

沌运动的特点。根据电价动态行为的混沌特性，提出了基于混沌理论的电价预测模型。该模型在电价及其相关因素等多变量时间序列重构的相空间上，利用递归神经网络来跟踪相空间相邻相点间的演化行为，建立起电价的全局和局域预测模型，较好地实现了电价的短期预测。

关键词：电力市场，阻塞管理，交易调整，阻塞定价，动态行为，混沌

ABSTRACT

The electric power industry has experienced or has been experiencing an unprecedented reformation of deregulation to traditional monopoly and introduction of competition in many countries all over the world in the last decades. A rational solution to the economic and technological issues on power market is key to the successful operation of power market. Among them, congestion management and dynamic behavior problems are important aspects of power market research. Congestion management is the center of transmission management; its rational solution plays a major role in open access of transmission network. Dynamic behavior analysis provides the basis to determine bidding strategy of generators, manage demand sides and regulate market models. Therefore, this dissertation devoted to the research on congestion management and dynamic behavior problems of power market.

In the aspect of congestion management, the existing transaction adjustment models are briefly reviewed, and a unified framework for these models is developed, with the introduction of several performance indexes, the existing models are analyzed and compared. The merits and defects of the existing congestion pricing methods are discussed, by means of the Aumann-Shapley value, a solution concept in the cooperative game with infinitely many players, an cost allocation method is proposed to overcome the defects of the shadow price method and the marginal and incremental method in the congestion cost allocation to congested lines. In order to describe the fuzzy characteristics of transaction curtailment problem, a transaction curtailment model based on fuzzy theory is proposed, in this model, the establishment of the fuzzy curtailment set and the fuzzy optimization curtailment model can reduce the impact of the computational errors of the PTDFs on the transaction curtailment and lead to less curtailment than does the crisp optimization model when slight violation of the operational limits is allowed. In view of the existing network partitioning methods for zonal pricing, by taking into account uncertainties in the generation bids, loads and bilateral transactions and introducing the scale space theory that simulates human visual system, a network partitioning method based on the scale space hierarchical

clustering is proposed, achieving accurate network partitioning without any a priori partitioning knowledge.

In the aspect of dynamic behavior study, by using Cournot model to model the oligopolistic game of generators in power market, the Cournot dynamic models with and without network constraints are presented. Based on these models, the Nash equilibrium and its stability are analyzed qualitatively; the effect of some market parameters is discussed on its stability, the market dynamic behaviors are simulated as market parameters vary, among them, the periodic or chaotic dynamic behaviors are focused when the market parameters are out of the stability region of the Nash equilibrium. In the reconstructed phase space, the chaotic feature of electricity price and load in two actual power market are analyzed and verified by the extraction of the main feature of attractors and the verification method of surrogate data. Due to the chaotic behavior of electricity price, the short-term forecasting model of electricity price is proposed based on chaos theory, in this model, the phase space is reconstructed by multivariate time series, i.e., the system load and available generating capacity time series, and further the global and local electricity price forecasting models based on the recurrent neural network are established through tracing the evolution trend of the adjacent phase points in the phase space, achieving accurate short-term forecasting of the electricity price.

Keywords: Power Market, Congestion Management, Transaction Adjustment, Congestion Pricing, Dynamic Behavior, Chaos

独创性声明

Y 578863

本人声明所呈交的学位论文是我个人在导师指导下进行的研究工作及取得的研究成果。尽我所知，除文中已经标明引用的内容外，本论文不包含任何其他个人或集体已经发表或撰写过的研究成果。对本文的研究做出贡献的个人和集体，均已在文中以明确方式标明。本人完全意识到本声明的法律结果由本人承担。

学位论文作者签名：杨洪明

2003 年 11 月 7 日

学位论文授权使用授权书

本学位论文作者完全了解学校有关保留、使用学位论文的规定，即：学校有权保留并向国家有关部门或机构送交论文的复印件和电子版，允许论文被查阅和借阅。本人授权华中科技大学可以将本学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索，可以采用影印、缩印或扫描等复制手段保存和汇编本学位论文。

保 密 ☐，在_____年解密后适用本授权书。
本论文属于
不保密 ☐.

(请在以上方框内打“√”)

学位论文作者签名：杨洪明

指导教师签名：何仰赞 段献忠

2003 年 11 月 7 日

2003 年 11 月 7 日

未定稿，请勿同意
刻定义公箱

1 绪论

本章阐述了电力市场环境下阻塞管理和动态行为研究的重要意义，综述了阻塞管理和动态行为问题的研究现状，简单介绍了本文研究的主要内容。

1.1 问题的提出

电力工业正在由传统的垄断管制型向竞争监管型转变，解除管制、引入竞争已成为世界各国电力行业发展的总趋势，如英国、美国、智利、阿根廷、巴西、墨西哥、加拿大、澳大利亚、德国、西班牙、挪威、日本、韩国以及中国等许多国家的电力工业都发生或正在酝酿着一系列深刻的改革^[1-5]。电力工业的这一巨大改革就是要将电力工业纳入市场经济运营体系之中，通过市场竞争来实现资源的最优配置，提高效率，降低成本，保证优质服务，实现合理规划，促进电力工业长期持续稳定发展。

电力工业的市场化改革带来了多方面的经济效益，如降低发电成本，提高对用户的供电水平，实行公平的调度，吸引各方投资等，但是，它同时也导致了一系列新问题的出现，如电网的安全运行与控制问题、市场交易问题、市场监管问题等。尽管从最早的电力市场改革到现在已经有 20 多年，很多国家和地区都建立了电力市场，但目前仍然存在着许多没有解决的问题，有些市场的运行还很不稳定。在 2001 年春，美国的 California 市场出现的电力危机就是最明显的例子，大规模停电、电力批发价格飞涨、电力公司破产^[6,7]。对电力市场相关经济技术问题的合理解决成为了市场成败的关键，对这些问题的研究也引起了电力工作者、经济学家、政治学家等的广泛关注，电力市场研究成为电力系统领域最重要的研究内容之一。本文对其中的两个重要问题，即阻塞管理和动态行为进行了深入的研究。

电力市场与其它商品市场的不同在于(输电环节表现得尤为突出)：电能输送通过结构复杂的输电系统进行，要遵守基尔霍夫定律，同时必须满足多种物理约束，输电路径十分复杂，且不能人为指定。输电系统的这种复杂特性限制了市场交易的自由传送。当输电网的传输功率超过它的传输限值(包括输电线路的热容量限制和系统的稳定性限制)时，便出现了阻塞。阻塞使原有的电能交易计划无法实现，使系统的安全性和稳定性受到威胁，影响了系统资源的最优配置和利用，还可能导致市场力的滥用，引

起市场电价的扭曲。因此，研究合理地解决阻塞问题已成为输电网管理的核心内容，阻塞的有效管理成为了电力市场化成功运营的重要标志。

在电力市场中，每个市场成员(发电厂、输电公司和用户)都是一个独立的经济利益主体，自身利益的最大化是其唯一的目标，因而利润最大化是其运动的动力所在，最大利润点是其运动的方向。然而，电力市场成员的运动不是孤立的，在物理基尔霍夫定律的支配下，电力市场依靠电价与供求数量等信号来协调各个市场成员的运动，最终实现电力系统资源的优化配置，实现电力市场的社会效益的最优。电力市场的这种动态行为，即发电商、用户和输电公司之间的交易量以及市场电价随时间而变化的演化过程包含了市场中的各种信息，综合反映出各种市场因素的变化特点。分析并掌握电力市场的动态行为特性有助于市场管理者制定有效的市场规则来合理运营电力市场，也有助于市场参与者制定有效的交易计划来获得最大的经济利润。动态行为的研究为发电商报价策略的制定、电力需求侧的管理以及电力市场模式的监管提供了基础，对于电力市场研究与实践的深入开展有着极其重要的意义，

1.2 阻塞管理的研究现状

阻塞(Congestion)是由于输电网络约束的限制，使输电网的输送能力不足以同时传输所有市场交易的一种状态，它表征出输电网的有限容量特性^[8,9]。阻塞为输电设备的过负载，即输电线路或变压器上的传输功率超过其允许的最大限值。在传统的垄断管制模式下，由于系统调度和各发电厂同属于一个经济实体，阻塞管理只需由垄断电力公司中的调度员向各个发电厂发出调度指令，根据需要调节发电机组出力，直至电力系统运行在输电约束之内即可^[10]。然而，在电力市场化运营之后，输电系统和发电厂成为彼此独立的经济利益实体，负责系统运行的独立系统调度员(Independent System Operator, 简称为 ISO)必须平等对待各个市场参与者，在市场效益最大或发电费用最小等目标下找出合理的阻塞管理方法，调整网络潮流，在保证系统安全的同时，维护市场的效率。

阻塞是由网络输电容量与交易计划(包括联营体 Pool 中的交易计划，也包括双边/多边交易计划)之间的矛盾引起的，合理解决阻塞的方法主要有两类：基于输电网运行参数优化的阻塞消除方法和基于交易计划调整的阻塞消除方法^[11,12]。前一类阻塞消除方法是通过优化输电网结构和控制器参数来改变网络潮流，以消除阻塞。这种方法

避免了市场交易计划的更改,可以获得最好的市场经济效益。但是,该方法无法完全消除阻塞。于是人们纷纷展开了第二类阻塞消除方法的研究,这也是本文研究的重点。阻塞管理中交易计划的调整既涉及技术又涉及经济问题。从短期而言,它需要制定公平的交易裁减和调整方案,确保系统的安全可靠运行;从长期而言,它需要制定正确的阻塞电价为系统的长期健康发展提供激励^[13,14]。

1.2.1 基于输电网运行参数优化的阻塞消除

输电网络作为电力交易的流通平台,应该尽可能提高自身的输送能力以保证电力市场的自由度和竞争性。当出现阻塞时,首先应通过对输电网络结构和现有控制设备的调整来最大限度地满足市场参与者的交易计划。目前电力系统中常见的可控设备有变压器分抽头、移相器和各种并联补偿装置。FACTS 技术的应用将为系统潮流的控制提供更加有力的工具,提高 ISO 通过输电网运行参数的优化解决阻塞问题的能力。

文献[15]研究了利用现有控制参数的调整,包括线路、变压器、母联开关的投切位置、辅助服务的有功和无功、变压器抽头位置等来解决阻塞问题的优化方法,但未涉及 FACTS 装置。文献[16]研究了 FACTS 装置在缓解阻塞和减小交易裁减方面的作用。以静止无功补偿器(SVC)和晶闸管控制串联补偿器(TCSC)两种 FACTS 装置为例,进行了仿真计算,得出的结论表明 FACTS 装置以合适的参数安置在合适的地点,可以增大系统的输电能力,有效缓解阻塞和减小交易的裁减量。但文中没有提出一种有效的方法来确定 FACTS 装置的安装地点及其参数,只是采取了试探性的方法来解决这一问题。文献[17-19]同时研究了在系统规划中如何确定 FACTS 装置装设的最佳位置以及在运行时如何优化 FACTS 装置的参数两个问题,并且提出了一种基于灵敏度来确定 FACTS 装置最佳安装地点的方法。

在目前利用 FACTS 解决阻塞的文献中,大多数都只涉及技术而未提及其费用问题。由于 FACTS 设备投资较高,用于阻塞管理,从经济角度来讲是否可行尚有待研究。另外,有关 FACTS 的研究并未充分考虑 FACTS 设备与其他控制手段之间的相互配合来共同消除阻塞,有关这一方面的研究还需进一步加强。

1.2.2 基于交易计划调整的阻塞消除

在输电网络结构和参数优化之后仍不能完全解决阻塞问题,ISO 必须对市场参与者提出的交易计划进行调整,从而实现阻塞的消除,确保电力系统的安全运行。基于交

易计划调整的阻塞消除问题是在满足输电网运行和安全约束的条件下，以交易计划调整为目的的优化问题。因而，该问题解决的关键在于构建合理的交易调整模型，即如何设定交易计划的调整目标和选取约束条件。

在不同的电力市场中，所采用的交易模式不同，处理阻塞的时段不同，设定的调整目标不同，对输电网约束的处理不同，都会导致不一样的交易调整模型，由此得到不同的交易调整结果。下面按照优化目标和约束条件以及阻塞处理时段对交易调整模型的影响来分别探讨现有的交易调整模型。

一、交易调整模型的优化目标

调整目标是交易调整模型构建的关键，它的选取直接影响着市场各交易调整量的大小，影响着交易者报价策略的制定，决定着基于交易调整的阻塞消除方法能否公平地对待每个市场参与者，直接关系到阻塞管理机制运营的成败。目前，广泛采用的调整目标主要有两大类：调整费用最小和调整量最小。

1) 调整费用最小

在采用交易者上报的调整标来消除阻塞的方法中，交易调整模型的优化目标一般为调整费用最小。调整费用是指购买调整标的费用。调整标是在交易计划的基础上，交易者提供的调整交易电量的报价，它包括增标(增加交易电量的报价)和减标(减少交易电量的报价)两个部分，报价曲线一般要求是单调上升的，可以是连续函数或分段函数。对于 Pool 交易而言，发电商和用户可以按照各自的意愿，独立地上报调整标^[20,21]。对于双边/多边交易而言，交易的双方或多方可以分别上报各自的调整标^[8,22,23]，也可以采用一起上报调整标的方式^[24,25,26]。

在采用 Pool 交易的模式中，调整标的获取除了交易者在原 Pool 交易计划的基础上重新上报调整标以外，还可以采用交易者原先上报的容量标(容量标是交易者上报的用以决定 Pool 交易计划的报价)来反映交易调整的费用^[27]。采用容量标作为调整标的这种报价形式虽然不能实时反映出交易调整的费用，在一定程度上削弱了交易者参与阻塞管理的积极性，但它却可以简化 Pool 交易的报价环节，避免市场电价的较大波动。该报价方式在许多实际运营的电力市场，如英国的 England/Wales 市场的初期、美国的 PJM、New England 和 New York 市场都有应用^[28-30]。

采用调整标资源来消除阻塞的方法可以积极发挥交易者参与阻塞管理的能动性，尽量以市场的手段来进行交易的调整。在调整标如实反映交易调整价值的前提下，能获得在输电网运行约束允许范围内最好的经济效益。然而，在交易者数量较少，竞争

程度十分有限的市场中，交易者很容易操纵市场，在最大利益的驱动下交易上报的调整标难以真正反映出交易调整的价值，造成以调整费用最小为目标的交易优化调整失去意义。此外，当市场中交易调整标资源短缺时，或者在输电网发生意外事故，无交易调整标资源时，也无法再启用该方法来消除阻塞。为此，人们提出了直接采用调整交易电量来消除阻塞的方法，设计了调整量最小的优化目标。

2) 调整量最小

调整量是指调整后的交易电量与交易计划电量之间的偏差。对于 Pool 交易而言，交易的调整量一般是指发电功率的调整量，此时用户不参与功率的调整^[31]。只有在通过发电资源的调整仍然无法完全消除阻塞时，才会进一步考虑负荷功率的裁减^[32]。对于双边/多边交易而言，交易的调整会在发电方和用户两侧同时进行，而且为了保持双边/多边的交易形式，发电功率和负荷功率的调整量大小始终保持一致^[33-38]。

以调整量最小为目标的优化函数主要可以分为两大类：①交易调整量的绝对值最小^[33,34]；②交易调整量的加权平方和最小，其中不同的交易调整模型采用了不同的加权系数，如文献[35,36]采用了完全相同的加权系数，即都为 1；在北美可靠性委员会(North American Electric Reliability Council, 缩写为 NERC)制定的输电网传输负荷裁减规则(Transmission Loading Relief, 缩写为 TLR)中，采用了交易计划电量的倒数作为交易调整量的加权系数^[37]；文献[38]则采用了交易者上报的愿意付费系数(Willingness-to-pay)作为加权系数。

采用不同的调整目标会导致不同的交易调整特性。采用交易调整量绝对值最小的目标函数，交易的调整量完全取决于交易对阻塞线路的灵敏度系数，只有灵敏度系数最大的几个交易才会被调整。采用交易调整量平方和最小的目标函数，交易的调整在交易对阻塞线路灵敏度系数为正的所有交易之间分摊，调整量的大小与灵敏度系数的大小成正比，与交易调整的加权系数成反比。

3) 调整费用和调整量最小

在有些交易调整模型中，还会采用调整费用和调整量最小的目标函数^[39]。这种交易调整模型往往会出现 Pool+双边/多边的交易模式中，为了简化交易的报价环节，一般是对双边/多边交易采用调整量函数，对 Pool 交易采用调整费用函数，且调整标直接从 Pool 交易上报的容量标获得。

总之，调整目标的形式多种多样，它的合理选取要视市场的交易模式、阻塞发生的频率和程度、电力市场的发展阶段以及电力系统的运营水平等众多因素来综合考虑。

二、交易调整模型的约束条件

约束是交易调整模型构建的必要条件。只有它的合理选取才能保证阻塞的真正消除，确保系统运行的可靠和安全，也才能使交易计划的调整切实可行。优化问题的约束条件无一例外都由等式约束和不等式约束构成。在交易调整模型中，等式约束包括网络的潮流方程，即节点的功率平衡等式约束，在有些情形下还包括双边/多边交易市场的分离约束，不等式约束则由输电线路的传输功率约束、发电机组出力限值约束以及交易调整量限值约束等组成。

交易调整模型的网络潮流方程存在 DC 潮流方程和 AC 潮流方程两种形式。DC 潮流方程是在忽略线路电阻，电压幅值取 1 等假设条件下，对 AC 潮流方程进行的一种简化形式。由于 DC 潮流方程的线性化，它可以简化交易调整模型的求解过程，更直观地分析交易调整模型的调整特性，因而在很多文献报道的交易调整模型中采用了 DC 潮流方程^[8,23,40]。然而，实际输电网络的物理特性满足 AC 潮流方程，如何对采用 AC 潮流方程的交易调整模型进行快速有效的求解，更准确地分析出它的交易调整特性是今后进一步努力的方向。

在有些交易调整模型中，要求满足双边/多边交易市场的分离约束，即在交易调整之后，保持各个交易的发电功率和负荷功率大小相等^[24,40]。在忽略输电网损的情况下，只要双边/多边交易满足市场分离约束，Pool 交易的发电功率和负荷功率自然平衡，即自然满足市场分离约束。市场分离约束确保了在交易调整过程中，不会因为 ISO 的调整而在交易者之间产生新的交易。交易者之间的交易关系保持不变。但它却限制了用户电力需求的最大满足，削弱了市场的经济效益^[41]。

对于输电线路传输功率不等式约束的处理，在一般情况下都是一次考虑全部线路的传输功率约束，从而同时消除所有输电线路的阻塞。当输电网络进行电价区域划分时（电价区域划分是在使用区域电价的电力市场，如挪威和美国的 California 等市场中，按照电价的相似程度对输电网进行分割，这一问题将在下一小节中进行详细介绍），阻塞消除问题会分为区域间的阻塞消除和区域内的阻塞消除^[42-45]。于是，在输电线路传输功率约束的处理方面，需要首先考虑区域间线路的传输功率约束，然后再计及区域内线路的传输功率约束。

三、阻塞处理阶段对交易调整模型的影响

在实际的电力市场中，交易市场按照时间划分存在日前市场、时前市场和实时市场。与此相对应，阻塞的处理就需要在不同的时段来完成，如在美国 PJM 市场中，阻

塞的处理在日前市场和实时市场中进行^[25,42]；在 California 市场中，日前市场、时前市场和实时市场都需要进行阻塞的消除^[40,42]。

在不同的时段上处理阻塞，所采用的交易调整模型会存在一定程度的差异。上面介绍的交易调整模型主要是针对日前市场和时前市场中阻塞的消除而提出的。在实时市场的阻塞消除中，除了考虑有功功率交易计划的调整外，还需要进行无功功率、旋转备用等辅助服务的调整。辅助服务的调整可以借鉴有功功率的调整方法，采用容量标报价、调整标报价等手段，并在交易调整模型的优化目标中体现^[9,46,47]。在输电网运行约束方面，除了考虑正常状态下的运行约束以外，还需要考虑意外事故情况下的约束。因此，在实时市场所采用的交易调整模型的构建和求解会比日前市场和时前市场的交易调整模型更复杂。本文主要研究日前市场和时前市场中，基于有功功率交易计划调整的阻塞消除问题。

目前，在基于交易计划调整的阻塞消除问题的研究方面，人们已经展开了一些研究工作，针对不同的交易模式和交易时段，构建出大量的交易调整模型。但是，由于这一问题的复杂性，仍然存在许多有待进一步解决的问题，如：①对现有的交易调整模型进行统一描述，在一致的性能评价体系下对它们进行评价和比较，探讨各自的优缺点以及适用的场合；②寻找有效的优化算法来求解交易调整模型，使得在较短的时间内即可完成阻塞的消除，满足电力市场实时运营的要求；③寻求公正、透明的阻塞消除方法，合理、有效地发布交易调整信息。

1.2.3 阻塞费用的定价方法

在微观经济学中，价格规律起着决定性作用，使市场自发地调节商品的供应和需求，调节资源的配置。在电力市场环境下，阻塞管理除了通过对交易计划的调整消除阻塞以外，还必须为消除阻塞的费用进行合理的定价。阻塞费用的合理定价必须实现阻塞费用在市场成员之间的公平分摊，促进输电网的有效使用，从而减少阻塞的发生。而且只有对阻塞费用进行合理定价，才能真正做到在阻塞情况下非歧视地对待所有市场参与者，从而实现输电网的公平开放。因而，阻塞费用的合理定价成为了阻塞管理中的核心和焦点问题。目前，阻塞费用的定价方法主要可以分为两大类：节点/区域定价法和阻塞费用分摊法。

一、节点/区域定价法

1) 节点定价法

节点电价(Spot Price, 也称为实时电价)理论的研究可以追溯到 70 年代末期。1988 年, 美国麻省理工学院的 Schweppe F.C. 等人系统地提出了节点电价理论^[48]。节点电价反映出下一时刻单位节点负荷(注入负的有功功率)所需的总费用, 即节点的边际成本。从微观经济学的角度出发, 节点电价法为市场提供了正确的电价信号^[48,49]。

在阻塞管理中, 节点电价出现在交易调整模型的优化结果之中, 等于节点功率平衡等式约束对应的 Lagrange 乘子。它完整地体现了网络约束对节点边际成本的影响, 当输电网发生阻塞时, 各个节点的电价将出现明显的差异。在忽略输电网损的情况下, 对于 Pool 交易而言, 发电机和负荷按照所在节点与平衡节点的电价差收取和支付阻塞费用; 对于双边/多边交易而言, 它们按照负荷节点与发电节点之间的电价差支付阻塞费用。

在实际应用中, 采用节点电价法来定价阻塞费用也存在着明显的不足: ①由于节点电价对输电网的运行状态极为敏感, 这种定价方法会造成交易承担的阻塞费用波动较大^[8,50,51]。②从用户收取的费用往往比支付发电商的费用大, 即出现阻塞盈余(Congestion Surplus)。阻塞盈余的合理分配成为了在应用节点电价法进行阻塞定价时必须解决的一个棘手问题。文献[52]指出处理阻塞盈余的两种途径: 一是用于支付输电容量权的所有者, 一是用来减少发电商和用户的接网费, 作为输电网固定成本的一部分。文献[53]则认为通过潮流跟踪法直接将阻塞盈余返回给用户, 可以合理、有效地消除阻塞盈余。

2) 区域定价法

在实际的电网运行中, 阻塞通常只是频繁地、明显地发生在某些区域之间。而在这些区域内, 阻塞发生的概率较小, 情况也比较轻微。为此, 人们提出了区域电价法。它是节点电价法的一种简化形式, 是指在区域内采用相同电价, 而在不同区域间采用不同电价的一种定价方法^[54]。在采用区域电价法进行阻塞定价的机制中, 只有区域之间的交易需要按照区域间的电价差支付阻塞费用, 而区域内的交易则不需要支付任何阻塞费用。在区域电价为市场提供较为准确电价信号的前提下, 这种定价方法简化了阻塞费用的结算, 提高了市场电价的确定性, 增进了双边/多边交易市场的流动性。

区域电价法的实现一般分成两个步骤来进行: ①将整个输电网络划分成多个电价区域, 区域数目最少为 1, 最大为输电网的节点总数。②计算出区域电价。在区域电价法的使用过程中, 准确的电价区域划分是制定有效、简洁定价方法的关键。目前,

在实际运行的电力市场中，电价区域的划分一般都是基于系统运行人员的经验和判断^[40,43]。然而，由于输电网络的庞大和复杂，仅仅凭借人的经验制定的电价区域划分方案很难做到准确、合理。文献[44]介绍了输电网为辐射网络时，以阻塞线路为区域边界的电价区域划分方法。然而，实际的输电网却是环形网络，仅以阻塞线路为边界将无法实现输电网络的区域分割。文献[55]提出了根据节点间电价的相似性来划分输电网络的思想，却没有给出具体的实现方法。基于以上分析，如何对输电网络进行准确、合理的区域划分是区域电价法使用中有待解决的一个重要环节。

二、阻塞费用分摊法

阻塞费用分摊法是根据市场成员对阻塞的贡献大小来直接分摊阻塞费用的一种定价方法，它具有明显的合理特征，且不会产生阻塞盈余。很多文献报道了阻塞费用分摊方法的研究成果^[8,30,51,56-58]。目前普遍认为该分摊方法可分成两个步骤来进行^[8]。第一个步骤是将总的阻塞费用分摊给阻塞线路；第二个步骤是根据交易对阻塞线路传输功率的贡献，将阻塞线路的阻塞费用分摊给各市场交易。

在第一个步骤的实现方法中，文献[8]利用阻塞线路的影子价格来完成阻塞费用对阻塞线路的分摊。由于只是通过阻塞费用与阻塞线路传输功率之间的微增关系来实现它们之间的分摊，因此该方法的分摊结果存在明显的不合理性。基于此，文献[56]提出了一种改进方法——边际微增费用法，它采用了两种不同阻塞消除顺序下为消除线路阻塞所需的费用，即线路的边际费用和微增费用的平均值作为阻塞线路的阻塞费用，获得了较为合理的分摊结果。但是该方法并不能完全克服阻塞消除顺序对分摊结果的影响，仍具有一定的不合理性。

第二个步骤实现的关键在于计算出交易对阻塞线路传输功率的贡献，解决这一问题的计算方法较多，如基于灵敏度的方法^[59-62]、潮流比较法^[63-65]和潮流跟踪法^[53,66-70]等。这些方法从不同的角度，考虑了市场交易对阻塞的责任，并在此基础上实现了阻塞费用在市场交易之间的分摊。由于电力系统本身的非线性特性，潮流的跟踪没有绝对正确的方法，因而阻塞费用的绝对公平分摊是不存在的。在实际的工程应用中，根据交易类型，采用恰当的算法来获得交易对阻塞的贡献程度。

1.2.4 阻塞管理的其它问题

一、考虑动态安全约束的阻塞管理

在前面描述的阻塞管理问题都只考虑了线路传输功率的稳态约束，即线路传输功

率不超过它的最大传输限值。虽然线路传输功率的限值可以是在考虑最恶劣、最严重的运行方式和故障类型下得出，通过满足线路传输功率的稳态约束，可以保证系统的安全稳定运行。但是，这种方法并没有直接将系统的动态安全约束计入到优化模型中，获得的交易计划偏保守，经济性较差。因此，直接考虑系统动态安全约束的阻塞管理问题受到了越来越多的关注。

文献[71]将暂态稳定和电压稳定等约束考虑到交易调整的优化模型之中，从而获得满足系统动态约束的交易计划。文中指出由于大量动态约束的加入，寻找有效算法来求解这一优化问题成为了关键。文献[72-75]分别针对 Pool 交易模式、双边交易模式和 Pool+双边交易模式，提出了一种考虑系统动态安全约束的阻塞管理方法，它利用暂态能量函数和暂态能量裕度作为动态安全分析工具，求出暂态能量裕度对各发电机输出功率的灵敏度。在出现阻塞时，根据灵敏度的大小选择最为适合的发电机组调整其出力，从而解决阻塞问题。由于文献中灵敏度的线性特性是从仿真结果中观测到的，缺乏理论依据，因此该方法虽然简化了计算，获得了较短的计算时间，但是计算精度却难以保证。文献[76,77]在英国电力市场新模式下，提出了基于市场报价的动态安全约束阻塞管理的框架。所有的市场参与者都可报价以提供用于阻塞管理的资源。

基于动态安全约束的阻塞管理弥补了以往阻塞管理研究仅考虑线路传输功率稳态约束的不足，但目前的研究还处于探索阶段，还存在着许多值得研究的问题，例如，采用更加有效的算法来求解基于动态安全约束的优化模型，更充分地利用市场机制来促使市场参与者参与阻塞管理，衡量考虑动态安全约束阻塞管理的成本以及定价等问题。

二、基于分散优化的阻塞管理

目前，在实际电力市场运营中，ISO 通过对市场交易进行集中优化来实现阻塞的管理。对于确保系统安全来说，基于集中优化思想的阻塞管理方式无疑具有优势，但是它的缺点也是明显的，例如，在市场参与者存在策略性投标行为的情况下，最终实现的交易结果很难保证在经济上是最优的，ISO 的黑箱操作容易让人对调度的公平性和透明性产生怀疑。为了使电力市场的运营更加透明，充分调动市场参与者的积极性，一些学者提出了基于分散优化的阻塞管理机制。

文献[78]提出了协调多边交易模式，它将系统的经济功能和安全功能完全分离，经济决策由发电商和用户自行通过多边交易来进行，系统的安全功能则由系统运行员 (Power System Operator) 负责。系统运行员发布负荷矢量 (Loading Vector) 以指导多边

交易的鉴定和修改，发布网损矢量(Loss Vector)来指导系统网损的分摊。文中证明了通过交易者之间的多次协商，最终实现的交易结果可以达到总的社会效益最优。

文献[79]设计了一种利用发布阻塞价格来进行阻塞管理的机制。该方法实现的前提是需要对发电商的成本有比较准确的估计，在发电商完全理性的假设下，通过发布阻塞价格，经过1次迭代后发电商能够主动调整发电计划，实现消除阻塞的目的。由于这一机制的假设条件在实际市场运营中难以满足，因此该阻塞管理方法难以付诸实践。

文献[80-82]在上面研究的基础上，提出了一种通过发布阻塞价格来实现的分散优化阻塞管理方法。市场参与者根据由系统运行员发布的阻塞价格来不断调整其交易策略，以达到追求自身最大利润的目的，同时实现了全社会效益的最大化。

基于分散优化的阻塞管理比集中化的阻塞管理更符合市场化的分散决策原则。但是，目前这方面的研究还处于理论探索阶段，实际应用中需要非常复杂的市场机制，充分的信息共享^[78]，在目前的技术条件下还难以实现，无法在实际的电力市场中付诸实践。

综上所述，阻塞管理涉及的内容非常广泛，人们在这方面已经作了大量的研究工作，但纵观目前的研究现状，以下方面还有待进一步研究：

- (1) 采用合理的输电网控制手段，利用现有的输电设备，尽可能提高输电系统的可用输电能力。
- (2) 阻塞管理的交易调整模型和阻塞费用定价方法必须尽可能保证其所得结果的公平性和合理性，以维护市场效率。
- (3) 提高优化模型的求解速度，使阻塞管理方法更加符合实际应用的需要。

1.3 电力市场动态行为的研究现状

电力市场是进行电能交易的市场，它是众多的发电商、用户分别以自身利益最大化和成本最低为目标，以输电网为电能传输媒介，在输电网运行约束的制约下，市场供求关系和电价的协调作用下进行运营和管理的一个十分复杂的系统。从本质上说，它是随着时间不断变化的动态系统。在不同的运营状态下，构成系统的要素如电价、发电量、用电量、电压和频率等会展现出各式各样的动态行为，例如平稳的电价、飞涨的电价、电压、频率的轻微波动以及电压、频率崩溃等。分析和掌握电力市场的动

态行为特性有助于系统运行员维持系统的安全运行, 市场管理员监管市场的经济运营以及交易者制定合理的交易计划。

电力市场动态行为既包括与市场供需有关的要素, 如市场电价、发电商的发电量和用户的用电量所展现出的动态行为, 也包括电力系统所特有的要素, 如电压、频率等所展现的动态特性。本文着重研究与市场供需有关的动态行为, 即发电商的发电量、用户的用电量以及市场电价等随时间变化的动态过程(本文所指的电力市场动态行为为此含义)。

目前, 绝大多数的研究都集中在电力市场的静态问题方面, 即分析和控制某一时刻的电力市场成员的交易情况, 获得某一时刻能满足输电网运行约束的发电商发电量、用户用电量以及市场电价, 如许多文献已报道的竞价上网^[83]、输电定价^[84-86]和阻塞管理^[8,9,11]等问题。然而, 在市场动态行为问题的研究方面却才刚刚起步, 研究的内容仅仅涉及电力市场的动态均衡分析和电力市场动态行为的预测两个方面。

1.3.1 电力市场的动态均衡分析

经济学中的均衡是指经济系统中各种变动的量处于平衡的一种状态, 它可看作经济系统微分方程的静态解或差分方程的不动点^[87]。电力市场动态均衡分析就是研究电力市场行为趋于均衡状态的变化过程, 深入揭示电力市场行为的演化过程、渐近性态、稳定性等动态特性。它主要包括电力市场的动态建模和动态均衡分析两个方面。

一、动态建模

实际的电力市场是一个十分复杂和庞大的动力系统, 即在系统中用来刻画其特征或者度量其程度水平的变量是依赖于时间的变量, 描述市场行为规律的方程也包含着各个不同时刻的变化情况。在数学上, 主要使用离散时间的差分方程或者时间连续的微分方程来对电力市场的动态系统建模。由于电力市场动态系统异常复杂, 因而很难建立起面面俱到的电力市场动态数学模型。一般只能在经过一定程度简化之后, 提取描述问题本质特征的状态变量, 建立起模拟电力市场动态行为的数学模型, 为电力市场的动态均衡分析奠定基础。

文献[88]首次提出了电力市场的稳定性问题。它建立了两个一阶微分方程, 其基本假设: 发电商发电量增加的速度正比于价格与成本之差, 而用户用电量增加的速度正比于收益与价格之差。在后续的研究中, 文献[89,90]考虑了频率二次调节与报价的关系, 在描述电网特性的微分方程中考虑了电价因素。文献[91]以价格为变量建立了

差分方程模型，采用的假设是某时段的供应量与该时段及前一时段的电价有关，而需求量只与该时段的电价有关。文献[92]采用 Cournot 模型来模拟电力市场的寡头博弈，建立了不计及输电网约束的 Cournot 动态微分方程。

在电力市场动态模型的研究中，除了上面通过数值建模，给出的微分、差分一代数方程组以外，有文献对电力市场动态行为进行了定性研究，给出了电力市场的框架模型。文献[93]探讨了市场参与者在利益最大化驱动下的动态模型，并通过电价和供求数量等信号的相互协调，给出了电力市场动态模型的框架结构。文献[94]分析了电量交易市场、辅助服务市场与投资市场的关系，根据闭环控制思想建立了电力市场动力学的框架模型。

二、动态均衡分析

电力市场动态行为分析是研究电力市场行为随时间变化的运动规律，具体来说，就是对电力市场中发电商的发电量、用户的用电量以及市场电价等随时间变化的动态过程规律的研究。电力市场既遵循市场经济的基本规律，而且又受到电力系统的物理、技术特性的作用，其市场规律和动态行为展现出十分复杂的特点。

动态均衡分析是电力市场动态行为分析的一个重要方面，它可以深入揭示电力市场行为的演化过程、渐近性态、稳定性等动态特性，即研究当市场处于不均衡状态时，在市场机制的作用下，能否使市场向均衡状态运动的问题。文献[88-91]在各自建立的电力市场动态模型的基础上，研究了市场均衡点的稳定性，致力于寻找出市场均衡点的稳定条件。文献[92]则探讨了在给定需求函数下发电商 Cournot 博弈的市场均衡点的计算方法，通过数值仿真展现出一条最终趋于均衡点的电价变化曲线，但没有涉及均衡点的稳定性分析。文献[95]分析了单边开放电力市场中寡头发电厂商的行为，讨论了发电装机容量对市场稳定的必要性。文献[96]分析了电力市场不同于其它商品市场的特征，讨论了电力市场经济稳定性与电力系统物理稳定性的关系。

由于电力市场动态行为的复杂性，电力市场动态均衡研究工作仅仅局限在简单动态模型基础上的均衡点稳定性分析方面，还有许多问题值得更为深入的研究，例如，①考虑电力市场参与者的博弈行为，计及输电网运行的约束，建立更好反映电力市场演化行为的动态模型；②研究输电网运行约束对市场均衡点的影响；③研究电力市场稳定裕度指标，评价各种市场因素对市场均衡点稳定性的影响。

1.3.3 电力市场动态行为的预测

电力市场动态行为的预测是根据市场动态行为以往的历史资料，通过一定的科学方法和逻辑推理，经过定性分析或定量计算探求其变化规律，据此推测未来市场行为的发展趋势及其结果。电力市场动态行为的准确预测对电力市场的经济运营和有效管理起着十分重要的作用，它是发电商和用户制定发电计划和用电计划的前提，是市场管理者或系统运行者制定发展规划的依据。

电力市场动态行为的预测包括发电商发电量、用户用电量以及市场电价的预测。就目前的研究情况而言，主要集中在电价预测和负荷预测两个方面。

一、电价预测

在电力市场环境下，电能作为一种商品，电价是整个市场的核心，电价随时变化，取决于市场的供需关系和输电网的运行状态，并且与气候、经济形势和发展规划等多种因素密切相关。反过来，电价的变化影响着市场参与者的生产和消费策略，协调着市场的供需平衡。未来电价变化行为的准确预测对市场中的各个参与者来说都有着重要的意义。具体说来，长期电价预测有助于市场监管者制定政策，也有助于发电商和用户进行长期的投资规划；而准确的短期电价预测则是发电商和用户进行竞价上网最有力的工具，它将有助于构造最优投标策略，以获取最大的经济利润。

由于电价行为变化的异常复杂，目前电价预测主要集中在短期预测方面。在预测模型的构建中，通常将电价的演化过程视为是不确定的随机过程，借助概率和数理统计理论，采用不同的方法来映射出电价随机变量与其相关因素之间的函数关系，以实现电价的预测。文献[97]利用市场成本模型，指出了影响电价的主要相关因素。文献[98-101]分别以澳大利亚 Victoria、美国 California 和我国浙江省电力市场为背景，采用神经网络方法对短期电价预测问题进行了初步研究。文献[102]考虑了电价和需求之间的模糊关系，建立了电价预测的模糊回归模型，并对美国 California 市场电价进行了预测。文献[103]利用时间序列方法中的动态回归模型和传递函数模型对电价进行预测。文献[104]将模糊聚类与人工神经网络相结合，提出了混合式的电价预测模型。

二、负荷预测

电力系统是一个运行高度统一的大系统，由于电能不能大量储存，其生产和消费必须同时进行，因此长期以来，对未来负荷的预测一直是电网调度部门和规划部门所必须具有的基本信息之一，是实时控制、运行计划和发展规划的前提。近年来，随着

电力改革的深入和电力市场的逐步建立，市场成员对电力系统负荷预测越来越重视，要求也越来越高，无论是电网的安全运行和经济运行，还是发电商的竞价上网、供电商购电计划的制定等，都需要准确的负荷预测。

与传统管制运营模式下的负荷预测相比，电力市场环境下的负荷预测展现出许多新的特征，①负荷预测的内容扩大，负荷预测不仅包括电力负荷的市场需求预测，而且还包括市场需求的弹性预测和电力供求平衡预测等多方面；②负荷预测需要考虑市场发展的规律，影响负荷的各种市场因素，如市场电价、负荷需求弹性和经济发展形势等；③对负荷预测准确性和实时性的要求提高。

近年来，人们对电力市场环境下的负荷预测已经开展了一些研究。文献[105]探讨了在电力市场环境下电力系统负荷预测的特点、功能和方法。文献[106]开发了一种较实用的面向电力市场的短期负荷预测系统设计框架。文献[107]分析了系统负荷与市场电价有很强的相关关系。文献[108]计及市场电价、天气和节假日等相关因素对负荷的作用，采用人工神经网络方法对 Ontario 水电系统的负荷进行了预测。文献[109]采用模糊逻辑和人工神经网络相结合的方法，提出了计及市场电价影响的两阶段负荷预测模型。

综上所述，电力市场动态行为研究是一项复杂而艰巨的任务，涉及的内容相当广泛，人们在这方面已经开展了一些研究工作，但纵观目前的研究现状，以下方面还有待进一步研究：

(1) 电力市场的动态建模。电力市场动态模型是电力市场动态分析、预测和控制的前提和基础，构建准确反映电力市场运营规律，展现电力市场动态行为的动态数学模型是一件难度很大且急待有效解决的问题。

(2) 分叉和混沌分析。电力市场是一非线性非自治系统，其动态行为包含许多复杂的非线性现象。利用非线性动力系统的分叉和混沌理论，研究电力市场动态模型中的分叉、混沌以及它们之间的关系，有助于认识 and 了解电力市场中各种复杂的动态行为。

(3) 电力市场动态行为的控制。当电力市场长期处于非均衡状态时，将会影响整个电力市场的正常运行。研究采用适当的控制手段来宏观调控电力市场的运营，促使电力市场行为向着更为稳定的方向发展。

(4) 电力市场动态行为的预测。对电力市场动态行为特性进行更为全面、系统的分析，建立更合理、适用的电力市场动态行为的预测模型。

1.4 本文的主要工作及章节安排

阻塞管理和动态行为分析是电力市场研究的两个方面。阻塞管理对电力市场的成功运营起着重要的作用，动态行为的研究是市场有效监管和交易计划合理制定的基础。因此，本文选择阻塞管理和动态行为两个方面作为主要的研究内容。在阻塞管理方面，主要对阻塞管理中交易调整模型、阻塞费用的分摊方法、双边交易裁减模型以及电价区域划分方法进行了深入的研究。在动态行为方面，采用 Cournot 动态博弈模型模拟了电力市场中发电商的博弈过程，重点分析了在此过程中电力市场展现出的混沌动态行为，探讨了实际电力市场动态行为的混沌特性，并借助混沌理论对电价进行了短期预测。

在论文的结构安排上，共分为十章，各章的主要内容介绍如下：

第二章在对现有阻塞管理交易调整模型综述的基础上，给出了交易调整模型的统一描述，并且通过几个性能评价指标，对现有的交易调整模型进行了一定的分析和比较。

第三章探讨了现有的阻塞费用分摊方法，并在此基础上，针对影子价格法和边际微增费用法在实现阻塞费用对阻塞线路分摊中存在的问题，引入了无限多局中人联盟博弈中的 Aumann-Shapley 值，提出了一种基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法。

第四章针对 NERC 制定的交易裁减模型的缺点，考虑了裁减过程中存在的模糊现象，提出了一种基于模糊理论的双边交易裁减模型。

第五章针对现有电价区域划分方法的不足之处，引入模拟人类视觉系统的尺度空间层次聚类算法，提出了一种新的电价区域划分方法。

第六章在考虑电力市场博弈行为的基础上，提出了不计及输电网约束的 Cournot 动态模型，定性分析了两博弈 Cournot 动态模型的 Nash 均衡点及其稳定性，数值仿真出在不同市场参数下的市场动态行为，其中着重探讨了混沌动态行为。

第七章在计及输电网约束的条件下，提出了计及输电网约束的 Cournot 动态模型，并在此基础上，定性分析了两博弈 Cournot 动态模型的 Nash 均衡点及其稳定性，对不同市场参数下市场的动态行为进行了数值仿真，其中着重探讨了混沌动态行为。

第八章采用混沌理论的相空间重构技术，对实际电力市场的电价和负荷变化行为进行了分析，从中发现电价和负荷的动态行为具有混沌运动的特性。

第九章将混沌理论引入电价的预测之中，提出了基于混沌理论的电价预测模型。

第十章对本文的工作进行了总结，概述了本文的重要结论，并展望了下一步将要开展的工作。

2 交易调整模型的统一描述及其对比分析

本章首先对现有的交易调整模型进行了综述；然后在此基础上，给出了交易调整模型的统一描述，它可以包括 Pool 交易模式、双边/多边交易模式以及 Pool + 双边/多边交易模式下现有的各种交易调整模型，为阻塞消除方法的分析和研究提供了一个更为全面的模型框架；最后，通过几个性能评价指标，对现有的交易调整模型进行了一定的分析和比较。

2.1 引言

阻塞是实际电力系统运行中必须避免的一种运行状态。当出现阻塞时，ISO 需要采取一定的措施来加以消除。目前，阻塞消除的手段主要有两种：一种是通过通过对现有输电网络和控制设备的优化调整来消除阻塞；另一种是通过通过对交易计划的调整来消除阻塞。由于第一种阻塞消除方法无法完全消除阻塞，人们纷纷展开了第二种阻塞消除方法的研究，即如何在公平竞争的前提下，以资源最优为目标来合理调整市场参与者的交易计划，从而消除阻塞，确保输电网运行的安全和可靠。

交易调整模型的合理构建是采用交易计划调整的阻塞消除方法实现的关键。目前，许多学者对这一问题展开了深入的研究，提出了各种交易模式，即 Pool 交易、双边/多边交易和 Pool + 双边/多边交易模式下的交易调整模型，以实现市场的公平竞争和资源的最优配置，同时确保阻塞的消除。为了适应实际电力市场运营的要求，世界各国的电力市场对出现阻塞的情况都制定了相应的交易调整规则，采用了各种不同的交易调整模型，其中具有代表性的有英国的 England/Wales 市场、美国的 PJM 和 California 市场以及挪威市场的阻塞管理机制。

本章在对现有交易调整模型综述的基础上，给出了交易调整模型的统一描述，它不仅包括各种交易模式下现有的交易调整模型，而且通过模型参数的不同选取还可以构建出新的交易调整模型，为阻塞消除方法的分析和研究提供了一个更为全面的模型框架。然后，通过几个性能评价指标，对现有的交易调整模型进行了一定的分析和比较。

2.2 符号说明

为了行文的简洁和流畅，现将本章所用的符号在此处进行统一的说明。

2.2.1 与交易有关的符号

$\mathbf{x}$ 为状态变量矢量， $\mathbf{u}$ 为控制变量矢量，它们在不同的交易调整模型中有不同的含义。

$P_{gi}^{reqp}, P_{di}^{reqp}$ 分别为 Pool 交易在节点 i 上的发电功率和负荷功率的计划电量， $\Delta P_{gi}^p, \Delta P_{di}^p$ 分别为 Pool 交易在节点 i 上的发电功率和负荷功率的调整电量， P_{gi}^p, P_{di}^p 分别为调整之后，Pool 交易在节点 i 上的发电功率和负荷功率。

