

能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室
广东省新能源生产力促进中心
第十八期 2017年9月

目 录

总论	1
报告：全球能源消费结构平稳改善	1
8月，那些值得关注的能源大事	1
外媒：中国领导世界可再生能源革命	5
四川凭什么一举入选国家清洁能源示范省？	6
热能、动力工程	7
我国已成全球最大化学储能应用市场，电池回收和商业模式亟待探索	7
国内最大用户侧锂电池储能项目正式投运	9
电力现货！储能市场破冰有望	10
新型镁电池可使储能技术更廉价安全	13
储能拉动大规模投资还需多久？	13
想要页岩气革命？先从这四个方面把政策准备好	15
复旦大学新研究 可植入静脉的纳米发电机	17
3000年前的技术，原来还能这么用！	17
地热能	18
中国获取的这个东西或将改写传统能源版图	18
生物质能、环保工程	19
中国首创-8℃低凝点生物柴油实现量产	19
十五部门力推车用乙醇汽油 2020年实现全国覆盖	19
太阳能	20
上半年装机增速明显 光伏市场步入发展佳境	20
上半年我国光伏产业继续大步前行	22
西班牙8月份光热发电量占比为3.6% 较6、7月份有所下滑	24
光伏发电创新发展，黄河滋养水光互补	26
芮城协鑫100兆瓦电站全容量并网	28
中盛与菲律宾电力巨头 Vivant 合资开发投资菲本国分布式电站	28
老红：金融对光伏产业应有的五个认知	29
焦建清：中国在光热发电标准方面的话语权会越来越强	31
新材料研制成功 低成本太阳能发电成为可能	33
光伏发电在万亿级售电市场中占的比例有多大？	34
国家电网：1至8月弃光电量实现“零增长”	35
户用光伏的“浙江经验”	36
美国户用光伏市场正在经历这些痛苦	38
西北绿色能源好“风光”——大西北新能源再调查	40
风能	42
海上风电在没有补贴的情况下赢利	42

海上风电进入规模化开发期	44
中国首个 5 兆瓦以上大功率海上风电场即将并网发电.....	45
越南工贸部建议上调风电价格	47
河南风电利用“加速跑”	47
中广核海上风电项目获批 总投资约 80 亿拟年底开工.....	49
氢能、燃料电池	49
氢能产业年度大戏将于佛山上演	49
核能.....	50
中国跻身世界核电大国行列	50

本刊是内部资料，请注意保存。信息均转载自其它媒体，转载目的在于传递更多信息，并不代表本刊赞同其观点和对其真实性负责，版权归原作者所有。严禁将本刊用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用，应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。
 联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。

从媒体报道中的高频词可以看出，本月神华集团与国电集团实施联合重组、我国天然气消费增速回升、发改委全面推进跨省跨区输电价改革、16 部委联合发文剑指煤电过剩等关注度较高。

行业热点事件传播解析

话题	领域	关注度
煤炭业受去产能驱动上半年获五年最好盈利	煤炭	29.69
第三批国企混改试点报批中 油气领域或成改革重点	油气	24.62
煤电大整合：神华国电重组为国家能源投资集团	煤炭、电力	22.92
OPEC 7 月原油产量创年内新高 上调今明两年原油需求预期	油气	19.53
山西和顺矿难蓄意瞒报：已确认 9 人伤亡 1 人失联，10 人被撤免职	煤炭	18.05
我国天然气消费增速回升	油气	17.92
电力改革再迈一步 发改委全面推进跨省跨区输电价改革	电力	16.15
全球在建最大水电站白鹤滩主体工程全面建设	电力	16.14
天然气价格有望提前下调	油气	16.06
16 部委联合发文剑指煤电过剩 鼓励发电集团重组	煤炭、电力	13.16

行业热点事件解析

16 部委联合发文剑指煤电产能过剩

煤电重组大幕开启

8 月 28 日，国资委宣布中国国电集团公司与神华集团有限责任公司合并重组为国家能源投资集团有限责任公司。此前，国家发改委、工信部、财政部、环保部等 16 个部委联合印发《关于推进供给侧结构性改革 防范化解煤电产能过剩风险的意见》，严控煤电产能扩张。

根据国家能源局今年 5 月发布的《关于发布 2020 年煤电规划建设风险预警的通知》，全国仅湖南、海南两省的 2020 年煤电规划建设风险预警结果为绿色，河南、江西、安徽和湖北四省的风险预警等级为橙色，其余 24 个省（区、市）的风险预警为红色。可见，煤电过剩风险居高不下，亟待去产能。

专家认为国电和神华合并属于产业链上的资源整合，也是对产业链上战略伙伴的利益整合，这是央企内部处理关联产业关系的创新模式，值得尝试。《人民日报》、《证券日报》、《新京报》和《每日经济新闻》等主流媒体认为，国企重组整合是在当前形势下主动适应新常态、引领新常态的一个重要决策，所带来的改革红利也将逐步释放。《证券日报》指出，央企交出漂亮“半年报”，首先得益于深入推进供给侧结构性改革所带来的结构优化、转型升级和新动能的培育，这对央企上半年经济效益的增长提供了一个强大支撑。而在这过程中，央企集团之间的重组、产业之间的联合合作，也发挥了很好的协同效应。

由于煤炭电力原本是上下游关系，但是电力价格由国家调控，煤炭价格相对自由，无法联动的价格矛盾让电力企业压力重重，同时煤炭企业间容易陷入价格之争，造成资源浪费和产能过剩。《第

一财经日报》、《新京报》媒体等指出，神华集团与国电集团这两大巨头的联合重组将打通产业链障碍，形成优势互补的全产业链竞争格局，缓解煤电矛盾，将消除煤炭价格战和同质化竞争，在协同管理下更有利于“去产能”这一目标的推进。

其次，两大企业重组将形成规模效益和协同效应，在国际上具有更高议价能力和竞争力。同时有分析指出，在“一带一路”建设带来的对外开放新格局中，重组后的大企业能够更好地“走出去”开拓国际市场。媒体预测，两大企业的重组打破了行业格局，将在能源产业引发新一轮煤电企业合并热潮。

针对“两大企业合并后可能带来垄断”的担忧，有专家分析，目前国内五家发电集团保持竞争局面，短期内不会因为“神电”出现造成垄断，但“一家独大”的风险依然潜在，还需保持警惕。另有分析表示，神华与国电两家企业原本独立的运输线将面临整合，由于供需关系调整，会对沿海运输市场造成一定程度的挤压。

中央企业重组有序推进，相比数量“下降”质量“提升”是终极目标，因而重组的内涵和实效是重要考量。国企改革成败关键在于处理好市场与政府的关系，既要发挥市场在资源配置中的决定性作用，又要更好发挥政府作用，这之间的分寸把握十分关键，否则很容易演变成计划思维和行政手段。

“神电联姻”将国企供给侧结构性改革推向高潮，新的合并重组有望继续出现。在国企改革推进过程中，要对保障市场良性竞争、企业管理平稳过渡、切实实现平稳过渡等事项时刻保持密切关注，有针对性地做出调整，避免出现改革“后遗症”。

明确时间表 发改委力推跨省跨区输电价改革

距发改委宣布省级电网的输配电价改革试点全面完成不到一个月，改革又有新进展：8月22日，国家发改委发布（简称《通知》），决定在省级电网输配电价改革实现全覆盖的基础上，开展跨省跨区输电价格核定工作，促进跨省跨区电力市场交易。

《通知》指出，要加快华北区域电网输电价格核定工作，在完成华北区域电网输配电成本监审基础上，于2017年10月底前完成华北区域电网输电价格核定工作。此外，全面推进区域电网输电价格改革工作。在华北区域电网输电价格改革试点基础上，组织开展华东、华中、东北、西北区域电网输电价格核定工作，于2017年12月底前完成区域电网输电价格核定工作。

自2015年中发《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》以来，“提速”一词经常与电改同时见诸报端，可见新一轮电力体制改革的对“实效”与“时效”的追求。在接下来的跨省跨区和区域电网输电价格改革中，政策延续了这一风格，为改革进展提出了明确的“时间表”。

业内专家多就时间表“完成难易程度”发表看法。厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强表示，跨省跨区和区域电网输电价格改革整体上不会有什么问题，因为此前的省级电网输配电价改革工作已经打下了很好的基础。

但国网能源研究院副总工程师兼能源决策支持技术研发中心主任郑厚清的研究提出，跨省跨区电价存在较多问题，如：分层分段累加方式，对于经过多个网省公司的交易，累加的输电价和受端落地价往往较高，影响交易的实现。同时，双边协商的交易，由于缺乏形成市场价格的环境、缺乏有效的价格协商方法，在送、输和受电等环节价格方面存在较大分歧，影响交易价格的确定和交易的达成。另外，单笔输电费用较高，不利于扩大电力交易；价格机制与体系也不完善、不统一，不利于资源优化配置。

热门企业聚焦

神华、国电重组为国家能源投资集团 “能源巨无霸” 终问世

8月28日，国资委网站发布消息称，经报国务院批准，中国国电集团公司与神华集团有限责任公司实施联合重组，合并重组为国家能源投资集团有限责任公司（简称“国能投”）。神华集团更名为国家能源投资集团有限责任公司，作为重组后的母公司，吸收合并中国国电集团公司。

神华国电重组事件舆情热度迅速蹿升，当日信息传播量即过千篇。由于前期信息释放较充分，

舆论对正式信息的公布并不意外，“尘埃落定”、“靴子落地”成为典型评论，媒体对神华国电重组普遍表示看好。从传播渠道来看，《人民日报》、央视、人民网、新华网、央广网、中新网、《经济日报》等中央级媒体，四大主流门户网站财经频道，以及各主流财经媒体迅速跟进报道，路透中文网、华尔街日报中文网等外媒也纷纷发文关注此事。

酝酿近3个月的重组传闻终于落地，媒体纷纷对这个“能源巨无霸”的诞生进行解读。据报道，合并后的“国能投”资产将达1.8万亿，装机规模达2.2亿千瓦，将是最大的发电企业。彭博新能源财经称，合并后的新公司有望成为全球装机容量排名第一的电力公司。也有媒体指出，虽然神华国电重组合并之后资产总额超过五大发电集团之首华能，但与国家电网和中石化比起来量级上还有些差距。

舆论对于神华国电重组一直持正向预期，认为煤炭巨头神华和电力巨头国电各具优势，通过整合可发挥出“1+1>2”的协同效应。

不同于国内媒体对于重组事件的普遍看好，外媒方面，路透中文网刊文指出，神华将优先供应国电的冬季用煤，或影响其他火电公司采购。华尔街日报中文网则对政府打造规模更大的国企干预市场有所指责。

“三桶油”中期业绩出炉 经营效益均大幅提升 提振舆论信心

“三桶油”中期业绩出炉，相比去年同期经营效益均大幅提升，受到媒体关注与肯定。按照国际财务报告准则，今年上半年中石油实现归属于母公司股东净利润126.76亿元，同比大幅增加121.45亿元；中石化实现净利润279亿元，同比增长40.1%；中海油相比同期扭亏为盈，实现净利润162.5亿元。数据显示，三大石油公司上半年合计净利润达560亿元，相当于日赚3.1亿元。

专业人士分析认为，上半年三大石油公司业绩好转，一方面是因为油价与去年同比有所上涨；另一方面是国内油气需求有所增加。我国提出逐步将天然气培育成现代清洁能源体系的主体能源之一，“煤改气”的快速推进为石油公司的发展创造了机遇。此外，石油公司持续加强改革创新和降本增效，也有明显助益。

除了聚焦与去年同期业绩的对比，也有多家媒体关注“三桶油”之间的差距。对于中石化的利润远远超过另外两家的原因，有媒体分析是得益于中石化的一体化优势，受低油价影响较小。有媒体总结出三家公司各自的亮点：中石化营收及净利润规模最高，中石油净利润增速最高，中海油扭亏为盈。

首例直供电垄断案 大唐、国电等被罚7338万

8月3日，首例直供电价格垄断协议案查处结果出炉。发改委依法共计开出了7338万元的罚单。其中，23家山西省火电企业被罚7288万元，作为垄断行为组织者的山西省电力行业协会被顶格处以50万元罚金。这23家火电企业包括大唐、国电、华能、华电4家央企发电集团山西公司，漳泽电力、格盟能源、晋能电力、西山煤电4家省属发电集团也名列其中。

作为电力行业首例关涉反垄断、去产能的处罚，该事件8月3日经央视《东方时空》报道后，《人民日报》、新华网、中国新闻网中央级媒体，《经济参考报》、《证券日报》、《每日经济新闻》和《中国经济导报》等财经媒体纷纷报道解读，引发舆论重点关注。

有专家表示，目前电力市场化改革开始的时间还不是太长，企业就形成类似的价格同盟，这是典型的违反《反垄断法》的行为，不利于之后整体电力市场化改革的推动。如果这个趋势得不到遏制的话，今后就会扰乱正常的电力市场交易秩序。

精彩言论

国家能源局局长努尔·白克力：

现在我们的天然气供应只能满足全国三分之一人口的需求，还有三分之二的市场需要我们去开拓。（在8月19日能源大转型高层论坛上表示）

国家能源局总经济师郭智：

2013-2016年，天然气和非化石能源消费比重提高4.2个百分点，煤炭消费比重下降5.4个百分

点，单位 GDP 能耗累计下降约 14.6%，成为建国以来我国能源结构调整力度最大、能耗下降速度最快的时期。

国网能源研究院新能源与统计研究所所长李琼慧：

促进新能源消纳的“3+1”要素是电源、电网、负荷和市场机制。力争到 2020 年建立完善的市场机制，提高系统平衡能力，能够从根本上解决新能源的消纳问题。（在 2017 第七届中国能源高层对话上表示）

中国石油天然气集团公司副总经理徐文荣：

近年来，中石油集团大力推动业务重组，压缩法人实体，尤其是通过中油工程、中油资本等重组上市，已完成了大多数子企业的改制。（中石油提出集团及所属全民所有制企业要于 2017 年 11 月底前全面完成公司制改制）

中国广核集团有限公司副总经理谭建生：

我们最重要的诉求不是投资欣克利角 C，而是通过控股的布拉德维尔 B 项目把华龙一号技术带到英国。英国核电项目将把中国资本、中国技术、中国装备、中国经验、中国服务全面带出去，助推“中国制造”迈向“中国创造”。

中国工程院院士王基铭：

我国炼油行业总体过剩，发展煤制油是我国能源多元化战略，目前处于示范阶段，在当前的油价下，不宜大发展，要适度发展。（在 8 月 8 日举行的首个百万吨级煤炭间接液化示范项目现场调研会上表示）

徐丽萍 刘亚婷（实习） 中国能源报微信 2017-09-06

外媒：中国领导世界可再生能源革命

世界经济论坛英文网站报道，在 2017 年初，中国宣布到 2020 年将投资 3600 亿美元用于可再生能源，并废除了修建 85 座煤炭发电厂的计划。今年 3 月，中国官方报告称，中国已超额完成能源效率、碳排放强度以及清洁能源份额的官方目标。就在上个月，中国的能源监管机构，国家能源局，推出了减少中国对煤炭依赖程度的新措施。

这些只是中国处于全球能源转型中心的最新迹象，这种转型是由技术变革和可再生能源成本的下降所驱动。但中国不仅是投资可再生能源和淘汰煤炭，它在全球能源需求中占据的份额也在增长。这意味着中国经济持续转向以服务 and 消费为主导的增长，将重塑全球能源版图。

与此同时，由于自动驾驶汽车和共享出行的发展，各种其他因素——包括住宅、工业和商业建筑能源效率的提高，运输能源的需求降低等，都在减少全球资源的消耗。

根据麦肯锡全球研究所(MGI)名为《超级周期之上：技术将如何重塑资源》的最新报告，这些新趋势正在减缓全球对一次能源(primary energy)的需求。如果新技术的快速应用能够持续下去，全球能源需求到 2025 年可能会达到峰值。接下来，随着能源使用密集度的降低以及利用效率的提高，全球经济的能源生产力可能会在未来 20 年里提高 40%-70%。

中国在降低能源密集度上已取得重大进展：在 1980 年至 2010 年间，中国经济增长了 18 倍，但能源消耗仅增长 5 倍。根据世行统计数据，中国单位 GDP 能源密集度下降了 70%。

可再生能源是中国能源密集度下降的原因之一。中国希望在这一领域成为全球佼佼者，每年在国内投资多达 1000 亿美元用于可再生能源——这是美国对其国内可再生能源投资的两倍，甚至超过了美国和欧盟年度投资的总和。

这些趋势表明，中国将成为全球能源需求和能源尖端技术的主要来源，意味着它将拥有独特的机会在全球担当领导地位。中国在降低能源密集度上的经验，可为发展中国家提供路线图，其在国内外可再生能源的投资则将带来更多的科技突破，从而降低各地消费者的成本。

尽管存在各种障碍，技术创新应有助于中国生产者实现生产力的提高，并为消费者节约成本。

根据麦肯锡全球研究所(MGI)，到 2035 年，主要商品的供需变化可能会令全球能源总成本下降 9000 亿美元到 1.6 万亿美元。

这种节约能源成本的规模，不仅取决于新技术的采用有多快，还取决于政策制定者以及公司企业如何适应新的环境。不过，总体来说，还是取决于中国。

中国日报网 2017-09-13

四川凭什么一举入选国家清洁能源示范省？

8 月 27 日，清华四川能源互联网研究院——能源战略与低碳发展研究中心在蓉揭牌。作为清华大学能源战略与低碳发展团队首次在京外设立的“产学研”基地，这对于正在创建国家清洁能源示范省的四川而言，无疑又多一大智力支撑。

“把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向，增强清洁能源供应保障能力”——“十三五”期间，清洁能源被四川委以重任。去年，得到国家能源局复函支持，四川创建国家清洁能源示范省工作被列入国家“十三五”能源发展规划。

从清洁能源大省到清洁能源示范省，四川如何打造样本、引领发展？揭牌现场，本报记者就此采访了多位业内人士。

“作为清洁能源大省，四川正处在工业化、城镇化进程的关键阶段，清洁能源带来巨大挑战的同时，也是在新一轮竞争中，赶超其他发达省份的重要机遇。”谈及四川清洁能源发展，国家发改委一位主要负责人如是说。而这，也是四川落实能源发展“四个革命、一个合作”战略思想，顺应能源发展大势的充分体现。

截至“十二五”末，四川清洁能源占一次能源消费总量的比重达到 43.1%，比 2010 年提高 11.1 个百分点。而此数值，有望在 2020 年增至 54%，比 2015 年提升 10.9 个百分点。创建全国优质清洁能源基地和国家清洁能源示范省，成为四川省“十三五”能源发展的首要目标。

因地制宜做好“加减法”

清洁能源“示范者”的使命，并非谁都可以担当。记者查阅有关资料获悉，目前只有浙江与四川两省，被正式列入国家清洁能源示范省的创建范畴。仅此两席，四川省如何一举入选？

四川省能源局局长雷开平告诉记者，四川的水电装机容量、发电量，及页岩气资源储量、可开采量等，目前均居全国首位。且在现有经济技术条件下，可开发的风电、光伏、生物质能、地热能等资源也很充足。“四川既是清洁能源资源大省、生产大省、销售大省，也是全国清洁能源资源最集中、特色最鲜明的省份。”

以 2016 年为例，四川省清洁能源装机规模占电力总装机的 80% 以上，非化石能源及天然气占一次能源消费的比重分别达 34.9% 和 11.9%，均高于全国平均水平。随着能源结构的优化调整，单位地区生产总值二氧化碳排放比 2010 年下降 46% 以上。

“从 2016 年算起，我省计划利用三年时间，完成原本五年的煤炭‘去产能’任务，拟退出关闭煤矿 215 处左右，化解产能 3303 万吨左右。”四川省能源局综合处处长刘守辉补充。“十二五”末，煤炭占一次能源消费比重从 2010 年的 56.17% 降至 2016 年的 34.07%。截至 2017 年 5 月底，四川省累计化解煤炭产能 2111 万吨，完成目标任务的 64%。

而在煤电行业，四川省主动“自我加压”，在国家明确其不属于缓和、缓建煤电省份的情况下，停、缓建了华能南充电厂等多个项目。通过加快淘汰煤电落后产能、超低排放和节能改造等措施，2016 年共淘汰落后煤电小机组 31 万千瓦，燃煤火电装机仅占全省总装机的 15.6%。

突破弃水、能效低等瓶颈

坐拥独特能源禀赋，四川省把发展清洁能源作为调整能源结构的主攻方向，大力创建全国优质清洁能源基地和国家清洁能源示范省。在大幅降低煤炭消费比重的同时，力争提高天然气和非化石能源消费。到 2020 年，煤炭消费比重较 2015 年下降 14 个百分点，天然气和非石化能源占比分别达

到 16.2%、37.8%，比 2015 年提高 4.8 和 6.2 个百分点。

不过，在清华低碳经济研究院院长、能源战略与低碳发展研究中心主任李政看来，创建之路并不平坦。“四川虽具备发展清洁能源的条件与潜力，但其资源并未得到充分利用，这成为当前‘卡脖子’的问题。水电装机集中投产和天然气开采产能不断增加的同时，清洁能源在一次能源消费结构和终端用能结构中有待提升。”

刘守辉也坦言，四川仍面临有调节性能水电站占比、煤炭用于集中清洁发电比例均不够高等问题。目前，全省有调节能力的龙头水库电站仅占水电装机规模的 34%，建设相对滞后。随着在建水电站陆续并网投产，弃水电量也在逐年增大，水电消纳矛盾日益突出。此外，由于小煤矿数量多、落后产能比重大，20 万千瓦级及以下煤电装机还剩 230 万千瓦，淘汰任务艰巨。

另据《四川省“十三五”能源发展规划》指出，四川能源系统整体效率不高。因能源粗放式利用未得到根本转变，能源加工转换、储运和终端利用综合效率较低。电力统筹调度整体效率不高，电力运行峰谷差较大，电网所需备用容量较高；天然气储气调峰设施不足，用气高峰、低谷时段不均衡，调峰压力较大；水电送出线路距离长、线损高、利用小时数低。

最大化用好清洁能源

“以弃水问题为例，解决不能仅看四川一地，而应放在全国范围、从全时空角度出发进行研究。”随着能源战略与低碳发展研究中心的成立，李政和他的团队开始为四川“把脉”。在理解四川现有电力装机和需求的基础上，建立了基于区域能源特征的电力优化结构模型，并将给出未来全国不同区域间的电力输送格局。

李政表示，四川省目前仍处工业化中期的后半阶段，经济增长的驱动因素仍依靠资源及能源投入来拉动。与我国发达省份相比，四川流出产品能耗强度仍处于较高水平，利用能源资源驱动经济增长的方式还需从高能耗、低产出向低能耗、高产出方向转变。

上述发改委人士则对四川能源建设提出三点建议：

- ①在实现清洁能源生产中心的同时，努力建设清洁能源消费大省。
- ②依托科技创新——作为清洁能源大省，四川也是清洁能源技术需求最为迫切的地区之一。
- ③而离开了资金支持的技术是没有生命力的，还应力争打造全国甚至全球的能源投资中心。

同样关注清洁能源发展的，还有多个川企。大唐四川发电有限公司相关负责人告诉记者，“十三五”期间，公司将加大水电、风电等可再生能源的投资力度，着重布局四川省巴中、甘孜、宜宾等地的清洁能源开发，包括广元区域风电产业集群、凉山州普格县百万风电基地等重点项目。“争取在年内建成区域集控中心和成都集控中心，优化水库联合调度，最大程度避免弃水弃风，最大化用好清洁能源。”

在雅砻江流域水电开发有限公司，各梯级水电站全部建成后，年发电量约 1500 亿千瓦时，加上梯级补偿效益增加下游长江干流上梯级电站年的电量，每年可提供约 1650 亿千瓦时的可再生清洁能源。“以清洁能源为主导，我们将全力打造风光水互补清洁能源示范基地，由单一的水力发电企业转型为多种清洁能源发电企业。”雅砻江公司战略发展部副主任周永如称。

朱妍 中国能源报 2017-09-07

热能、动力工程

我国已成全球最大化学储能应用市场，电池回收和商业模式亟待探索

“据统计，截至 2017 年上半年，我国已规划的储能项目装机达到 1.1GW 左右，这里不包含抽水储能和储热项目，显然我国已迈入全球最大化学储能的应用市场。”中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇在 8 月 25 日于无锡举行的首届全国用户侧储能细分市场开发与应用高层

研讨会上如是开场。

“十三五”储能市值有望达千亿

近年来，在技术进步和政策利好下，储能市场空间不断拓展。技术应用层面，出现了适用于电网的集成功率达到兆瓦级的电池储能技术；在应用领域，储能技术在电力系统的应用已从电网扩大到发电侧和用户侧，从削峰填谷、调频服务扩大到新能源并网、电力输配和分布式发电以及微网。

