



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2017.11.13-2017.11.19

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	2
1、【嘉兴市光伏发电应用全面升级】	2
2、【浙江嘉善“三注重，三推动”稳妥推进居民屋顶光伏建设发展】	4
3、【彭博社：2017年中国新增太阳能装机容量将创新高】	6
4、【户用光伏或成行业新风口】	7
5、【鼓励市场化交易促可再生能源消纳】	9
6、【新型太阳能电池亮相高交会 每瓦发电成本不到1元】	11
企业动态	12
1、【分布式光伏“破局” 晶科电力“闯关”】	12
2、【36所站在国际新型智慧城市建设舞台上展现中国解决方案】	14
光伏政策	15
1、【国家发改委、能源局发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》】	15
2、【两部委关于开展分布式发电市场化交易试点的通知】	17

行业聚焦

1、【嘉兴市光伏发电应用全面升级】

嘉兴市 2012 年列入浙江省光伏产业“五位一体”创新综合试点，历经几年实践，试点工作取得了阶段性成效。

在总结试点基础上，2017 年 10 月市政府出台了《嘉兴市推进“光伏+”行动方案》，新一轮光伏推广被赋予了全新的阐释，被视为贯彻新发展理念，推动形成绿色发展方式和生活方式的一种重要内容。

嘉兴市光伏新能源应用特点

近 5 年嘉兴市光伏新能源应用取得了跨越式的发展，截至 2017 年 10 月底，全市光伏发电装机 1900.3 兆瓦，总并网容量 1771.6 兆瓦，历年累计已发出清洁电力 26 亿千瓦时。

主要呈现以下四个特点：

一是量大面广。

2017 年 6 月底全国分布式光伏累计装机容量 1743 万千瓦，嘉兴市分布式光伏并网容量约占全国近十分之一。截止 10 月底全市电力部门已受理和已并网的光伏项目数量分别为 21755 个，涉及厂房屋顶 1685 个，居民屋顶 19835 个，涉及投资企业百余家；

二是模式多样。

除应用于工业厂房、家庭屋顶外，还涉及渔光、农光互补，以及风光电互补、太阳能车棚、太阳能路灯等多种应用领域；

三是促进节能减排。

今年光伏新能源电量已占全市用电量的 3.34%，较去年提高 1.5 个百分点，仅使用光伏清洁能源一项即节约标煤 35.9 万吨。按已装机规模测算，预计每年可减少二氧化碳排放 180.5 万吨，减少二氧化硫排放 1.1 万吨，减少氮氧化物排放 8700 吨；

四是综合效益显著。

分布式光伏发电自用电量累计达 15.9 亿千瓦时，企业因使用光伏清洁能源

而减少用电成本约 1.3 亿元，在带动农户和经济薄弱村增强自我发展能力方面也发挥了重要作用。

光伏新能源应用推广的实践历程

（一）谋篇布局促发展。

2012 年，正值光伏产业发展面临“内忧外患”的低谷期、寒冬期，但是挑战和机遇并存。基于嘉兴光伏产业具有规模、技术、人才、资源、项目应用等基础以及嘉兴市智慧电网建设的有力支撑，经嘉兴市积极争取，浙江省政府决定在嘉兴启动光伏产业“五位一体”创新综合试点工作，2012 年 12 月省政府在嘉兴召开了试点工作会议，标志着这项工作正式启动。

试点方案明确以“应用促创新、创新促发展、改革促发展、开放合作促发展”的发展路径，有效整合各界资源，规划建设 14.2 平方公里的嘉兴光伏高新区，建立光伏装备与智能控制研究院等 4 家省级重点企业研究院，争创了嘉兴光伏高新区、平湖经济技术开发区等 4 个国家级分布式光伏发电示范区，嘉兴市高起点、高标准地推进试点工作，积极探索光伏发电集中连片开发。

（二）改革试点创模式。

“十二五”中后期，嘉兴市在光伏应用推广上真抓实干，敢担当、真作为，形成了一系列可复制、可推广的创新模式，真正做到试出典型、试出样板。

先后健全了国家、省、市、县四级政府政策集成支持体系，多部门联合构建“1+5”屋顶光伏发电项目管理制度，积极开展适应分布式能源的区域智能电网建设，率先建立并网服务管理体系和开展家庭、企业并网结算，在秀洲区新塍镇沙家浜社区率先开展 100 户集中连片家庭屋顶光伏项目建设，在嘉兴光伏高新区高标准地实施项目管理，采取统一规划、统一收储、统一分配、统一价格、统一协调等“五统一”模式，引进和培育了鉴衡认证中心、电腾云光伏等产业链服务公司，积累了一套政府推动、市场运作、统一管理的工作经验，多项工作均在全省乃至全国开先河。2014 年 8 月 4 日国家能源局在嘉兴召开分布式光伏现场会，前国家能源局局长吴新雄高度评价了嘉兴模式，嘉兴的实践经验得以推广至全国。

