



陈欣：大限电背后的博弈



文/新浪财经意见领袖专栏作家 陈欣

煤炭供给侧改革用力较猛和可再生能源的稳定性不足等因素影响，造成电力供需短期矛盾加大，失去平衡。此外，我国加强对能耗强度和碳排放指标的考核也引发地方政府对“双高”企业限电、限产。因此，本轮全国大限电说明我国电力系统利益相关者的复杂博弈未达平衡。国家借此优化电价机制，完善能源供应结构，有助于“先立后破”达成“双碳”目标。



继 2020 年 12 月浙江、湖南等地南方区域发生了近年来较为少见的限电现象后，2021 年我国又出现了更大范围的限电现象。第一轮限电自 5 月开始，出现在云南、广东等部分南方省份，引发工业企业限产；第二轮限电于 9 月开始，波及全国大量省市，规模更大、影响更严重。在南方的浙

江、江苏等制造业大省份纷纷针对高耗能企业乃至普通企业进行限电、限产，而北方的山东、吉林、辽宁等省份的限电情况更为突出。尤其是辽宁等东北多地从9月23日开始，出现了用电高峰时段突然拉闸限电的情况，不光是限制了工业生产，还影响到居民生活和城市运转，乃至引发安全生产事故。

中国电源及电网企业的技术能力雄踞世界前列，多年来为全国提供着持续、可靠的电力供应。为何近期开始多次出现大规模限电现象？

实际上，此轮全国大限电体现我国电力系统利益相关者的复杂博弈未达平衡。

东北用电缺口不平衡

国家电网对此次东北电网电力供应持续紧张的解释是，“受电煤紧缺、火电机组停机容量大、新能源发电电力偏小和电力负荷增长等因素综合影响”。

东北三省整体上发用电量并不平衡，此次大限电中辽宁省的压力最大。由于工业最为发达，2020年辽宁省的用电量为2423.4亿千瓦时，在全国处于第12位；而黑龙江和吉林的用电量却居于倒数第6位和倒数第4位，分别仅有1014.4亿千瓦时和805.4亿千瓦时。而辽宁省的发电能力不足，属于电力净调入省份；吉林省和黑龙江省一般都是电力净输出省份，例如2020年黑龙江的净送外电量就达100.4亿千瓦时。

整体来看，2020 年东北三省合计具有 163.9 亿度电力缺口，主要从内蒙古调入补充。2021 年夏季，东北电网因高温导致用电负荷上升，尤其是在 7 月 28 日的缺口凸显电网运行事故风险，也是依靠跨区电力调度的支持才得到化解。

此外，东北近年来大力发展再生电力系统，但水、风、光电由于自然条件的限制具有较大的不稳定性。以风电为例，东北三省风电总装机大约达到 3500 万千瓦，但在限电期间风电出力不足装机容量的 10%。

据媒体报道，近期用电紧张期间，辽宁省的火电出力仅为装机容量的一半左右，9 月 10 日起就采用有序用电措施，至 22 日已经对非居民启动了 9 轮有序用电。但由于部分企业的有序用电未能执行到位，最大错避峰仅达到 243.7 万千瓦。9 月 23 日，辽宁面临更大电力缺口，各种调整手段用尽后电网频率依然过低、存在崩溃危险，最后才被迫紧急实施电网事故拉闸限电。

东北工业用电量整体并不高，多年来拉闸限电相当罕见。此次限电事件较大程度上影响到居民生活和城市公共设施，引发了极大社会关注。

供给侧改革驱高煤价

此轮全国性大限电的一个根本原因是占电力供应 70%以上的煤电出力不足。当前还在传统用煤淡季，全社会电煤库存就处于历史低位，9 月 28 日动力煤期货合约的价格已突破 1300 元/吨，而实际市场价格还要高得

多。中国煤炭储量相当丰富，产能充沛。目前动力煤的供给不足实际上是国家对煤炭行业长期实施供给侧改革的后遗症。

在“黄金十年”期间，经济的高速增长拉动全国煤炭产量从 2002 年的 13.8 亿吨增长至 2011 年的 35.2 亿吨。期间煤价还大约增加了两倍，煤炭全行业利润从 2002 年的 23 亿元激增至 2011 年的 3246 亿元。

如此暴利引发煤炭企业不断投资增加产能，其中仅“十二五”期间的年均投资就近 5000 亿元。2012 年下半年后煤炭需求增速急转而下，2014 年、2015 年国内煤炭消费同比还有所下降。2015 年底，全国煤炭总产能已达 57 亿吨/年，产能过剩高达 20 亿吨/年，导致煤价不断下行。以 5500 大卡动力煤为例，吨煤价格从 2008 年的近千元高点下落为 2016 年初的不足 400 元。2015 年国内超过 90% 的煤炭企业亏损。

对此困境，国家自 2016 年初开始实施化解煤炭行业过剩产能的供给侧改革措施，通过产能指标和安全手续等多种手段限制产能：要求大型煤矿减产、限产，对中小型煤矿进行关停并转，同时严格限制新建煤矿。例如，2016 年国家要求煤炭行业严格执行 276 天工作日和节假日公休制度，并按此核定新的产能指标。此外，出于安全生产的角度，煤矿企业在全国两会等重要日期附近也可能停产。这一系列制度都使得煤炭企业仅能释放有限产能。

