

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
第十二期 2018年6月

目 录

总论	1
中美能源贸易的空间究竟有多大?	1
能源互联需要互信 电网是能源转型的关键	6
中国-中东欧国家能源合作第一次技术交流会召开	7
国家能源交通融合发展研究院成立	8
雄安新区, 节能作为“第一能源”	9
热能、动力工程	10
研究发现充电可使材料获得抗菌性能	10
全国公共机构人均能耗 5 年下降 15.21%	12
英国最大储能项目开始建设	12
2017 年中国电力发展情况综述	13
中国电力行业面临五大严峻形势	20
习近平: 超超临界燃煤发电等多项能源科技世界领先	21
中国能源研究会智能发电专业委员会成立	21
生物质能、环保工程	22
中国生物质能源产业联盟会员代表大会	22
中国首次将新型镍基单原子催化剂应用于生物质转化反应	23
清新环境: 创新之翼放飞实业梦想	23
太阳能	26
国家能源局明确支持光伏方向不变	26
国家能源局解读《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》	26
光伏产业调控不是“一刀切” 发展重点转向提质增效	29
光伏“后补贴”时代, 这家企业瞄准了“光储充”	30
印度将自主生产太阳能电池	32
尽管中国项目缩减, IHS Markit 预计 2018 年全球太阳能需求仍将增长 11%	32
国家能源局召开发布会, 透露光伏发展重要信息	33
先进技术和高质量成为光伏业发展关键	38
隆基李振国: 两三年后, 光伏上网电价会大范围低于火电	39
“控规模”为的是“强体质” 光伏产业亟需提升核心竞争力	41
中越光伏产业合作潜力大	43
光伏重大政策点评: 2018 年, 是终点还是起点?	44
风能	48
“竞价”后, 风电电价能比现在降多少?	48
英国反对陆上风电场意味着更高的“能源价格”	49
杨校生致开幕词: 装机规模增长迅速 风电运维后市场蓝海到来	50
2017 年! 海上风电行业令人惊叹的一年	51

核能.....	54
工程院院士叶奇蓁：占领未来核能制高点 中国在这些方面有后发优势.....	54

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。

总论

中美能源贸易的空间究竟有多大？

随着中美贸易磋商的反复博弈，可以推断，只要特朗普不对中国商品强征惩罚性关税，中国将从美国大量增加农产品(6.530, 0.08, 1.24%)和能源进口。鉴于近年来美国的能源供需结构变化，能源出口是美国在贸易措施中的重要诉求之一。

扩大能源出口是美国的重点诉求

经过多轮磋商，中国承诺扩大自美进口以减少中美逆差作为和解方式。当前中国自美进口总额基本稳定在约年均 1500 亿美元左右，从进口商品结构看，以生产设备为代表的机电产品以及波音飞机为代表的交通工具占比最高，占总额约 41%比例，此外，在高端橡胶、精细化工、医疗领域，历年进口金额及占比均有小幅提升趋势。

美国商务部部长罗斯 6 月率团访华，与中国代表团重点讨论美国农产品和能源出口的事项，涉及商品包括原油、天然气等能源类商品和大豆、牛肉等农产品。由于中美去年 11 月签署的 2500 亿美元大单中已经涉及农产品进口，这次贸易磋商达成的合作重点在于能源类商品进口。因而，在即将到来的中美协商中，能源领域扩大出口将是美国的重点诉求。

图 1-1 中美贸易进出口额



数据来源：Wind, CCEF 研究

中美扩大能源贸易有多大空间？

1、美国原油、天然气产能自 2016 年以来快速增长

受益于“页岩革命”的技术突破，美国页岩层中相伴而生的油气资源产量自 2016 年以来快速增长，并带动出口的大幅增长。目前美国原油总产量为 1026.4 万桶/日，其中 16% 用于出口。天然气方面，美国天然气去年实现总产量约 7600 亿立方米，同比增幅 10%，目前也是净出口。

在能源产能不断增长的情况下，通过增加能源天然气出口是美国平衡贸易逆差的一个重要途径。

图 2-1 美国原油产量及出口比例显著增长



图 2-2 美国天然气产量增长并呈现净出口



数据来源：EIA, Wind, CCEF 研究

2、中国能源进口增长迅速进口结构有待进一步多元化

从 2008 年到 2017 年，我国原油进口依存度从 49% 上升至 69%，进口量年均增长率达 10% 以上，预计 2018 年进口量约为 883 万桶/日，进口依存度达 71%。与原油相比，我国天然气消费的增长更为惊人，2008 年还略有盈余，到 2017 年已出现 1160 亿立方米(48.6%)的需求缺口，自 2009 年以来，我国天然气进口量年均增长率为 66%。

图 3-1 中国原油进口



图 3-2 中国天然气消费缺口逐年扩大



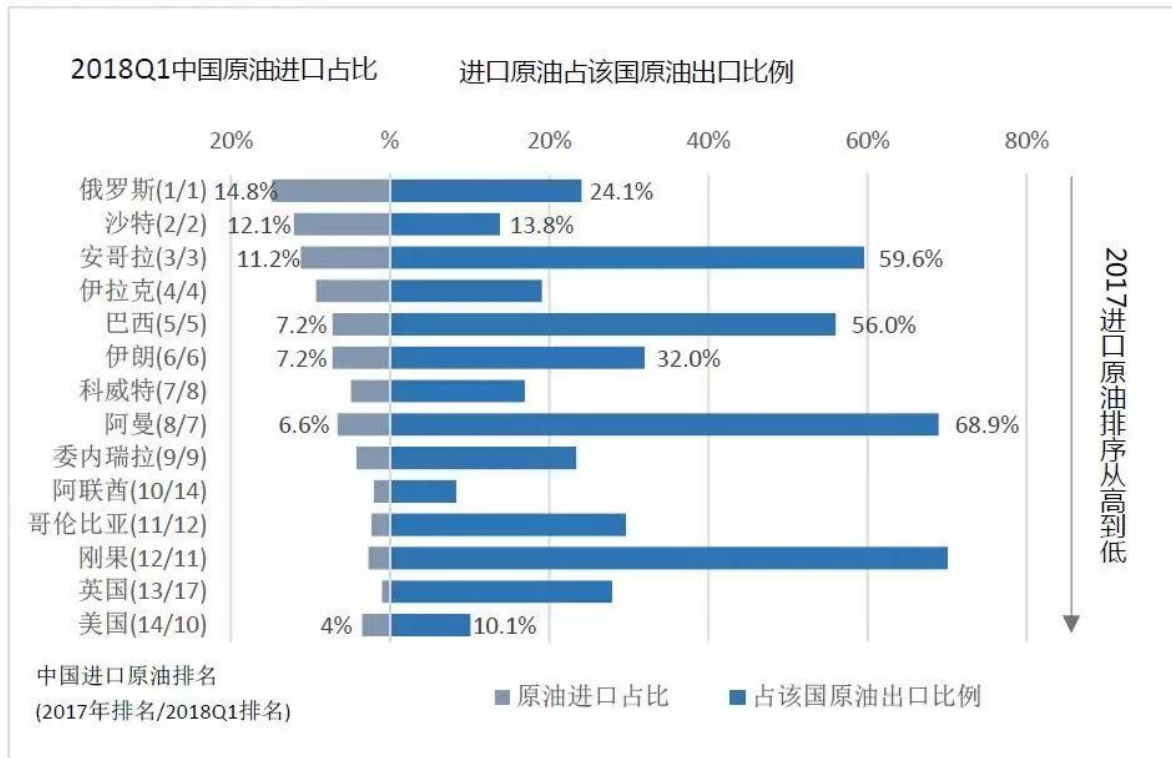
数据来源：海关总署, Wind, CCEF 研究

从原油进口结构上看，俄罗斯和 OPEC 主要成员国是我国原油进口的主要来源，2017 年其占比分别为 15% 和 28%。近年来中国的原油进口来源逐渐多元化，从中东地区非 OPEC 主要成员国、非洲、南美等第三类国家进口原油合计占比已接近 50%(表 1)。

目前，中国从伊朗、阿曼、安哥拉和巴西进口的原油约占我国原油总进口的 32%，由于这些国家经济容易受地缘政治影响，其原油生产及出口波动性较大，对我国的进口供给具有一定影响，例

如，作为我国原油第三大进口国的安哥拉，受国内恶性通胀影响，6月原油出口降至2008年以来的最低水平。与此同时，2017年中国自美国进口原油仅占约2%，只占其出口总量的比例仅为10%。考虑到美油的供给潜力及稳定性，扩大自美原油进口，将进一步强化我国原油进口多元化结构并提升原油进口的议价能力。

图4 中国原油进口结构



数据来源：OPEC, EIA, Wind, CCEF 研究

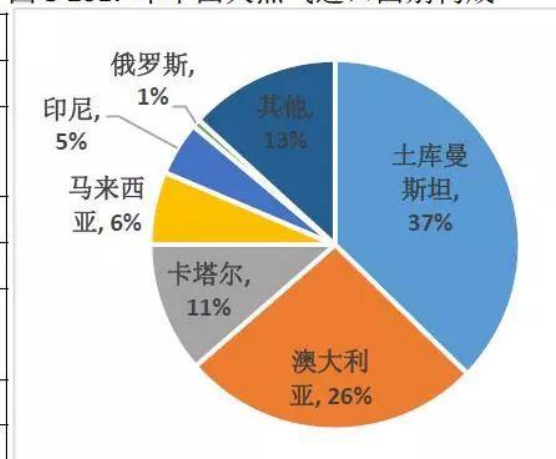
从天然气进口结构上看，进口方式主要为来自中亚的管道输送，以及来自澳大利亚、东南亚等国的海上运输，两边各占一半的比例。此外，由于管道建设尚未完成，来自俄罗斯的天然气进口目前是“远水难解近渴”，随着我国天然气需求量的持续扩大，天然气进口也急需“开源”。

表1 2017年中国原油进口类别构成

类别	占比	主要国家
俄罗斯	14.3%	
OPEC 主要成员	28.1%	沙特、伊拉克、阿联酋、科威特
中东其他	14.9%	伊朗、阿曼
非洲	20.1%	安哥拉、刚果等
南美	13.6%	巴西、委内瑞拉、哥伦比亚等
北美及欧洲	4.6%	美国、英国等
其他	4.4%	

数据来源：海关总署, Wind, CCEF 研究

图5 2017年中国天然气进口国别构成



3、自美进口原油、天然气“质优价不贵”

从全球各国原油品质上看，美国 WTI、英国 Brent、俄罗斯 ESPO 三种原油的品质最佳，均为低

硫、轻质原油的代表，在功能上具有显著替代性。在考虑运输成本的到岸价方面，美油的单价历年均低于 Brent，由于俄油进口属长期合同，价格调整具有滞后性，2015、2016 年原油价格下跌时，其单价高于美油，而 2017 年原油价格回暖时又低于美油。因此，相比英国 Brent 原油，美油“质优价廉”。2017 年中国自美原油进口占比为 1.8%，2018 第一季度该比例提升至 3.5%；同期自英原油进口占比分别为 2%和 1%。从运输成本来看，美油与俄油通过管道运输的成本优势相似，具有替代性。

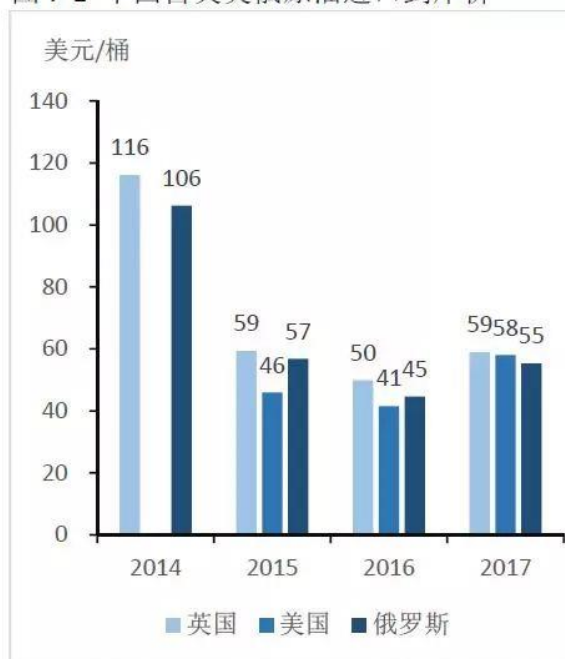
图 6 各国原油品质比较



数据来源：公开资料整理, Wind, CCEF 研究

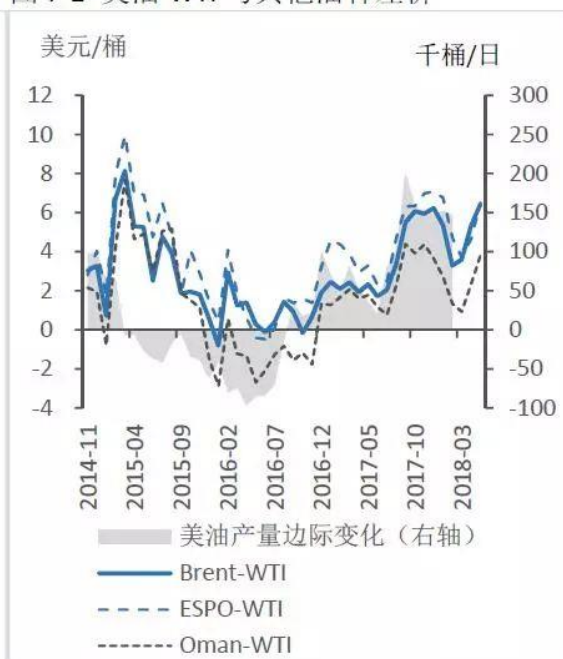
事实上，英国 Brent 原油产量较少，替代布油并非美油的潜力所在。Brent 原油作用为全球原油定价基准，地域性的俄罗斯 ESPO、中东 Dubai/Oman 油价仍与其高度相关。从历史数据来看，全球各基准油种减 WTI 差价和美国原油边际产量变化呈显著正相关，未来随着美国原油产量的不断提升，以 WTI 基准的美油“性价比”优势将进一步得到显现。

图 7-1 中国自英美俄原油进口到岸价



数据来源：海关总署, UN Comtrade, Wind, CCEF 研究

图 7-2 美油 WTI 与其他油种差价



在我国天然气进口方面，从中亚管道输送的土库曼天然气单价最低，自澳大利亚、马来西亚通过海运进口的到岸单价相比管道运输分别高出 31.8%和 28.9%，从中东卡塔尔进口则到岸价格要高出 68.4%。近年来，美国天然气产量增长造成其单价长期处于低位，日韩进口数据显示，从美国进口天然气和自澳大利亚进口天然气的到岸价格基本一致，以此可以推算，中国进口美气的到岸价格比中亚管道输送的天然气高出 30%，但低于卡塔尔(目前在进口总量中占比 11%)美国天然气替代卡塔尔的市场份额将是时间问题。

图 8 中日韩两国天然气进口价格比较



数据来源：海关总署, UN Comtrade, Wind, CCEF 研究

三、扩大自美能源进口的后续影响

1、扩大原油、天然气进口有利于中美贸易平衡

如果中国从美国进口的原油占比上升 10 个百分点，那么每年将增加 193-200 亿美元的进口，与此同时，如果中国的天然气进口也有 10%转向美国，那么，每年将增加 35 亿左右的进口额，两者相加，能源进口金额大约增长 230 亿美元。对于平衡中美贸易利差具有重要作用。

2、炼化产能扩张将抑制国内石化类大宗商品价格上涨

2018 年，民营炼化产业扩张迅速，非国营原油的进口允许量达到 1.4 亿吨，创历史新高，2018 年截止 5 月，36 家地方炼油企业累计获批原油非国营贸易进口允许量总额达到 9541 万吨，占去年原油总进口量的 22.7%。而当前已获批的原油进口允许量总额接近 1 亿吨，占去年原油总进口量的 22.7%(2017 年全年进口量为 41,957 万吨)。伴随着美油进口增长，我国炼化产业将会进一步扩张。由于我国石化产品的出口竞争力较弱，扩张后的产能将对国内的塑料、合成橡胶、合成纤维等主石化产品市场形成竞争压力，化工类大宗商品市场价格可能受到压制。

图 9-1 民营炼化产业面临产能扩张趋势



数据来源：商务部, Wind, CCEF 研究

图 9-2 我国化工产品价格指数



3、以煤炭为代表的能源类大宗商品价格波动减小

在短期内，增加煤炭进口可以弥补由于供给侧改革造成的国内煤炭消费缺口，从而减弱煤炭为代表的能源类大宗商品价格波动。综合来说，原油、天然气及煤炭等能源扩大自美进口，可以为国内生产提供更为稳定的供给环境，降低能源类大宗商品的价格波动。

林采宜 吴昊 界面 2018-06-15

能源互联需要互信 电网是能源转型的关键

明确规则是互信的基础——访瑞典皇家工程院副院长马格努斯·白瑞南。

电网是能源转型的关键

《能源评论》：很多国家都希望借助电网的发展来实现能源的转型，在这方面，瑞典的经验如何？

马格努斯·白瑞南：在瑞典目前的电源结构中，水电和核电各占 40%，风电占 15%，剩下的 5% 则来自生物质热电联产。在近几年的发展中，水电基本上维持了总量不变，而核能受福岛核泄漏事件的影响，遭受了比较大的公众舆论，所以目前在逐步地淘汰之中。与之相应的，则是风能所占的比重得到了较大的提升。所以，在瑞典目前的电力系统中，已经基本上没有化石能源的使用。

瑞典也是电气化程度较高的国家，2017 年的电力消费达到 260T 瓦时，在欧洲仅次于挪威。其中工业和家庭用电所占比重最高，分别是 37%和 25%，同时随着电动汽车的发展，交通用电的比重也在逐步提升。

作为北欧电力市场的一部分，瑞典的目标是希望在 2040 年之前，实现 100%的可再生能源电力系统，在 2045 年之前实现温室气体的零排放。这一目标对电网的建设提出了比较高的要求。瑞典采取了多样的手段来实现这一目标，除了推出碳税之外，还加入了欧盟排放交易体系(European Union Emission Trading Scheme)，同时对可再生电力颁发绿色证书，因此在过去的 25 年间，瑞典的二氧化碳排放减少了 26%。

《能源评论》：风能的迅速发展，对电网提出了哪些挑战？

马格努斯·白瑞南：在风电大规模发展之前，瑞典所主要依赖的是比较稳定的核能和水电，而当这种稳定的能源转向风能的时候，则对电网的连通性提出了更高的要求。瑞典南北跨越两千多公里，风力发电中心集中在北部，而用电中心则主要集中在南部，因此只有进一步提升电网的稳定性和连通性，才能够实现 100%的可再生能源发电。

此外，从北欧国家的地理分布来看，只有实现电力的远距离大规模传输，才有可能抵消风电的不稳定性，因为当瑞典风力较小的时候，相邻的德国风力也同样会比较小，所以必须借助特高压输电来实现远程的电力调度，才有可能适应风能等可再生能源的发展。

《能源评论》：我们知道可再生能源电力的消纳问题一直是各个国家都在面临的难题。您认为就目前的电网发展水平而言，可再生能源在装机和发电方面，是否存在一个较为合理的比例？

马格努斯·白瑞南：这是一个很有争议的问题，目前普遍认为可再生能源的发电比例不超过 50%，对于电网的负荷来说是一个比较能接受的水平。但此外，有一个重要的解决途径就是储能。从瑞典和欧洲的情况来看，由于用电比较分散，所以对于大容量的储能电池的需求并不是特别高，但需要保证足够的保有量和灵活性，具体来说就是户用储能的发展。瑞典有专门针对户用储能的补贴计划，支持与户用光伏相配套的储能系统，这一方面可以提升光伏的利用水平，另一方面也能够促进智能分布式电网的发展。

能源互联需要互信

《能源评论》：从用户侧来看，目前能源互联领域有很多新兴的商业模式在探讨，比如通过新兴的互联网技术在用户侧部署一些智能终端，从而为个人和企业用户提供更好的能效解决方案，在这方面，瑞典有什么好的案例可供分享吗？

马格努斯·白瑞南：能效一直是瑞典非常重视的一个领域，政府在这方面也有大量的投入，早在

2009 年就将能源效率写入了专门的能源法案。在用户侧方面，我们正在研究相应的智能技术，通过智能电表对电器的自动控制，来为用户提供成本最低的用电解决方案。此外，鉴于建筑用能的重要性，瑞典在这一领域也出台了较为完善的法律法规体系和政策补贴方案，鼓励建筑节能技术的推广和应用。

《能源评论》：在欧洲电网互联的过程中，瑞典扮演了怎样的角色？

马格努斯·白瑞南：至少在欧盟范围内，瑞典的做法一直被视为榜样。瑞典在上个世纪 80 年代就建立起了统一的电力系统，在 1995 年发展出了统一的能源和电力市场，并且已经与挪威、丹麦、德国、拉脱维亚和芬兰等国实现了互联互通，但从未来看，除了进一步提升电网的连通性之外，多元性和灵活性也是一个必不可少的方向，需要各国之间有充分的信任。北欧国家在电网互联领域有较长时间的合作，并且各国都有强烈的意愿，因此，具备良好的基础。

《能源评论》：此次 GEI 大会上发布了全球能源互联网的骨干网架结构，并提出了相应的时间节点，如 2035 年之前的目标是促进国与国之间的互联、区域的互联，到了 2050 年则是加速发展的过程，包括大规模清洁能源的开发。您认为实现上述目标的关键在哪里？

马格努斯·白瑞南：对于各国之间的能源互联，相互信任非常重要，而相互信任的基础，是一个明确的游戏规则。比如当电力匮乏时，谁将优先获得用电权，类似这样的规则需要明确下来。全球能源互联网合作组织发布的框架是非常重要的，能够帮助我们更好地实现远程输电，并且随着参与方的增多，效率也将得到相应的提升。同时能源互联需要循序渐进展开，可以先从邻国互联开始，逐步开展，不能一蹴而就。

《能源评论》：那下一步推动能源互联的的难题在哪里？是技术、政策还是市场？

马格努斯·白瑞南：其实你忽略了一个重要的因素就是经济因素，因为能源网络网架的建设需要大量的投资，所以投资和收益的规则是非常重要的。在这方面我们需要吸取的教训来自互联网行业，以光纤等基础设施的铺设为例，在花费了巨大的成本之后，受益最大的却大型互联网公司比如谷歌等，导致现在光纤投资的普遍意愿都在下降。类似的情况应避免发生在电网领域，需要提早进行谋划。

能源评论 2018-06-04

中国-中东欧国家能源合作第一次技术交流会召开

中国能源网|6月4日，由国家能源局指导，“16+1”能源中心中方秘书处单位电力规划设计总院主办的中国-中东欧国家能源合作第一次技术交流会在北京召开。国家能源局党组成员副局长李凡荣，外交部欧洲司参赞高睿，马其顿能源署执行署长弗拉蒂米尔·萨拉齐出席会议并致辞。电规总院院长、党委书记谢秋野致欢迎辞，副院长徐小东作主旨演讲。会议由国家能源局国际司副司长何洋主持。

李凡荣在讲话中指出，中东欧地区是中国在“一带一路”沿线国家的重要合作伙伴，中国和中东欧国家在能源领域互补性强，合作潜力大。中国-中东欧国家能源项目对话与合作中心（以下简称“16+1”能源中心），为双方开展合作搭建了有效平台。本次技术交流会将有助于增进中国与中东欧国家相互了解，扩大合作共识，拓宽双方在能源领域合作范围。

高睿指出，中国和中东欧国家共同开启的“16+1”合作机制，是跨区域友好合作的创新典范。六年来，在各方的共同努力下，“16+1”合作保持快速发展势头，成果显著。双方在能源领域开展了一系列项目合作，希望未来能源领域合作在“16+1”合作机制中发挥越来越重要的作用。

弗拉蒂米尔·萨拉齐表示，中国作为世界上最大的能源生产和消费国，在能源基础设施建设、能源转型发展和能源技术创新方面取得了举世瞩目的成绩，欢迎中方企业进入中东欧能源行业，与中东欧政府和企业一起，推动能源系统的升级。

作为“16+1”能源中心中方秘书处负责人，谢秋野在欢迎辞中表示，中方秘书处将在中国及中东欧各国政府的指导和支持下，加强与各方沟通和对接，积极协调能源项目开发、技术交流、产能合

作等多方面合作事务，全力服务中国与中东欧国家能源行业全方位交流与合作。

会上，徐小东作了题为《中国—中东欧能源合作展望》的主旨演讲。来自中国能源行业的代表就我国能源电力发展技术、商业模式、工程实践、中国-中东欧能源合作展望等主题分别发表了演讲。中国及中东欧国家政府和企业代表还围绕中东欧国家能源发展规划与能源政策、中国-中东欧能源项目合作重点方向和主要模式等话题进行了圆桌对话。

据了解，在 2015 年苏州“16+1”领导人峰会中，中国和中东欧国家共同发表《中国-中东欧国家合作中期规划》和《中国-中东欧国家合作苏州纲要》，提出“建立中国-中东欧国家能源项目对话与合作中心”。“16+1”能源中心中方秘书处设在电力规划设计总院，欧方秘书处设在罗马尼亚能源中心。此次会议是“16+1”能源中心在中国举办的首次活动。

来自中国及中东欧国家政府能源主管部门、能源电力企业、科研院所、金融机构等 200 余名代表参加了本次会议。

中国能源网 2018-06-05

国家能源交通融合发展研究院成立

中国能源网 | “我希望我们这个研究院能够得到委员会专家的支持。我说的支持是真正的支持，而不是在委员会名单上署个名、领个红本（编者注：聘书）就了事了。我想，这个研究院承载的事业一定是国家层面的。”

6月9日，“国家能源交通融合发展研究院”成立大会在华北电力大学主楼 D206 会议室举行。国家能源交通融合发展研究院执行院长贾利民在作“研究院建设方案”汇报时，坦诚地向现场来自高校、研究机构、政府、企业等近 80 位能源和交通领域专家学者谈了自己的想法。

“能源与交通作为社会经济体系最重要的基础产业和具有集大成者特征的科技领域，亟需重大变革来引领和塑造经济发展模式。”贾利民说，“能源系统智能化、清洁化、高效化、一体化已经成为该领域科技和产业发展的主要方向和本质需求；而交通领域的智能化、清洁化、高效化、综合化发展趋势日益强化，已成为面向未来的交通系统的核心属性。两者发展趋势和未来属性的一致性使能源和交通两大领域的融合发展与协同演进成为历史的必然和发展的趋势。”

据介绍，目前，能源交通相互影响衍生的能源驱动交通系统与交通引领的新能源系统，以及具有巨大前景的能源与交通的协调进化技术，都决定着能源、交通未来的新模式、新业态。通过推动能源和交通两大领域融合协同发展，可以促成我国“能源强国”“交通强国”目标的实现，在新一轮产业变革和科技革命中占领战略要地。

为此，科技部、国家能源局、交通运输部、教育部四部委以联合支持形式成立了“国家能源交通融合发展研究院”，常设机构设在华北电力大学。研究院设立了咨询顾问委员会，专家委员会阵容包括 21 名专家，其中 15 位为院士，同时包括全国政协教科卫体委员会副主任曹健林、中国智能交通协会理事长李朝晨等。

据贾利民介绍，下一步，研究院将筹建理事会，并将选择有条件的地方和行业，依托合适机构率先建立有代表性的研究院分院；同时，将结合十四五规划布局及指导部委问题导向，通过能源交通融合重大项目，凝聚组建专家团队，取得核心成就。

据了解，我国能源与交通融合发展已经在路上。轨道交通发展一日千里，其牵引电网已经成为最大专用电网；而电动汽车虽然起步较晚，但仍获得了蓬勃发展。截至 2017 年，我国累计销售新能源汽车 170 余万辆，建设充电桩约 45 万个；V2G（Vehicle-to-grid，即电动车停运时，可将电池的能量传送到电网，当需要充满时，可以从电网获取电能）、源网荷协同为能源与交通融合提供了巨大发展空间。

