

## 十八大以来国家发改委电价改革工作总结



电力是国民经济的基础行业，电力价格对行业发展具有重要的导向作用，是市场调节和资源配置的有效手段。通过电力价格政策引导，有利于优化电力能源资源配置，有利于营造公平公正公开的市场竞争环境，有利于降低实体经济成本，是推动供给侧结构性改革的重要内容。

近年来，国家发展改革委通过建立健全清洁能源发电价格机制、完善煤电价格联动机制、推动竞争性环节价格市场化改革、多措并举着力降低实体经济成本，在供给侧结构性改革方面作出重要贡献。

### 1.9分钱支撑起全球最大的风电、太阳能发电装机

为推动能源生产方式革命，实现能源转型，世界主要国家均采取了积极的支持政策，减少化石能源生产，发展风电、太阳能等清洁、可再生能源。党的十八大以来，国家发展改革委不断完善价格支持政策，用较小的代价，促进了风电、太阳能全产业链迅猛发展，成为全球领先。

各国可再生能源附加征收标准普遍高于我国。德国在销售电价中收取的可再生能源附加为7.68欧分，合人民币0.6元。英国在2017年之前也采取征收可再生能源附加的办法，今后将转向强制配额制度，折合每度电的标准约1便士，合人民币0.1元。美国主要采取税收减免和可再生能源强制配额的办法促进新能源发展，两者合计折合每度电约1美分，合人民币6分多。目前，我国的可再生能源附加征收标准为每度1.9分，以较低的成本撬动了新能源全产业链的快速发展。风电、光伏发电装机规模已多年领跑全球，设备制造、原材料生产也居世界领先地位。那么，电力用户每度电多支付的1.9分，是怎么花的呢？

### ——风电、光伏发电标杆价格政策助力风电、光伏大发展

长期以来，我国上网侧电力以燃煤发电为主。燃煤发电成本低，发电稳定，可以参与调峰、调频，满足电力系统对安全稳定运行的需求。但未经环保改造的燃煤发电污染重、排放高。风能、太阳能源于自然、清洁环保，取之不竭、用之不尽。

为鼓励新能源行业发展，根据资源、建设成本等综合条件，结合技术发展水平，国家发展改革委分别于2009年、2013年出台风电、光伏发电分资源区标杆价格政策，标杆电价高出燃煤发电标杆上网电价的部分，通过向用户收取每度电1.9分的可再生能源电价附加予以补偿。分资源区的标杆电价，保障了风电、光伏企业的合理收益，调动了风电、光伏产业发展积极性，同时带动全产业链发展。

2013年至今，风电装机由7716万千瓦增长到1.55亿千瓦，翻了一番；光伏发电装机由1943万千瓦增长到1.02亿千瓦，约增长4.3倍。同时，价格引导带动新能源全产业链高速发展，国内风电企业新增装机占全球产量的40%以上，光伏组件产量在全球总产量中占比约70%。此外，仅风电、光伏两个产业就提供就业岗位达146万。

### ——根据技术进步，建立新能源电价退坡机制。

在价格政策支持下，新能源产业驶入快车道，全产业链技术水平不断提升。为营造健康有序发展的价格环境，根据新能源技术进步和工程造价降低情况，国家发展改革委研究建立新能源电价退坡机制。

2016年底，实行光伏发电、陆上风电标杆上网电价退坡机制，较大幅度降低2017年新投产光伏电站标杆电价，适当降低2018年新投产陆上风电标杆电价。机制的建立，一方面促进发电项目合理布局，抑制投资冲动；另一方面激励新能源企业提高技术水平，不断降低生产成本，提升竞争力。

自2009年以来，风电、光伏产业技术水平显著提升，工程造价明显下降，风电工程单位造价从2009年以前的每千瓦超过1万元下降到目前的7500元左右，光伏发电工程单位造价从2013年以前的每千瓦超过1万元下降到目前的6500元左右。

### ——维持分布式光伏发电补贴标准不降低。

电力不能存储，任何时刻，发电量需与用电量相匹配。因此，电源规划、电网规划需要统筹协调，有序发展。为鼓励分布式发展，提高电能消纳比例，国家发展改革委在2013年的光伏价格政策文件中明确，分布式光伏发电实行按照电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时0.42元，同时免收分布式光伏发电系统备用费、政府性基金附加。在2016年实施退坡机制时，没有下调分布式发电项目的度电补贴标准，促进了分布式光伏的快速发展。2017年上半年，新建分布式光伏发电能力711万千瓦，较去年同期增长2.9倍。

