

# 区域电力市场

## 电价机制

张粒子 郑 华 等编著



中国电力出版社

[www.cepp.com.cn](http://www.cepp.com.cn)

# 区域电力市场电价机制

---

张粒子 郑 华 等编著



中国电力出版社

[www.cepp.com.cn](http://www.cepp.com.cn)

## 内 容 提 要

本书是电力市场模式和电价形成机制的理论研究成果。全书共分六章,阐述了电力市场及区域电力市场的基础知识,并对国外电力市场中的实际运用进行了介绍;系统介绍了一般商品的价格理论和电价的基本理论;介绍了发电上网电价的概念,探讨了在我国区域电力市场中将可能采取的发电上网电价形成机制;阐述了输配电价格理论,探讨了我国区域电力市场中将可能采取的销售电价形成机制,介绍了销售电价理论,探讨了我国区域电力市场中将可能采取的销售电价形成机制;并对电力市场财务支付与结算等进行了介绍和阐述。

本书可作为电力市场设计、运行、管理人员和从事电价理论研究、电价管理和监督的专业人员系统了解和掌握电力市场中的电价理论学习参考之用,并可供广大电力部门的工作人员、电力系统专业的师生阅读和参考。

### 图书在版编目(CIP)数据

区域电力市场电价机制/张粒子,郑华等编著. - 北京:  
中国电力出版社, 2004  
ISBN 7-5083-1989-3

I. 区… II. ①张…②郑… III. 电力价格-市场机  
制-研究-中国 IV. F426.61

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2004) 第 002179 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路 6 号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

\*

2004 年 6 月第一版 2004 年 6 月北京第一次印刷

850 毫米×1168 毫米 32 开本 7.625 印张 177 千字

印数 0001—3000 册 定价 16.00 元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)



## 前 言

随着我国经济的发展、电力供需形势的变化和科学技术水平的提高,引入竞争机制、逐步走向市场化运作,已成为电力工业发展的大趋势。国务院在 2002 年 4 月颁发的我国电力体制改革方案中明确指出:“改革的总体目标是:打破垄断,引入竞争,提高效率,降低成本,健全电价机制,优化资源配置,促进电力发展,推进全国联网,构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系。‘十五’期间电力体制改革的主要任务是:实施‘厂网分开’,重组发电和电网企业;实行竞价上网,建立电力市场运行规则和政府监管体系,初步建立竞争、开放的区域电力市场,实行新的电价机制;制定发电排放的环保折价标准,形成激励清洁能源发展的新机制;开展发电企业向大用户直接供电的试点工作,改变电网企业独家购买电力的格局;继续推进农村电力管理体制的改革。”

一个市场能顺畅地运作和良性地发展,关键是要有利于全社会利益最大化的市场模式、公平且严密的市场规则,合理且可行的价格机制,以及有效的监管机制。由于电力价格机制不仅仅对于市场本身的良性发展起决定性的作用;而且与国民经济发展和人民生活息息相关,所以它还必须要受到市场所在地

QAK 04/11

区的经济、文化和政治等多方面的制约。因此，建立科学、合理并且具有实际可操作性的电价机制是电力市场建设的关键。要建立区域电力市场，必须同时建立一套既符合区域经济社会发展实际，又有利于区域电力市场健康、有序发展的电价形成机制。

我国正在进行区域电力市场建设，亟需与电力市场相适应的电价理论和实践经验的指导。为此，本书不仅涉及电力市场模式和电价形成机制的理论研究成果，还对国外电力市场中的实际应用进行了介绍。全书共分六章，第2章系统地介绍了一般商品的价格理论和电力价格的基本理论；第3章系统地介绍了发电价格理论，探讨了在我国区域电力市场中将可能采取的发电上网电价形成机制；第4章系统地介绍了输配电价理论，探讨了我国区域电力市场中将可能采取的输配电价形成机制；第5章系统地介绍了销售电价理论，探讨了在我国区域电力市场中将可能采取的销售电价形成机制。其中：第1章和第3章由张粒子执笔，第2章由郑华和程瑜执笔，第4章由郑华执笔，第5章由程瑜执笔，第6章由雷金娥和葛炬执笔。最后，由张粒子对全部书稿进行统稿。

