

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
第二十四期 2016年12月

目 录

总论	1
《可再生能源发展“十三五”规划》发布：2020年光伏电价与电网电价相当	1
中国的能源转型陷入两难境地 储能技术能否破局?	19
能源革命进行时 传统能源仍有机会	19
十三五能源“1+14”系列规划年内全落地	21
中国能源智库论坛 聚焦能源革命和转型升级	21
越南将致力发展清洁能源发电	23
石墨烯正在全球掀起什么样的颠覆性震荡?	24
广西发布石墨烯系列地方标准	25
荷兰能源转型开始提速	25
欧盟新能源发展报告引关注	27
商界呼吁美国加快建设清洁能源经济	28
德国政府批准能源转型第五年度检测报告：2020年可再生能源至少占总电耗的35%	29
中加合作应对气候变化转型清洁增长	29
热能、动力工程	30
日本温室气体排放量连续两年减少	30
全国统一碳市场启动临近 千亿级碳交易市场可期	30
全球首个混合动力发电站开始发电	31
英国公司开发新型超级电容 有望取代电池	32
国家风光储输示范工程：清洁能源发展的样本	32
“电力储能标准体系框架及路线图研究”项目通过验收	35
大规模储能的基础已奠定 “贵”字传说被打破	36
能源转型：储能是大规模新能源发展的必然选择	37
过剩风险日益显现 规划煤电为何增2亿千瓦?	39
柴油“搭伙儿”甲醇，燃料成本可降两成	41
电改如何破解新能源消纳难题?	41
地热能	43
地热能有望成为雾霾治理新配方	43
2017年中国地热发电发展现状与前景展望	43
我国东部发现最高温度干热岩资源	49
山东发现地热“金矿”	50
河北“十三五”地热能开发投资将达600亿	50
地热能开发利用十三五规划将首次发布	51
贵州浅层地热能探采大有可为	54
生物质能、环保工程	55
2020年基本实现生物质能商业化规模化利用	55

2020 年我国燃料乙醇产量达到 400 万吨 生物柴油产量达到 200 万吨.....	56
生物质能发展迎"红包" 年减排二氧化碳约 1.5 亿吨.....	57
吉林省大型规模化沼气工程年底投入使用.....	57
“十三五” 生物质能产业新增投资约 1960 亿元.....	58
垃圾焚烧发电将是十三五重点 要变“邻避”为“邻利”.....	59
2020 年生物质能年利用量约 5800 万吨标准煤.....	60
玉米芯中“生出”石墨烯 生物质新材料撬动千亿级市场.....	62
欧盟或降低基于粮食的生物燃料比例.....	63
实现原生垃圾零填埋 南京将再建四处垃圾焚烧发电厂.....	63
安徽省秸秆能源化迎来重大契机.....	64
住友林业在北海道启动日本最大的生物质发电站.....	64
陕西省首家生物质电厂并网发电.....	64
生物质能“十三五”撬动千亿元市场.....	65
美国利用柳枝稷研制生物燃料.....	66
“十三五”生物质能发展提速.....	67
乌鲁木齐市生活垃圾填埋气体发电项目全部建成.....	68
新西兰将提高一般柴油的生物柴油混合量由 5%至 7%.....	69
可持续再生的生物质能发电.....	70
新余市生活垃圾发电厂年发电量超 5000 万度.....	71
丹麦最大的发电站转换成使用木屑颗粒发电.....	71
太阳能.....	72
乌克兰申请加入国际可再生能源机构.....	72
2017 年中国光伏发电行业市场预测.....	72
光储时代来临?用户侧储能市场空间达 5.6 万亿.....	73
明阳加快推进精准扶贫 首个碲化镉光伏项目落地.....	75
海洋能、水能.....	75
“千足踏浪”海浪发电技术推广建议.....	75
《全国科技兴海规划（2016~2020）》印发.....	77
总投资 375 亿元 4 个抽水蓄能电站开工.....	78
风能.....	78
《广东省陆上风电发展规划（2016-2030 年）》全文.....	78
传统风电开发模式或迎变革.....	85
消纳是风电“十三五”规划核心.....	86
氢能、燃料电池.....	88
伦敦将迎来氢动力双层巴士 2017 年试运行.....	88
核能.....	88
中英最大核电项目合作细节披露.....	88

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

《可再生能源发展“十三五”规划》发布：2020年光伏电价与电网电价相当

国家发展改革委关于印发

《可再生能源发展“十三五”规划》的通知

发改能源[2016]2619号

各省、自治区、直辖市，新疆生产建设兵团发展改革委(能源局)、各派出机构、有关中央企业，各可再生能源学会、协会：

为实现2020年非化石能源占一次能源消费比重15%的目标，加快建立清洁低碳、安全高效的现代能源体系，促进可再生能源产业持续健康发展，按照《可再生能源法》要求，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》和《能源发展“十三五”规划》，我们制定了《可再生能源发展“十三五”规划》，现印发你们，请按照执行。

附件：可再生能源发展“十三五”规划

国家发展改革委

2016年12月10日

附件

可再生能源发展“十三五”规划

(公开发布版)

前言

可再生能源是能源供应体系的重要组成部分。目前，全球可再生能源开发利用规模不断扩大，应用成本快速下降，发展可再生能源已成为许多国家推进能源转型的核心内容和应对气候变化的重要途径，也是我国推进能源生产和消费革命、推动能源转型的重要措施。

“十二五”期间，我国可再生能源发展迅速，为我国能源结构调整做出了重要贡献。“十三五”时期是我国全面建成小康社会的决胜阶段，也是全面深化改革的攻坚期，更是落实习近平总书记提出的“四个革命、一个合作”能源发展战略的关键时期。为实现2020年和2030年非化石能源分别占一次能源消费比重15%和20%的目标，加快建立清洁低碳的现代能源体系，促进可再生能源产业持续健康发展，按照《可再生能源法》要求，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》和《能源发展“十三五”规划》，制定《可再生能源发展“十三五”规划》(以下简称“《规划》”)。

《规划》包括了水能、风能、太阳能、生物质能、地热能和海洋能，明确了2016年至2020年我国可再生能源发展的指导思想、基本原则、发展目标、主要任务、优化资源配置、创新发展方式、完善产业体系及保障措施，是“十三五”时期我国可再生能源发展的重要指南。

一、发展基础和形势

(一)国际形势

随着国际社会对保障能源安全、保护生态环境、应对气候变化等问题日益重视，加快开发利用可再生能源已成为世界各国的普遍共识和一致行动，国际可再生能源发展呈现出以下几个趋势：

一是可再生能源已成为全球能源转型及实现应对气候变化目标的重大战略举措。全球能源转型的基本趋势是实现化石能源体系向低碳能源体系的转变，最终进入以可再生能源为主的可持续能源时代。为此，许多国家提出了以发展可再生能源为核心内容的能源转型战略，联合国政府间气候变化专家委员会(IPCC)、国际能源署(IEA)和国际可再生能源署(IRENA)等机构的报告均指出，可再生能源是实现应对气候变化目标的重要措施。90%以上的联合国气候变化《巴黎协定》签约国都设定了

可再生能源发展目标。欧盟以及美国、日本、英国等发达国家都把发展可再生能源作为温室气体减排的重要措施。

二是可再生能源已在一些国家发挥重要替代作用。近年来，欧美等国每年 60% 以上的新增发电装机来自可再生能源。2015 年，全球可再生能源发电新增装机容量首次超过常规能源发电装机容量，表明全球电力系统建设正在发生结构性转变。特别是德国等国家可再生能源已逐步成为主流能源，并成为这些国家能源转型、低碳发展的重要组成部分。

美国可再生能源占全部发电量的比重也逐年提高，印度、巴西、南非以及沙特等国家也都在大力建设可再生能源发电项目。

三是可再生能源的经济性已得到显著提升。随着可再生能源技术的进步及应用规模的扩大，可再生能源发电的成本显著降低。风电设备和光伏组件价格近五年分别下降了约 20% 和 60%。南美、非洲和中东一些国家的风电、光伏项目招标电价与传统化石能源发电相比已具备竞争力，美国风电长期购电协议价格已与化石能源发电达到同等水平，德国新增的新能源电力已经基本实现与传统能源平价，可再生能源发电的补贴强度持续下降，经济竞争能力明显增强。

四是可再生能源已成为全球具有战略性的新兴产业。许多国家都将可再生能源作为新一代能源技术的战略制高点和经济发展的重要新领域，投入大量资金支持可再生能源技术研发和产业发展。可再生能源产业的国际竞争加剧，围绕相关技术和产品的国际贸易摩擦不断增多。可再生能源已成为国际竞争的重要新领域，是许多国家新一代制造技术的代表性产业。

(二)国内形势

1、发展基础

“十二五”期间，我国可再生能源产业开始全面规模化发展，进入了大范围增量替代和区域性存量替代的发展阶段。

一是可再生能源在推动能源结构调整方面的作用不断增强。2015 年，我国商品化可再生能源利用量为 4.36 亿吨标准煤，占一次能源消费总量的 10.1%；如将太阳能热利用等非商品化可再生能源考虑在内，全部可再生能源年利用量达到 5.0 亿吨标准煤；计入核电的贡献，全部非化石能源利用量占到一次能源消费总量 12%，比 2010 年提高 2.6 个百分点。到 2015 年底，全国水电装机为 3.2 亿千瓦，风电、光伏并网装机分别为 1.29 亿千瓦、4318 万千瓦，太阳能热利用面积超过 4.0 亿平方米，应用规模都位居全球首位。全部可再生能源发电量 1.38 万亿千瓦时，约占全社会用电量的 25%，其中非水可再生能源发电量占 5%。生物质能继续向多元化发展，各类生物质能年利用量约 3500 万吨标准煤。

二是可再生能源技术装备水平显著提升。随着开发利用规模逐步扩大，我国已逐步从可再生能源利用大国向可再生能源技术产业强国迈进。我国已具备成熟的大型水电设计、施工和管理运行能力，自主制造投运了单机容量 80 万千瓦的混流式水轮发电机组，掌握了 500 米级水头、35 万千瓦级抽水蓄能机组成套设备制造技术。风电制造业集中度显著提高，整机制造企业由“十二五”初期的 80 多家逐步减少至 20 多家。风电技术水平明显提升，关键零部件基本国产化，5-6 兆瓦大型风电设备已经试运行，特别是低风速风电技术取得突破性进展，并广泛应用于中东部和南方地区。光伏电池技术创新能力大幅提升，创造了晶硅等新型电池技术转换效率的世界纪录。建立了具有国际竞争力的光伏发电全产业链，突破了多晶硅生产技术封锁，多晶硅产量已占全球总产量的 40% 左右，光伏组件产量达到全球总产量的 70% 左右。技术进步及生产规模扩大使“十二五”时期光伏组件价格下降了 60% 以上，显著提高了光伏发电的经济性。各类生物质能、地热能、海洋能和可再生能源配套储能技术也有了长足进步。

三是可再生能源发展支持政策体系逐步完善。“十二五”期间，我国陆续出台了光伏发电、垃圾焚烧发电、海上风电电价政策，并根据技术进步和成本下降情况适时调整了陆上风电和光伏发电上网电价，明确了分布式光伏发电补贴政策，公布了太阳能热发电示范电站电价，完善了可再生能源发电并网管理体系。根据《可再生能源法》要求，结合行业发展需要三次调整了可再生能源电价附

加征收标准，扩大了支持可再生能源发展的资金规模，完善了资金征收和发放管理流程。建立了可再生能源标准体系，产品检测和认证能力不断增强，可再生能源设备质量稳步提高，有效促进了各类可再生能源发展。

内容	2010年	“十二五”预期目标	2015年	年均增长(%)
一、发电				
1、水电(万千瓦)	21,606	29,000	31,954	8.1%
2、并网风电(万千瓦)	3,100	10,000	12,900	33.0%
3、光伏发电(万千瓦)	80	2,100	4,318	122.0%
4、各类生物质发电(万千瓦)	550	1,300	1,030	13.4%
二、供气				
沼气(亿立方米)	140	220	190	6.3%
三、供热				
1、太阳能热水器(万平方米)	16,800	40,000	44,000	21.2%
2、地热等(万吨标准煤/年)	460	1,500	460	0.0%
四、燃料				
1、生物成型燃料(万吨)	0	1,000	800	
2、燃料乙醇(万吨)	180	400	210	3.1%
3、生物柴油(万吨)	50	100	80	9.9%
总利用量(万吨标准煤/年)	28,600	47,800	51,248	12.4%

2、面临的形势与挑战

随着可再生能源技术进步和产业化步伐的加快，我国可再生能源已具备规模化开发应用的产业基础，展现出良好的发展前景，但也面临着体制机制方面的明显制约，主要表现在：

一是现有的电力运行机制不适应可再生能源规模化发展需要。以传统能源为主的电力系统尚不能完全满足风电、光伏发电等波动性可再生能源的并网运行要求。电力市场机制与价格机制不够完善，电力系统的灵活性未能充分发挥，

可再生能源与其它电源协调发展的技术管理体系尚未建立，可再生能源发电大规模并网仍存在技术障碍，可再生能源电力的全额保障性收购政策难以有效落实，弃水、弃风、弃光现象严重。

二是可再生能源对政策的依赖度较高。目前，风电、太阳能发电、生物质能发电等的发电成本相对于传统化石能源仍偏高，度电补贴强度较高，补贴资金缺口较大，仍需要通过促进技术进步和建立良好的市场竞争机制进一步降低发电成本。可再生能源整体对政策扶持的依赖度较高，受政策调整的影响较大，可再生能源产业的可持续发展受到限制。

此外，全国碳排放市场尚未建立，目前的能源价格和税收制度尚不能反映各类能源的生态环境成本，没有为可再生能源发展建立公平的市场竞争环境。

三是可再生能源未能得到有效利用。虽然可再生能源装机特别是新能源发电装机逐年快速增长，但是各市场主体在可再生能源利用方面的责任和义务不明确，利用效率不高，“重建设、轻利用”的情况较为突出，供给与需求不平衡、不协调，致使可再生能源可持续发展的潜力未能充分挖掘，可

再生能源占一次能源消费的比重与先进国家相比仍较低。

二、指导思想和基本原则

(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，坚持创新、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”的战略方向，坚持清洁低碳、安全高效的发展方针，顺应全球能源转型大趋势，完善促进可再生能源产业发展的政策体系，统筹各类可再生能源协调发展，切实缓解弃水弃风弃光问题，加快推动可再生能源分布式应用，大幅增加可再生能源在能源生产和消费中的比重，加速对化石能源的替代，在规模化发展中加速技术进步和产业升级，促进可再生能源布局优化和提质增效，加快推动我国能源体系向清洁低碳模式转变。

(二)基本原则

1、坚持目标管控，促进结构优化。把扩大可再生能源的利用规模、提高可再生能源在能源消费中的比重作为各地区能源发展的重要约束性指标，形成优先开发利用可再生能源的能源发展共识，积极推动各类可再生能源多元发展。

2、坚持市场主导，完善政策机制。充分发挥市场配置资源的决定性作用，鼓励以竞争性方式配置资源，加快成本降低，实施强制性的市场份额及可再生能源电力绿色证书制度，逐步减少新能源发电的补贴强度，落实可再生能源发电全额保障性收购制度，提升可再生能源电力消纳水平。

3、坚持创新引领，推动转型升级。把加快技术进步和提高产业创新能力作为引导可再生能源发展的主要方向，通过严格可再生能源产品市场准入标准，促进先进技术进入市场，完善和升级产业链，逐步建立良性竞争市场，淘汰落后产能，不断提高可再生能源的经济性和市场竞争力。

4、坚持扩大交流，促进国际合作。积极参与国际政策对话和技术交流，充分利用国际、国内市场和资源，吸引全球技术、资金、开发经验等优势资源，鼓励企业由单纯设备出口或投资项目转向国际化综合服务，积极参与全球能源治理和产业资源整合。

三、发展目标

为实现 2020、2030 年非化石能源占一次能源消费比重分别达到 15%、20%的能源发展战略目标，进一步促进可再生能源开发利用，加快对化石能源的替代进程，改善可再生能源经济性，提出主要指标如下：

1、可再生能源总量指标。到 2020 年，全部可再生能源年利用量 7.3 亿吨标准煤。其中，商品化可再生能源利用量 5.8 亿吨标准煤。

2、可再生能源发电指标。到 2020 年，全部可再生能源发电装机 6.8 亿千瓦，发电量 1.9 万亿千瓦时，占全部发电量的 27%。

3、可再生能源供热和燃料利用指标。到 2020 年，各类可再生能源供热和民用燃料总计约替代化石能源 1.5 亿吨标准煤。

4、可再生能源经济性指标。到 2020 年，风电项目电价可与当地燃煤发电同平台竞争，光伏项目电价可与电网销售电价相当。

5、可再生能源并网运行和消纳指标。结合电力市场化改革，到 2020 年，基本解决水电弃水问题，限电地区的风电、太阳能发电年度利用小时数全面达到全额保障性收购的要求。

6、可再生能源指标考核约束机制指标。建立各省(自治区、直辖市)一次能源消费总量中可再生能源比重及全社会用电量中消纳可再生能源电力比重的指标管理体系。到 2020 年，各发电企业的非水电可再生能源发电量与燃煤发电量的比重应显著提高。

专栏 2 2020 年可再生能源开发利用主要指标					
内容	利用规模		年产能量		折标煤 万吨/年
	数量	单位	数量	单位	
一、发电	67,500		19,045		56,188
1、水电（不含抽水蓄能）	34,000	万千瓦	12,500	亿千瓦时	36,875
2、并网风电	21000		4,200		12,390
3、光伏发电	10500		1,245		3,673
4、太阳能热发电	500		200		590
5、生物质发电	1,500		900		2,660
二、生物天然气			80	亿立方米	960
三、供热					15,100
1、太阳能热水器	80,000	万 m ²			9,600
2、地热能热利用	160,000		4,000		
3、生物质能供热（万吨）			1,500		
四、生物液体燃料					680
1、生物燃料乙醇	400	万吨			380
2、生物柴油	200	万吨			300
可再生能源合计					72,928
商品化可再生能源合计					57,828

注：商品化可再生能源包含发电、生物天然气和燃料三类。

四、主要任务

“十三五”时期，要通过不断完善可再生能源扶持政策，创新可再生能源发展方式和优化发展布局，加快促进可再生能源技术进步和成本降低，进一步扩大可再生能源应用规模，提高可再生能源在能源消费中的比重，推动我国能源结构优化升级。

（一）积极稳妥发展水电

积极推进水电发展理念创新，坚持开发与保护、建设与管理并重，不断完善水能资源评价，加快推进水电规划研究论证，统筹水电开发进度与电力市场发展，以西南地区主要河流为重点，积极有序推进大型水电基地建设，合理优化控制中小流域开发，确保水电有序建设、有效消纳。统筹规划，合理布局，加快抽水蓄能电站建设。

1、积极推进大型水电基地建设。在做好环境保护、移民安置工作和统筹电力市场的基础上，继续做好金沙江中下游、雅砻江、大渡河等水电基地建设；适应能源转型发展需要，优化开发黄河上游水电基地。到 2020 年，基本建成长江上游、黄河上游、乌江、南盘江红水河、雅砻江、大渡河六大水电基地，总规模超过 1 亿千瓦。积极推进金沙江上游等水电基地建设，着力打造藏东南“西电东送”接续基地。“十三五”期间，新增投产常规水电 4000 万千瓦，新开工常规水电 6000 万千瓦。

加快推进雅砻江两河口、大渡河双江口等调节性能好的控制性水库建设，加快金沙江中游龙头水库研究论证，积极推进龙盘水电站建设，提高流域水电质量和开发效益。统筹协调水电开发和电网建设，加快推动配套送出工程建设，完善水电市场消纳协调机制，促进水能资源跨区优化配置，着力解决水电弃水问题。

专栏3 “十三五”常规水电重点项目

序号	河流	重点开工项目	加快推进项目
1	金沙江	白鹤滩、叶巴滩、拉哇、巴塘、金沙	昌波、波罗、岗托、旭龙、奔子栏、龙盘、银江等
2	雅砻江	牙根一级、孟底沟、卡拉	牙根二级、楞古等
3	大渡河	金川、巴底、硬梁包、枕头坝二级、沙坪一级	安宁、丹巴等
4	黄河	玛尔挡、羊曲	茨哈峡、宁木特等
5	其他	林芝、白马	阿青、忠玉、康工、扎拉等

2、转变观念优化控制中小流域开发。落实生态文明建设要求，统筹全流域、干支流开发与保护工作，按照流域内干流开发优先、支流保护优先的原则，严格控制中小流域、中小水电开发，保留流域必要生境，维护流域生态健康。水能资源丰富、开发潜力大的西部地区重点开发资源集中、环境影响较小的大型河流、重点河段和重大水电基地，严格控制中小水电开发；开发程度较高的东、中部地区原则上不再开发中小水电。弃水严重的四川、云南两省，除水电扶贫工程外，“十三五”暂停小水电和无调节性能的中型水电开发。加强总结中小流域梯级水电站建设管理经验，开展水电开发后评价工作，推行中小流域生态修复。

支持边远缺电离网地区因地制宜、合理适度开发小水电，重点扶持西藏自治区，四川、云南、青海、甘肃四省藏区和少数民族贫困地区小水电扶贫开发工作。“十三五”期间，全国规划新开工小水电 500 万千瓦左右。

3、加快抽水蓄能发展。坚持“统筹规划、合理布局”的原则，根据各地区核电和新能源开发、区域间电力输送情况及电网安全稳定运行要求，加快抽水蓄能电站建设。抓紧落实规划站点建设条件，加快开工建设一批距离负荷中心近、促进新能源消纳、受端电源支撑的抽水蓄能电站。“十三五”期间新开工抽水蓄能电站约 6000 万千瓦，抽水蓄能电站装机达到 4000 万千瓦。做好抽水蓄能规划滚动调整工作，统筹考虑区域电力系统调峰填谷需要、安全稳定运行要求和站址建设条件，开展部分地区抽水蓄能选点规划启动、调整工作，充分论证系统需求，优选确定规划站点。根据发展需要，适时启动新一轮的全国抽水蓄能规划工作。加强关键技术研究，推动建设海水抽水蓄能电站示范项目。积极推进抽水蓄能电站建设主体多元化，鼓励社会资本投资，加快建立以招标方式确定业主的市场机制。进一步完善抽水蓄能电站运营管理体制和电价形成机制，加快建立抽水蓄能电站辅助服务市场。

研究探索抽水蓄能与核能、风能、太阳能等新能源一体化建设运营管理的新模式、新机制。

专栏4 “十三五”抽水蓄能电站重点开工项目

所在区域	省份	项目名称	总装机容量（万千瓦）
东北电网	辽宁	清原、庄河、兴城	380
	黑龙江	尚志、五常	220
	吉林	蛟河、桦甸	240
	内蒙古（东部）	芝瑞	120
华东电网	江苏	句容、连云港	255
	浙江	宁海、缙云、磐安、衢江	540
	福建	厦门、周宁、永泰、云霄	560
	安徽	桐城、宁国	240
华北电网	河北	抚宁、易县、尚义	360
	山东	莱芜、潍坊、泰安二期	380
	山西	垣曲、浑源	240
	内蒙古（西部）	美岱、乌海	240
华中电网	河南	大鱼沟、花园沟、宝泉二期、五岳	480
	江西	洪屏二期、奉新	240
	湖北	大幕山、上进山	240
	湖南	安化、平江	260
	重庆	栗子湾	120
西北电网	新疆	阜康、哈密天山	240
	陕西	镇安	140

13

	宁夏	牛首山	80
	甘肃	昌马	120
南方电网	广东	新会	120
	海南	三亚	60
总计			5875

4、积极完善水电运行管理机制。研究流域梯级电站水库综合管理体制，建立电站运行协调机制。开展流域综合监测工作，建立流域综合监测平台，构建全流域全过程的实时监测、巡视检查、信息共享、监督管理体系。研究流域梯级联合调度体制机制，统筹考虑综合利用需求，优化水电站运行调度。制定梯级水电站联合优化调度运行规程和技术标准，推动主要流域全面实现梯级联合调度。探索各大流域按照现代企业制度组建统一规范的流域公司，逐步推动建立流域统一电价模式和运营管理机制，充分发挥流域梯级水电开发的整体效益。深化抽水蓄能电站作用、效益形成机制及与新能源电站联合优化运行方案和补偿机制研究，实行区域电网内统一优化调度，建立运行考核机制，确保抽水蓄能电站充分发挥功能效用。

5、推动水电开发扶贫工作。贯彻落实中央关于发展生产脱贫一批的精神，积极发挥当地资源优势，充分尊重地方和移民意愿，科学谋划，加快推进贫困地区水电重大项目建设，更好地将资源优势转变为经济优势和扶贫优势。进一步完善水电开发移民政策，理顺移民工作体制机制，加强移民社会管理，提升移民安置质量。探索贫困地区水电开发资产收益扶贫制度，建立完善水电开发群众共享利益机制和资源开发收益分配政策，将从发电中提取的资金优先用于本水库移民和库区后续发展，增加贫困地区年度发电指标，提高贫困地区水电工程留成电量比例。研究完善水电开发财政税收政策，探索资产收益扶贫，让当地和群众从能源资源开发中更多地受益。

(二)全面协调推进风电开发

按照“统筹规划、集散并举、陆海齐进、有效利用”的原则，严格开发建设与市场消纳相统筹，着力推进风电的就地开发和高效利用，积极支持中东部分散风能资源的开发，在消纳市场、送出条件有保障的前提下，有序推进大型风电基地建设，积极稳妥开展海上风电开发建设，完善产业服务体系。到2020年底，全国风电并网装机确保达到2.1亿千瓦以上。

1、加快开发中东部和南方地区风电。加强中东部和南方地区风能资源勘查，提高低风速风电机组技术和微观选址水平，做好环境保护、水土保持和植被恢复等工作，全面推进中东部和南方地区风能资源的开发利用。结合电网布局和农村电网改造升级，完善分散式风电的技术标准和并网服务体系，考虑资源、土地、交通运输以及施工安装等建设条件，按照“因地制宜、就近接入”的原则，推动分散式风电建设。

到2020年，中东部和南方地区陆上风电装机规模达到7000万千瓦，江苏省、河南省、湖北省、湖南省、四川省、贵州省等地区风电装机规模均达到500万千瓦以上。

2、有序建设“三北”大型风电基地。在充分挖掘本地风电消纳能力的基础上，借助“三北”地区已开工建设和明确规划的特高压跨省区输电通道，按照“多能互补、协调运行”的原则，统筹风、光、水、火等各类电源，在落实消纳市场的前提下，最大限度地输送可再生能源，扩大风能资源的配置范围，促进风电消纳。在解决现有弃风问题的基础上，结合电力供需变化趋势，逐步扩大“三北”地区风电开发规模，推动“三北”地区风电规模化开发和高效利用。到2020年，“三北”地区风电装机规模确保1.35亿千瓦以上，其中本地消纳新增规模约3500万千瓦。另外，利用跨省跨区通道消纳风电容量4000万千瓦(含存量项目)。

3、积极稳妥推进海上风电开发。开展海上风能资源勘测和评价，完善沿海各省(区、市)海上风电发展规划。加快推进已开工海上风电项目建设进度，积极推动后续海上风电项目开工建设，鼓励沿海各省(区、市)和主要开发企业建设海上风电示范项目，带动海上风电产业化进程。完善海上风电开发建设管理政策，加强部门间的协调，规范和精简项目核准手续，完善海上风电价格政策。健全海上风电配套产业服务体系，加强海上风电技术标准、规程规范、设备检测认证、信息监测工作，形成覆盖全产业链的设备制造和开发建设能力。到2020年，海上风电开工建设1000万千瓦，确保建成500万千瓦。

4、切实提高风电消纳能力。加强电网规划和建设，有针对性地对重要送出断面、风电汇集站、枢纽变电站进行补强和增容扩建，完善主网架结构，减少因局部电网送出能力或变电容量不足导致的弃风限电问题。充分挖掘电力系统调峰潜力，提升常规煤电机组和供热机组运行灵活性，鼓励通

过技术改造提升煤电机组调峰能力，化解冬季供暖期风电与热电的运行矛盾。结合电力体制改革，取消或缩减煤电发电计划，推进燃气机组、燃煤自备电厂参与调峰。优化风电调度运行管理，建立辅助服务市场，加强需求侧管理和用户响应体系建设，提高风电功率预测精度并加大考核力度，在发电计划中留足风电电量空间，合理安排常规电源开机规模和发电计划，将风电纳入电力平衡和开机组合，鼓励风电等可再生能源机组通过参与市场辅助服务和实时电价竞争等方式，逐步提高系统消纳风电的能力。