（三）“光伏+”迈入新时代。

进入“十三五”以来，随着光伏扶贫、百万家庭屋顶光伏等光伏新政的推出，嘉兴市利用“光伏+”应用新模式的市场拓展机遇，加快推进“光伏+”在经济社

会各领域的深度融合和创新发展，出台了《嘉兴市推进“光伏+”行动方案》。

方案在“五位一体”创新综合试点基础上进一步深化，全面提出了今后五年加快推进“光伏+”的目标任务和措施，并选择在秀洲区新塍镇开展“光伏+”绿色发展示范镇建设。目标到2021年底，全市光伏发电项目总装机容量达到2800兆瓦以上，在进园入企、进村入户、公共机构、农渔业互补等18个重点领域打造一批具有示范性、可复制的典型应用案例，“光伏+”工程建设、质量监督、建筑规划、综合评价等配套制度进一步健全，“光伏+”将更加全方位推进。

（本文摘自《嘉兴在线》）

2、【浙江嘉善“三注重，三推动”稳妥推进居民屋顶光伏建设发展】

近年来，嘉善县把推进家庭屋顶光伏作为践行生态文明建设和绿色发展理念的重要突破口，以光伏产业技术升级为动力，以市场应用拓展为路径，以产业链协作为支撑，以政策体系和管理机制创新为保障，健全光伏应用与产业发展相互促进的良性互动机制，加快推进家庭屋顶光伏在经济社会各领域的全面深度融合和创新发展，实现经济效益、社会效益和生态效益的最大化。截止今年9月30日，全县并网居民屋顶光伏1484户，总装机容量达8.13兆瓦。

一、注重规划服务，推动行业专业融合发展

一是市场化模式推进。通过全款出资、商业贷款、出让屋顶、合同管理等建设模式，加快推动家庭屋顶光伏建设。同时，支持有条件的企业按照市场机制成立从事光伏发电系统建设、运行、维护等业务的专业化运营服务单位，特别是支持资金实力较强、管理经验丰富的企业组建第三方合同能源管理机构。

二是多渠道结合推进。结合“美丽乡村”建设，推进既有居民住宅和新建住宅屋顶建设家庭屋顶光伏，鼓励集中连片发展。积极推进国家“金太阳”工程建设，累计共开发嘉善罗星街道科创中心、浙江昱辉阳光能源有限公司等20个“金太阳”工程光伏发电项目，装机总容量为34.09兆瓦。优先鼓励生猪退养户、低收入家庭等建设家庭屋顶光伏，累计推广安装居民分布式光伏发电200户，装机总容量0.6兆瓦。

三是全方位服务管理。加强对光伏发电配套电网的建设和改造，简化居民屋顶光伏发电的电网接入方式和管理程序，确保光伏发电项目及时并网。同时，对

居民屋顶光伏项目发电量、上网电量进行计量和统计，按月转付国家、省补贴资金，确保补贴资金及时足额到位。

二、注重协调引导，推动行业快速有序发展

一是完善工作推进机制。调整建立由县政府分管副县长任组长，县发改局、县经信局、县财政局等有关部门负责人为成员的推进光伏发电项目建设工作领导小组，负责全县光伏发电应用规划、指导、协调、项目管理等工作，形成目标明确、责任清晰、协同推进的工作机制。定期召开会议，协调推进全县光伏发电推广应用工作。同时，在姚庄镇开展省级新能源示范镇建设，鼓励先行先试，为面上推进积累经验。

二是加大政策支持力度。鼓励银行等金融机构结合居民屋顶光伏的特点和融资需求，加大绿色信贷的规模，采取灵活的信贷政策，加大对居民屋顶光伏项目的金融支持。县财政按装机容量对每户居民给予一次性2元/瓦补贴，补贴标准最高为6000元。目前，已完成居民光伏项目补助613户，补助金额365.602万元。

三是营造浓厚发展氛围。编制居民光伏发电宣传手册，依托报纸、电视、网络等媒体，多方位开展太阳能光伏宣传，普及光伏发电应用常识，激发城乡居民投资建设光伏发电项目的积极性，提高社会各界对光伏发电的认知和接受程度，营造推进居民屋顶光伏建设的良好氛围。

三、注重规范管理，推动行业持续健康发展

一是规范市场秩序。出台《关于加强居民家庭光伏建设管理的通知》，对居民光伏建设企业实行备案管理。同时，按照市光伏办要求，对我县居民光伏建设企业组织开展季度评价，对资源配置、项目备案、工程建设、电网接入、并网运行和电费结算的进行全过程评价。

二是加强补贴管理。会同县经信局、县住建局、县财政局、国网嘉善供电公司出台《嘉善县家庭屋顶光伏项目补贴申请办法》，实施居民家庭光伏项目第三方检测。落实分布式光伏县级补贴政策，发放二批分布式光伏县级补助资金，共计居民家庭613户，补助金额365.602万元；企业2户，补助金额129.695万元。

