

[在此处键入]

电力系统经济与管理

校内自编教材

NCEPU电力市场研究所

前言

【本课程开设的背景】我们正处于能源电力工业大变革时代，科技创新与电力工业乃至现代社会的变革相互促进。

伴随着电气制造、计算机和通信等技术的发展，电力系统自小规模分散式向超大规模、集中式发展了百余年，在技术上和规模上都取得了辉煌成就——百万千瓦发电机组、数亿千瓦规模大电力系统、电网调度自动化系统、无人值守智能变电站，等等——推动了工业、农业、商业和居民生活电气化，成为保障国民经济运行和发展不可或缺的基础设施。

上世纪八十年代，又开启了打破发输配售电一体化垄断经营、在发电环节和售电环节引入竞争的电力体制改革。从建立电力现货市场、发电机组“竞价上网”，到政府放开对售电价格的管制，引入独立售电公司，开展售电市场竞争，进一步促进了可再生能源、储能、分布式能源、智能电表、需求侧响应、电动汽车、综合能源系统、智能电网乃至智慧能源、智慧交通、智慧城市等新理念、新技术和新业态的发展。电力系统的经济性与电力系统管理自始至终都密不可分，而电力管理体制改革使之愈加错综复杂。

推动现代科技发展，人才和资金是核心要素。而科技创新人才的知识结构也与以往发生了很大变化。一项新技术，不仅要技术上可行，还必须满足经济性合理，才能成为造福于人类的新产品，形成新产业，推动经济社会发展。因此，优秀的科技创新人才，不仅要有技术创新的能力，还要具有一定的经济学科和管理学科的知识。

电力工业是技术密集型和资金密集型产业，现代电力系统是世界上最为复杂、庞大的工程系统之一。随着我国电力体制改革的深化，电力工业的科技创新、规划投资和运行管理都急需兼具电气工程、经

济和管理等学科综合知识的专业人才。开设《电力系统经济与管理》课程，正是为了适应电力行业发展对新型专业人才的需要。

本教材共分七章，针对电力系统技术管理和经济管理的核心问题，重点介绍电力系统运行管理、电力系统经济运行、投资项目经济性分析和电力现货市场管理等电力系统管理的基础知识。第一章概述，介绍了电力管理体制的演进，分析了电力系统经济与管理的主要研究对象，由张粒子、张洪编写；第二章电力经济学的基本原理，介绍了经济学当中与电力系统经济特性、电力市场相关的概念和原理，由张洪编写；第三章电力需求与成本特性，介绍了电力需求特性及需求管理、电力成本构成及各类成本特性，由张粒子、张洪、程瑜、陶文斌、唐成鹏编写；第四章介绍了电力系统运行管理的含义和划分，讨论了电力系统极为重要的制度管理方式和体系，重点分析电网调度管理的组织体系、基本任务、主要内容，集中讨论了运行方式管理、继电保护管理、电网调度自动化管理的组织方式和管理内容，由郭国川编写；第五章介绍了电力系统经济调度的基本概念、模型和方法，包括单时段经济调度、多时段经济调度、直流潮流、安全约束经济调度、安全约束机组组合、电力调频备用辅助服务，由舒隽、黄弦超编写。第六章介绍了电力市场相关基本概念、电力市场交易机制等内容，由张粒子、丁肇豪编写。第七章介绍了定量分析评估投资项目经济效果的基本概念和方法，包括投资项目现金流分析、资金时间价值计算、投资项目经济效果评价基本方法、电力投资项目经济性分析实例应用，由王雁凌、程瑜编写；全书由郭国川指导并审核和修改了第一、二、三章，张粒子组织编纂并对全书进行审核和修改，程瑜和张洪校核。

本教材部分内容取材于《电力市场基本知识》（张粒子、丁肇豪等编写）和《能源市场知识》（张粒子、张洪等编写），特此向参与这两本书的其他作者和博士研究生致谢。

目录

第 1 章 概述	1
1.1 电力管理体制的演进	1
1.1.1 世界电力管理体制的演进	1
1.1.2 我国电力管理体制的演进	7
1.2 我国电力工业取得的辉煌成就	21
1.2.1 综合实力显著提升	22
1.2.2 电网安全稳定运行	23
1.2.3 清洁高效加快转型	24
1.2.4 自主创新取得突破	25
1.2.5 国际合作成效明显	26
1.2.6 人才素质大幅提升	26
1.3 电力市场中各种机制的协同关系	26
1.3.1 各种市场机制之间的协同关系	27
1.3.2 各种市场机制与政府价格管制的关系	31
1.3.3 各种市场机制与政府价格管制的边界及转变	34
1.4 电力系统经济和管理的核心问题	34
1.4.1 电力系统管理的概念	34
1.4.2 电力系统管理的内涵	36
1.4.3 电力系统运行管理	37
1.4.4 电力系统规划和投资管理	38
1.4.5 电力需求侧管理	39
第 2 章 电力经济学基本原理	43
2.1. 经济学概论	43
2.2. 管理学概论	45
2.2.1. 管理的四项职能	46
2.2.2. 决策与决策方法	47
2.2.3. 项目与项目管理概述	48
2.3. 需求、供给与均衡	50
2.3.1. 需求与需求曲线	50
2.3.2. 供给与供给曲线	51
2.3.3. 供给与需求的均衡	51
2.3.4. 社会福利	52
2.3.5. 需求弹性与供给弹性	53
2.4. 成本、收益与利润	58
2.4.1. 成本的概念	58
2.4.2. 机会成本与会计成本	59
2.4.3. 显性成本和隐性成本	60
2.4.4. 短期成本与长期成本	61
2.4.5. 收益与利润的概念	61
2.5. 短期成本与短期成本曲线	62
2.5.1. 不变成本和可变成本	62
2.5.2. 短期平均成本	63

2.5.3. 短期边际成本	64
2.5.4. 平均成本曲线和边际成本曲线综合图	64
2.5.5. 厂商利润最大化的条件	66
2.6. 长期成本与长期成本曲线	68
2.6.1. 长期总成本	68
2.6.2. 长期平均成本及其曲线	69
2.6.3. 长期边际成本及其曲线	71
2.7. 市场结构及其特征分类	72
2.7.1. 市场结构的四种类型	72
2.7.2. 市场集中度	75
2.7.3. 博弈论概论及其在电力市场中的应用	78
2.7.4. 拍卖理论概论及其在电力市场中的应用	81
第 3 章 电力需求和成本特性	84
3.1 电力需求	84
3.1.1 电力负荷的概念	84
3.1.2 电力负荷曲线	84
3.1.3 电力负荷特性	85
3.1.4 负荷预测	87
3.1.5 电力需求的概念	88
3.1.6 电力需求价格弹性	90
3.1.7 电力需求的管理	91
3.1.8 电力需求响应	93
3.2 电力的成本	95
3.3 发电成本构成及其特点	98
3.4 火电机组的变动成本及其特性	103
3.5 其他电源的变动成本	108
第 4 章 电力系统运行管理	111
4.1 电力系统运行管理树	111
4.2 电力系统运行管理重要制度	114
4.3 电网调度管理的基本概念	117
4.4 运行方式管理	121
4.5 继电保护管理	127
4.6 电网调度自动化管理	132
第 5 章 电力系统经济调度	140
5.1 电力系统经济调度发展历程	142
5.1.1 20 世纪 20 年代	142
5.1.2 20 世纪 30 年代	142
5.1.3 20 世纪 40 年代	142
5.1.4 20 世纪 50 年代	143
5.1.5 20 世纪 60 年代	143
5.1.6 20 世纪 70 年代	144
5.1.7 20 世纪 80 至 90 年代	144
5.1.8 21 世纪以来	145

5.2 经济调度	146
5.2.1 单时段经济调度	146
5.2.2 线性化单时段经济调度	151
5.2.3 多时段经济调度	160
5.2.4 输电网模型	167
5.2.5 安全约束经济调度	172
5.3 机组组合	179
5.3.1 单时段机组组合	179
5.3.2 多时段机组组合	184
5.3.3 安全约束机组组合	195
5.4 辅助服务	199
5.4.1 发电机组的频率调整	199
5.4.2 备用	205
第 6 章 电力市场管理	207
6.1 电力市场的概念	207
6.1.1 实物市场与金融市场	208
6.1.2 批发市场与零售市场	209
6.2 现货市场与中长期（远期/期货）市场	210
6.2.1 电力现货市场	210
6.2.2 电力中长期（交易）市场	214
6.3 电力交易方式	215
6.3.1 双边交易	215
6.3.2 集中竞价交易	215
6.4 电力产品市场细分	216
6.4.1 电能量交易市场	216
6.4.2 电力辅助服务市场	217
6.4.3 容量市场	217
6.4.4 输电权市场	217
6.5 电力市场交易定价和阻塞管理	217
6.5.1 系统边际电价	217
6.5.2 节点边际电价	225
6.5.3 输电阻塞与阻塞管理机制	236
6.6 电力市场监管	242
6.6.1 市场力的定义	242
6.6.2 市场力的特殊性	243
6.6.3 滥用市场力的方式	244
6.6.4 市场力的监测和量化	245
6.6.5 市场力处理措施	247
第 7 章 电力项目经济分析方法	249
7.1 项目现金流量构成	249
7.1.1 现金流量	249
7.1.2 投资	250
7.1.3 费用和成本	253

7.1.4 销售收入、利润和税金	259
7.2 资金等值计算	265
7.2.1 资金的时间价值	265
7.2.2 利息与利率	266
7.2.3 现金流量图和资金等值概念	269
7.2.4 资金等值计算公式	273
7.3 投资项目的经济效果评估	281
7.3.1 投资项目可行性研究概述	281
7.3.2 经济效果评价的指标分类	282
7.3.3 主要的静态评价指标	282
7.3.4 主要的动态评价指标	286
7.4 电力项目投资经济评价实例分析	297
7.4.1 燃煤电厂投资经济评价	297
7.4.2 燃气电厂投资经济评价	299
7.4.3 两个互斥投资方案的经济评价	301

第1章 概述

电力系统是迄今为止最为巨大而复杂的人造系统之一，它所涉及的经济和管理问题因之成为最受瞩目的重要课题。

1.1 电力管理体制的演进

电力系统的形成与发展，改变了整个人类文明发展史，电能利用造就了现代工业社会，电力的发明和广泛应用，成为第二次产业（工业）革命的主要标志。电力系统被普遍认为是 20 世纪最重要的技术成就，它与人类的生存和发展融合得如此密切，以至于它的受益者基本都意识不到它的存在。然而，随着现代控制技术、计算机技术、通信技术快速发展和社会经济管理模式的变迁，自上世纪末本世纪初开始，电力系统的管理体制悄然发生了深刻的变革，实现了竞争-垄断-竞争、非管制-管制-放松管制-再管制的螺旋式发展过程。

1.1.1 世界电力管理体制的演进

从全世界的范围来看，电力管理体制经历了漫长的演进，随着新技术的不断涌现，目前仍然正经历着深刻的变化。

（1）电力系统的起源

19 世纪初，人们开始使用煤气灯（瓦斯灯），但是煤气靠管道供给，一旦漏气或堵塞，非常容易引发事故，因此人们对于照明的改革，十分殷切。

1879 年，美国发明家托马斯·阿尔瓦·爱迪生经过长期的反复试验，终于发明了世界上第一盏有实用价值的白炽灯。

1881 年，爱迪生开始筹建中央发电厂，这座发电厂利用蒸汽机驱动直流发电机，内装 6 台直流发电机，总容量约 670 千瓦。1882 年 9 月 4 日，爱迪生在纽约珍珠街的中央发电厂正式发电，并且将 110 伏特的直流电输送到整个街区，点亮了珍珠街上 85 家客户安装的 400

多盏电灯，世界上第一个电力系统诞生了。这也是电力第一次真正在人类生活中实用，并开始改变人们的生活面貌。

很快，爱迪生的直流电力系统覆盖了大半个曼哈顿，用户扩大到了纽约无数的家庭。然而，随着爱迪生照明公司的不断扩大，低电压直流电力系统的局限性也逐渐被放大：发电中心只能覆盖方圆一英里的范围，传输过程会让电能不断损耗。唯一的解决办法就是每隔一段距离增加发电厂，成本高昂。

爱迪生电力公司建造的世界第一个电力系统，集发明、设计、制造、建设、运行、维护于一体，成为电力系统垂直一体化管理的先驱。

（2）电力行业的规模经济性，促进了垄断格局的形成

1886 年，特斯拉创办了自己的“特斯拉电灯与电气制造公司”（Tesla Electric Light & Manufacturing），并且与西屋电气公司的乔治·威斯汀豪斯（George Westinghouse）在匹兹堡建立了一个交流电力系统。交流电力系统由于其在远距离传输上的优势，比直流电力系统更具有竞争力，因此普及的速度也比直流电力系统要快的多。

（思考题 1：为什么交流电网比直流电网更具有竞争力？）

（思考题 2：早期电力系统是如何从竞争走向垄断的？）

由于刚刚商业化运用的电能价格较高，开展相关业务的利润颇为丰厚，大大小小的电气公司四面开花，向附近的局部地区提供电力供应的服务。与此同时，在很多处于电气公司接壤的地区，存在大量的输配电线路重复投资，使得每一家的线路和设备都得不到充分的利用。

然而，电力系统的建设需要大量的固定资产投资，这就要求电气公司的生产经营规模足够大，才能有效实现固定资产投资的分摊，从而降低电能商品的单位成本。因此，很多电气公司为了进一步提高经营规模、扩大供电范围，开展了非常激烈的竞争，也造成了部分地区

出现了过度投资和电力供应能力过剩的情况,但是这种情况反过来又造成供电成本居高不下,电力用户也需要支付高额的电费。

1907 年,为提高电力系统的效率、保护用户避免承受较高的电价,纽约州管制委员会(公共事业委员会的前身)正式成立。到 1912 年,大多数州都成立了州管制委员会。1914 年,美国出台了谢尔曼反垄断法案(Sherman Anti-Trust Act),由于电力系统的规模经济性(这在第二章规模报酬部分会进行详细的论述),政府以特许经营权的形式,允许了管制下的地区电力垄断。

在政府对电力行业实施管制之后,电力公司纷纷开始通过统一电压等级、统一设备的技术标准等方式来寻求降低成本。同时,为了充分发挥电力行业的规模经济效益,从 1904 年-1930 年期间,很多电力公司开始了通过合并以降低运行成本和融资成本,减少设备购买的费用。这也促使了一些大型垄断经营的电力企业的诞生。

除了大量的合并活动之外,一些电力公司也针对输配电线路的重复建设问题,研究提出了统一规划和建设的思路,从而有效避免了重复投资,大大节约了投资成本,提高了电力工程和建设的经济性。一些临近的电力公司甚至开始通过电网互连来共享其发电资源,进一步提高了系统运行的效率和可靠性。例如,1927 年宾夕法尼亚州和新泽西州的三家电力公司形成了世界上第一个电力联营体,负责协调三家公司之间的合作,并最终提高了共同的效率和经济效益。

受上述因素的共同影响,电力系统的供电成本不断下降,也使得越来越多的用户可以享受电力公司提供的较为廉价的电力供应服务。同时,由于电能使用的便捷性和清洁性,推动了电气化产品的开发和利用,电力工业蓬勃发展,成为保障和促进国民经济发展的基础设施行业,其规模经济属性也得到进一步的巩固和加强。

由于电力行业自身的技术经济特性,美国的电力行业经历了一个从分散到集中、从竞争到垄断的过程,形成了发电、输电、配电和零售供应垂直一体化垄断经营的模式,电力用户只能在当地唯一特许经营的电力公司购电,电价政府制定,电力市场没有竞争。很多国家的电力工业发展也都经历了类似的过程,只是在具体的演变过程、时间长短方面存在差异;比如,美国的电力工业从诞生至今仍然是私有经营体制,欧洲的电力工业在第二次世界大战后对私营电力企业实行了国有化。

(3) 垄断经营的低效引发了电力市场化改革实现从垄断到竞争

随着世界经济的快速发展,电力系统发展的前景令人振奋,但规模经济的效益与垄断经营的低效率的利弊之争造成了电力困境,管理体制改革的呼声日渐高涨。改革有多条路径,多数选择了电力工业重组的改革模式。

随着规制经济学的发展,上世纪 80 年代开始,欧美国家等对垄断行业实行市场化改革。继航空、电信行业之后,英国和欧盟国家、美国部分州、澳洲和南美洲等先后兴起了电力体制改革的热潮,通过放松政府的电力管制和电力工业重组,打破了延续百十年的垂直一体化管理模式,其目的就是通过建立竞争性的电力市场,包括电力批发市场和电力零售市场,将竞争机制引入到大规模垂直一体化垄断经营的电力行业当中来。再加上新能源、分布式电源和智能电网等电力新技术的不断发展,电力行业的经营管理模式正呈现出从集中向分散、从垄断向竞争的发展态势。

智利最先实行了“厂网分开”的电力体制改革,将发电资产从发输配售一体化的电力公司中分离出来。

英国在 1990 年实行“厂网分开”和电力私有化改革,同时建立了世界上第一个电力批发市场——电力库(Power Market),组织发电

企业“竞价上网”。所谓的“竞价上网”，就是指各发电企业根据自己的生产成本向市场交易平台申报上网电价，然后交易平台根据发电企业的报价，按照一定的市场规则，确定购买电量的来源和具体数量。

上世纪末期，随着燃料价格的上涨，通货膨胀和利率的上升以及核电成本的飙升，美国很多州的电力价格开始大规模上涨，很多用户将涨价原因归咎于电力公司的垄断经营，电力市场参与者和用户对于公平竞争以及无歧视开放输电网络的呼声日益高涨。1996年，联邦能源管理委员会 FERC 颁布了 888 号法令，要求无歧视开放输电网络，鼓励建设 RTO（区域输电组织，Regional Transmission Organization）/ISO（独立系统运行机构，Independent System Operator）来管理整个输电系统的运行。RTO/ISO 通过将输电网络的运行控制权与其所有权以及发电、输电运行控制权分离，有效的分拆具有自然垄断性质的垂直一体化电力系统运行功能，建立竞争性的电力批发市场，实行发电竞价上网，降低发电投资以及运营成本。同时对输电、配电环节进行监管。

美国加利福尼亚州公共事业委员会（California Public Utility Commission, CPUC）1994 年发表了蓝皮书建议，加州电力系统开始进行机构重组。1996 年，加州通过了 AB1890 法案。根据法案，州政府要求原先的三大地区垄断的公用电力公司即太平洋煤气与电力公司（PG&E），南加州爱迪生电力公司（SCE）和圣地亚哥煤气与电力公司（SDG&E），上市公开拍卖下属发电厂至少 50% 的股份，转化为三大投资者拥有的公司（实际上已成为三大配售电公司），并新组织了加州独立系统运行机构（California Independent System Operator，简称 CAISO）和电力交易所（Power Exchange，简称 PX），加上投资者拥有的发电公司（IOUs）、独立发电公司（IPPs）、大用户的自备联产发电公司（Co-generators）以及准入的电力经纪人（Brokers）等共形成了

40 多个独立的发电商。1998 年 3 月 31 日，加州电力系统正式开始市场运营。

截止到目前，美国已经建立了 7 个电力批发市场，覆盖全美国约一半的州，提供全美国超过三分之二的电力供应，服务全美国超过三分之二的电力用户。与此同时，一些州（如得克萨斯州）还开放了电力零售市场，允许售电公司开展了售电竞争，其中得克萨斯州的零售市场已经允许售电公司向居民用户售电。

到目前为止，英国和欧盟国家以及澳大利亚等国家都实行了发输配售电资产或业务分离的电力体制改革，建立了电力批发市场，开展了电力零售业务竞争。

对于具有自然垄断属性的输电和配电环节，仍然受到政府的规制，并且通过激励性的规制机制引导电网企业提高效率、控制输配电成本。

对于竞争性的电力市场，将在第七章“电力市场机制”部分进行详细的介绍。

（4）分布式能源发电技术使市场结构从集中向分散发展

随着外部环境的新要求的出现，电力行业传统的集中纵向供电的模式出现了一些不相适应的问题。例如，在环保理念日益深入人心的情况下，新建大容量的电厂和输电线路将变得越来越困难，其投资建设成本也会越来越高；数字化、信息化的发展，对于电力供应提出了新的可靠性和电能质量的要求等等。

与此同时，电力行业自身的技术在近些年也得到了长足的发展，尤其是分布式能源发电技术的兴起和逐步成熟，以及各种储能技术正在取得多方面的技术突破，有助于解决原有的集中纵向供电模式下的问题。因此，传统的集中纵向供电模式，已经开始向集中、分散式相结合的供电模式过渡，这也将对现有的电力系统业态、电力市场结构的电力系统管理方式产生重大的影响。

当然，由于相关技术仍然处于发展和成熟阶段，也需要相关配套政策的支撑以实现更好更快地发展。随着未来各种分布式能源发电技术的进步、效率的提高和成本的降低，其规模和应用场景也将会变得越来越广泛。届时，电力供应模式将会进一步向分散供电为主、集中供电为辅的模式转变，并且进一步影响未来的电力行业市场结构。

1.1.2 我国电力管理体制的演进

新中国成立以来，电力管理在电力行业的发展过程中一直起着先导和支撑作用，从解决电力发展的具体措施，到推动电力行业全面走向市场，中国电力工业走出了一条符合国情适应发展的改革之路。我国的电力管理体制基本实现了垂直一体化管理向厂网分开、市场竞争管理模式的华丽转身，大致可分为以下几个阶段：**1978** 年以前属于独家办电，这一阶段我国电力行业实行的是政企合一、高度集中的垂直一体化管理模式，政府实施计划经济管理模式，严格统一管理电力的规划、投资、设计、建设、运行、分配和电价，电价制度以满足社会公益事业的需要为原则；**1978~1988** 年的管理体制的改革主要体现为集资办电，解决电力供应短缺问题，依然延续政企合一、垂直一体化管理模式；**1988~2002** 年的改革着力破解电力工业政企合一问题，强化企业市场主体地位，维持垂直一体化管理模式；**2002~2015** 年期间的改革实现了厂网分开，打破了垂直一体化管理模式，同时我国的电力市场建设也有了初步的发育；**2015** 年进入新常态以来，我国电力管理进一步加快改革，推进电力市场化建设的步伐。

1.1.2.1 集资办电

改革开放之前，我国电力行业实行政企合一、垂直一体化管理模式，它是与计划经济管理体制相一致的电力管理模式，也是二次世界大战之后世界各国广泛选择的电力管理体制，它最大限度地支撑了我国国民经济和社会发展。但由于我国国家经济基础薄弱，电力投资严

重不足，电力技术装备水平严重落后，电力生产能力不足，导致全国长时期缺电限电，成为国民经济发展的重要瓶颈之一。改革开放从体制机制上释放了经济发展的动力和活力，为电力工业快速发展解决缺电问题，创造了良好的外部环境。

改革开放最初 10 年间，电力改革的重点是解决困扰电力行业多年的缺电难题，以及缺电环境下的安全可靠供电问题。这一阶段的改革以筹集建设资金为导向，形成中央和地方共同领导的电力管理体制、进行多种形式引进外资、集资办电的投融资体制改革、多种电价形式的电价改革，以及适应集资办电和节约用电的电力法制建设。

在电力管理机构设置方面，部分原地方政府的管电部门上划中央，形成了中央和地方政府共同领导的政企合一电力管理体制。改革开放最初的 5 年间，电力工业的国家主管部门经历了从 1979 年的水利电力部分开为电力工业部和水利部到 1982 年的合并，这次合并之后，电力工业继续沿着集中统一的方向发展。期间，相继成立西北电业管理局、撤销西南电业管理局，成立华南电网办公室（以前网局所在省都不另设省市电力管理机构，由网局代行所在省市管电职能），完成了全国各区域电业管理局的拼图，形成了中央和地方共同领导，以中央为主按大区分片管理的电力工业管理体制。到 1985 年为止，全国只有少数地区的电力工业仍实行以地方政府为主管理，在水利电力部后期电力工业实施中央、区域（网）和省三级管理体制。在电力系统管理上，改革发电企业与电网的关系，扩大电厂权限，由整个电力行业统收统支改为网局、省局、发电厂三级经济核算，并在电力系统内实行国家和地方两种管理体制。

在电力投融资体制方面，探索和利用多种形式集资办电，解决电力建设投资不足的问题。从 1980 年开始，中国电力建设资金率先实行拨改贷试点。1980 年，电力部在《电力工业十年计划汇报提纲》中提

出了利用电力部门与地方、相关工业部门之间联合办电、集资办电、利用外资办电等方法来解决电力建设资金不足的思路。**1981 年 12 月**，山东龙口电厂成为中国第一个中央与地方共同集资兴建的电厂。龙口电厂模式很快在全国推广，并逐步从火电项目扩大到水电和送变电项目。

利用外资是集资办电拓宽资金渠道的又一重要举措。**1984 年**利用世界银行贷款兴建的云南鲁布革电站正式签署贷款协议，这是中国第一个利用外资兴建的电力工程项目。**1985 年 6 月**，经国务院批准成立的华能国际电力开发公司，成为专门利用外资建设电力工程的独立发电公司，国际资金市场成为中国电力建设资金的又一重要来源。**1979 年**的《中外合资经营企业法》，**1985 年**的《技术合同法》，**1986 年**的《外资企业法》，**1988 年**的《中外合作经营企业法》，为电力行业利用外资提供了法律保障。

1.1.2.2 政企分开

改革开放最初 **10 年**的各项举措，使电力工业的发展上了新台阶，简政放权使电力企业释放了活力。然而，随着电力工业的发展壮大，政企不分的管理模式已经不能满足国民经济发展对电力工业的需要，破解政企合一的管理模式成为 **1988~1996 年**电力管理改革的核心。

政企分开的目的，是让国企摆脱政府对经营的干预，使企业成为自主经营、自负盈亏、自我发展、自我约束的法人实体和市场竞争主体，提升企业的生产和经营效率。这期间电力管理体制的改革，主要围绕政府职能转变、政企分开以及建立现代企业制度而展开，继续执行集资办电政策，并确保电价管理规范化运行。

1988 年 5 月，七届全国人大一次会议决定撤销水利电力部，把电力工业管理工作并入新成立的能源部，**1988 年 6 月**新能源部正式

成立，能源部“三定方案”明确能源部是国务院统管全国电力工业的行政主管部门，对全国电力工业实行全行业管理。

1988 年 6 月能源部试行了政企分开的“四管三不管”试点政策，即管政策、管行业发展规划、管监督、管服务，不直接管企业、不直接管钱、不直接管物资。1988 年 10 月国务院印发《电力工业管理体制改方案》，明确“政企分开、省为实体、联合电网、统一调度、集资办电”的方针。该方案明确将区域电力局改建为电力联合公司，省电力工业局改建为省电力局与省电力公司双轨制运行机构。1988 年 12 月，国务院批复同意华东电网进行以政企分开、省为实体、联合电网为主要内容的电力体制改革试点，分别成立华东电力联合公司和上海、江苏、浙江、安徽省（市）电力公司，同时保留华东电业管理局和省（市）电力工业局职能，实行双轨制运行。同年，经国务院批准成立了中国电力企业联合会，主要任务是电力企事业单位提供服务，并协助能源部加强行业管理。1991 年 7 月 29 日，将华南电网办公室改建为中国南方电力联营公司，这就是现在中国南方电网公司的前身。1993 年 1 月电力联合公司进一步改组为电力集团公司，相继成立华北、华东、东北、华中、西北五大电力集团公司，标志着电网管理告别双轨制，正式进入企业化运营。

1993 年 3 月八届全国人大一次会议通过决议撤销能源部，成立电力工业部。这次机构改革明确提出了政企分开的要求，组建电力工业部的指导思想是政企职责分开，大力简政放权，由部门管理转向行业管理，加强规划、协调、监督、服务职能；精简内设机构和编制，合理配置职能，提高宏观管理水平，加强宏观管理职能。凡是电力企业能够依法办到、有属于电力部权限范围内的事，全部下放给企业。按照这个思路，电力工业部下放和转移了对企业人财物及经营管理的职能，加强了电力行业发展战略规划政策法规和体制改革，监督国有

资产保值增值,协调电力生产建设和集资办电中的重大问题等宏观管理职能。同时,国务院确定电力工业部为国务院机构改革试点,电力工业部在调查研究的基础上于 1996 年向国务院报送了组建国家电力公司、实行政企分开的改革试点方案。

1996 年年底,国务院决定深入推进政企分开,组建国家电力公司,标志着电力行业政企分开基本完成。1997-1998 年,电力工业部与国家电力公司实行两块牌子、两套班子、一套人马运行。电力工业部继续行使对电力工业的行政管理职能,国有资产经营职能和企业经营管理职能移交给国家电力公司。新组建的国家电力公司是一个对发电、输电、配电、供电实行资产和经营垂直一体化管理的巨型企业,拥有当时国内近 48.3%的发电总装机容量和 77%的总售电量,经营管理电力部直属或管理的全部电力企业集团公司、省级电力公司及其他电力企业的股权。1998 年 3 月的国务院机构改革方案,决定撤销电力工业部,实行政企分开,将电力工业部的电力行政管理职能移交国家经济贸易委员会(简称国家经贸委),并专设了电力司,行业管理与协调职能移交给中电联。到 2000 年年底,大部分省(自治区、直辖市)撤销了电力局,基本完成了电力部门的政企分开。20 世纪 90 年代末,还进行了“模拟市场、竞价上网”的试点工作,为下一步改革奠定了基础。

1995 年,国家颁布了电力行业的根本法——《电力法》,这是依法治电的核心和灵魂。《电力法》第六条明确将电力管理部门的职能定位为监督管理。1996 年,国务院发布了《电力供应与使用条例》,电力工业部出台了《供用电监督管理办法》等 5 个配套管理办法,电力行业管理的法制体系框架初步形成,为电力企业依法经营提供了法律保障。

从开始集资办电直到 2002 年之前，为了鼓励集资办电、吸引电力投资，我国实行了还本付息电价政策，之后改为经营期电价，初步形成了独立的上网电价，并相应地形成了多种销售电价，有效地促进了我国电力建设。

1.1.2.3 厂网分开

20 世纪末，经过几十年发展，中国电力工业已形成了较强的生产能力，缺电状况得以阶段性改善。但集资办电政策催生了一大批独立发电厂商，使垄断经营的体制性矛盾和缺陷日益明显，垂直一体化的电力管理体制和方式已不适应行业发展的要求。2002-2012 年的电力体制改革，主要是以打破电力行业垂直一体化模式垄断为目的，实现厂网分开和主辅分离，推进配套电价改革，完善电力监管，强化电力行业自律管理。

“厂网分开”主要指将国家电力公司管理的资产按照发电和电网两类业务划分，并分别进行资产重组。这对于改革原来电力行业垂直一体化管理结构意义深远。在全国电力供需矛盾获得短时缓解后，占全国发电装机容量近一半的地方发电公司和其他非国家电力公司系统的独立发电企业，对调度“三公”的要求越来越强烈，希望尽快实现“厂网分开，竞价上网”的改革。

2002 年 2 月，国务院印发《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》（国发〔2002〕5 号，简称 5 号文件），提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。5 号文件决定对电力工业实施以“厂网分开、竞价上网、打破垄断、引入竞争”为主要内容的改革。

根据改革方案，对原国家电力公司进行拆分和重组，将原国家电力公司拥有的发电资产重组为规模大致相当的 5 家全国性的独立发电企业（中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司）；将原国家电力公司和地方政府拥有的电网资产重组为两大电网公司（国家电网公司、南方电网公司）；将原国家电力公司拥有的辅业资产重组为四大电力辅业集团（中国水电工程顾问集团、中国电力工程顾问集团、中国水利水电建设集团、中国葛洲坝水利水电建设集团）。2002 年 12 月 29 日，中国电力新组建（改组）公司成立大会上午在北京人民大会堂召开，11 家公司正式宣告成立，实现了厂网分开，形成了竞争格局。

2003 年 3 月，按照 5 号文件的要求，国家电力监管委员会（简称国家电监会）正式成立。国家电监会是国务院直属事业单位，根据国务院授权，行使行政执法职能，统一履行全国电力监管职责。2003 年，国家经贸委撤销，其原来承担的行业管理、技改投资等职能移交国家发展和改革委员会（简称国家发展改革委），电力行业市场监督管理职能移交国家电监会。2005 年 5 月，《电力监管条例》正式颁布施行，随后国家电监会制定和发布电力监管规章、办法 40 多项，初步形成了以《电力监管条例》为核心的电力监管法规体系。2005 年 2 月，全国人大常委会通过《可再生能源法》；2007 年 10 月，《节约能源法》修改草案通过，适应新时期电力发展的法规体系进一步完善。与此同时，国家电监会出台了一系列加强电力市场建设的指导性文件，在此基础上，区域电力市场的建设和试点工作开始启动。2008 年 3 月成立国家能源局，其职能主要是拟订并组织实施能源行业规划、产业政策和标准，发展新能源，促进能源节约等。

2007 年 4 月，为解决电源结构不合理、电网建设相对滞后、市场在电力资源配置中的基础性作用发挥不够等突出问题，国务院办公厅

转发电力体制改革工作小组《关于“十一五”深化电力体制改革的实施意见》(国办发(2007)19号),按照5号文件确定的改革方向和总体目标,巩固厂网分开,逐步推进主辅分离,改进发电调度方式,加快电力市场建设,创造条件稳步实行输配分开试点和深化农村电力体制改革试点,积极培育市场主体,全面推进电价改革,加快政府职能转变,初步形成政府宏观调控和有效监管下的公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系。

1.1.2.4 新时期新一轮改革

党的十八大以来,中国经济发展进入新常态,能源发展的内外部环境发生重要变化,总体供需矛盾缓和;能源结构调整和优化取得显著成效,能源供给侧结构改革和能源转型发展加速推进,在“四个革命、一个合作”(即:推动能源消费革命,抑制不合理能源消费;推动能源供给革命,建立多元供应体系;推动能源技术革命,带动产业升级;推动能源体制革命,打通能源发展快车道;全方位加强国际合作,实现开放条件下能源安全)能源战略引领下,新一轮电力体制改革迅速推开,改革政策创新和政策储备相继推出,顶层设计与基层探索有机结合。2012年至今的电力体制改革在能源战略纲领的指引下,进行了全面深化电力体制改革的顶层设计、推动了电价机制改革、加快了电力市场建设和配套法制建设。

(1) 能源战略纲领的提出

2012年,党的十八大提出“推动能源生产和消费革命”。2013年十八届三中全会通过了《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》,提出国有资本继续控股经营的自然垄断行业,实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革,根据不同行业特点实行网运分开、放开竞争性业务,推进公共资源配置市场化,进一步破除各种形式的行政垄断。推进水、石油、天然气、电力、交

通、电信等领域价格改革，放开竞争性环节价格。2014 年 6 月 13 日，习近平总书记主持召开中央财经领导小组第 6 次会议，明确提出了中国能源安全发展的“四个革命、一个合作”能源战略纲领，“能源革命”战略成为中国能源改革发展的根本遵循。

（2）出台 9 号文件及相关配套文件，进行改革顶层设计

2015 年 3 月，中共中央、国务院印发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号，简称 9 号文件），对电力体制改革进行了顶层设计，描绘了新一轮电力体制改革蓝图。9 号文件的核内容概括为“三放开、一独立、三强化”，即有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合中国国情的输配体制研究；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

2015 年 11 月，国家发展改革委、国家能源局继续印发了《关于推进输配电价改革的实施意见》《关于推进电力市场建设的实施意见》《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》《关于有序放开发用电计划的实施意见》《关于推进售电侧改革的实施意见》和《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》等六大配套文件。

（3）重组国家能源局，推进简政放权和优化服务

2013 年 3 月，根据《国务院机构改革和职能转变方案》重新组建国家能源局。为统筹推进能源发展和改革，加强能源监督管理，将国家能源局、国家电力监管委员会的职责整合，不再保留国家电力监管委员会，重新组建国家能源局，由国家发展和改革委员会管理。

主要职责包括，拟订并组织实施能源发展战略、规划和政策，研究提出能源体制改革建议，负责能源监督管理等。为深入贯彻党中央、

国务院的决策部署，国家能源局根据国务院《2015 年推进简政放权放管结合转变政府职能工作方案》精神，印发《国家能源局关于推进简政放权放管结合优化服务的实施意见》，深化行政审批制度改革，深入推进简政放权放管结合优化服务工作。

2015 年 5 月 29 日，由中国电力投资集团公司与国家核电技术有限公司合并重组而成的国家电力投资集团有限公司（简称国家电投）。2017 年 8 月 28 日，中国国电集团公司与神华集团有限责任公司合并重组为国家能源投资集团有限责任公司。

（4）实施输配电价改革，实现中间环节突破

2014 年 10 月，国家发展改革委同国家能源局，按照“先试点、再推广”的改革思路，在深圳、蒙西试点基础上，研究制定了《输配电定价成本监审办法》和《省级电网输配电价定价办法》等指导性文件，指导省级价格主管部门和相关机构，分三个批次有序推进省级电网输配电价改革。2014 年自深圳、蒙西起步，2015 年扩至湖北、宁夏、安徽、云南、贵州等 5 个省级电网。

经过 2016 年两次扩大改革范围后，输配电改革试点覆盖了除西藏外的全部省级电网和华北区域电网。随后，国家发展改革委发文，在华北区域电网输配电价格改革试点基础上，组织开展华东、华中、东北、西北区域电网输电价格改革工作，于 2017 年全面完成了省级电网首个监管周期的输配电价核定工作，核减 32 个省级电网准许收入约 480 亿元，仅首轮输配电价核定就使全国平均输配电价每千瓦时降低 1 分钱。

2017 年底，国家发展改革委印发《区域电网输电价格定价办法（试行）》《跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）》《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》等文件，其中，华北、华东、华中、东北、西北区域电网输电价格按两部制电价形式核定并

已公布。按照“管住中间、放开两头”的体制架构，中国输配电价改革先行先试、有效推进，形成了以准许成本加合理收益为基础、引入现代激励性监管理念的制度框架，基本完成了首个监管周期各层级电网输配电价核定，率先实现了此轮电改的中间环节突破，为两头放开打下了坚实基础。

（5）全面深化价格机制改革，探索两头放开

2017 年 11 月，为深入贯彻落实党的十九大精神，进一步落实《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28 号）要求，国家发展改革委发布了关于全面深化价格机制改革的意见，进一步推进电力价格市场化，结合有序放开发用电计划，扩大市场形成发电、售电价格的范围，加快推进电力市场交易，完善电力市场交易价格规则，健全煤电价格联动机制；强化电力等网络型自然垄断环节价格监管，建立健全以“准许成本+合理收益”为核心、约束与激励相结合的网络型自然垄断环节定价制度；加快制定出台分行业定价办法、成本监审办法，强化成本约束，完善价格形成机制；对输配电、天然气管道运输等重点领域，实行严格监管，全面开展定价成本监审；完善可再生能源价格机制，根据技术进步和市场供求，实施风电、光伏等新能源标杆上网电价退坡机制，2020 年实现风电与燃煤发电上网电价相当、光伏上网电价与电网销售电价相当；完善大型水电跨省跨区价格形成机制；开展分布式新能源就近消纳试点，探索通过市场化招标方式确定新能源发电价格，研究有利于储能发展的价格机制；完善电动汽车充换电价格支持政策。

（6）开展大用户直接交易，培育售电公司

大用户向发电企业直购电（又称为直接交易）是我国比较早开展的电力市场化交易。2004 年原国家电监会、国家发展改革委联合下发《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》以后，全国 31 个省

级行政区中大部分都在不同时间进行了不同程度的大用户与发电企业直接交易试点，除北京、天津等地由于一些原因不适合试点外，大用户直购电席卷了全国，并且大用户准入的门槛也不断降低。很多省份在开展大用户直购电试点的过程中，也纷纷结合本省情况进行了多种形式的创新，为我国后续电力市场的建设提供了非常多的经验。

2015 年中发 9 号文提出“稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务”，从而给电力用户提供了更多的选择权。在 9 号文配套文件《关于推进售电侧改革的实施意见》中，将售电公司分三类：电网企业的售电公司、拥有增量配电网运营权的售电公司和独立的售电公司。2015 年底，广东和重庆获批成为首批售电侧改革试点，云南和贵州获批成为首批电力体制改革综合试点。

售电市场作为本轮电力改革的重要组成部分，成立售电公司、开展售电业务也迅速成为社会资本追逐的热点，售电公司的数量以及参与市场交易的形式不断增加。根据 2017 年底的统计数据，在各级电力交易机构注册的市场主体 6 万余家，其中发电企业 2.8 万余家，电力用户 3 万余家，全国注册登记的售电公司超过 1 万家，在电力交易中心公示的有 3044 家。这些售电公司当中，除了发电企业、电力用户、传统电网企业背景在售电公司外，传统涉电涉能源行业企业旗下的售电公司也已大量出现，甚至一部分售电公司是由一些“跨界”的投资主体设立的。社会资本投资售电业务热情高涨，改革为电力用户提供了多样化的选择和不断优化增值的服务。

（7）有序开放配电侧，试点增量配电网建设

2016 年 10 月，《有序放开配电网业务管理办法》出台。至 2019 年 8 月，四批试点相继落地，目前项目总量已达 404 个。这四批增量配网试点集中在各地高新技术产业、循环经济区等产业园区。在各级政府有关部门指导与监管下，各地区增量配电业务改革试点项目相关

工作有序推进。截至 2017 年底，106 家第一批增量配电试点中，共有 61 家确定项目业主，占总数的 56%。国家能源局资质中心陆续发布《关于非电网企业存量配电项目电力业务许可有关问题的复函》《配电网运营权售电公司用电业务许可证（供电类）申请表》等文件，对增量配电网业务许可工作进行规范。截至 2017 年年底，第一批增量配电网试点项目中，共有 7 家试点获颁电力业务许可证（供电类）。

（8）推进供给侧结构改革，加速清洁替代、电能替代。

针对电力供应能力相对过剩形势、加快推进能源利用结构性转型，2017 年末国家能源局部署了“聚焦煤炭和煤电，深入推进供给侧结构性改革，坚决夺取煤炭去产能任务决定性胜利，大力化解煤电过剩产能”任务。随着能源资源系统性转型发展，煤电的未来发展将从单纯保障电量供应，向更好地保障电力供应、提供辅助服务并重转变。到“十三五”末，全国要完成取消和推迟煤电建设项目约 1.5 亿 kW，淘汰煤电落后产能 2000 万 kW，煤电装机容量占比将降至约 55%。为实现绿色、低碳、可持续发展，近年来中国大力推进能源生产和消费革命，取得举世瞩目的成就。截至 2019 年年底，中国水电、风电、太阳能发电装机容量分别达到 3.6 亿、2.1 亿和 2.0 亿 kW，均居世界首位。大量清洁能源通过特高压电网，从中、西部地区输送到东部地区。仅国家电网公司通过实施清洁供暖、建设港口岸电等措施，累计推广以电代煤、以电代油项目 10 万余个，完成替代电量 3600 亿 kWh。供给侧清洁能源电力替代煤电、消费侧的电能替代加快实施等措施效果已经显现，电能占终端能源消费的比重不断上涨。

（9）进一步加强能源法制建设

为落实习近平总书记关于“启动能源领域法律法规立改废工作，尽快修订节能法、电力法、煤炭法和相关法规，推进能源法制定工作”的指示精神，2016 年 5 月，国家能源局印发《能源立法规划（2016-

2020 年)》，确定《能源法》《电力法（修订）》《核电管理条例》《能源监管条例》等“五法四条例”为能源立法重点推进项目。

《电力法》（送审稿）于 2015 年 1 月报请国务院审议，2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会通过了关于修改《电力法》的决定。《核电管理条例》已报国务院法制办审查修改；《能源监管条例》已形成征求意见稿，并征求相关部门意见。2013 年国家电力监管委员会制定和实施《电力安全隐患监督管理暂行规定》。2015 年，国家发展和改革委员会制定和实施《电力安全生产监督管理办法》、进一步加强电力安全立法。2017 年、2018 年，国家能源局根据《国务院办公厅关于进一步做好“放管服”改革涉及的规章、规范性文件清理工作的通知》（国办发〔2017〕40 号）以及《国务院关于取消一批行政许可事项的决定》（国发〔2017〕46 号）的要求，相继对国家能源局、原国家电监会印发的规范性文件进行了全面清理，决定废止文件《关于进一步加强电力安全信息报送工作的通知》等共 161 件，拟修改文件 28 件。

（10）试点开展省现货市场建设

电力现货市场是电力市场中的一块重要版图，是电力市场充分发挥其在电力资源配置中的决定性作用不可或缺的条件：对电力市场主体来说，可以发现价格信息；对电力系统运行者来说，电力现货市场为电力短期供需平衡提供了市场化手段；对新能源运营者来说，电力现货市场能够兼容新能源波动性、随机性等特点，有利于扩大新能源消纳空间。

2017 年 8 月国家发展改革委、国家能源局印发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等 8 个地区作为第一批电力现货

市场建设试点，并且要求试点地区于 2018 年底前启动电力现货市场试运行。

此后，8 个电力现货市场试点省份都开始了市场方案、市场规则的编制，技术支持系统的研究和开发等工作，紧锣密鼓地推动第一批电力现货市场的建设。由于种种原因，在 2018 年底的时间节点上，仅有南方（以广东起步）、山西和甘肃 3 个试点完成了为期一天的模拟试运行。其中，南方（以广东起步）是在当年的 8 月 31 日完成的模拟试运行，山西和甘肃则都是在 12 月 27 日完成的模拟试运行。随后，国家能源局下发通知，将第一批试点地区开展现货试点模拟试运行的时限调整为 2019 年 6 月底。

2019 年 6 月 26 日，随着内蒙古电力多边交易现货市场模拟试运行启动，第一批 8 个电力现货市场建设试点全部在新的时间节点前进入了模拟试运行阶段，标志着我国电力现货市场建设取得重要成果。

与此同时，南方（以广东起步）电力现货市场实施了国内首次电力现货交易结算运行。在随后的几个月时间里，8 个电力现货试点省份都相继完成了调电试运行、结算试运行以及连续结算试运行等工作，为这些试点地区接下来的电力现货市场连续运行奠定了基础，同时也为我国其他地区未来电力现货市场的建设积累了经验。

以大湾区为代表和以我国与东南亚诸国为一体的跨区、跨国现货电力市场的研究也有序展开。

1.2 我国电力工业取得的辉煌成就

党的十一届三中全会以来，党和国家确定了把工作重点转移到社会主义现代化建设的战略决策上来，以经济建设为中心，实行对内改革、对外开放的政策，社会生产力得到了极大解放，形成了经济高速发展的新局面。在改革开放的大潮中，中国电力工业不断解放思想，

开拓进取，在起步晚、底子薄的情况下，实现了从小到大、从弱到强的转变，为经济社会发展提供了坚强保障。

1.2.1 综合实力显著提升

改革开放以来，中国电力工业先行先试，以改革促发展，从相对落后的电力生产方式跨越式发展，向世界电力强国迈进。全社会用电量、发电装机容量、电网规模等重要指标位居世界前列，在电力体制改革的引导下，先行效益与普遍服务并行，实现了电力对经济发展的保障需求。

电力规模大幅增长。截至 2017 年年底，中国发电装机容量 17.7 亿 kW、发电量 6.4 万亿 kWh、人均用电量 4600kWh，分别是 1978 年的 31 倍、21 倍和 18 倍。全国 35kV 及以上电压等级输电线路长度达到 182.6 万 km，变电设备容量 663 亿 kVA，分别是 1978 年的 7.9 倍和 52.6 倍。电网电压等级从 220（330）kV 升至 500（750）、1000kV，跨区跨省输电能力达到 2.3 亿 kW，实现除台湾以外的全国联网和户户通电。

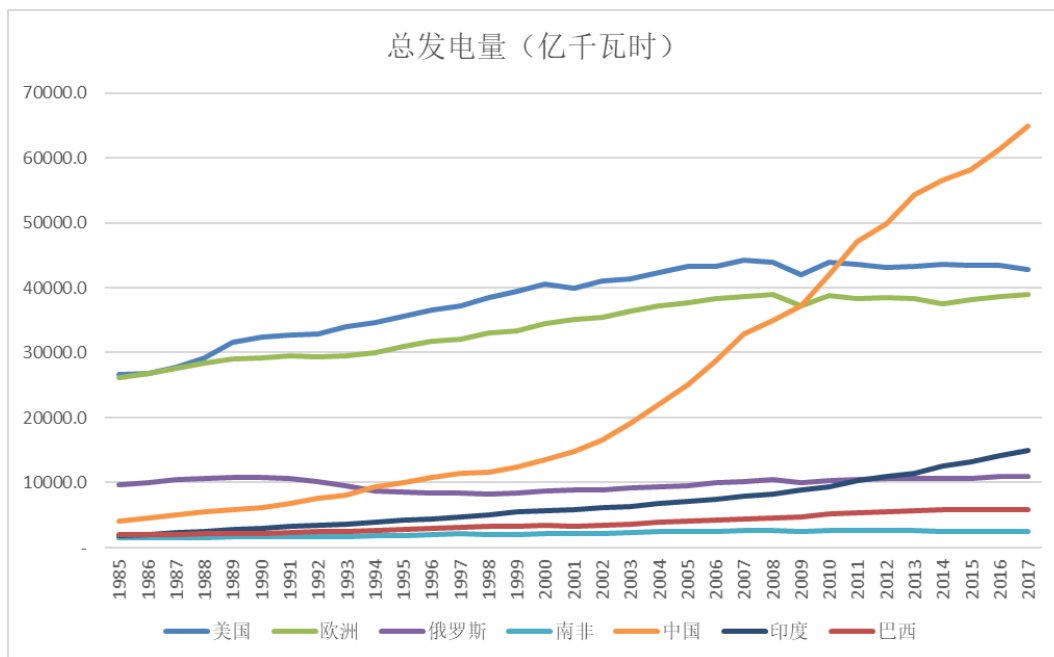


图 1-1 世界主要经济体总发电量

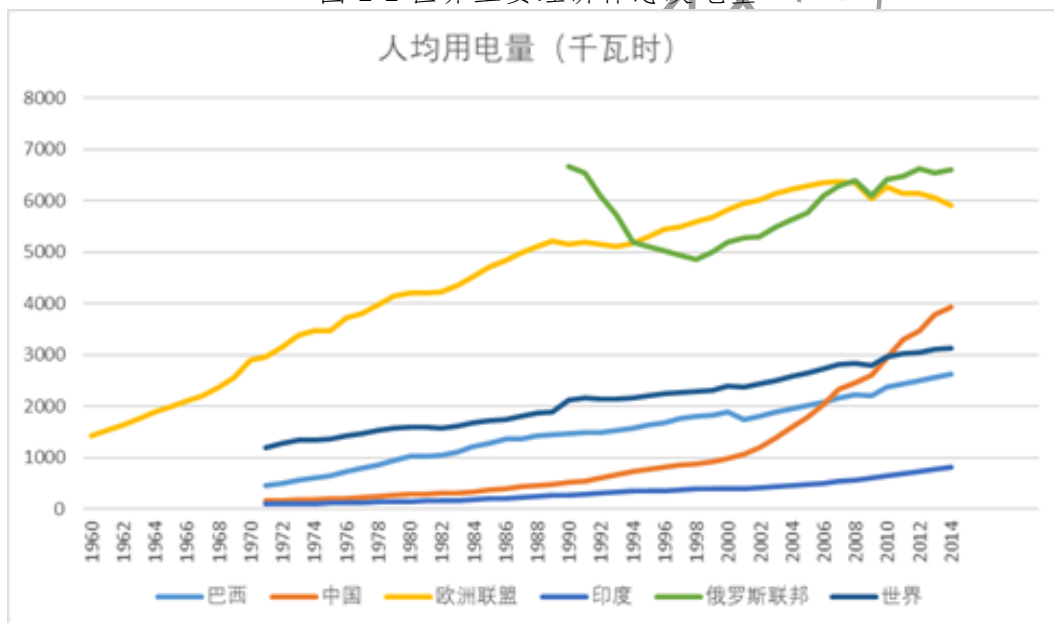


图 1-2 世界主要经济体人均用电量

1.2.2 电网安全稳定运行

从世界范围看，大面积停电其实离人们并不遥远。无论是发达国家还是发展中国家，近些年来很多都发生过大面积停电事故。例如：

- 2002 年，巴西大停电。
- 2003 年，美加大停电。
- 2005 年，莫斯科大停电。
- 2006 年，西欧大停电。

2007 年，哥伦比亚大停电。

2011 年，韩国大停电。

2012 年，印度连续发生了两次“世界上最大规模的停电事故”，先后有 22 个邦（相当于省）受到影响，超过 6 亿 2 千万人的日常生活受到影响，约占印度总人口的一半。

2019 年 3-7 月，委内瑞拉先后遭遇四次全国大停电，期间全国包括首都在内的超过一半的州受到停电影响，部分地区的停电时间持续了数日。

2019 年 6 月，乌拉圭全国、阿根廷大部分地区、巴拉圭部分地区出现大停电，一共造成 4800 万人电力供应中断。

2019 年 8 月，英国伦敦等地也遭遇大面积停电，约有近 100 万户家庭和企业用户受到此次事故的影响。

2019 年 10 月，美国加州两次采取大面积“预防性停电”措施，累计影响到约 300 万用户的正常用电。

与之相反的是，我国不但解决了 14 亿人用电以及可靠用电的问题，而且通过统一高效的调度管理和电力系统协调运行，有效降低了重大电网事故风险，在过去的近 20 年中没有发生过大面积停电事故，主要电力可靠性指标继续总体保持在较高水平。2017 年全国用户供电可靠率达到 99.814%，平均停电时间 16.27 小时，较 1985 年降低超过 100 小时，其中城市供电可靠率保持在 99.9% 以上。电网始终保持安全稳定运行，没有发生大面积停电，保障了经济社会用电需求，有力支撑了我国经济年均 9.5% 的经济增长。

1.2.3 清洁高效加快转型

火电效率大幅提升，30 万 kW 及以上机组占火电装机的比重由 1978 年的 3.8% 提升至 2017 年的 73.7%，6000kW 及以上燃煤机组平

均供电标准煤耗从 471g/kWh 降至 309g/kWh，超超临界二次再热燃煤机组供电标准煤耗低至 266g/kWh。

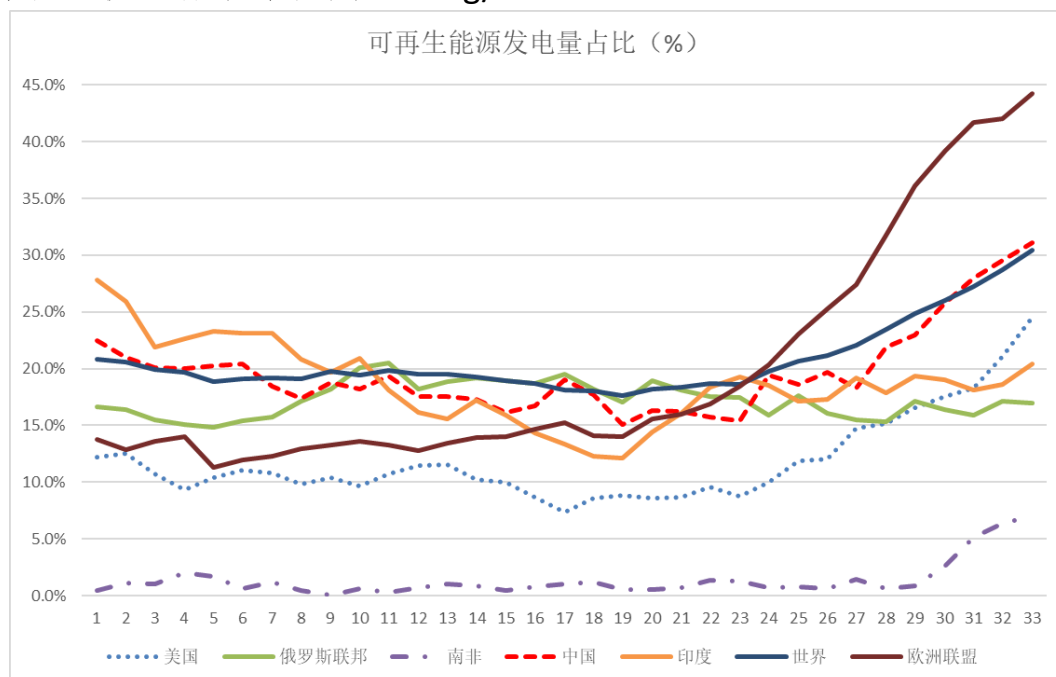


图 1-3 世界主要经济体可再生能源发电量占比

清洁发展成效显著，100%燃煤电厂实现脱硫，92.3%火电机组实现脱硝；水电、风电、太阳能发电装机分别达 3.5 亿、1.7 亿、1.6 亿 kW，均居世界第一；核电装机 3803 万 kW，列世界第四位。四十年间，中国新增非化石能源发电装机占全球增量的三分之一左右，成为世界清洁发电的领跑者，目前全国非化石能源装机占总装机比重达 40.1%。通过发展清洁发电、降低供电煤耗和线损率等措施，2006-2017 年间电力行业累计减少二氧化碳排放 13 亿吨，1990-2017 年间，在煤电装机规模增长 10 倍的情况下，2017 年全国电力烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放量分别仅为 1990 年的 7.2%、28.8%和 49.8%，有力促进大气和环境治理。

1.2.4 自主创新取得突破

超超临界机组实现自主研发，百万千瓦空冷发电机组、大型循环流化床发电技术世界领先；“华龙一号”三代核电技术达到国际先进水平；大容量风电机组、光伏发电组件技术和产能居世界前列；水电

规划、设计、施工、设备制造全面领先。特高压 1000kV 交流和±800kV、±1100kV 直流输电技术实现全面突破，掌握了具有自主知识产权的特高压核心技术和全套装备制造能力，建立完整的特高压技术标准体系。截至 2017 年年底，电力行业获得国家专利授权 47710 项，获得国家科技进步特等奖 5 项、一等奖 18 项、二等奖 132 项；制定国家和行业标准 3000 余项，主导编制国际标准 60 余项。

1.2.5 国际合作成效明显

持续提升管理，提高发展质量和效率效益，电力行业总资产达到 13 万亿元，电力企业积极“走出去”，在火电、水电、核电、新能源发电及输变电等领域全面推进国际化发展，投资菲律宾、缅甸、俄罗斯、法国、意大利、埃及、埃塞俄比亚、美国、加拿大、智利、澳大利亚等国家电力项目，实现贯穿资金、技术、装备、标准、管理等各环节的全方位“走出去”。积极参与电力行业国际组织工作，截至 2017 年年底，中国电力企业共加入 125 个国际组织与机构，并在相关国际组织中担任重要职务。

1.2.6 人才素质大幅提升

加强人才选拔、培养和引进，队伍素质大幅提升，结构不断优化。2012-2017 年间，16 家大型电力企业正式员工数量从 1917 万人增长至 2215 万人，本科以上学历比重从 30.8%提高至 45.3%，国家级优秀人才增加近一倍。广大电力员工在重大工程建设、重大科技攻关、重大活动保电、抗击自然灾害、供电服务保障、海外市场拓展等各项工作中勇于担当、攻坚克难，涌现出一大批先进事迹、先进人物，推动中国电力工业实现了持续快速健康发展。

1.3 电力市场中各种机制的协同关系

电力市场通过市场机制对各种电力资源进行优化配置，发挥各种市场机制对于供给、需求、竞争等市场因素的影响，与此同时在政府

管制价格机制的引导，最终决定了电力资源如何流动。然而，现代电力市场已经超越了单一品种市场的范畴，而是由多种市场价格机制共同发挥作用的集合，其中包括电力中长期交易价格机制、电能量现货市场价格机制、电力辅助服务市场价格、发电容量成本补偿机制、输电价格机制、配电价格机制、电力销售价格机制、可再生能源电力消纳保障机制等等，这些价格机制之间相互依赖、相互影响，通过一套庞大、复杂的协同机理发挥效果。

1.3.1 各种市场机制之间的协同关系

电力市场建设的目的是建立优化配置资源的市场机制——以（电力现货）市场出清决定发（购）电价格和各发电机组的发电出力曲线。同时，为了在市场机制下保障电网安全稳定运行和电能质量，将原来向系统无偿提供的各种调节性功能和能力，细化为电力辅助服务产品，用市场机制定价，以保障各种电力资源的充裕性，促进可再生能源发展和电力系统低碳转型。相应地，需要建立电能量日前市场、电能量日内市场、电力实时（平衡）市场、电力辅助服务市场、电力中长期交易市场、发电容量市场或补偿机制乃至输电权市场、电力金融衍生品交易市场等多种配套的市场机制；电能量产品的细分程度不同，其成本、价值和价格也不同。这些市场机制在物理上功能互补，市场交易在经济上又互为机会成本，通过协同作用共同保障电力系统安全稳定运行和电价稳定。

一是实时市场与日前（预出清）市场机制是互补性的，实时平衡市场、日前市场和日内市场机制也是互补性的，分别适用于集中式电力市场和分散式电力市场。电力供需求随时变化和发用电功率实时平衡（无仓储）是电力市场与其他商品市场最大的差别，因而实时市场机制是电力市场的基础；这也客观上要求有适量的发电设备并网运行以随时跟踪用电需求，但火电机组启停机需要数小时，就需要建立日

前市场（或日前预出清机制），在日前确定发电机组启停机计划。因此，在建立电力实时市场的同时，还需要在日前制定发电机组启停机计划（即所谓机组组合），相应的市场机制就是电能量日前市场或电能量日前市场预出清机制。随着可再生能源发电占比的提高，运行日内的发电能力变化也逐渐增大，电力资源优化空间也越来越大，就需要建立电能量日内市场（预出清机制），以对日前市场（预）出清结果进一步优化，并使之更接近于电力实时市场，保障电力系统发用电实时平衡，进而保障供电可靠性。日内市场是实时平衡市场和日前市场的补充。

二是现货市场与中长期市场机制协同，功能互补、价格相互影响。这两个市场在交易主体范围相同，且交易标的都是带时标的电能量的情况下，机制协同，长、短期优化配置资源和发现价格的功能互补。一方面，现货市场机制价格反映即期市场的供求关系，是中长期市场交易价格的参考价格；另一方面，市场主体需要通过电力中长期交易及电力衍生品（市场）交易来管理现货市场的价格风险，并影响未来供求关系，进而影响未来现货市场价格。电力现货市场的供需是实际或最接近实际的市场，所以具有发现反映实际电力供需市场价格的功能。由于现货市场供需变化大，市场价格波动幅度也大。电力中长期交易是针对在未来某一较长时间连续进行电能量交割的交易，以未来相应时期的现货市场（加权）平均价格和预计电力供应成本等估价，因此电力中长期市场及电力衍生品市场价格相对稳定。一般情况下，现货市场和中长期市场的价格变动趋势相同，并随着中长期合同临近交割，两者价格会趋于一致。需要强调的是，中长期市场发现价格及其走势，是以中长期市场和现货市场的价格机制及其实现的基础大致相同为前提的。在中长期市场与现货市场机制不协调的情况下，如两个市场交易主体范围不同、执行不同的输配电价（如广东）、采用不

同的市场定价机制（如采用节点边际电价定价的现货市场，中长期市场采用系统边际电价定价）等，会出现两个市场价格背离现象。脱离现货交易的中长期交易没有实质经济意义，中长期市场的价格发现无从谈起，如在没有现货市场地区，电力中长期市场是以国家制定的煤电机组上网电价基准价为参考价格。

三是现货市场与辅助服务市场机制的协同机理体现在现货价格对调频、备用等辅助服务机会成本的反映，也体现在两者在保障安全、可靠、合质供电上的功能互补。电力辅助服务市场是最具特殊性的一类市场，它兼具实物和服务市场的双重特征，形成独特的价格形成机制。它与现货市场又存在协同关系，一方面，调频、备用等辅助服务的机会成本由现货市场价格反映，另一方面，两者在保障电力系统安全稳定运行和电能质量的功能上相互补充。电力市场中主要的辅助服务包括以下四大类：首先，是备用辅助服务。在电能量日前市场出清后，电能量市场的供需会发生变化，因此只靠电能量日前市场决定机组组合，不能保证在日内市场和实时（平衡）市场有足够的电力供应；而且在可再生能源发电能力超过日前预期的情况下，也需要有足够的可调节性电源能够减少出力为可再生能源发电增量让出市场空间，以保证在更多消纳可再生能源的情况下实时发用电功率平衡。因此，在建立电能量实时（平衡）市场的同时，还需要建立备用容量市场，包括上备用（即可在机组原有发电出力计划的基础上，可增加发电出力的容量）和下备用（即可在机组原有发电出力计划的基础上，可减少发电出力的容量），来保障在实时电力市场中电力供应的充裕性。其次，是调频辅助服务。由于发用电功率实时平衡是电力系统安全稳定运行的大前提，而实时电力（平衡）市场和实时调度只能根据 5 分钟前的系统超短期负荷预测进行发用电平衡，5 分钟内的实际发用电平衡，要靠电力调度自动化系统的调频功能，根据实时测量的系统频率

信息，自动调整调频机组的出力水平来实现。调频服务实质上相当于实时备用服务，但是因为调频服务要自动响应频率变化，技术指标、计量结算机制和服务成本都不同，因而需要单独建立一类辅助服务市场机制。再次，是黑启动辅助服务。为了电力系统大停电事故下恢复供电能力，电力市场专门设置的黑启动服务的市场机制。电力调度机构通常是系统电源结构与分布，确定黑启动发电机组，并根据其在电力市场中是否能够获得合理的收益及其年运营成本，来估计黑启动机组应获得的服务费用，并以双边交易方式签订黑启动服务合同。最后，是无功调压辅助服务。无功调压服务是为电力系统提供无功功率、保证电网中各节点电压水平（电能质量的三大指标之一）在合理范围内，进而保障电力系统安全稳定可靠运行和电力质量。因而，无功调压辅助服务是其他电力产品所不能替代的，与电能量、有功辅助服务产品是互补的。由于无功功率适宜就是平衡，而且目前无功调压辅助服务的机会成本较低，市场交易（计量和结算）成本高，尚无实用化的市场机制理论和实践。对于需要进相运行提供无功调压服务的个别机组，电力调度机构可采用与之签订双边无功调压服务合同的市场机制。

四是可借助电能量市场价格机制和输电权市场机制进行输电阻塞管理。电力市场的输电阻塞管理机制包括消除输电阻塞和阻塞成本/盈余的分摊/分配机制。现货市场阻塞管理机制主要有三类：其一，现货市场以系统边际电价定价，采用再调度的方式消除输电阻塞，由此产生的阻塞成本由全体电力用户或电力送入受阻地区用户分摊；其二，将市场按照输电阻塞断面划分为若干个价区，现货市场以分区边际电价出清，在消除输电阻塞的同时产生的阻塞资金盈余，按照价区间差价合同或金融输电权分配；其三，现货市场以节点边际电价出清，产生的阻塞资金盈余按照金融输电权分配。金融输电权市场，为现货市场交易主体对冲输电阻塞风险提供金融工具。在中长期市场，可以

采用物理输电权拍卖机制，使购买者获得输电通道的使用权。显然，实行节点边际电价的现货市场，金融输电权市场是不可或缺的。

五是电能量市场与容量市场机制/容量成本补偿机制在一定条件下互补。理想的现货市场出清是基于边际成本定价的，因此在电力供应充裕的情况下，发电企业单纯靠现货市场难以回收其全部投资和运营成本，需要建立容量成本补偿机制。当电力市场可预见未来 3-5 年内面临供应短缺的情况下，应建立容量市场，用于吸引电力投资，保障长期电力供应的充裕性。相对而言，容量成本补偿机制比容量市场机制更简单易行。

1.3.2 各种市场机制与政府价格管制的关系

然而，市场机制“无形的手”并不是万能的，常常会有各种原因导致市场失灵，也就是不能对资源进行有效率的配置。出现市场失灵的因素非常多，包括（寡头）垄断者行使市场力、经济活动的外部效应、公共产品、信息不对称等等，其中电力市场常见的因素是市场力。在这种情况下，就需要政府“有形的手”对市场进行干预，电力市场中常见的形式就是政府对失灵环节实施管制价格。

政府管制价格的目的是为了避免价格垄断。价格垄断是垄断厂商凭借自身的垄断地位（即在一个行业内，某些企业所占份额很大，既可决定产量又可操纵产品价格），为谋求自身利益最大化而制定垄断高价或垄断低价的行为。通过垄断价格行为，垄断者或垄断部门可获得高额垄断利润。电力市场的价格垄断，不仅会在垄断企业——输配电企业，也会发生在拥有市场力的发电企业和售电企业。因此，政府管制价格机制也不仅限于管制输配电价水平，还要对市场价格机制进行监测和管制，从而保证市场价格机制与政府管制价格机制之间的协同。

一是电能量市场与发用电价格管制。为了避免用电价格的不合理上涨和大幅度上涨，保障电力用户的利益，政府可以分别采取以下价格水平管制机制：市场价格上限管制、对拥有市场力的发电企业的收入上限管制（如美国加州）、对新能源发电的价格补贴（如可再生能源附加）等。此外，在电力市场建设过程中，普遍采取分步骤放开发用电价格管制的方案，以避免市场化造成价格大幅度上涨，给中小用户带来过大的风险。

电力现货市场价格机制、电力中长期市场价格机制、发电容量市场价格机制或容量成本补偿机制以及电力辅助服务市场价格机制等，虽然大多是市场交易机构设计的，但是政府价格管制机构在必要时也会评估和实行一些管制措施。比如，在市场集中度高、现货市场价格上涨或上涨风险大的电力市场，政府可以指定代理公司与一些发电企业签订政府授权差价合同（如美国加州等）；也可以改进市场模式，如英国从集中式电力市场改为分散式电力市场，南美国家从美式电力市场改为成本型电力库模式，并建立了统一容量电价水平的发电容量成本补偿机制。

二是电能量市场与输配电价格管制。电能量市场和输配电价格管制之间的协同关系，主要体现在反映电能量价值的时间信号和位置信号上。在北美电力市场中，电力市场大多采用节点边际电价出清的价格机制，位置信号丰富，而且网损电费也在电能量市场的节点结算电价中考虑了。这是源于美国的输配电网一直是私人企业投资和运营，缺乏联邦政府和州政府的统一投资规划，近 30 年新的输电项目投资少，输电阻塞线路很多、阻塞成本高。相应地，输电价格和配电价格结构很简单，输电价格在一个电力现货市场范围内采用统一的、单一制容量电价；在美国建立电力现货市场或加入区域电力现货市场的州

(除得克萨斯州之外), 输电价格由联邦政府能源监管机构制定, 配电价格由州政府公用事业委员会制定。

在欧洲电力市场中, 电能量市场采用分区边际电价定价, 通常一个国家是一个价区, 也有一些国家(如挪威, 由于其狭长的电网结构)电网内部分几个价区。但由于各国对于电力公用事业产品定价的理念不同, 欧洲的输配电价机制, 特别是输电价格机制, 差异较大, 因而电力市场价格机制和输配电价机制及其协调机理也不同。法国的电能量市场价格、输电价格和配电价格都是不分价区的全国统一价格, 但除了电能量现货市场一天内分 24 时段定价之外, 输配电价也分时定价, 对促进电力用户削峰填谷强激励, 这是因为法国核电装机容量占比超过 70%, 核电机组调节性能较弱。在英国, 为了引导电源规划布局 and 用电产业布局, 提高输配电资产利用率和投资经济性, 输配电价从单一制邮票法定价改为点费率法定价, 输配电价由电源和用户的接入价格、共用网络分区价格构成, 但电能量市场价格一直采取系统边际电价定价机制(全市场统一价格水平)。挪威先于英国采用发用电两侧支付输电费, “发用电接入价+共用输电价格分区定价”的输电价格结构, 发用电两侧都支付输电费。在北欧区域电力市场范围不断扩大乃至融入欧洲统一市场的过程中, 挪威的输电价格机制有所改变, 发电侧不再支付公用输电网络输电容量电费了, 只按电量支付输电服务费。而挪威的电能量市场价格机制与英国和美国都不同, 一直采用分区边际电价定价机制。

综上, 电能量市场价格机制与输配电价机制的协同设计是一个复杂问题, 特别是在如何引入时间信号和位置信号上, 需要引起足够的重视, 涉及电源结构、电网结构和电力系统发展阶段等诸多因素, 同时也将对电源规划、电网规划和高耗电产业分布产生重大影响。

1.3.3 各种市场机制与政府价格管制的边界及转变

市场机制与价格管制机制是互补的关系，并且在电力市场的不同发展阶段，两者的边界和作用是不同的。在市场建设初期，市场结构和机制不完善，市场机制可能失灵，就需要价格管制机制来约束和扶正；此时，价格管制机制不仅要用于对输配电服务价格/收入管制，还可以用于发电企业的发电收入管制和非市场化用户的价格管制，以及发电容量费用管制（容量成本补偿机制）。随着各种市场机制和体系的完善，两者配合关系和边界也将逐步变化，实现市场发现价格和配置资源、价格管制主要用于对非市场化投资的公用输配电资产的服务价格/收入管制等。这将是一个较长的演变过程（10-20 年）。

在市场机制较为完善的时期，就应该尽可能发挥市场机制发现价格和配置资源的作用，价格管制机制主要用于对非市场化投资的公用输配电资产的服务价格/收入管制，也可以用于对市场机制的价格上限管制、电力用户分摊的系统平衡服务成本的上限管制和兜底供电服务用户的定价机制管制等，但电能量、发电容量、辅助服务、输电权等电力产品的价格应该由市场机制形成，乃至专项输电线路的输电服务价格、配电网的特许经营权等也可以由市场机制形成。

1.4 电力系统经济和管理的核心问题

1.4.1 电力系统管理的概念

管理就是组织的管理者在特定的环境条件下，对组织所拥有的资源（包括人力、物力、财力、技术和信息等各项资源）进行计划、组织、领导、控制和协调，以有效率和有效果地实现组织目标的过程。

电力系统是由发电、输电、配电和用电等环节组成的电能生产与消费系统。它的功能是将自然界的一次能源通过发电装置转化成电能，再经输电、变电和配电环节将电能供应到电力用户。由于电力系统是保障国民经济运行和发展的基础设施和工业系统，所以电力系统的管

理不仅仅是一个物理系统或是一个企业的管理,而是国家及地方整个电力工业管理的核心部分。政府部门及其授权机构通过制定法律、法规和政策及行业标准等对电力系统供电可靠性、环保排放、供电成本进行约束和实现管理目标;电力企业在政府规制下,通过企业内部管理保障电力系统的安全运行、可靠供电,实现成本回收及投资回报。因此,电力系统管理是为保证发电、变电、输电和配电设备以及整个系统有效运行,并充分保证供电的安全、可靠和经济性所采取的技术、行政、法规和经济等措施¹。其中,

