

## 解读分布式发电市场化交易

近日，国家发改委、国家能源局印发《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》，引起行业广泛关注。为方便各方准确理解政策要求，推动分布式发电市场化交易试点工作顺利开展，《中国电力报》记者专访了国家能源局新能源司有关负责人，就《通知》内容进行了解读。

### 问：为什么开展分布式发电市场化交易试点？

答：分布式发电位于电力消费场所或与之相邻，所发电量无需远距离及升降压传输。与集中式发电供电方式相比，具有减少电力损耗、节省输电费用以及减少对土地和空间资源占用的优点，特别是可就近利用清洁能源资源。2013年国家发展改革委发布《分布式发电管理暂行办法》，国家制定了支撑分布式发电的一系列政策。各级电网企业建立了服务分布式发电接入电网运行的制度和工作机制。

近年来，分布式发电发展逐步加快。但是，由于现有电力系统的技术体系、管理体制、市场机制是按集中式发电供电模式设计的，分布式发电所需的电网公共服务、电力市场交易机制以及政府管理体制仍存在较多缺失，分布式发电在电力利用方面的节能、经济性和安全性等优势还未充分发挥。国家发展改革委、国家能源局组织分布式发电市场化交易试点的目的是探索与分布式发电相适应的电网技术服务管理体系、电力交易机制和输配电价政策改革等，在试点探索和评估总结基础上，最终形成可普遍适用的分布式发电的技术、市场和政策体系。

### 问：分布式发电市场化交易是否仅限于“自发自用、余电上网”的项目？

答：分布式发电的特征是接入配电网运行且发电量在所接入的配电网内就近消纳，同时需要符合能效、环保、安全等方面的要求。《通知》未对分布式发电“自发自用、余电上网”的限定。除了“自发自用、余电上网”项目可开展交易，分散开发的光伏电站和风电场接入配电网符合《通知》规定条件和接网电压等级并就近消纳的项目都可以开展交易。

### 问：分布式发电市场化交易对项目规模有什么要求？

答：《通知》对参与分布式发电市场化交易的项目的规模，也就是向电网输入的最大功率作了限制：接网电压等级在35千伏及以下的项目容量不超过20兆瓦(有自身电力消费的，扣除当年用电最大负荷后不超过20兆瓦)，之所以做这样的限定是为了确保分布式电源的发电量在接入电压等级范围内就近消纳。此外，也允许分布式电源接入110千伏配电网，项目容量可以超过20兆瓦但不高于50兆瓦，发电量在接入的110千伏电压等级范围内就近消纳。按照配电网的技术体系，一般最高的电压等级是110千伏，分布式电源馈入配电网的功率不能向110千伏以上传送。110千伏以上的电压等级是220千伏，如果向220千伏侧反送功率，就不是分布式电源了，应对其按集中式电源管理。西北电网、东北电网的电压等级分级有些特殊，可参照上述电压等级划分方法。

### 问：分布式发电市场化交易机制是什么？

答：分布式发电项目单位(含个人)与配电网内就近符合交易条件的电力用户进行电力交易，并以电网企业作为输电服务方签订三方供用电合同，约定交易期限、交易电量、结算电价、“过网费”标准及违约责任等。分布式发电项目单位首先与能消纳其全部上网电量的电力用户进行交易，特殊情况也不排斥与一家以上电力用户交易。运营配电网的电网企业(含社会资本投资增量配电网的企业，以下简称电网企业)承担分布式发电的电力输送，并配合有关电力交易机构组织分布式发电市场化交易，按政府核定的标准收取“过网费”。电网是一个电力输送、维持发用电平衡和系统稳定运行的平台，由于大多数分布式发电项目不能提供稳定发电，实际上电网企业要承担电力用户保底供电责任。

### 问：试点区域实行什么样的市场交易模式？

答：一是直接交易模式。这也是本次试点的主推模式，分布式发电项目与电力用户进行电力直接交易，向电网企业支付“过网费”。交易范围首先就近实现，原则上应限制在接入点上一级变压器供电范围内。分布式发电项目自行选择符合交易条件的电力用户，并以电网企业作为输电服务方签订三方供用电合同，约定交易期限、交易电量、结算方式、结算电价、所执行的“过网费”标准以及违约责任等。

二是委托电网企业代售电模式。分布式发电项目单位委托电网企业代售电，电网企业对代售电量按综合售电价格(即对所有用户按照售电收入、售电量平均后的电价)，扣除“过网费”(含网损)后将其余售电收入转付给分布式发电

项目单位。双方约定转供电的合作期限、交易电量、“过网费”标准、结算方式等。该模式主要是考虑有些分布式电源很小，如家庭(个人)屋顶光伏发电(3-20千瓦);以及有些项目虽然容量较大，但自己没有能力或不愿花费精力寻找直接交易对象等原因，希望电网公司代理售电。关于综合售电价格，《通知》未作明确规定，留给试点地区的电网企业，由其结合实际确定分布式发电消纳范围，考虑所涉及电力用户的电价差别等因素确定。