三是健全行业监管机制。按照“统一规划、统一设计”的原则，确保居民屋顶光伏建设应与美丽乡村建设相结合。积极引导业主优化屋顶布局，既要有利于

光伏组件安装，又要在形状、色彩等方面同建筑风格协调统一。对环境敏感区域内不符合美观建设要求，电力部门不予并网接入，按照合同有关规定依法处理。

（本文摘自《浙江发改委》）

3、【彭博社：2017年中国新增太阳能装机容量将创新高】

作为世界上最大的碳排放国，2017年中国有望安装创纪录的太阳能发电量，这促使研究人员将预测提高了80%。

彭博新能源财经表示，今年全球新增太阳能装机容量将达到54吉瓦，较之7月份公布的30吉瓦预测上调了80%。额外增量有望超过2017年日本太阳能发电总量。

彭博新能源财经北京一位分析师Yvonne Liu表示：“旨在缓解贫困的屋顶太阳能电站和项目的数量比预期的要多，开发商们在获得补贴前急于建造一些地面安装的太阳能项目。”

市场的增长有利于包括晶科能源控股有限公司和天合光能有限公司在内的顶级太阳能电池生产商。2017年前九个月，中国已经安装了43吉瓦的太阳能，已经超过去年全年的34.5吉瓦。

中国自2013年以来一直是世界上最大的太阳能市场，两年前开始，其光伏发电装机容量已经超过了德国成为全球第一。

根据11月17日的报告，中国建设银行国际证券将中国太阳能发电容量2018年预测从原来的40吉瓦提高到55吉瓦。

建设银行表示：“随着新政策出台，我们对中国太阳能行业的整个供应链的光明前景充满信心。”

根据国际能源署（International Energy Agency）的数据，自2013年以来，可再生能源或核电占中国发电容量增量的一半左右。到2040年，国际能源署认为可再生能源将占总发电量的40%。目前约占发电量的67%的煤炭在此期间将下降到40%。

（本文摘自《彭博新能源财经》）

4、【户用光伏或成行业新风口】

十九大报告指出，我国要壮大节能环保产业和清洁能源产业。实际上，以光伏为代表的清洁能源产业正高速发展，户用光伏市场已呈现爆发增长态势，成为行业新风口。

日前，国家统计局发布最新数据显示，2017年1—8月我国总发电量中，太阳能发电量虽占比较小，但却保持高速增长，同比增幅达到34%。

与此同时，中电联近日发布的《2017年1月份—8月份电力工业运行简况》显示，今年1—8月份，全国新增光伏发电38.28吉瓦，比上年同期多投产16.49吉瓦，其中分布式光伏为7.11吉瓦，比去年同期增长2.9倍。

国家能源局相关人士预计，分布式光伏全年将突破10吉瓦，2017年是真正意义上的居民户用光伏爆发元年。

“户用光伏市场是一个蓝海市场，开发率不足5%”

户用光伏系统，即利用太阳能电池板将光能直接转换成电能，接入用户侧电网的光伏发电系统。典型容量为3kW、5kW、10kW，一般采用“自发自用，余电上网”的模式，现阶段享受0.42元/千瓦时的国家电价补贴。户用光伏属于分布式光伏的范畴，与之相对应的还有工商业分布式光伏等。

最近，中国光伏行业协会秘书长王勃华对外公布一组最新数字，在今年1—9月份，我国光伏新增装机已达42吉瓦左右，其中分布式光伏同比保持300%以上的增长。

在分布式光伏的大爆发之中，户用光伏是亮点中的亮点。比如：到今年7月，浙江户用光伏已达到8.5万户，杭州今年上半年的户用光伏增长已超过多年来的总和。

浙江展宇光伏副总经理宋钰告诉记者，2016年光伏发电新增装机量仅为34.54吉瓦，其中分布式光伏4.24吉瓦，分布式光伏占比仅为12.3%，而在今年整个新增光伏装机容量中，分布式光伏占比首次达到29.14%的高位。

“国内有4000万个独立屋顶，如果有20%~50%的屋顶安装了光伏电站，按照一套5千瓦的光伏系统4万元计算，将会出现3200亿~8000亿的市场规模，而现在这个市场的开发率不足5%。因此，户用光伏市场不仅有着巨大的市场潜

力和规模，还是一个蓝海市场。”宋钰用数字向《中国经济周刊》记者描述了户用光伏市场的规模。

浙江省太阳能行业协会秘书长沈福鑫称，按照户用光伏目前的发展速度和前景，户用光伏或将成为我国分布式光伏的主要类型。

据美国金融信息服务提供商 IHSMarkit 预测，中国今年将成为全球第二大户用光伏市场，未来3年有可能超越美国成为全球最大的户用光伏市场。

多重利好推动户用光伏成燎原之势

中国可再生能源学会光伏专业委员会秘书长吴达成对《中国经济周刊》记者说，从国家宏观政策层面看，支持力度空前。

2016年11月，国家发改委和国家能源局联合发布《电力发展“十三五”规划》，规划指出，2020年全国太阳能发电装机达到1.1亿千瓦以上，其中分布式光伏6000万千瓦以上、光热发电500万千瓦。此后《太阳能发展“十三五”规划》《可再生能源发展“十三五”规划》相继出炉，一系列有利于分布式光伏发展的国家政策不断出台，再加上分布式光伏的补贴电价维持在0.42元/千瓦时不变，光伏“绿证”制度的实施，这些政策都为户用光伏爆发奠定基础。

