



能源价格市场化下一步如何走？



文 / 侯守礼

建立起“能跌能涨”的市场化电价机制后，上游价格将传导至终端用户。进一步深化电力价格改革，电力价格既需要更加灵敏反映市场供求，在具备条件时也需要向居民用户传导。这将会是深化电力价格改革的主要挑战。



2021年10月15日，电力价格市场化改革向前迈出了重要一步。国家发展改革委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，要求燃煤发电的电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易，在“基准价+上下浮动”的范围内形成上网电价，同时，扩大燃煤发电市场交易价格浮动的范围。由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%；高耗能用户不受20%限制。尚未进入电力市场的用户由电网企业代理购电，购电价格变动首次同步向除居民、农业以外的一般工商业用户传导，到2022年1月交电费时，很多中小工商用户

也会发现自己的电费单涨价了。“能跌能涨”的市场化电价机制的真正建立，标志着“市场煤”“市场电”的煤电市场格局正在形成，开启了电力价格“有升有降”的时代序幕。

2021：时机具备、顺势推出电价市场化机制

中国的电力价格市场化之路从国务院2002年印发5号文开始，一直按照统筹兼顾、稳中求进的原则推进。事实上，过去的很长一段时间，电力市场化的方案都在不断优化，逐步调整，期间经历了标杆电价、煤电价格联动、大用户直接交易、售电公司、变标杆价为基准价多个阶段。此次推

出全部的煤电、全部的工商用户电价市场化，是水到渠成、顺势而为的。仅就出台时机而言，供给宽松时期比紧张时期更为容易。因为市场供应特别宽松时，推进改革不会导致涨价，受到的阻力相对而言较小。在市场供应紧张时期，用户则需面临不用电还是涨价的选择，当然存在部分用户更倾向于接受涨价。

这次改革最根本的意义，不在于上网价格涨了20%，而在于发电侧涨价时政府不再简单通过行政手段管控涨价、降价，可以向用户侧传导，用户接受市场条件下电力价格能涨能降的现实，这是电力价格改革进程中迈出的关键一步。



市场经济中价格是一定会波动的，有下降的时期，也会有上涨的时期，单边降价的心态要不得。

2015年末，国家发展改革委发布《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》，向社会公布了煤电联动机制计算公式。上网电价调整后，按公式测算相应调整销售电价，当煤价波动不超过每吨30元时，成本变化由发电企业自行消纳，不启动联动机制。虽然2016年起我国推进重点领域化解过剩产能工作，煤炭产业去产能工作稳步推进，但这一机制在一定程度上保证了国内电价的稳定，工商业企业和居民可以直观感受到自己获

利，因而这一阶段的政策调整得到了广泛支持。

中国经济处于中高速增长换挡期，面临用电量降低、供给过剩的大环境，由于2016~2017年煤价持续下跌，大家对市场改革的认知都暗含着降价预期。2020年末签订电煤长协的时候，谁也没有预测到2021年煤炭价格的涨幅如此夸张。

2021年中国经济遭遇了多重意外的冲击，需求侧外贸订单大规模回流，电力需求增长非常迅猛；供给侧

煤矿安全生产整顿又限制了煤炭的供应，能耗双控考核的要求下，电力供应遭遇了前所未有的压力。同时风电光伏发电在供应端的占比越来越大，它们在极端情况下不那么靠谱的特性又成为增幅器，扩大了电力系统安全风险。

电力供应的紧缺让“电力价格可以上涨”的认知回到了大家的思维里，这也正是2021年电力价格市场化改革能够向前迈进的重要原因。

电力价格市场化就意味着电力成为类似于钢铁水泥等的原材料，价格会波动，而涨跌的幅度也可能非常大，这些认知都需要市场主体接受、消化和适应。市场经济中电力价格是一定会波动的，有下降的时期，也会有上涨的时期，单边降价的心态要不得。