### ——支持探索新能源行业新兴技术发展。

风能、太阳能利用形式多样，除了传统的陆上风电、光伏发电外，海上风电、光热发电也正处于规模化探索阶段。为鼓励新型技术发展，2014年，国家发展改革委出台海上风电上网电价政策，明确2017年前投运的近海风电和潮间带风电项目上网电价分别为每千瓦时0.85元和0.75元，同时鼓励通过特许权招标等市场竞争方式确定海上风电项目开发业主和上网电价，以发现价格和促进技术进步。政策出台后，市场反响积极，普遍认为价格水平适中，有利于吸引社会投资，助力启动我国海上风电市场，进一步优化能源结构。

2016年，出台太阳能热发电标杆上网电价政策，对列入国家能源局第一批示范项目的太阳能热发电，实行每千瓦时1.15元的标杆上网电价。制定全国统一的太阳能热发电标杆上网电价政策，对一定装机规模进行价格支持，引导企业比选采用先进技术、开发优质光热资源，既有利于对光热发电产业适当规模发展的经济性进行探索和试验，支持友好型可再生能源健康发展；也有利于防止相关产业依赖高额补贴盲目扩张，尽可能降低全社会用电成本，提高电价附加资金补贴效率。

此外，积极支持沿海地区核电建设。沿海地区负荷集中、电力需求高，缺乏发展风电、光伏等清洁能源的条件，但部分地区具备发展核电的条件。2014年，国家发展改革委印发完善核电上网电价形成机制的政策，实现全国统一标杆电价，每千瓦时0.43元；同时规定在核电标杆电价低于所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，对承担核电技术引进、设备国产化任务的首台或首批核电示范机组，其上网电价可在0.43元基础上适当提高，鼓励清洁能源技术创新。

## 一公开 四明确 煤电联动价格机制更加公开透明可预期

我国发电机组中约70%为燃煤机组，发电成本中燃料成本占70%左右，煤价变化对电价影响较大。为理顺煤电价格关系，促进煤炭与电力行业全面、协调、可持续发展，2004年，国家发展改革委改革了过去“一机一价”的定价办法，实行了分省燃煤发电标杆电价政策，并建立了煤电价格联动机制，以半年为周期，当周期内平均煤价变化幅度超过5%时，相应调整电价。同时，为减缓煤炭价格上涨对推高用电成本的影响，规定由发电企业内部消化30%的煤价上涨因素。

煤电价格联动机制的建立，为缓解煤电价格矛盾、实现向竞价上网平稳过渡等方面发挥了积极作用。同时，在机制运行过程中，也面临一些迫切需要解决的问题。一方面，煤电两大行业相互影响，经常出现“顶牛”，难以实现协调发展；另一方面，煤电联动机制的具体公式、基准、参数、周期没有向社会公开，不利于相关市场主体建立合理的价格调整预期。为公开透明实施煤电价格联动，促进煤电行业协调发展，2015年底，国家发展改革委发文进一步完善煤电价格联动机制，按照“一个公开、四个明确、设立基准、区间联动”要求，明确对煤电价格实行区间联动机制。

一个公开：向社会公开发布电煤价格。中国电煤价格指数以各省监测的发电企业电煤到厂价为主，并吸收环渤海动力煤价格指数等影响力较大的市场监测数据形成，由国家发展改革委价格监测中心、秦皇岛煤炭交易市场等机构按月公布。

**四个明确：**明确电价调整的依据是中国电煤价格指数；明确电煤价格变动后，燃煤发电标杆电价变动幅度的计算公式；明确以一个年度为周期；明确电价调整时间为每年1月1日。计算公式和主要参数，均向社会公开。

**设立基准：**明确2014年平均电煤价格为基准煤价，原则上以与2014年电煤价格对应的上网电价为基准电价。今后，每次实施煤电价格联动，电煤价格和上网电价分别与基准煤价、基准电价相比较计算。

**区间联动：**为促进煤电双方协调发展，规定了联动机制的启动点、熔断点制度。当电煤价格波动幅度低于启动点或超过熔断点，不联动；波动幅度在启动点和熔断点之间时，实施累退联动，即煤炭价格波动幅度越大，联动的比例系数越小。

煤电价格联动机制的公开透明实施，有利于合理引导社会预期，促进煤电市场稳定。专家认为，完善的煤电价格联动机制，是推进电价市场化改革的重要一步，政府可以将完善煤电联动机制作为电价改革的核心和抓手。煤电价格联动机制的公开透明实施，有利于政府以更加市场化的方式管理电价、有利于消费者支持电价改革、有利于电力行业混合所有制改革。

