

深化燃煤发电上网电价形成机制改革答记者问

国家发展改革委 国家能源局 2019年10月25日 18:26 北京



为坚持市场化方向，进一步深化燃煤发电上网电价形成机制改革，平稳有序放开竞争性环节电力价格，经国务院同意，日前国家发展改革委出台《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》。国家发展改革委有关负责人就相关情况回答了记者提问。

问：

为什么要深化燃煤发电上网电价形成机制改革？

答：中共中央、国务院《关于推进价格机制改革的若干意见》和《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》明确提出，要按照“管住中间，放开两头”的体制架构，推进电价市场化改革，有序放开竞争环节电价，建立主要由市场决定价格的机制，这为深化电价市场化改革指明了方向。燃煤发电是保障我国电力供应的主力电源，平稳有序放开燃煤发电上网电价，是电价市场化改革的重点任务，也是深化电力市场化改革的关键。为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，迫切需要抓住时机，进一步深化燃煤发电上网电价形成机制改革。

深化燃煤发电上网电价形成机制改革是推进电价市场化改革的必然要求。2004年，经国务院批准，我委建立了现行燃煤发电标杆上网电价和煤电联动机制，这一机制的建立和运行，对规范政府定价行为、促进发电侧价格体系合理形成、激励电力企业效率提升、推动煤电及上下游产业健康发展发挥了重要作用。当前，随着电力体制改革的不断推进，现行燃煤发电标杆上网电价和煤电联动机制不适应形势发展变化的矛盾越来越突出。**首先**，难以反映电力市场供求变化。燃煤发电标杆上网电价基于成本因素确定，难以及时、准确地反映电力供求关系变化，特别是难以适应近年来电力供求相对宽松的形势。**其次**，难以反映燃煤发电成本变化。近几年，电煤价格高位运行，燃煤发电成本上升，但在电力供求相对宽松的背景下，燃煤发电标杆上网电价难以联动上调。**第三**，难以继续发挥“定价之锚”作用。燃煤发电上网电价是不同电源、环节电力定价的“锚”，因价格缺乏弹性且自身形成机制不完善，导致其“定价之锚”作用明显减弱，客观上不利于水电、核电、燃气发电等上网电价以及跨省跨区送电

价格的合理形成。总的看，现行价格机制已难以继续形成有效的价格信号，迫切要坚持问题导向，加快推进市场化改革。

深化燃煤发电价格形成机制改革有利于促进电力体制改革、优化电力资源配置。近年来，我国电力体制改革不断深化。电价改革是电力体制改革的核心之一，与电力市场建设、售电侧改革、放开发用电计划等其他专项改革相互交融、互为支撑。深化燃煤发电上网电价改革，构建市场化的价格形成机制，平稳有序放开燃煤发电上网电价，将有力推动电力交易市场建设发展，加快形成能够有效反映电力供求变化、体现煤电功能作用的价格信号。这将对协同推进电力体制改革，促进发电行业结构调整，优化电力资源配置，推动电力、煤炭上下游行业协调发展，保障能源供应安全发挥重要作用。

深化燃煤发电上网电价形成机制改革具备坚实基础。当前是深化市场化改革的难得时机，具备诸多有利条件。首先，输配电价改革已实现全覆盖，“准许成本+合理收益”的定价机制基本建立；经营性发用电计划已经全面放开，市场化交易条件加快健全。其次，电力市场化交易规模不断扩大。2018年，全国市场化交易电量约2.17万亿千瓦时，比2017年增长30.7%。电力现货市场开始建立。发电企业、售电公司、电力用户等主体的市场意识加快形成，各类主体参与市场交易的意愿不断增强。第三，当前电力供需总体相对宽松，燃煤机组发电利用小时数连年低于设计利用水平，市场化交易电价明显低于燃煤发电标杆上网电价，市场化改革后燃煤发电上网电价不具备上涨的基础。

问：

此次改革的总体思路 and 核心内容是什么？

答：此次改革，总体思路是贯彻落实党中央、国务院决策部署，按照“放开两头”的要求，坚持市场化方向，构建“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，平稳有序地放开燃煤发电上网电价。在方向上，强调凡是能放给市场的坚决放给市场，政府不进行不当干预，最大程度放开燃煤发电上网电价，为全面放开竞争性环节电力价格、加快确立市场在电力资源配置中的决定性作用奠定坚实基础。在方法上，强调平稳有序、分步实施，逐步扩大价格形成机制弹性，防范简单放开引发价格大幅波动，稳步实现全面放开燃煤发电上网电价目标，确保改革平稳推进。

