

有关负责人就推进实施新一轮电力体制改革答记者问



为贯彻落实《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），推进电力体制改革实施工作，经报国务院同意，国家发展改革委、国家能源局近日印发《关于推进输配电价改革的实施意见》、《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》、《关于推进售电侧改革的实施意见》、《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》等6个电力体制改革配套文件。就社会各方面关心的问题，记者采访了国家发展改革委、国家能源局有关负责人。

问：推进输配电价改革的总体目标是什么？建立独立的输配电价体系有什么重要意义？

答：电价改革是电力体制改革的重要内容。《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，以下简称9号文）部署了单独核定输配电价、有序放开输配以外的竞争性环节电价的改革任务。《关于推进输配电价改革的实施意见》进一步明确，按照“准许成本加合理收益”原则，核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价，建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系。

单独核定输配电价是实现市场化交易的基础，是放开竞争性业务的前提，对于还原电力商品属性，全面实现电力体制改革目标具有重要意义。具体来说，主要体现在以下四个方面：

一是降低企业和社会用电成本。改革后，输配电价相对固定，发电价格的波动将直接传导给售电价格。当前，在电力供需较为宽松、煤价降低的情况下，拥有选择权的电力用户通过与发电企业直接交易，可以降低用电成本，从而为电力用户带来改革红利。

二是发挥价格调节供需的作用。价格信号的顺畅传导将形成消费带动生产、生产促进消费的良性循环。就电力生产而言，“以销定产”将抑制发电企业的盲目扩张冲动；就电力消费而言，市场化的定价机制将有效抑制不合理的用电需求。

三是规范电网企业运营模式。改革后，电网企业按照政府核定的输配电价收取过网费，不再以上网电价和销售电价的价差作为主要收入来源，可以保证其向所有用户公平开放、改善服务。

四是加强对电网企业的成本约束。通过严格审核电网企业准许成本，可以促进电网企业改进管理，核减不合理支出，抑制不合理投资，降低成本，提高效率。

问：在输配电价改革方面，《关于推进输配电价改革的实施意见》提出了哪些具体措施？

答：为加快推进输配电价改革，《关于推进输配电价改革的实施意见》提出了四个方面的具体措施：

一是逐步扩大输配电价改革试点范围。在深圳市、内蒙古西部率先开展输配电价改革试点的基础上，将安徽、湖北、宁夏、云南、贵州省（区）列入先期输配电价改革试点范围。《实施意见》同时明确，凡开展电力体制改革综合试点的地区，直接列入输配电价改革试点范围。鼓励具备条件的其他地区开展试点，尽快覆盖到全国。

二是认真开展输配电价测算工作。对试点地区，国家发展改革委统一组织成本监审，按照已出台的《输配电定价成本监审办法》，严格核减不相关、不合理的投资和成本费用；对非试点地区，在开展成本调查的基础上，以有效资产为基础测算电网准许总收入和分电压等级输配电价。

三是分类推进交叉补贴改革。结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。

四是明确过渡时期电力直接交易的输配电价政策。已制定输配电价的地区，电力直接交易按照核定的输配电价执行；暂未单独核定输配电价的地区，可采取保持电网购销差价不变的方式，即发电企业上网电价调整多少，销售电价调整多少，差价不变。

问：在输配电价改革过程中，对电价交叉补贴将如何处理？

答：现行机制下，我国销售电价中包含国家重大水利工程建设基金、农网还贷资金、可再生能源发展基金、大中型水库移民后期扶持资金和城市公用事业附加费等政府性基金以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，电价客观上存在工商业补贴居民、城市补贴农村、高电压等级补贴低电压等级等政策性交叉补贴的情况。适度的交叉补贴，有利于落实国家宏观政策，保障电力普遍服务；但如果交叉补贴过重，则不利于引导用户合理消费和公平负担。

中发9号文提出，妥善处理电价交叉补贴，结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳。《关于推进输配电价改革的实施意见》进一步明确了操作性要求。即：

