规范开展电力中长期市场化交易 积极稳妥推进电力市场建设

——国家能源局市场监管司主要负责人就《电力中长期交易基本规则（暂行）》有关问题答记者问

2016年底，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《电力中长期交易基本规则（暂行）》（以下简称《基本规则》），规定了电力中长期交易的品种、周期、方式、价格机制、时序安排、执行、计量结算及合同电量偏差处理、辅助服务等内容，建立了相对完整的电力中长期交易规则。近日，国家能源局综合司印发了关于落实《基本规则》有关事项的通知，市场监管司主要负责人就有关方面关心的问题接受了《中国电力报》记者采访。

问：为什么要制定《基本规则》？

答：深化电力体制改革、推进电力市场建设是党中央、国务院作出的重大决策部署。《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）配套文件二《关于推进电力市场建设的实施意见》（发改经体〔2015〕2752号）明确提出，我国电力市场建设目标是“逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场，在全国范围内逐步形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系”。按照“总体设计、分步实施、由简到繁、逐步完善”的电力市场建设基本思路，以及“鼓励→规范→深化”的电力市场化交易实施步骤，在现阶段现货交易和中长期交易相结合的电力市场尚未建立的情况下，结合当前实际，《基本规则》旨在规范和整合目前全国各地开展的电力直接交易、跨省跨区交易、合同转让交易、辅助服务补偿等各类交易，推动形成较为完整的电力中长期交易体系，实现各类交易依法有序开展。

制定出台《基本规则》，是按照“管住中间、放开两头”的电力改革基本思路，着力建立科学合理的多品种市场化交易机制，还原电能的商品属性。

制定出台《基本规则》，将电力中长期交易品种进行了通盘考虑和有机整合。市场主体可依规则参加全部交易，电力调度机构和电力交易机构在交易组织实施和交易结果执行中的职责定位更加清晰和全面，最大限度减少自由裁量权，也有利于政府加强监管，确保交易公平公正。

制定出台《基本规则》，是国家对电力市场建设总体设计的工作要求。原电监会时期出台了大用户直接交易、发电权交易、跨省跨区交易等一系列市场交易规则，结合本轮电力体制改革的新特点、新要求，有必要对相关规则进行整合、补充、完善，确保国家能源局在市场规则制定工作中不缺位。《基本规则》吸收了原电监会2005年10号令、11号令现行有效的成分，以及各地电力中长期交易经验及有效做法，防止市场无序、过度干预和过度竞争，确保电力市场建设和市场化交易“不跑偏、不走样”。

通过《基本规则》规范各地交易规则的基本框架、基本原则和基本内容，维护电力交易主体的合法权益，促进电力市场交易统一、开放、竞争、有序，有利于打破省间市场壁垒，促进资源在更大范围内优化配置。

问：电力中长期交易的品种有哪些？

答：《基本规则》明确，目前电力中长期交易品种主要包括：电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易、辅助服务补偿交易等，鼓励开展分时（如峰谷平或带曲线）电量交易。每一个交易品种都可采用不同的交易方式（双边、集中、挂牌等）和交易周期（年、月），从而形成多品种、多方式、多周期的市场交易体系。

其中，跨省跨区交易必要条件是需跨发电调度控制区，即交易主体不在一个发电调度控制区范围，不是以地理位置划分是否属于跨省跨区交易。“点对网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区发电企业，不属于跨省跨区交易，纳入受电地区电力电量平衡，并按受电地区要求参与市场”的主要考虑是与规划初衷保持一致，因为这类跨省跨区配套电源规划已纳入受电地区电源规划，因此不应再视为“传统的跨省跨区”单列一类，明确其市场交易将纳入受电地区。

问：如何处理优先发电和电力中长期交易的关系？

答：《基本规则》明确优先发电是一种中长期交易。优先发电一经确定，即可视为一种政府授权合同，其作为中长期合同的本质与市场交易形成的中长期合同没有区别，应遵守《基本规则》。《基本规则》规定，将国家指令性计划、政府间框架协议等优先发电直接转为中长期合同予以落实，实现了“计划”与“市场”的并轨和全部中长期电量的规则统一。

国际上成熟的电力市场案例中，目前仍然存在一部分政府授权的优先发电合同。由购售双方按照政府明确的电量、电价签订差价合同，通过现货市场出清，合同覆盖电量执行合同电价，合同偏差电量执行现货市场交易价格。优先发电应逐步向这个方向过渡。

问：电力中长期交易的价格机制如何设计？《基本规则》能够降低电价和用能成本吗？

答：《基本规则》明确了电力中长期交易的成交价格由市场主体通过自主协商等市场化方式形成，任何第三方不得干预。计划电量现阶段可执行政府定价，未来随着电力市场化进程和政府定价的放开逐步采取市场化定价方式。

