



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2016.12.26-2017.01.01

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	2
1、【科技创新，产业转型升级新引擎】	2
2、【清洁能源首入水务 节能减排又添新路】	3
3、【秀洲光伏小镇展“新姿”】	4
4、【浙江嘉兴绘制清洁画卷 分布式光伏成“主色调”】	5
5、【今年我国可再生能源对外投资增 60%达 320 亿】	7
6、【2016 能源变革 10 势 光伏竞争持续升级】	8
企业动态	16
1、【昱辉阳光与北控全资子公司签署开发 335MW 屋顶项目框架协议】	16
2、【昱能微逆商用项目嘉兴余新大邦电子 57.6kW 光伏系统】	16
光伏政策	17
1、【发改委：新建光伏电站标杆上网电价 行业全面引入竞争机制势在必行】	17
2、【国家发改委、能源局印发《电力中长期交易基本规则(暂行)》 太阳能优先发电】	18

行业聚焦

1、【科技创新，产业转型升级新引擎】

2013 年 3000 多万元、2014 年 7000 多万元、2015 年突破 1 亿元、2016 年接近 2 亿元。一个个“跳空高开缺口”连成浙江嘉科新能源科技有限公司跨越式的上扬曲线。而创新正是这条曲线的第一“抬升力”。据公司负责人估计，企业 30%的销售收入是由科技创新成果转化而来的。

从嘉科新能源身上，可以清晰看出，科技创新是企业发展的基石。而对于区域而言，科技创新则是科学发展的不竭动力。说起科技创新之于秀洲，党代表廖培根深有感触：“秀洲区历来重视科技创新工作。早在 2010 年，我区就将‘创新引领’战略列为四大发展战略之首。五年来，围绕这一战略的实施，我区加快培育企业创新主体，不断深化体制机制创新，提升创新平台能级，增强产业集聚的动力和活力，引导大众创业、万众创新，为全区经济社会发展提供了有力支撑。”

科技创新拓宽园区发展之路

作为中国节能环保集团打造的首个绿色建筑和低碳产业示范园，中节能（嘉兴）产业园通过多年建设，目前已交付使用的一期、二期产业园内已吸引 50 多家包括节能环保、生物科技、电子信息、汽车装备等领域的科技企业入驻。“这些涵盖欧美外资、国千以及给全球 500 强企业做配套的企业能入驻园区，主要得益于近年来园区实施的一系列科技创新举措。”中节能（嘉兴）环保科技园发展有限公司总经理朱艳说。

近年来，中节能（嘉兴）产业园在互联网大形势下，积极与国内高校开展合作，成立节能技术校企联合实验室，着力开展智慧园区建设，创建了低碳能源大数据公共服务平台，并通过园区智慧管理，将企业能耗统计由过去的后置变为前置，有效帮助企业节能降耗。另外，当前“互联网+”的浪潮下，云计算成为重要的技术推动力。中节能充分认识到云计算对促进企业转型、建设绿色园区的重要性。基于优势互补，中节能已和华为公司签订战略合作协议，携手建立园区专属云数据中心。

朱艳表示，一个产业园区的发展离不开园区企业的发展，所以产业园既要

好管理者也要当好引导者，形成特色产业园有效支撑平台，聚集“资金、技术、人才”，成为高端制造业、高技术运行和高端人才集聚地，推进招商、产业落地和技术导入，打造产业园整体运营核心竞争力。

科技创新改变区域经济结构

一组数据可以明显说明秀洲科技创新能力的进一步提升。2015年全区高新技术产值达200.9亿元，研发经费投入达到7.4亿元，研发经费占生产总值比重由2010年的1.7%提高到2015年的2.6%。技术市场实现交易额8700万元，新产品产值232.5亿元。2015年，全区专利授权量为2041件，是2010年的2.19倍，其中，发明专利授权129件，是2010年的2.3倍。

廖培根认为，全区创新能力的提升，主要得益于创新载体建设取得突破性进展。2012年以来，全区企业创新平台建设不断推进，截至2015年，已创建33家省级企业研发中心、71家市级企业研发中心，5家省级重点企业研究院、4家省级企业研究院，泛孵化器建设初具规模。2015年10月，秀洲高新技术产业园区成功创建国家高新技术产业开发区，成为带动区域自主创新能力提升、经济结构调整和经济发展方式转变的重要载体和强大引擎。

同时，科技和金融结合的日益紧密，也让科技创新加速发展。2012年以来，秀洲区积极促进区内科技型企业与科技银行合作，截至2015年，科技金融入库企业已经达到186家，有37家科技企业和2家科技银行接洽，授信贷款额度2.3亿元，实际发放金额近1.5亿元。联合高新区，筹建10亿元创业引导基金，带动社会资金投入区内科技型中小企业；上海交大科技园、北科建嘉兴创新园已分别组建300万元和1000万元的创业引导基金。

科技创新能力的提升，正在改变着秀洲的工业结构。如今，一批新兴产业正重塑着秀洲产业版图。中部创新平台，光伏新能源产业、智能高端装备制造产业、纳米新材料产业、时尚产业并驾齐驱；南部空港物流平台，集成装饰产业、现代物流产业双轮驱动；北部生态湿地平台，智能家居产业强势崛起……

2、【清洁能源首入水务 节能减排又添新路】

为响应国家节能减排、发展清洁能源的号召，经集团党政联席会议通过，决定利用集团及所属公司的现有场地，分步实施集团分布式光伏发电项目。

水务集团办公楼 90KWp 分布式光伏发电项目作为率先启动的第一个子项目，经过近 1 个月的紧张施工，已于 12 月底前全面建成。项目在充分考虑太阳辐照与安全性的前提下，最大限度的利用办公楼屋顶、车棚等闲置场地，设计安装 265Wp 多晶硅太阳能光伏组件 340 块，项目总投资 64.5 万元，预计年均发电量 8.5 万度，毛收入 11 万元/年。

除了不错的经济效益外，项目还将带来可观的环境效益，投产后每年可节约标准煤约 28.56 吨，减少 SO₂ 排放量约 5.46 吨，NO_x 排放量约 2.72 吨，CO₂ 排放量约 81.36 吨。

下一步，将在集团公司的统一部署下，总结经验、因势利导，有计划、分步骤地推进其他子项目的建设，将绿色、清洁能源持续引入到水务集团的生产经营中去。

3、【秀洲光伏小镇展“新姿”】

冬日寒风凌冽，而嘉兴光伏科创园依然一派火热的生产景象：旭科新能源柔性太阳能电池试生产有条不紊，一张张可以改变我们生活的薄膜电池正整装待发；盛泰光伏的全自动生产线不停运转，一箱箱光伏组件即将开启海外之旅……

就在光伏科创园的北侧，一方土地已平整一新，这里便是秀洲光伏小镇客厅——光伏科技展示馆项目的建设地。据了解，该项目将深入贯彻光伏概念，创新设计光伏产品应用，通过新能源的使用，替代传统能源，真正打造环境优美，集旅游、教育、科普等功能于一体的体验式综合体。

今年，秀洲国家高新区深入推进秀洲光伏小镇创建，着力打造“精而美”高颜值特色小镇、“特而强”产业集聚高地和“聚而合”产城融合新平台，各项工作取得了较为显著的成效，秀洲光伏小镇“新姿”尽展。

新在产业基地规模。一年来，秀洲光伏小镇坚持产业“高与新”结合，不断充实完善“招商地图”，积极引进总部型、研发创新型、服务型企业，做大、做实、做强光伏产业基地。继福莱特玻璃、瑞翌新材料、韩国奥瑟亚等重量级项目后，总投资 50 亿元的全国首个碲化镉薄膜太阳能电池、总投资 7 亿元的高效 HIT 电池组件及其他配套项目相继落户。1 至 9 月，小镇内企业固定资产投资 17.83 亿元，其中特色产业投入 11.7 亿元；实现工业产值 50.40 亿元，两项数据继续

保持较快增长。

新在技术创新跨越。秀洲光伏小镇紧紧围绕光伏技术研发和人才引育两方面做文章，大力培育重点企业研究院。浙江生辉照明有限公司的智能照明技术研究院，近两年研发投入达到了每年 7000 多万元，连续两年斩获美国 ces 创新大奖，成为近 10 年来首家在智能类产品获此殊荣的中国企业。同时，注重高端人才和团队的引育，12 名泛光伏类国家、省“千人计划”人才及相关技术创新团队落户光伏小镇。在加强技术研发和人才培育的共同催化下，一批关键技术得到了突破。

新在光伏运维模式。自 2016 年 1 月获批特色小镇创建以来，秀洲光伏小镇已接待了河北省能源局、山东青岛、济南、潍坊、上海、湖南株洲、广东佛山等来自全国各地 160 余批的考察参观团队。目前，海宁、无锡等地都已经在复制秀洲模式，开展了分布式光伏发电。落户小镇的光伏电站投资及总包运维企业对外开展业务进行推广，其中，成立两年的鉴衡检测中心已为全国 500 余个项目共 600 兆瓦的电站提供检测认证；成立一年的朗新·阿里巴巴光伏发电系统运维服务平台已为全国 220 余座分布式光伏电站提供运维服务、为全国超 10000 盏太阳能 LED 路灯提供光伏云服务、为 5000 多辆新能源汽车涉及近万个充电桩提供运营服务。

据了解，下一步秀洲光伏小镇将按照“小镇建设出形象，投资建设抓速度，招商选资抓落地”的总体要求，结合秀洲区深化光伏产业“五位一体”创新综合试点工作，着力提升小镇功能、拓展示范应用、创新金融服务，进一步凸显秀洲光伏小镇特色，夯实核心竞争力。