——过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经政府价格主管部门审核后通过输配电价回收。

——输配电价改革后，根据电网各电压等级的资产、费用、电量、线损率等情况核定分电压等级输配电价，测算并单列居民、农业等享受的交叉补贴以及工商业用户承担的交叉补贴。

问：电力市场由哪些部分构成？电力市场建设的实施路径是什么？

答：电力市场主要由中长期市场和现货市场构成。中长期市场主要开展多年、年、季、月、周等日以上电能量交易和可中断负荷、调压等辅助服务交易。现货市场主要开展日前、日内、实时电能量交易和备用、调频等辅助服务交易。条件成熟时，探索开展容量市场、电力期货和衍生品等交易。

《关于推进电力市场建设的实施意见》明确，电力市场建设的实施路径是：有序放开发用电计划、竞争性环节电价，不断扩大参与直接交易的市场主体范围和电量规模，逐步建立市场化的跨省跨区电力交易机制。选择具备条件地区开展试点，建成包括中长期和现货市场等较为完整的电力市场；总结经验、完善机制、丰富品种，视情况扩大试点范围；逐步建立符合国情的电力市场体系。

——非试点地区按照《关于有序放开发用电计划的实施意见》开展市场化交易。

——试点地区可根据本地实际情况，另行制定有序放开发用电计划的路径。

——零售市场按照《关于推进售电侧改革的实施意见》开展市场化交易。

问：众所周知，电力市场的建设和运行是个极为复杂的过程，需要完善的配套机制。请问：《关于推进电力市场建设的实施意见》部署了哪些重点任务？

答：《关于推进电力市场建设的实施意见》要求从9个方面推进电力市场建设：

一是组建相对独立的电力交易机构。

二是搭建电力市场交易技术支持系统。

三是建立优先购电、优先发电制度。保障公益性、调节性发用电优先购电、优先发电，坚持清洁能源优先上网，并在保障供需平衡的前提下，逐步形成以市场为主的电力电量平衡机制。

四是建立相对稳定的中长期交易机制。优先购电和优先发电视为年度电能量交易签订合同。可中断负荷、调压等辅助服务可签订中长期交易合同。

五是完善跨省跨区电力交易机制。以中长期交易为主、临时交易为补充，鼓励发电企业、电力用户、售电主体等通过竞争方式进行跨省跨区买卖电。

六是建立有效竞争的现货交易机制。

七是建立辅助服务交易机制。

八是形成可再生能源参与市场竞争的新机制。规划内的可再生能源优先发电，优先发电合同可转让，鼓励可再生能源参与电力市场，鼓励跨省跨区消纳可再生能源。

九是建立市场风险防范机制。

问：区域电力市场和省级电力市场各自承担什么职责？

答：电力市场体系分为区域和省（区、市）电力市场，市场之间不分级别。区域电力市场包括在全国较大范围内和一定范围内资源优化配置的电力市场两类。

在全国较大范围内资源优化配置的功能主要通过北京电力交易中心（依托国家电网公司组建）、广州电力交易中心（依托南方电网公司组建）实现，负责落实国家计划、地方政府协议，促进市场化跨省跨区交易。

一定范围内资源优化配置的功能主要通过中长期交易、现货交易，在相应区域电力市场实现。

省（区、市）电力市场主要开展省（区、市）内中长期交易、现货交易。同一地域内不重复设置开展现货交易的电力市场。

问：未来的电力市场中，哪些企业或用户可以成为市场主体？准入条件是什么？

答：《关于推进电力市场建设的实施意见》明确，电力市场主体包括各类发电企业、供电企业（含地方电网、趸售县、高新产业园区和经济技术开发区等）、售电企业和电力用户等。各类市场主体均应满足国家节能减排和环保要求，符合产业政策要求，并在交易机构注册。参与跨省跨区交易时，可在任何一方所在地交易平台参与交易，也可委托第三方代理。

在准入条件上，对发电企业和用户的基本要求是：

——参与市场交易的发电企业，其项目应符合国家规定，单位能耗、环保排放、并网安全应达到国家和行业标准。新核准的发电机组原则上参与电力市场交易。

——参与市场交易的用户，应为接入电压在一定电压等级以上，容量和用电量较大的电力用户。新增工业用户原则上应进入市场交易。

——符合准入条件的用户，选择进入市场后，应全部电量参与市场交易，不再按政府定价购电。对于符合准入条件但未选择参与直接交易或向售电企业购电的用户，由所在地供电企业提供保底服务并按政府定价购电。用户选择进入市场后，在一定周期内不可退出。

