

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
第三期 2017年2月

目 录

总论	1
《能源发展“十三五”规划》正式发布！消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内	1
习近平同瑞士联邦主席茶叙 双方同意加强清洁能源等领域合作	19
中国新能源领跑全球	20
电力体制改革稳步提速	21
我国新能源陷入“边建边弃”怪圈	23
纳米新材料导电性“秒杀”石墨烯	25
阿联首发布 2050 年能源战略	25
治霾良方：太阳能等清洁供暖比重渐升	26
热能、动力工程	27
规模化商用要到来 储能准备好了吗？	27
我国科学家发明可燃冰冷钻热采技术	28
电池储能高压并网不需变压器	29
国内首个高密度、全方位页岩气三维地震采集项目完工	31
油气发展“十三五”规划发布	31
中石油在川南地区启动新一轮页岩气大规模开发	33
松下重磅发布一款能量产的可弯曲锂电池	33
捷克研制出新型纳米电池 用于汽车行业及太阳能发电储能	34
欧盟表示有望达成 2020 年能效目标	35
生物质能、环保工程	35
我国加速推动农林废弃物资源化利用	35
微藻是重要的能源原料	36
太阳能	38
十三五 光伏技术创新有哪些规划	38
俄科学家研发风能太阳能两用发电机	39
能源局：2016 年光伏发电累计装机容量 7742 万千瓦	39
转型将使中国经济“更技术” 光伏有望再次强劲增长	40
中国光伏发电新增装机容量连续四年位居全球第一	42
晶科能源为 sPower 的加州 Solverde 1 项目提供 106.4 MW 光伏组件	43
海洋能、水能	44
瑞士空中水电站的秘密	44
风能	45
中国建立风电光伏“绿证”制度	45
联合动力获 2016 年度中国电力创新一等奖	46
氢能、燃料电池	47
大连理工大学提高燃料电池电催化剂耐久性	47

核能	47
阿联酋首座核电站建设已完成 75%	47
六问核电专家：核电治霾是否可行？	47

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

《能源发展“十三五”规划》正式发布！消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内

今天（1 月 17 日）国家发改委、国家能源局官网正式对外发布了《能源发展“十三五”规划》（以下简称《规划》）。

“十三五”时期，我国能源消费增长换挡减速，保供压力明显缓解，供需相对宽松，能源发展进入新阶段。

《规划》指出到 2020 年能源发展主要目标：

能源消费总量。能源消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内，煤炭消费总量控制在 41 亿吨以内。全社会用电量预期为 6.8~7.2 万亿千瓦时。

能源安全保障。能源自给率保持在 80% 以上，增强能源安全战略保障能力，提升能源利用效率，提高能源清洁替代水平。

能源供应能力。保持能源供应稳步增长，国内一次能源生产量约 40 亿吨标准煤，其中煤炭 39 亿吨，原油 2 亿吨，天然气 2200 亿立方米，非化石能源 7.5 亿吨标准煤。发电装机 20 亿千瓦左右。

能源消费结构。非化石能源消费比重提高到 15% 以上，天然气消费比重力争达到 10%，煤炭消费比重降低到 58% 以下。发电用煤占煤炭消费比重提高到 55% 以上。

能源系统效率。单位国内生产总值能耗比 2015 年下降 15%，煤电平均供电煤耗下降到每千瓦时 310 克标准煤以下，电网线损率控制在 6.5% 以内。

能源环保低碳。单位国内生产总值二氧化碳排放比 2015 年下降 18%。能源行业环保水平显著提高，燃煤电厂污染物排放显著降低，具备改造条件的煤电机组全部实现超低排放。

能源普遍服务。能源公共服务水平显著提高，实现基本用能服务便利化，城乡居民人均生活用电水平差距显著缩小。

《能源发展“十三五”规划》文件原文

前言

能源是人类社会生存发展的重要物质基础，攸关国计民生和国家战略竞争力。当前，世界能源格局深刻调整，供求关系总体缓和，应对气候变化进入新阶段，新一轮能源革命蓬勃兴起。我国经济发展步入新常态，能源消费增速趋缓，发展质量和效率问题突出，供给侧结构性改革刻不容缓，能源转型变革任重道远。

“十三五”时期是全面建成小康社会的决胜阶段，也是推动能源革命的蓄力加速期，牢固树立和贯彻落实创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，遵循能源发展“四个革命、一个合作”战略思想，深入推进能源革命，着力推动能源生产利用方式变革，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系，是能源发展改革的重大历史使命。本规划根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（以下简称“十三五”规划纲要）编制，主要阐明我国能源发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点任务和政策措施，是“十三五”时期我国能源发展的总体蓝图和行动纲领。

第一章 发展基础与形势

一、发展基础

“十二五”时期我国能源较快发展，供给保障能力不断增强，发展质量逐步提高，创新能力迈上新台阶，新技术、新产业、新业态和新模式开始涌现，能源发展站到转型变革的新起点。

能源供给保障有力。能源生产总量、电力装机规模和发电量稳居世界第一，长期以来的保供压力基本缓解。大型煤炭基地建设取得积极成效，建成一批安全高效大型现代化煤矿。油气储采比稳中有升，能源储运能力显著增强，油气主干管道里程从 7.3 万公里增长到 11.2 万公里，220 千伏及以上输电线路长度突破 60 万公里，西电东送能力达到 1.4 亿千瓦，资源跨区优化配置能力大幅提升。

结构调整步伐加快。非化石能源和天然气消费比重分别提高 2.6 和 1.9 个百分点，煤炭消费比重下降 5.2 个百分点，清洁化步伐不断加快。水电、风电、光伏发电装机规模和核电在建规模均居世界第一。非化石能源发电装机比例达到 35%，新增非化石能源发电装机规模占世界的 40% 左右。

节能减排成效显著。单位国内生产总值能耗下降 18.4%，二氧化碳排放强度下降 20% 以上，超额完成规划目标。大气污染防治行动计划逐步落实，重点输电通道全面开工，成品油质量升级行动深入实施，东部 11 个省（市）提前供应国五标准车用汽柴油，散煤治理步伐加快，煤炭清洁高效利用水平稳步提升。推动现役煤电机组全面实现脱硫，脱硝机组比例达到 92%，单位千瓦时供电煤耗下降 18 克标准煤，煤电机组超低排放和节能改造工程全面启动。

科技创新迈上新台阶。千万吨煤炭综采、智能无人采煤工作面、三次采油和复杂区块油气开发、单机 80 万千瓦水轮机组、百万千瓦超超临界燃煤机组、特高压输电等技术装备保持世界领先水平。自主创新取得重大进展，三代核电“华龙一号”、四代安全特征高温气冷堆示范工程开工建设，深水油气钻探、页岩气开采取得突破，海上风电、低风速风电进入商业化运营，大规模储能、石墨烯材料等关键技术正在孕育突破，能源发展进入创新驱动的新阶段。

体制改革稳步推进。大幅取消和下放行政审批事项，行政审批制度改革成效明显。电力体制改革不断深化，电力市场建设、交易机构组建、发用电计划放开、售电侧和输配电价改革加快实施。油气体制改革稳步推进。电煤价格双轨制取消，煤炭资源税改革取得突破性进展，能源投资进一步向民间资本开放。

国际合作不断深化。“一带一路”能源合作全面展开，中巴经济走廊能源合作深入推进。西北、东北、西南及海上四大油气进口通道不断完善。电力、油气、可再生能源和煤炭等领域技术、装备和服务合作成效显著，核电国际合作迈开新步伐。双多边能源交流广泛开展，我国对国际能源事务的影响力逐步增强。

专栏1 “十二五”时期能源发展主要成就				
指标	单位	2010年	2015年	年均增长
一次能源生产量	亿吨标准煤	31.2	36.2	3%
其中：煤炭	亿吨	34.3	37.5	1.8%
原油	亿吨	2	2.15	1.1%
天然气	亿立方米	957.9	1346	7.0%
非化石能源	亿吨标准煤	3.2	5.2	10.2%
电力装机规模	亿千瓦	9.7	15.3	9.5%
其中：水电	亿千瓦	2.2	3.2	8.1%
煤电	亿千瓦	6.6	9.0	6.4%
气电	万千瓦	2642	6603	20.1%
核电	万千瓦	1082	2717	20.2%
风电	万千瓦	2958	13075	34.6%
太阳能发电	万千瓦	26	4318	177%
能源消费总量	亿吨标准煤	36.1	43	3.6%
能源消费结构	%	69.2	64	(-5.2)
其中：煤炭	%	69.2	64	(-5.2)
石油	%	17.4	18.1	(0.7)
天然气	%	4	5.9	(1.9)
非化石能源	%	9.4	12	(2.6)

注：（）内为五年累计值。

二、发展趋势

从国际看，“十三五”时期世界经济将在深度调整中曲折复苏，国际能源格局发生重大调整，围绕能源市场和创新变革的国际竞争仍然激烈，主要呈现以下五个趋势。

能源供需宽松化。美国页岩油气革命，推动全球油气储量、产量大幅增加。液化天然气技术进一步成熟，全球天然气贸易规模持续增长，并从区域化走向全球化。非化石能源快速发展，成为能源供应新的增长极。世界主要发达经济体和新兴经济体潜在增长率下降，能源需求增速明显放缓，全球能源供应能力充足。

能源格局多极化。世界能源消费重心加速东移，发达国家能源消费基本趋于稳定，发展中国家能源消费继续保持较快增长，亚太地区成为推动世界能源消费增长的主要力量。美洲油气产能持续增长，成为国际油气新增产量的主要供应地区，西亚地区油气供应一极独大的优势弱化，逐步形成西亚、中亚—俄罗斯、非洲、美洲多极发展新格局。

能源结构低碳化。世界能源低碳化进程进一步加快，天然气和非化石能源成为世界能源发展的主要方向。经济合作与发展组织成员国天然气消费比重已经超过30%，2030年天然气有望成为第一大能源品种。欧盟可再生能源消费比重已经达到15%，预计2030年将超过27%。日本福岛核事故影响了世界核电发展进程，但在确保安全的前提下，主要核电大国和一些新兴国家仍将核电作为低碳能源发展的方向。

能源系统智能化。能源科技创新加速推进，新一轮能源技术变革方兴未艾，以智能化为特征的能源生产消费新模式开始涌现。智能电网加快发展，分布式智能供能系统在工业园区、城镇社区、公用建筑和私人住宅开始应用，新能源汽车产业化进程加快，越来越多的用能主体参与能源生产和市场交易，智慧能源新业态初现雏形。

国际竞争复杂化。能源国际竞争焦点从传统的资源掌控权、战略通道控制权向定价权、货币结

算权、转型变革主导权扩展。能源生产消费国利益分化调整，传统与新兴能源生产国之间角力加剧，全球能源治理体系加速重构。

从国内看，“十三五”时期是我国经济社会发展非常重要的时期。能源发展将呈现以下五个趋势。

能源消费增速明显回落。未来五年，钢铁、有色、建材等主要耗能产品需求预计将达到峰值，能源消费将稳中有降。在经济增速趋缓、结构转型升级加快等因素共同作用下，能源消费增速预计将从“十五”以来的年均 9% 下降到 2.5% 左右。

能源结构双重更替加快。“十三五”时期是我国实现非化石能源消费比重达到 15% 目标的决胜期，也是为 2030 年前后碳排放达到峰值奠定基础的关键期。煤炭消费比重将进一步降低，非化石能源和天然气消费比重将显著提高，我国主体能源由油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替进程将加快推进。

能源发展动力加快转换。能源发展正在由主要依靠资源投入向创新驱动转变，科技、体制和发展模式创新将进一步推动能源清洁化、智能化发展，培育形成新兴产业和新业态。能源消费增长的主要来源逐步由传统高耗能产业转向第三产业和居民生活用能，现代制造业、大数据中心、新能源汽车等将成为新的用能增长点。

能源供需形态深刻变化。随着智能电网、分布式能源、低风速风电、太阳能新材料等技术的突破和商业化应用，能源供需方式和系统形态正在发生深刻变化。“因地制宜、就地取材”的分布式供能系统将越来越多地满足新增用能需求，风能、太阳能、生物质能和地热能在新城镇、新农村能源供应体系中的作用将更加凸显。

能源国际合作迈向更高水平。“一带一路”建设和国际产能合作的深入实施，推动能源领域更大范围、更高水平和更深层次的开放交融，有利于全面加强能源国际合作，形成开放条件下的能源安全新格局。

三、主要问题和挑战

“十三五”时期，我国能源消费增长换挡减速，保供压力明显缓解，供需相对宽松，能源发展进入新阶段。在供求关系缓和的同时，结构性、体制机制性等深层次矛盾进一步凸显，成为制约能源可持续发展的重要因素。面向未来，我国能源发展既面临厚植发展优势、调整优化结构、加快转型升级的战略机遇期，也面临诸多矛盾交织、风险隐患增多的严峻挑战。

传统能源产能结构性过剩问题突出。煤炭产能过剩，供求关系严重失衡。煤电机组平均利用小时数明显偏低，并呈现进一步下降趋势，导致设备利用效率低下、能耗和污染物排放水平大幅增加。原油一次加工能力过剩，产能利用率不到 70%，但高品质清洁油品生产能力不足。

可再生能源发展面临多重瓶颈。可再生能源全额保障性收购政策尚未得到有效落实。电力系统调峰能力不足，调度运行和调峰成本补偿机制不健全，难以适应可再生能源大规模并网消纳的要求，部分地区弃风、弃水、弃光问题严重。鼓励风电和光伏发电依靠技术进步降低成本、加快分布式发展的机制尚未建立，可再生能源发展模式多样化受到制约。

天然气消费市场亟需开拓。天然气消费水平明显偏低与供应能力阶段性富余问题并存，需要尽快拓展新的消费市场。基础设施不完善，管网密度低，储气调峰设施严重不足，输配成本偏高，扩大天然气消费面临诸多障碍。市场机制不健全，国际市场低价天然气难以适时进口，天然气价格水平总体偏高，随着煤炭、石油价格下行，气价竞争力进一步削弱，天然气消费市场拓展受到制约。

能源清洁替代任务艰巨。部分地区能源生产消费的环境承载能力接近上限，大气污染形势严峻。煤炭占终端能源消费比重高达 20% 以上，高出世界平均水平 10 个百分点。“以气代煤”和“以电代煤”等清洁替代成本高，洁净型煤推广困难，大量煤炭在小锅炉、小窑炉及家庭生活等领域散烧使用，污染物排放严重。高品质清洁油品利用率较低，交通用油等亟需改造升级。

能源系统整体效率较低。电力、热力、燃气等不同供能系统集成互补、梯级利用程度不高。电力、天然气峰谷差逐渐增大，系统调峰能力严重不足，需求侧响应机制尚未充分建立，供应能力大都按照满足最大负荷需要设计，造成系统设备利用率持续下降。风电和太阳能发电主要集中在西北

部地区,长距离大规模外送需配套大量煤电用以调峰,输送清洁能源比例偏低,系统利用效率不高。

跨省区能源资源配置矛盾凸显。能源资源富集地区大都仍延续大开发、多外送的发展惯性,而主要能源消费地区需求增长放缓,市场空间萎缩,更加注重能源获取的经济性与可控性,对接受区外能源的积极性普遍降低。能源送受地区之间利益矛盾日益加剧,清洁能源在全国范围内优化配置受阻,部分跨省区能源输送通道面临低效运行甚至闲置的风险。

适应能源转型变革的体制机制有待完善。能源价格、税收、财政、环保等政策衔接协调不够,能源市场体系建设滞后,市场配置资源的作用没有得到充分发挥。价格制度不完善,天然气、电力调峰成本补偿及相应价格机制较为缺乏,科学灵活的价格调节机制尚未完全形成,不能适应能源革命的新要求。

第二章 指导方针和目标

一、指导思想

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神,更加紧密地团结在以习近平同志为核心的党中央周围,认真落实党中央、国务院决策部署,紧紧围绕统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局,牢固树立和贯彻落实创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念,主动适应、把握和引领经济发展新常态,遵循能源发展“四个革命、一个合作”的战略思想,顺应世界能源发展大势,坚持以推进供给侧结构性改革为主线,以满足经济社会发展和民生需求为立足点,以提高能源发展质量和效益为中心,着力优化能源系统,着力补齐资源环境约束、质量效益不高、基础设施薄弱、关键技术缺乏等短板,着力培育能源领域新技术新产业新业态新模式,着力提升能源普遍服务水平,全面推进能源生产和消费革命,努力构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系,为全面建成小康社会提供坚实的能源保障。

二、基本原则

——革命引领,创新发展。把能源革命作为能源发展的核心任务,把创新作为引领能源发展的第一动力。加快技术创新、体制机制创新、商业模式创新,充分发挥市场配置资源的决定性作用,增强发展活力,促进能源持续健康发展。

——效能为本,协调发展。坚持节约资源的基本国策,把节能贯穿于经济社会发展全过程,推行国际先进能效标准和节能制度,推动形成全社会节能型生产方式和消费模式。以智能高效为目标,加强能源系统统筹协调和集成优化,推动各类能源协同协调发展,大幅提升系统效率。

——清洁低碳,绿色发展。把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向,坚持发展非化石能源与清洁高效利用化石能源并举。逐步降低煤炭消费比重,提高天然气和非化石能源消费比重,大幅降低二氧化碳排放强度和污染物排放水平,优化能源生产布局和结构,促进生态文明建设。

——立足国内,开放发展。加强能源资源勘探开发,增强能源储备应急能力,构建多轮驱动的能源供应体系,保持能源充足稳定供应。积极实施“一带一路”战略,深化能源国际产能和装备制造合作,推进能源基础设施互联互通,提升能源贸易质量,积极参与全球能源治理。

——以人为本,共享发展。按照全面建成小康社会的要求,加强能源基础设施和公共服务能力建设,提升产业支撑能力,提高能源普遍服务水平,切实保障和改善民生。坚持能源发展和脱贫攻坚有机结合,推进能源扶贫工程,重大能源工程优先支持革命老区、民族地区、边疆地区和集中连片贫困地区。

——筑牢底线,安全发展。树立底线思维,增强危机意识,坚持国家总体安全观,牢牢把握能源安全主动权。增强国内油气供给保障能力,推进重点领域石油减量替代,加快发展石油替代产业,加强煤制油气等战略技术储备,统筹利用“两个市场,两种资源”,构建多元安全保障体系,确保国家能源安全。

三、政策取向

更加注重发展质量,调整存量、做优增量,积极化解过剩产能。对存在产能过剩和潜在过剩的

传统能源行业，“十 三五”前期原则上不安排新增项目，大力推进升级改造和淘汰落后产能。合理把握新能源发展节奏，着力消化存量，优化发展增量，新建大型基地或项目应提前落实市场空间。尽快建立和完善煤电、风电、光伏发电设备利用率监测预警和调控约束机制，促进相关产业健康有序发展。

更加注重结构调整，加快双重更替，推进能源绿色低碳发展。抓住能源供需宽松的有利时机，加快能源结构双重更替步伐。着力降低煤炭消费比重，加快散煤综合治理，大力推进煤炭分质梯级利用。鼓励天然气勘探开发投资多元化，实现储运接收设施公平接入，加快价格改革，降低利用成本，扩大天然气消费。超前谋划水电、核电发展，适度加大开工规模，稳步推进风电、太阳能等可再生能源发展，为实现 2030 年非化石能源发展目标奠定基础。

更加注重系统优化，创新发展模式，积极构建智慧能源系统。把提升系统调峰能力作为补齐电力发展短板的重大举措，加快优质调峰电源建设，积极发展储能，变革调度运行模式，加快突破电网平衡和自适应等运行控制技术，显著提高电力系统调峰和消纳可再生能源能力。强化电力和天然气需求侧管理，显著提升用户响应能力。大力推广热、电、冷、气一体化集成供能，加快推进“互联网+”智慧能源建设。

更加注重市场规律，强化市场自主调节，积极变革能源供需模式。适应跨省区能源配置需求减弱的新趋势，处理好能源就地平衡与跨区供应的关系，慎重研究论证新增跨区输送通道。用市场机制协调电力送、受双方利益，发挥比较优势，实现互利共赢。坚持集中开发与分散利用并举，高度重视分布式能源发展，大力推广智能化供能和用能方式，培育新的增长动能。

更加注重经济效益，遵循产业发展规律，增强能源及相关产业竞争力。以全社会综合用能成本较低作为能源发展的重要目标和衡量标准，更加突出经济性，着力打造低价能源优势。遵循产业发展趋势和规律，逐步降低风电、光伏发电价格水平和补贴标准，合理引导市场预期，通过竞争促进技术进步和产业升级，实现产业健康可持续发展。

更加注重机制创新，充分发挥价格调节作用，促进市场公平竞争。放开电力、天然气竞争性环节价格，逐步形成及时反映市场供求关系、符合能源发展特性的价格机制，引导市场主体合理调节能源生产和消费行为。推动实施有利于提升清洁低碳能源竞争力的市场交易制度和绿色财税机制。

四、主要目标

按照“十三五”规划《纲要》总体要求，综合考虑安全、资源、环境、技术、经济等因素，2020 年能源发展主要目标是：

——能源消费总量。能源消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内，煤炭消费总量控制在 41 亿吨以内。全社会用电量预期为 6.8~7.2 万亿千瓦时。

——能源安全保障。能源自给率保持在 80%以上，增强能源安全战略保障能力，提升能源利用效率，提高能源清洁替代水平。

——能源供应能力。保持能源供应稳步增长，国内一次能源生产量约 40 亿吨标准煤，其中煤炭 39 亿吨，原油 2 亿吨，天然气 2200 亿立方米，非化石能源 7.5 亿吨标准煤。发电装机 20 亿千瓦左右。

——能源消费结构。非化石能源消费比重提高到 15%以上，天然气消费比重力争达到 10%，煤炭消费比重降低到 58% 以下。发电用煤占煤炭消费比重提高到 55%以上。

——能源系统效率。单位国内生产总值能耗比 2015 年下降 15%，煤电平均供电煤耗下降到每千瓦时 310 克标准煤以下，电网线损率控制在 6.5%以内。

——能源环保低碳。单位国内生产总值二氧化碳排放比 2015 年下降 18%。能源行业环保水平显著提高，燃煤电厂污染物排放显著降低，具备改造条件的煤电机组全部实现超低排放。

