平衡分析、低压台区和线路线损，也可以

按地理区域或者行政管理区域（如全所、全局、承包实体等）进行总体线损综合考核，可以分析损失率、功率因数、变压器利用率、负载率、管理改进情况等指标。

电能损耗软件对理论线损和实际线损的计算、分析、统计都是基于同一套电网模型，并且关口计量数据都是同一套数据，因此可以更方便、直接地比较理论线损和实际线损的数值、趋势，支持计算结果和考核指标值的相互比对，对超标数据进行报警。软件应能够自动提取由于营业误差、窃电等管理性损耗因素导致的线损。这些因素可以单独考虑，也可以汇总考虑，用于对理论线损计算结果的修正，或从统计线损结果中进行剥离，以便更有效地进行针对性线损分析和比对。

4.3.6 线损分析

软件应采用预定义/自定义分析模式、统计报表灵活定制的方式，基于指标对各类线损的理论、统计计算结果进行综合分析，具体功能包括：

- 1) 统计分析：分区、分压、分线、分台区进行统计分析。统计分析方式有：小时统计、日统计、月统计、季统计、年统计；扣除特定因素、无损电量分析。
- 2) 同比/环比分析：统计线损的本期（日、月、季、年）、上期、去年同期比对，季节对比；理论线损的本期（日、月、季、年）、上期、去年同期比对，季节对比。
- 3) 比对分析：统计线损与理论线损比对，统计线损与考核指标值比对；理论线损与考核指标值比对。不同线路、台区比对，不同管理区域比对、排名。
- 4) 线损构成分析：对不同电压等级的线损进行比对，显示所占比重、灵敏度；进行固定损耗与可变损耗的对比、线路损耗与变损损耗对比，特别对低压线损的多种因素，可以进行逐一比对。由于能发现损耗产生的重点，本系统可有效地指导降损工作。
- 5) 不同运行方式下的线损比对分析：对于不同运行方式下的线路损耗进行计算分析，包括固定损耗和可变损耗，有利于线损指标的确定。
- 6) 管理线损过大的分析：综合调用各类数据，判定是否存在“偷、漏、差、误”等不良现象。
- 7) 问题深入查找分析：母线电量不平衡率超过考核指标值、配变线损率超过考核指标值时，可以检查三相电压有无缺相和旁路等信息，进行本期和上期的配变电量比对，如没有问题，则可以检查计量装置信息，必要时提示重新校表。

4.3.7 自动生成报表

根据现场的实际要求，软件在完成对线损的计算、分析后能够自动地将计算分析结果形成报表，并提交给用户预览、打印，进一步的还可以视现场需要，形成

Excel 文件或者网页文件。

4.3.8 模块化功能设计

软件的逻辑结构如图 4-4 所示，各主要功能采用模块化设计，分别形成不同的功能模块，这样便于开放过程中各个模块的调试。同时还应保留功能拓展接口，新的功能模块可以方便地嵌入到系统中来，便于软件的升级更新。

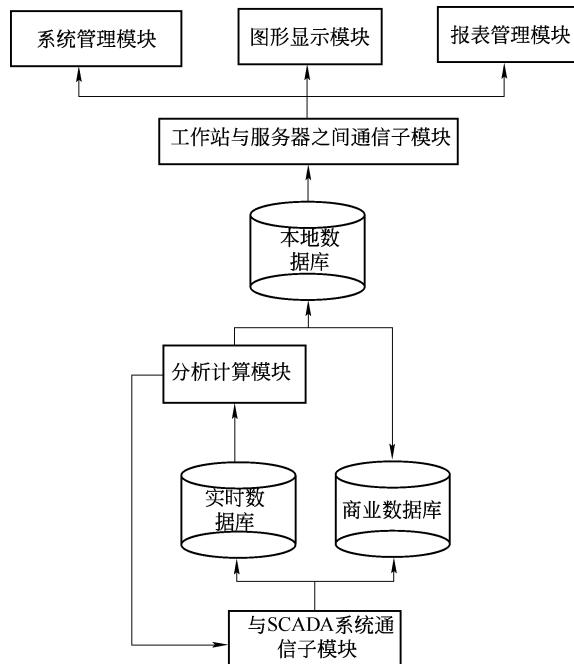


图 4-4 软件的逻辑结构

第 5 章 无功补偿设备

电力工业是国民经济的基础，电能质量是国民经济发展和人民正常生产生活的重要保证。随着我国电力工业和电力系统输配电网络的不断发展，工农业和人民生活水平的不断提高，除了对电能的需求成倍增长，对供电质量和供电可靠性的要求也越来越多，电压质量正受到人们的日益关注和重视。

电力系统中的电压与无功功率的状况密切相关，电力系统中无功功率的变化，会使各节点电压发生变化，并引起电力线路和变压器的损耗发生变化。网络节点的无功潮流分布对电力系统的安全运行和电压质量及网络损耗等的影响问题显得越来越突出。近年来，由于电网容量的增加，对电网无功要求也与日增加，无功电源如同有功电源一样，是保证电力系统电能质量，降低网络损耗以及安全运行所不可缺少的部分。

电力系统中，无功功率不平衡，将会使得系统电压下降，严重时还会导致设备损坏、系统解列。此外，网络的功率因数和电压降低，使电气设备得不到充分利用，促使网络传输能力下降，损耗增加。因此，解决好网络补偿问题，对网络降低损耗和节约能源有着极为重要的意义。另外，虽然多年来无功补偿技术和补偿设备得到了很大程度的发展，但专门针对补偿设备的调试装置却很难在市场中找到。

从 2007 年开始，国家已对低压无功补偿成套设备实行了国家强制性认证（CCC 认证），未通过认证的企业，不得进行生产和销售。按照相关国家标准的要求，无功补偿调试装置需要实现单相/三相电流的相位调节及补偿装置过电压保护及动作时间等功能的测试。

5.1 无功补偿的基本概念和目的

配电网中的电力负荷如感应式异步电动机、变压器等，大部分属于感性负载，在运行过程中，系统需要向这些设备提供相应的无功功率，从而使电网的功率因数降低。在电网中安装并联电容器等无功补偿装置后，可以供给感性电抗消耗的部分无功功率，从而减少了电网电源通过输电线路向感性负荷输送的无功功率，也即减少了无功功率在电网中的流动，从而可以降低输电线路因输送无功功率造成的电能损耗，改善电网的运行条件，这种方法称为无功补偿。

无功补偿可以提高电网的功率因数、挖掘设备的输电能力，改善电能质量，是一项投入少、收效快的节能措施，也是电网中重点采用的节能措施。节能降耗是当

今世界解决能源危机问题的一大主题。

5.2 无功补偿装置技术的发展

综观国内外无功补偿装置及技术的发展，大致可分为以下几个阶段：

1. 早期的无功补偿装置

早期的无功补偿装置的典型代表主要有静电电容器补偿装置和同步调相机。静电电容器可以改善线路参数，减少线路的感性无功功率，补偿系统的无功功率。由于它供给的无功功率与节点电压的二次方成正比，当节点电压下降时，它供给的无功功率反而会减少，所以静电电容器的无功功率调节性能较差。但由于其结构简单，经济方便，装设容量可大可小，既可集中使用又可分散装设，因此成为早期采用的主要补偿装置。

采用并联电容器补偿方式，其容量可以近似认为是固定的，故不能跟踪负荷无功需求的变化，即不能实现对无功功率的动态补偿。随着电力系统的发展，要求对无功功率进行动态补偿，从而产生了同步调相机。同步调相机又称同步补偿器，它不仅能补偿固定的无功功率，对变化的无功功率也能进行动态补偿。当系统电压下降时，它通过控制励磁发出和吸收无功功率，并通过电压调节器自动调节无功功率的大小以维持端电压恒定。但它的损耗和噪声都较大，运行维护复杂，响应速度慢。

2. 新型无功补偿设备

自 20 世纪 70 年代以来，随着电力电子技术的发展及其研究的进一步加深，静止无功补偿技术应运而生，并得到了实际应用。所谓静止无功补偿是指用不同的静止开关投切电容器或电抗器，使其具有吸收和发出无功电流的能力，用于提高电力系统的功率因数，稳定系统电压，抑制系统振荡等。

随着电力电子器件在电力系统中应用的不断加深，出现了交流无触点开关、GTR、GTO 等可以实现快速通断的器件。采用这一类电子器件制造的无功补偿装置投切开关，其投切速度可以提高 500 倍左右（约为 $10\mu s$ ）。对任何系统参数，无功补偿都可以在一个周波内完成，而且可以进行单相调节。

静止无功补偿器（Static Var Compensator, SVC）是目前基于灵活交流输电系统（FACTS）技术应用最广泛的无功补偿装置。SVC 基于相控的方法对无功功率进行补偿，在系统中相当于可变电纳，随着电压的变化而改善其电纳值，向系统提供有效的无功支持，从而维持装设点的电压基本不变。

世界上最早用于取代同步调相机的静止并联无功补偿设备，是由 E. Friedlander 博士发明的直流控制的自饱和电抗器，第一台这种类型的并联补偿设备于 1964 年在一家钢厂投入商业运行，并于 1967 年开始在输电系统中投入商业运行。随着大

功率晶闸管的诞生和应用，在20世纪70年代，出现了一系列晶闸管投切或控制的并联补偿设备，如TSC、TSR、TCR及其综合体——SVC。1977年，基于晶闸管的SVC装置首次在电力系统投入商业运行，用于美国Nebraska州西部的一个115kV电网，实现自动和连续的电压控制。SVC不仅可以快速调节补偿的无功功率（响应时间在几十毫秒），而且TCR可以平滑调节输出；加以没有旋转部件、维护简单和成本较低，很快成为电力系统并联补偿的主要选择，得到广泛应用，使电力系统并联补偿进入了一个新的阶段。

截至1999年底，全世界已有约500台容量超过50Mvar的SVC装置投入运行，其应用领域包括输配电系统，HVDC换流站的无功补偿和抑制电弧炉等大型冲击负荷造成的电压波动等。但SVC本身也存在一定的问题。首先，晶闸管控制只能以斩波方式工作，会产生较大的谐波；其次，这些装置并联接入系统后会改变系统的阻抗特性，过多安装这些设备可能导致出现振荡；再者，由于这些设备的阻抗特性，补偿容量与电压二次方成正比，使得在系统电压偏低或偏高时，补偿容量过小或过大，影响了补偿效果；此外，由于晶闸管的关断不能控制，开关频率低，对配电系统电能质量的补偿能力较弱^[3]。

1980年，日本三菱公司采用晶闸管和强迫换相技术成功研制出世界上第一台基于变换器的静止同步补偿器STATCOM，并投入工业运行。此后，STATCOM作为一种先进的动态并联补偿设备，得到大量的研究和迅速的发展，推动了FACTS技术的进步。随着高压大容量可关断器件，如IGBT、GTO、IGCT等的实用化，STATCOM主电路已用自换相器件取代了最初的晶闸管，从而取得更高的性价比。与SVC相比，STATCOM具有一系列优越性，如：具有可控电流源或电压源特性（相对于SVC的阻抗型特性），响应速度快（达到10ms级），连续控制的精度高，可调范围大，输出谐波特性好；而且对电容器或电抗器的容量要求下降，有利于减小体积、降低成本、模块化制造和灵活配置。目前，世界上几大著名的公司如瑞士ABB公司、德国西门子公司、法国阿尔斯通公司、美国GE公司以及日本东芝、三菱等公司都推出了基于变流器的并联补偿装置，日本工业企业已经有多台STATCOM装置在运行，ABB公司已在多个国家安装了SVC-Light即STATCOM装置。

20世纪80年代，L.Gyugyi发明了基于电压源逆变器的无功功率调节装置——静止同步补偿器（STATCOM），亦称静止无功发生器（Static Var Generator，SVG）。这种新型的STATCOM无功补偿装置与传统的电容器组、电抗器组和调相机等无功补偿装置不同，也与过去的静止无功补偿装置（Static Var Compensator，SVC）不同，是按照调相机原理，由新型大功率固体电子元件门极可关断晶闸管（Gate Turn-Off Transistor，GTO）或绝缘栅双极场效应晶体管（Insulated Gate Bipolar Transistor，IGBT）构成的可调节逆变器、直流电容器组和输出变压器等部分组成的无转动结构的静止无功补偿装置。STATCOM是一种可连续、快速、双向调节的无功

电源，可用于高压电网维持电压稳定性，同时还可用于抑制配电网的电压闪变。STATCOM 不会像 SVC 那样因为容量不足而使补偿能力下降。

STATCOM 主要工作原理是将直流电压变换为交流电压，而交流电压的大小、频率和相位可以通过控制 GTO 的驱动脉冲进行控制，连接变压器将逆变器输出的电压变换到与系统电压等级相同，从而使 STATCOM 装置可以并联到电力系统中。

静止无功补偿器会导致电流波形畸变，生成大量谐波，而且电压降低时其无功控制能力大大削弱。相比之下，STATCOM 有着明显的优越性。除了维持电压稳定的能力强之外，STATCOM 在浮空状态下的损耗很小，响应时间短，不会产生谐振，产生谐波含量少，所需电器、电抗器容量小，占地面积小，能在一定范围内提供有功功率，运行过程中电磁噪声很低。

然而 STATCOM 控制比较复杂，而且成本比较高。目前国内 TCR、TSC、STATCOM 所接母线的最高电压一般是 35kV 或者 10kV，要将它们应用于 220~500kV 变电站，主变压器需设计第三绕组，甚至加装中间变压器。1995 年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 ±20Mvar 的 STATCOM 投入并网运行，使中国成为世界上第 4 个拥有大容量 STATCOM 的国家。2002 年 11 月，国家电网公司科环部主持通过了“上海电网黄渡分区 ±50Mvar 的 STATCOM 示范工程”，它标志着我国将实现 STATCOM 的产业化和国产化。2004 年 11 月 3 日上午，鞍山红变电站 SVC 工程的建成投运标志着中国拥有自主知识产权的 SVC 技术进入了实用化阶段。目前，中国已能生产配电网用的 SVC，但用于 500kV 输电系统的大容量、高电压 SVC 尚未实现国产化。另外，还有其他一些新型无功补偿设备，如：磁控电抗器（MCR）和有源滤波装置（Active Power Filter, APF）等。由于 STATCOM (SVG)、APF 等设备的控制复杂且价格昂贵，故采用并联电容器组来进行无功补偿，仍是我国现行使用的主要低压无功补偿装置。

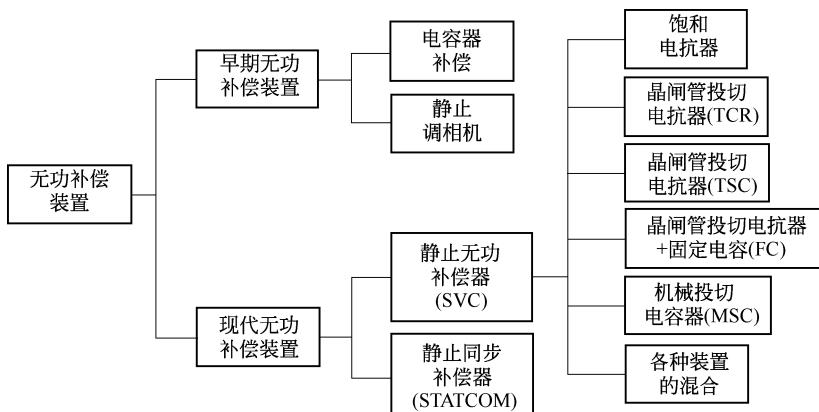


图 5-1 无功补偿装置的发展史

5.3 调压式无功补偿装置

调压式无功补偿装置是采用调节电容器端电压 U 的方式，来调节电容器无功输出力以满足系统的无功需要，达到稳定电压、提高功率因数、降低输电损耗的目的。原理如图 5-2 所示。

该装置由自耦调压器、电容器、微机控制器 3 部分组成。自耦调压器的输入端接母线，输出端接电容器，使电容器端电压与母线电压分离，从而使电容器端电压可单独在 60% ~ 100% 之间调整，因此无功输出可在 60% ~ 100% 电容容量之间调整。

1) 调压器：是一个有载自耦调压变压器，主要的作用一是保证电容器和系统母线的连接，二是实现电容器端电压的自动调节。自耦调压器的一次电压为变电站 10kV（或 35kV）母线电压，而二次输出电压可在 60%

~ 100% 母线电压内调节。这样就可以实现无功输出在 60% ~ 100% 电容器容量内调节。选择自耦变压器调压可以有效降低调压器结构容量，降低设备造价。同时自耦变压器损耗最小，可以减少装置附加损耗；

2) 电容器和其他无功补偿装置一样提供容性无功功率；

3) 控制器：是装置实现电压无功自动控制的核心元件。将系统参数（经电源侧 PT、CT）输出至微机控制器，经分析判断，按系统要求调节母线电压及电容器电压，按九区图原理实现电压无功自动调节。调压式无功补偿装置的优点体现在：

1) 电容器固定接入，可以连续可调输出，满足系统无功需要；

2) 电容器长期工作在额定电压以下，可以成倍延长电容器的寿命；

3) 由于采用自耦调压器调压，附加损耗小，仅为电容器容量的 0.5% ~ 2%，根据国标 GB6451.2—1995，普通 35kV、25000kVA 变压器满载时损耗约 120kW 左右，为其额定容量的 4.8% 左右，而自耦调压器损耗仅为普通变压器的 1/3 ~ 1/2，即 2.8% 左右。基于特殊设计其损耗更可以减小到 0.5% ~ 2%；

4) 该装置结构简单，运行费用低，安装调试后可无人值守。由于电容器运行电压较低，且调压过程不会出现操作过电压和谐波，电容器基本不会损坏，无需备件。和 SVC 相比占地小，DWZB-35/20000 占地面积仅需 $6m \times 15m = 90m^2$ ，而 SVC 需占地 500m² 以上，和 SVC 相比不需要净水冷却等辅助设备；

5) 和 SVC 相比无谐波污染，不需要附加谐波吸收回路。

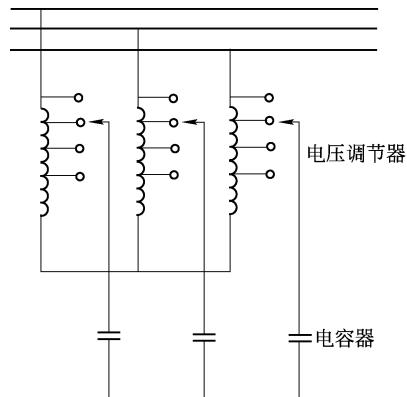


图 5-2 调压式无功补偿装置原理

5.4 MCR 型无功补偿装置

5.4.1 基本原理

磁控电抗器（Magnetically Controlled Reactor，MCR）是一种通过改变电抗器铁心的磁通密度来实现自身电抗值调节的电抗器。其基本原理可以追溯到磁放大器和普通的饱和电抗器，但它的结构模式与常规的磁放大器和饱和电抗器有很大的区别。

在铁心使用方面，与传统的变压器铁心及电抗器铁心不同，MCR 的铁心中具有窄截面段，即所谓的“磁阀”，如图 5-3 所示。在该铁心结构下，MCR 的调节过程中只要磁阀部分达到饱和，而其他部分不需要达到饱和，使得 MCR 的损耗大幅度下降。目前，10kV 电压等级 MCR 的整体损耗约占其额定容量的 0.8% ~ 1.0%，35 kV 的约占 0.5% ~ 0.7%，是同类型设备中最低的。同样，该措施也使得 MCR 的自身谐波大大降低，使 MCR 的噪声大幅度下降，10kV/4000kvar 的 MCR 的噪声约为 60dB。

绕组结构方面，MCR 的采用自耦励磁方式。这样既简化了结构，又降低了成本，最为关键的是：这一技术使得 MCR 在超高压场合的应用因承受电压大大降低而变得相当可靠与方便。

MCR 型 SVC 基本组成部分为 MCR 与电容器（抗）组。电容（抗）器组的容量视设计要求而定。如果需要抑制谐波，则可加装 FC。FC 也可与 MCR 共开关。MCR 的容量应等于无功负荷的变化容量。图 5-4 是它的典型接线。

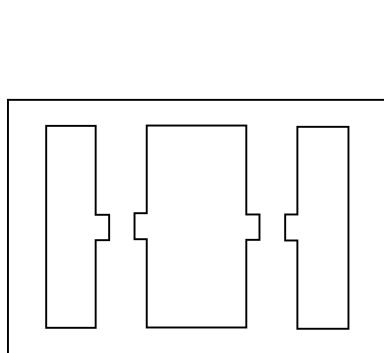


图 5-3 MCR 铁心结构示意图

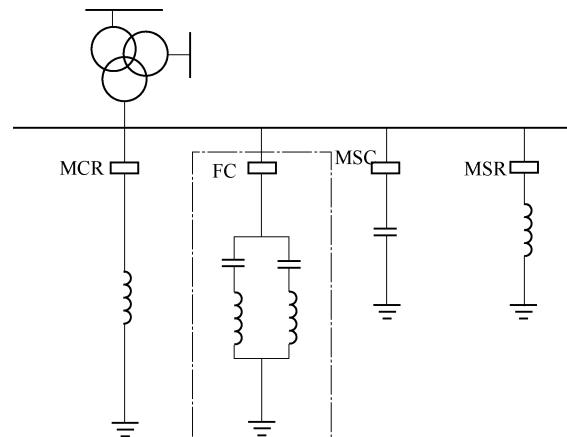


图 5-4 MCR 型 SVC 的典型接线

5.4.2 MCR 无功补偿基本结构

MCR型动态无功补偿装置由3部分构成：FC滤波器、MCR磁控电抗器（包括MCR本体以及励磁系统）和控制保护系统。

FC滤波器用于提供系统所需要的容性无功功率、滤除负载及MCR系统本身所产生的少量谐波。MCR磁控电抗器用于平衡系统中由于负载的波动所产生的感性无功功率，并稳定负载冲击所产生的电压波动。控制保护系统负责对整个系统的无功功率控制提供指令并对整个系统提供相应的保护。控制保护系统在硬件上完全独立于控制系统，其与控制系统的连接通过I/O接口及串行通信形式来实现，因此具有高度的可靠性与独立性。保护的内容包括以下几个方面：

- 1) 磁阀式可控电抗器保护系统：过电流、过负荷、过电压、轻瓦斯、重瓦斯、温度、压力、励磁单元故障。
- 2) 滤波电容器组：过电流、电流速断、过电压、欠电压、电容器外熔丝保护、操作过电压保护、中性点不平衡电流保护、中性点避雷器过电压保护。
- 3) 控制系统：控制器故障、通信故障、电源故障、频率保护。

MCR型动态无功补偿装置的系统组成框图如图5-5所示。

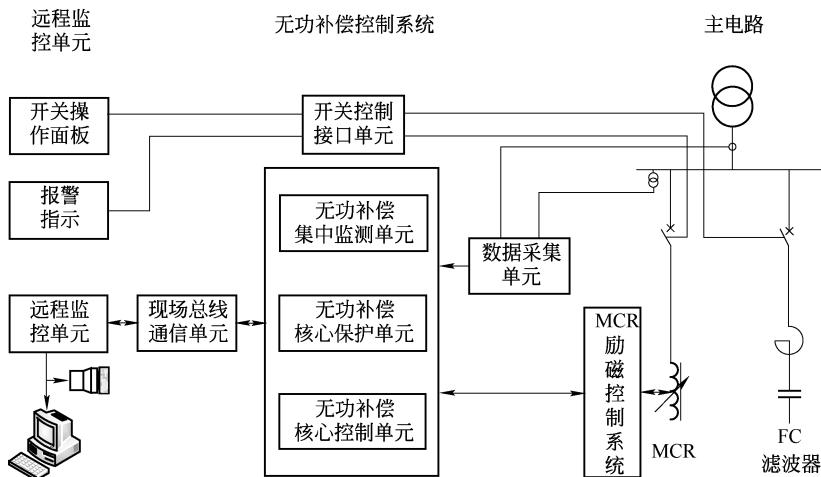


图5-5 MCR型动态无功补偿装置的系统组成框图

MCR型动态无功补偿装置具有如下的特点：

- 1) 高度的可靠性，可以实现20年的基本免维护运行，大幅度降低维护、维修成本；
- 2) 快速响应能力，响应速度可以达到10 ms；
- 3) 调节范围大，达到50倍以上调节范围；
- 4) 占地面积小，安装方便，设备采用油浸方式，室外安装，自然冷却；

- 5) 谐波小，对电网无污染，对现有电容器组无任何不良影响，便于改造场合充分利用现有设备；
- 6) 过载能力强，可实现 100% 过载 30s，40% 过载 0.5 h；
- 7) 损耗小，大容量 MCR 的损耗小于其额定容量的 0.5%；
- 8) 过压能力强，限压能力好，具有天然的自动限压能力；
- 9) 对环境及人体无电磁污染；
- 10) 可采用斯坦梅茨方法，实现三相非对称负载的平衡化补偿。

5.5 SVC

5.5.1 SVC 的分类

SVC 是目前世界上电力系统中应用最多、最为成熟的一类并联补偿设备，它也是一类应用较早的 FACTS 设备。IEEE 将静止无功补偿器（Static Var Compensator, SVC）定义为一种并联型的静止无功发生器或吸收器，其输出可以调节，以交换容性或者感性电流，从而维持或者控制电力系统中的某些特定参数（一般为母线电压）。

常用的 SVC 有以下几种形式：饱和电抗器型（SR）、晶闸管投切电容器型（TSC）、固定电容 & 晶闸管控制电抗器型（FC&TCR）、机械投切电容器 & 晶闸管控制电抗器型（MSC&TCR）以及晶闸管投切电容器 & 晶闸管控制电抗器型（TSC&TCR）。

TSC 型 SVC 由电容器和双向导通晶闸管组成，晶闸管仅起开关的作用。TSC 只能提供容性电流，将多组 TSC 并联使用，根据容量需要逐个投入可以获得近似连续的容抗。TSC 虽然不会产生谐波且损耗较小，但它对于冲击性负荷引起的电压闪变不能进行很好的抑制。

FC&TCR 型 SVC 由 TCR 和若干组不可控电容器并联而成，其中电容器为固定连接，TCR 支路采用触发延迟控制，形成连续可控的感性电流。TCR 的容量大于 FC 的容量，以保证既能输出容性无功功率也能输出感性无功功率。FC&TCR 型 SVC 虽响应速度快，但由于 TCR 在工作中产生的感性无功电流会被固定电容中的容性无功电流平衡，所以容易造成器件和容量的浪费，造成很大经济损失。

运行实践证明，TSC 型补偿装置具有较快的反映速度（约为 5~20ms）、体积小、重量轻、对三相不平衡负荷可以分相补偿，操作过程不产生有害的过电压和过电流。但 TSC 对于抑制冲击负荷引起的电压闪变，单靠电容器投入电网的电容量的变化进行调节是不够的，所以 TSC 装置一般与电感相并联，其典型设备是 TSC&TCR 补偿器。这种补偿器均采用三角形连接，以电容器作分级粗调，以电感

作相控细调，三次谐波不能流入电网，同时 TSC 中可以串联小电抗器，用于抑制电容器投入电网运行时可能产生的冲击电流，通过参数的合理选择还可滤除 5 次谐波，从而大大减小了电路中的谐波。

5.5.2 饱和电抗器

早期的静止无功补偿器是饱和电抗器（Saturated Reactor, SR）型的，如图 5-6 所示。饱和电抗器与同步调相机相比，具有静止型的特点，且响应速度快。但是由于其铁心需磁化到饱和状态，因此损耗和噪声都很大，且因非线性电路的一些特殊问题，又不能分相调节以补偿负荷的不平衡，所以未能占据无功补偿的主流。

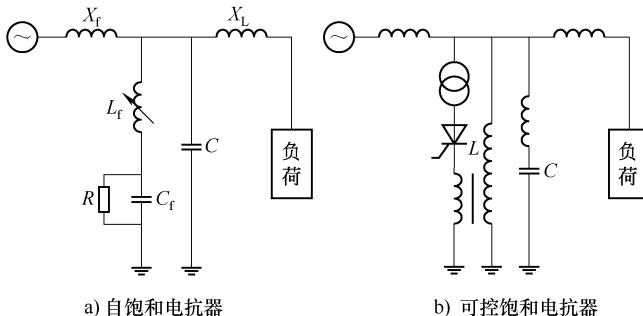


图 5-6 自饱和电抗器和可控饱和电抗器装置图

饱和电抗器可分为自饱和电抗器和可控饱和电抗器两种。自饱和电抗器是在电力系统中较早得到发展和应用的一种并联补偿设备，它不需要调节器而依靠电抗器自身固有的能力来稳定电压。一般由一个多相的谐波补偿自饱和电抗器与一个可投切电容器并联组成，电抗器对无功功率实施控制，而电容器提供超前功率因数的偏置。

可控饱和电抗器通过调节晶闸管的导通角以改变饱和电抗器控制绕组中电流的大小，从而控制电抗器铁心的工作点磁通密度，进而改变绕组的电感值，以及相应补偿的无功功率。和自饱和电抗器相比，它能够更好地，适应母线电压变化较大的情况，但仍具有振动大和噪声大的缺点。由于饱和电抗器是在高度磁饱和状态下运行的，电抗器呈现的动态电抗基本上是绕组的漏抗，因此时间常数很小，响应很快。实测显示，这种装置在冲击发生后 6~10ms 即开始起作用，当振荡阻尼回路参数选择合适时，调节过程在几个周期内即可达到稳定。但与 TCR 相比，饱和电抗器的损耗相对较大（达到其额定容量的 0.7%~1.0%）。它通常应用在控制电压的大幅偏移、缓解电压闪变、在直流输电终端进行无功补偿等领域。商用饱和电抗器的补偿容量已达 270Mvar。

5.5.3 晶闸管控制电抗器

1. 基本原理

晶闸管控制电抗器（Thyristor Controlled Reactor, TCR）是 SVC 中最重要的组成部分之一，IEEE 将晶闸管控制电抗器定义为一种并联型晶闸管控制电抗器，通过控制晶闸管的导通时间，它的有效电抗可以连续变化。如图 5-7 所示，基本的单相 TCR 由一对反并联晶闸管阀 T1、T2 与一个线性的空心电抗器相串联组成。反并联晶闸管就像一个双向开关，晶闸管阀 T2 在供电电压的正半波导通，而晶闸管阀 T1 在供电电压的负半波导通。晶闸管的触发角以其两端电压的过零点时刻作为计算的起点。

TCR 触发角的可控范围是 $90^\circ \sim 180^\circ$ 。当触发角为 90° 时，晶闸管全导通，此时 TCR 中的电流为连续的正弦波形。当触发角从 90° 变到接近 180° 时，TCR 中的电流呈非连续脉冲形，对称分布于正半波和负半波。当触发角为 180° 时，电流减小到零。当触发角低于 90° 时，将在电流中引入直流分量，从而破坏两个反并联阀支路的对称运行。所以一般在 $90^\circ \sim 180^\circ$ 范围内调节。通过控制晶闸管的触发延时角，可以连续调节流过电抗器的电流，从 0（晶闸管阻断）到最大值（晶闸管全导通）之间变化，相当于改变电抗器的等效电抗值。晶闸管一旦导通，流经晶闸管电流的关断将发生在其自然过零点时刻，这一过程称为电网换相，TCR 是按电网换相方式运行的。电网换相过程的一个特征是，一旦阀开始导通，任何触发角的变化只能在下半个周期中起作用，从而产生了所谓的晶闸管死区时间。

TCR 的作用就像一个可变电纳，改变触发角就可以改变电纳值，因为所加的交流电压是恒定的，改变电纳值就可以改变基波电流，从而导致电抗器吸收无功功率的变化。但是，当触发角超过 90° 以后，电流变为非正弦的，随之就产生了谐波。如果两个晶闸管在正半波和负半波对称触发，就只会产生奇数次谐波。

由于在电力系统应用中要求系统应具有可控的感性无功功率，因此在 TCR 上并联了一个电容器。这个电容器可以是固定的，也可以是可投切的，通过机械开关或者是晶闸管开关。TCR 的主要优点是控制的灵活性和易于扩容。不同的控制策略均可容易地实现，特别是对那些涉及外部辅助信号以显著提高系统性能的控制，参考电压和电流的斜率都能够用简单的方式加以控制。由于 TCR 型 SVC 本质上是模块化的，因此通过追加更多的 TCR 模块就能达到扩容的目的，当然前提是不能超过耦合变压器的容量。

TCR 不具备大的过荷能力，因为其电抗器是空心设计的。如果期望 TCR 能

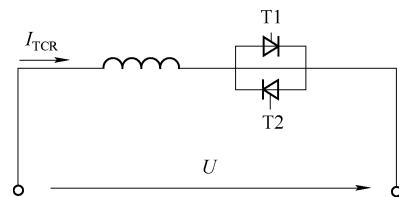


图 5-7 TCR 基本结构

够承受较高的暂态过电压，就需要在设计 TCR 时加入短时过负荷能力，或者安装附加的晶闸管投切电抗器，以备在过负荷时使用。

TCR 的响应迅速，典型的响应时间为 1.5~3 个周波。实际的响应时间是测量延迟、TCR 控制器的参数和系统强度的函数。

2. 主要接线形式和配置类型

TCR 的三相接线形式大都采用三角形连接，因为这种形式比其他形式线电流中谐波含量要小。这种每相只有一个反并联晶闸管对的接线形式称为 6 脉波 TCR，这种接线形式还能防止 3 的倍数次谐波渗入输电线路。因此其线电流中所含谐波为 $6k \pm 1$ 次 (k 为正整数)，这些谐波称为特征谐波。但是，当供电电压不平衡时，会导致非特征谐波扩散进线路。正常情况下，非特征谐波数值是很小的。但在严重扰动的情况下，正负半波的触发角可能不同，这种情况会产生直流分量，并引起更大的谐波扩散。

当把 TCR 接成 12 脉波形式的时候，谐波含量可以大大减小。TCR 的 12 脉波形式是由供电电压相角差 30° 的两个 6 脉波 TCR 构成的。

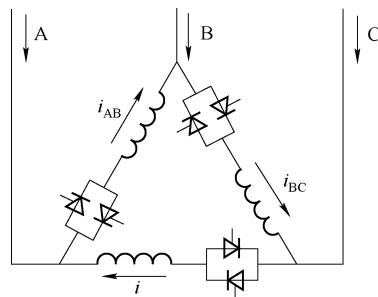


图 5-8 TCR 的三相 6 脉波接线形式

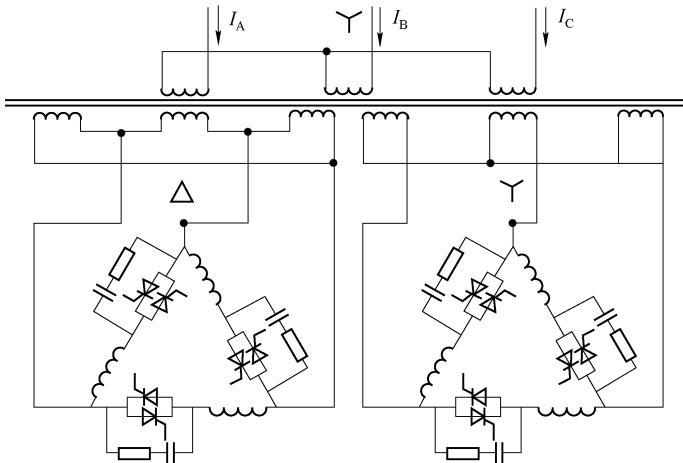


图 5-9 TCR 的 12 脉波接线形式

如图 5-9 所示，TCR 通过降压变压器连接到系统母线上，降压变压器二次侧设有两个绕组，一个为 Y 联结，另一个为 Δ 联结，这样就形成了 30° 的相角差。两个绕组各连接一个 6 脉波 TCR，即可构成 12 脉波 TCR。其一次侧电流中仅含有 $12k \pm 1$ 次谐波 (k 为正整数)。在一个 6 脉波 TCR 出现故障的时候，另一个仍可以正

常工作，这是 12 脉波 TCR 的一个优点。

正如之前介绍的那样，单独的 TCR 只能吸收感性无功功率，因此往往与并联电容器配合使用。如图 5-10a、b 所示。并联上电容器后，使得总的无功功率为 TCR 与并联电容器无功功率抵消后的净无功功率，因而可以将补偿器的总体无功电流偏置到可以吸收容性无功功率的范围内。另外，并联电容器串上小的调谐电抗器还可以兼作滤波器，以吸收 TCR 产生的谐波电流。

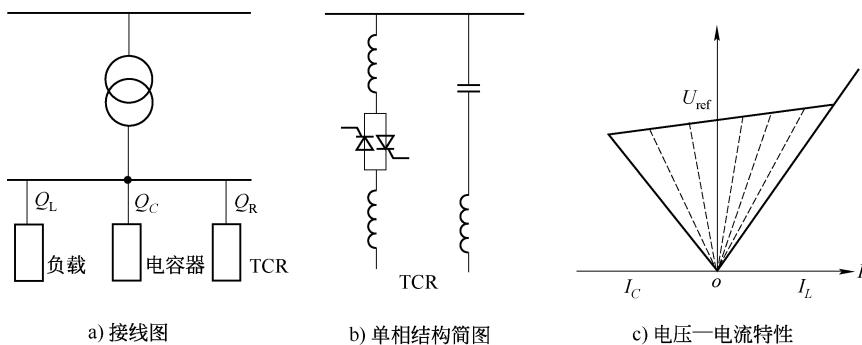


图 5-10 TCR 型 SVC 原理图

3. 运行特性

对于没有电压控制时的 TCR 运行，可以将整个 TCR 支路用一个等效的连续可变电抗器来代替，通过该电抗器的正弦电流与流过 TCR 中的非正弦电路的基频分量相等。从而可以得到如图 5-11 的电压—电流特性，它的边界由最大允许电压、最大允许电流和 TCR 最大导纳构成，在正常运行区域内，可以视作连续可调的电感。

如果对 TCR 采用电压控制，则图 5-11 所示的正常运行区域就将被压缩到一条特性曲线上，如图 5-12 所示。这种特性曲线体现了补偿器的电压控制硬特性，它将系统电压精确地稳定在电压设定值 U_{ref} 上。正常情况下，控制器通过控制电抗器从节点吸收的感性无功功率，来维持节点电压不变。当电压升高时，运行点将向右移动，控制器通过增大晶闸管阀的触发角而增大从节点吸收的感性无功功率，以保持节点电压不变。当运行点达到控制范围的最右端，节点电压的进一步升高将无法由控制系统来进行补偿，因为 TCR 的晶闸管已经处于完全导通状态，所以运行点将沿着对应晶闸管全导通 ($\alpha = 90^\circ$) 时的特性曲线向上移动，此时补偿器运行在过负荷范围，超过此范围后，触发控制将设置一个电流极限，以防止晶闸管阀因过电压而损坏。在特性曲线的左侧，如果节点电压过分降低，补偿器就会达到吸收极限，运行点将会落在欠电压特性曲线上。

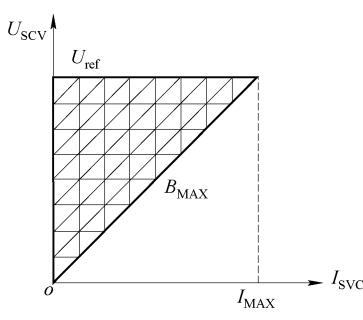


图 5-11 无电压控制时 TCR 的
电流—电压运行特性

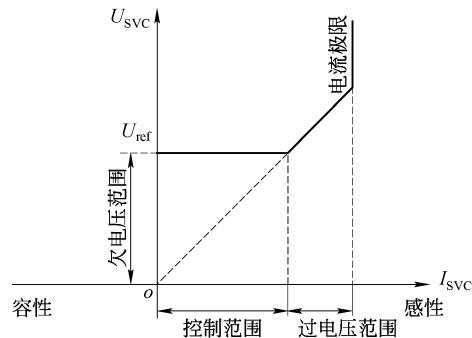


图 5-12 电压控制时 TCR 的
电流—电压运行特性

5.5.4 晶闸管投切电容器

1. 基本原理

晶闸管投切电容器式静止补偿器 (Thyristor Switched Capacitor, TSC) 由晶闸管投切电容器组成，这些电容器分成很多单元，以实现分级控制。TSC 是一个三相补偿装置，每相在结构和参数的设计上是等同的。

TSC 的典型装置通常由两大部分组成：一部分为 TSC 主电路，它包括晶闸管阀（若干组）、补偿电容器（同样分成若干组）及阻尼电抗器；另一部分为 TSC 控制系统，主要由数据采集与检测、参数运算、投切控制、触发控制 4 个环节组成。

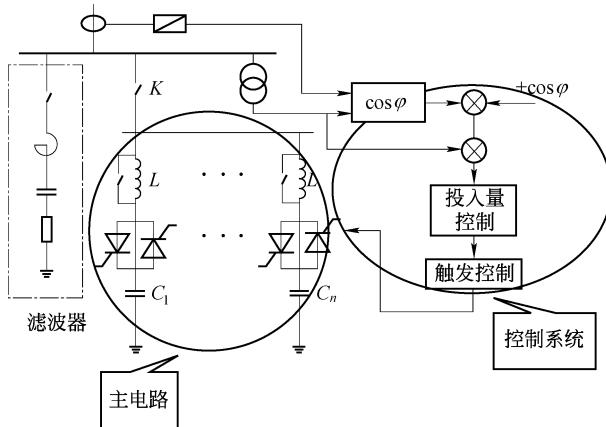


图 5-13 TSC 典型装置

晶闸管阀通常有两种接线方式：2 个晶闸管反并联或 1 个晶闸管与 1 个二极管反并联。两者都是投切电容器的开关，所不同的是，前者晶闸管阀承受最大反向电压低，为电源电压峰值，但投资较大，控制复杂；后者投资小，控制简单，但晶闸管阀承受最大反向电压高，为电源电压峰值的 2 倍，所以在选择使用哪种连接方式

时，应根据技术、经济比较来确定。

电容器的投切是根据电网负荷变化情况来决定的，当电网无功需求增加，电压下降时，投入电容器；反之，切除电容器。电容器分组有等容分组和不等容分组两种。前者易于实现自动控制，但补偿级差大，后者利用较少的分组就可获得较小的补偿级差，但不易控制。在实际中也有采用两者折中的办法，例如采用 $n - 1$ 个电容值均为 C 的电容，和一个电容值为 $C/2$ 的电容，这样系统从零到最大补偿量的调节则有 $2n$ 级。

TSC 静止无功补偿装置具有以下特性：阶跃控制；平均延时半个周波（最大为一个周波）；有效地减少暂态电流并能抑制谐波的产生。如果晶闸管在电容电压与电网电压相等时导通，那么电容可以无涌流接入。在给定时刻 t 流过电容器的电流可以用下式表示：

$$\begin{aligned} i(t) = & \frac{U_m}{X_C - X_L} \cos(\omega t + \alpha) - \frac{U_m}{X_C - X_L} \cos\alpha \cos(\omega_\tau t) \\ & + \left[\frac{X_C U_m \sin\alpha}{\omega_\tau L (X_C - X_L)} - \frac{U_{co}}{\omega_\tau L} \right] \sin(\omega_\tau t) \end{aligned} \quad (5-1)$$

式中 X_C 和 X_L ——补偿器的容抗和感抗；

U_m ——电源电压最大瞬时值；

α ——电容器投入时的电压相角；

ω_τ ——系统谐振频率 ($\omega_\tau = 1/\sqrt{LC}$)；

U_{co} ——电容器初始电压。

上式是在假设系统电阻与电抗相比可以忽略的前提下得到的，这种假设对高压传输线路是有效的。如果电容器在电源电压最大时投入，且 U_{co} 等于电源电压的峰值 U_m ，那么暂态电流为零。

与机械投切电容器相比，晶闸管开关无触点，其操作寿命几乎是无限的，而且晶闸管的投切时刻可以精确控制，实现无过渡过程的平稳投入和退出，操作简单。与 TCR 相比，虽然 TSC 不能连续补偿无功功率，且只能发出感性无功，但具有成本低，运行时不产生谐波，自身能耗小，仅相当于整个补偿容量的 1% 左右，节电效果十分明显等优点。在实际中，若要求连续调节无功功率，或者要求能提供容性无功，TSC 可以与 TCR 配合使用，构成 TCR + TSC 的混合型补偿器。

2. 主要接线形式

TSC 的主电路按照晶闸管和电容器的连接方式，可以大致分为 4 种类型：星形有中线、星形无中线、角外接法、角内接法。其中前两者统称为星形接法，后两者统称为三角形接法。

(1) 星形有中线

这种接法优点在于，晶闸管额定电压降低，可以进行分相投切。但由于中线存

在，对三倍次谐波无抑制作用，所以晶闸管额定电流增大，因此该接线方式适合系统电压波形畸变率很小且电网负荷三相不平衡的情况。为了限制涌流和抑制谐波，通常在中线上加装限流电抗器，如图 5-14a 所示。

(2) 星形无中线

与星形有中线相比，该接线方式由于取消了中线，对三倍次谐波有抑制作用，对系统无污染。但需两相电容才能形成回路，不能进行分相投切，因此该方式不适合补偿电网负荷三相不平衡的情况。

(3) 角外接法

晶闸管处于电容器三角形的外部。按照电工理论中的“ $\Delta - Y$ ”变换原理，在电容器总容量相等的情况下，角外接法和星形无中线电路对外所表现的特性是相同的，实际中多采用三角形接法。角外接法对三倍次谐波也有抑制作用。与角内接法相比，体积小，但不易控制，投切时暂态过程较长，适合于三相平衡负载，如图 5-14b 所示。

(4) 角内接法

晶闸管处于电容器三角形的内部。该接法对系统无污染，相对另外 3 种接法，晶闸管额定电流小，只有相电流的 58%，但晶闸管额定电压较大。

当有较大不平衡负载时，三角形接法的电容器组也可令各相电容值不等，根据各相负荷大小作分相补偿。有文献提出的三相不平衡负荷的补偿装置就是使用角内接法的 TSC 与 TCR 的组合形式，如图 5-14c 所示。此处的 TCR 仅仅只是为了能够使三相补偿电纳连续可调，所以三角形接法是完全可以实现三相分补的。

除了三角形接法和星形接法外，还常常使用三角形和星形相结合的接法。这种接法的优点在于能综合三角形接法和星形接法的长处，使补偿装置的性价比达到最优。

3. TSC 控制系统

TSC 的控制系统应能检测系统的相关变量，并能根据检测量的大小以及给定输入量的大小，产生相应的晶闸管触发脉冲，以调节补偿器发出的无功功率。因此，其控制系统一般应包括 3 部分：检测、控制及触发部分。

(1) 系统变量的检测及算法

1) 功率因数的计算：功率因数常常被选作控制目标，从检测到得出计算结果都很简单。只要测得电网电压和电流的过零时间差，即可求得功率因数角和相应的功率因数值。显然，时间差不仅反映功率因数角的大小，而且还可以判断是欠补偿还是过补偿。还有一种比较简单的方法，即用已知幅值的电流信号在电压信号过零两点间的积分。

2) 无功功率的计算：可通过计算无功电流间接得到，也可通过直接计算无功功率得到。相电压由正到负过零瞬间，相电流的瞬时值恰好就是该相无功电流的最

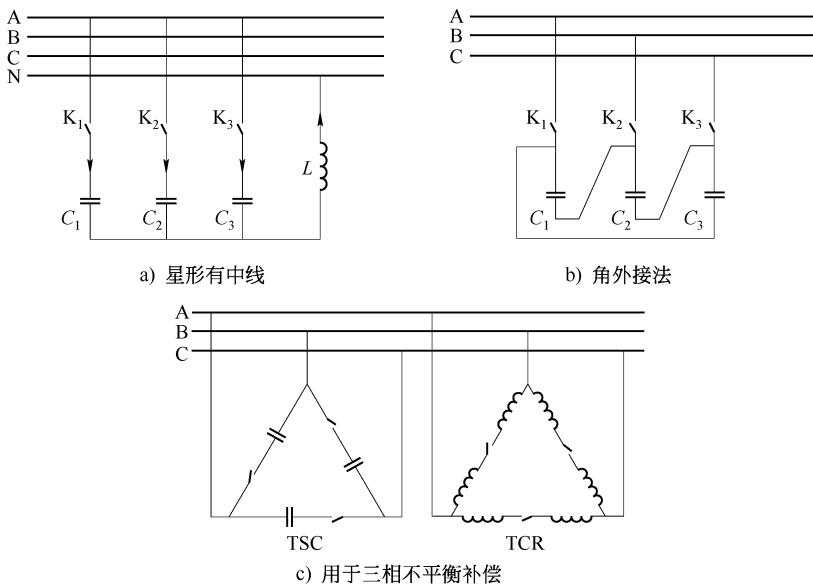


图 5-14 TSC 主电路接线

大值。再经过计算，即得到所需无功功率。这种检测方法的优点是简单、快速。还有一种方法是任取两时刻的电压、电流作为一组数据。按照式 (5-2) 就能把无功功率计算出来：

$$Q = (u_1 i_2 - u_2 i_1) / 2 \sin \alpha \quad (5-2)$$

式中 α ——任取两个时刻对应的电角度差。

对于谐波较大的场合，取若干组数据，结合数字滤波技术，就可以准确又快速地计算出无功功率值。

3) 基于瞬时无功功率理论的信号检测：有文献提出一种基于瞬时无功功率理论的信号检测方法。该方法可以由三相电压、电流瞬时值快速、有效地计算出电压、电流有效值以及瞬时无功功率等，进而可以计算得到功率因数。这种方法与传统的检测方法核心区别在于，它突破了传统功率理论中用平均值定义功率量的局限，是对传统功率理论的拓展。

