



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2017.02.20-2017.02.26

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	2
1、【浙江“秀洲户用模式”：破解分布式光伏发电应用难题】.....	2
2、【浙江海宁建成“超级太阳能充电宝”】.....	3
3、【2016 年我国光伏产业运行情况】.....	4
4、【统计局发布 2016 年能源生产情况 太阳能发电增长 58.8%】.....	7
5、【降成本仍是光伏关键词 非技术性成本成最大变数】.....	9
6、【我国研制出太阳能光热高效转换薄膜】.....	10
企业动态	11
1、【昱辉阳光对国内分布式光伏业务前景提出展望】.....	11
2、【晶科能源宣布与阿联酋阿布扎比水电公司签订全球最大单体光伏电站协议】.....	12
光伏政策	12
1、【国家能源局印发 2017 年能源工作指导意见：继续实行光伏领跑者行动】.....	12
2、【中国光伏产业：将推动多元应用与产业升级】.....	24

行业聚焦

1、【浙江“秀洲户用模式”：破解分布式光伏发电应用难题】

“这可是个宝贝，只要发电，就有收入。除去各种安装补贴，本来要出6000元，村里出面向银行贷款后，连这6000元都不用掏了。头4年的发电收益就能还清贷款，之后发的电全都能变成真金白银！”在秀洲区油车港镇钱家桥村，不少农房的屋顶建了光伏电站，村民老徐算起自家这笔账十分高兴。

秀洲区探索的统一备案准入、统一划分片区、统一管理服务“三个统一”秀洲户用模式，成功破解户用分布式光伏发电应用难题，并具备了未来大面积推广的条件，在户用分布式光伏应用领域树立了领先标杆。2016年，全区户用分布式光伏发电项目累计并网1517户，完成目标任务的116.69%，装机6.4兆瓦，超额完成年度计划。

据悉，秀洲区明确了各光伏公司的市场准入门槛，在秀洲区推广家庭屋顶光伏电站的企业，须有一定规模、在嘉兴市有固定场所和售后服务，选用的光伏组件和逆变器必须是经过批准的认证机构认证且达标的产品，且质保期不低于10年。这在根源上确保了电站的质量与安全，得到了老百姓的认可。

同时，各镇、秀洲国家高新区按照村、社区划分区域，根据备案准入光伏企业的实力和推进力度，以新农村集聚点为核心，统筹附近的2至3个村、社区划分给各光伏公司，防止各光伏公司因抢夺市场而出现恶性竞争。此外，建议每个责任主体选择5家左右光伏公司负责推进，以点带面辐射各辖区，全区范围同步推进，已备案准入的光伏公司要在各责任主体划定的区域内加紧推进，不得随意跨区域争夺屋顶资源。

各镇、秀洲国家高新区对进入本辖区的光伏公司进行实时跟踪，对已备案准入的光伏公司实行淘汰制，在半月时限内无签约、无新开工或进度较慢的光伏企业，取消备案准入，重新选择符合条件的优质企业，从而加快户用项目整体推进速度。对户用分布式光伏发电项目，在2016年度并网发电的，经认定后，按装机容量给予一次性3元/瓦的补助(封顶6000元)。截至目前，全区已发放户用补贴1124户，共710万元。

如今，随着秀洲户用模式的成熟和完善，光伏发电应用也以各种方式进村入户。这些农民屋顶建起的“发电站”，也成为了农户增收的新渠道，壮大村级集体经济的新方式。以钱家桥村为例，该村66户安装屋顶光伏发电的村民，除了自己要求出资的16户农户外，其余50户村民均采用了禾城农商银行推出的“光伏贷”，在建设过程中未出一分钱。建成后，每座电站一年的发电收益约1800元，4年时间就能还清贷款及利息，按照20年的使用寿命算，后16年的发电收益就成了农户的纯利润。

而在胜丰村，屋顶电站项目装机容量0.052兆瓦，利用了750平方米标准厂房，总投资49.2万元。“这笔费用上级补助了70%，村里只承担了10万元。”村委会相关负责人说，电站前3年的电费收入每年约6.5万元，以后每年约5万元，给村级集体经济带来了新的固定收入。

2、【浙江海宁建成“超级太阳能充电宝”】

2月15日，暖阳下，浙江省海宁市袁花镇东彭社区居民房屋顶上的光伏发电板熠熠生辉，正源源不断地把太阳能转化为电能。在不远处的配电房里，一排排整齐的大容量电瓶摆放在房间中央，显示出它与其他配电房的不同。

“整个配电房就像一个超大的充电宝，只不过它的电能是直接来自太阳能，所以就是一个超级太阳能充电宝。”现场负责人、海宁市供电公司技术员朱新介绍：“这是省内首个居民光伏储能电站。”

近年来，随着光伏市场的日益成熟，海宁市居民光伏安装数量增长迅猛。据海宁市供电公司统计：截至2016年底，全市居民光伏用户近1000户，总容量超过5500千瓦，居全省前列。

“居民光伏发电受气象、技术等条件限制，存在随机的间歇性波动、电能不很稳定等情况。”朱新说，储能站能把居民光伏发出来的多余电储存起来，等需要的时候再用，同时也能提高电能质量。

储能电站建成后，将与光伏能源形成互补，平滑随气象、技术原因引起的新能源间歇性波动，实现清洁能源高效利用。同时，通过峰谷电价策略，按照夜储日供的方式，将减少供电成本支出，当地电网结构也将得以优化，电能质量有所提高。

目前，项目施工已经完毕，正在进行最终调试，不久后将正式投入使用。

3、【2016年我国光伏产业运行情况】

光伏产业是半导体技术与新能源需求相结合产生的战略性新兴产业，也是当前国际能源竞争的重要领域。2016年，我国光伏产业延续了去年以来的回暖态势，产业总产值达到3360亿元，同比增长27%，整体运行状况良好。

一是产业规模持续扩大。2016年多晶硅产量19.4万吨，同比增长17.5%；硅片产量约63GW(吉瓦，下同)，同比增长31.2%，光伏电池产量约为49GW，同比增长19.5%，光伏组件产量约为53GW，同比增长20.7%，光伏新增并网装机量达到34.5GW，同比增长127%。产业链各环节生产规模全球占比均超过50%，继续位居全球首位。

二是企业经营状况持续向好。前五家多晶硅企业平均毛利率超20%，前10家组件企业平均毛利率超15%，部分生产辅材企业毛利甚至超过25%，进入规范条件的组件企业平均利润率同比增加3个百分点，31家上市光伏企业中，有9家增幅超过100%。

三是行业发展秩序渐趋合理。工业和信息化部继续实施并公告了《光伏制造行业规范条件》第五批企业名单，相关实施工作受到多方重视，行业规范与信贷授信协同联动加强，发展秩序渐趋规范。在工业和信息化部的推动下，光伏企业智能制造持续推进，生产自动化、数字化水平不断提高，单位产出用工量明显下降。企业兼并重组意愿增强，以市场为主导的资源整合加速推进，如易成新能成功重组赛维LDK、隆基股份收购美国太阳爱迪生公司(SunEdison)的马来西亚工厂等。