核心改革内容包括五个方面：**一是**将现行燃煤标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按各地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。国家发展改革委适时对基准价和浮动范围进行调整。**二是**现执行标杆上网电价的燃煤发电电量中，具备市场交易条件的，上网电价由市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，并以年度合同为主确定；现货市场实际运行的地方，可按

现货市场规则执行；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量，仍按基准价执行。**三是**燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。**四是**已按市场化交易规则形成上网电价的燃煤发电电量，继续按现行市场化规则执行。**五是**改革后，现行煤电价格联动机制不再执行。

问：

此次改革会对电力市场发展、煤电行业发展、电力用户等带来哪些影响？

答：此次改革，将对电力体制改革、电力市场发展、行业上下游发展和降低用户用电成本等多个领域产生广泛和积极的影响，可概括为“四个有利于”。

一是有利于加快确立市场在电力资源配置中的决定性作用、更好发挥政府作用。当前，我国燃煤发电量约占全部发电量的65%。此次改革将燃煤发电标杆上网电价和煤电价格联动机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，可以有效反映电力供求变化，促进电力资源进一步优化配置。

二是有利于促进电力市场加快发展。此次改革明确执行“基准价+上下浮动”市场化价格机制的上网电量，具体价格由交易双方通过市场化方式形成，这将显著增大市场交易主体数量、拓展市场交易规模，为电力交易市场规范发展、售电公司加快发展创造巨大空间。

三是有利于煤电及上下游行业平稳健康发展。此次改革更加注重着眼中长期加快健全市场化价格形成机制，通过促进电力市场发展、辅助服务市场培育，推动煤电行业结构调整，实现高质量发展。同时，考虑到各地情况差异较大，明确短期内暂不具备市场交易条件的电量仍可按基准价执行，有利于保障行业上下游平稳运行。

四是有利于促进降低企业用电成本。当前，全国电力供需相对宽松。抓住时机深化改革，将燃煤发电标杆上网电价和煤电价格联动机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制，且明确2020年电价暂不上浮，有利于充分发挥市场机制作用，更好发挥政府调控作用，进一步降低企业用电成本。

问：

改革实施后，各类用户用电成本会有什么变化？

答：简单讲，改革后各类用户的用电成本将呈现“三不变，一降低”。

一是居民、农业用户电价水平不变，由电网企业保障供应，销售电价继续执行各地目录电价，确保价格水平稳定，不会增加居民、农业用电负担。

二是已参与电力市场化交易的用户电价水平不变，继续按现行市场规则形成价格。

三是不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户电价水平不变，可继续执行各地目录电价。

四是采用“基准价+上下浮动”方式参与市场的用户电价水平有所降低。改革为现未参与市场交易的电力用户增加了一种选择，且明确2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升。

问：

现行燃煤发电的环保电价政策会有什么变化？

答：改革明确现行环保电价政策维持不变。执行“基准价+上下浮动”市场化价格机制的燃煤发电电量，原标杆上网电价包含的脱硫、脱硝、除尘电价，基准价仍然包含。由电网企业保障供应的电量，在执行基准价的同时，继续执行现行超低排放电价政策。燃煤发电上网电价完全放开由市场形成的，上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价，保持现行规则不变。

问：

改革后，原来与燃煤发电标杆上网电价相关联的其他电源电价政策如何衔接？

答：改革明确稳定可再生能源发电价补机制和核电、燃气发电、跨省跨区送电等价格形成机制，原先参考燃煤发电上网标杆电价的，改为参考基准价。

纳入国家补贴范围的可再生能源发电项目上网电价在当地燃煤发电基准价以内的部分，由当地省级电网结算，高出部分按程序申请国家可再生能源发展基金补贴。

新投产核电机组所在地燃煤发电基准价高于全国核电标杆上网电价（0.43元/千瓦时）的，新投产核电机组上网电价执行全国核电标杆上网电价；所在地燃煤发电基准价低于0.43元/千瓦时的，新投产核电机组上网电价执行所在地燃煤发电基准价。

各地在核定燃气发电上网电价时，最高电价不得超过当地燃煤发电基准价0.35元/千瓦时。

送、受电省份在协商跨省跨区送电价格时，原参考受电省份燃煤发电标杆上网电价的，改为参考受电省份燃煤发电基准价。

(转自国家发展改革委网站)



国家能源局微信公众号是国家能源局新闻宣传、信息公开、服务群众的重要平台。

- 公开 政务信息
- 发布 行业动态
- 提供 公众服务



了解更多能源动态，请长按图片识别或扫描右侧二维码，关注国家能源局官方微信公众号。