

南方区域电力市场交易机制设计及实践

在广州电力交易中心的精心组织下，南方五省区率先拉开了我国跨省跨区电力市场交易的序幕。基于南方五省区电力市场基本特征，阐述了电力市场交易机制的基本原则；围绕该原则，研究了交易品种、交易周期、计量与结算等市场交易机制重要内容；最后基于南方区域市场交易实践的基本情况，分析了当前区域市场面临的主要问题和解决途径。

张志翔 梁志飞 杜 龙/广州电力交易中心

0 引言

《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号，以下简称“中发9号文”）拉开了我国新一轮电力体制改革的序幕，区域电力市场即为本轮电力体制改革的重点内容之一^[1]。

开展跨省跨区交易、建设区域电力市场是实现更大范围内资源优化配置的有效途径。2003年，华东、东北电网成为我国上一轮电力体制改革中的区域市场改革试点，文献[2-4]分别介绍了华北、东北电力市场改革期间的市场组织模式和交易技术细节。文献[5-6]基于华东、东北两个区域电力市场的试点经验，系统地阐述了区域电力市场竞价交易模型与交易机制，从交易模型、组织机制等多个方面提出了完善区域电力市场机制的措施建议。文献[7]则结合东北区域电力市场交易系统功能设计与系统开发经验，分析了区域市场交易系统的技术难点。然而由于平衡账户出现较大亏损等多方面原因，上述两个区域电力市场改革试点先后暂停^[2-3]。其后区域电力市场的研究更偏重于理论分析，基于

实际情况特别是区域市场实践情况的研究相对较少^[8-10]。

为落实中发9号文改革要求，广州电力交易中心于2016年3月正式挂牌成立，肩负着南方五省区的跨省跨区交易组织职能；2017年5月，《南方区域跨区跨省月度电力交易规则（试行）》（以下简称“南方区域交易规则”）获批^[11]，标志着我国区域电力市场改革开启了新的篇章。

本文将基于实际参与的交易规则制定与实施的经验，系统介绍交易规则的基本原则、交易机制等相关内容，并根据2017年交易规则实际开展情况，分析当前跨省跨区交易存在的实际问题和解决途径。

1 建设背景与设计理念

1.1 建设背景

南方电网所服务的我国南方区域电力市场涵盖了广东、广西、云南、贵州和海南五个省区。南方电网成立于2002年，其目的在于落实中央“西电东送”能源发展战略。在本轮电力体制改革中，南方区域电力市场交易机制设计中必须考虑如下问题。

1) 与已有省间送受电计划的衔接问题。为落实“西电东送”能源发展战略，南方区域市场各省区已签订年度送受电计划。南方电网总调及各省中调负责执行上述送受电计划。组织跨省跨区市场交易时，需考虑与现有的省间送受电计划的衔接问题。



张志翔/高级工程师

关键词/Keywords

南方区域·
电力市场·
市场交易·
交易品种·
交易周期·

2) 与各省区电力市场改革的衔接问题。中发9号文颁布后,南方区域各省区积极贯彻党中央电力体制改革战略部署,贵州、云南和广西是我国电力体制改革综合试点省份,广东是我国售电侧开放试点。除海南外,其余四个省区均开展了省内中长期电力市场建设。但各省区市场化改革进展并不均衡,以输配电价改革为例,贵州等省区已核准了输配电价,云南、广东则尚未核准输配电价。这一特点要求在制定区域市场交易机制时必须考虑各省区电力市场改革实际。

3) 以“省为主体”的市场组织问题。长期以来,省是我国政治、经济体制的主体单位,各省级政府承担了地方电力供应安全的主体责任。因此与现在各省已经开展的集中竞价、双边协商交易相比,区域市场交易所包含的市场主体不仅需要考虑发电企业和用户,还必须考虑各省区电力交易机构。通过将各省电力交易机构纳入市场交易范畴,能够更高效地发掘各省电力资源潜力。