4、【浙江嘉兴绘制清洁画卷 分布式光伏成“主色调”】

从浙江省嘉兴市光伏办获悉，今年嘉兴地区分布式光伏项目受理容量和并网容量分别占全省的 44.16%和 45.64%。“在分布式光伏发电方面，嘉兴之所以能几乎占据全省‘半壁江山’，正是得益于政府引导、企业推动。”市光伏办有关负责人表示。

日前，位于浙江省嘉兴市嘉善县陶庄镇夏墓荡的 70 兆瓦渔光互补光伏电站正式并网，据相关人士介绍，此项目投产以后，年发电量将达 7700 万千瓦时，

可以满足3.8万户家庭年用电量需要。宽阔的水面上光伏面板连成一片，在阳光下熠熠生辉，这也是嘉兴最大的“渔光互补”水上光伏电站。近年来，浙江省嘉兴市推出渔光互补，农光互补等光伏项目，大力发展清洁能源，力争光伏成为嘉兴发展的“绿色引擎”。在这过程中，分布式光伏凭借自身优势，获嘉兴政府大力推广。

嘉兴成分布式光伏领域“领头羊”

近日，从嘉兴市光伏办获悉，今年1至7月，嘉兴全市规上光伏企业实现工业总产值212亿元，同比增长22.5%；实现利润17.59亿元，同比增长129.1%。截至今年8月底，嘉兴地区分布式光伏项目受理容量和并网容量分别占全省的44.16%和45.64%，全市分布式光伏项目历史累计发电量已达到106131.87万千瓦时。

以上一组数据，折射出嘉兴在深入推进浙江省光伏产业“五位一体”创新综合试点过程中，逐步走出了一条以应用带动产业、以产业促进创新、以创新推动发展的路子。“尤其是在分布式光伏发电方面，嘉兴之所以能几乎占据全省‘半壁江山’，正是得益于政府引导、企业推动。”市光伏办有关负责人表示。

多年以来，嘉兴的分布式光伏发电应用在浙江全省乃至全国都走在前列。2012年以来，嘉兴市政府部门就多措并举，大力推动其光伏产业尤其是分布式光伏发电的应用。2014年8月4日，国家能源局在嘉兴召开分布式光伏发电现场交流会，对嘉兴的分布式光伏发展给予了充分的肯定。

多措并举推动分布式光伏向前迈进

近年来，嘉兴探索出分布式光伏发电的多种路径，有的是“上楼”，也就是利用厂房、医院、机关、住宅等各种建筑物的屋顶建屋顶电站；有的是“下塘”，比如秀洲区、海宁市、桐乡市等地在推进的农光互补、渔光互补项目。

为进一步推广光伏应用，今年初以来嘉兴市积极开展光伏应用“进村入户”工作，并明确了年度目标——力争今年年内农村户用光伏应用达到3000户以上。值得注意的是，嘉兴市还出台了《嘉兴市本级家庭屋顶光伏电站补贴政策意见》，明确提出在国家、省、市原有政策基础上增加补贴。对不同投资业主实行分类补贴。房屋业主自投自建的家庭屋顶光伏电站，电量补贴增加每千瓦时0.15元，自并网之日起连续补贴3年；其它投资者建设的家庭屋顶光伏电站，电量补贴增

加每千瓦时 0.1 元，自并网之日起连续补贴 3 年(每户不大于 3 千瓦)。此协议并网有效期为 2016 年 1 月 1 日至 2017 年 12 月 31 日。这一决议的出台，极大的促进了当地分布式光伏市场的蓬勃发展。

嘉兴市还为了解决分布式光伏发电应用推进过程中普遍存在的屋顶获取难、贷款融资难、收益保障难、质量保证难等问题，嘉兴市近年来积极探索符合本地实际的解决方案，例如探索建立了全国首个区域分布式电源调控及运营平台，目前已有 619 家应用企业的光伏电源实现统一调控和运营。大大保障了嘉兴分布式光伏电站的安装、运行、收益。同时，嘉兴还重点推动嘉兴光伏高新技术产业园区、平湖经济技术开发区、海宁经济开发区、海盐经济开发区四个国家分布式光伏发电示范区建设。

据介绍，大力推广分布式光伏发电，给嘉兴市带来了积极的综合效益，包括拉动有效投资、补贴收益、生态效益、社会效益等。以补贴收益为例，截至今年 8 月底，全市分布式光伏电站项目累计已收到国家、省级补贴 3.95 亿元。目前，嘉兴每兆瓦光伏电站年发电量约 100 万千瓦时，按照国家补贴 0.42 元/千瓦时、省补贴 0.1 元/千瓦时测算，全市企业已并网发电项目预计每年可获取上级补贴 4.7 亿元。

(本文摘自《中国环保在线》)

5、【今年我国可再生能源对外投资增 60%达 320 亿】

2016 年中国可再生能源对外投资比 2015 年增加了 60%，共投资 11 个项目，总金额达 320 亿美元。这是记者在 12 月 26 日开幕的“2016 中国新能源海外发展联盟年会暨中国清洁能源产业协作发展论坛”上得到的消息。

本次论坛上政府有关部门代表和企业、行业代表针对我国可再生能源企业的对外投资情况进行了总结。

近年中国企业对外投资成果颇丰。2015 年，中国开展了 8 个可再生能源对外投资项目，每个项目的投资额均超过 10 亿美元，当年中国企业可再生能源对外投资总额达 200 亿美元。2016 年，中国可再生能源对外投资比 2015 年增加了 60%，共投资 11 个项目，总金额达 320 亿美元，能源经济与金融分析研究所预计 2017 年这一趋势还将加剧。

电池行业,继 2012 年收购澳大利亚泰利森锂业(Talison Lithium)公司、2015 年收购银河资源(Galaxy)江苏加工厂后,中国天齐锂业成为全球最大的锂电制造商。2016 年 9 月,天齐锂业投资 25 亿美元,收购全球第四大锂业公司——智利 SQM 公司 25%的少数股权。

输电网络方面,作为全球最大的电力公司,中国国家电网公司今年以 130 亿美元收购巴西电力公司(CPFL Energia SA)的控股权,这是本年度投资额最大的可再生能源和输电项目。

太阳能领域,2016 年全球前 6 大太阳能模板制造商中,5 家为中国企业。其中,晶澳太阳能(JA Solar)在越南投资 10 亿美元的太阳能电池厂项目于 2016 年 11 月破土动工,预计每年将新增收入 5 亿美元。美国第一太阳能公司(First Solar U. S.)在全球裁员 25%,而此时中国建材公司正在澳大利亚建设投资额 16 亿美元、装机容量为 15 亿瓦的太阳能薄膜模板发电厂。

水电方面,2016 年,中国水电领军企业浙富公司在印度尼西亚投资 17 亿美元,三峡公司在巴西投资 12 亿美元。

“一带一路”的国家重大战略,为中国能源企业走出去创造了东风。2016 年,中国成立了亚洲基础设施投资银行和新发展银行,结合中国进出口银行和国家开发银行已经具备的对外投资能力,中国显然正在不断增强对外并购的资金能力。

除了海外投资,中国在可再生能源及相关低排放能源领域的国内投资已位居世界前列。彭博新能源财经(Bloomberg New Energy Finance)数据表明,2015 年中国在上述领域投资 1030 亿美元,比上年增加 17%,是美国年投资额的 2.5 倍。

本次论坛由中国新能源海外发展联盟主办。联盟由中国产业海外发展协会、中国循环经济协会可再生能源专业委员会、水电水利规划设计总院、协鑫集成科技股份有限公司、德恒律师事务所共同发起,由新能源产业海外投资、工程建设、运营管理、装备出口等相关企业自愿组成。

(本文摘选自《无所不能》)

6、【2016 能源变革 10 势 光伏竞争持续升级】

发展节奏空前受控 煤电不再“猛长个”

2016 年已成为煤电发展“分水岭”,接连发布的严控政策意味着煤电行业“猛

长个”的时代正式结束。

作为我国电力供给绝对主力,煤电装机规模的大幅增加,为此前阶段经济迅速发展提供了重要支撑。但正如习近平总书记指出,“随着经济总量不断增大,我们在发展中遇到了一系列新情况新问题。经济发展面临速度换挡节点。如同一个人,10岁至18岁期间个子猛长,18岁之后长个子的速度就慢下来了。”电力作为经济“先行官”,也已处在历史性节点。在2016年,煤电行业迎来了自己的“18岁”。

为防范煤电潜在过剩风险,2016年4月,国家发改委、国家能源局下发《关于促进我国煤电有序发展的通知》、《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能工作的通知》、《关于建立煤电规划建设风险预警机制暨发布2019年煤电规划建设风险预警的通知》三份文件,对煤电建设提出严厉控制措施。

三份文件一经发布,便成为业内“高光”事件。《中国能源报》当日在微信平台发布的相关新闻阅读量突破二十万,刷新了本报微信平台阅读量的历史记录。煤电人意识到,剧变已至。

下半年,《关于进一步规范电力项目开工建设秩序的通知》、《关于进一步调控煤电规划建设的通知》陆续发布,再次强调严控煤电建设。

但形势依然严峻,我国煤电过剩风险日益显现,产能过剩问题已浮出水面。

2016年11月发布的《电力发展“十三五”规划》最终为煤电规模加盖了“天花板”:刨除从“十二五”期间接转的1.9亿千瓦,2020年前新开工的煤电只有1000万千瓦,均摊到每年只有200万千瓦。换言之,煤电已几近“停止长高”。