(三)推动太阳能多元化利用

按照“技术进步、成本降低、扩大市场、完善体系”的原则，促进光伏发电规模化应用及成本降低，推动太阳能热发电产业化发展，继续推进太阳能热利用在城乡应用。到 2020 年底，全国太阳能发电并网装机确保实现 1.1 亿千瓦以上。

1、全面推进分布式光伏和“光伏+”综合利用工程。继续支持在已建成且具备条件的工业园区、经济开发区等用电集中区域规模化推广屋顶光伏发电系统;积极鼓励在电力负荷大、工商业基础好的中东部城市和工业区周边，按照就近利用的原则建设光伏电站项目;结合土地综合利用，依托农业种植、渔业养殖、林业栽培等，因地制宜创新各类“光伏+”综合利用商业模式，促进光伏与其他产业有机融合;创新光伏的分布利用模式，在中东部等有条件的地区，开展“人人 1 千瓦光伏”示范工程，建设光伏小镇和光伏新村。

2、有序推进大型光伏电站建设。在资源条件好、具备接入电网条件、消纳能力强的中西部地区，在有效解决已有弃光问题的前提下，有序推进光伏电站建设。积极支持在中东部地区，结合环境治理和土地再利用要求，实施光伏“领跑者”计划，促进先进光伏技术和产品应用，加快市场优胜劣汰和光伏上网电价快速下降。在水电资源丰富的地区，利用水电调节能力开展水光互补或联合外送示范。

3、因地制宜推进太阳能热发电示范工程建设。按照总体规划、分步实施的思路，积极推进太阳能热发电产业进程。太阳能热发电先期发展以示范为主，通过首批太阳能热发电示范工程建设，促进技术进步和规模化发展，带动设备国产化，逐步培育形成产业集成能力。按照先示范后推广的发展原则，及时总结示范项目建设经验，扩大热发电项目市场规模，推动西部资源条件好、具备消纳条件、生态条件允许地区的太阳能热发电基地建设，充分发挥太阳能热发电的调峰作用，实现与风电、光伏的互补运行。尝试煤电耦合太阳能热发电示范的运行机制。提高太阳能热发电设备技术水平和系统设计能力，提升系统集成能力和产业配套能力，形成我国自主化的太阳能热发电技术和产业体系。到 2020 年，力争建成太阳能热发电项目 500 万千瓦。

4、大力推广太阳能热利用的多元化发展。持续扩大太阳能热利用在城乡的普及应用，积极推进太阳能供暖、制冷技术发展，实现太阳能热水、采暖、制冷系统的规模化利用，促进太阳能与其他能源的互补应用。继续在城镇民用建筑以及广大农村地区普及太阳能热水系统，到 2020 年，太阳能热水系统累计安装面积达到 4.5 亿平方米。加快太阳能供暖、制冷系统在建筑领域的应用，扩大太阳能热利用技术在工农业生产领域的应用规模。到 2020 年，太阳能热利用集热面积达到 8 亿平方米。

5、积极推进光伏扶贫工程。充分利用太阳能资源分布广的特点，重点在前期开展试点的、光照条件好的建档立卡贫困村，以资产收益扶贫和整村推进的方式，建设户用光伏发电系统或村级大型光伏电站，保障 280 万建档立卡无劳动能力贫困户(包括残疾人)每年每户增加收入 3000 元以上;其他光照条件好的贫困地区可按照精准扶贫的要求，因地制宜推进光伏扶贫工程。

(四)加快发展生物质能

按照因地制宜、统筹兼顾、综合利用、提高效率的思路，建立健全资源收集、加工转化、就近利用的分布式生产消费体系，加快生物天然气、生物质能供热等非电利用的产业化发展步伐，提高生物质能利用效率和效益。

1、加快生物天然气示范和产业化发展。选择有机废弃物资源丰富的种植养殖大县，以县为单位

建立产业体系，开展生物天然气示范县建设，推进生物天然气技术进步和工程建设现代化。建立原料收集保障和沼液沼渣有机肥利用体系，建立生物天然气输配体系，形成并入常规天然气管网、车辆加气、发电、锅炉燃料等多元化消费模式。到2020年，生物天然气年产量达到80亿立方米，建设160个生物天然气示范县。

2、积极发展生物质能供热。结合用热需求对已投运生物质纯发电项目进行供热改造，提高生物质能利用效率，积极推进生物质热电联产为县城及工业园区供热，形成20个以上以生物质热电联产为主的县城供热区域。加快发展技术成熟的生物质成型燃料供热，推动20蒸吨/小时(14MW)以上大型先进低排放生物质成型燃料锅炉供热的应用，污染物排放达到天然气锅炉排放水平，在长三角、珠三角、京津冀鲁等地区工业供热和民用采暖领域推广应用，为工业生产和学校、医院、宾馆、写字楼等公共设施和商业设施提供清洁可再生能源，形成一批生物质清洁供热占优势比重的供热区域。到2020年，生物质成型燃料利用量达到3000万吨。

3、稳步发展生物质发电。在做好选址和落实环保措施的前提下，结合新型城镇化建设进程，重点在具备资源条件的地级市及部分县城，稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电，到2020年，城镇生活垃圾焚烧发电装机达到750万千瓦。根据生物质资源条件，有序发展农林生物质直燃发电和沼气发电，到2020年，农林生物质直燃发电装机达到700万千瓦，沼气发电达到50万千瓦。到2020年，生物质发电总装机达到1500万千瓦，年发电量超过900亿千瓦时。

4、推进生物液体燃料产业化发展。稳步扩大燃料乙醇生产和消费。立足国内自有技术力量，积极引进、消化、吸收国外先进经验，大力发展纤维乙醇。结合陈次和重金属污染粮消纳，控制总量发展粮食燃料乙醇。根据资源条件，适度发展木薯、甜高粱等燃料乙醇项目。对生物柴油项目进行升级改造，提升产品质量，满足交通燃料品质需要。加快木质生物质、微藻等非粮原料多联产生物液体燃料技术创新。

推进生物质转化合成高品位燃油和生物航空燃料产业化示范应用。到2020年，生物液体燃料年利用量达到600万吨以上。

5、完善促进生物质能发展的政策体系。加强废弃物综合利用，保护生态环境。制定生物天然气、液体燃料优先利用的政策，建立无歧视无障碍并入管网机制，研究建立强制配额机制。完善支持生物质能发展的价格、财税等优惠政策，研究出台生物天然气产品补贴政策，加快生物天然气产业化发展步伐。

(五)加快地热能开发利用

坚持“清洁、高效、可持续”的原则，按照“技术先进、环境友好、经济可行”的总体要求，加快地热能开发利用，加强全过程管理，创新开发利用模式，全面促进地热能资源的合理有效利用。

1、积极推广地热能热利用。加强地热能开发利用规划与城市总体规划的衔接，将地热供暖纳入城镇基础设施建设，在用地、用电、财税、价格等方面给予地热能开发利用政策扶持。在实施区域集中供暖且地热资源丰富的京津冀鲁豫及毗邻区，在严格控制地下水资源过度开采的前提下，大力推动中深层地热供暖重大项目建设。加大浅层地热能开发利用的推广力度，积极推动技术进步，进一步规范管理，重点在经济发达、夏季制冷需求高的长江经济带地区，特别是苏南地区城市群、重庆、上海、武汉等地区，整体推进浅层地热能重大项目。

2、有序推进地热发电。综合考虑地质条件、资源潜力及应用方式，在青藏铁路沿线、西藏、四川西部等高温地热资源分布地区，新建若干万千瓦级高温地热发电项目，对西藏羊八井地热电站进行技术升级改造。在东部沿海及油田等中低温地热资源富集地区，因地制宜发展中小型分布式中低温地热发电项目。支持在青藏高原及邻区、京津唐等东部经济发达地区开展深层高温干热岩发电系统关键技术研究 and 项目示范。

3、加大地热资源潜力勘察和评价。到2020年，基本查清全国地热资源情况和分布特点，重点在华北地区、长江中下游地区主要城市群及中心城镇开展浅层地热能资源勘探评价，在松辽盆地、河淮盆地、江汉盆地、环鄂尔多斯盆地等未来具有开发前景且勘察程度不高的典型传导型地热区开

展中深层地热资源勘察工作，在青藏高原及邻区、东南沿海、河北等典型高温地热系统开展深层地热资源勘察。建立国家地热能资源数据和信息服务体系，完善地热能基础信息数据库，对地热能勘察和开发利用进行系统监测。

(六)推进海洋能发电技术示范应用

结合我国海洋能资源分布及地方区位优势，妥善协调海岸和海岛资源开发利用方案，因地制宜开展海洋能开发利用，使我国海洋能技术和产业迈向国际领先水平。完善海洋能开发利用公共支撑服务平台建设，初步建成山东、浙江、广东、海南等四大重点区域的海洋能示范基地。

加强海洋能综合利用技术研发，重点支持百千瓦级波浪能、兆瓦级潮流能示范工程建设，开展小型化、模块化海洋能的能源供给系统研发，争取突破高效转换、高效储能、高可靠设计等瓶颈，形成若干个具备推广应用价值的海洋能综合利用装备产品。开展海岛(礁)海洋能独立电力系统示范工程建设;在浙江、福建等地区启动万千瓦级潮汐能电站建设，为规模化开发海洋能资源奠定基础。

(七)推动储能技术示范应用

配合国家能源战略行动计划，推动储能技术在可再生能源领域的示范应用，实现储能产业在市场规模、应用领域和核心技术等方面的突破。

1、开展可再生能源领域储能示范应用。结合可再生能源发电、分布式能源、新能源微电网等项目开发和建设，开展综合性储能技术应用示范，通过各种类型储能技术与风电、太阳能等间歇性可再生能源的系统集成和互补利用，提高可再生能源系统的稳定性和电网友好性。重点探索适合可再生能源发展的储能技术类型和开发模式，探索开展储能设施建设的管理体制、激励政策和商业模式。

2、提升可再生能源领域储能技术的技术经济性。通过示范工程建设培育稳定的可再生能源领域储能市场，重点提升储能系统的安全性、稳定性、可靠性和适用性，逐步完善储能技术标准、检测认证和入网规范，通过下游应用带动上游产品技术创新和成本下降，推动实现储能技术在可再生能源领域的商业化应用。

(八)加强可再生能源产业国际合作

结合经济全球化及国际能源转型趋势，充分发挥我国可再生能源产业比较优势，紧密结合“一带一路”倡议，推进可再生能源产业链全面国际化发展，提升我国可再生能源产业国际竞争水平，积极参与并推动全球能源转型。

1、加强对话，搭建国际合作交流服务平台。继续加强与重要国际组织及国家间的政策对话和技术合作，充分掌握国际可再生能源发展趋势。整合已有的多边和双边合作机制，建立可再生能源产业国际合作服务和能力建设平台，提供政策对接、规划引领、技术交流、融资互动、风险预警、品牌建设、经验分享等全方位信息和对接服务，有效支撑我国可再生能源产业的国际化发展。

2、合理布局，参与全球可再生能源市场。紧密结合“一带一路”沿线国家发展规划和建设需求，巩固和深耕传统市场，培养和开拓新兴市场，适时启动一批标志性合作项目，带动可再生能源领域的咨询、设计、承包、装备、运营等企业共同走出去，形成我国企业优势互补、协同国际化发展的良好局面。

3、提升水平，参与国际标准体系建设。支持企业及相关机构积极参与国际标准的制修订工作，在领先领域主导制修订一批国际标准，提升我国可再生能源产业的技术水平。加大与主要可再生能源市场开展技术标准的交流合作与互认力度，积极运用国际多边互认机制，深度参与国际电工委员会可再生能源认证互认体系(IECRE)合格评定标准、规则的制定、实施和评估，提升我国在国际认证、认可、检测等领域的话语权。

4、发挥优势，推动全球能源转型发展。充分发挥我国各类援外合作机制的支持条件，共享我国在可再生能源应用领域的政策规划和技术开发经验，为参与全球能源转型的国家，特别是经济技术相对落后的发展中国家，提供能力建设、政策规划等帮助和支持。

五、优化资源配置

充分利用规划、在建和已建输电通道，在科学论证送端电网调峰能力、受端电网可再生能源消

纳能力的基础上，尽量提高输送电量中可再生能源电量比例。结合大气污染防治，促进京津冀周边地区可再生能源协同发展，有序推动可再生能源跨省消纳。发挥水电、光热等可再生能源调节能力，促进水电、风电、光伏、光热等可再生能源多能互补和联合外送。

(一)有序推进大型可再生能源基地建设

借助已建的特高压外送输电通道，加快新疆哈密、宁夏宁东等地区配套的可再生能源项目建设，确保 2020 年前可再生能源项目全部并网发电。结合在建输电通道的建设进度，有序推进甘肃酒泉、内蒙古、山西、新疆准东等可再生能源项目建设，有效扩大消纳范围，最大限度的提高外送可再生能源电量比重。

专栏 5 利用规划、在建和已建输电通道外送可再生能源

——已建输电通道：哈密-郑州 ±800 千伏直流、宁夏-山东 ±660 千伏直流、高岭背靠背等。

——规划和在建输电通道：锡盟-山东 1000 千伏交流、锡盟-江苏 ±800 千伏直流、蒙西-天津南 1000 千伏交流、上海庙-山东 ±800 千伏直流、晋北-江苏 ±800 千伏直流、宁东-浙江 ±800 千伏直流、酒泉-湖南 ±800 千伏直流、扎鲁特-山东 ±800 千伏直流等。



(二)加强京津冀及周边地区可再生能源协同发展

贯彻落实《大气污染防治行动计划》有关要求，结合“绿色奥运”、“京津冀一体化”发展战略等，积极推进河北张家口、承德等地区可再生能源基地建设，研究论证并适时推动内蒙古乌兰察布、赤峰等地区可再生能源基地规划建设，加强配套输电通道的规划建设，提高京津冀地区电网协同消纳新能源能力，推广普及可再生能源清洁供暖，实现清洁能源电能替代，显著提高可再生能源在京津冀地区能源消费中的比重。

专栏 6 京津冀及周边地区可再生能源协同发展

——张家口可再生能源示范区：深入贯彻“低碳奥运”理念，落实张家口可再生能源示范区规划，推进张家口风电、太阳能、地热能等可再生能源建设和应用，着力推进体制机制创新、商业模式创新、技术创新，构建多元化和智能化的能源系统。

——承德风电基地三期项目：适时推进承德风电基地三期项目建设，在京津冀地区统筹消纳。

——乌兰察布风电基地：根据市场需求规划建设，积极推进华北电网区域内消纳方案论证。

——赤峰风电基地：根据市场需求规划建设，积极推进华北电网区域内消纳方案论证。



(三)开展水风光互补基地示范

利用水风光发电出力的互补特性，在不增加弃水的前提下，在西南和西北等水能资源丰富的地区，借助水电站外送通道和灵活调节能力，建设配套的风电和光伏发电项目，协同推进水风光互补

示范项目建设。重点推进四川省凉山州风水互补基地、雅砻江水风光互补基地、金沙江水风光互补基地、贵州省乌江和北盘江流域风水联合运行、青海海南州水风光互补基地等可再生能源基地建设。

专栏 7 水风光互补示范基地

- 四川省凉山州风电基地：在四川省内消纳利用。
- 雅砻江水风光互补基地：通过锦屏-江苏等特高压直流实现水风光联合外送和跨区消纳。
- 金沙江水风光互补基地：通过溪洛渡-浙江特高压直流、向家坝-上海特高压直流、溪洛渡-广东直流等实现水风光联合外送和跨区消纳。
- 贵州省乌江和北盘江风水互补基地：在贵州省内消纳利用。
- 青海海南州水风光互补基地：结合受端电力市场情况，推进水电、风电、光伏、光热联合外送方案论证。



(四)论证风光热综合新能源基地规划

在风能、太阳能资源富集地区，统筹考虑送端地区风电、光伏、光热、抽水蓄能等各类资源互补调节能力，研究规划新增外送输电通道，统筹送端资源和受端市场，充分发挥受端调节作用，实现高品质新能源资源在更大范围内的优化配置。研究探索内蒙古阿拉善盟、青海海西州、甘肃金昌武威等地区以可再生能源电量为主的外送方案。

专栏 8 风光热综合新能源基地

- 内蒙古阿拉善盟：推进风电、光伏、光热、抽蓄联合运行机制、方式等研究，结合受端电力市场情况，适时探索启动联合外送方案论证。
- 青海海西州：推进风电、光伏、光热、抽蓄联合运行机制、方式等研

究，结合受端电力市场情况，适时探索启动联合外送方案论证。



六、创新发展方式

结合电力市场建设和电力体制改革，选择适宜地区开展各类可再生能源示范，探索可再生能源集成技术应用、规模化发展路径及商业运营模式，为加快推动可再生能源利用、替代化石能源消费打下坚实基础。

(一)可再生能源供热示范工程

按照“优先利用、经济高效、多能互补、综合集成”的原则，开展规模化应用的可再生能源供热

示范工程。在城镇规划建设过程中，做好区域能源规划与城市发展规划的衔接，树立优先发展可再生能源的理念，将可再生能源供热作为区域能源规划的重要内容。推进建筑领域、工业领域可再生能源供热，启动生物质替代城镇燃料工程，加快供热领域各类可再生能源对化石能源的替代。统筹规划和改造热力供应的基础设施，加强配套电网建设与改造，优化设计供热管网，建立可再生能源与传统能源协同互补、梯级利用的综合热能供应体系。到 2020 年，各类可再生能源供热和民用燃料总计可替代化石能源约 1.5 亿吨标准煤。

专栏 9 可再生能源供热示范工程

——**太阳能供热**。在继续推广太阳能建筑一体化基础上，加快各类中高温太阳能热利用技术在工业领域应用，满足热水、取暖、蒸汽、制冷等各种品质

30

用热/用冷需要。在适宜地区推广跨季太阳能蓄热工程供热。

——**生物质能供热**。因地制宜推进农林废弃物、城市垃圾等生物质能综合开发，鼓励城镇小型燃煤供热锅炉改造为以生物质成型颗粒为燃料，扩大生物质热电联产比重，提高生物质利用效率，替代城镇化石燃料消费。

——**地热能供热**。鼓励地热能资源丰富地区，建立以地热能为主的供热利用体系，满足各种供热需求。

——**清洁电力供热**。在风能资源富集、供热需求量大、电力供应相对过剩的北方地区，以替代燃煤小锅炉为目标，推广规模化的清洁电力供热工程，在满足这些地区刚性供热需要的同时，扩大清洁电力就地消纳比重，减少煤炭消费。



(二)区域能源转型示范工程

在继续做好绿色能源示范县、新能源示范城市等工作基础上，支持资源条件好、管理有基础、发展潜力大、示范作用显著的地区，以推进新能源应用、显著提高新能源消费比重为目标，以省级、市级、县级或园区级为单位，开展区域能源转型综合应用示范工程建设，促进新能源技术集成、应用方式和体制机制等多层面的创新，探索建立以可再生能源为主的能源技术应用和综合管理新体系。在“三北”地区开展就近消纳试点，发展与可再生能源配套的高载能工业，探索风电制氢、工业直供电等新型可再生能源开发利用模式。争取到 2020 年，在一些地区工业、建筑、交通等领域增量或存量的能源消费中，率先实现高比例可再生能源应用。

专栏 10 区域能源转型示范工程

31

——**能源转型示范省(区)**。支持可再生能源资源富集的西北、西南等省(区)，规划能源转型战略目标，探索可再生能源就地消纳与省间互济、风光水电等互补协调运行机制，建设能源转型示范省(区)。到 2020 年，示范省(区)内可再生能源在能源消费中的占比超过 30%。支持中东部可再生能源资源一般或相对贫乏但能源消费集中的省份，充分发挥网际输电能力、区域调峰能力，探索实施需求侧管理等综合优化调度运行模式，增加可再生能源消纳比重，争取在“十三五”期间，通过市场化机制消纳区外可再生能源，示范省可再生能源在能源消费中的比重超过 30%，新增可再生能源在全部新增能源消费中的占比超过 50%。

——**能源转型示范城市**。在继续深入开展新能源示范城市创建工作的基础上，引导积极的城市创建能源转型示范城市。示范城市以分布式能源和可再生能源供热为重点领域，完善相关政策措施，建立健全信息统计和监测体系等管理制度，力争城市增量能源消费大部分由新能源提供，加快新能源对存量化石能源消费的替代，提高新能源在城市用能中的消费比重，推动城市能源结构转型。示范城市能源消费中的可再生能源比重占城市用能消费的50%以上。

——**农村能源转型示范县（区）**。支持在农业及人口大省开展农村能源转型示范县（区）建设。加快城乡电力服务均等化进程，实现稳定可靠的供电服务全覆盖。推进各类生物质集中供气、沼气集中供气、成型燃料供热项目在农村和城镇应用。利用荒山荒坡、农业大棚或设施农业等建设“光伏+”项目，因地制宜推动光伏和风力发电在提水灌溉等农业生产中的应用。支持示范县（区）建设新型农村可再生能源开发利用合作模式，加快实现农村能源清洁化、优质化、产业化、现代化。

——**高比例可再生能源应用示范区**。在可再生能源资源富集、体制机制创新等先行先试区域，支持因地制宜创建更高可再生能源比例的清洁能源应用示范区，满足用电、供热、制冷、用气等各类用能需要，实现不同新能源技术之间以及新能源与常规能源生产消费体系的融合。示范区可再生能源在能源消费中的占比超过80%。



(三) 新能源微电网应用示范工程

为探索建立容纳高比例波动性可再生能源电力的发输(配)储用一体化的局域电力系统，探索电力能源服务的新型商业运营模式和新业态，推动更加具有活力的电力市场化创新发展，最终形成较为完善的新能源微电网技术体系和管理体制，按照“因地制宜、多能互补、技术先进、创新机制”的原则，推进以可再生能源为主、分布式电源多元互补的新能源微电网应用示范工程建设。

专栏 11 新能源微电网应用示范工程

——**联网型微电网**。鼓励在需求较大和资源条件好的地区，建设可再生能源为主、天然气等互补的联网型微电网，实现区域内冷热电负荷的动态平衡及与大电网的灵活互动。

——**独立型微电网**。在偏远、海岛或电网薄弱地区建立风、光、水为主，储能、天然气、柴油备用的独立型微电网。

七、完善产业体系

逐步完善可再生能源产业体系建设，坚持将科技创新驱动作为促进可再生能源产业持续健康发展的基本动力，不断提高可再生能源利用效率，提升可再生能源使用品质，降低再生能源项目建设和运行成本，增强可再生能源的技术经济综合竞争力。

(一) 加强可再生能源资源勘查工作

根据能源结构调整需要，对重要地区的可再生能源资源量进行调查评价，适时启动河流水能资源开发后评价工作。

全面完成西藏水能资源调查，组织发布四川水力资源复查成果。加大中东部和南方复杂地形区域的低风速风能资源、海域风能资源评价。加大中东部地区分布式光伏、西部和北部地区光热等资源勘查。加强地热能、生物质能、海洋能等新型可再生能源资源勘查工作。及时公布各类可再生能源资源勘查结果，引导和优化项目投资布局。

(二)加快推动可再生能源技术创新

推动可再生能源产业自主创新能力建设，促进技术进步，提高设备效率、性能与可靠性，提升国际竞争力。建设可再生能源综合技术研发平台，建立先进技术公共研发实验室，推动全产业链的原材料、产品制备技术、生产工艺及生产装备国产化水平提升，加快掌握关键技术的研发和设备制造能力。充分发挥企业的研发创新主体作用，加大资金投入，推动产业技术升级，加快推动风电、太阳能发电等可再生能源发电成本的快速下降。

(三)建立可再生能源质量监督管理体系

开展可再生能源电站主体工程及相关设备质量综合评价，定期公开可再生能源电站开发建设和运行安全质量情况。加强可再生能源电站运行数据采集和监控，建立透明公开的覆盖设计、生产、运行全过程的质量监督管理和安全故障预警机制。建立可再生能源行业事故通报机制，及时发布重大事故通报和共性事故的反事故措施。建立政府监管和行业自律相结合的优胜劣汰市场机制，构建公平、公正、开放的招投标市场环境和可再生能源开发建设不良行为负面清单制度。

(四)提高可再生能源运行管理的技术水平

积极推动可再生能源项目的自动化管理水平和技术改造，提高发电能力和对电网的适应性。逐步完善施工、检修、运维等环节的专业化服务，加强后服务市场建设，建立较为完善的产业服务和技术支持体系。大力推动风电、光伏等新能源并网消纳技术研究，重点推动电储能、柔性直流输电等高新技术的示范应用，推动能源结构调整，加强调峰能力建设，挖掘调峰潜力，提高电力系统灵活性。完善电网结构，优化调度运行，加强新能源外送通道的规划建设，提高外送通道利用率，逐步建立可再生能源大规模融入电力系统的新型电力运行机制，实现可再生能源与现有能源系统的深度融合。

(五)完善可再生能源标准检测认证体系

加强可再生能源标准体系的协调发展，形成覆盖资源勘测、工程规划、项目设计、装备制造、检测认证、施工建设、接入电网、运行维护等各环节的可再生能源标准体系。鼓励有关科研院所和企业积极参与可再生能源相关标准的编制修订工作，推进标准体系与国际接轨。支持检测机构能力建设，加强设备检测和认证平台建设，合理布局可再生能源发电装备产品检测试验中心。提升认证机构业务水平，加快推动可再生能源产业信用体系建设，规范可再生能源发电装备市场秩序。推进认证结果国际互认，为我国可再生能源装备企业参与全球市场提供支持。

(六)提升可再生能源信息化管理水平

建设产业公共服务平台，全面实行可再生能源行业信息化管理，建立和完善全国可再生能源发电项目信息管理平台，全面、系统、及时、准确监测和发布可再生能源发电项目建设和运行信息，为可再生能源行业管理和政策决策提供支撑。充分运用大数据、“互联网+”等先进理念、技术和资源，建设项目全生命周期信息化管理体系，建设可再生能源发电实证系统、测试系统和数据中心，为产业提供全方位的数据和信息监测服务。

八、保障措施

为落实可再生能源发展的主要任务，实现可再生能源发展目标，采取以下保障措施：

(一)建立可再生能源开发利用目标导向的管理体系

落实《可再生能源法》的要求，按照可再生能源发展规划目标，确定规划期内各地区一次能源消费总量中可再生能源消费比重指标，以及全社会电力消费量中可再生能源电力消费比重指标。抓

紧研究有利于可再生能源大规模并网的电力运行机制及技术支撑方案，建立以可再生能源利用指标为导向的能源发展指标考核体系，完善国家及省级间协调机制，按年度分解落实，并对各省(区、市)、电网公司和发电企业可再生能源开发利用情况进行监测，及时向全社会发布并进行考核，以此作为衡量能源转型的基本标准以及推动能源生产和消费革命的重要措施。各级地方政府要按照国家规划要求，制定本地区可再生能源发展规划，并将主要目标和任务纳入地方国民经济和社会发展规划。

(二)贯彻落实可再生能源发电全额保障性收购制度

根据电力体制改革的总体部署，落实可再生能源全额保障性收购制度，按照《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》要求，严格执行国家明确的风电、光伏发电的年度保障小时数。加大改革创新力度，推进适应可再生能源特点的电力市场体制机制改革示范，逐步建立新型电力运行机制和电价形成机制，积极探索多部制电价机制。建立煤电调频调峰补偿机制，建立辅助服务市场，激励市场各方提供辅助服务，建立灵活的电力市场机制，实现与常规能源系统的深度融合。

(三)建立可再生能源绿色证书交易机制

根据非化石能源消费比重目标和可再生能源开发利用目标的要求，建立全国统一的可再生能源绿色证书交易机制，进一步完善新能源电力的补贴机制。通过设定燃煤发电机组及售电企业的非水电可再生能源配额指标，要求市场主体通过购买绿色证书完成可再生能源配额义务，通过绿色证书市场化交易补偿新能源发电的环境效益和社会效益，逐步将现行差价补贴模式转变为定额补贴与绿色证书收入相结合的新型机制，同时与碳交易市场相对接，降低可再生能源电力的财政资金补贴强度，为最终取消财政资金补贴创造条件。

(四)加强可再生能源监管工作

贯彻落实国务院关于转变职能、简政放权的有关要求，确保权力与责任同步下放、调控与监管同步加强。强化规划、年度计划、部门规章规范性文件和国家标准的指导作用，充分发挥行业监管部门的监管和行业协会的自律作用，打造法规健全、监管闭合、运转高效的管理体制。完善行业信息监测体系，健全产业风险预警防控体系和应急预案机制，完善考核惩罚机制。开展水电流域梯级联合调度运行和综合监测工作，进一步完善新能源项目信息管理，建立覆盖全产业链的信息管理体系，实行重大质量问题和事故报告制度。定期开展可再生能源消纳、补贴资金征收和发放、项目建设进度和工程质量、项目并网接入等专项监管工作。