贾科华 中国能源网 2018-06-12

雄安新区，节能作为“第一能源”

今年是河北雄安新区设立一周年，在这一年中，新区日新月异的变化牵动着每一个人的目光。如何将它建成一个绿色智慧新城，也对建设者们提出了全新的挑战。

2017年5月，国家电网公司组建河北雄安新区供电公司筹备组，先期进驻新区，负责雄安新区电网规划、建设、运营和供电服务等业务，并广泛对接新区委员会和规划编制单位，获批编制《雄安新区电力电网专项规划》，推动电网与其他基础设施统一规划、一体建设，实现电网发展与城市发展有机衔接、智能电网与智慧城市深度融合，高起点高标准高质量打造“绿色低碳、智慧高效、友好便捷、坚强可靠”的国际一流绿色智能电网。

如今一年过去了，国网为雄安新区电网建设做了哪些工作？形成了怎样的供电特色？对雄安新区千年大计发挥了怎样的作用？本报记者对此进行了采访。

集智创新奠定技术基础

河北雄安新区供电公司筹备组入住之初，正是要集中智慧、推陈出新之时。为此，筹备组立足新区工作实际，建立起学习分享机制——“分享汇”。每周一、周三晚上，员工们聚集在会议室，对技术、管理、规划，各抒己见。筹备组成员轮流当“老师”，每次由一名成员针对某个主题作讲解，大家再围绕分享内容进行发散学习和深入研讨，将个人知识汇聚成集体智慧。

在这样的氛围下，国际先进电网、综合管廊、BIM系统、智能变电站等概念相继提出……“分享汇”为筹备组分享、学习国内外先进电网技术和管理理念提供了平台。

除了“分享汇”，为吸收更多创意、思路，获得更加开阔的视野，2017年12月15日，“雄电加速度创客空间”挂牌启动。

据介绍，创客空间采用“项目孵化池+主题创客营”的管理模式和“智慧众筹+双平台+主题日”的运行机制，不断集聚系统内外优势资源和力量，汇集创新理念、挖掘创新课题、推进创新研究，着力培养创新人才，打造创新成果，更好地支撑世界一流绿色智能电网建设，服务雄安新区发展。

截至目前，已先后有“雄安电网数字化工程”“能源互联网小镇”“区域能源互联网关键技术研究”“冲向未来”四个主题创客营开营。其中“雄安电网数字化工程”在近两个月的集中工作中，先后编制雄安电网数字化工程管控平台EIM共27个原型版本，圆满完成既定准备，于2018年2月9日成功闭营。“能源互联网小镇”主题创客营汇集了包括两位院士、两位长江学者在内的32名专家学者，开展能源互联网小镇项目研究，于5月3日成功闭营。

电力输送保障100%绿色供电

根据规划，雄安新区将实现电力100%清洁化，率先成为全时段100%清洁电能供应的城市电网，电能占终端能源消费比例达52%以上。

据了解，河北电力经营区的清洁发电能力无法保障未来雄安新区发展需求。中国城市规划设计研究院水务与工程分院生态环境研究所副所长高均海表示，清洁低碳的能源保障要从内部可再生资源挖潜、外部清洁能源供应和创新利用方面着手，坚持把节能作为“第一能源”。

《河北雄安新区规划纲要》指出，要坚持绿色供电，形成以接受区外清洁电力为主、区内分布式可再生能源发电为辅的供电方式。依托现有冀中南特高压电网，完善区域电网系统，充分消纳冀北、内蒙古等北部地区风电、光电，形成跨区域、远距离、大容量的电力输送体系，保障新区电力供应安全稳定、多能互补和清洁能源全额消纳。与华北电网一体化规划建设区内输配电网，配套相应的储能、应急设施，实现清洁电力多重保障。

在区外清洁电力方面，冀中南特高压电网将与锡盟-山东1000千伏特高压交流工程、蒙西-晋中1000千伏特高压交流工程联网形成华北特高压交流环网。同时，张北特高压交流外送工程正在推进中，将与北京西-石家庄特高压交流工程联网，把张北丰富的风光清洁能源送到雄安新区。

高均海介绍，雄安新区还将探索交直流混合配电网和直流微网的应用，合理配置集中和分布式储能系统，实现储用灵活双向运行，有效消纳清洁电能。同时，增强区域电力供应，新区供电可靠

率达到 99.999%, 110 千伏及以上电网安全稳定标准满足“N-2”要求, 起步区适度提高供电可靠标准。

在区内可再生能源挖潜方面, 则主要利用新区太阳能及芦苇、秸秆、厨余垃圾等生物质能, 就近解决部分能源供应需求, 实现资源可再生利用。

综合能源服务增亮点

除了绿色供电, 国网还积极推进综合能源服务业务。雄安新区市民服务中心是国网落实综合能源服务项目, 进军雄安新区综合能源市场的“第一标”, 为服务雄安新区能源市场增添了更多亮点。

市民服务中心供电及综合能源工程建设指挥部外部协调组组长苏琨介绍, 在这片规划总用地 24.24 公顷的土地上, 除电网工程、配电工程、售电设备外, 还有很多和能源相关的综合性项目。

在保障供电可靠性方面, 通过外部供电线路、变压器、开闭站等多级备用设施, 大幅提升了市民服务中心供电可靠性。国网通过四条外线, 整体对市民服务中心进行供电, 在内部采取灵活多样的接线方式。在四条外线失去三条的情况下, 市民服务中心仍无需甩负荷, 通过内部调整, 即可保障全部负荷正常用电。

在智能管控方面, 采用了智慧能源管控系统 CIEMS, 不停歇地自动监测所有配电设备运行状态, 并比对用能设备运行状态, 通过计算电流、电压、负荷、温度等, 实现“智能化”, 达到对市民服务中心内部用电设备智能管控、智能平衡的效果。通过监测管理, 智慧能源管控系统还能监测所有变压器运行状态, 判断其是否过负荷或欠负荷, 并相应调节用能侧负荷水平, 实现柔和调节。

据介绍, 这里的一切, 最终将会复制到雄安新区的更多角落。如综合能源管控中心将会被复制为城市能源管理中心, 通过城市智慧能源管控系统实现能源全景监测、能源控制、能源分析、能源块数据辅助决策等服务。

吕银玲 中国能源网 2018-06-07

热能、动力工程

研究发现充电可使材料获得抗菌性能

材料和电之间存在密切的关联。如基于摩擦起电的现象, 通过选择合适的材料和电路设计, 可成功制备将机械能转化为电能的摩擦纳米发电机。而将电场作用于材料时, 也可对材料的多方面性质产生影响, 如改变材料的电荷数量和电荷分布。与此相比, 不那么为人所知的是, 生物细胞也在时刻进行着密集、精细、活跃的电活动。细胞维持新陈代谢所必需的能量的产生, 就是通过电子在呼吸链上的一系列蛋白之间的传递所实现的。真核生物细胞的呼吸链相关蛋白位于线粒体内, 而微生物如细菌的呼吸链相关蛋白位于细胞膜上。因此, 微生物对于外界的电扰动更为敏感。

很多植入材料可通过其表面的物理修饰或化学改性, 获得一定的抗菌性能, 从而更适应植入的需求。这些修饰的作用机理都可落到“电”上。如在钛基材料的表面通过离子注入的方式引入银、锌等纳米颗粒, 可由于在银、锌纳米颗粒的周围与钛基底发生微观的电化学反应而使得钛基底获得抗菌性能。又如通过化学修饰, 在材料表面修饰上带正电荷的高分子, 使得材料表面的电荷发生改变, 也可使原本不具备抗菌能力的材料获得抗菌性能。再者可以引入电场直接作用在纳米材料表面, 由于纳米材料的小尺寸, 可以在表面形成高压电场, 对细菌造成电穿孔, 也可造成杀菌的效果。

近日, 中国科学院北京纳米能源与系统研究所在实验中发现并确认了一种新的电对材料的作用方式, 可以使材料获得抗菌性能。该研究结果于 5 月 24 日发表在《自然-通讯》(Nature Communications) 期刊上(DOI: 10.1038/s41467-018-04317-2)。

这一研究发现起源于纳米能源所李舟课题组和王中林课题组于 2017 年联合在 Nano Energy 上发表的一项研究工作, 助理研究员封红青为第一作者。在那项工作中, 他们将收集水波能的摩擦纳米发电机输出的电压、电流连接到修饰了氧化锌纳米线和纳米银颗粒的碳布电极上, 并让细菌溶液从

碳布电场之间流过。他们检测了发电机工作提供电压、电流时，流经该系统的细菌被杀灭的情况。在发电机停止工作不再对系统供电之后，他们又持续检测了一段时间内细菌被杀灭的情况。他们发现了一个奇特的现象：发电机停止供电长达 20 分钟的时间段内，修饰了氧化锌和纳米银的碳布电极依然对流经它们的细菌具有很强的杀灭作用!而如果没有发电机之前的供电过程，同样的修饰了氧化锌和纳米银的碳布电极则没有这样强的杀菌作用。由于该实验体系的细菌溶液只是一次性地流经电极，通电过程中可能发生的电化学反应产物都已随之前的溶液流走，因此断电后的抗菌性能不是由电化学反应产物的残留造成的，而是一种电场对材料的“残余影响”造成的。研究者发现电极材料的电容越大(氧化锌纳米银双修饰>>氧化锌单修饰>>原始碳布)，则这种断电后的长期抗菌性能越强。同时，在断电后处理的细菌胞体内，检测到了强烈的活性氧信号。

在此基础上，由封红青指导博士生王国敏开展实验工作，纳米能源所李舟课题组和香港城市大学朱剑豪课题组密切合作，对这一现象进行了系统的研究。在这一研究中，他们采用了新的抗菌体系和新的电容性电极材料：从原来的动态流动体系改为静态处理体系，采用基于二氧化钛纳米管的电容性材料，用碳修饰来增加材料的电容。并使用了传统的直流、交流电源来对电极材料充电并检测断电后电极片的抗菌性能。与 Nano Energy 的发现非常一致，他们在新体系中也检测到了断电后电场确实赋予了原本不抗菌的电容材料以新的抗菌性能，而且抗菌性能力与材料电容呈正相关。除了用之前的纳米发电机供电之外，使用常见的直流、交流电源供电都可以产生这样的效应;在被处理的细菌胞体内，同样检测到了活性氧信号。基于此，他们确认充电可以赋予原本不抗菌的电容性材料以抗菌性能是一种普适的现象，他们将这一现象命名为“充电后的抗菌性”(post-charging antibacterial property)。他们还发现，充电这一操作对碳掺杂二氧化钛表面的生物相容性没有产生任何不利的影响，甚至促进了成骨细胞在基底上的粘附和生长。

“充电后的抗菌性”的发现和确认，提供了一种赋予医学植入材料以抗菌性能的新方法。例如：在传统的物理、化学等表面修饰方法之外，人们通过单纯的充电，就可以使得骨科植入材料的二氧化钛表面获得抗菌性，从而减少术后感染和并发症的风险。这种“充电后的抗菌性”的新方法还可以避免传统物理、化学等修饰手段的副作用，促进成骨细胞在植入物表面的粘附和生长，非常有利于骨折后的修复治疗。同时，对“充电后抗菌”这一现象的揭示，也让人们对电、材料以及生物之间的相互作用有了新的认识，有望据此设计更多的电对材料的修饰方案以及开发更多的用途。该现象深层次的机理还值得进一步探索。此工作封红青、王国敏为并列第一作者，李舟和朱剑豪、中科院深圳先进技术研究院研究员王怀雨为论文的并列通讯作者。

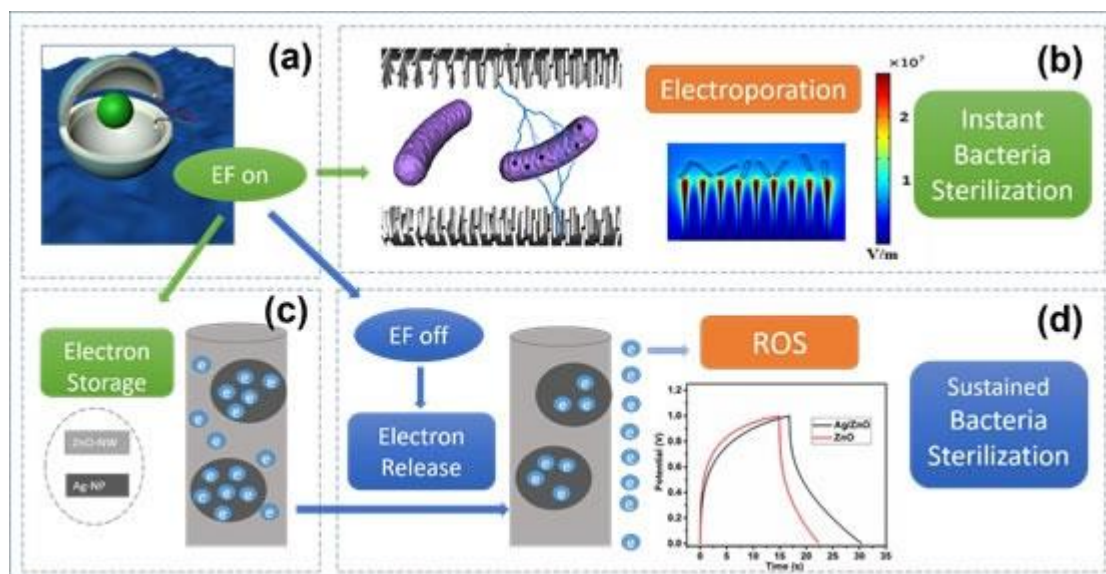


图 1 在用纳米发电机进行电穿孔水体杀菌实验的时候，发现对 ZnO/Ag 电极施加电场之后，断电后的电极依然具有杀灭细菌的能力。材料的电容大小与断电后杀菌的效果正相关。

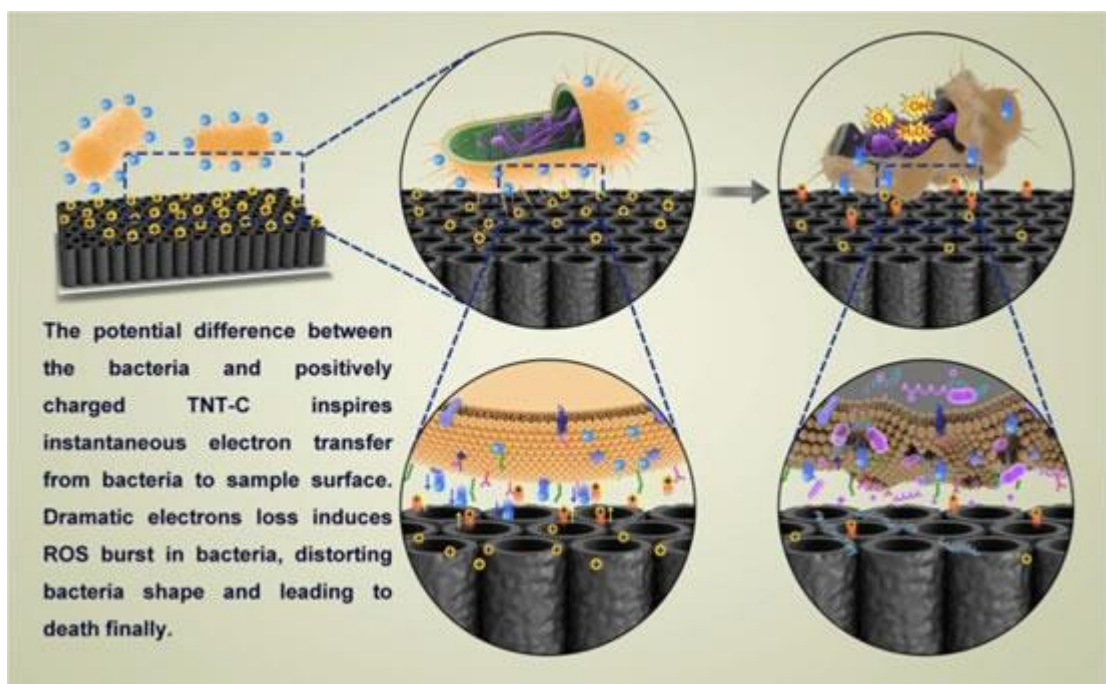


图 2 “充电后的抗菌性”的机理解释。充电后的正电极片与细菌之间发生的剧烈电荷转移，引发了活性氧爆发(ROS burst)，导致细菌死亡，可能是引发这一现象的原因。

北京纳米能源与系统研究所 2018-06-13

全国公共机构人均能耗 5 年下降 15.21%

国家机关事务管理局副局长陈建明 11 日说，与 2012 年相比，2017 年全国公共机构人均能耗下降 15.21%，单位建筑面积能耗下降 12.39%，人均水耗下降 16.18%。

国家机关事务管理局和江西省人民政府 11 日联合在南昌举办“公共机构节约能源资源宣传展示暨江西省公共机构节能十周年专题宣传活动”启动仪式。陈建明在启动仪式上作上述表示。

今年是《公共机构节能条例》实施十周年。这部法规自 2008 年 10 月 1 日起施行，要求公共机构实行能源消费计量制度，及时发现、纠正用能浪费现象。

陈建明说，各级公共机构节能管理部门和广大公共机构要深入贯彻落实全国生态环境保护大会精神，着眼发挥示范引领作用，争做节约能源资源、保护生态环境的排头兵；立足深化工作成效，不断夯实公共机构节约能源资源工作的发展基础；聚焦拓展业务领域，努力开创公共机构节约能源资源工作新局面。

吴锺昊 新华社 2018-06-12

英国最大储能项目开始建设

UK Power Reserve 很高兴地宣布，它已经与市场领先的储能技术和全球供应商 Fluence 合作，提供 120MW 电池储能的第一阶段 60MW 的电池储能，此次合作是迄今为止在英国宣布的最大的储能项目。

这将增加英国电力市场的灵活性和安全性，增强电网急需的稳定性。Fluence 将利用其市场领先的 Advancion 储能技术平台在 Midlands 和西北部的工厂提供三个 20MW 电池储能系统，预计这三个地点将在 2018/19 冬季期间投入运营。

UK Power Reserve 的总合同投资项目最近突破了千兆瓦上限，这是全球同类最大规模之一：位

于小型且灵活的燃气发电厂和位于需求中心附近的电池储能项目。这些灵活的低碳资产比以往任何时候都更重要，以支持可再生能源的增长，为消费者提供最有价值的重要后盾。

该公司最近被全球领先的公用事业、海事和城市发展集团 Sembcorp Industries 收购。在英国，Sembcor 的综合能源业务汇集了位于 Teesside 的威尔顿国际中心的集中供电，蒸汽和水供应以及工业现场服务，UK Power Reserve 在全国范围内拥有多项灵活资产。整体而言，该业务涵盖了英国所有能源市场。

UK Power Reserve 的负责人 Sam Wither 说：“当我们需要一个合作伙伴来帮助我们实现雄心勃勃的 2018 年电池储能计划时，Fluence 接听了电话，就像我们每天每分钟响应英国消费者的呼叫一样。我们很高兴能与 Fluence 合作。电池储能将成为未来智能且灵活的能源系统的重要组成部分，英国动力储备已经处于前沿和中心位置，因为我们能够快速高效地完成在线响应，加上我们快速响应的天然气资产，我们将不断证明，我们可以提供安全，低碳的电力。”

Fluence 的 Advancion 平台是一种工业强度的能量储存解决方案，旨在为长期运营提供最高的可靠性。加上 Fluence 经验丰富的团队为 UK Power Reserve 提供运营和维护服务，这些项目将在容量市场合同的 15 年期限内提高系统可靠性。Advancion 还旨在适应市场变化，为 UK Power Reserve 提供超快速响应的灵活资产，使公司能够根据电网需求或市场状况的变化提供额外的服务。

西门子和 AES 公司的 Fluence 是世界上最有经验的储能技术和服务提供商。它在全球部署储能解决方案方面拥有十多年的经验，包括北美最大的锂离子电池储能系统和爱尔兰岛上首个电网规模的储能系统。

“Fluence 的电池储能技术通过为网络转型增加快速灵活的容量来解决当今的能源挑战，”Fluence 的英国与爱尔兰、中东与非洲地区董事总经理 Paul McCusker 说。“与我们的合作伙伴共同合作，我们将实现更清洁、更高效、更具弹性的能源网络，我们很荣幸能与 UK Power Reserve 合作，共同为英国消费者提供规模效益。”

北极星电力网 2018-06-13

2017 年中国电力发展情况综述

2017 年，在以习近平同志为核心的党中央坚强领导下，全国各地区各部门深入贯彻落实党的十八大、十九大精神，坚持稳中求进工作总基调，坚持以提高发展质量和效益为中心，统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局，以供给侧结构性改革为主线，统筹推进稳增长、促改革、调结构、惠民生、防风险各项工作，砥砺奋进，攻坚克难，经济运行稳中有进、稳中向好、好于预期，经济社会发展主要预期目标全面实现，开启了高质量发展时代新征程。

2017 年，全国国内生产总值实现 82.7 万亿元，增长 6.9%、增速比上年加快 0.2 个百分点，为 2011 年以来首次回升；第三产业增加值比重为 51.6%，与上年持平。规模以上工业增加值比上年增长 6.6%、增速提高 0.6 个百分点，高技术制造业和装备制造业增加值分别比上年增长 13.4% 和 11.3%，工业生产稳步回升、产品结构向价值链中高端延伸发展。固定资产投资比上年增长 7.0%，其中基础设施投资增长 19.0%，民间固定资产投资增长 6.0%，增速分别回升 1.6 和 2.8 个百分点，对固定资产投资的支撑作用增强。全社会消费品零售总额比上年增长 10.2%，最终消费支出对经济增长的贡献率为 58.8%、比资本形成总额高 26.7 个百分点，消费的基础性作用有效发挥。外贸进出口总额 27.8 万亿元，比上年增长 14.2%；全年累计顺差 2.9 万亿元。人均国内生产总值 8813 美元。

2017 年，全国一次能源生产总量 35.9 亿吨标准煤，比上年增长 3.6%；其中，原煤生产 35.2 亿吨、增长 3.3%，天然气生产 1480 亿立方米、增长 8.2%。能源消费总量 44.9 亿吨标准煤，比上年增长 2.9%。其中，煤炭消费占能源消费的比重为 60.4%，比上年降低 1.6 个百分点；天然气、水电、核电、风电等清洁能源消费量占能源消费总量的 20.8%，比上年提高 1.3 个百分点。

2017 年，电力行业按照党中央、国务院统一部署，积极落实能源“四个革命、一个合作”发展战

略，在保障电力系统安全稳定运行和可靠供应、提供电力能源支撑的同时，加快清洁能源发电发展，加大电力结构优化调整力度，持续推进电力市场化改革，大力推动电力科技创新，狠抓资源节约与环境保护，积极应对气候变化，倡导构建全球能源互联网，持续扩大电力国际合作，电力行业发展取得新的成绩，为国家经济社会发展、能源转型升级和落实国家“一带一路”战略做出了重要贡献。

一、电力供应和电网输送能力进一步增强，电源和电网结构进一步优化

供应能力持续增强，电源结构持续优化调整 截至 2017 年年底，全国全口径发电装机容量 177708 万千瓦，比上年增长 7.7%，增速比上年回落 0.5 个百分点。其中，水电 34359 万千瓦（其中抽水蓄能发电 2869 万千瓦、增长 7.5%），增长 3.5%；火电 110495 万千瓦（其中煤电 98130 万千瓦、增长 3.7%），增长 4.1%；核电 3582 万千瓦，增长 6.5%；并网风电 16325 万千瓦，增长 10.7%；并网太阳能发电 12942 万千瓦（其中分布式光伏发电 2966 万千瓦），增长 69.6%。全国人均装机规模 1.28 千瓦，比上年增加 0.09 千瓦，超过世界平均水平，电力供应能力持续增强。全国非化石能源发电装机容量 68865 万千瓦，占全国总装机容量的 38.8%，分别比上年和 2010 年提高 2.2 个和 11.7 个百分点；100 万千瓦级火电机组达到 103 台，60 万千瓦及以上火电机组容量所占比重达到 44.7%、比上年提高 1.3 个百分点，非化石能源发电装机及大容量高参数燃煤机组比重继续提高，电源结构持续优化调整。

新增装机规模创历年新高，新增装机的结构和地区布局进一步优化 全国基建新增发电生产能力 13118 万千瓦，比上年多投产 975 万千瓦，是新增装机规模最大的一年；主要是光伏扶贫、光伏领跑者、光伏发电上网电价调整等政策促进太阳能发电装机容量新增 5341 万千瓦，比上年多投产 2170 万千瓦。新增水电 1287 万千瓦，比上年多投产 108 万千瓦；新增并网风电 1819 万千瓦，比上年略有减少；新增核电 218 万千瓦，是 5 年来核电新增规模最小的一年。新增火电 4453 万千瓦（其中新增煤电 3504 万千瓦），国家防范化解煤电产能过剩风险措施初见成效，火电及煤电新增规模连续三年缩小。2017 年，新增非化石能源发电装机容量 9044 万千瓦，占全国新增发电装机容量的 68.9%，比上年提高 3.6 个百分点，新增装机结构进一步优化；东、中部地区新增新能源发电装机容量占全国新增新能源发电装机的 76.0%，比上年提高 18.1 个百分点，新能源发电布局继续向东中部转移。2017 年，全国新增抽水蓄能发电装机容量 200 万千瓦，北方地区累计完成 10 个电厂、共计 725 万千瓦火电机组灵活性改造项目，对电网调节能力和新能源消纳能力提升起到了积极作用。

电网规模稳步增长，跨省区输送能力大幅提升 全国新增 110 千伏及以上交流输电线路长度和变电设备容量 58084 千米和 32595 万千瓦安，分别比上年多投产 1406 千米和少投产 1990 万千瓦安；新增直流输电线路和换流容量分别为 8339 千米和 7900 万千瓦，分别比上年多投产 4948 千米和 4660 万千瓦。截至 2017 年年底，全国电网 35 千伏及以上输电线路回路长度 183 万千米、比上年增长 4.0%，变电设备容量 66 亿千伏安，比上年增长 5.3%。其中，220 千伏及以上线路长度 69 万千米、增长 6.2%，变电设备容量 40 亿千伏安、增长 9.1%。2017 年，全国共投产 5 条直流、2 条交流特高压项目，新增跨区输电能力 4350 万千瓦，极大提高了电网跨大区能源资源优化配置能力和清洁能源消纳能力。年底全国跨区输电能力达到 1.3 亿千瓦；其中，交直流联网跨区输电能力超过 1.1 亿千瓦，跨区点对点送电能力 1344 万千瓦。

煤电投资大幅下降，特高压项目投资快速增长 全国主要电力企业 1 电源工程建设完成投资 2900 亿元，为 2011 年以来最低水平，比上年下降 14.9%；其中，太阳能发电投资增长 18.2%；水电投资基本持平，抽水蓄能电站投资 142 亿元、增长 68.6%，是抽水蓄能电站建设投资最多的一年；核电、风电投资分别下降 9.9%和 26.5%；常规煤电投资 706 亿元，比上年下降 27.4%，带动火电投资（858 亿元）下降 23.4%。全国电网工程建设完成投资 5339 亿元，继续保持很高投资规模；其中，特高压输电和配电网建设项目仍是电网投资建设的重点，±1100 千伏、±800 千伏电压等级投资增加较多，带动特高压建设投资 1017 亿元、增长 16.9%；全国小城镇中心村电网改造全面完成、惠及农村居民 1.8 亿人，实现平原地区机井通电全覆盖、惠及 1.5 亿亩农田，贫困村基本通动力电、惠及 3.35 万个村庄，全年配电网投资 2826 亿元，电力普遍服务能力持续增强。

