

分类号: _____

密级: _____

UDC: _____

河海大学

硕士学位论文

论文题目: 带独立电源电力公司的分时
电价模型研究

作者姓名: 但 唐 军

专业名称: 电力系统及其自动化

指导老师: 陈星莺 副教授

论文提交日期: 2002 年 03 月

学位授予单位: 河 海 大 学

论文答辩日期: 2002 年 03 月

学位授予日期: _____

答辩委员会主席: _____

论文评阅人: _____

中国·南京

2002 年 03 月

分类号(中图法): _____ UDC(DDC): _____ 密级: _____

论文作者姓名: 但唐军 学 号: 99134 单位: 河海大学

论文中文题名: 带独立电源电力公司分时电价模型研究

论文中文副题名: 无

论文英文题名: Study on timed price model of power corporation with independent power source

论文英文副题名: None

论文语种: 汉语 论文摘要语种: 汉、英 论文页数: 79

论文字数: 6 (万)

关键字: 电价市场 电价模型 分时电价 边际成本 用户需求预测

学位级别: 硕士

专业名称: 电力系统及其自动化

指导教师姓名: 陈星莺 副教授

导师单位: 河海大学电气工程学院

答辩时间: _____

摘 要

本文以有功电价为研究对象，针对带有独立电厂和抽水蓄能电厂等独立电源的电力公司，在综合分时电价形式和边际成本定价方法的基础上，提出其相应的分时电价模型。分时电价建模思想是将电能作为商品、把电力公司作为现代企业，以商品生产规律和市场经济规律为基础，从电力公司商业运营角度来考虑电价的时空特性和计算方法。论文以电力公司分时电价数学模型为中心，讨论了电力市场条件下的用户需求预测、电力公司成本核算、分时电价数学建模和分时电价软件实现等内容。

带独立电源电力公司包含上网、购电、售电、抽水蓄能和实时平衡等运营业务，模型以各业务环节中的交易电价和交易电量为参数，以电力公司日运营收益最大为目标，并考虑了用户对电价波动的响应以及独立电厂、抽水蓄能电厂的发电成本曲线和机组参数等约束条件。模型求解为线性规划问题，可以采用单纯形法求解，仿真结果证明了所建分时电价模型的合理性与算法的有效性。

关键字： 电力市场 电价模型 分时电价 边际成本 用户需求预测

ABSTRACT

A timed pricing model for power corporation with independent power source such as independent power plant and pumped storage is proposed as the result of study on electricity price, which is based on timed pricing form and marginal cost. Electricity energy is considered as the commodity, the power corporation as modern enterprise. Specialty of price and arithmetic of model based on market economy rule are designed. Electricity market user demand forecasting, power corporation costs calculating, mathematic modeling of timed price and the model programming are the main parts of the paper.

Operations of the power corporation include power energy sending, purchasing, selling, pumped storing and timed balancing. In the model trading price and trading quantities of all operations are considered as model parameters, as well as operating profit as model objects. At the same time the response of user rose by price quivering, generation cost curve and unit parameters of independent power plant and pumped storage are considered as restriction. It is a linear programming model of trading price and quantities and which can be solved using simple shape arithmetic, and is proved reasonable and validity by the simulated result.

**KEY WORDS: Electricity market, Pricing model, Timed price, Marginal cost,
User demand forecasting**

目 录

摘要

ABSTRACT

第 1 章 绪论	1
1.1 国外电力市场概况	1
1.1.1 佛罗里达电力联合集团	1
1.1.2 英国电力市场	2
1.1.3 国外电力市场经验教训	5
1.2 国内电力市场现状	6
1.2.1 电力市场建设过程	6
1.2.2 电力市场运行特点	7
1.2.3 电力市场建设思考	8
1.3 电力市场运营模式	9
1.3.1 单一购买模式	9
1.3.2 批发竞争模式	9
1.3.3 零售竞争模式	10
1.4 电价理论	10
1.4.1 电价定价方法	10
1.4.2 电价制度介绍	10
1.4.3 完善电价形成机制	11
1.5 本论文的主要工作	11
第 2 章 用户需求预测	13
2.1 用户需求预测的基本概念	13
2.1.1 用户需求预测的作用	13
2.1.2 影响用户需求预测的因素	14
2.1.3 用户需求预测的特点	15
2.1.4 用户需求预测误差分析	15
2.2 用户需求预测方法	16
2.2.1 一次指数平滑法	17
2.2.2 多元线性回归法	18
2.2.3 时间序列法	19
2.2.4 人工神经网络法	20
2.2.5 用户需求预测新方法	21
2.3 短期用户需求预测	21
2.3.1 伪数据处理	22
2.3.2 序列平稳化	22
2.3.3 时间序列法讨论	23
2.4 超短期用户需求预测	24

4

2.4.1 等权平均组合预测	24
2.4.2 误差反向传播算法	25
2.4.3 等权平均组合预测讨论	27
2.5 用户需求分析	28
2.5.1 需求变化曲线	28
2.5.2 需求变化特性	29
2.5.3 电价平衡曲线	29
2.5.4 用户需求特点	31
2.6 本章小结	32
第3章 电力公司运营成本	33
3.1 成本的基本概念	33
3.1.1 总成本	33
3.1.2 边际成本	34
3.1.3 平均成本	34
3.1.4 机会成本	35
3.2 发电成本曲线	35
3.2.1 单机发电成本曲线	35
3.2.2 多机边际成本叠加	36
3.3 抽水蓄能电厂经济运行	37
3.4 电力公司的供电成本	38
3.4.1 供电成本的构成	39
3.4.2 供电成本的用户因素	39
3.4.3 供电成本的折算	41
3.5 本章小结	42
第4章 分时电价数学模型	43
4.1 电力市场电价模型	43
4.1.1 电价形式	43
4.1.2 电价定价方法	45
4.1.3 电价模型	45
4.2 边际成本定价的原理	46
4.2.1 影子价格	46
4.2.2 边际成本定价理论基础	47
4.3 电力公司运营业务	49
4.4 分时电价数学建模	52
4.4.1 假设条件	52
4.4.2 数学模型	52
4.4.3 约束条件	54
4.4.4 模型分析及求解	55
4.4.5 模型评价方法	57
4.4.6 分时电价计算过程	59
4.5 本章小结	59

第 5 章 分时电价模型实现	61
5.1 分时电价计算数据需求	61
5.1.1 用户需求数据	62
5.1.2 机组数据	62
5.1.3 用户需求平衡数据	62
5.1.4 电力公司上报数据	62
5.2 分时电价计算软件结构	62
5.2.1 软件层次结构	52
5.2.2 软件模块结构	63
5.3 分时电价计算软件功能	64
5.4 电价仿真算例	64
5.4.1 算例数据	64
5.4.2 算例结果	65
5.4.3 分析与讨论	68
5.5 本章小结	70
第 6 章 结论与展望	73
6.1 总结	73
6.2 展望	73
参考文献	75
致谢	79

第1章 绪论

近年来世界许多国家的电力系统都在进行变革,在电力工业中引入竞争机制、进行电力企业重组和开展电力市场建设,这是电力工业发展史上的一次历史性改革。我国正在进行电力市场改革试点工作,浙江、辽宁、上海、山东等电网已经开放了发电市场,实行“厂网分开、竞价上网”,开始探索适合国情的电力工业市场化改革之路^[1,7]。

电力市场的实质是建立一个充满竞争和选择的电力系统运营环境来提高整个电力工业的经济效益,竞争和选择是市场机制互相依存的两个方面。从电力经营企业来看,电力市场的本质是引入竞争机制,使各企业充分挖掘自身潜力,降低企业经营成本,以期在市场竞争中获得优势,获取更大的经济利益。从电力用户的角度来看,电力市场为其提供了更多的选择机会,用户可以选择用电成本最低的电能,减少用电支出获得利益。

1.1 国外电力市场概况^[1-18, 61-65]

在传统的、自上而下垂直型管理体制受到挑战的同时,引入竞争机制、进行电力企业重组、建设电力市场已成为世界各国电力工业发展的趋势。

不同国家由于其电力工业发展的历程不同,电力工业发展水平也有差别,所以不同国家的电力市场其形成过程和运营模式也不尽相同¹。佛罗里达电力联合集团(Florida Electric Power Coordination Group, 简称 FCG) 经历 40 多年的发展,形成电力经纪人系统,属于电力市场自然发育模式。英国自 1987 年开始对电力工业进行私有化改造,改变原先由国家拥有并经营电力企业的管理模式,采用股份制市场经营,属于电力市场体制改革模式,其突出特点是将电力系统中的发电、输电、配电分离,分别采取不同的管理方法。其它国家的电力市场建设较多地吸收了英国体制改革的成功经验,如日本先开放发电市场,鼓励建立独立发电厂参与投标;澳大利亚、阿根廷、挪威和智利等国家同时开放发电市场和用户市场。

1.1.1 佛罗里达电力联合集团

美国电力市场的发展过程,以佛罗里达电力联合集团的形成较为典型^[1,18]。FCG 的管理及运行形式属于电力联合运营中心(Power Pool, 简称 Pool)的运营方式,根据 FCG 所属电力公司在不同时期的合作程度,可以将其形成及发展过程分为四个阶段。

（1）紧急功率交换

1940~1950 年代，佛罗里达州电力工业发展迅速，原来孤立的各电力公司供电区域相互联系起来，由于互相支援、提高供电稳定性的要求，相邻电力公司之间出现了紧急功率交换的双边合同，合同包括紧急功率交换的操作步骤及偿还方式，早期是实物回报，后来发展到货币回报。在 1972 年，由佛罗里达电网运行委员会（Florida Operating Committee，简称 FOC）的主要成员建立了佛罗里达电力联合集团（FCG），所有佛罗里达州的电力公司可以自由加入。

（2）制定联合运行政策

制定统一的联合运行政策是 FCG 发展的第二阶段，以《FCG 运行委员会手册》的发布为标志。该《手册》主要规定了 FCG 所属各电力公司的容量备用政策、维修计划和事故处理方式。各电力公司分享备用容量使得运行成本降低的同时减少装机容量，从而减少系统运行的边际成本，FCG 根据各电力公司的最大发电容量和峰值负荷决定备用容量的分配比例。

（3）经济功率交换

从 1977 年开始，首先在相邻电力公司之间出现少量的经济功率交换，取得一些经济效益。同时 FCG 进行了经济功率交换的模拟实验，计算了一个确定的时间段（1978 年 1 月 6 日 13 时）进行经济功率交换的效益为 1053 美元^[1]，证明进行经济功率交换可以取得相当大的供电效益，此举促进了电力公司进行经济功率交换的积极性。这一阶段的经济功率交换只是贸易双边进行协商，签订合同，没有从整体上进行优化，局限了经济功率交换的进一步发展。

（4）电力经纪人系统

为了促进经济功率交换，FCG 建立了电力经纪人系统，各电力公司提供每小时的电能报价及交易电量，由电力经纪人系统在全局最优的基础上进行贸易匹配。该系统给 FCG 带来了很大的利益，1978 年 3 月经济功率交换的利润为 100 万美元，1979 年系统投入使用，估计利润为 2000 万美元/年。到二十世纪八十年代后，电力经纪人系统的交易算法有了发展，分别提出了网络潮流算法和动态规划法，其间经济功率交换也有迅速的发展。

1.1.2 英国电力市场

从 1987 年起，英国开始对其电力工业进行大规模的体制改革，在政府指导下进行电力工业的私有化改造。1989 年英国议会通过了关于苏格兰、威尔士、英格兰电力企业民营化计划，并批准了《1989 年电气法》，决定从 1990 年 4 月起开始实行新的电力体制。英国希

望通过电力改革打破垄断引入竞争机制、以提高电力工业的效率和效益、降低电力经营成本和电价水平、更好地满足社会需求^[1,17,18]。

(1) 改造前英国电力工业体制

英国电力系统可以分为两大电网：苏格兰地区电网、英格兰和威尔士地区电网。其中前者占英国用电量的 10% 左右。英国主要改革的是英格兰和威尔士地区电网的管理体制，苏格兰地区电网的管理体制未作变动。改革前英国电力工业体制如图 1-1 所示。

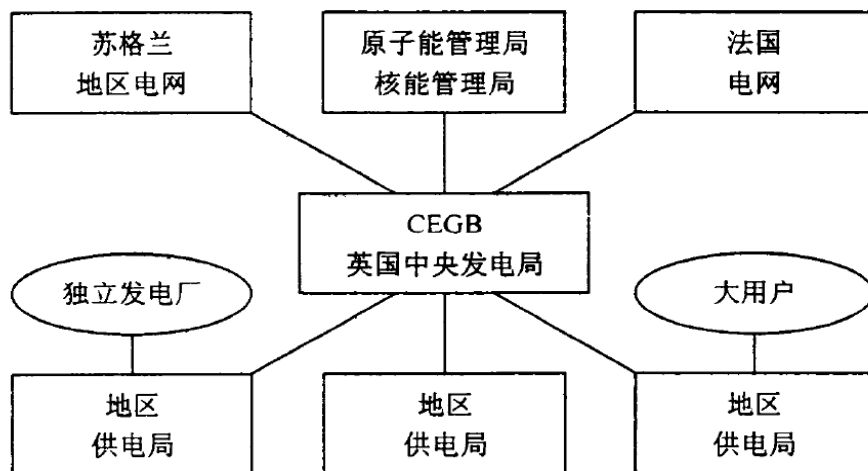


图 1-1 改革前英国电力工业体制

(2) 改革后英国电力工业体制

英国电力工业体制改革后，原来的英国中央发电局（Central Electric Generation Bureau，简称 CEGB）分解为四个部分：国家电网公司、国家电力公司、国家发电公司和国家核电公司。其中国家电力公司和国家发电公司为私营股份制公司，独立核算自负盈亏。国家核电公司由于成本高，不具备市场竞争力，仍为国家所有。同时建立一个电力市场交易机构——电力联合运营中心，由国家电网公司负责运行。地区电力局完全私有化，称为地区电力公司（Regional Electric Company，简称 REC）。改革后英国电力工业体制如图 1-2 所示。

(3) 英国电力公司运行体制

英国电力市场中发电、输电、配电完全分离，电力市场中的贸易方式分为参加电力运营中心贸易和直接签订合同两种，如图 1-3 所示。

为保证所有电力市场的参与者可以平等使用电网，防止电网所有者利用垄断地位限制市场贸易，英国电力市场最显著的特点是将高压输电网全部收归国有，由国营公司经营，并在电力法规中明确规定，在保证安全运行的前提下，电网向所有市场成员开放。

(4) 英国电力市场电价

英国电力市场的定价方法是将每天分为 48 个时段，提前一天计算出次日各个时段的电价。该电价分为两种，一种是由电力联合运营中心从发电厂购买电力时支付给发电单位的电价，称为电力联合运营中心的购电电价（Pool Purchase Price，简称 PPP），它由系统边际电价（System Marginal Price，简称 SMP）和容量费用确定；另一种是用户从电力联合运营中心购电的电价，称为电力联合运营中心的售电电价（Pool Sale Price，简称 PSP）。

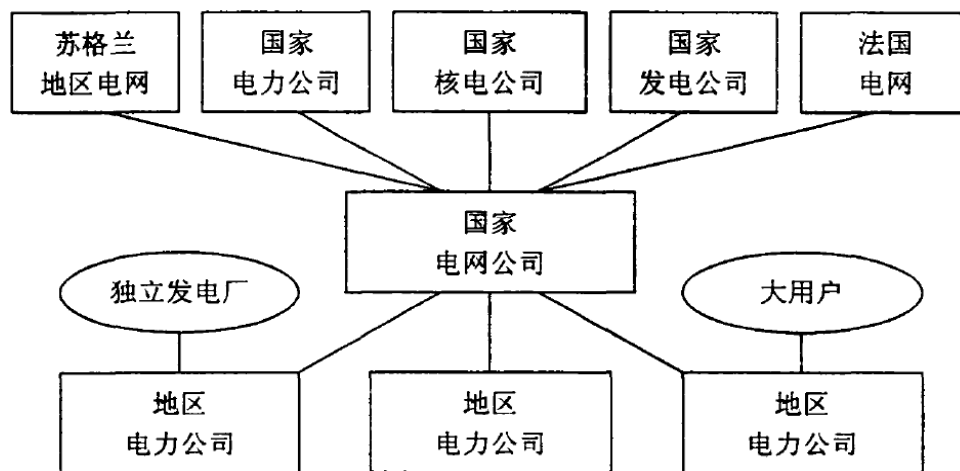
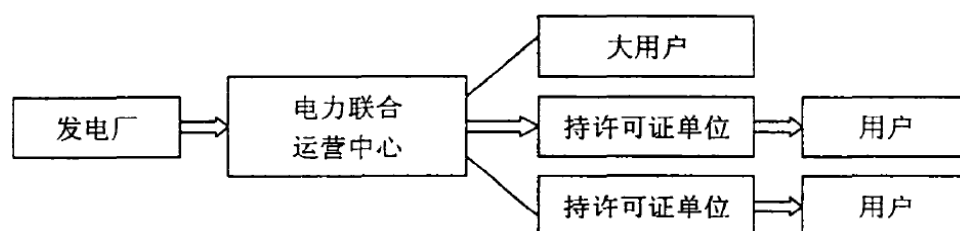
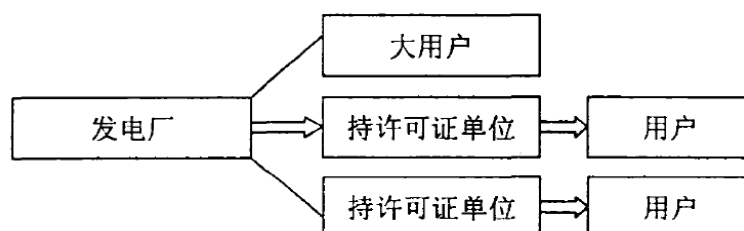


图 1-2 国电力工业体制



(A) 参加电力联合运营中心贸易



(B) 直接签订贸易合同

图 1-3 英国电力市场贸易方式

(5) 英国电力市场新进展

在英国电力市场建设取得成绩的同时，2001 年 3 月英国电力市场又进行了新的改革措

施,包括取消强制性电力库,实行新的交易规则,允许供电商和发电商就将来任何时候地电力交易签订合同,放宽电力合同地时间跨度等⁶⁵。同时,英国政府对电力企业进行了纵向整合和横向整合,实现供电公司发电和售电的基本平衡,推动供电公司之间的兼并,以期实现规模效益。

1.1.3 国外电力市场经验教训

世界各国在进行电力工业改革、建立电力市场过程中,其改革措施几乎都涉及到所有制模式、管制模式、企业管理模式和竞争模式四个方面的变革^{117,118}。

在所有制模式方面,率先改革的国家都是从所有制改革开始,总的趋势是由政府所有制向公用公司、民营化、私有化方向发展。我国电力工业现阶段基本上是国营国有的,国家电力公司“赴加拿大等几国考察报告”认为,股份化、民营化有利于调动社会资金,使政府集中财力办好社会公共事业,电力工业可以在保持国家监督的情况下实现民营。

在管制模式方面,各国都根据自身特点采用不同的管制模式,具体包括管制措施和管制机构。不同的管制措施可以解决不同的问题,比如特许权管制通过特许权授予或执照的核准,允许某企业进入电力工业,可以避免电力工业的重复投资,减少社会资源的浪费,管制措施还包括价格管制、标准管制、数量管制和税收补贴等。管制机构是管制措施的执行者,有的国家专门成立电力管制委员会,有的国家采用电力行政管理和电力管制合一的方式。我国目前电价混乱,乱加价、乱收费虽然与体制有关,但监管不力也是重要原因。在英国管制机构由电力调控办公室和中央调控系统组成,按照电力改革规则执行管制措施。我国如果建立类似的电力监管体系,要涉及到国家计委、国家经贸委和电力工业主管部门的重新组合,涉及国家机构的调整等重大问题,所以管制模式的改革任务繁重,难度最大。

在电力企业管理模式方面,主要包括发电、输电、配电等电力生产环节的横向解体和纵向管理。英国是将发电、输电和配电进行横向解体;日本只是将发电从中分离出来。目前我国由电力公司管理发电、输电、配电等环节,各电力公司实行垂直管理。电力企业管理模式的选择,与电力企业的所有制模式、电力工业的管制模式以及电力市场采用的竞争机制密切相关,单纯的管理模式改革并不能从根本上解决电力工业所面临的问题。

在竞争模式方面,包括市场竞争范围和市场竞争方式。英国开放发电、输电和配电市场,采用电力库竞争模式。北欧电力市场全面开放发电、输电和配电市场,采用的是竞标竞争模式。我国电力系统规模庞大,三峡工程完成后,全国电网互联的规模还将扩大,目前引入竞争还存在电力交易价格的确定缺乏足够的经济分析依据、区域电网间电能交换矛盾增大、区

域输电费用难以确定等问题。

世界范围内的电力工业改革也都处在探索阶段,大多数国家和地区的电力市场改革取得了一定的经济效益和社会效益,如加拿大魁北克电网 1997 年开始市场化,当年输出电量增加 33%,获利 63.2 亿美元;法国 1997 年市场化后,经济性一直在改善,到 2000 年电价已下降 14%^[61]。同样也存在各种各样的问题,甚至 2000 年底到 2001 年上半年,出现了美国加州大停电、电价飞涨、电力公司负债 90 亿美元申请破产保护这样的大问题,美国 IEEE 会刊编辑部和麻省理工学院能源实验室都对加州电力市场进行总结^[61,63]。但是电力工业发展的本身规律和客观要求都确定了其市场化的必然趋势,只是在进行市场化改革的同时,必须慎重对待和正确处理好初期转制阶段中出现的各种问题,争取做到方案正确,平稳过渡。

1.2 国内电力市场现状^[1 7, 16-18]

随着我国社会主义市场经济体制的不断健全,在电力工业中引进市场经济体制、引入竞争机制,是目前我国电力工业发展的趋势^[11,7]。国家电力公司已经在这方面进行了有益的尝试,浙江、安徽、上海、辽宁等省份先后建立了内部的模拟电力市场,南方电力联营公司也根据所属各电网产权独立的特征,开展了省网交易的协调管理,为我国电力工业市场化改革积累了初步经验。

1.2.1 电力市场建设过程

1996 年后,由于国民经济结构的调整,各种类型的发电机组竞争发电量的情况比较严重,同时电价上涨速度过快。在这种形势下,如何实现“公平、公正、公开”的调度,受到政府、独立发电企业和社会各界的关注。为了加强电力企业内部管理和核算,进一步为建立发电侧电力市场做好准备,1997 年 11 月国家电力公司召开会议,正式启动建立内部模拟电力市场。

最早出现的省级内部模拟电力市场是浙江电力市场,从 1995 年 1 月起开始模拟运行。随后在 1995 年 2 月,安徽模拟电力市场也正式开始运作。到 1998 年后,大部分省市的电力公司都开展了内部模拟电力市场的运作。1998 年 6 月,国家电力公司提出了“实行厂网分开,建立发电侧电力市场的实施方案框架”,明确了山东、上海、浙江三地为试点单位。同年 11 月,国务院转发了国家经贸委“关于深化电力工业体制改革有关问题的意见”,并将辽宁、吉林、黑龙江三省同时列为“厂网分开、竞价上网”的试点单位。

1.2.2 电力市场运行特点

经过 1 年多的准备, 山东、上海、浙江 3 个试点投入运行, 辽宁、吉林、黑龙江 3 个试点单位正处在积极筹备阶段。从几个试点单位内部模拟电力市场的运行的情况看, 我国的电力市场有以下特点^[1]。

(1) 发电侧电力市场

目前我国电力市场的改革取向是“厂网分开、竞价上网”, 将电网经营企业拥有的发电厂与电网分开, 建立规范的、具有独立法人地位的发电企业, 市场也只对发电侧开放。我国的电力市场以省级电力市场为主, 各省电力公司是其省内电力市场竞争的组织者。

(2) 单一购买模式

发电侧电力市场采用单一购买模式, 在省级电力市场中, 只有省电力公司是唯一的电能购买者, 各独立发电企业在其组织下参与市场竞争。在这种模式下, 由省电力公司进行市场平衡, 负责收购所有电力并保证对用户的供电, 用户不能和独立发电企业签订购电合同, 只能从电力公司购买电能。