➤ 技术手段是指电力企业通过对电力系统中发电、输变电、配电、用电计量、营销等环节的生产设备的技术改造,生产运行的控制系统和管理信息系统的技术研发等,实现电力系统安全、可靠、经济运行的手段。例如,通过电网调度自动化系统对电力系统的运行状态进行监测,发现问题时进行控制,以保证电力系统的安全稳定运行;再如,通过技术改造降低机组的最小出力,以实现更大范围的调节,从而降低对新增灵活性资源的需求。

➤ 行政手段是指政府和有关部门在一定条件下,为了保证电力系统的安全、可靠、经济运行,使用行政管理权力和措施直接对电力系统的运行和管理进行干预的方式。例如,在出现缺电的时段,对各类用户实施的有序用电措施,以保障电力系统的安全稳定运行。

➤ 法规手段是指围绕电力行业的某个政策目标,政府制定相关的法律和法规,保证相关政策的落实和目标的实现。例如,颁布《可再生能源法》,以促进可再生能源的开发利用,增加能源供应,改善能源结构,保障能源安全,保护环境,实现经济社会的可持续发展制定。

➤ 经济手段是指为了完成相关的政策目标,政府通过财政、税收、价格等经济政策或机制,对电力企业的生产经营和用户的用电行为进

¹来源于全国科学技术名词审定委员会审定公布。

行有效引导。例如，对输配电等自然垄断环节采用政府定价的方式进行规制，既保证电网企业回收成本、具备持续提供服务的能力，同时也保证用户为输配电服务所支付的价格是合理的；再如，建立电力现货市场，采用市场定价机制，对发电企业实行“竞价上网”。

1.4.2 电力系统管理的内涵

电力系统是一个生产系统。一个生产系统管理的目的至少有两方面：一是要保障产品生产（或服务）过程合规（包括国家和地方的政策法规、行业和企业的安全生产流程规范等），满足产品（或服务）质量和数量要求，属于技术管理；二是要降低生产成本、提高生产（或服务）效率和（经济和社会）效益，属于经济管理。

电力系统管理既有技术管理，也有经济管理，主要体现在电力系统运行管理、电力规划和投资管理、电力需求管理和电力现货市场管理等核心问题。电力是关系国计民生的基础设施行业，也是技术密集型和资金密集型行业，其技术管理和经济管理同等重要。电力系统建设和生产过程的管理及其科学性、规范性和健全性，是安全生产和可靠供电的基本保障；电力系统投资和经营的管理及其科学优化和精益化，能够获得巨大的经济效益和社会效益显著，是电力可持续发展的基本保障，并在现代电力系统管理中不断强化。电力系统管理和经济形态是随着电力系统的形成、发展以及电力工业体制的改革而不断改进和变革。自上世纪 80 年代英美掀起电力市场化改革浪潮之后，我国在 2002 年也开启了电力体制改革，并于 2015 年再次大力度深化电力改革，并且将电力用户和售电公司也纳入了竞争性电力市场交易主体，电力系统经济管理越来越受到重视。电力系统的经济性涉及投资经济性和运行经济性两大方面，而且在电力体制改革后，电力系统运行和规划的技术管理与经济管理已经密不可分。

随着可再生能源发电和储能等技术的发展，电能消费在能源消

费中的比例大幅度提高，电力系统与其他能源领域和下游产业的关系变得越来越密切，也使得电力系统管理的概念有了更多的外延，不再局限于电力系统本身，而是向上延伸到能源战略和规划、能源政策、能源市场和能源项目投融资等领域，向下延伸到综合能源供应领域，等等。本课程仅针对电力系统技术管理和经济管理的核心问题，重点介绍电力系统运行管理、电力系统经济运行、投资项目经济性分析和电力现货市场管理等电力系统管理的基础知识。

1.4.3 电力系统运行管理

按照电力系统运行的环节，电力系统运行管理主要包括发电运行管理、输配电运行管理和用电运行管理。由于到目前为止电能还不能经济地大规模存储，电能的发、输、配、用是同时完成的，这就需要电力调度机构按照《电网调度管理条例》和《电力市场运行规则》(在建立了电力市场的情况下)等规范统一组织和协调发电企业、电网企业、电力用户等众多不同的法人实体(利益主体)的发输配用电。同时，电力系统运行的首要任务是保证安全、可靠地供电，其次是清洁、经济，即现代电力系统运行管理的目标是实现安全、经济运行以及促进可再生能源、清洁能源和低碳能源消纳。因此，现代电力系统运行管理的核心问题，首先是要建立一系列保障电力系统安全调度和经济调度的法规、条例和规则，然后建立相应的运行优化模型和管理优化流程，再开发和运行相应的软硬件技术支持系统，最后还要严格监管上述规则规定的执行；其中的规则，可以根据行政、法规制定的安全经济调度规则(如我国的“三公调度”和“节能发电调度”办法)，也可以是电力现货市场交易规则，后者实质上就是实现电力系统安全经济调度的市场化规则。

同样是由于发用电实时平衡的特性，电力系统运行具有很强的计划性，因而对电力系统不仅要进行短期——日前和日内的运行管

理，还要进行中长期——月度和年度的运行计划管理。在没有建立电力现货市场的情况下，发输配售一体化的电力公司要按年度和月度进行统一的发电燃料计划、发电机组检修计划和发电计划、电网检修计划等优化管理，以及在电力短缺时与政府共同制定用电计划；我国实行“厂网分开”后，年度和月度发电计划由地方政府制定。在建立电力现货市场的情况下，发电厂根据自己的中长期电力交易情况制定月度和年度的发电运行计划；电力调度机构根据电力现货市场交易出清结果和发电企业提交的电力中长期交易发电曲线，进行发电调度。

理论上，电力系统运行管理优化问题，在电网正常运行状态下，是以满足电力需求和电网安全约束为前提的经济性优化（发电成本或购电成本最小化）问题；在电网事故运行状态下，是以保障安全稳定运行为目标或停电损失最小化问题。

1.4.4 电力系统规划和投资管理

电力系统要实现安全、清洁、高效运行和可持续发展，仅仅靠电力系统的运行管理是远远不够的，政府必须提前制定电力中长期（5-30 年）规划，并每年滚动优化调整之，指导电力企业投资。

电力企业根据政府电力规划和自身发展规划，选择拟建电力项目，进行初步设计、环保评价和技术经济评价等可行性论证，再做投资决策，最后还要通过政府相关部门审批和备案，才能真正进行投资和建设。当然，电力企业也可以选择拟融资或出售（股份）的在建、已投运的电力项目，进行市场分析和财务评价，做出并购决策。可见，电力规划和投资决策，既要符合法律法规和国家、地方政策（包括电力发展规划、环保政策等），还要考虑自身的发展战略、投融资能力、市场和收益预期及风险管控，等等。因此，电力系统规划和投资管理，不仅涉及电力企业内部的复杂管理流程，还涉及

多层次（国家、省、地市县）、多部门（发改委、能源局、环保局、物价局、能源监管机构等）的政府行政管理，是一个复杂、庞大的管理组织体系和程序。

发电和电网都是资金密集型和技术密集型产业，电力建设项目建设周期长（电网 1 年以上，火电 3-5 年，水电和核电 5-10 余年）、投资回收期长，因此必须优化制定电力中长期规划，才能在保证充裕的发电容量和输变配电容量的前提下，有效地控制供电成本，进而实现电力供应安全可靠、价格合理。电力系统规划理论属于电气工程、技术经济学和运筹学及计算数学的交叉学科领域。

1.4.5 电力需求侧管理

电力系统系统规划、电力系统运行的安全性、供电的可靠性和经济性都与电力需求侧管理水平密切相关。

电力需求侧管理（Demand Side Management，简称 DSM）是指对电力用户采取行政、经济、技术措施进行的用电管理。电力需求侧管理以促进电力平衡、能源节约和环境保护为目标，在保持电力服务质量的情况下，降低能源消费和用电负荷，实现减少新建电厂投资和一次能源对大气环境的污染，从而取得明显的经济效益和社会效益。

在电力零售市场实行竞争机制之前，销售电价（即用电价格）由政府制定；需求侧管理是由政府主导，电力公司为主要实施推广单位的，其利用峰谷电价、尖峰电价、可中断负荷折扣电价等经济激励手段，引导和激励电力用户改变用电方式，即在电力系统负荷高峰时段少用电，低谷时段多用电，从而提高电力设备负荷率、增加供电可靠性和效率、减少新增发电装机容量和输配电容量、降低供电成本。

在电力零售市场实行竞争机制之后，用电价格由市场竞争形成

的，需求侧管理通过电力批发市场形成的价格和电力零售公司制定的零售电价菜单及其提供的能效服务来实现。通常足够大用电规模的电力用户和售电公司等直接在电力批发市场购电；而中小用户通常选择售电公司购电。用电价格水平的变化主要取决于两方面：一方面是电力批发市场价格水平，是因市场供需变化而随时间变化的；另一方面是用户的用电方式。售电公司或负荷集成商根据电力批发市场价格和输配电价来设计包括不同价格水平的分时或不分时电价购售电合同和可中断负荷合同等。

在零售竞争的电力市场机制下，是由电力批发市场的分时电价激励电力大用户、售电公司和负荷集成商等，优化用电方式，降低用户电费支出，促进可再生能源和清洁低碳能源消纳、降低灵活性电力资源需求，提高电力工业整体效率。而且，在电力供应紧张的情况下，电力需求侧响应还是促进发用电平衡和电力资源优化配置的主要保障措施；在电力系统事故等特殊运行状态下，是保障电网安全和降低停电损失的不可或缺措施。

从我国近年来的电力持续负荷统计来看，全国 95%以上的高峰负荷年累计持续时间只有几十个小时，采用增加调峰发电装机的方法来满足这部分高峰负荷很不经济。如果采用需求侧管理的方法削减这部分高峰负荷，则可以缓解电力供需紧张的压力。在可再生能源高占比的电力市场中，由于可再生能源发电的不确定性、波动性和间歇性，系统净负荷的峰谷时段每天是不同的，固定时段的峰谷电价已不能有效实现需求侧管理目标，开展电力零售市场竞争成为必然趋势。

需求侧管理需要电力供需双方共同对用电市场进行管理，才能达到提高供电可靠性，减少化石能源消耗及供需双方费用支出的目的。

在技术层面，需求侧管理主要包括负荷控制和管理、远方抄表和计费自动化两方面。负荷控制和管理（LCM）是根据用户的用电量、分时电价、天气预报以及建筑物里的供暖特性等进行综合分析，确定最优运行和负荷控制计划，对集中负荷及部分工厂用电负荷进行监视、管理和控制，并通过合理的电价结构引导用户转移负荷，平坦负荷曲线。远方抄表和计费自动化（AMR）是指通过各种通信手段读取远方用户电表数据，并将其传至控制中心，自动生成电费报表和曲线等。

将可中断负荷作为系统备用的一部分，在电力系统发生大事故的情况下，通过低频减载和低压减载等负荷控制系统快速消减可中断负荷，是保障电力系统安全稳定运行的主要管理措施之一，也是降低电力系统发电备用容量、减少输配电容量裕度，进而提高电力系统经济性的有效途径。在电力系统正常运行中，采用峰谷分时电价、需求侧响应的需求侧管理。

电力用户的用电习惯和发用电功率实时平衡的电力系统运行特性，决定了电力系统负荷具有在一天内不断变化的特性，并且随着生活水平的提高，负荷峰谷差已达到最大负荷的 30% 左右，这就影响了电力设备的负荷率，降低了电力工业的整体效率和效益。利用峰谷分时电价引导用户改变用电方式、削峰填谷是提高电力设备负荷率、降低供电成本的有效管理措施。美国、日本、加拿大、德国、法国、意大利等国家都有一支庞大的队伍从事需求侧管理工作。仅 2000 年，美国投入约 15.6 亿美元实施需求侧管理工作，节电 537 亿千瓦时，减少高峰负荷 2200 万千瓦。

本章参考文献

- [1] 中国电力企业联合会编，《改革开放四十年的中国电力》，中国电力出版社，2018。
- [2] 中国电力百科全书，中国电力出版社。

[3] 维基百科，网址：www.wikipedia.org。

NCEPU电力市场研究所

第2章 电力经济学基本原理

2.1. 经济学概论

随着国民经济的高速发展，经济学理论体系不断完善和发展，并且在包括能源工业、电力行业在内的诸多领域得到了应用，民众对于经济学的关注度也越来越高。

关于经济学(Economics)的定义，不同的学派使用了不同的表述。美国经济学大师、1970 年诺贝尔经济学奖得主，保罗·萨缪尔森(Paul Samuelson)在其经典著作《经济学》中的定义是：经济学研究的是社会如何利用稀缺的资源以生产有价值的商品，并将它们在不同的个体之间进行分配。从经济学的定义可以看出，资源的稀缺性，以及资源的有效配置，是贯穿经济学的两大核心思想。

经济学当中资源的稀缺性(Scarcity)，是指在给定的时间内，相对于人类对经济资源的无限欲望而言，用来满足人类欲望的经济资源是有限的，因此总是存在供应不足的情况。而资源的稀缺性，决定了任何一个经济社会都必须采用一定的方式对稀缺的资源进行有效的配置，用来生产各种产品和服务，并将它们分配给不同的个体以满足人类的欲望。为了有效率地使用稀缺的资源，经济学必须解决以下三个基本经济问题：

(1) 生产什么？面对稀缺的经济资源，人类需要权衡各种需求的轻重缓急，确定生产什么产品以及生产多少，优先满足比较强烈的需求。

(2) 如何生产？由于各种经济资源一般都有很多用途，并且各种经济资源之间也存在或多或少的替代关系，所以同一种产品的生产往往可以采用很多方法，但它们对于经济资源的使用效率却不尽相同。

经济社会必须在各种可供选择的资源组合中，寻找一种成本最低、效率最高的资源组合进行生产。

(3) 为谁生产？因为经济资源存在稀缺性，没有人能获得他想要的一切，因此每个经济社会都必须建立某种机制，对生产出来的产品和服务在个体之间进行分配。与此同时，经济资源的稀缺性决定了资源及其产品和服务，还需要在代际之间进行分配，因此必须做好经济资源利用的时间配置，以达到人类可持续发展的目的。

随着经济学与其他学科的交叉研究越来越多，形成了多个学科分支，其中最重要的两个分支是微观经济学和宏观经济学。微观经济学以单个经济单位（消费者、厂商及单个产品市场等）为研究对象，研究单个经济单位的经济行为，以及相应的经济变量的单项数值如何决定。微观经济学的核心问题是价格问题，主要内容包括价格理论、消费者行为理论、生产理论、成本理论、厂商均衡理论、收入分配理论、福利经济学以及一般均衡理论等。宏观经济学则以整个国民经济活动作为考察对象，研究社会总体经济问题以及相应的经济变量的总量是如何决定及其相互关系。宏观经济学的中心和基础是总供给—总需求模型，主要内容包括总需求理论、总供给理论、失业与通货膨胀理论、经济周期与经济增长理论、开放经济理论以及宏观经济政策等内容。

虽然微观经济学和宏观经济学在研究对象、中心理论和研究方法等方面均存在显著区别，但是两者并不是对立的，而是互为前提、彼此补充的两个经济学分支学科，前者是在资源总量既定的条件下，通过研究个体经济活动参与者的经济行为及其后果来说明市场机制如何实现各种资源的最优配置；而后者则是在资源配置方式既定的条件下研究经济中各有关总量的决定及其变化。

从上世纪 80 年代开始，全球主要国家都开启了电力行业的市场化改革，2002 年《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》（国发

(2002)5 号, 简称 5 号文) 也正式拉开了我国电力体制改革的大幕。随着电力改革的推进, 电力系统的很多经济特征表现得越来越明显, 涉及到电力的需求和供给, 电力生产和供应的成本, 批发市场的价格和数量, 批发市场的市场结构及市场力, 输配电网的价格管制问题等等。因此, 研究和认识电力系统的经济问题, 必须基本掌握经济学, 尤其是微观经济学的基本原理。

2.2. 管理学概论

自 20 世纪初管理学诞生以来, 管理学者们从不同侧面、不同角度对管理提出了不同见解, 因此尚未形成完全统一的定义。美国著名的管理学教授斯蒂芬·罗宾斯(Stephen P. Robbins)在其经典教材《管理学》中提出, 管理(Management)是指通过与其他人共同努力, 既有效率又有效果地把事情做好的过程。其中, 效率和效果分别回答了做什么和怎么做的问题, 效率(Efficiency)是指正确地做事, 即用一定的投入获得最大的产出, 或用最小的投入获得一定的产出, 关注的是做事的手段; 效果(Effect)是指做正确的事, 即通过做这些工作任务从而实现既定目标, 关注的是做事的结果。管理要做的效果与效率的统一, 就是要“正确地做正确的事情”。

表 2-1 管理的效率与效果

	效率低	效率高
效果高	目标选择正确, 但不善于利用资源实现组织目标 结果: 产品是市场需要的, 但是价格太贵	目标选择正确, 并充分利用资源实现组织目标 结果: 产品是市场需要的, 且质量、价格都合适
效果低	目标选择不当, 且利用资源不充分 结果: 产品不是市场需要的, 且产品质量低	目标选择不当, 但资源利用充分 结果: 产品质量高, 但不是市场需要的

2.2.1. 管理的四项职能

管理职能是指管理者在指挥和监督其他人工作时，所执行的一系列活动。现代管理学将管理职能概况为四项，即计划（**planning**）、组织（**organizing**）、领导（**leading**）和控制（**controlling**）。

（1）计划是指识别并制定恰当的目标，并确定为达成这些目标所必须实施的行动方案的过程。计划职能是管理的首要职能，为管理活动的其他职能，即组织、领导和控制打下了基础。因此，计划的优劣往往也决定着管理的效率和效果。计划是一项具有很高难度的活动，也是一项具有一定风险的活动，因为实施一个计划的结果，有可能成功，也有可能失败。

（2）组织是指确定所要完成的任务，由谁完成任务，以及如何管理和协调这些任务的过程，其目标在于建立组织成员之间的互动和合作关系。组织的结果是构建起一种能够协调和激励组织成员的组织结构，而这种组织结构决定了一个组织管理的效率，并且需要随着组织的发展不断地进行调整。

（3）领导是指运用权力、影响力、说服力以及沟通技巧，带领组织成员和影响组织成员实现目标的过程。领导职能具体包括激励和引导、领导方式和方法、有效沟通、协调组织成员的行为以及解决组织成员之间的冲突等内容。领导的结果是培养高度积极主动和服从指挥的组织成员，以使他们为实现组织目标做出贡献。

（4）控制是指按照既定的目标、计划和标准，对组织活动的各方面的实际情况进行监督和考核，发现差距，分析原因，采取纠偏措施，以确保工作按计划进行的过程。控制职能是管理者了解组织目标是否实现，以及没有实现的原因的唯一方式，因此一个有效的控制系统能够确保组织活动的完成，有利于组织目标的实现。

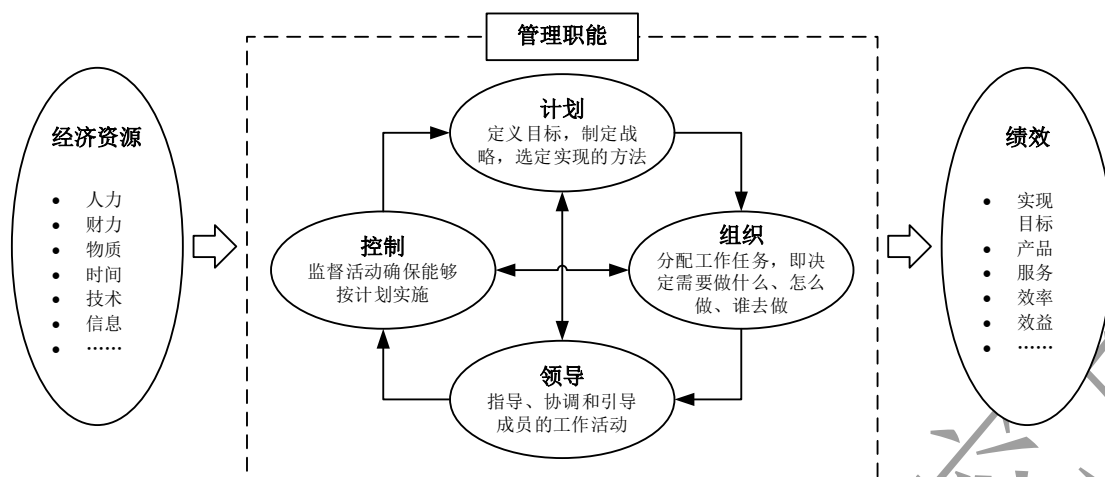


图 2-1 管理过程及管理四项职能

管理的四种职能有各自的职责范围，但是各职能之间并不是截然分开的，而是相互渗透并融为一体的。从管理职能在时间方面的逻辑关系来看，管理过程通常开始于计划，通过组织、领导和控制，结束于计划的检查，随后又开始一个新的计划。但是，这种前后逻辑在实践中并不是绝对的，各管理职能的相互关系往往是相互融合、同时进行、周而复始、循环往复的，而且往往在大循环中嵌套着小循环的。

2.2.2. 决策与决策方法

决策是管理的核心，计划、组织、领导和控制活动都离不开决策，决策贯穿于管理的整个过程，因此以西蒙为代表的决策理论学派甚至认为管理就是决策。

决策是指组织或个人为了实现一定的目标，利用所掌握的经济资源，运用一定的方法，在多个备选方案中进行识别、选择、实施，直至决策效果评价的整个过程。具体而言，决策的整个过程包括识别问题、确定决策标准、分配决策标准权重、拟定备选方案、分析方案、选择最佳方案、实施方案和评价决策效果的 8 个步骤。

为了保证决策的科学性，就必须运用合适的决策方法。虽然管理学已经提出了多种决策方法，但是每种决策方法都有其特点和适用性，因此需要管理者根据具体的决策问题的性质和特点，灵活地采用

决策方法，而不是拘泥于某一种方法。一般而言，决策方法可以分为以下几类：

(1) 有关活动方向的决策方法。当管理者需要对经营活动的方向进行选择时，往往可以将不同选项构建成矩阵来辅助决策。这类方法主要包括波士顿矩阵法、政策指导矩阵法、SWOT 分析法、业务组合分析法、成功关键因素分析法和价值链分析法等。

(2) 主观决策方法。这类方法主要包括德尔菲法、头脑风暴法和名义群体法等，其优点在于灵活、通用性好、省时省力，然而缺点也比较明显，结论缺乏严格的论证，主观性较强。

(3) 定量决策方法。这类方法克服了主观决策方法的缺点，通过构建数学模型来辅助进行分析决策，特别适用于备选方案的比较和评价。定量决策方法主要包括确定型决策方法、不确定型决策方法和风险型决策方法等。

2.2.3. 项目与项目管理概述

项目管理是管理学的一个分支，是伴随着技术进步和项目的复杂化、大型化而逐渐形成一个管理学科。电力建设项目往往具有技术复杂、大型化、规模化、现代化等特征，因此对于项目管理的实践作用越来越重视，以实现提高项目管理效率的目标。

管理学中的项目，是指在一定的时间、资源、环境约束条件下，为达到特定目标所做的一次性任务。从项目的定义可以看出，项目最大的特征是具有特定性，又称为单件性或一次性，即每个项目都有特定的目标、内容、过程和生命周期，因此只能进行单件处理，而不能进行批量生产。例如，长江三峡水利枢纽工程是世界上规模最大的水电站，也是中国有史以来建设最大型的工程项目。

项目管理是指以项目为对象，对项目资源所进行的全过程、全方位的计划、组织、领导与控制，旨在实现项目特定目标的过程。需要

注意的是，虽然项目管理职能与其他管理职能是相同的，但是项目的特定性要求项目管理的程序性、全面性和科学性，因此主要采用系统工程的概念、理论和方法进行管理。

根据美国项目管理协会（PMI）2017 年批准的第六版《项目管理知识体系》（Project Management Body of Knowledge, PMBOK），项目管理的主要内容可以划分为 10 个领域，包括

（1）项目整合管理，包括 7 个子过程：制订项目章程、制定项目管理计划、指导与管理项目工作、管理项目知识、监控项目工作、实施整体变更控制、结束项目或阶段；

（2）项目范围管理，包括 6 个子过程：规划范围管理、收集需求、定义范围、创建工作分解结构、确认范围、控制范围；

（3）项目进度管理，包括 6 个子过程：规划进度管理、定义活动、排列活动顺序、估算活动持续时间、制定进度计划、控制进度；

（4）项目成本管理，包括 4 个子过程：规划成本管理、估算成本、制定预算、控制成本；

（5）项目质量管理，包括 3 个子过程：规划质量管理、管理质量、控制质量；

（6）项目资源管理，包括 6 个子过程：规划资源管理、估算活动资源、获取资源、建设团队、管理团队、控制资源；

（7）项目沟通管理，包括 3 个子过程：规划沟通管理、管理沟通、监督沟通；

（8）项目风险管理，包括 7 个子过程：规划风险管理、识别风险、实施定性风险分析、实施定量风险分析、规划风险应对、实施风险应对、监督风险；

（9）项目采购管理，包括 3 个子过程：规划采购管理、实施采购、控制采购；

(10) 项目相关方管理，包括 4 个过程：识别相关方、规划相关方参与、管理相关方参与、监督相关方参与。

2.3. 需求、供给与均衡

2.3.1. 需求与需求曲线

需求 (Demand) 是指一定时期内，消费者在某种商品所有可能的价格水平下，愿意且能够购买的商品数量。根据定义，如果消费者对某种商品只有购买的欲望而没有购买的能力，就不能算需求。需求必须是指消费者既有购买欲望，又有购买能力的有效需求。

一种商品的需求数量是由许多因素共同决定的，其中的主要因素有：该商品的价格、消费者的收入水平、相关商品的价格、消费者的偏好和消费者对该商品的价格预期等。

需求函数 (Demand function) 是表示一种商品的需求数量和影响该需求数量的各种因素之间的相互关系。也就是说，在以上的分析当中，影响需求数量的各个因素是自变量，需求数量是因变量。然而，如果对影响一种商品需求数量的所有因素同时进行分析，问题就会变得复杂起来，因此通常需要对问题进行简化，即一次把注意力集中在一个影响因素上，而同时假定其他影响因素保持不变。由于一种商品的价格是决定需求数量的最基本因素，所以通常保持其他影响因素不变，仅仅分析一种商品的价格对该商品需求数量的影响，即把一种商品的需求量仅仅看成是这种商品的价格的函数。

相对应的，一种商品的需求曲线 (Demand curve) 是该商品价格水平和需求量之间函数关系的几何图形表示。需要指出的是，与数学上自变量、因变量的位置习惯相反，在经济学分析需求曲线时，通常以纵轴表示自变量，以横轴表示因变量。

2.3.2. 供给与供给曲线

供给 (Supply) 是指一定时期内, 生产者在某种商品所有可能的价格水平下, 愿意且能够提供出售的商品数量。根据定义, 如果生产者对某种商品只有提供出售的愿望, 而没有提供出售的能力, 就不能形成有效供给, 也不能算作供给。

一种商品的供给数量取决于许多因素的共同影响的, 其中的主要因素有: 该商品的价格、生产的技术水平、相关商品的价格、生产者对未来的预期等。

供给函数 (Supply function) 是表示一种商品的供给数量和影响该需求数量的各种因素之间的相互关系。和需求函数一样, 如果假定其他影响因素均不变, 仅仅分析一种商品的价格对该商品供给数量的影响, 即把一种商品的供给数量仅仅看成是这种商品的价格的函数。

相对应的, 一种商品的供给曲线 (Supply curve) 是该商品价格水平和供给量之间函数关系的几何图形表示。需要指出的是, 与数学上自变量、因变量的位置习惯相反, 在经济学分析供给曲线时, 通常以纵轴表示自变量, 以横轴表示因变量。

2.3.3. 供给与需求的均衡

在经济学中, 任一个经济事务均处于各种经济力量的相互作用之中, 如果各种力量相互制约或者抵消, 那么该经济事务中的有关变量就处于一种相对静止的状态, 此状态称为均衡 (Equilibrium) 状态。在西方经济学中, 均衡是一个被广泛运用的重要概念。

在经济学中, 任一个经济事务均处于各种经济力量的相互作用之中, 如果各种力量相互制约或者抵消, 那么该经济事务就处于相对静止状态, 此状态称为均衡状态。市场均衡 (Market Equilibrium) 一般是指供给与需求均衡的市场状态。一种商品的均衡价格 (Equilibrium price) 是指该商品的市场需求量等于市场供给量时的价格。在均衡价

格水平下的供给或需求数量，被称为均衡数量。从下图可以看出，市场均衡是需求曲线和供给曲线的交点。当商品价格高于均衡价格时，供给将会有剩余，出现供大于求；相反地，价格低于均衡价格时，供给将会有短缺，出现供不应求。

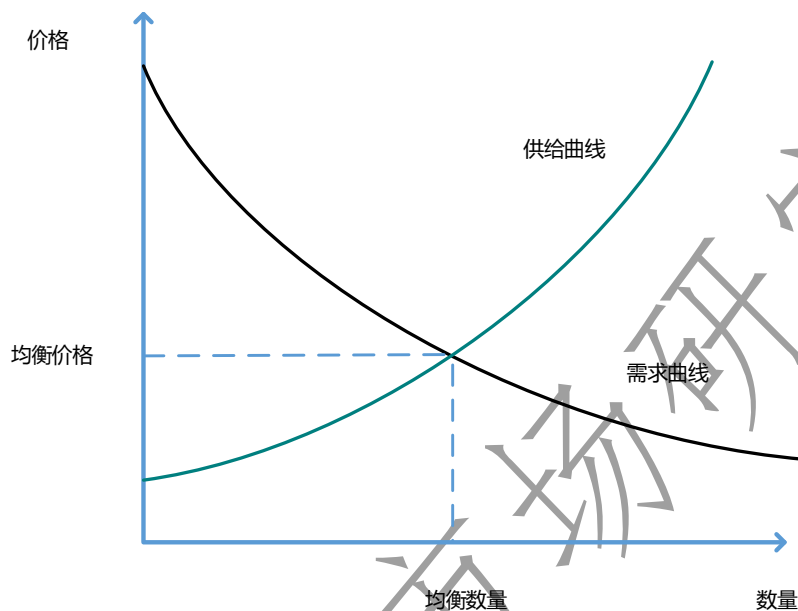


图 2-2 市场均衡

2.3.4. 社会福利

消费者剩余 (Consumer Surplus) 是指消费者在购买一定数量的某种商品时，愿意支付的最高总价格和实际支付的总价格之间的差额。消费者剩余衡量了买者自己感觉到所获得的额外利益。消费者剩余可以用几何图形来表示，也就是消费者需求曲线之下、市场价格线之上的面积。

生产者剩余 (Producer Surplus) 是指厂商在提供一定数量的某种产品时，实际接受的总支付和愿意接受的最小总支付之间的差额。生产者剩余通常用市场价格线之下、厂商的供给曲线之上的面积来表示。

社会总福利 (Social Total Welfare) 是指消费者剩余和生产者剩余的总和。从几何的角度看，社会总福利等于需求曲线之下、供给曲线之上的区域。

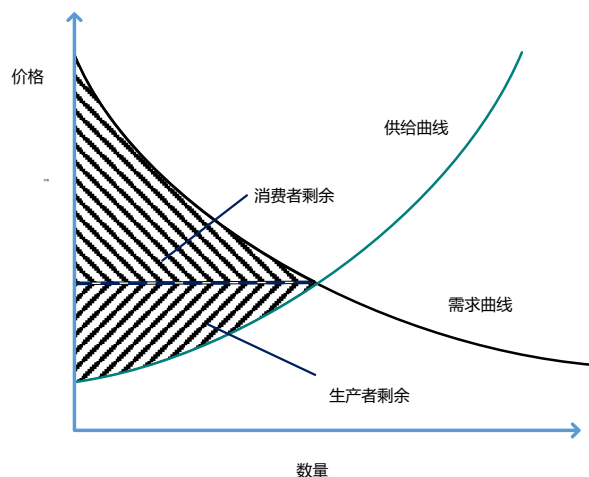


图 2-3 社会总福利

2.3.5. 需求弹性与供给弹性

我们已经知道，当一种商品的价格发生变化时，这种商品的需求量会发生变化。同样的，当一种商品的价格发生变化，或者这种商品的生产成本等其它因素发生变化时，这种商品的供给量也会发生变化。由此，我们就会想知道，当一种商品的价格下降 1% 时，这种商品的需求量和供给量究竟分别会上升和下降多少呢？以及诸如此类的其他问题，弹性（Elasticity）就是专门为解决这类问题而设立的。

一般来说，只要两个经济变量之间存在着函数关系，我们就可以用弹性来表示因变量对自变量变化的反应的敏感程度。具体地说，弹性是这样的一个数字，它可以告诉我们，当一个经济变量发生 1% 的变动时，由它引起的另一个经济变量变动的百分比。

弹性概念在经济学中得到广泛的应用，其一般的计算公式为：

$$\text{弹性系数} = \frac{\text{因变量的变动比例}}{\text{自变量的变动比例}}$$

假设两个经济变量之间的函数关系为 $Y = f(X)$ ，则弹性的计算公式可以表示为：

$$e = \frac{\frac{\Delta Y}{Y}}{\frac{\Delta X}{X}} = \frac{\Delta Y}{\Delta X} \cdot \frac{X}{Y}$$

通常，我们将上面的计算公式称为弧弹性公式。

若经济变量的变化量趋于无穷小，即上式当中的 $\Delta X \rightarrow 0$ ，且 $\Delta Y \rightarrow 0$ 时，弹性计算公式为：

$$e = \lim_{\Delta X \rightarrow 0} \frac{\frac{\Delta Y}{Y}}{\frac{\Delta X}{X}} = \frac{\frac{dY}{Y}}{\frac{dX}{X}} = \frac{dY}{dX} \cdot \frac{X}{Y}$$

通常，我们将上面的计算公式称为点弹性公式。

由弹性的计算公式可以看出，弹性是两个变量各自变化比例的一个比值，所以弹性是一个具体的数字，而与自变量、因变量的度量单位无关。

需求的价格弹性（简称为需求弹性）表示在一定时期内，一种商品的需求量变动对于该商品的价格变动的反应程度。或者说，在一定时期内当一种商品的价格变化百分之一时，引起的该商品的需求量变化的百分比。其计算公式为：

$$\text{需求弹性系数 } (e_d) = \frac{\text{需求量变动率}}{\text{价格变动率}}$$

需要注意的是，通常情况下，由于商品的需求量和价格是成反方向变动的，因此公式中两个变动率的比值为负数，为了便于比较，就在计算公式中加了一个负号，以使需求弹性系数 e_d 取正值。

需求弹性根据弹性系数 e_d 值的大小分为五个类型。 $e_d > 1$ 表示需求量的变动率大于价格的变动率，即需求量对于价格变动的反应是比较敏感的，所以称之为富有弹性； $e_d < 1$ 表示需求量的变动率小于价格的变动率，即需求量对于价格变动的反应不太敏感，所以称之为缺乏弹性； $e_d = 1$ 表示需求量的变动率和价格的变动率刚好相等，称之为单一弹性或单位弹性； $e_d = \infty$ 表示价格只要有一个微小的变化，就会使得需求量一下子减少为零，因此称之为完全弹性，其代表的需求曲线是一条水平线； $e_d = 0$ 表示无论价格如何变化，需求量的变化量总是为零，因此称之为完全无弹性，其代表的需求曲线是一条垂直线。

影响需求的价格弹性的因素是很多的，其中主要有以下几个。

(1) 商品的可替代性。一般来说，一种商品的可替代品越多，相近程度越高，则该商品的需求价格弹性往往就越大；相反，该商品的需求的价格弹性往往就越小。比如，在笔记本电脑市场上，联想笔记本电脑的价格上升时，消费者就会减少对联想笔记本电脑的需求量，同时增加对相近的替代品，如戴尔笔记本电脑的购买，因此联想笔记本电脑的需求弹性就比较大。相反地，对于食盐来说，没有很好的可替代品，所以食盐价格的变化所引起的需求量的变化几乎等于零，它的需求价格弹性是非常小的。

(2) 商品用户的广泛性。一般来说，一种商品的用途越是广泛，它的需求的价格弹性就可能越大；相反，用途越是狭窄，它的需求的价格弹性就可能越小。这是因为，如果一种商品具有多种用途，当它的价格较高时，消费者只购买较少的数量用于最重要的用途。当它的价格逐步下降时，消费者的购买量就会逐步增加，将商品越来越多地用于其他的各种用途上。

(3) 商品对消费者生活的重要程度。一般来说，生活必需品的需求的价格弹性较小，非必需品的需求的价格弹性较大。例如，食盐、馒头等必需品的需求价格弹性是较小的，汽车、游艇等非必需品的需求的价格弹性都比较大的。

(4) 商品的消费支出在消费者预算总支出中所占的比重。一般说来，消费者在某商品上的消费支出在预算总支出中所占的比重越大，该商品的需求的价格弹性可能越大；反之，则越小。例如，火柴、食盐、铅笔、肥皂等商品的需求的价格弹性就比较小，这是因为消费者每月在这些商品上的支出都是很小的，消费者往往不太重视这类商品价格的变化。

(5) 所考察的消费者调节需求量的时间。一般说来，所考察的调节时间越长，则需求的价格弹性就可能越大。因为消费者决定减少

或者停止对价格上升的某种商品的购买之前，一般都需要花费时间去寻找和了解该商品的替代品。例如，当汽油价格上升时，消费者在短期内不会较大幅度的减少需求量。但设想在长期内，消费者可以更换诸如电动汽车、氢燃料汽车等替代品，于是汽油价格上升会导致汽油的需求量较大幅度的下降。

需要指出的是，一种商品需求的价格弹性的大小是各种影响因素综合作用的结果。所以在分析一种商品的需求的价格弹性的大小时，要根据具体情况进行全面的综合分析。

同时，在考察需求的价格弹性问题时，需求曲线的斜率和需求的价格弹性是两个紧密联系，却又不相同的概念，必须严格加以区分。

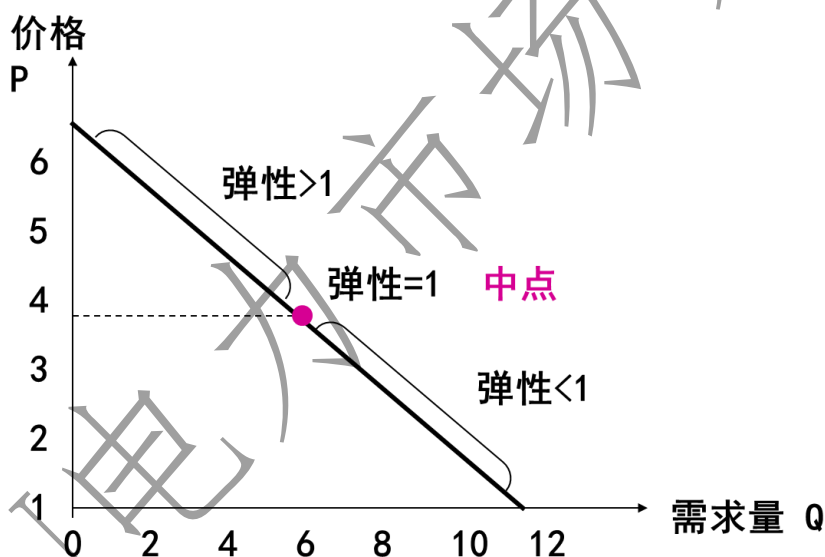


图 2-4 需求的价格弹性与需求曲线的斜率

供给的价格弹性（简称为供给弹性）表示在一定时期内，一种商品的供给量变动对于该商品的价格变动的反应程度。或者说，在一定时期内当一种商品的价格变化百分之一时，引起的该商品的供给量变化的百分比。其计算公式为：

$$\text{供给弹性系数 } (e_s) = \frac{\text{供给量变动率}}{\text{价格变动率}}$$

通常情况下，由于商品的供给量和价格是成同方向变动的，因此公式中两个变动率的符号是相同的。因此，在上面的计算公式中，作为计算结果的供给弹性系数 e_s 为正值。

和需求弹性类似，供给弹性根据弹性系数 e_s 值的大小也分为五个类型。 $e_s > 1$ 表示富有弹性， $e_s < 1$ 表示缺乏弹性， $e_s = 1$ 表示单一弹性或单位弹性， $e_s = \infty$ 表示完全弹性， $e_s = 0$ 表示完全无弹性。

我们在前面曾提到，一种商品的需求量受到多种因素的影响，其中相关商品的价格就是一个因素。假设其他因素都不发生变化，仅研究一种商品的需求量变化对于它的相关商品价格变化的反映程度，则称之为需求的交叉价格弹性。其计算公式为：

$$\text{需求的交叉弹性系数 } (e_{xy}) = \frac{\text{商品X的需求量变动率}}{\text{商品Y的价格变动率}}$$

需求的交叉价格弹性系数 e_{xy} 的符号取决于所考察的两种商品的相关关系。商品之间的相关关系可以分为两种：

(1) 替代关系。如果两种商品之间可以互相代替以满足消费者的某一种欲望，则称这两种商品之间存在着替代关系，这两种商品互为替代品。例如，苹果和梨，面包和饼干之间都是替代关系。

对于存在替代关系的两种商品，一种商品的价格与它的替代品的需求量之间成同方向的变动，相应的需求的交叉价格弹性系数为正。例如，当苹果的价格上升时，人们自然会在减少苹果的购买量的同时，增加对苹果的替代品如梨的购买了。

(2) 互补关系。如果两种商品必须同时使用才能满足消费者的某一种欲望，则称这两种商品之间存在着互补关系，这两种商品互为互补品。例如，鼠标和鼠标垫，粉笔和黑板之间都是互补关系。

对于存在互补关系的两种商品，一种商品的价格与它的互补品的需求量之间成反方向的变动，相应的需求的交叉价格弹性系数为负。

例如，当墨盒的价格上升时，人们会减少对墨盒的需求量，同时作为墨盒互补品的打印机的需求量也会因此而下降。

如果两种商品之间不存在相关关系，则意味着其中任何一种商品的需求量，都不会对另外一种商品的价格变动做出反应，相应的需求的交叉价格弹性系数为零。

2.4. 成本、收益与利润

2.4.1. 成本的概念

一般意义上，成本（Cost）是为将输入转化为输出的系统增值或结果有效已付出或应付出的凡是能被人所利用的物质代价²。企业的生产成本，通常是被看成是企业为生产产品或提供劳务，所购买的生产要素的货币支出。生产成本包括各项直接支出和制造费用，其中直接支出包括直接材料（原材料、辅助材料、备品备件、燃料及动力等）、直接工资（生产人员的工资、补贴）、其他直接支出（如福利费）；制造费用是指企业内的分厂、车间为组织和管理生产所发生的各项费用，包括分厂、车间管理人员工资、折旧费、维修费、修理费及其他制造费用（办公费、差旅费、劳保费等）。

然而，随着商品经济的发展，仅从上述角度来理解成本概念是不够的。因此，为了更有针对性地开展相关问题的研究，经济学家提出了更多的成本概念，包括：会计成本（Accounting Cost）是指市场交易主体在经营过程中所实际发生的一切成本；总成本（Total Cost）由生产成本、管理费用、财务费用和销售费用组成；平均成本（Average Cost）是指一定范围和一定时期内，平均每生产一单位产品或服务所消耗的全部成本，分为行业平均成本和企业平均成本；边际成本（Marginal Cost）是厂商在短期内增加一单位产量时所增加的总成本，这里说的总成本包括不变成本（Fixed Cost）和可变成本（Variable Cost）；

² CCA2101: 2008《成本管理体系术语》标准。

机会成本（**Opportunity Cost**）是指生产者所放弃的使用相同的生产要素在其他生产用途中所能得到的最大收益；沉没成本（**Sunk Cost**）是由于过去的决策已经发生的，而不能由现在或将来的任何决策改变的成本；搁浅成本（**Stranded Cost**）是指实施放松管制、引入市场竞争等重大改革措施后，导致的一部分改革前已经发生的，但是不能通过新的市场机制回收的成本，也称为搁浅投资（**Stranded Investments**）或搁浅资产（**Stranded Asset**）。对于其中一些重要的成本概念，我们在后续章节会进行更为详细的介绍。

2.4.2. 机会成本与会计成本

随着商品经济的不断发展，成本概念的内涵和外延都处于不断地变化发展之中。经济学家将具有稀缺性且能带来效用的财富，称为经济资源（经济资源具备有用性和稀缺性，是人类社会经济体系中各种经济物品的总称）。从经济资源的稀缺性前提出发，当一个社会或一个企业用一定的经济资源生产一定数量的一种或几种商品时，这些经济资源就不能同时被使用在其他的生产用途方面。这也就是说，这个社会或这个企业所获得的一定数量的产品收入，是以放弃用同样的经济资源来生产其他产品时所能获得的收入作为代价的。例如，一个燃气发电企业按照 2 元/立方米的价格，购入 300 立方米天然气进行发电，发电量为 1000 千瓦时，然后再向电力市场出售这些电能；发电企业也可以按照天然气市场的价格，向天然气市场出售这些天然气。但是，如果发电企业决定将这些天然气用来发电，就意味着其不可能再出售这些天然气了，因此发电企业生产 1000 千瓦时的电能所放弃的是 300 立方米天然气的价值。如果用货币数量来代替对实物商品数量的描述，假定天然气的市场价格是 3 元/立方米，则可以说为了生产 1000 千瓦时的电能所放弃的经济价值是 900 元的天然气。

对于生产者为了达到某一目的而放弃其他目的所牺牲的经济价值，微观经济学使用机会成本来进行描述。**生产一单位的某种商品的机会成本，是指生产者所放弃的使用相同的生产要素在其他生产用途中所能得到的最高收入。**在西方经济学中，企业的生产成本应该从机会成本的角度来理解。

会计成本是厂商在进行会计核算时使用的成本，是指厂商在生产经营过程中按照市场价格支付的一切客观的和有形的支出，包括生产、销售过程中发生的原料、动力、机器设备折旧费、工人薪酬、租金、广告、利息等支出，这些成本都记录在厂商的会计账目上。

从两者的差异可以看出，机会成本比会计成本含义更广泛、内容更丰富，因此在进行决策时，不仅要考虑到客观、有形的会计成本，更要考虑到潜在的机会成本。

2.4.3. 显性成本和隐性成本

企业的生产成本可以分为显性成本和隐性成本两个部分。

企业生产的显性成本是指厂商在生产要素市场上购买或租用他人所拥有的生产要素的实际支出。例如，风力发电企业在投资建设一个风电场时，需要从银行取得了一定数量的贷款，租用了一定数量的土地，雇佣了一定数量的工人，因此发电企业就需要向银行支付利息、向土地出租者支付地租、向工人支付工资。这些支出便构成了该厂商的生产的显性成本。从机会成本的角度来讲，这些支出的总价格必须等于这些生产要素的所有者将相同的生产要素使用在其他用途时所能得到的最高收入。否则，这个企业就不能购买或租用到这些生产要素，并保持对他们的使用权。

企业生产的隐性成本是指厂商本身所拥有的，且被用于该企业生产过程的那些生产要素的总价格。例如，一家工厂使用自有资金，在其厂房的屋顶投资建设一个分布式光伏电站，并雇佣了一定数量的工

人负责分布式光伏电站的运维。此时，该光伏电站无需向银行支付利息，也无需向土地出租者支付地租，仅需要向运维工人支付工资。然而，既然借用银行的资本需付利息，租用他人的土地需付地租，聘用他人来管理企业需付薪金，那么当分布式光伏电站使用了这些自有生产要素时，也理应获得相应的报酬。唯一的不同之处在于，工厂此时是自己向自己支付利息、地租。因此，这些应得的报酬也应该计入分布式光伏电站的成本之中。由于这笔成本支出不如显性成本那么明显，故被称为隐性成本。隐性成本也必须从机会成本的角度来考虑，按照企业自有生产要素在其他用途中所能得到的最高收入来支付，否则厂商就可以把自有生产要素转移出本企业，以获得更高的报酬。

2.4.4. 短期成本与长期成本

短期成本中的短期，是相对长期而言的，指的是在这期间厂商投入的全部生产要素中，只有部分的生产要素投入量是可以调整的，而其他的要素投入量则是固定不能调整的。不同行业由于其技术经济特性的差异，短期与长期所指的具体时间期限也是不尽相同的。

相对应的，短期成本是指在一定时间内厂商根据其所要达到的产量，只调整部分生产要素的投入量进行生产时所发生的成本。而长期成本是指厂商在长期内，根据所要达到的产量调整全部生产要素的投入量进行生产时所发生的成本。这两个成本概念及其衍生出来的其他成本概念，我们将在后续内容中进行更为详细的描述。

2.4.5. 收益与利润的概念

(1) 总收益的概念

厂商的收益就是厂商的销售收入。

总收益 TR 指厂商按照一定价格出售一定数量产品时所获得的全部收入。以 P 表示既定的市场价格，以 Q 表示销售总量，总收益的计算公式为：

$$TR(Q) = P \cdot Q$$

（2）平均收益的概念

平均收益 AR 是指厂商在平均每一单位产品销售上所获得的收入。

平均收益的计算公式为：

$$AR(Q) = \frac{TR(Q)}{Q}$$

（4）经济利润的概念

企业的经济利润（简称利润）是企业的总收益和总成本之间的差额，也被称为超额利润。企业所追求的最大利益就是最大的经济利益。

在西方经济学中还需要区别经济利润和正常利润，正常利润通常指厂商对自己所提供的企业家才能的报酬支付。需要强调的是，正常利润是厂商生产成本的一部分，它是以隐性成本计入成本的。为了理解正常利润是成本的一部分这种说法，我们需要运用前面讲到的机会成本的概念。从机会成本的角度看，当一个企业所有者同时又拥有管理企业的才能时，他将会面临两种选择机会：一种选择是在自己的企业当经理，另一种选择是到别人所拥有的企业当经理。如果他到别人所拥有的企业当经理，他可以获得收入报酬。如果他在自己的企业当经理，他就是失去了到别的企业当经理所获得的收入报酬，而他所失去的这份报酬就是他在自己所拥有的企业当经理的机会成本。所以从机会成本的角度看，正常利润属于成本，并且属于隐性成本。

由于正常利润属于成本，因此经济利润中不包含正常利润。又由于厂商的经济利润等于总收益减去总成本，所以当厂商的经济利润为零时，厂商仍然得到了全部的正常利润。

2.5. 短期成本与短期成本曲线

2.5.1. 不变成本和可变成本

总不变成本 TFC 是厂商在短期内为生产一定数量的产品，对不变生产要素所支付的总成本。例如，电厂的建筑物和机器设备的折旧费等，由于在短期内不管企业的发电量为多少，这部分不变要素的投入

量都是不变的。因此，总不变成本是一个常数，它不随着产量变动而变动。即使产量为零时，总不变成本也仍然存在。

总可变成本 **TVC** 是厂商在短期内为生产一定数量的产品，对可变生产要素所支付的总成本。例如，火力发电企业对煤炭、燃气等生产资料支付的成本。由于在短期内，厂商是根据产量的变化不断调整可变要素的投入量，所以总可变成本随产量的变动而变动。当产量为零时，总可变成本也为零。

总成本是厂商在短期内为生产一定数量的产品，对全部生产要素所支出的总成本。它是总不变成本和总可变成本之和。总成本用公式表示为：

$$TC(Q) = TFC + TVC(Q)$$

2.5.2. 短期平均成本

平均不变成本 **AFC** 是厂商在短期内平均每生产一单位产品所消耗的不变成本。它等于总不变成本除以产量，反映的是不变成本在所生产的所有单位中的平均分摊。在总不变成本固定的前提下，随着产量的增加，平均不变成本是越来越小的。平均不变成本用公式表示为：

$$AFC(Q) = \frac{TFC}{Q}$$

平均可变成本 **AVC** 是厂商在短期内平均每生产一单位产品所消耗的可变成本。它等于总可变成本除以产量，反映的是可变成本在所生产的所有单位中的平均分摊。平均可变成本用公式表示为：

$$AVC(Q) = \frac{TVC(Q)}{Q}$$

企业的平均成本 **AC** 是厂商在短期内平均每生产一单位产品所消耗的全部成本。它等于总成本除以产量，反映的是总成本在所生产的所有单位中的平均分摊。用公式表示为：

$$AC = \frac{TC(Q)}{Q} = AFC(Q) + AVC(Q)$$

2.5.3. 短期边际成本

边际成本 MC 是在短期内，企业额外一单位产量所引起的总成本的增加量，表示企业多生产一单位产量引起的总成本的变动。用公式表示为：

$$MC(Q) = \frac{\Delta TC(Q)}{\Delta Q}$$

或者

$$MC(Q) = \lim_{\Delta Q \rightarrow 0} \frac{\Delta TC(Q)}{\Delta Q} = \frac{dTC(Q)}{dQ}$$

可以看出，在每一个产量水平上的边际成本 MC 就是相应的总成本 TC 曲线的斜率。

除了短期边际成本之外，还有长期边际成本。长期边际成本是指厂商规模变动条件下（如厂商增加了生产设备等），厂商每增加一单位产量所增加的长期总成本。

2.5.4. 平均成本曲线和边际成本曲线综合图

如果我们将各种短期成本曲线画到同一张图当中，就可以分析不同类型的短期成本曲线之间的相关关系。其中可以发现，平均可变成本 AVC 曲线、平均总成本 AC 曲线和边际成本 MC 曲线都呈现出 U 形的特征。这表示，随着产量的增加，平均可变成本、平均总成本和边际成本都是先递减，各自达到本身的最低点之后再递增的。但是，对于产量变化的反应，边际成本 MC 要比平均成本 AC 和平均可变成本 AVC 敏感得多。

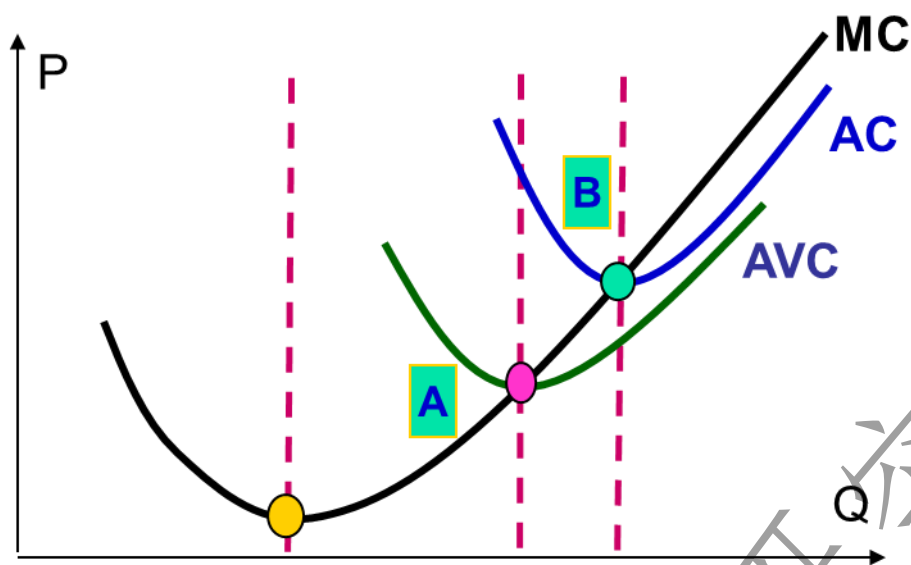


图 2-5 短期成本曲线

通过观察短期成本曲线的交点可以看出,平均可变成本 AVC 曲线和边际成本 MC 曲线相交于 AVC 曲线的最低点 A 。两条曲线之所以相交于 AVC 曲线的最低点,这是由于在最低点 A 的左侧,由于 MC 曲线位于 AVC 曲线的下方,提高产量的边际成本 MC 低于平均可变成本 AVC ,提高产量将引起平均可变成本的下降;相反地,在最低点 A 的右侧,由于 MC 曲线位于 AVC 曲线的上方,提高产量的边际成本 MC 高于平均可变成本 AVC ,提高产量将引起平均可变成本的上升。因此,边际成本 MC 曲线与平均可变成本 AVC 曲线的交点,就是 AVC 的最低点。

类似的,平均总成本 AC 曲线和边际成本 MC 曲线也相交于 AC 曲线的最低点 B ,其原理与平均可变成本 AVC 曲线和边际成本 MC 曲线相交于 AVC 曲线的最低点相似。

此外,比较图中 AC 曲线和 MC 曲线的交点 B 与 AVC 曲线和 MC 的交点 A ,可以发现前者的出现位置在后者的右上方。这也就是说,当 AVC 曲线降到最低点 A 时, AC 曲线尚未降到最低点 B ,而且 AC 曲线的最小值大于 AVC 曲线的最小值。这是因为,在平均总成本中不仅包含平均可变成本,还包括平均不变成本,而后者是随着产量的增加

而不断减少的。因此，AC 曲线的最低点 B 的出现位置，位于 AVC 曲线的最低点 A 的右上方。

2.5.5. 厂商利润最大化的条件

厂商进行生产的目的是为了追求最大化的利润，那么厂商实现利润最大化的原则是什么呢？或者说什么是厂商实现利润最大化的均衡条件呢？

首先需要介绍边际收益的概念。和边际成本类似的，边际收益 MR 是指厂商增加一单位产品销售所获得的总收入的增量。边际收益的计算公式为：

$$MR(Q) = \frac{\Delta TR(Q)}{\Delta Q}$$

或者

$$MR(Q) = \lim_{\Delta Q \rightarrow 0} \frac{\Delta TR(Q)}{\Delta Q} = \frac{dTR(Q)}{dQ}$$

可以看出，在每一个销售量水平上的边际收益值就是相应的总收益曲线的斜率。

对于厂商而言，不管是增加产量还是减少产量，厂家都是在寻找能够带来最大利润的均衡产量，而这个均衡产量的就是使得边际收益 MR 等于边际成本 MC 的产量。所以 $MR=MC$ ，是厂商实现利润最大化的均衡条件。

下面以完全竞争时的情况为例进行说明，在其他的市场结构下，MR 将由一条水平的直线，变化为一条从左上方方向右下方的线，但是不会改变具体的分析过程和结论。

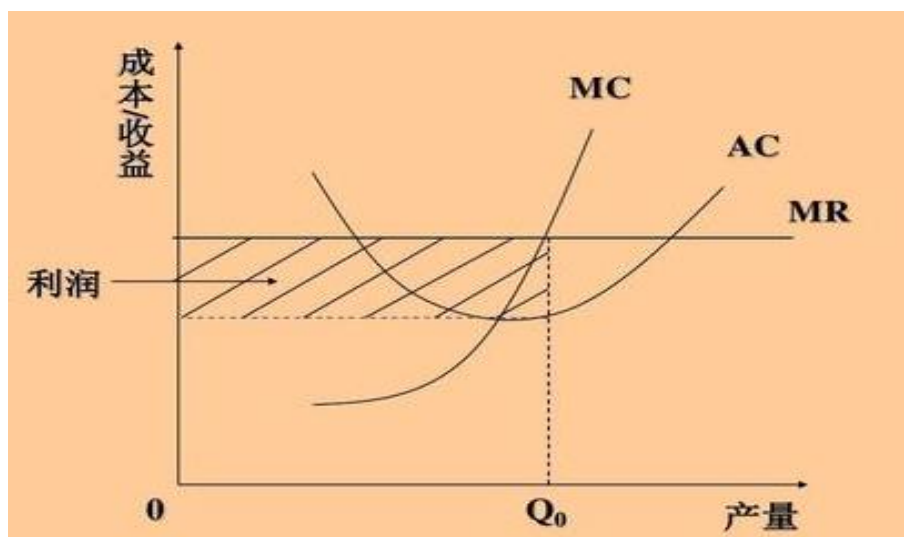


图 2-6 厂商实现利润最大化的均衡条件

当厂商的产量小于均衡产量 Q_0 的时候，厂商的边际收益 MR 大于边际成本 MC 。这就表明厂商增加一单位产量所带来的总收入的增量大于所付出的总成本的增加，也就是说厂商增加产量可以使得利润增加。所以只要边际收益大于边际成本，厂商就会增加产量。同时，随着产量的增加，厂商的边际收益 MR 保持不变，而厂商的边际成本 MC 是逐步增加的，最后边际收益 MR 大于边际成本 MC 的状况就会逐渐变化成边际收益 MR 等于边际成本 MC 的状况。在这一过程中，厂商得到扩大产量所带来的全部好处，获得了它所能得到的最大利润。

相反地，当厂商的产量大于均衡产量 Q_0 时，厂商的边际收益 MR 小于边际成本 MC 。这就表明厂商增加一单位产量所带来的总收益的增加，小于所付出的总成本增加量，也就是说厂商增加产量会使利润减少。所以只要边际收益 MR 小于边际成本 MC ，厂商就会减少产量。同时，随着产量的减少，厂商的边际收益 MR 仍保持不变，而厂商的边际成本 MC 是逐步下降的，最后边际收益 MR 小于边际成本 MR 的状况就会逐步变成边际收益 MR 等于边际成本 MC 的状况。在这一过程中，厂商所获得的利润逐步达到最高水平。

$MR=MC$ 的利润最大化的均衡条件，也可以用数学方法证明如下。

令厂商的利润等式为，

$$\pi(Q) = TR(Q) - TC(Q)$$

满足上式利润最大化的一阶条件为，

$$\begin{aligned}\frac{d\pi(Q)}{dQ} &= \frac{dTR(Q)}{dQ} - \frac{dTC(Q)}{dQ} \\ &= MR(Q) - MC(Q) = 0\end{aligned}$$

因此，厂商应该根据 $MR=MC$ 的原则来确定最后的产量以实现利润最大化。

最后，需要说明的是 $MR=MC$ 的均衡条件有时也被称为利润最大或亏损最小的均衡条件。这是因为，当厂商实现 $MR=MC$ 的均衡条件时，并不意味着厂商一定能够获得利润。从更广泛的意义上讲，实现 $MR=MC$ 的均衡条件，能够保证厂商处于由既定的成本状况和既定的收益状况所决定的最好的境况之中。这就是说，如果在 $MR=MC$ 时，厂商是获得利润的，则厂商所获得的一定是相对最大的利润；相反，如果在 $MR=MC$ 时，厂商是亏损的，则厂商所遭受的一定是相对最小的亏损。

2.6. 长期成本与长期成本曲线

在长期内，厂商可以根据产能的要求调整全部的生产要素投入量，甚至进入或退出一个行业，因此厂商所有的成本都是可变的。厂商的长期成本可以分为长期总成本，长期平均成本和长期边际成本。

2.6.1. 长期总成本

长期总成本 LTC 是指厂商在长期中，在每一个产量水平上通过选择最优的生产规模所能达到的最低成本。从下图可以看出，长期总成本 LTC 曲线是无数条短期总成本 STC 曲线的包络线。在这条包络线上，在连续变化的每一个产量水平上，都存在着长期总成本 LTC 曲线和一条短期总成本 STC 曲线的相切点，该短期总成本 STC 曲线所代表的生产规模就是生产该产量的最优生产规模，该切点所对应的总成本就是

生产该产量的最低总成本。所以，长期总成本 LTC 曲线表示长期内厂商在每一产量水平上由最优生产规模所带来的最小生产总成本。

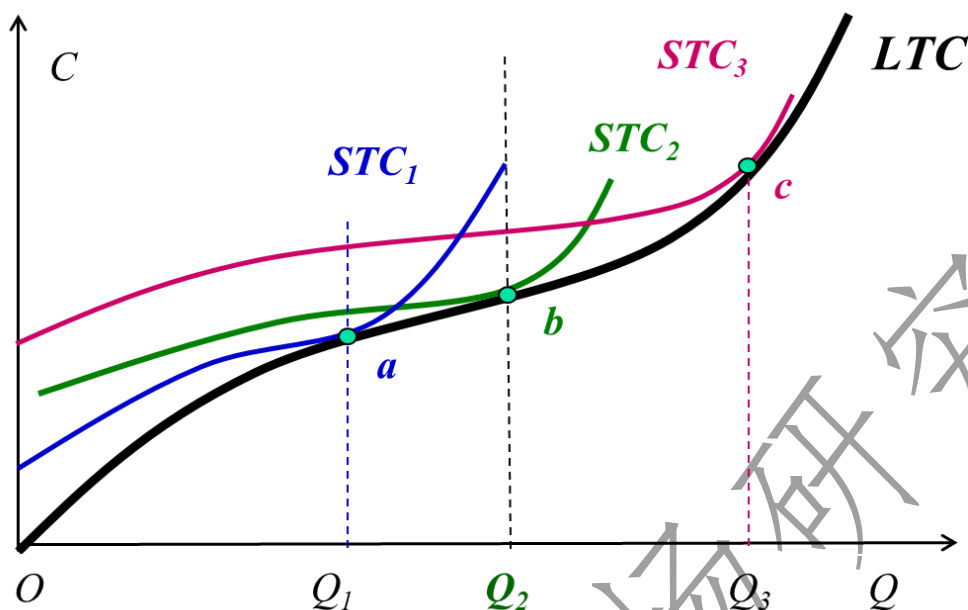


图 2-7 长期总成本曲线

长期总成本 LTC 曲线是从原点出发向右上方倾斜的。它表示当产量为零时，长期总成本为零，在这以后随着产量的增加，长期总成本是增加的。

2.6.2. 长期平均成本及其曲线

长期平均成本 LAC 表示厂商在长期内按产量平均计算的最低总成本。由于长期总成本曲线是厂商在长期可以实现每一个产量水平上的最小成本，因此也必然实现了相应的最小平均成本。因此，把长期总成本 LTC 曲线上每一点的长期总成本值除以相应的产量，便得到了这一产量上的长期平均成本值。和长期总成本 LTC 曲线类似，长期平均成本 LAC 曲线是无数条短期平均成本曲线的包络线，在这条包络线上，在连续变化的每一个产量水平上，都存在长期平均成本 LAC 曲线和一条短期平均成本 SAC 曲线的相切点，该短期平均成本 SAC 曲线所代表的生产规模就是生产该产量的最优生产规模，该切点所对应的平均成本就是相应的最低平均成本。

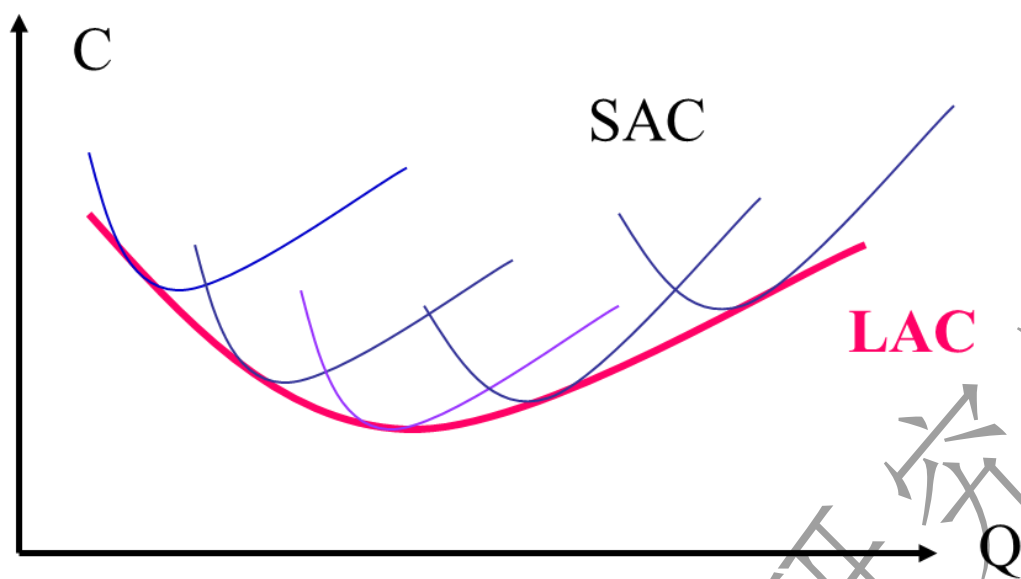


图 2-8 长期平均成本曲线

长期平均成本 **LAC** 曲线也呈现出 U 形的特征。这种特征是由长期生产中的规模经济和规模不经济决定的。在既定的技术水平下，在企业生产扩张的开始阶段，厂商由于扩大生产规模而使经济效益得到提高，这叫**规模经济**。当生产扩张到一定的规模以后，厂商继续扩大生产规模就会使经济效益下降，这叫**规模不经济**。一般来说，在企业的生产规模由小到大的扩张过程中，会先后出现规模经济和规模不经济。正是由于规模经济和规模不经济的作用，决定了长期平均成本 **LAC** 曲线表现出先下降后上升的 U 形特征。此外，还可以看出在长期平均成本 **LAC** 曲线的下降部分，长期平均成本 **LAC** 曲线相切于所有相应的短期平均成本 **SAC** 曲线最低点的左侧；而在长期平均成本 **LAC** 曲线的上升部分，长期平均成本 **LAC** 曲线相切于所有相应的短期平均成本 **SAC** 曲线最低点的右侧。只有在长期平均成本 **LAC** 曲线的最低点上，长期平均成本 **LAC** 曲线才相切于相应的短期平均成本 **SAC** 曲线的最低点。

2.6.3. 长期边际成本及其曲线

长期边际成本 LMC 表示厂商在长期内增加一单位产量所引起的最低总成本的增量。显然，每一产量水平上的长期边际成本 LMC 值都是相应的长期总成本 LTC 曲线的斜率。

前面已经分析过，长期总成本 LTC 曲线是无数条短期总成本 STC 曲线的包络线。在长期的每一个产量水平上，长期总成本 LTC 曲线都与一条代表最优生产规模的短期总成本 STC 曲线相切，说明这两条曲线的斜率是相等的。因此，在每一个产量水平上，长期边际成本 LMC 值和代表最优生产规模的短期边际成本 SMC 值也是相等的。

前面也已经分析过，长期平均成本 LAC 曲线是无数条短期平均成本曲线的包络线，因此每一个产量水平上，代表最优生产规模的短期平均成本 SAC 曲线也都有一条相对应的短期边际成本 SMC 曲线。例如，在下图的 Q_1 产量上，生产该产量的最优生产规模由 SAC_1 曲线和 SMC_1 曲线所代表的，相应的短期边际成本 SMC 由 P 点给出，因此线段 PQ_1 既是最优的短期边际成本，也是长期边际成本，即 $LMC=SMC_1=PQ_1$ 。同理，在图中的 Q_2 产量上，可以论证 $LMC=SMC_2=RQ_2$ ；在图中的 Q_3 产量上，可以论证 $LMC=SMC_3=SQ_3$ 。如果将图当中每一个产量水平上，找到的代表最优生产规模的短期边际成本 SMC 值连起来，也就得到了一条平滑的长期边际成本 LMC 曲线。

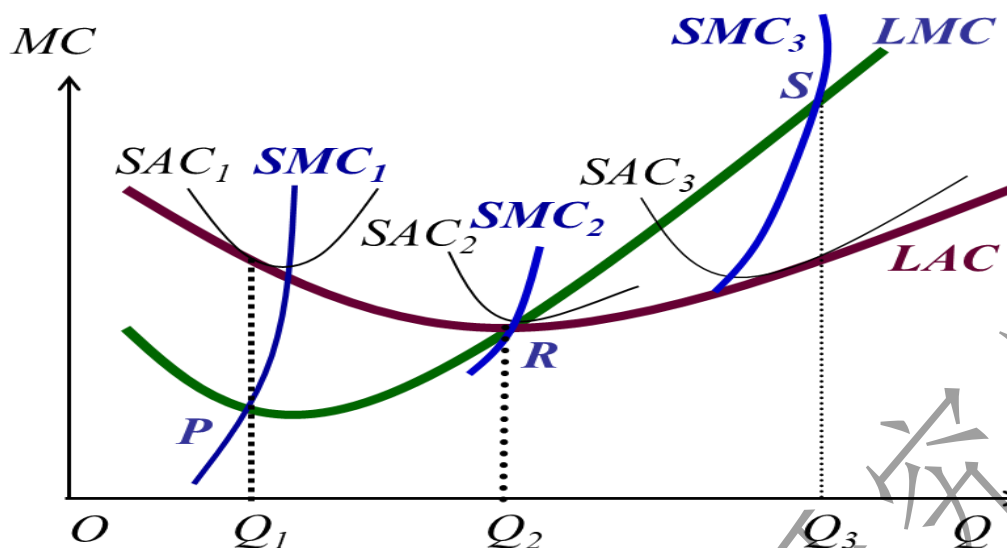


图 2-9 长期边际成本曲线

从上图还可以看出，长期边际成本曲线呈 U 形，并且与长期平均成本曲线相交于长期平均成本曲线的最低点。其原因和之前分析短期成本曲线的时候是一致的，当产量低于长期平均成本 LAC 曲线的最低点时，长期边际成本 LMC 小于长期平均成本 LAC，扩大再生产会将长期平均成本 LAC 曲线往下拉；相反地，当产量高于长期平均成本 LAC 曲线的最低点时，长期边际成本 LMC 大于长期平均成本 LAC，扩大再生产会将长期平均成本 LAC 曲线往上抬。因此，长期平均成本 LAC 曲线在规模经济和规模不经济的作用下呈现为先降后升的 U 形，并且与长期边际成本 LMC 曲线相交于长期平均成本 LAC 曲线的最低点。

2.7. 市场结构及其特征分类

2.7.1. 市场结构的四种类型

在对市场经济进行分析的过程中，决定市场类型划分标准的因素主要有以下四个：第一，市场内厂商的数目；第二，厂商所生产的产品差异程度；第三，单个厂商对市场价格的控制程度；第四，厂商进入或退出一个市场的难易程度。其中，第一个因素和第二个因素是最基本的决定因素，第三个因素是第一个因素和第二个因素的必然结果，第四个因素是第一个因素的延伸。根据这些因素，市场结构可以

分为四类，分别是完全竞争市场（Perfect Competitive Market）、垄断竞争市场（Monopolistic Competition Market）、寡头垄断市场（Oligopoly Market）和完全垄断市场（Monopoly Market）。而垄断竞争市场、寡头垄断市场和完全垄断市场三者合称不完全竞争市场（Imperfect Competitive Market）。市场类型的划分及其特征见下表。

表 2-2 市场类型的划分和特征

市场类型	厂商数目	产品差异程度	对价格的控制程度	进出一个市场的难易程度
完全竞争	很多	完全无差别	没有	很容易
垄断竞争	很多	有差别	一定程度	比较容易
寡头垄断	几个	少许差别或无差别	较大程度	比较困难
垄断	唯一	唯一产品，且无替代品	很大程度，但常常受到管制	很困难，几乎不可能

（1）完全竞争市场

完全竞争市场具有以下四个条件。

- （1）市场内有众多的买方和卖方；
- （2）市场内每一个厂商生产的商品是无差异的；
- （3）所有的经济资源可以在各市场参与者间自由流动；
- （4）市场内从事交易活动的参与者可以完整地掌握市场信息。

由此看来，在完全竞争市场中，每一个消费者或生产者都是既定市场价格的接受者，并且，生产厂商在长期市场均衡中经济利润为零。

然而，上述关于完全竞争市场条件的理论分析是一种理想状态。在现实中，真正完全符合以上四个条件的市场是不存在的。但是，通过对完全竞争市场条件的分析，可以得到该市场类型的市场机制及资源配置的基本原理，并且，上述模型也可以为其他市场类型的经济效率分析和评估提供参照。

