

中国跨区跨省电力交易综述及展望

刘昊¹, 郭焯¹, 孙宏斌^{1, 2, 3}

1. 清华-伯克利深圳学院, 清华大学深圳国际研究生院, 广东省深圳市 518000;
2. 电力系统及大型发电设备安全控制和仿真国家重点实验室(清华大学), 北京市 100084;
3. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 100084)

摘要: 跨区跨省电力交易是指在由各运营主体负责下形成的区域(或省级)电网之间发生的电力交易行为。在实现“碳达峰、碳中和”的目标背景下,新能源发电占比将不断增长,考虑中国新能源发电与负荷的逆向地理分布现状,推动跨区跨省电力交易有利于实现更大范围内的资源优化配置,使得社会福利最大化。基于上述背景,对国内外多区域电力市场基本架构、交易分类、出清机制、模型求解算法、价格机制等方面进行了分析和介绍,总结了目前跨区跨省电力交易机制中的关键问题,并对后续研究方向进行了展望。

关键词: 跨区跨省电力交易; 最优潮流; 出清机制; 价格机制

0 引言

2021年,中国提出“碳达峰、碳中和”(以下简称“双碳”)的战略目标,构建以新能源为主体的新型电力系统,推动建设全国统一电力市场体系,实现电力资源在更大范围内的共享互济和优化配置^[1-2]。考虑到新能源发电与负荷的逆向地理分布现状,完善跨区跨省电力交易机制有利于提升省间输电通道利用率,促进西南、三北的新能源发电消纳,推动实现“双碳”目标的进程^[3]。此外,推动跨区跨省交易也将有效提升单一区域应对极端天气条件的能力,加强不同区域电网间的互联互通。

目前,国外区域电力市场已历经较长时间的发展。美国电力市场主要包含10个区域电力市场,历经了发电侧竞争、区域独立系统运营商(independent system operator, ISO)集中组织、区域输电运营商(regional transmission operator, RTO)集中组织3种区域电力市场模式^[4-6]。目前,各ISO/RTO负责本区域电力市场出清,以节点边际电价(locational marginal price, LMP)进行结算,反映了电力资源的稀缺性。美国电力市场已建立日前市场、实时市场、容量市场、金融输电权交易、辅助服务市场等多种交易形式^[7-9]。欧洲各国电力市场在各交易所轮值的组织架构下进行出清,实现了电量分

区平衡,从中长期的双边电力市场交易逐步发展到日前、日内、实时平衡市场,采用分区统一电价进行结算^[10]。

近年来,国内外跨区跨省电力交易机制不断发展,北美电力市场采用跨区协调交易调度(coordinated transaction scheduling, CTS)等机制实现跨区域电力市场的出清和结算,推动资源在更大范围内的优化配置^[11]。欧洲各国采用可用传输容量(available transfer capacity, ATC)模型、Flow-based模型开展多区域电力现货市场联合出清^[12]。中国积极推进全国统一电力市场体系的建设,建立北京、广州电力交易中心来协调跨区跨省交易,促进省间富余可再生能源电力现货交易^[13-15]。此外,中国先后出台了系列跨区跨省的中长期交易规则^[16-18]和《省间电力现货交易规则(试行)》^[19]《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》^[20]等,有利于中长期市场与现货市场的有效衔接,推动省内富余电力交易,实现电力资源在更大范围内的优化配置。2018年,北京电力交易中心通过双边协商、集中竞价、挂牌等方式组织了599次市场交易,组织开展省间富余可再生能源现货交易达7 TW·h,广州电力交易中心以消纳云南富余水电为重点,组织开展了各类市场化交易^[21]。2020年,中国南方电网有限公司开展跨区跨省年度交易,落地侧年度成交量达194.9 TW·h,完成跨区跨省市场化交易电量达6.95 TW·h,占西电东送电量比例的8.6%,清洁能源占比为62.4%^[22]。

收稿日期: 2021-12-18; 修回日期: 2022-03-21。

上网日期: 2022-05-06。

国家自然科学基金资助项目(51977115)。

推动完善跨区跨省电力交易可以有效促进电力资源在更大范围内的优化配置,提升不同区域电网之间的互联互通。本文主要着眼于电能量市场,对典型的多区域电力市场基本架构和交易分类进行了介绍,概述了跨区跨省电力交易的市场出清模型、模型求解算法、定价机制。此外,对跨区跨省电力交易的关键问题与后续研究方向进行了总结和展望。

1 多区域电力市场基本架构

区域电力市场总体基于地理因素划分,跨区跨省电力交易则基于区域电力市场进行组织实施。美国或欧洲电力市场各区域的电力系统运营由ISO/RTO负责,中国则由对应的省级电力交易中心负责。区域电力市场根据“是否统一规则和统一出清”可以分为统一市场和共同市场2类^[23]。其中,统一市场(如美国PJM市场)是指在一个区域内设置一个电力市场运营机构,出清电量和交易价格均在一个市场运营机构内形成,实行统一运作。共同市场(如北欧Nord Pool市场)是指在一个区域内设置一个区域市场运营机构和若干个市场运营分支机构,出清电量和交易价格在市场运营机构内分层形成,实行协调运作。在多区域电力市场中,不同区域的运营机构通过联络线开展交易,实现更大范围的资源优化配置。

在区域电力市场发展的基础上,跨区跨省电力交易的组织基于多区域电力系统的通信控制架构开展,根据通信和调度方式可以分为集中式、分散式、分布式3种主要类型^[24-25],如图1所示。

1)集中式:通过中央控制器收集系统信息并计算,发送指令给各区域调度中心执行。该架构在小规模电力系统中较为适用,随着系统规模的扩大和区域数目的增多,系统通信压力不断上升,加之不同市场参与者对信息保护的需求,使得该架构难以适用^[26]。

2)分散式:不同区域间没有直接通信,中央控制器不进行统一的数据处理和指令发送,各个区域的潮流计算和市场出清均由区域控制器计算并发送指令。该架构通常面向区域内交易,在不同区域间存在壁垒,难以实现跨区跨省电力交易。

3)分布式:基于电网调度和控制的分层分区特性,各区域的控制中心收集、处理区域内的信息,将部分重要信息发送至上级调度中心,中央控制器汇总信息并进行计算,将协调信息返回给各区域,各区域分别计算^[27]。不同分解协调计算模式的计算效果和通信要求有较大差别,频繁的信息通信和交换在提高计算结果准确性的同时,也造成了通信压力^[28]。

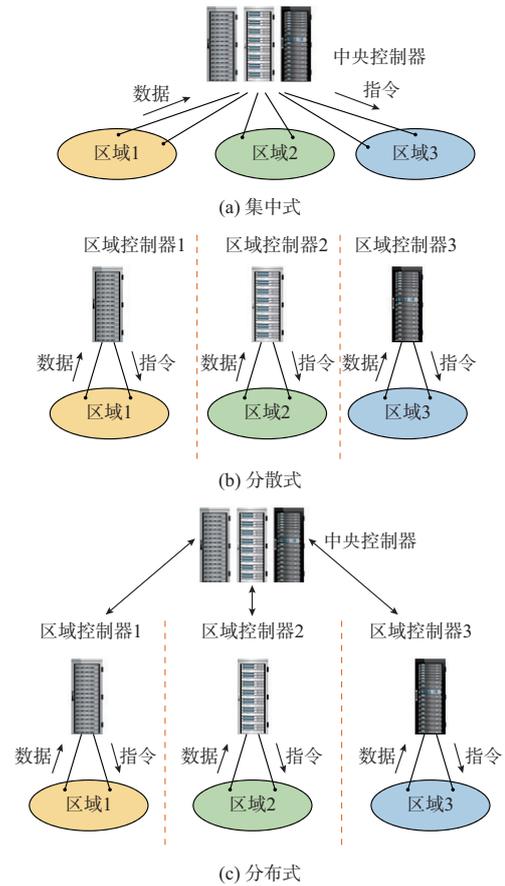


图1 多区域电力系统架构
Fig. 1 Architecture of multi-area power system

目前,跨区跨省交易的组织需要充分考虑多区域电力系统物理层调度架构的特点,合理实现物理系统的分层分布式建模计算,完善市场出清机制,使得不同区域电网内部的分析决策与全局电网的优化目标协调一致,实现电能在更大范围内的高效配置^[29]。