四是先进工艺技术产业化进程加快。先进晶体硅电池技术研发多次打破世界纪录，黑硅制绒、背面钝化(PERC)、N型双面等一批高效晶硅电池工艺技术产业化加速，已建成产能超过10GW，单晶和多晶电池平均转换效率达到20.5%和19.1%；多晶硅生产工艺得到进一步优化，骨干企业生产能耗已下降至80度电/千克的国际先进水平。

五是产品成本持续下降。在技术进步和规模效应双轮驱动下，我国先进多晶硅企业生产成本已下降至70元/千克以下，晶体硅组件生产成本下降至2.5元/

瓦以下，资源较好地区的光伏发电成本下降至0.65元/度水平，不断逼近平价上网，质优价廉的光伏产品为全球光伏市场发展作出巨大贡献。

六是“走出去”步伐加快。在“一带一路”战略指引下，多家企业在境外设厂，已遍布全世界20多个国家，境外已建成的产能超过5GW，生产布局全球化趋势明显。2016年，我国硅片、电池片和组件产品出口额约为138.4亿美元，同比下降11.3%，这主要受我国多家企业在海外设厂影响。对印度、土耳其、智利、巴基斯坦等新兴市场出口显著提升，对欧美传统市场出口占比降至30%以下，进一步降低了美欧“双反”的影响。

在产业回暖的同时，我国光伏产业发展仍存在诸多问题。

一是制造业竞争力提升乏力。国内扶持政策对上游支持不足，企业创新发展积极性不高，产业结构性矛盾突出，高端产能尚无法满足国内市场需求，关键工艺技术与国外领先水平相比仍存差距，尤其在核心光伏装备领域，新型薄膜、异质结等技术路线发展缓慢，基础创新能力也亟待提升。

二是相关政策联动不足。《光伏制造行业规范条件》实施工作与下游应用等相关政策联动不足。部分实力不强、未进入规范公告的企业仍能获得应用补贴、出口退税等优惠，影响了产业优胜劣汰和兼并重组，不利于落后产能退出。

三是行业融资难、融资贵问题依然突出。受前期产业贷款坏账影响，金融机构对光伏制造业授信整体压缩状况未根本改善，企业通常很难获得金融机构的融资支持，或者要担负6%以上甚至超过10%的贷款利率。融资难融资贵制约了企业研发投入、技术改造和产业转型升级。

四是国内需求大起大落。上网电价的过快过频调整导致国内市场出现阶段性大幅波动，供需节奏不匹配，对制造业影响较大，制造业受制于发展惯性，难以较快适应市场的大起大落。如2016年上半年在经历火热的“6.30”后，光伏市场在三季度出现真空，导致产品价格暴跌，绝大部分企业出现亏损。

五是市场应用体制机制亟待完善。可再生能源附加基金出现较大缺口，光伏电站补贴拖欠较为严重，非技术因素包括光伏用地、光伏并网等成本显著提升，加速蚕食技术进步成果。光伏发电国家与地方建设规划、年度计划不协调，西北部地区光伏限电严重，分布式光伏发电存在落实建设场地难、电费回收难、项目融资难等制约因素，极大影响了分布式发电项目开发的积极性。

六是国际贸易环境日趋复杂。欧美日等国家不承认我国市场经济地位，加大我国光伏“双反”应对工作难度。欧委会已决定继续延长对我国光伏产品采取“反倾销”措施。美国新一届政府贸易保护气氛也较为浓郁，增加中美光伏“双反”和解难度。

从全球可再生能源发展态势看，光伏产业仍是各主要国家发展的重点领域，美、欧、日等国均在加快布局本国光伏产业及应用，促进制造业回流，泰、印、越等也利用其成本优势欲在该领域有所作为。为进一步规范我国光伏产业发展、推动产业结构调整 and 转型升级，下一步工业和信息化部将重点做好如下工作：

一是进一步加强光伏政策联动。深入落实《光伏制造行业规范条件》和《关于进一步优化光伏企业兼并重组市场环境的意见》，加强部门配合，推动行业规范与电站建设、补贴发放等政策联动，同时通过市场机制促进企业重组。

二是推动光伏制造业加快转型升级。统筹政策和资金资源，在工业转型升级资金中支持光伏企业关键工艺技术研发和产业化，鼓励光伏企业加快智能制造改造升级，提升光伏制造业核心竞争力，继续发布《中国光伏产业发展路线图》(2017年版)，引导行业健康可持续发展。

三是加速拓展我国光伏产业全球竞争优势。落实国家“一带一路”战略，利用光伏产业外向型发展优势，推动光伏企业加快国际产能和应用合作进程，积极开拓南美、中西亚、非洲等新兴市场，推动产业全球布局，提升我国产业全球竞争优势。

四是推动光伏应用多样化发展。研究出台新型工业化示范基地可再生能源应用评价办法，推动分布式光伏在工业园区的应用，发挥绿色能源在绿色园区、绿色工厂中的作用。探索在污水处理厂、居民小区、体育场馆、高速公路等独立区域应用，推动应用光伏系统的新能源充电设施试点。

五是优化产业发展环境。配合相关部门推动光伏发电补贴体制机制创新，建立电价补贴随装机量和发电成本变化的调整机制。引导社会资本合理投入，缓解光伏产业融资难题。加快光伏产业标准体系、检测认证公共服务平台及光伏应用实证基地建设。

综合分析预测，2017年我国光伏产业发展总体将保持平稳，但面临的内外不确定因素增大。一方面2017年光伏上网电价调整带来的抢装、光伏电站建

设指标提前透支引发的国内市场波动，以及国外“双反”持续发酵带来的市场不确定性，将对制造业持续发展带来较大挑战。另一方面，企业兼并重组和资源整合将不断加快，优势企业凭借技术、资金、管理及产业布局等方面的优势将进一步抢占市场先机，促进产业加快优胜劣汰。

（本文摘自《电子信息司》）

4、【统计局发布 2016 年能源生产情况 太阳能发电增长 58.8%】

2016 年，能源领域供给侧结构性改革初见成效，能源供给质量进一步提高。化解煤炭过剩产能年度任务超额完成，原煤产量下降明显；国际原油价格持续低迷，原油产量明显减少，进口量较快增长，原油加工量平稳增长；天然气产量稳定增长，进口量快速增长；发电量增长较快，电力生产结构进一步优化。

一、原煤产量持续下降，价格明显上涨

2016 年，各地区、各有关部门认真贯彻《国务院关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》（国发〔2016〕7 号）的要求，积极落实相关政策，迅速开展有关工作，淘汰落后产能，清理违规在建产能，严控新增产能。

原煤产量持续下降。全年原煤产量 34.1 亿吨，比上年下降 9.0%，这是自 2013 年原煤产量达到 39.7 亿吨后，连续第三年下降，2014 和 2015 年分别下降 2.5% 和 3.3%。分地区看，内蒙古、山西、陕西仍是我国最重要的原煤生产基地，产量分别占全国的 24.8%、24.3% 和 15.1%；此外，安徽、山东、河南、贵州和新疆 5 个地区产量超过亿吨。