(2) 垄断竞争市场

垄断竞争市场是指有许多厂商生产和销售有差别的同种产品的市场，是处于完全竞争市场和完全垄断市场之间的一种市场类型。垄断竞争市场具有以下几个特征：

一是，企业生产有差别的同种产品，产品彼此之间都是非常接近的替代品；

二是，生产同种产品的企业数量非常多；

三是，企业的生产规模较小，进入和退出该市场比较容易。

在现实生活中，这种市场结构是非常普遍的，在零售业和服务业中是很常见。

(3) 寡头垄断市场

寡头垄断市场又称为寡头市场，其特征是少数几家厂商控制产品在整个市场内部的生产和销售。寡头市场是一种较为普遍的市场类型。寡头市场形成的主要原因有以下几方面：某些产品生产规模较大，只有少数几家厂商垄断控制才容易取得最好的经济效益；行业内少数几家企业控制了产品生产中所需的基本资源；政府的扶植和支持等等。寡头市场的成因和完全垄断市场是很相似的，只是在垄断程度上有所差异而已。

(4) 完全垄断市场

完全垄断市场是指一个行业或某种商品完全处于一家厂商所控制的状态的市场类型。在完全垄断市场下，不存在任何的竞争因素，垄断厂商可以控制行业内商品的生产和市场的销售，因此，垄断厂商也就具备了操控市场价格的能力。

完全垄断市场的形成有以下几方面的原因：

一是，独家垄断厂商完全控制了某种商品的全部生产资源或基本资源；

二是，独家垄断厂商拥有生产某种商品的专利权；

三是，独家垄断厂商拥有政府的特许；

四是，自然垄断的结果。自然垄断现象，往往出现在具有下述生产特点的行业：一方面，商品生产的规模较大，具体体现在要求产量大，相应生产设备的运行水平较高，以至于市场内的商品只有由一个企业来生产时，才有可能达到这样的生产规模。而另一方面，只要发挥这一企业在这—生产规模上的生产力，就可以满足整个市场对该种产品的需求。在这类商品的市场发展中，行业内总会有某个厂商凭借雄厚的经济实力或其他优势，最先达到要求的生产规模，从而达到垄断整个行业的生产销售的标准。

在垄断竞争、寡头垄断和完全垄断的市场当中，市场主体或多或少具有一定的市场力（**market power**），即他们操纵市场价格并使之偏离完全竞争市场价格水平的能力。

经济学将这种情况称为市场失灵（**market failure**），指由于外部条件或内部原因导致市场机制配置资源的能力不足，而出现资源配置缺乏效率的现象。

造成市场失灵的原因非常多，包括：市场力、外部性、公共物品、不完全信息、信息不对称等等。当出现市场失灵时，需要政府进行适当的干预，对市场机制进行调节，以纠正市场失灵。干预的手段包括：税收或补贴、建立明晰的产权（科斯定理）、反垄断政策、价格（数量）管制等等。

2.7.2. 市场集中度

在上述四种市场类型的基础上，为了更加精细地衡量市场的竞争性和垄断性，人们通过使用市场集中度（**Market Concentration Rate**）指数来对市场结构（**Market Structure**）和市场力（**Market Power**，或称市场支配力）进行量化。传统产业组织（**Industry Organization**）理

论以市场集中度作为反映市场竞争程度高低的最重要的指标，它的基本逻辑是：市场集中度较高，表明大部分的销售或经济活动被较少一部分企业所控制，从而使这一小部分企业拥有相当的市场力，特别是价格支配力，因此，市场的竞争性较低。经济分析史上人们曾经提出、使用了许多市场集中度指标来反映和研究市场份额在不同企业间分布的状况，常用的市场力度量指标有：绝对集中度指数（Concentration Ratio，简称 CR_n ）、赫芬达尔—赫希曼指数（Herfindahl-Hirschman Index，简称 HHI，或称赫芬达尔）、熵指数（Entropy index）、洛仑兹曲线（Lorenz Curve）、基尼系数（Gini Coefficient）、剩余供应指数（Residual Supply Index，简称 RSI）、勒纳指数（Lerner Index，简称 LI）等，其中绝对集中度指数与赫芬达尔—赫希曼指数两个指标经常被运用在反垄断经济分析之中，而勒纳指数则较广泛地运用在电力市场当中。因此，我们将对这几个市场集中度指数进行详细介绍。

（1）绝对集中度指数（ CR_n ）是指市场当中规模上处于前 n 位的企业，其生产、销售、资产或职工的累计数量占整个市场的生产、销售、资产、职工总量的比重。具体到电力行业而言，可以使用装机容量、发电量、售电量等指标，来计算集中度指数。以装机容量为例，计算公式为：

$$CR_n = \sum_{i=1}^n X_i / \sum_{i=1}^N X_i$$

其中， X_i 为按照发电装机容量大小排序的第 i 家企业的装机容量， N 为市场上发电企业的总数量， $\sum_{i=1}^n X_i$ 表示装机容量前 n 家企业的装机容量之和。 CR_n 接近于 0 意味着最大的 n 家发电企业仅供应了市场很小的部分。相反地， CR_n 接近于 1 意味着非常高的集中程度。实际操作中， CR_n 比较容易计算，而且这一指标又能较好地反映电力市场当中装机容量的集中状况，显示电力市场的垄断和竞争的程度，因此使用得较为广泛。但是， CR_n 指数仅仅反映了电力市场当中装机容量

最大的前 n 家发电企业总装机容量的占比情况，仍然难以把握电力市场中全部企业的规模分布状况。

(2) 为了克服 CR_n 指数的缺陷，人们开始使用赫芬达尔—赫希曼指数来测量市场集中度，HHI 指数是一个行业中各市场主体所占市场总收入或总资产百分比的平方和。其计算公式为：

$$HHI = \sum_{i=1}^N S_i^2$$

其中： N 为市场上发电企业的总数量， S_i 代表发电装机容量大小排序的第 i 家企业的装机容量在全市场装机容量中的占比。从理论上说，HHI 指数的范围处于 0 和 1 之间。当市场由一家发电企业独占时， $HHI=1$ 。当市场上有 N 家规模相当的发电企业， $HHI=1/N$ 。当市场上发电企业的数量非常多，并且装机容量都较为接近时，每个发电企业的容量份额都非常小，HHI 指数将趋向于零。除了随发电企业数量发生变化之外，HHI 指数也会随着发电企业装机容量的分布而发生变化，并且对于装机容量排名前几家发电企业的市场份额变化尤为敏感。因此，HHI 指数很好地弥补了 CR_n 指标无法把握电力市场中全部企业的装机容量分布状况的缺陷，故而在市场集中度的研究中，作为一个能综合反映企业规模分布的指标而被广泛应用。

在实际应用中，由于通常用百分比的形式来表示市场份额，为了方便计算，就将其值乘上 10000 倍予以放大，来表达 HHI 指数。此时，HHI 指数的取值范围就变成了 1 到 10000。其计算公式为：

$$HHI = 10000 * \sum_{i=1}^N S_i^2$$

美国司法部是使用 HHI 指数开展反垄断经济分析最多的机构之一。根据美国司法部和联邦贸易委员 2010 年联合发布的《横向兼并指南》(Horizontal Merger Guidelines)，市场根据 HHI 指数的大小，分为大于 2500，1500 至 2500，和低于 1500 三类。与此同时，针对潜

在的横向兼并，美国司法部也设立了相关的干预标准。例如，当兼并案例引起市场 HHI 指数上升不足 100 时，通常认为兼并不会产生反竞争效果，因此也不需要进一步的调查；当兼并案例引起市场 HHI 指数上升 100 至 200，且兼并后市场 HHI 指数高于 2500 时，则通常认为可能会影响市场竞争，因此需要美国司法部介入并进行审查。

(3) 勒纳指数 (Lerner Index, 简称 LI)，也称为勒纳垄断势力指数。它通过对价格与边际成本偏离程度的度量，反映市场中垄断力量的强弱。勒纳指数提供了一种以市场价格为基础的计算市场结构的方法，从而避免了必须从销售资料推算垄断势力的问题。其具体计算公式为：

$$LI = \frac{p - mc}{p}$$

其中 p 表示电力市场的价格， mc 表示发电企业的边际成本。

由于不同发电企业的边际成本并不相同，因此在计算整个行业的勒纳指数是，其计算公式为：

$$LI = \sum_{i=1}^N S_i \frac{p - mc_i}{p}$$

其中， S_i 代表第 i 家企业的装机容量在全市场装机容量中的占比。

然而，勒纳指数也具有一定的缺陷，其分析基础是建立在对市场价格和边际成本进行静态比较的基础上，并没有深入考察造成市场价格和边际成本差异的具体原因，而把这种差异全部归之于企业的垄断行为。实标上，在很多情况下，造成市场价格和边际成本差异的原因是比较复杂的，不一定单是垄断行为造成的。

2.7.3. 博弈论概论及其在电力市场中的应用

经济主体之间的相互关系有两种重要的类型。其一，某经济主体的行为对其他经济主体不会产生任何影响，或者即使有影响，其影响也是完全可以忽略不计的。其二，某经济主体的行为对其他经济主体

有重要的和显著的影响。在这种情况下,该经济主体在采取行动之前,就必须考虑这一行动对其他经济主体的影响,以及由此而引起的其他经济主体的反应。在这种相互作用、相互影响的环境当中,如何科学的进行决策呢?这就需要用到我们今天要讲到的——博弈论。

博弈论就是一门专门研究在策略性环境中,如何进行策略性决策和采取策略性行动的科学。其中,策略性环境是指每一个人进行的决策和采取的行动都会对其他人产生影响;策略性决策和策略性行动是指,每个人要根据其他人的可能反应来决定自己的决策和行动。这一点与非策略性决策和行动截然不同,后者在进行决策和行动时无需考虑这些决策和行动对其他人的影响,以及由此而引起的其他人的反应。

任何一个博弈都具有三个基本的要素,参与人、参与人的策略和参与人的支付。所谓参与人(或称局中人),就是在博弈中进行决策的个体,参与人通过在博弈中选择最优的行动和决策来使自己的目标函数达到最大。在任何一个博弈中,都至少有两个参与人。

参与人的策略指的是一项规则,根据该规则,参与人在博弈的每一个时点上选择如何行动。每一个参与人至少应该拥有两个可供选择的策略,因为如果只有一个策略的话就没有必要选择了。当然,我们也可以把只有一个策略的情况,看成是博弈的一种特例。

参与人的支付则是指在所有参与人都选择了各自的策略,且博弈已经完成以后,参与人所获得的效用(或期望效用)。在一个博弈中,当所有的参与人都选择了自己的策略时,就得到一个策略组合;对于每一个策略组合,每一个参与人都会得到一个支付;将所有这些参与人的支付合在一起,即构成了相对于某个策略组合的支付组合。

从博弈论的三要素,可以对博弈论进行一些简单的分类。例如,根据参与人的数量,可分为二人博弈和多人博弈;根据参与人的支付情况,可分为零和博弈和非零和博弈;根据参与人拥有的策略的数量

多少，可以分为有限博弈和无限博弈；根据参与人在实施策略上是否有时间的先后，可以分为同时博弈和序贯博弈。由于时间的原因，我们在这里不进行太多的介绍，大家感兴趣可以阅读相关博弈论书籍。

博弈的均衡是指博弈的各参与人最终选举的策略组合，也即是博弈的最终结果，或者称为博弈的解。这种均衡有一个专门的名称，叫做“纳什均衡”，指的是参与人的这样一种策略组合，在该策略组合上，任何参与人单独改变策略都不会得到好处。或者说，如果在一个策略组合中，当所有其他人都不会改变策略时，没有人会改变自己的策略，那么这个策略组合就是一个纳什均衡。需要指出的是，在一个博弈当中，纳什均衡可能存在，也可能不存在；如果存在纳什均衡，它可能是唯一的，也可能不是唯一的；如果存在纳什均衡，它可能是最优的，也可能不是最优的。

常见的博弈模型包括：囚徒困境博弈（Prisoners' Dilemma Game）、智猪博弈（Boxed Pig Game）、性别战博弈（Game of Battle of Sex）、斗鸡博弈（Chicken Game）、双寡头竞争博弈、市场进入阻扰博弈等等。

电力市场是一个典型的寡头垄断结构市场，因此发电企业、大用户、售电公司的行为，均会对其他的发电企业、大用户、售电公司的收益产生显著的影响，电力市场环境也就是一个典型的策略性环境，因此非常适合使用博弈论来研究发电企业、大用户、售电公司的策略性行动。上述常见的博弈模型在电力市场中得到了广泛应用。

当然，由于电力系统自身具有高度复杂性，电力市场中普遍存在信息不完全、信息不对称的情况，发电企业、大用户、售电公司可以选择多元化的策略性行动，不同市场主体的策略性行动集合也依赖于很多因素（例如所处的电网节点），并且具有重复博弈的显著特点。因此电力市场当中的博弈模型，往往是在基础的博弈模型基础上，根

据相关边界条件构建的复杂博弈模型，已经超出了本书的论述范畴，感兴趣的读者可以选择相关书籍和文献进行拓展阅读。

2.7.4. 拍卖理论概论及其在电力市场中的应用

拍卖 (Auction) 是一种竞标机制，规定了最终由谁，以及付出怎样的代价来获得竞标物。早在公元前 500 年，古巴比伦就出现了拍卖。目前，被用来拍卖的拍卖物主要包括古董、艺术品、政府公债、土地、企业资产等等，往往具有独特性、潜在价值大的特点。与此同时，电力市场中也广泛采用拍卖的方式来进行电力资源的配置和定价，因此我们需要对拍卖有一定的认识。

实际上，经济学家对拍卖开始研究的时间比较晚，直到 20 世纪 50 年代才开始引起经济学家的关注，并且逐渐成为很多经济学问题的研究工具。从经济学上来说，拍卖本质上是建立在拍卖物持有人、多个竞买者对拍卖物价值信息不完整、不对称情景下的博弈活动。

首先，我们需要区分以下两个概念：估价和出价（报价）。估价是竞买者对拍卖物的自我真实估价，也就是上面提到的私有信息；而出价（报价）是竞买者根据自己的能力、喜好和推断，为竞争拍卖物所实际提供的价格。

其次，由于竞买者对拍卖物的估价是个人的私有信息，因此拍卖问题是一个典型的信息不对称问题。在拍卖活动中，竞买者间是相互竞争的，因此可以利用这种竞买者之间的竞争关系，通过设计合理的拍卖机制来发现竞买者的私有信息，从而实现对拍卖物的最优配置。广泛运用和分析的拍卖机制主要有以下四种：

一是英式拍卖，也称为升价拍卖。竞买者不断抬高价格，直到没有人愿意出更高的价格为止；出价最高的人按照自己的出价获得拍卖品。

在英式拍卖中，每个竞买者的最优策略都是不断地竞价，直到该报价等于他对于拍卖品的真实估价为止。因此，英式拍卖总是估价最高的竞买者获得拍卖物，从而实现资源的最优配置。

二是荷兰式拍卖，也成为降价拍卖。先由拍卖主持人提出一个较高的报价，然后开始逐渐降低价格，直到有竞买者愿意接受主持人的价格，并按照这个价格买下拍卖物。在荷兰式拍卖中，竞买者往往坐等观望，企盼价格不断减低，因此现场竞争气氛不够热烈，所以有些时候又被称“无声拍卖”。荷兰式拍卖主要运用在鲜花、农产品等交易中。

在荷兰式拍卖中，每个竞买者在决定是否接受主持人当前的价格，一方面受拍卖物对自己的价值的影响，另一方面还受到他对其他竞买者的估价推断的影响。然而，这种推断可能是错误的，这也会导致估价最高的竞买者，最终不一定能获得拍卖物，因此也不是资源配置最优化的机制。

三是一级价格密封拍卖。每个竞买者单独地向拍卖主持人投标，递交密封的出价；并且各竞买者相互不知道其他竞买者的出价。最终，出价最高的竞买者，按照他自己所递交的价格赢得拍卖物。

在一级价格密封拍卖中，竞买者总是以比自己对拍卖物的真实估价低的水平进行报价，因此也会存在对拍卖物资源错配的可能性，并不是总能实现对资源的最优化配置。

四是二级价格密封拍卖。每个竞买者单独地向拍卖主持人投标，递交密封的出价；并且各竞买者相互不知道其他竞买者的出价。最终，出价最高的竞买者，按照所有竞买者报价中的第二高价格赢得拍卖物。这种拍卖方式是由经济学家维克多在 1961 年提出来的，因此又被称为“维克多拍卖”。

在二级价格密封拍卖中，每一个竞买者的最优策略都是说实话，即填写自己对拍卖物的真实估价作为报价。因此，这种机制也能够让估价最高的竞买者获得拍卖物，从而实现资源的最优配置。

在一定的假设条件下，英式拍卖和二级价格密封拍卖是等价的，并且都是能够实现最优资源优化配置的结果；而荷兰式拍卖和一级价格密封拍卖是等价的，可能存在资源配置无效率的情况。

从本质上来看，电力市场就是为了解决在发电企业和电力用户对于电能量价值的信息不完整、信息不对称情景下，确定最终由各发电企业的发电量、各电力用户的用电量以及付出怎样的价格，非常符合拍卖理论的应用场景，因此被广泛地作为电力市场竞价机制设计的理论基础。然而，拍卖理论在电力市场的应用也存在两方面的特殊性，一是，经典拍卖理论研究大都是卖方拥有商品，而买方竞争出价的情况；在电力市场的拍卖中，往往都是作为卖方的发电企业进行竞争报价，但是这种区别并不影响拍卖理论在电力市场中的应用。二是，电力市场拍卖是针对不同时段电能量（标的）的多物品拍卖，而不同时段电能量（标的）之间受到发电机组的物理约束，因此发电企业对于某一时段电能量（标的）的估值不仅取决于自身偏好和其他发电企业的估值，还依赖于其他时段电能量（相关标的）所有权的归属及价格。

本章参考文献

- [4] 高鸿业主编，《西方经济学·微观部分（第五版）》，中国人民大学出版社，2012 年。
- [5] 《中国电力百科全书》编辑委员会编，《中国电力百科全书》，中国电力出版社，2014 年。
- [6] 斯蒂芬·罗宾斯、玛丽·库尔特等著，毛蕴诗译，《管理学：原理与实践（原书第 10 版）》，机械工业出版社，2019 年。
- [7] 李培林、杜智勇、李益民主编，《管理学》，北京大学出版社，2017 年。
- [8] 维基百科，网址：www.wikipedia.org。

第3章 电力需求和成本特性

电力需求及其成本特性使得电力系统的规划决策、经济运行和电力市场的现货交易机制及其定价机制有别于其他行业。

3.1 电力需求

3.1.1 电力负荷的概念

电力用户的用电设备在某一时刻所耗用的功率，简称为**电力负荷**。电力负荷有有功负荷和无功负荷之分；在没有特殊说明的情况下，电力负荷经常指有功负荷。

电力系统中所有电力用户的总负荷与输配电功率损耗之和，简称为**系统负荷**。由于无论是技术上还是经济上，无功功率都不适于远距离输送，因此系统负荷通常就是指系统有功负荷，也简称为电力负荷。

发电负荷是发电厂对电网承担的供电负荷，即输送到电网的功率，等于发电机组输出功率减去同一时刻发电厂的厂用电负荷。

3.1.2 电力负荷曲线

按照用途不同，电力负荷曲线主要有日负荷曲线和年持续负荷曲线。

日负荷曲线是描述一日内电力负荷随时间（以小时或者更小的时间尺度为单位）变化的曲线。在没有特殊说明的情况下，日负荷曲线通常是指有功日负荷曲线；按计量地点分，分为个别用户、电力线路、变电所、发电厂乃至整个系统的负荷曲线，后者简称为**系统负荷曲线**。系统负荷曲线主要用于电力系统安全经济调度。

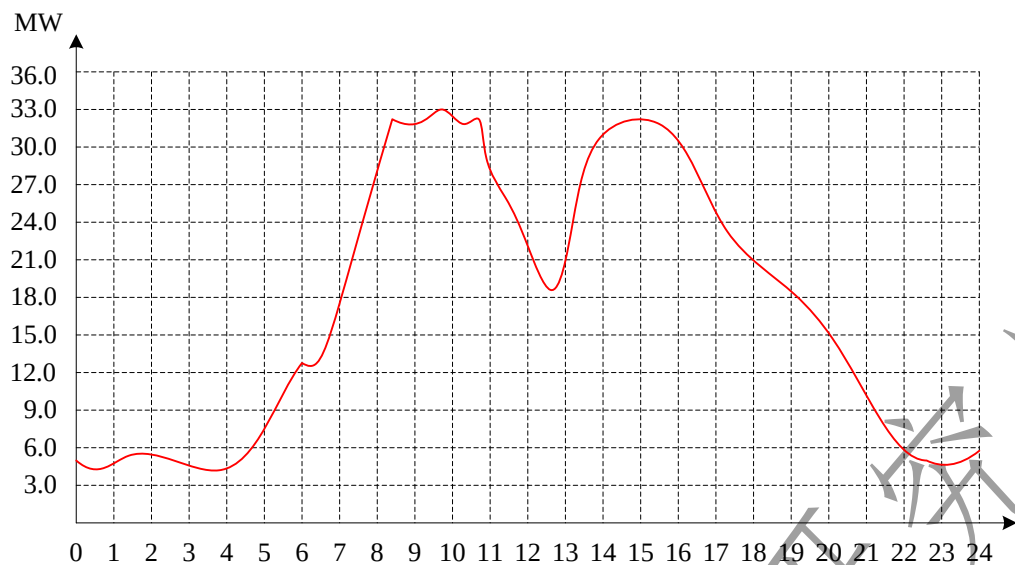


图 3-1 日负荷曲线

年持续负荷曲线是根据一年内各时点系统负荷数据,从最大负荷到最小负荷,各个负荷值的累计持续时间排列出来的曲线称为持续负荷曲线。年持续负荷曲线可直观描述系统高峰负荷的小时数,主要用于电源规划中分析需要建设什么类型(调峰、带基荷)的发电机组等。

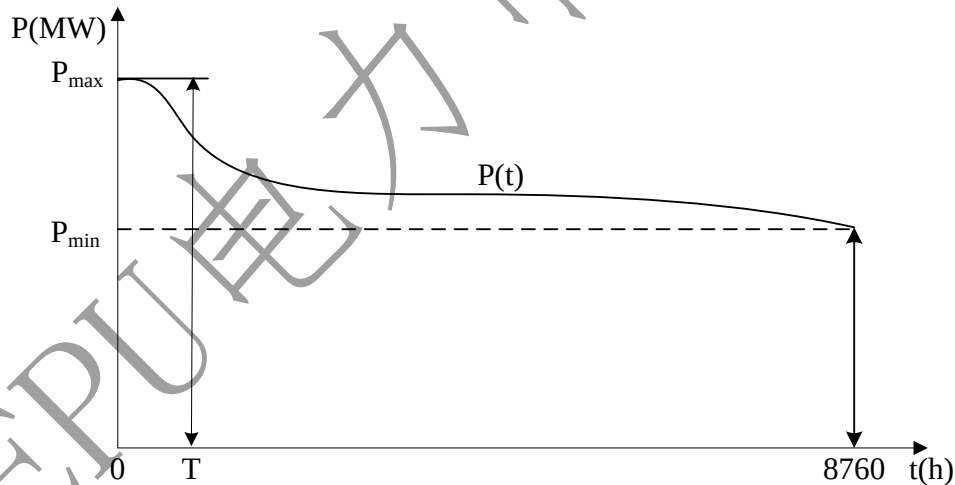


图 3-2 年持续负荷曲线

3.1.3 电力负荷特性

电力负荷具有随时间变化的特性,主要体现在两方面:一是周期性,包括以日为周期的峰谷特性和以年为周期的季节特性;二是不确定性,难以准确预测各时点的电力负荷值。

随着人类生活和工作的规律性,电力负荷在一天内呈现夜间低谷、上午和傍晚以后高峰的周期性。由于周末的商业和工业活动减少,工作日和周末的负荷曲线有较大的差异,而且每一个不同工作日的负荷曲线也会有所不同。例如,周一和周五接近周末,其负荷曲线和周二到周四的可能会有所不同,这种差异在夏天更为明显。不同季节的工作日负荷曲线差异会更大。按地区而言,冬季或夏季会出现用电高峰,季节性的用电高峰在每个区域都有所不同。

不同行业类型用户的负荷曲线特征存在较大差异,如下图所示:其中,工业用户负荷曲线体现与上班时间密切吻合,上、下班时间负荷曲线呈现迅速上升及下降特征;居民用户负荷曲线主要体现夜间用电高峰特征;商业用户的负荷曲线与商业网点运营时间密切关联,负荷曲线峰谷差大,且晚上 9 点前仍保持较高的负荷水平。

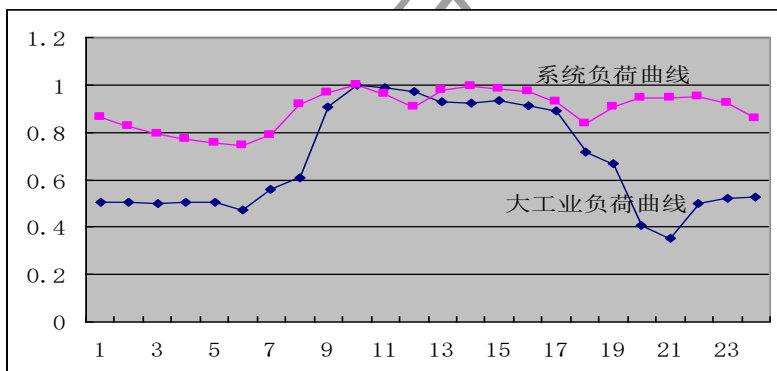


图 3-3 大工业用户负荷曲线与系统负荷曲线对比图

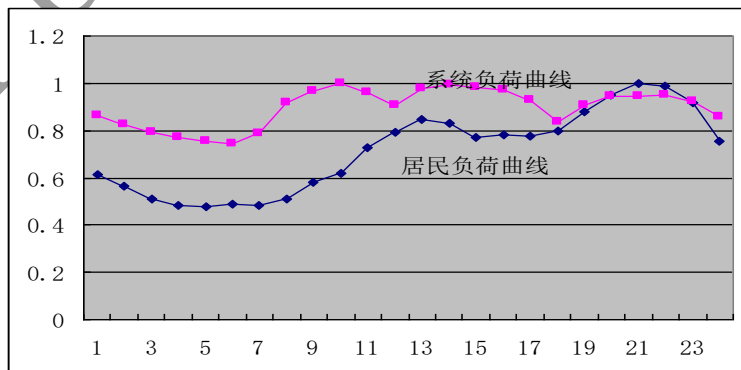


图 3-4 居民用户负荷曲线与系统负荷曲线对比图

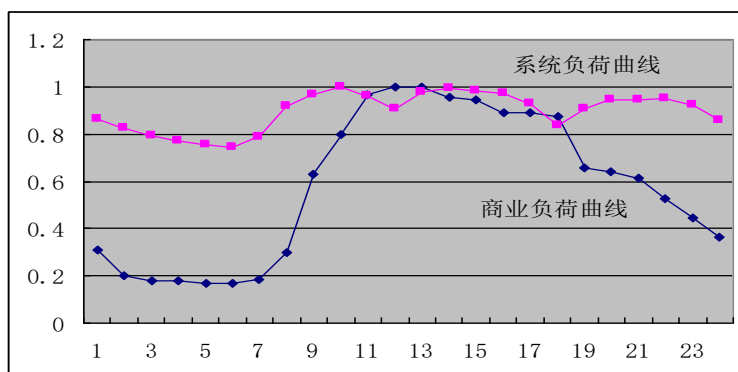


图 3-5 商业用户负荷曲线与系统负荷曲线对比图

(注：图中负荷曲线以最大负荷进行标幺化处理。)

表征负荷特性的技术指标主要有：

(1) 最高负荷：报告期（日、月、季、年）内记录的负荷中，数值最大的一个。

(2) 最低负荷：报告期（日、月、季、年）内记录的负荷中，数值最小的一个。

(3) 平均负荷：报告期内瞬间负荷的平均值，即负荷时间数列时序平均数。

(4) 负荷率：平均负荷与最高负荷的比率。

(5) 峰谷差：最高负荷与最低负荷之差。

(6) 峰谷差率：报告期日峰谷差最大值与当日最高负荷的比率。

(7) 系统最大负荷同时率：电网用电负荷的最大值之和总是大于系统负荷最大值，也就是说，不是每个用户的最大负荷都出现在系统负荷最高峰的时刻。在一年或一段时期内，系统负荷最大值与各用户用电负荷最大值之和的比值，被称为系统最大负荷同时率。

3.1.4 负荷预测

负荷预测是指通过数学模型和方法来预测特定区域或用户的电力需求或电量需求。负荷预测可以被分为 4 类：超短期预测（5 分钟至数小时）；短期预测（次日 24 小时至 1 周）；中期预测（次月至 1

年);长期预测(1年以上)。对大电网而言,次日的负荷预测的误差可以控制在3%以内。负荷预测的准确度受天气预报的准确度和人类行为的不确定因素影响。同理,受限于长期天气预报的准确性,对下一年的高峰负荷预测并不能达到与短期预测相同的精确度。

针对不同时间跨度的预测对于电力系统运行非常重要。超短期和短期负荷预测实质上是电力负荷预测,能够用于估算输电系统中的电力潮流,并及时做出调整以避免网络中产生过载,从而提高网络可靠性、减少设备故障和停电事故。天气预报参数是短期负荷预测中最重要的影响因素,其中,温度和湿度在预测负荷时最为常用。

中期和长期的负荷预测通常包括系统最大负荷、最小负荷和用电量预测。中期和长期的负荷预测虽然不够精确,但也考虑了历史负荷和天气数据、各类用户的数量、区域中使用的电器及其相应的特性、经济和人口统计数据等各种因素。对于下一年的高峰预测,基于历史的天气观测情况,也能够给出一个预计负荷。中期负荷预测用于指导电网和机组检修计划、年/多年调节水电站发电计划、可中断负荷合同等的制定。长期负荷预测用于规划系统的基础设施建设,以保证系统资源能够满足将来的预期高峰需求。制定电力发展战略规划还需要对未来10~20年的电力需求进行预测。

3.1.5 电力需求的概念

电力需求是指一定时期内,电力用户在所有可能的电力价格水平下,愿意且能够购买的电量或电力。或者说,在一定的电价水平下,电力用户在一定时期内可能购买的电量或电力。在不同情景下,电力需求的概念有不同的含义:

(1) 在一定的用电价格水平下,电力用户在一个时期内(如1年、1个月)需要的电能量,即电量需求。

电力系统也是通过未来一个月至一年的电量需求预测,安排传统电源的年度和月度(中长期)发电计划,发电企业依次安排自己的发电燃料购买计划,以保证电量平衡。

一个电力系统一段时期总的用电量以及分行业用户用电量的结构,能够反映该电力系统所覆盖地区当期的经济发展情况和产业结构等很多社会经济信息。

在发、用电计量和结算中,对于采用单一制电价情况下,按照结算周期内发电企业发送到结算计量点的电能量(即电量)或电力用户使用的电能量,进行电费结算。

(2) 在一定的用电价格水平下,电力用户在一段时间内(如 5、15、30 或分钟),需要系统提供的有功功率,称为有功负荷或用电负荷,即电力需求。

在某一时段,电力系统向全体电力用户提供的总有功功率,包括用电负荷和输配电损耗功率,称为**系统(有功)负荷**。

由于电力系统发用电实时功率平衡的特点,电力调度中心要预测系统有功负荷即系统电力需求,并对发电厂(机组)按照有功功率进行发电调度,以保障系统电力平衡。因此,在电力系统优化调度和电力现货市场中,电力需求是指某一时段(如 5、15、30 或分钟)或若干时间段(如 4、24 个时段)的系统有功负荷。

在制定电力系统规划过程中,由于各类电源的技术和经济特性不同,为了保障规划电力系统在未来运行中能够实现实时电力平衡,同时还要实现经济性(即投资和运行费用最小化),就要同时满足电力平衡和电量平衡的约束,因而要做规划年的电量需求预测和最大、最小电力需求预测。

(3) 在一定的用电价格水平下,电力用户在一个时期内(如 1 年、1 个月),需要系统提供的最大有功功率,即最大需量。

对于实行两部制的电价的电力用户，通常可以选择按照其变压器或用电设备容量支付容量电费，也可以按照其事先申报的最大需要用电负荷（称为最大需量）支付容量电费。

3.1.6 电力需求价格弹性

电力需求的价格弹性一般被简称为电力需求弹性，它表示为电力需求量变动的百分比和电力价格变动的百分比之比，用来衡量电力的需求量变动对于电力自身价格变动的反应程度，它反映出价格变化对电力需求、电力销售收入的影响。与其他普通商品一样，电力用户的需求会随电价的上升而减小。而且在不同的价格水平上用户需求的弹性是不同的：在价格水平较高处，需求弹性系数小；而在价格水平较低处，需求弹性系数大。假定需求函数为 $Q=f(P)$ ，电力需求价格弹性系数 e_d 定义为：

$$e_d = - \frac{\text{需求量 } Q \text{ 变动率}}{\text{价格 } P \text{ 变动率}} \quad (3-1)$$

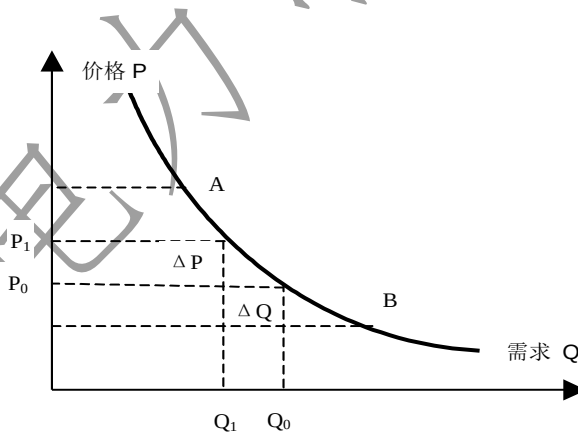


图 3-6 电力需求的价格弹性

不同类型的电力用户具有不同的弹性系数。一般来说，对于大用户能以多种形式参与市场，其选择供电方的自由度大，能够灵活适应市场变化，故弹性系数大。而对于小用户其参与市场的竞争力小，与大用户相比，小用户一般是比较被动地适应市场变化，故弹性系数小。

电力市场中,用电需求除了与价格密切相关外,还与其它市场因素相关联。我们知道,对于不同的用电需求都有其各自的主要相关市场影响因素。比如工业用户电力需求与产品单耗、工业产值、工业新增投资、工业产品的市场价格水平密切相关,而与温度、降雨量等气象因素的关系较弱。而商业用户的电力需求与商业用户的空调、电锅炉的使用率关联度极大。对于居民用户的电力需求则受到居民收入状况、电器使用情况等因素的极大影响。

随着能源市场竞争日益激烈,社会生产水平以及人民生活、消费水平日益提高,电力商品已不再处于过去那种弹性缺乏的状态。在电力市场运营中,电力商品逐步转变为富有弹性,对于电力用户,不论是大工业用户,还是居民用户的用电需求都具有更大的空间、灵活性以及选择性,用户对于电价水平具有更强的敏感性。

3.1.7 电力需求的管理

对电力需求的管理本质上是向电力用户提供的营销业务。广义的电力营销业务包括指导电力产品的生产、输送和销售,满足电力客户经济、合理、安全、可靠的使用电力产品,不断提高电力企业经济效益的一系列经济活动的总称。本节讨论的电力需求的管理特指在终端销售环节电力供应商向电力用户提供的营销业务,主要包括以下几方面:业扩报装、合同及电价电费管理、客户服务、电力需求侧管理。

业扩报装是电力企业进行电力供应和销售的受理环节,是电力售前服务行业。业扩报装主要内容一般包括:客户用电业务受理,收集客户用电需求的有关信息资料,并深入客户用电现场了解客户现场情况、用电规模、用电性质以及该区域电网的结构,进行供电可能性和供电合理性调查,然后根据客户的用电要求和现场调查情况以及电网运行情况制定供电方案。根据确定的供电方案,一方面组织因业务扩充引起的供电设施新建、扩建工程的设计、施工审查,以及针对隐蔽

工程进行施工中间检查，最后组织客户内部工程的竣工验收。竣工验收后负责与客户签订供用电合同，组织装表接电，装表接电后立即将客户有关资料传递相关部门建立抄表、核算等卡账，建立客户户务档案。

合同及电价电费管理是最主要的日常营业管理工作，电力企业与电力用户在供用电合同中约定双方履约责任和违约条款，按照合同约定的定价和收费标准开展日常的计量、抄表、电费结算。

客户服务是指用于出售或者是同产品连在一起出售并使顾客获得利益或感到满意，能与客户保持长期良好互惠关系的企业活动。其核心是使客户满意和忠诚，并以此实行企业和客户相互有利的交换，企业最终获得适当的利润和长远发展。电力客户服务是指以电能商品为载体，用以交易和满足客户需要的、本身无形和不发生实物所有权转移的活动。我国“95598”客户服务热线 24 小时不间断提供电力客户服务，并不断提高服务质量。2020 年国家电网公司新修订供电服务“十项承诺”、员工服务“十个不准”，包括了以下 10 方面的具体服务承诺：1) 电力供应安全可靠；2) 停电限电及时告知；3) 快速抢修及时复电；4) 价费政策公开透明；5) 渠道服务丰富便捷；6) 获得电力快捷高效；7) 电表异常快速响应；8) 电费服务温馨便利；9) 服务投诉快速处理；10) 保底服务尽职履责，按约定履行保底供应商义务。

电力需求侧管理 (Demand Side Management, 简称 DSM) 理论是在二十世纪七十年代初期美国由于石油短缺而引起电力供应紧张的背景下提出的，并后续发展出综合资源规划理论。电力需求侧管理是把电力用户视同发、输、配电设备等供方资源一样，也作为一种可供选择的资源——需方资源，鼓励用户注意到其电力需求的时间和大小，修改其电力消耗模式，实现电能利用效率的最大化。国内外的实践也

已证实，实行电力需求侧管理可以促进电力与经济、能源、环境的协调发展，优化电力资源配置，缓解电力供需矛盾，保证电力安全、稳定和可靠供应，减轻环境污染。**DSM**可以减少电量和容量的要求，减少或延缓新建电厂和电网的需求，提高现有发电和输配电设备的利用率，降低供电成本，减少停电危害和由此带来的经济损失；此外，**DSM**还可以提高能源利用效率，减少与电力生产和使用相关的二氧化碳、大气污染物的排放，保障国民经济和社会的可持续发展。电力需求侧管理的主要手段包括：

1) 技术手段，包括改变用电方式和提高终端用电效率所采用的各种先进设备和技术，例如直接负荷控制设备、各种储能设备、高效节能设备等；

2) 经济手段，包括峰谷分时电价、季节性电价、丰枯电价、可中断电价等各种电价结构，以及电费折扣鼓励、投资高效节能设备的借贷优惠鼓励等；

3) 宣传引导手段，利用各种媒介把需求侧管理的意义和成效传递给用户，引导用户积极参与，实现清洁、高效、智慧的能源消费；

4) 行政手段，政府及有关职能部门，通过法律、标准、政策、制度规范电力消费和市场行为，推动节能增效、保护环境，具有权威性。

3.1.8 电力需求响应

需求响应（**Demand Response**，简称 **DR**）的概念是美国在进行电力市场化改革以后，针对用户侧资源如何在竞争性电力市场中充分发挥作用以维持系统可靠性和提高市场运行效率而提出的。需求响应是对电力市场化改革前电力需求侧管理的衍生扩展。传统的电力需求侧管理主要是政府和电网企业应对能源危机和环境压力的一种调控手段。市场化环境下，让用户能够根据经济信号及时、主动改变用电行为，即实现了需求响应。

广义上来说,需求响应可以定义为:电力市场中的用户针对市场价格信号或者激励机制做出响应,并改变电力消费模式的市场参与行为。需求响应具有促进电力平衡和系统安全稳定运行以及降低全系统的电能供应成本的潜力。它能够在一定程度上替代部分发电容量,因此可以降低尖峰负荷、减少发电备用需求、缓解输电阻塞;由于峰荷机组往往高成本、高污染,推行需求响应还有益于节约化石能源和环保;除此之外,需求响应还能实现部分负荷的转移,因此也能够一定程度上促进低谷时段和丰水期的可再生能源消纳。

需求响应项目总体上可以划分为价格型需求响应和激励型需求响应。

1) 价格型需求响应,通常是不可直接调控的需求响应资源,没有强制性的合约对用户的响应责任进行约束。其采用与需求挂钩的电价或基于时间变化的电价来激励用户改变其电力需求,特别是在系统高峰、低谷时期。与需求挂钩的电价是基于用电量(千瓦时)和需量(千瓦)这两个因素对用户进行收费的电价,尤其是实施分时的需量电价,能够有效引导用户抑制高峰时段的最大需量;基于时间变化的电价旨在利用较高电价鼓励用户在系统紧张期间降低其需求,包括:分时电价(time-of-use pricing, TOU)、实时电价(real time pricing, RTP)、尖峰电价(critical peak pricing, CPP、动态日前定价。

2) 激励型需求响应项目通常是可调控的需求响应资源,其向参与者提供经济补偿,以换取用户在预先规定的系统可靠性或其它状况发生时将特定终端用途的电力需求(如通过直接负荷管理)或总用电量(如通过可中断负荷合约)削减一定数量的承诺。这类项目可通过多种激励机制实现:包括系统运营商/或电力公司通过确定的报酬或电费返还额度等形式,直接向有响应能力的用户采购需求响应合约;或者用户通过直接参与批发市场,包括在电能量市场、容量市场以及

辅助服务市场中交易其需求响应能力获得收益。主要包括直接负荷控制(direct load control, DLC)、可中断负荷(interruptible load, IL)、需求侧竞价(demand side bidding, DSB)、紧急需求响应(emergency demand response, EDR)、容量市场计划(capacity market programs, CMP)、辅助服务计划(ancillary service program, ASP)。激励费率一般是独立于或者叠加于用户的零售电价之上的,通常有电价折扣或者切负荷赔偿这两种方式。

这两类需求响应项目存在一定的内在联系,而且可以实现互补。例如,通过实施价格型需求响应项目,可以使用户响应价格变化并做出负荷调整,从而削减价格高峰和缓解系统备用不足,进一步也可以降低实施激励型需求响应项目的必要性。因而,需求响应实施机构在制定各类需求响应项目时,需要考虑各个子类的互补性,如美国加州 PG & E 公司就规定参与了尖峰电价 CPP 价格型需求响应项目的用户不能再参与可中断负荷 IL 等激励型需求响应项目。

从需求响应的定义以及分类可以看出,要实现高效需求响应,系统运营机构要具备能及时收集、统计、分析与动态整合用户需求的高级计量和监测功能,以及高级控制及通信功能,以有效实现系统与用户间的交互,增强系统的安全、可靠与经济运行能力;此外,用户也要具备及时了解电网的实时动态信息的能力,并在参与需求响应项目时安排合理的用电方案和响应策略,以更好地管理、优化、节约,监控电能使用。

3.2 电力的成本

电力产品从生产、供应和使用 3 个环节,其成本的计算也就分为 3 个环节,即发电企业计算发电成本,供电企业计算供电成本,电力用户计算用电成本。

(1) 发电成本。发电成本 (Generating Cost) 是以发电企业为成本计算单位, 核算发电企业在发电运行过程中产生的全部耗费。在政府管制电价环境下, 发电成本为上网电价; 在竞争性电力市场环境下将电力市场交易价格视作为发电成本。

发电单位成本是按发电总成本除以发电量计算, 其计算公式为:

发电单位成本 = 发电总成本/发电量。

发电企业的发电量包括向电网的供电量和厂用电量, 其中后者并没有供给电网, 因此发电企业的供电单位成本是按发电总成本除以供电量 (即发电量减去厂用电量) 计算, 其计算公式为:

发电企业的供电单位成本 = 发电总成本/厂供电量。

不同类型的电源发电成本的结构及水平存在较大差异, 我们将在下一节中进行更为详细的介绍。

(2) 供电成本。以供电企业为成本计算单位, 核算为送电、变电、配电、用电以及售电所发生的全部耗费。其中, 输电成本 (Transmission Cost) 是指承担输电业务的输电网运营企业在为电力用户提供输电服务时所产生的成本; 配电成本 (Distribution Cost) 是指承担配电业务的配电网运营企业在为电力用户提供配电服务时所产生的成本, 输电成本和配电成本是供电成本的主要部分。

供电单位成本是按供电总成本除以供电量计算, 其计算公式为:

供电单位成本 = 供电总成本/供电量

供电成本受到很多因素的影响, 其中主要的因素包括:

(a) 供电量。供电量反映电力系统供给终端电力用户用电量的多少。一般而言, 供电量越多, 供电成本也越高。

(b) 最大需量。最大需量是指电力用户的最大电力需求, 即用户的最大负荷。为了能满足用户的最大需量, 电力系统必须保证一定的输配电容量, 因此最大需量越大, 供电成本也会出现急剧的上升。

(c) 用电时间。电力用户在不同的时间增加电力需求,对供电成本的影响差别是非常大的。如果在系统高峰时间增加用电,则需要更多的发电装机容量和输配电容量,供电成本将显著上升;反之,如果在系统低谷时间增加用电,可以利用低谷闲置的发电装机容量和输配电容量,供电成本的增长将大大较少。

(d) 负荷率。负荷率为某一时段内平均负荷与最大负荷的比值。不同的负荷率,代表电力用户对于发电装机容量和输配电容量的利用程度的差异。平均负荷相同的两类用户,负荷率较低的用户需要系统提供更多的供电设备容量,因此这类用户的供电成本也较高。

(e) 同时率。同时率是指一组用户的综合最大负荷与组中每个用户的最大负荷之和的比值。一组用户的同时率越高,说明这组用户的用电负荷特性越相似,电力系统需要的建设投资也就越大,相应地这组用户的供电成本也越高。

(f) 电压等级。相对于高电压等级用户而言,低电压等级用户需要承担低电压的线路和变电设备的费用,以及低电压的网损,因此低电压等级用户的供电成本也会更高。

(3) 用电成本。以电力用户为成本计算单位,汇总电力终端用户为其所用电量发生的全部成本。一般而言,用电成本由电力系统各个环节的成本累加构成,包括:

(a) 发电成本。

(b) 输配电成本。

(c) 政府性基金及附加。为了支持电力行业的相关产业政策,例如可再生能源补贴政策,其成本需要全体电力用户来共同分担,因此政府性基金及附加也是各国通行的做法。从本质上说,政府性基金及附加也是一种税,只是用途、征收的对象、征收的方式比较独特,

(d) 增值税。

在国外一些售电环节放开的市场上，用电成本还需要售电环节的运营成本以及售电公司的税前利润等。

下图是 2021 年英国用户成本中各环节成本占比，可以看出虽然批发市场购电成本占比较 2017 年大幅下降，仍然是其用电成本中的最大构成项；在欧洲地区推行低碳政策的影响下，与之相关的环境与社会责任成本占比较 2017 年大幅上涨，已经超过输配电网络成本成为第二大构成项；输配电网络成本占比与 2017 年基本保持一致，是其用电成本中的第三大构成项；与售电市场相关的运营成本和售电公司税前利润占比，相较于 2017 年也出现了一定的下降，其中售电公司税前利润占比下降较为明显。

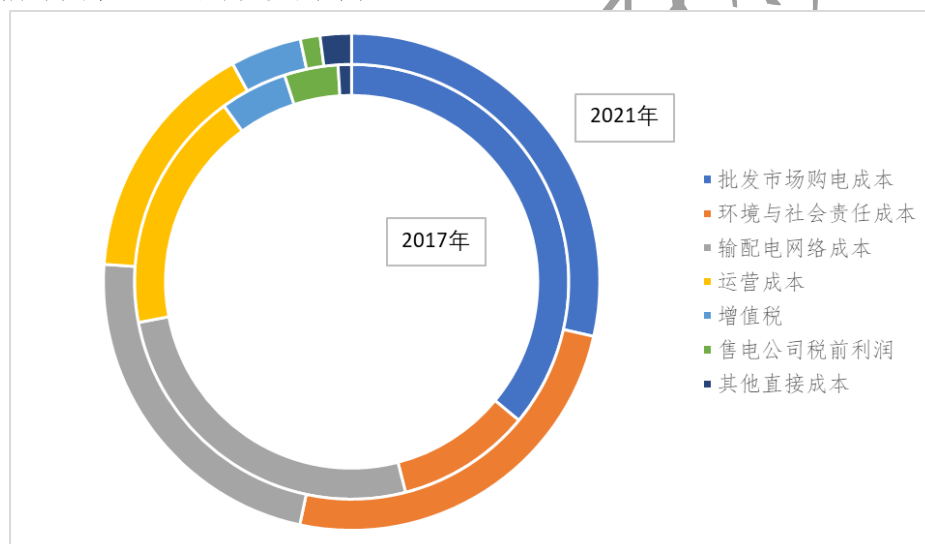


图 3-7 2021 年英国用电成本中各环节成本占比情况

来源：OFGEM 官方网站

3.3 发电成本构成及其特点

发电成本也分为变动成本和固定成本。由于使用的发电设备、技术和一次能源不同，不同类型发电机组的固定成本与变动成本比例差异较大，变动成本随发电输出功率（通常称为“发电出力”）变化的特性（函数）也不同。发电成本的这些特性，既是电力系统经济调度，也是电力系统规划的基础数据和优化模型的组成部分。

(1) 发电成本构成

不同类型发电机组（场、站）的固定成本构成基本相同，但变动成本构成差异较大。不同类型电源的成本构成如表 3-1 所示。

表 3-1 各类电源的成本构成

电源		火电	燃机	常规水电	核电	风电	太阳能发电	垃圾发电	生物质发电	抽水蓄能
成本项	折旧及分摊费用	√	√	√	√	√	√	√	√	√
	财务费用	√	√	√	√	√	√	√	√	√
	修理费	√	√	√	√	√	√	√	√	√
	工资及福利费用	√	√	√	√	√	√	√	√	√
	材料费	√	√	√	√	√	√	√	√	√
	燃料费	√	√	×	√	×	×	√	√	×
	水费	√	√	√	√	×	×	√	√	√
	抽水电费	×	×	×	×	×	×	×	×	√
	垃圾处理费用	×	×	×	×	×	×	√	×	×
	核后处理费	×	×	×	√	×	×	×	×	×
	退役基金	×	×	×	√	×	×	×	×	×
	其他	√	√	√	√	√	√	√	√	√
	办公费									
	差旅费									
	科研教育费									

欧洲各类电源全服役期的发电成本构成如图 3-8 所示。从图示中可以看到：

- (1) 火电机组发电成本中燃料成本占比高，其中燃气机组的燃料成本占比最大，约 75%；
- (2) 可再生能源机组不消耗燃料，主要是投资成本和运维成本，而且投资成本和运维成本占比相近。

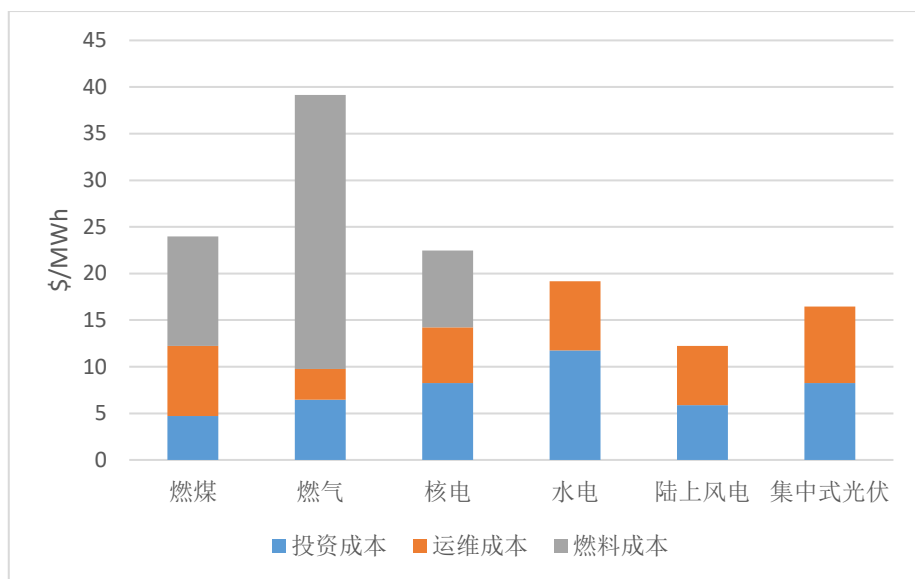


图 3-8 各类电源全服役期发电成本构成

来源: <https://www.vgb.org/en/lcoe2015.html?dfid=74042>。

在变动成本方面，火电（特别是燃气发电）的边际成本较高；而在不计及税费和财政补贴的情况下，核电、水电、风电和光伏发电的边际成本均为零。

在电力市场中，发电企业一般通过容量市场（或电能量市场的尖峰电价）来回收固定成本，而参与电能量市场竞争主要考虑各类型机组的短期边际经济成本（考虑机会成本）。随着技术进步，可再生能源的建设成本会逐渐降低，从全服役期总成本和发电边际成本来看，可再生能源机组在电力市场中的竞争能力会逐渐增强。

（2）各类电源固定成本对比及其变化趋势

发电固定成本主要包括投资成本、固定运维成本，与电源类型关系密切，还与装机容量大小、地理位置及施工条件等有较大关系。

（A）国际情况

根据 Black&Veatch 公司发布的《COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES》（发电技术的成本和性能数据）报告显示，2015 年各类电源的固定成本如表 3-2 所示。

表 3-2 2015 年各类电源固定成本一览表

电源类型	投资成本 (\$/kW)	波动范围	固定运维成本 (\$/(kW*yr))
核电	6100	+30%	127
水电	3500	+35%	15
燃气 (CCGT)	1230	+25%	6.31
燃煤	2890	+35%	23
陆上风电	1980	+25%	60
海上风电	3230	+35%	100
集中式光伏	4720	-35%-15%	50
抽水蓄能	2004	+50%	0.8
电池储能	3890	+75%	25.2

注：以上数据是 Black&Veatch 公司对其样本的分析结果，仅作参考。

从上表可以看到：核电的投资成本和固定运维成本都是各类电源中最高的；燃气机组 (CCGT) 的投资成本和固定运维成本相对较低；陆上风电的投资成本和固定运维成本已经降到较低水平，但集中式光伏、海上风电和电池储能等新能源发电技术的固定成本仍相对较高；作为调节性电源的抽水蓄能电站，其投资成本和固定运维成本目前比电池储能低得多。

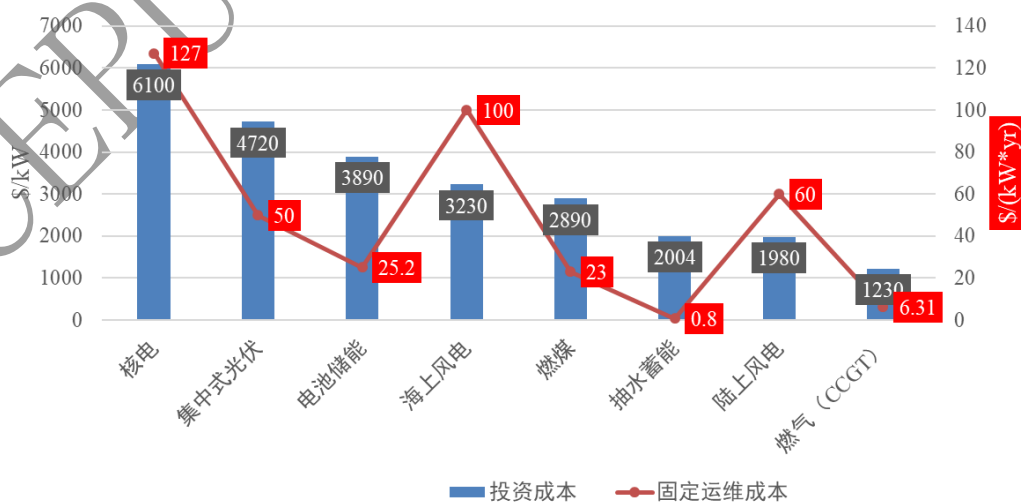


图 3-9 2015 年各类电源固定成本一览表

Black&Veatch 公司认为,核电、火电、水电、抽水蓄能及陆上风电等电源,技术相对成熟,在未来一段时间内不会有投资成本上的大幅变化;而集中式光伏、海上风电和电池储能等电源在未来一段时间内随着技术的革新,其投资成本会逐渐降低,其中集中式光伏的投资成本下降最为明显。该公司对各类电源投资成本未来变化情况预测具体如图 3-10 所示。

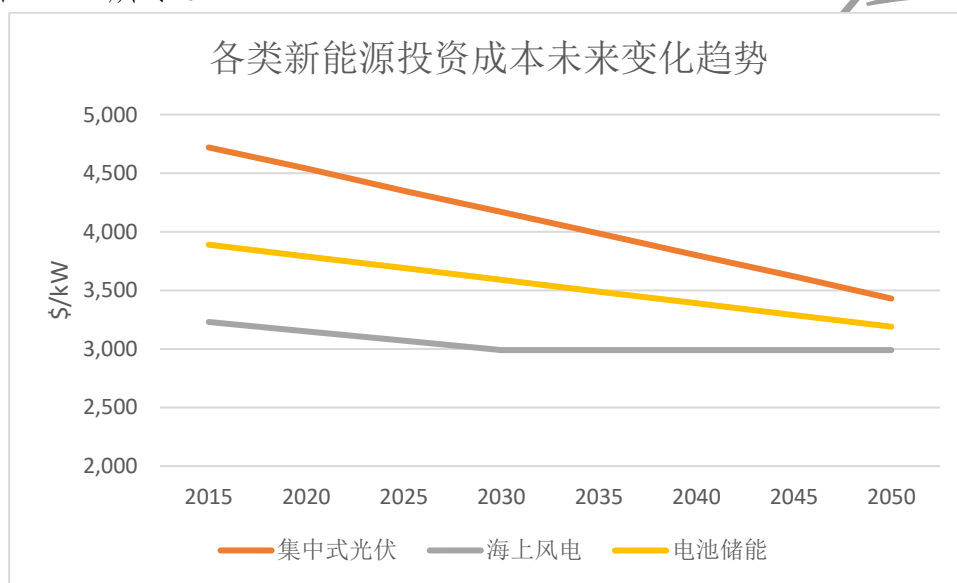


图 3-10 各类新能源投资成本未来变化情况预测

(B) 国内情况

根据中国电力企业联合会发布的《中国电力行业年度发展报告(2016)》显示,2015年我国各类电源的单位造价情况如表 3-3 所示。

表 3-3 2015 年中国各类电源单位造价统计数据

	单位造价 (元/kW)	同比增长率 (%)	造价波动范围 (元/kW)
燃煤	3414	-1.92	
燃气 (CCGT)	2651	-4.02	
水电	11272	-2.08	8000-19000
核电	18083	48.53	
风电	7591	1.57	6000-9000

光伏	8466	-1.79	7500-11000
----	------	-------	------------

注：表中燃煤数据为 660MW 机组数据，燃气数据为 9F 级机组数据。

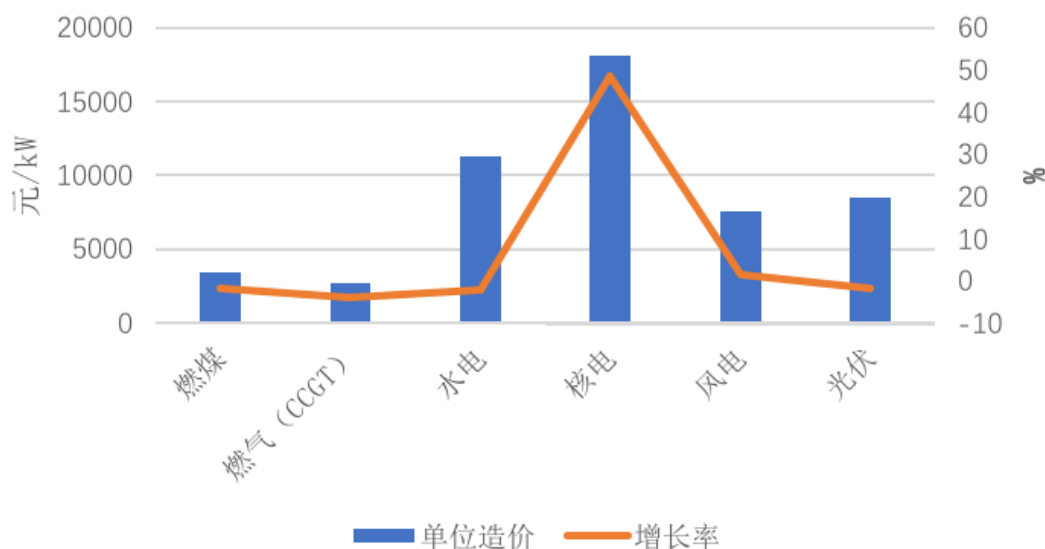


图 3-11 2015 年中国各类电源单位造价情况示意图

从上述图表可以看到，国内核电的单位造价是各类电源中最高的，而燃气机组（CCGT）、燃煤机组的单位造价相对较低；风电、光伏、和水电等可再生能源发电技术的单位造价仍相对较高。

3.4 火电机组的变动成本及其特性

由于使用的发电设备、技术和一次能源不同，各类电源的变动成本随发电输出功率（通常称为“发电出力”）变化的特性（函数）也不同。发电成本的这些特性，既是电力系统经济调度，也是电力系统规划的基础数据和优化模型的组成部分。

燃煤机组的变动成本主要是发电消耗煤的成本。在不考虑发电用煤（通常称为“电煤”）价格变化的情况下，不同蒸汽参数的燃煤发电机组，煤电转化效率不同，平均发电成本不同；同一燃煤发电机组在不同发电功率（通常称“出力”）水平下，锅炉燃烧效率不同，生产单位电能的煤耗量也不同。

燃煤发电机组生产单位电能的煤耗量与其输出功率的相关性可以用燃煤发电机组的煤耗特性曲线来表述。

此外，由于发电厂内也需要用电（称为“厂用电”），将火力发电厂每向外提供 1kWh 电能平均耗用的标准煤量（单位：克/千瓦时、g/kWh）称为供电煤耗又称供电标准煤耗。供电煤耗是按照电厂最终产品供电量计算的消耗指标，也是对火电厂运行管理经济性考核的重要指标之一。

（1）燃煤机组的煤耗特性与煤耗成本

根据实验数据的统计分析，燃煤机组的煤耗特性曲线一般可用二次多项式函数表示：

$$F=aP^2+bP+c$$

式中： F 是机组供电煤耗量（吨/小时，t/h），其意义是锅炉稳燃状态（即不投油）下，在机组承担不同的负荷条件下机组每小时的煤耗量； P 是机组发电功率（MW）； a ， b ， c 是煤耗特性参数。燃煤机组的煤耗特性曲线是基于大量实际发电机组运行煤耗监测数据，通过曲线拟合（curve fitting）方法确定的，煤耗特性参数 a ， b ， c 也是由此方法获得。

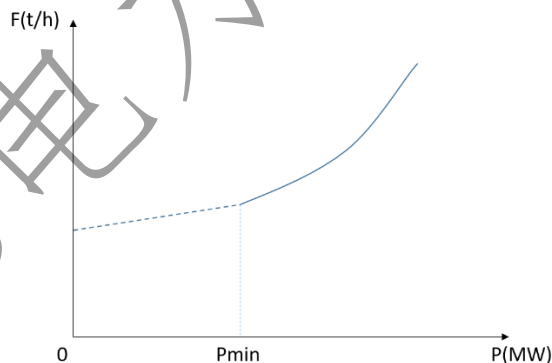


图 3-12 煤耗特性曲线

从收集到的机组热力实验数据来看，煤耗特性参数 a ， b ， c 的数量级分别是 $+10^{-3}$ ， $\pm 10^{-1}$ ， $+10^2$ 。从煤耗特性参数的物理意义上看，常数项 c 是空载成本，即机组空载运行时所对应的煤耗成本； a 和 b 共同决定了机组发电的边际煤耗成本。

在单位时间内运行机组的煤耗量乘以煤价，就是燃煤机组的单位发电成本（元/兆瓦时）。

（2）燃煤机组的边际煤耗——微增煤耗率

机组发电的边际煤耗成本可通过对总煤耗成本求导得到：

$$F' = \frac{dF}{dP} = 2aP + b$$

由于锅炉燃烧的稳定性限制，燃煤机组存在最小出力 $P_{\min}$ ，一般为最大出力 $P_{\max}$ 的 40%-50%，而 a 和 b 的数量级分别是 $+10^{-3}$ 和 $\pm 10^{-1}$ ，因此燃煤机组出力 P 大于其最小出力（100MW 机组最小出力 40MW）的情况下，下式成立：

$$P > -\frac{b}{2a}$$

即边际煤耗成本 $F' > 0$ ，燃煤机组发电的边际煤耗是递增的。由于 $F' = 2aP + b$ 是机组发电煤耗成本对于发电出力的导数，可以表达为发电煤耗微增量与发电功率微增量的比值，故也称为发电机组的“微增煤耗率”；该函数对应的曲线称为“微增煤耗率曲线”。

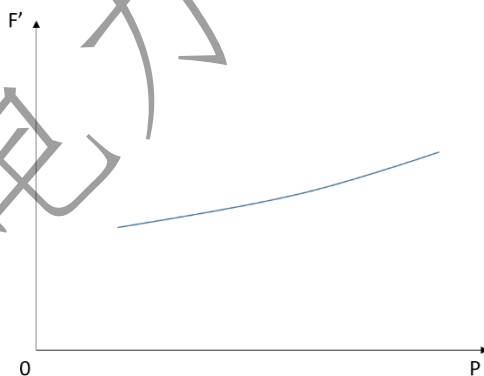


图 3-13 微增煤耗率曲线

（3）燃煤机组的边际成本和平均成本

平均煤耗成本：

$$F_{av} = \frac{F}{P} = aP + b + \frac{c}{P}$$

机组效率（产出投入比）：

$$\eta = \frac{Q_p}{Q_{\text{fuel}}}$$

式中， Q_p 是机组发电功率对应的能量值， Q_{fuel} 是投入燃料的能量值。 Q_{fuel}

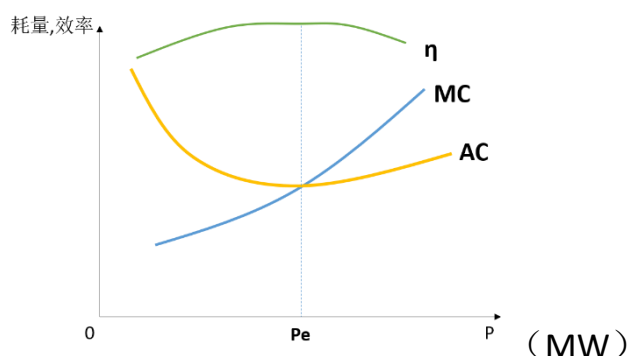


图 3-14 边际煤耗与平均煤耗的关系

图中， P_e 是机组的经济运行点（一般是额定功率的 90%-95%），对应着平均煤耗成本的最小值点和机组效率的最大值点。从图中可以看到，边际煤耗成本和平均煤耗成本相交于平均煤耗成本最低点，当机组出力小于 P_e 时，平均成本 > 边际成本，机组效率随出力增加而增加；当机组出力大于 P_e 时，平均成本 < 边际成本，机组效率随出力增加而减小。

根据经济学理论，在完全竞争市场中，各市场主体最大化利益的产量是边际成本 $MC = \text{市场价格}$ 所对应的产量。由此一来， P_e 点是发电企业的盈亏平衡点，机组出力要大于 P_e 发电企业才有利可图，而机组出力小于 P_e 时发电企业处于亏损状态。电力市场不是完全竞争市场，而更接近于寡头竞争市场。一方面，多数情况下发电企业的中标量都小于其 P_e 值；另一方面，机会成本是影响市场主体决策的重要因素。所以，发电企业应该基于考虑机会成本的经济成本进行报价，而不是会计成本。

（4）燃煤机组的启停成本

机组启动时，汽机系统要暖管，克服摩擦等，而锅炉要点火、加温、加压等，都要消耗一定的燃料量。由于汽机的保温性能较好，在停机 6-12 小时内再启动时，其启动耗量一般可近似当作一个与停机时间长短无关的常数。对于锅炉，由于其热容量很大，因而从锅炉点

火、产生蒸汽、升温升压，一直到锅炉各部分被加热到稳定状态的整个过程的燃料耗量与启动前锅炉的冷却程度（由停炉时间长短和停炉方式决定）有关，而且数额较大。因此，对应于机组不同的启停方式，启动耗量的计算也不相同。

（a）冷启动 F_{st}

若以 F_{st} 表示汽机的启动耗量， F_{s0} 表示锅炉由完全冷却状态启动时的启动耗量，则在“冷启动”方式下，停炉停机后重新启动机组所需的启动耗量 F_s 和停机时间 t 的关系，用公式可近似表示为：

$$F_s = F_{s0}(1 - e^{-\alpha t}) + F_{st}$$

式中， α 为锅炉冷却时间常数。

（b）热启动——停机不停炉

锅炉的停运有时也采用压火方式，即“停机不停炉”，此时机组的启动称为“热态启动”。设 F_c 为锅炉压火停运时单位时间的煤耗量，则压火 t 时间后再启动的启动耗量为：

$$F_s = F_c \times t + F_{st}$$

（c）600MW 燃煤机组启动成本估算实例

表 3-4 600MW 燃煤机组启动成本估算实例

	冷态启动			热态启动		
	耗量	单价	费用	耗量	单价	费用
油 (t)	150	5000	750000	50	5000	250000
电 (kWh)	100000	0.4	40000	5	0.4	2
煤 (t)	300	500	150000	50	500	25000
水 (t)	750	10	7500	50	10	500
合计			947500			275502

来源：NEPRA (National Electric Power Regulatory Authority Islamic Republic of Pakistan) report, 2015。

（5）燃气发电机组与燃煤发电机组的技术和成本差异

燃气机组的能耗特性与燃煤机组类似，主要区别在于：（a）燃气机组的技术最小出力一般很小，可以认为燃气发电机组的输出功率可以在 0~100% 额定功率的范围内变化。（b）燃气机组启动和停机所需时间较燃煤机组要快得多，从启动到带满负荷大约只需要 60-70 分钟，

停机也只需要 50 分钟左右。而且，燃气机组的停机和启动所消耗的能量，比燃煤机组少得多。

火电机组的能耗水平与机组的类型和装机容量有关。一般情况下，机组的容量越大，平均煤耗和边际煤耗越低；相同装机容量的燃气机组和燃煤机组，燃气机组的能耗水平较低，但是由于燃气价格较高，所以燃气机组的发电成本高于燃煤机组。不同装机容量的燃煤机组和燃气机组发电变动成本数据对比如表 3-5 所示。

表 3-5 火电机组供电煤耗情况

电源类型	装机容量	机组类型	平均供电煤耗 g/kWh	边际煤耗 g/kWh
燃气	390MW	9FA 燃气-蒸汽联合循环机组	231	145
	240MW	9E 燃气轮机	255	112
燃煤	1000MW	超临界	288.68	263
	600MW	超临界	304.06	272
		亚临界	317.42	281
	300MW	亚临界	321.17	294

注：表中平均供电煤耗和边际煤耗取 70%出力时的煤耗值；燃气机组的煤耗是通过热耗率进行折算所得，取标煤热值 29307kJ/kg。如果需转化为货币单位的话不能直接乘以单位燃煤价格。

3.5 其他电源的变动成本

(1) 核电机组的变动成本

核电建设周期长，前期投资巨大，但投入运营之后，运营成本较低，运行周期长。核电机组一般 18 个月换一次燃料，期间不会临时补充燃料。所以，在短期来看，核电机组几乎所有的成本都是固定成本。在运营期间，短期内出力的调整或者变化并不会改变燃料补给计划，因此可以认为核电机组发电的边际成本为零。但考虑到按发电电费收入缴纳的税、费成本，实际核电机组发电的边际成本不能视为零。

在机组启停方面，核燃料裂变的固有特性决定了核电机组启停需要较长的时间间隔，并且频繁的启停或大幅度的功率调节都会带来极大的安全风险。

（2）风力发电和光伏发电的变动成本

风电、光伏发电机组都在发电过程中不需要消耗燃料，其运营维护一般也是定期进行，运营维护成本与发电量关系不大，所以风电、光伏发电机组的发电边际成本是零。但是，同核电一样，考虑到按发电电费收入缴纳的税、费成本，实际风电、光伏发电机组发电的边际成本不能视为零；此外，如果可再生能源发电可以获得政府财政补贴或出售绿证收益，在进行电力交易时，可再生能源发电的边际成本有时可以按负值考虑。

（3）常规水电机组的变动成本

常规水电机组发电也不需要消耗燃料，在不考虑按发电量计收水资源费的情况下，径流式水电站的发电边际成本可视为零。当然考虑到按发电电费收入缴纳的税、费成本，实际径流式水电站发电的边际成本不能视为零。

但对于有库存、可调节发电出力的水电站，可以选择在不同时段发电，而且其价值是不同的，即机会成本不同。因此，对于有调节性能的水电站，如何估算其发电机会成本是一个非常重要的工作，也是一个非常复杂的技术经济问题。

（4）抽水蓄能电站的变动成本

抽水蓄能电站是目前电力系统中应用最多的储能设备，其经济特性主要表现在抽水-发电转换过程存在能量损失，整体转换效率为75%左右。虽然存在能量损失，但抽水蓄能电站可以通过“削峰填谷”减小峰谷差，从而改善其他机组的运行特性、基本上保持在高效率区稳定运行，避免火电机组在运行过程中频繁增减出力或开停机组；通过

提供备用、调频、黑启动等辅助服务提高系统运行的经济性。同时，在电力市场环境下，价格低时抽水、价格高时发电也是抽水蓄能电站的主要盈利模式。

抽水蓄能电站的运行状态比较特殊，除了发电状态、停机状态之外，还有抽水状态，抽水蓄能机组各种运行状态之间转换速度很快，并且在转换过程中不需要消耗额外的能量。

参考文献

- [9] 张钦, 王锡凡, 王建学,等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3):97-107.
- [10] 《中国电力百科全书（综合卷）（第三版）》，中国电力出版社，2014。

第4章 电力系统运行管理

电力系统运行管理是指对电力系统整体及其各组成环节运行实施计划、组织、领导和控制的一系列协调工作的过程，目的在于确保整个电力系统的安全、优质、经济运行。电力系统运行管理包含着有效率和有效果地完成生产组织活动的含义。

效率一般是指以尽可能少的投入获得尽可能多的产出，即正确地做事；效果一般是指所从事的工作和活动有助于组织达到其目的，即做正确的事。电力系统运行管理的效率和效果是紧密关联的，要求的是既追求效率又讲求效果，它通常是指合理地利用各种发电能源和电力系统运行设备能力，以最低资源耗费稳定连续地向各类电力用户输送和提供充足可靠而且质量合格的电力和电能。我们将会系统地讨论为实现上述目标而开展的管理活动过程。

