

储能有效参与电力现货市场需更合理的政策支持



核心阅读：目前电力现货市场的规则依然存在一些问题，不利于储能和其他灵活调节资源的参与，这些问题可通过更细致、更合理的规则设计解决。只有继续放开竞争性环节的价格，才能真正实现现货市场价格发现的作用。

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（下称“电改9号文”）印发后，“电改”在我国就成为了热门话题。后来，浙江省以4000万元人民币全球招标电力市场设计与规则编制咨询服务，更是吸引了众人目光。浙江省电力市场建设目标是以电力现货市场为主体、电力金融市场为补充的省级电力市场体系，初期市场拟采用全电力库模式。可以说，国家对于电力改革的核心期待，就是以电力现货作为市场交易的核心。在“电改9号文”的配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》中，也明确了需要建立充分竞争的电力现货市场。一时间，电力现货市场成为行业“热词”，甚至有“非现货不市场”的说法。

对于像电力储能这样的灵活性调节资源，电力现货市场以及与之相配套的辅助服务市场也是其实现价值的核心途径。那么，究竟什么是电力现货市场，它为何如此受期待？对于储能、需求侧响应等诸多灵活性调节资源，在电力现货市场中又会遇到哪些机遇和挑战？

现货市场更能发现电力价格信号

与普通商品相比，电力商品具有显著不同的特性，主要表现在三个方面：一是电能以接近光速传送，并且不能大规模经济地存储，发、输、配、用瞬时同步完成，因此电力现货交易必须时刻保持供需平衡。二是电能输送不能超过电网最大送电能力，否则会导致设备损坏、电网失去稳定甚至崩溃，因此电力现货交割必须时刻满足电网安全约束。三是电能一经上网输送，量和路由物理规律决定，而不由合同决定，并不能“一对一”的实现总量匹配。

以上三个特性决定了电力现货市场设计与普通商品现货市场有显著差异。

“现货市场”其实来自于美国的“spot market”概念，其理论基础是麻省理工Schweppe教授等人提出的“实时电价”(spot pricing)理论，也就是根据某一小时内的实时电力供需情况决定的电能价格。

一般来说，广义的电力现货市场包含以下三个时间尺度：一是日前市场，即现货市场中的主要交易平台，以一天作为时间提前量实施，形成与系统运行情况相适应的、可执行的交易计划。二是日内市场，即为市场主体提供在日前市场关闭后对其发用电计划进行微调的交易平台，以应对日内的各种预测偏差及非计划状况。三是实时市场，即在小时前组织实施，接近系统的实时运行情况，真实反映系统超短资源稀缺程度与阻塞程度，并形成与系统实际运行切合度高的发用电计划。

在传统的发输配垂直一体化体系中，电价是由行政定价决定的；而在现货电力市场中，发电机组则按照机组不同出力段的边际成本报价。所谓边际成本就是在满足不同设备和资源运行特性和约束条件的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时的成本增量，即代表在某时间、某地点消费“多一度电”所需要增加的成本。根据描述，我们可以看出节点电价能够反映电能在不同时刻、不同地理位置的价值，体现电力生产和电网传输的稀缺程度。相比于计划属性较强的大用户直接交易和中长期交易，现货市场能充分反映不同时段、不同地点的边际发电成本和电力供需，从而更好地发现电力价格信号。

需尽快确立辅助服务市场规则

2017年，国家发改委选择了广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃8个地区作为第一批现货电力市场试点区域。

其中，广东的试点工作一直走在全国前列。尤其是在2019年5月和6月，广东进行了国内首次电力现货市场试运行，这次结算的结果在很大程度上反映了现阶段广东电力现货市场设计的一些特点，试运行中出现了一些让人出乎意料的结果，和人们想象中现货市场“应该有”的效果截然不同。虽然试运行并不尽如人意，但其经验依然值得很好地总结。尤其是峰谷电价差在现货市场条件下的变化，作为储能最根本、最核心的盈利模式，值得业界人士关注和思考。

从峰谷电价到现货市场价格，电价体系发生实质性改变。

在电力现货市场实施之前，全国的工商业用户施行的是峰谷分时目录电价，发电侧也有相应的上网电价，均由各地物价局进行统一定价。从2016年开始，广东开启了售电侧的改革，引入了中长期交易概念，也就是电厂与终端用户可以签署双边购电合同，定价方式采取“价差模式”，也就是发电侧和用户侧购电电价均是在之前上网电价和分时目录电价的基础上加上协商的价差，分时价格的体系实际上并未发生变化。而现货市场电能价格基于节点电价和线路阻塞，会给电价体系带来实质性改变。

现货市场的峰谷价差暂低于目录电价的峰谷差。

在2019年5月中的两天，以及6月中的四天，广东电力现货市场进行了交易试运行的结算，其中的一些数据结果很值得分析。

从运行的数据来看，最明显的变化来自于现货市场的峰谷电价差，相比原目录电价的702元/MWh，现货市场试运行的价格高峰与低谷价差仅为253元/MWh，较原目录峰谷电价差降低了约63%。