从月度规模以上工业原煤产量看，由于煤炭减量化生产政策的严格实施，4 月份起连续七个月原煤产量降幅超过 10%，其中 6 月份原煤产量同比下降 16.6%，为近 10 年月度增速的最低水平；9 月份之后，为了稳定煤炭供应、抑制煤炭价格过快上涨，有关部门采取针对性措施，有序释放煤炭先进产能，原煤产量降幅逐步收窄。

煤炭进口快速增长。全年进口煤炭 2.6 亿吨，同比增长 25.2%。自 6 月份起，月度煤炭进口量均在两千万吨以上，其中 11 月份达到 2697 万吨。

发运量逐步回升。全年铁路发运煤炭 19.0 亿吨，比上年下降 4.7%。1-9 月份，铁路煤炭发运量一直呈现负增长，同比下降 9.1%；9 月份以后随着需求增加，

发运量增速由负转正，其中11月份同比增长12.2%，为近5年月度增速最高水平。全国主要港口煤炭发运量6.4亿吨，与上年持平，其中，4-7月份发运量持续下降，8月份增速由负转正，9月份之后明显增长。

价格明显上涨。2016年末，中国煤炭价格指数160点，比2015年末增长44.1点。以秦皇岛港5500大卡煤炭为例，2016年末价格为639元/吨，比2015年末上涨269元/吨，涨幅明显。上半年煤炭价格一直处于低位，平稳窄幅波动，7月份开始出现较快上涨，11月7日涨至全年最高价700元/吨，之后出现回落。在释放先进产能，运力逐步回升，煤炭生产和消费企业签署战略合作意向，制定“长协价”等多重因素的作用下，煤炭价格逐步稳定。

二、原油产量下降，加工量平稳增长

产量下降，进口量增长较快。2016年，布伦特原油现货离岸价格一直在26-55美元/桶范围内徘徊，国内原油生产企业主动实施“以进顶产”，计划性减产比较普遍。全年产量与进口量之比约为1:2，原油产量19969万吨，比上年下降6.9%，是2010年以来年产量首次低于2亿吨；进口原油38101万吨，增长13.6%。分地区看，天津、辽宁、黑龙江、山东、广东、陕西和新疆七个地区产量均在1千万吨以上，合计占全国产量的89.5%，是我国最重要的原油产区。

原油加工量平稳增长。原油加工量在2014年首次突破5亿吨，2016年达54101万吨，比上年增长3.6%。在国内需求增长有限的情况下，成品油出口增长较快，汽油、柴油和煤油出口量分别增长64.5%、115.1%和6.0%。分地区看，辽宁、山东、广东三省合计占全国原油加工量的41.0%，其中，山东成为首个原油加工量突破亿吨的地区，全年加工量10120万吨，辽宁和广东分列二、三位，全年加工量分别为7022和5018万吨。

三、天然气产量稳定增长

产量保持增长，进口量快速增长，产量与进口量之比约为2:1。全年天然气产量1369亿立方米，比上年增长1.7%，全年天然气进口量5403万吨[5]，增长22.0%。分地区看，陕西、四川和新疆是我国天然气的主产地，产量分别为412、297和291亿立方米，合计占全国产量的73.1%。

天然气生产峰谷差大。从月度规模以上工业天然气产量看，1-3月份、11-12月份日均产量都在4亿立方米左右，其中12月份最高，为4.3亿立方米/日；而

4-10月份日均产量不足3.6亿立方米/日，其中7月份最低，为3.3亿立方米/日。这主要是由于北方地区冬季取暖消费导致峰谷差大，针对此特点，生产企业按照行业主管部门做好天然气迎峰度冬工作的要求，积极落实增产计划，确保了天然气的供应。

四、发电量增长较快，发电结构优化明显

发电量突破6万亿千瓦时。全年发电量61425亿千瓦时，比上年增长5.6%，增速加快5.3个百分点。

月度发电量稳步回升。从月度规模以上工业发电量看，前六个月增速较低，除3月份同比增长4.0%以外，其他月份同比增速均维持在零附近；7月份增速回升至7.2%，扭转了自2015年以来的低迷态势，之后各月发电增速相对稳定，维持在7%左右。

火电增速由负转正，水电保持增长，核能、风力和太阳能发电保持高速增长。火力发电增速由2015年的下降2.6%转为增长3.6%；水力发电增长5.6%，比上年加快0.3个百分点；核能发电增长24.9%，回落4.0个百分点；风力发电增长27.6%，加快11.5个百分点；太阳能发电增长58.8%，加快4.5个百分点。

电力生产结构优化明显，非化石能源发电比重进一步提升，水电、风电、太阳能发电装机容量世界第一。2016年，核能发电、风力发电、太阳能发电比重进一步提高，占全部发电量比重分别为3.5%、3.9%和1.0%，比上年分别提高0.5、0.7和0.3个百分点；水力发电占19.4%，与上年持平；火力发电占72.2%，比上年下降1.4个百分点。

（本文摘自《统计局》）

5、【降成本仍是光伏关键词 非技术性成本成最大变数】

近日，国家能源局在印发的《2017年能源工作指导意见》指出，将继续实施光伏发电“领跑者”行动，充分发挥市场机制作用，推动发电成本下降。这也意味着，在新能源电价补贴存在缺口的压力下，降成本仍将是光伏行业发展的关键词。

在不久前召开的“光伏行业2016年发展回顾与2017年形势展望研讨会”上，国家能源局新能源司副调研员邢翼腾指出，去年通过“领跑者”基地项目在国内

光伏行业展开的“竞价机制”，对减少补贴资金需求起到了明显效果。

数据显示，在去年总申报规模达到500万千瓦的“领跑者”基地中，平均每个项目比当地标杆电价降2毛钱，全部测算下来每年可节省国家补贴15亿元。从各方面反馈的信息看，为达到降低成本的目的，今年将全面实施竞争性分配项目。

另外，比照去年的“领跑者”基地项目的招标结果来看，今年光伏电站的上网价格将进一步下降，并将价格下降压力向中上游传导。

事实上，未来几年光伏电站成本下降已成必然趋势。根据此前中国光伏行业协会、中国电子信息产业发展研究院发布的《中国光伏产业发展路线图(2016年版)》(以下简称“路线图”)，在光伏电站各项成本中，组件、逆变器等设备成本仍有一定下降空间，但电缆、建安等成本下降空间不大。

路线图指出，若能有效降低土地、电网接入以及项目前期开发费用等非技术成本，至2020年电站系统投资可有望下降至5元/W以下。专家分析认为，土地、施工、电网接入等成本相对刚性，且下降速度将落后于组件、逆变器等设备类成本。根据预测，土建、安装工程、项目设计、工程验收和前期相关费用、一次性土地成本、电网接入成本在2016年占总成本比例为33%，2020年将小幅升至34%，成本降幅为19.4%，而逆变器、组件等设备类成本2020年将比2016年下降23%，降幅更大。