从光伏发电成本看，系统成本的下降使分布式光伏推广成为可能，这成为户用光伏爆发式增长的直接推手。

国内知名光伏逆变器厂家——深圳古瑞瓦特新能源股份有限公司负责人告诉记者，从2007到2014年的7年时间里，太阳能电池组件成本下降近10倍。

业内预计到2020年，中国晶体硅太阳能光伏组件价格将下降至每瓦0.4美元左右。再加上光伏发电技术的进步，高效电池或其他新型电池的研发普及等，太阳能光伏发电成本将进一步下降。

吴达成认为，户用光伏拥有投资小、可就地消纳、不存在限电风险等优势，更为集约和高效。由于地面资源和电网条件限制，地面电站增长或将不可持续，因此分布式光伏特别是户用光伏就有可能成为组件消耗的主通道。

户用光伏投资收益跑赢理财产品

户用光伏的收益如何？浙江展宇光伏副总经理宋钰告诉记者，“一套户用光伏系统一般花费2.4万~10万元人民币，相对于投资达数千万甚至数亿元的大型地面电站而言，户用光伏的投资金额大众接受度更高。”集中式地面光伏电站

每年都在下调电价补贴，而户用分布式光伏系统的电价补贴已4年没有下调，保持较高较稳定的收益水平。

以北京为例，除国家0.42元/千瓦时的电价补贴外，北京市政府还出台了地方补贴政策，额外为分布式光伏增加了0.3元/千瓦时的地方性补贴。经过计算，户用光伏每发1度电就有1元以上收益，预计5到6年便能收回成本。按照国家25年期的投资政策计算，户用光伏在收回成本后，还有着长达20年左右的纯投资收益期。

“户用光伏系统20年的内部收益率为9.89%~29.15%，25年的内部收益率为9.47%~29.12%。由此可见，投资收益率高于银行存款利率，还超过目前市场上大部分的理财产品收益。”中国经济体制改革研究会产业改革与企业发展委员会副秘书长茆同风告诉记者，由于户用光伏系统能在25年内提供稳定的现金流收益，对于居民而言，可以作为一种比较理想的长期投资产品。

同时，户用光伏系统还存在补贴发放及时、投资手续简便高效等特点。“以户用光伏为代表的项目，已逐渐从部分企业的投资项目变成普通百姓理财淘金的好帮手，成为一种真正市场化的产品。”宋钰说。

（本文摘自《中国经济周刊》）

5、【鼓励市场化交易促可再生能源消纳】

我国化解可再生能源消纳问题力度将再“加码”。近日，国家发展改革委、国家能源局联合印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》（下称《方案》），要求采取有效措施提高可再生能源利用水平，推动解决弃水弃风弃光问题取得实际成效，2017年可再生能源电力受限严重地区弃水弃风弃光状况实现明显缓解。到2020年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。

“以光伏风电为代表的新能源产业还面临一些困难和挑战。”国家能源局新能源和可再生能源司副司长李创军表示，一是新能源在整个能源消费中的占比仍然较少，距离完成2020年非化石能源消费占比15%的发展目标还有一定差距；二是弃风弃光问题仍然严峻，充分发挥系统灵活性，提高可再生能源利用水平的任务还有待加强；三是补贴机制仍有待优化，全面推动新能源发电成本下降，加速平价上网的步伐还需要加快；四是产业创新活力仍有待发掘，高端装备和关键技

术亟待突破。

为解决消纳问题,《方案》提出,实行可再生能源电力配额制,按年度确定各省级区域全社会用电量中可再生能源电力消费量最低比重指标。各省级电网企业及其他地方电网企业、配售电企业负责完成本供电区域内可再生能源电力配额,电力生产企业的发电装机和年发电量构成应达到规定的可再生能源比重要求。

电网输送能力不足一直是制约可再生能源消纳的重要因素。国家能源局有关负责人表示,一方面将加强可再生能源开发重点地区电网建设,加快推进西南和“三北”地区可再生能源电力跨省跨区配置的输电通道规划和建设,优先建设以输送可再生能源为主且受端地区具有消纳市场空间的输电通道;另一方面,将充分挖掘现有跨省跨区输电通道输送能力,充分利用已有跨省跨区输电通道优先输送水电、风电和太阳能发电。在进行一定周期的监测评估基础上,明确可再生能源电力与煤电联合外送输电通道中可再生能源占总输送电量的比重指标。

“2030 智能电网专项的目标之一就是支撑大规模可再生能源的全额消纳,我们希望这个重点的研发项目能够大幅提升我国可再生能源的自主创新能力,为可再生能源大规模发展提供技术支撑。”科技部高新技术发展及产业化司副司长续超前说。

由于近年来我国可再生能源发展迅猛,也带来了发展布局不合理的问题。《方案》明确,坚持集中式与分布式并举,统筹可再生能源电力开发建设与市场消纳,积极支持中东部分散资源的开发,合理把握限电严重地区可再生能源电力发展节奏。实行可再生能源电力消纳预警机制,国家能源局对各地区年度可再生能源电力限电情况进行评估,在确保限电比例下降的前提下合理确定年度新增建设规模。