《基本规则》明确，已核定输配电价的地区，电力直接交易按照核定的输配电价执行，降低中间环节成本，让利终端用户，释放改革红利。

《基本规则》的出台重在建立科学、合理的市场化交易机制，在发售电两侧引入竞争，形成“多买多卖”交易格局，提高效率，由市场形成价格。按照正常的市场规律，在当前电力供需形势下，电价自然会有一定程度降低。但我们也注意到，部分地方为了强行降低用电电价，指定降价幅度、交易电量和交易对象，不利于建立正常的市场价格传导机制。《基本规则》旨在建立科学合理的市场化交易机制，电价涨还是降由市场主体根据电力供需形势和成本变化等因素采用自主协商等市场化方式决定，“建机制”是《基本规则》出台的目的。

问：《基本规则》如何保障国家能源发展政策的有效落实？

答：《基本规则》为保障国家能源发展政策的落实，围绕促进清洁能源消纳、调整能源结构的目标有针对性地进行了市场机制设计。

《基本规则》在交易组织时序上作了统筹安排，规定年度交易按以下顺序开展：首先，确定跨省跨区优先发电。为落实国家能源发展政策，确保清洁能源送出，跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量优先发电，并推动该部分电量逐步市场化。其次，确定省内优先发电（燃煤除外）。各地可结合当地实际情况，优先安排规划内的风电、太阳能等可再生能源保障性收购小时，以及可再生能源调峰机组优先发电，再按照中发〔2015〕9号文配套文件四《关于有序放开发用电计划的实施意见》（发改经体〔2015〕2752号）中明确的二类优先发电顺序合理安排。再次，开展年度双边、集中竞价交易。明确先双边、后竞价，如果年度双边交易已满足全部年度交易需求，可不开展集中竞价交易。最后，确定燃煤发电企业基数电量。只有当不参与市场用户购电需求大于上述优先发电和年度交易结果之和时，才存在基数电量。同时，明确燃煤发电企业基数电量应按照国家发展改革委、国家能源局确定的比例逐年缩减，直至完全取消。

这一顺序体现了国家推进能源体制革命、调整能源结构、构建清洁低碳高效能源体系的精神，从市场机制总体设计上做到有保有压，保障清洁能源消纳，充分尊重市场主体自主意愿，再安排一部分燃煤基数电量，做到发电计划有序放开。

问：《基本规则》为什么确定了四种偏差处理方式但主推“预挂牌月平衡偏差方式”？

答：这是《基本规则》的一大创新。《基本规则》要求参与电力交易的用户全部电量均应通过市场购买，电力系统总的发用双方功率在物理上一定是实时平衡的，当任一方任一主体出现偏差时，电力系统偏差就产生了，需要进行调整以满足实时平衡要求，保障电力系统安全稳定运行。复杂的是，引起偏差的原因极有可能是发用双方多个主体同时作用的结果，解决问题的最好、也是最简单的方式就是开展电力实时（平衡）市场，这也是国际上通行的做法。目前在电力现货市场平衡机制尚未建立的情况下，随着市场交易量的放大，偏差电量也将会越来越大，处理不好会引发市场主体之间的矛盾，这也是《基本规则》设计偏差处理方式首先要考虑的问题。

《基本规则》明确中长期合同偏差主要通过在发电侧采用预挂牌月平衡偏差方式进行处理，优先发电、基数电量合同优先结算。这从根本上改变了以前“计划电量兜底”的模式，即优先保障市场交易电量，通过计划电量滚动调整消除偏差；建立了“市场调整偏差电量”的概念，也就是要让“市场电”在电力市场中发挥应有作用，无论什么偏差，最终通过市场化方式处理，更能体现市场主体意愿。同时，发电企业每月报价较每日报价工作量少，在市场起步阶段给予市场主体逐渐适应的过程。

《基本规则》也充分考虑了各地发电计划放开进程以及电源负荷结构不同等特点，以及原有的偏差电量处理习惯，调度方式及相应技术支持系统调整需要一定时间，除预挂牌方式外，不鼓励但允许各地在计划放开较小（例如小于10%）情况下沿用等比例调整和滚动调整方式。

问：《基本规则》为什么鼓励带电力曲线交易？

答：功率曲线是改革现阶段计划电量分配制度的“门槛”。有了功率曲线，就可以确定发用双方实时的偏差责任，通过购买平衡服务或收取再调度费的方式满足实时平衡，逐步启动电力现货市场建设。因此，《基本规则》鼓励开展带电力曲线的尝试，如“鼓励按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线进行集中竞价）”，“采用发用电调度曲线一致方式执行合同的电力用户，不再执行峰谷电价，按直接交易电价结算”，“发电企业全部合同约定了交易曲线的，按合同约定曲线形成次日发电计划”，“电力直接交易双方发用电曲线一致的，对应电量不分摊调峰辅助服务补偿费用”等规定。