2 跨区跨省电力交易分类

在时间尺度方面,跨区跨省电力交易可以分为中长期交易和现货交易,如图2所示,两者在时序上衔接协调、互为补充。在现货市场中,通常根据电力供需状况、电网调节能力、网络阻塞情况将中长期电量分解后进行财务交割或物理执行。

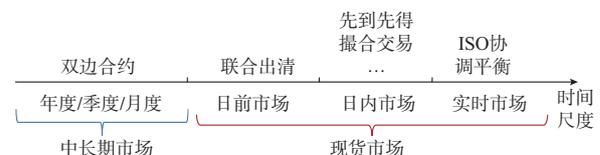


图2 多时间尺度跨区跨省电力交易
Fig. 2 Inter-regional and inter-provincial power trading with multi-time scales

1)中长期交易

以《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则(暂行)》为例,广州电力交易中心、南方电网调度中心等东西部市场主体中根据交易各方签订的跨省(区)年度交易合同确定协议计划,依次组织发电合同转让、直接交易、富余电能增量挂牌。当出现阻塞情况时,需要对跨区跨省计划进行调整,其次序与交易组织次序相反。发电合同转让、直接交易、增量外送的基本流程包括:发布交易通知、交易申报、交易撮合/出清、形成成交价格、编制有约束交易计划等,表1给出了跨区跨省中长期交易采用的组织方式。

表1 跨区跨省中长期电力交易组织形式
Table 1 Organization form of inter-regional and inter-provincial medium- and long-term power trading

交易品种	组织形式
协议计划	双边协商
直接交易	双向挂牌、集中竞价
发电合同转让	双边协商、双向挂牌
增量外送	挂牌、保底消纳、临时支援

2)现货交易

电力现货交易时间范围包括日前、日内、实时,一般采用集中出清的方式。日前市场是现货市场的主要交易平台,其交易规模较大。日内市场旨在为成员提供发电计划的微调,交易规模总体较小。实时市场出清结果非常接近于系统实时运行情况,可以给出近似实时价格信号,反映资源稀缺程度。

在中国省间现货市场运行过程中,每个省份设定一个或者多个交易节点,每笔交易的买卖双方需要在报价的同时需要指定交易路径。每成交一笔交易,须在其申报的交易路径中扣除相应容量。省间电力现货交易出清后,在物理层需要开展安全校核,若安全校核未通过,则按照灵敏度由高到低的顺序取消相关省间电力现货交易,消除设备越限,而出清边际电价不变。

3 跨区跨省交易出清模型

跨区跨省交易出清需要对多区域联合最优潮流模型进行求解,以确定发电机出力 and 联络线功率,在满足相关约束条件的前提下,最小化目标函数值(一般为发电机成本)。目前,国内省间现货市场刚刚起步,初步采用双向报价、集中撮合、边际出清的方式进行组织,可借鉴国外经验进一步发展完善。国外常见的跨区交易出清机制主要包括联合经济调度(joint economic dispatch, JED)、联络优化(tie

optimization, TO)、CTS、广义协调交易调度(generalized CTS, GCTS)、ATC模型、Flow-based模型^[30-32]等。

3.1 CTS

在传统跨区交易中,每个ISO独立组织交易,市场参与者在2个区域内独立报价出清,分别作为用电和发电的角色,可能存在一端得到出清而另外一端未能出清的问题。因此,CTS机制中设定某一协调者收集市场参与者投标(含投标量和期望价差),从而在多区域间完成协调出清。外部市场参与者在各个代理节点上提交从一个地区到另一个地区进口/出口的投标,这种套利机会可吸引更多的参与者,从而扩大跨区交易的规模,其交易架构如图3所示。

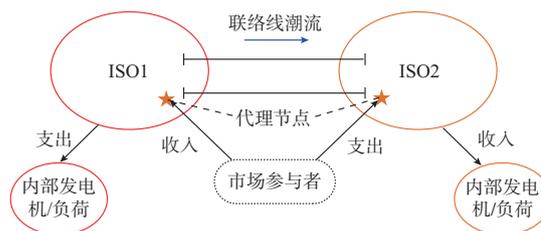


图3 跨区电力交易的CTS架构
Fig. 3 CTS architecture of inter-regional power trading

CTS机制的市场出清过程如下:

- 1)在跨区交易量为0的条件下,计算每个区域代理节点的LMP,跨区潮流由代理节点LMP低的区域指向代理节点LMP高的区域。
- 2)各区域ISO计算出随跨区出清量变化的供给/需求曲线。
- 3)协调层收集供需曲线以及外部投标者的报价,将原始需求曲线减去外部投标曲线,得到修正后的需求曲线,如图4和图5所示。

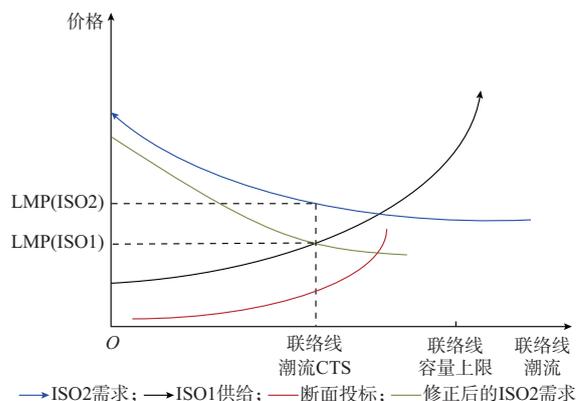


图4 无阻塞时跨区电力交易的CTS机制
Fig. 4 CTS mechanism of inter-regional power trading without congestion

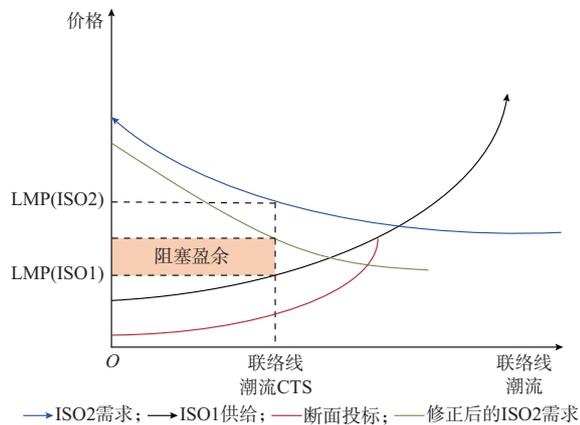


图5 联络线阻塞时跨区电力交易的CTS机制
Fig. 5 CTS mechanism of inter-regional power trading with tie-line congestion

4) 在不超过联络线容量的情况下,将跨区成交量设置在修正后的需求曲线和供给曲线的交点处(见图4);否则,成交量为其联络线容量上限(见图5)。

CTS机制通过引入大量外部投标者的参与推动了跨区交易,但在区域间存在多条联络线的情况下,代理节点选取位置的不合理会造成模型求解的偏差,无法得到与JED相同的全局最优解。这种跨区域交易中出现的交易结果与物理调度的偏差被定义为“环流效应”,会造成严重的经济损失^[33-34]。