电力系统运行管理包括对电力系统整体运行的管理和对各组成环节运行的管理两大系列。对各组成环节运行管理的细分，形成了电力系统运行不同的管理分支，这部分内容将在第一节做概要介绍。对电力系统整体运行的管理是现代管理中十分独特的一种形式，集中体现为电网调度管理，它是本章的主要学习内容，将在第三节及后续各节分别介绍。

电力系统运行从运行状态分析，可分为正常运行与非正常运行（包括异常情况及事故情况），不同状态下管理追求的效率和效果有显著的差异，因此，二者的管理内容和方法也有所不同，但在任何一项完善的管理规范中均必须兼顾这两种运行状态，故本章未予以分别讨论。

本课程学习要求全面、准确地理解运行管理概念的含义。

4.1 电力系统运行管理树

电力系统是一个巨型人造系统，它是由发电、变电、输电、配电、

用电等设备和相应的辅助系统，按照规定的技术和经济要求组成的，将一次能源转换为电能并输送和分配到广大用户，从而完成电能从生产到使用整个过程的统一整体，其中的辅助系统，主要包括为保证电力系统安全可靠运行所配置的继电保护、安全自动装置、调度自动化和通信系统等相应的设施。电力系统运行管理就是围绕电力系统统一运行和各组成环节协调运行展开的，由此形成了一棵枝繁叶茂的管理树。

鉴于电力系统的主体包括发电、输配电和用电三大环节，电力系统运行管理按其组成环节主要包括这三大枝干，即发电运行管理、输配电运行管理和用电运行管理，三大枝干的结合部在于变电环节。而辅助系统对应纳入调度管理，作为运行整体管理，与三大枝干相互交错。

发电是利用电能生产设备将其他形式的能源转换成电能，发电环节的管理是电力系统运行管理的基础，电力系统的投资绝大部分都是投入这一领域，可变成本也大部分发生在这一环节。我国《电力法》所称“生产”特指这一环节。发电运行管理就是对发电设备运行中的各个环节、各道工序、各有关人员的一系列协调工作过程。按照发电所利用能源的不同，生产电能的形式大致可以划分为：火力发电（含生物质能发电）、水力发电、核能发电、地热发电、风能发电、太阳能发电、潮汐能发电、波浪能发电、海洋温差能发电、燃料电池发电。不同的生产电能形式对应的运行组织形式不尽相同，因此相应的运行管理模式和内容也存在显著的差异，各自形成了独立的管理分支。

输配电网（即狭义的电网）是电力系统中联结发电设施和用电设施的网络结构，是将电能从发电端输配送到用电端、或从一个电力系统输送到另一电力系统的载体。输配电设施主要包括输电和配电线路、变电站（所）、换流站、开关站等。输配电网包含一系列规定电压等

级的电网，但在运行管理上按其任务和内容的同质性，大致可划分输电线路运行管理、变电站（所）（含换流站、开关站）运行管理和配电网运行管理。目前输电主要有交流输电和直流输电两种方式。交流输电又可分为三相交流输电、多相交流输电和半波交流输电等方式；直流输电则包括两端直流输电、多端直流输电和柔性直流输电等方式。各种方式因其运行管理的差异形成了不同的管理分支。配电是电力系统中直接与用户连接，并向用户配送电能的环节，配电网运行管理按地缘划分可分为城网运行管理和农网运行管理。

输配电网运行管理通常包含输配电设备检修管理，（严格讲已经超过的运行的含义），它是为保持或恢复输配电设备性能以满足运行需要所进行的检修管理工作，包括输配电线路检修管理、变电设备检修管理、配电设备检修管理。输配电线路检修管理除常规管理外，还有独特的带电作业管理和防污闪管理。变电设备检修管理主要包括交流变电站（所）内、直流换流站、开关站内的电力设备的计划和临时检修管理、预防性试验和状态检修管理。配电设备检修管理除了和变电设备类似的检修管理外，还有事故抢修和免维护管理。

调相机是为电力系统提供无功功率的专用发电设施，一般专为提供电力系统电压调节而建设，调相机的运行管理介于发电运行和输配电运行管理之间。

用电设施是用于将电能转换成其他形式的能，是电力系统的终端环节。用电运行管理通常包括用电负荷管理、电能质量管理等。

我国早期这 3 大分支的管理水平和力度是不均衡的，存在重发、轻供、不管用的倾向，20 世纪 80 年代初，提出管电就是要管网的理念，输配电网运行管理得到了大幅度加强，进入本世纪，客户至上的观念促进了“不管用”局面的根本改观。

储能设备运行管理介于发电运行管理与用电管理之间，受电设施

运行管理介于输配电运行管理与用电管理之间。

微网是融发、配、用为一体的小型电力系统，其运行管理随其发展也逐渐成为独特的一支。

上述管理分支的划分，与电力系统运行标准体系表的分类大致吻合，本节的学习，需要掌握运行管理体系划分的方法和内容。

4.2 电力系统运行管理重要制度

电力系统运行管理广泛应用制度（化）管理。制度（化）管理是以制度规范为基本手段协调组织集体协作行为的管理方式，是由德国管理学家马科斯·韦伯提出的。制度（化）管理的实质在于以科学确定的制度规范为组织协作行为的基本机制，主要依靠外在于个人的、科学合理的理性权威实行管理。《管理学》中有个“火炉法则”，意思就是制度如同火炉，把“火炉”烧得红红的，放在那里，本身并不会主动烫人，但只要有人敢于触摸，它就必烫无疑，不会顾及触摸者的身份，人人平等，谁摸烫谁，而且立即处罚，没有下不为例，体现了制度行为的引导性、约束的警示性以及奖惩的及时性、必然性和公平性。

为保障正常运行，保障设备和人身安全，我国电力系统运行管理在长期的实践中，形成了一整套行之有效的管理制度，最为主要的包括：运行值班制度，操作票制度、工作票制度、交接班制度、巡回检查制度、设备定期试验和轮换制度（统称“两票三制”），设备缺陷管理制度。随着运行技术的进步和自动化技术的广泛运用，这一整套制度也在不断完善并赋予新的内容。

1、运行值班制度

运行值班制度是为保证电力系统连续可靠运行，将运行人员分成不同的班次而轮流值班的一种制度。

调度运行值班制度。电网调度机构是电力系统运行指挥机构，调

度运行值班人员必须每天 24 小时不间断指挥控制电力系统运行，调度运行值班人员发布或执行调度指令具有法律强制性和排他性。为保证运行值班的连续性，我国省级以上调度运行值班一般都实行 5 班 3 运转制度，即每天分成 3 个班次，每班值班 8 个小时。在实行调控一体化的地区，运行值班人员还包括设备监控人员。调度运行值班人员的名单必须正式行文通知有关单位。

热电厂运行值班制度。我国的热电厂（燃煤、燃气、联合循环电厂、热电厂、核电厂）大多实行与调度运行值班类似的制度，轮班的方式略有不同，主要有 3 班半轮休、4 班 3 运转、5 班 3 运转和 5 班 4 运转。热电厂运行值班人员的名单必须正式行文报告有关调度机构。

水电厂、变电站、配电所运行值班制度。电力系统中各类水电厂、变电站、配电所的功能、容量、电压等级、自动化水平以及在电力系统运行地位作用和地理位置差异很大，运行值班制度也有所不同，有的采取远方集中监控，有的就地监控。运行值班人员的设置及轮班方式，根据具体情况选取不同模式，主要有两大班制、三大班制、定期轮换制、无人值班（少人值守）制等。上述运行值班人员名单及轮班方式均必须正式行文报告有关调度机构。

运行值班制度下还派生出两项主要制度，即电话录音制度和值班日志填写制度。运行值班人员了解或报告运行情况，下达或执行指令，都必须通过电话并进行全程录音，电话录音是可稽查不可更改的，有两项主要功能，第一，通过回放录音，可以认定责任；第二，可以反演过程，学习讨论。

2、操作票制度

操作票制度是为确保设备和人身安全，正确进行电气倒闸操作而实行的一种制度。

调度运行值班人员下达操作指令之前必须填写操作票。

操作人要根据调度指令或本单位值班负责人的指令填写操作票。

每张操作票只能填写一项操作任务。操作票的内容主要包括：操作票编号、操作开始和结束时间、操作任务、操作顺序、操作项目、以及操作人、监护人、值班负责人签名等。

操作中要求认真执行监护复诵制度。

目前，操作票专家系统已广泛用于操作票的草拟工作。

3、工作票制度

工作票制度是为确保设备和人身安全，规定在运行中的电力系统设施上进行检修、建设施工或其他工作时必须执行的一种制度。

工作票的内容一般包括：工作负责人、工作班组、参与工作人员和人数、工作内容和工作地点（工作范围）、批准的工作时间、安全措施、注意事项，以及工作票签发人、值班负责人、工作许可人审核签名等。

4、交接班制度

交接班制度是运行值班制度的一项配套制度，是为确保电力系统连续运行而建立的运行值班人员在交接班时必须遵守的一种制度。内容主要包括班前会、班后会和各岗位交接的规定。

交班人员须把当班有关事项登入相关记录册、报表和值班日志中；向接班人员明确交待本班设备状态、运行方式及变化；说明设备检修、备用、停运情况；介绍异常或事故情况；交待安全措施、上级指示等事项；说明开具和执行操作票、工作票情况。

接班人员应按规定时间到达工作岗位，按规定要求进行现场检查；认真查阅交班日志等交班材料，掌握交班人员交待和介绍的所有情况。

5、巡回检查制度

巡回检查制度是运行值班人员在值班期间，根据设备运行状况，

定期对设备进行巡视检查的一种制度。

目前,有的地区试验通过机器人巡检,但并不改变巡检制度的要求。

6、设备定期试验和轮换制度

设备定期试验和轮换制度是为保障电力系统设备安全稳定运行,对电力系统运行设备和备用设备进行定期试验和轮换运行,以便发现和消除设备缺陷、保证正常运行的管理制度。

7、设备缺陷管理制度

设备缺陷管理制度是对电力系统运行设备缺陷的发现、登记、汇报、通知、处理、验收等工作制定的一种制度。

目前,设备缺陷管理制度已实现计算机化。

总之,本节的学习要点要求掌握什么是制度管理;电力系统运行管理的“两票三制”是什么;各项制度的目的意义、适用范围、具体内容是什么。开放性的思考题是如何通过信息技术实现运行管理制度创新。

4.3 电网调度管理的基本概念

电网调度管理是电力系统整体运行管理的重要内容,是指电网调度机构为确保电力系统安全、优质、经济运行,依据有关规定对电力系统各环节的运行计划、组织、领导和控制、以及电网调度系统及其人员职务活动所进行的统一协调的过程。我国电网调度管理一般包括调度运控管理、调度计划管理、继电保护和安全自动装置管理、电网调度自动化管理、电力通信管理、水电厂水库及新能源调度管理和电力市场运营管理。1993年6月,中华人民共和国国务院令第115号发布了《电网调度管理条例》。据此,1994年10月,中华人民共和国电力工业部令第3号发布了《电网调度管理条例实施办法》,自此,我国电网调度走上了依法调度管理的道路。

1、 电网调度运行管理组织体系

组织是管理学中十分重要的概念。组织一般理解为对人员的精心安排，以实现某些特定的目的。组织包含 3 大特征，即明确的目的、精细的结构和合格的人员，但组织的概念正处在变化之中。组织管理体系包含了组织结构、组织变革、流程再造与组织再造等子体系，是一个较为复杂的有机系统。

根据《电网调度管理条例》的规定，我国电网调度系统是由调度机构、电力系统内各发电厂、变电站（包括变电站、换流站、变频站、开关站、配电站等）等运行值班单位构成，实行统一调度、分级管理。

统一调度、分级管理是电网调度管理的法定原则。

电网调度机构本身就是一级组织，是电力系统整体运行的组织、指挥、指导和协调机构。根据《条例》规定，我国电网调度机构分为 5 级，依次为：国家电网调度机构，跨省、自治区、直辖市电网调度机构，省、自治区、直辖市电网调度机构，省辖市级电网调度机构，县级电网调度机构。各级调度机构在电网调度管理活动中是上下级关系，下级电网调度机构必须服从上级电网调度机构的调度。

电力系统内各发电厂、变电站按照其在电力系统运行中的地位和作用，分别隶属不同调度机构调度管辖，发电厂、变电站等运行值班单位，必须服从电网调度机构的调度管理。

电网调度系统的构成，成为电网调度管理独特性的组织基础。正如组织的概念正处在变化之中，电网调度系统的构成细节随着电力管理体制的改革和技术的进步也在变化，我国调度机构的分级，即是一种历史沿革，也和我国的行政体制有关，但随着技术的进步，目前有些地区的县级调度结构的调度功能正逐步上收，演变为操作机构，但总体体系结构没有本质变化。

2、 电网调度管理的任务

电网调度机构是电力系统整体运行的一个重要指挥部门,负责领导电力系统内发、输、变、配、用电设备的运行操作和事故处理,以保证电力系统安全、优质、经济运行,向电力用户供应符合质量标准的电能。电网调度管理的任务是组织、指挥、指导和协调电力系统运行,主要包括以下五方面:

第一, 尽设备最大能力满足用电负荷的需求

电力系统的生产直接由用电负荷需求决定,这是电力供需瞬时平衡的特性所决定的,但根本上又受到设备生产能力的限制。从运行管理包含着有效率和有效果地完成生产组织活动的含义出发,电网调度管理面对既有的电力系统,其主要任务之一就是充分发挥本系统内发、输、变、配电设备能力,最大限度满足用电负荷的需求。

第二, 使整个电力系统安全可靠运行和连续供电(热)

电能不易储存,电力系统停止供电将造成电能生产者、销售者和使用者等多方面的损失,从效率和效果两方面,均要求电力系统连续不间断地按照用户的需求供给合格的电能,而连续供电的前提是必须保证整个电力系统安全可靠运行。因此,电网调度管理的又一主要任务,就是千方百计使整个电力系统安全运行,进而确保向用户连续供电,一旦遇有紧急情况,就应采取有效措施,首先不要影响供电;其次,若影响了供电,影响面不要扩大;再则,即使不可避免地要扩大影响面,也要把影响范围限制得尽可能小,并尽快恢复供电。

第三, 保证电能质量

在一个同步电力系统中,电能仍然具有非完全同质性。频率、电压和谐波分量是我国当前标志电能质量的三个基本指标。在同一电力系统的不同节点,电压和谐波分量是不相同但又是相互关联的。与一般商品的质量主要由生产厂商决定不同,电能质量不完全由电力系统内某个环节(如发电环节)决定,而依赖于全电力系统电能生产者、

输配送者和使用者等多个有关单位和个人的协同运行；另一方面，也与一般商品的质量主要仅对使用者造成影响不同，电能质量不仅对使用者，同时也对电能生产者和输配送者产生影响，（低频造成稳定水平下降，高低频汽机叶片断裂），关系极其复杂。因此，统一调度指挥，全系统协调运行，使本电力系统供电的**电能质量指标符合国家规定的标准**成为电网调度管理的又一主要任务。

第四， 经济合理利用能源

电力系统是并网运行各方利益的承载体，电力系统运行有关各方也因此形成利益共同体。电力系统运行的复杂性突出表现在于各个局部最优化的简单叠加不代表整个电力系统的最优化运行。经济合理利用能源资源，就是以**优先合理**利用清洁能源、减少碳排放为前提，以降低单位电能的生产成本和电能输送过程中的损耗，使供电成本最低为目标，使整个电力系统在最大效率、最佳效果的方式下运行。电网调度管理的任务之一，就是综合考虑发电机组的技术特性和经济性、自然能源的差异性和分布性、输配网络的结线方式以及用电负荷特性等因素，合理安排发电机组的开、停和发电出力等，以获得整个电力系统的最佳效益。

第五， 保障电力市场有序运营

《条例》通过法律的形式固定了调度计划的作用，使其在调整电力生产、供应和使用关系时具有法律意义。电力市场形成的交易结果，最终都是通过调度计划实施的。组织执行合同、协议或其他交易结果，维护电力现货市场运营秩序，保护发电、供电、售电、用电等各方面的合法权益是电网调度管理的一项新任务。

电网调度机构在电力市场中职责和任务，一般由《电力市场规则》予以明确。反之，上述所提的内容，是制定《电力市场规则》时必须考虑的。

3、 电网调度管理的内容

电网调度管理是一项组织严密、技术复杂的系统管理工程，为实现电网调度管理的上述任务，电网调度管理的内容主要包括以下八方面：

- 第一， 组织编制和执行电力系统的调度计划（运行方式）；
- 第二， 指挥调度管辖范围内设备的操作；
- 第三， 指挥电力系统事故处理，组织进行电力系统事故分析，制定并组织实施提高电力系统安全运行水平的措施；
- 第四， 编制调度管辖范围内设备的检修计划，批准设备运维单位按计划进行检修；
- 第五， 实施调度管辖范围内的继电保护和安全自动装置、电力通信和调度自动化设备的运行管理；
- 第六， 指挥全电力系统经济运行；
- 第七， 协调水电厂水库合理运用；
- 第八， 实施新能源发电调度管理；
- 第九， （在建立电力市场机制后）组织电力现货市场运营。

总之，本节的学习要点要求掌握电网调度管理的含义是什么；什么是组织，电网调度管理组织体系是如何构成的；电网调度管理的法定原则是什么；电网调度管理的任务和具体内容是什么。开放性的思考题是为什么说电网调度管理组织体系是不断变化的，结合后续学习的电力市场课程进一步深入思考。

4.4 运行方式管理

电力系统整体运行管理的核心是计划管理。电力系统运行计划管理就是运行计划的编制、执行、调整、考核的过程。它是通过计划的制定和实施来组织、指导和调节整个电力系统各个环节运行管理活动的总称。运行计划管理不是计划经济的产物，市场经济体制下的欧美

电力系统运行也广泛采用计划管理,电力系统运行计划管理集中体现在运行方式管理。

电力系统运行方式是由电网调度机构组织编制的全系统内发、输、变、配设备运行的技术方案,是上述设备处于运行、备用、检修、停役的时间序列组合。从时间上分,一般分为 4 个时间级,年、季运行方式为长期计划,日、月运行方式为短期计划,时间级越高,最优化的战略性任务越重,长期运行计划还包括特殊期间(夏冬高负荷期间、水电汛期等)的特殊运行方式;从使用上分,有正常、检修、事故后运行方式等等。它们之间相互渗透、紧密联系。月、日方式是年、季方式的具体细化和延续;年方式中有正常方式,也有检修方式。

运行方式管理是对运行方式从形成到实施和评价全过程的管理,它是电网调度管理十分重要的任务,实行的也是制度管理。运行方式的制度管理是随电力系统的不断发展而逐步规范和完善的,目前,各个电网都有一整套电力系统运行方式管理规定,例如《国家电网公司电网运行方式管理规定》(国网(调/4)521-2014)、《国家电网运行方式联合仿真计算数据管理规范》(调运〔2018〕99号)、《国家电网公司电网安全稳定管理工作规定》(国家电网调〔2006〕170号)、《国家电网运行与管理领导小组工作规则》(国家电网调〔2013〕658号)等。

运行方式的组织体系和内容,也是在发展之中,在电力市场运营中,电力系统运行方式管理还包含安全校核的内容。

1、运行方式编制准备

编制电力系统运行方式前,需要做大量细致的调查研究,主要包括收资和数据准备。收资包括收集新设备投产、电力电量平衡等信息,之后根据收资情况,进行新投产设备建模、实测参数入库等。数据收集齐全后,要进行一系列的计算分析及平衡协调工作,为运行方式编

制做好准备。

(1) 电力系统计算分析

编制电力系统运行方式前需要进行的计算分析主要有潮流、稳定、无功优化及短路电流计算等。进行分析遵循的主要技术标准包括《电力系统安全稳定导则》(DL 755-2001) 和《电力系统安全稳定计算技术规范》(DL/T1234-2013)。

潮流计算分析的主要目的是：检查电力系统中各个元件是否过负荷；检查各节点电压是否满足要求；为继电保护整定计算提供数据。在潮流计算分析中，不同时间段的运行方式，所选择的负荷水平、电力系统结线方式也不同，日运行方式要求与实际情况尽可能相符。在年、月（季）运行方式中，要考虑负荷、电源、结线的变化，特别要考虑对系统运行最不利的情况，如检查元件是否过负荷，应选取年、月（季）中可能出现的最大负荷；检查节点电压是否越下限，应选取无功负荷高峰值，检查节点电压是否越上限，应选取有功、无功负荷低谷值。潮流计算分析要分别考虑三种结线方式，一是全接线；二是主要元件（线路或主变）检修；三是事故时失去主要元件。事故时的结线方式为特殊结线方式，选择时要切合实际。机组组合方式是影响潮流计算分析结果的重要因素。要结合机组的计划检修、临故修及其他影响出力的因素综合分析确定。

稳定计算分析的主要目的是：确定电力系统的**静态稳定和动态稳定水平**；分析和研究提高稳定水平的措施；研究非同步运行后的再同步。稳定计算分析是运行方式编制分析计算工作的重中之重，国家电力运行控制标准化委员会专门为此制定了《电力系统安全稳定计算技术规范》，用以规范管理电力系统安全稳定计算工作。

无功优化计算分析的主要目的是：维持供电电压在规定范围内；尽量减少网损。无功优化计算分析是一项综合性的系统工程，要实现

上述两个目标，除充分利用发电机组无功、电压调整（含进相运行）外，还需要在电力系统内配置足够的有载调压变压器、电容器、电抗器、现代电力电子无功调节装置甚至调相机。具体的组合运行技术方案通过无功优化计算分析确定。

短路电流计算分析的主要目的是：校验各厂站开关（断路器）等设备、架构和接地网等能否耐受短路故障冲击；确定线路重合闸方式；为继电保护整定计算提供数据。一般计算出各厂、站母线三相和单相短路容量，再与设备、架构和接地网的铭牌或设计容量进行比较。

(2) 检修安排

编制电力系统运行方式前需要做好检修安排。运行设备检修分**计划检修**、临时检修和故障检修。

安排发、供电设备检修时要考虑设备停役对电力系统运行的影响。

第一，在时间上，要根据全年、全季、全月用电负荷预测结果，匹配均衡安排检修，全年用电高峰时段少安排甚至不安排检修；节假日可多安排检修。

第二，水电多安排在枯水期检修。

第三，供电设备与发电设备检修计划要协调，一般情况下，供电设备检修要配合发电设备检修计划。

第四，各局部电力系统之间要相互协调，避免某局部系统停役设备过于集中。

第六，避免因设备停复役造成操作过于集中。

第七，二次设备要与一次设备协同检修。

2、运行方式编制原则、内容、程序

(1) 运行方式编制原则

编制电力系统运行方式应遵守以下基本原则：

第一、局部服从整体的原则。当局部网与主网发生矛盾时，首先

要满足主网的安全要求；

第二，统一决策、分网管理的原则。按照统一调度、分级管理的调度管理原则，运行方式管理要求各级电力系统实施运行方式统一决策、分网管理的原则，要求全系统运行方式实行统一程序、统一模型、统一稳定判据、统一安排计算任务、统一协调运行控制策略。

第三，组织科学有序、计算准确高效的原则。在计算工作开展过程中，各参与单位人员要充分利用信息化支撑手段，明确任务分工，密切协作配合，保证分析工作通过**调度系统内部网络**良好有序开展，确保最终计算分析结果全面准确。

第四，安全第一的原则。运行方式编制必须完全满足《电力系统安全稳定导则》的各项规定，特别是在满足系统安全、可靠的前提下，一旦系统发生事故，能迅速消除故障，并将事故造成的影响限制在最小范围。强调便于事故处理。

第五，经济的原则。选择最合理的接线方式，保证用户供电的可靠性和灵活性，力求达到电力系统运行的最优化；合理的无功潮流分布，保证电压质量符合规定标准，尽可能降低输变电损耗。

(2) 运行方式编制的主要内容

运行方式编制的主要工作内容包括运行方式计算分析、运行方式安排和运行方式重点工作落实与后评估工作。

运行方式编制的重点在年度运行方式，年度运行方式的内容也最为全面。重点包括上年度电力系统运行情况总结、本年度新（改）建项目投产计划、和本年度运行方式安排三部分。

一、上年度电网运行总结主要包括：

第一，上年度新设备投产情况；

第二，上年底系统规模；

第三，上年度生产运行情况分析；

第四、上年度电力系统安全情况总结和分析；

第五、系统安全稳定措施的落实情况和效果；

第六、电力系统运行中出现的问题。

二、本年度电力系统新设备投产计划,包括各项目预计投产日期,各项目的设备规范。

三、本年度运行方式安排。主要根据本年度电网和电源投产计划、检修计划、发输电计划及电力电量平衡预测等,进行计算分析,确定主网运行限额,制定电网控制策略和年度风险预警。主要包括以下内容:

第一、电力生产需求预测;

第二、电力电量平衡;

第三、电网主要设备检修计划;

第四、水电厂水库运行方式预测;

第五、新能源发电运行方式预测;

第六、本年度电网结构;

第七、短路分析及运行结线方式选择;

第八、电网潮流计算、N-1 静态安全分析;

第九、系统稳定分析及安全约束,重要线路及断面稳定水平分析及提高稳定水平的措施,电网安自装置和低频低压减负荷整定方案;

第十、无功电压分析;

第十一、调峰、调频及经济调度;

第十二、电网运行年度风险预警,电网安全运行存在的问题及措施等等。

(3) 运行方式编制主要流程

第一、运行方式编制所需收资和数据准备

各相关部门、科研设计单位、发电企业按照工作职责要求向调度

机构提供次年电力电量平衡、新设备投产等相关资料。

第二, 调度机构组织建立方式计算数据并下发有关下级调度机构。

第三, 组织开展分析计算和运行方式编写工作。完成电网运行特性分析、控制策略制定、存在问题和建议梳理工作, 完成向决策机构汇报的准备工作。

第四、下级调度机构根据上级调度机构编写的运行方式初步方案, 开展所辖电力系计算分析, 完成本网运行特性分析、控制策略制定、存在问题和建议梳理工作。

第五、组织运行方式审查。

第六、各级调度机构分别向本级决策机构汇报运行方式。

第七、组织运行方式交底, 按照批准的运行方式制定重点工作计划及重点措施。

第八、督导相关发、输、配电单位落实运行方式重点工作要求。

第九、结合运行方式情况, 汇总各相关部门和单位的建议和工作落实情况, 组织完成全系统运行方式后评估。

总之, 本节学习要点要求掌握什么是计划管理; 电力系计算分析的内容和目的是什么, 什么是运行方式管理; 运行方式编制的原则、内容和程序是什么; 开放性的思考题是, 结合后续学习的电力市场课程进一步深入思考思考运行方式编制的原则、内容和程序需要有什么调整。

4.5 继电保护管理

电力系统继电保护管理充满系统管理的思想。电力系统继电保护是当系统中的元件或电力系统本身发生了故障或发生危及其安全运行的事件时, 向运行值班人员及时发出警告信号, 或者直接向所控制的开关(断路器)发出跳闸命令, 以终止有关事件发展的自动化措施和装置。实现这种自动化措施的设施, 用以保护电力元件的

一般称为继电保护装置；用以保护电力系统的一般称为电力系统安全自动装置。

继电保护管理通常包括继电保护和安全自动装置管理，但二者在管理职责和内容方面可略有区分。目前普遍实施的是继电保护全过程管理，它已经超越了运行管理的范围，但是以运行管理为核心，涉及继电保护和安全自动装置的规划、设计、设备招投标、基建（安装调试）、验收、整定计算、运行维护、设备入网、反事故措施、技术改造、并网电厂涉网部分的管理。全面加强全过程管理，可有效提升继电保护装置运行水平，保障电力系统安全稳定运行，是系统管理的有效手段。

1、继电保护管理职责和内容

(1) 继电保护管理职责

继电保护管理涉及面广、线长、点多，而且产权关系复杂，管理难度大，调度机构的继电保护管理职责主要包括：

第一、负责继电保护专业管理，组织继电保护技术标准、规程规定和反事故措施的制订、修订工作。

第二、负责继电保护全过程技术监督管理，对继电保护全过程各环节的标准制定、执行落实提供技术支持。

第三、负责所辖范围内继电保护调度运行管理，包括继电保护整定计算管理、定值管理和评价分析管理等。

第四、负责对并网电厂及高压用户的继电保护管理进行专业指导。

第五、对继电保护事故隐患排查治理实施技术监督，督促、协调继电保护事故隐患责任部门和单位履行排查治理职责，并提供技术支持。

(2) 继电保护管理工作内容

继电保护管理在生产运行阶段的工作内容主要包括：加强反“三

误”（误碰、误整定、误接线）管理，减少人员责任事故和原因不明事故；落实各项反事故措施要求，消除继电保护设备隐患，提高设备的健康水平；严格执行定值管理制度，避免整定错误和现场误整定。

在规划设计阶段，坚持电网一次系统、二次系统设计标准的协调统一，按照电网设计整体性的要求，确保继电保护对于一次系统的适应性；落实继电保护有关技术标准，建立运行反馈机制，及时完善通用设计；规范继电保护设备的入网管理，开展设备入网检测工作，严把设备入网关口。

在基建技改和投产验收阶段，落实基建工程交接验收各项要求，开展继电保护监督，提高施工、调试和验收工作质量，防止设备带隐患投产。在检验试验和运行维护阶段，按照《继电保护现场标准化作业管理规定》要求，全面推行继电保护现场标准化作业，提高现场工作安全管理水平，提升设备安全运行水平。

2、安全自动装置管理职责和内容

（1）安全自动装置管理职责

电网调度机构安自装置管理的主要职责包括：

第一、负责所辖系统安自装置的专业管理和调管范围内安自装置的运行管理；

第二、制定安自装置相关制度标准及其他规范性文件；

第三、负责安自装置故障分析及动作统计、分析和评价等工作。

（4）安全自动装置管理工作内容

安全自动装置管理工作内容主要包括：

一是加强标准化管理。提升安控设备规范化设计水平。加强专业检测，装置由有质检资格的机构进行统一检测，策略由省级电力科研试验机构结合实际电网运行方式进行测试，做到软件策略升级必检，严控软件版本，逐步实现标准化安控装置的全面应用。

二是加强检验管理。严格执行首年全检和定期检验制度，提高检验水平；创新检验技术，推动安控系统“装置检验+策略检查+开关传动”的“分段式模块化检验”新模式研究。

三是提升装置可靠性。推广高可靠性安控系统整体架构和配置方案，防止单一环节异常导致安控系统不正确动作。优化安控装置软硬件设计架构，提升自检和运行状态监测能力。开展低频低压减载装置专项整治活动，开展入网检测，提升采购标准，实现与主网保护设备同质化管控，标准化程度低、缺陷率高等问题。

3、智能电网对继电保护管理的要求

(1) 对交流保护快速切除故障提出新的要求

对于传统交流电网，目前的继电保护技术已日臻成熟，但是随着特高压交直流混联电网的形成，交流保护对电网特性变化的适应性亟待提升。一是开关拒动或 CT 死区等故障后果严重。开关拒动、CT 死区故障、高阻接地等故障切除时间长，在传统交流电网中，只要保护正确动作切除故障，对电网的安全稳定影响有限。但在当前交直流混联电网中，直流集中馈入近区发生上述故障，将引发多回直流连续两次以上换相失败，巨大功率冲击导致送端电网存在垮网风险，必须有针对性地开展相关新技术研究，缩短故障切除时间。二是后备保护性能亟待提升。在当前交直流混联电网中，一旦出现保护拒动或全站直流电源消失等极端情况，故障只能依靠远后备保护切除，动作时间长，或因灵敏度不足导致后备保护无法动作，如果故障发生在直流集中馈入近区，将引发多回特高压直流同时换相失败，导致系统发生灾难性后果，需要研究缩短后备保护动作时间技术。

(2) 对直流控制保护标准化及可靠性提出新的要求

交直流、送受端呈现强耦合关系，直流输电系统运行可靠性对系统的安全稳定运行影响重大，直流控制保护系统作为直流输电核心部

分，其缺陷可能引起直流系统异常运行或闭锁，严重情况下存在导致系统安全稳定破坏的风险。目前直流控制保护设计仅从自身考虑，未能统筹考虑系统安全稳定的要求，多回直流间缺乏有效配合，存在单一交流故障导致近区多回直流同时闭锁的风险。直流控制保护系统的标准化程度低，功能逻辑不一致，工程差异化大，软件版本缺乏有效技术管控手段，存在较大安全隐患。直流控制保护系统结构复杂，装置模块之间耦合紧密，单一元件异常有可能造成双极停运等严重故障。直流控制保护装置标准化和可靠性水平有待进一步提升。

(3) 对智能变电站继电保护技术提出新的要求

智能变电站发展迅速，有力推动了继电保护技术创新，但也暴露出一些问题，智能变电站继电保护技术亟待提升。一是保护速动性和可靠性有待提高。保护采用常规互感器经合并单元采样的方案，一个合并单元采样数据供多类保护装置使用，增加了中间环节导致保护整组动作时间延长 5~10ms。个别科技项目依托工程试点采用集中式保护模式或网采网跳模式。集中式保护功能、回路复杂，检修和改扩建复杂；网采网跳保护采样同步依赖外部时钟，一旦同步信号丢失，将导致全站保护闭锁。二是运行检修技术有待提升。智能变电站以光缆和软件逻辑代替常规二次回路，以系统配置文件描述二次设备连接关系，二次“虚回路”无法直观可视、检修隔离无明显断开点，与常规站运行检修方式差异较大，运行检修手段和人员专业能力滞后于新技术发展；设备改造涉及全站配置文件的修改和验证，调试时间长，停电影响范围大，现场检修困难；变电站系统配置文件缺乏技术管控手段，存在配置文件错误导致保护不正确动作风险。

(4) 对继电保护技术支撑手段提出更高要求

一是整定计算和在线校核智能化水平有待提升。上下级电网整定计算数据共享和交互能力不足，整定计算辅助决策的智能化程度较低，

在线校核实用化水平不高，未实现整定计算与在线校核的闭环贯通，难以动态适应电网运行方式变化，亟需推广整定计算和定值在线校核平台。二是继电保护设备的状态评估精益化程度不够。基础数据主要依靠人工录入，数据共享程度低，挖掘深度有限，装置状态评估和检修决策高度依赖人工经验，精益化程度不足，无法实现全网的大数据分析和优化决策，亟需建立继电保护二次设备评价中心。三是继电保护在线监视与分析实用化程度不高。故障数据采集未能实现全覆盖，缺乏有效技术手段实现对故障的综合智能分析，信息展示全面性和针对性不强，对调控运行业务支撑能力不足，亟需推广继电保护在线监视与分析系统应用。

(5) 对安控系统提出新的要求

随着特高压工程的大规模投运，70%的跨区输送能力依赖安控系统，公司主网现有安控装置 3800 余台，切机总量 3.83 亿千瓦、切负荷总量 3766 万千瓦，安控系统一旦不正确动作，将引发电网稳定破坏事故。一是安控装置标准化程度亟待提升。当前安控装置标准化程度低、型号繁多、结构复杂，任一环节的缺陷均可能导致不正确动作。二是安控系统创新检验方法亟待提出。安控系统涉及面广，检修协调难度大，停运困难，定期检验难以保证，严重影响了安控装置的可靠运行。三是安控系统架构亟待优化。安控系统关联程度高，共用切机、切负荷资源，单回直流闭锁切负荷后可能因安控措施量不足导致电网稳定破坏。

本节学习要点要求掌握什么是全过程管理；继电保护、安全自动装置管理的内容和目的是什么。开放性的思考题是电力系统技术进步对继电保护、安全自动装置管理产生哪些影响。

4.6 电网调度自动化管理

电网调度自动化系统是电力系统重要基础设施之一，具备电力系

统运行状态的信息采集、信息传递和安全监控等功能，并能够对状态信息进行实时分析处理，为运行人员提供决策支持，是电力系统运行管理，尤其是电网调度不可或缺的技术手段。

电网调度是按照统一调度、分级管理的原则管理的，各级调度机构对调度自动化系统有不同功能要求，一般分为数据采集与监控系统、能量管理系统、配电自动化系统及配电管理系统。

电网调度自动化系统由主站端系统、厂站端系统和数据传输通道等部分组成。主站端系统是调度自动化系统的核心，实现电力系统数据处理和分析控制，相当于人类的大脑，是电网安全、经济运行的神经中枢和调度指挥的司令部。厂站端系统是调度自动化系统的基础，实现电力系统数据采集和调度命令执行，相当于人类的眼耳和手足，是调度自动化系统可靠运行并发挥其功能的保证。早期厂站端功能相对简单，只有遥测、遥信和遥控功能，一般也称为厂站远动功能，后期发展为变电站综合自动化系统，主要是增加了当地后台监控功能。数据传输通道相当于人类的神经系统，负责把厂站端采集的遥测、遥信数据及时、准确地传送给调度控制中心的主站端系统，同时将主站端系统的遥控、遥调命令可靠地发送给厂站端。

电网调度自动化系统的发展与计算机和控制技术的进步以及电网事故的发生紧密相关。经过几十年的发展，电网调度自动化系统的内涵和外延已经发生了很多变化，自动化系统管理也因此不断丰富。

1、电网调度自动化的组成及发展

电力系统建立调度控制中心始于 20 世纪 30 年代，但调度员面对的是一个固定的系统模拟盘，仅依靠电话与发电厂和变电站联系。20 世纪 40 年代，在模拟盘上实现了电力系统运行数据的集中显示，增强了调度员对实际系统运行变化的感知能力，并通过电话发出控制命令（电话调度时期）。20 世纪 60 年代末 70 年代初，以远动技术

为基础,远程计算机监控系统开始直接应用于电力系统调度,进入以电子计算机为核心和现代通信为基础的计算机化时期,出现了现代意义的调度自动化系统。20 世纪 90 年代以后,管理信息系统、电力市场技术支持系统、广域量测系统、电能量采集系统、雷电定位系统、水调自动化系统等系统相继出现,不断丰富和完善控制中心主站系统功能。

到目前为止,我国电网调度自动化系统的发展经历了起步阶段、四大网引进、引进消化、全面自主研发、智能电网等阶段。

本世纪初,为满足我国互联大电网发展需求,国内科研单位和系统生产厂家遵循 IEC61970 等国际标准,采用面向服务的架构,自主研发了以 OPEN3000、CC2000A 为代表调度自动化主站系统。这些系统提供了丰富的高级应用软件,从当初最基本的 SCADA 功能,逐步发展为完整能量管理系统,包括自动发电控制、自动电压控制、静态安全分析、优化经济调度等。在此基础上,还逐步增加了调度员培训模拟系统、水电调度自动化系统、电能量计量计费系统、电力市场管理系统、广域相量监测系统、继电保护和故障录波信息管理系统、雷电定位系统、卫星云图及天气预报、调度计划和检修计划系统、调度生产管理系统等独立系统,覆盖了调度机构的各个专业,一个省级及以上调度中心配备 10 余套各自独立应用系统。2000 年-2005 年,工业以太网技术在厂站自动化领域得到推广应用,测控装置面向变电站间隔一对一布置,一二次关系清晰对应,运维方便。2006 年-2008 年,IEC61850 在国内等同采用,出现了国内首座数字化变电站和首座特高压变电站,应用 IEC61850 统一了站内通信规约,建立了二次模型,提升了互操作性;应用电子式互感器实现模拟量数字化采样和数字化跳闸,大幅简化二次回路,变电站二次结构出现了重大变化。

2009 年,我国自主开发了具有广域、全景、分布式、一体化特

征的智能电网调度控制系统，包括统一的基础平台（D5000 平台），以及平台之上的实时监控与预警、调度计划、安全校核、调度管理等几大类应用功能，也通称 D5000 系统。D5000 系统全面采用国产的 64 位服务器集群、安全操作系统、安全数据库等，创造性的开发了四条总线、四类数据库、四种图形界面、以及纵深安全防护技术，首次实现了调度机构内部的横向集成和多级调度机构之间的纵向贯通，首次实现了调度控制系统实时数据、电网模型、图形画面、服务功能等的源端维护和全网共享，实现了特大电网多级调度控制业务一体化协同运作，促进了大规模可再生能源有效消纳。D5000 系统已在各级调度机构全面推广应用，为保障坚强智能电网安全稳定运行发挥了重要作用。在这一时期，CPU 技术发展到多核阶段，A/D 转换发展到 16 位，精度和响应速度大幅提高。厂站自动化发展到了智能变电站阶段，采用一次设备+传感器+智能组件模式实现一次设备智能化；采用 IEC61850 系列标准为变电站设备、通信体系及服务建立了信息模型；应用智能变电站一体化监控系统，不仅实现了传统的 SCADA 功能，还通过综合应用服务器接入了电源、在线监测、安防、消防等辅助类信息，实现了对变电站的全景监控，顺序控制、源端维护、智能告警与分析、故障综合分析、设备状态可视化、站域控制等高级应用功能被系统性提出。

目前，新一代调度自动化系统正在研发中，它引入“互联网+”理念和云计算、大数据及人工智能等新技术，采用“物理分布、逻辑统一”的全新架构重构大电网调度控制技术支撑体系，面向调控业务场景设计，重组再造新应用功能，预期实现“全业务信息感知、全系统协同控制、全过程在线决策、全时空优化平衡、全方位负荷调度”的愿景，全面支撑大电力系统安全运行、清洁能源消纳和电力市场化运作。针对变电站现有产品规范化程度不足、工频量采集不能反应电

力电子设备运行状态、设备安全性欠缺、测控设备没有备份等问题,自 2019 年开始发展智慧变电站,其重点技术发展方向为自动化设备标准化技术、宽频测量技术、内网安全监测技术和管理体系以及集群测控技术。

2、调度自动化管理内容和要求

调度自动化管理是一项涉及多专业(远动、计算机、通信、保护、调度等)和多部门(计划、设计、基建、生产技术、发电厂、变电站等)的系统工程。因此,调度自动化管理也采取系统工程管理办法,即:加强系统观念、严格程序化、责任制、监督制,加强以“三全”(全过程、全专业、全系统)、“三化”(制度化、程序化、标准化)为重点的管理工作。

(1) 全过程管理

调度自动化的全过程管理是以自动化系统和设备生命周期为起讫的全流程协调过程。拓展自自动化专业远景开始,依次包括近期规划、设计审查、设备选型、设备制造监督、基本建设、技术改造、投运调试、工程验收、系统运行、维护检修及设备报废等环节。

调度自动化规划和设计要求与电网一次发展规划和设计同步,并符合调度自动化设计深度的规定。建设时要按照设计要求和设备选型进行安装、调试,做到自动化设备与一次设备同步施工、同步投入使用、同样保证质量。

(2) 远动管理

电网调度自动化系统的远动设备分散在调度和厂、站端,由各端运行值班人员负责运维,为协调统一,建立了远动设备运行值班制度和运行考核制度。调度机构远动运行值班人员负责调度端远动设备安全运行,并对厂、站端的远动设备进行运行操作指挥,指导排除设备故障,批复远动设备运行的临时检修和故障检修。

3、安全防护体系管理

(1) 安全防护总体原则

2004 年，原国家电力监管委员会发布了《电力二次系统安全防护规定》(原电监会 5 号令)，确立了“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的安全防护总体原则。

安全分区：电网调度控制系统中具有实时监控类功能的子系统位于安全区 I，具有最高的安全防护等级；调度计划类功能位于安全区 II，安全防护等级次于实时监控类功能；调度管理类功能位于安全区 III，安全防护等级在智能电网调度技术支持系统中最低。相应安全区的防护按照《电力监控系统安全防护规定》的要求进行。

网络专用：电网调度控制系统位于生产控制大区内的系统连接的广域网为电力调度数据网，位于管理信息大区内的系统连接的广域网为电力企业数据网络或外部互联网。电力调度数据网与电力企业数据网之间物理隔离，通过基于 SDH/PDH 上的不同通道、不同光波长、不同纤芯等方式进行隔离。

安全区 I 和安全区 II 分别连接电力调度数据网的不同子网，调度数据网络应满足设备冗余和异地容灾要求。管理信息大区内各业务安全区分别连接电力企业数据网络或外部互联网的不同子网。子网之间逻辑隔离，可以通过 MPLS-VPN 技术、安全隧道技术、PVC 技术或路由独立技术等来构造子网。

横向隔离：电网调度控制系统位于生产控制大区部分与位于管理信息大区部分系统之间采用电力专用正、反向安全隔离装置。生产控制大区内的实时控制类系统与调度计划管理类系统之间的安全隔离应该达到逻辑隔离强度。具体隔离设备的选择不仅需要考虑网络安全的要求，还需要考虑带宽及实时性的要求。

纵向认证：电网调度控制系统位于生产控制大区的系统在接入调

度数据网时,采用电力专用纵向加密认证装置、加密认证网关或前置安全网关机的纵向加密认证模块,实现网络层双向身份认证、数据加密和访问控制。在保证不破坏网络完整性的条件下,为本地安全 I/II 区提供一个网络屏障,为通信网关机之间的广域网通信提供认证与加密功能,实现数据传输的机密性、完整性保护;满足应用层通信协议转换功能,实现端到端的选择性保护。

2014 年,国家发改委颁布第 14 号令《电力监控系统安全防护规定》,对电力监控系统安全防护工作提出新要求。电力监控系统安全防护工作的总体思路是从边界防护逐步向纵深防御发展,进一步补充完善安全防护体系健壮性和完整性,包括:加强对智能变电站、低压配电网、风电和光伏等可再生/分布式能源电力监控系统的安全防护。

(2) 网络信息安全等级保护

遵循国家《信息安全等级保护基本要求》,根据系统在国家安全、经济建设、社会生活中的重要程度,遭到破坏后对国家安全、社会秩序、公共利益以及公民、法人和其他组织的合法权益的危害程度等,由低到高划分为四级(一级最低,四级最高)。其中原能量管理系统和电网调度控制系统实时监控与预警功能定为四级,调度计划与安全校核功能、广域相量测量系统、电能量计量系统等定为三级,调度管理系统、雷电监测系统定为二级。

电力二次系统安全等级保护测评有四种工作形式:自测评、检查测评、上线前测评和产品型式安全测评。其中安全等级为四级和三级的电力二次系统,需定期开展检查测评工作,检查测评指标应参照《电力二次系统安全等级保护要求》进行,周期最长不超过三年。在实施检查测评的周期内应定期开展自测评,以确保不因系统调整而造成系统安全性降低的情况发生,自测评周期原则上不超过一年。安全等级

为二级及以下的电力二次系统，应定期开展自测评，周期最长不超过两年，可根据情况开展检查测评工作。

本节学习要点要求掌握电网调度自动化管理的内容和要求是什么。开放性的思考题是为什么要加强电力二次系统安全防护。

NCEPU电力市场研究所

第5章 电力系统经济调度

电力系统是由许多发电厂提供电能，通过输电、变电、配电、供电网络向广大用户供电的复杂系统。其产、供、销过程需要在瞬间同时完成和平衡。因此，电力系统的调度任务有别于一般的工业生产调度。

电力调度要随时保持发电与负荷的平衡，要求调度管辖范围内的各个部门严格按质按量完成调度任务。电力调度的关键是安全经济地保持供需“平衡”，如图 5-1 所示。

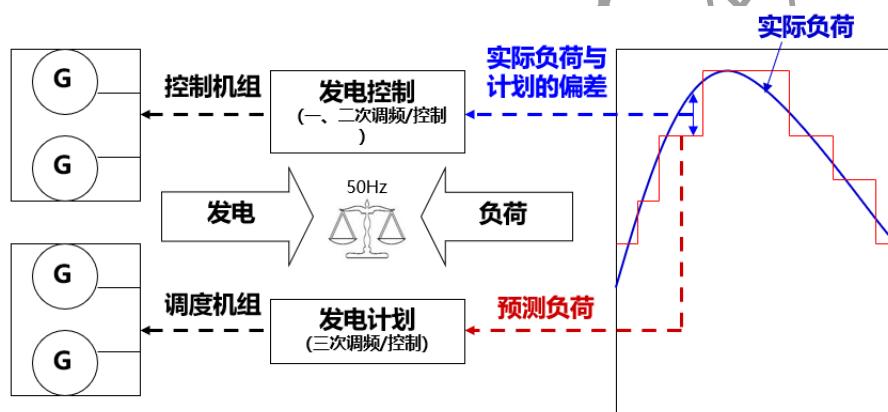


图 5-1 电力调度

电力系统调度的主要任务之一是制定能够协调全系统电力资源高效可靠运行的计划，通常称为发电计划。该计划指导所有的电力资源什么时候运行，运行时发多少电，什么时候停运。发电计划的核心内容是经济调度，如图 5-2 所示。

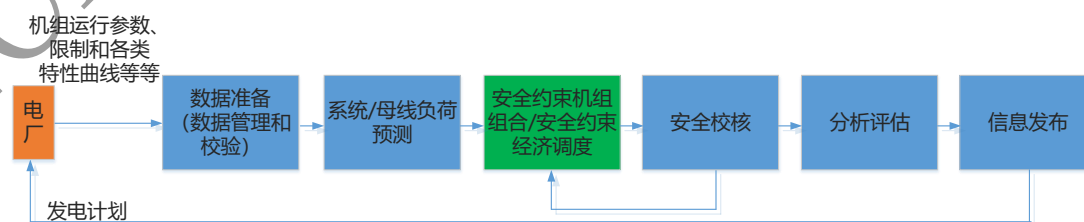


图 5-2 发电计划的制定流程

电力系统经济调度是指：在保证电力系统安全可靠的前提下，

最优安排各类电力资源的运行，以最低成本满足电力供需平衡。安全性与经济性是电力系统经济调度的基本要求，安全性是指，即便在发生事故的情况下，电力系统依然保持完好的能力；经济性一般来说，指发电成本最低，也可能是网损最小、排放最小或供电质量最高等。

在一些经济调度的书上，将负荷预测也包含在内，在本书中，经济调度只包含两个部分，安全约束经济调度（Security-constrained economic dispatch，SCED）和安全约束机组组合（Security-constrained unit commitment，SCUC）。其中，安全约束经济调度是指在已知电力资源运行/停运状态组合的基础上，优化电力资源的具体运行水平，在满足一系列安全约束的同时，最小化发电成本。安全约束机组组合是指在已知可用电力资源的基础上，优化电力资源的运行/停运状态组合，在满足一系列安全约束的同时，最小化发电成本。由此可见，安全约束机组组合为安全约束经济调度提供电力资源运行/停运状态组合。

从短期来看，经济调度可以降低发电成本；发电成本的降低，通常也能降低燃料消耗和有害气体排放。经济调度可以实现互联电网的联合经济调度，降低系统备用率。经济调度要求调度员更加关注系统运行状态和安全运行，在不增加成本的同时，可以提高系统的可靠性。经济调度还可以方便一些能源政策的实施，例如，促进电力资源多样性，促进某些负荷和需求的发展，例如节能发电调度和促进可再生能源发电的发展等。

从长期来看，经济调度所产生的经济信号，能够促进电力系统的优化扩展。

5.1 电力系统经济调度发展历程

5.1.1 20世纪20年代

经济调度问题起源于总装机容量大于负荷需求，且有两台及以上机组共同承担负荷的电力系统中。操作人员面临的问题是如何在两台及以上机组中分配实际负荷，其历史可以追溯到 1920 年代初，甚至更早，当时工程师已经开始关注发电的经济分配问题，或者如何在可用的发电机组之间合理分配负荷。在 1930 年前，主要有如下两种负荷分配方法

(1) 基本负荷方法：其中效率最高的机组以最大负荷率运行，然后安排负荷率次之的机组，依此类推。

(2) 最佳负荷点：从最高效率的机组开始依次将机组加载到其最低比耗量点。

5.1.2 20世纪30年代

早在 1930 年，人们就认识到负荷的增加应由微增成本最低的机组承担，这会产生最经济的结果。到 1931 年，这个想法已经足够清晰，对于经济运行而言，所有机组的增量成本应相等，这就是今天我们所说的等耗量微增率的基本原理。1934 年 Steinberg 和 Smith 给出了一个正式的证明，即在两台机组的情况下，等耗量微增率将实现耗量最低。用等微增率法制定计划需要手工计算，尽管每个计划可能需要花费 8 个工时，但是等微增率法很快就得到了调度人员的认可。另外，由于不同时刻的机组组合和负荷预测各不相同，因此需要制定许多计划，计算量更大。1938 年，爱迪生公司开发了负荷分配计算尺，大幅提高了计算效率。

5.1.3 20世纪40年代

1943 年，Steinberg 和 Smith 的经典著作《电厂和电力系统的经济负荷》的出版，有效促进了等微增率法的理解和推广。

学者们也考虑了网损对经济调度的影响，早在 1934 年 Steinberg 和 Smiths 就针对单条输电线路提出了一种与“惩罚因子”非常相似的公式。E.E.George 在 1943 年发表了有关网损公式的概念，并在网损计算上取得了突破。1940 年代，网损公式主要用于构建平均损耗图表，还未找到将微增燃料成本与微增网损适当地结合在一起的方法。

5.1.4 20世纪50年代

20 世纪 50 年代初，在 Ward、Kron、Kirchmayer 和 Stagg 等学者的努力下，得到了著名的经典协调方程，该方程揭示了微增燃料成本与微增网损的关系，简单而优雅，并沿用至今。

1952 年，Kron 提出了互联多区域电网总网损和增量网损的计算方法，开启了互联电网经济调度的研究。

1953 年，Chandler 和合作者提出了定水头的水火电联合经济调度，并采用变分法求解，这是最简单的水火电联合经济调度问题。

20 世纪 50 年代，负荷分配工具有了长足进步。1955 年前，电子微分分析仪被用于负荷分配计算。1954 年，AEP 公司开发了输电网损惩罚因子计算器，并与负荷分配计算尺结合起来实现发电计划的制定；在美国南方电力公司也投入运行了一个负荷分配工具。同年，电子计算机开始应用于经济调度计算。

5.1.5 20世纪60年代

20 世纪 50 年代末期，学者们在继续改进网损公式的同时，提出了潮流计算。20 世纪 60 年代初，J.Carpentier 将经济调度和潮流计算有机结合起来，提出了最优潮流，精确地表达整个电网模型，这是经济调度问题的重要突破。

1962 年，Garver 提出考虑开停机费用的混合整数规划机组组合模型。不过由于当时混合整数规划的求解算法能力有限，混合整数规划机组组合并未得到足够重视。

20 世纪 60 年代初，变水头的水火电协调经济调度问题被提出，由于水头、库容和发电功率之间的非线性关系，导致变水头的水火电协调经济调度问题求解困难。

20 世纪 60 年代末期，中国京津唐电网曾试用计算机编制日经济调度计划，当时投入使用的程序包括：火电厂耗煤微增率计算程序、网损修正系数计算程序和水火电有功功率经济分配程序等。

5.1.6 20 世纪 70 年代

动态规划法把多阶段过程转化为一系列单阶段问题，利用各阶段之间的关系，逐个求解，是求解多阶段决策的有效方法，20 世纪 70 年代，动态规划法及其各种改进被应用于求解小规模机组组合问题，但对于实际大规模机组组合问题，动态规划法无能为力。

为了考虑负荷的波动和机组的爬坡约束，1972 年 Bechert 和 Kwatny 将静态的经济调度扩展到多个时段，提出了动态经济调度。

20 世纪 70 年代末期，中国有更多的电网开展了这方面的工作，开发了许多新的应用程序，例如：机组经济组合、网损修正系数计算程序、多水电厂经济调度、梯级水电厂调度、负荷预测、无功功率经济分配和最优潮流等。

5.1.7 20 世纪 80 至 90 年代

20 世纪 80 到 90 年代，有学者提出在机组组合模型中考虑网络约束，开启了安全约束机组组合的研究。安全约束机组组合在数学上是一个大规模混合整数规划问题，求解很困难。但随着数学规划方法的发展，混合整数规划法的计算效率得到大幅提升，以 CPLEX 和 Gurobi 为代表的商业化混合整数规划工具的求解能力也越来越强，基于混合整数规划的安全约束机组组合逐渐成熟，并开始实用化。1998 年英国电力市场在全世界首次投入使用安全约束机组组合软件。

随着非常规发电资源，例如太阳能发电，风电，地热能发电，储能等的快速发展，这时期的经济调度开始将非常规发电资源纳入优化。由于太阳能发电和风电之类的非常规发电资源具有间歇性和波动性，考虑非常规发电资源的经济调度通常是一个随机经济调度问题，该问题十分复杂，求解难度很大，直到现在，随机经济调度尚未得到电力工业界的广泛认可。

1984 年，F. C. Schweppe 和合作者基于最优潮流模型，提出了实时电价的概念。奠定了电力市场现货交易价格理论基础。

在中国，由于可靠而方便的微型计算机的出现，改变了长期以来经济调度程序难以实用的局面，1982 年 9 月京津唐电网应用微型计算机结束了人工编制日调度计划的历史。

5.1.8 21 世纪以来

安全约束机组组合在工业界得到广泛应用。Areva T&D 和 ABB 公司开发的安全约束机组组合软件在美国各电力市场出清计算中得到实际应用。

随着燃气轮机组、冷热电联产系统、电转气装置和电动汽车的快速发展，将天然气、电力、供热、供冷系统，乃至交通系统等耦合在一起，出于多能互补、协调优化的目的，综合能源系统的经济调度成为了研究热点之一。

在中国，2003 年，华东和华北电网调度中心分别引进 ABB 和 Areva T&D 的安全约束机组组合软件。2007 年，为适应“节能发电调度”的要求，我国开始自主研发安全约束机组组合软件，并实用化。目前，我国电网各网省调基本都应用了自主研发安全约束机组组合软件。

5.2 经济调度

5.2.1 单时段经济调度

5.2.1.1 机组耗量特性

如前所述，经济调度是在保证电力系统安全可靠的前提下，最优安排各类电力资源的运行，以最低成本满足电力供需平衡。因此，要分析这一问题，必须先明确发电设备单位时间内消耗的能源与发出有功功率的关系，即发电设备输入和输出的关系，这关系称为耗量特性。以燃煤机组为例，其主要生产流程如图 5-3 所示，煤经加工后，送入锅炉进行燃烧，使燃料中的化学能转变为热能并传递给锅炉中的水，生成高温高压的蒸汽，通过管道将压力和温度都较高的过热蒸汽送入汽轮机，推动汽轮机旋转做功，将蒸汽的热能转变为汽轮机转子旋转的机械能。发电机与汽轮机是用联轴器相连一同旋转的，汽轮机转子的机械能，通过发电机转变成电能。

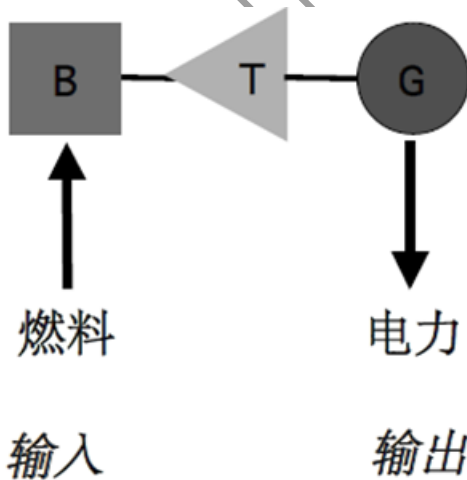


图 5-3 燃煤机组的主要生产过程

为了得到燃煤机组实际的耗量特性，需要在机组不同出力水平 P （兆瓦）下，实际测量相应的燃煤消耗 F （吨/小时），将这些出力水平和燃煤消耗的对应关系画在坐标图上，我们发现二者基本呈二次函数关系，因此假设机组的耗量特性为 $F = \alpha P^2 + \beta P + \gamma$ ，就可以采用曲线拟合方法，求解二次函数的系数 α 、 β 和 γ ，从而得到机组实

际耗量特性曲线，如图 5-4 所示。需要注意的是，我们所说的机组煤耗一般用标准煤（热值 7000 千卡）来计量，所以测量到的实际煤耗需要根据热值转化为标准煤煤耗。

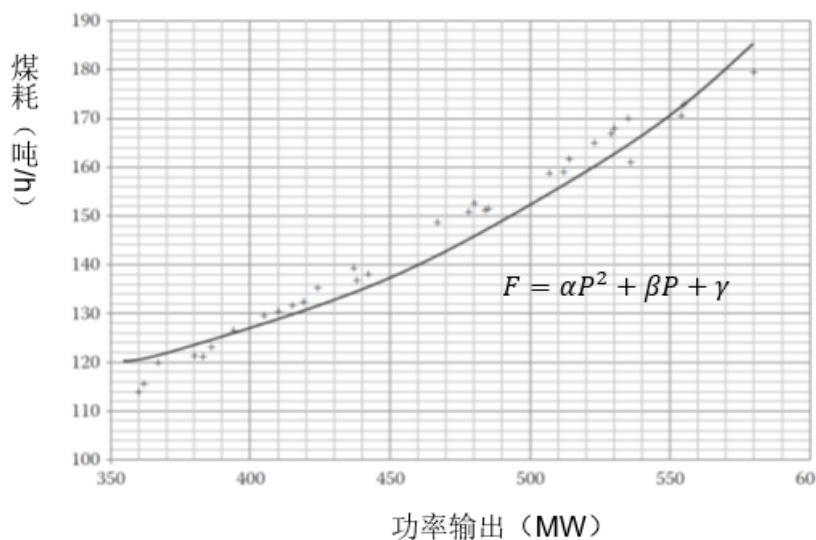


图 5-4 某机组耗量特性：二次函数

耗量特性曲线上某一点纵坐标和横坐标的比值，即单位时间内输入能量与输出能量之比称为比耗量 μ 。显然，比耗量实际是原点和耗量特性曲线上某一点连线的斜率， $\mu = F/P$ 。而当耗量特性纵横坐标单位相同时，它的倒数就是发电设备的效率 η 。耗量特性曲线上某一点切线的斜率称耗量微增率 λ 。耗量微增率是单位时间内输入能量微增量和输出功率微增量的比值，即 $\lambda = \Delta F / \Delta P = dF / dP$ 。

燃煤机组的变动成本主要由煤耗构成，因此，一般我们可以认为燃煤机组的变动成本约等于其燃料成本，如式(5.1)所示。

$$C \approx F\pi \quad (5.1)$$

其中， C 为燃煤机组变动成本（元/小时）； F 为煤耗（吨/小时）； π 为煤价（元/吨）

进而可知式(5.2)和(5.3)。

$$AVC \approx \mu\pi \quad (5.2)$$

$$c \approx \lambda\pi \quad (5.3)$$

其中， AVC 为平均变动成本（元/兆瓦时）； c 为边际成本或增量

成本（元/兆瓦时）。

鉴于煤耗一般用标准煤计量，实际中，需要将标准煤煤耗按照热值折算为实际用煤煤耗后，按照实际煤价计算。

我们注意到，煤耗曲线并不会过坐标系的 0 点，煤耗曲线与纵轴的交点是燃煤机组的空载煤耗，也就是参数 γ 。从数学上看，空载煤耗是当机组功率输出为 0MW 时的煤耗，实际上，机组运行其出力必须大于等于最小出力 P_{min} ，所以除非停机，机组的出力并不会等于 0MW，如图 5-5。同理，如果将空载煤耗乘以煤价，就可以得到空载成本。

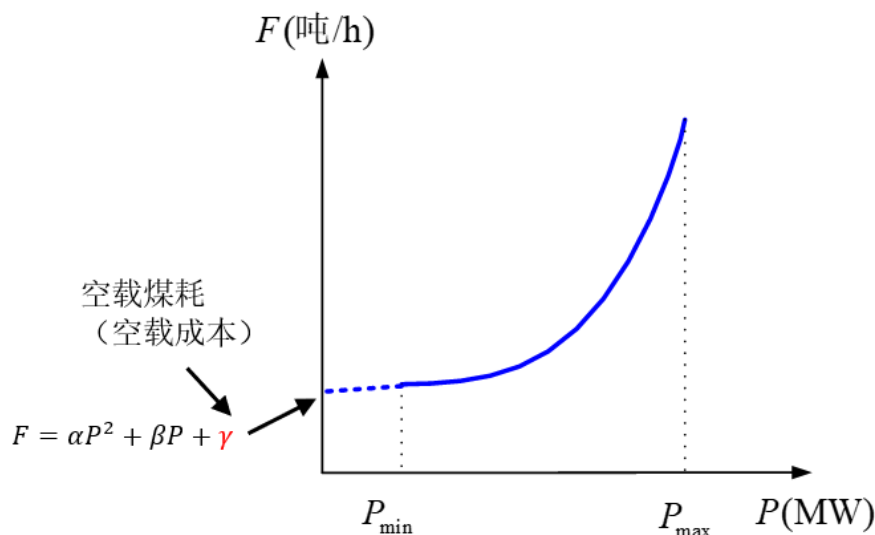


图 5-5 空载耗量

从曲线上看，空载成本与固定成本很相似，所以空载成本有时也被称为“准固定成本”，但空载成本与固定成本有明显区别，空载成本本质上属于变动成本，其只在机组运行时发生，当机组停运时，空载成本为 0，而固定成本则无论机组是否运行都会发生。

水电机组的水耗曲线（水耗一般用立方米/秒来表示）与燃煤机组的煤耗曲线在曲线形状上是相似的，这里不再赘述。

需要指出的是，由于经济调度仅涉及电力系统的运行，因此本章不考虑固定成本，所有本章中所有“成本”一词均与固定成本无

关。

5.2.1.2 等耗量微增率准则：

早在 20 世纪 30 年代，人们已经认识到按照相等的耗量微增率分配负荷，能够获得最低的耗量。实际上，耗量最低的实现，可以归结为数学优化领域的最小化问题，以图 5-6 所示的一个简单 2 机组系统为例，由 2 台机组分配一个固定负荷，这里我们忽略电网和机组的出力限制。在这个条件下，经济调度问题可以描述为：如何在 2 台机组中分配固定的负荷才能够实现总耗量最低？

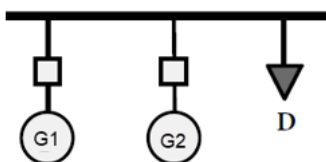


图 5-6 2 机组简单系统

首先我们根据以上经济调度问题的描述，建立如下数学模型，包括目标函数和约束条件。目标函数中，总耗量为 2 台机组耗量之和，如式(5.4)所示，而约束条件为 2 台机组的出力之和等于负荷如式(5.5)所示。

目标函数：

$$C = C(P_1, P_2) = F_1(P_1) + F_2(P_2) \quad (5.4)$$

约束条件：

$$f(P_1, P_2) = P_1 + P_2 - P_D = 0 \quad (5.5)$$

这是一个有等式约束的最小化问题，运用高等数学的知识可以知道，通过构造如式(5.6)所示的拉格朗日函数，并列写拉格朗日函数极值条件来求解，如式(5.7)。

$$C^* = C(P_1, P_2) - \lambda f(P_1, P_2) = F_1(P_1) + F_2(P_2) - \lambda(P_1 + P_2 - P_D) \quad (5.6)$$

$$\frac{\partial C^*}{\partial P_1} = 0; \quad \frac{\partial C^*}{\partial P_2} = 0; \quad \frac{\partial C^*}{\partial \lambda} = 0 \quad (5.7)$$

将式(5.7)展开得到式(5.8)。

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial C(P_1, P_2)}{\partial P_1} - \lambda \frac{\partial f(P_1, P_2)}{\partial P_1} &= 0 \\ \frac{\partial C(P_1, P_2)}{\partial P_2} - \lambda \frac{\partial f(P_1, P_2)}{\partial P_2} &= 0 \\ f(P_1, P_2) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (5.8)$$

并进一步得到式(5.9)。

$$\left. \begin{aligned} \frac{dF_1(P_1)}{dP_1} - \lambda &= 0 \\ \frac{dF_2(P_2)}{dP_2} - \lambda &= 0 \\ f(P_1, P_2) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (5.9)$$

由于 $\frac{dF_1(P_1)}{dP_1}$ 和 $\frac{dF_2(P_2)}{dP_2}$ 分别为机组 1、2 各自承担有功功率负荷 P_1 、 P_2 时的耗量微增率 λ_1 、 λ_2 ，则通过式(5.9)可以得到： $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$ ，这就是等耗量微增率准则，等耗量微增率可以推广到 3 台以上机组的负荷分配，它表示：为使总耗量最小，应该按相等的耗量微增率在机组之间分配负荷。

由于耗量和变动成本的对应关系，也可以用成本代替耗量来重复上述推导过程，与等耗量微增率准则类比，我们可以得到使总成本最低的等边际成本准则，也就是 $c_1 = c_2 = \lambda$ 。

例 1：2 台机组的成本函数以及最大最小出力如式(5.10)-(5.14)所示，系统负荷为 500MW，求使总成本最低的负荷分配方案。

$$P_D = P_1 + P_2 = 500MW \quad (5.10)$$

$$C_1(P_1) = 700 + 42P_1 + 0.035P_1^2 \text{ ¥} \quad (5.11)$$

$$P_{min,1} = 100MW, P_{max,1} = 600MW \quad (5.12)$$

$$C_2(P_2) = 1400 + 56P_2 + 0.0175P_2^2 \text{ ¥} \quad (5.13)$$

$$P_{min,2} = 100MW, P_{max,2} = 400MW \quad (5.14)$$

解：利用式(5.9)，可以得到式(5.15)-(5.17)：

$$\frac{dC_1(P_1)}{dP_1} - \lambda = 42 + 0.07P_1 - \lambda = 0 \quad (5.15)$$

$$\frac{dC_2(P_2)}{dP_2} - \lambda = 56 + 0.035P_2 - \lambda = 0 \quad (5.16)$$

$$500 - P_1 - P_2 = 0 \quad (5.17)$$

将该方程组整理为矩阵形式,如式(5.18)所示,并求解得到结果,如式(5.19)所示。

$$\begin{bmatrix} 0.07 & 0 & -1 \\ 0 & 0.035 & -1 \\ -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -42 \\ -56 \\ -500 \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 300MW \\ 200MW \\ 63\text{¥/MWh} \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

例 1 中,当负荷降低到 300MW 时,又该如何在 2 台机组中分配负荷呢?如果按照等边际成本准则,可以得到式(5.20)。

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 233.33MW \\ 66.67MW \\ 58.33\text{¥/MWh} \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

但实际上正确答案如式(5.21)所示。这时的 $c_1 = 56\text{¥/MWh}$,而 $c_2 = 59.5\text{¥/MWh}$ 。2 者的边际成本并不相同,这是因为优化问题的解首先要满足约束条件,经济调度问题首先要满足机组最大最小出力约束。

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 200MW \\ 100MW \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

5.2.2 线性化单时段经济调度

机组变动成本曲线是一个非线性函数曲线,这会导致经济调度的目标函数是非线性的,大规模非线性经济调度问题的求解效率不高。为了将非线性的变动成本曲线线性化,就需要用到分段线性化的方法,用多条连续的线性线段去逼近原来非线性曲线。如图 5-7 所示。变动成本曲线分段线性化后,对其求导,将得到阶梯上升的

边际成本曲线。

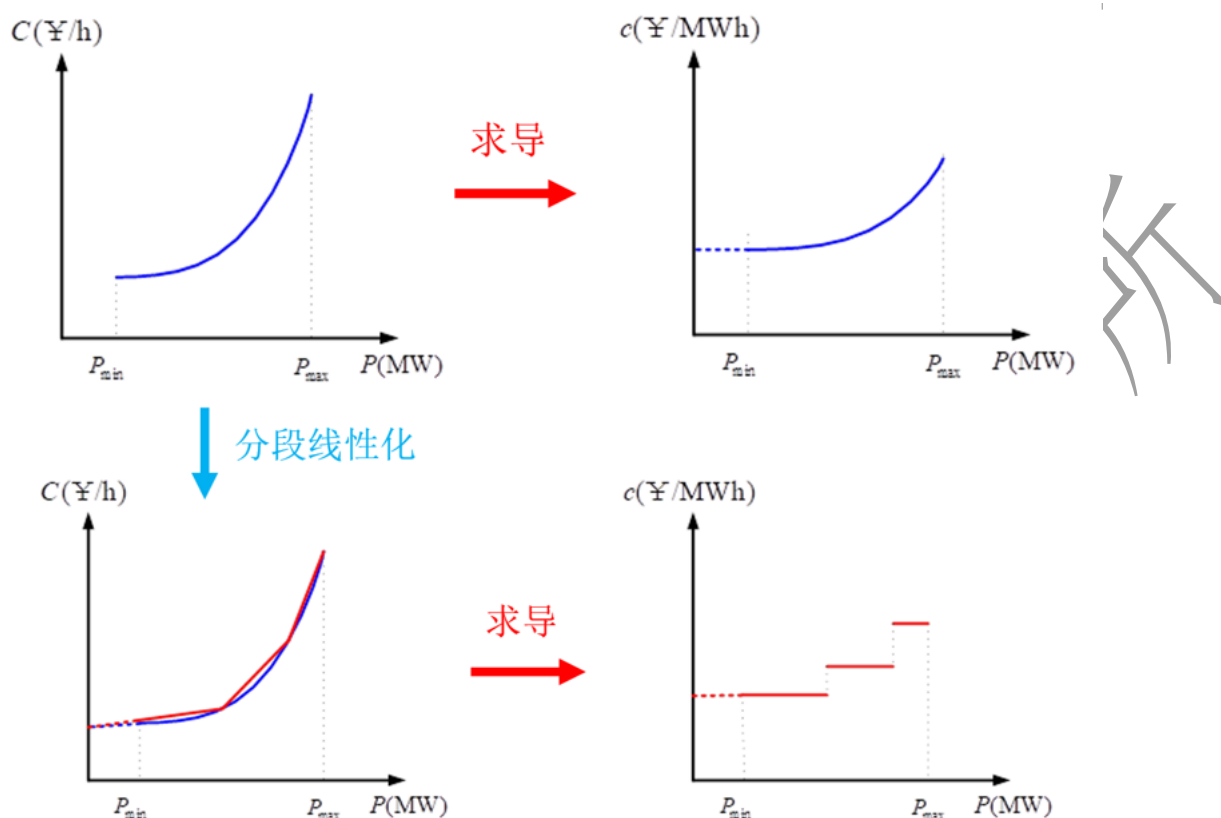


图 5-7 耗量曲线分段线性化

假设分段点如图 5-8 所示，就可以按照如下步骤进行非线性曲线的分段线性化。

1. 设曲线在 0 和 $P_{max,i}$ 之间均分为 B 段。 C_i^d 表示断点 d 处的机组 i 成本； P_i^d 表示断点 d 处的机组 i 发电功率； $P_{i,b}$ 表示机组 i 第 b 段的出力，其大小在 $[0, P_{max,i,b}]$ 之间， $P_{max,i,b} = P_i^{d+1} - P_i^d$ ；分段斜率（边际成本）为： $C_{i,b} = \frac{C_i^{d+1} - C_i^d}{P_i^{d+1} - P_i^d}$ 。
2. 边际成本呈上升趋势，各机组的出力大小为各分段出力 $P_{i,b}$ 之和。