虽然个子长得慢了,但煤电仍是电力系统中的“大象”,承担着保障系统安全稳定重任。适者生存,在系统波动性日益增大的境况中,煤电未来或许应该做一只“灵活的大象”。

能源规划批量出台 绘定“十三五”路线图

在经济新常态和能源革命之中绘定的能源发展五年规划,自然会引来更多关注。这一变革时期的规划就像指示灯,能够影响处在路口的能源人行进的方向。

能源行业“十三五”规划是能源发展的总体蓝图和行动纲领,将采用“1+14”模式,即《能源发展“十三五”规划》+14个细分行业规划。截至发稿,电力、煤炭、可再生能源、煤层气、页岩气、太阳能、风电、水电、生物质能等9个细分

行业发展“十三五”规划已经出台。每个规划的出台,都为行业“十三五”发展确定了重要基调和目标。

具体说来,电力规划以低碳为主线,到2020年,非化石能源发电装机达到7.7亿千瓦左右,比2015年增加约2.5亿千瓦,气电装机增加5000万千瓦;煤炭行业目标化解淘汰落后产能8亿吨/年;太阳能发展全面转向分布式,2020年,分布式光伏6000万千瓦以上;风电发展向中东部和南部区域倾斜;水电发力抽水蓄能,计划“十三五”开工6000万千瓦;生物质能将实现全面提升,替代化石能源量将从2015年的3540万吨/年,增长至5800万吨/年;煤层气则更加强调煤矿瓦斯利用量的提升,将从48亿立方跃升至70亿立方。

在大气污染防治和减排承诺的双重约束下,我国能源“十三五”必须向绿色低碳转型。“十三五”规划透露出的信息,也明白无误地昭示着这一点。

事实上,对于能源业者来说,5年时间已经足够长,期间很多导致规划难以落地的事情都会发生。变则通,能源人需审时度势、积极应变、适时调整,朝着能源革命方向共同努力。

煤炭去产能放大招 调控利器仍待完善

煤炭在去产能的道路上“踩足了油门”。2月初,“7号文”的重磅发布,不仅确定了双5亿(3-5年退出5亿吨,减量重组5亿吨)目标,同时首次明文提出“按全年作业时间不超过276个工作日重新确定煤矿产能”。

钢铁煤炭去产能8个专项配套政策文件随即密集出台,加上《关于实施减量置换严控煤炭新增产能有关事项的通知》等细化指导性文件的“保驾护航”。去产能很快取得实效,煤炭产量大幅下降,煤炭供求关系扭转,并导致煤价暴涨,其中,环渤海动力煤指数连涨18期,煤价直破600元大关。

随后,相关部门多次密集召开会议应对煤炭局部供应紧张之势,启动抑制煤价过快上涨预案,放宽276政策,力推市场化煤电长协机制。环渤海动力煤指数随即转升为降。

以276个工作日制度为例,该政策的严格执行有效督促行业减产,结束了煤企“以量补价”的恶性竞争,但同时引发煤价飞涨和多地煤炭供应紧张,在多次调控后效果仍不理想,调控思路开始有所改变。

煤炭去产能不能简单一刀切。无论是从资源禀赋差异还是新老矿接续人员安

置的复杂性上考量,在总体指导政策不变的情况下,都要因地制宜对特殊情况区别对待。此外,价格回升的甜头使本该退出的落后产能蠢蠢欲动,如何避免这些产能死灰复燃备受关注。

去产能任务依旧任重道远。去产能不是“摸着石头过河”的游戏,也不是只靠决心就能取胜的战争。频频调整的政策虽可及时解决当下问题,但也规避了政策实施效应的参考性。实际去产能过程中的难度不可低估,还需相关部门的智囊团,在真正充分了解行业实际情况的基础上,发挥多元化的处理机制。

《巴黎协定》正式生效 “后京都”时代不彷徨

“二战以来最复杂的国际谈判”终于在 2016 年尾划上了一个不算完美但依然悦耳的休止符。2016 年 11 月 4 日,《巴黎协定》仅用不足 1 年时间即宣告正式生效,刷新了国际协议最速生效纪录。与之形成鲜明对比的是,《京都议定书》从谈妥到生效足足用了 7 年时间。

《巴黎协定》是继《京都议定书》后第二份具有国际法律约束力的气候协议,2020 年后全球应对气候变化行动因此有法可依。它的签署和生效标志着全球气候治理模式的改变,在人类应对气候变化进程中具有不可替代的历史意义和价值,同时也为复杂多变的国际多边谈判留下了一个几乎不可复制的经验范本。

值得一提的是,在《巴黎协定》的谈判和生效进程中,中国始终发挥着不可替代的正面作用。作为世界级的能源生产和消费大国,以及事实上的全球可再生能源利用第一大国,中国如有任何懈怠和退却,《巴黎协定》都将是纸上谈兵。

2016 年 9 月 3 日,在二十国集团(G20)领导人第十一次峰会上,中国国家主席习近平率先垂范,向联合国秘书长潘基文交存《巴黎协定》批准文书,充分展现了一个负责任大国应有的担当,向国际社会释放出积极信号,进而有力推进了《巴黎协定》的生效进程。

在此之前,中国政府在坚持“共同但有区别的责任”原则的前提之下,一直积极参与联合国气候变化谈判进程,积极引导、驱动谈判向着正确的方向前进。

《巴黎协定》为后京都时代的全球减排行动建章立制,书写了历史。但国际观察家们普遍认为,协议约定的减排力度逊于预期且执行前景仍存疑。但正如法国总统奥朗德所言,从每个国家的利益看,《巴黎协定》并不完美,但对整个人类而言,《巴黎协定》意义非凡。

光伏竞争持续升级 深度整合态势明显

回眸 2016 年,“激烈”竞争成为光伏行业一条发展主线。这一年,国家下发光伏指标的谨慎、光伏电价补贴的调整,以及电站中标价格的屡创新低,无不印证着行业竞争之激烈。

现阶段光伏产业的基本任务仍是产业升级、降低成本、扩大应用,最终摆脱国家补贴,实现市场化的自我持续发展。“十三五”开局之年,激烈竞争下的 2016,光伏市场也实现了由重“量”向重“质”的转变。其中,由国家能源局主导的“光伏领跑者”规模指标已从 2015 年的 1GW 升至 5.5GW,在成功引导光伏领军企业后,也将光伏行业的竞争推向新高度,引爆了贯穿 2016 全年乃至今后很长时间内光伏电站竞标的“价格战”。

电站中标价格不断在“光伏领跑者”项目中刷出新低,0.61 元/千瓦时、0.52 元/千瓦时、0.48 元/千瓦时……逐渐试探出光伏行业的盈利底线。政府利用市场的手段确保了优势企业和先进产能的进入,有效淘汰了落后产能,同时推动了多晶技术的进步。在技术路线的角逐中,多晶金刚线和黑硅技术获得突破,继续保持成本优势;单晶 PERC 技术,也使其拥有了在光伏市场上“攻城掠地”的实力。可以预见,2017 年,光伏产品价格将迎来更加充分的“贴身肉搏”。降本增效将成为各企业首要目标,行业深度整合进程将进一步加快。

市场的竞争时刻给整个行业带来巨大压力,但政府扶持光伏产业的初心从未改变。从年末下发的光伏电价补贴力度和要求各省增补指标规模,都可以看出政府力保光伏行业平稳运行,循序渐进完成光伏平价上网目标的决心。

能源互联网元年起航 催生能源产业新业态

2016 年,互联网与能源领域迎来深度融合,一个崭新的业态随之铺陈开来。2 月 29 日,国家发改委、能源局、工信部联合发布《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》,明确了 10 大重点任务以及分两个阶段推进的目标,勾勒出中国能源互联网未来 10 年发展的基本雏形。这一《指导意见》被业界称之为能源互联网的顶层设计,开启了能源互联网元年,撬动了万亿元规模的市场。

规划在先,示范跟进。2016 年 8 月初,国家能源局下发《关于组织实施“互联网+”智慧能源(能源互联网)示范项目的通知》,推动能源互联网落地实践。截至目前,关于示范项目还在最后遴选阶段,预计不久将予以公布。

受政策利好提振,加之新电改的不断推进,能源互联网在分布式能源、微网、储能、大数据等领域有望迎来爆发。嗅觉敏锐的企业已开始布局,预计 2016 年将带来超过 400 亿元的投资,同时国家发改委也将安排 3-4 亿元的专项建设资金。

互联网正在重塑能源行业的新业态、新模式。传统能源企业正在开展一场全新的“互联网+”转型,一个崭新的热词——综合服务运营商应运而生。

能源互联网的浪潮,也进一步释放了分布式微网储能以及电动汽车作为储能设施的市场空间。从这个角度说,2016 年同样是储能发展的元年。

天然气定调“主体能源” 改革坐等“临门一脚”

占尽“道德优势”的可再生能源近年来频繁迎来政策利好,成为集万千宠爱于一身的舆论焦点。与之形成鲜明对比的是,传统化石能源中公认清洁低碳的天然气却备受冷落,尤其是 2016 年上半年,国内天然气市场悲观气氛空前浓厚。

否极泰来。继 2016 年 G20 北京能源部长会发出“让天然气成为能源结构转型主力能源”呼声后,国家能源局、国务院发展研究中心与国土资源部联合发布的我国首份天然气发展白皮书——《中国天然气发展报告 2016》再次明确作出官方定调,“将逐步把天然气培育成为中国的主体能源”。“叫好不叫座”的天然气随之引来发展新动能。