(2) 控制目标的选取及控制策略

TSC 控制目标一般可分为功率因数控制、无功功率控制及两者结合的综合控制。

1) 功率因数控制：按照 $\cos\varphi_2 < \cos\varphi < \cos\varphi_1$ 的原则控制所需的补偿电容器容量。但这种方法具有许多缺点：由于电容是分级补偿，在轻载时容易产生投切振荡，这样不仅会缩短补偿电容器的寿命，而且会给电网电压带来持续的低频振荡；而重载时，又不易达到充分补偿。

2) 无功功率控制：根据所测得的系统参数，计算出应该投入的电容器容量，

在电容组合方式中选出一种最接近但又不会过补偿的组合方式，电容器投切一次到位。这种控制方式解决了投切振荡的问题，同时又能达到很好的补偿效果。

3) 综合控制：尽管无功功率控制有诸多好处，但单独使用一种控制方式，总会有其局限性。因此产生了以功率因数控制和无功功率控制为基础，电压控制等多种控制因素为辅助的综合控制方式。

TSC 的控制策略可以分为开环控制、闭环控制和复合控制三大类。开环控制的优点是响应迅速，能快速地跟踪负荷的变化，但维持电压或功率因数等参数的功能不强；闭环控制中因采用了积分环节，响应速度比较慢，但优点是精度高。而复合控制系统将开环控制和闭环控制相结合，即可使补偿器快速地跟踪负荷电流的变化，又能使负荷的功率因数维持在给定值。

(3) 触发时刻的选取

选取合适的触发时刻总的原则是，TSC 投入电容时，也就是晶闸管开通的时刻，必须为电源电压与电容器残压的幅值和相位相同时。无论电容器残压是多少，其值往往都是不易测量的，所以必须通过其他一些方法来解决电容器残压测量的难题。

1) 过零触发电路：晶闸管电压过零触发电路如图 5-15a 所示。当电源电压与电容器的残压相等时，晶闸管两端电压为零，光电耦合器就会输出一个负脉冲，如果此时投入指令存在，此脉冲就会经过一系列环节，产生脉冲串去触发晶闸管，保证晶闸管的平稳导通。当 TSC 投入指令撤销时，晶闸管在电流过零时断开，直到微控制器下次发出投入指令，TSC 才会在电源电压与电容器残压相等时重新投入。

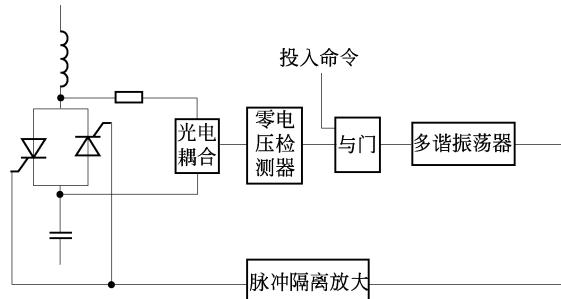
2) 反压触发：一般来讲，无论电容器残压多高，它总是小于等于电源电压幅值，则在一个周期内，晶闸管总有处于零压或反压的时刻。利用这一点，在晶闸管承受反压时，触发脉冲序列开始，这样当晶闸管由反压转为正压时就自动进入平稳导通状态。图 5-15b 就是一种可以用该方法触发的电路，该电路使用了 2 只晶闸管、1 只二极管组成的 $- \Delta$ 连接的三相投切开关，故简称“2+1”电路。

值得一提的是，这种电路控制元件少，结构紧凑，投资很少，是较为简捷的 TSC 主电路形式，已获得了中国实用新型专利。

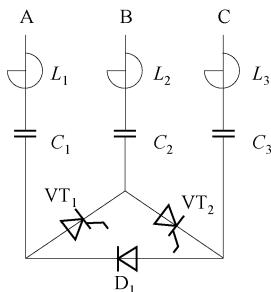
3) 利用相位关系触发： \dot{U}_A 、 \dot{U}_B 、 \dot{U}_C 和 \dot{U}_{BC} 、 \dot{U}_{CA} 、 \dot{U}_{AB} 相位关系如图 5-15c 所示。当 \dot{U}_{BC} 、 \dot{U}_{CA} 、 \dot{U}_{AB} 反向过零时， \dot{U}_A 、 \dot{U}_B 、 \dot{U}_C 均正处于峰值点，所以利用 \dot{U}_{BC} 、 \dot{U}_{CA} 、 \dot{U}_{AB} 作为触发信号，触发 A、B、C 三相的晶闸管，可以保证各相晶闸管在峰值时触发。

在这几种触发方法中，过零触发电路应用范围最广，无论电容器残压处于何种状态，都能适用；反压触发适用于电容器残压低于电源电压峰值的情况，因为当电容器残压等于电源峰值时，晶闸管就没有反压的状态了；利用相位关系触发则更适

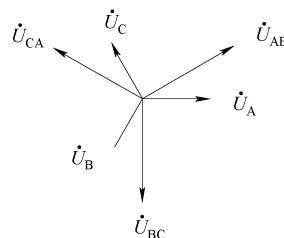
合电容器残压等于电源电压峰值的情况。在实际中，应根据不同情况，相应处理。



a) 晶闸管过零触发电路



b) “2+1” 电路



c) 相位关系图

图 5-15 TSC 脉冲的触发

5.5.5 组合式 SVC

将上述各种分立式 SVC 的主要特性进行概括，并总结成表 5-1。在实际选用时，一方面可根据具体系统需求，选择技术、经济综合指标最佳的补偿设备，另一方面可以将它们组合起来构成组合式 SVC。

表 5-1 单体 SVC 设备性能比较

SVC 类型	SR	TCR	TST	TSC
无功输出	连续	连续	连续	连续
响应时间/“传输延迟”	约 10ms	约 10ms	约 10ms	约 10 ~ 20ms
分相调节	不可以	可以	可以	可以
自身谐波量	小	有	有	无
噪声	大	较小	稍大	很小
损耗率	0.7% ~ 1%	0.5% ~ 0.7%	0.7% ~ 1%	0.3% ~ 0.5%
控制灵活性	差	好	好	好
限制过电能力	很好	依靠设计	依靠设计	无
运行维护	简单	复杂	较复杂	较复杂

1. 固定电容—晶闸管控制电抗型无功补偿器 (FC&TCR)

固定电容—晶闸管控制电抗型无功补偿器 (Fixed Capacitor & Thyristor—Controlled Reactor Type Static Var Compensator, FC—TCR SVC) 的单相原理如图 5-16 所示, 其中电容支路为固定连接, TCR 支路采用延时触发控制, 形成连续可控的感性电抗, 通常 TCR 的容量大于 FC 的容量, 以保证既能输出容性无功也能输出感性无功。

实际应用中, 常用一个滤波网路 (LC 或 LCR) 来取代单纯的电容支路, 滤波网络在基频下等效为容性阻抗, 产生需要的容性无功功率, 而在特定频段内表现为低阻抗, 从而能对 TCR 产生的谐波分量起着滤波作用。从外特性上来看, FC—TCR 型 SVC 可以视作可控容抗, 在一定的容量范围内能以一定的响应速度, 跟踪输入的无功电流或容抗参考值。图 5-17 所示为 FC—TCRSVC 的电压—电流运行区域, 它由最大容抗 B_C 和感抗 B_{Lmax} 装置元件能耐受的最大电压 U_{Cmax} 、 U_{Lmax} 和电流 I_{Cmax} 、 I_{Lmax} 等决定。

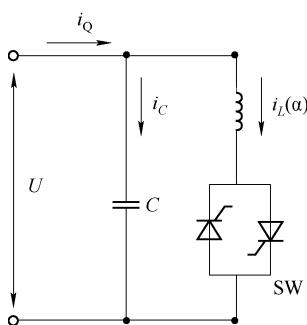


图 5-16 FC&TCR 型 SVC

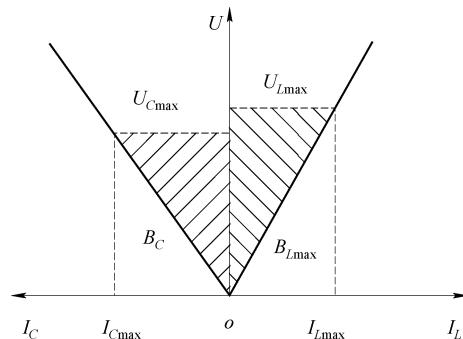


图 5-17 FC&TCR 型 SVC 运行特性

2. 晶闸管投切电容—晶闸管控制电抗型无功补偿器 (TSC&TCR)

TSC 型 SVC 装置不产生谐波, 但是只能以阶梯变化的方式满足系统对无功的需要; FC—TCR 型 SVC 响应速度快且具有平衡负荷的能力, 但由于 TCR 工作中产生的感性无功电流需要固定电容中的容性无功电流来平衡, 因此, 在需要实现输出从额定感性无功到容性无功的调节时, TCR 的容量则是额定容量的两倍, 从而导致器件和容量上的浪费, 造成了可观的经济损失。晶闸管投切电容—晶闸管控制电抗型无功补偿器 (Thyristor Switched Capacitor & Thyristor—Controlled Reactor Type Static Var Compensator, TSC&TCR SVC) 可以克服上述两者的缺点, 与 FC—TCR 型 SVC 比较, 具备更好的运行灵活性, 并有利于减少损耗。

TSC&TCR 型 SVC 的单相结构如图 5-18 所示, 根据装置容量、谐波影响、晶闸管阀参数、成本等而由 n 条 TSC 支路 (或者容性滤波器支路) 和 m 条 TCR 支路构成, 图中 $n=3$, $m=1$ 。各 TSC、TCR 参数一致, 通常 TCR 支路的容量稍大于 TSC

支路的容量。在额定电压下，TSC&TCR型 SVC 在所有 TSC 支路投入而 TCR 支路断开时，输出最大的容性无功功率 $Q_{C\max}$ ；在所有的 TSC 支路断开而 TCR 支路投入（ $\alpha = 0$ ）时，输出最大的感性无功功率 $Q_{L\max}$ ；当要求装置输出容性无功，且 $Q_{C\max} < Q$ 时，则投入 k 条 TSC 支路，并调节 TCR 支路的延迟触发角 α ，吸收多余的容性无功功率；而要求装置输出感性无功时，可“关断”所有的 TSC 支路而通过控制 TCR 支路来获得所需的无功功率，如何在设定的运行电压附近协调 TCR 与 TSC 的运行，抑制临界点处可能出现的振荡是需要特别注意的问题。其外特性曲线跟 FC&TCR 型 SVC 类似，TSC&TCR 型 SVC 的外特性也表现为可控容抗，在一定的容量范围内能以一定的响应速度，跟踪输入的无功电流或容抗参考值。

图 5-19 所示为 TSC&TCR 型 SVC 的电压—电流 ($U-I$) 运行区域，包括两组单组容抗为 B_C 的 TSC，其中 $B_{L\max}$ 为 TCR 的最大感抗， $U_{C\max}$ 、 $U_{L\max}$ 、 $I_{C\max}$ 、 $I_{L\max}$ 分别为 TSC 和 TCR 的耐受电压和电流值。稳态条件下 TSC—TCR 型 SVC 与 FC—TCR 型 SVC 的运行区域是一样的。

5.5.6 鞍山红一变 220kV-SVC 示范工程介绍

1. 系统概况

鞍山红一变是东北电网 220kV 枢纽变电站，共有 4 台 120MVA 主变。9 条 220kV 线路与东北主网连接，是辽宁中部与南部、中部与东部、中部与西部连接的枢纽，220kV 采用双母线（东母、西母）带侧母线的接线方式，并列运行；66kV 系统共有 20 回出线，带鞍钢制氧、给水、炼铁、炼钢、轧钢等负荷及鞍山市区部分负荷，鞍钢负荷具有一定冲击性，采用分列运行方式。红一变主接线如图 5-20 所示。正常运行方式下 220kV 母联开关合位，东、西母并列运行；66kV 南、北母联开关在合位，东、西母分段开关在开位，东、西母南段并列运行，东、西母北段

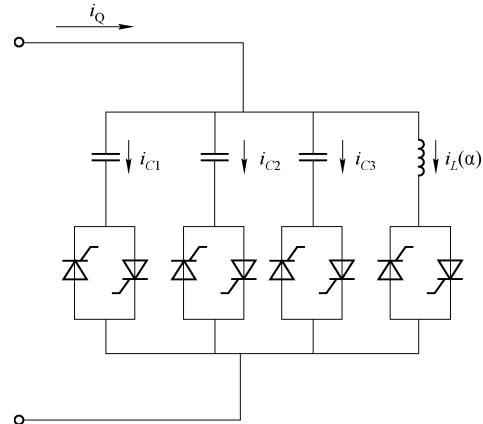


图 5-18 TSC&TCR 型 SVC 结构

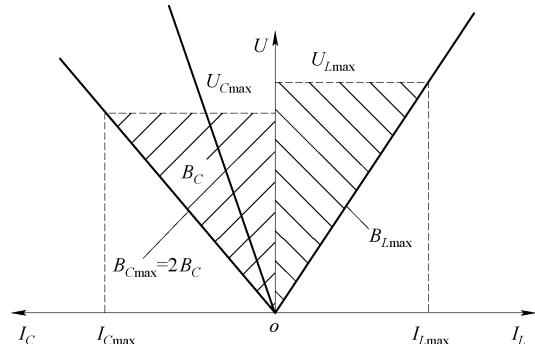


图 5-19 TSC&TCR 型 SVC 运行特性

并列运行；3号、4号主变三次侧（35kV）并列运行，只带SVC。

SVC取代一台由于设备老化、实际出力仅20Mvar、额定容量为60Mvar的调相机，实现对电网的动态无功调节，稳定电网电压，并抑制冲击负荷造成的电压波动^{[28][29][30]}。

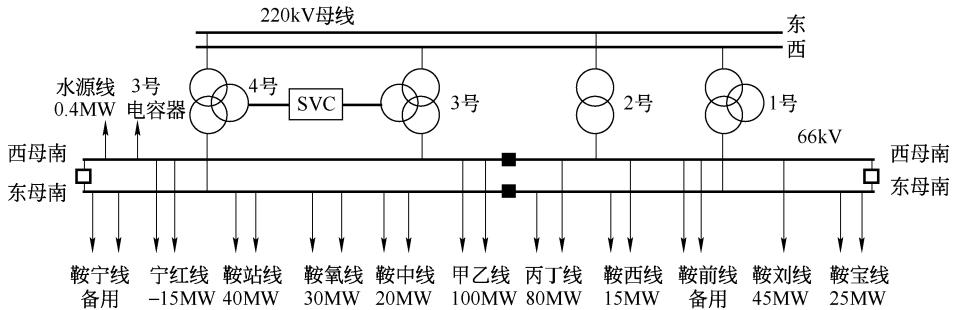


图 5-20 鞍山红一变主接线图

注：□—合位；■—开位。

2. SVC 方案介绍

在红一变3号、4号主变3次装设SVC后，将成为主要调压手段。SVC的容量选择主要考虑：

- 1) 在220kV系统电压较低，红一变3号、4号所带负荷最重时，可将红一变66kV东母线电压补偿到一个合理的水平，即按66kV考虑需要的最大容性无功功率；
- 2) 在220kV系统电压较高，红一变3号、4号所带负荷最轻时，可将红一变66kV东母线电压补偿到一个合理的水平，即按66kV考虑需要的最大感性无功；
- 3) 具备一定动态调节容量，抑制波动冲击负荷运行时引起的母线电压变化。经系统分析计算可得，要满足上述要求，需在红一变加装一套动态无功调节范围不少于+80Mvar(容性)至-50Mvar(感性)的SVC。

经比较，3号、4号主变35kV母线采用单母线接线，其优点是接线简单、清晰，其缺点当母线故障或检修时，SVC需全部退出。鉴于母线故障概率小，SVC作为一种无功补偿设备，容性部分或感性部分单独运行，并且整套装置短时退出运行是允许的，故本SVC采用单母线接线。为了保证SVC方案的正确性，2002年进行了多次谐波测试，根据统计分析结果，66kV现有负荷的谐波电流含量主要为3、5、7次，TCR支路的谐波特性也是如此。

为满足SVC动态调节范围所需，设置3、5、7次单调谐滤波器各2个，共6个滤波支路，与TCR支路一起挂接在3号、4号主变35kV侧，相同配置的滤波支路可互为备用，保证了示范工程的可靠性；选择滤波支路参数时，按相同支路只需投入一个即可保证滤波效果和设备安全设计，增强了运行的灵活性。另外，考虑到

投资的经济性，在66kV侧装设一并联电容器组，采用普通串联电抗器，以抑制合闸涌流和谐波。根据以上配置，SVC采用的一次主接线原理如图5-21所示。

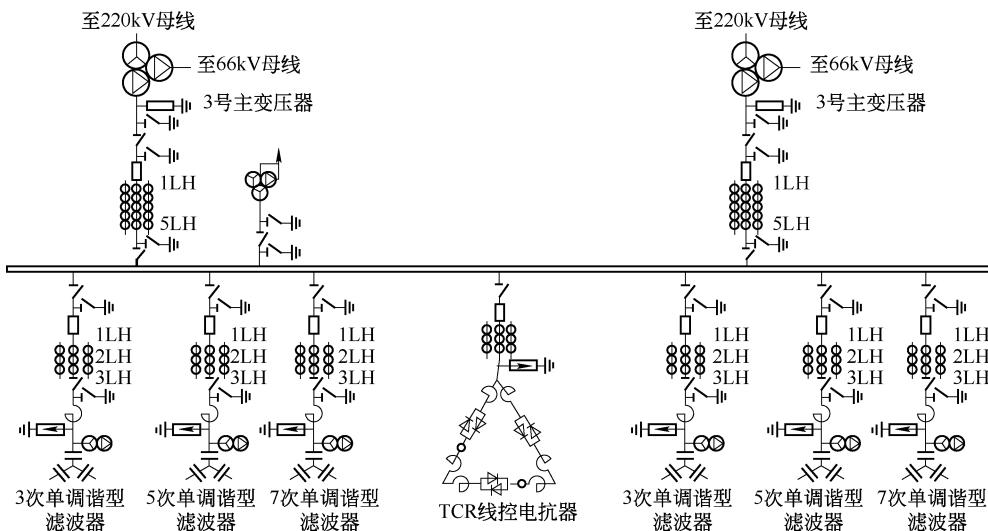


图 5-21 SVC 主接线图

3. SVC 电气参数

TCR 容量为 80Mvar，6 个滤波器支路共提供容性基波无功 82.8Mvar，66kV 电容器组提供 17.7Mvar，共计 100.5Mvar，超过重负荷调压所要求的 80Mvar，并可为未来负荷增长留一定裕度；只投入 1 个 3 次和 1 个 5 次滤波器支路时，SVC 的容性基波无功功率为 27Mvar，SVC 可输出的感性无功功率超过 50Mvar，满足轻负荷时的调压要求。

4. 电压改善效果

红一变所带鞍钢部分负荷为进口用电设备，对电压质量要求较高，由于在系统出现短路故障（如红一变送出 66kV 线路或其所带的二次变二次侧 10kV 短路）时，出现瞬间的电压跌落，会使这一系统运行的部分设备因失压跳闸，甚至造成整个生产线全停，带来较大经济损失。SVC 投运以后，由于 SVC 有快速响应能力，能够在系统出现电压跌落时，迅速支撑系统电压，使用户不至于因电压的瞬间跌落造成跳闸停产，减少了用户损失。红一变 66kV 侧带鞍山钢铁公司轧钢和炼钢冲击性负荷，造成红一变 66kV 系统电压波动，最大波动至 10%，平均波动范围约 5%，电能质量达不到国家标准，影响部分企业的正常生产。SVC 投入运行后，稳定了 66kV 电压，电压波动幅度小于 0.5%，所带站前、繁荣等二次变电所 10kV 系统电压的波动相应减小，从而也使 220kV 电压的波动降低，大大地提高了系统的电能质量，减少了用户因电压波动而造成设备停运的损失。

5.6 STATCOM

5.6.1 系统构成

静止同步补偿器（Static Synchronous Compensation，STATCOM）是一个非常复杂的电气系统，它一般包括变流器、曲折变压器（或者普通变压器、电抗器）、断路器、高压变压器构成的主系统和电压互感器、电流互感器、监测电路、控制器、驱动电路、保护电路、监测器等构成的二次系统，如图 5-22 所示。变流器是 STATCOM 中最核心的器件，其电路结构一般根据设计容量和电压等级确定，优先选择单个变流器。因为这种情况下，不仅主电路结构简单，而且控制、保护配合也简单，在单个变流器不能满足容量和电压等级的情况下，根据目前的实际经验来看，优先选择多重化结构。如果变流器没有采用多重化结构，则不需要曲折变压器和高压变压器。当静止同步补偿器的电压等级与接入系统的相等时，可以采用电抗器代替变压器，或者干脆省略。

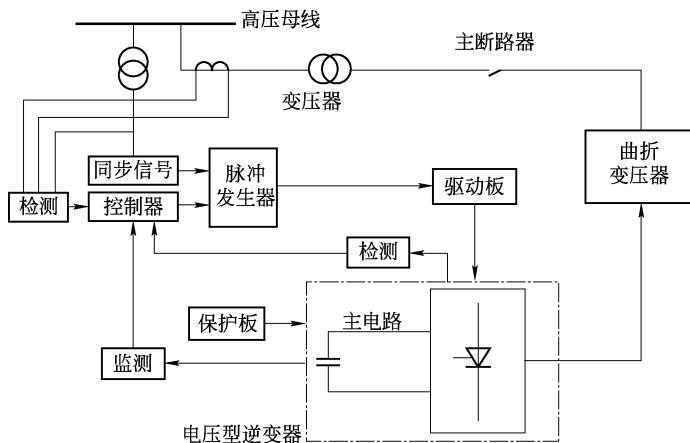


图 5-22 静止同步补偿器的系统构成示意图

二次系统中的电压互感器、电流互感器是获取系统与静止同步补偿器的运行和工作情况的必要器件，也是主系统与二次系统电气隔离的重要措施，是同步信号和指令信号检测的基础。检测电路（包括系统同步信号检测电路、系统电压电流信号检测电路和 STATCOM 输出检测电路）和控制器是保障 STATCOM 工作性能的关键。

5.6.2 工作原理

简单地说，STATCOM 的基本原理就是将自换相桥式电路通过电抗器或者直接

并联在电网上，适当地调节桥式电路交流侧输出电压的相位和幅值，或者直接控制交流侧电流，就可以使电路吸收或发出满足要求的无功电流，达到动态无功补偿的目的。

严格地讲，STATCOM 的基本电路结构应该分为两种：即电压型桥式电路结构和电流型桥式电路结构。图 5-23 为 STATCOM 电路基本结构图，直流侧分别采用的是电容和电感这两种不同的储能元件。

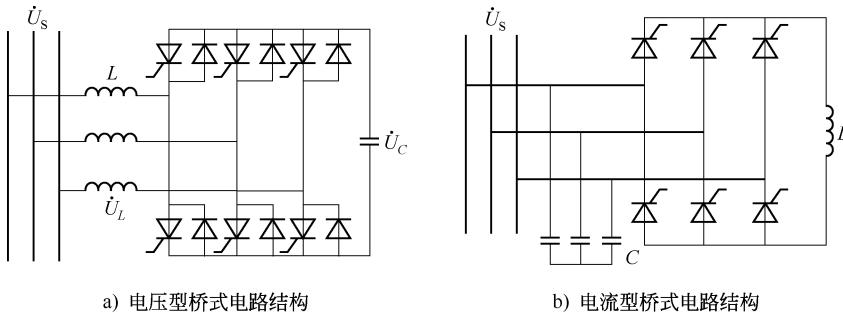


图 5-23 STATCOM 电路基本结构

对于电压型桥式电路，其直流侧以电容作为储能元件，将直流电压逆变为交流电压，通过串联电抗并入电网。其中串联电抗起到阻尼过电流、滤除纹波的作用；对于电流型桥式电路，其直流侧以电感作为储能元件，将直流电流逆变为交流电流送入电网，并联于交流侧的电容可以吸收换相产生的过电压。我们知道，在平衡的三相系统中，三相瞬时功率的和是一定的，在任何时刻都等于三相总的有功功率。因此总的看来，在三相系统的电源和负载之间没有无功功率的往返，各相的无功能量是在三相之间来回往返的。而 STATCOM 正是将三相的无功功率统一起来进行处理的，所以理论上说，STATCOM 的桥式变流电路的直流侧可以不设无功储能元件。但实际上，由于谐波的存在，使得总体看来，电源和 STATCOM 之间会有少许无功能量的往返。所以，为维持 STATCOM 的正常工作，其直流侧仍需一定大小的电容或电感作为储能元件，但所需储能元件的容量远比 STATCOM 所能提供的无功容量要小。而对传统的 SVC 装置，其所需储能元件的容量至少要等于其所提供的无功功率的容量。因此，STATCOM 中储能元件的体积和成本比同容量的 SVC 要小的多。在实际运行中，由于电流型桥式电路效率比较低，而且发生短路故障时危害比较大，所以迄今投入使用的 STATCOM 大都采用电压型桥式电路，因此，STATCOM 往往专指采用自换相的电压型桥式电路作为动态无功补偿的装置。

STATCOM 正常工作时通过电力半导体开关的通断将直流侧电压转换成交流侧与电网同频率的输出电压，就像一个电压型逆变器，只不过其交流侧输出接的不是无源负载，而是电网。因此，当仅考虑基波频率时，STATCOM 可以等效地视为幅值和相位均可以控制的一个与电网同频率的交流电压源。STATCOM 的工作原理可

以用图 5-24 所示的单相等效电路图来说明。设电网电压和 STATCOM 输出的交流电压分别用向量 U_s 、 U_c 表示，则连接电抗 X 上的电压 U_L 即为 U_s 和 U_c 的向量差，而连接电抗的电流是由其电压来控制的。这个电流就是 STATCOM 从电网吸收的电流 I 。因此，改变 STATCOM 交流侧输出电压 U_c 的幅值及其相对于 U_s 的相位，就可以改变连接电抗器上的电压，从而控制 STATCOM 从电网吸收的电流的相位和幅值，也就控制了 STATCOM 吸收无功功率的性质和大小。

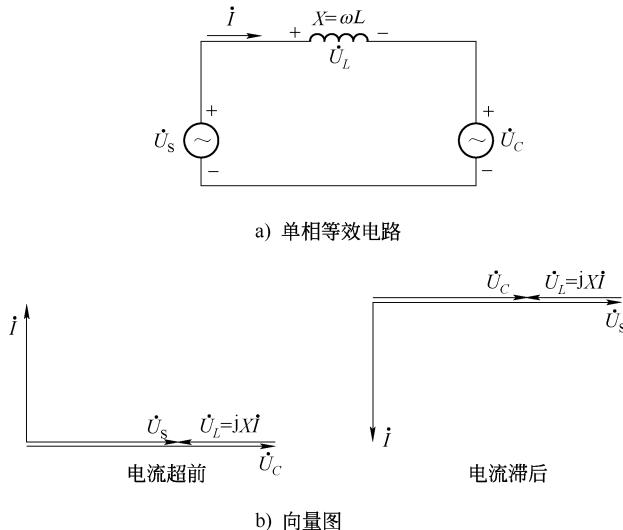


图 5-24 STATCOM 不考虑损耗时的等效电路及向量图

在图 5-24 的等效电路中，将连接电抗器视为纯电感，没有考虑其损耗以及变流器的损耗，因此不必从电网吸收有功能量。在这种情况下，只需使 U_s 和 U_c 同相，仅改变 U_c 的幅值大小即可以控制 STATCOM 从电网吸收的电流 I 是超前还是滞后 90° ，并且能控制该电流的大小。

考虑到连接电抗器的损耗和变流器本身的损耗（如管压降、线路电阻等），将总的损耗集中等效为连接电阻 R 考虑，则 STATCOM 的实际等效电路如图 5-25a 所示，其电流超前和电流滞后工作的向量图如图 5-25b 所示。在这种情况下，变流器电压 U_c 与电流 I 仍相差 90° ，因为变流器无需有功分量。电网电压 U_s 与电流 I 的相差则不再是 90° ，而是比 90° 小了 δ 角，因此，电网提供了有功功率来补充电路中的损耗，也就是说，相对于电网电压来讲，电流 I 中有一定量的有功分量。这个 δ 角也就是变流器电压 U_c 与电网电压 U_s 的相位差。改变这个相位差，并且改变 U_c 的幅值，则产生的电流 I 的相位和大小也就随之改变，STATCOM 从电网吸收的无功功率也就得到调节。

分析图 5-25 所示的 STATCOM 的工作向量图，由图中电网电压 U_s 、变流器交流侧基波电压 U_c 和连接电抗电阻的电压 U_L ，构成的三角形关系，可得如下等式：

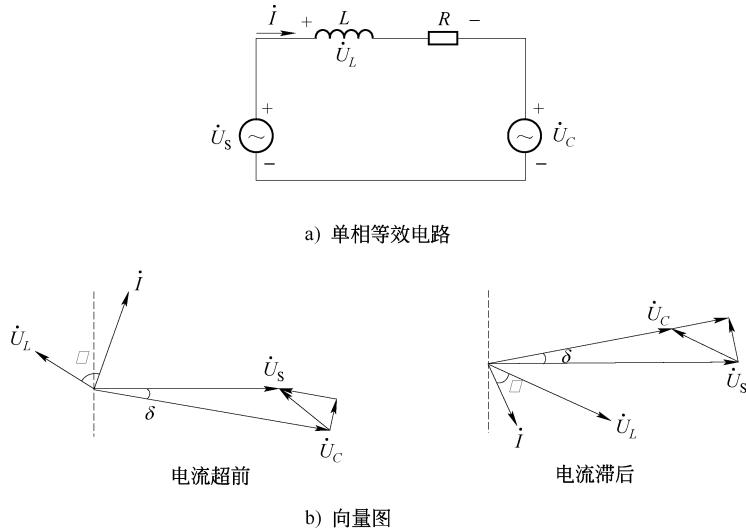


图 5-25 STATCOM 考虑损耗时的等效电路及向量图

$$\frac{U_L}{\sin\delta} = \frac{U_s}{\sin(90^\circ + \varphi)} = \frac{U_c}{\sin(90^\circ - \varphi - \delta)} \quad (5-3)$$

由此得：

$$U_L = \frac{U_s \sin\delta}{\cos\varphi} \quad (5-4)$$

式中 φ ——连接电抗器的阻抗角。

据此可推导出稳定时 STATCOM 从电网吸收的无功电流和有功电流有效值分别为

$$I_q = \frac{U_L}{\sqrt{X^2 + R^2}} \sin(90^\circ - \delta) = \frac{U_s}{2R} \sin 2\delta \quad (5-5)$$

$$I_p = \frac{U_L}{\sqrt{X^2 + R^2}} \cos(90^\circ - \delta) = \frac{U_s}{2R} (1 - \cos 2\delta) \quad (5-6)$$

可以看出，如果无功电流的符号以吸收滞后电流为正，吸收超前电流为负，则当逆变器电压滞后于系统电压，STATCOM 从电网吸收超前电流时，其稳态仍然满足上式，只是其中的 δ 和无功电流均为负。因此，可以通过控制 STATCOM 输出的无功电流来控制角 δ ，从而维持系统母线电压稳定。

5.6.3 STATCOM 与 SVC 比较

1. 无功功率的特性

SVC 装置输出的无功功率与系统电压的二次方成正比，因此，在电力系统电压降低时，SVC 装置输出的无功功率会以系统电压二次方下降的比例下降；而

STATCOM 装置输出的无功功率与系统电压成比例，也即其输出的无功功率会以系统电压下降的比例而下降。所以在系统电压下降时，STATCOM 装置输出无功功率的能力比 SVC 强，而在系统电压升高时，STATCOM 装置吸收无功功率的能力比 SVC 弱。

2. 提高系统稳定性

如果 SVC 和 STATCOM 容量相同而且调节特性相同，则其对提高输电系统的静态稳定性作用也相同。但是当系统电压降低时，SVC 补偿电流也随之降低，而对 STATCOM 来说，则能够保持补偿电流不变，因此 STATCOM 能更有效地增加减速面积，比 SVC 更能提高暂态稳定极限。

3. 阻抗特性

SVC 装置是电抗型的，接入电力系统之后有可能改变电力系统的阻抗特性，因此计划在系统安装 SVC 装置时，除了研究 SVC 装置投入系统对提高系统安全稳定性的作用外，还必须慎重考虑装设 SVC 装置后系统阻抗特性的变化。而 STATCOM 装置为电压源逆变装置，接入系统后不会改变系统的阻抗特性，因此不存在谐振问题。

4. 占地面积

SVC 装置采用电容器、电抗器作为无功补偿器件，需要较大容量的交流电容器和电抗器，因而整个 SVC 装置的占地面积比较大；而 STATCOM 装置则无需大容量的交流电容器和电抗器，因而占地面积比较小。

5. 响应时间和成本

SVC 装置 TCR 部分采用不可关断晶闸管，晶闸管一旦导通，必须等电流过零才能自然关断，因此，整个 SVC 装置的响应时间约为 50~60ms；而 STATCOM 装置为可控电流源，基于 PWM 调制的 STATCOM 装置的响应速度可以达到 10ms 左右。但是这也使同容量的 STATCOM 装置成本比 SVC 装置要高。

5.6.4 朝阳变 20Mvar-STATCOM 示范工程介绍

1. 装置介绍

1994 年至 1999 年间，清华大学与河南省电力公司合作开发 20Mvar 工业化 STATCOM 装置。历经试验室样机（基于 IGBT、10kvar）、工业样机（基于 GTO、300kvar，曾安装于河南省孟砦变电站）后，1999 年完成最终的工业化装置，安装于洛阳市郊朝阳变电站，并于同年 3 月并网投入试运行。

20Mvar STATCOM 接入朝阳变电站的 10kV 母线，进而向 220kV 主干电网提供

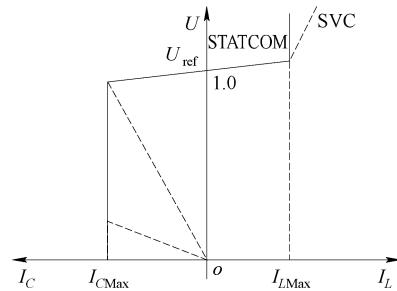


图 5-26 SVC 装置与 STATCOM 装置的无功电流电压特性对比

快速可调的无功功率，以改善河南电网北、中和西部向东南部送电的暂态稳定性和动态阻尼特性^{[33]~[35]}。

图 5-27 所示为 STATCOM 的总体构成，其中 GTO 逆变柜外形如图 5-28 所示。整个装置包括以下组成部分：

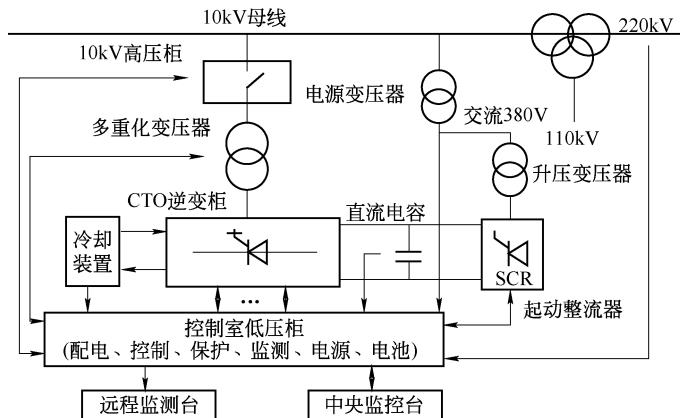


图 5-27 系统设计图

- 1) 主电路：电力电子电路是 STATCOM 的核心和主体部分，由直流电容器组、基于 GTO 的多脉波逆变器、多重化变压器组以及接入断路器等构成。
- 2) 起动电路：主要由起动用升压变压器和起动整流器构成；保护与控制子系统：包括控制器、脉冲发生器及脉冲分配与保护器三个部分。
- 3) 监测与诊断子系统：包括布置在本地、集控室和远程三处的监测与诊断硬件；水冷子系统：采用全封闭式纯水冷却方式。
- 4) 其他辅助设备：如提供从系统获取电力的电源变压器、开关电源设备、电

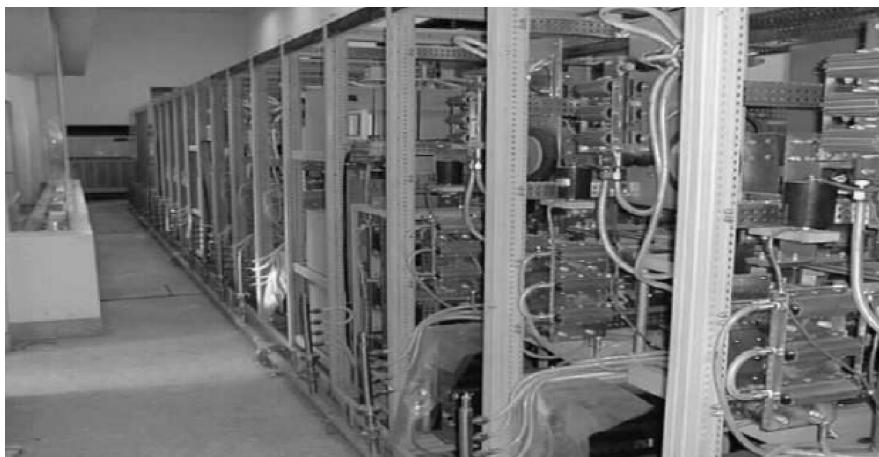
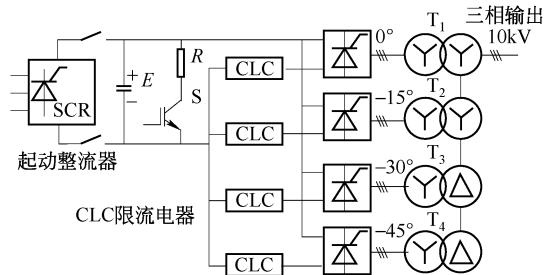


图 5-28 GTO 逆变柜外形

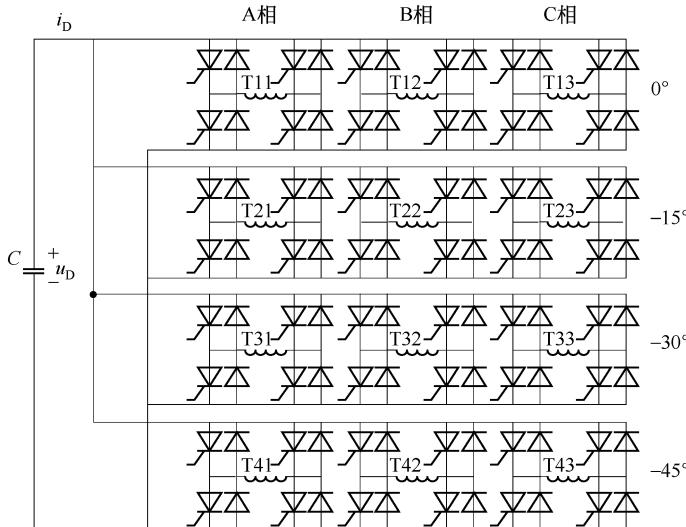
池、各类开关柜等。

2. 主电路结构

20Mvar-STATCOM 的主电路结构如图 5-29 所示，主要包括：直流电容器组及其放电电路、4 组基于 GTO 的多脉冲逆变器、四重化耦合变压器组、接入断路器以及相关的限流、保护电路（如 CLC 限流电器）等。直流电容 $C = 15000\mu\text{F}$ ，等值电抗 $X_L = 0.91\text{W}$ 脉冲逆变电路及其耦合变压器构成的四重化电压型逆变器是电力电子电路主体，忽略辅助和缓冲电路。



a) 逆变器侧各逆变桥与变压器低压绕组之间的连接



b) 系统侧变压器高压绕组的连接

图 5-29 主电路结构图

3. 控制器

图 5-30 为控制器框图。控制器采用双机热备用结构。当 1 台故障时，切换电路自动切换至备用机运行，从而提高系统的连续运行能力。2 台控制器均可运行于恒无功方式和恒电压方式，其采样、控制计算及脉冲发生器均采用基于 32 位数字

信号处理器（DSP）TMS320C31 的高速数字控制方式。脉冲发生器的相位精度高达 0.025° ，使得无功控制的精度及稳定性得到保证。装置输出无功的大小通过调节装置输出电压与系统电压的相位差来调节，直流电压将随输出无功功率的大小而变化。控制器输出 24 路脉冲，这些脉冲经保护单元处理后，经过光纤输出至 GTO 门极驱动单元。当因系统不对称等原因引起过电流时，保护系统将迅速封锁 GTO 驱动脉冲，但主开关不跳闸。控制器在检测到系统恢复正常后，将解除脉冲封锁，使装置能尽快投入运行。解除脉冲封锁时，为防止因封锁脉冲后变压器剩磁产生过电流，解除封锁时刻与封锁时刻的时间差应保证为系统周期的整数倍。

装置的起动和运行过程为：在监测子系统监控下，如各子系统正常运行，则首先将控制器置于开环并网工作状态；其次投入起动电路，对直流电容器组充电；调节起动整流器输出，逐步提升直流电压，逆变器的输出电压幅值也随之增加；同时监视逆变器输出电压与系统电压之间的关系、计算并网条件，并网条件满足时合接入主开关，STATCOM 并网运行；然后可将起动电路断开，将控制器切换为自动调节模式。运行过程中，控制器能根据用户设置工作于恒无功、恒电压和阻尼振荡控制模式。

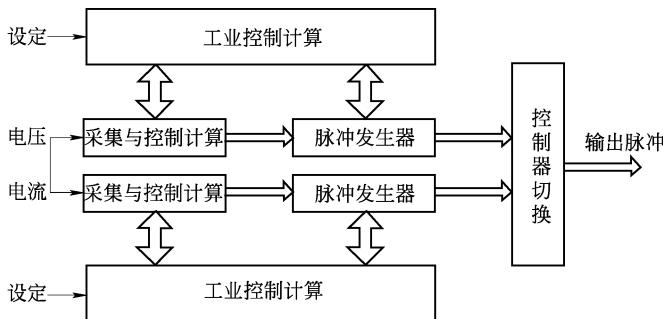


图 5-30 控制器结构图

4. 试验介绍

稳态试验：在零无功工况下，输出电压为 10.2kV ，输出电流为 1.13kA ，直流电压为 1.6kV ；在额定滞后无功（ -20Mvar ）工况下，输出电压为 9.6kV ，输出电流为 1.2kA ，直流电压为 1.3kV ；在额定超前无功（ $+20\text{Mvar}$ ）工况下，输出电压为 10.8kV ，输出电流为 1.06kA ，直流电压为 1.87kV 。

动态试验：图 5-31、图 5-32 分别给出了装置在突加 20Mvar 超前及滞后无功指令下的输出线电压和电流响应。从图中可见，无功功率阶跃响应时间小于 30ms 。这一结果表明 STATCOM 具有极快速地输出无功功率的能力。

$\pm 20\text{Mvar}$ STATCOM 已经成功地在朝阳变电站投入运行。试验结果表明，STATCOM 可以在额定滞后工况和额定超前工况之间连续变化地运行，且输出无功响应时间小于 30ms 。装置各项性能指标达到了设计目标，从而验证了书中所给出

的各种设计方法的正确性和可行性。该装置的研制成功为今后更大容量的 FACTS 装置研制打下了良好的技术基础。

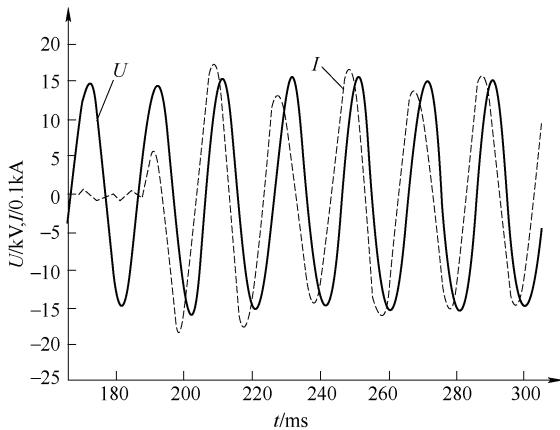


图 5-31 突加 20Mvar 超前无功时电压电流波形

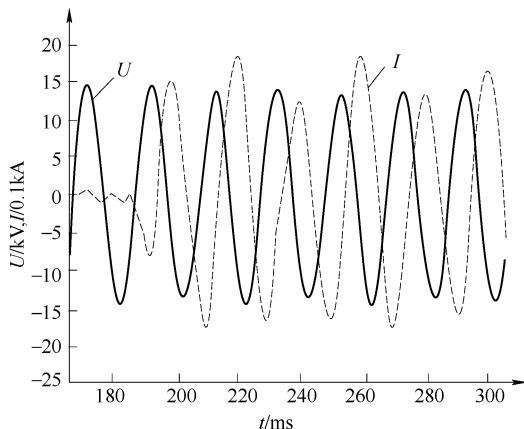


图 5-32 突加 20Mvar 滞后无功时电压电流波形

5.7 几种无功补偿装置比较

几种无功补偿装置比较见表 5-2。

表 5-2 几种无功补偿装置比较

序号	项目	TCR 型 SVC	MCR	调压式无功补偿方式	电容器组分组投切方式
1	控制及响应	连续无功功率控制，响应时间约 20ms	连续无功功率控制，响应时间约 20ms	采用改变电容器或电抗器端电压，小范围动态控制无功功率的方式，响应时间约 20ms	分组投切的无功功率控制，响应时间为秒级

(续)

序号	项目	TCR 型 SVC	MCR	调压式无功补偿方式	电容器组分组投切方式
2	延时	无延时	无延时	投切延时间隔小于 20s	投切延时间隔大于 3min
3	合闸涌流和过电压	电容器组投入时会产生合闸涌流，切除时存在操作过电压	电容器组投入时会产生合闸涌流，切除时存在操作过电压	集中侧的电容器与电抗器在较低电压下合闸和退出，有效降低了电抗器合闸涌流，涌流 $\leq 1.2I_n$ ，操作过程平稳，可以保证电容器和电抗器的设备安全，延长其使用寿命，寿命约 20 年；就地侧的电容器采取柔性投切技术，对电容器无任何冲击，涌流为零，延长了电容器的使用寿命	电容器组投入时会产生合闸涌流 $\geq 15I_n$ ，切除时存在操作过电压。降低了电容器的寿命，寿命约 7 年
4	电能质量	TCR 产生较大的高次谐波电流，额外增加谐波损耗和电容器的安装容量	谐波小，对电网无污染，对现有电容器组无任何不良影响	系统不产生高次谐波	系统不产生高次谐波
5	运行中的损耗	当要求系统输出感性无功时 TCR 必须同时吸收全部容性无功功率，再输出所需的感性无功，因此装置损耗大，加上 TCR 阀冷却需配备专用的冷却系统，也需消耗大量的功率	由于采用窄截面段铁心结构，运行损耗小，大容量 MCR 的损耗小于 0.5%。设备噪声小于 75dB	运行中的损耗包括：电容器、电抗器和电压调节器的损耗都相对较小。运行中可以根据系统的需要进行较细致的无功功率补偿，调节级差小。特别是在输出感性无功时，同样具备分级控制的能力，因此综合损耗较小	运行中的损耗仅为电容器和电抗器的损耗但由于调节级差大，不能达到满意的补偿效果，容易出现过补偿或补偿不到位的情况
6	断路器	至少 3 台 35kV 断路器	至少 3 台 35kV 断路器	至少 2 台 35kV 断路器	至少 4 台 35kV 断路器
7	占地面积	由于 SVC 中 TCR 容量大，加上控制、冷却系统等，占地面积大	占地小	占地小	占地较大
8	运行维护	因采用晶闸管阀和复杂的控制系统，需要具备一定素质的运行和维护人员。一旦出现问题，需停检修，时间长。每年约几万元的维护费用	运行维护简单，不需要专门的维护人员。价格便宜，投资回收期为 1 ~ 2 年	运行维护简单。每年约几百元的维护费用	运行维护简单。每年约几千元的维护费用

参 考 文 献

- [1] 赵贺. 电力电子学在电力系统中的应用——灵活交流输电系统[M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [2] FACTS Terms &Definitions Task Force of the FACTS Working Group of the DC and FACTS Subcommittee. Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission Systems(FACTS) [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1997, 12(4): 1848-1853.
- [3] 中国电力科学研究院. 灵活交流输电技术在国家骨干电网中的工程应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [4] 谢小荣, 姜齐荣. 柔性交流输电系统的原理与应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 2006.
- [5] 徐政, 译. 高压直流输电与柔性交流输电控制装置——静止换流器在电力系统中的应用[M]. 北京: 机械工业出版社, 2006.
- [6] 汤广福, 贺之渊, 邓占锋. 基于器件物理特性的晶闸管阀串联机理系统化研究[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(12): 39-44.
- [7] 张文亮, 汤广福, 查鲲鹏, 贺之渊. 先进电力电子技术在智能电网中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(4): 1-6.
- [8] 徐琰, 李乃湖, 王海风, 陈珩. 灵活交流输电系统技术装置的潮流控制[J]. 清华大学学报: 自然科学版, 1997, 37(S1): 84-87.
- [9] 李晓露, 段献忠, 何仰赞, 张步涵. FACTS 技术在配电网中的应用[J]. 电力自动化设备, 1997, (3): 60-65.
- [10] 陈淮金. 灵活交流输电系统技术及其应用(一)[J]. 电力系统自动化, 1994, 18(3): 60-65.
- [11] 陈淮金. 灵活交流输电系统技术及其应用(二)[J]. 电力系统自动化, 1994, 18(4): 64-69.
- [12] 武守远, 周孝信, 赵贺, 等. 电力系统最新技术: 灵活交流输电系统的发展及研究[J]. 电网技术, 1996, 20(5): 1-3.
- [13] 何大愚. 柔性交流输电技术及其控制器研制的新发展——TCPST, IPC(TCIPC) 和 SSSC. 电力系统自动化, 1997, 21(6): 1-6.
- [14] 汤广福, 葛维春. 鞍山红一变 100 Mvar SVC 国产化示范工程[J]. 国家电网, 2005(10): 68-69.
- [15] 郭剑波, 武守远, 李国富, 等. 甘肃成碧 220kV 可控串补国产化示范工程研究[J]. 电网技术, 2005, 29(19): 12-17.
- [16] 王仲鸿, 沈裴, 吴铁铮. FACTS 技术研究现状及其在中国的应用与发展[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(23): 1-5.
- [17] 刘文华, 姜齐荣, 梁旭, 刘遵义, 纪勇. $\pm 20\text{Mvar}$ STATCOM 总体设计[J]. 电力系统自动化, 2000, (23): 1-6.
- [18] 刘文华, 梁旭, 姜齐荣, 罗承廉, 刘遵义. 采用 GTO 逆变器的 $\pm 20\text{Mvar}$ STATCOM [J]. 电力系统自动化, 2000, (23): 19-22.