本书是在国家计委价格司立项、华北电力大学与国电西北分公司合作的科研项目“西北区域电力市场电价机制研究”成果的基础上撰写而成的。在此，我们对给予该课题研究大力支持和指导的国家计委价格司副司长韩慧芳女士、价格处刘振秋、李才华、何永健先生，国电西北分公司副总经理张嗣兴先生、西北电力调度中心赵风云女士，以及全体课题组成员表示衷心的感谢！感谢长江电力股份有限公司为笔者提供的机会和资助，使笔者对于北欧电力市场的理念和具体操作模式有了更加深刻和系统的理解。全书由于尔铿先生审稿并提出了很多宝贵的修改建议和意见，在此表示深切的敬意和感谢！

由于我们的水平有限，书中可能会有错漏之处；特别是由于电力市场机制下的电价理论还是一个有待继续发展和完善的研究领域，对于书中的一些观点可能会有争议之处，并且有待在电力市场实践中进行检验、修正和完善。因此，我们期待着有关专家、学者和读者批评指正，或与我们交流、探讨这些有争议的问题。

**张粒**

2003年7月



# 目 录

## 前言

|                                           |          |
|-------------------------------------------|----------|
| <b>1 绪 论</b>                              | <b>1</b> |
| 1.1 现行电价形成机制所面临的问题 .....                  | 1        |
| 1.2 国外电力市场模式介绍 .....                      | 4        |
| 1.2.1 北欧电力市场 .....                        | 4        |
| 1.2.2 英国电力市场 <sup>[1]</sup> .....         | 10       |
| 1.2.3 澳大利亚电力市场 .....                      | 12       |
| 1.2.4 美国 PJM 电力市场 <sup>[2]</sup> .....    | 13       |
| 1.2.5 美国得克萨斯州电力市场 <sup>[3][4]</sup> ..... | 16       |
| 1.3 国内电力市场的发展状况 .....                     | 18       |
| 1.4 电力市场模式的基本划分 .....                     | 19       |
| 1.4.1 按市场开放程度划分 .....                     | 19       |
| 1.4.2 按市场集中的程度划分 .....                    | 25       |
| 1.5 电力市场模式的表征 .....                       | 27       |
| 1.5.1 电力市场的形态结构 .....                     | 28       |
| 1.5.2 电力市场的主体 .....                       | 32       |
| 1.5.3 电力市场交易的种类和方式 .....                  | 35       |
| 1.6 我国的区域电力市场模式及其发展趋势 .....               | 53       |
| 1.6.1 资产结构 .....                          | 54       |
| 1.6.2 层次结构 .....                          | 56       |

|                                    |    |
|------------------------------------|----|
| 1.6.3 组织结构 .....                   | 57 |
| 1.6.4 电力市场交易的种类和方式及其相适应的电价机制 ..... | 58 |

## 2 价格和电价的基本理论 62

|                     |    |
|---------------------|----|
| 2.1 价格基本理论 .....    | 62 |
| 2.1.1 价格理论基础 .....  | 63 |
| 2.1.2 价格本质与特征 ..... | 64 |
| 2.1.3 价格职能 .....    | 65 |
| 2.1.4 价格机制 .....    | 66 |
| 2.1.5 价格构成 .....    | 68 |
| 2.1.6 价格体系 .....    | 69 |
| 2.1.7 定价程序 .....    | 69 |
| 2.1.8 价格管理 .....    | 70 |
| 2.2 电价基本理论 .....    | 70 |
| 2.2.1 制定电价的原则 ..... | 71 |
| 2.2.2 电价体系 .....    | 71 |
| 2.2.3 电价制度 .....    | 73 |
| 2.2.4 电价水平 .....    | 78 |
| 2.2.5 电价定价方法 .....  | 81 |
| 2.2.6 电价监管 .....    | 82 |