为什么现货市场试运行时期峰谷电价差比之前目录电价峰谷差反而更小呢？主要有以下几点原因：

一是广东的电力供应本就处于供大于需的状况，现货市场试运行又只是开放部分市场，所以造成电价较低，尤其是峰值价格变低。二是用户侧采用全网加权平均的节点电价计算方式，发电侧节点电价传导至用户侧后，所有负荷的最终结算电价是统一的加权平均电价，相当于对发电侧的竞争结果进行了平滑，使得价格波动被平抑，导致峰值电价不高。三是规则中设立的发电侧报价上限、市场出清上限偏低（市场申报上限为0.665元/KWh，下限为0元/KWh，市场出清上限为0.8元/KWh，下限为0.07元/KWh）。

除了以上三个原因，现货市场规则下的中长期交易价格和输配电价均未考虑峰谷特性，也是一个原因。在目录电价时代，峰谷平电价中的能量价格和输配电价，其实相当于都按照峰谷比例进行了折算，包含了时间特性。但在目前的现货市场模式下，输配电价只是一个固定价格，只在不同区域有所差别，并没有考虑时间上价值的差异性。

现货市场的价格差反而没有目录电价的峰谷差高了，这个结果是有一些颠覆性的，当然，以上仅仅是基于试运行日的数据，样本有限，也没有考虑补贴等“市场外”因素的影响。并不能就把这次的结果看成长期的结论。随着现货市场的逐步放开，今后市场规则还有改进和调整的空间。但中长期交易和现货市场是相互影响的关系，目前的日前和日内现货对今后的中长期交易电价有一定的指导意义，应该重视这样的信号和其背后的原因。

某些负荷调整弹性高的用户，参与电能量市场所获红利会缩小。

如果现货市场下的峰谷价差反而小于目录电价时代的价差，那么，对于那些负荷变化弹性比较强，可以进行峰谷负荷调节（例如夜间生产）的用户来说，在电能量市场中所获得的价格红利反而不如那些无法进行负荷调节的用户，这一点是不合理的。

对于储能或者其他灵活性调节资源，如果电能量市场上获得的红利缩小，理论上还可以通过参与辅助服务来获取收益，所以还需要尽快确立与现货市场相配套的辅助服务市场规则，同时，规模较小的用户侧储能参与辅助服务还需要聚合商以及虚拟电厂等概念和技术的成熟，在目前来看还比较难以预测。

储能发展离不开完善的市场环境

按照广东试运行的现货市场价格，用户侧储能业务会受到极大影响。在目录电价时期，如果电储能每充放一度电可获得的价差能大于0.7元（全国工商业目录电价差较大的地区），基本可以说是具有经济回报的，但投资方还需要和用户对这个收益进行分成。如果最大价差缩小，有可能使储能项目彻底失去收益可能性，使得资本失去投资灵活性调节资源的意愿。

显然，仅仅名义上的“电力现货市场”运行并非就可以让储能，包括其他所有的灵活性调节资源高枕无忧。任何设计细节上的问题都会使市场中的主体损失巨大。各种资源的优化配置，在电力系统最优化运行的条件下获取合理的市场收益还需要更合理、细致的顶层设计。

在具体措施层面，目前可以考虑引入尖峰时刻的高价机组（包含储能系统）补贴，由所有尖峰用电用户分摊，可以借鉴加拿大大部分地区的Global Adjustment规则，即用户在电网高峰时段进行用电消费需要付出更高的额外代价，并且在输配电价和中长期价格中同样引入峰谷时段的相关系数，理论上可以有效地放大峰谷差，只有峰谷差价越大，才越有利于鼓励灵活性资源参与电力系统的优化运行。从更广义的层面讲，任何电力市场规则设计都应该本着电力系统优化运行，并且所有调节资源都能公平竞争、充分发挥作用的角度去考虑。

在现货市场初期，考虑到售电公司和批发用户更容易参与市场，在用户侧采取全省统一节点电价的方式是可取的，但长远来看，用户侧的结算电价应逐渐由全省统一节点电价过渡到同一地市统一节点电价，最终过渡到物理层面不同的电力网络节点不同节点电价。因为采取节点电价的真正目的和意义是产生价格信号引导作用。

总体而言，现货市场试运行的结果表明，目前的规则依然有一些问题，不利于储能和其他灵活调节资源的市场参与，而这些问题其实是有可能通过更细致、更合理的规则设计来解决的。只有继续放开竞争性环节的价格，才能真正实现现货市场价格发现的作用。

储能的发展离不开市场大环境的持续完善。在具体的实操层面，如何统筹考虑市场对源网-荷端的影响；如何体现市场公平竞争，进而最终达到保障储能收益；是否需要采取一些“市场外手段”（例如补贴）来缓解价格体系变动带来的影响，并保证某些对电力系统运行有益的主体权益；输配电价如何与电力市场交易进一步匹配等等，都是需要仔细考虑的问题。（郭凡 作者供职于中关村储能产业技术联盟）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/159613.html>