- [19] 孙孝峰, 王立乔. 三相变流器调制与控制技术 [M]. 北京: 国防工业出版社, 2010.
- [20] 黄俊, 王兆安. 电力电子变流技术 [M]. 北京: 机械工业出版社, 1998.
- [21] 王立乔, 王长永, 张仲超. 组合变流器相移 SVM 技术的研究 [J]. 电力系统自动化, 2002, 26(18) : 36-40.
- [22] 齐悦, 杨耕. 基于多电平变换逆变电路的拓扑分析 [J]. 电机与控制学报, 2002(1) : 74-79.
- [23] 单庆晓, 李永东, 潘孟春. 级联型逆变器的新进展 [J]. 电工技术学报, 2004, 19(2) : 1-9.
- [24] 李永东. 现代电力电子学 [M]. 北京: 清华大学出版社, 2000.
- [25] 刘钟淇, 宋强, 刘文华. 基于模块化多电平变流器的轻型直流输电系统 [J]. 电力系统自动化, 2010, 34(2) : 53-58.
- [26] 林海雪. 我国电能质量的产业发展及应关注的问题 [J]. 电力设备, 2005, 6(9) : 36-39.
- [27] 苏建设, 陈陈. 考虑非线性负荷的静止无功补偿器控制研究 [J]. 电力系统自动化, 2002, 26(17) : 12-16.
- [28] 周胜军, 姚大伟. 鞍山红一变 SVC 国产化示范工程介绍 [J]. 中国电机工程学报, 2008, 32(22) : 45-49.
- [29] 鞍山红一变 SVC 国产化示范工程系统方案设计 [R]. 北京: 中国电力科学研究院, 2003.
- [30] 任丕德, 刘发友, 周胜军. 动态无功补偿技术的应用现状 [J]. 电网技术, 2004, 28(23) : 81-83.
- [31] 吴杰. 大型电弧炼钢炉 SVC 方案设计及其实际效果 [J]. 电网技术, 2003, 27(1) : 76-80.
- [32] 翁利民, 张广祥, 曾莉, 等. 武钢硅钢 SVC 的研制与补偿效果的评价 [J]. 电力系统自动化, 2000, 24(19) : 39-43.
- [33] 刘文华, 姜齐荣, 方志民, 等. ± 20 Mvar STATCOM 的工业现场测试及试运行 [J]. 电力系统自动化, 2000, (12) : 43-46.
- [34] 刘文华, 梁旭, 姜齐荣, 等. 采用 GTO 逆变器的 ± 20 Mvar STATCOM [J]. 电力系统自动化, 2000, (23) : 19-23.
- [35] 纪勇, 李向荣, 朱庆翔. 基于 GTO 的 ± 20 Mvar STATCOM 的现场运行及改进 [J]. 电力系统自动化, 2003, 27 (4) : 61-65.
- [36] 王华昕, 杨秀. 柔性输电技术概论 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2012.

第6章 电压调整与无功规划

6.1 概述

电力系统的负荷由有功功率和无功功率组成，功率经电力系统元件传输会产生损耗，损耗也可分解为有功损耗和无功损耗。电力系统中有功功率只能由发电机产生，发电机发出的有功功率将平衡系统中的所有有功功率负荷和有功功率损耗。而无功功率除了可由发电机产生外，还可有无功补偿装置提供，而无功补偿装置可以分散地装设在各个负荷点。所有的无功负荷和无功损耗也将由发电机和无功补偿装置所发出的无功功率进行平衡。无功功率的平衡将决定系统的运行电压水平，从而进一步影响到电能传输过程中的有功损耗。由于无功电源的多样性和安装地点的广泛性，其配置是一个复杂的问题，合理的无功电源规划可减少无功电源建设的投资，提高电力系统的电压水平，降低系统网损。因此，有必要在进行电网规划的同时，合理进行网络的无功规划。

6.2 电压调整措施

电力系统运行中各节点电压不可能在任何时刻都保持为额定值，而且实际上大多数用电设备在稍许偏离额定值的电压下运行仍有良好的性能，所以允许各节点电压在一定范围内变化是可以也是必要的。

6.2.1 无功补偿调压

根据电网解耦特性可知，电网中的无功功率流动主要引起电压的幅值变化，或者说，无功的负荷变化引起电压的大小变化远比有功负荷的影响大。如不能很好地处理无功功率平衡问题，将会引起电网电压偏高或偏低。而最有效的调压措施就是进行有效的无功补偿。

1. 无功补偿原则

无功补偿的基本原则是就地平衡，即哪里缺少无功，补偿装置就装在哪里，以免无功在电网中流动而产生不必要的损耗。但在实际电网运行中并不能完全做到这点。电网中负荷分散性较高，尤其是低压负荷，单个负荷的容量也较小，无功缺额小，因此，通常是在变电所的低压侧母线进行集中式的无功补偿。对于容量较大，无功需求较多的用户，则采用就地补偿。有时候也在变电所的三绕组变压器中压侧

加装并联电容进行无功补偿。电网中各级电压的无功应尽量做到分级平衡，上级和下级要协调，使网中各级运行电压达到要求，各级间的交换无功容量最小。通常采用的并联电容无功补偿配置方式如图 6-1 所示。

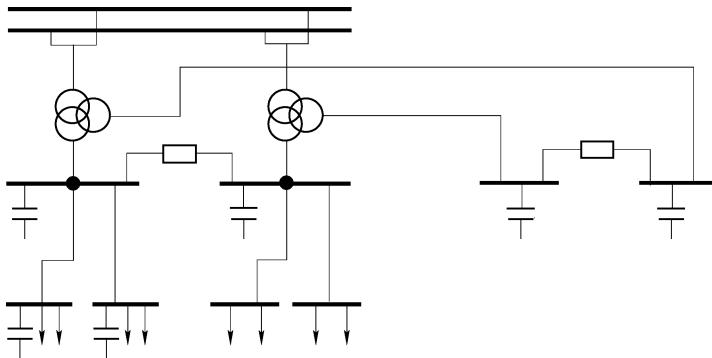


图 6-1 常用并联电容无功补偿配置方式

2. 实用无功补偿电容容量计算

(1) 功率因数计算

功率因数计算包括新建变电所功率因数和总平均功率因数计算。其计算分别如下：
新建变电所的功率因数：

$$\cos\varphi = \frac{P_j}{S_j} = \frac{P_j}{\sqrt{P_j^2 + Q_j^2}} \quad (6-1)$$

式中 P_j ——全企业有功计算负荷 (kW)；

Q_j ——全企业无功计算负荷 (kvar)。

总平均功率因数：

$$\cos\varphi = \frac{\alpha P_j}{\sqrt{(\alpha P_j)^2 + (\beta Q_j)^2}} \quad (6-2)$$

式中 α ——有功月平均负荷系数；

β ——无功月平均负荷系数。

(2) 补偿电容器容量计算

补偿容量计算如下：

$$Q_c = \alpha P_j (\tan\varphi - \tan\varphi') \quad (6-3)$$

式中 φ' ——希望达到的功率因数角。

国家电网公司《城市电力网规划设计导则》要求安装电容器应使高峰负荷时配变低压侧功率因数 $\cos\varphi'$ 达到 0.95 以上；《上海电网若干技术原则的规定》的电容配置如表 6-1 所示。

表 6-1 变电站功率因数的规定值及无功补偿配置原则

变电站高压侧电压	变电站中低压侧出线功率因数 $\cos\varphi$	无功补偿配置原则
500kV		一般可不装设电容器组；低电压抗器容量不宜低于 500kV 线路充电功率的 90%
220kV	0.95 ~ 0.98	装设电容器组的容量为主变容量的 12% ~ 16.7%；220kV 电缆进线的终端站应装设低电压抗器，其容量不宜低于 220kV 电缆充电功率的 110%；变电站毗邻大中型发电厂的情况下，满足电压控制范围可不配置地电容器组
110kV 35kV	0.90 ~ 0.98	装设电容器组的容量为主变容量的 12% ~ 16.7%
10kV	0.85 ~ 0.98	装设电容器组的容量为配电变压器容量的 20% ~ 30%

3. 补偿电容器分组

补偿电容器总容量确定后，可以进行电容器分组。分组多，能使电压变化较平稳，但所需开关设备多，投资增大，控制也较复杂。分组少，投切时所产生的电压变化大，不易达到理想程度。因此，要根据具体情况和负荷曲线而定。通常一个变电站同一电压等级母线电容分为 2 ~ 6 组。

分组方式有等容量和不等容量两种。同样分组数，后者比前者能得到较多的容量组合，对改善电容器容量投切特性有利。如共需 12Mvar 的电容容量，分成 4 组，等容量分，可得的投切容量组合有 3、6、9、12 四种，而不等容量分，按 2Mvar、3Mvar、3Mvar、4Mvar 的电容器配置，可得的投切容量组合有 2、3、4、5、6、7、8、9、10、12 十种。

6.2.2 有载调压变压器调压

在正常运行条件下切换变压器分接头，即改变变压器的电压比，达到升高或降低变压器二次侧母线电压的目的。但当电网无功电源不足或过剩时，不能靠改变变压器分接头来使电压符合要求，因调节分接头并不能产生无功也不能吸收无功。例如节点电压偏低，通过调分接头升高母线电压，会使母线所带负荷需要的无功增加，从而需要从系统其余部分吸收更多的无功，在无功电源不足时，这样会造成系统其他部分的无功电压水平降低，不利于无功的平衡和电压的调整。因此，有载调压变压器并不能视为无功源，而且当电压水平持续下降时，为避免分接头连续上调形成的恶性循环，应该首先闭锁分接头的调节，否则可能发生电压崩溃事故。

有载调压变压器分接头的调整有纵向调节、横向调节和斜向调节三种方式，如图 6-2a 所示，分别为纵向（图 6-2a）、横向（图 6-2b）和斜向（图 6-2c）调压的向量图，其中， U 表示有载调压变压器高压侧母线的电压， I 表示有载调压变压器

中的电流。由此可见，纵向调压只改变电压的幅值，而横向和斜向调压不仅改变电压的幅值，也改变电压的角度。无论哪种调压方式，在改变变压器传输的无功功率的同时，也改变了传输的有功功率。下面分别进行说明：

1) 纵向调节。当电压变化 ΔU 时，电流的变化方向与电压的变化方向垂直，其矢量关系如图 6-2a 所示。

2) 横向调节。当电压变化 ΔU 时，电流的变化方向与电压调整前的方向一致，其矢量关系如图 6-2b 所示。

3) 斜向调节。当电压变化 ΔU 时，电流的变化方向可看成是纵向调压和横向调压时电流变化方向的叠加，其矢量关系如图 6-2c 所示。

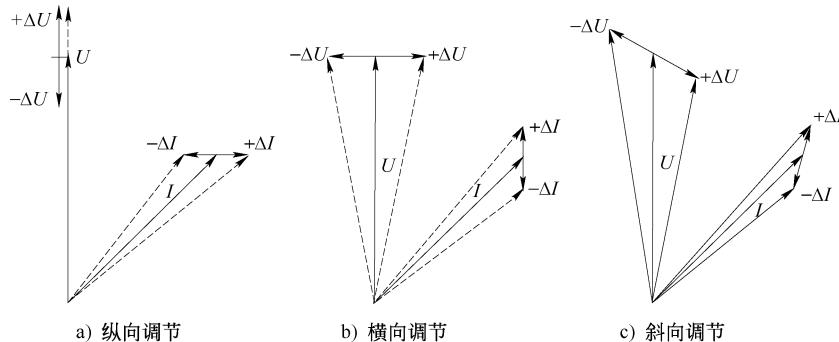


图 6-2 有载调压变压器的调节原理图

1. 电压调节方式

配电网的电压调节方式主要分为如下几种：

1) 逆调压方式。如电源点供电至各负荷点的线路较长，各点负荷的变动较大，且变化规律大致相同，则在最大负荷时，要提高电源点电压，以补偿线路上因最大负荷而增大的电压损耗；在最小负荷时，则要将电源点电压降低一些，以防止负荷点的电压过高。这种电源点的调压方式称为“逆调压”。

2) 恒调压方式。如果负荷变动较小，线路上的电压损耗也较小，则只要把电源点电压保持在较线路额定电压高 2% ~ 5% 的数值，不必随负荷变化来调整电源点电压即可保证负荷点的电压质量，这种调压方式称为“恒调压”。

3) 顺调压方式：如果负荷变动甚小，线路电压损耗小，或用户处于允许电压波动较大的农业电网，可在最大负荷时允许电源点电压低一些（但不得低于线路额定电压的 102.5%）；最小负荷时允许电源点电压高一些（但不得高于线路额定电压的 107.5%）。这种调压方式称为“顺调压”。

目前，大部分地区电网，一天内负荷的变化都是有规律性的。从日常电压报表上可以发现，一般在上午 7 时 ~ 9 时和晚上 23 时 ~ 1 时这两个时间段内，系统电压变化较大，而这两个时间段也正是电网负荷变化速度最大的时间段。

值班人员在熟悉电压变化基本规律的情况下，在电压急剧变化（即负荷急剧变化）时及时调整主变压器分接头，一方面要使电压合格，另一方面要尽量减少调压次数，特别是避免在满负荷时调整电压，以延长有载调压开关寿命。

具体做法如下：

1) 运行人员可在大负荷（高峰）到来时将主变中低压侧电压调整到一个适当水平（电压曲线范围内中下限水平），即使系统在小负荷（低谷）运行时也可使中低压侧电压不超出上限值或只超过一小部分，从而达到尽量减少分接头调压次数的目的。

2) 该电压不可过高，否则在系统小负荷运行时有可能因高压侧系统电压偏高导致中低压侧电压越上限，继而需操作分接头将电压调低，增加了操作次数。

3) 运行人员可在小负荷（低谷）到来时将主变中低压侧电压调整到一适当水平（电压曲张范围内中上限水平），即使系统在大负荷（高峰）运行时也可使中低压侧电压不超出下限值或只超过一小部分，从而达到尽可能少进行分接头操作调压的目的。

2. 调整幅度与成本

目前，我国使用的有载调压变压器，每级电压的调整幅度大多取为额定电压的1.25%。实际使用中，每次调压仅调整1.25%的机率甚小。举例说明，表6-2为一个地区电网变压器分接头的调整情况统计表。

表6-2 操作幅度统计表

220kV 变压器							
每次调整级数	1	2	3	4	5	6	7
调压幅度 (%)	1.25	2.5	3.75	5.0	6.25	7.5	8.75
所占比例 (%)	0.75	30.02	35.75	24.74	6.94	1.36	0.35
110kV 变压器（上一级变压器为无励磁调压）							
每次调整级数	1	2	3	4	5	6	7
调压幅度 (%)	1.25	2.5	3.75	5.0	6.25	7.5	8.75
所占比例 (%)	2.56	22.49	40.74	25.41	6.81	1.59	0.39
110kV 变压器（上一级变压器为有载调压）							
每次调整级数	1	2	3	4	5	6	7
调压幅度 (%)	1.25	2.5	3.75	5.0	6.25	7.5	8.75
所占比例 (%)	0.62	30.71	37.17	25.71	5.21	0.52	0.06

变压器分接头通过有载分接开关来转换。故分接头的投切成本，可以归结为有载分接开关的寿命折损。以一种 SYZP1-35/400-2×13 型真空有载开关为例，其电寿命可达10万次，机械寿命可达50万次，每小时可切换800次以上。令其价格为

B 元，则带负荷操作一次其损失价值 ΔS_T ：

$$\Delta S_T = B/100000 \quad (6-4)$$

从表中可以看出，调压幅度为 2.5%、3.75% 与 5% 三者的比例之和，220kV 变压器为 90.51%，上一级变压器为无励磁调压和有载调压的 110kV 变压器分别为 88.64% 和 93.59%。这组数字说明，该地区变压器 1.25% 的级电压选得偏小，导致了一次调压的级数过多。若能增大有载调压变压器的级电压，有载调压开关的负担将得到减少，故障率也会随之下降。

6.2.3 无功补偿和变压器综合调压

无功补偿和变压器综合调压的最基本原理是九域图，如图 6-3 所示。

区域 0：电压与无功均合格，为稳定工作区，不调节。

区域 1：电压越上限，调分接头降压。

区域 2：电压越上限，无功越下限，先切电容组，如电压仍越上限则降压。

区域 3：电压合格，无功越下限，切电容。

区域 4：电压越下限，无功越下限，先升压，如无功仍越下限，切电容组。

区域 5：电压越下限，升压。

区域 6：电压越下限，无功越上限，先投电容，若电压仍越下限，则升压。

区域 7：电压合格，无功越上限，投电容。

区域 8：电压越上限，无功越上限，先降压，如无功仍越上限，投电容组。

其中的无功越下限，是指负荷无功需求较小或没有需要，甚至出现无功倒送；无功越上限，是指负荷无功需求较大，缺无功。

需要指出的是，九域图是电压无功综合调整最为基本的原理，其特点是判断标准简单直观，便于运行人员或者 AVC 系统制定电压无功调控方案。但是九域图对电压、无功情况的分类是比较粗略的。在实际应用中，往往在九域图的基础上对电压、无功的情况进行更为细致的分类，比如添加无功临近上（下）限但未越上（下）限以及电压水平临近上（下）限但未越上（下）限的情况，将九域图改造为十五区甚至二十五区，从而能够更为灵活地应对系统中出现的各种实际情况。

6.2.4 其他电压控制措施

1. 适当增大导线截面积或减小线路输电半径

由于导线线径过小，导线上的压降过大将导致线路末端电压偏低，这时需要适当增大导线截面积以减小导线电压降。另一方面，还可以适当控制线路的输电半

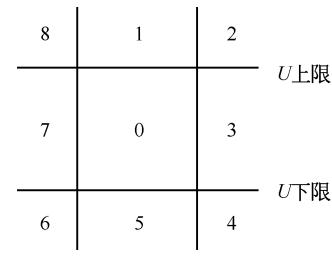


图 6-3 九域图

径，同样可以减小导线电压降。

2. 装设并联电抗器

超高压、特高压输电线路和电缆线路无功充电功率较大，需要将这部分无功注入吸收掉，以保证在低负荷时不会出现电网电压升高而烧坏用电设备的情况。

6.2.5 中枢点的电压管理

电力系统调压的目的是保证系统中各负荷点的电压在允许的偏移范围内。但是由于负荷点数目众多又分散，可能也没有必要对每一个负荷点的电压进行监视和调整。系统中的负荷点总是通过一些主要的供电点供应电力的，例如枢纽变电站的二次母线、有大量地方负荷的发电机电压母线等。这些供电点称为中枢点。

中枢点调压方式一般分为三类：逆调压、顺调压和常调压。各个负荷点都允许电压有一定的偏移，计及由中枢点到负荷点的馈电线上的电压损耗，便可确定每个负荷点对中枢点电压的要求。如果能找到中枢点电压的一个允许变化范围，使得由该中枢点供电点的所有负荷点的调压要求都能同时满足，那么只要控制中枢点的电压在这个变化范围内就可以了。

对于向多个负荷点供电的中枢点，其电压允许变化范围可按两种极端情况：在地区负荷最大时，电压最低的负荷点的允许电压下限加上到中枢点的电压损耗等于中枢点的最低电压；在地区负荷最小时，电压最高负荷点的允许电压上限加上到中枢点的电压损耗等于中枢点的最高电压。当中枢点的电压能够满足这两个负荷点的要求时，其他各点的电压基本上都能够满足。

如果由同一中枢点供电的各用户负荷的变化规律差别很大，调压要求也不相同，就可能在某些时间段，各用户的电压质量要求反映到中枢点的电压允许变化范围没有公共部分。在这种情况下，仅靠控制中枢点的电压并不能够保证所有负荷点的电压偏移都在允许范围内。因此，为了满足各负荷点的调压要求，还必须在某些负荷点增设必要的调压设备。

6.2.6 电压调整的复杂性

正常运行的电力系统各部分基本上有相同的频率，而且以控制有功功率来调节频率具有全局性作用。相比之下，即使在正常情况下，系统各节点的电压也由于受潮流分布的影响而各不相同。电压和无功关系十分密切，而且以控制无功功率来调整电压只有局部性作用，因而对于复杂的大型电力系统，电压和无功功率的控制问题是一个十分复杂和困难的问题。

对于变电站来说，电压控制的困难来自于电压和无功的相互影响。在高压输电线路中，电抗要比电阻大得多。在纯电抗元件中，电压的落差是因传送无功功率而产生的，感性无功功率从电压较高的一端流向电压较低的一端。从另一个观点来

看，如果网络中一个节点缺乏无功而不能自行补偿时，就必须由连接它的其他线路来补偿，因此这点的电压就必须降低。反过来，如果这点产生无功过剩，那么它的电压就将升高。网络节点电压和线路中流过的无功功率的关系决定了电压控制的复杂性。只有在充分考虑到无功功率平衡问题的前提下，对电压的调节才是有效可靠的。

电力系统中，无功消耗（即无功负荷 + 无功损耗）任何时刻都等于系统中所有无功电源产生的无功。从改善电压质量和降低网损考虑，应该尽量避免通过电网元件大量地传送无功功率。因此，仅从系统的角度进行无功功率平衡是不够的，更重要的是，还应该分地区分电压级地进行无功功率的平衡。有时候，某一地区无功功率电源有富余，另一地区则存在缺额，调余补缺往往是不适宜的，这时就应该分别进行处理。因此，在一些变电站配置了可投切的并联电容器来达到各地区各电压级的无功功率平衡。当变电站无功负荷增加时，投入并联电容器，当变电站无功负荷减少时，切除并联电容器。

如果控制得当，可把系统向这个变电站输送的无功流控制在一定范围内，从而降低变电站无功负荷变化时对此节点电压的影响。当变电站电压过低时，单纯依靠如变压器升压这种调压手段是不一定有效的。若此时无功缺陷（即系统流向变电站的无功）过大，或者说电压过低是由缺乏无功引起的话，利用变压器升高电压会使得系统流向变电站的无功减少，增大无功缺额，反过来又使电压下降。可见这种方法并不能从根本上解决问题。此时正确的做法是：先投入并联电容器补偿无功，这样做会使电压有一定的回升，若回升后的电压还不能满足要求，可再利用变压器升压。同样的，电压过高时的调压也存在同样的问题。若电压过高是由于无功过剩引起的，那么直接降压将会使系统流向变电站的无功增加，使无功过剩更严重，又使电压升高。在这种情况下应该做的是先切除电容器，若电压还不能满足要求再降压。

6.2.7 有载分接头调整和电容器投切对高压侧电压的影响

假设远方大系统电源电压不变，有载调压变压器低压侧用户负荷需从远方大系统吸取一定无功功率。

当有载调压变压器低压侧电压低于下限时，分接头上调，低压侧电压上升，低压侧所带用户负荷所需无功增加，从远方大系统经输电线路和有载调压变压器输送到用户负荷的无功增加，相应输电线路上的无功电流变大，则在输电线路上的电压损耗会上升，相应有载调压变压器高压侧电压会下降。反之，当下调有载调压变压器分接头，低压侧电压下降，低压侧所带用户负荷所需无功减少，则从远方大系统获取无功减少，相应输电线路上的无功电流变小，其电压损耗下降，故有载调压变压器高压侧电压会相应上升。

当有载调压变压器低压侧出现无功缺额时，投入电容器，低压侧电压上升，但从远方大系统经输电线路和有载调压变压器输送到用户负荷的无功减少，相应输电线路上的无功电流变小，则在输电线路上的电压损耗会下降，有载调压变压器高压侧电压会上升。这正好印证了有载调压变压器低压侧投入电容器，低压侧电压上升，因电压比没有改变，高压侧电压也相应上升的现象。

反之，当有载调压变压器低压侧切除电容器时，低压侧电压下降，但用户负荷从远方大系统吸取无功增加，输电线上无功电流变大，其相应电压损耗上升，则有载调压变压器高压侧电压会下降。这也印证了切除电容器，有载调压变压器低压侧电压下降，因电压比没变，高压侧电压也相应下降的现象。

在电网的某些运行方式下，有载调压变压器有时也会起到不良的作用。例如，当低压侧由于系统故障发生无功功率缺额时，低压侧电压下降，若没有采用有载调压变压器，则将由于负荷的自调节效应，使其吸收的无功功率随电压下降而减少，系统可能在较低的电压水平下运行，以维持整个系统运行电压的稳定性。但采用有载调压变压器时，变压器将调整抽头位置，提高变压器的输出电压，其结果是负荷电压的恢复和负荷吸收无功功率的增加，可能导致高压电网电压的低落，最终造成系统稳定破坏和低压侧电压崩溃。有载调压变压器的这种不良作用，在几次著名的电压崩溃事件中已得到了证实。对于有载调压变压器在调整电压中的重要作用和某些运行方式下的这种不良作用，需要进一步研究。总的来说，推广和普及有载调压变压器是大势所趋。但大量应用这种装置也是有条件的，即电网的无功电源比较充裕，不缺无功，而且系统还要留有足够的事故情况下能够快速投入的备用无功电源。

6.3 无功规划

6.3.1 基本原则

无功补偿应根据就地平衡和便于调整电压的原则进行配置，可采用分散和集中补偿相结合的方式，接近用电端的分散补偿主要用于提高功率因数，降低线路损耗，集中安装在变电站内的补偿有利于控制电压水平。无功规划一般要满足如下的基本原则：

- 1) 无功补偿设施应便于投切，装设在变电站和大用户处的电容器应能自动投切；
- 2) 应从全网考虑无功补偿的优化配置，以利于全网无功补偿设备的实际优化投切；
- 3) 330kV 及以上电压等级，一般在线路上配置高压电抗器，变电站内也应有

足够的无功调节能力。可根据限制工频过电压的要求进行线路上高压电抗器的配置；变电站内低压电抗器的配置容量主要用于补偿线路轻载时高压电抗器容量的不足，变电站内电容器的配置容量主要用于补偿变压器的无功损耗，也兼顾系统调压；

4) 220kV 变电站应有较多的无功调节能力，使高峰负荷时，变压器 220kV 侧功率因数达到 0.95 以上，电容器容量应经计算确定，一般可取主变容量的 15% ~ 30%，且单组容量不宜过大，宜采用分组投切，以利于电压调整和避免投切振荡；

5) 当变电站带有大容量无功设施时，如长距离架空线或电缆，应考虑是否需装设并联电抗器以补偿由线路电容产生的无功功率，并联电抗器容量应经计算确定；

6) 35 ~ 110kV 变电站内安装的电容器应使高峰负荷时，变压器 35 ~ 110kV 侧功率因数达到 0.95 及以上，电容器容量应经计算确定，一般取主变容量的 10% ~ 30%，可多分组配置，且单组容量不宜过大，以利于电压调整和避免投切振荡；

7) 在 20kV 或 10kV 配电站中安装无功补偿设施时，应安装在低压侧母线上，电容器应使高峰负荷时，配变低压侧功率因数达到 0.95 以上，并应注意不应在低谷负荷时使功率因数超前或电压偏移超过规定值；当电容器能分散安装在低压用户的用电设备上时，配电站中也可不装电容器；

8) 在供电距离远、功率因数低的 20kV 或 10kV 架空线上也可适当安装电容器，平时不投切，其容量（包括用户）一般可按线路上配电变压器总容量的 7% ~ 10% 计（或经计算确定），但不应在低谷负荷时使功率因数超前或电压偏移超过规定值；

9) 中压用户的功率因数应该达到 0.95 及以上，安装的电容器可以集中安装，亦可以分散安装。前者必须能按运行需要自动投切，后者安装于所补偿的设备旁，与设备同时投切，二者中以分散安装的方法较好。

6.3.2 无功规划的基本流程

1. 基本思路

以往对城市的电网的无功规划是按照两种思路进行的：

- 1) 按照城市电网规划导则进行，一般为变电容量的 10% ~ 30%；
- 2) 按照标准的优化方法进行，与无功优化算法相似。

第一种方法显得较粗糙，而第二种方法太复杂。由于无功功率需要就地平衡，变电站内部的无功补偿主要是为了降低一次侧进线和变压器的无功潮流，进一步降低其中的无功损耗，而不考虑低压侧出线的损耗和变电站之间的无功相互支持。

为了降低一次侧进线和变压器的损耗，并不是无功补偿容量越大越好，还要考虑相应的投资成本。

变电站的接线示意图如图 6-4 所示。

规划是在负荷预测的基础上展开的，负荷预测通常只是有功负荷预测，也可以做无功负荷预测方面的工作。在一些规程中明确规定了负荷的功率因数，如在导则中规定了35~110kV变电站高压侧的功率因数不低于0.95，则无功负荷可以根据这个功率因数及有功负荷进行确定：

$$P_D = S_D \cos \varphi \Rightarrow Q_D = \sqrt{\left(\frac{P_D}{\cos \varphi}\right)^2 - P_D^2} \quad (6-5)$$

式中 P_D 、 Q_D 、 S_D ——负荷的有功、无功和视在功率。

2. 投资和运行成本

(1) 运行成本

对于变电站出线的网络损耗，因为无功需要就地平衡，所以对于利用无功补偿降低低压侧的线损需要在低压侧考虑。当考虑无功补偿时，高压侧线路的损耗为

$$P_{LL} = I^2 R_L = \frac{P_D^2 + (Q_D - Q_C)^2}{U^2} R_L = \frac{P_f^2 + (Q_f - Q_C)^2}{U^2} R_L \quad (6-6)$$

式中 P_D 、 Q_D ——线路末端的负载，可以认为与 P_f 、 Q_f 相等；
 U ——变压器高压侧电压。

变压器的损耗为

$$P_{LB} = P_0 + \frac{P_f^2 + (Q_f - Q_C)^2}{S_N^2} P_K \quad (6-7)$$

式中 P_K ——变压器短路损耗；

P_0 ——变压器空载损耗；

S_N ——变压器额定容量。

总的损耗可以表示为

$$P_L = \frac{P_f^2 + (Q_f - Q_C)^2}{U^2} R_L + P_0 + \frac{P_f^2 + (Q_f - Q_C)^2}{S_N^2} P_K \quad (6-8)$$

由 $S_N = I_{1N} U$, I_{1N} 为变压器高压侧额定电流：

整理后得到：

$$\begin{aligned} P_L &= P_0 + \frac{P_f^2 I_{1N}^2 R_L + (Q_f - Q_C)^2 I_{1N}^2 R_L + P_f^2 P_K + (Q_f - Q_C)^2 P_K}{I_{1N}^2 U^2} \\ &= \frac{P_0 I_{1N}^2 U^2 + P_f^2 (I_{1N}^2 R_L + P_K) + (Q_f - Q_C)^2 (I_{1N}^2 R_L + P_K)}{I_{1N}^2 U^2} \end{aligned} \quad (6-9)$$

运行成本可以表示为

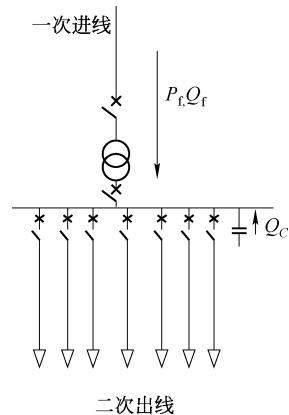


图 6-4 变电站的接线示意图

$$C_s = \omega P_L T \quad (6-10)$$

式中 ω ——电价系数；

T ——规划周期。

(2) 投资成本

无功补偿装置的投资成本一般可以表示为一个线性函数的形式：

$$C_L = c_0 + B_0 Q_C \quad (6-11)$$

式中 c_0, B_0 ——常系数。

3. 优化模型

(1) 目标函数

无功规划问题的目标函数可以描述为

$$z = \min \frac{P_0 I_{1N}^2 U^2 + P_f^2 (I_{1N}^2 R_L + P_K) + (Q_f - Q_c)^2 (I_{1N}^2 R_L + P_K)}{I_{1N}^2 U^2} \omega T + c_0 + B_0 Q_C \quad (6-12)$$

(2) 约束条件

对于无功补偿，通常有功率因数方面的限制，可以表示为

$$\cos\varphi_{\min} \leq \frac{P_f}{\sqrt{P_f^2 + (Q_f - Q_c)^2}} \quad (6-13)$$

式中 $\cos\varphi_{\min}$ ——功率因数的下限。即：

$$Q_f - \sqrt{\frac{P_f^2}{(\cos\varphi_{\min})^2} - P_f^2} \leq Q_c \Rightarrow Q_f - \tan\varphi_{\min} P_f \leq Q_c \quad (6-14)$$

此外，还需要保证线路的电压降落在一定的范围内。假设线路于变压器中的潮流相同，线路的电压降落可以表示为

$$\Delta U_L = \frac{P_f R_L + Q_f X_L}{U} \quad (6-15)$$

变压器的电压降落：

$$\Delta U_B = \frac{P_f R_B + Q_f X_B}{U} \quad (6-16)$$

当考虑无功补偿后，上述公式变化为

$$\begin{aligned} \Delta U_L &= \frac{P_f R_L + (Q_f - Q_c) X_L}{U} \\ \Delta U_B &= \frac{P_f R_B + (Q_f - Q_c) X_B}{U} \end{aligned} \quad (6-17)$$

所以有：

$$\begin{aligned}\Delta U_{L,\min} &\leq \frac{P_f R_L + (Q_f - Q_c) X_L}{U} \leq \Delta U_{L,\max} \\ \Delta U_{B,\min} &\leq \frac{P_f R_B + (Q_f - Q_c) X_B}{U} \leq \Delta U_{B,\max}\end{aligned}\quad (6-18)$$

式中 $\Delta U_{L,\min}, \Delta U_{L,\max}, \Delta U_{B,\min}, \Delta U_{B,\max}$ ——线路和变压器允许的电压降落上下限；

R_B, X_B, R_L, X_L ——变压器和线路的电阻和电抗。

将上述公式进行移项和整理，得到：

$$Q_f - \frac{U\Delta U_{L,\max} - P_f R_L}{X_L} \leq Q_c \leq Q_f - \frac{U\Delta U_{L,\min} - P_f R_L}{X_L} \quad (6-19)$$

以及：

$$Q_f - \frac{U\Delta U_{B,\max} - P_f R_B}{X_B} \leq Q_c \leq Q_f - \frac{U\Delta U_{B,\min} - P_f R_B}{X_B} \quad (6-20)$$

令：

$$Q_{c,\min} = \max \left\{ Q_f - \frac{U\Delta U_{L,\max} - P_f R_L}{X_L}, Q_f - \frac{U\Delta U_{B,\max} - P_f R_B}{X_B}, Q_f - \tan \varphi_{\min} P_f \right\} \quad (6-21)$$

$$Q_{c,\max} = \min \left\{ Q_f - \frac{U\Delta U_{L,\min} - P_f R_L}{X_L}, Q_f - \frac{U\Delta U_{B,\min} - P_f R_B}{X_B} \right\} \quad (6-22)$$

其中：min, max 符号表示分别取集合中的最小值或最大值。

无功规划问题满足的统一约束：

$$Q_{c,\min} \leq Q_c \leq Q_{c,\max} \quad (6-23)$$

4. 计算思路

上述目标函数是一个二次函数的形式，令：

$$\begin{aligned}A_0 &= \frac{I_{1N}^2 R_L + P_K \omega T}{I_{1N}^2 U^2} \\ c_1 &= \frac{P_0 I_{1N}^2 U^2 + P_f^2 (I_{1N}^2 R_L + P_K)}{I_{1N}^2 U^2} \omega T\end{aligned}\quad (6-24)$$

则目标函数变化为

$$z = \min A_0 (Q_c - Q_f)^2 + B_0 Q_c + c_0 + c_1 \quad (6-25)$$

令：

$$C_0 = c_0 + c_1 + B_0 Q_f \quad (6-26)$$

式 (6-25) 变化为

$$z = \min A_0(Q_c - Q_f)^2 + B_0(Q_c - Q_f) + C_0 \quad (6-27)$$

求导后得到:

$$Q_{c,\text{opt}} = -\frac{B_0}{2A_0} + Q_f \quad (6-28)$$

如果 $Q_{c,\text{opt}} \in \{Q_{c,\text{min}}, Q_{c,\text{max}}\}$, 则就是最终的解; 否则, 如果 $Q_{c,\text{opt}} < Q_{c,\text{min}}$, 则最终解为 $Q_{c,\text{min}}$; 如果 $Q_{c,\text{opt}} > Q_{c,\text{max}}$, 则最终解为 $Q_{c,\text{max}}$ 。

如图 6-5 所示, 其中纵坐标为成本, 横坐标为无功补偿容量。对于线路和变压器的损耗曲线是二次的, 在此曲线的左半部分表示的是运行成本随着无功补偿容量的增加而降低的; 而无功补偿装置的投资成本是线性的, 是随着无功补偿装置容量的增加而上升的。两种曲线的交点就是最优解。

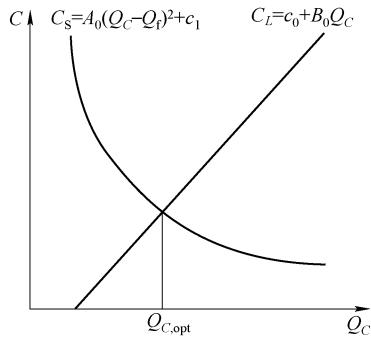


图 6-5 无功规划示意图

6.4 无功规划的优化算法

如前所述, 无功规划的目的就是使电力系统在保证电压质量的条件下, 无功补偿设备的布局和配置容量最合理, 无功运行的网损最小。电网在进行有功规划和建设的同时, 也要切实搞好无功的电力平衡和无功运行的优化补偿。

电力系统无功补偿优化问题可以分为规划优化和运行优化两类。规划优化是计算无功补偿设备的最佳的安装位置、类型和容量, 以达到节省投资费用、降低网损和运行费用等目的, 并不涉及变压器分接头位置调整等具体的电压无功调控方案问题。

运行优化是指在无功补偿设备已定的条件下, 根据系统实际的负荷、潮流、电压变化情况、按照预定的无功补偿优化方案调整无功补偿设备的投切量、变压器分接头的位置和发电机的端电压, 以达到使电网的电压合格、潮流分布合理、有功功率损耗最小、运行费用最少以及电压稳定性高等目的。本书中则将上述两方面内容分开来予以阐述, 本章中所提及的无功规划均指的是规划优化, 而无功运行优化的相关内容将在第 7 章中详细展开论述。

国内外针对无功补偿规划优化模型和算法进行了细致的研究, 并提出了各种算法和改进算法。这些算法可以归纳为经典的数学规划法以及现代启发式算法等。

6.4.1 数学规划法

1. 线性规划法 (Linear Programming)

线性规划法就是研究在一组线性约束条件下，寻找目标函数的最大值或最小值的方法。线性规划法应用于电力系统无功规划，其原理就是把目标函数和约束条件全部用泰勒公式展开，忽略高次项，使非线性规划问题在初始点处转化为线性规划问题，用逐次逼近的方法来进行解空间的寻优。

线性规划法的优点是计算速度快、收敛可靠，便于处理大量的约束，因此适合对大系统进行优化计算。但线性规划在处理无功补偿优化这样的强非线性问题时，在计算精度和收敛性上有一定的困难。由于在处理时先把离散变量当作连续变量处理，优化结束后，对它进行归整计算，因此会带来一定的误差。同时线性规划法在对目标函数进行线性化时，也会带来一定的误差。另外在线性逼近最优解的过程中，步长的选取对收敛性影响很大，若步长取得过大，有可能引发振荡，步长太小，又会使收敛速度变慢。正因为上述原因，在无功规划研究领域中，线性规划方法已经逐渐的被其他方法所超越。

2. 非线性规划法 (Nonlinear Programming)

非线性规划主要处理等式约束和（或）不等式约束条件下的优化目标函数，其中等式约束、不等式约束或目标函数至少有一个为非线性函数。无功规划从数学本质上讲其目标函数和约束条件都是非线性的，因此采用非线性规划求解是很自然的事，其基本思想是将有约束优化转化为序列无约束优化问题求解。其中罚函数法、梯度法、二次规划法（Sequential Quadratic Programming）都是比较典型的非线性规划法。

1968 年 Dommel 和 Tmney 最早提出简化梯度法。该方法用控制变量的负梯度方向作为寻优方向，用惩罚函数处理不等式约束的边界，优化仅在控制变量的子空间中进行。缩小了问题的规模。但其一维搜索步长的选择非常困难，且收敛性受初始点的影响较大，在接近最优点时会出现所谓的锯齿现象，收敛速度明显减慢。1969 年，Sasson 提出用 Fletcher-Powell 算法修正步长，在优化过程中的每一步均要检查收敛性，使收敛性得到了一定的改善，但由于梯度法的局限，优化过程仍存在振荡现象，影响效率。

罚函数法是一种应用最为广泛的求解非线性规划问题的数值解法。它把约束条件合并到目标函数中，构成罚函数，从而把问题转化为求无约束的极小化问题。它不像拉格朗日法能一次求出乘子和最优解，而是通过罚因子的选择变为一系列求罚函数的极小值。

二次规划法是非线性规划的特殊形式，它仅适用于求解目标函数为二次形式，约束条件为线性表达式的问题。Reid 和 Hasdorff^[43] 首次提出用二次规划法求解经

济调度问题，通过引入人工变量把目标函数近似为二次函数，利用泰勒级数展开把非线性约束转化为一系列的线性约束，从而构成二次规划的优化模型。算法收敛性不受梯度步长和惩罚因子的选择影响，但计算时间将随系统规模的增大而明显延长。由于二次型的目标函数可以较好地适应无功优化目标函数的非线性特征，收敛性及计算速度比较理想，因而在无功优化计算中得到了广泛的应用。它的优点是精度较高，可以方便地处理各种等式和不等式约束，缺点是在求临界可行问题时可能导致不收敛。

非线性规划法的特点是客观地描述了电力系统无功补偿优化的数学模型，对比其他方法而言原理简单明确，模型建立比较直观，物理概念清晰，计算精度高。但是非线性规划的方法对目标函数和约束条件的要求较高，往往很难求得最优解。非线性规划计算中采用了连续变量离散化近似处理，不可避免地导致了计算结果有一定的误差。此外，其中的求导、求逆运算很多，占用内存多，使得解题规模受到了很大的限制，同时计算时间长，普遍存在效率较低、解题可靠性较差的问题。

3. 内点法

1984年，Karmarkar提出了求解线性规划的多项式时间算法——投影尺度法后，内点法以其较少的计算时间和较强的求解大规模问题的能力立即引起了人们的关注。最初的内点法是建立在线性规划问题的单纯形结构上的，它在每步迭代中通过空间变换将现行解置于多胞体的中心，并在可行域的内部移动寻优。后来，有学者提出了可以直接解标准形式线性规划的仿射尺度法及变形：对偶仿射尺度法和原对偶仿射尺度法。

内点法是具有多项式时间可解性的优化方法，其最大的特点是迭代次数不会随问题规模的增大而呈指数增长。1998年以来，刘明波等学者探讨了求解无功优化问题的线性规划内点法、非线性原对偶内点法、非线性同伦内点法等，提出了一种具有稳定收敛特性的内嵌罚函数法的扩展非线性原对偶内点法，通过对离散变量构造罚函数并直接嵌入非线性原对偶内点法中，以实现离散变量在优化过程中的逐次归整。克服了以往线性规划、非线性规划对离散变量连续化处理，然后人为靠拢式取整的不足。在无功规划中，对于内点法的改进有很多，内点法一般是以对数障碍函数为基础的，针对不等式约束，引入松弛变量将不等式约束转化为等式约束，而且内点法不需要试验迭代，因此编程易于实现。

4. 混合整数规划法（Mixed-Integer Programming）

线性和非线性规划法无法处理电容器组投切离散的特性，混合整数规划法正是针对优化计算中变量为连续和离散的特性出现的。混合整数规划法的原理是先确定整数变量，再与线性规划法协调来处理连续变量，它能够有效地解决优化计算中的变量的离散性问题，其数学模型也比较准确地体现了无功规划的实际情况，因为电力系统中既存在像发电机输出功率、节点电压等这样的连续变量，又存在像变压器

电压比、可调电容等离散变量。混合整数规划优化算法在于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。既精确地处理整数变量以解决问题的离散性，又适应系统规模而使其更加实用化，是这一方法的主要发展方向。

5. 动态规划法 (Dynamic Programming)

线性规划及非线性规划等都是对于静态问题而言，目标函数和约束条件都与时间变量无关，而动态规划法可处理时间因素较强的问题。它是数学规划的一个分支，由于能够处理非线性问题并且能反映过程，因此在工程中得到应用。其基本特点是从动态过程的总体上寻优，将问题分阶段求解，每个阶段包含一个变量，它是多阶段决策过程最优化的一种方法。它对目标函数及约束条件要求不严，并不需要为线性和为凸函数，解出的值为全局最优解，它可以处理含离散数据的问题，核心为 Bellman 最优原理。

动态规划法由于选取的状态变量或决策变量过多，造成计算机存储所占的内存猛烈增加，容易造成维数灾，求解问题困难，而且此法不存在标准的数学构成，因此构造实际问题的动态规划比较困难。

目前经典的数学规划法在无功规划中的应用仍然存在一些亟待解决的问题，一是使规划中所建立的数学模型尽量反映实际情况；二是对求解大规模优化规划问题时遇到的求解时间长、易产生局部最优解和“维数灾”等问题进行改进。

6.4.2 现代启发式算法

6.4.1 节所提到的各种无功补偿优化算法都有一定的优越性和适应性，但是由于它们都是单路径寻优模式，故难以给出全局最优解，这是传统经典优化算法所无法克服的弊端，其次由于无功补偿优化问题中的控制变量如可投无功补偿容量是离散变量，而传统优化方法一般要求可微或线性化，用于离散无功补偿优化问题就可能会有较大误差。

近年来，一类基于生物学、人工智能的现代启发式算法 (Meta-Heuristics, MH) 已经广泛应用于组合优化问题、运输问题、工程设计优化等领域。目前流行的现代启发式算法有：遗传算法 (Genetic Algorithm, GA)、模拟退火法 (Simulate Annealing, SA)、Tabu 搜索法 (Tabu Search, TS)、蚂蚁算法 (Ant Colony Algorithm, ACO) 和粒子群算法 (Particle Swarm Optimization, PSO)。

它们与传统优化方法存在很大的区别：

- 1) 传统优化方法以一个解为迭代的初始值，而 MH 以一组解为初值；
- 2) 传统优化算法搜索策略为确定性的，而 MH 的搜索策略是结构化和随机化的；
- 3) MH 仅用到优化目标函数值的信息，不必用到目标函数的导数信息，而传

统优化算法大多数需要导数信息；

4) MH 对问题的数学描述不要求满足可微性、凸性等条件，而传统优化算法对此有着较严格的要求；

5) MH 具有全局优化性能、鲁棒性强、通用性强且适于进行并行计算的特点，而传统优化算法不具有这些优点。

MH 的算法在结构、研究内容与研究方法上具有较大的相似性。但这类方法也有其固有的一些缺陷，具体表现为：

- 1) 缺乏普遍适用的算法收敛理论；
- 2) 缺乏完备的计算搜索及时空复杂度理论评价体系；
- 3) 算法的理论基础还不能清楚地解释算法在应用过程中出现的各种问题；
- 4) 算法参数的选择主要还是凭经验；
- 5) 对算法操作的作用机理及其作用效果的分析仍不充分。

1. 禁忌搜索算法 (Tabu Search, TS)

禁忌搜索算法 (Tabu Search, TS) 是局部领域搜索算法的推广，它是由 F. Glover 在 20 世纪 60 年代末提出的，近年来逐步形成为一套系统的优化理论，并成功应用于求解复杂的组合优化问题。其基本思想是：采用一种灵活的对历史进行记录的技术指导下一步的搜索方向，当到达局部最优解时，禁忌搜索将搜索方向指向导致目标函数退化最小的方向上，由此避开局部最优解。在禁忌搜索法中，对每一个试验解都定义了一个邻域，然后在此邻域内搜索局部最优解。

和其他梯度类型的算法不同，禁忌搜索法允许将搜索朝目标函数退化的方向指引，这样可以避免陷入局部最优解。禁忌搜索算法的特点是采用了禁忌技术，主要有移动、禁忌表和释放准则三个基本要素，其基本原理为：首先产生一个初始解 X ，采用一组“移动”操作从当前解的邻域 $N(X)$ 中随机产生一系列试验解，选择其中最好的解作为当前解，重复迭代，直到满足一定的终止准则。

