

碳达峰目标场景下全国统一电力市场 关键问题分析

郑亚先, 杨争林, 冯树海, 曾丹

(中国电力科学研究院有限公司, 江苏省南京市 210003)

Key Issue Analysis in National Unified Power Market Under Target Scenario of Carbon Emission Peak

ZHENG Yaxian, YANG Zhenglin, FENG Shuhai, ZENG Dan

(China Electricity Power Research Institute, Nanjing 210003, Jiangsu Province, China)

ABSTRACT: The reverse distribution characteristics of China's power supply and demand, as well as the establishment of the cross-regional & cross-provincial transmission network racks, to a certain extent determine the optimal model of China's power resources. With the gradual clarity of China's carbon emission reduction vision, it's of further highlighted importance to establish a unified national power market-oriented operation system. The core issues of the mature power markets in Europe and North America are analyzed, including the market development courses the incentive modes of market participants, the basic ideas of market designs, the safety of market clearing results, the mechanisms of market clearance and timing convergence. Considering the impacts of carbon reduction targets on the market operation in various countries, this paper analyzes the fused development of the power markets in Europe and the United States under the constraints of carbon emission reduction. The key problems about the construction of the unified electric power market in our country are discussed. The solutions based on different basic conditions of market operations are put forward, such as China's hierarchical dispatching model, the differential transmission price systems between provinces, and the province's responsibility for power balance.

KEY WORDS: carbon emission peak; power market design; national unified power market; market clearing

摘要:我国电力供需逆向分布特点,以及跨区跨省输电网架的建立,一定程度上决定了我国电力资源的优化配置方式。随着我国双碳远景目标的逐步明确,建立全国统一电力市场

化运营体系的重要性进一步凸显。针对欧美等成熟运营电力市场的市场发展历程、市场主体激励方式、市场设计基本思想、市场出清结果安全性、市场出清机制与时序衔接等核心问题开展分析,考虑碳减排目标给各国市场运行的影响,分析了碳减排约束下欧美电力市场的融合发展,基于我国层级调度、省间省内差异性输配电价体系、省为电力平衡责任主体等不同于国外的市场运营基础条件,分析了全国统一电力市场建设的关键问题,并提出了解决思路,可为我国电力市场设计提供决策参考。

关键词:碳达峰;电力市场设计;全国统一电力市场;市场出清

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2021.1734

0 引言

我国提出了推进能源变革与能源转型的能源发展战略,以应对全球政治、经济发展新形势,深化能源体制改革被确定为支撑我国能源发展战略的首要保障措施,其中,电力的市场化改革是重点推进的领域。电力的市场化运营意味着市场主体计划安排、电力输送路径模式的市场化重构,是一个融合了电网运行物理性与市场成员决策社会性的复杂耦合交互过程。

从电力市场建设发展历程来看,经过近30年的建设与发展,以美国和欧洲为代表的国外电力市场已经基本实现平稳运营,在欧美电力市场设计方面,国内外开展了大量研究,文献[1-7]针对欧美市场在电力市场运营和电网物理运行的发展现状、市场演化历程、组织机构设置、市场竞争方式、电力平衡方式和责任分担等方面的差异进行了研究。文献[8-22]从市场主体申报、市场出清、辅助服务、系统平衡、阻塞管理等方面,研究了欧洲电力市场运营设计关键点。其中,文献[8-9]重点针对欧洲电

基金项目:国家电网有限公司科技项目“省级日前电能市场的市场力识别与处理技术体系研究”(SGZJDK00DWJS2100074)。

Project Supported by Science and Technology Foundation of SGCC (SGZJDK00DWJS2100074).

力市场中的双边合同交易开展研究。文献[10]针对日前市场中买卖双方主体基于双边合约的自调度方式开展研究,文献[11]针对交易机构开展的日前市场出清进行研究,文献[12-18]针对输电系统运营商(transmission system operator, TSO)负责的实时平衡市场以及平衡责任主体进行研究。文献[18-22]针对欧洲实时平衡市场中,输电阻塞的 TSO“再调度”或市场耦合处理方法开展研究。文献[23-33]从市场主体申报、市场出清、辅助服务、系统平衡、阻塞管理等方面,研究了美国电力市场运营设计关键点。其中,文献[23-26]针对日前、实时市场全电量出清模式下,考虑安全约束的机组组合与经济调度的问题开展研究,文献[27-29]针对机组在日前及日内电能市场上的价格和技术参数申报开展研究。文献[30-32]针对备用与能量联合优化出清,以及相对应的备用定价开展研究,文献[33-34]针对开展节点电价定价方式下的阻塞管理机制开展研究。

在碳达峰的目标愿景下,全球新能源建设均处于快速发展阶段,新能源装机占比逐步提高,火电等传统电源占比逐步降低,考虑到电网平衡资源稀缺的物理特性和新能源低边际成本的经济特性,电力资源在更大范围优化安排已经成为兼具经济性、安全性双重使命的必然趋势,欧美等成熟运营市场的市场体系升级也正朝向这一目标推进,其建设与发展经验对于我国全国统一电力市场建设具有一定的经验借鉴,但考虑到我国层级调度体系、省间省内差异性输配电价体系、省为电力平衡责任主体、交直流混联的特高压骨干网架、高比例新能源接入等电网运行体系与国家政策体系,与欧美等国市场运营所依托的基础环境还存在以下几方面的差异,决定了目前不能照搬欧美市场设计:

1) 输电费收取方式。目前在欧洲统一电力市场、北美式市场(以 PJM 为例)中,针对输电容量安排,越来越多的采用隐式拍卖的方式,在形成市场出清结果同时即自动分配对应的输电通道容量,进而针对输电费收取,采取输电费和市场出清过程解耦,即市场优化出清计算环节不考虑输电费,在结算费用中,按照接入点,计算形成输电费用,而我国目前省间输电费还是采取“按通道收取”模式,输电费和交易路径关联,跨省的全国统一电力市场优化需要考虑出清结果与买卖主体所在位置的关联性。

2) 层级调度与运行控制模式。目前我国电力系统运行执行的是层级调度模式,国调、网调、省调分别负责其调控范围发电资源的启停安排,针对

省内发电资源,省级调度中心会集中优化机组启停计划,市场主体在省间市场的中标结果在省内如果采用固定执行方式,可能会与省内调度开停安排存在冲突,省内市场与省间市场的衔接方式需要遵循层级调度与运行控制模式,文献[35]针对省间、省级两级市场间的协调出清计算模型开展了研究。

3) 平衡责任主体。欧洲市场采用市场成员全自主竞价、偏差调节、增量市场模式,其设计的基本思想是将平衡责任下放至市场成员,采取平衡责任单元(市场主体拥有的一组发用电资源构成的结算单元组合)的方式自主承担实际执行电力与市场电力间的平衡偏差责任,但考虑到允许机组自调度,即可以自主确定自己开停机安排,这样执行偏差既可以通过不同尺度的市场交易解决,也可以通过自主安排自己的计划来解决,市场成员风险可控,从这个视角来看,市场成员实际执行电力,考虑到安全责任,机组的开停安排还是在省内现货市场集中优化,并且调度规程不允许自调度,省间市场中市场成员的出清结果如果也要承担偏差责任,执行难度较大,且风险不可控,因此,从全国统一市场设计中要从平衡责任主体的视角来考虑省间市场中的市场成员参与方式,以及省间、省内市场中市场成员出清结果的衔接方式。

本文从市场间协作模式与发展历程、平衡责任与偏差结算、市场设计出发点、市场出清中对于电网模型的考虑、市场出清机制与不同时序市场间衔接方式等 5 个主要方面,对比分析了欧洲统一市场、美国电力市场设计思路,针对欧美市场在市场融合、出清运行衔接、市场时段颗粒度、市场位置价格信号、参与市场主体规模等方面的趋同性进行了进一步分析,以此为基础,进一步针对我国全国统一电力市场设计面临的关键问题进行了分析,提出了对应的解决方案。

1 欧美电力市场设计关键问题分析

欧美电力市场经过 30 年的建设与发展,总体上看均已进入成熟运营阶段,其设计的总体思路和建设路径存在一定差异,这一差异实际上来自于各自电网结构、电源结构,以及资产管理模式差异带来的实际需求,总的来说,欧洲市场将平衡责任更多的赋予市场主体,因此更多的是从市场成员的视角来进行市场的精细化设计,更为强调电力商品交易流动性、出清计算透明、交易频次高,以及报价方式灵活性等,北美式市场(以 PJM 为例)平衡责任更多还是通过不同时间尺度的市场集中优化安排

来实现,因此更强调市场出清结果的可执行性,更多是从市场运营与电网运行高效衔接融合视角来进行市场的精细化设计,更为强调市场出清结果的可靠性、市场设计对于市场主体响应市场/调度指令的激励效果等方面。具体来看,两者间差异主要包括以下几个方面。

1.1 市场间协作模式与发展历程

从欧美电力市场发展来看,考虑到资源互补、规模效益等原因,市场运营范围均处于不断扩张趋势,欧洲市场采用的是统一耦合式市场扩张模式,而北美式市场(以 PJM 为例)采用的是整合一体化市场扩张模式,在欧美市场建设中,市场范围扩大后市场间协作模式存在明显的路径差异,欧洲市场采用的是类两级市场模式,存在一个所有国家市场主体报价参与、耦合出清的统一市场,而北美式市场(以 PJM 为例)采用的是平行市场模式,有电网连接关系的电力市场间,通过协调优化方式进行市场出清。

1.1.1 欧洲市场

从欧洲市场的发电资源特性来看,欧洲发电类型多样化,各国电源类型存在明显的互补特性,此外,可再生能源的数量也在不断增加,欧盟整体 40%来自化石燃料电厂,33%来自可再生能源,其中风力涡轮机(11%)、水力发电厂(13%)、生物燃料(5%)、太阳能发电(4%)、26%来自核电站。图 1 显示了欧盟整体以及每个欧盟成员国的发电结构^[36]。

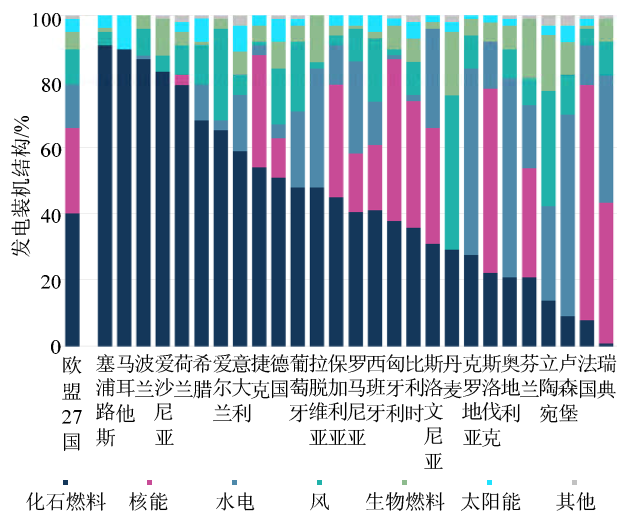


图 1 欧盟各国发电装机结构(2018 年)

Fig. 1 EU member states generation structure of electricity by source (2018)

从图 1 中可以看出,东欧等国以传统煤电为主,西欧、北欧则以高比例新能源为主,各国的电源结构差异带来的发电出力互补特性,以及整体较高的新能源装机水平下,欧洲各国市场间协作交互的需

求非常强烈,这从客观上推动了欧洲市场朝着统一运营、统一优化的欧洲统一电力市场发展,欧洲统一电力市场目前已实现了日前市场、日内市场的大范围耦合,并逐步推进平衡市场的耦合协调。

1) 日前市场耦合。

欧洲各国的日前电力市场目前通过市场耦合的方式实现跨境联合出清,以实现社会福利的最大化。这旨在通过统一不同市场的前日运营,包括市场关闸时间、交易品种以及跨境传输容量分配等方面。针对所有跨境供、需资源,在已签订的物理合约电量之外,进行的电能集中竞价交易,通过实施区域价格耦合(price coupling of regions, PCR)项目,各地区交易所轮值出清,以隐式拍卖的方式自动计算跨境通道传输容量以及电能,并采用分区电价的机制形成各价区的出清价格。目前,已实现 25 个欧洲国家的前日市场耦合,覆盖了欧洲 85%的负荷,平均每天交易价值超过 2 亿欧元^[37]。