二、电力生产较快增长，新能源发电增量对电量增长的贡献作用显著增强

新能源发电增量对电力生产的贡献作用显著增强 全国全口径发电量 64171 亿千瓦时，同比增长 6.5%，增速比上年提高 1.6 个百分点。其中，水电 11931 亿千瓦时、增长 1.6%，火电 45558 亿千瓦时、增长 5.3%（其中煤电发电量 41498 亿千瓦时，增长 5.2%），核电 2481 亿千瓦时、增长 16.4%，并网风电 3034 亿千瓦时、增长 26.0%，并网太阳能发电 1166 亿千瓦时、增长 75.3%。2017 年，水电、核电、并网风电和太阳能发电等非化石能源发电量合计比上年增长 10.1%，占全口径发电量的比重为 30.3%、比重比上年提高 1.0 个百分点。青海、甘肃、宁夏、内蒙古、新疆、河北、吉林、黑龙江和西藏 9 个省份新能源发电量占本省发电量的比重超过 10%，新能源发电已经成为内蒙古、新疆、河北等 12 个省份的第二大发电类型；新能源发电量增量对全国发电量增长的贡献率为 28.6%，山东、云南、甘肃等 14 个省份的新能源发电量增量超过火电发电量增量，新能源对发电生产的贡献作用显著增强。

弃风、弃光现象明显改善 2017 年，国家陆续出台了《关于促进西南地区水电消纳的通知》、《解决弃水弃风弃光问题实施方案》等政策文件，行业企业也积极行动，综合施策推动解决“三弃”问题，全国弃风弃光现象明显改善。据国家能源局数据，2017 年，全国弃风电量 419 亿千瓦时、同比减少 78 亿千瓦时，弃风率 12%、同比下降 5.2 个百分点，是三年来首次弃风电量和弃风率“双降”；弃光电量 73 亿千瓦时，弃光率 6%、同比下降 4.3 个百分点。据调研，四川、云南弃水电量也分别比上年有所减少。

新能源发电设备利用小时同比增加较多，火电利用小时回升 全国并网风电设备利用小时 1949 小时，比上年增加 204 小时，已经连续两年增加；太阳能发电设备利用小时 1205 小时，比上年增加 76 小时。受电力消费增长回暖拉动、以及水电发电量低速增长等因素影响，火电设备利用小时 4219 小时，比上年提高 33 小时，是自 2014 年开始连续三年下降后首次回升。水电设备利用小时 3597 小时，比上年降低 22 小时；核电设备利用小时 7089 小时，比上年增加 28 小时。综合来看，受发电装机结构变化等因素影响，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3790 小时，比上年降低 7 小时，呈现持续下降趋势。

电力建设及生产运行安全可靠 全国没有发生重大以上电力人身伤亡事故，没有发生较大以上设备事故，没有发生电力安全事故，没有发生水电站大坝漫坝、垮坝以及对社会有较大影响的电力安全事件。主要电力可靠性指标总体保持在较高水平，其中，10 万千瓦及以上煤电机组、4 万千瓦及以上水电机组、燃气轮机组、核电机组等效可用系数分别为 92.76%、92.55%、92.60%、91.10%，除煤电机组略有下降外，其他三类机组分别提高 0.11 个、0.30 个和 2.33 个百分点。架空线路、变压器、断路器三类主要输变电设施的可用系数分别为 99.497%、99.856%、99.942%。直流输电系统合计能量可用率、能量利用率分别为 95.35%、54.42%，分别比上年提高 0.68 和 0.25 个百分点；总计强迫停运 33 次，比上年减少 7.5 次。全国 10(6、20)千伏供电系统用户平均供电可靠率为 99.814%、比上年提高 0.009 个百分点，用户平均停电时间 16.27 小时/户、减少 0.84 小时/户，用户平均停电次数 3.28 次/户、减少 0.29 次/户。

三、电力消费需求进一步回升，电力供需总体宽松

电力消费需求进一步回升 受宏观经济持续稳中向好、新业态和新兴产业蓬勃发展以及夏季高温天气等因素影响，全国全社会用电量 63625 亿千瓦时，同比增长 6.6%，增速连续两年回升。其中，第一产业用电量 1175 亿千瓦时，比上年增长 7.5%；第二产业用电量 44922 亿千瓦时，比上年增长 5.5%，增速比上年提高 2.7 个百分点，拉动全社会用电量增长 3.9 个百分点，是全社会用电量增速提高的最主要动力（其中制造业用电量增长 5.8%，拉动全社会用电量增长 3.0 个百分点）；第三产业用电量 8825 亿千瓦时、增长 10.7%（其中信息传输、计算机服务和软件业用电量增长 14.7%），城乡居民生活用电量 8703 亿千瓦时、增长 7.7%，分别拉动全社会用电量增长 1.4 和 1.0 个百分点。第一、第二、第三产业和城乡居民生活用电量占全社会用电量的比重分别为 1.8%、70.6%、13.9%和 13.7%；与上年相比，第三产业和城乡居民生活用电量占比分别比上年提高 0.5 和 0.2 个百分点；第二产业及

其四大高耗能行业用电量占比均降低 0.7 个百分点。2017 年，全国人均用电量和人均生活用电量分别为 4589 千瓦时和 628 千瓦时，分别比上年增加 268 千瓦时和 44 千瓦时。

电能替代成效显著 2017 年，在居民采暖、工（农）业生产制造、交通运输、电力供应与消费、家庭电气化及其他领域，大力推进电能替代，成效显著。《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2022 年）》发布实施，京津冀及周边“2+26”城市完成煤改电 127 万户。据统计，国家电网有限公司（以下简称“国家电网”）和中国南方电网有限责任公司（以下简称“南方电网”）经营区域共推广完成电能替代电量 1286 亿千瓦时，占全国全社会用电量的 2.0%；其中，居民采暖领域替代电量 88 亿千瓦时，工（农）业生产制造领域替代电量 773 亿千瓦时，交通运输领域替代电量 128 亿千瓦时，电力供应与消费领域替代电量 239 亿千瓦时，家庭电气化及其他领域替代电量 57 亿千瓦时。

积极推进电力需求侧管理 国家有关部委印发了《关于深入推进供给侧结构性改革做好新形势下电力需求侧管理工作的通知》，并同时修订了《电力需求侧管理办法》，明确了新形势下电力需求侧管理的新定义与新内容，补充了实施主体，增加了实施领域与方向；继续开展工业领域电力需求侧管理专项行动计划（2016-2020 年）。行业企业积极推进电力需求侧管理工作，截至 2017 年年底，全国已有 171 家单位通过电能服务机构能力评定；国家电网、南方电网、内蒙古电力（集团）有限公司（以下简称“内蒙古电力”）和陕西省地方电力（集团）有限公司（以下简称“陕西地电”）超额完成 2017 年度电力需求侧管理目标任务，共节约电量 157 亿千瓦时、电力 395 万千瓦，有力保障了电力供需平衡，促进了能源电力资源的优化配置。

电力供需形势总体宽松 2017 年，全国电力供需延续总体宽松态势，区域间供需形势差异较大。分区域看，华北区域主要是迎峰度夏期间偏紧，7 月中旬受持续高温天气影响，区域内绝大部分省级电网用电负荷均创历史新高，河北、山东、天津等地执行有序用电；华中区域电力供需基本平衡；华东和南方区域电力供需平衡有余；东北和西北区域电力供应能力富余较多。

四、行业绿色发展水平进一步提高，节能减排取得新成绩

能效水平持续提高 全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗 309 克/千瓦时，比上年降低 3 克/千瓦时，煤电机组供电煤耗水平持续保持世界先进水平；电网线损率 6.48%，比上年降低 0.01 个百分点；由于煤电超低排放改造、负荷率下降等原因，6000 千瓦及以上火电厂厂用电率 6.04%，比上年提高 0.03 个百分点；火电厂单位发电量耗水量 1.25 千克/千瓦时，比上年降低 0.05 千克/千瓦时。

污染物排放大幅下降 根据中电联统计分析，截至 2017 年年底，全国燃煤电厂 100% 实现脱硫后排放。其中，已投运煤电烟气脱硫机组容量超过 9.4 亿千瓦，占全国煤电机组容量的 95.8%；其余煤电机组主要为循环流化床锅炉采用燃烧中脱硫技术；已投运火电厂烟气脱硝机组容量约 10.2 亿千瓦，占全国火电机组容量的 92.3%；其中，煤电烟气脱硝机组容量约 9.6 亿千瓦，占全国煤电机组容量的 98.4%。常规煤粉炉以选择性催化还原（SCR）脱硝技术为主，循环流化床锅炉则以选择性非催化还原（SNCR）脱硝技术为主；全国累计完成燃煤电厂超低排放改造 7 亿千瓦，占全国煤电机组容量比重超过 70%，提前两年多完成 2020 年改造目标任务。2017 年，全国电力烟尘、二氧化硫和氮氧化物排放量分别约为 26、120 和 114 万吨、分别比上年下降 25.7%、29.4% 和 26.5%；单位火电发电量烟尘排放量、二氧化硫排放量和氮氧化物排放量分别为 0.06、0.26 和 0.25 克/千瓦时，比上年分别下降 0.02、0.13 和 0.11 克/千瓦时；单位发电量废水排放量 0.06 千克/千瓦时，与上年持平全国燃煤电厂粉煤灰综合利用率为 72%，与上年持平；脱硫石膏综合利用率为 75%，比上年提高 1 个百分点。

应对气候变化贡献突出 单位火电发电量二氧化碳排放约 844 克/千瓦时，比 2005 年下降 19.5%。以 2005 年为基准年，2006-2017 年，通过发展非化石能源、降低供电煤耗和线损率等措施，电力行业累计减少二氧化碳排放约 113 亿吨，有效减缓了电力二氧化碳排放总量的增长，其中供电煤耗降低对电力行业二氧化碳减排贡献率为 45%，非化石能源发展贡献率为 53%。

五、科技创新取得新进展，创新成果获多项大奖

特高压技术继续引领世界大电网技术发展 率先研发应用了特高压直流分层接入技术，全面攻克了±1100 千伏直流输电工程系统成套技术，掌握了 1000 千伏特高压交流和±800 千伏特高压直流输电

关键技术，特高压技术继续引领世界大电网技术发展；世界首台机械式高压直流断路器投运，世界首台特高压柔直换流阀研制成功，我国柔性输电技术取得长足进步；世界上电压等级最高、容量最大的苏南 500 千伏统一潮流控制器建成投运，全球规模最大的冀北新能源虚拟同步机系统实现并网，建成了集成可再生能源主动配电网示范工程，电网控制和新能源接纳能力显著提高；电动汽车、分布式电源的灵活接入取得重要进展，在数量规模、运营关键技术、电动汽车与电网互动技术领域，均走在世界前列。

电源科技创新取得新进展 二次再热发电技术具备自主开发制造能力，燃煤耦合生物质发电技术实现示范应用，超超临界关键前沿技术研究有序推进，化石能源清洁高效利用取得新进展；以 CAP1400 和“华龙一号”为标志，中国核电已达到三代核电技术的先进水平，并拥有完整的自主知识产权和核心制造能力；风电开发运行逐步向信息化、数字化、智能化、高可靠性方向发展；百万千瓦水电机组关键部件成功问世，奠定了中国水电技术的世界领导者地位。

电力科技创新成果获多项大奖 电力行业科技项目共获得国家科学技术奖 20 项。其中，“特高压 ±800kV 直流输电工程”获国家科学技术进步奖特等奖，“600MW 超临界循环流化床锅炉技术开发、研制与工程示范”获国家科学技术进步奖一等奖，“燃煤机组超低排放关键技术研发及应用”获国家技术发明奖一等奖。

六、电力市场建设加快推进，电力市场交易更加活跃

电力市场体系和试点建设加快推进 国家围绕全面深化电力改革出台了一系列涉及输配电价、售电侧改革、增量配电网放开、电力交易规则等方面的政策措施，各省也结合实际积极制定电力改革和市场化交易试点方案，有力支持和推进了电力市场体系构建和电力市场交易试点。截至 2017 年年底，售电侧改革试点扩大到 10 个省份，一大批售电企业准入市场交易，活跃了市场环境；22 个省份开展了电力改革综合试点，改革措施各具特点，市场发育日益完善；新批复增量配电网业务改革试点 89 个，累计批复试点 195 个，增量配电网业务改革有序推进；确定南方（广东起步）、蒙西等 8 个地区作为电力现货市场建设试点，电力市场交易品种逐步丰富。此外，还组织在东北等地区开展电力辅助服务市场建设。中国电力企业联合会受政府委托开展电力行业信用体系建设与评价工作，并配合有关政府在健全信用工作体系、联合奖惩制度、制定信用评价管理办法、推进市场主体信息采集等方面出台了一系列政策性文件，升级编制包括发电、电网、设计、建设、售电、电能服务、电力大用户等 7 个专业领域的信用评级规范，为行业信用体系建设提供了政策和实施保障。

市场化交易比重大幅提高 截至 2017 年年底，全国共成立北京、广州 2 个区域性电力交易中心和 32 个省级电力交易中心。国家加快放开发用电计划，各类市场主体积极参与电力交易，有力地促进了煤电市场化率加快提高，也鼓励了清洁能源发电积极参与市场交易，电力市场化交易规模大幅增加。初步统计，全年市场化交易电量约 1.6 万亿千瓦时、同比增长超过 60%，市场化交易电量占全社会用电量的 25.9%，比重比上年提高 7 个百分点；其中 10 家大型发电集团 2 合计市场化交易电量占全国市场化交易电量的 66%，占这 10 家大型发电集团上网电量的 33%（即上网电量市场化率）。

行业支撑实体经济降成本效果显著 继续推进输配电价改革，历经三年、全面完成各省级电网输配电价核定，核定后的全国平均输配电价比原购销价差降低近 1 分/千瓦时，核减 32 个省级电网（除西藏外）准许收入约 480 亿元；降低在电价环节征收的政府性基金及附加标准 25%，减轻社会用电成本 160 亿元；取消通过电价征收的城市公共事业附加、电气化铁路还贷电价和向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金，涉及金额 800 亿元。以上措施共降低社会用电成本超过 1400 亿元，有力扶持了实体经济发展、助推产业转型升级。此外，国家调整降低了风电和太阳能光伏发电项目上网电价。

七、电力企业主营收入快速增长，火电利润大幅下降

电网企业主营业务收入快速增长 据国家统计局数据，全国规模以上电力供应企业资产总额 5.8 万亿元，比上年增长 4.9%；负债总额 3.0 万亿元，比上年增长 3.4%。据中电联调查，2017 年，受宏观经济稳中向好、工业生产形势改善、电能替代加快推进等因素带动电力消费较快增长影响，国家

电网、南方电网、内蒙古电力、陕西地电合计主营业务收入 29117 亿元，比上年增长 11.1%；国家电网和南网电网合计公司利润总额 1091 亿元，比上年增长 1.1%。

火电企业利润大幅下降 据国家统计局数据，全国规模以上发电企业资产总额 7.6 万亿元，比上年增长 4.2%；负债总额 5.1 万亿元，比上年增长 3.8%；受电煤价格大幅上涨、市场化交易量增价降等因素影响，全国规模以上火电企业仅实现利润 207 亿元，比上年下降 83.3%，直接拉动发电企业利润同比下降 32.4%。据中电联调查，截至 2017 年年底，五大发电集团 3 电力业务收入 9559 亿元，比上年增长 9.1%；电力业务利润总额 310 亿元、比上年下降 64.4%，其中火电业务亏损 132 亿元，继 2008 年后再次出现火电业务整体亏损。

八、全球能源互联网加快推进，电力合作成为“一带一路”合作新的亮点

全球能源互联网加快推进 按照习近平总书记在“一带一路”国际合作高峰论坛上“建设全球能源互联网，实现绿色低碳发展”的倡议，全球能源互联网建设加快推进，全球能源互联网理念赢得国际认可，并纳入联合国工作框架。全球能源互联网合作组织会员数量增长至五大洲 22 个国家和地区的 265 家，组织体系逐步完善；《全球能源互联网发展战略白皮书》、《跨国跨洲电网互联技术与展望》、《全球能源互联网发展与展望 2017》等多项课题成果陆续发布；积极组织 and 宣传全球能源互联网发展理念，为全球能源互联网建设营造良好发展环境。

国际交流影响力不断增强 电力行业企业与国际知名能源电力行业组织、企业保持密切联系与合作，积极参与、主导、组织各类国际组织交流活动，国际交流更加频繁，参与国际能源电力事务的能力、影响力和话语权不断增强。2017 年，主办和承办的国际性会议 49 场，境内外国际展览 69 个，对外签署重要协议及备忘录 60 项。截至 2017 年底，国内电力行业、企业分别加入了 125 个国际主要行业技术组织与机构，并在其中的 48 个组织或机构担任主要角色单位，102 位各类专家、学者在上述组织担任主要职务；国内电力企业在境外的 128 个国家和地区共设立有效分支机构或办事处 600 个。

电力国际合作有新突破，“一带一路”合作呈现新的亮点 我国对外投资建设的一大批电源、电网项目顺利投产，非洲最大水电站——安哥拉卡古路?卡巴萨水电站开启了中国企业在非洲水电建设新纪元，巴西美丽山水电送出特高压工程一期投产运行，中核集团建设的巴基斯坦恰希玛核电站一期工程全面建成，中广核集团投资建设的英国欣克利角核电站 C 项目主体工程正式动工。2017 年，主要电力企业实际完成对外投资 193 亿美元，新增电力对外投资项目 26 项；对外承包工程新签合同额 488 亿美元，境外承包项目中投产火电机组 1227 万千瓦、水电机组 166 万千瓦；出口设备和技术合计超过 52 亿美元。电力项目合作是“一带一路”合作新的亮点和明星领域，全年主要电力企业在“一带一路”沿线国家完成电力投资项目 12 项、合计项目总投资 126 亿美元，承担大型承包项目 194 个、合计合同金额 306 亿美元，涵盖火电、水电、风电、太阳能发电、核电、输配电等工程领域。

九、问题与展望

党的十九大做出了“中国特色社会主义进入新时代”的重大论断，我国经济已由高速发展阶段转入高质量发展阶段。在我国发展新的历史方位下，能源电力行业要推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系，这是能源电力行业的历史性重任，也是建设现代化经济体系的重要基础和支撑。但从当前电力发展改革现状看，还存在很大差距，仍面临着较为严峻的形势和挑战。

电力系统安全稳定运行面临严峻考验 随着我国电力快速发展和持续转型升级，大电网不断延伸、电压等级不断提高、大容量高参数发电机组不断增多，新能源发电大规模集中并网，电力系统形态及运行特性日趋复杂，特别是信息技术等新技术应用带来的非传统隐患增多，对系统支撑能力、转移能力、调节能力提出了更高要求，给电力系统安全稳定运行带来了严峻考验。此外，各类自然灾害频发，保障电力系统安全任务更为艰巨，发生大面积停电风险始终存在。

清洁能源消纳问题依然突出 2017 年，在各方共同努力下，通过综合施策，弃风、弃光率有所下降，云南、四川弃水电量有所减少，辽宁、福建核电限电情况有所缓解，但并没有从体制机制上解决清洁能源消纳问题，清洁能源发展面临的问题依然突出，如发展协调性不够、系统灵活性不足导

致调峰困难、输电通道建设不匹配导致大范围消纳受限、水电流域统筹规划和管理较为薄弱、新能源自身存在技术约束、需求侧潜力发挥不够、市场机制不完善、政策措施有局限等问题依然没有得到较好解决，未来核电和大规模新能源发电并网消纳、西南水电开发与送出的压力和挑战会越来越大，难以适应国家“推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系”的总要求。

煤电企业经营困难，保障煤电清洁发展能力较弱 煤电发电量占全国发电量的 65%，长期以来在电力系统中承担着电力安全稳定供应、应急调峰、集中供热等重要基础性作用，在未来二三十年内，煤电在清洁发展的基础上，仍将发挥基础性和灵活性电源作用，仍是为电力系统提供电力、电量的主体能源形式。但 2016 年下半年以来，煤炭供需持续紧张，电煤价格上涨并长期高于国家设定的 500-570 元/吨的“绿色区间”，据调研测算，2017 年五大发电集团到场标煤单价比上年上涨 34%，导致电煤采购成本比上年提高 920 亿元左右；全国煤电行业因电煤价格上涨导致电煤采购成本提高 2000 亿元左右，导致煤电行业大面积亏损。煤电长期经营困难甚至亏损，不利于电力安全稳定供应，也极大削弱了煤电清洁发展的能力，煤电清洁发展的任务更加艰巨。

核电建设发展停滞 核电是可以大规模替代煤炭、为电力系统提供稳定可靠电力的清洁能源发电类型，是实现国家 2020 年和 2030 年非化石能源发展目标、构建清洁低碳、安全高效能源体系的重要手段。但近两年核电发展停滞，已连续两年没有核准新的核电项目（除示范快堆项目外），核电投资规模也连续两年下降，在建规模减少到 2017 年底的 2289 万千瓦，核电发展进度明显慢于《国家电力发展“十三五”规划》，可能会影响国家非化石能源消费比重目标完成，也与核电产业链（核电特殊性：建设周期长、安全要求高、人才培养慢）宜平稳发展这一产业特殊性要求有较大差距。

电力改革与市场化建设进入深水区 两年多来，电力改革全面推进、成效显著，接下来的电力改革将逐步进入攻坚克难、啃硬骨头的深水区。综合体现在：一是政策多门、各地各异。导致各类试点在具体落实过程中，中央各部门之间、中央与地方之间、政府与市场主体之间、电力企业与社会之间协调难度大，规则不规范，市场准入标准各地各异。二是跨省区交易存在壁垒障碍。市场交易体系不健全、品种不完善、信息不对称，制约清洁能源跨区交易与消纳规模，难以体现市场对资源配置的优势。三是电价体系有待完善。当前电力上游至电力各产业链乃至用户侧价格仍以计划调控为主导，缺乏合理的市场化疏导机制，导致发电企业尤其是煤电企业的合理利润空间被肆意挤压，输配电成本归集和电价交叉补贴没有科学化的监审标准，电网和社会企业投资增量配电网积极性受挫，行业可持续发展能力减弱。四是支撑增量配电业务试点的相关政策规范和发展规划缺乏、相关法规不清晰，配电存量与增量的区域划分与建设发展困难重重，投资效益不确定，安全运营风险加大。

2018 年是全面贯彻党的十九大精神的开局之年，是改革开放 40 周年，是决胜全面建成小康社会、实施“十三五”规划承上启下的关键一年。我国电力发展也进入转方式、调结构、换动力的关键时期，电力供需多元化格局越来越清晰，电力结构低碳化趋势越来越明显，电力系统智能化特征越来越突出。电力行业将按照党的十九大报告提出的“推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系”的总要求，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，继续遵循能源“四个革命、一个合作”战略构想，深入研究社会主要矛盾变化对能源电力行业的影响，准确把握能源电力发展大趋势，立足当前、着眼长远，持续推进电力供给侧结构性改革，持续优化供给结构、提高供给质量、满足有效需求，着力解决电力安全稳定运行、清洁能源消纳、煤电企业经营困难及保障清洁发展能力弱、核电发展停滞等突出矛盾和问题，继续加快推进电力改革，扩大电力市场化电量比重，持续推动电力发展质量变革、效率变革和动力变革，努力实现电力行业平稳健康可持续发展。（摘自《中国电力行业年度发展报告 2018》）

注释：

1 纳入中电联统计口径的 26 家大型发电企业：中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）、中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）、中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）、国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能源集团”）、国家电力投资集团有限公司（以下简称

“国家电投集团”）、中国长江三峡集团有限公司（以下简称“三峡集团”）、中国核工业集团有限公司（以下简称“中核集团”）、中国广核集团有限公司（以下简称“中广核集团”）、广东省粤电集团有限公司（以下简称“粤电集团”）、浙江省能源集团有限公司（以下简称“浙能集团”）、北京能源投资(集团)有限公司、申能股份有限公司、河北省建设投资集团有限公司、华润电力控股有限公司、国投电力控股股份有限公司、新力能源开发有限公司、甘肃省电力投资集团公司、安徽省皖能股份有限公司、江苏省国信资产管理集团有限公司、江西省投资集团公司、广州发展集团有限公司、深圳能源集团股份有限公司、黄河万家寨水利枢纽有限公司、中铝宁夏能源集团公司和山西国际电力集团有限公司。

2 指参加中电联电力交易信息共享平台的华能集团、大唐集团、华电集团、国家能源集团、国家电投集团、三峡集团、中核集团、中广核集团、粤电集团和浙能集团。

3 指华能集团、大唐集团、华电集团、国家能源集团和国家电投集团。

中电联 2018-06-15

中国电力行业面临五大严峻形势

“从当前电力发展改革现状看，还存在很大差距，仍面临着较为严峻的形势和挑战。”中国电力企业联合会相关负责人6月14日接受中国经济时报记者采访时如是表示。

中国电力企业联合会于当日发布的《中国电力企业年度发展报告2018》显示，我国电力发展已进入转方式、调结构、换动力的关键时期，目前电力行业面临的主要挑战有：电力改革与市场化建设进入深水区；电力系统安全稳定运行面临严峻考验；清洁能源消纳问题依然突出；煤电企业经营困难，保障煤电清洁发展能力较弱；核电建设发展停滞，等等。

电力改革与市场化建设进入深水区。两年多来，电力改革全面推进、成效显著，接下来的电力改革将逐步进入攻坚克难、啃硬骨头的深水区。综合体现在：一是政策多门、各地各异。导致各类试点在具体落实过程中，中央各部门之间、中央与地方之间、政府与市场主体之间、电力企业与社会之间协调难度大，规则不规范，市场准入标准各地各异。二是跨省区交易存在壁垒障碍。市场交易体系不健全、品种不完善、信息不对称，制约清洁能源跨区交易与消纳规模，难以体现市场对资源配置的优势。三是电价体系有待完善。当前电力上游至电力各产业链乃至用户侧价格仍以计划调控为主导，缺乏合理的市场化疏导机制，导致发电企业尤其是煤电企业的合理利润空间被肆意挤压，输配电成本归集和电价交叉补贴没有科学的监审标准，电网和社会企业投资配电网积极性受挫，行业可持续发展能力减弱。四是支撑增量配电网试点的相关政策规范和发展规划缺乏，相关法规不清晰，配电存量与增量的区域划分与建设发展困难重重，投资效益不确定，安全运营风险加大。

电力系统安全稳定运行面临严峻考验。随着我国电力快速发展和持续转型升级，大电网不断延伸，电压等级不断提高，大容量高参数发电机组不断增多，新能源发电大规模集中并网，电力系统形态及运行特性日趋复杂，特别是信息技术等新技术应用带来的非传统隐患增多，对系统支撑能力、转移能力、调节能力提出了更高要求，给电力系统安全稳定运行带来了严峻考验。

清洁能源消纳问题依然突出。2017年，在各方共同努力下，通过综合施策，弃风、弃光率有所下降，但并没有从体制机制上根本解决清洁能源消纳问题，清洁能源发展面临的问题依然突出。

煤电企业经营困难，保障煤电清洁发展能力较弱。自2016年下半年以来，煤炭供需持续紧张，电煤价格上涨并长期高于国家设定的500元—570元/吨的“绿色区间”，据调研测算，2017年五大发电集团到场标煤单价比上年上涨了34%，导致电煤采购成本比上年提高了920亿元左右；全国煤电行业因电煤价格上涨导致电煤采购成本提高2000亿元左右，导致煤电行业大面积亏损。煤电长期经营困难甚至亏损，不利于电力安全稳定供应。

核电建设发展停滞。核电是可以大规模替代煤炭、为电力系统提供稳定可靠电力的清洁能源发电类型，是实现国家2020年和2030年非化石能源发展目标、构建清洁低碳、安全高效能源体系的