因此，要降低非技术性成本，关键在于加大高效率组件和系统的应用。记者了解到，随着光伏市场的不断发展，高效电池有望成为市场主导，单晶硅电池市场份额将会逐步增大，预计到2025年达到48%，其中N型单晶硅电池的市场份额由2016年的3.5%提高至2025年的30%，而多晶硅电池的市场份额将由2016年的80%下降到2025年的48%。

(本文摘选自《经济日报》)

6、【我国研制出太阳能光热高效转换薄膜】

近日中科院合肥物质科学研究院合肥智能所智能微纳器件研究室研究员王振洋团队研发出太阳能光热高效转换薄膜，该薄膜材料既具有高效光热转换能力，同时又具有定温、热存储与释放功能，在太阳能光热转换与热能存储利用方

面取得新进展。

太阳能光热应用是利用太阳能最简单、最直接、最有效的途径之一。然而，由于太阳能到达地球后能量密度较小又不连续，很难进行大规模开发利用。长期以来，如何将低品位的太阳能转换成高品位的热能，并对太阳能进行富集，一直是国际上关注的课题。王振洋团队近日制备出的高透光率薄膜材料，有着优异的光热转换性能，可广泛应用于光热发电器件、农业蔬菜大棚的保温等相关领域，目前已申请相关国家专利。同时，该薄膜材料在热能存储与释放上具有良好的循环使用性能，即使循环 100 次以上也不会出现储热性能的衰减。在实现储、放热功能的基础上，还必须控制其何时储热、何时放热。因此，王振洋团队设计了芯壳结构的纳米复合相变体系，实现了棕榈酸相变温度的大幅度调节，最高降低温度可达 50 ，这是迄今为止所报道的最大降低幅度。

企业动态

1、【昱辉阳光对国内分布式光伏业务前景提出展望】

2017 年 2 月 6 日，昱辉阳光(中国, 上海)为其中国国内太阳能光伏屋顶项目计划提出最新展望。

截至 2017 年 1 月 31 日，昱辉阳光报告超过 393 兆瓦屋顶太阳能光伏项目已经准备就绪。所有项目已提交国家发展和改革委员会，且该公司已获得这些项目的法定开发权。

这些项目位于浙江、江苏、安徽、江西、山东、湖北、河南、河北、山西、福建和广东省。

根据中国电力行业发展“十三五”规划，中国目标是到 2020 年实现分布式发电(DG)太阳能发电装机容量达到 60GW。

根据国家能源局统计，截至到 2016 年底，中国分布式太阳能发电装机容量达 10 吉瓦。

昱辉阳光董事长兼首席执行官李仙寿表示：“在 2016 年，我们确定了中国国内分布式发电市场蕴含着巨大机会。截至 2016 年 8 月 31 日，中国国内分布式

发电项目为 16WM,到 2017 年 1 月 31 日扩展至 393MW。这表明了这一机会的潜力。”

2、【晶科能源宣布与阿联酋阿布扎比水电公司签订全球最大单体光伏电站协议】

晶科能源周三宣布与丸红株式会社组成的财团已经与阿布扎比水电公司 (“ADWEC”) 签订为太阳能 (000591) 光伏独立发电项目 (以下简称 “项目”) 提供电源购买协议 (“PPA”), 地点位于阿拉伯联合酋长国, 阿布扎比酋长国 Sweihan。

特殊目的公司通过晶科能源, 丸红, 和阿布扎比水电管理局 (“阿布扎比水电局”) 共同拥有想要建造, 运营和维护的光伏电站在 25 年的购电协议的期限。该项目将位于阿布扎比酋长国东部 Sweihan 阿布扎比市的大约 120 多公里东部地区, 具有 1, 177 兆瓦 (DC) 的能力。生成的所有电力将出售给 ADWEC 时, 阿布扎比水电局的全资实体。该项目的财政协议预计将在 2017 年 4 月完成与商业运营预计在 2019 年开始。

阿布扎比水电局主席 “今天的重要里程碑, 是阿布扎比的两个酋长国, 因此全球太阳能光伏市场一个非常显著的事件, 不仅项目, 一旦建造, 是世界上最大的单一公用事业规模的太阳能光伏电站, 但确实我们已同意今天是最具有竞争力的价格在太阳能光伏产业看到日起净电能的价格。”

晶科能源董事长 “我们很高兴能成为显著的里程碑项目, ADWEC 和丸红株式会社共同开发的一部分。为客服提供我们强大的技术能力, 可靠的高效率产品开发能力, 我们正在为太阳能行业的阿布扎比酋长国的发展显著的贡献感到骄傲。”

光伏政策

1、【国家能源局印发 2017 年能源工作指导意见：继续实行光伏领跑者行动】

2017 年是全面实施 “十三五” 规划的重要一年, 是供给侧结构性改革的深化之年。要深入贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神, 牢

固树立和落实“创新、协调、绿色、开放、共享”的新发展理念，遵循“四个革命、一个合作”的能源发展战略思想，落实中央经济工作会议战略部署，以推进能源供给侧结构性改革为主线，以提高供给质量和效益为中心，着力化解和防范过剩产能，着力推进能源清洁开发利用，着力补上能源发展短板，为经济社会发展提供坚强的能源保障，以优异成绩迎接党的十九大胜利召开。

一、主要发展目标

（一）能源消费

全国能源消费总量控制在 44 亿吨标准煤左右。非化石能源消费比重提高到 14.3%左右，天然气消费比重提高到 6.8%左右，煤炭消费比重下降到 60%左右。

（二）能源供应

全国能源生产总量 36.7 亿吨标准煤左右。煤炭产量 36.5 亿吨左右，原油产量 2.0 亿吨左右，天然气产量 1700 亿立方米左右（含页岩气产量 100 亿立方米左右）。

（三）能源效率

单位国内生产总值能耗同比下降 5.0%以上。燃煤电厂平均供电煤耗 314 克标准煤/千瓦时，同比减少 1 克。完成煤电节能改造规模 6000 万千瓦。

二、重点任务

（一）化解防范产能过剩

坚定不移落实去产能年度工作部署，加快淘汰落后产能，稳步发展先进产能，提高产能利用效率，促进生产能力与实际产出相匹配。

继续化解煤炭产能过剩。运用市场化、法治化手段化解产能过剩，科学合理确定去产能年度目标，严格落实公示公告、停产关闭、证照注销、检查验收等工作程序。进一步提高安全、环保、技术等标准，淘汰一批灾害严重、资源枯竭、技术装备落后、不具备安全生产条件、不符合煤炭产业政策的煤矿，全年力争关闭落后煤矿 500 处以上，退出产能 5000 万吨左右。按照减量置换原则，有序发展先进产能。规范煤矿生产建设秩序，加大未批先建、超能力生产等违规行为治理力度。完善煤矿产能登记公告制度，将公告范围从生产煤矿延伸至建设煤矿，实现全口径产能公告。