近年来,我国用电量增长趋缓,也给可再生能源消纳带来了巨大压力。据了解,下一步我国将加快实施电能替代,鼓励可再生能源富集地区布局建设的电力制氢、大数据中心、云计算中心、电动汽车及配套设施等优先消纳可再生能源电力。重点在居民采暖、生产制造、交通运输、电力供应与消费等四个领域,试点或推广电采暖、各类热泵、工业电锅炉(窑炉)、农业电排灌、船舶岸电、机场桥载设备、电蓄能调峰等电力消纳和利用设施。“十三五”期间全国实现电能替代

电量 4500 亿千瓦时。

当前，新电改已经迈入“深水区”，对于解决可再生能源消纳问题的长效手段仍是建立市场化机制。国家能源局有关负责人表示，在国家核定最低保障收购年利用小时数的地区，对最低保障收购年利用小时数之外的可再生能源电量，鼓励通过市场化交易促进消纳利用。充分挖掘跨省跨区输电通道的输送能力，将送端地区解决弃水弃风弃光问题与受端地区压减燃煤消费相衔接，扩大跨省跨区消纳可再生能源电力现货交易。“有关地区要尽快取消跨省跨区可再生能源电力交易送受端不合理的限价规定，支持可再生能源电力提高市场竞争力。”该负责人说。

此外，《方案》还要求，完善可再生能源上网电价形成机制，加快新建可再生能源发电项目补贴强度降低。积极开展上网侧峰谷分时电价试点和可再生能源就近消纳输配电价试点，鼓励各类用户消纳可再生能源电量。

（本文摘自《经济日报》）

6、【新型太阳能电池亮相高交会 每瓦发电成本不到 1 元】

从 2017 中国国际高新技术成果交易会了解到，南方科技大学教授徐保民研发的新型钙钛矿太阳能电池突破了这一难点，光电的转换效率达到了 20%以上，该电池还具有柔性化、可弯曲的特点，应用领域更加广泛，同时每瓦发电成本仅为 1 元不到。

11 月 21 日，太阳能电池具有绿色环保的特点，但成本高、转换效率低短板制约了它的推广，记者从 2017 中国国际高新技术成果交易会了解到，南方科技大学教授徐保民研发的新型钙钛矿太阳能电池突破了这一难点，光电的转换效率达到了 20%以上，该电池还具有柔性化、可弯曲的特点，应用领域更加广泛，同时每瓦发电成本仅不到 1 元。

在高交会南方科技大学展位前，不少小朋友被眼前“自动”旋转摩天轮玩具所吸引，不少家长还询问展台工作人员能不能购买该玩具。实际上，这款玩具正是徐保民所研发的新型钙钛矿太阳能电池在玩具领域的应用。徐教授告诉记者，通过在玩具摩天轮上加装一个新型钙钛矿太阳能电池板，市民打开手机上的手电筒，照射在电池板上，就能实现光能到电能的转化，让玩具摩天轮旋转起来。

据了解，作为入选国家“千人计划”的专家，徐保民自2014年全职进入南方科技大学，全力研发钙钛矿太阳能电池材料，组建了由5位教授以及十多名博士后、博士生、硕士生组成的团队，经过两年多的研究，目前研究成果已经成型。

“可以在低温下，配成溶液，将溶液用印刷的办法刷到塑料基底上，不需要高温处理，就可以在塑料基底上做电池”，据徐保民透露，由于新型钙钛矿太阳能电池采用在塑料基底上印刷的方式制成，所以具有柔性、可弯曲的特点，相比与晶硅电池有更加广泛的应用市场。未来将同背包、帐篷、衣服、玩具、移动电源等相结合，制成新型钙钛矿太阳能电池的第一代商业产品。

“像印报纸一样，卷对卷的大面积的制作这种太阳能电池”，“还能作军用，为士兵的电子仪器提供电力，减轻士兵负重”，徐教授认为新型钙钛矿太阳能电池具有十分广泛的前景，未来市场的产值将达到百亿以上，但目前还停留在实验成果上，目前还需要其他商业公司合作，将实验室的成果转化成商业产品。吸引客户参与投资开发也是此次徐保民参加高交会的目的之一。

（本文摘自《深圳新闻网》）

企业动态

1、【分布式光伏“破局” 晶科电力“闯关”】

分布式光伏就近利用清洁能源资源，能源生产和消费就近完成，具有能源利用率高，污染排放低等优点，代表了当前能源发展的新方向和新形态。目前，分布式发电已取得较大进展，但仍受到市场化程度低、公共服务滞后、管理体系不健全等因素的制约，为加快推进分布式能源发展，国家发改委、能源局依托于电力体制改革的总体方案于日前正式下发了《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（下简称《通知》），这也意味着分布式光伏正在逐渐打破能源中心化和电力垄断，传统光伏发电企业将迎来企业发展转型的新风口。