(3) 部分电量竞价上网

在电力市场建立初期, 各试点单位全部采用了部分电量竞价上网的方式。一般安排当年市场需求的 10% ~ 20% 作为竞价电量, 其余电量作为基本电量, 不参与市场竞价。不同省份对基本电量的处理采取了不同的办法, 有的是必须保证基本电量的完成, 然后再考虑竞价上网, 有的是在市场中安排全部电量参与竞价, 但在结算时考虑对基本电量的补偿。

(4) 双轨制竞价体系

在开展竞价上网时遇到的最大问题就是如何处理原有的购售电合同。由于前几年鼓励投资办电, 出台了一系列包括保证机组年利用小时数和上网电价的优惠政策, 并且签订了期限较长的购售电合同。在实践中, 各试点单位提出了“差价合约”、“履行合约, 竞价超约”等多种实施方案, 其核心是双轨制竞价体系, 基本电量部分按照国家批准的合同电价结算, 竞争电量部分按竞价电价结算。对于竞价电价, 各试点单位大多采用满足用户需求预测的最后一台机组出力的对应报价作为结算价格。

(5) 调度与交易一体化

由于电网本身和电力管理体制的特点, 我国电力市场采用的是生产调度与市场交易一体化的市场运行方式, 在该方式下, 电力调度部门作为电网经营企业的核心, 必须坚持“公正、公平、公开”, 努力做到公正和透明地执行调度职能。

(6) 技术支持系统尚不完善

电力市场的正常运行需要技术支持系统的支持,我国电力市场建设处在起步阶段,电力市场技术支持系统尚不完善。尤其是在电力市场条件下,如何进行电网安全约束的闭环校核、起停机费用计算及最佳机组组合、最优潮流计算等等,还有待进一步研究。

1.2.3 电力市场建设思考

我国正在进行的电力市场改革是从原有的计划管理模式向完善的市场模式的过渡,在电力市场初期,主要考虑可操作性和平稳过渡,发电侧电力市场、单一购买模式等特点适应了我国电力市场建设初期的要求。随着电力体制改革的深入,需要解决的问题越来越多,以下是几个需要注意的方面。

(1) 因网制宜提出改革方案

电力市场建设必须紧密结合我国电力工业的实际情况和特点,因网制宜地提出改革方案,不能照搬国外的改革模式。电网是电力市场建设的基础,目前我国已经形成了 7 个跨省电网和 4 个独立省网,各电网发展水平、电源结构、电网结构都不同,电价也相差很大,因而需要解决的问题也不同,也就必须根据电网的实际情况,采用适合电网的改革方案。

(2) 明确电力市场建设目标

发展中国家和发达国家建立电力市场的目标是不同的。发达国家是在电力有富裕、用电增长缓慢、电价较高的情况下进行的,其目标是在电力工业中打破垄断、引入竞争机制、降低电价、改善服务质量。我国电力市场建设是在经济快速增长、用电增长很快的情况下进行的,其目标是促进发展,同时建立现代企业制度,逐步实行“厂网分开、竞价上网”,建立合理的电价形成机制。

(3) 选择合适市场交易方式

国外电力市场主要有两种交易方式,一是全部通过电力现货市场交易,二是以中长期双边合同为主,现货市场交易为辅,现货市场交易额约占 10% ~ 15%左右。全部通过电力现货市场交易,由于市场价格不稳定,不利于电力公司经营,实践证明有严重缺陷,部分国家电力市场已经放弃使用。

(4) 健全电价形成机制

电价起着调节电力生产及消费的作用,加州电力危机的原因之一就是限定销售电价及电价过低。我国目前电价形成机制主要存在以下问题:一是电价形成机制不规范;二是电价结构不合理,居民用电价格低于工业用电价格,与实际成本不符;三是农村电价过高;四是电

力公司没有分开核算电厂、电网成本，定价透明度不高；五是缺少竞争机制。因此在建设电力市场时，要考虑建立健全合理的电价形成机制。

（5）完善电力市场监管

电力市场的正常运行需要合适的监管体制，包括法律监管和机构监管。法律监管就是要制定适合电力工业发展、可以保证电力市场稳定运行的电力法律法规体系。监管机构就是由政府建立专职、专业的电力市场监管部门，并不干涉电力企业的经营管理业务，只是从宏观上和技术上保证电力市场的稳定运行。

（6）扩大电力市场竞争范围

根据国家电力公司的改革方案，到 2010 年以后，将试行用户参与电力市场竞争的运行方式，允许用户自行购电。用户可以自由地选择向发电厂购电、向电力市场购电、向供电部门供电或者向电力销售商供电。

1.3 电力市场运营模式^[1 7, 17-18, 73]

到目前为止，实际运行的电力市场具有 3 种典型的运营模式^[7, 17 18]，分别是单一购买模式（Single Buyer Model，简称 SBM）、批发竞争模式（Wholesale Competition Model，简称 WCM）和零售竞争模式（Retail Competition Model，简称 RCM）。

1.3.1 单一购买模式

在该模式下，仅开放发电侧电力市场，电网公司或电力市场运营机构从市场买下全部电能，再出售给电力用户，是一种较为初级的电力市场运营模式，其最大的缺点是用户没有选择权。该运营模式鼓励在发电侧引入竞争机制，不允许发电企业通过输电网将电能直接卖给最终用户，买电机构对输电网和最终用户实行垄断。英国电力市场在运行初期采用了单一购买模式，但由于缺乏充分的竞争引发了一系列问题，后来进行了改革，开放用户侧，允许双边交易。

1.3.2 批发竞争模式

在该模式下，发电侧和用户侧同时开放竞争，但用户侧的竞争仅局限于大用户和供电公司，有利于电力企业降低成本提高效益，提高市场参与者的积极性，是一种较为先进的电力市场模式。美国加州电力市场和澳大利亚电力市场都采用的是该运营模式。批发竞争模式中输电网向用户开放并提供有偿的输电服务，由于电价不再由电网管理机构统一确定，市场

买卖双方获得了选择权的同时也共同承担市场风险。

1.3.3 零售竞争模式

在该模式下,全面开放发电侧和用户侧的竞争,其竞争涉及面广、用户选择多、分散决策程度高,适用于市场经济比较发达的国家或地区。北欧电力市场就是一个典型的零售竞争电力市场。零售竞争模式的竞争程度最激烈,市场成员的选择范围也最大,相应地为了保证市场的正常运行,要求建立完善的技术支持系统和法律法规。

1.4 电价理论^[1-4, 17-18, 51]

电价理论是电力市场中的核心理论,包括电价和电价制度两个方面^[3],电价的合理与否将直接影响电力市场运营的成败。电价指的是电价水平,具体任务就是计算单位电能的生产成本和交易价格;电价制度指的是电价结构,即对电力用户进行分类和确定电价在各类用户之间的分摊方法。

1.4.1 电价定价方法

世界各国制定电价的方法各不相同,主要有会计成本定价法、市场竞争定价法和边际成本定价法^[3, 28]。成本和定价是有差别的,成本只是作为定价的基础,不同的定价方法实质上反映的是不同的成本核算方法。

会计成本定价法是一种常用的、传统的定价方法。它根据历史记载的账面成本来核算供电成本,并将供电成本按各种不同的方法分摊到各类用户。

市场竞争定价法采用类似股票交易的方式,市场成员通过竞争报价进行市场交易。其定价的基础是用户效用。

边际成本定价法是根据新增一个用户或新增单位用电量而增加的成本进行核算定价。它按照各类用户的供电电压、用电时间,严格计算增加单位用电量的系统长期边际容量成本和系统长期边际电量成本,结合用户特性来制定电价。

1.4.2 电价制度介绍

常用的电价制度包括单一电价制度、两部制电价制度和三部制电价制度^[1, 3]。单一电价制度指的是按照电压等级制定电价水平,用户根据实际消耗的电能量缴纳电费。两部制电价包括按最大需求量计价的基本电价和按用电量计价的电量电价,一般来说,两部制电价应用

较为普遍。三部制电价是包括用户电价、基本电价和电量电价，其中用户电价是从两部制电价中分离出与系统容量和发电量无关的用户成本折算而成，目前美国采用三部制电价。

两部制电价有其内在的经济合理性，是由约翰·霍普金斯在 1892 年提出。我国早在 1954 年就开始对大工业用户实行两部制电价，至今虽然经过多次电价改革，直至 1997 年新目录电价出台，两部制电价一直被采纳^[29]。本文将在后续部分结合边际成本分析两部制电价的经济合理性。

1.4.3 完善电价形成机制

我国目前的电价形成机制存在诸多问题，应该在厂网分开、高压输电与低压输电分开的基础上，建立和完善以长期边际成本为基础、能够约束电能成本上升的上网电价、批发电价和零售电价的形成机制。

首先，应该按长期边际成本核定各电网统一的上网电价标准，实行同网同质同价。抑制和约束电力工程造价攀升的根本就是将个别成本定价改为长期边际成本定价，让电力企业自负盈亏，以充分挖掘其生产潜力。

其次，要分别核定发电、输电和配电环节的费用。要逐步实行厂网分开、输电和配电分开，按照补偿成本合理盈利的原则，分别核定上网电价、输电费用、配电费用，提高价格形成透明度，增强对电能生产各环节成本的约束。逐步实现城乡统一管理、统一核定，切实改变农村电网落后、管理混乱、电价偏高的局面。

再者，按照公平负担原则制定销售电价。电力零售价格要按用户电压等级和用户负荷特性重新分类，扩大两部制电价的实行范围，大力推行峰谷电价，逐步实行分时电价。

1.5 本论文的主要工作

目前我国电力市场尚处于起步阶段，本文针对在市场化改革过程中出现的带有独立发电厂、抽水蓄能电厂等独立电源的电力公司，在分析其运营业务的基础上，为其建立了分时电价模型。本论文主要进行了以下工作。

(1) 用户需求预测研究

在电力市场条件下，原来电力系统的负荷预测将被用户需求预测所代替。用户需求预测不仅考虑用户需求的物理特性，包括用户需求的波动性、季节性和天气环境等诸多因素，而且考虑了用户需求的经济特性，即考虑电价对用户需求的影响，在用户需求预测中引入供需

平衡的经济学规律。在此基础上,建立了适合电力市场条件的短期用户需求预测和超短期用户需求预测的模型。

(2) 电力公司运营成本分析

通过考察电力公司的购电业务、上网业务、售电业务、发电业务、抽水蓄能业务和运营管理业务等各运营环节,分析了电力公司在各业务环节中的运营成本,并以此作为建立模型和制定电价的基础。

(3) 电力公司分时电价模型

针对带独立电源的电力公司,采用边际成本计算方法,为其建立了分时电价模型,该分时电价模型既可以作为改革过程中电力公司过渡时期的电价计算模型,也可以从模型中分离独立电源部分后作为市场化运营下电网公司的电价计算模型。同时该模型的输出为售电价、购电量、上网电量和发电量等运行参数,具有较大实用性和可操作性。

(4) 分时电价模型软件实现

为对该分时电价模型进行仿真,作者使用 Delphi 6.0 编程工具和 SQL Server 7.0 数据库,结合 Matlab 5.3 数学工具编写了分时电价模型计算仿真软件。该软件具有调节模型参数、选择仿真算例、输出仿真结果等功能,由于软件具有良好的开放性结构,加以改进后可以在实际系统中应用。

第2章 用户需求预测

电力系统的作用是尽可能可靠地向用户提供高质量的电能供应,以满足各类用户的电力需求。传统电力工业中,负荷预测就是确定未来电网负荷变化的趋势和特点,为电网调度部门和电力规划设计部门提供基本的负荷数据^[20]。在电力市场条件下,在电力工业中引入竞争机制和市场经济体制,用户作为市场成员取代负荷,传统的负荷预测也将发展为适合电力市场要求的用户需求预测。

2.1 用户需求预测的基本概念^[27, 30, 34, 42-45]

用户需求预测指的是在充分考虑一些重要的电力系统运行特性、增容决策、自然环境与社会影响的条件下,根据用户过去及现在的用电需求变化规律,在满足一定精度要求的意义下,利用数学方法确定未来某个时刻的用户需求。

用户需求预测根据预测时间的长短可以分为长期、中期、短期和超短期用户需求预测四类。长期用户需求预测一般为五年或五年以上;中期用户需求预测一般为一年以上,五年以内;短期用户需求预测一般为几周或几天;超短期用户需求预测一般为一小时或几分钟。

长期和中期用户需求预测一般应用于电力系统规划与设计中,对电力系统运行最为重要的是短期用户需求预测和超短期用户需求预测,前者一般用于编制运行计划和确定市场交易方案等,后者一般用于电力市场实时平衡。

2.1.1 用户需求预测的作用

电力用户需求预测是电力市场运行机构的重要工作之一,准确的用户需求预测可以在保证电网安全稳定运行的基础上,合理安排发电机组检修计划,减少不必要的系统备用和旋转备用,降低发电成本,提高经济效益和社会效益。用户需求预测的结果还可以用于决定未来新发电机组的装机容量、装机地点和装机时间,决定电网的增容和改建。

用户需求预测还可以取得重大的经济效益,当前世界各国的电力公司都在研究满足电力市场要求的用户需求预测方法,尽量提高用户需求预测的精度。英国的研究表明,短期用户需求预测每增加 1% 的误差将导致年运行成本增加 1000 万英镑;在挪威 1% 的短期用户需求预测误差将导致 500 万克朗的附加运行成本。我国装机容量约为 10000 MW, 预测精度

每提高 1%，每年就可以节约 2 亿多元人民币，经济效益相当显著^[11]。

2.1.2 影响用户需求预测的因素

从本质上来说，用户需求是不可控的，虽然在某些紧急情况下，可以采取强制措施将用户从电力系统中切除以保证电网的安全运行。用户需求又是一个随机变量，受到天气、电价、环境和季节等诸多因素的影响，所以用户需求预测也与这些因素密切相关。

(1) 用户需求变化趋势

用户需求具有明显的时间变化趋势，呈现出按天、按星期和按季节周期性变化规律。通过对较长时期的用户需求历史数据进行分析，可以看出它由长期变化趋势、周期性趋势和随机变化趋势叠加而成。对用户需求趋势的准确把握是决定用户需求预测精度的关键。

(2) 电能供需状况

在电力市场条件下，用户逐步取得选择电力供应商的权力，作为电力市场成员参加到市场竞争中。电能作为商品，其生产销售也要满足商品生产的价值规律，电能价格受到电能供需状况的影响，反过来电能价格也直接影响到用户的用电需求。所以用户需求预测还必须考虑到电能供需状况。

(3) 环境气候变化

环境气候变化也影响用户需求预测的结果，其中温度变化、天气状况是最重要的气候因素，对用户需求预测有着直接的影响，夏季连续高温天气将出现夏季峰值用户需求，同样冬季的寒流也会使用户需求急剧增加。但如何定量研究环境气候对用户需求预测的影响目前尚处于探索阶段。

(4) 随机干扰事件

电力市场包含许多独立的用户，每个用户的用电行为是随机的，因此整个市场的用户需求也具有一定的随机性。另外一些特殊事件如台风袭击、大型运动会或特殊电视节目也会影响用户需求。随机干扰事件由于其发生的时间、地点和对用户需求的影响都有偶然性，是用户需求预测中最难以把握的部分。目前尚没有很好的方法来处理，只是依靠人工经验进行判定。

(5) 用户需求历史数据

用户需求预测是在历史数据的基础上，采用数学模型和数学方法来推测未来时段的用户需求，因此历史数据的完整、正确、充分将对用户需求预测的精度产生直接的影响。在用户需求预测中，一个重要的工作就是进行数据识别，将伪数据从历史数据中分析出来，如果可

能, 可以采用插值等数学手段补充数据。

2.1.3 用户需求预测的特点

用户需求预测是根据电力用户需求的过去和现在来推测它的未来数值, 用户需求预测工作所研究的对象不是肯定事件, 所以用户需求预测具有以下特点^[30]。

(1) 预测的不准确性

因为用户需求的未来发展是不肯定的, 受到多种多样复杂因素的影响, 而且各种影响因素也是发展变化的。对于这些因素的发展变化有些能够预先估计, 有些却很难事先预见到, 加上一些临时情况发生变化, 就决定了用户需求预测结果的不准确性或不完全准确性。

(2) 预测的条件性

各种用户需求预测都是根据一定假设条件得到, 这些假设条件是在实践中通过分析、综合用户需求的各种情况得到的。假设条件的变化将影响用户需求预测的结果, 给用户需求预测结果加上一定的前提条件, 将更有利于电力市场成员使用用户需求预测结果。

(3) 预测的时间性

各种用户需求预测都有一定的时间范围, 用户需求预测属于科学预测的范畴, 因此在给出确切数值的同时, 还需要明确指出用户需求预测的时间。

(4) 预测的多方案性

由于用户需求预测的不准确性和条件性, 所以有时候要对各种情况下的用户需求进行预测, 就会得到不同条件下的用户需求预测方案。

2.1.4 用户需求预测误差分析

用户需求预测与实际用户需求之间的差值称为用户需求预测误差, 简称预测误差。预测误差和预测结果的准确性密切相关, 误差愈大准确性就愈低。研究预测误差产生的原因, 计算分析误差的大小, 不仅可以认识预测结果的准确程度, 还有助于改进用户需求预测工作。

预测误差产生的原因是多方面的。首先, 预测所采用的数学模型忽略了复杂电力市场的诸多次要因素, 用它来预测实际的用户需求不可避免地会产生预测误差。其次, 用户需求受多方面的因素影响, 进行需求预测的目的和要求又各种各样, 各种因素的变化也导致产生预测误差。再者, 用户需求是随机事件, 因此在预测过程中, 各种意外事件和特殊情况也会造成随机预测误差。还有, 进行用户需求预测需要用到大量的历史数据, 但历史数据并不能保证都准确可靠, 也必然会带来预测误差。

假设 $P_{d,i}$ 、 $P_{d,i}^*$ ($i=1,2,\dots,N_d$) 分别为第 i 组用户的实际用户需求值和用户需求预测值, 单位为 kW ; N_d 为常数, 表示预测组数; 则分析用户需求预测误差常用到以下指标。

(1) 平均绝对误差

$$E_{abs}(P_d) = \frac{1}{N_d} \sum_{i=1}^{N_d} |P_{d,i} - P_{d,i}^*| \quad (2-1)$$

式中: $E_{abs}(P_d)$ 为用户需求预测的平均绝对误差, 单位为 kW ; 其余符号意义同前文解释。

(2) 平均相对误差

$$E_{rabs}(P_d) = \frac{1}{N_d} \sum_{i=1}^{N_d} |(P_{d,i} - P_{d,i}^*) / P_{d,i}| \quad (2-2)$$

式中: $E_{rabs}(P_d)$ 为用户需求预测的平均相对误差; 其余符号意义同前文解释。

(3) 均方绝对误差

$$E_{mse}(P_d) = \frac{1}{N_d} \sum_{i=1}^{N_d} (P_{d,i} - P_{d,i}^*)^2 \quad (2-3)$$

式中: $E_{mse}(P_d)$ 为用户需求预测的均方绝对误差, 单位为 kW^2 ; 其余符号意义同前文解释。

(4) 均方相对误差

$$E_{rmse}(P_d) = \frac{1}{N_d} \sum_{i=1}^{N_d} [(P_{d,i} - P_{d,i}^*) / P_{d,i}]^2 \quad (2-4)$$

式中: $E_{rmse}(P_d)$ 为均方相对误差; 其余符号意义同前文解释。

由于预测误差有正有负, 采用绝对误差可以避免正负抵消, 绝对误差反映了预测的整体水平。均方绝对误差和均方相对误差由于对误差进行了平方, 加强了数值大的误差在指标中的作用, 提高了指标的灵敏性, 本文采用均方相对误差作为判断用户需求预测结果的依据。

2.2 用户需求预测方法 ^[27 30, 34, 42-45, 47-48]

用户需求预测(负荷预测)是近几十年发展起来的研究课题, 随着计算机技术的迅速发展, 其计算速度和预测精度逐步提高。在国外这项研究工作从五六十年代就已经开始, 一直比较活跃, 每年都有大量论文发表, 并取得了一定的实用效果。

用户需求预测方法很多, 传统的有弹性系数法、指数平滑法、回归预测法、时间序列法

等等^[27,30]，近年来人工神经网络、遗传算法、灰色模型、小波分析等也在用户需求预测中得到应用，下面简要介绍几种常用的方法。

2.2.1 一次指数平滑法^[23-27]

一次指数平滑法假设在最近相当长一段时期内，由于天气或其它因素的变化，同类型预测日之间的用户日平均需求呈现出某种线性趋势，并且在该类型日的同一时刻，用户的用电行为相对稳定，在某条水平线上下随机波动。

据此可以得到一次指数平滑法的计算模型，取定参数 k_a ，满足 $0 < k_a < 1$ ，取初值 $S_{pd}(0) = P_d(1)$ ，便可得到指数平滑序列：

$$S_{pd}(T) = k_a P_d(T) + (1 - k_a) S_{pd}(T-1) \quad (2-5)$$

式中： $T = 1, 2, \dots, N_t$ 表示预测时期； N_t 为预测时期数； k_a 为平滑系数，其值越小则权系数变化愈慢，平滑作用越强； $P_d(T)$ 为第 T 期用户需求数据，单位为 kW ； $S_{pd}(T)$ 为第 T 期用户需求平滑序列，单位为 kW 。

如果采用第 T 期的平滑值 $S_{pd}(T)$ 预测第 $T+1$ 期的电力用户需求 $P_d^*(T+1)$ ，即：

$$P_d^*(T+1) = S_{pd}(T) \quad (2-6)$$

式中： $P_d^*(T+1)$ 为第 $T+1$ 期用户需求预测值，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释。

将式 (2-5) 代入式 (2-6) 可得：

$$P_d^*(T+1) = \sum_{i=1}^{N_t} k_a (1 - k_a)^{N_t-i} P_d(i) + (1 - k_a)^{N_t} S_{pd}(0) \quad (2-7)$$

式中各符号意义同前文解释。

采用式 (2-7) 进行用户需求预测时要解决两个问题。一个是确定预测初值 $S_{pd}(0)$ ，当 N_t 较大或者 k_a 接近 1 时，由式 (2-7) 得知此时 $S_{pd}(0)$ 的权系数 $(1 - k_a)^{N_t}$ 很小，末项 $(1 - k_a)^{N_t} S_{pd}(0)$ 可以忽略不计，此时 $S_{pd}(0)$ 的选取并不重要。当数据较少且 k_a 较小时， $S_{pd}(0)$ 的取值对用户需求预测值影响较大，可以通过分析预测误差取较为合适的初值。另一个问题是 k_a 的取值，如果数据序列波动较大，为了在预测值中反映这种波动，要用较大

的 k_d 值。具体的计算可以通过计算机程序对 k_d 进行优化选取。

如果把自适应思想引入一次指数平滑法, 依据数据的变化情况不断修正 k_d 的取值, 使预测效果更佳, 则预测公式可以改写成:

$$S_{pd}(T) = k_{d,T} P_d(T) + (1 - k_{d,T}) S_{pd}(T-1) \quad (2-8)$$

式中: $k_{d,T}$ 为第 T 期用户需求预测平滑系数; 其余符号意义同前文解释。

该方法简单实用, 能通过平滑作用自动清除数据序列中的随机波动, 尤其是那些不符合统计规律的偶然性波动; 其主要缺点是对数据趋势转折点鉴别能力不够。

2.2.2 多元线性回归法

在实际用户需求预测过程中, 经常碰到用户需求受工业产值、天气状况等多个因素影响的情形, 如果假设用户需求 $P_d(T)$ 是随机变量, 受到相关的 N_p 个 ($N_p > 1$) 变量 $X_{p,i}$ ($i = 1, 2, \dots, N_p$) 的影响, 可以根据历史数据采用多元线性回归法来研究变量 $P_d(T)$ 与变量 $X_{p,i}$ 之间的依赖关系。根据多元回归分析法, 可以建立如下用户需求预测模型:

$$P_d(T) = a + \sum_{i=1}^{N_p} b_i X_{p,i}(T) \quad (2-9)$$

式中: $T = 1, 2, \dots, N_t$ 表示预测时期; $P_d(T)$ 为第 T 期的用户需求数据, 单位为 kW ; $X_{p,i}(T)$ ($i = 1, 2, \dots, N_p$) 为第 T 期影响用户需求相关因素的数据, 包括天气、季节、温度、电价等, 在实际中采用标么值; N_p 为相关因素的个数; a, b_i ($i = 1, 2, \dots, N_p$) 为回归系数; 其余符号意义同前文解释。