## 3 发电上网电价 84

|                             |    |
|-----------------------------|----|
| 3.1 发电上网电价的概念和形成机制 .....    | 84 |
| 3.1.1 上网电价形成机制的改革 .....     | 85 |
| 3.1.2 单一制上网电价 .....         | 86 |
| 3.1.3 两部制上网电价 .....         | 87 |
| 3.2 容量电价的确定 .....           | 89 |
| 3.2.1 容量电价确定的基本原则 .....     | 89 |
| 3.2.2 容量电价水平确定方法 .....      | 91 |
| 3.2.3 容量电费的结算 .....         | 95 |
| 3.3 两部制与单一制上网电价的适用性分析 ..... | 97 |

|                              |     |
|------------------------------|-----|
| 4.1 输、配电网服务定价的发展与启示 .....    | 99  |
| 4.2 输配电价格的管制 .....           | 101 |
| 4.2.1 管制方式 .....             | 102 |
| 4.2.2 基于激励的管制方法 .....        | 103 |
| 4.2.3 我国输配电价格管制方式分析 .....    | 107 |
| 4.3 输配电服务分类 .....            | 108 |
| 4.3.1 公共服务 .....             | 109 |
| 4.3.2 专项服务 .....             | 112 |
| 4.4 输配电价格体系 .....            | 113 |
| 4.5 输配电价格制度 .....            | 114 |
| 4.6 输配电定价原则 .....            | 115 |
| 4.7 输配电服务成本构成 .....          | 116 |
| 4.7.1 输配电成本计算依据 .....        | 116 |
| 4.7.2 输配电成本项目的核算 .....       | 117 |
| 4.8 输配电定价方法 .....            | 122 |
| 4.8.1 边际成本法 .....            | 122 |
| 4.8.2 综合成本法 .....            | 131 |
| 4.9 输配电价格的制定 .....           | 140 |
| 4.9.1 输配电公共网络服务价格水平的制定 ..... | 140 |
| 4.9.2 接网价格 .....             | 145 |
| 4.9.3 专项输电工程价格 .....         | 147 |
| 4.9.4 联网价格 .....             | 148 |
| 4.9.5 管理服务价格 .....           | 149 |
| 4.10 阻塞管理 .....              | 152 |
| 4.10.1 输电阻塞调度 .....          | 153 |
| 4.10.2 输电阻塞风险管理 .....        | 158 |
| 4.11 特殊问题的处理 .....           | 162 |
| 4.11.1 网损 .....              | 162 |
| 4.11.2 销售电价联动机制 .....        | 164 |

|                        |     |
|------------------------|-----|
| 4.11.3 输配电价格修正机制 ..... | 166 |
|------------------------|-----|

## 5

## 销售电价

167

|                                |     |
|--------------------------------|-----|
| 5.1 我国目前的销售电价现状分析 .....        | 167 |
| 5.1.1 我国销售电价的发展与现状 .....       | 167 |
| 5.1.2 销售电价改革 .....             | 168 |
| 5.2 销售电价定价方式和原则 .....          | 171 |
| 5.2.1 销售电价定价方式 .....           | 171 |
| 5.2.2 销售电价定价原则 .....           | 173 |
| 5.3 影响供电成本的因素 .....            | 173 |
| 5.4 销售电价测算 .....               | 176 |
| 5.5 供电成本测算 .....               | 178 |
| 5.5.1 会计成本测算 .....             | 178 |
| 5.5.2 边际成本测算 .....             | 179 |
| 5.5.3 两种方法的比较 .....            | 182 |
| 5.6 销售电价的结构设计 .....            | 183 |
| 5.6.1 电价制度 .....               | 183 |
| 5.6.2 用户的分类 .....              | 184 |
| 5.6.3 用户的负荷率和分散率 .....         | 191 |
| 5.6.4 各电压等级的容量成本在各类用户间分摊 ..... | 192 |
| 5.6.5 各类用户容量成本在各时段的分配 .....    | 193 |
| 5.6.6 两部制电价比价关系的确定 .....       | 194 |
| 5.7 销售电价水平测算 .....             | 200 |
| 5.8 销售电价联动机制及其调整 .....         | 202 |
| 5.8.1 销售电价联动 .....             | 202 |
| 5.8.2 销售电价调整 .....             | 203 |