为了避免陷入局部最优解，TS 方法中将最近若干次迭代过程中所实现的移动的反方向移动记录到禁忌表中，禁忌表里的移动一般不作为下一步的搜索方向，这样可以避免重新访问已经访问过的解群，从而防止循环的产生，跳出局部最优解。另外，为了尽可能不错过产生最优解的“移动”，当一个“移动”满足释放准则时，即使它处于禁忌表中，这个移动也可以实现。禁忌搜索算法的最基本的特点是：将已经执行过的移动设置为临时禁止，这样可以避免搜索重复的空间。释放准则是用来检验 Tabu 表中的各移动是否已经达到了释放水平。当某个移动已经满足释放准则时，说明这个移动虽然还没有在表中保存应有的迭代步数，但它可导致优化过程中有比当前解更优良的解，故应解除对其的限制。禁忌搜索方法在逼近最优解时允许解出现退化现象，这样更有利子寻找全局最优解。

尽管禁忌搜索方法的搜索速度比遗传算法快，但该方法对于初始解的依赖性较

强。一个好的初始解可使禁忌搜索方法在解空间中搜索到更好的解，而一个差的初始解则会降低禁忌搜索方法的收敛速度，搜索到的解也相对较差。禁忌搜索方法的另一个缺点是搜索只是单点操作，即搜索过程中初始解只能有一个，在每代也只是把一个解移动到另一解，而不像遗传算法那样每代都是对多个解进行操作。

2. 模拟退火算法 (Simulated Annealing, SA)

模拟退火算法 (Simulated Annealing, SA) 是一种随机的启发式搜索方法，适用于处理非线性规划问题，能以较大的概率求得优化问题的全局最优解，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。模拟退火算法最早的思想是由 Metropolis 在 1953 年提出的，Kirkpatrick 在 1983 年成功将它应用在组合最优化问题中。

SA 算法模拟了金属溶液冷却或退火的过程，即退火过程中能量逐渐减小，而退火结束后，金属的能量达到最小。在模拟退火算法中，利用温度这个重要的参数来控制整个求解过程，通常把优化问题的目标函数看成是退火系统能量函数，以退火温度为控制变量，其寻找基态的过程就是使目标函数极小化的过程。为了使最终解尽可能接近最优解，退火过程不能太快，但使得算法的计算时间较长。事实上，模拟退火算法计算的执行过程是一系列的“产生新解—判断—接受/舍弃”的迭代过程。模拟退火算法的特性之一就是可根据一定的概率接收目标函数值不太好的状态，即算法不但往好的方向走也可朝差的方向走，这使得算法即使落入局部最优的陷阱中，经过足够长的时间后也可跳出来从而收敛到全局最优解。在具体应用时，通常并不一定找寻最优解，而只是求出一个满意的近似最优解。

模拟退火算法能以足够高的概率收敛于全局最优点，其前提是：初始温度足够高，温度下降足够慢和终止温度足够低。实际应用中很难满足这些要求，因而其求解结果不太理想。另外它的搜索效率较低，最后输出的结果可能比中间结果差。多年来，模拟退火算法的主要改进之处在于初始温度的选择、降温策略和终止判据上。

3. 遗传算法 (Genetic Algorithms, GA)

遗传算法 (Genetic Algorithms, GA) 是由美国密执安大学 J. H. Holland 教授于 20 世纪 70 年代提出的一种建立在自然选择原理和自然遗传机制上的迭代自适应概率性搜索方法。遗传算法的基本思想是将达尔文进化论引入到数学理论中，通过模拟生物进化过程来达到自学习与优化的目的。这种迭代自适应概率性搜索算法含有进化过程中的信息遗传思想及生物优胜劣汰的原则。遗传算法是基于自然界中自然遗传和自然选择的机制，是一种全新的随机搜索优化方法，与传统方法相比，该方法实现简单，对目标函数不要求可导、可微，且能方便地处理优化问题中的变量离散问题并能以较大概率达到全局最优解。

由于遗传算法的这些优良特性，近年来遗传算法已经被广泛地应用于电力系统

无功补偿优化的求解。遗传操作利用某种编码技术作用于被称为染色体的字符串，其基本思想是模拟由这些串组成群体的进化过程，核心操作是选择、交叉、变异。在遗传迭代过程中任何一代所得的最优解都可以作为整个问题的次优解，根据要求总能给出一个合理可行的优化解。用遗传算法进行无功补偿优化，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，更有利于得到最优解，适合于处理混合非线性规划和多目标优化。近年来将遗传算法引入电力系统的无功补偿优化中取得了一定的经验和成果。

遗传算法的特点是从问题解的串集开始搜索，而不是从单个解开始，覆盖面大，利于全局择优，这是遗传算法与传统优化算法的极大区别；遗传算法求解时使用特定问题的信息极少，容易形成通用算法程序；遗传算法有极强的容错能力；遗传算法中的选择、交叉和变异都是随机操作，而不是确定的精确规则。这说明遗传算法是采用随机方法进行最优解搜索，选择体现了向最优解逼近，交叉体现了最优解的产生，变异体现了全局最优解的覆盖。

文献 [7] 阐述了遗传算法在电力系统无功补偿优化中的应用，建立了无功补偿优化模型，给出了遗传算法应用于无功补偿优化的程序流程，对一个 9 节点系统分三种不同的计算方法进行了计算对比测试：常规潮流计算、传统的非线性规划法和遗传算法。测试结果表明：遗传算法可以有效地在整个解空间寻优，更有把握获得全局最优解，或者准全局最优解：算法原理和操作简单；鲁棒性好：由于每个个体都需要进行潮流计算，故遗传算法对大型电力系统所需的计算时间较长。

文献 [8] [9] [10] 也对遗传算法应用于电力系统无功补偿优化做了相似的研究。简单遗传算法一般可以以极快的速度达到最优解的 90% 左右，但要获得真正的最优解则要花费很长时间，因此对简单遗传算法进行改进来求解无功补偿优化问题成为研究热点。文献 [11] 提出了一种应用于电力系统无功补偿优化问题的改进遗传算法，在简单遗传算法的基础上，对编码方式、遗传算子以及终止判据等方面进行了改进，通过对 ZEEE-14 节点系统的计算分析表明要优于简单遗传算法。文献 [12] 提出了在不同优化阶段，对目标函数各项罚因子采用不同权重，并且构造出分阶段适应性函数，以及提出了选择式杂交方式等改进措施。通过典型算例和实际系统的测试，证明了这些改进方法对遗传算法应用于无功补偿优化计算的寻优速度和收敛特性都有明显提高。

文献 [133] 采用一种修正的遗传算法求解无功补偿优化问题。文中算法借助于 Benders 分解将原问题分解为投资子问题和运行问题；其中，运行问题用逐次线性规划法求解，而投资子问题用遗传算法求解，将二者结合起来，综合了两种方法的长处。该算法缩小了求解空间，降低求解维数，加快了收敛速度。文献 [14] 以降低网络损耗为目标函数，采用二进制编码的优化编码方式，把所有子串中的对应位码按一定的方式排列，分成不同区域，先对各区域搜索，最后对所有区域进行

搜索，扩大了遗传算法的搜索空间。另外，引进了可变的变异概率，避免了算法早熟。

马晋瞶等学者在国内较早利用遗传算法求解电力系统无功补偿优化问题。在优化编码中引入了一个分解编码结构，改善了大系统的全局最优搜索。在变异概率的取值上提出了可控变异概率的原则，以避免寻优陷于局部极小点，推动了遗传算法在实际系统优化问题中的应用。

文献 [16] 对交叉算子与变异算子做了不同于以前的改进。将每个控制变量看作一个基因片。交叉是取两个父辈个体，将对应分量求平均值作为新个体各分量的值。变异则是随机产生各分量的值，替换要变异的分量，优秀个体直接到下一代的方法，能保证历代出现的好方案均不会立即丢失，且可得到一批有竞争力的次优方案。文献 [17] 以鄂州电网无功补偿优化系统的实例出发，作者论述了基于 GA 的无功补偿优化方法的程序流程，着重解决了在实际应用时遇到的几个问题，即针对无功补偿优化中离散变量的处理提出了一种映射编码方法；改进了目标函数的模；讨论了相关参数的选择，在实际应用中取得了较好的效果。

遗传算法的缺点是在进化搜索过程中，每代总要维持一定规模的群体，若群体规模小，含有的信息量也少，不能使遗传算法的作用得到充分发挥；若群体规模大，包含的信息量较大，但计算次数会急剧增加，因此限制了遗传算法的使用。另一个缺点是“早熟”，造成这种成熟前收敛的原因：遗传算法操作的交叉算子使群体中的染色体具有局部相似性，父代染色体的信息交换量小，从而使搜索停滞不前；变异概率太小，以至于不能驱动搜索转向其他的解空间进行搜索。此外，遗传算法的爬山能力较差。

利用前面提到的各种方法解决电力系统无功补偿优化问题时，各有其自身的优缺点，可根据需要选择不同的优化方法。众多学者不但对各个优化算法从操作上进行有效的改进，鉴于遗传算法的寻优特点，有不少学者融合这些优化方法，构成基于遗传算法的混合算法，来提高遗传算法的运行效率和求解质量。

文献 [18] 提出一种退火选择遗传算法，应用于解决大规模电力系统的无功补偿优化问题，该算法引入模拟退火中的退火因子加入到选择操作中，成为整体退火选择，经算例分析，该算法的收敛速度及各种性能均优于简单遗传算法。文献 [19] 比较了遗传算法与模拟退火的共性和异性，利用各自的优点提出了两种混合寻优法并应用于地区电网无功补偿优化，算例结果表明，两种算法的寻优性能和计算速度均优于模拟退火算法。文献 [20] 结合电力系统无功补偿优化的实际问题，提出了基于禁忌遗传算法的电力系统无功补偿优化方法，并采用混合编码方式，通过与简单遗传算法、禁忌搜索算法相比较，证明了方法的可行性和有效性。文献 [21] 详细介绍了禁忌遗传算法混合优化策略的具体实现形式，让算法既具有禁忌搜索优良的局部搜索能力，又实现遗传算法的并行搜索方式，实现逆调压要求，保

证了电压合格，在优化速度和优化效果上比简单遗传算法有很大改进。对于无功补偿优化问题，遗传算法虽然解决了传统优化方法难以解决的局部最优和离散变量难于精确处理等方面的问题，但其也存在局部搜索能力差，寻优速度慢，计算时间长等缺陷。

4. 粒子群算法（PSO）

粒子群算法是模仿鸟群寻找食物的过程发展而来的，通过记忆与反馈机制实现了高效的寻优搜索。由于该方法模仿的是生物群落的活动，因而非常适于进行并行计算，对于解决大规模数学优化问题具有很快的计算速度及较好的全局寻优能力。该算法具有并行性好、鲁棒性强的特点，能以较大概率找到问题的全局最优解，实现简单，收敛速度快，既适合进行理论研究，又适合工程计算。PSO 算法在函数优化，神经网络设计、分类、模式识别、信号处理、机器人技术等许多领域都得到了成功地应用。该算法目前已被“国际演化计算会议”列为讨论专题之一。

PSO 算法的搜索过程模仿了鸟群及鱼群的觅食过程，具有鲜明的生物社会背景：认知行为和社会行为，即在寻求一致认知过程中，个体除了记住它们自己的经验，又同时考虑其他同伴的经验；向自己的经验学习，又向同伴学习，正是这种学习机制使其区别于其他主要以随机搜索为特征的现代启发式算法。

PSO 算法同 GA 类似，开始时随机生成粒子的初始位置 $X_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{im})$ ， $(i = 1, 2, \dots, n)$ ， n 为群中粒子数， m 为粒子维数。但与 GA 算法不同的是，PSO 算法不需要进行编码，并且每个粒子都随机分配一个初始速度 $V_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{im})$ ， $(i = 1, 2, \dots, n)$ 。在计算过程中，粒子受三个因素影响在寻优空间中移动：一是粒子的当前速度 V_i ，二是粒子本身曾到过的最优点 P_i ，三是总群（全局）的最优点 P_g 。粒子每次迭代时不断改变速度向当前 P_i 和 P_g 移动。

PSO 算法有一些重要的参数，由于这些参数是在 PSO 发展过程中经过不断地尝试得出的经验值，针对不同的求解对象，其参数设定也不尽相同。因此，对 PSO 算法改进的探讨有许多是针对其参数进行的，主要包括惰性权重、认知权重、社会学习权重、随机因子等参数对搜索性的影响。实际上，普遍适用的参数设定是没有的，在计算时，需要针对不同特征的优化目标函数、约束条件进行一定的调整。

（1）基本粒子群算法

无功规划问题可表述为如下形式：

$$\min f(X) \quad (6-29)$$

s. t.

$$g(X) \geq 0 \quad (6-30)$$

$$h(X) = 0 \quad (6-31)$$

$$X = (x_1, x_2, \dots, x_n) > 0 \quad (6-32)$$

同其他现代启发式算法类似，PSO 不能直接处理约束条件，因此通常对不等式

约束 $\mathbf{g}(\mathbf{X})$ 都采用罚函数形式将其加入到目标函数中作为惩罚项；而等式约束 $\mathbf{h}(\mathbf{X})$ 则是直接将优化变量代入其中，如果满足 $\mathbf{h}(\mathbf{X}) = 0$ ，为可行解，则求其目标函数值，如不满足 $\mathbf{h}(\mathbf{X}) = 0$ ，为不可行解，直接将其适应度值赋予一罚值；变量的上下限约束可通过直接限制变量在迭代时的取值范围来实现，当变量大于上限时取其为上限值，小于下限时取其为下限值。则 PSO 优化的适应度函数如下：

$$\min \mathbf{F}(\mathbf{X}) = \mathbf{f}(\mathbf{X}) + U \{ \min[\mathbf{g}(\mathbf{X}), 0] \}^2 \quad (6-33)$$

基本 PSO 算法流程如下：

- 1) 随机生成初始粒子位置 $\mathbf{X}_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{im})$ 和速度 $\mathbf{V}_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{im})$, ($i = 1, 2, \dots, n$)；
- 2) 验证等式约束及变量上下限约束；
- 3) 将粒子位置 \mathbf{X}_i 代入优化适应度函数 $\mathbf{F}(\mathbf{X})$ ，计算各粒子适应度值；
- 4) 各粒子同自身曾得到的最优粒子 P_i 适应度值比较，如比 P_i 适应度值小(最小化)，则用当前值适应度值替换自身最优适应度值，并用当前粒子位置更新自身最优粒子位置 X_{ibest} ；
- 5) 各粒子适应度值与全局最优粒子 P_g 适应度值进行比较，如比 P_g 适应度值小(最小化)，用此值替换全局最优适应度值，并用此粒子位置更新全局最优粒子位置 X_{gbest} ；
- 6) 用式(6-32)和式(6-33)更新各粒子速度和位置

$$v_{id}^{k+1} = wv_{id}^k + c_1 r_1 (p_{id} - x_{id}^k) + c_2 r_2 (p_{gd} - x_{id}^k) \quad (6-34)$$

$$x_{id}^{k+1} = x_{id}^k + v_{id}^{k+1} \quad (6-35)$$

$$(i = 1, 2, \dots, n, d = 1, 2, \dots, m)$$

式中 w ——速度惰性权重，通常取 $0.4 \sim 0.9$ ；

c_1 ——认知权重；

c_2 ——社会学习权重， c_1, c_2 通常取 2；

r_1, r_2 —— $(0, 1)$ 间随机数，上标表示迭代次数；

n ——粒子数；

m ——粒子维数。

v_{id}, x_{id} 和 p_{id} ——第 i 个粒子的第 d 维速度、当前坐标和最优坐标；

p_{ga} ——全局最优粒子的第 d 维坐标。

- 7) 返回 2)，直到满足一定的收敛判断条件。

基本 PSO 算法流程如图 6-6 所示。

(2) 粒子群算法所存在的问题

与传统的优化计算方法相比，PSO 算法不需要目标函数具有连续、可导条件，即使目标函数满足连续、可导条件，但对于多峰问题，基于梯度的算法很难搜索到不同的局优点，因而无法判断出是否已搜索到全局最优点。

与其他现代启发式算法相比，PSO 的最大特点就是它的学习机制，GA 算法主要是遗传变异过程，多个个体间的学习机制不很显著；TS 是随机的搜索，它的经验是以禁忌表体现的，也缺乏群体的学习过程。PSO 算法这种以学习机制为基础的优化算法体现了社会群体在学习基础上的高速发展、进化过程，因而其计算速度很快。

但 PSO 算法缺乏有效的变异或者说独立学习思考的机制，将 GA 和 PSO 相类比，PSO 只包括了 GA 的选择交叉过程，虽然 PSO 的学习机制强于 GA，但 PSO 却缺少了 GA 的变异机制，因此当粒子数过少时，它不能搜索足够的可行空间。同时，它的搜索过程易受初始粒子分布的影响。所以如何防止其陷入局优是提高 PSO 算法性能的关键。另外，由于 PSO 算法的参数、应用模式受具体优化模型的影响，必须针对具体的工程问题对其进行调整和改进，使其适用于特定领域问题的研究。

6.4.3 多目标无功规划

如前所述，电力系统无功规划主要目的是通过合理配置无功补偿设备的补偿地点、种类和容量，有助于系统在实际运行过程中能够有效地降低有功损耗、保证电压水平，除此以外，还要力争尽量提高系统的电压稳定性。因此，电力系统无功规划是一个多目标、非线性、离散的多目标组合优化问题。

而根据实际规划中侧重点的不同，无功规划的优化目标函数也不尽相同，主要包括：

1) 从经济性角度出发的经典模型是将系统的有功损耗最小为目标函数，当系统的传输容量有足够的裕度时，这种只考虑经济效益和基本运行约束条件的做法是适当的。有功损耗最小是最常用的目标函数，也是进行各种电压无功优化控制的基础。

2) 从系统安全性的角度出发，采取以系统运行状态（如节点电压幅值）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。

3) 将经济性和安全性同时考虑，构成同时考虑电压稳定裕度最大和有功网损最小的多目标无功优化模型。即在传统无功规划模型的基础上，引入了静态电压稳

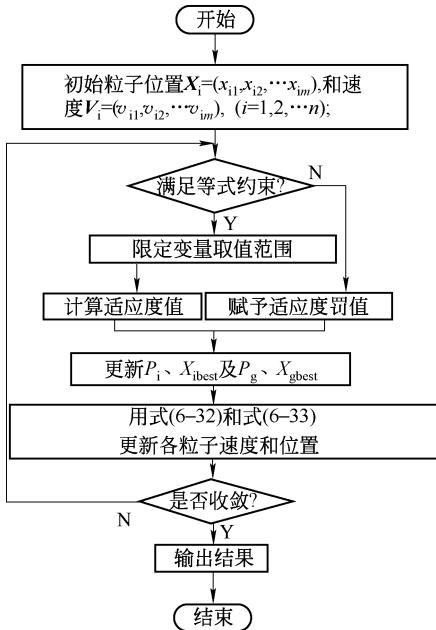


图 6-6 基本 PSO 算法流程

定性指标，建立综合考虑系统有功网损最小、电压水平最好和静态电压稳定裕度最大的多目标无功优化目标函数。

1. 电压稳定性在无功规划中的体现

2004年，IEEE/CIGRE的联合工作组在“电力系统稳定性的定义和分类”中，依据电力系统物理过程和系统理论、控制理论的一致性要求，按照扰动的大小和关注的时间框架对电压稳定进行了分类和说明。

1) 大扰动电压稳定性：指系统经受大扰动后维持电压稳定的能力。这种稳定性是由系统和负荷特性以及连续或断续的控制和保护的相互作用决定的。

2) 小扰动电压稳定性：指系统遭受小扰动后维持电压的能力。这种稳定形式受给定时刻的负荷特性、连续或断续的控制影响。可以通过合理假设将系统方程线性化，以便于分析，灵敏度的计算是识别小扰动电压稳定性的有效手段。

在电压稳定的研究初期，电压稳定问题一直被归入静态稳定的范畴，研究集中在用静态的观点、模型和研究方法来探讨电压失稳的机理，主要利用基于潮流方程的研究方法来求取电压稳定的极限运行条件和运行状态，一般不考虑电力系统的非线性。随着对电力系统电压稳定研究的深入，研究人员认识到电压稳定与无功功率的分布情况有着非常紧密的联系。因此，国内外众多学者提出对传统的无功规划方法进行改进，将电压稳定问题引入无功规划，以期在改善无功潮流分布的同时提高系统的静态电压稳定性，即小扰动电压稳定。

在无功规划中计及电压稳定性可以从以下三个方面入手。

(1) 补偿地点的选择

在无功规划之初，首先利用电压稳定裕度指标或模态分析法对系统进行电压稳定分析。将系统中的负荷节点按照电压稳定裕度的大小进行排序，并在稳定性较差的薄弱节点安装无功补偿装置，以提高系统的电压稳定性。或者首先对电力系统进行电压/无功分区；然后对负荷分区的所有节点求电压稳定灵敏度，把每个负荷分区电压稳定灵敏度最大的节点作为候选无功补偿节点。这类方法对电压稳定问题的考虑仅局限于补偿点的选取，并不涉及具体的规划计算过程。

(2) 将电压稳定裕度指标引入目标函数

理论上应该将电压稳定裕度指标引入无功规划的目标函数中，但是严格意义上讲，求解电压稳定裕度需要利用连续性方法来实现，其计算过程需要反复迭代，比较复杂。因此一般将静态电压稳定性分析指标引入目标函数中，此类指标计算较为简单，便于无功规划过程中的编程实现，但指标计算结果过于保守，在大扰动和电压不稳定状态下会产生一定的偏差。文献[6]将潮流方程雅可比矩阵最小奇异值的最大化引入了无功规划的目标函数。文献[7]引入了电力市场的理论，将无功功率发电费用最小作为最终的目标函数。

(3) 将电压稳定问题体现在约束条件中

即将电压稳定裕度大于某一设定值作为无功规划的不等式约束之一，并且要求系统在 $N-1$ 情况下也能满足电压稳定的不等式约束。上述方法中，对于电压稳定指标的计算如果比较复杂，无疑将增加整个无功规划的计算时间，这为求解大型电力系统的无功规划问题造成一定的困难。

还可以将电压稳定问题同时引入无功补偿点的选取和无功规划的目标函数中。首先，依次计算各个负荷节点的电压稳定裕度指标并按照大小排序。选择裕度指标大于某一预定值的负荷节点作为无功补偿点，并将待规划节点的指标最小作为无功规划的目标函数之一，或者将电压稳定裕度限定在某一范围内作为无功规划的不等式约束，以使规划结果能够有效提高系统的电压稳定性。

2. 多目标优化算法

对于多目标的无功规划，势必要采用多目标优化算法予以求解。从 20 世纪 50 年代多目标优化问题提出至今，已有大量的专著集中于多目标优化问题的求解方法研究。总地来说，它可分为两大类：一种是采用经典的优化方法，如加权法、目标规划法等；而另一种则是基于进化计算的方法。进化计算是一种模拟生物界进化或活动行为的智能算法，由于其对求解问题的约束条件低，求解质量高，一直被广泛应用于复杂优化问题求解。自从 Schaff 首次将遗传算法应用于 MOP 求解以来，应用进化计算研究多目标优化问题，即多目标进化算法研究，一直是优化领域的热点问题。

(1) 多目标优化问题的一般描述

与单目标优化问题一样，多目标优化问题包括目标函数、决策变量和约束条件，其一般结构如下：

$$\begin{aligned} & \min/\max \quad f_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad m = 1, 2, \dots, M \\ \text{s. t.} \quad & (1) \quad g_k(x_1, x_2, \dots, x_n) \geq 0, \quad k = 1, 2, \dots, K \\ & (2) \quad h_l(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad l = 1, 2, \dots, L \\ & (3) \quad x_i^{(L)} \leq x_i \leq x_i^{(U)} \quad i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (6-36)$$

其中， $X \subset R^n$ 为决策空间， $x = (x_1, x_2, \dots, x_n) \in X$ ， $x_i^{(L)}$ 和 $x_i^{(U)}$ 分别为变量 x_i 的上下界。

进一步，定义集合 $\Omega = \{x \mid g_k(x_1, x_2, \dots, x_n), h_l(x_1, x_2, \dots, x_n), x_i^{(L)} \leq x_i \leq x_i^{(U)}\}$ 为问题(6-36)的可行域，显然 $\Omega \subseteq X$ 。公式(6-36)中的“min/max”表明，每个目标函数可以最小化亦或最大化。

(2) Pareto 优化的相关定义

在多目标优化问题中，Pareto 优化解是最常用的优化概念。它最早由 Francis Ysidro Edgeworth 在 1881 年提出，而后经 Vilfredo Pareto 推广，其定义如下：

定义 1(Pareto 支配)：设 $f: R^N \rightarrow R^M$, $x_1, x_2 \in \Omega \subseteq R^n$ 。称个体 x_1 支配个体 x_2 ，当且仅当 $f(x_1)$ 部分地优于 $f(x_2)$ ，即 $\forall m \in \{1, \dots, M\}$, $f_m(x_1) \leq f_m(x_2) \wedge \exists m \in$

$\{1, \dots, M\}$, $f_m(x_1) < f_m(x_2)$, 记做 $x_1 \leq x_2$ 。如果对于所有的 $m \in \{1, \dots, M\}$, 都有 $f_m(x_1) < f_m(x_2)$, 则称个体 x_1 强 Pareto 支配个体 x_2 , 记做 $x_1 < x_2$ 。

定义 2(Pareto 最优解): 个体 $x^* \in \Omega$ 称之为可行解集合 Ω 中的 Pareto 最优解, 当且仅当集合 $\{x \mid x \leq x^*, x \in \Omega\} = \emptyset$ 。同理, 个体 $x^* \in \Omega$ 称之为可行解集合 Ω 中的弱 Pareto 最优解, 当且仅当集合 $\{x \mid x < x^*, x \in \Omega\} = \emptyset$ 。

定义 3(Pareto 最优解集): 给定可行解域 Ω , 则问题的 Pareto 最优解集 X^* 为 Pareto 最优解的集合, 定义为: $X^* = \{x \in \Omega \mid \neg \exists x' \in \Omega, x' \leq x\}$ 。另外, Pareto 最优解集在目标函数空间上对应的集合称之为 Pareto 前沿面, 记为 PF^* 。

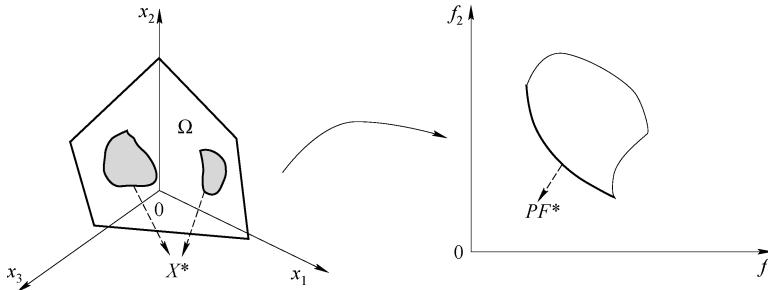


图 6-7 Pareto 最优解集和 Pareto 前沿面示意图

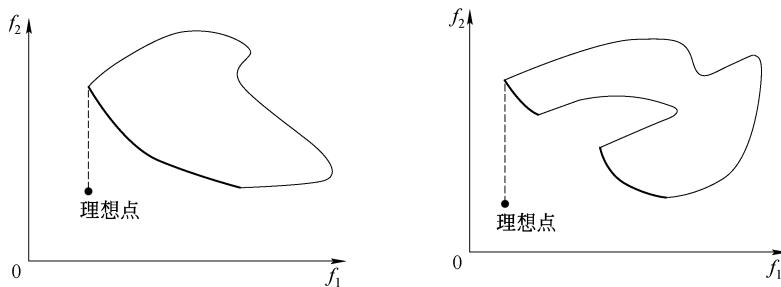


图 6-8 理想点示意图

定义 4: 理想点(ideal point): 给定目标向量 $Z^* = f(x)$, $Z^* \in R^M$, 称 Z^* 为理想点当且仅当它的每一个分量 z_i^* ($i = 1, 2, \dots, M$) 为对应目标函数的最优解的目标函数值, 即

$$\begin{aligned} \min \quad & f_i(x) \\ \text{s. t.} \quad & x \in \Omega \end{aligned} \tag{6-37}$$

定义 5: 被支配域(Dominated Area): 对于个体 $x \in \Omega$, 其被支配域定义为集合 $\{x' \in \Omega \mid x \leq x'\}$ 。

定义 6: 支配域(Dominating Area): 对于个体 $x \in \Omega$, 其支配域定义为集合 $\{x' \in \Omega \mid x' \leq x\}$ 。

(3) 经典的多目标优化算法

在多目标优化问题中，生成 Pareto 最优解集是求解的重要一步，但是，决策者所需要的仅仅是其中的某一个解。因此，需要结合决策者的偏好信息，得到 Pareto 最优解集的全序，从而选择决策者最满意的解。根据决策者偏好参与求解过程的方式，可将传统的多目标优化算法分为如下几类：

- 1) 无偏好方法 (non-preference methods)，指求解中没有利用明显的偏好信息；
- 2) 后偏好方法 (posterior methods)，指搜索完成之后再做决策；
- 3) 前偏好方法 (priori methods)，指决策之后再进行搜索；
- 4) 交互式方法 (interactive methods)，指在搜索过程和决策过程交互进行。

① 无偏好方法

在无偏好方法中，不考虑决策者的偏好，所有的目标都被视为同等重要。故其主要应用于决策者对问题的求解无特别要求的情形。全局指标方法 (method of the global criterion) 又称为折衷规划方法 (compromise programming)，是一类广泛应用的无偏好方法。在选择参考点和距离度量指标后，其通过最小化参考点与可行解的距离来生成 Pareto 最优解。问题构建如下：

$$\begin{aligned} \min \quad & \left(\sum_{i=1}^M |f_i(x) - z_i^*|^p \right)^{1/p} \\ \text{s. t.} \quad & x \in \Omega \end{aligned} \quad (6-38)$$

其中 z_i^* 表示参考点，不同的 p 值表示不同的距离范数。参考点的选择在此方法中格外重要，因为公式 (6-38) 生成的解不会优于预先设置的参考点。一般来说，可以选择理想点作为问题的参考点。另外，选择不同的 p 值也会得到不同的解， p 值经常设定为 1, 2 或者 ∞ 。

② 后偏好方法

后偏好方法又称为 Pareto 最优解生成法 (methods for generating Paretooptimal solutions)。在生成 Pareto 最优解集 (或子集) 后，再交由决策者选择最合适个体。常见的代表方法有权重法 (weights methods)、 ε -限制法 (ε -constraint methods) 和可达标量函数法 (achievement scalarizing function approach)。其中，基于进化算法的多目标优化方法亦属于后偏好方法。这里简要介绍前一种方法。权重法是一种常

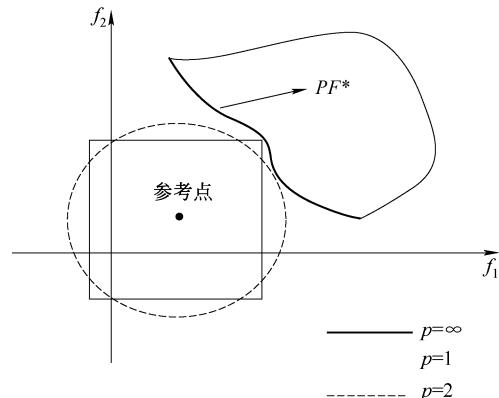


图 6-9 全局指标方法中不同 p 值示意图

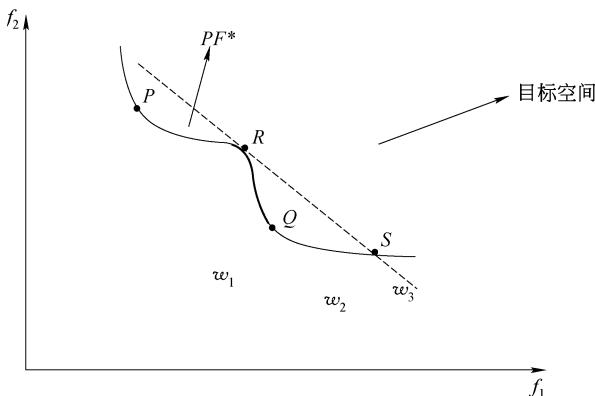


图 6-10 权重法示意图

见的多目标优化问题的求解方法。它通过对每一个目标赋予一定的权值，将多目标问题转化为单目标问题求解。具体公式如下：

$$\begin{aligned} \min \quad & F(x) = \sum_{m=1}^M w_m f_m(x) \\ \text{s. t.} \quad & x \in \Omega \end{aligned} \quad (6-39)$$

其中 $w_m \geq 0$, $m = 1, \dots, M$, 且 $\sum w_m = 1$ 。通过变化权重值，可以生成不同的 Pareto 最优解。然而，均匀分布的权重值集合并不一定对应着均匀分布的 Pareto 最优解集。虽然权重法形式简单直观，但如果目标函数具有非凸的特性，则权重法无法找到 Pareto 最优解。如图 6-10 所示，实线部分为非凸的 Pareto 前沿面。当权值向量取 w_1 或 w_2 时，可得到 Pareto 最优点 P 点 Q 。当权值向量为 w_3 时，虽然其在前沿面上有切点 R ，但其亦在 S 点与前沿面相交。故权值曲线 w_3 应继续向左下角移动。可见，当目标函数具有非凸性质的时候，类似图 6-10 中加粗的 Pareto 前沿面上的个体在权重法下就无法求得。另外，也有学者将权重法用于前偏好方法中。这时，由于不同的目标有时候代表不同的含义，具有不同的量纲，在赋予权重值之前需要将各个目标正规化，以使它们具有相同的数量级。

③ 前偏好方法

前偏好方法在求解之前，需要了解决策者的偏好信息。其中，常用的方法有价值函数方法 (value function method)、字典序方法 (lexicographic ordering method) 和目标规划法 (goal programming)。这里简单介绍一下字典序方法。字典序方法操作简单，在实际中应用也比较广泛。首先，需要决策者对所求问题的目标函数的重要性按升序排序。重要性最高、排在首位的目标函数在当前的约束条件下率先优化。显然原问题简化为带约束的单目标优化问题，如果此问题的解是唯一的，则这个解即为原问题的 Pareto 最优解。否则，优化下一个目标函数，同时加入新的约束条件，即确保排在前位的目标函数的最优值不变。

④ 交互式方法

交互式方法是一种将决策者偏好融合入求解过程的方法。其算法的基本流程如下：

- a) 初始化，计算理想点，呈现给决策者；
- b) 生成一个初始可行点；
- c) 征询决策者的偏好信息；
- d) 由现有的可行解和偏好信息生成新的可行解，如果新解到达了决策者的满意度，则算法结束，否则继续步骤 c)。

可见，在交互式的方法中，决策者的偏好信息引导着求解的进程。进一步，在求解过程中，决策者亦可以随时地根据现有的求解情况随时地更改偏好信息。相比前偏好和后偏好方法，决策者不必事先对所处理问题有明确的偏好结构，实际上，决策者可以在交互的求解过程中逐渐学习问题的结构信息。因此可以说，交互式方法生成的解应为决策者最满意的解。当然，交互式方法一个最重要的前提就是决策者必须可能或者有兴趣参与求解过程中，并根据自己的偏好引导求解方向。

这里介绍一种基于参考点交互式优化方法，即参考点方法 (reference point method)。算法描述如下：

- a) 设循环参数 $h = 1$ ，选择可达标量函数 (achievement function)，并将问题结构信息呈现与决策者 (如问题的理想点)；
- b) 由决策者确定初始的参考点 $\bar{z}^h \in R^M$ ，即在每个目标上的期许值；
- c) 最小化可达标量函数，生成 Pareto 最优解 x^h 和相应的 z^h ；
- d) 通过变换参考点，生成另外 M 个不同的 Pareto 最优解，变化公式如下：
 $\bar{z}(i) = \bar{z}^h + d^h e^i$ ，其中 $d^h = \|\bar{z}^h - z^h\| \bar{z}^h$ ， e^i 表示在第 i 个目标上的单位向量。
- e) 如果决策者从 $M+1$ 个解中选定了一个满意解，则此个体即为最终解，算法结束；否则，决策者另行指定一个参考点，继续步骤 c)。

实际上，通过参考点的不同选择，决策者可以逐渐细化 Pareto 解的位置。如图 6-11 所示，初始时参考点远离 Pareto 前沿，决策者得到的 Pareto 解分布性较广。当决策者进一步选择距离 Pareto 前沿近的参考点后，最终得到的 Pareto 解也更加细化，聚集在前沿面的局部区域。

(4) 经典多目标优化算法的局限性

虽然经典多目标优化算法在运筹学领域被广泛采用，然而这些数学规划技术还是具有一定的局限性。比如，权重法或基于权重的指标函数法对于 Pareto 前沿的凸性相当敏感，如果 Pareto 前沿是非凸的，则最终发现的近似集合不完整，有的方法则对目标函数的可微或者限制条件有诸多要求。另外，在经典的优化方法中，初始点的选择与最终解的获得息息相关。最后，这些方法在一次运行中只能得到一个非支配个体，为了获得 Pareto 优化解集，需要针对不同的初始点生成不同的非支配个

体。因此，在处理实际的复杂问题时，传统的多目标优化算法有其天然的局限性。

(5) 基于进化算法的多目标优化方法

将进化计算应用于多目标优化问题的设想最早可以追溯到 Rosenberg 的博士论文。他在研究中提出了用一组单细胞组织模拟仿真多种性质的设想，但没有付诸实践。而第一个明确提出的多目标进化算法一般认为是 Schaffer 的向量进化遗传算法，即 Vector Evaluation Genetic Algorithm (VEGA)，其主要是为了解决机器学习领域的问题。自此以后，诸多学者又提出了形式各样的多目标进化算法，并应用于求解实际问题。

Coello 总结了目前的多目标进化算法，并将它们分为两代：第一代强调简洁，第二代强调效率，它们之间的主要区别在于精英个体是否被引入种群的进化过程。第一代 MOEAs 的雏形始于 David Goldberg 在 1989 年出版的有关遗传算法的巨著。在其中，他率先将 Pareto 优化的概念引入遗传算法的选择过程中，并指明种群的分布性会对算法的收敛性产生至关重要的影响。第一代多目标进化算法一般遵循遗传算法的通用进化模式，采用 Pareto 排序进行适应值赋值，通过小生境或者适应值共享技术来保持种群分布性。其中，最具代表性的算法有：非支配排序遗传算法 (Nondominated Sorting Genetic Algorithm, NSGA)，小生境 Pareto 遗传算法 (Niched-Pareto Genetic Algorithm, NPGA) 和多目标遗传算法 (Multi-objective Genetic Algorithm, MOGA) 等。

第二代 MOEAs 的标志就是精英概念的引入。其中，精英个体以两种形式体现：

- 1) 存档种群 (Archive Population) 又称为外部种群 (External Population)，即存档种群随进化过程更新并参与生成下一代父代种群；
- 2) $\mu + \lambda$ 的选择模式，即父代种群与子代种群竞争并从中选择优良个体作为下一代父代种群。

无论是哪种形式，都亟待解决两个问题：按何种规则生成下一代父代种群和当种群大小超过预设规模如何进行剪枝 (truncating)。第二代 MOEAs 的设计创新主要解决这两个问题。最具代表性的算法有：强度 Pareto 进化算法 (Strength Pareto Evolutionary Algorithm, SPEA)、强度 Pareto 进化算法 2 (SPEA2)、非劣排序遗传算法 2 (NSGA-II) 和 Pareto 存档进化策略 (Pareto Archived Evolutionary Strategy，

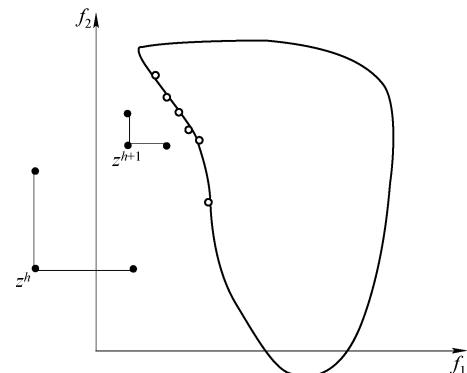


图 6-11 参考点变化示意图

PAES) 等。其中 NSGA-II 算法作为第二代 MOEAs 的代表, 结构简单, 运行效率高, 是应用最广、引用率最高的算法。在第二代 MOEAs 中, 除了上述基于遗传算法 (Genetic Algorithm) 的 MOGA, 诸多学者还提出了其他的具有群进化特征的智能算法, 如基于粒子群算法 (Particle Swarm Algorithm) 的 MOPSO, 以及有限加速多目标粒子群算法 (SMPSO); 基于模拟退火 (Simulated Annealing) 的 MOSA, 如自适应多目标模拟退化算法 (AMOSA); 基于蚁群算法的 MOACO; 基于散点搜索的 MOSS, 如自适应散点多目标搜索算法 (AbYSS) 和基于分布估计算法 (Estimation of distribution algorithm) 的 MOEDA, 如基于规则模型的多目标估计算法 (RM-MEDA)。这些算法具有不同的进化机制, 但无一例外的都采用的精英个体的概念。这正是第二代 MOEAs 显著优于第一代的原因。

目前, 在多目标无功规划中应用较多的经典算法还是以权重法为代表的前偏好方法。由于无功规划自身问题的复杂性, 其可行解空间有可能出现非凸的情况。因此该类方法并不能完全解决所有的问题, 而且根据所选权重的不同, 最后得出的规划方案也并不是惟一的。

此外, 基于进化类算法的多目标无功规划也有很多成果见诸于报道, 其中以基于蚁群算法的 MOACO、基于粒子群算法 (Particle Swarm Algorithm) 的 MOPSO 最为多见。

6.5 无功规划存在的问题

如前所述, 无功规划关键要解决的问题是计算无功补偿设备的最佳的安装位置、类型和容量, 以达到节省投资费用、降低网损以及提高系统电压稳定性等目的。所规划的无功补偿装置方案应该能够适应当前乃至未来一段时间内系统无功补偿的需要, 尤其关键的是要能够比较灵活地应对不同运行方式下、不同负荷水平下系统对无功支持的需要。

因此, 在无功规划的过程中, 应该借鉴电网规划中的相关经验与思路, 利用不同运行方式下、不同负荷水平下的潮流断面数据进行多次计算, 并对规划结果进行复核校验。力求规划方案中所给出的无功补偿装置和类型能够满足今后实际运行中电压无功调整的需要, 即根据规划方案配置的补偿装置在进行无功运行优化时能够灵活应对不同情况下的无功需求, 便于实施电压无功的自动调控。

目前, 在实际运行中往往存在无功补偿装置容量偏大, 或者容量分组不当的情况。以并联电容器为例, 在部分地区电网的变电站中, 10kV 侧电容器往往总容量能够满足负荷高峰时段的需要, 但只是简单设置几组容量相同的整组投切电容器。并没有设置自动分组投切功能, 甚至只是设置一组电容器。因此当无功负荷水平比较低时, 电容器往往不能投入。因为, 此时一旦投入电容, 由于单组电容器容量较

大，从而形成无功返送的情况，而按照运行规定的要求又必须马上将电容器退出运行。如果是采用电压无功自动控制，在这种情况下必然造成电容器反复投切的现象，对并联电容器的使用寿命将产生极大的影响。目前，不少地区电网所安装的AVC（电压无功自动控制）系统，正是由于这个原因为何难以投入闭环自动运行，或者虽然投入运行但是投切效果不理想。而产生这些现象的根本原因还在于无功规划阶段的工作不够细致。

从根本上讲，无功规划是一个含有非线性等式约束、不等式约束、非线性多目标目标函数的优化问题，而且待规划变量既有连续变量，也有离散变量。要求解这样一个大规模的优化问题确实是比较困难的。因此，在无功规划的算法研究中，不论是经典的数学规划方法还是人工智能算法，或者多目标的优化算法，应该首先从数学方法的实用性方面入手。根据无功规划问题自身的特点，在数学方法允许的范围之内对问题做合理的修正简化，然后再进行求解。从目前的应用现状来看，由于各类算法均有各自的局限性，尚没有在实际的无功规划工作中得到广泛的应用。

此外，由于无功规划的计算属于离线计算，对计算时间的要求可以适当放宽，因此，在数学建模阶段不妨将模型设置比较全面，并选择计算精度高但耗时较多的算法进行优化计算。需要指出的是，优化计算的结果必须同现场规划人员的工作经验和供电企业的相关规程相结合，最后确定出符合电网运行实际需要的无功规划方案。

参 考 文 献

- [1] 孔洪波. 电力网络规划 [M]. 重庆大学出版社, 1996.
- [2] 张学松, 柳棹, 于尔铿. 基于 Tabu 方法的配电电容器投切策略 [J]. 电网技术, 1998, 22 (2): 33-39.
- [3] 周双喜, 杨彬. 实现无功补偿优化的新算法——遗传算法 [J]. 电力系统自动化, 1995, 19 (11): 19-23.
- [4] 任晓娟, 邓佑满, 赵长城, 等. 高中压电网动态无功优化算法的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2003, (1): 31-36.
- [5] 王漪, 于继来, 王永刚, 等. 基于运行模式的无功电压优化调度的研究 [J]. 电力系统自动化, 1999, 23 (16): 20-22.
- [6] Liu M B, Tso S K, Cheng Y. An extended nonlinear primal—dual interior-point algorithm for reactive—power optimization of large-scale power systems with discrete control variables [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17 (4): 982-991.
- [7] 刘明波, 程颖, 林声宏. 求解无功优化的内点线性和内点非线性规划方法比较 [J]. 电力系统自动化, 2002, 26 (1): 22-26.
- [8] Kenji Iba. Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm [J]. IEEE Trans on Power System, 1994, 9 (2): 685-692.