供给侧改革的效果相当显著。截至 2020 年底，全国累计退出煤矿约 5500 处，将煤矿数量减少至 4700 处以下，淘汰超过 10 亿吨/年的落后煤

炭产能。2020 年我国煤炭产量达到 38.4 亿吨，占全球产量超过一半。而且，各地大量煤矿的退出使得全国煤炭产能向山西、内蒙古、陕西集中，2020 年“三西”地区生产原煤 27.4 亿吨，占全国产量的 71.4%。2021 年上半年，全国生产原煤 19.5 亿吨，同比增长 6.4%，但煤炭行业的产能利用率仅 72.8%。可见，供给侧改革是煤炭产能难以释放，煤价高涨的根本原因。

煤电博弈机制不畅

自 2002 年起国家就停止发布电煤指导价格，探索煤炭的市场化定价与重点合同煤价并行的双轨制。而对比起来，电力系统在建国后长期采用计划经济体制。为了打破垄断、引入竞争，国家在 2002 年初提出电力体制改革方案，其后逐步形成了厂网分开、主辅分离的格局。但电价的调整涉及国计民生，国家的态度相当谨慎，电力系统仍然体现着较强的计划性。因此，市场煤和计划电之间存在天然的矛盾。

2004 年我国出台煤电联动政策，由省级政府核定当地的煤电标杆上网电价，平均煤炭价格在一个周期波动超过 5% 就进行上网电价的调整。该政策的初衷是缓解煤电矛盾，但由于煤价在行业的“黄金十年”期间处于整体上涨趋势，该制度出台后在实际执行时并不顺畅，产生了电价“联而不动”的现象。发改委更多是以火电行业的盈利状况来进行调价判断。例如，2011 年煤价大幅上涨导致煤电企业亏损严重，发改委才两度上调上网电价。

随着 2012 年煤价开始下跌，重点合同电煤与市场煤价之差大幅缩小，

带来了制度调整的空间。2013 年起，国家取消了重点合同以及电煤价格双轨制，允许煤企与电企自主协商长协合同的价格。然而，没有了政府的直接干预，在煤价下行期间火电企业往往选择采购更低价格的市场煤，并未严格执行此前双方签订的长协合同。因为火电企业利润过于丰厚，国家直接在 2013 年 10 月和 2014 年 9 月两度下调上网电价，最后在煤价最低的 2015 年才依据煤电联动机制两次下调火电上网电价及工商业用电价格。

市场加行政降电价

2015 年 3 月起国家借煤价较低、电力系统盈利较好之时推动了新一轮电力体制改革，改革的思路是“管住中间、放开两头”。电网企业依照政府核定的输配电价收取过网费，放开竞争性环节电价，对社会开放配售电业务。这样，发用电企业和售电公司通过直接交易或电力交易中心完成市场化定价，打破跨区、跨省送电的固定价格壁垒，可以降电价、“降成本”。

2016 年全国电力市场交易电量就达到 1.1 万亿千瓦时，占全社会用电量的 19%；2018 年交易电量就翻倍达到 2.1 万亿千瓦时，所占社会用电量比重也增加为 30.2%。其中，2018 年煤电的市场交易电量已超过 1 亿千瓦时，市场化率为 42.8%，平均电价为 0.34 元/千瓦时，较燃煤标杆电价平均下浮 11.2%。

对比起来，作为自然垄断企业的电网进行改革的力度相对滞后，存在交叉补贴等复杂因素导致难以厘清其合理成本，全国平均输配电价由 2002

年不到 0.11 元/千瓦时翻倍涨至 2019 年的 0.22/千瓦时。国家在 2018 年就开始推动降低电网环节收费和输配电价格，连续两年要求一般工商业电价平均降低 10%。

在降低社会用电成本的国家战略下，尽管 2016 年之后的供给侧改革导致煤价大幅回升，但发改委迟迟没有启动煤电联动机制提升电价。为了缓解火电企业经营困难，国家于 2017 年 7 月取消、降低部分向发电企业征收的政府性基金及附加，借此电价结构的调整来提高上网电价。

2018 年在经济发达的广东，煤电标杆上网电价约为 0.45 元/千瓦时，而在煤炭资源丰富的甘肃省，煤电标杆上网电价才约 0.30/千瓦时。在燃煤发电市场化交易规模不断增加、市场电价明显低于标杆上网电价的背景下。2019 年 9 月国务院常务会议决定自 2020 年初起取消煤电价格联动机制，并将标杆上网电价机制进一步市场化，允许电价在燃煤发电标杆上网基准价下浮原则上不超过 15%、上浮最多 10%。同时，国家要求“暂不上浮”，确保工商业平均电价只降不升。2020 年一般工商业电价继续下降 5%。

可再生能源解决消纳

预览已结束，完整报告链接和二维码如下：

https://www.yunbaogao.cn/report/index/report?reportId=1_27441