3.2 GCTS

为解决因代理节点的选取造成的求解偏差问题,GCTS机制得到了研究与发展。在GCTS中,外部投标者可以在所有的边界节点进行买入/卖出,保证了充分的竞争性。外部投标包括买入/卖出方向和节点、投标者对价差的预期、投标容量上限^[35]。对于不同区域电力系统的公共边界系统,日前市场在GCTS机制下确定次日断面传输的功率计划,固定边界条件。在实时市场中,每个ISO将按此边界条件(一般为边界节点电压相角值或等效注入功率值)完成系统内部经济调度问题的求解,以满足其在跨区电力传输交换约束下的需求。与JED模型相比,GCTS出清模型的目标函数中增加了外部投标成本项,且添加了边界出清等式约束。在CTS的基础上,GCTS机制解决了代理节点选取不合理带来的偏差问题,保证了求解结果的最优性,妥善解决了因环流效应造成的经济性影响。

3.3 ATC模型

在ATC模型中,不考虑具体线路的安全约束,每个区域由一个等效的交易节点代替。协调层只考虑跨区传输总量约束,对联络线进行容量分配或竞

拍^[36]。欧洲跨区交易的线路容量约束可表示为:

$$F_l^{\min} \leq F_l \leq F_l^{\max} \quad \forall l \quad (1)$$

$$P_z = \sum_l A_{l,z} F_l \quad \forall z \quad (2)$$

式中: F_l 为跨区交易断面 l 的交易量; F_l^{\min} 和 F_l^{\max} 分别为跨区交易断面 l 的交易量的下界和上界; P_z 为区域 z 的净注入功率; $A_{l,z}$ 表示功率注入、流出方向,取值为1表示注入,取值为-1表示流出。为计算交易量的上、下界,对未来系统状态进行预测并将其作为基态值,事先对区域外潮流外溢设定可用线路容量阈值。

ATC模型已在欧洲电力市场中得到广泛应用,容量拍卖服务公司负责市场组织和相关信息发布^[37]。虽然ATC模型较为简单,易于理解,但其出清采用了较小的安全域,出清结果较为保守,在一定程度上降低了社会福利。

3.4 Flow-based模型

目前,在欧洲电力市场中,Flow-based模型也广泛应用于跨区交易。该模型考虑电网约束,与ATC模型相比,可以更加准确地对物理潮流进行建模^[38]。在Flow-based模型中,为保证电网的物理安全性,通常设定剩余可用裕度,各区域发电/负荷对联络线的影响使用潮流分布因子进行刻画:

$$-R_l \leq F_l \leq R_l \quad \forall l \quad (3)$$

$$F_l = \sum_z S_{l,z}^{\text{zon}} P_z \quad \forall l \quad (4)$$

式中: F_l 为线路 l 的交易潮流; $S_{l,z}^{\text{zon}}$ 为关于区域 z 和关键线路 l 的潮流转移分布因子,其值由节点发电转移分布因子依权重计算得到^[39]; R_l 为线路 l 的剩余可用裕度,其值等于线路总容量与其他市场占用容量的差值。其他市场占用容量包括日前市场以外的合占用容量、根据运营商经验调整量、为应对模型近似误差的安全裕度。

与ATC模型相比,Flow-based模型可以提高区域间联络线的利用率,增加社会福利,但其模型的分析计算相对复杂,对日前市场的价格预测提出了要求。与北美基于节点的安全约束经济调度模型相比,欧洲跨区交易采用的ATC和Flow-based模型对电网模型做了简化,进一步带来了出清结果与实际潮流结果之间的偏差。因此,通常采用再调度的方法来缓解线路阻塞,这种方式引入了额外的运行成本^[40]。

4 模型求解算法

求解跨区跨省交易的最优潮流模型需要电力系统的相关参数(如输电线路的阻抗与容量、发电机生

产成本系数、负荷值等),考虑到各区域系统参数可能为私有信息,这就使得传统集中式求解最优潮流的方法存在隐私泄露的风险。因此,需要进一步考虑如何在保护安全隐私的前提下进行模型求解。

在模型建立方面,一般形式的最优潮流模型具有非凸性,为NP难问题^[41]。传统的数值计算方法(如牛顿法、内点法、序列二次规划法等)可以得到局部最优解,但无法实现全局最优,并且难以保证算法的收敛性^[42-43]。目前,通常采用松弛的方法对非凸模型进行处理,常见方法包括线性松弛、二阶锥松弛、半定松弛^[44-45]。使用二阶锥松弛和半定松弛求解虽然具有相对较高的精度,但增加了算法的迭代次数,过程中可能出现无法找到可行解的问题^[46]。在线性松弛方法中,常见的直流最优潮流模型在网损、电压、无功功率等方面进行了合理假设。虽然牺牲了模型的准确性,带来了计算误差,但因其强鲁棒性和计算速度快的优点,得到广泛应用,并可以根据应用场景和精度要求对模型进行修正与扩展^[47-49]。

在模型求解方面,除了采用并行计算提高效率之外,也要充分考虑不同区域系统的隐私保护需求来设计算法框架,实现子区域和全局的协调优化统一^[50]。实际中通常基于非集中式的通信架构和电力系统的分级分层结构开展调度,大型电力网络潮流依靠“分解-协调”的思路进行计算,从而提高计算效率^[51]。根据协调变量的不同,网络分块计算可以分为支路切割法和节点撕裂法,如图6所示,两者分别以切割线电流 i_L 和分裂点电压 V_{T1} 、 V_{T2} 为协调变量进行计算。与集中式架构相比,“分解-协调”的架构利用网络等值的方式通信交互关键信息,在保护隐私的前提下减轻了协调层的计算压力和上下层之间的通信压力。

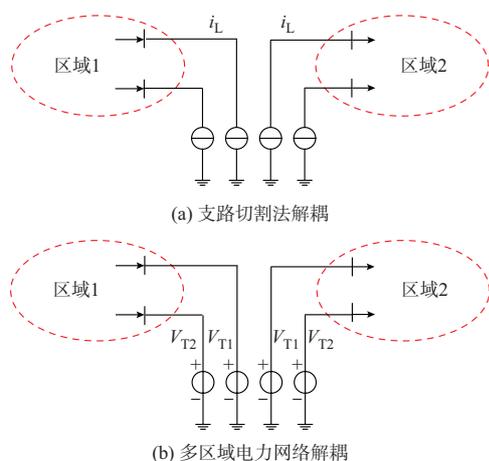


图6 多区域电力系统解耦过程

Fig. 6 Decoupling process of multi-area power systems

在具体算法方面,国内外学者开展了广泛的研究。与传统集中式求解算法相比,分布式算法因其通信规模小、响应速度快、隐私保护性高等优势逐渐在多区域电力系统中得到关注。文献[52]考虑公共的等值边界网络,采用线性化的增广拉格朗日方法松弛耦合约束,提高了算法的收敛性。文献[53]提出了一种基于边际发电量和线路容量约束信息交换的边际等价分解求解算法。文献[54]基于多参数规划算法,解决了确定性情况下基于联络线潮流的多区域经济调度问题,并提出了一种结合混合整数线性规划来解决计及不确定性的求解算法。文献[55]基于CTS机制,将全局系统的经济调度问题分解为多个区域子问题进行分层优化,此过程将跨区交易量作为协调变量,在对跨区交易进行显式建模的同时,也分析了跨区交易中代理节点的选取带来的影响。针对北美电力市场的跨区交易机制,电力系统工程研究中心发布了多区域电力市场耦合相关研究的最终报告,提出了基于原始分解和边界等值网络的多区域经济调度算法,将随机优化算法应用于求解联络线潮流调度和经济调度问题,以解决新能源发电和用户需求的不确定性问题^[56-57]。

