

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190944

# 国际典型电力市场阻塞管理机制及其对中国的启示研究

孙可<sup>1</sup>, 兰洲<sup>1</sup>, 林振智<sup>2</sup>, 杨莉<sup>2</sup>, 张智<sup>2</sup>, 黄亦昕<sup>2</sup>

(1. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 浙江 杭州 310020; 2. 浙江大学电气工程学院, 浙江 杭州 310027)

**摘要:** 区域输电阻塞管理是我国电力现货市场建设中需要解决的关键问题之一。合理的阻塞管理机制有利于系统资源的有效配置、市场效率的提高以及系统安全的维护。首先, 选取美国 PJM、英国、澳大利亚及北欧等国际典型电力市场, 阐述其交易模式和阻塞管理机制。其次, 介绍国内电力现货市场试点工作实际情况。通过对比分析, 探讨各电力现货市场阻塞管理机制及其成本分摊方法的特点和适用性。最后, 提出中国电力市场阻塞管理机制的建议, 旨在为未来中国电力市场阻塞管理机制建设提供一定指导。

**关键词:** 电力市场; 阻塞管理; 节点边际电价; 金融输电权; 区域边际电价

## Transmission congestion management mechanism of typical international power markets and possible guidance for China's power market

SUN Ke<sup>1</sup>, LAN Zhou<sup>1</sup>, LIN Zhenzhi<sup>2</sup>, YANG Li<sup>2</sup>, ZHANG Zhi<sup>2</sup>, HUANG Yixin<sup>2</sup>

(1. State Grid Zhejiang Economic Research Institute, Hangzhou 310020, China;

2. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

**Abstract:** Transmission congestion management is one of the key problems to be solved in the process of establishing a spot power market in China. A reasonable congestion management mechanism is conducive to the effective allocation of system resources, the improvement of market efficiency and the maintenance of system security. First, the typical international electricity markets, i.e., PJM of US, Pool mode and BETTA mode of UK, NEM of Australia and Nord Pool are chosen to explore and describe their trade modes and congestion management mechanisms. Secondly, the actual situation of the pilot project of a spot electricity market in China is introduced. The characteristics and adaptability of different transmission congestion management mechanisms and their congestion cost allocation methods are discussed through comparison. Finally, suggestions on congestion management mechanism are proposed in order to provide some guidance for the construction of congestion management mechanism in Chinese power market in the future.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0901100), Science and Technology Program of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. (No. 5211JY180015), and Fundamental Research Funds for the Central Universities (No. 2019QNA4023).

**Key words:** power market; transmission congestion management; locational marginal price; financial transmission right; zonal marginal price

## 0 引言

电力市场改革后, 相比于传统的发、输、配电一体化模式, 电力市场中各个主体多方互动、互相博弈<sup>[1]</sup>。一方面, 系统运营商需根据市场实时供需

情况进行最优调度; 另一方面, 机组为获取超额利润可能采取投机行为, 使得电力系统运行调度问题愈加复杂<sup>[2-3]</sup>。受限于输电线路的物理特性, 发电成本最小的发电机组无法完成输电计划, 从而产生了输电阻塞<sup>[4]</sup>。输电阻塞降低了系统资源的优化配置效率, 还可能导致市场力的滥用, 使电价产生扭曲。

随着我国电力市场化改革深入, 中长期市场交易电量不断增大, 可再生能源发电跨区交易比例不断提升, 输电阻塞已经成为迫切需要解决的问题。

**基金项目:** 国家重点研发计划项目资助(2016YFB0901100); 国网浙江省电力有限公司科技项目资助(5211JY180015); 中央高校基本科研业务费专项资金(2019QNA4023)

规划、扩建输电网虽然可以解决输电阻塞问题<sup>[5]</sup>, 但其容易受到地理环境等客观因素限制, 且输电阻塞一般发生在高峰时段或特殊运行方式下, 盲目进行网络扩建无法充分利用线路的输送容量, 产生冗余投资<sup>[6]</sup>。相比之下, 通过设计合理的市场机制, 以价格信号等方式促使市场主体调整输电计划, 缓解其与系统输电容量的矛盾, 被认为是一种更为实用、可行的阻塞管理方法, 并得到了广泛的研究和应用<sup>[7]</sup>。

合理的电力定价、成本分摊机制及阻塞管理机制则是电力市场设计中的一个核心内容<sup>[8-10]</sup>, 有效的阻塞管理是保证电力系统安全稳定运行的重要手段。对此, 文献[11]对跨区域阻塞管理的方法进行了综合评述, 将跨区域阻塞管理的方法划分为最优潮流调度法、交易削减法、再调度法等; 文献[12]从成本分摊、可行性、长期有效性等方面对显性/隐性拍卖法、市场分裂法、再调度法等进行了对比分析; 文献[13]探讨了基于最优潮流的阻塞调度在输电阻塞管理中的应用。另外, 基于输电权的阻塞管理方法也是阻塞管理领域的研究热点, 如文献[14]提出了阻塞成本分摊与金融输电权(Financial Transmission Right, FTR)相结合的阻塞管理方法; 文献[15]探讨了金融输电权对节点边际电价(Locational Marginal Price, LMP)风险的规避作用; 文献[16-17]进一步区分了义务型 FTR 和期权型 FTR; 文献[18]对我国华东电力市场发展 FTR 的依据和可行性进行了分析, 并设计了相应的拍卖出清模型和收益分配方式。近年来, 随着电力市场改革和需求响应技术发展, 文献[19]提出整合居民温控负荷与可中断负荷等需求侧资源, 通过设定补偿价格发挥负荷响应能力, 缓解区域间输电阻塞问题; 文献[20]提出了基于 LMP 模型的配电网阻塞定价机制以缓解分布式电源发电可能导致的配网阻塞问题; 文献[21]将配网负荷直接控制和阻塞定价相结合, 建立了基于智能软开关(Soft Open Point, SOP)和 LMP 机制的配电网阻塞管理方法。然而, 上述文献仅对输电阻塞管理方法本身进行了研究, 鲜有研究对阻塞管理方法在不同电力现货市场交易模式下的适用性开展分析。