$P_{gi}^{reqm}, P_{di}^{reqm}$ 分别为双边/多边交易 m 在节点 i 上的发电功率和负荷功率的计划电量， $\Delta P_{gi}^m, \Delta P_{di}^m$ 分别为双边/多边交易 m 在节点 i 上的发电功率和负荷功率的调整电量， P_{gi}^m, P_{di}^m 分别为调整之后，双边/多边交易 m 在节点 i 上的发电功率和负荷功率。 $M = \{1, 2, \dots, M\}$ 为双边/多边交易集合。

$\tau_{gi}^p(\Delta P_{gi}^p), \tau_{di}^p(\Delta P_{di}^p)$ 分别为 Pool 交易在节点 i 上的发电功率和负荷功率的调整费用函数或调整量函数， $\tau_{gi}^m(\Delta P_{gi}^m), \tau_{di}^m(\Delta P_{di}^m)$ 分别为双边/多边交易 m 在节点 i 上的发电功率和负荷功率的调整费用函数或调整量函数。

$C_{gi}(P_{gi}^p), B_{di}(P_{di}^p)$ 分别为 Pool 交易在节点 i 上的发电费用函数和用电收益函数， C_{gi}^p, C_{di}^p 和 C_{gi}^m, C_{di}^m 分别为调整节点 i 上单位 Pool 交易或者双边/多边交易的发电功率和负荷功率的价格， $C_{gi}^{p+}, C_{di}^{p+}, C_{gi}^{m+}, C_{di}^{m+}$ 分别为增加节点 i 上单位 Pool 交易和双边/多边交易的发电功率和负荷功率的价格， $C_{gi}^{p-}, C_{di}^{p-}, C_{gi}^{m-}, C_{di}^{m-}$ 分别为减少节点 i 上单位 Pool 交易和双边/多边交易的发电功率和负荷功率的价格， $w_{di}^p, w_{gi}^m, w_{di}^m$ 分别为节点 i 上 Pool 交易的发电功率和双边/多边交易的发电功率和负荷功率的调整加权系数。

t_{ij}^{req} 为发电节点 i 与负荷节点 j 之间的双边交易的计划电量， t_{ij} 为调整之后的双边交易电量， bf_{ij} 为裁减单位双边交易的价格， w_{ij} 为双边交易调整的加权系数。

2.2.2 与输电网有关的符号

$B = \{1, 2, L, N\}$ 为输电网的节点集合, B^m 为交易 m 的节点集合。

$L = \{1, 2, L, L\}$ 为输电线路集合, 线路 l 可用线路端节点 i, j 来表示, 即 $l = \{i, j\} \in L, i, j \in B$; 与节点 i 相连的所有线路的端点集合为 H_i , 集合 $\{i, H_i\}$ 表示与节点 i 相连的所有线路。 $P_{ij}^{\max}$ 为线路 $l = \{i, j\}$ 的最大有功传输功率, P_{ij} 为交易在线路 $l = \{i, j\}$ 产生的有功传输功率。

考虑输电网存在多个区域, 区域集合 $Z = \{1, 2, L, K\}$, 定义区域 $k: Z_k = \{B_k, L_k\}$, 其中 B_k 表示区域 k 中的节点集合, $L_k = \{l: l = \{i, j\}, i, j \in B_k\}$ 表示区域 k 中的线路集合。输电网的区域划分形成了一组区域之间的线路集合, 记为 $\mathfrak{L} = \{1, 2, L, l\}$, 区域 k_1 与 k_2 之间的线路集合为 $\mathfrak{L}_{k_1, k_2} = \{l: l = \{i, j\}, i \in B_{k_1}, j \in B_{k_2}\} \in \mathfrak{L}$ 。

2.3 现有的交易调整模型

基于交易计划调整的阻塞消除问题是一典型的计及输电网约束的优化问题, 所需构建的交易调整模型由两个部分组成, 即优化目标和约束条件。它可以统一表示成如下的数学表达式:

$$\begin{aligned} \min & f(x, u) \\ \text{s.t.} & g(x, u) = 0 \\ & h(x, u) \leq 0 \end{aligned} \quad (2.1)$$

其中: $f(x, u)$ 表示交易调整目标; $g(x, u) = 0$ 表示交易调整模型的等式约束, 包括网络的潮流方程。网络的潮流方程存在两种表现形式: DC 潮流和 AC 潮流, 在计算精度要求高的场合一般采用 AC 潮流, 在计算精度要求低, 速度要求快的场合则采用 DC 潮流; $h(x, u) \leq 0$ 表示交易调整模型的不等式约束, 它包括交易调整量的上下限约束和全部输电线路的传输功率限值约束。在下面具体介绍交易调整模型的过程中, 若没有对模型的某一部分, 如网络的潮流方程、输电线路的传输功率限值约束等做出交代, 其数学表达式即为这里说明的表现形式。

电力市场存在多种交易模式, 如 Pool 交易模式、双边/多边交易模式以及 Pool+

双边/多边交易模式。在不同的交易模式下，对交易调整目标的选取和约束条件的处理不同，因而所构建出的交易调整模型会存在一定程度的差异。下面按照交易模式来分别介绍现有的交易调整模型。

2.3.1 Pool 交易模式下的交易调整模型

在 Pool 交易模式下，发电商和用户首先向 ISO 提交下一交易时段所能提供的电力和价格曲线，即容量标。ISO 根据所有的报价数据，按照供需平衡且发电费用最低或市场效益最大的原则来确定发电计划、负荷计划以及市场电价。当交易计划造成阻塞时，ISO 需要对交易计划进行调整以消除阻塞。此时，交易计划调整的优化目标主要有两类，即调整费用最小和调整量最小。

一、基于调整费用最小的交易调整模型

调整费用最小的优化目标函数是通过交易者上报的调整标来构建的。在 Pool 交易模式下，为了简化交易者的报价环节，往往直接采用容量标来反映交易调整所需的费用，而不再让交易者重新上报调整标。在这一报价体系下，当只有发电商报价时，交易的调整目标为^[8]：

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^N \left[C_{gi} (P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p) - C_{gi} (P_{gi}^{reqp}) \right]$$

它等价于：

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^N C_{gi} (P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p) = \sum_{i=1}^N C_{gi} (P_{gi}^p) \quad (2.2)$$

即调整目标为 Pool 交易的发电费用最小。当发电商和用户同时报价时^[20,21]，交易的调整目标变为了 Pool 交易的总收益最大(为了后文表述的简洁，对一些常用的交易调整模型进行了编号。由式(2.3)所描述的交易调整模型称为模型 1)：

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^N \left[C_{gi} (P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p) - B_{di} (P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^p) \right] = \sum_{i=1}^N \left[C_{gi} (P_{gi}^p) - B_{di} (P_{di}^p) \right] \quad (2.3)$$

其中，发电费用和用电收益函数从 Pool 交易者上报的容量标中获得^[110]。当报价曲线为线性函数时，即发电商的报价函数为：

$$\rho_{gi}(P_{gi}^p) = \alpha_{1gi} P_{gi}^p + \alpha_{0gi} \quad (2.4)$$

用户的报价函数为：

$$\rho_{di}(P_{di}^p) = \beta_{1di}P_{di}^p + \beta_{0di} \quad (2.5)$$

于是, $C_{gi}(P_{gi}^p), B_{di}(P_{di}^p)$ 的数学表达式为:

$$C_{gi}(P_{gi}^p) = \frac{1}{2}\alpha_{1gi}(P_{gi}^p)^2 + \alpha_{0gi}P_{gi}^p \quad (2.6)$$

$$B_{di}(P_{di}^p) = \frac{1}{2}\beta_{1di}(P_{di}^p)^2 + \beta_{0di}P_{di}^p \quad (2.7)$$

以调整费用最小为目标的交易调整方法利用市场参与者上报的交易价值信息来衡量交易调整费用, 尽量以市场的手段来进行阻塞的消除。在实际电力市场运营的早期阶段, 只有 Pool 交易存在的模式下, 如英国的 England/Wales 市场、美国的 PJM、New England 和 New York 市场的初期都采用了这种交易调整模型来进行阻塞的消除^[28-30,42] (目前, 这些市场都引入了双边/多边交易, 已过渡到 Pool+双边/多边交易模式^[28,111,112])。

二、基于调整量最小的交易调整模型

在 Pool 交易模式下, 交易的调整一般是指发电功率的调整, 此时负荷功率不参与调整, 以满足最大的用户电力需求^[31] (只有在通过发电资源的调整仍然无法完全消除阻塞时, 才会进一步考虑负荷功率的裁减^[32])。其交易调整的目标为:

$$\min f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^N |\Delta P_{gi}^p| \quad (2.8)$$

采用以调整量最小为目标的交易调整模型, 交易的调整集中在对阻塞线路的灵敏度系数最大 (包括正灵敏度系数的最大和负灵敏度系数的最大) 的几个发电节点上。这种调整方法不考虑交易计划电量的大小, 交易调整费用的多少等市场因素, 而只是在考虑网络物理特性的基础上来完成阻塞的消除。这种方法在传统的管制模式下常常被采用, 在刚刚由传统管制模式向 Pool 交易模式的过渡阶段, 市场化运营机制很不成熟的情形下会被采用。

2.3.2 双边/多边交易模式下的交易调整模型

在双边/多边交易模式下, 发电商和用户之间通过协商与谈判自行鉴定双边/多边交易, 并将计划电量上报给 ISO。当交易计划造成阻塞时, ISO 通过交易计划的调整以消除阻塞。在交易计划的调整模型中, 调整目标同样具有两种类型: 调整费用最小和调整量最小。

一、基于调整费用最小的交易调整模型

该交易调整模型是在交易者上报的调整标的基础上构建的，其优化目标的数学表达式为^[8,24,40]：

$$\min f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^M (C_{gi}^m \Delta P_{gi}^m + C_{di}^m \Delta P_{di}^m) \quad (2.9)$$

按照交易调整模型是否需要满足市场分离约束，它可以分为两类：①满足市场分离约束^[24,40]（由式(2.9)和(2.10)所描述的交易调整模型称为模型 2）；②不满足市场分离约束^[8]（由式(2.9)所描述的交易调整模型称为模型 3）。双边/多边交易市场的分离约束表达式为：

$$\sum_{i=1}^N (\Delta P_{gi}^m - \Delta P_{di}^m) = 0 \quad (m \in M) \quad (2.10)$$

在交易调整模型中，引入市场分离约束，一方面可以保证在交易调整之后，双边/多边交易的发电功率和负荷功率仍然保持平衡，交易者之间原有的交易关系维持不变。但另一方面，发电功率和负荷功率相等条件的满足又会导致交易的调整费用不可能达到全局最优，即比不考虑市场分离约束时要多一些^[41]。

二、基于调整量最小的交易调整模型

除了通过交易者上报的调整标来修改双边/多边交易计划以外，人们还提出了直接裁减双边/多边交易来消除阻塞的方法。由于在这类交易调整中，交易的电量只会减少而不会增加，因而这类交易调整模型常常被称为交易裁减模型。为了保持双边/多边的交易形式，交易的发电功率和负荷功率的裁减量始终相等，即裁减模型满足市场分离约束。

选取不同的裁减目标，交易裁减模型的裁减特性不同。目前，裁减目标主要由两种类型：交易裁减量之和最小和交易裁减量的加权平方和最小。以交易裁减量之和最小为优化目标的双边交易裁减模型为^[33,34]：

$$\min f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^N \sum_{j>i}^N (t_{ij}^{req} - t_{ij}) \quad (2.11)$$

以交易裁减量的加权平方和最小为优化目标的双边交易裁减模型为^[35-39]：

$$\min f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [w_{ij} (t_{ij}^{req} - t_{ij})^2] \quad (2.12)$$

其中，不同的交易裁减模型选取了不同的加权系数，文献[35,36]采用了完全相同的权

重系数, 即 $w_{ij} = 1 (i=1, L, N; j=1, L, N)$; NERC 采用了交易计划电量的倒数作为交易裁减量的权重系数^[37], 即 $w_{ij} = 1/t_{ij}^{req} (i=1, L, N; j=1, L, N)$ (NERC 采用的交易调整模型称为模型 4); 文献[38,39]则通过交易者上报的愿意付费系数来衡量交易的重要程度, 以此作为权重系数。

采用不同的裁减目标, 裁减模型的交易裁减与交易对阻塞线路的灵敏度系数之间的关系不同, 从而造成了它们不同的裁减特点。采用交易裁减量之和最小的裁减模型, 交易裁减完全取决于交易对阻塞线路的灵敏度系数, 只有灵敏度系数最大的几个交易才会被裁。采用交易调整量加权平方和最小的裁减模型, 交易的裁减在交易对阻塞线路灵敏度系数为正的所有交易之间进行, 裁减量的大小与灵敏度系数的大小成正比, 与交易裁减量的加权系数成反比。

2.3.3 Pool+双边/多边交易模式下的交易调整模型

目前, 在许多实际运营的电力市场, 如英国的 England/Wales 市场、美国的 PJM、New York、New England 和 California 市场以及挪威电力市场等都采用了 Pool 和双边/多边交易共存的混合交易模式。由于多种交易的共存, 如何公平地调整各类交易计划成为了在此交易模式下阻塞消除方法研究的核心。针对不同的交易调整方式, 如是采用调整标资源还是直接调整交易计划, 双边/多边交易是否参与调整, 交易各方是独自上报调整标还是一起上报调整标等, 人们提出了不同的调整目标, 从而构造出不同调整特性的交易调整模型。

一、基于调整费用最小的交易调整模型

Pool、双边和多边等多种交易类型的共存致使交易者上报调整标的形式比只有单一交易类型时多样化。不同的报价形式, 构造了不同的调整目标。

1) 只有Pool交易上报容量标的情形

在此情形下, 双边/多边交易不参与交易计划的调整, 阻塞的消除仅仅依靠 Pool 交易来完成。为了简化 Pool 交易的报价环节, 调整标直接采用 Pool 交易上报的容量标, 即调整目标为^[113]:

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^N \left[C_{gi} (P_{gi}^p) - B_{di} (P_{di}^p) \right] \quad (2.13)$$

在该交易调整模型的等式约束和不等式约束中, 双边/多边交易作为已知的节点注入功

率而进入式(2.1)的控制变量之中(此交易调整模型称为模型 5)。

只有 Pool 交易参与调整的阻塞消除方法默认了双边/多边交易有比 Pool 交易更高的优先级别, 在双边/多边交易比例较高的市场中, 这种方法会导致较差的经济效益, 甚至造成阻塞的不完全消除。目前, 在考虑了电价区域划分的挪威电力市场中, 采用这种方法来进行区域间线路阻塞的消除^[43,44]。

2) Pool、双边/多边交易同时上报调整标的情形

在此情形下, Pool、双边/多边交易都参与交易计划的调整, 这种报价方式可以为市场提供更丰富的调整标资源来消除阻塞, 实现更好的市场经济效益。

当 Pool、双边/多边交易在交易计划的基础上, 上报各自的调整标(包括增标和减标)时。其交易调整模型的优化目标为^[114]:

$$\min f(x) = \left[\sum_{i=1}^N (C_{gi}^p \Delta P_{gi}^p + C_{di}^p \Delta P_{di}^p) + \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^M (C_{gi}^m \Delta P_{gi}^m + C_{di}^m \Delta P_{di}^m) \right] \quad (2.14)$$

目前, 英国的 England/Wales 电力市场采用了这种方法来消除阻塞^[42,114](England/Wales 电力市场采用的交易调整模型称为模型 6)。挪威电力市场也采用了这种方法来实现区域内线路阻塞的消除^[43,44](挪威电力市场采用的交易调整模型称为模型 7, 它包括用于区域间阻塞消除的模型 6 和用于区域内阻塞消除的模型 5)。

为了在交易调整之后, 双边/多边交易仍然满足有功功率和负荷功率相等的条件, 在有些交易调整模型中还需要满足双边/多边交易市场的分离约束(2.10)。

美国 California 的阻塞管理中采用了以式(2.14)为调整目标, 考虑了市场分离约束(2.10)的交易调整模型。由于 California 电力市场的输电网进行了电价区域的划分, 因而它的阻塞消除过程相应地分为两步来进行, 首先在只计及区域间线路传输功率约束的情况下进行区域间线路阻塞的消除, 然后再计及全部线路传输功率的约束来实现区域内线路阻塞的消除^[40,42,45](California 电力市场采用的交易调整模型称为模型 8)。

在 Pool+双边交易的模式中, 为了维持双边交易的交易形式, 简化 Pool 交易的报价环节, 交易的调整通过双边交易双方一起上报的裁减标和 Pool 交易上报的容量标来完成, 其调整目标为^[22,23]:

$$\min f(x) = \left\{ \sum_{i=1}^N [C_{gi}(P_{gi}^p) - B_{di}(P_{di}^p)] + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N b f_{ij}(t_{ij}^{req} - t_{ij}) \right\} \quad (2.15)$$

当 Pool 交易重新上报调整标, 双边交易仍然上报裁减标时, 其调整目标为:

$$\min f(\mathbf{x}) = \left[\sum_{i=1}^N (C_{gi}^p \Delta P_{gi}^p + C_{di}^p \Delta P_{di}^p) + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N b f_{ij} (t_{ij}^{req} - t_{ij}) \right] \quad (2.16)$$

当 Pool 交易的容量标和调整标反映出相同的交易调整费用时, 由式(2.15)和(2.16)所获得的交易优化结果是一样的。目前, 美国的 PJM、New York 和 New England 市场就采用了以式(2.15)为优化目标的交易调整模型来消除阻塞^[25,26,111] (PJM、New York 和 New England 电力市场采用的交易调整模型称为模型 9)。

二、基于调整费用和调整量最小的交易调整模型

文献[39,73]提出了采用 Pool 交易的容量标和裁减 Pool 中的负荷、双边交易等多种交易调整手段来共同消除阻塞的方法, 其交易调整模型的优化目标为:

$$\min f(\mathbf{x}) = \left\{ \sum_{i=1}^N [C_{gi}^p (P_{gi}^p) - B_{di}^p (P_{di}^p)] + \sum_{i=1}^N w_{di}^p (P_{di}^{req} - P_{di}^p)^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_{ij} (t_{ij}^{req} - t_{ij})^2 \right\} \quad (2.17)$$

交易裁减量的多少与交易者上报的愿意付费系数成比例, 为了减少交易的裁减量, 交易者可以上报较高的愿意付费系数。

总体来说, 采用调整标资源, 以调整费用最小为优化目标的交易调整模型可以调动市场参与者的积极性, 以尽量公平和市场化手段来消除阻塞, 在调整标如实反映交易调整费用的前提下可以获得较好的经济效益。然而, 当调整标资源不充足, 或者在市场的竞争程度有限, 交易者上报的调整标偏离实际调整费用太大时, 就需要采用直接调整交易计划, 以调整量最小为目标的交易调整模型来消除阻塞。在实际的电力市场中, 采用何种交易调整模型要根据阻塞消除的阶段、阻塞发生的频率和程度、电力市场的发展状况和电力系统的运营水平等众多因素来综合考虑。

2.4 交易调整模型的统一描述

为了更为全面和系统地分析阻塞消除方法, 下面在总结现有交易调整模型的基础上, 给出了交易调整模型的统一描述。

(1) 调整目标:

$$\min f(\mathbf{x}) = \eta_1 \cdot \sum_{i \in B} [\tau_{gi}^p (\Delta P_{gi}^p) + \tau_{di}^p (\Delta P_{di}^p)] + \eta_2 \cdot \sum_{m \in M} \sum_{i \in B^m} [\tau_{gi}^m (\Delta P_{gi}^m) + \tau_{di}^m (\Delta P_{di}^m)] \quad (2.18)$$

(2) 区域 k 的功率平衡等式约束:

$$\eta_1 \sum_{i \in B_k} (P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p - P_{di}^{reqp} - \Delta P_{di}^p) + \eta_2 \sum_{m \in M} \sum_{i \in B^m \cap B_k} (P_{gi}^{reqm} + \Delta P_{gi}^m - P_{di}^{reqm} - \Delta P_{di}^m) + \sum_{\{i,j\} \in \mathfrak{I}_{k,k'}} P_{ij} = 0$$

$$\forall k \in Z$$

$$(2.19)$$

(3) 区域间线路传输功率的不等式约束:

$$P_{ij} = f_{ij}(P_g^{reqp} + \Delta P_g^p, P_d^{reqp} + \Delta P_d^p, P_g^{reqm} + \Delta P_g^m, P_d^{reqm} + \Delta P_d^m) \leq P_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \mathfrak{I} \quad (2.20)$$

(4) 双边/多边交易市场的分离约束

$$\sum_{i \in B^m} (\Delta P_{gi}^m - \Delta P_{di}^m) = 0 \quad \forall m \in M \quad (2.21)$$

(5) 节点发电功率约束

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p + P_{gi}^{reqm} + \Delta P_{gi}^m \leq P_{gi}^{\max} \quad \forall i \in B \quad (2.22)$$

(6) 节点负荷功率约束

$$P_{di}^{\min} \leq P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^p + P_{di}^{reqm} + \Delta P_{di}^m \leq P_{di}^{\max} \quad \forall i \in B \quad (2.23)$$

其中:

$$P_g^{reqp} = [P_{g1}^{reqp}, L, P_{gN}^{reqp}], \quad \Delta P_g^p = [\Delta P_{g1}^p, L, \Delta P_{gN}^p]$$

$$P_d^{reqp} = [P_{d1}^{reqp}, L, P_{dN}^{reqp}], \quad \Delta P_d^p = [\Delta P_{d1}^p, L, \Delta P_{dN}^p]$$

$$P_g^{reqm} = \left[\sum_{m \in M} P_{g1}^{reqm}, L, \sum_{m \in M} P_{gN}^{reqm} \right], \quad P_d^{reqm} = \left[\sum_{m \in M} P_{d1}^{reqm}, L, \sum_{m \in M} P_{dN}^{reqm} \right]$$

$$\Delta P_g^m = \left[\sum_{m \in M} \Delta P_{g1}^m, L, \sum_{m \in M} \Delta P_{gN}^m \right], \quad \Delta P_d^m = \left[\sum_{m \in M} \Delta P_{d1}^m, L, \sum_{m \in M} \Delta P_{dN}^m \right]$$

目标函数(2.18)由两部分组成, 第一项为 Pool 交易的调整目标, 第二项为双边/多边交易的调整目标。\$\eta_1, \eta_2\$ 分别为 0/1 参数, 为 0 表示交易不参与调整, 为 1 表示交易参与调整。调整目标可以采用两种形式: 以调整费用最小为目标和以调整量最小为目标。具体来说, Pool 交易、双边/多边交易调整目标的数学表达式有如下几种情况:

(1) 采用 Pool 交易上报的容量标, 调整费用函数为:

$$\tau_{gi}^p(\Delta P_{gi}^p) = C_{gi}(P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p) - C_{gi}(P_{gi}^{reqp}) \quad (2.24)$$

$$\tau_{di}^p(\Delta P_{di}^p) = B_{di}(P_{di}^{reqp}) - B_{di}(P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^p) \quad (2.25)$$

此时, 调整目标函数 $\tau_{gi}^p(\Delta P_{gi}^p) + \tau_{di}^p(\Delta P_{di}^p)$ 等价于以 Pool 交易的总收益最大的目标函数,

即 $C_{gi}(P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p) - B_{di}(P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^p)$ 。

(2) 采用 Pool 交易重新上报的调整标, 调整费用函数为:

$$\tau_{gi}^p(\Delta P_{gi}^p) = C_{gi}^p \Delta P_{gi}^p, \tau_{di}^p(\Delta P_{di}^p) = C_{di}^p \Delta P_{di}^p \quad (2.26)$$

并且: $C_{gi}^p = \begin{cases} C_{gi}^{p+}, & \Delta P_{gi}^p > 0 \\ C_{gi}^{p-}, & \Delta P_{gi}^p < 0 \end{cases}, C_{di}^p = \begin{cases} C_{di}^{p-}, & \Delta P_{di}^p > 0 \\ C_{di}^{p+}, & \Delta P_{di}^p < 0 \end{cases}$ 。

(3) 直接调整 Pool 交易, 在一般情况下只有发电功率参与调整, 调整量函数为:

$$\tau_{gi}^p(\Delta P_{gi}^p) = |\Delta P_{gi}^p| \quad (2.27)$$

当必须考虑负荷的裁减时,

$$\tau_{di}^p(\Delta P_{di}^p) = |\Delta P_{di}^p| \text{ 或者 } \tau_{di}^p(\Delta P_{di}^p) = w_{di}^p (\Delta P_{di}^p)^2 \quad (2.28)$$

其中: w_{di}^p 可以选取不同的数值, 如 $w_{di}^p = 1$; $w_{di}^p = 1/P_{di}^{reqp}$; w_{di}^p 为 Pool 用户上报的愿意付费系数。

(4) 采用双边/多边上报的调整标, 调整费用函数为:

$$\tau_{gi}^m(\Delta P_{gi}^m) = C_{gi}^m \Delta P_{gi}^m, \tau_{di}^m(\Delta P_{di}^m) = C_{di}^m \Delta P_{di}^m \quad (2.29)$$

并且: $C_{gi}^m = \begin{cases} C_{gi}^{m+}, & \Delta P_{gi}^m > 0 \\ C_{gi}^{m-}, & \Delta P_{gi}^m < 0 \end{cases}, C_{di}^m = \begin{cases} C_{di}^{m-}, & \Delta P_{di}^m > 0 \\ C_{di}^{m+}, & \Delta P_{di}^m < 0 \end{cases}$ 。当双边交易(发电节点为 i , 负荷节点为 j)一起上报裁减标时, 有 $C_{gi}^m = C_{dj}^m = C_{gi}^{m-} = C_{dj}^{m-}$ 。

(5) 直接裁减双边/多边交易, 调整量函数为:

$$\tau_{gi}^m(\Delta P_{gi}^m) = |\Delta P_{gi}^m|, \tau_{di}^m(\Delta P_{di}^m) = |\Delta P_{di}^m| \quad (2.30)$$

或者:

$$\tau_{gi}^m(\Delta P_{gi}^m) = w_{gi}^m (\Delta P_{gi}^m)^2, \tau_{di}^m(\Delta P_{di}^m) = w_{di}^m (\Delta P_{di}^m)^2 \quad (2.31)$$

其中: w_{gi}^m, w_{di}^m 可以选取不同的数值, 如 $w_{gi}^m = 1, w_{di}^m = 1$; $w_{gi}^m = 1/P_{gi}^{reqm}, w_{di}^m = 1/P_{di}^{reqm}$; w_{gi}^m, w_{di}^m 为交易者上报的愿意付费系数。

在输电网进行电价区域划分的情况下, 每个区域等价成一个节点, 节点的功率平衡等式约束和线路传输功率的不等式约束变为区域内的功率平衡等式约束(2.19)和区

域间线路传输功率的不等式约束(2.20)。它们可以采用 AC 潮流模型和简化的 DC 潮流模型来表示。

双边/多边交易市场的分离约束(2.21)确保调整之后，双边/多边交易中发电功率和负荷功率相等，在忽略输电网损的情况下，Pool 交易的发电功率和负荷功率自然平衡。市场分离约束的满足保持了原有交易者之间的交易形式，不会因为交易调整而产生交易者不愿进行的交易。

在电力市场的阻塞管理中，存在着交易模式和管理方法的不同选择，如交易模式是否同时包括 Pool 交易、双边/多边交易，输电网是否进行电价区域划分，在阻塞消除中双边/多边交易是否参与调整，在调整中是否满足双边/多边交易市场的分离约束，交易的调整是通过交易者上报的调整标来完成，还是通过直接调整交易电量来实现等。对应这些交易模式和管理方法的不同选择，在阻塞管理中所需要采用的交易调整模型都可以通过对交易调整模型的统一描述式(2.18)~(2.31)中相应项的不同选取来实现，从而构造出各种不同的交易调整模型，以适应不同电力市场运营中阻塞管理的需要。针对 2.3 节所介绍的现有交易调整模型，表 2.1 显示出其中一些常用的交易调整模型在统一描述(2.18)~(2.31)中相应的表示形式，其它交易调整模型也可在统一描述中找出相应的表示形式，由于篇幅所限，文中不再一一列出。

2.5 交易调整模型的对比分析

2.5.1 性能评价指标

下面在交易调整模型的统一描述(2.18)~(2.31)下，定义了几个性能评价指标，用以比较各种交易调整模型的特性。

一、市场收益

市场收益为市场中所有用户的用电收益与发电商的发电费用之差，即；

$$Bf = \sum_{i \in B} \left[B_{di} \left(P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^{p*} \right) - C_{gi} \left(P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^{p*} \right) \right] + \sum_{m \in M} \sum_{i \in B^m} \left[B_{di} \left(P_{di}^{reqm} + \Delta P_{di}^{m*} \right) - C_{gi} \left(P_{gi}^{reqm} + \Delta P_{gi}^{m*} \right) \right]$$

其中，“*”代表通过求解交易调整模型获得的最优值。市场的总收益越大，表明市场的经济效益越好。

表 2.1 现有交易调整模型在统一描述中的相应表示
Table 2.1 Representation of the existing transaction adjustment models
in the model framework

模型编号	交易模式	分区数	目标函数(2.18) 中参数的选取	式 (2.19)	式 (2.20)	式 (2.21)	式 (2.22)	式 (2.23)
模型 1	Pool	$k = N$	$\eta_1 = 1 \eta_2 = 0$ 式(2.24)、(2.25)	√	√		√	√
模型 2	双边/多边	$k = N$	$\eta_1 = 0 \eta_2 = 1$ 式(2.29)	√	√	√	√	√
模型 3	双边/多边	$k = N$	$\eta_1 = 0 \eta_2 = 1$ 式(2.29)	√	√		√	√
模型 4	双边	$k = N$	$\eta_1 = 0 \eta_2 = 1$ 式(2.31)	√	√	√	√	√
模型 5	Pool+双边	$k = N$	$\eta_1 = 1 \eta_2 = 0$ 式(2.24)、(2.25)	√	√		√	√
模型 6	Pool+双边	$k = N$	$\eta_1 = 1 \eta_2 = 1$ 式(2.26)、(2.29)	√	√		√	√
模型 7	区域间	Pool+双边	$k < N$ $\eta_1 = 1 \eta_2 = 0$ 式(2.24)、(2.25)	√	√		√	√
	区域内		$k = N$ $\eta_1 = 1 \eta_2 = 1$ 式(2.26)、(2.29)	√	√		√	√
模型 8	区域间	Pool+双边/ 多边	$k < N$ $\eta_1 = 1 \eta_2 = 1$ 式(2.26)、(2.29)	√	√	√	√	√
	区域内		$k = N$ $\eta_1 = 1 \eta_2 = 1$ 式(2.26)、(2.29)	√	√		√	√
模型 9	Pool+双边	$k = N$	$\eta_1 = 1 \eta_2 = 1$ 式(2.24)、(2.25)、 (2.29)	√	√	√	√	√

二、参与者的市场操纵行为对市场收益的影响

参与者为了操纵市场的电价，往往抬高它的报价，使报价曲线偏离实际的发电成本函数或用电效益函数。此时，由交易调整模型获得的优化结果会偏离实际的最优点，从而导致市场总收益的下降，下降的程度反映了参与者的市场操纵行为对市场经济效益的影响程度。这种影响程度越小表明阻塞管理机制抵抗市场参与者博弈行为的能力越强，阻塞消除方法越好。

三、参与者的自由选择程度

在竞争的商品市场中，市场应当为参与者提供更多的选择权利，使其不仅能进行多种形式的电能交易，而且有充分的自由参与阻塞的管理。参与者的自由选择程度越多，体现出阻塞管理中市场化管理的程度越大。

2.5.2 对比分析

一、输电网络和市场交易数据

为了比较不同交易调整模型的特性，本文以 IEEE-14 节点系统(系统接线图见图 2.1)为例来进行计算与分析。修改后的 IEEE-14 节点系统如下：

(1) 假设输电网络为无损网络，采用 DC 潮流模型，所有输电线路的最大有功传输功率为 100MW。

(2) 系统中有 5 个发电商和 5 个用户，发电节点上发电商的容量标报价函数和负荷节点上用户的容量标报价函数，即式(2.4)和(2.5)中系数的设定值见表 2.2 和 2.3。

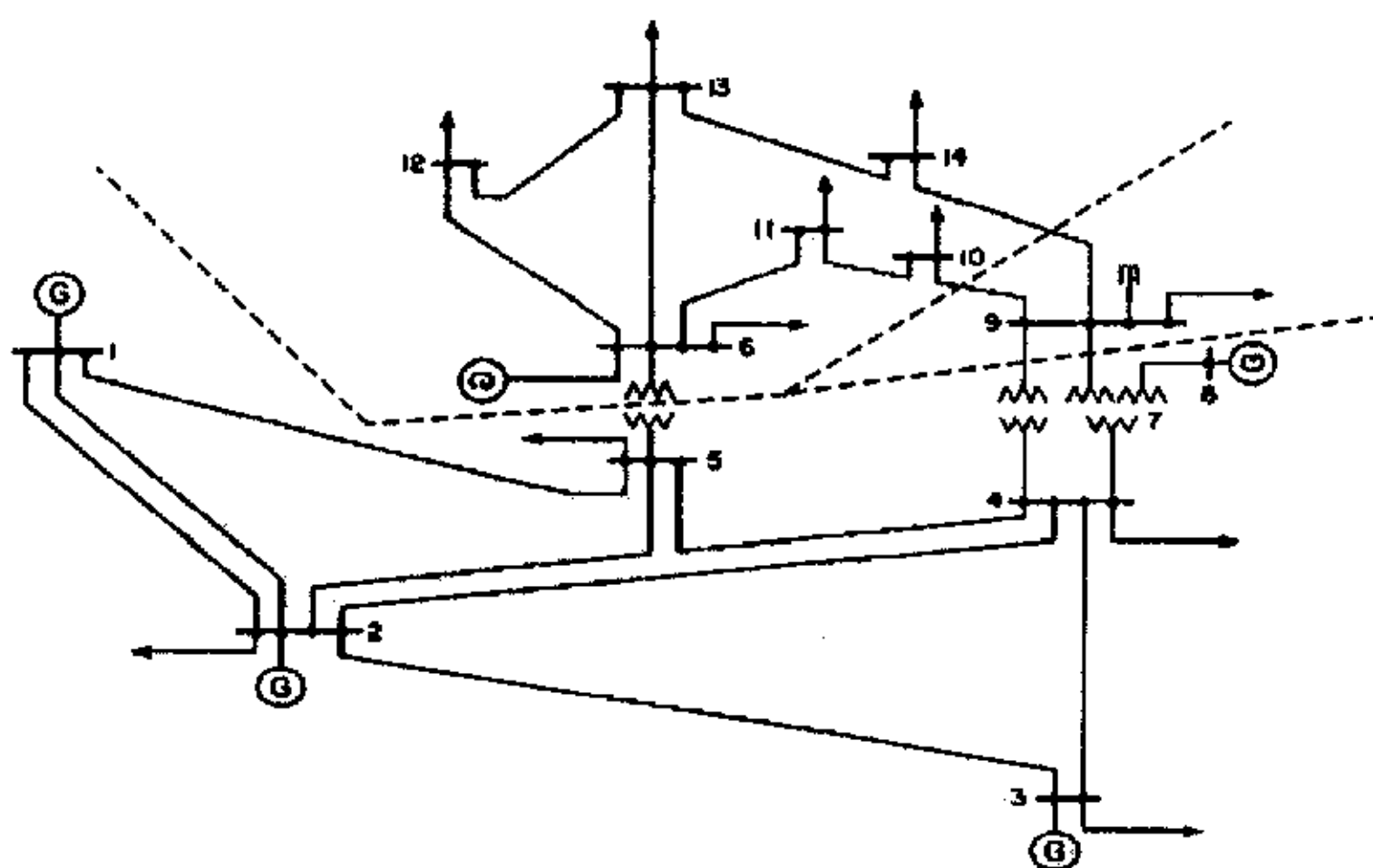


图 2.1 IEEE 14 节点系统
Fig. 2.1 IEEE 14 bus system

表 2.2 节点的发电报价
Table 2.2 Nodal generator bids

节点号	$\alpha_1 (\$/MWh)$	$\alpha_0 (\$)$	$P_{gi}^{\max} (MW)$	$P_{gi}^{\min} (MW)$
1	0.01066	11.669	200	0
2	0.01778	10.333	200	0
3	0.01482	10.833	200	0
6	0.01700	10.833	200	0
8	0.01700	10.833	200	0

表 2.3 节点的负荷报价
Table 2.3 Nodal customer bids

节点号	$\beta_1 (\$/MWh)$	$\beta_0 (\$)$	$P_{di}^{max} (MW)$	$P_{di}^{min} (MW)$
10	-0.01066	14.000	200	0
11	-0.01778	13.000	200	0
12	-0.01482	13.000	200	0
13	-0.01482	13.000	200	0
14	-0.01482	13.000	200	0

(3) 考虑几种不同的市场交易情形，见表 2.4。G 代表发电节点集合，D 代表负荷节点集合。

(4) 为了便于交易调整模型之间的比较，在 Pool 和双边/多边交易中的发电商和用户上报的调整标与它们的容量标报价相一致，即：

$$\tau_{gi}^p(\Delta P_{gi}^p) = C_{gi}(P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p) - C_{gi}(P_{gi}^p), \quad \tau_{di}^p(\Delta P_{di}^p) = B_{di}(P_{di}^{reqp}) - B_{di}(P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^p)$$

$$\tau_{gi}^m(\Delta P_{gi}^m) = C_{gi}(P_{gi}^{reqm} + \Delta P_{gi}^m) - C_{gi}(P_{gi}^{reqm}), \quad \tau_{di}^m(\Delta P_{di}^m) = B_{di}(P_{di}^{reqm}) - B_{di}(P_{di}^{reqm} + \Delta P_{di}^m)$$

(5) 为了操纵市场的电价，节点 2 的发电商抬高它的报价，改变后的报价参数显示在表 2.5 中。

表 2.4 电能交易情况
Table 2.4 Power exchange cases

Case	交易形式	交易的节点组合				
1	Pool	G=[1,2,3,6,8] D=[10,11,12,13,14]				
2	Pool、双边	G=[1,2,3] D=[10,11,12]	G=[6] D=[13]	G=[8] D=[14]		
3	双边	G=[1] D=[10]	G=[2] D=[11]	G=[3] D=[12]	G=[6] D=[13]	G=[8] D=[14]

表 2.5 节点 2 的发电商抬高报价之后的发电报价
Table 2.5 Generator bids at bus 2 after increasing price parameters

节点号	$a_1 (\$/MWh)$	$a_0 (\$)$	$P_{gi}^{max} (MW)$	$P_{gi}^{min} (MW)$
2	0.01778	12.000	200	0

二、计算结果

1) 不考虑输电网约束时的市场收益

针对表 2.4 给出的 3 种交易情况，在不考虑输电网约束的条件下，按照各交易的

收益最大来安排交易计划(在实际的电力市场运营中, 双边/多边交易是通过交易者之间不断谈判来自行签订的。在这里假设签订的交易计划可以达到交易各方利益的最大, 实现市场总收益的最优)。在此交易计划安排下, 系统总的收益以及交易计划造成的阻塞情况见表 2.6。

表 2.6 在不考虑输电网约束条件下市场收益和线路阻塞情况

Table 2.6 Market benefit and congestion condition without considering network constraints

Case	1	2	3
交易模式	Pool	Pool+双边	双边
总负荷(MW)	392.24	393.65	393.65
市场收益(\$)	518.21	512.94	454.23
阻塞线路	5-6,7-9,9-10	5-6,7-9,9-10	5-6,7-9,9-10

由此可以看出, Pool 交易市场的收益最大。在存在双边/多边交易的市场中, 双边/多边交易市场分离约束的满足造成了收益最大的交易计划安排只能是局部最优, 总的收益会比 Pool 交易的少, 其中只有双边交易存在的市场, 收益最小。

根据阻塞线路的情况, 将输电网分成 3 个区域, 见图 2.1。

2) 阻塞消除后的市场收益

针对上面 3 种交易情况, 分别采用各自不同的交易调整模型来消除阻塞。阻塞消除后, 交易调整模型相对应的市场总收益见表 2.7。表 2.7 显示出 Pool 交易模式下的交易调整模型可以获得最好的收益。

表 2.7 阻塞消除后的市场收益

Table 2.7 Market benefit after congestion relief

交易模式	Pool	Pool+双边					双边		
模型编号	模型 1	模型 5	模型 6	模型 7	模型 8	模型 9	模型 2	模型 3	模型 4
Case	1	2	2	2	2	2	3	3	3
总负荷(MW)	299.71	268.52	299.71	299.71	294.24	294.24	299.71	303.51	303.13
市场收益(\$)	475.97	430.83	475.97	475.97	471.61	471.61	475.97	424.79	424.63

在 Pool+双边交易模式下, 模型 6 和 7 采用交易上报的调整标来消除阻塞, 并且由于在调整过程中不需要满足市场分离约束, 因而它们实现了交易调整的全局最优, 其市场收益达到了 Pool 交易模式下的市场收益水平。模型 8 和 9 要求满足市场分离约束。在此约束的控制下, 交易的调整只能是局部最优的, 调整模型所能达到的市场收益水平相应会比模型 6 和 7 的要小一些。在模型 5 中, 只有 Pool 交易参与调整, 此时

所导致的市场收益比其它模型均要小。

在双边交易模式下，模型 2 利用交易上报的调整标，经过全局最优的调度，获得了与 Pool 交易模式下同样的市场收益。模型 3 在满足市场分离约束的条件下，对调整标资源进行了局部最优的调度，市场收益有所下将。模型 4 则采用了交易裁减的方法，即以裁减量最小为目标来进行阻塞的消除，它导致了较低的市场收益。

从上面的计算结果可以看出，输电网是否进行电价区域的划分对交易的调整结果，市场收益的水平不会有影响，如考虑输电网电价区域划分的模型 6 与不考虑输电网电价区域划分的模型 7 的计算结果一样。

3) 市场操纵后的市场收益

假设为了操纵市场的电价，节点 2 的发电商故意抬高其报价，使报价偏离实际的发电边际成本。在改变报价后，首先在不考虑输电网约束的情况下，重新安排交易计划，市场收益以及交易计划所造成的阻塞情况见表 2.8。由此可以看出，由于发电商的市场操纵行为，在不同的交易情形下，市场收益得到了不同程度的下降。此时，Pool 交易模式的总负荷和市场收益下降程度最大，受市场操纵行为的影响最大；而双边交易模式受市场操纵行为的影响最小，总负荷和市场收益的下降程度最小。

表 2.8 在不考虑输电网约束情况下的市场收益和线路阻塞情况
Table 2.8 Market benefit and congestion condition without considering network constrains

Case	1	2	3
交易模式	Pool	Pool+双边	双边
总负荷(MW)	344.18	346.77	346.7698
减少的总负荷(MW)	48.06	46.88	46.88
市场收益(\$)	446.46	444.891	415.16
减少的市场收益(\$)	71.75	68.05	39.07
阻塞线路	7-9,9-10	5-6,7-9,9-10	5-6,7-9,9-10

注：减少的总负荷和市场收益是指在不考虑输电网约束的前提下市场操纵后的总负荷、市场收益与市场操纵前的总负荷、市场收益之差。

随后，针对 3 种交易情形，采用相应的交易调整模型来调整交易计划，阻塞消除后，系统的总负荷和市场收益见表 2.9。在此情形下，Pool 交易的总负荷和市场收益下降最多，受到市场操纵行为的影响最大。

在 Pool+双边交易模式和双边交易模式下，采用不同的交易调整模型，因参与者的市场操纵行为所造成的市场收益的下降程度不同。其中，以调整费用最小为目标，且不满足市场分离约束的模型 2、6 和 7 的总负荷和市场收益下降最多，所受影响最大；

表 2.9 阻塞消除后的市场收益
Table 2.9 Market benefit after congestion relief

交易模式	Pool	Pool+双边					双边		
模型编号	模型 1	模型 5	模型 6	模型 7	模型 8	模型 9	模型 2	模型 3	模型 4
Case	1	2	2	2	2	2	3	3	3
总负荷(MW)	278.70	262.24	278.70	278.70	281.47	281.47	278.70	295.35	296.64
减少的总负荷(MW)	21.01	6.28	21.01	21.01	12.77	12.77	21.01	8.16	6.49
市场收益(\$)	407.69	371.43	407.69	407.69	410.34	410.34	407.69	391.81	398.16
减小的市场收益(\$)	68.28	59.40	68.28	68.28	61.28	61.28	68.28	32.98	26.47

模型 3、8 和 9 满足的市场分离约束削弱了市场操纵行为的影响，其总负荷和市场收益的下降程度有所减少；在模型 4 的交易调整中，阻塞的消除是通过双边交易的裁减来完成的，而裁减过程没有引入参与者的报价信息，因此所受市场操纵行为的影响较小。在模型 5 的交易调整中，双边交易不参与调整，市场操纵行为只可能对 Pool 交易造成影响，因而总负荷和市场收益的下降程度同样较小。

三、比较结果

依据给出的几个性能指标和上面的计算结果，对不同的交易调整模型进行了比较分析，结果显示在表 2.10 中。

表 2.10 不同交易调整模型之间的比较
Table 2.10 Comparison between different transaction adjustment models

交易模式	Pool	Pool+双边					双边		
模型编号	模型 1	模型 5	模型 6	模型 7	模型 8	模型 9	模型 2	模型 3	模型 4
市场收益	大	较小	大	大	较大	较大	大	小	小
市场操纵的影响	大	较小	大	大	较大	较大	大	小	小
参与者的选择程度	小	较大	大	大	大	大	较大	较大	小
注：参与者的选择程度小：参与者只能选择一种交易形式，且无法选择是否参与阻塞管理；参与者的选择程度较大：参与者能选择多种交易形式，且无法选择是否参与阻塞管理或者参与者只能选择一种交易形式，但可以选择是否参与阻塞管理；参与者的选择程度大：参与者能选择多种交易形式，且可以选择是否参与阻塞管理。									

在竞争的电力市场中，采用交易调整模型所带来的市场收益越大，所受市场操纵行为的影响越小，参与者的自由选择程度越大，则交易调整模型的性能越好。从表 2.10 可以看出，没有那一种交易调整模型的各项性能指标都是最好的，而只能将各项性能指标综合起来，从中选择较好的调整模型。在实际的电力市场中，交易调整模型的具