——能源普遍服务。能源公共服务水平显著提高，实现基本用能服务便利化，城乡居民人均生活用电水平差距显著缩小。

专栏2 “十三五”时期能源发展主要指标						
类别	指标	单位	2015年	2020年	年均增长	属性
能源总量	一次能源生产量	亿吨标准煤	36.2	40	2.0%	预期性
	电力装机总量	亿千瓦	15.3	20	5.5%	预期性
	能源消费总量	亿吨标准煤	43	<50	<3%	预期性
	煤炭消费总量	亿吨原煤	39.6	41	0.7%	预期性
	全社会用电量	万亿千瓦时	5.69	6.8-7.2	3.6-4.8%	预期性
能源安全	能源自给率	%	84	>80		预期性
能源结构	非化石能源装机比重	%	35	39	(4)	预期性
	非化石能源发电量比重	%	27	31	(4)	预期性
	非化石能源消费比重	%	12	15	(3)	约束性
	天然气消费比重	%	5.9	10	(4.1)	预期性
	煤炭消费比重	%	64	58	(-6)	约束性
	电煤占煤炭消费比重	%	49	55	(6)	预期性
能源效率	单位国内生产总值能耗降低	%	-	-	(15)	约束性
	煤电机组供电煤耗	克标准煤/千瓦时	318	<310		约束性
	电网线损率	%	6.64	<6.5		预期性
能源环保	单位国内生产总值二氧化碳排放降低	%	-	-	(18)	约束性

注：（ ）内为五年累计值。

第三章 主要任务

一、高效智能，着力优化能源系统

以提升能源系统综合效率为目标，优化能源开布局，加强电力系统调峰能力建设，实施需求侧响应能力提升工程，推动能源生产供应集成优化，构建多能互补、供需协调的智慧能源系统。

优化能源开布局。根据国家发展战略，结合全国主体功能区规划和大气污染防治要求，充分考虑产业转移与升级、资源环境约束和能源流转成本，全面系统优化能源开布局。能源资源富集地区合理控制大型能源基地开发规模和建设时序，创新开发利用模式，提高就地消纳比例，根据目标市场落实情况推进外送通道建设。能源消费地区因地制宜发展分布式能源，降低对外来能源调入的依赖。充分发挥市场配置资源的决定性作用和更好发挥政府作用，以供需双方自主衔接为基础，合理优化配置能源资源，处理好清洁能源充分消纳战略与区域间利益平衡的关系，有效化解弃风、弃光、弃水和部分输电通道闲置等资源浪费问题，全面提升能源系统效率。

加强电力系统调峰能力建设。加快大型抽水蓄能电站、龙头水电站、天然气调峰电站等优质调峰电源建设，加大既有热电联产机组、燃煤发电机组调峰灵活性改造力度，改善电力系统调峰性能，减少冗余装机和运行成本，提高可再生能源消纳能力。积极开展储能示范工程建设，推动储能系统与新能源、电力系统协调优化运行。推进电力系统运行模式变革，实施节能低碳调度机制，加快电力现货市场及电力辅助服务市场建设，合理补偿电力调峰成本。

实施能源需求响应能力提升工程。坚持需求侧与供给侧并重，完善市场机制及技术支撑体系，实施“能效电厂”、“能效储气库”建设工程，逐步完善价格机制，引导电力、天然气用户自主参

与调峰、错峰，增强需求响应能力。以智能电网、能源微网、电动汽车和储能等技术为支撑，大力发展分布式能源网络，增强用户参与能源供应和平衡调节的灵活性和适应能力。积极推行合同能源管理、综合节能服务等市场化机制和新型商业模式。

实施多能互补集成优化工程。加强终端供能系统统筹规划和一体化建设，在新城镇、新工业园区、新建大型公用设施（机场、车站、医院、学校等）、商务区和海岛地区等新增用能区域，实施终端一体化集成供能工程，因地制宜推广天然气热电冷三联供、分布式再生能源发电、地热能供暖制冷等供能模式，加强热、电、冷、气等能源生产耦合集成和互补利用。在既有工业园区等用能区域，推进能源综合梯级利用改造，推广应用上述供能模式，加强余热余压、工业副产品、生活垃圾等能源资源回收及综合利用。利用大型综合能源基地风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势，推进风光水火储多能互补工程建设运行。

专栏3 能源系统优化重点工程

综合能源基地建设工程：统筹规划、集约开发，优化建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区和新疆五大国家综合能源基地。稳步推进宁夏宁东、甘肃陇东区域能源基地开发，科学规划安徽两淮、贵州毕节、陕西延安、内蒙古呼伦贝尔、河北张家口等区域能源基地建设，促进区域能源协调可持续发展。

优质调峰机组建设工程：加快推进金沙江龙盘、岗托等龙头水电站建设，建设雅砻江两河口、大渡河双江口等龙头水电站，提高水电丰枯调节能力和水能利用效率。合理规划抽水蓄能电站规模与布局，完善投资、价格机制和管理体制，加快大型抽水蓄能电站建设，新增开工规模6000万千瓦，2020年在运规模达到4000万千瓦。在大中型城市、气源有保障地区和风光等集中开发地区优先布局天然气调峰电站。

风光水火储多能互补工程：重点在青海、甘肃、宁夏、四川、云南、贵州、内蒙等省区，利用风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势，充分发挥流域梯级水电站、具有灵活调节能力火电机组的调峰能力和效益，积极推进储能等技术研发应用，完善配套市场交易和价格机制，开展风光水火储互补系统一体化运行示范，提高互补系统电力输出功率稳定性和输电效率，提升可再生能源发电就地消纳能力。加快发展储电、储热、储冷等多类型、大容量、高效率储能系统，积极建设储能示范工程，合理规划建设供电、加油、加气与储能（电）站一体化设施。

终端一体化集成供能工程：在新增用能区域加强终端供能系统统筹规划和一体化建设，因地制宜实施传统能源与风能、太阳能、地热能、生物质能、海洋能等能源的协同开发利用，统筹规划电力、燃气、热力、供冷、供水管廊等基础设施，建设终端一体化集成供能系统。在既有用能区域推广应用上述供能模式，同时加快能源综合梯级利用改造，建设余热、余压综合利用发电机组。建成北京城市副中心、福建平潭综合实验区、山西大同经济技术开发区等终端一体化集成供能示范工程，余热、余压综合利用规模达到1000万千瓦，建设一批智慧能源示范园区。

“能效电厂”建设工程：全国范围内扩大实施峰谷、季节、可中断负荷等价格制度，推广落实气、电价格联动机制。在四川、云南、湖北、湖南、广西、福建等水电比重大的省份实施丰枯电价。鼓励发展咨询、诊断、设计、融资、改造、托管等“一站式”合同能源管理服务，积极开展合同能源管理示范工程。

积极推动“互联网+”智慧能源发展。加快推进能源全领域、全环节智慧化发展，实施能源生产和利用设施智能化改造，推进能源监测、能量计量、调度运行和管理智能化体系建设，提高能源发展可持续自适应能力。加快智能电网发展，积极推进智能变电站、智能调度系统建设，扩大智能电表等智能计量设施、智能信息系统、智能用能设施应用范围，提高电网与发电侧、需求侧交互响应能力。推进能源与信息、材料、生物等领域新技术深度融合，统筹能源与通信、交通等基础设施建设，构建能源生产、输送、使用和储能体系协调发展、集成互补的能源互联网。

二、节约低碳，推动能源消费革命

坚持节约优先，强化引导和约束机制，抑制不合理能源消费，提升能源消费清洁化水平，逐步构建节约高效、清洁低碳的社会用能模式。

实施能源消费总量和强度“双控”。把能源消费总量和能源消费强度作为经济社会发展重要约束性指标，建立指标分解落实机制。调整产业结构，综合运用经济、法律等手段，切实推进工业、建筑、交通等重点领域节能减排，通过淘汰落后产能、加快传统产业升级改造和培育新动能，提高能源效率。加强重点行业能效管理，推动重点企业能源管理体系建设，提高用能设备能效水平，严格钢铁、电解铝、水泥等高耗能行业产品能耗标准。

开展煤炭消费减量行动。严控煤炭消费总量，京津冀鲁、长三角和珠三角等区域实施减煤量替代，其他重点区域实施等煤量替代。提升能效环保标准，积极推进钢铁、建材、化工等高耗煤行业节能减排改造。全面实施散煤综合治理，逐步推行天然气、电力、洁净型煤及可再生能源等清洁能源替代民用散煤，实施工业燃煤锅炉和窑炉改造提升工程，散煤治理取得明显进展。

拓展天然气消费市场。积极推进天然气价格改革，推动天然气市场建设，探索建立合理气、电价格联动机制，降低天然气综合使用成本，扩大天然气消费规模。稳步推进天然气接收和储运设施公平开放，鼓励大用户直供。合理布局天然气销售网络和服务设施，以民用、发电、交通和工业等领域为着力点，实施天然气消费提升行动。以京津冀及周边地区、长三角、珠三角、东北地区为重点，推进重点城市“煤改气”工程。加快建设天然气分布式能源项目和天然气调峰电站。2020年气电装机规模达到1.1亿千瓦。

实施电能替代工程。积极推进居民生活、工业与农业生产、交通运输等领域电能替代。推广电锅炉、电窑炉、电采暖等新型用能方式，以京津冀及周边地区为重点，加快推进农村采暖电能替代，在新能源富集地区利用低谷富余电实施储能供暖。提高铁路电气化率，适度超前建设电动汽车充电设施，大力发展港口岸电、机场桥电系统，促进交通运输“以电代油”。到2020年电能终端能源消费中的比重提高到27%以上。

开展成品油质量升级专项行动。2017年起全面使用国五标准车用汽柴油，抓紧制定发布国六标准车用汽柴油标准，力争2019年全面实施。加快推进普通柴油、船用燃料油质量升级，推广使用生物质燃料等清洁油品，提高煤制燃料战略储备能力。加强车船尾气排放与净化设施改造监管，确保油机协同升级。

创新生产生活用能模式。实施工业节能、绿色建筑、绿色交通等清洁节能行动。健全节能标准体系，大力开发、推广节能高效技术和产品，实现重点用能行业、设备节能标准全覆盖。推行重点用能行业能效“领跑者”制度和对标达标考核制度。积极创建清洁能源示范省（区、市）、绿色能源示范市（县）、智慧能源示范镇（村、岛）和绿色园区（工厂），引导居民科学合理用能，推动形成注重节能的生活方式和风尚。

专栏4 能源消费革命重点工程

天然气消费提升行动：扩大城市高污染燃料禁燃区范围，加快实施“煤改气”。以京津冀及周边地区、长三角、珠三角、东北地区为重点，推进重点城市“煤改气”工程，增加用气450亿立方米，替代燃煤锅炉18.9万蒸吨。提高天然气发电利用比重，鼓励发展天然气分布式多联供项目，支持发展燃气调峰电站，结合热负荷需求适度发展燃气热电联产项目。扩大交通领域天然气利用，推广天然气公交车、出租车、物流配送车、环卫车、重型卡车和液化天然气船舶。

充电基础设施建设工程：建设“四纵四横”城际电动汽车快速充电网络，新增超过800座城际快速充电站。新增集中式充换电站超过1.2万座，分散式充电桩超过480万个，满足全国500万辆电动汽车充换电需求。

节能行动：大力推广应用高效节能产品和服务，发展高效锅炉、高效内燃机、高效电机和高效变压器，推进高耗能通用设备改造，推广节能电器和绿色照明，不断提高重点用能设备能效。提高建筑节能标准，加快推进建筑节能改造，推广供热计量，完善绿色建筑标准体系，推广超低能耗建筑。实施工业园区节能改造工程，加强园区能源梯级利用。大力发展城市公共交通，提高绿色出行比例。

清洁能源示范省区建设工程：着眼于提高非化石能源和天然气消费比重，控制煤炭消费，提高清洁化用能水平，加快推进浙江清洁能源示范省，宁夏新能源综合示范区，青海、张家口可再生能源示范区建设，支持四川、海南、西藏等具备条件的省区开展清洁能源示范省建设，支持日喀则等地区发挥资源综合比较优势，推进绿色能源示范区建设，在具备资源条件和发展基础的地区建设一批智慧能源示范城市（乡镇、园区、楼宇）。

三、多元发展，推动能源供给革命

推动能源供给侧结构性改革，以五大国家综合能源基地为重点优化存量，把推动煤炭等化石能源清洁高效开发利用作为能源转型发展的首要任务，同时大力拓展增量，积极发展非化石能源，加强能源输配网络和储备应急设施建设，加快形成多轮驱动的能源供应体系，着力提高能源供应体系的质量和效率。

着力化解和防范产能过剩。坚持转型升级和淘汰落后相结合，综合运用市场和必要的行政手段，提升存量产能利用效率，从严控制新增产能，支持企业开展产能国际合作，推动市场出清，多措并举促进市场供需平衡。加强市场监测预警，强化政策引导，主动防范风险，促进产业有序健康发展。

——煤炭。严格控制审批新建煤矿项目、新增产能技术改造项目和生产能力核增项目，确需新建煤矿的，实行减量置换。运用市场化手段以及安全、环保、技术、质量等标准，加快淘汰落后产能和不符合产业政策的产能，积极引导安全无保障、资源枯竭、赋存条件差、环境污染重、长期亏损的煤矿产能有序退出，推进企业兼并重组，鼓励煤、电、化等上下游产业一体化经营。实行煤炭产能登记公告制度，严格治理违法违规煤矿项目建设，控制超能力生产。“十三五”期间，停缓建一批在建煤矿项目，14个大型煤炭基地生产能力和达到全国的95%以上。

专栏 5 煤炭发展重点

严格控制新增产能：神东、陕北、黄陇和新疆基地，在充分利用现有煤炭产能基础上，结合已规划电力、现代煤化工项目，根据市场情况合理安排新建煤矿项目；蒙东（东北）、宁东、晋北、晋中、晋东和云贵基地，有序建设接续煤矿，控制煤炭生产规模；鲁西、冀中、河南和两淮基地压缩煤炭生产规模。

加快淘汰落后产能：尽快关闭 13 类落后小煤矿，以及开采范围与自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域重叠的煤矿。2018 年前淘汰产能小于 30 万吨/年且发生过重大及以上安全生产责任事故的煤矿，产能 15 万吨/年且发生过较大及以上安全生产责任事故的煤矿，以及采用国家明令禁止使用的采煤方法、工艺且无法实施技术改造的煤矿。

有序退出过剩产能：开采范围与依法划定、需特别保护的相关环境敏感区重叠的煤矿，晋、蒙、陕、宁等地区产能小于 60 万吨/年的非机械化开采煤矿，冀、辽、吉、黑、苏、皖、鲁、豫、甘、青、新等地区产能小于 30 万吨/年的非机械化开采煤矿，其他地区产能小于 9 万吨/年的非机械化开采煤矿有序退出市场。

——煤电。优化规划建设时序，加快淘汰落后产能，促进煤电清洁高效发展。建立煤电规划建设风险预警机制，加强煤电利用小时数监测和考核，与新上项目规模挂钩，合理调控建设节奏。“十三五”前两年暂缓核准电力盈余省份中除民生热电和扶贫项目之外的新建自用煤电项目，采取有力措施提高存量机组利用率，使全国煤电机组平均利用小时数达到合理水平；后三年根据供需形势，按照国家总量控制要求，合理确定新增煤电规模，有序安排项目开工和投产时序。民生热电联产项目以背压式机组为主。提高煤电能耗、环保等准入标准，加快淘汰落后产能，力争关停 2000 万千瓦。2020 年煤电装机规模力争控制在 11 亿千瓦以内。

全面实施燃煤机组超低排放与节能改造，推广应用清洁高效煤电技术，严格执行能效环保标准，强化发电厂污染物排放监测。2020 年煤电机组平均供电煤耗控制在每千瓦时 310 克以下，其中新建机组控制在 300 克以下，二氧化硫、氮氧化物和烟尘排放浓度分别不高于每立方米 35 毫克、50 毫克、10 毫克。

专栏6 煤电发展重点

优化建设时序：取消一批，缓核一批，缓建一批和停建煤电项目，新增投产规模控制在2亿千瓦以内。

淘汰落后产能：逐步淘汰不符合环保、能效等要求且不实施改造的30万千瓦以下、运行满20年以上纯凝机组、25年及以上抽凝热电机组，力争淘汰落后产能2000万千瓦。

节能减排改造：“十三五”期间完成煤电机组超低排放改造4.2亿千瓦，节能改造3.4亿千瓦。其中：2017年前总体完成东部11省市现役30万千瓦及以上公用煤电机组、10万千瓦及以上自备煤电机组超低排放改造；2018年前基本完成中部8省现役30万千瓦及以上煤电机组超低排放改造，2020年前完成西部12省区市及新疆生产建设兵团现役30万千瓦及以上煤电机组超低排放改造。不具备改造条件的机组实现达标排放，对经整改仍不符合要求的，由地方政府予以淘汰关停。东部、中部地区现役煤电机组平均供电煤耗力争在2017年、2018年实现达标，西部地区到2020年前达标。

——煤炭深加工。按照国家能源战略技术储备和产能储备示范工程的定位，合理控制发展节奏，强化技术创新和市场风险评估，严格落实环保准入条件，有序发展煤炭深加工，稳妥推进煤制燃料、煤制烯烃等升级示范，增强项目竞争力和抗风险能力。严格执行能效、环保、节水和装备自主化等标准，积极探索煤炭深加工与炼油、石化、电力等产业有机融合的创新发展模式，力争实现长期稳定高水平运行。“十三五”期间，煤制油、煤制天然气生产能力达到1300万吨和170亿立方米左右。鼓励煤矸石、矿井水、煤矿瓦斯等煤炭资源综合利用，提升煤炭资源附加值和综合利用效率。采用先进煤化工技术，推进低阶煤中低温热解、高铝粉煤灰提取氧化铝等煤炭分质梯级利用示范项目建设。积极推广应用清洁煤技术，大力发展煤炭洗选加工，2020年原煤入选率达到75%以上。

专栏7 煤炭深加工建设重点

煤制油项目：宁夏神华宁煤二期、内蒙古神华鄂尔多斯二三线、陕西兖矿榆林二期、新疆甘泉堡、新疆伊犁、内蒙古伊泰、贵州毕节、内蒙古东部。

煤制天然气项目：新疆准东、新疆伊犁、内蒙古鄂尔多斯、山西大同、内蒙古兴安盟。

煤炭分质利用示范项目：陕西延长榆神煤油电多联产、陕煤榆林煤油气化多联产、龙成榆林煤油气多联产，江西江能神雾萍乡煤电油多联产等。

——炼油。加强炼油能力总量控制，淘汰能耗高、污染重的落后产能，适度推进先进产能建设。严格项目准入标准，防止以重油深加工等名义变相增加炼油能力。积极开展试点示范，推进城市炼厂综合治理，加快产业改造升级，延长炼油加工产业链，增加供应适销对路、附加值高的下游产品，提高产业智能制造和清洁高效水平。

推进非化石能源可持续发展。统筹资源、环境和市场条件，超前布局、积极稳妥推进建设周期长、配套要求高的水电和核电项目，实现接续滚动发展。坚持集中开发与分散利用并举，调整优化开发布局，全面协调推进风电开发，推动太阳能多元化利用，因地制宜发展生物质能、地热能、海洋能等新能源，提高可再生能源发展质量和在全社会总发电量中的比重。

——常规水电。坚持生态优先、统筹规划、梯级开发，有序推进流域大型水电基地建设，加快建设龙头水电站，控制中小水电开发。在深入开展环境影响评价、确保环境可行的前提下，科学安排金沙江、雅砻江、大渡河等大型水电基地建设时序，合理开发黄河上游等水电基地，深入论证西南水电接续基地建设。创新水电开发运营模式，探索建立水电开发收益共享长效机制，保障库区移民合法权益。2020年常规水电规模达到3.4亿千瓦，“十三五”新开工规模6000万千瓦以上。

发挥现有水电调节能力和水电外送通道、周边联网通道输电潜力，优化调度运行，促进季节性水电合理消纳。加强四川、云南等弃水问题突出地区水电外送通道建设，扩大水电消纳范围。

——核电。安全高效发展核电，在采用我国和国际最新核安全标准、确保万无一失的前提下，在沿海地区开工建设一批先进三代压水堆核电项目。加快堆型整合步伐，稳妥解决堆型多、堆型杂的问题，逐步向自主三代主力堆型集中。积极开展内陆核电项目前期论证工作，加强厂址保护。深入实施核电重大科技专项，开工建设CAP1400示范工程，建成高温气冷堆示范工程。加快论证并推动大型商用乏燃料后处理厂建设。适时启动智能小型堆、商业快堆、60万千瓦级高温气冷堆等自主创新示范项目，推进核能综合利用。实施核电专业队伍建设行动，加强核安全监督、核电操作人员及设计、建造、工程管理等关键岗位人才培养，完善专业人才梯队建设，建立多元化人才培养渠道。2020年运行核电装机容量力争达到5800万千瓦，在建核电装机达到3000万千瓦以上。

——风电。坚持统筹规划、集散并举、陆海齐进、有效利用。调整优化风电开发布局，逐步由“三北”地区为主转向中东部地区为主，大力发展分散式风电，稳步建设风电基地，积极开发海上风电。加大中东部地区和南方地区资源勘探开发，优先发展分散式风电，实现低压侧并网就近消纳。稳步推进“三北”地区风电基地建设，统筹本地市场消纳和跨区输送能力，控制开发节奏，将弃风率控制在合理水平。加快完善风电产业服务体系，切实提高产业发展质量和市场竞争力。2020年风电装机规模达到2.1亿千瓦以上，风电与煤电上网电价基本相当。

——太阳能。坚持技术进步、降低成本、扩大市场、完善体系。优化太阳能开布局，优先发展分布式光伏发电，扩大“光伏+”多元化利用，促进光伏规模化发展。稳步推进“三北”地区光伏电站建设，积极推动光热发电产业化发展。建立弃光率预警考核机制，有效降低光伏电站弃光率。2020年，太阳能发电规模达到1.1亿千瓦以上，其中分布式光伏6000万千瓦、光伏电站4500万千瓦、光热发电500万千瓦，光伏发电力争实现用户侧平价上网。

专栏8 风能和太阳能资源开发重点

稳步推进内蒙古、新疆、甘肃、河北等地区风电基地建设。在青海、新疆、甘肃、内蒙古、陕西等太阳能资源和土地资源丰富地区，科学规划、合理布局、有序推进光伏电站建设。在四川、云南、贵州等水能资源丰富的西南地区，借助水电站外送通道和灵活调节能力，推进多能互补形式的大型新能源基地开发建设，充分发挥风电、光伏发电、水电的互补效益，重点推进四川省凉山州风水互补、雅砻江风光水互补、金沙江风光水互补、贵州省乌江与北盘江“两江”流域风水联合运行等基地规划建设。