而在业界颇为关心的商业模式方面，“当前储能在新能源并网、电力辅助服务、微电网、工商业用户侧、通信以及应急电源领域正逐步摸索商业化的应用模式，有些已经初步实现有条件的商业运行。”刘勇说。

尽管目前针对储能的实质补贴政策尚未出台，但业界普遍预计储能不久之后或将迎来爆发。“随着技术的进步、装机量的扩大、成本的降低以及市场机制的完善，大规模储能应用将迈入发展的黄金时期。‘十三五’期间有望达到千亿市场规模。”这代表了业界的共同预期。

国网能源研究院新能源与统计研究所所长李琼慧表示，随着电化学储能技术成熟、成本的快速下降以及分布式能源加速开发利用，再加上电力市场化改革和相关产业政策的支持，储能将得到更广阔的应用空间。

“‘十三五’期间，储能重点领域依次为分布式发电及微网、调频辅助服务、新能源并网，应用场景主要集中在配网和电源侧。预计2020年我国储能市场规模有望达到15GW，其中分布式发电及微电网、调频辅助服务、新能源并网分别占50%、20%、20%。”李琼慧预计。

商业模式处于探索期

尽管储能市场增速明显，但在整体装机上仍远逊于其他新能源，虽然成本相较几年前大幅下降，但相比其他能源形式，储能高成本依然是跨不过去的一道坎。

“装机来看储能依然是雷声大雨点小，投资回收期仍然比较长。”刘勇直言。据了解，在山西、河北用于电力辅助服务的投资回报周期大概在3—4年左右，而在京津冀、长三角、珠三角通过峰谷电价差盈利的用户侧储能系统铅炭电池投资回收期大概在6—8年，锂电池储能系统需要8—10年左右。

储能应用分会通过对全国储能产业巡回调研得出的数据显示，现在铅炭电池的建设成本基本上每千瓦时在1000—1200元左右；锂电成本约为1500—2200元，2018年锂电成本有望达到1200—1400元。

储能具有调峰、调频、稳定系统输出、备用电源、调高调度灵活性等多重功能，价值有目共睹，但在当前市场环境下，价值并不能很好得到体现。不过这并未阻挡企业布局储能的热情，不少企业“摸着石头过河”，逐步探索储能发展的商业模式。

科陆电子储能技术研究院高级研究员江卫良指出，就用户侧储能而言，其市场容量很大，应根据电力系统源—网—荷协调发展的需求，对大电网、区域电网及配电网内所应配置的用户侧储能规模进行整体规划，对电力供应紧张的区域进行政策扶持和引导。

“用户侧储能商业化的关键在于降低成本和提高收入。一方面，通过产业链整合、技术进步、批量化、标准化、智能运维等方式来降低项目整个生命周期内的成本；另一方面，可以通过峰谷差价套利、优化调度、实现储能和售电相结合、参与需求侧响应等方式来提高用户侧储能项目的收入。”江卫良表示。

据悉，依托完善的储能解决方案及储能系统集成能力，科陆电子在佛山力源削峰填谷、北京拉斐特酒店储能等项目中均有不错表现。

南都电源则于2015年首创了“投资+运营”模式。该模式类似于合同能源管理，通过与客户签订节能服务合同，为客户提供包括用电诊断、项目设计、项目融资、设备采购、工程施工、设备安装调试、人员培训、节能计量确认和保证等一整套的节能服务，并从客户进行节能改造后获得的节能效益中收回投资和取得利润。

“这一创新的商业模式将在用户端、第三方储能企业等投资主体、储能产业基金等金融机构之

间形成有效的利益分配机制,加速推进储能的商用化规模应用。”南都能源互联网总经理于建华坦言。

另据了解,为推动储能产业后续发展,南都电源已成立 70 亿元的产业基金,投资开发规模总签约量超过 2GWh。

动力电池梯次利用成热点

根据新能源汽车发展规划,到 2020 年,中国新能源汽车保有量将达到 500 万辆,随之而来的是大量的退役动力电池。从汽车上淘汰下来的电池,容量尚有 70%—80%,直接用于资源回收未免浪费,梯次利用成行业普遍认知。

“一方面,市场上拥有大量的退役电池,另一方面储能系统又需要低成本的解决方案,可以考虑将两者结合在一起用于储能系统,使储能市场有更好发展。”上海煦达新能源总经理李剑铎指出。

“目前,业内普遍看好动力电池梯次利用的市场前景。”江卫良告诉记者,“也有很多企业在跃跃欲试,开发这一新市场。”

退役电池质量参差不齐,首先就要对其甄别分类。李剑铎进一步表示,分类后最终进入报废类的比例不超过 15%,进入维护类的比例不超过 10%,而可用类电池组一致性较好,剩余循环寿命较长,具备储能梯次利用价值。

退役电池应用,技术问题最为关键,因为这其中涉及到电池的一致性问题。李剑铎提出组串分布式解决方案,通过精细化管理,从而最大化地保证电池的一致性。

据悉,煦达新能源利用退役动力电池搭建工商业储能系统,实现动力电池梯次利用,已在国内投运了数个基于退役动力电池梯次利用的储能项目。

何英 中国能源报 2017-09-07

国内最大用户侧锂电池储能项目正式投运

中国能源网| 9 月 6 日,国内最大用户侧锂电储能项目——协鑫智慧能源分布式储能(10MWH 锂电)示范项目正式投运。该项目是国内最大单体商用锂电储能项目,也是江苏省首个商业化锂电池示范项目,将对加速我国储能装备制造业升级、实现可再生能源平滑波动、促进清洁能源大规模消纳和接入发挥重要积极作用。江苏省经济和信息化委员会副主任李强、江苏省物价局副局长武春、协鑫集团董事长朱共山等相关人员出席投运仪式。

李强指出,该分布式储能示范项目由江苏省骨干企业协鑫集团和中天储能科技强强联手,按照“全国第一、技术一流”的标准打造,采用锂电池储能、能源互联网运营等先进技术。下一步要通过项目积累经验,形成行业标准,积极探索商业模式,为“江苏制造”提升实力和走出去奠定坚实基础。

“相比铅炭电池,锂电池具有充放电倍率大、充放电响应速度快、循环寿命长等优点,更适合用于电网的削峰填谷和需求响应服务。”协鑫智慧能源总裁费智说。据介绍,该示范项目储能系统主要由 15 万只 20AH 的锂电池串并联组成,装机容量 10MWH,拟生命周期内充放电 3600 次,能够很好地满足电网调峰调频、快速响应需求。

投运后,该示范项目生命期内将累计减少从电网购买高峰电量 2880 万千瓦时,有效缓解电网夏季高峰用电压力,并可参与电网需求响应计划。同时,为苏州协鑫光伏科技提供热备用应急电源,提高该厂的供电可靠性。

除此之外,该示范项目真正实现了无人值守,并将纳入协鑫智慧能源互联网云平台进行管理。通过手机 APP、网页等多手段远程监控,储能电站的运行状态和运行数据实时可视,“我们无人值守以后,大概每星期派两次人员到现场进行数据确认和复核就可以。”协鑫智慧能源分布式能源事业部总裁徐庭阳介绍。

李强表示,该锂电储能示范项目在电网、用户、新能源企业积累的运营数据和运行经验,将为我国储能产业发展和储能技术进步提供有力支持。项目为“新能源+特高压+储能”的新型能源结构

转型做出了示范，实现了实时响应国家电网“源-网-荷”友好互动调节，为新能源汽车动力电池的梯级利用和产业循环提供了创新解决方案，创新了能源互联网的新模式，未来具有广阔的技术创新空间和发展前景。（胡珺）

中国能源报 2017-09-08

电力现货！储能市场破冰有望

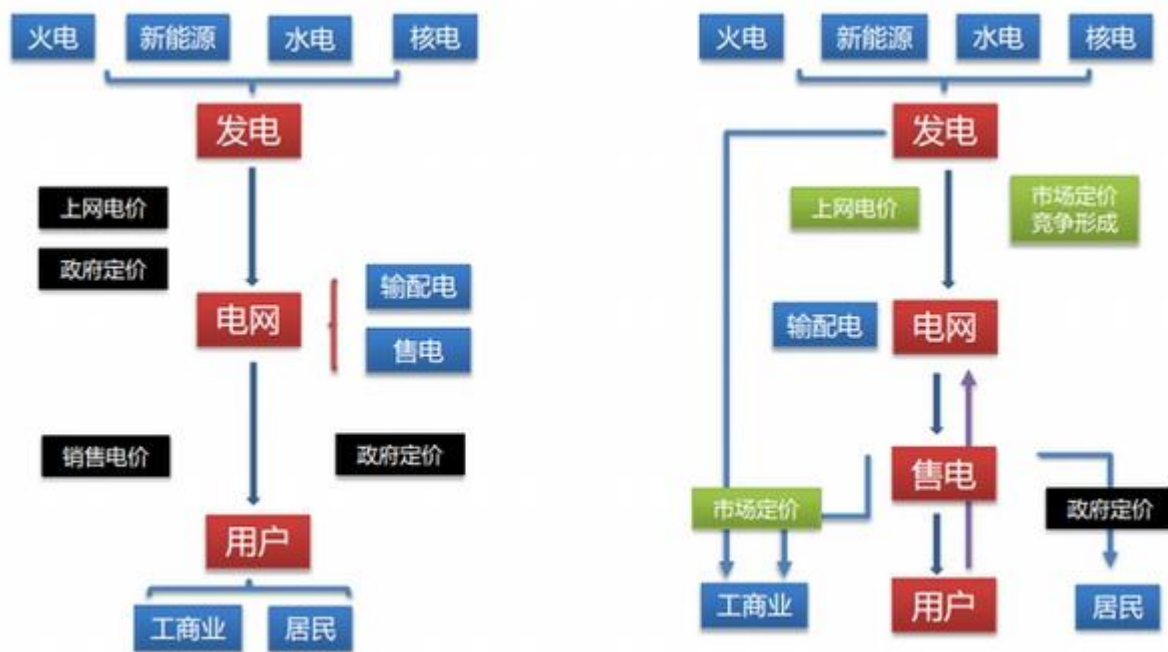
事实上，我国在电力改革上又迈出了重要一步。

8月28日，国家发改委下发特急文件《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，明确提出要在南方、蒙西、浙江等八个地区建设第一批电力现货市场试点，要求9月8日反馈牵头单位，要在2018年底前启动电力现货市场试运行。

9月5日该文件正式在官网发布，“一石激起千层浪”，业内人士沸腾了，无数从业者振臂高呼“无现货、不市场”的口号，奔走相告。电力改革的市场风暴终于要来了！

电力改革是一件极其复杂的事情，业内人士评价此次电力现货市场试点建设意义重大，但想要建设良性的电力市场，依然存在很多问题等待解决，电力改革任重道远。而伴随着电力现货市场建设，让很多围绕着电力进行创新、创业的公司看到了曙光，储能端口的公司便是其中之一。

电力现货市场简单地说，就是电力被当作一种商品在交易平台上进行实时售卖。但电力是一种特殊的商品，它和大白菜是不一样的，“三毛钱买入一颗，切半颗包饺子，隔天在把另一半两毛卖给隔壁老王”这种操作对于电力来说实现起来非常困难。众多发电形式的电力入网、交易、调配、跨区域的调度和用户最终的使用，诸多环节都需要储能设备来做调节。未来随着电力市场建立，储能产业在还原电力价格、平衡峰谷价格方面将起着重要的作用，可以说伴随着电力现货市场的建设，储能市场空间也将进一步扩大。而伴随着储能产业的发展，动力电池梯次利用项目有望打破示范僵局，被真正用于市场，为企业创收。



电改前后市场格局对比（左图为电改后，右图为电改前）

随着近年来新能源汽车数量的激增，车辆动力电池回收利用已成业内关注的热点问题。面对未来数百吉瓦的退役动力电池，目前拆解回收和梯次利用是两种较为可行的互补方案。理论上讲动力电池容量衰减至80%时，就不适宜在车辆上继续使用，需要做相应的退役处理。为减少资源的浪费，

将退役的动力电池应用在其他方面的梯次利用就显得非常必要了。在储能领域，近年来锂离子储能电池技术取得巨大进展，而退役动力电池在循环寿命、能量密度、高温性能等方面存在明显的优势，展现出一定的市场潜力。然而在现实中，动力电池退役前使用状况无从得知、各家电池的一致性不一、能量衰减的程度不同，在使用过程中极易出现局部过充现象，存在巨大的安全隐患;用于电池的筛选、分类、检测的成本高昂，使动力电池的梯次的经济意义荡然无存。

梯次利用真的是“伪命题”吗?梯次利用真的要被开“死亡证明”了吗?笔者认为梯次利用还有“抢救”一下的必要。

国家对于梯次利用是非常支持的。早在《节能与新能源汽车产业发展规划(2011~2020年)》中就明确提出：“要制定动力电池回收利用管理办法，建立动力电池梯级利用和回收管理体系，明确各相关方的责任、权利和义务。”在国家的鼓励下，近年来业内人士对动力电池梯次利用展开了积极的探索，建立了部分示范工程。如下：

国内动力电池梯次利用案例		
应用领域	案例描述	参与主体
商业储能	100kwh梯次利用电池储能系统的工程示范，历时2年，由中国电科院、国网北京市电力公司与北京交通大学共同完成，于2014年6月19日通过验收。	中国电科院、国网北京市电力公司与北京交通大学
低速电动车和电网储能	利用退役的动力电池，在电动场电车、电动叉车电力变电站直流系统上进行改装示范，经实测回收电池性能上相比传统铅酸电池有一定优势，且经济性较好。	国网北京市电力公司、北京工业大学和示范、北京普莱德新能源工程、电池科技有限公司
电网储能	河南省于2014年8月建成退役动力电池储能示范工程，该工程位于郑州市尖山真型输电线路试验基地，是国内首个真正意义上的基于退役动力电池的混合微电网系统。一年内累计发电超45MWh	国网河南电力公司、南瑞集团等
可再生能源接入	250kw/1MWH梯次利用磷酸铁锂电池储能系统，2016年4月完成安装调试，目前已通过第三方认证。	中国电力科学研究示范院工程
	国家电网公司在张北风光储输示范基地规划9MW梯次利用电池储能系统，初期3MW梯次利用电池储能项目正在进展中。	国家电网公司、许继集团、中国电力科学商业研究院、国网冀北电运行力公司等
电网储能	利用2008年北京奥运会退役的电动汽车锂电池，完成了360kwh梯次利用智能电网储能系统	北京海博思创科技有限公司、国网北京市电力公司
低速电动车	国网浙江电力公司对电动汽车退役的动力电池进行重组，用于48V电动自行车的动力电源	国网浙江电力公司
电池中国网整理		

不难看出这些示范工程存在一些问题，比如：这些示范工程普遍的体量很小，商业模式不明确，市场代表性不强。但同时这些示范工程证明了梯次利用的可行性，为梯次利用的市场化运作总结了

宝贵的实践经验。

相对于国外，我国的动力电池梯次利用起步较晚。近期法国雷诺汽车将废旧的动力电池做成充电桩的报道引起广泛关注。除此之外，国外也有很多例子为国内的梯次利用提供了参考，如下：

国外动力电池梯次利用案例		
国家	应用领域	案例描述
日本	家庭和商业储能	日本汽车和住友集团合资成立的4R Energy公司，从事电动汽车动力废弃电池的再利用，将在日本和美国销售或租赁的日产Leaf汽车的二手电池用于住宅和商用的储能设备
美国/日本	家庭储能	美国EnerDel公司和日本伊藤忠商事在部分新建公寓中推广梯次利用电池
德国	电网储能	德国BOSCH集团利用宝马的ActiveE和i3纯电动汽车退役的电池建造2MW/2MWH的大型光伏电站储能系统。该系统由瓦腾福公司负责日常维护
美国	分布式发电/微网	美国可再生能源国家重点实验室提出将淘汰的插电式混合动力汽车及纯电动汽车用锂离子电池用于风力发电、光伏电池、边远地区独立电源等
美国/瑞士	智能电网	美国通用公司与瑞士ABB集团联合开展了车载锂电池再利用的调查与研究，主要面向智能电网，用来存储太阳能、风能等分布式发电系统产生的电力
美国	家庭、商业储能	美国Tesla Energy开发了powerwall和powellpack，分别面向家庭和商业储能系统
电池中国网整理		

笔者认为主要造成国内动力电池梯次利用难的原因还是在于市场驱动不足。相较于欧美、日本相对开放的电力市场，国内电力市场比较保守。以日本为例，日本的家庭早就实现了光伏储能、自发自用，日本的家庭可以将电力送上电网，并以此盈利。日本普通家庭大量装载光伏以后，储能市场也随之爆发。而美国的电力市场相对于日本更加开放，电力可以自由买卖，储能的市场规模也很大。

市场具有一定规模后，储能企业会在竞争中千方百计降低成本，而这时退役的动力电池才可能被真正用于市场。目前国内的储能还处在探索阶段，受国情影响，还没有形成成熟的商业模式。目前储能电的成本要高于火电成本，竞争上没有明显优势。储能方面存在的问题还非常多，这些都成为制约储能产业发展的因素，动力电池的梯次利用滞后也就可想而知了。

尽管困难重重，国内的一些企业对梯次利用的探索是没有停止的，如：铁塔股份有限公司 2016 年委托哈尔滨工业大学并联合多家企业进行梯次利用可行性的研究。通过“小模块低电压、小电流，高冗余非移动”梯次利用应用原则，对动力电池进行模块改装，相较于传统的铅酸储能电池优势较为明显。相关的试点工程已经在建成，并开始试用。公司相关负责人认为，铁塔股份有限公司拥有国内 180 万座通讯基站，具有动力电池梯次利用的优势，是最适合开展动力电池递次利用的企业之一。

上海煦达新能源通过不拆解、组串分布式架构，浅充浅放的模块设计原则，通过组串分布式架构，将同一辆车上拆下来的一整套退役动力电池作为一个基本的储能单元电池组，与 PCS、监控单元串联构成一个基本的储能单元，再相互并联构成功率不等的中大型储能系统，让梯次利用电池的系统成本降低到 1 元/Wh。

雄关漫道真如铁，而今迈步从头越，随着电改的深入进行，包括电力现货市场等一系列利好项目的实施，储能将成为未来人民生活中不可或缺的一部分，退役的动力电池将不再只有拆解一条路可走。退役电池梯次利用或许离我们真的不再遥远了。

杨硕 电池中国网 2017-09-07

新型镁电池可使储能技术更廉价安全

近日，四级飓风“哈维”横扫美国得州南部沿岸，导致 30 万户停电。不过，美国休斯顿大学电子工程系和得州超导中心教授姚彦新研发出的镁电池，倒是为人们应对灾害断电问题带来希望。该团队的新型镁电池，使廉价安全的储能技术成为可能。

姚彦就其最新发表在《自然·通讯》杂志上的成果接受科技日报采访时说：“新型储能技术可作为对抗飓风时的备用能源，也可以使得电网更加稳定。”当前储能技术包括超级电容、铅酸电池、锂电池等，不同技术的供电功率和时长也不相同。选取何种储能技术需要综合考虑地理位置、成本、安全性、循环寿命、能量密度等指标。

镁电池以镁金属为负极，相对于锂离子电池而言，具有三个突出优势：镁在地壳中含量丰富，约为 13.9%；镁负极的体积比容量是锂金属的两倍；在充放电过程中，镁金属负极不产生枝晶，因此安全性高。不过，镁离子的固相扩散十分缓慢，难以找到适合镁离子储存的正极嵌入材料。“寻找高比容量与工作电压的正极材料成为发展镁电池的关键。”姚彦说。

针对这一问题，他们开发出新一代的正极镁电池材料，使得该电池可获得高达 400 毫安时/克的质量比容量，同早期镁电池正极相比，效能提高了四倍。目前该镁电池电压大约 1 伏左右，正在研发的下一代电池电压可以提到接近 3 伏。

虽然目前该研究尚处于早期阶段，产业化还没有具体时间表，但它提出了一个新的研究思路，对廉价安全的多价离子电池具有指导价值。姚彦希望，镁电池技术可以为今后灾难天气下储能技术提供解决方案。

姜靖 科技日报 2017-09-04

储能拉动大规模投资还需多久？

储能革命终究是一场证明其经济性的革命。尽管其为风光等间歇性发电提供上网支撑的需求越来越迫切，然而要为其找到买单者，储能的经济性结构还需要继续优化。

在美国，通过联合清洁电力发电方与加州等地的公用事业签署电力购买合同(PPA)，或为 PJM 等区域电网运营商提供曾经一度利润可观的(once-lucrative)调频服务，数百兆瓦的储能项目得以建设起来。

TABLE 1: 2016 ENERGY STORAGE DEPLOYMENT							
MARKET SEGMENT	TYPE OF ASSET	2016 DEPLOYMENT			CUMULATIVE		
		NO. OF INSTALLS	CAPACITY, ENERGY	AVERAGE SYSTEM SIZE	NO. OF INSTALLS	CAPACITY, ENERGY	AVERAGE SYSTEM SIZE
RESIDENTIAL	Batteries	557	4.5 MW, 7.5 MWh	8.1 kW, 13.5 kWh	1,762	11.2 MW, 20.2 MWh	6.3 kW, 11.4 kWh
NON-RESIDENTIAL	Batteries	243	54 MW, 68 MWh	222 kW, 280 kWh	555	97.4 MW, 132 MWh	176 kW, 238 kWh
	Batteries	26	147 MW, 175 MWh	5.7 MW, 6.7 MW	77	491.6 MW, 421.9 MWh	6.4 MW, 5.5 MWh
UTILITY-SUPPLY	Flow-Batteries	3	2 MW, 6.6 MWh	1 MW, 2.2 MW	4	2.2 MW, 7.1 MWh	.6 MW, 1.8 MWh
	Kinetic	0	0	0	1	20 MW, 20 MWh	20 MW, 20 MWh

Source: Smart Electric Power Alliance, 2017. Note: No ultracapacitor or compressed air energy storage installations were reported for 2016.