3. 从各个机组分段中边际成本最小的分段开始分配负荷，并将各个段的出力相加，直到满足负荷，进而计算得到各机组最终出力大小。

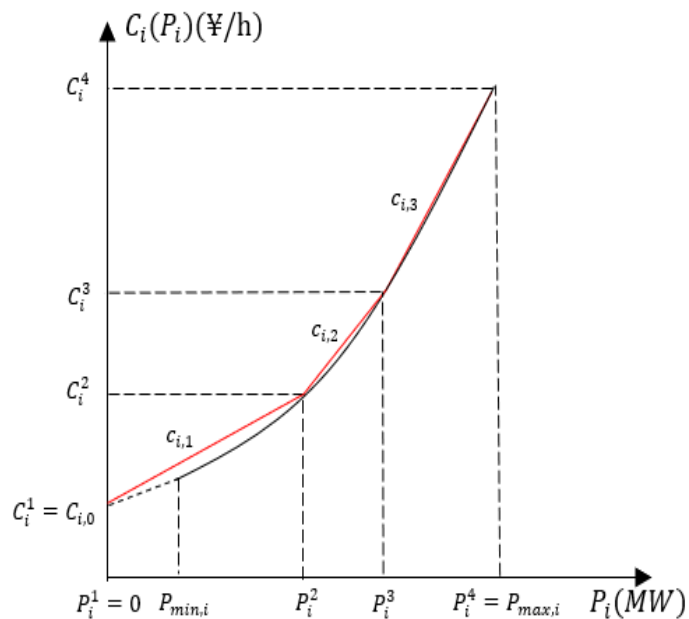


图 5-8 耗量曲线分段线性化举例

例 2：将例 1 中的两台机组的成本曲线从 0 到最大出力的区间内分为三段，并将其线性化，分段点设为最大与最小出力之间三等分点。

解：分段如图 5-9 和图 5-10 所示。

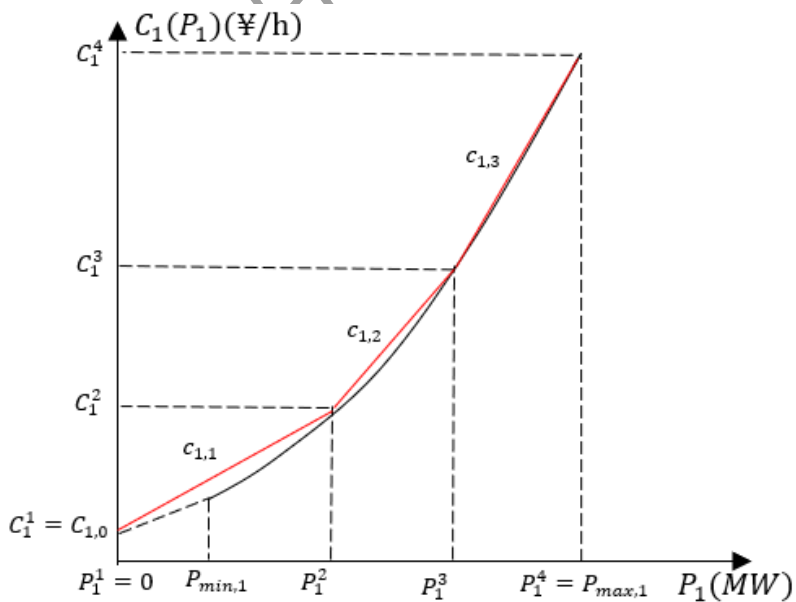


图 5-9 机组 1 分段线性

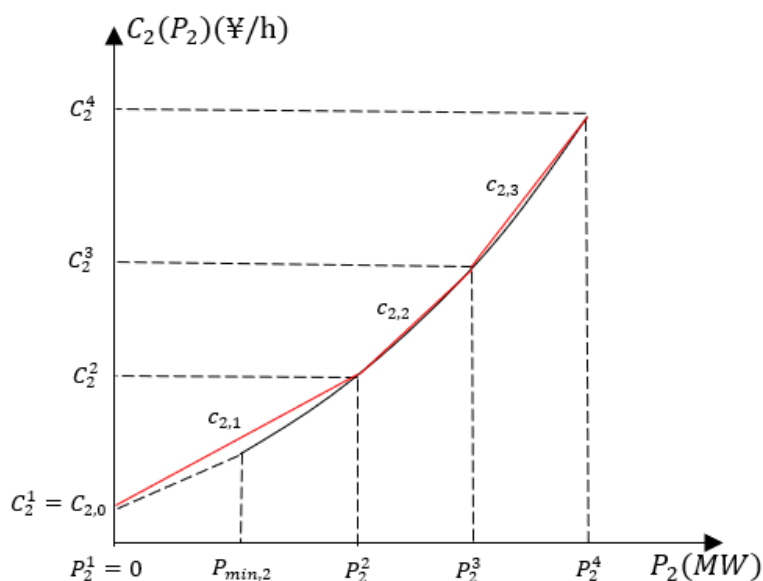


图 5-10 机组 2 分段线性

根据分段点机组出力及对应成本，列写各机组成本曲线分段点如表 5-1。

表 5-1 各机组成本曲线断点参数

断点号	1		2		3		4	
断点	$P_i^1(\text{MW})$	$C_i^1(\text{¥/h})$	$P_i^2(\text{MW})$	$C_i^2(\text{¥/h})$	$P_i^3(\text{MW})$	$C_i^3(\text{¥/h})$	$P_i^4(\text{MW})$	$C_i^4(\text{¥/h})$
机组 1	0	700	266.67	14389.09	433.33	25471.98	600	38500
机组 2	0	1400	200	13300	300	19775	400	26600

将各个分段求导，得到各机组成本曲线分段斜率（边际成本）如表 5-2。

表 5-2 各机组成本曲线分段斜率

段号	$c_{i,1}(\text{¥/MWh})$	$P_{\max,i,1}(\text{MW})$	$c_{i,2}(\text{¥/MWh})$	$P_{\max,i,2}(\text{MW})$	$c_{i,3}(\text{¥/MWh})$	$P_{\max,i,3}(\text{MW})$
机组 1	51.33	266.67	66.50	166.67	78.17	166.67
机组 2	59.50	200	64.75	100	68.25	100

当成本曲线分段线性化后，经济调度将变得简单许多，如例 3 所示。

例 3：A、B 两机组的耗量曲线分段线性化以后得到的边际成本段如图 5-11 所示，机组 A 和 B 的最小出力分别为 30MW 和 20MW，最大出力分别为 150MW 和 140MW。求当负荷为 210MW 时的经济

调度结果。

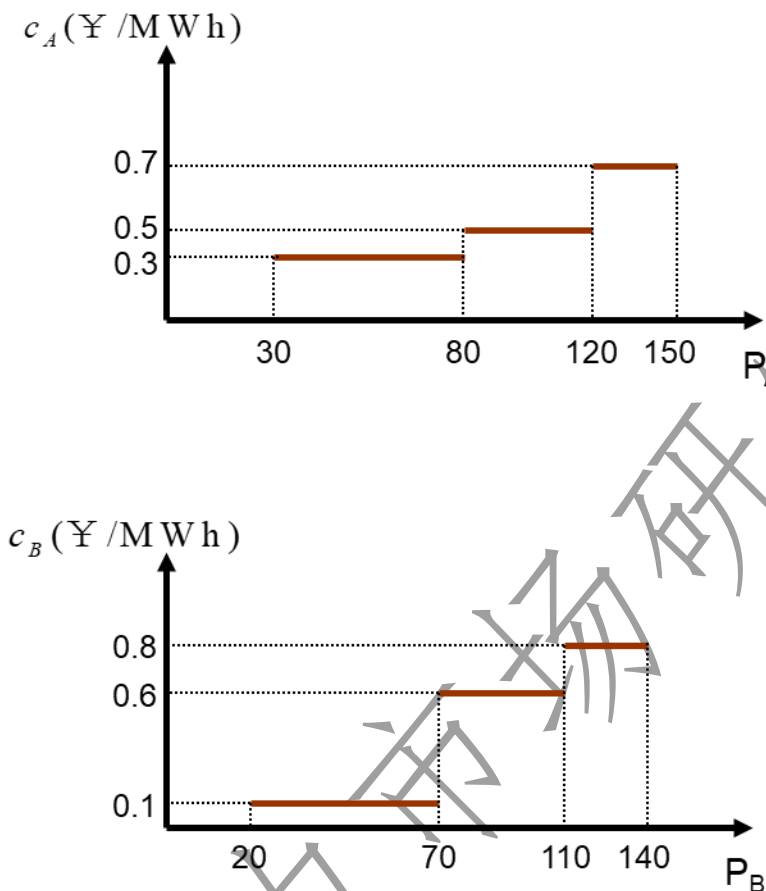


图 5-11 机组 A、B 边际成本

解：我们采用边际成本排序法求解这个问题。

(1) 机组出力要满足最小出力约束，因此，首先将两机组的最小出力求和，得机组出力和为 50MW，该出力和小于负荷。

(2) 将 2 台机组边际成本的各个分段按照边际成本由低到高升序排列。

(3) 找 2 台机组当前边际成本最低的分段，是 B 机组的第 1 段，将这段功率累加到机组出力和，机组出力和为 $50+50=100\text{MW}$ ，该出力和小于负荷。

(4) 找 2 台机组当前边际成本最低的分段，是 A 机组的第 1 段，将这段功率累加到机组出力和，机组出力和为 $100+50=150\text{MW}$ ，该出力和小于负荷。

- (5) 找 2 台机组当前边际成本最低的分段,是 A 机组的第 2 段,将这段功率累加到机组出力,机组出力为 $150+40=190\text{MW}$,该出力小于负荷。
- (6) 找 2 台机组当前边际成本最低的分段,是 B 机组的第 2 段,将这段功率累加到机组出力,机组出力为 $190+40=230\text{MW}$,该出力大于负荷。B 机组的第 2 段的实际出力仅有 20MW。B 机组第 2 段的边际成本为 0.6 (¥/MWh),则此时系统的边际价格就是 0.6 (¥/MWh),具体分析见第 7 章。
- (7) 经济调度计算结束,得到两机组间的负荷分配过程如表 5-3 所示。将 2 台机组被选中段对应的出力各自相加,分别得到 2 台机组的出力如式(5.22)和式(5.23)所示。

表 5-3 机组负荷分配方式

机组	P _段 (MW)	P _总 (MW)	λ
A&B min	20+30=50	50	
B	70-20=50	100	0.1
A	80-30=50	150	0.3
A	120-80=40	190	0.5
B	110-70=40	230	0.6

$$P_A = 120\text{MW} \quad (5.22)$$

$$P_B = 90\text{MW} \quad (5.23)$$

还可以用线性规划法求解这个经济调度问题。首先,建立线性化单时段经济调度问题的数学模型,其目标函数如式(5.24)所示,约束条件如式(5.25)-式(5.28)所示。

(1) 目标函数:

$$\min F = \sum_{i=1}^I (C_{i,0} + \sum_{b=1}^B c_{i,b} P_{i,b}) \quad (5.24)$$

其中:

i 表示机组索引;

b 表示分段索引；

I 表示机组的总台数；

B 表示分段数；

$C_{i,0}$ 表示机组 i 最小出力处的成本；

$P_{i,b}$ 表示机组 i 第 b 段的出力，是待优化的变量；

$c_{i,b}$ 表示机组 i 第 b 段的边际成本。

(2) 约束条件

1) 机组总出力约束

$$P_i = \sum_{b=1}^B P_{i,b} \quad (5.25)$$

2) 全系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_i = D \quad (5.26)$$

3) 机组功率段约束

$$0 \leq P_{i,b} \leq P_{\max,i,b} \quad (5.27)$$

4) 机组最小出力约束

$$P_i \geq P_{\min,i} \quad (5.28)$$

其中：

P_i 表示机组 i 出力，是待优化的变量；

$P_{\min,i}$ 表示机组 i 最小出力；

D 表示负荷；

$P_{\max,i,b}$ 表示机组 i 第 b 段的功率上限。

实际上，式(5.24)中的 $C_{i,0}$ 是一个常数，对于优化问题，目标函数中的常数项不会影响优化结果，因此这里的 $C_{i,0}$ 可以省略。

式(5.24)-式(5.28)所示的数学模型，是一个线性规划模型，可以采用线性规划法求解。当前，大规模线性规划问题已经能够实现高效求解，许多工具软件都具有线性规划功能，例如 MATLAB、Excel、CPELX、Gurobi、LINGO 等，也有不少免费或开源的线性规划算法

库可以选择。

与 c、java 之类的编程语言不同，多数数学工具软件都是以矩阵计算作为基础的，因此，一般来说，我们需要将数学模型写成矩阵形式后再在数学工具里面编程求解。

下面我们采用大家最熟悉的 Excel 求解线性化单时段经济调度问题³。

例 4：根据例 2 的分段线性化结果，建立例 1 的经济调度数学模型，并用 Excel 求解。

解：首先构建数学模型，如式(5.29)-(5.35)所示。

目标函数

$$\begin{aligned} \min F = & 700 + 51.33P_{1,1} + 66.50P_{1,2} + 78.17P_{1,3} \\ & + 1400 + 59.50P_{2,1} + 64.75P_{2,2} + 68.25P_{2,3} \end{aligned} \quad (5.29)$$

约束条件

$$P_1 = P_{1,1} + P_{1,2} + P_{1,3} \quad (5.30)$$

$$P_2 = P_{2,1} + P_{2,2} + P_{2,3} \quad (5.31)$$

$$P_1 + P_2 = 500 \quad (5.32)$$

$$0 \leq P_{1,1} \leq 266.67 \quad 0 \leq P_{1,2} \leq 166.67 \quad 0 \leq P_{1,3} \leq 166.67 \quad (5.33)$$

$$0 \leq P_{2,1} \leq 200 \quad 0 \leq P_{2,2} \leq 100 \quad 0 \leq P_{2,3} \leq 100 \quad (5.34)$$

$$P_1 \geq 100 \quad P_2 \geq 100 \quad (5.35)$$

将上述模型写成矩阵形式。

变量向量： $[P_{1,1} \quad P_{1,2} \quad P_{1,3} \quad P_{2,1} \quad P_{2,2} \quad P_{2,3} \quad P_1 \quad P_2]^T$

目标函数：

³选择 Excel 是因为它是应用广泛的电子表格处理软件，且不需要任何编程技术就可以方便地求解线性规划问题，但 Excel 不是专业的数学优化工具，因此，当求解大规模线性规划问题时，建议选择 CPLEX、Gurobi、LINGO 之类的专业数学优化工具，本书所介绍的经济调度建模方法仍然适用于这些工具软件。

$$\min F = [51.33 \quad 66.50 \quad 78.17 \quad 59.50 \quad 64.75 \quad 68.25 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} P_{1,1} \\ P_{1,2} \\ P_{1,3} \\ P_{2,1} \\ P_{2,2} \\ P_{2,3} \\ P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} + 2100 \quad (5.36)$$

约束条件:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{1,1} \\ P_{1,2} \\ P_{1,3} \\ P_{2,1} \\ P_{2,2} \\ P_{2,3} \\ P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} = \\ = \\ = \\ \leq \\ \leq \\ \leq \\ \leq \\ \leq \\ \leq \\ \geq \\ \geq \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 500 \\ 266.67 \\ 166.67 \\ 166.67 \\ 200 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \end{bmatrix} \quad (5.37)$$

式(5.37)看起来较为复杂,但实际上是很有规律的,我们将其与约束条件对应起来,就可以清晰地知道每一个元素的含义。如图 5-12 所示。

	约束的变量系数								变量	符号	约束常数
机组总出力约束	1	1	1	0	0	0	-1	0	$\begin{bmatrix} P_{1,1} \\ P_{1,2} \\ P_{1,3} \\ P_{2,1} \\ P_{2,2} \\ P_{2,3} \\ P_1 \\ P_2 \end{bmatrix}$	=	0
系统功率平衡约束	0	0	0	1	1	1	0	-1		=	0
机组功率段约束	0	0	0	0	0	0	1	1		=	500
	1	0	0	0	0	0	0	0		≤	266.67
	0	1	0	0	0	0	0	0		≤	166.67
	0	0	1	0	0	0	0	0		≤	166.67
	0	0	0	1	0	0	0	0		≤	200
	0	0	0	0	1	0	0	0		≤	100
机组最小出力约束	0	0	0	0	0	1	0	0		≤	100
	0	0	0	0	0	0	1	0		≤	100
	0	0	0	0	0	0	0	1		≥	100

图 5-12 约束条件

下面就可以根据式(5.36)和式(5.37),在 Excel 里面输入对应数据,如图 5-13 所示,并求解得到优化解⁴。

⁴ Excel 求解线性规划的具体方法请自行在互联网上查询,并参考本书提供的 Excel 文档。

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1															
2															
3				$P_{1,1}$	$P_{1,2}$	$P_{1,3}$	$P_{2,1}$	$P_{2,2}$	$P_{2,3}$	P_1	P_2				
4		目标函数系数		51.33	66.5	78.17	59.5	64.75	68.25						
5															
6															
7		机组总出力约束		1	1	1				-1		=	0	=	0
8							1	1	1		-1	=	0	=	0
9		系统功率平衡约束								1	1	=	500	=	500
10				1								=	266.67	<=	266.67
11					1							=	0	<=	166.67
12						1						=	0	<=	166.67
13							1					=	200	<=	200
14								1				=	33.33	<=	100
15									1			=	0	<=	100
16		机组最小出力约束								1		=	266.67	>=	100
17											1	=	233.33	>=	100
18															
19		结果		266.67	0	0	200	33.33	0	266.67	233.33		F	=	29846

图 5-13 例 4 Excel 求解结果

从图 5-13 可知，机组 1 和机组 2 的最优出力分别为 266.67MW 和 233.33MW，目标函数值为 29846 元。

5.2.3 多时段经济调度

电力系统中，负荷是随时波动的，对于 1 日来说，负荷随时间的变化曲线称为日负荷曲线，图 5-14 和图 5-15 分别表示我国东部和西部某地区的典型日负荷曲线。为了满足负荷的需要，在负荷下降期间，机组需要降低出力；而在负荷上升期间，机组需要升高出力。从图 5-14 和图 5-15 可以看出，不同地区负荷曲线的形状差别较大，相对而言，东部地区日负荷曲线峰谷差较大，这导致电力系统机组跟踪负荷的难度也较大。由于负荷是随时间变化的，经济调度也就不是一个单时段优化问题，而是一个多时段优化问题。

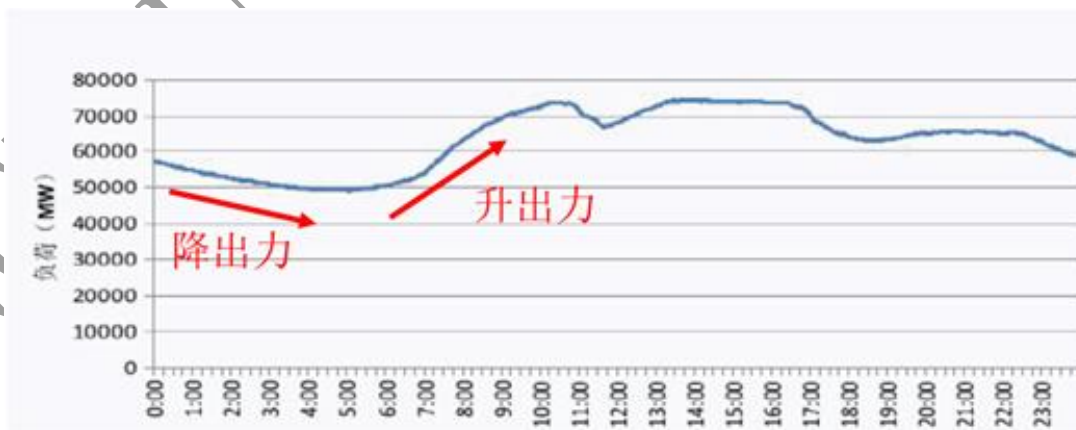


图 5-14 东部某地区日负荷曲线

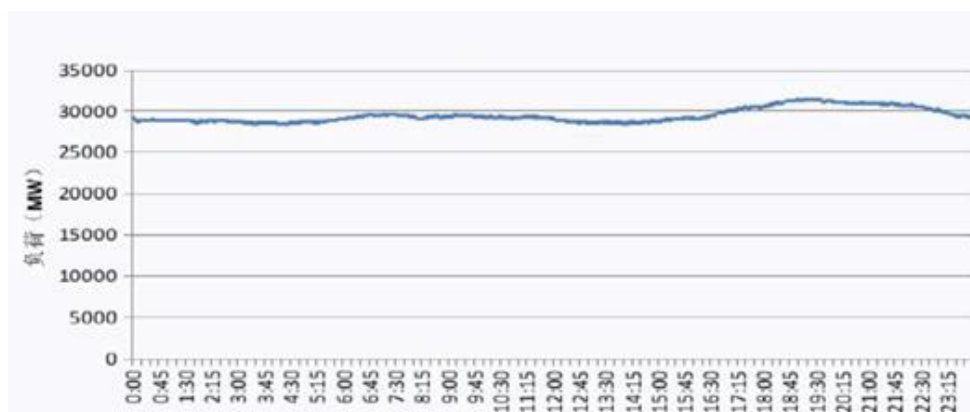


图 5-15 西部某地区日负荷曲线

爬坡率是发电机组的技术特性之一，用来表示发电机组功率输出变化的速度限制，单位一般是兆瓦/分钟（MW/min）。爬坡率分为上爬坡率（机组出力上升）和下爬坡率（机组出力下降）。

爬坡率是机组灵活性的重要指标，爬坡率越大，灵活性越高。

不同的发电机组有不同的爬坡率，例如，核电机组和燃煤机组的爬坡率较慢，而水电机组和天然气机组爬坡率较快。

太阳能发电和风能等可再生能源发电输出功率的上升和下降由可用资源（即天气）的变化决定，一般认为这类电源基本没有灵活性（不弃风弃光）。

机组爬坡约束是限制机组跟踪负荷能力的重要因素之一，尤其是在间歇性发电资源规模接入电力系统的今天，燃煤机组较慢的爬坡能力将可能制约可再生能源在电力系统的消纳。一般来说，太阳能发电和风电基本不可调节，可以认为它们是一个负的负荷，那么电力系统的净负荷可以用式(5.38)表示。

$$\text{净负荷} = \text{负荷} - \text{太阳能发电} - \text{风电} \quad (5.38)$$

图 5-16 是美国加州地区的净负荷曲线，可见间歇性发电资源对电力系统的影响非常大，随着夜晚的降临，太阳能发电出力快速降低，在傍晚 3 个小时内，净负荷快速上升，这对电力系统其他发电机组的爬坡能力要求非常高。因此，在经济调度中考虑机组的爬坡约束是非常有必要的。

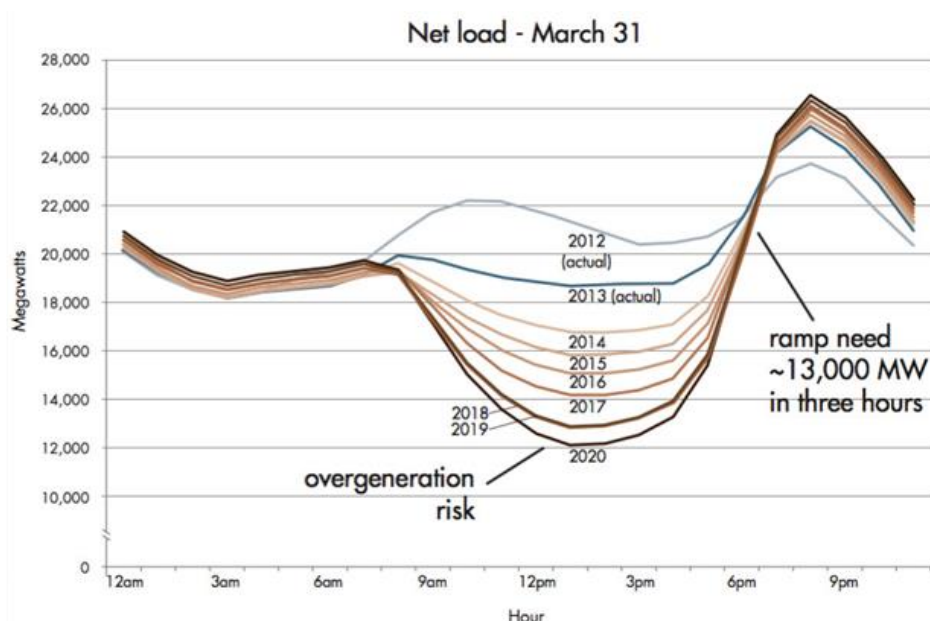


图 5-16 可再生能源发电的影响

图 5-17 表明了 1 台机组在考虑机组爬坡约束后, 机组出力的限制不再是静态的, 而是一个动态的区域, 其运行的上限和下限由前一个时段的出力、机组爬坡率以及机组最大最小出力共同决定。

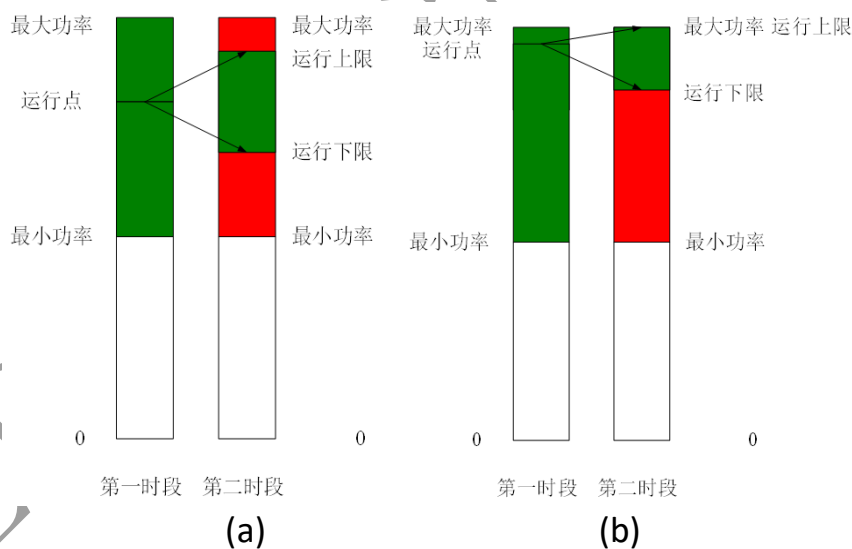


图 5-17 机组运行限制

由此可见, 爬坡约束是一个时段之间耦合的约束, 这导致经济调度问题的复杂度大幅增加。如第一时段 第二时段

图 5-18 所示, 假设在第 1 时段和第 2 时段单独进行经济调度时, 得到某台机组最优运行点分别在 a_1 和 b_2 , 但没有判断机组出力

能不能从第 1 时段的 a_1 上升到第 2 时段的 b_2 。一个简单的处理方法是：当第 1 时段经济调度解出最优运行点 a_1 后，以 a_1 为基础，考虑机组爬坡约束后得到机组在第 2 时段机组出力的限制，这里假设机组出力不能大于 a_2 ，则第 2 时段的最优运行点就不能是 b_2 ，而可能是 a_2 了。这种处理方法可称为顺序优化，其优点是在保持各时段独立经济调度的情况下，考虑了机组爬坡约束；其缺点是所得到的解可能是次优解，甚至在原问题有解的情况下，顺序方法却得不到解。实际上，我们也可以考虑逆序优化，也就是先求解第 2 时段的经济调度问题，得到机组最优运行点 b_2 ，再以 b_2 为基础，考虑机组爬坡约束后得到机组在第 1 时段的出力不能小于 b_1 ，则第 1 时段的最优运行点就不能是 a_1 ，而可能是 b_1 了。下面，我们用一个例子来说明该问题。

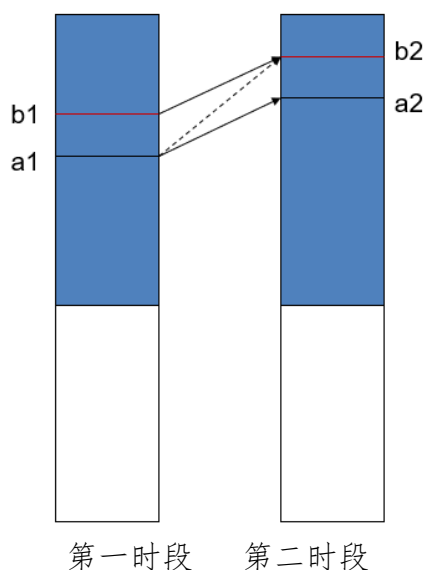


图 5-18 机组爬坡约束

例 5：考虑表 5-4 所示 2 台机组 2 个时段的经济调度问题。机组边际成本均分为 2 段，忽略机组的初始出力，机组在 2 个时段的边际成本保持不变，时段 1 和时段 2 的负荷分别为 200MW 和 300MW。分析 2 个时段顺序优化、逆序优化，以及一体优化时的差别。

表 5-4 机组参数

机组	$P_{min,i}$	$C_{i,0}$	爬坡率	$C_{i,1}$	$P_{max,i,1}$	$C_{i,2}$	$P_{max,i,2}$
----	-------------	-----------	-----	-----------	---------------	-----------	---------------

	(MW)	(¥)	(MW/h)	(¥/MWh)	(MW)	(¥MWh)	(MW)
1	50	10000	60	200	140	300	60
2	50	10500	40	210	100	280	100

解: 如果不考虑爬坡率, 优化结果就是 $P_{1,1}=140$, $P_{2,1}=60$, $P_{1,2}=140$, $P_{2,2}=160$, 最小成本是 106400 元。显然, 该解不满足机组 2 的爬坡约束。如果考虑爬坡约束, 则 3 种计算方法结果如表 5-5:

表 5-5 3 种方法结果比较

	顺序优化		逆序优化		一体优化	
机组	$P_{i,1}$ (MW)	$P_{i,2}$ (MW)	$P_{i,1}$ (MW)	$P_{i,2}$ (MW)	$P_{i,1}$ (MW)	$P_{i,2}$ (MW)
1	140	200	80	140	100	160
2	60	100	120	160	100	140
F(¥)	107600		108400		107200	

顺序优化时, 如果要满足第 2 时段的功率分配, 就需要在第 2 时段提高机组 1 的输出 60MW, 降低机组 2 的输出 60MW。逆序优化时, 如果要满足第 1 时段的功率分配, 就需要在第 1 时段降低机组 1 的输出 60MW, 提高机组 2 的输出 60MW。显然, 顺序优化和逆序优化得到的目标函数值并不相同, 看起来顺序优化的目标函数值要小一些, 但我们无法验证顺序优化得到的解是最优的。可以想象, 当时段数很多时 (例如, 96 个时段), 想通过顺序优化和逆序优化得到最优解, 基本上是不可能的。事实上, 表 5-5 中一体化优化的结果是通过后文采用数学建模和线性规划方法求解得到的。

另外, 如果我们把表 5-4 中机组 1 边际成本的功率段调整为 150 和 50, 见表 5-6。

表 5-6 机组参数

机组	$P_{min,i}$ (MW)	$C_{i,0}$ (¥)	爬坡率 (MW/h)	$C_{i,1}$ (¥/MWh)	$P_{max,i,1}$ (MW)	$C_{i,2}$ (¥MWh)	$P_{max,i,2}$ (MW)
1	50	10000	60	200	150	300	50
2	50	10500	40	210	100	280	100

则 3 种优化方法的结果如表 5-7, 我们发现, 顺序优化甚至找不到可行解。

表 5-7 调整后 3 种方法结果比较

	顺序优化		逆序优化		一体优化	
机组	$P_{i,1}$ (MW)	$P_{i,2}$ (MW)	$P_{i,1}$ (MW)	$P_{i,2}$ (MW)	$P_{i,1}$ (MW)	$P_{i,2}$ (MW)

1	150	无解	90	150	100	160
2	50	无解	110	150	100	140
F(¥)	--		106800		106200	

由例 5 可知，多时段的经济调度问题需要一体化优化所有时段的机组出力，其具体数学模型如式(5.39)-式(5.45)所示。

(1) 目标函数

$$\min F = \sum_{i=1}^I \sum_{b=1}^B \sum_{t=1}^T (C_{i,0,t} + c_{i,b,t} P_{i,b,t}) \quad (5.39)$$

其中：

i 表示机组索引；

b 表示分段索引；

t 表示时段索引；

I 表示机组的总台数；

B 表示分段数；

T 表示时段数；

$C_{i,0,t}$ 表示机组 i 第 t 时段最小出力处的成本；

$P_{i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的出力，是待优化的变量；

$c_{i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的边际成本。

(2) 约束条件

1) 机组总出力约束

$$P_{i,t} = \sum_{b=1}^B P_{i,b,t} \quad (5.40)$$

2) 全系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} = D_t \quad (5.41)$$

3) 机组功率段约束

$$0 \leq P_{i,b,t} \leq P_{\max,i,b,t} \quad (5.42)$$

4) 机组最小出力约束

$$P_{i,t} \geq P_{\min,i,t} \quad (5.43)$$

其中：

$P_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段出力，是待优化的变量；

$P_{\min,i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段最小出力；

D_t 表示第 t 时段负荷；

$P_{max,i,b,t}$ 表示机组*i*第*b*段第*t*时段的功率上限；

5) 机组爬坡约束

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{U,t} \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{D,t} \end{cases} \quad \forall t > 1 \quad (5.44)$$

$$\begin{cases} P_{i,1} - P_{i,0} \leq P_{U,t} \\ P_{i,0} - P_{i,1} \leq P_{D,t} \end{cases} \quad (5.45)$$

其中：

$P_{U,t}$ 和 $P_{D,t}$ 分别表示机组*i*第*t*时段的上、下爬坡率；

$P_{i,0}$ 表示机组*i*的初始出力。

例 6：根据例 5 的数据，建立多时段经济调度数学模型，并用 Excel 求解。

目标函数

$$\begin{aligned} \min F = & 10000 * 2 + 10500 * 2 + 200P_{1,1,1} + 200P_{1,1,2} + 210P_{2,1,1} \\ & + 210P_{2,1,2} + 300P_{1,2,1} + 300P_{1,2,2} + 280P_{2,2,1} + 280P_{2,2,2} \end{aligned} \quad (5.46)$$

约束条件

机组总出力约束

$$P_{1,1} = P_{1,1,1} + P_{1,2,1} \quad (5.47)$$

$$P_{1,2} = P_{1,1,2} + P_{1,2,2} \quad (5.48)$$

$$P_{2,1} = P_{2,1,1} + P_{2,2,1} \quad (5.49)$$

$$P_{2,2} = P_{2,1,2} + P_{2,2,2} \quad (5.50)$$

功率平衡约束

$$P_{1,1} + P_{2,1} = 200 \quad (5.51)$$

$$P_{1,2} + P_{2,2} = 300 \quad (5.52)$$

机组最小出力约束

$$P_{1,1} \geq 50 \quad (5.53)$$

$$P_{1,2} \geq 50 \quad (5.54)$$

$$P_{2,1} \geq 50 \quad (5.55)$$

$$P_{2,2} \geq 50 \quad (5.56)$$

机组功率段约束

$$0 \leq P_{1,1,1} \leq 140 \quad (5.57)$$

$$0 \leq P_{1,1,2} \leq 140 \quad (5.58)$$

$$0 \leq P_{1,2,1} \leq 60 \quad (5.59)$$

$$0 \leq P_{1,2,2} \leq 60 \quad (5.60)$$

$$0 \leq P_{2,1,1} \leq 100 \quad (5.61)$$

$$0 \leq P_{2,1,2} \leq 100 \quad (5.62)$$

$$0 \leq P_{2,2,1} \leq 100 \quad (5.63)$$

$$0 \leq P_{2,2,2} \leq 100 \quad (5.64)$$

机组爬坡约束

$$P_{1,2} - P_{1,1} \leq 60 \quad (5.65)$$

$$P_{1,1} - P_{1,2} \leq 60 \quad (5.66)$$

$$P_{2,2} - P_{2,1} \leq 40 \quad (5.67)$$

$$P_{2,1} - P_{2,2} \leq 40 \quad (5.68)$$

用 excel 求解所建立的模型，如图 5-19 所示。

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1																		
2																		
3																		
4																		
5			P _{1,1,1}	P _{1,1,2}	P _{2,1,1}	P _{2,1,2}	P _{1,2,1}	P _{1,2,2}	P _{2,2,1}	P _{2,2,2}	P _{1,1}	P _{1,2}	P _{2,1}	P _{2,2}				
6		目标函数系数	200	200	210	210	300	300	280	280								
7																		
8																		
9		机组总出力约束	1				1				-1				=	0	=	0
10				1				1				-1			=	0	=	0
11					1				1				-1		=	0	=	0
12						1				1				-1	=	0	=	0
13		功率平衡约束									1		1		=	200	=	200
14												1		1	=	300	=	300
15			1												=	100	<=	140
16				1											=	140	<=	140
17					1										=	100	<=	100
18		机组功率段约束				1									=	100	<=	100
19							1								=	0	<=	60
20								1							=	20	<=	60
21									1						=	0	<=	100
22										1					=	40	<=	100
23											1				=	100	>=	50
24		机组最小出力约束										1			=	160	>=	50
25													1		=	100	>=	50
26														1	=	140	>=	50
27											-1	1			=	60	<=	60
28		机组爬坡约束											-1	1	=	40	<=	40
29											1	-1			=	-60	<=	60
30														1	=	-40	<=	40
31		结果	100	140	100	100	0	20	0	40	100	160	100	140		目标F	=	148200
32																		
33		第一步：输入目标函数																
34		第二步：输入约束条件																
35		第三步：设置Excel条件																
36		第四步：求解																
37																		

图 5-19 例 6 Excel 求解结果

5.2.4 输电网模型

上述经济调度模型都没有考虑电网对经济调度的影响。但实际上，在我们试图将成本最低的电能输送到用户的过程中，电网设备的运行技术约束扮演了重要的角色。为了在经济调度中考虑电网的影响，首先需要建立输电网的数学模型。潮流计算模型就是为人们

所熟悉的输电网模型，潮流计算模型能够准确表达输电网，但潮流计算模型是非线性模型，在经济调度中直接引入潮流计算模型，将会得到一个非线性的最优潮流（Optimal Power Flow, OPF）模型，然而非线性规划问题存在求解困难，且容易陷入局部最优解的缺点，目前还未在电力系统中得到广泛应用。接下来，我们的任务是将非线性的潮流模型在合理的假设条件下线性化。

潮流计算中，对于节点 n 和节点 m 输电线，其从节点 n 和节点 m 的支路有功潮流为式(5.69)所示。

$$P_{nm} = U_n^2(g_{nm} + g_{n0}) - U_n U_m(g_{nm} \cos \theta_{nm} + b_{nm} \sin \theta_{nm}) \quad (5.69)$$

针对高压输电网，我们有如下假设：

(1) 支路一般有电阻远小于电抗的特点，因此可以直接忽略电阻 r_{nm} ，并得到 $g_{nm} = 0$, $b_{nm} = -\frac{1}{x_{nm}}$ 。

(2) 正常运行时， $\theta_n - \theta_m$ 一般较小，我们假设 $\theta_n - \theta_m$ 很小，则 $\cos \theta_{nm} = 1$, $\sin \theta_{nm} = \theta_{nm}$ 。

(3) 所有节点电压均为 1，也就是 $U_n = 1$ 。

(4) 忽略对地支路，则 $g_{n0} = 0$ 。

在上述假设条件下，式(5.69)可以简化为式(5.70)。

$$P_{nm} = \frac{\theta_n - \theta_m}{x_{nm}} \quad (5.70)$$

利用基尔霍夫定律，可以通过式(5.70)计算节点注入有功功率。对于节点 n ，其节点注入有功功率如式(5.71)所示，表示节点 n 的注入功率 P_n 等于流出功率之和 $\sum_{m \in n} P_{nm}$ 。

$$P_n = \sum_{m \in n} P_{nm} \quad (5.71)$$

其中，求和号下标 $m \in n$ 表示和节点 n 有支路直接连接的节点 m 。

式(5.71)可以写成如式(5.72)所示的矩阵形式。

$$P^{inj} = K_L P_L \quad (5.72)$$

其中, K_L 表示节点-支路关联矩阵, 如果有个 N 节点, L 条支路, 则 K_L 为 $N \times L$ 维矩阵, 当支路与某节点相连, 且潮流正方向为流出该节点时, K_L 对应行列的值为 1, 如果潮流正方向为流入该节点时, K_L 对应行列的值为 -1, 当支路与某节点不相连, 则 K_L 对应行列的值为 0; P_L 表示支路有功潮流向量; P^{inj} 表示节点注入有功功率向量, 等于节点机组的流入有功功率减去节点负荷流出有功功率, 如式(5.73)所示。

$$P^{inj} = K_P P_G - K_D D \quad (5.73)$$

其中, K_P 为节点-发电机关联矩阵, 如果有个 N 节点, I 台机组, 则 K_P 为 $N \times I$ 维矩阵, 当某机组与某节点相连, K_P 对应行列的值为 1, 否则, 则 K_P 对应行列的值为 0; K_D 为节点-负荷关联矩阵, 如果有个 N 节点, M 个负荷, 则 K_D 为 $N \times M$ 维矩阵, 当某负荷与某节点相连, K_D 对应行列的值为 1, 否则, 则 K_D 对应行列的值为 0; P_G 和 D 分别为有功发电和负荷的列向量。

式(5.70)、式(5.72)和式(5.73)一起构成了线性化的输电网模型, 这也是经济调度中常用的输电网模型。

当节点注入有功功率已知时, 我们还可以得到直流潮流模型, 将式(5.70)代入式(5.71), 得到式(5.74)。

$$P_n = \sum_{m \in n} P_{nm} = \sum_{m \in n} \left[\frac{\theta_n - \theta_m}{x_{nm}} \right] = \sum_{m \in n} \frac{1}{x_{nm}} \theta_n - \sum_{m \in n} \frac{1}{x_{nm}} \theta_m \quad (5.74)$$

将式(5.74)写成如式(5.75)所示的矩阵形式。

$$P^{inj} = B \theta \quad (5.75)$$

其中, 对角元 $B'_{nn} = \sum_{m \in n} \frac{1}{x_{nm}}$, 非对角元 $B'_{nm} = -\frac{1}{x_{nm}}$ 。

式(5.75)就是有名的直流潮流模型, 显然, 式(5.75)非常简洁, 它是一个线性方程组, 一次迭代就能得到方程组的解。不过由于直流潮流的推导过程有许多假设条件, 导致直流潮流的计算精度不高, 一般用于要求快速计算的场合。

例 7：3 节点系统如图 5-20 所示，线路和机组的参数如下表所示，假设基准容量为 100MW，3 节点为平衡节点。求该系统的直流潮流。

表 5-8 线路参数

支路	起始节点	终止节点	x(p.u.)
1	1	2	0.1
2	1	3	0.1
3	2	3	0.1

表 5-9 机组参数

机组/负荷	所在节点	MW
G1	1	300
G2	2	150
G3	3	150
L	3	600

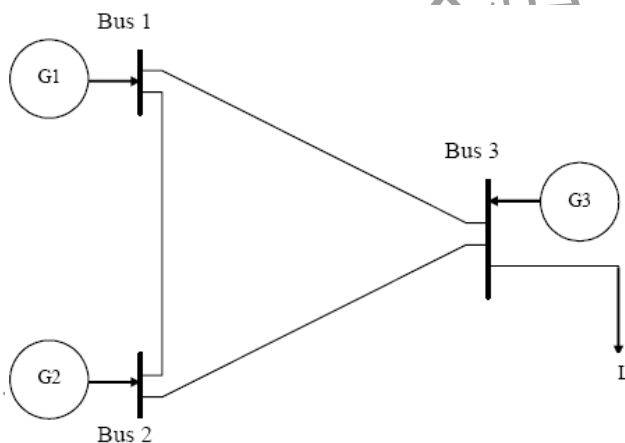


图 5-20 3 节点系统结构

解，首先构造 B 矩阵，如式(5.76)所示。

$$B = \begin{bmatrix} 20 & -10 & -10 \\ -10 & 20 & -10 \\ -10 & -10 & 20 \end{bmatrix} \quad (5.76)$$

B 矩阵的列按照节点编号排列，行按照节点编号排列。

列写 K_P 矩阵，如式(5.77)所示。

$$K_P = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.77)$$

K_P 矩阵的列按照机组编号排列，行按照节点编号排列。

列写 K_D 矩阵，如式(5.78)所示。

$$K_D = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (5.78)$$

K_D 矩阵的列按照负荷编号排列，行按照节点编号排列。

列写已知节点有功注入功率向量和节点负荷需求向量，如式(5.79)所示。

$$P_G = \begin{bmatrix} 300 \\ 100 \\ 150 \\ 100 \\ 150 \\ 100 \end{bmatrix}, D = \frac{600}{100} \quad (5.79)$$

按照直流潮流模型式(5.75)和式(5.73)，可得如下等式：

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 300 \\ 100 \\ 150 \\ 100 \\ 150 \\ 100 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \frac{600}{100} = \begin{bmatrix} 20 & -10 & -10 \\ -10 & 20 & -10 \\ -10 & -10 & 20 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} \quad (5.80)$$

由于节点3为平衡节点，有 $\theta_3 = 0$ ，则节点3对应的行和列都可以删掉，缩减后的DC潮流等式如式(5.81)所示。

$$\begin{bmatrix} 3.0 \\ 1.5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 20 & -10 \\ -10 & 20 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix} \quad (5.81)$$

求解方程组，得到计算结果如式(5.82)所示。

$$\theta_1 = 0.25, \theta_2 = 0.2 \quad (5.82)$$

在有节点相角的基础上，可以方便地计算线路有功潮流，如式(5.83)-式(5.85)所示。

$$P_{12} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{x_{12}} = \frac{0.25 - 0.2}{0.1} \times 100 = 50MW \quad (5.83)$$

$$P_{13} = \frac{\theta_1 - \theta_3}{x_{13}} = \frac{0.25 - 0}{0.1} \times 100 = 250MW \quad (5.84)$$

$$P_{23} = \frac{\theta_2 - \theta_3}{x_{23}} = \frac{0.2 - 0}{0.1} \times 100 = 200MW \quad (5.85)$$

由例 7 可见，直流潮流中的平衡节点主要起到提供参考相角的作用。

5.2.5 安全约束经济调度

安全约束经济调度将直流潮流模型与经济调度结合在一起，由于直流潮流模型是非线性潮流模型的简化，因此，我们可以认为安全约束经济调度是最优潮流的一个特例。

电力系统的安全性是指即便在发生事故的情况下，电力系统依然保持完好的能力。电力系统的安全性是相对的，是定义在一个合理预想故障集合上的安全性，例如 N-1 故障集合，所谓 N-1 故障集合：又称单一故障。指电力系统的 N 个元件中的任一独立元件（发电机、输电线路、变压器等）发生故障而被切除。

对于本课程来说，主要涉及线性化的有功经济调度问题，因此，安全约束就是指正常和预想故障集下线路有功潮流不越限。

安全约束对经济调度产生的影响，可以用例 8 来说明。

例 8：图 5-21 中，两条线路的电抗相同，且每条线路上允许的最大潮流为：100MW，两台机组的最小出力为 0MW，最大出力为 600MW。

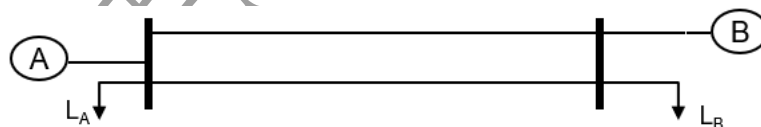


图 5-21 系统结构

两台机组的成本和边际成本如下所示。

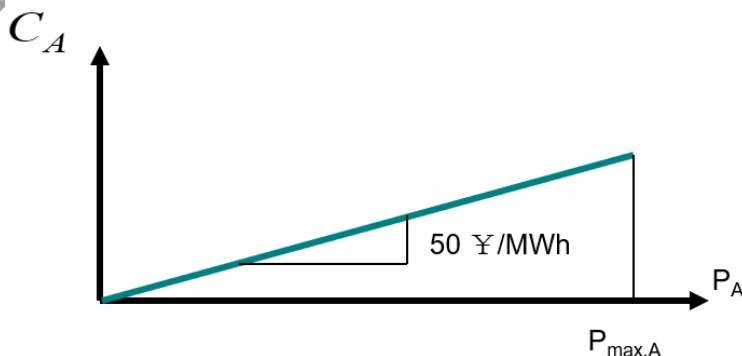


图 5-22 机组 1 边际成本

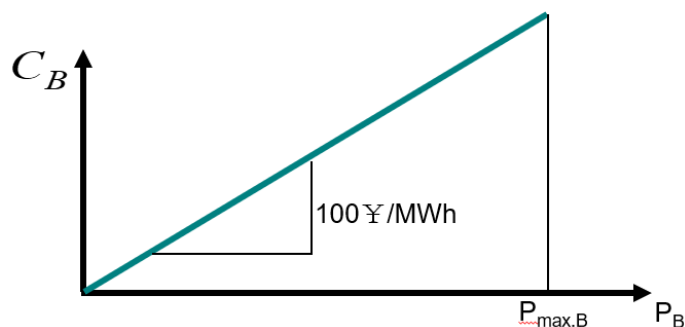


图 5-23 机组 2 边际成本

求：

(1) 当负荷 A 和 B 分别为 100MW 和 200MW 时的经济调度结果。

(2) 当负荷 A 和 B 分别为 100MW 和 400MW 时的经济调度结果。

(3) 在 (2) 的基础上，当进一步考虑一条线路故障时，线路潮流不越限的经济调度解。

解：

(1) 当负荷 A 和 B 分别为 100MW 和 200MW 时，最优解为：

$$P_A = 300MW \quad (5.86)$$

$$P_B = 0MW \quad (5.87)$$

这时，线路潮流并未越限，解是可行，也是最优的，线路潮流如图 5-24 所示。

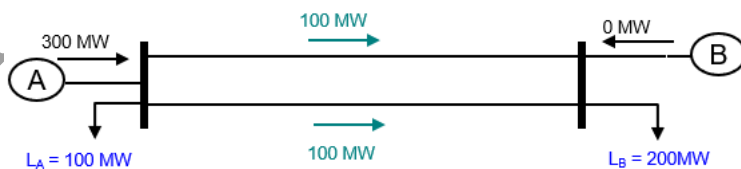


图 5-24

(2) 当负荷 A 和 B 分别为 100MW 和 400MW 时，如果不考虑线路潮流约束，则最优解为：

$$P_A = 500MW \quad (5.88)$$

$$P_B = 0 \text{ MW} \quad (5.89)$$

这时的总发电成本为：

$$C = c_A P_A + c_B P_B = 500 * 50 = 25000 \text{ 元} \quad (5.90)$$

但这个解会导致线路潮流越限，解是不可行，也就不是最优的，线路如图 5-25 所示。

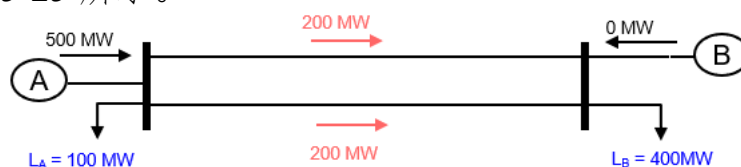


图 5-25

对于这个简单的例子，可以把对线路潮流约束直接转变为对机组出力的约束：

$$P_A \leq L_A + 200 = 300 \text{ MW} \quad (5.91)$$

求解后得到：

$$P_A = 300 \text{ MW} \quad (5.92)$$

$$P_B = 200 \text{ MW} \quad (5.93)$$

该解满足安全约束，也是考虑正常运行安全约束的最优解，线路潮流如图 5-26 所示，但发电成本上升到：

$$C = c_A P_A + c_B P_B = 300 * 50 + 200 * 100 = 35000 \text{ 元} \quad (5.94)$$

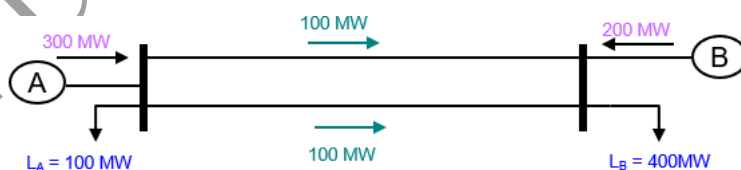


图 5-26

(3) 如果我们考虑一条线路故障的情况下，要求线路潮流不越限，那么(2)中得到的解也是不可行的，线路潮流如图 5-27 所示。

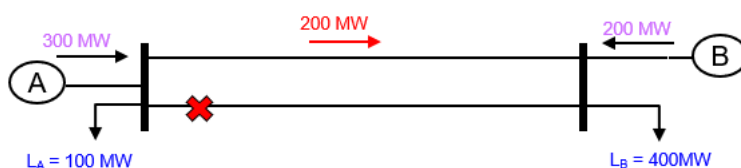


图 5-27

这时，我们需要将机组出力调整为：

$$P_A = 200MW \quad (5.95)$$

$$P_B = 300MW \quad (5.96)$$

该解满足安全约束，线路潮流如图 5-28 所示，但发电成本进一步上升到：

$$C = c_A P_A + c_B P_B = 200 * 50 + 300 * 100 = 40000 \text{ 元} \quad (5.97)$$

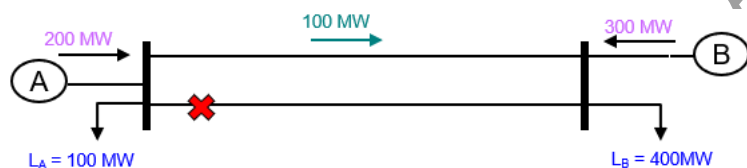


图 5-28

从例 8 可以知道，考虑的安全性约束越严格，总发电成本就越高。对于复杂电力系统，手算经济调度是不可能的，需要通过建立如式(5.98)-式(5.107)所示数学模型后，采用优化方法求解。

(1) 目标函数

$$\min F = \sum_{i=1}^I \sum_{b=1}^B \sum_{t=1}^T (C_{i,0,t} + c_{i,b,t} P_{i,b,t}) \quad (5.98)$$

其中：

i 表示机组索引；

b 表示分段索引；

t 表示时段索引；

I 表示机组的总台数；

B 表示分段数；

T 表示时段数；

$C_{i,0,t}$ 表示机组 i 第 t 时段最小出力处的成本；

$P_{i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的出力，是待优化的变量；

$c_{i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的边际成本。

(2) 约束条件

1) 机组总出力约束

$$P_{i,t} = \sum_{b=1}^B P_{i,b,t} \quad (5.99)$$

2) 机组功率段约束

$$0 \leq P_{i,b,t} \leq P_{max,i,b,t} \quad (5.100)$$

3) 机组最小出力约束

$$P_{i,t} \geq P_{min,i,t} \quad (5.101)$$

其中：

$P_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段出力，是待优化的变量；

$P_{min,i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段最小出力；

D_t 表示第 t 时段负荷；

$P_{max,i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的功率上限；

4) 机组爬坡约束

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{U,t} \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{D,t} \end{cases} \forall t > 1 \quad (5.102)$$

$$\begin{cases} P_{i,1} - P_{i,0} \leq P_{U,t} \\ P_{i,0} - P_{i,1} \leq P_{D,t} \end{cases} \quad (5.103)$$

其中：

$P_{U,t}$ 和 $P_{D,t}$ 分别表示机组 i 第 t 时段的上、下爬坡率；

$P_{i,0}$ 表示机组 i 的初始出力。

5) 节点功率平衡约束

$$K_P P_{G,t} - K_D D_t = K_L P_{L,t} \quad (5.104)$$

6) 线路潮流等式

$$P_{nm,t} = \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{nm}} \quad (5.105)$$

7) 线路潮流约束

$$|P_{nm,t}| \leq P_{max,nm,t} \quad (5.106)$$

其中：

D_t 表示负荷向量，是待优化变量；

$P_{G,t}$ 表示由 $P_{i,t}$ 构成的机组出力向量；

$P_{L,t}$ 表示由 $P_{nm,t}$ 构成的支路有功潮流向量；

$P_{nm,t}$ 表示线路 nm 第 t 时段潮流，是待优化变量；

$\theta_{n,t}$ 表示节点 n 第 t 时段相角，是待优化变量；

$P_{max,nm,t}$ 线路 nm 第 t 时段最大潮流上限。

8) 平衡节点相角约束

$$\theta_{s,t} = 0 \quad (5.107)$$

9) 已知负荷约束

$$D_t = \bar{D}_t \quad (5.108)$$

其中：

s 表示平衡节点；

$\bar{D}_t$ 表示第 t 时段已知负荷向量。

事实上，上述数学模型中式错误!未找到引用源。所示的全网功率平衡约束是可以忽略的，因为式(5.104)所示的节点功率平衡约束已经保证了所有节点的功率平衡，自然也就保证了全网功率平衡。

例 9：如图 5-29 所示的 3 节点系统，线路参数见表 5-10，机组参数见表 5-11，假设节点 1 为参考节点，系统基准容量为 100MW。

表 5-10 线路参数

支路	起始节点	终止节点	x(p.u.)	潮流限制(MW)
1	1	2	0.05	100
2	1	3	0.02	50
3	2	3	0.01	80

表 5-11 机组参数

机组	所在节点	Pmin(MW)	Pmax(MW)	边际成本(¥/MWh)
G1	1	20	150	8
G2	2	30	60	10
G3	3	15	50	25

请建立单时段安全约束经济调度的数学模型，并用 Excel 求解经济调度结果：

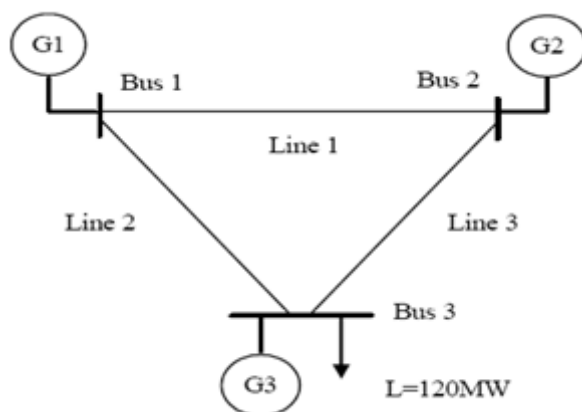


图 5-29 3 节点系统结构图

解：将有名值转换为标么值，并列写安全约束经济调度模型：

目标函数

$$\text{Min} F = 8P_1 + 10P_2 + 25P_3 \quad (5.109)$$

约束条件

节点功率平衡约束：

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} [D] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} \quad (5.110)$$

线路潮流等式：

$$P_{12} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{0.05} \quad (5.111)$$

$$P_{13} = \frac{\theta_1 - \theta_3}{0.02} \quad (5.112)$$

$$P_{23} = \frac{\theta_2 - \theta_3}{0.01} \quad (5.113)$$

线路潮流约束：

$$|P_{12}| \leq 1 \quad (5.114)$$

$$|P_{13}| \leq 0.5 \quad (5.115)$$

$$|P_{23}| \leq 0.8 \quad (5.116)$$

机组出力约束：

$$0.2 \leq P_1 \leq 1.5 \quad (5.117)$$

$$0.3 \leq P_2 \leq 0.6 \quad (5.118)$$

$$0.15 \leq P_3 \leq 0.5 \quad (5.119)$$

已知条件：

$$D = 1.2 \quad (5.120)$$

$$\theta_1 = 0 \quad (5.121)$$

用 Excel 求解所建立的模型的文件如图 5-30，并求解得到式 (5.123) 所示的优化结果（转化为有名值），总发电成本为 1307 元（ 13.07×100 ）。

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1																
2																
3			P ₁	P ₂	P ₃	P ₁₂	P ₁₃	P ₂₃	θ ₁	θ ₂	θ ₃	D				
4	目标函数系数	8	10	25												
5																
6																
7		1			-1	-1							=	0	=	0
8	节点功率平衡约束		1		1		-1						=	0	=	0
9				1		1						-1	=	-2E-16	=	0
10					0.05			-1	1				=	8.7E-19	=	0
11	线路潮流等式					0.02		-1		1			=	1.7E-18	=	0
12							0.01		-1		1		=	1.7E-18	=	0
13					1								=	0.09	<=	1
14						1							=	0.5	<=	0.5
15	线路潮流约束						1						=	0.55	<=	0.8
16					1								=	0.09	>=	-1
17						1							=	0.5	>=	-0.5
18							1						=	0.55	>=	-0.8
19		1											=	0.59	<=	1.5
20			1										=	0.46	<=	0.6
21	机组出力约束			1									=	0.15	<=	0.5
22		1											=	0.59	>=	0.2
23			1										=	0.46	>=	0.3
24				1									=	0.15	>=	0.15
25	平衡节点相角约束								1				=	0	=	0
26	负荷约束											1	=	1.2	=	1.2
27	结果/优化变量	0.59	0.46	0.15	0.09	0.5	0.55	0	-0.0045	-0.01	1.2			F	=	13.07

图 5-30 例 9 Excel 求解结果

$$\begin{cases} P_1 = 59MW \\ P_2 = 46MW \\ P_3 = 15MW \end{cases}, \begin{cases} P_{12} = 9MW \\ P_{13} = 50MW \\ P_{23} = 55MW \end{cases}, \begin{cases} \theta_1 = 0 \\ \theta_2 = -0.0045 \\ \theta_3 = -0.01 \end{cases} \quad (5.122)$$

式(5.122)的优化结果表明线路 2 的潮流正好等于其潮流上限，说明该线路已经阻塞了。

安全约束经济调度除了要考虑正常运行状态下的线路潮流不超限，还应该考虑事故情况下的线路潮流也不超限。只不过这部分内容已经超出了本书讨论的范畴。

5.3 机组组合

5.3.1 单时段机组组合

前面我们已经讨论过机组组合和经济调度的区别，两者的区别可以用图 5-31 和图 5-32 来说明。简单来说，经济调度是给定负荷，

给定一组运行机组，确定每台机组应该发多少电来最经济地满足负荷需求。而机组组合是给定负荷曲线（例如：一天内每个小时的负荷），给定一组可用机组。确定机组什么时候启动、什么时候停运、以及发多少电来最经济地满足负荷需求。它们之间的区别可以用例 10 来说明。

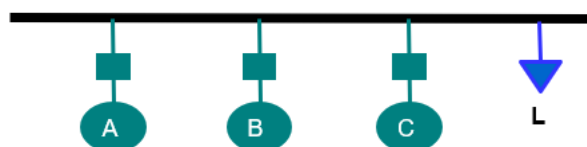


图 5-31 经济调度

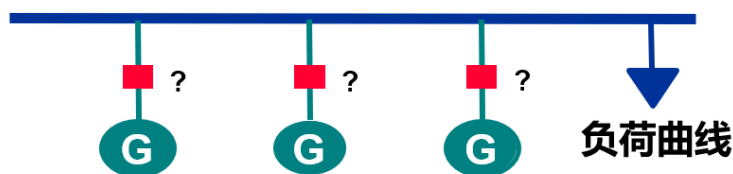


图 5-32 机组组合

例 10: 有 2 台机组，边际成本分别为 8 ¥/MWh 和 10 ¥/MWh ，2 台机组的最小出力分别为 50 MW 和 20 MW ，最大出力分别为 200 MW 和 100 MW ，当负荷为 100 MW 时，求单时段的经济调度解和机组组合解。

解：经济调度认为 2 台机组都是运行的，所以必须保证机组最小出力约束得到满足，因此，在满足最小出力的基础上，边际成本低的机组尽可能多发电，可知机组 1 出力 80 MW ，而机组 2 出力 20 MW ，经济调度总成本 840 元。

机组组合需要优化机组的运行状态，本例中，我们可以考察如下所有的机组组合状态。

(1) 当机组 1 和机组 2 都停运时，机组的出力和为 0 ，不满足负荷的需求，因此，是不可行的。

(2) 当机组 1 和机组 2 都运行时, 机组组合的结果与经济调度的结果是一样的。

(3) 当机组 1 运行, 机组 2 停运时, 机组 1 承担所有负荷, 这时机组 1 出力 100MW, 系统总成本为 800 元。

(4) 当机组 1 停运, 机组 2 运行时, 机组 2 承担所有负荷, 这时机组 2 出力 100MW, 系统总成本为 1000 元。

由此可知, 最优的机组组合方案是情况 (3), 经济调度和机组组合的结果总结如下表, 可以看出, 机组组合的结果优于经济调度的结果。

表 5-12 机组组合与经济调度对比

机组	生产函数 (\$)	Pmin(MW)	Pmax(MW)	ED 解	UC 解
1	$8P_1$	50	200	$P_1=80\text{MW}$	状态=运行, $P_1=100\text{MW}$
2	$10P_2$	20	100	$P_2=20\text{MW}$	状态=停运, $P_2=0\text{MW}$

例 10 考察了单时段所有机组组合状态, 2 台机组单时段组合状态数目为 4 种。如果用 0 来代表机组停运, 1 来代表机组运行, 则单个时段会有多少可能的组合状态? 现在考察 3 台机组的情况, 单时段有 8 个可能的组合状态, 如图 5-33 所示。



图 5-33 3 机组单时段机组组合情况

那么, 如果有 N 台机组: 每个时段有多少种可能的组合状态? 答案是 2^N 。

例 11: 有 3 台机组, 机组技术经济数据如式(5.124)-式(5.129)所

示，当负荷为 550MW 时，求解这 3 台机组的机组组合结果。

机组 1:

$$P_{\min} = 250\text{MW}, P_{\max} = 600\text{MW} \quad (5.123)$$

$$C_1 = 510.0 + 7.9P_1 + 0.00172P_1^2 \text{ ¥/h} \quad (5.124)$$

机组 2:

$$P_{\min} = 200\text{MW}, P_{\max} = 400\text{MW} \quad (5.125)$$

$$C_2 = 310.0 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2 \text{ ¥/h} \quad (5.126)$$

机组 3:

$$P_{\min} = 150\text{MW}, P_{\max} = 500\text{MW} \quad (5.127)$$

$$C_3 = 78.0 + 9.56P_3 + 0.00694P_3^2 \text{ ¥/h} \quad (5.128)$$

解:

将 3 台机组的组合全部列出来，一共有 $2^3=8$ 种组合；

对于每一种组合，首先判断该组合是否满足负荷需求，对于满足负荷需求的组合，采用例 1 的方法求解经济调度，确定 550MW 负荷的最优分配结果，并得到该组合下的总成本，如下表所示；

比较各种机组组合下的总成本，选择总成本最小的组合作为机组组合结果，本例中，机组 1 运行，机组 2 和机组 3 停运是最优的机组组合。

表 5-13 机组组合比较

1	2	3	$P_{\min}$	$P_{\max}$	P_1	P_2	P_3	总成本
Off	Off	Off	0	0	不可行			
Off	Off	On	150	500	不可行			
Off	On	Off	200	400	不可行			
Off	On	On	350	900	0	400	150	5418
On	Off	Off	250	600	550	0	0	5389
On	Off	On	400	1100	400	0	150	5613
On	On	Off	450	1000	295	255	0	5471
On	On	On	600	1500	不可行			

从例 11 可见，如果调用的机组太少，机组最大出力之和不能满足负荷需求；如果调用的机组不够多，一些机组运行点高于最优点；

如果调用的机组过多,一些机组运行低于最优点;调用的机组太多,机组最小出力之和将超过负荷需求。

电力系统必须预留足够的备用容量,以应对各种不确定情况的发生。首先,电力系统应该有足够的可用发电资源,保证可用发电能力大于负荷需求;其次,机组组合根据可用发电资源优化机组运行状态,要保证在运行机组中预留足够的备用容量。这是由于很多机组无法灵活启停,如果进入组合的机组太少,无法满足上备用要求;反过来说,如果调用的机组过多,运行机组的最小出力和无法满足下备用要求。

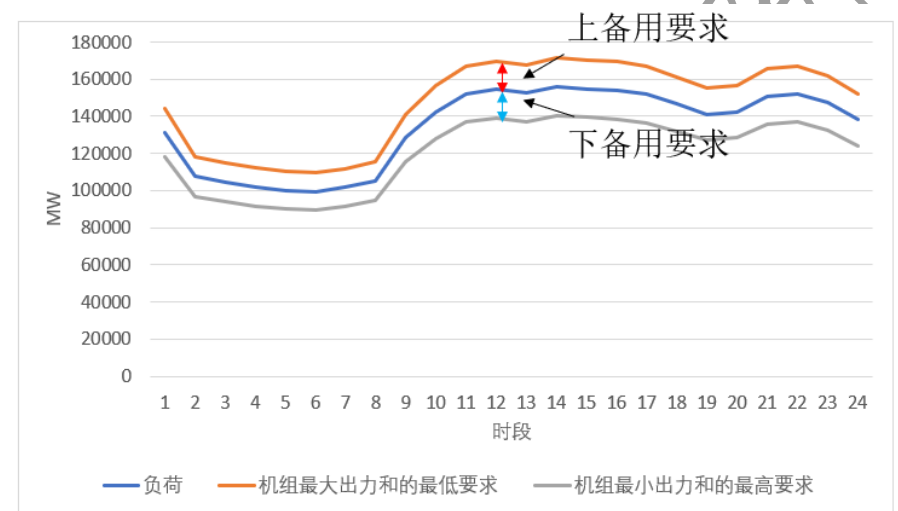


图 5-34 系统备用

例 11 未考虑系统备用约束,例 12 考察考虑备用约束后,机组组合结果的变化。

例 12: 在例 11 的基础上,如果要求最小上备用为 55MW,求机组组合的结果。

解:

我们考察例 11 中可行的组合状态,其中例 11 最优组合状态为机组 1 运行,机组 2 和机组 3 停运,但组合状态下系统备用仅为 50MW,无法满足最小上备用的要求,因此,在本例中,该组合不可行,这时最优的组合是机组 1 停运,机组 2 和机组 3 运行。结果如

表 5-14。

表 5-14 备用修改后机组组合比较

1	2	3	Pmin	Pmax	P ₁	P ₂	P ₃	总成本
Off	Off	Off	0	0	不可行			
Off	Off	On	150	500	不可行			
Off	On	Off	200	400	不可行			
Off	On	On	350	900	0	400	150	5418
On	Off	Off	250	600	不可行			
On	Off	On	400	1100	400	0	150	5613
On	On	Off	450	1000	295	255	0	5471
On	On	On	600	1500	不可行			

5.3.2 多时段机组组合

如果考虑负荷是随时间变化的曲线，将负荷曲线分为一系列时段，假设负荷在一个时段内为常数，如图 5-35 所示，那么对于每个时段，应该怎么样制定最优的机组组合？

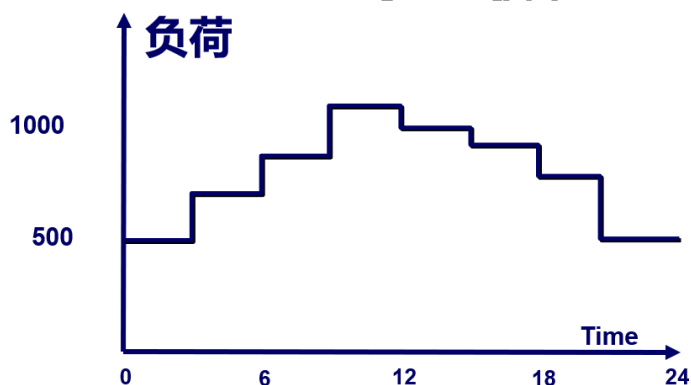


图 5-35 分时段负荷曲线

看起来可以按照各个时段的负荷水平，求解单时段的机组组合。最终得到不同负荷水平下，机组组合的结果，如表 5-15 所示，同时也可以得到机组在各个时段的功率分配，如图 5-36 所示。

表 5-15 机组组合结果

负荷	机组 1	机组 2	机组 3
1100	On	On	On
1000	On	On	Off
900	On	On	Off
800	On	On	Off
700	On	On	Off
600	On	Off	Off
500	On	Off	Off

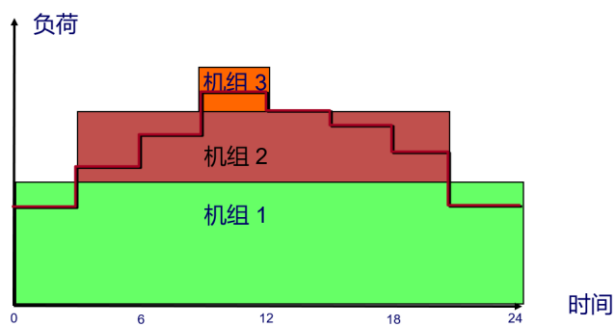


图 5-36 机组功率分配

但是，这种方法没有考虑机组的启停成本和空载成本，没有考虑机组最小运行时间和最小停运时间约束，也没有考虑机组爬坡约束。如果考虑这些时段耦合因素，则机组组合是一个多时段耦合的优化问题，与多时段经济调度问题相似，不能单时段单独求解，而必须一体化求解。那么当多时段一体化求解时，一个机组组合的解就是一条连接各个时段组合的路径，如果有 N 台机组， T 个时段，则这样的路径有多少条？

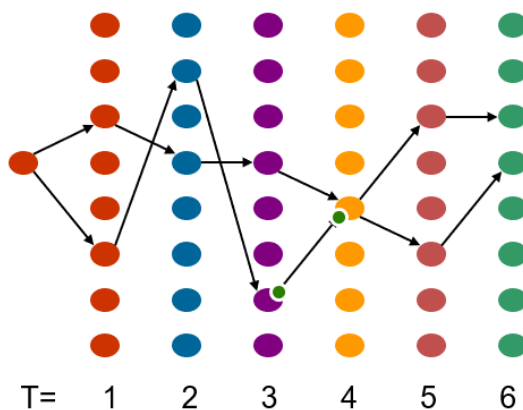


图 5-37 机组组合路径

答案是 $(2^N)^T$ 条。

例如: 5 台机组, 24 小时, 则组合数目为:

$$(2^N)^T = (2^5)^{24} = 1.36 \times 10^{36} \quad (5.129)$$

如果计算机处理速度为每秒 10^9 个组合, 这需要 4.2×10^{19} 年来求解。如果机组很多, 怎么办呢? 实用化的机组组合程序中, 美国

PJM 优化 1200+机组, CAISO 优化 1000+机组, MISO 优化 1500+机组, 而考虑的时段数甚至可以达到 96+24 个时段。

机组组合的求解方法主要有排序法/启发式方法、动态规划法、拉格朗日松弛法、混合整数规划法。目前, 实用化的机组组合软件均采用混合整数规划法, 其中高效的商业化求解器 CPLEX 和 Gurobi 应用最为广泛。

机组在启动过程中是要发生成本的, 而机组组合寻找最优的机组运行状态, 也就是优化安排机组在什么时候启动, 什么时候停运, 所以机组组合需要考虑启动成本。另外, 本章前面部分已经介绍过空载成本的特点, 当机组运行时, 会发生空载成本, 而当机组停运时, 是不会发生空载成本的。因此, 机组组合也需要考虑空载成本。启动成本是机组在启动过程中发生的有关费用。火电机组的启动成本和其停机时间密切相关, 如图 5-38 所示。启动成本在第 3 章已有详细介绍, 而空载成本在本章前面部分已有介绍, 这里不再赘述。