体选择还要考虑电力市场的发展水平、竞争程度、输电网的规模、阻塞发生的频率和电力系统的运营水平等众多实际问题。

通过对现有交易调整模型的性能分析和比较，可以得出如下几点结论：

(1) 总体上说，Pool+双边/多边交易模式下的交易调整模型的性能优于只有 Pool 交易或者双边交易模式下的交易调整模型。其中模型 8 和 9，即 California 和 PJM 电力市场采用的交易调整模型的各项性能综合起来要优于其它模型。

(2) 以购买调整标费用最小为目标的交易调整模型比以调整量最小为目标的调整模型可以获得更好的市场经济效益，但当调整标不能如实反映交易调整费用时，市场收益却会受到较大影响。因而，该调整模型适用于市场化运营比较成熟，竞争程度较激烈的市场，否则应当考虑采用以调整量最小为目标的交易调整模型。

(3) 在交易调整过程中，市场分离约束的满足会导致市场收益的下降，但当市场存在操纵行为时，它却能减弱市场操纵行为对市场收益的影响。

2.6 小结

本章对现有的交易调整模型进行了综述，并在此基础上，给出了交易调整模型的统一描述，它不仅包括 Pool 交易模式、双边/多边交易模式以及 Pool+双边/多边交易模式下现有的各种交易调整模型，而且通过模型中相应参数的不同选取，还可以构建出新的交易调整模型，为阻塞消除方法的分析和研究提供了一个更为全面的模型框架。

然后，通过给出的 3 个性能评价指标，即市场收益、市场操纵行为对市场收益的影响和参与者的自由选择程度，对现有的交易调整模型进行了一定的分析和评价，显示出 Pool+双边/多边交易模式下的交易调整模型的性能总体上优于只有 Pool 交易或者双边交易模式下的交易调整模型。

3 基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法

本章针对阻塞费用分摊方法中，影子价格法和边际微增费用法在实现阻塞费用对阻塞线路的分摊过程中存在的不合理性，引入无限多局中人联盟博弈中的 Aumann-Shapley 值，提出了一种基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊法。该方法克服了阻塞消除顺序对分摊结果的影响，实现了阻塞费用在阻塞线路上的公平分摊，并且通过 Gauss 积分法获得了较为简单和精确的计算结果。

3.1 引言

随着电力市场改革的深入开展，阻塞管理已成为输电网管理的重要组成部分。在电力市场条件下，阻塞管理并不只是对阻塞的消除，还必须为消除阻塞的费用进行合理的定价和分摊。阻塞费用的合理定价必须实现阻塞费用在市场成员之间的公平分摊，促进输电网的有效使用，从而减少阻塞的发生。而且只有对阻塞费用进行合理定价，才能真正做到在阻塞情况下非歧视地对待所有市场交易者，从而实现输电网的公平开放。因此，阻塞费用的合理定价成为了阻塞管理研究中的核心和焦点问题。

阻塞费用分摊法是一种重要的阻塞费用定价方法，它根据市场成员对阻塞的贡献大小来直接分摊阻塞费用，它具有明显的合理特征，且不会产生阻塞盈余。目前，很多文献报道了阻塞费用分摊法的研究成果^[8,30,51,56-58]，提出的分摊方法主要分成两个步骤来进行，即首先将总的阻塞费用分摊给阻塞线路，然后根据交易对阻塞线路传输功率的贡献，将阻塞线路的阻塞费用分摊给各市场交易。关于第一个步骤的实现，文献[8]提出了影子价格法。该方法利用阻塞线路的影子价格来完成，由于只是通过阻塞费用与阻塞线路传输功率之间的微增关系来实现它们之间的分摊，因此该方法存在明显的不合理性。基于此，文献[56]提出了一种改进方法——边际微增费用法，它采用了两种不同阻塞消除顺序下为消除线路阻塞所需费用，即线路的边际费用和微增费用的平均值作为阻塞线路的阻塞费用。但是该方法并不能完全克服阻塞消除顺序对分摊结果的影响，仍然具有一定的不合理性。从以上分析可以看出，影子价格法和边际微增费用法并没有真正实现阻塞费用对阻塞线路的公平分摊，为此本章对该领域进行了深入的分析研究。

Shapley 值是 n 人联盟博弈理论中的一种解的概念，它实现了联盟总体效益在各局

中人之间的公平、有效分配。Shapley 值已被成功应用在输电费用的分摊问题上^[115-117]。Aumann-Shapley 值是 Shapley 值理论在无限多局中人联盟博弈中的一种延拓。利用 Aumann-Shapley 值，文献[118]实现了 Pool 交易模式下阻塞费用对负荷的分摊。在这些研究的基础上，本章将 Aumann-Shapley 值运用于阻塞费用对阻塞线路的分摊之中，提出了一种新的阻塞费用分摊方法。该方法借助 Aumann-Shapley 值，计算出所有阻塞消除顺序下为消除线路阻塞所需的平均费用作为阻塞线路的阻塞费用，完全克服了阻塞消除顺序对分摊结果的影响，从而真正实现了阻塞费用在阻塞线路上的公平分摊，并且通过 Gauss 积分法较为简单和精确地计算出分摊结果，使该方法具有了实际应用的可能。

3.2 现有阻塞费用分摊方法回顾及评价

阻塞费用分摊法是直接将阻塞费用分摊给市场交易的一种阻塞定价方法。在按照交易引起阻塞的责任来合理分摊阻塞费用的前提下，该方法既可为阻塞费用提供合理的电价信号，维持一定的市场效率，又可完全回收阻塞费用。目前，普遍认为它可分成两个步骤来进行^[8]：第一个步骤是将阻塞费用分摊给阻塞线路，得到每条阻塞线路的阻塞费用；第二个步骤是根据市场交易对阻塞线路的贡献，将每条阻塞线路的费用分摊给各市场交易。

3.2.1 阻塞费用在阻塞线路之间的分摊

一、影子价格法

阻塞线路的影子价格反映出阻塞费用与阻塞线路传输功率之间的灵敏度系数。文献[8]按照阻塞线路影子价格的大小来完成阻塞费用在阻塞线路之间的分摊。阻塞线路 l 的阻塞费用为：

$$C_l = \frac{\mu_l \Delta P_{ll}}{\sum_l \mu_l \Delta P_{ll}} \cdot C_T$$

其中： μ_l 为阻塞线路 l 的影子价格； ΔP_{ll} 为线路 l 的传输功率与最大传输功率之差，表示线路的阻塞程度； C_T 为总的阻塞费用。该方法通过阻塞费用与阻塞线路传输功率之间的微增关系来实现它们之间的分摊。当线路的阻塞程度较轻时，阻塞消除后线路传输功率将低于其最大传输功率，线路的影子价格为 0，此时它分摊的阻塞费用为 0，这

显然具有不合理性^[56]。

二、边际微增费用法

只考虑阻塞线路 l ，为消除该条线路的阻塞所需的费用为阻塞线路 l 的边际费用 C_l^{mg} 。采用阻塞线路的边际费用作为线路阻塞费用的分摊方法称为边际费用法。除了阻塞线路 l ，考虑其它所有的阻塞线路，消除这些线路的阻塞所需的费用为 C_l^{L-l} ，于是，阻塞线路 l 的微增费用 $C_l^m = C_T - C_l^{L-l}$ 。采用阻塞线路的微增费用作为线路阻塞费用的分摊方法称为微增费用法。

边际费用法和微增费用法的主要区别在于消除阻塞线路的顺序不同，边际费用法是将所研究的阻塞线路排在第一位来进行消除，而微增费用法则是将所研究的阻塞线路排在最后一位来进行消除。由于阻塞消除问题的非线性，阻塞消除的不同顺序会造成它们完全不同的阻塞费用。只采用某一种阻塞消除顺序计算出的线路阻塞费用不能准确反映出消除该条线路所需的阻塞费用。而且由边际费用法和微增费用法计算出的线路阻塞费用并不能正好回收全部阻塞费用，会产生较大的误差项（即回收的阻塞费用与总阻塞费用之差），误差项的进一步处理反映出该方法的不合理性。

为了克服边际费用法和微增费用法的缺点，文献[56]提出了一种改进方法——边际微增费用法。该方法是将阻塞线路的边际费用和微增费用的平均值作为线路阻塞费用的一种分摊方法。它通过采用两种阻塞消除顺序来计算线路的阻塞费用，比边际费用法和微增费用法更好地反映出消除线路阻塞所需的费用。但是，这种处理并没有完全解决阻塞消除顺序对分摊结果的影响，同样会产生一定的误差，仍然具有不合理的特征。

3.2.2 线路阻塞费用在交易之间的分摊

第二个步骤实现的关键在于计算出交易对阻塞线路传输功率的贡献。按照交易对阻塞的贡献大小便可实现线路阻塞费用对交易的分摊。目前，计算交易对线路传输功率贡献的方法大致有如下三大类：

一、基于灵敏度系数的方法

节点注入功率对线路传输功率的灵敏度系数可以用来评估交易对输电线路的使用程度，实现线路阻塞费用对交易的分摊。常用的灵敏度系数有基于 DC 潮流的分布系数 (Distribution Factors, 简称为 DFs)，如发电转移分布系数 GSDFs^[60]、广义发电分布

系数 GGDFs 和广义负荷分布系数 GLDFs^[119]以及基于 AC 潮流的线路利用系数^[61]等。

当网络潮流方程采用 DC 潮流模型时，灵敏度系数为常数，与系统的运行状态无关，线路传输功率可以完全地分摊给各交易。当网络潮流方程采用 AC 潮流模型时，由于它的非线性特点，按照灵敏度系数获得的交易对线路传输功率的贡献之和一般不等于线路的总传输功率，产生的误差项需要进一步处理。基于此，文献[62]提出了一种改进方法，该方法沿着交易等速率增加的方向，进行交易对线路传输功率的灵敏度系数的积分，以得到更为合理的分摊结果。

二、潮流比较法

潮流比较法通过比较一些不同情况下的潮流来确定各交易对线路传输功率的贡献程度，它包括边际比较法、微增比较法和边际微增比较法等。

边际比较法根据各交易的边际潮流来确定其对线路传输功率的贡献。一个交易在某条线路上的边际潮流是指只有此交易存在的情况下线路的传输功率。微增比较法根据各交易的微增潮流来确定其对线路传输功率的贡献。一个交易在某条线路上的微增潮流是指所有交易都存在时和除所研究的交易之外其它交易都存在时该线路的传输功率之差^[63,64]。边际微增比较法采用交易的边际潮流和微增潮流的平均值作为交易对线路传输功率的贡献^[65]。

由于潮流方程是非线性的，每个交易被加入到系统中的顺序不同，其对网络中潮流的影响也就不同。这几种方法的主要区别在于对交易加入系统中的顺序不同。边际比较法是考虑所研究的交易第一个加入系统时对线路传输功率的影响，微增比较法是考虑所研究的交易最后一个加入系统时对线路传输功率的影响，边际微增比较法则综合考虑了边际比较法和微增比较法的结果。

三、潮流跟踪法

潮流跟踪法是基于正比例的分享原则，直接跟踪线路传输功率的流动，从而得到发电机或负荷对线路传输功率贡献的一种拓扑分析方法。潮流跟踪法可以分为两种算法：Bialek 算法^[66]和 Kirschen^[68]算法。Bialek 算法假设每个节点的功率流入量在功率流出量之间正比例的分享，通过顺流跟踪，得到发电机对线路传输功率的贡献；通过逆流跟踪，得到负荷对线路传输功率的贡献。Kirschen 算法定义了节点组 common，其为由相同的发电机供电的一些相连的节点集合，并假设 common 的功率流入量在功率流出量之间正比例的分享。在此基础上，计算出发电机(或负荷)对 common 的贡献，进一步获得发电机(或负荷)对 common 中负荷(或发电机)及线路传输功率的贡献。

综上所述，阻塞费用分摊方法从不同的角度，考虑了市场交易对阻塞的责任，并在此基础上实现了阻塞费用在市场交易之间的分摊。在现有的阻塞费用分摊方法中，影子价格法和边际微增费用法在实现阻塞费用对阻塞线路的分摊方面仍然存在不合理的特征，影响了阻塞费用分摊法的公平性与合理性。下面引入无限多局中人联盟博弈理论中的 Aumann-Shapley 值，提出下一种基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法，为实现阻塞费用在阻塞线路之间的合理分摊提供了一条新途径。

3.3 Shapley 值

3.3.1 联盟博弈

定义 3.1 一个联盟博弈 (Coalitional Game) 包括^[120]：

- (1) 一个有限集合 $N = \{1, 2, \dots, n\}$ ，即局中人集合。
- (2) N 的每个非空子集 S (一个联盟) 都指定一个实数 $v(S)$ 的特征函数 v 来描述。

其中： $v(S)$ 被称为联盟 S 的值 (Worth)，它表示 S 中成员无需求助于 S 之外的局中人所能得到的效用的总量。

定义 3.2 令 $\langle N, v \rangle$ 为一联盟博弈，其中局中人集合为 $N = \{1, 2, \dots, n\}$ 。支付配置 (Payoff Allocation) 就是 $\mathbf{R}^N$ 中的任一向量 $\mathbf{x} = (x_i)_{i \in N}$ ，其中每个分量 x_i 都被解释为对局中人 i 的效用支付。

定义 3.3 一个支付配置 $\mathbf{x} = (x_i)_{i \in S}$ 对联盟 S 是可行的，当且仅当

$$\sum_{i \in S} x_i \leq v(S)$$

3.3.2 Shapley 值

1953 年 Shapley 公理化地探讨了联盟博弈中局中人的期望支付配置问题，提出了 n 人联盟博弈中满足 3 个公理的一种期望支付配置，即 Shapley 值^[121]。

公理 3.1 (对称性) 对于 $\mathbf{R}^{L(N)}$ (即 N 上的联盟博弈集，为一个 $(2^{|N|} - 1)$ 维向量空间) 中的任一 v ，任一置换 $\pi: N \rightarrow N$ 及 N 中任一局中人 i ，满足：

$$\phi_{\pi(i)}(\pi v) = \phi_i(v)$$

其中： $\phi_i(v)$ 为局中人 i 的期望支付，局中人集合 N 的一个置换是指任一函数 $\pi: N \rightarrow N$ ，使得对 N 中的每个 j ， N 中恰存在一个 i 使 $\pi(i) = j$ 。

Shapley 的第一个公理断言，一个局中人在博弈中的角色才是唯一重要的，而不是它在 N 中的特定名称或标号。

公理 3.2(载体公理) 对于 $R^{L(N)}$ 中的任一 v 和任一联盟 R ，若 R 是 v 的一个载体，则：

$$\sum_{i \in R} \phi_i(v) = v(R)$$

其中：联盟 R 是联盟博弈 v 的一个载体的充分必要条件为：

$$v(S \cap R) = v(S), \forall S \subseteq N$$

如果 R 是 v 的一个载体，那么所有不在 R 中的局中人称为 v 的虚设局中人，它们进入任何联盟都不会改变该联盟的价值。Shapley 的第二个公理断言，一个载体中的局中人应该在它们中间分摊联合价值，而对虚设局中人不予分配。

公理 3.3(线性性) 对于 $R^{L(N)}$ 中的任意两个联盟博弈 v 或 w ，满足 $0 \leq p \leq 1$ 的任意 p ，及 N 中的任何一个局中人 i ，均有：

$$\phi_i(pv + (1-p)w) = p\phi_i(v) + (1-p)\phi_i(w)$$

Shapley 证明了存在唯一的一个映射 ϕ ，称为 Shapley 值，满足以上 3 个公理。

定理 3.1 恰好存在一个函数 $\phi: R^{L(N)} \rightarrow R^N$ ，满足上述公理 3.1、3.2 和 3.3。对于 N 中的每个 i 和 $R^{L(N)}$ 中每个 v ，这个函数都满足下述方程^[134]：

$$\phi_i(v) = \sum_{S \subseteq N-i} \frac{|S|!(|N|-|S|-1)!}{|N|!} (v(S \cup \{i\}) - v(S)) \quad (3.1)$$

对式(3.1)表示的 Shapley 值可以作如下解释：假设所有局中人按某个顺序排列进入联盟博弈中，所有排列都是同等可能的。局中人在这个队列中可有 $|N|!$ 个不同的排序方式，对于一个不包括 i 的集 S ，存在 $|S|!(|N|-|S|-1)!$ 种不同的方式对局中人排序，使得 S 是队列中 i 前面的局中人集。当局中人 i 进入联盟时，它对联盟的边际贡献为 $v(S \cup \{i\}) - v(S)$ 。于是，在这个随机排序进入的情况下，任一局中人的 Shapley 值是其进入时的期望边际贡献，或者任一局中人对联盟的平均边际贡献。

3.2.3 Aumann-Shapley 值

1974 年, Aumann 和 Shapley 将 Shapley 值的理论延拓到无限多局中人的联盟博弈之中, 确定了无限联盟博弈的 Aumann-Shapley 值^[121,122]。

定理 3.2 $r = (r_h)_{h \in H}$ 是一个分数联盟 (Fractional Coalition) 的充分必要条件是 $r \in [0,1]^H$, 其中 H 为一有限集, 它表示局中人的类组成的集合, 并假设每类都有无穷多个局中人; 每个分量 r_h 为第 h 类局中人的测度, 可以解释为第 h 类局中人在这个联盟所占的比例。

定理 3.3 一个无穷局中人的无限联盟博弈为: $f: [0,1]^H \rightarrow \mathbf{R}$ (f 为无限联盟博弈的特征函数, 对于 $r \in [0,1]^H$, $f(r)$ 表示此博弈中一个分数联盟 r 的价值), 若 $f(0) = 0$, 且 $f(\cdot)$ 在 $[0,1]^H$ 上连续, $f(r)$ 关于 r_h 的偏导数 $\partial f / \partial r_h(r)$ 满足 $r_h > 0$ 的每个 r 处是非负且连续的, 则博弈 f 的第 h 类局中人的期望边际贡献, 即 Aumann-Shapley 值为:

$$\phi_h(f) = \int_0^1 \frac{\partial f(\alpha \mathbf{1})}{\partial r_h} d\alpha \quad (3.2)$$

其中: 0 表示 $[0,1]^H$ 中所有的分量都是 0 的向量, $\mathbf{1}$ 表示 $[0,1]^H$ 中所有分量都是 1 的向量, 对任一数 α , $\alpha \mathbf{1}$ 表示所有分量都是 α 的向量, 集 $\{\alpha \mathbf{1} | 0 < \alpha < 1\}$ 被称为 $[0,1]^H$ 的主对角线。

3.4 基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊

3.4.1 阻塞费用的计算

在 Pool+双边/多边交易模式下, ISO 对所有的市场交易计划 (包括 Pool 交易、双边/多边交易计划) 进行网络约束的检验。若交易计划造成阻塞, 则 ISO 根据交易者上报的调整标来进行交易计划的调整。在这种情况下, 交易调整的数学模型可由第 2 章中交易调整模型(2.18)~(2.31)来描述 (不考虑输电网的区域划分, 不考虑市场的分离约束), 即具体的数学表达式为:

$$\min F = \sum_{i \in B} \left[\tau_{gi}^p(\Delta P_{gi}^p) + \tau_{di}^p(\Delta P_{di}^p) \right] + \sum_{m \in M} \sum_{i \in B^m} \left[\tau_{gi}^m(\Delta P_{gi}^m) + \tau_{di}^m(\Delta P_{di}^m) \right] \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned}
s.t. \quad & \Delta P_{gi}^p - \Delta P_{di}^p + \sum_{m \in M} (\Delta P_{gi}^m - \Delta P_{di}^m) - \sum_{l \in \{i, H_i\}} \Delta P_{ll} = 0 \quad \forall i \in B \\
& P_{ll}^{org} + \Delta P_{ll} \leq P_{ll}^{\max} \quad \forall l \in L \\
& P_{gi}^{\min} \leq P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p + P_{gi}^{reqm} + \Delta P_{gi}^m \leq P_{gi}^{\max} \quad \forall i \in B \\
& P_{di}^{\min} \leq P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^p + P_{di}^{reqm} + \Delta P_{di}^m \leq P_{di}^{\max} \quad \forall i \in B
\end{aligned}$$

式中变量的含义见第 2 章。

采用原对偶内点法求解问题(3.3)。通过引入松弛变量，将不等式约束变为等式约束，并对松弛变量应用对数壁垒，改造后的 Lagrange 函数为：

$$\begin{aligned}
\min F = & \sum_{i \in B} [\tau_{gi}^p (\Delta P_{gi}^p) + \tau_{di}^p (\Delta P_{di}^p)] + \sum_{m \in M} \sum_{i \in B} [\tau_{gi}^m (\Delta P_{gi}^m) + \tau_{di}^m (\Delta P_{di}^m)] - \quad (3.4) \\
& \sum_{i \in B} \lambda_i \left[\Delta P_{gi}^p - \Delta P_{di}^p + \sum_{m \in M} (\Delta P_{gi}^m - \Delta P_{di}^m) - \sum_{l \in \{i, H_i\}} \Delta P_{ll} \right] - \\
& \sum_{l \in L} \mu_l (P_{ll}^{org} + \Delta P_{ll} + s_{upl} - P_{ll}^{\max}) - \\
& \sum_{i \in B} \pi_{lgi} (P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p + P_{gi}^{reqm} + \Delta P_{gi}^m - s_{lgi} - P_{gi}^{\min}) - \\
& \sum_{i \in B} \pi_{ugi} (P_{gi}^{reqp} + \Delta P_{gi}^p + P_{gi}^{reqm} + \Delta P_{gi}^m + s_{ugi} - P_{gi}^{\max}) - \\
& \sum_{i \in B} \pi_{udi} (P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^p + P_{di}^{reqm} + \Delta P_{di}^m + s_{udi} - P_{di}^{\max}) - \\
& \sum_{i \in B} \pi_{ldi} (P_{di}^{reqp} + \Delta P_{di}^p + P_{di}^{reqm} + \Delta P_{di}^m - s_{ldi} - P_{di}^{\min}) + \\
& r \left(\sum_{l \in L} \ln s_{upl} + \sum_{i \in B} \ln s_{lgi} + \sum_{i \in B} \ln s_{ugi} + \sum_{i \in B} \ln s_{ldi} + \sum_{i \in B} \ln s_{udi} \right)
\end{aligned}$$

其中： $s_{upl} \geq 0, s_{ugi} \geq 0, s_{lgi} \geq 0, s_{udi} \geq 0, s_{ldi} \geq 0, r \geq 0$ 。

通过求解无约束问题(3.4)的极值，可获得各节点交易调整的功率值、购买调整标的费用 F (F 代表通过优化求解交易调整模型获得的阻塞费用)以及 Lagrange 乘子。

当输电线路阻塞时，优化模型中的不等式约束成为有效约束，对应的 Lagrange 乘子 $\mu_l \neq 0$ ，此时 μ_l 被称为阻塞线路 l 的影子价格，并具有如下关系^[123]：

$$\mu_l = - \frac{\partial F}{\partial P_{ll}^{\max}} \quad (3.5)$$

式(3.5)反映出线路最大传输功率减小一个单位所造成的阻塞费用的增加值。

在获得阻塞费用 F_* 以后，便可以进行阻塞费用的分摊。下面借助无限多局中人联盟博弈理论中的 Aumann-Shapley 值来有效解决这一问题。

3.4.2 基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法

一、阻塞费用在阻塞线路之间的分摊

假设输电网有 Lc 条线路发生阻塞，为了公式的书写方便，将阻塞线路重新编号，记为：1,2,L , Lc 。在线路阻塞消除的过程中，这些线路上的传输功率从 $P_{l1}^{org}, L, P_{llc}^{org}$ 降至 P_{l1}, L, P_{llc} ，低于或等于它们的最大传输功率 $P_{l1}^{max}, L, P_{llc}^{max}$ 。连续改变 3.4.1 节中交易调整模型中线路的最大传输功率（非阻塞线路的最大传输功率不变），使其从 $P_{l1}^{org}, L, P_{llc}^{org}$ 降至 $P_{l1}^{max}, L, P_{llc}^{max}$ ，可以看出阻塞费用随着线路最大传输功率的减小而增加，线路传输功率逐渐下降直至消除阻塞。

将阻塞线路的最大传输功率视为变量，记为： p_{l1}, L, p_{llc} 。阻塞费用 f 会因 p_{l1}, L, p_{llc} 的递减而增加，因此 f 可以看成是 p_{l1}, L, p_{llc} 的函数，即：

$$f = f(p_{l1}, L, p_{llc})$$

其中： $f(P_{l1}^{org}, L, P_{llc}^{org}) = 0$ ； $f(P_{l1}^{max}, L, P_{llc}^{max}) = F_*$ 。

于是，可以推出：

$$F_* = \int_{(P_{l1}^{org}, L, P_{llc}^{org})}^{(P_{l1}^{max}, L, P_{llc}^{max})} \left(\frac{\partial f}{\partial p_{l1}} dp_{l1} + \frac{\partial f}{\partial p_{llc}} dp_{llc} \right)$$

其中，由 p_{ll} 产生的费用，即为消除线路 l 的阻塞所需支付的阻塞费用 F_l 为：

$$F_l = \int_{(P_{l1}^{org}, L, P_{llc}^{org})}^{(P_{l1}^{max}, L, P_{llc}^{max})} \frac{\partial f}{\partial p_{ll}} dp_{ll} \quad (3.6)$$

式(3.6)中的一条积分路径描述了阻塞线路上最大传输功率的一种下降过程，反映出一种消除线路阻塞的顺序，选择不同的积分路径或消除顺序，由式(3.6)会得出不同的线路阻塞费用 F_l 。

应用无限多局中人联盟博弈理论中 Aumann-Shapley 值，将 Lc 条阻塞线路看成为一个联盟， f 为联盟的特征函数。其中阻塞线路 l ($l=1,2,L, Lc$) 为联盟中的一类子集，

p_{ll} 表示子集的测度, $p_{ll} \in [P_{ll}^{org}, P_{ll}^{\max}]$ 。运用式(3.2), 可以获得阻塞线路 l 对阻塞费用的期望边际贡献, 即为消除线路 l 的阻塞所需的平均阻塞费用为:

$$\bar{F}_l = (P_{ll}^{\max} - P_{ll}^{org}) \int_0^1 \frac{\partial f}{\partial p_{ll}}(t, L, t) dt \quad (3.7)$$

其中: $t = \frac{p_{ll} - P_{ll}^{org}}{P_{ll}^{\max} - P_{ll}^{org}} (l=1, 2, L, Lc)$ 。

从式(3.7)可以看出, 在线路传输功率从 $P_{l1}^{org}, L, P_{llc}^{org}$ 到 $P_{l1}^{\max}, L, P_{llc}^{\max}$ 的变化过程中, 由 p_{ll} 产生的平均阻塞费用为式(3.6)沿点 $P_{l1}^{org}, L, P_{llc}^{org}$ 至点 $P_{l1}^{\max}, L, P_{llc}^{\max}$ 的对角线方向进行积分。

值 $\bar{F}_l (l=1, 2, L, Lc)$ 反映出在所有阻塞消除顺序下, 为消除线路 l 的阻塞所需费用的平均值, 并且满足 Shapley 值的三个公理。公理 1 显示出通过置换改变阻塞线路的消除顺序将不会影响值 $\bar{F}_l$, 即基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法可以避免阻塞消除顺序对分摊结果的影响; 公理 2 显示出 $\sum_l \bar{F}_l = F$, 即基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法可以保证阻塞费用的完全回收。因而, 基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法实现了阻塞费用在阻塞线路之间的合理分摊。

应用 Gauss-Legendre 求积公式, 由式(3.7)可得:

$$\begin{aligned} \bar{F}_l &= \frac{1}{2} (P_{ll}^{\max} - P_{ll}^{org}) \int_{-1}^1 \frac{\partial f}{\partial p_{ll}}(x, L, x) dx \\ &= \frac{1}{2} (P_{ll}^{\max} - P_{ll}^{org}) \sum_{i=0}^k \left(A_i \frac{\partial f}{\partial p_{ll}}(x_i, L, x_i) \right) \quad (l=1, 2, L, Lc) \end{aligned} \quad (3.8)$$

其中: A_i, x_i 分别代表 k 点 Gauss-Legendre 求积公式中的系数和节点, 且

$$p_{ll} = \frac{(x+1)(P_{ll}^{\max} - P_{ll}^{org})}{2} + P_{ll}^{org}$$

已知 x_i , 可以获得对应的一个点 (p_{l1}, L, p_{llc}) , 将 p_{l1}, L, p_{llc} 作为优化模型中对应线路的最大传输功率, 通过优化求解, 可以得到阻塞线路的影子价格 μ_{l1}, L, μ_{llc} , 它们分别表示在点 (p_{l1}, L, p_{llc}) 上的 $\partial f / \partial p_{l1}, L, \partial f / \partial p_{llc}$ 值, 代入式(3.8)可得:

$$\bar{F}_l = \frac{1}{2} (P_{ll}^{\max} - P_{ll}^{org}) \sum_{i=0}^k (A_i \mu_l(x_i, L, x_i)) \quad (l=1, 2, L, Lc) \quad (3.9)$$

于是，从式(3.9)可以计算出每条阻塞线路的阻塞费用。

二、线路阻塞费用在交易之间的分摊

在获得阻塞线路的阻塞费用以后，即可进行线路阻塞费用在市场交易之间的分摊。线路阻塞费用对交易的分摊主要是按照交易对阻塞线路传输功率的贡献程度来进行。在前面 3.2.3 节潮流比较法的介绍中，可以看出交易加入系统的顺序不同，它在阻塞线路上产生的功率会不一样，即对阻塞线路传输功率的贡献不同。为了消除交易参与顺序带来的影响，同样可以利用 Aumann-Shapley 值来计算交易对阻塞线路传输功率的贡献。

假设输电系统有 M 个交易 (Pool 交易作为一个多边交易)，为了公式的书写方便，将所有交易重新编号，记为：1, 2, L, M 。交易加入输电系统的过程相当于在其发电节点上注入正的有功功率，而在负荷节点上注入相同大小的负的有功功率。随着交易的逐一进入，阻塞线路上的传输功率从 $(0, L, 0)$ 开始逐渐增加，直到 $(P_{li}^{org}, L, P_{lc}^{org})$ 。

将所有交易看成为一个联盟，阻塞线路上的传输功率 P_{ll} 为联盟的特征函数。其中交易 m ($m=1, 2, L, M$) 为联盟中的一类子集，它的节点功率 P_i^m ($i \in B$) 表示子集的测度， $P_i^m \in [0, P_{gi}^{reqm} - P_{di}^{reqm}]$ 。运用式(3.2)，可以获得交易 m 对阻塞线路传输功率的期望或平均边际贡献为：

$$\bar{P}_{ll}^m = \sum_{i \in B^m} \left[(P_{gi}^{reqm} - P_{di}^{reqm}) \int_0^1 \frac{\partial P_{ll}}{\partial P_i^m}(t, L, t) dt \right] \quad (3.10)$$

其中： $t = \frac{P_i^m}{P_{gi}^{reqm} - P_{di}^{reqm}} \quad (m=1, 2, L, M)$ 。

从式(3.10)可以看出，交易 m 在阻塞线路上产生的平均传输功率为沿点 $\{0, L, 0\}$ 至点 $(P_{gi}^{req1} - P_{di}^{req1}, L, P_{gi}^{reqM} - P_{di}^{reqM})$ 的对角线方向进行积分，即沿着所有交易的注入功率等速率增加的方向积分。

当潮流方程采用 DC 潮流时，节点注入功率对线路传输功率的灵敏度系数为常数。此时，交易 m 对阻塞线路传输功率的期望或平均边际贡献为：

$$\bar{P}_{ll}^m = \sum_{i \in B^m} \left[(P_{gi}^{reqm} - P_{di}^{reqm}) \frac{\partial P_{ll}}{\partial P_i^m} \right] \quad (3.11)$$

在求取了交易对阻塞线路传输功率的贡献之后，便可计算出各种交易所需支付的阻塞费用。对于 Pool 交易还需应用潮流跟踪法计算出 Pool 交易中各发电商和用户对线路传输功率的贡献，进而实现阻塞费用在 Pool 交易内部的分摊。

3.4.3 算例

以 6 节点系统为例，给出了采用基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊法进行费用分摊的计算结果。6 节点系统的接线图如图 3.1 所示，为了简化计算，设每条线路的电抗值相等。输电网络现有 4 个双边交易，交易造成 3 条输电线路阻塞，每条阻塞线路上的传输功率以及各交易对它们的贡献见表 3.1。

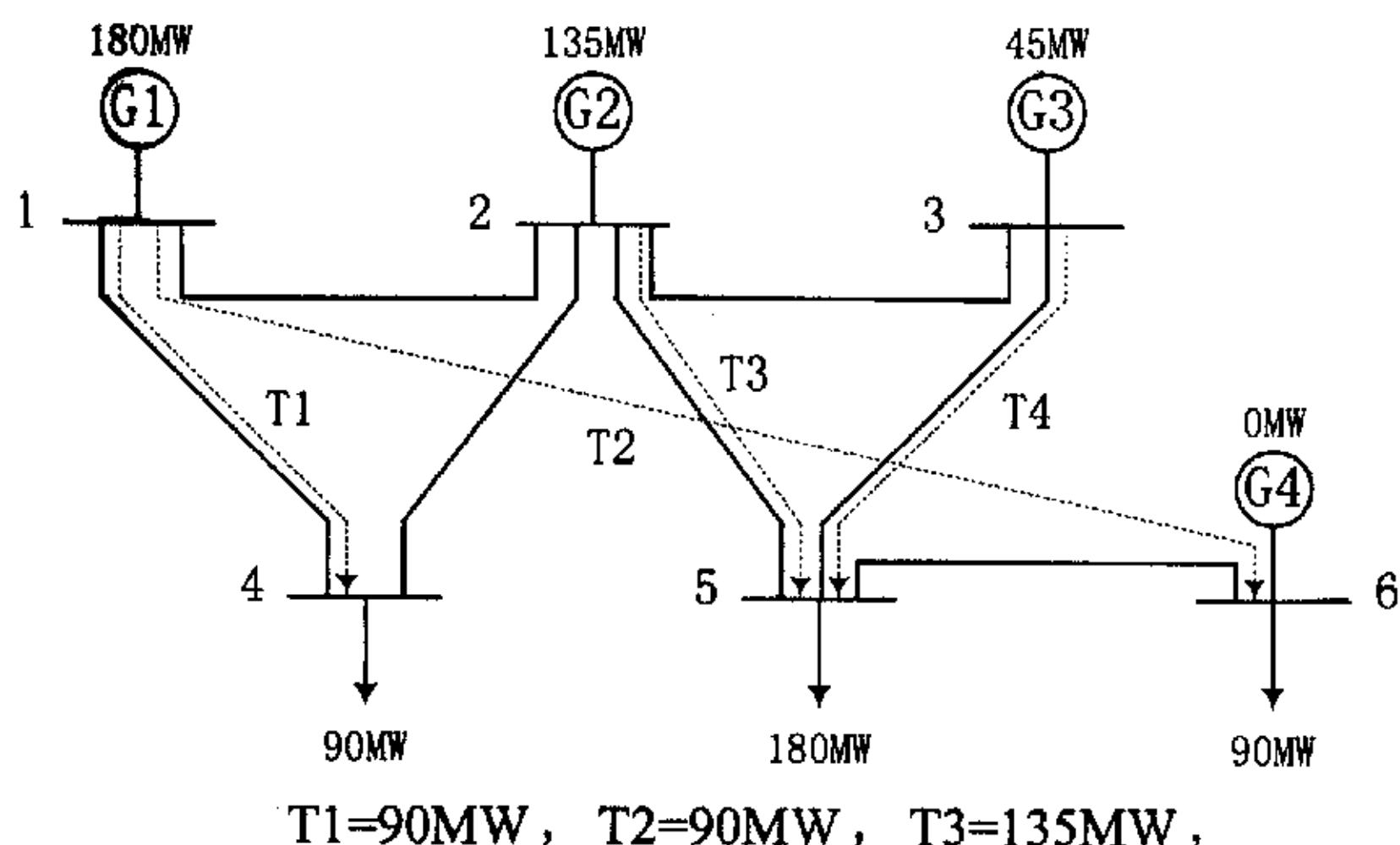


图 3.1 6 节点系统

Fig. 3.1 6-bus power system

表 3.1 阻塞线路传输功率在各交易上的分配

Table 3.1 Allocation of congested line flows to transactions

线路	最大传输功率 (MW)	传输功率 (MW)	交易 1 (MW)	交易 2 (MW)	交易 3 (MW)	交易 4 (MW)
1-2	60	90	0	60	0	0
2-5	70	165	0	60	90	15
3-5	45	105	0	30	45	30

为消除阻塞，交易上报调整标，各发电商上报的调整标的报价曲线见图 3.2。通过交易调整模型的优化求解，需要购买的调整标费用为 5600 ¥/hr，即阻塞费用为 5600 ¥/hr，各发电商的出力调整显示如图 3.3。

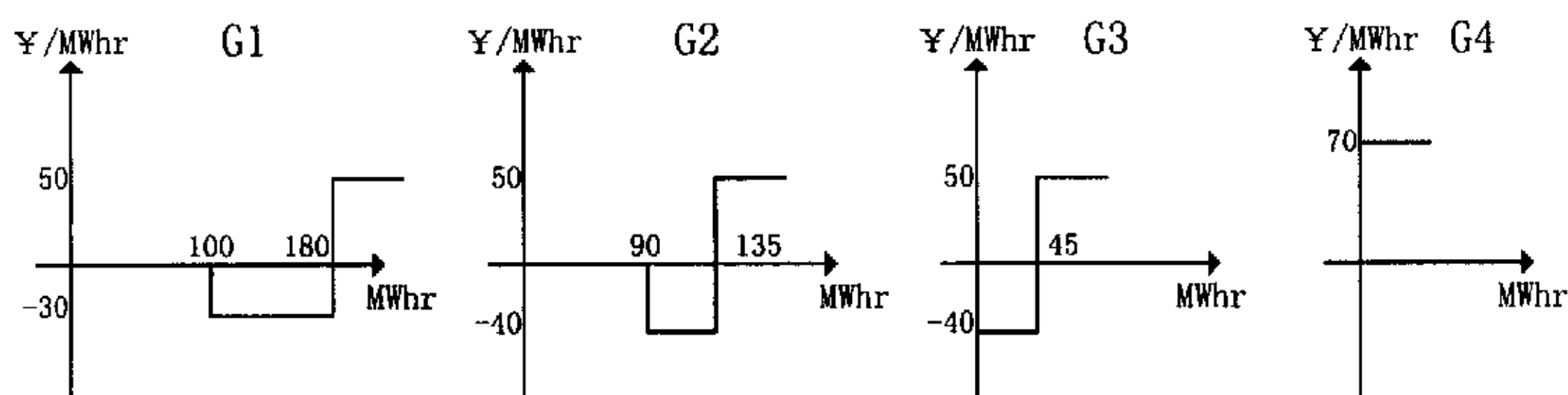


图 3.2 发电商的增减标报价曲线

Fig. 3.2 Price curves of generation incremental and decremental bids

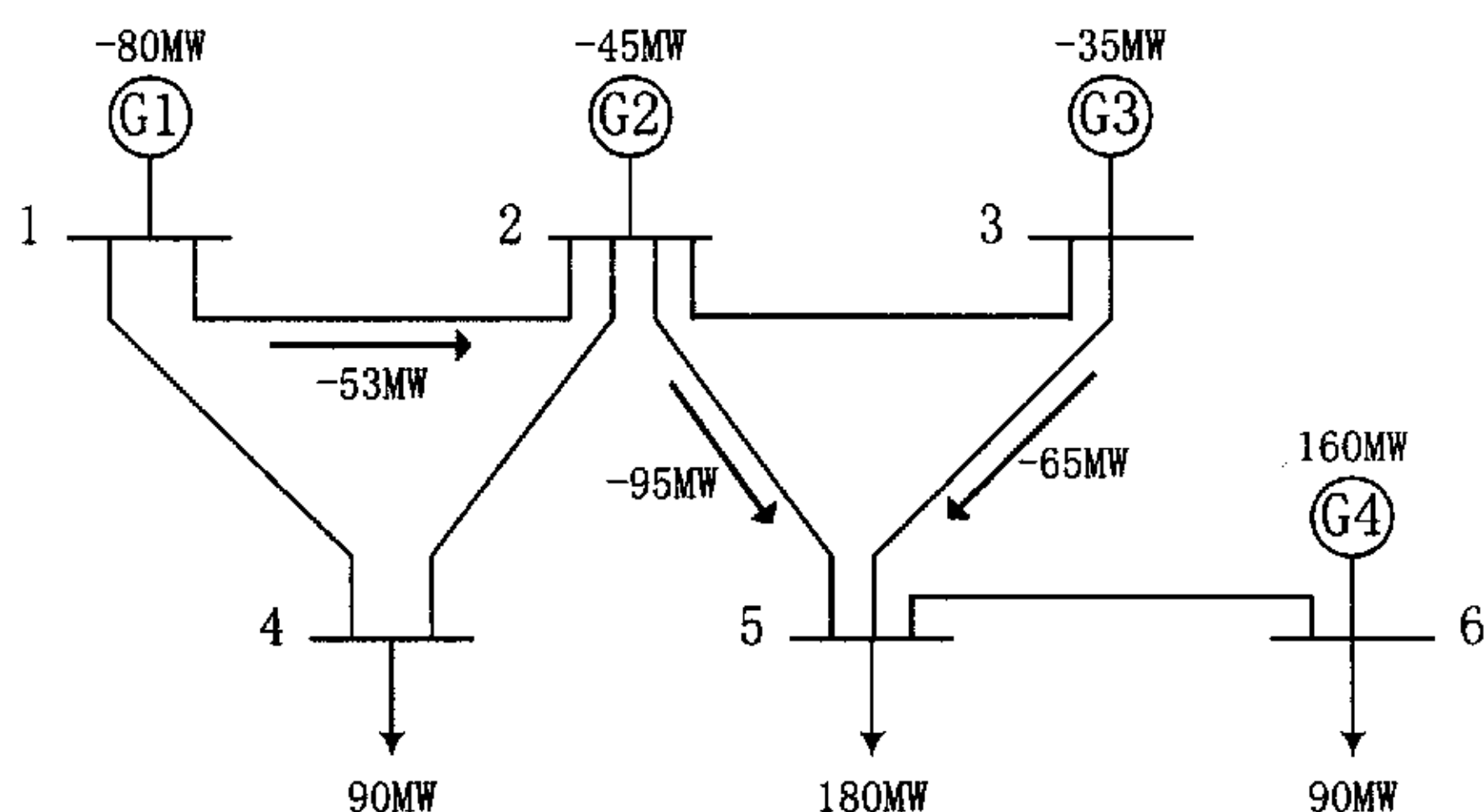


图 3.3 用于阻塞消除的发电商出力调整量

Fig. 3.3 Generation redispatch for congestion relief

下面将 5600 ¥/hr 的阻塞费用分摊给 3 条阻塞线路。各种分摊方法的计算结果见表 3.2。由于线路 2-5 的阻塞情况最严重，线路 2-5 阻塞的消除使线路 1-2 和 3-5 的传输功率位于其最大传输功率以下，从而使 1-2 和 3-5 的影子价格为 0。影子价格法^[8]根据线路的影子价格来分摊阻塞费用，因而线路 1-2 和 3-5 分摊的阻塞费用为 0，这显然是不合理的。边际微增费用法^[56]的分摊结果比较合理，但只考虑了两种阻塞消除顺序的边际微增费用(边际费用和微增费用的平均值)出现了-900 ¥/hr 的误差，这表明该方法的不公平性。基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊法计及了所有阻塞消除顺序，分摊结果合理，采用 6 节点 Gauss-Legendre 求积公式，计算简单，由数值积分公

式产生的误差很小(仅为-4¥/hr)，误差项所带来的不公平影响可以忽略。

表 3.2 阻塞费用在阻塞线路上的分摊
Table 3.2 Allocation of congestion cost to congested lines

线路		1-2	2-5	3-5	合计
分摊方法					
影子价格法	影子价格(¥/hr)	0	90	0	
	阻塞费用(¥/hr)	0	5600	0	5600
边际微增法 (单位:¥/hr)	边际费用	1800	5600	4500	
	微增费用	0	1100	0	
	边际微增费用	900	3350	2250	6500
	误差项	-146	-462	-292	-900
	阻塞费用	754	2888	1958	5600
Aumann-Shapley 值 分摊法 (单位:¥/hr)	由积分公式 计算的费用	272	3847	1485	5604
	误差项	-0.6	-2.1	-1.3	-4
	阻塞费用	271	3845	1484	5600

然后进行阻塞费用在双边交易之间的分摊，获得各交易所需支付的阻塞费用，计算结果见表 3.3。交易 T2 和 T3 是造成阻塞的主要交易，所支付的阻塞费用最高；而交易 T1 只是由于并行潮流造成了阻塞程度最轻的线路 1-2 的阻塞，它所支付的阻塞费用很少，这表明了基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊法的分摊结果是合理的。

表 3.3 阻塞费用对各交易的分摊
Table 3.3 Allocation congestion cost to transactions

交易	阻塞费用(¥/hr)
T1	90.3
T2	2002.8
T3	2733.4
T4	773.5
合计	5600

3.5 小结

本章首先对阻塞费用分摊法进行了回顾和评价，指出采用影子价格法和边际微增

费用法在实现阻塞费用对阻塞线路的分摊中存在一些不合理的地方。为了克服这些方法的缺点，提出了一种基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法。该方法利用 Aumann-Shapley 值，计算出所有阻塞消除顺序下为消除线路阻塞所需的平均费用作为阻塞线路的阻塞费用，克服了阻塞消除顺序对分摊结果的影响，并且通过 Gauss 积分法较为简单和精确地计算出分摊结果，从而实现了阻塞费用在阻塞线路上的公平分摊。最后，采用 6 节点系统说明了基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊法的结果优于影子价格法和边际微增费用法。

4 基于模糊理论的双边交易裁减模型

针对 NERC 制定的交易裁减模型的缺点,考虑了裁减过程中存在的模糊现象,本章提出了基于模糊理论的双边交易裁减模型。该模型首先建立起交易裁减的模糊集合,用隶属度来表征交易隶属于裁减集合的程度,有效减缓了 PTDF 计算误差对交易裁减的影响,减少了交易者博弈行为的发生概率。然后在此基础上引入线路传输功率的模糊约束,建立起双边交易裁减的模糊优化模型,在输电网运行的允许范围内,实现了比非模糊优化模型更少的交易裁减量。

