透视电力体制改革“路线图”

国家发展改革委和国家能源局30日发布电力体制改革6个配套文件。这6个配套文件分别是《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》。文件从输配电价、交易机构、发用电计划、售电侧等重点领域进行了部署，这标志着新一轮电力体制改革进入全面实施阶段。《经济日报》记者围绕文件内容分别采访了国家能源局市场监管司、法制和体制改革司、电力司、新能源司等相关司局负责人，并就其中的重点内容进行了解读。

变“独买独卖”为“多买多卖”

——访国家能源局市场监管司负责人

本报记者 王轶辰

问：《关于推进电力市场建设的实施意见》的主要特点是什么？

答：《实施意见》着重突显以下九个主要特点。一是明确了市场建设“在具备条件的地区逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制”的初期目标。二是强调有序放开发用电计划、竞争性环节电价，与扩大直接交易主体范围、市场规模以及市场化跨省跨区交易机制协同推进。三是提出分散式和集中式两类市场模式和一系列市场交易品种；对区域和省（区、市）电力市场范围和功能进行了界定。四是明确规划内可再生能源在优先发电的基础上，优先发电合同可转让，解决当前大规模可再生能源消纳与系统调峰容量不足，以及跨省区消纳与受电省发电企业利益冲突的问题。五是将各类发电企业纳入市场主体范围，以促进公平竞争和市场效率；将电力用户纳入市场主体范围，可充分利用市场机制促进电力供需平衡。六是建立了与电力供需相对应的实时价格机制，可以更好地保障电力系统的实时平衡，从而彻底解决直接交易只考虑电量平衡、不考虑电力平衡的弊端。七是允许试点地区结合本地区输电网架结构的实际情况，选择采用区域电价或节点边际电价。八是针对市场化后系统发生紧急事故、重大自然灾害、突发事件等情况，明确了应急处置原则。九是对市场信用体系制度建设提出了具体要求。

问：电力市场建设的实施路径是什么？

答：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，按照电压等级和用电容量不断扩大参与直接交易的市场主体范围和电量规模，选择具备条件地区建设现货交易和中长期交易同步开展的电力市场试点，建立适应现货交易要求的优先发用电机制；电力市场试点运行一定时间后，总结试点经验、完善交易机制、丰富交易品种，视情况扩大试点范围，推动各电力市场的融合与联合运行。

非试点地区按照《关于有序放开发用电计划的实施意见》以及《关于推进电力市场建设的实施意见》的有关内容开展市场化交易，在国家制定的中长期交易基本规则基础上，规范扩大电力直接交易，逐步过渡到适应现货交易要求的中长期交易机制，并在此基础上研究形成现货市场。各地零售市场按照《关于推进售电侧改革的实施意见》开展市场化交易。

问：推进电力市场改革能否降低电价？

答：现行电价体制下，用户终端价格主要包括发电上网价格、输配电价、政府基金和附加三部分。本次改革以核定输配电价为切入点，将电网企业购销差价作为主要收入方式转变为按照政府核定的输配电价收取过网费。市场建设重在理顺价格形成机制，构建反映供需变化、实现发电企业和电力用户间传导的价格信号，变“独买独卖”为“多买多卖”，其作用在于提高市场的竞争性，增强电力用户的用电选择权。从目前电力供需形势来看，在一段时间内电能量价格应该呈下降趋势。随着电力供需形势变化和市场机制的完善，电价将出现有升有降的局面。同时，监管机构将加大市场运行中市场力、串谋报价等问题的监管力度，避免市场平均价格大幅波动。

问：《实施意见》中为什么要突出建立现货市场？

答：这一次电力市场建设与2002年的市场化改革相比，一个鲜明的特点就是提出了电力市场建设应中长期交易和现货交易并举；逐步建立以中长期交易规避风险，以现货交易发现价格信号的电力市场。

过去我们推广开展的大用户直接交易，已经形成较为成熟的中长期电力交易机制，由于缺乏市场化的电力电量平衡机制，不能真实反映电力供需，价格信号存在失真情况，因此，需要建立现货市场。

推进自备电厂与公用电厂公平竞争

——访国家能源局电力司负责人

本报记者 王轶辰

问：本次出台《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》的目的意义是什么？

答：自备电厂是我国火电行业的重要组成部分。按照中发〔2015〕9号文改革任务要求，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。

问：如何统筹各地自备电厂的规划建设？

答：未来新（扩）建燃煤自备电厂项目（除背压机组和余热、余压、余气利用机组外）要统筹纳入国家依据总量控制制定的火电建设规划，由地方政府依据《政府核准的投资项目目录》核准，禁止以各种名义在总量控制规模外核准。