阻塞管理作为电力市场设计的核心环节之一, 需要与电力现货市场交易模式相联系。与此相矛盾的是, 我国当前并没有明确、统一的电力现货市场交易模式, 各地电力现货市场试点还在建设过程中。为此, 本文选取国际典型电力市场如美国 PJM、英国、澳大利亚和北欧电力市场, 从其交易模式与阻塞管理方法的联系入手, 探讨不同电力现货市场交

易模式下的阻塞管理方法, 从国外电力市场建设经验中获得启示, 为中国电力市场阻塞管理机制设计提供建议。

## 1 美国 PJM 电力市场阻塞管理

美国 PJM 电力市场采用节点边际电价 LMP 进行日前、实时市场交易结算, 输电阻塞成本包含在 LMP 中, 以反映线路阻塞情况。对 LMP 模式下发、用电结算产生的阻塞结余, PJM 采用金融输电权进行分摊。下面对美国 PJM 电力市场的阻塞管理机制和输电权进行重点介绍。

### 1.1 基于 LMP 的美国 PJM 市场阻塞管理

美国的 PJM(宾夕法尼亚州、新泽西州和马里兰州互联系统)电力市场采用纵向一体化的电力联营体模式, 所有电力交易均在电力联营体中进行<sup>[22]</sup>。PJM 电力市场为集中式的日前、实时电能市场, 以远期金融合同管理市场风险, 在现货市场进行全电量集中出清。电力交易中心根据基于市场成员报价以及系统安全运行约束条件, 以运行成本最小为目标对系统进行经济调度, 并产生市场各时段不同的 LMP。日前市场是一个期货市场, 出清结果实际上是金融性合约, 市场出清之后, 日前发电计划和日前 LMP 成为财务承诺, 必须以此电量和电价进行日前市场结算<sup>[23]</sup>; 实际发电量与日前市场出清结果的偏差以平衡市场 LMP 进行结算。

PJM 电力市场采用基于最优潮流的有约束出清的 LMP 进行输电阻塞管理。在最优潮流模型下, 网络阻塞成本被折算至 LMP 中, 阻塞区 LMP 较高, 非阻塞区 LMP 较低, 从而为电力市场主体提供经济信号<sup>[24]</sup>。发电机组以发电节点处的 LMP 结算, 负荷以负荷节点处的 LMP 支付电费, 当系统存在输电阻塞时, 市场运营产生结余, 如图 1 所示。其中, 用户侧总支出  $C_L$  为

$$C_L = 50 \times 5 + 150 \times 30 = 4750 \text{ 美元}$$

发电总收入  $R_G$  为

$$R_G = 150 \times 5 + 50 \times 30 = 2250 \text{ 美元}$$

此时, 市场收支不平衡, 产生 2 500 美元结算差额, 对于电力交易中心, 该部分差额则称为阻塞结余。分摊阻塞结余是电力市场设计的任务之一, PJM 电力市场引入金融输电权 FTR 来对线路阻塞结余进行分摊, 建立输电权交易市场, 通过公开招标的方式将获取阻塞结余的权力分摊给市场主体, 降低市场主体由于 LMP 不确定性带来的市场交易风险<sup>[25]</sup>。

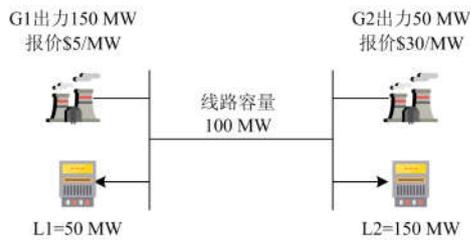


图 1 PJM 市场下两机系统的调度和结算

Fig. 1 Settlement of two-machine system in PJM

## 1.2 物理输电权与金融输电权

输电权在输电网络中给权利所有者提供点对点传输电能的权利。一般认为输电权可划分为物理输电权(Physical Transmission Right, PTR)和金融输电权 FTR 两大类。

PTR 是一种对输电容量的显性拍卖, 市场参与者需根据自身的能量交易情况参与容量市场竞争, 交易中心为成功竞标的市场主体的计划交易分配一系列的物理输电权, 从而实现了能量、容量市场的独立。然而, 当输电网络较为复杂、单笔交易计划可能引起多回线路阻塞时, 采用 PTR 将给交易带来不便<sup>[26]</sup>; 另一方面, 市场中可能存在的个别投机行为也可导致线路容量未能充分利用, 难以实现输电通道容量的最优配置。

FTR 是一种以节点电价机制为基础的阻塞风险管理的金融工具。PJM 电力市场建立了世界上第一个 FTR 市场, 当系统存在阻塞时, 拥有 FTR 的市场主体可分摊部分阻塞结余, 从而降低由于输电阻塞导致的高 LMP 风险<sup>[27]</sup>。FTR 可划分为债权型 FTR 和期权型 FTR, 其中债权型 FTR 只有在输电权指定方向与阻塞方向一致时, 输电权所有者才能从中获取结余分摊; 当两者方向相反时, 债权型 FTR 所有者需要支付由于节点间 LMP 价差而产生的额外费用。相比之下, 期权型 FTR 不要求其所有者为反向阻塞支付费用, 是一种安全性更高的风险规避手段。此外, PJM 电力市场中 FTR 根据持有时间还可分为年度、季度、月度 FTR, 根据负荷时段可分为高峰、低谷以及 24 h 的 FTR。