- [9] 张粒子, 舒隽, 林宪枢. 基于遗传算法的无功规划优化 [J]. 中国电机工程学报, 1995, 15 (5): 347-353.
- [10] 方鸽飞, 王惠祥, 黄晓砾. 改进遗传算法在无功补偿优化中的应用 [J], 电力系统及其自动化, 2003, 15 (4): 15-18.
- [11] 赵登福, 周文华, 张伏生, 夏道止. 遗传算法在无功补偿优化应用中的改进 [J]. 电网技术, 1998, 22 (10): 34-36, 43.
- [12] Kengi I. Reactive power planning by genetic algorithm [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1994, 9 (2): 685-692.
- [13] 马晋艘, Lai L L, 杨以涵. 遗传算法在电力系统无功补偿优化中的应用 [J]. 中国电机工程学报, 1995, 15 (5): 347, 353.
- [14] 张粒子, 张海波, 孟凡玲. 基于整型混合编码遗传算法的电力系统无功补偿优化. 全国高校电自专业第十三届学术年会论文集 [C]. 广州: 华南理工大学出版社, 1997, 354-359.
- [15] 文劲宇, 江振华, 姜霞, 等. 基于遗传算法的无功补偿优化在鄂州电网中的实现 [J]. 电力系统自动化, 2000, 24 (2): 45, 47.
- [16] 陈皓勇, 王锡凡. 电力系统无功补偿优化的退火选择遗传算法 [J]. 中国电力, 1998, 31 (2): 3-6.
- [17] 文劲宇. 混合寻优法在电力系统中的应用研究 [J]. 电力建设, 1998, 19 (9): 1-4.
- [18] 谭涛亮, 张尧. 基于遗传禁忌混合算法的电力系统无功补偿优化 [J]. 电网技术, 2003, 28 (11): 57-61.
- [19] 周晖, 谈顺涛. 基于 GATS 的电网无功电压综合控制 [J]. 继电器, 2004, 32 (6): 1-5.
- [20] 王小平, 曹立明. 遗传算法——理论、应用与软件实现 [M]. 西安: 西安交通大学出版社, 2002.
- [21] Ludvig, Hesser J, Manner R. Tackling the representation problem by stochastic averaging [J]. Back, (29): 196-203.
- [22] Eshelman L, Schaffer J. Real coded genetic algorithms and intervalschemata, in Whitley [J]. Foundations of Genetic Algorithms, 1993, (2): 187-202.
- [23] McCormick W T, Schweitzer P J and White T W, Problem decomposition and data reorganization by a cluster technique [J]. Operations Research, 1972, 20 (5): 993-1009.
- [24] Waiters G A and Smith D K, Evolutionary design algorithm for optimal layout of tree networks [J]. Engineering Optimization, 1995, (24): 261-281.
- [25] 熊信银, 吴耀武. 遗传算法及其在电力系统中的应用 [M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002.
- [26] 骆济寿, 张川. 电力系统优化运行 [M]. 武汉: 华中理工大学出版社, 1999.
- [27] 周双喜, 杨彬. 实现无功补偿优化的新算法——遗传算法 [J]. 电力系统自动化, 1995, 19 (11): 19-23.
- [28] 顾培亮. 系统分析与协调 [M]. 天津大学出版社, 1995.
- [29] Coello C A Van Veldhuizen D A and Lamont G B. Evolutionary algorithms for solving multi-ob-

- jective problems [M]. New York: Kluwer Academic, 2002.
- [30] Miettinen K. Nonlinear Multi-objective Optimization [J]. International Series in Operations Research Management Science, 1998, (12).
- [31] Hwang C L and Masud A S M. Multiple objective decision making, methods and applications: a state-of-the-art survey [J]. Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.
- [32] Miettinen K. Introduction to Multiobjective Optimization: Noninteractive Approaches [J]. Multiobjective Optimization, 2008, 1-26.
- [33] Yu P L. A Class of Solutions for Group Decision Problems [J]. Management Science, 1973, 19 (8): 936-946.
- [34] Das I and Dennis J E. A closer look at drawbacks of minimizing weighted sums of objectives for Pareto set generation in multicriteria optimization problems [J]. Structural and Multidisciplinary Optimization, 1997, 14 (1): 63-69.
- [35] Miettinen K, Ruiz F and Wierzbicki A. Introduction to Multiobjective Optimization: Interactive Approaches [J], Multiobjective Optimization, 2008, 27-57.
- [36] Valerio B, rgen J B, et al. Interactive Multiobjective Optimization from a Learning Perspective [J]. Multiobjective Optimization: Interactive and Evolutionary Approaches, 2008: 405-433.
- [37] Deb K. Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithm [M]. New York: John Wiley&Sons, 2001.
- [38] Schaffer J D. Multiple Objective Optimization with Vector Evaluated Genetic Algorithms [J]. Proceedings of the 1st International Conference on Genetic Algorithms, 1985, 93-100.
- [39] Coello C A. Evolutionary multi-objective optimization: a historical view of the field [J]. Computational Intelligence Magazine, IEEE, 2006, 1 (1): 28-36.
- [40] Goldberg D E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning [M]. New York: Addison-Wesley, 1989.
- [41] Srinivas N and Deb K. Multiobjective Optimization Using Nondominated Sorting in Genetic Algorithms [J]. Evolutionary Computation, 1994, 2 (3): 221-248.
- [42] Horn J, Nafpliotis N and Goldberg D E. A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective optimization [J]. Proceedings of the First IEEE Conference on Computational Intelligence. 1994, 82-87.
- [43] Fonseca C M. and Fleming P J. Genetic Algorithms for Multiobjective Optimization: FormulationDiscussion and Generalization [M]. Proceedings of the 5th International Conference on Genetic Algorithms. Michigan: Morgan Kaufmann publishers, 1993.
- [44] Zitzler E, Laumanns M and Thiele L. SPEA2: Improving the strength pareto evolutionary algorithm for multiobjective optimization [J]. Evolutionary Methods for Design Optimization and Control with Applications to Industrial Problems. 2001, 95-100.
- [45] Sierra M R and Coello C A C. Improving PSO-Based Multi-objective Optimization Using Crowding, Mutation and e-Dominance [M]. Evolutionary Multi-Criterion Optimization. Springer: 2005, 505-519.
- [46] Nebro A J, Durillo J J, Garcia-Nieto J, et al. SMPSO: A new PSO-based metaheuristic for

- multi-objective optimization [J]. Computational intelligence in multi-criteria decision-making, 2009. mcdm' 09. IEEE symposium on, 2009, 66-73.
- [47] Kirkpatrick S, Gelatt C D and Vecchi M P. Optimization by Simulated Annealing [J]. Science, 1983, 220: 671-680.
- [48] Bandyopadhyay S, Saha S, Maulik U, et al. A Simulated Annealing-Based Multiobjective Optimization Algorithm: AMOSA. Evolutionary Computation [J], IEEE Transactions on, 2008, 12 (3): 269-283.
- [49] Chaharsooghi S K, Meim A H, Kermani. An intelligent multi-colony multi-objective ant colony optimization (ACO) for the 0-1 knapsack problem [J]. Evolutionary Computation, 2008. CEC 2008. (IEEE World Congress on Computational Intelligence). IEEE Congress on, 2008, 1195-1202.
- [50] Glover F, Laguna M and Martí R. Scatter Search and Path Relinking: Advances and Applications [M]. Handbook of Metaheuristics. New York: Springer, 2003.
- [51] Laguna M, Martí R. Scatter Search in Metaheuristic Procedures for Training Neural Networks. 2006, 139-152.
- [52] Nebro A J, Luna F, Alba E, et al. AbYSS: Adapting Scatter Search to Multiobjective Optimization [J]. Evolutionary Computation, IEEE Transactions on, 2008, 12 (4): 439-457.
- [53] Qingfu Z, Aimin Z and Yaochu J. RM-MEDA: A Regularity Model-Based Multiobjective Estimation of Distribution Algorithm [J]. Evolutionary Computation, IEEE Transactions on, 2008, 12 (1): 41-63.
- [54] Zitzler E, Künzli S. Indicator-Based Selection in Multiobjective Search. Parallel Problem Solving from Nature-PPSN VIII, 2004, 832-842.
- [55] Beume N, Naujoks B and Emmerich M. SMS-EMOA: Multiobjective selection based on dominated hypervolume [J]. European Journal of Operational Research, 2007, 181 (3): 1653-1669.
- [56] Laumanns M, Thiele L, Deb K. Combining Convergence and Diversity in Evolutionary Multiobjective Optimization [J]. Evolutionary Computation, 2002, 10 (3): 263-282.
- [57] Hanne T. On the convergence of multiobjective evolutionary algorithms [J]. European Journal of Operational Research, 1999, 117 (3): 553-564.

第7章 无功优化

7.1 概述

电力系统无功潮流分布是否合理，直接决定了电压质量的好坏。这不仅关系到电力系统向电力用户提供电能质量的优劣，而且还直接影响电网自身运行的安全性和经济性。通过无功优化调度可以优化电网的无功潮流分布，并降低电网的有功损耗，改善电压质量，使用电设备安全可靠地运行。在保证现代电力系统的安全性和经济性方面，无功优化调度的重要性已得到了全球的关注。

电力系统无功优化的目的是在合理的电压质量要求下尽量降低网络损耗，其主要控制手段是调节发电机机端电压、控制有载调压变压器的分接头和调节无功补偿装置的补偿容量。其中发电机端电压（或无功出力）是连续变量，有载变压器分接头挡位是整数变量，如果补偿装置中含有成组投切的电容器，那么电容器的投切组数也是整数变量。因此，电力系统无功优化是一个含约束条件的、整实数混合的非线性的优化问题。

主要特点包括：

- 1) 多目标性；
- 2) 约束条件数量多、类型多；
- 3) 目标函数及约束条件具有非线性；
- 4) 控制变量的离散性；
- 5) 负荷及运行方式的不确定性；
- 6) 可行域空间具有非凸性和多极值性；
- 7) 目标函数难以由控制变量显式描述。

无功优化的主要变量分为两大类：一类是控制变量，是可以控制的自变量，包括发电机端电压、可调变压器分接头位置、可投切并联电容器/电抗器组数、其他类型补偿装置的补偿容量等；另一类是状态变量，是控制变量的因变量，通常包括各节点电压、发电机无功出力等。无功优化的等式约束条件主要包括潮流方程约束；不等式约束则包括无功补偿容量、发电机无功出力、变压器抽头和电压幅值约束等。

无功优化的目标函数有很多种，主要包括：

系统的有功损耗最小化。从经济性角度出发，当系统的传输容量有足够的裕度时，这种只考虑经济效益和基本运行约束条件的做法是适当的。有功损耗最小是最

常用的目标函数，也是进行各种电压无功优化控制的基础。

从系统安全性的角度出发，采取以系统运行状态（如节点电压幅值）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。

当系统的传输容量有足够的裕度时，只考虑经济效益和基本运行约束条件的做法是适当的。然而，随着电力系统的不断发展，负荷迅速增加，远方电源供电比重增大，以致在负荷高峰时传输容量有可能接近极限，增加了出现电压崩溃并发展为全网事故的可能性。因此，有必要从降低有功网损，维持合理的电压水平和确保电压稳定性多个方面探讨无功优化问题，将经济性和安全性同时考虑，构成多目标无功优化模型。

此外，还有以无功注入总成本最小为目标和以有功损耗及发电机无功储备不均衡度加权之和最小化为目标。在电力市场环境下，如果考虑到无功功率的发电和运行成本，则可以采用综合有功和无功的发电总成本最小化作为目标函数。

7.2 无功优化与无功规划的区别与联系

从数学角度来看，无功优化（运行优化）和无功规划（规划优化）的数学模型是类似的，都可以视为一个包含等式/不等式约束，单目标/多目标的非线性规划问题。只是具体的目标函数或者等式/不等式约束式有所不同，比如无功规划中可以不涉及有载调压分接头的相关内容，也基本不考虑发电机无功出力情况等。

但在实际应用中，这两者还是有所区别的。无功规划要解决的是无功补偿设备的安装地点、类型和最大补偿容量问题。在规划过程中，应该根据无功负荷的预测情况，对未来一段时间内的无功补偿系统做出指导下的规划方案，因此，从理论上讲，采用动态规划方法更切合实际需要。无功规划是一个离线计算问题，求解方法如果耗时较多也是可以接受的。

而无功优化则要根据系统中具体的潮流断面情况，综合考虑各种等式/不等式约束，对各类调压设备、无功补偿设备的调控措施给出整体的方案。而且无功优化往往有一定的时间要求，即根据系统运行情况尽快地给出调控方案并付诸实施。由于电力系统是一个时刻变化的动态系统，如果生成调控方案的过程耗时较多，那么当方案付诸实施时就已经不能满足当前时刻的电压无功需要了。换言之，由于延时过长造成调控方案失效甚至是错误的调整方案。所以这就要求无功优化的解算方法必须高效快速。

而无功优化所能调控的无功补偿设备一般是在无功规划方案的指导下安装设置的。在形成调控方案之前，无功补偿的地点、种类和容量是确定的。从某种角度来讲，无功优化是在无功规划所限定的范围内展开优化计算的，不可能跳出无功规划的方案之外。所以，要实现电压无功的优化调整，灵活地应对系统中出现的各种实

际情况，首先要做好无功补偿设备的规划方案。否则就会加大无功优化的难度，甚至造成在实际应用中优化算法无法收敛，不能给出基于优化算法结果的电压无功调控方案。而在无功优化过程中遇到的实际问题也可以反过来影响无功规划，即针对优化过程中出现的问题及时地调整无功规划的目标函数、约束条件等，对无功补偿的规划过程予以调整，以便于无功优化过程的顺利实施。

所以说，无功规划与无功优化是相辅相成的。从实用角度出发，如何将两者结合起来进行研究，是未来无功规划、优化的重要发展方向。

7.3 静态无功优化

本书中所提出的静态无功优化是相对于动态而言的，实际上指的是实时的无功优化，所形成的优化调控方案主要用于电压无功的实时乃至自动控制。

7.3.1 经典数学模型

1. 目标函数

无功优化问题大多以网损最小为目标函数。在一个实际的电网中，网损可以表示为所有节点注入功率和的形式：

$$\min \sum_{i=1}^N P_i \quad (7-1)$$

式中 N ——系统当中所有节点的数量。

在地区电网中，由于很少有发电机节点，所以节点类型只有两种：平衡节点和负荷节点。平衡节点的选取是地区电网与输电网的交汇点（一般是变电站的220kV母线），平衡节点实际上就是地区电网的电源点，将上式展开，有

$$\min \sum_{i=1}^{N-N_s} P_i + \sum_{j=1}^{N_s} P_j \quad (7-2)$$

式中 N_s ——平衡节点的数量，负荷节点的数量为 $N - N_s$ 。

因为负荷节点的注入有功功率是确定的，无功优化问题也可以表示为平衡节点注入有功功率最小的形式：

$$\min \sum_{j=1}^{N_s} P_j \quad (7-3)$$

地区电网与输电网通常有多个交汇点，所以平衡节点数量较多， N_s 通常也是大于1的。展开后得

$$\min \sum_{i=1}^{N_s} U_i \sum_{j \in i} U_j (G'_{ij} \cos \theta_{ij} + B'_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (7-4)$$

式中 G'_{ij} , B'_{ij} ——相应的节点导纳阵元素，对于变压器支路，当 $j \neq i$ 时，有

$$G'_{ij} = G_{ij}/t_l, \quad B'_{ij} = B_{ij}/t_l \quad (7-5)$$

当 $j=i$ 时, 有

$$G'_{ii} = -\sum_{j \in i} (G_{ij}/t_l^2), \quad B'_{ii} = -\sum_{j \in i} (B_{ij}/t_l^2 + B_{ij0}) \quad (7-6)$$

式中 B_{ij0} ——线路 $i-j$ 的 $1/2$ 对地电纳。对于普通支路, 有

$$G'_{ij} = G_{ij}, \quad B'_{ij} = B_{ij} \quad (7-7)$$

式中 t_l ——连接节点 i, j 之间的变压器电压比;

G_{ij}, B_{ij} ——节点 i, j 之间支路的导纳。

2. 状态变量和控制变量

在节点电压方程中, 节点电压的幅值和相角 (极坐标系中) 或者实部和虚部 (直角坐标系中) 就是整个无功优化问题的状态变量。

控制变量通常是节点的无功补偿容量。地区电网中是以电容器组为无功补偿的主要设备, 而电容器组的容量是确定的, 设为 Q_{ck} ($k \in N_c$), 那么控制变量以 X_{ck} 来表示, 是 0, 1 变量, $X_{ck}=0$ 表明电容器组 k 不投入; $X_{ck}=1$ 表明电容器组 k 投入。其中 N_c 无功补偿节点集合, 在地区电网中并不是所有的节点都有无功补偿装置的, 即 $N_c \subset N$ 。

因为电容器组的可投切容量是不连续的, 而当存在可连续投切的无功补偿装置时, 如 SVC, 控制变量 X_{ck} 就不需要了, 而以 Q_{ck} 为控制变量。

此外, 控制变量中还包括能够代表有载调压变压器电压调整的变压器电压比, 以 t_l ($l \in L_T$), L_T 为变压器支路集合, 有 $L_T \subset L$, L 为支路集合。

3. 约束条件

静态无功优化问题的约束条件有等式和不等式约束。等式约束即为潮流方程, 当以节点电压形式的极坐标方程表示时, 有

$$\begin{aligned} P_i &= U_i \sum_{j \in i} U_j (G'_{ij} \cos \theta_{ij} + B'_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i &= U_i \sum_{j \in i} U_j (G'_{ij} \sin \theta_{ij} - B'_{ij} \cos \theta_{ij}) + Q_{ci} \end{aligned} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (7-8)$$

式中 Q_{ci} ——节点 i 的无功补偿容量, 当 $i \notin N_c$ 时, $Q_{ci}=0$ 。

不等式约束主要表现在控制变量约束和状态变量的约束上。关于状态变量的不等式约束有

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (7-9)$$

式中 U_i^{\min}, U_i^{\max} ——节点 i 电压的上下限。

关于控制变量的不等式约束有

$$Q_{ck}^{\min} \leq Q_{ck} \leq Q_{ck}^{\max} \quad k \in N_c \quad (7-10)$$

$$t_l^{\min} \leq t_l \leq t_l^{\max} \quad l \in L_T \quad (7-11)$$

式中 Q_{Ck}^{\min} , Q_{Ck}^{\max} ——节点 k 无功补偿容量的上下限, 对于电容器组, 下限 $Q_{Ck}^{\min}=0$;
 t_l^{\min} , t_l^{\max} ——变压器 l 可调电压比的上下限。

则由式(7-4)、式(7-8)~式(7-11)即构成了静态无功优化问题的数学模型, 上述数学模型是相对较简单的, 没有考虑电容器组的投切次数限制、线路潮流限制等约束。在大部分情况下, 无功优化计算只是一种地区电网的辅助分析工具, 所以按照上述模型的计算结果是能够满足实际应用需要的。

4. 库恩-塔克条件

上述无功优化问题可以描述为标准的非线性规划模型, 目标函数为

$$\min f(x) \quad (7-12)$$

满足等式约束:

$$g(x, u) = 0 \quad (7-13)$$

以及不等式约束:

$$h(x, u) \leq 0 \quad (7-14)$$

式中 x, u ——状态变量和控制变量;

$f(x)$ ——标量的形式。

因为目标函数(7-12)中不含控制变量, 所以只是状态变量 x 的函数。

对于上述非线性规划问题, 大部分计算方法都是通过求解其一阶最优性条件——库恩-塔克条件来进行的。库恩-塔克条件(简称 K-T 条件)首先形成拓展的拉格朗日函数:

$$\min f(x) + \beta^T g(x, u) + \gamma^T h(x, u) \quad (7-15)$$

然后分别对状态变量、控制变量和各个拉格朗日乘子求导, 得到

$$\frac{\partial f}{\partial x} + \left(\frac{\partial g}{\partial x}\right)^T \beta + \left(\frac{\partial h}{\partial x}\right)^T \gamma = 0 \quad (7-16)$$

$$\frac{\partial f}{\partial u} + \left(\frac{\partial g}{\partial u}\right)^T \beta + \left(\frac{\partial h}{\partial u}\right)^T \gamma = 0 \quad (7-17)$$

$$g(x, u) = 0 \quad (7-18)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (7-19)$$

$$[h(x, u)]\gamma = 0 \quad (7-20)$$

式中 β, γ ——对应等式约束和不等式约束的拉格朗日乘子;

$[h(x, u)]$ ——以 h_i 为元素的对角矩阵。

式(7-20)也称为互补松弛条件, 即不等式约束的等号成立时, 相对应的拉格朗日乘子不为 0; 否则, 拉格朗日乘子 $\gamma=0$ 。由此可见, 对应不等式约束的拉格朗日乘子具有突变的特点, 这给计算非线性规划问题带来了一定的困难。

从数学理论上讲, 库恩-塔克条件是非线性规划问题取得最优解的必要条件,

但不是充分条件，找到库恩-塔克条件的解以后，一般可以找到非线性规划问题的局优解，但不一定是全局最优解。要精确地获取非线性规划的全局最优解，其中涉及的问题很多，包括可行域是否是凸空间，算法能否从局优解中跳出、能否收敛等，而且耗费的计算时间较多，这在电压无功的实际调控中是不允许的。而对于无功优化问题而言，在实际应用中，利用一个局优解形成的电压无功调控方案往往也是可以接受的。

7.3.2 无功优化算法

由于无功优化的数学模型同无功规划的模型类似，因此，无功规划中使用的众多的算法大都可以用于无功优化计算中，同样也可以分为数学规划法和现代启发式算法两大类。但是由于无功优化对计算速度的要求比较高，算法也要求计算效率高、收敛速度快，并做必要的简化处理。下文将简要介绍几种在实际应用中较为常见的优化方法。

1. 梯度法

梯度法是求解非线性规划问题的传统方法，是将库恩-塔克条件分解、迭代计算的。

(1) 计算流程

在梯度法的计算过程中，首先认为不等式约束都是满足的，即 $\gamma = 0$ 。求解思路和步骤如下：

1) 令 $k=0$ ，给定控制变量的初值 $u^{(k)}$ ；

2) 求解等式约束-潮流方程，计算出的状态变量 $x^{(k)}$ 以及形成潮流方程雅可比矩阵 $\partial g / \partial x^{(k)}$ 。判断状态变量不等式约束是否越限，如越限，则进行状态变量不等式约束的处理；

3) 计算 $\partial f / \partial x^{(k)}$ ，并根据式 (7-20) 计算相应的拉格朗日乘子 $\beta^{(k)}$ ：

$$\beta^{(k)} = - \left[\left(\frac{\partial g}{\partial x^{(k)}} \right)^T \right]^{-1} \frac{\partial f}{\partial x^{(k)}} \quad (7-21)$$

4) 计算 $\partial f / \partial u^{(k)}$ 以及 $\partial g / \partial u^{(k)}$ ，然后根据式 (7-17) 确定修正量，即

$$\Delta u^{(k)} = \frac{\partial f}{\partial u^{(k)}} + \left[\frac{\partial g}{\partial u^{(k)}} \right]^T \beta^{(k)} \quad (7-22)$$

5) 当 Δu 很小时，或者目标函数不再下降时，计算结束，得到无功优化问题的最优解，否则向下进行；

6) 对控制变量进行修正：

$$u^{(k+1)} = u^{(k)} + K \Delta u^{(k)} \quad (7-23)$$

其中， K 为步长。判断控制变量不等式约束是否越限，如越限，则进行控制变量不等式约束的处理，令 $k = k + 1$ ，返回步骤 1)。

(2) 不等式约束的处理

梯度法对状态变量和控制变量不等式约束的处理是分别进行的。对状态变量不等式约束（节点电压幅值）的处理是通过节点类型转换来进行的，即将 PQ（负荷）节点转换成 PV（发电机）节点。对于极坐标表示的潮流方程，假设节点 k 的节点电压越限，则以

$$U_k = U_k^{\max} (U_k^{\min}) \quad (7-24)$$

代替式 (7-8) 中 k 节点的无功平衡方程，潮流方程的个数就减少了一个，而相对应的不等式约束方程变成了等式。在以后的迭代过程中，如果此状态变量不再越限，可以再将节点类型变换过来，即将 PV 节点再变换为 PQ 节点。对于以直角坐标表示的潮流方程，以 (7-25) 代替节点的无功功率方程：

$$\sqrt{e_k^2 + f_k^2} = U_k^{\max} (U_k^{\min}) \quad (7-25)$$

此时潮流方程的个数并不减少。由 PQ 节点向 PV 节点的转换相当于通过调整节点的无功注入功率来使电压固定在边界上，由于节点电压不只是与本节点的无功注入相关联，又因为本节点的无功功率是否可调等的限制，所以这种节点类型不一定是在单个节点上进行的，可以在不同的节点上或者多个节点中进行。潮流方程的雅可比矩阵中的 J 元素代表了节点无功注入对节点电压的灵敏度，可以从中选取值最大元素所对应的节点进行类型转换。

对控制变量的处理是通过将控制变量固定在上限（或下限）的方式进行的。此外，也可以采用惩罚函数的形式处理不等式约束，即将非线性规划问题的目标函数表示成如下的形式：

$$\min f(x) + \xi^T h^2(x, u) \quad (7-26)$$

其中， ξ 为罚因子，并且有 $\xi > 0$ ，与拉格朗日乘子 γ 具有相同的特点，即罚因子是一个比较大的正数，当不等式约束 $h(x, u) \leq 0$ 被破坏时，惩罚项 $\xi^T h^2(x, u)$ 越大，使目标函数越大，限制了寻优过程进一步向不等式约束被破坏的方向发展。

由此可见，罚因子 ξ 的存在促使寻优过程远离不等式约束的边界。但是，罚因子的选取通常有一定的难度，如果 ξ 选取过大，则扩大了不等式约束的作用，限制优化算法找到最优解；如果罚因子选取过小，则不能起到应有的惩罚作用。

罚因子 ξ 与拉格朗日乘子 γ 有本质的不同，当不等式约束被破坏时，拉格朗日乘子 γ 由 0 变为一个正数，这个变化是跳跃性的；而罚因子 ξ 的选取一般来说是连续或者不变的，根据经验或者试探的方式来选择，开始取得小一点，随着极小化进程的开展，逐步将惩罚因子加大。

迭代步长 K 的确定有多种方式，在最速下降梯度法中是通过一维搜索技术来求取的。当按照式 (7-22) 对控制变量进行修正以后，拓展的拉格朗日函数可以表示为

$$L = f(x^{(k)} + \Delta x^{(k)}) + \beta^{T(k)} g(x^{(k)} + \Delta x^{(k)}, u^{(k)} + K \Delta u^{(k)}) \quad (7-27)$$

在第 k 次迭代过程中, 当控制变量的修正量为 $K\Delta u^{(k)}$ 时, 将等式约束 $g(x, u)$ 线性化并忽略二次以上的高次项后, 得到

$$\frac{\partial g}{\partial x^{(k)}} \Delta x^{(k)} + \frac{\partial g}{\partial u^{(k)}} K \Delta u^{(k)} = 0 \quad (7-28)$$

所以有

$$\Delta x^{(k)} = \left[\frac{\partial g}{\partial x^{(k)}} \right]^{-1} \frac{\partial g}{\partial u^{(k)}} K \Delta u^{(k)} \quad (7-29)$$

代入到拉格朗日函数 L 中, 因为 $x^{(k)}, \beta^{(k)}, u^{(k)}$ 在控制变量修正以前就是确定的, 所以上式中的未知量只有步长 K , 对 K 求导, 得

$$\begin{aligned} \frac{dL}{dK} &= \left[\frac{\partial f}{\partial x^{(k+1)}} \right]^T \frac{dx^{(k+1)}}{dK} + \beta^{T(k)} \left[\frac{\partial g}{\partial x^{(k+1)}} \right]^T \frac{dx^{(k+1)}}{dK} + \\ &\quad \beta^{T(k)} \left[\frac{\partial g}{\partial u^{(k+1)}} \right]^T \frac{du^{(k+1)}}{dK} = 0 \end{aligned} \quad (7-30)$$

即

$$\begin{aligned} &\left\{ \left[\frac{\partial f}{\partial x^{(k+1)}} \right]^T + \beta^{T(k)} \left[\frac{\partial g}{\partial x^{(k+1)}} \right]^T \right\} \left[\frac{\partial g}{\partial x^{(k)}} \right]^{-1} \frac{\partial g}{\partial u^{(k)}} + \\ &\quad \beta^{T(k)} \left[\frac{\partial g}{\partial u^{(k+1)}} \right]^T = 0 \end{aligned} \quad (7-31)$$

由此可以解出最优补偿 K 。

2. 牛顿法

梯度法求解非线性规划问题是通过依次求解库恩-塔克条件来进行的, 牛顿法求解非线性规划问题是通过将库恩-塔克条件作为一个非线性方程组, 然后用牛顿法解此非线性方程组的形式进行的。与梯度法相比, 牛顿法具有较好的收敛特性, 是二次收敛的, 而梯度法是线性收敛的。

对于不考虑不等式约束的非线性规划问题式 (7-12)、式 (7-13), 其 K-T 条件为

$$\frac{\partial f}{\partial x} + \left(\frac{\partial g}{\partial x} \right)^T \beta = 0 \quad (7-32)$$

$$\frac{\partial f}{\partial u} + \left(\frac{\partial g}{\partial u} \right)^T \beta = 0 \quad (7-33)$$

$$g(x, u) = 0 \quad (7-34)$$

线性化处理后得

$$\begin{bmatrix} f_{xx} + \frac{\partial(g_x^T \beta)}{\partial x} & f_{xu} + \frac{\partial(g_x^T \beta)}{\partial u} & g_x^T \\ f_{ux} + \frac{\partial(g_u^T \beta)}{\partial x} & f_{uu} + \frac{\partial(g_u^T \beta)}{\partial u} & g_u^T \\ g_x & g_u & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta u \\ \Delta \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta L_{px} \\ \Delta L_{pu} \\ \Delta L_{p\alpha} \end{bmatrix} \quad (7-35)$$

式中 ΔL_{px} , ΔL_{pu} , $\Delta L_{p\beta}$ ——偏差量。

依据上述修正量, 同时对状态变量、控制变量以及拉格朗日乘子 β 进行修正:

$$\begin{bmatrix} x^{(k+1)} \\ u^{(k+1)} \\ \beta^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x^{(k)} \\ u^{(k)} \\ \beta^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta u \\ \Delta \beta \end{bmatrix} \quad (7-36)$$

在上述牛顿法的迭代过程中没有考虑不等式约束的影响, 当考虑不等式约束影响时, 需要在对各种变量进行修正之前, 判断起作用约束。所谓的起作用约束就是不等式约束式 (7-14) 中的等号成立。

有一个起作用的约束产生, 相应的等式约束方程的数量就增加一个, 拉格朗日乘子 β 的维数也增加一维。因此, 在牛顿法的迭代过程中, 修正方程 (7-36) 的数量是变化的。

3. 最小费用流法

最小费用流问题是一类十分重要而普遍的网络问题, 在许多生产实际中都有极强的应用背景, 是解算网络流问题的一种优化方法。网络流问题是研究网络中的流的。电力网络也是众多网络中的一种, 但是网络流的概念同其他网络流存在很大的差异。表现在:

- 1) 其他网络中的流是不衰减的, 描述电力网络中的流可以是功率, 但是功率流在网络中是衰减的; 也可以是电流, 电流是不衰减的, 符合网络流的特点;
- 2) 其他网络的流, 只是满足基尔霍夫第一定律, 而不一定满足基尔霍夫第二定律。对于电力网络来说, 基尔霍夫的这两个定律要同时满足。

以前对电力网络流的研究是基于功率流的简化算法, 在此以电流作为电力网络流来研究无功优化问题。

最小费用流是指在节点注入容量一定的情况下, 优化网络中的流分布, 使费用最小。以网损最小为目标函数的无功优化为例, 网损可以方便地表示为支路电流的二次函数:

$$z = \min \sum_{l=1}^L [(i_l^a)^2 + (i_l^r)^2] R_l \quad (7-37)$$

其中, 电阻 R_l 表示弧 l 的权重。除了满足等式约束之外, 还需要满足节点量不等式约束。对于节点的无功补偿容量, 有

$$Q_{Ci}^{\min} \leq q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{\max} \quad (7-38)$$

即

$$Q_{Ci}^{\min} \leq U_i \cos \theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^r - U_i \sin \theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^a - U_i^2 \sum_{l \in i} B_l + q_i \leq Q_{Ci}^{\max} \quad (7-39)$$

此外, 无功优化问题要满足节点电压不等式约束:

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (7-40)$$

综上所述，整个无功优化问题的数学模型可以表示为

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_{l=1}^L [(i_l^a)^2 + (i_l^r)^2] R_l \\
 \text{s. t. } & \begin{cases} i_l^a R_l - i_l^r X_l - U_i \cos\theta_i + U_j \cos\theta_j = 0 \\ i_l^a X_l + i_l^r R_l - U_i \sin\theta_i + U_j \sin\theta_j = 0 \end{cases} \\
 & \begin{cases} U_i \cos\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^a + U_i \sin\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^r = p_i \\ U_i \cos\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^r - U_i \sin\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^a - U_i^2 \sum_{l \in i} B_l + q_i = q_{ci} \end{cases} \\
 & \begin{cases} Q_{ci}^{\min} \leq U_i \cos\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^r - U_i \sin\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^a - U_i^2 \sum_{l \in i} B_l + q_i \leq Q_{ci}^{\max} \\ U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \end{cases} \\
 & l = 1, 2, \dots, L; \quad i, j = 1, 2, \dots, N
 \end{aligned} \tag{7-41}$$

该模型中目标函数是二次的，且只含有支路电流变量；约束条件对支路电流变量来说是线性的。控制变量为节点的无功补偿容量，但是在实际的优化过程中，该变量是不起作用的，因此可以不考虑节点的无功平衡方程，只是在优化结束后根据式计算所需要的无功补偿容量即可。根据该优化问题的特点，可以将其分解为两个子问题。其中子问题 1 可以描述为

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_{l=1}^L [(i_l^a)^2 + (i_l^r)^2] R_l \\
 \text{s. t. } & \begin{cases} U_i \cos\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^a + U_i \sin\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^r = p_i \\ Q_{ci}^{\min} \leq U_i \cos\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^r - U_i \sin\theta_i \sum_{l \in i} i_{li}^a - U_i^2 \sum_{l \in i} B_l + q_i \leq Q_{ci}^{\max} \\ l = 1, 2, \dots, L; i = 1, 2, \dots, N \end{cases} \tag{7-42}
 \end{aligned}$$

子问题 2 可以描述为

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_{l=1}^L [(i_l^a)^2 + (i_l^r)^2] R_l \\
 \text{s. t. } & \begin{cases} i_l^a R_l - i_l^r X_l - U_i \cos\theta_i + U_j \cos\theta_j = 0 \\ i_l^a X_l + i_l^r R_l - U_i \sin\theta_i + U_j \sin\theta_j = 0 \\ U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \\ l = 1, 2, \dots, L; \quad i, j = 1, 2, \dots, N \end{cases} \tag{7-43}
 \end{aligned}$$

对于子问题 1，以支路电流为变量，而认为节点电压是确定的，求解使网损最

小的支路电流变量。由于不等式约束是以节点注入电流量来表示的，所以子问题1是一个典型的最小费用流模型，可以用二次规划算法求解。

对于子问题2，是以节点电压为变量，而认为支路电流是确定的，求解使网损最小的节点电压量。由等式约束，可以得到

$$\begin{cases} i_l^a = \frac{U_i X_l \sin \theta_i - U_j X_l \sin \theta_j + U_i R_l \cos \theta_i + U_j R_l \cos \theta_j}{X_l^2 + R_l^2} \\ i_l^r = \frac{U_i R_l \sin \theta_i - U_j R_l \sin \theta_j - U_i X_l \cos \theta_i - U_j X_l \cos \theta_j}{X_l^2 + R_l^2} \end{cases} \quad (7-44)$$

代入到目标函数中，得到

$$\sum_{l=1}^L \left[\frac{(U_i X_l \sin \theta_i - U_j X_l \sin \theta_j + U_i R_l \cos \theta_i + U_j R_l \cos \theta_j)^2}{(X_l^2 + R_l^2)^2} + \frac{(U_i R_l \sin \theta_i - U_j R_l \sin \theta_j - U_i X_l \cos \theta_i - U_j X_l \cos \theta_j)^2}{(X_l^2 + R_l^2)^2} \right] R_l \quad (7-45)$$

求式(7-45)节点电压的最优解，并判断是否满足不等式约束：

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (7-46)$$

如果不满足，则以节点电压的上下限值代替节点电压最优值。

上述两个子问题交替求解就构成了最小费用流算法，根据求得的支路电流和节点电压就可以求得节点的无功补偿容量。因为子问题1的求解计算量较子问题2大，整个优化问题是子问题1为核心的，所以称为最小费用流算法。

除了上述算法以外，诸如蚁群算法、遗传算法、粒子群算法、模拟退火算法等启发式算法在无功优化问题中也得到了大量的应用。但是在实际应用过程中，由于计算收敛的问题，以及无功优化对计算时间的要求，上述算法往往设置最高的迭代计算次数。如果计算次数达到这一数值仍未能满足收敛条件，往往即采用当前解来形成电压无功的调控方案，当然，该方案是存在一些缺陷的。所以在地区电网实际应用的电压无功控制系统中，必须将优化算法同专家系统相结合，如果优化算法不能及时收敛，应该利用专家经验，即现场人员的运行经验形成合理的调控方案。

至于多目标的无功优化，在理论研究领域也有非常多的结果。但是碍于多目标优化的计算较为复杂，计算速度不能得到有效的保证，真正在现场实际运行中得到成功应用的范例尚不多见。

7.4 动态无功优化法

动态无功优化一般是指在已知网络结构参数及未来24h负荷预测的基础上，决

定无功补偿装置的投入量和可调变压器电压比分接头的运行策略，使得电力系统在一天中的能量损耗最小。在实际运行中，该方法主要用于确定未来24h内电容器（电抗器）的投切时机和投切量，同时满足电容器（电抗器）投切次数的限制以及节点电压约束等各种物理和运行限制。而对于有载调压分接头的调节则是根据母线电压水平情况做实时调整，即将电容器（电抗器）的投切同有载调压分接头的调节分别进行调整。

动态无功优化与静态无功优化最显著的区别在于动态无功优化中必须考虑电容器（电抗器）和变压器分接头调节次数的限制。电容器、电抗器投切和变压器分接头的调节是依靠开关切换实现的，设备寿命的限制，不允许频繁调节这些设备，而且频繁的操作会增加运行人员的工作强度，使得系统故障风险增加，因此，对这些控制设备在一天内总的调节次数有严格限制。也就是说，动态无功优化存在时间上的耦合，成为与时间相关的动态问题。

动态无功优化是个十分复杂的时空分布非线性优化问题。一方面，单个时刻的优化是一个复杂的非线性整数优化；另一方面，一段时间内的优化必须考虑负荷的动态变化。对于这样一个问题，要找出全局最优解十分困难。通常的做法是在计算效率和全局最优两者中取折中，即在简化模型的基础上求得一个较好的优化结果。其算法采用的简化模型大致可分为两种：

- 1) 状态解空间的简化；
- 2) 动态负荷模型的简化。

第一种方法是采用一定的策略来缩小解的搜索空间，有文献采用启发式搜索的思路，通过保存每个阶段有限个目标函数值最好的状态来缩小搜索空间，这种算法所要求的内存和计算量随着控制变量的增多而急剧增长，无法应用于实际的大规模配电系统。第二种方法是通过处理动态负荷将十分复杂的时空分布的动态优化问题转化为几个简单的空间分布的静态优化问题，使静态优化的结果自动满足动态优化约束。有文献利用母线负荷预报，得到次日负荷曲线和母线负荷曲线，根据负荷水平和负荷曲线的变化趋势以及补偿调压装置动作次数的限制，先确定分段数，然后对负荷曲线进行分段，对每一时段进行无功优化就可以得到全天的无功优化方案。有文献首先对最优网损曲线进行分段、等值，然后相应地划分系统/节点负荷曲线段，从而对全天的负荷曲线进行等值，使得负荷的分段自动满足动态优化约束的要求。但此算法要求控制设备具有动作同时性，即所有的设备在某一时段都进行投切动作或都不动作。

7.4.1 数学模型

在计及电网运行方式的情况下，动态的无功优化问题可以以如下的数学模型来描述：

目标函数：

$$F = \min \sum_{t=1}^T P_{L,t} \quad (7-47)$$

满足等式约束：

$$\begin{aligned} P_{t,i} &= U_{t,i} \sum_{j \in i} U_{t,j} (G'_{ij} \cos \theta_{t,ij} + B'_{ij} \sin \theta_{t,ij}) \\ Q_{t,i} &= U_{t,i} \sum_{j \in i} U_{t,j} (G'_{ij} \sin \theta_{t,ij} - B'_{ij} \cos \theta_{t,ij}) + Q_{Ct,i} \end{aligned} \quad (7-48)$$

以及不等式约束：

$$U_i^{\min} \leq U_{t,i} \leq U_i^{\max} \quad (7-49)$$

以及

$$Q_{Ck}^{\min} \leq Q_{Ct,k} \leq Q_{Ck}^{\max} \quad k \in N_C \quad (7-50)$$

此外，还包括无功补偿装置的投切次数限制：

$$H_k \leq H_k^{\max} \quad k \in N_C \quad (7-51)$$

式中 $i = 1, 2, \dots, N$ ；

$t = 1, 2, \dots, T$ ；

H_k, H_k^{\max} ——第 k 组电容器在周期 T 内的投切次数及其限制；

$P_{L,t}$ ——第 t 时段的网损；

N ——网络中的节点数量；

T ——时段数量。其余符号与上述类似，只是增加了下标 t ，表示第 t 时段。

特别需要说明的是，在上述优化模型时，并不考虑变压器分接头的优化，原因在于：

1) 变压器分接头对网损的影响较小，实际的计算表明，在优化效果上与电容器组无法相比，差一个数量级；

2) 有载调压变压器对电压的调整作用是在无功充足的基础上才能起到应有的效果。实际的经验表明，如果无功容量不足，那么通过变压器分接头调整电压的效果不明显；

3) 动态无功优化算法需要较高的计算效率，把变压器分接头也作为控制变量无疑增加了计算的复杂程度。

7.4.2 动态规划法

动态规划法是美国学者贝尔曼 (Bellman) 在 20 世纪 50 年代提出的一种动态最优化方法。它的基本原理是，一个决策的最优策略具有这样的性质，即无论其初始状态和初始决策如何，从这一决策后所导致的新状态开始，以后的一系列决策必须是最优的。这就是构成动态规划模型的条件之一：状态变量必须满足“无

后效性”，即如果其状态给定，则在这段以后过程的发展不受前面各状态的影响，亦即过程的过去历史只能通过当前的状态去影响它未来的发展，当前的状态就是未来过程的初始状态。

1. 递推公式

动态规划法根据系统的状态按时间或空间分为若干阶段，用数学方法来推算每个阶段的状态而做出决策，从而有效地获得最好的收益。对于电容器组优化投切问题，是以网损最小为目标，满足负荷平衡约束以及电容器组的投切次数等限制。动态规划法的递推公式是

$$F_t^*(Q_{ct}) = \min_{(\Delta Q_{ct})} \lfloor P_{L,t}(Q_{ct}) + F_{t-1}^*(Q_{ct} - \Delta Q_{ct}) \rfloor \quad (7-52)$$

$$Q_{ct} = \Delta Q_{ct} + Q_{c(t-1)} \quad (7-53)$$

式中

t ——阶段号 ($1, 2, \dots, T$)；

$Q_{ct} = [Q_{ct,i}]^T$ ——各个节点的无功补偿向量，假设每个节点都存在无功补偿，对于不存在的节点 $Q_{ct,i} = 0$ ，因此维数也为 N ；

$\Delta Q_{ct} = [\Delta Q_{ct,i}]^T$ ——在第 t 时段电容器组的容量变化，电容器组由切到投，则 $\Delta Q_{ct,i} = Q_{ct,i}$ ，如果电容器组由投到切，则 $\Delta Q_{ct,i} = -Q_{ct,i}$ ，如果电容器组状态不变，则 $\Delta Q_{ct,i} = 0$ ；

$F_{t-1}^*(Q_{ct} - \Delta Q_{ct}), F_t^*(Q_{ct})$ ——前 $t-1$ 阶段、 t 的最小网损，在此称为最小状态成本，即 F_t 表示 t 时段的状态成本。

根据最优化原理，式 (7-52) 表示对于前面决策所形成的当前状态 (Q_{ct}) 而言，余下的策略构成最优策略，因为前面的决策 ($P_{L,t-1}^*(Q_{ct} - \Delta Q_{ct})$) 也是最优策略，所以整个决策过程构成最优策略。式 (7-53) 为状态转移方程，说明相邻两个时段的无功负荷的差正好是需要进行无功补偿的容量。

在动态无功优化问题中的决策变量同样是无功补偿装置的容量，动态规划法就是寻找最佳的电容器组投切组合，在满足无功负荷平衡的条件下，最小化网损，也就是说，将电容器组的容量看成固定的，而对电容器组的投切进行决策。如果电容器组 i 投，那么 $Q_{ct,i}$ 就是其最大容量；如果电容器组切， $Q_{ct,i} = 0$ 。所以不等式约束是自然满足的。

图 7-1 为一个 4 阶段 ($T=4$) 和 4 状态 (2 组电容器， $N_c=2$) 的动态规划法示意图。方框中的 0, 1 分别表示电容器组的状态，0 表示切；1 表示投。其中没有考虑 (0 0) 组合的状态，这说明两组电容器都没有动作。

2. 电容器组投切的转移费用

如前一部分所述，电容器组的投切是有成本的。电容器组的投切次数限制可以用投切成本来表示，即将电容器组的投切成本以转移费用来代替。

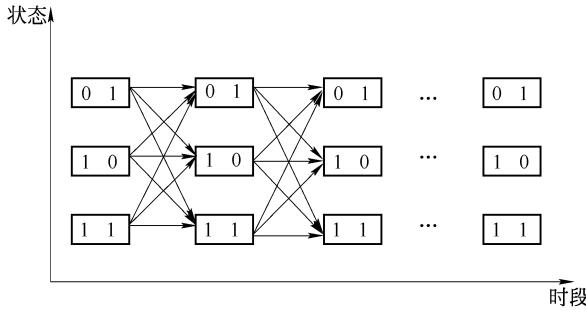


图 7-1 动态规划法示意图

如前一部分所示，投和切电容器组，其成本是不同的，假设以 $S_{Ht} = \sum_{i=1}^N S_{Ht,i}$ 表示第 t 时段电容器组投的成本，而以 $S_{Qt} = \sum_{i=1}^N S_{Qt,i}$ 表示第 t 时段电容器组切的成本，其中 $S_{Ht,i}$ 和 $S_{Qt,i}$ 分别表示第 i 电容器组的投切成本。则递推方程变化为

$$F_t^*(Q_{Ct}) = \min_{(\Delta Q_{Ct})} \lfloor \omega \Delta T P_{L,t}(Q_{Ct}) + F_{t-1}^*(Q_{Ct} - \Delta Q_{Ct}) \rfloor \quad (7-54)$$

其中：

$$F_{t-1}^*(Q_{Ct} - \Delta Q_{Ct}) = \min_{(\Delta Q_{Ct})} \lfloor F_{t-1}(Q_{Ct} - \Delta Q_{Ct}) + S_{Ht}(\Delta Q_{Ct}) + S_{Qt}(\Delta Q_{Ct}) \rfloor \quad (7-55)$$

式中 ω ——分时电价；

ΔT ——每个时段的时间长度。

也就是说，状态成本不仅包括网损成本，还包括电容器组的投切成本。

将电容器组的投切成本表示成转移费用之后，可以不考虑投切次数方面的限制。此外，动态优化模型的目标函数发生了变化，不仅增加了转移费用项，而且目标函数的量纲以成本来表示，而不是网损最小化。如图 7-1 所示，不同时段的状态之间的转移路径增加了权重，此权重即电容器组的投切成本。

3. 状态空间简化

动态规划方法的主要缺点是：当时段数和每时段的状态数较多时，出现“维数灾”问题。因此，在动态规划方法的实际应用中，尽量地减少状态数量，是避免“维数灾”问题的关键。对状态进行简化要通过减少时段数和减少状态数量两个方面来进行。

(1) 减少时段数量

负荷在一天当中有高峰和低谷，由于不能频繁地进行投切，电容器组一般来说是在高峰时投入，在低谷时切除。因此，在进行动态规划决策时，可以按照负荷曲线的形状确定时段数量，决策的时段只能定在负荷的高峰期和低谷期，如图 7-2 所

示。因为要通过调整无功功率在配电网中的流动达到降低有功损耗的目标，所以应以无功变化曲线为基准进行分段。一般情况下，有功和无功的变化趋势基本一致，所以有功无功可以兼顾，分段并不困难。

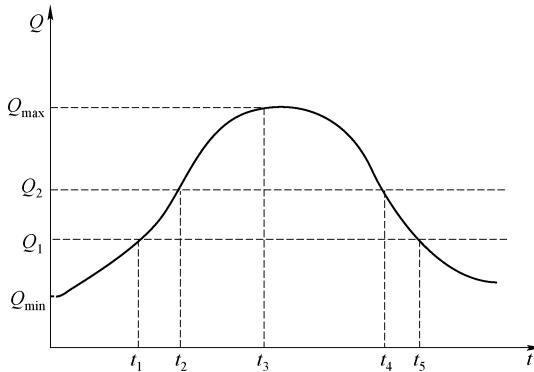


图 7-2 时段的确定示意图

其中，纵坐标代表电容器组的容量和无功负荷，横坐标代表时间，根据负荷峰谷划分电容器投切的时段数是按照电容器组的补偿容量和组数来确定的。如图 7-2 所示，电容器分为 3 组，那么可以按照电容器组的容量对负荷曲线进行划分，相应的分成 5 个时段。

在实际的应用过程中，电容器的分组往往只有 2 组，所以时段数量也不是很多，与传统的按照一个小时、甚至是半个小时划分时段的做法相比，明显地降低了时段的数量。此外，上述负荷曲线是针对一个节点的，对于整个电网来说，也可以按照上述曲线进行时段划分，只是需要考虑不同节点之间负荷曲线的差异程度。

(2) 减少状态数量

如图 7-3 所示，在一个时段上，状态数量的多少取决于电容器组合方案的多少。在实际的地区电网中，电容器组的分布非常分散，所以可以有非常多的组合方案，势必会造成“维数灾”问题。

但是，地区电网往往是闭环建设、开环运行，相互之间的联络很少，如图 7-3 所示。不同变电站无功的支持只是纵向的，而很少有横向的，所以可以按照地区电网的这种特点进行分区决策。在 220kV 母线下，左边的 110kV 变电站和 35kV 变电站构成一个区域；而右边的一个 110kV 变电站为一个区域。那么，可以分区确定电容器组的投切决策，这样可以大大地降低电容器组的组合数量，即降低了状态的数量。但是，有多少个分区就需要进行多少个动态规划决策。

此外，考虑节点电压限制的不等式约束也能对状态变量空间进行简化。对于每种状态进行计算，判断节点电压是否越限。如果越限，则说明此状态是不可行的，应该剔除；否则，是可行状态。因为只是考虑电容器组动作对节点电压的影响，节

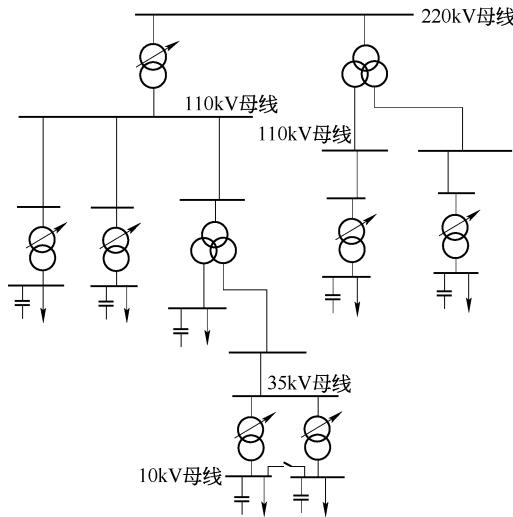


图 7-3 典型地区电网结构图

点电压的限制可以适当放宽一些，而通过调整有载调压变压器分接头进行调整。

4. 计算流程

采取状态变量空间简化以后，动态规划法的计算流程如下：

- 1) 令 $t=0$ ，首先设定各个电容器组的初始状态，以及初始状态成本 $F_t = 0$ ；
- 2) 从第 1 个阶段开始，令 $t=1$ ；
- 3) 根据负荷水平进行潮流计算，计算各个不同电容器组合 Q_{ct} （状态）下的网损 $P_{L,t}$ 以及节点电压；并检查节点电压约束式是否满足，如果不满足，去掉相应状态；否则，向下进行；
- 4) 根据 $\Delta Q_{ct} = Q_{ct} - Q_{C(t-1)}$ ，与 $t-1$ 时段相比较，确定电容器组的动作状况，计算各个状态由 $t-1$ 到 t 时段的转移费用 S_{Ht} 和 S_{Qt} ；
- 5) 对于 t 时段的每个状态，选取 $t-1$ 时段每个状态成本 F_{t-1} 加上相应转移费用成本最小的记做 F_{t-1}^* ，并对此路径进行标记，将 F_{t-1}^* 与 t 时段本状态的网损成本进行叠加，作为 F_t ；
- 6) 判断 $t=T$ 是否成立，如果是，令 $F_t^* = \min F_t$ ，将标记的最优路径作为最终的电容器投切选择；否则， $t=t+1$ ，返回 3)。

因为在上述计算过程中每个状态都需要计算潮流，计算量较大，但是经过状态变量空间简化之后，分区进行潮流计算则相对计算量较小。此外，动态规划算法一般也是作为离线计算和分析的工具，计算时间较长也是可以理解的。在实际应用中也可以采用网损估算的方式，这样可以明显的减少计算量。

参 考 文 献

- [1] 余健明, 张彦莉. 电力网无功优化的一种新算法 [J]. 西安理工大学学报, 2005 (2): 178-182.
- [2] 万盛斌, 陈明军. 基于改进遗传算法的电力系统无功优化 [J]. 继电器, 2005 (8): 37-40.
- [3] 张伯明. 高等电力网络分析 [M]. 北京: 清华大学出版社, 1996.
- [4] 赵晋泉. 改进最优潮流牛顿算法有效性的对策研究 [J]. 中国电机工程学报, 1999, 19 (12): 70-75.
- [5] 赵晋泉. 牛顿最优潮流算法中离散控制量处理的新方法 [J]. 电力系统自动化, 1999, 23 (23): 37-40.
- [6] 刘明波, 陈学军. 基于原对偶仿射尺度内点法的电力系统无功优化算法 [J]. 电网技术, 1998, 22 (3): 21-28.
- [7] 沈如刚. 电力系统无功功率综合优化——二次规划法 [J]. 中国电机工程学报, 1986, 6 (5): 40-47.
- [8] 万盛斌. 基于改进遗传算法的无功优化研究 [D]. 杭州: 浙江工业大学, 2005.
- [9] 何加坤, 张庆安. 用全面敏感度分析方法进行电力系统无功综合优化配置 [J]. 中国电机工程学报, 1985, 5 (3): 36-46.
- [10] 苏琳. 基于改进遗传算法的电力系统无功优化 [D]. 成都: 西南交通大学, 2006.
- [11] AOKI K, FAN M, NISHIKORI A. Optimal VAR Planning by Approximation Method for Recursive Mixed-Integer Linear Programming [J]. IEEE Trans on PAS, 1988, 3 (4): 1741-1747.
- [12] 李乃湖. 计及整型控制变量的电压——无功功率优化 [J]. 电力系统自动化, 1994, 18 (12): 5-11.
- [13] 张鹏, 刘玉田. 配电系统电压控制和无功优化的简化动态规划法 [J]. 电力系统及其自动化学报, 1999, 11 (4): 49-54.
- [14] 刘玉田, 马莉. 基于 Tabu 搜索方法的电力系统无功优化 [J]. 电力系统自动化, 2000, 24 (2): 61-64.
- [15] Abdul-Rahman K H, Shahidehpour S m, Daneshdoost M. An approach to optimal var control with fuzzy reactive loads [J]. IEEE Trans on Power Systems. 1995, 10 (1): 256-259.
- [16] 文福栓, 韩祯祥. 人工神经元网络模型的无功电源最优分布及经济调度 [J]. 中国电机工程学报, 1992, 12 (3): 20-28.
- [17] TOMSOVIC K. A fuzzy linear programming approach to the reactive power voltage control problem [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1992, 7 (1): 287-293.
- [18] HUSYY, HOKL. Voltage control using a combined integer Linear programming and a rule based approach [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1992, 7 (2): 744-751.
- [19] 周般喜, 杨彬. 实现无功优化的新算法——遗传算法 [J]. 电力系统自动化, 1995, 19 (11): 19-23.