分布式破局，数字化成电力市场发展新趋势

当前，人类所使用的能源种类繁多，也包含着众多的可持续清洁能源，但光伏能源却是唯一一种可以通过分布式进行应用的清洁能源。无论是普通老百姓还

是企业家，只要拥有建筑屋顶便可以利用光伏进行发电，实现电力的自发自用和自由交易。作为国内分布式光伏的领跑者，晶科电力董事长李仙德对此表示：“毋庸置疑，分布式光伏的崛起彻底打破了中心化、集中式的电力供应模式，此次《通知》允许分布式清洁电力进行市场化交易，允许电价在调控机制下的自由化定制则是我国电力市场破局的开始。”

李仙德认为，未来国内的电力市场将从传统高度一体化的市场逐渐走向一个全新的开放市场，电网接入开放、电价竞价透明、打破输配售垂直一体化形式、电网收取接入和输送过网费都将变为现实。而随着市场的开放，消费者在用电时将从过去的没有选择到有多种选择，消费者的用电需求将实现爆发，所需要的将不再是简单的电力。对于普通居民用户而言，他们需要诸如智能家庭电力整体解决方案的多层次电力产品和服务；而用电企业则将偏向选择能够提供具体的节能和能效管理方案的服务商，以根据不同时段的电价重新规划生产排班表。

“未来，电力市场的发展趋势也将逐步呈现数字化，普通电力消费者的角色将依靠分布式光伏逐渐转变为电力生产者，而数字化技术则能够将这些新型的光伏电力生产者进而转化为电力交易商，或将家用电器与工业机器和电池连接在基于互联网的网络中，利用数字化技术令碎片式的分散的电力系统整合起来，解决间歇式可再生能源供电调峰填谷问题，”李仙德分析称，“基于云的IT控制系统集中了大量的分散电力生产商和灵活的消费者，通过数字化技术对电力进行分配和交易，未来汽车的蓄电池也将可以作为小型虚拟电厂，在光伏发电高峰时，给汽车电池充电，这样可以有效减轻电网压力，并允许将可再生能源集成到现有的电力系统中。”

新型售电市场将至，光伏发电企业或迎发展新风口

分布式光伏的出现使得电力的生产来源不再局限于依靠一次能源发电的大型集中式电厂，城市、社区、校园和建筑楼宇等能源负荷中心开始有能力实现电力的自给自足。而储能设备的出现也使得电力只能即发即用却无法在时间维度转运的问题得到了有效的解决，以分布式能源为主体的多能互补、高度智能化的微电网提供核心“智力”支持智慧能源城市将遍地开花。同时，这对于传统光伏发电企业而言也是一次企业发展转型的新风口。

“在光伏行业乃至整个能源行业领域里，大鱼吃小鱼的时代已经过去，随着

能源结构的转型升级，适应市场的快公司将在未来新型的售电市场中逐步吞噬守旧的慢公司。但对于晶科电力而言，这也是实现升级转型的最好机会，我们将对自身进行全新的解构，加大力度吸纳更多不同专业、不同领域的人才，”李仙德表示，“同时，公司也将紧跟国家能源结构转型升级和电力体制改革步伐，加快渠道下垂，增强获取客户、响应客户和服务客户的能力，增强对海量数据的获取、采集、传输处理及理解分析和应用的能力及更灵活的融资能力。我们也将努力从现在的光伏发电企业，转型升级为光伏售电企业、光伏能源综合服务型企业及清洁能源增值服务商。”

（本文摘自《SOLARZOOM 光伏亿家》）

2、【36 所站在国际新型智慧城市建设舞台上展现中国解决方案】

近日，第七届全球智慧城市大会在西班牙巴塞罗那举行，36 所参展中国电子科技集团公司组织的新型智慧城市建设和安全板块展会。

冯荣泉所长应邀参加由巴塞罗那展览中心中国区负责人组织的中国参会团，在展馆进行巡游、查考，听取巴塞罗那全球智慧城市大会的往届历史、本届开展情况、展会经营模式、国际企业历届参展情况等内容介绍，同时与展馆内重量级单位的展台负责人交流，促进可能性合作。

展会期间，冯荣泉所长参加了全球智慧城市博览会论坛板块，论坛作为全球最顶尖智慧城市建设和经验、理念和解决方案的交流中心，每年有超过 400 位来自全球五大洲不同地区和不同行业领域的政府官员、大学研究机构专家学者、企业高级管理者等汇聚一堂，为参会嘉宾展示智慧城市的成果，现状以及未来发展趋势。

36 所此次参展内容主要有嘉科电子公司的智慧交通智慧公交、嘉科新能源公司的智慧水务、嘉科智慧养老公司的智慧养老和装备工程部的反无人机、频谱监测系统解决方案。现场引来许多外国客商驻足观看，并不时询问详细技术问题解决措施。集团公司总经理刘烈宏带领国家信息中心信息与网络安全部主任杨绍亮、综合管理处副处长崔玉华，深圳市经济贸易与信息化委员会副主任胡晓清、福州市政府副秘书长黄建雄等国内重要客户莅临我所展台，冯荣泉所长热情洋溢的介绍了我所新型智慧城市的重点业务方向和实际应用成功案例，得到各位领导