九、投资估算和环境社会影响分析

(一)投资情况

到 2020 年，水电新增装机约 6000 万千瓦，新增投资约 5000 亿元，新增风电装机约 8000 千瓦，新增投资约 7000 亿元，新增各类太阳能发电装机投资约 1 万亿元。加上生物质发电投资、太阳能热水器、沼气、地热能利用等，“十三五”期间可再生能源新增投资约 2.5 万亿元。

(二)环境社会影响分析

可再生能源开发利用可替代大量化石能源消耗、减少温室气体和污染物排放、显著增加新的就业岗位，对环境和社会发展起到重要且积极作用。

水电、风电、太阳能发电、太阳能热利用在能源生产过程中不排放污染物和温室气体，而且可显著减少各类化石能源消耗，同时降低煤炭开采的生态破坏和燃煤发电的水资源消耗。农林生物质从生长到最终利用的全生命周期内不增加二氧化碳排放，生物质发电排放的二氧化硫、氮氧化物和烟尘等污染物也远少于燃煤发电。

2020 年，全国可再生能源年利用量折合 7.3 亿吨标准煤，其中商品化可再生能源利用量 5.8 亿吨标准煤。届时可再生能源年利用量相当于减少二氧化碳排放量约 14 亿吨，减少二氧化硫排放量约 1000 万吨，减少氮氧化物排放约 430 万吨，减少烟尘排放约 580 万吨，年节约用水约 38 亿立方米，环境效益显著。

可再生能源产业涉及领域广，可有力带动相关产业发展，可大幅增加新增就业岗位，也是实现脱贫攻坚的重要措施，对宏观经济发展产生积极影响，更是实现经济发展方式转变的重要推动力。

2020 年，全国可再生能源部门就业人数超过 1300 万，其中“十三五”时期新增就业人数超过 300 万。

国家发改委 2016-12-17

中国的能源转型陷入两难境地 储能技术能否破局？

近日，厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强在作客和讯网《中国经济学人》栏目时表示，中国在能源转型过程中，要提高新能源的利用小时数，可行的办法有两个，一是配额制，但这会大大提升实体经济的成本；二是分布式，储能技术又成为制约其发展的关键。

林伯强表示，目前，经济不景气导致用电量下滑，所有能源的发展都不尽如人意，而新能源的表现已相对较好，数据显示，近年来，新能源保持高速增长，其用电量的下滑速度也低于火电用电量。

因此，林伯强认为，对于新能源行业来说，除了等待能源需求的提升外，下一步应该考虑如何提高新能源利用小时数。

“提高新能源利用小时数，可行的办法有两个。”林伯强表示，一是实施配额制，即政府对地方用电中新能源所占比例进行规定，但新能源的高成本会大大提高实体经济的成本，配额制代价过高。

二是发展分布式，目前来看效果并不佳。数据显示，2015 年光伏实际完成新增装机 15.13GW，其中，集中式光伏装机 13.74GW，占 91%，集中式光伏装机超额完成，分布式光伏与规划目标相差甚远。

林伯强指出，分布式的关键问题在于储能技能，必须取得技术上的突破，才能将天然气、太阳能、风能混合在一起，储能并投入使用。

“如果储能技术不突破，人类从传统能源向新能源转换的可能性就非常小。”林伯强进一步分析道，而一旦储能技术突破，电能代替石油，大力发展地下交通，不仅可以解决碳排放的问题，还能将很多经济生活转移到地下，解决城市拥堵问题。

此外，近年来，节能减排催生的碳交易市场也备受关注。林伯强对和讯网《中国经济学人》表示，碳交易平台对低碳转型有好处，但发展会比较缓慢。

从国际经验看，欧盟市场也尚未成功，从国内现状看，高耗能的大型企业基本上都是国有企业，前期配额分配的公平性和后期支付结算的保证措施都是难题。

和讯 2016-12-05

能源革命进行时 传统能源仍有机会

从风电、光伏、核电再到电动汽车，近几年来中国新能源行业风起云涌、呼啸而来。国家及地方政府也出台了多项政策支持新能源产业的发展，并努力在推动能源的巨变。不久后的未来，我们开着电动汽车，使用风光电力则像一日三餐般习以为常。

2020 年，国内全社会的用电量将达到 6.8 万亿千瓦时~7.2 万亿千瓦时，非化石能源消费的比重预计为 15% 左右。在过渡到新能源为主的社会生活、日常作息之前，行业还会经历哪些变化？在 12 月 2 日举行的第一财经年度峰会上，多位能源业界、学界人士也对此展开了一番深入的探讨。

传统能源仍有机会

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强表示，中国能源消费是高度集中的。中国的重工业消耗了 62.8% 的能源，但只贡献了 25.5% 的 GDP。而重工业对经济发展较敏感，经济不好就少生产、去库存，这时对能源的打击就很大。“企业卖库存，同样可以支持经济的增长，但能源的下行压力非常大，中国能源会大起大落，这是一个规律，而且跟 GDP 的走势可能会大幅背离。”林伯强说道。

我国的风电、光伏会有很大的发展，但我国众多的火电厂会因此而很快停产，相关从业人员的

工作量是否也将被大幅削减？并非如此。

据中电联数据，我国火电的发电量在过去 5 年内，确实占比有所下降，但幅度为 7.7%。截至去年年底，火电发电的占比为 73.1%。此外，2020 年，我国的煤电装机力争控制在 11 亿千瓦以内，占比降至约 55%。从这些数据上可以发现，虽然火电发电的占比在快速减少，但短期内仍将是重要的发电方式。

林伯强称：“现在这个阶段，我倒是觉得，传统能源怎么转型更为重要，毕竟现在还是需要传统能源来发展，从而支持新兴的能源。比如我们对太阳能的不少鼓励政策，都是将传统能源所付的电价中抽取一部分，传统能源仍是我们的用电核心。所谓的能源革命，很大程度上也从化石能源上找出更多的发展空间。”

新能源要降低成本、提高技术，是一个长期的过程，也是传统火电厂的一个机会。化石能源相对于风电、光伏这些新能源，无疑是更为稳定的资源，现有的火电厂也可通过脱硫等技术进行改进，降低对环境的影响。

另外，由于能源需求的波动性很大，当能源需求反弹时，煤炭等化石能源的需求也会反弹，这也是传统火电的另一大发展契机。林伯强告诉第一财经记者：“煤炭需求经历过两次大反弹时期。今后能源发展方向肯定是天然气、核电、风电、太阳能。当经济恢复，重工业开始补充库存、能源需求大增时，煤炭还会经历一次反弹。目前我们对煤炭的判断是，2023 年可能是个需求峰值。”

技术革命是根本动力

风电、光电成为一个产业不过三十来年的时间，其发展速度却是惊人的。我国能源局在 1994 年发布《风力发电场并网运行管理规定(试行)》，开始允许风电站就近上网。而据中电协数据，到 2015 年，风电的发电量占比 3.3%，装机容量占比 8.6%。

“我在太阳能行业干了 19 年，我就发现这个行业的发展速度实际上比政府的规划、比我的判断还要快，这就是技术的力量。”天合光能董事长兼 CEO 高纪凡表示，2010 年时，中国做了个能源发展规划，到 2020 年，光伏达到 20GW，后来随着技术的快速发展，现在的目标是当时的近 8 倍，相信这个比例未来还会打破。

可再生能源或者说新能源发展的动力是技术革命。

新能源汽车是新能源发展的另一重要方向。特斯拉的横空出世不过几年时间，电动汽车得到了惊人的发展。聚电网络科技有限公司创始人兼 CEO 贾雪峰称：“今年北京整个电动汽车的规划是 6 万辆，而 9 月份牌照的指标已用完了，现在北京买辆电动汽车其实是在透支明年的指标，如果政府放宽一点的话，我觉得发展速度还要快。”

新能源汽车对汽车产业和能源行业有什么意义？贾雪峰表示，能形成新的支柱型产业，“电动汽车这个行业发展起来最大的好处就是，形成新的支柱型产业。我国过去几十年发展汽车工业，可以说取得了很大的成就，但我们没有很强的品牌优势，核心技术还没有掌握，电动汽车提供了一个机会来重塑品牌，把核心的技术全部以国产化，彻头彻尾地改变这个行业。”

贾雪峰称：“锂电池的生产成本直线下降，给我们提供了一个机会：将储能和充电站配在一起，做一些分布式能源的变革，推动电动汽车的发展，也是给能源行业重新变革提供的动力。”

多能互补

储能，这是多能互补之外另一个解决新能源不稳定的方法。风光气储互补，这会是新方向吗？

风电和光伏的一大先天性缺陷就是发电不稳定。电力的一个基本特征无法进行大规模储存，电网系统中电力的生产与消费需要同步进行。相对而言，火电、核电更容易控制发电端的发电量，使之实时与需求匹配，而风和光却是不可控的。

中电联数据，今年 1~10 月，全国火电设备平均利用小时数为 3405 小时，核电设备平均利用小时数为 5766 小时，风电设备平均利用小时数为 1401 小时。虽然由于需求波动和电厂停工、弃风限电等原因，平均利用小时数都在下降，但是明显可以发现火电的利用效率跟风电不是同一级别的。

能源局日前发布《关于加快推进天然气利用的意见》，鼓励风气互补、光气互补实现天然气与可

再生能源的融合发展。高纪凡就表示，天然气调峰的能力很强。

不过，林伯强对此表达了一定程度的担忧，“我们在讲能源在内的所有，始终离不开成本的问题，如果我们不计较成本，我们什么都能做到。天然气跟传统的煤炭去比较，还是太贵了。”但是不管天然气成本如何，多能互补始终是前进的方向，林伯强坦言，“今后假定说，人类的能源系统会有一个革命性的变化，一定是储能、太阳能、风电的结合。”

王佑 钟瑞芳 第一财经日报 2016-12-05

十三五能源“1+14”系列规划年内全落地

记者从12月10日举行的2016年能源大转型高层论坛上获悉，能源发展“十三五”规划已获国家能源委员会第二次会议审议通过，目前正在履行程序，预计很快发布。同时，国家能源局组织编制的14个能源领域的专项规划进展顺利。电力、水电、风电、煤层气、生物质等六个专项规划已经发布实施，可再生能源、天然气等三个专项规划即将发布，太阳能等五个专项规划正在抓紧推进，有望于年底前发布实施。

据国家能源局副局长李仰哲透露，能源发展“十三五”规划从转型的角度主要体现在两个方面，一是从规划的主要目标和指标来看，“十三五”时期，煤炭消费比重要降低到58%以下，非化石能源消费比重要提高到15%以上，天然气消费比重力争达到10%，非化石能源和天然气增量合计约为4.8亿吨标准煤，是煤炭增量的三倍多，清洁、低碳能源将是“十三五”期间能源供应增量的主体。

实现上述目标，首要措施是大力发展非化石能源，推动能源结构的战略性调整，多措并举解决弃风弃光等问题，努力把三北地区的弃风弃光率控制在5%以内，其他地区基本做到不弃风、不弃光。同时，安全发展核电，积极发展水电。“十三五”期间，全国核电投产约3000万千瓦、开工建设3000万千瓦以上，2020年装机达到5800万千瓦；常规水电6000万千瓦以上，常规水电规模达到3.4亿千瓦。

同时，要大力推进化石能源的清洁高效利用。“特别是针对当下的主体能源煤炭来说，要着力化解过剩产能，全面实施散煤的综合治理。逐步推行清洁能源替代民用散煤，实施煤电超低排放和节能升级改造。”李仰哲说。

就天然气而言，主要任务则是扩大消费市场，主要方向是在居民生活、工业生产、交通运输等领域替代煤炭，同时大力发展天然气分布式能源和天然气的调峰电站。

值得注意的是，目前天然气终端销售环节价格过高影响了消费市场的拓展。“解决这个问题关键要调整价格机制，当然有关方面已经在研究和推动这一问题的解决。”李仰哲透露。

“下一步我们要坚持市场化改革的方向，调动各方勘探开发油气资源的积极性。”李仰哲表示，去年油气区块的招标试点在新疆已经开始启动，迈出了油气勘探开采体制改革的关键一步。要通过试点及时总结出可复制、能推广、立修法的制度经验，适时向全国推开，推进投资主体的多元化，引导社会资本进入油气勘探开发领域。

经济参考报 2016-12-12

中国能源智库论坛 聚焦能源革命和转型升级

12月11日，“2016’中国能源智库论坛”在北京隆重开幕。全国政协副主席、全国工商联主席王钦敏出席开幕式。中国能源研究会理事长、全国政协经济委员会副主任吴新雄，国家能源局副局长王晓林等出席论坛开幕式并致辞。论坛由国家能源局指导，中国能源研究会主办，埃森哲（中国）有限公司、中国能源智库网协办，中能智库承办。国家发改委、能源局、财政部、工信部、国土部、环保部，中央和地方能源企业，地方发改委、能源局和国家能源局派出机构、各类能源智库等单位的代表400余人参加了会议。

论坛开幕式由中国能源研究会常务副理事长史玉波主持。吴新雄理事长在致辞中，首先感谢全国政协王钦敏副主席在百忙之中，拨冗亲临论坛，并做专门指导，充分体现了对能源事业的关心和对中国能源研究会的关怀，令人感动与鼓舞。

吴新雄理事长指出，当前，我国正处于能源革命和转型升级的重大历史时期。习近平总书记总揽世情国情全局，把握能源发展大势，创造性地提出了“四个革命、一个合作”的能源战略思想，即：推动能源消费革命，抑制不合理能源消费；推动能源供给革命，建立多元供应体系；推动能源技术革命，带动产业升级；推动能源体制革命，打通能源发展快车道；全方位加强国际合作，实现开放条件下的能源安全，并专门主持召开中央财经领导小组第6、第9次会议，为我国能源革命和转型升级指明了方向、明确了目标、提供了遵循。李克强总理两次主持召开国家能源委员会会议，审议通过《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》和《能源发展“十三五”规划》，并对落实“四个革命、一个合作”做出具体部署。

吴新雄表示，推动能源革命与转型升级意义重大、任务艰巨，需要集思广益、群策群力。习近平总书记在中央全面深化改革领导小组第六次会议上深刻指出，进行治国理政必须善于集中各方面的智慧，凝聚最广泛的力量，要重点建设一批具有较大影响力和国际知名度的高端智库，重视专业化智库的建设。今天，中国能源研究会以“能源革命与转型升级”为主题举办中国能源智库论坛，就是贯彻落实习近平总书记重要讲话精神和中共中央办公厅、国务院办公厅《关于加强中国特色新型智库建设的意见》，为能源领域的专业智库和专家学者搭建交流平台，衷心期待大家利用这个平台，碰撞思想、交流经验，围绕贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源战略思想和组织实施《能源发展“十三五”规划》过程中的一些重点和关键，集思广益，群策群力，提出积极、务实、有效、专业化的意见和建议，为推进我国能源革命与转型升级作出应有的贡献。国家能源局副局长王晓林受国家发展改革委副主任、国家能源局局长努尔·白克力的委托，代表国家能源局对本次论坛的召开表示热烈的祝贺。王晓林副局长表示，我国目前已成为世界上最大的能源生产国和消费国，能源生产总量、电力装机规模和发电量均居世界第一。“十二五”以来，我国加快能源结构调整，形成了电力、煤炭、石油、天然气、新能源和可再生能源全面发展的能源供应体系，能源技术装备水平明显提高，电力等能源体制改革稳步推进，以能源“一带一路”项目为代表的能源国际合作也在不断的深化，全社会生产、生活用能条件明显改善。尽管取得了这些成绩，但

我国仍面临着能源系统整体效率低下、传统能源产能过剩问题突出、可再生能源发展面临较高的瓶颈、天然气消费市场急需开拓、能源清洁任务艰巨等挑战，这些还有待能源智库加强研究、深化研究成果的应用，提供解决途径。王晓林还对中国能源智库如何更好发挥作用提出了三点意见：

第一、着眼长远、服务大局，切实提高能源研究水平。能源智库要紧紧围绕习近平总书记提出的“四个革命、一个合作”能源发展战略，站在能源改革发展战略和全局的高度，加强对基础性、战略性、前瞻性问题的研究，不断把握和揭示能源改革发展的内在规律；要深入基层一线，强化调查研究，善于从实践中查找问题，进行思考，提出对策，不断提高执政建言的水平，当好能源管理部门的千里眼、顺风耳。

第二、加强沟通、完善机制，切实支持能源智库建设发展。国家能源局将继续加强与能源智库的沟通交流，把听取能源智库意见作为开展重大决策的重要程序，以智库形式固化下来，将采取座谈交流、联合调研等方式，向能源智库提出思考和想法，并鼓励智库就行业发展的重大问题开展研究，提出专业的意见。

第三、主动担当、多措并举，切实加强对能源研究工作的引领。国家能源局将积极采取能源软科学研究优秀成果评奖等多种方式，加强对能源研究工作的支持和引领。近日，国家能源局印发了《2017年度能源软科学研究课题选题指南》，希望全国能源行业的研究机构积极关注选题指南，积极参与能源软科学研究，主动服务能源行业的科学发展。

开幕式后，中国能源研究会常务副理事长周大地主持主旨演讲。中国工程院原副院长、中国工程院院士谢克昌，国务院发展研究中心副主任隆国强，中国科学院院士周孝信，埃森哲大中华区能

源战略董事总经理黄伟，中国能源建设集团公司总工程师、首席信息官吴云等围绕该主题先后发表了精彩的主旨演讲。

关于现代能源体系的建设，谢克昌院士指出，我国政府一直采取系列的措施积极应对气候变化，实现化石能源的清洁高效利用，提升可再生能源的占比，在安全高效的前提下发展核电。谢克昌院士认为，能源革命是一个长期的过程，在 2050 年之前分为三个阶段。2020 年之前是能源结构的优化期，主要推动煤炭的清洁高效和持续的开发利用，淘汰落后产能，提高发电的比例，尤其是可再生能源逐渐补充能源缺口。2020 年到 2030 年是能源领域的变革期，主要是实现能源消费结构的显著优化，能源的增量要用非化石能源来替代。2030 年到 2050 年是能源革命的定型期，要形成能源需求的合理化、开发绿色化、供应多元化、调配智能化和利用高效化，力争到 2050 年，煤炭、油加气和非化石能源占比是 4: 3: 3。谢克昌院士还指出，通过推动能源生产消费革命，促进与现代能源体系建设也是我国落实《巴黎协定》的重要行动。

“一带一路”是一个开放的区域，没有贸易转移，不会对区域外的成员造成伤害。对此，国务院发展研究中心副主任隆国强在论坛上提出了关于“一带一路”战略中的能源投资机遇，即能源合作机遇、推进能源革命进程中提供的机遇、“一带一路”国家本身能源需求所带来的机遇、能源产业上下游带来的机遇。

论坛上，周孝信院士从电力角度重点阐述了电力系统在能源转型当中的作用。他认为，电力系统转型是促进能源转型目标的实现，非化石能源在一次能源消费中占比是我国能源转型的主要指标。大幅度提高非化石能源电力占比，建立非化石能源为主的电源结构，是电力系统转型的重要标志。周孝信院士还指出，现代能源体系和传统能源体系最显著的特征是最大限度的开发利用可再生能源和最大程度的提高能源综合利用效率。支持清洁能源分布式发展和多能互补等产能用能方式是实现我国能源转型的重要途径。

作为本次论坛的协办方，埃森哲（中国）有限公司几十年来一直关注着我国能源发展。黄伟董事总经理在论坛上从全球角度给大家呈现了世界上的能源研究机构、能源企业是怎么看待能源未来发展的情景和需求的。他认为，未来全球能源转型有七大趋势：第一、一次能源需求放缓；第二、全球的电力需求到 2060 年实现翻番；第三、风能和太阳能的增长速度为能源系统提出了巨大的挑战；第四、煤炭和石油很快达到需求峰值后，全球的煤炭和石油有可能从资产闲置转向资源闲置；第五、电动汽车将是未来的发展趋势；第六、碳排放压力未来非常大；第七、全球能源发展始终面临的三重困境，安全、公平与可持续发展。

如何加快我国电力结构调整，促进能源转型升级，吴云总工程师在论坛提出了一些思路。他表示，根据现在的发展趋势和要求来看，今后，我国电力结构，煤炭为 50%，水电 20%，剩下的 30% 必须是由新能源、气电、核电来解决。下午，论坛安排了“经济新常态与能源革命”、“能源革命与油气转型升级”、“能源革命与电力转型升级”、“能源革命与煤炭转型升级”等四个专题。该环节主要是围绕能源发展的难点、盲点和结合点，邀请经济界、能源界的政府官员、理论学家、实践专家进行面对面的思想交锋和观点碰撞，为经济发展新常态的能源发展找定位、谋长远咨政建言，为能源产业转型升级、为能源企业寻求发展出谋划策。

贾科华 中国能源报 2016-12-14

越南将致力发展清洁能源发电

据越南《越南新闻》12 月 2 日消息，越南能源总局可再生能源司司长范仲实近日在风能研讨会上表示，根据《2014-2020 年绿色增长国家行动计划》，越南将逐渐转向使用风能、太阳能、潮汐能、地热能和生物燃料等可再生能源发电以解决全球变暖问题，计划到 2020 年实现可再生能源发电量占比至少达到 7%，到 2030 年将该比例进一步提高到 10.7%，而此前设定的可再生能源发电占比仅有 4.5% 和 6%。

范表示，越南目前大量依赖煤电和水电，未来应大力发展风电和太阳能发电。未来五年，越南电力需求预计以每年 13% 的速度上升，风力发电潜力很大。

越南目前仅有三个风电厂，总容量仅有 150 兆瓦。11 月初，越南与一家爱尔兰能源公司签署价值为 22 亿美元的风电厂建设合同，拟再建设投产三个风电厂，总装机容量为 940 兆瓦。其中湄公河流域朔庄市风电厂投资 20 亿美元，装机容量为 800 兆瓦，拟于 2028 年完成第一阶段建设。另外两个电厂设于平顺省，建设成本 2 亿美元，将于 2018 年完成第一阶段建设。

商务部 2016-12-06

石墨烯正在全球掀起什么样的颠覆性震荡？

石墨烯的发现者之一、2010 年诺贝尔物理学奖获得者安德烈·海姆这样描述石墨烯：可被无限拉伸，弯曲到很大角度不断裂，可抵抗很大压力，同时有非同寻常的导热性和导电性。由此，石墨烯被公认为“彻底改变 21 世纪的新材料”，世界各国的科研人员竭尽所能尝试将其应用于微电子、能源材料、生物医药、航空航天和环保等领域。石墨烯正在全球掀起一波又一波颠覆性深层震荡。

震荡一：撼动传统行业标准

石墨烯的一个神奇之处是，虽然理论厚度约 0.3 纳米，却可以达到“零渗透”，几乎可以隔绝水、氧气、钠离子。再加上石墨烯本身具有憎水憎油性，其片层结构具有“迷宫”效应，可阻碍水、腐蚀性离子等向金属基材渗透，进而起到长效防腐作用。

2015 年 1 月 3 日，涂有石墨烯防腐涂料的第一台海上风电塔筒在中国如东海域下海，成为世界海洋重防腐领域的里程碑。底漆重防腐试验时间突破 2500 小时，超过美国标准约 3 倍。可以说，撼动了传统防腐涂料的标准，以往重防腐体系中的关键指标须含锌粉 70%-80%，而在石墨烯重防腐涂料中，可以用 20% 的锌(甚至是零)+1% 石墨烯代替。从实际效果来看，添加约 5% 的石墨烯粉，可减少使用锌粉 50%，省料又环保。后续的石墨烯重防腐涂料系列产品将延伸到海洋平台、海洋船舶、油田井下管柱和输油管线及容器等领域，形成数十亿元的产业链。

不仅如此，石墨烯还在数字电路中展露锋芒。2014 年，IBM 测试世界上第一个多频石墨烯射频接收器和石墨烯集成电路，性能比上一代提升近万倍。今年 12 月，石墨烯旗舰计划的意大利合作伙伴 CNR-ISOF 研究表明，可以使用石墨烯生产完全柔性的近距离无线通讯技术(NFC)天线。

由此可见，石墨烯在撼动着一个个传统行业的标准，打开崭新而充满希望的应用领域。下一个会是谁?或许是散热材料、锂电池、超级电容……

震荡二：促制造业转型升级

20 世纪 90 年代，发达国家纷纷以信息化带动制造业升级，以提高产业国际竞争力。随着被注入传统材料，以及制备工艺发展，石墨烯也为发展中国家制造业带来转型升级的机遇。

单层石墨烯具有独特的电子结构和电学、热学、力学性能，有望成为未来精密信息器件的理想材料。而在单层氧化石墨烯上直写、裁剪或制备出各种纳米图形和功能器件，被认为是石墨烯研究领域最具挑战性的课题之一。

因为这需要采用特殊的操控台，并具有精准工艺，即便实验室可以做到，要实现大规模制备，则需要批量纳米级精密设备，如用现有制造业基准下制备的操作仪器，就如同戴着拳击手套去拿小螺钉，会十分吃力且低效。这就需要大大升级制造业的精密等级。

石墨烯在复合材料领域可谓大显身手，需求量巨大。将石墨烯应用于复材可以提高材料的导电率和强度，同时具有灵活性。将石墨烯复材用于各种工程材料之中，可促进整体制造业的转型。

北美地区已促使许多石墨烯制造商和大学、研究机构合作，以扩大和满足石墨烯复材的需求，力求用石墨烯的发展带动美国制造业，使之成为当地经济增长的主要推动力。

有中国专家表示，石墨烯产品乃至整个产业的发展，符合中国当前工业发展的新趋势和供给侧结构性改革战略。石墨烯产品实现工业化量产，一定能推动中国制造业转型升级，由国际产业分工

链条中的中低端迈向中高端。

震荡三：提升政策融合机制

目前，世界很多国家已将石墨烯定为一种战略性新兴材料，都想在石墨烯发展潮流中跻身前列，而从国家政策上助力产业发展将起到重要作用，这取决于政策机制的融通，以及灵活接纳新事物、新理念、新技术的更替能力。

从国际经验来看，加速提升政策融合机制主要应在以下几方面发力：首先，顶层设计国家级产业发展规划，尽早确定石墨烯产业技术路线和产业化路线，明确产业发展的阶段目标、重点任务、重大工程、资金来源及政策措施等。

其次，打造健全的上中下游链条，促进产业发展。石墨烯产业最大瓶颈在于没有形成完整成熟的产业链，研发制备企业和下游应用企业脱节，市场需求尚未全面打开。因此，在机制上要确定合理的组织框架，推动材料、设备、工艺和应用并行发展，协调整个链条发展。

第三，统筹国家层面的资金用在“刀刃”（重点项目）上，而不是撒胡椒面，什么都投，正如欧盟石墨烯旗舰计划，先后将上千亿专款投到导电油墨、薄膜技术、压力传感器等最具潜力的技术研发上。

有“石墨烯之父”之称的安德烈·海姆近期指出，在学术研究和产业化之间有很大的空缺，政府可在其中“造桥”，空隙过大时，桥就要足够长。政府投入资金建起中间的立柱支撑起一座桥，桥的一端是学术研究，彼岸则是真正的石墨烯产业化。

科技日报 2016-12-08

广西发布石墨烯系列地方标准

7日，广西质量技术监督局在广西石墨烯研究院正式发布《石墨烯三维构造粉体材料的检测与表征方法》《石墨烯三维构造粉体材料名词术语和定义》《石墨烯三维构造粉体材料生产用聚合物》《石墨烯三维构造粉体材料生产技术》和《石墨烯三维构造粉体材料生产用高温反应炉的设计规范》五项石墨烯系列地方标准，并从12月30日起开始实施。

此次发布的五项石墨烯系列地方标准由广西质量技术监督局和广西大学共同提出，由广西大学可再生能源材料协同创新中心等单位起草。“这是广西在全国率先发布的石墨烯系列地方标准，首次明确了石墨烯三维构造粉体材料的名词术语；首次规范了石墨烯三维构造粉体材料的原料、技术、生产装备及检测方法，它将为广西乃至全国石墨烯行业规范化发展提供强有力的科学依据、技术支持和人才支撑。”广西大学校长赵艳林说。

科技日报 2016-12-08

荷兰能源转型开始提速

荷兰政府已于近日提议在2017年将可再生能源项目预算增加33%。据悉，这是该国政府在达成其2020年减排目标滞后的情况下所作出的补救尝试。该国明年可再生能源支持计划SDE+预算将有望达到近60亿欧元，覆盖风电、光伏等领域。