此外, 输电权的相关研究中还涉及基于潮流的金融输电权, 也称关口权(Flowgate Right, FGR)。FGR 可认为是 PTR 和 FTR 的组合, 既有容量预留作用, 又可以规避金融风险。PJM 根据网络拓扑和系统运行状况定义可能产生阻塞的关键路径(Flowgate), 购买了 FGR 的市场主体, 在实际调度时享有基于该关键路径容量的计划优先安排的权利; 若其未能使用该关键路径的相应容量, 则有权

从使用了线路容量但未获得 FGR 的市场主体处获得金融补偿<sup>[14]</sup>。FGR 被认为是独立于 PTR 和 FTR 的第三类输电权<sup>[17]</sup>, 但由于具有一定的金融属性, 部分学者也将其与点对点金融输电权(Point to Point Financial Transmission Right, POP FTR)作为 FTR 的两个主要分支<sup>[28]</sup>。

## 2 英国电力市场的阻塞管理

英国电力系统区域间联系紧密, 跨区输电能力较强, 因此电力市场各类交易以及场外的双边合同均不考虑电网运行约束, 不进行安全校核。早期的英国电力市场采用单一买方电力库 Pool 模式, 由国家电网公司(National Grid Company, NGC)负责运营, 没有双边市场和平衡市场。Pool 模式下, NGC 采用“再调度”的方式进行阻塞管理<sup>[29]</sup>, 该方式为: 首先基于机组报价和负荷预测排出次日最小费用发电计划, 即无约束排序, 并以系统边际机组报价(System Marginal Price, SMP)加容量费的形式作为系统购入电价; 在实际运行中, 为满足系统约束, NGC 对机组发电计划进行修正, 即“再调度”, 产生限上机组(逆序开机或多发)和限下机组(逆序停机或少发)。限上机组的发电调整量按报价外加容量费结算, 限下机组的发电调整量则按系统购入电价与机组报价之差予以补偿。限上、限下机组的补偿费用即为阻塞成本。在美国 PJM 市场中, 阻塞成本以节点电价的形式被隐性分摊, 而在早期的英国电力市场中, 阻塞成本则显性地作为上抬费(Uplift)分摊给所有用户。

英国于 2005 年起实行 BETTA(British Electricity Trading and Transmission Arrange)模式, 电力市场由电力批发市场和电力零售市场构成。电力批发市场的交易品种主要包括远期合同交易、日前交易、实时交易以及期货等。远期合同与我国中长期双边交易(约定交易曲线)类似, 是对未来某一时段内的基荷进行交易, 每个交易时段交割的电量基本相同; 远期合同与实际发用电需求间的不平衡电量交易和结算问题主要通过日前短期现货交易和平衡机制进行解决<sup>[30]</sup>。与集中式的 PJM 电力市场不同, BETTA 模式下英国电力市场属于分散式电力市场, 远期、日前市场交易合同为不考虑电网运行约束的实物合同。市场主体的合同发用电计划在日前以初始交易通报(Initial Physical Notification, IPN)的形式提交给调度机构(National Grid Electricity Transmission, NGET), 在对应交易时段关闸时刻到来前可进行修改, 并在关闸时刻自动成为最终交易通报(Final Physical Notification, FPN)。BETTA 模式下的“再

调度”过程由平衡机制实现。英国电力市场中容量大于 50 MW 且与 NGET 具有远程通信连接的发电商和供电商可作为平衡机制单元 (Balancing Mechanism Unit, BMU), 通过申报 Bid/Offer 参与系统平衡控制以解决阻塞和功率不平衡等问题。以 FPN 为基准(对发电 BMU 单元, FPN 为正值; 对负荷 BMU 单元, FPN 为负值), Bid 和 Offer 分别是 BMU 对其可能的上调量和下调量的报价, 由一组价格和对应的偏离水平组成。其中, Bid 表示 BMU 单元愿意运行在一个低于 FPN 的水平, 例如发电 BMU 降低出力或负荷 BMU 提高负荷; Offer 则表示其愿意运行在一个高于 FPN 的水平, 例如发电 BMU 提高出力或负荷 BMU 降低需求, 如图 2 所示。

