

关于征求《关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）》意见的函

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局、物价局，中国电力企业联合会办公厅、国家电网公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、国家电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、神华集团公司、国家开发投资公司办公厅（总经理办公室）：

为加快发用电计划改革，遵照委领导指示，我们草拟了《关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）》。

附件：关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）国家发改委经济运行调节局

2016年7月13日

国家发展改革委国家能源局关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局、物价局，中国电力企业联合会办公厅、国家电网公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、国家电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、神华集团公司、国家开发投资公司办公厅（总经理办公室）：

为贯彻《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号）文件精神，落实《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体[2015]2752号）的要求，现就有序放开发用电计划工作有关事项通知如下：

一、加快组织煤电企业与售电企业、用户签订发购电协议（合同）。综合考虑用电需求、电源结构、外送（受）电、电力安全运行和供需平衡要求等，各地测算确定煤电机组保障执行的发电小时基准数（以下简称基准小时数）。不同地区的基准小时数，根据实际情况自行确定，最高不超过5000小时，为鼓励可再生能源调峰，自愿认定的可再生能源调峰机组基准小时数限制可适当提高，煤电机组发电量由非市场化电量和市场化交易两部分组成。非市场化电量利用小时数逐步过渡到完全落实优先发电、优先购电的刚性计划，协议（合同）由发电企业与电网公司签订。市场化交易电量逐步扩大规模，通过直接交易等市场化方式形成，发电企业与售电企业、用户签订的发购电协议（合同）。自文件下发之日起，各地应尽快组织发电企业与售电企业、用户签订发购电协议。

二、加快缩减煤电机组非市场化电量。为保障改革平稳过渡、保持系统调节能力，在基准小时数以内，保障执行，签订的发购电协议（合同）由电力交易机构汇总，电力调度机构安全校核并负责执行。鼓励多签市场化电量，超过基准小时数时，各地根据电网安全稳定运行和放开发用电计划的规模确定最高上限。逐步减少煤电机组非市场化电量，对于签订发购电协议（合同）不足基准小时数的，按照基准小时数减去直接交易小时数，乘以一定系数折算，2016年根据实际情况适当选取系数，2017年系数为80%，以后逐年减小，缩减的电量转为市场化交易电量。非市场化交易电量、市场化交易电量之和与实际发电量的偏差在年底调整解决。

三、其他发电机组均可参与市场交易。各地测算确定基准小时数时，应充分预留优先发电的空间，实施过程中，可按照煤电、气电、可调节水电、核电、不可调节水电、风电及光伏的先后次序，有序放开发用电技术，优先发电机组参与电力直接交易时，各地应制定措施保障落实。具备条件时，调峰调频电量、供热发电、核电、余热余压余气发电等优先发电尽可能进入电力市场。

四、引导电力用户参与市场交易。各地要加快放开电力用户参与市场交易，放开规模应与发电机组放开容量相匹配。具备条件的地区可扩大电力用户放开范围，不受电压等级限制，中小用户无法参与电力直接交易的，可由售电公司代理参与电力直接交易。积极培养售电市场主体，售电公司可视同大用户与发电企业开展电力直接交易。要加强对电力用户参与市场意识的培育，大力发展电能服务商，帮助用户了解用电曲线，提高市场化意识。争取在两年内，实现110千伏以上大用户在参加电力直接交易时提供与及用电曲线，对未纳入优先购电的电力用户，电力直接交易合同之外的用电量由电网企业按照政府定价保底供应，保底价格应高于市场平均价格。电网企业应参考上网标杆电价与发电企业签订购电协议承担保底供应。

五、适时取消相关目录电价。结合电力直接交易用户的放开，适时取消相应类别用户目录电价。220千伏电力用户

已全部参与直接交易的地区，应尽快取消220千伏用电目录电价，110千伏用户已全部参与的，应尽快取消110千伏目录电价，即相应用户必须直接参与市场或通过售电公司购电。逐步取消部分上网电量的政府定价。除优先购电、优先发电对应的电量外，发电企业其他上网电量价格主要由用户、售电主体与发电企业通过自主协商、市场竞价等方式确定。在电力市场体系比较健全的前提下，全部放开上网电价和销售电价。

六、不再安排新投产机组发电计划。对2017年3月15日后投产的煤电机组，各地除对优先购电对应电量安排计划外，不再安排其他发电计划。新投产煤电机组通过市场交易获得的发电量，不再执行上网标杆电价。鼓励新投产煤电机组自愿认定为可再生能源调峰机组。新投产水电、核电等机组也应积极参与电力市场交易，尽快实现以市场交易为主。

七、推动新增用户进入市场。新增大工业用户原则上应通过签订电力直接交易合同保障供电，鼓励其他新增用户参与电力直接交易，鼓励与用户、售电公司签订中长期。

八、放开跨省跨区送受煤电计划。配套电源为煤电，但采取点对点或类似点对点方式送（分）电的跨省跨区送受电，视同受电地区发电机组，参与电力电量平衡，根据受电地区煤电机组发用电计划放开情况同步推进市场化。没有明确配套电源，且主要输送煤电的跨省跨区送受电，不再保留现有的电力电量或分电比例，通过市场化方式调整。初期，可基于历史均值，放开电量比例控制在一定范围内，逐步过渡到全部由各方自行协调确定，鼓励签订中长期合同。

九、研究大型水电、核电等参与市场方式。为落实国家能源战略。实现资源优化配置，保障大型水电、核电等项目的安全稳定运行，各地要建立优先发电制度。坚持市场化改革方向，跨省跨区树洞水电、核电的、相关地方政府和电力企业要加强协商，签订框架协议，电力企业要签订长期购售电协议（合同），现阶段按照发改价格[2015]962号文确定的市场化机制协调定价。双方协商达不成一致时，国家予以协调。鼓励发电企业与受电地区电力用户直接签订，暂时有困难的可由电网企业代理与发电企业签订。鼓励按照“计划+市场”的方式签订中长期送受电协议（合同），在明确计划送受电量及价格的基础上，建立计划外电量的市场化消纳机制。签订中长期合同的水电、核电机组发电予以优先保障。

十、合理确定优先购电、优先发电。2017年起，各地每年初要按照优先购电、优先发电保障要求，结合电力生产和消费实际，明确本地区优先购电、优先发电保障范围，向国家发展改革委上报本地区本年度优先购电、优先发电规模建议；国家电网公司、南方电网公司按照优先发电保障要求，每年初与跨省跨区送受电规模建议。国家发展改革委根据各地、电网公司上报情况，经与有关部门、地区和电力企业协调，确定各地年度优先购电、优先发电规模及跨省跨区优先送受电规模及跨省跨区优先送受电规模，纳入年度基础产业发展计划，确保优先购电、优先发电刚性执行。

十一、加强部门协调配合。经济运行主管部门要会同有关部门。明确工作职责，做好任务分工，推动放开发用电计划工作不断深入，发展改革、能源主管部门要充分考虑市场消纳情况，加强对电源发展的规划指导，研究制定煤电项目招标工作机制，推动放开新投产发电机组发电计划。价格主管部门要根据市场化改革要求，研究新建发电项目的上网电价机制、优先发电、优先购电政府定价机制、可再生能源电价补贴机制，为加快发用电计划开创条件。监管部门要根据相关规定，对市场化交易及优先购电、优先发电落实等情况实施监管，依法查处违法违规行为。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/96153.html>