重要手段。但近两年核电发展停滞，已连续两年没有核准新的核电项目（除示范快堆项目外），核电投资规模也连续两年下降。

范思立 中国经济时报 2018-06-15

习近平：超超临界燃煤发电等多项能源科技世界领先

中国科学院第十九次院士大会、中国工程院第十四次院士大会 28 日上午在人民大会堂隆重开幕。中共中央总书记、国家主席、中央军委主席习近平出席会议并发表重要讲话。他强调，中国要强盛、要复兴，就一定要大力发展科学技术，努力成为世界主要科学中心和创新高地。形势逼人，挑战逼人，使命逼人。我国广大科技工作者要把握大势、抢占先机，直面问题、迎难而上，瞄准世界科技前沿，引领科技发展方向，肩负起历史赋予的重任，勇做新时代科技创新的排头兵，努力建设世界科技强国。

中共中央政治局常委、国务院总理李克强，中共中央政治局常委、中央书记处书记王沪宁，中共中央政治局常委、国务院副总理韩正出席会议。

习近平在讲话中首先表示，中国科学院第十九次院士大会、中国工程院第十四次院士大会是党的十九大后我国科技界召开的一次盛会。习近平代表党中央向大会的召开表示热烈的祝贺，向全国广大科技工作者致以诚挚的问候。

习近平表示，这些年来，在党中央坚强领导下，在全国科技界和社会各界共同努力下，我国科技事业密集发力、加速跨越，实现了历史性、整体性、格局性重大变化，重大创新成果竞相涌现，一些前沿方向开始进入并行、领跑阶段，科技实力正处于从量的积累向质的飞跃、点的突破向系统能力提升的重要时期。

习近平表示，我们着力推进面向国家重大需求的战略高技术研究，大型先进压水堆和高温气冷堆核电、天然气水合物勘查开发等正在进入世界先进行列。

习近平表示，我们着力引领产业向中高端迈进，超超临界燃煤发电、特高压输变电等世界领先，新能源汽车、第三代核电“华龙一号”、掘进装备等跻身世界前列。

习近平指出，要深度参与全球科技治理，贡献中国智慧，着力推动构建人类命运共同体。要共同应对未来发展、能源安全、气候变化等人类共同挑战，在实现自身发展的同时惠及其他更多国家和人民，推动全球范围平衡发展。

习近平指出，进入 21 世纪以来，全球科技创新进入空前密集活跃的时期，新一轮科技革命和产业变革正在重构全球创新版图、重塑全球经济结构。以清洁高效可持续为目标的能源技术加速发展将引发全球能源变革，空间和海洋技术正在拓展人类生存发展新疆域。

在中国科学院第十九次院士大会、中国工程院第十四次院士大会上的讲话
(2018 年 5 月 28 日)

陈芳 余晓洁 新华社 2018-06-04

中国能源研究会智能发电专业委员会成立

6 月 6 日，中国能源研究会智能发电专业委员会成立。专业委员会将为智能发电领域提供一个开放、平等的学术交流平台，在组织科研课题研究、信息沟通、合作创新等方面发挥重要作用。

据介绍，“智能发电”与“智能电网”、德国“工业 4.0”以及“中国制造 2025”的概念一致，其核心是第四次工业革命大背景下发电技术的转型革命。“智能发电”是以发电过程的数字化、自动化、信息化、标准化为基础，以管控一体化、大数据、云计算、物联网为平台，集成智能传感与执行、智能控制与优化、智能管理与决策等技术，形成一种具备自学习、自适应、自趋优、自恢复、自组织的智能发电运行控制管理模式，实现更加安全、高效、清洁、低碳、灵活的生产目标。

现阶段我国在“智能发电”的发展道路上具备了一定的基础，现有电厂在数字化、信息化、自动化等方面达到了较高的水平；网络技术和计算机处理能力得到了极大的提升；我国的发电装备制造水平得到快速发展。目前，国内各类发电企业均配备了自动控制系统、监控信息系统及管理信息系统，但其与智能化生产仍存在较大差距。“智能发电”并非简单的数字化和信息化，而是在此基础上实现更高级别的智能化。我国在“智能发电”领域中已经开展了一定的探索与应用，诸多专家学者对“智能发电”提出了不同的见解，国内各发电集团均在积极筹备与布局智能发电厂建设，竖立样板工程。

智能发电专委会汇集电力生产企业、装备制造企业、大专院校、科研院所、能源信息管理部门从事发电过程自动化、信息化、智能化领域的专家学者五十余人，具有广泛的覆盖面与代表性。我国著名电站控制专家刘吉臻院士任主任委员，秘书处挂靠在国家能源集团新能源技术研究院，旨在为开展智能发电领域的研究、咨询、服务、交流提供高端平台。

贾科华 中国能源网 2018-06-06

生物质能、环保工程

中国生物质能源产业联盟会员代表大会

6月10日至11日，中国生物质能源产业联盟会员代表大会暨2018中丹可再生能源清洁供热高峰论坛在京成功举办。

在中国生物质能源产业联盟会员代表大会上，联盟宣布正式更名为中国产业发展促进会生物质能产业分会（简称“生物质能产业促进会”）。根据协会决议，由中国光大国际有限公司前行政总裁陈小平担任会长、中国环保集团公司董事长郑朝晖担任执行副会长，中国光大绿色环保有限公司行政总裁钱晓东、凯迪生态董事长李林芝、广东长青集团董事长何启强担任副会长。

大会审议通过了中国产业发展促进会生物质能产业分会管理办法，审议了副秘书长张大勇所作的2017年工作总结和2018年工作计划报告，并举行了新增会员单位授牌仪式。

据了解，生物质能产业促进会成立于2017年2月，是从事生物发电、生物质供热、生物质燃气、生物质液体燃料、生物质成型燃料、生物质能各领域的投资建设、运营管理、技术研发、设备制造生产、学术研究、行业服务等单位自愿组成的联合组织，归属中国产业发展促进会。

中国产业发展促进会生物质能产业分会会长陈小平表示：“作为一个企业家、一名环保工作者，虽已退休，但我愿意与大家一道，为我们难以割舍的生态、环保情缘建言献策，集智助力。”

陈小平认为：生物质联盟不单只讲生物质，更要讲时代使命、讲高质量增长、讲技术创新、讲社会责任、讲企业自律，借势借力，在新一轮经济发展浪潮中勇立潮头，为美丽中国和绿水青山的建设中集聚众力，互促互进，相映生辉，砥砺前行。

作为中国生物质能源产业联盟会员代表大会的后续，中国产业发展促进会生物质能产业分会进行了全新公开亮相，围绕着生物质能的清洁供热主题，丹麦能源、公用事业与气候变化部官员，中国能源局相关领导，中外清洁供热能源领域专家、企业家等展开了深入交流和对话，共同为中国的生物质能产业献计献策，并积极探寻国际间的能源环保合作。

中国能源网 2018-06-14

中国首次将新型镍基单原子催化剂应用于生物质转化反应

生物质作为一种可再生碳资源，将其转化为多元醇、芳烃、烷烃等高附加值化学品具有重要意义。镍基催化剂在生物质的加氢、加氢裂解和加氢脱氧等反应中已被证明具有高催化活性。然而，在生物质转化的反应介质中（强酸、高温、水热），大部分镍基催化剂并不能够稳定存在，这主要是由于低价态镍基催化活性物种在酸溶液中容易发生溶解、流失以及聚集长大等过程，从而导致催化剂失去活性。该缺点也成为了限制镍基催化剂应用于生物质转化反应中巨大的障碍。因此，急需发展一种新型耐酸稳定的镍基催化剂并用于生物质加氢领域。

近日，中科院大连化物所航天催化与新材料中心的王爱琴研究员、张涛院士团队在长期从事单原子催化剂和生物质转化研究基础上，首次将高金属载量的镍-氮-碳（Ni-N-C）单原子催化剂应用于生物质转化反应中并取得重要进展。相关工作以通讯形式发表在《德国应用化学》（*Angew. Chem. Int. Ed.*）上，并被选为热点文章（Hot paper）。

该研究团队制备了镍载量高达 7.5 wt% 的 Ni-N-C 单原子催化剂，并应用于纤维素转化制备多元醇反应。对比活性炭负载的镍纳米颗粒催化剂（Ni/AC），Ni-N-C 单原子催化剂在高温、高压、强酸、高温水热的苛刻条件下，表现出很好的耐久性，催化剂可循环 7 次以上且未见明显的活性降低和单原子聚集长大。通过深入表征，科研人员成功解析出了 Ni-N-C 单原子催化剂的活性中心为镍单原子与 4 个吡啶态氮配位形成扭曲的准平面 Ni-N₄ 基团，同时第五个吡啶态氮在纵轴方向弱吸附于镍中心形成 Ni-N₅ 结构，氢气分子可在该活性中心上进行有效活化。该进展对于将生物质转化成化妆品（多元醇）、聚酯纤维（二元醇/二元酸/PX）、航空煤油（芳烃）等高附加值化学品具有重要的借鉴意义。

上述研究工作得到国家自然科学基金委、科技部、中科院战略性先导科技专项和教育部能源材料化学协同创新中心的资助。

刘文刚 王爱琴 中国能源网 2018-06-06

清新环境：创新之翼放飞实业梦想

5月18日至19日，全国生态环境保护大会在北京召开。中共中央总书记、国家主席、中央军委主席习近平出席会议并发表重要讲话。

习近平在讲话中强调，生态文明建设是关系中华民族永续发展的根本大计。生态兴则文明兴，生态衰则文明衰。

根本大计，创新为魂。这道时代考题，需要每个人参与解答。尤其是以环境保护为主业的创新型技术公司，他们的水平在一定程度上决定了考分高低。

循着这个逻辑，当目光聚焦到北京清新环境技术股份有限公司的创新路径中时，我们读到了大量富有时代价值的信息。

2001年，清新环境成立，专业从事工业环保节能及资源综合利用，是一家国家级高新技术企业。2011年在深圳证券交易所上市，成为中小板中的一员。

从旋汇耦合技术到管束式除尘技术再到SPC-3D，他们让节能和减排完美结合，成为国产自主知识产权大型火电脱硫技术先期缔造者，以及首批烟气环保第三方治理参与实践者，为电力、冶金等多个行业工业烟气治理做出了重要贡献。

“创新精神是公司成立那天起就有的文化基因。”北京清新环境技术股份有限公司总裁张根华深有感触地说，创新成果既是智慧的结晶，也是担当精神的物化。有时，坚定的决心比具体的技术更重要。

创新之果

近年来，我国大气污染防治成为全社会关注焦点。其中，燃煤火电行业减排政策标准日趋严格。

特别是 2014 年实行的超低排放标准，更是领先世界。

2015 年 6 月 5 日，世界环境日。清新环境做出了大胆的一个决定：与同行公开分享公司的核心技术——单塔一体化脱硫除尘深度净化技术。

消息一出，业界一片惊叹之声。

这项 2014 年清新环境自主研发成功的超低排放新型技术，集多项专利技术于一体，具有净化“高效率”、能耗低、适应性强、工期短、不额外增加场地等特点，适用于燃煤烟气 SO₂ 和烟尘的深度净化，尤其是对于西部缺水地区，优势更为明显。

通过在山西云冈电厂（300MW 机组、山西省首个单塔一体化超低排放机组）、河南孟津电厂（600MW 机组、河南省首个实现超低排放机组）、重庆万州电厂（1050MW 机组、国内首台实现超低排放投运的容量最大、参数最高的燃煤电站锅炉机组）、安徽安庆电厂（1000MW 机组）、内蒙古准格尔电厂等数十台各类大型燃煤电厂机组使用，充分证明了这套技术对我国燃煤电厂实现烟气超低排放的巨大价值。

在中电联公布的 2016 年度中国电力创新奖获奖名单中，清新环境的大型燃煤电站大气污染物近零排放技术研究及工程获得一等奖。

截至目前，清新环境 SPC-3D 技术已完成机组改造 600 余台，遍布国内 20 多家大型能源集团。敢于公开，既是责任感使然，也是一种自信的表现。

回顾清新环境十几年的创业历程，以自主创新技术解决客户难题，已经成为一个基本模式。其中，活性焦干法烟气集成净化技术、褐煤制焦技术、选择性催化还原脱硝技术、SPC 烟气除水技术、废水零排放技术等，都在市场上获得了广泛好评。

据北京清新环境技术股份有限公司总工程师程俊峰介绍，清新环境创建了“五位一体”的全系统发展体系，即面向行业未来的技术研发体系，面向市场的技术支持服务体系，面向客户的工程建设实施体系，面向减排效果的生产管理运行体系，拥有核心的专利技术固化成装备制造的技术体系。

比如，清新环境目前主推的废水零排放技术。脱硫废水排放是目前火电厂一个广受关注的问题，这种废水浊度高、含盐量高，还含有重金属，治理好脱硫废水是未来的方向。经过多次试验后，清新环境已经完全掌握了这项技术，适用性、经济性上佳。在已经应用这项技术的工程上面，完全实现了废水零排放。

创新之因

事有成败，法循因果。清新环境创新之果，皆缘于其文化之因。

企业创新文化的养成，创始团队是关键。

清新环境的创始团队自创业之初，就意识到自主创新的极端重要性。放手投入、不怕风险、勇于担当，正是这种意识的外在体现。“技术创新有个基本规律，有投入不一定有产出，不投入一定没产出。公司想要长远发展，必须对此有清醒的认识。”张根华说。

如果仔细算起来，清新公司的核心创新产品 SPC-3D 从第一次试验到不断改进、真正成型，正式面向市场时，时间超过了 10 年，仅此单项试验前后投入就超过了 2 亿元。

“从最初第一台设备开始到现在，公司领导就一直坚持参与讨论、研究，没离开过研发一线。”北京清新环境技术股份有限公司总工程师程俊峰介绍说，领导参与项目研究，能深入了解项目急需什么、将来的创新点在哪儿、解决什么实际问题。这样，决策链条就大大缩短，而且能一直保持对创新环境的良好感觉，决策质量非常高。这是公司创新效率一直在同行保持领先的一个重要原因。

企业创新文化养成，需要明确的战略规划来引导、培育。

清新环境创业之初就提出把自主创新作为公司发展的基本战略，而不是采取与国际技术公司合作这样相对省力的方法，其实有更为长远的考虑。“国际老牌技术公司在这个领域摸爬滚打上百年，已经形成了在新兴市场上比较成熟的操作手法。首先是收取专利使用费和项目提成，短期收益与长期收益都考虑在内。其次是专利升级时，他们要共享专利。同时，他们的专利授权都不是排他式的，很容易形成几家国内公司共用一种技术，只能拼价格的局面。”张根华回忆说，还有一个致命之处，

这些技术授权范围只在中国大陆内使用，我们要想开拓国际市场根本就不可能。这无疑会大大限制本土公司的成长空间。

企业创新文化养成，也需要具体的制度、机制、规划落实支撑。

产品、工艺创新试验需要的材料品种繁杂、数量小、高频次，而且大多为非标制品。如果用同一套招标采购流程，不仅管理成本过高，而且时效性很难保证。为此，清新环境专门制定规则做出有针对性的规范，人员考核标准也富有弹性。

企业创新文化养成，还需要与商业模式实现对接，形成商业闭环，为可持续发展提供动力。

清新环境拥有独立的试验基地，曾让不少同行和各大科研院所羡慕不已。实际上，他们还有一个杀手锏，即通过后期运维，积累了巨量的项目需求、工艺改进等方面的改进信息。这些信息，为持续研究创新提供了最现实的指南。

据了解，清新环境的商业模式，正从传统工程总承包向第三方治理业务模式转型，后者比例已经接近 50%。这些项目运维时间长达 10 年至 20 年。

对于未来发展，张根华坦言，创新无禁区，但公司作为市场主体，创新体系也一定要有边界意识，围绕主业投入，才能把根越扎越深。

“人们对环保的要求只会越来越高，创新升级永无止境！”张根华最后说。

清新环境的时代价值

这是一篇中国故事。读懂它，就打开了了解中国创新的一扇窗。

近日，习近平总书记在中国科学院第十九次院士大会、中国工程院第十四次院士大会上指出，要增强“四个自信”，以关键共性技术、前沿引领技术、现代工程技术、颠覆性技术创新为突破口，敢于走前人没走过的路，努力实现关键核心技术自主可控，把创新主动权、发展主动权牢牢掌握在自己手中。

自信从哪里来？

从历史中来。改革开放 40 年的历史已经证明，中国人有能力、有智慧创造经济奇迹。

从我国独特的优势中来。政策强大的资源引导能力+全球最大的单一市场，成为我国经济的独特竞争优势。

从创业者的奋斗精神中来。一天当两天用、一天工作十几个小时基本是创业、创新者们的标配。这些要素，我们从清新环境 18 年的创新史里，随处可见。

一滴水，能折射太阳七彩光辉。

清新环境的创新产品，没有芯片产业那样牵动国人心弦，却让我们呼吸的空气更新鲜、水质更安全。

它的技术成果没有一出生就风华正茂，反而面临应用的重重考验，却非常符合市场需求，实实在在地解决了众多行业痼疾。

他们的很多研发人员大部分时间都在研发基地、客户工厂，整天与设备、数据打交道，没有无菌实验室的高大上，没有国际会议掌声的加持与荣耀，却赢得了客户的信任、尊重。

正是如清新环境一样的大量科技公司，推动了我国创新大潮翻涌。

他们用双脚丈量着中国的创新地图，他们用双手为中国的创新大厦不断添砖加瓦。借用一句电视剧里的经典台词：他们的名字无人知晓，他们的功绩与世长存。

清新环境用自己的努力，为时代划下了一道靓丽的印痕，也为这个伟大的时代做出了出色的注解。

人民政协报 2018-06-06

太阳能

国家能源局明确支持光伏方向不变

被业内称为“史上最严光伏新政”的出台,引发了大量光伏企业对行业发展前景的担忧。6月7日,国家能源局发布消息称,针对新政策的相关问题,有关部门已与光伏行业协会部分企业代表进行座谈。座谈会上,国家能源局新能源和可再生能源司副司长李创军介绍,光伏是未来能源变革的主力军,国家对光伏产业的支持是毫不动摇的,但他同时提出,一些地方出现了较为严重的弃光限电问题,光伏补贴压力日益加大,这些都不利于光伏产业的持续健康发展。

“近年来,我国光伏行业取得了显著的成绩,已经成为世界光伏产品生产大国和光伏装机第一大国,培育了一批全球领先的光伏制造企业。光伏行业发展的基本面是好的,发展潜力是巨大的。”李创军表示。

近日国家发改委等三部门联合下发《关于2018年光伏发电有关事项的通知》(以下简称《通知》)提出,我国要暂时“叫停”各地新建大型光伏电站项目。具体来说,《通知》强调,在国家未下发文件启动普通电站建设工作前,各地不得以任何形式安排需国家补贴的普通电站建设。同时,《通知》还明确,自发文之日起,标杆电价分别降低0.05元/千瓦时,一、二、三类地区光伏标杆上网电价分别降至0.5、0.6、0.7元/千瓦时(含税);分布式光伏发电降低度电补贴0.05-0.32元/千瓦时(含税)。

针对这一情况,6月4日,中国光伏行业协会发布消息称,经中国光伏行业协会再次向行业相关主管部门了解,已取得2017年普通地面光伏电站指标的项目,在今年6月30日前并网的,仍执行2017年标杆电价。这意味着,普通地面光伏电站仍执行“6·30”政策,我国新调整的光伏上网标杆电价仍留有缓冲期。

实际上,针对此次光伏新政,多家研究机构均持“乐观”态度。研究机构分析指出,新政策短期内可能会导致光伏行业承压,低端产能被淘汰,但从长期来看,光伏平价上网将提前到来,价格压力会倒逼企业加速技术升级,淘汰落后产能。此外,优质龙头在这次大调整后,市场占有率有望进一步提升,从而可能诞生行业内千亿元市场的企业。

此外,新政策也将会进一步推动国内光伏企业“出海”。业内人士分析,国内光伏市场下半年的需求会不及预期,但近年来,海外相关业务发展迅猛,全球的光伏装机量将会维持在一定规模之上。

蒋梦惟 王寅浩 北京商报 2018-06-08

国家能源局解读《关于2018年光伏发电有关事项的通知》

编者按:近日,国家发展改革委、财政部、国家能源局联合印发了《关于2018年光伏发电有关事项的通知》(以下简称《通知》)。为此,国家能源局新能源司和国家发展改革委价格司负责同志接受了记者采访,回答了记者问题。

问:文件出台的背景是什么?

答:光伏发电是绿色清洁的能源,符合能源转型发展方向,在能源革命中具有重要作用。近年来,在各方共同努力下,光伏发展取得了举世瞩目的成就。我国光伏发电新增装机连续5年全球第一,累计装机规模连续3年位居全球第一。光伏技术不断创新突破、全球领先,并已形成具有国际竞争力的完整的光伏产业链。特别是近两年,新增投产分别达到3424万、5306万千瓦,2017年底并网装机容量累计超过1.3亿千瓦,光伏发电在推动能源转型中发挥了重要作用。但另一方面,也存在光伏发电弃光问题显现以及补贴需求持续扩大等问题,直接影响光伏行业健康有序发展,需要根据新形势、新要求调整发展思路,完善发展政策。

为全面贯彻党的十九大提出的壮大清洁能源产业的精神,促进光伏行业高质量发展,国家发展

改革委、财政部、国家能源局根据行业发展实际，自 2017 年底以来组织有关方面就优化光伏产业规模管理、电价机制以及市场化体制机制等发展政策进行了认真研究，并出台《通知》对 2018 年光伏发电发展的有关事项进行安排部署。

问：今年光伏发电新增建设规模的安排考虑？

答：经过多年发展，我国光伏发电历经成长起步、产业化发展、规模化发展等阶段，当前发展的重点需要从扩大规模转到提质增效、推进技术进步上来，需要从更有利于健康可持续发展的角度，着力推进技术进步、降低发电成本、减少补贴依赖，优化发展规模，提高运行质量，推动行业有序发展、高质量发展。这是今年及今后一段时期光伏发电发展的基本思路。对于今年的光伏发电新增建设规模，具体安排考虑如下。

一是合理把握普通电站发展节奏。这几年普通光伏电站发展很快，部分地方出现弃光问题。根据当前发展实际，明确暂不安排各地普通电站建设规模，包括按以往文件明确可自行管理本区域建设规模的省份(西藏除外)。这既是缓解消纳问题，也是为先进技术、高质量光伏发电项目留下发展空间。

二是支持分布式有序发展。近两年分布式光伏一直保持迅猛增长的发展势头，部分地区呈现出发展过快，与电网不协调等问题。针对这一情况，明确安排 1000 万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目。具体范围为 5 月 31 日(含)前并网的项目纳入国家认可的规模管理范围，这些项目纳入中央财政补贴范围。年内建设投产的其他项目由地方根据自身财力、消纳能力等依法予以支持。

三是继续支持光伏扶贫项目。光伏扶贫是国家明确的精准扶贫十大工程之一。按照脱贫攻坚和光伏扶贫的安排部署，今年要下达“十三五”第二批光伏扶贫项目计划。各地要按照精准扶贫、精准脱贫要求，在落实实施条件、严格审核的前提下，及时上报项目计划，我们将会同国务院扶贫办审核通过后及时下达。

四是有序推进领跑基地建设。2017 年组织开展了第三期光伏发电领跑基地建设，共有 10 个应用领跑基地和 3 个技术领跑基地，合计 650 万千瓦。考虑领跑基地建设在促进技术进步、产业升级、成本下降、补贴退坡上的显著效果，今年是否再组织领跑基地建设及安排多大规模、何时启动，将视光伏发电规模优化情况再行研究。

五是积极鼓励不需国家补贴项目。目前光伏发电既面临补贴不足的现实问题，也有市场竞争力不足的长远发展问题，在通过各种措施推动光伏发电自身建设成本下降的同时，鼓励各地出台政策支持光伏产业发展，减少非技术成本，降低补贴强度。对于不需要中央财政补贴的光伏发电项目，地方可根据接网消纳条件和相关要求自行安排建设。

需要特别说明的是，培育壮大清洁能源产业、支持光伏发电等清洁能源发展是能源生产革命、消费革命的重要内容。发展光伏的方向是坚定不移的，国家对光伏产业的支持是毫不动摇的。此次出台文件是着力解决当前光伏发展的突出矛盾、突出问题作出的阶段性年度政策安排，是为促进我国光伏行业从大到强，从规模扩张到提质增效，促进光伏企业练内功、强体质，提高核心竞争力。对于今年新增建设规模安排，不是要限制光伏发展规模，只是对需要中央财政补贴的项目优化新增规模、明确各类项目具体要求。对于技术先进、发展质量高、不需要中央财政补贴的光伏发电项目规模是放开的。

问：光伏发电行业的市场化程度已经很高，《通知》为何还要提出要加大市场化配置资源力度？有何具体要求？

答：光伏发电是一个社会资本参与程度和市场化程度较高的能源行业，特别是在项目建设投资方面，已实现投资主体多元化、建设模式多样化。对于项目资源配置，2016 年国家发展改革委、国家能源局出台《关于完善光伏发电规模管理和实行竞争方式配置项目的指导意见》，明确未确定投资主体的普通光伏电站项目需通过招标等竞争方式公开选择投资主体，并提出了竞争性配置项目的相关程序和要求。但从实际情况看，各地落实程度和执行效果不一，不少地区不同程度存在地方保护和限价竞争，有必要进一步加大市场化配置资源的力度，规范和严格资源配置规则。为此，《通知》

明确，一是所有普通光伏电站均须通过竞争性招标方式确定项目业主；二是鼓励地方出台竞争性招标办法配置除户用光伏以外的分布式光伏发电项目，鼓励地方加大分布式发电市场化交易力度；三是严禁不公平竞争和限价竞争，并将上网电价作为重要竞争优选条件；四是招标确定的价格不得高于降价后的标杆上网电价。

问：《通知》明确新建普通光伏电站上网电价全部通过竞争性招标形成，不再执行政府定价，具体是如何考虑的？

答：我国光伏发电产业发展已比较成熟，为更好发挥市场机制作用，促进光伏产业健康可持续发展，决定对新建普通光伏电站全部通过竞争性招标形成上网电价。主要有两方面考虑：一是我国光伏发电技术不断进步、成本快速下降，普通光伏电站继续实行标杆电价管理，难以适应市场需要。二是《可再生能源法》及相关政策文件明确规定，对于多个业主竞争同一项目的，要通过市场招标方式确定项目业主和上网电价。《通知》明确所有普通光伏电站均通过竞争性招标方式确定项目业主，上网电价自然也要通过招标形成。此外，电力体制改革相关文件也明确要逐步放开上网电价。

综上，为充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，加快实现光伏发电平价上网，提高光伏行业竞争力，决定自发文之日起，所有普通光伏电站均通过竞争性招标方式确定上网电价。

问：此次光伏发电价格机制调整后，今年光伏发电项目上网电价具体如何执行？

答：本次价格调整可以概括为“两下调一不变”。“两下调”指的是下调一类至三类资源区光伏电站标杆电价各 5 分、下调分布式光伏发电度电补贴标准 5 分；“一不变”指的是维持光伏扶贫项目电价不变。具体为：

一是下调一类至三类资源区光伏电站标杆电价各 5 分。为规范普通光伏电站竞争性招标行为，防止部分项目业主串通高价投标，光伏发电平价上网前，我们将保留普通电站分资源区的标杆电价作为各地招标的上限价格。从今年上半年国家能源局组织的光伏领跑者基地招标结果看，招标电价已大幅低于同类资源区标杆电价水平。为及时合理反映光伏发电建设成本下降情况，决定自发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 5 分，即一类、二类、三类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.5 元、0.6 元、0.7 元。

二是下调分布式光伏发电度电补贴标准 5 分。去年以来，分布式光伏发电呈现高速发展态势，2017 年新增装机近 2000 万千瓦，同比增长约 3.6 倍；今年 1-4 月，新增装机近 900 万千瓦，同比增长约 1.8 倍。考虑上述因素，并根据建设成本下降情况，决定适当下调分布式光伏发电度电补贴标准，即自发文之日起，新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴降低 5 分，补贴标准由每千瓦时 0.37 元调整为 0.32 元。采用“全额上网”模式的分布式光伏发电按普通电站管理。