## 6

## 电力市场财务支付与结算

209

|                     |     |
|---------------------|-----|
| 6.1 电力市场结算规则 .....  | 209 |
| 6.1.1 制定规则的目的 ..... | 210 |
| 6.1.2 制定规则的原则 ..... | 210 |

|                            |     |
|----------------------------|-----|
| 6.1.3 规则的适用范围 .....        | 210 |
| 6.2 结算主体的权利与义务 .....       | 211 |
| 6.2.1 所有结算主体的权利与义务 .....   | 211 |
| 6.2.2 交易中心的权利与义务 .....     | 211 |
| 6.2.3 调度中心的权利与义务 .....     | 212 |
| 6.2.4 电网公司的权利与义务 .....     | 213 |
| 6.2.5 发电公司、购电商的权利与义务 ..... | 213 |
| 6.3 结算内容及结算方法 .....        | 214 |
| 6.3.1 购电费 .....            | 215 |
| 6.3.2 交易管理费 .....          | 217 |
| 6.3.3 调度管理费 .....          | 220 |
| 6.3.4 网络服务费 .....          | 221 |
| 6.3.5 辅助服务费 .....          | 224 |
| 6.4 电力市场中的资金流图 .....       | 224 |
| 6.5 结算流程 .....             | 226 |
| 6.6 奖惩 .....               | 228 |
| 6.7 争议处理 .....             | 229 |
| 6.8 规则的修订与更改 .....         | 230 |
| 参考文献 .....                 | 231 |



## 绪 论

**本章主要内容:**从分析我国现行电价形成机制所面临的问题出发,论述了电力市场发展与电价形成机制改革相互促进、协调一致、相辅相成的必要性;介绍了目前国内外几个电力市场模式;论述了电力市场模式从市场开放程度和市场集中程度两个角度出发对电力市场模式进行了基本划分,并分析了国际上现有的各种电力市场模式的特点和优缺点;提出了电力市场的表征,以及以电力市场的表征来全面描述和设计电力市场模式的观点;对我国电力市场中的交易主体进行了划分和职能描述;对电力市场的细分市场进行了详细的描述,阐述了各个细分市场的相互联系;对于我国的区域电力市场的初期模式和发展趋势进行了分析和论述。以下各章将介绍电价形成机制的理论和实践经验;最后,分别针对我国区域电力市场的初期、中期和远期模式,探讨电价形成机制的可行性方案。

### 1.1 现行电价形成机制所面临的问题

我国现行的电价形成机制是计划经济和垂直一体化电力工

业管理体制的产物。随着电力体制改革的逐步深化和电力市场的建立,电价形成机制也必将随之改革和发展。

现有的电价体系不完备,不能适应电力市场化运营。在我国目前的电价体系中,实际上只有分类销售电价和部分独立发电厂的上网电价,没有输电价格和配电价格,而且原国家电力公司所属电厂也没有上网电价。

现有的电价形成机制缺乏与市场需求状况互动的灵活性。目前,销售电价分类和水平以及部分独立发电厂的上网电价均由政府电价主管部门审批,电价不能起到灵活、及时、有效地调节电力市场供需矛盾、促进电力资源优化配置以及引导用户合理用电的作用。

2 各省、直辖市的销售电价水平差异较大,致使各省销售电价中隐含的输配电价水平不等,在销售电价水平较低的地区,无法保障电源和电网投资的合理回报以及有效促进当地电力工业的发展。例如,2002年西北地区的平均销售电价水平为0.31元/(kW·h),与全国平均销售电价水平0.41元/(kW·h)相比,低0.10元/(kW·h);而其中青海、甘肃和宁夏的平均销售电价又比西北地区的平均销售电价水平低0.03~0.05元/(kW·h)。青海、宁夏和甘肃销售电价水平偏低的重要原因是对高耗能用电的电价优待幅度大,有的低至不到0.1元/(kW·h);电量优待比重又大,有的高达50%~60%。