问：《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》提出了“建立相对独立的电力交易机构”的要求

。请问，交易机构的“独立性”和“相对性”体现在哪些方面？

答：按照中发9号文的要求，《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》从职能定位、组织形式、体系框架、人员和收入来源等方面，对组建相对独立的交易机构做出了明确规定。

交易机构的“独立性”主要体现在：一是交易职能上，交易机构负责市场交易组织；二是组织形式上，按照政府批准的章程和规则组建交易机构，可以采取公司制和会员制；三是运营管理上，交易机构具有与履行交易职责相适应的人、财、物，可向市场主体合理收费，日常管理运营不受市场主体干预，接受政府监管；四是人员任命上，高级管理人员由市场管理委员会推荐，依法按组织程序聘任。

交易机构的“相对性”主要体现在：一是依托电网企业现有基础条件成立，交易机构人员可以电网企业现有人员为基础；二是可以采取电网企业相对控股的公司制、电网企业子公司制、会员制等组织形式；三是组建初期，可在交易机构出具结算凭证的基础上，保持电网企业提供电费结算服务的方式不变；四是没有明确交易业务中日前交易的职能归属，而是根据实践运行的情况和经验，逐步明确、规范交易机构和调度机构的职能边界。

问：为什么要建立市场管理委员会？市场管理委员会有什么职能？

答：为维护市场的公平、公正、公开，保障市场主体的合法权益，充分体现各方意愿，《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》提出了建立市场管理委员会的要求。

市场管理委员会负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等，实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制。

市场管理委员会由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等按类别选派代表组成，国家能源局及其派出机构和政府有关部门可以派员参加市场管理委员会有关会议。

问：企业和用户如何进入市场成为交易主体？

答：《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》明确，市场成员实行注册管理。

省级政府或由省级政府授权的部门，按年度公布当地符合标准的发电企业和售电主体，对用户目录实施动态监管。

进入目录的发电企业、售电主体和用户可自愿到交易机构注册成为市场交易主体。

交易机构按照电力市场准入规定，受理市场成员递交的入市申请，与市场成员签订入市协议和交易平台使用协议，办理交易平台使用账号和数字证书，管理市场成员注册信息和档案资料。

注册的市场成员可通过交易平台在线参与各类电力交易，签订电子合同，查阅交易信息等。

问：推进发用电计划改革的总体思路是什么？

答：《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》提出，推进发用电计划改革，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划。《关于有序放开发用电计划的实施意见》进一步明确了发用电计划改革的总体思路：

通过建立优先购电制度保障无议价能力的用户用电。

通过建立优先发电制度保障清洁能源发电、调节性电源发电优先上网。

通过直接交易、电力市场等市场化交易方式，逐步放开其他的发用电计划。

在保证电力供需平衡、保障社会秩序的前提下，实现电力电量平衡从以计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主，并促进节能减排。

问：公益性电力服务是实现电力普遍服务的基础，这部分用户议价能力较低，甚至无议价能力。放开发用电计划的同时，将采取哪些措施保障优先购电？

答：为保障无议价能力的用户用电，《关于有序放开发电计划的实施意见》明确了建立优先购电制度的要求，提出了四项保障措施：

一是发电机组共同承担。优先购电对应的电力电量由所有公用发电机组共同承担，相应的销售电价、上网电价执行政府定价。

二是加强需求侧管理。在负荷控制系统、用电信息采集系统基础上，建立完善国家电力需求侧管理平台。在前期试点基础上，逐步形成占最大用电负荷3%左右的需求侧机动调峰能力，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡。

