

## 《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》解读



习近平同志谈到全面深化改革的方法论时，明确指出加强顶层设计和摸着石头过河相结合，是富有中国特色、符合中国国情的改革方法。本轮电力体制改革启动以来，9号文配套文件二《关于推进电力市场建设的实施意见》（以下简称配套文件二）明确提出要以电力现货市场建设为核心推动建立中国的现代电力市场体系，该文件是国家层面对我国现代电力市场体系的首次顶层设计。在各方共识形成仍较为缓慢的情况下，2017年，国家发改委、国家能源局印发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（以下简称《通知》），选择浙江、广东等8个意愿较为强烈的地区作为电力现货市场建设试点地区，推动通过“摸着石头过河”，以市场建设实践实现思想统一，同时普及电力现货市场概念。日前，国家发改委、国家能源局再次印发《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（以下简称《意见》），这是国家层面针对8个电力现货试点地区初步经验的总结，对存在问题的纠偏，是国家层面对我国现代电力市场建设的顶层再设计。从内容上看，《意见》主要是对配套文件二核心内容进行重申，对试点地区出现的实际问题进行深化、细化。伴随着各方面对电力现货市场的作用和核心地位认识日趋统一，试点地区“摸石头”和国家层面“再设计”将交替进行，成为我国电力市场化改革的新常态。

### 1 顶层再设计恰逢其时

2015年11月30日，国家发改委、国家能源局一次性密集地出台了落实中发9号文的6个配套文件，包含五个“实施意见”、一个“指导意见”，构建了本轮电改的“四梁八柱”。换句话说，五个“实施意见”就是本轮电改的基本制度。到2017年，在其他“实施意见”均已取得不同成效的大背景下，唯有配套文件二空悬两年后，才于当年下半年启动落实工作，《通知》印发就是工作[1]启动的标志。配套文件二落实工作如此艰难，恰恰说明了电力现货市场对于电力市场建设工作的重要意义，因为其核心地位会引发现有利益格局的大幅调整，才会造成其面对现实困难的烈度和复杂程度与其他电改工作不可同日而语，一路坎坷自然可以理解。

本质上讲，8个地区的电力现货市场建设试点工作，就是在落实配套文件二的主要内容。因此，我国的电力现货市场建设工作是在顶层设计引导下的“摸着石头过河”，而非部分坊间所说的“什么都可以尝试”。截至今年6月30日，浙江、广东等8个电力现货试点均进入模拟试运行。各试点地区以基本完成市场详细设计和技术支持系统详细设计为模拟试运行门槛条件，从广东率先进入模拟试运行开始到蒙西市场在试点地区中最后一个进入模拟试运行，前后历时9个月。广东经过8个月左右的模拟试运行，自今年5月起已经尝试抽取连续的时间，进行短期的结算调电[2]。应该讲，8个试点地区的电力现货市场建设取得了很大的成绩，但是从电力现货市场建设的国际经验来看，电力市场建设不会一蹴而就，特别是在初始阶段，是一个不断完善和改进的过程，甚至模式还会发生翻天覆地的变化。

从国际经验看，我国8个电力现货市场建设试点地区的进程符合国际上电力现货市场建设的一般规律——在曲折中探索和前进。电力行业的长期计划管理体制，使计划经济的概念深入人心，部分市场设计过于强调本地特色，对中国特色的电力现货市场中的主语——市场机制反而有所忽视。因此，试点地区在一些关键的共性问题出现了分歧，主

要有：电力现货市场主体参与范围、市场间交易与市场的衔接方式、计划电量与市场电量的衔接、中长期交易与现货市场的衔接等。特别是，各地对于同一问题的不同解决方式各有利弊，部分地区采用计划手段解决，反而市场建设进展快、短期效果明显，采用市场化长远措施的地区反而眼前处在“厚积”状态，个别情况下出现了部分符合市场化的设计转向学习双轨制[3]经验的声音。一言以蔽之，承担“摸石头”任务的地区出现了方向性的分歧，有人直奔“河对岸”，有人“沿河往下”，有人“正在掉头”，这个时候需要重申顶层设计、明确对实践中的细节问题如何深化。