(美国 2016 年储能项目部署情况)

但储能真正的产业化投资还尚未启动。“现实是，储能要广泛获得投资，还需要几年时间。”法国巴黎银行(BNP Paribas)电力和基础设施项目融资集团董事总经理 Ravina Advani 近期在一个商业电力趋势研讨会上表示。该研讨会由美国可再生能源理事会(ACORE)和彭博新能源财经共同举办。在该研讨会上，彭博新能源财经还公布了其 2017 年第二季度的全球清洁能源投资数据，其中智慧能源技术类公司包括智能电网、储能以及电动汽车等总投资额为 15 亿美金，比去年下降了 50%。

不过 Ravina Advani 还表示：“从另一方面来讲，投资一种新的资产，通常就是在市场还没有完全建立起来的时候，对它进行趋势投资。”

对于可再生能源来说，一个核心的市场长期趋势是，企业投资者、社区集成商以及公共事业监管政策法规案(PURPA)等，将取代各州的可再生能源配额制、公用事业电力采购协议(PPA)及可再生能源信贷支持成为推动可再生能源发展的关键力量。“而储能技术可以促进这一过渡的实现。”可再生能源开发商 Novatus Energy 的 CEO Steve Doyon 在这个会议上如是说。

在可再生能源的开发和投融资等各领域，各个公司的负责人都在这个论坛上表示，储能可弥合可再生能源发电与电网要求之间的差距，这一机遇正在变得无比接近。

“然而我们所期待储能可以发挥的潜力还没有被完全挖掘出来，储能项目还在苦苦寻找盈利模式。” Doyon 表示。

目前，美国最大的电网储能项目开发商 AES，是在美国联邦税收优惠政策的支持下建立了它的第一个储能项目，该项目是在 98MW 的风电厂附近配置了 32MW 的电池储能。今年 7 月，作为南加利福尼亚州容量采购计划的一部分，AES 通过纯粹的项目融资(无追索权)建立了 4h/100MW 的电池储能项目，与 1.3GW 的联合循环天然气装置联合起来共同为 SCE 提供长达 20 年的电力。

而独立的电池储能项目主要的挑战仍然是找到一个稳定和可预测的收入来源。事实证明，仅从电网调频中获得收入，不足以让一个储能项目获得投资。美国最大的区域电力市场 PJM 市场对于调频新规则的引入，使得一个 20MW/5MWh 的储能系统盈利从 2014 年的 623 美金降到了如今的 86 美金。

储能需要开拓新的市场。这个市场将允许储能通过长期可持续的收入模型来降低成本。在研讨会中，有一个共识是，利用储能来稳定间歇性发电资源的电力输出，从而为电网提供容量支撑。容量市场有广泛的参与者，包括区域的输电组织、独立的系统运营商以及发电机和需求响应等都可以作为储能的客户，例如增加变电站的发电容量，或者降低高峰负荷等。

在一些风光等发电资源大规模渗透的地区，一些公用事业也在探索容量市场之外的储能盈利机会，例如管理风电、光电上网导致的电网失衡等。在加州、夏威夷以及其他一些地区，大规模光伏的渗透应用使得当地的电网出现了陡峭的“鸭子型”电力供需曲线，需要一些能够快速响应的资源来平衡该曲线。据法国电力集团 EDF 的可再生能源电力市场营销总监表示，在这些市场上“许多人都在谈论储能或可在近几年开始发挥作用”。

本文编译自美国 GTM 文章《The Energy Storage Revolution Needs an Energy Market Evolution》

能见 2017-09-12

想要页岩气革命？先从这四个方面把政策准备好

随着退坡机制的启动，持续走低的财政补贴对于亟待勘探的 14.4 万平方公里区块而言是否具有普遍的经济吸引力值得怀疑。

建议重新审视当前页岩气产业补贴的退坡机制，确保到 2025 年仍然有足额的财政补贴以支持页岩气产业度过成长阶段。

2005 年以来美国页岩油气呈现爆发式增长，不仅简单粗暴地将国际油气价格一波波拉回历史低位，且彻底打破全球传统油气供需格局。

全球范围内也随之掀起了一轮页岩油气勘探开发热潮。

与美国从 1976 年开始研发到 2005 年取得突破相比，我国页岩气初期发展算相当顺利，2006、2007 年中石化、中石油开始立项，仅过 5—6 年，2012 年涪陵焦页 1 号井即首次获得高产气流。2016 年我国页岩气年产量达到 78 亿立方米，已是仅次于美国和加拿大的第三个页岩气生产大国。

不过靓丽成绩背后，也应清醒地认识到，四川盆地及周缘的涪陵、长宁-威远、昭通三大区域能够找到“甜点”并率先进入规模化商业化开发，并不代表我国页岩气产业已经或即将进入成熟阶段。

事实上，我国页岩气产业发展还处于起步阶段，且预计 2025 年前都将处于技术储备和示范开发阶段。理由包括：

①与 2010 年美国页岩气探明率已达到 14.6% 且仍在迅速提高相比，我国目前页岩气资源探明率仅 0.4%，也远低于国内常规气（含致密气，下同）的 13%，大规模开发的资源基础尚不具备；

②适应我国复杂地质条件、复杂地表环境、3500 米以深页岩气资源的地质勘探理论和资源开发技术体系尚未完全建立，部分核心装备还有待研发改进，而目前重点建产的大部分区块仍主要在川南地区，且埋深普遍超过 3500 米，因此大规模开发的技术储备仍然不足；

③适合页岩气大规模开发的商业模式尚需探索。传统大型油气藏需要规模化开采，适合大型石油公司整体开发、规范管理，但页岩气资源条件与之明显不同，更适合体制灵活、决策快捷、市场适应能力强的中小型投资者进入。

相应的，成熟的页岩气产业也应是大量投资者广泛参与的、充分竞争的产业组织模式。我国目前页岩气勘探开发主体仍主要是中石油和中石化，多元主体共同参与的市场化格局尚未形成。

在我国推进能源供给侧结构性改革，落实中长期能源生产、消费革命战略过程中，天然气比重将稳步提高，天然气作为主体能源的地位将逐步确立。为了达成这样的目标，绝不能忽视页岩气的长期战略作用。

①国内常规气资源储量有限，地质储量规模更大的页岩气一旦实现商业化开采，将是对国内油气资源的重大补充，有利于提高能源安全保障能力；

②尽管页岩气成本短期内仍高于常规气和进口气，但在川渝、云贵、两湖等中国腹地甚至整个长江经济带区域可实现就近供应，对稳定区域供需具有重要意义；

③页岩气产业发展对当地经济带动作用明显。以涪陵页岩气项目为例，经初步测算 1 元投资可给重庆带来 3.5 元的综合产出效益，考虑到页岩气区块广泛分布在我国经济欠发达地区，因此发展页岩气产业有望成为欠发达地区经济增长的新动能；

④随着我国页岩气勘探开发技术体系的成熟，也可更多走出国门，参与全球页岩气资源的开发利用，将能源安全保障水平提到更高层次。因此需要从现在就建立支持页岩气产业发展成熟的长效机制。

从国际上看，有效的产业政策是一个国家推进某个产业实现跨越式发展的必要条件。结合美国促进页岩气发展的政策体系和我国支持风电、光伏产业发展的政策设置，笔者认为，在认真贯彻中共中央国务院《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》（中发[2017]15 号）文件要求下，除了已提出的各项油气体制改革要求之外，专门针对页岩气产业，还需要以下四个方面的政策体系设置：

一，建立页岩气补贴的长期机制，广泛吸引投资主体参与

美国页岩气大规模发展与联邦政府在技术研发和开发利用方面的长期投入密不可分。

1979年美国颁布了《原油意外获利法》，其中第29条税收补贴优惠条款从1980年开始生效，经过多次修改，最终到2002年年底结束。补贴持续了大约23年，前期基本上按照每千立方英尺3美元（折合20美元/千立方米）的标准，并根据市场价格设置了逆向调节系数，从而使得在1980-1992年期间，投资主体的内部收益率平均高达23%。后期虽然将补贴下调至每千立方英尺2.5美元（17美元/千立方米）左右，但在油价逐步回升的大背景下，页岩气开发对资本仍然具有足够吸引力。

长期稳定的、能够给投资者带来合理预期回报的财政补贴政策，对激励广大中小型投资者积极进入页岩气行业起到了有效推动作用。通过大规模经验学习和复制，以及技术创新和降低成本的举措，最终实现了页岩气革命。

借鉴美国经验，我国从2012年起也开始实行财政补贴政策。其中，2012-2015年，中央财政按0.4元/立方米标准对页岩气开采企业给予补贴；2015年，两部门明确“十三五”期间页岩气开发利用继续享受中央财政补贴政策，补贴标准调整为前三年0.3元/立方米、后两年0.2元/立方米。到目前，我国的财政补贴已经执行了5年，从涪陵等“甜点”区块的快速发展来看，这样的补贴标准基本满足其财务要求，有效促进了页岩气起步阶段的发展，但随着退坡机制的启动，持续走低的财政补贴对于亟待勘探的14.4万平方公里区块而言是否具有普遍的经济吸引力值得怀疑。

且目前这样的退坡速度明显快于美国当年，也显著快于我国风电、光伏补贴的退坡机制。因此建议从促进整个页岩气产业发展的视角重新审视当前页岩气产业补贴的退坡机制，确保到2025年仍然有足额的财政补贴以支持页岩气产业渡过成长阶段。

在补贴标准的设计上，建议改变当前的单一标准，而是根据上一年的产气量、当前气价水平、各区块的平均勘探开采成本，制定一套动态补贴标准体系，让投资者的经济回报达到合理水平，从而吸引更多的资本进入。

二、完善页岩气矿业权流转机制，吸引更多社会资本进入

建立充分竞争的页岩气产业格局，需要大量社会资本无障碍的进入或退出。两轮探矿权招标的探索为完善页岩气矿业权竞争性出让和建立矿业权退出机制积累了有益经验，多种性质市场主体合作开发模式的建立也为吸引和扩大页岩气投资提供了宝贵借鉴。但目前看，整个页岩气上游勘探开发的市场化竞争格局还远未形成。需要认真贯彻中发[2017]15号文件要求，彻底破解和消除页岩气各领域存在的深层次矛盾和问题需要。

①允许以市场化方式进行页岩气矿业权的转让和取得。结合国土资源部正在推进的矿业权出让制度改革方案，针对页岩气的勘探开发特点，加快完善页岩气矿业权转让办法，细化储量评估规则等；

②理顺页岩气与其他矿业权重叠设置关系，鼓励取得页岩气矿业权的主体依法综合勘查开采其区块内的油气资源，提高资源综合利用水平；

③建立和完善地质资料公开和共享机制，加强国家作为所有者对地质资料的管理权限和管理能力，提高油气企业的汇交质量，完善资料包的知识产权保护规则等。

三、探索建立产业投资基金，支持页岩气全产业链发展

随着涪陵、长宁-威远、昭通三大页岩气示范区在勘探理论、技术装备、商业模式等方面的探索逐步取得突破，下一步为加快复制成功经验，还需要以更加市场化的激励机制来引导页岩气产业发展。

为此，建议遵照国家发改委于2017年4月发布的《政府出资产业投资基金管理暂行办法（发改财金规[2016]2800号）》指示要求，由政府携其他机构投资者，共同设立页岩气产业发展投资基金，从市场上选择高效运作团队，按照市场化规则筛选有市场潜力、技术先进的页岩气上下游相关企业项目，予以资金支持。

通过这种创新的产业扶持模式，提升财政资金的使用效率，促进页岩气上下游产业链健康、快速发展。中央政府可设立示范基金，同时鼓励相关地方政府如法操作。

四，建立页岩气产业标准体系，推进装备技术检测服务体系

在设立产业基金的同时，还建议各级政府主导成立页岩气装备质量监督检测中心，针对页岩气勘探开发、钻完井、下游利用、液化等重点生产环节涉及的装备、装置产品，探索建立完整的检测实验室、开发检测仪器仪表系统、树立质量监督检测标准、培育人才队伍，加速页岩气全产业链发展的基础理论、设备标准、生产规范建设，促进我国页岩气装备制造业整体升级。

马忠玉 李继峰 杨晶 中国能源报 2017-09-07

复旦大学新研究 可植入静脉的纳米发电机

人们建造水坝和大型的涡轮机，将瀑布和潮汐的能量转化为电力。而为了实现更小规模的水流发电，中国复旦大学的科学家们开发了一种基于碳纳米管纤维的轻型发电机，可以植入在静脉内部并从流动血液中产生电力。

2011 年，瑞士研究人员开发了微型涡轮机，理论上可以植入人类动脉当中，并通过血液流动进行发电。然而，该设备会产生致死性血凝块，因不安全所以无法在实际中运用。

复旦大学的研究人员研制的这种新型发电装置，其基于缠绕在聚合物核心上有序排列的碳纳米管，发电核心是由纤维状流体纳米器(FFNG)负责，电力来源于 FFNG 的相对运动，通过纤维的分层从而获得血液流动梯度力。据了解，这项技术会在安全性上可以得到一定的保障。

目前尚不清楚该设备能产生多少功率，研究团队认为该设备与其他微型能量采集设备相比，具有较高的效率，其功率转换率高于 20%。该技术目前处于早期阶段，但研究人员表示，通过在青蛙体内植入该设备之后，已经取得了理想的结果，他们希望能尽快运用于临床，为可植入医疗设备技术贡献一份力量。该研究发表在《Angewandte Chemie》杂志中。

威锋网 2017-09-12

3000 年前的技术，原来还能这么用！

日前麻省理工学院（MIT）的研究人员研究发现，古老的耐火砖技术可能是一种低科技、低成本的储存无碳能源的方法，使得可再生能源在经济上更为可行。

大规模采用清洁能源的障碍之一是当需求低下时产生的过剩电力如何处理，虽然目前有诸如电池或抽水电系统的存储选项，但是它们的成本也非常高，这是使可再生能源与化石燃料相比获利少的原因。

据 MIT 消息，耐火砖（Firebrick） - 基本上由一种可以承受高温的粘土制成，可以追溯到 3000 年至赫梯时代。研究人员将 Firebrick 概念改写成他们称之为 Firebrick 电阻加热储能系统的系统，或称 FIRES，他们在“电力期刊”（The Electricity Journal）上发表的一篇文章中有详细介绍。

其基本思想是将这种多余的电量转换成吸收并储存在耐火砖中以供以后使用的热量。例如，FIRES 系统可以使用这种多余的输出来为加热大量耐火砖的电阻加热器供电，这些加热的耐火砖然后用绝缘的外壳覆盖，所以能量可以在以后用于工业应用或加热，甚至转换回电，所有这些都可能改变采用可再生能源的景观。

MIT 称：

“技术本身是老旧的，但其潜在的实用性可为分布式可再生能源快速崛起带来新景象，甚至可能重新定价电力。实际上 FIRES 可能会提高公用事业市场的最低电价，目前在高产量的时候，电价可能几乎为零，例如太阳能发电产量达到顶峰的阳光明媚的日子。”

但是，通过加热大量的 Firebrick 将大部分超额产出转移到热存储中，然后直接销售热量或使用它来驱动涡轮机并在需要时生产电力，FIRES 可以基本上设定市场价格的下限电力，这可能是天然气的价格。反过来，这可能有助于使更多的无碳电力，如太阳能、风能和核能更有利可图，从而鼓

励其扩张。

Firebrick 一大亮点是，其比电池或抽水电系统等常规储存多余电力的方案要便宜十分之一到四十分之一。通过改变其化学成分或堆叠方式，现在的耐火砖可以承受高达 1600 摄氏度（2912 华氏度）或更高的温度。例如，已经在世界各地大量生产的碳化硅，如砂纸，可能是用于耐火砖导热性高的一种潜在的材料。

目前 MIT 的研究人员正在努力改进系统，并计划建立一个真实世界的原型，看它是否能够在更大规模上工作。这样的创新思想源自于古老的、经过时间考验的技术，但未来可以随时改变可再生能源的游戏规则。

点绿网 2017-09-13

地热能

中国获取的这个东西或将改写传统能源版图

记者从国土资源部中国地质调查局了解到，日前我国科学家在青海共和盆地 3705 米深处钻获 236℃ 的高温干热岩体。这是我国首次钻获温度最高的干热岩体，实现了我国干热岩勘查的重大突破。专家认为，地热资源已成为新能源中的佼佼者，而干热岩又是其中最具应用价值和利用潜力的清洁能源。

首次发现 236℃ 高品质干热岩

干热岩埋藏于地下 3 到 10 千米，是没有水或蒸汽的、致密不渗透的高温岩体。这种新兴地热能，温度在 150℃ 以上，可广泛用于发电、供暖、强化石油开采等等。

这次在青海共和盆地，科研人员先后攻克了地质选址、高温钻井、深孔高温高压测温等关键技术，在成功施工的五眼干热岩勘探孔中，均钻获干热岩体。

科研人员称，这五口井在打到 2000 多米的时候都接触到了干热岩，在 3705 米时获取了 236℃ 的干热岩。不仅取得了我国干热岩勘查的突破，而且按照国际品质标准找到了高品质的干热岩。

同时，科研人员还采用地球物理、地球化学、放射性调查等综合技术手段圈定干热岩有利勘探区 18 处，面积达到 3000 多平方千米。

全国可采量达 17 万亿吨标准煤

传统水热型的地热如果过量开采会出现水位下降，或者资源枯竭的情况，而干热岩资源稳定、均匀，来自于地球内部的供热，无处不在，是极富潜力的潜在资源。

根据初步测算，地壳中 3 到 10 千米深处干热岩所蕴含的能量极其可观，相当于全球石油、天然气和煤炭所蕴藏能量的数十倍。

国土资源部中国地质调查局相关负责人表示，我国的干热岩资源量与美国的约在同一数量级。经过初步评价，全国陆域干热岩资源量为 856 万亿吨标准煤，根据国际标准，以其 2% 作为可采资源，全国陆域干热岩可采资源量达 17 万亿吨标准煤。

综合分析研究地质构造、侵入岩体分布等地质条件，科研人员在我国东北、华北、华东和西北等地区圈定了数处干热岩勘查有利区。

专家表示，东南沿海地区、松辽平原、华北平原和青藏高原地区是干热岩将来勘察开发有潜力的地区。特别是青藏高原南部，资源量巨大且温度最高。

应用前景广阔亟待技术进步

干热岩能源是国际社会公认的高效低碳清洁能源，科研人员解释，主要通过注入凉水，吸收岩体热量转化成蒸汽，再抽取到地表进行利用，其开发利用的过程中几乎不产生氮硫氧化物等污染物，不会出现其他环境问题，也不受到过多的环境因素影响。

中国地质调查局地热资源专家表示，如实现技术突破，规模化开发利用干热岩，将有效降低温室效应和酸雨对环境的影响。特别是干热岩发电技术不受季节、气候制约，发电的成本仅为风力发电的一半，为太阳能发电的十分之一。

近期我国也出台了一系列支持地热等清洁能源开发利用的政策，将有力促进干热岩清洁能源的开发利用。

实际上，从上个世纪 70 年代开始，全球多个国家一直在进行着干热岩的开发利用试验研究，目前国际上美、英、澳等国已建立了多处开发利用试验研究基地。美国已经初步在某些地区进行了干热岩的实验性发电。总体来看，干热岩的开发特别是商业开发，尚处于探索阶段。

央视新闻 2017-09-07

生物质能、环保工程

中国首创-8℃低凝点生物柴油实现量产

本网讯 9 月 8 日，来自河北邯郸的新三板挂牌高新技术企业——河北隆海生物能源股份有限公司（下称，河北隆海）——在京发布了其自主研发国际首创的、利用废弃油脂原料生产的-8℃低凝点高品质生物柴油产品。该产品突破了传统废弃油脂生产的生物柴油凝点长期停留在 0-5℃的局面，可在我国绝大部分地区秋末到春初时节的柴油车辆上使用。

记者了解到，上述-8℃低凝点生物柴油已经实现工业化生产，其酯含量、密度、闪点、硫含量、十六烷值与酸价等各项关键指标均符合欧盟标准要求。

凝点是燃料在低温下失去流动性的最高温度，其是表征燃料低温流动性的重要质量指标。室外工作的发动机一般应使用凝点低于周围气温 7℃以上的燃料，才能保证正常工作。

据河北隆海董事长韩志广介绍，-8℃低凝点生物柴油产品可与石化柴油以 3: 7 以下任何比例调配使用，可使燃烧更充分，无积碳，可减少颗粒物的排放，尤其可大大降低二氧化硫的排放量，适用于所有类型的柴油发动机。其同时还可作为高端润滑油的添加剂，精密仪器的清洗剂等。

“上述-8℃低凝点生物柴油产品按 5% (B5) -20% (B20) 与-10℃或-30℃石化柴油掺混后，可在-17℃以上环境地区的柴油发动机上使用。” 中国石油大学（北京）正和生柴油实验室主任冀星进一步解释说。

记者获悉，2006 年，河北隆海就开始利用清华大学化学工程系国家绿色反应重点实验室的专利技术开始利用餐厨废弃油脂为原料产业化生产生物柴油，目前已建成 10 万吨规模的生物柴油和生物新材料年产能。其在清华大学先进的反应耦合技术基础上，又自主研发了七项专利技术，保证了全部生产过程安全、环保、节能、高效，转化率达到 99%。该公司也因此成为国内第一家全部指标达到欧盟 EN14214 标准要求要求的企业，其产品远销瑞典、德国、法国、英国与荷兰等欧盟国家。

全晓波 中国能源网 2017-09-11

十五部门力推车用乙醇汽油 2020 年实现全国覆盖

人民网北京 9 月 14 日电（记者 杨迪）13 日，国家发展改革委、国家能源局、财政部等十五部门联合印发了《关于扩大生物燃料乙醇生产和推广使用车用乙醇汽油的实施方案》（以下简称《方案》），提出到 2020 年，在全国范围内推广使用车用乙醇汽油，基本实现全覆盖。到 2025 年，力争纤维素乙醇实现规模化生产，先进生物液体燃料技术、装备和产业整体达到国际领先水平，形成更加完善的市场化运行机制。

记者了解到，乙醇汽油是指在汽油组分油中按体积混合比加入 10% 的变性燃料乙醇后，作为汽

油车燃料用的汽油。中国发展燃料乙醇产业的初衷是为了消化陈化粮，目前燃料乙醇原料主要为木薯、红薯、木质纤维素等含糖物质。

新世纪以来，能源安全和环境问题日益成为制约可持续发展的焦点问题，越来越多的国家加快了开发绿色可再生能源的步伐。其中，生物燃料乙醇以其具有的可再生、环境友好、技术成熟、使用方便、易于推广等综合优势，成为替代化石燃料的理想汽油组分。

国家能源局科技司负责人对记者表示，我国自 2001 年起就启动了生物燃料乙醇试点。从“十一五”起，根据形势变化暂停了粮食燃料乙醇发展，陆续在广西、内蒙古、山东、河南等地建成多个非粮燃料乙醇示范项目或产业化装置。截至目前，我国生物燃料乙醇年消费量近 260 万吨，产业规模居世界第三位。全国已有 11 个省区试点推广乙醇汽油，乙醇汽油消费量已占同期全国汽油消费总量的 1/5。

据有关权威机构测算，我国每年产生的超期超标等粮食可支撑一定规模的生物燃料乙醇生产。此外，国际市场玉米和木薯年贸易量达 1.7 亿吨，5%即可转化生物燃料乙醇近 300 万吨。国内每年可利用的秸秆和林业废弃物超过 4 亿吨，30%即可生产生物燃料乙醇 2000 万吨。这些都为扩大生物燃料乙醇生产消费和实现可持续发展提供了可靠的原料保障。

国家能源局科技司负责人指出，推广使用车用乙醇汽油，符合我国建设清洁低碳、安全高效现代能源体系的要求。可以替代部分石油，提高非化石能源比重，提高能源自给能力和安全水平；可以减少二氧化碳以及机动车尾气中的颗粒物、一氧化碳、碳氢化合物等有害物质排放；同时，还可以解决秸秆等农林废弃物焚烧问题、改善大气环境质量。

卓创资讯的数据显示，截至 2017 年 1-7 月份，中国原油对外依存度达到 69.39%。积极推广乙醇汽油可以在一定程度上替代化石能源，改善中国的能源结构，减少对原油的依赖。

“到 2020 年，在全国范围内达到乙醇汽油的全覆盖，可谓意义重大。”卓创分析师胡慧春建议，目前中国处于一个玉米大量过剩的局面，而生物燃料乙醇是处理超期超标等粮食的有效途径。扩大生物燃料乙醇生产和推广使用车用乙醇汽油，要在保障国家粮食安全基础上，立足国内供应，着力处理超期超标粮食，增强粮食市场调控能力和提升质量安全水平。

杨迪 人民网-能源频道 2017-09-14

太阳能

上半年装机增速明显 光伏市场步入发展佳境

随着三季度领跑者基地装机期限到来，以及新增光伏电站装机计划的发布，下半年光伏终端需求将超预期。在政策引导和市场需求驱动下，光伏产业快速发展。中电联发布的数据显示，今年 1—7 月新增光伏发电比去年同期多投产了 13.66GW，截至目前光伏累计装机提前实现“十三五”目标。

上半年装机增速明显 光伏市场步入发展佳境

从初生时的踉踉跄跄，遭受“双反”调查时的举步维艰，再到近年来多项技术领跑全球行业发展，在党的十九大即将到来之际，回望过去 5 年的发展历程，相信每个光伏行业从业者的心头都会涌起一阵感慨。

8 月 4 日，国家能源局对我国光伏发电行业 2017 年上半年建设运行信息予以公布。统计数据显示，截至 6 月底，我国光伏发电装机容量达到 10182 万千瓦，新增光伏发电装机容量 2440 万千瓦，同比增长 9%。经过多年发展，光伏发电终于继水电、风电之后跻身“亿千瓦”阵营，且发展呈增速态势。

10182 万千瓦——光伏发电装机大跨步前进

根据国家能源局公布的数据，截至 6 月底，全国光伏发电装机容量达到 10182 万千瓦，新增光

光伏发电装机容量 2440 万千瓦，同比增长 9%。

中东部地区保持强劲发展势头。华东地区新增装机 825 万千瓦，华中地区新增装机 423 万千瓦，两地区合计总量超过全国新增总量的 50%。其中，排名前列的安徽、浙江、江苏 3 省新增装机分别为 291、260、242 万千瓦，总量达到 793 万千瓦，占全国新增总量的 32.5%。

受到光伏扶贫等国家政策的重点推动，分布式光伏增速依然明显。今年上半年，我国光伏电站装机总量为 8439 万千瓦，新增装机 1729 万千瓦，同比减少 16%。分布式光伏装机总量达到 1743 万千瓦，新增容量 711 万千瓦，占全国新增总量的近三分之一，同比增长 2.9 倍。其中，安徽、浙江、山东 3 省带动力量明显，新增分布式装机容量分别为 138、125、123 万千瓦，总量达到了全国的 54.2%。

去年 12 月份，国家能源局印发《太阳能发展“十三五”规划》指出，到 2020 年底，光伏发电装机达到 1.05 亿千瓦以上。截至今年上半年，这一规划目标已完成了近 97%，提前实现已是无可置疑。目标达成后行业政策是否会发生变化？超过目标后已建成的项目能否顺利拿到并网资格？伴随终点线的日渐临近，这些疑虑成为了行业内热议的焦点话题。