利用式 (2-9) 所示多元线性回归模型进行用户需求预测需要解决以下问题。

首先是回归系数 a, b_i 的求取。可以在历史数据中选取容量为 N_s 的样本数据:

$$Y_i(T) = [X_{p,1}(T), X_{p,2}(T), \dots, X_{p,N_p}(T), P_d(T)], i = 1, 2, \dots, N_s \quad (2-10)$$

式中: $Y_i(T)$ 为第 i 个样本数据; N_s 为样本容量; 其余符号意义同前文解释。

然后将样本数据代入式 (2-9), 利用最小二乘估计法可以求得回归系数 a, b_i 的估计量 $\hat{a}, \hat{b}_i$ ($i = 1, 2, \dots, N_p$), 采用估计量 $\hat{a}, \hat{b}_i$ 作为模型的回归系数。

其次是多元回归模型的假设检验。多元回归线性模型式(2-9)只是一种假设,为了考核这一假设是否符合实际观察结果,需要进行多元线性回归模型的显著性检验,可以采用 F 检验法、 t 检验法或者是 r 检验法。

最后是用户需求预测置信区间确定。多元回归模型经过回归系数估计和模型检验后,如果确认该模型有实用价值,那么就可以利用它进行用户需求预测。这里不仅要给出预测时期的预测值,还要给出对应预测值的预测置信区间。

2.2.3 时间序列法^[27, 30, 45]

该方法通过研究用户需求历史数据的前因后果关系进行用户需求预测。目前各国的实践表明,这是比较成功的短期用户需求预测方法,其主要数学模型有自回归模型(Auto Regressive Model, 简称AR模型)、滑动平均模型(Moving Average Model, 简称MA模型)和自回归滑动平均模型(Auto Regressive Moving Average Model, 简称ARMA模型),通用数学模型为如下:

$$\sum_{i=0}^{N_r} \varphi_i P_d(T-i) = \sum_{j=0}^{N_m} \omega_j \delta(T-j) \quad (2-11)$$

式中: φ_i ($i=0,1,\dots,N_r$) 为自回归系数; N_r 为自回归阶数; ω_j ($j=0,1,\dots,N_m$) 为滑动平均系数; N_m 为滑动平均阶数; $P_d(T-i)$ 为第 $T-i$ 时期的用户需求数据, 单位为 kW ; $\delta(T-j)$ 为第 $T-j$ 时期的白噪声, 采用正态分布, 单位为 kW 。

由于自回归模型建模简单, 并且在平稳可逆条件满足时, 自回归滑动平均模型可以由高阶自回归模型逼近, 因此实践中一般采用自回归模型就可以满足工程实际需要, 即采用如下模型进行用户需求预测:

$$\sum_{i=0}^{N_r} \varphi_i P_d(T-i) = \delta(T) \quad (2-12)$$

式中各符号意义同前文解释。

采用式(2-12)进行用户需求预测包含以下内容。

首先是模型识别, 即在给定自回归阶数 N_r 的基础上, 根据用户需求历史数据 $P_d(T)$

($T=1,2,\dots,2N_r+1$) 确定模型系数 φ_i ($i=0,1,\dots,N_r$)。将式(2-12)展开:

$$\varphi_0 P_d(T+N_r) + \varphi_1 P_d(T+N_r-1) + \dots + \varphi_{N_r} P_d(T) = \delta(T+N_r) \quad (2-13)$$

式中各符号意义同前文解释。

如果代入相应的用户需求历史数据 $P_d(T)$ 可以得一组关于模型系数 φ_i 的方程组：

$$\varphi_0 P_d(N_r + 1) + \varphi_1 P_d(N_r) + \cdots + \varphi_{N_r} P_d(1) = \delta(N_r + 1) \quad (2-14)$$

$$\varphi_0 P_d(N_r + 2) + \varphi_1 P_d(N_r + 1) + \cdots + \varphi_{N_r} P_d(2) = \delta(N_r + 2) \quad (2-15)$$

.....

$$\varphi_0 P_d(2N_r + 1) + \varphi_1 P_d(2N_r) + \cdots + \varphi_{N_r} P_d(N_r + 1) = \delta(2N_r + 1) \quad (2-16)$$

式 (2-14) ~ (2-16) 中各符号意义同前文解释。

采用克莱姆法则或 LU 分解法可以求解上述方程组 (2-14) ~ (2-16) 可以求得模型系数 φ_i ；如果上述方程组为超定方程组，可以通过最小二乘估计求得模型系数的估计值 $\hat{\varphi}_i$ ($i = 0, 1, \dots, N_r$) 作为模型系数。

其次就是根据上述自回归模型，预测第 $T + 1$ 期的用户需求 $P_d^*(T + 1)$ 。即：

$$\varphi_0 P_d^*(T + 1) + \varphi_1 P_d(T) + \cdots + \varphi_{N_r} P_d(T - N_r + 1) = \delta(T + 1) \quad (2-17)$$

式中： $P_d^*(T + 1)$ 为第 $T + 1$ 期的用户需求预测值，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释。

由式 (2-17) 可以求得：

$$P_d^*(T + 1) = [\delta(T + 1) - \sum_{i=1}^{N_r} \varphi_i P_d(T + 1 - i)] / \varphi_0 \quad (2-18)$$

式中各符号意义同前文解释。

上面是采用自回归模型进行用户需求预测的简单过程。实际上在自回归建模的初期，需要进行大量计算以确定模型的阶数 N_r ，使得模型的预测结果误差更小。时间序列法原理成熟应用简便，主要根据过去的用户需求值及干扰值来推算未来的用户需求，不需要相关因素的资料；其缺点是对历史数据的要求比较高，并且没有考虑天气等对用户需求有重要影响的相关因素，预测精度有待提高。

2.2.4 人工神经网络法^[20, 34, 42]

人工神经网络 (Artificial Neural Network, 简称 ANN) 是基于“连接学说”构造的智能仿生模型，以生物神经元的作用机理为基础，通过构造神经元结构和设计合适的算法解

决实际问题。随着人工神经网络技术的发展和成熟,二十世纪 90 年代初 Park 等人利用神经网络进行电力系统短期用户需求预测,把预测误差从传统方法的 4.22%降低到 2.06%,引起用户需求预测工作者的高度重视。

人工神经网络方法具有很好的学习能力,可以处理输入输出之间的非线性关系,因此可以在用户需求预测中取得较好的效果。不过由于人工神经网络在电力系统中应用尚处于起步阶段,要达到真正的实用,仍有大量的工作要做,但人工神经网络本身具有的诸多特点,使得其在电力市场用户需求预测中仍有广阔的前景。

2.2.5 用户需求预测新方法

数学工具的发展和计算机技术的进步,使得一些新的预测方法开始用于电力市场的用户需求预测,并随电力市场的发展逐步得到应用。

灰色模型 (Grey Model, 简称 GM) 根据用户需求的历史数据建立微分方程模型,采用该微分方程模型来预测未来的用户需求。优选组合预测 (Optimizing Combination, 简称 OC) 是一种组合预测方法,通过收集单一模型所包含的信息,进行最优组合,在最大信息利用的基础上改善单一用户需求预测的结果。专家系统预测方法 (Experts System, 简称 ES) 采用基于知识的程序设计方法来建立计算机用户需求预测系统,该系统拥有用户需求预测的专家知识和经验,通过知识推理得到预测结果;单纯的专家系统模型预测结果并不理想,其发展趋势是与其它用户需求预测方法如人工神经网络法相结合。遗传规划法 (Genetic Programming, 简称 GP) 通过模拟生物进化过程,通过遗传、交叉和变异等手段来解决传统用户需求预测中自适应性能较差的问题,实例计算验证了该方法的有效性。小波分析法 (Wavelet Analysis, 简称 WA) 是建立在小波分析数学理论上,利用小波分析的优良特性进行用户需求预测,目前关于该方法的应用成果的文献还很少。

2.3 短期用户需求预测^[37, 30, 34]

由于本文将为带独立电源的电力公司建立分时电价模型,所以此处的短期用户需求预测指的是根据对应时段用户需求历史数据预测次日各时段的用户需求,即由前期各天同时段的数据来预测次日该时段用户需求。本文假设将每天 24 小时等分为 96 个时段,即从每日 0:00 时开始,每隔 15 分钟作为一个时段,通过短期用户需求预测计算次日 96 点的电力用户需求值,作为电力公司上报依据。本文采用上述 AR 模型进行短期用户需求预测,针对每 15 分钟

的用户需求单独建模，即将历史数据按时间分为 96 个子序列分别进行处理和预测。其过程框图如图 2-1 所示。

2.3.1 伪数据处理

时间序列法用到用户需求历史数据，其来源可以是电力部门的 SCADA 数据或者调度报表。由于 SCADA 系统中各终端读表存在同步偏差，或者人工抄表疏忽造成实际用户需求值与记录值有差别，有时也由于事故跳闸、高峰拉电、设备检修等原因造成用户需求历史数据偏离实际值。这些伪数据的存在干扰了用户需求原有的周期性和规律性，据此可以将伪数据从历史数据中剔除，即考虑每个预测时期前后的用户需求之间的比例，当它超出一个常规的数值时，可以肯定出现了伪数据，可以采用正常比例范围内的估计值进行修正，对所有的历史数据逐一加以检查，便可将伪数据全部剔除并校正。

如果数据 $P_d(T)$ ($T = 1, 2, \dots, N_s$) 为第 T 期的用户需求数据，并且假设 k_r 为正常的用户需求波动系数，那么当满足：

$$\frac{P_d(T)}{P_d(T-1)} < k_r \quad \text{且} \quad \frac{P_d(T+1)}{P_d(T)} < k_r \quad (2-19)$$

式中： k_r 为第 T 期的用户需求波动系数；其余符号意义同前文解释。

则认为数据是可以接受的，否则令：

$$\hat{P}_d(T) = \frac{1}{2} [k_r P_d(T-1) + \frac{1}{k_r} P_d(T+1)] \quad (2-20)$$

式中： $\hat{P}_d(T)$ 为第 T 期的用户需求估计值，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释。

2.3.2 序列平稳化

时间序列法要求时间序列为平稳序列，一般用户需求序列为非平稳序列，考虑用户需求的星期周期特性和日周期特性，对各时期的历史用户需求数据做如下平稳化处理^[27]：

$$\tilde{P}_d(T) = (1-B)(1-B^7)P_d(T) \quad (2-21)$$

式中： $\tilde{P}_d(T)$ 为第 T 期平滑后的用户需求数据，单位为 kW ； B 为延迟算子，满足如下定义：

$$B(P_d(T)) = P_d(T-1) \quad (2-22)$$

经过上述处理的用户需求序列,已基本成为平稳序列,可以满足时间序列法进行用户需求预测的要求。

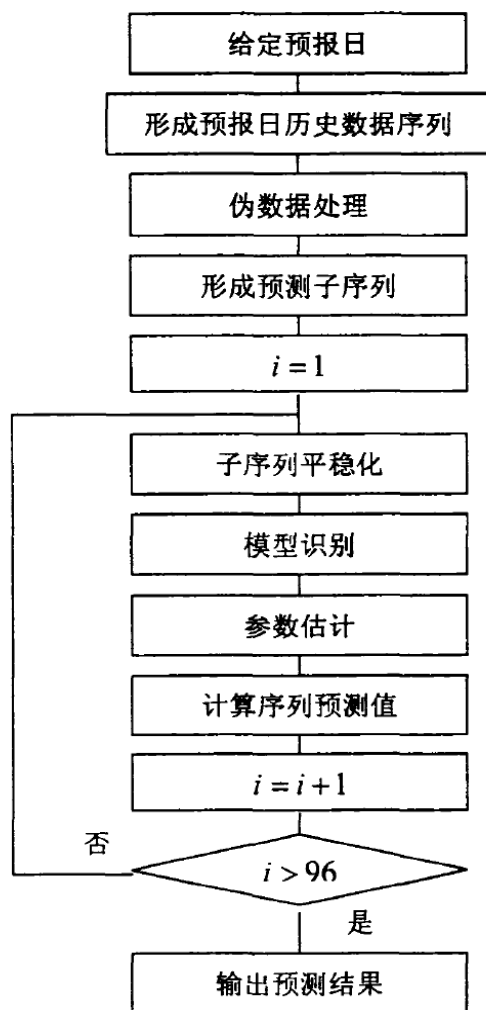


图 2-1 时间序列预测流程图

2.3.3 时间序列法讨论

应用时间序列法进行用户需求预测所依据的基本假设基于用户需求序列的未来发展模式与其过去发展模式的一致性；对于长期的用户需求预测，该假设显然不符合实际，但对于短期的用户需求预测，大多数情况下能满足假设条件；对于气象突变或突发事件等不满足假设的情况，可以在时间序列预测的基础上结合实际情况对结果进行修正。

时间序列法在模型识别时需要 30 个以上的历史数据，在参数估计时也需要 10 个以上的历史数据^[27]，这对按月记录的数据来说往往比较难以收集。对于短期用户需求预测来说，得到这样容量的样本数据并不困难，但是样本容量变大，则不得不考虑早期的许多点，而这些点对当前用户需求的影响不大，反而增大参数估计的误差。同时样本容量大则样本时间跨度

也大,天气因素也会影响参数估计的准确性。因此在采用时间序列法时要权衡样本数据的选择,本文在模型识别时采用大容量样本(样本容量为 30),在参数估计时选择小容量样本(样本容量为 7)。

时间序列法中参数识别涉及到非线性回归分析,需要迭代求解,对初值的要求较高,而初值的选择又比较困难。同时由于采用线性模型,表达用户需求之间的非线性关系有一定局限性,并且没有考虑天气等对用户需求有重要影响的因素,某些预测结果误差较大。

2.4 超短期用户需求预测^[27, 30, 48]

超短期用户需求预测指的是预测 15 分钟甚至 5 分钟以后的用户需求。在电力市场条件下,每个调度时段实时调度子系统根据超短期用户需求预测的结果和电厂报价进行经济调度,计算市场清算电价,进行电力市场实时平衡调节,用户需求预测的结果将直接影响电网和各电厂的经济利益。本文的超短期用户需求预测指的是根据电力市场运行数据,预测 5 分钟后的用户需求,组织实时电力市场。本文采用组合预测法进行超短期用户需求预测。

单一预测方法所利用的信息是有限的,而不同的预测方法所利用的信息不会完全相同,所以可以将各种单一的预测结果进行组合得到一个综合预测结果,一方面可以充分利用收集的模型信息,另一方面可以达到改善预测效果的目的。有两种方法进行组合预测,一种是将几种预测方法所得的结果选取合适的权重进行加权平均,另一种是在各种预测方法中进行比较,选择拟合度最佳和误差最小的预测模型作为最优模型进行预测。

常用的组合预测方法有等权平均法、方差协方差法、最优组合法、加权最小二乘法和模型群优选法等。本文采用基于时间序列法和人工神经网络法的等权平均组合预测方法进行超短期用户需求预测。

2.4.1 等权平均组合预测^[27, 30, 43]

等权平均组合预测法是一类经常使用的组合预测方法,其基本思想是通过多个模型的预测结果进行平均,以减小依靠单个模型预测所带来的误差风险。

$P_{d,i}^*(T)$ ($i=1,2,\dots,N_k$) 为第 i 个模型的预测值,如果用 $P_d^*(T)$ 表示组合预测值,则用等权平均组合预测法得到的组合预测值为:

$$P_d^*(T) = \frac{1}{N_k} \sum_{i=1}^{N_k} P_{d,i}^*(T) \quad (2-23)$$

式中: $P_d^*(T)$ 为组合预测值, 单位为 kW ; $i = 1, 2, \dots, N_k$, N_k 为模型数; $P_{d,i}^*(T)$ 为第 i 个模型的预测值, 单位为 kW ; 其余符号意义同前文解释。

等权平均组合预测法不需要了解单一预测值 $P_{d,i}^*(T)$ ($i = 1, 2, \dots, N_k$) 的预测精度, 也不需要知道单一预测误差之间的关系, 因此只有事先了解到这些预测值有接近的误差时, 采用等权平均组合预测法才是合理的。通常对等权平均组合预测法进行改造, 使之可以反映不同预测结果对组合预测值的影响。

$$P_d^*(T) = \sum_{i=1}^{N_k} k_{c,i} P_{d,i}^*(T) \quad (2-24)$$

其中: $k_{c,i}$ 为第 i 个模型预测值的权系数并且满足:

$$\sum_{i=1}^{N_k} k_{c,i} = 1 \quad (2-25)$$

其余符号意义同前文解释。

等权平均组合预测法是最简单的组合预测方法, 在各种预测模型精度未知的情况下, 是一种比较稳妥的组合方法, 可以降低单一预测模型所带来的误差风险。

2.4.2 误差反向传播算法^[20, 42]

人工神经元是一个多输入、单输出的非线性结构, 其输入输出关系可描述成:

$$\bar{Y}_i = \sum_{j=1}^{N_{a,i}} w_{i,j} X_{i,j} - \theta_i \quad (i = 1, 2, \dots, N_a) \quad (2-26)$$

$$Y_i = f(\bar{Y}_i) \quad (i = 1, 2, \dots, N_a) \quad (2-27)$$

式中: $X_{i,j}$ ($i = 1, 2, \dots, N_a$, $j = 1, 2, \dots, N_{a,i}$) 为神经元 i 的输入信号; N_a 为神经元个数; $N_{a,i}$ 为神经元 i 的输入信号个数; $w_{i,j}$ 为神经元 i 与神经元 j 的连接权值; θ_i 为神经元 i 的阈值; $\bar{Y}_i$ 为神经元 i 计算中间量; Y_i 为神经元 i 的输出; f 为传递函数。

如果令 $w_{i,0} = -\theta_i$, $X_{i,0} = 1$, 可以将式 (2-26) 表示为:

$$\bar{Y}_i = \sum_{j=0}^{N_{a,i}} w_{i,j} X_{i,j} \quad (2-28)$$

式中各符号意义同前文解释。

传递函数可以为线形函数或者具有任意阶导数的非线性函数。比如 Sigmoid 型函数。

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (2-29)$$

式中：\$f(x)\$ 为传递函数表达式。

对于 BP 神经网络，假设共有 \$M\$ 层（不包括输入层），第 \$i\$ 层的节点数为 \$N_i\$，则有：

$$\bar{Y}_i = \sum_{j=1}^{N_i} w_{i,j} X_{i,j} \quad (2-30)$$

$$Y_i = f(\bar{Y}_i) \quad (2-31)$$

式 (2-30)、式 (2-31) 中各符号意义同前文解释。

给定样本模式后，神经网络各节点之间的连接权值将被调整，使下面函数最小：

$$E(w) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_a} (Y_i - \bar{Y}_i)^2 \quad (2-32)$$

式中：\$E(w)\$ 为神经网络误差函数；其余符号意义同前文解释。

由梯度下降法，可以求得 \$E(w)\$ 的梯度修正值，即权值修正量可由下式求得：

$$\Delta w_{i,j} = -k_e \frac{\partial E}{\partial w_{i,j}} = k_e \delta_{i,j} Y_{i-1} \quad (2-33)$$

式中：\$\Delta w_{i,j}\$ 为神经元连接权值 \$w_{i,j}\$ 的调整值；\$k_e\$ 为误差调整系数；\$\delta_{i,j}\$ 为中间变量，对于第 \$M\$ 层，有：

$$\delta_{i,j} = (Y_m - \bar{Y}_m) f'(\bar{Y}_m) \quad (2-34)$$

对于其它层，有：

$$\delta_{i,j} = \sum_{j=1}^{N_i} w_{i+1,j} \delta_{i+1,j} f'(\bar{Y}_i) \quad (2-35)$$

其余符号意义同前文解释。

这就是神经网络的误差反向传播算法，对于给定的样本，按照上述的过程，不断调整神经元之间的连接权值，使网络的输出接近所希望的输出。该算法从本质上来说仍然是梯度下降法，存在算法陷于局部极小值的问题，也有可能收敛的速度较慢，为了解决算法的这些局限，通常与其它的全局优化方法相结合。

2.4.3 等权平均组合预测讨论

等权平均组合预测的流程如图 2—2 所示，这里采用的是时间序列法和神经网络法相结合的等权平均组合预测。

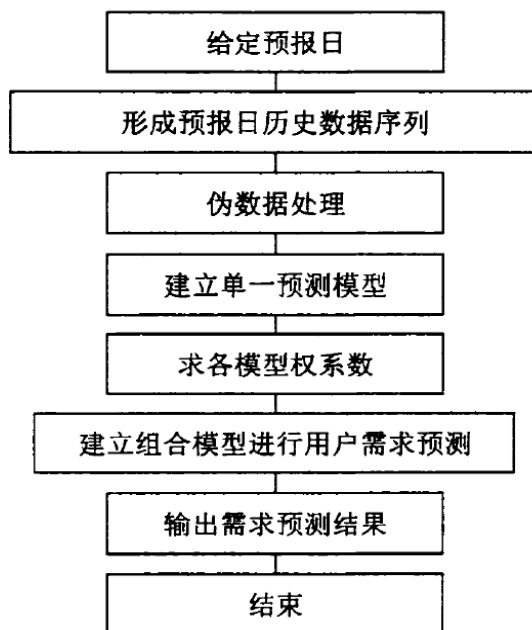


图 2—2 时间序列预测流程图

采用人工神经网络进行训练，特征输入向量的选取是一个非常关键的问题。特征输入量选取太少会影响模型的精度，特征输入量选取太多又会影响人工神经网络的收敛速度和收敛特性。

特征输入量的选取可以作如下处理。首先是预测日的温度参数，因为用户需求对温度的敏感程度比较高，分散性也很大。由于具体的数值规律不容易掌握，为了不失一般性，选取预测日的最高最低温度作为特征输入量。其次是用户需求数据，因为用户需求历史数据是用户需求预测的基础，而一天中用户需求的变化有三个最显著的特征量，即最大用户需求、最小用户需求和平均用户需求。再次是预测日类别数据，因为基本的用户需求是随用户生活规律变化的，所以按照用户的生活规律将预测日分类，即分为周一至周日七个预测日类别作为特征输入量。还有是用户电价参数，因为用户需求也会随用户电价的变化而变化，由于采用分时电价，所以日最高电价、日最低电价和日平均电价也作为特征输入量。最后选取一个随机输入量，以表示预测日中的随机事件，比如运动会、节假日或者特殊的电视节目等等。至此共选取了 10 个特征输入量进行训练，由于上述各特征输入量具有不同意义，在实际使用中，将其归一化为标么值进行计算。

在等权组合预测中,如果有历史预测数据,可以根据预测方差来判断各预测模型的预测误差,然后利用最小二乘法确定各预测模型的权系数 $k_{c,j}$,进一步提高模型的预测精度和适应性。

2.5 用户需求分析^[3, 5, 26, 31]

对于某类用户来说,用户需求特性包含几方面的内容:需求变化曲线、需求变化特性和电价平衡曲线。研究用户需求特性不仅可以了解用户需求的变化规律,更好地计划电力生产;还可以了解用户需求变化对电力生产的影响,确定各类用户应该承担的电能生产成本,作为制定电价的基础;同时也可以根据用户需求变化的规律,实施用户需求管理,保证用户的经济运行。

2.5.1 需求变化曲线

需求变化曲线指的是某段时间内用户需求随时间变化的规律。按照用户需求的种类可以分为有功功率需求变化曲线和无功功率需求变化曲线;按照时间段长短可以分为日需求变化曲线和年需求变化曲线。对于电力市场来说,最重要是掌握某类用户的有功功率日需求变化曲线,它是电力市场安排交易计划的基础。