三是实施有序用电。制定有序用电方案。出现电力缺口或重大突发事件时，对优先购电用户保障供电，其他用户按照有序用电方案确定的顺序及相应比例分担限电义务。

四是加强老少边穷地区电力供应保障。加大相关投入，确保无电人口用电全覆盖。

问：放开发电计划的同时，将采取哪些措施保障优先发电？

答：为保障清洁能源发电、调节性电源发电优先上网，《关于有序放开发电计划的实施意见》明确了建立优先发电制度的要求，提出了四项保障措施：

一是留足计划空间。《实施意见》明确，各地安排年度发电计划时，要充分预留发电空间。其中，风电、太阳能发电、生物质发电、余热余压余气发电按照资源条件全额安排发电，水电兼顾资源条件、历史均值和综合利用要求确定发电量，核电在保证安全的情况下兼顾调峰需要安排发电。

二是加强电力外送和消纳。《实施意见》提出，跨省跨区送受电中原则上应明确可再生能源发电量的比例。

三是统一预测出力。《实施意见》明确，调度机构统一负责调度范围内风电、太阳能发电出力预测，并充分利用水电预报调度成果，做好电力电量平衡工作，在保证电网安全运行的前提下，促进清洁能源优先上网；面临弃水弃风弃光情况时，及时预告有关情况，及时公开相关调度和机组运行信息。

四是组织实施替代，同时实现优先发电可交易。《实施意见》要求，修订火电运行技术规范，提高调峰灵活性，为消纳可再生能源腾出调峰空间。鼓励开展替代发电、调峰辅助服务交易。

问：售电侧市场放开后，有哪些市场主体可以从事售电业务？

答：《关于推进售电侧改革的实施意见》指出，向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体，有利于更多的用户拥有选择权，提升售电服务质量和用户用电水平。

《实施意见》明确，电网企业对供电营业区内的各类用户提供电力普遍服务，保障基本供电，承担其供电营业区保底供电服务；发电企业及其他社会资本均可投资成立售电公司；拥有分布式电源的用户，供水、供气、供热等公共服务行业，节能服务公司等均可从事市场化售电业务。

售电侧改革后，参与竞争的售电主体可分为三类：一是电网企业的售电公司；二是社会资本投资增量配电网，拥有配电网运营权的售电公司；三是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务。

《实施意见》还明确，同一供电营业区内可以有多个售电公司，但只能有一家公司拥有该配电网经营权，并提供保底供电服务。同一售电公司可在多个供电营业区内售电。

问：《关于推进售电侧改革的实施意见》对售电主体的准入和退出提出了哪些要求？

答：按照简政放权的原则，《关于推进售电侧改革的实施意见》对售电侧市场的准入和退出机制作了创新性安排，这是新一轮电力体制改革中的一个亮点。

准入机制方面，将以注册认定代替行政许可的准入方式，以降低行政成本，实现有效监管，提升工作效率。重点是“一承诺、一公示、一注册、两备案”。

“一承诺”，就是符合准入条件的市场主体应向省级政府或省级政府授权的部门提出申请，按规定提交相关资料，并做出信用承诺。

“一公示”，就是省级政府或省级政府授权的部门通过“信用中国”等政府指定网站将市场主体是否满足准入条件的信息、相关资料和信用承诺向社会公示。公示期满无异议的纳入年度公布的市场主体目录，并实行动态管理。

“一注册”，就是列入目录的市场主体可在组织交易的交易机构注册，获准参与交易。

“两备案”，就是在能源监管机构和征信管理机构备案。

退出机制方面，《实施意见》明确，市场主体违反国家有关法律法规、严重违反交易规则和破产倒闭的须强制退出市场，列入黑名单，不得再进入市场，并由省级政府或省级政府授权的部门在目录中删除，交易机构取消注册。市场主体退出前，应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

问：把《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》作为配套文件之一是出于什么考虑？

答：我国自备电厂主要集中在钢铁、水泥、电解铝、石油化工等高耗能行业，分布在资源富集地区和部分经济较发达地区，机组类型以燃煤机组为主，燃煤自备机组占70%以上。2014年，我国自备电厂装机容量已超过1.1亿千瓦，约占当年全国总发电装机容量的8%左右。