鼓励“三北”地区风电和光伏发电参与电力市场交易和大用户直供，支持采用供热、制氢、储能等多种方式，扩大就地消纳能力。大力推动中东部和南方地区分散风能资源的开发，推动低风速风机和海上风电技术进步。

推广光伏发电与建筑屋顶、滩涂、湖泊、鱼塘、及农业大棚及相关产业有机结合的新模式，鼓励利用采煤沉陷区废弃土地建设光伏发电项目，扩大中东部和南方地区分布式利用规模。

——生物质能及其他。积极发展生物质液体燃料、气体燃料、固体成型燃料。推动沼气发电、生物质气化发电，合理布局垃圾发电。有序发展生物质直燃发电、生物质耦合发电，因地制宜发展生物质热电联产。加快地热能、海洋能综合开发利用。2020年生物质能发电装机规模达到1500万千瓦左右，地热能利用规模达到7000万吨标煤以上。

夯实油气资源供应基础。继续加强国内常规油气资源勘探开发，加大页岩气、页岩油、煤层气等非常规油气资源调查评价，积极扩大规模化开发利用，立足国内保障油气战略资源供应安全。

——石油。加强国内勘探开发，促进石油增储稳产。深化精细勘探开发，延缓东部石油基地产量衰减，实现西部鄂尔多斯、塔里木、准噶尔三大石油基地增储稳产。加强海上石油基地开发，积极稳妥推进深水石油勘探开发。支持鄂尔多斯、松辽、渤海湾等地区超低渗油、稠油、致密油等低品位资源和页岩油、油砂等非常规资源勘探开发和综合利用。“十三五”期间，石油新增探明储量50亿吨左右，年产量2亿吨左右。

——天然气。坚持海陆并进，常非并举。推进鄂尔多斯、四川、塔里木气区持续增产，加大海上气区勘探开发力度。以四川盆地及周缘为重点，加强南海海相页岩气勘探开发，积极推进重庆涪陵、四川长宁—威远、云南昭通、陕西延安等国家级页岩气示范区建设，推动其他潜力区块勘探开发。建设沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘和贵州毕水兴等煤层气产业化基地，加快西北煤层气资源勘查，推进煤矿区瓦斯规模化抽采利用。积极开展天然气水合物勘探，优选一批勘探远景目标区。2020年常规天然气产量达到1700亿立方米，页岩气产量达到300亿立方米，煤层气（煤矿瓦斯）利用量达到160亿立方米。

补齐能源基础设施短板。按照系统安全、流向合理、优化存量、弥补短板的原则，稳步有序推进跨省区电力输送通道建设，完善区域和省级骨干电网，加强配电网建设改造，着力提高电网利用效率。科学规划、整体布局，统筹推进油气管网建设，增强区域间协调互济供给能力和终端覆盖能力。加强能源储备应急体系建设。

——电网。坚持分层分区、结构清晰、安全可控、经济高效的发展原则，充分论证全国同步电网格局，进一步调整完善电网主网架。根据目标市场落实情况，稳步推进跨省区电力输送通道建设，合理确定通道送电规模。有序建设大气污染防治重点输电通道，积极推进大型水电基地外送通道建设，优先解决云南、四川弃水和东北地区窝电问题。探索建立灵活可调节的跨区输电价格形成机制，优化电力资源配置。进一步优化完善区域和省级电网主网架，充分挖掘既有电网输送潜力，示范应用柔性直流输电，加快突破电网平衡和自适应等运行控制技术，着力提升电网利用效率。加大投资力度，全面实施城乡配电网建设改造行动，打造现代配电网，鼓励具备条件地区开展多能互补集成优化的微电网示范应用。“十三五”期间新增跨省区输电能力1.3亿千瓦左右。

——油气管网。统筹油田开发、原油进口和炼厂建设布局，以长江经济带和沿海地区为重点，加强区域管道互联互通，完善沿海大型原油接卸码头和陆上接转通道，加快完善东北、西北、西南陆上进口通道，提高管输原油供应能力。按照“北油南下、西油东运、就近供应、区域互联”的原则，优化成品油管输流向，鼓励企业间通过油品资源串换等方式，提高管输效率。按照“西气东输、北气南下、海气登陆、就近供应”的原则，统筹规划天然气管网，加快主干管网建设，优化区域性支线管网建设，打通天然气利用“最后一公里”，实现全国主干管网及区域管网互联互通。优化沿海液化天然气（LNG）接收站布局，在环渤海、长三角、东南沿海地区，优先扩大已建LNG接收站储转能力，适度新建LNG接收站。加强油气管网运行维护，提高安全环保水平。2020年，原油、成品油管道总里程分别达到3.2万和3.3万公里，年输油能力分别达到6.5亿和3亿吨；天然气管道总里程达到10万公里，干线年输气能力超过4000亿立方米。

——储备应急设施。加快石油储备体系建设，全面建成国家石油储备二期工程，启动后续项目前期工作，鼓励商业储备，合理提高石油储备规模。加大储气库建设力度，加快建设沿海LNG和城市储气调峰设施。推进大型煤炭储配基地和煤炭物流园区建设，完善煤炭应急储备体系。

专栏9 能源基础设施建设重点	
电力	<p>跨省区外送电通道：建成内蒙古锡盟经北京天津至山东、内蒙古蒙西至天津南、陕北神木至河北南网扩建、山西孟县至河北、内蒙古上海庙至山东、陕西榆横至山东、安徽淮南经江苏至上海、宁夏宁东至浙江、内蒙古锡盟至江苏泰州、山西晋北至江苏、滇西北至广东等大气污染防治重点输电通道以及金沙江中游至广西、观音岩水电外送、云南鲁西背靠背、甘肃酒泉至湖南、新疆准东至华东皖南、扎鲁特至山东青州、四川水电外送、乌东德至广东、川渝第三通道、渝鄂背靠背、贵州毕节至重庆输电工程。</p> <p>开工建设赤峰（含元宝山）至华北、白鹤滩至华中华东、张北至北京、陕北（神府、延安）至湖北、闽粤联网输电工程。</p> <p>结合电力市场需求，深入开展新疆、东北（呼盟）、蒙西（包头、阿拉善、乌兰察布）、陇彬（陇东、彬长）、青海、金沙江上游等电力外送通道项目前期论证。</p> <p>区域电网：依托外送通道优化东北电网 500 千伏主网架；完善华北电网主网架，适时推进蒙西与华北主网异步联网；完善西北电网 750 千伏主网架，覆盖至南疆等地区；优化华东 500 千伏主网架；加快实施川渝藏电网与华中东四省电网异步联网，推进实施西藏联网工程；推进云南电网与南方主网异步联网，适时开展广东电网异步联网。</p>
石油	<p>跨境跨区原油输配管道：完善中哈、中缅原油管道，建设中俄二线、仪长复线仪征至九江段、日仪增输、日照—濮阳—洛阳等原油管道，完善长江经济带管网布局，实施老旧管道改造整改。论证中哈原油管道至格尔木延伸工程。</p> <p>跨区成品油输配管道：建设锦州至郑州、樟树至株洲、洛阳至三门峡至运城至临汾、三门峡至西安管道，改扩建格尔木至拉萨等管道。</p>

四、创新驱动，推动能源技术革命

深入实施创新驱动发展战略，推动大众创业、万众创新，加快推进能源重大技术研发、重大装备制造与重大示范工程建设，超前部署重点领域核心技术集中攻关，加快推进能源技术革命，实现我国从能源生产消费大国向能源科技装备强国转变。

加强科技创新能力建设。加强能源科技创新体系顶层设计，完善科技创新激励机制，统筹推进基础性、综合性、战略性能源科技研发，提升能源科技整体竞争力，培育更多能源技术优势并加快转化为经济优势。深入推进能源领域国家重大专项工程。整合现有科研力量，建设一批能源创新中心和实验室。进一步激发能源企业、高校及研究机构的创新潜能，推动大众创业、万众创新，鼓励加强合作，建立一批技术创新联盟，推进技术集成创新。强化企业创新主体地位，健全市场导向机制，加快技术产业化应用，打造若干具有国际竞争力的科技创新型能源企业。依托现有人才计划，强化人才梯队建设，培育一批能源科技领军人才与团队。

推进重点技术与装备研发。坚持战略导向，以增强自主创新能力为着力点，围绕油气资源勘探开发、化石能源清洁高效转化、可再生能源高效开发利用、核能安全利用、智慧能源、先进高效节能等领域，应用推广一批技术成熟、市场有需求、经济合理的技术，示范试验一批有一定技术积累但工艺和市场有待验证的技术，集中攻关一批前景广阔的技术，加速科技创新成果转化应用。加强

重点领域能源装备自主创新，重点突破能源装备制造关键技术、材料和零部件等瓶颈，加快形成重大装备自主成套能力，推动可再生能源上游制造业加快智能制造升级，提升全产业链发展质量和效益。

实施科技创新示范工程。发挥我国能源市场空间大、工程实践机会多的优势，加大资金、政策扶持力度，重点在油气勘探开发、煤炭加工转化、高效清洁发电、新能源开发利用、智能电网、先进核电、大规模储能、柔性直流输电、制氢等领域，建设一批创新示范工程，推动先进产能建设，提高能源科技自主创新能力和装备制造国产化水平。

专栏 10 能源科技创新重点任务	
关键技术	<p>推广应用：页岩气水平井分段压裂、蒸汽辅助重力泄油、煤层气井高效排水降压、百万吨级煤炭间接液化、生物柴油、高效低成本晶体硅电池、大容量特高压直流输电、智能电网、第三代核电技术、能源装备耐热耐腐蚀材料、新型高效储能材料。</p> <p>示范试验：非常规油气评价、干热岩资源勘查与开发利用、新一代煤炭气化、规模化煤炭分质利用、非粮燃料乙醇、生物质集中高效热电联产、柔性直流输电、先进超超临界火电机组高温金属材料研制与部件制造、大功率电力电子器件制造及应用、精细陶瓷、石墨烯储能器件、光伏电池材料。</p> <p>集中攻关：煤炭绿色无人开采、深井灾害防治、非常规油气精确勘探和高效开发、深海和深层常规油气开发、新型低阶煤热解分质转化、绿色煤电、生物航空燃油、核电乏燃料后处理、新型高效低成本光伏发电、光热发电、超导直流输电、基于云技术的电网调度控制系统、新能源并网技术、微网技术、新型高效电池储能、氢能和燃料电池。</p>
重大装备	<p>煤炭：薄煤层机械化开采装备、重大事故应急抢险技术装备、大型空分装置、超大型煤炭气化装置、大型煤炭液化装置、大型合成气甲烷化装置。</p> <p>油气：旋转导向钻井系统、国产水下生产系统、万吨级半潜式起重铺管船、海上大型浮式生产储油系统、非常规油气勘探开发技术装备、重大海上溢油应急处置技术装备。</p> <p>电力：节能/超低排放型超临界循环流化床锅炉、燃气轮机、百万千瓦级水电机组、核电主泵和爆破阀等关键设备、低速及 7-10 兆瓦级风电机组、光热发电核心设备、高效锅炉、高效电机、超大规模可再生能源集成装备、大规模储能电池。</p>
重大示范工程	<p>煤炭：智慧煤矿、煤制芳烃、煤基多联产、百万吨级煤油共炼、煤油气资源综合利用、煤电铝一体化、煤制清洁燃料。</p> <p>油气：非常规油气开发、深层稠油开发、1500 米以下深海油气开发。</p> <p>电力：清洁高效燃煤发电、自主知识产权重型 F 级燃气轮机发电、华龙一号、CAP1400、60 万千瓦高温气冷堆、CFR600 快堆、模块化小型堆、智能电网、大规模先进储能。</p> <p>新能源：大型超大型海上风电、大型光热发电、多能互补分布式发电、生物质能梯级利用多联产、海岛微网、深层高温干热岩发电、海洋潮汐发电、天然气水合物探采。</p>

五、公平效能，推动能源体制革命

坚持市场化改革方向，理顺价格体系，还原能源商品属性，充分发挥市场配置资源的决定性作用和更好发挥政府作用，深入推进能源重点领域和关键环节改革，着力破除体制机制障碍，构建公平竞争的能源市场体系，为提高能源效率、推进能源健康可持续发展营造良好制度环境。

完善现代能源市场。加快形成统一开放、竞争有序的现代能源市场体系。放开竞争性领域和环节，实行统一市场准入制度，推动能源投资多元化，积极支持民营经济进入能源领域。健全市场退出机制。加快电力市场建设，培育电力辅助服务市场，建立可再生能源配额制及绿色电力证书交易制度。推进天然气交易中心建设。培育能源期货市场。开展用能权交易试点，推动建设全国统一的碳排放交易市场。健全能源市场监管机制，强化自然垄断业务监管，规范竞争性业务市场秩序。

推进能源价格改革。按照“管住中间、放开两头”的总体思路，推进能源价格改革，建立合理反映能源资源稀缺程度、市场供求关系、生态环境价值和代际补偿成本的能源价格机制，妥善处理和逐步减少交叉补贴，充分发挥价格杠杆调节作用。放开电力、油气等领域竞争性环节价格，严格监管和规范电力、油气输配环节政府定价，研究建立有效约束电网和油气管网单位投资和成本的输配价格机制，实施峰谷分时价格、季节价格、可中断负荷价格、两部制价格等科学价格制度，完善调峰、调频、备用等辅助服务价格制度，推广落实气、电价格联动机制。研究建立有利于激励降低成本的财政补贴和电价机制，逐步实现风电、光伏发电上网电价市场化。

深化电力体制改革。按照“准许成本加合理收益”的原则，严格成本监管，合理制定输配电价。加快建立相对独立、运行规范的电力交易机构，改革电网企业运营模式。有序放开除公益性调节性以外的发用电计划和配电增量业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务，严格规范和多途径培育售电市场主体。全面放开户侧分布式电力市场，实现电网公平接入，完善鼓励分布式能源、智能电网和能源微网发展的机制和政策，促进分布式能源发展。积极引导和规范电力市场建设，有效防范干预电力市场竞争、随意压价等不规范行为。

推进油气体制改革。出台油气体制改革方案，逐步扩大改革试点范围。推进油气勘探开发制度改革，有序放开油气勘探开发、进出口及下游环节竞争性业务，研究推动网运分离。实现管网、接收站等基础设施公平开放接入。

加强能源治理能力建设。进一步转变政府职能，深入推进简政放权、放管结合、优化服务改革，加强规划政策引导，健全行业监管体系。适应项目审批权限下放新要求，创新项目管理机制，推动能源建设项目前期工作由政府主导、统一实施，建设项目经充分论证后纳入能源规划，通过招投标等市场机制选择投资主体。

深入推进政企分开，逐步剥离由能源企业行使的管网规划、系统接入、运行调度、标准制定等公共管理职能，由政府部门或委托第三方机构承担。强化能源战略规划研究，组织开展能源发展重大战略问题研究，提升国家能源战略决策能力。

健全能源标准、统计和计量体系，修订和完善能源行业标准，构建国家能源大数据研究平台，综合运用互联网、大数据、云计算等先进手段，加强能源经济形势分析研判和预测预警，显著提高能源数据统计分析和决策支持能力。

六、互利共赢，加强能源国际合作

统筹国内国际两个大局，充分利用两个市场、两种资源，全方位实施能源对外开放与合作战略，抓住“一带一路”建设重大机遇，推动能源基础设施互联互通，加大国际产能合作，积极参与全球能源治理。

推进能源基础设施互联互通。加快推进能源合作项目建设，促进“一带一路”沿线国家和地区能源基础设施互联互通。研究推进跨境输电通道建设，积极开展电网升级改造合作。

加大国际技术装备和产能合作。加强能源技术、装备与工程服务国际合作，深化合作水平，促进重点技术消化、吸收再创新。鼓励以多种方式参与境外重大电力项目，因地制宜参与有关新能源项目投资和建设，有序开展境外电网项目投资、建设和运营。

积极参与全球能源治理。务实参与二十国集团、亚太经合组织、国际能源署、国际可再生能源署、能源宪章等国际平台和机构的重大能源事务及规则制订。加强与东南亚国家联盟、阿拉伯国家联盟、上海合作组织等区域机构的合作，通过基础设施互联互通、市场融合和贸易便利化措施，协同保障区域能源安全。探讨构建全球能源互联网。

七、惠民利民，实现能源共享发展

全面推进能源惠民工程建设，着力完善用能基础设施，精准实施能源扶贫工程，切实提高能源普遍服务水平，实现全民共享能源福利。

完善居民用能基础设施。推进新一轮农村电网改造升级工程，实施城市配电网建设改造行动，强化统一规划，健全技术标准，适度超前建设，促进城乡网源协调发展。统筹电网升级改造与电能替代，满足居民采暖领域电能替代。积极推进棚户区改造配套热电联产机组建设。加快天然气支线管网建设，扩大管网覆盖范围。在天然气管网未覆盖地区推进液化天然气、压缩天然气、液化石油气直供，保障民生用气。推动水电气热计量器具智能化升级改造，加强能源资源精细化管理。积极推进城市地下综合管廊建设，鼓励能源管网与通信、供水等管线统一规划、设计和施工，促进城市空间集约化利用。

精准实施能源扶贫工程。在革命老区、民族地区、边疆地区、集中连片贫困地区，加强能源规划布局，加快推进能源扶贫项目建设。调整完善能源开发收益分配机制，增强贫困地区自我发展“造血功能”。继续强化定点扶贫，加大政府、企业对口支援力度，重点实施光伏、水电、天然气开发利用等扶贫工程。

提高能源普遍服务水平。完善能源设施维修和技术服务站，培育能源专业化服务企业，健全能源资源公平调配和应急响应机制，保障城乡居民基本用能需求，降低居民用能成本，促进能源军民深度融合发展，增强普遍服务能力。提高天然气供给普及率，全面释放天然气民用需求，2020年城镇气化率达到57%，用气人口达到4.7亿。支持居民以屋顶光伏发电等多种形式参与清洁能源生产，增加居民收入，共享能源发展成果。

大力发展农村清洁能源。采取有效措施推进农村地区太阳能、风能、小水电、农林废弃物、养殖场废弃物、地热能等可再生能源开发利用，促进农村清洁用能，加快推进农村采暖电能替代。鼓励分布式光伏发电与设施农业发展相结合，大力推广应用太阳能热水器、小风电等小型能源设施，实现农村能源供应方式多元化，推进绿色能源乡村建设。

专栏 11 民生工程建设重点

配电网：建成20个中心城市（区）核心区高可靠性供电示范区、60个新型城镇化配电网示范区。基本建成结构合理、技术先进、灵活可靠、经济高效、环境友好的新型配电网，中心城市（区）用户年均停电时间不超过1小时；城镇地区用户年均停电时间不超过10小时。乡村地区用户年均停电时间不超过24小时，综合电压合格率达到97%，动力电基本实现全覆盖。

农村电网：开展西藏、新疆以及四川、云南、甘肃、青海四省藏区农村电网建设攻坚，加强西部及贫困地区农村电网改造升级，推进东中部地区城乡供电服务便利化进程。到2017年底，完成中心村电网改造升级，实现平原地区机井用电全覆盖，贫困村全部通动力电。到2020年，全国农村地区基本实现稳定可靠的供电服务全覆盖，供电能力和服务水平明显提升，农村电网供电可靠率达到99.8%，综合电压合格率达到97.9%，户均配变容量不低于2千伏安。

光伏扶贫：完成200万建档立卡贫困户光伏扶贫项目建设。

离网式微电网工程：在海岛、边防哨卡等电网未覆盖地区建设一批微电网工程。

第四章 保障措施

一、健全能源法律法规体系

建立健全完整配套的能源法律法规体系，推动相关法律制定和修订，完善配套法规体系，发挥法律、法规、规章对能源行业发展和改革的引导和约束作用，实现能源发展有法可依。

二、完善能源财税投资政策

完善能源发展相关财政、税收、投资、金融等政策，强化政策引导和扶持，促进能源产业可持续发展。

加大财政资金支持。继续安排中央预算内投资，支持农村电网改造升级、石油天然气储备基地建设、煤矿安全改造等。继续支持科技重大专项实施。支持煤炭企业化解产能过剩，妥善分流安置员工。支持已关闭煤矿的环境恢复治理。

完善能源税费政策。全面推进资源税费改革，合理调节资源开发收益。加快推进环境保护费改税。完善脱硫、脱硝、除尘和超低排放环保电价政策，加强运行监管，实施价、税、财联动改革，促进节能减排。

完善能源投资政策。制定能源市场准入“负面清单”，鼓励和引导各类市场主体依法进入“负面清单”以外的领域。加强投资政策与产业政策的衔接配合，完善非常规油气、深海油气、天然铀等资源勘探开发与重大能源示范项目投资政策。

健全能源金融体系。建立能源产业与金融机构信息共享机制，稳步发展能源期货市场，探索组建新能源与可再生能源产权交易市场。加强能源政策引导，支持金融机构按照风险可控、商业可持续原则加大能源项目建设融资，加大担保力度，鼓励风险投资以多种方式参与能源项目。鼓励金融与互联网深度融合，创新能源金融产品和服务，拓宽创新型能源企业融资渠道，提高直接融资比重。

三、强化能源规划实施机制

建立制度保障，明确责任分工，加强监督考核，强化专项监管，确保能源规划有效实施。

增强能源规划引导约束作用。完善能源规划体系，制定相关领域专项规划，细化规划确定的主要任务，推动规划有效落实。强化省级能源规划与国家规划的衔接，完善规划约束引导机制，将规划确定的主要目标任务分解落实到省级能源规划中，实现规划对有关总量控制的约束。完善规划与能源项目的衔接机制，项目按核准权限分级纳入相关规划，原则上未列入规划的项目不得核准，提高规划对项目的约束引导作用。

建立能源规划动态评估机制。能源规划实施中期，能源主管部门应组织开展规划实施情况评估，必要时按程序对规划进行中期调整。规划落实情况评估结果纳入地方政府绩效评价考核体系。

创新能源规划实施监管方式。坚持放管结合，建立高效透明的能源规划实施监管体系。创新监管方式，提高监管效能。重点监管规划发展目标、改革措施和重大项目落实情况，强化煤炭、煤电等产业政策监管，编制发布能源规划实施年度监管报告，明确整改措施，确保规划落实到位。