5 价格机制

对于跨区跨省电力交易价格机制,下面分别从中长期交易价格、现货交易价格、跨区跨省输电价格方面进行综述。

5.1 中长期交易价格

中长期跨区跨省市场化交易成交价格主要通过双边协商、集中竞价、双向挂牌这3种方式实现。

1) 双边协商:电力交易供需双方本着自愿互利原则,在电力市场中通过协商达成双边合同,双边协商交易价格按照合同约定执行,相关构成要素包括交易电量、发送节点、接收节点^[58-59]。

2) 集中竞价:采用统一边际电价(uniform marginal price, UMP)出清,根据购电方申报曲线与售电方申报曲线的交叉点价格或者根据最后一个交易匹配对价格来确定成交价格。

3) 双向挂牌:采用匿名机制,购售电主体自主挂牌交易,交易系统根据价格匹配情况实时自动撮合。对于实时建立的购电挂牌和售电挂牌2个队列,按照价格优先、时间优先的原则进行撮合成交,根据各交易匹配对的申报价格形成成交价格。

5.2 现货交易价格

在跨区跨省现货交易定价方面,美国、北欧电力市场分别基于LMP和分区边际电价(zonal

marginal price, ZMP)进行结算,中国省间现货交易采用UMP进行结算。

1)北美各区域电力市场普遍采用LMP进行结算,LMP定义为某节点新增单位负荷后系统发电成本的增加值^[60]。在LMP机制中,各ISO/RTO完成结算后产生的阻塞盈余用以支付金融输电权持有者的收益,从而使得市场参与者可以规避因线路阻塞带来的风险^[61-63]。北美CTS机制中,区域间投标者基于ISO对代理节点LMP的预测值进行投标,并按照实时市场中代理节点的LMP进行结算。ISO通过提高交易频率和减免交易费用的方式提高投标者参与的积极性,从而扩大跨区交易的市场规模。在结算过程中,文献[64]进一步考虑了环流效应对多区域电力系统的影响,通过分布式方法计算得到LMP,保护各区域的私有信息,并最终将阻塞盈余在全网范围内合理分摊。在跨区跨省交易中,基于LMP进行结算也存在以下问题:(1)负荷和新能源发电的不确定性会使得LMP波动较大,难以给出明确的价格信号;(2)CTS机制中对代理节点实时市场中的价格预测不够准确,这会引导投标者产生不合理的投标行为,造成由电价高区域流向电价低区域的反向交易潮流,降低了社会福利;(3)现实中往往难以实现市场的完全竞争,市场成员可能存在虚报高价、操纵出清价格的行为,降低了市场效率^[65-66]。

2)欧洲跨国电力市场经历了先到先得、显式拍卖、隐式拍卖3个主要阶段,分别对应固定价格表、UMP、ZMP这3种定价机制^[67]。目前,欧洲不同国家和地区的区域运营商根据阻塞情况进行灵活划区,在特定分区内实行统一价格^[68]。欧洲开展了区域价格耦合项目,开发了单一价格耦合算法,在求解ATC模型和Flow-based模型的过程中直接获得隐式拍卖价格,提高了潮流计算和价格制定过程的透明度^[69]。ZMP的定价过程主要计及了区域间联络线容量约束,忽略部分区域内线路容量的约束。与LMP相比,该定价方法简化了物理模型,计算颗粒度较大,适用于区域内线路容量相对充足的电力系统。

3)中国省内、省间现货市场的集中竞价环节大多采用UMP机制。买卖双方按照高低匹配的方式,采用边际价格结算卖方价格,如图7所示。值得注意的是,UMP计算模型忽略线路容量约束,电力网络可看作聚合为单一节点,无法充分反映线路阻塞状况,可能使得交易潮流和物理潮流的差异较大,在线路容量不足的情况下会使得发电计划无法执行^[70]。

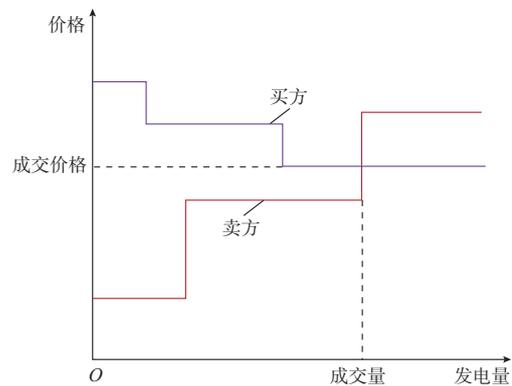


图7 UMP机制
Fig. 7 UMP mechanism

5.3 跨省跨区输电价格

在输电价格制定方面,需要考虑计价形式、核价方式、定价理论和方法等关键问题^[71]。在计价形式方面,目前主要有单一制电量电价、单一制容量电价、两部制电价等多种定价方法。在核价方式方面,需要根据“谁使用、谁承担”的原则,将输电成本在多主体间进行分摊。在定价理论和方法方面,通常分为基于会计成本的定价方法和基于边际成本的定价方法^[72]。现有的成本分摊方法主要包括邮票法、合同路径法、边界潮流法、兆瓦-公里法、模数法、零反向潮流法、潮流追踪法、分布因子法、阶梯分配法、边际系数法,通常需要因地制宜采用合理的定价方法,反映时空价格信号^[73]。

美国PJM市场根据峰荷责任法将输电成本分摊至本区域或其他区域的用户侧。输配电价由各大电力公司自行确定,监管部门按照投资回报率的方法进行监管。通过峰荷/日化区域比例系数、网络综合传输服务率、计费天数的乘积得到输电费用^[74]。除美国PJM市场外,英国电力市场采取单一制容量价格,通过峰荷责任法分摊输电成本,容量一次性计算后按月收缴;其他欧洲各国的输电价格普遍实行两部制电价,容量价格基于峰荷责任法分摊输电成本,以保证电网企业获得准许收入,电量价格只用于回收网损成本^[75]。

中国目前已经建立了覆盖跨区跨省输电工程、区域电网、省级电网、地方电网、增量配电网的全环节输配电价格监管制度框架^[76]。跨区跨省输电定价形式可以分为容量电费和电量电费2种类型:以联网功能为主的专项工程按单一容量电价核定,由联网双方共同承担;以输电功能为主的专项工程按单一电量电价核定。2021年发布的《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》进一步规定,对输电价格均

采用单一电量电价进行核定,并在计算方法、计算参数等方面进行了修订、完善^[77]。

6 关键问题及研究展望

跨区跨省电力交易机制在国外已经得到较长时间的发展,虽然在交易流程、出清机制、模型求解、价格机制等方面已有较多应用,但仍存在市场操纵、隐私保护、环流引发的经济损失等问题。近年来,中国跨区跨省交易规模不断扩大,省间中长期市场和现货市场不断建设完善。下面将对国内外跨区跨省电力交易的关键问题进行总结,并对后续研究方向进行展望。

6.1 关键问题

1)跨区跨省电力交易的市场主体、交易范围、交易品种较为局限,出清交易流程需要进一步优化。

首先,在市场出清方面,目前中国跨区跨省交易仍然是以中长期计划合约为主,省间现货市场规模相对较小。跨区跨省电力市场大多采取“网对网”的挂牌交易方式,售电公司和电力用户参与度较少,市场竞争活力较低。其次,省间现货市场交易以富余新能源为主,主要面向新能源企业开放,目前这部分资源配置范围仍有拓展空间。此外,随着新能源发电占比的不断提高,系统的随机性和波动性将进一步加剧,可能出现在某一时段新能源发电资源禀赋较高的区域因极端天气需要在省间现货市场进行购电的情况,这就对省间现货市场的交易频次、购售电角色转变的灵活性提出了更高要求,需要实现灵活快速的跨区跨省交易。最后,目前跨区跨省电力交易仍然以电能量交易为主,在调峰、备用、输电权交易等方面的实践应用仍然较少,而考虑到新能源为主体的电力系统中电能量边际价格趋于零的情况,不同区域间的余缺互济效益可能主要体现在调峰、备用等方面,因此后续可能需要将其纳入考虑。