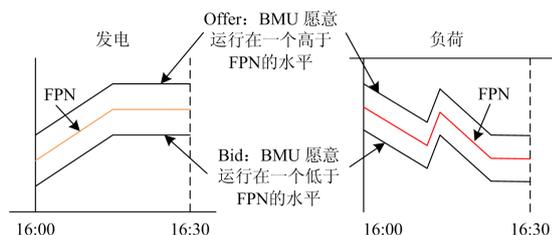


图 2 英国 BETTA 市场平衡机制 Bid/Offer 示例

Fig. 2 Bid/Offer of balance mechanism in BETTA of UK

英国电力系统的实际调度过程为有约束的出清过程, 系统运营商以平衡成本最小为目标调用 BMU 的平衡服务, 调整市场成员的发电计划并下发执行。此时限上和限下补偿费用都按 BMU 申报的 Bid/Offer 价格结算, 扣除市场主体不平衡服务附加费后, 结算差额作为系统运营成本由 NGC 负责兜底。实际上, 英国电力市场中, 由于负荷预测偏差、局部输电阻塞、市场成员经营策略等因素造成的不平衡电量仅占总电量的 2%, 因此平衡机制中调用的平衡服务电量较少, 产生的结算差额也较少。此外, NGC 还可以在平衡机制开启前参与市场交易, 通过招标、双边合同等方式获取平衡服务, 降低系统运营成本<sup>[31]</sup>。如当预测次日某些时段会出现电力短缺时, NGC 可参与电力交易所的日前或日内交易, 提前购买部分电能; 当预测某些区域会出现网络阻塞时, 也可与特定区域的机组签订双边合同进行阻塞管理。英国政府规定, 若 NGC 在平衡机制开启前通过市场交易解决电能不平衡或网络阻塞的成本, 比通过平衡机制购买 BMU 平衡服务的成本还低, 则所节约成本的 38% 将分享给调度机构, 以此鼓励 NGC 更加经济高效地进行系统运营。但实际上, NGC 作为系统运营商, 其收益率仅为 4%~5%, 并受到英国能源监管机构(Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem)<sup>[32]</sup>的严格把控。

### 3 澳大利亚电力市场的阻塞管理

澳大利亚国家电力市场(National Electricity Market, NEM)以电力库 Pool 模式实现全电网、全电量的电力集中交易调度, 以“日前报价+预出清+滚动调整”的实时市场实现电力供需平衡<sup>[33]</sup>。市场主体间的双边合同为金融合同, 仅用于电力金融市场中的结算。澳大利亚能源市场运营商(Australia Energy Market Operator, AEMO)根据发电企业报价、用电负荷预测以及电网运行状态, 在满足输电潮流约束条件下, 按照经济调度原则安排发电机组出力。NEM 实行分区定价(Zonal Marginal Price, ZMP)<sup>[34]</sup>, 价区(以州进行划分)间设有联络线, 出清过程计入跨州送电网损。若某一价区的用电负荷全部由区内发电机组供应, 那么该价区的市场出清价就是经过线路网损修正后的所有被调度发电机组的最高报价。实际上, 由于 NEM 采用全电网统一出清, 跨价区(州)联络线的存在使得某一个价区的出清价也可能是其他价区发电机组的报价。

由于价区内输电阻塞不明显, NEM 采用区域统一电价模式将价区内可能存在的阻塞成本隐性分摊给全部电力用户; 当考虑价区间的联络线阻塞时, 发、用电仍按其所在价区的电价结算, 产生与 PJM 电力市场类似的阻塞结余。对该部分阻塞结余, NEM 采用跨州结余拍卖制度(Settlement Residue Auctions, SRAs)<sup>[35]</sup>进行分摊。

NEM 跨州结余按跨州输电截面及潮流方向进行拍卖, 计价单位是点数。AEMO 为每个跨州截面及其潮流方向设定总点数, 对同一个截面, 双向潮流的总点数可能不同; 市场主体通过竞拍的方式购买某跨州截面某潮流方向的点数, 购得点数与潮流截面总点数之比是该市场主体跨州结余的分配份额。跨州结余拍卖所得由 AEMO 付给经营跨州输电线路的公司。实际上, 市场主体竞得的跨州结余点数可认为是一种设定了潮流方向的期权型 FTR。图 3 展示了维多利亚州(VIC)向南澳大利亚州(SA)送电产生的跨州结余。

如图 3 所示, 受电州 SA 实时电价为 A\$45/MWh, 送电州 VIC 实时电价为 A\$40/MWh, 半小时时段内产生跨州结余 A\$1 000。若某一位于 VIC 州的发电商竞得 VIC 往 SA 潮流方向的 25% 的跨州结余份额, 则从财务上可认为该发电商在 VIC 州以 A\$10/MWh 的价格既发电又购电, 并以 A\$15/MWh 的价格在 SA 州实现了跨州售电 50 MWh。值得注意的是, 与美国 PJM 集中式电力市场、英国分散式电力市场相比, 澳大利亚 NEM 没有日前、日内市场, 也没有

物理性的双边合约，市场风险较高。对此，市场成员可在澳大利亚电力金融市场中通过购买差价合约 (Contracts for Difference, CfD) 规避随机电价风险，并通过参与跨州结余拍卖规避阻塞带来的区域电价风险<sup>[36]</sup>。

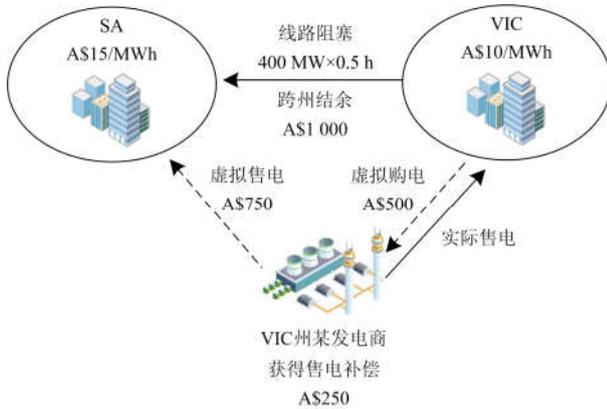


图3 发电商参与 NEM 跨州结余拍卖与结算

Fig. 3 Inter-regional residue auctions and settlements in NEM

#### 4 北欧电力市场的阻塞管理

北欧电力市场的交易类型可分为金融交易和能量交易，前者包括期货、期权和区域间差价合同；后者则由双边交易、日前和日内市场的现货交易以及实时平衡市场交易构成<sup>[30]</sup>。由于市场成员可在日前市场开始前向交易中心进行申报，对其双边交易合同选择物理交割或金融结算，因此难以将北欧电力市场简单划分为集中式或分散式电力市场；选择物理交割的双边合同电量，将在日前市场中作为约束条件输入市场出清模型。