4.1 引言

在双边交易模式下,阻塞消除的方法主要有两种:基于调整标的交易调整和交易裁减。基于调整标的交易调整采用交易者上报的调整标,通过构建以调整费用最小为目标的优化模型来完成^[8,40]。从第二章的分析可以看出,该方法可以积极发挥交易者参与阻塞管理的能动性,尽量以市场的手段来进行交易的调整。当市场中交易调整标资源丰富时,可以通过该方法来消除阻塞。在调整标如实反映交易调整价值的前提下,能获得在输电网约束允许范围内最好的经济效益。此时,输电系统的容量得到最大利用,市场交易得以最大满足。

然而,当市场中交易调整标资源短缺时,或者在输电网发生意外事故,无交易调整标资源时,ISO 就必须启用交易裁减方法来消除阻塞。另外,在交易者数量较少,竞争程度十分有限的市场中,交易者很容易操纵市场,在最大利益的驱动下交易上报的调整标难以真正反映出交易调整的价值。此时,市场也需要采用交易裁减方法来消除阻塞。虽然交易裁减会影响电力市场运营的经济效率,但它却是电力市场中不可缺少的一种阻塞消除手段。

交易裁减研究的关键在于采用何种交易裁减模型来实现最少的交易裁减以及公平的交易裁减。目前,北美可靠性委员会 NERC 制定了双边交易裁减规则,并应用在东部互联电网的阻塞管理之中。NERC 制定的交易裁减模型采用交易裁减量平方和最小的目标函数形式,各裁减量之间的权重系数为交易计划电量的倒数^[37]。采用该模型,交易的裁减量与交易在阻塞线路上产生的功率成比例,体现出交易的公平裁减,具有一定的合理性。然而,该模型导致了为数众多的交易被裁^[124],为此 NERC 制定了交

易对阻塞线路传输功率的直流灵敏度系数，即传输分配系数 (Power Transmission Distribution Factor, 缩写为 PTDF) 小于 5% 便可免于裁减的 5%PTDF 准则，即由 PTDF 大于或等于 5% 的交易组成了交易裁减集合。

在 NERC 的交易裁减模型中所有的参数均采用精确值，线路传输功率约束为硬约束的形式。然而，在现实的输电系统中，线路的传输功率轻微地超出正常工作限值是可以接受的，即线路传输功率约束为软约束形式。而现有的交易裁减模型并不能准确地描述出这一模糊现象，从而导致该模型不能获得最少的交易裁减量。除此以外，PTDF 是基于 DC 潮流模型而计算出的灵敏度系数，由于存在计算误差，PTDF 会呈现出非精确性。然而，由 5%PTDF 准则形成的交易裁减集合却是一种经典集合，它具有精确的外延，不可能准确刻画出 PTDF 的这一模糊特性，显示出不合理的特征。

综上所述，NERC 的交易裁减模型还存在一些问题，为此本章在这一领域展开了研究。基于 PTDF 的非精确性，建立起模糊的交易裁减集合，利用隶属度函数来表征交易隶属于裁减集合的程度，从而有效减缓了 PTDF 的计算误差对交易裁减的影响，减少了交易者博弈行为的发生概率，构造出更合理的交易裁减集合。然后在此基础上，计及输电网线路参数的模糊特性，建立起交易裁减的模糊优化模型。该模型通过引入模糊约束和模糊目标，更有效地描述出交易裁减问题，在输电网运行的允许范围内实现了比非模糊优化模型更少的交易裁减量，从而提高了在阻塞情况下电力市场运营的经济效率。

4.2 NERC 的交易裁减模型

4.2.1 NERC 的交易裁减集合

交易裁减集合是由一群需要被裁减的交易所组成的集合。在 NERC 的 5%PTDF 准则中，交易裁减集合由 PTDF 大于或等于 5% 的交易所组成。交易隶属于裁减集合的程度，即交易的隶属度函数为：

$$\mu_i = \begin{cases} 0, & PTDF^i < 5\% \\ 1, & PTDF^i \geq 5\% \end{cases} \quad (i=1,2,L,m) \quad (4.1)$$

其中： $PTDF^i = \max \{PTDF_{i1}, PTDF_{i2}, L, PTDF_{ilc}\}$ ， $PTDF_{il}$ 为交易 i 对阻塞线路 l 的传输分配系数 $PTDF$ ，即单位交易量在线路 l 上产生的功率； μ_i 为交易 i 隶属于交易裁减集

合的程度； Lc 为阻塞线路总数； m 为双边交易总数。

交易的隶属度函数 μ_i 的曲线如图 4.1 所示。

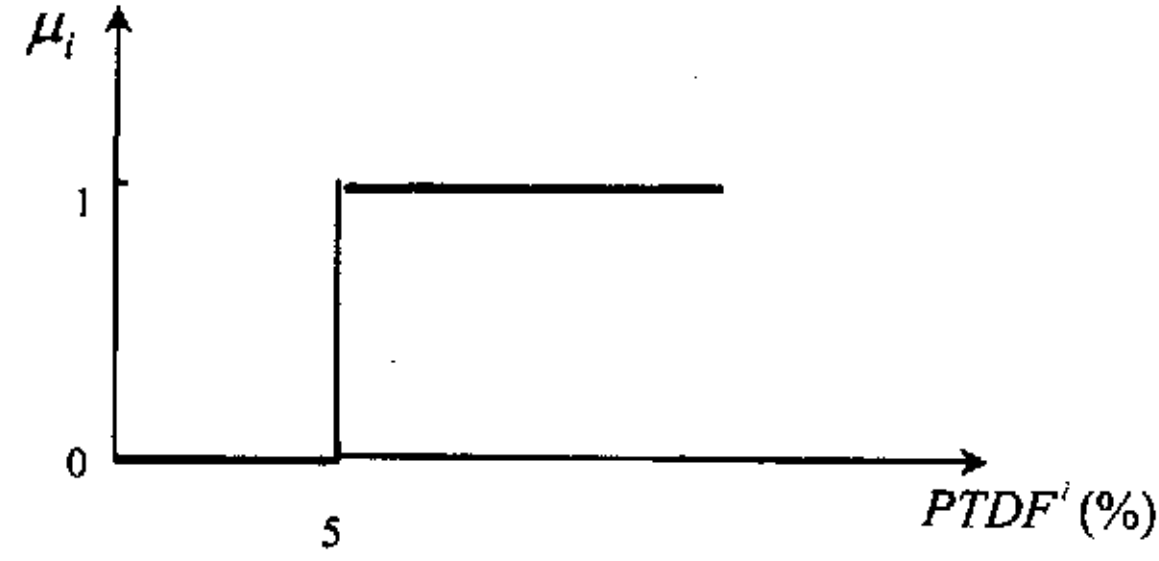


图 4.1 NERC 裁减集合的隶属度函数

Fig. 4.1 Membership function for NERC curtailment set

4.2.2 NERC 交易裁减的优化模型

交易裁减问题可以描述为在满足输电网安全约束的条件下，对交易裁减集合中交易进行裁减量最少的公平裁减。基于 DC 潮流，NERC 交易裁减的数学模型表述如下：

(1) 目标函数

$$\min f(\Delta T) = \frac{1}{\mu_1 T_1} \Delta T_1^2 + \frac{1}{\mu_2 T_2} \Delta T_2^2 + L + \frac{1}{\mu_m T_m} \Delta T_m^2$$

(2) 线路传输功率约束

$$P_l(\Delta T) = PTDF_{l1}(T_1 - \Delta T_1) + L + PTDF_{lm}(T_m - \Delta T_m) \leq P_{l\max} \quad (l = 1, 2, L, Lc)$$

(3) 交易裁减功率约束

$$0 \leq \Delta T_i \leq T_i \quad (i = 1, L, m)$$

其中： T_i 为双边交易 i 的计划功率， $\Delta T = (\Delta T_1, \Delta T_2, L, \Delta T_m)$ ， ΔT_i 为双边交易 i 的裁减功率； P_l 为线路 l 上的传输功率； $P_{l\max}$ 为线路 l 正常运行状态下的最大传输功率。

在目标函数中，当交易 i 需要被裁减时， $\mu_i = 1$ ；否则， $\mu_i = 0$ 。在计算过程中， $\mu_i = 0$ 会导致数值溢出，为避免此问题的出现，可对 μ_i 进行适当处理。

双边交易为发电商向用户提供给定数额有功功率的一种交易形式。对于网络注入而言，它相当于在发电节点上注入正的有功功率，同时在负荷节点上注入相同大小的负的有功功率。在不考虑有功网损的 DC 潮流模型中，节点功率平衡等式约束自然满

足。因此在上面的数学模型中未列出功率平衡等式约束。

$PTDF_{il}$ 是当交易 i 增加单位功率，即在交易的发电节点增加单位功率，而在负荷节点减小单位功率时，线路 l 上传输功率的变化量。在 DC 潮流模型中， $PTDF_{il}$ 为恒定的常数，与输电网络的运行状态无关，其具体的计算公式为：

$$PTDF_{il} = \frac{b_{rx} - b_{ry} - b_{sx} + b_{sy}}{X_{rs}}$$

其中： r, s 分别为线路 l 两端的节点号， x, y 分别为交易 i 的发电节点和负荷节点； X_{rs} 为线路 l 的电抗值； $b_{rx}, b_{ry}, b_{sx}, b_{sy}$ 分别为节点电纳矩阵的逆阵 B^{-1} 的第 r 行 x 列、第 r 行 y 列、第 s 行 x 列、和第 s 行 y 列元素。

4.3 基于模糊理论的交易裁减模型

4.3.1 模糊交易裁减集合

从式(4.1)可以看出，由 NERC 的 5%PTDF 准则建立的交易裁减集合是基于确定性与精确性的原则来定义的，交易与该集合的关系只有两种情况：属于与不属于，即交易对于该集合的隶属度 μ_i 只有两种取值：0 或 1。然而，在现实情况中却有着众多的非精确因素存在，如 PTDF 的计算误差，标准值 5% 的争议。这种外延模糊的交易裁减集合仅用经典的集合理论来描述是不合适的，必然会引发交易裁减的不合理性。为了模拟 PTDF 的模糊特性，引入具有模糊外延的模糊集合来有效刻画交易裁减集合，交易裁减集合的隶属度函数定义如下：

$$\mu_i = \begin{cases} 0, & PTDF^i < a_1\% \\ \frac{PTDF^i - a_1\%}{a_2\% - a_1\%}, & a_1\% \leq PTDF^i < a_2\% \\ 1, & PTDF^i \geq a_2\% \end{cases} \quad (i=1, 2, L, m) \quad (4.2)$$

μ_i 的曲线如图 4.2 所示。

图 4.2 显示出，当交易对阻塞线路的传输分配系数 $PTDF$ 大于 $a_2\%$ 时， $\mu_i = 1$ ，交易绝对属于交易裁减集合；当交易的 $PTDF$ 小于 $a_1\%$ 时， $\mu_i = 0$ ，交易绝对不属于交易裁减集合；当 $PTDF$ 在 $[a_1\%, a_2\%]$ 之间时， $0 \leq \mu_i \leq 1$ ，这表明交易模糊地属于该裁减集合， $PTDF$ 越大，交易属于裁减集合的程度越大。裁减集合的这种模糊外延描述了

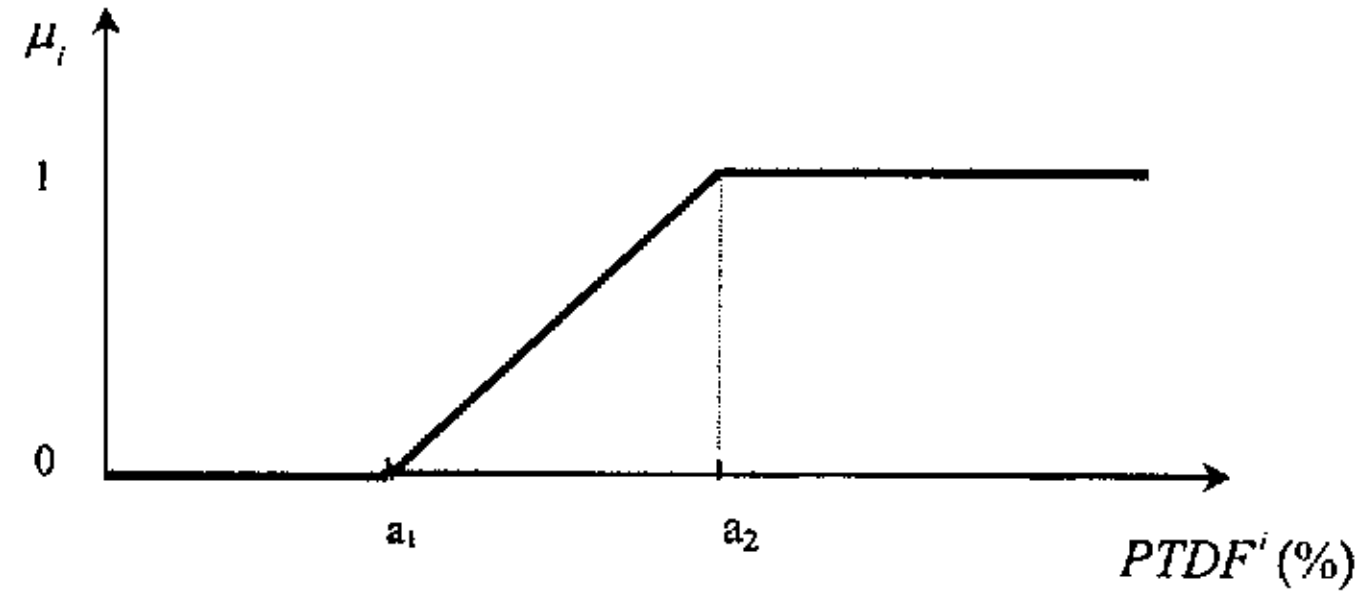


图 4.2 模糊裁减集合的隶属度函数

Fig. 4.2 Membership function for fuzzy curtailment set

集合构成中的非精确因素，减缓了 $PTDF$ 计算误差和标准值变动对集合形成的影响，构造出更为合理的交易裁减集合。

在隶属度函数 μ_i 中，数值 a_1 和 a_2 应根据电力系统的实际运行情况，由 ISO 和市场参与者来共同协商确定。在本文， a_1, a_2 分别设定为 5 和 10。

4.3.2 交易裁减的模糊优化模型

在现实的输电系统中，线路的传输功率轻微地超出正常工作限值是可以接受的，线路传输功率约束为软约束形式。交易裁减的优化问题可以描述为在精确满足硬约束和尽可能满足软约束的前提下，实现尽可能少的交易裁减。“尽可能”反映出交易裁减问题内在的模糊特性，带有模糊约束的交易裁减模糊优化模型的数学表述如下：

(1) 目标函数

$$\min f(\Delta T) = \frac{1}{\mu_1 T_1} \Delta T_1^2 + \frac{1}{\mu_2 T_2} \Delta T_2^2 + L + \frac{1}{\mu_m T_m} \Delta T_m^2 \approx f'$$

(2) 线路传输功率约束

$$P_l(\Delta T) = PTDF_{l1}(T_1 - \Delta T_1) + L + PTDF_{ml}(T_m - \Delta T_m) \approx P_{lmax} \quad (l = 1, 2, L, L)$$

(3) 交易裁减功率约束

$$0 \leq \Delta T_i \leq T_i \quad (i = 1, L, m)$$

其中：“ $\approx$ ”表示模糊关系，说明在不超过约望目标值 f' 太多，尽量满足线路传输功率约束，即不超过 P_{lmax} 太多的情况下来求解优化问题，

当交易绝对属于交易裁减集合时， $\mu_i = 1$ ，表明目标函数中该交易的裁减权重系数保持不变，仍然为交易计划电量的倒数，交易裁减量在目标中的重要程度不变。当交

易不绝对属于交易裁减集合时， $0 < \mu_i < 1$ ，说明交易的裁减权重系数将按照隶属于裁减集合的程度成比例地减少，交易裁减量在目标中的重要程度下降，以致该交易的裁减数额减少。当交易绝对不属于交易裁减集合时， $\mu_i = 0$ ，此时可以得出交易的裁减量为 0，即交易不被裁减。

线路传输功率模糊约束的隶属度函数 μ_{Li} 为：

$$\mu_{Li} = \begin{cases} 0, & P_i > P_{l\max} + d_{Li} \\ \left(\frac{P_{l\max} + d_{Li} - P_i}{d_{Li}} \right)^k, & P_{l\max} < P_i \leq P_{l\max} + d_{Li} \\ 1, & P_i \leq P_{l\max} \end{cases} \quad (l=1,2,L,Lc)$$

其中： k 为正的常数，用以控制隶属度函数的下降速率，参数 $P_{l\max}$ 表示线路传输功率需要满足的限值，参数 $(P_{l\max} + d_{Li})$ 则表示线路传输功率可以接受的最高限值。

隶属度函数 μ_{Li} 的曲线如图 4.3 所示。

与线路传输功率约束的隶属度函数类似，模糊目标函数的隶属度函数 μ_f 表述如下：

$$\mu_f = \begin{cases} 0, & f > f' + d_f \\ \left(\frac{f' + d_f - f}{d_f} \right)^k, & f' < f \leq f' + d_f \\ 1, & f \leq f' \end{cases}$$

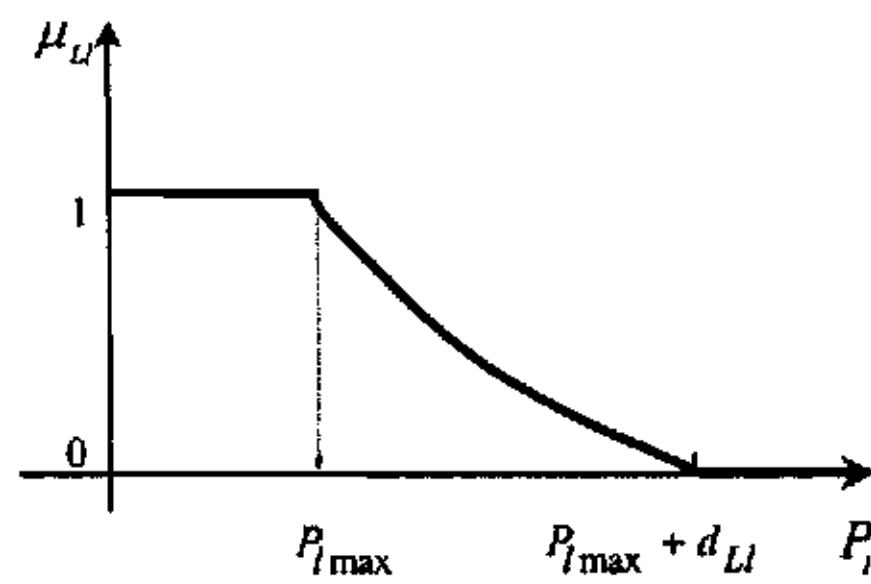


图 4.3 线路传输功率约束的隶属度函数
Fig. 4.3 Membership function for line flow constraints

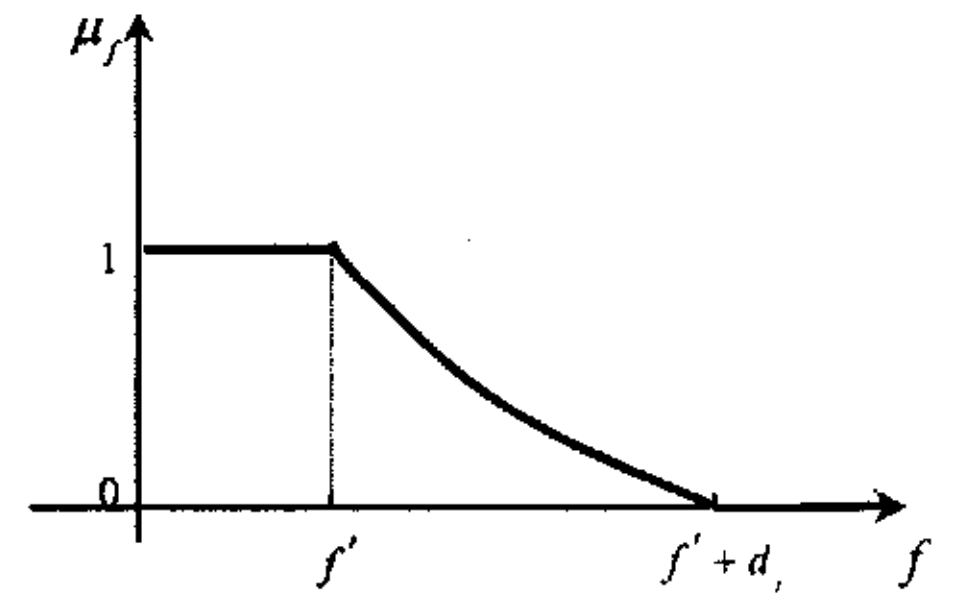


图 4.4 目标函数的隶属度函数
Fig. 4.4 Membership function for objective function

隶属度函数 μ_f 的曲线如图 4.4 所示。其中： $(f' + d_f)$ 为可接受的最高目标值， f' 为期望的目标值，它的确定可经过 1~2 次试探来完成(具体过程见算例 4.5.2)。随着目标函数数值从 $f' \rightarrow (f' + d_f)$ 的增加，对目标的满意程度随之减少。

4.4 模糊优化模型的极大熵求解方法

模糊优化问题的求解是在满足模糊约束的前提下，实现模糊目标的最小化。兼顾模糊目标函数和模糊约束，模糊决策可看作两者的交集。于是，模糊决策的隶属度函数 $\mu_D(\Delta T)$ 为：

$$\mu_D(\Delta T) = \mu_f(\Delta T) \wedge \mu_{L1}(\Delta T) \wedge L \wedge \mu_{LLc}(\Delta T) \quad (4.3)$$

采用最大隶属度原则，即最大化所有模糊目标和模糊约束的隶属度函数，模糊交易裁减问题可以描述为：

$$\begin{aligned} \max_{\Delta T} \mu_D(\Delta T) &= \max_{\Delta T} [\mu_f(\Delta T) \wedge \mu_{L1}(\Delta T) \wedge L \wedge \mu_{LLc}(\Delta T)] \\ &= \max_{\Delta T} \min \{ \mu_f(\Delta T), \mu_{L1}(\Delta T), L, \mu_{LLc}(\Delta T) \} \end{aligned} \quad (4.4)$$

$$s.t. \quad 0 \leq \Delta T_i \leq T_i \quad (i=1, L, m) \quad (4.5)$$

4.4.1 常规求解算法

由式(4.4)~(4.5)描述的模糊交易裁减问题是一不可微的极大极小优化问题。目前常规的求解方法是将其转化为带约束的非线性优化问题^[125]：

$$\begin{aligned} &\max \lambda \\ s.t. \quad &\mu_f(\Delta T) \geq \lambda \\ &\mu_{Ll}(\Delta T) \geq \lambda \quad (l=1, 2, L, Lc) \\ &0 \leq \Delta T_i \leq T_i \quad (i=1, L, m) \\ &0 \leq \lambda \leq 1 \end{aligned}$$

这种变换虽然使原来不可微的优化问题变成为一个可微的优化问题，但在求解过程中却需要对众多的不等式约束进行处理。为了更好地解决不可微的极大极小优化问题，下面引入极大熵求解方法。

4.4.2 极大熵求解方法

针对不可微的极大极小问题：

$$\begin{aligned} \min_x f(x) &= \max_{1 \leq i \leq m} f_i(x) \\ \text{s.t. } g_j(x) &\leq 0 \quad (1 \leq j \leq m_1) \end{aligned}$$

采用精确的罚函数，极大极小问题等价于：

$$\min_x \psi(x) = f(x) + \alpha \max[0, g_1(x), g_2(x), \dots, g_{m_1}(x)] \quad (4.6)$$

其中： α 为罚因子。

文献[126]引进 Jaynes 的最大熵原理，推导出用以替代不可微极大值函数的极大熵函数。于是，目标函数 $f(x)$ 可变为：

$$f(x) = \max_{1 \leq i \leq m} f_i(x) = \frac{1}{p} \ln \left(\sum_{i=1}^m e^{pf_i(x)} \right) \quad (p \rightarrow +\infty) \quad (4.7)$$

类似于目标函数，罚函数也可变换成一极大熵函数，即：

$$\max[0, g_1(x), \dots, g_{m_1}(x)] = \frac{1}{q} \ln \left(1 + \sum_{j=1}^{m_1} e^{qg_j(x)} \right) \quad (q \rightarrow +\infty) \quad (4.8)$$

将式(4.7)和(4.8)代入式(4.6)中，极大极小问题变为：

$$\min_x \psi(x) = \frac{1}{p} \ln \left(\sum_{i=1}^m e^{pf_i(x)} \right) + \frac{\alpha}{q} \ln \left(1 + \sum_{j=1}^{m_1} e^{qg_j(x)} \right) \quad (4.9)$$

严格地说，函数 $\psi(x)$ 在参数 p, q 趋于无穷大时，为一精确罚函数。在实际使用过程中，只要 p, q 取足够大，便可获得极大极小问题的最优解。

利用无约束优化算法直接求解问题(4.9)，即可获得极大极小问题的最优解。极大极小问题的极大熵求解方法具有编程简单、收敛速度快、数值稳定性好的特点^[126,127]。

为了将极大熵求解方法应用于交易裁减的模糊优化问题，式(4.4)需做以下变换：

$$\begin{aligned} & \max_{\Delta T} \min \{ \mu_f(\Delta T), \mu_{L1}(\Delta T), \dots, \mu_{LLc}(\Delta T) \} \\ & \rightarrow \min_{\Delta T} \max \{ -\mu_f(\Delta T), -\mu_{L1}(\Delta T), \dots, -\mu_{LLc}(\Delta T) \} \end{aligned} \quad (4.10)$$

利用极大极小问题的极大熵方法，式(4.10)的等价形式为：

$$\begin{aligned} & \min_{\Delta T} \max \{ -\mu_f(\Delta T), -\mu_{L1}(\Delta T), L, -\mu_{Lc}(\Delta T) \} \\ & = \min_{\Delta T} \frac{1}{p} \ln \left(e^{-p\mu_f(\Delta T)} + \sum_{l=1}^{Lc} e^{-p\mu_{Ll}(\Delta T)} \right) \end{aligned} \quad (4.11)$$

并且约束项 $0 \leq \Delta T_i \leq T_i$ ($i=1, L, m$) 也可变换成一个替代约束:

$$\frac{1}{q} \ln \left(\sum_{i=1}^m (e^{q(\Delta T_i - T_i)} + e^{-q\Delta T_i}) \right) \quad (4.12)$$

利用精确罚函数整合目标函数和约束, 模糊优化问题成为:

$$\min_{\Delta T} \frac{1}{p} \ln \left(e^{-p\mu_f(\Delta T)} + \sum_{l=1}^{Lc} e^{-p\mu_{Ll}(\Delta T)} \right) + \frac{\alpha}{q} \ln \left(1 + \sum_{i=1}^m (e^{q(\Delta T_i - T_i)} + e^{-q\Delta T_i}) \right) \quad (4.13)$$

在实际求解过程中, p, q 均取为 10^3 , α 为 10。通过求解无约束问题(4.13), 即可获得模糊优化模型的最优交易裁减量。

4.5 算例

本文采用 IEEE-14 节点系统, 通过 3 个算例来说明基于模糊理论的双边交易裁减模型的有效性。为了能显示出 PTDF 为 5% 左右的双边交易的裁减过程, 对系统参数进行了一定的调整(IEEE-14 节点系统的参数见附录 2): 线路 4-5 断开, 线路 2-5 的电抗值为 0.5, 并采用 DC 潮流模型。

输电系统现有 10 个交易计划, 交易的计划电量及其对线路 6-13 和 5-6 的 PTDF 值见表 4.1。交易造成线路 6-13 和 5-6 上的传输功率分别为 93.42MW 和 236.21 MW。

4.5.1 模糊交易裁减集合和 NERC 交易裁减集合之间的比较

假设线路 6-13 和 5-6 的最大传输功率为 50MW 和 250MW, 交易造成线路 6-13 阻塞。为了消除线路上的阻塞, 在交易裁减集合中的交易需要被裁减。分别采用 NERC 的 5%PTDF 准则和模糊理论来形成交易裁减集合, 并在此基础上进行交易裁减, 计算结果见表 4.2(优化模型中目标函数和线路传输功率约束非模糊化)。

由表 4.1 可知, 交易 2 对线路 6-13 的 PTDF 为 6.19%, 高出 NERC 的 5%PTDF 标准 1.19%。若 1.19% 由计算误差产生, 则 NERC 的裁减方法对交易 2 造成了 8.00MW (占计划电量的 8%) 的不合理裁减。另一方面, 交易者此时可采取博弈行为, 将交易 2 分

表 4.1 交易计划列表

Table 4.1 Scheduled transactions

交易序号	发电节点	负荷节点	计划电量 (MW)	对线路 6-13 的 PTDF(%)	对线路 5-6 的 PTDF(%)
1	1	3	100	3.98	12.86
2	2	4	100	6.19	20.01
3	1	5	50	-2.48	-8.01
4	1	6	10	-9.83	68.23
5	2	9	10	12.76	41.25
6	1	10	100	8.09	43.92
7	1	11	50	-0.38	56.94
8	1	12	100	29.47	66.10
9	1	13	50	60.17	64.43
10	1	14	50	33.49	51.39

表 4.2 交易对裁减集合的隶属度及裁减量

Table 4.2 Grade of membership to curtailment set and curtailed amount of transactions

交易序号	计划电量 (MW)	NERC 的交易裁减方法		基于模糊理论的交易裁减方法	
		对裁减集合的隶属度	交易裁减量 (MW)	对裁减集合的隶属度	交易裁减量 (MW)
1	100	0	0.0	0.0	0.0
2	100	1	8.00	0.238	1.94
3	50	0	0.0	0.0	0.0
4	10	0	0.0	0.0	0.0
5	10	1	1.65	1.0	1.68
6	100	1	10.45	0.618	6.57
7	50	0	0.0	0.0	0.0
8	100	1	38.09	1.0	38.71
9	50	1	38.88	1.0	39.52
10	50	1	21.64	1.0	22.00

为两个交易上报：一个交易由节点 $2 \rightarrow 3$ ，另一个交易由节点 $3 \rightarrow 4$ 。交易 $2 \rightarrow 3$ 和 $3 \rightarrow 4$ 对线路的 PTDF 分别为 3.32% 和 2.87%，均在 5% 以下。因此交易者通过与节点 3 签订虚假交易合同，便可躲过 5% 准则而使交易避免裁减。在与节点 3 的交易中，交易者需为此支付少量的交易费用。但与 8.00MW 的交易裁减损失相比，交易者必然会采取该博弈行为。

采用本文提出的模糊交易裁减集合，计算出交易 2 的裁减量为 1.94MW。从这一结果可以看出，即使 PTDF 存在 1.19% 的误差，对交易的裁减量影响并不大。而且由于交易裁减量很小，给交易者带来的损失很少。因而，交易者采取博弈行为的可能性

将会大大降低。

4.5.2 模糊优化模型与非模糊优化模型之间的比较

假设线路 6-13 和 5-6 的最大传输功率为 $50MW$ 和 $150MW$ ，交易造成线路 6-13 和 5-6 阻塞。为了消除线路阻塞，采用本文提出的交易裁减模型针对三种情况进行了交易裁减，裁减结果见表 4.3。交易裁减后，线路 6-13 和 5-6 上的传输功率见表 4.4(优化模型中 $k=1.0$, $d_{L1}=10$, $d_{L2}=40$)。

表 4.3 交易裁减结果
Table 4.3 Results of transaction curtailment

交易 序号	情况 1 $f' = 80$ $d_f = 10$	情况 2 $f' = 55$ $d_f = 35$	情况 3 $f' = 35$ $d_f = 55$
1	8.00	7.54	6.80
2	12.43	11.72	10.58
3	0.0	0.0	0.0
4	2.34	1.89	0.96
5	2.56	2.29	2.28
6	23.90	22.09	19.20
7	12.17	9.66	6.04
8	46.59	44.68	41.52
9	32.36	32.16	31.70
10	21.35	20.65	19.34
$\sum \Delta T$	161.70	152.98	138.42
f	63.83	58.87	51.42
μ_D	1.0	0.89	0.70

表 4.4 交易裁减后线路 6-13 和 5-6 上的传输功率
Table 4.4 Power flows on line 6-13 and 5-6 after transactions are curtailed

线路		情况 1	情况 2	情况 3
6-13	传输功率(MW)	50	51.11	52.99
	越限程度(%)	0	2.22	5.98
5-6	传输功率(MW)	150	154.42	161.95
	越限程度(%)	0	2.95	7.97

注：越限程度 = (传输功率 - 最大传输功率) / 最大传输功率 × 100%

情况 1 显示出当期望的目标值设定为较高的数值时，模糊约束和模糊目标将严格满足，模糊决策的隶属度为 1.0。因而，模糊优化模型等价于非模糊优化模型，来自模糊优化模型的交易裁减结果与非模糊优化模型的结果完全一致。

与情况 1 相比，情况 2 的期望目标值下降 $25MW$ ，由模糊优化模型获得的总交易裁减量减少了 $8.72MW$ ，即下降 5.4%。另一方面，在交易裁减后，线路 6-13 和 5-6 上的传输功率为 $51.11MW$ 和 $154.42MW$ ，轻微地超出最大传输功率 $1.11MW$ 和 $4.42MW$ （均小于 3%）。若这一越限可以接受，则采用模糊优化模型将比非模糊优化模型少裁减交易 $8.72MW$ ，这将给在阻塞情况下电力市场运营带来巨大的经济效益。

与情况 2 相比，情况 3 有着更少的交易裁减量，但线路上的传输功率也增加较多，线路 5-6 上的传输功率超出其最大传输功率约 8%。决策的隶属度为 0.70，比情况 2 减少了 0.19，这意味着使用该交易裁减结果，获得的满意程度较差。

从表 4.3 和 4.4 可以看出，期望的目标值越低，由模糊优化模型获得的交易裁减量越少，但线路传输功率的越限程度越多。权衡交易裁减量的下降与线路传输功率的越限程度，三种情况中，情况 2 的交易裁减模型最优。

4.5.3 极大熵方法与常规算法之间的比较

针对上面三种情况，表 4.5 列出分别采用带约束的常规算法和无约束的极大熵方法的求解结果。两种方法均使用 Matlab 6.5 软件来实现，且算法的初值选取一样。从表 4.5 可以看出，极大熵方法可以获得与常规算法同样的计算结果，而且速度更快，这显示出极大熵方法求解模糊优化问题的可行性和有效性。

表 4.5 极大熵方法与常规算法的比较
Table 4.5 Comparison between maximum entropy method
and conventional method

方法		情况 1	情况 2	情况 3
极大熵法	μ_D	1.0	0.89	0.70
	运算时间(s)	0.17	0.47	0.60
常规算法	μ_D	1.0	0.89	0.70
	运算时间(s)	0.24	1.13	1.30

4.6 小结

本章针对 NERC 制定的交易裁减模型的缺点,考虑了裁减过程中存在的模糊现象,提出了一种基于模糊理论的双边交易裁减模型。该模型具有如下优点:

(1) 模糊交易裁减集合的建立,有效减缓了 PTDF 的计算误差对交易裁减的影响,减少了交易者博弈行为的发生概率,从而构造出更合理的交易裁减集合。

(2) 提出了计及模糊线路传输功率约束和模糊目标的模糊优化模型,在输电网运行的允许范围内,模糊优化模型实现了比非模糊优化模型更少的交易裁减量,为阻塞情况下电力市场的经济运营提供了一种更合理的交易裁减模型。

(3) 通过引入极大极小问题的极大熵方法,将模糊优化问题转化为无约束的极值问题,实现了比常规算法更为快速、简便的求解。

引入模糊理论的这一思想也可应用到其它交易调整模型(如第二章所描述的交易调整模型)的构建之中,建立起相应的模糊优化模型,以更好地刻画交易调整过程中出现的模糊现象。

5 基于尺度空间层次聚类的电价区域划分方法

引入模拟人类视觉系统的尺度空间层次聚类算法，本章提出了一种新的电价区域划分方法。该方法在考虑电力市场中发电报价、负荷和双边交易的不确定性因素的前提下，通过概率分析确定出最可能发生阻塞的线路，并提取了节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数来表征节点的电价特征，形成节点的聚类样本；借助基于尺度空间的层次聚类算法聚类输电网的节点，在无需事先设定任何区域划分信息的情况下实现了准确、合理的电价区域划分。

5.1 引言

1988 年，Schweppe 等人全面、系统地提出了节点电价理论。节点电价法现已成为许多国家输电定价的重要方法，如阿根廷、智利、新西兰、美国等。节点电价反映出下一时刻单位节点负荷所需的边际成本，从经济学的电价理论来看，节点电价为市场提供了正确的电价信号^[48]。

阻塞是由于输电网络约束的限制，使输电网的输送能力不足以同时传输所有市场交易的一种状态。当输电网没有发生阻塞时（节点电价的求解采用 DC 潮流模型），整个系统将会有相同的电价^[8]。然而，当输电网出现阻塞（模型中，线路传输功率达到它的上限值），系统中各节点的电价将会出现明显的不同，阻塞线路传输功率的送端地区，即发电资源富裕的区域，电价较低，而阻塞线路传输功率的受端地区，即发电资源短缺的区域，电价较高。

在实际的电网运行中，阻塞通常只是频繁地、明显地发生在某些区域之间。而在这些区域内，阻塞发生的概率较小，情况也比较轻微，节点的电价差异不明显。为此，人们提出了区域电价法，它是指在区域内采用相同电价，而在不同区域间采用不同电价的一种定价方法^[54]，它是节点电价法的一种简化形式。在为市场提供较为准确的电价信号的前提下，区域电价法简化了阻塞费用的结算，增进了双边/多边交易市场的流动性，提高了市场电价的确定性^[128]。目前，区域电价法已在许多实际运营的电力市场中被采用，如挪威、澳大利亚、美国的 California、ERCOT、PJM 和 New York 等^[129]。

在区域电价使用的过程中，电价区域的划分是关键的第一步，它需要按照电价相同或相近的节点归并到同一个区域的原则，将输电网分成不同的区域。在实际的电力

市场中，分区数和电价区的规模(区内的节点数)要视输电网的结构、阻塞出现的频率和程度而定。在阻塞程度小、出现频率低的市场中，分区数量少，电价区规模大，如挪威市场只采用了 3-5 个电价区^[43]。在阻塞程度大、出现频率高的市场中，分区数量多，电价区规模小，甚至靠近阻塞线路附近的每个节点即为一个电价区，如美国 PJM 和 New York 的定价系统中，采用了相当多规模小的节点汇集区(hub、load zone)以及许多独立的节点^[129]。

准确的电价区域划分是制定有效、简洁区域电价的关键。不准确的电价区域划分，将会造成市场电价的歪曲，导致阻塞发生频率的增多。California 市场就是由于长期采用了固定不变的 3 个电价区，造成了电价失真，区域内阻塞严重等一系列问题。目前，在实际运行的电力市场中，电价区域的划分一般都是基于系统运行人员的经验和判断^[40,43]。然而由于输电网络的庞大和复杂，仅仅凭借人的经验制定的电价区域划分方案很难做到准确、合理。文献[44]介绍了输电网为辐射网络时，以阻塞线路为区域边界的电价区域划分方法。然而，实际的输电网却是环形网络，仅以阻塞线路为边界将无法实现输电网络的区域分割。文献[55]仅提出了根据节点间电价的相似性来划分输电网络的思想，却没有给出具体的实现方法。

为了实现准确的电价区域划分，本文引入模拟人类视觉系统的尺度空间层次聚类算法，提出了一种新的电价区域划分方法。该方法在考虑电力市场中发电报价、负荷和双边交易的不确定性因素的前提下，首先对输电网络的阻塞情况进行概率分析，确定出最可能发生阻塞的线路。然后，提取了节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数来表征节点电价的特征，形成节点的聚类样本。最后在此基础上，借助基于尺度空间的层次聚类算法实现了输电网节点的汇集，从而在无需事先设定任何区域划分信息的情况下获得了准确、合理的电价区域划分。

5.2 阻塞线路确定的概率方法

电价区域的划分应根据输电网络的阻塞情况进行，并且随着阻塞的变化，它将需要不断地更新和调整。在阻塞管理中，电价区域在实时市场运行前事先划定，并予以公布。因而，在电价区域划分时，市场中的各种因素，如发电商报价、负荷和双边交易等都存在着一定的不确定性。下面通过建立市场的概率优化模型来处理这些因素的不确定性，并采用 Monte Carlo 模拟法对概率优化问题进行求解，进而对输电网络的阻

塞情况进行概率分析，确定出最可能发生阻塞的线路，为电价区域的准确划分提供基础。

5.2.1 概率优化调度模型

在实时市场运行中，ISO 根据 Pool 交易中发电商上报的实际投标数据，负荷预测值和双边市场中的交易情况，在计及输电网约束的情况下建立起发电费用最小的优化模型(在这里不考虑用户的投标和双边交易的调整标)。通过优化问题的求解，可以确定出阻塞线路，发电商的发电计划以及节点电价。然而，在电价区域划分时，发电商的实际报价、负荷以及双边交易都是不确定的。通过市场的历史数据和当前信息，往往可能获知它们的概率分布情况。在已知发电商报价、负荷和双边交易概率分布的基础上，建立起市场交易概率优化的 DC 潮流模型，其数学表达式如下：

$$\begin{aligned} \min F &= \sum_{i=1}^N C_{gi}(P_{gi}^p) \\ \text{s.t. } \quad & \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\theta} = \mathbf{P}_g^p - \mathbf{P}_d^p + \mathbf{P}_g^m - \mathbf{P}_d^m \\ & \mathbf{H} \cdot \boldsymbol{\theta} \leq \mathbf{P}_l^{\max} \\ & \mathbf{P}_g^{\min} \leq \mathbf{P}_g^p + \mathbf{P}_g^m \leq \mathbf{P}_g^{\max} \\ & \mathbf{P}_{gi}^m = \sum_{j=1}^N t_{i,j}^m, \mathbf{P}_{di}^m = \sum_{l=1}^N t_{i,l}^m \end{aligned} \quad (5.1)$$

式中： $\mathbf{P}_g^p, \mathbf{P}_d^p$ 分别为 Pool 交易的 $N \times 1$ 维节点发电功率和负荷功率矢量； $\mathbf{P}_g^m, \mathbf{P}_d^m$ 分别为双边交易的 $N \times 1$ 维节点发电功率和负荷功率矢量； $\mathbf{P}_g^{\min}, \mathbf{P}_g^{\max}$ 分别为 $N \times 1$ 维节点发电功率的上下限值矢量； $t_{i,j}^m$ 为双边交易矩阵的第 i 行第 j 列元素，代表 i 节点的发电商与 j 节点的负荷之间签订的双边交易量； $\mathbf{P}_l^{\max}$ 为 $L \times 1$ 维输电线路的传输功率限值矢量； $\boldsymbol{\theta}$ 为 $(N-1) \times 1$ 维节点电压相角矢量，平衡节点 N 的电压相角 $\theta_N = 0$ ； $\mathbf{B}$ 为 $N \times (N-1)$ 维节点电纳矩阵； $\mathbf{H}$ 为 $L \times (N-1)$ 维网络矩阵，它的计算公式为：

$$\mathbf{H} = \mathbf{B}_L \cdot \mathbf{A}$$

其中， $\mathbf{B}_L$ 为由线路电纳构建的 $L \times L$ 维对角矩阵， $\mathbf{A}$ 为 $L \times (N-1)$ 维线路—节点关联矩阵； N 为输电网的节点总数； L 为线路总数； $C_{gi}(P_{gi}^p)$ 代表节点 i 的发电费用函数，可依据发电商的报价曲线推出，设发电商的报价曲线为线性，即：

$$\rho_{gi} = 2a_{gi}P_{gi}^p + b_{gi}$$

于是，发电费用函数为：

$$C_{gi}(P_{gi}^p) = a_{gi}P_{gi}^{p2} + b_{gi}P_{gi}^p$$

在电价区域划分时，市场中的许多因素都存在着不确定性。在上面的优化模型中，Pool 交易中发电商的报价参数 a_{gi}, b_{gi} 、负荷 P_{di}^p 以及双边交易量 $t_{i,j}^b$ 都是不确定的，它们以一定的概率分布随机变化。

5.2.2 Monte Carlo 模拟

Monte Carlo 模拟法是以概率理论和统计方法为基础的一种计算机模拟方法，可以方便地处理系统中存在的不确定因素，且计算时间不随系统规模(不确定因素的数量)的增加而急剧增加^[130]。采用 Monte Carlo 模拟法可以很好地实现概率优化问题(5.1)的求解，从而获得输电网线路潮流、线路影子价格的概率分布以及评估出线路阻塞的发生概率。采用 Monte Carlo 模拟法求解概率优化问题(5.1)的具体步骤如下：

(1) 假设 Pool 交易中发电商的报价参数、负荷和双边交易量服从正态分布，正态分布的期望值和方差通过市场的历史数据确定。

(2) 设置抽样次数 $n = 1$ 。

(3) 采用 Monte Carlo 模拟方法对服从正态分布的发电商报价参数、负荷和双边交易量进行一次抽样，获得一组确定值，代入优化模型(5.1)中。

(4) 求解确定的优化问题(5.1)，当线路传输功率约束对应的 Lagrange 乘子，即线路 l 的影子价格 $\mu_l^n = 0$ 时，线路没有阻塞。此时，线路 l 发生阻塞的概率 $Cong_l^n = 0$ ；而当线路功率约束对应的 Lagrange 乘子，即线路的影子价格 $\mu_l^n \neq 0$ 时，线路发生阻塞。此时，线路 l 发生阻塞的概率 $Cong_l^n = 1$ 。

(5) 计算线路影子价格的期望值和方差：

$$E(\mu_l) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \mu_l^i, \quad V(\mu_l) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\mu_l^i - E(\mu_l))^2 \quad (5.2)$$

计算线路发生阻塞的概率的期望值：

$$E(Cong_l) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Cong_l^i \quad (5.3)$$

(6) 计算 Monte Carlo 模拟法估计的计算误差:

$$\beta_{\mu} = \frac{\sqrt{V(\mu_l)/n}}{E(\mu_l)}$$

(7) 当计算误差 β 小于某一阈值时, 停止 Monte Carlo 模拟, 获得线路影子价格的概率分布以及线路发生阻塞的概率; 否则, 设 $n = n + 1$, 重复步骤(3)-(6)。

5.2.3 阻塞线路的确定

在获得线路出现阻塞的概率之后, 便可从中选出在电网运行中最可能发生阻塞的线路。阻塞线路选取的条件如下:

(1) 当线路发生阻塞的概率 $E(Cong_l) = 1$ 时, 表明线路 l 一定会出现阻塞, 即它应当被确定为阻塞线路。

(2) 当线路发生阻塞的概率 $0 < E(Cong_l) < 1$, 表明线路 l 在有些系统运行状态下会出现阻塞, 而在有些系统运行状态下则不会出现阻塞, 它是否被确定为阻塞线路需要视 $E(Cong_l)$ 和 $E(\mu_l)$ 的数值大小而定。当 $E(Cong_l)$ 和 $E(\mu_l)$ 的数值均较小时, 一方面说明阻塞线路 l 出现阻塞的概率很低, 另一方面说明即使线路 l 出现阻塞, 由于它的影子价格很低, 对节点电价的影响也会很小(从后面的公式(5.6)可以明显地看出), 因此, 线路 l 被确定为不是阻塞线路; 当 $E(Cong_l)$ 或 $E(\mu_l)$ 的数值较大时, 线路 l 应当被确定为阻塞线路。

5.3 节点电价的特征量提取

电价区域划分的实质是按照输电网节点电价的相似程度, 即以节点电价作为节点的特征量来实现对节点的聚类。然而, 由于节点电价会随系统运行状态的改变而不断变化, 直接采用节点电价作为节点的特征量来实现节点的聚类, 会引起电价区域边界的频繁变更, 不利于市场的稳定。因此, 采用节点电价作为节点的特征量在实际应用中并不理想。下面从节点电价求解的 DC 潮流模型出发, 获得既能映射出节点电价的大小, 又较为稳定(不会随时变化)的特征量指标。

当发电商报价、负荷和双边交易为确定值时, 优化问题(5.1)是确定性的非线性优化问题。构建此优化问题的 Lagrange 函数:

$$L = \sum_{i=1}^N C_{gi}(P_{gi}^p) - \lambda^T (B \cdot \theta - P_g^p + P_d^p - P_g^m + P_d^m) - \mu^T (H \cdot \theta - P_i^{max}) \\ - \eta_{max}^T (P_g^p + P_g^m - P_g^{max}) - \eta_{min}^T (P_g^{min} - P_g^p - P_g^b)$$

由 $\partial L / \partial \theta = 0$ ，可以推得：

$$\hat{\lambda}^T = \lambda_N e^T + \mu^T H B^{-1}$$

其中： $e^T = [1 \ 1 \ L \ 1]$ ， $\hat{\lambda}, \hat{B}$ 为 λ, B 除去平衡节点 N 对应项之后的矩阵。

于是，可以获得节点电价的计算公式：

$$\rho_N = \lambda_N \quad (5.4)$$

$$\rho = \hat{\lambda} = \lambda_N \cdot e + (H B^{-1})^T \cdot \mu \quad (5.5)$$

其中： ρ_N 为平衡节点 N 的节点电价； ρ 为 $(N-1) \times 1$ 维节点电价矢量。设 $G = (H B^{-1})^T$ ，表示节点注入功率对线路传输功率的灵敏度系数，它不随输电网的运行方式而改变，只与输电网的电纳矩阵，线路关联矩阵有关。

由式(5.5)可以看出，节点电价的大小与平衡节点的边际成本(即节点电价)、阻塞线路的影子价格(即 Lagrange 乘子)以及节点注入功率对线路传输功率的灵敏度系数有关，节点之间的电价差为：

$$\rho_i - \rho_j = \sum_{l \in \Omega} \mu_l G_{li} - \sum_{l \in \Omega} \mu_l G_{lj} = \sum_{l \in \Omega} \mu_l (G_{li} - G_{lj}) \quad (i \neq j) \quad (5.6)$$

式中： Ω 代表阻塞线路集合； G_{li}, G_{lj} 分别为灵敏度系数矩阵 G 的第 l 行 i 列和第 l 行 j 列元素；当节点为平衡节点 N 时， $G_{lN} = 0$ 。

从式(5.6)可以看出，节点间的电价差与节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度之差成比例。只要节点间节点注入功率的灵敏度相近，则无论阻塞线路影子价格的数值大小如何，节点间的电价始终会相近，虽然相近的程度会随着系统运行状态的变化，阻塞线路影子价格的不同而改变。因而，采用节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数作为节点电价的特征量来进行节点的聚类，可以很好地完成对电价相近节点的汇集。而且灵敏度系数不会随输电网运行状态的改变而变化，只要输电网的拓扑结构不变，灵敏度系数的数值将会保持不变。因此，采用该指标作为节点电价的特征量来进行节点的聚类，在一段时间内可以获得较为稳定的电价区域边界。

节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数的数值大小与平衡节点的选取有

关。采用不同的平衡节点，灵敏度系数的数值不同。对于阻塞线路 l ，它两端的节点为 r,s ，我们希望节点 r,s 对阻塞线路的灵敏度系数的数值应大于其它节点对阻塞线路的灵敏度系数的数值，即：

$$|G_{lr}|=|G_{ls}|>|G_{li}| \quad (i \neq r,s) \quad (5.7)$$

这样可以反映出距离阻塞线路越近的节点，灵敏度系数的数值越大，而距离阻塞线路越远的节点，灵敏度系数的数值越小的特点。

然而，以节点 N 作为平衡节点，计算出的节点注入功率对阻塞线路的灵敏度系数并不能总是满足式(5.7)的要求。考虑到输电网的物理特性，灵敏度系数之间具有如下关系：

$$|G_{lr} - G_{ls}| > |G_{lr} - G_{li}|, \quad |G_{lr} - G_{ls}| > |G_{ls} - G_{li}| \quad (i \neq r,s)$$

即满足： $G_{lr} > G_{li} > G_{ls}$ 或 $G_{ls} > G_{li} > G_{lr}$

于是，假设以虚拟节点 N' 作为平衡节点，计算出节点注入功率对线路的灵敏度系数 G'_{li} ，它与采用平衡节点 N 计算出的灵敏度系数 G_{li} 之差为：

$$G'_{li} - G_{li} = -\frac{G_{lr} + G_{ls}}{2}$$

即采用虚拟平衡节点 N' 计算出的灵敏度系数：

$$G'_{li} = G_{li} - \frac{G_{lr} + G_{ls}}{2}$$

能满足式(5.7)的关系^[131]。因此，在电价区域的划分中，节点电价的特征量采用以虚拟节点作为平衡节点计算出的节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数，对于不同的阻塞线路， r,s 代表的端节点号不同。

5.4 基于尺度空间层次聚类的电价区域划分

5.4.1 尺度空间理论

随着神经生理学的发展和计算机辅助解剖学的研究，人们已经提出了几个相当精确的初级视觉系统计算模型。它们分别建模于视觉系统的不同层次、不同部分。尺度空间理论便是其中之一。它定量地描述出由视网膜侧向联接所造成的图像模糊化效应^[132]。

在人类的视觉过程中，眼睛将外部场景成像在视网膜上，在大脑中所形成的图像可视为一群空间中的光点集合。随着尺度的增加或分辨率的下降，图像逐渐模糊化，每个小光点将融合成光斑，直至当尺度充分大时，整个图像成为一个大光斑。在不同尺度下的图像形成了一个分层结构，大光斑由小光斑组成，每个光斑仅在一定的尺度范围内存在，当尺度小于此范围时，光斑分裂成数个小光斑，而当尺度大于此范围时，光斑将与其它光斑融合。

对于给定的 d 维空间的光点集 $X = \{x_i \in R^d : i = 1, L, N\}$ ，数学上光点可由 Dirac 广义函数 $\delta(x - x_i)$ 表示，即：

$$\delta(x - x_i) = \begin{cases} 0, & x \neq x_i \\ +\infty, & x = x_i \end{cases}$$

且 $\int_{-\infty}^{+\infty} \delta(x - x_i) dx = 1$ 。

于是，由光点集在空间形成的图像 $p(x)$ 为：

$$p(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \delta(x - x_i)$$

根据视觉系统的尺度空间理论^[133]，图像 $p(x)$ 的多尺度表示 $P(x, \sigma)$ 为 $p(x)$ 与高斯核的卷积，即：

$$P(x, \sigma) = p(x) * g(x, \sigma) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{1}{2\pi\sigma^2} e^{-\|x - x_i\|^2 / 2\sigma^2}$$

其中： $g(x, \sigma)$ 为高斯函数 $g(x, \sigma) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} e^{-\|x\|^2 / 2\sigma^2}$ ，高斯函数的窗宽 σ 称为尺度参数，由 (x, σ) 构成的空间即为尺度空间。

在给定尺度下，光斑的中心 x^* 定义为 $P(x, \sigma)$ 关于 σ 的一极大值点，光斑则为 x^* 关于梯度系统 $dx/dt = \nabla_x P(x, \sigma)$ 的吸引域，记为 $B(x^*)$ ，即：

$$B(x^*) = \left\{ x_0 \in R^d : \lim_{t \rightarrow \infty} x(t, x_0) = x^* \right\}$$

其中： $x(t, x_0)$ 为梯度系统初值问题：

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = \nabla_x P(x, \sigma) \\ x(0, x_0) = x_0 \end{cases} \quad (5.8)$$

在给定尺度 σ 下，验证一点 x_0 是否属于光斑 $B(x^*)$ 可通过求解方程(5.8)来完成。

近年来，有学者将视觉系统的尺度空间理论引入到聚类算法中，将样本聚类过程类比于人眼对事物的感知方式，提出了基于尺度空间的层次聚类算法^[134,135]。该方法具有无需设定初始划分，通过局部寻优即可确定聚类中心，且能有效判定最优聚类中心和类别个数等一系列的优点，从而避免了划分聚类法，如 k 均值、模糊 C 均值聚类算法需要设定初始划分、寻找全局最优聚类，以及难以判定聚类有效性的缺陷，为有效解决电价区域划分问题提供了一条新途径。

5.4.2 电价区域划分

一、聚类样本

考虑市场中的各种不确定因素，采用 Monte Carlo 模拟法对输电网的阻塞情况进行概率分析，从中确定出阻塞发生概率较大的线路，并将它们归入阻塞线路集合 Ω 。针对这些阻塞线路，计算出输电网每个节点电价的特征量，即节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数。然后，将每个节点电价的特征量映射到高维空间上(空间维数为阻塞线路数)，便形成了聚类的样本点集，其中每个样本点代表输电网的一个节点电价。通过对样本点的聚类，便可以按照节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数的相似程度，实现节点的聚类，从而完成电价区域的划分。

二、基于尺度空间的层次聚类

将尺度空间理论引入输电网节点的聚类之中，需要聚类的每个样本被视作空间中的一个光点，即光点集：

$$X = \{x_i \in R^d : i = 1, L, N\}$$

其中： $x_i = (G'_{1i}, G'_{2i}, L, G'_{di})$ ，表示节点 i 的注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数矢量； d 为阻塞线路数； N 为输电网的节点数。

随着尺度空间的增加，光点逐渐融合成光斑，每个光斑被视为一个样本的聚类，它由落在该光斑内的所有光点构成，并由相应的光斑中心表示。光斑逐渐融合的过程可类比为节点相互聚集融合，直到最后全部归并为一个光斑，即所有的节点聚合成

一个类。这样就形成了随尺度空间变化的层次聚类树。

光斑中心或聚类中心为光点集 $P(\mathbf{x}, \sigma)$ 关于 σ 的极大值点，它可以通过求解微分方程(5.8)来获得。运用 Euler 数值微分方法来求解微分方程(5.8)，并且 $\mathbf{x}(t, \mathbf{x}_0)$ 近似为序列 $\{\mathbf{x}(n)\}$ ， $P(\mathbf{x}, \sigma)$ 采用对数坐标，于是光斑中心或聚类中心求取的迭代公式为：

$$\begin{cases} \mathbf{x}(n+1) = \mathbf{x}(n) + \frac{\sum_{i=1}^N (\mathbf{x}_i - \mathbf{x}(n)) e^{-\frac{\|\mathbf{x}(n) - \mathbf{x}_i\|^2}{2\sigma^2}}}{\sum_{i=1}^N e^{-\frac{\|\mathbf{x}(n) - \mathbf{x}_i\|^2}{2\sigma^2}}} \\ \mathbf{x}(0) = \mathbf{x}_0 \end{cases} \quad (5.9)$$

其中： h 为迭代步长，并且 $h = \sigma^2$ 。

综合上述样本的融合过程，尺度空间层次聚类算法的具体步骤如下：

(1) 置迭代次数 $i=1$ ，设定充分小的初始尺度 σ_0 ，使每个样本成为一个聚类，它即为该类的中心。

(2) 对于尺度 σ_{i-1} 下的每个聚类中心，通过公式(5.9)的迭代计算，求解出尺度 σ_i 下新的聚类中心。当两个类的聚类中心相同时，两个类便融合为一个新的类，两个类中的样本便归并到新的类中。

(3) 当存在两个及以上的类时，以一定的比例改变尺度大小，即 $\sigma_{i+1} = k\sigma_i$ 。设 $i = i+1$ ，重复步骤(2)。

(4) 直到只有一个类为止，生成完整的层次聚类树。

三、节点聚类的有效性

在样本点集的层次聚类过程中，生成了完整的聚类树。在不同尺度上，出现了不同的节点聚类集合，即获得了不同大小的电价区域。在这众多的电价区域中，哪些电价区域是最优的，即节点聚类的有效性问题的，将借助基于尺度层次聚类算法中的 3 个聚类有效性标准，并结合电价区域划分的特点来解决。

1) 存活时间

每个类都是在一定的尺度范围内才会存在。当尺度超出此范围时，该类分裂或融合成其它类。依据 Witkin 的心理实验结果，即在人的视觉系统中，那些在较大尺度范围内可观察的物体结构较之那些在较小尺度范围内可观察到的物体结构更容易被感知^[132]，可以得出聚类的一个有效性检验标准：存活时间，存活时间长的类优于存活时间

短的类。类的存活时间是指类从产生到消亡的对数尺度范围，即：

$$l = \ln \sigma_2 - \ln \sigma_1$$

其中： σ_1 为该类产生的尺度， σ_2 为该类消亡的尺度（即该类与其它类融合为新类的尺度），

2) 紧凑程度和孤立程度

直观上讲，类间距离越小，类类距离越大的聚类效果应当越好。基于此，提出了两个有效性检验标准：紧凑程度和孤立程度。对于某一个类 C_i 来说。紧凑程度和孤立程度的定义如下^[134]：

$$\text{类的紧凑程度} = \frac{\sum_{x \in C_i} e^{-\|x - x_i^*\|^2 / 2\sigma^2}}{\sum_{x \in C_i} \sum_j e^{-\|x - x_j^*\|^2 / 2\sigma^2}}$$

$$\text{类的孤立程度} = \frac{\sum_{x \in C_i} e^{-\|x - x_i^*\|^2 / 2\sigma^2}}{\sum_x e^{-\|x - x_i^*\|^2 / 2\sigma^2}}$$

其中： x_i^* 为类 C_i 的聚类中心。对于一个好的聚类来说，类的紧凑程度和孤立程度应该接近于 1。

采用上面给出的 3 个聚类有效性标准，结合电价区域划分问题，完成最优节点聚类集合的选取，从而获得输电网的电价区域。最优节点聚类集合的选取步骤如下：

(1) 从节点聚类树的顶结点开始向下搜索，将具有以下条件的结点形成聚类点集 $C = \{C_1, \Lambda, C_K\}$ ：

- a) 类的紧凑程度大于一定阈值；
- b) 类的孤立程度大于一定阈值；
- c) 类中样本点多于一定个数；
- d) 类中样本点之间的距离小于一定数值，或者类中节点间的电价差小于一定阈值，其表达式为：

$$|\rho_i - \rho_j| = \left| \sum_{l=1}^d \mu_l (G'_{li} - G'_{lj}) \right| \leq \varepsilon$$

其中： G'_{li}, G'_{lj} 分别为节点 i, j 的第 l 维特征量，分别代表节点 i, j 的注入功率对阻塞线路

l 传输功率的灵敏度系数； μ_l 为未来一段时间内，阻塞线路 l 影子价格的期望值，可通过对阻塞情况的概率分析，由式(5.2)的计算得出； ε 为电价区域内允许的最大电价差值，它一般根据输电网的系统边际成本，阻塞发生的频率和程度，由 ISO 和市场参与者共同协商确定。

(2) 从聚类点集 $C = \{C_1, \Lambda, C_k\}$ 中，选出最优的节点聚类集合 U ，其中每个子集代表了一个电价区域。节点聚类集合的选取过程如下：

a) 初始化最优的节点聚类集合 U 为空。

b) 找出 C 中存活时间最长的聚类点集 C_k ，把 C_k 加入 U 中，并在 C 中删除结点 C_k 、 C_k 的子结点以及包含 C_k 的父结点。

c) 重复步骤 b)，直到 C 为空集。

5.5 算例

下面采用 IEEE 118 节点系统来验证本文提出的电价区域划分方法的可行性和有效性。为了更好地体现电价区域划分问题，下面对标准的 IEEE 118 节点系统做了如下的假设和修改：

(1) 假设标准的 IEEE 118 节点系统给出的所有发电机和负荷均为 Pool 交易，其中只有发电机组参与投标。

(2) 发电机的报价为线性函数，在未来的一段时间内，报价参数 a_{gi} 始终保持不变，且为标准 IEEE 118 节点系统给出的二次发电成本函数的二次系数，报价参数 b_{gi} 服从方差为 5% 的正态分布，其均值为标准 IEEE 118 节点系统给出的二次发电成本函数的一次系数。

(3) 各节点的负荷均服从方差为 10% 的正态分布，其均值为标准 IEEE 118 节点系统给定的负荷数值。

(4) 在 IEEE 118 节点系统中，还加入了 9 个双边交易。在未来一段时间内，双边交易量的变化服从正态分布，具体情况见表 5.1。在表中，交易 1、2、3 是长期双边交易，在电价区域划分时，它们已经签订，并在未来一段时间内其交易量不会改变，即长期双边交易量的概率分布的方差为 0。

表 5.1 双边交易数据
Table 5.1 Bilateral transaction data

编号	1	2	3	4	5	6	7	8	9
发电节点	66	25	80	1	10	49	15	40	49
负荷节点	77	90	60	13	43	39	33	39	51
交易电量的均值 (MW)	100	50	100	25	50	50	25	20	30
交易电量的方差	0.0	0.0	0.0	7%	7%	7%	7%	7%	7%

5.5.1 算例 1

输电网线路的最大传输功率值见表 5.2。利用 Monte Carlo 模拟法来进行阻塞情况的概率分析。在经过 5000 次的随机抽样之后，计算误差 $\beta_v < 0.01$ ，系统中线路阻塞的情况见表 5.3。

表 5.2 输电线路的最大传输功率
Table 5.2 Line flow limits

线路	8-9	8-5	9-10	68-69	其它
最大传输功率(MW)	600	600	600	600	375

表 5.3 输电线路阻塞的概率
Table 5.3 Congested probabilities of lines

线路	出现阻塞的概率	影子价格 (\$/hr/MWh)	
		均值	方差
38-65	0.336	0.0175	0.0301
64-65	1.0	0.3139	0.0666
65-68	0.424	0.0210	0.0357
其它	0.0	0.0	0.0

从表 5.3 可以看出，输电线路 64-65 一定会出现阻塞。而线路 38-65、65-68 出现阻塞的概率较小，加之它们的影子价格很小，因而即使它们出现阻塞，对输电网节点的电价影响也会相当小。因此在进行输电网的电价区域划分时，只考虑线路 64-65 出现阻塞的情况。

计算出每个节点注入功率对线路 64-65 传输功率的灵敏度系数，将它们映射到 1 维空间中，构成了 118 个样本点。采用基于尺度空间的层次聚类法对此样本点集进行聚类，其中： $\sigma_0 = 0.025, k = 1.025$ 。样本点集的融合过程见图 5.1。图 5.1 显示出随着

尺度的不断增加，样本点集不断融合，节点不断聚类，直到最终变为一个点集，即所有的节点归并为一个类为止。

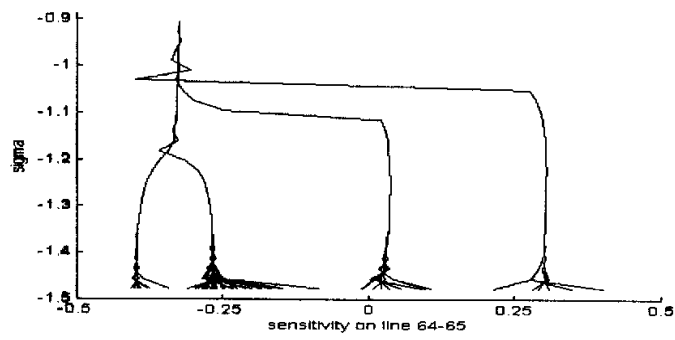


图 5.1 聚类中心的演化树
Fig. 5.1 Evolutionary tree of cluster centers

在层次聚类过程中，形成了一系列的聚类。按照一定选取条件形成有效的聚类集合，并依次从中选出存活时间最长的聚类，从而获得了 4 个最优聚类，每个类中节点的汇集情况见表 5.4，由此便获得了 4 个电价区域(见图 5.2)。在有效聚类的选取条件中，相应参数的设置为：紧凑程度和孤立程度的阈值取 0.9，类中样本数至少为 4 个，电价区内允许的最大电价差值为 1\$/MWh。

表 5.4 节点的聚类情况
Table 5.4 Node clustering

电价区编号	电价区中包含的节点
1	1-50、66、113-115、117
2	51-58、67
3	59-64
4	65、68-112、116、118

5.5.2 算例 2

减小输电网线路的最大传输功率值(见表 5.5)，利用 Monte Carlo 模拟法再次进行阻塞情况的概率分析。在经过 5000 次的随机抽样之后，计算误差 $\beta_u < 0.01$ ，系统中线路阻塞的概率情况见表 5.6。

从上面的计算结果可以看出，在输电网的电价区域划分时，应该考虑的阻塞线路有 4 条，即线路 26-38、37-38、38-65 和 65-68。分别计算出每个节点注入功率对这 4

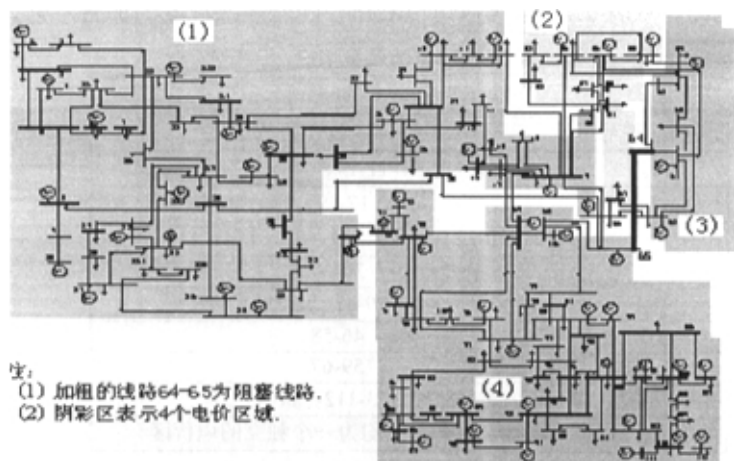


图 5.2 带有 4 个电价区的输电网络划分

Fig. 5.2 Partitioning transmission network with 4 price zones

表 5.5 输电线路的最大传输功率

Table 5.5 Line flow limits

线路	8-9	8-5	9-10	68-69	其它
最大传输功率(MW)	600	600	600	600	260

表 5.6 输电线路阻塞的概率

Table 5.6 Congested probabilities of lines

线路	出现阻塞的概率	影子价格(\$/hr/MWh)	
		均值	方差
26-30	0.546	0.1050	0.1157
37-38	1.0	3.0515	0.6954
38-65	1.0	1.1224	0.0981
64-65	0.004	0.0002	0.0027
65-68	1.0	0.3956	0.1215
69-77	0.048	0.0253	0.1144
89-92	0.364	0.0428	0.0878
其它	0.0	0.0	0.0

条阻塞线路传输功率的灵敏度系数，并将它们映射到 4 维空间中，构成 118 个样本点。采用基于尺度空间的层次聚类法对此样本点集进行聚类，聚类中参数的设定与算例 1 相同。

通过对聚类的最优选取，获得了 8 个最优聚类，类中节点的汇集情况见表 5.7，电

价区域划分见图 5.3。从表 5.7 和图 5.3 可以看出，随着阻塞程度的加剧，电价区域的

表 5.7 节点的聚类情况

Table 5.7 Node clustering

电价区编号	电价区中包含的节点
1	1-8、11-14、16、117
2	15、17-19、113
3	20-22、29-29、31、32、114、115
4	34-37
5	39-41、43
6	46-58
7	59-67
8	68-71、73-112、116、118
注	其它每个节点均为一个独立的电价区

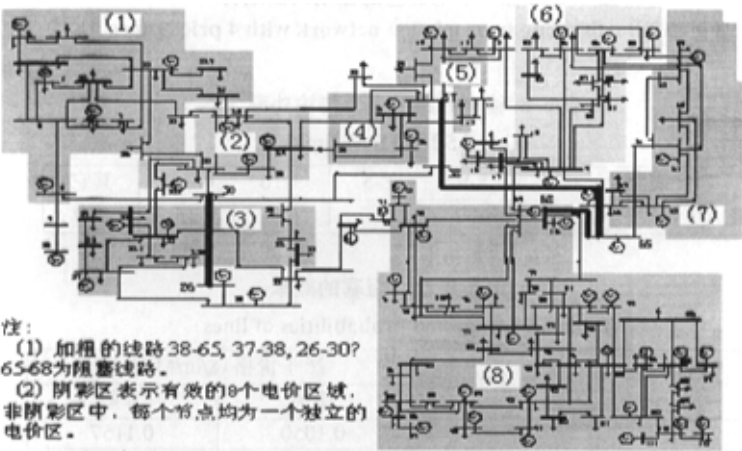


图 5.3 带有 8 个电价区和一些独立节点的输电网络划分
 Fig. 5.3 Partitioning transmission network with 8 price zones and some independent nodes

规模比算例 1 中小了很多，远离阻塞线路的节点汇集成 8 个区，而靠近阻塞线路的有些节点则成为一个独立的电价区，以提供正确的电价信号。

5.6 小结

引入人类视觉系统的尺度空间理论，提出了一种新的电价区域划分方法，并对不

同阻塞状态的 IEEE 118 节点系统进行了应用。本文提出的电价区域划分方法具有如下特点：

(1) 考虑在电价区域使用的一段时间内，电力市场中发电报价、负荷和双边交易的不确定性因素，采用 Monte Carlo 模拟法对输电网的阻塞情况进行了概率分析，获得了线路发生阻塞的概率以及线路影子价格的概率分布，从而确定出最可能发生阻塞的线路集合。

(2) 以节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数作为节点电价的特征量，不仅可以映射出节点电价的大小，而且不会随时变化，从而可以获得在一段时间内较为稳定且合理的电价区域划分。

(3) 针对最可能发生阻塞的线路集合，计算出输电网节点电价的特征量，形成聚类样本点集。在此基础上，采用基于尺度空间的层次聚类算法，对样本点集进行了聚类。随着尺度由小到大的逐步变化，各样本点集逐步融合，输电网的节点不断汇集，直至最终所有的节点汇集成一个类，形成完整的层次聚类树。

(4) 基于电价区域划分的实际问题，结合人类视觉感知理论，提出了获取最优聚类集合的选取条件，从而实现了合理的电价区域划分。在实际应用过程，可以进一步融入电力市场运营的专家知识，获得更为合理的聚类集合选取法则。

6 不考虑输电网约束时电力市场 Cournot 博弈的动态行为

为了模拟电力市场中发电商的博弈行为，本章提出了不计及输电网约束的 Cournot 动态模型，在此基础上，定性分析了两博弈 Cournot 动态模型的 Nash 均衡点及其稳定性，探讨了市场参数对市场稳定性的影响，数值仿真出在不同市场参数下的市场动态行为，其中着重探讨了在市场参数超出 Nash 均衡点稳定域后，展现出的周期甚至混沌的动态行为。

6.1 引言

众多的发电商、用户以及庞大的输电网组成了十分复杂的电力市场。追求自身利益最大化是各市场成员的唯一目标，最大利润点是其运动的方向。在市场供需关系和电价的协调作用下，发电商不断调整自己的发电量，用户不断改变自己的用电量，最终实现电力系统资源的优化配置。电力市场的这种动态行为，即发电量、用电量和电价等随时间演变的行为包含了市场中的各种信息，综合反映出各种市场因素的变化特点。分析并掌握电力市场的动态行为有助于市场管理者制定有效的市场规则来合理运营电力市场，也有助于市场参与者制定有效的交易计划来获得最大的经济利润。

目前，电力市场动态行为分析主要集中在市场均衡点的稳定性分析方面，即分析市场均衡点的稳定条件，评估市场参数对稳定性的影响。F.L.Alvarado 等人首先展开了这一方面的研究，在发电商发电量增加的速度正比于价格与成本之差，而用户用电量增加的速度正比于收益与价格之差的假设前提下，以发电商发电量和用户用电量为变量，构建起一阶微分方程，并在此基础上，分析了发电量和用电量的演化过程趋于均衡点，即市场稳定的条件^[88-90]。文献[91]在某时段的供应量与该时段及前一时段的电价有关，而需求量只与该时段的电价有关的假设前提下，以市场电价为变量建立起差分方程，分析了市场电价趋于均衡点的稳定条件。为了考虑市场成员的博弈行为，文献[92]采用 Cournot 模型来模拟电力市场的寡头博弈，建立了不计及输电网约束的 Cournot 动态微分方程，并探讨了在给定需求函数下发电商 Cournot 博弈的市场均衡点的计算方法，通过数值仿真展现出一条最终趋于均衡点的电价变化曲线，但没有涉及均衡点的稳定性分析。

实际的电力市场是一个十分复杂的系统，在一定情况下它有可能根本就不存在市

场均衡点，或者即使市场存在均衡点，它也可能会处于均衡点的不稳定范围内，因此仅仅研究市场均衡状态的稳定性，展现趋于均衡状态的市场动态行为是不够的，还必须进一步分析当电力市场不存在均衡点或者超出均衡点稳定域之后的市场动态行为。基于此，本章在以下几个方面展开了研究：①考虑电力市场的博弈行为，提出了不计及输电网约束的 Cournot 动态博弈模型；②定性分析了两博弈 Cournot 动态模型的 Nash 均衡点及其稳定性，探讨了市场参数对市场稳定性的影响；③针对两博弈 Cournot 动态模型，数值仿真出在不同市场参数下的市场动态行为，其中着重探讨了在市场参数超出 Nash 均衡点稳定域后展现出的动态行为。

6.2 离散动态系统的基本理论

本节的内容是后续章节所必需的理论基础，主要介绍离散动态系统的不动点、稳定性，混沌的概念以及混沌的主要特征。

6.2.1 离散动态系统

系统是指由一些相互联系或相互作用的客体所组成的集合^[136]。一个随时间变化的系统称为动态系统。研究动态系统的基本目的是了解系统的特性(通过状态变量表征)随时间变化的最终或渐近状态。当状态变量采用离散形式进行描述时，动态系统称为离散动力系统，即：

$$\mathbf{x}_{n+1} = \mathbf{F}(\mathbf{x}_n) \quad (6.1)$$

其中：状态变量 $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_m)$ ($x_i \in R$) 为 m 维向量，由状态变量张成的空间称为状态空间或相空间， $\mathbf{F}$ 是 R^m 到 R^m 的映射：

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_m \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_m) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_m) \\ \vdots \\ f_m(x_1, x_2, \dots, x_m) \end{bmatrix}$$

离散动态系统(6.1)的最终变化情况，即 $\mathbf{x}_0, \mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_n, \dots$ ，为方便起见，记

$$\mathbf{F}(\mathbf{F}(\mathbf{x})) = \mathbf{F}^{[2]}(\mathbf{x})$$

$$F\left(\underset{k \uparrow}{F\left(F\left(\underset{4}{L}\left(\underset{4}{F}\left(\underset{2}{L}\left(\underset{4}{F}\left(\underset{3}{L}\left(x\right)\right)\right)\right)\right)\right)\right)\right)=F^{[k]}(x)$$

于是,

$$x_k = F^{[k]}(x_0)$$

6.2.2 不动点的稳定性

定义 6.1 如果 $F(x)=x$, 则 x 是 F 的不动点; 如 $F^{[n]}(x)=x$, 且 $F^{[k]}(x) \neq x$ ($1 \leq k < n$), 则 x 是 F 的 n -周期点。

定义 6.2 p 是 F 的不动点, 对于任意的 $\epsilon > 0$, 存在一个 $\delta > 0$, 使得当 $\|x-p\| < \delta$ 时, $\|F^{[k]}(x)-p\| < \epsilon$ 对任 $k \geq 1$ 成立, 则称不动点 p 时稳定的。若还满足:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} F^{[n]}(x) = p$$

则称不动点是渐近稳定的。

定理 6.1^[87,136] $F(x)$ 是 R^m 到 R^m 的光滑映射, p 是 F 的不动点。如果 $DF(p)$ 的 m 个特征根值的模均小于 1, 则称 p 是稳定不动点, 且存在 p 的开区间 I , 使得如 $x \in I$, 就有:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} F^{[n]}(x) = p$$

领域 I 称为局部稳定集。如果 $DF(p)$ 存在模大于 1 的特征值, 则称 p 是不稳定不动点, 且存在 p 的开区间 I , 使得 $x \in I$, $x \neq p$, 会存在 $k > 0$, 使 $F^{[k]}(x) \notin I$ 。领域 I 称为局部不稳定集。其中:

$$DF(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \Lambda & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \Lambda & \Lambda & \Lambda \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \Lambda & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

称为 $F(x)$ 的 *Jacobin* 矩阵。

6.2.3 不变集与吸引子

定义 6.3 若集合 X^* 满足 $F(X^*) = X^*$ ，则称 X^* 为映射 F 的不变集。

显而易见，不动点 p ，即 1-周期点所组成的集合 $X^* = \{p\}$ 就是最简单的非空不变集。

定义 6.4 设 X^* 是映射 $F: R^n \rightarrow R^n$ 的非空不变集。如果点 x 满足 $F^{[n]}(x) \rightarrow x^*$ ($x^* \in X^*, n \rightarrow \infty$)，那么称点 x 为不变集 X^* 的吸引点。不变集 X^* 的吸引点之全体，称为 X^* 的吸引域，记作 $A(X^*)$ 。如果存在开集 U 使得 $A(X^*) \supset U \supset X^*$ ，那么称不变集 X^* 为 F 的一个吸引子。

吸引子就是非线性系统最终形成的运动状态在相空间中的不变流形或点集，它可以是稳定的不动点、周期轨道和奇怪吸引子。

6.2.4 混沌

一、混沌的特点

混沌是指发生在确定性非线性系统中貌似随机的不规则运动^[137]。它既可以看作是非线性系统特有的现象，也可以被认为是非线性系统几何空间的一种稳定结构。它的基本特点表现如下：

1) 宏观上的无序无规律

在宏观上，混沌运动呈现一种混乱、貌似随机、且对初始条件十分敏感。具体来说，这种无序无规律体现在三个方面：内随机性(对一个完全确定的系统，在一定系统参数条件下，能自发地产生的随机特性)、非周期性和对初始条件十分敏感。

2) 微观上的有序有规律

混沌运动不是完全的随机运动，它有很深背景下的规律性。这种规律性表现在混沌具有无穷嵌套的自相似几何结构和存在一些普适性的规律。

3) 有序有规律与无序无规律的互补

从前，人们把系统的有序与无序截然分开。通过混沌的研究，人们发现有序与无序在混沌运动中结合了、互补了，混沌是二者的交接点。

二、混沌的定义

定义 6.5^[136] 设 J 为一集合, 映射 $F: J \rightarrow J$ 称为在 J 上是混沌的, 如果满足:

(1) F 在 J 上是敏感依赖于初始条件的: 存在 $\delta > 0$, 对于任意的 $\varepsilon > 0$ 和任意的 $x \in J$, 在 x 的 ε 领域 U 内, 存在 $y \in U$ 和 $n \geq 0$, 使得:

$$|F^{[n]}(x) - F^{[n]}(y)| > \delta$$

(2) F 在 J 上是拓扑传递的: 对 J 上的任一对开集 $U, V \subset J$, 存在 $n > 0$, 使得 $F^{[n]}(U) \cap V \neq \emptyset$,

(3) F 的周期点集在 J 上是稠密的: 对任意的 $x \in J$ 的附近, 都存在映射 F 的周期点。

定义 6.7 设 $J \subset R^n$ 是一个吸引子, 如果映射 $F: J \rightarrow J$ 在 J 上是混沌的, 则 J 是奇怪吸引子。

三、混沌的数值特征

对混沌的发现和研究表明有两种方法: 数值分析法和理论分析法。采用理论分析法, 虽然能够对混沌进行一些分析, 获得一些结论, 但由于混沌运动的复杂性, 理论分析法所能应用的范围十分有限。目前, 尤其在应用领域中大多采用数值分析法来发现和研究混沌运动。

研究混沌运动的数值方法有许多, 如分形维数、Lyapunov 指数、频谱分析和 Pioncare 映射等, 下面主要介绍最具代表性的两种方法: 分形维数和 Lyapunov 指数。

1) 分形维数

混沌是一种奇怪吸引子, 它具有不规则、非周期、错综复杂和自相似结构的特性。分形维数就是定量刻画奇怪吸引子这一复杂图形的量。

分形维数的概念是熟知的几何拓扑维数概念的推广, 分形维数的核心就是允许维数出现分数, 具有分数值维数的点集被称为是分形的。几乎所有的奇怪吸引子都是分形的。由于自然界中的分形是多种多样的, 因此可以用多种形式的分形维数来描述他们的特征。

定义 6.9 分形维数 D_q 的定义为^[138]:

$$D_q = \lim_{r \rightarrow 0} \lim_{q_i \rightarrow q} \frac{1}{q_i - 1} \frac{\ln \sum_{i=1}^n P_i^{q_i}}{\ln r} \quad (q = -\infty, L, -1, 0, 1, L, +\infty) \quad (6.1)$$

式中： P_i 是覆盖概率，当用边长为 r 的小盒子去覆盖某种分形时， P_i 是分形中的一个点落入第 i 个小盒子的概率。当 q 取不同值时， D_q 表示不同的分形维数。当 $q = 0, 1, 2$ 时，分别等于容量维 D_0 、信息维数 D_1 和关联维数 D_2 。

有时关联维数也采用下列定义：

$$D_2 = \lim_{r \rightarrow 0} \frac{\ln C(r)}{\ln r} \quad (6.2)$$

式中关联积分 $C(r)$ 为参考点周围半径为 r 的 m 维空间所能包含相点的概率，即：

$$C(r) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N^2} \left\{ \text{满足 } \|x_i - x_j\| < r \text{ 的 } (x_i, x_j) \text{ 对的数目} \right\}$$

事实上，对于关联维数 D_2 来说，式(6.1)和(6.2)是等价的。1983 年，Grassberger 和 Procaccia 采用定义(6.2)，提出了从相空间中提取吸引子的关联维数的 G-P 算法。该算法的具体步骤见文献[139]。

分形维数还有许多不同的定义，例如 Hausdorff 维数、Lyapunov 维数、拓扑维数、自相似维数等，这些维数的定义及它们与容量维、信息维数和关联维数的关系可参考文献[138,140]。

2) Lyapunov 指数

混沌运动的基本特点是运动对初始条件极为敏感。对于混沌系统而言，非常靠近的两个初始条件，经过一定时间后，它们的运动轨迹变得面目全非，完全不相同，表现出貌似随机的样子。Lyapunov 指数是定量描述这一现象的量，它反映出相空间中相邻轨道发散或收敛的平均指数率。借助于它可以研究吸引子对初始条件的敏感依赖性。任何一个包含至少一个正的 Lyapunov 指数的系统被定义为混沌系统。

对离散 m 维系统(6.1)，设有两个初始点 x_0 和 x'_0 ，记差值 $\delta x_0 = x_0 - x'_0$ ，它很小，第一次迭代，并用微分近似得：

$$x_0 - x'_0 = F(x_0) - F(x'_0) \approx DF(x_0) \delta x_0$$

k 次迭代后，对应两点之差：

$$x_0 - x'_0 = F^{[k]}(x_0) - F^{[k]}(x'_0) \approx DF^{[k]}(x_0) \delta x_0$$

由复合函数求导可得：

$$DF^{[k]}(x_0) = DF(x_0) DF(x_1) \cdots DF(x_{k-1})$$

$DF^{(k)}(x_0)$ 有 m 个特征值, 用 $\Lambda_i^k (i=1,2,L,m)$ 表示。

定义 6.8 Lyapunov 指数 $\lambda_i (i=1,2,L,m)$ 定义为:

$$\lambda_i = \lim_{k \rightarrow \infty} \frac{1}{k} \ln(\Lambda_i^k)$$

若将它们从小到大排列为: $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq L \geq \lambda_m$, 称这 m 个数为 Lyapunov 指数的谱, 其中最大的 λ_1 值称为最大 Lyapunov 指数。

负的 Lyapunov 指数意味着局部收敛的平均速度, 正的 Lyapunov 指数意味着局部发散的平均速度。对于实际问题而言, 由于系统都是有界的, 所以只要发现其中 Lyapunov 指数大于 0, 就可以判定系统是混沌的, 因而最大 Lyapunov 指数的计算有着重要的意义。

目前, 计算 Lyapunov 指数的方法主要有两种^[141]: 一种是分析法, 一种是轨道跟踪法。前者是用一个函数来建立系统模型, 然后估计系统的雅可比矩阵, 进而求出 Lyapunov 指数; 后者是直接跟踪系统的两条轨道, 获取 Lyapunov 指数。由于轨道跟踪法不易受系统拓扑结构的影响, 因而受到许多学者的高度重视。

自从 1985 年 Wolf 提出轨道跟踪法以来^[142], 这种方法得到了较大改进, 最具代表性的是 M.T.Rosenstein 等人提出的小数据量算法。该方法具有对小数据组比较可靠, 计算量较小, 相对易操作等优点, 得到了广泛使用, 其具体的计算步骤见文献[143]。

6.3 电力市场的 Cournot 动态博弈模型

电力市场不同于一般商品市场, 它的生产成本巨大, 技术要求高, 从事电能生产的厂商数量往往十分有限。这表明电力市场并不具有完全竞争市场的特征, 而应归属于只有少数几个卖者(即寡头)的寡头垄断市场。在经济学中, 人们已提出了几种寡头博弈模型来模拟市场中的寡头博弈, Cournot 寡头博弈模型便是其中常用的一种, 它是一种寡头之间通过产量竞争的博弈模型^[144]。下面将 Cournot 寡头博弈模型应用到电力市场之中, 用以模拟发电商的博弈行为。

假设电力市场有两个区域市场组成, 区域市场通过一条输电线路连接, 其示意图如图 6.1 所示。市场中共有 n 个发电商(即寡头), 它们分布在两个区域市场中。区域市场 1 的发电商数为 n_1 , 区域市场 2 的发电商数为 n_2 , 并且有 $n_1 + n_2 = n$ 。两区域市场的需求函数具有相同的形式, 即区域市场电价与用户用电量之间的函数关系为:

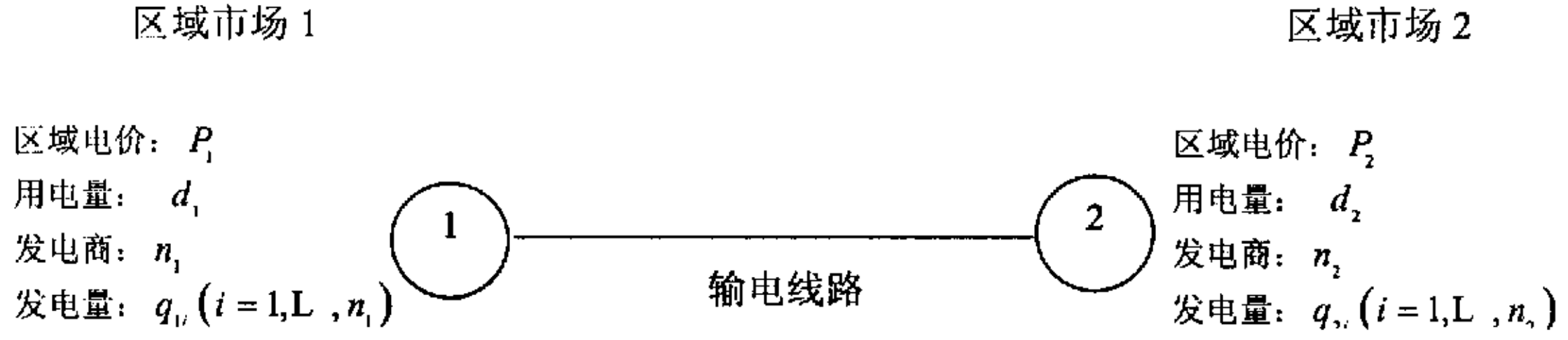


图 6.1 电力市场结构示意图
Fig. 6.1 Structure of power market

$$P_1 = a_1 - b_1 d_1, \quad P_2 = a_2 - b_2 d_2 \quad (6.3)$$

其中: P_1, P_2 分别为区域市场 1 和 2 的市场电价; d_1, d_2 为区域市场 1 和 2 的用户用电量;
 $a_1 = a_2 = a$, $b_1 = b_2 = b$ 。

当不考虑输电网约束时, 两个区域市场可以合并成一个市场, 且两个区域市场具有相同的电价, 即 $P_1 = P_2 = P$ 。于是, 可推得整个市场的需求函数为:

$$P = a - \frac{b}{2}(d_1 + d_2) \quad (6.4)$$

每个发电商都有自己的发电成本函数, 假设它们的成本函数为线性函数, 其数学表达式为:

$$C_i(q_i) = c_i q_i \quad (i = 1, 2, L, n)$$

其中: q_i 为发电商 i 的发电量, c_i 为发电商 i 的发电边际成本。

它们的利润函数为:

$$\pi_i = P q_i - C_i(q_i) = \left[a - \frac{b}{2}(d_1 + d_2) \right] q_i - c_i q_i \quad (6.5)$$

在不考虑输电损耗的前提下, 市场中的总发电量与总用电量保持相等, 即:

$$d_1 + d_2 = q_1 + q_2 + \Lambda + q_n$$

于是, 式(6.5)变为:

$$\pi_i = \left[a - \frac{b}{2}(q_1 + q_2 + \Lambda + q_n) \right] q_i - c_i q_i$$