今年 7 月，国家能源局印发《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》(以下简称《意见》)明确，到 2020 年底，光伏发电新增装机容量 5450 万千瓦，新增领跑技术基地装机容量 3200 万千瓦，新增规划并网容量 12800 万千瓦(不含领跑技术基地)，为光伏行业继续维持大跨步前进及时送上了一颗“定心丸”。

据《意见》，除北京、天津、上海、福建、重庆、西藏、海南 7 省(区、市)自行管理本区域光伏电站建设规模，甘肃、宁夏、新疆(含兵团)3 个弃光“重灾区”暂不安排建设规模，到 2020 年，我国光伏发电可新增装机 8650 万千瓦，新增规划并网容量 12800 万千瓦。同时，《意见》为分布式光伏发电项目、村级扶贫电站及跨省跨区输电通道配套建设光伏电站的发展开启了一路“绿灯”，其建设速度将免于受到建设规模指标的限制，张家口市光伏发电建设规划也享有专项规划建设指标。

据国家能源局统计，截至 2016 年底，我国光伏发电累计装机容量 7742 万千瓦。

如果甘肃、宁夏、新疆这 3 个太阳能资源“大户”能够顺利扭转弃光现象，再算上国家扶贫政策对于分布式光伏的大力推动及跨省、区输电通道可能配套建设的光伏电站，光伏发电行业最终实现“十三五”原装机规划的翻番，其实并非遥不可及。

16%和 16.8%——市场准入门槛再次提升

“企业只有加强技术投入、产品创新，才能获得主动发展，否则就只能在别人后面追赶。”正如中国光伏行业协会秘书长王勃华所说，伴随行业发展的逐渐深入，当国家“有力的手”日渐远去，通过技术的不断精进提升利润空间，已成为光伏企业能够保持较快发展的核心竞争力。

日前，国家能源局、工业和信息化部、国家认监委联合印发《关于提高主要光伏产品技术指标并加强监管工作的通知》(以下简称《通知》)指出，要对电池组件市场准入标准中的光电转换效率指标及“领跑者”技术指标进行适当提高。

《通知》要求，自 2018 年 1 月 1 日起，多晶硅、单晶硅电池组件的光电转换效率市场准入门槛将分别提高至 16%和 16.8%。2017 年建设的先进光伏发电技术应用基地(俗称“领跑者”技术基地)，其采用的多晶硅、单晶硅组件的光电转换效率提高至 17%和 17.8%，同时，“领跑者”技术基地采用的多晶组件和单晶组件，一年内衰减率不得高于 2.5%、3%，后续年内衰减率不高于 0.7%。

之前公布的《意见》已明确表示，到 2020 年，原则上不再支持建设无技术进步目标、无市场机制创新、补贴强度高的集中式光伏发电项目。在这一政策的指导下，埋首技术革新以在光伏领跑技术基地项目投标中赢得更多建设规模，几乎已成为光伏企业发展集中式电站的唯一出路。

值得关注的是，《意见》将行业创新的范围再次拓展，从单纯的技术升级扩大到了整个行业发展方式的变革。《意见》指出，发挥市场在资源配置中起决定性作用和更好地发挥政府作用的理念，创新可再生能源电力发展模式。鼓励结合社会资本投资经营配电网、清洁能源局域电网和微电网建设，促进技术进步和成本降低。

通过市场自主和竞争配置并举的方式，不仅能够引导企业主动作为、积极创新，更可以有效促

进前沿技术的市场化转化，进而持续推动已市场化的光伏产品的市场化提升，使光伏行业形成一个稳定向上发展的产业链条，推进行业不断升级革新。

从促进先进光伏技术产品应用，到光伏领跑技术示范基地遍地开花，再到无技术进步目标的集中式光伏发电项目原则上不再支持建设，加快技术进步、推进产业升级，已成为了当下光伏企业逃不开、躲不掉、必须要担负的时代使命，而他们，终将凭借努力推进我国光伏产业走向更高山峰。

同比降 4.5%——消纳现象走向好转

对比势如破竹的发展势头，更令人欣喜的是，今年前 6 月，我国弃光情况开始走向好转。

根据《意见》公布的统计数据，上半年，我国光伏发电量 518 亿千瓦时，弃光电量 37 亿千瓦时，弃光率约为 7.14%，同比下降 4.5 个百分点。即便是被列为弃光“重灾区”的新疆(含兵团)、甘肃地区，其弃光率分别同比下降 6%和 10%，弃光比重出现明显降低。

国家对消纳问题的高度重视，成为了破局弃光现象的最有力武器。尤其是在刚刚发布的《意见》中，落实市场消纳成为了项目进行规划与建设的基本前提。

《意见》强调，各省(区、市)能源主管部门要把落实可再生能源电力送出消纳作为安排本区域可再生能源电力建设规模及布局的基本前提条件，集中式光伏发电的年度规模确定及分配都要以省级电网企业承诺投资建设电力送出工程和出具的电力系统消纳能力意见为前提。大型光伏发电基地所在省(区、市)的能源主管部门及市(县)级地方政府能源主管部门需首先落实电力消纳市场，明确电力消纳方案。

同时，严格控制弃风弃光严重地区的风电和光伏发电新增建设规模，已成为地区行业发展严格实行的准则。本次印发的《意见》明确指出，甘肃、新疆(含兵团)、宁夏因目前弃光限电严重，暂不安排年度新增建设规划，需待情况明显好转后再另行确定，为 3 省区光伏发电行业的发展按下了暂停键。截至目前，尽管国家能源局从未正式公布光伏发电的监测预警结果，看向比邻，那些身处红色预警地区的风电企业为了获得新一年的规划指标而使出浑身解数提升消纳水平，须对身处 3 省区及暂时处于“安全区”的部分光伏发电企业敲响一声警钟。

下一阶段，跨省、区特高压输电通道将成为提升电量消纳、推进太阳能资源在更大范围优化配置的有效桥梁。《意见》要求，在太阳能资源富集地区后续规划新建的特高压输电通道均应明确输送可再生能源电量比重指标，对国家能源局已明确可再生能源电量比重指标的特高压输电通道应按指标进行考核。

在这一连串的“前提”“明确”“考核”之下，国家对于保障光伏发电消纳、推进行业发展的决心已无需多言。通过国家多部门的联合协作，在政策组合拳的连番击打下，相信光伏发电行业将向着更为健康、有序的方向快步前进。

伍梦尧 中国电力报 2017-09-04

上半年我国光伏产业继续大步前行

上半年，我国光伏产业继续大步前行。国家能源局公布的数据显示，截至 6 月底，我国光伏累计装机容量达到 10182 万千瓦，首次跻身“亿千瓦”行列。其中，上半年全国新增光伏发电装机容量 2440 万千瓦，同比增长 9%。

上半年，我国光伏产业发展速度不仅快，而且还有很多看点。

看点一 中东部户用分布式光伏井喷式发展

数据显示，今年上半年，我国新增分布式光伏装机 711 万千瓦，同比增长 2.9 倍。其中，户用分布式光伏装机增长最为迅猛，同比增长 7 倍多。

据记者了解，上半年我国分布式光伏新增装机容量主要集中于浙江、山东、安徽，三省上半年新增装机容量分别为 125 万千瓦、123 万千瓦、138 万千瓦，同比增长均在 2 倍以上，三省合计分布式光伏新增装机占全国的 54.2%。其中户用分布式光伏占据较大比重。

业内专家告诉记者，上半年户用分布式光伏之所以发展快，主要有三方面原因。首先，分布式光伏补贴不变。其次，相对于工商业屋顶资源，家庭屋顶资源则比较丰富。另外，相对于工商业屋顶光伏，户用分布式光伏具有安装简单、投资小的优点。

作为近年来分布式光伏发展较快的省份，浙江的发展成绩有目共睹。数据显示，截至6月底，浙江全省累计分布式光伏装机容量333万千瓦，位居全国第一。

浙江分布式光伏的迅猛发展，得益于地方政府出台的相关鼓励政策。据了解，2016年，浙江进一步启动“百万家庭屋顶光伏工程”建设，目前，浙江省内温州、湖州、嘉兴、绍兴、金华、衢州等6个地方政府也已经出台家庭屋顶光伏有关政策，在组织保障、技术要求、市场管理、资金补助等方面支持家庭屋顶光伏建设。

同样，山东分布式光伏的飞速发展也离不开政策的大力支持。去年12月，山东省发改委发布的《山东省能源中长期发展规划》提出，利用工业园区、商业区、公共建筑等屋顶，实施“千万屋顶”分布式光伏发电工程。

此外，作为中东部省份，安徽上半年新增分布式光伏装机之所以全国第一，分布式光伏扶贫电站迅猛发展是其最主要的原因。

国网安徽省电力公司提供的数据显示，今年1~6月，安徽新增并网户用和村级光伏扶贫电站124.7万千瓦，是历年来光伏扶贫项目并网总容量的3.3倍，是安徽省扶贫办年初下达计划的4倍，约占国家电网公司系统光伏扶贫项目并网总容量的46%。

为推动户用分布式光伏发展，《太阳能发展“十三五”规划》提出，在太阳能资源优良、电网接入消纳条件好的农村地区和小城镇，推进居民屋顶光伏工程，结合新型城镇化建设、旧城镇改造、新农村建设、易地搬迁等统一规划建设屋顶光伏工程。在众多利好政策的推动下，今年下半年户用分布式光伏还将保持较快速度的增长。业内预计，今年新增分布式光伏将超1000万千瓦。

看点二 西北部分地区弃光率同比降近10%

国家能源局公布的数据显示，上半年全国弃光电量37亿千瓦时，弃光率同比下降4.5个百分点，弃光主要发生在新疆和甘肃。其中，新疆(含兵团)弃光电量17亿千瓦时，弃光率26%，同比下降6个百分点；甘肃弃光电量9.7亿千瓦时，弃光率22%，同比下降近10个百分点。青海、宁夏更是降至10%以下。

上述业内专家告诉记者，上半年弃光问题好转，主要有三方面原因。一是电力供需的影响，上半年用电率同比实现一定程度的增长，这是最重要的原因。二是良好的政策引导，弃光问题写入政府报告，从国家层面推动问题解决。三是实施火电机组调峰，使常规能源成为备用，把原有的部分空间腾挪给新能源。

中电联公布的数据显示，今年上半年，全社会用电量同比增长6.3%，增速同比提高3.6个百分点，延续了2016年下半年以来的较快增长势头。其中第二产业用电量同比增长6.1%，拉动全社会用电量增长4.4个百分点，是全社会用电量增长的主要动力。

近几年来，为了破解弃光难题，国家正在西北地区积极建设特高压工程。如今年3月10日，总投资达262亿元的酒泉至湖南±800千伏特高压直流输电工程成功送电，仅0.008秒，来自甘肃的光伏等可再生能源电力可瞬间送至湖南湘潭换流站。

地方层面，新疆为了破解弃光难题，在去年7月出台的《关于扩大新能源消纳促进新能源持续健康发展的实施意见》中提出：对不具备电网接入和市场消纳能力的地区，不再规划建设新能源项目。对弃电比超过20%的区域，不得申报下一年度项目开发建设计划。今年上半年新疆新增光伏装机仅为11万千瓦。

另外，为了从源头破除弃光顽疾，甘肃提出四大措施：一是深入挖掘火电自备电厂消纳新能源的空间；二是逐步扩大能源消费终端环节新能源对化石能源的替代；三是试点开展新能源参与大用户直购电交易；四是培育优质用电负荷。

早在2015年，新疆就开始试点火电机组调峰。目前，新疆电网共组织两批自备电厂火电机组参

与系统调峰替代交易，交易总电量为 8.2 亿千瓦时。未来，新疆还将积极开展火电深度参与调峰试验，研究探索通过提升火电灵活性调度，开展热电分离运行技术研究，提高热电联产机组调峰能力。

看点三技术进步促使发电成本持续下降

近年来，我国光伏行业技术进步非常大。据了解，目前天合光能 6 英寸全背电极太阳能电池效率达到 24.13%;黑硅技术、PERC 技术成为当前电池片企业技改的主流;各大企业加速布局 N 型电池领域;HIT 电池加速产业化;组件环节自动化、智能化改造提速。上半年，单、多晶高效电池效率提升至 21%和 19%以上。

技术进步直接推动光伏产品生产成本下降。数据显示，上半年，多晶硅生产成本降至 9 美元/千克以下;硅片生产成本降至 6 美分/瓦以下;组件加工成本在 12 美分/瓦以下。近两年来，光伏组件成本已下降近 25%，光伏发电现已初步具备经济性。

上述业内专家向记者表示，如果说“十二五”光伏行业最主要任务是扩大规模，那么“十三五”期间单方面扩大规模会放到次要位置，最主要是要通过推动技术进步，降低度电成本，扩大多元化应用。

很显然，随着技术的不断进步，未来光伏发电成本还将会不断降低。

据中国光伏行业协会发布的《中国光伏行业发展路线图(2016 年版)》预计，到 2017 年，光伏电站系统投资成本可下降至 6.9 元/瓦以下，到 2020 年可下降至 5.7 元/瓦。如若能有效降低土地、电网接入等非技术成本，至 2020 年电站系统投资可有望下降至 5 元/瓦以下。

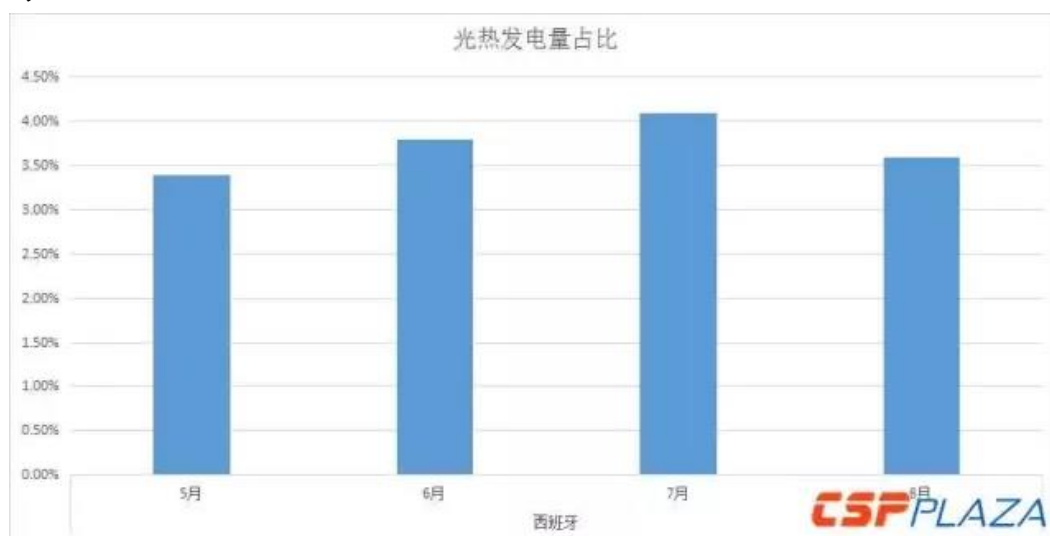
另外，根据国际可再生能源机构(IRENA)预测，到 2025 年，大型光伏电站的初始投资成本将下降到 6757~7371 元 /千瓦。而屋顶光伏投资成本有望下降到 9828~12286 元 /千瓦。光伏发电平均度电成本则将下降到 0.37~0.92 元 /千瓦时。

杨鲲鹏 中国电力报 2017-09-04

西班牙 8 月份光热发电量占比为 3.6% 较 6、7 月份有所下滑

据最新消息，西班牙 8 月份光热发电量占该国当月总发电量的 3.6%，较 6、7 月份有所下滑。

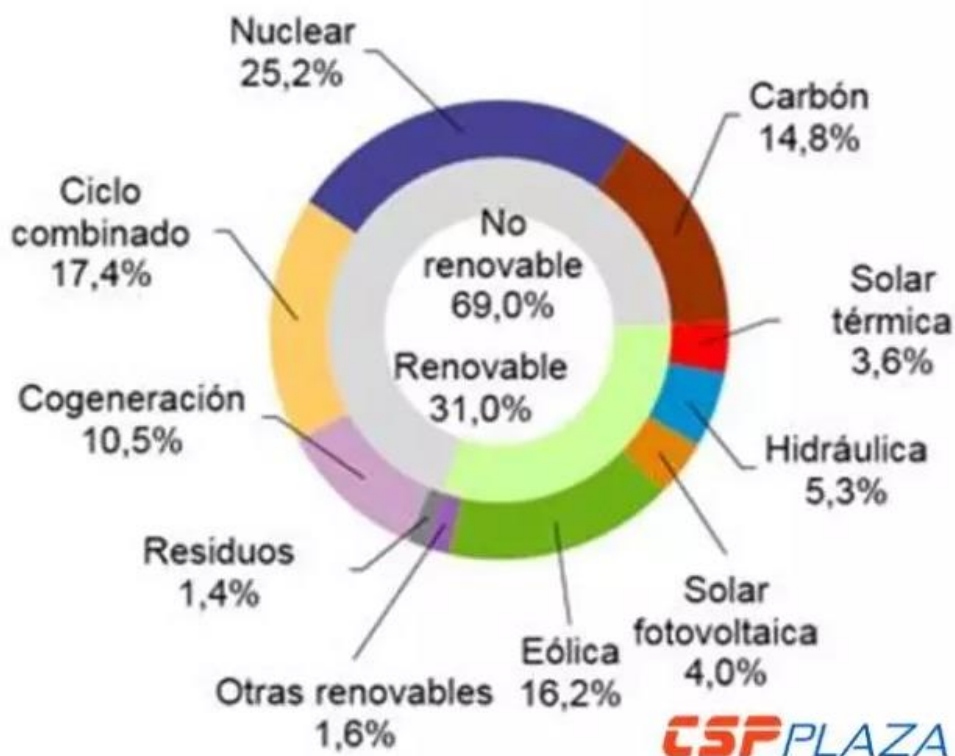
据 CSPPLAZA 此前报道，西班牙 5、6、7 月份光热发电量分别占当月总发电量的 3.4%、3.8%与 4.1%。



图：西班牙近四个月的光热发电量占比情况

据了解，西班牙 8 月份可再生能源发电量占比为 31%。其中，风力发电量达 3275GWh，较去年同期下降 9.1%，占当月总发电量的 16.2%;核电、联合循环、煤电、热电联产、水电、光伏发电量占比情况分别为 25.2%、17.4%、14.8%、10.5%、5.3%与 4%。(见下图)

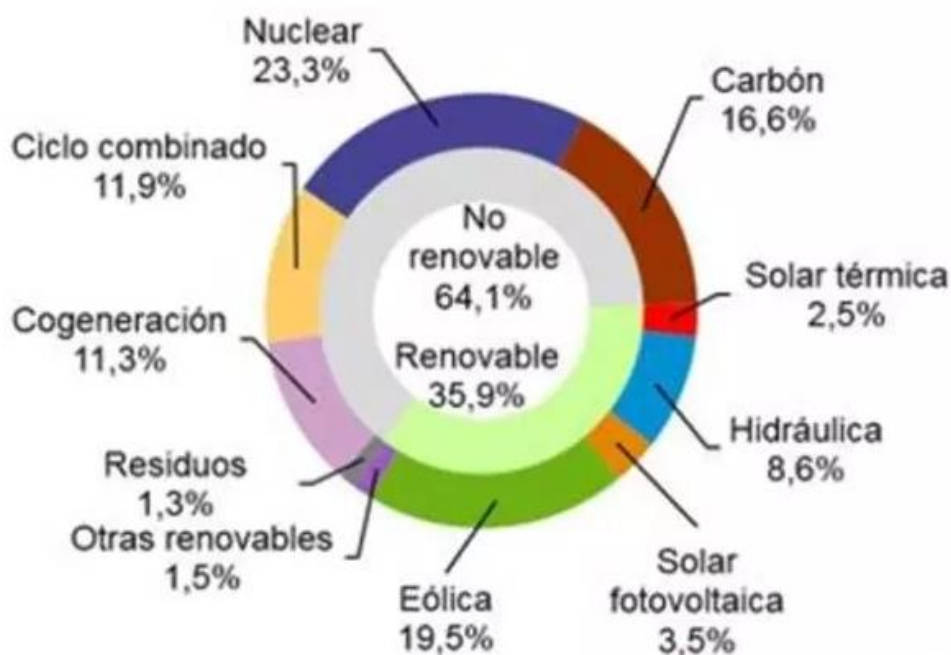
Generación del mes de agosto del 2017



图：西班牙 8 月份发电量情况统计

截止目前，2017 年西班牙光热发电量占总发电量的 2.5%，而核电、风电、煤电、联合循环发电量分别占总发电量的 23.3%、19.5%、16.6%与 11.9%；热电联产、水电、光伏发电量则分别占总发电量的 11.3%、8.6%与 3.5%。（见下图）

Generación de enero a agosto del 2017



图：2017 年西班牙发电量情况统计(截止到 8 月份)

据悉，今年8月份伊比利亚半岛电力需求总量约为21780GWh，较去年同期高1.5%，若将气温变化等因素考虑在内，那么该半岛本年度8月份的电力需求总量则较去年同期上涨1.6%。

据统计，该半岛本年度前八个月的电力需求总量约为169,205GWh，较去年同期上涨了1.1%，若将相关影响因素考虑在内，那么这一期间电力需求总量则较去年同期上涨了1.4%。

CSPPLAZA 光热发电平台 2017-09-04

光伏发电创新发展，黄河滋养水光互补

展开黄河上游的地图，古人“九曲黄河万里沙，浪淘风簸自天涯”的感叹跃然纸上。如今，在黄河上游水电开发有限责任公司，10余座水电站、逾千万千瓦水电装机依河而生。在这里，借助汹涌水势带来的源源电流，一度被认为缺乏可靠性的光伏发电正在迎来新的生机。

水光互补 稳定清洁

“不稳定是大家一直以来对光伏发电的担忧。的确，间歇性、波动性、随机性等因素在光伏发电的过程中是客观存在的。但公司拥有这么多稳定的水电资源，二者能否形成互补呢？”谈起“水光互补”的初衷，国家电投黄河水电海南新能源发电部副总经理刘启栋滔滔不绝，“所谓水光互补，就是阳光强时，用光伏发电，水电停用或者少发。出现天气变化或夜晚，就通过电网调度系统自动调节水力发电。”

刘启栋介绍，龙羊峡水电站共有4台单机容量为320兆瓦的水轮发电机组，总装机容量1280兆瓦，正常蓄水位2600米，库容为247亿立方米，调节库容为193.5亿立方米，是调节性能优良的多年调节水库，也是能够实现“水光互补”的关键。“水光互补电站作为龙羊峡水电站的‘编外机组’，通过水轮机组的快速调节，将功率不稳定的光伏电源，调整成更加友好的稳定电源，以两个电源组合的电量，利用龙羊峡水电站的送出通道送入电网。”

2013年3月，龙羊峡水光互补项目一期32万千瓦光伏电站建设启动。2015年6月，两期共85万千瓦的龙羊峡水光互补光伏电站全部并网发电。逾两年时间，“水光互补”梦想成真。

驱车近三小时，记者从西宁市区来到了黄河公司位于青海省海南州共和县塔拉滩上的85万千瓦龙羊峡水光互补光伏电站。工作人员告诉记者，水光互补电站的位置正处龙羊峡水电站水库左岸，直线距离约36公里。“电站建设之初，人们普遍担心龙羊峡水电站的调峰调频性能会因此受到影响，但通过运行数据，我们发现，龙羊峡水电站送出线路年利用小时可由原来运行的4621小时提高到了5019小时。”工作人员笑称，“水光互补”体现在电源稳定性上，更体现在经济效益的攀升上。

龙羊峡850兆瓦水光互补光伏电站。

不仅仅是经济效益，在社会生态环境效益上，龙羊峡水光互补光伏电站一年可发电14.94亿千瓦时，对应到火力发电相当于一年节约标煤49.3万吨，减少二氧化碳排放约123.2万吨，二氧化硫约419.1万吨，氮氧化物364.87万吨。

刘启栋介绍，目前，龙羊峡水光互补项目是全球当期建设规模最大的水光互补并网光伏电站，技术应用也属首例，但项目的相关研究和实践都证明，水光互补技术对水电站调节库容的要求并不高，具有一定库容的水电站均可配置，具有广泛的推广价值。“以1万千瓦的光伏电站计算，100米坝高、耗水率3立方米/千瓦时的水电站即可匹配，水电站所需日调节库容量约为13.15万立方米；如果是20米坝高、耗水率20立方米/千瓦时的水电站，日调节库容量就要在87.67万立方米。”

建立光伏行业“百科全书”