习近平同志指出，摸着石头过河就是摸规律，对必须突破但一时还不那么有把握的改革，可以试点探索、投石问路。随着改革不断推进，必须加强顶层设计和总体规划，提高改革决策的科学性、增强改革措施协调性，确保市场化改革的方向。因此，必须采取断然措施，保证电力现货市场建设试点不跑偏、不走样，《意见》的印发正当其时。

## 2重申与深化的重点

长期从事具体工作容易忘记为何出发，实际上大部分试点地区出现的问题，在配套文件二中均有一定程度的回答。在推动电力现货市场建设试点工作的过程中，实践者必须时刻本着推动建立现代电力市场体系的初心面对矛盾。因此，《意见》对配套文件二的顶层设计进行了重申，在配套文件二的基础上对实践中出现的问题进行了深化的回答。

重申与深化的关键点1：电力现货市场主体应涵盖全部电力生产者与消费者。

《意见》明确现货市场主体的范围包括各类发电企业和供电企业、售电企业以及愿意直接参加的电力用户，即电力系统中全部的生产者和消费者都是电力现货市场的主体，这是对配套文件二相关内容的再次强调。一方面电力现货市场的作用是发现价格，如果有部分生产者或者消费者，不参加电力现货市场，则会造成电力现货市场的供需关系失真。电力现货市场发现价格功能的理论支持，就是短期供需决定现货价格，供需关系失真将使电力现货市场发现价格功能失效。另一方面电力现货市场机制是计划调度机制的替代者，仍保留部分生产单元和用电单元计划调度，实质上建设的并不是电力市场，而是计划调度机制的改良，计划调度机组的存在使运营机构具有了影响价格的能力，双轨制下的寻租难以避免。《意见》的这一重申和深化直接要求各试点地区推动全部机组和电力用户参与现货市场，A、B类机组的过渡性设计要尽快结束，不能允许电力系统运行单元享受“超国民”待遇。

重申与深化的关键点2：市场间交易应以置地板价的方式参与市场内交易。

《意见》明确各类市场间交易[4]中长期交易[5]双方需提前约定交易曲线作为结算依据，经安全校核的日前送电曲线作为电力的边界条件，偏差部分按照现货市场规则进行结算。这部分内容采纳了浙江电力市场设计的相关思想，一是使受电省获得了直接与送端电源签署中长期合同的权力，打破了长期以来由输电企业统购统销跨省区电量的历史；二是受电省可以与送端电源约定送电曲线，主要作为结算依据，不干扰调度机构确定日前送电曲线，如送电曲线确定时间早，则价格上对送端电源有利，反之则对受电省有利[6]；三是保持现有调度运行方式不变，调度机构仍然根据送端电源意愿和系统的运行需要下达次日运行曲线；四是市场间交易曲线置地板价进入受端市场，现货交易在生产端是价低者得，所以可以最大可能保证置地板价的市场间交易得以出清，通过市场方式实现了其总量的保证，又不违反电力现货市场的基本原理，这对实现国家能源战略的送电具有重要意义，是一个具有普世意义的改革措施；五是由上述操作引发偏差造成的结算经济责任，由受端电源和受电省按照电力现货市场规则承担，实现了市场主体的普遍公平。同时，市场间送电公平参加电力现货市场确保了电力市场价格发现效率[7]，并且有助于抑制受端市场的市场力[8]。