市场化是促进中国天然气行业进一步发展的必由之路,也是行业当前难以大发展的主因。

纵观近两年我国能源行业市场化改革动向,价格改革一直是先行者,当前气价改革也已大幅领先于行业的体制改革。

2016 年下半年以来,按照“管住中间,放开两头”的方针,国家发改委陆续发布《关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知》、《天然气管道运输价格管理办法(试行)》等 6 份文件,国家能源局也发布了《关于做好油气管网设施开放相关信息公开工作的通知》,为进一步倒逼天然气行业体制改革铺路。最新消息显示,“若隐若现”两年之久的石油天然气行业改革方案即将发布,已获“主体能源”政策定位的天然气行业已摩拳擦掌,静待改革迎来“临门一脚”。

风电开发“东南飞” 低风速成行业新宠

2016 年,当地处“三北”的吉林、黑龙江、甘肃、宁夏和新疆的风电投资预警级别上升至红色时,部分南方省份的低风速风电场却不断交上“全额消纳”的

答卷,第 IV 类资源区正在成为风电企业竞相角逐的新战场。

2011 年,我国首个内陆低风速风电场落户安徽,但这一试验意味浓烈的项目当时并未在行业引发波澜。与之相对应的是,国内 9 个千万千瓦大型风电基地的建设规划气势如虹,高风速资源潜力无限的“三北”地区才是彼时风电开发的核心方向。

然而,持续攀升的装机很快陷入消纳困局并持续至今,风电行业不得不重新思考治理“弃风”顽疾的新途径。当年毅然吃下低风速螃蟹的企业如今迎来新的发展机遇。5 年后的今天,接近负荷中心、运行方式灵活已经成为低风速电场不可复制的优势。转战低风速,既是风电行业的自我救赎,也是下游逆流倒逼出的掘进。

岁末年尾,《风电发展“十三五”规划》出台。未来五年,预计全国风电新增装机容量 8000 万千瓦以上,其中,中东部和南方地区陆上风电新增并网装机容量将占 4200 万千瓦以上。

从推进大型基地建设到向低风速地区转移,2016 年中国风电正在经历发展思路的调整转变,加快开发中东部和南方地区陆上风能资源的规划布局,让占全国风能资源区 68%的可利用低风速资源迎来政策红利。

HPC 项目终落地 核电“出海”迎契机

2016 年,在国内新机组无一核准的背景下,中国核电在老牌核电强国的存在感却在倍增。9 月下旬,一波三折的欣克利角 C 核电项目(HPC)投资协议终于在伦敦落签,中英关系进入“黄金时代”再添新证。

北海油气产能进入下降通道以来,加之自身对能源供应低碳化的主动诉求,英国在“弃核”20 余年后决定重启核电建设,HPC 因此成为英国核电复兴的首个项目。在 HPC 之外,英国政府后续还计划建设塞斯维尔 C 和布拉德维尔 B 项目。英国人的举动提振了后福岛时代一片沉寂的全球核电市场,也为中国核电创造了出海良机。

HPC 项目投资协议正式签署后,中企将在这个耗资 180 亿英镑的“地球最昂贵工程”中占股 1/3,成为英国核电复兴的扎实参与者,同时创造了中国核电企业首次进入西方发达国家的历史。

作为开启中英“黄金时代”的旗舰项目以及中国在欧洲投资最大的单个项

目, HPC 是世界核电产业复兴的标志, 中企能够先于他国率先进入这个炙手可热的竞争性市场, 实属不易。

眼下, 中广核已经启动并推进华龙一号英国通用设计审查, 并力争于 2022 年在布拉德韦尔 B 项目实现落地, 后者将是中企投资英国核电项目的核心诉求。倘若一切顺利, 布拉德韦尔 B 将成为中国核电发展史上又一个划时代的项目: 它将成为中企在西方发达国家主导开发建设的首个核电项目, 更重要的是, 中国可以核电技术出口为抓手, 带动装备制造业在内的整个产业链“出海”, 真正实现核电大国向核电强国的转身。

能源“走出去”再发力 国际合作扎实推进

2016 年, 中国对外产能合作开始步入更加平稳务实的阶段, 各领域捷报频传: 中英法三方就欣克利角 C 核电项目正式签署投资协议、中国电建承建的厄瓜多尔辛克雷水电站首批四台机组投产发电、三峡集团收购德国最大海上风电项目、国家电网中标巴西、比利时、希腊等多国项目, 并与俄罗斯设立合资国网……

2016 年上半年, 仅“一带一路”相关国家工程承包合同额就已达 514.5 亿美元。截至 11 月底, 国家层面正在推动的境外合作区达到 75 个。

在大型国企央企接力“走出去”的同时, 民营企业也加快了“出海”的步伐——油气领域首现“装备换原油”的创新模式, 国内优势产品、装备、技术逐步对接海外资源和市场; 光伏行业制造商、投资商“抱团出海”……

合作扎实推进的背后, 是“内外兼修”的机制保障。对外, 截至目前, 国家发改委已和 23 个国家展开机制化产能合作, 签署相关协议推动政府间合作, 搭建各部门、各省市的统一工作平台; 对内, 我国进一步建立完善对外多、双边的国际产能合作机制。在“一带一路”框架下, 全国已有 31 个省、区、市基本完成区域规划编制。

从产品到技术, 从工程施工到项目投资, 能源领域的国际产能合作在不断升级的过程中呈现出多元化的发展特点, 能源企业“走出去”的坚实步伐已经打造出一张张亮眼的“中国名片”。

(本文摘自《中国能源报》)

企业动态

1、【昱辉阳光与北控全资子公司签署开发 335MW 屋顶项目框架协议】

2017 年 1 月 3 日，昱辉阳光宣布与北控清洁能源有限公司 (HKEX: 1250) 的全资子公司签订了总量为 335MW 屋顶太阳能项目，项目分布于河北、山东、福建以及江苏。

框架协议条款表明，昱辉阳光将负责项目中的工程，采购与维护，北控清洁能源有限公司将为项目建设提供资金。完工后，昱辉阳光再将项目出售给北控清洁能源集团。该项目预计会在 2017 年 6 月 30 日竣工。

昱辉阳光董事长兼 CEO 李仙寿表示：“这个协议的签署表明我们认为中国分布式光伏市场具有很大的潜力。我们于几个月前进入中国分布式光伏电站项目市场，并取得了很大的进展，同时也在不断开发更多的分布式电站渠道。这个新的商业机会和我们成功的电站项目开发业务将在未来对我们的盈利能力作出杰出的贡献。分布式发电项目的开发符合我们的长期战略，我们将致力于通过项目开发和 LED 分销业务取得更大的盈利增长。”

2、【昱能微逆商用项目嘉兴余新大邦电子 57.6kW 光伏系统】

近日，嘉兴市余新区大邦电子 57.6kW 商业分布式光伏项目顺利完工。该项目由昱能科技合作伙伴斯帝特建设完成，系统全部采用昱能科技三相微型逆变器 YC1000-3 与 260W 单晶硅组件。

据悉，该项目建设在位于余新开发区的大邦电子厂房屋顶上，系统容量共计 57.6kW，使用微型逆变器 YC1000 共 55 台。项目于本月施工完成，预计年底前完成并网工作，采用自发自用，余电上网的模式。系统运行后，每年可为工厂提供约 6 万度的清洁电力，用户可将光伏系统的发电量自行消耗，抵扣昂贵的工商业电费（0.93 元/度），还能够享受国家补贴 0.42 元/度、浙江省 0.1 元/度及嘉兴市 0.25 元/度的度电补贴。整个系统约 5 年时间可收回初期投资成本。

在考察初期，业主方对于项目选材进行了多方考量，最后决定选用昱能科技新一代三相微型逆变器 YC1000-3，建设以“安全、智能、高效、低碳”为核心

指标的第四代光伏电站。在微型逆变器系统中，组件之间全部为并联关系，直流电压小于 40 伏，彻底解决了由于高压直流拉弧引起火灾的风险，使用户用的放心。YC1000-3 三相光伏并网微型逆变器通过技术创新，采用全球首创的三相四核设计，提升单台逆变器的转换功率和性价比。此外，微型逆变器还具备多发电与智能监控的优势。微逆系统无“短板效应”，避免由于组件失配、PID 效应等引发的系统发电量灾难性下降，最大程度的保证了系统发电量。

目前，昱能合作伙伴一斯帝特已在嘉兴范围内推广建设了数百户家庭微逆光伏系统以及数个工商业微逆光伏系统。实践证明，昱能微逆不仅适用于户用光伏项目，在大型工商业项目中也同样表现出色。微逆的安全、经济效益高、智能等优势，满足商业用户在系统使用中的需求。

光伏政策

1、【发改委：新建光伏电站标杆上网电价 行业全面引入竞争机制势在必行】

发改委官网发布了《国家发展改革委适当降低光伏电站陆上风电标杆上网电价》一文，指出 2017 年 1 月 1 日之后，一类至三类资源区新建光伏电站的标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.65 元、0.75 元、0.85 元。值得注意的是，这比之前征求意见稿中的 0.6 元、0.7 元、0.8 元高出不少。

分析人士指出“这使得光伏行业避免了过山车断崖式的行业发展，为行业全面走向竞争机制提供了缓冲期，阐明了国家继续支持新能源发展的决心。随着补贴的降低，光伏行业全面引入竞争机制势在必行。”