- [20] Kenji Iba. Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm [J]. IEEE Trans on Power System, 1994, 9 (2): 685-592.
- [21] 张粒子, 舒隽, 林宪枢. 基于遗传算法的无功规划优化 [J]. 中国电机工程学报, 1995, 5 (5): 347-353.
- [22] 方鸽飞, 王惠祥, 黄晓炼. 改进遗传算法在无功优化中的应用 [J]. 电力系统及其自动化, 2003, 15 (4): 15-18.
- [23] 陈皓勇, 王锡凡. 电力系统无功优化的退火选择遗传算法 [J]. 中国电力, 1998, 31 (2): 3-6.
- [24] 熊信银, 吴耀武. 遗传算法及其在电力系统中的应用 [M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002.
- [25] 苏玲, 赵冬梅. 电力系统无功优化算法综述 [J]. 现代电力, 2004, (12).
- [26] 何仰赞, 温增银, 汪馥英, 等. 电力系统分析 [M]. 武汉: 华中理工大学出版社, 1985.
- [27] T. J. E. 米勒. 电力系统无功功率控制 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [28] 何利拴, 邱国跃. 电力系统无功功率与有功功率控制 [M]. 重庆: 重庆大学出版社, 1995.
- [29] 程浩忠, 吴浩. 电力系统无功电压稳定性 [M]. 中国电力出版社, 2004.
- [30] 张利国. 浅谈电力系统中电压无功功率的控制 [J]. 广东电力, 2005, 18 (8): 16-19.
- [31] 何仰赞, 温增银, 等. 电力系统分析 (下册) [M]. 武汉: 华中理工大学出版社, 1996, 7: 35-88.
- [32] 诸骏伟. 电力系统分析 (上册) [M]. 北京: 水利电力出版社, 1995.
- [33] Lu Wang, Rong Li X. Robust fast decoupled power flow [J]. IEEE transaction on power systems, 2002, 15 (1): 208-216.

第8章 配电网无功补偿实用方法

电压是配电网电能质量最重要的指标之一，电压质量对电力设备安全运行、工业生产产品质量、配电网网络损耗以及居民生活用电都有着直接的影响。然而配电网的电压并不是稳定不变的正弦波，由于电流流过线路及变压器时会产生电压降落，使得受端电压降比送端电压低，且离送端电源越远，电压降落就越大。另外由于负荷的变化、配电网电力设备的动作、事故等亦将造成用户端电压的不稳定。

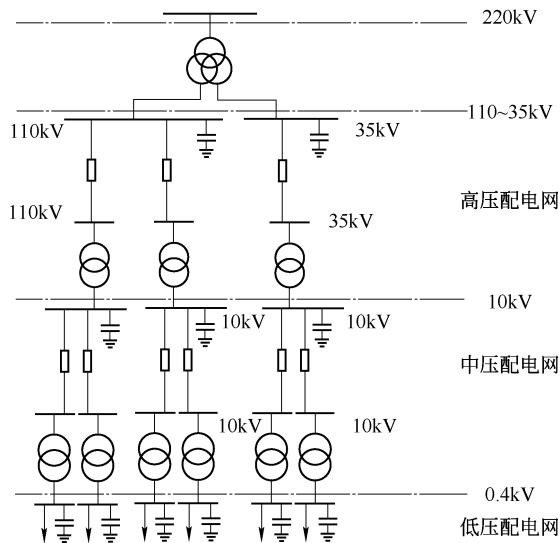


图 8-1 典型放射状配电网示意图

在配电网中，电压水平偏低的一个重要原因就是负荷端的无功功率补偿不足和补偿装置分配不合理，而无功优化则是解决这一问题的重要手段。

关于配电网的无功规划，国家电网公司《电力系统电压质量和无功电力管理规定》（以下简称《规定》）第二十二条规定：电力系统配置的无功补偿装置应在系统有功负荷高峰和负荷低谷运行方式下，保证分（电压）层和分（供电）区的无功平衡。无功补偿配置应根据电网情况，从整体上考虑无功补偿设备在各电压等级变电站、10kV 及以下配电网和用户侧配置的协调关系，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，满足电网安全、经济运行的需要。

在此基础上，《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》（以下简称《原则》）对配电网不同电压等级的补偿容量、高压侧功率因数及单组容量有推荐

的取值范围。对于《原则》与《规定》推荐值不同的，以《规定》为准，统一列写如下，见表 8-1。

表 8-1 《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》及
《电力系统电压质量和无功电力管理规定》对配电网无功补偿的推荐值

电压等级	高压侧功率因数	补偿容量	单组容量上限	备注
220kV 变电站	主变最大负荷时 ≥ 0.95 ； 低谷负荷时 [0.92, 0.95]	主变容量 10% ~ 25%	20Mvar (66kV) 12Mvar (35kV) 8Mvar (10kV)	最大单组投切引起母线电压变化不超过额定电压的 2.5%
35 ~ 110kV 变电站	主变最大负荷时 ≥ 0.95 ； 低谷负荷时 [0.92, 0.95]	主变容量 10% ~ 30%	6Mvar (110kV) 3Mvar (35kV)	单组容量应考虑变电站负荷较小时无功补偿的需要
10kV 及其他电压等级配电网	变压器最大负荷时不小于 0.95	变压器容量的 20% ~ 40%	—	—
电力用户	35kV 及以上电力用户， 变压器最大负荷时不小于 0.95；100kVA 及以上 10kV 电力用户 0.95 以上；其他电力用户 0.90 以上	—	—	35kV 及以上供电的电力用户在任何情况下不应向电网倒送无功

由于各地区情况不同，按照上面要求统一进行无功补偿配置显然较为粗糙。国内很多学者在无功规划分析时采用了优化技术。

对于补偿地点的选取，文献 [14] 提出了采用灵敏度分析方法，通过选择若干灵敏度高的节点作为待补偿点，以减少解空间，文献 [15] 提出按节点无功裕度值大小排序来确定补偿点，然而两者均具有无法确定补偿点个数的缺点。文献 [16] 在两者基础上提出无功电流损耗最小的算法，通过在配电网中依次找出无功补偿使有功网损节约最大的节点进行补偿，直到所有补偿效益都大于投资费用的节点均被找出为止，从而确定无功补偿节点集合。

对于补偿容量的确定，文献 [17] 提出采用固定补偿方式，由最小负荷方式确定无功补偿容量的，从而避免无功倒送，并在最大负荷时通过新增补偿点来保证电压合格的思想，文献 [18] 同样采用固定补偿方式，提出补偿容量的数学模型应是投资与网损的折中，规划结果应达到变电站一次进线、变压器运行成本和无功补偿装置的投资最小。

对于优化分组问题，国内目前主要采用等容分组方法，文献 [19] 提出电容器三区域理论，分组容量应避开危险区并按限制涌流和调节电压的原则进行划分，文献 [20] 提出最小分组容量应考虑背景谐波情况下的安全校验以及涌流问题，文献 [21] 提出分组应考虑电网运行经济性，达到网损费用与分组投资的折中。

以上方法均对其相应的方向进行了合理分析与研究，具有一定的理论价值与实践应用，同时也存在种种缺陷。在补偿地点选取方面，多数文献都采用优化方法选取部分节点设置无功补偿，采用的算例也是 IEEE 的标准算例，而根据国家标准《GB 50227—2008 并联电容器装置设计规范》^[22]（以下简称《规范》），我国配电变电站原则上均安装有并联电容器并以低压侧集中补偿为主，从而上述方法的优化结果与我国现状不符，在国内推行的指导性不大；在补偿容量方面，固定补偿模式虽能减轻投资，但是补偿容量无法调节，当变电站负荷波动较大时，补偿效果并不理想，负荷低谷时容易造成无功倒送；在优化分组方面，国内文章大多采用等容分组方式，等容分组虽能通过自动投切装置按照“先投先切，后投后切”的循环工作方式，使各组电容器投入运行的时间基本相等，延长电容器组整体使用寿命，但对于无功负荷的动态跟踪效果较差，且当分组容量选取不合适时，投切一组电容器容易造成电压越限，仍需调节变压器分接头挡位动作，增加了动作次数。

综上所述，现有的无功规划方法与国内现状存在种种差异，本章下面将提出一套针对配电网无功优化配置的方案，该方案一方面顺承了《规定》、《原则》与《规范》中关于各级配电变电站功率因数的规定；另一方面提出补偿容量应根据经济性原则进行优化计算，采用电容器组投切补偿与小容量动态无功补偿相结合的方式，而不应按照统一原则进行配置或采用固定补偿。在优化分组上，一方面遵循《原则》中关于各级配电变电站单组容量限制的规定；另一方面提出电容器优化分组不应单纯采用等容、等比容分组方式，而应该综合考虑补偿效果与投资成本，提出了新的优化分组方式。该无功优化配置方案具有一定的实用性，是比较理想的配电网无功优化配置方案。

8.1 配电网无功补偿形式

随着配电自动化的发展以及人们对配电网经济运行的要求越来越高，配电网无功优化补偿作为配电网经济运行的一项重要手段日益受到关注，由于配电网自身的结构特点使得配电网无功补偿与输电网有着明显的区别。输电网由于包含发电厂，故可通过优化发电机组的无功出力来进行无功电压调节，除此之外，还有同步调相机、并联电容器、并联电抗器、串联电容器、静止补偿器等多种无功补偿装置，还可以通过调节有载调压变压器分接头来调节无功功率分布，达到降损节能的目的。而在配电网中，配电变压器的分接头调节对无功功率的影响很小，无功补偿主要以并联补偿电容器为主。目前配电网无功补偿主要有集中补偿、分散补偿、就地补偿三种方式。

1. 集中补偿

将中、低压配电网所需的无功补偿容量全部集中于高压变电站一次或二次母线

上，对无功功率进行统一补偿，这种补偿方式就是集中补偿，集中补偿的作用是补偿中压配电线路及变电站的无功负荷，并对供电区内的无功功率缺额进行补偿，比较适合于负荷集中、离变电站较近、无功功率补偿容量较大的场合。

集中补偿的优点是：可提高变压器的输出容量，在变压器容量不变的情况下，增大供电能力，设备利用率高；可以减少变电站母线、变压器和高压输电线路上的有功损耗，节约能量；当负荷变化时，能对母线电压起一定的调节作用，从而改善电压质量；可通过无功功率补偿自动控制装置，实现电容器组自动投切补偿，设备利用率较高，便于管理，维护操作方便。

集中补偿虽能对供电区内的无功功率缺额起到补偿作用，但其实是减少了上一级电网将该部分无功功率通过远距离传送，减少的损耗也是上一级电网的损耗；而变电站以下的网络，从所需无功负荷点到高压变电站的中低压配电网，仍要输送负荷点所需的无功功率，因此不能降低中、低压配电网的损耗。另外，如果在变电站高压侧补偿，设备一次性投资较大。为减少设备投资，变电站每段母线只安装1~2组电容器，采用人工操作，投切容量大，合闸冲击电流较大，切除和轻载时易产生过电压，对系统稳定运行会有一定的影响。若在变电站低压侧补偿，由于采用分组级调，同样具有上述缺点，且目前定功率因数控制补偿特性及有级补偿的缺陷是易产生电容器组的投切振荡，并影响补偿效率及设备的使用寿命。

2. 分散补偿

将配电网所需的无功功率补偿容量按局部负载大小分配，在公用配电变压器低压侧或电网10kV配电线路上安装电力电容器进行补偿，这种补偿方式称为分散补偿。分散补偿适合负荷比较分散的补偿场合。

分散补偿的优点是：对于负荷比较分散的电力用户，有利于实行内部无功功率分区控制，分区平衡，减少10kV配电网和配电变压器中无功电流引起的损耗和电压损失，被补偿网络能较经济运行，体现“分散补偿、就地平衡”的原则，经济效益好；同时，在负载不变的条件下，可增加网络的输出容量；且其补偿方式灵活。随着中、低压无功功率补偿装置技术的不断成熟，在各配电分支线上和低压地区进行补偿，可改善电力线路的运行特性，降低电能损耗，提高供电网络的电压质量，这对改善我国城乡配电网供电线路长、无功功率损耗大、功率因数低、线损大、末端电压质量差的情况，是一种较为经济可靠的措施。

分散补偿的缺点是不能减少低压线路因传送无功功率而造成的损耗，补偿设备的利用率较集中补偿方式低，安装分散，维护管理较不方便。

3. 就地补偿

将电容器直接安装于电动机等用电设备附近，与用电设备的供电回路相并联，对系统最末端的电动机等用电设备所消耗的无功功率进行就地补偿，以提高配电系统的功率因数，此方式最为有效。

就地补偿的优点是：无功电流仅仅与附近的用电设备相互交换，不流向网络其他点，在网络中无功电流引起的无功功率损耗和电压损耗小，既对系统补偿，也对用户内部无功功率损耗补偿。大大减少了电能损失，被补偿网络运行最经济；在配电设备不变的情况下，可增加网络的供电容量，导线截面积可相应减小；适应性好，既可三相补偿，对容量较大的电动机个别补偿，也可进行两相、单相补偿，并且单台补偿装置的容量较小，电容器投切冲击电流小，对于宾馆、大楼等无功功率补偿特别适合。

就地补偿的最大缺点是：对于电网内公用负荷，与集中补偿和分散补偿相比，补偿相同总容量的无功负荷所需的补偿电容器总容量和补偿装置总数大量增加，投资较大，补偿装置利用率较低。

配电网的无功补偿应充分考虑集中补偿、分散补偿与就地补偿三者之间的联系。

8.2 配电网无功优化配置的成本函数

配电网无功优化配置是指在统筹考虑全网现有及未来网架结构、装置状况及负荷情况的基础上，确定无功补偿装置最佳安装位置、类型和容量，达到降低线损、节省投资费用的目的。由于各级配电网是一个相互关联、相互影响的统一整体，因此，在进行配电网无功优化配置时，要充分考虑各级配电网之间的协调，并按照“从下至上”的顺序进行规划，达到无功功率的就地平衡。

对于配电网来说，一般由 $110\sim35kV$ 、 $10kV$ 、 $0.4kV$ 等几个电压等级构成，部分城市亦将 $220kV$ 划至配电网电压等级内，其中 $110\sim35kV$ 配电站应由 $220kV$ 变电站进行供电， $10kV$ 配变应由 $110\sim35kV$ 配电站供电，为避免无功功率的远距离传输，各级配电系统均应尽量做到无功的就地平衡。本书以 $10kV$ 配变为基础，认为 $0.4kV$ 低压配电网已进行随机补偿，考虑 $10kV$ 配变低压侧功率因数为 0.90。由此将配电网无功优化配置分为 $110\sim35kV$ 配电站集中补偿与 $10kV$ 配变分散补偿两个层面，分散补偿协调集中补偿；无功补偿装置均装设在低压侧，综合考虑无功补偿效果与投资成本相协调，从 $10kV$ 配变向上逐层进行无功规划。

由于各级配电站（或配变）低压侧补偿仅对变压器损耗与上一级配电网进线的潮流有影响，故可认为配电站的运行成本包括高压侧进线的网损费用与变压器的损耗费用。同变电站规划不同的是，由于有功规划已经完成，网络结构是已知的，在假设配电网所有配电站均装设无功补偿装置的基础上，只需确定站内低压侧无功补偿容量大小、集中控制与分散补偿的容量匹配与分组情况，而不必讨论无功补偿节点的选取，无功规划可以单个配电站为例进行分析，从而降低问题的复杂程度。

针对本书所提出的无功电压协调控制模式，可将配电站无功优化配置的数学模

型描述为投资与控制效果的折中，目标函数为

$$\min C = C_L + C_S \quad (8-1)$$

式中 C 、 C_L 、 C_S ——总成本、无功补偿投资成本以及配电站的运行成本。下面分别进行讨论。

8.2.1 投资成本

配电网线路复杂、用户种类多、负荷随时间不断变化，而在各种无功补偿装置当中并联电容器的成本较低、安装方便，从而应用最广。在集中分散控制模式下，考虑在配电站低压侧装设容量为 Q_{C1} 的自动投切并联电容器，配合容量为 Q_{C2} 的动态无功补偿装置对无功电压进行协调控制，总补偿容量 $Q_C = Q_{C1} + Q_{C2}$ 。

并联电容器的投资成本一般包括电容器成本、断路器成本、隔离开关成本、占地费用、运行维护费用以及其他相关配套设备（如自动投切装置）费用等。由于电容器组工作较为稳定，因而运行维护费用较低，投资成本主要是硬件部分的成本费用。文献 [24] 提出并联电容器的投资成本应包含两部分，即“与分组数成正比”的部分和“随容量增长”的部分，由此可将并联电容器的投资成本描述为

$$C_{L1} = Mb_0 + Q_{C1}b_1 \quad (8-2)$$

式中 M ——并联电容器分组数；

b_0 ——不考虑各组容量差别而只与分组数相关的单组成本费用；

b_1 ——单位容量电容器的成本费用。

式 (8-2) 第一部分包含每组电容器相应的断路器、隔离开关成本，与并联电容器分组数成正比；第二部分为电容器的造价，与补偿容量成正比。投切补偿电容器分组越细，分组数量越多，对负荷的动态跟踪就越灵敏，补偿效果就越好，但相应的成本费用就越高，式 (8-2) 完整地表述了这一现象。

而对于动态无功补偿装置，认为其成本为容量的线性函数：

$$C_{L2} = c_0 + Q_{C2}c_1 \quad (8-3)$$

式中 c_0 ——固定成本；

c_1 ——单位容量的成本费用。于是装设无功补偿的总投资成本可以统一写作

$$C_L = C_{L1} + C_{L2} = Mb_0 + Q_{C1}b_1 + c_0 + Q_{C2}c_1 \quad (8-4)$$

8.2.2 运行成本

典型的配电站接线如图 8-2 所示。无功规划时一般认为有功规划已经完成，设有功功率已知，考虑低压侧功率因数为 0.90，故可由此计算无功负荷：

$$Q_D = P_D \tan \varphi = P_D \tan(\arccos(0.90)) = 0.484P_D \quad (8-5)$$

式中 P_D 、 Q_D 、 φ ——低压侧有功负荷、无功负荷与功率因数角。当功率流过变压

器时，变压器产生的损耗为

$$P_{\text{LossT}} = \frac{P_{\text{D}}^2 + Q_{\text{D}}^2}{U_{\text{N}}^2} R_{\text{T}} + P_0 \quad (8-6)$$

$$Q_{\text{LossT}} = \frac{P_{\text{D}}^2 + Q_{\text{D}}^2}{U_{\text{N}}^2} X_{\text{T}} + Q_0 \quad (8-7)$$

式中 P_{LossT} 、 Q_{LossT} ——变压器有功损耗与无功损耗；

U_{N} ——高压侧母线额定电压；

R_{T} 、 X_{T} ——折算到高压侧的变压器串联支路电阻和电抗；

P_0 、 Q_0 ——变压器空载有功损耗与无功损耗。其中 P_0 可由变压器铭牌查得， Q_0 可由式 (8-8) 计算得出：

$$Q_0 = \frac{I_0 \% S_{\text{N}}}{100} \quad (8-8)$$

式中 $I_0 \%$ ——空载电流百分比；

S_{N} ——变压器额定容量。

变压器与高压侧进线的损耗之和可以简化表示为

$$P_{\text{Loss}\Sigma} = \frac{P_{\text{D}}^2 + Q_{\text{D}}^2}{U_{\text{N}}^2} (R_{\text{L}} + R_{\text{T}}) + P_0 \quad (8-9)$$

$$Q_{\text{Loss}\Sigma} = \frac{P_{\text{D}}^2 + Q_{\text{D}}^2}{U_{\text{N}}^2} (X_{\text{L}} + X_{\text{T}}) + Q_0 \quad (8-10)$$

式中 R_{L} 、 X_{L} ——线路电阻和电抗。

以上面推导的公式为基础，对如图 8-3 所示的配电站典型日负荷曲线进行补偿分析，设某时段 t 的负荷为 $P_{\text{D},t}$ 、 $Q_{\text{D},t}$ ，投入的无功补偿容量为 $Q_{\text{C},t}$ ，则此时的变压器损耗为

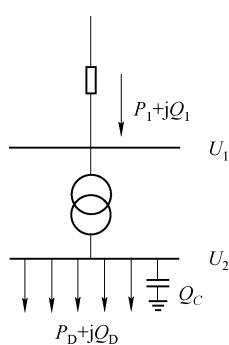


图 8-2 典型配电站接线示意图

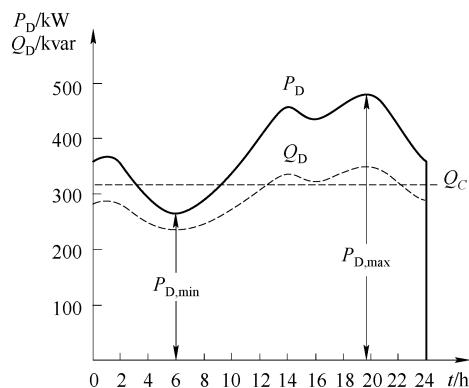


图 8-3 配电站典型日负荷曲线

$$P_{\text{LossT},t} = \frac{P_{\text{D},t}^2 + (Q_{\text{D},t} - Q_{\text{C},t})^2}{U_{\text{N}}^2} R_{\text{T}} + P_0 \quad (8-11)$$

$$Q_{\text{LossT},t} = \frac{P_{\text{D},t}^2 + (Q_{\text{D},t} - Q_{\text{C},t})^2}{U_{\text{N}}^2} X_{\text{T}} + Q_0 \quad (8-12)$$

变压器与高压侧进线的损耗之和可以表示为

$$P_{\text{Loss}\sum,t} = \frac{P_{\text{D},t}^2 + (Q_{\text{D},t} - Q_{\text{C},t})^2}{U_{\text{N}}^2} (R_{\text{T}} + R_{\text{L}}) + P_0 \quad (8-13)$$

$$Q_{\text{Loss}\sum,t} = \frac{P_{\text{D},t}^2 + (Q_{\text{D},t} - Q_{\text{C},t})^2}{U_{\text{N}}^2} (X_{\text{T}} + X_{\text{L}}) + Q_0 \quad (8-14)$$

根据《规定》第五章第二十一条规定，新建变电站和主变压器增容改造时，应合理确定无功补偿装置容量，以保证35~220kV变电站在主变压器最大负荷时，其高压侧功率因数应不低于0.95；《原则》第二十五条规定，10kV及其他电压等级配电网的无功补偿，应补偿到变压器最大负荷时其高压侧功率因数不低于0.95。考虑最大负荷时段（即 P_{D} 、 Q_{D} 取日最大有功负荷与无功负荷 $P_{\text{D,max}}$ 、 $Q_{\text{D,max}}$ ）时，认为已将总补偿容量 Q_c 全部投入，此时的配电站高压侧功率为

$$P_1 = P_{\text{D,max}} + P_{\text{LossT}} = P_{\text{D,max}} + P_0 + \frac{P_{\text{D,max}}^2 + (Q_{\text{D,max}} - Q_c)^2}{U_{\text{N}}^2} R_{\text{T}} \quad (8-15)$$

$$Q_1 = Q_{\text{D,max}} + Q_{\text{LossT}} = Q_{\text{D,max}} - Q_c + Q_0 + \frac{P_{\text{D,max}}^2 + (Q_{\text{D,max}} - Q_c)^2}{U_{\text{N}}^2} X_{\text{T}} \quad (8-16)$$

高压侧功率因数：

$$\cos\varphi_1 = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}} \quad (8-17)$$

根据上面规定，上式中的高压侧功率因数有下限0.95的约束：

$$\frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}} \geq 0.95 \quad (8-18)$$

可得：

$$\alpha Q_c^2 + \beta Q_c + \gamma \geq 0 \quad (8-19)$$

$$\text{s. t. } 0 \leq Q_c \leq Q_{\text{D,max}} \quad (8-20)$$

$$\alpha = \frac{\frac{\sqrt{39}}{20} R_{\text{T}} - 0.95 X_{\text{T}}}{U_{\text{N}}^2} \quad (8-21)$$

$$\beta = \frac{1.9 X_{\text{T}} - \frac{\sqrt{39}}{10} R_{\text{T}}}{U_{\text{N}}^2} Q_{\text{D,max}} + 0.95 \quad (8-22)$$

$$\gamma = \frac{\left(\frac{\sqrt{39}}{20}R_T - 0.95X_T\right)}{U_N^2}(P_{D,\max}^2 + Q_{D,\max}^2) + \frac{\sqrt{39}}{20}(P_{D,\max} + P_0) - 0.95(Q_{D,\max} + Q_0) \quad (8-23)$$

求解上式，可以得到总补偿容量 Q_c 的一个取值范围：

$$Q_{c,0.95} \leq Q_c \leq Q_{D,\max} \quad (8-24)$$

同时，无功补偿的配置应考虑不同负荷情况下的电压跌落。根据《规定》第六条电力网电压质量控制标准中的相关规定，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%；第五条用户受电端供电电压允许偏差值规定，10kV 及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的 ±7%。考虑在最大负荷时段，配电站相应母线的电压跌落有最大值。

$$\Delta U_{10kV,\max} = \frac{P_{D,\max}(R_L + R_T) + (Q_{D,\max} - Q_c)(X_L + X_T)}{U_N} \quad (8-25)$$

根据《规定》，上式中的电压跌落最大值有上限约束：

$$\Delta U_{10kV,\max} \leq \Delta U_{\max} \quad (8-26)$$

求解上式，可以得到总补偿容量 Q_c 的另一个取值范围：

$$Q_c \geq Q_{D,\max} - \frac{U_N \Delta U_{\max} - P_{D,\max}(R_L + R_T)}{(X_L + X_T)} \quad (8-27)$$

而另一方面，考虑在低谷负荷时段中，根据《规定》，35 ~ 220kV 变电站有在低谷负荷时功率因数不应高于 0.95，且不应低于 0.92 的约束；同时，站内相应母线的电压跌落有最小值，亦有下限约束。但由于该时段的补偿容量 $Q_{c,t}$ 需通过电容器组的分散补偿与动态补偿装置的集中控制协调确定，属于运行优化部分，故在此不做进一步讨论。

联立式 (8-24) 和式 (8-27)，从而可以得到总补偿容量 Q_c 的取值范围：

$$Q_{c,\min} \leq Q_c \leq Q_{D,\max} \quad (8-28)$$

$$\text{其中 } Q_{c,\min} = \max \left\{ Q_{c,0.95}, Q_{D,\max} - \frac{U_N \Delta U_{\max} - P_{D,\max}(R_L + R_T)}{(X_L + X_T)} \right\}.$$

针对不同的 Q_c 取值，可相应将图 8-3 的典型日负荷曲线按时段划分为 $Q_c \geq Q_{D,t}$ 和 $Q_c < Q_{D,t}$ 两个部分。

在 $Q_c \geq Q_{D,t}$ 的时段里，通过电容器组的自动投切与动态无功补偿装置的连续调节，认为可以将无功负荷基本平衡掉并留有一定偏差 δQ ，因而该时段配电站的运行成本为

$$C_{SI} = \lambda \sum_{t_1} \left[\frac{P_{D,t_1}^2 + \delta Q^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] \quad (8-29)$$

式中 λ ——电价系数；

t_1 —— $Q_c \geq Q_{D,t}$ 的时段数，本节认为 δQ 与电容器的分组情况和动态补偿容量有关，而与具体时段的无功负荷无关。

而在 $Q_c < Q_{D,t}$ 的时段里，将电容器组和动态无功补偿装置全部投入仍然无法完全补偿无功负荷，因而该时段配电站的运行成本为

$$C_{S2} = \lambda \sum_{t_2} \left[\frac{P_{D,t_2}^2 + (Q_{D,t_2} - Q_c)^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] \quad (8-30)$$

式中 t_2 —— $Q_c < Q_{D,t}$ 的时段数。从而整个规划期内配电站的运行成本为

$$\begin{aligned} C_S &= C_{S1} + C_{S2} \\ &= \lambda T \left\{ \sum_{t_1} \left[\frac{P_{D,t_1}^2 + \delta Q^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] + \sum_{t_2} \left[\frac{P_{D,t_2}^2 + (Q_{D,t_2} - Q_c)^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] \right\} \end{aligned} \quad (8-31)$$

式中 T ——规划周期。

8.3 集中—分布协调控制模式的容量优化匹配

在集中—分布协调控制模式下，并联电容器用于无功的集中优化控制，而动态无功补偿装置用于无功的就地分散补偿，两者之间存在一个容量匹配的问题，即在总补偿容量 Q_c 当中，集中控制容量 Q_{c1} 占多大，分散补偿容量 Q_{c2} 又占多大。由于并联电容器补偿只能分组投切而不能连续调节，在讨论容量匹配问题之前，我们需要先讨论考虑经济性的并联电容器优化分组。

8.3.1 考虑经济性的并联电容器优化分组

并联电容器的分组方式主要有等容分组与不等容分组两大类，我国配电网主要采用等容分组方式。该方式配合自动投切装置可以实现电容器组“先投先切，后投后切”的循环工作方式，延长设备整体使用寿命。其缺点是每组容量相同，组合方式较少，满足不了配电自动化控制对电容器合理分组的要求。当电压偏低的时候，如果单组容量偏大，则投入一组电容器后将使电压偏高越上限，又不得不将其切下，造成断路器的反复动作，严重影响电容器寿命，最终电容器组只能闲置不用，浪费资源；如果单组容量偏小，组数较多，则投资成本会成倍增长，经济性不好。因而，电容器的分组不应完全采取这种粗略的分组方式。

与等容分组方式相对地，不等容分组方式可以用同样的分组数量组合出更多的补偿级数，级差较小，对日负荷变化幅度较大的供电系统具有较好的补偿效果，并且当与动态无功补偿装置配合时，可以减少动态无功补偿容量，以节省投资，经济性好。其缺点是投切次数较为频繁，涌流与过电压冲击较大，尤以最小容量单组的

工作条件最为恶劣，从而使设备整体寿命缩短^[9]。

为了达到电容器的经济性优化分组，本书采用不等容分组方式进行分析。将并联电容器补偿容量 Q_{ci} 分为 M 组，各组容量满足：

$$Q_1 \leq Q_2 \leq \cdots \leq Q_M \quad (8-32)$$

$$\sum_{i=1}^M Q_i = Q_{ci} \quad (8-33)$$

根据《原则》第十九条，220kV 变电站无功补偿装置的分组容量选择，应根据计算确定，最大单组无功补偿装置投切引起所在母线电压变化不宜超过电压额定值的 2.5%。一般情况下，无功补偿装置的单组容量，接于 66kV 电压等级时不宜大于 20Mvar，接于 35kV 电压等级时不宜大于 12Mvar，接于 10kV 电压等级时不宜大于 8Mvar。

《原则》中该条规定的意义是保证电容器分组容量不至于偏大，以免单组投切导致母线电压越限而不得不反复动作，影响设备使用寿命。目前国内配电网有载调压变压器有 $\pm 2 \times 2.5\%$ 的 5 挡调压型、 $\pm 3 \times 2.5\%$ 的 7 挡调压型、 $\pm 8 \times 1.25\%$ 的 17 挡调压型等若干规格，规定中的 2.5% 判据即是推荐单组容量投切导致母线电压的变化量不宜超过有载调压变压器的 1 挡（或 $\pm 8 \times 1.25\%$ 的 2 挡）调节范围。110~35kV 配电站以及 10kV 配变关于最大单组电容器投切对母线电压的影响虽没有强制性要求，在分析时仍可以援引 2.5% 的规定，且单组容量仍受到限制，如《原则》第二十三条，110kV 变电站无功补偿装置的单组容量不宜大于 6Mvar，35kV 变电站无功补偿装置的单组容量不宜大于 3Mvar。

因此，只要分组容量中最大单组 Q_M 满足上述要求，其他单组自然满足。最大单组容量应满足：

$$\Delta U = \frac{Q_M}{S_{sc}} \leq 2.5\% \quad (8-34)$$

$$0 \leq Q_M \leq Q_{M,\text{lim}} \quad (8-35)$$

$$Q_M \leq Q_{ci} \quad (8-36)$$

式中 S_{sc} ——母线短路容量；

$Q_{M,\text{lim}}$ ——《原则》中规定的各电压等级变电站单组电容器容量的上限，从而：

$$0 \leq Q_M \leq \min \{ Q_{M,\text{lim}}, 2.5\% S_{sc}, Q_{ci} \} \quad (8-37)$$

可先将总补偿容量 Q_c 按最大单组容量 Q_M 等容地分成若干大组，在此基础上再将其中一组 Q_M 拆分成若干小组（可不等容），从而可以通过大组对无功负荷的基本部分进行基本平衡，再由各小组来跟踪补偿剩余部分。与单纯的等容分组相比，电容器小组的存在增加了电容器的组合级数，减小了级差，提高了优化分组的补偿效果，与动态无功补偿装置配合时也相应减小了动态补偿的容量，减少了动态补偿的投资；而等容大组的存在又减少了总的分组数量，兼顾了电容器分组的经济性。

接下来分析小组的分组方式。设补偿容量为 Q_M 的大组组数为 m_1 ；电容器小组组数为 m_2 ，从而：

$$Q_1 \leq Q_2 \leq \cdots \leq Q_{m_2} \quad (8-38)$$

$$m_1 + m_2 = M \quad (8-39)$$

$$(m_1 + 1)Q_M = Q_{Cl} \quad (8-40)$$

$$\sum_{i=1}^{m_2} Q_i = Q_M \quad (8-41)$$

$$m_1 \in N, m_2 \in Z_+ \quad (8-42)$$

式中 N ——自然数集合，包括 0 和正整数；

Z_+ ——正整数集合。

电容器小组应能够用较少的分组数组合出足够多的补偿级数，并使各级间的级差相等。从数学角度出发，当小组组数为 m_2 时，则应至多有：

$$C_{m_2}^0 + C_{m_2}^1 + C_{m_2}^2 + \cdots + C_{m_2}^{m_2} = 2^{m_2} \quad (8-43)$$

种组合级数均匀分布在 $[0, Q_M]$ 区间内，组合级差：

$$\Delta Q = \frac{Q_M}{2^{m_2} - 1} \quad (8-44)$$

亦为可能取到的最小级差。此时各小组容量满足：

$$0 < Q_1 < Q_2 < \cdots < Q_{m_2} \quad (8-45)$$

即各小组容量均不相等，为完全不等容分组。由于 Q_1 为最小单组，故其是继第一组合级 0 之后的第二组合级，因此 $Q_1 = 0 + \Delta Q = \Delta Q$ 。且因为 $Q_1 < Q_2 < Q_1 + Q_2$ ，因而 Q_2 为第三组合级，满足 $Q_2 - Q_1 = Q_1 - 0$ ，即 $Q_2 = 2Q_1 = 2\Delta Q$ 。继 $0, Q_1, Q_2$ 后的第四组合级可能是 $Q_1 + Q_2$ 也可能是 Q_3 ，而根据上面推导得知 $Q_1 + Q_2 = 3\Delta Q$ 应为第四组合级，从而 Q_3 为第五组合级，满足 $Q_3 = (Q_1 + Q_2) + \Delta Q = 4\Delta Q$ 。依此类推，电容器小组容量之间满足 $(1:2:4:\cdots:2^{m_2-1})$ 的比例关系，这便是差比容分组方式，各小组容量：

$$Q_1 = \frac{Q_M}{2^{m_2} - 1}, Q_2 = \frac{2Q_M}{2^{m_2} - 1}, Q_3 = \frac{4Q_M}{2^{m_2} - 1}, \dots, Q_{m_2} = \frac{2^{m_2-1}Q_M}{2^{m_2} - 1} \quad (8-46)$$

如果在式(8-38)~式(8-42)的基础上退一步，令各小组容量满足 $(1:2:3:\cdots:m_2)$ 的比例关系，则为等比容分组方式，组合级差为

$$\Delta Q = \frac{2Q_M}{(1 + m_2)m_2} \quad (8-47)$$

共有：

$$(1 + 2 + \cdots + m_2) + 1 = \frac{(1 + m_2)m_2}{2} + 1 \quad (8-48)$$

种组合方式，各小组容量为

$$Q_1 = \frac{2Q_M}{(1+m_2)m_2}, Q_2 = \frac{4Q_M}{(1+m_2)m_2}, Q_3 = \frac{6Q_M}{(1+m_2)m_2}, \dots, Q_{m_2} = \frac{2m_2Q_M}{(1+m_2)m_2} \quad (8-49)$$

如果再退一步，只允许部分小组容量相等，则为混合分组方式。混合分组方式中，各不同规格电容器组的容量之间没有固定的比例关系，为了保证组合级差相等，在给定的分组数下可行的混合分组方式是有限的，其组合级数介于 $m_2 + 1$ 与 2^{m_2} 之间。举例来说，当 $m_2 = 3$ 时，可按 1:1:2 或 1:2:2 的比例分组，相应单组容量分别为

$$Q_1 = \frac{Q_M}{4}, Q_2 = \frac{Q_M}{4}, Q_3 = \frac{Q_M}{2} \quad \text{和} \quad Q_1 = \frac{Q_M}{5}, Q_2 = \frac{2Q_M}{5}, Q_3 = \frac{2Q_M}{5}$$

可以组合出：

$$0, \frac{Q_M}{4}, \frac{2Q_M}{4}, \frac{3Q_M}{4}, Q_M \quad \text{和} \quad 0, \frac{Q_M}{5}, \frac{2Q_M}{5}, \frac{3Q_M}{5}, \frac{4Q_M}{5}, Q_M$$

的组合方式，级差分别为相应最小单组容量 $\frac{Q_M}{4}$ 和 $\frac{Q_M}{5}$ 。

最后，如果令各组容量相等，则退化为等容分组方式，各小组容量均为 Q_M/m_2 ，亦等于组合级差，共可以组合出 $m_2 + 1$ 种组合级数。

将上述分组方法归纳总结见表 8-2 和表 8-3。

表 8-2 几种分组方式比较(一)

分组方式	各组容量比	组合级数	级差	备注
等容分组	1:1:1:…:1	$m_2 + 1$	$\frac{Q_M}{m_2}$	级差为相应最小单组容量
等比容分组	1:2:3:…: m_2	$\frac{(1+m_2)m_2}{2} + 1$	$\frac{2Q_M}{(1+m_2)m_2}$	同上
差比容分组	1:2:4:…: 2^{m_2-1}	2^{m_2}	$\frac{Q_M}{2^{m_2}-1}$	同上
混合分组	不定	$(m_2 + 1, 2^{m_2})$	不定	同上

表 8-3 几种分组方式比较(二)

分组方式	$m_2 = 2$		$m_2 = 3$		$m_2 = 4$	
	组合级数	级差	组合级数	级差	组合级数	级差
等容分组	3	$\frac{Q_M}{2}$	4	$\frac{Q_M}{3}$	5	$\frac{Q_M}{4}$
等比容分组	4	$\frac{Q_M}{3}$	7	$\frac{Q_M}{6}$	11	$\frac{Q_M}{10}$
差比容分组	4	$\frac{Q_M}{3}$	8	$\frac{Q_M}{7}$	16	$\frac{Q_M}{15}$
混合分组	—	—	—	—	—	—

可见，在相同分组数下，差比容分组能够组合出最多的补偿级数，各级级差相等，级差最小，对负荷偏差的补偿效果最好。因此，本文采用差比容方式对电容器小组进行分组。

8.3.2 集中—分布协调控制模式的容量优化匹配

本节将讨论如何优化匹配集中控制与分散补偿容量。将配电站无功优化配置的目标函数展开为

$$\begin{aligned} \min C = C_L + C_S &= [Mb_0 + Q_{C1}b_1 + c_0 + Q_{C2}c_1] \\ &+ \lambda T \sum_{t_1} \left[\frac{P_{D,t_1}^2 + \delta Q^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] \\ &+ \lambda T \sum_{t_2} \left[\frac{P_{D,t_2}^2 + (Q_{D,t_2} - Q_C)^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] \quad (8-50) \end{aligned}$$

满足如下约束条件：

$$\text{s. t. } m_1 + m_2 = M \quad (8-51)$$

$$(m_1 + 1)Q_M = Q_{C1} \quad (8-52)$$

$$\Delta Q = \frac{Q_M}{2^{m_2} - 1} \quad (8-53)$$

$$Q_{C,\min} \leq Q_C \leq Q_{D,\max} \quad (8-54)$$

$$Q_{C1} \leq Q_C \quad (8-55)$$

$$0 \leq Q_M \leq \min\{Q_{M,\lim}, 2.5\%S_{SC}, Q_{C1}\} \quad (8-56)$$

$$m_1 \in N, m_2 \in Z_+ \quad (8-57)$$

另外，总补偿容量 Q_C 中的动态无功补偿容量 Q_{C2} 应小于电容器小组中最小单组容量(即组合级差 ΔQ)，否则小组中的最小单组就会被动态无功补偿所取代，而失去存在意义了。因此，目标函数的约束条件应加上：

$$Q_{C2} \leq \Delta Q \quad (8-58)$$

为简化计算，无功补偿偏差 δQ 取为电容器组组合级差 ΔQ 与动态无功补偿容量 Q_{C2} 的差：

$$\delta Q = \Delta Q - Q_{C2} \quad (8-59)$$

至此，考虑经济性的配电站无功优化配置数学模型建立完毕，通过对模型进行求解，可得到最优的配电站无功补偿总容量 Q_C 、集中控制(电容器组)容量 Q_{C1} 、分散补偿(动态无功补偿装置)容量 Q_{C2} 以及电容器组的优化分组。

8.4 求解方法

从上面的数学模型可以看出，总成本 C 受到总补偿容量、分组情况、动态补偿容量等几个因素的影响。当总补偿容量上升时， $Q_c \geq Q_{D_i}$ 的时段数将会增加，配电站运行成本 C_s 下降，相应地，因增加容量将使得投资成本 C_L 整体上升；在总补偿容量 Q_c 不变的前提下，分组组数 M 的增加可使小组组合级差 ΔQ 或最大单组的容量 Q_M 下降，从而集中控制占总补偿容量的比重下降，分散补偿占总补偿容量的比重上升，动态补偿的投资成本 C_{L2} 下降，相应地，因增加分组亦将导致与分组数相关的投资成本上升；与此相反地，在总补偿容量 Q_c 不变的前提下，分组组数 M 的减少可使小组组合级差 ΔQ 或最大单组的容量 Q_M 上升，从而集中控制占总补偿容量的比重上升，分散补偿占总补偿容量的比重下降，相应地因减少分组亦将导致与分组数相关的投资成本下降，运行成本 C_s 上升。

下面进一步将数学模型(8-50)化简，将 Q_{c2} 表示为

$$Q_{c2} = Q_c - Q_{c1} \quad (8-60)$$

并利用式(8-52)，用 m_1 和 Q_M 来替换 Q_{c1} ，从而有：

$$Q_{c2} = Q_c - (m_1 + 1)Q_M \quad (8-61)$$

将式(8-61)、式(8-53)带入式(8-58)，有：

$$Q_M \geq \frac{2^{m_2} - 1}{(2^{m_2} - 1)(m_1 + 1) + 1} Q_c \quad (8-62)$$

将式(8-61)、式(8-53)带入式(8-59)，有：

$$\delta Q = \Delta Q - Q_{c2} = \frac{(2^{m_2} - 1)(m_1 + 1) + 1}{2^{m_2} - 1} Q_M - Q_c \quad (8-63)$$

将式(8-51)、式(8-60)、式(8-61)、式(8-62)、式(8-63)带入式(8-50)，从而数学模型化简为

$$\begin{aligned} \min C &= C_L + C_s = [(m_1 + m_2)b_0 + c_0 + Q_c c_1] + (m_1 + 1)(b_1 - c_1)Q_M \\ &\quad + \lambda T \sum_{t_1} \left\{ \frac{P_{D,t_1}^2 + \left[\frac{(2^{m_2} - 1)(m_1 + 1) + 1}{2^{m_2} - 1} Q_M - Q_c \right]^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right\} \\ &\quad + \lambda T \sum_{t_2} \left[\frac{P_{D,t_2}^2 + (Q_{D,t_2} - Q_c)^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] \end{aligned} \quad (8-64)$$

此时，模型中只含有 m_1 、 m_2 、 Q_c 和 Q_M 四个变量，且彼此存在制约的关系，不妨单独对 Q_M 分析：当固定 m_1 、 m_2 、 Q_c 时，上式等号右边第 1 项与第 4 项均为

定值；而第2项中由于单位容量的动态补偿成本 c_1 必然高于电容器成本 b_1 ，故第2项为负值，且随 Q_M 上升而单调递减；第3项中由于 $\frac{(2^{m_2-1})(m_1+1)+1}{2^{m_2}-1}Q_M - Q_C = \delta Q > 0$ ，故第3项为正值，且随 Q_M 上升而单调递增。

考虑电容器均装设在配电站(配变)的低压侧，并认为国产10kV、0.4kV电容器组均有标准化生产规格，从而电容器大组容量 Q_M 只能取以下标准容量：

$$Q_M = 100, 300, 600, 1200, 1800, 2400, 3000 \text{ kvar} \quad (8-65)$$

在此基础上对电容器大组组数 m_1 、小组组数 m_2 进行约束，考虑大组组数不宜过多，取5组为上限；小组组数亦不宜过多，取5组为上限，且至少应有2组：

$$m_1 = 0, 1, 2, 3, 4, 5 \quad (8-66)$$

$$m_2 = 2, 3, 4, 5 \quad (8-67)$$

从而约束条件式(8-51)~式(8-57)简化为

$$\text{s. t. } \frac{2^{m_2}-1}{(2^{m_2}-1)(m_1+1)+1}Q_C \leq Q_M \leq \min\left\{Q_{M,\text{lim}}, 2.5\%S_{SC}, \frac{Q_C}{m_1+1}\right\} \quad (8-68)$$

$$Q_M = 0.1, 0.3, 0.6, 1.2, 1.8, 2.4, 3 \text{ Mvar} \quad (8-69)$$

$$Q_{C,\text{min}} \leq Q_C \leq Q_{D,\text{max}} \quad (8-70)$$

$$m_1 = 0, 1, 2, 3, 4, 5 \quad (8-71)$$

$$m_2 = 2, 3, 4, 5 \quad (8-72)$$

该数学模型是混合整数非线性规划问题，且目标函数的控制变量之间存在较强关联无法解耦计算，故应根据式(8-28)求出总补偿容量的取值范围 $Q_{C,\text{min}} \leq Q_C \leq Q_{D,\text{max}}$ ，并对其进行离散化处理，此时数学模型简化为离散变量的非线性规划问题，可选用适于处理该类问题的人工智能类算法进行求解。

需要说明的一点是：式(8-68)与式(8-69)可能没有交集，此时分两种情况讨论：

1) 式(8-68)中 Q_M 的下限大于式(8-69)中 Q_M 的最大容量规格，此时有：

$$\frac{2^{m_2}-1}{(2^{m_2}-1)(m_1+1)+1}Q_C > 3 \quad (8-73)$$

该下限值是由：

$$Q_C - (m_1+1)Q_M = Q_{C2} < \Delta Q = \frac{Q_M}{2^{m_2}-1} \quad (8-74)$$

推导得出的，该不等式的破坏意味着动态补偿容量 Q_{C2} 小于组合级差 ΔQ 时没有可行解，此时应考虑放宽该约束，认为动态补偿容量 Q_{C2} 不小于组合级差 ΔQ 且小于

最大单组容量 Q_M , 否则电容器小组可用一个大组容量 Q_M 来代替, 小组就失去存在的意义了。从而, 当 $Q_c \geq Q_{D,t}$ 时, 通过电容器组与动态补偿装置的配合可以将无功负荷完全补偿, 故应对目标函数式(8-64)中等号右边第3项进行修改, 修改后的目标函数为

$$\begin{aligned} \min C = & C_L + C_S = [(m_1 + m_2)b_0 + c_0 + Q_c c_1] + (m_1 + 1)(b_1 - c_1)Q_M \\ & + \lambda T \left\{ \sum_{t_1} \left[\frac{P_{D,t_1}^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] \right. \\ & \left. + \sum_{t_2} \left[\frac{P_{D,t_2}^2 + (Q_{D,t_2} - Q_c)^2}{U_N^2} (R_T + R_L) + P_0 \right] \right\} \end{aligned} \quad (8-75)$$

2) 式(8-68)中 Q_M 的上限小于式(8-69)中 Q_M 的最小容量规格, 此时有:

$$\min \left\{ Q_{M,\lim}, 2.5\% S_{SC}, \frac{Q_c}{m_1 + 1} \right\} < 0.1 \quad (8-76)$$

该上限值的三个约束量中, 第一项是《原则》中对各电压等级变电站装设的并联补偿电容器单组容量的限制; 第二项是本文采用的单组电容器投切引起母线电压波动的限制; 第三项是由式 $(m_1 + 1)Q_M = Q_{C1} \leq Q_c$ 得出的。三个约束量中第二项 $2.5\% S_{SC}$ 由于没有明确规定因而可以放宽, 为了将 Q_M 的上限增大, 可去掉第二项, 从而约束条件式(8-68)变为

$$\frac{2^{m_2} - 1}{(2^{m_2} - 1)(m_1 + 1) + 1} Q_c \leq Q_M \leq \min \left\{ Q_{M,\lim}, \frac{Q_c}{m_1 + 1} \right\} \quad (8-77)$$

若 Q_M 新的上限仍小于最小容量规格, 则说明在当前大组组数 m_1 已定的情况下总补偿容量 Q_c 过小, 原因既可能是当前大组组数 m_1 取值不合理, 也可能是该配电站的负荷较轻, 亦或两者皆有。此时可直接给目标函数赋一个较大值, 令该可行解在人工智能算法寻优过程中被屏蔽掉。

若在不同的 $[Q_c, m_1, m_2]$ 取值下 Q_M 所有可能的上限值均小于最小容量规格, 则说明该配电站负荷太轻, 在典型日负荷曲线的最大负荷时, 将母线功率因数从 0.90 提高到 0.95 所需补偿的无功功率不足国产电容器规格的最小容量。此时可只装设 1 组最小规格的电容器并根据负荷情况进行投切, 相应地目标函数亦需要进行简化。

同理, 当动态补偿装置容量 Q_{C2} 小于某个给定下限值时, 可认为装设动态补偿是不经济的, 此时只需装设电容器组补偿, 相应地目标函数亦需要进行简化。至此, 10kV 配变无功优化配置的数学模型与求解讨论完毕, 在完成该电压层面无功优化配置的基础上, 对 110~35kV 配电站应采用相似的方法进行优化配置, 并考虑事故状态下的无功备用, 完善配电网全网无功的优化配置。

参 考 文 献

- [1] 曾纪添. 电力系统无功补偿及电压稳定性研究综述[J]. 南方电网技术, 2008, 2(1): 56-57.
- [2] 朱东升, 孙纯军, 陈飞. 500kV 变电站远方集中监控系统方案探讨[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(5): 126-129.
- [3] 田军, 刘铭, 郭玉松. 基于变电站综合自动化的电压、无功调节策略[J]. 中国科技信息, 2009(12): 30-32.
- [4] 陈树恒, 李兴源, 刘群英. 基于变电站逻辑自适应的主站电压/无功控制系统[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(5): 57-60.
- [5] 张玉珠, 杨丽徒, 侯向阳, 等. 全网无功优化的变电站电压无功控制策略[J]. 继电器, 2007, 35(12): 36-40.
- [6] 林晓春. 电网自动电压控制系统在地县级调度的应用和实现[J]. 自动化技术与应用, 2007, 26(11): 108-109.
- [7] PRABHA KUNDUR. 周孝信, 宋永华, 等译. 电力系统稳定与控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [8] Sandro Corsi, Massimo Pozzi, Carlo Sabelli, and Anotonio Serrani. The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission grid—Part I Reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system [J]. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2004, 19(4): 1723-1732.
- [9] Sandro Corsi, Massimo Pozzi, Marino Sforza, and Giuseppe Dell' Olio. The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission grid—Part II Control apparatuses and field performance of the consolidated hierarchical system [J]. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2004, 19(4): 1733-1741.
- [10] 章立宗, 金乃正, 吴凌燕, 等. 地区电网三级无功优化模式研究[J]. 陕西电力, 2007, 35(10): 50-52.
- [11] 徐冉. 地区电网无功电压控制的基本原理与策略研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2009.
- [12] 国家电网公司. 电力系统电压质量和无功电力管理规定. 2009.
- [13] 国家电网公司. 国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则. 2004.
- [14] 余健明, 杜刚, 姚李孝. 结合灵敏度分析的遗传算法应用于配电网无功补偿优化规划[J]. 电网技术, 2002, 26(7): 46-49.
- [15] 刘传栓, 张焰. 电力系统无功补偿点及其补偿容量的确定[J]. 电网技术, 2007, 31(12): 78-81.
- [16] 高丽萍, 王建勋, 刘会金. 基于改进遗传算法的配电网无功规划优化[J]. 电力电容器与无功补偿, 2010, 31(4): 5-9.
- [17] 张斌. 基于粒子群算法的配电网无功补偿优化规划[J]. 电力系统及其自动化学报, 2010, 22(2): 157-160.
- [18] 王承民, 段建民, 徐冉, 等. 城市电网变电站无功优化配置的数学模型及算法研究[J]. 电

气应用, 2009, 28(12): 56-60.