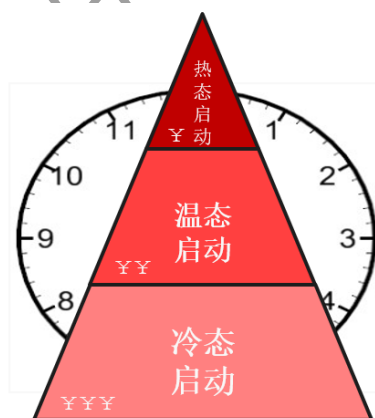


图 5-38 启动成本

当前, 燃煤机组之类的机组是不能灵活启停的, 这意味着燃煤机组运行后, 必须运行一段时间后才能停运, 同时, 燃煤机组停运后, 必须停运一段时间后才能启动, 也可能有一些机组因各种原因不能运行太长时间, 相应地, 机组组合需要最小运行时间、最小停运时间和最大运行时间约束。如图 5-39 所示。如果最小运行时间为

16 小时，则当机组在 07:00 启动后，必须运行到 23:00 才能停机；如果最小停运时间是 3 小时，则当机组在 23:00 停运后，必须停运到次日 02:00 才能启动；如果最大运行时间是 144 小时，则当机组在第一天 00:00 启动，最长只能运行到第 7 日 00:00。

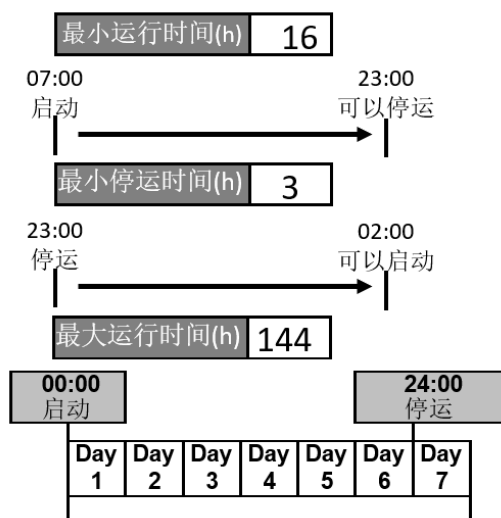


图 5-39 机组运行状态持续时间约束

例 13：有 3 台机组，基本技术参数如表 5-16，一共有 3 个时段，负荷曲线如图 5-40，3 个时段的负荷分别为 150MW、300MW 和 200MW，不考虑备用约束，不考虑机组爬坡约束，不考虑空载成本。求机组组合的最优解。

表 5-16 机组参数

机组	Pmin (MW)	Pmax (MW)	最小运行 时间 (h)	最小停运 时间 (h)	空载成 本 (¥)	边际成本 (¥/MWh)	启动成 本 (¥)	初始状态
A	150	250	3	3	0	10	1000	运行
B	50	100	2	1	0	12	600	停运
C	10	50	1	1	0	20	100	停运

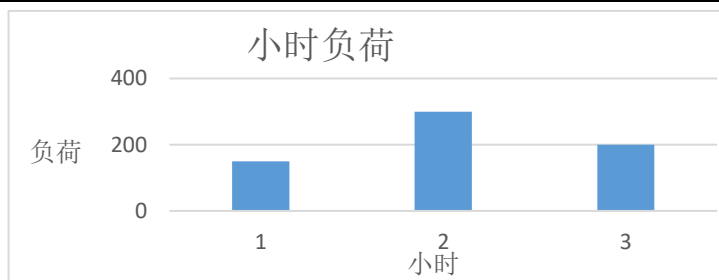


图 5-40

如果直接用枚举法求解，需要对比 $2^9 = 512$ 个解，耗时耗力。

下面用动态规划法求解这道题。

解：第一步，枚举单时段机组组合状态。

表 5-17 机组组合状态枚举

组合			$P_{\min}$	$P_{\max}$
A	B	C		
1	1	1	210	400
1	1	0	200	350
1	0	1	160	300
1	0	0	150	250
0	1	1	60	150
0	1	0	50	100
0	0	1	10	50
0	0	0	0	0

第二步，通过全系统功率平衡约束条件，得到 3 个时段可行的组合状态，得到状态图 5-41。

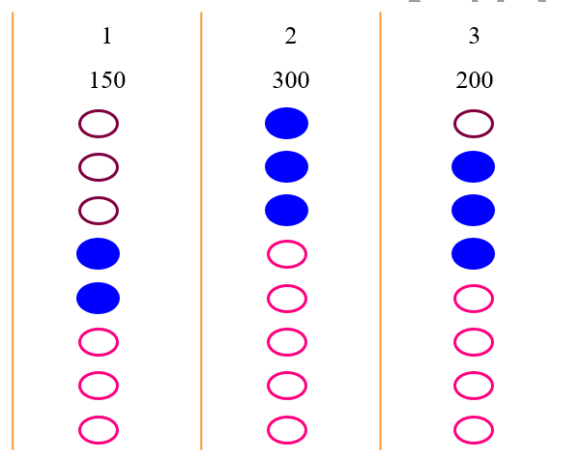


图 5-41

第三步，写出所有时段间可行机组组合状态的转移路径。

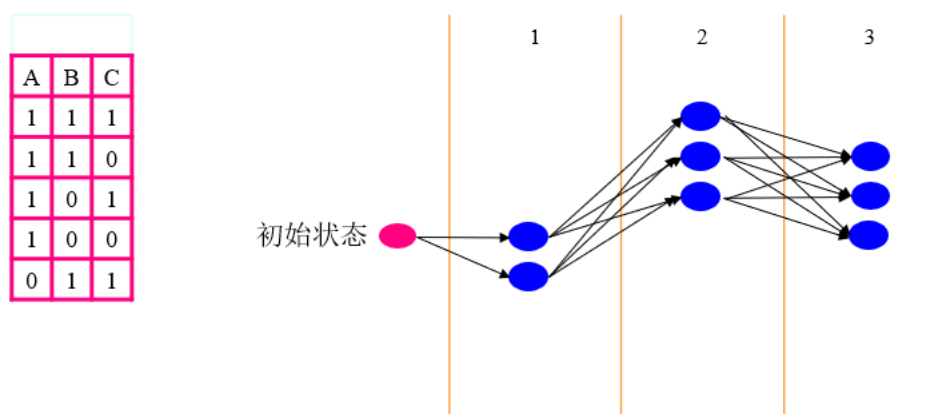


图 5-42

第四步，通过最小运行时间和最小停运时间约束，得到可行的路径。我们发现时段 1 到时段 2 的转移过程中，以下 3 条虚线路径不满足 A 机组的最小停运时间。

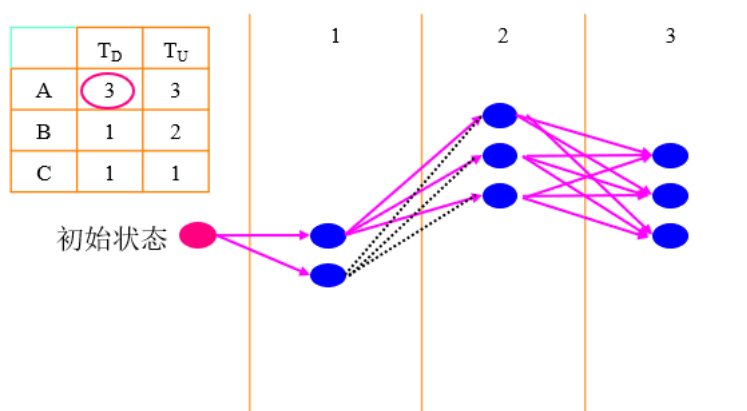


图 5-43

时段 2 到时段 3 的转移过程中，以下 4 条虚线路径不满足 B 机组的最小运行时间。

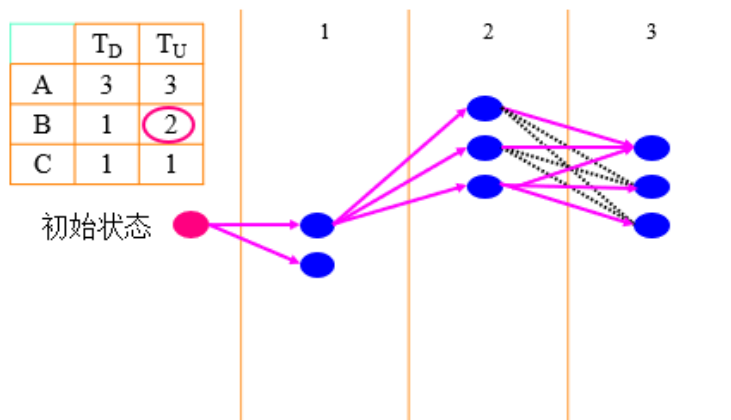


图 5-44

第五步，整理可行路径，可能某些组合状态没有后续的转移路径，是不可行组合状态，例如，下图的虚线状态，可以删除。

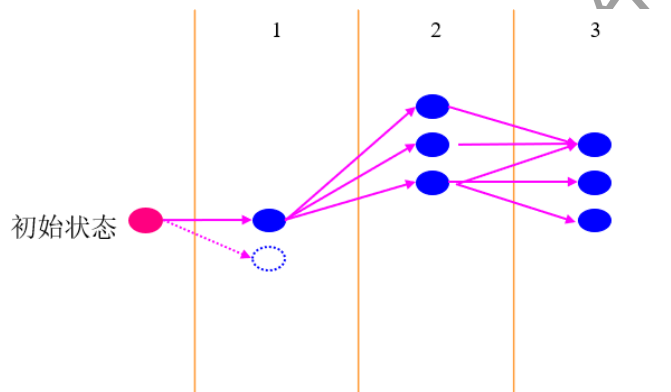


图 5-45

第六步，将剩余可行的组合状态编号。

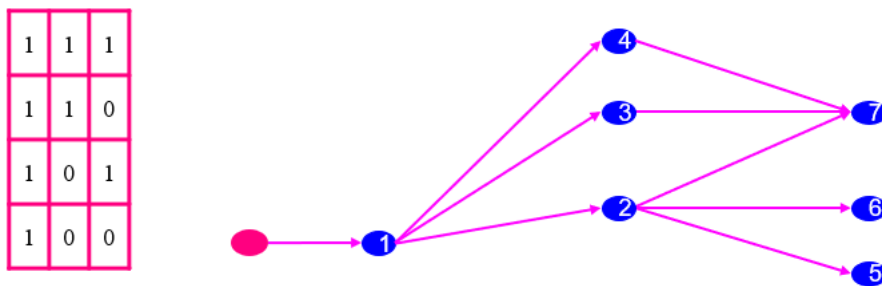


图 5-46

第七步，针对各个组合状态，求解经济调度，并得到每个状态下最优的机组出力和成本，并将成本标于各自组合状态的下方。

表 5-18 各个机组组合状态下的经济调度结果

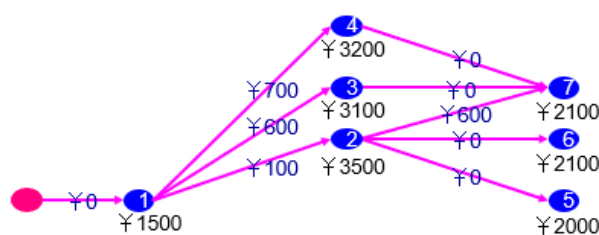
状态	负荷	P_A	P_B	P_C	成本
1	150	150	0	0	1500
2	300	250	0	50	3500
3	300	250	50	0	3100

4	300	240	50	10	3200
5	200	200	0	0	2000
6	200	190	0	10	2100
7	200	150	50	0	2100

表 5-19 各机组成本

机组	Pmin	Pmax	空载成本	边际成本
A	150	250	0	10
B	50	100	0	12
C	10	50	0	20

第八步，将启动成本标在各条路径上。



Unit	Start-up cost
A	1000
B	600
C	100

图 5-47

第九步，从时段 1 开始，按照时段顺序，求解各个状态的最低累加成本。本状态最低累加成本=本状态成本+ $\min\{\text{前置路径转移成本}+\text{前置状态累加成本}\}$

对于状态 1，仅有一条前置路径，且该路径转移成本为 0，前置状态为初始状态，初始状态累加成本为 0，因此：状态 1 的累加成本=1500+0+0。将累加成本标在状态上方。

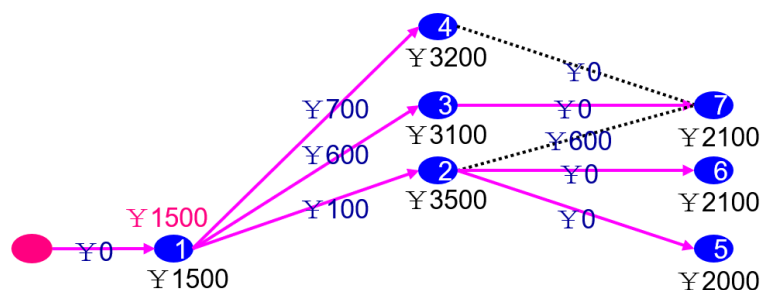


图 5-48

对于状态 2，也仅有一条前置路径，且该路径转移成本为 100，相应前置状态为状态 1，状态 1 累加成本为 1500，因此：状态 2 的

累加成本=3500+100+1500=5100。

同理，可以算出状态 3 和 4 的累加成本，并标在图上。

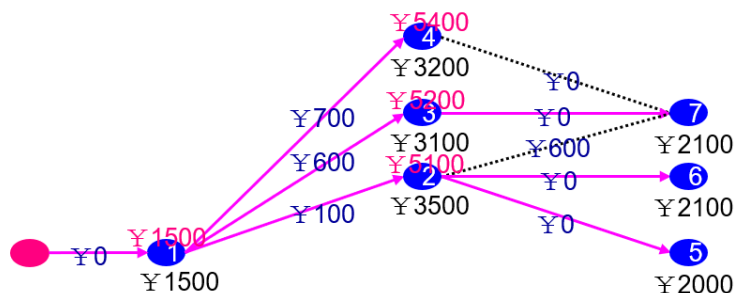


图 5-49

同理继续算出状态 5 和 6 的累加成本。

对于状态 7，有 3 条前置路径，因此：状态 7 的累加成本 = 2100 + min{0+5400, 0+5200, 600+5100} = 7300。保留状态 7 的最低成本转移路径，将其余路径删除。将累加成本标在图中。

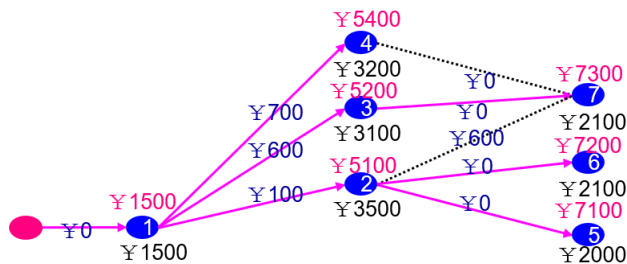


图 5-50

第十步，在最后一个时段，找到并保留累加成本最低的状态，删除该时段其余状态。

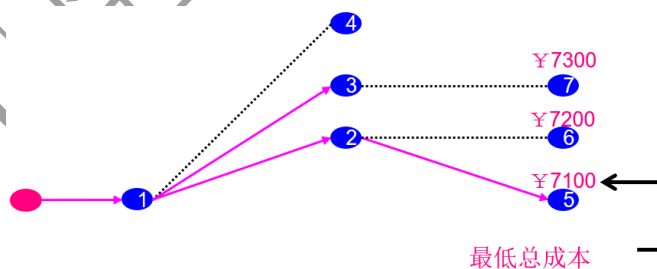


图 5-51

第十一步，删除无后续路径的状态，得到最优解。

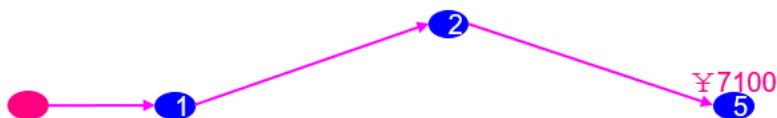


图 5-52

从例 13 可见，相对于枚举法，动态规划法大幅降低计算量，然而动态规划法存在“维数灾”等缺陷，一般也只能应用于小于 20 台机组的小系统。

下面，我们将建立机组组合的混合整数规划模型，如式(5.131)-式(5.142)所示。

(1) 目标函数

$$\min F = \sum_{i=1}^I \sum_{b=1}^B \sum_{t=1}^T (C_{i,0,t} u_{i,t} + S_i y_{i,t} + c_{i,b,t} P_{i,b,t}) \quad (5.130)$$

其中：

i 表示机组索引； b 表示分段索引； t 表示时段索引；

I 表示机组的总台数；

B 表示分段数；

T 表示时段数；

$C_{i,0,t}$ 表示机组 i 第 t 时段最小出力处的成本；

$P_{i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的出力，是待优化的变量；

$c_{i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的边际成本。

S_i 表示机组 i 启动成本；

$u_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段运行状态，是待优化的 $\{0,1\}$ 二进制变量；

$y_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段启动状态，是待优化的 $\{0,1\}$ 二进制变量；

(2) 约束条件

1) 机组总出力约束

$$P_{i,t} = \sum_{b=1}^B P_{i,b,t} \quad (5.131)$$

2) 全网功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} = D_t \quad (5.132)$$

3) 机组功率段约束

$$0 \leq P_{i,b,t} \leq u_{i,t} P_{\max,i,b,t} \quad (5.133)$$

4) 机组最小出力约束

$$P_{i,t} \geq u_{i,t} P_{min,i,t} \quad (5.134)$$

其中：

$P_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段出力，是待优化的变量；

$P_{min,i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段最小出力；

D_t 表示第 t 时段负荷；

$P_{max,i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的功率上限；

5) 机组爬坡约束

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{U,t} \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{D,t} \end{cases} \quad \forall t > 1 \quad (5.135)$$

$$\begin{cases} P_{i,1} - P_{i,0} \leq P_{U,t} \\ P_{i,0} - P_{i,1} \leq P_{D,t} \end{cases} \quad (5.136)$$

6) 热备用约束

$$\sum_{i=1}^I (u_{i,t} P_{max,i,t} - P_{i,t}) \geq R_t \quad (5.137)$$

其中：

$P_{U,t}$ 和 $P_{D,t}$ 分别表示机组 i 第 t 时段的上、下爬坡率；

$P_{i,0}$ 表示机组 i 的初始出力。

$P_{max,i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段的最大出力；

R_t 表示系统热备用要求。

7) 机组状态约束

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} = y_{i,t} - z_{i,t} \quad \forall t > 1 \quad (5.138)$$

$$u_{i,1} - u_{i,0} = y_{i,1} - z_{i,1} \quad (5.139)$$

8) 最小运行时间约束

$$\sum_{\tau=t-T_{on,i}+1}^t y_{i,\tau} \leq u_{i,t} \quad (5.140)$$

9) 最小停运时间约束

$$\sum_{\tau=t-T_{off,i}+1}^t z_{i,\tau} \leq 1 - u_{i,t} \quad (5.141)$$

其中:

$z_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段停机状态变量, 是待优化的 $\{0,1\}$ 二进制变量;

$u_{i,0}$ 表示机组 i 初始运行状态;

$T_{on,i}$ 表示机组 i 最小运行时间;

$T_{off,i}$ 表示机组 i 最小停运时间。

上述模型的决策变量是每台机组每个时段的状态、每台机组每个时段的出力。是连续变量和离散变量的组合优化问题, 这类问题在数学上成为混合整数规划问题。对于连续变量, 存在梯度或可以用线性规划求解, 其可行集合内的任意值都是允许的。然而离散变量没有梯度, 只能取有限的几个值, 导致问题非凸。必须尝试离散值的组合。因此, 长期以来, 混合整数规划是优化数学领域的一个难题。

5.3.3 安全约束机组组合

与安全约束经济调度问题类似, 安全约束机组组合就是在机组组合的基础上考虑电网的安全约束, 例 14 说明电网安全约束将影响机组组合的也需要考虑安全约束,

例 14: 在例 10 数据的基础上, 考虑 2 母线系统如图 5-53 所示, 求解两台机组的最优组合。

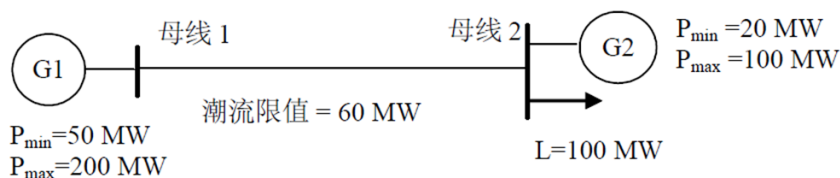


图 5-53 2 母线系统

从例 10 我们知道, 当不考虑线路潮流限值时, 机组组合的解是机组 1 运行且机组 2 停运, 但这时线路上的潮流为 100MW, 大于线

路潮流限值 60MW，因此，在本例中，该解是不可行的。为了降低线路潮流，需要将机组 2 也运行起来，且其出力要达到 40MW 才能缓解线路阻塞，这时的总成本为 880 元。具体对比如下表所示。

表 5-20 机组组合与安全约束机组组合结果

机组	UC 解	SCUC 解
1	状态=ON, P1=100MW	状态=ON, P1=60MW
2	状态=OFF, P2=0MW	状态=ON, P2=40MW

显然，考虑到电网的复杂性，安全约束机组组合比机组组合要复杂许多，对于大规模安全约束机组组合而言，必须建立相应数学模型，并采用专业的数学优化工具求解。

(1) 目标函数

$$\min F = \sum_{i=1}^I \sum_{b=1}^B \sum_{t=1}^T (C_{i,0,t} u_{i,t} + S_i y_{i,t} + c_{i,b,t} P_{i,b,t}) \quad (5.142)$$

其中：

i 表示机组索引； b 表示分段索引； t 表示时段索引；

I 表示机组的总台数；

B 表示分段数；

T 表示时段数；

$C_{i,0,t}$ 表示机组 i 第 t 时段最小出力处的成本；

$P_{i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的出力，是待优化的变量；

$c_{i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的边际成本。

S_i 表示机组 i 启动成本；

$u_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段运行状态，是待优化的 $\{0,1\}$ 二进制变量；

$y_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段启动状态，是待优化的 $\{0,1\}$ 二进制变量；

(2) 约束条件

1) 机组总出力约束

$$P_{i,t} = \sum_{b=1}^B P_{i,b,t} \quad (5.143)$$

2) 全网功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} = D_t \quad (5.144)$$

3) 机组功率段约束

$$0 \leq P_{i,b,t} \leq u_{i,t} P_{max,i,b,t} \quad (5.145)$$

4) 机组最小出力约束

$$P_{i,t} \geq u_{i,t} P_{min,i,t} \quad (5.146)$$

其中：

$P_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段出力，是待优化的变量；

$P_{min,i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段最小出力；

D_t 表示第 t 时段负荷；

$P_{max,i,b,t}$ 表示机组 i 第 b 段第 t 时段的功率上限；

5) 机组爬坡约束

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{U,t} \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{D,t} \end{cases} \quad \forall t > 1 \quad (5.147)$$

$$\begin{cases} P_{i,1} - P_{i,0} \leq P_{U,t} \\ P_{i,0} - P_{i,1} \leq P_{D,t} \end{cases} \quad (5.148)$$

6) 热备用约束

$$\sum_{i=1}^I (u_{i,t} P_{max,i,t} - P_{i,t}) \geq R_t \quad (5.149)$$

其中：

$P_{U,t}$ 和 $P_{D,t}$ 分别表示机组 i 第 t 时段的上、下爬坡率；

$P_{i,0}$ 表示机组 i 的初始出力。

$P_{max,i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段的最大出力；

R_t 表示系统热备用要求。

7) 机组状态约束

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} = y_{i,t} - z_{i,t} \quad \forall t > 1 \quad (5.150)$$

$$u_{i,1} - u_{i,0} = y_{i,1} - z_{i,1} \quad (5.151)$$

8) 最小运行时间约束

$$\sum_{\tau=t-T_{on,i}+1}^t y_{i,\tau} \leq u_{i,t} \quad (5.152)$$

9) 最小停运时间约束

$$\sum_{\tau=t-T_{off,i}+1}^t z_{i,\tau} \leq 1 - u_{i,t} \quad (5.153)$$

其中:

$z_{i,t}$ 表示机组 i 第 t 时段停机状态变量, 是待优化的 $\{0,1\}$ 二进制变量;

$u_{i,0}$ 表示机组 i 初始运行状态;

$T_{on,i}$ 表示机组 i 最小运行时间;

$T_{off,i}$ 表示机组 i 最小停运时间。

10) 节点功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I K_{P,n,i} P_{i,t} - D_{n,t} = \sum_{m \in n} P_{nm,t} \quad (5.154)$$

11) 线路潮流等式

$$P_{nm,t} = \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_{nm}} \quad (5.155)$$

12) 线路潮流约束

$$|P_{nm,t}| \leq P_{max,nm,t} \quad (5.156)$$

其中:

$K_{P,n,i}$ 节点-发电机关联矩阵元素;

$P_{nm,t}$ 表示线路 nm 第 t 时段潮流, 是待优化变量;

$D_{n,t}$ 表示节点 n 第 t 时段负荷;

$\theta_{n,t}$ 表示节点 n 第 t 时段相角, 是待优化变量;

$P_{max,nm,t}$ 线路 nm 第 t 时段最大潮流上限。

从安全约束经济调度和安全约束机组组合看来, 似乎安全约束机组组合已经包含了安全约束经济调度的全部内容, 那么安全约束经济调度是否有存在的必要呢? 安全约束经济调度是有存在必要的, 由于安全约束机组组合是混合整数优化问题, 不能提供影子价格, 也就不能提供节点边际电价, 而安全约束经济调度是连续优化问题, 能够提

供影子价格，也就能够提供节点边际电价；另外。实际应用中，由于安全约束机组组合的复杂性，一般以 1 小时或 15 分钟为一个时段，而安全约束经济调度一般以 15 分钟、乃至 5 分钟一个时段，能够提供更精细的优化。

5.4 辅助服务

辅助服务是指维持电力系统的安全稳定运行或恢复系统安全，以及为保证电能供应，满足电压、频率质量等要求所需要的一系列服务，主要包括：调频、备用、调相、黑启动等。本节主要介绍由发电机组提供的与有功服务相关的调频和备用辅助服务。

5.4.1 发电机组的频率调整

电力系统中的负荷无时无刻不在变动，其变动规律如图 5-53 所示。它大致可分解成 3 种不同功率变化幅值和周期的曲线，或者说电力系统负荷是由三种成分合成的。第一种成分 P_1 幅值最小，周期最短，主要是由于中小型用电设备的投入切除引起，带有很大的随机性。第二种成分 P_2 幅度较大，周期较长，属于这一部分的负荷主要有电炉、压延机械、电气机车等带有冲击性的负荷变动。第三种负荷 P_3 是日负荷曲线的基本部分，它是由工厂的作息制度、人们的生活规律和气象条件的变化等所决定。 P_3 可通过研究过去的负荷资料和负荷的变化趋势加以预测。

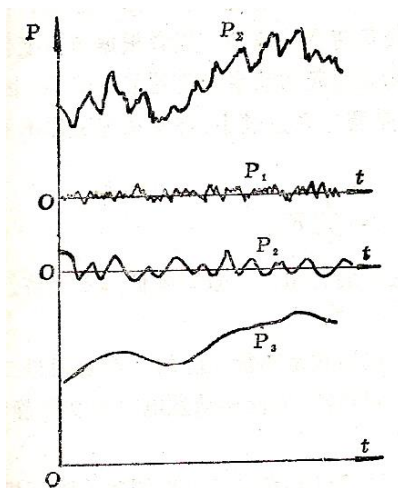


图 5-53 有功功率负荷的变化曲线

通常，由蒸汽轮机驱动的发电机组可描述为一个大的旋转质量块，在两个相反的转矩作用下保持旋转，如图 5-54 所示。其中， T_{mech} 为机械转矩，使得转速增加， T_{elec} 为电磁转矩，使得转速减小。

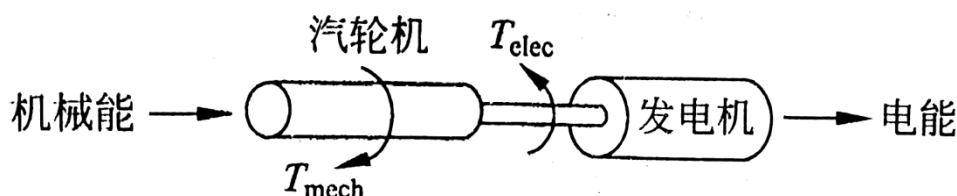


图 5-54 发电机组的机械转矩和电磁转矩示意图

当 T_{mech} 和 T_{elec} 大小相等时，转速为恒定值。如果电力负荷的变化使得 T_{elec} 变化，从而破坏了 T_{elec} 和 T_{mech} 的平衡时，整个旋转质量块的转速将发生变化。因而，发电机组无须预先知道负荷是增加还是减少就可以根据转速进行相应的调控。这种固有的瞬时平衡能力就是所谓的惯性，当负荷需求发生变化时，惯性首先用于保持系统的安全稳定性。

若旋转质量块的转速变化太多而带来较大危害时，则必须采取措施改变机械转矩，使旋转系统恢复平衡，也即是一次调频、二次调频和三次调频。一次调频是指由发电机组的调速器进行的、对第一种负荷变动引起的频率偏移的调整；二次调频是指由发电机的调频器进行的、对第二种负荷变动引起的频率偏移的调整；三次调频的名词不常用，它其实就是按最优化准则分配第三种有规律变动的负荷，也即是本章第一节所述内容。

无论是一次调频或二次调频，都有手动调节和自动调节两种方式。广义的自动调频往往又被称为自动发电控制 (Automatic Generation Control, 简称 AGC)。随着科学技术的进步，火力发电机组普遍采用了协调控制系统，由自动控制来代替人工进行此类操作。在现代化的电力系统中，各控制区则采用集中计算机来进行自动调频。下面将对 AGC 进行简要介绍：

AGC 系统由主站控制系统、信息传输系统、和电厂控制系统等组成，其总体结构见下图所示。

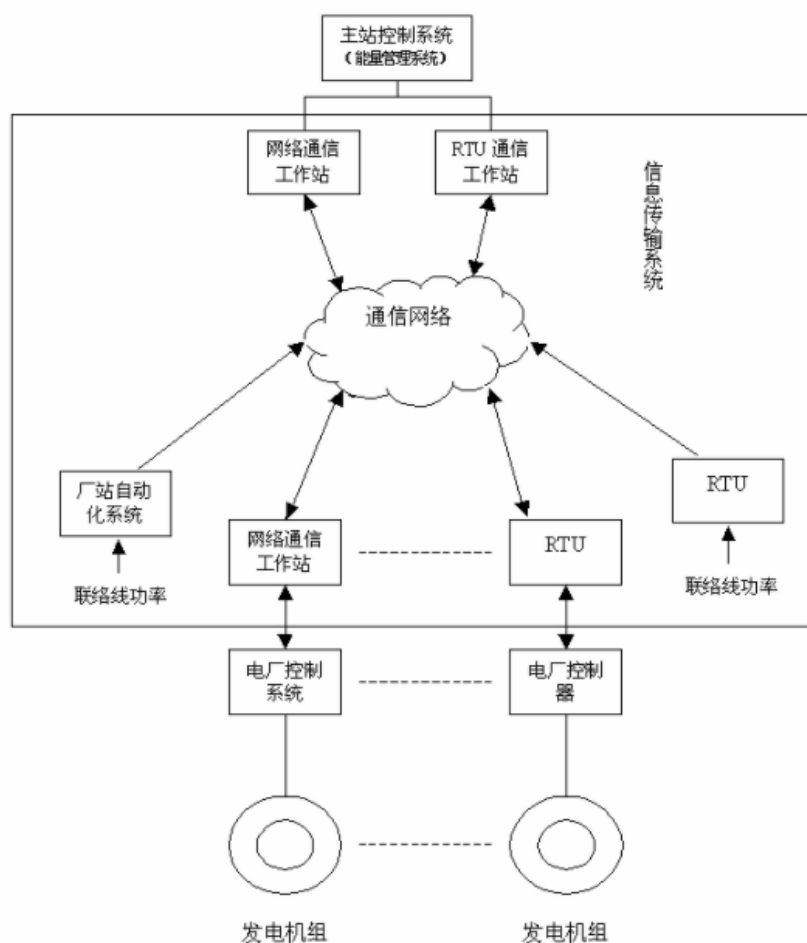


图 5-55 自动发电控制系统结构图

其中，AGC 主站系统，又称能量管理系统（Energy Management System, EMS），为实现自动发电控制，EMS 由主站计算机系统、能量管理软件系统、自动发电控制应用软件组成；信息传输系统用于传输 AGC 主站系统计算所需的信息、以及主站系统发送给电厂的控制指令，其采用的主要技术有远动通信技术或数据网络通信技术；电厂控制系统中，发电厂用于接受控制信号、控制发电机组调整发电功率的系统或设备有：调速系统、调功装置、协调控制系统和全厂控制系统。

调速系统是控制发电机组输出功率最基本的执行部件，改变调速系统的功率基准值或转速基准值是进行频率二次调节最基本的方法。

对于那些不具备功率基准值输入接口的调速系统(如机械式调速器),必须由调功装置进行控制信号的转换,如转换成对调速电动机的控制信号,同时,调功装置还具有功率限制控制、转速控制、汽温汽压保护等功能。

单元汽轮发电机组的发电机、汽轮机和锅炉是一个有机的整体,对汽轮发电机组的运行要求是:当电力系统负荷变化时,机组能迅速满足负荷变化的要求,同时保持机组主要运行参数(特别是主汽压)在允许的范围内。而调功装置运用于汽轮发电机组的控制,只能实现对汽轮机响应负荷变化的控制,无法实现对锅炉的控制。因此,需要采用协调控制系统,对汽轮发电机组机、电、炉的多个变量进行协调控制,使机组既能满足电力系统的运行要求,又能保证整个机组的安全性、经济性。

在有多台机组的电厂中,采用全厂控制系统对主站的 AGC 指令在机组之间进行负荷分配,能降低每台机组调节的频繁程度;进一步提高负荷分配的经济性;避开机组不宜运行的区域(如水电机组的振动区、气蚀区);当其中某些机组因运行工况不能响应控制指令时(如启、停辅机),将控制指令转移给其它机组。因此,全厂控制系统是提高电厂的安全性、经济性,改善控制性能的有效手段。

AGC 是闭环控制系统,其工作原理如图 5-56 所示。这一闭环控制系统可分为两层,一层为负荷分配回路,AGC 通过 RTU、通讯通道和 SCADA 获取所需的实时量测数据,如:每台发电机组出力 P_{Gi} 等,由 AGC 程序形成以区域控制偏差(Area Control Error, 简称为 ACE)为反馈信号的系统调节功率,根据机组的实测功率和系统的调节功率,按经济分配的原则分配给各机组,并计算出各机组或电厂的控制命令,再通过 SCADA、通讯通道及 RTU 送到电厂的机组调功装置,即将调节后的出力信息: P_{di} 传回给电力系统中;另一层是各机组的控制回路,

它调节机组出力使之跟踪 AGC 的控制命令，最终达到 AGC 的控制目的。AGC 发送给机组调功装置的控制命令最好以设定功率的方式发出。

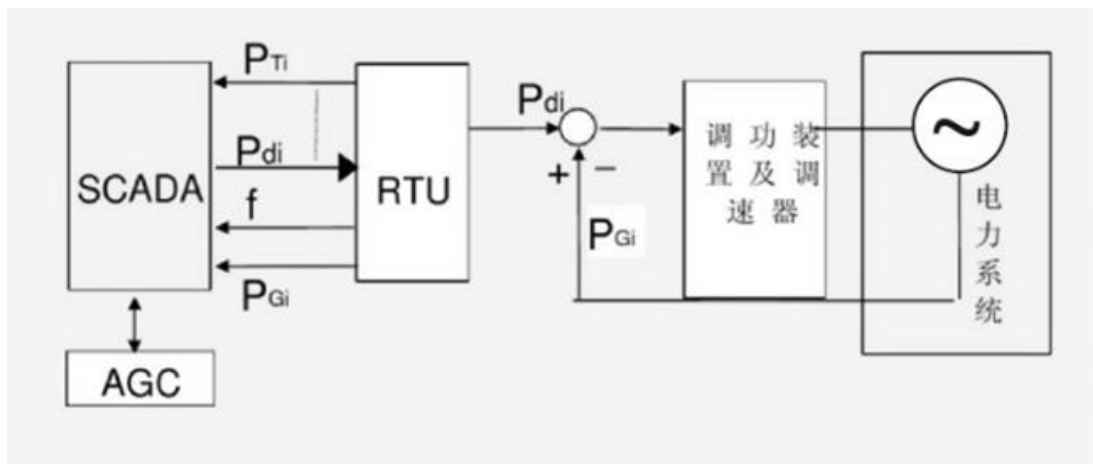


图 5-56 自动发电控制系统原理图

AGC 有如下三种基本控制方式：

(1) 定频率控制方式 (CFC)：在此方式下，AGC 以维持系统频率在一给定值为目标控制机组出力，ACE 中只包含由频率偏离给定值产生的 ACE 分量。

$$ACE = \beta (f - f_0) \quad (5.158)$$

(2) 定联络线净交换功率控制 (CNIC)：在此方式下，AGC 的控制目标是维持本系统与相邻系统的联络线净交换功率在计划值，ACE 中只有净交换功率的偏移量。

$$ACE = \sum (P_{Tj}) - I_0 \quad (5.159)$$

(3) 联络线净交换功率与频率偏移控制方式 (TBC)：在此方式下，AGC 的控制目标是维持系统的频率及联络线净交换功率在计划值，ACE 包括频率偏移产生的 ACE 分量及净交换功率偏移产生的 ACE 分量。

$$ACE = \beta (f - f_0) + \sum (P_{Tj}) - I_0 \quad (5.160)$$

AGC 的运行状态一般有三种：在线控制、监视和停运。当 AGC 的状态为在线控制时，AGC 计算区域控制误差、系统总出力及总负荷，发送控制命令到机组，监视机组的响应性能及 AGC 的控制效果即完

成 AGC 的所有功能。当 AGC 状态为监视时, AGC 只进行计算, 不发送控制命令给机组, 也不监视机组的响应情况。当 AGC 处于停运状态时, AGC 不进行任何计算和处理。

对于多台发电机组构成的电力系统而言, 因为负荷总在不停地改变, 所以各个发电机组也都是反复不断地进行着上述控制过程。当发生功率扰动时, 发电机组的频率响应过程如图 5-57 所示:

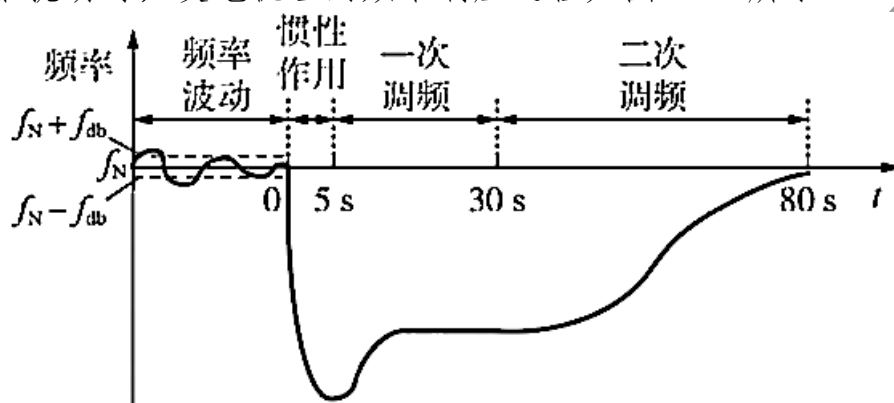


图 5-57 负荷突增时发电机组频率响应示意图

从图中可以看出, 当发生小的功率扰动时, 系统频率在标准频率 f_N 附近上下波动。若频率偏差在其死区范围 $\pm f_{db}$ 内, 则主要通过机组的惯性作用吸收这部分频率波动; 当频率偏差越过死区, 一次调频开始作用, 将频率偏差恢复到死区范围内。以负荷突然增加为例, 系统的频率响应可大致分为三个阶段:

第一阶段 $[0, \sim 5s]$: 因为系统存在发电缺额, 系统频率开始衰减, 发电机的转子释放能量, 限制频率的衰减速度。这个阶段主要通过机组的惯性作用进行系统频率调节。

第二阶段 $[\sim 5s, \sim 30s]$: 在机组惯性作用发生的 $2 \sim 3s$ 后, 机组的调速器逐渐响应并改变原动机输出功率, 增加发电机的输出功率。这个阶段主要通过机组的一次调频作用进行系统频率调节。

第三阶段 $[\sim 30s, \sim 80s]$: AGC 机组在可以控制的旋转发电备用容量范围内, 恢复系统联络线功率和系统频率。这个阶段主要通过机组的二次调频作用进行系统频率调节。

5.4.2 备用

为了维持频率稳定,满足用户对功率的要求,电力系统装设的发电机的额定容量必须大于当前的负荷,即必须装设备用的发电设备容量,以便在发电设备发生故障或进行检修时,以及系统负荷增长后仍有充足的发电设备容量向用户供电。

备用容量按其用途可分成以下几种:

(1) 负荷备用: 预测负荷和实际负荷不等时, 为了能及时向增加的负荷供电而设置的备用。负荷备用要根据系统总负荷的大小及运行经验, 并考虑系统各类用户的比重来确定, 一般为最大发电负荷的 2%~5%。

(2) 事故备用: 为防止系统中某些发电设备发生偶然事故影响供电, 而在系统中留有的备用容量, 称为事故备用。事故备用的大小, 要根据系统中机组的台数、机组容量的大小、机组的故障率以及系统可靠性指标来确定。一般为最大发电负荷的 5%~10%, 并且不小于系统中一台最大机组的容量。

(3) 检修备用: 为保证系统的发电设备进行定期检修时不至影响供电, 而在系统中留有的备用容量, 称为检修备用。检修备用的大小, 应根据需要而定, 一般为最大发电负荷的 4%~5%。

(4) 国民经济备用: 考虑到工业用户超计划生产、新用户的出现等而设置的备用, 称为国民经济备用。国民经济备用容量的大小要根据国民经济的增长来确定, 一般为最大发电负荷的 3%~5%。

上述四种备用有的处于运行状态, 可在机组运行状态下增加出力, 运转中的发电机可能发出的最大功率与实际发电功率的差值称为热备用或旋转备用。有的处于停机待命状态, 在需要时启动参与系统内功率平衡, 未运转的发电机组可能发出的最大功率称为冷备用。一般检修备用, 国民经济备用及部分事故备用采用冷备用状态, 而负荷备

用及部分事故备用处于热备用状态。本章所述的电力系统经济调度和频率调整就是在系统具有备用的前提下进行的。

NCEPU电力市场研究所

第6章 电力市场管理

6.1 电力市场的概念

电力市场包括广义和狭义两种含义。广义上，电力市场是指电力生产、传输、使用和销售关系的总和。狭义上，电力市场即指竞争性的电力市场，是电能生产者和使用者及购售商等通过协商、竞价等方式就电能及其相关产品进行交易，通过市场竞争确定价格和数量的机制。以下内容都是针对后者而言。

从不同维度考虑，电力市场有多种划分方式，如：按交易产品属性和交易意图可分为电力实物（Physical）市场与电力金融（Financial）市场；按销售行为可分为批发市场与零售市场；按交易周期长短可分为中长期（远期 Forward/期货 Future）市场与现货（Spot）市场；按交易标的物可分为电能（Energy）市场、电力辅助服务（Ancillary Services）市场、电力容量（Capacity）市场、输电权市场等；电力现货市场按交易时间尺度还可以细分为日前（Day-ahead）市场、日内（Intraday）市场和实时（Real-time）市场。（需要补充一张示意图）

相比其他能源产品的竞争性市场，电力市场具有显著的特点。从短期市场来看，除了部分大用户的需求略有弹性，零售需求在短期来看呈现刚性。这主要是源于，电能已经成为现代生活的必需品，但电能难以在用户端大量地经济地储存，零售用户缺乏能源替代品，并且还需要通过电网输送。

由于消费者短期调整需求的能力有限，电力供应必须在任何地点保持与电力需求的实时匹配。对于电力系统，发电机组、输配电线路、变电站以及其他设施的规划和建设，必须能够满足接入电网的所有用户的最大用电需求。电能的存储方式有抽水蓄能、飞轮储能和电池等。抽水蓄能电站只能够建设在少数具备条件的地点，实

现在用电负荷低谷时段用电将水从下库抽送至上库，在用电负荷高峰时段放水发电。尽管电池和飞轮等储能技术迅速发展，但是目前电能存储量仍然受到很大限制，且经济性不佳。随着储能技术、综合能源系统和智能电网等新技术和新业态的发展，将有很多需求侧电力资源被挖掘出来，电力市场的需求侧响应能力也将随之提高。

由于电力市场固有的特性，决定着电力市场设计、运行和管理的特殊性。

6.1.1 实物市场与金融市场

电力市场包括实物市场与金融市场。其中，电力实物市场包含电力生产、传输等环节相关的自然资源、基础设施、市场制度和市场参与者，同时也包含实体商品的交易、交割及结算等。金融市场涉及实物电能衍生出的金融产品的买卖行为，也包括市场结构与相关的制度安排、市场参与者、产品与交易，同时也具备其特有的供求驱动因素。

一般而言，实物市场与金融市场可以通过按交易产品属性和市场参与者的意图两个方面来区分。电力实物市场的交易是以实物交割为目的的交易，交易结果涉及到实物（电能）产品的交割，因此实物市场的交割通常涉及实物（电能）商品的生产与输送环节。金融市场的交易以规避市场风险、套期保值或获利为主要目的，交易结果通常不涉及实物（电能）商品的交割，取而代之的是财务结算。在不做特殊说明的情况下，电力市场即指电力产品的实物市场，电力金融衍生品市场则简称为电力金融市场。

电力实物市场的交易主要包括远期合同交易、现货交易、辅助服务交易等，是本章讨论的核心内容。

实物市场是电力商品交易的基础，金融市场为生产者、使用者、零售商和投资者提供管理市场风险的金融工具。大宗商品市场最早

是农场主销售其产品的渠道，他们甚至可以在收获前预售一部分产量，以获得资本金维持日常运行。大宗商品市场进一步发展，为农场主（还有其他大宗商品厂商）提供了管理风险（尤其是价格不利变动的风险）的其他工具。这些金融工具由实物商品衍生而来，因此也被称作金融衍生品。自从出现之后，实物商品与金融衍生品的交易除了吸引商品生产者和使用者的参与之外，还吸引了市场投机者，他们希望能够从价格变动中获利。

电力工业是资本密集型产业，在市场化运用后，需要金融市场来支持其日常的运行、交易和项目投资。金融市场是公司及个人投融资的场所。金融市场对电力产业的重要性表现在以下两个关键方面：一是，金融市场可以为公司日常运行提供资本来源；其次，一些与电力相关的产品，既可以在大宗商品市场中交易，也可以衍生产品（**derivative product**）的形式在金融市场中交易。就像金属、稻谷、小麦一样，电力可以作为大宗商品进行交易。虽然电力肉眼不可见，但是你可以通过打开、关闭开关来使用、停用并通过电表计量。随着竞争性电力市场日趋成熟，投资者们将电力商品视为投资品，过去十年电力衍生品市场在欧美国家有了爆发性增长。这些衍生品市场的交易，经常会反过来影响实物市场。电力金融市场主要开展以多年、年、季、月、周为交易周期的电力衍生品交易，交易产品包括电力期货、电力期权、金融输电权和电力差价合约等。

6.1.2 批发市场与零售市场

电力实物市场按其销售行为可分为批发市场（**Wholesale Market**）与零售市场（**Retail Market**）。二者的根本区别在于市场模式和受众的不同，批发市场的受众为复合型受众，即可以是电能终端消费者，也可以是购售电商乃至生产者，买受者可以进行二次销售；而零售市场的受众则属于单一型受众，适合一次性消费。

电力批发市场的市场交易主体一般包括发电厂商、售电商（代理不直接参与电力批发市场的电力用户）、电力大用户和电力交易商。其中，电力交易商是指不拥有任何发电资产和电力用户的电力批发市场参与者。电力零售市场的交易主体一般是供（售）电商和中小用户以及不愿意参与电力批发市场的大用户。

由于电力实时平衡的特性，一个开展发电竞争的互联电网，需要建立一个统一的电力批发市场。目前，在市场经济发达的国家，大多数的电力批发交易属于竞争性交易；也有一些国家或地区，政府对于电力市场实行基于提供服务成本的价格管制或准许收入管制。

在竞争性电力市场中，电力价格在很大程度上由供需关系来驱动。如何通过市场机制在物理上实现电力生产并输送给消费者，以及电力价格的形成机制，是电力市场的基本原理。

电力批发市场能够通过以下维度进行细分：（1）位置：区域（region）、节点（node）、子区（zone）或枢纽（hub）；（2）时间尺度：分钟、小时、日、月、季或年；（3）产品类型：电能、电力容量、辅助服务、输电容量等。按照电力交易周期长短，电力批发市场可分为电力中长期市场和电力现货市场。电力中长期市场主要开展多年、年、季、月、周等日以上电能量交易、容量交易等。电力现货市场主要开展日前、日内、实时电能量交易和备用、调频等电力辅助服务交易等。

6.2 现货市场与中长期（远期/期货）市场

根据电力交易发生时间的不同，我们可以电力交易市场分为现货市场（Spot Market）和中长期市场（Forward Market）。

6.2.1 电力现货市场

一般而言，现货交易的标的是指可供出货、储存和使用的实物商品。相应地，现货交易中通行的是一手交钱一手交货的交易方式，或者采取以货易货的交易方式。但电能目前还不能经济地大量存储，

没有一般商品或者资产的库存手段，在国际上最先进的电力批发市场中，也只能交易 5 分钟以后生产和使用的电能；这种以很短时间段（如 5 分钟或 15 分钟）的电能作为标的物，并且采用集中竞价方式交易的电力市场被称为电力实时市场，简称实时市场，是一种电力现货市场。显然，在实时电力市场中，每个交易时段（5 分钟或 15 分钟）电能的交易价格都是变化的，能够综合反映短期电能生产成本和电力市场供需状况。因此，电力实时市场和调度执行的电力日前市场，通常被视为电力现货市场。电力现货市场除了进行电能量现货交易之外，同时还进行备用容量、调频容量等电力辅助服务交易。

电力现货市场价格具有随时间波动的特征。这源于电力系统运行具有的特性：一是由于目前电能还不能经济地大规模存储，而且电能以光速传输，电力系统需要保持实时发用电平衡，才能安全稳定地运行；二是由于用电负荷在一天内会随时间不断地变化，而且通常在高峰用电时段和低谷用电时段的用电负荷差异较大。为了保持与随时间变化的用电负荷实时平衡，需要发电机组出力跟随系统用电负荷变化而改变。可见，在一天内的不同时段，电力市场供需状况不同，因此依据市场机制形成的交易价格相应随时间变化；一天内系统用电负荷峰谷差越大，现货市场价格的波动幅度越大；可再生能源占比越大，现货市场价格的波动幅度也越大。此外，在交易形式上，电力现货市场还有自由报价、公开集中竞价，按价格优先、时间优先，利用电子交易系统自动优化或撮合成交等特点。

（1）电力日前市场

在国际电力市场实践中，电力日前交易是指在电网调度执行前一天开展的针对次日 24（或 48）个时段的电力交易，每个交易时段为 1 小时或 30 分钟；我国试点建设的电力现货市场中，也有电力日

前市场以 15 分钟为一个交易时段，每天 96 时段。组织开展电力日前交易的电子交易平台称为电力日前交易市场，简称日前市场 (Day-ahead Market, 简称 DAM)。日前市场有日前电能量市场和日前辅助服务市场及其他电力产品日前市场之分，在没有特别说明的情况下，日前市场是专指日前电能量市场。

在不同国家、地区的电力市场中，日前市场差异较大，主要表现在：

1. 从市场属性上看，同时也是从交易、调度 (dispatch) 和结算的关系上看，有日前市场交易结果用于调度与结算 (如欧洲的日前市场) 和只用于财务结算 (如美国 PJM 的日前市场) 之别；前者属于实物的日前市场 (即现货市场)，后者属于金融性的日前市场。

2. 从运作日前市场的组织机构上看，有与电力调度机构分设的独立电力交易机构，如欧洲的电力交易所；也有交易调度一体化机构，如美国的独立系统运营商 (Independent System Operator, 简称 ISO) 和区域输电系统运营商 (Regional Transmission Organization, 简称 RTO)。

3. 从市场主体结构上看，有单一购买 (如英国的 Power Pool) 和多买多卖 (如北欧、美国 PJM 的日前市场) 之分。

4. 从日前市场定价机制上看，有系统边际电价 SMP (System Marginal Pricing, 如英国的 Power Pool)、分区边际电价 ZMP (Zonal Marginal Pricing, 如欧洲的日前市场) 和节点边际电价 LMP (Locational Marginal Pricing, 如美国 PJM 的日前市场) 等定价模式之分。

(2) 电力日内市场

电力日内交易是指在日前市场闭市后至实时平衡市场开启前的某 (些) 时段的电力交易，通常每个交易时段为 15~60 分钟。在日

内市场中，所有市场主体既可以买电、也可以卖电，交易主体申报实际交割前的各时段买电或卖电的量和价；通常采用先到先得、价格优先的原则进行滚动、持续出清。日内市场主要应用在日前市场交易结果需要实物交割的市场模式中；目前只有欧洲各国和美国加州的电力现货市场有日内市场交易。欧洲的日内市场最初都是由电力调度机构运营，随着欧洲统一市场的推进，一些国家的日内市场已交由电力交易机构运营。

(3) 电力实时市场

实时市场有两类，一类是市场竞争交易与系统平衡调度兼顾，发电上网电量都必须在实时市场报价和中标，如澳大利亚的电力实时市场、美国的电力实时市场等；另一类是以系统平衡调度为目的，通常只有少于 5% 的发电上网电量是通过这类市场成交的，如欧洲的实时调节市场、英国的平衡机制、美国加州的能量不平衡市场以及德克萨斯州 2010 年前的平衡服务市场等。因此，一般将前者称为“实时市场”，而后者在我国统称为“实时平衡市场”。这两类实时市场都具有保障系统实时电力平衡的功能。

实时市场与实时平衡市场的运行机制存在较大差异。在实时市场中，系统运行机构根据机组在日前市场提供的发电报价曲线（如美国 PJM 市场）或实时修改的报价曲线（如澳大利亚市场）和超短期负荷预测，基于安全约束经济调度模型，实时计算各机组下一个时间段的中标电力及市场出清价格。在实时平衡市场中，市场交易主体需要在实际运行前的规定时间内提交下一时段的上调和下调（机组出力或者负荷用电）电力报价，调度机构根据超短期负荷预测和系统运行状况，基于调整成本最小原则确定机组中标的上调电力或下调电力，保障系统的实时平衡。

6.2.2 电力中长期（交易）市场

电力中长期交易是指在未来某一时期内交割电力产品或服务的交易；其交割过程可以是实物交割（Physical delivery），也可以是财务交割（即依据现货等市场成交价对应的金额进行交割，如差价合同（Contract for Difference，简称 CFD））。电力中长期交易可以在电力（期货）交易所（公司）交易，也可以通过经纪公司在场外交易（Over the Counter，简称 OTC），还可以是双边协商交易。从合同的交割期跨度看，电力中长期交易主要指多年、年、季、多月、月等本月以后交割的电力合同交易。电力中长期交易的产品主要是电能量，此外，还可以有发电容量和输电权。中长期双边交易（包括通过 OTC 经纪公司进行的交易）可以签订非标准化的远期合同。非标准化的远期合同可以是中长期实物合同，即买卖双方可以自行约定合同条款，规定在未来某一时期按照指定的价格和其他交易条件，交收指定数量电能或对应金额；也可以是财务合同，如非标准化的差价合同。然而，非标准化的远期合同不易于再交易，流动性较差。

电力（期货）交易所（公司）组织标准化合同的集中竞价交易，包括执行期为 1 个月及以上的标准化差价合同、期货合同、期权（Options）合同等。在国内外电力市场实践中，电力（期货）交易所（公司）主要开展有多年、年、季、多月、月等本月以后交割的电力中长期交易；但在欧洲的电力交易所也开展电力短期合同交易，电力短期合同是仅在合同签订日所在月份内交割的合同，包括在本日或下日内交割完毕的现货双边合同。

远期合同（Forward Contract）通常是中长期实物双边交易合同，即要按照合同所约定的电力、电量和交割时间进行发电和用电。但由于期货交易所的标准化远期合同易于再交易，流动性好，实际上已经金融化了。（需要特别说明的是，在北欧电力市场中，远期交易

特指电力金融市场中 1 年期以上的电力期货交易；在美国，远期合同通常是指场外双边合同，而且包括场外双边金融合同。)

电力差价合同是一种金融合同，根据事先约定的合同价格以及合同交割期对应的市场价格（如现货价格）之差进行结算。交易双方签订电力差价合同的目的，是为了规避市场价格（如现货市场价格）波动引起的财务风险。

电力期货合约（Futures Contract）属于标准化电力远期合约，以特定价格进行买卖，在将来某一特定时间开始交割，并在特定时间段内持续等量交割。电力期货合约需要在期货交易所中集中交易，并由交易所居中作为所有买卖合同的交易对家，因此交易卖家并不知道自身成交单所对应的买家身份，交易买家也不知道自身成交单对应的卖家身份。电力期货交易分为实物期货交易和金融期货交易。电力实物期货合约要在合约交割期内的特定时间段持续等量发、用电；电力金融期货合约的交割方式为现金交割。金融期货合约的结算分为两段：在最后交易日（trading day）之前，实行每日无负债结算制度（逐日盯市，mark-to-market）；在最后结算日，通常基于最后交易日的期货结算价格与合同月的现货平均价格（每小时为基准）的差值进行结算。

6.3 电力交易方式

6.3.1 双边交易

在电力市场中，双边交易（Bilateral Transaction）是指买卖双方通过协商进行电力相关交易，确定成交量及价格，并签订合同。交易有明确的、一对一的买卖主体。

6.3.2 集中竞价交易

在电力市场中，集中竞价交易（Auction Market）是指市场交易

主体通过集中交易平台进行的电力相关交易。电力市场集中竞价交易有单一购买者模式，即多家发电厂商竞价出售电能，而买家只有一个，如英国 Power Pool 的日前交易、澳大利亚电力实时交易、美国 PJM 的电力实时交易，欧洲的实时平衡交易等；还有多买家、多卖家竞争交易的市场，如美国 PJM、欧洲各区域电力市场的电力日前交易等。一般而言，日前市场和实时市场的集中竞价通常采用英式拍卖——“增价拍卖”方式。日内市场的集中竞价通常采用滚动交易（连续交易）方式。

拍卖交易作为一种典型的集中竞价交易方式，分英式拍卖和荷兰式拍卖，前者也称为“增价拍卖”，后者亦称为“减价拍卖”。在“增价拍卖”过程中，拍卖标的物的竞价按照竞价阶梯由低至高、依次递增，当到达拍卖截止时间时，出价最高者成为竞买的赢家（即由竞买人变成买受人）。以日前市场为例，通常采用英式拍卖方式。在不考虑电网安全约束和发电机组出力技术约束的情况下，日前市场集中竞价方式可表述为：（发电方）单向报价的日前市场中，每天上午在 market 规则规定的时间之前，发电方通过电子交易平台提交次日各时段（以 1 小时或半小时为一个时段）的匿名报价（包括电力和价格），交易平台对卖方报价进行汇总，形成供给曲线；然后，根据卖方报价由低到高买入，直至使各时段的电力需求被满足，交易平台发布各时段的市场出清结果和市场电价。

6.4 电力产品市场细分

按照交易标的物（交易商品）来划分，电力市场可以分为电能量交易、辅助服务交易、容量交易和输电权交易。

6.4.1 电能量交易市场

电能量交易市场是指以电能量（MWh）为交易标的物的电力交易市场。如前所述，电能量交易有很多方式，如实物交易、金融交

易等。按照时序划分，也有现货交易、中长期交易等。电能量交易市场是电力批发市场中最为重要的交易标的物。

6.4.2 电力辅助服务市场

电力辅助服务市场是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，市场内交易由并网发电厂或电力用户等市场主体提供的电力服务产品，包括：调频、备用、电压支撑、黑启动等。相应地，辅助服务市场是指以调频、备用等辅助服务为交易标的的市场。

6.4.3 容量市场

容量市场是指以可靠性装机容量为交易标的的市场。容量市场的主要目的是为了保证系统总装机容量的长期充裕性，并为提供了装机容量的机组给予相应的补偿。

6.4.4 输电权市场

输电权有物理输电权和金融输电权之分。物理输电权是指其持有者拥有在某段时间内，通过输电网络中某一规定的输电线路，或输电断面输送一定数量电力的权利。

金融输电权是一种在日前市场中让市场参与者抵消输电阻塞成本的合同。金融输电权可保障其持有者在特定的输电路径上免受因输电阻塞而产生的成本。需要注意的是，金融输电权的持有者并不拥有在这段时间内实际使用规定的输电线路（或输电断面）输送一定数量电力的权利。

6.5 电力市场交易定价和阻塞管理

6.5.1 系统边际电价

一般而言，系统边际电价是指在现货电能交易中，按照报价从低到高的顺序逐一成交电力，使成交的电力满足负荷需求的最后一个电

能供应者（边际机组）的报价。值得注意的是，系统边际电价计算中一般不考虑输电阻塞。通常，电力市场要求市场成员在规定的时间内提出未来某一时间内的买/卖电力商品的数量和价格，由电力交易机构按照一定的优化目标（一般而言，社会福利最大化）确定买卖双方的成交数量和价格。下面，我们将介绍电力市场的交易数量和价格形成的基本原理。

针对电力市场，市场交易的目标在满足负荷需求的前提下使整个系统的生产成本最小，所以可以建立如下的数学模型，也就是著名的经济调度数学模型：

$$\min C_{\Sigma} = \min [C_1(P_{G1}) + C_2(P_{G2}) + \cdots + C_n(P_{Gn})] = \min \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (6-1)$$

s.t.

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_L \quad (6-2)$$

$$P_{Gi,\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,\max} \quad (6-3)$$

功率平衡等式约束所对应的拉格朗日乘子就是系统边际电价。它表明负荷增加一个单位，整个系统的最小生产成本会增加多少。

示例 1：

如图的双机单母线系统，两台发电机向负荷供电，两台发电机的二次成本曲线分别为：

$$C_1(P_1) = 100 + 6P_1 + 0.005P_1^2 \quad (100 \leq P_1 \leq 600) \quad (6-4)$$

$$C_2(P_2) = 200 + 8P_2 + 0.0025P_2^2 \quad (100 \leq P_2 \leq 400) \quad (6-5)$$

当负荷为 650MW 时，求系统边际电价和两台机组的功率分配。

解：

1) 构造拉格朗日函数：

$$L(P_1, P_2, \lambda) = 100 + 6P_1 + 0.005P_1^2 + 200 + 8P_2 + 0.0025P_2^2 + \lambda(650 - P_1 - P_2)$$

(6-6)

2) 列出极值条件:

$$P_1 = \frac{\lambda - 6}{0.01} MW \quad (6-7)$$

$$P_2 = \frac{\lambda - 8}{0.005} MW \quad (6-8)$$

$$P_1 + P_2 = 650 MW \quad (6-9)$$

3) 以上三个等式联立求解, 得到:

$$\lambda = 9.5 \$ / MWh \quad (6-10)$$

$$P_1 = 350 MW \quad (6-11)$$

$$P_2 = 300 MW \quad (6-12)$$

示例 2:

如果报价曲线为分段阶梯形状时, 我们首先考虑双侧电力库, 买卖双方的报价和投标如下, 求系统边际电价和买卖双方的收入和支出。

表 6-1 发电报价和购电投标

发电 报价	公司	数量	价格
	甲	200	12
	甲	50	17
	乙	150	14
	乙	50	15

购电 投标	用户	数量	价格
	A	150	15
	A	50	21
	B	150	10
	B	100	16

我们把各个发电报价段由低到高排序, 购电投标段由高到低排序, 形成阶梯上升的综合发电报价曲线和阶梯下降的综合购电投标曲线, 如下所示:

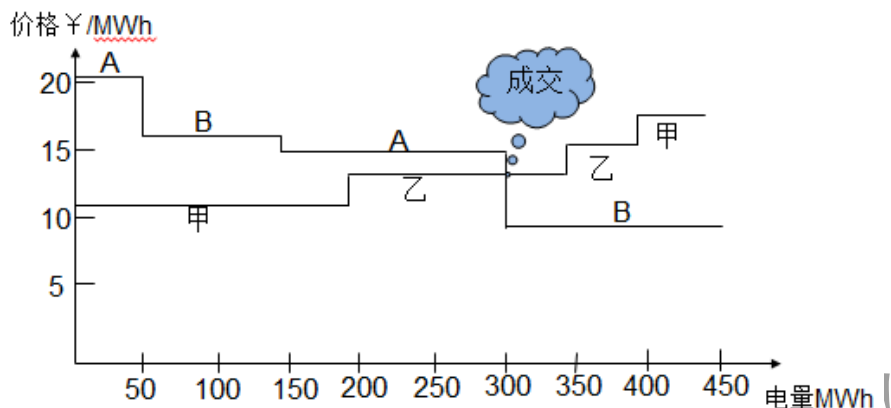


图 6-1 综合发电报价及综合购电投标曲线

两条曲线的交点即为成交点，系统边际价格为 14，由此得到买卖双方的收入和支出如下：

表 6-2 买卖双方收支情况

公司	收入
甲	200×14
乙	100×14

用户	费用
A	200×14
B	100×14

现在考虑单侧电力库，买方申报需求量，不报价，卖方的报价如下，求系统边际电价和买卖双方的收入和支出。

表 6-3 卖方报价及买方需求

发电 报价	公司	数量	价格
	甲	200	12
	甲	50	17
	乙	150	14
	乙	50	15
	丙	50	18

购 电 需 求	用户	数量
	A	200
	B	250

我们把各个发电报价段由低到高排序，形成综合发电报价曲线，由于买方需求无弹性，可看作一条竖直线，两条曲线的交点即为成交点，如下图所示。

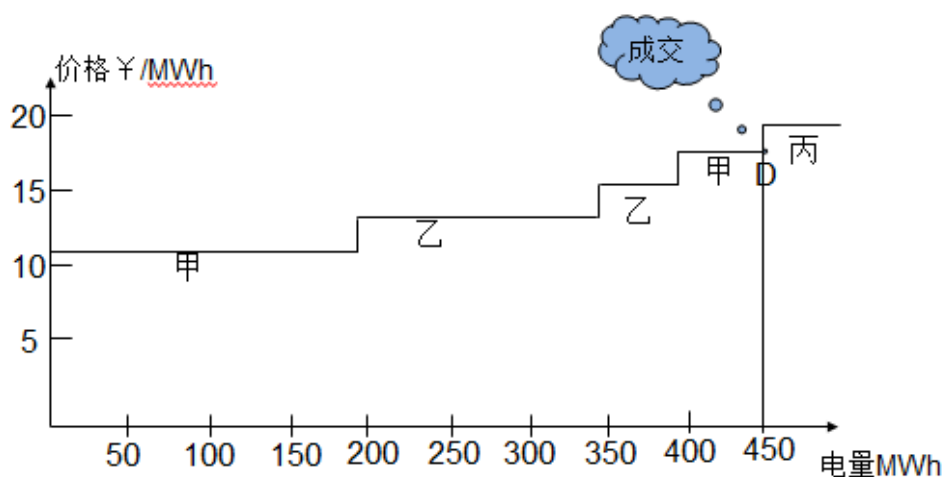


图 6-2 综合发电报价及购电投标曲线

由曲线交点我们得到系统边际电价为 17，买卖双方的收入和支出如下：

表 6-4 买卖双方收支情况

公司	收入	用户	费用
甲	250×17	A	200×17
乙	200×17	B	250×17

(1) 发电报价曲线

在一个一般的市场中，我们可能会问一个发电商如何报价才能最大化自身利益，显然，回答这个问题将会非常困难和复杂，但如果我们假设电力市场是一个理想的完全竞争的电力市场，那么该问题的答案就会相对简单很多。所谓完全竞争的电力市场，有以下几个假设：

- 1) 市场上存在大量的卖者和买者；
- 2) 市场上的每一家厂商生产的产品都是同质的；
- 3) 买卖双方具有完全的信息；
- 4) 厂商在长期能够自由地进入或退出某个行业(资源自由流动)。

由于竞争非常充分，这意味着在完全竞争的电力市场中没有一个发电商能够决定系统边际电价。

同时，由于发电商会以利润最大化作为报价的原则，那么发电商

将以其边际成本来报价。我们来看看下面这张图。

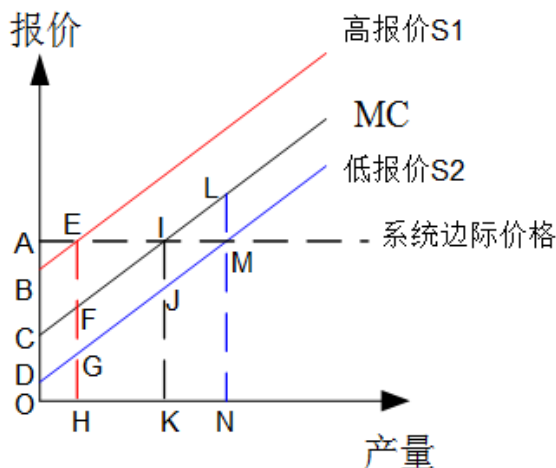


图 6-3 发电商报价与产量关系

图 6-3 中，如果发电商按照边际成本报价，那么系统边际价格与发电商边际成本曲线相交于 I 点，这时，发电商的产出为 OK 线段长度，利润为 ACI 点围成的面积。为了验证该面积是最大的，我们假设发电商偏离边际成本，首先假设发电商提高报价到曲线 S1，那么系统边际价格与发电商边际成本曲线相交于 E 点，这时，发电商的产出为 OH 线段长度，利润为 ACFE 点围成的面积，该面积显然小于 ACI 点围成的面积。其次，我们假设发电商降低报价到曲线 S2，那么系统边际价格与发电商边际成本曲线相交于 M 点，这时，发电商的产出为 ON 线段长度，利润为 AONM 点围成的面积减去 CONL 点围成的面积，该面积大小等于 ACI 点围成的面积减去 IML 围成的面积，显然小于 ACI 点围成的面积。

由此可见，完全竞争的电力市场中，发电商将按照边际成本报价。那么在电力市场的实践中，大多数电力市场要求发电商都按照阶梯上升的报价段来报价，这主要是出于优化模型线性化的需要。我们把发电商二次成本曲线分段线性化后再求导，由于成本曲线的每一段都是线性的，因此边际成本曲线的每一段都是一个常数，如下图所示。

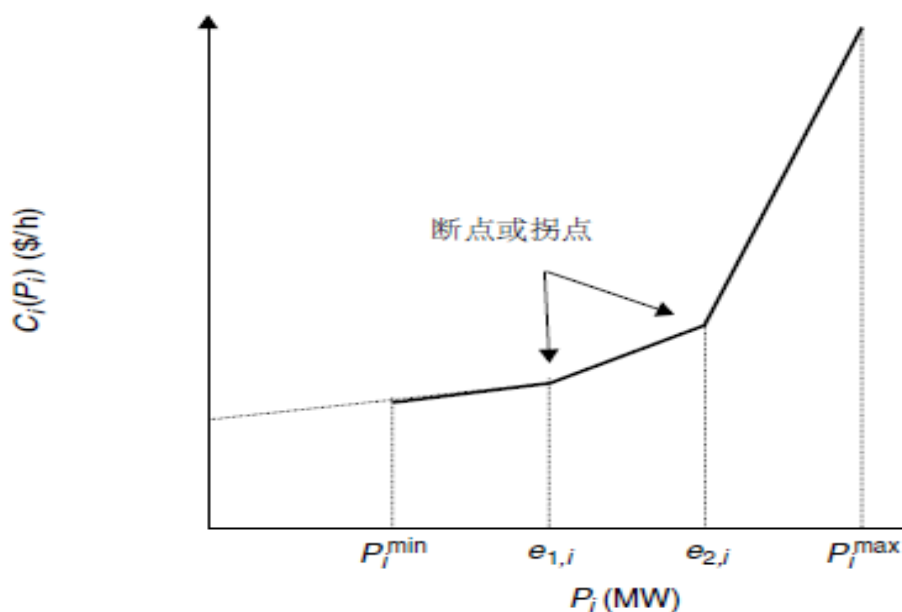


图 6-4 成本曲线线性化示意图

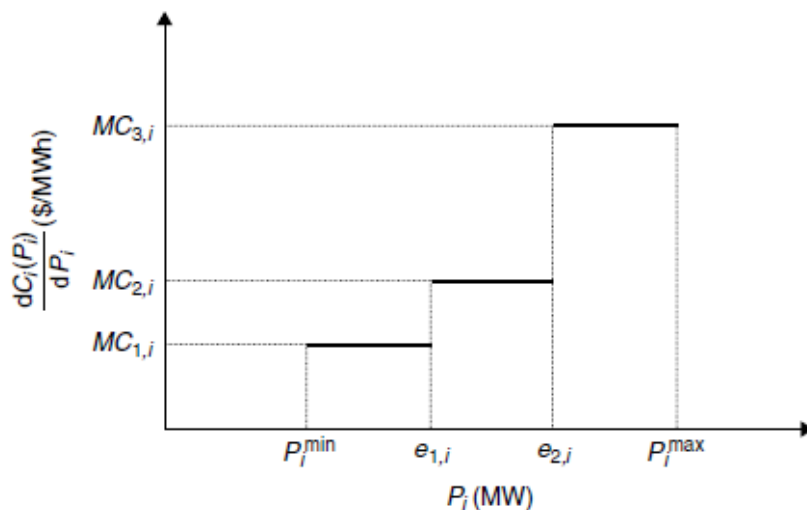


图 6-5 边际成本曲线

(2) 按照边际价格结算和按照实际报价结算

按照边际价格 (Marginal Pricing, MP) 结算是集中式电力市场的主流结算方式, 实际上, 电力市场除了按照边际价格结算, 也可以按照中标发电商的实际报价结算 (Pay as bid, PAB), 尽管在电力市场中, PAB 并不流行, 但在某些市场的某种交易中会采用 PAB, 事实上, 英国平衡市场的上下调服务 (平衡服务) 结算就采用 PAB 机制。