为推动能源供给革命，促进可再生能源产业持续健康发展，及时反映不同类型新能源发电技术进步、成本下降情况，合理引导新能源向负荷集中地区投资，按期实现平价上网，缓解补贴资金缺口，国家发展改革委近日发出通知，分资源区降低光伏电站、陆上风电标杆上网电价，分布式光伏发电补贴标准和海上风电标杆电价不作调整。

通知规定，2017 年 1 月 1 日之后，一类至三类资源区新建光伏电站的标杆

上网电价分别调整为每千瓦时 0.65 元、0.75 元、0.85 元，比 2016 年电价每千瓦时下调 0.15 元、0.13 元、0.13 元。同时明确，今后光伏标杆电价根据成本变化情况每年调整一次。2018 年 1 月 1 日之后，一类至四类资源区新核准建设陆上风电标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.40 元、0.45 元、0.49 元、0.57 元，比 2016-2017 年电价每千瓦时降低 7 分、5 分、5 分、3 分。

为继续鼓励分布式光伏和海上风电发展，通知规定分布式光伏发电补贴标准和海上风电标杆电价不作调整。同时，为更大程度发挥市场形成价格的作用，通知鼓励各地继续通过招标等市场竞争方式确定各类新能源项目业主和上网电价。

我国光伏行业技术进步较快，光伏组件制造、光电转换效率均已达到世界先进水平。调整后的标杆上网电价，在现有技术水平下能够保障光伏发电项目获得合理收益，继续保持新能源项目投资吸引力，促进光伏全产业链健康发展。同时，保持分布式光伏发电价格不降低、少降低东部地区光伏发电价格，有利于合理引导光伏产业优化布局，鼓励东部地区就近发展新能源，减少煤炭消耗和温室气体排放，促进大气质量改善。

适当下调光伏电站和陆上风电标杆上网电价，有利于减轻新能源补贴资金增长压力。根据目前光伏、风电发展速度测算，2017 年光伏电站标杆上网电价下调后，每年将减少新增光伏电站补贴需求约 45 亿元；2018 年陆上风电价格也降低后，每年将减少新增陆上风电补贴需求约 15 亿元，合计每年减少新增补贴资金需求约 60 亿元。

2、【国家发改委、能源局印发《电力中长期交易基本规则(暂行)》 太阳能优先发电】

第一章 总则

第一条 为规范各地电力现货市场启动前的电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，根据《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）及其配套文件和有关法律、法规规定，制定本规则。

第二条 本规则适用于中华人民共和国境内现阶段各地开展的电力直接交

易、跨省跨区交易(指跨越发电调度控制区)、合同电量转让交易等。随着竞争性环节电价放开或者发用电计划电量放开达到一定比例,或者合同执行偏差电量无法按照本规则规定的方法解决时,各地应当启动电力现货市场建设,建立以电力中长期交易和现货交易相结合的市场化电力电量平衡机制。

第三条 本规则所称电力中长期交易,主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户和独立辅助服务提供者等市场主体,通过自主协商、集中竞价等市场化方式,开展的多年、年、季、月、周等日以上的电力交易。

优先发电电量和基数电量现阶段视为厂网双边交易电量,签订厂网间购售电合同,纳入电力中长期交易范畴,其全部电量交易、执行和结算均需符合本规则相关规定。辅助服务补偿(交易)机制纳入电力中长期交易范畴,执行本规则相关规定。

第四条 电力市场成员应严格遵守市场规则,自觉自律,不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 国家发展改革委和国家能源局会同有关部门加强对各地发用电计划放开实施方案制定和具体工作推进的指导和监督;适时组织评估有序放开发用电计划工作,总结经验、分析问题、完善政策。

国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法,会同地方政府对区域电力市场和区域电力交易机构实施监管。

国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省(区、市)电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括各类发电企业、售电企业、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构和独立辅助服务提供者等。

第七条 发电企业的权利和义务:

(一)按规则参与电力市场交易,执行优先发电等合同,签订和履行市场化交易形成的购售电合同;

(二)获得公平的输电服务和电网接入服务;

(三)执行并网调度协议,服从电力调度机构的统一调度,按规定提供辅助服

务；

(四)按规定披露和提供信息,获得市场交易和输配电服务等相关信息;

(五)法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 售电企业、电力用户的权利和义务:

(一)按规则参与电力市场交易,签订和履行购售电合同、输配电服务合同,提供直接交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息;

(二)获得公平的输配电服务和电网接入服务,按规定支付购电费、输配电费、政府性基金与附加等;

(三)按规定披露和提供信息,获得市场交易和输配电服务等相关信息;

(四)服从电力调度机构的统一调度,在系统特殊运行状况下(如事故、严重供不应求等)按调度机构要求安排用电;

(五)遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定,执行有序用电管理,配合开展错峰避峰;

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 独立辅助服务提供者的权利和义务:

(一)按规则参与辅助服务交易,签订和履行辅助服务合同;

(二)获得公平的输电服务和电网接入服务;

(三)服从电力调度机构的统一调度,按调度指令和合同约定提供辅助服务;

(四)按规定披露和提供信息,获得市场交易和辅助服务等相关信息;

(五)法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业的权利和义务:

(一)保障输配电设施的安全稳定运行;

(二)为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务;

(三)服从电力调度机构的统一调度,建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统;

(四)向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务;

(五)按规定收取输配电费,代收代付电费和政府性基金与附加等;

(六)预测并确定优先购电用户的电量需求,执行厂网间优先发电等合同;

(七)按政府定价向优先购电用户以及其他不参与市场交易的电力用户提供

售电服务, 签订和履行相应的供用电合同和购售电合同;

- (八) 按规定披露和提供信息;
- (九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易机构的权利和义务:

- (一) 组织各类交易, 负责交易平台建设与运维;
- (二) 拟定相应电力交易实施细则;
- (三) 编制交易计划;
- (四) 负责市场主体的注册管理;
- (五) 提供电力交易结算依据(包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务费等)及相关服务;
- (六) 监视和分析市场运行情况;
- (七) 建设、运营和维护电力市场交易技术支持系统;
- (八) 配合国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门对市场运营规则进行分析评估, 提出修改建议;
- (九) 按规定披露和发布信息;
- (十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构的权利和义务:

- (一) 负责安全校核;
- (二) 按调度规程实施电力调度, 负责系统实时平衡, 确保电网安全;
- (三) 向电力交易机构提供安全约束条件和基础数据, 配合电力交易机构履行市场运营职能;
- (四) 合理安排电网运行方式, 保障电力交易结果的执行(因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时, 由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任);
- (五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息;
- (六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入与退出

第十三条 参加市场交易的发电企业、电力用户、售电企业以及独立辅助服务提供者, 应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事

责任的经济实体。内部核算的发电企业(电网企业保留的调峰调频电厂除外)、电力用户经法人单位授权,可以参与相应电力交易。

第十四条 电力直接交易的市场准入条件:

(一)发电企业准入条件

1. 依法取得核准和备案文件,取得电力业务许可证(发电类);
2. 符合国家产业政策,国家规定的环保设施正常投运且达到环保标准要求;
3. 并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、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、支付系统备用费后,可作为合格的市场主体参与市场交易。

(二)电力用户准入条件

1. 10千伏及以上电压等级电力用户,鼓励优先购电的企业和电力用户自愿进入市场;
2. 符合国家和地方产业政策及节能环保要求,落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项目不得参与;
3. 拥有自备电源的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费;
4. 符合电网接入规范,满足电网安全技术要求。

(三)售电企业准入条件按照《售电公司准入与退出管理办法》(发改经体〔2016〕2120号)有关规定执行。

第十五条 独立辅助服务提供者的市场准入条件:

(一)具有辅助服务能力的独立辅助服务提供者,经电力调度机构进行技术测试通过后,方可参与;

(二)鼓励电储能设备、需求侧(如可中断负荷)等尝试参与。

第十六条 发电企业、电力用户等市场主体参与电力市场交易,参照《售电公司准入与退出管理办法》(发改经体〔2016〕2120号)有关规定履行注册、承诺、公示、备案等相关手续。

自愿参与市场交易的电力用户原则上全部电量进入市场,不得随意退出市场,取消目录电价;符合准入条件但未选择参与直接交易的电力用户,可向售电企业(包括保底供电企业)购电;不符合准入条件的电力用户由所在地供电企业按政府

定价提供供电服务。

参与跨省跨区直接交易的市场主体可以在任何交易机构注册,注册后可以自由选择平台开展交易。各电力交易机构对注册信息共享,无需重复注册。电力交易机构根据市场主体注册情况按月汇总形成自主交易市场主体目录,向国家能源局派出机构、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案,并通过“信用中国”网站和电力交易机构网站向社会公布。

第十七条 市场主体变更注册或者撤销注册,应当按照电力市场交易规则的规定,向电力交易机构提出变更或撤销注册;经公示后,方可变更或者撤销注册。当已完成注册的市场主体不能继续满足市场准入条件时,经国家能源局派出机构核实予以撤销注册。

第十八条 市场主体进入市场后退出的,原则上3年内不得参与电力市场交易,由省级政府或者省级政府指定的部门向社会公示。退出市场的电力用户须向售电企业购电。

第十九条 市场主体被强制退出或者自愿退出市场的,按合同约定承担相应违约责任,电力调度机构不再继续执行涉及到的合同电量。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十条 交易品种包括电力直接交易、跨省跨区交易(指跨越发电调度控制区)、合同电量转让交易,以及辅助服务补偿(交易)机制等。