日前市场耦合增加了跨境的电力流动,这有助于实现价格趋同并减少价格波动。到目前为止,这已经取得了成效。如图 2 所示,该图显示了在显式(无联合)拍卖和隐式(联合)拍卖之间电价波动水平^[38]。

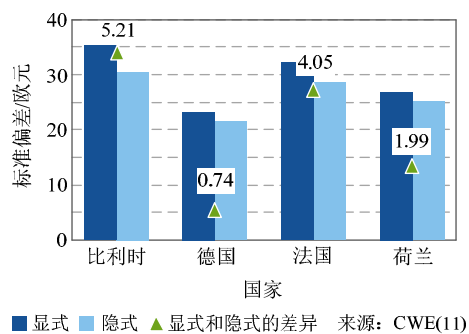


图 2 日前市场耦合对电能价格波动的影响

Fig. 2 Effect of market coupling on the price fluctuation of electricity

2) 日内市场耦合。

设置日内市场的预期是希望通过机组组合的滚动调整安排,减少平衡偏差,降低保持系统平衡裕度所需的平衡资源需求,实现平衡资源的优化安排,进而提升平衡市场的效率。例如允许在日内重新安排用电负荷,可以有效降低发电运行成本,通过在交付前 3h 接受风力发电预测更新,可以有效减少备用需求。基于更大范围跨国耦合的日内市场,效益更为显著。此外,基于多区域联合的预测也可以有效提升预测精度,见表 1^[39]。因此,跨国耦合的日内市场将多个控制区的风电电力聚集在一起,对电力市场运营效率,以及发挥风电聚合效应具有积极影响。

表 1 德国风电大范围联合预测的精度提升

时间	风电预测精度标准均方根误差/%	
	全部 4 个控制区, 1000km	单控制区, 350km
日前	5.7	6.8
4h 前	3.6	4.7
2h 前	5.7	6.8

尽管有这些优势,截至 2018 年,只有 15 个成员国具有日内市场,且流动性不高,这与平衡市场或再调度成本不是特别高有关^[39]。表 2 显示了 5 家电力交易所的交易量和用电量份额^[40],只有西班牙电力交易所的交易量很大,其他交易所的交易量都低于消费量的 1%,其中原因之一就是西班牙风光等新能源已处于较高渗透率,且要求市场成员按照电力资源的机组单元参与市场,而不是按照电力资源组合形式参与市场,市场成员偏差控制需求较大。

表 2 5 家电力交易所的交易量和用电量份额

国家或地区	市场运营方	交易量(TW·h)	占比/%
法国	APX-EPEX	0.2	0.1
德国	APX-EPEX	1.4	0.2
北欧	NordPool	2.7	0.7
比利时	BELPEX	0.2	0.2
西班牙	OMIE	45.6	15.3

日内市场的流动性较低,可能会导致在实时交付中,调用更昂贵的资源进行调节,例如可快速爬坡的常规发电厂。此外,与高流动性的日前市场相比,低流动性的日内市场特点是价格不够透明,而高流动性的日前市场特点是个体参与者对价格形成的影响更大。

3) 实时平衡市场耦合。

近年来,随着欧洲统一电力市场建设的推进,在 ENTSO-E 协调组织下,各国正积极探索建立跨国平衡和辅助服务采购机制。目前共有 7 个试点项目,试点内容主要包括跨国平衡和调频备用共享等。跨国电网控制合作(international grid control cooperation, IGCC)是基于跨国平衡的试点项目。其基本原理是将不同控制区的相反方向的区域控制偏差(area control error, ACE)相互抵消,从而减少调频辅助服务的调用量,提高系统运行的经济性。目前,该试点项目已经覆盖了欧洲大陆 8 个国家的 11 个 TSO。

1.1.2 北美式市场(以 PJM 为例)

美国电力市场的发电资源特性来看,各 ISO 运营区电源结构虽然存在一定差异,但如图 3 所示,

美国各 ISO 运营区域间输电通道较为松散,区间交易量有限^[41],没有一个统一的市场或者机构进行整体的跨境耦合,各区域 RTO 分别基于跨境输电线路联合优化出清。各区域 ISO/RTO 间主要通过双边协议,如 MISO 和 PJM 以及 SPP 间的联合运行协议(Joint Operating Agreement),实现区域市场间的协调。

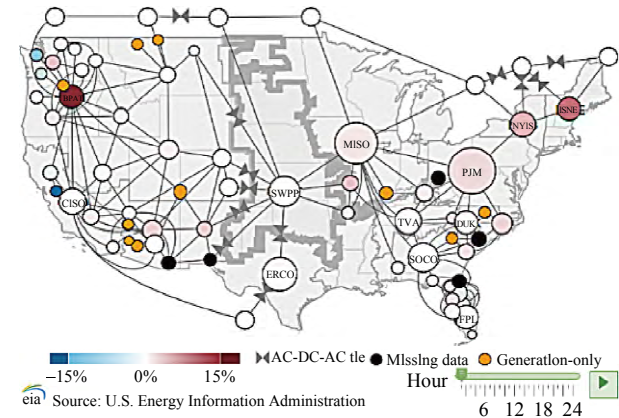


图 3 美国跨区输电通道情况

Fig. 3 Cross-regional transmission channels in the United States

近年来,随着各区域市场规模的扩大,各区域市场也在不断探索区域间的市场化协调机制。如 MISO 与 PJM 间组建的联合共同市场(Joint and Common Market),通过协同交易调度机制(coordinated transaction scheduling)对区域联络线间的交换功率进行调度与结算。以 MISO 与 PJM 联合优化为例,市场耦合模式如下:

1) 日前市场耦合。

MISO 与 PJM 的日前市场运营采用独立优化的松耦合模式,两个 ISO 之间只是确定需要关注的监控断面,以及输电断面授权限额,两个 ISO 分别进行本 ISO 市场出清,保证输电断面传输功率不超过授权限额即可。

2) 日内市场耦合。

MISO 与 PJM 的耦合更多还是体现在日内、实时的协作上,日内通过反复迭代方式,协调两个 ISO 为了应对断面阻塞的机组开停调整,日内耦合运营主要包括 5 个步骤。

基于涵盖两个市场的物理模型,确定跨地区联合优化的初始条件,包括两个市场的电能边际价格、市场间功率交换的潮流断面、两个市场节点相对于市场间潮流断面的调节机组、机组状态以及灵敏度,在此基础上,根据与市场间断面可控资源情况,确定负责监视市场间断面的 ISO,一般来说拥有市场间断面阻塞缓解能力机组的 ISO 作为监视 ISO。

负责监视市场间断面的 ISO, 通过 EMS 系统滚动预测市场间断面的潮流, 并计算该断面越限功率, 在在线机组调节空间不足以满足阻塞缓解情况下, 通过日内滚动预调度程序会调用机组开机, 以缓解阻塞, 基于新开机机组的边际报价与该市场之前的电能边际价格, 计算市场间断面约束的影子价格, 以及新开机组的节点电价, 基于市场间断面约束的影子价格和监视 ISO 的原始电能边际价格, 进而计算监视 ISO 在对侧 ISO 中的代理价格。

从非监视 ISO 视角, 按照相同逻辑, 进行上述第二步计算, 即在与市场间断面正灵敏度的机组中选择报价除以灵敏度最大的机组报价, 以及该市场初始电能边际价格, 计算市场间断面约束的影子价格, 以及该机组的节点电价, 基于市场间断面约束的影子价格和非监视 ISO 的原始电能边际价格, 进而计算非监视 ISO 在对侧 ISO 中的代理价格。

负责监视市场间断面的 ISO, 如果计算由非监视 ISO 调减机组出力来缓解断面更为经济, 计算少开一台高价机组所对应的断面功率削减要求, 并与非监视 ISO 提交该要求, 如果非监视 ISO 具有对应缓解阻塞的调节能力, 则在下一个滚动周期中将之前因缓解阻塞开机的最高价机组停机, 重新计算市场间断面约束的影子价格, 以及该机组的节点电价, 基于市场间断面约束的影子价格和非监视 ISO 的原始电能边际价格, 进而计算监视 ISO 在对侧 ISO 中的代理价格。

循环交互调度, 保证约束受限的影子价格和实际约束场景的一致性, 例如两个 ISO 对于受限断面的影子价格较为接近, 本 ISO 在对侧 ISO 出清中的代理价格接近于参考节点(相对于受限断面有相同灵敏度关系的节点)电价。

3) 实时平衡市场。

实时平衡市场衔接已经接近于实际运行时点, 市场协作在两个市场的 SCED 里已经基本自动处理了。比如日内运行中 MISO 预判某个断面越限, 可以要求 PJM 来协助控制某断面, 通过限额自动共享, PJM 接受到更新后的限额后, 实时市场出清 SCED 计算就可以自动调节 PJM 的机组来缓解该越限断面阻塞。

1.2 平衡责任与偏差结算

欧美电力市场设计的主要差异点之一是对平衡责任的设定与承担方式。

1.2.1 欧洲市场

欧洲电力市场设计的核心思想之一是市场成员平衡责任主体概念, 将平衡责任落实到市场主

体, 也就是所谓的“平衡单元”, 市场成员需承担自身的平衡责任、辅助服务义务, 出现偏差时自觉接受偏差结算, 通过严格的偏差结算机制, 实现对于平衡单元产生实际电力偏差的惩罚效果, 进而激励平衡单元在不同时序上, 通过自主控制、市场交易等行为, 保障发、用电量自平衡。这种模式有几个要素, 必须要予以配套考虑:

1) 调度运行方面。平衡单元的设计, 通常需要配套自调度机制, 市场主体基于自身需求, 考虑自身发电、用户资产组合特点参与市场交易, 基于交易结果分散决策, 自主确定开停机方式、日计划发电曲线、用电曲线, 并在不同时间尺度的电力市场中卖出或者购入电力, 以维持其自平衡责任。但目前由于调度机构是电力安全供应的责任主体, 在包括我国在内的等很多国家, 机组开停及出力计划安排, 在调度运行规程中明确规定由调度机构统一调度安排。

2) 电源结构方面。电网拥有充足的快速调节资源, 具备充裕的快速平衡能力, 电网阻塞程度较低或阻塞分区明显, 且各分区内阻塞较少, 拥有充足的快速调节资源, 否则在实际调度运行中, 为了保障系统电力平衡, 需要频繁调整市场安排结果, 容易导致过高的再调度成本, 以及反复迭代造成的运营效率低下。

3) 市场成员能力方面。在市场交易中, 需具备足够的设备运行管理能力, 能够自行决策开机方式和日计划出力曲线, 能够灵活调整出力方式以平衡自主决策的计划曲线偏差, 能够进行充分的市场分析, 在资源调整和市场购买之间综合决策, 并承担自平衡责任带来的收益风险, 总体来看, 对市场成员要求更高。

1.2.2 北美式市场(以 PJM 为例)

北美式市场(以 PJM 为例)中, 本质上还是集中平衡、集中优化安排机组启停, 除了部分申请自调度、自计划模式的机组外, 其余市场主体基于市场运营机构优化计算确定的机组启停安排机组运行, 市场主体的决策仅体现在机组报价上, 发电企业和电力用户的双边合同仅用于结算, 并不要求在机组组合和发电计划安排中予以执行, 日前、实时等不同时序上电力偏差, 通过类差价合约方式予以处理, 与欧洲市场基于设备组合的不同时序电力自平衡相比, 更多表征为在不同时序上, 基于供需变化的集中优化安排。总体来看, 灵活性更高, 兼容自调度或者非自调度模式, 存在的最主要的问题是:

1) 市场出清计算方面。市场出清规则与计算

较为复杂，市场出清结果受供需、外部交换电力、阻塞等多种因素综合影响，相比于欧洲市场模式，市场成员对于理解市场出清计算结果的难度增大，市场运营机构对于市场出清结果合理性分析，以及应对市场成员质疑的难度也增大，需较好的电力市场环境和完善的法律、规程等配套机制。

2) 市场成员风险防范方面。市场成员全量申报进入市场出清，考虑到现货市场价格较大的波动性，市场成员需要具有较强的电价风险规避手段，市场成员需要双边合同对冲风险，对于电力用户部分放开的市场需要由政府授权，电网代理未放开用户签订政府授权合约，针对不同类型电源政府授权合约如何设计对于市场成员收益影响较大，如何确定好各类型市场主体合约总量和电力曲线分解的设计难度较大。

1.3 市场设计出发点

1.3.1 欧洲市场

欧洲市场设计的核心思想之一是为市场主体提供一个高流动性、高透明性的市场，通过为不同类型市场主体提供可表征其运行特性的个性化报价，保证市场成员可以结合其平衡单元的发电、用电资源组合设定，考虑其设备运行特性，采用不同的报价模式进行市场竞价申报，完成市场主体自平衡责任。常见的报价模式有以下几种：

1) 常规块报价。

为火力发电主体设计，考虑火电机组最小运行时间特性，但也可用于其他目的，交易主体必须定义以下 4 个要素。

- 类型(买或是卖)。
- 容量(最大 500MW)。
- 价格($-500 \leq X \leq 3000$ 欧元/(MW·h))。
- 持续时间(最小 3h)。

要么全部中标，要么全部不中标，不能部分成交，一个报价主体最多可以申报 50 个块报价，块报价的出清价格是对应报价区的分区价格。

2) 分段块报价。

分段块报价是不同时段有不同块容量的特殊块报价类型，考虑机组爬坡能力限制特性，不同时段的加权平均价决定其是否能中标，交易主体必须定义以下 5 个要素。

- 类型(买入或卖出)。
- 单价。
- 最低可接受的中标比例。
- 时间段，即块跨度包含的小时数。
- 每小时的容量。

3) 排他性块报价。

一种特殊的块报价，为燃气等存在一次能源约束机组设计，可采用组合报价申报，即一个报价主体最多可提交 3 个排他性组合报价，每个排他性组合报价最多可包含 15 个块报价，中标规则和常规块报价相同，但是附带特殊要求，即组合报价的中标比率总和不能超过 1。

4) 关联块报价。

一种特殊的块报价，为体现火电机组的启停、开停机曲线、爬坡等技术特点设计，采取组合报价申报，允许最多 3 级块报价，只有上级块报价中标，下一级块报价才可能中标，当然，出清还是采用整体效益最优原则，关联块报价作为整体进行出清，如图 4 所示。

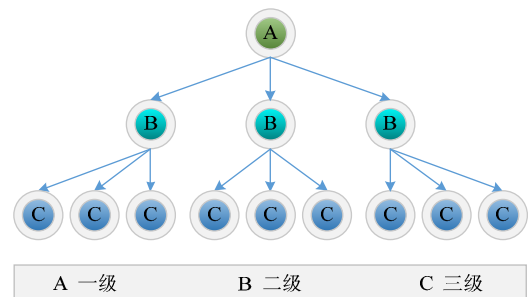


图 4 关联块报价示意图

Fig. 4 Linking of block orders

1.3.2 北美式市场(以 PJM 为例)

北美式市场(以 PJM 为例)设计的核心思想之一是为市场主体提供一个成本导向、稳定回报的市场，通过市场机制设计引导激励市场成员进行成本报价，通过更多体现成本特性的市场价格申报设计和更好体现对于市场主体成本报价激励的成本覆盖补偿机制，引导市场主体参考成本合理报价，在保证系统效益最优情况下，引导激励市场主体主动遵守市场/调度指令。

1) 市场成员报价内容。

市场主体报价模式更多的是从运行成本角度来设计，即各类主体报价模式统一，差别在于具体申报的价格差异，报价要素主要包括 3 个方面。

启动报价。

考虑到不同类型机组启动成本差异，例如大容量燃煤机组通常具有较高的启动成本，相比之下，小容量燃煤机组启动成本较低，燃气机组启动成本更低，由于在电能市场出清价格定价中无法表征此部分成本，单独设立启动报价，可以更好的表征不同类型机组的启动成本差异。

空载报价。

考虑到除了机组启动过程中产生的成本外，燃

煤等火电机组即使空载运行，也存在燃料消耗，而此部分成本并未在运行成本中体现，因此，PJM 市场设计了空载报价，以表征不同类型机组的空载成本差异，当然，并非所有北美式市场(以 PJM 为例)都采用了空载报价，德州市场设计中，不区分空载报价和运行报价，即鼓励市场主体将此部分成本置入运行报价中予以考虑，在市场限价，以及成本审核等环节中，也予以一体化考虑。

运行报价。

采用分段容量递增报价方式，体现不同类型机组在不同出力水平下的运行成本差异。

2) 市场成员成本覆盖补偿。

针对市场主体报价进行成本覆盖补偿，以激励市场成员遵循调度指令，按照市场或调度指令的机组，市场收益低于其申报的全部报价部分，进行费用补偿，一定程度上激励市场主体成本申报，并遵循指令安排，如图 5 所示。

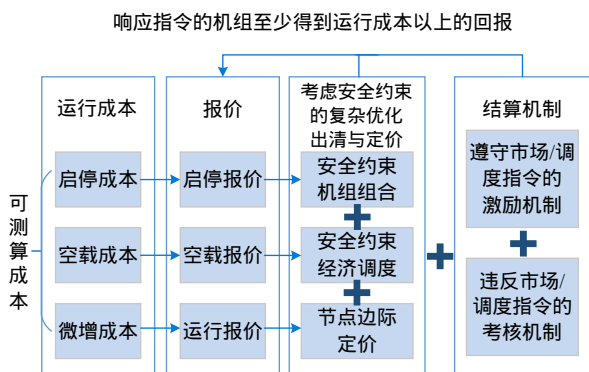


图 5 成本覆盖补偿
Fig. 5 Cost coverage compensation

1.4 市场出清中对于电网模型的考虑

1.4.1 欧洲市场

欧洲市场初步建立了欧洲统一电力市场，欧洲统一电力市场中并未采用详细的电网物理模型作为市场出清计算的模型，而是采用了简化网络模型，即把价区作为节点，只保留价区间的输电断面，如附图 1 所示。

采用简化网络模型，主要基于 3 点考虑：

1) 欧洲市场的设计目标是保证市场的高透明性和高流动性，采用简化网络模型，从申报、可用输电能力、出清等分析与展示角度，有助于降低对于市场成员的要求。

2) 欧洲各国有自己的定价要求，例如德国要求统一定价，全国一个价格，而丹麦则分为几个价区，采用全网物理模型用于出清计算，计算得到的价格信号体现为与位置相关的节点电价，如果要适应于各国不同定价尺度的要求，需要事后对节点电

价聚合，可能造成申报价格与结算价格不匹配。

3) 欧洲市场支持复杂多样的市场成员报价模式，支持日前市场耦合运营的出清模型已经是一个复杂的混合整数规划问题，目前计算规模的求解已经面临较大挑战，如果采用全网物理模型用于优化出清，可能面临超出技术支撑能力的情况。

1.4.2 北美式市场(以 PJM 为例)

美国目前并未建立全美统一的电力市场，只有 7 个独立系统运营商(independent system operator, ISO)分别独立运营的电力市场，市场间存在物理功率交换的，针对协调运营方式，分别签订双边协议。美国在运行的 7 个电力市场运营区均采用节点电价定价，因此市场出清均采用了详细电网模型，如附图 2 所示，互联的两个市场间协作出清时，均考虑对方详细网络模型。

1.5 市场出清机制与不同时序市场间衔接方式

1.5.1 欧洲市场

从时序上看，欧洲市场配置采用日前市场、日内市场、实时市场方式，中长期以双边合约为主，日内的需求是重点解决时序滚动前进时，市场主体因自身发用电需求预测变化，作为平衡责任单元为满足自身平衡要求提供快速滚动交易机会，因此，欧洲市场中，日内市场采用类似于股票市场通用的自动挂摘牌方式，实现自身买卖电力需求的公平、快速成交。具体来看，主要有以下特点：

1) 市场出清结果与电网运行、生产安排松耦合。从电网运行上看，日前市场、日内市场中仅考虑价区间输电断面的可用传输能力约束，市场出清结果并不用于市场主体调度运行指令，不直接决定机组开停或出力，由于采用平衡责任单元机制，市场主体基于各时序市场的出清结果，根据其拥有资源的总平衡需求，选择组合自身生产计划安排(包括机组开停等)或是通过在后续市场环节买卖电力，以匹配其在不同时序市场的交易成交总量。

2) 从时序衔接上看，在市场出清的边界条件方面，后续的市场与前序市场存在一定的耦合关系，例如日前市场需要基于中长期双边合约已经占用的输电断面可用传输能力基础上，进行市场出清，而日内市场则需要进一步叠加日前市场出清占用的输电断面可用传输能力基础上进行撮合。在市场出清结果的衔接方面，各时序的市场中，市场主体均基于自身发用电资源的出力计划，确定当前买卖需求，申报中标的增量电力，均需要物理执行，各市场中标电力总和即为实际应交付或购买的电

力，因此后续的市场出清与前序市场出清结果无直接衔接关系，见图 6。

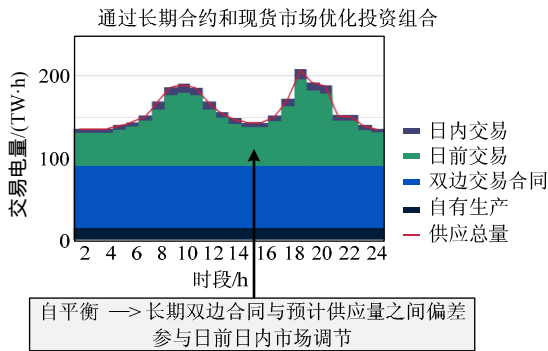


图 6 欧洲市场中不同时序市场交易结果叠加关系

Fig. 6 Overlapping relationship of different order market transactions in the European market

3) 从价格信号的一致性来看，日前市场、日内市场和实时市场，采用了差异化价格信号，日前市场是基于全网买卖需求，考虑网络约束，统一出清，形成一个位置相关的分区电价，体现的是全网供需水平，以及分区阻塞水平，而日内市场则是采用自动挂摘牌成交，采用的是按申报价格定价，形成的是两两撮合成交的差异化价格信号，与位置无关，体现的是市场自平衡偏差调整需求情况，实时平衡市场则是针对上调、下调等辅助服务需求的价格表征。几个市场体现的是不同电力商品不同维度的价格，采用了不同的定价机制。

1.5.2 北美式市场(以 PJM 为例)

从时序上看，北美式市场(以 PJM 为例)配置基本采用日前市场、实时市场方式，中长期以双边合同为主，由于日前、实时市场均为发用全量平衡优化的市场出清模式，市场出清结果体现机组组合、机组出力的安排，日内的需求是重点解决时序滚动前进时，电网运行变化以及预测变化，引发的日前时间尺度的机组组合安排和实时时间尺度的在线机组需求变化，因此，北美式市场(以 PJM 为例)日内基本采用滚动调度模式，滚动确定机组组合调整安排，未配置日内市场。具体来看，主要有以下特点：

1) 出清结果与电网运行、生产安排衔接更为紧密。除了德州等未建立容量市场地区，其余地区的前日市场所有机组均参与申报与出清，除了虚拟报价外，实际是全口径申报，实时市场均为全口径平衡。日前市场基本确定机组开停安排，实时市场确定机组出力安排。

2) 从时序衔接上看，针对中长期的合约结果，日前市场既可以采用物理执行方式(体现为市场主体申报固定出力)，也可以重新优化安排，通过差价结算体现二者间的衔接，针对日前市场出清结果，实时市场采用的是在日前开停机安排基础上，

