



“负电价”频现 传递了什么信号？



近日，山东电力现货交易出现持续时间较长的“负电价”现象，引发各界关注；发一度电还要倒贴八分钱，这一看似“奇怪”的现象让不少人感到惊讶。事实上，“负电价”在国内并不是第一次出现，电价为零或者电价为负的情况此前已经多次出现过；而在欧美等地，“负电价”的出现更是频繁。

值得注意的是，负电价的出现有其特殊的市场形成条件。电力现货市场的局部时段出现“负电价”，也不意味着国内的电力供应就处于过剩的状态，它反映了可再生能源大规模接入电网带来的“消纳问题”，以及新的电力供需形势对电力系统调整的新要求。

据《21世纪经济报道》

“负电价”引发热议

今年“五一”假日期间，山东电力现货市场实时交易电价剧烈波动，数次出现“负电价”。市场信息显示，5月1日20时至5月2日17时，山东电力现货实时市场“负电价”持续了22个小时，刷新了长周期现货试运行负电价的时长纪录。其中，最低实时电价为每兆瓦时负85元，相当于每发一度电就要倒贴8.5分钱。

“负电价”这一看似违背常理的现象引发持续的热议。事实上，负电价在国内电力市场此前已经数度发生，在欧美电力市场这一现象更是常见。根据公开信息来看，早在2019年12月，山东电力现货市场出现了负40元/兆瓦时的出清价格，是国内首次出现负电价。此后，山东电力现货市场曾多次出现负电价。而除了负电价以外，山西、甘肃等省份此前也多次出现了零电价。

事实上，电价为零或者电价为负，都是价格调整市场供需的一种方式，其本质都是类似于“地板价”。今年3月，山东省发改委下发了《关于山东电力现货市场价格上下限规制有关事项的通知（征求意见稿）》，对市场电能量申报设置价格上限和下限，其中上限为每千瓦时1.3元，下限为每千瓦时-0.08元；对于市场电能量出清设置价格上限和下限，其中上限为每千瓦时1.5元，下限为每千瓦时-0.1元。这就意味着，在市场条件需要的情况下，山东电力市场就会出现“负电价”，而这种情况或将成为常态。

在欧美电力市场，自2007年开始，德国、奥地利、法国、瑞士等国相继引入负电价，在美国、澳大利亚、新西兰等地，负电价的情况也时常出现。

电力商品具有无仓储性，电能的生产、交割和消费几乎是同时完成的，其交割速度远远快于一般商品。由于电能发用需要实时平衡，而用电负荷在一天内存在显著的峰谷波动性，大幅的峰谷差就导致现货市场产生较大的价格差。在可再生能源占比较大的市场，现货市场的价格波动幅度更大，这时候就需要使用价格的变化来调节和优化电力系统的运行，负电价也就变得越来越常见。

理论上来看，商品生产过程中存在成本并付出了社会劳动，其价值就不可能是负数。但在大宗商品领域，在市场运行的特殊情况下，大宗商品出现负价格的情况并不罕见。负价格就意味着，卖家倾向于向买家付费，以减少在运输、仓储、维护和设备启停等方面的损失。

最为有名的实例就是，2020年全球原油市场供大于求最终导致美国WTI原油期货价格跌至负数，创下历史最低值。除此以外，近年来，欧洲、美国部分地区的天然气现货价格也曾跌入负值区间。

“负电价”或将常态化

在本次负电价发生的“五一”假日期间，山东省可再生能源的风电、光伏发电能力大增，叠加部分工厂放假、工业用电需求下降，煤电机组低容量运行，导致了整体电力供大于求，负电价应运而生。

业内人士分析指出，燃煤机组启停流程复杂，耗时较长，调度灵活性较低，启停过程中会产生极高的成本；另外，燃煤机组的频繁启停容易加速机组老化，降低机组性能，进一步降低机组运行的经济性。因此，当电网供过于求而可再生能源享有优先消纳等政策协助时，燃煤机组面临停发风险时，为了避免启停导致更大的损失，就会选择承受短时间的负电价以继续发电。

路孚特高级能源转型分析师陈雪婉介绍称，这一次山东的市场电价最低到了负8分，但由于山东还有每度电0.0991元的容量补偿，所以结算电价还不是负的。而且目前中长期交易的比例占到了八到九成，而山东的新能源只有10%的集中式电站参与现货交易，所以这次负电价的影响比较小。

电力现货交易是指日前及更短时间内的电力现货交易，电力中长期交易是指日以上（多日、周、月、季度等）电力批发交易。本次山东的“负电价”即发生在电力现货交易上。

陈雪婉表示，由于新能源变动成本接近于零，在传统的电力市场设计下，新能源出力越大、发电越多，市场电价就越低。“负电价”其实是反映了这样的经济关系：当电网没有更多可调节能力，新能源电力无法消纳，自然就会出现负价，这是现货市场发挥作用的体现。

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强认为，应该理性看待非常局部短暂的负电价，这是可再生能源的逐渐普及和电力市场发展下的正常结果，未来也会成为一个常态化的现象。

另一方面，局部地区部分时段的现货市场出现“负电价”，并不意味着电力已经供过于求。国家能源局、中国电力企业联合会此前就多次表态称，目前国内电力供应总体有保障，但部分地区的部分高峰用电时段，可能会出现用电紧张的情况。近年来，国内用电尖峰负荷持续增长，电网系统也在面临高峰时段电力保供、用电需求低谷期的可再生能源消纳问题，倾向于在推动电力设施建设的同时，使用更大的峰谷电价差来引导需求侧削峰填谷以提高电网设施利用率。

合理的电价能够准确地补偿发电企业的成本，并释放准确的价格信号，引导发电企业发电和用户用电，实现资源的优化配置。负电价的出现，也给了市场各方更多启示，能够转化电力进行储备的储能产业将迎来更大的发展，此外煤电机组灵活性改造的进程也要进一步推进。

随着新能源渗透率的提高，乃至未来将成为主体能源，未来不计代价地消纳新能源不再经济、也不现实。陈雪婉建议对弃电率考核进行松绑，对于可再生能源占比高的省份，弃风弃光率建议适当允许提高；目前山东只有10%的新能源参与电力市场，建议逐步放开推动新能源入市，但需要同步配套的市场设计来体现新能源的绿色外部属性及价值。

另外，陈雪婉表示，本次山东负电价期间，山东的外来电并没有减少，但本省内火电电压低出力，降低负荷运行，这也反映了目前省间与省内市场衔接的割裂，是亟待解决的问题。跨省跨区与省内市场在经济责任、价格形成价值方面亟需理顺衔接。