2)在保证出清效率的前提下,需要提升跨区跨省交易出清模型的适应性和扩展性,考虑更加准确的电网运行约束和多市场主体隐私保护的需求。

在模型求解方面,国外跨区交易中各市场主体的隐私保护需求愈加迫切,各区域运营商希望在保护本区域私有信息的前提下完成跨区交易,此问题需要在市场出清中被妥善考虑。中国跨区跨省交易采用基于交易路径的投标方法,在市场成员规模较大的情况下,这种方式将会使得交易对匹配数量呈指数增长,降低了出清效率。为解决这些问题,分布式算法已经得到初步研究和应用,虽然在通信实时性、隐私保护等方面存在优势,但在算法的收敛性、鲁棒性等方面仍然存在问题,需要进一步完善。

3)在跨区跨省交易过程中,交易潮流与实际物理潮流之间可能存在偏差,将会造成电网阻塞和额外经济损失,给系统安全稳定运行带来挑战。

国外采用CTS等跨区跨省交易机制,外部投标者在每个区域的代理节点上进行报量报价并完成出清。中国通常以省为单位设立一个或多个交易节点进行电力交易。在实际应用时,代理节点或交易节点的不合理选取可能会造成交易潮流对物理潮流的较大偏离,多区域系统中对出清模型的简化也会使得交易结果不满足实时物理调度的要求,从而造成线路阻塞或者安全校核不通过,增加了电力系统的再调度成本。因此,在交易出清环节,应考虑适当提高建模精细度,并在结算环节对出现的偏差进行合理定价,分摊相关费用。

4)中长期市场与现货市场之间、省间与省内市场之间的衔接运作有待加强,市场管理机制需要进一步完善。

在时间尺度方面,中国跨区跨省交易对中长期合同中如何进行曲线分解和完全执行的处理等问题仍未能很好地解决。随着新能源出力的不断增加,系统的随机性和波动性将日益加剧,进一步加大了系统实时平衡的难度。在这一过程中,可以通过跨时间尺度多级市场滚动出清的方式降低系统随机性带来的影响,使得出清结果更加接近于系统实际运行状态。在空间尺度方面,省间-省内市场衔接中,各子区域电网通常将上级运营机构的出清结果作为边界,而省间出清结果又依赖于区域内交易的预出清过程,上下级之间存在耦合。目前,各省市场的模式和规则存在较大差异,省间交易和省内交易的协同运作在交易时间、流程次序等方面存在挑战。在市场管理方面,在国外采用的LMP机制的应用过程中,存在发电商哄抬、操纵电价的问题,加剧了实时电价的波动。

5)跨区交易中,节点电价机制下的阻塞盈余分配机制尚不明确,跨区线路投资建设方面的公共成本回收机制也需要进一步完善。

在定价结算方面,跨区交易中线路阻塞可能导致长时间、经常性的分区价差,使得市场运行效率下降,社会福利减少。在LMP机制的应用过程中,由于未充分计及环流效应,存在阻塞盈余分摊不合理以及各区域金融输电权的结算亏空等问题。在CTS机制中,纽约ISO和新英格兰ISO通常采用平摊区域间阻塞盈余的方法。考虑到联络线阻塞可能同时由区域内交易和跨区交易造成,因此平摊阻塞盈余的方法可能不符合“激励相容”原则,所以可以

考虑根据潮流转移分布因子的数值进行更加精细化的分摊。类似地,由于多区域电力系统之间存在物理耦合,公共建设成本不应该仅仅基于地理位置进行回收,可以考虑根据各个区域典型场景集的贡献值、潮流灵敏度等因素在全网范围内进行科学合理分摊。目前,中国省间现货市场中基于交易路径的出清方式虽然能够在一定程度上促进通道资源的优化利用,但因为实际送电量和送电路径可能与签约路径不符,需要在安全校核、线损和输电成本分摊中进一步妥善考虑。

6.2 研究展望

1) 市场出清与管理

首先,跨区跨省电力交易的现货市场出清需要建立联合出清模型,可以采用网络等值技术研究跨区容量建模方法和价区划分原则,在实现保护区域内隐私的同时,减少计算规模和矩阵维数,提高计算效率。其次,需要推动建设跨区跨省交易平台,建立标准化合约,采用统一信息发布格式,保持一致性和规范性。对电网物理约束信息、安全校核信息等分类分等级进行科学规范披露,简化出清流程,提高用户申报和系统出清效率。此外,需要在保证出清效率的前提下适当提高交易频次,进一步应对因新能源发电占比不断提升带来的系统随机性和波动性的增加,加强不同区域间的互联互通。

2) 出清模型建立与求解

在跨区跨省电力交易中,为应对交易潮流与物理潮流之间的偏差造成的影响,需要在交易过程中建立跨区跨省出清的精细化模型,同时计及跨区跨省联络线和区域内(省内)关键线路集的容量约束,通过潮流转移分布因子矩阵分析相关交易对关键线路潮流造成的影响。需要注意的是,虽然建立高准确性和高拓展性的跨区跨省交易模型可以有效推动物理潮流和交易潮流的统一,但却会增加模型的复杂度,影响模型求解速度和市场出清效率。为进一步提高大规模电力系统的计算速度,实现快速实时优化控制,考虑到用户隐私保护的需求,除了采用“分解-协调”架构提高计算效率以外,还需要在算法设计层面保证信息安全。可以考虑加强分布式算法的研究与应用,确定合理的区域间共享通信信息集,采用边界相角或者联络线潮流为协调变量进行迭代计算,妥善解决计算效率和最优性的问题。

3) 多级市场间协调运作

在时间尺度方面,高比例新能源的接入将加剧系统的随机性和波动性,需要减小市场出清的时间

颗粒度,在多时间尺度上进行协同运作、滚动优化。中长期市场(年度/季度/月度)、日前市场、日内市场、实时市场需要进行协同设计,建立完善高效的中长期合同(包括政府签订的基数电量合同和市场协商合约、集中竞价合约)转让和交易机制,通过差价合约等中长期合同形式和现货市场的互补协调,实现资源的优化配置和社会福利的增加。

在省间-省内市场协同运作方面,初期可采用省间-省内“两级运作、混合衔接”的方式,完善市场准入机制,对不同区域的交易流程、品种、信息申报方式进行统一和规范,省间市场以经济性最优为目标,省内市场则以功率平衡为目标,优化资源配置。在市场两级运作的基础上,未来将逐渐过渡到省间和省内统一报价,最终实现量价耦合、统一运作出清及经济性与安全性的统一。

4) 价格结算机制

多区域电力市场结算中,需要妥善考虑环流问题,在保证隐私性的前提下,使得阻塞盈余和线路扩容、扩建等投资成本在全网范围内合理分摊。在节点电价机制下,线路阻塞造成的全网阻塞盈余可以根据各区域或者外部投标者对线路阻塞的潮流贡献值进行分摊,该贡献值可以通过潮流转移分布因子进行量化,并使用线路容量约束的影子价格进行定价。在跨区跨省输电价格方面,可以考虑系统运行的典型场景集将公共成本进行合理分摊,充分考虑环流效应带来的多区域电力系统间的耦合特性。在结算过程中,由于市场中多主体对信息安全、用户隐私的要求,可以构建去中心化的交易管理方案,应用区块链技术进行弱中心化的电力交易管理,利用智能合约的形式进行交易信息的记录和资金的自动转移^[78]。