三是维持光伏扶贫项目电价不变。为积极支持光伏扶贫，维持符合国家政策的村级光伏扶贫电站(0.5 兆瓦及以下)标杆电价不变，即一类资源区每千瓦时 0.65 元、二类资源区 0.75 元、三类资源区 0.85 元，以更好地保障贫困户收益，助力打赢脱贫攻坚战。

问：国家下一步对支持光伏发展有什么考虑？

答：为提升光伏发展质量，保障健康有序发展，下一步将重点做好以下几方面工作：一是保障光伏发电消纳。重点抓好国家发展改革委、国家能源局《解决弃水弃风弃光问题实施方案》各项措施的落实工作，完善可再生能源开发利用目标监测评价制度、实行可再生能源电力配额制，充分发挥电网关键平台作用，多渠道拓展本地消纳等；二是规范光伏发电发展。抓紧出台《关于完善光伏发电建设规模管理的意见》《分布式光伏发电项目管理办法》，明确建设规模管理和分布式发展的相关要求；三是推进市场化交易。在试点基础上，出台鼓励光伏发电与用户直接交易的支持政策，有效降低交易费用，继续推进新能源微电网等有利于分布式光伏发展的新业态和新模式；四是落实优先调度要求。督促电网企业落实节能低碳电力调度原则，优先执行可再生能源发电计划和可再生能源电力交易合同，保障风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电享有最高优先调度等级。

国家能源局 2018-06-04

光伏产业调控不是“一刀切” 发展重点转向提质增效

近日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合发布《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，严控规模，补贴退坡，引起业内广泛关注。

国家能源局有关负责人在接受经济日报记者采访时表示，此次调控并不是“一刀切”，除了需要国家补贴的项目，在保证消纳、满足质量安全等要求的情况下，其他项目都是放开的。政策目的是将光伏发展重点从扩大规模转到提质增效上来。

有利于行业长远发展

控规模是本次各方关注的焦点。《通知》明确，今年根据行业发展实际，暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模，同时，仅安排 1000 万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设。

我国光伏发展在取得显著成绩的同时，也遇到了一些困难和问题，控制光伏规模已经成为“必选项”。

在补贴上，截至 2017 年底，我国累计可再生能源发电补贴缺口总计达到 1127 亿元，其中，光伏补贴缺口达 455 亿元，且呈逐年扩大趋势，直接影响光伏行业健康有序发展。“如果这种超常增长继续，财政补贴缺口将持续扩大，会对行业发展带来更加不利的影响。”上述负责人坦言。

在消纳上，随着光伏发电的迅猛增长，一些地方出现了较为严重的弃光限电问题。2016 年全国弃光率为 11%，2017 年弃光率下降至 6%，虽有好转，但仍不稳固。

产能方面，在国内光伏发电市场高速增长的刺激下，光伏制造企业纷纷扩大产能，光伏制造产能过剩问题、产品和电站建设质量问题也有显现。

“上述问题不利于行业健康可持续发展，需要引导市场和行业根据新形势调整发展思路，着力推进技术进步、降低发电成本、减少补贴依赖，从而推动行业有序发展、高质量发展。”上述负责人表示。

据介绍，《通知》的出台并非“急刹车”。相关部门从去年底就开始着手政策制定、文件起草工作，并通过今年 2 月份的征求意见会、4 月份的例行新闻发布会等多种方式充分征求意见。《通知》的出台有利于缓解财政补贴压力，解决消纳问题，激发企业发展内生动力，促进地方降低非技术成本，改善营商环境，长远看有利于产业发展。

至于“一刀切”问题，《通知》对光伏发电新增建设规模进行了优化，采取了分类调控方式：对需要国家补贴的普通电站和分布式电站建设规模合理控制增量；对领跑基地项目视调控情况酌情安排；对光伏扶贫和无需国家补贴项目大力支持，有序发展。

不存在固定调价周期

去年底，国家已经出台了新增光伏发电上网电价政策，5 个月后再次下调普通光伏电站标杆电价和分布式光伏发电补贴标准，这也是业界的疑问之一。

“实行光伏发电价格退坡，尽快降低补贴标准，是国家太阳能发展‘十三五’规划已经明确的政策，市场早有预期。”国家发展改革委价格司有关负责人表示，降低电价主要有 3 方面考虑：一是组件价格快速下降，光伏组件平均价格与去年底相比降幅已达约 17%；二是与光伏领跑者基地招标上限价格衔接，今年以来，国家能源局组织招标的 10 个应用领跑者基地中标价格，普遍低于同类资源区光伏电站标杆上网电价，每千瓦时平均下降 0.24 元，降幅约 36%；三是补贴缺口增长过快。

数据显示，去年以来，分布式光伏发电呈现高速发展态势，今年 1 月份至 4 月份新增装机近 900 万千瓦，同比增长约 1.8 倍。按照分布式光伏新增 1000 万千瓦测算，每年需要增加补贴约 40 亿元，补贴 20 年，总计需要补贴 800 亿元。分布式光伏发展速度过快，也存在不少风险，需要通过价格杠杆发挥适当的调控作用。

据介绍，光伏项目建设周期较短，普通光伏电站的建设周期一般为 4 个月至 5 个月，分布式光伏的建设周期更短。从实践看，一年调整一次价格不能及时反映产业发展实际。历次价格调整都与技术进步和成本下降相关，并没有固定调价周期。若留“缓冲期”会带来“抢装”问题，对产业发展造成

负面影响。

《通知》发布后，大多数光伏企业对降低标杆电价和补贴标准表示理解和支持。很多光伏制造企业负责人表示，光伏发电系统成本在下降，标杆电价下调，行业可以接受。

据悉，2018年继续执行“630政策”，即已经纳入2017年及以前建设规模补贴范围的项目在今年6月30日前并网投运的，继续执行2017年标杆电价。国家能源局组织招标的技术领跑基地建设项目上网电价政策也保持不变。关于户用分布式光伏政策问题，对5月31日（含）前已开工未并网的自然人户用分布式光伏，国家发展改革委正与财政部进行研究，将尽快通过适当方式予以明确。

让光伏企业轻装前行

国家能源局有关负责人表示，促进光伏产业持续健康有序发展、高质量发展是行业的共同责任和目标，将继续在行业内加强研究相关政策措施。

市场化是光伏发电的最终出路。据介绍，下一步，有关部门将抓紧研究光伏发电市场化时间表、路线图，统筹考虑非化石能源消费目标、电网消纳能力、财政补贴实力，完善“十三五”光伏发展目标和后几年发展规模，合理把握发展节奏。

在分布式市场化交易方面，将不断完善商业模式和运行模式，使分布式市场化交易成为分布式光伏发展的一个重要方向，成为新形势下分布式光伏发展的新突破、新市场。“《通知》出台后，有些地方电网公司简单理解为国家要控制光伏发展，该并网的项目也不给并了，按政策要求该垫付的分布式光伏发电的补贴也停止了，应立即改正。”国家能源局有关负责人强调。

近年来，随着我国光伏发电技术不断进步，设备制造等建设成本快速下降，使光伏发电的市场竞争力显著提升，但从目前情况看，项目非技术成本高、企业负担重的问题越来越突出，直接影响光伏发电平价上网和市场竞争力。

据介绍，国家能源局将把各地落实减轻企业负担、降低非技术成本情况作为年度规模安排和基地布局建设的重要依据。对非技术成本低的地区优先下达规模、布局基地建设，真正让光伏企业轻装前行。

据记者了解，可再生能源电力配额制度有望年内出台。该制度实施后，还将进一步强化各地方政府和售电公司、参与市场交易大电力用户、自备电厂等市场主体对消纳可再生能源的责任，将对促进包括光伏发电在内的可再生能源发展起到十分重要的作用。

王轶辰 经济日报 2018-06-12

光伏“后补贴”时代，这家企业瞄准了“光储充”

编者按：“去补贴”当前已成为光伏行业的热词。传统制造企业如何寻找新的市场空间？光伏、储能和充电设施结合的“光-储-充”一体化方案又能幻化出哪些新的活力？有着16年逆变与控制技术研究应用积累的英威腾早已布局新能源业务，拓展到光伏、储能、充电桩、电动汽车等多个领域，用不断的创新尝试迎接真正的新能源时代的到来。

中国能源报：从2013年开始，英威腾在逆变器领域就一直专注于组串式产品，主要是基于怎样的市场判断？

吴建峰：从2013年开始，集中式逆变器的产品利润已经非常微薄，而且账期又长，所以，在2014年英威腾基本就暂停了集中式业务。

也正是在这个时候，澳洲、欧洲等海外的分布式光伏市场，特别是户用市场发展迅速，我们判断这也将很快成为国内市场的发展趋势，所以就将目光锁定在分布式领域。

中国能源报：海外市场有哪些特点？对国内有什么借鉴意义？

吴建峰：海外的很多分布式市场也是存在补贴的。比如在澳大利亚，户用光伏有STC（标准测试条件）补贴，是按照组件安装的块数设计的。在系统安装完成后，相关政府部门会直接通过谷歌地图查看屋顶上装了多少块面板，按照这个统计数量去支付补贴。根据我们的经验，补贴数额基本

上可以覆盖所有的材料费用，业主通常只需要自己支付安装费。

而且澳洲居民用电价格比较高，折合成人民币基本达到 1.5-2.5 元/千瓦时的水平，所以安装光伏有很强的经济性。

另一方面，澳洲配备家庭储能装置的也比较多。由于白天光伏发电占据的比例过高，电网不够稳定，所以澳洲现在也出台了新的政策，规定白天光伏只能并网发电 70%，剩余 30%可以通过储能装置存储起来，在晚上用电高峰时使用。为此，安装储能装置也有政府补贴。

其实，在很多峰谷电价差非常大的国家和地区，光储一体的产品销量都非常好。比如在英国，夜间 12 点以后，电价只有人民币 0.2 元/千瓦时，但高峰时段要达到 1.5-2.0 元/千瓦时。这样，对于光储一体就有很强的市场需求。

中国能源报：目前，国内户用储能并不具备这样的外部环境？

吴建峰：是的，在电价差距不明显的同时，国内目前家庭储能的成本还是比较高的，市场接受度非常有限。

而且，在储能领域可能很难有大规模的国家补贴去扶持。其实这是好事，将来就可以完全进行市场化运作，绿证交易、虚拟电厂等推广都会促进储能产业的发展。

中国能源报：在国内储能公司主要的着力点在哪一领域？

吴建峰：主要还是光-储-充一体化。这也是针对光伏后补贴时代提出的发展路径。既然补贴一定会取消，那以后怎么办，未来如果还要做光伏，谁来买光伏发出的电？谁的价格更高？

那么，通过充电桩销售的电价是非常高的。目前，在深圳，移动充电车的电价是 1.9 元/千瓦小时左右，固定式为 1.5 元/千瓦小时左右，在有的地方还会更高。而且光-储-充一体还可以解决充电桩中“电”的来源问题。这样在很多偏僻缺电地区，都可以做光-储-充一体，有效解决区域配电不足的问题。

中国能源报：既然电价非常可观，那投资成本呢？

吴建峰：光-储-充一体也是综合了成本的考虑。目前单独投资光伏电站的项目已经比比皆是，盈利也很清晰了。单独做储能，经济性上确实还有一定的问题。

但相对于光和储两个环节，充电桩的投资并没有那么高，但它却是一个用电单元，可以解决光伏发电的电给谁用的问题。光伏发出的电储存起来，然后卖给电动汽车，这样整体收益就会提升。

中国能源报：具体适用的应用场景目前有哪些？

吴建峰：很多时候，我们还是围绕终端需求去做的，换言之，是围绕车来做的。

比如，国内目前的物流行业发展非常迅速，很多大城市都要求物流园区里的物流车要全部电动化，深圳市就提出 2020 年前全部使用电动车。而且物流园的需求往往都是快充，物流车普遍续航里程只有约 150 公里，必须要经常充电，利用装卸货物的间隙时间去充电有很大的市场需求空间。

另一方面，集中式的物流园一般厂房都很大，屋顶也适合安装光伏。通常情况下，园区白天有很大的用电需求，在没有补贴的情况下电价一般都在 1.3 元/千瓦小时左右。这时，光伏发电就发挥了作用。

在具体应用中，我们还发现物流园区里往往物流车辆、货物较多，场地空间特别有限，很多位置不能安装固定充电桩，所以还配套提供小功率的移动充电设施，可以手提，也可以安装轮子方便挪动。这就是围绕车的具体应用来提供充电解决方案。

其实，纵观纯电动汽车的总体销售情况，个人购买者还是少数，电动汽车的主要购买者还是运营方。追踪这些运营车辆到底投放到哪一个区域、主要用途是什么，就可以知道车辆面临的问题究竟是什么，充电问题怎么解决。我们就是以这样的思路去寻找市场，这样也可以有效避免“僵尸桩”的问题。

姚金楠 中国能源报 2018-06-11

印度将自主生产太阳能电池

印度的太阳能行业将在整个 2018 期间保持强劲增长,但各种关税谈判正在带来一些不必要的确定性。

印度科学技术部上周日宣布,该国中央化学研究所(CEECRI)已与 Raasi solar power Pvt.Ltd.签署了谅解备忘录,将在 Bengaluru 建立锂电池生产基地。

以 Gopu Kumar 为首的 CECRI 研究人员已经开发出一种新型锂离子电池技术。CECRI 在金奈(Chennai)建立了一个示范性生产设施,用于生产锂离子电池原型。

该研究所强调,其锂离子电池制造已经获得了全球知识产权(IPRS),这一技术能够降低生产成本,从而可用于大规模生产和商业化。

Raasi Group 将在泰米尔纳德区的克里希纳吉里建立制造工厂,表示希望能把电池制造的成本降到 INR15,000/KW(US\$222)以下,使之能取代铅酸电池。该集团还计划制造寿命为 25 年的太阳能屋顶用锂离子电池,而其价格将具有竞争力。

据报道,印度每年电池的进口额在 1.5 亿美元左右。而这一本土电池制造计划可以支持印度中央政府 2022 年 175 吉瓦(100 吉瓦太阳能光伏)清洁能源的规划,并在 2030 年转向电动汽车。

根据最新的 REN21 报告,太阳能部门有助于创造就业机会。印度 2017 年报告了 16.4 万个工作岗位,比上年增长了 36%。而除了能减少外汇损失外,印度的电池制造业也极可能使就业率大幅增长。

pv-magazine 2018-06-13

尽管中国项目缩减, IHS Markit 预计 2018 年全球太阳能需求仍将增长 11%

根据市场研究公司 IHS Markit 的报道,由于中国政府突然发布的新政策规定了开发上限值,预计中国装机量会出现下跌。虽然如此,预计 2018 年太阳能光伏装机量仍将达 105GW,较上年同期增长 11%。去年装机量超过了 96GW。

公用事业和分布式发电是中国最大的两个市场领域。由于政府设置了这两个领域的上限值,项目装机量预计会出现下跌。IHS Markit 表示,由于受下跌预期直接影响,2018 年全球光伏装机量预计会从 113GW 降至 105GW。

IHS Markit 预计,中国的装机量会从 2017 年的 53GW 降至 2018 年的 38GW。在政策变化后,其他的中国市场研究公司将指导值调整为 30-35GW。

IHS Markit 表示,预计对中国项目的重大影响会在 2018 年下半年显现,下半年装机量将不及上半年的一半。

供应链影响

IHS Markit 预计,整个光伏供应链都会受中国缩减项目的影响,这将导致“国际市场竞争激烈,价格全面大幅下跌。”

然而,IHS Markit 并未像彭博新能源财经一样预测组件平均销售价格会出现下跌。IHS 表示:"在早期阶段,‘平均’价格的概念没有什么意义。最终价格水平不仅取决于中国最近做出的决定,而且还受欧洲最低进口价以及印度保障税和反倾销调查有关决定的影响。"

IHS Markit 得出的结论是,2018 年,市场的发展将由 "产能过剩和供应商之间的激烈竞争"来定义。

"太阳能行业已经经历了另一波供过于求、低利润率和行业整合的阶段,一旦这些低价问题得以解决,太阳能在新市场上会更具竞争力。"

PV-Tech 2018-06-12

国家能源局召开发布会，透露光伏发展重要信息

国家发展改革委、国家能源局认真学习贯彻党的十八大以来习近平总书记关于“四个革命、一个合作”的能源安全新战略有关论述，以及党的十九大关于“壮大清洁能源产业”的战略部署，认真落实《可再生能源法》《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》(国发〔2013〕24号)要求，积极促进光伏行业发展。在国家政策支持和各方共同努力下，光伏发展取得了举世瞩目的成就，已成长为我国为数不多的、同步参与国际竞争、产业化占有竞争优势的产业，在推动能源转型中发挥了重要作用。概括起来，有以下几点。

一是装机规模持续扩大，已成为全球最大的应用市场。我国光伏发电新增装机连续5年全球第一，累计装机规模连续3年位居全球第一，“十二五”期间年均装机增长率超过50%，进入“十三五”时期，光伏发电建设速度进一步加快，年平均装机增长率75%，2016年新增并网装机容量3424万千瓦，2017年新增并网装机容量5306万千瓦。截至2017年底，全国光伏发电累计并网装机容量达到1.3亿千瓦。截至2018年4月底，装机已超过1.4亿千瓦。

二是光伏技术不断创新突破，已形成具有国际竞争力的完整的光伏产业链。近年来，我国光伏产业已经由“两头在外”的典型世界加工基地，逐步转变成为全产业链全球光伏发展创新制造基地。光伏技术水平和产量质量不断提高，2017年国内组件产量达7500万千瓦，占全球的71%，不断突破高效电池转换效率的世界纪录，2017年全球前10强光伏组件企业中我国占据了8个，国际竞争力明显提升。

三是法规政策不断完善，逐步营造适应光伏发展的市场环境。《可再生能源法》颁布实施，特别是2013年7月国务院发布国发〔2013〕24号文以来，我国相继出台了一系列促进光伏产业健康发展的政策措施，仅国家发展改革委、财政部、工信部、国家能源局、国土资源部等相关部门支持和规范光伏行业发展的政策性文件就近100个，范围涵盖产品制造、市场应用、财税、价格、补贴、土地管理等产业发展的各个相关方面，迅速地营造出有利于产业发展的互补配套的政策环境。与此同时，地方政府也相继出台了支持光伏发电发展的相关政策措施。

光伏发展在取得显著成绩的同时，也遇到了一些困难和问题，突出表现在：一是补贴缺口持续扩大。截至2017年底，累计可再生能源发电补贴缺口总计达到1127亿元，其中光伏补贴缺口455亿元(占比约40%)，且呈逐年扩大趋势，目前已超过1200亿元，直接影响光伏行业健康有序发展。如果这种超常的增长继续下去，财政补贴缺口将持续扩大，将会对行业发展带来更加不利的影响。二是消纳问题不容忽视。随着光伏发电的迅猛增长，一些地方也出现了较为严重的弃光限电问题。2015年全国弃光率12%，2016年弃光率11%，2017年通过多方努力，弃光率下降至6%，但个别地方仍然十分严重，甘肃、新疆弃光率分别达到20%和22%。今年一季度，弃光电量16.24亿千瓦时，弃光率4%，同比下降5.3个百分点，虽有好转，但仍不稳固。三是产能过大存在隐患。在国内光伏发电市场高速增长的刺激下，光伏制造企业纷纷扩大产能，光伏制造产能过剩问题、产品和电站建设质量问题也有显现。上述问题的存在，不利于行业健康可持续发展，需要引导市场和行业根据新形势调整发展思路，将光伏发展重点从扩大规模转到提质增效上来，着力推进技术进步、降低发电成本、减少补贴依赖，从而推动行业有序发展、高质量发展。

为全面贯彻党的十九大提出的壮大清洁能源产业的要求，促进光伏行业高质量发展，国家发展改革委、财政部、国家能源局根据行业发展实际，自2017年底以来组织有关方面就优化光伏产业规模管理、电价机制以及市场化体制机制等发展政策进行了认真研究，并着手政策制定、文件起草工作。在政策研究制定过程中，借鉴了德国、西班牙、捷克等国家经验，通过征求意见会(2月)、新闻发布会(4月)等多种方式充分征求意见、吹风提示，还专门召开会议听取了地方发展改革委(能源局)、有关电网企业意见并作了政策宣介。经多次修改完善、反复论证后，于5月31日正式印发了《通知》。

出台《通知》既是落实供给侧结构性改革、推动经济高质量发展的重要举措，也是缓解光伏行

业当前面临的补贴缺口和弃光限电等突出矛盾和突出问题的重要举措。这是光伏产业发展进入新阶段的必然要求，出台《通知》是十分必要的。对实现光伏产业持续健康发展具有重要作用。

一是有利于缓解财政补贴压力。财政补贴缺口持续扩大是当前制约光伏发展的突出问题。国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》(国发[2013]24号)明确规定，光电发展规模与国家可再生能源发展基金规模相协调。适当调低需要补贴的新增建设规模，将避免形成系统性风险，从长远讲是有利于产业发展的。

二是有利于解决消纳问题。去年以来，通过各方努力、采取一系列措施，弃光问题得到有效改善，但还没有彻底解决，不仅西部地区光伏消纳问题尚未根本解决，而且随着分布式光伏装机快速增加，也给东部一些地区配网安全运行带来了新问题。通过调整发展节奏，有助于解决光伏消纳问题，减少弃光。

三是有利于激发企业发展内生动力。随着光伏发电补贴强度下降，将倒逼企业练内功、强体质，从依靠国家政策向到更多的依靠市场转变，减少补贴依赖，促使企业通过降本增效提高企业发展质量，实现光伏行业优胜劣汰，加速淘汰落后产能，倒逼产业技术进步，遏制企业非理性扩张，促进行业资源向优质企业集中，进一步巩固光伏产业在全球的领先地位，培育一批世界级光伏制造领军企业。

四是有利于促进地方降低非技术成本，改善营商环境。补贴下调之后，为保证光伏发电项目经济性，一方面企业通过技术进步降低成本，另一方面也利于促进地方政府落实国家和地方支持光伏产业发展的各项政策，降低非技术成本。

光伏发电是绿色清洁的能源，符合能源转型发展方向，在能源革命中具有重要作用。培育壮大清洁能源产业、支持光伏发电等清洁能源发展是能源生产革命、消费革命的重要内容。国家发展改革委、国家能源局将继续支持光伏产业健康持续发展。促进光伏产业持续健康有序发展、高质量发展是行业的共同责任和目标，我们将继续与业内单位一起，加强研究相关政策措施。

一是抓紧研究光伏发电市场化时间表路线图，统筹考虑非化石能源消费目标、电网消纳能力、财政补贴实力，完善“十三五”光伏发展目标 and 后几年发展规模，合理把握发展节奏。

二是大力推进分布式市场化交易。办法已经印发，目前各地正在提出试点方案，我们将抓紧协商回复。今后要不断完善商业模式和运行模式，使分布式市场化交易成为分布式光伏发展的一个重要方向，成为新形势下分布式光伏发展的新突破、新市场。《通知》出台后，有些地方电网公司简单的理解为国家要控制光伏的发展，该并网的项目也不给并了，按政策要求该垫付的分布式光伏发电的补贴也停止了，应立即改正。

三是推动减轻企业负担，为光伏企业营造良好营商环境。我们与国外国家相比，光伏发电成本的差异主要在于非技术成本上。今年，国家能源局印发了《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》(国能发新能[2018]34号)，对减轻光伏企业非技术成本将有重要作用，我们要推动地方做好该文件的贯彻落实，使措施要求落到实处，真正让光伏企业轻装前行。

四是抓紧可再生能源电力配额制度的落地实施。目前，办法已完成征求意见工作，正在根据征求意见情况进一步修改完善，争取年内出台。这个制度实施后，进一步强化各地方政府和售电公司、参与市场交易大电力用户、自备电厂等市场主体对消纳可再生能源的责任，将对促进包括光伏发电在内的可再生能源发展起到十分重要作用。

五是多措并举扩大消纳，进一步减少弃光限电。我们将认真落实《解决弃水、弃风、弃光问题的实施方案》明确的各项措施，着力扩大光伏发电消纳，突出抓好重点地区的消纳问题，确保实现双降。电网企业要落实新能源优先调度要求。

问答

一、对于规模管理是否采取了“一刀切”？

答：为缓解补贴压力、减少弃光限电，《通知》对光伏发电新增建设规模进行了优化，采取了分类调控方式：对需要国家补贴的普通电站和分布式电站建设规模合理控制增量；对领跑基地项目视调

控情况酌情安排;对光伏扶贫和不需国家补贴项目大力支持,有序发展。因此,此次调控并不是所谓的“一刀切”。除了需要国家补贴的项目,在保证消纳、满足质量安全等要求的情况下,其他项目是放开的。

二、请问国家能源局在推进分布式光伏市场化交易方面有什么考虑?

答:分布式发电就近利用清洁能源资源,能源生产和消费就近完成,具有能源利用率高、污染排放低等优点,代表了能源发展的新方向和新形态。为加快推进包括光伏在内的分布式发电发展,2017年10月,国家发展改革委、国家能源局联合印发了《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》(发改能源〔2017〕1901号),启动了分布式发电市场化交易试点工作。

明确了三种市场交易模式。一种是分布式发电项目与就近电力用户进行电力直接交易,向电网企业支付“过网费”。一种是分布式发电项目单位委托电网企业代售电,电网企业对代售电量按综合售电价格,扣除“过网费”(含网损电)后将其余售电收入转付给分布式发电项目单位。一种是电网企业按国家核定的各类发电的标杆上网电价收购电量,但国家对电网企业的度电补贴要扣减配电网区域最高电压等级用户对应的输配电价。同时,通知对分布式发电交易的项目规模、电力交易组织、分布式发电“过网费”标准等提出了要求。

通知印发后,各地积极开展了组织申报工作。从上报情况看,各地积极性非常高。截至2018年5月31日,共有13个省市上报了35个分布式光伏试点项目。为加快推动分布式发电市场化交易试点的实施,我们将在尽快完成分布式发电交易试点审核工作基础上,尽快启动分布式发电市场化交易试点,下一步重点开展以下工作:一是加快筛选分布式发电市场化交易试点项目,在确保试点项目质量的前提下,加快推出一批条件具备的项目和地区尽快启动试点;二是鼓励不需国家补贴的分布式光伏发电项目和利用存量开展试点的分布光伏发电项目。我们将持续深化分布式发电市场化交易试点相关工作,探索分布式光伏参与市场化交易的技术模式和商业模式,使分布式市场化交易成为新形势下分布式光伏发展的新方面、新领域、新市场。

三、国家能源局将采取哪些措施减轻光伏发电企业负担?

答:近年来,随着我国光伏发电技术不断进步,设备制造等建设成本快速下降,使光伏发电的市场竞争力显著提升,但从目前情况看,项目非技术成本高、企业负担重的问题越来越突出,直接影响光伏发电平价上网和市场竞争力。为减轻可再生能源企业投资经营负担,促进可再生能源成本下降,今年4月,我局出台了《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》(国能新能〔2018〕34号),明确了有关政策的落实要求和相关支持措施。主要有:

一是严格执行可再生能源发电保障性收购制度。对符合国家规划以及列入年度建设规模范围内的项目,电网企业应限时完成并网,并按国家核定的区域最低保障性收购小时数落实保障性收购政策。二是电网企业负责投资建设接网工程,保障配套电网工程与项目同时投入运行。三是减少土地成本及不合理收费。四是鼓励金融机构将光伏纳入绿色金融体系,降低企业融资成本。五是制止纠正乱收费等增加企业负担行为。地方不得收取任何形式的资源出让费等费用,不得将应由地方政府承担投资责任的社会公益事业相关投资转嫁给可再生能源投资企业或向其分摊费用,不得强行要求可再生能源企业在获取项目配置资格的同时对当地其他产业项目进行投资,不得建设规模与任何无直接关系的项目捆绑安排,不得强行从项目提取收益用于其他用途。六是加强政策落实和监管。将相关法规政策执行和优化政府服务列入可再生能源项目投资预警机制的监测评价范围,并加强事中事后监管。

今后我们将把各地落实减轻企业负担、降低非技术成本情况作为年度规模安排和基地布局建设的重要依据。对非技术成本低的地区优先下达规模、布局基地建设。下一步我们将重点抓好各项政策措施的落实以及各地、各方工作落实的监管,多措并举,着力减轻光伏企业负担,保障企业合法利益,加快实现光伏发电平价上网。

四、第三期领跑基地建设进展如何?下一步有何具体考虑?