### 简政放权 积极推进竞争性环节电价市场化改革

国家发展改革委积极落实党的十八届三中全会关于将政府定价范围主要限定在重要公用事业、公益服务和网络型自然垄断环节的决定精神，深入推进简政放权，放开电力行业竞争性环节价格，充分发挥市场决定价格的作用。

实现跨省跨区电能交易价格市场化。为促进跨省跨区电力交易，打破省间壁垒，在更大范围内优化资源配置，国家发展改革委根据党中央国务院关于深入推进电力体制改革的精神，率先实现了跨省跨区电能交易价格的市场化。

2014年，印发《关于完善水电上网电价形成机制的通知》，明确跨省跨区域的水电交易价格由供需双方协商确定。即送、受电双方按照平等互利原则，参照受电地区省级电网企业平均购电价格协商确定落地电价，扣减输电价格后为外送电量的上网电价。同时，以本省省级电网企业平均购电价格为基础，建立省内水电标杆电价制度和动态调整机制，鼓励通过竞争方式确定水电价格，逐步统一流域梯级水电上网电价。

2015年4月，印发《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制的通知》，明确跨省跨区送电由送受电双方按照“风险共担、利益共享”原则平等协商或通过市场化交易方式确定送受电量和价格，并建立价格调整机制。鼓励通过招标等竞争方式确定新建跨省送电项目业主和电价，鼓励送受电双方建立长期、稳定的电量交易和价格调整机制，并通过长期合同予以明确。

向家坝送上海、溪洛渡送浙江、锦屏官地送江苏等大水电外送工程均建立了市场化的价格机制，在送受电双方的协商下，明确了价格机制和调整规则，较好地促进了清洁能源跨省跨区消纳。此后，云南、贵州送广东、广西的西电东送价格机制也进行了相应的调整。目前，浙江、上海、广东外来清洁水电均达三分之一以上，为促进电力跨省跨区交易发挥了积极支持作用。

大力推动省内电力直接交易。过去，我国实现电网企业统一收购电力、统一销售电力的模式。为推动电力直接交易，在输配电价改革前，国家发展改革委大力推进了“大用户直购电”，即鼓励“买电”“卖电”双方直接见面，按照自愿参与、自主协商的原则，确定交易电量、价格。

在中发[2015]年9号文件决定开展输配电价改革前，2013年到2015年公布了11个省份的直接交易输配电价，在深圳、蒙西电网开展了输配电价改革的破冰，为推动电力直接交易发挥了不可替代的作用。2015年，伴随着输配电价改革的深入推进，电力市场化交易不断扩大。2016年由市场形成电价的比重达22.25%，比上年提高12.4个百分点。2017年上半年国网、南网、蒙西网经营区内电力市场化交易规模达约5000亿千瓦时，占电网企业销售电量的22%，同比增长50%。

### 综合施策 2015年来累计降低全社会用电成本2500亿元

2015年以来，国家发展改革委通过出台一系列改革举措，每年减少企业电费支出约2500亿元，在推动供给侧结构性改革、降低实体经济成本方面取得良好效果。

#### ——实施煤电价格联动机制。

根据煤价变化情况，2015年4月、2016年1月两次下调燃煤机组上网电价，相应下调工商业销售电价和一般工商业销售

电价1.8分和3分，共减少企业年用电支出835亿元左右。

——推进输配电价改革。

核定32个省级电网输配电价，核减电网企业准许收入480亿元，全部用于降低工商企业电费支出，平均降幅约1分。

——完善基本电价执行方式。

放宽用电企业申请调整计费方式、减容、暂停的政策条件，每年降低全国约60万户大工业企业电费约150亿元。

——合理调整电价结构。

取消向用户征收的城市公用事业附加，减轻工商企业用电支出350亿元，全国工商业电价平均下降1.09分。取消电气化铁路还贷电价，等额降低铁路货物运价，降低实体经济成本60亿元。

取消在电价中征收的工业企业结构调整专项资金，将重大水利工程建设基金、大中型水库移民后期扶持资金的征收标准分别降低25%，缓解因煤炭价格上涨过快导致的发电企业经营困难550亿元。在降低用电成本的同时，使电价结构进一步合理化，销售电价中包含的基金和附加平均征收标准从5.4分下降到3.05分，占销售电价的比例从8.18%下降到4.66%。

——推进电力市场化交易

，2016年电力市场交易电量8000亿千瓦时，平均降幅6.4分，每年减轻企业用电支出约500亿元。2017年交易规模预计同比增长50%，平均降价约5分，新增降价金额200亿元。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/115915.html>