7 结语

在实现“双碳”目标的背景下,发展完善跨区跨省电力交易机制有利于实现更大范围内的资源优化配置,助推绿色低碳发展进程。国外在跨区跨省电力交易出清机制、模型求解算法、价格机制等方面已经开展了广泛的研究。近年来,中国也不断发展跨区跨省交易机制,完善省间-省内市场运作模式,推动建设全国统一电力市场体系。

跨区跨省交易通常基于区域电力市场组织,实施过程中需要充分考虑物理层调度架构。在时间尺度方面,跨区跨省交易可以分为中长期交易和现货交易。在出清机制方面,目前美国实施的CTS机

制、欧洲采用的 ATC 和 Flow-based 模型均有效推动了跨区交易和不同区域间的互联互通,但也存在代理节点选取不合理、模型颗粒度大等问题,需要进一步研究。在模型求解方面,目前分布式算法得到了研究和关注,可以适时推动其在求解多区域电力市场出清模型中的应用,提高算法求解的实时性和安全性。跨区跨省交易中,需要给出合理的中长期交易价格、现货交易价格、跨区跨省输电价格,充分反映电力资源的稀缺程度,根据“谁受益、谁承担”的原则,实施阻塞盈余的分摊和公共成本的回收。目前,跨区跨省交易在市场出清管理、模型求解、多级市场间协调运作、价格结算机制等方面仍存在需要进一步完善的问题,本文对此进行了分析和展望,以期为中国跨区跨省电力交易的高效开展提供参考。

参 考 文 献

- [1] 习近平主持召开中央财经委员会第九次会议[EB/OL].(2021-03-15) [2021-07-31]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
Xi Jinping presided over the ninth meeting of the Financial and Economic Commission of the CPC Central Committee[EB/OL]. (2021-03-15) [2021-07-31]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
- [2] 习近平主持召开中央全面深化改革委员会第二十二次会议[EB/OL].(2021-11-24) [2021-11-26]. http://www.xinhuanet.com/2021-11/24/c_1128096690.htm.
Xi Jinping presided over the 22nd meeting of the Commission for deepening overall reform of the CPC Central Committee[EB/OL]. (2021-11-24) [2021-11-26]. http://www.xinhuanet.com/2021-11/24/c_1128096690.htm.
- [3] KAHRL F,王轩.将可再生能源纳入中国电力系统:技术入门[EB/OL].[2021-11-26].<https://www.raponline.org/blog>.
KAHRL F, WANG Xuan. Integrating renewable energy into China's power system: introduction to technology [EB/OL]. [2021-11-26]. <https://www.raponline.org/blog>.
- [4] OTT A L. Evolution of computing requirements in the PJM market: past and future [C]// IEEE PES General Meeting, July 25-29, 2010, Minneapolis, USA.
- [5] 魏玢.美国PJM电力市场及其对我国电力市场化改革的启示[J].电力系统自动化,2003,27(8):32-35.
WEI Bin. Experiences in PJM market in the United States: a good reference for the power market reform in China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(8): 32-35.
- [6] 丁一,谢开,庞博,等.中国特色、全国统一的电力市场关键问题研究(1):国外市场启示、比对与建议[J].电网技术,2020,44(7):2401-2410.
DING Yi, XIE Kai, PANG Bo, et al. Key issues of national unified electricity market with Chinese characteristics (1): enlightenment, comparison and suggestions from foreign countries[J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2401-2410.
- [7] 夏清,陈启鑫,谢开,等.中国特色、全国统一的电力市场关键问题研究(2):我国跨区跨省电力交易市场的发展途径、交易品种与政策建议[J].电网技术,2020,44(8):2801-2808.
XIA Qing, CHEN Qixin, XIE Kai, et al. Key issues of national unified electricity market with Chinese characteristics (2): development path, trading varieties and policy recommendations for inter-regional and inter-provincial electricity markets [J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2801-2808.
- [8] 曾丹,谢开,庞博,等.中国特色、全国统一的电力市场关键问题研究(3):省间省内电力市场协调运行的交易出清模型[J].电网技术,2020,44(8):2809-2819.
ZENG Dan, XIE Kai, PANG Bo, et al. Key issues of national unified electricity market with Chinese characteristics (3): transaction clearing models and algorithms adapting to the coordinated operation of provincial electricity markets [J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2809-2819.
- [9] 邹鹏,陈启鑫,夏清,等.国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议[J].电力系统自动化,2014,38(13):18-27.
ZOU Peng, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Logical analysis of electricity spot market design in foreign countries and enlightenment and policy suggestions for China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 18-27.
- [10] SUN Q, LI X L, TIAN L, et al. Development mode of regional electricity market in South China [J]. Materials Science and Engineering, 2019, 612(4): 042075.
- [11] JI Y T, ZHENG T X, TONG L. Stochastic interchange scheduling in the real-time electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 2017-2027.
- [12] 季天瑶,刘颖,荆朝霞.欧洲电力现货市场联合出清机制[EB/OL].(2017-08-27)[2011-11-26].<https://mp.weixin.qq.com/s/R2m09s3RSGxWyoDCVkuMg>.
JI Tianyao, LIU Ying, JING Zhaoxia. Joint clearing mechanism of European electricity spot market [EB/OL]. (2017-08-27) [2011-11-26]. <https://mp.weixin.qq.com/s/R2m09s3RSGxWyoDCVkuMg>.
- [13] 马莉,范孟华,曲昊源,等.中国电力市场建设路径及市场运行关键问题[J].中国电力,2020,53(12):1-9.
MA Li, FAN Menghua, QU Haoyuan, et al. Construction path and key operation issues of electricity market in China [J]. Electric Power, 2020, 53(12): 1-9.
- [14] 孙大雁,关立,黄国栋,等.跨区域省间富余可再生能源电力现货交易的实践和思考[J].电力系统自动化,2022,46(5):1-11.
SUN Dayan, GUAN Li, HUANG Guodong, et al. Practice and reflection on trans-regional and cross-provincial electricity spot trading for surplus renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(5): 1-11.
- [15] 孙大雁,关立,胡晨旭,等.省间电力现货交易机制设计与探索[J].电网技术,2022,46(2):421-429.
SUN Dayan, GUAN Li, HU Chenxu, et al. Design and exploration of inter-provincial power spot trading mechanism [J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 421-429.
- [16] 北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则[EB/