答:2017年9月,我局启动第三期领跑基地建设,优选出10个应用领跑基地和3个技术领跑

基地。2018年5月,10个应用领跑基地企业优选工作全面完成,目前已全面进入实施阶段;技术领跑基地正在进行企业竞争优选工作。从各基地竞争优选结果看,第三期领跑基地成效明显。一是有力推动技术进步、产业升级。基地入选企业拟采用的组件技术指标平均值达到18.8%,较前两期分别提升了1.9个百分点和1.3个百分点。其中单晶、多晶转换效率分别达到18.9%和18.3%,比现行市场准入门槛分别提升了2.1个百分点和2.3个百分点。二是大幅促进成本下降、加速补贴退坡。各基地项目竞争产生的上网电价较当地标杆电价每千瓦时下降0.19至0.31元,降幅达28%-43.6%;平均下降0.24元,平均降幅36.4%。其中,最低电价为青海格尔木基地的0.31元/千瓦时,已低于当地燃煤标杆电价。按此测算,本期500万千瓦应用领跑基地实施后,每年可节省补贴16.5亿元,按国家规定的20年补贴期计算,共计可节省国家财政补贴330亿元。领跑基地企业竞争优选发现的价格,为价格主管部门研究调整完善标杆电价加速退坡、尽早实现光伏发电平价上网提供了重要参考。三是促进了地方降低非技术成本,改善了营商环境。我们在领跑基地建设把土地成本、并网消纳作为基地竞争优选的前提条件,各地方积极落实并作了相应承诺,带动了非技术成本下降,显著改善了光伏发电的营商环境。

下一步,我们将强化对地方执行和后续建设情况的监管,严格要求地方落实基地建设要求与承诺,督促企业加快建设按期并网运行,确保工程进度。考虑到领跑基地建设效果明显,下半年我们将适时启动第四期领跑者基地建设,今后将把领跑基地建设作为普通电站建设的主要阵地和重要方式。

五、地方支持分布式光伏发展的情况如何?

答:分布式光伏是今后光伏发展的重点领域。近年来,依据《可再生能源法》和《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》等文件精神,全国不少省份陆续出台了支持光伏产业发展的政策措施,特别是,在国家对分布式光伏发电给予补贴基础上,不少地方政府出台了支持分布式光伏发展的补贴政策。据不完全统计,截至目前,浙江、广东、安徽、江西、湖北、湖南、上海、北京、江苏、山西、海南、福建12个省份出台了补贴政策并仍在执行。浙江最为突出,除省里补贴外,还有8个地市、20个区县出台了电价补贴或初始投资补贴政策。此外,广州的东莞市、佛山市、禅城区,安徽的合肥、淮南、淮北、马鞍山市,江西的南昌市、上饶市、宜春市,湖北的黄石市,湖南的长沙市,江苏的盐城市,山西的晋城市,海南的三亚市,福建的泉州市等地出台了电价补贴或初始投资补贴政策。从实施情况看,效果很好,大大促进了当地分布式光伏发展。我们鼓励各地区基于自身实际因地制宜、量力而行出台分布式光伏发展的地方性支持政策。同时,将在已开展工作基础上,充分听取和吸纳各方意见,继续完善《关于完善光伏规模管理的意见》《分布式光伏发电项目管理办法》,做好光伏发展的,特别是分布式光伏发展的政策和服务保障工作。

六、绿证是解决可再生能源补贴缺口的重要途径,请介绍一下现在是什么情况?

答:为引导全社会重视可再生能源开发利用,倡导绿色能源消费,进一步完善风电、光伏发电的补贴机制,降低国家财政直接补贴强度,在借鉴国际经验的基础上,2017年7月1日起,我国正式实施可再生能源绿色电力证书自愿认购制度。政府、企业、社会机构和个人都可以按照相当于风电、光伏发电补贴强度的价格自愿购买中国绿色电力证书,作为消费绿色电力的证明。

截至2018年6月10日,已累计出售绿证27250个,其中风电绿证交易量为27101个,平均交易价格为184.2元/个(折合0.1842元/千瓦时);由于当前光伏项目补贴强度超出风电较多等因素,光伏绿证交易量仅149个,平均交易价格为668.3元/个(折合0.6683元/千瓦时)。未来随着光伏建设成本的快速降低,电价逐步下降,光伏绿证价格也会逐步下降。下一步,我们将继续扩大宣传,鼓励国内外企业、机构和个人通过购买绿证,支持光伏企业发展,缓解国家补贴压力,营造全社会消费绿色电力的良好氛围,共同履行绿色发展的社会责任。

七、去年底,国家已经出台了新增光伏发电上网电价政策,5个月后再次下调普通光伏电站标杆电价和分布式光伏发电补贴标准,是如何考虑的?

答:近年来,我国光伏产业取得举世瞩目的成就,创新能力、竞争力不断提升,标杆电价、税收

支持政策发挥了积极作用。光伏发电目前是需要财政补贴的行业。实行光伏发电价格退坡，尽快降低补贴标准，是国家太阳能发展“十三五”规划已经明确的政策，市场早有预期。为合理反映光伏发电成本降低情况，我委不断调整光伏发电标杆上网电价，降低全社会的补贴负担，推动产业走向公平竞争、自主运营、良性循环的健康发展轨道。本次下发的《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》(发改能源〔2018〕823 号，以下简称《通知》)，进一步降低了纳入新建设规模范围的光伏发电项目标杆电价和补贴标准，普通光伏电站标杆电价统一降低 5 分，一类至三类资源区分别为每千瓦时 0.5 元、0.6 元、0.7 元;“自发自用、余量上网”模式的分布式光伏发电补贴标准也降低 5 分，具体为每千瓦时 0.32 元;符合国家政策的村级光伏扶贫电站标杆电价保持不变。同时明确，发挥市场配置资源的决定性作用，加快推进光伏发电平价上网，所有普通光伏电站均须通过竞争性招标方式确定上网电价，国家制定的普通电站标杆电价只是作为招标的上限价格。

降低电价的主要考虑：一是组件价格快速下降。今年以来，组件价格降速较快，常规组件平均价格已由去年底的每瓦 3 元降至 5 月的 2.5 元，少数企业已经报价 2 元。光伏组件平均价格与去年底相比降幅已达约 17%。二是与光伏领跑者基地招标上限价格衔接。今年以来，国家能源局组织招标的 10 个应用领跑者基地中标价格，普遍低于同类资源区光伏电站标杆上网电价，每千瓦时平均下降 0.24 元，降幅约 36%。企业投标光伏领跑者基地，需要在 2018 年光伏标杆电价降低 10%的基础上报价，相当于下降 5.5—7.5 分作为招标上限价格。由于领跑者基地技术先进，且项目建设边界条件规范，对土地税费、弃光率等均有严格规定，普通电站完全按照领跑者基地招标上限价格执行过于严格。所以，此次降低 5 分。三是补贴缺口增长过快。截至目前，可再生能源补贴资金缺口累计约 1200 亿元，并且还在逐年扩大。去年以来，分布式光伏发电呈现高速发展态势，今年 1-4 月新增装机近 900 万千瓦，同比增长约 1.8 倍。按照分布式光伏新增 1000 万千瓦测算，每年需要增加补贴约 40 亿元，补贴 20 年，总计需要补贴 800 亿元。分布式光伏发展速度过快，也存在不少风险，需要通过价格杠杆发挥适当的调控作用。所以，这次分布式光伏发电补贴标准也相应下调 5 分。

此外，光伏项目建设周期较短。普通光伏电站的建设周期一般为 4-5 个月，分布式光伏的建设周期更短。从实践看，一年调整一次价格未能及时反映产业发展实际。据了解，德国实行固定补贴管理时，先是每年调整一次价格，后来组件成本下降较快，改为一个季度调整一次，再后来改为二个月调整一次。需要强调的是，并没有文件规定光伏电价一年调整一次。2013 年 8 月，我委制定了分资源区的光伏发电标杆电价政策，到 2015 年底才制定新的标杆电价政策。之后，2016 年底、2017 年底分别调整了一次标杆电价。历次价格调整都是根据技术进步、成本下降情况进行的，并没有固定调价周期。若留“缓冲期”会带来“抢装”问题，对产业发展造成负面影响。

《通知》发布后，大多数光伏企业对降低标杆电价和补贴标准表示理解和支持。很多光伏制造企业负责人表示，光伏发电系统成本在下降，标杆电价下调，行业可以接受。

八、《关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》中关于“630 政策”的表述是否有变化？

答：2017 年底，我委发布《关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》(发改价格〔2017〕2196 号)，明确 2018 年继续执行“630 政策”。本次《通知》规定了 2018 年普通光伏电站标杆电价的降幅，不涉及“630 政策”，之前的“630 政策”没有变化。也就是已经纳入 2017 年及以前建设规模补贴范围的项目在今年 6 月 30 日前并网投运的，继续执行 2017 年标杆电价。此外，国家能源局组织招标的技术领跑基地建设项目上网电价政策也保持不变。有的企业担心不能执行“630 政策”，是没有必要的。

《通知》发布后，我们迅速通过光伏行业协会和光伏专委会等行业组织向社会释放了明确信息，《财新》、《中国证券网》等相关媒体已经进行了广泛宣传报道;我们还主动联系地方价格主管部门和电网公司，通知其要准确解释今年“630 政策”继续执行的信息，大多数光伏企业已经了解了政策本意。

世纪新能源 2018-06-12

先进技术和高质量成为光伏业发展关键

光伏行业加快提质增效

先进技术和高质量成为发展关键

6月1日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合印发《2018年光伏发电有关事项的通知》(以下简称《通知》)明确，暂不安排2018年普通光伏电站建设规模，安排1000万千瓦左右规模用于支持2018年分布式光伏项目建设，自6月1日起新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低0.05元。

“经过多年发展，我国光伏发电的发展重点需要从扩大规模转到提质增效、推进技术进步上来，需要从更有利于健康可持续发展的角度，着力推进技术进步、降低发电成本、减少补贴依赖，优化发展规模，提高运行质量，推动行业有序发展、高质量发展。”国家能源局相关负责人表示。

“优规模”“降补贴”：推动行业有序、高质量发展

在一年一度的儿童节，我国光伏行业迎来了被业内称为“史上最严厉规定”的一纸“断奶令”。

普通光伏电站增势一键暂停。《通知》明确，暂不安排2018年普通光伏电站建设规模。在国家未下发文件启动普通电站建设工作前，各地不得以任何形式安排需国家补贴的普通电站建设。

分布式光伏电站增长留存微小空间。《通知》指出，2018年共安排1000万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设，各地5月31日(含)前并网的分布式光伏发电项目纳入国家认可的规模管理范围，未纳入国家认可规模管理范围的项目由地方依法予以支持。据国家能源局于例行新闻发布会上公布的数据，仅今年前3月，我国分布式光伏新增装机就已达768.5万千瓦。在这一发展形势下，又经历了两个月的“迅猛”发展，尽管准确的装机数字还未公布，我国分布式光伏的2018年新增装机空间也应寥寥无几。

电价补贴强度再度减弱。突破了每年年底调整电价的“惯例”，《通知》明确，自2018年6月1日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低0.05元，一类、二类、三类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时0.5元、0.6元、0.7元(含税);新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低0.05元，即补贴标准调整为每千瓦时0.32元(含税)，采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行。

与此同时，记者注意到，有两类光伏发电项目仍将获得国家政策支持，在2018年内有望实现规模增长。第一类是符合国家政策的村级光伏扶贫电站(0.5兆瓦及以下)，依然维持原来的标杆电价不变，即一类资源区每千瓦时0.65元、二类资源区0.75元、三类资源区0.85元，以更好地保障贫困户收益，确保我国如期实现2020年全面建成小康社会的奋斗目标。第二类是光伏发电领跑基地，在光伏发电规模优化相对顺利的情况下，将有可能得益于其较高的技术含量和竞争性电价模式，获得新增装机指标。

“先进技术”“高质量”：光伏行业未来发展关键词

在行业发展涨势正酣的时候泼下这样一瓢冷水，是否意味着国家将不再支持光伏行业的发展了呢?

答案当然是否定的。在《通知》正式印发的第二天，国家能源局相关负责人就在接受媒体采访时指出，有关2018年光伏行业发展的相关规划，并不是要控制行业的发展，而是推动具有先进技术、高质量、不需要(国家)财政补贴的光伏发电项目的发展，并提高这部分项目在光伏行业的占比。

显而易见，“先进技术”和“高质量”将成为下一阶段光伏行业的发展关键词。

此时，重新审视已于6月1日正式生效的标杆上网电价，光伏电站是否又将面临投运即亏损的局面呢?

答案依然是是否定的。据水电水利规划设计总院统计，2017年光伏发电应用领跑基地的入选企业均采用了应用基地的满分光伏电池组件，单晶电池的转换效率均达到了23%以上，最高可达到23.85%，60片电池组件的功率均超过330瓦，且普遍叠加了多主栅、半片和叠瓦等提高功率的技术。如果这

些技术路线能够成功通过规模化的验证，则单瓦价格可以下降到 1.4~1.5 元，无疑将进一步加速光伏行业平价上网进程。其次，今年 3 月，白城光伏应用领跑基地公布投标结果，中广核集团、华能集团不约而同报出了每千瓦时 0.39 元的低价，与当地每千瓦时 0.3731 元的燃煤标杆电价仅相差 0.0169 元，引发业内热议，被戏称为“白菜价”。尽管两大集团因技术方案等问题最终未能以这一价格中标，然而一再出现的突破“认知”的投标电价，已让我们能够确定，同一地区内，光伏发电项目标杆上网电价与燃煤电价的无限趋近已成为行业发展可以触碰到的现实。

需要注意的是，《通知》明确表示，2018 年，光伏行业应发挥市场配置资源决定性作用，进一步加大市场化配置项目力度。所有普通光伏电站均须通过竞争性招标方式确定项目业主，招标确定的价格不得高于降价后的标杆上网电价。

根据国家发展改革委、国家能源局联合印发的《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》及其补充通知，各地区应选择 1~2 个地方进行分布式发电的市场化交易试点，且试点工作最迟均应在 2018 年 7 月 1 日前正式启动。截至记者发稿之时，距离这一最终期限已不足 60 日。

以上负责人同时强调，“下一阶段，国家将在试点基础上出台鼓励光伏发电与用户直接交易的政策，有效降低交易费用，推进新能源、微电网等有利于分布式光伏发展的新业态和新模式，提升光伏发展质量，促进光伏产业健康有序发展。”

不可否认，《通知》的印发可能会导致新一轮的行业“洗牌”。然而在“先进技术”“高质量”、市场选择等发展目标的指引下，我们相信，光伏企业将会不断提高核心竞争力，推动光伏行业从规模扩张走向提质增效，成长为真正具有全球核心竞争力的先进技术行业，实现自身发展质变。

伍梦尧 中电新闻网 2018-06-06

隆基李振国：两三年后，光伏上网电价会大范围低于火电

开栏语

当前，中国已成为新能源利用世界第一大国，拥有全球最大的新能源装机和世界第一的太阳能电池组件生产能力。中国已经在向绿色经济转型的道路上做出了表率。

《中国能源报》以讲好中国绿色发展故事，传播中国新能源行业声音为己任。在路上，才能把握时代脉动；在现场，心中才会有感动。从本期起，本报启动“百家中国新能源先锋企业调研巡礼（点击查看详情）”公益活动，编辑记者团队将走出去、走进去，深入新能源企业生产一线，挖掘并讲述精彩的中国新能源发展创新故事。我们力求将新能源行业领军者的企业文化、管理经验、锐意进取精神在更广范围内推广，“一花引来万花开”，促进我国新能源行业更加欣欣向荣。

在隆基绿能科技股份有限公司（以下简称“隆基”）总裁办公室，李振国告诉记者：“行业内有人说隆基赌对了单晶，我说，隆基不是赌。”

说隆基赌对了单晶，或许是因为 2012 年上市以来，经过连续几年单晶的爆发式增长，隆基股份市值在 5 年里增加了近 20 倍，超过 700 亿元。隆基也在几年内跃升至全球光伏行业第一梯队。目前，隆基已是全球最大的单晶硅片和单晶组件生产商。

李振国说隆基不是赌有他的理由：“我从兰州大学物理系半导体材料专业毕业后，第一份工作就是生产单晶。在 2006 年之前，我干单晶是因为只会干单晶。2006 年，在对光伏行业进行了彻底分析、研究之后，我们更坚定地要干单晶，这是建立在理性判断的基础上来干。而且，我们是投入身家性命、全部资源要在光伏领域进行发展布局。”

既然不是赌，是什么信念指引着隆基人走到今天？未来又将走向何方？

对阳光的执念

采访于中午开始，正午的阳光洒进李振国宽敞的办公室，也照在他花白的头发上，今年 50 岁的他称自己“干了一辈子单晶”。

讲起利用阳光的事业，李振国更像是一名布道者，语速明显加快、眼中放着希望的光。与布道

者让人相信神力不同的是，他想让更多人相信人类可以利用太阳的能量解决能源短缺、环境污染、世界和平等多个全球性问题。“每年到达地球表面的太阳能相当于 130 万亿吨标煤，利用率达到万分之一点五即可满足人类全部能源需求。将全球沙漠面积的 5%用于太阳能发电，即可满足全球电力需求。阳光普照大地，分布均衡，不受地质条件和政治军事因素制约，可永久免费利用。”

如果用掘井比喻工作，“老守一井，力求及泉，而用之不竭乎”。一谈到光伏的前景，李振国言辞中体现着这样的执着劲儿。他也有一个执念：“光伏+储能”一定是人类能源的终极解决方案。

或许是学理工科出身的缘故，他更喜欢用数字来说明光伏的发展：“过去十几年间光伏发展十分迅速，技术进步促使成本降低，10 年前单晶硅片卖 100 块钱一片，今天的价格呢，4 元 4 角 5 分，不到 10 年前的 5%，可见这个行业的价格下降幅度有多大。”

谈及光伏与传统能源的竞争力，李振国举例说：“通过十几年的快速发展，光伏的竞争力已经明显加强。青海有个光伏‘领跑者’基地的上网电价已经低于火电的上网电价，青海当地的火电脱硫脱硝电价是三角二分，但是出现了三角一分的光伏电价。”所以，他预测，未来的两三年之内，光伏本身，就会成为人类最经济的电力能源。在我国，两三年后，

“储能成本降低得也很快，现在大概是 10 年前的 1/3，再过 10 年，储能的成本很可能低于今天的 1/3。”李振国预言，10 年之内，光伏和储能的结合，将成为人类最经济的能源形态。

律己与服人

要实现美好的愿景一定要有实力的团队。身为隆基创始人和大股东，李振国打下了隆基的基石，而同他一起筑起隆基事业的还有钟宝申、李文学、李春安等在兰大读书时的同门们。

采访中，聊到如何化解合伙人之间分歧的话题。李振国趁机介绍起了隆基公司文化的重要元素——平等。“隆基有一种深入到骨子里的理念，那就是平等，公司总经理和保洁员在人格上是完全平等的，没有谁高人一等。”

“即便如此，分歧肯定是有呀，同一个人前一天晚上和早上起来的想法都可能不一样呢，分歧面前，非原则性的就做些让步，原则性的问题，很少能不达成一致的。”李振国转而强调，公司的高管团队很团结。“毕竟大家都是学物理的，看待问题的本质上，可能就是对的，我们也有类似的生活年代背景，对于善恶的判断也很相似，大家也都比较律己，至少没出现过重大分歧。”

他还强调，隆基还特别禁止高级管理人员的直系亲属在公司任职，公私界限分明。

律己方能服人。“公司的资源不要用到自己身上，比如说我去读书期间的差旅费、住宿费完全都是自己掏。”李振国所说的读书是他读的清华大学经管学院的企业家学者项目。“虽然我是大股东，但毕竟不是公司百分之百的所有者，私事儿上花公司一分钱，就意味着侵害了公司其他股东的利益。”

国际化与碾压优势

放眼未来，植根国内市场的隆基正在加速国际化进程。据介绍，2017 年，隆基总共 4.6 吉瓦的组件出货中，有 10%左右卖到海外；今年隆基的目标是将 25%到 30%的组件卖到海外。“到 2020 年我们要把超过一半的组件卖到海外。”李振国说。

隆基的海外市场拓展雄心和其技术进步成正比。去年以来，隆基几次刷新单晶 PERC 电池、组件光电转换效率的世界纪录。“今年我们还将把更高效的产品推向市场，光伏产业需要科技引领。”李振国信心满满地说。

技术创新离不开科研投入。日前，光伏咨询机构 PV-Tech 出了一份报告，认为全球范围内，隆基是去年光伏行业研发投入最大的公司，大概是 11 亿人民币。这个数字比美国两家最大光伏公司 First Solar 和 SunPower 的研发投入加在一起还多。

前不久，美国咨询公司麦肯锡发布的中美科技差距雷达图显示，在太阳能光伏领域，中国以碾压优势领先美国。“这其中，隆基也是主要贡献者。”说到这里，李振国嘴角带着笑意。

在推动技术进步、降低光伏成本的路上，没有人能够一劳永逸。“我们不断发力，保持引领地位，但也时刻关注行业的技术进步，警惕超出认知范围的黑科技可能会给企业发展带来的冲击。”李振国言语间流露出居安思危的意识。

这种安危意识也在行动中不断体现出来。“今年在德国慕尼黑机场遇到两个国航的飞行员，聊天中得知他们一年大概飞一千一二百个小时，算了下，我一年也有五六百个小时在飞机上。”李振国聊到他在机场偶遇飞行员的故事。

“辛苦么？”

“在别人眼里可能是辛苦，但在我眼里，工作本身是很享受的事情。因为我们坚信太阳能一定是未来能源，光伏事业是光明事业。”

巡礼花絮

2018年5月9日，中国能源报社“百家中国新能源先锋企业巡礼”走进隆基绿能科技股份有限公司（以下简称隆基绿能），探寻成立18年的隆基绿能是如何坚守单晶，并成为全球最大的单晶硅片和单晶组件生产商。

王海霞 中国能源网 2018-06-05

“控规模”为的是“强体质” 光伏产业亟需提升核心竞争力

本周五，国家发改委、财政部、国家能源局联合印发了《关于2018年光伏发电有关事项的通知》（以下简称《通知》）。《通知》明确：根据行业发展实际，暂不安排2018年普通光伏电站建设规模，在国家未下发文件启动普通电站建设工作前，各地不得以任何形式安排需要国家补贴的普通电站建设。

一文激起千层浪，《通知》在行业内引起强烈的反应，此前业内盛传的国家关于光伏产业将严控规模的传言成为现实，也预示着我国光伏产业将进入发展的新阶段。国发能研院、绿能智库研究发现，国家在控制规模的同时，对于技术先进、发展质量高、不需要中央财政补贴的光伏发电项目是放开的，这对于促进光伏产业的提质增效和健康有序发展，将发挥重要的推动作用。

光伏告别野蛮生长

初夏时节，佳木秀而繁阴，亦如正似夏花般绚烂和丰茂的光伏行业。对于花木的持续健康生长，适当的修剪是必要的，而光伏行业的可持续发展也是如此。

近年来，我国光伏发展取得了举世瞩目的成就，光伏发电新增装机连续5年位居全球第一，累计装机规模连续3年位居全球第一。国发能研院、绿能智库研究发现，当前，我国光伏行业的发展呈现出三大特点：增速快、规模大、形成了具有国际竞争力的完整的光伏产业链。数据显示，过去两年，我国光伏新增投产分别达到3424万、5306万千瓦，2017年底并网装机容量累计超过1.3亿千瓦，截至今年一季度末，我国光伏发电装机已达1.4亿千瓦。

2013-2017年新增与累计光伏装机容量（单位：万千瓦）					
	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年
新增装机容量	1095	1060	1513	3454	5306
累计装机容量	1745	2805	4318	7742	13000

然而，在另一方面，持续高速发展的光伏产业也面临着严峻的挑战，首先是近年来一直困扰整个能源领域的可再生能源消纳问题。近年来，弃风、弃光、弃水成为能源转型中无法回避的困境，在光伏领域，2015年和2016年，弃光率都超过10%，虽然目前有所好转，但问题并未从根本上解决。国发能研院、绿能智库认为，光伏的消纳问题是多方面原因造成的，其中，发展过快是一个重要因素。

同时，作为一个依靠国家补贴生存的产业，光伏发展过快，也造成了不堪重负的补贴压力。根据内人士统计，如果目前并网的光伏项目全部纳入补贴目录，每年所需要的补贴将会超过850亿

元。基于补贴困境,《通知》提到,加快光伏发电补贴退坡,降低补贴强度。

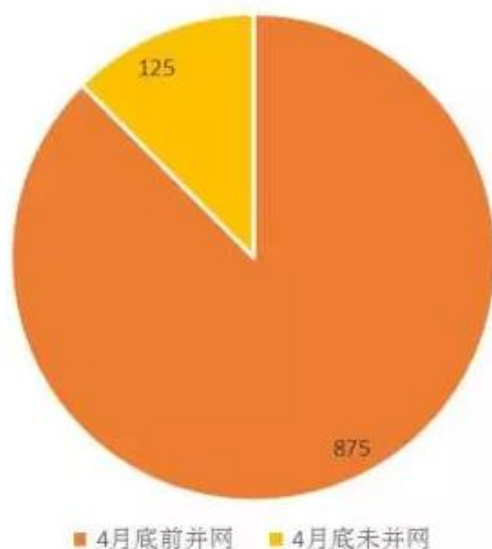
《通知》要求,自发文之日起,新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元,I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.5 元、0.6 元、0.7 元(含税)。新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目,全电量度电补贴降低 5 分,补贴标准由每千瓦时 0.37 元调整为 0.32 元。一方面,补贴的退坡对与缓解补贴压力有一定促进作用,另一方面也有助于控制规模。

综合来看,一边是难解的消纳困境,一边是巨大的补贴缺口,都影响着光伏行业健康有序发展,需要根据新形势、新要求调整发展思路,完善发展政策。国发能研院、绿能智库认为,目前,光伏行业已经进入从单一发展规模走向高质量发展的升级阶段,核心问题在于如何高质量的发展产业?