呼唤电力市场化改革绝对不能变成叶公好龙，市场化有其固有规律和客观必然性，不以个人意志为转移。当谈及市场化的时候，过去的经验显示出国内市场电力供应充足、选择范围广、价格低廉的特点。但是一旦出现冲击，价格的波动能否被市场主体接受，始终是需要重点考虑的问题。

电力市场化本身很复杂，在欧美已有成熟的市场机制，参与者拥有完善的市场意识的背景下，极端天气导致的能源危机仍然无可避免。更何况欧美开始进行电力体制改革的时候，工业化已经完成，能源的需求比较稳定，易于预测。而中国近几十年始终在高速发展进程中，加入世贸组织之后更是保持了快速发展势头，不仅总

量在迅速增长，经济结构也在迅速变化。在迅速变化的大环境中，想要预测电力市场需求更是难上加难。

能源不仅是工业原材料，更是经济发展中的压舱石，供给端微小的异常通过市场机制放大后可能在需求侧造成剧烈波动，不仅伤害市场主体，也不利于中国的经济安全。我国的GDP构成以第二产业为主，工业企业生产成本中能源费用占的比重非常大。由于电力商品的供求规律难以预测，而预测不准造成的影响也难以估量，我国政府要综合考虑各种因素，在推进电力体制改革过程中必然慎之又慎。

过去几十年，我国稳定的电力价格和越来越安全稳定的电力供应，给工商业企业创造了相对稳定的能源供应环境，也在一定程度上提升了这些企业的国际竞争力。政府的调控保证下游的企业有相对稳定的预期，也可以缓冲市场冲击对企业的影响。不过这种稳定也导致工商业企业经营时容易忽略电费的成本变化。当一般工商业用户进入电力市场后，他们需要直面市场价格波动，承担市场价格波动带来的不确定性。2021年年底，第一批进入电力市场的工商业用户就直接感受到了市场波动带来的生产成本变化。

如果能源价格长期维持低位，居民和企业节约能源的动力肯定会相对不足，因此通过市场机制让价格反映稀缺资源的价值非常有必要。

电力市场化改革后将有越来越多的主体参与到市场交易中，工商业企

业，特别是外贸企业会意识到，与增加的电费相比，没有电用导致无法完成订单的成本更高，电价上涨这件事并非不可接受。

与此同时，由工商业用户补贴居民用户电价机制在适当的时机也需要做出相应的调整。相比较而言，中国的居民用电价格在全世界处于最低水平，而工商业电价并非如此，这有其历史原因。改革开放初期，我国劳动力成本与土地价格低，环境成本也未计算，整体上中国的工商业成本非常低，即使工商电价中包含了对居民的交叉补贴，但企业的总成本不算高，不会影响我国企业的国际竞争力。而且，当时我国居民用电量比例很小，工商业企业用户有能力负担这部分补贴。

今时不同往日，大工业用户电价已经全面市场化，在2015~2020年市场化降价的过程中享受了大部分改革红利，承担交叉补贴任务的主要是一般工商业用户，也就是大量中小制造业、服务业企业。随着居民用电比例增速明显高于总体用电增速，如果居民用电价格持续稳定，工商企业承担的交叉补贴会越来越重。我国目前燃煤机组平均基准价格大概是每千瓦时0.37元，按照20%上浮上限，每千瓦时涨价7.4分钱，在居民电价不增加的情况下，工商业企业的度电成本必然需要承担更大幅度的上涨。从未来发展看，随着居民用电比例越来越大（北京等部分地区已经超过了30%），工商户用电成本还会继续提高，加上环境成本、劳动力成本等提