一致赞同，刘烈宏总经理殷切希望我所产业能为广大民众创造更美好生活，彰显央企社会责任，为中国电科民品产业再创佳绩。

期间，冯荣泉所长带队前往华意压缩巴塞罗那有限公司 Cubigel®参观交流，得到公司总经理一行的热烈欢迎，华意巴塞公司专门从事轻型商用制冷市场的全封闭式压缩机和冷凝机组的设计、制造和销售，强调产品创新，拥有强大的研发队伍和超过 50 年的商用压缩经验，为商用制冷行业提供了广泛的解决方案。尤其在海外发展经验和智能制造方面对我所有借鉴意义。

据悉，中国电子科技集团公司此次参展的巴塞罗那全球智慧城市博览会（Smart City Expo World Congress，简称 SCEWC），是目前全球规格最高、规模最大的智慧城市展会之一，巴塞罗那一直是国际创新与智慧城市建设的先行者，该市市政府很早就将智慧城市理念应用到城市的规划、建设和管理中。巴塞罗那在智慧城市方面的卓越成就并非一蹴而就，而是通过缜密规划分阶段推进逐步实现。巴塞罗那的成功经验主要体现在紧抓智慧城市内涵，做好顶层设计的同时，从小项目开始分阶段实现大目标，同时紧紧围绕城市特色，促进多方合作，从而实现可持续发展。

（本文摘自《36NEWS》）

光伏政策

1、【国家发改委、能源局发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》】

2017年10月31日，国家发改委和国家能源局联合发布了《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源【2017】1901号），这是继今年3月发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知征求意见稿》8个月后千呼万唤始出来的正式通知文件。

在征求意见稿中本来的时间安排中，计划2017年6月30日前完成第一批试点地区的交易平台建设、交易规则制订等相关工作，7月1日起启动交易。从正式通知的时间安排上来看，2017年12月31日前需要完成试点方案的编制，进

行交易平台建设准备。2018年1月31日前试点地区完成分布式发电交易平台建设、交易规则制订等工作。2018年2月1日起启动交易，比原定计划推迟了整整7个月，推进中存在的阻力和难度可想而知。不过意义如此重大的事情，就算来得迟了些，也是值得等待的。

其中针对分布式光伏细分行业的高度总结如下：

一、试点区域内的自发自用余电上网的分布式光伏发电项目不必再担心屋顶企业的用电稳定性和结算能力，通过市场化电力交易可实现隔墙售电，自主选择区域内电价高、用电量稳定的电力用户；

二、试点区域内全额上网的分布式光伏发电项目可变身区域内自发自用型项目，不必再走全额上网，只需寻找电价高的用户享受度电补贴，代替目前的光伏发电标杆上网电价，大幅提高收益率；

三、收电力用户电费不再担心违约，电网代收电费终于梦想成真；

四、试点区域内的地面分布式光伏电站可实现大用户直供电，降低限电，提高收益率；

五、按目前的0.42元/kwh的度电补贴水平，即使降低10%以上达到0.378元/kwh，结合电力用户综合电价0.6元/kwh的水平(打折后的协议电价)，再减去大致的过网费0.15元/kwh水平，总度电收入0.828/kwh依然具有相当的经济性。就算0.42元/kwh度电补贴降到0.3元/kwh，总度电收入仍可达到0.72元/kwh，且收入结构相当稳定；

六、虽然此次只是试点，但意义非凡。如果推广到全国并得到切实落地，中国的分布式光伏将得到长足发展，并且大幅降低对补贴的依赖性，加速推动平价上网；

七、从2015年就在说，稳定的现金流收入结构远比纸面上的IRR来的重要，只有真正的实现市场化交易，分布式光伏才能够尽快实现资产证券化或项目收益权抵押融资；

八、抢屋顶大战之后，即将打响的是抢优质电力用户大战，分布式光伏的硝烟即将弥漫到本已杀到眼红的售电市场；

九、有助于推动售电市场的市场化，加速配售分离(但还是以网公司为核心)，用区域内撮合匹配降低没有必要的投资冗余；

十、大量可再生能源分布式电源的接入会加速配网对于储能的需求；

十一、通知中提到了实行可再生能源电力配额制，地方电网对可再生能源分布式电源接入的积极性会增强；

十二、区块链技术是否能够应用到分布式发电市场化交易的交易中心模块中，值得期待。

2、【两部委关于开展分布式发电市场化交易试点的通知】

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、物价局，各能源监管机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司：

分布式发电就近利用清洁能源资源，能源生产和消费就近完成，具有能源利用率高，污染排放低等优点，代表了能源发展的新方向和新形态。目前，分布式发电已取得较大进展，但仍受到市场化程度低、公共服务滞后、管理体系不健全等因素的制约。为加快推进分布式能源发展，遵循《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）和电力体制改革配套文件，决定组织分布式发电市场化交易试点。现将有关要求和政策措施通知如下。