有效防范和化解煤电产能过剩风险。按照清理违规、严控增量、淘汰落后的

原则，制订实施“稳、准、狠”的措施，到2020年煤电装机总规模控制在11亿千瓦以内。坚决清理违规项目，未核先建、违规核准等违规建设项目一律停止建设。继续实施煤电规划建设风险预警机制，严格落实缓核、缓建等调控措施。根据受端地区电力市场需求，有序推进跨区输电通道建设，按需同步配套建设煤电基地外送项目。积极推进放开发用电计划，合理引导投资建设预期。继续加大淘汰落后煤电机组力度，重点淘汰改造后仍不符合能效环保要求的机组，2017年预计淘汰规模400万千瓦以上。

推进油品质量升级。2017年1月1日起，全国全面供应国五标准车用汽油（含E10乙醇汽油）、车用柴油（含B5生物柴油）。2017年7月1日起，全国全面供应硫含量不大于50ppm的普通柴油。做好2018年1月1日起全国全面供应硫含量不大于10ppm的普通柴油准备工作。开展成品油质量升级专项检查，保障清洁油品市场供应。依据车用汽油、车用柴油国六标准，加快出台新版车用乙醇汽油和生物柴油标准，开展相关升级改造。适度扩大生物燃料乙醇生产规模和消费区域。

（二）推进非化石能源规模化发展

围绕实现“十三五”规划目标，着力解决弃风、弃光、弃水等突出问题，促进电源建设与消纳送出相协调，提高清洁低碳能源发展质量和效益。

积极发展水电。加快建设金沙江、雅砻江、大渡河等大型水电基地。加强西南水电外送华南、华中和华东等区域输电通道建设，统筹推进金中、滇西北、川电外送第三通道等工程项目。建立水能利用监测体系，及时分析预警水能利用和弃水情况。建立健全水电开发利益共享机制，制订实施《少数民族地区水电工程建设征地移民安置规划设计规定》。

稳步发展风电。优化风电建设开发布局，新增规模重心主要向中东部和南方地区倾斜。严格控制弃风限电严重地区新增并网项目，发布2017年度风电行业预警信息，对弃风率超过20%的省份暂停安排新建风电规模。有序推动京津冀周边、金沙江河谷和雅砻江河谷风光水互补等风电基地规划建设。加快海上风电开发利用。

安全发展核电。积极推进具备条件的核电项目建设，按程序组织核准开工。有序启动后续沿海核电项目核准和建设准备，推动核电厂址保护和论证工作。继

续实施核电科技重大专项，推进高温气冷堆示范工程建设。稳妥推动小型堆示范项目前期工作，积极探索核能综合利用。

大力发展太阳能。继续实施光伏发电“领跑者”行动，充分发挥市场机制作用，推动发电成本下降。调整光伏电站发展布局，严格控制弃光严重地区新增规模，对弃光率超过5%的省份暂停安排新建光伏发电规模。稳步推进太阳能热发电首批示范项目。

积极开发利用生物质能和地热能。推进生物天然气产业化示范，抓好黑龙江垦区、新疆维吾尔自治区、新疆生产建设兵团等示范项目建设，积极发展能源、农业和环保“三位一体”生物天然气县域循环经济。加快相关标准体系建设，推进生物天然气和有机肥商品化产业化。制订出台关于推进农林生物质发电全面转向热电联产的产业政策，提高生物质资源利用效率。建立生物质发电项目布局规划监测体系，新建项目纳入省级规划管理。推广地热能供暖、制冷，发挥地热能替代散烧煤、促进大气污染防治的作用。

（三）推进化石能源清洁开发利用

推广先进适用技术，加快传统能源产业转型升级，着力创新能源生产消费模式，夯实化石能源发展基础，增强能源安全保障能力。

推进煤炭绿色高效开发利用。推广充填开采、保水开采、煤与瓦斯共采等绿色开采技术，推进采煤沉陷区综合治理。推广先进技术装备，提升煤矿机械化、信息化、智能化“三化”水平。实施粉尘综合治理，降低采煤粉尘排放。大力发展煤炭洗选加工，提升商品煤质量，原煤入选率提高到70%。实施煤电超低排放改造和节能改造，2017年底前东部地区具备条件的机组全部完成超低排放和节能改造。

提高油气保障能力。全面实施油气科技重大专项“十三五”计划，重点支持陆上深层、海洋深水和非常规油气勘探开发重大理论技术创新。加强用海协调，进一步推动海洋油气勘探开发。推进页岩气国家级示范区新产能建设，力争新建产能达到35亿立方米。加快天然气主干管道互联互通工程建设，提高天然气保供能力。推进煤层气勘探开发利用重大工程，加快沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘、贵州毕水兴等煤层气产业化基地建设。加快煤层气（煤矿瓦斯）输送利用设施建设，因地制宜发展煤层气压缩和液化，推广低浓度瓦斯发电。推进国家石油储备

基地建设，有序开展国储原油收储工作，提升国家石油储备能力。

扩大天然气利用。制订实施《关于加快推进天然气利用的意见》，推进城镇燃气、燃气发电、工业燃料、交通燃料等重点领域的规模化利用。推动天然气与可再生能源融合发展，在四川、江苏、广东等地区实施天然气融合发展示范工程。推进京津冀大气污染防治重点地区气化工程。推动长三角地区船用燃料天然气替代，推进车船用天然气和江海联运试点。积极推动天然气大用户直供。大力推进天然气分布式能源发展。

（四）补强能源系统短板

针对调峰能力不足、运行效率不高、基础设施薄弱等瓶颈制约，着力优化能源系统，着力完善相关政策措施，增强系统协调性和灵活性，提高能源系统效率。

加强调峰能力建设。完成煤电机组灵活性改造试点，进一步扩大改造范围。研究实施煤电机组参与调峰激励机制，建立健全辅助服务（市场）补偿机制。扎实推进规划内抽水蓄能电站建设，研究调整抽水蓄能峰谷电价机制。调整部分省区抽水蓄能电站选点规划，优化发展布局。加快用电负荷集中、天然气供应充足地区的天然气调峰电站建设。大力推进天然气调峰储气库建设。制订实施《关于促进储能技术与产业健康发展的指导意见》，建立储能技术系统研发、综合测试和工程化验证平台，推进重点储能技术试验示范。

加强能源输送通道建设。根据受端市场需求，统筹考虑电源建设进度、电网调峰能力以及电力市场改革等有关因素，研究建设跨省跨区外送输电通道。推动中俄东线天然气管道、陕京四线、新疆煤制气外输管道建设，做好川气东送二线、蒙西煤制气外输管道等项目前期工作。加快重点地区和气化率较低地区油气管道建设。推进页岩气等非常规天然气配套外输管道建设。

推进智能电网建设。制订实施《关于推进高效智能电力系统建设的实施意见》，配套制订各省（区、市）具体工作方案。研究制订《智能电网2030战略》，推动建立智能电网发展战略体系。制订实施《微电网管理办法》，积极推进新能源微电网、城市微电网、边远地区及海岛微电网建设。