在 MP 下, 参与者自动按照最贵的中标报价进行结算, 而在 PAB

下，参与者有动机按照最贵的中标报价进行报价。看起来很不一样，但在理论上，当竞争充分时，MP 和 PAB 会得到相似的结果。如下图：

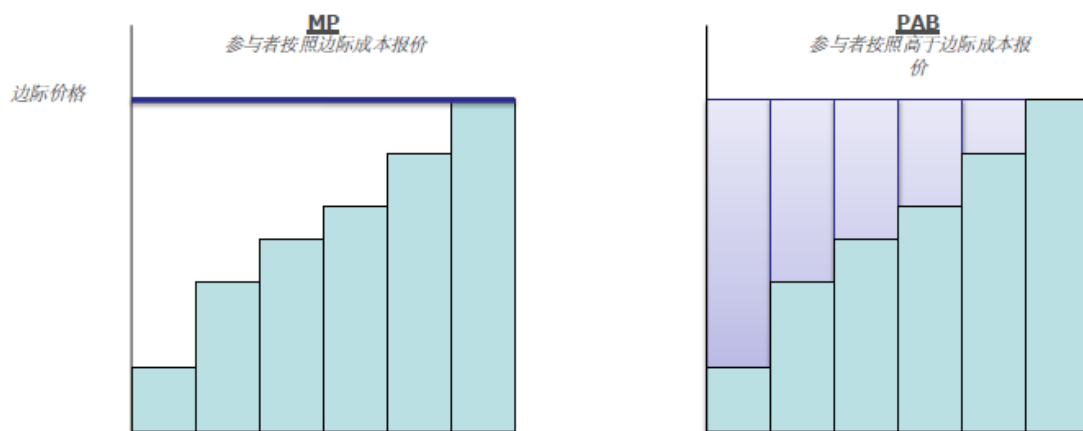


图 6-6 MP 及 PAB 情况下报价结果

尽管如此，在充分竞争的电力市场中，MP 还是有以下优势：

- 1) 激励参与者按照边际成本报价。
- 2) 报价策略的简化尤其有利于规模小的参与者。
- 3) 提供清晰的参考价格，体现了电能量的边际价值。
- 4) 有利于实现经济调度。

关于第四个优势，我们可以通过下图说明：

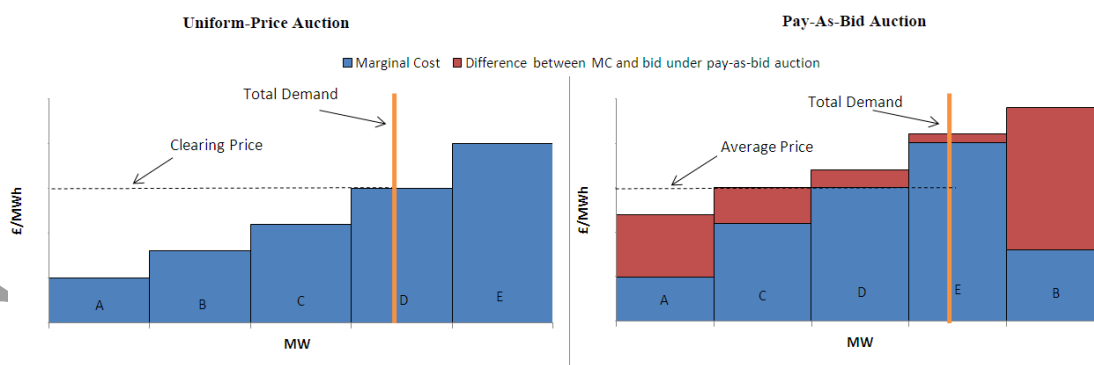


图 6-7 MP 模式下的经济调度优势示意图

PAB 下，发电商将猜测最贵的中标报价，并据此报价，一般来说，该报价高于边际成本报价，由于每个发电商对最贵的中标报价的猜测并不一样，有可能低边际成本的机组，例如机组 B，猜测最贵的中标报价较高，并给出了较高的报价，从而导致该机组未中标，这显然是

违反经济调度原则的。实际上,采用 PAB 方式将很可能导致所有机组的报价都差不多,在这种情况下,经济调度程序不能有效区分哪一个发电商的真实边际成本更低。

6.5.2 节点边际电价

采用集中或电力库交易机制时,系统运营商同时也是市场运营商,生产者和用户需要向系统运营商提交各自的投标和报价。系统运营商独立于其他所有市场成员,他会在计及输电网络安全约束的前提下,按照最优经济效率原则决定中标的投标和报价,实现市场出清。作为上述过程的一部分,系统运营商还需要给出市场出清价格。在下面的章节里,我们将揭示这样一个事实:在计及阻塞的情况下,电能价格将取决于电能生产或使用时对应的节点位置,即它是在哪些节点注入或流出的。在同一交易时段内,对于连接在同一母线上的所有市场交易者而言,无论是用户还是生产者,他们所面临的价格完全一样。在分散交易机制里,价格由双边合同决定,因而并不一定会出现上述情况。与双边模式相比,在集中交易机制条件下,系统运营商能发挥更为积极的作用。只有在系统运营商实现了输电网络的优化运营时,电力市场的经济效率才有可能达到最高。

下面我们将给出一个涉及假设的蜀国和魏国的简单例子,并通过它分析输电网络对集中电能交易可能造成的影响。假设在经过许多年的对抗之后,上述两个国家均认识到:为了实现发展,它们必须进行紧密的经济合作。为此,它们准备共同实施多项工程,其中一项重要的合作就是重新开通连接两国电力系统的原有互联电力线路。在实施这项工程之前,两国政府已经邀请庞统,一位非常受人尊敬的独立经济学家,对该互联系统会对它们各自的电力市场带来怎样的影响进行分析,并评估一下互联线路能为两国带来多大的效益。

庞统决定从分析两国电力系统入手进行研究。他注意到两国都已

经建立了高度竞争的集中电力市场，两个市场的电能价格都和它们的电能生产边际成本比较接近。另外一个方面，两个国家的发电装机容量都明显超过它们的用电需求。应用回归分析，庞统给出了各国电力市场中的供应函数。在蜀国市场中，函数形式如下：

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01P_B \quad (6-13)$$

对应地，魏国市场的供应函数是：

$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02P_S \quad (6-14)$$

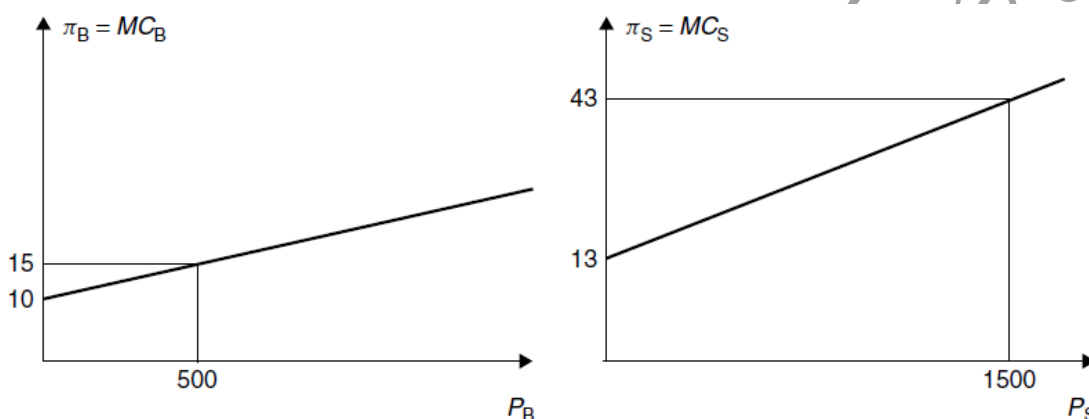


图 6-7 两端系统边际成本

像其它所有供应函数一样，上述函数也随着电能需求数量的上涨而单调递增。图 6-7 描述出了上述两种供应函数。为了简化分析，庞统假定蜀国和魏国的需求均为常量，分别是 500MW 和 1500MW。他同时还假定这些需求的价格弹性等于零。当两国的电力市场各自独立运行时，对应的电能价格是：

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01 \times 500 = 15 \quad (6-15)$$

$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02 \times 1500 = 43 \quad (6-16)$$

另外，两国都没有与其它第三国联网。由于它们的输电设施都非常坚强，几乎不会对电能市场的运营构成什么影响，庞统因此认为采用图 6-8 所示的简单模型即可满足他的研究需要。

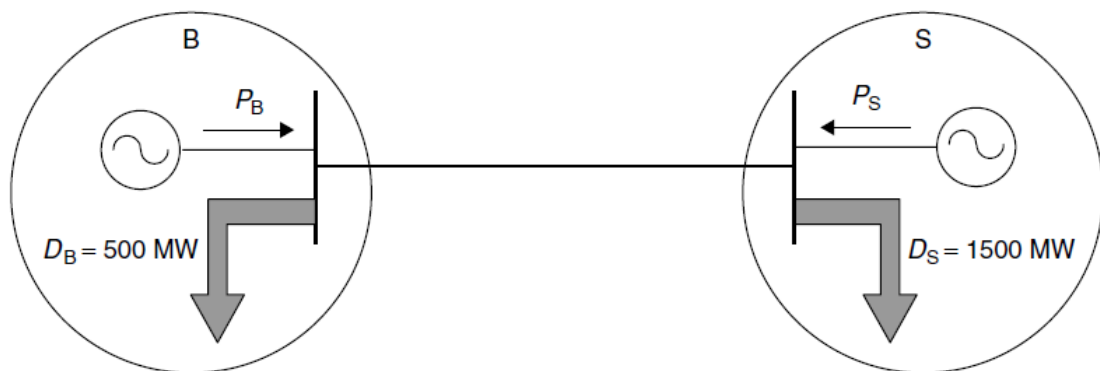


图 6-8 两端系统示意

(1) 无约束输电

在正常的运行条件下，互联线路可以输送 1600MW 的电能。即使魏国的所有发电机组都停机，蜀国仍然可以通过互联线路满足该国的全部负荷需求。也就是说，互联线路的输电容量大于可能需要输送的最大电能数量。

等式(6-15)与(6-16)表明蜀国的电价远低于魏国。人们自然会想到，何不让利用蜀国的发电同时供应本国和魏国的负荷需求。这样，我们可以得到：

$$P_B = 2000 \quad (6-17)$$

$$P_S = 0 \quad (6-18)$$

将它们代入式(6-13)和(6-14)，很容易计算出两个系统的电能生产边际成本是：

$$MC_B = 30 \quad (6-19)$$

$$MC_S = 13 \quad (6-20)$$

显然，这种情况不可能发生，因为蜀国的发电商此时会要求 30\$/MWh 的价格，而魏国的发电商却愿意以 13\$/MWh 的价格出售电能。但在两个联通的市场上，电能价格会逐渐趋同，所以蜀国的发电商无法占领全部市场。换句话说，互连系统将两国的电能市场紧密联系在一起，最终形成一个统一的市场。两国所销售的全部电能都会按照一

个相同的市场价格进行结算：

$$\pi = \pi_S = \pi_B \quad (6-21)$$

两国的发电商会对总负荷进行竞争性供电，发电总量等于两个国家的需求之和：

$$P_B + P_S = D_B + D_S = 500 + 1500 = 2000 \quad (6-22)$$

在电能生产边际成本没有达到市场出清价格水平之前，两国的发电商都不会停止发电，所以式（6-13）和（6-14）依然适用。为了计算出市场均衡点，庞统联立式（6-13）、（6-14）、（6-21）和（6-22）进行求解。他得到了以下的结果：

$$\pi = \pi_S = \pi_B = 24.30 \quad (6-23)$$

$$P_B = 1433 \quad (6-24)$$

$$P_S = 567 \quad (6-25)$$

互联线路上的潮流数量等于蜀国系统的发电减去负荷，也等于魏国系统的负荷减去发电。

$$F_{BS} = P_B - D_B = D_S - P_S = 933 \quad (6-26)$$

将 933MW 的电能从蜀国送到魏国可以降低总购电成本，提高经济效益。原因在于没有互联线路时，魏国的电价明显高于蜀国。

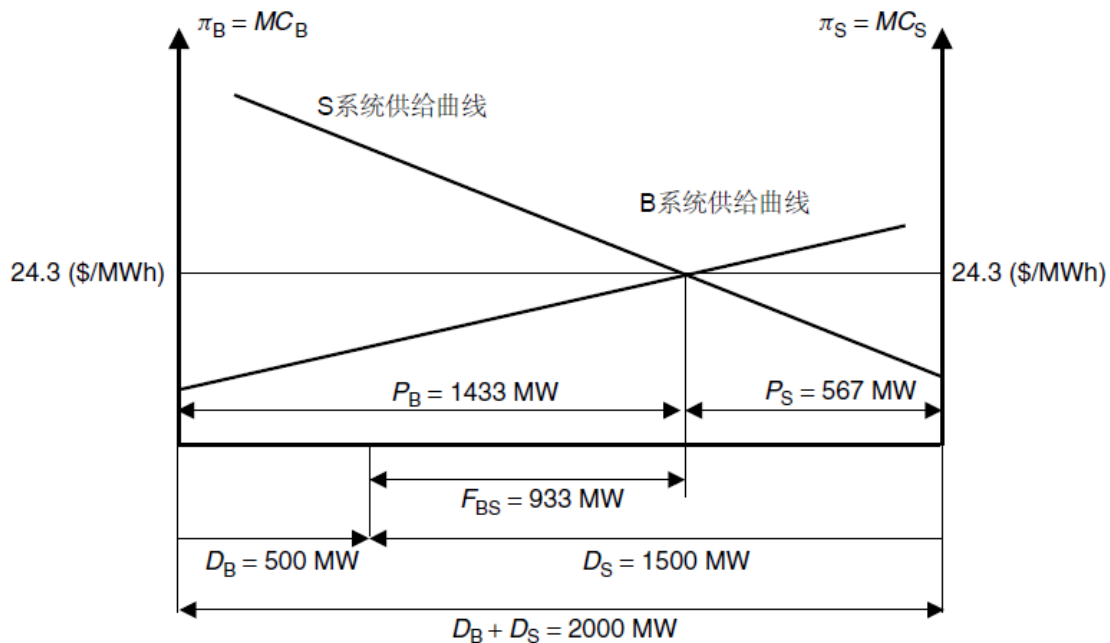


图 6-9 蜀国与魏国电力市场整合成单一市场的运营示意图

图 6-9 展示了单一电力市场是如何发现最优运行点的。图中，蜀国发电商的电能生产量从左到右增加，而魏国发电商的电能生产量则是从右到左增加。两条纵轴之间的距离恰好是全系统的总负荷，横轴上的任意一点对应于一种可能的负荷调度方案。该图还给出了两国市场的供应曲线。蜀国和魏国的价格可以分别通过左轴与右轴进行量度。

如果两个系统构成一个统一的市场，则两个系统的电能价格应当相等。在该图给定的表达方式下，两根供应曲线的交点即为市场运行的均衡点。进一步分析可以发现，该图还显示出了两国各自的生产量以及互联线路上的潮流数量。

(2) 有约束输电

在一年之中，输电系统的各种组成元件都必须进行停运检修。检修对象不只包括线路和变压器等电网元件，还包括承担重要无功服务的发电厂等设备。所以蜀—魏互联线路不可能始终都能输送 1600MW 的电能。在咨询过输电工程人员之后，庞统发现在过去一年的大部分时间里，互联系统所能输送的最大电能数量只有 400MW。庞统认为非常有必要研究一下上述情况下电力系统的运行问题。

如果互联线路的容量被限制在 400MW，那么蜀国的电能生产数量必定会下降至 900MW（其中 500MW 用于本地供应，400MW 出售给魏国的用户）。而魏国的发电数量会是 1100MW。通过式 (6-13) 和 (6-14)，我们有：

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01 \times 900 = 19 \quad (6-27)$$

$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02 \times 1100 = 35 \quad (6-28)$$

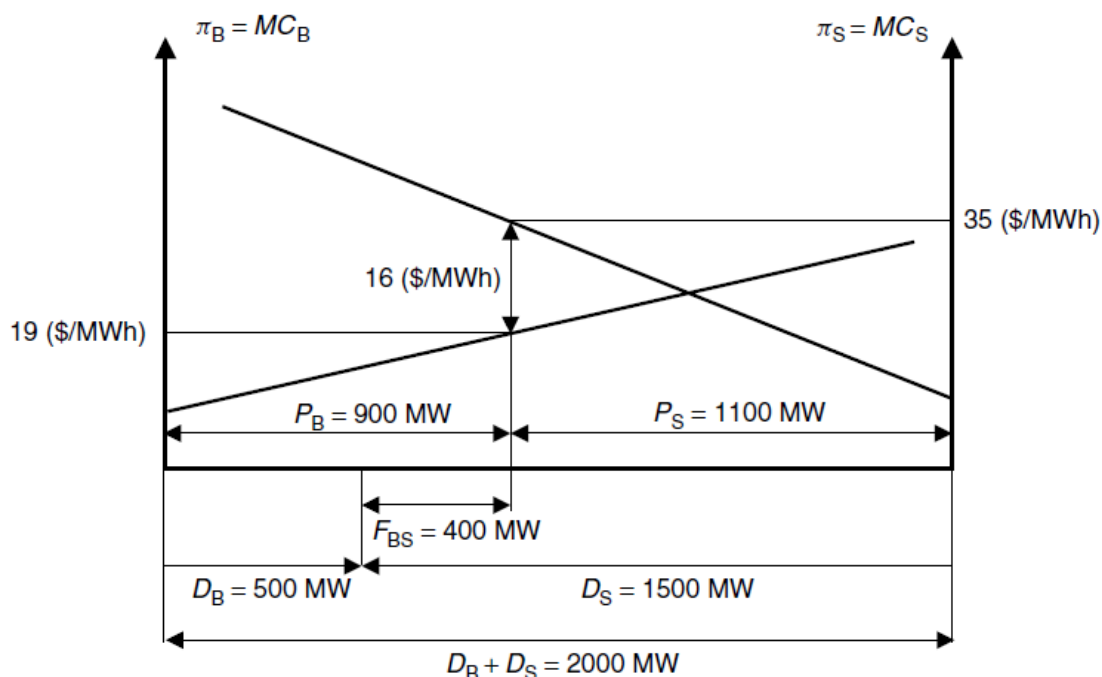


图 6-10 蜀国与魏国电力市场受阻塞影响示意图

我们可以通过上图来说明这一点。输电走廊的容量约束导致蜀国与魏国之间出现 16\$/MWh 的电能价格差。在普通商品市场上，价差将为交易者带来新的交易机会。只要电能交易者能找到一条新的途径，可以从蜀国向魏国输送更多电能商品，那么他们可以通过在不同电力市场上买卖电能而赚取更大的利润。但遗憾的是，互联线路是两国间唯一的电能运送渠道，并且已经满载，所以交易者无法利用上述套利 (Arbitrage) 机会。只要互联线路的容量低于自由交易所需要的数量，价差就会始终存在。系统安全会形成输电约束，进而造成输电网络阻塞。线路阻塞会将本来完整的市场分割成多个规模更小的市场。

因为阻塞之故，各国新增的单位 MW 负荷都只能由本地发电商独立承担，这就导致电能生产边际成本在不同的国家会有差异。如果分裂而成的小市场也是完全竞争的，它们各自的价格依然会等于边际成本。这就是所谓的区位边际定价 (Locational Marginal Pricing) 方法，即电能的边际成本值取决于它的生产或消费位置。如果系统中各母线或节点上的价格都不一样，区位边际定价就变成了节点定价 (Node Pricing)。前面的例子表明，与正常情况相比，电能输入区域的区位边际电价会更高，而电能输出区域的区位边际价格会降低。

庞统将他的研究结果汇总成表 6-5。表中所使用的各种符号意义如下：R 代表一组发电商销售电能所实现的收入；E 代表一组用户购买电能应支付的费用；下标 B 和 S 分别代表蜀国和魏国。FBS 表示互联线路上的潮流，从蜀国流向魏国时取正值。

表 6-5 是蜀—魏互联系统的运营情况总结，分别对应于多个独立市场、联合构成的单一市场与受阻塞影响的单一市场。

表 6-5 蜀—魏互联系统的运营情况总结

	分裂市场	单一市场	阻塞下的单一市场
P_B (MW)	500	1433	900
π_B (\$/MWh)	15	24.33	19
R_B (\$/h)	7500	34865	17100
E_B (\$/h)	7500	12165	9500
P_S (MW)	1500	567	1100
π_S (\$/MWh)	43	24.33	35
R_S (\$/h)	64500	13795	38500
E_S (\$/h)	64500	36495	52500

F_{BS} (MW)	0	933	400
$R_{TOTAL} = R_S + R_B$	72000	48660	55600
$E_{TOTAL} = E_S + E_B$	72000	48660	62000

表 6-5 显示互联线路重新开放后的最大收益对象可能是蜀国的发电商和魏国的用户。蜀国用户的购电价格将会上涨，同时魏国的发电商将会丢失相当一部分的原有市场份额。从整体上看，互联线路的影响是非常积极的，它将减少用户的购电总成本。原因在于互联线路投运后，效率更高的机组可以多发电，从而可以减少效率低下机组的发电，实现成本节余。但阻塞会部分地对魏国的发电商起到保护作用，他们避免了与蜀国发电商的竞争，所以会减少全系统的收益。

在前面的分析中，我们都假设市场是完全竞争的。但事实可能并非如此，因而互联线路阻塞可能会导致魏国的发电商抬高价格，使市场均衡价格超过边际发电成本。另一方面，阻塞也会加剧蜀国市场的竞争程度。

与系统边际电价的定义类似，在负荷没有弹性的情况下，节点边际电价的定义是：在保证系统安全前提下，节点上增加单位需求，导致系统最小生产成本的增加量。这样，我们也可以直接根据定义来计算节点边际电价。

我们考虑如下双母线单联络线系统，设 1、2 节点之间线路的容量上限为 150MW。发电机 G1 的容量上限为 250MW，报价为 140 元/MW，发电机 G2 的容量上限为 250MW，报价为 200 元/MW。

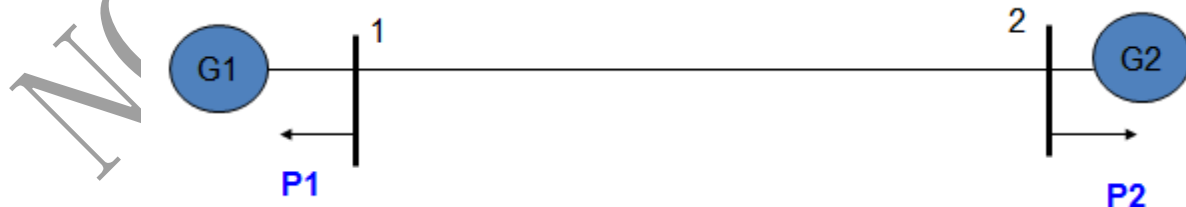


图 6-11 两端联络系统示意图

当负荷 $P_1=100\text{MW}$ ， $P_2=100\text{MW}$ 时，显然，最优调度（生产成本最小）的结果是 G1 功率输出为 200MW，G2 功率输出为 0MW，且线路上

没有阻塞。为了按照定义求节点 1 和 2 的节点边际电价，我们假设节点 1 的负荷 P_1 再增加 1MW 的需求，由于 G1 容量还有富余，最优调度的结果显然是由 G1 再增加 1MW 的功率输出来平衡 P_1 的增量需求。由于 G1 的边际成本是 140 元/MW，因此，节点 1 的节点边际电价就是 140 元/MW。同理，我们假设节点 2 的负荷 P_2 再增加 1MW 的需求，由于 G1 容量还有富余，同时考虑到线路上没有阻塞，最优调度的结果应该也是由 G1 再增加 1MW 的功率输出来平衡 P_2 的增量需求。所以，节点 2 的节点边际电价也是 140 元/MW。

当 $P_1=120\text{MW}$ ， $P_2=200\text{MW}$ 时，显然，最优调度（生产成本最小）的结果是 G1 功率输出为 250MW，G2 功率输出为 70MW，且线路上没有阻塞。我们假设节点 1 的负荷 P_1 再增加 1MW 的需求，由于 G1 容量已经没有富余，最优调度的结果只能是由 G2 再增加 1MW 的功率输出来平衡 P_1 的增量需求。由于 G2 的边际成本是 200 元/MW，因此，节点 1 的节点边际电价就是 200 元/MW。同理，我们假设节点 2 的负荷 P_2 再增加 1MW 的需求，由于 G1 容量没有富余，最优调度的结果应该也是由 G2 再增加 1MW 的功率输出来平衡 P_2 的增量需求。所以，节点 2 的节点边际电价也是 200 元/MW。

当 $P_1=50\text{MW}$ ， $P_2=160\text{MW}$ 时，注意到线路容量只有 150MW，最优调度（生产成本最小）的结果是 G1 功率输出为 200MW，G2 功率输出为 10MW，这时线路已经阻塞。我们假设节点 1 的负荷 P_1 再增加 1MW 的需求，由于 G1 容量还有富余，最优调度的结果显然是由 G1 再增加 1MW 的功率输出来平衡 P_1 的增量需求。因此，节点 1 的节点边际电价就是 140 元/MW。同理，我们假设节点 2 的负荷 P_2 再增加 1MW 的需求，虽然 G1 容量还有富余，但由于线路已经阻塞，无法由 G1 来平衡 P_2 的需求增量，最优调度的结果只能是由 G2 再增加 1MW 的功率输出。所以，节点 2 的节点边际电价是 200 元/MW。

(3) 阻塞剩余 (Congestion Surplus)

鉴于以上的分析，庞统认为有必要对互联线路阻塞进行研究，量化它对两国的电能生产者和用户的影响。他以互联线路上的潮流数量为变量，将蜀国和魏国的电能价格函数改写为如下形式：

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01(D_B + F_{BS}) \quad (6-29)$$

$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02(D_S - F_{BS}) \quad (6-30)$$

庞统假设两国内部用户的现行购电价格与位置无关，无论他们消耗的电能是在哪里生产的，只要在同一国家的市场里，价格均一样。据此可以得到用户应当支付的总费用为：

$$E_{TOTAL} = \pi_S D_S + \pi_B D_B \quad (6-31)$$

联立式 (6-29)、(6-30) 和 (6-31) 进行求解，图 6-12 显示了该费用是如何随 F_{BS} 变化的。正如庞统所预期的那样，该费用随着两国间互联线路潮流的增加而单调递减。又因为前面说过，最大的潮流交换数量也只有 933MW，再增加并不会带来更多的经济效益，因此图中的曲线没有超过 933MW 这一点。

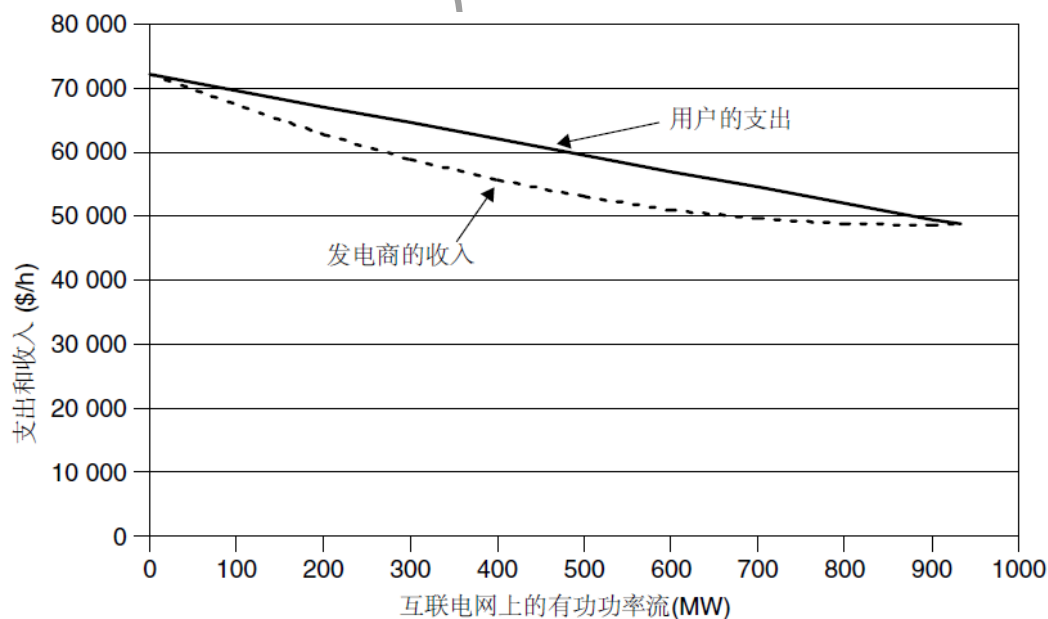


图 6-12 用户支出（实线）与发电商收入（虚线）是关于蜀-魏互联线路潮流的函数

同样地，庞统假设两国内部发电商的现行售电价格与位置无关，无论他们生产的电能是在哪里消费的，只要在同一国家，面临的价格都相同。那么发电商在以上两个市场中的总售电收入可以用下式表示：

$$R_{TOTAL} = \pi_B P_B + \pi_S P_S = \pi_B (D_B + F_{BS}) + \pi_S (D_S - F_{BS}) \quad (6-32)$$

图 6-12 同样给出了该费用随着互联线路潮流 F_{BS} 变化的关系曲线。我们可以看到，除了在互联线路没有阻塞（ $F_{BS}=933\text{MW}$ ）或在没有投运时（ $F_{BS}=0\text{MW}$ ）外，发电收入总是少于用户支付的费用。联立式（6-31）和（6-32），又注意到互联线路上的潮流数量等于各国电能生产量与消费量之差，我们可以有：

$$\begin{aligned} E_{TOTAL} - R_{TOTAL} &= \pi_S D_S + \pi_B D_B - \pi_S P_S - \pi_B P_B \\ &= \pi_S (D_S - P_S) + \pi_B (D_B - P_B) \\ &= \pi_S F_{BS} + \pi_B (-F_{BS}) \\ &= (\pi_S - \pi_B) \cdot F_{BS} \end{aligned} \quad (6-33)$$

用户付费和发电收入之差就是所谓的“商业剩余(Merchandizing Surplus)”。它的值等于两市场间的价差乘以互联线路上流过的潮流数量。在本例中，由于该商业剩余是因为网络阻塞造成的，所以也被称为“阻塞剩余”。

具体来说，假如互联系统潮流数量限制在 400MW 的水平上，我们可以计算出：

$$E_{TOTAL} - R_{TOTAL} = (\pi_S - \pi_B) F_{BS} = (35 - 19) \cdot 400 = \$6400 \quad (6-34)$$

显然，这一数值与表 6.2 最后一行中的总支出和总收入之差完全一样。

通常各市场成员所处位置的节点价格是以集中计算方式得到的，他们均按各自对应的节点价格进行购售电交易，市场运营商会从中取得阻塞剩余。但是阻塞剩余不能当成市场运营商的收入，否则反而会起相反的作用，激励市场运营商故意制造阻塞或至少不会尽力去消除

阻塞。但另一方面，如果只是简单地将阻塞剩余返还给市场成员，又会削弱节点边际定价本身对经济行为的激励作用。

6.5.3 输电阻塞与阻塞管理机制

(1) 物理输电权

输电阻塞管理是指当市场出清过程中进行安全校核时，如果输电线路潮流超出了安全约束，电力市场运营机构就要根据一定原则调整发电机组出力，改变输电线路潮流使其符合安全约束，并且分配调整后产生的盈余或者成本。

物理输电权是一种使用输电网络的权利，即持有者能够在某段时间内，通过输电网络中某一规定的支路输送一定数量电力。如果将物理输电权和其它类型的产权同等对待的话，那么输电权的持有者应当可以选择使用或是出售它们，当然他们也可以留着输电权不用。在完全竞争市场上，购买了物理输电权却留着不用是很不明智的。而另一方面，在不是完全竞争的市场上，物理输电权可能会加剧市场成员滥用市场力的能力。它同时还会对整个系统的经济效率产生消极影响，具体可以参见乔斯科和梯若尔⁵就这一问题所做的分析。

为了避免上述问题的发生，有人提议应当对物理输电权增加一条“非用即弃”的规定。采用这一规定之后，那些市场成员已经预订但没有得到使用的输电容量将会释放出来，目的是为了让其他有需要的人使用。理论上讲，该方法应当能够防止市场成员持留输电容量增强自身的市场力。但实际上，由于未被使用的输电容量可能很晚才被释放出来，此时其他市场成员可能根本没有时间重新调整他们的电能交易，所以上述条款的执行非常困难。

(2) 金融输电权

金融输电权往往应用于集中交易市场，系统运营商同时也是市场

⁵ Joskow, Paul L., and Jean Tirole. "Transmission rights and market power on electric power networks." *The Rand Journal of Economics* (2000): 450-487.

运营商，生产者和用户需要向系统运营商提交各自的投标和报价。系统运营商独立于其他所有市场成员，在计及输电网络安全约束的前提下，按照最优经济效率原则完成市场出清，自动实现阻塞管理

与物理输电权不同，金融输电权并不是代表某种使用输电容量的权利，而是一种在节点边际电价市场中规避阻塞风险，获得阻塞盈余收入的金融衍生品。就定义而言，金融输电权是交易双方为了规避市场价格风险，规定在未来某一时间内，一定数量的电力商品以某种方式进行结算的交易。FTR 是市场交易者在网络阻塞时获得的经济补偿，从而获得价格的长期稳定性。节点边际电价 LMP 结算机制下，金融输电权交易能够实现市场中阻塞盈余的分配。

当线路未发生阻塞时，全网各点的节点边际电价 LMP 是相同的，阻塞的费用为 $M = 0$ ；当线路发生阻塞时，线路始末端 LMP 不相同，在忽略网损的情况下，可产生阻塞的费用为 $M = P \cdot /LMP_b - LMP_a /$ 。 M 为阻塞盈余的费用， P 为线路实际输送的电量， LMP_b 为 b 节点的节点边际电价， LMP_a 为节点 a 的节点边际电价。发电商获得的补偿可以是全额补偿，即阻塞的费用为 M 。发电商也可以获得一定比例的补偿费用，补偿因子 $\lambda (0 < \lambda < 1)$ ，即为一定比例的阻塞的费用 $\lambda \cdot M$ 。金融输电权的不足之处在于线路的潮流为反向潮流时，线路的起点电价高于终点电价，金融输电权的拥有者不能从 ISO 处获得阻塞补偿费用，并可能会支付一定的费用。

算例

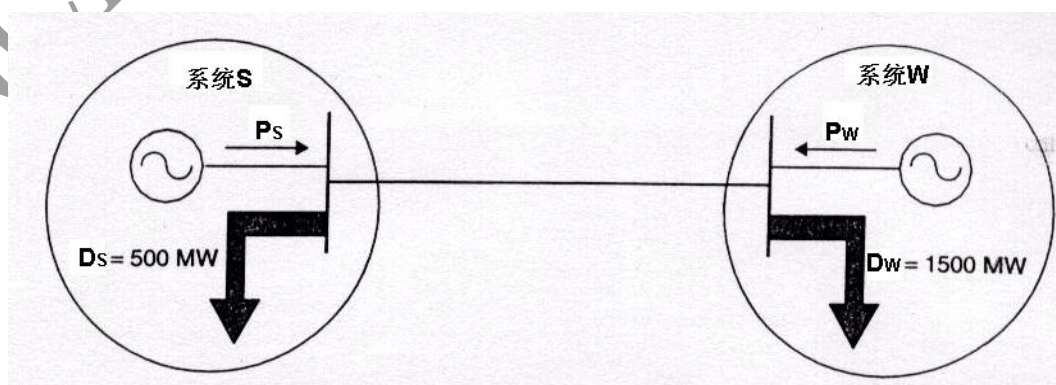


图 6-19 系统两节点示意图

S 的某发电厂与 W 的某钢铁厂签订了差价合同，它规定了双方的成交电力为 400MW，价格是 30\$/MWh。

1) 假设这两个系统内部不存在阻塞。

S 系统只存在唯一的节点边际价格，而 W 系统也只对应唯一的边际价格。如果两系统之间的互联线路上不存在阻塞，那么这两个系统所对应的节点边际价格会完全一样。S 的发电商与 W 的用户此时所面临的价格相等。具体来说，如果现货价格等于 24.30\$/MWh，S 发电厂以 24.30\$/MWh 的价格出售 400MW 的发电，获得的电费为 $400 \times 24.30 = \$9720$ 。W 钢铁厂按照 24.30\$/MWh 的价格购得 400MW 的电力，应支付的电费为 $400 \times 24.30 = \$9720$ 。

为了结算差价合同，W 钢铁厂还需要支付给 S 发电厂 $400 \times (30 - 24.30) = \2280 的电费。

经过这样处理后，S 发电厂与 W 钢铁厂等效于以 30\$/MWh 的价格交易了 400MW 的电力。

2) 如果互联线路的容量只有 400MW，S 系统节点价格是 19.00\$/MWh，而 W 系统节点价格是 35\$/MWh。

S 发电厂按 19.00\$/MWh 的价格出售 400MW 的发电，收入为 $400 \times 19.00 = \$7600$ 。按照合同规定，它应当获得的收入为 $400 \times 30 = \$12000$ 。两者相减可以知道将出现 \$4400 的短缺，S 发电厂期待的解决办法是 W 钢铁厂支付该差量完成差价合同结算。

W 钢铁厂按照 35.00\$/MWh 的价格购买 400MW 的电力，支出 $400 \times 35.00 = \$14000$ 。但按照差价合同，它仅需要支付 $400 \times 30 = \$12000$ 。W 钢铁厂希望的解决办法是 S 发电厂支付 \$2000 履行差价合同结算。

如果存在某一差价合同，它的履约价格为 π_c ，电能数量为 F ，那么用户，例如 W 钢铁厂，期望支付的电费为：

$$E_C = F \cdot \pi_C \quad (6-39)$$

相反，生产者，例如 S 发电厂，期望获得的收入为：

$$R_C = F \cdot \pi_C \quad (6-40)$$

用户与生产者在现货市场上的支出与收入分别是：

$$E_M = F \cdot \pi_W \quad (6-41)$$

$$R_M = F \cdot \pi_S \quad (6-42)$$

用户与生产者在实施差价合同结算时的期望支出或收入分别是：

$$E_T = E_C - E_M = F \cdot (\pi_C - \pi_W) \quad (6-43)$$

$$R_T = R_C - R_M = F \cdot (\pi_C - \pi_S) \quad (6-44)$$

如果系统不存在阻塞，生产者与用户将按照同一现货价格进行电力交易

$$E_T = R_T \quad (6-45)$$

如果存在阻塞，购售双方的期望支出或收入不能抵消，总的短缺量（收入和支出之差）如下式所示：

$$R_T - E_T = F \cdot (\pi_W - \pi_S) \quad (6-46)$$

FTR 的定义对象是网络中的任意节点对，权的持有者可以取得一定量的收入，它的大小等于所购输电权覆盖的数量与两节点之间价差的乘积。如果某市场成员在节点 W 与 S 之间持有数量等于 FMWh 的 FTR，那么他可以从阻塞剩余中取得如下数量的收入：

$$R_{FTR} = F \cdot (\pi_W - \pi_S) \quad (6-47)$$

数量恰好保证了 S 的生产者和 W 的用户所签订的差价合同能够完成结算。

对于 FTR 的持有者来说，他们将根本不用关心其生产或使用的电能送到何处或来自何地。例如，W 的某用户持有 FMWh 从 S 到 W 的 FTR，他可以选择下面任意一种作法：

以 π_s 的价格从 S 市场上购买 FMWh 的电能，并且动用输电权将它“免费”送到 W——此时，它的实际支出是 $F \cdot \pi_s$ ；

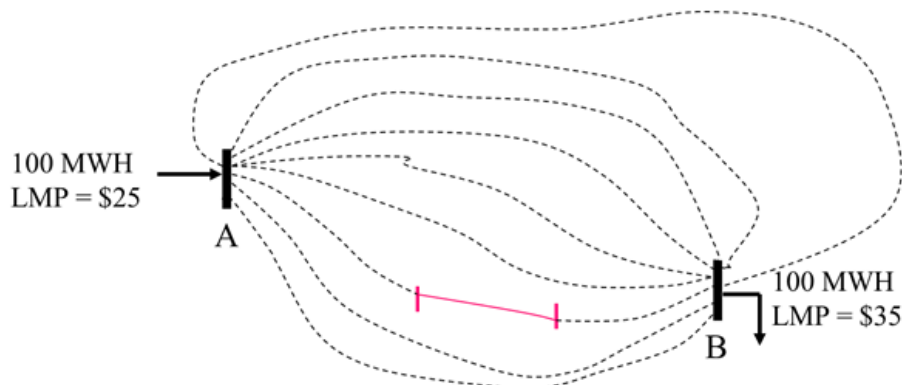


图 6-20 系统网络示意图

以 π_w 的价格从 W 市场上购买 FMWh 的电能，并且根据它持有的输电权取得部分阻塞剩余收入，这时，他先支出 $F \cdot \pi_w$ ，然后又收入 $F \cdot (\pi_w - \pi_s)$ 。

输电权拍卖机制针对每个市场交易时段，系统运营商需要决定互联系统可以输送多大数量的电能；尔后，该数量电能的输电权将卖给出价最高购买者。输电权拍卖是开放式的，所有发电商、用户，甚至是希望从电能节点价差中实现收益的投机者均可以参加。权的持有者可以选择使用它们或者转售给其他成员。

FTR 定义的源点和终点不一定非得直接连在同一条支路上。从希望进行电能交易的生产者和用户的角度来说，该方法的好处是他们不用再为电力网络的复杂性而烦恼。他们只需要知道电能是从哪条母线注入的，又是从哪条母线流出的即可。

阻塞路径上的 FTR 持有者获利： $FTR \cdot \text{收益} = (FTR \cdot \text{数量}) \cdot \Delta(LMP)$

阻塞盈余： $(\$35 - \$25) \cdot 100 \text{ MWh} = \1000

FTR 持有者收益： $(\$35 - \$25) \cdot 100 \text{ MWh} = \1000

假设 j 节点用户和 i 节点发电厂签订了一个以 8\$/MWh 价格在节点 i 交付 100MW 电能的差价合同：

- 在实际交割时，现货市场在 i 节点价格为 7.5\$/MWh。节点 j

价格为 10\$/MWh

- 用户从 j 获得 100MW 的电能，并向市场运营商支付 $100 \times 10.00 = \$1000$ 发电商向 i 注入 100MW 的电能，并从市场运营商那获得 $100 \times 7.50 = \$750$ 的收入。
- 为了结算差价合同，用户还需要向发电商支付 $100 \times (8.00 - 7.50) = \50 。
- 由于持有 100MW 从母线 i 到 j 的 FTR，用户可以从市场运营商那取得 $100 \times (10.00 - 7.50) = \250 的收入。

思考：负的 FTR 收益合理吗？

假设母线 2 上的用户与母线 1 处的发电商签订了一个差价合同，它规定 8.00\$/MWh 的价格交付 60MW 的电能。合同的参考价格是母线 1 处的节点价格。同时，该用户还购买了 60MW 从母线 1 到母线 2 的输电权。

- 用户从母线 2 获得 60MW 的电能，并向市场运营商支付 $60 \times 5.00 = \$300$ 。
- 发电商向母线 1 注入 60MW 的电能，并从市场运营商处收入 $60 \times 7.50 = \$450$ 。
- 为了结算差价合同，用户还需要向发电商支付 $60 \times (8.00 - 7.50) = \30 。
- 由于持有从母线 1 到 2 的 FTR，用户还需要向市场运营商支付 $60 \times (7.50 - 5.00) = \150 。

金融输电权市场的建立需要具备的基本条件如下：(1) 电能量市场价格机制的配合，因为每笔金融输电权是结合电能量市场的节点电价来确定目标分配的，所以金融输电权市场需要以采用电价的现货市场为基础；(2) 购电侧形成实质性的竞争主体，金融输电权市场的建立不仅为市场参与者提供一种风险管理工具，也是

为了有效解决阻塞盈余的合理分配问题。因此，形成购电侧实质性的多方利益主体是建立 FTR 市场的一个重要目的。单一购买模式下，即使建立了基于节点电价的现货市场，也缺少分配阻塞盈余的需求；(3) 双边交易的需求，引入 FTR 市场的重要目的就是为双边合约提供阻塞风险规避。因此是否存在足够的双边交易数量，以及与之对应的风险规避需求也是这一市场建立的重要条件；(4) 购售电双方签订的交易合同以金融性合同为主。若市场交易以物理性的远期双边交易为主，即交易计划需要实际交付，当系统阻塞时，不得不对交易计划进行调整，例如按照输电能力使用的优先次序对交易进行削减。

6.6 电力市场监管

6.6.1 市场力的定义

在微观经济学中，市场力（又称为操纵力）的定义是市场中的某些参与者所具有的能使交易价格偏离完全竞争性市场下所具有的市场价格水平的能力。美国主要的反垄断机构定义市场力为：“在较长一段时段内维持价格高于竞争水平的盈利能力”。美国 FERC 更重视维持价格高于竞争水平的能力而不在意是否盈利。基于电力市场的特性，几个调度周期的价格尖峰就有可能对电力市场造成较大危害，因此，本文采用反垄断机构定义的同时建议缩短维持价格高于竞争水平的时段，例如几个调度周期。

在电力市场中，市场力的滥用将会带来两个明显的危害，第一，会导致社会福利的无谓损失（Deadweight Loss）；第二，会导致大量的财富从买方转移到卖方（偶尔也可能反过来）。鉴于电力工业在国民经济和社会生活中扮演的重要角色，这两个危害带来的后果可能会非常严重，需要认真对待。另外，电力价格是指导各种发电资源经济调度和高效投资决策的重要依据，扭曲的电力价格将会导致电力生产

和投资的严重低效。

广义地讲,市场力又分为水平市场力和垂直市场力。在电力市场中,水平市场力是指一个电力公司操纵电力生产和输送某一环节所提供产品或服务的价格的能力;垂直市场力是指一个电力公司拥有操纵电力生产和输送各个环节所提供产品或服务的价格的能力。通常我们所讲的市场力都是指水平市场力,一般来说,具有水平市场力的公司对某类市场占有很大的市场份额,能通过控制产量来左右市场价格。一般企业所占的市场份额越大,具有的水平市场力就越大,因此,市场中经常出现市场参与者通过联盟来扩大市场份额,从而增加水平市场力。水平市场力又分为卖方市场力和买方市场力。电力工业的市场化改革,本质上讲就是要消除垂直市场力。因此在成熟电力市场中,市场力监管的核心任务就是准确发现电力市场中的水平市场力,并防止其滥用水平市场力抬高价格。

考虑到电力商品的特殊性,在电力市场中,市场成员拥有一定的市场力并不罕见,政策制定者也承认此观点,因此电力市场竞争建立了“可行竞争”的概念而不是理论上的“完全竞争”的概念。在“可行竞争”概念下,市场成员可能行使其有限的市场力,使得价格可能在一定程度上高于边际成本,当超过某一水平或基准才认为其滥用了市场力。因此,市场力监管的主要问题不在于是否有市场成员拥有市场力,而在于是否有市场成员滥用了市场力。

6.6.2 市场力的特殊性

在多数国家,一般都有一个综合竞争和反垄断机构来对可能滥用的市场力进行调查和纠正,也正是如此,多数工业不需要一个专门的市场监视和监管机构。然而,相比于其他工业,电力市场的一些特殊性使其容易受到市场力的影响,因此,电力市场需要一些特殊的市场力处理措施。电力市场的特殊性主要体现在:

发电商面临高昂的沉没成本和较长的建设期,这使得指望吸引新进入市场的发电商来应对短期价格上升是不现实的。

输电网络的约束分离了市场,使得局部区域发电机组有能力滥用市场力。

短期看来需求对电价缺乏弹性,这可能是因为大量用户并不直接面对实时市场价格,且缺乏相关机制和技术允许大量用户参与需求响应。

目前,电能尚不能大量存储,使得电力系统中跨时间的发电替代性不足,同时,跨时间的需求替代性也是非常有限,跨时间电力供给和需求的替代不足意味着不能约束发电商在短期内对市场力的行使。

一般来说,发电报价是阶梯状的,这意味着在一个报价段的边缘行使轻微的物理滞留行为便可能对电价造成大的影响。

此外,电力工业的特点使得市场参与者之间进行默许串谋的可能性较大。欧盟委员会警惕默许串谋的发生,并列出了容易发生默许串谋的市场特征,包括:集中、透明、成熟、产品同质化、成本均一化、交易频繁且规律化、需求无弹性以及进入壁垒。电力市场具有多数这样的市场特征,因此有必要对电力工业进行特殊对待。

6.6.3 滥用市场力的方式

如何滥用市场力取决于市场的结构和价格机制。其中最为基本的滥用市场力的方式可以总结为如下 3 类:

(1) 物理滞留措施。发电商有意不向市场提供其可以提供的发电容量或输电服务。包括: 1) 谎报设备处于检修或停运状态或需要检修; 2) 在其有经济效益时,拒绝申报或拒绝提供相应服务; 3) 在实时调度时,不按照调度机构的指令发电而有意少发电。以纽约电力市场为例,市场运营机构认为以下行为均构成物理滞留: 1) 单台发电机组保留了 10%发电量或 10MW 中的较小者; 2) 发电厂保留了 5%的发

电容量或 200MW 容量中较小者；3) 实时运行过程中，实际发电功率小于计划发电功率的 90%；4) 没有按照调度机构的指令操作，导致电网阻塞。

(2) 经济滞留措施。申报过高的价格，从而可以不参与市场交易或抬高市场价格。同样以纽约电力市场为例，市场运营机构认为如下行为构成经济滞留措施：1) 在未发生阻塞的地区或发生阻塞的地区的不阻塞时段，发电厂的报价比过去一段时期的平均价格增长了 300% 或增长了 \$100/MWh，只要其中一个条件满足即可认为实施了经济滞留措施，但如果申报价格不超过 \$25/MWh，则仍不认为实施了经济滞留措施。另外还规定了各种辅助服务费用上涨幅度的经济滞留措施的阈值。2) 在发生阻塞的区域的阻塞时段，根据历史上的阻塞情况确定阈值，通常此值比上面规定的未阻塞区域的高一些。

(3) 基于输电阻塞的策略行为。通过创造或加重输电阻塞情况来提高特定区域的电价或是节点电价。不够分散的机组可以通过中断输出、少报容量和调度发电机偏离边际成本实现这一策略。

从分析的角度来看，这些市场力行使方式（特别是前两种）基本都是等价的。例如：对于供应曲线的移动来说，它可能是由于减少产出容量而造成的左移，也可能是由于提高报价而造成的上移，这取决于哪家发电商撤回了可发容量或是提高了他们的报价。要注意的是，在竞争性的市场之中，上述的两种方式的策略是不能获利的，提高报价以及物理滞留只能导致市场份额的减少，并且在公司其他的投资组合之中也不会得到额外的收入。但是，在某些情况下，这些策略则会对价格优先调用产生不同的影响。

6.6.4 市场力的监测和量化

市场力的监测从来都不是一件容易的事情，监测电力市场中的市场力也不例外。电力市场的监管与电力市场的自身特点密切相关，电

力市场的这些特点并不存在于其他大多数市场之中,使得对电力市场市场力的监测有一定的特殊性,特点如下:

特点 1: 在电力市场中为个体市场参与者构建实际剩余需求曲线是有可能的。这条剩余需求曲线的弹性是现在市场力的一种直接测量。

特点 2: 在大多数电力市场中,监管者可以得到发电机热效率,发电机容量等的技术参数。因此相比其他工业,电力市场的发电成本估算会更加精确。

特点 3: 对于电力市场而言影响短期可变成本的主要因素是燃料成本,因为一些价格报告的服务,使得燃料的价格通常是清晰透明的。

在关于电力市场市场力监测的诸多分类之中,有必要将事前、事中和事后市场力的监测技术进行区分,这里,我们以现货市场作为区分事前、事中和事后的分界点,在现货市场交易开始之前对现货市场市场力的监测称为事前市场力监测,在现货市场交易过程中对现货市场市场力的监测称为事中市场力监测,在现货市场交易结束后对现货市场市场力的监测称为事后市场力监测。另外一种区分方法是将市场力监测划分为主要用于市场设计及并购分析的长期市场力监测和即时处理市场力行为的短期实时市场力监测。

一个理想的市场力监管指标可以提供一个简单的数字来衡量滥用市场力的能力,这个市场力监管指标应该能够预测市场力的行使或者在事后揭示超出普遍竞争情况下的市场价格与市场力行使之间的关系。电能作为一种商品有着不同于其他商品的特殊性质,主要表现在其不能大规模存储、需求刚性强、无替代品,因此,一些可以对其他商品市场进行有效监管的指标不能在电力市场监管中得到应用,电力市场的监管还需要一些更为复杂的指标及方法。

(1) 结构类指标

一些电力市场中市场力监管的早期工作是基于分析市场份额和

赫芬达尔 - 赫希曼指数 (Herfindahl-Hirschman Index, HHI) 进行的。但 HHI 指标属于静态指标, 不能够反映市场供需的变化情况。因此, 市场运营机构推出了关键供应商、剩余供给等动态指标。国外常用的结构类指标包括:

- 1) 市场份额
- 2) HHI 指标
- 3) 关键供应商指标 (Pivotal Supplier Indicator, PSI)
- 4) 剩余供给指标 (Residual Supply Index, RSI)
- 5) 剩余需求分析指标

(2) 行为-影响类指标

结构类指标通常用来事前预防发电商拥有市场力, 行为-影响类指标通常用来检验发电商在市场中的行为及后果, 并判定发电商是否在市场使用了市场力。国外常用的行为-影响类指标包括:

- 1) 边际投标成本
- 2) 净收入基准分析
- 3) 经济持留量
- 4) 物理持留量

6.6.5 市场力处理措施

市场力处理措施可大致分为两类:

(1) 结构化措施

结构化措施主要是鼓励拆分占优势的发电商。另一个措施是降低或消除进入壁垒以鼓励新的市场参与者进入从而增加市场竞争程度。进入壁垒可能包括许可证条件、发电选址许可、歧视性电网接入。输电网络扩展也是一个降低市场集中度的有效措施。在需求侧, 采取多种手段提高电力用户的需求响应积极性。

(2) 监管及市场规则措施

监管措施包括整体市场和某些市场成员的约束手段。例如价格上限。许多国家将价格上限作为电力市场的“安全网”。同时也可能对某些机组报价进行限制。另一个手段是要求占优势的发电商以协商或监管的价格签订一定量的长期合同。

NCEPU电力市场研究所

第7章 电力项目经济分析方法

7.1 项目现金流量构成

7.1.1 现金流量

电力项目从属于工业项目,对工业生产活动可以从物质形态与货币形态两个方面进行考察。从物质形态来看,工业生产活动表现为人们使用各种工具设备,消耗一定量的能源,将各种原材料加工、转化成所需要的产品。从货币形态来看,工业生产活动表现为投入一定量的资金,花费定量的成本通过产品销售获取一定量的货币收入。对于一个特定的经济系统而言(这个经济系统可以是一个企业,也可以是一个地区、一个部门或者是一个国家),投入的资金,花费的成本,获取的收益,都可看成是以货币形式(包括现金和其他货币支付形式)体现的资金流出或资金流入。在技术经济分析中,把各个时间点上实际发生的这种资金流出或资金流入称为现金流量,流出系统的资金称现金流出,流入系统的资金称现金流入,现金流入与现金流出之差称净现金流量。技术经济分析的目的就是要根据特定系统所要达到的目标和所拥有的资源条件,考察系统在从事某项经济活动过程中的现金流出与现金流入,选择合适的技术方案,以获取最好的经济效果。

对一项经济活动的现金流量的考察与分析,因考察角度和所研究系统的范围不同会有不同的结果。例如,国家对企业经济活动征收的税金,从企业角度看是现金流出,从整个国民经济的角度看既不是现金流出也不是现金流入,而是在国家范围内资金分配权与使用权的一种转移。在技术经济分析中,必须在明确考察角度和系统范围的前提下正确区分现金流入与现金流出对于一般的工业生产活动来说投资、成本、销售收入、税金和利润等经济量是构成经济系统现金流量的基本要素,也是进行技术经济分析最重要的基础数据。下面分别加以阐述。

7.1.2 投资

(1) 投资的基本概念

广义的投资是指人们的一种有目的的经济行为,即以一定的资源投入某项计划,以获取所期望的报酬。投资可分为生产性投资和非生产性投资,所投入的资源可以是资金,也可以是人力、技术或其他资源。本章所讨论的投资是狭义的,是指人们在社会经济活动中为实现某种预定的生产、经营目标而预先垫支的资金。

对于一般的电力投资项目来说,总投资包括建设投资和生产经营所需要的流动资金。如果建设投资所使用的资金中含有借款,则建设期的借款利息也应计入总投资。对于某些投资项目国家要征收投资方向调节税,这类项目的总投资中还包括投资方向调节税。

项目投资最终形成相应的固定资产、无形资产和递延资产。

固定资产指使用期限较长(一般在一年以上),单位价值在规定标准以上,在生产过程中为多个生产周期服务,在使用过程中保持原来物质形态的资产,包括房屋及建筑物、机器设备、运输设备、工具器具等。无形资产指企业长期使用能为企业提供某些权利或利益但不具有实物形态的资产,如专利权、非专利技术、商标权、版权、土地使用权、商誉等。递延资产指集中发生但在会计核算中不能全部记入当年损益,应当在以后年度内分期摊销的费用,包括开办费、租入固定资产的改良支出等。

流动资金指在电力项目投产前预先垫付,在投产后的生产经营过程中用于购买原材料、燃料动力、备品备件,支付工资和其他费用以及被在产品、半成品、产成品和其他存货占用的周转资金。在生产经营活动中,流动资金以现金及各种存款、存货、应收预付款项等流动资产的形态出现。在整个项目寿命期内,流动资金始终被占用并且周而复始地流动。到项目寿命期结束时,全部流动资金才能退出生产与

流通，以货币资金的形式被回收。

(2) 投资构成与资产价值

一般电力项目建设投资的构成如图 7-1 所示。

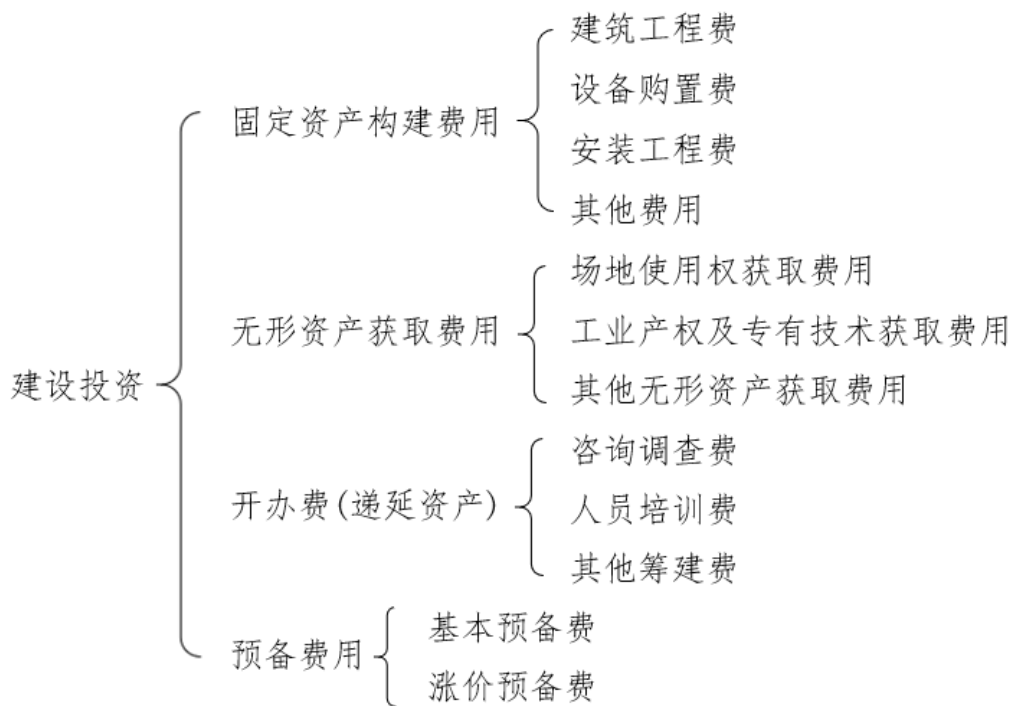


图 7-1 电力项目建设投资构成

项目建成后，建设投资转化为固定资产、无形资产和递延资产。在会计核算中，购建固定资产的实际支出（包括建设期借款利息、外币借款汇兑差额及固定资产投资方向调节税）即为固定资产的原始价值，简称为固定资产原值。同样，获取无形资产的实际支出即为无形资产的原始价值。在项目筹建期内实际发生的各项费用，除应计入固定资产和无形资产价值者外，均应计入开办费，视为递延资产。

电力项目投入运营之后，固定资产在使用过程中会逐渐磨损和贬值，其价值逐步转移到产品中去这种伴随固定资产损耗发生的价值转移称为固定资产折旧。转移的价值以折旧费的形式计入产品成本，并通过产品的销售以货币形式收回到投资者手中。从产品销售收入中提取的折旧费可以看作是补偿固定资产损耗的准备金。固定资产使用一段时间后，其原值扣除累计的折旧费总额称为当时的固定资产净值。

折旧费是按国家的有关规定计算的。在许多情况下,由于各种原因,固定资产净值往往不能反映当时的固定资产真实价值,需要根据社会再生产条件 and 市场情况对固定资产的价值重新进行评估,重新评估所确定的固定资产价值称为重估值。对固定资产价值进行重新评估时,往往需要估算在当前情况下重新购建该固定资产所需要的全部费用,所估得的重新购建费用称为固定资产的重置成本或重置值。

电力项目寿命期结束时固定资产的残余价值称为期末残值,原理上讲期末残值是指当时市场上可实现的价值。对于电力项目的投资者来说固定资产期末残值是一项在期末可回收的现金流入。

与固定资产类似,无形资产通常也有一定的有效服务期,无形资产的价值也要在服务期内逐步转移到产品价值中去。无形资产的价值转移是以无形资产在其有效服务期内逐年摊销的形式体现的。递延资产也应在项目投入运营后的一定年限内平均摊销。无形资产和递延资产的摊销费均计入产品成本。

项目总投资中的流动资金形成项目运营过程中的流动资产。流动资产的构成如图 7-2 所示。

电力项目投资中流动资金数额的大小,主要取决于生产规模、生产技术、原材料及燃料动力消耗指标和生产周期的长短等,此外,原材料、燃料的供应条件、产品销售条件、运输条件及管理水平等也都会影响流动资金的占用额。项目运营过程中,供、产、销形势的变化还会引起流动资金占用额的波动。

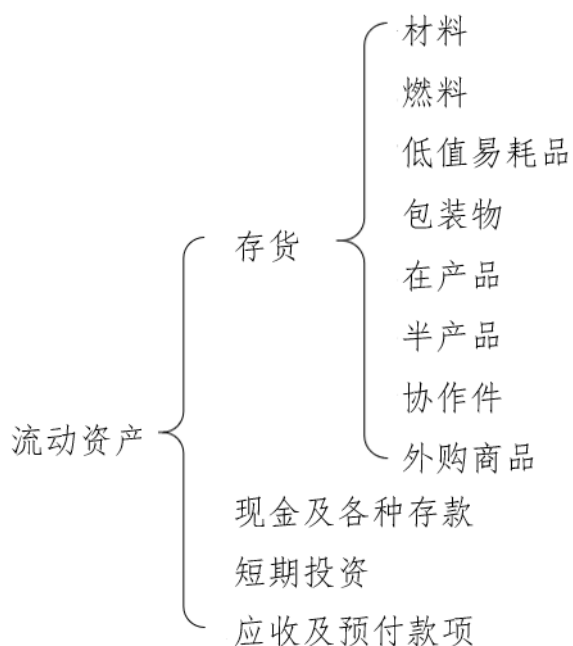


图 7-2 流动资产构成

7.1.3 费用和成本

(1) 费用和成本的概念及构成

在电力生产经营活动中，费用泛指企业在生产经营过程中发生的各项耗费；成本通常指企业为生产商品和提供劳务所发生的各项费用。

电力项目运营过程中的总费用按其经济用途与核算层次可分为直接费用、制造费用和期间费用。

直接费用包括直接材料费用、直接工资和其他直接费用。直接材料是指在生产中用来形成产品主要部分的材料，直接工资是指在产品生产过程中直接对材料进行加工使之变成产品的人员的工资。

制造费用是指为组织和管理生产所发生的各项间接费用，包括生产单位（车间或分厂）管理人员工资、职工福利费、折旧费、检修费及其他制造费用（办公费、差旅费、劳动保护费等）。

直接费用和相应的制造费用构成产品生产成本。已销售产品的生产成本通常称为商品销售成本。

期间费用包括销售费用、管理费用和财务费用。

销售费用是指销售商品过程中发生的费用, 包括应由企业负担的运输费、装卸费、包装费、保险费、差旅费、广告费, 以及专设销售机构的人员工资及福利费、折旧费和其他费用。

管理费用是指企业行政管理部门为管理和组织经营活动发生的各项费用, 包括管理部门人员工资及福利费、折旧费修理费、物料消耗、办公费、差旅费、保险费、工会经费、职工教育经费、技术开发费、咨询费、诉讼费、房产税、车船税、土地使用税、无形资产摊销、开办费摊销、业务招待费及其他管理费用。

财务费用是指企业在筹集资金等财务活动中发生的费用, 包括生产经营期间发生的利息净支出、汇兑净损失、银行手续费以及为筹集资金发生的其他费用。

在技术经济分析中, 为了便于计算, 通常按照各费用要素的经济性质和表现形态将其归并, 把总费用分成以下九项:

- 1) 外购材料 (包括主要材料、辅助材料、半成品、包装物、修理用备件和低值易耗品等);
- 2) 外购燃料;
- 3) 外购动力;
- 4) 工资及福利费;
- 5) 折旧费;
- 6) 摊销费;
- 7) 利息支出;
- 8) 修理费;
- 9) 其他费用。

应当指出, 在技术经济分析中对费用与成本的理解与企业财务会计中的理解不完全相同。主要表现在三个方面: 其一, 财务会计中的

费用和成本是对企业经营活动和产品生产过程中实际发生的各种耗费的真实记录,所得到的数据是唯一的,而技术经济分析中使用的费用和成本数据是在一定的假定前提下对拟实施投资方案的未来情况预测的结果,带有不确定性;其二,会计中对费用和成本的计量分别针对特定会计期间的企业生产经营活动和特定产品的生产过程,而技术经济分析中对费用和成本的计量则一般针对某一投资项目或技术方案的实施结果;其三,技术经济分析强调对现金流量的考察分析,在这个意义上费用和成本具有相同的性质,在本书后面的叙述中如无特殊说明一般不严格区分费用与成本的概念,另外,为了分析与计算的方便,还要引入财务会计中不常使用的一些费用与成本概念,这些费用与成本的经济涵义有别于会计中的费用与成本。

(2) 费用和成本中的折旧与摊销

会计中的生产经营成本与期间费用含有固定资产折旧费与无形资产和递延资产摊销费。下面分别说明它们的计算方法。

企业常用的计算、提取折旧的方法有年限平均法、工作量(或产量)法和加速折旧法等。我国企业一般采用年限平均法或工作量法,在符合国家有关规定的情况下,经批准也可采用加速折旧法。

年限平均法也称直线折旧法,是使用最广泛的一种折旧计算方法。按照年限平均法,固定资产每年折旧额的计算公式为:

$$\text{年折旧额} = \frac{\text{固定资产原值} - \text{固定资产净残值}}{\text{折旧年限}}$$

固定资产净残值是预计的折旧年限终了时的固定资产残值减去清理费用后的余额。固定资产净残值与固定资产原值之比称为净残值率,净残值率一般为 3%-5%。各类固定资产的折旧年限由财政部统一规定。

实际工作中常用折旧率计算固定资产折旧额,年折旧率的计算公式为:

$$\text{年折旧率} = \frac{\text{年折旧额}}{\text{固定资产原值}} \times 100\% = \frac{1 - \text{预计净残值率}}{\text{折旧年限}}$$

例 7-1 某台设备原始价值为 150000 元，预计使用年限为 10 年，寿命终了时净残值为 5000 元，试用年限平均法计算设备年折旧额。

解：

$$\text{年折旧额} = \frac{150000 - 5000}{10} = 14500 \text{ (元)}$$

工作量法一般用于计算某些专业设备和交通运输车辆的折旧，是以固定资产完成的工作量（行驶里程、工作小时、工作台班、生产的产品数量）为单位计算折旧额。计算公式为：

$$\begin{aligned} \text{单位工作量折旧额} &= \frac{\text{固定资产原值} - \text{固定资产净残值}}{\text{预计使用期限内可以完成的工作量}} \\ \text{年折旧额} &= \text{单位工作量折旧额} \times \text{年实际完成工作量} \end{aligned}$$

例 7-2 某加工设备原始价值为 78000 元，残余价值为 2340 元，预计可以使用 9800 小时，第一年使用的 1200 小时。试用工作量法计算其折旧额。

解：

$$\text{每工作小时折旧额} = \frac{78000 - 2340}{9800} = 7.72 \text{ (元)}$$

$$\text{第一年折旧额} = 7.72 \times 1200 = 9264 \text{ (元)}$$

加速折旧的方法有多种，使用较多的有年数总和法和双倍余额递减法。

采用年数总和法计算折旧，折旧率是逐年递减的，各年折旧率的计算公式为：

$$\text{年折旧率} = \frac{\text{折旧年限} - \text{固定资产已使用年数}}{\text{折旧年限} \times (\text{折旧年限} + 1) \div 2} \times 100\%$$

上式的分子是固定资产尚可使用的年数，分母是固定资产折旧年限内各年年数的总和。例如，若固定资产折旧年限为 5 年，则年数总和为：

$$1 + 2 + 3 + 4 + 5 = \frac{5 \times (5 + 1)}{2} = 15$$

第三年的折旧率为：

$$\frac{5 - 2}{15} \times 100\% = 20\%$$

按照年数总和法，各年固定资产折旧额的计算公式为：

$$\text{年折旧额} = (\text{固定资产原值} - \text{固定资产净残值}) \times \text{当年折旧率}$$

按双倍余额递减法计算各年折旧额是在不考虑固定资产净残值的情况下用年初固定资产净值（即固定资产价值余额）乘以直线折旧率的 2 倍。计算公式为：

$$\text{年折旧率} = \frac{2}{\text{折旧年限}} \times 100\%$$

$$\text{年折旧额} = \text{固定资产净值} \times \text{年折旧率}$$

折旧年限到期前的最后两年，年折旧额的计算公式为：

$$\text{年折旧额} = \frac{\text{固定资产净值} - \text{固定资产净残值}}{2}$$

例 7-3 有一台设备价值 60 万元，预计使用寿命为 5 年，预计净残值 24000 元。试用双倍余额递减法计算第三年和最后一年的折旧额。

解：

$$\text{年折旧率} = \frac{2}{5} = 40\%$$

$$\text{第一年折旧额} = 600000 \times 40\% = 240000 \text{（元）}$$

$$\text{第二年折旧额} = (600000 - 240000) \times 40\% = 144000 \text{（元）}$$

$$\text{第三年折旧额} = (600000 - 240000 - 144000) \times 40\% = 86400 \text{（元）}$$

$$\begin{aligned} \text{第四、五年每年折旧额} &= \frac{600000 - 240000 - 144000 - 86400 - 24000}{2} \\ &= 52800 \text{（元）} \end{aligned}$$

采用加速折旧法，并不意味着固定资产提前报废或多计折旧。不论采用何种方法计提折旧，在整个固定资产折旧年限内，折旧总额都是一样的。采用加速折旧法只是在固定资产使用前期计提折旧较多而使用后期计提折旧较少。一般来说，加速折旧有利于企业进一步发展。

无形资产从开始使用之日起，应按照有关的协议、合同在受益期内分期平均摊销，没有规定受益期的按不少于 10 年的期限分期平均摊销。

递延资产中的开办费应在企业开始生产经营之日起，按照不短于 5 年的期限分年平均摊销。租入固定资产改良及大修理支出应当在租赁期内分年平均摊销。

固定资产折旧费与无形资产、递延资产摊销费在技术经济分析中具有相同的性质。虽然在会计中折旧费与摊销费被计入费用和成本,但在作现金流量分析时,折旧费与摊销费既不属于现金流出也不属于现金流入。

(3) 经营成本、沉没成本与机会成本

技术经济分析中常常用到经营成本这一概念。简单地说,经营成本是为经济分析方便从总成本费用中分离出来的一部分费用。

$$\text{经营成本} = \text{总成本费用} - \text{折旧与摊销费} - \text{借款利息支出}$$

在对电力项目或技术方案进行技术经济分析时,必须考察特定经济系统的现金流出与现金流入。按照会计核算方法,总成本费用(包括产品生产成本和期间费用)中含有既不属于现金流出也不属于现金流入的折旧费与摊销费。因此,要计算项目运营期间各年的现金流出,必须从总成本费用中将折旧费与摊销费剔除。借款利息是使用借贷资金所要付出的代价,对于企业来说是实际的现金流出。但在评价电力项目全部投资的经济效果时,并不考虑资金来源问题,也不将借款利息计入现金流量。为了计算与分析的方便,技术经济分析中通常将经营成本作为一个单独的现金流出项。如果分析中需要考虑借款利息支出,则另列一个现金流出项。

技术经济分析中有时还用到沉没成本与机会成本的概念。

沉没成本是指以往发生的与当前决策无关的费用。经济活动在时间上是具有连续性的,但从决策的角度来看,以往发生的费用只是造成当前状态的一个因素,当前状态是决策的出发点,当前决策所要考虑的是未来可能发生的费用及所能带来的收益,不考虑以往发生的费用。

机会成本是指将一种具有多种用途的有限资源置于特定用途时所放弃的收益。当一种有限的资源具有多种用途时,可能有许多个投入这种资源获取相应收益的机会,如果将这种资源置于某种特定用途,

必然要放弃其他的资源投入机会，同时也放弃了相应的收益，在所放弃的机会中最佳的机会可能带来的收益，就是将这种资源置于特定用途的机会成本。

显然，在技术经济分析中，沉没成本不会在现金流量中出现，而机会成本则会以各种方式影响现金流量。

7.1.4 销售收入、利润和税金

(1) 销售收入

销售收入是指向社会出售商品或提供劳务的货币收入。

$$\text{销售收入} = \text{商品销售量} \times \text{商品单价}$$

企业的销售收入与总产值是有区别的。总产值是企业生产的成品、半成品和处于加工过程中的在制品的价值总和，可按当前市场价格或不变价格计算。而销售收入是指出售商品的货币收入，是按出售时的市场价格计算的。企业生产的产品只有在市场上被出售，才能成为给企业和社会带来收益的有用的劳动成果。因此销售收入才是反映电力项目真实收益的经济参数。技术经济分析中将销售收入作为现金流入的一个重要项目。

(2) 利润

利润是企业经济目标的集中表现。电力投资项目投产后所获得的利润可分为销售利润和税后利润两个层次：

$$\begin{aligned}\text{销售利润} &= \text{销售收入} - \text{销售成本} - \text{销售费用} \\ &\quad - \text{管理费用} - \text{财务费用} - \text{销售税金及附加} \\ \text{税后利润} &= \text{销售利润} - \text{所得税}\end{aligned}$$