边际利润函数为:

$$\begin{cases} \alpha_1 q_1 \left[a - c_1 - b q_1 - \frac{b}{2} \sum_{j=1, j \neq 1}^n q_j \right] = 0 \\ \text{M} \\ \alpha_n q_n \left[a - c_n - b q_n - \frac{b}{2} \sum_{j=1, j \neq n}^n q_j \right] = 0 \end{cases} \quad (6.12)$$

为了简化数值计算,下面将以两寡头博弈为例来进行具体的分析和计算。当市场中只有两个发电商时,式(6.12)变成如下形式:

$$\begin{cases} \alpha_1 q_1 \left(a - c_1 - bq_1 - \frac{1}{2} bq_2 \right) = 0 \\ \alpha_2 q_2 \left(a - c_2 - bq_2 - \frac{1}{2} bq_1 \right) = 0 \end{cases} \quad (6.13)$$

通过求解等式(6.13), 可以获得 4 个不动点:

$$\begin{aligned} q^0 &= (0, 0), \quad q^1 = \left(\frac{a-c_1}{b}, 0 \right), \quad q^2 = \left(0, \frac{a-c_2}{b} \right) \\ q^* &= (q_1^*, q_2^*) = \left(\frac{2(a+c_2-2c_1)}{3b}, \frac{2(a+c_1-2c_2)}{3b} \right) \end{aligned}$$

在经济学中, q^0, q^1, q^2 称为边界均衡点, q^* 为 Nash 均衡点。

由于发电商的发电量 $q_1, q_2 \geq 0$ ，为了使 4 个均衡点满足这一要求，市场参数需要具有以下特点：

$$a \geq c_1, \quad a \geq c_2, \quad a \geq 2c_1 - c_2, \quad a \geq 2c_2 - c_1$$

6.4.2 市场均衡点的局部稳定性

引入离散动力系统不动点的稳定性判据来进行市场均衡点(或不动点)的稳定性分析。映射 $F(q_1, q_2)$ 的 Jacobin 矩阵为:

$$DF(q_1, q_2) = \begin{bmatrix} 1 + \alpha_1 \left(a - c_1 - 2bq_1 - \frac{1}{2}bq_2 \right) & -\frac{1}{2}bq_1 \\ -\frac{1}{2}bq_2 & 1 + \alpha_2 \left(a - c_2 - 2bq_2 - \frac{1}{2}bq_1 \right) \end{bmatrix} \quad (6.14)$$

一、边界均衡点 q^0, q^1, q^2 的稳定性

当市场的均衡点为 q^0 时, $q_1 = q_2 = 0$, 此时 Jacobin 矩阵 $DF(q_1, q_2)$ 的两个特征根值均大于 1, 均衡点 q^0 是不稳定的。

当市场的均衡点为 q^1 时, $q_1 = (a - c_1)/b, q_2 = 0$, 此时 Jacobin 矩阵 $DF(q_1, q_2)$ 的两个特征根分别为: $\lambda_1 = 1 - \alpha_1(a - c_1) < 1$, $\lambda_2 = 1 + \frac{1}{2}\alpha_2(a + c_1 - 2c_2) > 1$, 即均衡点 q^1 是不稳定的。

与上面的分析过程类似, 也可以得出均衡点 q^2 是不稳定的。

二、Nash均衡点 q^* 的稳定性

当市场处于 Nash 均衡时, $q_1 = q_1^*, q_2 = q_2^*$, 此时 Jacobin 矩阵 $DF(q_1, q_2)$ 的特征根方程为:

$$\lambda^2 - (2 - \alpha_1 b q_1^* - \alpha_2 b q_2^*)\lambda + 1 - \alpha_1 b q_1^* - \alpha_2 b q_2^* + \frac{3}{4}\alpha_1 \alpha_2 b^2 q_1^* q_2^* = 0$$

其中:

$$Tr = 2 - \alpha_1 b q_1^* - \alpha_2 b q_2^*$$

$$Det = 1 - \alpha_1 b q_1^* - \alpha_2 b q_2^* + \frac{3}{4}\alpha_1 \alpha_2 b^2 q_1^* q_2^*$$

Jacobin 矩阵的特征根 $|\lambda_1| < 1, |\lambda_2| < 1$, 即 Nash 均衡点 q^* 稳定的充分必要条件为:

$$3\alpha_1 \alpha_2 b^2 q_1^* q_2^* - 4\alpha_1 b q_1^* - 4\alpha_2 b q_2^* < 0$$

$$3\alpha_1 \alpha_2 b^2 q_1^* q_2^* - 8\alpha_1 b q_1^* - 8\alpha_2 b q_2^* + 16 > 0$$

等价于:

$$4\alpha_1 b q_1^* + 4\alpha_2 b q_2^* - 16 < 3\alpha_1 \alpha_2 b^2 q_1^* q_2^* - 4\alpha_1 b q_1^* - 4\alpha_2 b q_2^* < 0 \quad (6.15)$$

当市场参数 $(a, b, c_1, c_2, \alpha_1, \alpha_2)$ 满足式(6.15)时, Jacobin 矩阵的特征根值均小于 1, 此时 Nash 均衡点是稳定的。

从上面的分析可以看出, 在不考虑输电网约束的 Cournot 博弈中, 市场只可能存在一个稳定的均衡点, 即 Nash 均衡。当市场参数满足式(6.15)时, 在 Cournot 博弈中, 每个发电商通过评估边际利润来不断调整自身发电量, 这一发电量的调整过程一直持续下去, 厂商的发电量将会稳定在 Nash 均衡状态 (q_1^*, q_2^*) 。在此状态下, 每个发电商的边

际利润为 0，它们不可能再通过独自改变自身的发电量来获得更高的利润，下一时刻发电商的发电策略仍然会保持在 Nash 均衡点 (q_1^*, q_2^*) 。在此情况下，发电商的发电量处于一个相对稳定的状态，与此相对应，用户的用电量和市场电价也将趋于稳定，市场达到稳定的均衡状态，此时称市场是稳定的。

6.4.3 市场参数对市场稳定性的影响

图 6.2 显示出某一电力市场在平面 (α_1, α_2) 上 Nash 均衡点的稳定域，稳定域的边界由双曲线函数：

$$3\alpha_1\alpha_2b^2q_1^*q_2^*-8\alpha_1bq_1^*-8\alpha_2bq_2^*+16=0$$

决定。其中：

$$A_1=\left(\frac{3}{a+c_2-2c_1},0\right), A_2=\left(0,\frac{3}{a+c_1-2c_2}\right) \quad (6.16)$$

从图 6.2 可以看出，随着发电商的发电量调整速度 (α_1, α_2) 的增加，Nash 均衡点与稳定域边界的距离变小。当调整速度超出稳定域边界时，Nash 均衡点失去稳定，两发电商的发电量将不再趋于 Nash 均衡状态。

从式(6.16)可以看出，增大市场需求函数的最高电价值 a （市场价格高到无需求量时的价格）， A_1, A_2 两点的数值将会减小，Nash 均衡点的稳定域变小，从而导致市场稳定性的降低。相反，当市场需求函数的最高电价值 a 减小时，市场的稳定性会提高。

当增大发电商 1 的边际成本时， A_1 点的数值增加， A_2 点的数值减小，此时在保持市场稳定的前提下，发电商 1 的发电量的最高调整速度可以增加，而竞争对手，发电商 2 的发电量的最高调整速度则需要减少。相反，当减小发电商 1 的边际成本时， A_2 点的数值增加， A_1 点的数值减小，发电商 1 的发电量的最高调整速度应减小，而竞争对手，发电商 2

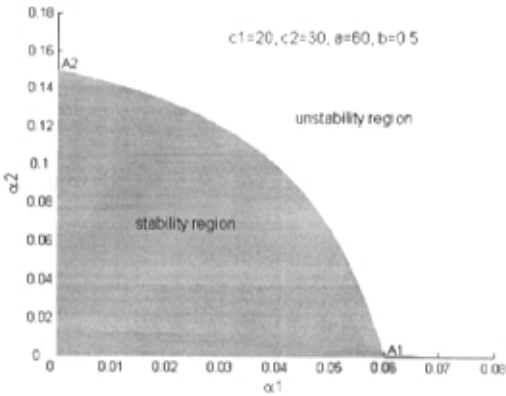


图 6.2 Cournot 博弈 Nash 均衡点的稳定域
Fig. 6.2 Stability region of Nash equilibrium of Cournot game

的发电量的最高调整速度则可增加。这一结论同样适用于有多个发电商时，发电商改变边际成本的情况。

若发电商的边际成本满足 $c_1 < c_2$ 时， $A_1 < A_2$ ，表明在保证市场稳定的前提下，发电边际成本低的发电商，其发电量的最高调整速度应该较小，而发电边际成本高的发电商，其发电量的最高调整速度可以较大。

6.5 市场动态行为的数值仿真

假设某一具体的电力市场，市场中用户的需求函数为： $P_i = 60 - 0.5d_i (i=1,2)$ ；市场中两个发电商的边际成本 $c_1 = 20$ \$/MWh， $c_2 = 30$ \$/MWh，它们所能生产的最大发电量都是 200MWh。初始时刻，两发电商的发电量分别为 $q_1(0) = 40MWh$ ， $q_2(0) = 20MWh$ 。发电商 1 的发电量调整速度为 $\alpha_1 = 0.03$ ，改变发电商 2 的发电量调整速度，图 6.3 显示出发电商发电量 q_1, q_2 的稳定解随发电量调整速度 α_2 变化的分岔图。

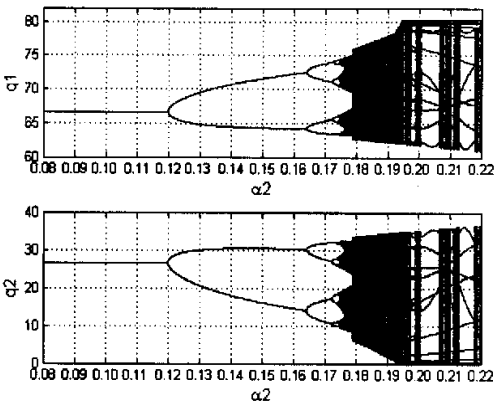


图 6.3 q_1, q_2 的稳定解随 α_2 变化的分岔图
Fig. 6.3 Bifurcation diagram of the stable

6.5.1 趋于 Nash 均衡点的市场动态行为

当发电商 2 的发电量调整速度 $\alpha_2 < 0.12$ 时，市场参数在 Nash 均衡点的稳定域内，此时发电商发电量的变化过程将收敛到唯一的稳定点，Nash 均衡点 (66.67MWh, 26.67MWh)。图 6.4 显示出 $\alpha_2 = 0.08$ 时发电量、用电量和市场电价随时间变化的动态行为。从图 6.4 可以看出，发电商经过 6 个时段的 Cournot 产量调整之后，它们的发电量逐渐趋于稳定，达到 Nash 均衡点 (66.67MWh, 26.67MWh)。与此同时，用户的用电量和市场电价也趋于稳定状态，分别达到 93.33MWh 和 36.67\$/MWh。

改变发电商发电量的初始值以及发电量的调整速度，只要调整速度在稳定域内，市场就会有与图 6.4 类似的动态行为，发电量趋于点 (66.67MWh, 26.67MWh)，用户的

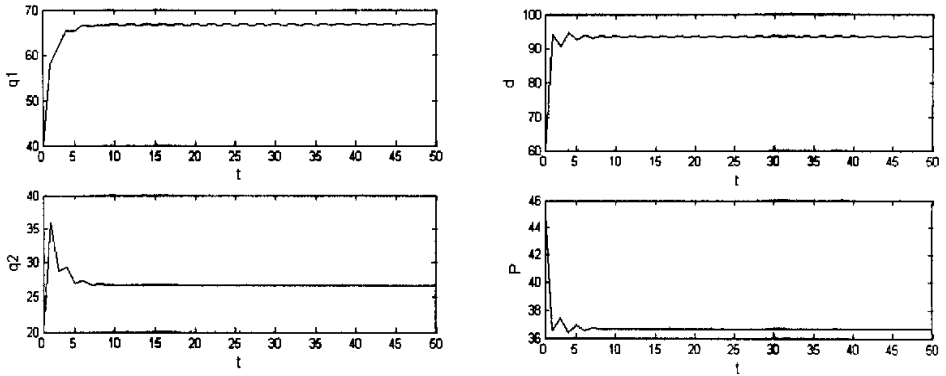


图 6.4 趋于 Nash 均衡点的市场动态行为
Fig. 6.4 Dynamic behavior of power market

用电量和市场电价分别达到 93.33MWh 和 36.67\$/MWh。

然而，在实际的电力市场中，由于每个时段，发电商调整发电量时，不可能确切知道所有的市场参数信息，它只能根据自己的边际利润情况来制定下一时段的发电计划。而且，每个发电商都希望最大限度地增加利润，它很难做到以一个较低的调整速度来缓慢改变发电量。因而，在电力市场的 Cournot 博弈中，发电商的发电量调整速度并不会总是满足式(6.15)的关系，当它们超出稳定范围时，市场便会失去稳定。下面将探讨市场失去稳定之后的市场动态行为。

6.5.2 周期变化的市场动态行为

从图 6.3 可以看出，当 $\alpha_2 > 0.12$ 时，市场参数超出稳定域，市场失去稳定。其中，当 $0.12 < \alpha_2 \leq 0.164$ 时，发电量的动态过程将收敛到 2 个周期点，展现出 2 周期变化的特点；当 $0.164 < \alpha_2 \leq 0.172$ 时，发电量的动态过程将收敛到 4 个周期点，展现出 4 周期变化的特点，并且 4 周期窗口比 2 周期窗口要窄（某一范围内稳定的周期解称为周期窗口）。接下来，随着 α_2 的继续增加，在越来越窄的周期窗口内，发电量的动态过程将相继出现 8 周期、16 周期，……，的变化。

图 6.5 显示出 $\alpha_2 = 0.16$ 时发电量、用电量和市场电价随时间变化的 2 周期动态行为。从图 6.5 可以看出，发电商经过一些时段的 Cournot 产量调整，它们的发电量将不再趋于 Nash 均衡点，达到稳定状态，而是展现出 2 周期变化的特点，发电商 1 的发电量在 64.248MWh 和 72.319MWh 两点之间反复变化，发电商 2 的发电量在 14.754MWh 和 30.242MWh 两点之间变化。与此相对应，用户的用电量和市场价格也展现出 2 周期变

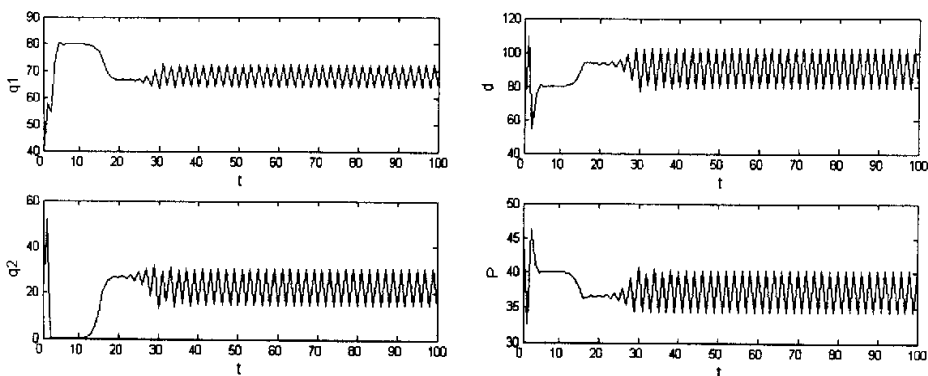


图 6.5 2 周期变化的市场动态行为
Fig. 6.5 Two periodic dynamic behavior of power

化的特点。

继续增大发电商 2 的发电量调整速度，图 6.6 显示出 $\alpha_2 = 0.17$ 时发电量、用电量和市场电价随时间变化的 4 周期动态行为。发电商经过一些时段的 Cournot 产量调整，它们的发电量继续展现出周期变化的特点，只是此时不再为 2 周期，而是 4 周期的变化，发电商 1 的发电量在 63.5318MWh、73.831MWh、65.382MWh 和 71.376MWh 四点之间，发电商 2 的发电量在 11.321MWh、27.596MWh、17.013MWh 和 31.902MWh 四点之间反复变化。与此相对应，用户的用电量和市场价格也展现出 4 周期变化的特点。

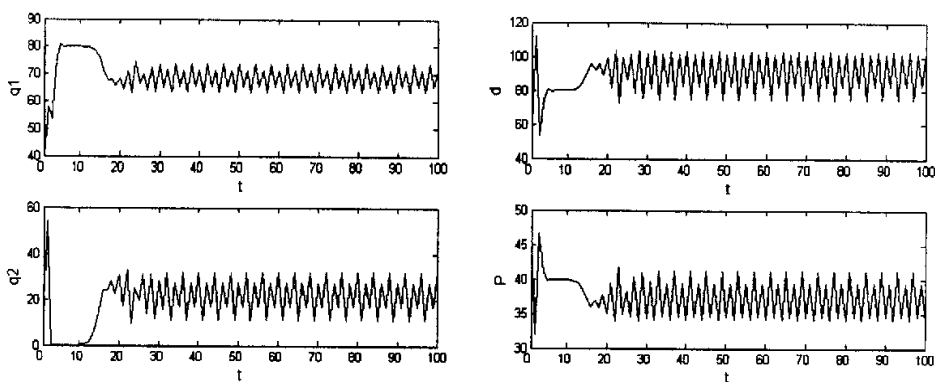


图 6.6 4 周期变化的市场动态行为
Fig. 6.6 Four period dynamic behavior of power market

6.5.3 混沌的市场动态行为

图 6.3 显示出当 $0.175 \leq \alpha_2 \leq 0.20$ 、 $0.207 \leq \alpha_2 \leq 0.212$ ，……，时，发电量的动态过程将收敛到无限多个点，展现出混沌的变化特点。在此混沌区内，还会出现周期窗口，周期窗口内又有混沌，这种结构无穷地重复着，即具有自相似的结构特点。由于发电量受到上下限值的约束，在混沌区之间又出现了一些周期窗口。

图 6.7 显示出 $\alpha_2 = 0.19$ 时发电量、用电量和市场价格随时间变化的混沌动态行为。从图 6.7 可以看出，发电商经过一些时段的 Cournot 产量调整，它们的发电量既不趋于 Nash 均衡点，也不再显示出周期变化，而是呈现出貌似随机的无规则运动。

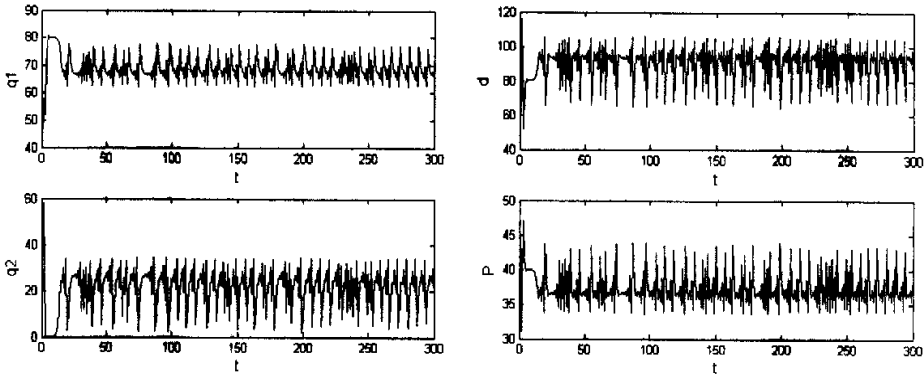


图 6.7 混沌变化的市场动态行为
Fig. 6.7 Chaotic dynamic behavior of power market

为了展现市场动态行为的吸引子，在 (q_1, q_2) 或 $(p(t), p(t+1))$ 相平面上画出发电商发电量和市场电价最终的运动轨道 (见图 6.8)。提取吸引子的关联维数，其数值为 1.16，这表明吸引子具有分形结构，展现出奇怪吸引子的重要特征。对吸引子进行 Lyapunov 指数的计算，最大 Lyapunov 指数为 0.34，显示出具有正的 Lyapunov 指数。这说明两个极靠近的初值所产生的轨道，随时间推移按指数方式分离，显示出运动轨道对初值条件的极为敏感性。通过关联维数和最大 Lyapunov 指数的提取，表明市场的动态行为具有混沌变化的特点，

从上面的数值仿真结果可以看出，市场的动态行为与市场参数密切相关，展现出十分复杂的变化特点。随着发电商 2 的发电量调整速度的变化，市场的动态行为出现了各种不同情形，即趋于 Nash 均衡点、周期变化甚至混沌的运动。

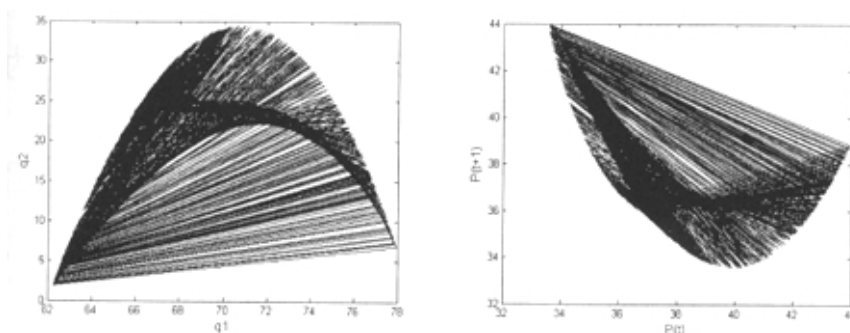


图 6.8 发电量和市场电价的奇怪吸引子

Fig. 6.8 Strange attractor of generation and price of power market

在上面整个过程的探讨中，通过改变发电商 2 的发电量调整速度来展现不同的市场动态行为。若改变其它的市场参数，如发电商 1 的发电量调整速度、发电商的发电边际成本 and 市场需求函数的 a 系数同样可以获得与上面类似的市场动态行为特性。限于篇幅，此处不再一一加以讨论。

6.6 小结

本章在考虑发电商博弈行为的情况下，提出了不计及输电网约束的电力市场 Cournot 动态博弈模型；利用非线性离散动力系统的基本理论，分析了两博弈 Cournot 模型的市场均衡点及其稳定性，指出市场存在唯一稳定的均衡点，即 Nash 均衡点，并给出了 Nash 均衡点的稳定域，探讨了市场参数对 Nash 均衡点稳定性的影响；通过数值仿真，模拟了在不同市场参数下，电力市场可能出现的各种动态行为，即趋于 Nash 均衡点、周期变化和混沌变化。

7 考虑输电网约束时电力市场 Cournot 博弈的动态行为

考虑输电网运行约束对电力市场 Cournot 博弈的影响,本章提出了计及输电网约束的 Cournot 动态模型。然后在此基础上,定性分析了两博弈 Cournot 动态模型的 Nash 均衡点及其稳定性,从中显示出在不同的市场参数下,对应不同的输电网运行状态:阻塞与不阻塞,市场会出现不同的 Nash 均衡点,甚至会出现没有 Nash 均衡点的情况;针对两博弈 Cournot 动态模型,数值仿真出不同市场参数下的市场动态行为,其中着重探讨了当市场参数超出 Nash 均衡点稳定域后,展现出的周期甚至混沌的动态行为。

7.1 引言

电力市场不同于其它商品市场的一个重要特征在于电力的交易要受到输电网运行约束的限制。在研究市场动态行为时,有必要建立起考虑输电网约束的市场动态模型,掌握输电网约束对市场动态行为的影响,从而实现更为准确的市场动态行为分析。本章将在上一章的基础上,计及输电网的运行约束,继续探讨电力市场 Cournot 博弈的动态行为。具体来说,研究的内容涉及如下几个方面:①提出了计及输电网约束的 Cournot 动态博弈模型;②定性分析了两博弈 Cournot 动态模型的 Nash 均衡点及其稳定性,从中显示出当考虑输电网约束时,在不同的市场参数下市场会出现不同的 Nash 均衡点,甚至会出现没有 Nash 均衡点的情况;③针对两博弈 Cournot 动态模型,数值仿真出在不同市场参数下的市场动态行为,着重探讨了当市场参数超出 Nash 均衡点稳定域后,展现出的市场动态行为。

7.2 电力市场的 Cournot 动态博弈模型

假设电力市场中发电商、用户的情况,以及它们与输电网的连接关系均与 6.3 节相同,如图 6.1 所示。现假设输电线路的最大传输功率为 k 。

当两个区域市场的发电量不相等时,发电量多的区域通过输电线路将多余的电量传输到发电量少的区域,以便在发电量多的区域中,发电商可以获得更高的电价,赚取更多的利润;而在发电量少的区域中,用户可以获得较低的电价,支付更少的费用。

最终，两区域市场趋向于拥有相同的市场电价。

当两区域市场的发电量相差不到 $2k$ 时，即：

$$\left| \sum_{i=1}^{n_1} q_{1i} - \sum_{i=1}^{n_2} q_{2i} \right| < 2k$$

其中： q_{1i} 为区域市场 1 中发电商的发电量； q_{2i} 为区域市场 2 中发电商的发电量。

在此情况下，输电线路的传输功率小于 k ，输电线路没有阻塞。于是，两个区域市场会拥有相同的市场电价和相等的用户用电量，它们可以合并成一个市场来处理。

而当两区域市场的发电量相差大于 $2k$ 时，即：

$$\left| \sum_{i=1}^{n_1} q_{1i} - \sum_{i=1}^{n_2} q_{2i} \right| > 2k$$

此时，若要两区域市场具有相同的市场电价，势必导致输电线路的传输功率大于 k ，输电线路出现阻塞。于是，在输电线路传输功率允许的范围内，发电量多的区域尽可能多得将功率输送到发电量少的区域，即其输送功率为输电线路传输功率的限值 k 。在此情况下，两个区域会拥有不同的市场电价（市场电价之差为输电线路的阻塞价格），它们需要视为不同的市场来处理。

综上所述，在考虑输电网约束的情况下，两市场区域中用户用电量与发电商发电量之间具有如下的数学关系：

$$\begin{cases} d_1 = \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} + k, d_2 = \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - k, & \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} < \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \\ d_1 = \frac{1}{2} \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} + \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} \right), d_2 = \frac{1}{2} \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} + \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} \right), & \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \leq \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} \leq \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \\ d_1 = \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} - k, d_2 = \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + k, & \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} > \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \end{cases}$$

于是，区域市场 1 中发电商的利润函数为：

$$\pi_{1i} = \begin{cases} \left[a - b \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} + k \right) \right] q_{1i} - c_{1i} q_{1i}, & \sum_{i=1}^{n_1} q_{1i} < \sum_{i=1}^{n_2} q_{2i} - 2k \\ \left[a - \frac{b}{2} \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} + \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} \right) \right] q_{1i} - c_{1i} q_{1i}, & \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \leq \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} \leq \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \\ \left[a - b \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} - k \right) \right] q_{1i} - c_{1i} q_{1i}, & \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} > \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \end{cases}$$

边际利润函数为：

$$\frac{\partial \pi_{1i}}{\partial q_{1i}} = \begin{cases} a - c_{1i} - bk - 2bq_{1i} - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j}, & \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} < \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \\ a - c_{1i} - bq_{1i} - \frac{b}{2} \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j} - \frac{b}{2} \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}, & \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \leq \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} \leq \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \\ a - c_{1i} + bk - 2bq_{1i} - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j}, & \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} > \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \end{cases}$$

区域市场 2 中发电商的利润函数为：

$$\pi_{2i} = \begin{cases} \left[a - b \left(\sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - k \right) \right] q_{2i} - c_{2i} q_{2i}, & \sum_{i=1}^{n_1} q_{1i} < \sum_{i=1}^{n_2} q_{2i} - 2k \\ \left[a - \frac{b}{2} \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} + \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} \right) \right] q_{2i} - c_{2i} q_{2i}, & \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \leq \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} \leq \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \\ \left[a - b \left(\sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + k \right) \right] q_{2i} - c_{2i} q_{2i}, & \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} > \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \end{cases}$$

边际利润函数为：

$$\frac{\partial \pi_{2i}}{\partial q_{2i}} = \begin{cases} a - c_{2i} + bk - 2bq_{2i} - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j}, & \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} < \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \\ a - c_{2i} - bq_{2i} - \frac{b}{2} \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j} - \frac{b}{2} \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}, & \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \leq \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} \leq \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \\ a - c_{2i} - bk - 2bq_{2i} - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j}, & \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} > \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k \end{cases}$$

在电力市场中，发电商根据自身的边际利润函数以及输电线路的状态，不断地调整发电量，以期获得最好的经济效益。发电商发电量调整的动态差分方程如下：

当 $\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) < \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) - 2k$ 时，

$$\begin{cases} q_{1i}(t+1) = q_{1i}(t) + \alpha_{1i} q_{1i}(t) \left[a - c_{1i} - bk - 2bq_{1i}(t) - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j}(t) \right] & i = 1, \Lambda, n_1 \\ q_{2i}(t+1) = q_{2i}(t) + \alpha_{2i} q_{2i}(t) \left[a - c_{2i} + bk - 2bq_{2i}(t) - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j}(t) \right] & i = 1, \Lambda, n_2 \end{cases}$$

当 $\sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) - 2k \leq \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) \leq \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) + 2k$ 时,

$$\begin{cases} q_{1i}(t+1) = q_{1i}(t) + \alpha_{1i} q_{1i}(t) \left[a - c_{1i} - bq_{1i}(t) - \frac{b}{2} \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j}(t) - \frac{b}{2} \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) \right] & i = 1, \Lambda, n_1 \\ q_{2i}(t+1) = q_{2i}(t) + \alpha_{2i} q_{2i}(t) \left[a - c_{2i} - bq_{2i}(t) - \frac{b}{2} \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j}(t) - \frac{b}{2} \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) \right] & i = 1, \Lambda, n_2 \end{cases}$$

当 $\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) > \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) + 2k$ 时,

$$\begin{cases} q_{1i}(t+1) = q_{1i}(t) + \alpha_{1i} q_{1i}(t) \left[a - c_{1i} + bk - 2bq_{1i}(t) - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j}(t) \right] & i = 1, \Lambda, n_1 \\ q_{2i}(t+1) = q_{2i}(t) + \alpha_{2i} q_{2i}(t) \left[a - c_{2i} - bk - 2bq_{2i}(t) - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j}(t) \right] & i = 1, \Lambda, n_2 \end{cases}$$

(7.1)

在此 Cournot 博弈中, 随着发电商发电量的不断调整, 市场电价的变化方程为:

当 $\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) < \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) - 2k$ 时,

$$P_1(t) = a - b \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) + k \right), \quad P_2(t) = a - b \left(\sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) - k \right)$$

当 $\sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) - 2k \leq \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) \leq \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) + 2k$ 时,

$$P_1(t) = P_2(t) = \frac{1}{2} \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) + \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) \right)$$

当 $\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) > \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) + 2k$ 时,

$$P_1(t) = a - b \left(\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j}(t) - k \right), \quad P_2(t) = a - b \left(\sum_{j=1}^{n_2} q_{2j}(t) + k \right)$$

(7.2)

其中: $P_1(t)$ 为 t 时刻区域市场 1 的电价; $P_2(t)$ 为 t 时刻区域市场 2 的电价。

7.3 市场均衡点及其稳定性分析

7.3.1 市场均衡点

求解电力市场 Cournot 博弈的动态差分方程(7.1)的不动点, 相当于联立求解如下的等式方程组:

当 $\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} < \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k$ 时,

$$\begin{cases} \alpha_{1i} q_{1i} \left[a - c_{1i} - bk - 2bq_{1i} - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j} \right] = 0 & i = 1, L, n_1 \\ \alpha_{2i} q_{2i} \left[a - c_{2i} + bk - 2bq_{2i} - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j} \right] = 0 & i = 1, L, n_2 \end{cases} \quad (7.3)$$

当 $\sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} - 2k \leq \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} \leq \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k$ 时,

$$\begin{cases} \alpha_{1i} q_{1i} \left[a - c_{1i} - bq_{1i} - \frac{b}{2} \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j} - \frac{b}{2} \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} \right] = 0 & i = 1, L, n_1 \\ \alpha_{2i} q_{2i} \left[a - c_{2i} - bq_{2i} - \frac{b}{2} \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j} - \frac{b}{2} \sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} \right] = 0 & i = 1, L, n_2 \end{cases} \quad (7.4)$$

当 $\sum_{j=1}^{n_1} q_{1j} > \sum_{j=1}^{n_2} q_{2j} + 2k$ 时,

$$\begin{cases} \alpha_{1i} q_{1i} \left[a - c_{1i} + bk - 2bq_{1i} - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_1} q_{1j} \right] = 0 & i = 1, L, n_1 \\ \alpha_{2i} q_{2i} \left[a - c_{2i} - bk - 2bq_{2i} - b \sum_{j=1, j \neq i}^{n_2} q_{2j} \right] = 0 & i = 1, L, n_2 \end{cases} \quad (7.5)$$

为了简化数值计算, 仍然以两寡头博弈为例来进行具体的分析和计算, 两发电商 1、2 分别处于区域市场 1 和 2 中。通过上面等式方程的求解, 可以获得如下不动点。

一、 $q_1 < q_2 - 2k$, 输电线路阻塞时的不动点

求解等式方程(7.3)可以获得 4 个解:

$$q^0 = (0, 0), \quad q^1 = \left(\frac{a - c_1 - bk}{2b}, 0 \right), \quad q^2 = \left(0, \frac{a - c_2 + bk}{2b} \right)$$

$$q^* = (q_1^*, q_2^*) = \left(\frac{a - c_1 - bk}{2b}, \frac{a - c_2 + bk}{2b} \right)$$

由于 $q_1 < q_2 - 2k$, $q_1, q_2 \geq 0$, 因而只有边界均衡点 q^2 和 Nash 均衡点 q^* 是有效的, 其中, q^2 的市场参数需要满足: $a - c_2 > 3bk$; q^* 的市场参数需要满足: $a - c_1 > bk$, $a - c_2 > -bk$, $c_1 - c_2 > 2bk$ 。

二、 $q_2 - 2k \leq q_1 \leq q_2 + 2k$, 输电线路没有阻塞时的不动点

求解等式方程(7.4)可以获得如下 4 个解:

$$q^0 = (0, 0), \quad q^1 = \left(\frac{a - c_1}{b}, 0 \right), \quad q^2 = \left(0, \frac{a - c_2}{b} \right)$$

$$q^* = (q_1^*, q_2^*) = \left(\frac{2(a + c_2 - 2c_1)}{3b}, \frac{2(a + c_1 - 2c_2)}{3b} \right)$$

由于 $q_2 - 2k \leq q_1 \leq q_2 + 2k$, $q_1, q_2 \geq 0$, 因而只有边界均衡点 q^1, q^2 和 Nash 均衡点 q^* 是有效的, 其中, q^1 的市场参数需要满足: $0 < a - c_1 \leq 2bk$; q^2 的市场参数需要满足: $0 < a - c_2 \leq 2bk$; q^* 的市场参数需要满足: $a \geq 2c_1 - c_2$, $a \geq 2c_2 - c_1$, $-bk < c_1 - c_2 < bk$ 。

三、 $q_1 > q_2 + 2k$, 输电线路没有阻塞时的不动点

求解等式方程(7.5)可以获得 4 个解:

$$q^0 = (0, 0), \quad q^1 = \left(\frac{a - c_1 + bk}{2b}, 0 \right), \quad q^2 = \left(0, \frac{a - c_2 - bk}{2b} \right)$$

$$q^* = (q_1^*, q_2^*) = \left(\frac{a - c_1 + bk}{2b}, \frac{a - c_2 - bk}{2b} \right)$$

由于 $q_1 > q_2 + 2k$, $q_1, q_2 \geq 0$, 因而只有边界均衡点 q^1 和 Nash 均衡点 q^* 是有效的, 其中, q^1 的市场参数需要满足: $a - c_1 > 3bk$; q^* 的市场参数需要满足: $a - c_1 > -bk$, $a - c_2 > bk$, $c_2 - c_1 > 2bk$ 。

从上面的分析可以看出, 在考虑输电网约束的情况下, 对应不同的输电线路状态: 阻塞或不阻塞, 市场将具有不同的 Nash 均衡点。在具体的电力市场中, 市场会达到哪

个 Nash 均衡点主要取决于发电商的边际成本、输电线路的最大传输功率以及用户需求函数中的 b 系数，即（假设市场参数始终满足 $a - c_1 > bk$ ， $a - c_2 > bk$ ， $a \geq 2c_1 - c_2$ ， $a \geq 2c_2 - c_1$ ）：

(1) 当发电商的边际成本之差小于 bk ，即 $-bk < c_1 - c_2 < bk$ 时，两区域市场中发电商所生产的发电量相差不大，输电线路不会出现阻塞，发电商发电量的 Nash 均衡点为：

$$q^* = \left(\frac{2(a + c_2 - 2c_1)}{3b}, \frac{2(a + c_1 - 2c_2)}{3b} \right) \quad (7.6)$$

(2) 当发电商的边际成本之差大于 $2bk$ ，即 $c_1 - c_2 > 2bk$ 或 $c_2 - c_1 > 2bk$ 时，两区域市场中发电商所生产的发电量相差较大，输电线路出现阻塞，发电商发电量的 Nash 均衡点为：

$$q^* = \left(\frac{a - c_1 - bk}{2b}, \frac{a - c_2 + bk}{2b} \right) \text{ 或 } q^* = \left(\frac{a - c_1 + bk}{2b}, \frac{a - c_2 - bk}{2b} \right) \quad (7.7)$$

7.3.2 市场均衡点的局部稳定性

一、 $q_1 < q_2 - 2k$ 或 $q_1 > q_2 - 2k$ ，输电线路阻塞时均衡点的局部稳定性

下面利用稳定性判据来进行均衡点(或不动点)的稳定性分析。当 $q_1 < q_2 - 2k$ 时，

$$F(q_1, q_2) = \begin{bmatrix} q_1 + \alpha_1 q_1 [a - c_1 - bk - 2bq_1] \\ q_2 + \alpha_2 q_2 [a - c_2 + bk - 2bq_2] \end{bmatrix}$$

其 Jacobin 矩阵为：

$$DF(q_1, q_2) = \begin{bmatrix} 1 + \alpha_1 (a - c_1 - bk - 4bq_1) & 0 \\ 0 & 1 + \alpha_2 (a - c_2 + bk - 4bq_2) \end{bmatrix}$$

当市场均衡点为 q^2 时， $q_1 = 0, q_2 = (a - c_2 + bk)/2b$ ，此时 Jacobin 矩阵 $DF(q_1, q_2)$ 的特征根值有一个大于 1，均衡点 q^2 是不稳定的。

当市场均衡点为 Nash 均衡点 q^* 时， $q_1^* = (a - c_1 - bk)/2b, q_2^* = (a - c_2 + bk)/2b$ ，此时 Jacobin 矩阵 $DF(q_1, q_2)$ 阵的特征根值小于 1，即 Nash 均衡点 q^* 稳定的充分必要条件为：

$$\alpha_1 b q_1^* < 1, \quad \alpha_2 b q_2^* < 1 \quad (7.8)$$

当 $q_1 > q_2 - 2k$ 时, 依此类推, 同样可以得出边界均衡点 q^1 是不稳定的, 当 $\alpha_1 b q_1^* < 1$, $\alpha_2 b q_2^* < 1$ 时, Nash 均衡点 q^* 稳定的。

从上面的分析可以看出, 当发电商的发电量满足 $q_1 < q_2 - 2k$ 或 $q_1 > q_2 + 2k$ 时, 输电线路出现阻塞。在此情况下, 市场中只可能存在唯一稳定的均衡点, 即 Nash 均衡点。

二、 $q_2 - 2k \leq q_1 \leq q_2 + 2k$, 输电线路没有阻塞时均衡点的局部稳定性

当 $q_2 - 2k \leq q_1 \leq q_2 + 2k$ 时,

$$F(q_1, q_2) = \begin{bmatrix} q_1 + \alpha_1 q_1 \left[a - c_1 - b q_1 - \frac{1}{2} b q_2 \right] \\ q_2 + \alpha_2 q_2 \left[a - c_2 - b q_2 - \frac{1}{2} b q_1 \right] \end{bmatrix}$$

其 Jacobin 矩阵为:

$$DF(q_1, q_2) = \begin{bmatrix} 1 + \alpha_1 \left(a - c_1 - 2b q_1 - \frac{1}{2} b q_2 \right) & -\frac{1}{2} b q_1 \\ -\frac{1}{2} b q_2 & 1 + \alpha_2 \left(a - c_2 - 2b q_2 - \frac{1}{2} b q_1 \right) \end{bmatrix}$$

类似于 6.3 节市场均衡点的稳定性分析, 同样可以得出边界均衡点 q^1 和 q^2 是不稳定的。Nash 均衡点 q^* 稳定的充分必要条件为:

$$4\alpha_1 b q_1^* + 4\alpha_2 b q_2^* - 16 < 3\alpha_1 \alpha_2 b^2 q_1^* q_2^* - 4\alpha_1 b q_1^* - 4\alpha_2 b q_2^* < 0 \quad (7.9)$$

当市场参数 $(a, b, c_1, c_2, \alpha_1, \alpha_2)$ 满足式(7.9)时, Jacobin 矩阵的特征根值均小于 1, Nash 均衡点稳定。

综上所述, 在考虑输电网约束的 Cournot 博弈中, 对应不同的市场参数, 市场会出现不同的 Nash 均衡点。在博弈过程中, 发电商根据输电线路的状态, 按照边际利润的大小不断调整各自的发电策略, 最终它们的发电量是否能达到某个 Nash 均衡点, 取决于市场参数 $(a, b, c_1, c_2, \alpha_1, \alpha_2)$ 和输电线路的最大传输功率 k , 即:

(1) 当发电商的发电边际成本之差小于 bk , 即 $-bk < c_1 - c_2 < bk$ 时, 且市场参数满足式(7.9), 则在发电商的发电量落入 Nash 均衡点的稳定集之后, 其发电量将会逐步收敛到 Nash 均衡点 $(2(a + c_2 - 2c_1)/3b, 2(a + c_1 - 2c_2)/3b)$ 。

(2) 当发电商的发电边际成本之差大于 $2bk$ ，即 $c_1 - c_2 > 2bk$ 或 $c_2 - c_1 > 2bk$ 时，且市场参数满足式(7.8)，则在发电商的发电量落入 Nash 均衡点的稳定集之后，其发电量将会逐步收敛到 Nash 均衡点 $((a - c_1 - bk)/2b, (a - c_2 + bk)/2b)$ 或 $((a - c_1 + bk)/2b, (a - c_2 - bk)/2b)$ 。

7.4 市场动态行为的数值仿真

假设某一具体的电力市场，用户的需求函数为： $P_i = 60 - 0.5d_i$ ($i=1,2$)；市场中有两个发电商，分别位于两区域市场中，它们的最大生产能力为 200MWh。输电线路的最大传输功率为 30MW。

7.4.1 发电商的发电边际成本之差小于 bk 的情况

假设两发电商的边际成本： $c_1 = 20$ \$/MWh， $c_2 = 30$ \$/MWh，根据式(7.6)可以计算出发电商发电量的 Nash 均衡点(66.67MWh, 26.67MWh)。此时，Nash 均衡点的稳定条件为： $3\alpha_1\alpha_2b^2q_1^*q_2^* - 8\alpha_1bq_1^* - 8\alpha_2bq_2^* + 16 > 0$ ，稳定域见图 6.2。

假设初始时刻，两发电商的发电量分别为 $q_1(0) = 40$ MWh， $q_2(0) = 20$ MWh。发电商 1 的发电量调整速度为 $\alpha_1 = 0.03$ ，改变发电商 2 的发电量调整速度，图 7.1 显示出发电量、区域市场电价的分岔图。

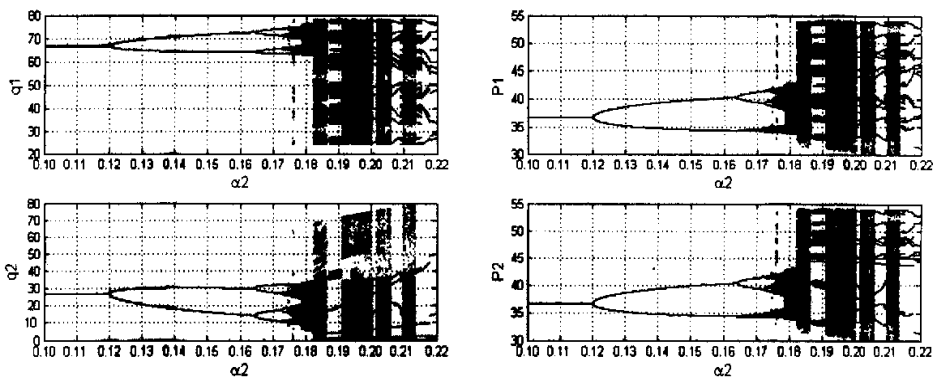


图 7.1 q_1, q_2, P_1, P_2 的稳定解随 α_2 变化的分岔图

Fig. 7.1 Bifurcation diagram of the stable solutions of q_1, q_2, P_1, P_2 with α_2

一、趋于Nash均衡点的市场动态行为

当发电商 2 的发电量调整速度 $\alpha_2 < 0.12$ 时, 市场参数落在 Nash 均衡点的稳定域内, 发电商的发电量将逐步收敛到唯一的稳态值, 即 Nash 均衡点 (66.67MWh, 26.67MWh)。此时, 在输电线路上传输的功率为 20MW, 线路没有阻塞, 于是两区域市场的电价相等, 均为 36.67\$/MWh。图 7.2 显示出 $\alpha_2 = 0.1$ 时发电量、区域市场电价随时间变化的动态行为。

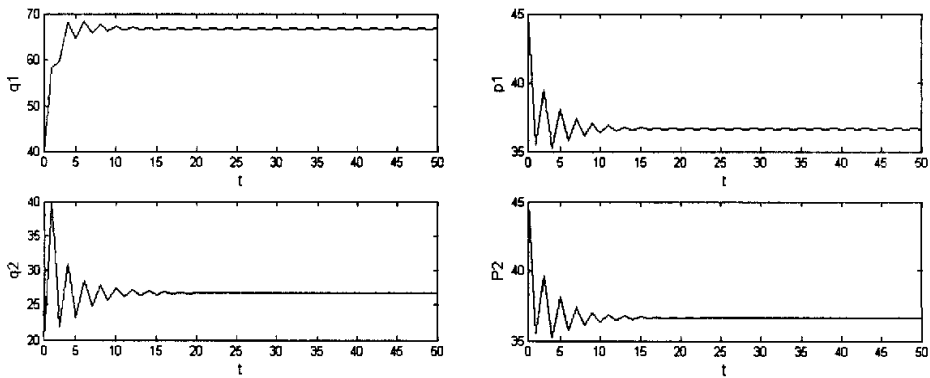


图 7.2 趋于 Nash 均衡点的市场动态行为
Fig. 7.2 Dynamic behavior of power market

二、周期变化的市场动态行为

继续增大发电商 2 的发电量调整速度, 市场参数会超出 Nash 均衡点的稳定域, 市场失去稳定。当 $0.12 < \alpha_2 \leq 0.164$ 时, 发电量的动态过程将收敛到 2 个周期点, 展现出 2 周期变化的特点; 当 $0.164 < \alpha_2 \leq 0.172$ 时, 发电量的动态过程将收敛到 4 个周期点, 展现出 4 周期变化的特点, 随着 α_2 的继续增加, 发电量的动态过程将相继出现 8 周期、16 周期, …… 的变化。图 7.3 显示出 $\alpha_2 = 0.16$ 时发电量、区域市场电价随时间变化的动态行为。