中国能源网综合 2017-01-18

习近平同瑞士联邦主席茶叙 双方同意加强清洁能源等领域合作

新华社消息，15日，国家主席习近平在瑞士联邦主席洛伊特哈德陪同下，乘坐瑞士政府专列自苏黎世前往瑞士首都伯尔尼。

在专列行进过程中，习近平和夫人彭丽媛受洛伊特哈德主席夫妇邀请，在轻松愉快的氛围中品茶畅谈。

习近平感谢洛伊特哈德主席夫妇专程赴苏黎世机场迎接他和夫人彭丽媛，高度评价洛伊特哈德主席多年来致力于促进中瑞各领域友好互利合作。

习近平指出，我很高兴新年伊始首次出访选择瑞士，并出席世界经济论坛2017年年会。瑞士作为最早承认中华人民共和国并同新中国建交的西方国家之一，在发展对华关系方面一直走在前列，在对

华合作中创造了多项第一,包括率先同中国签署并实施自由贸易协定,率先加入亚洲基础设施投资银行并成为创始成员国。中瑞关系堪称大小国家合作典范。我们两国 2016 年确立了创新战略伙伴关系,这是中国同外国建立的第一个以创新为标志的战略伙伴关系。这次访问期间,我愿同洛伊特哈德主席和其他联邦委员深入沟通,充实中瑞创新战略伙伴关系内涵,推动两国各领域合作走向深入。中瑞双方在很多国际问题上看法相近,我们愿同瑞方密切在国际事务中协调。

习近平指出,随着中国发展,中国公民出境旅游逐年增加,中方愿鼓励中国公民到瑞士旅游。中国将主办冬季奥运会,中方愿同瑞方加强在冰雪运动方面的合作。

洛伊特哈德表示,感谢习近平主席新年首访即来到瑞士,这体现着中国对瑞士的重视。瑞方期待通过此次访,推进同中方各领域合作。中国是世界上有重要影响的国家,在当前世界面临很多不确定因素之际,国际社会也期待着聆听习近平主席在世界经济论坛年会阐述中方的政策主张。

两国元首还就“一带一路”合作倡议、绿色发展等交换看法,一致同意加强两国在科技、创新、互联互通、基础设施建设、清洁能源、地方交往等领域合作。

杨洁篪等茶叙时在座。

专列抵达伯尔尼克尔萨茨火车站时,伯尔尼州州长西蒙、克尔萨茨市市长安恩前来迎接。瑞士童声合唱团在车站向中国贵宾作了精彩表演,大家对他们的演唱致以热烈的掌声。

(内容来源:新华社 中央电视台)

中国能源网综合 2017-01-16

中国新能源领跑全球

去年 9 月,在拉斯韦加斯举行的美国国际太阳能展吸引了全球 600 多家企业参展,中国参展企业超过 50 家。图为中国企业比亚迪在展会上推介太阳能产品。

新华社发

核心阅读

美国能源经济和金融分析研究所日前发布报告称,2015 年,中国的新能源投资达到 1029 亿美元,占全球投资总量的 1/3。2016 年,中国面向海外的新能源投资同比增长 60%,达 320 亿美元。

中国已成为全球新能源投资的“稳定器”,发挥着不可或缺的引领作用。

中国在新能源领域的投资是美国的两倍多

美国能源经济和金融分析研究所的这份报告分析了中国在国内和海外投资的 30 个案例,认为中国正在新能源领域推动“泛亚洲计划”,投资覆盖非洲、欧洲、中东、北美和南美洲等地。近几年,中国的新能源投资每年超过 1000 亿美元,是美国投资的两倍以上。

2015 年,在全球新能源投资中,中国占比超过 1/3,美国以 441 亿美元居第二位。目前,世界上最大的 6 家光伏电池板生产企业,中国占到 5 家。全球最大的 10 家风力发电企业中,中国拥有 5 家。

报告还对 2015 年至 2021 年世界可再生和清洁能源发展趋势进行了分析,预测中国在全球水电领域的份额将占到 36%左右;风力发电约占 40%;太阳能约占 36%。中国投资不只扩大了新能源的开发,还促进了相关就业,在全球新能源领域的 810 万个就业岗位中,中国占到了 350 万个。

美国能源经济和金融分析研究所金融部主任汤姆·萨泽罗在接受本报记者采访时说,从报告分析看,中国在全球新能源市场占据了领导地位。中国国内对新能源的投资不断扩大,丰富了经验,提高了技术,培养出大量相关人才。中国的领导作用是全球新能源走向未来的“稳定器”,世界欢迎中国的引领,各国更需要通力合作,共同进步。

新能源正成为中澳经济合作的新增长点

中国国家电力投资集团(简称“国电投”)2015 年 12 月以 30 亿澳元(1 美元约合 1.32 澳元)收购澳大利亚 IMF 投资基金公司旗下澳大利亚太平洋水电公司(简称“太平洋水电”)。澳大利亚毕马威会计师事务所和悉尼大学于 2016 年 4 月联合发布的中国在澳投资年度报告显示,这笔交易使新能

源行业成为 2015 年中国企业在澳投资的第二大产业。

太平洋水电在澳大利亚、智利和巴西共计拥有 19 处水力、风力发电站的经营权，总发电能力达 900 兆瓦，该公司在澳大利亚拥有领先的风电输送管线以及多个颇具发展潜力的风电站。国电投集团董事长王炳华表示，收购太平洋水电给该集团带来了高质量的全球性可再生能源开发平台。未来将继续保持太平洋水电管理团队的稳定，支持太平洋水电的发展。

悉尼科技大学澳中关系研究院副院长、中国经济问题专家詹姆斯·劳伦森在接受本报记者采访时说：“中国国家电力投资集团收购太平洋水电公司后，保留了后者的原有管理团队。在公司资产变更的过程中，让熟悉公司业务及管理情况的管理团队继续管理资产，保证了太平洋水电运营平稳过渡，这是非常值得外国投资者借鉴的经验。”

悉尼大学商学院教授汉斯·杭智科在接受本报记者采访时表示：“可再生能源技术发展一直受到澳大利亚政府的支持。中国投资者对澳大利亚清洁能源市场很有信心，越来越多中国公司开始有计划地在澳清洁能源领域投资，这使该领域正在成为澳中两国经济合作的新增长点。”杭智科认为，中国目前已成为清洁能源科技行业的领军者，继续鼓励和推动科技创新将有助于中国保持这一地位。

中企在拉美承包的太阳能装机量处于领先地位

在拉丁美洲，可再生能源行业的兼并和收购增长迅速。普华永道会计师事务所的数据显示，2015 年拉丁美洲在可再生能源领域并购交易额已经达到 76 亿美元，比 2014 年增加了 27 亿美元。根据普华永道的报告，可再生能源行业的并购增加，反映了拉美市场对能源，特别是清洁能源需求的增加。

巴西、墨西哥、智利和乌拉圭等国大力投资于清洁能源发电，而中国厂商在拉美国家承包的太阳能装机量处于领先地位。

去年 12 月 8 日，有中资参与的阿特斯太阳能公司投资 8000 万雷亚尔（1 美元约合 3.2 雷亚尔）与巴西圣保罗州的 Flex Energy 合作建造的制造厂落成，该工厂建成后，将成为巴西最大的光伏组件制造厂，年交付能力将达到 400 兆瓦。这个光伏组件制造厂的建立，主要是为阿特斯在巴西的一系列项目提供组件，支持其在当地市场的业务发展。去年 10 月，阿特斯与法国电力集团新能源公司启动建设其在巴西当地的 191.5 兆瓦皮拉波拉光伏项目。皮拉波拉太阳能电站位于巴西米纳斯吉拉斯州，建成后每年将发电 3.91 亿千瓦时。包括该电站在内，阿特斯目前在巴西共有三座太阳能电站，总计 394 兆瓦，均已获得了长期电力采购协议。

2016 年，阿根廷启动名为“renovar”的可再生能源项目，第一轮拍卖包括风能、太阳能等 17 个可再生能源项目。阿根廷一家咨询公司的常务董事卡洛斯·圣詹姆斯说，在第一轮拍卖中，至少一半的风能项目和 2/3 的太阳能项目中标者都与中国资本或技术有关。阿根廷—中国工业贸易商会执行董事埃内斯托·费尔南德斯·塔沃阿达此前接受媒体采访时说：“中国已成为阿根廷能源的主要参与者，他们以非常合理的价格提供银行融资，这一点非常具有吸引力。”

（人民日报华盛顿、堪培拉、圣保罗 1 月 18 日电）

王如君 鲍捷 侯露露 人民日报 2017-01-19

电力体制改革稳步提速

隔离不合理成本建立独立输配电价体系

在引入竞争机制开放买卖两端之后，中国电力改革终于将目标集中在“最难啃”的中间端。

近日，发改委正式印发《省级电网输配电价定价办法(试行)》(以下简称《办法》)，来约束电力市场化改革过程中的输配电环节监管。

“一般而言，电价分为上网电价、输配电价和销售电价。”一位电力人士告诉记者，上网电价，是指发电企业卖给电网企业的价格，销售电价，是指电网企业卖给用电企业和个人的价格，而输配电价则是电网公司作为中间渠道商收取的服务费。“电网盈利主要依靠吃上网电价和销售电价之间的购销差价。”

在新一轮电改以前，上网电价和销售电价实施国家定价，但对中间环节的输配电价并不进行单独核定。“这种情况下，电网在输配电环节的成本是多少，盈利能力怎么样，外界无从知晓，使电力体制改革缺乏关键要素。”

2015年，国务院下发《输配电定价成本监审办法》，这是我国首次建立对电网企业的成本约束机制。而此次公布的《省级电网输配电电价定价办法(试行)》，则标志着输配电价体系和计算方法率先在省级电网中明确，使包括河南在内的试点省级电网的输配电价透明化，电网输配电价监管框架体系初步形成。

新乡市一家发电企业人士认为，目前我国积极推进电力市场化改革，但如果在输配电环节无法监管到位，就无法防范具有极强垄断属性的电网公司利用垄断地位，来损害发电企业和电力用户的合法权益。“这对电力的供需和两端的改革，都会带来很大影响。”他说。

为了管住电力交易的这一“中间环节”，此次《办法》明确规定，将以提供输配电服务相关的资产、成本为基础，确定电网企业输配电业务准许收入，并分电压等级、分用户类别核定输配电价，建立科学透明的独立输配电价体系。同时《办法》还按照准许成本加合理收益的原则，规定了包括折旧费等指标的具体标准，以及不得计入输配电价定价范围的成本费用和资产等相关内容。

上述电力人士表示，明确的监管制度体系，既可以有效控制电网的过度投资，更关键的是，也严控其额外成本的支出，“比如电力系统医院、学校的建设运营成本，就不能再计算到电网企业成本中，更无法转嫁到用户身上”。

降低电价积极推动电力市场化交易

输配电价的市场化改革最直观的体现，显然在于电价的下降。

上述电力人士表示，省级网络输配电成本的核定，让不同地区在输配电环节的成本信息通过数据展示出来，使电网运营变得透明，省与省之间的对比效应，会让部分地方的输配电成本下降。

他举例，如一地区输配电价格明显高于周边地区或平均水平，相关部门就可能要求当地电网通过优化环节等方式降低输配电成本。“此外由于额外成本无法再转嫁到两端，为了争取更多盈利，电网企业也会主动进行降本工作，从而带动电价下降。”

从2015年起，中央经济工作会议连续两年提出降低电力价格和用能成本问题。绰创能源相关负责人张先生表示，此次的《办法》，主要遵循的就是供给侧结构性改革提出的“降成本”要求，这也是目前推进电力体制改革的重要内容。“从输配电的角度看，国家明确了既要有规范、透明的输配电价关键机制，又要努力推动降低工商企业用电成本，这必然会带来用电成本下降预期。”

除了成本可能出现的变化外，电力市场交易的不断成熟，也是此次调整后的另一大表现。

上述电力人士称，目前售电公司已可以代理中小用户来参与电力市场，但因为输配电费用的不明确，阻碍了其与发电企业的交易。输配电价监管体系形成后，售电公司要给电网交多少费用、什么样的费用都将一目了然，使其可以与发电企业直接谈判，“让中小用户也获得受益可能”。

相关数据显示，自2015年以来，我国通过电价改革、推进电力市场化交易等综合方式，累计降低用电成本1800亿元。其中仅2016年，降低用电费用估算接近450亿元。根据发改委的部署，积极推进电力市场化交易是电力体制改革和价格机制改革的重要要求。“无论放开市场、引进社会资本还是加强中间监管，最终目的都是形成市场化的电力交易和使用体制。”张先生表示。

记者多方了解到，目前我省电网输配电价成本监审正在进入最后阶段，而前一批纳入输配电价改革试点的省份，已完成了输配电价测算。从成本监审情况来看，电网历史成本平均核减比例为16.3%。“其实现在除了厘定输配电环节外，建立有效的输配电监管队伍，也是重点。只有监管到位，才能做好‘放开两头、管住中间’的战略布局。”

程昭华 大河报 2017-01-13

我国新能源陷入“边建边弃”怪圈

一方面是不断增加的弃风弃光，一方面是不断增加的装机总量，我国新能源越来越陷入“边建边弃”的怪圈：长期存在的输送消纳问题不仅没有缓解，近两年反而更加恶化。“边建边弃”的背后，是我国新能源过剩的危机，庞大的投资在广袤的原野里晒太阳。

弃风弃光十余年 形势更趋恶化

从嘉峪关往西，沿着 G30 国家高速百余公里，就进入我国第一个千万千瓦级风电基地酒泉风电基地，成片的风车沿公路两旁排列，绵延 300 余公里，宛如“白色森林”。截至 2015 年底，酒泉风电装机 900 万千瓦，光伏装机 165 万千瓦。记者看到，虽然寒风凛冽，但是八成以上的风机静静耸立，任凭朔风猎猎，我自岿然不动。

“装机 20 万千瓦的风电场，只发一万千瓦的都有。”已经在甘肃瓜州县戈壁滩上风吹日晒了近十年的许广生，谈起风电时更多的是忧虑，“风电产业要被弃风拖垮了。”

许广生所在的甘肃中电酒泉风力发电公司是甘肃最早进行风电开发的企业之一，目前有装机 107 万千瓦，2016 年弃风率为 54%。

和中电酒泉风力发电公司一样，在酒泉风电基地，所有的水电企业无一例外地陷入生产经营困境，这个困境就是居高不下的弃风，十余年来，新能源的这个顽疾就没有好转过。

记者了解到，目前甘肃风电装机为 1277 万千瓦，位居全国第三位。国家能源局的数据显示，2015 年甘肃弃风率为 39%，2016 年上半年达到 47%，风电利用小时数由 2013 年的 1806 小时减少到 2015 年的 1184 小时，2016 年前三季度为 870 小时。

甘肃弃风仅仅是我国新能源的缩影，我国“三北”地区规划的六个千万千瓦级风电基地全部存在弃风现象。国家能源局的数据显示，2015 年全国风电弃风率为 15%，成为有史以来弃风最严重的年份，2016 年一季度弃风率攀升至 26%，而 2016 年前 9 个月“三北”地区的平均弃风率更是逼近 30%。

中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩表示，2015 年的弃风电量合计约 350 亿千瓦时，直接经济损失约 180 亿元，这意味着全年的弃风损失几乎抵消了 2015 年全年风电新增装机的社会经济效益。

弃风的同时，弃光也在不断刷新历史纪录。中利腾晖光伏公司在嘉峪关有 150 兆瓦的光伏装机。

“2016 年近 70% 的装机在闲置，是弃光最多的一年。”电站负责人陶生柱说。

记者了解到，金昌是甘肃第一个百万千瓦级的光伏基地，2015 年底光伏装机达到 180 万千瓦，光伏发电比例不足装机容量的 40%。

甘肃目前我国光伏装机容量居第二位的新能源大省，光伏装机 678 万千瓦。国家能源局的数据显示，2016 年一季度，全国弃光主要发生在甘肃、新疆和宁夏，其中甘肃弃光限电 8.4 亿千瓦时，弃光率 39%，甘肃是国内弃风弃光的“双料冠军”。国家可再生能源中心主任王仲颖介绍，2016 年上半年，全国弃风电量 326 亿千瓦时，弃光电量 37 亿千瓦时。

除了已并网的装机闲置严重外，还有一些已经建成却无法并网的装机，正在戈壁滩上晒太阳。

救命措施不断出台 实际效果有限

面对愈演愈烈的弃风弃光，国家不断采取措施进行化解。甘肃、宁夏、新疆、内蒙古、吉林等省区通过新能源与自备电厂电量置换、大用户直购点、发展高载能产业、实施清洁供暖等措施扩大就地消纳规模，国家电网则通过建设远距离特高压输电线路，加大外送力度。但是有史以来最严重的弃风弃电显示，这些措施效果有限。

新能源界的人士认为，用电需求增长放缓、消纳市场总量不足；新能源增速太快、电网调峰能力不足；通道建设与电源建设不匹配、电网送出能力有限；电网存在薄弱环节、部分区域受网架约束影响消纳等问题，是我国弃风弃光长期存在的根本原因。我国新能源快速发展的这十年中，一开始就存在的这些问题，就没有很好地解决过。

在就地消纳不了、外送无法实现的情况下，2016年3月份，国家发改委出台了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，已经陷入全面亏损的新能源企业，似乎看到了走出低谷的希望。“这是新能源行业的救命稻草。”采访时，所有的新能源企业负责人这样评价。

与此同时，国家能源局又发布了《关于做好风电光伏发电全额保障性收购管理工作有关要求的通知》，核定“三北”地区风电场保障性收购小时数在1800到2000小时之间。对于这个小时数，新能源行业认为，虽不是全额收购，但尚能保证企业合理盈利。

但是，此后部分省区出台的保障性收购小时数显示，保障性收购难以落实，在省级层面就打了折扣。目前，只有河北、新疆、宁夏等省区出台了保障性收购小时数，河北最低小时数为风电2000小时、光伏1400小时，新疆风电、光伏分别为700小时和500小时，宁夏风电、光伏分别为1050小时、900小时，甘肃为风电500小时、光伏400小时。只有河北省达到了国家的要求，其余三省区都没有达到。

新能源界认为，保障性收购的这种尴尬，其实反映出的是我国新能源“边建边弃”的难解困局。盘活存量才能破解“边建边弃”

我国已成为全球新能源装机最大的国家，2016年上半年，全国风电累计并网容量达到1.37亿千瓦，同比增长30%；2016年11月，全国累计并网光伏电站超过7400万千瓦，同比增长40%。在产能严重过剩的情况下，新能源装机并未减少，导致弃风弃光率不断刷新纪录，向常态化、恶性化发展。

在弃风弃光严重的同时，新能源财政补贴资金缺口也越来越大。国家能源局副局长李仰哲表示，2016年上半年，我国可再生能源补贴缺口达到550亿元，原有的补贴模式难以为继。

采访中，新能源界人士认为，面对“边建边弃”的困局，目前亟待盘活存量，控制增量。否则，我国新能源产业会陷入东西南北中全面“趴窝”的困境。

首先要盘活现有存量装机资源。盘活存量就相当于有了增量，就甘肃而言，目前光伏装机容量是678万千瓦，有70%约470余万千瓦的装机闲置。如果闲置装机率下降到30%，相当于增加了332万千瓦的装机，比东部一个省的光伏装机都多。

光伏业内人士估算，如果盘活存量资源，将西北五省累计并网的约2300万千瓦光伏发电弃光率降低一半，就相当于增加了近千万千瓦的光伏装机，这已经接近于目前中东部和南方地区的光伏装机。

国家能源局总工程师韩水表示，未来几年将把弃风弃光率力争控制在5%以内的合理水平。记者采访的甘蒙青的新能源企业负责人认为，这个目标在风光电装机较少、电力短缺的时候都没有完成，在目前庞大的装机体量下更不可能实现。

但是，新能源界对盘活存量并不乐观。2016年底发布的电力发展和风电发展“十三五”规划提出，2020年全国风电装机将达到2.1亿千瓦以上，年均新增约1600万千瓦，光伏发电装机要达到1.1亿千瓦以上。水电水利规划设计总院副院长易跃春说，在我国整体能源需求放缓、风电装机过剩的情况下，风电、火电、水电都要抢占发电空间，竞争将十分激烈。

其次调整新能源发展规划，为“三北”地区预留更大的消纳空间。2016年初，国家能源局叫停了甘吉蒙新等“三北”省区新增新能源项目，近期出台的《风电发展“十三五”规划》在布局上将风电开发主战场从“三北”地区调整到了消纳能力好的中东部和南方区。

采访中，甘肃、内蒙古、青海的能源管理部门认为，“十三五”风光电的重点区，恰恰是“三北”地区新能源外送的目标区，这就意味着“三北”新能源大基地的外送空间已经十分狭窄，只能侧重于就地消纳，即使目前在建的多条特高压输电工程建成，外送仍然有限。

新能源企业认为，国家核准“三北”6个千万千瓦级风电基地时，基本思路就是建设大基地，融入大电网，将“三北”新能源向“三华”地区输送，现在新能源布局的调整，基本上砍断了“三北”新能源外送后路。虽然“十三五”规划提出解决“三北”4000万千瓦风电的外送消纳问题，但没有可操作的细则，如何外送，送到哪里，都是未知数。在电力市场蛋糕不减反增的情况下，各省市首

先确保消纳本区域内的电力电量，谁又给外省电力让出市场份额呢？业界认为，当新能源“村村冒烟”的时候，就预示着这个产业已经没有发展空间了。

连振祥 经济参考报 2017-02-06

纳米新材料导电性“秒杀”石墨烯

据物理学家组织网1月11日报道，美国研究人员首次合成出层状2D结构的电子晶体，从而将这一新兴材料带入纳米材料“阵营”。研究人员表示，合成层状电子晶体导电性能甚至优于石墨烯，有望用于研制透明导体、电池电极、电子发射装置以及化学催化剂等诸多领域。新研究发表在最新一期《美国化学会志》上。

电子晶体属于由正负离子组成的离子化合物，但其负电“离子”完全由电子取代，这些电子质量很小且不会呆在某个固定位置，而是到处游离，偶尔与其他电子交换位置，行为表现更像电子气体。这种特性赋予电子晶体高度电子移动和快速导电等性能。但科学家们通过理论推测认为，2D电子晶体容易与空气和水发生化学反应，只能在真空中才能稳定存在并保持其强导电性，因此很难在实验室合成。

在新研究中，北卡罗莱纳大学教堂山分校应用物理和化学副教授斯科特·沃伦带领团队，用氯化二钙分子合成出只有几个纳米薄的2D单层电子晶体，还利用液体剥离技术设法让大量纳米单层电子晶体悬浮在溶液中，其中一种溶剂甚至能让氯化二钙纳米单层稳定悬浮一个月之久仍能维持很好的电学特性。“我们克服了电子晶体从多层结构过渡到单层结构的技术难点，证明在合适的化学环境下，2D电子晶体能长时间保持结构和性能稳定。”沃伦解释说。