对于企业来说，除国家另有规定者外，税后利润一般按下列顺序进行分配：

- 1) 弥补以前年度亏损；
- 2) 提取法定公积金，法定公积金用于弥补亏损及按照国家规定转增资本金等；
- 3) 提取公益金，公益金主要用于职工集体福利设施支出；

4) 向投资者分配利润。

(3) 税金

税金是国家依据法律对有纳税义务的单位和个人征收的财政资金。国家采用的这种筹集财政资金的手段叫税收。税收是国家凭借政治权力参与国民收入分配和再分配的一种方式，具有强制性、无偿性和固定性的特点。税收不仅是国家取得财政收入的主要渠道，也是国家对各项经济活动进行宏观调控的重要杠杆。

我国电力企业应当缴纳的税有十多种，可以分为以下五大类：

1) 流转税类：指以商品生产、商品流通和劳务服务的流转额为征税对象的各种税，包括增值税、消费税和营业税。

① 增值税

增值税以商品生产、流通和劳务服务各个环节的增值额为征税对象，在我国境内销售货物或者提供加工、修理修配劳务以及进口货物的单位或个人都应缴纳增值税。增值税的计税依据为纳税人销售货物或者提供应税劳务的销售额。增值税是价外税，销售价格内不含增值税款。按销售额和规定的税率计算出的增值税额称为销项税额，由纳税人向购买方在销售价格外收取。

$$\text{销项税额} = \text{销售额} \times \text{税率}$$

增值税税率一般为 17%。在计算纳税人的应纳增值税额时，采取购进扣税法，即允许在规定的范围内从当期销项税额中抵扣纳税人购进货物或者应税劳务时所支付或者所负担的增值税额（即进项税额），

$$\text{应纳税额} = \text{当期销项税额} - \text{当期进项税额}$$

进口货物按组成计税价格和规定的税率计算应纳税额，不得抵扣任何税额。

$$\text{组成计税价格} = \text{关税完税价格} + \text{关税} + \text{消费税}$$

$$\text{应纳税额} = \text{组成计税价格} \times \text{税率}$$

小规模纳税人销售货物或者应税劳务，按照销售额和规定的征收率计算应纳税额，不得抵扣进项税额。

$$\text{应纳税额} = \text{销售额} \times \text{征收率}$$

由于增值税是价外税，既不进入成本费用，也不进入销售收入，从企业角度进行投资项目现金流量分析时可不考虑增值税。

②消费税

消费税的纳税义务人为在我国境内生产、委托加工和进口某些消费品的单位和个人。征收消费税的消费品大体分五类：第一类是一些过度消费会对人类健康、社会秩序、生态环境等造成危害的特殊消费品，如烟、酒、鞭炮等；第二类是奢侈品、非生活必需品；第三类是高能耗及高档消费品；第四类是不可再生稀缺资源消费品；第五类是消费普遍、税基宽广、征税不会明显影响人民生活水平但有一定财政意义的产品。消费税的计税依据是应税消费品的销售额或者销售量，税率或单位销售量税额依不同消费品类别分若干档次，采用从价定率计税和从量定额计税两种办法。

从价定率计税时，

$$\text{应纳税额} = \text{应税消费品销售额} \times \text{消费税税率}$$

从量定额计税时，

$$\text{应纳税额} = \text{应税消费品销售数量} \times \text{消费税单位税额}$$

消费税是价内税，同增值税是交叉征收的，即对于应税消费品既要征消费税，又要征增值税。

③营业税

营业税是对在我国境内从事交通运输、建筑业、金融保险、邮政电讯、文化体育、娱乐业、服务业、转让无形资产、销售不动产等业务的单位和个人，就其营业收入或转让收入征收的一种税。不同行业采用不同的适用税率。

$$\text{应纳税额} = \text{营业额} \times \text{税率}$$

对于符合国家规定的出口产品，国家免征或退还已征的增值税、消费税及为出口产品支付的各项费用中所含的营业税。

2) 资源税类：指以被开发或占用的资源为征税对象的各种税，包括资源税、土地使用税等。

①资源税

资源税对在我国境内开采原油、天然气、煤炭、其它非金属矿原矿、黑色金属矿原矿、有色金属矿原矿及生产盐的单位和个人征收。征收资源税的主要目的在于调节因资源条件差异而形成的资源级差收入，促使国有资源的合理开采与利用，同时为国家取得一定的财政收入。资源税的应纳税额按照应税产品的课税数量和规定的单位税额计算。

$$\text{应纳税额} = \text{课税数量} \times \text{单位税额}$$

国家依照产品类别和不同的资源条件规定相应的单位税额。对于矿产品，征收资源税后不再征收增值税，对于盐，除征收资源税外还要征收增值税。

②土地使用税

土地使用税是国家在城市、农村、县城、建制镇和工矿区，对使用土地的单位和个人征收的一种税。土地使用税以纳税人实际占用的土地面积为计税依据，按大、中、小城市和县城、建制镇、工矿区、农村分别规定单位面积年税额。

$$\text{应纳税额} = \text{使用土地面积} \times \text{单位面积税额}$$

国家规定对农、林、牧、渔业的生产用地，国家机关、人民团体、军队及事业单位的自用土地免征土地使用税。对一些重点发展产业，也有相应的减免税规定。

3) 所得税类：指以单位（法人）或个人（自然人）在一定时期内的纯所得额为征税对象的各个税种，包括企业所得税、外商投资企业和外国企业所得税以及个人所得税。

①企业所得税

企业所得税的纳税人是在我国境内实行独立经济核算的企业（外商投资企业和外国企业除外）。纳税人每一纳税年度的收入总额减去准予扣除项目后的余额为应纳税所得额。收入总额中包括生产经营收入、财产转让收入、利息收入、租赁收入、特许权使用费收入、股息收入及其他收入，准予扣除的项目是指与纳税人取得收入有关的成本、费用和损失。对于电力企业来说，

$$\text{应纳税所得额} = \text{利润总额} \pm \text{税收调整项目金额}$$

其中，

$$\begin{aligned}\text{利润总额} &= \text{产品销售利润} + \text{其他业务利润} + \text{投资净收益} \\ &+ \text{营业外收入} - \text{营业外支出}\end{aligned}$$

税收调整项目是指将会计利润转换为应税所得额时按照税法规定应当调整的项目。企业所得税税率一般为 33%，

$$\text{应纳所得税额} = \text{应纳税所得额} \times \text{税率}$$

②外商投资企业和外国企业所得税

外商投资企业和外国企业所得税的纳税人包括：中外合资经营企业；中外合作经营企业；外资企业；在中国境内设立机构、场所，从事生产经营的外国公司、企业和其他经济组织；在中国境内没有设立机构、场所而有来源于中国的股息、利息、租金、特许权使用费和财产收益等项所得的外国公司、企业和其他经济组织。总机构设在中国境内，按照中国法律组成独立法人实体的外商投资企业属于中国法人居民，应就来源于中国境内、境外的所得缴纳所得税。而总机构不设在境内，但在境内设立机构、场所，从事生产经营和虽未设立机构、场所，而有来源于中国境内的所得的外国公司、企业和其他经济组织，不属于中国法人居民，仅应就来源于中国境内的所得缴纳所得税。对于在中国境内设立机构、场所，从事生产、经营的外商投资企业和外国企业，其每一纳税年度的收入总额减除成本、费用以及损失后的余额为应税所得额，要按应税所得额缴纳 30% 的所得税和 3% 的地方所得税，两项合计负担率为 33%。对于在中国境内没有设立机构、场所，而有来源于中国境内的股息、利息、租金、特许权使用费和财产收益等各项所得的外国公司、企业和其他经济组织，除另有规定者外，其收入金额即为应税所得额，要按应税所得额的 20% 缴纳预提所得税。生产性外商投资企业和符合有关规定的其他外商投资企业可以享受一定的减、免税优惠待遇。

4) 财产税类：指以法人和自然人拥有及转移的财产的价值或增值额为征税对象的各种税，主要包括车船税、房地产税和土地增值税等。

①车船税

车船税是对行驶于公共道路的车辆或航行于国内河流、湖泊和领海口岸的船舶，按照其种类（如机动车船、非机动车船、载人汽车、载货汽车等）、吨位和规定的税额计算征收的一种税。拥有车船的单位和个人为纳税义务人。

②房产税

房产税以房屋为征收对象,以房产评估值为计税依据。拥有房屋产权的单位和个人为纳税义务人。税率为房产评估值的 1%-5%。

③土地增值税

土地增值税的纳税义务人是有偿转让国有土地使用权及地上建筑物和其他附着物产权(简称转让房地产)并取得收入的单位和个人,征税对象是转让房地产所取得的增值收益。土地增值税的计税依据是土地增值额,即纳税人转让房地产所取得的收入减除规定的扣除项目金额后的余额。计算增值额的扣除项目包括:取得土地使用权所支付的金额;开发土地的成本、费用;新建房及配套设施的成本、费用,或者旧房及建筑物的评估价格;与转让房地产有关的税金以及规定的其他扣除项目。土地增值税实行四级超额累进税率:增值额未超过扣除项目金额 50%的部分,税率为 30%;增值额超过扣除项目金额 50%、未超过扣除项目金额 100%的部分,税率为 40%;增值额超过扣除项目金额 100%、未超过扣除项目金额 200%的部分,税率为 50%;增值额超过扣除项目金额 200%的部分,税率为 60%。

5) 特定目的税类:指国家为达到某种特定目的而设立的各种税,主要有固定资产投资方向调节税、城乡维护建设税等。

①固定资产投资方向调节税

固定资产投资方向调节税(简称投资方向调节税)是以投资行为为征税对象的一种税,国家征收投资方向调节税的目的在于利用经济手段对投资活动进行宏观调控,贯彻产业政策,控制投资规模,引导投资方向,保证重点建设。在中国境内进行固定资产投资的单位和个人(外商投资企业和外国企业除外)都是投资方向调节税的纳税义务人。投资方向调节税的计税依据是固定资产投资项目实际完成的投资额。更新改造项目按其建筑工程实际完成的投资额计税,基本建设项目和其他固定资产投资项目按其实际完成的投资总额计税。投资方向调节税根据国家产业政策确定的产业发展序列和经济规模要求,实行差别税率,税率分 0%, 5%, 10%, 15%和 30%五个档次。

②城乡维护建设税

城乡维护建设税是为保证城乡维护和建设有稳定的资金来源而征收的一种税。凡有经营

收入的单位和个人，除另有规定外，都是城乡维护建设税的纳税义务人。城乡维护建设税以纳税人的产品销售收入额、营业收入额及其他经营收入额为计税依据，税率一般为 0.2%-0.6%，由各省、市、自治区根据当地经济状况与需要确定不同市县的适用税率。

对于电力企业来说，以上各种税中，房产税、车船税和土地使用税可以计入成本费用（可计入成本费用的还有印花税及进口原材料和备品备件关税等）。增值税属价外税，不含在销售收入中。应从销售收入中缴纳的税主要包括消费税、营业税、资源税和城乡维护建设税，计算企业销售利润（或营业利润）时，从销售（营业）收入中减除的销售税金是指这几种税（还包括教育费附加）。固定资产投资方向调节税应计入建设项目总投资，最终计入固定资产原值。企业所得税应从销售利润中缴纳。

7.2 资金等值计算

7.2.1 资金的时间价值

任何电力项目的建设运行，任何技术方案的实施，都有一个时间上的延续过程。对于投资者来说，资金的投入与收益的获取往往构成一个时间上有先有后的现金流量序列。要客观地评价电力项目或技术方案的经济效果，不仅要考虑现金流出与现金流入的数额，还必须考虑每笔现金流量发生的时间。

在不同的时间付出或得到同样数额的资金在价值上是不等的。也就是说，资金的价值会随时间发生变化。今天可以用来投资的一笔资金，即使不考虑通货膨胀因素，也比将来可获得的同样数额的资金更有价值。因为当前可用的资金能够立即用来投资并带来收益，而将来才可取得的资金则无法用于当前的投资，也无法获取相应的收益。不同时间发生的等额资金在价值上的差别称为资金的时间价值。

对于资金的时间价值，可以从两个方面理解。

首先，资金随着时间的推移，其价值会增加。这种现象叫资金增值。资金是属于商品经济范畴的概念，在商品经济条件下，资金是不断运动着的。资金的运动伴随着生产与交换的进行，生产与交换活动会给投资者带来利润，表现为资金的增值。资金增值的实质是劳动者在生产过程中创造了剩余价值。从投资者的角度来看，资金的增值特性使资金具有时间价值。

其次，资金一旦用于投资，就不能用于现期消费。牺牲现期消费是为了能在将来得到更多的消费，个人储蓄的动机和国家积累的目的都是如此。从消费者的角度来看，资金的时间价值体现为对放弃现期消费的损失所应作的必要补偿。

资金时间价值的大小取决于多方面的因素。从投资角度来看主要有：

- (1) 投资收益率，即单位投资所能取得的收益；
- (2) 通货膨胀因素，即对因货币贬值造成的损失所应作的补偿；
- (3) 风险因素，即对风险的存在可能带来的损失所应作的补偿。

在技术经济分析中，对资金时间价值的计算方法与银行利息的计算方法相同。实际上，银行利息也是一种资金时间价值的表现方式。

7.2.2 利息与利率

(1) 利息和利率

利息是指占用资金所付的代价（或放弃使用资金所得的补偿）。如果将一笔资金存入银行，这笔资金就称为本金。经过一段时间之后，储户可在本金之外再得到一笔利息，这一过程可表示为：

$$F_n = P + I_n \quad 7-1$$

式中： F_n ——本利和

P ——本金

I_n ——利息

下标 n 表示计算利息的周期数。计息周期是指计算利息的时间单

位, 如 “年”、“月” 等。

利息通常根据利率来计算。利率是在一个计息周期内所得的利息额与借贷金额 (即本金) 之比, 一般以百分数表示。用 i 表示利率, 其表达式为:

$$i = \frac{I_1}{P} \times 100\% \quad 7-2$$

式中: I_1 为一个计息周期的利息。

上式表明, 利率是单位本金经过一个计息周期后的增值额。

(2) 单利和复利

利息的计算有单利计息和复利计息之分。

单利计息指仅用本金计算利息, 利息不再生利息。单利计息时的利息计算式为:

$$I_n = P \cdot n \cdot i \quad 7-3$$

n 个计息周期后的本利和为:

$$F_n = P(1 + i \cdot n) \quad 7-4$$

我国国库券的利息就是以单利计算的, 计息周期为 “年”。

复利计息时, 是用本金和前期累计利息总额之和进行计息, 即除最初的本金要计算利息外, 每一计息周期的利息都要并入本金, 再生利息。复利计算的本利和公式为:

$$F_n = P(1 + i)^n \quad 7-5$$

式 7-5 的推导如表 7-1 所示:

表 7-1 复利计算的本利和公式推导过程

计息周期 n	本利和 F_n
1	$F_1 = P(1 + i)$
2	$F_2 = P(1 + i) + P(1 + i) \cdot i = P(1 + i)^2$
3	$F_3 = P(1 + i)^2 + P(1 + i)^2 \cdot i = P(1 + i)^3$
$\vdots$	$\vdots$
n	$F_n = P(1 + i)^{n-1} + P(1 + i)^{n-1} \cdot i = P(1 + i)^n$

商业银行的贷款是按复利计息的。

复利计息比较符合资金在社会再生产过程中运动的实际状况，在技术经济分析中，一般采用复利计息。

复利计息有间断复利和连续复利之分。如果计息周期为一定的时间区间（如年、季、月），并按复利计息，称为间断复利；如果计息周期无限缩短，则称为连续复利。从理论上讲，资金是在不停地运动，每时每刻都通过生产和流通在增值，但是在实际商业活动中，计息周期不可能无限缩短，因而都采用较为简单的间断复利计息。

(3) 名义利率和实际利率

在技术经济分析中，复利计算通常以年为计息周期。但在实际经济活动中，计息周期有年、季、月、周、日等多种。这样就出现了不同计息周期的利率换算问题。

假如按月计算利息，且其月利率为 1%，通常称为“年利率 12%，每月计息一次”。这个年利率 12% 称为“名义利率”。也就是说，名义利率等于每一计息周期的利率与每年的计息周期数的乘积。若按单利计息，名义利率与实际利率是一致的。但是，按复利计算，上述“年利率 12%，每月计息一次”的实际年利率则不等于名义利率。

例如本金 10000 元，年利率 12%，若每年计息一次，一年后本利和为：

$$F = 10000 \times (1 + 0.12) = 11200 \text{ (元)}$$

按年利率 12%，每月计息一次，一年后本利和为：

$$F = 10000 \times (1 + 0.12/12)^{12} = 11268 \text{ (元)}$$

实际年利率 i 为：

$$i = \frac{11268 - 10000}{10000} \times 100\% = 12.68\%$$

这个“12.68%”就是实际利率。

设名义利率为 r ，一年中计息次数为 m ，则一个计息周期的利率应为 r/m ，一年后本利和为：

$$F = P(1 + r/m)^m$$

利息为：

$$I = F - P = P(1 + r/m)^m - P$$

按利率定义得实际利率 i 为：

$$i = \frac{P(1 + r/m)^m - P}{P} = (1 + r/m)^m - 1$$

所以，名义利率与实际利率的换算公式为：

$$i = (1 + r/m)^m - 1$$

当 $m = 1$ 时，名义利率等于实际利率；当 $m > 1$ 时，实际利率大于名义利率。当 $m \rightarrow \infty$ 时，即按连续复利计算时， i 与 r 的关系为：

$$i = \lim_{m \rightarrow \infty} [(1 + r/m)^m - 1] = \lim_{m \rightarrow \infty} [(1 + r/m)^{m/r}]^r - 1 = e^r - 1$$

在上例中，若按连续复利计算，实际利率为：

$$i = e^{0.12} - 1 = 1.1275 - 1 = 12.75\%$$

表 7-2 给出了当名义利率为 12% 时，对应于不同计息周期的年实际利率计算结果：

表 7-2 不同计息周期情况下的实际利率的计算比较

计息周期	一年内计息周期数 (m)	年名义利率 (r) %	各期利率 (r/m) %	年实际利率 (i) %
年	1	12.0 (已知)	12.000	12.000
半年	2		6.000	12.360
季	4		3.000	12.551
月	12		1.000	12.683
周	52		0.2308	12.736
日	365		0.03288	12.748
连续	∞		—	12.750

7.2.3 现金流量图和资金等值概念

(1) 现金流量图

一个电力项目的实施，往往要延续一段时间。在项目寿命期内，各种现金流入和现金流出的数额和发生的时间都不尽相同，为了便于分析，通常采用表格和图的形式表示特定系统在一段时间内发生的现

金流量，本节着重介绍现金流量图。

现金流量图如图 7-3 所示。图中的横轴是时间轴，向右延伸表示时间的延续。轴线等分成若干间隔，每一间隔代表一个时间单位，通常是“年”（在特殊情况下也可以是季或半年等）。时间轴上的点称为时点，时点通常表示的是该年的年末，同时也是下一年的年初。零时点即为第一年开始之时点。整个横轴又可看成是我们所考察的“系统”。

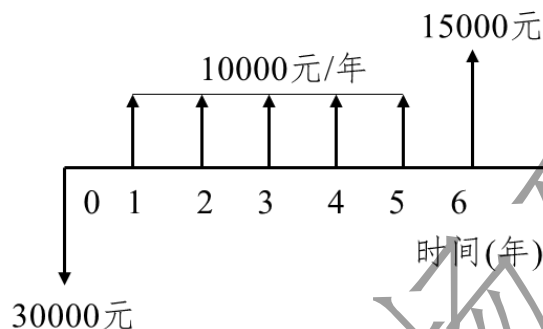


图 7-3 现金流量图举例

与横轴相连的垂直线，代表流入或流出这个“系统”的现金流量。垂直线的长度根据现金流量的大小按比例画出。箭头向下表示现金流出；箭头向上表示现金流入。现金流入和现金流出亦可分别称为正现金流量和负现金流量。现金流量图上还要注明每一笔现金流量的金额。

(2) 资金等值的概念

在资金时间价值的计算中，等值是一个十分重要的概念。资金等值是指在考虑时间因素的情况下，不同时点发生的绝对值不等的资金可能具有相等的价值。例如现在的 100 元与一年后的 106 元，数量上并不相等，但如果将这笔资金存入银行，年利率为 6%，则两者是等值的。因为现在存入的 100 元，一年后的本金和利息之和为

$$100 \times (1 + 6\%) = 106 \text{ (元)}$$

下面以借款、还本付息的例子来进一步说明等值的概念。

例 7-4 某人现在借款 100 万元，在五年内以年利率 4% 还清全部本金和利息，则有如表 7-3 中的四种偿付方案。

表 7-3 四种典型的等值形式 (金额单位: 万元)

偿还 方案	年数 (1)	年初所欠金 额 (2)	年利息额 (3) $= (2) \times 4\%$	年终所欠金 额 (4) $= (2) + (3)$	偿还本 金 (5)	年终付款总额 (6) $= (3) + (5)$
1	1	100	4	104	0	4
	2	100	4	104	0	4
	3	100	4	104	0	4
	4	100	4	104	0	4
	5	100	4	104	100	104
	Σ		20			120
2	1	100	4	104	0	0
	2	104	4.16	108.16	0	0
	3	108.16	4.33	112.49	0	0
	4	112.49	4.50	116.99	0	0
	5	116.99	4.68	121.67	100	121.67
	Σ		21.67			121.67
3	1	100	4	104	20	24
	2	80	3.2	83.2	20	23.2
	3	60	2.4	62.4	20	22.4
	4	40	1.6	41.6	20	21.6
	5	20	0.8	20.8	20	20.8
	Σ		12			112
4	1	100	4	104	18.46	22.46
	2	81.54	3.26	84.80	19.20	22.46
	3	62.34	2.49	64.83	19.97	22.46

	4	42.37	1.69	44.06	20.77	22.46
	5	21.60	0.86	22.46	21.60	22.46
	Σ		12.31			112.31

第 1 方案：在五年中每年年底仅偿付利息 4 万元，最后第五年末在付息同时将本金一并归还。

第 2 方案：在五年中对本金、利息均不作任何偿还，只在最后一年年末将本利一次付清。

第 3 方案：将所借本金作分期均匀摊还，每年年末偿还本金 20 万元，同时偿还到期利息。由于所欠本金逐年递减，故利息也随之递减，至第五年末全部还清。

第 4 方案：也将本金作分期摊还，每年年末偿付的本金额不等，但需偿还到期利息，且保证每年偿还的本金加利息总额相等，即所谓等额分付。

从上面的例子可以看出，如果年利率为 4% 不变，上述四种不同偿还方案与原来的 100 万元本金是等值的。从贷款人立场来看，今后以四种方案中任何一种都可以抵偿他现在所贷出的 100 万元，因此现在他愿意提供 100 万元贷款。从借款人立场来看，他如果同意今后以四种方案中任何一种来偿付借款，他今天就可以得到这 100 万元的使用权。

利用等值的概念，可以把在一个时点发生的资金金额换算成另一时点的等值金额，这一过程叫资金等值计算。把将来某一时点的资金金额换算成现在时点的等值金额称为“折现”或“贴现”。将来时点上的资金折现后的资金金额称为“现值”。与现值等价的将来某时点的资金金额称为“终值”或“将来值”。需要说明的是，“现值”并非专指一笔资金“现在”的价值，它是一个相对的概念。一般地说，将 $t+k$ 个时点上发生的资金折现到第 t 个时点，所得的等值金额就是第

$t+k$ 个时点上资金金额的现值。

进行资金等值计算中使用的反映资金时间价值的参数叫折现率。
在例 7-4 中，我们是以银行利率作为折现率的。

7.2.4 资金等值计算公式

在技术经济分析中，为了考察投资项目的经济效果，必须对项目寿命期内不同时间发生的全部费用和全部收益进行计算和分析。在考虑资金时间价值的情况下，不同时间发生的收入或支出，其数值不能直接相加或相减，只能通过资金等值计算将它们换算到同一时间点上进行分析。资金等值计算公式和复利计算公式的形式是相同的。现将主要计算公式介绍如下：

(1) 一次支付类型

一次支付又称整付，是指所分析系统的现金流量，无论是流入还是流出，均在一个时点上一次发生。其典型现金流量图如图 7-4 所示。

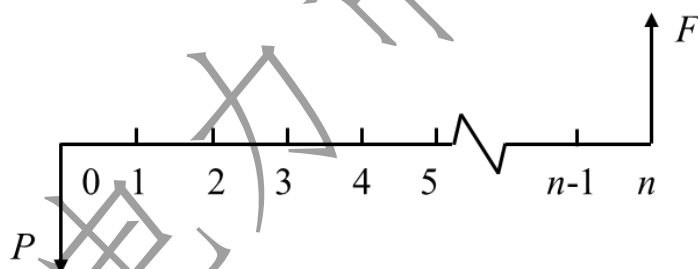


图 7-4 一次支付现金流量图

对于所考虑的系统来说，如果在考虑资金时间价值的条件下，现金流入恰恰能补偿现金流出，则 F 与 P 就是等值的。

一次支付的等值计算公式有两个：

1) 一次支付终值公式

$$F = P(1 + i)^n \quad 7-8$$

上式与复利计算的本利和公式 7-5 是一样的。但在等值计算中，一般称 P 为现值； F 为终值； i 为折现率； n 为时间周期数。此公式表示在折现率为 i ，周期数为 n 的条件下，终值 F 和现值 P 之间的等值关系。系数 $(1 + i)^n$ 称为一次支付终值系数，也可用符号 $(F/P, i, n)$ 表示。

其中，斜线右边字母表示已知的数据与参数，左边表示欲求的等值现金流量。

例 7-5 某生产厂商为开发新产品，向银行借款 100 万元，年利率为 12%，借期 5 年，问 5 年后一次归还银行的本利和是多少？

解：5 年后归还银行的本利和应与现在的借款金额等值，折现率就是银行利率。由式 7-8 得出：

$$\begin{aligned} F &= P(1+i)^n = 100 \times (1+0.12)^5 \\ &= 100 \times 1.762 = 176.2 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

2) 一次支付现值公式

这是已知终值 F 求现值 P 的等值公式，是一次支付终值公式的逆运算。由式 7-8 可直接导出：

$$P = F \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad 7-9$$

符号意义同前。系数 $\frac{1}{(1+i)^n}$ 成为一次支付现值系数，亦可记为 $(P/F, i, n)$ 。它和一次支付终值系数 $(1+i)^n$ 互为倒数。

例 7-6 如果银行利率为 10%，假定按复利计息，为在 5 年后获得 20000 元款项，现值应存入银行多少？

解：由式 7-9 可得出

$$\begin{aligned} P &= F(1+i)^{-n} = 20000 \times (1+0.1)^{-5} \\ &= 20000 \times 0.6830 = 13660 \text{ (元)} \end{aligned}$$

(2) 等额分付类型

等额分付是多次支付形式中的一种。多次支付是指现金流入和流出在多个时点上发生，而不是集中在某个时点上。现金流数额的大小可以是不等的，也可以是相等的。当现金流序列是连续的，且数额相等，则称之为等额系列现金流。下面介绍等额系列现金流的四个等值计算公式。

1) 等额分付终值公式

如图 7-5 所示, 从第 1 年末至第 n 年末有一等额的现金流序列, 每年的金额均为 A , 称为等额年值。如果在考虑资金时间价值的条件下, n 年内系统的总现金流出等于总现金流入, 则第 n 年末的现金流入 F 应与等额现金流出序列等值。 F 相当于等额年值序列的终值。

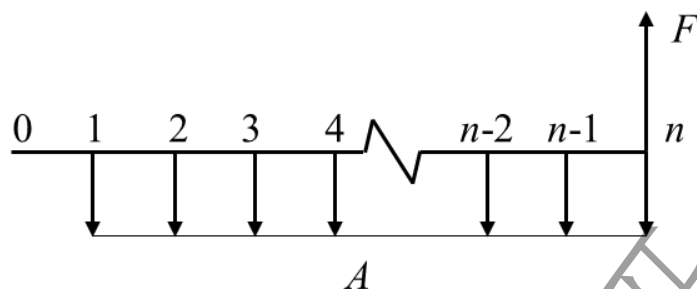


图 7-5 等额序列现金流之一

若已知每年的等额年值 A , 欲求终值 F , 依据图 7-5, 可把等额序列视为 n 个一次支付的组合, 利用一次支付终值公式推导出等额分付终值公式:

$$\begin{aligned} F &= A + A(1+i) + A(1+i)^2 + \cdots + A(1+i)^{n-2} + A(1+i)^{n-1} \\ &= A[1 + (1+i) + (1+i)^2 + \cdots + (1+i)^{n-2} + (1+i)^{n-1}] \end{aligned}$$

利用等比级数求和公式, 得:

$$F = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad 7-10$$

式 7-10 即为等额分付终值公式。 $\frac{(1+i)^n - 1}{i}$ 称为等额分付终值系数, 亦可记为 $(F/A, i, n)$ 。

例 7-7 某单位为设立退休基金, 每年年末存入银行 2 万元, 若存款利率为 10%, 按复利计息, 第 6 年末基金总额为多少?

解: 由式 7-10 可得出:

$$\begin{aligned} F &= A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] = 2 \times \left[\frac{(1+0.1)^6 - 1}{0.1} \right] \\ &= 2 \times 7.716 = 15.432 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

2) 等额分付偿债基金公式

等额分付偿债基金公式是等额分付终值公式的逆运算。即已知终

值 F ，求与之等价的等额年值 A 。由式 7-11 可直接导出：

$$A = F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad 7-11$$

式中系数 $\frac{i}{(1+i)^n - 1}$ 成为等额分付偿债基金系数，也可以用符号记为 $(A/F, i, n)$ 。

利用式 7-10 和式 7-11 进行等值计算时，必须注意的一点是，这两个公式适用于图 7-5 所示的现金流量图。如果现金流量图是图 7-6 的形式，则不能直接套用式 7-10、式 7-11，必须进行一定的变换。

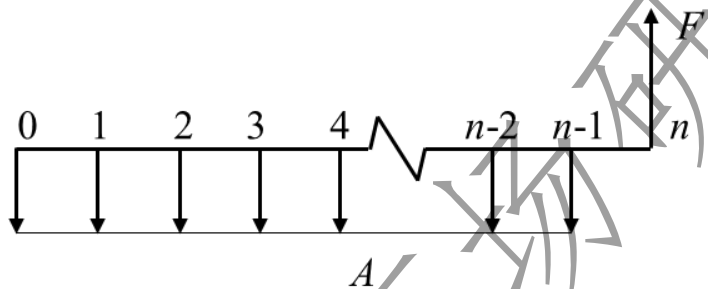


图 7-6 等额序列现金流之二

例 7-8 某公司欲积累一笔福利基金，用于 3 年后建造职工健身房。此项投资总额为 200 万元，银行利率 10%，问每年末至少要存款多少？

解：由式 7-11 可得出：

$$\begin{aligned} A &= F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] = 200 \left[\frac{0.1}{(1+0.1)^3 - 1} \right] \\ &= 200 \times 0.30211 = 60.422 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

例 7-9 某学生在大学四年学习期间，每年年初从银行借款 5500 元用以支付学费，若按年利率 4% 计复利，第四年末一次归还全部本息需要多少钱？

解：本例不能直接套用式 7-10，由于每年的借款发生在年初，需要先将其折算成年末的等价金额。

$$\begin{aligned} F &= 5500 \times (1 + 0.04) \times \left[\frac{(1 + 0.04)^4 - 1}{0.04} \right] \\ &= 5500 \times 1.04 \times 4.246 = 24289.77 \text{ (元)} \end{aligned}$$

3) 等额分付现值公式

等额分付现值公式推导时所依据的现金流量图见图 7-7。如果在考虑资金时间价值的条件下, n 年内系统的总现金流出等于总现金流入, 则第 0 年末的现金流出 P 应与从第 1 年到第 n 年的等额现金流入序列等值, P 就相当于等额年值序列的现值。

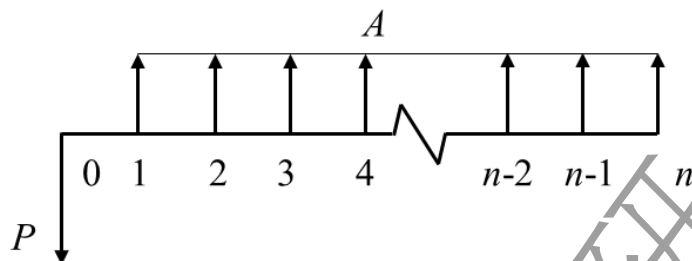


图 7-7 等额序列现金流之三

将式 7-10 两边各乘以 $\frac{1}{(1+i)^n}$, 可得到:

$$P = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad 7-12$$

上式即为等额分付现值公式。 $\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$ 成为等额分付现值系数, 也可记为 $(P/A, i, n)$ 。式 7-12 表示在折现率为 i 时, n 个等额年值 A 与期初现值 P 的等价关系, 适用于已知 A 求 P 的情况。

例 7-10 如果某工程项目 1 年建成并投产, 寿命 10 年, 每年净收益为 20 万元, 按 10% 的折现率计算, 恰好能够在寿命期内把期初投资全部收回。问该项目期初所投入的资金为多少?

解: 由式 7-12 可得出:

$$\begin{aligned} P &= A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = 20 \times \left[\frac{(1+0.1)^{10} - 1}{0.1 \times (1+0.1)^{10}} \right] \\ &= 20 \times 6.1445 = 122.89 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

由于

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = \frac{1}{i}$$

当周期数 n 足够大时, 可近似认为:

$$P = \frac{A}{i}$$

4) 等额分付资本回收公式

等额分付资本回收公式是等额分付现值公式的逆运算, 即已知现值, 求与之等价的等额年值 A 。由式 7-12 可直接导出:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad 7-13$$

式中 $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ 称为等额分付资本回收系数, 亦可记为 $(A/P, i, n)$ 。这是一个重要的系数, 对工业项目进行技术经济分析时, 它表示在考虑资金时间价值的条件下, 对应于工业项目的单位投资, 在项目寿命期内每年至少应该回收的金额。如果对应于单位投资的实际回收金额小于这个值, 在项目的寿命期内就不可能将全部投资收回。

资本回收系数与偿债基金系数直接存在如下关系:

$$(A/P, i, n) = (A/F, i, n) + i$$

例 7-11 一套医疗设备价值 50000 元, 希望在 5 年内等额收回全部投资, 若折现率为 8%, 问每年至少应回收多少?

解: 由式 7-13 可得出:

$$\begin{aligned} A &= P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 50000 \times \left[\frac{0.08(1+0.08)^5}{(1+0.08)^5 - 1} \right] \\ &= 50000 \times 0.25046 = 12523 \text{ (元)} \end{aligned}$$

为了便于理解, 将以上 6 个公式汇总于表 7-4。

表 7-4 6 个常用资金等值公式

类别		已知	求解	公式	系数名称及符号	现金流量图
一次支付	终值公式	现值 P	终值 F	$F = P(1 + i)^n$	一次支付终值系数 $(F/P, i, n)$	
	现值公式	终值 F	现值 P	$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$	一次支付现值系数 $(P/F, i, n)$	
等额分付	终值公式	年值 A	终值 F	$F = A \cdot \frac{(1 + i)^n - 1}{i}$	等额分付终值系数 $(F/A, i, n)$	
	偿债基金公式	终值 F	年值 A	$A = F \cdot \frac{i}{(1 + i)^n - 1}$	等额分付偿债基金系数 $(A/F, i, n)$	
	现值公式	年值 A	现值 P	$P = A \cdot \frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n}$	等额分付现值系数 $(P/A, i, n)$	
	资本回收公式	现值 P	年值 A	$A = P \cdot \frac{i(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$	等额分付资本回收系数 $(A/P, i, n)$	

NCEPU电力市场研究所

7.3 投资项目的经济效果评估

7.3.1 投资项目可行性研究概述

一个投资项目要经历投资前期、投资时期及生产时期三个时期。投资前时期是决定项目效果的关键时期，是可行性研究的重点。企业根据市场需求和国家的产业政策，结合企业发展和经营规划，提出投资项目的设想，并对设想进行可行性研究分析。

可行性研究就是对拟建项目技术上、经济上及其他方面的可行性进行论证。其目的是为了给投资决策者提供决策依据，同时为银行贷款、合作者签约、工程设计等提供依据和基础资料。可行性研究是决策科学化的必要步骤和手段。其主要内容如下：

(1) 项目的背景和历史：建设项目的目的，自然资源情况，国内和本地区同行业的历史和现状，国家和地区产业政策，本项目的特点、优势和劣势等。

(2) 市场调查和拟建规模：国内外市场供求情况，本项目产品预计市场占有份额，进入国际市场前景，产品方案和工厂规模制定。

(3) 资源、原材料、燃料及协作条件：资源储量、品位，勘察及审批情况，原材料、辅助材料、燃料、动力、外协件供应情况及价格。

(4) 建厂条件及厂址选择方案：厂区地理位置、地质条件，交通运输条件，水、电、汽供应情况，移民搬迁情况，对不同厂址的比较。

(5) 环境保护：“三废”排放浓度、排放量及对环境的影响程度，治理方案。

(6) 技术方案：项目的构成，工艺、设备选择，公用、辅助设施方案选择，工厂布置方案。

(7) 企业组织和定员：机构设置，劳动定员，人员培训等。

(8) 项目实施计划和进度。

(9) 项目的财务分析。

(10) 项目的国民经济分析。

(11) 项目的综合评价及建议：对项目的非经济性效果，如就业、技术扩散等进行定量或定性描述，并综合各方面效果进行评价，对不同方案作出比较，提出决策建议。

我国建设项目管理程序要求在对拟投资项目进行初步论证后，向有关主管部门提交项目建议书；在可行性研究完成后，主管部门或银行要组织专家进行评估。

7.3.2 经济效果评价的指标分类

经济效果评价是投资项目评价的核心内容。经济效果评价的指标是多种多样的，它们从不同角度反映项目的经济性。常用的经济效果评价指标主要可以分作两大类：一类是以货币单位计量的价值型指标，例如净现值、净年值、费用现值、费用年值等；另一类是反映资金利用效率的效率型指标，如投资收益率、内部收益率、净现值指数等。由于这两类指标是从不同角度考察项目的经济性，所以，在对电力项目方案进行经济效果评价时，应当尽量同时选用这两类指标而不仅是单一指标。

按是否考虑资金的时间价值，经济效果评价指标分为静态评价指标和动态评价指标。不考虑资金时间价值的评价指标称静态评价指标；考虑资金时间价值的评价指标称动态评价指标。静态评价指标主要用于技术经济数据不完备和不精确的项目初选阶段；动态评价指标则用于项目最后决策前的可行性研究阶段。

7.3.3 主要的静态评价指标

(一) 投资回收期

投资回收期(Pay back period) 就是从项目投建之日起, 用项目各年的净收入(年收入减年支出) 将全部投资收回所需的期限。能使下式成立的 T_p 即为投资回收期。

$$\sum_{t=0}^{T_p} NB_t = \sum_{t=0}^{T_p} (B_t - C_t) = K \quad 7-14$$

式中: K —— 投资总额

B_t —— 第 t 年的收入

C_t —— 第 t 年的支出(不包括投资)

NB_t —— 第 t 年的净收入, $NB_t = B_t - C_t$

T_p —— 投资回收期

如果投资项目每年的净收入相等, 投资回收期可以用下式计算:

$$T_p = \frac{K}{NB} + T_k \quad 7-15$$

式中: NB —— 年净收入

T_k —— 项目建设期

对于各年净收入不等的项目, 投资回收期通常用列表法求得, 如表 7-5 所示。

表 7-5 某项目的投资及年净收入表 (单位: 万元)

项 \ 年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	合计
1. 建设投资	180	240	80									500
2. 流动资金			250									250
3. 总投资 (1+ 2)	180	240	330									750
4. 收入				300	400	500	500	500	500	500	500	3700
5. 支出(不包括投资支出)				250	300	350	350	350	350	350	350	2650

6. 净收入 (4—5)				50	100	150	150	150	150	150	150	1050
7. 累积未收回 的投资	180	420	750	700	600	450	300	150	0			

根据投资项目财务分析中使用的现金流量表亦可计算投资回收期,其实用公式为:

$$T_p = T - 1 + \frac{\text{第}(T-1)\text{年的累计净现金流量的绝对值}}{\text{第}T\text{年的净现金流量}} \quad 7-16$$

式中, T 为项目各年累积净现金流量首次为正值或零的年份。

用投资回收期评价投资项目时,需要与根据同类项目的历史数据和投资者意愿确定的基准投资回收期相比较。设基准投资回收期为 T_b , 判别准则为:

若 $T_p \leq T_b$, 则项目可以考虑接受;

若 $T_p > T_b$, 则项目应予以拒绝。

例 7-12 某投资项目的投资及年净收入如表 7-5 所示, 求投资回收期。

解: 据(7-14) 式, 将计算结果列于表 7-5 最末一行。累积净收入等于总投资的年限为 8 年(即累积未收回投资首次为零的年限), 故该项目投资回收期为 8 年。若将此年限与给定的基准回收年限比较, 即可知项目在本项指标上能否被接受。

投资回收期指标的缺点在于: 第一, 它没有反映资金的时间价值; 第二, 由于它舍弃了回收期以后的收入与支出数据, 故不能全面反映项目在寿命期内的真实效益, 难以对不同方案的比较选择作出正确判断。

(二) 投资收益率

投资收益率就是项目在正常生产年份的净收益与投资总额的比

值。其一般表达式为:

$$R = \frac{NB}{K} \quad 7-17$$

式中: K ——投资总额, $K = \sum_{t=0}^m K_t$, K_t 为第 t 年的投资额, m 为完成投资的年份, 根据不同的分析目的, K 可以是全部投资额, 也可以是投资者的权益投资额;

NB ——正常年份的净收益, 根据不同的分析目的, NB 可以是利润, 可以是利润税金总额, 也可以是年净现金流入等;

R ——投资收益率, 根据 K 和 NB 的具体含义, R 可以表现为各种不同的具体形态。

投资收益率常见的具体形态有:

$$\text{全部投资收益率} = \frac{\text{年利润} + \text{折旧与摊销} + \text{利息支出}}{\text{全部投资额}} \quad 7-18$$

$$\text{权益投资收益率} = \frac{\text{年利润} + \text{折旧与摊销}}{\text{权益投资额}} \quad 7-19$$

$$\text{投资利润率} = \frac{\text{年利润}}{\text{权益投资额}} \quad 7-20$$

企业的全部投资额的资金来源主要包括: 借贷资金和权益资本。其中, 借贷资金是以负债的形式取得的资金; 权益资本(权益投资额)是指企业所有者投入的资本金, 对于股份制企业而言即为股东的股本资金。

投资收益率指标未考虑资金的时间价值, 而且舍弃了项目建设期、寿命期等众多经济数据, 故一般仅用于技术经济数据尚不完整的项目初步研究阶段。

用投资收益率指标评价投资方案的经济效果, 需要与根据同类项目的历史数据及投资者意愿等确定的基准投资收益率作比较。设基准投资收益率为 R_b , 判别准则为:

若 $R \geq R_b$, 则项目可以考虑接受;

若 $R < R_b$, 则项目应予以拒绝。

例 7-13 某项目经济数据如表 7-5 所示, 假定全部投资中没有借款, 现已知基准投资收益率 $R_b = 15\%$, 试以投资收益率指标判断项目取舍。

解: 由表 7-5 数据可得:

$$R = 150 / 750 = 0.2 = 20\%$$

由于 $R > R_b = 15\%$, 故项目可以考虑接受。

7.3.4 主要的动态评价指标

动态经济评价指标不仅计入了资金的时间价值, 而且考察了项目在整个寿命期内收入与支出的全部经济数据。因此, 它们比静态指标更全面、更科学的评价指标。

(一) 净现值(NPV)

净现值(net present value) 指标是对投资项目进行动态评价的最重要指标之一。该指标要求考察项目寿命期内每年发生的现金流量。按一定的折现率将各年净现金流量折现到同一时点(通常是期初)的现值累加值就是净现值。净现值的表达式为:

$$\begin{aligned} NPV &= \sum_{t=0}^n (CI - CO)_t \cdot (1 + i_0)^{-t} \\ &= \sum_{t=0}^n (CI - K - CO')_t \cdot (1 + i_0)^{-t} \end{aligned}$$

7-21

式中: NPV——净现值

CI_t ——第 t 年的现金流入额

CO_t ——第 t 年的现金流出额

K_t ——第 t 年的投资支出

CO'_t ——第 t 年除投资支出以外的现金流出, 即

$$CO'_t = CO_t - K_t$$

n —— 项目寿命年限

i_0 —— 基准折现率

判别准则：对单一项目方案而言，若 $NPV \geq 0$ ，则项目应予接受；若 $NPV < 0$ ，则项目应予拒绝。

多方案比选时，净现值越大的方案相对越优（净现值最大准则）。

例 7-14 某项目的各年现金流量如表 7-6 所示，试用净现值指标判断项目的经济性（ $i_0=10\%$ ）。

表 7-6 某项目的现金流量表（单位：万元）

项 \ 年份	0	1	2	3	4—10
1. 投资支出	20	500	100		
2. 除投资支出以外的其他支出				300	450
3. 收入				450	700
4. 净现金流量 (3—1—2)	- 20	- 500	- 100	150	250

解：据表中各年净现金流量和 (7-21) 式，

$$NPV(i_0=10\%)$$

$$= -20 - 500(P/F, 10\%, 1) - 100(P/F, 10\%, 2)$$

$$+ 150(P/F, 10\%, 3) + \sum_{t=4}^{10} 250(P/F, 10\%, t)$$

$$= 469.94 \text{ (万元)}$$

由于 $NPV > 0$ ，故项目在经济效果上是可以接受的。

净现值指标用于多方案比较时，不考虑各方案投资额的大小，因而不直接反映资金的利用效率。为了考察资金的利用效率，人们通常用净现值指数（NPVI）作为净现值的辅助指标。净现值指数是项目净现值与项目投资总额现值之比，其经济涵义是单位投资现值所能带来的净现值。其计算公式为：

$$NPVI = \frac{NPV}{K_p} = \frac{\sum_{t=0}^n (CI - CO)_t \cdot (1 + i_0)^{-t}}{\sum_{t=0}^n K_t (1 + i_0)^{-t}} \quad 7-22$$

式中： K_p —— 项目总投资现值

对于单一项目而言，若 $NPV \geq 0$ ，则 $NPVI \geq 0$ （因为 $K_p > 0$ ）；若 $NPV < 0$ ，则 $NPVI < 0$ 。故用净现值指数评价单一项目经济效果时，判别准则与净现值相同。

下面讨论与 NPV 有关的两个问题：

1、净现值函数以及NPV对i的敏感性问题

所谓净现值函数就是 NPV 与折现率 i 之间的函数关系。表 7-7 列出了某项目的净现金流量及其净现值随 i 变化而变化的对应关系。

表 7-7 某项目的净现金流量及其净现值函数

年份	净现金流量（万元）	i （%）	$NPV(i) = -2000 + 800(P/A, i, 4)$ （万元）
0	- 2000	0	1200
1	800	10	536
2	800	20	71
3	800	22	0
4	800	30	- 267
		40	- 521
		50	- 716

若以纵坐标表示净现值，横坐标表示折现率 i ，上述函数关系如图 7-8 所示。

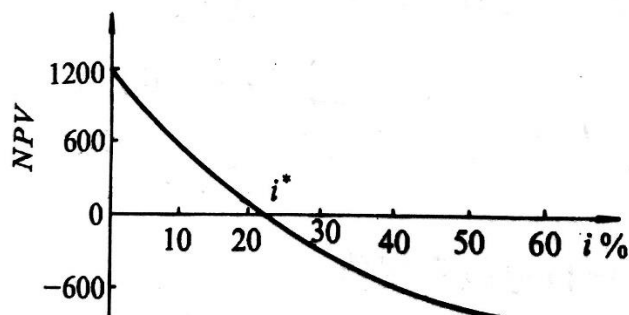


图 7-8 净现值函数曲线

从图 7-8 中，可以发现净现值函数一般有如下特点：

(1) 同一净现金流量的净现值随折现率 i 的增大而减小。故基准折现率 i_0 定得越高，能被接受的方案越少。

(2) 在某一个 i^* 值上(本图中 $i^*=22\%$)，曲线与横坐标相交，表示该折现率下的 $NPV=0$ ，且当 $i < i^*$ 时， $NPV(i) > 0$ ； $i > i^*$ 时， $NPV(i) < 0$ 。 i^* 是一个具有重要经济意义的折现率临界值。

净现值对折现率 i 的敏感性问题是指，当 i 从某一值变为另一值时，若按净现值最大的原则优选项目方案，可能出现前后结论相悖的情况。表 7-8 列出了两个互相排斥的方案 A 与 B 的净现金流量及其在折现率分别为 10% 和 20% 时的净现值。

表 7-8 方案 A, B 在基准折现率变动时的净现值 (万元)

年份	0	1	2	3	4	5	NPV (10%)	NPV (20%)
A	- 230	100	100	100	50	50	83. 91	24. 81
B	- 100	30	30	60	60	60	75. 40	33. 58

由表 7-8 可知，在 i 为 10% 和 20% 时，两方案的净现值均大于零。根据净现值越大越好的原则，当 $i=10\%$ 时， $NPV_A >$

NPV_B , 故方案 A 优于方案 B; 当 $i=20\%$ 时, $NPV_B > NPV_A$, 则方案 B 优于方案 A。这一现象对投资决策具有重要意义。例如, 假设在一定的基准折现率 i_0 和投资总限额 K_0 下, 净现值大于零的项目有 5 个, 其投资总额恰为 K_0 , 故上述项目均被接受; 按净现值的大小, 设其排列顺序为 A, B, C, D, E。但若现在的投资总额必须压缩, 减至 K_1 时, 新选项目是否仍然会遵循 A, B, C…… 的原顺序排列直至达到投资总额为止呢? 一般说不会的。随着投资限额的减少, 为了减少被选取的方案数 (准确地说, 是减少被选取项目的投资总额), 应当提高基准折现率。但基准折现率由 i_0 提高到 i_1 后, 由于各项目方案净现值对基准折现率的敏感性不同, 原先净现值小的项目, 其净现值现在可能大于原先净现值大的项目。因此, 在基准折现率随着投资总额变动的情况下, 按净现值准则选取项目不一定会遵循原有的项目排列顺序。

2、净现值指标的经济合理性

技术经济分析的主要目的在于进行投资决策——是否进行投资, 以多大规模进行投资。体现在投资项目经济效果评价上, 要解决两个问题: 什么样的投资项目可以接受; 有众多备选投资方案时, 哪个方案或哪些方案的组合最优。方案的优劣取决于它对投资者目标贡献的大小, 在不考虑其它非经济目标的情况下, 企业追求的目标可以简化为同等风险条件下净盈利的最大化, 而净现值就是反映这种净盈利的指标, 所以, 在多方案比选中采用净现值指标和净现值最大准则是合理的。

对于工业项目而言, 经济效果的好坏与其生产规模有密切关系, 确定最佳生产规模一直是技术经济学十分关心的问题。生产规模取决于投资规模, 最佳投资规模也就是使企业获

得最大净现值的投资规模。设项目投资现值为 K_p , 项目寿命期内各年净收入为 NB_t , 各年净收入的现值之和为:

$$NB_p = \sum_{t=0}^n NB_t (1+i_0)^{-t} \quad 7-23$$

净现值的表达式可以写成:

$$NPV = NB_p - K_p \quad 7-24$$

NB_p 可以看成是 K_p 的函数, 按照规模经济原理, 随着投资规模增大, 边际投资带来的边际净收入现值 NB_p 开始时递增, 超过最佳投资规模后递减。 NB_p 与 K_p 的关系曲线如图 7-9 所示。要使企业获得的 NPV 最大, 须满足:

$$\frac{dNPV}{dK_p} = \frac{dNB_p}{dK_p} - 1 = 0 \quad 7-25$$

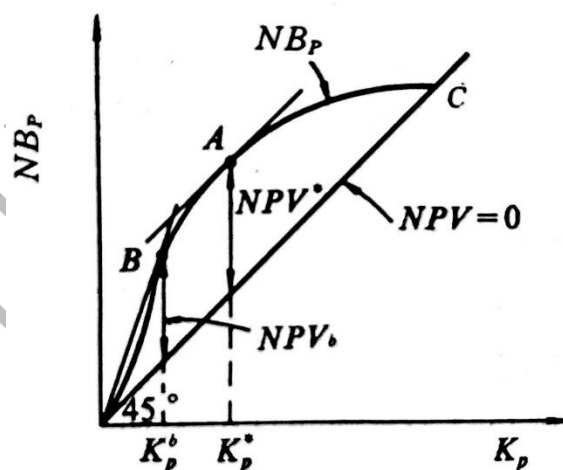


图 7-9 最佳经济规模的确定

在图 7-9 中, NB_p 为纵坐标, K_p 为横坐标, 与横坐标成 45° 角的直线是 $NPV=0$ (即 $NB_p=K_p$) 的方案集合。

NB_p 曲线上满足式 (7-25) 的点是 A 点, A 点的切线斜率与净现值为零的直线斜率相同。A 点所对应的投资规模 K^* 为最佳规模, 这一投资规模下的净现值 NPV^* 最大。

满足式(7-25)表示投资带来的边际净收入现值之和(dNB_p)与边际投资现值(dK_p)相等,对应的 NPV 最大。这实际上是经济学中边际原理的一种具体应用。边际原理认为,边际收入等于边际成本时企业实现的利润最大。因此,从经济学原理的角度看,在对投资额不等的备选方案进行比选时,应该采用净现值最大准则。

应该指出,若采用净现值指数指标对投资额不等的备选方案进行比选,可能会导致不正确的结论。净现值指数的表达式可以写成:

要使 NPVI 最大,须满足:

$$\begin{aligned}
 NPVI &= \frac{NB_p - K_p}{K_p} \\
 \frac{dNPVI}{dK_p} &= -\frac{\left(\frac{dNB_p}{dK_p} - 1\right)K_p - (NB_p - K_p)}{K_p^2} = 0 \\
 \left(\frac{dNB_p}{dK_p} - 1\right)K_p - (NB_p - K_p) &= 0 \\
 \frac{dNB_p}{dK_p} &= \frac{NB_p}{K_p}
 \end{aligned}
 \tag{7-26}$$

图 7-9 中, 满足式(7-26) 的点是 B 点, 这一点的切线 OB 的斜率等于 NB_p/K_p , B 点所对应的投资规模为小于最佳投资规模, 相应的净现值 NPV_b 也小于 NPV^* 。因此, 在进行多方案比选时, 以 NPVI 最大为准则, 有利于投资规模偏小的项目。NPVI 指标仅适用于投资额相近的方案比选。

(二) 净年值 (NAV)

净年值是通过资金等值换算将项目净现值分摊到寿命期内各年(从第 1 年到第 n 年)的等额年值。

表达式为:

$$\begin{aligned} NAV &= NPV(A/P, i_0, n) \\ &= \sum_{t=0}^n (CI - CO)_t (1 + i_0)^{-t} (A/P, i_0, n) \end{aligned} \quad 7-27$$

其中, NAV 为净年值;

$(A/P, i_0, n)$ 为资本回收系数;

其余符号意义同式(7-21)。

判别准则:

若 $NAV \geq 0$, 则项目在经济效果上可以接受;

若 $NAV < 0$, 则项目在经济效果上不可接受。

将净年值的计算公式及判别准则与净现值的作一比较可知, 由于 $(A/P, i_0, n) > 0$, 故净年值与净现值在项目评价的结论上总是一致的。因此, 就项目的评价结论而言, 净年值与净现值是等效评价指标。净现值给出的信息是项目在整个寿命期内获取的超出最低期望盈利的超额收益的现值, 与净现值所不同的是, 净年值给出的信息是寿命期内每年的等额超额收益。由于信息的含义不同, 而且由于在某些决策结构形式下, 采用净年值比采用净现值更为简便和易于计算(后面再详述), 故净年值指标在经济评价指标体系中占有相当重要的地位。

(三) 费用现值与费用年值

在对多个方案比较选优时, 如果诸方案产出价值相同, 或者诸方案能够满足同样需要但其产出效益难以用价值形态(货币)计量(如环保、教育、保健、国防)时, 可以通过对各方案费用现值或费用年值的比较进行选择。

费用现值的表达式为:

$$PC = \sum_{t=0}^n CO_t (P/F, i_0, t) \quad 7-28$$

费用年值的表达式为：

$$AC = PC(A/P, i_0, n) \quad 7-29$$

式中：PC——费用现值

AC——费用年值

其余符号意义同式(7-21)。

费用现值和费用年值指标只能用于多个方案的比选，其判别准则是：费用现值或费用年值最小的方案为优。

例 7-15 某项目有三个采暖方案 A, B, C, 均能满足同样的需要。其费用数据如表 7-9 所示。在基准折现率 $i_0=10\%$ 的情况下，试用费用现值和费用年值确定最优方案。

表 7-9 三个采暖方案的费用数据表(单位:万元)

	总投资 (第 0 年末)	年运营费用 (第 1 到第 10 年)
ABC	200	60
	240	50
	300	35

各方案的费用现值计算如下：

$$PC_A = 200 + 60(P/A, 10\%, 10) = 568.64 \text{ (万元)}$$

$$PC_B = 240 + 50(P/A, 10\%, 10) = 547.2 \text{ (万元)}$$

$$PC_C = 300 + 35(P/A, 10\%, 10) = 515.04 \text{ (万元)}$$

各方案的费用年值计算如下：

$$AC_A = 200(A/P, 10\%, 10) + 60 = 92.55 \text{ (万元)}$$

$$AC_B = 240(A/P, 10\%, 10) + 50 = 89.06 \text{ (万元)}$$

$$AC_C = 300(A/P, 10\%, 10) + 35 = 83.82 \text{ (万元)}$$

根据费用最小的选优准则,费用现值和费用年值的计算结果都表明,方案 C 最优, B 次之, A 最差。

费用现值与费用年值的关系,恰如前述净现值和净年值的关系一样,所以就评价结论而言,二者是等效评价指标。二者除了在指标含义上有所不同外,就计算的方便简易而言,在不同的决策结构下,二者各有所长。

(四) 内部收益率(IRR)

在所有的经济评价指标中,内部收益率 (internal rate of return) 是最重要的评价指标之一。

什么是内部收益率?简单说, 就是净现值为零时的折现率。在图 7-8 中, 随着折现率的不断增大, 净现值不断减小。当折现率增至 22% 时, 项目净现值为零。对该项目而言,其内部收益率即为 22% 。一般而言, IRR 是 NPV 曲线与横坐标交点处对应的折现率。

内部收益率可通过解下述方程求得:

$$NPV(IRR) = \sum_{t=0}^n (CI - CO)_t \cdot (1 + IRR)^{-t} = 0 \quad 7-30$$

其中: IRR 为内部收益率。

判别准则: 设基准折现率为 i_0 ,

若 $IRR \geq i_0$, 则项目在经济效果上可以接受;

若 $IRR < i_0$, 则项目在经济效果上不可接受。

上式是一个高次方程,不容易直接求解,通常采用“试算内插法”求 IRR 的近似解,求解过程如下:

先给出一个折现率 i_1 ,计算相应的 $NPV(i_1)$,若 $NPV(i_1) > 0$,说明欲求的 $IRR > i_1$,若 $NPV(i_1) < 0$,说明 $IRR < i_1$,据此信息,将折现率修正为 i_2 ,求 $NPV(i_2)$ 的值。如此反复试算,逐步逼近, 最终可得到比较接近的两个折现率 i_m 与 i_n ($i_m < i_n$) ,使得 $NPV(i_m) > 0$, $NPV(i_n) < 0$,然后用

线性插值的方法确定 IRR 的近似值。计算公式为：

$$IRR = i_m + \frac{NPV(i_m) \cdot (i_n - i_m)}{NPV(i_m) + |NPV(i_n)|} \quad 7-31$$

其中： $i_m < i_n$ 且 $i_n - i_m \leq 0.05$ ，
式(7-31) 可参看图 7-10：

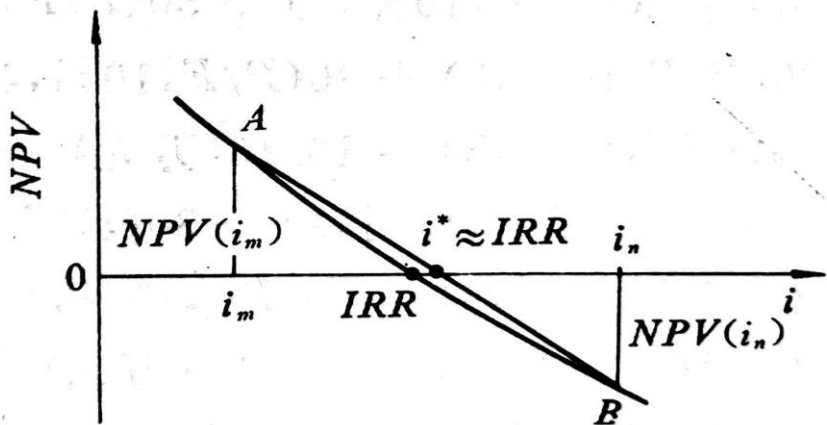


图 7-10 用内插法求 IRR 图解

证明如下：在图 7-10 中，当 $i_n - i_m$ 足够小时，可以将曲线段 AB 近似看成直线段 AB，AB 与横坐标交点处的折现率 i^* 即为 IRR 的近似值。三角形 $\triangle A i_m i^*$ 相似于三角形 $\triangle B i_n i^*$ ，故有：

$$\frac{i^* - i_m}{i_n - i^*} = \frac{NPV(i_m)}{|NPV(i_n)|} \quad 7-32$$

实际应用中可将各年净现金流值数据输入 EXCELL，直接使用 EXCELL 内嵌的 IRR 计算函数算出内部收益率。

例 7-16 某项目净现金流量如表 7-10 所示。当基准折现率 $i_0 = 12\%$ 时，试用内部收益率指标判断该项目在经济效果上是否可以接受。

表 7-10 某项目的净现金流量表（单位：万元）

年末	0	1	2	3	4		5
净现金流量	- 100	20	30	20	40		40

解： 设 $i_1=10\%$, $i_2=15\%$, 分别计算其净现值：

$$\begin{aligned} NPV_1 = & -100 + 20(P/F, 10\%, 1) + 30(P/F, 10\%, 2) \\ & + 20(P/F, 10\%, 3) + 40(P/F, 10\%, 4) \\ & + 40(P/F, 10\%, 5) = 10.16(\text{万元}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} NPV_2 = & -100 + 20(P/F, 15\%, 1) + 30(P/F, 15\%, 2) \\ & + 20(P/F, 15\%, 3) + 40(P/F, 15\%, 4) \\ & + 40(P/F, 15\%, 5) = -4.02(\text{万元}) \end{aligned}$$

再用内插法算出内部收益率 IRR：

$$IRR = 10\% + (15\% - 10\%) * ((10.16 / (10.16 + 4.02))) = 13.5\%$$

由于 IRR(13.5%) 大于基准折现率(12%), 故该项目在经济效果上是可以接受的。

内部收益率被普遍认为是项目投资的盈利率, 反映了投资的使用效率, 概念清晰明确。比起净现值与净年值来, 各行各业的实际经济工作者更喜欢采用内部收益率。

7.4 电力项目投资经济评价实例分析

7.4.1 燃煤电厂投资经济评价

某电力公司拟投资新建一座 500MW 的燃煤电厂, 电厂的基本参数如下表。

表 7-11 燃煤电厂项目基本信息表

投资成本	1021\$/kW
期望寿命	30 年
额定出力时的热耗率	9419Btu/kWh
期望燃料成本	1.25\$/MBtu

摘自施朵夫 (Stoft) 引用的美国能源部 (Department of Energy, DOE) 数据 (2002)。

采用内部收益率 (Internal Rate of Return, IRR) 的方法进行投资

决策。这里进行简单的电力项目投资决策经济性分析，不考虑电厂的启停与维修成本。

该电厂的投资成本为：

$$1021\$/\text{kW} \times 500\text{MW} = \$510500000$$

接下来，计算该电厂每年的电能生产水平。理想情况下，该电厂应当时刻满发；但实际上，电厂必须进行周期性检修停运，它还必定会因为某些事故而发生非计划停运，所以这是不可能实现的事。因此，假定该电厂的负荷因子是 80%。电能的出售价格是 32\$/MWh。基于上述假设条件，我们可以计算出：

该电厂的年预计产量为：

$$0.8 \times 500\text{MW} \times 8760\text{h/y} = 3504000\text{MWh}$$

据此，得出该电厂每年的电能生产成本，年发电成本为：

$$3504000\text{MWh} \times 9419\text{Btu/kWh} \times 1.25\$/\text{MBtu} = \$41255220$$

最后，为了预估电厂的收入情况，假设该发电厂会以 32\$/MWh 的价格出售它所生产的电能。所以年收入计算如下：

该电厂的年收入为：

$$3504000\text{MWh} \times 32\$/\text{MWh} = \$112128000$$

根据上面所有计算结果，形成净现金流量表：

表 7-12 项目净现金流量表

年	投资成本	电能产量 (MW)	变动成本	收入	净现金流值
0	\$510500000	0	0	0	-\$510500000
1	0	3504000	\$41255220	\$112128000	\$70872780
2	0	3504000	\$41255220	\$112128000	\$70872780
3	0	3504000	\$41255220	\$112128000	\$70872780
...	...	...	...	...	...
30	0	3504000	\$41255220	\$112128000	\$70872780

为了简化起见，假设该电厂的所有投资成本均发生在电厂投产发

电的前一年;并且在该电厂为期 30 的寿命期内,它的年电能生产量、年收入、年变动成本及年净现金流值均为恒定值。将上述年净现金流值数据输入 EXCELL, 直接使用 EXCELL 内嵌 IRR 计算函数, 可以计算出上述现金流条件下的电厂内部收益率。该项目内部收益率最终的计算结果是 13.58%。将该数值与拟投资的电力公司的“最低可接受回报率 (Minimum Acceptable Rate of Return, MARR)” 进行比较, (本例中 MIRR 为 12%) 如果高则进行投资, 否则就应放弃投资。

在进行最终的决策时, 还需要考虑该项目可能面临的风险。在本例中, 它需要考虑的主要问题有两个: 如果电能价格不能达到期望的水平怎么办? 或者电厂的负荷因子不能满足目标要求又当如何? 通过灵敏度分析的方法, 改变价格与负荷因子值, 重新计算内部收益率, 结果如图 7-11 所示。我们可以看到, 在负荷因子为 80% 时, 为了满足 12% 的 MARR 这一要求, 该电厂的平均电能销售价格不能低于 30\$/MWh。与此相反, 如果负荷因子低于 80%, 那么电能平均销售价格相应地必须发生显著上涨才行。

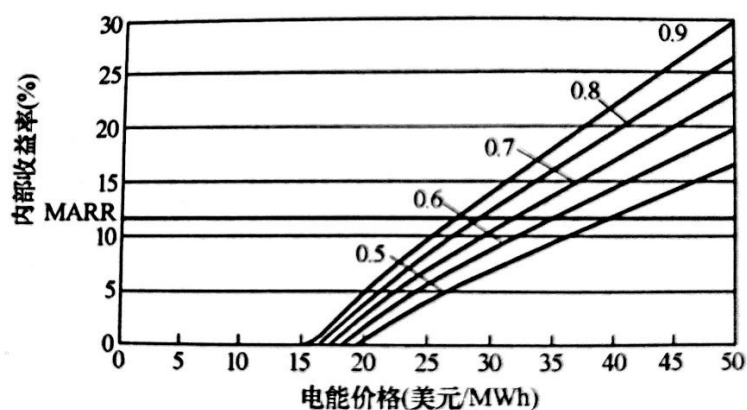


图 7-11 燃煤电厂在不同负荷因子条件下的内部收益率

7.4.2 燃气电厂投资经济评价

电力公司针对联合循环燃气电厂 (Combined-cycle Gas Turbine, CCGT) 进行与上一例题类似的分析。燃气电厂的参数如下表所示, 该类型发电技术的经济特性与燃煤电厂有很大的不同, 它的初始投资要

低得多，但能量转换效率却更高（原因是热耗率低）。但另一方面，CCGT 需要以天然气为燃料，它的价格比煤炭要高很多。

表 7-13 联合循环燃气电厂项目基本信息表

投资成本	533\$/kW
期望寿命	30 年
额定出力时的热耗率	6927Btu/kWh
期望燃料成本	3.00\$/MBtu

摘自施朵夫（Stoft）引用的 DOE 数据（2002）。

假设此时的负荷因子依然是 80%，电价也保持 32\$/MWh 不变，如果 CCGT 电厂的容量与燃煤电厂一样的话，显然该电厂的年电能生产量与年收入也与前面的例子相同：

年电能生产量：

$$0.8 \times 500\text{MW} \times 8760\text{h/y} = 3504000\text{MWh}$$

年收入：

$$3504000\text{MWh} \times 32\$/\text{MWh} = \$112128000$$

然而，CCGT 电厂的投资成本与年生产成本会有所不同。

投资成本：

$$533\$/\text{kW} \times 500\text{MW} = \$266500000$$

年生产成本：

$$3504000\text{MWh} \times 6927\text{Btu/kWh} \times 3.00\$/\text{MBtu} = \$72816624$$

将上述年净现金流值数据输入 EXCELL，直接使用 EXCELL 内嵌 IRR 计算函数，可以计算出上述现金流条件下的电厂内部收益率。该项目内部收益率最终的计算结果是 14.50%。将该数值与拟投资的电力公司的“最低可接受回报率 (Minimum Acceptable Rate of Return, MARR)”进行比较，（本例中 MIRR 为 12%）如果高则进行投资，否则就应放弃投资。

同样，在不同的负荷因子条件下，进行内部收益率与期望电能价

格之间的敏感性分析，如图 7-12 所示。

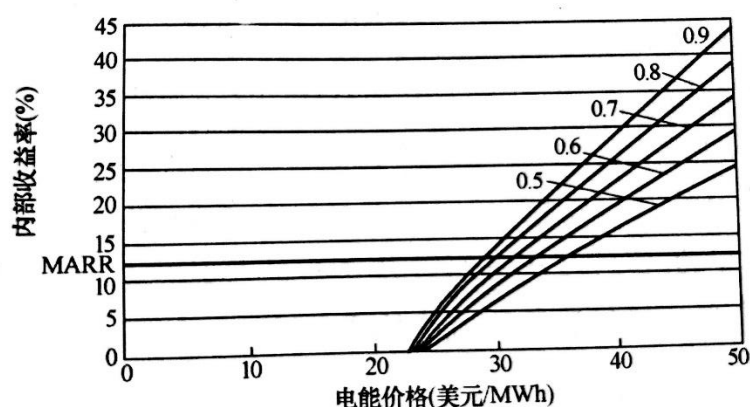


图 7-12 联合循环燃气电厂在不同负荷因子条件下的内部收益率

7.4.3 两个互斥投资方案的经济评价

针对单个独立投资项目，可直接用经济效果评价标准（如 $NPV \geq 0$, $NAV \geq 0$, $IRR \geq i_0$ ）检验方案自身的经济性，叫“绝对（经济）效果检验”。凡通过绝对效果检验的方案，就认为它在经济效果上是可以接受的，否则就应予以拒绝。

但在实践中，常常面临多个互斥投资方案的比选。方案之间存在着互不相容、互相排斥关系的称为互斥方案，在对多个互斥方案进行比选时，至多只能选取其中之一。例如，上述某电力公司在分别进行了燃煤电厂和燃气电厂的投资经济评价分析后，只能选择一个方案进行投资。

在方案互斥的决策情景下，经济效果评价包含了两部分内容：一是考察各个方案自身的经济效果，即进行绝对（经济）效果检验；二是考察哪个方案相对最优，称“相对（经济）效果检验。”

在两个互斥方案中，内部收益率最大的方案不一定是最优方案。例如，为了从上述燃煤电厂和燃气电厂两个互斥投资方案中进行合理选择，仅比较燃气电厂的内部收益率（14.5%）大于燃煤电厂的内部收益率（13.58%）是还不够。上述燃煤电厂和燃气电厂两个投资方案均满足“绝对（经济）效果检验”标准，即在负荷因子 0.8，市场价

格 32\$/MWh 的环境下，内部收益率均高于最小期望内部收益率。在初始投资小的方案 (CCGT 电厂投资方案) 所实现的内部收益率可以令人接受时，为了进行投资决策，需采用增量分析法进行“相对（经济）效果检验”，即将初始投资大的方案(即燃煤电厂)看成是增量投资。本例中对应地计算出燃煤电厂相比燃气电厂增量投资所能带来的现金流增量，如下表所示。

表 7-14 联合循环燃气电厂项目基本信息表

年	CCGT 电厂投资成本 (A)	燃煤电厂投资成本 (B)	CCGT 电厂生产成本 (C)	燃煤电厂生产成本 (D)	现金流净增量 (A) - (B) + (C) - (D)
0	\$266500000	\$510500000	0	0	-\$244000000
1	0	0	\$72816624	\$41255220	\$31561404
2	0	0	\$72816624	\$41255220	\$31561404
3	0	0	\$72816624	\$41255220	\$31561404
...	...	...	...	...	...
30	0	0	\$72816624	\$41255220	\$31561404

在上述两种方案下，电能生产量及年收入的结果完全相同，所以上表中没有列出它们。根据上表最后一栏所列的现金流数据，可以计算出此时现金流净增量的内部收益率为 12.56%。如果电力公司设定的最低期望内部收益率 (MARR) 值是 12%，那么建造燃煤电厂会比 CCGT 电厂更经济合理，至少在负荷因子为 80%时是如此。

同样可进行负荷因子与内部收益率的敏感性分析，如图 7-13 所示，可以看到，如果电厂的负荷因子不能达到 80%这一水平，那么增量内部收益率相应地也会下降到低于 12%的某一数值。

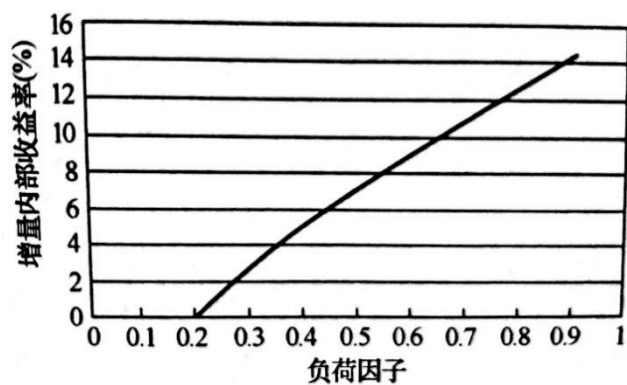


图 7-13 在不同负荷因子条件下投资燃煤电厂的增量投资的内部收益率

参考文献

- [11] 傅家骥,全允桓.工业技术经济学[M].清华大学出版社:北京,1996:14-50.
- [12] Daniel S.Kirschen,Goran Strbac 著,朱治中译.电力系统经济学原理[M].中国电力出版社:北京,2007 年