- OL]. (2018-08-29) [2021-07-31]. http://www.bj-px.com.cn/html/files/2018-08/29/2018082915513615_2760273.pdf.
Detailed rules for the implementation of cross regional and cross provincial power medium- and long-term transactions of Beijing Power Exchange Center [EB/OL]. (2018-08-29) [2021-07-31]. http://www.bj-px.com.cn/html/files/2018-08/29/2018082915513615_2760273.pdf.
- [17] 南方区域跨区跨省电力中长期交易规则[EB/OL].(2018-11-12) [2021-07-31]. <https://www.gzpec.cn/main/indexnew.do?method=load&INFOID=2344118935154722&INFOTYPE=1>. Rules for medium- and long-term power trading across regions and provinces in Southern China [EB/OL]. (2018-11-12) [2021-07-31]. <https://www.gzpec.cn/main/indexnew.do?method=load&INFOID=2344118935154722&INFOTYPE=1>.
- [18] 跨区跨省电力中长期交易实施细则[EB/OL].(2021-09-02) [2021-09-05]. <https://pms.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=n0d7f8252d6864572b1c9c8a555f86cff>.
Detailed rules for the implementation of medium- and long-term power transactions across regions and provinces [EB/OL]. (2021-09-02) [2021-09-05]. <https://pms.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=n0d7f8252d6864572b1c9c8a555f86cff>.
- [19] 省间电力现货交易规则(试行)[EB/OL].(2021-11-22)[2021-11-26]. http://www.sgcc.com.cn/html/sgcc_main/col2017021449/2021-11/24/20211124110318688580904_1.shtml.
Rules for spot trading of electric power between provinces (for trial implementation) [EB/OL]. (2021-11-22) [2021-11-26]. http://www.sgcc.com.cn/html/sgcc_main/col2017021449/2021-11/24/20211124110318688580904_1.shtml.
- [20] 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL]. (2022-01-18) [2022-01-28]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html?code=&state=123.
Guidance on accelerating the construction of a national unified power market system [EB/OL]. (2022-01-18) [2022-01-28]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html?code=&state=123.
- [21] 跨省区电力市场交易相关问题及政策建议[EB/OL].(2019-12-31) [2021-07-31]. <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-282219>.
Summary of power market issues and related policy suggestions across provinces [EB/OL]. (2019-12-31) [2021-07-31]. <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-282219>.
- [22] 2020年上半年南方区域跨区跨省电力市场运营报告[EB/OL].(2020-09-22)[2021-09-02]. <https://www.gzpec.cn/main/indexnew.do?method=load&INFOID=7881315703065900&INFOTYPE=3&SUBTYPE=>.
Report on the operation of cross regional and cross provincial power market in Southern China [EB/OL]. (2020-09-22) [2021-09-02]. <https://www.gzpec.cn/main/indexnew.do?method=load&INFOID=7881315703065900&INFOTYPE=>
- 3&SUBTYPE=.
- [23] 关于印发《关于区域电力市场建设的指导意见》的通知[EB/OL].(2003-07-24)[2021-07-31]. http://www.gov.cn/gongbao/content/2004/content_63051.htm.
Notice on printing and distributing the guiding opinions on the construction of regional power market [EB/OL]. (2003-07-24) [2021-07-31]. http://www.gov.cn/gongbao/content/2004/content_63051.htm.
- [24] 傅书遍,白晓民,张扬,等.区域电力市场模式及运营方式[J].电力系统自动化,2003,27(9):1-5.
FU Shutu, BAI Xiaomin, ZHANG Yang, et al. Regional power market modes and their operation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(9): 1-5.
- [25] MOLZAHN D K, DÖRFLER F, SANDBERG H, et al. A survey of distributed optimization and control algorithms for electric power systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 2941-2962.
- [26] PHULPIN Y, BEGOVIC M, PETIT M, et al. On the fairness of centralized decision-making strategies in multi-area power systems [C]// 16th Power Systems Computation Conference, July 14-18, 2008, Glasgow, Scotland.
- [27] 张伯明,张海波.多控制中心之间分解协调计算模式研究[J].中国电机工程学报,2006,26(22):1-5.
ZHANG Boming, ZHANG Haibo. Research on decomposition and coordination calculation for control centers in electric power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(22): 1-5.
- [28] 张海波,张伯明,王志南,等.地区电网外网等值自动生成系统的开发与应用[J].电网技术,2005,29(24):10-15.
ZHANG Haibo, ZHANG Boming, WANG Zhinan, et al. Development and application of real-time external network equivalent system for sub-transmission networks [J]. Power System Technology, 2005, 29(24): 10-15.
- [29] 张伯明,孙宏斌,吴文传,等.智能电网控制中心技术的未来发展[J].电力系统自动化,2009,33(17):21-28.
ZHANG Boming, SUN Hongbin, WU Wenchuan, et al. Future development of control center technologies for smart grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(17): 21-28.
- [30] JI Y T, TONG L. Multi-area interchange scheduling under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1659-1669.
- [31] JI Y T, THOMAS R J, TONG L. Probabilistic forecasting of real-time LMP and network congestion[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 831-841.
- [32] BALDICK R, CHATTERJEE D. Final phase I report on coordinated regional dispatch framework[EB/OL]. [2021-07-31]. <http://www.midwestiso.org/WhatWeDo/StrategicInitiatives/Pages/Seams.aspx>.
- [33] Lake Erie loop flow mitigation [EB/OL]. [2021-07-31]. <https://studylib.net/doc/18746699/lake-erie-loop-flow-mitigation>.
- [34] Loop flows-final advice [EB/OL]. [2021-07-31]. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201310_loop

- flows_study.pdf.
- [35] GUO Y, JI Y T, TONG L. Generalized coordinated transaction scheduling: a market approach to seamless interfaces [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(5): 4683-4693.
- [36] PLANCKE G, DE VOS K, DE JONGHE C, et al. Efficient use of transmission capacity for cross-border trading: available transfer capacity versus flow-based approach[C]// 2016 IEEE International Energy Conference, April 4-8, 2016, Leuven, Belgium.
- [37] KRISTIANSEN T. The flow based market coupling arrangement in Europe: implications for traders [J]. *Energy Strategy Reviews*, 2020, 27: 100444.
- [38] VAN DEN BERGH K, BOURY J, DELARUE E. The flow-based market coupling in central Western Europe: concepts and definitions[J]. *The Electricity Journal*, 2016, 29(1): 24-29.
- [39] AGUADO M, BOURGEOIS R, BOURMAUD J, et al. Flow-based market coupling in the central Western European region-on the eve of implementation[C]// CIGRE, August 26-31, 2012, Paris, France.
- [40] 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.
- [41] YANG Z F, ZHONG H W, BOSE A, et al. A linearized OPF model with reactive power and voltage magnitude: a pathway to improve the MW-only DC OPF [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(2): 1734-1745.
- [42] MOMOH J A, ADAPA R, EL-HAWARY M E. A review of selected optimal power flow literature to 1993: Part I nonlinear and quadratic programming approaches [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1999, 14(1): 96-104.
- [43] MOMOH J A, EL-HAWARY M E, ADAPA R. A review of selected optimal power flow literature to 1993: Part II Newton, linear programming and interior point methods [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1999, 14(1): 105-111.
- [44] LAVAEI J, LOW S H. Zero duality gap in optimal power flow problem[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(1): 92-107.
- [45] 林哲, 胡泽春, 宋永华. 最优潮流问题的凸松弛技术综述[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(13): 3717-3728.
- LIN Zhe, HU Zechun, SONG Yonghua. Convex relaxation for optimal power flow problem: a recent review [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(13): 3717-3728.
- [46] LESIEUTRE B C, MOLZAHN D K, BORDEN A R, et al. Examining the limits of the application of semidefinite programming to power flow problems [C]// 49th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing (Allerton), September 28-30, 2011, Monticello, USA.
- [47] FARIVAR M, LOW S H. Branch flow model: relaxations and convexification—Part I [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(3): 2554-2564.
- [48] FARIVAR M, LOW S H. Branch flow model: relaxations and convexification—Part II [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(3): 2565-2572.
- [49] YANG Z F, ZHONG H W, XIA Q, et al. A novel network model for optimal power flow with reactive power and network losses [J]. *Electric Power Systems Research*, 2017, 144: 63-71.
- [50] BOSQUEZFOTI V R. Distributed optimization algorithms for inter-regional coordination of electricity markets [D]. Chicago, USA: Purdue University, 2021.
- [51] 张伯明, 陈寿孙, 严正. 高等电力网络分析[M]. 2版. 北京: 清华大学出版社, 2007.
- ZHANG Boming, CHEN Shousun, YAN Zheng. *Advanced electric power network analysis* [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2007.
- [52] KIM B H, BALDICK R. Coarse-grained distributed optimal power flow [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1997, 12(2): 932-939.
- [53] ZHAO F, LITVINOV E, ZHENG T X. A marginal equivalent decomposition method and its application to multi-area optimal power flow problems [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(1): 53-61.
- [54] GUO Y, BOSE S, TONG L. On robust tie-line scheduling in multi-area power systems [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(4): 4144-4154.
- [55] BALDICK R, CHATTERJEE D. Coordinated dispatch of regional transmission organizations: theory and example [J]. *Computers & Operations Research*, 2014, 41: 319-332.
- [56] BOSE S, TONG L, GROSS G, et al. Final report: coordination mechanisms for seamless operation of interconnected power systems [EB/OL]. [2021-07-31]. https://documents.pserc.wisc.edu/documents/publications/reports/2020_reports/M_38_Final_Report_2_.pdf.
- [57] GUO Y, TONG L, WU W C, et al. Coordinated multi-area economic dispatch via critical region projection [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(5): 3736-3746.
- [58] 汪朝忠. 双边交易模式下的电力定价研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2016.
- WANG Chaozhong. *Study on the electricity pricing theory of bilateral transaction mode* [D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2016.
- [59] CVIJIC S, ILIC M D. Part II: par flow control based on the framework for modeling and tracing of bilateral transactions and corresponding loop flows [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(6): 2715-2722.
- [60] 王剑晓, 钟海旺, 夏清, 等. 基于价值公平分配的电力市场竞争机制设计[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(2): 7-17.
- WANG Jianxiao, ZHONG Haiwang, XIA Qing, et al. Competitive mechanism design in electricity market based on fair benefit allocation [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(2): 7-17.