荷政府将继续实施可再生能源补贴(SDE+)

2015年，荷兰政府受到了猛烈抨击，原因是因为2014年的一份审查报告披露，该国能源结构中仅有少部分来自源于可再生能源。与之形成鲜明对比的是，电站用煤量的屡创新高。

无独有偶，同年6月，荷兰执法部门发现其政府也在履行《京都协议》中约定的有关减少排放二氧化碳、甲烷等导致温室效应的气体方面的承诺时打了折扣，因而要求其在2020年之前，逐步在1990年减排量的基础上继续减排25%。

有调查显示，荷兰政府之所以在2006~2013年之间未能完全实现减排目标的原因是补助不稳定，

从而导致环保支出较少，使问题不断升级。

鉴于此，该国经济大臣汉克·坎普近日在一封致议会的信件中表示，目前荷兰可再生能源正在稳步发展，今年 SDE+ 申请数量也在进一步增长。明年该计划预算达 60 亿欧元，面向风能、太阳能、地热能、水能和生物质能项目。

据悉，SDE+ 计划旨在激励企业以尽可能低的成本生产更多的可再生能源，采取了申请最低补贴额度的项目最有可能获得补贴的原则，以推动企业创新并降低成本。自 SDE+ 计划实施以来，太阳能和风能成本降幅最大。

海上风电成为达到减排目标重要推手

为了早日达到减排承诺，荷兰政府计划在 2020 年实现可再生能源占比达到 14%、2023 年占比达到 16% 的目标，并将海上风电(SDE+计划不涵盖)作为实现上述目标的重要手段。

据全球风能理事会(GWEC)相关报告显示，2015 年，该国并网了 60 台海上风电机组，装机容量为 18 万千瓦，累计装机容量达到 42.7 万千瓦，已经是全球第六大海上风电市场。

不仅如此，该国还制定了相关计划，以便到 2023 年将海上风电装机容量扩大到 350 万千瓦。

值得关注的是，今年 3 月，荷兰上议院批准了一项法律，允许政府推行一轮海上风电投标。这项法律属于《电力法》的修正案，它允许输电运营商 TenneT 开始为该国离岸以及位于博尔瑟勒地区的新风电场建设电网基础设施。

业内人士指出，荷兰海上风电发展面临的最大挑战是能否确保已经规划的海上风电投标得以平稳有序地执行。据悉，该国第一轮投标已于今年春季展开，第二轮则将于 2016 年年底进行。此外，博尔瑟勒地区还有 140 万千瓦的容量计划将被拍卖。

业内希望未来 5 年将海上风电成本降低 40%。长期来看，2023 年的目标实现以后，荷兰北海地区有进一步发展大规模海上风电的巨大潜力。其中，IImuidenVer 的指定区域就可以容纳 600 万千瓦的海上风电开发规模。

此外，根据荷兰政府能源相关规划，到 2030 年，该国海上风电装机容量将达到 4450 兆瓦，届时政府给予风电产业的补贴将达到近 180 亿欧元。汉克·坎普对此表示，随着海上风电成本的逐年下降，补贴额度届时有望缩减至 100 亿欧元上下。

光伏市场呈现稳固增长势头

海上风电只是荷兰加速推动其能源转型的一个缩影。该国光伏市场近年所取得的成绩同样可圈可点。根据荷兰中央统计局(CBS)的最新调查结果显示，截至去年年底该国光伏累计装机容量达 1485 兆瓦。

今年 SDE+ 秋季投标竞赛已有 50 亿欧元可投入到可再生能源项目上，其中就有约 2.439 吉瓦的太阳能项目已在最近投标竞赛中申请到了 SDE+ 补贴。

据悉，在过去三年内，尽管荷兰大型光伏市场呈现出稳固增长势头，但参与竞标的项目与同期相比已大大削减，但这种情况可能会随着最新一轮 SDE+ 投标方案的出炉而发生改变。

对此，业内人士分析指出，尽管这一切都预示着荷兰大型光伏市场将会迎来蓬勃发展，但项目资助存在困难，以及 SDE+ 投标出价十分低导致市场怀疑其方案的可行性，不免担忧许多成功获标的项目不会最终落地。

“SDE+ 是一个投标系统，许多公司和行政机构申请 SDE+ 的费用十分低，因此该项目永远不能转变为一个正常的盈利项目。”在太阳能经销商 Profinrg 负责人 CeesvandeWerken(以下简称“Werken”)看来，政府资助 SDE+ 长达 15 年，该项目能够在批发电力市场上售电，待 SDE+ 资助期过后，批发价格是该项目的唯一收入来源，除非在 PPA(太阳能购买协议)下开发它。

Werken 进一步表示：“政府已代理经营该项目，能够获得 0.045 欧元/千瓦时的批发价，但是实际上他们可能获得 0.03 欧元或 0.035 欧元/千瓦时的批发价。无现场运营损耗的大型落地项目比需要在现场用电的项目的盈利情况更糟糕。”此变化也为在新一轮 SDE+ 投标竞赛中获标项目的盈利情况划上了一个大大的问号。

项目开发者 KiesZon 的相关负责人 FrankHeijckmann(以下简称“**Heijckmann**”)表示:“你们现在所看到的,真正想要在屋顶上配备太阳能装置的公司为了获得一些补贴,(与 SDE+)签订了低于 0.105 欧元/千瓦时的协议。但需要更多补贴的大项目不会获得任何补贴,并将不得不等到明年春季才能开始实施。”

值得关注的是,该国经济部传出了一些积极信号,即今年投标竞赛是为太阳能项目准备的,但 Heijckmann 对此并不是非常乐观。他认为:“目前存在很多希望,但我们已期待了两年之久,现在仍然没有合理的补贴,2014 年 SDE+ 投标竞赛中有许多 883 兆瓦光伏项目成功获标了。然而,众所周知,迄今为止,这些项目中仅有 20% 左右已实际安装。”

中国电力报 2016-12-13

欧盟新能源发展报告引关注

欧盟在签署《巴黎气候协定》时承诺,2030 年前减少二氧化碳排放 40%。为兑现这一承诺,欧盟近日公布了 1000 页的新能源发展报告,提出了阶段性节能减排目标和一系列建议,并对现有新能源政策进行了修改。

这次报告是草拟版本,一经公布引起各界广泛讨论和关注,很多人士对其中一些建议提出质疑。欧盟委员会将就各成员国和欧洲议会讨论结果进行修改,一旦投票通过,将形成欧盟未来 14 年能源发展的法律文件。

两大关键内容--减少能源消耗 逐步淘汰燃煤

在报告提出的诸多建议中,减少能源消耗与逐步淘汰燃煤成为最受关注的**关键内容**。报告提出,2030 年前,欧盟总能源使用量减少 30%,包括减少能源浪费及更好地利用可再生能源。而减少能源浪费的关键措施是革新老式建筑,提高能源效率,为此将实施“智能金融、智能建筑”计划。2020 年前募集 100 亿欧元进行建筑改造,2030 年前此项目总投入大约 1200 亿欧元。报告还提出,2030 年前,可再生能源比例占到总能源的 27%,其中 50% 的电力供应将来自可再生能源。

另一大关键内容是称为“容量机制”的补贴政策。对那些使用燃煤或天然气的工厂,设定二氧化碳排放界限为每千瓦时 550 克,只有低于这一排放标准才能获得补贴,低得越多补贴越多;逐渐淘汰老式燃煤厂,保留或新建能效更高工厂。

环保人士质疑--目标设定过低 政策有偏向性

欧盟气候专员臣米格尔·阿里亚斯·卡奈特表示,新能效目标是这次报告的核心内容,实现这一目标将减少欧盟对能源进口的依赖,并创造新的就业岗位,同时降低排放。“欧洲正开始一场清洁能源革命。”他说,“在新政策指引下,未来 10 年每年会动员公共和私人投资 1770 亿欧元,这些投入会新创 90 万个绿色技术岗位,刺激 GDP 增长一个百分点。”

虽然对报告中提高能效的举措表示欢迎,但环保人士认为,欧盟目标设定太过保守。来自地球之友环保组织的布洛克·瑞雷表示:“很高兴欧盟能兑现气候承诺,新政策还能帮助数百万人实现‘能源脱贫’,但现有市场中新能源占比已达 15%,为什么只将目标设定在 30%?为什么不挖掘欧盟的真正潜力,设定更高目标?”

来自绿色和平组织的塔拉·康纳利认为,欧盟虽然在计划中鼓励个人和社区群体“自产自销”新能源,但对相关设备的安装规模进行了限制,否则将不允许接入电网。“这种限制规定太不道德,与对待化石燃料电厂巨头们相比,这简直是政策歧视。只要让所有市民都 100% 使用新能源,不需其他政策就能实现巴黎气候目标。”

针对燃煤补贴政策,欧洲环境局克里斯提安·沙伊伯质疑:“对燃煤企业提出二氧化碳排放限制听起来像笑话,它对现有燃煤企业不会造成任何影响,也不能解决煤炭带来的健康和其他环境问题。”

增加生物质能--补贴没有到位 或致事与愿违

报告还规定,增加农业或森林废弃物燃烧获得的生物质燃料在发电厂和供热厂中的份额,这一

建议也引起环保组织大力反对。

环保组织认为，现有生物质燃料主要通过燃烧废木获得，占比已经高达 65%，但其来源具有不持续性，碳减排效果并不比化石燃料更具优势。这类政策正在导致森林恶化、生物多样性损失以及更多碳排放等各种不良后果。

认为生物质燃料是一种清洁能源基于一种“碳中和”假设：其排放的二氧化碳与其在生长过程中吸收的二氧化碳能相互抵消，因此燃烧过程中的碳排放可以不计。但事实并非如此。获得树木废料需要砍倒整棵树，而环保组织调查发现，许多欧盟国家不能兑现森林保护承诺，比如意大利和斯洛伐克已经削减其相关补贴经费，导致森林退化严重。鸟类联盟组织政策官员认为，生物质能源是一种重要清洁能源，但比例应缩小而不是增加。

科技日报 2016-12-14

商界呼吁美国加快建设清洁能源经济

“风险商业项目”发布新报告指出，降低气候变化风险不但在经济上和技术上均可实现，而且能为美国商业发展带来重大新机遇。为此，美国必须建设清洁能源经济，广泛实现包括汽车、家庭在内的电气化发展，推动零碳或低碳发电和能效升级。制定清晰、连贯的政策框架将为低碳经济转型释放大量投资。

“全球公司和政府必须增强应对气候变化的能力并努力控制碳排放。”风险商业项目联合主席、前美国财政部长亨利·保尔森说，“实现美国经济向低碳、清洁能源转型是一项宏伟事业，不过这篇报告表明，通过利用现有技术，我们能够实现这一愿景。”

这份名为《从风险到回报：投资清洁能源经济》的新报告指出，从现在到 2050 年，美国私营部门每年平均需投资 3200 亿美元，才能建设清洁能源经济，将碳排放降低到不会严重影响美国经济的水平。这些必要的投资与美国企业近年来进行的重大投资规模相当，例如在过去十年，美国企业每年在电脑和软件方面投资 3500 亿美元，在水力压裂和水平钻井技术方面投资 1300 亿美元。清洁能源投资将推动化石燃料支出的削减，这将为美国每年节省资金 3660 亿美元。

到 2050 年，美国将新增 130 万个就业机会，其中就业增长最多的是公共设施、建筑和制造业等领域。而与此同时，煤矿及油气等领域将减少 27 万个就业岗位，主要分布在南部和山区各州。

“煤炭正在被更低廉、更清洁的能源形态所取代，从而走向消亡。这种转型既能挽救生命也能节约资金。推动转型的速度越快，我们的国家就将越富裕。”风险商业项目联合主席、前纽约市长迈克尔·布隆伯格说。

该报告呼吁商界领袖制定可行计划，将气候风险纳入决策，包括利用内部碳定价进行计算，并详细分析公司面临的气候风险。

“我们的星球面临前所未有的风险，我们的经济无法承受不作为的代价。”风险商业项目联合主席托马斯·斯泰尔说。“向清洁能源转型有利于减缓气候变化产生的负面影响，为美国企业带来巨大机遇。现在，商界比以往任何时候都应引领这一转型，从而保护气候、国家和经济安全。”

该报告列出了实现清洁能源经济转型的一系列政策原则，包括政府应取消提高气候风险行为补贴、激励创新和清洁能源发展等。推动转型的方法之一是实行反映碳污染真实成本的碳定价。报告认为，随着全球减排势头不断增强，如果美国企业不对低碳技术进行投资，美国竞争力将面临威胁。

“风险商业项目”是由迈克尔·布隆伯格、亨利·保尔森和托马斯·斯泰尔三位联合主席于 2013 年发起的非党派研究项目。该项目以商业为重点，对与气候变化有关的经济风险和机遇进行评估。

国际能源参考 2016-12-14

德国政府批准能源转型第五年度检测报告：2020年可再生能源至少占总电耗的35%

德国政府12月14日通过了关于能源转型的第五年度监测报告。报告显示，2015年，德国31.6%的电流消耗量来自于可再生能源。

从2011年起，每年联邦政府都会就能源转型的现状给出一份监测报告。根据今年的报告，可再生能源是德国最重要的电流来源。德国的目标是到2020年，可再生能源至少占到总电耗的35%，以及占到总能耗的18%。按照目前的发展状况，这两个数值都是很有可能达到的。

该报告同时指出，德国的能耗在去年略有上升，这主要是因为良好的经济发展和凉爽的气候。另外，2017年的《可再生能源法案》和新的《电流市场法》将把德国带入能源转型的新阶段，并且为大力推动可再生能源发展提供一个良好的框架条件。

对此，德国联邦外贸与投资署可再生能源部主任托马斯·格里格雷表示：“可再生能源覆盖了德国电耗的近三分之一。可再生能源所占据的巨大份额以及在电流领域能源供给的高度安全性显示了能源转型在德国的成功发展。”

国际在线 2016-12-15

中加合作应对气候变化转型清洁增长

12月5日至9日，加拿大环境和气候变化部长凯瑟琳·麦肯纳率领加拿大清洁技术企业代表团访华时表示：“中国和加拿大都非常关注气候变化对地球的影响，加拿大非常赞赏中国在国际谈判中所起到的领导作用，而且十分重视与中国在应对气候变化方面的合作关系。”

访问期间，麦肯纳作为中国环境与发展国际合作委员会（国合会）的国际执行副主席，与中国环保部长陈吉宁共同主持国合会年度会议，并参与双边会晤，与中方探讨国家公园、环境保护、气候变化、清洁能源和清洁增长模式等重要议题。

麦肯纳此次率团访华是继今年中加两国总理成功互访之后的延续，旨在进一步推动中加合作向清洁增长模式转型。麦肯纳于12月6日在加拿大驻华使馆进行主旨演讲时表示：“此次访华有3点是与中加两国共同应对气候变化相关的，其一，我们重申了将加大努力应对气候变化；其二，我们将继续支持中国环境与发展国际合作委员会第六届任期的工作；第三，我们建立了《加中清洁技术联合声明》的工作组。”

去年12月巴黎气候大会上，各国宣布成立“创新任务”全球倡议计划，旨在未来5年内推动政府在清洁能源研究上的投资翻倍。中国和加拿大都是“创新任务”计划的成员，这成为两国加速展开合作的基础。加拿大政府肯定了中国在应对气候变化方面的努力，即中国合作推动了《巴黎协定》的生效，并在基加利通过了《蒙特利尔协定书》的修正案。

麦肯纳表示，气候变化、土壤修复，废水处理等都给中加企业带来巨大创新机会，这些行动和目标是值得高度赞扬的。企业在其中扮演十分关键的角色，是推动绿色增长、支持创新和开发解决方案的先锋，不过仍需要良好的环境才能展现出最佳实力。这也是此番她率团来华的主要目的。“此次访华代表团中有众多创新人才，由他们领导的公司正在推动加拿大成为全球清洁技术的领头人，他们的技术专长包括地热能解决方案、清洁能源氢燃料电池、高效空气排放控制系统等等。”

据了解，加拿大政府特别重视通过清洁增长来应对气候变化，并将此列为国家重点任务，同时承诺未来4年内将投资超过10亿加元来支持清洁技术。此外，加拿大还提出了“包容性创新议程”和“清洁增长和气候变化泛加拿大框架”，确立了将加拿大打造为全球绿色增长和创新中心的目标。这两个计划将推动加拿大的清洁技术研发、投资和应用。

对于中加气候变化方面的合作，中国环境科学研究院原副院长、现任中国环境科学学会常务理事和大气环境科学分会主任委员柴发合指出，政策导向是激励两国清洁技术使用和创新的一个非常重要的关键所在。“我希望加拿大尤其是企业能够抓住中国减排硬指标、约束性指标的机遇，更多地

将新技术引入中国，不管是节能还是碳捕捉或碳再利用等，都拿到中国进行示范试点，为中国找到一条适合中国特色、提高减排效果，同时价格又相对较低，且技术含量较高的合作道路。”

对于加拿大企业来华投资存在障碍的担忧，柴发合坦言：“我个人认为，现在中国市场化程度越来越高，需求自然催生投资合作。目前，一个是国家大政策方针，一个是污染物排放标准，未来我们也会建立温室气体排放标准。在这些标准的驱动下，会催生出一大批特别好的技术，这些技术的应用不光会使企业赚钱，而且会得到非常好的社会和环境的效率。”

总之，加拿大期待与中国在已有成果之上继续合作，并坚信双方通过交流将会继续取得重要成果，共同完成打造全新的全球绿色经济的目标。

王林 中国能源报 2016-12-16

热能、动力工程

日本温室气体排放量连续两年减少

日本《东京新闻》12月6日报道，日本环境省发布2015年日本国内温室气体排放量的即时测量值，温室气体总量达13.21亿吨，比去年减少3.0%。温室气体排放量已连续两年减少。

据报道，如果按照比2005年排放量降低5.2%这一标准，2020年比2005年减少3.8%这一短期目标已经达成。不过，这其中存在短期原因，由于受冷夏、暖冬的影响，人们减少了冷暖空调的使用。今后在削减温室气体方面仍需继续努力。日本环境省表示：“如果按照这个速度推进温室气体削减进程，2030年就可比2013年减少26%，届时将完成《巴黎协定》的目标。”

环球网 2016-12-06

全国统一碳市场启动临近 千亿级碳交易市场可期

全国统一碳市场启动临近。在日前召开的2016中国碳市场高峰论坛上，国家发改委应对气候变化司副司长蒋兆理表示，全国碳市场配额分配将以基准线法为主，鼓励减排的政策工具必须从行政命令型、财税鼓励型向市场型转变。

专家预测，中国将成为全球最大的碳交易市场。海通证券研究员牛品认为，目前整个碳市场交易无论价格还是成交量都处于底部，未来将有巨大上升空间，每年千亿元碳市场空间可期。

以基准线法为主

全国统一碳市场将在2017年启动，碳排放权总量和配额分配办法备受市场关注。蒋兆理表示，我国碳排放配额分配办法“将以基准线法为主，单位产品的排放量在基准线以上，生产的产品越多，获得的配额就越大；处于基准线以下的企业就需要加大投资，让单位产品的排放量高于基准线，否则每生产一个产品都要向市场购买碳排放权，或者只能退出市场。”

“只有一些特殊的行业，比如热电联产，在碳排放配额分配过程中，仍将阶段性地实施碳强度法，但最终目标还是要统一实行基准线法。”蒋兆理补充道。

在制度上，全国碳排放权交易配额分配方案已上报国务院，预计年底前获批。清华大学能源环境经济研究所张希良认为，规划全国统一碳市场配额总量需要遵循几个原则：覆盖行业尽量宽，企业门槛尽量低，碳强度下降率高于全国平均水平，尽可能避免对经济产生不利影响，不影响覆盖行业经济活动水平等。进行配额分配的指导原则应该是以免费发放为主，并且符合总量设定的目标。

蒋兆理认为，我国鼓励减排的政策工具必须从行政命令型、财税鼓励型向市场型转变。

两类公司将受益

按照国家发改委的初步估计，每吨300元碳排放权交易价格才能真正发挥低碳转型的引导作用。

若以当年全国 7 个试点地区的碳价平均标准测算,全国碳市场现货交易规模可以达到 12 亿-80 亿元;如果考虑碳期货进入碳市场,交易规模将放大到 600 亿-4000 亿元。

牛品认为,现在是投资碳市场的一个非常好的时点。目前碳价处于底部,大部分交易所的价格已降到 20 元左右。在 2017 年第三季度全国统一碳市场启动之后将会发生质的变化,未来碳价仍然有巨大上升空间。

碳行业产业链包括交易所、碳资产管理公司、第三方审定机构、清洁能源运营商等。牛品分析,两类公司将率先受益于千亿碳市场的启动。

“我们最看好的是碳资产管理公司。这类公司是新增需求,没有重资产,需求量也很大。根据我们的测算,如果考虑交易佣金、CCER 项目、盘查等,这个市场就有百亿。再加上做市、托管、质押业务,每年千亿的市场需求完全不成问题。”牛品说。

第二是清洁能源运营商,它们可以通过申请 CCER 获得一些额外的利润。对于风电来说,通过碳交易净利润提升大概能达到 12%,光伏能达到 9%,水电达到 20%。另外还有一些生物质发电、热电联产,以及甲烷回收等公司,未来都有可能从碳市场受益。

“如果一个公司的业务覆盖整个产业链,既有碳资产管理公司,又有清洁能源运营商,还有节能减排能力的话,那么这个公司就具有成为龙头的可能性。”牛品说。

原标题:全国统一碳市场启动临近 千亿级碳交易市场可期

中国证券报 2016-12-07

全球首个混合动力发电站开始发电

12 月 6 日,全球首个通过地热、水力的混合动力发电站开始发电。这一被称为“Cove Fort 发电站”的混合动力发电站位于美国犹他州西南部。该地区以全球知名的“锡安国家公园”为首,因其壮丽景观而闻名。Cove Fort 发电站从 2013 年开始通过地热进行发电。

运营发电站的 Enel Green Power 以意大利为中心,在欧洲、北美、南美等全球各地通过可再生能源展开发电设备。美国在实施水力、地热、风力、光伏等四种可再生能源外,还致力于推广多个可再生能源组合的混合动力发电技术的实用化。

Cove Fort 发电站使用从地下汲取的蒸汽和热水,通过二进制方式(通利用过低温蒸发的媒体方式)进行发电。使用发电后的热水回归到地下,深入到地表深处,流入挖掘的井内。大量热水流经,推广通过水力进行发电的混合动力技术实用化。

开工前,7-9 月实施的测试,通过水力能产生 100 万 kwh 的电力。这一电量相当于发电站内部消耗能源的 9%。提高发电站的能源效率,能向外输出电的电量增加。

Cove Fort 发电站利用地热,提供约 25MW 的电力。年发电量达到 1 亿 6000 万 kwh,按美国一般家庭使用量年 1 万 2000kwh 换算的话,电量可供 1 万 3000 户使用。最新增加的水力发电在测试期间能提供和其相等的电力,发电量预计增加 2%左右。

而且,通过在循环井内设置水力发电站,能控制热水流向返回到地下。因为从地下汲取的热水含盐分回归到井里时,有可能会飞散开来,使设备有破损。通过水力发电机控制热水流向,减少受损风险。

致力于混合动力技术研发的 Enel Green Power 公司在美国国内其他地区的地热发电站,进行太阳热和太阳光组合的三重发电。该公司在内华达州引进 Stillwater 发电站。

这一地热发电站从 2009 年之后开始运行,通过二进制方式供应 33MW 的电力。2012 年,发电站周边地区的土地上设置 26MW 的光伏发电站。而且,2015 年使用太阳热启动 2MW 的发电设备,通过三种可再生能源实现三重发电。

通过太阳光和太阳热的发电量比地热单独发电的发电效率低,根据太阳光和太阳热产生的发电量能补充地热发电减少的量。

美国火山地带多，地热资源量和发电量位于全球之首。Enel Green Power 公司今后将以地热发电为中心，推进可再生能源的混合动力技术的引进项目。

电缆网 2016-12-08

英国公司开发新型超级电容 有望取代电池

摘要：英国公司开发出一种新型电解质，以此制作出的超级电容将有更长的寿命和更高的能量密度，有望取代电池。来自 Augmented 光学公司和英国萨里大学的研究人员，联合布里斯托大学一同开发了一种以交联胶体聚合物为基体的新型高分子电解质 (crosslinked gel-matrix polymer electrolytes)，这种新型电解质相比传统电解质可提供多达 100 倍的电容值。并且该胶体电解质兼容当前电池使用的常规电极。

Augmented 光学成立了一家子公司超级电容材料公司专门负责商业化这种新型材料。他们相信，用这种新型电解质与现有的电极材料相结合，可以生产出新型超级电容，其可存储的能量将超过现有的电池系统。

超级电容具有更长的生命周期和高能量密度；相比电池再长久时候用后产生衰退，超级电容在经历上千次充放电之后，依然可以保持几乎相同的电量。但目前的超级电容限于较低的能量密度，在电量上还比不上锂离子电池。

有趣的是，Augmented 光学公司使用的技术原理来自于软性隐形眼镜的制作工艺，该技术由 Donald Highgate 博士(萨里大学毕业生，当前在 Augmented 光学公司)和他的研究生们在 40 年前所开发。

对新型高分子材料的测试结果显示，超高能量密度的超级电容有机会在不久的将来进行生产。我们正在主动的寻求商业合作，来共同开发和支持这种新材料，并制造出利用该材料的超高能量密度储能设备。

cnbeta 网站(台州) 2016-12-09

国家风光储输示范工程：清洁能源发展的样本

当以风能和太阳能为代表的新能源被赋予“第三次工业革命核心”的重任时，如何克服这两种“最清洁能源”与生俱来的随机性、波动性和间歇性，进而实现规模化并网，便成为一道横亘在新能源开发利用之路上的难题。国家电网公司始终致力于破解清洁能源发展瓶颈，不辱使命，不负重托，采用世界首创的“风光储输联合发电”技术路线，在智能电网技术框架下，建成目前世界规模最大的集风力发电、光伏发电、储能及输电工程“四位一体”的可再生能源项目--风光储输示范工程，为破解清洁能源大规模并网这一世界性难题展开了前沿性探索，取得丰硕成果。

12月11日，我国工业领域的最高奖项--第四届中国工业大奖在北京人民大会堂隆重揭晓，国家风光储输示范工程荣获中国工业大奖。

7种输出模式联合应用

探索清洁能源发展新路径

如何科学合理解决以风电、光伏发电为代表的新能源大规模集中并网、集成应用，是一道世界级难题。面对影响新能源大规模并网的技术瓶颈，公司科研团队经过长时间前期调研后，最终确定了风光储输联合优化的技术路线，即“风光互补、储能调节、智能输电、平稳可控”。

2010年春，张北高原上的冰雪尚未消融，国家风光储输示范工程建设便热火朝天地拉开序幕。国网冀北电力有限公司作为示范工程建设运营单位，不畏严寒、攻坚克难，高质量完成工程建设任务。该工程是世界上第一个集“风力发电、光伏发电、储能系统、智能输电”于一体的风光储输示范工程。“风光储输联合优化的技术路线属世界首创，没有先例可循。我们要用实际行动开辟一条‘清

洁中国、领跑世界’的崭新路径。”国网冀北电力风光储公司总经理马力说。

公司高度重视示范工程建设，组建了以中国电力科学研究院、国网电力科学研究院等单位牵头的科研团队，开展联合技术攻关。示范工程分为两期，按照风电场 500 兆瓦，光伏电站 100 兆瓦和储能装置 70 兆瓦设计规划，以“风光互补、储能调节、智能输电、平稳可控”为攻坚目标，投资近 100 亿元。

由公司自主研发的风光储输联合发电全景检测与综合控制系统，是智能电网调度技术支持系统基础平台在新能源场站监控系统首次应用，能够实时优化协调风、光、储各系统运行状态，减小风电和光伏发电功率大幅度、高频率波动，提高电网接纳风电和光伏电源能力，实现风光储联合发电系统的全景监测与综合控制。

在示范工程工作多年的国网冀北电力风光储公司副总工程师刘汉民博士解释说：“当风电、光伏发电出力足够时，可将多余的发电出力储存到电池中；一旦风光出力不够时，储能系统就可以放出电量。而这一切，都是通过联合发电智能全景优化控制系统实现的。它是整个风光储电站的‘大脑’，可改善风电、光伏出力的波动性和间歇性，使之安全稳定地并入电网运行。”