1.2 设计理念

按照中发9号文改革精神,南方区域电力市场交易规则在制定中充分考虑了上述三方面问题,规则制定将遵循如下基本理念。

1) 基于当前“西电东送”电量计划,面向电量增量部分开展市场交易。当前区域市场还处于起步阶段,西电东送计划电量体系则承担了在东西部省区间资源优化配置的关键作用,维持原有电量计划模式不变,以增量为突破口,逐步扩大市场电量在区域市场中的比例,保证区域市场交易的稳定性。

2) 因地制宜的价格机制,适应各省电力体制改革的实际情况。在区域市场交易价格机制设计上,必须能够适应区域内不同省区的市场化改革进程,设计承前启后的灵活价格机制,以适应改革不断深化过程中的发展要求。

3) 坚持各省在区域市场交易中的主体地位。各省电网企业作为各省电力服务的主体在市场中依然起到市场主体地位,为此在机制设计上需要考虑其直接进行交易的需求。

2 区域市场交易规则设计

基于上述设计理念,本文将根据南方区域交易规则,从市场主体、价格机制和交易品种等方面介绍南方区域电力交易规则。

2.1 市场主体

南方区域电力交易中所包含的市场主体包括售电主体、购电主体和输电主体三大类,三类市场主体及在南方区域的具体范围如下。

1) 售电主体是指南方区域内并网运行并在广州电力交易中心或各省(区)电力交易中心注册的点对网送电发电厂、接入220 kV及以上电压等级发电厂以及各省(区)电网公司。

2) 购电主体包括两类:第一类购电主体为南方电网公司以及南方区域内在广州电力交易中心完成注册的省(区)电网公司;第二类购电主体为在广州电力交易中心或所在省(区)电力交易中心注册的广东、广西、海南、贵州和云南省(区)电力用户及售电公司。

3) 输电主体是指南方区域内已取得输电业务许可证的电网企业,主要为中国南方电网有限责任公司超高压输电公司、各省(区)电网公司。

与省级电力交易规则相比,南方区域电力市场交易规则在市场主体方面有如下两方面显著区别。

1) 明确了输电主体。在省级电力市场中往往由省电网公司作为输电主体,提供输电服务,因此大部分省级电力市场交易规则没有单独介绍输电主体。在南方区域电力市场中,各省电网公司承担了省内输电服务职责,而跨省联络线则由超高压公司负责,因此在南方区域电力市场规则中将各省电网公司和超高压公司规定为输电主体。

2) 在购售电主体中规定了各省电网公司这一类型。当前各省电网公司负责省内电网运行,将其纳入购售电主体有利于整合省内发用电资源。

2.2 价格机制

区域市场交易中,购电主体的电价包括跨省跨区输电价、网损电价和交易成交价三个部分。

1) 跨省跨区输电价由送端省(区)电网500 kV

输电价、超高压输电价两部分组成。其中点对网送电发电厂跨省跨区输电价执行超高压输电价。各省（区）电网公司、超高压公司输电价格按照国家批复或者规定的价格执行。

2) 网损电价根据国家或地方政府有关部门核定线损率折算。

3) 交易成交价则由不同交易品种所设定的成交价确定机制确定。

2.3 市场品种

当前南方区域交易规则中规定了四类跨省跨区月度交易品种，按照其组织次序依次为：

1) 月度协议计划，该部分实际上为原“西电东送”电量计划的按月电量分解结果。

2) 月度发电合同转让，是指在月度协议电量基础上，各发电主体可以针对协议电量份额开展发电权交易，每月组织一次。

3) 月度集中竞价，是指根据富余电能消纳、余缺调剂的需要按月组织发电主体开展集中竞价撮合交易。

4) 月度富余电能增量挂牌，在月度集中竞价的基础上，根据实际需要进一步开展挂牌交易，满足市场各方的实际要求。

在执行过程中，当实际供需发生变化或电网出现阻塞，需对跨区跨省交易计划进行调整时，调整次序与交易组织次序相反。

上述涉及充分体现了“维持当前‘西电东送’电量计划的基础上面向增量的交易模式”的设计理念，在月度协议计划基础上，首先通过发电合同转让充分掌握发电资源情况，再通过集中竞价和富余电能增量挂牌扩大市场电量规模。