重申与深化的关键点3：用电侧至少应以使用电力现货价格结算方式参与电力现货市场。

《意见》明确发电侧单边申报和发用电侧双边申报形成的电力现货价格，均应作为用电侧电力现货价格结算基础。这一规定明显为了修正部分电力现货试点的设计方案，即电力用户仍然维持电量直接交易，电力现货价格与电力用户结算无关的设计。电力现货市场能够根据短期供需，通过电力价格优化资源配置，电力价格就是优化资源配置的手段，这个手段不但要优化发电侧，也要优化用户侧，要求用户按照电力时序价格这个“指挥棒”，做出对电力系统友好的动作。然而，目前半数试点地区，保持原有电量直接交易方式不变，用户不必约定用电曲线，并且不参加电力现货结算，将电力现货市场优化资源配置的能力直接“阉割”掉一半，即使某地区采用电力现货加权价格结算的方式也严重损害了优化配置资源的能力。《意见》实际上这一内容重申的是一个市场化的“公理”，既然电力消费者必须参加现货市场[9]，那么就应该按照电力现货价格结算未被中长期合同覆盖的现货交易量。

重申与深化的关键点4：电力现货市场申报和出清的限价制定应采用结果导向。

《意见》明确限价的设置应以避免因上下限设置不合理影响价格信号发挥作用为目的。这是一个按照结果导向确定



限价的方法。目前部分试点地区设置申报和出清的限价，往往出于对供应紧张时段价格上涨的“过度担心”，抑或希望确保实现现货市场条件下“全部电力用户用电价格不能上涨”的结果，并未按照经济理论进行设计限价，而是人为强行压低限价，出现了给予高成本机组（可能会报高价的机组）度电补贴、采用标杆电价作为上限[10]等多种做法。且不说这种做法是否会造成发电企业的合理收益降低，只从系统运行来看，一方面这种人为压低限价的作法会直接造成电力现货市场的高峰低谷价差小于目前用户的峰谷价差，使电力现货市场不但不能实现移峰填谷的优化，反而会促进峰谷差拉大，违背了电力现货市场建设的初衷。另一方面在压低高峰上限价的同时，还往往伴生过高的低谷限价，过高的低谷限价会导致可再生能源无法发挥变动成本低的优势[11]，可能导致传统化石能源挤掉可再生能源。需要指出的是，《意见》中关于限价的要求，不是简单要求上下限价之差达到或大于现行用户峰谷差就可以了，而是结果导向——要求综合运用市场设计和限价设置等多种手段，实现现货市场的出清价格（峰谷价差）实实在在的引导移峰填谷和消纳可再生能源。

**重申与深化的关键点5：首次提出电力用户承担辅助服务费用。**

《意见》明确建立由电力用户参与承担辅助服务费用的机制。我国现行辅助服务费用分摊机制脱胎于计划体制下的辅助服务补偿机制（非市场化），其费用来源并不适应电力市场化交易的需要。电力现货市场背景下的双边直接交易开展后，发电与用户之间多对多交易，发电企业出售电量的同时对应用户功率调节能力，不同负荷特性的用户需要的调节服务不同，发电企业由于电量结构[12]不同，其交易电量部分应承担对应用户的调节责任（自己的孩子自己抱走）。例如，有色金属行业负荷稳定，发电企业通常会给予一个较低的价格，相应发电企业只应承担与之交易有色金属用户需要的功率调整义务，而不应无偿承担与其他发电企业一致的费用分摊标准。俗话说“羊毛出在羊身上”，不论辅助服务的成本如何、费用高低，均应由电力用户承担辅助服务费用，但现行机制下仍然维持发电企业承担全部辅助服务费用，这是非常不合理的。另外，部分地区不断加大发电企业承担辅助服务的力度，甚至部分用户提供可中断负荷也需要向发电企业收取费用，这种做法没有将辅助服务的压力传导到用户，仍然维持用户侧享受辅助服务的“大锅饭”，造成用户不考虑自身用电习惯对电力系统的“友好程度”，甚至可能鼓励用户滥用辅助服务。《意见》这次做出的规定，标志着我国辅助服务机制开始回归“羊毛出在羊身上”的本原，真正开始建立辅助服务市场化机制。