在控制中心中央大屏幕上，记者直观地看到，代表风电出力、波动较大的蓝色曲线和代表光伏发电出力的黄色曲线，经代表储能变化的橙色曲线“填平补齐”后，变成了代表电站实际发电出力的平滑绿色曲线。

国际能源署可再生能源部负责人保罗·弗兰克尔在控制中心看到这条绿色曲线图后表示：“今天的参观令我印象深刻。国际能源署和中国国家电网公司都在为全球能源清洁化发展做着自己的努力。我相信，今后我们的合作空间将会更大。”在他的心中，早已有了未来合作的路线图。

“风、光、储、风+光、风+储、光+储、风+光+储”，7 种组态时序出力优化方法，实现了风储、光储和风光储联合等多种发电运行方式自动组态、智能优化和平滑切换，发电品质接近常规电源，不仅满足了平滑出力、跟踪计划、系统调频、削峰填谷等多样调度需求，更解决了新能源发电精细化运行与控制，为大规模新能源并网及调度提供技术支撑。

积极推动科技成果深度转化

实现清洁能源发展水平提升

目前，工程已安全稳定运行 1857 天，通过风、光、储多组态联合运行模式，累计输出超过 26.24 亿千瓦时平稳可控绿色电能，相当于节约标准煤 104.96 万吨、减排二氧化碳 261.6128 万吨。

在“低碳奥运院士行”活动中，中科院院士们一致认为，示范工程的意义并不在于发了多少电，而在于在无任何工程实例可参考的条件下，探索出一条世界首创的风光储输联合发电运行模式，即通过风、光、储的 7 种组合发电方式，与平滑出力、跟踪计划、系统调频、削峰填谷 4 种功能相结合，实现多组态、多功能、可调节、可调度的联合发电运行方式。

示范工程投运以来，以风光储联合发电互补机制及系统集成为代表的五大关键技术突破已取得 87 项授权专利，累计获得数项省部级科技成果奖，部分创新成果达国际领先水平。研发的风光储联合发电监控系统自动发电控制等 7 套软件，并申请软件著作权；已发表论文 102 篇，其中 SCI、EI 等国内外期刊上收录论文 50 篇；编写了风光储联合发电系统优化配比技术研究等 15 本技术报告，显著增强了我国在国际新能源领域的影响力和话语权。

5 年来，风光储输联合发电运行及调度模式历经天气阴晴、风云变幻无常、极寒暑热交替等综合考验，将难预测、难控制、难调度的风、光资源转化为优质可靠的绿色电能输入电网。公司依托示范工程，建立了国内首次风光联合发电功率预测数值天气预报，实现多尺度全天候风光联合功率预测技术；并在国内首次应用云成像技术和装置开展光伏功率预测，大范围捕捉方圆云层数据信息，有效提升光伏电站超短期功率预测能力。

一系列科技创新，为解决大规模新能源集中开发、集成应用的世界性难题提供了我国自己的方案。

示范工程还代表公司参加了“国家十二五创新成就展”，受到了国务院总理李克强、副总理汪洋

高度关注，全国人大副委员长沈跃跃等领导也在实地调研中给予高度评价。

如今，示范工程的运营经验、成果已经为外界所认可借鉴，并推广应用于美国及我国宁夏、青海多个新能源联合发电示范工程。在示范工程的应用提升效应下，以比亚迪等多家电池储能制造企业为代表，陆续建成投产了系列储能产品，开启了我国电池储能产业先河，产能较过去扩大大约 40 倍，成本降低了 78%；其联合发电控制技术 & 检测系统，已经成为大规模新能源场站生产运行的关键平台，在江苏如东海上风电场监控、西藏羊八井光伏电站监控、酒嘉风电基地得到广泛应用；涵盖规划设计、调试验收、运行检修和技术监督全过程技术标准体系，已应用于大唐新能源和鲁能集团风电场，为大规模新能源精益化运行提供了强有力的技术支撑。

示范引领效果显著

清洁能源“试验田”建设成果丰硕

走进示范工程，张北坝上草原那高高耸立的白色风机和闪闪发光的光伏板，与蓝天碧野交相辉映，与朔风白云水乳交融。

全国政协副主席、科技部部长万钢视察示范工程时说：“国家风光储输示范工程不仅是我国新能源综合利用成果的集中展示，也为我国未来新能源的发展提供了技术示范平台，对未来我国新能源的规模化应用具有重要的示范和借鉴意义。”

示范工程涵盖 7 种类别风电机组，选型和建设严格遵循国家相关技术标准、规定，采用统一平台监控，统一远程故障在线监测，实现数据通信友好上传，有功、无功远程可调，在满足低电压穿越性能要求基础上，实现了高电压穿越性能。

紧挨着成片白色风机森林的，是一排排在太阳照射下熠熠生辉的太阳能光伏板。记者了解到，该光伏电站示范应用了最全的光伏组件和跟踪方式，多角度、全方位开展技术经济比较，对比同纬度固定式光伏发电系统，跟踪方式，多角度、全方位开展技术经济比较，对比同纬度固定式光伏发电系统，跟踪发电系统每年能提高约 18% 的发电量。

记者还实地探访了该示范项目的化学储能电站。刘汉民在现场告诉记者：“该储能电站已经涵盖 5 种类型的电化学储能电池，包括磷酸铁锂电池、全钒液流电池等，共计近 30 万节，突破了大规模电池储能协调控制和能量管理关键难题，首次实现同一站内平滑风光功率输出等多种高级应用，解决了风、光发电不确定性引发的电力系统调峰、安全问题。”谈及储能建设后续工作，刘汉民表示，今年将投运电动汽车电池梯次利用项目，同时还要配置先进的空气压缩储能，为电网储能关键技术创新展开大规模试验示范。

随着这一全新的联合发电运行模式的实验与探索，科技人员实现了风光储互补机制及系统集成、全景监测与协调控制、功率预测、源网协调、大规模储能技术等 5 大技术突破，完成了联合发电智能全景优化控制等 10 项以上自主设备研发，并获得了储能控制策略等 20 多项技术创新。事实上，这个示范工程已成为我国新能源发电和储能技术的试验场。

【工程概况】

位于国家八大千万千瓦级风电基地之一的张家口市的张北县、尚义县境内，风资源丰富，日照充足，具备我国新能源开发利用的典型特征。

按照风电场 500 兆瓦，光伏电站 100 兆瓦和储能装置 70 兆瓦设计规划，以“风光互补、储能调节、智能输电、平稳可控”为攻坚目标，投资近 100 亿元，由国网冀北电力有限公司负责建设运营。

采用全球首创的“风光储输联合发电”技术路线，在智能电网技术框架下，构建新能源发电领域自主创新和试验示范两个平台，带动风电和光伏发电相关产业技术升级，促进风电、光伏并网技术标准和管理规定出台，是提升新能源综合利用水平的重大科技创新工程。

1.国内最大的源网友好型风电场

2.国内最大的功率调节型光伏电站 3.世界规模最大多类型电池储能电站 4.国内首创风光储输联合发电控制和调度模式

【工程之最】

1.国内最大的源网友好型风电场

示范工程全部选用容量大、效率高、并网友好的国产装备，率先在国内完成高电压穿越技术改造测试，发电特性出力平稳，达到国际领先水平。首创风光储联合发电系统，通过自主研发的风光储联合发电互补机制及系统集成技术，提出容量最优配比方法及设计导则，示范电站 10 分钟平均波动率低于 5%，而常规风电场为 30%以上。在新能源发电及源网协调领域，研发具有完全自主知识产权的风光储联合监控系统，提出风光储 7 种组态时序出力优化方法，实现风储、光储和风光储联合等多种发电运行方式自动组态、智能优化和平滑切换，发电品质接近常规电源，提升了大规模新能源汇集区电网稳定运行水平。

2.国内最大的功率调节型光伏电站

应用最全光伏发电形式，多种设备同台比对、研究，为我国光伏产业发展提供有力技术、数据支持。高精度光伏发电功率预测系统，较常规电站预测精度提高 50%。国内首次建立风光联合发电功率预测数值天气预报，实现多尺度全天候风光联合功率预测技术。国内首次应用云成像技术和装置开展光伏功率预测，大范围捕捉方圆云层数据信息，有效提升光伏电站超短期功率预测能力。

3.世界规模最大多类型电池储能电站

突破大规模电池成组以及电池系统级联技术，首创大规模电池储能电站监控系统、管理综合控制系统。研发的储能电池大容量成组以及大规模系统级联技术，提出电池动态大容量成组技术及电池系统级联方法，解决系统集成线性放大难题，实现 27.5 万只电池单体电池储能系统电站化集成，电站整体能量转换效率大于 90%;大规模储能电站监测与控制技术，提出储能电站集中控制与储能单元就地调控相互耦合分层实时控制架构，开发电池储能电站监控系统，实现储能电站全功率响应时间小于 900 毫秒、出力偏差小于 1.5%;全球首具有“黑启动”功能的大规模新能源联合发电站，填补国内外该领域技术空白，确保新能源涉及的局部微电网在特殊情况下可靠运行。

4.国内首创风光储输联合发电控制和调度模式

220 千伏智能变电站以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基础，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测;支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动。风光储输联合发电全景检测与综合控制系统，实现智能电网调度技术支持系统基础平台在新能源场站监控系统首次应用。能够实时优化协调风、光、储各系统运行状态，减小风电和光伏发电功率大幅度、高频率波动，提高电网接纳风电和光伏电源能力，实现风光储联合发电系统的全景监测与综合控制。7 种模式架构下的多控制目标跟踪与多源协调控制技术，满足平滑出力、跟踪计划、系统调频、削峰填谷等多样调度需求，解决了新能源发电精细化运行与控制，为大规模新能源并网以及调度提供技术支撑，实现了新能源发电可控制与可调度。

国家电网报 2016-12-12

“电力储能标准体系框架及路线图研究”项目通过验收

12 月 8 日，由中国电科院牵头承担的“电力储能标准体系框架及路线图研究”项目顺利通过国网科技部组织的验收。

项目旨在提出标准制定的需求，划分标准需求的迫切性和重要性，基于储能标准界面及关联关系研究，制定电力储能标准框架体系及路线图，指导未来电力储能标准化工作以及标准制修订计划的编制。

项目完成了国内外电力储能标准及标准体系现状调研，分析了标准的适用性和局限性，提出标准制定的需求，以储能应用流程为主线，划清储能标准之间的界面，研究不同类型储能标准关联关系，制定标准体系框架，然后依据储能技术与标准耦合关系，根据储能技术发展成熟度与市场需求，绘制 2030 年前的储能标准制定路线图，作为计划编制和标准制定的依据，保障电力储能标准化工作有序进行。

项目成果将指导未来电力储能标准化工作以及标准制修订计划的编制，并直接应用于全球能源互联网标准体系完善与储能技术领域标准的制修订，为公司参与标准国际化工作提供技术支撑。

国家电网报 2016-12-13

大规模储能的基础已奠定 “贵” 字传说被打破

导读：2016年11月26日，由中国科学技术协会主办，中国能源研究会承办的“能源革命与绿色低碳发展高层论坛”在北京举办。

中关村储能产业技术联盟/中国能源研究会储能专委会承办了分论坛三“储能技术支撑中国能源变革”，产业大咖、企业精英汇聚一堂，重点探讨了储能技术快速发展背景下的商业应用模式创新及产业发展政策。

“储能(特指电化学储能)经过10年发展，已经完成了三个阶段的任务。我认为现在行业到了一个转折点，应该从示范工程向商业化迈进了。”11月26日，中国电力科学研究院电工与新材料所首席专家来小康在“储能技术支撑中国能源变革”论坛上呼吁道。

纵观全球，无论是从抢占世界技术经济制高点来布局，还是从改善大气环境的角度出发，发展储能已经成为部分发达国家乃至我国的一个既定方向，长远实施、不可动摇。以二次能源---电能为载体实现能源管理，对于提高能源的利用效率而言，储能的进入机会很多。然而向商业化迈进的过程中，短时间内要解决储能高成本与市场规模小的难题仍需政策扶植给予推动。

大规模储能的基础已奠定

能源变革的浪潮虽然激情澎湃，但是新型与传统能源过渡的脚步依然扎实稳健。早在能源“十二五”时期，针对新能源发电随机性和波动性的特点，国家电网公司、南方电网公司结合“金太阳工程”重点项目、国家863项目展开了相关课题的研究和论证。

如何把新能源开发好、利用好?如何实现电网调峰调频?储能的一系列功用能否大规模推广其示范项目的成败关乎未来。无论是国网张北风光储输示范项目，还是南网深圳宝清电池储能站，大规模电池储能系统的技术可靠性在项目交付同期得到了验证。

“储能技术，尤其是基于各种类型的电池储能，由于其反应迅速、安装便捷，对于电网调频、风光新能源接入特性调节均提出了新的解决方案。”国网新能源张家口风光储输示范电站副总工程师刘汉民对本报记者表示。

应用了磷酸铁锂电池、钛酸锂电池、全钒液流电池、铅炭电池等多种技术路线，张北风光储输示范项目从电池成组方案、BMS、EMS管理系统、厂房设计、安全运行等多个方面开创了大规模储能的应用实践。作为储能应用的国家级名片，张北风光储输示范工程自2011年12月25日投运以来，已安全稳定运行近5年，累计输出优质、安全、绿色电能超过16.5亿千瓦时。

深圳宝清储能电站示范工程，是我国第一个兆瓦级电池储能站，也是世界上首个10千伏无变压器直挂电网的电池储能站。就像一个超级充电器，由钛酸锂单体蓄电池组成的快速充放电系统对电网起到平滑间歇性电源功率波动、减小负荷峰谷差、增加备用容量3大作用。在验证了大容量、长寿命钛酸锂电池技术和H桥链式结构能量转换系统在储能系统中运用的同时，实现了四级均衡体系。

“与张北风光储输项目注重储能与新能源相结合有所不同，深圳宝清储能站是将电池储能站放在配电网，接收远方调度的信息，通过储能监控系统来指挥电池储能站出力，从而起到削峰填谷、系统调频、系统调压和孤岛运行等作用。”珠海银隆新能源有限公司研究院副院长李海军对本报记者表示。

当一个个示范项目完成了技术方案的实施与验证后，加入了储能的设计方案在更多的发电侧与用电侧开发中被接受甚至采纳。

今年，北京-张家口高速公路(张家口段)光伏电站及分布式储能试点建设启动，玉门三十里井子风光储电网融合验证示范项目正在逐步并网中……“示范项目的正常运行充分证明了储能完成了前

三个阶段的过渡，即基础研究、应用功能验证、功能释放三个阶段，也为商业化推广奠定了基础。”来小康强调。

打破“贵”字传说

迈入商业化进程，储能面临着成本高和市场小两大难题。看似分离，两者却存在着必然的联系。

早期的储能示范项目动辄投入几十亿元甚至百亿元的资金。“近年来，随着电池技术进步，成本的迅速下降，越来越具备工程大规模推广的可能。”刘汉民表示。

据了解，储能电站基于锂电池的度电成本在 0.6~0.7 元/千瓦时。

从事多年铅炭和锂电池生产的双登集团北京慧峰聚能公司总经理刘晓露表示：“由于储存电量与释放电量是 1：1 的关系，从经济上是算不过来的。如果不改变现有的体系，没有突破性创新，成本的下降是比较有限的。”这是一道在小盘子里降低成本的计算题。仅凭借企业的力量，要实现储能技术进步、成本降低绝非易事，毕竟这条路已经走了 10 年。“通过规模化、产业化把盘子做大来实现降低成本。”中国能源研究会储能专委会副主任委员俞振华曾在不同场合多次发表上述观点。行业补贴、税收减免、配套优先等扶持政策都有可能刺激行业加快向规模化、产业化迈进。

2014 年底，一场声势浩大的新能源汽车热潮激活了动力电池市场。动力锂电的降本思路也在储能锂电企业的心中投下涟漪。暂不论新能源汽车补贴的精准度如何，至少在行业发展方向上作出决定性指引，动力电池企业扩产、投产现象比比皆是。

以磷酸铁锂电池为代表的比亚迪、钛酸锂电池为代表的银隆新能源、三元锂电池等电池企业纷纷投入了这场扩大产能的战役。

据中关村储能产业联盟统计的数据显示，2015 年钛酸锂电池成本为 4500 元/千瓦时，2017 年可实现 2800 元/千瓦时。

12 月 2 日，工信部公布了第四批新能源汽车推广应用推荐车型目录，共有 678 款车型。其中新能源乘用车 63 款，包括混合动力乘用车 14 款、纯电动乘用车 48 款、燃料电池乘用车 1 款。新能源客车 371 款，包括纯电动客车 293 款、混合动力客车 78 款。纯电动专用车共 244 款。

第四批推荐目录的落地，无疑为 2017 年动力锂电的降本之路再添信心。“只要市场加大，动力锂电的成本就会在下降通道不变。虽然动力锂电和储能锂电是两款不同的锂电产品，但是在动力锂电成本持续走低的影响下，储能锂电的价格会受到关联影响。”俞振华对本报记者表示。

中国电力报 2016-12-13

能源转型：储能是大规模新能源发展的必然选择

故事来自于遥远的德国北部小镇，一家祖辈四代农民在 90 年代开始了绿色能源示范，成为德国能源转型的先锋，开发并运营了本地多座风电场、储能电站、光伏和生物质能电站，成功为全村提供了 100% 的绿色能源，并帮助全村村民增加了收入。这些项目不仅获得了博世集团的示范项目经济资助，还引起了众多世界级投资银行的关注。这是一个叫 Jan Martin Hansen 的德国农民开发风能的故事。事实上，正是因为有成千上万个农民 Hansen 的参与，德国的能源转型才能走在世界前列。

车行德国北部，会被大片风电场吸引，欧美著名制造商的风机矗立于此，从旧型 kW 级风电机组到新型 3.6MW 大型陆上风机一应俱全。但是这里在上世纪九十年代前却是另一番景象：大量的玉米农田，农民年复一年在这里进行耕种，但因为农产品单一生产低效，常常过着青黄不接的日子。大量农民急切希望能增加收入。直到有一天在一个只有 700 位居民，名为 Braderup 的小村子里，一个普通农民想到了一个不一样的点子。

去过德国北部的人都知道，当地一年四季风吹不断。在德国北部人民眼中，风是大自然的馈赠。在德国，农产品多为玉米，风能是一个隐藏的宝库。有一天，以种玉米为生的 Hansen 突发奇想：“如果把风能利用起来，会怎样？”

“当我把这个想法告诉其他村民时，大家都说：你疯了吗？”Hansen 穿着一身普通的卡其色棉衣，

带着一个鸭舌帽，因为上了年纪身体有点肥胖，在一望无垠的草地上边走边回忆着。Braderup 是一个远北地区的小村庄，在北海和波罗的海之间，风能资源丰富，当地居民已经习惯了疾风，但没有人想过要把这些风能利用起来。

Hansen 只是个纯农民，没有技术、没有经验、没有资金，最多有一些机械常识。上世纪 90 年代，他起初与一个来自丹麦的电力工程师合伙并从初装学起，后来陆续吸引了当地 200 多个村民加入。在村民们集体出资帮助下，取得进一步发展后还获得了银行贷款。

最初建起第一台 kW 级风机时，虽然风非常不稳定，但电网还可以适应并传送清洁电力。但随着在 2005 年 8 台西门子 2.3MW 级 SWT-2.3-101 型风机投产，常常因当地电网传输线路老旧导致电网超负荷。因风能不能被储存，造成很多困扰。

于是 Hansen 想到：“能不能给风机装一个储能设备？”这样，在风速快、发电多时，可将多余电能储存起来，当风速低、发电少时，又能将储存的能量尽快释放出来，形成电网友好型发电系统。

那么，当地电网该如何发展以消纳 100% 的新能源？当地并不是负荷中心（德国的鲁尔区与南部地区是该国负荷中心），富裕的清洁电力怎样外送？大比例新能源并网下的电力交易怎样实现？至少可以得出一个结论，储能是大规模新能源发展的必然选择！而这些问题的答案要从德国的能源转型说起。

储能开启能源转型新阶段

德国的能源转型起始于上世纪 80 年代的反核浪潮，2000 年新能源法案颁布之后得到进一步发展，最终在 2010 年前后，新能源成本因大量生产制造而大幅降低，产业发展随之爆发。由于大量新能源投产，很多区域配电网公司既要消纳这些新能源，又要保障供电可靠性，还要有极具竞争力的上网电价和销售价格，然而由于新能源并网而造成的电网频率扰动和输电线路阻塞问题，还无法通过技术手段完全解决（线路规划建设周期长、调频成本高、新能源可控性差）。德国全国平均限风电达 3%，尤其在北德风电经常会被限制更多出力。这使得风电储能有了发展机会。

正是看到这一机会，Hansen 开发了参与风电消纳的储能示范项目，最终吸引了德国诸多知名投资银行的关注。最终博世集团作为项目投资方，占股 50% 参与到其中。2014 年 7 月 11 日，第一个社区联合风电项目 Braderup-Tinningstedt 正式投产运营。

截至目前，该风电储能项目已经安装了 250kW/1000kWh 储能，由中国大连融科储能技术发展有限公司提供了液钒电池电站和 2MW/2MWh 的锂电池电站，并已平稳运行了两年。Hansen 希望在未来储能成本急剧下降时能再次站在能源转型的前沿，将村民集资的所有风电场都装上储能设备，并将其建设成为世界级储能设备的实验基地与新能源的教育基地。

储能助力中国能源转型

在我国的“三北”地区，这样的变革也在发生，众多国内知名储能制造商已经联手新能源发电运营商开展了一些示范项目，如大连融科在沈阳法库卧牛石风电场地区建设的 5MW/10MWh 风电场配套储能设施，实现了跟踪计划发电、平滑风电功率输出等动能，进而提升了风力发电接入电网的能力。此外，该配套还在风电并网运行中发挥了暂态有功出力紧急响应和暂态电压紧急支撑的作用，确保电网的总体运行更为安全可靠。这是迄今为止我国最大功率和最大容量的全钒液流电池储能系统。除此之外，大连融科公司还将在大连建设 200MW/800MWh 的液流电池储能电站，作为国家级储能示范项目，旨在助力解决辽宁电网调峰和新能源并网造成的频率波动问题。

前述德国 Braderup 地区农民 Hansen 的案例中，德国从技术、经济甚至政策层面建立了一套有助新能源消纳的解决方案，可以供国内光伏扶贫、大比例新能源消纳、主动配电网示范园区参考：

从管理角度，提高新能源并网管理功能。根据德国法律相关条款的规定，2009 年开始德国新能源发展已经进入第三阶段，要求新能源实现自动化并网。这种自动化并网方案也经历了由经验值到理论值的探索，比如德国最近推出的 5% 原则，即以新能源年发电量的 5% 为限峰代价换来配电网消纳新能源容量一倍的扩大，此举将大大降低配电网投资。目前德国联邦议会已经批准了此原则，近期该原则也将会被写到德国《能源经济法》中；

从规划角度，就地解决新能源并网后的电压问题，加装储能设备就是一个可行方案；

从新技术的角度，提倡智能化的主动配电网，以可预测的配网了解电网在未来 24 或 48 小时内的传输瓶颈，并借助智能市场的方案，提高负荷的灵活性和负荷追踪的经济性。

正是通过上述手段，德国 Braderup 地区的新能源消纳水平、供电可靠性和过网费用的竞争力都得到了有效提升。

Hansen 在上述风电和储能项目之后又建了光伏、生物质能项目，目前基本达到了全村 100% 的新能源供给。从上世纪 90 年代开始带领村民开发的众多风电场，现如今俨然成为了村民们的“提款机”。

Hansen 是一个朴素又兼具理性和商业思维的人。他努力给后代创造健康绿色的生活环境，并利用身边的资源创造价值，是一个能源转型的时代先锋。同时，我们应该看到新能源消纳问题不只是中国有，德国的能源转型同样困难重重，但是越来越多储能技术瓶颈的突破，让农民参与新能源发电并脱离贫困不再是梦想。Hansen 先生的努力，更是一个热情的新时代先锋的朴素生活态度。

(作者系亚洲开发银行清洁能源技术顾问)

中国能源报 2016-12-15

过剩风险日益显现 规划煤电为何增 2 亿千瓦？

一边产能过剩，一边大幅扩建，煤电发展规划质疑之声再起。

为化解煤电潜在过剩风险，今年以来，国家发改委、国家能源局联合印发了《关于促进我国煤电有序发展的通知》、《关于进一步规范电力项目开工建设秩序的通知》、《关于建立煤电规划建设风险预警机制暨发布 2019 年煤电规划建设风险预警的通知》等文件。虽然各省（区、市）和各发电企业积极部署、认真落实，取得了一定成效，但国家能源局 10 月 10 日发布的《关于进一步调控煤电规划建设的通知》指出，“十三五”期间我国煤电过剩风险日益显现，亟需进一步调控煤电规划建设。

但值得关注的是，“十三五”期间，煤电装机仍将大幅增加。国家发改委、国家能源局稍早前发布的《电力发展“十三五”规划》明确，到 2020 年，煤电装机规模将力争控制在 11 亿千瓦以内。换言之，“十三五”期间，煤电仍将净增近 2 亿千瓦，接近同期水电、风电、太阳能发电新增装机规划目标总和。在电力供应进入持续宽松新阶段、煤电过剩风险日益显现的新形势下，《规划》为何仍制定如此庞大的新增规模？是否合理？在绿色低碳安全高效的能源体系中，“十三五”电力富裕地区煤电又该如何求得生存？能否实现？

电源结构优化的结果

为保证非化石能源占一次能源消费 15% 左右，《规划》明确，到 2020 年，非化石能源发电装机达到 7.7 亿千瓦左右，比 2015 年增加 2.5 亿千瓦左右；气电装机增加 5000 万千瓦，达到 1.1 亿千瓦以上，煤电装机力争控制在 11 亿千瓦以内，占比降至约 55%。

“这些目标是经过优化得到的。”国家能源局总工程师韩水稍早前在由中国能源研究会与能源基金会联合举办的“十三五”电力发展的机遇与挑战专家讨论会上表示，“电源结构优化的原则是，在满足非化石能源消费前提下实现经济性最优。具体来讲，首先，根据非化石能源消费目标提出多个非化石能源发电装机情景；第二，开展分地区新能源消纳的分析，提出采取的措施和调峰电源的规模；第三，开展分地区电力平衡计算分析，提出多个情景下火电装机规模；最后，开展多情景下电源装机方案的技术经济分析比较，提出相应的电源总量及结构的方案，最终提出各类电源的优化布局。”

据他介绍，优化结果是，在考虑淘汰 2000 万千瓦落后产能、取消和推迟 1.5 亿千瓦以上正在规划建设项目的情况下，“十三五”期间，力争煤电新增产能不超过 2 亿千瓦。

国家发改委能源研究所研究员高虎表示，“一些信息显示，火电核准、在建及处在前期工作的总规模目前超过 4 亿千瓦。《规划》提出要将新增量控制在 2 亿千瓦以内，这是十分不容易的工作；同时，相关部门此前也出台了关于煤电发展的指导意见，要求开展‘三个一批’。这些举措传递出了强

烈的抑制信号，而这在‘十二五’期间是没有的。”

电力是关键

但对于新增 2 亿千瓦煤电，业内仍有诸多质疑之声。

中国能源研究会常务副理事长周大地认为，“十三五”期间我国能源面临的矛盾明显与“十五”、“十一五”不同。“过去怕供应不足，现在则要防止供应过多。所以，在系统优化时，为了在需求不旺情况下调整能源结构，即尽量淘汰存量中的高碳能源，优先保障低碳能源发展，就需要煤电首先让路。”

周大地表示，当前我国发电潜力巨大，火电利用小时数只有 4000 多小时。所以，在制定规划时，即使总需求有 20% 或者 25% 的增长，也应首先挖潜，而不是扩大产能。从电量上来看，火电利用小时数如果恢复到 5000 小时以上，整个电力行业将皆大欢喜，因为其经济效益会大幅度改善。“因此，我个人认为，每个能源企业都应首先考虑挖掘潜力，虽然个别地区确需增加产能，但对于大多数地方来讲，再上煤电就等于背上新包袱。”

华北电力大学教授袁家海也建议，应该降低 2020 年煤电装机目标。据他介绍，在煤电经济性方面，按照 2020 年全社会用电量为 6.8 亿-7.2 亿千瓦时电量估算，2020 年煤电利用小时数会在 3820 小时到 4200 小时左右，届时新建煤电机组投资全回报率将降至 3% 左右。所以，他建议，“应该降低煤电装机目标，例如，当规模控制在 9.6 亿千瓦左右时，2020 年煤电利用小时数可保持在 4600 到 4700 小时左右，届时平均回报率将有望达到 5% 左右。在经济整体下滑情况下，该回报率还可以接受。”