同一地区的不同类用户,销售电价水平差异大,造成交叉补贴用电成本的现象。虽然对于有些类用户采取低水平的销售电价是符合国家产业发展政策的,但从今后的长期发展来看,不仅影响电力工业的发展和电力市场的良性运作,而且也不利于整个社会的资源优化配置。

已审批的不同地区甚至同一地区的同类型发电机组的上网

电价水平差异也很大，导致上网电量同网同质不同价，发电厂商之间没有公平竞争的环境，不利于资源优化配置、降低发电成本和提高电力生产效率。

新电价形成机制要与一定的电力市场模式相辅相成、互为保障、相互促进、协调发展。就现行的电价形成机制和电价水平而言，在电力供不应求的区域，在区域电力市场实施竞价上网后，其中目前上网电价较低的部分电厂，必然将跟进另一部分电厂的上网电价，这将冲击销售电价水平，挤压输配电价水平。如果销售电价水平保持当前的现状，那么输配电价空间将极其有限。在电力市场开展竞价上网后，即使政府物价管理部门核定了一系列对于电网公司而言较合理的输配电价，也难于真正实施；从而将可能严重影响输配电网的投资收益，甚至难于保证电网公司的财务收支平衡。相反，在电力供过于求的区域，在区域电力市场实施竞价上网后，平均上网电价水平将低于目前的平均上网电价水平，在保证合理的输配电网收益的情况下，应该适当降低终端用户的销售电价，实现销售电价与上网电价的联动，从而实现电力市场化运作的宗旨。因此，区域电力市场建立和发展，必须有与之相适应的新的电价形成机制配套，才能得以顺利实施和稳步发展；而正因为任何一种价格机制都是为了保障一个市场的良性发展而建立的，所以电价形成机制的建立同时也必须以一定的电力市场模式为前提，并与之协调，随之发展，相辅相成，互为保障；同时，电价水平的制定，不仅与发、输、配、售电的成本密切相关，而且还要充分考虑地区经济发展状况以及用户对于电价水平的承受能力。

因此，本书在第1章中的以下内容，将探讨国内外电力市场模式及其发展趋势；然后，再介绍电价形成机制的理论；最后，探讨我国区域电力市场电价形成机制的可实施方案。

## 1.2 国外电力市场模式介绍

### 1.2.1 北欧电力市场

#### (一) 北欧电力市场形成的背景

早在 1971 年,在挪威就开始有所谓的“临时电力交易”,这些临时电力交易是基于垄断的发电厂与终端用户之间建立的稳定的长期双边实物交易体系。

1991 年挪威进行电力市场改革,其关键是建立了一个向发电公司、供电公司和终端用户开放的日前现货市场,试图为双边远期市场建立一个参考价格。也就是说,如果双边远期市场的成员可以选择转入现货市场,期望的现货电价就会成为双边交易的参考价格。

北欧电网内的挪威、瑞典、芬兰和丹麦四国的电源结构差异很大,互补性强。其中,挪威基本为纯水电系统,瑞典水电与核电约各占 50%,丹麦基本上是纯火电系统,芬兰则是以火电和核电为主,水电所占的比例在 20% 左右。北欧的水电资源主要集中在北部,火电及核电主要在南部。为了实现高效和可靠的供电以及电力资源的优化利用,北欧各国电网形成互联,并且随着 1996 年瑞典加入挪威电力市场,又逐步形成了统一的北欧电力市场。北欧电力市场的建立虽然晚于英国电力市场,但到目前为止,它是世界上运营最稳定、电力商品品种最丰富的、经济学概念最明确的电力市场。

