

国家发展改革委 国家能源局关于有序放开发用电计划的通知

发改运行〔2017〕294号

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，国家能源局各派出能源监管机构，中国电力企业联合会，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、中国核工业集团公司、中国广核集团有限公司、华润集团有限公司：

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）要求，现就有序放开发用电计划工作有关事项通知如下：

一、加快组织发电企业与购电主体签订发购电协议（合同）

各地要加快推进电力体制改革，逐步扩大市场化交易电量规模，自文件下发之日起，尽快组织发电企业特别是燃煤发电企业与售电企业、用户及电网企业签订三方发购电协议（合同）。签订的发购电协议（合同）由电力交易机构根据相关规定汇总和确认，电力调度机构进行安全校核，燃煤发电企业只要不超过当地省域年度燃煤机组发电小时数最高上限，由电网企业保障执行。各地年度燃煤机组发电小时数的最高上限，综合考虑可再生能源消纳、电网安全、公平竞争和行业健康发展等情况统筹测算，由调度机构商省级政府相关部门确定，并报国家发展改革委和国家能源局备案。

二、逐年减少既有燃煤发电企业计划电量

2017年，在优先支持已实行市场交易电量的基础上，其他煤电机组安排计划电量不高于上年火电计划小时的80%，属于节能环保机组及自行签订发购电协议（合同）超出上年火电计划利用小时数50%的企业，比例可适当上调，但不超过85%。2018年以后计划发电量比例，配合用电量放开进展逐年减小。上年度计划利用小时数不宜作为基数的地区，可由省级政府相关部门根据电力体制改革相关精神适当调整确定基数。可再生能源调峰机组计划电量按照《可再生能源调峰机组优先发电试行办法》（发改运行〔2016〕1558号）有关要求安排。除优先发电计划外，其他电量均通过市场化交易实现，如因发用电计划放开不同步产生电费结算盈亏，计入本地输配电价平衡账户，可用于政策性交叉补贴、辅助服务费用等。

三、新核准发电机组积极参与市场交易

对中发〔2015〕9号文颁布实施后核准的煤电机组，原则上不再安排发电计划，不再执行政府定价，投产后一律纳入市场化交易和由市场形成价格，但签约交易电量亦不应超过当地年度燃煤机组发电小时数最高上限。新核准的水电、核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，应积极参与电力市场交易，由市场形成价格。

四、规范和完善市场化交易电量价格调整机制

发电企业与售电企业、用户及电网企业签订市场化发购电协议（合同），鼓励签订中长期合同，并在合同中约定价格调整机制。燃煤发电企业的协议（合同）期限应与电煤中长期合同挂钩，发售电价格建立与电煤价格联动的调整机制，调整周期充分考虑电煤中长期合同的调整周期；有集中竞价的地区鼓励建立价格调整机制，具体调整方法由双方在协议（合同）中明确。煤电以外的市场化电量也应建立价格调整机制，鼓励建立与集中竞价相衔接的调整机制。

五、有序放开跨省跨区送受电计划

跨省跨区送受电逐步过渡到优先发电计划和有序实现直接交易相结合，根据电源规划、电源类别和核准投运时间，分类推进送受电计划改革。

国家规划内的既有大型水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电，以及网对网送受清洁能源的地方政府协议，通过优先发电计划予以重点保障。优先发电计划电量不低于上年实际水平或多年平均水平，价格按照《国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》（发改价格〔2015〕962号）有关精神，由送电、受电市场主体双方在自愿平等基础上，在贯彻落实国家能源战略的前提下，按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电价格，鼓励通过签订中长期合同的方式予以落实；优先发电计划电量以外部分参加受电地区市场化竞价。

国家规划内的既有煤电机组，鼓励签订中长期协议（合同）。采取点对网或类似点对网专线输电方式送（分）电的，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。历史形成统一分配电量的煤电机组，发电计划放开比例为受电地区放开比例的一半。