沿着水光互补电站一路前行，在整齐绵延的电站远处，记者隐约看到一片高低不一、上下错落的电站。

“这里有23种电池组件、21种逆变器、30种光伏发电设计理念、13种跟踪技术，可以说是各种光伏产品的‘百科全书’。”在形状各异的外观背后，蕴藏着光伏发电的“数据宝藏”。据刘启栋介绍，这座于去年6月28日并网的电站属百兆瓦太阳能发电实证基地，“将不同的光伏设计理念、设

计方案进行对比分析，为光伏发电设备提供专业的野外测试、检验及实证对比平台。同时，基地还开发出一套在线监测和数据对比分析系统，在各类产品上安装在线监测传感设备，实时采集发电数据并进行自动分析。”今年6月底，这一青海省重大科技专项项目通过了青海省科技厅组织的成果评价和验收鉴定。

“这是天合的双玻组件，这是英利的N型单晶，那边是美国First-solar的碲化镉薄膜，那是德国Avancis的铜铟镓硒薄膜……”

在组件试验区，工作人员如数家珍。在这里，各种组件的发电量、衰减率、温度特性、系统效率、弱光效应等一系列指标都被纳入测试范围。

目前，基地设有组件、支架型式、逆变器、设计对比和综合对比5个试验区以及组件性能和逆变器性能2个室外测试平台。对于实证基地的未来发展，国家发改委能源研究所研究员王斯成表示，“这里采用的是德国弗朗霍夫太阳能研究所负责测试对比分析系统方案，获得的数据非常有研究价值和说服力，可以为下一步的技术创新提供重要参考，也为青海光伏产业与国际开展合作交流搭建了一个平台。这应该是目前国内乃至国际上最大的一个光伏户外测试对比平台。”

从2013年启动方案设计、设备选型等基础工作到2016月投产发电至今，功能设计、在线监测及分析、气象观测与评估、实测数据对比分析等研究从未止步。未来，面对层出不穷的新技术、新产品，黄河公司计划进一步集成创新资源，充分利用已有实证基地的能力条件，发挥综合评测与实证研究的功能，将“产学研用”相结合，全力打造国家级的光伏实证试验基地。

打造光伏全产业链

站在工作塔上，一座座光伏电站板镶嵌于草原之上，甚是壮观。刘启栋指着眼前的电站对记者说，“在这里你看到的每一片组件都属于黄河公司。”刘启栋的这句“属于”，不仅仅于来自“拥有者”的底气，更是出于“制造者”的骄傲。

突破单一的光伏发电企业，黄河公司正在打造集多晶硅制造——切片工艺——太阳能电池及组件——太阳能光伏发电于一体的垂直、协同光伏全产业链。2010年，国内首条电子级多晶硅生产线建成，“黄河水电多晶硅”打破了中国高纯电子级多晶硅市场长期由国外垄断的格局，实现中国制造。目前，公司多晶硅产能已达到2500吨/年，在国内集成电路用多晶硅市场占有率约达10%。

在国家电投太阳能电力有限公司西宁分公司电池制造分厂，记者也目睹了光伏电池及组件生产的全部流程。从第一道工序制绒到最后的成品筛选，整个生产线一气呵成。电池制造分厂主任宋志成介绍，目前，黄河公司已建成电池产能400兆瓦，组件产能300兆瓦，生产的单晶电池最高转换效率达到20.8%，多晶电池转换效率最高可达18.89%，常规P型单晶电池平均转换效率最高达20.8%，“电池和组件的转换效率都处于国内领先水平，是国内首批可量产满足国家能源局‘领跑者’计划要求的企业。”

采访中，电池与组件厂的部分车间正处于技术升级和改造中，宋志成表示，“技改后，无论是产品的技术性能还是总体产能、产量都将有明显提升。”

截至目前，黄河公司发电装机容量总计1555万千瓦。其中，水电1083万千瓦，光伏254万千瓦，风电55万千瓦，火电132万千瓦。在今年6月17日0时至6月23日24时青海省168小时清洁能源供电期间，黄河公司在青各电站累计清洁能源发电量达到10.09亿千瓦时，占青海电网全网发电量的70%以上。清洁能源已经成为黄河公司未来发展的重要着力点。

据刘启栋介绍，下一步，公司计划在青海省海南和海西两州规划建设两个千万千瓦级的可再生能源基地。其中，海南州黄河流域水电资源丰富，调峰能力强，将立足水电优势，发展水光互补，并辅以风电和抽水蓄能电站。规划装机2540万千瓦，同时园区还将成为全国首个千万千瓦级太阳能发电基地。“十三五”期间，规划建成装机2120万千瓦，目前已经完成861万千瓦。而在海西州，立足于广袤可利用的荒漠化土地和地处一类光照资源区的地理优势，基地将主要发展光热和光伏发电，同时辅以风电和抽水蓄能电站。基地规划装机3990万千瓦，其中光热发电将占到1028万千瓦。

据刘启栋介绍，下一步，黄河公司将发挥清洁能源产业结构优势、太阳能发电规模优势和水光

互补等技术创新优势，在青海积极推进海西、海南两个千万千瓦级清洁能源多能互补基地建设，积极推进新能源发电先进技术应用项目的实施。

姚金楠 中国能源报 2017-09-04

芮城协鑫 100 兆瓦电站全容量并网

9月6日，协鑫新能源在山西芮城光伏领跑者示范基地的100兆瓦光伏发电项目全容量并网发电，比国家能源局要求的9月30日并网期限提前了近一个月时间。该电站成为第二批光伏领跑者八大示范基地中首个全容并网的百兆瓦级电站。

2015年，国家能源局推出光伏“领跑者计划”，通过建设先进技术光伏发电示范基地、新技术应用示范工程等方式，引导光伏技术进步和产业升级。山西芮城光伏领跑者基地是2016年6月国家能源局批复的全国八大光伏基地之一，也是全国唯一的县级基地，一期规划建设装机规模50万千瓦，二期规划建设装机规模52万千瓦。地处晋、秦、豫三省交界处的芮城县，是山西的“南大门”。作为兵家必争之地而名声在外的中条山耸立在芮城县域的北缘，全县地势北高南低，单面阳坡呈阶梯状分布，拥有丰富的太阳能资源和沿山连片的未开发荒坡。

芮城县县委常委、光伏基地办公室主任李跃刚介绍，芮城光伏领跑者示范基地定位在光伏先进技术聚集地、光伏领跑技术实践地、光伏电价引领示范地、农光林光互补示范地，不仅是一项经济发展工程，也是一项重大生态建设工程。以协鑫新能源为代表的光伏龙头企业在保质保量实现光伏电站并网发电的同时，将因地制宜种植油用牡丹，以“农光互补”实现“一光两用”。这样的“农光互补”不仅是太阳能发电为当地增加财政收入，还能创造适合农民就业的现代化农业岗位。

协鑫新能源位于芮城的领跑者光伏电站超6成以上的比例属于山地电站类型，个别地块坡度超60度，如此复杂的地形给项目设计以及施工带来了挑战。该项目使用了黑硅+PERC的280W多晶高效组件，按照不同地形分别采用平单轴跟踪系统、固定可调支架，以此提升对太阳光的利用率。

“无论供应保障还是人力配备等环节，公司为芮城光伏基地项目优先协调到最优质的资源。一方面，担任此次设计规划的协鑫设计院，是企业从实践中培养起来的专家设计团队，对各种方案的设计切实可行、游刃有余；另一方面，借助企业大宗集中性采购以及供应链和融资的成本优势，芮城项目的成本控制在投标前公司测算的范围内。”协鑫新能源山西分公司总经理孙明介绍。

协鑫新能源董事局主席朱钰峰表示，公司2014年上市以来，光伏电站装机规模已突破5000兆瓦，居全球第二。领跑者光伏电站不止是对企业综合实力的检验，也是对企业责任与担当的考验。芮城协鑫100兆瓦领跑者电站的率先并网是对我们外在规模与内在实力的双重肯定。随着光伏领跑者项目增多，公司的综合实力也将得到更多提升。

中国能源报 2017-09-06

中盛与菲律宾电力巨头 Vivant 合资开发投资菲本国分布式电站

全球领先的清洁电力开发运营商 -- 中盛能源宣布与菲律宾能源巨头 Vivant 公司达成战略合作关系，设立 ET Vivant Solar 合资公司，联手布局菲律宾屋顶光伏发电市场。

合资公司融合中盛能源和 Vivant 公司各自在技术研发、电站开发与运营、发电及零售电力供应等领域的优势资源和运作经验，剑指菲律宾蓬勃兴起的屋顶光伏市场。菲律宾自2013年颁布太阳能光伏补贴政策后，光伏产业发展开始高歌猛进。预计2017年菲律宾光伏装机将达478MW；作为屋顶光伏电站主要应用形式，该国今年工商业分布式光伏电站占比将超过30%。

“我们坚信清洁能源是未来大势所趋，这一信念也鼓舞我们在全球不断开发建设更多的太阳能光伏电站，让绿色的太阳能电力推动人类及早迈入零排放时代。”中盛能源总裁兼 CEO 余海峰表示，“对清洁能源的共同信仰让我们与菲律宾能源巨鳄 Vivant 牵手走到一起，中盛能源国际化的电站开

发运营能力和 Vivant 本地化的电力供应经验一拍即合。新成立的合资公司将开发建设一批屋顶光伏电站，帮助菲律宾工商业主实现能源供应的清洁化和自主化。”

基于电力购买协议（PPA）模式，合资公司提供涵盖电站全生命周期的一站式解决方案服务，直接向终端电力用户供应高性价比的太阳能电力，在 20 年协议期内免除电力成本上涨的潜在风险。过去两年，菲律宾电力供应缺口日益突显。对当地众多工商业主而言，选择屋顶光伏电站无疑给他们更加高效、稳定和低成本用电打开新的思路。

“Vivant 是菲律宾少数几家在能源行业从事电力生产、分销和零售的标杆性企业。我们涉足的能源项目包含传统能源、可再生能源和离网系统。与中盛能源的携手合作，进一步拓展 Vivant 的业务半径，我们可以给客户、合作伙伴和社区居民提供新的电力供应方案，同时在急剧变化的能源市场中，也极大增强了公司的竞争力。” Vivant 首席运营官 Arlo G. Sarmiento 说道。

美通社 2017-09-06

老红：金融对光伏产业应有的五个认知

常言“兵马未动，粮草先行”，若喻光伏为兵马，金融实为粮草。然而过去 6 年，不仅未曾“先行”，金融行业落后于光伏产业的发展已成不争的事实。

目前，中国光伏加工制造和电站建设规模都已跃居全球第一，但全球光伏电站的建设竞标却鲜见中国光伏企业，究其原因，金融服务落后难辞其咎。

今年 7 月，《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（下称，《指导意见》）印发。据此意见，综合各省区目前发展及规划，预计到 2020 年，我国光伏电站安装量应为 210GW 以上，相比原定“十三五”规划 105GW 的指导目标，市场预增量可能约为一倍。我国光伏企业和金融机构将共同迎来重要发展机遇期。

同时，光伏企业与金融机构“钱从哪儿来？”与“钱如何去？”的问题共存，机会冲动与认知障碍矛盾共存。只有认知统一，金融服务光伏的繁荣期才会到来。

金融认知始终落后于光伏产业发展

过去六年，金融与光伏的关系分为两大阶段：

- 1.2011-2013 年，金融机构对光伏产业避之不及；
- 2.2014-2016 年，部分金融机构欲进入光伏产业而不得法。

金融服务落后源于相关机构对光伏产业认知落后。

第一阶段，对光伏是“过剩产业”缺少正确认知。

甚至直至 2015 年，一些银行还把光伏列入“压缩类行业”，许多金融机构谈及光伏产业，对“双反”“三头在外”“产能过剩”烂熟于心，但对平价上网到来之前，光伏是一个政策扶持的非完全市场化产业却缺少认知。必须看到，当前的光伏，是一个政策力度决定市场需求强度的产业。

过去六年，政策拉动市场需求的作用超乎想象。反映在光伏电站建设规模上，“十二五”规划经历 4 次修改，从最早的 3GW 调整为 35GW。

而演进至第二阶段，主要体现为金融行业对光伏融资风险控制手段的认知落后。

这一阶段又分为两个时期：首先是金融开始希望进入光伏产业，之后则又不知如何持续、规模化的进入。后者正根源于对光伏产业融资风险控制手段认知的落后。

早期大型能源项目的建设，是国家信用支持了庞大的融资需求。2011 年开始的光伏电站建设以民营企业为主。面对光伏电站建设巨大的投融资需求，信用融资、资产抵押控制风险却均受阻。2016 年，我国光伏电站建设规模约为 34GW，资金需求量在 2400 亿元左右，抵押资产规模至少在 2400 亿元以上，且这将是一个多年持续递增的数字。

过去，光伏融资需求不断挑战传统金融认知。未来，如何认知光伏、服务光伏必将推动中国金融改革。

金融应有的五个认知

金融对光伏产业的宏观认知应当是：当前，中国光伏产业从量到质都已进入新的发展阶段。未来，光伏产业不仅仅是能源产业。

当前，金融对光伏产业的认知应当是：

首先，两个“战略地位”的认知。

光伏一定是未来最具竞争力的可再生能源。因为决定未来各种可再生能源战略地位的是两个“关键点”：能量来源必须是无限的；人类获取这一能量的手段必须是无限的。太阳能的供给是相对无限的，目前人类每年能量需求约为 20TW，而太阳每年辐射到地球的能量约为 105TW；人类获取太阳能的主要手段是光伏，生产光伏产品的原料硅在地球的容量是 25.6%。

光伏是国家予以特殊重视的可再生能源。从《指导意见》分析，光伏电站建设规模超过风电应不是问题；从大多数国际咨询机构对未来可再生能源的排序看，光伏电站的建设规模也多排在最前。

其次，两个融资需求量的认知。

从未来三年光伏投融资的需求量看，110GW 光伏电站的建设规模，按照每瓦建设成本 6 元计，资金总需求约达 7000 亿元。

从平价上网实现后带动的光伏投融资需求量看，各种研究结果共同指向 2020 年是我国光伏发电平价上网的大致时点。当光伏有了完全市场化的竞争力时，一个难以想象的市场需求空间将被打开。

一个是硬约束指标。中国应对气候变化的承诺是，到 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 20% 左右。到 2016 年底，我国可再生能源发电装机容量达 5.7 亿千瓦，非化石能源利用量占到一次能源消费总量的 13.3%，但光伏发电量仅占我国发电总量的 1%。

另一个是估值指标：这是建立在当光伏成为新的能源生态出发点和能源消费大数据入口基础上的一种估值。

第三，光伏融资“风险控制”的认知。

一方面，光伏终端市场融资必须立足于项目融资思维。

另一方面，光伏产业的标准化体系正加速形成，满足项目融资思维的风险控制基础正在构建。

第四，户用光伏融资服务特征的认知。

在户用光伏的“2C、电力改革、互联网+智慧能源、大数据等”背景下，在“新的能源生态出发点和能源消费大数据入口”的应用场景中，户用光伏融资服务需求具有两个特征，即个性化和系统化。

户用光伏必然带来能源供给的碎片化、民主化，不同融资人的需求不同，融资方案应是个性化的。此外，因光伏发电是持续 25 年的投资行为，其将重构能源生态，所以对于户用光伏融资需求，仅立足于建设期贷款的思维是不够的，必须要用系统化的设计。

第五，光伏融资需求“前瞻性”的认知。

光伏产业的发展超乎想象，带来光伏融资的各种需求超乎想象。对此，金融机构应当预演以下五个光伏融资需求时刻的到来。

中国企业境外光伏电站投融资需求时期即将到来。有权威机构说未来 5 年全球光伏装安装量将以每年 100GW 速度增长，意味着境外安装量应在 60GW。8 月 27 日，“熊猫能源”与中国华融确定战略合作关系，欲围绕“熊猫电站”的全球布局开展金融合作。

光伏电站资产证券化大规模需求时期即将到来。目前，我国光伏电站安装量已达 101GW，如何盘活这万亿沉淀资产，既是光伏企业的强烈需求，又是金融机构的巨大机会。

光伏资产并购融资大规模需求时期即将到来。据不完全统计，仅 2017 年 6 月 4 日到 8 月 4 日，共发生光伏资产并购案五起，其中三起就涉及金额 51.91 亿元。

光伏技术、商业模式创新的融资需求时期已经到来。光伏发电平价上网和战略地位的实现，离不开技术和商业模式的不断创新。而这些创新的持续、规模发展，又一定离不开金融的支持。

光伏融资的跨行政区域服务需求日益强烈。中国的银行是属地管理原则，光伏电站投资企业是

市场导向，没有区域限制，跨行政区域服务对银行是挑战也是机会。

红炜 中国能源报 2017-09-11

焦建清：中国在光热发电标准方面的话语权会越来越强

伴随国内光热产业的快速发展，制定行业标准成为当务之急。

在 2017 第二届中国·德令哈光热大会将在青海省德令哈市举办之际，中国大唐集团新能源股份有限公司副总经理、全国太阳能光热发电标准化技术委员会主任委员焦建清，接受了中国能源报记者专访。他表示，目前光热发电仍处于初期发展阶段，标准体系研究也尚处于起步阶段，在光热发电标准制定中也确实面临一些困难。只有在不断地摸索过程中，才能取得经验，未来，伴随国内和国际光热发电相关标准的发布和应用，我国光热发电产业有望步入新的快速发展阶段。

标准是当前一个紧迫的任务

中国能源报：随着光热电价和首批示范项目政策的落实和推进，光热发电行业的标准制定工作也得到了国家的日益重视。目前国内外光热行业标准发展的现状如何？

焦建清：光热发电在国内是一个新兴的行业。太阳能光热发电在建设过程中，其实是没有标准可循的，健全、完善光热发电标准，是当前一个紧迫的任务。

目前 IEC 光热在编标准有八项。这八项标准中国的相关专业人员全部参与制定。国内在编的标准有 4 项。

光热发电示范项目建设对于标准编制意义重大。一方面，在第一批光热示范电站中，部分电站采用了全新的技术路线，例如熔盐塔式电站、熔盐槽式电站和熔盐线性菲涅尔式电站，这些技术即使在国外也没有产业化大规模推广应用，因此这批示范电站的建设为这些新兴技术的推广应用以及相关标准的制修订提供重要的技术与实践支撑；

另一方面，现有光热电站设计标准的编制是开创性的，主要基于国外大型光热电站与国内试验及中小型光热电站的设计经验，某种程度上在内容上还有一定的欠缺，首批示范电站项目的设计、施工、调试和运维不仅为这些标准提供了应用验证机会，同时也为标准的进一步完善提供了实践经验支撑。

中国能源报：已经拟定以及正在拟定的 4 项国家标准在行业起到哪些具体的作用？

焦建清：正在拟定的太阳能光热发电国家标准中，术语和典型太阳年产生办法两项标准是光热发电产业的基础标准，将规范光热发电行业用语与太阳能资源评估方法，将对光热电站前期开发、发电量预测和运行指标评价发挥重要指导意义。

槽式与塔式光热电站设计规范两项国家标准不仅填补了国内光热电站设计标准的空白，而且填补了世界光热电站设计标准的空白，这也是在申报 IEC 国际标准过程中得到许多国家支持的主要原因。这两项设计规范在编制过程中采纳了全行业设计领域专家的宝贵经验，标准的发布将为提高光热电站设计及管理发挥重要作用。

标准制定收获颇丰

中国能源报：太阳能光热发电技术和设备领域的标准化工作已取得什么最新进展？

焦建清：由中国大唐集团新能源股份有限公司主导的《槽式太阳能光热发电站设计总体要求》已经提交到 IEC，并得到 IEC 的立项确认。作为 IEC 的一项标准，由中国来主导来制定这项标准。

2017 年 3 月 22 日至 24 日，由中方领导的该项标准的工作组获邀请在瑞士日内瓦 IEC 总部召开标准启动会，这也是 TC117 在编技术标准中第一个获邀在 IEC 总部召开启动会的标准。本次会议中，共有来自 IEC 总部、中国、摩洛哥和西班牙的 12 名专家参加了会议。专家们针对槽式太阳能光热发电站设计要求，讨论了标准编写的范围和大纲，一致通过了中国提交的标准草案，最后确定了标准编写工作计划，及下次工作组会议方式与时间。

此外，中国还参与了其余 7 项正在制订的 IEC 光热发电标准，这些标准涉及光热发电术语、典

型太阳能产生方法、集热器与吸热器通用要求与测试方法、储热系统特性与线性菲涅尔集热器技术要求等内容。

最近，中国又主导提交了《塔式太阳能光热发电站设计总体要求》，提交以后能不能得到批准，这还是一个未知数，但是大家都在积极地争取，实际上就是争取中国提交的标准内容能够在国际相关的标准中占有一定的位置和话语权。

中国能源报：国内情况如何？

焦建清：从国内来讲，在光热发电国家标准的制定方面，有《槽式太阳能光热发电站设计规范》《塔式太阳能光热发电站设计规范》两项工程建设标准。目前还有《太阳能热发电厂选址规程》《太阳能热发电厂可行性研究报告内容深度规定》《太阳能热发电储热系统设计规范》等十余项与太阳能热发电有关的行业标准正在编制阶段。

另外，由相关企业、高等学院、科技机构组成的国家太阳能光热产业技术创新战略联盟，也正在制定联盟的标准，比如《定日镜质量试验方法》和《抛物面槽式太阳能集热器热性能动态测试方法》一共十一项联盟标准。

总而言之，光热发电行业根据自身发展情况和需要对制定标准的态度是非常积极的，这些标准的制定对我国在太阳能光热发电事业的发展，将起到非常强大的推动作用，也具有非常现实的意义。

中国能源报：中国首批光热发电示范项目数量就达 20 个，总装机容量达 1.35GW。首批示范项目在标准化方面有哪些创新和亮点？

焦建清：首批光热发电示范项目总装机容量 1.35GW。包括 9 个塔式电站，7 个槽式电站，和 4 个菲涅尔式电站。20 个项目业主单位包括中国长江三峡集团、中国电建西北勘测设计研究院有限公司、内蒙古勘测设计院、中国科学院电工研究所等企业，这些单位也是光热发电标准制定的参与单位，同时也参与了《槽式太阳能光热发电站设计总体要求》等 IEC 光热发电标准以及槽式和塔式太阳能光热发电站设计规范等国家标准的制定。

这些单位在太阳能光热的资源评估、厂址选取及前沿技术方面做了大量的研究工作。在制定标准的同时，他们所取得的研究成果也必将应用于未来的 20 个示范电站之中去。

标准化破解光热发电现存困境

中国能源报：目前太阳能光热发电国家标准体系研究尚在起步阶段，在编的光热发电国家标准与行业标准数量有限。我国光热发电标准制定现存哪些困难？

焦建清：太阳能光热电站数量特别少，在设计阶段、建设阶段、调试阶段和运行阶段出现的一些问题，只有不断地摸索才能取得一些经验。

光热发电实际上是一个集成技术，牵涉到建筑、集热、传热、发电、检测、电网接入、自动化等多专业，系统复杂性突出。各种技术结合起来形成一个有机的系统，会产生哪些问题，其实确实是一个未知数。

以槽式集热管为例。槽式的集热管在运行中是随集热器转动的，里边有高温油介质在流动。这就存在密封的问题，对集热管制造企业与集热器安装厂家提出很高的要求，怎么使集热管在运行过程中不泄露或者减少泄露，像这样的技术困难，以现在的制造技术，是不是有改进的余地，我们有没有统一的行业标准来规范。

光热电站设计规范的制定除了包括常规电站的一些设计要求，还需要在太阳能光热资源评估、站址选择、镜场设计、太阳能光热关键设备部件选型设计、传热工质的选择、镜场抗风性、耐久性试验研究、工艺系统集成设计等方面做大量的专题研究。

例如，在光热电站的站址选择过程中，必须要考虑空气质量和风速等对太阳能热发电影响。要研究空气污染对光气候数据的影响，如有必要，还需要研究评估站址受粉尘污染影响，甚至还需研究站址区域的大气气溶胶（AOD）、风速风向。此外，还要研究在极端条件下的强风对电站某些部件强度设计的影响。因此，需要考虑、研究这么多的影响因素，并制定相应的技术指标要求，这些都大大增加了标准编制的难度。

中国能源报：我国太阳能光热发电目前主要面临着技术不成熟和成本高的问题，标准化工作如何助力这两大难题的破解？

焦建清：太阳能光热发电产业涉及集热、传热、发电、检测、电网接入等多个领域，系统复杂，且相关技术处于快速发展中，还需要一段时间和一些示范项目的经验积累。现在的太阳能光热建设的成本是非常高的，例如，2017年8月开标的一个50MW塔式熔盐光热电站，其中含不低于12小时的熔盐储热系统，工程总承包投标报价最低为2.4万元/千瓦。由此可见，相比其他发电形式，光热发电的造价还是非常高的。但是这个行业毕竟是刚刚起步，还会面临着很多的问题和不成熟，这是必然的。