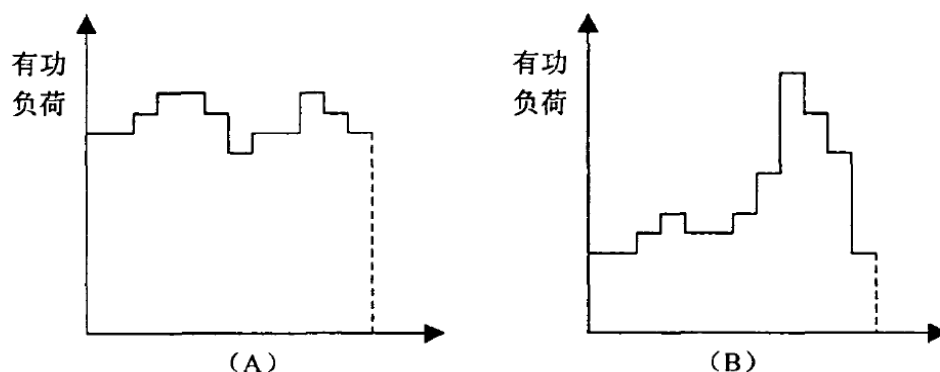


图 2-3 用户需求变化曲线

虽然整个电力市场的有功功率日需求变化曲线上的最大最小值之差(即峰谷差)并不是很大。但是个别用户或特殊用户的有功功率日变化曲线却可以有很大的峰谷差,其取决于用户所属的用户类别。如图 2-3 所示,其中(A)表示某三班制连续生产的重工业用户日需求变化曲线,其变化相对平坦,峰谷负荷差别不大;图(B)表示的是普通生活用电需求变化曲线,其特点是有明显的照明用电高峰。至于电力市场用户需求曲线变化相对平坦是因为不

同用户需求曲线的高峰不会都同时出现, 各类用户的最大用户需求相加后, 应乘以小于 1 的用户分散系数, 才得到电力市场的最大综合用户需求。

2.5.2 需求变化特性

需求变化特性指的是用户需求随电压或系统频率变化的规律, 因而可以分为电压特性和频率特性。它们可以进一步分为动态特性和静态特性, 动态特性指的是电压或频率急剧变化过程中, 用户需求与电压或频率的关系; 静态特性指的是电压或频率变化后进入稳态时用户需求与电压或频率的关系。

需求变化特性与用户的用电设备密切相关, 讨论的是用户需求的物理特性, 在简单的电力市场计算中不予考虑, 只有在进行电力市场的精确计算时才考虑。

2.5.3 电价平衡曲线

在电力市场条件下, 电能作为商品参与市场交易, 其生产、流通、交易和消费也满足一般商品生产的经济规律, 满足市场经济供给与需求的基本原理。

在条件相同时, 一种商品的市场价格与该商品的需求量之间存在一定的关系, 这种价格与需求之间的关系称为商品的需求曲线^[5]。需求曲线的一个重要特点就是需求向下倾斜规律, 即当一种商品价格上升时, 购买者趋于购买更少的数量, 同理当价格下降时, 该商品的需求量将增加。

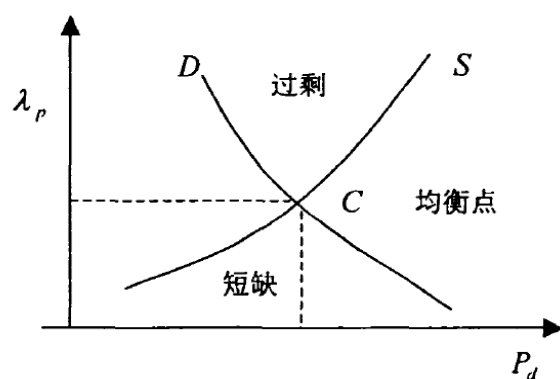


图 2-4 电力市场平衡曲线

在条件相同时, 一种商品的市场价格与生产者愿意生产和销售该商品的数量之间存在一定的关系, 这种价格与供给之间的关系称为商品的供给曲线。从供给曲线的研究可以发现供给与价格之间存在正相关关系, 即价格上涨时, 更多的该商品被生产出来, 价格下跌时, 该商品的供给量也减少。

在市场机制的作用下，需求曲线和供给曲线是相互作用的，从而产生了均衡价格和均衡数量，即市场均衡（Market Equilibrium，简称 ME）。市场均衡发生在供给和需求力量达到平衡的价格和数量点上，在该点商品购买者需要的购买数量正好等于生产者愿意的生产数量。通常采用图 2-4 所示的供求曲线描述市场均衡，其中 λ_p 为商品的价格，在电力市场中指电价，单位为元/ kWh ； P_d 为商品的数量，在电力市场中指功率，电能单位 kW ；曲线 D 为需求曲线，曲线 S 为供给曲线，点 C 为市场均衡点。

对于电力商品来说，可以根据历史数据采用线性模型来拟合需求曲线，即满足：

$$P_d(n) = -a_d(n)\lambda_d(n) + b_d(n) \quad (2-36)$$

式中： $P_d(n)$ 为时段 n 的用户需求，单位为 kW ； $\lambda_d(n)$ 为时段 n 内的电能价格，单位为元/ kWh ； $a_d(n)$ ， $b_d(n)$ 为大于 0 的拟合常数，可根据历史数据进行回归分析求得。

如果给定第 n 时段的电价平衡历史数据样本 $(\lambda_{d,i}(n), P_{d,i}(n)) (i=1,2,\dots,N_s)$ ， N_s 为样本容量。令：

$$E_\lambda(n) = \sum_{i=1}^{N_s} [-a_d(n)\lambda_{d,i}(n) + b_d(n) - P_{d,i}(n)]^2 \quad (2-37)$$

式中： $E_\lambda(n)$ 为误差函数；其余符号意义同前文解释。

根据拉格朗日乘子法，令：

$$\frac{\partial E_\lambda(n)}{\partial a_d(n)} = 2 \sum_{i=1}^{N_s} \lambda_{d,i}(n) [-a_d(n)\lambda_{d,i}(n) + b_d(n) - P_{d,i}(n)] = 0 \quad (2-38)$$

$$\frac{\partial E_\lambda(n)}{\partial b_d(n)} = 2 \sum_{i=1}^{N_s} [-a_d(n)\lambda_{d,i}(n) + b_d(n) - P_{d,i}(n)] = 0 \quad (2-39)$$

如果令：

$$\Delta(n) = \left[\sum_{i=1}^{N_s} \lambda_{d,i}(n) \right]^2 - N_s \sum_{i=1}^{N_s} \lambda_{d,i}^2(n) \quad (2-40)$$

$$\Delta_a(n) = \sum_{i=1}^{N_s} \lambda_{d,i}(n) \sum_{i=1}^{N_s} P_{d,i}(n) - N_s \sum_{i=1}^{N_s} \lambda_{d,i}(n) P_{d,i}(n) \quad (2-41)$$

$$\Delta_b(n) = \sum_{i=1}^{N_s} \lambda_{d,i}^2(n) \sum_{i=1}^{N_s} P_{d,i}(n) - \sum_{i=1}^{N_s} \lambda_{d,i}(n) \sum_{i=1}^{N_s} \lambda_{d,i}(n) P_{d,i}(n) \quad (2-42)$$

式中： $\Delta(n)$ 、 $\Delta_d(n)$ 、 $\Delta_h(n)$ 为中间变量；其余符号意义同前文解释。

求解式（2-28）、式（2-29）所示方程组，可得：

$$a_d(n) = \Delta_d(n) / \Delta(n) \quad (2-43)$$

$$b_d(n) = \Delta_h(n) / \Delta(n) \quad (2-44)$$

式中各符号意义同前文解释。

在实际电力市场中，是无法准确拟合式（2-36）表示的需求曲线，但是可以通过历史数据按下式拟合：

$$P_{d,top}(n) = -a_{d,top}(n)\lambda_d(n) + b_{d,top}(n) \quad (2-45)$$

$$P_{d,low}(n) = -a_{d,low}(n)\lambda_d(n) + b_{d,low}(n) \quad (2-46)$$

式中： $P_{d,top}(n)$ 、 $P_{d,low}(n)$ 分别为在电价 $\lambda_d(n)$ 下的最大和最小可能用户需求，单位为kW；

$a_{d,top}(n)$ 、 $a_{d,low}(n)$ 、 $b_{d,top}(n)$ 、 $b_{d,low}(n)$ 为拟合系数，其余符号意义同前文解释。

2.5.4 用户需求特点

用户需求是其时间特性、物理特性和经济特性的综合。在电力市场中，为了合理制定电价，就必须结合各类用户需求的综合特性，使其合理承担电能生产和再生产成本。用户需求特点通常考虑如下指标。

（1）用户最大需求

用户最大需求与电能生产的固定成本密切相关，其应该承担电价中的基本电价。用户最大需求的计量有两种方法，一是用千瓦表来计量，另一种是用千伏安表来计量。实际中用户最大需求不是采用的瞬时最大值，因为电气设备都能短时承受过负荷，所以通常采用15分钟内的最大平均需求来计算用户最大需求，用户最大需求用 $P_{d,max}$ 表示，单位为kW。

（2）用户消耗电量

用户消耗电量与电能生产的变动成本密切相关，承担的是电价中的电量电价。用户消耗的电量不仅包括用户直接消耗的电能量，还包含电能 在传送过程中损失的电量分担到用户中的部分。用户消耗电量用 W_d 表示，单位为kWh。

（3）用户需求系数

用户需求系数反映的是某类用户用电量的幅值波动时间特性，可以简单定义为某个时段

内的平均用户需求与最大用户需求之比。即：

$$k_d = \frac{P_{d,avg}(n)}{P_{d,max}(n)} \times 100\% \quad (2-47)$$

式中： k_d 为用户需求系数； $P_{d,avg}(n)$ 为某时段平均用户需求，单位为 kW ； $P_{d,max}(n)$ 为某时段最大用户需求，单位为 kW 。

(4) 用户分散系数

用户分散系数反映的是一组用户之间用电量幅值波动的时间特性，定义为该组用户的综合最大需求量与各个用户的最大需求量之和的比值。即：

$$k_r = \frac{P_{\Sigma,max}(n)}{P_{d,max,1}(n) + P_{d,max,2}(n) + \cdots + P_{d,max,N_c}(n)} \times 100\% \quad (2-48)$$

其中： k_r 为用户分散系数； $P_{\Sigma,max}$ 为该组用户的综合最大需求，单位为 kW ； $P_{d,max,i}$ ($i = 1, 2, \dots, N_c$) 为该组中第 i 类用户的最大需求，单位为 kW ； N_c 为该组的用户类别总数。

2.6 本章小结

本章根据电力市场用户需求预测的特点，介绍了常用的用户需求预测方法，结合电力市场对用户需求预测的要求，讨论了基于时间序列法的短期用户需求预测和基于组合预测法的超短期用户需求预测模型。同时本章讨论了电力市场中用户需求的特点，介绍了用户需求变化曲线和电价平衡曲线。

第3章 电力公司运营成本

电力公司的各项运营成本是计算其电价的基础,在电力市场条件下,电力公司的利润与其在各个环节的运营成本密切相关。本章从成本的基本概念出发,阐述了边际成本定价的理论与方法,讨论了机组发电成本曲线、抽水蓄能电厂的经济运行和电力公司的供电成本及其折算。

3.1 成本的基本概念^[5]

生产几乎无处不在,而生产后面是与其形影不离的成本。在这个资源稀缺的社会,企业必须为自己所有的生产投入比如厂房、燃料、设备以及工资等等进行支付,电力公司也不例外,电力企业也必须选择有效的、以最低成本创造出最高产出的生产方法。

3.1.1 总成本

总成本(Total Cost,简称 TC)是企业为生产某产量水平所需要的最低成本总额,总成本随产量的上升而上升,包括固定成本和可变成本两部分。总成本一般用 C_T 表示,单位为人民币元。

固定成本(Fixed Cost,简称 FC)也称为沉淀成本,是企业生产过程中不随产量变化而变化的成本,由许多部分构成包括厂房和办公室的租金、设备的费用、债务的利息支付和长期工作人员的工资等等。即使企业的产出为零,固定成本也是必须支付的开支,而且如果企业的产量变化,这些开支也不会变化。对于电力公司来说,固定成本主要包括配电线路建设费用、配电设备投资费用、电力公司固定资产折旧等等,一般用 C_F 来表示,单位为人民币元。

可变成本(Variable Cost,简称 VC)是随着产出的水平变化而变化的那些成本,它包括产出所需要的原料、为生产而配置的员工、企业进行生产所需的能源以及所有非固定的成本等等。一般说来,可变成本随着产量的增加而增加。购电费用、线路损耗、抄表人员的工资等都属于电力公司的可变成本,一般用 C_V 来表示,单位为人民币元。

根据总成本的定义可以得到:

$$C_t = C_f + C_v \quad (3-1)$$

式中各符号意义如前文解释。

3.1.2 边际成本

在经济学理论分析中，边际成本是最重要的概念之一。边际成本（Marginal Cost，简称 MC）表示企业每增加 1 单位产出所需要额外的或增加的总成本。比如说某电厂发电 100 千瓦的总成本为 10000 元，如果发电 101 千瓦所需的总成本为 10008 元，则发电第 101 千瓦的边际成本为 8 元。如果某发电厂在发电功率为 P_g 时的总成本为 $C_t(P_g)$ ，根据边际成本定义可以得到：

$$C_{m,g} = \frac{dC_t(P_g)}{dP_g} \quad (3-2)$$

式中： $C_{m,g}$ 为该发电厂在发电功率为 P_g 时的边际成本，单位为人民币元； $C_t(P_g)$ 为总成本，单位为人民币元； P_g 为发电功率，单位为 kW 。

有时候单位产出的边际成本可能非常低，对于一列有空位置的列车，增加一位旅客的边际成本仅仅增加印制车票的支出，其边际成本的几乎为零；同时相反的情形也存在，有时候单位产出的边际成本会非常高，对于电力系统，在正常情况下，可以用最低成本和最高效的机组提供足够的电力，但是在夏季当所有的空调都打开时，电力需求变得很高，这时不得不开启系统中陈旧、低效的发电机组，导致所增加的电力生产的边际成本非常高。

3.1.3 平均成本

平均成本（Average Cost，简称 AC）是单位产品所消耗的总成本，即总成本除以总的产品数量。由于总成本可以分为固定成本和可变成本，相应地平均成本也可以分为平均固定成本（Average Fixed Cost，简称 AFC）和平均可变成本（Average Variable Cost，简称 AVC）。

$$C_{at}(P_g) = \frac{C_t(P_g)}{P_g} = \frac{C_f(P_g) + C_v(P_g)}{P_g} = C_{af}(P_g) + C_{av}(P_g) \quad (3-3)$$

式中： $C_{at}(P_g)$ 、 $C_{af}(P_g)$ 、 $C_{av}(P_g)$ 分别为发电功率为 P_g 平均成本、平均固定成本和平均可变成本，单位为人民币元；其余符号意义同前文解释。

由于固定成本不随产量变化，而可变成本随产量增加而增加，所以从总体看来，平均成本随产量的变化趋势是先减小后增加，呈现 U 型变化趋势。

3.1.4 机会成本

从经济学的角度看，资源是稀缺的，这意味着当采用某种方法使用资源时，就放弃了利用其它方法利用该资源的机会。机会成本 (Opportunity Cost, 简称 OC) 指的是在现有条件下，使用某种资源所能获得的最大收益。对于企业来说，其总成本在现有条件下所能获得的最大收益就是该企业的机会成本。机会成本是一个经济学的概念，在通常的财务和会计实际中很少使用。

3.2 发电成本曲线^[3, 6, 46]

发电成本指的是发电厂生产总成本，包括燃料费、管理费、检修费、发展费和各种折旧等等。发电成本是电价的主要组成部分，直接影响到电力市场的电价水平，所以正确、合理地核算发电成本是制定电价的基础。同时发电企业可以通过发电成本核算来分析其电能产品在电力市场的竞争力，据此提出符合企业利益的竞价策略。

3.2.1 单机发电成本曲线

假设第 i 台机组的发电总成本 $C_{t,i}$ 是发电功率 $P_{g,i}$ 的二次曲线^[6]，即：

$$C_{t,i}(P_{g,i}) = a_{g,i} P_{g,i}^2 + b_{g,i} P_{g,i} + d_{g,i} \quad (3-4)$$

式中： $C_{t,i}(P_{g,i})$ 为机组 i 的发电总成本，单位为人民币元； $P_{g,i}$ 为机组 i 的发电功率，单位为 kW ； $a_{g,i}$ ， $b_{g,i}$ ， $d_{g,i}$ 为机组 i 的发电成本曲线系数， i ($i=1,2,\dots,N_g$) 为机组号； N_g 为机组台数。

由此可知，机组 i 的发电平均成本为：

$$C_{at,i}(P_{g,i}) = \frac{C_{t,i}(P_{g,i})}{P_{g,i}} = a_{g,i} P_{g,i} + b_{g,i} + \frac{d_{g,i}}{P_{g,i}} \quad (3-5)$$

式中： $C_{at,i}(P_{g,i})$ 为机组 i 的发电平均成本，单位为人民币元；其余符号意义同前文解释。

同样，机组 i 的发电边际成本为：

$$C_{m,i}(P_{g,i}) = \frac{dC_{t,i}(P_{g,i})}{dP_{g,i}} = 2a_{g,i}P_{g,i} + b_{g,i} \quad (3-6)$$

式中： $C_{m,i}(P_{g,i})$ 为机组*i*的发电边际成本，单位为人民币元；其余符号意义同前文解释。

当发电成本曲线 $C_{t,i}(P_{g,i})$ 为二次函数时，发电平均成本 $C_{at,i}(P_{g,i})$ 为双曲线，发电边际成本 $C_{m,i}(P_{g,i})$ 为一次曲线。从式(3-4)~式(3-6)可以看出，发电平均成本 $C_{at,i}(P_{g,i})$ 是发电成本曲线 $C_{t,i}(P_{g,i})$ 各点至坐标原点连线与横轴夹角的正切值；边际成本 $C_{m,i}(P_{g,i})$ 是曲线 $C_{t,i}(P_{g,i})$ 各点切线与横轴夹角的正切值。

在发电总成本曲线中， $a_{g,i}$ 表示的是曲线 $C_{t,i}(P_{g,i})$ 的曲率，即发电总成本随发电功率增加的加速度， $a_{g,i}$ 大于0时，曲线是凹向上的， $a_{g,i}$ 小于0时，曲线是凸向下的。 $b_{g,i}$ 表示的是发电总成本曲线 $C_{t,i}(P_{g,i})$ 的斜率，即发电总成本随发电功率增加的速度。 $d_{g,i}$ 表示的是发电总成本曲线 $C_{t,i}(P_{g,i})$ 的截距，与发电机组的空载成本有关，一般为正值，反映的是发电总成本中的固定成本。

3.2.2 多机边际成本叠加

上面讨论的是单机发电成本曲线，实际的电力公司可能不止拥有一台发电机组，在参与电力市场交易中可以按机组为单位进行报价，也可以等值成一台等值发电机组进行报价。多机边际成本的叠加可以按等边际发电成本原则进行。

设单机的发电边际成本 $C_{t,i}(P_{g,i})$ 为：

$$C_{m,i}(P_{g,i}) = 2a_{g,i}P_{g,i} + b_{g,i} \quad (3-7)$$

式中： $i=1,2,\dots,N_g$ ， N_g 为机组台数，其余符号意义同前文解释。

对于给定的某边际成本 C_m^0 ，由式(3-7)可得各发电机组与之对应的发电功率：

$$P_{g,i}^0 = \frac{1}{2} \left(\frac{C_{m,i}^0}{a_{g,i}} - \frac{b_{g,i}}{a_{g,i}} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{C_m^0}{a_{g,i}} - \frac{b_{g,i}}{a_{g,i}} \right) \quad (3-8)$$

式中： $P_{g,i}^0$ ($i=1,2,\dots,N_g$)为发电机组*i*在边际成本 C_m^0 下的发电功率，单位为kW；其余符号意义同前文解释。

此时该电力公司所有发电机组可以提供的总发电功率为：

$$P_{g,\Sigma}^0 = \sum_{i=1}^{N_g} P_{g,i}^0 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_g} \left(\frac{C_m^0}{a_{g,i}} - \frac{b_{g,i}}{a_{g,i}} \right) \quad (3-9)$$

式中： $P_{g,\Sigma}^0$ 为所有发电机组总的发电功率，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释。

从式 (3-9) 中解出 C_m^0 可得：

$$C_m^0 = \left[2 / \sum_{i=1}^{N_g} (1/a_{g,i}) \right] \times P_{g,\Sigma}^0 + \sum_{i=1}^{N_g} (b_{g,i}/a_{g,i}) / \sum_{i=1}^{N_g} (1/2a_{g,i}) \quad (3-10)$$

式中各符号意义同前文解释。

即等值发电机组的发电边际成本 $C_{m,\Sigma}$ 满足：

$$C_{m,\Sigma}(P_{g,\Sigma}) = a_{g,\Sigma} P_{g,\Sigma} + b_{g,\Sigma} \quad (3-11)$$

式中： $C_{m,\Sigma}(P_{g,\Sigma})$ 为等值机组的发电边际成本，单位为人民币元； $P_{g,\Sigma}$ 为等值发电机组的发电功率，单位为 kW ； $a_{g,\Sigma}$ ， $b_{g,\Sigma}$ 为等值发电机组的发电边际成本系数，且满足：

$$a_{g,\Sigma} = 2 / \sum_{i=1}^{N_g} (1/a_{g,i}) \quad (3-12)$$

$$b_{g,\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_g} (b_{g,i}/a_{g,i}) / \sum_{i=1}^{N_g} (1/2a_{g,i}) \quad (3-13)$$

式中各符号意义同前文解释。

3.3 抽水蓄能电厂经济运行^[24]

抽水蓄能电厂由于其运行的特殊性，可以根据一天中不同时段电价差，维持一个“抽水—发电”日经济循环。如果已知次日各时段的购电电价 $\lambda_r(n)$ 和上网电价 $\lambda_h(n)$ ，在不考虑网络拥塞的前提下，可以决定次日各个时段抽水蓄能电厂的蓄电功率 $P_{e,r}(n)$ 和发电功率 $P_{e,h}(n)$ ，使得抽水蓄能电厂的日运营收益 $\rho_{e,day}$ 最大。

$$\max \rho_{e,day} = \frac{24}{N_d} \sum_{n=1}^{N_d} [\lambda_h(n) P_{e,h}(n) - \lambda_r(n) P_{e,r}(n) - C_{m,e}(n) P_e(n)] \quad (3-14)$$

$$s.t. \quad \frac{24}{N_d} \left| \sum_{n=1}^{N_d} P_{c,b}(n) - \sum_{n=1}^{N_d} P_{c,r}(n) \right| < W_{c,\max} \quad (3-15)$$

$$C_{m,cr}(n) = a_{cr}(n)P_{c,r}(n) + b_{cr}(n) \quad (3-16)$$

$$C_{m,cb}(n) = a_{cb}(n)P_{c,b}(n) + b_{cb}(n) \quad (3-17)$$

$$P_c(n) = P_{c,r}(n) + P_{c,b}(n) \quad (3-18)$$

式中: $\lambda_r(n)$ 、 $\lambda_b(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$) 为抽水蓄能电厂在时段 n 内的购电电价、上网电价, 单位为元/ kWh ; N_d 为时段数; $P_{c,r}(n)$ 、 $P_{c,b}(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$) 为该电厂在时段 n 内的购电功率、上网功率, 单位为 kW ; $C_{m,cr}(n)$ 、 $C_{m,cb}(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$) 为该电厂在时段 n 内的抽水边际运行成本和发电边际运行成本, 单位为人民币元; $a_{cr}(n)$ 、 $b_{cr}(n)$ 、 $a_{cb}(n)$ 、 $b_{cb}(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$) 为该电厂的边际成本系数; $\rho_{c,day}$ 抽水蓄能电厂日运营收益, 单位为人民币元。