具备条件的地区可开展分时(如峰谷平)电量交易,鼓励双边协商交易约定电力交易(调度)曲线。

跨省跨区交易包含跨省跨区电力直接交易;跨省跨区交易可以在区域交易平台开展,也可以在相关省交易平台开展;点对网专线输电的发电机组(含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况)视同为受电地区发电企业,不属于跨省跨区交易,纳入受电地区电力电量平衡,并接受受电地区要求参与市场。

合同电量转让交易主要包括优先发电合同、基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易合同等转让交易。

发电企业之间以及电力用户之间可以签订电量互保协议,一方因特殊原因无法履行合同电量时,经电力调度机构安全校核通过后,由另一方代发(代用)部分或全部电量,在事后补充转让交易合同,并报电力交易机构。

第二十一条 电力中长期交易主要按照年度和月度开展。有特殊需求的,也可以按照年度以上、季度或者月度以下周期开展交易。

第二十二条 电力中长期交易可以采取双边协商、集中竞价、挂牌等方式进行。

(一)双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量(电力)、电价,形成双边协商交易初步意向后,经安全校核和相关方确认后形成交易结果。双边协商交易应当作为主要的交易方式。

(二)集中竞价交易指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价,电力交易机构考虑安全约束进行市场出清,经电力调度机构安全校核后,确定最终的成交对象、成交电量(辅助服务)与成交价格等;鼓励按峰、平、谷段电量(或按标准负荷曲线)进行集中竞价。

(三)挂牌交易指市场主体通过电力交易平台,将需求电量或可供电量的数量和价格等信息对外发布要约,由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请,经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

第二十三条 具有直接交易资格的发电企业、电力用户和售电企业可以参与跨省跨区直接交易,发电企业和电力用户也可以委托售电企业或者电网企业代理参与跨省跨区交易,由市场主体自主决定。

现货市场启动前,电网企业可以代理未进入市场的电力用户参与跨省跨区交易,电网企业、发电企业、售电企业可以代理小水电企业、风电企业等参与跨省跨区交易,由市场主体自主决定。

保留在电网企业内部且没有核定上网电价的发电企业不参与跨省跨区交易。

第二十四条 拥有优先发电合同、基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易合同等的发电企业,拥有直接交易合同、跨省跨区交易合同等的电力用户和售电企业可以参与合同转让交易。直接交易合同、跨省跨区交易合同转让交易的受让方应符合市场准入条件。

享有优先发电政策的热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量等不得转让,可再生能源调峰机组优先发电电量可以进行转让。

第五章 价格机制

第二十五条 电力中长期交易的成交价格由市场主体通过自主协商等市场化

方式形成,第三方不得干预;计划电量应随着政府定价的放开采取市场化定价方式。

第二十六条 已核定输配电价的地区,电力直接交易按照核定的输配电价执行,不得采取购销差价不变的方式;暂未单独核定输配电价的地区,以及已核定输配电价未覆盖的电压等级电力用户,可采取电网购销差价不变的方式。相关政府性基金及附加按国家有关规定执行。

第二十七条 跨省跨区输电价格按照价格主管部门有关规定执行。

第二十八条 双边交易价格按照双方合同约定执行;集中竞价交易按照统一出清价格或根据双方申报价格确定;挂牌交易价格以挂牌价格结算。

集中竞价采用统一出清的,可以根据买方申报曲线与卖方申报曲线交叉点对应的价格确定,或者根据最后一个交易匹配对的成交价格确定;采用撮合成交易的,根据各交易匹配对的申报价格形成成交价格(比如卖方报价和买方报价的平均值)。

第二十九条 跨省跨区交易的受电落地价格由成交价格(送电价格)、输电价格(费用)和输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的,不再单独或者另外收取;未明确的,暂按前三年同电压等级线路的输电损耗水平,报国家发展改革委、国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担,经协商一致,也可以由卖方或者买卖双方共同承担。跨省跨区交易输电费用及网损按照实际计量的物理量结算。

第三十条 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或者买入价格,不影响出让方原有合同的价格和结算。省内合同电量转让、回购,以及跨省跨区合同回购不收取输电费和网损。跨省跨区合同转让应当按潮流实际情况考虑输电费和网损。

第三十一条 参与直接交易的峰谷电价电力用户,可以继续执行峰谷电价,直接交易电价作为平段电价,峰、谷电价按现有峰平谷比价计算,电力用户不参与分摊调峰费用;也可以按直接交易电价结算,电力用户通过辅助服务考核与补偿机制分摊调峰费用或者直接购买调峰服务。电力用户侧单边执行峰谷电价造成的损益单独记账,在今后电价调整中统筹考虑。

采用发用电调度曲线一致方式执行合同的电力用户,不再执行峰谷电价,按

直接交易电价结算。

第三十二条 双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中,为避免市场操纵及恶性竞争,可以对报价或者结算价格设置上限,参与直接交易机组发电能力明显大于用电需求的地区可对报价或者结算价格设置下限。

第六章 交易组织

第一节 交易时序安排

第三十三条 开展年度交易时遵循以下顺序:

(一)确定跨省跨区优先发电。为落实国家能源战略,确保清洁能源送出,跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量优先发电。

(二)确定省内优先发电(燃煤除外)。各地结合电网安全、供需形势、电源结构等,科学安排本地优先发电。首先安排规划内的风电、太阳能等可再生能源保障性收购小时以及可再生能源调峰机组优先发电,其次按照二类优先发电顺序合理安排。各地也可以按照气电、可调节水电、核电、不可调节水电、风电及光伏的先后次序,放开发电计划。优先发电机组参与电力直接交易时,各地应制定措施保障落实。

(三)开展年度双边交易、年度集中竞价交易(双边及集中竞价交易均包括跨省跨区交易,挂牌交易视同集中竞价交易,下同)。如果年度双边交易已满足全部年度交易需求,也可以不开展年度集中竞价交易。

(四)确定燃煤发电企业基数电量。各地根据本地区年度发电预测情况,减去上述环节优先发电和年度交易结果后,如果不参与市场用户仍有购电需求,则该部分需求在燃煤发电企业中分配,作为其年度基数电量。各地应有序放开发电计划,按照国家发展改革委、国家能源局确定的比例逐年缩减燃煤发电企业基数电量,直至完全取消。

(五)电力交易机构在各类年度交易结束后,应根据经安全校核后的交易结果,于12月底前将优先发电合同、基数电量合同、双边和集中竞价的直接交易、跨省跨区交易和合同转让交易的结果进行汇总,发布年度汇总后的交易结果和分项交易结果。电力调度机构应按该交易结果合理安排电网运行方式,保障交易结果的执行。

第三十四条 年度交易开始前仍未确定优先发电的,可由电力调度机构参考

历史情况测算,预留足够的优先发电空间,确保交易正常进行。

第三十五条 开展月度交易时遵循以下顺序:在年度合同分解到月的基础上,首先开展月度双边交易,其次开展月度集中竞价交易。如果月度双边交易已满足全部交易需求,也可以不开展月度集中竞价交易。

第三十六条 在落实国家指令性计划和政府间协议送电的前提下,省内、跨省跨区交易的启动时间原则上不分先后。在电力供应宽松的情况下,受入省可按价格优先原则确定交易开展次序;在电力供应紧张的情况下,送出省可优先保障省内电力电量平衡,富余发电能力再参与跨省跨区交易,对于已签订的合同可予以执行或者协商合同另一方回购。各区域、各省可根据自身实际情况调整省内交易和跨省跨区交易的开展次序。

第三十七条 合同转让交易原则上应早于合同执行3日之前完成,市场主体签订电力电量购售合同后即可进行转让。

第二节 年度优先发电合同签订

第三十八条 根据确定的跨省跨区优先发电(含年度以上优先发电合同),相关电力企业在每年年度双边交易开始前协商签订次年度交易合同(含补充协议),约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线、交易价格等,纳入送、受电省优先发电计划,并优先安排输电通道。

第三十九条 根据各省(区、市)确定的省内优先发电,在每年年度双边交易开始前签订厂网间年度优先发电合同,约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

第三节 年度双边交易

第四十条 每年12月初,电力交易机构应通过交易平台发布次年度双边交易相关市场信息,包括但不限于:

- (一)次年关键输电通道剩余可用输送能力情况;
- (二)次年直接交易电量需求预测;
- (三)次年跨省跨区交易电量需求预测(送出地区或区域平台发布);
- (四)次年各机组可发电量上限。

第四十一条 年度双边交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易、合同转让交易(含跨省跨区合同转让交易,下同)。

第四十二条 市场主体经过双边协商分别形成年度双边省内直接交易、年度

双边跨省跨区交易和年度双边合同转让交易的意向协议,并在年度双边交易闭市前,通过技术支持系统向电力交易机构提交意向协议。年度双边交易的意向协议应当提供月度分解电量。

第四十三条 电力交易机构在年度双边交易闭市后第1个工作日将所有双边交易意向提交相关电力调度机构进行安全校核,电力调度机构应当在5个工作日之内将校核结果返回电力交易机构。

第四十四条 电力交易机构在电力调度机构返回安全校核结果后,于下1个工作日发布年度双边交易结果。

市场主体对交易结果有异议的,应当在结果发布当日向电力交易机构提出,由电力交易机构会同电力调度机构在当日给予解释。市场主体对交易结果无异议的,应当在结果发布当日通过技术支持系统返回成交确认信息,逾期不返回视为无意见。

交易结果确认后,由技术支持系统自动生成年度双边直接交易、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同电量转让交易合同,相关市场主体应当在成交信息发布后的3个工作日内,通过技术支持系统签订电子合同。

第四节 年度集中竞价交易

第四十五条 每年12月中旬,电力交易机构通过技术支持系统发布次年度集中竞价市场相关信息,包括但不限于:

- (一)次年关键输电通道剩余可用输送能力情况;
- (二)次年集中竞价直接交易电量需求预测;
- (三)次年集中竞价跨省跨区交易电量需求预测(送出地区或区域平台发布);
- (四)次年各机组剩余可发电量上限。

第四十六条 年度集中竞价交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。每类集中竞价交易自开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第四十七条 年度集中竞价交易开始后,发电企业、售电企业和电力用户通过技术支持系统申报分月电量、分月电价。技术支持系统对申报数据进行确认,并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。年度集中竞价交易原则上应分月申报、分月成交。市场主体对所申报的数据负责。

第四十八条 报价结束后,技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结

果,由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在5个工作日内完成安全校核,返回电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果的下1个工作日,通过技术支持系统向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。

第五节 年度基数电量合同签订

第四十九条 根据燃煤发电企业基数电量安排,在每年12月底前签订厂网间年度购售电合同,约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

第五十条 基数电量确定后,偏差主要通过市场方式处理。

第六节 月度双边交易

第五十一条 每月上旬,电力交易机构应通过交易平台发布次月双边交易相关市场信息,包括但不限于:

- (一)次月关键输电通道剩余可用输送能力情况;
- (二)次月直接交易电量需求预测;
- (三)次月跨省跨区交易电量需求预测(送出地区或区域平台发布);
- (四)次月各机组可发电量上限。

第五十二条 月度双边交易自开市至闭市原则上不超过3个工作日。月度双边交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易和合同转让交易。

第五十三条 市场主体经过双边协商分别形成月度双边省内直接交易、月度双边跨省跨区交易和月度双边合同转让交易的意向协议,并且在月度双边交易市场闭市前,通过技术支持系统向电力交易机构提交意向协议(包含互保协议)。

第五十四条 电力交易机构在闭市后1个工作日将所有双边交易意向提交相关电力调度机构进行安全校核,电力调度机构应在2个工作日之内将校核结果返回电力交易机构。

第五十五条 电力交易机构在电力调度机构返回安全校核结果后,于下1个工作日发布月度双边交易结果。

市场主体对交易结果有异议的,应在结果发布当日向电力交易机构提出,由电力交易机构会同电力调度机构在当日给予解释。市场主体对交易结果无异议的,应在结果发布当日通过技术支持系统返回成交确认信息,逾期不返回视为无意见。

交易结果确认后,由技术支持系统自动生成年度双边直接交易、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同电量转让交易合同,相关市场主体应在成交信息发布后的3个工作日内,通过技术支持系统签订电子合同。

第七节 月度集中竞价交易

第五十六条 每月中下旬,电力交易机构通过技术支持系统发布次月集中竞价市场相关信息,包括但不限于:

- (一)次月关键输电通道剩余可用输送能力情况;
- (二)次月集中竞价直接交易电量需求预测;
- (三)次月集中竞价跨省跨区交易电量需求预测(送出地区或区域平台发布);
- (四)次月各机组剩余可发电量上限。

第五十七条 月度集中竞价交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。每类集中竞价交易自开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第五十八条 月度集中竞价交易开始后,发电企业、售电企业和电力用户通过技术支持系统申报电量、电价。技术支持系统对申报数据进行确认,并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。市场主体对所申报的数据负责。

第五十九条 报价结束后,技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结果,由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在2个工作日内完成安全校核,返回电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果的下1个工作日,通过技术支持系统向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。

第六十条 电力交易机构在各类月度交易结束后,应当根据经安全校核后的交易结果,对年度分月结果和月度交易结果进行汇总,于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第八节 临时交易与紧急支援交易

第六十一条 可再生能源消纳存在临时性困难的省(区、市),可与其他省(区、市)市场主体通过自主协商方式开展跨省跨区临时交易,交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

第六十二条 各地应当事先约定跨省跨区紧急支援交易的价格及其他有关事项,在电力供需不平衡时,由电力调度机构组织实施。条件成熟的地区可以采取预

挂牌方式确定跨省跨区紧急支援交易中中标机组排序。

第七章 安全校核与交易执行

第六十三条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。直接交易、合同调整和合同电量转让必须通过电力调度机构安全校核。涉及跨省跨区的交易,须提交相关电力调度机构共同进行安全校核,各级电力调度机构均有为各交易机构提供电力交易(涉及本电力调度机构调度范围的)安全校核服务的义务。安全校核的主要内容包括但不限于:通道阻塞管理、机组辅助服务限制等内容。

第六十四条 为保障系统整体的备用和调频调峰能力,在各类市场交易开始前,电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况,折算得出各机组的电量上限,对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第六十五条 电力调度机构在各类市场交易开始前应当按照规定及时提供关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息,由电力交易机构予以公布。

第六十六条 安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通过时,电力调度机构需出具书面解释,由电力交易机构予以公布。

第六十七条 安全校核未通过时,对于双边协商交易,按时间优先、等比例原则进行削减;对于集中竞价交易,按价格优先原则进行削减,价格相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。对于约定电力交易曲线的,最后进行削减。基数电量受市场交易电量影响不能通过安全校核的,可以转让。

第六十八条 电力系统发生紧急情况时,电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度,并在事后向国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门书面报告事件经过。紧急情况导致的经济损失,有明确责任主体的,由相关责任主体承担经济责任。

第六十九条 电力交易机构根据各年度合同中约定的月度电量分解安排和各类月度交易成交结果,形成发电企业的月度发电安排,包括优先发电、基数电量和各类交易电量。电力调度机构应当合理安排电网运行方式并保障执行。

第七十条 电力调度机构负责执行月度发电计划;电力交易机构每日跟踪和公布月度发电计划执行进度情况。市场主体对月度发电计划执行提出异议时,电

力调度机构负责出具说明,电力交易机构负责公布相关信息。

对于电力直接交易合同约定交易曲线的,其中发电企业部分合同约定了交易曲线的,电力调度机构根据系统运行需要,运行前安排无交易曲线合同的发电曲线,与合同约定曲线叠加形成次日发电计划;发电企业全部合同约定了交易曲线的,按合同约定曲线形成次日发电计划。

未约定交易曲线的电力直接交易合同以及优先发电合同和基数电量合同,由电力调度机构根据系统运行需要安排机组的发电计划。

第八章 合同电量偏差处理

第七十一条 电力市场交易双方根据年度交易合同,在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下,可以于每月5日前对年度交易合同中次月分解计划提出调整要求,通过交易平台上报电力交易机构,经安全校核后,作为月度发电安排和月度交易电量结算的依据。

第七十二条 中长期合同执行偏差主要通过发电侧采用预挂牌月平衡偏差方式进行处理(即优先发电、基数电量合同优先结算)。

第七十三条 预挂牌月平衡偏差方式是指月度交易结束后(如果不需要开展月度交易,可以直接开展预挂牌),通过预挂牌方式确定次月上调机组调用排序(按照增发价格由低到高排序)和下调机组调用排序(按照补偿价格由低到高排序)。每月最后7日,电力调度机构根据各机组整体合同完成率,判断当月基本电力供需形势。当电力供需形势紧张时(月度系统实际用电需求大于月度系统总合同电量时),基于预挂牌确定的机组排序,满足电网安全约束的前提下,优先安排增发价格较低的机组增发电量,其余机组按合同电量安排发电计划;当电力需求不足时(月度系统实际用电需求小于月度系统总合同电量时),优先安排补偿价格较低的机组减发电量,其余机组按照合同电量安排发电计划。

第七十四条 除以上方式外,各地还可以采取以下三种方式之一处理合同电量偏差,也可以根据实际探索其他偏差处理方式。

(一)预挂牌日平衡偏差方式。月度交易结束后,通过预挂牌方式确定次月上调机组调用排序(按照增发价格由低到高排序)和下调机组调用排序(按照补偿价格由低到高排序)。实时运行过程中,当系统实际用电需求与系统日前计划存在偏差时,按照价格优先原则调用相应机组增发电量或减发电量,保障系统实时平衡。

机组各日的增发发电量或减发电量进行累加(互抵),得到月度的净增发发电量或净减发电量,按照其月度预挂牌价格进行结算。其余机组原则上按日前制定的计划曲线发电。

(二)等比例调整方式。月度交易结束后,在实时调电过程中,电力调度机构按照“公开、公平、公正”要求,每日跟踪各发电企业总合同执行率,以同类型机组总合同执行率基本相当为目标,安排次日发电计划。发电企业超发、少发电量按照各自月度计划合同和市场合同电量比例划分,超发电量按照其全部合同的加权平均价格进行结算,少发电量对相应合同进行扣减且后期不予追补。用户承担超用、少用偏差责任并且支付偏差考核费用,偏差考核费用按照发电企业电量或者电费比例返还给发电企业。采用本方式导致的发电企业合同执行不平衡的,可以开展事后合同电量转让交易。

(三)滚动调整方式。此方式适用于发电计划放开比例较低地区。发电侧优先发电和基数电量按月滚动调整,用户侧合同电量可以月结月清,也可以按月滚动调整。采用本方式导致的发电企业优先发电和基数电量合同执行不平衡的,可以开展事后合同电量转让交易。

第九章 辅助服务

第七十五条 辅助服务执行各区域辅助服务管理实施细则及并网运行管理实施细则。

第七十六条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。鼓励储能设备、需求侧参与提供辅助服务,允许第三方参与提供辅助服务。