但韩水表示，他不赞同某些对利用小时数的看法，因为发电利用小时数只是对电厂发电量的衡量，关键还要看电力的平衡。“能否允许电力行业既拉闸又装机过剩？拉闸就是电力缺乏，而不是电量短缺。火电特别是煤电承担着电力保障作用。在这方面，大家可以关注一下西欧的煤电利用小时数。”他说，“云南、四川的煤电为何不能发到 6000 小时？因为没有空间，它在为水电让路。在有的地区，煤电也在为风电让路。这都是为了满足水电和风电等不可控电源的调峰需求。”

向更加灵活转型

当前，煤电机组利用小时数持续下降，机组经营困难，特别是近两个月份，煤电整体出现了亏损。“十三五”期间，新增机组势必进一步摊薄市场份额。期间，煤电如何突破困境、更好发展，也成为迫切需要提上日程的问题。

“当前，煤电必须要转型，即进行灵活性改造。一是为了适应新能源发展需要，二是为了自身发展需要。”国家电网公司调度中心副总工裴哲义表示，“有人说火电很悲壮，市场份额被新能源挤占，还要为新能源调峰。但事实上，煤电必须提升灵活性，因为在市场环境下，能够生存下去的一定是那些调节性比较好的煤电机组。”

据了解，发电侧大规模引入具有波动性的风电、太阳能，要求系统具有相应灵活性。在我国电力系统中，煤电装机占比高，目前只有煤电能担起系统调峰的重任。例如，在东北电源结构中，60%、70% 是火电，且多是供热机组。冬季供暖期间，调峰能力骤然下降。在后半夜系统负荷低谷时段，供热机组完全能够满足电力负荷要求，从理论上讲，此时已经没有消纳风电空间。所以，当地煤电机组必须进行灵活性改造。

《规划》指出，“十三五”期间，将全面推动煤电机组灵活性改造。具体来讲，将实施煤电机组调峰能力提升工程，充分借鉴国际火电灵活性相关经验，加快推动北方地区热电机组储热改造和纯凝机组灵活性改造试点示范及推广应用。期间，“三北”地区热电机组灵活性改造约 1.33 亿千瓦，纯凝机组改造约 8200 万千瓦，其它地方纯凝改造约 450 万千瓦。改造后，增加调峰能力 4600 万千瓦，其中三北地区增加 4500 万千瓦。

“灵活性改造在技术上来讲没有问题，国际上已有成熟经验。关键是灵活性改造后如何从政策上保障电厂相关收益。”裴哲义建议，“‘十三五’要在严格落实灵活性改造计划的同时，充分利用市场化机制，制定相关的补偿政策。例如，东北区域实施的辅助服务办法已经起到效果，因为电厂改

造后可以从市场上获得辅助服务收益。”

贾科华 李慧 中国能源报 2016-12-12

柴油“搭伙儿”甲醇，燃料成本可降两成

研发石油替代燃料是一项事关能源安全的重要课题。天津大学机械学院教授姚春德团队研发的柴油甲醇组合燃烧技术突破了甲醇难以压燃的应用障碍，实现了用甲醇替代柴油，柴油替代率达到45%以上。该技术近日在机械工业科技大会上荣获2016年度中国机械工业科学技术奖一等奖。

姚春德团队开发了整套甲醇喷射系统的关键部件，建立了完整的自主开发体系。其研发的技术通过自主研发的电控系统，在发动机达到一定温度后，通过安装在进气总管的甲醇喷嘴向进气道喷射甲醇，使甲醇与空气形成均质混合气后在气缸内和柴油共燃。该技术同时降低了氮氧化物和碳烟颗粒物的排放量，不需要尿素辅助就可以满足国四、国五排放要求。

甲醇的生产原料丰富，煤炭、天然气、焦炉气甚至是二氧化碳和工业上难以利用的劣质煤炭，都可用于生产甲醇。因此，开发甲醇替代石油技术，对于推进低碳燃料的应用，推动能源技术革命具有积极意义。姚春德介绍，该技术与柴油机现有发动机生产体系兼容，安装简便、可靠性高，只需要在进气总管安装甲醇喷嘴、在底盘安装甲醇油箱以及电控系统就可以完成改装。根据目前12个省市100多辆重型车的运行情况统计，按照现在柴油和甲醇的价格计算，使用柴油甲醇组合燃烧技术的重型车可节约20%-25%的燃料成本。一辆车的改装成本在2万元左右，只需要3-4个月就可以收回改装成本。

据记者了解，采用柴油甲醇组合燃烧方式、排放达到国四和国五国家标准的重型车已通过国家车辆检测部门的认证并列入了国家公告。目前，国内相关企业已建立了2条甲醇柴油双燃料重载柴油机整车生产线，装有甲醇柴油双燃料重载柴油机的载重车已于2014年投入工业与信息计划部的国家试点运行。

科技日报 2016-12-12

电改如何破解新能源消纳难题？

电改9号文中提出，电力体制改革要管住中间，放开两端，要有序放开输配以外的竞争性环节的电价。这就是说，上网电价不再像从前那样由发改委核定，而是由各发电企业彼此竞争决定。政府主要核定输配电价，输配电价也会逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则，分电压等级核定。这就是大家说的，电改的一大本意是要恢复电力的商品属性。

但是电改本身并不是孤立的或者封闭的。在全球共同应对气候变化的大环境下，我国作为世界第二大经济体和全球最大的碳排放国，温室气体减排任务艰巨，能源结构亟待转型。在这个大背景下，任何一个与能源相关政策都要与之呼应，电改也一样，最直接的一点，就表现在能够转化为电能的可再生能源上。

电改9号文中列举了亟待通过电改解决的几个主要问题，其中一个问题就提及“节能高效环保机组不能充分利用，弃水、弃风、弃光现象时有发生，个别地区窝电和缺电并存”。国家发改委、国家能源局也紧跟9号文发布《关于改善电力运行促进清洁能源多发满发的指导意见》。社会上，近几年关于可再生能源消纳难的讨论从未停止过。

可以说，作为二次能源的电力，承接着一度能源消费结构转型的重担，而电力体制改革成为解困可再生能源消纳难的希望所在。

识别消纳难

解决问题之前，先要识别问题，对于可再生能源消纳难，原因是多方面的。

供给端，我国电力装机容量总体过剩，风电、光伏新增装机容量已经跃居世界第一。国家能源

局发布的数据显示，2015 年我国全口径电力装机容量达 150673 万千瓦，与弃风、弃光、弃水问题相比，弃煤问题更严重，弃煤率已经超过 20%。所以消纳难已经不仅仅是可再生能源面临的问题。

需求端，我们的研究结果显示，过去七、八年间，对水泥、钢铁等产业近 16 万亿元的投资仅增加了产能而未能产生收益，这种错误投资直接导致当下经济增速放缓，全社会用电量增速下滑。数据显示，2015 年我国全社会用电量 55500 亿千瓦时，同比增长 0.5%，明显低于 2014 年的 3.7% 和 2013 年 7.5%。

一个需要被注意到的事实是，在国家能源局规划内的可再生能源都已经被消纳，被弃的可再生能源都是规划以外的部分。规划外的风电、光伏等装机容量增多，超过了按规划建设电网等级承载力，而电网建设又有一定的滞后性，这也是一部分可再生能源传递不出去的原因。

加入清洁电力机制

破解可再生能源消纳难，可以在电改中引入清洁电力机制，即在电力传输的中端借鉴国际通行的绿色电力调度，在末端对各省清洁电力消费实行配额制。

绿色电力调度是一种国际化选择，我们可以引入。在做电力采购的时候，将可再生能源的定价为 0 或者一个很低的价格，使其在竞价排序的时候，永远排在最前面，电力用户最先使用的也都是可再生能源，之后才是其他能源，这就可以使得可再生能源多发多用。

可再生能源配额制是我国现阶段可以采取的一种选择。我国各地资源禀赋不同，有些地区可再生能源充沛，难以完全本地消纳，需要进行跨省传输。可以借助政策，规定各省清洁电力消费需占该省全年用电量一定比重，比例不足则需要自行在电力市场跨省购买，以此来促进可再生能源跨省传输，扩大消纳范围。

清洁电力机制解决了可再生能源的消纳问题。但在发电端，上网电价放开，意味着清洁能源要以低于自身成本的价格来与煤电竞争，要促进清洁能源发展，补贴还得持续，应对清洁能源补贴缺口问题，方式有二：

第一种方式是提高居民用电价格。电力体制改革就是要解决电力倒挂问题。我国工业企业用电量大，用电成本最高；居民用电量小，用电成本低，一直是工业用电在补贴居民用电，这与发达国家情况相反。其实工业企业用电成本高，最终反映在生产产品的价格高，这部分费用看不见，但却加重了居民的生活成本，与其这样，不如提高居民用电价格，让居民支付看得见的成本。

现在我国居民用电价格地区差异很大。北京地区居民用电水平已与发达国家相当，但价格依旧是 2006 年核定的 0.485 元/千瓦时，考虑到通货膨胀的因素，现在北京居民的用电成本相当于 2006 年的 60%，与其他省市相比，用电成本偏低，居民收入水平与用电成本严重不对等。所以提升居民用电成本，重点落在收入高但用电成本低的地区。据我们研究测算，只需将现在的可再生能源居民用电附加值从 1.9 分钱提高到 5 分钱，即可解决可再生能源的补贴问题。

第二种方式是对煤电征收碳税。这里传导机制可以有两种，一是用征收的碳税补贴可再生能源发电，预计千万元碳税即可解决现在的可再生能源补贴难题；二是改善现在的碳配额交易制度，实行一旦排放温室气体就征收碳税，提升煤电企业发电成本，预计每度电成本增加 3~5 分钱，这样可再生能源与煤电成本基本相当，也就有了市场竞争力。

电力消费的最终趋势是，煤电会主要担任调峰的角色，但仅仅给予电量电价肯定不足以覆盖其成本，可以按照国际通行的做法，给予煤电容量电价，让煤电负担的成本与社会其他产业成本达到一个平衡，从而实现能源安全与二氧化碳减排的双重目标。

能源系统必然转型

由于我国要实现大气雾霾改善目标和气候变化目标，我国的能源系统必然转型，而且转型速度还会很快。因而大规模发展可再生能源是一个基本趋势，现在不转型未来的成本会更高。因此需要全力发展促进可再生能源，打造一个适合大规模可再生能源接入的电力供应系统。短期内就必须开始规划和安排，同时统筹化石燃料发电的缩减，在避免大量社会问题出现的前提下合理安排燃煤电站的自然退出，避免大量的沉没成本。同时也要考虑适当的电价调整，适应燃煤电站更多调峰，

让燃煤电站在减少发电利用小时的情况下给予容量和调峰电价，构造一个在大规模可再生能源接入的情况下安全的能源供应系统。

（作者系国家发改委能源所能源系统分析研究中心研究员）

姜克隽 能源评论 2016-12-14

地热能

地热能有望成为雾霾治理新配方

人类社会追求的两大主题，一个是健康，一个是能源。当健康和能源这两个主题发生冲突时，比如雾霾当道的眼下，我们的出路又在哪儿呢？

答案是地热。地球不仅是个热库，同时还不断地生热，地球的热量是可持续的。其实，入地不用太深，我们就可以享有丰富的地热能源。

地热资源是来自地球内心的奉献，地心温度可以达到 5000~6000 摄氏度，能量巨大。与化石能源不同，地热能基本上不排放污染物，也不会带来大量的二氧化碳和温室效应；与太阳能和风能不同，地热资源是一个连续稳定的能源，它一天 24 小时，一年 365 天都存在；除此之外，它在地下储层当中，像电池一样储集热能量，这个特点是在能源利用中有待发挥的优势。

那么，如何利用地热缓解雾霾？关键在于大型岩溶热储。俗话说，桂林山水甲天下，在这样的地方，地上有风景如画的岩溶地貌，地下蕴含丰富的岩溶地下水和地下河，但是，大家可能不知道，实际上在华北地区，地下是有隐伏的岩溶，就如同埋在脚底下的桂林山水，储热条件非常好，单井出水量非常大，水质也很好，其开发利用技术已经成熟。

河北省的雄县已经实现了可持续的地热供暖，开采井、回灌井的设计有效解决了可持续供暖的问题，开采井(红色的)出来的热水送到供热站经过换热以后，被加热的自来水送到各家各户，降温后的地热水--地热尾水再从冷水井(蓝色的井)回灌下去，实现循环往复的利用。雄县有 30 万人口，井有 70 口左右，约 1500 米的深井，温度在 60~70 摄氏度，每年冬天 90% 以上的人口享受了地热供暖。这个地热供暖是清洁的，整个城市几乎没有烟囱。这项成就引起了国内外的广泛关注，被国家能源局命名为“雄县模式”，成为国家级示范区。

程度发育好的热储，勘探开发利用的远景非常好，潜力巨大。初步估算，全国岩溶热储的能量潜力相当于我国目前年能耗的 100 倍以上。如果把它们的分布与雾霾分布图对比可以发现，吻合度非常高，所以开发利用地热资源可以有效替代燃煤，缓解雾霾。

我们的国家幅员辽阔，人口众多，虽然在地热直接利用方面在国际上有突出的业绩，但相对于人们的需求和我国地热资源潜力来说，利用程度仍然很低。未来的目标是要对地热资源进行充分利用。如果能把中深层的地热跟浅层地热结合利用，进一步探索干热岩等更深层地热的开发利用，那么对于治理雾霾以及改革整个能源供应会起到更大的作用。

希望未来有更多的地热能被唤醒。

中国科学报 2016-12-06

2017 年中国地热发电发展现状与前景展望

一、地热资源分布与利用方式

(1) 中国地热资源分布情况

我国是地热资源相对丰富的国家，地热资源总量约占全球的 7.9%，可采储量相当于 4626.5 亿 t 标准煤。我国的高温地热资源(热储温度 $\geq 150^{\circ}\text{C}$)主要分布在藏南、滇西、川西以及台湾省，环太

平洋地热带通过我国的台湾省,高温温泉达90处以上;地中海喜马拉雅地热带通过西藏南部和云南、四川西部。西藏高温热田主要集中在羊八井裂谷带,其中藏南西部、东部及中部约有108个高温热田,构成中国高温热田最富集的地带;云南是全国发现温泉最多的省,高温热田主要分布在怒江以西的腾冲-瑞丽地区,约20处;川西分布着8个高温地热区,为藏滇高温地热带的一部分。我国主要以中低温地热资源为主,中低温地热资源分布广泛,几乎遍布全国各地,主要分布于松辽平原、黄淮海平原、江汉平原、山东半岛和东南沿海地区,其主要热储层为厚度数百米至数千米第三系砂岩、砂砾岩,温度在40~80℃左右,已发现全国共有地热温泉3000多个,其中高于25℃的约2200个。从温泉出露的情况来看,我国主要有四个水热活动密集带:藏南-川西-滇西水热活动密集带;台湾水热活动密集带;东南沿海地区水热活动密集带;胶东、辽东半岛水热活动密集带。从地质构造上看,我国地热资源主要分布于构造活动带和大型沉积盆地中,主要类型为沉积盆地型和隆起山地型。

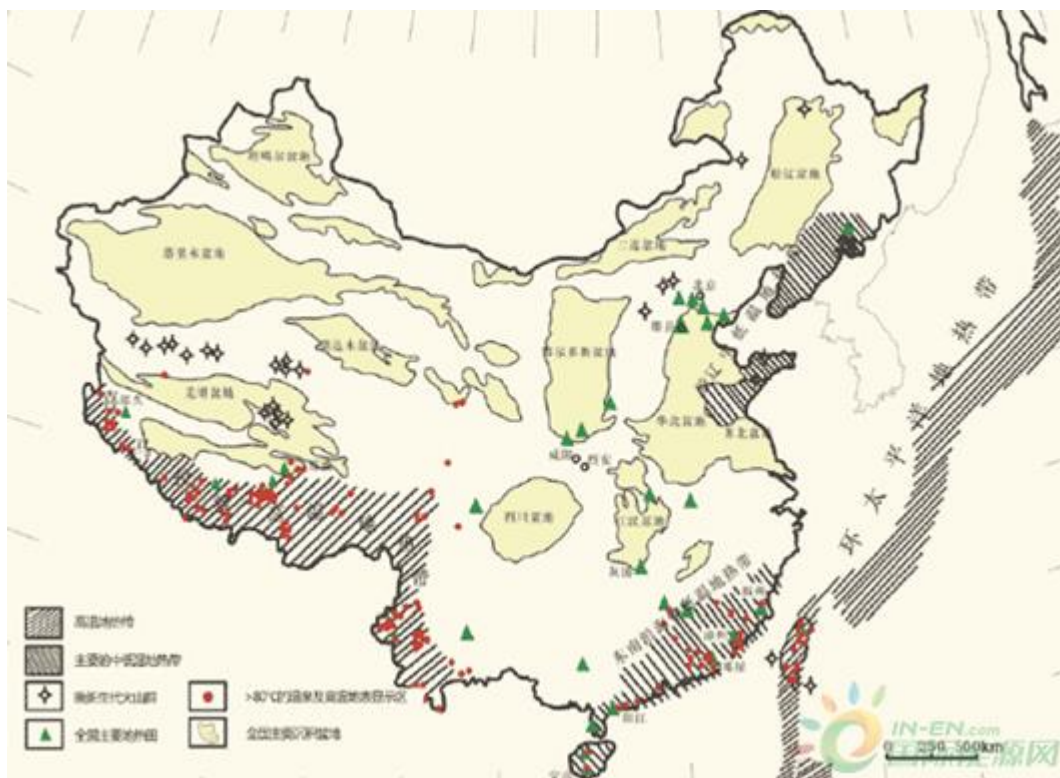
中国地热资源按其属性可分为三种类型:

①高温(>150℃)对流型地热资源,这类资源主要分布在西藏、腾冲现代火山区及台湾,前二者属地中海地热带中的东延部分,而台湾位居环太平洋地热带中。

②中温(90-150℃)、低温(<90℃)对流型地热资源,主要分布在沿海一带如广东、福建、海南等省区;

③中低温传导型地热资源

中国地热资源分布图



中国主要盆地地热资源量估算表

盆地	面积 (km ²)	单位储热量 (1012KJ/km ²)	总储热量 1012KJ)	可开采热量 (1012KJ)	相当标准煤 量 (108t)
华北平原 (北部)	90000	89.6854	8071686	80717	27.54
华北平原 (南部)	60000	(54.6)	3712800	37128	12.67
松辽盆地	90000	18.8406	1695654	16957	5.78
苏北	32000	(54.6)	1747200	17472	5.96
鄂尔多斯	160000	27.1556	4344896	43349	14.83
汾渭盆地	20000	(54.6)	1092000	10920	3.73
江汉	45000	54.6	2457000	24570	8.38
雷琼	5100	(54.6)	278460	27846	0.95
四川	136000	45.73	6246480	62465	21.31
楚雄	35000	(27.16)	950600	95060	3.24
河西走廊	9000	40.73	366570	3666	1.25
柴达木	30000	49.4	1482000	14820	5.06
淮葛尔	40000	40.73	1629200	16292	5.56
塔里木	120000	40.73	4887600	48876	16.68
吐哈	30000	(40.73)	1221900	12219	4.17
总计	910100	平均44.15	40184046	40184	137.11

智研咨询发布的《2017-2022年中国地热发电和直接利用市场研究及投资前景预测报告》显示,以各省(区、市)的情况而论,地热资源最丰富的是西藏自治区,探明地热资源可开采热能1732.2MW,其次是云南、广东、河北、天津等省(市)。以上五省(区、市)探明地热资源可开采热能合计3157.1MW,约占全国总量的3/4。

中国各省(自治区、直辖市)探明地热资源量简表

地区	勘察数 (个)	温度60℃ 以上	可开采水量 (m ³ /d)	所含热能 (MW)	年可开采热相 当煤 (10 ⁴ t/d)	全国占 位
北京	8	1	27.226	71.30	7.67	12
天津	5	4	136.181	276.30	29.73	5
河北	15	6	218.330	350.00	37.66	4
山西	23	1	62.280	37.66	4.5	15
内蒙古	5	2	3717	5.90	0.63	27
辽宁	37	14	65.783	96.05	10.34	9
吉林	4	-	7977	12.80	1.38	24
黑龙江	2	-	630	0.40	0.04	30
江苏	7	1	19893	15.21	1.64	23
浙江	7	-	5522	5.30	0.57	28
安徽	14	2	13012	17.10	1.84	22
福建	11	4	147064	123.30	13.27	7
江西	93	16	62522	57.20	6.16	14
山东	22	7	25568	37.60	4.05	16
河南	19	3	35270	32.46	3.49	17
湖北	18	2	72775	93.05	10.01	10
湖南	81	1	101062	92.30	9.90	11
广东	22	11	428032	377.70	40.65	3
广西	16	2	21493	32.15	3.45	18
海南	9	2	37663	60.09	6.29	13
四川	9	6	12946	25.20	2.64	20
重庆	10	1	23952	17.20	1.80	21
贵州	12	-	13470	8.95	0.94	25
云南	142	30	440956	420.90	45.30	2
西藏	45	34	210158	1732.20	186.40	1
陕西	9	1	204715	103.07	11.09	8
甘肃	7	-	12983	8.90	0.96	26
青海	3	1	2225	4.30	0.46	29
新疆	55	9	25696	28.10	3.02	19
台湾	28	15	31061	172.10	18.52	6
合计	738	177	2470162	4318.96	464.4	

就目前已勘查可利用地热资源而论，以中国西南地区最为丰富，已探明可利用地热能达 2

204.45MW，占全国勘查探明可利用地热能总量的 51.05%；其次是华北和中南地区，分别探明可利用地热能达 745.33MW 和 685.75MW，占全国可利用地热能总量的 17.27%和 15.89%；再次为华东地区，占 9.92%；而以东北、西北地区最少，已探明可利用地热能分别仅占全国总量的 2.53%和 3.34%。

全国各地区探明地热资源可开采量比较表

地区	热田数 (个)	可开采水量 (m ³ /d)	热能 (MW)	相当于标准燃煤 (10 ⁴ t)	所占百分比 (%)
华北	56	447.734	745.33	80.09	17.27
东北	43	74.390	109.25	11.76	2.53
华东	182	304.642	427.81	46.05	9.92
中南	165	696.295	687.75	73.79	15.89
西南	218	701.482	2204.45	237.08	51.05
西北	74	245.619	144.37	15.53	3.34
合计	738	2470.162	4318.96	464.40	

2)中国地热资源的利用方式

随着我国向西部转移的战略目标的实施，中西部地区的地热工作已逐步得到加强，并已取得显著进展。在地热发电、采暖、温室、养殖、康复医疗、提取化工原料、旅游以及瓶装矿泉水等方面已获得广泛利用。

地热发电。我国拥有 150℃以上的高温温泉区近百处，集中分布在藏南、滇西和川西地区，成为我国开发利用高温地热能资源最有远景的地区。著名的羊八井地热田是我国兴建的第一座地热电站，自 1977 年 9 月建成试验发电以来，装机容量已达 25.15 兆瓦，占拉萨电网总装机容量的 41.5%，在冬季枯水季节，地热发电量占拉萨电网的 60.0%，成为其主力电网之一。

地热采暖。我国地热采暖有很大的增长，尤其在北方，如北京、天津、大港、任丘、大庆、西安、咸阳、开封等地，取得了良好效果，既节约了常规能源，又减少了环境污染。

地热农业利用。我国中西部大部分地区属农业区，无论是山区或平原地区，地热资源均十分丰富，为地热在农牧副渔等方面的广泛利用提供了优越的资源条件。地热资源已有效地利用于温室种植(蔬菜、花卉等)、水产养殖、禽类孵化等方面，效益显著。

地热工业利用。我国中西部地区地热水中含有许多贵重的稀有元素、放射性元素、稀有气体和化合物，如：溴、碘、硼、钾、氦、重水和钾盐等，是国防工业、原子能工业、化工工业及农业不可缺少的原料。仅在化工工业和轻纺工业等方面获得较好的利用。

地热医疗与旅游。由于地热水具有较高的温度、特殊的化学成分、气体成分、少量生物活性离子以及放射性物质等，并在一些地热区形成矿泥，对人体具有明显的医疗、保健作用，用于医疗、保健早为人们所关注。我国中西部的许多地区既拥有医疗矿水资源，又拥有温泉旅游观光资源，不少已成为著名的矿泉旅游疗养胜地，如陕西省临潼的华清池、河南省的汝州、内蒙古自治区的阿尔山等地，均在温泉区建有疗养院。

矿泉水饮料业。我国中西部地区的许多热矿水中，含有锂、锶、溴、碘、锌、硒等微量元素和碳酸气等，已分别达到我国饮用天然矿泉水国家标准，有的不只单项达标，而是多项达标，对人体具有良好的医疗保健作用。矿泉水饮料业已取得一定进展，效益显著。

二、地热发电发展现状

中国地热资源多为低温地热，主要分布在西藏、四川、华北、松辽和苏北。有利于发电的高温地热资源，主要分布在滇、藏、川西和台湾。据估计，喜马拉雅山地带高温地热有 255 处 5800MW。迄今运行的地热电站有 5 处共 27.78MW，中国尚有大量高低温地热，尤其是西部地热亟待开发地

热发电信息。

中国最著名的地热发电在西藏羊八井镇。羊八井地热位于拉萨市西北 90 公里的当雄县境内，这里有规模宏大的喷泉与间歇喷泉、温泉、热泉、沸泉、热水湖等，地热田面积达 17.1 平方公里，是我国目前已探明的最大高温地热湿蒸汽田，这里的地热水温度保持在 47℃ 左右，是我国大陆开发的第一个湿蒸汽田，也是世界上海拔最高的地热发电站。过去，这里只是一块绿草如茵的牧场，从地下汩汩冒出的热水奔流不息、热汽日夜蒸腾。1975 年，西藏第三地质大队用岩心钻在羊八井打出了我国第一口湿蒸汽井，第二年我国大陆第一台兆瓦级地热发电机组在这里成功发电。

位于藏北羊井草原深处的羊八井地热电厂，是我国目前最大的地热试验基地，也是当今世界唯一利用中温浅层热储资源进行工业性发电的电厂，同时，羊八井地热电厂还是藏中电网的骨干电源之一，年发电量在拉萨电网中占 45%。

三、地热发电经济性分析

国外对地热能的非电力利用，也就是直接利用，十分重视。因为进行地热发电，热效率低，温度要求高。所谓热效率低。就是说，由于地热类型的不同，所采用的汽轮机类型的不同，热效率一般只有 6.4~18.6%，大部分的热量白白地消耗掉。所谓温度要求高，就是说，利用地热能发电，对地下热水或蒸汽的温度要求，一般都要在 150℃ 以上；否则，将严重地影响其经济性。而地热能的直接利用，不但能量的损耗要小得多，并且对地下热水的温度要求也低得多，从 15~180℃ 这样宽的温度范围均可利用。在全部地热资源中，这类中、低温地热资源是十分丰富的，远比高温地热资源大得多。但是，地热能的直接利用也有其局限性，由于受载热介质-热水输送距离的制约，一般来说，热源不宜离用热的城镇或居民点过远；不然，投资多，损耗大，经济性差，是划不来的。

地热能的直接利用发展十分迅速，已广泛地应用于工业加工、民用采暖和空调、洗浴、医疗、农业温室、农田灌溉、土壤加温、水产养殖、畜禽饲养等各个方面，收到了良好的经济技术效益，节约了能源。地热能的直接利用，技术要求较低，所需设备也较为简易。在直接利用地热的系统中，尽管有时因地热流中的盐和泥沙的含量很低而可以对地热加以直接利用，但通常都是用泵将地热流抽上来，通过热交换器变成热气和热液后再使用。这些系统都是最简单的，使用的是常规的现成部件。

地热能直接利用中所用的热源温度大部分都在 40℃ 以上。如果利用热泵技术，温度为 20℃ 或低于 20℃ 的热液源也可以被当作一种热源来使用(例如美国、加拿大、法国、瑞典及其他国家的做法)。热泵的工作原理与家用电冰箱相同，只不过电冰箱实际上是单向输热泵，而地热热泵则可双向输热。冬季，它从地球提取热量，然后提供给住宅或大楼(供热模式)；夏季，它从住宅或大楼提取热量，然后又提供给地球蓄存起来(空调模式)。不管是哪一种循环，水都是加热并蓄存起来，发挥了一个独立热水加热器的全部或部分的功能。