沃伦团队还通过实验证明，新2D纳米单层电子晶体具有与金属铝相当的导电性；透明度也很高，10纳米厚氯化二钙薄膜的透光率达到97%；其表面结也达到现有电子晶体中最高值。研究人员表示，这些特性将导致新材料在诸多领域的应用，比如开发高透明性导电薄膜；沃伦还在与本田公司合作，用这类新材料研制高级电池。

沃伦表示，他们会继续开发电子晶体的应用潜力，并解决实用过程中的各种挑战，比如寻找合适涂层，让电子晶体在空气中也能保持稳定。

总编辑圈点

电子晶体自带特殊“光环”，如果能制备出二维片层材料，将具有金属特性和光响应性等诸多特点。2013年，日本科学家就预测氯化二钙二维材料即将问世，不过一直没能合成出来。现今，这种带着极高的透光率和极低的电阻的材料终于出现，其既是物理学领域的卓越成就，也彰显出了化学的力量。

聂翠蓉 科技日报 2017-01-13

阿联酋发布2050年能源战略

阿联酋《联合报》1月11日迪拜报道，阿联酋副总统兼总理、迪拜酋长穆罕默德·本·拉希德1月10日公布阿联酋2050年能源战略。根据这一战略，到2050年阿联酋能源结构中44%为可再生能源、38%为天然气、12%为清洁化石能源、6%为核能，总投资预计达6000亿迪拉姆。

该战略预计未来30年阿联酋能源需求年均增长6%，清洁能源在能源结构比例从目前的25%提高至50%，减少发电碳排放量70%，整体能源使用效率提升40%，为阿联酋节省开支约7000亿迪拉姆。

商务部 2017-01-13

治霾良方：太阳能等清洁供暖比重渐升

最近几年，每到冬季，大范围雾霾总会如约而至，引发社会焦虑。毋庸置疑，这个时节雾霾的加重，与进入供暖季有着极大关系。

近日召开的中央财经领导小组第十四次会议指出，要按照企业为主、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。

清洁供暖，方式有哪些？现状如何？又面临哪些问题待解呢？

清洁供暖方式颇多

京津力推集中供暖“煤改气”

北方传统供暖中，无论是城市还是农村，均以烧煤为主，也有部分农村地区烧柴、烧木炭。污染大、能效低，是传统供暖的两大“致命”缺陷。

以环绕北京市的河北省为例，其采暖期天数约占全年的 30%，却大约“贡献”了全年污染物排放总量的 50%。

相比之下，能够实现清洁供暖的渠道就多了，如燃气供暖、电供暖，风电、地热、太阳能、生物质能供暖等，不胜枚举。

将燃煤供暖改为燃气供暖，应当是实现清洁供暖的最重要方式之一。而北京和天津，则是推行供暖“煤改气”的两个典型。

早在前两年，就有消息称，北京市全部采用清洁能源供暖的面积已经达到了总面积的 80%，其中燃气供暖成为主流，占比接近六成。随着四大燃气热电中心相继建成投运，以及“煤改电”等其他方式的推进，北京市 80% 的清洁供暖比重会只升不降。

天津市官方统计称，今冬全市集中供暖面积由上年度的 3.94 亿平方米扩大为 4.12 亿平方米，涉及 310 万户居民和 55 万户公建用户。其热源包括：13 座燃气热电厂、215 座燃气锅炉房、102 座燃煤锅炉房、173 眼地热井。天津清洁供暖比重已由 2010 年的 31.7%，提高到了目前的近 80%。

换个角度看，对承担供暖任务的煤电机组实施超低排放改造，也可被视为供暖清洁化的一种途径，甚至地位重要。毕竟在京津以外的地区，煤电机组供热所占比重仍较大。而改造后的煤电机组，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度基本达到天然气发电机组排放标准。

国家能源局发布的信息显示，截止到 2016 年底，我国北方地区已完成煤电机组超低排放改造 1.3 亿千瓦，其中相当多一部分是承担有供暖任务的机组。

可再生能源供暖风生水起

风电、地热供暖规模大

可再生能源参与供暖，是供暖清洁化进程中的一大亮点。烧天然气取暖，纵然清洁，却无法做到零污染。靠风电、地热、光伏、生物质能等可再生能源取暖，就无此顾虑了。综观国内可再生能源供暖发展形势，可谓是风生水起。

出于消纳风电、改善环境的考虑，国家能源局近两年着力推动风电供暖工作，并在新疆、东北等地开展了试点。其模式为利用风电富集区弃风电量对电锅炉中水介质进行加热，再输送至千家万户用以取暖。

新疆是风电供暖试点中的“重量级选手”。2015 年至 2016 年 9 月，新疆维吾尔自治区发展改革委陆续批复了乌鲁木齐市、阿勒泰地区和塔城地区风电供暖试点方案，供热总面积达 122 万平方米。

国家能源局新疆监管办公室有关人士告诉记者，自治区前两批风电供暖试点项目已经投运，涉及 11 座风电场，总装机 55 万千瓦，完成供热面积达 110 万平方米；第三批项目正在加紧建设，将于今冬投运。

其他地区，北京市和河北省将利用申办冬奥会的契机，联合实施可再生能源供暖项目。张家口计划到 2017 年底前，实现可再生能源供暖面积 210 万平方米以上，其风电项目预计可于 2017 年向北京供暖。内蒙古自治区规划“十三五”时期风电供暖最大新增规模为 235 万千瓦；甘肃省规划到 2020

年，建成供暖面积达 300 万平方米的新能源供暖项目，年消纳新能源电量 5 亿千瓦时。

地热供暖取得的成就及前景同样不容小觑，其中尤以中石化主导的“雄县模式”著称。过去数年里，中石化在河北省雄县建设地热井 65 口、换热站 35 座，地热供暖能力达 450 万平方米，覆盖全县城区 95% 以上的建筑，创造出全国首个地热供暖替代燃煤锅炉的“无烟城”。

目前，中石化已与数十个省市县签订了地热开发合作协议，2015 年提供中深层地热供暖面积达 4000 万平方米，占全国中深层地热供暖面积的 40%。

除此之外，太阳能供暖、生物质供暖等方式，部分地区也有探索。

解决经济性和散烧煤问题

是供暖清洁化的关键

作为一种趋势，清洁供暖势不可当；作为新生事物，清洁供暖自然也“躲”不开成长的烦恼。

“解决经济性和散烧煤问题，是推动清洁供暖的两个最关键的着力点。”国网能源研究院专家霍沫霖告诉记者。

由于天然气价格较高，燃气供暖企业往往要依赖财政补贴才能生存，否则“煤改气”增加的燃料成本就会转嫁到取暖用户头上，致使用户支出大增。以天津为例，今冬天津市财政已预拨补贴资金 3.2 亿元，专项用于燃气锅炉供热补贴。对于石家庄这类二三线城市来说，燃气供暖补贴甚至已给财政造成了压力。

风电等其他可再生能源供暖方式，同样面临成本高的共性问题。国家电网公司有关负责人就曾公开表示，目前风电供暖试点项目运营成本较高，下一步推广需要配套相应的机制，以保证参与各方的利益。

“在清洁供暖经济性不足的同时，散烧煤却比较便宜，有市场竞争力，因为散烧煤通常缺乏脱硫脱硝除尘投资，而且品位较差。”霍沫霖表示，“同样一吨煤，散烧的大气污染物排放量是燃煤电厂的几十倍。所以要促进供暖清洁化，必须两手都要抓：既要推动清洁供暖降本，也要在治理散烧煤上下苦功。”“需要强调的是，散烧煤是经济社会发展水平不高、生活水平不高的伴生现象，随着城镇化的发展和工业升级，有部分散烧煤会自动消失，如果强求迅速解决，就需要付出较大的经济代价。有些地方力推洁净煤和高效炉具，算是一个重要的过渡措施。”霍沫霖告诉记者。

中国电力报 2017-01-16

热能、动力工程

规模化商用要到来 储能准备好了吗？

在新电改、能源互联网、可再生能源、电动汽车等综合刺激下，2016 年储能迎来重要发展机遇。这一年，被业界称为储能元年，储能不断受到国家重视，政策规划和引导力度不断加强。然而，潜伏多时的储能市场，这回真的“起风”了吗？

“技术不成熟，但我依然要投资。”近日，在中国制造高峰论坛上，大连万达集团董事长王健林又出比肩“小目标”的金句：“五个亿啊，不大。”让亿万万达商业帝国掌门人如此看好的，到底是什么产业？答案是：储能。

作为未来推动新能源产业发展的前瞻性技术，储能产业在新能源并网、电动汽车、智能电网、微电网、分布式能源系统、家庭储能系统、无电地区供电工程以及未来能源安全方面都将发挥巨大作用。

而储能产业受到越来越多关注的一个更“紧迫”的原因，是和新能源产业有关。

来自权威媒体的报道消息称，仅在 2015 年，中国作为全球风电累计装机容量最大的国家，占全球市场份额的 1/3；光伏累计装机容量也首次超过德国，成为全球光伏累计装机容量最大的国家。不

过，业内人士表示，规模不断扩大的新能源发电并没有得到高效利用，存在大量弃风、弃光现象。其中，受多种经济因素影响，2015年全国弃风率再次飙升至15%，高的地方超过30%。弃风、弃光的原因是新能源发电具有波动性，并网难度大，而通过储能设备将风力和光伏发电先存储起来，就可让平稳并网成为可能。

基于上述背景，业界普遍认为，近年来储能市场在政策支撑下，产业发展态势较好。国内外支持储能产业发展的政策频繁出台，国家级示范储能项目有望带动产业发展。近5年，全球储能行业的年复合增长率达到193%，预计未来10年，我国储能市场的容量将达到1000亿美元。

从改革方向看，目前，储能已列入我国“十三五”规划百大工程项目，也是首次正式进入国家发展规划。同时，储能行业“十三五”规划等相关政策已开始编制，后续有望相继出台。同时，国家发改委、国家能源局近期联合下发了《能源技术革命创新行动计划(2016—2030年)》和《能源技术革命重点创新行动路线图》，要求研究太阳能光热高效利用高温储热技术、分布式能源系统大容量储热(冷)技术。

《可再生能源发展“十三五”规划》等文件明确，推动储能技术示范应用是主要任务之一，同时致力于解决“弃风限电”问题，保证实现到2020年非化石能源占一次能源消费比重达到15%的目标。从我国西部“窝电”问题严重，短期难以解决的实际情况出发，发展储能是保证新能源装机持续增长，新能源制造业稳定、良性发展的重要途径。储能将应用于可再生能源就近消纳等领域。

此外，《电动汽车充电基础设施发展指南(2015—2020年)》等文件显示，新能源汽车是未来发展的重要产业。这将为广泛应用于车电互联和电动汽车充电站领域的储能产业带来广阔的发展空间。

随着能源革命的推进，一些地方政府也将储能作为重点发展产业之一。诚如大连市政府2016年5月发布《关于促进储能产业发展的实施意见》，提出加快推进储能技术与装备的产业化和推广应用；青海省省长郝鹏在此前召开的“锂产业-新生态”国际高峰论坛上说，力争到2020年把青海打造成在全国有影响力的千亿元锂电产业基地。

这些都是储能大发展成为“新蓝海”的有利信号，也是黎明拐点到来前的征兆。产业化之后是要市场化，储能市场正在等“风”吹起。问题是：还要等多久？在未来，对于新能源市场，储能会成为经久不衰的“爆款”，还是一场隐患丛生的滞销品？这需要市场的检验。

如今，“以锂离子电池、液流电池、铅蓄电池、钠硫电池、金属空气电池等电池储能为代表的化学储能正在成为储能市场发展热点，这一系列的储能技术也被定义为比较成熟、比较主流的储能技术。”在2016中国储能技术与应用大会上，中关村储能产业技术联盟研究总监、秘书长张静表示。而储能产业大突破，能够肩负起“5亿”的期许么？让我们拭目以待。

筱阳 中国环保在线 2017-01-13

我国科学家发明可燃冰冷钻热采技术

记者从吉林大学了解到，经10余年技术攻关，吉林大学科研团队研发出陆域天然气水合物冷钻热采关键技术，填补了国内该领域空白，前不久获得2016年国家技术发明奖二等奖。

天然气水合物，又称可燃冰，分布于深海沉积物或陆域永久冻土中，是由天然气与水在高压低温条件下形成的类冰状结晶物质。其燃烧后仅会生成少量的二氧化碳和水，污染比煤、石油、天然气小很多，但能量高于煤、石油、天然气十倍。并且，可燃冰储量巨大，据估计天然气水合物中所含有机碳的总资源量相当于全球已知煤、石油和天然气总量的两倍，被国际公认为石油、天然气的接替能源。

2004年，在科技部、国土资源部和中国地质调查局的资助下，吉林大学开展陆域天然气水合物钻采项目研发，副校长孙友宏带领研究团队，在国际技术垄断、缺少参考资料的条件下，自主研发，集合了地质学、地质工程、热学、仿生学、化学和材料学等多个学科的共30多名科研人员组成可燃冰钻采的“国家队”。

经过 10 余年技术攻关，科研团队攻克了高海拔和严寒地区施工等多项技术难题，成功研发了国内外首创的具有自主知识产权的水合物冷钻热采关键技术。与国际上通用的“被动式保压保温取样”钻探原理不同，新技术首次提出“主动式降温冷冻取样”原理，发明了钻井泥浆强化制冷方法、水合物孔底快速冷冻取样方法和高温脉冲热激发开采技术，主要技术指标超过国外同类技术。

在海拔 4000 米的青海省木里盆地，科研团队利用该技术首次钻获了我国陆地天然气水合物实物样品，并成功实现了陆地天然气水合物试开采，打破了国外水合物钻探取样技术的垄断，填补了我国陆域天然气水合物钻采技术的空白。

中国地质学会聘请中国工程院院士苏义脑、康玉柱，中国科学院院士李廷栋等项目研究成果进行鉴定，并做出评价，天然气水合物的钻采是非常规天然气开发中的世界性难题，该项目针对这一重大战略性技术储备需求进行技术攻关，为我国陆域天然气水合物的重大发现和成功试采提供技术支撑，总体达到国际先进水平。

孙友宏表示，由于天然气水合物资源主要分布于海域，下一步该团队将针对海域天然气水合物钻采技术开展研究，为我国天然气水合物早日实现商业化开采做贡献，并为“一带一路”战略服务。

新华网 2017-02-03

电池储能高压并网不需变压器

随着电力技术发展日新月异，电池从几伏发展到上千伏，电池容量可大至兆瓦级别，却只能输出直流电。如何把大型电池储能系统中的直流电高效快速地并入电网一直是个世界性难题。在大容量电池储能系统中，能量转换是一个很重要的环节。正是在能量转换领域，调峰调频发电公司大容量电池储能系统关键技术研究团队提出了国际领先的三相 H 桥级联、无变压器接入电网的大容量储能系统能量转换技术，研究项目取得重大突破。

电池“木桶”效应



图为储能站 1 号电池室

据介绍，储能电站大容量化难在电池数量多，对电池一致性要求高，只有经电压、容量和内阻等优化配组后方可一起使用。“就好像马拉车一样，只有齐步走、用力一致，能量才会最大化”，该团队负责人、调峰调频发电公司检修试验中心副主任陈满解释说，电池也会有“木桶短板效应”，传统上将电池组串联起来存在循环使用寿命达不到设计寿命的问题，一方面是个别电芯的衰减速率明显快于其他电芯，从而影响该电芯所在电池组的性能；另一方面是各电芯的充放电特性不一致，电芯的充放电特性差异会造成充放电时电量的不平衡，从而对过充电或过放电的电池造成损害，影响整个电池组的使用寿命。

据悉，储能站项目初期使用的是磷酸铁锂电池，限于当时的技术水平仅配置了一级电池均衡装置，电池“木桶短板效应”发生明显，而在 863 示范工程使用的钛酸锂电池在容量和充放电次数等方面存在较大差异且数量更庞大。因此，如何在新工程对不同类型的电池“求同存异”发挥最大效益，成为了项目团队首要解决的问题。

为解决能量快速、全面、动态均衡难题，陈满团队首创了电池单体间和模块间、电池系统相内和相间的四级均衡体系。“以往电池都是一个个串联起来，不仅体积大，而且容易‘一损俱损’，一枚电池的好坏足以影响整个电池储能系统运行。如今储能站 863 示范工程电池系统由 1 万 5 千多枚单体电池组成，通过四级均衡体系有效的解决了电池‘木桶’效应，大大提升了电池系统能量使用率。”陈满介绍。

能量转换效率高 容量大 响应快



图为 863 项目 2 兆瓦 10 千伏级联储能系统

深圳宝清电池储能站站长李勇琦介绍说，深圳宝清储能站 863 工程研发了三相 H 桥级联、无变压器接入电网的大容量储能系统能量转换技术，开发了世界首个 10 千伏高效率(98.3%)、大容量(2 兆瓦)、快速动态响应（不大于 5 毫秒）的储能能量转换装置。传统低压储能系统综合效率低于 88%，未算上 10 千伏并网变压器损耗 2%，由于项目无变压器接入高压电网储能系统效率可达 90%，系统综合效率提升 2% 以上，10 千伏并网点的综合效率可提升 4% 以上。李勇琦介绍说，由于采用了 10 千伏 H 桥级联式能量转换技术，能量转换效率达到 98.3%，“相当于 10 度的直流电可以转换成 9.83 度的交流电。”

除了能量转换效率高，三相 H 桥级联式能量转换技术还可大大提升储能系统的容量，863 示范工程储能能量转换装置容量较储能站项目初期容量提升了四倍。能量转换技术还可实现能量转换系统单机 10 兆瓦容量直接接入 10 千伏电网、单机 50 兆瓦容量直接接入 35 千伏电网。研发的基于 H 桥结构的多机并联协调控制技术，可实现能量转换系统容量的翻倍增大，特别适合百兆瓦级及以上大功率储能应用的场合。

“眨眼一次一般只有 0.1 秒，1 毫秒等于 0.001 秒。”陈满说，相比国内平均百毫秒级和国外知名公司 30 毫秒的储能系统整体响应时间指标，深圳宝清储能电站整体响应时间不超过 10 毫秒，大

幅提升了储能电站在电网应急响应能力。

成果丰硕 意义深远

据了解，储能站 863 示范工程于 2014 年并网运行，迄今为止，该工程的一次、二次设备运行情况总体平稳，运行良好，未发生因系统研究和设计等问题造成的系统停运，各项性能指标达到并部分优于预期。

在多年研究基础上，团队成员历经三年攻坚克难，储能站 863 示范工程建成了世界单机功率最大、输出电压最高、无变压器高压并网的大容量电池储能系统，累计申请发明专利 47 项（已获授权 23 项），获软件著作权 2 项、获实用新型专利 7 项，发表论文 57 篇（SCI/EI 论文 27 篇）；编制 IEEE 国际标准 1 项、国标 7 项、行标 7 项。

“项目研究攻克了大容

量电池储能电站关键技术难题，研究成果是大规模电池储能领域的重大创新，对推动我国智能电网的发展、新能源的规模消纳和能源结构优化有重要意义，在能量转换和电池均衡控制技术方面达到国际领先水平。”中国工程院院士程时杰院士等 9 名行业知名专家对研究成果进行了技术鉴定并给予高度评价。

“该大容量储能系统关键技术研究示范在高压、大容量长循环寿命、动态能量均衡和毫秒级响应方面取得了一系列重大创新。许多成果是世界领先的，可以认为是这个领域的突破性进展。”美国工程院院士、田纳西大学教授刘奕路对项目这样评价道。

郭健明 中国能源网 2017-01-26

国内首个高密度、全方位页岩气三维地震采集项目完工

近日，历时 68 天的四川盆地内江一大足页岩气对外合作区块勘探一期三维地震野外采集提前 10 天圆满完成，作为中国石油首个高密度、全方位页岩气三维地震采集项目，填补了国内非常规页岩气勘探这一领域的空白。

在中国石油西南油气田国际合作事业部威远东作业分公司，负责该项目的勘探工程师黄平说：“本次内江一大足页岩气对外合作项目采用的技术，相比常规三维地震采集，具有采集面元小、覆盖全的特点，在提高成像分辨率、优化井位部署、精确测试产量分析等方面具有显著优势。”

据了解，该项目是中国石油与英国石油公司（BP）合作开发内江一大足页岩气区块的首个“大动作”。项目位于四川省和重庆市交界处，满覆盖面积 100 平方千米。该项目管理团队高效组织现场施工，严格把控采集质量，完成无损工时 44 万小时，比原计划提前 10 天完成了全部野外采集工作。

今年，该项目计划开钻 3 口水平井和 1 口直井，力争早日实现埋深 3500 米以深的页岩气开发突破。

扬扬 中国石油网 2017-01-19

油气发展“十三五”规划发布

业内期待已久的石油、天然气行业“十三五”发展纲领性文件终于赶在春节前一周面世。

1 月 19 日，国家发改委官方网站发布石油、天然气发展“十三五”规划（下称规划），按照“稳油兴气”的发展思路，对此期间我国油气行业的关键目标、重点任务和改革路径作出部署。

规划认为，“十三五”期间，我国石油消费将进入新的稳定发展期，预计到 2020 年，石油产量将继续维持在 2 亿吨以上，表观消费量达到 5.9 亿吨，年均增速降至 1.52%；而天然气将实现快速增长，到 2020 年综合保供能力可达 3600 亿方以上，占一次能源消费比重将提升至 8.3%—10%。

石油消费年增“1.52%”：

客观还是悲观？

规划指出，新常态下我国经济长期向好的基本面没有改变，随着全面深化体制改革的推进和“一带一路”建设、京津冀协同发展战略、长江经济带发展战略的实施，加上大力发展清洁替代能源，推进煤制油、煤制气产业示范，促进生物质可再生替代燃料的开发和利用等，“十三五”时期石油需求仍将稳步增长，但增速进一步放缓，由“十二五”4.83%的年均增速下降至1.52%，预计到2020年，通过推动立足国内“增储稳产”，石油产量将继续维持在2亿吨以上，石油表观消费量达到5.9亿吨，届时石油在一次能源消费中的占比基本稳定在18%左右。

这与中石油经济技术研究院稍早前发布的《2016年国内外油气行业发展报告》中“未来原油需求增长空间有限”的观点一致。中石油此前甚至多次在公开场合声称，我国石油消费可能在2025年提前达到峰值，届时石油在一次能源消费结构中的占比将下降到15%。