第七十七条 按照“补偿成本、合理收益”的基本原则,按照辅助服务效果确定辅助服务计量公式,对提供有偿辅助服务的并网发电厂、电力用户、独立辅助服务提供者进行补偿。

第七十八条 鼓励采用竞争方式确定辅助服务提供主体。电力调度机构根据系统运行需要,确定调峰、自动发电控制、备用等服务总需求量,各主体通过竞价的方式提供辅助服务。辅助服务提供主体较多的地区,可以通过竞价方式统一购买系统所需的无功和黑启动服务。

第七十九条 电力用户参与提供辅助服务需满足各类辅助服务技术要求,并且与发电企业按照统一标准进行补偿。电力用户辅助服务费用随电力用户电费一

并结算。

第八十条 用电侧未实行峰谷电价的地区,根据电力用户自身负荷曲线和全网用电负荷曲线,计算电力用户对电网调峰的贡献度。电力用户峰谷差率小于全网峰谷差率时调峰贡献度为正,电力用户峰谷差率大于全网峰谷差率时调峰贡献度为负。与贡献度为正的电力用户签订直接交易合同的电厂,免除相应直接交易电量调峰补偿费用的分摊。

电力直接交易双方发用电曲线一致的,对应电量不分摊调峰辅助服务补偿费用;剔除直接交易曲线后的剩余发电曲线,对应电量分摊调峰辅助服务补偿费用。

第八十一条 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,推广用电用能在线监测和需求侧响应,积极培育电能服务,参与市场竞争,逐步形成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。

第八十二条 跨省跨区交易涉及的送端地区发电企业纳入受端地区辅助服务管理范围,并根据提供的辅助服务情况获得或者支付补偿费用。

跨省跨区交易曲线调峰能力未达到受端电网基本调峰要求的,按照受端电网基本调峰考核条款执行;达到有偿调峰要求的,按照有偿调峰补偿条款给予补偿。

第十章 计量和结算

第八十三条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置;计量装置原则上安装在产权分界点,产权分界点无法安装计量装置的,考虑相应的变(线)损。

第八十四条 同一计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套,主、副表应有明确标志,以主表计量数据作为结算依据,副表计量数据作为参照,当确认主表故障后,副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。电力用户可根据实际情况配置必要的计量装置。

第八十五条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业(机组)和电力用户电能计量装置数据,并提交电力交易机构。当出现计量数据不可用时,由电能计量检测中心确认并出具报告,结算电量由电力交易机构组织相关市场主体协商解决。

第八十六条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据,市场主体根据相关规则进行资金结算。其中,跨省跨区交易原则上由电力用户所在地区电力交易

机构向市场主体出具结算依据,在区域交易平台开展的交易由区域电力交易机构向电力用户所在地区电力交易机构出具结算依据;合同电量转让交易由电力交易机构分别向出让方和受让方出具结算依据。

第八十七条 电力用户和发电企业原则上均按照自然月份计量用电量和上网电量,不具备条件的地区可暂时保持现有计量抄表方式不变。各市场主体暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变,并由电网企业承担电力用户侧欠费风险,保障交易电费资金安全。不承担电费结算职能的电网企业也不再承担欠费风险,市场主体可自行约定结算方式。

第八十八条 市场主体接收电费结算依据后,应进行核对确认,如有异议在3个工作日内通知电力交易机构,逾期则视同没有异议。

第八十九条 建立合同偏差电量结算机制,发电企业和电力用户的合同偏差分开结算。以年度交易和月度交易为主的地区,按月清算、结账;开展周(日)交易的地区,按周(日)清算,按月结账。

采用预挂牌月平衡偏差方式的,结算流程和结算价格如下:

(一)发电侧

1. 根据可再生能源次月整体最大发电能力预测值,安排其他类型电源的月度发电计划,并按照有关规定和实施细则对可再生能源进行结算。风电、光伏和无调节能力的水电(含部分时段无调节能力的水电)可按照申报次日可发电量方式累加得到月度发电计划。

2. 其他机组实际上网电量小于其月度优先发电和基数电量时,按政府批复的上网电价结算实际上网电量;提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿,2%以内的减发电量免于补偿;因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付偏差考核费用,2%以内的少发电量免于支付偏差考核费用。

3. 其他机组实际上网电量大于其月度优先发电和基数电量但小于月度优先发电和基数电量与市场合同电量之和时,按政府批复电价结算优先发电和基数电量,按其所签订的市场合同加权平均价结算剩余电量;提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿,2%以内的减发电量免于补偿;因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付偏差考核费用,2%以内的少

发电量免于支付偏差考核费用。

4. 其他机组实际上网电量大于其月度优先发电和基数电量与市场合同电量之和时,按政府批复电价结算优先发电和基数电量,按合同价格结算各类市场合同电量;提供上调服务导致的增发电量按其预挂牌价格获得补偿;因自身原因导致的超发电量按月度集中竞价交易的最低成交价结算。

机组提供上调服务(或下调服务)导致的增发电量(或减发电量),均以调度安排为准。月内既提供上调服务又提供下调服务的机组,以互抵后的净值作为月度增发电量或减发电量。

5. 全部合同均约定交易曲线的发电企业,根据每日的实际发电曲线考核偏差电量。各时段,因自身原因导致的超发电量按月度集中竞价交易最低成交价结算;因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付偏差考核费用;提供上调服务导致的增发电量按其预挂牌价格获得补偿;提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿。

6. 各地可按照以上原则,区分电源类型细化结算方式和流程。

(二) 电力用户侧

1. 市场电力用户实际用电量超过其合同电量时,按其合同加权平均价结算总合同电量,超用电量按上调服务的加权平均价结算(系统未调用上调服务时,按月度集中竞价交易的最高成交价结算)。

市场电力用户实际用电量小于其合同电量时,按其合同加权平均价结算实际用电量。2%以内的少用电量免于支付偏差考核费用,2%以外的少用电量按系统下调电量的补偿单价支付偏差考核费用(系统未调用下调服务时,按其合同加权价的10%支付偏差考核费用)。

下调电量补偿单价=发电侧下调电量总补偿费用/下调总电量

发电侧下调电量总补偿费用由所有机组下调电量的补偿价格和机组下调电量的乘积累加得到。

2. 非市场电力用户(含优先购电电力用户,下同)按实际用电量和目录电价结算。

3. 非市场电力用户的总用电量大于优先发电和基数电量时,2%以内的超用电量免于支付偏差考核费用;2%以外的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的

10%支付偏差考核费用。

非市场电力用户的总用电量小于优先发电电量和基数电量时,2%以内的少用电量免于支付偏差考核费用,2%以上的少用电量按下调电量补偿单价支付偏差考核费用(系统未调用下调服务时,按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付偏差考核费用)。

非市场电力用户用电偏差导致的偏差考核费用由电网企业承担,电网企业也可以委托电力调度机构通过对非统调电厂、地方电网造成的偏差进行计量,按责任分摊部分偏差考核费用。

4. 对于约定交易曲线的用户,根据每日实际用电曲线考核偏差电量。每日各时段的累计超用电量按上调服务的加权平均价结算(系统未调用上调服务时,按月度集中竞价交易的最高成交价结算);每日各时段的累计少用电量,2%以内的少用电量免于支付偏差考核费用,2%以上的少用电量按系统下调电量的补偿单价支付偏差考核费用(系统未调用下调服务时,按其合同加权价的10%支付偏差考核费用)。

(三)电力用户偏差考核费用、发电企业偏差考核费用,以及上调服务所增加的电网企业结算正收益,统一用于支付下调机组的补偿费用,盈余或缺额部分由所有统调发电企业按上网电量比重返还或分摊。

上调服务所增加的电网结算正收益=(优先发电和基数电量加权平均价—机组上调服务加权平均价)×(非市场电力用户当月实际用电量—可再生能源当月实际完成的优先发电和基数电量—其他类型电源当月计划合同电量)

优先发电和基数电量加权平均价=(可再生能源政府批复电价(不含补贴)×可再生能源当月实际完成的优先发电和基数电量+其他类型电源政府批复电价×其他类型电源当月计划合同电量)/(可再生能源当月实际完成的优先发电和基数电量+其他类型电源当月计划合同电量)

以上用电量均按上年网损率折算到发电侧。

(四)市场电力用户的电费构成包括:电量电费、偏差考核费用、输配电费、政府性基金与附加等。发电企业的电费构成包括:电量电费、下调服务补偿费、偏差考核费用、平均分摊的结算差额或盈余资金、辅助服务费用。

第九十条 对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行

偏差,由电网企业承担相关偏差考核费用;对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差,由所有市场主体共同分摊相关费用。

第十一章 信息披露

第九十一条 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息,公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息,私有信息是指特定的市场成员有权访问并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第九十二条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则,披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体,无歧视披露公众信息和公开信息,严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

电力交易机构负责市场信息的管理和发布,会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等。

第九十三条 在确保安全的基础上,市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。

电力交易机构负责管理和维护电力市场技术支持系统、电力交易机构网站,并为其他市场成员通过技术支持系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站披露有关信息,并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

第九十四条 市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问,可向电力交易机构、电力调度机构提出,由电力交易机构、电力调度机构负责解释。

第九十五条 国家能源局及其派出机构、地方政府电力管理部门、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第九十六条 国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门根据各地实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十二章 附则

第九十七条 国家能源局及其派出机构会同地方政府电力管理等部门组织区域电力交易机构根据本规则拟定区域电力交易实施细则。国家能源局派出机构和

地方政府电力管理等部门共同组织省(区、市)电力交易机构根据本规则拟定各省(市、区)电力交易实施细则。

第九十八条 电力市场监管实施办法由国家能源局另行制定。

第九十九条 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第一百条 本规则自发布之日起施行,有效期3年。