文献[24]中详细讨论了京津唐电网抽水蓄能机组的经济运行, 比较了该电网在纯火电运行和抽水蓄能机组参与运行两种方案下的各种经济指标, 并且分析了抽水蓄能机组对电网发电成本的影响。文献[24]指出, 抽水蓄能电厂给电网带来的经济效益不仅体现在电厂自身的收益上, 还有多方面的收益。一是抽水蓄能机组参与电网运行可以减少火电机组的运行台数, 改善火电机组的运行工况, 提高机组的发电负荷率, 使之可以在经济负荷区内运行, 从而降低电网的发电煤耗; 二是由于抽水蓄能机组改变了火电机组的组合方式, 低谷利用低成本机组的电力抽水, 高峰时代替高成本机组发电, 因而可以安排更多的高成本机组停机备用, 从而降低电网的燃料成本; 三是抽水蓄能机组削峰填谷减少了火电机组的启停调峰台次, 也就降低了电网的调峰费用。京津唐电网的分析表明, 即使抽水蓄能电厂的日循环运行没有收益, 抽水蓄能机组在以上三个方面的间接收益已超过了其本身循环的效率损失。

3.4 电力公司的供电成本^[1-3, 6, 16, 22, 46, 52]

电力公司的供电成本是电力公司从电网购买电能然后销售给用户所需的成本, 它是电力公司核算售电电价的基础。在单一购买者运营模式下, 电力公司可以通过抬高电价的方法将供电成本中超出社会平均成本的部分转嫁给用户, 但是在零售竞争运营模式下, 电力公司在其供电区域内失去了对用户供电的垄断地位, 必须自己承担供电的市场风险。在电力市场中,

电力公司需要盈利就必须根据供电成本来决定自己的供电量,过多或过少的供电量都将导致电力企业经营亏损。此处的电力公司供电成本指的是电力公司供电总成本,但从中扣除了从电网公司购买电能支付的购电费用。

3.4.1 供电成本的构成

电力公司的供电成本包括供电线路建设成本、供电网络电能损耗、电力公司工作人员的工资福利、设备折旧、建设基金贷款利息、上缴税收、维护费用等等。电力公司的供电成本加上国家认可的合理的利润必须与所收的电费大体平衡,称为收支平衡。

供电成本可以分为两部分:随供电量变化而变化的可变成本和不随供电量变化而变化的固定成本。如图 3-1 所示,其中 $C_{f,s}$ 为固定供电成本,它与最大用户需求有关,而与用户实际消耗电量无关;相反 $C_{v,s}$ 为可变供电成本,它与最大用户需求无关,而与用户实际消耗电量密切相关。对于某个用户来说,只要申请用电,就必须按照最大需求支付固定供电成本,然后按照实际消耗电量支付可变供电成本。即使该用户的实际电量消耗为零,也要支付固定电量成本,当然用户所消耗的电量越多,其需要支付的供电成本也就越多,不过单位电量支付的供电成本将减小。

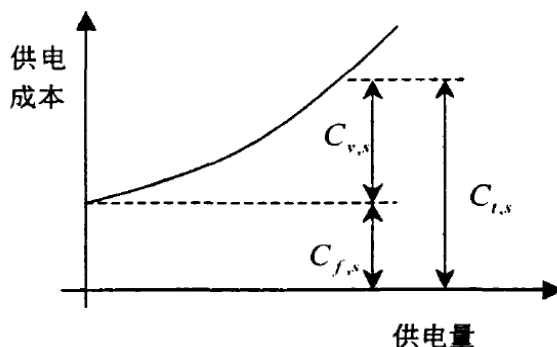


图 3-1 供电成本组成曲线

将电力公司的供电成本按性质分为四类:建设成本、网络损耗、管理成本和利润。则总供电成本可以表示为:

$$C_{t,s} = C_{s,s} + C_{l,s} + C_{o,s} + C_{p,s} \quad (3-19)$$

式中: $C_{t,s}$ 、 $C_{s,s}$ 、 $C_{l,s}$ 、 $C_{o,s}$ 、 $C_{p,s}$ 分别为电力公司的总供电成本、建设成本、网络损耗成本、管理成本和利润;单位均为人民币元。

3.4.2 供电成本的用户因素

在电力市场中,用户是电力公司的市场客户,其用电行为和用电特性直接影响电力公司的运行决策,因此电力公司的供电成本中包含诸多的用户因素。

(1) 最大用户需求

最大用户需求影响的是固定供电成本,为了满足用户的最大供电需求,电力公司不仅需要为用户建设更高容量的配电线路,而且需要为用户保存一定的电能储备——备用容量,而在电力市场中,备用机组几乎都是高边际成本的机组。

(2) 用户消耗电量

用户消耗电量影响的是变动供电成本,电力公司通过配电线路向用户供电,所以用户消耗电量包括用户直接消耗电量和沿线电能损耗,并且沿线电能损耗必须按照用户特性进行合理分摊。

(3) 用户需求系数

如果某类用户应该分摊的固定供电成本和变动供电成本已经确定,那该类用户单位电量的成本就是:

$$C_{ai,i} = \frac{C_{fi,i}}{k_{di,i}} + C_{vi,i} \quad (3-20)$$

其中: $k_{di,i}$ 为第 i 个用户的需求系数; $C_{ai,i}$ 为该用户的单位电量成本,单位为人民币元; $C_{fi,i}$ 为该用户所分摊的固定成本,单位为人民币元; $C_{vi,i}$ 为该用户所分摊的变动成本,单位为人民币元。

从式(3-20)可以看出,在固定供电成本和变动供电成本一定的情况下,由于用户需求系数的不同,其单位电量的平均成本也不同,随着用户需求系数的提高,平均单位成本急剧下降。用户需求系数是反映用户用电特性的重要标志,用户需求系数越高,其供电成本就越低。

(4) 用户分散系数

每个用户都有其最大用户需求,然而对于电力公司来说,因为所有用户的最大需求不会同时出现,所以电力公司的供电容量必然小于各用户最大需求之和。换言之,用户单位电量的最大需求并不一定需要占用电量公司的单位供电容量,所以用户分散系数是决定固定供电成本分摊的重要因素。用户分散系数越高,每个用户应分摊的固定供电成本也高;反之,用户分散系数越低,每个用户应分摊的固定供电成本也低。可以按照下面比例分摊:

$$k_{d,i} = k_r \frac{P_{d,\max,i}}{P_{\Sigma,\max}} \times 100\% \quad (3-21)$$

式中： $k_{d,i}$ 为第*i*类用户的分摊系数；其余各符号意义同前文解释。

根据分散系数的定义，可知分摊系数满足：

$$\sum_{i=1}^{N_c} k_{d,i} = 1 \quad (3-22)$$

式中各符号意义同前文解释。

（5）用户供电电压

由于用户的最大需求和用电量不同，用户所在地点的不同，电力公司向各用户供电的电压也不同，一般来说，用户最大需求和用电量越大，则选择的供电电压越高；用户的供电距离越远，供电电压也越高。如果用户选择的是高压供电线路，则没有理由承担低压配电线路和变电站的费用，反之，如果用户选择低压供电线路，则除了要承担低压线路和变电站费用外，还要承担部分高压供电线路和变电站的费用。高压供电的成本要低于低压供电的成本。

在同一电压等级的用户，从理论上来说由于其供电距离的不同，所应该承担的线路费用和线路损失也都不一样。根据每个用户的供电距离精确计算其所应承担的成本是不可能的，所以在同一电压等级中，不考虑供电距离对成本的影响。用户供电电压与供电成本之间的具体关系比较复杂，一般不求其具体表达式，而是在电价设计时通过政策性因素反映。

（6）用户功率因素

用户功率因数对固定供电成本和变动供电成本都有不同程度的影响。功率因数低的用户，单位用电需求所占的电气设备容量要比功率因数高的用户所需的电气设备容量大，其应该分摊的固定供电成本高。同时，在消耗同样电量的情况下，功率因数低的用户，其负荷电流必然较大，引起的线路损失也就大，所以该分摊的变动供电成本也高。还有，为了保证供电质量，电力公司还必须为功率因数低的用户装设无功补偿装置，也增加了他们的固定供电成本。实践中采用千伏安校正系数（kVA correction factor，简称 KCF）来处理。

（7）用户供电可靠性

用户供电可靠性也影响到供电成本。对供电可靠性要求高的用户，电力公司必须为其铺设特殊线路，甚至是双回路线路，提高了固定供电成本。同时对供电可靠性高的用户，其停电损失也越大，影响了变动供电成本。

3.4.3 供电成本的折算

为了简单起见,可以将电力公司的供电成本分为两部分:供电电能损耗成本和非供电电能损耗成本。然后根据边际成本相等的原则,将非供电电能损耗成本折算成供电电能损耗成本。其计算如下:

$$C_{l,s} = C_{f,s} + C_{v,s} = C_{l,s} + C_{k,s} \quad (3-23)$$

式中: $C_{l,s}$ 、 $C_{k,s}$ 为电力公司的电能损耗成本和非电能损耗成本,单位为人民币元;其余符号意义同前文解释。

对于供电电能损耗成本,可以通过线损统计数据或者理论线损计算求得每个时段的损耗成本 $C_{l,s}(n)$ ($n = 1, 2, \dots, N_d$), 对于非供电电能损耗成本,可以根据边际成本相等的原则,把非电能损耗成本折算成虚拟的电能损耗成本。

如果某时段电力公司的售电电价为 $\lambda_d^*(n)$, 则令:

$$\lambda_d(n) = \frac{dC_{k,s}(n)}{dP_d(n)} \quad (3-24)$$

式中各符号意义同前文解释。

在 (3-24) 中, 如果令 $\lambda_d(n) = \lambda_d^*(n)$, 可以求得第 n 时段的非电能损耗成本 $\Delta P_k(n)$:

$$P_d(n) = \Delta P_k(n) \quad (3-25)$$

式中: $\Delta P_k(n)$ 为第 n 时段非电能损耗成本折算所得的供电损耗, 单位为 kW ; 其余符号意义同前文解释。

这里将非电能损耗成本折算成电能损耗, 主要是为了后面建立分时电价模型中成本参数形式的统一, 将模型中的收益项将全部是用电量表示便于计算和分析。

3.5 本章小结

本章介绍了成本的基本概念, 分析了电力公司各运营环节成本组成和特点, 并且将电力公司的供电成本分为电能损耗成本和非电能损耗成本两部分, 对后者采用边际成本相等的原则折算成等价的电能损耗, 以便于为其建立分时电价模型。

第4章 分时电价数学模型

本章将讨论带独立电源电力公司的分时电价建模,所谓独立电源,指的是归属电力公司所有,由电力公司经营管理并收益的电厂,主要包括地方小水电、地方小火电以及地方抽水蓄能电厂等。电力市场建设初期主要是在电力工业中引入竞争机制,实现发电、输电、配电的分开经营,在此过程中,原来统属电力企业的发电资源将进行分离,一部分根据产权形成独立发电厂,一部分仍归属电力公司,成为其独立电源。在电力市场建设的后期,由于追求市场规模效益,电力市场会进行资源整合,原来分属发电、输电、配电等不同部分的电力资源又会按照市场效益进行新的组合,一部分发电厂又归并到电力公司,也成为其独立电源。

独立电源的存在是由电力企业运行特点所决定的,虽然在零售竞争的电力市场中存在完全不拥有电力资源的电能经营公司,但其市场份额很小,占主要部分的还是拥有电力资源的市场成员。在我国目前改革的实践中,省电力公司是电力市场的主要组织和管理者,省及所属各地市电力公司是主要的市场成员,都不同程度上拥有独立电源,比如北方电网中存在的小火电、南方电网中存在的小水电等。

4.1 电力市场电价模型^[1-4, 8-15, 53-60]

电力市场是电力工业发展的必然趋势。我国电力市场研究尚属起步,主要研究适合国情的电力市场运营模式、电价制度、电价理论、发电商竞标策略以及电力系统相关理论在电力市场中的应用等方面内容。对电价理论的研究主要集中在电价形式、电价定价方法和电价模型等方面。

4.1.1 电价形式

电价形式指的是电价结构的表现,有三种电价形式:实时电价、当量电价和分时电价。

(1) 实时电价

实时电价(Spot Pricing)理论主张实时计算电力市场的短期边际成本,并据此确定市场电价。根据实时电价应用环节的不同,可以分为发电实时电价、输电实时电价和配电实时电价。实时电价由电力市场短期边际成本形成,反映了用户需求和市场容量在短期内变化时引起的市场平均成本的变化,它要求价格和成本瞬时匹配,计算较复杂,在现实中运用有一

定困难,但具有重要的理论意义。实时电价在理论上的研究比较成熟,文献[19]提出了实时电价理论,推导了实时电价的数学表达式,讨论了应用实时电价时存在的问题,并详细论述了线路损耗、无功电量、供电质量和系统备用对实时电价的影响。

(2) 当量电价

当量电价(Equivalent Pricing)采用模型化的方法,用现代数学手段研究电能生产的价值规律和电价的时空特性,从经济学的角度出发,提出电能价值当量的概念,并计算电能价值当量的四个部分:容量成本分量、电量成本分量、容量效益分量和电量效益分量^[21]。依据电能价值当量计算所得的电价称为当量电价。

电能价值当量的四个部分决定了电价的总体水平,进一步的工作是将电能价值当量在典型日负荷曲线上,按照一定准则分摊到每台机组 i 和每个时段 t 上,然后得到每台机组在每个时段的价值当量,从而确定电价的时(t)空(i)结构。

当量电价的另一个重点是确定电能价值当量的分摊准则,成本分摊是为了维持简单再生产,涉及机组资金的还贷和流动资金的回收,一般采用平均分摊原则;效益分摊是为了扩大再生产,以保证未来的供需平衡,采用边际信息度量,一般采用风险分摊原则。

(3) 分时电价

分时电价(Timed Pricing)是将每个交易日分成不同的时段,根据每个时段的用电状况确定该时段的电价。分时电价强调长期条件下电价与成本相匹配,以期引导长期的供需平衡。峰谷电价是作为分时电价的初级形式,在我国目前的电力工业中广泛采用。

以江苏省来说,从1999年10月1日起,凡在江苏省电网供电区域内,机械、冶金、化工、医药和纺织六大行业,受电容量在315 kVA及以上的工业用户,其电能价格实行峰谷电价,峰、平、谷时段电价比为3:2:1,即峰谷电价相对平时电价上下浮动50%,并且规定峰时段、平时段和谷时段各为8小时^[26]。

由于我国目前的峰谷电价在实施上还存在实用行业窄、峰谷电价差距不合理等诸多因素,影响了峰谷电价的实施效果^[26,31]。在我国的电力市场建设中,应该吸取峰谷电价实施的成功经验和不足,结合我国电力工业的实际情况,推广使用分时电价。

实时电价、当量电价和分时电价是有区别的,理论上最优的是实时电价,它是一个理想化的在空间展开的瞬时动态电价,使得系统的电价和成本瞬时匹配,但其对电力市场软硬件要求高,在实际应用中存在困难;当量电价是次优的动态电价,在一个可以接受的时间与空间,使期望电价和期望成本相匹配;分时电价一般强调长期条件下电价与成本的匹配,以引导电力市场的长期供求平衡,可以较好地满足电力市场建设初期的要求,也可以通过时段细

分进一步拓展为实时电价。

4.1.2 电价定价方法^[1-4, 23, 28, 35, 38, 52]

电价定价方法主要有会计成本定价法、市场竞争定价法和边际成本定价法三种。

(1) 会计成本定价法

会计成本定价法采用成本加利润的定价手段,通过计算电力企业的帐面成本,即固定资产的折旧、运营费、税收和利润,来计算电能的价格,两部制电价是典型代表。其计算过程如下。

首先把资产账户上各项固定成本按照运营环节分摊成各项功能成本,并将各项功能成本分解为与用户最大需求相关的固定成本和与用户用电量相关的可变成本以及与用户相关的用户成本。其次将生产账户上的费用同样分摊为功能成本,然后分解成固定成本、可变成本和用户成本。然后根据统计所得各类用户的用电特性将成本尽可能公平合理地分摊给每类用户。最后将总收入和资金利润率分摊给各类用户,并根据实际情况进行调整制定出电价。

(2) 市场竞争定价法

最适合市场经济的定价方法是竞争报价,电力市场中的电价完全由市场的供需状况决定。此时电价的定价依据不在是生产成本,而是用户效用。用户效用实现价格对供需的完全弹性,可以充分实现资源的最优分配。这种通过竞争报价的定价方法更加适合电力市场的需要,但是在应用中对电力市场成员的软硬件设备提出了很高的要求,为了保证系统运行的经济安全,还需要相应的法律、法规非常完善。竞争报价定价在国外发达国家已经得到应用,比如北欧的电力市场。但是我国电力市场刚刚起步,还不具备适用市场竞争定价的条件。

(3) 边际成本定价法

电力系统的长期边际成本指的是在系统优化规划和优化运行的基础上,增加单位电能供应,系统所增加的成本。以长期边际成本定价的本质是解决系统的发展问题,为系统扩建筹集资金,同时向用户提供电能经济信号,帮助用户决定电能消费,实现用户管理功能。

会计学定价法不适用于竞争市场,市场竞争定价法只适用于发达电力市场,边际成本定价法比较适合有限发展的电力市场。

4.1.3 电价模型

电价模型是电价形式和定价方法的综合。文献[1]在介绍实时电价模型的基础上,采用边际成本方法计算了实时电价各分量、输电成本和发电成本,并讨论了实时电价的收支平衡、

转运费、输电服务定价和无功管理等内容。文献[2]从经济学的观点,用现代分析的模型化方法,提出了电能价值当量的概念,并以此为基础,建立了确定系统的分时电价模型、随机系统的分时电价模型以及抽水蓄能(Pumped Storage, PS)电站的分时电价模型。文献[3]通过电能成本核算、负荷特性分析,提出了基于长期边际成本的电价定价方法和电价评估的概念,并且提供了华东电力系统电价模型设计的实例。文献[28]针对配电网络采用分时电价形式建立了配电网络的分时电价模型。文献[29]提出基于 DSM 的分时电价模型,该模型以最大化系统负荷率为目标,以增加电力系统运行稳定性。

4.2 边际成本定价的原理^[1-3, 5, 17-18, 21]

边际成本定价理论源于 20 世纪 40 年代,50 年代开始在电力部门得到应用,目前欧洲大多数国家如法国、英国、德国等都采用的是边际成本定价方法。我国在 90 年代初期,华东电网进行过长期边际成本定价的研究。

4.2.1 影子价格^[21]

假设在某个社会经济系统中,总共拥有 n 种不同类型的生产企业,生产 m 种不同的社会必需品,已知 1 年内社会对第 i 种产品的最低需求量为 b_i ,第 j 类生产工厂的年运行成本为 c_j ,生产第 i 种产品的数量为 a_{ij} ,那么在保证社会对 m 种产品的需求量的前提下,可以建立如下模型来决定各类工厂投入生产的数量 x_j ,使社会总成本最小。

$$\min f = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (4-1)$$

$$s.t. \quad \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_i, i = 1, 2, \dots, m \quad (4-2)$$

$$x_j \geq 0, i = 1, 2, \dots, n \quad (4-3)$$

式中: f 为社会总成本,单位为人民币元;其余各符号意义如前文解释。

如果采用单纯形法来求解上述模型,设它的最优解为 x^* ,最优基为 B ,对偶最优解为 u^* ,则模型最优值可以表示为:

$$f^* = \sum_{i=1}^n b_i u_i^* \quad (4-4)$$

式中： f^* 为模型的最优解，即最小社会总成本，单位为人民币元；其余符号意义同前文解释。

如果现在社会对第 i 种产品的最低需求 b_i 出现变化 Δb_i ，且此时的最优基解不变仍为 B ，其对偶最优解 u^* 也不变，则 f 的增量为：

$$\frac{\partial f}{\partial b_i} = u_i^* \quad (4-5)$$

式中各符号意义如前文解释。

从式 (4-5) 可以看到， u_i^* 是 b_i 增加一个单位时 f^* 必须增加的成本，亦即 1 个单位的 b_i 的最低价格，称为影子价格。

在电力系统中，如果采用上述优化模型，则任何有限的电力资源都可以建立相应的优化数学模型，从而找到该资源的影子价格。有限的电力资源可以是有形的，如系统容量和系统电量，也可以是无形的，比如系统的调峰能力。影子价格是从一个优化模型中公平竞争后获得的，因此它是公正的，不考虑系统过去投资和运行环境如何受到影响和干扰，只评定各有限资源在当前系统模型中的价值。

4.2.2 边际成本定价理论基础^[1,3,5]

容量和电量是电力系统中最重要有限资源，电价的制定应该以容量和电量的影子价格为基础，通过建立优化模型，计算电价的组成部分以及各部分与系统容量和系统电量之间的关系。下面将介绍边际成本定价的经济学基础，并从中探讨两部制电价的经济合理性。根据边际成本计算电价，可以从两个方面来考虑：

从社会的角度出发，其目标是使电能消费所获得的社会效益最大，即可以建立如下优化模型：

$$\max B_s(W_d) \quad (4-6)$$

$$B_s(W_d) = B_e(W_d) - C_{t,d}(W_d) = B_e(W_d) - [C_{f,d}(W_d) + C_{v,d}(W_d)] \quad (4-7)$$

式中： $B_s(W_d)$ 为消耗电能 W_d 后的社会净效益，可以折算成货币形式，单位为人民币元；

$B_e(W_d)$ 为消耗电能 W_d 后的社会用电效益，也可以折算成货币形式，单位为人民币元；
 $C_t(W_d)$ 、 $C_f(W_d)$ 、 $C_v(W_d)$ 分别为总供电成本、固定供电成本和可变供电成本，单位为人民币元； W_d 为消耗电量，单位为 kWh 。

从用户的角度出发，其目标是使电能消费所获得的用户效益最大，即可以建立如下优化模型：

$$\max B_d(W_d) \quad (4-8)$$

$$B_d(W_d) = B_e(W_d) - \lambda_{d,w} W_{\max} - \lambda_{d,p} W_d \quad (4-9)$$

式中： $B_d(W_d)$ 为用户消耗电能 W_d 后的用户净效益，可以折算成货币形式，单位为人民币元； $\lambda_{d,w}$ 为与用户最大需求相关的电价，单位为元/ kWh ； $\lambda_{d,p}$ 为与用户消耗电量相关的电价，单位为元/ kWh ； $W_{\max}$ 由最大用户需求 $P_{d,\max}$ 折算所得虚拟电量，单位为 kWh ；其余符号意义同前文解释。

根据式 (4-6)、式 (4-7) 所示优化模型，根据多元函数求极值的方法，分别对 W_d 、 $W_{\max}$ 求偏导数：

$$\frac{\partial B_s(W_d)}{\partial W_d} = \frac{\partial B_e(W_d)}{\partial W_d} - \frac{\partial C_{v,d}(W_d)}{\partial W_d} = 0 \quad (4-10)$$

$$\frac{\partial B_s(W_d)}{\partial W_{\max}} = \frac{\partial B_e(W_d)}{\partial W_{\max}} - \frac{\partial C_{f,d}(W_d)}{\partial W_{\max}} = 0 \quad (4-11)$$

式中各符号意义如前文解释。

根据式 (4-8)、式 (4-9) 所示优化模型，分别对 W_d 、 $W_{\max}$ 求偏导数同样可得：

$$\frac{\partial B_d(W_d)}{\partial W_d} = \frac{\partial B_e(W_d)}{\partial W_d} - \lambda_{d,p} = 0 \quad (4-12)$$

$$\frac{\partial B_d(W_d)}{\partial W_{\max}} = \frac{\partial B_e(W_d)}{\partial W_{\max}} - \lambda_{d,w} = 0 \quad (4-13)$$