（五）加强生产建设安全管理

坚持“以人为本”的安全发展理念，坚持预防为主、管防结合的基本原则，健全完善“国家监察、地方监管、企业负责”的工作机制，牢牢守住安全生产这

条红线。

加强电力安全监管。印发实施《关于推进电力安全领域改革发展的意见》，修订完善《电力安全生产监督管理办法》。开展重点区域、重点环节、关键部位隐患排查治理和重大危险源检测、评估和监控，守住人身、设备、大坝等基本安全底线，坚决遏制重特大事故发生。加强电网安全风险分析预警，强化重要输电通道、重要设备设施安全监管。加强并网安全监管，增强电网应对严重故障能力。加强网络信息安全工作，确保关键信息基础设施和重要信息系统安全可靠运行。加强电力建设工程施工安全和工程质量监管，修订完善《电力建设工程施工安全监督管理办法》。建立健全大面积停电事件应急预案体系，完善生产经营活动突发事件应急预案体系，开展大型城市电力综合应急演练。做好党的十九大期间等重要时期保电工作。完善电力安全监管工作机制，加强执法能力建设。

加强油气储运设施安全管理。加强国家石油储备基地安全管理。建立健全安全管理制度，完善安全风险防控体系。建立国储基地突发事件信息报告机制。强化国储基地建设项目安全管理，研究制订相关制度标准。推进油气输送管道保护。研究起草管道保护工作指导意见，研究制订油气管道完整性管理评价考核办法，推动建立长输油气管道保护工作机制。推动管道安全应急体系建设，扎实做好地质灾害周期性评价。

提升煤矿安全生产水平。安排中央预算内资金30亿元，专项支持煤矿安全改造、重大灾害治理示范工程建设。组织开展瓦斯灾害严重和事故多发地区专家“会诊”，研究提出治理工作方案。推进新疆煤田火区治理工作，加强乌鲁木齐大泉湖、托克逊乌尊布拉克和米泉三道坝等重点火区治理，保护火区内煤炭资源、巩固灭火工作成果。

确保核电建设运行安全。组织开展“核电安全管理提升年”活动，实施为期一年的核电安全专项整治行动，排查安全漏洞，消除安全隐患。加强核电站应急、消防和操纵人员考核管理，强化核电厂建设运行经验交流反馈，全面提升核事故应急管理和响应能力，确保在运在建机组安全可控。加强核电科普宣传。

（六）推进能源技术装备升级

加大科技创新政策支持力度，加强能源科技攻关和先进技术装备推广应用，推动取得重点突破，切实增强产业发展核心竞争力。

加强关键技术攻关。在核电、新能源、页岩气、煤层气、燃气轮机及高温材料、海洋油气勘探等领域，推动自主核心技术取得突破。在太阳能光热利用、分布式能源系统大容量储能等领域，推动应用技术产业化推广。围绕推进可再生能源、先进核电、关键材料及高端装备可持续发展，研究设立国家能源研发机构，建立健全相关管理机制。

深化能源装备创新发展。全面落实《中国制造 2025—能源装备实施方案》，着力提升能源供应安全保障、非化石能源发展和化石能源清洁高效利用等重点领域装备制造水平。制订实施关于推动能源装备攻关和示范应用的支持政策。制订实施《关于依托能源工程推进燃气轮机创新发展的若干意见》。继续推动海洋平台用燃气轮机、特高压输电套管、超超临界火电机组关键设备、天然气长输管线压缩机组、核电关键泵阀和仪控、煤炭深加工大型空分等装备试验示范。编制能源装备自主创新推荐目录。

加强标准体系建设。组织修订普通柴油、车用乙醇汽油调合组分油和生物柴油标准。推动发布落实《“华龙一号”国家重大工程标准化示范项目实施方案》。制订实施《少数民族地区水电工程建设征地移民安置规划设计规定》有关标准。推动“互联网+”智慧能源、电动汽车充电设施、太阳能发电、天然气发电、储能以及能源安全生产等领域有关标准制（修）订工作。推动天然气计量方法与国际接轨。推进强制性节能、先进领跑等标准体系建设。推进能源领域深化标准化改革有关专项工作。

（七）加强能源行业管理

切实转变政府职能，加强能源法治建设，深化电力、油气等重点领域改革，进一步消除体制机制障碍、增加有效制度供给，努力营造良好发展环境。

推进能源法治建设。积极推动《能源法》《电力法（修订）》《核电管理条例》等送审稿修改完善工作。加快推进《国家石油储备条例》《能源监管条例》立法工作。做好《石油天然气法》《可再生能源法（修订）》和《煤炭法（修订）》立法研究工作。发挥行业协会和大型企业优势，推进能源行业普法和依法治企。

深化重点领域改革。组织实施《电力中长期交易基本规则（暂行）》，积极推进电力市场化交易，有序扩大直购电交易规模。推进区域电力市场建设和电力交易机构规范运行，做好京津冀电力市场试点等有关工作。有序开展增量配电业

务试点，鼓励社会资本参与投资。完善电力辅助服务市场运营规则，继续推进东北、华东区域以及山西、福建等地电力辅助服务市场试点工作。制订出台《节能低碳电力调度办法》，加强跨省跨区优化调度。研究实施可再生能源电力配额制和绿色电力证书交易机制，探索建立绿色电力证书发放和交易体系。加快石油天然气体制改革，推动出台《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》。研究制订管道网运分离等配套文件和专项实施方案。推进上海、重庆等石油天然气交易中心建设。加快新疆能源综合改革试点，总结经验适时推广。

推进“放管服”改革。按照国务院统一部署，继续做好能源领域行政审批事项取消、下放工作，推动实施能源投资项目负面清单管理机制。研究推动能源投资项目行政审批机制创新，探索建立以竞争性方式确立项目业主的新机制。按照有关要求，发布试行《国家能源局权力和责任清单》。开展行政许可标准化建设，编制发布《国家能源局行政许可标准化工作指南》。持续推进“双随机、一公开”监管改革，实现检查事项全覆盖，大力推进阳光审批。稳定政策预期和市场预期，积极推动油气勘察开采、油气管网、配电网等领域向民间资本开放。

强化市场秩序监管。制订实施《电力市场监管实施办法（暂行）》。加强电力调度交易与市场秩序监管，促进节能低碳调度、电网公平开放、交易规范和信息公开。加强电力价格成本和典型电网工程投资成效监管，推动跨省输电价格定价成本监审和价格审核。做好供电监管，推动提升供电服务水平。加强油气管网设施公平开放监管，推动油气管网和液化天然气设施向第三方公平开放。完善市场监管行政执法工作机制。加强12398能源监管热线管理。研究修订《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》，严把承装（修、试）电力设施市场准入关口。建立健全能源行业信用信息平台，落实联合激励与惩戒机制，推进能源行业信用体系建设。