- [19] 俞俭书. 分组电容器容量的确定[J]. 中国电力, 1998, 31(4): 51-54.
- [20] 熊筠华. 地区电网变电站并联补偿电容器分组研究[D]. 成都:四川大学, 2005.
- [21] 刘莉, 王承民, 侯昀, 等. 配电并联电容器的优化分组问题研究[J]. 电气应用, 2005, 24(12): 39-42.
- [22] GB 50227—2008, 并联电容器装置设计规范[S]. 2008.
- [23] 王守相, 王成山. 现代配电系统分析[M]. 北京: 高等教育出版社, 2007.
- [24] Mesut E. Baran, Felix F. Wu. Optimal capacitor placement on radial distribution systems [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(1): 725-734.
- [25] 潘蕾蕾. 地区电网无功/电压协调控制方法的研究[D]. 成都:四川大学, 2004.
- [26] 王承民, 徐冉, 余楚云, 等. 变/配电无功集中优化与电压分布控制策略研究[J]. 水电能源科学. 2009, 27(3): 183-186.
- [27] 唐志平, 杨胡萍, 邹一琴, 等. 供配电技术[M]. 2 版. 北京:电子工业出版社, 2009.

第9章 地区电网电压无功自动控制

9.1 电压无功自动控制的发展历程

随着 SCADA 系统日渐完善、成熟，遥信、遥测数据准确性的不断提高，遥控功能更加可靠，以及状态估计模块对电网量测在线监视的实现，使得基于 SCADA 系统的在线电压无功自动控制系统（Automated Voltage Control，AVC）得以实现。

AVC 系统通过监视网络的负荷变化，在保证母线电压合格的条件下进行无功电压优化计算，并结合调度员的专家经验给出完备的控制策略，通过改变电网中可控无功电源的出力，无功补偿设备的投切，变压器分接头的调整来满足安全经济运行条件，提高电压质量，降低网损。系统优化的目标为：母线电压合格、优化网损。可计算出在当前电网运行状态和负荷水平下，满足安全运行条件且使网损最小时，全网各有载调压变压器分接头的位置，各并联补偿电容器的投切状态。

自 20 世纪 70 年代末至今，电压/无功综合最优控制一直是电力系统运行与控制方向的热门研究课题，取得了很大的进展。这些研究包括了优化、控制理论研究和实践研究，硬件设施研制和优化算法研究等各方面。现对国内外先进的无功、电压优化控制系统的控制模式总结如下：

1. 国外两种有代表性的控制方式

(1) 以法国 EDF 电力公司为代表的三级控制模式

法国 EDF 的三级电压控制模式由三级控制组成，即一级电压控制（Primary Voltage Control）、二级电压控制（Secondary Voltage Control）和三级电压控制（Tertiary Voltage Control）。一级电压控制由具有一定无功电压支撑能力的厂（站）自动控制装置组成，属本地控制，仅用本地的信息。如同步发电机的自动电压调节器（AVR），并联电容器控制时间常数一般为几秒。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的快速和随机的变化。二级电压控制由不同的层组成，层内也可能分区，也可能不分区，通过修改一级控制器的设定值来协调区域内一级控制器的行为。控制时间常数为几十秒到分钟级，控制的主要目的是保证层内引导节点电压等于设定值。三级电压控制是 AVC 的最高层，以控制中心 EMS 作为决策支持系统，以全系统的经济运行为优化目标，在满足系统安全约束条件下，给出层间联系设定值（电压或无功潮流），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，利用系统全局信息来进行优化计算，它的时间常数在十几分钟到小时级，一般采用数学优化技术。该控制系统完整地实现

了无功电压的三个控制级别，三级控制协调二级控制，二级控制协调一级控制。在上述三级组织中，由于合理地确定了各级控制的响应时间，通过时间解耦，一方面保证了各级控制作用之间不会相互干扰，另一方面系统地实现了多目标控制。另外，三级组织利用无功电压的局域性，在二级区域解耦控制中只利用了区域内少量关键的 SCADA 量测，有效降低了控制系统对状态估计等基础网络分析软件的依赖性，提高了优化控制的可靠性和实现的可行性。但是，这种三级控制模式仍存在缺点，这是因为区域电压控制器（SVR）是基于电力系统无功、电压的局域性而开发的，而区域间无功电压是有耦合的，因此控制系统的质量从根本上取决于各区域间无功电压控制的耦合程度。但是，随着电力系统的发展和运行工况的实时变化，设计时认为相对解耦的区域并非一成不变，而且以固定的控制参数形式存在的控制灵敏度更是随运行工况而实时变化，因此，这种以硬件形式固定下来的区域控制器难以适应电力系统的不断发展和实时运行工况的大幅度变化，因此难以持久地保证有良好的控制效果。另外，这种三级控制模式比较复杂，需要额外投资来设计和研制为数不少的地理上分布的区域控制器，不太适应我国电网发展变化迅猛的实际情况。

（2）以德国 RWE 电力公司为代表的两级控制模式

在该控制系统中，最优潮流（OPF）的优化计算结果直接发到各电厂进行控制。在调度控制中心，OPF 基于状态估计，实时运行在 EMS 的最高层次上，来实现以运行约束的网损最小的全局无功优化控制。这种模式简单，但存在以下几个方面的缺陷：①OPF 运行在 EMS 的最高层次上，对 EMS 各软硬件环节的运行质量和可靠性有很高的要求，任何一个环节的局部异常都可能导致 OPF 失散或者优化结果不可信，对状态估计和 OPF 的精度及可靠性、依赖性都很高，局部的量测通道问题都可能严重影响 OPF 的结果，因此其运行稳定性难以保证；②OPF 作为静态优化计算功能，主要考虑电压约束和网损最小化，难以对电网安全性进行协调。当负荷重载时，优化后的发电机无功出力可能越界，无法实现无功裕度的均衡，使系统承担事故扰动的能力下降；③OPF 模型复杂性高，计算时间长，响应速度往往难以满足要求。特别是当系统中发生大的扰动、负荷陡升或陡降时，响应速度往往太慢，电力系统的电压质量和安全性难以保证。显然，在该控制系统中，重要性处于第一位的电压安全性未得到足够的考虑。

客观地讲，上述以 RWE 电力公司为代表的两级模式投资小，且符合目前大多数电力公司调度控制的实际。但由于存在上述缺点，要进一步提高控制性能，尚有许多技术问题需要解决。因此，在欧洲等电压控制技术最先进的电力公司，除了少量公司采用了这种两级控制模式之外，大多数的电力公司都效仿法国 EDF 提出的三级电压控制模式。

2. 国内有代表性的控制方式

(1) 江苏电网无功/电压优化控制

江苏电网在借鉴法国等欧洲发达国家成功经验的基础上，针对我国电网结构和运行方式发展变化频繁的实际，提出了适合我国电网的基于最优潮流（OPF）和在线动态分区的三级电压优化控制新模式，实现了电压静态稳定在线监视和预警、基于 OPF 的实时三级电压控制和基于动态分区的“软”二级电压控制。整个系统按照三级电压控制的模式，上级控制为下级控制提供最优设定值，实现了电压优质、经济和安全控制目标的协调统一。其主要技术原理体现在：

1) 采用基于有功—无功解耦的交叉逼近算法实现了实时三级电压优化，可进行全网无功优化计算，并给出优化前后结果对比，优化结果中给出各分区中枢节点电压的最优设定值，作为二级电压控制的优化目标；

2) 采用基于无功源控制空间的聚类方法，完成了在线自适应动态分区，基于三级电压优化给出的中枢点的最优设定电压，实现了“软”二级电压闭环控制。在二级电压控制决策中，基于准静态灵敏度分析方法，建立了相应的二次规划模型，综合考虑了中枢母线电压偏差和发电机间无功出力裕度的均衡，在电压质量和安全性上进行了有效协调。一方面降低了“硬”二级电压控制对分区有效性的依赖，同时也有效弥补了 OPF 可控性不好且对状态估计要求过于苛刻的缺点；

3) 采用最小奇异值法实时计算全网的最小奇异值，对全网的静态电压稳定进行在线评估和监视。采用改进的连续潮流法实现了实时静态电压稳定计算，可模拟按区域增加负荷等方式给出各区域（或负荷节点）的 PV 曲线和电压稳定裕度指标，并能在计及静态电压稳定情况下给出各传输断面的可用传输容量（ATC）；

4) 发电厂侧无功电压控制装置在考虑发电机、励磁系统多种运行约束的前提下，根据给定的电压调节指令，通过对发电机组之间无功的最优分配和协调，实现发电厂侧无功电压的最优控制。控制装置具有遥控和本地控制两种方式：遥控方式下可实时自动接受省调主站的遥调指令，和主站 AVC 系统完成闭环控制；本地控制方式下可按设定的电压曲线或发电厂运行人员给定的电压指令运行。江苏电网从我国实际的电力调度管理体制出发，借鉴国际上无功电压优化控制技术的研究成果，针对其中的缺点和困难，提出并实现了基于 OPF 和在线自适应分区的三级电压优化控制新模式。当江苏电网的结构或运行方式发生变化时，整个电网被动态地分解成一个个围绕电压引导母线的区域，实现了在线自适应动态分区，这种控制策略勿需研制地理上分布的“硬”二级电压控制器，投资小且适合发展变化频繁的我国网、省级电网，在对电网发展变化的适应性上处于国际领先水平。

(2) 福建电网无功/电压优化控制

福建电网电压优化控制工程采用了类似德国 RWE 电力公司的两级控制模式，优化结果直接下发到各厂站，没有中间的二级电压控制（SVR）层次，其缺点与德国 RWE 电力公司的类似。例如：OPF 软件对状态估计的依赖性较强，当状态估计

的合格率小于 93%、状态估计发散、OPF 发散时，福建电网的优化控制功能将被屏蔽，退回到当地控制，这影响了整体系统运行的稳定性和鲁棒性。福建电网 OPF 采用的是遗传算法，计算速度较慢，单次优化的时间大于 1min，属于离线的优化算法，当电网发生扰动或者负荷大幅度快速变化时，该 OPF 无法对电压进行跟踪优化控制，难以保证电压品质和安全性。因此，福建电网中采取的做法是，当电网正常时，采用 OPF 直接控制，而当电网有电压越限时，则不考虑经济性，切换为基于灵敏度的快速分区校正控制策略。显然，基于遗传算法的 OPF 和基于灵敏度的校正控制这两种控制策略之间存在协调困难。

(3) 安徽电网无功/电压优化控制

安徽电网采用了基于分区无功局部平衡的经验性规则，来进行电压的集中控制，并利用灵敏度来校正电压越限，取得了一定的控制成效。该控制系统没有采用 OPF 进行优化计算，不是一种系统化的优化计算方法，难以实现实时运行约束下的网损最小化。在控制模式上可归类于两级控制模式。

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、提高系统稳定性的有效手段和重要措施。系统无功分布的合理与否，电压质量的好坏，直接影响着电力系统的安全稳定与经济运行。无功不足将导致系统电压下降，用电设备不能充分利用，更为严重的是，如果系统的无功不足，将使系统的整体电压水平低下，系统一旦发生较大的扰动，就可能使电压低于临界电压，产生电压崩溃，从而导致系统因失去同步而瓦解的灾难性事故；无功过剩亦会导致电压过高，危害系统和设备的安全，恶化系统电压状况，浪费不必要的投资：无功的不合理流动，会使线路的压降增大，线路的损耗增加，供电的安全性和经济性都会下降。因此，合理的运用电压无功的调节手段，提高优化控制水平，不仅能改善电压质量和提高电压合格率，而且能够有效地降低网损，提高电力系统运行的安全性和经济性。

目前，由于传统的基于离线数据的无功电压控制手段显然已经不能满足现代电力企业的要求，使得能够跟踪反映电力系统实时运行状态，基于实测数据的在线电压/无功优化控制成为研究和应用的热点，受到人们越来越多的关注。目前国内在线无功电压优化控制基本上还处于变电站分散控制的阶段，依靠无功电压综合控制装置（VQC），采用九区图控制法，根据监测的实时电压无功值和相应的控制策略对分接头和电容器组进行控制。该方法简单、易行，极大地减轻了系统运行人员的工作负担，提高了供电电压质量，取得了较好的应用效果。但该方法完全从满足本地的无功电压考核指标出发，难以从全局优化的角度面向全网考虑。且当系统严重缺无功的时候，自动无功调节装置的动作可能使系统的无功缺额更加严重，甚至进入恶性循环，最终引发电压崩溃。因此，加快建设适合于我国电网实际情况的面向全网的在线电压/无功优化控制系统是十分迫切而且必要的。可喜的是，我国各级电网已普遍配置 SCADA 系统，为实现电压/无功的在线控制奠定了基础。

9.2 AVC 系统主要功能

AVC 系统通过网络来采集各个变电站的所需信息；并通过集控站交换信息，经过优化考虑后，发出控制命令到站端控制平台。

网络式站端通信控制平台，主要通过各个 RTU 式综合自动化的 I/O 设备采样所需信息。一方面通过原有通道与集控站交换信息；另一方面通过网络与无功控制中心交换信息。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并利用网络式 AVC 控制装置实现无功补偿设备合理投入和无功分层就地平衡与稳定电压，力求实现如下的控制目标：

(1) 维持供电电压在规定的范围内

根据 GB12325—1990《电能质量 供电电压允许偏差》中的规定，各级供电母线的允许波动范围，以额定电压为基准规定如下：35kV 及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压的 10%；10kV 及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的 $\pm 7\%$ ；220V 单相供电电压允许偏差为额定电压的 $+7\% \sim -10\%$ 。

(2) 保持电力系统稳定和合适的无功平衡

对主输电网络，应实现无功分层平衡的原则。对于地区供电网络，应实现无功分区就地平衡的原则，才能保证各级供电母线电压，包括用户入口电压在规定的范围内，具体要求如下：220kV 及以下等级的变电所在负荷最大时由电网供给的无功功率与有功功率的比值，220kV 为 $0 \sim 0.33$ ， $35 \sim 110\text{kV}$ 为 $0 \sim 0.48$ ，对 10kV 配电线路上的并联电容器，在负荷最小时不应向变电所倒送无功功率。

(3) 保证电压合格的前提下电能损失最小

为了达到以上目标，必须增强对无功电压的调控能力，充分利用现有的无功调压设备（调相机、静止补偿器、补偿电容器、电抗器、有载调压变压器等）的作用，对它们进行合理的优化调控。

(4) 尽量减小变压器分接头和并联电容器组的日调节次数

因为各变电站对有载调压变压器的日调节次数和并联补偿电容器组的日投切次数均有严格的限制，因此需寻求一种最佳的综合控制方式，在提高电压合格率、优化无功补偿效果的情况下能减少变压器分接开关的日调节次数和并联补偿电容器组的日投切次数。

9.3 地区电网 AVC 控制策略发展

从控制理论的角度，电压无功综合控制是一个多限值、多目标的最优控制问题，其控制策略经历了一个不断完善发展的过程。

(1) 基于负荷功率因数的控制

按功率因数大小控制是以电网中反映电压与电流相位差的功率因数作为控制信号，控制并联电容器的投切，实现无功补偿。若功率因数低于下限则投入电容器组；若功率因数高于上限则切除电容器组；该控制策略虽有许多优点，但功率因数只是无功分量三个因素之一，功率因数的高低并不能直接反映无功缺额的大小。然而功率因数并不能准确反映电网中负荷的无功分量的大小。

如电网重负荷时，负荷的无功分量很大，但由于无功分量在负荷中所占的比例较小，所测的功率因数角可能较小，甚至低于系统补偿的整定值，使控制装置对电网不能补偿，无法做到跟踪调节，表现出控制系统的迟钝性。当电网轻负荷时，功率因数角可能较大，但负荷的无功分量并不大，此时对电网进行补偿，很容易造成过补偿，当补偿装置切除电容后，系统又恢复到初态。如此反复，造成控制系统的投切振荡。不仅影响控制系统的可靠性和使用寿命，也将影响电网和用户设备的安全运行。为了克服这些缺陷，有的装置根据不同负载区进行功率因数的多值自动整定及自动选取法进行自动投切，临界因数法也是克服临界振荡的常用方法，其限定了轻载时的临界振荡区，较有效地克服了电容投切时的振荡。

(2) 基于母线一次电压的控制

电网电压波动主要由无功功率波动引起。当一次母线电压小于（大于）允许最低电压值，投入（切除）补偿电容器，提升（降低）电压。对电压要求严格的枢纽变电站，仅以母线电压高低作为变电站无功自动调节的判据，未考虑保持无功基本平衡这个条件。根据此判据构成的并联电容自动投切装置在部分变电站的运行结果表明，该方法的补偿效果较差。

(3) 基于电压和功率因数的复合控制

按电压、功率因数复合控制构成的判据有两种判别方式：一是以电压为主，功率因数为辅，即只要电压合格，则不考虑功率因数，当电压不合格时，根据电压和功率因数的性质决定电容器组的自动投切；另一种是以电压和功率因数作为两个并行的判据，即使电压在合格范围内，如果功率因数满足投切的条件，则对电容器组发出投切指令。

第一种判别方式，尽管考虑了无功补偿效果，但由于在某些运行状态下，缺无功补不上去，超无功切不下，致使无功补偿效果仍然较差；第二种判别方式，在全网无功优化的变电站电压无功控制策略某些运行状态存在对并联补偿电容频繁误投切现象。

(4) 基于电压时间的复合控制

根据变电所的日负荷曲线，将日负荷曲线分成多个负荷时段，然后根据各个负荷时段对电压和无功的要求，由电压控制对电压和无功进行自动调节。此种调节方式实时性较差，仅适合于负荷较稳定的变电所，且负荷时段必须随着季节和负荷量

的改变而进行调节。

(5) 基于“九区图”的综合控制

目前，较多的VQC产品采用基于“九区图”的控制策略，“九区图”的控制原理是将地区变电所低压母线电压 U 和变电所流过的无功功率 Q 作为控制对象，在数学模型上采用了最简易的“大小比较”方式，在 $U-Q$ 控制平面上形成经典的“井”字形区间划分，其各个区域对应不同的控制策略。

(6) 基于模糊逻辑的电压控制

将模糊控制理论运用于电压无功控制，原先固定的无功上下限边界变为受电压影响的模糊边界，通过模糊隶属度函数，把电压和无功的偏差量、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，作为模糊控制量的输入。控制量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，得到作用于分接头和电容器组投切控制的精确值。

(7) 基于人工神经网络的电压无功控制

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，能大大减少有载调压变压器分接头调节次数。将无功预测和优化决策相结合的电压无功综合智能控制方法，通过对电压、无功功率进行预测来减少动作次数。该方法先根据历史数据应用预测人工神经元网络对无功负荷进行预测，然后将预测结果连同当前的母线电压、无功功率、功率因数等经模糊化后作为决策人工神经网络的输入，该决策人工神经网络的输出即为调节动作的策略。该方法实际上已经脱离了九区图的范畴，计算复杂，对硬件要求较高，而且其动作是否合理尚依赖于对人工神经网络进行训练工作的成功与否。

9.4 系统构成

AVC系统是一套具有多变量、多约束、多局部极小值、非线性、离散性等特征的大规模组合优化控制系统，主要组成如图9-1所示。

体系结构

1. 物理结构

全系统可以采用两台数据库服务器、一台监控工作站、一台维护工作站和一台报表工作站，其物理结构如图9-2所示。

其中的数据库服务器采用UNIX操作系统，以充分利用UNIX操作系统运行可靠、网络安全程度高的特点；而三个工作站则采用NT操作平台，这样既可以充分利用NT平台的各项操作功能也符合现场运行人员的操作习惯，有利于运行人员尽快地学习和掌握本系统的各项操作功能。

2. 数据流向

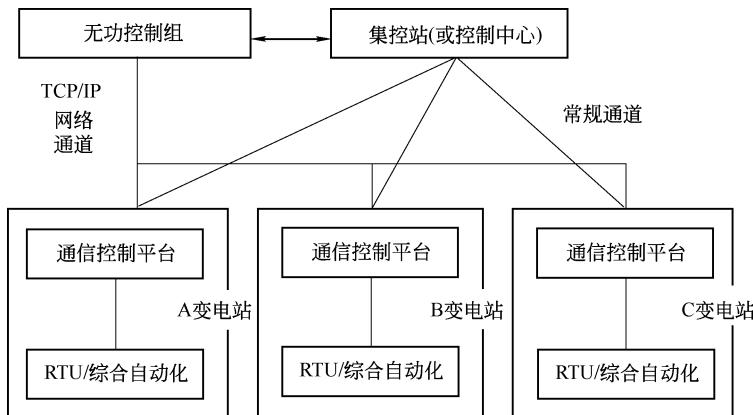


图 9-1 系统构成图

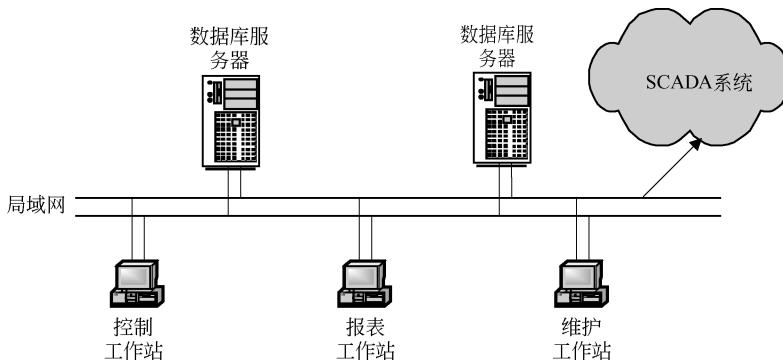


图 9-2 物理构成图

数据流向如图 9-3 所示：从 SCADA 系统读取实时数据，要求 SCADA 厂商提供实时数据访问接口和下发命令通信接口；控制命令通过下发命令通信接口传送到 SCADA 系统，SCADA 系统核对后将指令下发，控制相应的电力设备。整个系统保持相对的独立性。

3. 软件流程

全系统的分析控制部分的软件流程是一个闭合的循环系统，由于地区电网 SCADA 系统中数据采集的准确性和数量都存在一些实际问题，所以，无功优化算法必须与状态估计和专家系统技术紧密结合，以保障所形成的控制策略的可行性和合理性。

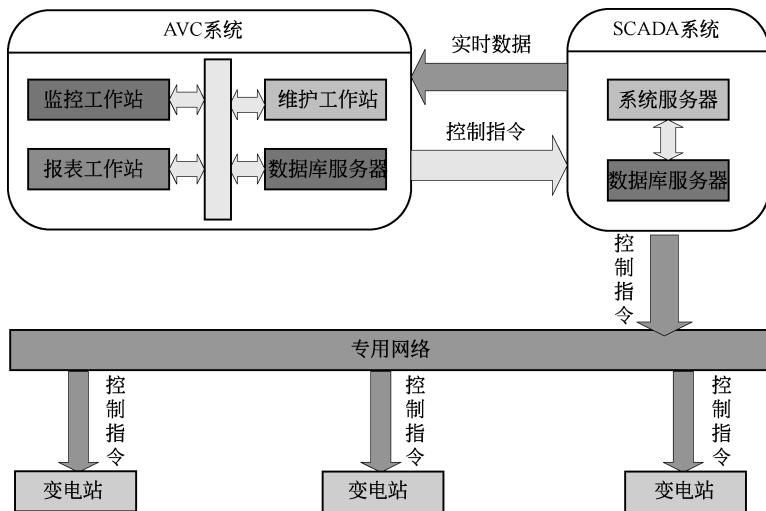


图 9-3 数据流向图

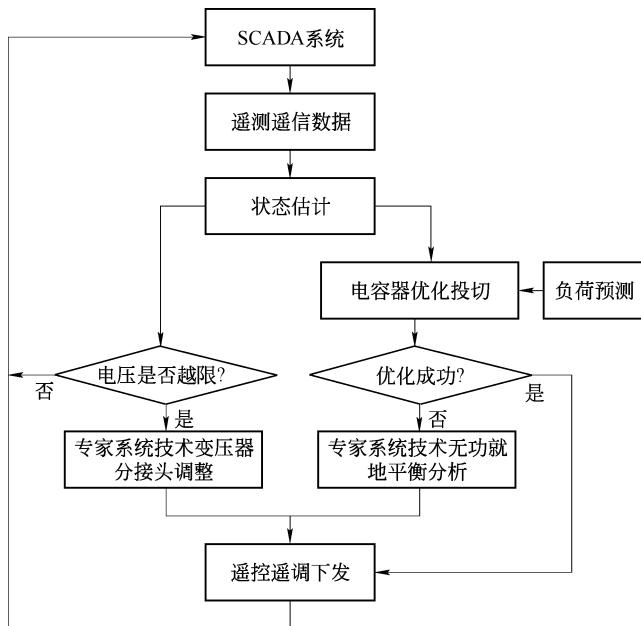


图 9-4 流程图

9.5 灵敏度算法

在进行电压无功控制时，必须在尽可能短的时间内计算得出优化调控方案，因此，对优化算法的实时性要求较高。灵敏度分析方法由于计算简便、快速，因此在

实际的 AVC 系统中得到了较多的应用。该方法是在对变压器电压比调整以及电容器组容量变化所引起的节点电压和网损变化量进行分析的基础上，建立线性化的无功电压控制模型，将无功注入和变压器电压比的偏差量分别作为控制变量进行优化。

9.5.1 敏感度矩阵

因为配电网当中，只有平衡节点（关口点）和负荷节点，而很少有发电机节点（对于小的发电机组也作为负荷节点处理），也就是说，假设配电网中只有平衡节点和负荷节点两种。因此，配电网网络方程可以描述为

$$\begin{cases} w_s = f_s(x, y) \\ w_L = f_L(x, y) \end{cases} \quad (9-1)$$

式中 w_s ——平衡节点注入的有功和无功功率， $w_s = [P_s, Q_s]^T$ ；
 $w_L = [P_L, Q_L]^T$ ——负荷节点注入的有功和无功功率，对于有无功补偿装置的节点， Q_L 作为控制变量；

x ——系统的状态变量， $x = [U, \theta]^T$ ；

y ——变压器的电压比， $y = [t]$ ；

下标 L, S 分别对应负荷节点和平衡节点。

对上述方程进行线性化，得到：

$$\begin{bmatrix} \Delta w_s \\ \Delta w_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f'_{sx} & f'_{sy} \\ f'_{Lx} & f'_{Ly} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (9-2)$$

则矩阵 $\begin{bmatrix} f'_{sx} & f'_{sy} \\ f'_{Lx} & f'_{Ly} \end{bmatrix}$ 表示灵敏度矩阵，其元素分别表示平衡节点和负荷节点注入功率对节点电压以及变压器电压比的灵敏度。如果将平衡节点电压和负荷节点电压分别表示，则上式变化为

$$\begin{bmatrix} \Delta w_s \\ \Delta w_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f'_{ssS} & f'_{sxL} & f'_{sy} \\ f'_{LxS} & f'_{LxL} & f'_{Ly} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_s \\ \Delta x_L \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (9-3)$$

式中 $\Delta x_s, \Delta x_L$ ——平衡节点电压和负荷节点电压的偏差量。即将灵敏度矩阵划分得更加细致。因为平衡节点的电压是已知的，所以有 $\Delta x_s = 0$ 。那么上述方程可以表示为

$$\begin{cases} \Delta w_s = f'_{sxL} \Delta x_L + f'_{sy} \Delta y \\ \Delta w_L = f'_{LxL} \Delta x_L + f'_{Ly} \Delta y \end{cases} \quad (9-4)$$

即：

$$\begin{bmatrix} \Delta w_s \\ \Delta w_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f'_{sxL} & f'_{sy} \\ f'_{LxL} & f'_{Ly} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_L \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (9-5)$$

9.5.2 变压器分接头的调整

1. 电压比调整对节点电压的影响

假设只调整变压器的电压比，而不进行节点的无功功率补偿，则因为负荷节点的注入功率不变， $\Delta w_L = 0$ 。由式(9-5)得到：

$$\begin{cases} f'_{sxL} \Delta x_L + f'_{sy} \Delta y = \Delta w_s \\ f'_{LxL} \Delta x_L + f'_{Ly} \Delta y = 0 \end{cases} \quad (9-6)$$

解得：

$$\Delta x_L = - (f'_{LxL})^{-1} f'_{Ly} \Delta y \quad (9-7)$$

上式表示变压器电压比的变化对负荷节点电压的影响。

2. 电压比变化对网损的影响

将式(9-7)代入到式(9-6)中的第一个方程，得：

$$\Delta w_s = [f'_{sy} - f'_{sxL} (f'_{LxL})^{-1} f'_{Ly}] \Delta y \quad (9-8)$$

因为 $\Delta w_s = [\Delta P_s \quad \Delta Q_s]^T$ ，而在其他节点注入功率不变的情况下，平衡节点功率的变化就是网损的变化。网损的变化可以表示为

$$\Delta P_{Loss} = \sum_{i \in N_S} \Delta P_{Si} \quad (9-9)$$

式中 N_S ——平衡节点的数量；

ΔP_{Si} ——平衡节点 i 注入的有功功率分量。

9.5.3 电容器组投切

1. 电容器组投切对节点电压的影响

电容器组一般配置在负荷节点上，电容器组的投切改变了负荷节点的无功注入。假设变压器电压比不变，即 $\Delta y = 0$ ，由式(9-5)得到：

$$\Delta x_L = (f'_{LxL})^{-1} \Delta w_L \quad (9-10)$$

2. 注入无功变化对网损的影响

同样道理，由式(9-5)得：

$$\Delta w_s = f'_{sxL} \Delta x_L \quad (9-11)$$

将式(9-10)代入到上式中，得到：

$$\Delta w_s = f'_{sxL} (f'_{LxL})^{-1} \Delta w_L \quad (9-12)$$

网损的变化同样可以表示为：

$$\Delta P_{Loss} = \sum_{i \in N_S} \Delta P_{Si} \quad (9-13)$$

9.5.4 参数变化灵敏度矩阵

参数变化灵敏度矩阵 f'_{sy} 和 f'_{ly} 是潮流方程对变压器电压比变化的灵敏度矩阵。假设变压器支路 l 两端的节点分别为 i, j , 那么电压比 t_l 的变化只是对节点 i 和 j 的潮流方程产生影响, 将节点 i 的潮流方程展开后, 得到:

$$\begin{aligned} P_i &= U_i U_j (G'_{ij} \cos \theta_{ij} + B'_{ij} \sin \theta_{ij}) + U_i \\ &\quad \sum_{k \in i \setminus k \neq i \text{ 且 } k \neq j} U_k (G_{ik} \cos \theta_{ij} + B_{ik} \sin \theta_{ij}) + U_i^2 G'_{ii} \\ Q_i &= U_i U_j (G'_{ij} \sin \theta_{ij} - B'_{ij} \cos \theta_{ij}) + U_i \\ &\quad \sum_{k \in i \setminus k \neq i \setminus k \neq j} U_k (G_{ik} \sin \theta_{ij} - B_{ik} \cos \theta_{ij}) - U_i^2 B'_{ii} \end{aligned} \quad (9-14)$$

对于节点 j 有:

$$\begin{aligned} P_j &= U_i U_j (G'_{ji} \cos \theta_{ji} + B'_{ji} \sin \theta_{ji}) + U_j \\ &\quad \sum_{k \in j \setminus k \neq i \setminus j} U_k (G_{jk} \cos \theta_{jk} + B_{jk} \sin \theta_{jk}) + U_j^2 G'_{jj} \\ Q_j &= U_i U_j (G'_{ji} \sin \theta_{ji} - B'_{ji} \cos \theta_{ji}) + U_j \\ &\quad \sum_{k \in j \setminus k \neq i \setminus j} U_k (G_{jk} \sin \theta_{jk} - B_{jk} \cos \theta_{jk}) - U_j^2 B'_{jj} \end{aligned} \quad (9-15)$$

其中, $G'_{ij} = \frac{G_{ij}}{t_1}; B'_{ij} = \frac{B_{ij}}{t_1}; G'_{ii} = -\sum_{k \in i \setminus k \neq i \setminus k \neq j} G_{ik} - \frac{G_{ij}}{t_1^2}; B'_{ii} = \sum_{k \in i \setminus k \neq i \setminus k \neq j} (B_{ik0} - B_{ik}) - \frac{B_{ij}}{t_1^2}$;

$G'_{jj} = G_{jj}, B'_{jj} = B_{jj}$ 。则:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial t_1} &= -\frac{U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})}{t_1^2} + \frac{2U_i^2 G_{ij}}{t_1^3} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial t_1} &= -\frac{U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})}{t_1^2} - \frac{2U_i^2 B_{ij}}{t_1^3} \\ \frac{\partial P_j}{\partial t_1} &= -\frac{U_i U_j (G_{ji} \cos \theta_{ji} - B_{ji} \sin \theta_{ji})}{t_1^2} \\ \frac{\partial Q_j}{\partial t_1} &= \frac{U_i U_j (G_{ji} \sin \theta_{ji} + B_{ji} \cos \theta_{ji})}{t_1^2} \end{aligned} \quad (9-16)$$

9.5.5 优化计算

1. 数学模型

同时考虑无功投切和变压器分接头调整对系统状态的影响, 根据式(9-5), 则有:

$$\Delta x_L = (f'_{LxL})^{-1} (\Delta w_L - f'_{Ly} \Delta y) \quad (9-17)$$

而由式(9-5)同样可得:

$$\Delta w_S = f'_{SxL} \Delta x_L + f'_{Sy} \Delta y \quad (9-18)$$

说明网损的变化由两部分构成, 一部分是由于参数变化所引起的, 而另一部分是由于

状态变量的变化而引起的。将式(9-17)代入到式(9-18)中,得到:

$$\Delta w_s = f'_{sXL}(f'_{LXL})^{-1}(\Delta w_L - f'_{Ly}\Delta y) + f'_{sy}\Delta y \quad (9-19)$$

地区电网无功电压控制的目的是为了提高电压合格率、降低网损。在实际的应用过程中,都是以网损最小为目标函数,满足电压上下限和变压器、无功等调节设备的容量限制。因此,可以描述为如下的数学模型,目标函数:

$$\min P_{\text{Loss}} = \min P_{\text{Loss}_0} + \min \Delta P_{\text{Loss}} \quad (9-20)$$

又假设在本状态之前的电网 $P_{\text{Loss}_0}(x_0, y_0)$ 是确定的,则目标函数可以简化为

$$\min \Delta P_{\text{Loss}} = \sum_{i \in N_s} \Delta P_{Si} \quad (9-21)$$

满足如下的约束条件:

$$x_{\min} \leq x_{L0} + \Delta x_L \leq x_{\max} \quad (9-22)$$

式中 x_{\min}, x_{\max} ——状态变量上下限约束。即:

$$\Delta x_{\min} = x_{\min} - x_0 \leq \Delta x_L \leq x_{\max} - x_0 = \Delta x_{\max} \quad (9-23)$$

上式是指节点电压幅值的约束,将式(9-17)代入,得:

$$\Delta x_{\min} \leq (f'_{LXL})^{-1}(\Delta w_L - f'_{Ly}\Delta y) \leq \Delta x_{\max} \quad (9-24)$$

以及:

$$\Delta w_{\min} \leq \Delta w_L \leq \Delta w_{\max} \quad (9-25)$$

$$\Delta y_{\min} \leq \Delta y \leq \Delta y_{\max}$$

式中 $\Delta w_{\min}, \Delta w_{\max}, \Delta y_{\min}, \Delta y_{\max}$ ——无功补偿装置和变压器分接头调整的容量限制,求取方法同上。

对于计算过程中雅可比矩阵的逆阵,可以采用三角分解的方式确定。则由式(9-21)、式(9-24)和式(9-25)构成了无功电压实时控制的数学模型,因为数学模型是线性的,提高了分析问题的复杂程度和效率。

2. 计算方法

在无功电压控制过程中,等式约束主要体现在无功功率平衡上。对地区电网来说,电容器组投切后无功功率的平衡主要反映在关口点(平衡节点)的无功注入上,电容器组的投切容量大,关口点的注入就少。所以无功平衡主要是电容器组的投切容量和平衡节点的注入无功之间的平衡问题。

在上述优化模型中,平衡节点的无功注入是根据状态变量确定的,因此可以不考虑无功功率平衡的偏差方程,优化结果所体现的平衡节点注入无功功率也是最优的。

因为电容器组的投切与变压器分接头的调整对降损效果差别较大,特别是变压器分接头的调整对降损的效果是不明显的,在实际的计算过程中可以分步来求解,即将整个优化问题分解为两个子问题。

(1) 子问题 1

对于子问题1，只考虑无功补偿的影响，认为变压器分接头是不调整的，则平衡节点注入功率变化为

$$\Delta w_S = f'_{SxL} (f'_{LxL})^{-1} \Delta w_L \quad (9-26)$$

约束条件(9-24)变化为

$$f'_{LxL} \Delta x_{\min} \leq \Delta w_L \leq f'_{LxL} \Delta x_{\max} \quad (9-27)$$

令 $\Delta w'_{\min} = \max \{ \Delta w_{\min}, f'_{LxL} \Delta x_{\min} \}$, $\Delta w'_{\max} = \min \{ \Delta w_{\max}, f'_{LxL} \Delta x_{\max} \}$, 则子问题1可以表示为

$$\min \Delta P_{Loss} = \sum_{i \in N_S} \Delta P_{Si} \quad (9-28)$$

$$\text{s. t. } \Delta w'_{\min} \leq \Delta w_L \leq \Delta w'_{\max}$$

由于上述问题不包括等式约束，所以有：

$$\Delta w_L = \Delta w'_{\min} \quad (9-29)$$

(2) 子问题2

变压器分接头的调整通常是在无功补偿装置调整的基础上进行的，因为电容器组都是整组投切的，由子问题1确定的无功补偿容量取整后也可能造成节点电压越限或者网损增大等现象，可以通过变压器分接头的调整进行进一步优化。子问题2可以描述为如下的形式，平衡节点注入的功率可以表示为

$$\Delta w_S = [f'_{Sy} - f'_{SxL} (f'_{LxL})^{-1} f'_{Ly}] \Delta y \quad (9-30)$$

约束条件变化为

$$f'_{LxL} \Delta x_{\min} \leq -f'_{Ly} \Delta y \leq f'_{LxL} \Delta x_{\max} \quad (9-31)$$

以及：

$$\Delta y_{\min} \leq \Delta y \leq \Delta y_{\max} \quad (9-32)$$

上述子问题的计算过程可以简化如下：首先取 $\Delta y = \Delta y_{\min}$ ，判断不等式约束是否满足，如果满足则计算就中止了；否则，按照矩阵 $f'_{Sy} - f'_{SxL} (f'_{LxL})^{-1} f'_{Ly}$ 中元素为灵敏度对 Δy 进行修正；上述过程一直持续到满足约束式(9-31)为止。

子问题1和子问题2的计算可以单独进行，也可以同时进行。在无功电压实时控制过程中，因为电容器组不是频繁调节的，所以子问题1和子问题2的计算周期也不同，子问题2的计算周期短，而子问题1的计算周期较长。甚至是，当节点电压偏差较小时，直接按照式(9-7)计算需要调整的变压器档位就可以了。

9.6 地区电网AVC系统实施要求

1) 保证低压侧母线电压水平是首要原则。在变电站运行时，系统无功状况对电压的影响比较大，无功功率的不足或过大都将引起系统电压的下降或上升，极端情况下可导致某些枢纽变电站母线电压大幅度下降而出现“电压崩溃”现象，因

而，在调整低压侧电压的时候，应当注意根据系统无功的情况，对主变分接头和无功补偿设备进行综合控制。

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由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，先投电容器后升档，负荷下降、电压上升时，进行相反的操作。

3) 尽量减少主变调档次数。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，各变电站对变压器分接头的日调节次数有严格的规定。

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，从而造成很大的经济损失，因而变电站对并联电容器的日调节次数也有具体的规定。

5) 夜间所有电容器一般尽量全部退出，因后半夜负荷小，而整个电网线路上产生固定且不少的无功功率，若各地区无功负荷太少，发电厂可能进相运行。

6) 晚峰过后，电压上升，主变带一定无功，本应先降档，但不能降得太低，否则下半夜电容器若全退，电压会太低又得升档，造成频繁调档，对调压器不利。一般档位降到当天凌晨的挡位即不降了。

7) 考虑各变电站投切电容器的顺序：负荷大、离电源远的变电站即使电压不是很低，也得先投电容器，因先投其他站电容器，其电压也会跟着升高，造成电容器到很迟才能投。这可用调整各站灵敏度来解决。

8) 调压装置不能频繁发出相反的指令，如刚投入电容器不久又把电容器退掉，特别不能频繁升降档。这可分时段来设动作值：负荷上升阶段，调高升压灵敏度，降低降压灵敏度，负荷下降阶段则相反。

9) 防止无功控制设备发令后，在命令执行并使遥调刷新这段时间内装置又发一次调整令，这可用发令后暂停一段时间再开始来解决。

10) 若分接头挡位已经达到最低或最高位置又仍需要进行电压调整时，应改投切电容器或发出语音报警等提示信息。

11) 若主变高压侧电压太高或太低引起电压不合格，又没必要投切电容器时，控制系统应进行提示。

12) 一台主变带两段或两段以上母线时，应对多段母线上的电容器正确投切，而不仅仅控制其低压侧母线所连的电容器。

13) 遇到电容器故障或因事故跳闸或处于检修状态时，控制设备不应再对其发出合闸指令。

14) 考虑因通道或其他问题，遥控操作有时控一次不成功，若装置发令执行不成功，可再发一次令，仍不成功，则需要报警。若是电容器开关刚合上即跳，则不

能再发一次合闸令，而是发出事故警报。

15) 要能有效地躲过电网电压波动及电压变送器的短时误报，这可通过设置动作延时或进行数字滤波来避免这些扰动。

16) 若出现遥测不刷新，应闭锁控制装置并给出提示。否则，可能因遥信和通道还完好，而使装置一直发调压令把电压调得不能再调为止。可人工干预或发令，设备刚投入使用时，为确保验证装置能可靠动作，可要求人工确认，若控制装置运行一段时间能正确动作，则不必人工确认。

9.7 AVC 系统的关键技术

9.7.1 状态估计

AVC 系统所需的电压水平、负荷大小、补偿设备状态等遥信、遥测数据都需要通过地区电网自身的 SCADA 系统采集获取，而这些实时数据在采集传输过程中特别容易受到噪声数据、空缺数据和不一致性数据的侵扰。为了提高数据质量，使得无功优化分析结果能够真实反映实际情况，数据的预处理过程是必不可少的。一般来说，可以利用最小二乘法或者数据挖掘技术通过填写空缺值，平滑噪声数据，识别删除孤立点来解决数据不合理的问题。