“空间”留给高质量项目

《通知》对于今年光伏发电新增建设规模的安排,除暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模外,在分布式光伏领域,安排 1000 万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设。不过,截至 4 月底,今年已并网的分布式光伏规模达 875 万千瓦,预计 5 月 31 日已突破 1000 万千瓦。《通知》指出,考虑今年分布式光伏已建情况,明确各地 5 月 31 日(含)前并网的分布式光伏发电项目纳入国家认可的规模管理范围,未纳入国家认可规模管理范围的项目,由地方依法予以支持。

国家能源局安排今年1000万千瓦分布式光伏项目



不过,国发能研院、绿能智库了解到,虽然普通项目和分布式项目都不再有国家认可的指标,但并不意味着增长空间的关闭,对于技术先进、发展质量高、不需要中央财政补贴的光伏发电项目规模是放开的。国家有关部门在《通知》解读中指出,合理把握普通电站发展节奏,既是缓解消纳难题,也是为先进技术、高质量光伏发电项目留下发展空间。

《通知》还指出,有序推进领跑基地建设。对于高质量发展的要求,同样也是领跑者计划的初衷。6月1日晚间公示的“光伏发电技术领跑基地推荐投资企业评优结果”显示,入选的各个企业电池的转换效率和功率都有大幅度的提高,单晶电池的转换效率均达到了23%以上,最高的达到23.85%,60片电池组件的功率达到330W及以上,普遍叠加了多主栅、半片和叠瓦等提高功率的技术,整合了当前具备快速进入规模化产业化制造的技术。可以预见的是,这些产能进入市场,将进一步加快光伏组件效率的提升。

经过多年的产能扩张,我国光伏行业在迈向“提质增效”的阶段,适当的“减速”有利于优化发展规模、提高运行质量,也有利于企业“练好内功”,提升核心竞争力。国发能研院、绿能智库研究认为,对于企业而言,政策环境的改变更多的是一种考验,在这种考验中,优质的企业往往会脱颖而出,

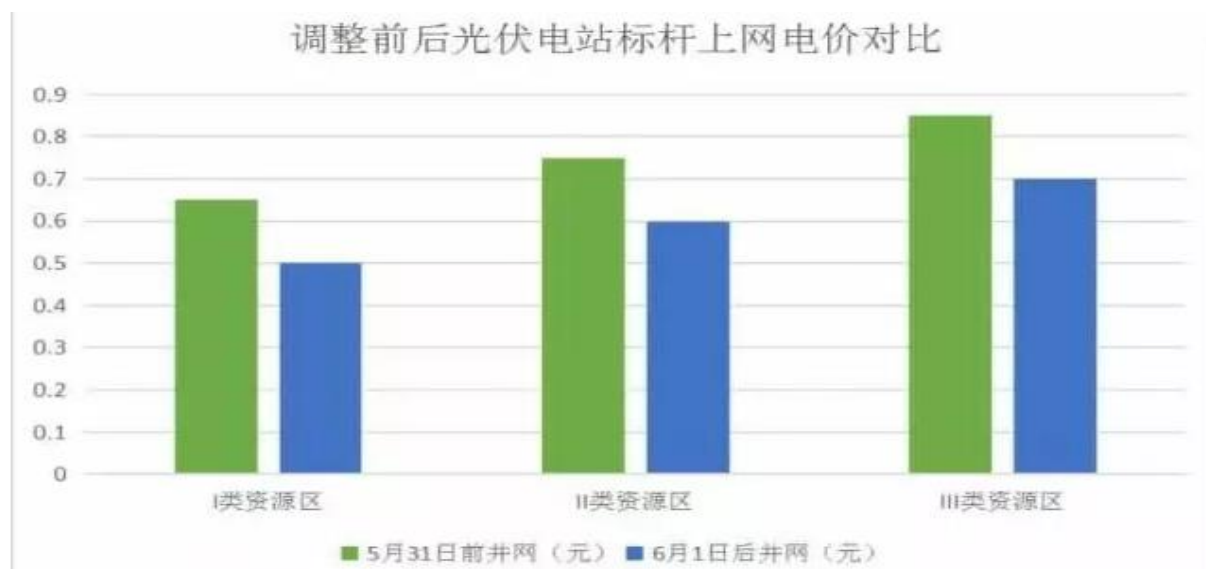
企业需要做好的，是不断提升技术和综合运维水平，以应对市场的变化。

加速从“政策”走向“市场”

在能源领域，光伏发电是一个市场化程度较高的行业，市场主体多，社会资本参与度高，民营企业在市场中占有“半壁江山”。国家有关部门表示，光伏产业在项目建设投资方面，已实现投资主体多元化、建设规模多样化。

不过，光伏的市场竞争中始终存在着一些乱象，譬如不少地区存在地方保护和限价政策，以及一些地方“先建先得”扩大规模。国发能研院、绿能智库认为，规范的市场提供的是有序的竞争。《通知》明确，要进一步加大市场化配置项目力度，严禁不公平竞争和限价竞争，将上网电价作为重要竞争优选条件。根据《通知》，普通光伏电站须通过竞争性招标方式确定项目业主，而分布式发电市场化交易力度也会加大。

此外，市场化程度的提升还在于完善光伏发电电价机制、加快光伏发电电价退坡速度、降低光伏发电补贴依赖。国发能研院、绿能智库研究发现，光伏行业目前正处于“政策与市场的十字路口”，只有不再依赖补贴时，才能真正从“政策”走向“市场”。根据《通知》关于标杆电价下调 5 分的要求，去年底发改委《关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》将 I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.55 元、0.65 元、0.75 元的规定尚未来得及实施就再度被调低，也意味着光伏电价退坡的加速。



随着光伏行业的不断成长，对于补贴的依赖必将持续下降，回归市场的脚步也将不断加速。对于整个光伏行业，规模增长的“减速”并不意味着产业的停滞，而是重新调整节奏，快步从“政策”走向“市场”，从而为能源的转型提供不竭的动力。

吴昊 能源发展与政策 2018-06-04

中越光伏产业合作潜力大

近日，由越南中国商会、越南中国商会光伏行业协会主办的中越商贸促进交流会在越南北江省举行。来自中国和越南的企业界人士共同分享了“一带一路”倡议与“两廊一圈”发展规划对接所带来的商机。

随着中越推动发展战略对接、越南营商环境持续改善，越来越多的中国企业选择到越南投资兴业，为越南多地经济发展注入强劲动力。据不完全统计，在越中资企业中，投资企业 1600 多家，贸易企业 3800 多家，工程承包企业 380 多家。以北江省为例，目前有 99 个中国投资项目落户，意向投资额达 25 亿美元，而近年来北江省吸引外资意向投资总额为 40 亿美元，中企投资占比超过一半。

北江省人民委员会主席阮文灵对省内中企给予高度评价。他表示，中企运营良好，为当地经济社会发展做出贡献，带来先进技术和现代经营管理理念，促进北江省经济转型。“当前，越中两国正推动全面战略合作伙伴关系发展，推动‘两廊一圈’和‘一带一路’对接，不断促进两国经贸和投资合作。”阮文灵说。

目前，许多中国光伏企业在北江省建设了生产线，光伏产业正成为中越优质产能合作的典范。中越产能合作，不仅为中国企业“走出去”提供机遇，也为越南当地提供大量就业机会。以晶澳太阳能越南有限公司为例，该公司预计将为当地提供 2200 个就业岗位。

越南中国商会光伏行业协会会长、越南光伏科技有限公司总经理杨勇智说，越南光伏公司在越发展的 4 年，见证了“一带一路”建设取得的硕果。“我们一批中国光伏行业企业在越南建成了海外最大的垂直一体化太阳能基地。我们正致力于将光伏产业打造成中企在越南的一张亮丽名片。”

越南红太阳能源公司总经理叶保梗一直与中国企业保持良好合作关系，在中国设立了办事处。叶保梗指出，越南毗邻中国，物流优势明显，越南的新鲜果蔬、水产品等可以进一步开拓中国市场。中国在机电设备、人工智能等领域处于领先水平，为越南市场提供了重要选择。对于未来的越南市场商机，叶保梗认为，中企在参与越南国内全产业链建设、提升越南产品附加值等方面大有可为。

中国光伏产业在北江省不但取得成功，还赢得口碑。北江省划拨 200 公顷土地供中国企业建设“光明科技开发区”。晶澳太阳能控股有限公司董事长靳保芳对本报记者表示，“一带一路”为中国企业“走出去”提供重要机遇，在促进沿线国家经济融合等方面正发挥着越来越重要的作用。

刘刚 人民日报 2018-06-04

光伏重大政策点评：2018 年，是终点还是起点？

导读：今天的光伏政策之所以在各位产业、资本同行看来“严重低于预期”，也正是这个原因。事实上，要避免这些“失望”的再次发生，应当从改变我们的思维方式、行为模式入手。

【政策要点简析】

2018 年 6 月 1 日，发改委、财政部、能源局联合发布《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，要点如下：

- (1)2018 年普通光伏电站暂不安排，国家下文前各地不得安排需国家补贴的普通电站。
- (2)分布式光伏开始进行规模管理，2018 年安排 10GW。5 月 31 日及以前并网的分布式光伏项目纳入规模管理，未纳入国家规模管理的项目，由地方依法予以支持(SOLARZOOM 注释：在 2018 年 6 月 1 日以后并网的分布式光伏项目不纳入国家规模管理，也就没有国补)。
- (3)支持光伏扶贫，在各地落实实施条件、严格审核的前提下，及时下达“十三五”第二批光伏扶贫项目计划(SOLARZOOM 注释：根据目前的政策，扶贫仅指“村级扶贫”，2018 年以后不再有“集中式扶贫”的概念)。
- (4)有序推进领跑者基地建设，今年视光伏发电规模控制情况再行研究。
- (5)鼓励各地根据消纳条件和相关要求自行安排各类不需要国家补贴的光伏项目。
- (6)自发文之日起(SOLARZOOM 注释：2018 年 6 月 1 日起)，新投运光伏电站、“全额上网”分布式光伏上网电价降低至 0.50/0.60/0.70 元/度，“自发自用、余电上网”分布式光伏全电量补贴降低至 0.32 元/度，村级扶贫电站(0.5MW 以下)标杆电价不变。
- (7)普通光伏电站必须竞争性招标，户用光伏外的分布式光伏鼓励竞争性招标，竞争性招标要将上网电价作为重要竞争优选条件。鼓励地方加大分布式发电市场化交易力度(SOLARZOOM 注释：这条政策不具有可执行性，因为分布式发电市场化交易力度由电网公司确定，电网公司并没有参与出台本政策，而 2017 年至 2018 年一季度，全国电力市场化交易比例稳定在 20%左右，可见电力市场化改革进入了“深水区”)。

【政策点评】

(1)本政策出台的背景情况是:

a)2016年12月,能源局对各地违规“先建先得”的情况予以了严厉批评;但在各种原因下,能源局却在2017年7月推翻了2016年12月“先建先得项目指标从17年指标中扣除”的政策,不仅确认了上述指标,而且还下发了2017-2020年的指标,由此导致2017年装机规模的“暴增”和补贴缺口的“暴增”。

b)国家可再生能源基金的资金缺口截止目前已经超过1000亿,而在2-3年的短期内解决补贴缺口问题的各种可能性已基本丧失。

c)2015年3月后并网的项目除扶贫项目外均未纳入补贴目录,至今已经超过3年。

d)能源局新能源领域相关负责人过去一段时间内完成了人事变更。

(2)SOLARZOOM智库认为,本次政策的意图是:

减少增量项目补贴缺口,使光伏产业更加健康发展。(SOLARZOOM注释:从国家的角度看,健康发展不等于快速增长或加速度增长,而是风险可控的增长。但对于光伏产业和资本市场而言,对于“健康”的理解显然不同)从财政部参与本次发文的角度看,我们的这种估计是站得住脚的。

(3)本次政策的严厉之处在于:

a)屋顶全额上网分布式光伏、自发自用分布式光伏原先是不要指标的,而6月1日以后则纳入指标管理。今年只给了10GW的分布式指标,而且大部分在一季度已经完成。

b)降电价的频率缩短至了5个月,且采用“突然死亡法”,不再给“宽限期”。

c)普通电站暂不安排、领跑者“视情况而定”。

(4)SOLARZOOM智库对2018年光伏全国新增装机量的预估调整为:29-43GW。

具体拆分如下:

a)2017年普通电站指标项目在2018年完成或统计入2018年的:6GW,

b)2018年分布式光伏项目(含屋顶工商业全额上网、屋顶工商业自发自用、户用):10GW,

c)普通电站:0-14GW(SOLARZOOM注释:当前暂不安排,后续是否重启不确定),

d)领跑者基地:6GW,

e)村级扶贫:4GW,

f)特批的输电通道配套及示范项目:3GW。

需要说明的是,2017年底,SOLARZOOM智库的预估量是51GW,主要的下调量在于三部分,屋顶工商业全额上网分布式、户用分布式、普通电站(现在来看,2018年能否重启存在巨大不确定性)。

(5)考虑到2018年1-2月份的装机量(10.87GW)所反映的组件需求其实在2017年,而2017年1-2月份并没有特别巨大的量(3.40GW),因此,2017年国内实际光伏设备需求约为60GW,而2018年国内实际光伏设备需求约为19-33GW。从国内光伏设备需求的角度看,2018年相比2017年的增速约为-68%至-45%。

(6)对于收益率的测算:本次政策中0.05元/度的补贴下调,对于普通电站项目而言,需要系统成本降低0.40元/W左右方能保证IRR恢复到此前水平。但这种测算的意义不大,原因是:

a)普通电站都是要竞电价的。

b)光伏产业如果出现系统性风险,即使组件价格下跌导致理论IRR恢复,可能也没有运营商再愿意投新项目。

c)能源局对普通电站项目的态度是“暂不安排”,何时重启不太清楚。

(7)2017年年中以来,SOLARZOOM智库以各种方式提示光伏产业风险,主要逻辑在于补贴缺口问题难以解决。2018年1月,SOLARZOOM智库更是撰写了8000字的深度报告《是季节性扰动还是趋势性变化——论光伏行业所处的周期位置及政策呼吁》,向金融市场的客户重点提示了产业风险。

目前来看,行业主管部门正以“主动刺穿泡沫”的方式来规避更大的补贴缺口风险,并验证了我们前期的预判。鉴于当时的深度报告可能造成行业恐慌,我们并没有公开发布,敬请谅解。但如果

各位读者有需要，可以向 SOLARZOOM 智库有关同事索取当时的深度报告。

(8)从行业长期健康发展的角度看，虽然本次光伏产业政策较为严厉，并且可能导致对行业参与者而言非常不利的后果，但确实是“无奈中的最佳选择”。如果行业主管部门坐视当前行业风险而不顾，虽然能让现在的行业参与者好受一些，但对国家的总盘子而言，必然会引发更大的风险。

【对行业未来 2-3 年的前景展望】

(1)历史上，中国各大政策性行业都经常呈现“放-乱-收-死”的周期。而目前来看，光伏产业也没有逃出历史的周期律。本次政策的出台正是“收”的开始，而未来 2-3 年的国内的光伏市场必然是比较糟糕的。

(2)当前中国光伏产业的风险点绝不仅仅是 2018 年光伏设备需求下滑 45-68%这么简单，SOLARZOOM 智库认为，本次政策的出台或将直接导致光伏产业的系统性风险爆发和“硬着陆”，理由如下：

a)H 公司作为光伏产业有一定代表性的“问题”上市企业，在本次政策出台后破产的概率或将大幅上升至 99%以上。可以预计，光伏产业或将重现“破产潮”，并可能导致相关供应链上的连锁反应以及金融机构对光伏制造环节态度的严厉变化。

b)本次政策的出台只能减少增量光伏项目的补贴缺口，而不能减少存量光伏项目的补贴缺口。随着时间的推移，2015 年 3 月以来的 100+GW 光伏电站的补贴缺口只会越增越大。2018 年已经出现 2015 年下半年并网的光伏项目融资普遍逾期的现象(SOLARZOOM 注释：一般融资租赁给光伏电站运营商 2 年宽限期，2 年内只还利息，2 年后要开始偿还本金)，我们估计 2018 年全国各大银行、融资租赁公司、资本市场都有可能全面收紧对光伏运营环节的融资。

c)随着行业资金链的趋紧，各光伏企业抛售资产(主要是光伏电站)或将成为唯一的出路，而受全行业风险溢价上升的影响，仍有较强资金实力的央企、国企运营商可能还不会马上出手，这或将导致电站资产交易市场流动性的丧失，从而流动性溢价有可能进一步上升。

d)在 2011-2012 年的行业下行中，欧洲市场的大规模下滑可以由中美日等国家的需求来填补，而本轮的行业下行中，全世界范围内不再有更大的市场可以抵补中国市场的下滑。在 2011-2012 年的行业下行中，中国光伏产业只是制造业一个环节的参与，而本轮的行业下行中，中国光伏产业是制造业、运营两个环节参与，两者交叉感染，互相影响(SOLARZOOM 注释：交叉感染的机制详见 2018 年 1 月的深度报告)。因此，SOLARZOOM 智库认为，光伏产业 2013-2019 中美日印中周期、2004-2019 补贴大周期已经正式确立进入共振向下阶段。

(3)SOLARZOOM 智库认为：

a)本轮周期下行的终点对于中国光伏电站运营环节而言，大概在 2019 年下半年附近。届时，随着央企、国企运营商的出手，光伏电站将逐步恢复流动性。

b)本轮周期下行的终点对于中国光伏设备景气而言，大概在 2021 年以后，之所以中国光伏设备景气见底的时间会晚很多，原因在于：第一，制造业还在大规模的扩产；第二，2020 年后中国将不再有扶贫项目；第三，就算平价上网到来，无须补贴的市场化需求不会像补贴需求那么有爆发力，德国市场就是最好的例证。

c)全球光伏制造业需求的回暖将早于中国市场，光伏制造业新周期大概从 2020 年左右启动，原因在于：第一，新兴市场的平价上网需求正在启动；第二，未来两年光伏系统的成本将大幅下降；第三，未来两年的油价将处于高位，甚至有可能在地缘政治的推动下创新高。

(4)对于当前光伏行业的企业客户(尤其是民营企业)，SOLARZOOM 智库的建议是：

a)降价出售产品，

b)如有存货，尽快抛售存货，无论是原材料还是产成品，

c)在大幅降价后若还不能清空存货，则应大幅减产，

d)严格审查对下游客户的任何赊账，并加速现金回笼，

e)在合法、合规的前提下，尽可能延缓一切对外支付的时间节点，

- f)对于非核心部门，通过人员数量控制和单位人员支出控制两方面的手段降低整体人员支出，
- g)全面停止扩产，
- h)抛售优质资产(如电站或子公司股权)以获得“保命的”现金流，
- i)加强与金融市场的沟通，避免被“抽贷”。

总而言之，当前光伏产业客户的一切行为当围绕“现金流”三个字而展开。

(5)对于希望战略性布局光伏行业的央企、国企运营商，SOLARZOOM 智库的建议是：加强与希望出售资产的业主之间的沟通，并对光伏电站作充分的尽调，待市场出清后果断出手。

(6)对于当前光伏行业的资本市场客户，SOLARZOOM 智库的建议是：建议以周期的眼光看待光伏产业，不要抱有任何幻想，待“光伏产业实体基本面充分出清+资本市场预期充分调整”后再重新参与市场。

(7)对于当前光伏行业的银行、融资租赁客户，SOLARZOOM 智库的建议是：“自上而下、自下而上”两个维度重新审视光伏产业，宏观上针对补贴拖延年限、光伏制造业需求下滑幅度、光伏设备价格下跌程度等因素做敏感度分析，微观上对于企业资产负债率、现金占比、现金收付款比例、技术和成本优势、战略选择的恰当性、风险控制措施的得当性、其他金融机构的态度等指标予以审视。对于优质企业，应给予必要的信任，避免“一刀切”。

【对行业未来 10-30 年的前景展望】

(1)本轮周期出清后，光伏系统成本将达到 3.5 元/W 左右的水平，LCOE 将降低至 0.30 元/度以下。全球光伏产业将出现一轮长度在 15 年以上的“全球平价上网大周期”。

(2)2020 年后即将启动的这轮光伏“平价上网大周期”，对于全球能源格局而言，将同时启动以“风光储”为核心的第三代能源对“煤油气”为核心的第二代能源的替代，这个周期正是“第三代人类能源消费超级大周期”，周期长度在 100 年的级别上。

(3)SOLARZOOM 智库对上述“全球平价上网大周期”、“第三代人类能源消费超级大周期”的最终到来报以非常乐观的态度。

(4)建议有远见的客户能在本轮中周期、大周期共振下行阶段做好对下一轮大周期、超级大周期共振上行阶段的充分准备。机会总是等待有准备的人！

【笔者的些许体悟】

长期以来，我们总是以线性思维思考问题，并且有着严重的从众心理，由此导致各种“满怀期望”和各种“失望甚至绝望”。今天的光伏政策之所以在各位产业、资本同行看来“严重低于预期”，也正是这个原因。事实上，要避免这些“失望”的再次发生，应当从改变我们的思维方式、行为模式入手。

当我们以“归因分析”的方法重新审视可能导致行业新增装机量变化的原因，任何人都会认定“政策”是一个重要的驱动因素。但有多少人去分析过国家以何种目标函数、以何种约束条件、在哪些外部条件下展开决策呢？有多少人分析过在这一盘由“党和国家、发改委、能源局、财政部、电网、行业协会、央企国企运营商、民营运营商、制造业企业、火电企业、电力用户、银行及融资租赁公司、资本市场、媒体、社会大众、海外国家政府、海外市场、海外竞争者”等近 20 个参与方所组成的复杂博弈中每一方的反应函数和应对策略呢？

当我们呼吁以“独立思考”的方式参与市场，任何人都认为不错。但又有多少人能在其他人热热闹闹、欢天喜地的时候放弃参与“击鼓传花”的游戏，能践行“在别人贪婪时恐惧，在别人恐惧时贪婪”？

确实，SOLARZOOM 智库从 2017 年年中以来持续提示行业风险，站在今天的角度上看是对的，不少客户还发来短信和电话祝贺，但面对着行业的断崖式下行，我们并不轻松，也没法感受到一点点的快乐，原因是我们所有的客户都正在经历着极为痛苦的考验。我们想说的是，如果历史可以重来，全市场将如何避免今天这种局面的再次出现？我们每一位行业参与者，能否在下一个周期中，稍稍有些风险意识，稍稍多些前瞻性，稍稍少些线性思维，稍稍展开些独立思考？若是能如此，SOLARZOOM 智库才能真正感受到些许安慰，这或许是本篇点评唯一能让我们的客户还有些希望的一点了吧？

2018年，究竟是终点还是起点？我想，每个人的答案或许并不一样。

马弋葳 SOLARZOOM 光伏亿家 2018-06-04

风能

“竞价”后，风电电价能比现在降多少？

国家能源局《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》（国能发新能[2018]47号）出台后，风电行业被认为将迎来一个新的时代。“新时代”的风电行业会有哪些新变化？

有业内人士用一句话概括了“新”在何处：多年来由政策、规划等外部驱动的风电行业，将真正转变为经济回报下的内驱动增长。

由行政到市场之变

“虽然这一政策引起业内极大关注，但站在即将到来的2020年实现风电平价上网的这一时点上，任何政策的出台都不会让行业感到惊讶。我相信，大部分企业都是有心理准备的。”某国有大型风电开发商相关负责人告诉记者。

业内认为，政策实施后，首当其冲的是风电年度建设规模由原来行政命令式配置全面转向采用市场化方式进行配置，而最终的目的是实现平价上网。

而通过竞争配置资源，正是不断减少政策和行政干预，发挥市场力量的体现，整个行业都将在市场引导下发生重构。

有行业分析师表示，目前各省的风电上网电价和煤电上网电价之间的差额在0.08元/千瓦时-0.25元/千瓦时之间，即使再度进行电价下调，也无法保证在2020年实现平价上网的目标。因此，不如转变思路，通过改变“游戏规则”采用竞价方式加快降低风电电价，从而达到削减补贴，加快风电平价上网的步伐的目的。

在大唐集团李海涛看来，度电成本最低中标的时代即将来临。

李海涛表示，今后，开发商与主机商签订小时数保障协议或者对赌协议将成为常态，有能力将发电量提升10%的企业，也就有资格将报价提升10%甚至更多。技术水平将得到价值体现，企业的技术研发投入得到市场回报，必然进一步加大投入，形成良性循环，风电产业的进步升级也必然加快。同时，主机市场格局也将重构，市场份额向更少的几家先进企业集中。

行业观察人士黄静文认为，宏观来看，这是审批制度、流程和方法论的调整，微观来看，则是促使每个项目都得具备竞争力，带方案与其他项目进行竞争，其目的是为了每个地区的开发建设合理化、实现市场化配置，边界条件则是各地区的补贴金额总量最优。

重构整个产业链

业内普遍认为，竞价配置资源，必然带来电价的下降。竞价对于风电开发最直接的变化在于，开发商必须将平准化度电成本（LCOE）的测算放到最优先的位置，在保证项目收益的情况下承诺一个较低的风电电价来竞争项目配置。

神华新能源张伟认为，之前，各投资企业基本上是采用内部收益率的指标对项目的经济性进行判断，但是内部收益率的测算是在固定电价和由风资源决定的相对固定发电小时数的基础上，根据这个基础来编制技术经济测算中的现金流量表和利润表等财务报表，对财报进行数据分析。而“竞价”的实施，使得电价定价模式发生改变，内部收益率也必将被LCOE所代替。

业内很关心的一个问题是，实施“竞价”后，风电电价到底能比现在降多少？记者联系了多位相关人士，但没有一人能给出确切答案。由于很多因素目前还不明确，因此，大多推断可能降低0.05元/千瓦小时左右。

有观点认为，风电和光伏不同，投资商的数量较少，大家的博弈和“竞价”相对理性，没必要通过

恶性竞争去获取资源。

据业内人士估算，考虑到已核准未建设项目和分散式项目，大约会有 118 吉瓦风电项目不会受到竞价政策影响。

继风电“新政”之后，光伏行业也出“新政”。5 月 31 日，国家发改委、财政部、国家能源局联合下发《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，严控光伏发展节奏。

有业内人士表示，光伏行业的波动也将间接影响到风电行业。

有风电整机商相关负责人表示，如果集中式光伏指标有所限制，一些大企业对于分布式光伏的兴趣不大，很有可能转而开发风电项目。

“竞价”不仅直接影响到开发商，而且将影响整个产业链。

由于产业链的传导性，竞价方式在迅速拉低电价的同时，也将把成本压力传递给整机商。

张伟判断，考虑到今年风电整机的最新中标价格已经接近 3000 元，“竞价”实施后风电整机商的利润率会进一步压缩，年内风机设备投标价格极大可能会跌落到 3000 元以下，某些风机设备厂家为了争夺市场可能会爆出惊人的低价。

利好分散式风电

由于“三北”地区弃风限电短期内难以根治，集中式开发模式屡屡亮起红灯，就地消纳，无需远距离输送的分散式风电成为行业的新“蓝海”。

根据相关统计，我国中东部和南部地区的低风速风资源可开发量达 10 亿千瓦，目前已开发的资源量约为 6000 万千瓦，不到 7%。未来还有 93% 的资源量有待进一步开发，分散式风电将具有巨大的市场潜力及前景。

今年一季度，国家能源局下发《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》，简化审批流程，优化并网环节，推动分散式项目发展。但经济性是分散式风电项目的一个软肋。

此次“竞价”新政发布后，陆上集中式风电项目和海上风电项目，其电价都将受到进一步挤压。只有分散式风电作为新的风电产业形态，豁免参与竞价配置资源，仍执行标杆电价政策，这使得分散式风电的经济性凸显。业内预计，分散式风电装机规模也将实现量的突破，下半年分散式风电核准、并网将明显加速。

“相对于民营企业，大型央企虽然对分散式风电项目也很感兴趣，但进入速度相对会慢一些，央企会偏好成片开发的方式，以进一步提高项目的经济性。”某风电整机商相关负责人表示。

张子瑞 中国能源网 2018-06-13

英国反对陆上风电场意味着更高的“能源价格”

据卫报报道，英国政府的气候变化顾问表示，如果英国继续阻止新陆上风电场的建设，部长们必须向英国许多家庭坦白他们面临的更高能源账单。

气候变化委员会(CCC)主席德布恩勋爵表示，在英国部分地区，人们没有理由反对陆上风力发电机。

这位保守派人士表示，这项技术是最廉价的发电方式，他希望政府能重新考虑反对补贴的做法。

2015 年，英国政府终止了对风力发电场的补贴，但能源部长克莱尔佩里最近表示，她正在“仔细观察”在威尔士和苏格兰建造的风力发电场的状况反转。

上周，英国政府对位于刘易斯岛等偏远岛屿上的风力发电场给予了支持。

德布恩告诉记者：“毫无疑问，我对此非常强烈地感到，陆上风力发电是最便宜的发电形式。如果苏格兰人想要拥有它，我们怎能说他们不应该拥有它？”