一、分布式发电交易的项目规模

分布式发电是指接入配电网运行、发电量就近消纳的中小型发电设施。分布式发电项目可采取多能互补方式建设，鼓励分布式发电项目安装储能设施，提升供电灵活性和稳定性。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）。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。

二、市场交易模式

分布式发电市场化交易的机制是：分布式发电项目单位（含个人，下同）与配电网内就近电力用户进行电力交易；电网企业（含社会资本投资增量配电网的企业，下同）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”。考虑各地区推进电力市场化交易的阶段性差别，可采取以下其中之一或多种模式：

（一）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。

（二）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，扣除“过网费”（含网损电）后将其余售电收入转付给分布式发电项目单位。

（三）电网企业按国家核定的各类发电的标杆上网电价收购电量，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。

三、电力交易组织

（一）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。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，电网企业负责交易电量的计量和电费收缴。电网企业及电力调度机构负责分布式发电项目与电力用户的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。

（二）交易条件审核

符合市场准入条件的分布式发电项目，向当地能源主管部门备案并经电力交易机构进行技术审核后，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。

四、分布式发电“过网费”标准

（一）“过网费”标准确定原则

“过网费”是指电网企业为回收电网网架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，应考虑分布式发电市场化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。

分布式发电市场化交易试点项目中，“过网费”由所在省（区、市）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。“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公共网络输配电价（含政策性交叉补贴）扣减分布式发电市场化交易所涉最高电压等级的输配电价。

（二）消纳范围认定及“过网费”标准适用准则

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，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，“过网费”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），以此类推。各分布式发电项目的电力消纳范围由所在市（县）级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。

（三）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。

五、有关政策支持

（一）公共服务及费用

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，除向分布式发电项目单位收取政府核定的“过网费”外，其他服务包括电量计量、代收电费等，均不收取任何服务费用。

（二）有关补贴政策

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。光伏发电在当地分布式光伏发电的度电补贴标准基础上适度降低；风电度电补贴标准按当地风电上网标杆电价与燃煤标杆电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）相减确定并适度降低。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%。

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。

（三）可再生能源电力消费和节能减排权益

分布式发电市场化交易的可再生能源电量部分视为购电方电力消费中的可再生能源电力消费量，对应的节能量计入购电方，碳减排量由交易双方约定。在

实行可再生能源电力配额制时，通过电网输送和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。

（四）有关建设规模管理

在试点地区建设的符合分布式发电市场化交易条件的光伏电站、风电，根据可实现市场化交易的额度确定各项目的建设规模和区域总建设规模。试点地区在报送试点方案时预测到2020年时建设规模，并可在实施中分阶段提出年度建设规模。对试点方案中的符合分布式发电市场化交易条件的风电、光伏电站项目，在电网企业确认其符合就近消纳条件的基础上，国家发展改革委、国家能源局在回复试点方案论证意见时将一次性确定到2020年底前的总建设规模及分年度新增建设规模。在试点地区，除了已建成运行风电、光伏电站项目和其他政策已明确的不列入国家年度规模管理的类型，新建50兆瓦及以下风电、光伏电站项目均按市场化交易模式建设。

六、试点工作组织

（一）选择试点地区

重点选择分布式可再生能源资源和场址等发展条件好，当地电力需求量较大，电网接入条件好，能够实现分布式发电就近接入配电网和就近消纳，并且可以达到较大总量规模的市（县）级区域以及经济开发区、工业园区、新型城镇化区域等。风电、光伏发电投资监测预警红色区域（或弃光率超过5%的区域），暂不开展该项试点工作。

（二）编制试点方案

有关省（区、市）能源主管部门会同国家能源局派出机构、同级价格主管部门、电力运行管理部门、电网公司等，组织有关地级市（或县级）政府相关部门、电网企业以及分布式发电企业和微电网运营企业，以地级市（或县级）区域、经济开发区、工业园区、新型城镇化区域等为单元编制试点方案（编制大纲见附件）。有关省（区、市）能源主管部门将编制的试点方案报送国家发展改革委、国家能源局，国家发展改革委、国家能源局会同有关部门和电网企业对试点方案组织论证。

（三）组织实施

有关省（区、市）能源主管部门根据国家发展改革委、国家能源局论证后的

试点方案，与有关部门和电网企业等做好工作衔接，指导省级电力交易中心或有关电网企业建立分布式发电交易平台。试点地区的国家能源局派出机构负责研究制订分布式发电交易合同示范文本，配合所在省（区、市）发展改革委（能源局）指导电网企业组织好分布式发电交易并协调解决试点中出现的相关问题，按照有关规定履行监管职责。

（四）时间安排

2017年12月31日前，有关试点地区完成试点方案编制，进行交易平台建设准备。国家发展改革委、国家能源局论证试点方案后将论证意见回复有关省级能源主管部门。

2018年1月31日前，试点地区完成交易平台建设、制订交易规则等相关工作，自2018年2月1日起启动交易。

2018年6月30日前，对试点工作进行总结评估，完善有关机制体系，视情况确定推广范围及时间。试点顺利的地区可向国家发展改革委、国家能源局申请扩大试点或提前扩大到省级区域全面实施。

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。