重新优化安排机组出力，通过差价结算体现二者间的衔接。

3) 从价格信号的一致性来看，日前市场和实时市场，由于都采用节点定价，并且全量出清，两个市场价格信号的表征意义一致，均为满足系统平衡需求供应的边际成本，二者通过差价结算、日前市场虚拟报价等方式，保持价格一致性。

从上文论述的 5 个方面来看，总的来说，欧洲市场和北美式市场的差异实质上是与相应的电网基础、价格政策、调度模式等方面相配套，与之相对应，考虑到我国统一电力市场省间市场和省内市场在平衡责任定位等方面的设定，欧洲市场在跨区协调模式、市场成员竞价方式等方面对我国全国统一的省间大市场具有较高的借鉴意义，北美式市场在模型处理、出清机制与市场时序衔接等方面对于我国集中调度模式的省内市场具有较强的借鉴意义，考虑到我国输配电价收取模式差异、层级调度模式、结算方式等方面的差异，省间市场与省内市场间的协作方式是我国全国统一电力市场设计需要重点考虑的问题。

2 碳减排约束下欧美电力市场的融合发展

欧美市场均在不断建设发展中，总体来看，欧美市场的趋同性在增加，虽然具体做法不同，但在市场范围、市场商品特性、市场时间频度、市场价格信号、新型市场主体参与等方面，欧美市场设计运营考虑的关键点存在明显的趋同性。

2.1 市场范围不断扩大

“双碳”目标下，新能源发电的开发与建设呈现规模化增长，但由于一次能源的自然分布特性，全球不同地区的能源资源特性也存在明显差异，因此不同地区的电源结构和发电特性存在差异化特征，欧美电力市场设计的共性融合体现为，建立更大范围的市场，一方面通过大范围市场实现的优化配置，降低运行可靠性保障的平均成本，另一方面也通过大范围市场的优化配置能力，实现风光等新能源的经济消纳，图 7 显示了美国的一次能源分布与各类型发电分布的关系。

随着全球低碳化发展战略的推进，风、光等新能源，水电等可再生能源这些零排放的电力能源占比越来越高，保障电力可靠性的成本在逐步提升，电力的生产运行的安全性和经济性面临越来越多的变化，在更大范围的市场中进行不同类型电力资源的优化运营逐步成为共识，从欧美实践与推进的实际效果来看，市场范围扩大主要有以下作用：1) 考虑到不同地区的不同类型发电资源在不同时间

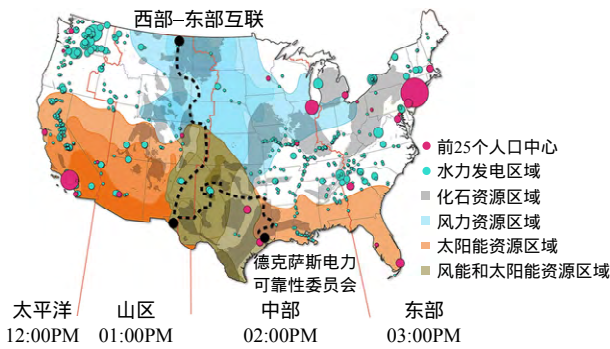


图7 美国的一次能源分布
 Fig. 7 Distribution of primary energy sources in the United States

尺度上的出力特性差异,通过协调优化地区间的输电通道输送功率,可有效提升多类型电力的优化消纳水平;2)建立用于备用共享互济的地区间功率调节机制,并采用更大范围市场的统一备用出清与定价,可以有效降低系统运行的可靠性保障成本;3)在一个更大范围的市场中,可以更充分协调不同类型电源的成本差异,一定程度上可以降低水、风、广等一次能源存在明显季节特性、低运行成本发电资源高占比的小规模市场运行中,容易出现的季节性市场价格大幅度波动(在最低价和最高价间波动),提高市场主体收益回报的稳定性。在上述电力系统发展背景下,欧洲、北美等均在推进更大范围的电力市场协作运营,电力市场交易范围不断扩大,逐步构建支撑更大范围市场联合运营的市场交易平台。

1)从美国电力市场发展的实践看,美国由于联邦制及各州独立司法体系等原因,电力市场发展走向的是多地区独立建设与发展路径,此外,由于缺少一个协调全国电网运行的统一机构,电网运行协作基本以双边协调方式开展,但为了运营效益的提升,各市场运营的范围还是处于扩张式发展中,随着市场运营范围扩大带来的整体运营效益优化效果的逐步展现,附图3及图8展现了PJM市场范围扩大,通过电力资源以及输电功率整体优化,带来的输电能力提升。

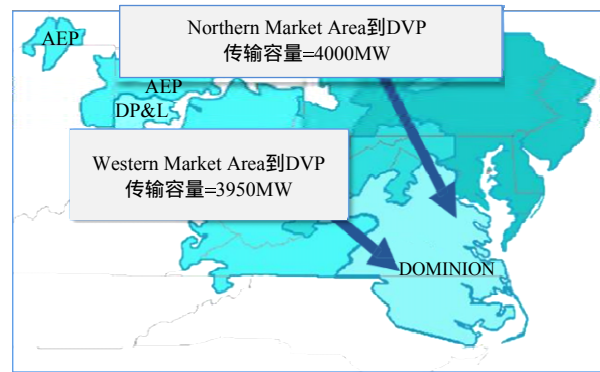


图8 PJM运营区扩张后地区间输电能力
 Fig. 8 Inter-regional transmission capacity after the expansion of the PJM operating area

越来越多的市场主体主动加入PJM市场,从全国范围内来看,美国独立运营的7个ISO市场运营范围,呈现逐步扩大的趋势,图9以PJM为例,展示了PJM市场范围的扩张过程。

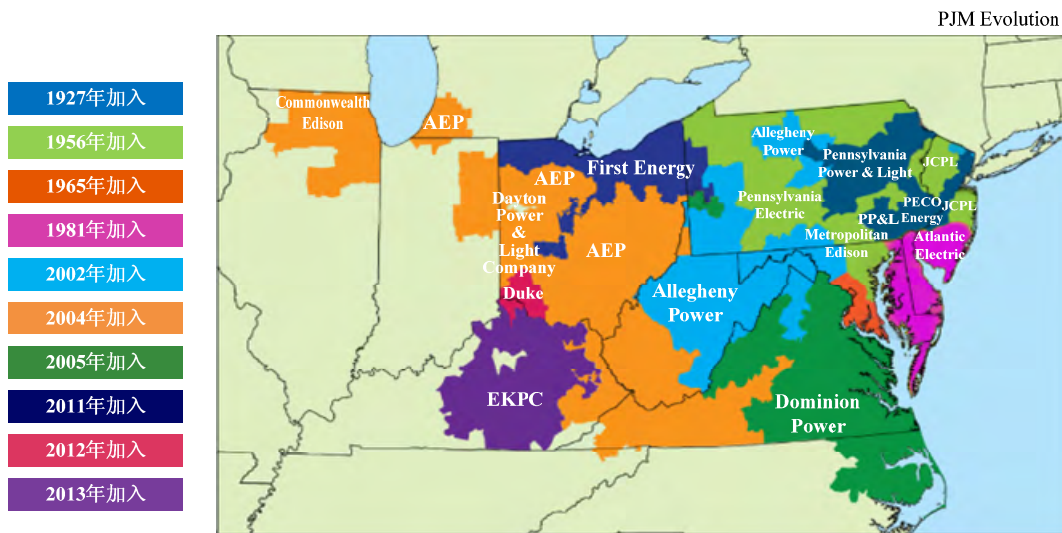


图9 PJM市场运营区扩张历程
 Fig. 9 Expansion of the PJM operating area

2)欧洲由于欧盟长期推进的欧洲一体化构建的统一的货币、统一的法律法规体系,以及统一协作的思想共识,欧洲对于电力市场运营范围的扩张采取的是全欧洲统一联合,欧盟负责市场规则,以及法律法规层面的统一,ENTSO-E负责欧洲各国电

网运行的统一协作,欧洲电力市场范围逐步扩大,交易量也快速增长,随着欧洲对于碳减排等目标的大力推进,欧洲统一电力市场建设也处于快速推进中,欧盟基本已纳入统一电力市场联合运营体系中,东欧等国家也不断加入,日前市场进展方面,目前

已实现 26 个成员国的耦合运营,覆盖了欧洲 85% 的负荷,特别值得一提的是,截止目前,罗马尼亚等原来采用相对独立耦合方式的 4MMC 耦合地区的 4 个国家目前已经完成融入欧洲统一耦合模式,日内市场进展方面,随着双碳目标下新能源的快速发展,欧洲再调度成本也在快速增长中,因此,日内市场耦合的进程推进加速。2018 年 6 月,推出跨境日内交易(cross-border intraday, XBID),实现约 15 国的第一阶段耦合,2019 年完成第二阶段耦合,正在进展的是第三阶段耦合,目前已推动 23 个成员国参与日内市场耦合,如图 10 所示。

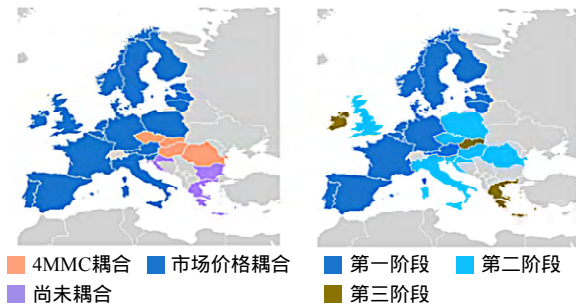


图 10 欧洲统一电力市场耦合进展

Fig. 10 Progress in the coupling of the European Unified Electricity Market

2.2 市场出清中越来越多的考虑物理运行约束

随着碳约束下风光等不确定性电源比例提升,以及传统煤电等可控电源比例的下降,电网运行可控手段下降,采用市场弱安全约束的经济优化,在运行控制环节基于安全裕度对电力资源再调度,这种松散式的市场与运行衔接方式越来越难以支撑电网运行可靠性要求,欧美电力市场设计的共性融合体现为,在市场出清中,越来越多的考虑物理运行约束,即平衡保障前移,在日前市场、实时市场出清环节体现更精细的安全约束。

美国电力市场设计的共性是经济安全一体化,即在市场出清中需要遵循网络安全约束、机组运行约束等相关的物理约束,约束的原则与调度运行可靠性要求一致,市场出清结果精确到电力资源最小物理单元的生产运行安排,例如机组启停、机组出力、机组调频最大幅度等,从长期运行指导性来看,对于可靠性、市场运营和电网运行三者的评估更容易保持一致性。

欧洲市场更多的是强调电力商品的普通商品特性,以英国为代表的市场出清中较少考虑电力商品特有的发电约束、输电约束等物理运行特性,电网运行约束的处置更多的是通过平衡市场或者通过再调度环节,在早期,电网运行阻塞较轻的情况下,市场运营效率较高,但基于两点原因:1) 随

着低碳化进程的推进,风光等新能源规模增长的情况下,对调度运行提出更多挑战的同时,也面临着越来越高的再调度成本;2) 随着跨国输电通道建设和跨国电网耦合程度提高,欧洲统一电力市场交易规模不断增加,纳入统一市场的国家中部分采用集中调度的国家,平衡责任单元等同于机组,如果不考虑其物理能力特性,其自平衡压力太大,基于上述原因,欧洲统一电力市场对于电力系统运行基本约束的考虑越来越多,主要体现为基于灵敏度的输电断面安全约束,以及通过多种形式的灵活产品申报体现的不同类型电源物理运行特性,例如机组启停、最小运行时间、爬坡率等。

2.3 市场时间颗粒越来越紧密

双碳目标下,考虑到新能源波动性带来的越来越多爬坡能力约束,以及不定性带来的预测难度,欧美电力市场设计的共性融合体现为,缩短现货市场关闸时间与电网运行的时间间隔、缩短市场出清计算的时段间隔。