北欧电力市场作为跨国电力市场，采用与澳大利亚 NEM 类似的分区定价机制，以国家进行价区划分，保障国家内部的电能价格统一。在市场出清计算过程中，首先不考虑联络线阻塞时进行市场出清计算产生系统价格，若不出现输电阻塞，则整个北欧电力市场以相同的系统价格进行出清；若存在输电阻塞，则对设定好的价区进行重新出清，形成分区价格。无约束出清的系统价格则作为双边合同和金融市场的参考电价，分区价格则用于日前、日内等现货市场的结算。北欧日前市场产生的出清结果须在次日进行物理交割，与美国 PJM 电力市场有所区别<sup>[16]</sup>。分区电价产生的跨区阻塞结余以协商确定的比例分配给各国输电系统运营商 (Transmission System Operator, TSO)，用于输配电网建设或降低区域内用户的输电费用。

除分区定价机制外，北欧电力市场还采用与英国 BETTA 模式类似的平衡市场处理实时运行过程

中的输电阻塞，称为“对销交易”<sup>[37]</sup>。TSO 以调整成本最小为目标使发电机组增加或减少发电出力，或给予工商业大用户一定补偿，使其改变用电方式以缓解系统阻塞问题。对销交易的费用由 TSO 承担并以输电附加费的形式最终传导给电力用户。

#### 5 对中国电力市场阻塞管理机制的启示

##### 5.1 国内电力现货市场试点建设

我国电力现货市场以广东、浙江等第一批 8 个电力现货市场建设试点为代表，目标市场主要分为集中式和分散式 2 种模式<sup>[38]</sup>。其中，广东采用集中式电力市场模式，市场框架包括多类型的中长期合同交易、现货市场和辅助服务市场。其中，中长期合同交易以差价合约 CfDs 的形式用于金融结算<sup>[39]</sup>。现货市场包括日前市场和实时市场，以集中优化、分时分节点定价的组织方式确保系统平衡、实施阻塞管理。发电侧采用节点边际电价 LMP，用户侧采用全网统一加权平均电价。对 LMP 结算产生的阻塞结余，广东电力市场按照“分步走”的思路建设输电权市场并进行结余分摊；当前仅采用直接分配的方式，将结算周期内的阻塞盈余根据负荷比例分配给市场用户。

与广东电力市场类似，浙江电力市场也采用集中式电力市场模式，中长期交易合同作为差价合约仅用于财务结算。现货市场中用户侧申报电量、电价，参与日前市场优化，与广东电力市场用户侧仅申报电量有所区别。浙江电力市场采用节点边际电价 LMP 进行阻塞管理，结算方式与广东电力市场类似：发电侧按照日前、实时 LMP 进行双结算，用户侧则按照日前和实时市场的统一加权平均电价进行双结算。此外，在金融输电权市场建设方面，浙江电力市场也与广东电力市场基本相同。

分散式电力市场试点则以蒙西电力市场为代表。根据《蒙西电力市场运营基本规则(征求意见稿)》可知，试运行期间，电力市场主体在日前市场开启前需向调度机构提供中长期交易合同电量日分解曲线，确保中长期合同物理执行；在此基础上构建“中长期-日前-日内-实时”的多阶段物理调度交易体系，日前、日内、实时市场分别在上一阶段出清结果基础上以机组发电调节成本最小为目标进行有约束优化出清，以节点电价或分区定价作为全网出清价格。发、用电侧日前交易结果与中长期交易结算曲线的偏差以日前现货价格结算，实际发用电量与日前交易结果的偏差以实时市场价格结算；对仅参与中长期交易的用户实行偏差电量考核。尽管采用了 LMP 对现货市场进行定价，但由于蒙西

电力市场为分散式电力市场, 日前、日内、实时市场交易实质上是对各自上一阶段的出清结果进行多级滚动调整, 与英国电力市场“再调度”机制起到相似的作用。

## 5.2 电力市场阻塞管理机制总结

电力市场的阻塞管理机制对比总结如表 1 所示。

表 1 典型电力市场的阻塞管理机制对比

Table 1 Comparison of congestion management mechanisms in typical electricity markets

	市场交易模式及定价方式			阻塞管理机制	
	远期合同	现货市场	实时市场	管理方式	费用分摊
美国 PJM	金融合同	结算协定 LMP	实时平衡 LMP	LMP	FTR
英国 Pool 模式	—	无约束 SMP+再调度		再调度	Uplift
英国 BETTA 模式	物理合同	物理合同+FPN	平衡机制	平衡机制	责任主体分摊
澳大利亚 NEM	金融合同	分区定价 ZMP		ZMP	SRAs
北欧 Nord pool	物理/金融申报	物理合同+ZMP	对销交易	ZMP+对销交易	结余分配给 TSO; 对销交易费用传导给电力用户
广东、浙江	金融合同	结算协定 LMP	实时平衡 LMP	LMP	暂根据电量比例分摊给电力用户
蒙西	物理曲线分解	LMP/ZMP 定价+多级滚动调整		LMP/ZMP+多级滚动调整	—

美国 PJM 电力市场为集中式电力市场, 采用日前、实时市场全电量竞价、有约束集中优化的决策方式, 以 LMP 对阻塞进行定价, 并通过金融输电权的方式对阻塞结余进行分配。LMP 阻塞管理方式应用性强, 能够给出精细、明确的价格信号; 该方式的劣势在于当区域节点较多时, 市场出清计算量大, 对电力市场技术支持系统的要求较高; 另一方面由于 LMP 波动性较大, 需要完善的电力金融交易体系降低市场主体交易风险。