月度发电合同转让、月度集中竞价和月度富余电能增量挂牌的市场主体不同，如表1所示。南方区域电力市场交易的根本目标在于通过开展区域市场交易，提升南方区域电力运行效益，解决西部水电消纳问题，推动资源优化配置。从市场主体规定上，规则主要采取了如下措施，保证上述目标实现。

1) 注册地域限制。购电主体（或合同受让

表1 南方区域电力市场挂牌交易组织情况

购电主体/合同出让方/挂牌方		售电主体/合同受让方/摘牌方	
月度发电合同转让	在广州、广东、广西和海南电力交易中心注册的接入110 kV及以上电压等级的火电、核电企业	在广州、广西、云南和贵州电力交易中心注册的接入220 kV及以上电压等级的水电发电企业	
月度集中竞价	在广州、广东、广西和海南电力交易中心注册的电力用户或售电公司	在广州、广西、云南、贵州和海南电力交易中心注册的接入220 kV及以上电压等级的水电、火电和核电企业	
月度富余电能增量挂牌	广东、广西和海南电网公司	在广州、广西、云南和贵州电力交易中心注册的接入220 kV及以上电压等级水电、火电和核电企业	

方、挂牌方) 限制于广州、广东、广西和海南电力交易中心注册的市场主体，售电主体（或合同出让方、摘牌方）则规定为广州、广西、云南和贵州电力交易中心注册的市场主体，保证了市场交易依然遵循“西电东送”战略的实现。

2) 主体类型限制。月度发电合同转让中合同出让方规定为接入110 kV及以上电压等级的火电、核电企业，受让方则为接入220 kV电压等级的水电发电企业；月度集中竞价和月度富余电能增量挂牌中尽管许可了火电、核电参与，但规则中补充规定“当水电发电企业存在弃水风险且供应能力能够满足交易规模时，火电、核电不参与”。上述市场主体的规定，实际上保证了区域市场中水电将占售电主体的核心地位。

月度发电合同转让、月度集中竞价和月度富余电能增量挂牌的实施流程基本一致。如图1所示，均可划分为依次执行的四个步骤：发布交易通知、交易申报、交易出清和编制有约束交易计划。

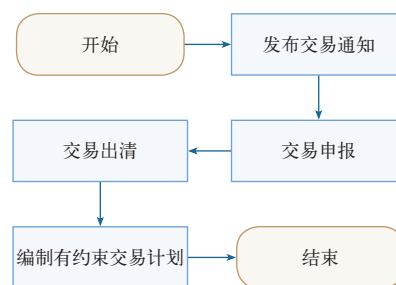


图1 实施流程

1) 发布交易通知。广州电力交易中心负责统计、发布交易相关信息，所需要发布的信息包括：交易规模、省间富余通道能力、预期弃水电量和发电厂发电能力约束等相关信息。

其中，省间富余通道能力、预期弃水电量和发电厂发电能力约束等信息由南方电网公司总调在交易开始前提供。

2) 交易申报。购售电双方在交易平台上申报交易电量和交易电价信息，并需要提出购电峰谷曲线。

与省级电力交易相比，区域电力市场电价和电量申报更为复杂，主要体现在：跨省跨区输电网损较高，必须考虑“网损电价”影响；输配电价核准情况不一致，造成报价上各省区难以达成一致。

为了解决上述问题，南方区域电力市场交易规则设计上，核心理念在于以购电方为标杆，通过电价折算使得所有购售电主体电量和电价具备可比性，并在交易撮合和出清。

以月度集中竞价为例，规则中规定发电企业申报电量和电价，电力用户和售电公司则申报电量和价差。所谓价差是指与所在地目录电价中电量的价差，其中电价下浮为负，电价上浮为正。

售电方所申报的发电上网侧电价和电量需要折算至购电方所在省区，并通过与该省区燃煤机组标杆上网电价相比较，得到申报价差，具体折算中必须考虑网损影响和输电成本影响，具体公式为

折算申报价差 = 申报电价 + 跨区跨省输电价 + 网损电价 - 购电方所在省区燃煤机组标杆上网电价 (1)

所谓网损电价是指考虑损耗的价格变化量，计算公式为

网损电价 = (申报电价 + 省区500 kV输电价) × 核定线损率 / (1 - 核定线损率) (2)