根据上述报告，2016年国内原油产量首次出现大幅下降，跌破2亿吨，石油表观消费量为5.56亿吨，同比增2.8%，增速较2015年下降1.5个百分点。报告预计2017年国内石油表观需求量为5.68亿吨，同比增2.1%，增速较2016年下降约0.7个百分点，而原油产量仍将低于2亿吨。

但在厦门大学中国能源经济政策研究院院长林伯强看来，“十三五”期间石油表观消费量1.52%的年均增速比较悲观。“交通用油是拉动石油消费增长的主要动力，从目前燃油车增速情况看，交通领域用油‘十三五’期间维持大幅增长是可以肯定的。虽然随着经济增速放缓，工业用油可能下降，但居民和服务业用油会上升，且不少化工产品也还是依靠进口，拉动内需空间很大。而随着经济发展缓中趋稳，柴油在此期间也有希望摆脱负增长。此外，就电动汽车和天然气汽车目前发展情况看，‘十三五’期间其对石油的替代作用还很有限。”他说。

天然气占比“8.3—10%”：

不确定性较多

规划认为，天然气是中国能源转型最为重要和现实的抓手。随着“十三五”期间新型城镇化进程加快，天然气将获得发展新动力。在此背景下，规划提出了“到2020年，国内天然气综合保供能力达到3600亿立方米以上，天然气占一次能源消费比例8.3—10%（2015年5.9%）”的主要发展目标。并将借助大力推动“大气污染治理重点地区等气化工程、天然气发电及分布式能源工程、交通领域气化工程、节约替代工程”四大利用工程，力争到2020年使天然气占一次能源消费比重提高至10%。

相较于前不久发布的《中国天然气发展报告2016》以及众多公开文件提出的“到2020年天然气占一次能源消费比例超过10%”的目标，规划提出的8.3%—10%的高低情景发展目标更显谨慎。“说明政府已认识到当前天然气发展所面临的困境，也认为消费量大幅增加难度较大，按原有发展模式显然无法实现之前目标。”国家发改委价格监测中心专家刘满平说。

为促进天然气发展，规划提出了政策支持、配套改革、市场体系建设、基础设施建设、科技装备创新、促进国际合作等8大保障措施。但即便如此，业内专家普遍认为，这并非易事。

事实上，我国天然气消费增速从2014年开始跌落至个位数增长，2015年又创10年新低，仅为3.7%。根据中石油经研院《2016年国内外油气行业发展报告》，2016年虽有所回升，但天然气表观消费量同比增速仍仅为6.5%，达到2040亿方，占一次能源消费的比重升至6.2%。虽受环保政策和气价竞争力改善提振，预计2017年我国天然气表观消费量仍将难见惊喜，预计同比增速仅为5.9%，达到2162亿方。

然而据林伯强测算，在2016年天然气消费增速仍在9%以下的情况下，接下来天然气每年需要增长15%，才能满足到2020年达到8%的消费占比。他进一步指出，天然气除需保障供给外，还要创造需求。“可以肯定的是，不改革当前天然气体制架构、理顺天然气价格机制，没有各方强有力的协同推动和大力鼓励天然气利用的政策支持，要想实现天然气大幅增长将是非常困难的。”

国务院发展研究中心资源与环境政策研究所能源研究室主任洪涛亦指出，天然气要想“上位”，必须要提升竞争力，这意味着气价要下降，还需要强有力的监管、成本监审等行政措施配套。同时也需加强对煤炭（气的主要替代对象）的清洁利用与超排、偷排监管，增加煤炭使用成本。

虽然目前我国已有 80% 以上的气量为企业自主协商定价，气价应根据市场需求变化有升有降。然而洪涛认为，在还没有形成多对多“气气”竞争的情况下，目前所谓的“自主协商”定价是有利于卖方的。如此看来，“管住中间，放开两头”的天然气市场化改革方针在“十三五”期间如何落实，将显得至关重要。

虽然规划也做出了一些油气市场化改革部署，但受访专家均指出，规划毕竟还只是纲领性文件，改革需要“真枪实弹”，其复杂性无疑为上述天然气发展目标的实现增加更多不确定性。

全晓波 中国能源报 2017-02-03

中石油在川南地区启动新一轮页岩气大规模开发

近日，中国石油西南油气田公司召开的年度工作会议上传来消息，该公司今年将在川南启动新一轮页岩气上产平台钻前工程，今年下半年开始新的产能建设，到 2020 年，川南页岩气年产量将达到 100 亿立方米。这对推进四川省天然气工业快速发展、优化能源消费结构以及保障国家能源安全具有重要意义。

从实钻资料和综合地质研究成果看，川南页岩气主要分布在四川省内江、自贡、宜宾、泸州、乐山、资阳和眉山等 7 市，是我国页岩气资源最为丰富的地区之一。

去年，西南油气田公司页岩气年产量达到 23 亿立方米，比计划超产 8 亿立方米。“十三五”期间，西南油气田计划在四川省宜宾、威远地区钻 600 口页岩气井，重点加大页岩气勘探开发力度，进一步扩大页岩气生产规模。今年，这家公司计划在长宁-威远区块部署新开钻平台 19 个，新开钻井 110 口，配套完成井 45 口，新增年产能 15 亿立方米。

目前，西南油气田已经在这一区域建成了长宁-威远国家级页岩气示范区，累计建成采气生产平台 26 座，采输管道 220 千米，投产 120 口井，年产能超过 25 亿立方米，并在建设过程中创新形成了适合我国南方多期构造演化、复杂山地海相页岩气的勘探开发六大主体技术，积累了地质工程一体化、高产井培育等先进经验，实现了 3500 米以浅资源的规模效益开发。

杨迪 新华社 2017-02-03

松下重磅发布一款能量产的可弯曲锂电池

市场上大多数无线设备之所以体积庞大，基本上都是因为它们的电池。

目前，主流电子产品使用的都是锂离子电池，因为锂离子电池的持久性和充电性能都非常优秀。不过，锂离子电池却十分脆弱(三星 Note7 的用户对此可以作证)，所以它必须被层层包裹起来，并且需要被造的十分坚固。



随着人们对续航时间的追求，电池也越来越大。比如，在最新的 iPhone7 中，连耳机插口都被取消了，而剩下唯一限制体积、形状、以及弯曲度等硬件条件的只有电池了。

但在今年的 CES 上，松下(Panasonic)表示他们可以消灭这唯一的限制。这款新型锂离子电池可以在扭曲或弯曲 1000 次之后还保持 80% 的容量。在 CES 会场上，松下发布了三款不同版本的可弯曲电池，每款电池都是银行卡大小，并且可以轻松绕在可乐罐上。

这种电池不是什么新概念了。松下自从

2008 年就开始研究可弯曲锂离子电池,但是直到去年 9 月之前,外界都没有任何关于该项目的消息。而松下现在发布这种电池也是因为它已经可以量产了。

据松下的可穿戴能源部副主任 Yoriko Yagi 表示,该电池将会在 2018 年 4 月到 2019 年 3 月间开始量产。松下已经在去年 10 月给所有的潜在客户提供了样品,但是至今还并没有透露具体的价格。

“我们生活中的小型电子产品,比如可穿戴设备以及物联网设备越来越多,而它们的设计会受到电池体积极大的限制。如果我们想要小设备,我们首先需要小电池。” Yagi 说道。

松下的可弯曲电池的厚度只有 0.45 毫米,不过其容量也非常小。容量最大的 CG-064065 型号电池只有 60 毫安时(mAh),而最小的型号只有 17.5 毫安时(mAh)。相比之下,目前市场上最大的智能手机电池有 3500 毫安时(mAh)的容量。

这意味着这种新型电池只适合用于可穿戴设备,卡片式设备,以及物联网设备。也许在未来,松下可以通过扩大电池的结构来提高容量,推出一款可以为手机供电的可弯曲电池。“基本上,我们可以实现这一目的,但是我们并没有开发手机电池的计划。” Yagi 说。

要知道,大容量的锂离子电池,比如手机电池,是易燃易爆十分危险的。想像一下拿着三星 Note7 的电池弯曲扭转,呵呵...所以,出于对安全的考虑,松下目前只会关注可穿戴和物联网设备这种低电耗产品。

Yagi 表示,虽然市场上还有其他公司也在开发可弯曲锂离子电池,但松下的版本才是经过最严厉的测验,性能最高的。

那么,松下到底是如何创造出可以被安全弯曲的锂离子电池呢?

在了解他们的技术之前,我们首先要了解锂离子电池的基本结构:锂离子电池是由氧化锂形成的阳极,石墨形成的阴极,以及两极中间的电解质(往往是液态或胶态)组成的。当对电池进行充电时,锂离子会穿透这层电解质,聚集于阴极里。当电池放电时,锂离子重新穿透电解质,返回阳极。

在大多数的锂离子电池中,每组阳极-电解质-阴极的三明治都是个圆柱体,阴极或阳极会包裹另一方。如果这个圆柱被弯曲或扭曲,外层则会与内层分离,导致容量的损失。

为了可以承受弯曲,松下的研究人员决定抛弃脆弱的圆柱体,直接把两级垒在一起,如同一个真正的三明治一样。这个长方体则由一种可弯曲的有机铝化合物密封在内。目前,该化合物还属于商业机密。

在这种情况下,如何对电池进行充电成为了问题。松下不想在其轻薄的电池表面留出一个充电口,所以,该电池必须采用无线充电。而由于该电池的容量最多只能 60 毫安,市场上绝大多数的无线充电器的电量都会烧毁它。

最终,松下自己开发出了一款适用于该电池的无线充电器。Yagi 表示,如果该电池只是用来为运动手环的计步器等功能简单的设备供电,充满一次电可以提供大约四周的电量。随着 CG-064065 以及其姐妹型号的量产,Yagi 很期待它们的未来:“我相信这种电池在未来有着极大的潜力。”

麻省理工科技评论 2017-02-06

捷克研制出新型纳米电池 用于汽车行业及太阳能发电储存

捷克研究人员利用纳米技术研制出一种新型电池,具有体积更小、效能更高、安全性更高等特点,将主要用于汽车行业及太阳能发电储存。

纳米技术将增大电池电极的表面积,使它们像海绵一样,在充电过程中吸收更多的能量,最终增强电池的能量存储能力。

负责研制新型纳米电池的捷克 HE3DA 公司科学家普罗哈斯卡在位于布拉格的实验室介绍说,与普通电池相比,这种电池体积更小、效能更高、供电时间更长、价格更低廉、重量更轻而且安全性更高。新型纳米电池目前已经在布拉格实验室试生产,并将很快在卡尔维纳落成的新工厂投产,新工厂有 5 条生产线。

普罗哈斯卡指出，新型纳米电池将主要用于汽车行业及太阳能发电储存。目前，世界各国环保压力越来越大，将越来越重视电动车的推广使用，电动车电池的需求也会越来越大，因此新型纳米电池的应用发展前景巨大。

新华社 2017-02-06

欧盟表示有望达成 2020 年能效目标

欧盟委员会日前发布第二份《欧盟能源联盟现状报告》。报告认为，欧盟有望实现 2020 年能效比上世纪 90 年代提高 20% 的目标。

这份报告重点回顾了 2015 年欧盟发布第一份《欧盟能源联盟现状报告》以来最新统计数据反映的欧盟低碳经济领域的进展。

数据显示，2014 年欧盟最终能源消费总量约相当于 10.62 亿吨石油，而原定 2020 年的目标是 10.86 亿吨。在能源消耗量降低的帮助下，2015 年欧盟温室气体排放量比 1990 年水平下降 22%。

在可再生能源方面，2014 年可再生能源占欧盟最终能源消费总量的比例已经达到 16%。同年，可再生能源所发电量在欧盟总供电量中占比达 27.5%，预计到 2030 年升至 50%。

欧盟委员会认为，由于这些进展，欧盟有望达到 2020 年能效较 20 世纪 90 年代提高 20% 的目标。此外，欧盟委员会在最近发布的《所有欧洲人的清洁能源》提案中，将欧盟在 2030 年前提高能效的目标定为 30%。

殷夏 中国证券报 2017-02-04

生物质能、环保工程

我国加速推动农林废弃物资源化利用

在日前于南宁举行的中国农林废弃物资源化利用高峰论坛现场，来自河南、湖北、湖南和广西的 4 个县集中签约，计划引进农林废弃物发电项目。

近年来，随着环境污染形势严峻，如何将农林废弃物进行资源化利用，正越来越受到重视，多名专家认为，这一产业在我国正迎来加速发展期。

中华环保联合会调查显示，目前我国农林废弃物发电产业年处理量约 9000 万吨，已投运和在建的农林废弃物发电项目 302 个。

尽管如此，每年仍有大量农林废弃物被滥烧乱弃。国务院发展研究中心资源与环境政策研究所副所长常纪文认为，每年有 1.8 亿吨农林废弃物需要资源化利用，且其总量将呈逐年增长之势。

“我国每年 9 亿多吨的农林废弃物，如果随意处理，将不可避免加剧我国空气、水和土壤污染。”中华环保联合会副主席孙晓华说，通过发电等资源化利用，可年处理农林废弃物约 9000 万吨，年产出环保电力 500 亿千瓦时，节约标准煤 2000 万吨/年，减排二氧化碳 5000 万吨/年，将产生较大环保效益。

“除环保功能外，利用农林废弃物发电还能直接为农民增收，通过上下游产业链和就业带动，为项目区农民带来收入。”浙江大学能源工程学院院长骆仲泱说。

一名专家指出，大规模滥烧秸秆等农林废弃物，是雾霾形成的因素之一，而把这些废弃物集中利用发电，将对中国雾霾治理带来好处。

在此次高峰论坛上，多名专家对这一行业发展前景进行了探讨，专家们普遍看好行业发展前景。“生态文明建设正越来越受重视，党和国家领导人曾多次强调‘绿水青山就是金山银山’的理念，中国许多地区对环保产业越来越重视。”孙晓华说。

尽管社会效益较为明显，但不少企业很难获得经济效益，部分农林废弃物发电企业陷入“燃料贵亏死、污染大冤死、维护难累死、发电少拖死”的怪圈。

“受燃料收集、技术手段、税收政策等因素制约，加上‘惠农’成本连年增长，中国农林废弃物发电产业生存和发展面临一系列问题。”一名专家说。

常纪文认为，从长远看，应鼓励农林废弃物的科技研发，并适度产业化，可明确农林废弃物发电产业为“环保”产业，根据处理农林废弃物、燃料收购及惠农等特点，及时发放电价补贴并支付农林废弃物处理费用。

上海证券交易所原首席经济学家胡汝银认为，要让农林废弃物发电产业摆脱困境，中国应进行相关政策扶持，可保持全额收购和电价补贴政策的稳定和持续，目前中国东中部的山东、安徽等地都相继出台了针对秸秆收集处理的补贴标准，各地可总结经验后推广，以降低农林废弃物发电产业的成本。

“更重要的是加大科研力度，增强这一产业的造血功能，走出一条自我革新、自我提高和自我循环的良性发展之路。”广西科学院研究员黎贞崇说。

夏军 经济参考报 2017-01-16

微藻是重要的能源原料

微藻是一类古老的低等植物，在陆地、淡水湖泊、海洋分布广泛。微藻种类繁多，截至 21 世纪初已发现的藻类有三万余种，其中微小类群就占了 70%，即两万余种。

中科院水生生物研究所(以下简称水生所)研究员、国家开发投资公司微藻生物科技公司主任、“千人计划”专家胡强主要从事藻类生物学、生物技术与生物能源的研究。他告诉《中国科学报》记者：“微藻经过加工处理，可以生产出食品、保健品、饲料等很多产品，提取的藻油就像煤和石油一样，是重要的能源原料。”

产学研的合作之路

上世纪，美国曾有个研制原子弹的“曼哈顿计划”；本世纪，美国又出了个“微型曼哈顿计划”，该计划的宗旨不是研制原子弹，而是期望通过研发藻类产油寻求新的可再生能源。

胡强指出：“我国在这方面的研究并不晚于美国。”2013 年 5 月，国家开发投资公司(以下简称国投)微藻生物科技公司在北京成立，中心希望利用微藻生物质技术解决能源与资源短缺、气候环境恶化等重大问题，为国家经济和社会的可持续发展提供新途径。

同年 7 月，水生所藻类生物技术和生物能源研发中心在武汉成立。中心由水生所和国投合作共建，致力于通过产、学、研一体化技术创新模式，探索和解决微藻生物质领域重大科学和工程技术问题。上述两个中心的主任都是胡强。

回看胡强的求学和工作经历，从武汉到以色列，到日本和美国，再到如今回国，他跟微藻结下了不解之缘。

在以色列，胡强获得本·古里安大学藻类生物技术专业博士学位，随后他来到日本做博士后研究工作，主要开发一种利用微藻固定电厂废气中二氧化碳的技术，为温室气体的减排提供新思路。不久，美国亚利桑那州立大学给胡强发出邀请，希望他能去参与微藻处理废水项目。

在美国，胡强及其团队开始了藻油的研究，并建立了利用微藻生产能源的中试生产线，胡强领导的实验室也成为美国能源部国家级微藻能源研发基地。“当时，美国国防部出钱找到我们，风险投资也找到我们，相关研究经费超过 2000 万美元。”

回国前，胡强任美国亚利桑那州立大学终身教授，藻类生物技术研究实验室共同主任、亚利桑那州藻类创新技术中心共同主任。尽管如此，他最终还是选择了由国投与水生所共建的微藻生物能源项目。

“因为微藻能源想要取得突破光靠企业的力量是远远不够的。”胡强希望微藻生物能源项目能整

合企业与研究机构的力量，走产学研结合的开发模式。

燕郊的实验工厂

回国后，胡强每天都很忙碌，北京和武汉两头跑已经成为常态。《中国科学报》记者参观了位于燕郊的国投微藻生物科技中心研发基地，目睹了一排排玻璃管道搭建的光生物反应器。胡强告诉记者：“微藻生物质生产是整个微藻生物能源产业的瓶颈，成本占全流程的60%以上，而光生物反应器是制约微藻生物质生产的核心因素。”

因此，如何提高光生物反应器的生产效率、降低它们的制造和运行成本，在很大程度上决定了微藻生物能源和生物资源的产业化进程。这也是胡强团队努力攻关的一个方向。

在光生物反应器研发方面，胡强团队一方面对传统光生物反应器进行优化改进，实现设备更加高效、稳定、可靠；另一方面致力于高效、低成本的新型光生物反应器开发，研究发电厂烟气二氧化碳固定与综合利用技术，形成下一代微藻生物能源与发电厂烟气二氧化碳综合利用技术与装备体系。

此外，这座位于燕郊的实验工厂利用系统代谢工程的策略，对现有工程藻株进一步遗传改良，以提高藻类细胞工厂对光化学能的转化及利用效率。在研发基地，记者看到了从无色到黄色再到绿色和红色的藻株变化。

胡强告诉记者：“你看到的只是颜色变化，而我们在遴选藻种方面，要求皮实，能够在不同环境中很好地自我调整。”胡强团队正通过基因改造的方法，结合自然筛选，改良适宜工业化应用的藻种。

“目前备受关注的微藻产油还有很长的路要走。把微藻从水里采收出来后，还要打破细胞，把油取出来。”胡强说，“虽然是单细胞的简单植物，但每一步工作都不简单，甚至大有学问。”

胡强在实验室一待就是一整天。当记者问及周边的交通拥堵是否影响上下班的时候，胡强的回答有点让人意外：“我早上6点从机场附近的公寓开车过来，晚上11点以后离开办公室，基本一路畅通。”

微藻的应用前景

当前，微藻资源的开发与应用为人类解决能源、健康、环境和粮食四大问题提供一种新模式。

胡强介绍，在能源领域，微藻有望成为继粮食作物生物乙醇、纤维素生物乙醇和陆生作物生物柴油之后第三代生物质能源的原材料；在环境领域，微藻有大幅减排温室气体二氧化碳的潜力，并在处理生活、工业、农业污水等方面有广阔的应用前景；在食品领域，微藻可为人类提供大量单细胞蛋白质、植物油脂、类胡萝卜素等食品或食品添加剂；在医药卫生领域，微藻生物资源中存在新的抗生素、抗氧化剂、抗癌和抗病毒药物成分。

胡强团队已经在国投微藻生物科技中心获得高产量、高油脂的国投1号和国投2号藻株。胡强指着手里的一瓶藻说：“同样是原油，藻油的成本要高十倍，如何降低成本是我们未来需要努力的方向。”

在另一些领域，微藻已经开始发挥作用。比如，微藻可以看做一种新型农业。“种藻和种粮食、种蔬菜是一样的。”胡强指出，“生产微藻本身需要很多的劳动力，可以为食品、饲料、保健品、精细化工等下游相关产业提供大量的就业机会。”

微藻产业也可以改善人们的生活水平，除了高端的保健品之外，用微藻作为饲料养鸡养鱼，品质都会提高很多，利于改善人们的身体状况。“所以说微藻生产是一种可持续的绿色农业。”胡强希望通过团队的努力，使微藻能够对未来产业布局产生重要影响。

中国科学报 2017-01-17

太阳能

十三五 光伏技术创新有哪些规划

继正式印发“十三五”期间的能源计划之后，国家能源局于1月13日公布能源技术创新计划。在光伏方面，该计划提出2020年前将晶硅太阳能电池效率提高到23%以上的目标，实现HIT、IBC等电池国产化等。

涉及光伏产业内容如下：

1) 集中攻关类

G27) 新型高效低成本光伏发电关键技术

研究目标：研制出新型高效低成本光伏电池，突破大型光伏电站设计集成和运行维护关键技术，掌握GW级光伏电站集群控制技术。

研究内容：主要开展包括碲化镉、铜铟镓硒薄膜、硅薄膜等太阳能电池产业化技术研发、大面积柔性硅基薄膜电池组件的规模化生产工艺研发，以及III-V族化合物电池、铁电-半导体耦合电池及铁电-半导体耦合/晶体硅叠层电池、钙钛矿电池、染料敏化电池、量子点电池、新型叠层电池、硒化锑电池、铜锌锡硫电池等新型电池的研究和探索，着力提高效率和降低成本；研究多类型分布式光伏系统设计集成技术及示范，开展大型光伏电站及光伏电站集群的设计、控制、运维及并网技术研究。