英国 Pool 模式和 BETTA 模式的电力市场均采用修正法处理输电阻塞问题。Pool 模式下, NGC 根据机组报价和负荷预测制定次日无约束的机组发电计划, 实际调度过程中为满足系统约束对机组进行“再调度”; BETTA 模式下, 市场主体通过向市场运营机构提交 FPN 实现各类交易及双边合同的物理交割, 不考虑电网运行约束; 调度机构根据系统平衡和阻塞情况购买 Bid/Offer 以调整市场成员发用电计划。阻塞修正法较为简单, 适用于处理偶发性、不可预测的输电阻塞或对发用电调度进行微调; 然而, 相比于 LMP, 阻塞修正法无法为市场主体提供长期的反映线路阻塞问题的市场价格信号, 可能引发市场主体短期报价的机会主义行为, 同时不利于电力系统长期投资决策。

澳大利亚国家电力市场 NEM 采用考虑联络线约束的分区定价 ZMP 处理输电阻塞, 同时通过跨州结余拍卖的方式分摊阻塞结余。在电网实际运行

从表 1 中可以看出, 典型电力市场中的阻塞管理可按照管理方式分为阻塞定价法和阻塞修正法<sup>[26]</sup>。前者包括以美国 PJM、广东、浙江电力市场为代表的节点边际电价 LMP 和澳大利亚 NEM 采用的分区定价 ZMP; 后者则以英国电力市场“再调度”法和北欧的对销交易机制为代表。

中, 输电阻塞可能较为固定或频繁地出现于某些区域间的联络线上, 而区域内部阻塞发生的概率较低, 可采用 ZMP 对 LMP 进行简化。ZMP 机制要求电力系统具有明显的分区特性, 否则将造成市场 ZMP 的价格信号扭曲, 影响市场效率。值得注意的是, 澳大利亚 NEM 采用 Pool 模式进行全电网、全电量实时平衡调度, 市场结构简单, 但价格波动性较大, 市场成员需通过 CfDs 等金融性合约规避市场交易风险。

北欧电力市场由于地理分区恰好符合其输电网络的电气特性, 分区定价机制得以实行。与澳大利亚 NEM 实时出清不同, 北欧电力市场将日前市场与实时平衡市场进行区分, 日前市场采用 ZMP 定价法处理跨国输电阻塞; 实时调度过程中采用对销交易进行阻塞修正。然而在北欧电力市场中, 跨国阻塞结余并非以 FTR 等形式返还给市场主体而是分摊给各国 TSO, 因此需要设计相应的激励机制, 防止 TSO 通过消极处理输电阻塞问题牟利。

## 5.3 对我国阻塞管理机制的建议

随着我国电力市场改革逐步深入, 大范围的市场资源优化配置得以实现, 跨区跨省电力市场交易将更加频繁, 输电阻塞问题愈发突出, 有待通过合理的阻塞管理机制解决。通过国际典型电力市场与国内广东、浙江、蒙西电力现货市场试点的对比, 得到对我国电力市场阻塞管理机制的建议如下:

1) 输电阻塞管理应与我国电力市场模式相匹

配。综合国外电力市场经验来看,输电阻塞管理机制需与电力市场交易类型、定价、调度、结算方式相匹配。以中长期双边物理合同和部分电量现货交易为主要交易品种的分散式电力市场,如英国电力市场和选择远期合同物理交割的北欧电力市场,可采用阻塞修正法,通过建立和完善辅助服务市场,发挥市场主体调节能力,缓解输电阻塞问题。与此相对,以美国 PJM、澳大利亚 NEM 为代表的全电量集中竞价市场通过 LMP 或 ZMP 对线路阻塞进行定价管理,能够为市场参与者提供更直观、有效的经济信号;同时,采用金融输电权等形式分配阻塞结余,能够降低市场主体的风险。我国正处在中长期合同交易向现货市场过渡时期,在电力市场发展的不同模式、不同阶段,应匹配相适应的输电阻塞管理方式。

2) 阻塞管理应基于市场竞争,促进市场公平竞争,提高市场运行交易,以达到电力市场改革的目的。以浙江为例,采用发电侧节点电价可为新输电设施和新电厂的规划提供正确的价格信号;但在用户侧实行统一加权电价、按电量比例分摊阻塞成本,尽管可解决电力用户“同地不同价”问题,但无法发挥电力用户在缓解输电阻塞问题上的调节能力。

3) 注重输电阻塞管理方式的协调、灵活运用。单一的输电阻塞管理方式存在缺陷,可将多种输电阻塞管理方式联合应用,相互协调,满足市场主体的客观需求。如在 PJM 日前市场中可采用分区电价定价机制形成金融性的结算协定,降低 LMP 的计算复杂度;在北欧电力市场中则可适当引入跨州结余拍卖制度,将阻塞结余分摊给市场主体,拍卖所得归 TSO 所有,以解决线路阻塞结余对 TSO 的反激励问题。

4) 建立电力金融市场以规避输电阻塞风险。在阻塞定价法和阻塞修正法中,电力用户均承担线路阻塞带来的市场价格风险,表现为较高的 LMP 或 Uplift。在浙江、广东等电力现货试点中建立和完善电力金融市场,市场成员可分别以 CfDs 和 FTR 规避实时电价的波动性和由传输阻塞带来的电价不确定性,有利于推动电力市场的有序发展。

5) 电力市场阻塞管理与输电网规划有机结合。将输电阻塞管理产生的价格信号用于输电网规划,以提供符合市场环境和经济规律的科学指导,减少电网规划、投资的盲目性。在此基础上,通过构建合理的模型开展输电网扩展规划,以应对电力市场环境下可能出现的阻塞问题,最终可达到降低用户用电成本、促进市场公平、提高市场效率、合理配