自备电厂在降低企业生产成本，促进资源富集地区的资源优势转化等方面发挥了积极作用。但是，自备电厂的建设和运营也存在不少问题，如：未核先建、批建不符现象较严重；能耗指标、排放水平普遍偏高，与公用机组有较明显差距；运营管理水平偏低，运行可靠性较差；参与电网调峰积极性不高，承担应有的社会责任不够等。

随着自备电厂装机规模的扩大和火电行业能效、环保标准的提高，进一步加强和规范自备电厂监督管理，逐步推进自备电厂与公用电厂同等管理，有利于加强电力统筹规划，推动自备电厂有序发展；有利于促进清洁能源消纳，提升电力系统安全运行水平；有利于提高能源利用效率，降低大气污染物排放；有利于维护市场公平竞争，实现资源优化配置。

因此，《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》从规划建设、运行管理、责任义务、节能减排、市场交易、监督管理等方面对燃煤自备电厂的规范化发展提出了明确要求，以营造自备电厂和公用电厂平等竞争的市场环境。

问：并网自备电厂参与市场交易应符合哪些条件？遵守哪些规则？

答：《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》明确了燃煤自备电厂成为合格市场主体及参与市场交易的相关要求。

在准入条件方面，《指导意见》提出了5项要求：一是符合国家产业政策，达到能效、环保要求；二是按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴；三是公平承担发电企业社会责任；四是进入各级政府公布的交易主体目录并在交易机构注册；五是满足自备电厂参与市场交易的其他相关规定。

在交易规则方面，《指导意见》明确，拥有自备电厂的企业成为合格发电市场主体后，有序推进其自发自用以外电量按交易规则与售电主体、电力用户直接交易，或通过交易机构进行交易；拥有自备电厂但无法满足自身用电需求的企业，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴后，可视为普通电力用户，平等参与市场购电。

问：配套文件已经出台，新一轮电力体制改革将步入全面实施的关键阶段。请问：电力体制改革试点工作目前进展如何？

答：《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》发布后，地方政府、电力企业和社会各方面对电力体制改革高度关注。配套文件形成后，随着具体政策的进一步明确，许多地方提出了开展多种类型电力体制改革试点的要求。截至目前，国家发展改革委、国家能源局已批复云南省、贵州省开展电力体制改革综合试点；深圳市、内蒙古西部、安徽省、湖北省、宁夏自治区、云南省、贵州省开展输配电价改革试点；还有一批省份即将开展售电侧改革试点，以电力体制改革综合试点为主、多模式探索的改革试点格局已经初步建立。

电力体制改革综合试点方面，云南省、贵州省是典型的电量外送省，具有开展市场化交易的强烈需求。两省人民政府高度重视电力体制改革工作，提出了系统周密的试点方案，较好兼顾了改革目标和各方面利益，具有一定的前瞻性和操作性，符合中发9号文和配套文件确定的改革方向，体现了积极稳妥推进改革的原则。将云南省、贵州省作为第一批试点，有利于构建有效竞争的市场结构，有利于形成差别化探索的试点格局，有利于保障电网运行安全和供电安全，也有利于改革取得实质性突破。

输配电价改革试点方面，在深圳市、内蒙古西部率先开展输配电价改革试点的基础上，今年以来，我委又将安徽、湖北、宁夏、云南、贵州列入先期输配电价改革试点范围，并在试点范围以外的地区同步开展了输配电价摸底测算工作。按照各地输配电价改革试点方案，第一个监管周期为三年（2016—2018年）。目前，我委已经批复内蒙古西部电网首个监管周期输配电准许收入和电价水平，这是我国第一个按照“准许成本加合理收益”原则测算的、能够直接用于电力市场交易的省级电网独立输配电价。通过成本监审核减不相关、不合理成本，降价空间主要用于降低蒙西电网大工业电价每千瓦时2.65分钱，降价金额约26亿元。

下一步，我委将按照鼓励基层创新、支持多模式探索的原则，积极支持有改革意愿、有可操作方案的地区开展试点，指导各地细化试点内容、完善配套措施、突出工作重点，充分调动各方面参与电力体制改革的积极性，确保试点工作规范有序进行，蹄疾而步稳地推进电力体制改革。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/86260.html>