问：对并网自备电厂运行管理有哪些要求？

答：按《指导意见》要求，并网自备电厂：一是要严格执行调度纪律，服从电力调度机构的运行安排，合理组织设备检修和机组启停。二是要按照“两个细则”参与电网辅助服务考核与补偿，根据自身负荷和机组特性提供调峰等辅助服务，并按照相关规定参与分摊，获得收益。三是要全面落实电力行业相关规章和标准，进一步加强设备维护，做好人员培训，主动承担维护电力系统安全稳定运行的责任和义务。

问：自备电厂在环保方面应满足哪些要求？

答：《指导意见》明确，自备电厂应安装脱硫、脱硝、除尘等环保设施，确保满足大气污染物排放标准和总量控制要求，并安装污染物自动监控设备，与当地环保、监管和电网企业等部门联网。污染物排放不符合国家和地方最新环保要求的自备电厂要采取限制生产、停产改造等措施，限期完成环保设施升级改造；拒不改造或不具备改造条件的由地方政府逐步淘汰关停。对于国家要求实施超低排放改造的自备燃煤机组，要在规定期限内完成相关改造工作。鼓励其他有条件的自备电厂实施超低排放改造。

交易机构收取手续费不会造成电价上涨

——访国家能源局法制和体制改革司负责人

本报记者 林火灿

问：为什么要出台《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》？

答：“建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台”是贯彻落实中发〔2015〕9号文“构建有效竞争的市场结构和市场体系”要求的重要途径，是中发〔2015〕9号文明确的近期推进电力体制改革重点任务之一。组建和运行相对独立的交易机构具有较强的专业性，涉及主体众多，需要制定专门文件对交易机构设置、职能定位以及运行规则等内容作出规定，以便指导后续电力交易机构组建和规范运行工作。

问：从电力市场建设的实际看，对电力交易机构组建的总体考虑是怎样的？

答：电力交易机构不分级、互不隶属，同一地域内不重复设置开展现货交易的交易机构。考虑到我国电力市场建设的实际需要，对各类交易机构的设置及其职能总体考虑如下：一是北京电力交易中心、广州电力交易中心，主要职能是落实国家计划、地方政府协议。二是其他区域交易机构。主要职能是开展中长期交易、现货交易，在一定范围内实现资源优化配置。三是省（区、市）交易机构，主要职能是开展省内中长期交易，有条件的探索开展现货交易。

组建相对独立的电力交易机构，旨在搭建公开透明、功能完善的电力交易平台，不以营利为目的，依法依规提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务。

问：如何理解电力交易机构的“相对性”和“独立性”？

答：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；四是交易机构和调度机构按照各自职责开展市场运营业务，共享网络拓扑结构、安全约束等电力系统运行基础信息。

问：电力交易机构收取交易手续费是否会造成电价上涨？

答：市场建设初期，交易规模处于起步阶段，电力交易机构原则上不收取交易手续费，日常运行所需资金由各股东或会员单位按出资比例进行分摊。条件成熟后，可收取交易手续费，具体标准由电力市场管理委员会议定，按程序批准或同意后执行。

电力交易机构收取交易手续费不会造成电价上涨。首先，现有模式下的交易成本隐藏在电网购销差价中，交易机构独立后只是将交易成本透明化，可考虑在核定电网企业输配电价时扣除该部分交易成本。其次，交易机构收费在市场主体电费中的比例较小，不至于造成电价上涨。根据国际经验，交易相关费用仅占电能单价的1‰至2‰。建立市场化的交易机制和价格形成机制，将提高能源利用效率，减低成本，所降低的成本会远远大于为保障交易机构正常运转所收取的交易相关费用。最后，交易机构不以营利为目的，收取交易手续费形成的当期盈余会在下期返还市场交易主体。

为解决弃风弃光弃水问题提供政策基础

——访国家能源局新能源司负责人

本报记者 齐 慧

问：此轮电改对于促进新能源和可再生能源开发利用有何意义？

答：近年来，并网消纳问题始终是制约我国可再生能源发展的主要障碍。今年以来新能源消纳形势更加严峻，新能源与常规能源之间的运行矛盾不断加剧。大量的弃风、弃光现象既造成了可再生能源资源的巨大浪费，削弱新能源行业发展动力和后劲，也严重影响国家加快生态文明建设战略的实施和能源结构的调整步伐。在目前情况来看，除了技术因素外，出现并网消纳问题更多是体制机制原因。

中发9号文明确提出解决可再生能源保障性收购、新能源和可再生能源发电无歧视无障碍上网问题是当前电力体制改革的重要任务。从一定程度上讲，是否能够有效解决弃风弃光弃水问题将是考量本次电改成效的重要目标之一。近期出台的6个电力体制改革配套文件也将落实可再生能源全额保障性收购放到了一个比较重要的位置，为从根本上解决弃风弃光弃水问题提供了政策基础，是保障今后可再生能源产业持续健康发展的重要措施。