置源网荷资源的目的。

## 参考文献

- [1] 陈亦杰, 刘故帅, 张忠会. 考虑电动汽车群和新增实体的电力市场多方交易策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(13): 33-40.  
CHEN Yijie, LIU Gushuai, ZHANG Zhonghui. A study on multi-party trading strategy of electricity market considering electric vehicle group and new entity[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(13): 33-40.
- [2] 汤晓青, 刘辉, 范宇, 等. 基于改进多目标遗传算法的实时发电市场优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(17): 65-71.  
TANG Xiaqing, LIU Hui, FAN Yu, et al. Analysis of the optimal dispatch in real-time generation market using an improved multi-objective genetic algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(17): 65-71.
- [3] 石帮松, 张靖, 李博文, 等. 多类型售电公司共存下竞价售电的市场均衡研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(5): 62-67.  
SHI Bangsong, ZHANG Jing, LI Bowen, et al. Market equilibrium study on multiple types of electric power retailers bidding[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(5): 62-67.
- [4] 张衡, 程浩忠, 曾平良, 等. 考虑 N-1 安全网络约束的输电网结构优化[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(2): 123-129.  
ZHANG Heng, CHENG Haozhong, ZENG Pingliang, et al. Optimal transmission switching considering N-1 security network constraints[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 123-129.
- [5] CHOI J, EL-KEIB A A, TRAN T. A fuzzy branch and bound-based transmission system expansion planning for the highest satisfaction level of the decision maker[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(1): 476-484.
- [6] LIU Zongyu, TESSEMA B, PAPAETHYMIU G, et al. Transmission expansion planning for congestion alleviation using constrained locational marginal price[C] // IET Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks, November 22-24, 2011, London, UK: 1-6.
- [7] BAI Linqun, WANG Jianhui, WANG Chengshan, et al. Distribution locational marginal pricing (DLMP) for congestion management and voltage support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 4061-4073.
- [8] 余鹏飞, 朱继忠. 计及输电网络时空风险的动态电价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(9): 180-187.  
YU Pengfei, ZHU Jizhong. Dynamic electricity pricing

- model considering space-time risk factor in transmission networks[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(9): 180-187.
- [9] 薛云涛, 陈祎超, 李秀文, 等. 基于用户满意度和 Ramsey 定价理论的峰谷分时阶梯电价联合模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(5): 122-128.  
XUE Yuntao, CHEN Yichao, LI Xiuwen, et al. Federation model of TOU and ladder price based on customer satisfaction and Ramsey pricing[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(5): 122-128.
- [10] 龙苏岩, 冯凯, 徐骏, 等. 电力现货市场下不平衡费用构成及分摊机制研究[J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2649-2658.  
LONG Suyan, FENG Kai, XU Jun, et al. Research on unbalanced cost composition and allocation mechanism in spot electricity market[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2649-2658.
- [11] 郭碧媛, 周明, 李庚银. 区域电力市场阻塞管理方法评述[J]. *继电器*, 2005, 33(12): 82-88.  
GUO Biyuan, ZHOU Ming, LI Gengyin. Review of congestion management methods in regional power markets[J]. *Relay*, 2005, 33(12): 82-88.
- [12] HAKVOORT R A, DE VRIES L J. An economic assessment of congestion management methods for electricity transmission networks[J]. *Competition and Regulation in Network Industries*, 2002, 3(4): 425-466.
- [13] 张永平, 焦连伟, 陈寿孙, 等. 电力市场阻塞管理综述[J]. *电网技术*, 2003, 27(8): 1-9.  
ZHANG Yongping, JIAO Lianwei, CHEN Shousun, et al. A survey of transmission congestion management in electricity markets[J]. *Power System Technology*, 2003, 27(8): 1-9.
- [14] 李立颖, 彭建春, 江辉, 等. 一种综合阻塞成本分摊与金融输电权的阻塞管理方法[J]. *继电器*, 2005, 33(3): 1-5.  
LI Liying, PENG Jianchun, JIANG Hui, et al. A congestion management method integrating the allocation of congestion costs with financial transmission rights[J]. *Relay*, 2005, 33(3): 1-5.
- [15] 李才华, 杜松怀, 苏娟, 等. PJM 输电权运行机制及其在我国区域电力市场阻塞管理中的应用[J]. *现代电力*, 2007, 24(3): 82-86.  
LI Caihua, DU Songhuai, SU Juan, et al. Mechanism of transmission rights in PJM and its application to China regional power market congestion management[J]. *Modern Electric Power*, 2007, 24(3): 82-86.
- [16] VAISHYA S R, SARKAR V. Design option FTRs for the lossy FTR system[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2018, 12(9): 2132-2139.
- [17] BYKHOVSKY A, JAMES D A, HANSON C A. Introduction of option financial transmission rights into the New England market[C] // IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 16-16, 2005, San Francisco, CA, USA: 237-242.
- [18] 华月申, 严正, 黄涛, 等. 金融输电权应用于华东电力市场的探讨[J]. *电网技术*, 2009, 33(6): 72-77.  
HUA Yueshen, YAN Zheng, HUANG Tao, et al. Research on application of financial transmission right in east China electricity market[J]. *Power System Technology*, 2009, 33(6): 72-77.
- [19] 刘育权, 吴琼, 姜子卿, 等. 基于需求响应的跨区域互联电力市场输电阻塞管理[J]. *南方电网技术*, 2017, 11(2): 78-86.  
LIU Yuquan, WU Qiong, JIANG Ziqing, et al. Management of transmission congestion of cross-region interconnected electricity market based on demand response[J]. *Southern Power System Technology*, 2017, 11(2): 78-86.
- [20] LIU W J, WU Q W, WEN F S, et al. Day-ahead congestion management in distribution systems through household demand response and distribution congestion prices[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, 5(6): 2739-2747.
- [21] 李鹏, 张培深, 王成山, 等. 基于智能软开关与市场机制的有源配电网阻塞管理方法[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(20): 9-16.  
LI Peng, ZHANG Peishen, WANG Chengshan, et al. Congestion management method for active distribution networks based on soft open point and market mechanism[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(20): 9-16.
- [22] 曾鸣, 刘超, 段金辉, 等. 美国与北欧电力双边交易市场模式的经验借鉴[J]. *华东电力*, 2013, 41(1): 5-10.  
ZENG Ming, LIU Chao, DUAN Jinhui, et al. The bilateral electricity market modes of typical countries and our reference from America and Nordic[J]. *East China Electric Power*, 2013, 41(1): 5-10.
- [23] 刘丽燕, 邹小燕. GARCH 族模型在电力市场电价预测中的比较研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2016, 44(4): 57-63.  
LIU Liyan, ZOU Xiaoyan. Comparison of GARCH models in electricity price forecasting[J]. *Power System Protection and Control*, 2016, 44(4): 57-63.
- [24] 宋嗣博, 郭红霞, 杨苹, 等. 基于节点边际电价的电力市场分区策略研究[J]. *电力建设*, 2017, 38(9): 132-138.  
SONG Sibao, GUO Hongxia, YANG Ping, et al. Electricity market partitioning strategy based on location marginal price[J]. *Electric Power Construction*, 2017, 38(9): 132-138.
- [25] PJM. Financial Transmission Rights[EB/OL]. [2019-05-09].