升，不利于国内企业参与全球竞争。

未来一旦取消交叉补贴，居民最直观的感受可能就是电价涨了。2006年以来，我国居民电价保持了基本稳定，2012年全国推行阶梯电价制度，对超过一定用电量的部分分别上调5分钱和3毛钱。十多年来，我国居民可支配收入已经提高很多，可以承受一定的价格上涨。目前，我国居民生活用电量约为1万亿千瓦时左右，如煤电价格涨幅完全向居民侧传导每千瓦时约涨价8分钱，居民用户总体将增加近800亿元的支出。对于低收入群体，国家可以完善社保制度，增加对低收入群体的定向补贴。我国有4500万纳入城乡最低生活保障对象的人群，每人补贴100元，补贴资金不超过50亿元。由14亿人口分摊800亿元的新增支出，可以极大地减轻一般工商业用户（主要是第三产业，包括生产性服务业和生活性服务业）承担的交叉补贴压力，提升企业的竞争力，释放出的产值可能高出一个数量级。

2022：深化改革重在分摊机制

从技术角度来说，发电厂与用户的发电和用电不是一一匹配的，电力系统需要电网进行大规模平衡。过去的平衡观点是源随荷动，需求有多少，电厂就发出多少电。随着新能源发电占比增多，发电侧的不稳定性也明显增加，简单依靠电量市场匹配发电量和需求量以达到平衡的可能性很小，电力系统的灵活性电源、调节能力成为稀缺资源。为此，需要完善针对灵活性电源和调节能力以及系统容

量的充裕性，建立健全相应的价格机制。

国外经验证明，辅助服务、容量市场是解决系统容量充裕性的重要途径。建立一个良好的容量市场，可能是2022年电力价格市场化的第一个重要任务。

针对容量的充裕性，国际上一般有三种办法。方案一是如同美国得州电网，完全是即时电价，极端情况下甚至能达到9美元/千瓦时，不过这种方案弊端非常明显，一方面在极端价格下真实愿意付费的人不多，另一方面由于电力供应弹性较小，即使价格大幅度上涨，供应也不可能马上增加。方案二是美国加州的容量市场机制，电力调度机构提前发布容量需求，由各企业竞价。方案三是智利的容量补偿机制，通过招标方式选定项目供应商提供服务。

未来需要探索适合我国特色的容量市场模式。无论选择哪种方式，总是需要有补偿机制赋予系统调节能力。传统的电力系统中，煤炭和天然气发电是稳定的。新型电力系统中可再生能源发电占比越来越多，不稳定、难以调节的第三产业和科研开发等用电量占比也会显著增加，相对过去电源和负荷的不确定性明显增加，这是新型电力系统需要面对的重大挑战。

第二个任务则是如何让容量电量的价格机制灵活化。从中长期交易，到每个月度的交易再到日前的交易，甚至未来的实时报价，相应规则有待完善，让电力价格曲线反映成本，包括

电网的代理成本。未来由电网兜底的售电业务也可以探索通过市场化竞争性的方案落实。

第三个任务就是构建微网综合能源服务模式和与之匹配的交易方式。

能源总量平衡重要，结构平衡也很重要。经济社会是一个生态，正如森林里有乔木、灌木、苔藓，市场上也应该大、中、小企业共生。能源领域过度抓大关小是不合适的。以新能源为主体的新型电力系统，尤其要贯彻集中和分散并举的策略，集中系统平衡成本将极高。

新型电力系统应该是集中和分散并举，如果纯粹靠大电网平衡，系统成本非常高。风光发电成本降低所指的仅是单机成本，虽然发电环节成本降下来了，但如果算上系统成本风、光等新源发电的成本并不低。系统成本包括了输电线路的建设成本和给风光进行调峰的成本，仅靠电网做平衡，系统成本至少会增加一倍。

随着未来的清洁化和功能保障的要求提高，要解决系统成本高的问题，就要鼓励和支持以多种能源的平衡方式构建微网区域平衡，微网区域平衡可以减轻系统的负担。不过微网区域平衡离不开大电网，也要为大电网提供相应的价值，在微网内做共享储能，平衡自身的用电与储能，同时提供给大电网系统一个非常明确的负荷曲线，并按这个曲线去参与市场交易。■

（作者系中国价格协会能源和供水价格专委会副秘书长）