**重申与深化的关键点6：建立市场化的所需的信息披露机制。**

《意见》明确采用节点边际电价的地区应提供输电断面、网架拓扑结构、各节点电价、阻塞费用分摊、设备停运信息等。实际上，自厂网分开开始，行业内呼吁加大信息披露力度的声音始终很强，监管部门始终未下决心解决信息披露停留在纸面文件的根本原因，主要是如果需要监督调度机构保证发电机组“三公”运行，完全可以通过年底的“同类型同容量”机组利用小时相当的事后监管工作[13]完成，并不需要劳师动众的披露大量信息。电力现货市场开始运行后，电力调度机构已经无法干预发电计划，电力现货市场的竞价结果受到法律保护，市场主体需要自行预测负荷与供应情况，自行判断市场形势，自行形成报价策略，自行承担报价后的交易经济责任，因此，为了实现上述四个“自行”，将需要大量的、具体的运行信息，特别是使用节点电价的地区市场主体对电力系统运行信息的需求量达到了一个几何数量级的增长。以网络拓扑结构数据为例，市场主体不是需要几横几纵的基本网架结构，而是需要BPA等级的网架拓扑数据[14]。过去二十年，这些数据都被定义为电网企业商业秘密，迫切需要通过顶层设计的修改，要求电网企业向市场成员定向公开这些数据。应该讲，《意见》在信息公开方面的规定，在我国电力工业史上具有跨时代的革命性意义。

**重申与深化的关键点7：探索未放开用户的目录电价调整机制。**

《意见》明确统筹考虑优先发电、优先购电结算情况，以及电力现货市场形成的价格信号，逐步建立完善用电侧价格调整机制。既然电力现货市场是计划调度机制的替代者，意味着所有的电力生产者和电力用户都会参加电力现货市场（经济上），所以电网企业代理的未放开用户也会参加电力现货市场（经济上）。具体操作中，电网企业在日前预测未放开用户用电曲线，并在日前分配给发电机组，作为优先发电的经济责任曲线，用以实现保证未放开用户电价水平基本不变的承诺。由于电网企业预测的未放开用户用电曲线并不能完全与未放开用户实际用电曲线重合。电网企业如在高峰段保守预计未放开用户用电功率，或在低谷段过高预测用户用电功率，形成的电量偏差往往会造成电网企业亏损；反之，可以实现电网企业额外获利。在试结算过程中，广东不平衡账户亏空的主要原因之一就在于此。这种亏空让市场用户承担或者发电企业承担，都是违背市场精神的行为[15]。同样，电网企业在代理未放开用户购电的过程中，既不应该利益受损，也不应该获得额外盈利，电网企业就应当以收取输配电价为唯一投资回报机制。因此，必须探索未放开用户目录电价随电力现货市场价格调整的机制，这也有利于鼓励未放开用户最终进入市场，毕竟即使最无异议能力的用户，通过暗补改明补也一样能够在参与市场的前提下，获得稳定的电力供应。

**重申与深化的关键点8：将提高电力系统长期供应保障能力作为电力市场设计的边界条件。**

《意见》明确持续做好电力系统长期供应能力的评估分析，设计合理市场机制有效引导电力投资。适时建立容量补偿机制或容量市场。这表现出国家层面对电力行业的定位非常清楚——保证供应应当作为行业管理机制改革的重中之重。我国电力需求仍处在一个较高速度的增长阶段，电力现货市场竞争以变动成本为基础进行竞争，导致了电力现货市场定价无法考虑系统所需全部机组全部的容量投资回收。如果长期发电企业的固定投资无法得到足够的回报，则会导致电源投资减少。目前，各地市场方案中，仅有浙江考虑了保证供应的具体措施。市场化条件下，保证供应不是靠行政手段，要靠经济制度确保发电投资的回收，才能从根本上保证供应。从浙江经验来看，如通过设计容量市场保证未来容量的充裕性，则浙江市场建设还需要更多时间，电力现货市场难于短期投入模拟试运行。因此，浙江方案主要通过初期仅放开110千伏以上的用户参与中长期交易，暂时保证发电企业可以获得8成基本发电能力的政府授权合同[16]，就实现了容量回收的保障机制。应该讲，浙江方案充分考虑保障供应能力的思维方式，受到了国家层面的肯定。