- <https://www.pjm.com/markets-and-operations/ftir.aspx>.
- [26] 黄涵颖. 电力市场下的阻塞管理方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017.  
HUANG Hanying. Research on congestion management in power market[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [27] LO PRETE C, GUO N, SHANBHAG U V. Virtual bidding and financial transmission rights: an equilibrium model for cross-product manipulation in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 34(2): 953-967.
- [28] 付慧颖, 周渝慧, 金鑫. 基于关口金融输电权的双边拍卖模型[J]. 电网技术, 2008, 32(5): 93-96.  
FU Huiying, ZHOU Yuhui, JIN Xin. A bilateral auction model based on flowgate right[J]. Power System Technology, 2008, 32(5): 93-96.
- [29] 李帆, 朱敏. 英国电力市场及输电系统简介[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(2): 33-40.  
LI Fan, ZHU Min. An introduction to the UK electricity pool and NGC transmission system[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(2): 33-40.
- [30] 周明, 严宇, 丁琪, 等. 国外典型电力市场交易结算机制及对中国的启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(20): 7-14.  
ZHOU Ming, YAN Yu, DING Qi, et al. Transaction and settlement mechanism for foreign representative power markets and its enlightenment for Chinese power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(20): 7-14.
- [31] 贺宜恒, 周明, 武昭原, 等. 国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3520-3528.  
HE Yiheng, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Study on operation mechanism of foreign representative balancing markets and its enlightenment for China[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3520-3528.
- [32] 薛松, 胡源, 李维, 等. 售电市场建设发展成效评估国际经验及我国售电市场评估体系[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 1969-1977.  
XUE Song, HU Yuan, LI Wei, et al. International experience in construction and development evaluation of electricity retail market and China's electricity retail market evaluation system design[J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 1969-1977.
- [33] AEMO. National electricity market[EB/OL]. [2019-05-22]. <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM>.
- [34] 汤慧娣. 电力市场分区电价理论与应用[D]. 北京: 华北电力大学, 2009.  
TANG Huidi. Theory and practice of zonal pricing in power market[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2009.
- [35] AEMO. Settlements package 1: settlement residue auctions[EB/OL]. [2019-06-06]. <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Five-Minute-Settlement/Procedures-Workstream/Settlements-package-1-Settlement-Residue-Auctions>.
- [36] 陈晓林, 刘俊勇, 宋永华, 等. 利用差价合同和金融输电权的组合规避电力市场风险[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(10): 75-81.  
CHEN Xiaolin, LIU Junyong, SONG Yonghua, et al. Use of CfDs and FTRs to hedge against risks of power market[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(10): 75-81.
- [37] 李竹, 庞博, 李国栋, 等. 欧洲统一电力市场建设及对对中国电力市场模式的启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 2-9.  
LI Zhu, PANG Bo, LI Guodong, et al. Development of unified European electricity market and its implications for China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 2-9.
- [38] 葛睿, 陈龙翔, 王轶禹, 等. 中国电力市场建设路径优选及设计[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 10-15.  
GE Rui, CHEN Longxiang, WANG Yiyu, et al. Optimization and design of construction route for electricity market in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 10-15.
- [39] 吴浩可, 雷霞, 黄涛, 等. 价差返还机制下售电公司博弈模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 84-92.  
WU Haoke, LEI Xia, HUANG Tao, et al. A game-theoretic model for retail companies under the spread-rebate mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 84-92.

收稿日期: 2019-08-03; 修回日期: 2019-10-28

作者简介:

孙可(1979—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电网规划管理、电力市场; E-mail: sun\_ke@zj.sgcc.com

兰洲(1980—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电网规划设计、电力市场; E-mail: lan\_zhou@zj.sgcc.com

林振智(1979—), 男, 通信作者, 副教授, 博士生导师, 研究方向为电力市场、电力系统态势感知、综合能源系统规划与运行、电力大数据挖掘等。E-mail: linzhenzhi@zju.edu.cn

(编辑 魏小丽)