1. 空缺值

空缺值主要是指对于采集设备自身问题造成采集数据空缺。对于这种情况，可以采用历史数据的平均值来填充空缺值。通常设备监测数据水平变化不是很大，取相邻的几个点的数据进行平均计算，将计算结果填充到空缺处。空缺值的处理可以采用取平均值与回归方法相结合。

2. 噪声数据

噪声是指测量变量中的随机错误和偏差。由于量测系统的数据是实时采集的，对于每一个新数据，通过聚类方法消除孤立点。对于消除孤立点之后的噪声数据的平滑可以采用回归分析方法和分段线性回归方法。

3. 不一致数据

对于 RTU 等采集设备来说，所采集数据的不一致性的情况也是存在的，比如在相邻的两个时间点所采集的变压器低压侧负荷数据有所变化，而高压侧负荷数据却相同，显然是不符合常理的。

在实际的应用过程中，可以综合利用数据挖掘、关联分析等状态估计手段，对 SCADA 系统所采集的电量数据进行判断和过滤分析。对空缺数据尽量采用相似日的同时刻历史数据进行弥补；对超出正常限值范围的错误数据进行平滑处理。如果空缺、错误数据量较大，难以进行纠错补缺处理的情况则自动报警，提示操作人员

手动进行处理。

4. 相似日数据的挖掘与关联

为了能够弥补空缺数据以及替换明显的错误数据，需要对已经获取的正常历史数据进行数据挖掘和关联分析。利用 SQL 语言对数据库中存储的海量数据进行分析，根据空缺数据或错误数据发生阶段的日期、时刻、运行方式以及采集点的负荷类型和负荷大小等场景数据，比对寻找出最为相似的历史数据并自动完成数据弥补与替换。

5. 数据挖掘

在数据分析过程中，以信息增益最大化为目标，判断出连续属性分裂点应该满足的条件，确定分裂指数，通过建立二叉树并对其进行拓展来建立完整的决策树，并采用决策树分析技术，根据典型运行方式下的潮流断面数据、负荷曲线进行分类和判断，配合现场分析人员的经验，合理地设定数据上下限范围，自动识别出不合理的错误数据。

6. 关联分析

通过对采集数据以及历史数据进行关联分析，根据空缺数据或错误数据发生点的日期、时刻、运行方式以及采集点的负荷性质和负荷大小等场景数据，比对寻找出最为相似的历史数据并自动完成数据弥补或替换。

关联分析是寻找数据项之间的联系，为决策提供依据。一般来说是与其他的数据进行关联分析，包括纵向和横向两方面。

横向关联分析：主要针对安装地点相近、环境基本相同的设备监测数据和历史数据的比对分析。根据负荷性质、负荷大小情况做横向的比对分析。

纵向关联分析：主要是指对同一设备在相似日、相同时刻的监测数据进行比对分析，即利用历史数据对当前采集数据进行比对，一般情况下在相似的工作日或者节假日的相同时刻，遥测数据应该基本保持一致不出现较大的波动。因此，可以利用同类场景下的遥测数据最大限度地进行数据弥补和替换处理。

9.7.2 实时数据库

所有接收到的遥信值与遥测值均直接写入一个常驻内存的实时数据库中。该数据库仅保留最新时刻的数据，也就是说，当接收到新时刻的遥信值与遥测值时，就将旧的数据全部清除，只保存最新时刻的数据。当主程序进行计算时，就从该实时数据库中读取最新时刻的数据。由于实时数据的传输有一定的时间间隔，因此当主程序开始计算时，其从实时数据库中读取的数据不一定是当前时刻的最新数据，但由于实时数据传输间隔时间较短（约 7s 一次），因此计算时所取得的数据与当前时刻的时间间隔最大也不会超过 7s，这个时间误差是可以接受的。而且由于实时数据传输的间隔时间还可以由客户端设置，因此可以满足工程需要。此实时数据库

将在 AVC 系统内部共享，各个系统节点的计算机均可访问此实时数据库中的内容。

9.7.3 通信接口

AVC 系统在完成无功优化计算后，所形成的电压无功调控方案具体包括的是由一系列设备调控指令，这些指令需要通过 SCADA 系统进行转发，实现设备的远程遥控。而无功优化计算所需的遥测、遥信数据也需要由 SCADA 转发过来。一般情况下 AVC 系统需要构建数据通信接口，并与 SCADA 系统互联，而且应接入 SCADA 系统的数据一区。

1. 接口结构

通信接口主要功能包括：接收调度自动化系统传送过来的线路有功、无功、电压等遥测值和电容、开关状态的遥信值；将变压器开关投切的遥控命令和变压器调压的遥调命令下发到调度系统；处理服务器与工作站之间的内部消息机制和数据交换；处理主服务器与备用服务器之间的通信连接。

与 SCADA 系统通信时 AVC 一侧为客户端，定期（默认 10s）向其发送数据请求，接收到的遥测与遥信数据将写入一个常驻内存的实时数据库中。与工作站之间通信时程序为服务端，一直监听客户端的连接请求。

整个接口的结构如图 9-5 所示。

2. 数据连接

与 SCADA 系统通信时，AVC 一侧通信程序做为客户端，定期接收数据的同时，还将发送控制命令。为了确保系统安全，在下发控制命令时必须遵循下发—检验—再下发的流程，即每下发一条控制命令报文时，都必须等待 SCADA 返回的检验报文，如果检验报文不正确，则中止该命令的下发；如果检验报文正确，则将控制命令报文再次下发。

在 AVC 系统内部的主服务器与备用服务器之间还有通信连接。其中，主服务器程序为服务端，备用服务器程序为客户端。通过两者之间的通信连接，系统可以及时判断服务器的在线状态，当其中一台服务器出现故障时，可以及时切换到另一台服务器，以保证整个系统的稳定运行。

AVC 系统内部服务器与工作站之间通信时，服务器侧的通信程序为服务端，

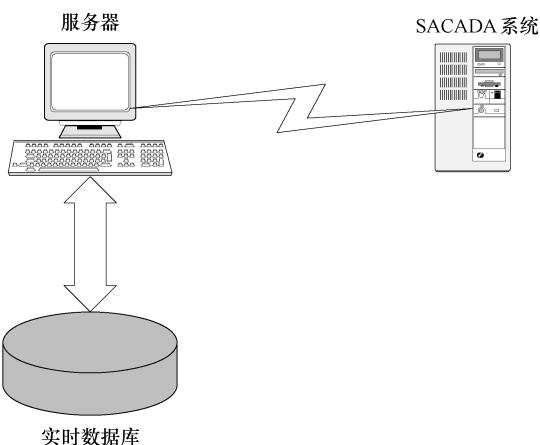


图 9-5 通信接口示意图

一旦监听到工作站一侧客户端的连接请求，就将创建新的 SOCKET 与之进行数据连接。其流程如图 9-6 所示。

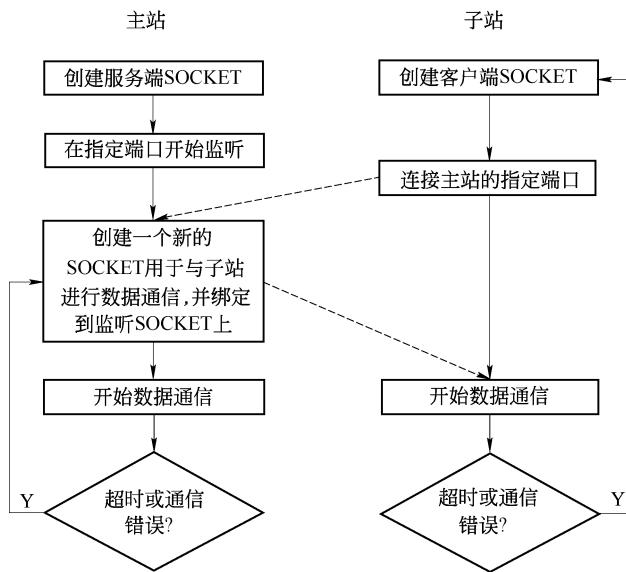


图 9-6 SOCKET 通信流程图

3. 通信协议

数据接收的协议根据调度自动化系统而定，也就是采用 SCADA 系统的通信协议，根据不同的调度自动化系统而采用不同的通信协议，比较常见的包括 104 规约和 DL/T476 规约等。

4. 通信延时的应对方案

对于网络规模较大的地区电网，由于 SCADA 传输的信息较多，有可能出现通信信道阻塞的情况，造成下发的调控指令延后的情况。即系统根据当前的潮流断面数据生产的调控方案，由于通信问题，在指令真正下发、设备完成动作的时刻潮流情况已经发生了变化，造成调控方案局部甚至整体失效。

为应对这种情况，AVC 系统可以采用超短期负荷预测技术，根据当前的潮流断面数据，综合运用时间序列、神经网络和回归分析等负荷预测手段，对延时后的负荷情况进行预测，并依此为基础生成调控方案，这样当设备真正动作的时刻，调控方案就可以实现“对症下药”。

9.7.4 AVC 控制的闭锁与解锁

在地区电网中出现非正常运行情况时，AVC 控制系统必须能够及时地给予提示并做合理应对。这是 AVC 系统能够实现闭合运行的先决条件。

根据调度运行的实际需要，AVC 系统必须具备自动闭锁相关设备的功能，包

括：数据可疑闭锁、安全闭锁、控制异常闭锁和外部操作闭锁等。根据闭锁类型的不同，在满足解锁条件时，还可以自动或者手动解除闭锁。详情如下所示：

1. 数据可疑闭锁

欠电压闭锁：当电压低于额定值的 85% 时，闭锁全站所有控制操作，并发出报警信号；当电压高于 90% 额定值时，自动解除闭锁。

过电压闭锁：当电压高于额定值的 120% 时，闭锁全站所有控制操作，并发出报警信号；当电压低于额定值的 115% 时，自动解除闭锁。

小电流闭锁：当高压侧负载电流小于 10%，闭锁调压动作，只闭锁分接头；当电流大于 10% 时，自动解除闭锁。

当电容开关、主变开关遥测与遥信值不对应时，自动闭锁全站所有控制操作，并发出报警信号；闭锁须人工解除。

被控电压数值不变化闭锁，调整变压器分接头后 10min 后电压不变化闭锁分接头的调整；人工解锁。

2. 安全闭锁

并列运行主变分接开关档位不一致，闭锁全部控制操作，并发出报警信号；人工解除。

并列运行主变调档时，档位差两挡以上闭锁调压动作，并发出报警信号；人工解除。

主变分接头档位不按顺序变化，闭锁调压动作，并发出报警信号；人工解除。

当收到 SCADA 转发的全所事故总信号时，闭锁该变电站的全部控制操作，并发出报警信号；延续 5min，判断 $10\% < \text{电流} < 110\%$ 并且接地告警信号消失，自动解除闭锁。

3. 控制异常闭锁

系统发出调节指令后，电容器开关电流值或电容器开关状态 2min 内不变，闭锁对该电容器操作，并报警；人工解除。

系统发出调节指令后，主变分接头档位值 2min 内不变，闭锁对该变压器分接开关操作，并报警；人工解除。

4. 外部操作闭锁

无调控指令，主变分接头档位或电容开关合闸位置变位时，闭锁对该变压器或电容（电感）器的调节操作；人工解除。

电容器开关、变压器被 SCADA 系统挂检修牌、接地牌、故障牌、间隔检修牌时，闭锁相关的电容器或者变压器；闭锁在挂牌撤除后自动解除。

9.7.5 图形化操作界面的维护

目前，电力应用软件基本上以图形化界面做为主要的人机交互界面，AVC

系统也需要提供维护电网一次接线图以及相关设备参数、配置参数的人机接口，并采用尽可能友好的人机交互界面指导数据录入。但是对于一个地区电网而言，编辑绘制整个电网接线图工作量偏大。为了解决这一问题，可以采用界面自动编辑功能。即操作人员根据现场情况，输入变电站名称、电压等级、主变类型和数量、主接线模式以及进出线条数等参数，并指定变电站在图形化界面上的相对位置参考点，系统就可以自动将变电站的主接线绘制出来，并根据一般性的命名规则，对站内设备进行命名。按照目前电力行业的最新要求，AVC 系统应支持 IEC61970 标准，设备参数原则上应可从 EMS 系统以 CIM 模型的格式导入或以 CIS 接口的方式读取，电网一次接线图应以 SVG 图形的方式导入，共有模型和图形都无需单独维护。

其次，AVC 系统还应自带设备参数库，操作人员只需选择设备类型，系统就自动地输入设备的各项电气参数。

再次，AVC 系统还应该实现遥测遥信点号的自动输入，操作人员只需将设备名称同遥测遥信点号的对照表按照指定格式和名称形成一个文本文件，系统就可以自动按照文件内容将所有的点号输入到相应的设备参数中，这样就可以大大降低整个图形界面的操作维护量，也有效地提高输入正确率，避免由于点号输入有误造成的不良后果。

1. 图模一体化技术

AVC 系统采用图形化界面后，操作直观，界面友好，便于用户使用。图形化操作界面可以直观地将地区电网各个分区地网络接线情况、相关设备状态和 SCADA 等系统上传数据显示出来。而所谓的图模一体化技术，指的是在完成电网接线图的编辑后，系统可以自动完成拓扑搜索，形成设备连接关系表，进一步地结合设备参数给出后续优化计算所需的全部基础数据，比如系统导纳矩阵等等。整个过程应全部自动完成，不需要运行人员手动操作。

2. 多种图形管理模式

一般来说，AVC 系统应该能够提供地理接线图、原理接线图、变电站接线图供用户选择。

9.7.6 并列变处理

当变电站内设置多于一台主变时，在进行档位调节或者无功补偿装置投切时必须首先判断是否有并列运行的主变。以档位调节为例，假设某台主变低压侧母线电压水平过低，需要上调分接头，此时如果有其他并列运行的主变，则在形成控制方案时应准加指令同样也上调并列变的分接头。否则并列变档位不一致必然出现环流。一旦发现并列变档位不一致的情况时，应闭锁对档位的调整，并发出报警信息。

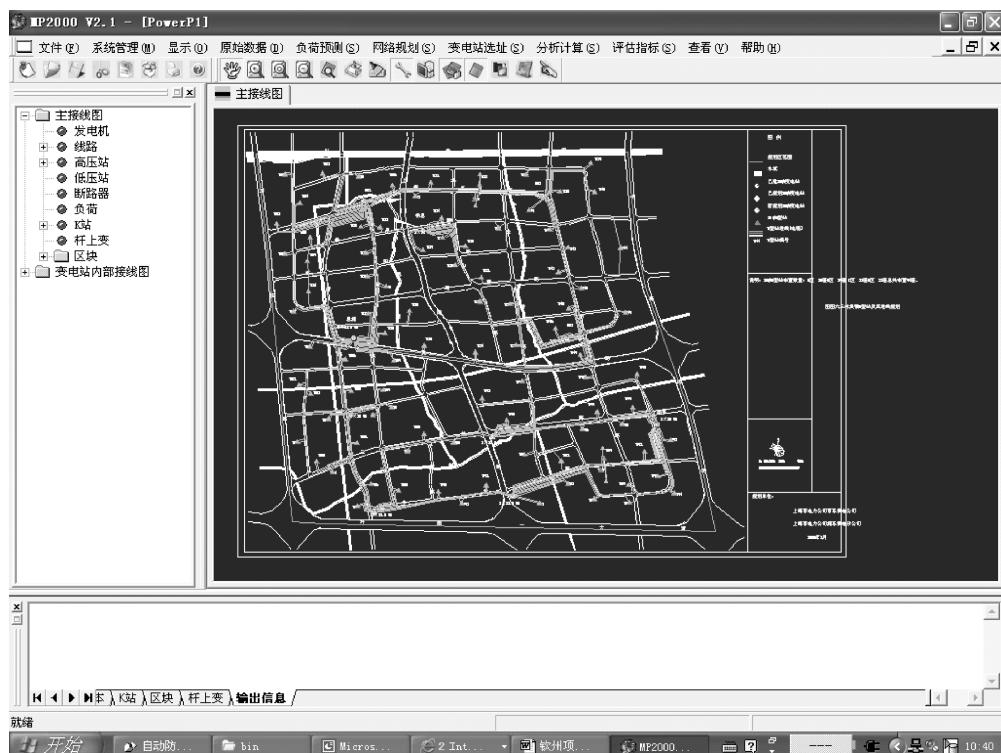


图 9-7 地理接线图

9.7.7 电容器循环投切

电容器实行循环投切，可以使断路器开关的动作几率平均，对设备的长期运行有利。具体应满足以下几点要求：

- 1) 电容器组的投切实行循环原则，即保证最先投入者最先切除，最先切除者最先投入。
- 2) 电容器组的循环投切应考虑运行方式的影响，当两台主变独立运行时，既有关联又相互独立，应各自投切本母线所带的电容器组。
- 3) 多台变压器并列运行时，投入电容时应先投入电压水平最低的低压侧母线上配置的电容器；反之，切除电容时先切除电压水平最高的低压侧母线上连接的电容器。

9.7.8 专家系统的应用

在地区电网中，由于电网接线情况多样，AVC 系统中无功优化计算往往要面对很多比较复杂的实际问题，难以保证每次计算都能够给出一般比较理想的优化调控方案。另外，供电企业对电压无功控制也有相关的管理规定，单依靠无功优化计

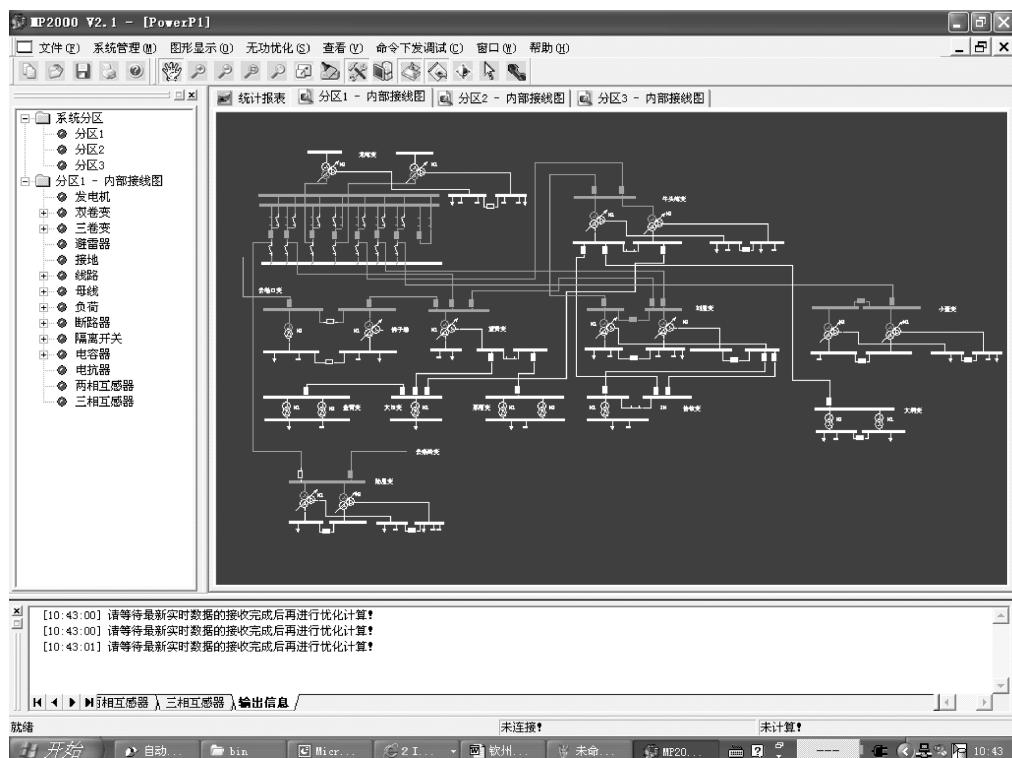


图 9-8 原理接线图

算得出的调控方案有时并不符合运行人员的操作习惯，也难以解决一些极为少见的特殊问题。

比如笔者曾经遇到过的一个实例，某个变电站站内两台主变。其中一台为运行多年的老旧设备，另一台为新近扩容后安装的新型设备。由于原来的变压器使用多年，扩容时找不到能与之匹配的新变压器，两台主变的分接头位置不能保持同档位运行。即如果两台主变并列运行，必须采用分接头错档运行方式，假设一台分接头档位为 5 档，另一台必须设为 4 档，否则就产生内部环流，无法并列运行。而在正常情况下，如果两台以上的主变并列运行，档位应保持一致，如果出现错档运行，则必须闭锁分接头的调控，并发出报警信息。

再比如站内两台主变，一台是有载调压变压器，另一台则不具有有载调压功能等等。在地区电网实际的调度运行中，诸如此类的特殊问题并不少见，如果 AVC 系统不能灵活地应对这些特殊情况，就无法投入闭环运行，不能实现真正意义上的“自动调控”。

很显然，单靠无功优化是不能解决此类问题的，这就必须依靠专家系统来应对。地区电网 AVC 系统中的专家系统从本质上讲是一个自动编译系统，首先由专

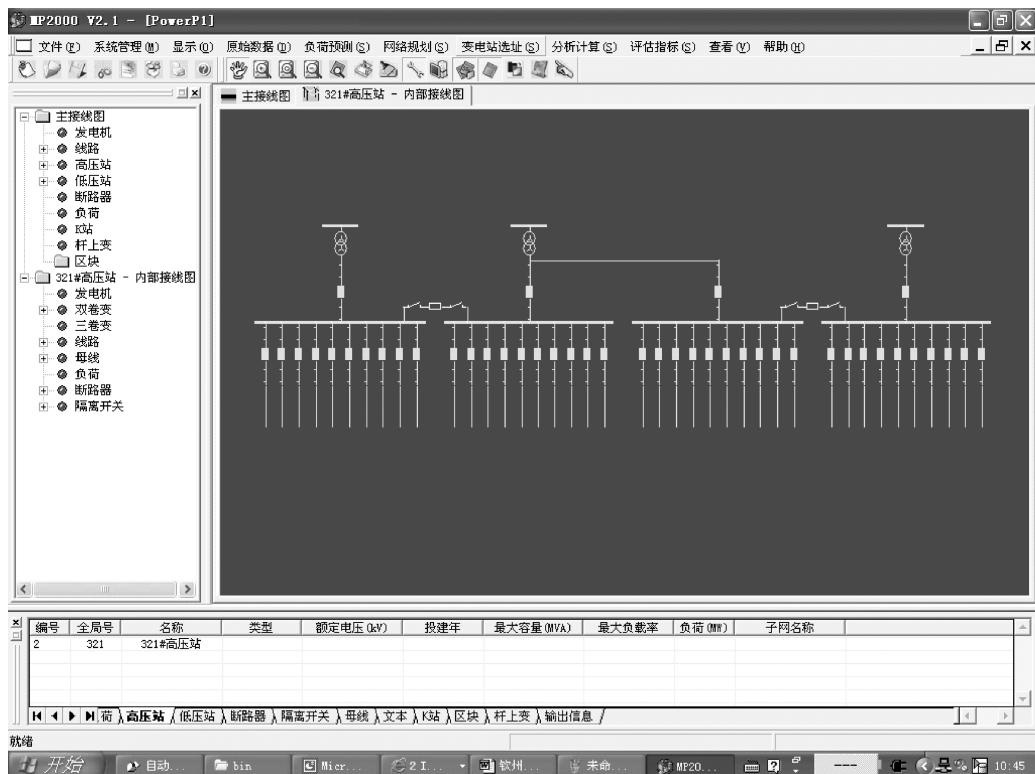


图 9-9 变电站接线图

家或者相关技术人员按照规定的格式将无功电压的控制经验输入专家系统；然后由专家系统对其进行“编译”，形成计算机系统可以自动识别的控制规则或方案，并将其加入专家系统的规则库；在 AVC 系统实际运行过程中，根据当前的系统数据和相应的计算结果，对照规则库进行比对判断，如果当前系统情况符合某一专家经验给出的判断标准，则根据该条经验给出的无功电压控制方案形成对应的控制策略，并下发相应的控制指令，完成无功电压的自动调整。

根据现场情况将专家经验分为一般经验和特殊经验两种。其中一般经验适用于所有的变电站：

- 1) 全网母线电压超越上（下）限，且无功正常时：下（上）调 220kV 站主变压器分接头。
- 2) 母线电压越上限、无功正常时：下调主变分接头。
- 3) 母线电压越上限、无功越上限时：先下调主变分接头再投电容器组。
- 4) 母线电压在下限临界、无功越上限时：投电容器组。
- 5) 母线电压在上限临界、无功越上限时：如还有电容器未投，则先下调主变分接头再投电容器组。

- 6) 母线电压越下限、无功越上限时：先投电容器组，如电压仍低于下限，则上调主变分接头。
- 7) 母线电压越下限、无功正常时：上调主变分接头。
- 8) 母线电压越下限、无功越下限时：先上调主变分接头再切电容器组。
- 9) 母线电压合格、无功越下限时：切电容器组。
- 10) 母线电压在下限临界、无功越下限时：如有电容器未切，则先上调主变分接头再切电容器组。
- 11) 母线电压越上限、无功越下限时：先切电容器组，如电压仍高于上限，则先下调主变分接头。

在应用上述一般经验的基础上，用户可以根据实际情况自行添加适用于某一些具体设备的特殊专家经验，做为一般经验的延伸和补充。此类特殊规则主要是为了应对现场一些比较特别的，甚至同一般情况相左的特殊情况。此类规则的优先级别高于一般规则，即对于存在特殊情况，需要对电压无功调控方案做特殊处理的变电站，优先根据特殊规则生成调控方案。

由于将专家规则分为一般规则和特殊规则，AVC 系统就可以灵活地应对现场的各类不同情况，所生成的电压无功调控方案完全符合现场人员的操作习惯和运行经验，从而大大提高 AVC 系统的实用性。

9.7.9 电压上下限的确定原则

电压上下限的确定原则如下：

- 1) 考虑逆调压的要求，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。因此要适当收缩电压上下限值。
- 2) 结合无功负荷的变化规律，应在负荷发生较大趋势性变化时，放宽电压上下限值（同时收缩无功上下限值），使电压控制由投切电容器来完成。值得注意的是，此举并不会增加电容器的投切次数。以早晨 8 点为例，此时的电压越限是由于无功不足造成的，应该由投电容器来完成。如果此时仅通过降分接头来维持电压合格，在下个时段由于负荷的增加使电容器投运，电压很容易越上限，则此时又要升变压器分接头来维持电压合格，这是应该避免的动作。可见，此举可避免变压器分接头不必要的动作。
- 3) 其余时段，依据最优化曲线，整定计算变压器低压侧电压动作上下限值，以实现对最优化曲线的跟踪。

9.7.10 无功上下限的确定原则

无功控制范围的给定相对电压来说要复杂得多。系统无功功率的调节对电压水平影响很大，无功分布不合理是网损增大的重要原因。对供电网来说，它直接面向

用户，对电压合格的要求相对来说较高，因此，在保证无功就地平衡的前提下，无功限值的给定需要配合电压限值的给定，具有较大的灵活性。

1) 配合逆调压的要求，由于在高峰负荷时，电容器可能已全部投入，此时应将无功上限值上调，避免无电容器可投的情况。类似地，在低谷负荷时，将无功下限下调。

2) 在给定电压限值时已经提到，当负荷发生较大趋势性变化时，在放宽电压上下限值的同时，要收缩无功上下限值。具体策略如下：由谷荷转入峰荷时，应将无功上限下调，使其对投电容器的操作变得敏感；由峰荷转入谷荷时，应将无功下限上调，使其对切电容器的操作变得敏感。

3) 其余时段，依据最优无功曲线，整定计算变压器高压侧流过的无功功率的上下限值，以实现对最优无功曲线的跟踪。

9.7.11 无功电压分层控制

AVC 系统应该根据电压等级和网络连接情况，自动判断电压无功的调控层次；即生成调控方案时首先从低电压等级的变电站开始计算，然后逐层形成调控方案，其中要计及下层无功电源对上层变电站无功情况和母线电压水平的影响；从而实现真正意义上的电压无功“分层分区”控制。

9.7.12 调控方案效果评估

在 AVC 系统中利用关联分析技术，计算设备投切（电容投切、分接头调节）对上级和同级变电站母线电压的关联影响系数。在生成调控方案的过程中，利用该关联系数预估设备投切对母线电压的影响，如果预估发现设备投切可能造成母线电压越限，则自动给出警告。

9.7.13 电厂侧自动电压控制系统

电厂侧自动电压控制系统是地区电网无功优化控制系统的前置执行部分，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。由于配网电厂现场情况各异，用户可根据电厂现场情况灵活选用以下几种构架：

- 1) 独立的 PLC 和无功优化分配器控制方式，适合已投产且有信号连接冗余的电厂；
- 2) 基于 RTU 的自动电压控制方式，适合在建或新建且准备购买 RTU 的电厂；
- 3) 基于电厂监控的自动电压控制方式，适合具备厂级监控系统的水电厂及火电厂；

电厂侧电压无功控制系统由一个无功优化分配器和多个控制命令执行器组成，

无功优化分配器对电厂的电压无功系统只有一个，其功能是接收控制命令执行器采集到的发电机组及母线等的模拟量信息、反映运行状态的开关量信息，同时也接收电厂端的远程终端设备（RTU）传送来的控制命令和母线电压目标值；根据采集到的信息进行运算，预测出母线上需要送出的总无功，然后对母线上的发电机组进行无功的合理分配，将分配结果（各机组的目标无功）和控制命令执行器的输出控制命令传送至控制命令执行器，实现各机组间的无功最优配置。

控制命令执行器将模拟量和开关量等所采集的数据上传给无功优化分配器进行分析处理，同时接收无功优化分配器的控制命令和目标无功值，按照控制命令执行操作，并负责将每个机组的无功调整至目标值。控制命令执行器对每台机组有一个，它同时保证机组在由本系统调节机组励磁时，机组运行在安全合理的范围内。

第 10 章 电压无功集中—分布式协调控制

10.1 无功负荷变化的特点

电力系统中将负荷的变化分为较大变化、一般变化和波动等几种类型，变化周期也由长到短。无功负荷与有功负荷具有相同特点。在地区电网中，由于负荷跟踪控制手段较少、控制效果比输电网差，所以可将负荷变化的等级简化成较大变化和一般波动两类。以有功变化 Δp 为例，采取两级变化分类即会发生较大的变化 Δp_1 和一般波动 Δp_2 ，如图 10-1 所示。由图可见， Δp_1 相对平缓，时间从几十分钟至几小时，而 Δp_2 变化较剧烈，时间由几秒至几分钟。

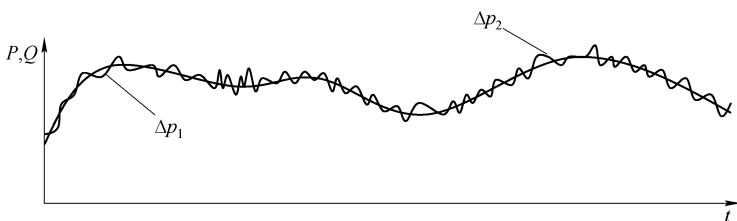


图 10-1 负荷变化曲线

由上图可见，负荷较大变化的曲线相对比较平缓，时间从几十分钟到几小时；而负荷波动的曲线变化比较剧烈，时间由几秒钟到几分钟。针对负荷的不同变化特点，必须采取不同的电压控制设备和采取不同的控制策略。

10.2 电压无功控制装置的特点

对于地区电网而言，尤其是配电系统来说，无功电压控制的手段相对较少。由于分布非常广泛，出于投资成本的考虑，很少有动态无功装置存在，无功电压控制的手段主要取决于投切电容器组和改变有载调压变压器分接头。

电容器组数量大、分布广泛，一般位于负荷侧，但是响应速度较慢。对于电容器组来说，是通过断路器等开关设备来控制的。出于设备动作次数以及相应时间的限制，如果以一天为控制周期的话，只能投切几次。也就是说，电容器组的动作时间是小时级的。对于变压器的分接头，响应的时间为秒级，与电容器组的投切不在一个时间等级内，动作的次数也较频繁。

从控制的效果出发，电容器组对无功补偿的效果较好。由于调节的幅度较小，

变压器分接头对无功补偿的效果较差，只是在无功充足的情况下起到电压调节的作用，并不是主要的无功电源。

此外，动态的无功补偿装置（如 SVC 等）跟踪负荷变化的能力较强，补偿效果较好，但是由于投资成本的原因，很难在配电网络中广泛应用，尤其是对于大容量的动态无功补偿装置。并且，对于大容量的动态无功补偿装置，完全按照本地测量到的电压和功率因数进行控制不能实现全局最优；如果从全局优化的角度进行动态无功补偿装置的投切，则响应的速度较慢，效率也较低。因此，在安装了大容量的动态无功补偿装置的配电网络，在进行无功优化控制时，如果既发挥动态无功补偿装置快速响应的优势，又不影响全局优化的效果，就是一个非常重要的研究课题。

10.3 两级无功电压控制模式

根据负荷的变化特点，可将其负荷变化分为较大变化和一般波动两种类型，并给出了界定原则。而基于已有的自备发电机、动态无功补偿装置、电容器组/电抗器组、变压器等无功控制资源，可采用两级无功电压控制模式进行全局无功优化：即无功的集中优化补偿和电压的就地分布控制。无功的集中优化补偿以电容器组为控制对象，针对负荷较大的变化，充分考虑到电容器组/电抗器组等离散控制装置变化次数过多会增加运行成本、影响使用寿命等因素，做到无功负荷的基本平衡。电压的就地分布控制以变压器分接头以及动态无功补偿装置为控制对象，针对负荷的一般波动，及时补偿由于负荷波动带来的无功不平衡。

要实现无功电压的集中—分布协调控制，首先要考虑控制变量、协调变量，以及控制周期的确定等问题。控制的流程就是每个分布控制子系统与集中控制主系统不断地进行交互、协调工作的过程，从而实现配电系统最优的无功电压控制。

如图 10-2 所示，集中控制系统进行无功集中优化，就地控制子系统实现控制策略的实施以及电压分布控制。下行信息流主要是电容器（电抗器）投切的组数和运行方式优化结果的开关量，为控制变量；上行信息流主要是反映系统状态的变量，如节点的注入有功/无功功率、电压和网络结构等，为状态和协调变量。

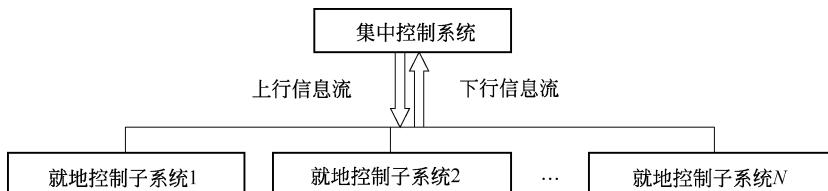


图 10-2 控制系统结构

10.3.1 无功集中优化补偿原则

在集中—分布协调控制模式下，动态无功补偿装置用于无功的就地分散补偿，而并联电容器用于电压无功的集中优化控制，确定两者各自配置容量的原则和计算方法已经在第8章中做了详细讨论，此处不再赘述。动态无功补偿主要应对较小的负荷波动，采用就地实时补偿，只需根据补偿地点的无功需求调整补偿量即可。而并联电容器则可以参照常规的电压无功控制系统中的控制策略形成投切指令实现随时调整，也可以根据无功负荷预测的结果采用动态无功优化的形式形成投切方案。下面将讨论集中补偿的电容器投切容量的计算方法。

10.3.2 基于日无功负荷预测的电容器投切容量的计算

由于总补偿容量 Q_c 当中，电容器补偿总容量 Q_{c1} 比动态补偿总容量 Q_{c2} 大得多，故无功补偿以电容器补偿为主，其总的控制策略为无功负荷的就地平衡，兼顾投切次数的限制。每时段电容器组的优化控制应考虑上一时段顺延下来的投切状态，每一天电容器组的优化控制应考虑前一天顺延下来的投切状态，并满足国家电网公司《电力系统电压质量和无功电力管理规定》（以下简称《规定》）中对配电站高压侧功率因数的约束。常规而言，电容器的总补偿容量一般按照变压器额定容量的 16% ~ 25% 来配置，且单组容量相同，常规的投切策略一般为：

- 1) 当线路无功功率大于单组补偿容量时，逐组投入电容器；
- 2) 当线路无功功率比单组补偿容量低时，逐组切除电容器；
- 3) 当线路无功功率不能满足前两项要求或者无补偿装置可投切时，不动作。

由于电容器组的动作周期较长，且需考虑一天当中的投切次数限制，故其投切控制策略应通过日负荷预测曲线来离线确定。设有功、无功日负荷预测曲线均已制定，无功日负荷预测曲线如图 10-3 所示。

图中 Q_D 为无功负荷， t_{\max} 、 t_{\min} 分别为无功最大负荷与低谷负荷的时段， $Q_{D,\max}$ 、 $Q_{D,\min}$ 分别为 t_{\max} 、 t_{\min} 时段的无功负荷。由于电容器组的就地分散补偿应对无功负荷进行就地平衡，且应尽可能避免过补偿，以防止无功功率向电网倒送，从而电容器组的补偿容量曲线应基本处于无功日负荷预测曲线之下。

根据《规定》第二十一条规定：35 ~ 220kV 变电站在主变压器最大负荷时，其高压侧功率因数应不低于 0.95；在低谷负荷时，功率因数不应高于 0.95，且不

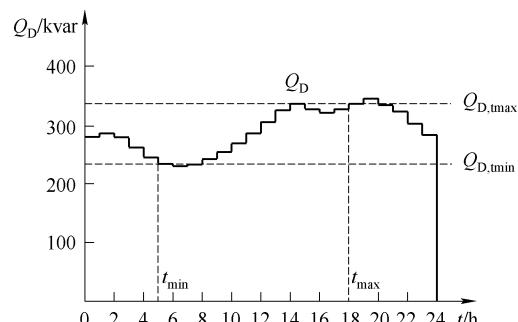


图 10-3 无功日负荷预测曲线

应低于 0.92。从而 t_{\max} 和 t_{\min} 时段电容器组的补偿容量将受到限制。下面分别讨论：

(1) 在 t_{\max} 时段

最大负荷时配电站高压侧馈入功率及功率因数为

$$\begin{cases} P_{1,t_{\max}} = P_{D,t_{\max}} + P_0 + \frac{P_{D,t_{\max}}^2 + (Q_{D,t_{\max}} - Q_{C,t_{\max}})^2}{U_N^2} R_T \\ Q_{1,t_{\max}} = Q_{D,t_{\max}} - Q_{C,t_{\max}} + Q_0 + \frac{P_{D,t_{\max}}^2 + (Q_{D,t_{\max}} - Q_{C,t_{\max}})^2}{U_N^2} X_T \\ \cos\varphi_{1,t_{\max}} = \frac{P_{1,t_{\max}}}{\sqrt{P_{1,t_{\max}}^2 + Q_{1,t_{\max}}^2}} \end{cases} \quad (10-1)$$

则 t_{\max} 时段配电站高压侧功率因数达到 0.95 所需的总补偿容量 $Q_{C,t_{\max},0.95}$ 可通过求解下面的方程来得出：

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha Q_{C,t_{\max},0.95}^2 + \beta Q_{C,t_{\max},0.95} + \gamma \geq 0 \\ \text{s. t. } 0 \leq Q_{C,t_{\max},0.95} \leq Q_C \\ \alpha = \frac{\frac{\sqrt{39}}{20}R_T - 0.95X_T}{U_N^2} \\ \beta = \frac{1.9X_T - \frac{\sqrt{39}}{10}R_T}{U_N^2} Q_{D,t_{\max}} + 0.95 \\ \gamma = \frac{\frac{\sqrt{39}}{20}R_T - 0.95X_T}{U_N^2} (P_{D,t_{\max}}^2 + Q_{D,t_{\max}}^2) \\ \quad + \frac{\sqrt{39}}{20}(P_{D,t_{\max}} + P_0) - 0.95(Q_{D,t_{\max}} + Q_0) \end{array} \right. \quad (10-2)$$

式中 Q_C ——已知的配电站总补偿容量，是电容器组总容量 Q_{C1} 与动态补偿总容量 Q_{C2} 之和。

求解得

$$Q_{C,t_{\max},0.95} = \frac{-\beta + \sqrt{\beta^2 - 4\alpha\gamma}}{2\alpha} \quad (10-3)$$

从而 t_{\max} 时段的电容器组补偿容量 $Q_{C1,t_{\max}}$ 与动态补偿容量 $Q_{C2,t_{\max}}$ 之和应不小于 $Q_{C,t_{\max},0.95}$ ，满足：

$$\begin{cases} Q_{C1,t_{\max}} + Q_{C2,t_{\max}} \geq Q_{C,t_{\max},0.95} \\ Q_{C1,t_{\max}} \leq Q_{C1} \\ Q_{C2,t_{\max}} \leq Q_{C2} \end{cases} \quad (10-4)$$

故有：

$$Q_{C1,tmax,l} = Q_{C,tmax,0.95} - Q_{C2} \leq Q_{C1,tmax} \leq Q_{C1,tmax,u} = Q_{C1} \quad (10-5)$$

式中 $Q_{C1,tmax,l}$ 、 $Q_{C1,tmax,u}$ —— t_{max} 时段电容器组补偿容量所能取的上下限。

(2) 在 t_{min} 时段

低谷负荷时配电站高压侧馈入功率及功率因数为

$$\begin{cases} P_{1,tmin} = P_{D,tmin} + P_0 + \frac{P_{D,tmin}^2 + (Q_{D,tmin} - Q_{C,tmin})^2}{U_N^2} R_T \\ Q_{1,tmin} = Q_{D,tmin} - Q_{C,tmin} + Q_0 + \frac{P_{D,tmin}^2 + (Q_{D,tmin} - Q_{C,tmin})^2}{U_N^2} X_T \\ \cos\varphi_{1,tmin} = \frac{P_{1,tmin}}{\sqrt{P_{1,tmin}^2 + Q_{1,tmin}^2}} \end{cases} \quad (10-6)$$

同理可求出 t_{min} 时段配电站高压侧功率因数达到 0.92 与 0.95 之间时所需的总补偿容量 $Q_{C,tmin,0.92}$ 、 $Q_{C,tmin,0.95}$ 。从而 t_{min} 时段的电容器组补偿容量 $Q_{C1,tmin}$ 与动态补偿容量 $Q_{C2,tmin}$ 之和应在 $[Q_{C,tmin,0.92}, Q_{C,tmin,0.95}]$ 区间内，满足：

$$\begin{cases} Q_{C,tmin,0.92} \leq Q_{C1,tmin} + Q_{C2,tmin} \geq Q_{C,tmin,0.95} \\ Q_{C1,tmin} \leq Q_{C1} \\ Q_{C2,tmin} \leq Q_{C2} \end{cases} \quad (10-7)$$

故有：

$$Q_{C1,tmin,l} = Q_{C,tmin,0.92} - Q_{C2} \leq Q_{C1,tmin} \leq Q_{C1,tmin,u} = \min\{Q_{C1}, Q_{C,tmin,0.95}\} \quad (10-8)$$

式中 $Q_{C1,tmin,l}$ 、 $Q_{C1,tmin,u}$ —— t_{min} 时段电容器组补偿容量所能取的上下限。

通过以上分析，确定了电容器组补偿容量在 t_{max} 和 t_{min} 时段的取值范围，如图 10-4 所示。

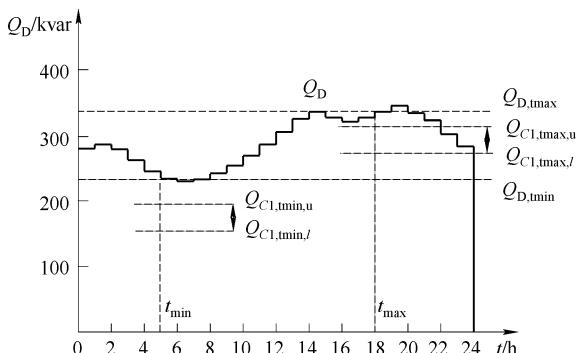


图 10-4 电容器组补偿容量在 t_{max} 和 t_{min} 时段的取值范围

在此基础上，假设配电站电容器组在一天之内最多动作 2 次，设动作时刻分别

为 t_1 和 t_2 ，并设从前一天顺延下来的补偿容量为 $Q_{C1,0}$ ，则由上面的分析可以得出电容器组在一天当中的补偿曲线，如图 10-5 所示。

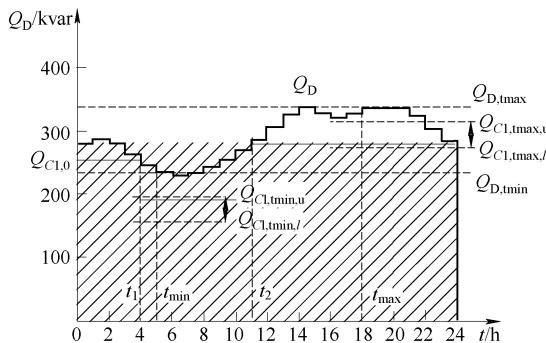


图 10-5 电容器组分散补偿的日补偿曲线

图中阴影部分的上包络线即为电容器组分散补偿的日补偿曲线，而补偿的目标就是使上图中的阴影部分面积最大化，即对无功负荷的就地平衡。补偿的面积越大，补偿效果就越好，并满足如下约束条件：

- 1) 在 t_{\max} 时段，电容器组补偿容量应在 $[Q_{C1,tmax,l}, Q_{C1,tmax,u}]$ 区间内。
- 2) 在 t_{\min} 时段，电容器组补偿容量应在 $[Q_{C1,tmin,l}, Q_{C1,tmin,u}]$ 区间内。
- 3) 全天任何时段的电容器组补偿容量均为电容器所能组合出的容量，即补偿容量是离散的。
- 4) 全天电容器组动作次数不超过 2 次。

若补偿曲线无法避免出现过补偿情况时，应考虑在遵守上述 4 个约束条件的基础上，根据供电性质与电压等级的不同，允许部分情况下的过补偿。

当发生过补偿时，电容器组所发出的无功大于无功负荷，无功功率会向电网倒送。《规定》第十七条（二）电力用户功率因数应达到：35kV 及以上供电的电力用户，在变压器最大负荷时，其一次侧功率因数应不低于 0.95，在任何情况下不应向电网倒送无功。这是对高压供电的电力用户的要求，而对其他电压等级供电的电力用户及电力网，并没有对过补偿及无功倒送的明文规定，因而认为可以接受一定程度的过补偿及无功倒送。然而过补偿不仅会增加网损，还会导致末端电压升高，威胁电力系统运行安全，因此过补偿应有一个可接受的范围，并应尽量避免过补偿情况的发生。

由于全天电容器组动作次数不能超过 2 次，而前一天顺延下来的电容器组投切状态是既定的，若该投切状态与即将迎来的 t_{\min} 时段（一般日负荷曲线应先出现低谷负荷，后出现最大负荷）功率因数所需的电容器组补偿容量范围 $[Q_{C1,tmin,l}, Q_{C1,tmin,u}]$ 冲突，则电容器组在零时与 t_{\min} 时段之间需要动作一次；另外，最大负荷与低谷负荷时对功率因数的限制亦可能导致电容器组在 t_{\max} 时段与 t_{\min} 时段之间需要

动作一次。

简单地说，对于三班制连续生产的重工业负荷或夏季的农业排灌负荷，日负荷较为平坦，无功日负荷预测曲线中 $[Q_{C1,t_{\max},l}, Q_{C1,t_{\max},u}]$ 与 $[Q_{C1,t_{\min},l}, Q_{C1,t_{\min},u}]$ 之间有重叠区间的，全天电容器组的动作次数可以少于 2 次；而对于一班制生产的轻工业（如食品工业等）负荷或市政及居民生活负荷，其日负荷峰谷差较大，电容器组在前一天 t_{\max} 时段与当天 t_{\min} 时段之间的 t_1 时刻、以及当天 t_{\min} 时段与 t_{\max} 时段之间的 t_2 时刻各需要动作一次。

从图中可以看出，当初始补偿容量 $Q_{C1,0}$ 定下来之后，实际上全天的电容器组补偿容量只有三个挡位，即 $Q_{C1,0}$ 、 $Q_{C1,t_{\min}}$ 和 $Q_{C1,t_{\max}}$ ，对应有 t_1 、 t_2 两个动作时刻，通过选取不同的 $Q_{C1,t_{\min}}$ 、 $Q_{C1,t_{\max}}$ 、 t_1 、 t_2 值，即可以得出给定无功日负荷预测曲线下的补偿效果（面积）。

分散控制的数学模型为

$$\begin{cases} f = \max S(Q_{C1,t_{\min}} Q_{C1,t_{\max}}, t_1, t_2) \\ \text{s. t. } Q_{C1,t_{\min},l} \leq Q_{C1,t_{\min}} \leq Q_{C1,t_{\min},u} \\ Q_{C1,t_{\max},l} \leq Q_{C1,t_{\max}} \leq Q_{C1,t_{\max},u} \\ 0 \leq t_1 \leq t_{\min} \leq t_2 \leq t_{\max} \leq 23 \end{cases} \quad (10-9)$$

需要注意的是，上式的目标函数中应包含与过补偿相对应的罚函数，过补偿容量越多则惩罚越严重，以此来限制无功倒送。另外，分散控制还应上报配电站最大负荷与低谷负荷时动态补偿容量的取值范围。

上架指导：电力工程

◎ ISBN 978-7-111-37480-0

◎ 封面设计：陈沛

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

读者购书热线：(010)88379203

邮政编码：100037

网络服务

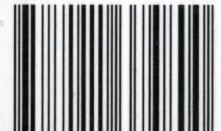
门户网：<http://www.cmpbook.com>

教材网：<http://www.cmpedu.com>

封面无防伪标均为盗版

定价：33.00元

ISBN 978-7-111-37480-0



9 787111 374800 >