“如果不建立在岸风力发电厂，政府必须说明对公众有多少额外的成本”德布恩说。

英国、德国和西班牙的大型能源公司一直在游说政府向陆上风电进行转移。

“政府必须认识到，最需要担心的保持电力供应问题比想象容易的多，因为你可以从路上风电、

智能电厂和短期电力储存中获得大量的电力资源。”

新浪美股综合 2018-06-12

杨校生致开幕词：装机规模增长迅速 风电运维后市场蓝海到来

由中国农业机械工业协会风力机械分会主办的“第五届中国风电后市场专题研讨会”，于2018年6月13-14日在上海市召开，本次会议主题“创新驱动 智慧未来”，致力于探讨交流运行维护经验和创新服务，促进风电后市场的健康有序发展。

中国农机工业协会风力机械分会理事长杨校生出席“第五届中国风电后市场专题研讨会”并致开幕词。

杨理事长指出，风电装机规模，尤其是海上风电增长迅速，风电运维后市场蓝海到来。在风电后市场，无论是平价上网还是竞价上网都必须严格控制项目的全生命周期内的成本，如何通过合理的运维，降低用电成本，提升风电的市场竞争力，不仅是风电业内需要，也是整个能源领域和电力市场的需要。

以下为发言内容：

杨校生：各位来宾、领导、专家，各位风电界同仁，女士们、先生们，大家上午好！仲夏时节，第五届中国风电后市场专题研讨会今天在美丽的黄浦江畔隆重召开，我代表主办方对各位的到来表示热烈的欢迎。

时光匆匆，2014年9月中国农机工业协会风力机械分会在珠海成功召开了第一届风电后市场专题研讨会，到今年已经是第五届了。回首往事，每次盛会的场景仍历历在目。五年来，我们共同见证了中国风电后市场的起步和成长，共同为中国风电后市场的发展壮大奉献了我们的激情、智慧和汗水。

截止到2017年底，我国全国风电装机容量已经达到了1.64亿千瓦，去年风力发电量为3057亿千瓦时，占全国的发电量的4.8%，在我国能源结构变革中发挥了重要的作用。

近年来，随着风电装机不断地增加，催生出一个越来越庞大的风电后市场。同时我国海上风电并网装机容量也将达到5GW以上，开工10GW。多年高速增长，使风电后市场的规模越来越大，成为各方都看好的潜力巨大的蓝海。整机制造商、开发商和第三方运维服务供应商都组建起自己的运维团队，进军这一领域，竞争日趋激烈。

中国农机工业协会风力机械分会非常关注并致力于推进风电后市场的健康和有序的发展，在建成和完善相关的规范与标准，推动认证体系建设，建立运维人才培养机制等方面做了大量的工作。协会参与并积极推进的风力发电机组运行及维护要求，风电标准进入修改阶段，《风力发电机组现场运维工程师执业标准》目前已经完成主稿，开始广泛征求意见。正在编制的《风电运维成本目录》，将为行业提供成本指导，遏制低价竞标恶性竞争，扰乱后市场的现象。

协会还组织构建包括认证机构、培训机构在内的合作互补共享共赢的多层次的人才培训体系。每年召开一次中国风电后市场专题研讨会，协会都力求前沿，内容丰富，指导性强，成为风电后市场行业的朋友圈和交流经验分享信息，加强合作的重要平台。

这个后市场会议已经具有广泛的影响，我们非常欢迎大家的参加，相信大家在参加中必有收获。

我国风电发展面临新的形势，2020年风电平价上网的目标日益临近。国家能源局前不久发布了风电项目竞争配置指导方案，给我国风电开发带来了新的机遇和挑战。无论是平价上网还是竞价上网都必须严格控制项目的全生命周期内的成本，如何通过合理的运维，降低用电成本，提升风电的市场竞争力，不仅是风电业内需要，也是整个能源领域和电力市场的需要。

平价上网和竞价上网标志着风电进入新的发展阶段，新的阶段带来新的挑战。要求我们转变思想、把握机遇，创新和发展新的经营模式。对风电后市场来说，要加快解决运维规范与标准缺失，市场竞争次序紊乱，运维人员技术水平良莠不齐，维修质量难以保障、质量安全诚信体系缺失等问

题。同时我们必须加快提升技术和服务的创新能力，通过创新驱动和跨界融合，促进产业升级。

随着物联网、云计算、大数据等技术的广泛运维，风电运维从被动修复性维护转向预测性维护，救火式的后处理运维模式会逐步淡出，智能运维将成为发展趋势。这里面有很多的技术问题需要我们在这里来探讨。

本次研讨会的主题定位“创新驱动，智慧未来”。我们邀请了风电业里的一线专家对风电后市场发展趋势等大家共同关心的问题，阐述他们的前沿观点，今天下午两场高端对话，邀请来自了业主、整机制造商和第三方的代表，“创新驱动、降本增效”和“智能互联、智慧未来”两个话题面对面的探讨。会议设置了四个专题论坛，邀请了业内 30 几位专家发表演讲，分享他们的观点，新理念、新观点、新思维。两场主题沙龙，就风电运维互联网平台如何协同、运维人才培养体系建设与合作，两个主题进行深入探讨。交流创新思想、合作增添力量，希望大家畅所欲言，集思广益，为推进风电后市场行业的健康有序发展献计献策。

我相信在与会代表的共同努力下，本次研讨会一定能够取得预期的成果。在此，我代表主办方向本次会议的承办单位，上海探能实业有限公司、快备新能源科技(上海)有限公司，以及协办单位新疆金风科技股份有限公司、明阳智慧能源集团股份公司、上海电气风电集团有限公司、埃克森美孚(中国)投资有限公司、北京优利康达科技股份有限公司、米塔工业控制系统有限公司等，对他们的大力支持表示衷心的感谢。

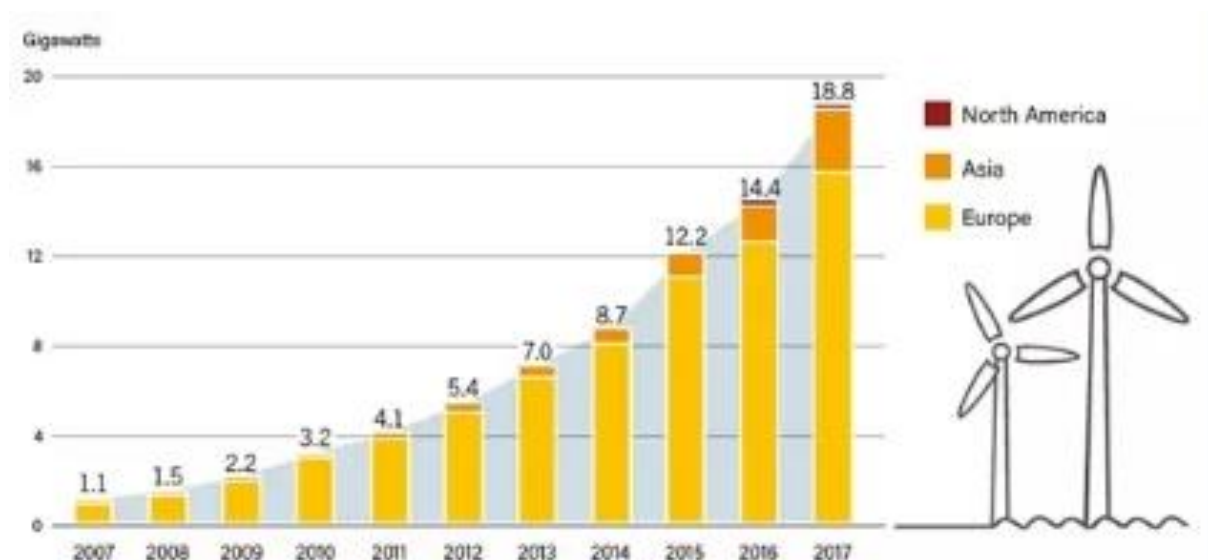
能见 App 2018-06-13

2017 年！海上风电行业令人惊叹的一年

2017 年全球海上风电呈现壮丽景象，在装机规模、成本降低、技术进步及市场范围扩大等方面均取得瞩目成绩。海上风能正逐渐向世界主流能源迈进。

全球概况

据全球风能理事会(GWEC)“2017 全球风电报告”数据，2017 年，全球 9 大海海上风电市场装机容量历史性地增长了 4,334MW，相比于 2016 年增长了 95%。全球海上风电累计装机容量达 18,814MW，较 2016 年(14,384MW)增长 30%。



图片来源：REN21, GSR2018

截止 2017 年底，欧洲继续保持全球最大海上风电市场地位，全球近 84%(15,780MW)的海上风电设施位于 11 个欧洲国家的近海水域。其中，英国是目前全球最大的海上风电市场国，累计装机容量 6,836MW，占全球装机容量的 36.3%;其次是德国，以 5,355MW 累计装机量位居全球第二。中国

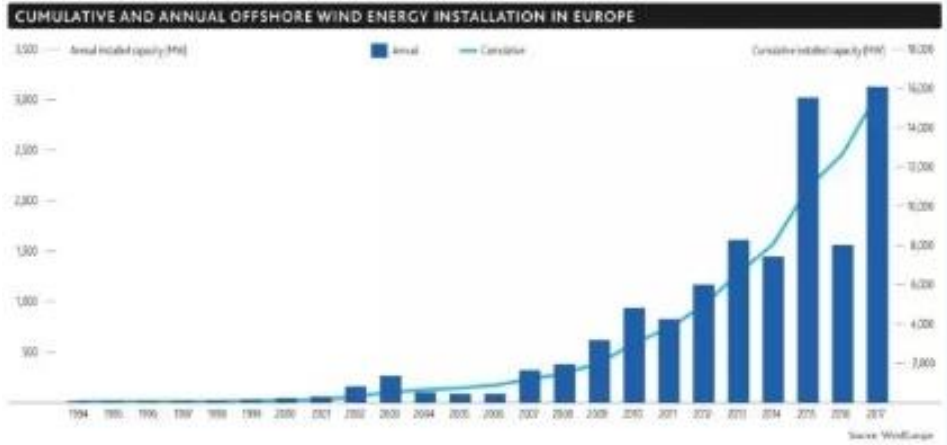
海上风电 2017 年新增装机 1,164MW，累计装机达 2,788MW，位列世界第三。其他市场包括越南、芬兰、日本、韩国、美国、爱尔兰、中国台湾、西班牙、挪威和法国。海上风电产业已经开始从欧洲扩展到北美、东亚、印度和其他地区。规划试点项目或大规模开发商业规模海上风电场的国家数量正在迅速增长。

与此同时，随着技术进步带来的成本下降和政策机制设置的完善，海上风电价格下降成为趋势。2017 年，德国海上风电项目实行了首个“零补贴”投标项目，此风电场最早将于 2024 年投产运营；荷兰开展了“零补贴”招标项目，中标项目将执行不高于零售价格的电价。按照 GWEC 预测，由于行业日趋成熟、技术和管理改进、投资者信心增强，以及新一代具备大扫风面积和大发电量的风机类型的引进和部署，未来 5 年左右完成的海上风电项目电价将是过去 5 年的一半；并且这一趋势很可能会继续持续下去。

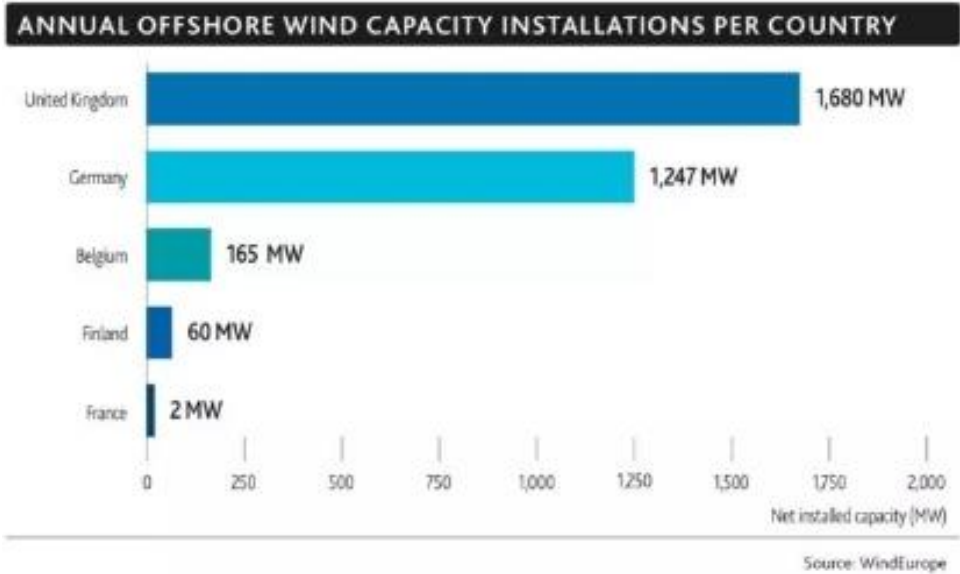
主要市场介绍

欧洲海上风电保持霸主地位

欧洲海上风电行业在 2017 年创下了新增装机 3,148MW 的纪录，达到 2016 年新增装机量的两倍。2017 年共有 14 个项目上线，包括欧洲第一个漂浮式海上风电场(苏格兰 Hywind)。在接下来的 一年，将有 6 个海上风电项目在最终投资决议(FID)下完成安装。新投资总额 75 亿欧元，可覆盖 2.5GW 容量。



据 GWEC 年度报告，2017 年欧洲投产的海上风电总装机容量中，有一半以上(53%)来自英国。德国为第二大市场，拥有欧洲总容量的 40%；比利时占总份额的 5%；芬兰启用了首个海上风电场。2017 年欧洲新增装机容量前五位国家信息如下图：



累计装机容量方面，欧洲海上风电装机前五位的国家和装机量分别是：英国(6,836MW)、德国(5,335MW)、丹麦(1,271MW)、荷兰(1,188MW)以及比利时(877MW)，前五位国家合计占欧洲并网海上风电项目装机量的 98%。

风机供应商呈现较高集中度。Siemens Gamesa 作为欧洲领先的海上风机供应商，占总装机容量的 64%，其全球海上风机市场份额虽由 2016 年的 67.8% 下降到 43%，但仍占据主导地位。MHI Vestas 紧随其后，市场占有率为 18%，之后为 Sevion(8%)和 Adwen(6%)。前 4 家公司合计占风机装机总数的 96%。

中国海上风电终于起飞

在欧洲海上风电行业取得巨大成功的同时，值得注意的是，中国海上风电产业终于开始腾飞。2017 年中国海上风电新增装机容量为 1,164MW，累计总装机容量达到 2,788MW，排名全球第三，仅次于英国和德国。

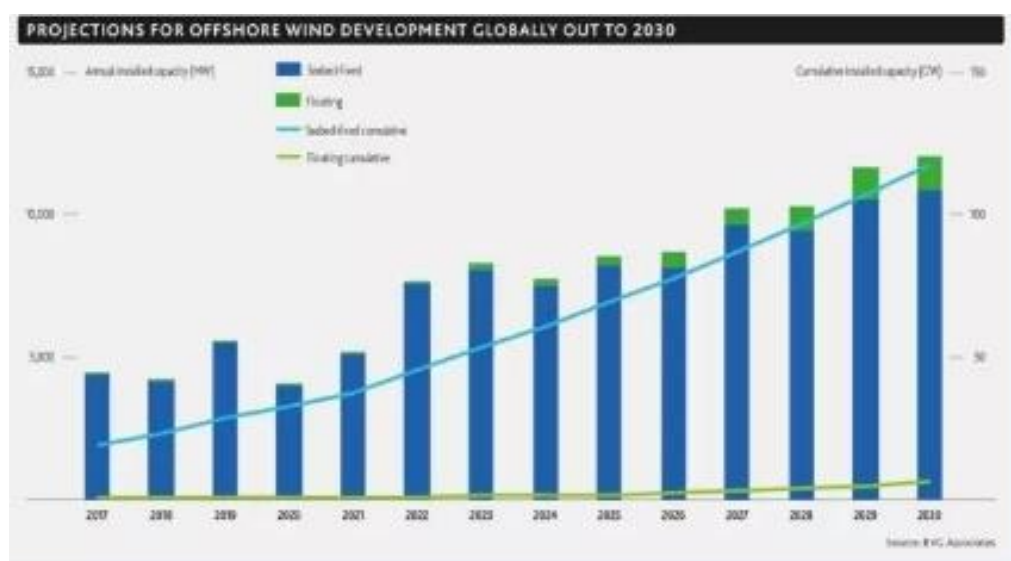
2017 年中国新增容量分布在 18 个海上风电场。其中，江苏新增海上风电场 9 个，总计装机容量 968MW，是中国海上风电的重点开发省份;福建省以 65MW 新增容量位居第二，其余项目分布与广东、浙江和河北省。

中国海上风机制造商主要为上海电气、金风、远景和中船重工，其市场份额占比分别为 50%、18%、17%和 9%。开发商主要集中于原五大电力集团和三峡集团。

政策方面，中国在海上风电规划建设和价格机制方面出台了多项政策，其中 2009 年能源局印发《海上风电场工程规划工作大纲》，为海上风电发展打下基础;2014 年发改委下发《关于海上风电上网电价政策的通知》，规定 2017 年前投运的潮间带海上风电项目上网电价 0.75 元/千瓦时(含税);近海项目上网电价 0.85 元/千瓦时(含税)。随着产业的发展，为促进风电产业高质量发展、降低度电补贴强度，国家能源局于 2018 年 5 月下发《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》，自 2019 年起，新增核准陆上及海上风电项目将全部通过竞争方式配置和确定上网电价。中国海上风电产业将迎来新的发展挑战和机遇。

全球海上风电开发预测

按照 GWEC 年度报告分析，无论是技术上还是商业上，海上风电在欧洲都已经成熟。对个人、投资机构以及银行来说，海上风电都是一个诱人的投资机会。其成本已经明显下降，预计在 21 世纪初，包括并网在内的 LCOE 将低于€70/MWh。这使人们对世界各地海上风电部署更加有信心。



据预测，到 2030 年，全球海上风电总装机容量将达到 120GW，在此之前，每年的装机容量都将超过 10GW。得益于建设能力强和成本低的优势，欧洲将是主要的增长地区。此外，中国和美国

也将做出较大贡献。

到 2030 年，许多新安装的海上风电场 LCOE 将低于€60/MWh，这可能大大低于许多电网的平均上网电价，从而推动了海上风电的进一步发展，并向目前未知的水域延伸。

CREIA 可再生能源专委会 CREIA 2018-06-13

核能

工程院院士叶奇蓁：占领未来核能制高点 中国在这些方面有后发优势

中国在建三代核电捷报频传。台山核电 1 号机组和三门核电 1 号机组均陆续装料，“华龙一号”示范工程按照预定工期有序顺利推进。

AP1000、EPR、“华龙一号”，是国际上采用最高安全标准的三代核电技术，这三种技术的首堆均在中国实现突破，也意味着中国在核电领域的风向标作用正在加速形成。

在这样一个时间节点，谋划和思考我国核能的未来显然意义重大。在中国核能可持续发展论坛期间，中国工程院院士叶奇蓁在接受本刊记者采访时表示：“我国核能具有后发优势，要让我国核能实现从并跑到领跑，必须创新思维，在堆型发展和严重事故反应、耐事故核燃料、核电人工智能等技术领域提前布局，占领核能领域的制高点。”

中国核电具有后发优势

记者(以下简称“记”)：自 1985 年秦山核电站建设以来，我国核电已经走过了 30 多年发展历程，我国核电具有明显的后发优势。那么该如何理解这一优势？

叶奇蓁(以下简称“叶”)：上世纪 50 年代到 60 年代初，全世界先后建成一批不同技术的中小型反应堆，人类进入核能利用时代。欧美国家大规模建造和使用核电应该在上世纪 70 年代到 80 年代中期，世界上绝大多数核电站都建于这一时期。

我国从上世纪 80 年代开始建造核电站。从世界核电发展历程上来看，我国核电起步不算早。也正是因为这样，我国的核电技术是在发达国家大规模建造核电的基础上，采用最新的核电技术发展起来的。

目前，世界上在运的核电机组大多是二代机型，而我国现在运行的核电机组，采用的多是二代改进型技术。另外，中国建造核电站采用的工业基础、技术基础也比早期核电站要先进。举个例子，我国核电建造过程中，压力容器法兰接管段锻件是统一的，反应堆的活性区是没有焊缝的，而过去的冶炼、锻造能力是没有办法实现这些技术的。

从运行方面来看，我国也吸取了国际上几十年的运行经验，特别是事故的经验，制定了完善的应对措施。美国三哩岛核事故原因之一就是人机界面不够完善。我国核电站主控室人机界面都改善了，设立了主要参数显示系统，并且现在很多电站已经实现数字化了。要知道，全世界大多数核电站都不是数字化的。中国的每一位操纵员，在上岗之前都要经过严格、科学的培训。除此之外，每个电站都配备了模拟机，进一步提高了操纵员的运行能力。从我国核电运行业绩也可以看出，我国运行机组 80% 的指标优于中值水平，70% 达到先进值，且整体安全指标逐年提升。

目前在建的三代核电，中国是最早引入和开发的国家之一。三代核电采用的都是国际最高安全标准，满足美国用户要求文件(URD)和欧洲用户要求文件(EUR)。中国率先引进并在三门、海阳建设首批 4 台 AP1000 先进压水堆核电厂，同时又在台山建设 2 台 EPR 机组。中国自主研发了三代核电“华龙一号”和 CAP1400。如今，福建福清、广西防城港 4 台首批“华龙一号”机组示范工程进展总体顺利。中国工程院、法国科学院、法国国家技术院 3 家单位在向国际原子能机构的联合报告中指出：世界上三代核电首堆工程大多拖期，除了中国的“华龙一号”。三代核电能在中国有这样的建设成果，也是因为我们吸取经验，把很多问题避免了。

目前，我国在建核电机组数量是全世界最多的，占了世界在建核电机组近一半。这么大规模的建造，必然积累大量的经验，也必然会锻炼人才队伍。而我们的装备技术，也在这个过程中走向先进。也正因此，才说我国核电具有后发优势。

记：现在核电行业经常提到一句话就是“从跟跑到并跑到领跑”，那么我国核电领域要实现领跑这一目标，是不是还面临一些挑战？

叶：当然，我们还需要在基础技术、基础科学、基础材料等领域发力。比如我们的很多材料都是进口，在基础理论方面也还需要下功夫，在软件方面也需要加大自主研发的力度。在完善了这些工作之后，我相信，有朝一日中国的核电技术会达到领先。

记：尽管我国核电在发展过程中有着很多积累，但是也应该看到，我国核电已经两年多“零核准”，您如何看待这一问题？

叶：这里我想说，要对我国核电有信心。近几年，我国正处于经济转型期，出现了暂时的电力过剩，但从长远来看，中国还是需要发展能源的。目前，我国能源结构相当不平衡，火电占了60%以上，风电、太阳能近两年虽然发展很快，但是负荷因子不高，水电发展有限制，核电仅占3%~4%。这样的电力结构是不合理的，造成的污染排放问题很严重。中国承诺了减排，燃煤、天然气都会产生二氧化碳，而核电是清洁、高效的能源，应该予以发展。从核能本身的资源属性来看，我国的天然气和油气资源大都依靠进口，能源的安全性成问题，而核电是高密度的能源，它需要的燃料资源很少。此外，核电可以接近电力负荷中心，可以有效解决我国东南沿海、中部地区能源紧缺的问题，减少电能输送的损失。

堆型+技术迎接核能的未来

记：核电是高科技产业，世界上很多国家也争先发展核电。您刚刚也说到，要对中国的核电有信心。而从这一轮核电竞技来看，中国的后发优势逐渐显现，那么要让这一优势放大，如何布局核电未来产业？

叶：中国核电未来的发展，我想从两个方面来讲，一个是堆的布局，还有一个是技术的发展。

从堆型发展上来看，一种是要发展功率大的反应堆，主要用于发电，既能支撑我国能源体系，又能支撑国家“走出去”战略。这种堆要实现批量化、规模化的发展，并且解决经济性的问题。

第二种是发展多用途模块化小型反应堆，便于在边缘地区、海洋平台使用，提供采暖、发电、海水淡化、制氢等多种用途，一些旧的火电机组，也可以用小堆去取代。此外，当前我国正在发展分布式能源系统，可自持的小堆也可以作为该能源系统的一部分。

从20世纪70年代开始，世界上很多国家都针对小堆开展了相关设计、研究，但至今，小堆还未能展示出大规模应用的实用性。主要是因为开发的进程缓慢、单位造价高、安装复杂等。近年来，在美国能源部倡议下，国际上对小堆的兴趣越来越强烈。国际上目前有四五种主流小堆，目标是在2020~2030年左右建成。中国、美国、欧洲、俄罗斯、日本都在开展相关研究。这里我想说，要切实满足市场需求，小堆必须真正采用创新的理念。小堆绝对不能是目前三代核电的“缩小版”，小堆的发展要充分吸取核能各方面发展优势。举几个例子，小堆可以采用高性能耐事故燃料，在事故发生的时候限制放射性物质的外泄；或者采用改进的堆芯，减少堆芯熔化的概率等……更多的可能性需要我们去创新。

再一个就是开发低温供热堆，专门针对供热。目前，我国大气污染排放严重，严重雾霾天气不少，核能供热代替燃煤有着可行性。中核集团开发的泳池式供热堆，可以做到零堆融，相当安全。由于供热堆只在供暖期间使用，它的扩展应用目前也在考虑，比如利用供热堆生产同位素。由于供热堆离城市近，便于短寿命同位素运输，将为推广同位素诊断和治疗创造有利条件。

记：在技术层面，核能未来发展方向有哪些？

叶：技术的持续改进主要是为了提高安全性。第一就是降低核电厂严重事故概率，要进一步研究堆芯熔化的机理以及堆腔注水技术，即使发生极其严重的事故，也要保证安全壳的完整性与可靠性，防止放射性物质外泄。

第二点就是开发耐事故燃料（ATF 燃料），降低堆芯熔化的风险，缓解和消除锆水反应产生氢气爆炸的风险，提高事故下裂变产物的包容能力，从而提高核安全。ATF 燃料的开发还有一个重要意义，全世界在运核电站多为二代核电站，要在二代核电站的基础上进一步改进安全系统，可能性比较小。但是可以通过更换燃料，大大提高安全性。

第三点就是加强核电领域人工智能的研究。2017 年 7 月，国务院印发了《新一代人工智能发展规划》，规划指出，到 2020 年中国的人工智能总体技术和应用要与世界先进水平同步。核科技是高科技战略产业，是国家安全的重要基石。人工智能在核电领域的应用，具有重要意义，落实新一代人工智能在核能行业的发展规划，需要深入应用以工业机器人、图像识别、深度学习系统、自适应控制、自主操纵、人机混合智能、虚拟现实智能建模为代表的新一轮智能技术。

总体来讲，核电在人工智能领域的发展分三个阶段。第一阶段是基础建设阶段。即从智能仪表、智能控制器到核电站全数字化仪控系统的建立。可以说，这一阶段我们已经有了基础。除了早期核电站如大亚湾核电站和秦山一期，国内的电站基本上采用了数字化仪控系统。第二阶段是人工智能架构的建立。利用互联网+建立大数据系统，开发数字核电站和虚拟现实技术。现在核电站已经有了数字化的测量系统，但是如何把分散系统的智能集成统一的大智能，需要充分发挥互联网+和大数据的优势。第三阶段是核电人工智能应用开发。人工智能要具有自学习、自适应的能力，包括操作指导、事故处理指导，核电站高放射区域、不可达地区利用机器人系统维修。这些技术也将为严重事故处理和电站退役创造条件。

核电站在人工智能领域，要做到哪一点、做到什么程度，还需要研究。但是，核电朝着智能化的方向发展是一定的。人工智能是今后国际竞争的制高点，中国核电技术要实现从并跑到领跑的跨越，必须考虑占领这一领域的制高点。

葛维维 中国核工业杂志 2018-06-05