问：市场主体可通过哪些手段降低违约风险？

答：《基本规则》为市场主体提供了年度、月度、3日（合同转让）三个避险的时间机会，可采取合同转让、互保协议、次月分解计划调整三种手段进行调整。

《基本规则》提出的合同转让交易，不仅包括传统的发电合同交易，还包括市场主体之间的“用电合同交易”，合同转让交易原则上应早于合同执行3日之前完成，即只要提前三天以上判断出无法完全履行合同(全部或部分)，即可通过合同转让方式规避违约风险。

《基本规则》允许发电企业之间以及电力用户之间签订电量互保协议，一方因特殊原因无法履行合同电量时，经电力调度机构安全校核通过后，由另一方代发（代用）部分或全部电量，从而促进市场主体间合作避险，也可推动售电公司作为整合用户和发电企业的平台，充分引导、培育市场主体的市场意识，从而激活整个市场。

当然，市场风险是客观存在的，违约也要承担责任，通过一些约束性条款倒逼各类市场主体增强市场意识、发展新技术、提高负荷预测精度，从而提高整个电网运行的安全性是必要的，也是符合电力市场经济规律的。

问：为什么《基本规则》有效期定为三年？

答：电力中长期交易虽是电力市场建设的重要内容，但现货交易是科学、完备的电力市场中不可或缺的关键组成部分。电力现货交易对软硬件支撑能力和市场主体专业技术素质要求较高，涉及电力市场技术支持系统开发建设、具备分时计量功能的自动化抄表系统改造和计量管理、电力系统调度运行管理方式变革等多方面工作，需要2-3年的准备时间。先行出台《基本规则》并暂定有效期三年，是为将来及时调整规则，建立电力中长期交易与现货交易相结合的电力市场机制做准备。同时也体现了国家发展改革委、国家能源局有序推进电力市场建设的路径安排，即：现阶段先鼓励和规范电力中长期交易，以此培育市场意识，建立公平、合理、自主的市场环境，并积极研究准备开展电力现货交易；今后将在总结市场运行经验的基础上，探索开展电力现货交易和与之配合的电力中长期交易模式，逐步形成“中长期交易稳定市场预期、规避市场风险，现货交易发现市场价格、保障实时平衡”的电力市场新机制。

问：一些地区先行出台的交易规则与《基本规则》不一致的怎么办？为推动《基本规则》落地，下一步拟开展哪些工作？

答：《基本规则》出台前，一些地区先行出台了交易规则，进行积极探索，但部分条款与《基本规则》精神不尽相符。下一步，我局拟开展以下工作推动《基本规则》尽快落地。

加强宣贯工作。要求国家能源局各派出能源监管机构将《基本规则》转发至各市（区、县）能源主管部门、有关电力企业、各主要电力用户、有关电力交易机构，使市场主体尽快熟悉《基本规则》的具体内容。同时，要求国家能源局各派出能源监管机构结合当地实际，采取专题研讨、培训会等多种形式深入宣贯《基本规则》，推动地方政府有关部门及市场主体领会文件要求。

抓紧制修订各地中长期交易规则（细则）。要求国家能源局各派出能源监管机构尽快组织开展辖区内电力中长期交易规则（细则）制修订工作。未制定规则（细则）的地区依据《基本规则》抓紧制定，已制定规则（细则）的地区依据《基本规则》进行修改完善。在制修订工作中，要充分征求并听取地方政府有关部门、有关电力企业、各主要电力用户的意见建议。制修订工作完成后，将细则报国家发展改革委、国家能源局备案。

抓紧建设技术支持系统和开展人员培训。要求国家能源局各派出能源监管机构在细则制修订工作完成并报备后，抓紧组织电力交易机构和电力调度机构建设或完善技术支持系统，做好相关人员培训，具备条件后及时组织规范开展电力中长期交易。

防范市场风险，确保电力安全。各地要以确保电力系统安全稳定运行为前提开展电力中长期交易，做好市场风险防范。电力调度机构要切实履行交易安全校核责任，认真落实交易计划，保障实时平衡和系统安全；电力交易机构要提前研判，防范市场风险；发电企业、电力用户要严格执行调度指令，不得因参与电力中长期交易影响电力系统安全稳定运行。

各地要在电力中长期交易规则（细则）制修订工作中坚持发挥市场的作用。注重在《基本规则》基础上深化、细化，尽可能减少或避免各方自由裁量空间，充分发挥市场机制的作用。特别是注意纠正与《基本规则》不符的作法。国家能源局派出能源监管机构要发挥职能作用，确保《基本规则》落到实处。对于严重偏离《基本规则》要求的，将按规定暂停该地区电力中长期交易，待整改完毕后再行推进。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/105517.html