三是电网企业按标杆上网电价收购模式。在试点地区不参与市场交易的分布式发电项目，电网企业按国家核定的各类发电的标杆上网电价全额收购上网电量，但国家对电网企业的度电补贴要扣减配电网区域最高电压等级用户对应的输配电价。该模式实际上是将电网企业作为分布式电源的购电方，主要考虑是在试点地区已经存在的分布式电源，现在已执行电网企业全额收购，也不一定非要改为前两种，而且在试点完成全面实行分布式发电市场交易后，如果有的地方依然选择电网企业统一收购分布式发电项目电量的模式，也应允许。还有特殊情况，直接交易的分布式发电项目失去了与其交易的用户或在就近范围不存在符合条件的交易对象，而所在区域又没有电网代售电模式，则分布式发电项目发电量仍应由电网企业收购，此时也是一个兜底方式。对分布式发电项目单位而言，这与现在电网企业按标杆上网电价收购没有任何区别;但对电网企业而言，国家在补贴政策上要扣除未承担输电业务的上一电压等级的输电价格，其结果是减少了国家的补贴支出。

#### 问：“过网费”标准确定原则是什么?

答：“过网费”是指电网企业为回收电网投资和运行维护费用，并获得合理的资产回报而收取的费用，其核算在遵循国家核定输配电价基础上，考虑分布式发电交易双方所占用的电网资产、电压等级和电气距离。分布式发电“过网费”标准按接入电压等级和输电及电力消纳范围分级确定。当分布式发电项目总装机容量小于供电范围上年度平均用电负荷时，即可认定该项目的电量在本电压等级范围消纳，执行本级电压等级内的“过网费”标准，超过时执行上一级电压等级的过网费标准(即扣减部分为比分布式发电交易所涉最高电压等级更高一电压等级的输配电价)。此时该分布式电源对电网运行的影响已扩大到上一级电压等级范围，已按接入上一级电压等级配电网对待，理应承担上一级电压等级的过网费。分布式发电项目接入电网电压等级越低且消纳范围越近，则“过网费”越少。

过网费=电力用户接入电压等级对应的输配电价-分布式发电市场化交易所涉最高电压等级输配电价。例如，某电力用户以10千伏电压等级接入电网，一个5兆瓦分布式发电项目接入该10千伏线路所在变电站的高压侧35千伏，则过网费=10千伏输配电价-35千伏输配电价;若一个30兆瓦分布式发电项目接入35千伏侧，但功率已超过该电压等级供电范围平均用电负荷，则过网费=10千伏输配电价-110千伏输配电价。

#### 问：“过网费”标准如何制定?

答：“过网费”由试点地区省级价格主管部门会同能源主管部门提出具体的核定标准和办法，省级价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发展改革委备案。与分布式发电项目进行直接交易的电力用户应按国家有关规定缴纳政府性基金及附加。但是按《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，对分布式光伏发电自用电量免收可再生能源电价附加等针对电量征收的政府性基金，对此类分布式应落实好相关政策。“过网费”核定前，暂按电力用户接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价(含政策性交叉补贴)扣除分布式发电市场化交易所涉最高电压等级的输配电价执行。

#### 问：消纳范围如何认定?

答：分布式发电项目应尽可能与电网联接点同一供电范围内的电力用户进行电力交易。开展试点的消纳范围可以是同一台区、同一座变电站(电压等级在110千伏及以下)、跨越不同变电站(变电站之间存在110千伏及以下的线路直接联系)等几个情形。但不宜跨更高电压等级消纳，即若变电站之间无110千伏及以下的线路直接互联，需要通过220千伏及以上电压等级转供的，不属于试点所推行的分布式发电市场交易所适合的范围。为此，分布式发电市场化交易所涉及的最高电压等级不应超过110千伏。

各分布式发电项目的电力消纳范围由所在市(县)电网企业及电力调度机构(含增量配电网企业)核定，报当地能源监管机构备案。由于分布式发电项目同一接入网点的容量后续可能变化，所接入变电站的年度平均用电负荷也是变动的，为此，电网企业每年都要对分布式发电项目所进行电力交易涉及的电压等级及范围核定。

#### 问：如何组织分布式发电市场化交易?

答：一是建立分布式发电市场化交易平台。试点地区可依托省级电力交易中心设立市(县)级电网区域分布式发电交易平台子模块，或在省级电力交易中心的指导下由市(县)级电力调度机构或社会资本投资增量配电网的调度运营机构

开展相关电力交易。在省级电力交易机构可以提供分布式发电市场化交易服务的条件下，可由省级电力交易机构承担，但该交易不同于常规电力交易，为此应制定专门的交易规则。考虑到分布式发电市场化交易是一种简易电力交易行为，如果市(县)级电网企业有能力组织，也可以将交易平台设在市(县)级电网企业，更便于将交易与电网运行、电费收缴、结算相衔接。