当然，《意见》在市场模式选择、用户侧参与现货交易、可再生能源参与现货交易、区域市场建设、科学界定辅助服务品种、阻塞费用独立分配、用户和电厂接入电价、提升电力现货市场运营能力、规范电力现货市场运营平和完善配套机制方面亮点多多，难以一文赘述。

### 3永远在路上的再设计

总而言之，《意见》较好的重申了配套文件二的顶层设计——“梁柱加固”，又对细节和新情况进行的完善和深化——“雕花上色”，但是必须承认摸着石头过河和加强顶层设计是一个动态的过程，再设计应该永远在路上。通读《意见》不难看出，仍有内容尚未形成定论。

一是关于全国电力现货市场体系建设问题。我国发电调度分为五级，而国际经验表明，电力现货交易一般不做分级处理，因为交易分级会人为改变供需，影响电力现货市场价格发现功能。同时，市场机制是以用户为核心进行工作的，应该采用便于用户交易原则，即其面对的应当是一级市场。为解决用户隶属于某一市场地理范围，而供给侧电源往来自多个市场地理范围的矛盾，可以采用引入市场进出口商的办法加以解决：进出口商由所在地政府准入，可以为售电公司、发电企业或电力用户；在跨省区交易中，送端的进出口商作为负荷通过双边或集中交易向省内发电企业买电，送端的进出口商在跨市场平台上作为电源出售电力；受端的进出口商在跨市场平台上作为买家购买电力，受端的进出口商在受端市场上可以通过双边交易向用户出售够得的电量，也可以在集中交易中“扮演”电源，与省内发电企业一起出清。这样可以实现各个电力现货市场平行存在，组成我国电力现货市场体系，同时在价格引导下，可以便捷的实现更大范围的电力资源优化。

二是关于政府授权合同问题。《意见》中仍以优先发电为主进行描述，未提及基于此建立政府授权合同制度。实际上，目前的优先发电制度可以过渡为政府授权合同制度。政府授权合同是政府有关部门为了达到抑制市场力、实现产业政策等目的，确定一定数量占比的电量由发电企业与电网企业签订厂网间购售电合同，国际上通常为差价合约。政府授权合同一经授权，政府有关部门自己也不得进行调整和改变。政府授权合同可以为实现国家可再生能源产业政策和民生政策服务，主要在中长期交易领域发挥二次分配的作用，弥补电力现货市场无法考虑国家可再生能源产业政策和民生政策的短板，又不直接影响电力现货市场的价格发现功能。政府授权合同在执行过程中，与其他市场化的中长期合同同等地位，通过电力现货市场公平的予以执行。在世界范围内，通过政府授权合同在中长期交易领域进行宏观调控的案例屡见不鲜。2018年，在电力市场已经建成十几年的新加坡，发电企业仍然得到了占全部发电量25%的政府授权合同，政府授权合同与中长期市场交易合同性质相同，财务责任无差别进行交割。