将电力作为一个商品进行交易,与其他商品存在一个较为明显的区别,就是在每一个时间点上,电力总生产与总消费应该保持平衡,由于市场出清在生产运行之前,基于对未来供需的预测提前开展,与实际运行的供需情况存在一定差异,市场提前的时间尺度越长,偏差越大,特别是随着新能源装机与占比不断提高,由于越接近于实际运行时点,新能源出力预测的预测精度提高,因此缩短交易周期,有利于在市场中更好的平衡发用需求,降低调度运行结果与市场出清结果的偏差,提高系统运行裕度。

1) 欧洲市场采用的是缩短日内市场的提前时间,即将日内市场关闸时间不断靠近于实时运行时点,给市场成员提供越来越贴近于实际运行供需情况下的市场交易机会,通过买卖操作,调整自身仓位,更准确、更经济的履行自身的自平衡责任,降低高比例新能源不定性带来的再调度成本。

2) 北美式市场(以 PJM 为例)采用的是通过缩短实时市场的计算时间间隔,即市场出清结果中考虑的是每 5min 时间粒度下机组的出力安排,满足电网安全约束、机组运行约束,考虑到提前一个计算周期出清计算,参考的是提前 10min 的负荷预测,预测导致的自然波动性平衡偏差就被控制为 10min 预测误差水平,通过对应的调频容量来保障实际运行中的实时调节能力需求,采取每 5min 滚动一次方式,即每 5min 可以调整一次机组的基础运行点,对于每台机组的调节容量预留只用控制在 5min 时间尺度内能够持续保障提供的最大调节容量即可。

欧洲市场和北美式市场(以PJM为例)虽然具体做法有所差异,但共同传递的一点是通过各种手段,在市场设计、技术支撑等多方面,拉近市场出清与系统运行之间的差别,从而更好的衔接市场经济性与电网运行安全性,更好的应对能源低碳转型下的电力系统运行挑战。

2.4 市场价格信号更多的传递时空信息

随着碳约束下各国(地区)新能源建设规模差异带来的跨国(地区)间交易需求和交易量的增长,欧美电力市场设计对于定价机制朝着市场价格信号更多的传递时空信息方向发展。

价格信号是市场交易机制的核心,合理的价格信号能引导电力投资消费、调节供求关系,实现资源的优化配置。从时间信号来看,时间精度更高的价格信号,对于市场主体的激励信号更为精确,可以更为高效的体现调节性能较好的储能、抽水蓄能和虚拟电厂等发电资源的运营效率。从市场价格的位置信息来看,由于电力的发用平衡是全网平衡,需要依托输电网络输送实现电力的瞬时平衡,考虑到处于电网中不同位置的电源类型和负荷特性存在较大差异,如果采用全网相同的价格信号,不利于体现电力资源的实际价值,对输电网络建设优化,以及电源建设规划、工厂负荷等投资规划也难以提供具有引导性的价格信号。

虽然市场定价本质上起到的是资源的价值发现与激励作用,但在市场设计实践中,很多时候需要在差异化的激励作用和规则复杂度(或者社会接受度)之间平衡,从欧洲和美国电力市场建设的实践来看,为了体现差异化的激励作用,均经历了价格信号中的位置信息逐步细化的过程。

1) 从美国电力市场建设进程来看,部分市场经历了从分区电价到节点电价的演化过程,例如美国得州市场,初期采用了分区电价,从运营效果上来看,通过资源组合调度以及不平衡的再调度机制,可实现阻塞管理以及机组调度安排,但不可避免的是面临运营效率偏低、价格信号表征度不足、市场流动性偏低,以及一系列实际运营中难以处理的运行问题,以市场流动性偏低为例,由于分区定价市场基于简化网络模型,需要每年动态更新分区,边界变化难以提前预测,如果发电公司在分区边界附近拥有资产,或该区域被细分,前期的中长期交易将面临较大风险,这些顾虑导致了长期市场缺乏流动性。考虑到运营中的实际问题,德州对市场规则体系进行了重构,建立了节点电价体系,市场价格信号从分区定价细化到节点定价。

2) 从欧洲市场的建设历程来看,欧洲多个独

立的电力市场已经走向欧洲统一电力市场,其市场定价机制采用的是分区定价机制,但考虑到其中英国、德国等依然将全国定义为一个价区,该国的市场定价机制等同于统一定价,而丹麦、挪威等国则全国分为多个价区,新一轮爱尔兰电力市场设计时,则尝试建立节点定价机制,究极这些差异背后原因,主要在于随着新能源快速发展,系统运行不确定性越来越高,通过电力市场的精细化价格信号引导发用电资源实现电网运行偏差的快速调整,显得越来越重要,从爱尔兰电力市场的实践中也不难得出其中的考量,但从实际选择来看,最终的定价机制还需要综合考虑社会接受度,主要包括几个方面:欧洲统一电力市场考虑到跨国大市场的融合复杂度和兼容性,采用分区定价机制,分区由调度机构联合确定。德国有4个调度控制区,但基于用户公平性等国内法律考量,采用了统一价区,再调度等阻塞成本统一分摊。爱尔兰预期设计节点电价机制,考虑融入欧洲统一电力市场,还是采用分区定价机制。

值得指出的是,定价机制本身就是在激励引导作用与复杂度之间的平衡,所以不会是一成不变的选择,而会随着电力系统的建设与经济社会的发展,选择更为适应的方式,例如从大趋势来看,随着新型电力系统运行波动性和运行方式的变化,统一定价、分区定价将面临越来越大的再调度成本,英国电力市场的实践也愈发证实这一问题,此外,统一的市场价格信号对于电力资源投资建设的引导作用不足的问题也愈发凸显,在大规模机组组合和节点定价的技术复杂度瓶颈逐步突破、差异化定价的社会接受度逐步提升后,将电力现货市场价格信号中的位置信息表征度进一步细化还是未来的发展趋势。

2.5 更为广泛的市场主体参与

随着碳约束下新能源比例的不提高,电力系统运行中对于灵活调节能力的需求不断攀升。欧洲和美国电力市场机制设计均朝着激励更多的各类新型市场主体参与方向发展。

1) 欧洲市场以平衡责任单元为单位进行偏差的惩罚性结算,市场主体在日前市场、日内市场,以及实时平衡市场买卖电力,会面临不同的价格水平,从时序上来看,越接近于实时运行的市场价格风险越高,以此激励市场主体更多的在前序市场开展交易实现平衡责任单元的实际电力和交易电力平衡,但考虑到负荷预测精度以及其他电网运行不确定性因素,不可避免的会出现发电、用电资源的实际功率与前序市场交易结果间的偏差,考虑到欧

洲市场以平衡责任单元进行结算,拥有储能等灵活调节特性新型主体的市场成员可以在日内、平衡市场交易控偏差和通过自身发电灵活调节来控偏差间灵活决策,也可以通过自身的灵活调节在不同时序的市场间套利获得收益回报,这些灵活收益回报机制激励了新型市场调节资源的建设与发展。

2) 北美式市场(以 PJM 为例)采用的是建立不同类型电力商品组成的综合收益回报体系,为市场主体提供合理的经济回报,主要体现在:容量市场中允许不同可靠性水平的发电资源、负荷资源,基于折算系数方式参与容量市场,可靠性高的电力资源能获得更高的容量收益,对于储能、风光等不同可靠性水平的电力资源的真实容量价值进行了有效区分。电能市场中建立了成本覆盖补偿机制,为市场主体提供了成本以上的回报水平,保障了高成本的大容量储能电能市场基础成本回收。建立了与电能市场联合出清的调频市场机制,PJM 等市场设计了考虑调节信号响应能力差异的调频资源分类,不同的回报水平区分度,保证了快速调节的小容量储能等灵活调节资源,可以获得与其调节表现相匹配的收益回报。

3 全国统一电力市场建设关键问题分析

总体来看,随着新能源为主体的电力系统特性的逐步显现,欧美电力市场模式在原有市场机制基础上,均在进行提升与完善,在某些趋势方面体现了一定的趋同性,但因为二者市场设计的出发点存在明显差异,欧美的市场模式还是存在显著不同,其中欧洲统一电力市场的建设与运营模式对于我国省间电力市场具有较强的借鉴意义,美国电力市场的建设与运营模式对于我国省级电力市场具有较强的借鉴意义。

立足于我国层级调度、省间省内差异性输配电价体系、省为电力平衡责任主体等电力市场运营基础条件,充分吸收借鉴两种模式的设计理念,创新性的做好两级运作的市场间耦合设计是构建我国“统一市场、两级运作”的电力市场体系的关键。

3.1 碳达峰场景下市场基本场景设想与分析

按照目前规划,到 2030 年,新能源装机将实现跨越式增长,在装机容量上成为主导电源,电网连接更加紧密、全网统筹平衡程度进一步加深、适应大范围市场交易的输配电价机制逐渐形成,电能替代加速推进,新兴市场主体不断发展,二氧化碳排放量达到峰值,主要情况如下:

1) 电源侧。新能源装机跨越式增长,在装机容量上成为主导电源,预计 2030 年电源装机总规

模约 40 亿 kW,总发电量约 11.8 万亿 kW·h;新能源装机规模约 17.6 亿 kW,装机占比 44%左右,电量占比 31%左右;煤电装机约 12.4 亿 kW,装机占比 31%左右,电量占比 42%左右。

2) 电网侧。电网连接更加紧密,电网结构更加坚强,输电阻塞问题得以缓解,到 2030 年,跨省跨区输电能力达到 4.5 亿 kW 左右;建成新兴市场主体广泛接入的智能配电网;进一步完善和构建能源互联网,助力达成“碳达峰、碳中和”目标;适应大范围市场运作的输配电价机制逐步形成,电价交叉补贴妥善解决。

3) 需求侧。电力需求持续增长,2030 年全社会用电量 11.8 万亿 kW·h;电化学储能、虚拟电厂、电动汽车 V2G、电制氢等新兴主体不断发展,2030 年需求响应负荷占比约 7%~8%,需求侧资源参与市场机制基本完善。

4) 平衡形态。随着网架结构紧密度加强,平衡控制区范围逐步扩大,全网统筹平衡程度进一步加深;调节资源移峰填谷作用有效发挥,发用两侧实时平衡格局一定程度实现解耦。2030 年抽水蓄能电站规模约 1.2 亿 kW;2030 年非抽蓄储能规模达到 1 亿 kW 左右。

3.2 电力市场建设路径

从欧美各国成熟运营的电力市场建设经验来看,都是以配套的法律框架体系发展为基础而形成的电力市场建设路径,因此,我国电力市场建设,需要充分评估我国的政策发展路径,确定各阶段必须依托的基础条件,从而确定对应的电力市场建设路径。在市场设计汇总,应基于下述 4 个维度,如图 11 所示,综合考虑电力市场建设路径:

1) 改革成本。没有绝对完美的市场设计,国情与体制是改革的前置条件,每一项调整与变化均会涉及基础体系的配套调整,也就面临改革成本,如同建筑设计中的预算,是市场机制设计的重要约束。

2) 建设能力。很多时候,市场建设水平受制于技术水平,例如机组组合的计算速度、全局优化的计算规模等,选择与当时技术能力相匹配的建设路径是保证市场稳定运行的关键因素之一。

3) 市场设计基础。电力市场是电力系统运行的上层建筑,其设计必须充分评估所依托的国情与体制,因此市场建设路径的分阶段设计很大程度取决于现有国情与体制中关键要素改革的必要性和先后顺序评估,评估依据更多取决于这些要素的改革成本。

