附件

分布式发电市场化交易试点方案编制参考大纲

分布式发电市场化交易试点方案应满足国家有关法律法规和管理办法要求，充分收集资源、装机、负荷、电价等各项基础资料。试点方案按照如下章节编制，应阐明开展分布式发电市场化交易的必要性、具备的条件、改革创新内容、实施主体、输配电价等政策建议。

一、重要性和必要性

说明本区域当前分布式发电发展总体情况，分析分布式发电发展面临的突出矛盾和问题，开展分布式发电市场化交易的目的和意义。

二、总体思路、原则和目标

（一）总体思路

提出本区域开展分布式发电市场化交易的总体要求和主要思路。

（二）基本原则

提出本区域开展分布式电源市场化交易应遵循的基本原则。

（三）目标和步骤

提出本区域开展分布式发电市场化交易的主要目标，可分阶段、按年度提出具体实施步骤和预期目标。

三、发展条件

（一）基础条件

1.资源条件

区域内太阳能、风能资源条件以及可利用的土地条件。

2.发展基础

区域内已建成屋顶光伏的总装机容量、年发电量、主要类型；已建成地面光伏电站的总装机容量、年发电量、接入电压等级；已建成的在本区域内消纳的风电项目的总装机容量、年度电量、接入电压等级。

3.电力系统及市场条件

1）区域年电力消费量（全社会用电量），最高、最低、平均用电负荷，电力需求的月度变化、典型日变化规律。

2）各电压等级变电站的情况，重点描述110千伏、35千伏等级变电站的分布情况。

3）重点领域的用电及电价情况，如区域内的大型用电企业、工业园区（经济开发区）的供电方式、用电负荷、电价（分时）；

（二）分布式发电布局

根据企业开展前期工作、具备开发光伏、风电项目的场址条件，预测到2020年时，可能新开发的光伏发电、风电项目的分布及规模。如具备条件，尽可能落实到具体场址和预期规模。对光伏发电，应包括屋顶光伏发电的潜在条件和地面50兆瓦以下光伏电站的潜在条件。

（三）分布式发电接网及消纳条件

1.接网条件分析

对2020年前计划开发的光伏发电、风电的接入110千伏及以下电网的条件进行测算；按照利用既有变电站接入能力（无需扩容）、改造扩容后的能力以及新建变电站三种条件测算。

2.电力电量平衡分析

第一层次，分析区域内分布式发电的总发电出力与总电力需求的电力电量平衡关系，考虑分布式发电优先上网的前提条件，确定区域可接纳分布式发电的总潜力。

第二层次，以各变电站为节点在同一供电范围内，测算各变电站供电范围可接纳的分布式发电最大发电出力；结合分布式发电项目布局，说明哪些项目具备同一供电范围消纳条件，哪些项目需要跨上一电压等级变电站供电范围内消纳。

四、重点任务

（一）市场准入条件

提出分布式发电参与市场化交易的资格条件。重点内容为：

1.参与交易的分布式发电项目应为接入配电网运行、发电量就近消纳的中小型发电设施。分布式电站项目可采取多能互补方式建设。

2.参与分布式发电市场化交易的项目应满足以下要求：接网电压等级在35千伏及以下的项目，单体容量不超过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），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，接网电压等级不超过110千伏且在该电压等级范围内就近消纳，度电补贴需求降低比例不得低于20%。

3.参与交易的购电方符合国家产业政策，达到国家环保和节能标准，在电网结算方面未有不良记录。

（二）交易规则

针对试点地区，省级发展改革委能源局牵头，会同国家能源局派出机构，在省级电网公司技术支持下，编写区域分布式发电市场化交易规则。交易规则应包括以下方面内容：

1.交易模式

按照直接交易模式、电网企业代售模式和收购电价模式、等三种分布式发电交易模式，各地区根据所在地区电力市场推进情况，因地制宜选择交易模式。

1）选择直接交易模式的，分布式发电项目单位作为售电方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（称之为供电方、购电方、输电方），约定交易期限、交易电量、结算方式、结算电价、“过网费”标准以及违约责任等，其中“过网费”标准由省级价格主管部门制定。分布式发电项目交易电量纳入核定所在省级电网区域输配电价的基数电量，对分布式发电交易收取的“过网费”，在核定准许收入时予以扣除。

2）选择委托电网企业代售电模式的，分布式发电项目单位可与电网企业签订转供电合同，电网企业按综合售电价格，扣除“过网费”（含网损电量）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。

3）在试点地区不参与市场交易的分布式发电项目，仍由电网企业全额收购其上网电量，收购电价为本地区各类发电项目标杆上网电价。

2.电力电量平衡

1）分布式发电市场化交易购售电双方均接受调度机构对电力电量平衡进行自动管理，偏差电力电量由调度机构自动调剂。

2）购售电双方均应提前向调度机构报送出力预测和负荷预测。

3.电费收缴和结算

1）分布式售电方上网电量、购电方自发自用之外的购电量均由当地电网公司负责计量，购电方通过电网所购买全部电量（含分布式发电交易电量）均由当地电网公司负责收缴。

2）电网公司收缴的电费，扣除“过网费”（含网损电量在内）后，支付给分布式发电项目单位。以月为周期结算。

4.“过网费”标准及执行

参考通知正文有关内容，各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。

（三）分布式发电市场化交易平台建设

1. 分布式发电市场化交易信息管理系统

试点地区依托省级电力交易中心设立市（县）级电网区域分布式发电市场化交易平台子模块，也可在省级电力交易中心的指导下由市（县）级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工作。该交易平台应具备以下主要功能：申请参与分布式发电市场化交易、递交双边电力交易合同、接受分布式发电市场化交易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。

2. 分布式发电市场化交易电量供需平衡管理

不要求分布式发电交易售电方的上网电力与购电方的用电负荷实时平衡。当售电方上网电力超过购电方用电负荷时，调度机构将多余电力配送给台区内（或跨台区）其他用户；当售电方上网电力减少（极端情况无出力）时，购电方的负荷由调度机构自动从网内调配电力满足。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。电网企业向购电方收取的总用电量的电费，切分出分布式发电市场化交易售电方的售电量，按交易价格将电费转交给分布式发电售电方。分布式发电市场化交易售电方也可与电网企业签订代售电合同，把电量全部委托电网企业代售电，电网企业按照综合售电价格扣除“过网费”后与分布式发电售电方结算。

五、配套措施

有关试点省级政府部门及市县有关级政府可在国家有关政策措施基础上，结合本地区实际细化有关政策和保障措施，并制定本地区支持分布式发电市场化交易政策措施。试点方案应说明省级政府及市县级政府的配套政策措施。

六、组织实施

从加强组织领导、完善工作机制、严格督查考核、稳妥有序推进等方面，提出本区域分布式电源市场化交易的组织实施要求。