我们在制定标准方面就是集全国在太阳能光热方面的各方面专家，尽早的在示范电站中积累经验，不仅应用并检验已有的标准，而且还会引导新的标准产生。用标准指导制造企业改进产品的质量，用标准指导设计与施工企业进一步优化设计与施工，以适应和满足太阳能光热发电产业的未来发展需要。这些改进、优化将体现在光热发电站光电效率与可靠性的提升，体现在发电成本的降低，还将体现在未来更大规模和容量的电站开发上。

积极提升国际标准制定话语权

中国能源报：光热发电未来标准化方向是什么？

焦建清：国家能源局在2016年12月16日正式印发的《太阳能发展“十三五”规划》中，明确提出，到2020年底，太阳能热发电装机达到500万千瓦。光热发电快速发展与宏伟规划，对光热发电的标准化工作提出了更高的要求。我认为“十三五”期间，光热发电领域必须要按照以下原则开展标准化工作，才能推动行业健康发展。

第一，重视顶层设计，加快太阳能光热发电标准体系的制订。统一规划，整合资源，尽快建立成熟的光热发电标准体系，覆盖集热、传热、发电、检测、电网接入等多个领域，为未来产业发展提供有效的标准体系支持。

第二，强调归口管理，集中力量制订一批产业急需的技术标准。在新成立的全国太阳能光热发电标准化技术委员会的统一领导下，加强光热发电相关的关键设备制造、工程安装调试、运行维护以及检测与评价体系等方面的技术标准制订，为当前产业发展提供技术支撑和标准规范。

第三，加强国际交流，积极参与太阳能光热发电国际标准化活动。国际电工委员会太阳能光热电厂技术委员会，即IEC/TC117，为光热发电技术国际化的国际交流提供了平台，有助于快速推动我国光热发电技术标准水平提升；另一方面，目前大部分IEC光热发电标准处于编制初期，是我国争取太阳能热发电标准国际话语权的绝佳机会。

因此，积极参与光热发电国际标准化活动，将有利于加强技术交流，提升技术实力，增强中国话语权，为中国技术、设备“走出去”提供技术标准保障。

闫志强 中国能源报 2017-09-12

新材料研制成功 低成本太阳能发电成为可能

据《劳动报》报道，比蝉翼还薄数十倍的大面积钙钛矿薄膜的研制成功，向实现大规模低成本太阳能发电的目标迈出了重要的一步。昨天，上海交大宣布，国际著名学术期刊《Nature》在线发表了上海交通大学材料科学与工程学院韩礼元教授团队的关于钙钛矿太阳能电池研究成果，如果这种电池成功产业化，今后无需依赖政府政策资助，便可成为市场主流的发电方式。

目前太阳能电池中的光电材料普遍使用的是硅材料，硅电池的光电能量转换效率较高，但它的制作成本也高，而且在制作过程中需要消耗大量化石能源、产生污染环境的化学物质。于是迫切需要发展新一代低成本太阳能电池。韩礼元教授介绍说，钙钛矿太阳能电池光电转化效率高、发电成本低，是光伏研究领域极具竞争力、最有希望实现低成本发电的光伏技术。但由于它的关键部位钙钛矿材料薄膜要求高，使得这种新型太阳能电池“不好做”。

“现阶段超过 20% 认证效率的钙钛矿太阳能电池面积只能达到 0.04cm²-0.2cm²，顶多像个米粒那么大，而且依靠现有制备薄膜的技术，钙钛矿薄膜的面积越大，越容易出现瑕疵，电池的效率就越低。”“我们团队用了 3 年时间解决这个问题，在大面积高质量钙钛矿薄膜制备的基础上，开发了有效面积 36.1cm² 的钙钛矿电池模块，在国际认证机构首次获得了 12.1% 的认证效率，建立了第一个大面积钙钛矿模块的效率世界纪录。”新型制备大面积均匀钙钛矿薄膜的方法，为实现大规模生产低成本钙钛矿太阳能电池模块提供了一个新的发展方向。韩礼元教授团队表示，未来的研究方向将把该团队小面积高效率器件的制备技术应用到模块当中，有望达到和当前硅太阳能电池相当的模块效率。

东方网 2017-09-12

光伏发电在万亿级售电市场中占的比例有多大？

据悉，2017 年上半年进入电力交易数据共享平台的企业为国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司和 10 家大型发电集团(以下简称大型发电集团)，大型发电集团包括：华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团、国电投集团、神华集团、三峡集团、浙能集团、粤电集团和中核集团。

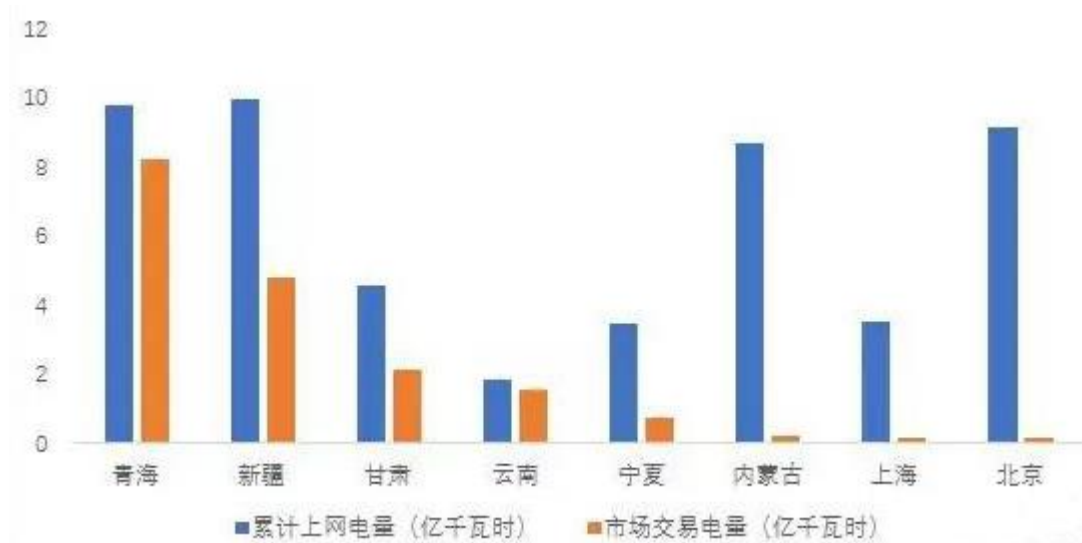
大型发电集团参与市场化电力交易情况

上半年，大型发电集团合计市场化交易电量 3707 亿千瓦时，占全国市场化交易电量比重 57.5%，占大型发电集团上网电量比重(即上网电量市场化率)25.8%，大型发电集团省间(含跨区)市场化交易电量合计 369 亿千瓦时，占其市场化交易电量比重 16.1%。

上半年，大型发电集团市场化交易电量中，煤电占比 79.2%、水电 14.2%、风电 3.6%、光伏发电 0.5%、气电 0.2%、核电 2.3%;各类发电机组平均交易电价分别为：煤电 0.31 元/千瓦时、水电 0.22 元/千瓦时、风电 0.43 元/千瓦时、光伏发电 0.85 元/千瓦时、气电 0.5 元/千瓦时、核电 0.38 元/千瓦时。

光伏发电

上半年，大型发电集团光伏发电累计上网电量 80 亿千瓦时，占其总上网电量的 0.6%;市场交易电量 18.1 亿千瓦时，其中跨区跨省交易电量 4.4 亿千瓦时。二季度上网电量 47.12 亿千瓦时，环比增长 44%;市场化交易电量为 10.6 亿千瓦时，环比增长 40%。



2017 年上半年大型发电集团光伏发电市场交易分省情况图

上半年大型发电集团光伏上网电量市场化率达到 22.6%。分省来看，大型发电集团参加光伏发电市场化交易的省份一共有 8 个，其中交易电量最多的三个省份是青海、新疆和甘肃，分别为 8.25

亿千瓦时、4.79 亿千瓦时和 2.13 亿千瓦时，平均交易电价(含跨省跨区送出交易电量电价)分别为 0.93 元/千瓦时、0.77 元/千瓦时和 0.84 元/千瓦时。光伏发电上网电量市场化率达到 20%以上的省份有 5 个，分别为云南、青海、新疆、甘肃和宁夏，市场化程度分别达到了 86%、84%、48%、46%和 22%。

梅州因能实业有限公司 2017-09-13

国家电网：1 至 8 月弃光电量实现“零增长”

导读：数据显示，今年 1 至 8 月，国家电网公司经营区域内共消纳风电、光伏等新能源发电 2098 亿千瓦时，同比增长 38%。弃风电量同比减少 65 亿千瓦时，弃风率同比下降 6.7 个百分点，实现“双降”；弃光电量实现“零增长”，弃光率同比下降 4.4 个百分点。

取消电铁还贷电价让利 52 亿元；

改革后的输配电价为用户节省年电费支出超过 178 亿元；

年度直接交易电量规模扩大，预计降低用户用能成本 180 亿元以上；

取消电价中城市公用事业附加费，年降低工商业用户电费 280 亿元；

.....

相较于一般国企，国家电网公司除了积极施行国资国企改革，还肩负着新一轮电力体制改革的重任。党的十八大以来，国家电网通过一系列“真刀真枪”的改革，不仅起到瘦身健体、提高经营效率效益的作用，更让广大市场主体享受到了真真切切的实惠。

“我们坚持市场化改革方向，已全面建成国家级的北京电力交易平台和 27 家省级电力交易平台，多买方、多卖方有效竞争的市场格局加快形成。通过降价降费和市场化交易，预计今年全年降低客户用能成本超过 700 亿元。”国家电网公司董事长舒印彪说。

深化电力改革 优化能源配置

当前，我国电网规模和发电能力均已位列世界第一，电力行业是关系国家能源安全、经济发展和社会稳定的基础产业。“新一轮电力体制改革的重点是建设统一开放、竞争有序的电力市场体系，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，激活我国能源资源高效可靠配置。”国家电网公司专职新闻发言人王延芳说，公司坚持市场化改革方向，取得了重要阶段性成果。

电力交易平台是电力市场的重要组成部分。“进行电力交易必须要有平台和场所，否则电力市场化改革很难落地。对于电力用户和发电企业来说，交易中心提供自由交易的平台，对于盘活社会资本，促进供给侧结构性改革有推动作用。”国网能源研究院企业战略研究所所长马莉表示。

按照国家发改委和地方政府批复，目前，国家电网范围内已全面建成国家级电力交易中心和 27 家省级电力交易中心，撤销内设交易部门，实现交易机构公司化相对独立运作。市场主体注册全面实现“一地注册、信息共享”，目前已注册各类市场主体近 4.5 万家，其中注册售电公司 1700 家。

在此基础上，电力市场化交易规模实现大幅提升。国家电网公司营销部副主任杜蜀薇透露，电力交易中心定期开市的常态化市场运营机制基本建立。2017 年 1 至 8 月，共完成市场化交易电量 7034 亿千瓦时，同比增长 51%，其中省内市场交易电量 5531 亿千瓦时，同比增长 56%，省间市场交易电量 1503 亿千瓦时，同比增长超过 37%，有效促进了能源资源大范围优化配置。

“通过严格执行批复的省级输配电价和国家价费政策，电改有效降低了用户用能成本，促进了实体经济发展。”王延芳说。

随着我国清洁能源的高速发展，弃风、弃光、弃水问题一直未能得到有效解决，成为清洁能源发展道路上的“拦路虎”。王延芳表示，为促进清洁能源消纳，解决“三弃”问题，发挥电网企业在能源供给侧结构性改革中的平台作用，国家电网先后制定了消纳新能源 20 条措施，开展可再生能源跨区现货交易，启动东北辅助服务市场，探索通过市场化机制挖掘电网调峰潜力，促进新能源大范围配置和消纳。

数据显示，今年 1 至 8 月，国家电网公司经营区域内共消纳风电、光伏等新能源发电 2098 亿千

瓦时，同比增长 38%。弃风电量同比减少 65 亿千瓦时，弃风率同比下降 6.7 个百分点，实现“双降”；弃光电量实现“零增长”，弃光率同比下降 4.4 个百分点。

国家电网还不断加大跨区域送电力度，大力促进新能源外送消纳。2017 年 1 至 8 月，累计向京津冀、长三角等负荷中心输送清洁能源 1449 亿千瓦时，减少当地标煤燃烧 4636 万吨，减少当地二氧化碳排放 1.16 亿吨，为大气污染防治和雾霾治理作出了重要贡献。

发展新兴业务 培育新增长点

随着新电改的深入推进，国家电网的盈利模式正在发生重大变革，由过去简单在购售电差额中赚取利润，到只能收取国家核定的输配电价，日子似乎变得不太好过了。为了落实国家关于推动中央企业结构调整与重组“创新发展一批”的改革要求，寻求新的增长点，近年来，国家电网开始积极开拓新兴业务。

打造智慧车联网平台就是国家电网重点发展的业务之一。近日，国家电网宣布，其下属车联网平台已实现与普天新能源、特来电、星星充电等 17 家充电运营商互联互通，接入的充电桩总数超过 16.7 万个，实现了全国绝大部分充电桩的统一接入和统一支付，日充电量超过 100 万千瓦时。这意味着国家电网建成了目前全球覆盖范围最广、接入设备最多、技术水平最高的智慧车联网。

同时，平台已实现 574 个私人充电桩对外共享服务，提高充电设施资源利用效率，方便用户。家住北京丰台区的肖勇是第一批参与私人充电桩对外共享服务的人，自 2016 年 12 月 3 日起，肖勇将自家充电桩接入车联网平台以来，累计收入了 6700 多元(含成本)，用电 1 万多千瓦时。其中，18% 的电量是自用，82% 是租桩人使用，扣除自己消耗的电费、车位费等，整体算下来有大约 2000 多元的利润。“共享充电桩既扩大了电动汽车充电网络，方便了周围小区车主，又为自己创造了额外的收入，真是一举多得。”肖勇说。

数据显示，2006 年以来，国家电网建设充换电站 5526 座、充电桩 4 万余个，建成“六纵六横两环”高速公路快充网络，覆盖 16 个省份、121 个城市。其中，高速公路快充站平均间距不超过 50 公里。公司主导制定的我国电动汽车充换电标准体系，与美国、德国、日本的标准并列为世界四大标准体系。

王延芳透露，到 2020 年，国家电网将建成充电桩 12 万个，城际快充网络覆盖京津冀鲁、长三角地区所有城市和其他地区主要城市 202 个、高速公路 3.6 万公里，做到郊区县服务半径不超过 5 公里、环城区服务半径不超过 3 公里、城区服务半径不超过 1 公里。

推动能源转型 解决“三弃”问题

当前，向清洁能源转型已经成为全球共识，我国也不不断加大发展清洁能源的力度。作为能源领域的标志性央企，国家电网坚持在改革中引领清洁转型步伐。

2017 年 6 月 17 至 23 日，青海电网开展了连续 7 天全清洁能源供电测试，实现了 168 小时 100% 依靠太阳能发电、风电和水电供电，创造了新的世界纪录。用实践验证了国家电网公司消纳清洁能源措施的针对性和有效性，受到国际社会高度评价。

王轶辰 经济日报 2017-09-15

户用光伏的“浙江经验”

2017 年，户用光伏市场呈现燎原之势，各省纷纷实施各种政策利好，比如浙江省“百万家庭屋顶光伏工程”、江西省“万家屋顶”、山东省“千万屋顶”等相继出现。

“世界光伏看中国，户用市场看浙江。”作为户用光伏的先行省份，浙江省表现十分亮眼，以最早、最快、最好著称，并形成“嘉兴模式”、“杭州模式”等。户用光伏“浙江经验”有效启迪了其他省份，推进了户用光伏进入寻常百姓家的进程。

“百万屋顶在浙江”，提到户用光伏，首先想到的是浙江。截至今年 7 月底，浙江省光伏发电并网规模 666 万千瓦，户用光伏并网 391 万千瓦，占比超过 50%。家庭屋顶光伏并网户数达到 8.5 万

户以上，位居全国之首。“浙江经验”背后的政策和产业支撑体系，值得探究。

“百万屋顶”解浙江之忧

世人皆知“上有天堂，下有苏杭”，其实，浙江也是出名的能源“资源小省、消费大省。”基于此，早在2014年，浙江省就率先提出创建国家清洁能源示范省。之后，由于土地资源紧缺，规模化发展地面光伏受限的实际，2016年又步全国之先，启动了“百万家庭屋顶光伏工程”。

据浙江省能源局副局长王京军介绍，光伏发电作为新能源发展的重要组成部分，一直受到浙江省政府的高度重视和大力支持。农光互补、渔光互补以及嘉兴“五位一体”等模式创新，也极大地推动了光伏发电的应用。

“当时在全国家庭屋顶光伏少有建设的情况下，浙江省决定实施这一工程，一是光伏发电政策环境好，二是经济基础条件优越，家庭户均收入已达6万元以上，三是电网架构坚强，配电网建设持续增强，四是光伏产业发展领先，拥有正泰集团等先进企业提供产业支撑。”浙江省能源局运行监测处王国庆告诉记者。

从光伏政策补贴来看，浙江省在国家0.42元/千万时的补贴基础上，再提供0.1元/千瓦时的补贴，期限跟国家政策配套。市级补贴根据当地政策不等，自用电收益根据当地电网公司的电度电价终身，卖电收益则为0.4153元/度。以5.3千瓦的电站为例计算，养老保险收益为1%—2%，银行利率为2%—3%，发电收益则是可达12%—17%，回报率超过养老10%以上。

在良好政策引导和经济效益驱动下，浙江省户用光伏市场蓬勃发展。据统计，实施“百万屋顶”工程后，浙江省家庭屋顶光伏并网户数已经从2015年的349户攀升到今年7月底的8.5万户以上，位居全国之首。

市场中百舸竞流

一个有为的政府首要的就是建立一个有效的市场。在为户用光伏提供良好服务和制造环境方面，浙江省市场化特征明显。

在杭州市可再生能源行业协会秘书长赵永红眼中，杭州市户用光伏发展有几个关键词。首先是体系化，浙江省有全方位的体系保障。其次是标准化+，标准不仅仅是停留于书面，而是积极跟市场联动发挥作用。最后是金融创新化，没有金融创新解决方案，很多项目根本无法启动。“在良好的市场氛围中，浙江省的户用光伏发展可谓是百舸竞流，各有千秋。”赵永红补充道。

“温州、湖州、嘉兴、绍兴、金华、衢州等地均出台了家庭屋顶光伏的推进支持政策。”王国庆介绍，金华、杭州还推广光伏养老、光伏贷等新商业模式。截至今年7月底，嘉兴、金华、衢州三地屋顶光伏并网户数都超过了1.5万户，衢州龙游县已经超过了5千户。

龙游县发改局党委书记、局长李竹生介绍，目前全县共完成家庭屋顶光伏安装5500多户，装机1.8万千瓦，投资超过1.5亿元，每年可为安装户增收700元以上，已安装户年增收总额超过380万元。

“家庭屋顶光伏的推广氛围在全县上下已经形成，经过公开比选后，选择实力优势企业，确定由正泰集团等6家公司作为我县家庭屋顶光伏项目的实施主体。在项目推进过程中，电力部门及时跟进，把电力接入业务受理的权限下放到变电所、供电所，使得并网更加快捷方便。”李竹生告诉记者。

目前，全国尚无统一的户用光伏技术规范，嘉兴市开全国之先，推出了《户用型分布式光伏并网发电系统技术规范》，使得“屋顶光伏电站”质量有了衡量标准。

杭州市不甘其后，以“亮底线、立标杆、树规范”为特点形成“杭州模式”。据杭州市可再生能源行业协会数据，杭州市户用光伏项目2016年年底累计并网4000户，装机容量为22178千瓦。而在今年，数据快速更新，1月—7月新增户用光伏5639户，新增装机容量为39454千瓦，截至7月底，户用光伏项目已累计并网9639户，累计装机容量已超过60兆瓦。

仍旧存在痛点

“百万家庭屋顶光伏工程”建设任务被浙江省分解到11个省市，分类探索家庭屋顶光伏商业

贷款、合同管理、政府统筹等不同投资建设模式。

如今，“百万屋顶”工程建设成绩斐然，但在发展初期，行业整体“小、散、乱、多”的特征仍旧比较明显。

针对户用市场的机遇与痛点，正泰新能源户用光伏负责人卢凯认为，户用光伏企业应专注于“品质、服务、信任、口碑、收益”，深入洞察、着力解决终端用户需求。

“我们理解老百姓最担忧什么。包括户用光伏的产品、质量以及后期运维，各方都尚存疑虑。老百姓关心在浙江省台风天气里，屋顶是否会随风飞走，会不会引起屋顶火灾，出了问题找谁？银行机构担心老百姓是否能够按时还款，发电收益能否支付银行的还本付息。政府担心建筑是否安全可靠。要解决行业乱象，可以从产品、质量、售后、金融、保险、品牌六大方面来给户用光伏提供保障。”卢凯建议。

据正泰新能源董事长仇展炜介绍，该公司于2015年年底开始进入户用市场，从最初的租赁业务，到现在“租赁+销售”两个业务齐头并进，目前在浙江省开发量已经接近3万户，占整个浙江省比例约30%。一些由正泰集团投建的重点项目如衢州市龙游县芝溪家园，更是成为“百万屋顶”工程重点示范项目。

“目前省发改委、省能源局正联合浙江省可再生能源协会以及正泰、晴天等省内大型家庭屋顶光伏企业，共同制定家庭屋顶光伏服务规范，对全省家庭屋顶光伏市场准入、美观优质建设、后期运维保障、保险监管跟进等提出指导性规范。”王京军表示。

董欣 中国能源报 2017-09-14

美国户用光伏市场正在经历这些痛苦

美国太阳能产业已经习惯了持续性的破纪录增长。每年美国光伏新增装机容量都有所增加。去年，美国光伏发电装机容量为14.8 GW，几乎是前年同期装机容量的两倍。2016年，太阳能也首次成为新型发电方式中装机容量最高的能源。

今年，情况看起来有所不同——尤其是对于住宅太阳能板块。

根据 Wood Mackenzie、Limited 和太阳能行业协会(SEIA)最新发布的美国太阳能市场分析报告，美国2017年第二季度的户用光伏安装量为563MW，比第一季度增长了1%。尽管有小幅增长，但与去年同期相比则下降了17%。

GTM 预测，美国户用光伏行业将迎来有史以来的第一次下降，预计今年将萎缩3%。GTM 此前预测，2017年该行业增长将持平或有限。

不过，也不全是坏消息。总的来说，2017年第二季度美国光伏装机容量达到2.387GW，这一数字比去年同期增长了8%，也是有史以来的最高记录。SEIA 公司总裁兼首席执行官 Abigail Ross Hopper 在一份声明中说：“这份报告再次表明，太阳能行业正在持续上升，并将继续增加市场份额。”

但如果只关注全行业的表现，那么就掩盖了美国户用光伏市场正经历痛苦。

“住宅太阳能市场只是没有像过去那样高的增长率——这很好；这是当一个行业成熟时会发生的事情，我们不应该再把它看成是一个会爆发性增长的行业”，GTM 的分析师、“美国太阳能市场报告”的主要作者 Austin Perea 说。近年来，户用光伏行业在增长方面引领了整个 PV 市场。如今，这种情况已不复存在。

主要几个大州的市场放缓

户用光伏市场呈现下降趋势主要是由于加州和东北部几个州的市场疲软。随着光伏供应商们逐渐撤出市场，这些州已经开始受到影响。根据 Perea 提供的数据，特斯拉的 SolarCity 和 Vivint 太阳能公司一直在重新调整他们的战略，以优化盈利能力。这两家公司一直在缩减某些关键地区的业务，这导致了整体销量下降。

由于这两家公司占据市场规模较大，所以其较低的增长率对整个户用市场产生了重大的影响。加州首先看到了住宅太阳能行业放缓。部分原因是恶劣的冬季天气。但同时，大型安装公司在饱和地区中可销售的资源越来越少。东北部市场最近也开始感受到这种战略转变的影响。

上个季度，纽约、马里兰和马萨诸塞州的安装量同比下降了 15% 到 60%。而在海湾地区，SolarCity 的第二季度业绩增长特别慢，与 2016 年同期相比，其增速下降了 75% 以上。

由此，GTM 降低了对纽约、马里兰和马萨诸塞州的住宅光伏市场预期。不过，预计今年新泽西州市场仍将增长，而康涅狄格州的住宅光伏市场增长将持平。

由于成本削减和优惠政策，全国各地的屋顶光伏新市场正在开放。但 Perea 表示，这些州(如德克萨斯州、犹他州和佛罗里达州)的增长不够强劲，不足以抵消那些已经比较成熟的市场的衰退。商业模式的转变