4) 电力市场运营机制。在充分评估国情与体

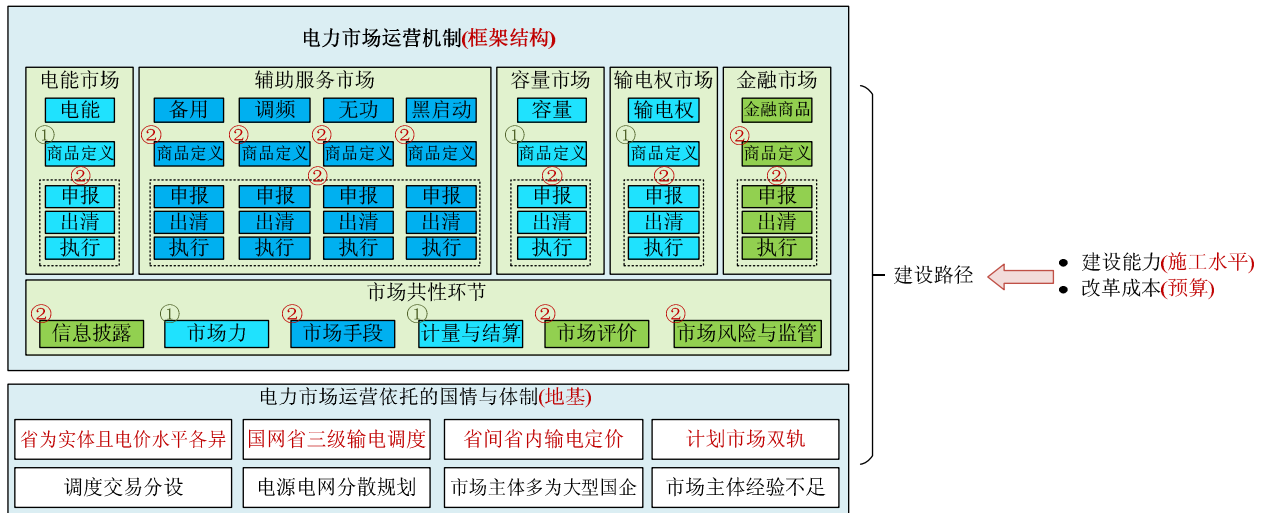


图 11 市场建设路径设计要素

Fig. 11 Main factors of market construction path design

制，确定市场设计基础后，构建的电力市场运营机制应是一套包含市场商品体系定义、市场商品核心业务环节定义、市场共性环节定义的完整体系，类似于房屋建筑中的框架结构，在不同阶段，商品衔接关系、设计基本框架等应能长期保持，市场商品和细则可能会结合激励导向和国情体制发展进行适应性调整，调整依据一定程度上取决于电力系统运行需求和建设能力。

3.3 省间市场与省内市场间协作

电力市场运营是构建于电力系统运行特性之上的优化运营模式，考虑到我国电力系统运行具有以下特点：

1) 依托特高压骨干电网，国家电网进行大规模电力的跨区跨省功率交互安排。华北、西北、东北具有大量的集中式新能源装机，本地消纳能力不足，华中具有大量的水电资源，由于存在丰枯季节特性，存在季节性消纳能力不足，华北、华中、华东，具有负荷中心特性，存在季节性的紧平衡甚至供应不足情况，我国电力系统运行中跨区跨省电力交互密切，整体呈西电东送、北电南送的流向。

2) 作为电力平衡责任主体，省级电网进行机组组合安排，保障省级电网电力供应平衡。省级电网与其他电网间的功率交互水平，遵循上级调度机构的运行要求，直流通道按照计划运行控制，交流通道遵循口子计划运行控制(与各省之间所有通道交互总功率遵循计划安排，严格控制偏差)，省内电网采用分层分区运行方式，通过不同地区的机组运行安排，保障总体平衡，并控制局部阻塞。

考虑到省间联络线功率优化、省内集中调度机组组合优化的调度运行体系，以及目前省内集中调度对于电源运行特性、电网安全约束考虑的复杂

性，直接采用全网统一申报、全网统一出清的市场协作模式，存在以下问题：

- 1) 与现有调度运行体系中，电网平衡责任，以及机组调度权限划分存在较大冲突。
- 2) 对于省级电网的电源特性、输电约束等问题无法详细表征，统一出清结果与考虑可靠性的调度运行安排可能存在较大差别，从市场运营效率角度来看，实施的可操作性较低。
- 3) 如果建立覆盖全网的详细电网模型，考虑所有主体运行特性、输电约束，全网优化出清计算的复杂度，技术支撑能力面临重大挑战。
- 4) 全电量集中统一交易，全国电力资源的价格体系面临重构，对于现有地区差异、价格体系、配套政策等方面挑战很大，改革成本较高。

因此，综合考虑现有政策体系、改革成本、技术能力演化，市场间协作可考虑分阶段方式推进，如图 12 所示。

1) 初期阶段，采用统一市场、两级运作、混合衔接方式，重点是解决全国资源优化配置，提升经济效益。

统一市场。市场主体一次注册、全局共享，市场主体注册后，符合准入条件的，既可以参与省间市场交易，也可以参与省级市场交易。

两级运作。 在市场主体参与省间市场方式上，初期采用省级电网代理模式，即省级电力交易中心汇总省内发电、用户申报信息，形成聚合后的全省申报量-价曲线，省间市场基于聚合后的量价曲线进行市场出清，形成各省在省间市场的出清结果、出清价格。省级电力交易中心将省间市场中标电量分拆，得到省内市场主体的中标电量。 在报价方式上，市场主体参与省间市场和省内市场时，可以针

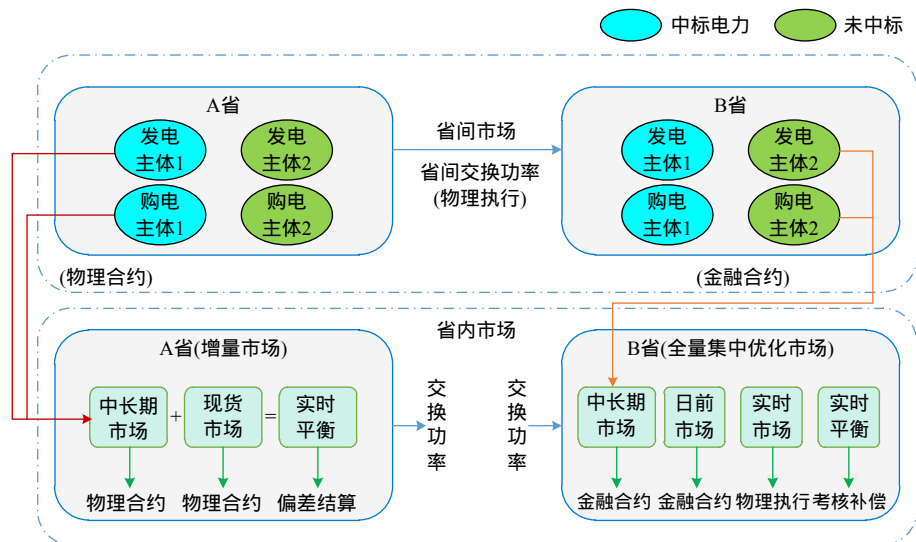


图 12 两级市场协作模式

Fig. 12 Collaboration model of two-tier market

对市场品种特性，采取不同的报价。在出清方式上，省间市场基于跨区跨省电力交易经济性为目标进行市场优化出清，优化电力的买卖双方申报，省内市场基于省内电力平衡为目标，进行市场优化出清。

混合衔接方式。以省为平衡责任单元，省间功率交换物理执行，基于省间市场出清结果确定的省间输电通道功率交换结果，作为相关省的平衡责任，以省为主体代理进行省间交易结算。省内市场主体参与省间市场的中标量可以结合省级市场模式确定物理执行或金融执行方式，在省级市场中，尽量以省间市场最终确定的平衡责任为准，将省间输电通道功率交换结果作为省级市场出清中电力平衡的边界条件，进行优化出清，针对集中优化的省级现货市场，市场主体在省级市场现货市场的中标量、价，与市场主体在省间市场中标价，以差价合约方式进行结算，针对增量出清的省级现货市场，市场主体在省间市场中标量基础上，增量出清，分别采用省间市场中标价和省内市场中标价结算对应部分电量。

采用统一市场、两级运作、混合衔接方式，在市场初期有以下优势：考虑到全国性的省间现货市场交易对于原有各省的价格水平影响，以及各省经济水平差异与接受程度，在市场初期，省间现货市场规模应是逐步放量、逐步发展的过程，此外，还需要考虑现有按通道输电费收取模式下的输电路径优化影响，而省级现货市场是对省内电力资源的全量优化过程，且省级市场输电费已通过按电压等级的输配电价核算，实现与现货市场出清与定价解耦，因此这两个市场在市场出清方式、市场价格表征含义上存在天然的差异，在上述关

键问题没有解决之前，市场主体针对省间、省内市场独立报价更符合市场运行的客观规律。我国电网目前分层分区运行与控制方式下，省内机组组合的确定与省间通道交换功率的确定存在一定的循环迭代关系，考虑到市场运营的效率与复杂度，初期采用相对较为保守的省间输电能力限额，确定省间市场出清电力，随着运行情况逐步优化输电能力裕度，基于省间长期政府性合约、中长期交易，以及现货市场出清结果共同确定的省间功率交换安排，是在现有运行方式和运行水平下，保障电网整体安全运行的可靠手段，基于此原则形成的省间功率交换安排，在省级现货市场中最好以之为基础，进行省内资源的优化安排，如果进行较大调整，对于市场效率和运行安全体系存在一定冲突。考虑到机组组合体现的是调度权与调度责任的归属，拥有存在最小技术出力等物理特性约束火电机组的市场主体，在省间市场中标结果超过其最小技术出力，如果其当前状态是停机，省间市场出清结果如果在省内固定执行的话，就涉及到了省内机组的机组组合调整，对于调度责任归属产生一定冲突，如果采取变通办法，例如，基于预调度结果确定的在线机组参与省间现货市场，考虑到省间市场出清过程以及国调、网调、省调三级协作过程所需的时间，以及预调度时省间联络线功率和省内现货市场出清时省间联络线交换功率的变化，在某些负荷水平场景下，在省内市场出清结果中，可能出现某台在线机组经优化后停机，与省间市场结果冲突，形成无法解决的循环嵌套过程，并且运营效率也较低，因此，将省内市场主体参与省间市场出清

结果通过差价合约方式与省级现货市场衔接,是层级调度体系下,省级现货市场正常运营的基本保障,其本质上等同于省级电网保障省间交换功率遵循计划安排,但对省内发电资源进一步优化组合,此外,还起到市场间价格衔接的作用,在此模式下,省内现货市场是电力资源价格的基础参考,省内市场主体可以以之为基准,自主决策参与省间中长期交易、省间现货市场、省内中长期交易,由于其均与省内现货市场差价结算,市场主体在这几个市场可以视同于在不同地域、不同时间尺度上,采购的金融合约,以规避省内现货市场的价格风险,对冲资金收益风险,可以理顺省间中长期交易、省间现货市场、省内中长期交易、省内现货市场,这些不同地域范围、时间尺度上的市场交易的衔接机制。

2) 中期阶段,省间放量、输电费解耦、一次报价,重点解决市场间衔接度。在初期阶段基础上,将市场主体报价方式推进为省间、省内市场统一报价。在中期阶段,围绕碳达峰目标下,新能源装机水平的进一步提升,省间市场的交易需求将不断提升,市场主体参与度也会不断提升,逐步带动省间市场的流动性提升,省间市场交易规模的不断扩大,在电力资源交易量的价格表征上,省间、省内市场将逐渐趋同,随着省间市场交易规模的放量增长,现有按通道收取的输电费结算方式,在采用市场集中优化出清机制下,市场出清价格的反价格信号特征将更加凸显,在此阶段亟需针对省间市场输配电价结算方式进行核定,解除输电费与市场出清定价间的耦合关系,真正发挥全国统一省间市场的资源集中优化能力。

随着省间交易量、输电费收取方式两大关键制约因素的突破,采用省间、省内市场一次报价就有了实施的可能性,并有助于进一步拉近省间市场、省内市场的价格水平,提升两级市场的协同性。

3) 远期阶段,统一市场、一级运作、量价耦合,全面提升资源优化配置水平,运营经济性与电网安全性的协调统一。碳中和目标场景下,整个电力生产、运行的各环节都面临变革,以新能源为主体的电力系统,灵活性调节资源成为全网稀缺资源,两级运作模式,对于稀缺的灵活性调节资源的共享利用水平可能难以满足系统运行需要,对于全网的电力系统资源生产安排整体优化、市场价格全网定价可能是不可避免的趋势,当然这还要依托于以下几个方面技术支撑: 全网统一优化意味着电力系统资源调度模式发生颠覆性的变化,原有的分