其中，跨省跨区输电价包含了购售电双方所在省的500 kV输电价和超高压公司输电价三个部分。

之所以规定将售电方报价折算成价差形式，根本原因在于广东省是南方区域电力市场最重要

的购电地区，目前由于输配电价核准尚未结束，广东电力市场还按照价差模式组织省内电力市场申报。为了与广东电力市场中电力用户、售电公司已有的交易习惯匹配，故电价申报值最终折算成价差。

3) 交易撮合与出清。经过交易申报过程对售电方报价的折算，购售电双方报价均以相对购电方省区目录电价价差的形式体现，具备了横向可比性。

在此基础上可将其统计，编制电量-价差曲线。如图2所示，该曲线中横坐标为电量增幅，纵坐标为价差变化，按照价差从大到小排序，当购电方价差高于售电方价差时，成交；否则不成交。

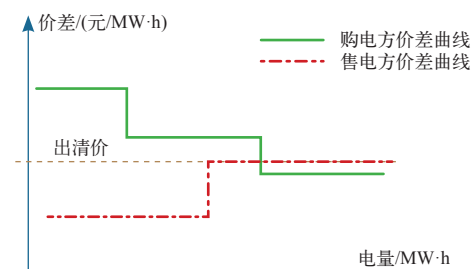


图2 集中撮合曲线

目前广州电力交易中心采用统一价差出清，边际出清价格为市场统一出清价，在此基础上还需要将售电方的价格反向折算至其所在省份。同时需要特别注意的是，在电价折算的同时，考虑到传输损耗，售电方成交电量还需要考虑网损影响，其计算公式为

售电方成交电量 = 交易关口处成交电量 / (1 - 核定线损率) (3)

4) 编制有约束交易计划。广州电力交易中心依据省间剩余通道能力、发电厂发电能力等信息，校验并调整成交结果编制有约束交易计划，并提交执行。

2.4 交易执行

南方电网公司总调和各相关中调是交易执行的责任主体，负责执行广州电力交易中心下达的月度交易计划，在满足电网安全的前提下尽可能

确保交易计划执行偏差在规定范围内。

2.5 计量和结算

参加交易的发电厂上网关口计量点原则上设在发电厂与所属电网公司产权分界点，并在发电厂与电网购售电合同中明确。各省电网公司与超高压公司之间的关口计量点由南方电网公司根据实际情况确定。

根据计量统计结果，广州电力交易中心负责跨区跨省交易电量的分割和确认工作，并向相关市场主体出具交易结算依据，具体分割和确认原则为：按照月度市场化交易电量优先、月度协议计划电量次之的顺序分割和确认。

2.6 偏差电量处理

考虑到当前区域市场交易还处于起步阶段，在偏差电量处理中按照如下原则执行。

1) 各省电网公司、执行国家指令性计划的点对网送电发电厂的跨省跨区送受电执行偏差计入月度协议计划并结转至下月。

2) 发电企业、电力用户和售电公司的发用电量履约偏差，由所在省电力交易中心按照该省偏差考核规则处理。

3 实施效果分析

3.1 月度挂牌交易实施情况

2017年7~12月，广州电力交易中心累计组织开展6次省间挂牌交易，如表2所示。其中，挂牌电量和折算挂牌电价是指折算至发电上网侧，考虑了网损的电量和电价。

表2 南方区域电力市场挂牌交易组织情况

月 份	折算挂牌电量 /亿kW·h	折算挂牌电价 /(元/kW·h)	摘牌电量 /亿kW·h	成交电量 /亿kW·h	成交价 /(元/kW·h)
7	5.351 8	164.67	77.661	5.351 8	164.67
8	10.000	161.93	105.208	10.000	161.93
9	5.694 3	156.66	107.593	5.694 3	156.66
10	23.548	153.88	92.640 1	23.548	153.88
11	7.064 4	196.85	29.407 5	7.064 4	196.85
12	10.061 4	205.05	10.361 4	10.061 4	205.05

从市场参与积极性来看，如图3所示。在南方区域汛期所对应的7~9月，摘牌电量与挂牌电量

的供需比（摘牌电量与挂牌电量的比值）较高，主汛期后供需比明显下降；而从挂牌价格来说，汛期由于水电消纳压力较大，因此挂牌成交价较低，而汛期后成交价则由于供需比下降逐步上升。这一规律与水电的供求关系符合。