Vivint 公司的高层承认，公司正在经历更缓慢的增长阶段。部分原因是 Vivint 正在重新给员工做培训，如何用贷款的模式推广市场，而不仅仅是租赁模式。该公司 2017 年的目标是拥有屋顶太阳能项目所有权的客户要达到 30%，今年初该项数据为 19%。

去年夏天，SolarCity 重新推出了贷款产品，此前该公司最初的贷款产品并未获得市场的认可。其后，特斯拉收购了这家美国最大的住宅太阳能安装公司，并宣布将放弃挨家挨户销售的做法，要通过特斯拉门店销售太阳能。根据特斯拉最新的收益报告显示，由于销售模式发生了变化，“公司的住宅太阳能开发业务将会在短期内受到影响，但与 Q3 相比，Q4 将恢复增长。”

今年第二季度，在特斯拉的客户中，选择购买而不是租赁太阳能系统的比例从一年前的 6% 上升到了 37%。随着传统太阳能业务的转变，特斯拉也专注于提高最新产品“太阳能屋顶”的产量——一些人认为，这是把“家庭太阳能”引入市场的关键产品，不过这还有待观察。

GTM 的 Perea 表示，在所有太阳能市场领域中，户用光伏的购买成本仍居高不下。而在一些主要的地方市场上，客户开始有一种疲惫的感觉——多年来，他们对那些上门销售太阳能系统的公司一直敞开大门，同时对那些推销词已经非常熟悉了。但出于某种原因，这些客户都决定不投资太阳能。

“安装公司需要弄清楚如何降低成本，并找到正确的推广方式。” Perea 说。

SEIA 负责市场的副总裁 Justin Baca 承认，成本是一个挑战，但他仍乐观地认为太阳能行业能够成功地将成本降低。

Baca 还对住宅太阳能行业上个季度的业绩持正面看法。他说：“我们在住宅太阳能市场看到的不是经济衰退，而是趋于平稳。我们不能指望这个行业每年能增长 20% 到 50%。”

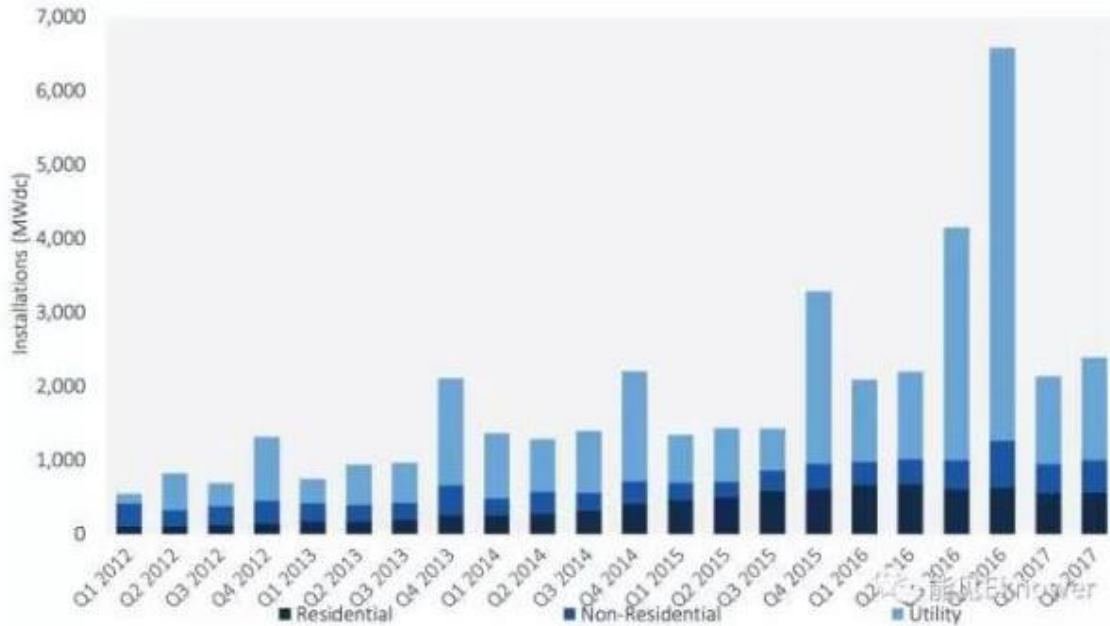
大型地面电站仍是美国太阳能市场的基石

与此同时，今年太阳能行业的其他领域到目前为止都表现相对良好。在 2017 年第二季度，非住宅太阳能装机容量为 437MW，同比增长 31%。这在很大程度上是由于加州分时电价政策和马萨诸塞州的激励措施推动的。而纽约的非住宅市场安装量也创下了当地最高的纪录。

今年预计非居民光伏市场安装量将增长 9%，而 2016 年的增幅达到有史以来最高的 58%。2017 年持续增长的部分原因是社区太阳能的推广，该领域今年仍有望增加 400MW 装机量，是 2016 年的近一倍。

大型地面电站仍然是美国太阳能市场的基石。在 2017 年第二季度，共有 1.4GW 的地面电站项目并网，占了所有光伏项目的 58%。2017 年二季度已经连续第七个季度实现地面电站装机量超过 1GW。

2016 年美国光伏安装量同比增长了 95%，很大一部分原因是政府将取消太阳能投资税抵扣(企业因投资而在缴税方面得到的优惠)。开发商们要在政策到期之前投资光伏电站，以获得税收减免。这导致了大型地面电站安装量翻了一番以上。现在，光伏市场正在重新调整。



Q1 2012-Q4 2017 美国光伏装机量

GTM 预计，美国太阳能市场将在 2017 年和 2018 年实现收缩，2019 年市场会反弹。随着 2016 年项目溢出效应，GTM 预测 2017 年大型地面电站项目装机量为 8.1GW。2018 年为 6.5GW。

由于竞争性定价、企业新的采购计划和开发商再次寻求从 30% 的税收减免中获益，GTM 预测 2019 年地面电站的装机量达到 9GW，同比增长 14%。2019 年恢复增长的主要原因将来自于新市场的扩张，以及分布式光伏和地面电站项目在投资成本方面达到了临界点。

而对于住宅光伏产业来说，根据目前的情况来看，预计到 2019 年，超过 30 个州能够实现平价上网。

美国太阳能安装公司仍必须在获取客户方面进行创新，并开发新的市场，从而获得更高的增长率。另外，工业太阳能开发商还得希望能够从 Suniva 公司和 SolarWorld 公司申请启动第 201 条贸易案中获得较低的关税，甚至取消关税。GTM 估计，如果美国国际贸易局 (International Trade Commission) 批准其组件保护价格为每瓦 78 美分(目前均价的两倍)，那么在未来 5 年里，会导致美国太阳能需求累计减少 50%。

而如果没有关税，美国太阳能光伏装机容量预计将在未来五年内增长近两倍。到 2022 年，每年光伏发电装机容量将超过 16GW。若安装公司能够克服他们今天面临的商业挑战，那么住宅太阳能将占据很大一部分市场。

张程程 能见 Eknower 2017-09-14

西北绿色能源好“风光”——大西北新能源再调查

在风能、太阳能丰富的西北大地，一座座“风车”如森林般矗立，绵延数十公里的光伏电站已是寻常事物。这些清洁、充裕的新能源不仅将“风光”盘活，还借助特高压将电能传输到远方，为我国优化能源结构、改善生态环境打下了坚实基础

我国新能源制造领域的发展使越来越多的“一带一路”沿线国家产生了合作意愿。昔日，国外向我们传播新能源技术；如今，我们作为传播者，向国外出口先进技术

新华社乌鲁木齐 9 月 13 日电(记者杜刚、骆晓飞、王衡)距离我国第一座风力发电场——新疆达坂城风电一场建立已有 28 年。如今，在风能、太阳能丰富的西北大地，一座座“风车”如森林般矗立，绵延数十公里的光伏电站已是寻常事物。这些清洁、充裕的新能源不仅将“风光”盘活，还

借助特高压将电能传输到远方，为我国优化能源结构、改善生态环境打下了坚实基础。

“绿色发动机”在西北荒滩建起

丝绸之路沿线的新疆、甘肃、青海、宁夏和陕西，拥有良好的风光能资源禀赋，近年来新能源装机迅速增长。国家能源局西北能监局数据显示，西北地区去年风电装机容量总计 4329.7 万千瓦，占全国风电装机的 29%；光伏装机 3037.4 万千瓦，占全国光伏装机的 39%。广袤的西北，同华北、东北共同构筑起我国能源供应的“绿色发动机”。

得益于国家的政策支持和市场积极反应，2016 年我国成为全球最大的可再生能源生产和消费国。统计显示，去年我国贡献了全球可再生能源产量增长的 40% 以上，其中很大一部分是来自西北地区的风光电。

由于新能源装机规模大，西北更成为全球探索能源发展趋势的试验区。6 月，青海实现全省 7 天全水、风、光供电，这场不间断“绿电 7 日”在全国属于首次，也是世界上清洁能源供电时间较长、供电难度较大的一次尝试，显露出我国能源结构“清洁转型”的巨大潜能。

新能源限电“紧箍咒”松动

受需求萎缩、电价等多重因素影响，新能源的弃风弃光近年来一直萦绕在业界心头。特别是新疆和甘肃，2016 年弃风弃光皆位居全国前列。在各方努力下，限制新能源发电的“紧箍咒”今年上半年显示出松动迹象，新疆和甘肃的弃风率同比皆下降超过 10 个百分点弃光率分别下降 6 个和 9 个百分点。

据国网新疆电力公司介绍，电力部门今年打破过去分省备用模式，实施全网统一调度，尽可能压减火电开机，增加新能源消纳空间。同时，将新能源外送优先级提到跨区直流配套火电之前，发生弃风弃光时，强制压减配套火电出力，优先输送新能源。

日渐完善的电力输送通道也为中东部消纳西部新能源提供了技术条件。6 月，总投资达 262 亿元的我国首条大规模清洁能源特高压直流输电工程酒泉-湖南±800 千伏特高压直流输电工程带电投产，重点支撑酒泉风光电输出。国网甘肃省电力公司发展策划部副主任李晖说，目前湖潮特高压已输送电力 23 亿千瓦时，年底有望达到 60 亿千瓦时，其中约 4 成是新能源电力。在新疆，通过哈密南-郑州±800 千伏特高压直流输电工程，借助新能源与火电打捆外送、电力援疆等方式，新能源电力外送比例超过 20%。

推动市场化交易，如新能源场站与燃煤自备电厂替代交易、弃风弃光跨省跨区交易等，也为西北新能源消纳提供了更大空间。西北五省今年签订交易框架协议，将一个时间段的外送疆电“提前存入”和“取出”，避免了部分时段输电通道“卡脖子”难题。

“风光”推动新能源制造走向世界

目前，西北地区已形成较为完整的新能源制造产业链，不仅培育出金风科技、特变电工等本土企业，还吸引了天合能源、中船重工、中车集团等企业落户。

新疆金风科技股份有限公司董事长武钢介绍，经过 20 年发展，公司业务已拓展到世界 20 多个国家，建设了 9 个风电机组生产基地，成为全球领先的风电整体解决方案提供商，特别是公司自主研发的直驱永磁风力发电技术，已成为业界标杆和发展方向。去年，金风科技风电机组出口量占全国出口总量的 70%。今年 5 月公司成功收购澳洲大型电力零售商 Origin Energy 在当地最大的待建风电项目，并负责 25 年内的运营服务。

我国新能源制造领域的发展使越来越多的“一带一路”沿线国家产生了合作意愿。在巴基斯坦，新疆特变电工承建的巴基斯坦第一座装机容量达 100 兆瓦的大型太阳能光伏电站已投入运行。金风科技也为中西亚国家多个风电项目提供了性能优异的产品和技术支撑。

“从国外向我们传播新能源技术，到我们作为传播者，向国外出口先进技术。”武钢说，我国风电产业已形成较为完整的产业体系，其研发设计和制造能力与世界先进水平的差距正进一步缩小。

新华网 2017-09-14

风能

海上风电在没有补贴的情况下赢利

在欧洲，新技术的出现提高了先前昂贵的海上风电的吸引力。最近，欧洲的海上风电领域取得了重大进展：3个项目将在没有政府补助的情况下建成。西门子风力发电部门负责能源成本预测的本特·克里斯坦森(Bent Christensen)认为，行业级的成本削减已经超出预期。克里斯坦森说：“我们比计划提前了3~4年。”



北部风电

3项拟议的无政府补贴海上风电项目（红色）都非常具有竞争力。

它们采用Hornsea（蓝色）和超大型涡轮机组等最新项目所开发的技术。

创新的输电链路（紫色）将风电场连接到更多的国家，将会使风电场更有价值。

今年夏天，欧洲水域的项目正在形成，同时将展示交付这些项目所需的持续创新，即能使海上风电对金融机构和电网运营商更具吸引力的创新。

长期以来，批评者们将海上风电看成一个利基领域。即使不考虑异常大的风浪，搭建海上设施

并将其安装在恶劣的海洋环境中也是非常昂贵的。

在 2013 年，新项目的发电成本为 160 欧元/兆瓦时，行业集体规定了克里斯坦森所说的“现实性发展目标”：到 2020 年，将发电成本降低到 100 欧元/兆瓦时。克里斯坦森也是西门子的风力涡轮机业务公司——西门子 Gamesa 可再生能源公司的高级副总裁，他通过自己的发展版图告诉大家，海上风电的成本已经下降。

克里斯坦森的估计得到了金融咨询公司拉扎德(Lazard)的回应，拉扎德公司预计新开工项目的无补贴成本为 105 欧元/兆瓦时，比 2014 年下降 27%。拉扎德公司在 2016 年 12 月的分析中发现，海上风电成本与燃煤发电、太阳能发电和核电成本相当甚至更低。

近期投标的近岸项目同时与陆上风电和太阳能发电展开了成本竞争。丹麦和荷兰的几个项目承诺海上风电成本将会低于 75 欧元/兆瓦时。今年 4 月，哥本哈根的 Dong Energy 公司和德国巴登符腾堡州能源设备公司投标了无补贴的德国风电项目。Dong 公司的监管事务高级主管乌尔里克·斯特里德比克(Ulrik Stridbaek)估计，其项目的发电成本为 62 欧元/兆瓦时。

斯特里德比克表示，竞争、创新和规模都有助于整个行业的供应链——从涡轮机制造、安装到电力传输——实现快速成本下降。但是斯特里德比克也说：“决定性的因素是规模。”

Dong 公司的 1.2 千兆瓦近海风力发电项目将于 2018 年在英国约克郡沿岸的 120 公里处开始安装，产能几乎是目前已投产海上发电项目纪录的近 2 倍。海上发电厂的涡轮机组也正在不断增加。2013 年，海上涡轮机组装机容量最高为 3.9 兆瓦，而今天的最大装机容量为 8 兆瓦。2016 年 12 月，Dong 公司在另一个英国风电场安装了第一批大规模涡轮机组。

与此同时，德国零补贴项目要依赖于尚不存在的 13~15 兆瓦涡轮机组。斯特里德比克表示，Dong 公司赌的是，西门子 Gamesa 和 MHI 维斯塔斯海上风电等供应商将在 2024 年或 2025 年为完成北海项目准备好这种超大规模设施。

输电系统也需要新技术将风电输送到陆地。现在几种创新方法正在波罗的海进行测试，德国和丹麦风电场之间的 30 公里跨海线路将在北欧和欧洲电网之间建立起额外的互连。电缆从海底穿过波罗的海浅沙滩，这条路线被称为 KriegersFlak，这个月正在清理二战期间遗留下来的未爆炸弹药，预计将在明年完成这个连接。

当波罗的海风力发电场闲置时(约有 50%的时间闲置)，欧洲的软件整合电力市场将使用该电缆在北欧和斯堪的纳维亚之间输送电力。丹麦电网运营商 Energinet.dk 的总裁彼得·约根森(Peter Jørgensen)预计，这一连接将加强该地区现有的电力互送模式，可以实现欧洲风电和北欧水电的相互平衡。

约根森说，为了确保这个项目可行，需要在两个不同步电网之间安装一种可进行 400 兆瓦功率点交换的低成本高压直流(HVDC)变换器。早期的设计是在 Kriegers Flak 的海上设置一个变换器。而现在，该项目将两台背靠背变换器设置在德国陆地上，从而避免了海上平台约 50%的溢价。

去年，荷兰国有电网运营商 TenneT 倡议在北海海上输电枢纽上采用这种超大规模的双用途电缆设计。Energinet 最近加入该倡议，呼吁修建一个或多个个人造岛屿，岛上的发电系统将收集高达 100 千兆瓦的海上风电，并将其输送到北海各国。

这些“电力链岛屿”像 KriegersFlak 链路一样，通过在陆地上设置 HVDC 变换器降低输电成本，并通过在各电网之间进行电能交易实现其最大价值。它们还将配备技术人员、备件、维护船和海上航空港，从而降低风电场维护成本。

约根森表示，“北海”提案正在进行可行性研究，可能最终无法实施。但行业参与者们表示，降低成本就是需要这样的创造性想法，尤其是要满足欧洲雄心勃勃的减排目标，需要部署大量可再生能源，那就更需要这种想法了。

悦智网 2017-09-04

海上风电进入规模化开发期

我国海上风能资源丰富，拥有发展海上风电的天然优势。目前，我国大容量风机关键技术已取得突破，具备产业发展条件，一个高起点、大容量、全产业链的海上风电产业基地正在福建形成，标志着我国海上风电正进入集中连片规模开发的快速发展新阶段

近日，记者从中国长江三峡集团公司获悉，福清兴化湾海上风电项目一期首批机组将于9月中旬正式并网发电。作为我国首个5兆瓦以上的大功率海上风电样机试验风场，金风、GE、海装、太重等8家国内外厂商的14台大型风机将在此同场竞技，以确定适应福建地区海况风况的最优机型。这意味着从福建海上风电基地开始，中国海上风电进入集中连片规模开发的快速发展新阶段。

创新提升制造水平

“一晚都没敢睡觉，事实证明我们的施工和风机质量都非常可靠。”在刚吊装完不久的两台大型风机成功经受住台风考验后，三峡集团福建能投公司执行董事孙强欣慰地说。

福建不仅是我国海上风电资源禀赋最好的省份，更是亚洲海上风电资源最好的地区，年利用小时数甚至超过4000小时，内蒙古的陆上风电年利用小时数也仅2000多小时。基于此，截至目前，我国已在福建海域规划了上千万千瓦风电装机。

为顺利推进海上风电集中连片规模快速开发，2016年11月份，三峡集团启动了福清兴化湾30万千瓦海上风电场一期工程(样机试验风场)建设，投资总额约18亿元，成为全球首个国际化大功率海上风电试验场。

《经济日报》记者近日在福建省福清市江阴半岛东南侧兴化湾海面上采访时看到，两台大型风机已经吊装完毕，周边数个施工平台旁，大型打桩船、浮吊正在紧张作业。

福建能投公司副总经理雷增卷告诉记者，去年底福建省新一代海上风电一体化作业移动平台“福船三峡号”在厦船重工出坞，其起吊能力、甲板工作面积及载荷为国内最大。得益于此，海上风机吊装时间大大缩短，仅需两天半，有效提高了海上风电工程施工效率，降低了海上风电场建设成本。

在兴化湾北岸的福州江阴工业集中区，占地千亩的福建三峡海上风电国际产业园也在同步建设中。“样机试验风场将借鉴三峡工程经验，让各厂家同台竞技，综合评判，以确定适应福建地区的最优机型，并选取技术先进、质量可靠的风机厂家进入产业园，通过创新提升我国海上风电装备制造水平。”该产业园运营公司副总经理陈永明说。

据悉，项目2019年12月份达成后，将年产5兆瓦以上风电机组150万千瓦，年产值超过100亿元。目前金风科技、江苏中车、西安风电、LM公司和GE公司已签署入园协议或意向协议。

“大容量风机关键技术在我国已取得突破，产业发展条件已经具备，一个高起点、大容量、全产业链的海上风电产业基地正在福建形成。”三峡集团董事长卢纯说。

我国独具发展优势

海上风电虽然起步较晚，但凭借海风资源的稳定性和大发电功率的特点，近年来正在世界各地飞速发展。最新数据显示，风能发电占全球可再生资源发电量的16%，仅次于水力发电。

据全球风能理事会(GWEC)统计，2016年全球海上风电新增装机221.9万千瓦，全球14个市场的海上风电装机容量累计1438.4万千瓦。英国是世界上最大的海上风电市场，装机容量约占全球的36%;其次是德国，占29%。2016年，中国海上风电装机量占全球的11%，取代了丹麦，跃居第三位。

“我国拥有发展海上风电的天然优势，海岸线长达1.8万公里，可利用海域面积300多万平方公里，海上风能资源丰富。”孙强表示，根据中国气象局风能资源详查初步成果，我国5米至25米水深线以内近海区域、海平面以上50米高度范围内，风电可装机容量约2亿千瓦时。由此显示出，海上风电是我国发电行业的未来发展方向。

2016年，我国陆上风电新增装机容量有所回落;同时，海上风电装机实现大幅度增长。据中国风能协会统计，2016年，我国海上风电新增装机(吊装量)154台，容量达59万千瓦，比上年增长64%;累计装机量达163万千瓦，居全球第三位。

雷增卷表示，我国陆上风电主要位于西北部地区，当地消纳能力有限，对外输送依赖于特高压输电线路。海上风电可发展区域主要集中在经济发达的东部沿海地区，大力发展海上风电，不仅可以满足东部用电需求，陆、海风电相结合，将加快我国绿色发电步伐。

记者了解到，按规划，到 2020 年我国将建设海上风电 1500 万千瓦(包括建成 500 万千瓦，在建 1000 万千瓦)。在此基础上，国家还明确了海上风电场 0.85 元/千瓦时以及潮间带风电场 0.75 元/千瓦时的电价政策。同时，一批海上风电示范项目陆续建成，设备技术水平不断提高。

产业处于起步阶段

“我国海上风电发展仍处于初期，勘测设计、建设管理、运行维护、技术创新、产业融资等方面还不太成熟。”三峡集团副总经理毕亚雄认为，产业链上下游要联合起来，共同促进海上风电产业链全面融合发展。

“海上风电开发涉及军事、环保、旅游、渔业、生态和航运等众多部门。”孙强说，由于规划制定过程中缺乏有效沟通，导致规划之间的不同步、不配套现象日益严重，有些因素或导致企业前期投入浪费，造成巨大经济损失。

海上风电项目电价回收周期长，经营成本压力较大。以三峡集团响水近海风电场为例，截至 2017 年 5 月 31 日，累计上网电量 3.91 亿千瓦时，应收电费 3.32 亿元;但目前只收回标杆电价部分的 1.48 亿元，补贴电费部分正在申报国家第七批补贴名录，由于补贴电费金额大、回收周期长，造成企业经营压力。

与陆上风电相比，海上风电的后期运维成本也要高出不少。欧洲海上风电场运营维护历经近 20 年发展，已形成完整产业链，但目前国内海上风电尚无长期运营经验和成本数据积累，运维成本仅靠预估，有很大不确定性。

此外，当风机大部件发生故障需要更换或维修时，须租赁大型专业作业船舶，不仅费用高，而且受海况、天气影响较大，导致海上风电场运维周期长、成本不可控的特点明显。

王轶辰 经济日报 2017-09-11

中国首个 5 兆瓦以上大功率海上风电场即将并网发电

海上风电进入规模化开发期

我国海上风能资源丰富，拥有发展海上风电的天然优势。目前，我国大容量风机关键技术已取得突破，具备产业发展条件，一个高起点、大容量、全产业链的海上风电产业基地正在福建形成，标志着我国海上风电正进入集中连片规模开发的快速发展新阶段。

近日，记者从中国长江三峡集团公司获悉，福清兴化湾海上风电项目一期首批机组将于 9 月中旬正式并网发电。作为我国首个 5 兆瓦以上的大功率海上风电样机试验风场，金风、GE、海装、太重等 8 家国内外厂商的 14 台大型风机将在此同场竞技，以确定适应福建地区海况状况的最优机型。这意味着从福建海上风电基地开始，中国海上风电进入集中连片规模开发的快速发展新阶段。

创新提升制造水平

“一晚都没敢睡觉，事实证明我们的施工和风机质量都非常可靠。”在刚吊装完不久的两台大型风机成功经受住台风考验后，三峡集团福建能投公司执行董事孙强欣慰地说。

福建不仅是我国海上风电资源禀赋最好的省份，更是亚洲海上风电资源最好的地区，年利用小时数甚至超过 4000 小时，内蒙古的陆上风电年利用小时数也仅 2000 多小时。基于此，截至目前，我国已在福建海域规划了上千万千瓦风电装机。