（八）拓展能源国际合作

坚持“走出去”与“引进来”相结合，着力打造具有国际竞争力的能源装备品牌，着力增强开放条件下能源安全保障能力，着力加强基础设施互联互通，全方位拓展能源国际合作。

深入拓展国际油气合作。推进中亚—俄罗斯、中东、非洲、美洲和亚太五大油气合作区开发建设，加大与重点国家油气合作开发力度。完善西北、东北、西

南和海上四大油气运输通道，加强安全风险防控，提升通道安全可靠运输能力。稳妥推进亚太、欧洲、北美油气运营中心建设，积极发展集贸易、加工、仓储和运输为一体的海外油气运营模式。

促进与周边国家电力互联互通。积极谋划西南联网，稳步探索东北联网。加强周边国家互联互通研究，深化与有关国家战略对接，制订大湄公河次区域国家及其他周边国家电力联网规划，合作开展区域电网升级改造，适时推进跨境联网工程建设。推进合作区域电力交易市场建设。

推动核电“走出去”。推进巴基斯坦卡拉奇项目建设，做好后续合作有关工作。推动英国核电项目实施，推进“华龙一号”英国通用设计评审。统筹协调做好我参与法国阿海珐重组工作。加强与俄罗斯、美国等国的核电技术合作。稳步推进阿根廷、土耳其、罗马尼亚等国核电项目合作。

拓宽国际能源合作领域。制订实施《关于推进能源装备国际产能合作指导意见》，完善政府间合作等工作机制。以“一带一路”国家和地区为重点，积极开拓非洲、南美洲和欧美发达国家市场，鼓励企业参与煤炭、煤电、水电、新能源、煤化工、输变电等国外项目建设，推动能源技术、装备、服务和标准“走出去”。推动建立海外装备研发、生产和维修服务体系。

积极参与全球能源治理。深化与重点国家的双边能源合作，积极参与多边框架下的能源合作。加强与国际能源署、国际能源论坛、国际可再生能源署、能源宪章等国际能源组织的合作，促进能源政策信息、人力资源等国际交流。推动实施中国—东盟清洁能源能力建设计划，推动成立中国—东盟清洁能源培训中心和中国—中东欧（16+1）能源项目对话与合作中心。做好世贸组织《政府采购协议》谈判有关工作。

（九）着力提高能源民生福祉

围绕人民群众普遍关心的冬季供暖、大气污染、光伏扶贫等问题，加大政策支持和供应保障工作力度，加强重点用能领域基础设施建设，积极推广清洁便利的能源消费新模式，促进能源发展更好惠及社会民生。

大力推进北方地区冬季清洁取暖。按照企业为主、政府推动、居民可承受的方针，宜气则气、宜电则电，尽可能利用清洁能源，加快提高清洁供暖比重。编制实施《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2020年）》。加大气源供应保障力

度，加强重点输气管线工程和储气工程建设，确保供暖期天然气供应保障安全。积极发展电能供热，推广电热膜、地暖和热泵供暖等新模式。继续发展背压热电等热电联产供热。加强供气管网、配电线路建设，加快构建范围更广、能力更强的终端管线网络，推动解决“最后一公里”等制约清洁供暖的突出问题。

深入推进电网改造升级。继续实施新一轮农网改造升级，完成小城镇中心村电网改造，实现平原地区机井通电全覆盖，贫困村基本通动力电。实施200个小康电示范县建设。启动实施藏区百个县城电网改造升级及电气化工程，实施藏区百所农村学校清洁供暖示范工程建设。加快实施百个边防部队电网建设，推进军营电气化。优化直辖市、省会城市和计划单列市城市配电网布局，推进高可靠性示范区与新城镇化示范区建设。

精准实施光伏扶贫工程。总结第一批光伏扶贫工程经验，组织实施第二批光伏扶贫工程。进一步优化光伏扶贫工程布局，优先支持村级扶贫电站建设，对于具备资金和电网接入条件的村级电站，装机规模不受限制。加强并网消纳、费用结算等统筹协调工作，确保项目建设运营落实到位。

做好大气污染防治能源保障工作。全部建成12条大气污染防治重点输电通道，增加重点地区外输电力供应。推进京津冀及周边地区、长三角等区域电能替代，进一步提高电能消费比重。增加重点地区天然气供应，积极推广“煤改气”“油改气”等替代工程。做好散煤治理有关工作

扎实推进电能替代。推动完善峰谷电价机制，鼓励用户在低谷期使用电力储能蓄热。探索建立电力富余地区电能替代用户与风电等发电企业直接交易机制，扩大直接交易规模。支持港口岸电设施建设，研究建立岸电供电机制。建立充电收益分配机制，增加居民小区供电容量，加快推进居民区充电桩建设。加快公用建筑和公共场所充电设施建设。完善京津冀、长三角、珠三角等重点区域城际高速公路快充网络。推进充电设施互联互通示范项目建设。升级公共充电设施新国标，2017年所有新建公共充电设施执行新国标。开展充电设施发展经验交流。

三、能源重大工程

（一）能源结构调整工程

水电。积极推进已开工水电项目建设，年内计划建成澜沧江苗尾、大渡河长河坝、猴子岩等水电站，新增装机规模1000万千瓦。扎实推进具备条件项目的

核准建设，年内计划开工建设金沙江白鹤滩、巴塘、拉哇，澜沧江托巴等水电站，新开工规模力争达到 3000 万千瓦。

核电。积极推进已开工核电项目建设，年内计划建成三门 1 号机组、福清 4 号机组、阳江 4 号机组、海阳 1 号机组、台山 1 号机组等项目，新增装机规模 641 万千瓦。积极推进具备条件项目的核准建设，年内计划开工 8 台机组。扎实推进三门 3、4 号机组，宁德 5、6 号机组，漳州 1、2 号机组，惠州 1、2 号机组等项目前期工作，项目规模 986 万千瓦。

风电。稳步推进风电项目建设，年内计划安排新开工建设规模 2500 万千瓦，新增装机规模 2000 万千瓦。扎实推进部分地区风电项目前期工作，项目规模 2500 万千瓦。

太阳能发电。积极推进光伏、光热发电项目建设，年内计划安排新开工建设规模 2000 万千瓦，新增装机规模 1800 万千瓦。有序推进部分地区项目前期工作，项目规模 2000 万千瓦。

（二）煤炭清洁高效利用工程

煤电超低排放和节能改造。继续深入推进改造工作，年内计划完成超低排放改造规模 8000 万千瓦，完成节能改造规模 6000 万千瓦。

煤炭深加工。扎实推进已开工示范项目建设，年内计划全面建成神华宁煤煤炭间接液化（400 万吨/年）、潞安矿业高硫煤一体化清洁利用一期工程（100 万吨/年）等示范项目。有序推进具备条件项目的核准建设，年内计划开工建设苏新能源和丰煤制天然气、内蒙古伊泰煤炭间接液化等示范项目。做好伊泰伊犁煤炭间接液化、贵州渝富毕节（纳雍）煤炭间接液化等项目前期工作。