层运行模式面临调整,需要重新建立一套适应于新型电力系统运行业态的调度运行管理规范,对于电力系统资源的调度责任、调度方式等方面予以明确。 全网一体化电网模型的运行维护水平,统一市场、一级运作的基础是充分考虑了电力资源运行特性、电网运行安全约束,这需要全网一体化电网模型的支撑。 优化出清计算能力,综合考虑全国电力资源运行特性和电网安全约束,进行集中优化出清与定价,对于出清软件的计算规模和计算性能是个巨大的挑战,欧洲电力市场基于简化网络模型,在现有计算规模下,已经面临了巨大挑战,目前优化计算结果唯一性和高收敛精度下的计算时间,依然处于不可控阶段,只能通过限定时间的可行解作为出清结果方式,保证市场按时出清。

3.4 交直流混联电网的市场出清安全约束考虑

我国目前跨区功率交互以直流通道的交流为辅的交直流混联网架,跨省功率交互基本以交流网络为主,考虑到在初期市场阶段,在全国统一电力市场优化出清中,考虑采用全网物理模型对应的相关约束进行市场优化出清,在技术支撑能力和资源调度机制上都存在较大难度,从全国统一电力市场集中优化出清的实际需求要来,对于市场出清安全约束,以省为价区,针对价区间的输电能力建立模型和约束,更为可行,因此,需要考虑如何将复杂的全网模型简化为能够基本反映基本运行特性的简化网络模型,需要考虑以下几个方面:

1) 模型化简的基本原则。

针对全国统一市场中全国的交直流混联网络,省间的物理网络化简模型保留3类数据。 关键节点信息,包括直流联络线两端端点、各省发电机组(主体)所在节点、各省负荷聚合成的虚拟负荷节点。

关键断面信息,即所有省间直流及交流断面、省间交易造成省内出现阻塞的交流断面。 节点对关键断面的灵敏度。

2) 对于交直流混联电网中的输电通道处理。

考虑到直流通道的直流输送功率只与直流联络线相连的送出、受电端节点相关,与其他节点无关,可以考虑采用交直流网络解耦处理方法,直流联络线送受端点分别转换为发电节点和负荷节点。

新增两个虚拟价区 A-1、D-1,虚拟价区不包含任何报价,是一个空节点,直流通道的连接到虚拟价区 A-1、D-1 上,如图 13 所示。

与之相匹配的灵敏度信息也对应调整。灵敏度矩阵中 D 区增加一个新的价区(D-1)的灵敏度, A 区增加一个新的价区(A-1)的灵敏度,如表 3 所示。

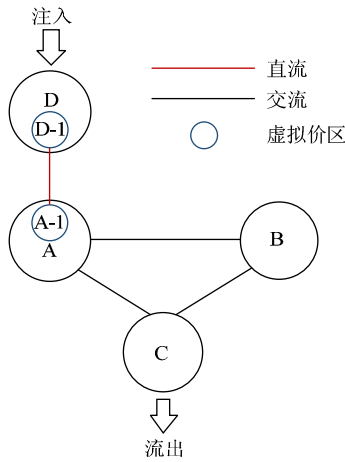


图 13 虚拟价区与直流解耦

Fig. 13 Virtual price zones and DC line decoupled

表 3 分区对于断面的灵敏度

Table 3 Power transfer distribution factors of the price zone to the section

线路	最大功率/MW	A 影响因子/%	B 影响因子/%	C 影响因子/%	A-1 影响因子/%
A→B	1000	33	-33	0	45
B→C	1000	33	67	0	45
A→C	1000	67	33	0	55

3) 省内电网模型处理。

考虑到按照模型化简基本原则，省内电网在全国电网中被简化为一个节点，全省如果采用统一价区的话，省内不同发、用电资源对于省间交流输电断面灵敏度应该保持一致，因此，采用聚合灵敏度方式，负荷侧灵敏度按照节点负荷分配因子方式进行聚合，发电侧资源按照省内发电节点灵敏度以及历史典型日各发电节点机组总出力比例进行聚合，如图 14 所示。

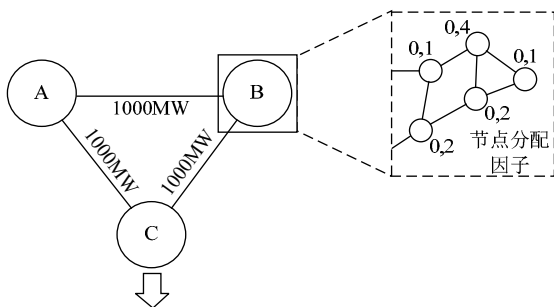


图 14 基于节点分配因子的灵敏度聚合

Fig. 14 Power transfer distribution factors aggregation based on node allocation factors

3.5 考虑输电费用的省间市场优化出清模型

考虑到我国省间输电费用收取方式是按输电通道收取，不同省市场主体间的电力交易经过不同的输电路径就面临不同的输电费用，因此，在市场集中优化出清中，还需要考虑输电费用带来的输电路径优化问题，此外，随着双碳目标下新能源为主体电力系统运行特征的逐步显现，市场优化出清中如果

不能更为准确的表征电网运行安全约束，容易造成安全裕度预留过大，省间输电通道利用能力不足，或者安全裕度预留不足，电网运行可用调节能力不够，综合技术复杂度、电力系统发展，以及交易耦合程度的发展，考虑在市场建设初期阶段和中后期阶段，采用不同的省间市场优化出清模型，逐步提升电力市场与电网运行的匹配程度。

1) 在市场耦合的初期，采用基于交易路径的省间可用传输容量(available transfer capability, ATC)交易出清模型。初期，省间市场主要起到新能源联合消纳和功率互济作用，省间市场交易规模还处在逐步增长阶段，考虑到不同于省内市场按电价等级核算的输配电价已实现与市场出清定价解耦，我国目前省间通道的输配电价还是按通道收取模式，买卖主体中标结果不仅取决于自身申报价格，还需要考虑不同的买卖主体经过不同输电路径需要叠加不同的输配电价，可以更好的对接现有省间输配电价体系，在现有交易规模平稳增长的情况下，基于调度路径确定的交易路径，也可以基本表征省间功率交换的基本特征，再考虑到更为保守的可用输电能力约束下，省间交易结果的安全约束符合度也能基本得到保证，相对应的优化问题采用基于交易路径的省间优化出清模型。优化模型的基本考虑如下：

优化目标。

$$\text{社会福利最大} = \text{Max} \sum (\text{购入电力} \times \text{购入电价} - \text{卖出电力} \times \text{卖出电价} - \text{输电费用}) \times \text{时段间隔}$$

约束条件。

- 全系统发电、购电及网损平衡约束。
- 分价区发电、购电及网损平衡约束。
- 区间直流联络线与交流模型的耦合约束。
- 区间直流联络线输送容量约束。
- 省间交流联络线输送容量约束。
- 各省内关键断面潮流安全约束。
- 跨省区输电成本回收约束。
- 发电侧输出功率上下限约束。
- 输电通道功率变化最大次数约束等。

其中，输电通道传输约束为

$$\text{送出端关口的中标电力} \times$$

$$\text{相关输电路径的分配因子} \leq \text{可用输电能力限值}$$

输电路径及中标电力在对应输电路径上的分配因子由调度机构结合历史运行情况，予以提前给定。

定价机制。

$$\text{购电侧出清电价} = \text{售电侧出清电价} + \text{省输电价} + \text{分部输电价} + \text{网损折算价}$$

输配电费计算方法。

$$\text{输电费} = \text{跨区直流通道输电价} \times \text{输电功率} + \\ \text{分部省间交流通道输电价} \times \text{输电功率}$$

其中,

$$\text{输电功率} = \text{送出端的中标电力} \times \\ \text{相关输电路径的分配因子}$$

2) 在市场耦合的中后期, 可以考虑采用基于潮流法的省间优化出清模型。在交直流混联的物理输电网络基础下, 随着市场耦合程度和省间市场交易规模增长, 基于交易路径的优化出清方法, 交易潮流和实际潮流差异将越来越大, 市场经济性优化与运行可靠性容易出现脱节, 考虑采用基于潮流法的省间优化出清模型, 通过直流灵敏度, 更准确的表征市场成员交易量与输电路径的关联关系, 提升市场运营和电网运行的潮流匹配度, 但考虑到直接采用传统的潮流法优化出清模型的基础是优化出清中不考虑输配电价, 如果输配电价还是沿用按通道收取模式, 传统的潮流法优化出清模型还需要进行调整, 将输电费也表征到模型中, 从而兼容省间输电费按通道交易量收取、支付模式和省间输电费各省分摊、支付模式。优化模型的基本考虑如下:

优化目标。

$$\text{社会福利最大} = \text{Max} \sum (\text{购入电力} \times \text{购入电价} - \\ \text{卖出电力} \times \text{卖出电价} - \text{卖出电力} \times \text{通道灵敏度} \times \\ \text{通道输电价}) \times \text{时段间隔}$$

在优化目标中, 考虑了折算输电成本后的竞价优先, 基于市场成员所在价区相对于各输电通道的灵敏度和输电通道的输电价, 折算出市场成员单位功率注入对于输电总成本的增加量。优化目标中输电费计算从基于输电路径的输电通道交易量对应的输电费累加转换为各市场成员交易量折算到输电通道上对应的输电费累加, 从而实现了优化目标与输电路径解耦, 将复杂的路径优化问题转换为线性规划问题。

此外, 直流联络线的输电费用处理方式是每条通道对应一个输电成本价格, 在交直流解耦时, 将直流端售电侧的报价折算到直流端购电侧, 即将售电侧报价加上通道输电成本作为出清模型中的直流联络线等值点对应的受端侧的售电报价, 进行优化求解。

约束条件。

与基于交易路径的省间交易优化模型相比, 减少了两项约束条件。

- 分价区发电、购电及网损平衡约束。
- 跨省区输电成本回收约束。

其中, 采用基于灵敏度的容量分配方法, 实质

是全网平衡、输电通道约束控制, 节点功率平衡约束已经隐含在灵敏度中, 不需要再单独设定分价区发电、购电及网损平衡约束。

采用灵敏度折算的输电成本, 实质上已经实现市场出清结果与市场买卖主体间匹配关系解耦, 市场运营机构作为买卖双方的交易对手方, 不需要交叉匹配买卖主体作为交易成交对手方, 卖方叠加输电价之后落地价小于买方购买价的输电成本回收约束也需要相应去除。

此外, 输电通道传输约束与交易路径法存在差别, 基本考虑如下:

$$\sum \text{各节点中标电力} \times \text{各节点对某通道的灵敏度} \leq \\ \text{某通道可用输电能力限值}$$

定价机制。

采用分区定价机制, 有

$$\text{分区电价} = \text{分区电能价格(含直流输电成本)} + \\ \text{阻塞价格} + \text{网损价格}$$

式中网损价格若折算到售电侧的报价中, 则包含在电能价格中, 不再另外计算。

输配电费计算方法。

$$\text{跨区直流通道输电价} \times \text{输电功率} + \\ \text{分部省间交流通道输电价} \times \text{关口输电功率}$$

其中,

$$\text{输电功率} = \text{送出端关口的中标电力} \times \\ \text{关口输电通道割集的功率系数(分配因子)}$$

3.6 碳市场、碳约束和全国统一电力市场的互动影响问题

随着全国性碳市场以及各地差异化的配额制、碳排放指标等碳约束指标确定, 各地受电力资源碳赋结构限制, 对于低碳电力存在差异性的交易需求, 一定程度上会促进全国统一电力市场省间交易开展, 此外, 全国碳市场的建立, 将改变化石能源发电和清洁能源发电的综合成本, 进而影响他们在电力市场中的竞争能力, 从而使得碳市场、新能源补贴机制、绿色证书市场以及电力市场呈现相对独立又相互关联的局面, 需要对其相互影响进行统筹考虑。