式中各符号意义如前文解释。

将式 (4-12)、式 (4-13) 变形可得：

$$\frac{\partial B_c(W_d)}{\partial W_d} = \lambda_{d,p} \quad (4-14)$$

$$\frac{\partial B_c(W_d)}{\partial W_{\max}} = \lambda_{d,w} \quad (4-15)$$

式中各符号意义如前文解释。

将式(4-14)、式(4-15)代入式(4-10)、式(4-11)可得：

$$\frac{\partial C_{v,d}(W_d)}{\partial W_d} = \lambda_{d,p} \quad (4-15)$$

$$\frac{\partial C_{f,d}(W_d)}{\partial W_{\max}} = \lambda_{d,w} \quad (4-16)$$

式中各符号意义如前文解释。

从上述推导可以看到，系统容量和系统电量两种电力资源在该优化模型中的影子价格表现为与用户最大需求相关的电价 $\lambda_{d,w}$ 和与用户实际消耗电量相关的电价 $\lambda_{d,p}$ ，并且电价 $\lambda_{d,w}$ 等于用户最大需求发生边际变化时，系统固定供电成本 $C_{f,d}(W_d)$ 对用户最大需求折算值 $W_{\max}$ 的微增变化；电价 $\lambda_{d,p}$ 等于用电量发生边际变化时，系统可变供电成本 $C_{v,d}(W_d)$ 对用电量 W_d 的微增变化。这就是边际成本定价法的理论，同时根据该优化模型计算所得的电价 $\lambda_{d,w}$ 和电价 $\lambda_{d,p}$ 可以使得社会效益和用户效益最大，而电价 $\lambda_{d,w}$ 和电价 $\lambda_{d,p}$ 实际上就是两部制电价的表现形式，所以两部制电价有其内在的经济合理性。

4.3 电力公司运营业务

电力公司是联系电网公司和电力用户的中间环节，在没有独立电源的情况下仅仅是从电网公司到电力用户的电能转售者。如果电力公司拥有独立电源，则其可以根据市场运行状况来决定独立电源的运行方式，既可以直接生产电能供给用户或竞价上网，也可以从电网购买电力供给用户，对于带有抽水蓄能电厂的电力公司，还可以利用电价时段差别进行日“抽水—发电”循环经济运行。图 4-1 是典型的带独立电源的电力公司运营业务示意图。

从图 4-1 中可以看出，带独立电源电力公司的运营业务主要包括三个部分。一是电力公司和电网公司之间的交易；二是电力公司与用户之间的交易；三是电力公司独立电源的经济运行，包括电力公司的日常经营管理。

(1) 电力公司购电业务

电力公司购电业务指的是电力公司向电网公司购买电能, 电力公司根据短期用户需求预测的结果, 决定次日各时段购买的电量和可以接受的购买价格, 并将其上报给调度部门, 作为调度部门制定交易计划的依据。在购电业务中涉及的参数主要是各时段的购电电量 $W(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为 kWh 、购电电价 $\lambda(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为元/ kWh 。

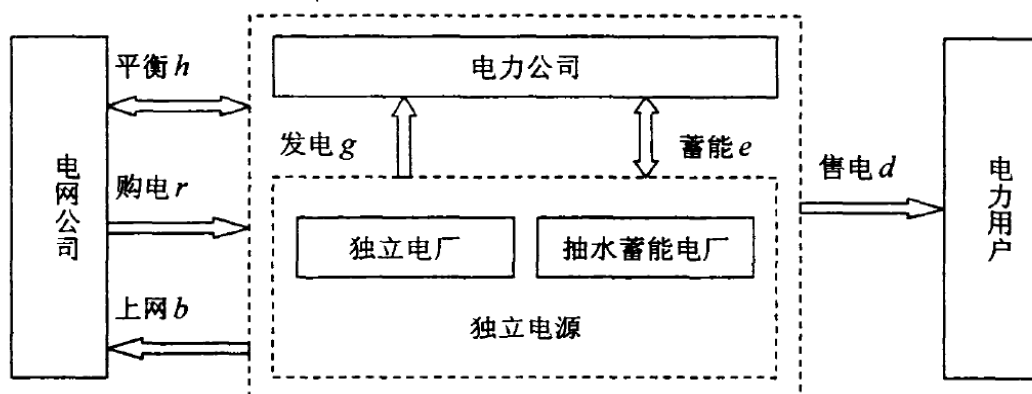


图 4-1 电力公司运营业务

(2) 电力公司上网业务

电力公司上网业务指的是电力公司将独立电源生产的电能通过竞价上网的方式出售给电网公司, 在上网业务中涉及的参数主要是各时段的上网电量 $W_b(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为 kW ; 上网电价 $\lambda_b(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为元/ kWh 。

(3) 电力公司实时平衡业务

电能的生产和消耗必须同时进行, 以维持电能的实时平衡。用户需求是随机波动的, 这要求电力市场的电能生产也随之变化, 使得电力市场必须采取备用、调峰、调频的技术手段来保证电能供应平衡和电能质量。在市场中, 系统的备用、调峰、调频作为无形资源, 是必须计算在成本中的, 而且其边际成本比较搞。电力公司的实时平衡业务包括两种, 一是向电网公司购买平衡电能满足自己的电能需求; 另一种是向电网出售平衡电能满足系统的实时平衡。如果规定出售平衡电能为正, 购买平衡电能为负, 则实时平衡业务也涉及两个主要参数实时平衡电量 $W_h(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为 kW ; 实时平衡电价 $\lambda_h(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为元/ kWh 。

(4) 电力公司售电业务

电力公司售电业务指的是电力公司通过配电网络向电力用户供电, 在单一购买者模式

下,用户没有选择权,由电力公司决定售电价格,但用户可以根据不同时段的价格水平,调整自身的用电行为,在满足电能需求的前提下付出最小成本。售电业务中涉及的参数为售电量 $W_d(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为 kW ; 售电电价 $\lambda_d(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为元/ kWh 。

(5) 电力公司发电业务

电力公司发电业务指的是独立电源电能生产,根据市场电能交易价格决定发电量。在发电业务中涉及的参数主要有发电功率 $P_g(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为 kW ; 发电电价(边际成本) $\lambda_g(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为元/ kWh 。

(6) 电力公司抽水蓄能业务

电力公司的抽水蓄能业务主要是维持一个“抽水—发电”日经济循环,其直接效益是经济循环的收益,其间接效益是降低电网整体的边际成本。如果规定发电功率为正,抽水功率为负,则该业务中涉及的主要参数为抽水蓄能功率 $P_c(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为 kW ; 抽水蓄能电价(边际成本) $\lambda_c(n)$ ($n=1,2,\dots,N_d$), 单位为元/ kWh 。

在电力市场运营业务的各环节中,由于各环节的特点不同,其对应数据可能是以 kW 为单位的功率数据 $P(n)$, 也可能是 kWh 为单位的电量数据 $W(n)$, 为了所建分时电价模型参数类型的统一,可以将功率数据和电量数据按下式相互转换。

$$P(n) = \frac{N_d}{24} W(n) \quad (4-17)$$

式中: $P(n)$ 为时段 n 内的功率数据, 单位为 kW ; $W(n)$ 为时段 n 内的电量数据, 单位为 kWh ; 其余符号意义同前文解释。

由于电力市场中的功率参数是实时变化的,从理论上来说,电量应该是功率在时间上的积分,因此也应该是实时变化的。根据国外电力市场的经验,市场报价曲线大多采用单一报价曲线,即在一个时段内假设交易价格和交易电量都是常数或者线性函数。所以采用下面的计算方法进行变换:

$$W(n) = \frac{24}{N_d} \int_n^{n+1} P(t) dt \quad (4-23)$$

式中: $W(n)$ 为时段 n 内消耗的电量, 单位为 kWh ; $P(t)$ ($n \leq t \leq n+1$) 为该时段内的

功率数据, 单位为 kW ; 其余符号意义同前文解释。

4.4 分时电价数学建模^[3, 24, 25]

分时电价就是把一天 24 小时分成不同的时段, 根据每个时段的负荷量、负荷率、供电可靠性和运行成本等系统特征参数来制定该时段的电价。分时电价可以鼓励用户改变用电方式, 实现削峰填谷、减小系统备用容量、提高电力系统负荷率和运行稳定性, 有显著的经济效益。

4.4.1 假设条件

本文中对带独立电源的电力公司分时电价模型的研究是在下述简化假设条件下进行的。

- (1) 电力市场各交易环节采用分时电价, 用户的用电需求随电价波动而波动。
- (2) 分时电价采用单一报价曲线, 即在某一交易时段内, 交易电价保持不变。
- (3) 电能实时平衡由调度机构负责, 以维持电力市场的正常、稳定运行, 同时调度机构负责对电力公司超额用电量或差额用电量等非计划用电量进行处罚。

4.4.2 数学模型

把一天 24 小时分为 N_d ($N_d = 96$) 个交易时段, 在某个交易时段 n 内, 设电力公司在各业务环节中的交易功率分别为 $P_h(n), P_r(n), P_b(n), P_g(n), P_e(n), P_d(n)$ (千瓦), 相应交易电价为 $\lambda_h(n), \lambda_r(n), \lambda_b(n), \lambda_g(n), \lambda_e(n), \lambda_d(n)$ (元/千瓦时)。电力公司该时段内的运营效益由其运营收入项、运营支出项和运营实时项决定。

根据假设 (1)、假设 (2) 可知, $\lambda_h(n), \lambda_r(n), \lambda_b(n), \lambda_g(n), \lambda_e(n), \lambda_d(n)$ 在每个交易时段内为常数。

(1) 运营收入项

电力公司运营收入项主要由售电业务、上网业务 (包含抽水蓄能电厂日经济运行收益) 的运营收入构成, 计算如下:

$$\rho_u(n) = \frac{24}{N_d} P_d(n) \lambda_d(n) + \frac{24}{N_d} P_b(n) \lambda_b(n) \quad (4-19)$$

式中: $\rho_u(n)$ 为电力公司在时段 n 内的运营收入项, 单位为元; 其余符号意义同前文解释。

(2) 运营支出项

电力公司运营支出项主要包括购电业务、发电业务、电能损耗和运营成本等部分的运营支出，由于本文在前述部分进行成本折算时，采用的是售电电价 $\lambda_d(n)$ 进行折算，所以此处

在计算运营支出时，电能损耗功率和非电能损耗功率也采用售电电价 $\lambda_d(n)$ 来计算，运营支出项计算如下：

$$\rho_v(n) = \frac{24}{N_d} [P_r(n)\lambda_r(n) + P_g(n)\lambda_g(n) + P_e(n)\lambda_e(n) + (\Delta P(n) + \Delta P_k(n))\lambda_d(n)] \quad (4-20)$$

式中： $\rho_v(n)$ 为电力公司在时段 n 内的运营支出项，单位为元； $\Delta P(n)$ 为该时段内的功率损耗，单位为 kW ； $\Delta P_k(n)$ 为该时段内管理成本折算成的功率损耗，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释。

(3) 实时平衡项

实时平衡市场中的交易构成电力公司运营实时项，包括购电偏差、上网偏差和实时平衡等部分的运营费用（或收益），计算如下：

$$\rho_w(n) = \frac{24}{N_d} [P_h(n) - k_1 \Delta P_r(n) - k_2 \Delta P_b(n)] \lambda_h(n) \quad (4-21)$$

其中： $\rho_w(n)$ 为电力公司在时段 n 内的运营实时项，单位为元； $\Delta P_r(n)$ 、 $\Delta P_b(n)$ 为电力公司在时段 n 内的购电偏差和上网偏差，单位为 kW ； k_1 、 k_2 为非计划用电处罚系数，对电力公司的非计划用电进行处罚；设 $P_r'(n)$ 、 $P_b'(n)$ 为电力公司在时段 n 内的计划购电功率和上网功率，单位为 kW ，则：

$$\Delta P_r(n) = |P_r'(n) - P_r(n)| \quad (4-22)$$

$$\Delta P_b(n) = |P_b'(n) - P_b(n)| \quad (4-23)$$

式中各符号意义同前文解释。

电力公司作为市场成员，其经营活动以盈利为目的，以电力公司日运营收益最大为目标，建立带独立电源的电力公司分时电价模型为如下：

$$\max \rho_{day} = \sum_{n=1}^{N_d} [\rho_u(n) - \rho_v(n) + \rho_w(n)] \quad (4-24)$$

式中： ρ_{day} 为电力公司日运营收益，单位为元；其余符号意义同前文解释。

上面从电力公司的运营业务出发，通过分析各业务环节中的交易电量（交易功率）和交易电价，从电力公司的经营目的出发，为其建立了分时电价模型。

4.4.3 约束条件

上述分时电价模型以电力公司的日运营收益最大为目标，在求解模型时，还需要满足许多约束条件，以下分别进行讨论。

（1）电能供需约束

电能供需约束采用线形供需平衡方程，以反映用户需求对电价波动的响应。设用户的用电需求量与电力公司对用户的售电价格关系如下：

$$P_{d,low}(n) \leq -a_d(n)\lambda_d(n) + b_d(n) \leq P_{d,top}(n) \quad (4-25)$$

式中： $a(n)$ ， $b(n)$ 为时段 n 内用户特性常系数，可以根据历史数据采用最小二乘法拟合求得，计算过程如式（2-36）～式（2-36）所示；其余符号意义同前文解释。

（2）发电边际成本约束

发电边际成本约束反映的是电力公司所带独立电源电能生产经济指标，设单个电厂的发电成本是发电功率的二次曲线，则该电厂的发电边际成本是发电功率的线性函数。对所有独立电厂按边际成本叠加可得电力公司虚拟发电厂的发电边际成本曲线如下：

$$C_{m,\Sigma}(P_{g,\Sigma}) = a_{g,\Sigma}P_{g,\Sigma} + b_{g,\Sigma} \quad (4-26)$$

式中： $a_{g,\Sigma}$ 、 $b_{g,\Sigma}$ 为虚拟电厂发电边际成本的常系数，计算过程如式（3-7）～式（3-13）所示；其余符号意义同前文解释。

（3）机组出力约束

发电机组运行还必须受到物理运行约束，即必须在机组许可出力范围内运行，如下：

$$P'_{g,min}(n) \leq P'_g(n) \leq P'_{g,max}(n) \quad (4-27)$$

式中： $i = 1, 2, \dots, N_g$ ； N_g 为机组台数； $P'_{g,min}(n)$ 、 $P'_{g,max}(n)$ 为第 i 台发电机组在时段 n 内的最小有功出力和最大有功出力，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释。

（4）抽水蓄能约束

抽水蓄能电厂既受其库容限制又必须按计划使用水力资源，所以其日“抽水—蓄能”经

济运行还受如下约束：

$$\left| \frac{24}{N_d} \sum_{n=1}^{N_d} P_c^j(n) \right| \leq W_{c,\max}^j \quad (4-28)$$

式中： $j=1,2,\dots,N_c$ ； N_c 为抽水蓄能电厂数； $W_{c,\max}^j$ 为抽水蓄能电厂 j 日最大蓄能不平衡值，为与抽水蓄能电厂相关的常数，通常为抽水蓄能电厂的可用库容，单位为 kWh ；其余符号意义同前文解释。

(5) 电能平衡约束

电力市场的运行还必须满足电网功率平衡约束，如下：

$$P_r(n) + P_g(n) = P_b(n) + P_h(n) + P_d(n) + P_c(n) + \Delta P(n) \quad (4-29)$$

式中符号意义同前文解释。

4.4.4 模型分析及求解

如果重写上述带独立电源电力公司的分时电价模型和约束条件，可得如下模型：

$$\max \quad \rho_{day} = \sum_{n=1}^{N_d} [\rho_u(n) - \rho_v(n) + \rho_w(n)] \quad (4-30)$$

$$s.t. \quad \rho_u(n) = \frac{24}{N_d} P_d(n) \lambda_d(n) + \frac{24}{N_d} P_b(n) \lambda_b(n)$$

$$\rho_v(n) = \frac{24}{N_d} [P_r(n) \lambda_r(n) + P_g(n) \lambda_g(n) + P_c(n) \lambda_c(n) + (\Delta P(n) + \Delta P_k(n)) \lambda_d(n)]$$

$$\rho_w(n) = \frac{24}{N_d} [P_h(n) - k_1 \Delta P_r(n) - k_2 \Delta P_b(n)] \lambda_h(n)$$

$$P_{d,low}(n) \leq -a_d(n) \lambda_d(n) + b_d(n) \leq P_{d,up}(n)$$

$$C_{m,\Sigma}(P_{g,\Sigma}) = a_{g,\Sigma} P_{g,\Sigma} + b_{g,\Sigma}$$

$$P'_{g,\min}(n) \leq P'_g(n) \leq P'_{g,\max}(n), \quad i=1,2,\dots,N_g$$

$$\left| \frac{24}{N_d} \sum_{n=1}^{N_d} P_c^j(n) \right| \leq W_{c,\max}^j, \quad j=1,2,\dots,N_c$$

$$P_r(n) + P_g(n) = P_b(n) + P_h(n) + P_d(n) + P_c(n) + \Delta P(n)$$

$$n = 1, 2, \dots, N_d \quad (4-31)$$

式中各符号意义同前文解释。

上述分时电价模型是以式(4-30)为优化目标、以式(4-31)的八个部分为约束条件的优化问题。其中实时平衡功率 $P_h(n)$ 、购电功率 $P_r(n)$ 、上网功率 $P_b(n)$ 、发电功率 $P_g(n)$ 、抽水蓄能功率 $P_e(n)$ 和售电电价 $\lambda_d(n)$ 为优化变量；与此对应，实时平衡电价 $\lambda_h(n)$ 、购电电价 $\lambda_r(n)$ 、上网电价 $\lambda_b(n)$ 由电力市场调度部门决定、发电电价(成本) $\lambda_g(n)$ 由发电机组特性决定、抽水蓄能电价(成本) $\lambda_e(n)$ 由抽水蓄能电厂特性决定、售电功率 $P_d(n)$ 由短期用户需求预测求得，可以看作已知条件；其余参数为常系数，可以看作优化问题的边际信息。

从建模思想上来说，上述分时电价模型的出发点是把电能作为商品、把电力公司作为现代企业，以商品生产规律和市场经济规律为基础，结合电力工业市场化改革的宏观目标，从电能生产销售、电力公司运营和电力市场运行的角度来考察电价时空特性和计算方法。该模型既可以作为改革过程中电力公司过渡时期的电价计算模型，也可以从模型中分离独立电源部分后作为市场化运营下电网公司的电价计算模型。

因为式(3-30)~式(3-31)所示带独立电源电力公司分时电价模型的优化目标和约束条件是线性的，因此从本质上来说该模型是一个线性规划问题，只是为了叙述上的方便，没有将其转化成标准的线性规划形式。本论文拟采用单纯形法、使用 Matlab 来编写模型求解程序，需要通过添加辅助变量，改变约束条件形式等手段将其转化为标准线性规划问题，下面讨论在转化过程中要注意的问题。

首先是实时平衡功率 $P_h(n)$ 的分解，由于 $P_h(n)$ 有正有负，不满足标准线性规划变量大于 0 的要求，可以将其分为购电实时平衡功率 $P_{h,get}(n)$ 和售电实时平衡功率 $P_{h,out}(n)$ ，并且满足：

$$P_h(n) = P_{h,out}(n) - P_{h,get}(n) \quad (4-32)$$

式中： $P_{h,get}(n)$ 、 $P_{h,out}(n)$ 分别为时段 n 内的购电实时平衡功率和售电实时平衡功率，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释。

其次是抽水蓄能功率 $P_e(n)$ 的分解，可以将其分为抽水功率 $P_{e,r}(n)$ 和发电功率 $P_{e,b}(n)$ ，

并且满足：

$$P_e(n) = P_{e,r}(n) - P_{e,b}(n) \quad (4-33)$$

式中各符号意义同前文解释；并且每台抽水蓄能机组都作同样分解。

再次是功率约束的分解，标准线性规划模型中没有不等式约束，所以添加中间变量 $P_{g,u}(n)$ 和 $P_{g,v}(n)$ 将功率约束可以分解为如下形式：

$$P_g(n) - P_{g,u}(n) = P_{g,\min} \quad (4-34)$$

$$P_g(n) + P_{g,v}(n) = P_{g,\max} \quad (4-35)$$

式中： $P_{g,u}(n)$ 、 $P_{g,v}(n)$ 为中间变量，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释；并且对每台发电机组都作同样分解。

再者就是抽水蓄能约束的分解，通过添加中间变量 $P_{e,m}$ 来转化，计算如下：

$$\frac{24}{N_d} \left[\sum_{n=1}^{N_d} P_e(n) + P_{e,m} \right] = \frac{24}{N_d} \left[\sum_{n=1}^{N_d} P_{e,b}(n) - \sum_{n=1}^{N_d} P_{e,r}(n) + P_{e,m} \right] = W_{e,\max} \quad (4-36)$$

式中： $P_{e,m}$ 为中间变量，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释；对每座抽水蓄能电厂作同样分解。

最后就是电能供需约束的分解，通过添加中间变量 P_{low} 、 P_{top} 来转化，计算如下：

$$-a_d(n)\lambda_d(n) + b_d(n) - P_{low} = P_{d,low}(n) \quad (4-37)$$

$$-a_d(n)\lambda_d(n) + b_d(n) + P_{top}(n) = P_{d,top}(n) \quad (4-38)$$

式中： P_{low} 、 P_{top} 为中间变量，单位为 kW ；其余符号意义同前文解释。

经过上述转化后，式 (3-30) ~ 式 (3-31) 所示的分时电价模型就可以转化成标准的线性规划问题，本文利用单纯形法求得最优解。

4.4.5 模型评价方法

对于上述分时电价模型的评价可以采用灵敏度分析和财务分析两种方法。灵敏度分析着重评价该模型对边际参数变化的灵敏程度，据此确定该模型的健壮性和适应偶然因素变化的能力；财务分析着重分析该模型的优化结果对于电力公司来说在财务上是否可行，就是看能否满足财务帐目的年度平衡。

(1) 灵敏度分析

任何一般线性规划问题, 通过形式变换和添加松弛变量, 都可以化为标准型线性规划问题^[21]。对于以下标准型线性规划问题:

$$\min f = cx \quad (4-39)$$

$$s.t. \quad Ax = b \quad (4-40)$$

$$x \geq 0 \quad (4-41)$$

式中: f 为规划的目标函数; x 是 $(n \times 1)$ 列向量, 为决策向量; c 是 $(1 \times n)$ 行向量, 为价值系数; A 为 $(m \times n)$ 矩阵, 为该线性规划的系数矩阵; b $(n \times 1)$ 为列向量, 是线性规划的边界条件; m 、 n 分别为约束条件个数和决策变量个数。

采用单纯形法求解上述线性规划模型, 设为 x^* 最优解; u^* 为对偶最优解; 令 A_i 表示 A 的第 i 列。记 A 为 $(B : N)$, 其中 B 为 m 阶基阵且 $B = (A_1, A_2, \dots, A_m)$, N 为 $m \times (n-m)$ 阶矩阵且 $N = (A_{m+1}, A_{m+2}, \dots, A_n)$; 相应地将 x 改写为 $(x_B : x_N)^T$, c 改写为 $(c_B : c_N)$, 则标准线性规划可变为:

$$\min f \quad (4-42)$$

$$s.t. \quad f - c_B x_B - c_N x_N = 0 \quad (4-43)$$

$$Bx_B + Nx_N = b \quad (4-44)$$

$$x \geq 0 \quad (4-45)$$

式中各符号意义同前文解释。

从式 (4-42) ~ 式 (4-45) 解得:

$$x_B = B^{-1}b \quad (4-46)$$

$$f = c_B B^{-1}b - (c_B B^{-1}N - c_N)x_N \quad (4-47)$$

式中各符号意义同前文解释。

令 δ_i 为检验数:

$$\delta_i = c_B B^{-1}A_i - c_i \quad (4-48)$$

则有:

$$f = c_B B^{-1} b - \sum_{i=m+1}^n \delta_i x_i \quad (4-49)$$

式中各符号意义同前文解释。

从(4-49)中可以看出不管 c , b 如何变化, 只要 $x_B \geq 0$ 且 $\delta_i \leq 0$ 则 x^* 仍是该线性规划的最优解。