#### (二) 北欧电力市场的主体

北欧电力市场只设立了唯一的一个交易机构——北欧电力联营公司(Nord Pool ASA),它最初是由挪威和瑞典两国发起建立的,挪威电网公司和瑞典电网公司各占其 50% 的股份。

Nord Pool 是世界上的第一个多国电力交易中心，为北欧电力市场的参与者提供了交易平台。Nord Pool 使用标准商品进行有组织的电力交易，进行场内和场外电力交易的结算；保持中立并平等对待所有的市场参与者，保证匿名交易；确保交易的透明度，发布成交价格 and 成交电量。

北欧电网分属于 4 个国家的 5 个主干电网公司，这些电网公司都设立了电力调度机构——输电系统运营者 (TSOs)，负责实时市场和辅助服务市场的运营。此外，各国国内的区域电网公司和地方电网公司也设有电力调度部门，服从上一级主干电网公司的统一调度。

参加北欧电力市场交易的电力公司达 250 多家。这些电力公司分为两种：一种电力公司既拥有地区供电网络，又拥有自己的发电厂，如芬兰的赫尔辛基电力公司和瑞典的博卡电力公司，被称为一体化电力公司；另一种电力公司只拥有发电厂，不拥有供电网络。为了避免拥有供电网络的电力公司制定的配电价格太高，政府管制部门制定了配电价格的上限。

电力公司、电力零售商和一些终端用户都可以作为北欧电力市场中电力商品的购买者，向 Nord Pool 申报购电量和相应的购电价。需求与供给相互影响的结果形成平衡价格，这一经典的平衡价格原理阐述了北欧电力改革的基本特点。在传统的调度系统中，对需求的预测决定发电的优先次序，即以发电成本最小决定可用发电容量的实际发电容量。1990 年建立的英格兰和威尔士电力市场就是一个供方市场，即用实际报价决定发电计划，但是需求仍然根据负荷预测来确定。挪威电力改革更进了一步，包括根据实际需求来决定电力供应量及其电价；不仅为发电商，而且为大用户和专业中介经销商直接参与电力产品的交易提供了一个有组织的市场。

在北欧电力市场中，除了上述市场主体之外，还有电力经

经纪人 (Brokers), 他们运营柜台交易市场。电力经纪人为发电厂和终端用户提供了 Nord Pool 之外的、限于国内的电力交易平台, 但电力经纪人必须将每一成交交易双方的交货地点和成交电量提交给 Nord Pool。电力经纪人是靠其用户所支付的交易费运营; 由于电力经纪人对于自己客户的经营状况、财务支付能力和信誉有较深入的了解, 通常他们向客户收取的交易保证金和交易费少于 Nord Pool, 因而在某种程度上成为了 Nord Pool 的竞争对手。

### (三) 北欧电力市场的市场构成

目前, 北欧电力市场包括集中的北欧联营市场、电力批发市场、零售市场, 以及实时市场和辅助服务市场。市场成员可以选择交易的市场和交易电力商品的种类。选择交易伙伴的自由度、商品的种类、电力交易的流动性和输电系统运营商的合作态度, 促进了电力交易, 对于活跃北欧电力市场起到了巨大作用。

#### (1) 北欧电力联营市场。

北欧联营市场包括现货市场和金融市场, 由 Nord Pool 负责统一运营。2000 年, 现货市场交易量占全年总发电量 ( $3800\text{kW}\cdot\text{h}$ ) 的 25%; 金融合同交易量大约是  $2000\text{TWh}$ , 即全年总发电量的 5 倍。

1) 现货市场。现货市场又有日前市场和小时前市场之分; 小时前市场也成为调节市场, 主要参与者是拥有火电厂或核电厂的电力公司。

北欧四国之间的实物电力交易只有现货交易, 没有双边交易。由于四国之间联络线输电容量的限制以及各国在高压输电网的调度与管理方面的差异, 北欧电力市场划分了 7 个报价区域; 在北欧国家之间, 输电网络的阻塞是通过分价区定价的现货市场价格机制来解除。当电力交易潮流不超过输电容量限制