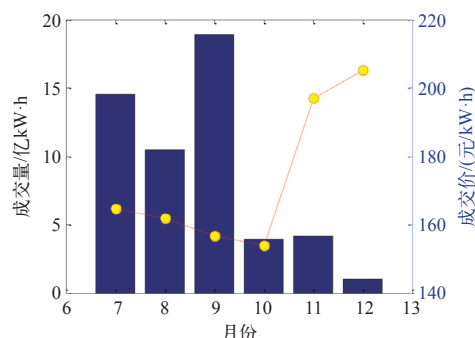


图3 月度挂牌交易执行情况

3.2 区域市场交易存在的问题及解决途径

当前南方区域市场还处于起步阶段，在看到市场交易如火如荼开展的同时，必须深刻认识到当前的交易规则还没有达到中发9号文的建设要求，具体来说存在如下问题。

1) 价格机制尚未完全理顺，主要体现在部分省（区）输配电价核准尚未完成，核准线损率缺乏统一的尺度和标准两个方面。

2) 以月度交易为主要类型的市场交易在应对水电预测偏差导致的临时弃水风险上显得捉襟见肘。

3) 以电能交易为核心的交易模式难以满足日益增长的风电等清洁能源发展需要。

面对上述问题，一方面需要进一步完善价格机制，南方区域所辖五个省（区）输配电价有望于2018年完成核准，而线损率核准的机制和方法还需要进一步标准化、制度化；另一方面需要不断丰富市场交易机制，东北区域市场已于2016年启动调峰辅助服务市场，用于解决风电快速发展下带来的低谷调峰问题，南方区域市场也面临日益严峻的调峰、调频等电网运行问题，启动现货市场、辅助服务市场等相关市场机制的研究，有助于解决当前电网运行过程中所面临的多方面问题。

4 结束语

重点介绍了南方区域电力市场交易机制设计和市场运行相关情况。作为我国首个开展场化交易的区域市场，南方区域电力市场已取得良好的运行效益，但也面临价格机制有待进一步理顺、交易品种相对有限等问题，后续还需要通过加大线损率核准、现货市场交易机制等内容研究不断完善，推动市场的发展。

参考文献

- [1] 中共中央国务院. 关于进一步深化电力体制改革的若干意见: 中发 [2015]9号 [G]. 北京: 国务院, 2015.
 - [2] 刘庆伟, 唐丽艳. 建立东北区域电力市场的有利条件和风险 [J]. 东北电力技术, 2003, 24 (9): 29-30, 34.
 - [3] 祝兴林. 对华东电力市场结算方式的探讨 [J]. 电力系统自动化, 2007, 31 (2): 98-101.
 - [4] 王海霞, 李卫东, 陶家琪, 等. 东北区域电力市场发电报价网损修正算法 [J]. 电网技术, 2005, 29 (13): 73-79.
 - [5] 尚金成, 张兆峰, 韩刚. 区域电力市场竞争交易模型与交易机制的研究 (一) 竞价交易模型及其机理、水电参与市场竞价的模式及电网安全校核机制 [J]. 电力系统自动化, 2005, 29 (12): 7-14.
 - [9] 张粒子, 王睿, 金允剑, 等. 基于跨省发电权交易的“疆电外送”交易模式研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40 (5): 69-74, 79.
 - [10] 刘焕志, 李扬, 柏瑞, 等. 区域电力市场中实用网损计算及分摊的研究 [J]. 电网技术, 2003, 27 (3): 63-67, 77.
 - [11] 国家发展改革委员会, 国家能源局. 关于同意印发《南方区域跨区跨省月度电力交易规则 (试行)》的复函: 发改能源 [2017]975号 [G]. 北京: 国家发展改革委员会, 2017.
 - [12] 梁志飞, 陈玮, 张志翔, 等. 南方区域电力现货市场建设模式及路径探讨 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41 (24): 16-21, 66.

(收稿日期: 2018-05-06) **EA**

欢迎订阅 欢迎投稿 欢迎刊登广告