对于上述分时电价模型, 电力公司可以通过灵敏度分析了解各因素对电价的影响程度, 以把握电价的变动规律, 需求控制电价波动的方法, 以期更好的参与电力市场的竞争。

(2) 财务分析

财务分析主要是衡量电力公司的经营状况和财务状况, 就是根据所得电价收益, 分析单位成本的盈利程度, 衡量电力公司是否有足够产权抵偿短期债务和长期债务, 以及是否有足够资金进行扩大再生产。财务分析常用资金利润率指标^[3]。

资金利润率 k_m , 衡量电力公司是否有一定的盈利能力, 是否有足够的收入, 能否为投入的资本取得合理利益, 定义如下:

$$k_m = \frac{365 \rho_{day}}{M_f + M_m} \times 100\% \quad (4-50)$$

式中: k_m 为资金利润率; M_f 为净固定资产, 单位为人民币元; M_m 为流动资金, 单位为人民币元; M_f 、 M_m 为电力公司财务报表统计数据。其余符号意义同前文解释。

4.4.6 分时电价计算流程

上面建立和分析了带独立电源电力公司的分时电价模型, 根据上述分析可以按图 4-2 的计算流程来计算带独立电源电力公司的分时电价。

4.5 本章小结

本章分析了边际成本电价的理论基础和两部制电价的经济合理性, 在分析电力公司运营业务的基础上, 建立了带独立电源电力公司的分时电价模型, 并且分析了模型各参数的意义和约束条件的处理方法, 最后给出了分时电价的计算流程。

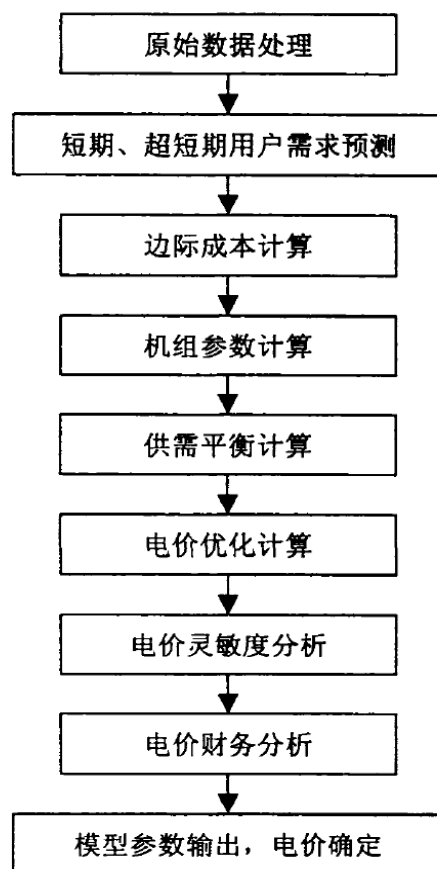


图 4-2 电价计算流程

第5章 分时电价模型实现

本章讨论分时电价模型的软件实现,针对上述分时电价模型,分析其数据需求和数据结构,采用模块化设计方法(Model Design Method,简称MDM)和多层应用结构体系(Multitier Distributed Application Services Suite,简称MIDAS),用Delphi、Matlab等编程工具来实现分时电价模型。

5.1 分时电价计算数据需求

式(4-35)和式(4-36)中涉及的参数都是模型的数据需求,但是在电力市场的实际运营中,其数据可能在形式上有所不同,软件数据结构设计既要尽量符合生产实际数据,又要便于计算机处理。下面讨论分时电价的数据需求。

5.1.1 用户需求数据

用户需求数据包括三大类,第一类是用户类别数据,第二类是对应类别的典型日用户需求变化曲线,第三类是用户数据。可用下面的数据结构描述。

(1) 用户类别数据

电力市场中的用户可以按用户性质和用电特性分为不同的类别,划分用户类别有助于合理制定供电成本在各用户之间的分摊方案,所以用户的类别归属直接影响该用户的用电成本。本文将用户类别分为普通工业用户、倒班工业用户、农业用户、生活用户、商业用户和服务业用户六类,算例中包含普通工业用户、生活用户、商业用户和服务业用户。

(2) 典型需求数据

不同类型的用户有其不同的典型需求数据,典型需求数据包括典型日有功需求变化曲线和典型日无功需求变化曲线。本文中只用到典型日有功需求变化曲线,针对前文定义的六类用户,分别给出对应典型日的96点有功需求数据,该数据是用户需求预测的主要数据之一。

(3) 用户数据

用户数据表示的是电力市场中所有用户的特征数据,包括用户的最大需求、用户日平均需求、用户供电电压等级、所属用户类别和用户需求历史数据。其中用户需求历史数据记录了在过去某段时期内,各用户每天的96点有功需求和无功需求数据。结合典型需求数据和

用户需求历史数据就可进行用户需求预测。

5.1.2 机组数据

机组数据包括发电机组（包括抽水蓄能机组）的运行数据和物理参数。机组运行数据包括各机组的运行功率及与之对应的运行成本，本文对机组运行数据作 16 点采样，即将机组运行区间分为 15 段，分别计算各端点的运行功率和运行成本；机组运行数据还包括机组的运行状态，分为运行、检修、备用和故障四种。机组物理参数主要包括机组最大有功出力 and 机组最小有功出力。

5.1.3 用户需求平衡数据

用户需求平衡数据表示各类用户的用电行为和电价之间的关系，包括过去某段时期内用户在每天各时段的用电量和用电电价（即电力公司的售电电价）。通过对用户需求平衡数据的分析，电力公司可以了解各用户的用电特性和电价对用户用电量的影响，从而更好地进行决策。

5.1.4 电力公司上报数据

电力公司上报数据指的是电力公司向市场交易部门上报的交易数据，在其上网业务、购电业务和实时平衡业务中，都需要上报数据。上报数据包括上报业务类别、各时段的交易功率和各时段的交易价格。市场交易部门根据电力公司的上报数据安排交易计划，并据此进行市场结算。

5.2 分时电价计算软件结构

本文应用 Delphi 6.0、Matlab 5.3 等编程工具来实现分时电价模型，完成了电力市场分时电价计算软件 PM2002，该软件结合了 Delphi 良好的应用系统体系结构和 Matlab 强大的数据分析计算能力，具有界面友好、结构合理、计算速度快等优点，可以在 Windows 系列平台上运行。下面简要介绍该软件的层次结构和模块结构。

5.2.1 软件层次结构

PM2002 采用 MIDAS 通用的三层结构模型，即数据层、业务层和表示层；数据层负责存储数据，主要负责和数据库系统的交互；业务层执行数据处理任务并得到结果；表示层是用

户界面，负责数据表示和处理用户会话。如图 5-1 所示。

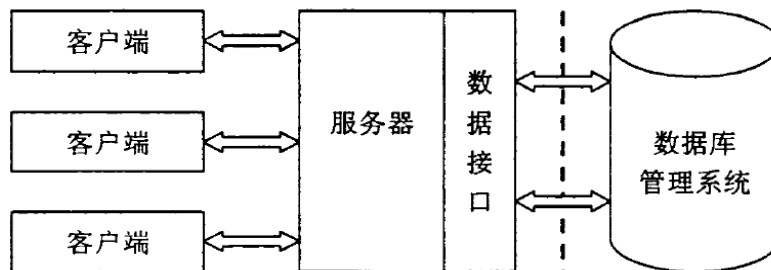


图 5-1 MIDAS 体系结构

在分时电价计算软件 PM2002 实现过程中，数据库管理系统采用 SQL SERVER 7.0，在单机上仿真时可以采用 Interbase Server 6.0，软件开发工具采用的是 Inprise 公司的 Delphi 6.0，主要的数值计算功能由 Matlab 5.3 提供。

由于采用了 MIDAS 体系结构，使得 PM2002 具有 MIDAS 的业务规则集中、瘦客户体系结构和自动错误调和等诸多优点。

5.2.2 软件模块结构

分时电价计算软件 PM2002 综合面向对象技术、采用模块化设计，图 5-2 其主要的功能模块和模块结构。

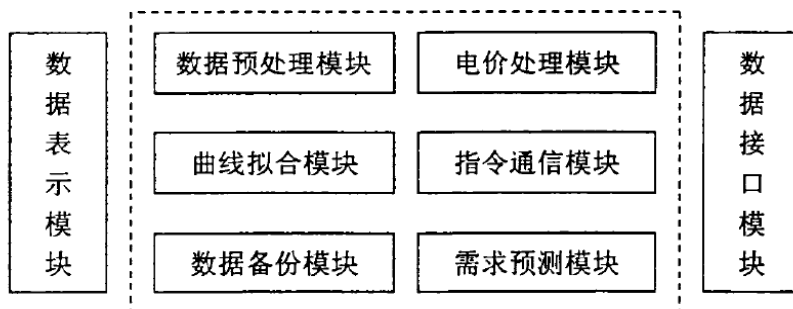


图 5-2 分时电价软件基本模块

图 5-2 中的 8 个功能模块共同实现了分时电价计算软件，数据预处理模块主要检查所需数据的合法性和合理性，对伪数据进行处理；曲线拟合模块主要是对机组发电成本曲线以及用户需求曲线进行拟合；需求预测模块主要完成短期和超短期的用户需求预测；电价处理模块主要完成电价计算、电价评价及电价调整；指令通信模块主要完成系统中个部分的指令功能并提供对外部系统的接口；数据备份模块主要完成数据的定时备份以及数据损坏时的恢复；数据接口模块主要完成软件所需数据在数据库管理系统中的存取，负责数据库连接、访

问和关闭；数据表示模块就是用户界面，负责处理用户会话并提供查询、统计、用户管理和安全管理等各项辅助功能。

5.3 分时电价计算软件功能

分时电价计算软件 PM2002 设计过程中采用软件工程的标准化设计方法，其接口设计也遵循 Windows 操作系统调用规则，具有良好的开放性结构，可以作为电力市场技术支持系统中的电价计算子系统。该软件具有如下功能：

- 电力公司分时电价计算
- 短期和超短期用户需求预测
- 安全策略和用户管理
- 曲线拟合和数据可视化
- 数据库维护，包括数据备份、恢复以及数据添加、删除和编辑
- 数据统计、查询、报表、打印

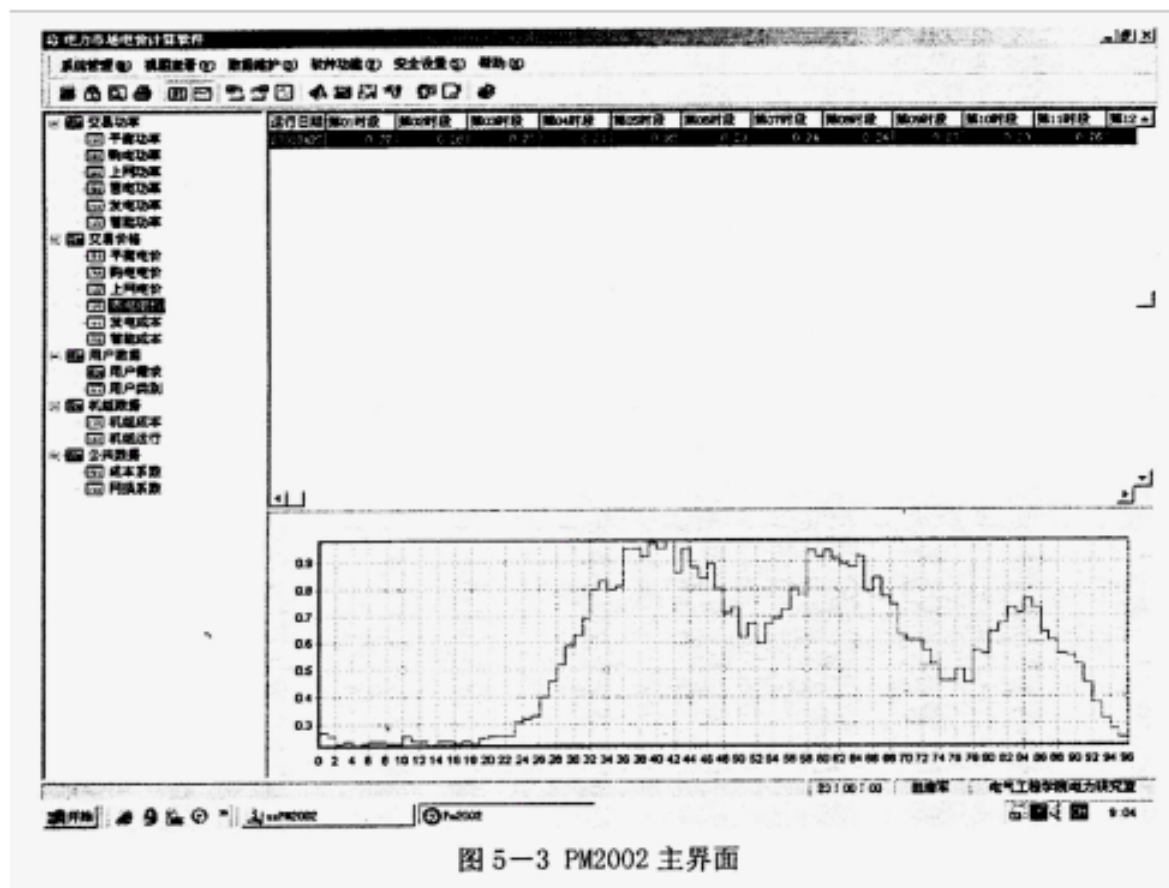


图 5-3 PM2002 主界面

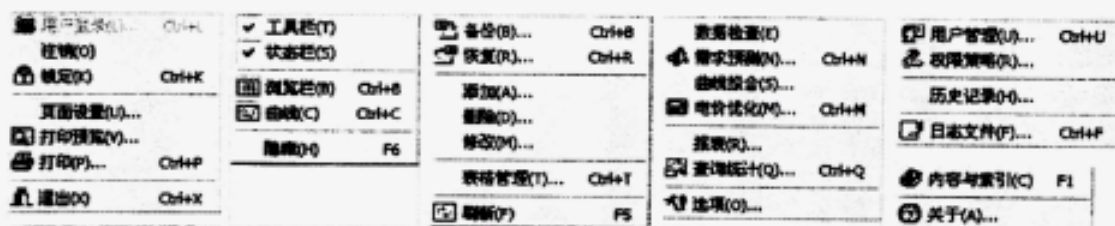


图 5-4 PM2002 主要功能

5.4 电价仿真算例

根据上述分时电价模型及其软件实现,本文针对一个带有独立电源的电力公司,仿真计算了其分时电价,并对所得结果进行简要分析。

5.4.1 算例数据

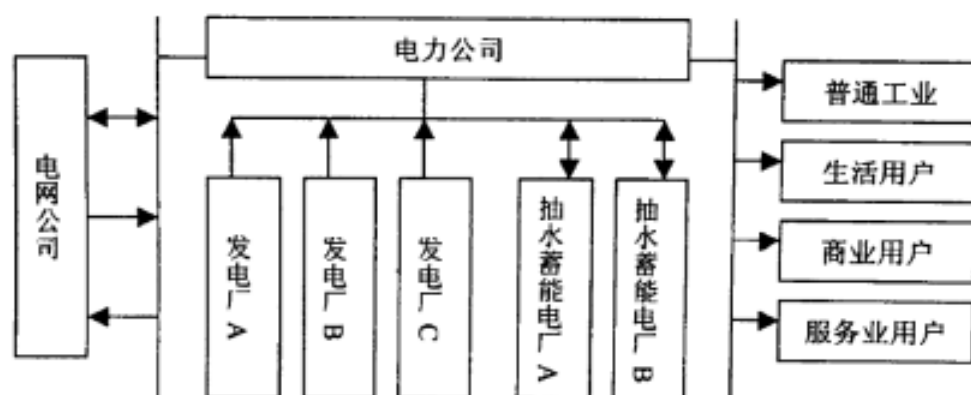


图 5-5 电力公司运营结构

采用图 5-5 所示的电力公司进行仿真计算。该电力公司拥有 3 座独立发电厂; 2 座抽水蓄能电厂; 拥有 4 类不同类型的用户, 其中普通工业用户数为 20, 生活用户数为 180; 商业用户数为 90; 服务业用户数为 10。限于篇幅, 不能全部列出所有的原始数据, 仅给出经过等值或计算后得数据。

(1) 电力公司基本数据

年售电量 W_y	5.09	线损率 R_l	7.86%
年平均负荷 $P_{y,ave}$	58.12	运行损耗折算率 R_k	21.94%

年最大负荷 $P_{y,\max}$	67.92	利润率 R_p	15.12%
年最小负荷 $P_{y,\min}$	16.14	上缴税率 R_l	25.63%

表中: W_y 为年售电量, 单位为亿 MWh ; $P_{y,ave}$ 为年平均负荷, 单位为 MW ; $P_{y,\max}$ 为最大负荷, 单位为 MW ; $P_{y,\min}$ 为年最小负荷, 单位为 MW ; R_l 为线损率; R_k 为运行损耗折算率; R_p 为利润率; R_l 为上缴税率。

(2) 独立电源基本数据

独立电源总容量 P_{cap}	14.53	蓄能不平衡限值 $W_{e,\max}$	4.82
独立电厂容量 $P_{g,cap}$	12.87	蓄能电厂容量 $P_{e,cap}$	1.66
独立电厂最大出力 $P_{g,\max}$	12.09	蓄能电厂最大出力 $P_{e,\max}$	1.42
独立电厂最小出力 $P_{g,\min}$	1.54	蓄能电厂最小出力 $P_{e,\min}$	0.24
独立电厂平均出力 $P_{g,ave}$	10.24	蓄能电厂平均出力 $P_{e,ave}$	1.33

表中: P_{cap} 独立电源总容量, 单位为 MW ; $P_{g,cap}$ 为独立电厂容量, 单位为 MW ; $P_{e,cap}$ 为蓄能电厂容量, 单位为 MW ; $P_{g,ave}$ 独立电厂平均出力, 单位为 MW ; $P_{e,ave}$ 蓄能电厂平均出力, 单位为 MW ; 其余符号意义同前文解释。

(3) 典型用户需求 $P_d(n)$

时段数	用户需求 (兆瓦)							
01—08	23.65	22.31	21.11	20.08	19.20	18.48	17.92	17.51
09—16	17.26	17.16	17.22	17.43	17.81	18.32	19.02	19.84
17—24	20.83	21.98	23.28	24.74	26.36	28.13	30.05	32.14
25—32	33.65	38.08	42.22	46.07	49.64	52.91	55.89	58.58
33—40	60.98	63.09	64.91	66.44	67.68	68.63	69.29	69.66
41—48	69.74	69.53	69.03	68.24	67.15	65.78	64.12	62.17
49—56	60.24	58.17	56.84	56.24	56.37	57.23	58.83	61.17
57—64	64.04	65.25	66.21	66.87	67.26	67.39	67.24	66.81
65—72	66.11	65.14	63.89	62.37	60.58	58.51	56.17	53.68
73—80	50.48	48.24	46.93	46.57	47.16	48.69	51.17	54.02
81—88	56.16	57.77	58.85	59.39	59.40	58.88	57.83	56.24
89—96	54.11	51.45	48.26	44.54	40.28	35.49	30.17	24.31

5.4.2 算例结果

算例结果包括实时平衡功率 $P_b(n)$ 、购电功率 $P_r(n)$ 、上网功率 $P_s(n)$ 、发电功率 $P_g(n)$ 、抽水蓄能功率 $P_c(n)$ 和售电电价 $\lambda_d(n)$ 等优化变量的输出，短期用户需求预测 $P_{d,st}^*(n)$ 、超短期用户需求预测 $P_{d,vs}^*(n)$ 的结果。分别如下各表所示。

(1) 短期用户需求预测 $P_{d,st}^*(n)$

时段数	用户需求 (兆瓦)							
01—08	22.79	20.50	18.03	17.24	17.24	17.30	15.65	15.19
09—16	15.59	14.42	15.89	15.98	16.52	16.92	16.39	18.05
17—24	17.93	20.90	21.33	22.77	23.85	24.43	25.95	30.85
25—32	32.79	32.22	38.04	42.05	45.39	46.80	52.59	52.97
33—40	55.23	57.22	53.90	57.77	59.21	62.35	63.61	64.03
41—48	62.48	64.52	61.64	56.72	58.48	59.20	56.41	56.86
49—56	49.90	52.29	51.90	50.98	47.02	52.79	53.73	53.35
57—64	58.99	61.06	60.85	58.82	63.70	58.73	60.50	55.49
65—72	63.50	59.32	55.53	54.37	52.03	56.65	52.19	49.08
73—80	42.22	42.53	42.74	40.86	44.05	45.14	44.30	51.94
81—88	48.14	49.18	50.66	53.59	52.96	51.71	51.22	50.49
89—96	44.82	47.25	40.63	37.20	36.01	31.74	25.64	21.99

由于超短期用户需求预测数据量比较大，并且与短期用户需求预测结果差别不大，此处没有列表给出。

(2) 电力公司售电电价 $\lambda_d(n)$

时段数	售电电价 (元/千瓦时)							
01—08	0.27	0.26	0.23	0.24	0.22	0.23	0.24	0.24
09—16	0.23	0.23	0.26	0.24	0.24	0.22	0.24	0.24
17—24	0.23	0.24	0.23	0.25	0.26	0.26	0.26	0.31
25—32	0.32	0.33	0.40	0.46	0.52	0.59	0.63	0.69
33—40	0.80	0.83	0.80	0.81	0.95	0.95	0.92	0.97
41—48	0.95	0.98	0.86	0.95	0.88	0.84	0.89	0.80
49—56	0.71	0.73	0.62	0.67	0.60	0.67	0.69	0.72
57—64	0.80	0.78	0.94	0.92	0.94	0.91	0.89	0.88
65—72	0.92	0.79	0.84	0.77	0.74	0.63	0.61	0.61
73—80	0.57	0.52	0.46	0.46	0.50	0.45	0.57	0.56
81—88	0.64	0.67	0.73	0.71	0.76	0.73	0.64	0.61
89—96	0.56	0.55	0.52	0.45	0.38	0.32	0.28	0.25

(3) 电力公司发电功率 $P_g(n)$

时段数	发电功率 (兆瓦)							
01—08	9.20	2.45	4.34	6.25	7.94	5.11	11.73	10.33
09—16	3.30	11.68	4.04	8.75	5.20	4.02	8.12	10.23
17—24	7.73	2.07	3.38	10.64	9.11	10.91	10.45	5.03
25—32	3.69	9.00	9.27	10.94	6.49	8.95	7.86	11.39
33—40	4.58	8.90	3.13	2.44	5.57	10.39	2.30	4.97
41—48	6.67	1.72	7.44	1.91	6.16	7.37	10.39	6.56
49—56	11.84	8.22	7.08	6.19	6.07	2.71	3.11	9.55
57—64	9.58	9.69	2.19	7.03	11.71	7.76	7.17	11.82
65—72	11.71	2.10	9.17	6.69	10.28	11.91	10.58	8.59
73—80	6.29	2.71	5.23	3.78	9.44	3.19	6.04	7.99
81—88	5.68	8.61	6.78	2.02	8.95	1.88	4.95	4.07
89—96	2.99	7.63	6.16	7.25	6.37	2.08	2.63	4.41

(4) 电力公司抽水蓄能功率 $P_c(n)$

时段数	抽水蓄能 (兆瓦)							
01—08	-0.72	-0.55	-0.40	-1.19	-1.24	-1.27	-1.28	-0.63
09—16	-0.49	-1.42	-1.07	-1.29	-1.00	-0.28	-1.34	-0.66
17—24	-0.47	-1.20	-0.50	-0.95	-1.32	-0.29	-1.40	-0.80
25—32	-0.48	-0.50	-0.82	1.22	0.25	0.82	0.55	0.96
33—40	1.37	0.64	0.93	0.36	0.37	0.44	0.73	0.56
41—48	1.35	1.10	0.70	1.00	0.68	1.37	0.36	0.74
49—56	1.31	0.72	0.35	1.33	1.16	0.59	0.98	0.95
57—64	1.08	0.76	0.66	0.26	0.84	1.29	0.62	1.18
65—72	0.34	0.83	1.04	0.93	0.34	0.79	0.86	0.47
73—80	0.91	1.28	1.33	1.15	1.29	1.11	1.03	1.16
81—88	0.28	0.65	0.64	0.33	0.49	1.01	0.88	0.69
89—96	0.70	0.91	1.27	-0.71	-0.59	-1.33	-0.98	-0.64