二是审核交易条件。符合市场准入条件的分布式发电项目，在已向当地能源主管部门办理项目备案的前提下，经电力交易机构进行技术审核后，就可与就近电力用户按月(或年)签订电量交易合同，在分布式发电交易平台登记。经交易平台审核同意后供需双方即可进行交易，购电方应为符合国家产业政策导向、环保标准和市场准入条件的用电量较大且负荷稳定企业或其他机构。电网企业负责核定分布式发电交易所涉及的电压等级及电量消纳范围。

#### 问：分布式发电市场化交易平台应有哪些技术要求和条件？

答：一是分布式电力交易信息管理系统。交易平台应具备以下主要功能：申请参与分布式电力交易、递交双边电力交易合同、接受分布式售电方上网交易电量预测。交易平台负责对交易双方资格进行审核，对交易电量进行计量和结算。

二是分布式电量供需平衡管理。不要求分布式发电(尤其是光伏和风电)作为售电方的上网电力与购电方的用电负荷实时平衡。分布式发电企业与用户的供需合同为电量交易合同，实时供电和偏差电量均由调度机构自动组织实现电力电量平衡。调度机构(一般由地调承担或增量配电网调度机构承担)负责建立分布式发电(电量)交易结算系统，按月进行购售电量平衡并结算。

#### 问：交易规则如何编制？

答：试点地区的省级发展改革委(能源局)与国家能源局派出机构，在省级电网公司技术支持下，编写区域分布式电力交易规则。交易规则应至少包括以下方面内容：一是交易模式，应说明选择哪一种交易模式，明确交易双方和电网企业的权利、责任和义务，提供交易合同的模板；二是电力电量平衡机制，主要是明确电网企业在分布式发电项目不能按预测发电或少发电时调用其他电力来源(如从上级电网购电)满足系统发用电平衡以及用户的可靠供电；三是电费收缴和结算，明确电网企业负责电力用户全部电量的计量和电费收缴，将交易部分电量扣除“过网费”后支付给分布式发电项目单位；四是“过网费”标准，应按《通知》中“过网费”核定原则，结合当地实际，明确不同消纳范围的“过网费”收缴。

#### 问：电网企业应承担哪些责任和服务？

答：一是电网企业对分布式发电的电力输送和电力交易提供公共服务，只向分布式发电项目单位收取政府核定的“过网费”；二是依托电力交易中心或市(县)级电力调度机构或社会资本投资增量配电网的调度运营机构建设分布式发电市场化交易平台；三是电网企业及电力调度机构负责电力电量平衡和偏差电量调整，确保电力用户可靠用电以及分布式发电项目电量充分利用，也就是说保障用户可靠供电仍由电网企业负责，仅仅是在电网企业与用户的电费结算中将分布式发电交易电量对应的电费在扣除过网费后转付给分布式发电项目单位；四是电网企业负责交易电量的计量和电费收缴，交易平台负责按月对分布式发电项目的交易电量进行结算；五是在实行可再生能源电力配额时，通过电网交易的可再生能源电量计入当地电网企业的可再生能源电力配额完成量。

#### 问：有关补贴政策标准如何确定？

答：纳入分布式发电市场化交易试点的可再生能源发电项目建成后自动纳入可再生能源发展基金补贴范围，按照全部发电量给予度电补贴。光伏发电、风电度电补贴标准适度降低。单体项目容量不超过20兆瓦的，度电补贴需求降低比例不得低于10%；单体项目容量超过20兆瓦但不高于50兆瓦的，度电补贴需求降低比例不得低于20%。度电补贴均指项目并网投运时国家已公布的标准，度电补贴标准降低是针对启动分布式市场化交易试点后建成投运的项目。享受国家度电补贴的电量由电网企业负责计量，补贴资金由电网企业转付，省级及以下地方政府可制定额外的补贴政策。

#### 问：分布式发电市场化交易机制对电网企业的利益是如何考虑的？

答：电网是电力生产、输送和使用的公共平台。分布式发电交易需要电网企业提供分布式电源并网运行、输电、以及保障电力用户可靠用电的技术支持，提供发用电计量、电费收缴等服务，这些都增加电网企业的运营成本；特别是分布式发电交易不支付未使用的上一级电压等级的输电价格，与全部由电网企业供电相比，这部分电量对应的电网企业的售电(或输配电价)收入就减少了。由于分布式发电及市场化交易改变了电网的运营方式，给电网企业增加的成本

是多因素共同作用下的一个综合结果，需要在试点中监测评估并逐步厘清。一个基本的原则，在电力改革后，国家对电网企业实行准许收入管理，分布式发电市场化交易给电网企业增加的成本，全部计入核定区域输配电价的总成本予以回收。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/118287.html>