为顺利推进海上风电集中连片规模快速开发，2016 年 11 月份，三峡集团启动了福清兴化湾 30 万千瓦海上风电场一期工程(样机试验风场)建设，投资总额约 18 亿元，成为全球首个国际化大功率海上风电试验场。

《经济日报》记者近日在福建省福清市江阴半岛东南侧兴化湾海面上采访时看到，两台大型风

机已经吊装完毕，周边数个施工平台旁，大型打桩船、浮吊正在紧张作业。

福建能投公司副总经理雷增卷告诉记者，去年底福建省新一代海上风电一体化作业移动平台“福船三峡号”在厦船重工出坞，其起吊能力、甲板工作面积及载荷为国内最大。得益于此，海上风机吊装时间大大缩短，仅需两天半，有效提高了海上风电工程施工效率，降低了海上风电场建设成本。

在兴化湾北岸的福州江阴工业集中区，占地千亩的福建三峡海上风电国际产业园也在同步建设中。“样机试验风场将借鉴三峡工程经验，让各厂家同台竞技，综合评判，以确定适应福建地区的最优机型，并选取技术先进、质量可靠的风机厂家进入产业园，通过创新提升我国海上风电装备制造水平。”该产业园运营公司副总经理陈永明说。

据悉，项目 2019 年 12 月份达成后，将年产 5 兆瓦以上风电机组 150 万千瓦，年产值超过 100 亿元。目前金风科技、江苏中车、西安风电、LM 公司和 GE 公司已签署入园协议或意向协议。

“大容量风机关键技术在我国已取得突破，产业发展条件已经具备，一个高起点、大容量、全产业链的海上风电产业基地正在福建形成。”三峡集团董事长卢纯说。

我国独具发展优势

海上风电虽然起步较晚，但凭借海风资源的稳定性和大发电功率的特点，近年来正在世界各地飞速发展。最新数据显示，风能发电占全球可再生资源发电量的 16%，仅次于水力发电。

据全球风能理事会(GWEC)统计，2016 年全球海上风电新增装机 221.9 万千瓦，全球 14 个市场的海上风电装机容量累计 1438.4 万千瓦。英国是世界上最大的海上风电市场，装机容量约占全球的 36%；其次是德国，占 29%。2016 年，中国海上风电装机量占全球的 11%，取代了丹麦，跃居第三位。

“我国拥有发展海上风电的天然优势，海岸线长达 1.8 万公里，可利用海域面积 300 多万平方公里，海上风能资源丰富。”孙强表示，根据中国气象局风能资源详查初步成果，我国 5 米至 25 米水深线以内近海区域、海平面以上 50 米高度范围内，风电可装机容量约 2 亿千瓦时。由此显示出，海上风电是我国发电行业的未来发展方向。

2016 年，我国陆上风电新增装机容量有所回落；同时，海上风电装机实现大幅度增长。据中国风能协会统计，2016 年，我国海上风电新增装机(吊装量)154 台，容量达 59 万千瓦，比上年增长 64%；累计装机量达 163 万千瓦，居全球第三位。

雷增卷表示，我国陆上风电主要位于西北部地区，当地消纳能力有限，对外输送依赖于特高压输电线路。海上风电可发展区域主要集中在经济发达的东部沿海地区，大力发展海上风电，不仅可以满足东部用电需求，陆、海风电相结合，将加快我国绿色发电步伐。

记者了解到，按规划，到 2020 年我国将建设海上风电 1500 万千瓦(包括建成 500 万千瓦，在建 1000 万千瓦)。在此基础上，国家还明确了海上风电场 0.85 元/千瓦时以及潮间带风电场 0.75 元/千瓦时的电价政策。同时，一批海上风电示范项目陆续建成，设备技术水平不断提高。

产业处于起步阶段

“我国海上风电发展仍处于初期，勘测设计、建设管理、运行维护、技术创新、产业融资等方面还不太成熟。”三峡集团副总经理毕亚雄认为，产业链上下游要联合起来，共同促进海上风电产业链全面融合发展。

“海上风电开发涉及军事、环保、旅游、渔业、生态和航运等众多部门。”孙强说，由于规划制定过程中缺乏有效沟通，导致规划之间的不同步、不配套现象日益严重，有些因素或导致企业前期投入浪费，造成巨大经济损失。

海上风电项目电价回收周期长，经营成本压力较大。以三峡集团响水近海风电场为例，截至 2017 年 5 月 31 日，累计上网电量 3.91 亿千瓦时，应收电费 3.32 亿元；但目前只收回标杆电价部分的 1.48 亿元，补贴电费部分正在申报国家第七批补贴名录，由于补贴电费金额大、回收周期长，造成企业经营压力。

与陆上风电相比，海上风电的后期运维成本也要高出不少。欧洲海上风电场运营维护历经近 20

年发展，已形成完整产业链，但目前国内海上风电尚无长期运营经验和成本数据积累，运维成本仅靠预估，有很大不确定性。

此外，当风机大部件发生故障需要更换或维修时，须租赁大型专业作业船舶，不仅费用高，而且受海况、天气影响较大，导致海上风电场运维周期长、成本不可控的特点明显。

经济日报 2017-09-12

越南工贸部建议上调风电价格

据越南《越南新闻》9月6日消息，越南工贸部日前向政府提交议案，建议上调风力发电价格以鼓励国内风电厂发电生产。根据提案，工贸部建议将陆地风力发电价格上调至 8.77 美分/千瓦，海上风电价格上调至 9.97 美分/千瓦。

目前，越南风电发电成本为 7.28 美分/千瓦，到 2020 年该发电成本预计为 9.94 美分/千瓦。工贸部称，其根据全球发电技术趋势和价格的相关数据，同时综合考虑 23 个风电项目的发电成本、效率以及 2 个运营电厂的运营情况，综合做出了本次提价方案。目前，两个风电厂电力买入价格分别是 7.8 美元/千瓦和 9.8 美分/千瓦。

工贸部计划对陆地风电投入 1600 美元/千瓦，发电功率达到 29%，预计年均实际现金运营、维护和行政管理成本为 2 万美元/兆瓦；对海上风电投入 2100 美元/千瓦，发电功率达到 32%，预计年均实际现金运营、维护和行政管理成本为 2.5 万美元/兆瓦。

越南国家能源发展规划中设立了越南风电发展目标，计划到 2020 年全国风电厂发电量达到 800 兆瓦风电，到 2030 年达到 6000 兆瓦风电。工贸部希望到 2020 年，风电占全国能源结构比例能增加 0.7%，到 2030 年增幅为 2.4%，其中 80% 风电来自于陆地发电，20% 来自于海上发电。

商务部 2017-09-12

河南风电利用“加速跑”

近年来河南省清洁能源发展优势得到进一步显现，这一点在风电开发与利用上尤为突出。根据国家能源局今年 7 月发布的《2017 年上半年风电并网运行情况》显示，该省今年上半年风电新增并网容量为 58 万千瓦，位居全国前列。

无独有偶，在河南省发展改革委近日印发的《关于下达 2017 年风电建设规模的通知》(以下简称《通知》)中，共有 22 个项目入选方案，建设规模同样位居全国前列。可以预见，该省风电将迎来新一轮的快速增长。

今年前七月风电发电量同比增加 47.6%

相较于“十二五”期间以资源为导向、大基地建设的发展模式，国家风电“十三五”规划对风电建设布局进行了一系列调整，将整体建设布局从“三北”地区转向消纳能力较好且不限电的中东部和南方地区。

根据规划，到 2020 年，中东部和南方地区陆上风电新增并网装机容量将达到 4200 万千瓦以上，累计并网装机容量达到 7000 万千瓦以上。其中，河南省风电发展规划目标就达到了 600 万千瓦，位居华中地区首位。

事实上，风电开发比重不断增加和河南省发展风电具备的得天独厚优势不无关系。相关资料显示，河南省 70 米高空年均风速在每秒 5 米以上，风能资源开发量可达 1100 万千瓦以上，在我国中部地区属于风能开发潜力较大的省份之一。

正因如此，过去一段时间乃至整个“十二五”时期，该省始终把发展非化石能源作为新时期能源发展的主攻方向，鼓励优先开发和利用非化石能源，不断扩大利用规模，提高非化石能源在能源消费中的比重，促进非化石能源全方位、多元化、规模化和产业化发展。

据河南省电力公司发展策划部副主任王璟介绍，目前省内风电、光伏等新能源发展迅速，已超过水电成为该省第二大电源。

截至7月底，省内新能源装机833万千瓦(含风电、光伏、农林生物质、沼气和垃圾发电)，占比达到10.9%，较“十二五”末提升7.5个百分点。在新能源电量消纳情况上，今年1~7月，省内风电累计发电量15.8亿千瓦时，较去年同期增长47.6%；光伏累计发电量24.1亿千瓦时，是2016年同期的5.1倍。河南电网实现了新能源电量全消纳，无弃风和弃光现象。

各路资本加紧在当地谋篇布局

如今凭借新一轮的政策红利，河南省各地市发展风电热情不断高涨。

以南阳市为例，记者梳理《通知》发现，今年南阳风电建设规模达到50万千瓦，位居省内首位。

据了解，近年来，该市紧紧抓住国家培育和发展战略性新兴产业的机遇积极谋划和实施了一批新能源重点工程和示范项目，目前该市的风电项目装机规模已经超过15万千瓦。根据该市早前印发的《南阳市新能源应用发展规划》显示，到2020年，该市风电发展规模将有望达到200万千瓦以上。

除南阳市外，安阳市今年的风电建设规模也达到35万千瓦，位居全省第二。

事实上，发展安阳市风电的重要性在河南省早前印发的《河南省“十三五”能源发展规划》(以下简称《规划》)中就有所体现。根据《规划》，该省未来将大力推进风电项目建设，在规划布局的大型风电基地中，安阳市就赫然在列。

正因发展前景不俗，如今各路资本纷纷加紧在该市谋篇布局。

记者了解到，行业龙头金风科技早前就落户安阳高新区，将在安阳投资建设风电场、风电装备产业基地、分布式城市智能微电网项目和区域风电场运营维护中心。

据悉，安阳风电装备产业基地项目选址高新区，项目总投资约1亿元，产品主要有2兆瓦、2.5兆瓦和最新量产机型3兆瓦风力发电机组及相关零部件，设计年产能约500套，年产值约45亿元。

多措并举提升新能源消纳能力

过去一段时间以来，河南在新能源尤其是风电方面取得的成绩虽然显著，但是就目前而言，该省能源发展中也有系列问题亟待解决。

在业内专家看来，目前河南省面临的问题主要有以下几个方面：首先，国家提出到2030年左右，二氧化碳排放达到峰值，非化石能源比重提高到20%左右，同时，降低煤炭在一次能源消费中的比重，提高电煤在煤炭消费中的比重。河南省一次能源消费中非化石能源占比5.8%，比全国平均水平低6.2个百分点，煤炭消费量占该省能源消费总量的76%左右，高于全国平均水平10个百分点，与国家要求仍有较大差距，能源结构调整的任务十分艰巨。

其次，河南省以煤炭为主的能源生产和消费结构仍将维持较长时间，新能源较长时期内只能作为补充能源。随着国家大力推进生态文明建设，实施能源总量和强度双控，加大对主要污染物和二氧化碳减排目标的考核力度，未来该省能源发展将受到来自资源环境、节能减排等方面的多重约束。

根据《规划》，到2020年，该省风电规划并网容量600万千瓦、光伏规划并网目标为500万千瓦。

为妥善解决上述瓶颈，更好地完成风电发展目标，目前河南省电力公司已经推出了一系列措施力促新能源消纳。

据王璟介绍，首先公司制定了《河南电网新能源电厂并网运行服务指南》，同时主动开展省内风电、光伏大规模并网影响研究分析，发布新能源发展预警信息，积极引导新能源项目业主优化项目布局和投产时序。

其次，公司加快电网建设改造，结合风电光伏发展趋势，积极推进塔铺—卫都线路、许昌西—夏都线路改造等相关输变电工程前期与建设。与此同时，挖掘现有电网设备的输送潜力，提高塔铺—仓颉、陕州—嘉和、马寺—嵩山等线路输送容量，满足豫北、豫西新能源送出需求。

最后，全民推行节能低碳电力调度，按照节能、环保、低碳原则，坚持市场化方向，确定各类机组的发电优先序位、用户侧的有序用电序位科学合理安排系统备用容量，根据用电负荷预测确定合

理开机组组合，确保可再生能源消纳。

“除上述举措外，省公司未来将继续做好新能源项目并网服务，加强配套电网建设与系统调峰能力建设，提高新能源消纳能力。推进河南‘H’型特高压交流网架建设与‘青海—河南’特高压直流工程建设。

该工程已于今年8月份正式启动可行性研究工作。公司未来将进一步落实‘内接外引’能源方针，力争到2020年，河南接纳区外电力能力超过2000万千瓦，形成多元供给、多能互补的电力保障格局。”谈及未来需要重点推进的工作时，王璟如上表示。

张栋钧 裴培 国家能源报道 2017-09-12

中广核海上风电项目获批 总投资约80亿拟年底开工

南方日报讯（记者/杨世华 张俊 通讯员/陈瑞锋）笔者14日获悉，阳江市首个海上风电项目——中广核阳江南鹏岛40万千瓦海上风电项目近日已获省发改委核准，这是至今为止国内一次性核准的单体最大容量海上风电开发项目。目前项目业主单位中广核集团正全力做好开工前各项准备工作，力争今年年底实现开工建设。

该项目海上风电场建设地点为阳东区东平镇南部海域，陆上控制中心建设地点为阳东区大沟镇三丫村。项目总装机容量40万千瓦，单机容量5.5兆瓦，总投资约80亿元。项目建成投产后，年上网电量约10.3亿千瓦时，与同等规模的燃煤电厂相比，每年可节约标煤约32.1万吨、减少灰渣约2.12万吨、减排二氧化碳约64.86万吨。

杨世华 张俊 南方日报(广州) 2017-09-15

氢能、燃料电池

氢能产业年度大戏将于佛山上演

9月6日，第二届氢能与燃料电池产业发展峰会暨第一届中国佛山国际氢能与燃料电池技术及产品博览会（以下简称‘峰会暨博览会’）举办线上新闻发布会，宣告本届峰会暨博览会由中国标准化研究院、广东省佛山市人民政府联合主办，并将于今年12月5-9日在佛山南海亮相。

众所周知，氢能是一种清洁高效的二次能源，在交通运输、储能转化、备用电源、家庭综合能源系统等领域有非常广泛的应用潜力，在欧美、日本等发达国家布局较早，发展较快。近年来，我国政府也高度重视氢能产业发展，并将其纳入能源战略。目前，尽管没有国家层面系统全面地推广氢能，但在部分地方政府和企业层面已经成为发展热点。近年来，广东省佛山市、云浮市加强对颠覆性技术替代传统产业拐点的预判，谋划率先系统推进氢能与燃料电池技术研发与产业化，着力打造起跨区域的氢能全产业链协作发展格局，统筹在佛山、云浮两市延伸布局广东新能源汽车核心部件产业基地、中车四方氢能源有轨电车修造基地、氢能产业基地，分别承接氢能源汽车和燃料电池关键零部件研发和产业化、氢能源有轨电车产业化发展和商业化运营、氢能汽车整车生产和上下游配套产业集聚发展等工作任务，均取得一定成效。尤其是佛山、云浮两市重点建设的氢能产业基地立足于核心技术的引进、消化和吸收应用，积极布局氢能全产业链建设，已初步形成企业集群，有效带动上下游配套产业集聚发展。

2016年底，在广东云浮全国氢能标委会和燃料电池标委会首次联合举办氢能燃料电池产业高峰论坛暨标委会年会，并首次发布了《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书》，取得了良好的效果，在业内产生了积极影响。

在此背景下，为了进一步推进产业发展，促进国际交流，中国标准化研究院和佛山市政府联合

国内外有关机构定于 12 月 5-9 日在广东佛山举办“第二届氢能与燃料电池产业发展峰会暨第一届中国佛山国际氢能与燃料电池技术及产品博览会”，本届峰会暨博览会以“氢产业·氢生活·氢未来”为主题，旨在集中展示国内外氢能与燃料电池最先进的技术、产品和示范应用发展成果并对时下产业发展热点、难点进行集中研讨。

高端对话平台 国际化交流平台

本届峰会暨博览会由政府主导，面向全球，届时将邀请国家行业主管部门、权威专家、行业大咖齐聚佛山南海，共同探讨产业政策导向与未来发展变革脉动，探究前瞻技术路径与应用前景趋势，发掘行业面临核心问题并寻找破解良方。

峰会期间将召开 ISO/TC197 国际氢能标准化技术委员会年会暨高峰论坛，全球 20 多个国家的近百位氢能专家将到会交流和研讨，国内氢能业内人士能够与国际专家无缝对接交流，解惑答疑，促进合作。

专注氢能产业 实现全产业链集结

作为深度聚焦氢能产业的专业会展活动，本届博览会将集中展示国内外制氢设备技术与氢气供应、氢气储运及相关设备、燃料电池系统、燃料电池关键部件及供应技术、评估、测试、分析仪器；氢气应用技术及设备、燃料电池汽车、氢产品与健康医疗设备技术等氢能与燃料电池产业上下游最先进技术、产品和示范应用发展成果，打造氢能与燃料电池全产业链展示平台。

同期举办系列论坛 产业热点持续发酵

峰会暨博览会同期，还将举办 2017 年全国氢能标准技术委员会年会，第二届氢能与燃料电池产业发展峰会，氢能基础设施、燃料电池汽车系列论坛，全国卫生产业企业管理协会氢医学健康产业分会第一届大会，中国医促会氢分子生物医学分会第四届学术会议等一系列活动，汇集各路精英，锁定行业关注。

绿色生态理念 树立展会新标杆

博览会充分利用佛山独特的气候与自然资源，以最贴近自然的展示方式呈现首个森林中的展览，以美丽的佛山千灯湖公园为画布，生动诠释“新能源·零排放·全生态·重和谐”的办展理念。

佛山政府全力扶持 企业宣传良机

近年来，佛山积极引进、培育氢能产业项目，推进加氢站建设，加速氢能产业要素聚集，推进氢能产业发展。本次峰会暨博览会受到佛山市政府的高度重视和全力支持。参展博览会的企业将享受展位租金政府全额补贴。相信这对成长中的中国氢能、燃料电池企业而言绝对是一个利好。

企业奖项评选标准及申报表

中国能源网 2017-09-06

核能

中国跻身世界核电大国行列

8 月 31 日，大型先进压水堆和高温气冷堆国家科技重大专项（以下简称核电专项）新闻发布会在科技部举行。

自 2006 年被列入《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020 年）》16 个国家科技重大专项至今，核电专项实施已 10 年有余。核电重大专项管理实施办公室负责人、国家能源局核电司副司长秦志军介绍，核电专项推进工作已取得一批标志性成果，全面提升了我国核电研发设计和管理水平，进一步促进了我国核电安全高效发展，为实现核电强国和制造业强国目标奠定了坚实基础。

据了解，截至目前，核电专项带动研发新产品、新材料、新工艺、新装置等共计 980 项，申请知识产权 3000 余项，形成行业及企业标准 849 份，并培养了 41 个创新团队。

秦志军表示：“我国核电发展已走过三十余年的历程，从无到有，从弱到强，从依托国外技术到拥有自主技术，在研发、设计、工程建设、设备制造、运营维护等方面获得了大幅提升，培养了一批核电专业技术人员，具备了技术、装备走出去的实力。我国已跻身世界核电大国行列。”

数据显示，我国在运核电机组 36 台，总装机容量 3436 万千瓦，在建核电机组 20 台，总装机容量 2317 万千瓦，在建规模居世界首位。

示范工程有序推进

2006 年，我国引进美国 AP1000 第三代非能动先进核电技术，并展开消化、吸收、再创新等工作。大型压水堆专项技术总设计师、上海核工程研究设计院院长郑明光告诉记者，AP1000 的技术验证工程，在世界范围内都遇到了一些困难。“AP1000 的建设过程中，在新材料、新设备等应用方面遇到了很多挑战。但对设备的国产化而言，应对挑战同时也是非常好的课堂。对先进技术的引进消化、对已发现问题的解决，对我国自主生产能力的提高都有很大帮助。”

今年 8 月，浙江三门依托项目首台机组热试主体工作已经完成，装料在即，标志着 AP1000 引进消化吸收工作基本完成。据介绍，三门项目装料通过了国家能源局、中国核安全局、美国核管会的严格审查，完全具备装料条件。

我国在吸收 AP1000 先进理念的基础上，研发的自主知识产权的 CAP1400 技术，其示范工程初步安全分析报告得到了国家核安全局的审评认可，安全评审基本完成，实现了“再创新”。郑明光介绍，“目前，CAP1400 关键试验已全部完成，主要设备研制也已基本完成，做好了充分准备。”据了解，山东荣成石岛湾 CAP1400 示范工程施工设计已完成 80%，现场准备工作有序推进，基本具备开工条件。

而高温气冷堆作为我国自主研发的目前世界上最接近商业化、安全性最高的具有四代核电特征的技术，在反应堆核心技术上取得了重大突破。采用全陶瓷高性能核燃料元件从而确保“固有安全性”，是高温气冷堆的最大亮点。

“随机抽选的 10 个燃料元件，在欧盟经过了三年核裂变和中子辐照试验。”高温气冷堆专项总设计师、清华大学核能与新能源研究院院长张作义告诉记者，“实验结果表明，在 1650 摄氏度高温下，陶瓷材料可以有效阻挡放射性的泄漏，材料特性可保证反应堆不会熔毁、放射性不大量外泄。”

张作义在发布会上表示，高温气冷堆示范工程也即将建成。据了解，高温气冷堆示范工程同样位于山东石岛湾，反应堆采用两个热功率 250MW 的球床模块式高温气冷堆模块，发电效率高达 42%。“目前，示范工程的施工设计和土建工程已全部完成。除个别设备外，大部分设备已到达现场或正在进行出厂验收。主要设备已经就位，第一个反应堆模块安装也即将完成。示范工程现已全面进入调试阶段。”

制造施工水平全面提升

核电专项的推进，使我国核电领域技术水平不断提高。而依托核电专项示范工程项目推进，我国装备制造水平和工程建设水平也获得了大幅提升。谈及核电专项对装备制造业的作用，秦志军表示：“从世界范围看，一个国家如果没有强大的制造业和供应体系支持，很难成为核电强国，也很难提高核电安全水平。我国众多核电项目业主、设备厂商都对核电专项表现出很高热情，企业管理水平和制造能力也在专项推进过程中提升到了新的高度。”

郑明光告诉记者：“通过重大专项推进，我国核电装备制造的能力已由二代核电要求跃升为三代，关键技术、材料以及核心设备，基本上实现了国产化。”

张作义表示，高温气冷堆示范工程作为创新型技术，多项重大装备制造都属世界首台套。“例如，上海电气完成了反应堆压力容器、金属堆内构件、控制棒驱动机构等重要设备研制；上海电气鼓风机厂、哈电佳木斯电机完成了主氦风机研制；哈电承接的蒸汽发生器制造已接近完成。”据了解，高温气冷堆示范工程设备的国产化率已达到 90%。

而在核电工程的施工、管理等方面，我国积累的丰富建设经验和理念优势也正在显现。

“由于高温气冷堆示范工程自主创新、世界首台套的特点，加上配套基础设施、设备车间等，

成本仍然较高。”关于高温堆经济性问题，张作义告诉记者，“‘模块化’设计理念，与我国批量化建设能力相结合，可以有效降低建设成本。未来，在保障安全性的前提下，高温堆电站将有可能替代火电站运行，从操作人员、工艺等方面进一步降低成本。”

“我国多年来坚持推进核电建设，在施工管理与施工经验上相较美国等国家更有优势。未来大型先进压水堆的建造时间将可控制在 48 至 50 个月之间，经济性也将同步提高。”郑明光称。

据了解，我国核电压力容器、蒸汽发生器、主管道等一大批重大设备已实现国产化，屏蔽电机主泵、数字仪控系统、爆破阀等核心设备均已完成样机制造，高温气冷堆控制棒驱动机构、燃料装卸料系统等已实现供货。我国现已具备年产 6 到 8 台套三代核电设备供货能力，三代核电综合国产化率从 2008 年依托项目的 30% 提高到了 85% 以上。

“目前世界范围内，核电发展正处在技术升级换代的过渡期，产业格局的调整期，发展重心的转移期。”秦志军指出，“未来 15 年是我国核电发展的重要机遇期。我们将继续做好核电专项实施，安全高效发展核电，让核电在保障国家能源安全、应对全球气候变化挑战及一带一路建设上发挥重要作用。”

卢彬 中国能源报 2017-09-05