三是关于双边市场问题。尽管单边强制库并不见得比双边交易的日前市场落后，但是本轮强调用户参与的呼声很强。因此，多个试点地区市场都设计了电力用户在日前市场报量不报价的参与方式[17]。浙江省的设计是用户申报次日用电曲线，电力调度机构预测电网代理的非市场用户用电曲线，两条曲线叠加作为需求方[18]。其他省用户日前申报次日曲线，过大偏差要进行考核，但是用户日前申报的次日曲线不参加出清，由电力调度机构的负荷预测作为需求方；看起来两者的出清略有差别，但是都实现电力用户参与日前市场，实则不然，浙江省的用户是真正参与了出清，参与出清才是真的双边日前市场，而其他省的做法只是形式上用户申报了曲线，但是申报的曲线并不能参加出清，实际上只用于最后结算，并不能算作真正的日前双边市场。日前采用电力调度机构预测作为需求并不合理：因为日前阶段距离电力实际运行时间较长，电力调度机构有很多机会进行调整，弥补日前负荷预测的不准确，同样也具备了一定范围内调整负荷预测影响日前价格的能力。国际上，开展日前交易的电力市场，如采用集中出清方式[19]通常是采用各个用户（售电公司）申报的需求曲线叠加成为需求进行出清，并不采用调度机构负荷预测作为需求。如用户申报数据不参加日前出清，例如澳大利亚和新加坡等市场采用负荷预测作为日前需求，则只进行日前预出清，日前的结果不参与与结算。所以如果要设计日前市场环节，应当是市场用户申报曲线与电网企业代理未放开用户的曲线叠加作为需求进行出清，调度机构所做的日前负荷预测，仅能在进行可靠性机组组合时使用。

《意见》所代表的顶层再设计有未尽之意，也给后续工作留下了空间，等待再次实践后的总结。习近平同志对于下

一阶段改革有过这样的论述，随着改革进入攻坚期和深水区，遇到阻力越来越大，面对的暗礁、潜流、漩涡越来越多。容易的，皆大欢喜的改革已经完成了，改革开放中的矛盾只能用改革开放的办法来解决。因此，在可预见的未来，我国电力市场化的实践和顶层再设计，只有进行时，没有完成时，只要遵守电力市场的基本经济规律，稳扎稳打与蹄疾而步稳相结合，电力市场化改革必将成为电力工业高质量发展的根本动力。（谷峰）

[1]《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》印发前，各地的电力直接交易主要按照9号文配套文件四《关于有序放开发用电计划的实施意见》执行。

[2]主要目的应与验证技术支持系统有较大关系。

[3]部分机组采用计划调度，部分机组参加现货市场。

[4]市场间交易即传统的跨省跨区交易。

[5]含优先发电和市场化交易。

[6]不确定性是市场交易中较大的成本。

[7]市场间送电也是自然供需关系的一部分。

[8]相当于扩大了优化范围，稀释了当地占比较大发电企业的份额。

[9]电力现货市场是计划调度机制的替代者，没有任何消费者能置身事外。

[10]因低谷段供大于求，为了不停机，火电机组会以低于燃料成本的价格发电，造成低谷价格严重低于发电成本，如果高峰限价控制在标杆电价，则市场中最贵的用户电价就是目录电价，全天加权平均电价一定低于标杆电价，属于一种变相降低发电企业价格的做法。

[11]电力现货市场竞争的原理就是变动成本竞争，最低报价只能报到下限价，而下限价不允许低于零并不能充分发挥可再生能源变动成本趋近于零的优势。

[12]计划电量和市场交易电量。

[13]调度机构可以通过滚动执行发电计划实现这一监管要求。

[14]通俗的讲，指能够达到基本潮流计算颗粒度的数据。

[15]新的交叉补贴。

[16]优先发电制度演进的一种方式，基于优先发电制度形成厂网间购售电合同，电价采用基准价+上下浮动机制，合同一经授予不能进行调整，与优先发电计划有调整机会不同。类似于新加坡固定电价合同，新加坡固定电价合同占比从80%将至25%用了十余年时间，用以为电力现货市场机制建立保驾护航。

[17]浙江省模拟阶段是报量不报价，但是市场详细设计中载明是报量报价，应当是仍在磨合系统。

[18]也可能初期简化为电力调度机构预测整体负荷曲线作为需求方，但是电网企业承认其预测曲线减去市场用户申报曲线作为非市场用户用电曲线，并承担相应经济责任。

[19]英欧等分散式市场除集中交易外，还有连续交易。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/143763.html>