（三）能源系统补短板工程

煤电参与调峰改造。扩大煤电参与调峰改造试点范围，全年计划实施改造规模 2000 万千瓦以上，计划增加调峰能力 400 万千瓦。

调峰用天然气电站。在负荷集中和天然气气源有保障的地区，建设天然气调峰电站，年内计划新增装机规模 100 万千瓦。

抽水蓄能电站。积极推进已开工项目建设，年内计划建成投产江苏溧阳、广东深圳、海南琼中等抽水蓄能电站，新增装机规模 200 万千瓦。扎实推进具备条件项目的核准建设，年内计划开工建设浙江宁海、湖南平江、内蒙古芝瑞等抽水

蓄能电站项目，新开工规模力争达到 1000 万千瓦。

储能。积极推进已开工项目建设，年内计划建成苏州辉腾、西藏尼玛、大连融科（部分）、比亚迪长沙园区、山西阳光、贵州毕节等储能项目。扎实推进南都电源镇江能源互联网、苏州高景科技、苏州锦祥、苏州工业园区、南都电源、阳光电源、阳光三星与天合光能、中天科技、大连融科（部分）等具备条件的项目。做好二连浩特、猛狮科技、协鑫集成等储能电站项目前期工作。

天然气调峰设施。积极推进金坛盐穴、双 6、相国寺等已投运储气库扩容达容，推进中原文 23 等地下储气库建设，年内计划开工建设中原文 23、华北及大港储气库扩容改造，全年新增工作气量 3 亿立方米以上。

跨省跨区输电通道。积极推进已开工项目建设，年内计划新增 500 千伏及以上变电容量（含换流容量）1.36 亿千伏安，新增输电线路 1.47 万公里。扎实推进具备条件项目的核准建设。

油气管网。积极推进已开工项目建设，年内计划建成中俄原油管道二线、陕京四线。扎实推进具备条件项目的核准建设，年内计划开工建设中俄东线天然气管道（控制性工程已开工）、新疆煤制气外输管道潜江—韶关段。

（四）能源消费模式创新工程

电能替代。在燃煤锅炉、窑炉、港口岸电等重点替代领域，实施一批电能替代工程，全年计划完成替代电量 900 亿千瓦时。

天然气替代。在京津冀“禁煤区”和煤炭质量控制区，在落实气源的前提下，实施民用、工业“煤改气”工程。推广车船等交通工具领域“油改气”工程。

电动汽车充电设施。积极推进充电桩建设，年内计划建成充电桩 90 万个。其中，公共充电桩 10 万个，私人充电桩 80 万个。

（五）能源惠民利民工程

农村电网改造升级。年内计划开工建设项目 1400 个，投资规模 410 亿元，其中中央预算内投资 90 亿元。计划建成项目 1900 个，投资规模 630 亿元，其中中央预算内投资 85 亿元、专项建设基金 49 亿元。

光伏扶贫。年内计划安排光伏扶贫规模 800 万千瓦，惠及 64 万建档立卡贫困户。其中，村级电站 200 万千瓦，惠及 40 万建档立卡贫困户；集中式电站 600 万千瓦，惠及 24 万建档立卡贫困户。

各省（区、市）能源主管部门、各能源企业，要认真贯彻党中央、国务院关于能源工作的决策部署，围绕稳增长、促改革、调结构、惠民生、防风险等重点工作，积极主动作为，狠抓任务落实。国家能源局各部门，要细化制订工作实施方案，具体明确时间表和路线图，进一步加强统筹协调和监督检查，凝聚形成全行业工作合力，为做好全年能源工作营造良好的发展环境。

2、【中国光伏产业：将推动多元应用与产业升级】

中国“十三五”时期的能源规划首重转型，包括增加新能源发电比例，以及新能源技术的进步。在光伏产业方面，中国政府主管部门表示2017年将订定相关政策来推动产业升级，且光伏扶贫、领跑者等更多元、附加价值更高的领域也将获得进一步发展。

将修订新规范

在2月16日由中国光伏行业协会(CPIA)主办的“光伏行业2016年发展回顾与2017年形势展望”研讨会上，中国工信部与能源局的官员透露，2017年将针对光伏制造行业与“领跑者基地”指标进行规范修订，以推动产业转型。

工信部电子信息司处长王威伟在研讨会上表示，工信部曾在2015年针对转换效率、产能提出规范指标，至2016年已经发出五批符合《光伏制造行业规范条件》的企业名单，共有229家公司。经过两年的产业发展，今年势必进行修正，尤其是组件端因投入门槛较低，导致出现恶性竞争，企业规范需要重新修订。

领跑者相关规范由国家能源局新能源司负责。现有的领跑者规范同样也是在2015年提出，当时的“进步指标”到了2017年已不符时宜，也有修改的必要性。尤其在2016年，领跑者基地改采竞标方式配置，并将电价作为主要的竞标项目，催生每kWh只要0.45元人民币的超低价格，有利推动光伏降价，因此2017年的新指标将会继续朝这个方向努力。

2017将全面推动竞标制度

基于领跑者基地的竞标制度有效推动了电价下滑，能源局新能源司表示，2017年将规划所有光伏电站采用竞标制度，以推动成本下降。这同时也能刺激业者在技术上精进，以推动制造成本下降，借此维持利润。而若电价成功下压，也将有助光伏摆脱国家补贴，早日实现平价上网。

能源局官员指出，2016 年在八个领跑者基地中实施竞标制度，使所有专案项目的平均电价较当地的光伏标杆上网电价低了 2 毛人民币，为国库节省 15 亿元之多。如此来看，全面推动竞标制度将成为中国在推动光伏平价上网时的必要之举，2017 年会尝试扩大到普通地面型光伏专案。

包含 EnergyTrend 在内，各界均预期组件价格今年将持续随着技术进步而下探，搭配竞标制度可望加速终端电价的下降趋势。

装机目标 20~30GW，推扶贫、领跑者与多样应用

工信部王威伟指出，今年会透过政策制订来要求新型工业化示范基地提高可再生能源用电量，国家开发银行则表示将聚焦于分布式光伏与“光伏+”之应用领域的金融扶持，同时关注光伏领跑者、微电网、多能互补等等。

而在 2 月 19 日，国家能源局印发了《2017 年能源工作指导意见的通知》，指出：2017 年将展开光伏与光热建设；继续实施光伏领跑者计划，并推动降低电价；弃光率超过 5%之省分将暂停下发新的指标；推动太阳光热示范专案；实施光伏扶贫。

在规模方面，2017 年预计开工建设之光伏与光热发电专案规模为 20GW，目标装机量则为 18GW。光伏扶贫规模 8GW，包括 2GW 村级电站。这两类相加已达 24GW。扣除光热并加计领跑者、分布式光伏后，2017 年中国的光伏市场预计会落在 20~30GW 之间，少于 2016 年的 34.54GW。

由新的通知函来看，普通光伏电站将逐渐由应用性较强的其他类型电站取代。如领跑者计划，具有带动产业升级转型的作用；光伏扶贫可改善贫民生活问题，而分布式光伏则可减轻远距离输电的压力，达到在地消纳、平衡发用电空间分配的目标。