- [61] VAISHYA S R, SARKAR V. Designing option FTRs for the lossy FTR system [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(9): 2132-2139.
- [62] VAISHYA S R, SARKAR V. Implementation of lossy FTRs for perfect risk hedging under the marginal loss pricing[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11 (1) : 166-173.
- [63] SARKAR V, KHAPARDE S A. Introduction to multidimensional financial transmission rights [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(1): 47-57.
- [64] LIU H, GUO Y, SUN H B. Pricing and settlement approaches of regional electricity markets in multi-area power systems considering loop flow effects[C]// IEEE PES General Meeting, July 26-29, 2021, Washington, USA.
- [65] 陈启鑫,房曦晨,郭鸿业,等.电力现货市场建设进展与关键问题[J].电力系统自动化,2021,45(6):3-15.
CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Progress and key issues for construction of electricity spot market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 3-15.
- [66] 郑亚先,杨争林,冯树海,等.碳达峰目标场景下全国统一电力市场关键问题分析[J].电网技术,2022,46(1):1-20.
ZHENG Yaxian, YANG Zhenglin, FENG Shuhai, et al. Key issue analysis in national unified power market under target scenario of carbon emission peak [J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 1-20.
- [67] 陈启鑫,张维静,滕飞,等.欧洲跨国电力市场的输电机制与耦合方式[J].全球能源互联网,2020,3(5):423-429.
CHEN Qixin, ZHANG Weijing, TENG Fei, et al. Transmission mechanisms and coupling approaches in European transnational electricity markets [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(5): 423-429.
- [68] KANG C Q, CHEN Q X, LIN W M, et al. Zonal marginal pricing approach based on sequential network partition and congestion contribution identification [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013, 51: 321-328.
- [69] 赵文猛,周保荣,毛田,等.欧洲统一电力市场演变和日前市场出清模型[J].南方电网技术,2020,14(5):74-79.
ZHAO Wenmeng, ZHOU Baorong, MAO Tian, et al. European unified electricity market evolution and its day-ahead market clearing model [J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(5): 74-79.
- [70] DING F, FULLER J D. Nodal, uniform, or zonal pricing: distribution of economic surplus [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 875-882.
- [71] 郑夏阳.中国跨区跨省输电价格形成机制研究[D].北京:华北电力大学,2016.
ZHENG Xiayang. Research on formation mechanism of trans-regional and trans-provincial transmission tariff in China [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2016.
- [72] 韩勇,田闻旭,谭忠富.基于长期边际成本的不同电压等级输配电定价模型及其应用[J].电网技术,2011,35(7):175-180.
HAN Yong, TIAN Wenxu, TAN Zhongfu. A long-term marginal cost based transmission and distribution pricing model for power transmission and distribution in various voltage classes and its application [J]. Power System Technology, 2011, 35 (7): 175-180.
- [73] LUMBRERAS S, RAMOS A. The new challenges to transmission expansion planning: survey of recent practice and literature review [J]. Electric Power Systems Research, 2016, 134: 19-29.
- [74] PJM open access transmission tariff [EB/OL]. [2021-07-30]. <https://pjm.com/media/documents/merged-tariffs/oatt.pdf>.
- [75] A survey of transmission cost allocation issues, methods and practices [EB/OL]. [2021-07-30]. <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49880.pdf>.
- [76] 关于印发《区域电网输电价格定价办法(试行)》《跨省跨区专项工程输电价格定价办法(试行)》和《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》的通知 [EB/OL]. (2017-12-29) [2021-07-30]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/201801/t20180103_960934.html?code=&state=123.
Notice on printing and distributing the measures for pricing the transmission price of regional power grids, the measures for pricing the transmission price of inter-provincial and inter-regional special projects and the guiding opinions on formulating the distribution price of local power grids and incremental distribution networks [EB/OL]. (2017-12-29) [2021-07-30]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/201801/t20180103_960934.html?code=&state=123.
- [77] 跨省跨区专项工程输电价格定价办法 [EB/OL]. (2021-10-19) [2021-10-14]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202110/t20211015_1299846_ext.html.
Pricing method for transmission price of inter-provincial and inter-regional lines [EB/OL]. (2021-10-19) [2021-10-14]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202110/t20211015_1299846_ext.html.
- [78] 邵雪,孙宏斌,郭庆来.能源互联网中基于区块链的电力交易和阻塞管理方法[J].电网技术,2016,40(12):3630-3638.
TAI Xue, SUN Hongbin, GUO Qinglai. Electricity transactions and congestion management based on blockchain in Energy Internet [J]. Power System Technology, 2016, 40 (12): 3630-3638.

刘昊(1994—),男,博士研究生,主要研究方向:多区域电力市场。E-mail: thulihao@163.com

郭焯(1988—),男,通信作者,副教授,博士生导师,主要研究方向:分布式优化、状态估计、电力市场。E-mail: guo-ye@sz.tsinghua.edu.cn

孙宏斌(1969—),男,教授,博士生导师,教育部长江学者,国家级教学名师,国家杰出青年科学基金获得者,主要研究方向:智能电网、可再生能源、电力系统运行与控制。E-mail: shb@tsinghua.edu.cn

(编辑 王梦岩)

Review and Prospect of Inter-Regional and Inter-Provincial Power Trading in China

LIU Hao¹, GUO Ye¹, SUN Hongbin^{1,2,3}

- (1. Tsinghua-Berkeley Shenzhen Institute (TBSI), Tsinghua Shenzhen International Graduate School, Shenzhen 518000, China;
2. State Key Laboratory of Power System and Generation Equipment (Tsinghua University), Beijing 100084, China;
3. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: Inter-regional and inter-provincial power trading refers to the power trading activity between regional (or provincial) power grids which are formed under the responsibility of each operator. Under the background of achieving the goal of “carbon peak and carbon neutrality”, the proportion of renewable energy generation will continue to grow. Considering the reverse geographical distribution of renewable energy generation and load in China, promoting inter-regional and inter-provincial power trading is conducive to realizing the optimal allocation of resources in a larger range and maximizing the social welfare. Based on the above background, the basic structure, trading classification, clearing mechanism, model solving algorithm and price mechanism of multi-regional electricity market at home and abroad are analyzed and introduced, the key issues in the current inter-regional and inter-provincial power trading mechanism are summarized, and the future research directions are prospected.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51977115).

Key words: inter-regional and inter-provincial power trading; optimal power flow; clearing mechanism; pricing mechanism