其中：数据前面的“-”号表示抽水功率，正数表示发电功率。

(5) 电力公司购电功率 $P_r(n)$

时段数	购电功率 (兆瓦)							
01—08	13.08	17.55	13.15	10.85	9.24	12.20	3.92	4.79
09—16	12.12	2.72	11.93	7.01	10.90	12.60	8.22	7.75
17—24	10.14	18.83	18.28	12.29	14.54	13.08	15.09	25.16
25—32	28.76	23.01	28.58	31.67	39.08	38.04	43.72	39.99
33—40	50.77	48.08	51.67	53.21	54.19	51.67	61.93	58.73
41—48	54.94	62.45	53.91	53.15	53.31	52.80	44.77	49.76
49—56	37.67	43.97	44.34	43.36	41.72	50.92	48.60	42.90

57—64	48.87	49.62	56.49	50.16	51.53	51.31	52.09	42.78
65—72	52.09	55.58	45.73	45.90	41.20	43.84	41.94	39.62
73—80	35.10	38.96	37.38	36.80	34.36	41.71	37.68	43.78
81—88	41.64	40.07	44.35	49.70	42.85	48.60	45.21	46.60
89—96	41.17	39.31	34.85	30.43	28.53	29.85	22.48	17.58

(6) 电力公司上网功率 $P_b(n)$

由于该电力公司装机容量远不能满足该公司的用户需求,将边际成本较高的发电厂参与上网业务不具有经济性,所以该计算所得上网功率 $P_b(n)$ 全部为 0;但由于实时平衡电价很高,所以该公司将参与电力市场的实时平衡。

(7) 电力公司实时平衡功率 $P_h(n)$

时段数	实时平衡功率 (兆瓦)							
01—08	0.30	0.21	0.23	0.28	0.31	0.11	0.13	0.09
09—16	0.16	0.24	0.21	0.36	0.18	0.18	0.36	0.15
17—24	0.12	0.34	0.10	0.25	0.37	0.33	0.48	0.26
25—32	0.26	0.25	0.16	0.09	0.13	0.24	0.48	0.56
33—40	0.25	0.48	0.16	0.41	0.34	0.55	0.33	0.48
41—48	0.25	0.45	0.32	0.37	0.24	0.13	0.30	0.31
49—56	0.16	0.36	0.20	0.27	0.17	0.25	0.25	0.32
57—64	0.19	0.68	0.50	0.57	0.41	0.29	0.57	0.47
65—72	0.19	0.46	0.17	0.25	0.30	0.22	0.26	0.44
73—80	0.17	0.29	0.15	0.13	0.14	0.19	0.23	0.21
81—88	0.37	0.16	0.27	0.65	0.53	0.35	0.35	0.33
89—96	0.28	0.24	0.13	0.21	0.42	0.17	0.46	0.13

(8) 电力公司运营数据

日运营收益 ρ_{day}	8.41×10^1	平均售电电价 $\lambda_{d,ave}$	0.78
运营收入项 ρ_u	6.73×10^5	日售电收入 ρ_d	6.73×10^5
运营支出项 ρ_v	5.81×10^5	日购电支出 M_r	3.22×10^5
实时平衡项 ρ_w	-8.34×10^3	日发电成本 M_g	5.37×10^4
日售电量 W_d	1.03×10^6	抽数蓄能电厂成本 M_e	4.83×10^3
日购电量 W_r	8.61×10^5	日网损支出 M_l	4.49×10^4
日发电量 W_g	1.63×10^5	日管理费用 M_k	1.17×10^5

蓄能电厂发电量 $W_{e,h}$	1.34×10^1	日实时平衡支出 M_h	8.34×10^3
蓄能电厂蓄电量 $W_{e,r}$	7.05×10^3	蓄能电厂运行收益 $\rho_{e,day}$	7.86×10^3

表中: W_d 、 W_r 、 W_g 、 $W_{e,h}$ 、 $W_{e,r}$ 分别为电力公司日日售电量、日购电量、日发电量、抽水蓄能电厂日发电量以及蓄能量, 单位为 kWh ; $\lambda_{d,ave}$ 为日平均售电电价, 单位为人民币元/千瓦时; ρ_d 、 M_r 、 M_g 、 M_e 、 M_l 、 M_k 、 M_h 为电力公司日售电收入、日购电支出、日发电成本、抽水蓄能电厂日运行成本、日电能损耗、日运行成本以及日实时平衡支出, 单位人民币元; $\rho_{e,day}$ 抽水蓄能电厂日运行收益, 单位为人民币元; 其余符号意义同前文解释。

5.4.3 分析与讨论

由于所选算例中电力公司独立电源装机容量远小于用户需求, 所以电力公司的运用业务中没有上网数据, 因而其计算和分析都相对简单。分析上述各表所示算例结果, 可以得出如下结论。

(1) 算例所示结果数据比较符合实际情况, 表明本文针对带独立电源电力公司所建分时电价模型的合理性和模型算法的有效性。

(2) 算例中日平均售电电价为 0.78 (元/千瓦时)、日最高售电电价为 0.98 (元/千瓦时)、日最低售电电价为 0.22 (元/千瓦时), 算例数据拉开了低谷电价和平均电价之间的差距, 但高峰电价与平均电价之间的差距还不明显。有两个主要原因: 一是算例中电力公司独立电源的最高边际成本较低, 为 0.73 (元); 二是本文假设网络不存在阻塞, 导致高峰用户需求可以从电网购买电能供给, 从某种程度上缓解了电能供需的相对不足。

(3) 电力公司日运营支出为 5.81×10^5 (元), 其中购电支出 3.22×10^5 (元), 占日运营支出的 55.42%; 独立电厂发电成本 5.37×10^1 (元), 占日运营支出的 9.24%; 抽水蓄能电厂成本 4.83×10^3 (元), 占日运营支出的 0.83%; 日网损支出 4.49×10^1 (元), 占日运营支出的 7.72%; 日管理费用 1.17×10^5 (元), 占日运营支出的 20.14%; 日实时平衡支出 8.34×10^3 (元), 占日运营支出的 1.44%。从中可以看出, 购电费用是电力公司的主要支出, 占电力公司运营支出的一半以上, 且不是电力公司可以控制的; 管理费用和网损支出总控制占电力公司运营支出的三成左右, 因此用户支付的电费中, 有相当大部分支付的是电力公司的管理费用的网络损耗; 三是抽水蓄能电厂的运行成本 (不包括蓄能时的购电费用) 低, 但其直接运行收益也有限, 抽水蓄能电厂的作用更多在于改善电源结构等带来的间接收益。电力

工业的市场化改革其实质就是在电力工业中引入竞争机制,充分挖掘电力企业的潜力,对于电力公司来说,就是加强网络建设以减少网络损耗,加强企业管理以减少管理费用 从整体上提高企业效率,在满足用户电力需求的基础上,让用户享受质优价廉的电能供应。

(4) 电力公司日运行收益为 8.41×10^1 (元), 日售电收入为 6.73×10^5 (元), 盈利率为 12.50%, 满足电力公司运行的财务要求。日实时平衡支出 8.34×10^3 (元), 为运营收益的 9.12%, 可以看出, 实时平衡功率虽然数量相对较小, 但由于实时平衡电价相对较高, 使得实时平衡支出从数值上占到运营收益的十分之一。实时平衡支出的多少与用户需求预测密切相关, 用户需求预测的结果误差越小, 实时平衡支出也就越少, 根据本算例的数据, 1% 的预测误差将导致实时平衡支出增加 4.27×10^3 (元)。

(5) 从电力公司售电电量和售电电价来看, 两者基本上呈现线性关系, 说明在价值规律的作用下, 电价随供需状况的变化而变化, 电价波动会影响用户的用电行为, 这就是分时电价的作用, 可以提供给用户足够的经济信息, 让用户以最经济的方式使用电能, 达到削峰填谷的作用。

(6) 电力公司日平均购电电价 (0.374 元/千瓦时) 大于日平均发电电价 (0.374 元/千瓦时), 表明在独立电源机组效率较高时, 电力公司采用独立电源提供电能的经济效益更高, 所以对电力公司来说, 拥有一定数量的独立电源有利于电力公司的选择运行方式。

同时, 本文所建带独立电源电力公司的分时电价模型由于作了相应的假设, 也有诸多局限性, 具体表现在:

(1) 该模型以有功电价为研究对象, 没有考虑无功电价。电力市场中无功定价比较复杂, 该模型不能简单通过变换相应变量和约束条件得到无功电价模型, 必须在此基础上, 分析有功电价和无功电价之间的关系, 重新建立包含有功电价和无功电价的分时电价模型。

(2) 本文假设网络是无阻塞的, 同前文分析这导致了高峰电价和平均电价之间差距缩小。实际电力市场中, 在考虑网络阻塞的情况下, 当用户需求接近网络输送能力时, 将导致系统边际成本非常高, 这样就可以拉开高峰电价和平均电价之间的差距。同时网络存在阻塞时, 电力公司必须重新优化机组启停组合和机组出力。

(3) 本文假设电力公司的购电电价、上网电价和实时平衡电价都是由市场交易部门确定, 并且不考虑电力公司改变运行方式时对其的影响。电力市场交易部门是根据各电力公司和发电公司的上报数据确定各时段的购电电价、上网电价和实时平衡电价, 所以在实际电力市场中, 购电电价、上网电价和实时平衡电价都是变化的, 而且与电力公司的运行方式密切相关。

(4) 本模型对网络损耗和管理费用的计算还是比较粗糙的, 严格的网损计算需要进行完整的理论线损计算, 管理费用核算也需要根据所有财务报表数据进行, 本文对其出力主要是根据统计数据和经验值进行估算, 不可避免地给模型带来误差。

5.5 本章小结

本章重点是分时电价模型的软件实现, 分析了分时电价模型的数需需求, 讨论了分时电价软件的体系结构, 并简要介绍了分时电价计算软件 PM2002 的基本功能。最后给出了模型的仿真算例, 并对仿真结果进行了分析, 模型仿真结果表明本文所建带独立电源电力公司分时电价模型的合理性与模型解法的有效性。

第6章 总结与展望

电力市场是相对传统的垄断性电力工业而言的,其目的是实现电力工业结构性重组,通过引入商业竞争机制,提高电力企业效率,降低电价,改善服务,以实现电力工业的可持续发展。本文正是在此背景下,结合我国电力市场改革试点工作,针对普遍存在的带独立电源的电力公司,为其建立分时电价模型,探索适合国情的电价计算模型。

6.1 总结

根据本文的算例以及算例仿真结果,可以得出如下结论。

(1) 算例仿真结果比较符合实际情况,表明本文针对带独立电源电力公司所建分时电价模型是合理的,并且用单纯形法可以有效地求解模型。

(2) 由于假设网络不存在阻塞,高峰用户需求可以从电网购买电能供给,从某种程度上缓解了电能供需的相对不足,导致高峰电价与平均电价之间的差距还不明显。

(3) 购电费用是电力公司的主要支出,占电力公司运营支出的一半以上,且不是电力公司可以控制的;管理费用和网损支出总控约占电力公司运营支出的三成左右,因此用户支付的电费中,有相当大部分支付的是电力公司的管理费用的网络损耗;抽水蓄能电厂的运行成本低,其作用在于改善电源结构所带来的间接收益。

(4) 对于电力公司来说,加强网络建设减少网络损耗,加强企业管理减少管理费用可以从整体上提高企业效率,可以明显降低供电电价。

(5) 用户需求预测结果误差降低,可以有效提高电力公司收益。

(5) 分时电价能以经济信号引导用户合理用电,达到削峰填谷的作用。

6.2 展望

由于时间有限,本文所作工作主要集中在电力公司分时电价建模和分时电价软件实现上,对有关内容研究不够深入。在完成论文的过程中,作者认为尚有以下几个方面可以进一步研究。

(1) 无功电价建模。建立反映电力市场无功特性并且含有丰富经济信息的无功电价模型,可以针对无功单独建模,也可以在本文所建有功电价模型的基础上,建立有功无功综合

模型。

(2) 考虑网络阻塞，并计算此时独立电源的启停组合，详细讨论电力市场电价与网络特征以及网络运行状态之间的关系。讨论最高电价、最低电价和平均电价之间差异对模型的影响。

(3) 考虑电力公司投标策略（上报数据）的变化对电力市场交易参数的影响，分析投标策略对运营收益的影响，建立自适应投标策略的电价模型。运用不完全信息动态博弈理论进行最优投标策略决策。

(4) 进行严格的网损计算和运营成本核算，减小模型计算误差。

参考文献

- [1] 于尔铿, 韩放, 谢开, 曹昉. 电力市场[M]. 北京: 中国电力出版社. 1998
- [2] 言茂松. 电能价值当量分析与分时电价预测[M]. 北京: 中国电力出版社. 1998
- [3] 赵连生. 电力价格设计[M]. 北京: 水利电力出版社. 1992
- [4] F.C.Schweppe. Spot Price of Electricity[M]. Kluwer Academic Publisher. 1988
- [5] 保罗·萨缪尔森, 威廉·诺德豪斯. 微观经济学[M]. 北京: 华夏出版社. 1999
- [6] 于尔铿, 周京阳, 吴玉生. 发电报价曲线研究[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(2):23-26
- [7] 史连军, 韩放. 中国电力市场的现状与展望[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(3):1-4
- [8] C.W.Richter, G.B.Sheble, D.Ashlock. Comprehensive Bidding Strategies with Genetic Programming Finite State Automata[J]. IEEE Trans. 1999, Vol.14(4):1207-1212
- [9] K.Bhattacharya. Strategic Bidding and Generation Scheduling in Electricity Spot Market[J]. IEEE Trans. 2000, Vol.15(4):108-111
- [10] Y.Y.Hong, S.W.Tsai, M.T.Weng. Bidding Strategy Based on Artificial Intelligence for a Competitive Electric Market[J]. IEE Proc.Gener.Transm. Distrib. 2001, Vol.148(2):159-164
- [11] J.D.Nicolaisen, C.W.Richter, G.B.Sheble. Price Signal Analysis for Competitive Electric Generation Companies[J]. IEEE Trans. 1999, Vol.14(4):66-71
- [12] X.S.Han, H.B.Gooi, D.S.Kirschen. Dynamic Economic Dispatch: Feasible and Optimal Solutions[J]. IEEE Trans. 2001, Vol.16(1):22-28
- [13] D.Y.Zhang, Y.J.Wang, P.B.Luh. Optimization Based Bidding Strategies in the Deregulated Market[J]. IEEE Trans. 2001, Vol.15(3):981-986
- [14] Z.Younes, M.Ilic. Generation Strategies for Gaming Transmission Constraints: Will the Deregulated Electric Power market be an Oligopoly[J]. Decision Support System. 1999(24):207-222
- [15] F.S.Wen, A.K.David. Optimal Bidding Strategies for Competitive Generators and Large Consumers[J]. Electrical Power and Energy System. 2001(23):37-43
- [16] 国家电力公司. 2000 中国电力市场分析与研究[M]. 北京: 中国电力出版社. 2000
- [17] 殷作友. 电力市场研究[D]. 浙江: 浙江电力公司. 2000

- [18] 赵遵廉, 辛耀中, 郭国川. 电力市场运营系统[M]. 北京: 中国电力出版社. 2000
- [19] M.C.Camaronis, R.E.Bohn, F.C.Scheppe. Optiomal Spot Pricing: Prictice and Theory. IEEE Trans. On PAS. 1982, Vol(9):3234-3245
- [20] 陈明. 神经网络模型[M]. 大连: 大连理工大学出版社. 1995
- [21] 赵静, 但琦. 数学建模与数学实验[M]. 北京: 高等教育出版社, 海德堡: 施普林格出版社. 2000
- [22] 李凡生, 徐丽杰, 王玮. 试论火力发电厂动态成本分析[J]. 电网技术. 2001, 25(7):44-47
- [23] 江健健, 康重庆, 夏清, 沈瑜, 丁军威, 赵傲. 一种新的边际电价制定体系[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(22):1-5
- [24] 刘军. 京津唐电网抽水蓄能机组经济运行分析[J]. 华北电力技术. 1999(4):1-4
- [25] 宋伟. 浅谈电力市场建设过程中的电价改革[J]. 湖北电力. 2001(3):54-56
- [26] 李杨, 王治华, 卢毅, 李军红, 张长沪. 峰谷分时电价的实施及大工业用户的响应[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(8):50-52
- [27] 姜巍. 电力负荷短期预测方法与软件[D]. 南京: 河海大学硕士论文. 2000
- [28] 秦雷鸣. 配电网分时电价的研究[D]. 西安: 西安交通大学硕士论文. 1999
- [29] 王明飞. 基于 DMS 的分时电价的研究[D]. 南京: 南京理工大学工程硕士论文. 2000
- [30] 牛东晓, 曹树华, 赵磊. 电力负荷预测技术及其应用[M]. 北京: 中国电力出版社. 1998
- [31] 唐登平. 当前实施峰谷分时电价存在的问题与思考[J]. 湖北电力. 1999(2):61-63
- [32] 张智光. 城网供用电的经济性与现行电价政策的合理性分析[J]. 电网技术. 2001, 25(6):48-51
- [33] 戴彦, 倪以信, 文福拴, 韩祯祥. 基于潮流组成分析及成本分摊的无功功率电价[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(18):13-17
- [34] 倪黔东. 人工神经网络在电力系统中的应用——电力系统短期负荷预测[D]. 南京: 南京理工大学硕士论文. 2000
- [35] 戴彦, 倪以信, 文福拴, 韩祯祥. 电力市场下的无功电价研究[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(5):9-14
- [36] 王建学, 王锡凡, 别朝红. 电力市场中的备用问题[J]. 电力系统自动化. 2000, 25(15):7-11
- [37] 魏珍. 发购电峰谷平比例界值对购电量合理性的探讨[J]. 华北电力技术. 1999(1):45-48
- [38] 黄日星, 康重庆, 夏清. 电力市场中的边际电价预测[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(22):9-12
- [39] 李铁斌, 熊信良. 电力市场及其电价研究[J]. 湖北电力. 2000, 24(4):53-55
- [40] 薛志方, 李光熹. 基于最优潮流的实时电价及其遗传算法实现[J]. 电网技术. 2001, 25(6):25-28
- [41] 黄继明, 罗毅芳, 薛年华. 电力市场中竞争性定价和市场权力问题的探讨[J]. 电力需求侧管理.

- 2001, 3(3):12-15
- [42] 易丹. 电力负荷短期预测的神经网络方法研究[J]. 华北电力技术. 2001(2):10-11
- [43] 吉培荣, 熊冬青, 姚明仁. 电网负荷的组合预测[J]. 华北电力技术. 2000(5):48-50
- [44] 鞠平. 电力系统负荷建模理论与实践. 电力系统自动化[J]. 2000, 23(19):1-7
- [45] 温权, 张勇传, 程时杰. 负荷预报的混沌时间序列分析方法. 电网技术[J]. 2001, 25(10):13-16
- [46] 张少华, 李渝曾. 电力市场短期发电边际成本的概率学预测. 中国电机工程学报[J]. 2000, 20(10):19-22
- [47] 鞠平, 李靖霞, 陆晓涛. 电力负荷预测的遗传规划方法. 电力系统自动化[J]. 2000, 24(11):35-38
- [48] 杨争林, 宋燕敏, 曹荣章, 孙维真, 吴劲晖. 超短期负荷预测在发电市场中的应用[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(11):14-17
- [49] 林曦, 顾锦汶. 用最优潮流计算电力转送费用[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(7):11-15
- [50] 曾鸣, 刘敏. 我国区域性电力市场中电价及其相关问题研究[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(3):5-10
- [51] 汤振飞, 唐国庆, 于尔铿, 李杨. 电力市场输电定价[J]. 中国电机工程学报. 2001, 21(10):91-95
- [52] 言茂松, 辛洁晴. 在电力市场环境电网嵌入的边际成本输电定价新方法[J]. 中国电机工程学报. 1998, 18(2):111-118
- [53] 于尔铿, 周京阳, 张学松. 电力市场竞争模型与原理[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(1):24-27
- [54] 于尔铿, 周京阳, 吴玉生. 发电竞价算法(一)——排队法[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(4):16-19
- [55] 于尔铿, 周京阳, 吴玉生, 王功涛. 发电竞价算法(二)——等报价法[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(5):10-13
- [56] 吴玉生, 周京阳, 王功涛, 于尔铿. 发电竞价算法(三)——动态规划法[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(6):19-22
- [57] 周京阳, 吴玉生, 王功涛, 于尔铿. 发电竞价算法(四)——网络流规划法[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(7):23-27
- [58] 王功涛, 于尔铿, 周京阳, 吴玉生. 发电竞价算法(五)——线性规划法[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(8):20-23
- [59] 周建平, 周浩. 电力市场竞争策略探讨[J]. 中国电力. 2001, 34(3):8-10

- [60] 刁勤华, 林济铿, 倪以信, 陈寿孙. 博弈论及其在电力市场中的应用[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(1, 2):19-23, 13-18
- [61] 何大愚. 浅析若干国外电力市场的失败和成功[J]. 电网技术. 2001, 25(9):1-4
- [62] 文福拴, A. K. David. 加州电力市场失败的教训[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(5):1-4
- [63] 何大愚. 美国加州电灾的分析与思考[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(11):17-19
- [64] 言茂松, 李玉平, 辛洁晴, 李晓钢. 从加州电力危机看稳健的当量电价体系[J]. 电网技术. 2001, 25(6):8-17
- [65] 王兴, 宋永华, 徐贵光. 英国新电力市场模式中的平衡调度机制[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(12):4-8
- [66] 邵伟, 徐政. 发电市场预调度计划模型及算法研究[J]. 电网技术. 2001, 25(3):17-21
- [67] 汪峰, 白晓民. 面向电力市场交易计划算法研究[J]. 电网技术. 2001, 25(8):45-49
- [68] 姚建刚, 刘涌, 吴政保, 江岳春. 电力市场的日有功优化调度[J]. 电力自动化设备. 2001, 21(1):17-20
- [69] 焦连伟, 祁达才, 张永平, 林济铿, 文福拴, 严正, 倪以信. 从现代工业组织理论看电力市场[J]. 电力系统自动化. 2001, 25(20):14-18
- [70] 张国江, 邱家驹, 李继红. 基于人工神经网络的电力负荷坏数据辨识与调整[J]. 中国电机工程学报. 2001, 21(8):104-108
- [71] 管晓宏, 赖非. 电力市场中电力供应商竞标策略的选择[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(11):10-13
- [72] 王锡凡, 王秀丽, 别朝红. 电力市场条件下系统可靠性问题[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(8):19-22
- [73] 曾鸣, 周巍, 周霞, 丁声高, 叶元煦. 中国电力工业市场化改革的 3 个问题研究与建议[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(19):11-15
- [74] 文福拴, A. K. David. 电力市场中的投标策略[J]. 电力系统自动化. 2000, 24(14):1-5
- [75] 谢识予. 经济博弈论[M]. 上海: 复旦大学出版社. 1997

致 谢

本文是在导师陈星莺副教授的悉心指导和热心鼓励下完成的，导师深厚的学术造诣、严谨求实的治学精神、诲人不倦的美德以及对学术前沿敏锐的洞察力使作者终生受益。研究生期间，作者不仅在学习、生活和工作等各方面都得到陈老师无微不至的关怀和帮助，而且导师的言传身教也使作者在做人、求学等方面也获益非浅。在此谨向陈老师表示深切的谢意和诚挚的敬意。

在研究生期间，还得到刘孟觉、向兵、廖迎春、王治平、杨素琴、黄瑛等师兄师姐们的热心帮助，在此也向他们表示深深的谢意，也感谢实验室的师弟师妹们对我的支持和帮助。同时也感谢电气工程学院研 99 级的所有同学，感谢你们三年来对我的关心和鼓励，祝你们工作顺利、事业有成。

感谢多年来家人给我的关心和支持，也感谢多年来一直关心和支持我的朋友们，在此向他们表示深深的敬意和无限的祝福。

但唐军

2002. 03. 03