国家规划内且在中发[2015]9号文颁布实施后核准的清洁能源发电机组，在落实优先发电计划过程中，市场化方式形成价格部分的比例应逐步扩大。

国家规划内且在中发[2015]9号文颁布实施后核准的煤电机组，不再保留现有的电力电量或分电比例，发电计划放开比例为受电地区放开比例的一半。

六、认真制定优先发电计划

各地按照中发[2015]9号文及配套文件精神制定优先发电计划，以落实国家能源战略，确保清洁能源、调峰机组等保障性电源发电需要。省（区、市）内消纳的规划内风电、太阳能发电、核电等机组在保障性收购小时以内的电量，水电兼顾资源等条件、历史均值和综合利用要求的优先发电量，热电联产机组供热期以热定电的发电量，以及调峰调频电量，由省级政府相关部门按照《关于有序放开发用电计划的实施意见》要求，依据国家制定的相关办法，确定为优先发电计划，由电网企业保障执行。优先发电计划可以执行政府定价，也可通过市场化方式形成价格，根据电源特性和供需形势等因素确定比例。落实可再生能源保障性收购政策确实存在困难的地区，商国家发展改革委、国家能源局同意后，研究制定合理的解决措施，确保可再生能源发电保障小时数逐年增加，直至达到国家制定的保障性收购年利用小时数标准。跨省跨区送受电的优先发电计划在受电地区优先消纳。

七、允许优先发电计划指标有条件市场化转让

属于市场化方式形成价格的优先发电计划，如不能实现签约，指标可市场化转让给其他优先发电机组。优先发电计划指标市场化转让可在本地进行，也可以跨省跨区开展。如指标无法转让，则由电网企业参考本地区同类型机组平均购电价格购买，产生的结算盈余计入本地输配电价平衡账户。对规划以外或不符合国家规定程序的风电、太阳能发电等可再生能源，按规定不允许并网运行。风电、太阳能发电等可再生能源是否符合规划、符合国家规定程序，由地方能源主管部门会同能源局派出机构进行核查。核查确定为违规机组，还要纳入电力行业信用监管黑名单。

八、在保障无议价能力用户正常用电基础上引导其他购电主体参与市场交易

各地要按照中发[2015]9号文及配套文件精神明确优先购电范围，制定优先购电计划，确保无议价能力用户用电需要。优先购电计划执行政府定价，由电网公司予以保障。各地要加快放开无议价能力用户以外的电力用户等购电主体参与市场交易，引导发电侧放开规模与需求侧相匹配。参与直接交易的购电主体，原则上应全部电量参与市场交易，市场化交易的电量，政府相关部门将不再下达用电计划。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。积极培育售电市场主体，售电公司可视同大用户与发电企业开展电力直接交易。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。新增大工业用户原则上应通过签订电力直接交易协议（合同）保障供电，鼓励其他新增用户参与电力直接交易，签订中长期协议（合同）。要加强对电力用户参与市场意识的培育，大力发展电能服务产业，帮助用户了解用电曲线，提高市场化意识。争取在两年内，初步实现电力直接交易双方发用电曲线实时对应。

九、参与市场交易的电力用户不再执行目录电价

凡是参加电力市场交易的电力用户，均不再执行对应的目录电价。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。电力市场体系比较健全时，全部放开上网电价和公益性电量以外的销售电价。已参加市场交易的用户又退出的，在通过售电公司购电或再次参与市场交易前，由电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的居民电价的1.2-2倍执行。保底价格具体水平由各省（区、市）价格主管部门按照国家确定的上述原则确定。

十、采取切实措施落实优先发电、优先购电制度

2017年起，各地上年末要按照要求，结合电力生产和消费实际，测算本地区本年度优先发电、优先购电保障范围，向国家发展改革委上报本地区本年度优先发电、优先购电计划建议；国家电网公司、南方电网公司按照要求，每年底向国家发展改革委上报次年度跨省跨区送受电优先发电计划建议。国家发展改革委根据上报情况，与有关部门、地方和电力企业协商，确定各地及跨省跨区送受电年度优先发电、优先购电计划，纳入年度基础产业、新兴产业和部分重点领域发展计划，并根据实际供需适当调整。国家发展改革委、国家能源局会同有关部门不断完善优先发电、优先购电管理办法。

国家发展改革委

国家能源局

2017年3月29日

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/106837.html>