起止时间：2016-2020年

S20) 大型太阳能热发电关键技术研究及示范

研究目标：突破100MW级太阳能热电联供电站关键技术，掌握中高温固体储热技术，实现太阳热发电站的全天候运行。

研究内容：研究大型太阳能热发电及热电联供电站设计技术与关键部件设计制造技术，研究太阳能热电联供高效梯级利用技术，研究大容量熔融盐储热及储热混凝土和储热陶瓷、多模块固体储热系统集成与优化运行技术。

起止时间：2016-2025年

T15) 高效、低成本晶体硅电池产业化关键技术研发及应用

研究目标：实现HIT、IBC等电池国产化，晶体硅电池效率 $\geq 23\%$ ，建成HIT电池和IBC电池的25MW示范生产线。

研究内容：开展低成本晶体硅电池国产化技术攻关，包括关键材料、工艺、装备以及配套辅材的国产化；进行HIT太阳能电池产业示范线关键技术研究及示范，进行IBC电池产业示范线研究，并实现规范化、产业化；掌握产业化高透太阳能电池用玻璃制备技术。

起止时间：2016-2020年

T21) 多能互补分布式发电和微网应用推广

研究目标：实现智能化分布式光伏应用、光伏微电网互联、交直流混合微电网以及多能互补微电网统一能量管理等工程示范和推广应用。

研究内容：掌握区域性高比例分布式光伏发电设计集成、直流并网、功率预测及智能化技术，研究微电网内的储能系统及风、光、柴、水、燃气轮机等微电源标准通信交互模型，研发基于微电网标准化信息模型的微电网监控平台，形成典型的微电网网络结构和信息流设计实用范例研究微电网通信网络架构和通信方式，实现微电网标准化、模块化集成。

起止时间：2016-2020年

2) 示范试验类

S46) 光伏组件用高分子材料开发及应用

研究目标：形成具有自主知识产权的系列光伏用高分子材料制造技术，实现项目产品在光伏发电上大规模应用。

研究内容：研究耐老化、耐紫外功能聚酯切片合成配方及工艺；研究模块化功能（抗老化、抗紫外、导热、阻燃等）薄膜相关配方与工艺，研发新一代光伏背板基膜材料；研究 PVB 合成及胶膜工艺、聚苯醚改性配方、支架高分子材料改性等；开发包括多种功能聚酯切片、组装式功能背板薄膜及其制造技术、PVB 及其胶膜材料（替代进口）、光伏电池的长寿命接线盒材料、光伏电池模组支架专用材料，形成具有自主知识产权的系列光伏用高分子材料制造技术，实现项目产品在光伏发电上大规模应用。

起止时间：2016-2020 年

S47)晶硅太阳能电池的银电极浆料技术

研究目标：研制出印刷性能优良、低欧姆接触界面、可焊性好和附着力强的银电极浆料，形成产业化示范，替代银电极浆料进口。

研究内容：研究银电极浆料流变性能和电极/晶硅界面特性、产业化生产技术与品质控制技术，研制出印刷性能优良、低欧姆接触界面、可焊性好和附着力强的银电极浆料，降低晶硅太阳能电池组件生产成本；研究大绒面制备及抛光添加剂并进行示范应用；研究硅基低温银浆的原理、配方设计与应用性能评估，获得高性能低温银浆的配方，形成产业示范。

起止时间：2016-2020 年

国家能源局 2017-01-17

俄科学家研发风能太阳能两用发电机

俄罗斯卫星网报道，俄罗斯科学家研制出适用于恶劣气候的风能太阳能两用发电装置。

身为研发者之一的莫斯科理工大学副教授瓦列里·佩列瓦洛夫指出，这一新技术的原型机展示出高达 40% 的能量转换率，且运转时几乎完全无声。该装置的发电成本仅为常规发电成本的 30-40% 左右。

俄罗斯的气候特点决定了在其境内发展替代能源有其特殊性。俄罗斯的平均风速、风力和日照强度均显著低于欧洲国家。然而，该新装置在恶劣的气候条件下也可高效发电。俄罗斯大部分地区都有风季，强阵风可吹到树木，摧毁老建筑，普通风电塔很难屹立不倒。

佩列瓦洛夫说：“我们的装置很结实，能抗风速在每秒 80 米以内的阵风。”

专为此装置设计的电路可将风能发电和太阳能发电得到的电力几乎没有损耗地汇总起来。该发电装置计划于 2017 年年底实现量产。佩列瓦洛夫表示，该装置目前在俄罗斯国内和中国、韩国和比利时等国都已有潜在客户。

新浪财经 2017-01-16

能源局：2016 年光伏发电累计装机容量 7742 万千瓦

2016 年光伏发电统计信息

截至 2016 年底，我国光伏发电新增装机容量 3454 万千瓦，累计装机容量 7742 万千瓦，新增和累计装机容量均为全球第一。其中，光伏电站累计装机容量 6710 万千瓦，分布式累计装机容量 1032 万千瓦。全年发电量 662 亿千瓦时，占我国全年总发电量的 1%。

光伏发电向中东部转移。全国新增光伏发电装机中，西北地区为 974 万千瓦，占全国的 28%；西北以外地区为 2480 万千瓦，占全国的 72%；中东部地区新增装机容量超过 100 万千瓦的省份达 9 个，分别是山东 322 万千瓦、河南 244 万千瓦、安徽 225 万千瓦、河北 203 万千瓦、江西 185 万千瓦、山西 183 万千瓦、浙江 175 万千瓦、湖北 138 万千瓦、江苏 123 万千瓦。

分布式光伏发电装机容量发展提速，2016年新增装机容量424万千瓦，比2015年新增装机容量增长200%。中东部地区分布式光伏有较大增长，新增装机排名前5位的省份是浙江（86万千瓦）、山东（75万千瓦）、江苏（53万千瓦）和安徽（46万千瓦）和江西（31万千瓦）。

附表：2016年光伏发电统计信息表

省（区、市）	累计装机容量（万千瓦）		新增装机容量（万千瓦）	
		其中：光伏电站		其中：光伏电站
总计	7742	6710	3454	3031
北京	24	5	8	3
天津	60	48	47	44
河北	443	404	203	192
山西	297	284	183	172
内蒙古	637	637	148*	166
辽宁	52	36	36	29
吉林	56	51	49	45
黑龙江	17	12	15	11
上海	35	2	14	0
江苏	546	373	123	70
浙江	338	131	175	88
安徽	345	267	225	178
福建	27	11	12	8
江西	228	171	185	154
山东	455	336	322	247
河南	284	248	244	234
湖北	187	167	138	124
湖南	30	0	1	0
广东	156	68	92	61
广西	18	9	6	4
海南	34	24	10	5
重庆	0.5	0	0	0
四川	96	90	60	57
贵州	46	46	43	43
云南	208	208	144	145
西藏	33	33	16	16
陕西	334	322	217	210
甘肃	686	680	76	74
青海	682	682	119	118
宁夏	526	505	217	199
新疆	862	862	329*	333

*注：2015年内蒙古、新疆的分布式发电统计数据存在误差，分别为18万和4万千瓦，在本表数据中进行了相应核减，故两省新增装机容量小于其光伏电站装机容量。

国家能源局网站 2017-02-06

转型将使中国经济“更技术” 光伏有望再次强劲增长

“未来数年，提高生活质量和产业升级的需求将在中国市场得到进一步扩大。一旦欧盟和中国能够解决双方在光伏产品领域的异见，中国的光伏产业将实现更为强劲的增长。”

这本是一次预料之外的采访。采访前，记者得知德国瓦克化学股份有限公司(下称“瓦克化学”)

董事贺达(Dr.ChristianHartel)将来中国参加相关展会，并处理公务，于是抱着试试看的心态，与他进行了约访。

未曾想，行程本很忙碌的他，竟然爽快地接受了记者的采访要求，并谈及了对行业、市场发展、中国经济等诸多方面的看法。

“过去 30 年，中国变化这么大，不管从哪个角度看，都取得了巨大的进步。”贺达说，“目前，中国已是全球第二大经济体。放慢发展速度转型，将让中国‘更技术’，更有创新性的经济形态。对包括瓦克化学在内的企业来说，都将获得新的发展机遇。”

拓展市场

贺达 2003 年就进入瓦克化学的企业发展部，并逐步成为公司的核心人物。2012 年，在中欧贸易战最激烈之时，他成为瓦克有机硅业务部门负责人。2015 年，成为瓦克化学股份有限公司董事。

作为一名“老员工”，贺达最近几年也见证了中国光伏业的崛起、多晶硅市场需求的变迁，以及围绕中国和欧洲光伏“双反”战的种种变化。

总部位于德国慕尼黑的瓦克化学，始终将中国市场作为他们的重要选择，也是欧盟向中国出口多晶硅数量最多的企业。据介绍，其每年约 50% 以上的多晶硅都是销往中国。

“对我们来说，中国市场一直就是‘奇迹’代名词。而且，一直以来，中德关系就很不错，我们更没有理由不重视中国市场。”贺达说。

在他提供的数据中，中国还是瓦克化学“最大的单体市场”，过去累计投资达到了 6 亿欧元。据介绍，2016 年，以瓦克有机硅业务为例，已实现在中国市场的又一次拓展，比如，在电子市场、交通、医疗等诸多领域。

“我们在中国建立了上游的设施工厂，聚合物工厂也设立在南京。同样，在中国，瓦克有下游的生产设施。”贺达说，“瓦克在中国的业务覆盖了产业的上、中、下游。”目前，在上海和顺德，瓦克化学还设立了两个技术中心，并计划将研发实验室扩建，届时，将再次为有机硅和聚合物业务的进一步发展提供基础。

深耕中国

不过，与前几年相比，中国市场的情况是：虽然经济增速还是远高于美国和欧洲绝大多数国家，但总体趋势上看，经济增速的确呈现出了下滑态势。同时，在“消费升级”、继续淘汰落后产能等转型思路下，中国经济正呈现越来越明显的新变化。

对此，贺达仍充满信心。

“过去 30 年，中国有这么大变化，比如，中国已是全球第二大经济体，放眼过去，可能谁也想不到。”贺达说，“放慢发展速度，意味着中国更重视转型，更重视技术和创新，这些，不仅将为中国带来机遇，也将为包括瓦克在内的企业，带来新的机遇。”

“可以说，我们在中国市场的布局，就是迎合了中国转型发展的趋势。”贺达说。

事实上，以多晶硅为例，瓦克化学曾对本报记者表示，“我们预计，未来数年，提高生活质量和产业升级的需求将在中国市场得到进一步扩大。一旦欧盟和中国能够解决双方在光伏产品领域的异见，中国的光伏产业也将实现更为强劲的增长。今后，面对更广阔、更千变万化的市场环境，瓦克将深耕中国市场，保持增长势头。”

就外部环境而言，瓦克还积极与德国及欧盟的相关部门沟通，鼓励他们承认并授予中国市场经济地位，减少贸易壁垒。

所谓中国的“市场经济地位”问题，是指中国加入世界贸易组织议定书第 15 条规定，在反倾销调查中，倾销幅度的确定可以不以中国商品的实际成本数据为依据，而选择一个市场经济第三国的同类相似商品价格作为依据，即“替代国”做法。该条款的适用期是中国加入世贸组织后的 15 年内，也就是说应于 2016 年 12 月 11 日自动失效。如期承认中国市场经济地位是国际条约的规定，也是包括欧盟在内的世贸组织成员应承担的义务。

“按照第三方国家的标准来衡量中国，对于中国是不公平的，会导致对中国的产品征收不合理

的税费。” 瓦克曾表示反对任何贸易壁垒，“竞争才是市场发展最好的催化剂，对于参与市场且有竞争力的公司来说是有利的”。

多元发展

在贺达看来，中国市场的机遇不仅在多晶硅，还有新材料、新技术等。“我们不仅有多晶硅、聚合物、化学产品等，还有像引领市场的有机硅 3D 打印技术等”。

“4 年前，我们开始做 3D 打印。当时，也是因为汽车行业中某客户的需求。” 贺达介绍，“这让我们意识到，凭借公司的技术实力，有能力，也有必要进入到这一存在市场潜力的行业。”

国际市场调研机构 IDC 发布的半年度 3D 打印市场报告也显示，预计未来 5 年，国际 3D 打印市场将以 22.3% 的年复合增长率增长，从 2016 年的 132 亿美元增加到 2020 年的 289 亿美元。

通过调研，瓦克发现，汽车行业的客户需要零部件，尤其是细小的金属及新材料零部件。“汽车行业本就是技术和资金密集型行业，这方面的市场需求，在我们看来不会少。” 贺达说。

让他骄傲的是，在个人护理、海绵城市技术等多个方面，瓦克均有布局。“这些，都是客户的需求，未来，也将在中国市场取得更大的成绩”。

国际金融报 2017-01-16

中国光伏发电新增装机容量连续四年位居全球第一

自 2013 年起，随着利好政策的持续加码，中国光伏发电新增装机容量连续四年超过 10GW，稳居全球第一。

2 月 4 日，国家能源局网站公布了 2016 年光伏发电统计信息。截至 2016 年底，中国光伏发电新增装机容量 34.54GW，累计装机容量 77.42GW，新增和累计装机容量均为全球第一。

光伏电站累计装机容量 67.1GW，分布式累计装机容量 10.32GW。全年发电量 662 亿千瓦时，占中国全年总发电量的 1%。

2008-2012 年，中国光伏行业因畸形的多晶硅市场价格、过度扩张带来的产能过剩以及国外的“双反”政策，历经了两次“寒冬”。

截至 2015 年底，中国光伏发电累计装机容量 43.18GW，取代德国成为全球光伏发电装机容量最大的国家。

光伏发电	累计装机容量	新增装机容量	电站（新增）	分布式（新增）
2013年	19.42GW	12.92GW	12.12GW	0.8GW
2014年	28.05GW	10.6GW	8.55GW	2.05GW
2015年	43.18GW	15.13GW	13.74GW	1.39GW
2016年	77.42GW	34.54GW	30.31GW	4.24GW

2013-2016 年中国光伏发电信息

数据显示，2016 年中国分布式光伏发电装机容量发展提速，全年新增装机容量 4.24GW，较 2015 年新增的 1.39GW 同比增长 200%。其中，新增装机排名前五的省份是浙江(0.86GW)、山东(0.75GW)、江苏(0.53GW)、安徽(0.46GW)和江西(0.31GW)，集中在用电负荷高、经济较发达的中东部地区，这与地方出台的补贴政策关联性较强。

分布式光伏发电是指相对于集中式的大型光伏电站，在用户场地附近建设，运行方式为以用户侧自发自用、多余电量上网，且在配电系统平衡调节为特征的光伏发电设施。

西部地区因远离用电负荷中心，弃光严重，在中东部大力发展分布式光伏发电则有助于解决这一难题。

2016年，国家发改委下调了当年光伏标杆上网电价，但分布式光伏发电补贴标准仍维持在0.42元/千瓦时不变，在2017年光伏上网电价下调方案落实之前，发改委拟针对屋顶分布式光伏项目实行“一刀切”，即要求屋顶分布式项目哪年并网，享受哪年电价的政策刺激下，众多光伏企业为了争取更多补贴，将目光瞄准了屋顶分布式光伏电站建设，期望能赶在2017年1月1日之前实现并网，出现了“全国抢屋顶”的景象。这无疑成为2016年分布式光伏新增装机同比大增两倍的主要原因。

上述现象也带动了2016年光伏发电装机向中东部转移。

在全国新增光伏发电装机中，西北地区为9.74GW，占全国的28%；西北以外地区为24.8GW，占全国的72%；中东部地区新增装机容量超过100万千瓦的省份达9个，分别是山东(3.22GW)、河南(2.44GW)、安徽(2.25GW)、河北(2.03GW)、江西(1.85GW)、山西1.83GW、浙江1.75GW、湖北(1.38GW)、江苏(1.23GW)。

根据国家能源局、国家发改委最新印发的《电力发展“十三五”规划》，2020年，太阳能发电规模达到110GW以上，其中分布式光伏60GW、光伏电站45GW、光热发电5GW，光伏发电力争实现用户侧平价上网。据联讯证券推算，分布式光伏在“十三五”期间的复合增长率将高达58.17%。

江帆 界面新闻 2017-02-06

晶科能源为 sPower 的加州 Solverde 1 项目提供 106.4 MW 光伏组件

中国能源网 | 2017年2月2日，世界领先的光伏企业晶科能源控股有限公司（“晶科能源”或者“公司”）今日宣布，公司已向美国最大的私营公用事业太阳能电站运营商 sPower 提供 106.4MWdc 的光伏组件，Solverde 1 太阳能电站位于美国加利福尼亚州洛杉矶县北部的兰卡斯特市。

sPower 在 12 个月内开发并建成该项目，其中包括签署电力购买协议（PPA）、实现并网、项目建设及调试。该项目工期紧急，为确保如期进行，晶科能源在短短两个多月的时间内向该电站提供超过 330,000 块高效多晶组件。

“晶科能源致力于满足合作伙伴紧迫的交付期限，”晶科能源美国分公司总经理 Nigel Cockroft 说到：“晶科能源此次被业界领先企业 sPower 的挑选成为这一独特且时间紧迫项目的组件供应商，提振了我们作为一家高度可靠的组件制造商的声誉。”

“在 12 个月内开发一个太阳能电站是一项具有挑战性的工作，需要与有经验有能力的伙伴紧密合作。”sPower 项目开发高级副总裁 Josh Skogen 说道，“重要的是我们选择了可以在如此紧迫的时间表下完成交货的组件供应商。晶科能源早已证明其按时交付高质量组件的能力，他们将成为 Solverde 项目出色的合作伙伴。”

仲新源 中国能源网 2017-02-04

海洋能、水能

瑞士空中水电站的秘密



在瑞士林塔尔海拔近 2500 米的高山顶上，有一座抽水蓄能水电站。我背着氧气瓶，走进了这座高山水电站的“肚子”里。

很多人知道瑞士多山，最著名的阿尔卑斯山脉约占瑞士国土面积近 60%。瑞士多湖泊，清澈的湖水像一面镜子，映照着巍峨群山雄伟的英姿。

但是很少有人知道，在瑞士林塔尔海拔近 2500 米的高山顶上，有一座抽水蓄能水电站，它的名字叫林塔尔（Linth Limmern）。2016 年 10 月 1 日，我走进了这座高山水电站的“肚子”里，探寻着她的神奇。

接待我们的汉斯·马特奈尔先生是 ABB 瑞士电网自动化高级项目经理。做水电的人，如何看待能源的发展趋势和挑战？汉斯提出，能源储存是未来的一项挑战，新能源稳定性不可预见，受自然条件影响波动很大。目前已经有各种各样的新能源出现，无论是风能、太阳能，或者是通过废物燃料发电，水电也是一种可持续的新能源。水电是瑞士最重要的本土能源资源，用于满足瑞士 56% 的电力需求。

在新能源兴起的同时，降低对自然条件的依赖度，将能量储存起来，是非常可行的思路。汉斯分析认为，如今的供电模式已经发生了很大变化，由单向供电转为双向供电，消费者和电厂的关系交互性更强。要用电力和效率创造美好世界，为那些还没有机会用上电的人供电，为那些已经有机会用上电的人提供更可靠、更环保的电力。

我们一队人进入林塔尔大山的怀抱，一睹这个欧洲最高的抽水蓄能电站的风采。防患于未然，安全是电站工作要求的第一条。我领取了橘黄色的连体工装和一顶安全帽，最沉的是背上装有氧气瓶的双肩包。我打开手机自拍功能，很有“咱们工人有力量”的感觉。迈着勇敢的步伐，走向山下那扇镶嵌着灰色门框的暗红色大门，耳边响起了阿里巴巴洪亮的嗓音：“芝麻开门！”山中大门徐徐打开，我好奇地张望，里面藏着什么财富？

汉斯说，这是唯一的通道。这里不可能建任何的路，只有通过这条隧道，乘坐专用的缆车，才可以到达电站。

我们首先乘坐工程缆车，到达半山处下车。我们步行穿行在只有小灯闪耀的黑暗中，寒气袭

人，隧道中只听得到脚步声和隧道中滴落的水声。到达水电站内时，我感觉像过了漫长的一个世纪，背上的氧气瓶越来越沉重。

眼前出现了电站内的各种发电机、发电机断路器、变压器、开关设备、电机、变频器，以及自动化和保护系统。汉斯介绍说，林塔尔空中抽水蓄能电站由 Muttsee 湖和 Limmern 湖形成 600 米的落差进行储能和发电。电站共拥有 4 套发电机组，装机量分别为 250 兆瓦，4 套机组同时运行的发电量堪比一座核电站。目前，该电站所发电力分别输往瑞士、德国、法国和意大利四个国家。

汉斯非常自豪地说：“林塔尔项目是一个完美的典范，在用电低谷的时候将上游水库蓄满，用电高峰的时候进行发电，非常好地解决了削峰平谷的作用。”

两个小时后，当我乘坐缆车下山，几乎是冲出山下那扇唯一的大门，卸下沉重的工装和氧气包，重新看到天上的白云和地上的绿草，深深地呼吸着自然的空气。生活如此美好！

电，带来了光明，驱散了黑暗；电，带来了现代的生产和生活方式。每一度电的背后，都凝聚着智慧和辛劳。对于像我这样的一个普通用电的消费者，此行参观高山水电站的最大收获是：节约每一度电，都是对社会进步所作出的贡献。

陈颐 经济日报 2017-02-06

风能

中国建立风电光伏“绿证”制度

酝酿 10 余年的新能源“绿证”制度正式发布。国家发改委、财政部、国家能源局于 2 月 3 日联合发布《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》（下称通知），宣布建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系，并试行向风电、光伏企业核发绿色电力证书。

通知明确，绿色电力证书自 2017 年 7 月 1 日起自愿认购，2018 年将启动绿色电力配额考核和证书强制约束交易。

所谓绿色电力证书（下称绿证），是指国家对发电企业每兆瓦时非水可再生能源（即风电和光伏发电）上网电量颁发的具有独特标识代码的电子证书，是风电、光伏发电量的确认和属性证明，以及消费绿色电力的唯一凭证。

建立绿证制度的目的有两个，一个是促进中国清洁能源的高效利用，另一个是降低财政资金直接补贴强度，减轻财政压力。

近些年中国大面积雾霾现象越来越引起社会各界的重视。从电力结构看，截至 2016 年底，煤电占中国电力总装机比重依然达到 57.4%，风电和光伏发电占总装机的比重仅为 9% 和 4.7%。即便装机比重如此悬殊，弃风、弃光的现象却愈加严重。国家能源局公布的数据显示，2014-2016 年，全国风电平均弃风率逐年增加，分别为 8%、15% 和 17.1%。2016 年已经成为历史上弃风最高的年份，弃风较为严重的四个地区甘肃、新疆、吉林、内蒙古弃风率分别达到 43%、38%、30% 和 21%。光伏发电的弃光现象也较为严重，2015 年甘肃、新疆两个较为严重的弃光省份，弃光率达到 31% 和 26%。