问：此次电改配套文件具体是如何考虑新能源和可再生能源并网消纳问题的？

答：一是建立清洁能源优先发电制度。《关于有序放开发用电计划的实施意见》提出“建立优先发电制度。优先安排风能、太阳能、生物质能等可再生能源保障性发电，优先发电容量通过充分安排发电量计划并严格执行予以保障”。在发电计划和调度中将优先安排可再生能源发电，逐步放开常规火电等传统化石能源的发电计划，并将加强可再生能源电力外送消纳，提高跨省跨区送受电中可再生能源电量比例。二是建立适应可再生能源大规模发展、促进可再生能源消纳的市场机制。《关于推进电力市场建设的实施意见》提出“形成促进可再生能源利用的市场机制。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，提高可再生能源消纳能力”。同时，将建立电力用户参与的辅助服务分担机制，积极开展跨省跨区辅助服务交易，提高可再生能源消纳能力。三是加强和规范燃煤自备电厂管理，提高系统运行灵活性。《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》要求自备电厂参与提供调峰等辅助服务，并推动可再生能源替代燃煤自备电厂发电。四是在售电侧改革中促进分布式可再生能源的发展。允许拥有分布式可再生能源电源的用户和企业从事市场化售电业务。

问：在保障可再生能源消纳方面下一步还会有什么政策措施？

答：为贯彻中发9号文件精神，并落实《可再生能源法》关于可再生能源发电全额保障性收购的有关要求，我们将依据此次出台的配套文件，编制出台《可再生能源电力全额保障性收购管理办法》，拟通过落实可再生能源优先发电制度，结合市场竞争机制，实现可再生能源发电的全额保障性收购。文件中将明确保障原则、保障范围和对可再生能源限发电量的补偿机制，通过经济手段和市场机制促进可再生能源发电的优先上网。

根据目前我国行业发展现状，单纯通过行政手段或市场机制都无法根本解决新能源并网消纳问题。在存在新能源限电情况的地区，我们拟通过发电计划方式优先安排一部分新能源保障性发电量，保障新能源项目合理收益的基本利用小时数。其余超出保障性范围的新能源发电量鼓励参与市场交易，通过市场竞争机制保障优先上网。这样，既保障了新能源项目的基本收益，也将促进新能源产业的发展进步。

有序向社会资本放开售电业务

——访国家能源局电力司负责人

本报记者 齐 慧

问：售电侧改革的主要内容及思路是什么？

答：售电侧改革是本次电力市场化改革的重点，也是亮点。中发〔2015〕9号文件提出要稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务。一是鼓励社会资本投资配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配电业务的有效途径。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。二是建立市场主体准入和退出机制。根据开放售电侧市场的要求和各地实际情况，科学界定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户也有电可用。三是多途径培育市场主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区，组建售电主体直接购电；鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售；允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。四是赋予市场主体相应的权责。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业购电、通过集中竞价购电、向其他售电商购电等。

问：什么样的企业或个人能够成立售电公司？

答：售电公司以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束。鼓励售电公司提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。

根据中发〔2015〕9号文和《实施意见》，电网公司、发电公司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。个人也可以投资成立售电公司，只要符合售电公司准入条件即可。

问：售电公司组建程序是什么？

答：按照简政放权的原则，《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，并作出信用承诺。“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机构进行事后备案。

问：售电公司如何分类？

答：售电公司分为三类。包括电网企业的售电公司；社会资本投资增量配电网并拥有配电网运营权的售电公司；不拥有配电网运营权的独立售电公司。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：电网公司参与竞争性售电业务，如何保证售电公司间公平竞争？

答：为确保售电市场的公平竞争，可采取以下应对措施：一是交易机构应选择独立性相对较强的组织形式。在电网企业成立售电公司从事竞争性售电业务的省份，交易机构原则上采用相对控股的公司制或会员制，确保多方参与。二是电网企业的售电公司也必须具有独立法人资格，独立运营。三是电网企业应加强内部管理，设置“防火墙”，从人员、资金、信息等方面确保市场化售电业务与输配电业务、调度业务、非市场化售电业务分开。四是加强监管，将电网企业关联售电公司独立经营情况作为重点监管内容。

问：发电企业成立的售电公司是否可以拥有配电网经营权？

答：为了调动发电企业参与售电的积极性，也不至造成新的“厂网不分”，《实施意见》对发电企业的售电公司拥有绝对控股增量配电网（不包括公共配电网），并未专门限制。而是通过试点，逐步探索社会资本（包括发电企业）投资增量配电网的有效途径，经营区内的发电企业也可以有多个选择。