三、混沌的市场动态行为

当发电商 2 的发电量调整速度 $\alpha_2 \geq 0.175$ 时, 发电量、区域市场电价的动态过程将收敛到有界的无限多个点, 展现出貌似随机的混沌变化。在此混沌区内, 还会出现一些周期窗口。

当 α_2 在 0.18 附近时, 发电商发电量的稳态值在一个较小的范围内变化。在此情况下, 输电线路的传输功率小于 30MW, 线路没有发生阻塞, 因而发电量、市场电价的吸引子的形状与不考虑输电网约束时一样。图 7.4 显示出 $\alpha_2 = 0.18$ 时发电量、市场电价

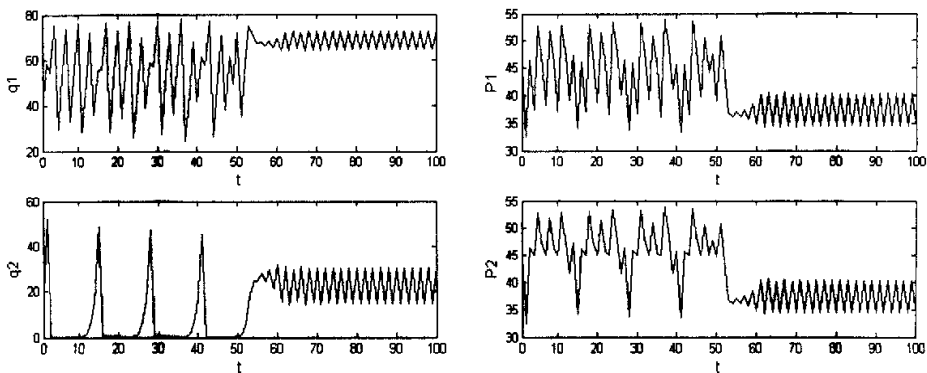


图 7.3 2 周期变化的市场动态行为
Fig. 7.3 Two periodic behavior of power market

随时间变化的混沌行为。图 7.5 显示出发电量和市场电价吸引子(区域市场 1 的电价与区域市场 2 的相同)。

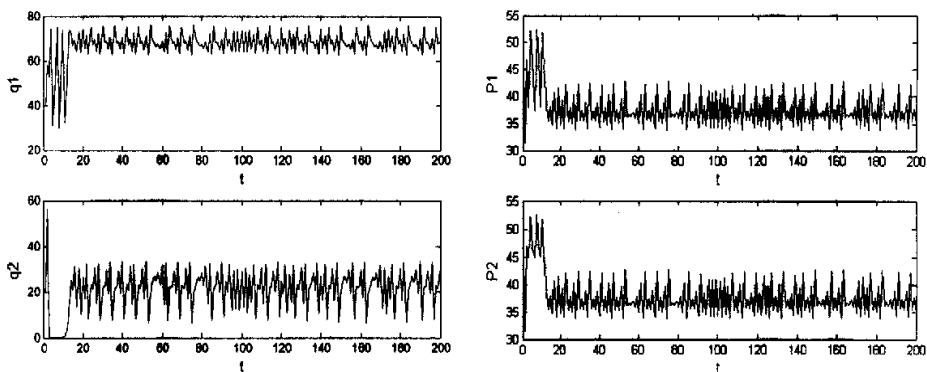


图 7.4 $\alpha_2 = 0.18$ 时混沌变化的市场动态行为
Fig. 7.4 Chaotic behavior of power market when $\alpha_2 = 0.18$

然而，当 α_2 在混沌区的其它范围时，发电商发电量的稳态值会落在一个较大的范围内，吸引子会在一个更大的空间范围上变化。在此情况下，输电线路有时会出现阻塞，区域市场 1 的电价变化将不同于区域市场 2，吸引子不仅包括在输电线路没有阻塞情况下的不变流形，而且包括了输电线路阻塞情况下的不变流形。图 7.6 显示出 $\alpha_2 = 0.202$ 时发电量、市场电价随时间变化的混沌行为。

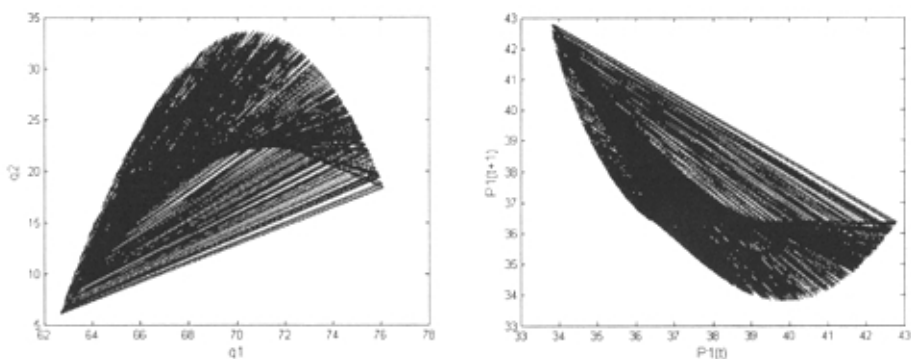


图 7.5 $\alpha_2 = 0.18$ 时发电量和市场电价的吸引子

Fig. 7.5 Attractors of generation and electricity price when $\alpha_2 = 0.18$

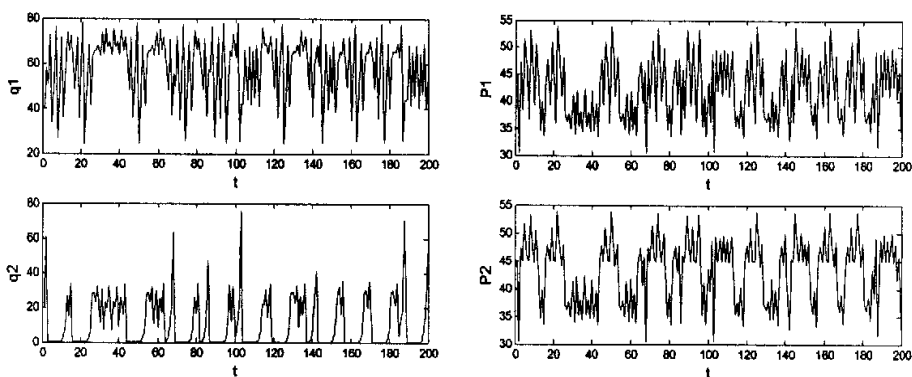


图 7.6 $\alpha_2 = 0.202$ 时混沌变化的市场动态行为

Fig. 7.6 Chaotic behavior of power market when $\alpha_2 = 0.202$

图 7.7 显示出发电量和市场电价的吸引子。通过关联维数和 Lyapunov 指数的提取, 可以获得吸引子的关联维数和最大 Lyapunov 指数分别为 1.10 和 0.34。

7.4.2 发电商的发电边际成本之差大于 $2bk$ 的情况

假设两发电商的边际成本 $c_1 = 45 \text{ \$/MWh}$, $c_2 = 5 \text{ \$/MWh}$, 根据式(7.7)可以计算出发电商发电量的 Nash 均衡点为 $(5\text{MWh}, 70\text{MWh})$, Nash 均衡点的稳定域为: $\alpha_1 < 0.4$, $\alpha_2 < 0.028$ 。假设初始时刻两发电商的发电量分别为 $q_1(0) = 20\text{MWh}$, $q_2(0) = 50\text{MWh}$ 。发电商 1 的发电量调整速度 $\alpha_1 = 0.1$, 改变发电商 2 的发电量调整速度。图 7.8 显示出发

电量、区域市场电价的稳态解随发电量调整速度变化的分岔图。

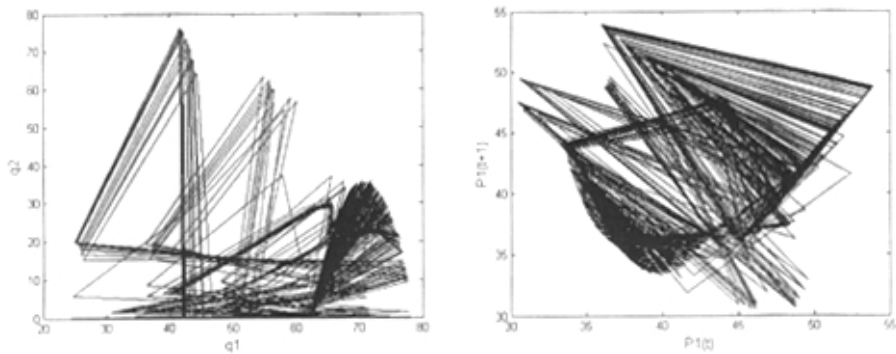


图 7.7 $\alpha_2 = 0.202$ 时发电量和市场电价的吸引子

Fig. 7.7 Attractors of generation and electricity price when $\alpha_2 = 0.202$

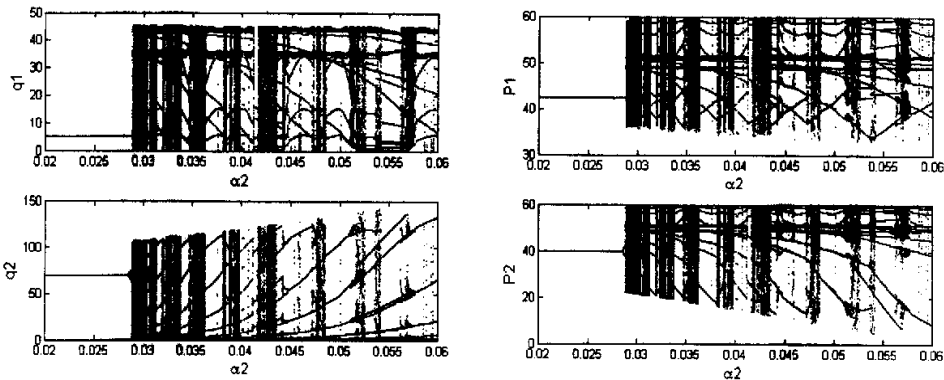


图 7.8 q_1, q_2, P_1, P_2 的稳态解随 α_2 变化的分岔图

Fig. 7.8 Bifurcation diagram of the stable solutions of q_1, q_2, P_1, P_2

一、趋于Nash均衡点的市场动态行为

当发电商 2 的发电量调整速度 $\alpha_2 < 0.028$ 时，市场参数落在 Nash 均衡点的稳定域内，发电商的发电量将逐步收敛到唯一的稳态值，即 Nash 均衡点 (5MWh, 70MWh)。此时，在输电线路上传输的功率为 30MW，线路阻塞，两区域市场的电价不同，分别为 42.5\$/MWh 和 40\$/MWh。

二、周期或混沌变化的市场动态行为

当发电商 2 的发电量调整速度 $\alpha_2 \geq 0.028$ 时，市场参数将超出 Nash 均衡点的稳定

域，发电商的发电量将无法再收敛到 Nash 均衡点，而展现出周期或混沌的变化特点。从图 7.8 可以看出，混沌窗口和周期窗口交替出现。

图 7.9 显示出 $\alpha_2 = 0.03$ 时发电量、区域电价随时间变化的混沌动态行为。图 7.10 显示出发电量、区域市场电价的吸引子。通过关联维数和 Lyapunov 指数的提取，可以获得吸引子的关联维数和最大 Lyapunov 指数分别为 0.60 和 0.53。

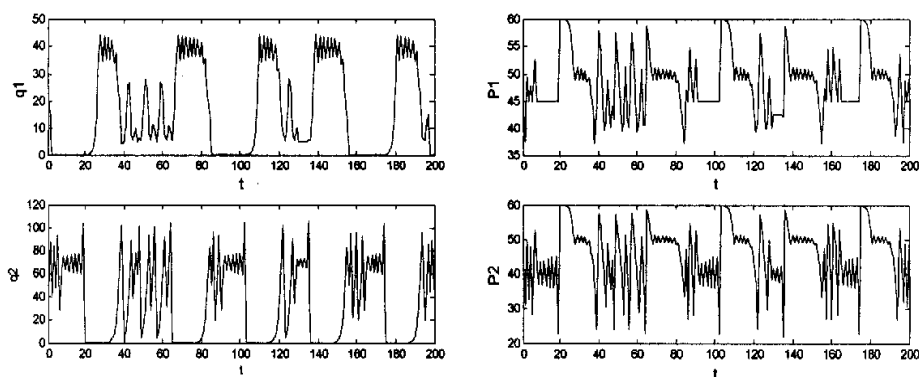


图 7.9 混沌变化的市场动态行为
Fig. 7.9 Chaotic behavior of power market

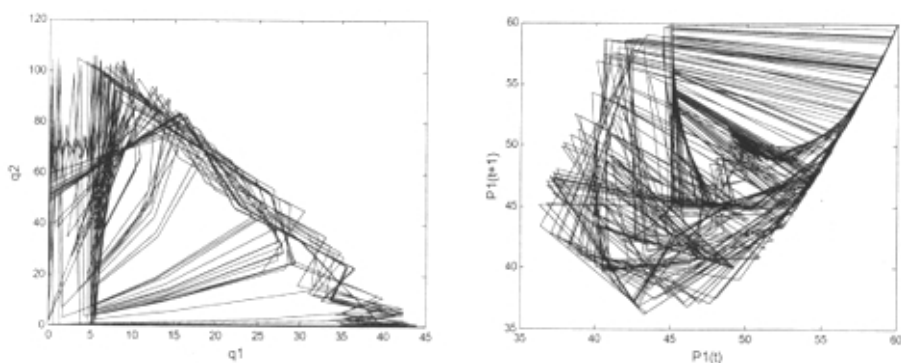


图 7.10 发电量和市场电价的吸引子
Fig. 7.10 Attractors of generation and electricity price

7.4.3 发电商的发电边际成本之差在 bk 与 $2bk$ 之间的情况

假设发电商的发电边际成本为 $c_1 = 45$ \$/MWh, $c_2 = 25$ \$/MWh。从 7.3.1 节的分析可以看出，当发电商的发电边际成本之差在 bk 与 $2bk$ 之间时，市场会不存在 Nash 均衡点，即无论发电量的调整速度为多少，发电商的发电量都将不会收敛到一个稳定的均衡点。

假设初始时刻两发电商的发电量分别为 $q_1(0) = 20MWh$, $q_2(0) = 50MWh$ 。发电商 1 的发电量调整速度 $\alpha_1 = 0.1$, 改变发电商 2 的发电量调整速度。图 7.11 显示出发电商的发电量、区域市场电价的稳态解随发电量调整速度变化的分岔图。

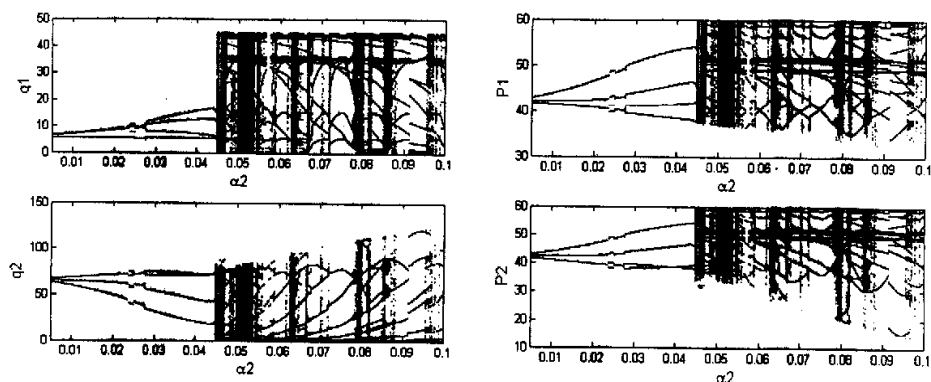


图 7.11 q_1, q_2, P_1, P_2 的稳态解随 α_2 变化的分岔图

Fig. 7.11 Bifurcation diagram of the stable solutions of q_1, q_2, P_1, P_2 with α_2

从图 7.11 可以看出, 市场的动态行为呈现周期或混沌的变化特点。图 7.12 展现出 $\alpha_2 = 0.02$ 时发电量、区域电价的吸引子。通过关联维数和 Lyapunov 指数的提取, 可以获得吸引子的关联维数和最大 Lyapunov 指数分别为 0.80 和 0.23。

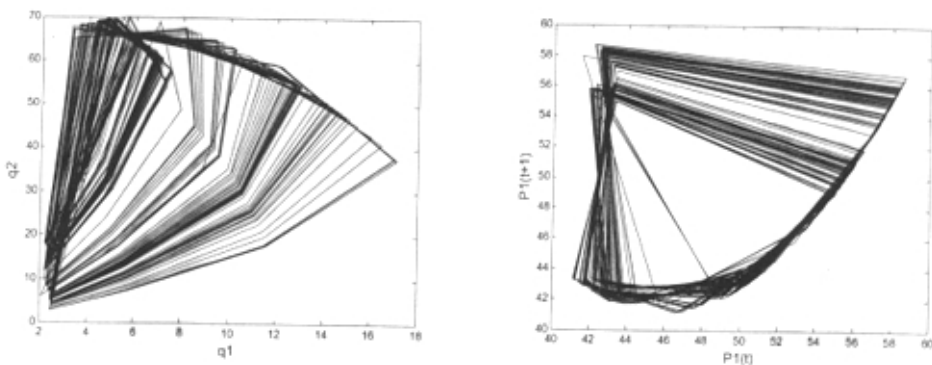


图 7.12 发电量和市场电价的吸引子

Fig. 7.12 Attractors of generation and electricity price

7.5 小结

本章在考虑输电网约束的前提下，提出了计及输电网约束的电力市场 Cournot 动态博弈模型，并利用非线性离散动力系统的基本理论，分析了两博弈 Cournot 模型的市场均衡点及其稳定性，从中显示出在不同的市场参数下，对应不同的输电网运行状态：阻塞和不阻塞，市场会出现不同的 Nash 均衡点，甚至会出现没有 Nash 均衡点的情况；针对不同的市场参数情况，对市场的动态行为进行了数值仿真，展现出市场可能出现的各种动态行为：趋于 Nash 均衡点、周期变化和混沌变化。

8 实际电力市场动态行为的混沌特性分析

借助混沌理论的相空间重构技术,本章对两个实际的电力市场:美国 New England 电力市场和 PJM 电力市场中电价和负荷的动态行为进行了特性分析,通过描述吸引子的重要特征量:关联维数和最大 Lyapunov 指数的提取以及替代数据检验法的验证,发现实际电力市场中电价和负荷的动态行为具有混沌运动的特点。

8.1 引言

电力市场是一个十分庞大和复杂的非线性系统,它既遵循市场经济的基本规律,而且又受到电力系统的物理、技术特性的作用。能源政策、环境法规、国民经济发展态势、电力市场规则、市场参与者的博弈以及输电网的物理特性都会影响实际电力市场的动态行为,使其展现出复杂的变化特点。在前面的两章中,从理论分析和计算上都已看到,电力市场的动态行为与市场参数和输电网的运行状态有关,会出现周期甚至混沌的非线性变化。可是,如何根据实际电力市场动态变化过程的采样数据来直接分析电力市场动态行为的特性,无疑是一个重要的研究课题。它可以补充由模型简化带来的不完善之处,进一步分析出电力市场动态行为的特性。

相空间是由动态系统的状态变量所张成的空间。借助相空间,可以有效、直观地描述出状态变量的演化过程,分析并研究系统变化的类型和规律。然而,实际的电力市场是一个地域分布广泛,结构十分复杂的高维大系统,实时获取其全部的状态变量是不可能的,这就要求只能用少数的状态变量,甚至一个状态变量来获得相空间中的信息,从而实现对实际电力市场动态行为的分析和研究。

八十年代初,F.Takens 在研究湍流的过程中,成功地运用微分拓扑方法证明了单个状态变量能够重构非解耦系统中的吸引子,被重构的吸引子和动态系统原来的吸引子从微分拓扑学的观点看是微分同胚的,即从表面形状看,相空间中被重构的吸引子与原吸引子并不完全一样,但它们的微分拓扑的本质特性却是相同的,同时体现的物理特征也是一样的^[147,148]。因此,通过对电力市场中某一状态变量的实时观测数据可以重构出市场动态行为的吸引子,进而分析出实际电力市场动态行为的特性。

基于此,借助 F.Takens 的相空间重构技术,本章对两个实际的电力市场:美国 New

England 电力市场和 PJM 电力市场中电价和负荷的动态变化过程进行了混沌特性分析，通过描述吸引子的重要特征量：关联维数和 Lyapunov 指数的提取，以及替代数据检验法的验证，发现电价和负荷的动态行为具有混沌的特性。

8.2 New England 市场动态行为的混沌特性分析

8.2.1 相空间重构

图 8.1 显示出美国 New England(在下文中简写成 NE)电力市场中 2001 年 12 月 1 日—2002 年 5 月 31 日的每小时系统清算电价和系统负荷，电价和负荷曲线均展现出很不规则的变化行为。

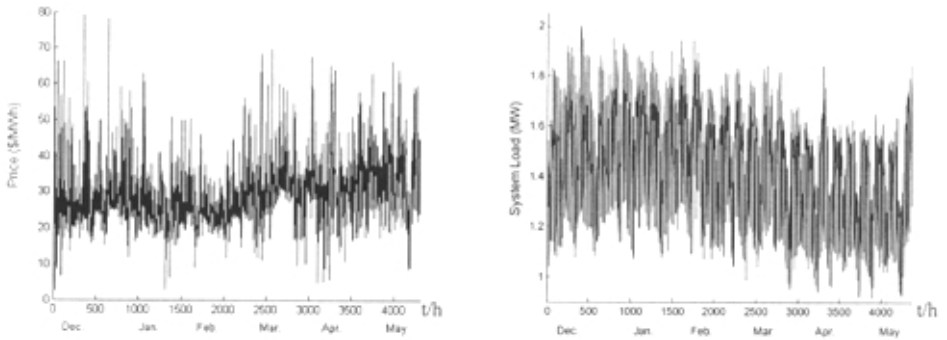


图 8.1 系统清算电价和负荷曲线
Fig. 8.1 System clearing price and load curve

电价和系统负荷数据是以一定时间采样(1 小时)而得到的离散时间序列。按照相空间重构的理论，设有单变量时间序列 x_1, x_2, L, x_N ，将其嵌入 m 维相空间，延迟时间为 τ ，得到一系列 m 维相空间中的相点：

$$\begin{aligned} Y_1 &= (x_1, x_{1+\tau}, L, x_{1+(m-1)\tau}) \\ Y_2 &= (x_2, x_{2+\tau}, L, x_{2+(m-1)\tau}) \\ &L, L \\ Y_{N'} &= (x_{N'}, x_{N'+\tau}, L, x_{N'+(m-1)\tau}) \end{aligned} \quad (8.1)$$

其中： $N' = N - (m-1)\tau$ ， τ 为延迟时间， m 为嵌入维数。式(8.1)将单变量时间序列嵌入

到 m 维相空间中，相空间中相点的变化描述出系统吸引子在相空间中的演化轨迹。

在重构相空间的过程中，延迟时间和嵌入维数的正确选取是重构成功的关键所在。延迟时间的选取需要使得序列 $\{x_i\}$ 和其延迟 τ 个时间单位的序列 $\{x_{i+\tau}\}$ 之间既可相互独立，又不至于在统计意义上完全无关。一般，采用自相关和互信息两种方法来进行。自相关法选取使 $\{x_i\}$ 和 $\{x_{i+\tau}\}$ 的相关系数首次过零点时的 τ 为延迟时间。互信息法则选取互信息第一极小值点时的 τ 为延迟时间^[149]。

嵌入维数的选取不能太小，以避免在原相空间中相距较远的点在重构的相空间中离的很近，甚至出现重叠；它也不能太大，以致在重构的相空间中引入不必要的噪声。Kennel 等提出了一种通过伪邻近点数目来确定嵌入维数的方法^[150]。所谓伪邻近点是指因嵌入维数较低造成的距离很近的相邻点。随着嵌入维数的增加，伪邻近点数目将随之减少，由此可选出合适的嵌入维数。

针对 NE 电力市场中的每小时电价时间序列和负荷时间序列，分别采用相空间重构方法来重构它们各自的相空间。图 8.2 显示出 NE 电价的自相关系数和互信息，确定延迟时间 $\tau = 8$ 。图 8.3 显示出 NE 负荷的自相关系数和互信息，确定延迟时间 $\tau = 7$ 。

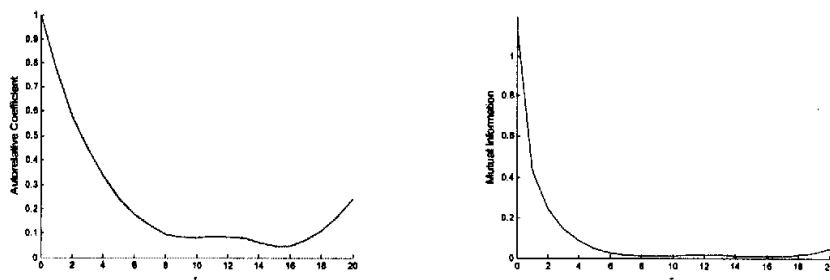


图 8.2 NE 电价的自相关系数和互信息曲线

Fig. 8.2 Autocorrelation coefficient and mutual information curve for NE price

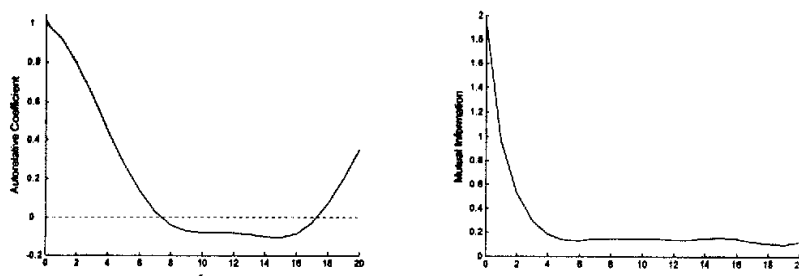


图 8.3 NE 负荷的自相关系数和互信息曲线

Fig. 8.3 Autocorrelation coefficient and mutual information curve for NE load

图 8.4 显示出伪邻近点数与嵌入维数之间的关系, 对于 NE 电价时间序列, 当 $m = 7$ 时, 伪邻近点数为 0, 从而确定它的嵌入维数为 7; 对于 NE 负荷时间序列, 使伪邻近点数为 0 的嵌入维数同样为 7。

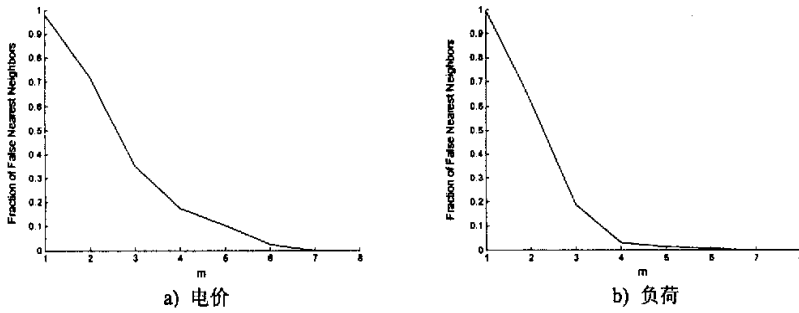


图 8.4 伪邻近点数与嵌入维数的关系曲线

Fig. 8.4 Curve of false nearest neighbors and embedding dimension

8.2.2 混沌特性分析

一、吸引子的关联维数

1983 年, Grassberger 和 Procaccia 提出了 G-P 算法^[139]。在重构的相空间中, 通过计算关联积分 $C(m, r)$ ($C(m, r)$ 为参考点周围半径为 r 的 m 维空间所能包含相点的概率) 来提取吸引子的关联维数 D_2 。

从 $m=1$ 的嵌入维数开始, 在 NE 电价和负荷重构的相空间上, 分别计算出各自的关联积分 $C(m, r)$, 画出 $\ln C(m, r) \sim \ln r$ 曲线见图 8.5。通过求取 $\ln C(m, r) \sim \ln r$ 曲线线性段的斜率便可获得吸引子的关联维数 $D_2(m)$ 。对于混沌系统而言, 当 m 足够大时, $D_2(m)$ 将趋于恒定, 即 $D_2(m)$ 处于饱和状态, 且此时 $D_2(m) \approx D_2$ 。 $D_2(m)$ 是否趋于饱和, 可以用来识别一个系统是混沌的还是随机的。

从图 8.5 和表 8.1 可以看出, 随着嵌入维数的增加, 电价和负荷吸引子的关联维数 $D_2(m)$ 逐渐趋于饱和。对于 NE 电价而言, 当嵌入维数为 7 时, 关联维数 $D_2(m)$ 基本不变, 且 $D_2 = 5.4$, 为非整数, 即具有分数维的奇怪吸引子, 从而表明 NE 电价的演化过程具有混沌特性; 对于 NE 负荷而言, 当嵌入维数为 7 时, 关联维数 $D_2(m)$ 基本不变, 且 $D_2 = 3.9$, 为非整数, 从而同样说明 NE 负荷的演化行为具有混沌的特点。

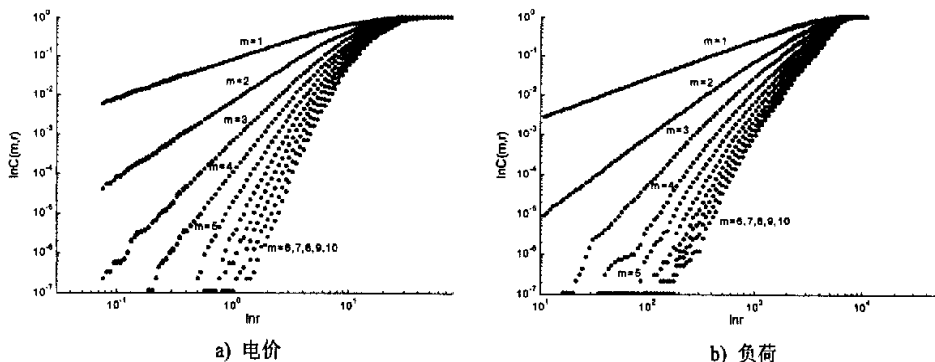


图 8.5 $\ln C(m, r) \sim \ln r$ 曲线

Fig. 8.5 $\ln C(m, r) \sim \ln r$ curves

表 8.1 不同嵌入维数下的关联维数

Table 8.1 Correlation dimensions for different embedding dimensions

嵌入维数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
电价	0.99	1.95	2.96	3.74	4.61	5.31	5.39	5.42	5.45	5.48
负荷	0.95	1.79	2.47	3.07	3.49	3.68	3.87	3.91	3.93	3.92

二、吸引子的最大Lyapunov指数

采用小数据量算法分别从 NE 电价和负荷吸引子中提取各自的最大 Lyapunov 指数^[145]。在不同嵌入维数下，最大 Lyapunov 指数见表 8.2。它们的最大 Lyapunov 指数均大于 0，说明电价和负荷动态行为最初的微小变化将随着时间的推移按指数方式增长，最终会导致很大的变化，这表明电价和负荷的演化过程对初始条件极为敏感，展现出混沌运动的特征。另一方面，由于最大 Lyapunov 指数的数值很小，电价和负荷的演化速率较慢，这又说明对它们的演化过程进行短期预测是可能的。

表 8.2 不同嵌入维数下的最大 Lyapunov 指数

Table 8.2 Maximum Lyapunov exponents for different embedding dimensions

嵌入维数	6	7	8	9	10
电价	0.020	0.016	0.014	0.013	0.012
负荷	0.015	0.014	0.012	0.011	0.011

三、替代数据检验

上面通过提取吸引子的关联维数和 Lyapunov 指数，直观反映了电价和负荷演化过

程中的一些混沌特征。考虑到所采用的时间序列的长度有限，并含有噪声，为了实现电价和负荷混沌行为的准确判定，下面采用基于统计假设检验的替代数据法来进行进一步的验证。该检验方法的实现步骤如下^[151,152]：

(1) 做出零假设：所讨论的时间序列，即原始序列为随机序列。

(2) 采用相位随机化方法由原始序列出发，产生出一组既满足零假设条件，又保留了原序列的 Fourier 功率谱或概率分布的替代数据。

(3) 分别计算原始数据和替代数据的关联维数、Lyapunov 指数等指标。

(4) 根据原始数据和替代数据指标的显著性差异水平在一定置信度内决定是接受零假设，还是拒绝假设。显著性差异水平的检验统计量定义为（采用关联维数作为衡量指标）：

$$s = |D_{data} - D_{surr}| / \sigma_{surr}$$

其中： D_{data} 为原始数据的关联维数， D_{surr} 为所有替代数据的关联维数的均值， σ_{surr} 为替代数据关联维数的标准偏差。

若取显著性水平为 0.05，则当 $s \geq 1.96$ 时，表明原始数据与替代数据有明显差别，原时间序列以 95% 的置信度为混沌时间序列；当 $s < 1.96$ 时，则原时间序列以 95% 的置信度为随机序列。

分别以 NE 的电价和负荷时间序列作为原始数据，产生 10 组替代数据，随后计算出原始数据和替代数据的关联维数以及它们之间差异水平的检验统计量，计算结果见表 8.3。在不同的嵌入维数下，两条电价时间序列的检验统计量数值都大于 1.96，由此说明它们确实为混沌时间序列。

由上面的分析可以看出，在 NE 电力市场中，貌似随机的电价和负荷演化过程并不是一种完全随机的行为，而是具有分数的关联维数，正的最大 Lyapunov 指数，展现出混沌的变化特性。

8.3 PJM 市场动态行为的混沌特性分析

8.3.1 相空间重构

图 8.6 显示出美国 PJM 电力市场中 500kv Alburtis 节点 2002 年 1 月 1 日—2002 年 8 月 30 日的每小时电价和系统负荷时间序列的变化曲线。

表 8.3 原始数据和替代数据的关联维数
Table 8.3 Correlation dimension of original data and surrogate data

嵌入维数			6	7	8	9	10
电价	原始数据	关联维数	5.31	5.39	5.42	5.45	5.48
	替代数据	关联维数均值	5.170	5.786	6.256	6.762	7.192
		关联维数标准差	0.0583	0.1919	0.2344	0.3549	0.4620
	检验统计量 s		2.4010	2.0635	3.5670	3.6966	3.7058
负荷	原始数据	关联维数	3.68	3.87	3.91	3.93	3.92
	替代数据	关联维数均值	4.090	4.436	4.900	5.134	5.368
		关联维数标准差	0.0524	0.1646	0.1821	0.1794	0.2299
	检验统计量 s		7.8184	3.4395	5.4374	6.7117	6.2974

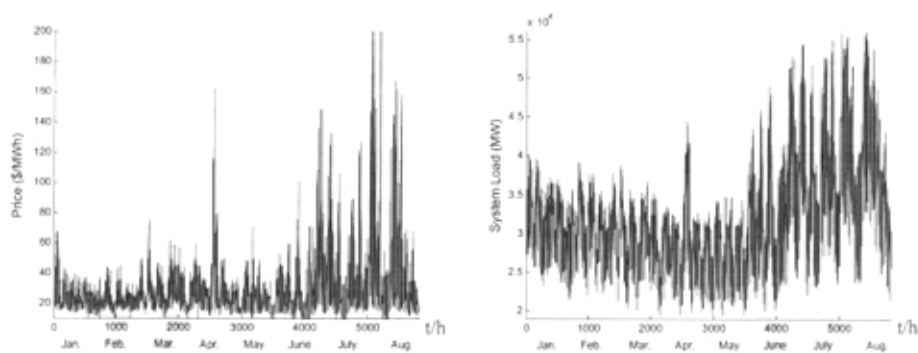


图 8.6 节点电价和系统负荷曲线
Fig. 8.6 Nodal price and system load curve

采用 F.Takens 的相空间重构技术，将节点电价时间序列和系统负荷时间序列分别嵌入到 m 维相空间中。采用自相关和互信息两种方法，确定 PJM 节点电价的延迟时间 $\tau=8$ ，系统负荷的延迟时间 $\tau=10$ 。通过伪邻近点数目的计算，可以看出 PJM 节点电价的嵌入维数为 8。系统负荷的嵌入维数也为 8。

8.3.2 混沌特性分析

一、吸引子的关联维数

在重构的相空间中，采用 G-P 算法来提取吸引子的关联维数 D_2 。对于 PJM 节点电价时间序列而言，关联积分 $\ln C(m, r) \sim \ln r$ 的曲线见图 8.7。

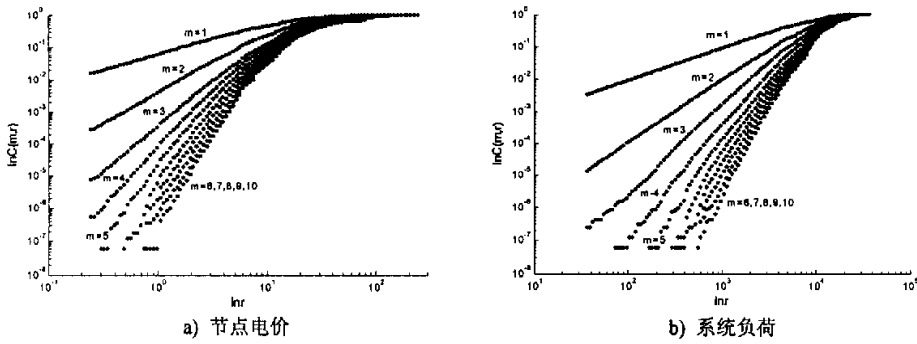


图 8.7 $\ln C(m, r) \sim \ln r$ 曲线
Fig. 8.7 $\ln C(m, r) \sim \ln r$ curves

表 8.4 不同嵌入维数下的关联维数
Table 8.4 Correlation dimensions for different embedding dimensions

嵌入维数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
电价	0.90	1.80	2.63	3.26	3.95	4.36	4.51	4.75	4.78	4.83
负荷	0.93	1.81	2.53	3.12	3.57	4.06	4.47	4.70	4.74	4.75

从图 8.7 和表 8.4 可以看出，随着嵌入维数 m 的增加，曲线线性段的斜率逐渐相同。当嵌入维数为 8 时，关联维数 $D_2(m)$ 基本不变，且 $D_2 = 4.8$ ，为非整数，即具有分数维的奇怪吸引子，从而表明 PJM 节点电价的演化过程具有混沌特性。对于 PJM 系统负荷时间序列而言，也具有类似的特点，当嵌入维数为 8 时，关联维数 $D_2(m)$ 基本不变，且 $D_2 = 4.7$ ，从而表明系统负荷的演化过程同样为混沌运动。

二、吸引子的最大 Lyapunov 指数

采用小数据量算法分别从 PJM 节点电价和系统负荷的吸引子中提取各自的最大 Lyapunov 指数。在不同嵌入维数下，最大 Lyapunov 指数见表 8.5。它们的最大 Lyapunov 指数均大于 0，表明节点电价和系统负荷的演化过程对初始条件极为敏感，展现出混沌运动的特征。

三、替代数据检验

分别以 PJM 节点电价和系统负荷的时间序列作为原始数据，产生 10 组替代数据，

表 8.5 不同嵌入维数下的最大 Lyapunov 指数
Table 8.5 Maximum Lyapunov exponents for different embedding dimensions

嵌入维数	6	7	8	9	10
节点电价	0.020	0.015	0.011	0.011	0.011
系统负荷	0.013	0.010	0.009	0.008	0.008

并计算出原始数据和替代数据的关联维数以及它们之间差异水平的检验统计量，计算结果见表 8.6。在不同的嵌入维数下，电价和负荷时间序列的检验统计量数值都大于 1.96，由此说明它们确实为混沌时间序列。

表 8.6 原始数据和替代数据的关联维数
Table 8.6 Correlation dimensions of original data and surrogate data

嵌入维数			6	7	8	9	10
节点 电价	原始 数据	关联维数	4.36	4.51	4.75	4.78	4.83
	替代 数据	关联维数 均值	4.995	5.350	5.650	6.038	6.128
		关联维数 标准差	0.1193	0.1534	0.1508	0.2074	0.1434
	检验统计量 s		5.3226	5.4757	5.9691	6.0624	9.0493
系统 负荷	原始 数据	关联维数	4.06	4.47	4.70	4.74	4.75
	替代 数据	关联维数 均值	5.063	5.528	5.928	6.218	6.520
		关联维数 标准差	0.2136	0.1559	0.2193	0.2225	0.2510
	检验统计量 s		4.6934	6.7850	5.5974	6.6414	7.0518

由上面的分析可以看出，貌似随机的 PJM 电力市场的节点电价和系统负荷的演化过程并不是一种完全随机的行为，而是一种混沌运动。

电价和负荷系统是电力市场中的两个非线性系统，它们受到各自相关因素的作用，展现出混沌变化的特点。然而，二者又是相互关联，与其它市场因素一起共同构筑出一个十分庞大和复杂的电力市场非线性系统。虽然，由电价和负荷时间序列重构的吸引子的重要特征，如关联维数，Lyapunov 指数等并不会完全相同，但它们体现出的本质特征却是一致的，都展现出混沌运动的特性。并且由 F.Takens 的理论可知，系统的单个状态变量能重构非解耦系统中的吸引子，体现出一样的物理特征。由此可以推出，电力市场中的其它因素，如发电厂商的发电量、节点的负荷等也应具有类似的特点，

具有混沌特性(这一点还需要通过对这些变量的观测数据进行特性分析,在重构相空间上提取吸引子的关联维数和最大 Lyapunov 指数等数值特征来加以验证)。

8.4 小结

利用混沌理论的相空间重构技术,对两个实际的电力市场:NE 和 PJM 电力市场中电价和负荷的动态行为进行了分析和计算,可以得出如下结论:

- (1) 电力市场中电价和负荷吸引子的关联维数为分数,最大 Lyapunov 指数大于 0,说明电价和负荷的动态行为具有混沌特性。
- (2) 正是这种混沌特性,使电价和负荷吸引子在相空间中拉伸、折叠和回转,在时间序列上呈现出不规则、貌似随机的特点。
- (3) 电价和负荷的这种混沌特性,为借助混沌理论来实现电价和负荷的预测提供了实际依据。

9 基于混沌理论的电价预测模型

本章将混沌理论引入电价的预测之中，提出了基于混沌理论的电价预测模型。该模型在电价及其相关因素，如系统负荷、系统可用发电容量等多变量时间序列重构的相空间上，利用递归神经网络来跟踪相空间相邻相点间的演化行为，建立起电价的全局和局域预测模型，较好地实现了电价的短期预测。

9.1 引言

在电力市场中，电价扮演着经济杠杆的重要角色，它的演化过程包含了市场中的各种信息，反映出电力商品的供需关系。对电价的准确预测有助于市场参与者制定有效的交易计划来获得最大的经济利润，也有助于市场管理者把握市场的走向，有效监管市场的运营。随着电力市场的深入开展，准确地预测出市场电价已成为一个普遍关注的问题。

电价取决于市场的供需关系(包括发电商的发电量和价格、用户的用电量和价格)以及输电网的运行状态，而市场供需关系和输电网结构又受到众多因素的影响，如气候、经济形势、发展规划、意外事故等。这些因素共同作用造成电价变化异常复杂，甚至任何一个因素的微小变化都有可能导致难以预料的结果，从而使电价的演化过程具有很大的不确定性。由于电价变化的这种复杂性，通常电价的演化过程被视为是不确定的、随机的，因而许多学者采用概率和数理统计的方法来研究它的概率分布函数^[153,154]，通过拟合与相关因素之间的函数关系来预测出未来电价可能出现的数值^[98-104]。

然而，由前面章节的分析发现，在电价动态行为貌似随机的外表背后，却隐藏着一定的规律性和秩序，它的演化过程展现出一种混沌特性，而不是通常认为的完全随机行为，那么将电价视为随机变量，仅仅采用概率和数理统计方法来进行电价预测的研究就显得不够准确，而应当考虑电价演化过程的这种混沌特性，借助混沌理论来揭示其内在的规律性，进而获得更为准确、合理的预测模型。

基于此，本章将混沌理论引入到电价的预测之中，提出了基于混沌理论的电价预测模型。该模型采用电价及其相关因素，如系统负荷、系统可用发电容量等多变量时间序列重构了相空间。并利用递归神经网络来跟踪相空间相邻相点间的演化行为，建

立起电价的全局和局域预测模型。

9.2 多变量时间序列的相空间重构

混沌时间序列的预测模型一般通过跟踪相空间相点的演化过程，拟合相邻相点间的函数关系来构建^[138]。到目前为止，大量的文献都采用单变量时间序列重构的相空间来建立预测模型^[155-159]。根据 F.Takens 的理论，只要选取合理的嵌入维数和延迟时间，单变量时间序列可以较好地重构相空间，由此建立的预测模型可以取得较为理想的预测效果。然而，在实际过程中，所获得的时间序列长度有限，且往往存在噪声，由单变量时间序列重构的相空间并不能十分准确地描述出动态系统状态变量的演化轨迹。而且在实际过程中，获取多个变量的时间序列并不困难，多变量时间序列可以包含更丰富的信息，重构出更为准确的相空间，从而提高预测模型的预测精度^[160,161]。

电价与许多因素，如系统的负荷、可用发电容量等有关。在实际运行过程中，不仅可以获得电价时间序列，而且还能得到系统的负荷时间序列和可用发电容量时间序列等，它们共同构成了多变量时间序列，并记为 X_1, X_2, L, X_N ，其中：

$$X_i = (x_{1,i}, x_{2,i}, L, x_{M,i}) \quad (i=1, 2, L, N)$$

$\{x_{1i}\}$ 代表电价时间序列， $\{x_{2i}\}, L, \{x_{Mi}\}$ 分别代表电价各相关因素的时间序列。仍然采用时延坐标来重构相空间，相点的表达形式如下：

$$Y_n = \left(x_{1,n}, x_{1,n+\tau_1}, L, x_{1,n+(m_1-1)\tau_1}, \right. \\ x_{2,n}, x_{2,n+\tau_2}, L, x_{2,n+(m_2-1)\tau_2}, \\ L, L \\ \left. x_{M,n}, x_{M,n+\tau_M}, L, x_{M,n+(m_M-1)\tau_M} \right)$$