同时政府对风、光伏发电采取的补贴制度也面临岌岌可危的境地。从 2006 年开始，政府在销售电价中开征了可再生能源电价附加，作为可再生能源发展基金，征收标准已经上调了五次，从最初每千瓦时 1 厘钱逐步提高到每千瓦时 1.9 分钱。据国家发改委相关负责人介绍，由于风、光发电新增项目的快速增长，2016 年上半年，可再生能源补贴资金缺口累计约 550 亿元，全年可能突破 600 亿元。

中国循环经济协会可再生能源专业委员会政策研究主任彭澎接受财新记者采访时表示，绿证制度可以通过先期的自愿认购，促进部分风、光伏发电项目获得相应收益，改善目前无法及时拿到补贴给发电项目带来的现金流压力，同时也可以缓解部分弃风、弃光问题。

“绿证制度目前仍在探索阶段。”彭澎说，从2015年开展的新电改为绿证制度的建立奠定了基础，如果没有市场化的电力市场，绿证制度无法实施。据他介绍，试行大约需要半年至一年的时间，让大家自愿购买，并尝试交易过程。

通知中显示，各级政府机关、企事业单位、社会机构和个人均可自愿认购绿证，但并未明确2018年后出台强制考核体系时谁会成为考核主体。

一位了解该通知出台过程的业内人士介绍，国家发改委等相关部门曾考虑将售电公司或煤电企业作为强制考核主体。但最终各方的反对声音强烈，因此至今并未明确。

在新电改的背景下，除了国家电网、南方电网两大公司，一些小的售电公司也相继成立，如果强制要求其售电总额中绿电需占一定比例，那么这部分成本可能被售电公司直接传导给下游用户，造成全社会用电成本进一步升高。

在2016年下半年煤炭价格大幅飙升后，煤电企业利润率大幅下降，因此也极力反对将绿证制度强加到自己身上，这将大幅增加煤电企业的成本，而装机容量、火电量均占全国44%左右的五大发电集团拥有较大的政策博弈力量。

上述通知限制了现阶段绿证的最高限价，即价格不得高于国家补贴金额，风、光企业出售绿证后，不再享受国家补贴。同时，规定认购参与人购买绿证后，不得再次出售。彭澎解释，最高限价政策是为了让绿证的价格不至于过高，在试行阶段，如果自愿认购主体给出的价格接近国家补贴额度，部分风、光企业会愿意出售绿证，以便迅速回款，获得现金流，但如果认购价格大幅低于国家补贴额度，风、光企业可能还会观望。

“不允许二次出售则为了降低绿证金融炒作的可能，”她说。

中国风能协会秘书长秦海岩对财新记者表示，目前自愿认购绿证的主体可能是某些自愿为环境做贡献的主体。例如苹果、谷歌等大型跨国公司，以及美国、丹麦等驻华使馆均曾表示希望购买清洁电力。从目前的政策来看，风电和光伏发电在绿证的价格上有一定差异，政府核定同一地区的光伏发电补贴价格高于风电补贴价格，这意味着目前购买风电绿证会比光伏发电绿证更便宜。

通知规定，绿证交易资格主要针对已经进入国家可再生能源电价附加资金补助目录内的风电和光伏项目。秦海岩称，这主要因为国家补贴的巨大缺口使得已经并网的合规风、光项目只能分批进入国家补贴目录，而目前部分已经进入目录的项目也未能及时拿到补贴，绿证制度希望首先解决这部分进入目录的项目可以有机会获得资金，缓解补贴压力。

“但未来绿证制度稳定后，就不应有门槛，只要合法、合规的项目就应该获得绿证交易资格”，秦海岩补充说。

范若虹 财新网 2017-02-06

联合动力获2016年度中国电力创新一等奖

中国能源网：1月6日获悉，由联合动力自主研发的《低风速兆瓦级风电机组关键技术研究及机组研发项目》荣获中国电力创新一等奖，这是国电集团系统内企业首次荣获该奖项一等奖。

《低风速兆瓦级风电机组关键技术研究及机组研发项目》于2014年正式启动，该项目攻克了超低风速风电开发核心技术难题，实现了关键技术创新，成为业界引领。依托该项目而研发的UP2000-115和UP2000-121机型成为联合动力开拓低风速市场的主力机型，为客户带来了更高的投资成本和更低的度电成本，为中国风电产业发展起到强有力的支撑。近年来，联合动力深入实施创新发展战略，在技术研发和在产品自主攻关和科技创新方面持续发力，采用平台化研发模式，缩短产品研发周期，提高企业快速研发能力，不断推出紧贴行业发展需求的新产品，同时以市场为导向，持续优化产品性能，满足客户个性化需求。

中国电力创新奖旨在推动电力技术和管理创新，鼓励电力工程技术、电力行业管理等领域涌现突出成果，其评审专家来自中国工程院、国家或行业专业委员会、研究机构及高校院所等，代表了

行业专业研究的最高水平。此次参选项目共 50 余个，获得一等奖的 5 个项目均在电力行业关键技术、系统集成或管理等方面有显著创新，创造了显著的经济和社会效益，对电力工业科学发展和技术进步有显著影响。联合动力本次在电力行业众多发电集团和电网公司中脱颖而出，是持续提升自主创新能力和核心竞争力的重要体现。

于天笑 黄惠 中国能源网 2017-01-13

氢能、燃料电池

大连理工大学提高燃料电池电催化剂耐久性

日前，大连理工大学化工学院教授宋玉江研究团队在燃料电池电催化领域取得了重要进展。该成果已被《高等功能材料期刊》以封面文章发表。

科研人员所研究的低铂及非铂电催化剂突破了传统方法制备非贵金属电催化剂的局限，将蒸发引导的分子自组装技术与高温热解方法相结合，可制备了结构新颖的非贵金属电催化剂，有效地提高了非贵金属电催化剂的耐久性，为酸性条件下非贵金属电催化剂耐久性低的科学难题提出了可行的解决方案。为燃料电池汽车的大规模商业化提供了可能。

刘万生 姚璐 中国科学报 2017-01-17

核能

阿联酋首座核电站建设已完成 75%

据《海湾新闻报》2017 年 1 月 7 日报道 2017 年 1 月 7 日，阿联酋国营核能公司（ENEC）表示，阿联酋第一座核电站——巴拉卡的建设工作已完成 75% 以上。

该核电站位于阿布扎比酋长国东部的沙漠，拥有同时建造的四座反应堆，将于 2020 年运行。预计每年将为阿联酋提供其电力需求的四分之一，并能减少高达 1200 万吨的碳排放量。

预计最晚建成的 3 号、4 号机组，已经完成了 50% 以上。3 号机组反应堆容器的顶盖近期已经安装完毕。4 号机组的涡轮发电机操作甲板和反应堆安全壳衬板已经安装到位。ENEC 有关官员表示，巴拉卡核电站的建设正按计划进行，3 号、4 号机组将提前完工。

ENEC 主席表示，核能项目将提供高价值的工作机会，并带动支撑核电站的新兴高技术工业部门。一旦建设完工，核电站将为阿联酋电网提供安全、清洁、可靠、高效的核能。

国防科技信息网 2017-01-13

六问核电专家：核电治霾是否可行？

近日，据媒体报道，国家核电相关负责人在接受采访时表示，我国在未来 10 年内将新建 60 台核电机组，引发舆论关注和讨论。同时，由于冬日全国多地雾霾严重，社会挺核人士也发出了通过建设核电解决雾霾问题的倡议。

然而，关于核电的多方面质疑也随之渐起，已过去将近六年的福岛核事故再次被提起。那么，我国核电发展现状如何，核电技术是否先进？发展核电是否安全，核电是否是我国能源规划的必由之路？在目前增长乏力的前提下，大规模新建核电是否超过需求？针对这些问题，库叔邀请到国内某核电基地工程师何方（化名），为我们一一解读。

1、相较于其他能源，核电有哪些优势？

作为一种清洁，稳定，高效的能源，核电有其独特的优势。

第一，核电环保效益突出。随着我国经济快速发展，我国面临越来越大的减排压力。据国际原子能机构相关资料显示，一座 100 万千瓦的核电站，每年可以减少 675 万吨二氧化碳，5 万吨氮氧化物和 32 万吨含重金属的灰尘的排放，对减排和环保意义巨大。我国北方冬季大量的燃煤热电厂运行，是导致我国冬季雾霾严重的重要因素。若未来能够实现由小型模块化核电站供热，将会大大缓解北方冬季的雾霾情况。

第二，核电能源安全效益显著。相比于火电需要每天补充大量燃煤，水电受季节性影响明显，核电运行稳定，自持能力强。尤其面对极端气候，核电在保证电能稳定供给方面具有巨大的优势。

08 年我国南方大部分地方出现极端严寒气候，大量火电厂由于无法及时补充燃煤而被迫停运，电气化铁路网因断电而无法运行，导致春运期间大量旅客滞留。相比之下，一座百万千瓦的核电站，每年只需数个集装箱运送燃料，就可以保证全年的发电需求。08 年雨雪灾害对湖南省的影响尤为突出，这也是后来湖南省政府多次上书中央，请愿要求尽早开建桃花江内陆核电的重要原因。

第三，核电有独特的社会效益。在我国，与核电和谐发展最典型的例子就是秦山核电基地所在地：浙江省海盐县。海盐县原本是一个落后的滨海小镇，基础设施落后。自从我国首座核电站在海盐秦山落户后，依靠核电企业上缴的地税，海盐县财政收入大增，利用这些资金，海盐县很快升级了自己的基础设施，为招商引资创造了条件。同时，秦山核电为海盐县人民提供了数万的就业岗位，使得核电的优势惠及大部分海盐人民。目前，依托秦山核电基地，海盐县政府建立核电产业园，发展核电旅游，成为浙江著名的核电小城。核电业成为了海盐的名片。

2、我国核电发展状况如何？核电技术现在处于什么水平？

目前，我国在运行的核电机组已经超过了 30 座，在建的机组也超过了 20 台，在建机组规模世界第一。与此同时，我国核电技术发展突飞猛进，自主研发的第三代核电机组“华龙一号”示范项目在福清核电站顺利开工，在引进西屋公司 AP1000 核电技术基础上开发的 CAP1400 技术也基本完成论证，第四代示范快堆已经投入运行，高温气冷堆也已开工建设。

所以，我国核电虽然起步晚，但经过二十多年的努力，核电规模已经跃居世界前列，核电技术也已经赶上甚至超过世界上主要核电国家，成为世界上核电发展的一支重要力量。

3、我国核电经历了一个怎样的发展历程？

相比世界上主要核电国家，我国核电起步实在是太晚。我国核电可谓后发先至，经历了从追赶超越的过程。

20 世纪 70 年代，在世界核电发展的顶峰时期，我国才开始规划发展核电。而直到十一届三中全会后，我国才正式批准了秦山核电站和大亚湾核电站的建设。1991 年，秦山一期核电站投产发电，结束了中国大陆没有核电的历史。但此时，美国已经拥有了各类核电机组一百多座，英国也已经建成 41 座核电机组，法国核电已经占到全国总电量的 60% 以上，就连近邻韩国此时也已经拥有了完全自主知识产权的核电技术，开始准备核电出口。当时，我国核电发展远远落后于世界。

然而核电发展没有终点，虽然起步晚，但我国核电发展的脚步并不慢。在 90 年代，我国新建了包括大亚湾核电、岭澳二期、秦山二期、秦山三期、田湾核电站在内的多座核电站，使得我国的核电初具规模。在这些核电站的建造和运营过程中，我国核电的两大业主，中核集团和中广核集团，立足长远，注重技术的引进吸收和设备的国产化，很快掌握了大型商用核电站的设计和运行经验，为我国核电的快速发展奠定了技术基础。

进入 21 世纪以来，尤其是加入 WTO 以来，我国 GDP 连续多年保持超过 10% 的高速增长，经济的发展使得社会总用电量大增，这一时期，虽然我国电网和电站建设速度很快，但是电荒的新闻依然经常见诸媒体。为了解决经济发展中的用电需求问题，2007 年，我国制定《中国核电中长期规划》中，计划在 2020 年使我国的核电装机容量达到 4000 万千瓦，此后，沿海核多个核电项目开工，数个内陆核电项目的前期工作也如火如荼的展开，我国核电发展出现欣欣向荣之势。

4、国外核电发展态势如何？对于我国核电发展有何借鉴？

国外核电技术虽然起步较早，但在世界三大核事故（美国三哩岛，苏联切尔诺贝利，日本福岛）影响和反核政治势力崛起的影响下，部分国家的核电发展一度陷入停滞甚至倒退，但是进入二十一世界后，这些国家大多表现出了重启核电的意愿。

1979 年美国三哩岛核事故后，美国便不再新建核电站，直到奥巴马总统上台后，批准了四台 AP1000 机组的开工许可，美国核电业才算破冰。但是项目由于资金和技术方面的原因，迟迟不能开工。美国的核电提供商日子一直过得十分艰难，比如著名的西屋公司，由于多年业务量低下，公司陷入危机，被英国核燃料公司收购，后来又被转手卖给日本东芝。美国现在虽想复兴核电，但绝非易事。

英国是核电发展起步最早的国家之一，在核电发展初期，英国核电技术独特而雄厚。英国核电在一开始就确立了气冷堆的发展路线。从五十年代至九十年代的近四十年间，英国共计建造了共 40 台气冷堆和一座压水堆。但是，就在形势一片大好的时候，英国对核电行业开进行了极其错误的私有化，导致英国的核电技术和核电资产流失殆尽。而到了本世纪，英国才发觉当初的错误。但此时的英国已经丧失了独立重启核电的一切条件，不得不寻求中国和法国的帮助重新发展核电。

法国一直将发展核电作为国家的基本能源政策，从一开始，法国就从国家顶层设计上为核电发展做出了细致的规划。法国核电的建设采取的是统一运作，统一技术，国产化等方针，集合全国之力发展核电。法国的这些措施使得本国核电发展大获成功。目前，法国用拥有核电机组 59 台，总装机容量 6300 多万千瓦，核电占到了全国总发电量的 80% 以上。核电的发展为法国的能源安全和环境保护做出了巨大的贡献，在世界发达国家中，法国属于低人均二氧化碳排放国家行列，相比邻国英国的人均排放量 2.4 吨，德国的 2.8 吨，美国的 5.36 吨，法国人员二氧化碳排放量仅仅为 1.68 吨。作为一个高度工业化的国家，正是高占比的核电，让法国保持了蓝天白云。

韩国是所有新兴经济体中核电发展最令人瞩目的国家，在狭小的国土上，韩国分布了 20 多座核电站，核电装机容量占全国总装机量近 30%，核电占全国发电总量更是在 40% 以上。韩国不仅核电站数量多，运行经验也极其丰富，在重水堆运营技术上，甚至重水堆的老东家加拿大在某些领域也得向韩国取经。同时，韩国极其注重核电技术的研发，在上世纪 90 年代便拥有了完全自主知识产权的核电技术，前几年在沙特的核电项目竞标中，韩国一举战胜美国和日本的老牌核电企业，夺得沙特项目，让全世界震惊。在世界核电发展上，韩国是一支不容忽视的重要力量。

从目前世界各国的核电发展历程来看，在核电发展上有过反复的国家，最终都难以舍弃核电，不得不重回发展核电的道路，即使像德国这种已将全面弃核用法律形式固定下来的国家，在目前减排和能源安全的压力之下，也多次对弃核产生动摇；而凡是坚定发展核电的国家，都能够让核电在国家的环保和能源安全方面发挥重要作用，同时通过不断研发更安全的核电技术占领国外市场，成为支撑国家经济的重要力量。

从国外核电发展的经验可以看出，坚定不移地发展核电，把我国核电事业做优做大做强，让核电成为我国节能环保，保障能源安全，助力经济发展的推动力，是我国的核电事业的正确发展方向。

5、安全性一直是衡量核电的重要指标，我国核电在安全性方面表现如何？

我国核电发展一直秉承“核安全第一”的原则，核电运营管理水平一直处于世界前列。在 WANO（世界核电运营者协会，World Association of Nuclear Operators）的各点机组性能指标排名中，我国各个核电机组的各项性能指标均名列前茅，更有数台机组的 WANO 性能指标常年排名第一。

首先，我国在运行和在建的所有核电站，均属于压水堆，相比于结构简单的沸水堆，压水堆有着优异的安全性能。

压水堆拥有坚固的安全壳。安全壳是以超过一米厚的预应力混凝土厂房为主体，包括喷淋，消氢，空气过滤等多个系统的保护系统。安全壳十分坚固，能够经受住波音 747 这样的大飞机的直接撞击。而且，安全壳有隔离效果，能够保证在发生最严重的堆芯熔毁情况时，也能包容放射性物质，使其不释放到环境中去。

相比沸水堆，压水堆都是双回路设计。反应堆的冷却剂回路与供给汽轮机发电的蒸气的二回路实体隔离，这样保证即使反应堆内出现泄露，也绝不会释放到环境中去。

压水堆的可靠性已经在世界运行核电站内得到了广泛的证实。1979年美国三哩岛核电站二号机组，反应堆在不到一个小时堆芯熔毁近50%，正是安全壳的存在，使得放射性物质有效屏蔽，避免了对环境的影响。而相比之下，苏联切尔诺贝利核事故和福岛核事故，都因为缺少安全壳，而导致放射物大量泄漏，而严重影响了环境。

其次，我国在核电站选址上极其严格，要求反应堆的地层为坚硬的岩层，同时还对核电站附近的人口密度有严格要求。在多重严格要求的限制下，核电厂址甚至成为稀缺资源，这也从源头上为核安全上了一道保险。

最后，我国对核电站监管也十分严格，国家相关机构在各核电站均派驻了工作人员，保证核电站严格遵守国家的核安全政策运行。在放射性物质监测上，以核电站为中心，放射性物质监测站依次布置，只要环境放射性剂量发生变化，马上就可以监测并进行处理。

相比之下，福岛核事故的发生正是因为以上三个方面都出了问题。我们来做一番对比。

日本的核电机组大多数建造于上世纪七十年代，技术陈旧，且多为沸水堆。而我国最早的核电机组建造于上世纪九十年代，大部分机组都是在2000年以后投产发电的，且全部是压水堆，不仅机组年轻，设备状态更好，而且采用了更先进和更安全的技术。

日本是一个处于地震带上的国家，核电机组无法远离地震带，这也为日本核电发展引入了天然的不确定风险。而我国由于幅员辽阔，选址严格，核电机组全部建在沿海地质稳定的地方，固有安全性也比日本要高出许多倍。

此外，日本的核电运营和管理也分散于十家私营电力公司中，这些电力公司由于利润等方面的考量，往往会做出威胁核电机组安全的决策。福岛核事故后，日本媒体更是多次爆出东京电力公司在福岛核事故中的不作为甚至作假，导致事故不断恶化的内幕。而我国目前在运行的核电站全部集中在两家公司之下，考核最核心的指标就是核安全，国家相关部门对核电站的监管十分严格。

当然，无论是何种情形，我们都应该不断加强核安全意识。

6、未来我国核电有哪些主要的发展方向？

第一，发展大型化核电站。目前，我国是第三代核电技术研究和应用最积极的国家。三门核电站的AP1000核电机组，已经攻克了屏蔽泵等最核心的技术问题，2017年即可以实现首次装料。我国完全自主研发的三代核电技术“华龙一号”，示范堆工程也在福清核电站开工建设，国家核电技术公司基于AP1000技术开发的CAP1400三代核电堆型，也基本完成技术审查。以上这些，使得我国不仅成为世界上拥有三代核电技术最多的国家，而且成为三代核电站建设和运营最早、经验最丰富的国家。

未来，利用这些技术和经验，我国不仅能够建造一批更安全可靠的大型核电站，作为电网的基荷电站，成为我国节能减排和改善大气环境的重要手段，同时，还可以在雄厚的技术和资金的支持下，将我国核电产业推向海外，成为促进我国经济发展的重要手段。

第二，发展随要随到的“及时雨式”的小型模块化核电站。目前，我国在南海的岛礁改造工作举世瞩目，这些工作大大提高了守岛官兵和当地群众生活质量，但是能源供给仍是制约我国南海岛礁建设的重要因素，虽然目前有太阳能等能源形势，但是在为海水淡化和其他设备运行提供能源上依然存在困难。若未来能够通过海上浮动核电站为这些岛礁供电，那将一举解决南海岛礁建设的能源瓶颈问题，为维护我国的南海利益提供强大的能源保障。

第三，发展多种第四代核反应堆技术，解决长远能源问题。与油气资源一样，目前探明的铀资源，在现有技术条件下，也只能供人类使用百年。在可控核聚变技术被人类完全掌控之前，人类一样有陷入能源危机的可能。目前，快堆，高温气冷堆等第四代核电技术的发展，将大大提高铀资源的利用效率。因此，不断研究新的核电堆型，是保障我国长期能源安全的重要手段。

第四，发展乏燃料处理技术。核电发展过程中面临的最大的问题是乏燃料处理问题。乏燃料内

含有大量的长周期放射性物质，目前，世界上（包括我国）乏燃料处理主要是临时存放方式：在乏燃料卸除反应堆后，先在乏燃料水池暂存数年，待短周期放射性元素衰变后，在进行干式贮存。但不论湿式还是干式，都只是临时存放手段。

对于乏燃料彻底处理，目前最好的方法是建立地质深埋设施，这种方法要求在岩质合适的地层内，建造深入地下数百米的地下工程，然后将乏燃料永久贮存在此。因为技术，资金，选址等原因，这将是一项浩大的工程。尽管如此，技术总能给人新的思路，从上世纪 90 年代起，一项全新的乏燃料处理技术——加速器驱动次临界反应堆（ADS）系统，让人们看到了乏燃料轻松处理的曙光。这种技术实质上是乏燃料焚烧炉，它可以让乏燃料中的高放射性物质裂变为低放射性甚至无放射物质，而且还类似垃圾发电站有发电能力。

我国是最早研究这项技术的国家之一，也是 ADS 技术发展最快的国家。2016 年 12 月，我国 ADS 次临界反应堆首次启动成功，标志着我国利用 ADS 技术处理乏燃料已经进入实际验证环节，未来该技术成熟后，将彻底解决我国核电发展的后顾之忧。

何方 瞭望智库 2017-02-06