由于电流只能用来传热，不能用来产生热，因此地热泵将可以提供比自身消耗的能量高 3-4 倍的能量。它可以在很宽的地球温度范围内使用。在美国，地热泵系统每年以 20% 的增长速度发展，而且未来还将以两位数的良好增长势头继续发展。据美国能源信息管理局预测，到 2030 年地热泵将为供暖、散热和水加热提供高达 68Mt 油当量的能量。

对于地热发电来说，如果地热资源的温度足够高，利用它的好方式就是发电。发出的电既可供公共电网，也可为当地的工业加工提供动力。正常情况下，它被用于基本负荷发电，只在特殊情况下，才用于峰值负荷发电。其理由，一是对峰值负荷的控制比较困难，再就是容器的结垢和腐蚀问题，一旦容器和涡轮机内的液体不满和让空气进入，就会出现结垢和腐蚀问题。

地热能直接利用于烹饪、沐浴及暖房，已有悠久的历史。至今，天然温泉与人工开采的地下水，仍被人类广泛使用。据联合国统计，世界地热水的直接利用远远超过地热发电。中国的地热水直接利用居世界首位，其次是日本。

地热水的直接用途非常广泛，主要有采暖空调、工业烘干、农业温室、水产养殖、旅温泉疗养保健等。

四、地热发电发展面临的问题

(一)政府扶持力度不足

我国的地热资源虽然十分丰富，但国家对地热发电产业的支持仍不足，我国的地热发电还没有引起政府的足够重视，未来规划也不够清晰。政府的引领和推动将是地热发电产业发展的关键。地热发电在国外大放异彩与政府的扶持密不可分，多国政府都在支持地热能发展方面做出了努力。目前，我国对于地热发电产业的扶持力度还远远不够，并且存在政府部门重复管理、评价信息缺失、资源利用浪费、不合理开发等问题。

(二)科学创新力度不够

目前在中低温余热发电技术方面，江西华电电力的螺杆膨胀动力发电机的技术比较成熟，既可用于工业余热废热回收发电，也可用于新能源发电，在国际上也处于先进水平。但地热发电遇到的其他技术问题还很多，有时甚至是基础性的，热源探查技术落后，钻探技术还不成熟，成井工艺方面也有待提高，有时需要打很多废井才能找到热源，增加生产成本，严重影响热能的充分利用和热源的使用寿命。综合技术也十分缺乏，缺少懂地面技术又懂地下勘探的企业。

我国现阶段的地热发电设备陈旧，导致热电转换效率低和电力传输损耗大。再加上地热发电的成本较高，如西藏羊八井地热电厂发电的度电成本约为1元/千瓦时，而美国地热发电由于自动化程度较高，度电成本只有2.4美分/千瓦时，10万千瓦的地热发电厂，只需要2个工人。

技术难题制约了地热发电产业的发展，中国地热科技创新需要转变理念，即当技术上可行、经济上不合算时，不要完全否定，而是要通过技术创新，以降低成本、提高效率来提升经济效益。

五、地热发电发展潜力与前景

中国的煤矿资源很缺乏，天然气、石油储量虽然不少，但是按人口平均也不丰富，随着经济的快速增长，电网的负荷也在快速增长。火力发电虽然取得进步，但是并不是未来的主要方向，水力发电虽可建立在中国几个水力资源丰富的区域，但水力发电的成本一直高居不下，季节性强，而水资源困乏、水污染严重的现状，让水力发电的未来堪忧。其它新能源，比如风力、太阳能、燃料电池、潮汐能等发电方式，在其稳定性和商业价值方面扩大不是一个短期的问题，其发电成本经济也不是很快在技术上所能解决的。而反观地热发电的优势，只要在热显示区，能准确勘测地热田内部结构情况。完善目前的地热发电技术，是除火力、水力发电之后较容易解决技术问题的第三种发电方式。

中国产业信息网 2016-12-05

我国东部发现最高温度干热岩资源

“ZKCW01 测温孔，最终深度 2000.76 米,实测孔底温度为 114.12℃!”日前，山东省第一地质矿产勘查院，在威海市文登区施工开展干热岩资源潜力调查评价中，发现了我国东部目前赋存条件最好的干热岩，也创下了该区域勘探钻孔的最高温度记录。

据了解，在这个钻孔内共发现四段高地温梯度的热岩段，100 米处，干热岩温度在 5.3℃-18.59℃ 之间;1240 米处，测得岩石温度为 110℃。专家预测，到 4000 米深处，温度可高达 150℃-200℃，属于高温干热岩地热系统。

在这次调查评价中，该院通过地球物理、地球化学资料的综合分析 with 遥感解译、地温场测量、地球物理勘探等技术手段，共圈定了文登、招远两个深部热源聚集区，范围 5585 平方公里,覆盖文登区、威海、招远、莱州、栖霞等市县的部分区域。专家指出，这两个深部热源聚集区地下 3-10 公里深度的干热岩蕴藏的热量约为 1.96×10^{22} 焦耳,折合标准煤 6.68×10^{11} 吨。这些热量即使只要被利用 2%,足可供山东全省使用 38 年。

科技日报 2016-12-06

山东发现地热“金矿”

据新华社电山东省第一地质矿产勘查院透露，日前该院在威海市文登区施工测温孔时，于孔深1240米处测得岩石温度110℃，是我国东部目前发现的赋存条件最好的干热岩。专家预测，将来有很大概率可“注入凉水，涌出蒸汽”，可支持当地建设地热蒸汽发电厂。

据了解，这一发现是山东省第一地质矿产勘查院在承担“山东半岛蓝色经济区干热岩资源潜力调查评价”项目过程中获得的，该钻孔终孔深度2000.76米，实测孔底温度为114.12℃，是目前我国东部干热岩勘探钻孔的最高温度。山东省第一地质矿产勘查院水文地质所主任景晓东预测，4000米深处温度高达150℃-200℃，属于高温干热岩地热系统。

景晓东接受采访时说，干热岩资源是潜力巨大的清洁能源，其开发利用主要集中于发电、取暖，其发电成本远低于火电甚至核电，且没有污染，其效益不亚于找到一座大型金矿。

据介绍，结合地球物理、地球化学资料的综合分析、遥感解译、地温场测量、地球物理勘探等技术手段，山东省第一地质矿产勘查院还圈定了威海文登区、招远市两个深部热源聚集区，它们位于太平洋板块和欧亚大陆板块的俯冲带后缘，范围5585平方公里。该院利用体积法初步计算，这些热量即使只有2%被利用，可供山东全省使用38年。

京华时报 2016-12-07

河北“十三五”地热能开发投资将达600亿

河北省发展和改革委员会印发《河北省可再生能源发展“十三五”规划》(下称《规划》)，明确规划期为2016-2020年。据初步估算，“十三五”期间，河北省可再生能源总投资约3000亿元，其中，地热能开发投资600亿元，地热能利用13000万平方米，消费量337万吨，折标煤337万吨。到2020年，可再生能源产业产值达到2000亿元。

《规划》主要阐述了河北省风能、太阳能、生物质能、水能、地热能和海洋能等可再生能源发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点任务、产业布局和保障措施，是“十三五”时期指导全省可再生能源持续健康发展的纲领性文件。

《规划》强调了河北省地热能赋存区域广阔，以中低温为主且埋藏较浅，主要分布于燕山、太行山褶皱带，及蔚县-阳原、赵川、怀来等山间断陷盆地和河北平原沉降带。浅层地热能资源量每年相当于2.85亿吨标煤，每年可利用0.11亿吨标煤；中深层地热能资源量折合标煤235.2亿吨，可采热资源量折合标煤49.7亿吨。

《规划》要求，按照“多元发展与重点突破相结合，高效利用与生态保护相结合”的原则，科学制定地热能开发规划，探索建立地热供暖、制冷、种养殖及温泉休闲度假等多元化开发梯级利用的地热开发产业链，重点推进地热能供暖发展，提高地热能替代化石能源的比例。

地热能综合利用方面，以保定、承德、廊坊等资源条件优越地区为重点，发展地热种植、地热养殖为主的地热生物质应用，打造1-2个北方地热温室示范基地。以环京津地区等区位优势明显的城市为重点，推进石家庄、张家口、秦皇岛、承德、保定等区域的地热旅游资源开发。到2020年，全省实现地热种植30000亩，地热养殖3200亩，接待地热旅游等6000万人次/年。到2020年，地热供暖能力累计达到13000万平方米，替代标煤337万吨，减排二氧化碳800万吨。

《规划》要求，积极推动可再生能源在供热、供电、储能、燃料以及能源转换等领域的利用，全面提高可再生能源利用效率和水平。加快开展可再生能源供热等燃煤替代应用。创新开发利用模式，开展太阳能集热、电供暖、地热供暖、干热岩供暖、跨季节储热、生物质能供暖等工程。积极发展地热供暖，在条件适宜地区开展干热岩供暖、跨季节储热等新型供暖示范工程，实现供暖面积100万平方米。加快煤改电、煤改地热、煤改太阳能等替代模式推广，有效减少煤炭消耗。

到2020年，河北省可再生能源供暖总面积达到1.6亿平米，可再生能源供热、供气、燃料等总

计可替代化石燃料约 900 万吨，减少二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放分别约 2500 万吨、25 万吨、4 万吨和 125 万吨。并要推进张家口可再生能源供热示范工程建设，积极推动张北、沽源等地实施可再生能源电力供暖工程，鼓励张家口市经开区等地实施干热岩供暖示范工程，力争 2017 年底之前完实现可再生能源电力供暖面积 210 万平方米以上，干热岩供暖面积 100 万平方米以上。

《规划》指出，完善可再生能源项目建设投融资机制，积极开展可再生能源金融创新服务试点，实施促进可再生能源发展的绿色保险、绿色债券及信贷政策。探索多元化融资渠道，采用挂牌上市、发债融资、股权众筹、融资租赁等形式，吸引有关金融机构、民营资本、风险投资、外资等资金采用 PPP 和 EPC 等建设模式参与可再生能源开发利用。

地源热泵网 2016-12-12

地热能开发利用十三五规划将首次发布

12 月 10 日，“2016 年能源大转型高层论坛”在京召开。中石化集团副总经理、中国工程院院士马永生在发言中表示，地热能具有能源转化效率高、稳定、连续、安全的优点，是一种现实并且有竞争能力的新能源。中国地热能资源丰富，潜力巨大。他透露，国家能源局将首次发布地热能开发利用十三五的规划，相关配套政策等也要出台。规划制定了一系列目标，比如，新增供暖面积，新增地热发电装机容量，还有直接利用等方面。

以下为演讲实录：

非常高兴再次来到咱们国务院发展研究中心主办的能源论坛。这次会议的主题是能源转型。刚才两位领导谈了一下观点和部门的意见，我也非常赞同。一个是从时间角度来说的话，我认为能源转型是一个非常长的过程。另外从能源结构来说的话，有很多的选项在目前的情况下，把天然气，十三五作为主体能源转型的对象，我也非常的赞同。实际上在前两年的论坛上，我也做过关于天然气、页岩气的相关报告。

今天我给大家带来的题目是我国地热资源相关方面的一些情况，包括了它的利用情况和未来的一些思考，这个话题我去年由国家能源局和国际能源署这两年在连续举办的苏州会议上，也是能源转型的会议上做过发言。今天给大家讲的也是希望引起咱们有关部门、有关专家们的关注。我们上个月 17 号，中国工程院和中国石化(5.410, 0.11, 2.08%)集团公司在北京召开了规模比今天还大，我们到会有六百多人的各行各业的专家和代表来关注地热的发展。今天，借这个机会，也把我最近掌握的情况，包括了我们实践的情况给大家报告一下。

首先介绍一下，地热资源，因为很多的代表可能对这一块不太熟悉，我简单的给大家说一下，地热资源首先是一种非常清洁的，可再生的能源，大家生活的地球，本身只要是它存在，就是在一定的深度或者是说一定的范围不断的产生热量，我们讲的地热资源就是可经济利用的地热能、地热流体和相关的组分。这种资源有几个大特点，一个是量非常大，有专家说地球 99% 的体积就是一个大热体，另外的话是分布广，清洁环保，用途广泛，稳定性好，可循环利用，这些后面我会讲到。

第二个是本身这种资源有一些特点，与传统的化石能源相比，地热能在利用过程中，几乎不产生对环境的污染排放。节能减排的效果非常好，这是国家发改委 2011 年的数据，大家可以看到一对比，情况就非常的清楚了。另外是其他的新能源相比，比如说大家提到的新能源相比，像太阳能、风能，至少目前的状态来说，地热能具有能源转化效率高、稳定、连续、安全的优点，是一种现实并且有竞争能力的新能源。

那么与地热发电的平均能效高达 73%，这也是我们上个月，包括很多公司的统计结果，是风电的 3-4 倍等等，一对比这个特点的优势和优点还是比较明显的，与风能、太阳能相比不具有季节、气候、昼夜变化的影响，就是说比较稳定。这是一些基本的特点。

那么，它的潜力情况也给大家报告一下，这里有很多的数据，后面我会讲到，这些数据也是目前为止，我们国内这个领域里面的专家研究得出来的属于初期的状态，仅供大家参考，一个是大的，

潜力巨大，特别是我们国家中低温地热，就是说小于 150 度的地热资源，是大面积分布，大家从这张图上可以看到，除了青藏和台湾地区的高温地热比较集中，大部分的地区基本上是以中低温地热为主。第二个是我们国家的浅层地热资源也是非常丰富的，有一个量，刚才讲了，也是专家们算出来的，每年产生的，浅于 200 米的地热资源，相当于 95 亿吨标准煤，非常大，不停的产生，就是说把一年作为一个时间单位。那么资源利用条件好的，比较适宜的，像东北地区的南部，华北地区，还有江淮流域，四川盆地。

其中我们国家统计了一下，有三百多个地级以上的城市，浅层地热资源可开采的量计算每年有七亿吨，可实现建筑、供暖的面积大概是 320 亿平方米，这也是非常大的。

那么，我们说的 200-3000 米的中深层的地热能，也非常的丰富，或者是说更加的丰富，这个资源大概是在 1.37 万亿吨标准煤，主要是分布在我国几个大的沉积盆地，特别是原来我们一直多少年来搞石油的八大石油盆地，地热中深层的地热能的资源是非常丰富的。

另外，高温地热资源的发电潜力，就是刚刚说的青藏这些地方在深度范围内也是非常的巨大的，这里有一个数，大概是八千多兆瓦。

在现有的技术条件下，地下热水资源联合开采的量相当于 19 亿吨的标准煤。这些数是这两年国土资源部，国家地震局组织的一轮调查得出来的。

还有一种类型，就是说大于三千米在国际上叫做干热岩这种地缘资源，初步算了一下，我们国家也是必须丰富的，数量也很大，前面讲到了西藏、云南、广东、还有福建这些沿海，包括的台湾的地区，应该讲是比较富集的，但是目前为止我们国家在这种地热资源的利用这一块处于探索阶段。比如说前一段时间在共和盆地和福建这些地区，但是商业性的开发还没有实现。

第三个方面，我想讲的是我们国家目前为止对地热的利用情况，利用的现状。

地热资源的开发和利用在国际上可分为两个方面，一个是直接利用，另外是转换成电，就是发电这两个方面。我们国家目前为止直接利用的，从量上来说的话是处于国际上的首位，我们是量上最大的。但是地热资源可能也跟我们的资源禀赋的分布范围，特别是高温地热这一块的分布的范围比较局限有关。地热发电相对来说比较滞后。2014 年地热发电的装机容量排名世界第 18 位。下面有两张图，一个是直接利用的，我们远远在世界的首位，量很大，主要是像供暖，热泵技术和农副产品，塑料大棚和医疗保健，就是说医院等等的方面，技术的门槛比较低的方面，发电这一块像美国这些国家远远在我们的前面。

直接利用已经形成了浅层地源热泵，中深层地热供暖为主的直接利用的格局，2014 年统计的数据在我们的整个总量的 77%，这也是国家地热研发中心，放在我们中石化，他们统计的一些结果。发电这一块，刚刚讲了，我们国家有成功的例子，但是不多，规模也很小。那么，2014 年年底，总的装机容量只有 27.88 兆瓦，很小，主要是集中在羊八井，大家可能知道，在西藏的 70 年代的高温地热发电的一个例子，还有在广东的丰顺有这么一个七座小电站，还有就是说最近的干热岩这一块我们处于跟踪、研究、试验，主要是国家地调局最近打的一些井，出了一些情况，但是目前很难达到商业化的运行。

根据中国地调局 2015 年的统计，我们国家浅层，中深层地热资源在现有的条件下，特别是现有的技术条件下，可采折合煤的量大概是 26 亿吨，目前仅仅利用了 2000 多万吨，利用得很少，大家从饼状图上可以看出来，不到 1%，应该说潜力是巨大的。

早期，或者是说目前的这种状态有很多的原因，利用比例比较低的，我在 2012 年的时候，给我们国家就从事这个领域的一些院士们一块儿也做了一些研究，当时也对国家部委以建议的形式进行建议，有大概几个方面的原因，一个可能是从产业到政府，各个行业，可能各个层面对这一块的重视不是太多。另外是数据很多，家底不清，有的时候差距太大，还有技术的要求高，特别是对一些发电等等的方面。另外是初期投资比较大。还有就是说总体的规划引导不够，政策支持也不足。这是当时的情况，我们的建议上去以后，当时我们国务院发展研究中心他们一块儿也有一个相应的建议，得到了当时的总理，包括了现在的总理和有关部委的高度重视。

最后一个方面是给大家报告一下我对目前的状况，包括地热这一块的下一步的发展的思考供大家讨论。

加大加快地热资源开发利用，是贯彻国家开源、节流、减排为重点，包括今天的主题，能源转型，构建清洁、高效、安全、可持续现代能源体系的战略举措之一。2013年国家能源局依托中国石化的新兴石油公司专门从事地热的公司，依托他组建成立了国家地热能源开发利用研究中心，应用技术推广中心，这是有一个组织，我们在那简称是国家地热研发中心。给他的定位是国家在地热能源领域的技术孵化器和应用推广平台，国家层面有这么一个地热方面的平台。主要任务是开展地热能源发展战略，规划，政策以及相关规范标准的研究，地热能源开发利用技术研发的推广和人才培养等等。

昨天下午参加了国家中石化和冰岛的，这是去年国家科技部万刚部长和冰岛政府推广的事情。中石化和冰岛成立了国际合作研发中心，大家知道冰岛在地热资源这一块得天独厚，而且利用非常好。就是说又有一个国际平台。我觉得对我们地热产业的发展是非常有利的这么一个情况。

国家地热中心成立以后做了一系列的事情，一个是协助国家能源局编制了国家地热开发利用的十三五规划，这也是这个领域第一个国家层面的规划。

另外的话就是相应的一些规范标准，技术推广，还有人才培养等等这些，时间关系，我不细说了。

国家能源局将首次发布地热能开发利用十三五的规划，我也早上听到了李局长，很高兴就是说相关的配套的政策等等的方面，也要出台。按照这个规划，有一系列的目标，比如说新增供暖面积，新增的地热发电，装机容量，还有这个直接利用等等的方面。

根据这些发展的规划，提出了这么几个方面的建议，这是我本人的思考，也是我们这个团队，大家一块儿。一个是加大加快京津冀的东部发达地区的地热直接利用。一个方面是结合了这个地区刚才讲的浅层、中深层的地热资源很发达，另外是经济非常发达，人口密度也很大，特别是这个地区的雾霾非常的严重。在这个地区加大直接利用，特别城市供暖这一块可能会对改善这一块的空气的污染结构，污染方面可能会做出很大的贡献。特别是在农村的散煤供热这一块可能贡献是巨大，这一块我跟我们的曹院士，我们也算了很多的账，也跟相关的领导，跟机构也做过汇报。这个是资源非常丰富，具备持续开发的资源基础，具体的数据我也不念了。

另外，开发技术相对成熟，具备可持续发展的条件，在这一块，经过了多年的努力，包括了我們中石化的企业，还有北京地矿局，天津地热院等等的规模性的有实力的单位和企业形成了相对比较完备的技术体系。

第二个是我们中石化跟河北省的地方政府合作，形成了可复制推广的高效商业开发的模式，我们叫做雄县模式，我记得李伟主任去过。

大概有这么几个要点，一个是政企合作，共谋发展，第二个是采用先进的技术，我们引进了冰岛的技术，还有我们自己研发的技术。科学发展。

另外就是说政策扶持，良性发展。早上李局长说努尔局长最近也会过去，也欢迎在座的关心地热发展的专家和同行们参观。经过六年的建设，目前已经建成了这一块的供暖能力是450多万平方米，这个北方的一个城市，特别是现在进入冬季，大家可以去看是一个集中供热全覆盖的无烟城，这是很难得的。我们现在规划十三五期间中石化准备在北方，刚刚说的这个区域，可能再建五到十个这样的城市。

那么京津冀地区由于丰厚的地热资源和比较成熟的条件，还有可供复制的商业模式，具备了大规模开发利用的条件，这里面我们也有一些数据，我也不细说了。那么十三五期间地热能开发利用将在这些地区首先要推广和推进。

第二个方面的建议加快西部生态脆弱区的地热发电，包括了地热能的梯级利用，助推绿色发展，这里面主要指像我们国家的西藏的生态非常脆弱，川西等等的地方，高温地热比较丰富的地区，建议重点发展高温地热发电，最近我们跟西藏自治区也签订的一系列的这个方面的协议。并利用发电

的尾水用于居民供暖、洗浴、种植，就是说这种地热梯级的利用，实现绿色的发展。

第三个方面的建议是以能源企业为龙头，产、学、研、用、相结合，结合国家的规范，联合公关干热岩增强型地热发电技术，这种技术在美国等世界很多国家得到了比较成熟的应用，效果比较好，这里我们过程中遇到了一些问题，特别是技术方面面临的挑战，包括了安全钻完井，岩体体积压裂，热能高效提取等方面，我们目前也正在做一些公关，也欢迎有兴趣的企业，有技术优势的企业跟我们合作。

最后一个建议是其他方面进一步加强各类型地热资源普查的勘探工作，把这些数据搞准，包括我今天给大家报的数据，尽管是 2015 年的数据，国家地调局的数据，但是由于我们前期实践的资料点比较少，只能供大家参考，另外坚持地热资源有序、科学开发，政府要加强热水回灌，监管力度，避免环境的二次污染，这个方面的例子比较多。早期城市供暖的时候，很多的企业去做，但是，把热用完了以后，把取下面的水里面的很多东西排到了地面，造成了环境的二次污染，这个方面也是希望政府能够加大监管的力度。

第三个是加大地热资源开发利用的政策扶持力，目前为止我们雄县刚刚讲了运行了六年多时间，由于规模在扩大，目前为止，从开始的亏损到目前的微利，一个产业的健康持续发展的话可能会在初期阶段需要政府在财税政策，包括了其他方面的支持。

捷坤电力 2016-12-12

贵州浅层地热能探采大有可为

日前，记者从中国地质调查局浅层地温能研究与推广中心贵州分中心(贵州省有色金属和核工业地质勘查局)了解到，贵州省浅层地热能资源赋存量巨大，仅在 100 米以浅地层中采集 2 摄氏度计，即可为 2 亿平方米的建筑提供供暖、制冷服务。而目前贵州利用浅层地温能的项目不超过 30 个，建筑面积不超过 40 万平方米。地质研究人员已就此草拟一份建议，计划向贵州省相关部门正式提交。

中国地质调查局浅层地温能研究与推广中心贵州分中心研究员何文君介绍说，贵州以碳酸盐基岩为主。此前的相关研究结果表明，碳酸盐基岩的赋热值比土壤高 1 倍以上，开发利用浅层地热能资源，比以第四系覆盖为主的地区更具优势。何文君表示，在利用岩土体浅层地热能资源的同时，贵州还有河水、湖水和污水等地表水中的低温热源可利用。

全省乌江水系、沅江水系、赤水河和綦江水系、南盘江水系等，枯水期地表水系平均总资源量约 760 亿立方米，可开发利用资源按 1% 计算、获取温差 2.5 摄氏度计，大约可供 0.2 亿平方建筑供暖、制冷。

全省人口按 4500 万人、人均日排污水 0.1 立方米计，则全省每年排放生活污水达到 16 亿吨，按采集获取 5 度温差计，如全部开发所贡献的热能可供 0.8 亿平方米建筑供暖、制冷。另外，贵州省还有一定的老矿井冷气资源可供利用。

中国房地产研究会相关研究表明，我国每年新增的建筑面积约 20 亿平方米，占世界一半，居全球首位，但其中 80%~90% 未达国际节能标准，单位建筑面积采暖能耗为发达国家的 2~3 倍，而建筑能耗占到中国全社会能耗总量的 40%。这些数据表明，开发利用浅层地热能资源为建筑物供暖、供冷有巨大的市场空间。

中国国土资源报 2016-12-13

生物质能、环保工程

2020 年基本实现生物质能商业化规模化利用

国家能源局 12 月 5 日正式公布《生物质能发展“十三五”规划》，《规划》显示，到 2020 年，我国生物质能基本实现商业化和规模化利用，生物质能年利用量约 5800 万吨标准煤，生物质发电总装机容量达到 1500 万千瓦，生物天然气年利用量 80 亿立方米，生物液体燃料年利用量 600 万吨，生物质成型燃料年利用量 3000 万吨。

“十二五”时期，我国生物质能产业发展较快，开发利用规模不断扩大，生物质发电和液体燃料形成一定规模。生物质成型燃料、生物天然气等发展已起步，呈现良好势头。截至 2015 年，生物质能利用量约 3500 万吨标准煤，其中商品化的生物质能利用量约 1800 万吨标准煤。

业内人士透露，我国生物质资源丰富，能源化利用潜力大。全国可作为能源利用的农作物秸秆及农产品加工剩余物、林业剩余物和能源作物、生活垃圾与有机废弃物等生物质资源总量每年约 4.6 亿吨标准煤。

但是从资源和发展潜力来看，我国生物质能还存在社会各界尚未形成共识、开发利用经验不足、专业化市场化程度低、标准体系不健全等主要问题。

国家能源局相关负责人表示，受制于我国农业生产方式，农林生物质原料难以实现大规模收集，一些年利用量超过 10 万吨的项目，原料收集困难。畜禽粪便收集缺乏专用设备，能源化无害化处理难度较大。急需探索就近收集、就近转化、就近消费的生物质能分布式商业化开发利用模式。

同时，我国生物天然气和生物质成型燃料仍处于发展初期，受限于农村市场，专业化程度不高，大型企业主体较少，市场体系不完善，尚未成功开拓高价值商业化市场。纤维素乙醇关键技术及工程化尚未突破，亟待开发高效混合原料发酵装置、大型低排放生物质锅炉等现代化专用设备，提高生物天然气和成型燃料工程化水平。

为此，《规划》明确，大力推动生物天然气规模化发展。到 2020 年，初步形成一定规模的绿色低碳生物天然气产业，年产量达到 80 亿立方米，建设 160 个生物天然气示范县和循环农业示范县。在粮食主产省份以及畜禽养殖集中区等种植养殖大县，按照能源、农业、环保“三位一体”格局，整县推进，建设生物天然气循环经济示范区。

生物质成型燃料供热方面，在具备资源和市场条件的地区，特别是在大气污染形势严峻、淘汰燃煤锅炉任务较重的京津冀鲁、长三角、珠三角、东北等区域，以及散煤消费较多的农村地区，加快推广生物质成型燃料锅炉供热，为村镇、工业园区及公共和商业设施提供可再生清洁热力。

生物质发电方面，在农林资源丰富区域，统筹原料收集及负荷，推进生物质直燃发电全面转向热电联产；在经济较为发达地区合理布局生活垃圾焚烧发电项目，加快西部地区垃圾焚烧发电发展；在秸秆、畜禽养殖废弃物资源比较丰富的乡镇，因地制宜推进沼气发电项目建设。

据测算，到 2020 年，生物质能产业将新增投资约 1960 亿元。其中，生物质发电新增投资约 400 亿元，生物天然气新增投资约 1200 亿元，生物质成型燃料供热产业新增投资约 180 亿元，生物液体燃料新增投资约 180 亿元。

加大生物质能的投资将带来显著的环境效益。预计 2020 年，生物质能合计可替代化石能源总量约 5800 万吨，年减排二氧化碳约 1.5 亿吨，减少粉尘排放约 5200 万吨，减少二氧化硫排放约 140 万吨，减少氮氧化物排放约 44 万吨。

此外，“十三五”期间，生物质重点产业将实现规模化发展，成为带动新型城镇化建设、农村经济发展的新型产业。预计到 2020 年，生物质能产业年销售收入约 1200 亿元，提供就业岗位 400 万个，农民收入增加 200 亿元，经济和社会效益明显。