其中： $\tau_i, m_i (i=1, L, M)$ 分别为各时间序列的延迟时间和嵌入维数。将单变量时间序列的相空间重构方法推广至多变量时间序列。对于每一时间序列，均采用自相关法和互信息法来选择它们的延迟时间，采用伪邻近点法来确定它们的嵌入维数。

9.3 全局和局域预测

在由多变量时间序列重构的相空间中，相邻相点的演化方程为：

$$Y_{n+T} = F(Y_n)$$

它可等价为： $x_{i,n+T} = f_i(Y_n) (i=1,2,L,M)$ 。

于是，电价的预测模型可表述如下：

$$x_{1,n+T} = f_1(Y_n) \quad (9.1)$$

其中： T 为预测步长。

确定预测函数 f_1 的方法主要有两种：全局法和局域法。全局法通过已知的全部相点来求取预测函数，即：

$$\min \sum_{n=1}^{N'-T} (x_{1,n+T} - f_1(Y_n))^2 \quad (9.2)$$

其中： N' 为已知全部相点数。

局域法则通过与 $Y_{N'}$ 最邻近的 k 个相点来获取预测函数，即：

$$\min \sum_{Y_n \in \Omega} (x_{1,n+T} - f_1(Y_n))^2 \quad (9.3)$$

其中： Ω 为与 $Y_{N'}$ 最邻近的 k 个相点集， $Y_{N'}$ 为已知全部相点集合中的最后一个相点。

相点间的距离可用下式来衡量：

$$d = \|Y_i - Y_j\| = \sqrt{\sum_{k=1}^M \frac{1}{\sigma_k^2} \sum_{r=0}^{m_k-1} (x_{k,i+(m_k-1-r)\tau_k} - x_{k,j+(m_k-1-r)\tau_k})^2}$$

其中： $\sigma_k (k=1,L,M)$ 为第 k 条时间序列的标准偏差。

在预测函数的求取过程中，全局法使用了相空间的所有相点，考虑了相点演化的全部信息。局域法采用了相空间中与当前状态最邻近的相点，跟踪了相点演化的最新趋势，建立起十分灵活的映射关系。结合全局和局域预测法，下面建立起电价的预测模型。

9.4 基于 RNN 的全局和局域预测模型

无论采用全局法还是局域法，如何从优化问题(9.2)或(9.3)中找寻最合适的预测函数都将成为预测模型构建的关键。近年来，随着神经网络理论水平的发展和应用领域的拓宽，神经网络强大的映射能力已得到人们的公认。其中，递归神经网络(Recurrent

Neural Network, RNN) 因其具有的动态映射能力而受到青睐^[162]。RNN 在神经元之间既具有内部的反馈连接又有前馈连接，是一个反馈动力系统。在计算过程中它体现出动态特性，比前馈神经网络具有更强的动态行为和计算能力。RNN 的这种动态映射能力使之适合于构建混沌系统的预测模型。

下面采用递归神经网络中的 Elman 网络来映射预测函数。Elman 网络具有输入层、隐层、输出层以及反馈层，反馈层用来保存隐层单元前一刻的输出状态。Elman 网络的输入结点数为 $\sum_{k=1}^M m_k$ ，输入数据分别对应相点的每个分量；输出结点数为 1，输出数据对应超前 T 时刻的电价。Elman 网络的结构示意图如图 9.1。

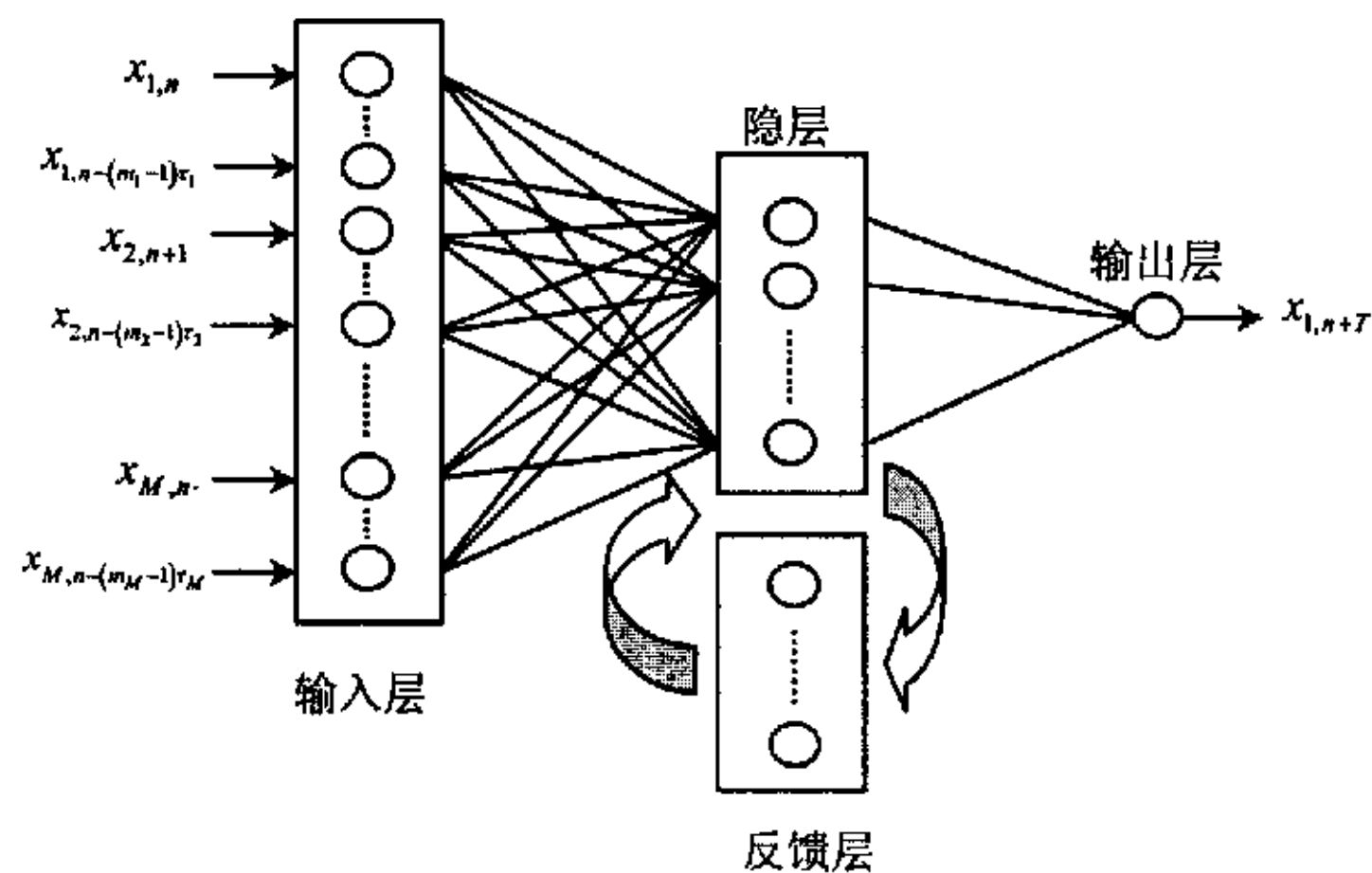


图 9.1 电价预测的 Elman 网络
Fig. 9.1 Elman network for price forecast

神经网络的训练分为两步。第一步采用全局法，神经网络对所有相点构成的训练样本进行学习，从而做到相点演化过程的全部跟踪。这一步计算量大，所需时间长，一般采用离线完成，计算周期较长(如一个月)。第二步采用局域法，经过第一步训练后的神经网络只对与当前状态最接近的相点所构成的训练样本进行学习，从而密切跟踪最新的相点演化趋势。这一步计算量小，所需时间很短，适合在线完成，计算周期为预测周期。

9.4 预测结果与分析

针对 New England 电力市场的系统清算电价(2001 年 12 月 1 日-2002 年 5 月 31 日)

来验证基于混沌理论的电价预测模型的有效性。

收集了系统清算电价和系统负荷两个变量的时间序列。采用电价和负荷两变量时间序列来重构相空间，其中电价时间序列的嵌入维数为 7，时间延迟为 8，负荷时间序列的嵌入维数为 7，时间延迟为 7。

对电价波动小的 3 月 27 日和电价波动大的 4 月 18 日的电价分别进行了预测，预测步长为 1、25 和 49，即提前 1 小时、提前 1 天和提前 2 天，预测结果见图 9.2，预测误差见表 9.1。从图表的显示可以看出，电价的预测误差在可接受的范围内，说明电价的短期预测是可行的，基于 RNN 的全局和局域预测模型是有效的。

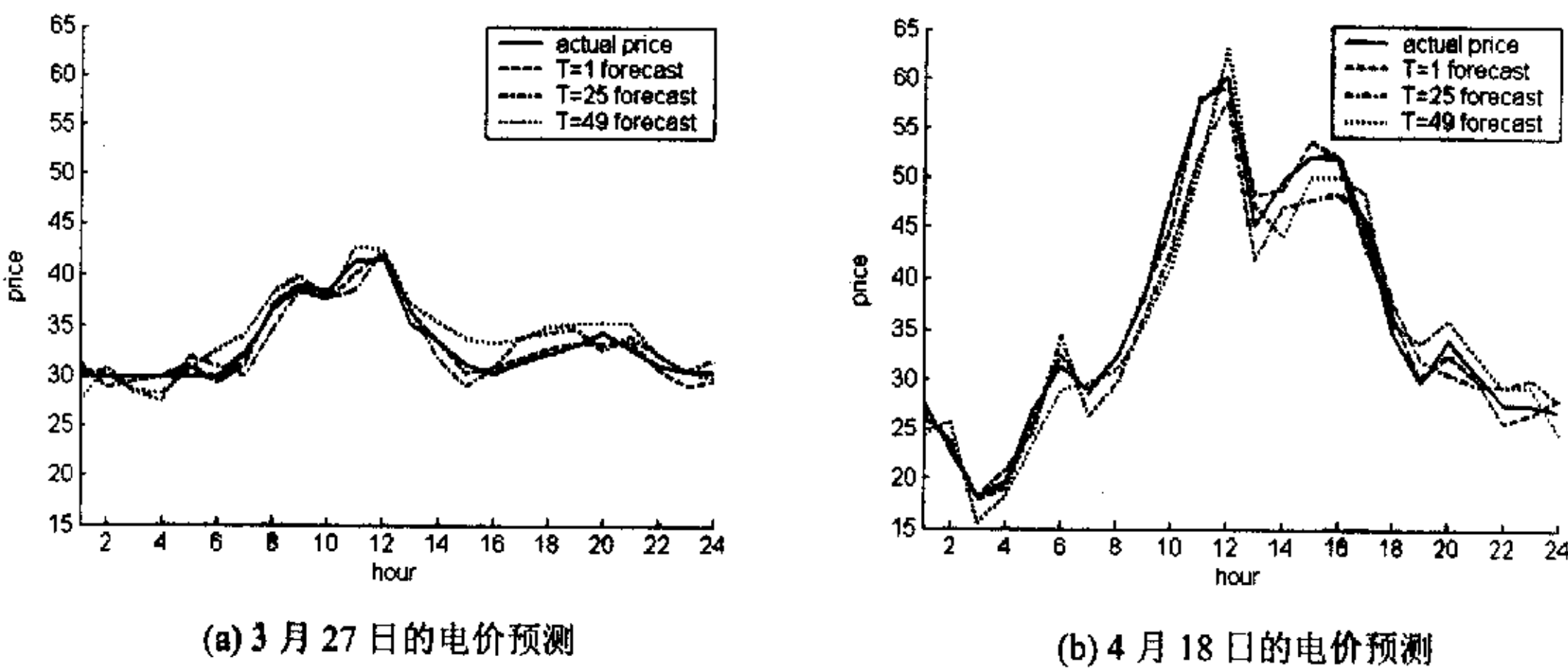


图 9.2 电价预测曲线
Fig. 9.2 Price forecasting curve

表 9.1 预测误差
Table 9.1 Forecasting error

预测步长 (h)	3 月 27 日电价的 预测误差		4 月 18 日电价的 预测误差	
	平均(%)	最大(%)	平均(%)	最大(%)
1	2.22	4.66	3.13	4.66
25	4.42	7.90	5.80	10.28
49	5.09	9.78	7.00	12.76

电价波动大的电价预测效果明显低于电价波动小的情况，尤其在电价突变比较大的点(4 月 18 日 10-12 小时)，电价的预测误差较高。这表明通过电价和负荷两个变量重构的系统相空间并没有包含电价突变的完整信息，电价预测模型还可以引入其它变

量，如系统可用发电容量，特别是意外事故下的可用发电容量，从而提高电价的预测精度(由于 New England ISO 网页上未公布出系统可用发电容量，因而在此建立的预测模型没有包括该变量)。

9.5 小结

本章引入混沌理论，提出了基于混沌理论的电价预测模型，并对 New England 电力市场的系统清算电价进行了预测，该预测模型具有如下特点：

(1) 采用电价及其相关因素，如系统负荷、系统可用发电容量等多变量时间序列重构了相空间。

(2) 利用递归神经网络来跟踪相空间中相邻相点的演化趋势，建立起基于 RNN 的全局和局域电价预测模型。

10 全文总结

本章对全文进行了总结，概括了本文的主要工作及研究成果，指出了今后有待进一步开展的工作。

10.1 总结

电力市场的阻塞管理和动态行为分析是电力市场研究的重要内容之一，本文在总结前人研究成果的基础上，应用经济学博弈理论、模糊数学、聚类分析和非线性动力系统理论的最新成果，全面系统地开展了电力市场的阻塞管理和动态行为的研究，取得了如下成果：

(1) 对现有的阻塞费用分摊法进行了回顾和评价。针对影子价格法和边际微增费用法在实现阻塞费用对阻塞线路的分摊过程中存在的不合理性，引入无限多局中人联盟博弈中的 Aumann-Shapley 值，提出了一种基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊法。该方法克服了阻塞消除顺序对分摊结果的影响，实现了阻塞费用在阻塞线路上的公平分摊，并且通过 Gauss 积分法获得了较为简单和精确的计算结果，使该方法具有了实际应用的可能。

(2) 针对 NERC 制定的交易裁减模型的缺点，考虑了裁减过程中存在的模糊现象，提出了一种基于模糊理论的双边交易裁减模型。通过建立交易裁减的模糊集合和模糊优化模型，有效减缓了 PTDF 计算误差对交易裁减的影响，减少了交易者博弈行为的发生概率，在输电网运行的允许范围内，实现了比非模糊优化模型更少的交易裁减量，为阻塞情况下电力市场的经济运营提供了一种更合理的双边交易裁减模型。

(3) 为了实现准确的电价区域划分，引入模拟人类视觉系统的尺度空间理论，提出了基于尺度空间层次聚类的电价区域划分方法。该方法在考虑电力市场中发电报价、负荷和双边交易的不确定性因素的前提下，提取节点注入功率对阻塞线路传输功率的灵敏度系数来表征节点电价的特征，形成了节点的聚类样本，并借助基于尺度空间的层次聚类算法聚类输电网的节点，在无需事先设定任何区域划分信息的情况下实现了准确、合理的电价区域划分。

(4) 考虑电力市场的 Cournot 博弈行为，提出了计及和不计及输电网约束的 Cournot

动态模型。并在此基础上，定性分析了两博弈 Cournot 动态模型的 Nash 均衡点及其稳定性，探讨了市场参数对市场稳定性的影响，数值仿真出在不同市场参数下的市场动态行为，其中着重探讨了在市场参数超出 Nash 均衡点稳定域后，展现出的周期甚至混沌的动态行为。

(5) 采用混沌理论的相空间重构技术，发现实际电力市场中电价和负荷的动态行为具有混沌运动的特点，提出了基于混沌理论的电价预测模型。该模型在电价及其相关因素，如系统负荷、系统可用发电容量等多变量时间序列重构的相空间上，利用递归神经网络来跟踪相空间相邻相点间的演化行为，建立起电价的全局和局域预测模型。

10.2 有待进一步开展的工作

本文虽然在电力市场的阻塞管理和动态行为分析方面进行了一些有益的研究和探索，并取得了一定的成果，但作为一个比较新的，且快速发展的领域，仍有许多问题有待进一步解决。

(1) 鉴于我国电力工业改革的深入开展，有必要进一步研究适用于我国国情的阻塞管理方法，探索合理、简单的交易调整模型和阻塞定价方法。

(2) 为规避阻塞对市场参与者经济效益的影响，开发规避风险的金融工具，如输电容量权等。

(3) 研究计及复杂输电网络约束的多人博弈动态模型，应用非线性动力系统的最新成果，深入探讨它们的动态行为。

(4) 深入分析电价的动态过程，结合混沌和概率统计理论，提出更为合理的电价预测模型。

(5) 编制求解交易调整模型和阻塞电价的实用算法，开发电力市场动态行为的分析软件，为电力市场的决策支持系统提供相应的模块化程序。

致 谢

本论文的研究工作凝聚了导师何仰赞教授和段献忠教授的大量心血，在论文完成之际，谨向两位导师致以衷心的感谢。无论在学习、工作还是生活中，两位老师都给予了细心的关怀和真诚的帮助，使我得以顺利完成学业。何老师严谨求实的治学态度、循循善诱的学者风范，段老师勇于创新的开拓精神、无微不至的人文关怀思想，都将使我终身难忘，受益无穷。

课题组的同学们为我的学习创造了一个良好的氛围，在此要特别感谢丁洪发博士、梁才浩博士、陈金富博士在学术上的交流和探讨，感谢周任军博士、李银红博士、石东源博士、王星华老师的关心和帮助，感谢课题组全体同学给予我的帮助。

最后，还要感谢在我求学生涯中给予我默默支持的家人。他们的辛勤劳作为我创造了平坦的求学道路，他们的理解和支持为我创造了平静的学习心境，并激励着我最终完成学业。

杨洪明

2003 年秋

参考文献

- [1] Rudnick H. Chile: Pioneer in deregulation of the electric power sector. IEEE Power Engineering Review, 1994, 14(6): 28-30
- [2] Balmat B.M., DiCaprio A.M. The PJM energy market (U.S.). IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, Pacific Convention Plaza Yokohama, Yokohama, Japan, 2002, 2: 1479-1481
- [3] Marcelino M.M. Optimization models and techniques for implementation and pricing of electricity markets. Ph.D Thesis of Waterloo University, Waterloo University Library, 2000
- [4] Okuno H., Tominaka T., Fujishima S., Mitsumoto T. Trading electrical energy in open electricity markets in Australia. IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, New York, USA, 1999, 2: 1075 -1077
- [5] 国务院. 电力体制改革方案, 国发[2002]5号, 2000
- [6] 文福拴, David A K. 加州电力市场失败的教训. 电力系统自动化, 2001, 25(5): 1-5
- [7] Hogan W.W. California market design breakthrough. Harvard University, Working Paper of Harvard University, 2002, In: <http://www.ksg.harvard.edu>
- [8] Singh H, Hao S, Papalexopoulos A. Transmission congestion management in competitive electricity markets. IEEE Trans. on Power System, 1998, 13(2): 672-680
- [9] Wang X., Song Y.H., Lu Q. Primal-dual interior point linear programming optimal power flow for real-time congestion management. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, Washington, USA, 2000, 3: 1643-1649
- [10] Kawann C, Sakulin M. Congestion pricing: Is a load flow-based pricing approach appropriate?. The Electricity Journal, 2000, 13(10): 21-30
- [11] Glatvitsch H., Alvarado F. Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system. IEEE Trans. on Power Systems, 1998, 13(3): 1013-1019
- [12] 柯进, 管霖. 电力市场下的输电阻塞管理技术. 电力系统自动化, 2002, 26(14): 20-25
- [13] Leotard J.P., Ilic M. On the objectives of transmission pricing under open access. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, USA, 1999, 1: 476-483
- [14] Gedra T.W. On transmission congestion and pricing. IEEE Trans. on Power System, 1999, 14(1): 241-248
- [15] Doll M., Verstege J.F. Congestion management in a deregulated environment using corrective measures. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vancouver, British Columbia, Canada, 2001, 393-398
- [16] Srivastava S.C., Kumar P. Optimal power dispatch in deregulated market considering congestion management. Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, City University, London, UK, 2000, 53-59
- [17] Singh S.N., David A.K. Congestion management by optimizing FACTS Device Location. Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and

- Power Technologies, City University, London, UK, 2000, 23-28
- [18] Singh S.N., David A.K. Optimal location of FACTS device for congestion management. *Electric Power Systems Research*, 2001, 58(7): 71-80
 - [19] Singh S.N., David A.K. 有FACTS装置的电力系统在市场环境下的最优调度. *电力系统自动化*, 2001, 25(4): 20-24
 - [20] Nayak A.S., Pai M.A. Congestion management in restructured power systems using an optimal power flow framework. *Power Systems Engineering Research Center Masters Thesis and Project Report*, 2002
 - [21] Marannino P., Vailati R., Zanellini F., et al. OPF tools for optimal pricing and congestion management in a two sided auction market structure. *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, Porto, Portugal, 2001, 1: 10-13
 - [22] Wang X.; Song Y.H.; Lu Q. A coordinated real-time optimal dispatch method for unbundled electricity markets. *IEEE Trans. on Power System*, 2002, 17(2): 482-490
 - [23] Wang X., Song Y.H. Advanced real-time congestion management through both pool balancing market and bilateral market. *IEEE Power Engineering Review*, 2000, 20(2): 47-49
 - [24] Shu Tao, Gross G. A congestion-management allocation mechanism for multiple transaction networks. *IEEE Trans. on Power System*, 2002, 17(3): 826-833
 - [25] Ott A.L. Experience with PJM market operation, system design, and implementation. *IEEE Trans. on Power System*, 2003, 18(2): 528-534
 - [26] Kockar I., Galiana F.D., Combined pool/bilateral dispatch. II. Curtailment of firm and nonfirm contracts. *IEEE Trans. on Power System*, 2002, 17(4): 1184-1190
 - [27] 王永福, 张伯明, 孙宏斌. 实时电力市场运营模式. *电力系统自动化*, 2002, 26(11): 1-4
 - [28] Ott A. PJM: a full service ISO market evolution (Panel on evolution of electricity market structures). *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, New York, USA, 1999, 2: 746-748
 - [29] Lo K.L., Yuen Y.S., Snider L.A. Congestion management in deregulated electricity markets. *Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, City University, London, UK, 2000, 47-52
 - [30] 李帆, 朱敏. 英国电力市场及输电系统简介. *电力系统自动化*, 1999, 23(2): 33-40
 - [31] 喻洁, 宋燕敏, 吴俊等. 发电市场技术支持系统重的有功安全校正策略. *电力系统自动化*, 2000, 24(14): 7-10
 - [32] 王秀丽, 甘志, 雷兵. 输电阻塞管理的灵敏度分析模型及算法. *电力系统自动化*, 2002, 26(4): 10-13
 - [33] Cheng J.W.M., Galiana F.D., McGillis D.T. Studies of bilateral contracts with respect to steady-state security in a deregulated environment. *IEEE Trans. on Power System*, 1998, 13(3): 1020-1025
 - [34] Zhong J., Bhattacharya K. Optimum Var support procurement for maintenance of contracted transactions. *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000*, City University, London, UK, 2000: 636-641
 - [35] Galiana F.D., Ilić M. A mathematical framework for the analysis and management of power transactions under open access. *IEEE Trans. on Power Systems*, 1998, 13(2): 681-687
 - [36] 魏萍, 文福拴, 倪以信等. 三峡电力市场的输电定价与阻塞管理. *电力系统自动化*, 2002,

26(11): 7-13

- [37] Bialek J W, Germond A, and Cherkaoui R. Improving NERC Transmission Loading Relief Procedures. *The Electricity Journal*, 2000, 13(5): 11-19
- [38] David A.K. Dispatch methodologies for open access transmission systems. *IEEE Trans. on Power Systems*, 1998, 13(1): 46-53
- [39] Fang R.S., David A.K. Transmission congestion management in an electricity market. *IEEE Trans. on Power Systems*, 1999, 14(3): 877-883
- [40] Gribik P.R, Angelidis G.A., Kovacs R.R. Transmission access and pricing with multiple separate energy forward markets. *IEEE Trans. on Power System*, 1999, 14(3): 865-876
- [41] Fang R.S., David A.K. Optimal dispatch under transmission contracts. *IEEE Trans. on Power System*, 1999, 14(2): 732-737
- [42] Bompard E., Correia P., Gross G. Congestion-management schemes: a comparative analysis under a unified framework. *IEEE Trans. on Power System*, 2003, 18(1): 346-352
- [43] Christie R.D., Wangenstein I. The energy market in Norway and Sweden congestion management. *IEEE Power Engineering Review*, 1998, 18(5): 61-63
- [44] Christie R.D., Wollenberg B.F. Wangenstein I. Transmission management in the deregulated environment. *Proceedings of the IEEE*, 2000, 88(2): 170-195
- [45] Alaywan Z. Facilitating the congestion management market in California. California ISO Report, 1999, In: <http://www.caiso.com>
- [46] Fu J., Lamont J.W. A combined framework for service identification and congestion management. *IEEE Trans. on Power Systems*, 2001, 16(1): 56-61
- [47] Cheung K.W., Shamsollahi P., Sun D., et al. Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market. *IEEE Trans. on Power Systems*, 2000, 15(3): 968-974
- [48] Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., et al. Spot pricing of electricity. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988, 20-86
- [49] 吉尔·戈蒂埃, 佛朗索瓦·勒鲁. 微观经济学 (第二版), 北京: 中国人民大学出版社, 1992
- [50] Rosenberg A.E. Congestion pricing or monopoly pricing?. *The Electricity Journal*, 2000, 13(3): 33-41
- [51] Rau N. S. Transmission loss and congestion cost allocation—an approach based on responsibility. *IEEE Trans. on Power System*, 2000, 15(4): 1401-1409
- [52] Green R. Electricity transmission pricing: an international comparison. *Utilities Policy*, 1997, 6(3): 177-184
- [53] Bialek J.W. Elimination of merchandise surplus due to spot pricing of electricity. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 1997, 144(5): 399-405
- [54] Walton S., Tabors R.D. Zonal transmission pricing methodology and preliminary results from the WSCC. *The Electricity Journal*, 1996, 9(9): 34-41
- [55] Alomoush M.I., Shahidehpour S.M. Fixed transmission rights for zonal congestion management. *IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution*, 1999, 146(5): 471-475
- [56] Baran M.E., Banunarayanan V., Garren K.E. Equitable allocation of congestion relief cost to transactions. *IEEE Trans. on Power System*, 2000, 15(2): 579-585
- [57] 赵晋泉, 侯志俭, 吴际舜. 电力市场中的交易模式和传输拥挤管理. *电力系统自动化*, 1999,

23(20): 5-8

- [58] 傅书述. 一种实用的交易计划和阻塞管理算法. 电网技术, 2000, 24(7): 29-32
- [59] Rudnick H., Palma R., Fernandez J.E. Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access. IEEE Trans. on Power Systems, 1995, 10(2): 1125-1132
- [60] Shirmohammadi D., Gribik P.R., Law E.T.K., et al. Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions. IEEE Trans. on Power Systems, 1989, 4(4): 1405-1413
- [61] Park Y.M., Park J.B., Lim J.U., et al. An analytical approach for transmission costs allocation in transmission system. IEEE Trans. on Power Systems, 1998, 13(4): 1407-1412
- [62] Fradi A., Brignone S., Wollenberg B.E. Calculation of energy transaction allocation factors. IEEE Trans. on Power Systems, 2001, 16(2): 266-272
- [63] Yang J., Anderson M.D. Tracing the flow of power in transmission networks for use-of-transmission- system charges and congestion management. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, USA, 1999, 1(1): 399-405
- [64] Lima J.W.M., Pereira M.V.F., Pereira J.L.R. An integrated framework for cost allocation in a multi-owned transmission system. IEEE Trans on Power Systems, 1995, 10(2): 971-977
- [65] Baran M.E., Banunarayanan V., Garren K.E. A transaction assessment method for allocation of transmission services. IEEE Trans. on Power Systems, 1999, 14(3): 920-928
- [66] Bialek J. Tracing the flow of electricity. IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143(4): 313-320
- [67] Bialek J. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access. IEEE Trans. on Power Systems, 1997, 12(3): 1185-1193
- [68] Kirschen D., Allan R., Strbac G. Contributions of individual generations to loads and flows, IEEE Trans. on Power Systems, 1997, 12(1): 52-60
- [69] Strbac G., Kirschen D., Ahmed S., Allocating transmission system usage on the basis of traceable contributions of individual generations and loads to flows. IEEE Trans. on Power Systems, 1998, 13(2): 527-534
- [70] Kirschen D., Strbac G. Tracing active and reactive power between generators and loads using real and imaginary currents IEEE Trans. on Power Systems, 1999, 14(4): 1312-1319
- [71] Chattopadhyay D., Gan D. Market dispatch incorporating stability constraints. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2001, 23(6): 459-469
- [72] Singh S.N., David A.K. Dynamic security constrained congestion management in competitive electricity markets. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Seattle, Washington, USA, 2000, 3: 1808-1813
- [73] Singh S.N., David A.K. Towards dynamic security-constrained congestion management in open power market. IEEE Power Engineering Review, 2000, 20(8): 45-47
- [74] Singh S.N., David A.K. Dynamic security constrained congestion management in competitive electricity markets. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Seattle, Washington, USA, 2000, 3: 1808-1813
- [75] David A.K., Lin X.J. Dynamic security enhancement in power-market systems. IEEE Trans. on Power Systems, 2002, 17(2): 431-438
- [76] Ma Jin, Song Y.H., Qiang Lu. Market-based dynamic congestion management. IEEE Power

- Engineering Review, 2002, 22(5): 54-56
- [77] Ma J.; Song Y.H., Lu Q. Framework for dynamic congestion management in open power markets. IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution, 2002, 149(2): 157-164
 - [78] Wu Felix F., Varaiya P. Coordinated multilateral trades for electric power networks: theory and implementation. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 1999, 21(2): 75-102
 - [79] Glatvitsch H., Alvarado F. Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(3): 1013-1019
 - [80] 焦连伟, 魏萍, 方军等. 一种阻塞管理的分散优化算法的研究. 电力系统自动化, 2002, 26(4): 5-9
 - [81] Wei P., Ni Y., Wu F.F. Decentralised approach for congestion management and congestion price discovering. IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution, 2002, 149(6): 645-652
 - [82] Wei P., Yan Y., Ni Y., Wu F.F. A decentralized approach for optimal wholesale cross-border trade planning using multi-agent technology. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(4): 833-837
 - [83] 于尔铿, 周京阳, 张学松. 电力市场竞价模型与原理. 电力系统自动化, 2001, 25(1): 24-27
 - [84] Exposito A.G., Santos J.M.R., Garcia T.G., et.al. Fair allocation of transmission power losses. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 15(1): 184-188
 - [85] Yu C.W., David A.K. Pricing transmission services in the context of industry deregulation. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(2): 503-510
 - [86] Silva E.L., Mesa S.E.C., Morozowski M. Transmission access pricing to wheeling transactions: a reliability based approach. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(4): 1481-1486
 - [87] 张德贤, 陈中慧. 非线性动态经济学——分支与混沌. 青岛: 青岛海洋大学出版社, 1995
 - [88] Alvarado F.L. The stability of power system markets. IEEE Trans. on Power Systems, 1999, 14(2): 505-511
 - [89] Alvarado F.L., Mota W. The role of energy imbalance management on power market stability. Proceedings of the 31st Hawaii International Conference on System Sciences, Kohala Coast, HI, USA, 1998, 3: 4-8
 - [90] Alvarado F.L.; Meng J., DeMarco C.L. Stability analysis of interconnected power systems coupled with market dynamics. IEEE Trans. on Power Systems, 2001, 16(4): 605-701
 - [91] 汤玉东, 吴军基, 邹云. 电力市场的稳定性研究. 电力系统自动化, 2001, 25(4): 11-16
 - [92] Maiorano A., Song Y.H., Trovato M. Dynamics of non-collusive oligopolistic electricity markets. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000, 2: 838-844
 - [93] 汤振飞, 唐国庆, 于尔铿等. 电力市场动态分析. 中国电机工程学报, 2001, 21(12): 88-92
 - [94] 薛禹胜. 电力市场稳定性与电力系统稳定性的相互影响. 电力系统自动化, 2002, 26(22): 1-4
 - [95] 迟正刚. 单边开放电力市场的稳定性分析及对策. 2002, 26(11): 5-8
 - [96] 薛禹胜. 电力市场稳定性与电力系统稳定性的相互影响. 电力系统自动化, 2002, 26(21): 1-6
 - [97] Ryan S.M., Mazumdar M. Chronological influence on the variance of electric power production costs. Operations Research, 1992, 40(2): 284-292
 - [98] Szkuts B.R., Sanabria L.A., Dillion T.S. Electricity price short-term forecasting using artificial neural networks. IEEE Trans. on Power Systems, 1999, 14(3): 851-857
 - [99] Gao Feng, Guan Xiaohong, Cao Xiren. Forecasting power market clearing price and quantity using a neural network method. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, Washington,

USA, 2000, 4: 2183-2188

- [100] 杨莉, 邱家驹, 江道灼. 基于BP网络的下一交易日无约束市场清算价格预测模型. 电力系统自动化, 2001, 25(19): 11-14
- [101] 刘正国, 付祥明, 高伏英. 基于神经网络的浙江发电市场清算电价预测方法. 电力系统自动化, 2002, 26(9): 49-52
- [102] Niimura T., Nakashima T. Deregulated electricity market data representation by fuzzy regression models. IEEE Trans. on Systems, Man and Cybernetics, 2001, 31(3): 320-326
- [103] Nogales F.J., Conejo A.J., Espinola R. Forecasting next-day electricity prices by time series models. IEEE Trans. on Power System, 2002, 17(2): 342-348
- [104] 李彩华, 郭志忠, 王志伟. 混合式短期边际电价预测模型. 电力系统自动化, 2002, 26(21): 29-33
- [105] 莫维仁, 孙宏斌, 张伯明. 面向电力市场的短期负荷预测系统设计及实现, 电力系统自动化, 2001, 25(23): 41-44
- [106] 邵伟, 杨敏虹, 徐政等. 发电市场中负荷预测的功能及其方法. 中国电力, 2000, 33(11): 54-57
- [107] Michalik G., Mielczarski W. Demand and spot price for electrical energy. International Journal of Energy, Environment and Economics, 1998, 7(4): 417-436
- [108] Chen Hong, Canizares C.A., Singh A. ANN-based short-term load forecasting in electricity markets. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vancouver, British Columbia, Canada, 2001, 2: 411-415
- [109] Khotanzad A., Enwang Zhou, Elragal H. A neuro-fuzzy approach to short-term load forecasting in a price-sensitive environment. IEEE Trans. on Power Systems, 2002, 17(4): 1273-1282
- [110] Weber J.D., Overbye T.J., DeMarco C.L. Modeling the consumer benefit in the optimal power flow. Decision Support Systems, 1998, 24(3): 279-296
- [111] ISO New England Inc. Congestion Management Under Standard Market Design. Jan. 2003, In: <http://www.iso-ne.com>
- [112] 宋永华, 孙锦鑫. 英国将推出电力市场新模式. 电网技术, 1999, 23(8): 69-73
- [113] Galiana F.D., Kockar I., Franco P.C. Combined pool/bilateral dispatch. I. Performance of trading strategies. IEEE Trans. on Power System, 2002, 17(1): 92-99
- [114] 王兴, 宋永华, 徐贵光. 英国新电力市场模式中的平衡调度机制. 电力系统自动化, 2000, 24(10): 4-8
- [115] Yeung C.S.K., Poon A.S.Y., Wu F.F. Game theoretical multi-agent modelling of coalition formation for multilateral trades. IEEE Trans. on Power System, 1999, 14(3): 929-934
- [116] Contreras J., Wu F.F. Coalition formation in transmission expansion planning. IEEE Trans. on Power System, 1999, 14(3): 1144-1152
- [117] Lo K.L., Lozano C.A., Gers O J. M. Game theory application for determining wheeling charges. Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, City University, London, UK, 2000: 308-313
- [118] Bakirtzis A.G. Aumann-Shapley transmission congestion pricing. IEEE Power Engineering Review, 2001, 21(3): 67-69
- [119] Ng W.Y. Generalized generation distribution factors for power system security evaluation. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1981, 100(3): 1001-1005

- [120] 马丁·J·奥斯本, 阿里尔·鲁宾斯坦. 博弈论教程. 北京: 中国社会科学出版社, 2000
- [121] 迈尔森(于寅, 费剑平译). 博弈论——矛盾冲突分析. 北京: 中国经济出版社, 2001
- [122] Myerson R.B. Game theory: analysis of conflict. Harvard University Press, 1991
- [123] 李宝光. 实用经济数学手册. 北京: 教育科学出版社, 1993
- [124] Rajaraman R., Alvarado F. L. Inefficiencies of NERC's Transmission Loading Relief Procedures. *The Electricity Journal*, 1998, 10(5): 47-54
- [125] 方述诚, 汪定伟. 模糊数学与模糊优化. 北京: 科学出版社, 1997
- [126] 李兴斯. 一类不可微优化问题的有效解法. *中国科学(A辑)*, 1994, 24(4): 371-377
- [127] Chen L., Matoba S., Inabe H., et.al. Surrogate constraint method for optimal power flow. *IEEE Trans. on Power System*, 1998, 13(3): 1084-1089
- [128] Zobian A., Rao N. Congestion pricing mechanisms from nodal to zonal and beyond. Tabors Caramanis & Associates Report, 2000, in: <http://www.tca-us.com>
- [129] Xingwang Ma; Sun D.I., Cheung K.W. Evolution toward standardized market design. *IEEE Trans. on Power System*, 2003, 18(2): 460-469
- [130] 裴鹿成. 计算机随机模拟. 长沙: 湖南科学技术出版社, 1989. 1-20
- [131] Yu Chien-Ning, Ilic Marija D. Congestion clusters-based markets for transmission management. *IEEE Engineering Society Winter Meeting*, New York, USA, 1999, 2: 821-832
- [132] Witkin A.P. Scale space filtering. *Joint Conference on Artificial Intelligence*, Karlsruhe, Germany, 1983: 1019-1022
- [133] Tony L. Scale-space theory in computer vision. Boston Kluwer Academic Publishers, 1994. 50-95
- [134] Leung Y., Zhang J.S., Xu Z.B. Clustering by scale-space filtering. *IEEE Trans. on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, 2000, 22(12): 1396-1410
- [135] Wong Y.F. Clustering data by melting. *Neural Computation*, 1993, 5(1): 89-104
- [136] 陈士华, 陆君安. 混沌动力学初步. 武汉: 武汉水利电力大学出版社, 1998.
- [137] 钱伟长. 非线性力学的新发展——稳定性, 分岔, 突变, 混沌. 武汉: 华中理工大学出版社, 1988
- [138] 王东生, 曹磊. 混沌、分形及其应用. 合肥: 中国科学技术大学出版社, 1995
- [139] Grassberger P., Procaccia I. Measuring the strangeness of strange attractor. *Physica D*, 1983, 9: 198-208
- [140] Young Y.S. Entropy, Lyapunov exponents, and Hausdorff dimension in differentiable dynamic systems. *IEEE Transactions on Circuit and Systems*, 1983, 30(8): 599-607
- [141] 杨绍清, 章新华, 赵长安. 一种最大李雅普诺夫指数估计的稳健算法. *物理学报*, 2000, 49(4): 636-640
- [142] Wolf A., Swift J.B., Swinney J.B., et.al. Determining Lyapunov exponents from a time series. *Physica D*, 1985, 16: 285-317
- [143] Rosenstein M.T., Collins J.J., De Luca C.J. A practical method for calculating largest Lyapunov exponents from small data sets. *Physica D*, 1993, 65: 117-134
- [144] 谢识予. 经济博弈论(第二版). 上海: 复旦大学出版社, 2002
- [145] Bischi G.I., Naimzada A. Global analysis of a dynamic duopoly game with bounded rationality. *Advances in dynamic games and application*, Birkhauser, Italy, 1999, 5: 361-385
- [146] Varian H.R. Microeconomic analysis, 3rd edition. W.W. Norton & Company, 1992. 180-250

- [147] Parker T.S., Chua L.O. Practical numerical algorithms for chaotic systems. Berlin: Springer Verlag, 1989. 63-103
- [148] 刘劲. 电力系统分叉和混沌问题的综合研究. 武汉: 华中理工大学博士学位论文, 华中科技大学图书馆, 1995
- [149] Fraser A.M., Swinney H.L., Independent coordinates for strange attractors from mutual information. *Physical Review A*, 1986, 33: 1134-1140
- [150] Kennel M.B., Brown R., Abarbanel H.D.I. Determining embedding dimension for phase-space reconstruction using a geometrical construction. *Physical Review A*, 1992, 45(6): 3403-3411
- [151] Theiler J., Eubank S., Longtin A., et.al. Testing for nonlinearity in time series: the method of surrogate data. *Physica D*, 1992, 58: 77-94
- [152] 刘耀宗, 温熙森, 胡莛庆. 线性非高斯序列的替代数据检验新方法. *物理学报*, 2001, 50(7): 1241-1247
- [153] Davison M., Anderson C.L., Marcus B. Development of a hybrid model for electrical power spot prices. *IEEE Trans. on Power System*, 2002, 17(2): 257-264
- [154] 白利超, 康重庆, 夏清等. 不确定性电价分析. *中国电机工程学报*, 2002, 22(5): 36-41
- [155] Mori H., Urano S. Short-term load forecasting with chaos time series analysis. *International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, Orlando, FL, USA, 1996, 2: 133-137
- [156] Khaloozadeh H., Sedigh A.K. Long term prediction of Tehran price index (TEPIX) using neural networks. *International Conference on IFSA World Congress and 20th NAFIPS*, Vancouver, BC, Canada, 2001, 1: 563-567
- [157] O'Neill-Carrillo E., Heydt G.T., Kostelich E.J. Nonlinear deterministic modeling of highly varying loads. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 1999, 14(2): 537-542
- [158] Harrison R.G., Yu D., Oxley L., et.al. Non-linear noise reduction and detecting chaos: some evidence from the S&P Composite Price Index. *Mathematics and Computers in Simulation*, 1999, 48(6): 497-502
- [159] Gimeno L., García R., Pacheco J.M. Predictability of global surface temperature by means of nonlinear analysis. *Earth and Planetary Science Letters*. 2001, 184(3): 561-565
- [160] Liangyue C., Alistair M., Kevin J. Dynamics from multivariate time series. *Physica D*, 1998, 121: 75-88
- [161] Reick Christian H., Page Bernd. Time series prediction by multivariate next neighbor methods with application to zooplankton forecasts. *Mathematics and Computers in Simulation*, 2000, 52(3): 289-310
- [162] 王科俊, 王克成. 神经网络建模、预报与控制. 哈尔滨: 哈尔滨工程大学出版社, 1996

附录 1 攻读学位期间发表与完成的论文目录

- [1] 杨洪明, 段献忠. 双边交易模式下基于Aumann-Shapley值的阻塞费用分摊方法研究. 中国电机工程学报, 2002, 22(11): 59-63. (EI: 03047337011)
- [2] 杨洪明, 段献忠. 电价的混沌特性分析及其预测模型研究. 电网技术, 已录用.
- [3] 杨洪明, 荆朝霞, 段献忠. 电力市场下电网的可传输容量. 电力自动化设备, 2002, 22(2): 34-36.
- [4] 杨洪明, 段献忠, 何仰赞. 阻塞费用的计算和分摊方法. 电力自动化设备, 2002, 22(5): 10-12.
- [5] 杨洪明, 段献忠. 双边交易的裁减模型研究. 电力自动化设备, 2003, 23(3): 19-22.
- [6] Hongming Yang, Xianzhong Duan. A study of transaction curtailment model based on fuzzy set theory. Journal of Electrical & Electronics Engineering, 2003, 3(1): 783-792.
- [7] Hongming Yang, Xianzhong Duan. Fuzzy curtailment model study for bilateral transaction. IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology (PowerCon 2002), Kunming, China, Oct. 2002, pp.2400-2404. (ISTP: BW09Z)
- [8] Hongming Yang, Xianzhong Duan. Chaotic characteristics of electricity price and its forecasting model. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE 2003), Montreal, Canada, May 2003, 1: 659-662. (EI: 03407658702)
- [9] Hongming Yang, Shi Dongyuan, Xianzhong Duan. Congestion cost allocation method based on Aumann-Shapley value in bilateral model. IEEE-PES 2003 General Meeting, Toronto, Canada, July 2003.
- [10] Hongming Yang, Xianzhong Duan. A scale space based hierarchical clustering method of network partitioning for zonal pricing. IEEE-PES T&D 2003 Meeting, Texas, USA, Sept. 2003.
- [11] Hongming Yang, Xianzhong Duan. A new clustering method for network partitioning for zonal pricing. 38th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2003), Thessaloniki, Greece, 2003.
- [12] 杨洪明, 段献忠, 何仰赞. 阻塞费用的计算和分摊方法. 2001年高校电自年会, 福建福州.
- [13] 杨洪明, 段献忠, 何仰赞. 双边交易裁减模型的特性分析. 2002年高校电自年会,

湖北武汉.

- [14] 杨洪明, 段献忠. 双边交易裁减的相6对熵模型研究. 2002年中南七省电力系统联合学术年会, 广西北海.

附录 2 IEEE-14 节点系统数据

表 F-1 IEEE-14 节点系统线路数据

首节点	末节点	R	X	Bc
1	2	0.01938	0.05917	0.05280
1	5	0.05403	0.22304	0.04920
2	3	0.04699	0.19797	0.04380
2	4	0.05811	0.17632	0.
2	5	0.05695	0.17388	0.03400
3	4	0.06701	0.17103	0.03460
4	5	0.01335	0.04211	0.01280
4	7	0.	0.20450	0.
4	9	0.	0.53890	0.
5	6	0.	0.23490	0.
6	11	0.09498	0.19890	0.
6	12	0.12291	0.25581	0.
6	13	0.06615	0.13027	0.
7	8	0.	0.17615	0.
7	9	0.	0.11001	0.
9	10	0.03181	0.08450	0.
9	14	0.12711	0.27038	0.
10	11	0.08205	0.19207	0.
12	13	0.22092	0.19988	0.
13	14	0.17093	0.34802	0.

注：R—线路电阻(p.u.)；X—线路电抗(p.u.)；Bc—线路充电电纳(p.u.)