1) 统筹考虑碳排放权交易与绿色证书交易。碳交易通过对企业免费碳排放权配额的设定, 和超过配额的排放罚款机制, 促进不同减排成本的企业在采取减排行动或碳排放权买卖交易之间进行自主决策, 以整体较低的成本实现减排目标。绿色证书交易是以非水可再生能源消纳的配额义务和未完成配额的惩罚机制为基础, 促进电力用户在购买可再生能源或通过绿色证书交易买卖完成配额之

间进行自主决策,促进可再生能源的消纳。未来建议建立绿色证书与碳市场之间的互信认证与抵消机制,探索可再生能源发电企业参与的碳市场抵消机制,进一步扩大碳市场参与主体范围,提升碳市场的流动性。

2) 在全国统一电力市场设计中,充分考虑碳市场、绿色证书交易对电力市场的影响,实现碳市场与电力市场的相融发展。一方面,随着全国碳市场建设推进,考虑碳成本向运行成本的传导,火电等高碳成本电源与新能源等低碳成本电源间的运行成本差异将进一步增大,从全国统一市场优化运营经济性来看,各省电源结构差异决定了省间功率交换需求将显著增大,另一方面,碳市场价格与全国统一电力市场价格间也将呈现交互影响关系,碳市场价格走高,低碳属性的新能源在电力市场中的购买需求将提升,高比例新能源会带动运行成本提升,体现为电力市场价格抬升,反过来又会影响到碳市场的价格。未来建议充分考虑全国统一电力市场在电力资源大范围经济、绿色供应方面的双重优化效益,定量评估双碳目标对电力系统整体运行成本的影响,在电力市场顶层设计中完善发电成本传导机制。

3) 针对储能等灵活性调节资源,评估并建立激励性的碳减排核定与结算机制。化学储能和抽水蓄能等灵活调节资源通过削峰填谷和快速调节,增加了可再生能源发电的消纳,能够为碳减排做出重大贡献。未来建议充分考虑灵活性调节资源削峰填谷带来的碳减排效益,在碳减排完成核定中予以考虑,增加灵活调节资源成本回收渠道,引导灵活性调节资源的快速、健康发展。

4 结语

本文针对双碳目标下,我国未来电力系统运行和电力市场运营面临的重要约束条件,结合我国未来电源结构、电网运行特性、发电资源收益回报水平等方面面临的重大变化,深入分析了欧美电力市场设计的核心差异,提出了碳减排约束下欧美电力市场融合发展的新趋势,针对碳达峰目标场景下,我国统一电力市场建设的关键问题,分析并提出了解决思路,随着新型电力系统的建设与推进,在以下几个方面有待进一步开展深化研究:

1) 随着新能源占比越来越高,以及随之而来的省间市场交易规模增长,综合考虑省间通道的物理运行特性,以及省内市场电网阻塞、定价方式,对省间市场的时序衔接、价格分区、定价方式进行

深入研究。

2) 省间市场运行后,考虑新能源不确定性、以及省内机组开停机不确定性,以及交流通道运行特性,省间通道的可用输电能力计算方式需要开展深入研究。

3) 随着省间市场的建设与发展,可能面临大规模市场主体参与、考虑各省特点的差异化报价模式带来的出清算法性能问题,以及相应的降维处理或性能优化方法需要开展研究。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 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(in Chinese).
- [2] 包铭磊, 丁一, 邵常政, 等. 北欧电力市场评述及对我国的经验借鉴[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 4881-4892.
BAO Minglei, DING Yi, SHAO Changzheng, et al. Review of Nordic electricity market and its suggestions for China[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17): 4881-4892(in Chinese).
- [3] 马莉, 范孟华, 郭磊, 等. 国外电力市场最新发展动向及其启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 38(13): 1-9.
MA Li, FAN Menghua, GUO Lei, et al. Latest development trends of international electricity markets and their enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 38(13): 1-9(in Chinese).
- [4] 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(in Chinese).
- [5] 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(in Chinese).
- [6] ENTSO-E. Electricity balancing in Europe[R]. ENTSO-E, 2018.
- [7] ZHOU Z L T A. Survey of U. S. ancillary services markets[R]. Argonne National Lab, 2016.
- [8] 肖艳伟, 高怡静, 李继红, 等. 英美电力市场用户及调度成本覆盖的思考与启示[J]. 电力需求侧管理, 2018, 20(6): 61-64.
XIAO Yanwei, GAO Yijing, LI Jihong, et al. Reflection and enlightenment on customer and dispatch cost coverage of British and American electricity markets[J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(6): 61-64(in Chinese).
- [9] NEWBERY D, POLLITT M G, RITZ R A, et al. Market design for a high-renewables European electricity system[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 91: 695-707.
- [10] UNION E. Overview of European Electricity Markets[R]. European

- Union, 2016 .
- [11] PAPE C , HAGEMANN S , WEBER C . Are fundamentals enough? explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market[J] . Energy Economics , 2016 , 54 : 376-387 .
- [12] NATIONALGRID . Wider Access to the Balancing mechanism Roadmap[R] . Nationalgrid , 2018 .
- [13] 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) : 1-8 .
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) : 1-8(in Chinese) .
- [14] 文安 , 黄维芳 , 刘年 . 英国电力市场的电量交易平衡机制[J] . 南方电网技术 , 2014 , 8(5) : 1-5 .
WEN An , HUANG Wenfang , LIU Nian . The balancing mechanism of the UK electricity trading market[J] . Southern Power System Technology , 2014 , 8(5) : 1-5(in Chinese) .
- [15] VAN DER VEEN R A C , HAKVOORT R A . The electricity balancing market : exploring the design challenge[J] . Utilities Policy , 2016 , 43 : 186-194 .
- [16] TENG F , STRBAC G . Assessment of the role and value of frequency response support from wind plants[J] . IEEE Transactions on Sustainable Energy , 2016 , 7(2) : 586-595 .
- [17] JOOS M , STAFFELL I . Short-term integration costs of variable renewable energy : wind curtailment and balancing in Britain and Germany[J] . Renewable and Sustainable Energy Reviews , 2018 , 86 : 45-65 .
- [18] VILLAR J , BESSA R , MATOS M . Flexibility products and markets : literature review[J] . Electric Power Systems Research , 2018 , 154 : 329-340 .
- [19] OCKER F , EHRHART K . The “ German Paradox ” in the balancing power markets[J] . Renewable and Sustainable Energy Reviews , 2017 , 67 : 892-898 .
- [20] RINGLER P , KELES D , FICHTNER W . How to benefit from a common European electricity market design[J] . Energy Policy , 2017 , 101 : 629-643 .
- [21] SALKUTI S R . Multi-objective based congestion management using generation rescheduling and load shedding[J] . IEEE Transactions on Power Systems , 2017 , 2(32) : 852-863 .
- [22] PÉREZ ODEH R , WATTS D , NEGRETE-PINCETIC M . Portfolio applications in electricity markets review : private investor and manager perspective trends[J] . Renewable and Sustainable Energy Reviews , 2018 , 81 : 192-204 .
- [23] WANG Y , WANG S , WU L . Distributed optimization approaches for emerging power systems operation : a review[J] . Electric Power Systems Research , 2017 , 144 : 127-135 .
- [24] CHEN Y , CASTO A , WANG F , et al . Improving large scale day-ahead security constrained unit commitment performance[J] . IEEE Transactions on Power Systems , 2016 , 31(6) : 4732-4743 .
- [25] NEMATI M , BRAUN M , TENBOHLEN S . Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming[J] . Applied Energy , 2018 , 210 : 944-963 .
- [26] DEPT. PSMT . Day-ahead energy market[R] . PJM , 2017 .
- [27] CAISO . Day-ahead market[R] . California : California ISO , 2020 .
- [28] WOO C K , MOORE J , SCHNEIDERMAN B , et al . Merit-order effects of renewable energy and price divergence in California's day-ahead and real-time electricity markets[J] . Energy Policy , 2016 , 92 : 299-312 .
- [29] MORALES-ESPANA G , BALDICK R , GARCIA-GONZALEZ J , et al . Power-capacity and ramp-capability reserves for wind integration in power-based UC[J] . IEEE Transactions on Sustainable Energy , 2016 , 7(2) : 614-624 .
- [30] 何永秀 , 陈倩 , 费云志 , 等 . 国外典型辅助服务市场产品研究及对中国的启示[J] . 电网技术 , 2018 , 42(9) : 2915-2922 .
HE Yongxiu , CHEN Qian , FEI Yunzhi , et al . Varieties of typical foreign ancillary service market products and enlightenment to China[J] . Power System Technology , 2018 , 42(9) : 2915-2922(in Chinese) .
- [31] PJM . Energy & ancillary services market operations[R] . PJM , 2017 .
- [32] CAISO . Section 8 - ancillary services as of Nov 1 , 2018 - California ISO[R] . CAISO , 2018 .
- [33] 朱继忠 . 美国电力市场的发展和实现方法分析[J] . 南方电网技术 , 2016 , 10(5) : 22-28 , 101 .
ZHU Jizhong . Foundation item : supported by science and technology project of CSG[J] . Southern Power System Technology , 2016 , 10(5) : 22-28 , 101(in Chinese) .
- [34] PILLAY A , PRABHAKAR K S , KOTHARI D P . Congestion management in power systems - a review[J] . International Journal of Electrical Power & Energy Systems , 2015 , 70 : 83-90 .
- [35] 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) : 2809-2818 .
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) : 2809-2818(in Chinese) .
- [36] EUROSTAT . EU member states generation structure of electricity by source[EB/OL] . (2019-03-02)[2021-07-01] . <https://ec.europa.eu/eurostat> .
- [37] ENTSO-E . ENTSO-E member countries consumption [EB/OL] . (2019-3-27)[2021-7-1] . https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2018_web.pdf .
- [38] CWE . A report for the regulators of the Central West European (CWE) region and other stakeholders on the final design of the market coupling solution in the region of the CWE project[R] , CWE , 2010 .
- [39] IEA Wind Task 25 . Design and operation of power systems with large amounts of wind power . S. I. : VTT[R] . IEA , 2009 .
- [40] EWEA . Creating the internal energy market in Europe[R] . European Wind Energy Association , 2019 .
- [41] EIA . U. S . Electricity overview[EB/OL] . (2021-7-1)[2021-7-1] . https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/electric_overview/US48/US48 .



郑亚先

在线出版日期：2021-11-22。

收稿日期：2021-08-30。

作者简介：

郑亚先(1982)，男，通信作者，研究员级高级工程师，主要研究方向为电力系统优化及电力市场运营等，E-mail：zhengyaxian@epri.sgcc.com.cn；

杨争林(1974)，男，研究员级高级工程师，主要研究方向为电力系统优化及电力市场运营等，E-mail：yangzhenglin@epri.sgcc.com.cn；

冯树海(1977)，男，研究员级高级工程师，主要研究方向为电力系统优化及电力市场运营等，E-mail：fengshuhai@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 王金芝)



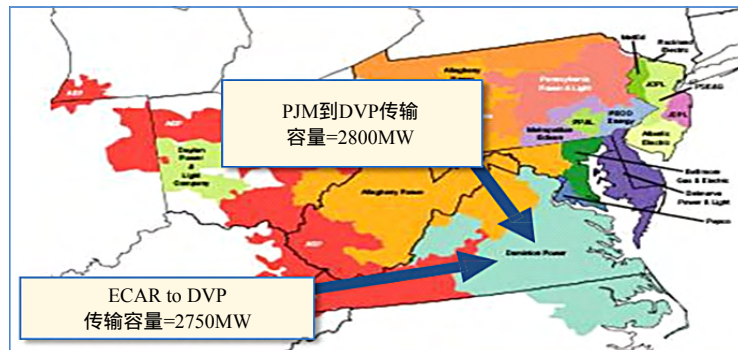
附图 1 欧洲电力市场中的电网模型

Fig. 1 Grid model in the European electricity market



附图 2 美国电力市场中的电网模型

Fig. 2 Grid model in the United States electricity market



附图 3 PJM 运营区扩张前地区间输电能力

Fig. 3 Inter-regional transmission capacity prior to expansion of the PJM operating area