经济日报 2016-12-06

2020 年我国燃料乙醇产量达到 400 万吨 生物柴油产量达到 200 万吨

12 月 5 日，国家能源局印发了《生物质能发展“十三五”规划》，旨在推进生物质能分布式开发利用，扩大市场规模，完善产业体系，加快生物质能专业化多元化产业化发展步伐。

规划称，截至 2015 年，全球生物液体燃料消费量约 1 亿吨，其中燃料乙醇全球产量约 8000 万吨，生物柴油产量约 2000 万吨。巴西甘蔗燃料乙醇和美国玉米燃料乙醇已规模化应用。

截至 2015 年，我国燃料乙醇年产量约 210 万吨，生物柴油年产量约 80 万吨。生物柴油处于产业发展初期，纤维素燃料乙醇加快示范，我国自主研发生物航煤成功应用于商业化载客飞行示范。

规划提出的发展目标是，到 2020 年，生物质能基本实现商业化和规模化利用。生物质能年利用量约 5800 万吨标准煤。生物质发电总装机容量达到 1500 万千瓦，年发电量 900 亿千瓦时，其中农林生物质直燃发电 700 万千瓦，城镇生活垃圾焚烧发电 750 万千瓦，沼气发电 50 万千瓦；生物天然气年利用量 80 亿立方米；生物液体燃料年利用量 600 万吨，其中生物燃料乙醇 400 万吨，生物柴油 200 万吨；生物质成型燃料年利用量 3000 万吨。

规划指出发展布局和建设重点如下：

一、大力推动生物天然气规模化发展。到 2020 年，初步形成一定规模的绿色低碳生物天然气产业，年产量达到 80 亿立方米，建设 160 个生物天然气示范县和循环农业示范县。

二、积极发展生物质成型燃料供热。在具备资源和市场条件的地区，特别是在大气污染形势严峻、淘汰燃煤锅炉任务较重的京津冀鲁、长三角、珠三角、东北等区域，以及散煤消费较多的农村地区，加快推广生物质成型燃料锅炉供热，为村镇、工业园区及公共和商业设施提供可再生清洁热力。

三、稳步发展生物质发电。在农林资源丰富区域，统筹原料收集及负荷，推进生物质直燃发电全面转向热电联产；在经济较为发达地区合理布局生活垃圾焚烧发电项目，加快西部地区垃圾焚烧发电发展；在秸秆、畜禽养殖废弃物资源比较丰富的乡镇，因地制宜推进沼气发电项目建设。

四、加快生物液体燃料示范和推广。

1、发展布局：

在玉米、水稻等主产区，结合陈次和重金属污染粮消纳，稳步扩大燃料乙醇生产和消费；根据资源条件，因地制宜开发建设以木薯为原料，以及利用荒地、盐碱地种植甜高粱等能源作物，建设燃料乙醇项目。加快推进先进生物液体燃料技术进步和产业化示范。到 2020 年，生物液体燃料年利用量达到 600 万吨以上。

2、建设重点

推进燃料乙醇推广应用。大力发展纤维乙醇。立足国内自有技术力量，积极引进、消化、吸收国外先进经验，开展先进生物燃料产业示范项目建设；适度发展木薯等非粮燃料乙醇。合理利用国内外资源，促进原料多元化供应。选择木薯、甜高粱茎秆等原料丰富地区或利用边际土地和荒地种植能源作物，建设 10 万吨级燃料乙醇工程；控制总量发展粮食燃料乙醇。统筹粮食安全、食品安全和能源安全，以霉变玉米、毒素超标小麦、“镉大米”等为原料，在“问题粮食”集中区，适度扩大粮食燃料乙醇生产规模。

加快生物柴油在交通领域应用。对生物柴油项目进行升级改造，提升产品质量，满足交通燃料品质需要。建立健全生物柴油产品标准体系。开展市场封闭推广示范，推进生物柴油在交通领域的应用。

推进技术创新与多联产示范。加强纤维素、微藻等原料生产生物液体燃料技术研发，促进大规模、低成本、高效率示范应用。加快非粮原料多联产生物液体燃料技术创新，建设万吨级综合利用示范工程。推进生物质转化合成高品位燃油和生物航空燃料产业化示范应用。

中国粮食信息网 2016-12-06

生物质能发展迎“红包” 年减排二氧化碳约 1.5 亿吨

专家表示，从我国能源结构和发展环境来看，中长期我国生物质能发展前景广阔。

12月5日，国家能源局印发了《生物质能发展“十三五”规划》（以下简称《规划》），对我国生物质能可再生能源发展作出具体规划，提出到2020年，生物质能基本实现商业化和规模化利用，生物质能产业新增投资约1960亿元。

华夏幸福产业研究院产业研究总监徐光瑞在接受《证券日报》记者采访时表示，整体看《规划》是我国落实《能源发展“十三五”规划》的一项专项规划，是国家在“十三五”期间发展生物质能的重要规划文本，对于行业发展有着重要的指引和推动作用。

据悉，生物质能是重要的可再生能源，具有绿色、低碳、清洁、可再生等特点。加快生物质能开发利用，是推进能源生产和消费革命的重要内容，是改善环境质量、发展循环经济的重要任务。

《规划》提出，预计到2020年，生物质能合计可替代化石能源总量约5800万吨，年减排二氧化碳约1.5亿吨，减少粉尘排放约5200万吨，减少二氧化硫排放约140万吨，减少氮氧化物排放约44万吨。

徐光瑞表示，《规划》的印发，直接影响的是能源行业，但从生物质能乃至可再生能源整体占比情况来看，《规划》更多作用在于前瞻性布局 and 战略卡位，短期内对能源结构的优化比较有限。与传统能源行业相比，生物质能具有可再生、污染低、分布广等特性。从全球外部环境约束以及我国可持续发展内在诉求两方面来看，生物质能发展符合未来能源行业的发展方向。

徐光瑞告诉记者，从我国能源结构和发展环境来看，中长期我国生物质能发展前景广阔。一是我国生物质能资源非常丰富，农作物秸秆、农业加工剩余物、林业木质剩余物资源量超过7.5亿吨可作能源使用；二是随着碳化等技术的不断突破，原料成本将不断降低，大规模商业化逐步成为现实。总的来看，生物质能有望成为继煤炭、石油、天然气之后的又一大能源，是未来一个重要发展方向。

此外，国家能源局相关负责人表示，“十三五”期间，生物质重点产业将实现规模化发展，成为带动新型城镇化建设、农村经济发展的新型产业。预计到2020年，生物质能产业年销售收入约1200亿元，提供就业岗位400万个，农民收入增加200亿元，经济和社会效益明显。

“《规划》的出台，将带动生物质能相关技术和设备领域的投资，相关的绿色金融工具也会逐步进入。从政府角度看，在明确了生物质能的重点发展方向后，河北、辽宁、江苏等省份也将会根据本地区实际情况出台专项指导意见或者行动方案、指南等，在人才、技术、税收等方面给予扶持，切实推动生物质能产业在本地区健康成长。”徐光瑞表示。

苏诗钰 证券日报 2016-12-06

吉林省大型规模化沼气工程年底投入使用

12月份的天气，天寒地冻，但是在德惠市周家村的一处工地内，工人们正在加班加点紧张施工。吉林省投资亿元的大型规模化沼气工程中央预算内投资计划项目正在这里紧张兴建，当一个个罐体被竖立在园区内，一座标准化的沼气工程已初见雏形，该项目到年底投入使用后，达到了当年建设当年投产。这一项目的建成，也为建设全省低碳循环经济发展示范城奠定了坚实基础。

克服严寒不产气 研制成“保温性”发酵沼气技术

长期以来，北方农田秸秆处理一直受气候条件等因素困扰，除就地焚烧外，其余的大都堆积在田间或农舍周边，畜禽粪便和生活垃圾也极大影响了乡村环境的整洁卫生，这些污染源难以得到有效治理。多年来，人们试图将秸秆和人畜粪便通过沼气发酵处理，但因冬季气温过低而难以实现。吉林省隗氏农牧科技发展有限公司董事长隗洪兴，通过多年研究摸索，终于成功研制出一整套沼气发酵新技术，利用该技术，可以使大量的秸秆和人畜粪便进行沼气发酵，不仅解决了农村污染源治理问题，还能化害为利，变废为宝，即使在冬季也能正常产气，源源不断为村民提供生活燃气，在

提供生物质能源的同时还能生产有机肥，对改良土壤、保护黑土地效果显著，为我国北方循环农业发展提供了一条新路。

该项目的兴建，标志着中国北方地区利用大量秸秆、粪肥生产清洁的生物质能源进入一个化害为利，变废为宝崭新阶段。它的投产使用，将实现一域农村原有的秸秆、人畜粪便、生活垃圾转化为清洁生态能源新途径；将历史性地改变一方农民千百年来传统的生产生活方式；它落户吉林，将给德惠、扶余、榆树农民乃至未来东北区域内农民致富奔小康以革命性的变革。

粪便垃圾变废为宝 产出生物质天然气

2016年，隗氏农牧科技发展有限公司凭借已有沼气发酵生产新技术，争取到国家发展改革委和农业部关于2016年规模化大型沼气工程中央预算内投资计划项目，在吉林省德惠市松柏乡周家村正式兴建。隗氏农牧科技发展有限公司总部设在长春市区，生产基地位于德惠、扶余、榆树等地。项目占地面积为15000平方米，规划建设沼气生产区、沼气净化供应区、有机肥加工区、综合办公区等四个功能区。该项目总投资为9005.9万元，其中中央预算内投资3600万元，其他投资5405.9万元。项目建成投产后，年处理作物秸秆50000吨，消化处理5000公顷土地所产秸秆；年处理人畜粪便及生活垃圾160000余吨，解决掉整个德惠市幅员面积3435平方公里土地上近百万人口和牲畜粪便；年产生有机肥料15万吨，实现20000公顷土地化肥零用量；年产生生物质天然气600万立方米，可供1000辆出租车的年用气量。年可实现销售额13800万元，年可实现利税5920万元。

未来德惠突出工业主导地位 优先发展低碳循环经济产业

近年来，德惠引进了吉林德大、大成公司、达利食品、泉德纸业等一批全国知名企业，形成了多元化的产业格局，成为全国知名的“绿色食品城”，也为建设全省低碳循环经济发展示范城奠定了坚实基础。未来，德惠将进一步突出工业主导地位，努力推动工业经济提质增效，带动产业结构优化升级。努力做强食品加工、生物化工、生物质资源利用“三大主导产业”；着力提升装备制造、医药健康、商贸服务、现代物流“四大优势产业”；积极培育天然气开采与利用、农业服务、休闲旅游、新型建材、建筑“五大新兴产业”，加快形成具有持续竞争力和支撑力的德惠特色产业体系。

吉林新闻网 2016-12-05

“十三五” 生物质能产业新增投资约 1960 亿元

12月5日，国家能源局印发《生物质能“十三五”发展规划》（以下简称《规划》）。

《规划》提出，到2020年，生物质能基本实现商业化和规模化利用。生物质能年利用量约5800万吨标准煤。

其中，生物质发电总装机容量达到1500万千瓦，年发电量900亿千瓦时；生物液体燃料年利用量600万吨；生物质成型燃料年利用量3000万吨。

国家能源局新能源与可再生能源司司长朱明在12月5日对21世纪经济报道记者分析，上述目标生物质发电相对容易完成，其他三项子指标的完成需要依赖技术的进步和政策的支持。

根据国家能源局测算，到2020年，生物质能产业年销售收入约1200亿元，生物质能产业新增投资约1960亿元。

国家能源局指出，生物质能是全球继石油、煤炭、天然气之后的第四大能源，成为国际能源转型的重要力量。但是生物质能在中国发展并不顺利。

统计资料显示，我国生物质资源丰富，能源化利用潜力大。全国可作为能源利用的农作物秸秆及农产品加工剩余物、林业剩余物和能源作物、生活垃圾与有机废弃物等生物质资源总量每年约4.6亿吨标准煤。

然而，截至2015年，生物质能利用量约3500万吨标准煤，其中商品化的生物质能利用量约1800万吨标准煤。

“这意味着《生物质能“十二五”发展规划》提出的到2015年生物质能年利用量超过5000万

吨标准煤的目标并没有实现,与风电、光伏发电等其他再生能源远远超过既定目标形成鲜明对比。”中国循环经济协会可再生能源专业委员会副秘书长王卫权在12月5日对21世纪经济报道记者分析。

王卫权解释,生物质能“十二五”发展规划确定的四个子指标,都没有完成;在生物质发电子指标中,只有垃圾焚烧发电目标完成了。

“原因主要两点:一是生物质原料难以保质、保量和保价地进行规模化供应;二是生物质能的相关扶持政策不稳定、不连续和力度不够。”王卫权解释。

国家能源局还强调,目前社会各界对生物质能认识不够充分,一些地方甚至限制成型燃料等生物质能应用,导致生物质能发展受到制约。

王卫权建议,上述三个主要问题必须要解决,否则生物质能在“十三五”期间难以快速发展。

为了实现“十三五”的新目标,《规划》对发展的重点进行了布局,其中生物天然气和生物质能发电备受关注。

在生物天然气方面,《规划》要求,到2020年,初步形成一定规模的绿色低碳生物天然气产业,年产量达到80亿立方米,建设160个生物天然气示范县和循环农业示范县。

“十二五”期间,国家能源局曾经提出要建设200座绿色能源示范县,但效果并不理想。天然气示范县和循环农业示范县的建设应当吸取其中的教训。”王卫权分析。

在生物质能发电方面,国家提出稳步发展生物质能发电,其中城镇生活垃圾焚烧发电引人注目,到2020年城镇生活垃圾焚烧发电总装机规模750万千瓦。

具体来说,在做好环保、选址及社会稳定风险评估的前提下,在人口密集、具备条件的大中城市稳步推进生活垃圾焚烧发电项目建设。鼓励建设垃圾焚烧热电联产项目。加快应用现代垃圾焚烧处理及污染防治技术,提高垃圾焚烧发电环保水平。

从区域来看,华北地区重点在河北,东北地区重点在辽宁等,华东地区重点在江苏、浙江、安徽、福建、江西和山东等,华中地区重点在河南、湖南和河北等,华南地区重点在广东、广西等,西南地区重点在重庆、四川、贵州、云南和西藏等,西北地区重点在陕西、甘肃等。

王尔德 21世纪经济报道 2016-12-06

垃圾焚烧发电将是十三五重点 要变“邻避”为“邻利”

国务院日前印发《“十三五”生态环境保护规划》(以下简称《规划》)显示,“十三五”大中型城市将重点发展生活垃圾焚烧发电技术,鼓励区域共建共享焚烧处理设施,到2020年,垃圾焚烧处理率达到40%。

城市垃圾处理主要有填埋、堆肥和焚烧发电三种方式,目前我国多数城市处理生活垃圾的主要方式是填埋。填埋法是将垃圾填入已预备好的坑中盖上压实,使其发生生物、物理、化学变化,分解有机物,达到减量化和无害化的目的。但是填埋的处理方式易造成地下水资源的二次污染,对环境造成极大的威胁。

而垃圾焚烧发电却可以使垃圾变废为宝,其原理是把垃圾进行高温焚烧,产生的热能转化为高温蒸气,推动涡轮机转动,使发电机产生电能。

中国循环经济协会发电分会秘书长郭云高告诉记者,我国垃圾焚烧发电技术经过近30余年的发展,垃圾焚烧炉、余热锅炉、汽轮机、发电机、烟气处理系统等核心设备均已实现国产化。截至目前,全国已投运246个项目,并已建成了光大南京、成都祥福、北京高安屯、佛山南海等一批典型项目。

焚烧垃圾产生的排放物是否安全?郭云高介绍说,欧盟2000标准是目前国际上垃圾焚烧厂最严格的排放标准。基于我国的垃圾情况,建设并运营达到甚至超越欧盟2000排放标准的垃圾焚烧电厂,已经有非常成熟的方案,不存在任何问题。

“通过多个环节控制,垃圾焚烧后的排放物完全在安全标准水平之内,有些数值甚至低于标准

很多。”郭云高对记者表示。

目前，我国垃圾焚烧发电产业发展并不乐观，郭云高分析，主要原因有同行竞争加剧，“低价中标”频现；项目选址难，“邻避运动”激烈；排放标准越来越高；飞灰、渗滤液后期处理工作有待加强等。

“邻避运动”是指居民或当地单位因担心建设项目(如垃圾场、核电厂、殡仪馆等邻避设施)对身体健康、环境质量和资产价值等带来诸多负面影响，从而激发人们的嫌恶情结。在垃圾焚烧发电厂选址的时候，由于相关科普知识的缺失，周围的居民会本能地反对，甚至阻挠。

郭云高认为，缓解公众的“邻避心理”，化解“邻避运动”的责任主体是政府，政府要还原垃圾焚烧处理设施的“城市配套公用设施”的地位，使规划具有前瞻性和严肃性。

“垃圾焚烧设施被纳入城市规划，从顶层设计的角度提前为城市生活垃圾的处理留下空间，并昭告其他冲突设施自动避让，从而规避一些潜在的外来冲突因素。”郭云高说。

与此同时，他建议在项目实施过程中，政府、企业要增强舆论宣传，引导公众客观地了解垃圾焚烧发电项目，尤其在环评中要让公众有知情权、参与感。

垃圾焚烧设施是处理全城或全区的垃圾，也就是说，焚烧设施周围的居民已经为全城或全区的垃圾处理尽了力，为环境的美化做出了自己的贡献。郭云高指出，可借鉴境外经验，对垃圾焚烧设施周围的居民进行合理的补偿。

他曾撰文举例说明中国台湾和韩国的先进经验。“中国台湾明确规定，每烧一吨垃圾要给予当地居民一定数量的经济补偿，这些补偿可以用于当地居民的一些公共事务；韩国则执行弃物电(热)价，低于常规的电(热)价格并由垃圾焚烧厂向周围居民免费提供游泳等公用设施服务。许多国家、地区都认为应该合理补偿垃圾焚烧设施周围的居民。”

记者经过梳理发现，发展垃圾焚烧发电，我国已有一系列相关的政策支持。

今年11月，环保部等四部委联合发布《关于进一步加强城市生活垃圾焚烧处理工作的意见》，明确指出，焚烧设施选址要提前规划与布局，同时要纳入城市黄线保护范围，保障项目落地；要求建设高标准清洁焚烧项目，同时对现有垃圾焚烧电厂要结合技术工艺、设施设备运行管理中的问题展开专项整治，对整治不达标的将依法关停；提出要实施精细化管理，落实运行管理制度和应急管理预案，采取切实有效措施控制二次污染；建议在落实防护距离基础上，面向周围居民设立共享区域，因地制宜配套绿化、体育和休闲设施，实施优惠的供热、供电服务，优先安排周边群众就业，努力将垃圾焚烧电厂建设为“邻利设施”。

今年1月，工信部发布了《国家资源再生利用重大示范工程的通知》，提出探索再生资源产业发展新机制、新模式，提高再生资源行业整体水平；5月份，发改委、财政部联合印发了《国家循环经济试点示范典型经验的通知》，向全国推广一批循环经济典型经验和做法，推动循环经济全面深入发展。

—财网 2016-12-07

2020年生物质能年利用量约5800万吨标准煤

近日，国家能源局发布《生物质能发展“十三五”规划》(以下简称《规划》)指出，“十二五”时期，我国生物质能产业发展较快，开发利用规模不断扩大，生物质发电和液体燃料形成一定规模。生物质成型燃料、生物天然气等发展已起步，呈现良好势头。“十三五”是实现能源转型升级的重要时期，生物质能面临产业化发展的重要机遇。

《规划》指出，到2020年，生物质能基本实现商业化和规模化利用。生物质能年利用量约5800万吨标准煤。生物质发电总装机容量达到1500万千瓦，年发电量900亿千瓦时。同时，《规划》对投资估算和环境社会影响分析认为，到2020年，生物质能产业新增投资约1960亿元。

生物质能合计可替代化石能源总量约5800万吨。生物质能产业年销售收入约1200亿元，提供就业岗位400万个，农民收入增加200亿元。

生物天然气、生物质成型燃料：2020年，生物天然气年产量80亿立方米，生物质成型燃料年利用量3000万吨

生物质能是唯一可转化成多种能源产品的新能源。记者发现，针对“十二五”生物天然气、生物质成型燃料发展情况，《规划》界定为“发展已起步，呈现良好势头”。而纵观全球状况，生物天然气和成型燃料供热技术及商业化运作模式基本成熟，逐渐成为生物质能重要发展方向。

《规划》指出，由于对生物质能认识不够充分，一些地方甚至限制成型燃料等生物质能应用。由于生物天然气和生物质成型燃料仍处于发展初期，专业化市场化程度低，技术水平有待提高。同时，标准体系不够健全，终端补贴等政策支持尚需完善。

那么，生物天然气及生物质成型燃料今后该如何发展？《规划》明确指出：大力推动生物天然气规模化发展，积极发展生物质成型燃料供热。

生物天然气方面，到2020年，初步形成一定规模的绿色低碳生物天然气产业，年产量达到80亿立方米，建设160个生物天然气示范县和循环农业示范县。

记者发现，“十三五”全国生物天然气建设主要布局在粮食主产省份以及畜禽养殖集中区等种植养殖大县，涉及种植养殖大县300个，2020年前示范县建设达160个。《规划》一大亮点在于，推动全国生物天然气示范县建设，强调“以县为单位”建立产业体系，“整县推进”，构建县域分布式生产消费方式。另外，《规划》还提出加快生物天然气技术进步和商业化，推进生物天然气有机肥专业化规模化建设以及建立健全产业体系。

生物质成型燃料方面，《规划》指出积极发展生物质成型燃料供热。2020年规划年利用量3000万吨，替代煤炭消费量1500万吨标准煤。

那么，哪些地方具备相应的资源和市场条件呢？《规划》强调，特别是在大气污染形势严峻、淘汰燃煤锅炉任务较重的京津冀鲁、长三角、珠三角、东北等区域，以及散煤消费较多的农村地区。对此，积极推动生物质成型燃料在商业设施与居民采暖中的应用，加快大型先进低排放生物质成型燃料锅炉供热项目建设自然成为建设重点，同时，技术进步和标准体系建设也要加快。

生物质发电、液体燃料：生物质发电全面转向分布式热电联产，燃料乙醇应用获推进

根据《规划》，我国生物质发电和液体燃料在“十二五”已经形成一定规模。“十三五”生物质发电要稳步发展，生物液体燃料要加快示范和推广。

生物质发电技术基本成熟，今后要“稳步发展”。记者梳理资料发现，截至2015年，我国农林生物质直燃发电约530万千瓦，垃圾焚烧发电约470万千瓦，沼气发电约30万千瓦，上述方面到2020年规划装机规模分别为700万千瓦、750万千瓦、50万千瓦。

要实现上述发展目标，《规划》对生物质发电进行分类布局。在农林资源丰富区域，统筹原料收集及负荷，推进生物质直燃发电全面转向热电联产；经济较为发达地区合理布局生活垃圾焚烧发电项目，加快西部地区垃圾焚烧发电发展；在秸秆、畜禽养殖废弃物资源比较丰富的乡镇，因地制宜推进沼气发电项目建设。

不难发现，“热电联产”是“十三五”生物质发电建设重点内容中的热词。《规划》尤其提出“农林生物质发电全面转向分布式热电联产”，在保障措施上还特别强调：要加大扶持，“制定生物质发电全面转向热电联产的产业政策”。《规划》也提出要稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电，鼓励建设垃圾焚烧发电热电联产项目。另外，沼气发电要积极推动酿酒、皮革等工业有机废水和城市生活污水处理沼气设施热电联产。

在生物质液体燃料方面，《规划》提出加快推进先进生物液体燃料技术进步和产业化示范。到2020年，生物液体燃料年利用量达到600万吨以上。值得注意的是，“大力发展纤维乙醇”“适度发展木薯等非粮燃料乙醇”“建设10万吨级燃料乙醇工程”“控制总量发展粮食燃料乙醇”等诸多内容均在表明“推进燃料乙醇的推广应用”是今后发展的一大重点，乙醇产业有望在“十三五”获得进一步发展。另外，《规划》对加快生物柴油在交通领域应用和推进技术创新与多联产示范也有所提及。

需要说明的是，《规划》对我国生物质能的发展提出了具有实质意义的五大保障措施。首要的是

“协同推进”，要求将生物质能利用纳入国家能源、环保、农业战略。研究将生物质能纳入绿色消费配额及交易体系。“优先利用”上，落实国家有关可再生能源优先利用和全额保障性收购的要求，建立生物质能优先利用机制。确保生物天然气、液体燃料、生物质发电无障碍接入燃气管网、成品油销售网及城乡配电网。

中国电力报 2016-12-07

玉米芯中“生出”石墨烯 生物质新材料撬动千亿级市场

日前，圣泉集团在青岛国际石墨烯大会上发布 PVA 复合高强高模研发成功，生物质石墨烯内暖新材料再次引发行业热议。

据介绍，PVA 纤维具有极高的理论强度和模量，圣泉集团通过优化石墨烯分散及改性技术，成功实现了石墨烯与 PVA 的均一化复合，石墨烯的引入使得纤维高分子量获得了更高的取向度和分子间结合力，最终得到了具有高强高模特性的纳米复合纤维产品。相比于其它高性能纤维，该复合纤维产品强度提高了 1.5 倍，模量提高了 3 倍，除优异的力学性能，同时兼具耐化学腐蚀、耐紫外老化、抗静电、低成本等优势，这就大大拓展了现有 PVA 纤维的应用领域，如高性能轮胎帘子线、混凝土增强纤维、船只作业缆绳、纤维增强树脂复合材料、防弹材料、耐磨特种服装(如士兵的作训服、工人的防护服)、智能加热服饰等领域，市场前景广阔。

石墨烯产业广阔的应用前景和极高的市场经济价值正在撬动千亿级大市场。圣泉集团董事长唐一林介绍说，近期公司在生物质石墨烯、内暖纤维及多功能服饰产品上取得了系列关键性突破，全球首条生物质石墨烯工业化生产线正式投产，由生物质石墨烯“内暖”纤维智造的圣养多功能服饰具备良好的抗菌抑菌、强大的低温远红外、防紫外线、防静电等特点，目前已开发出三大系列上百种单品，广受市场好评。

据了解，圣泉集团 2014 年在全球范围内率先从植物秸秆中得到生物质石墨烯，并以石墨烯为原材料创造性研发出了内暖纤维、内暖绒、内暖烯孔新材料等三大系列上百个衍生产品，系列产品兼具抗菌抑菌、低温远红外、改善微循环、祛湿透气等显著性能，面世以来备受石墨烯行业高度关注。此外圣泉还全面布局加热材料、碳晶散热板、太阳能、防腐材料、超级电容等工业品领域，谋求更大市场发展。

在 2016 年的全国“两会”上，公司石墨烯产业发展成果得到高度肯定，石墨烯内暖纤维获评 2016 年意大利国家科技创新大奖，成为首获该奖项的中国企业，随着技术的日臻成熟及产业的快速发展，圣泉生物质石墨烯产业将在国内多行业掀起一轮新的科技革命。

政府部门的高度关注、诺奖的推波助澜，特别是应用市场和产业链的完善突破，正引领石墨烯新材料构建千亿元产业框架，市场开发价值和商业价值不可估量。唐一林说：“我们石墨烯应用产业发展正驶入快车道，消费品、工业品科技成果转化提速，上下游产业链趋于完善；全球性合作将全面展开，兼并收购、合资合作、‘互联网+’等多种发展模式，孵化百亿级产业，圣泉石墨烯新材料产业发展模式将有望成为我国培育经济新动能的一大创举。”

据了解，目前圣泉在石墨烯方面的发明专利已申报 100 余项，并引进了国际顶尖的科研团队，与市场需求紧密对接；积极投入石墨烯标准化制定工作，极大推动了整个石墨烯产业的加速发展；目前公司已和伊藤忠、爱慕、猫人等多家纤维和服饰巨头品牌达成合作协议，帮助传统服装企业转型升级、做大做强。

唐一林透露，未来，圣泉集团将围绕产业链部署创新链、围绕创新链完善资金链，集中资源、形成合力，打通产、学、研、用及科技成果转化的通道，加快建成自主创新能力较强、具备相当规模、特色鲜明的新材料产业体系。

中国新闻网 2016-12-08

欧盟或降低基于粮食的生物燃料比例

欧洲观察家网 11 月 30 日消息。欧盟能源事务副主席马诺斯·塞弗卡维克 29 日表示，经对不同方案进行测试，并根据目前形势和技术发展预期，欧委会建议基于粮食的第一代生物燃料逐步减少，到 2030 年，其在所有运输燃料中所占比例不应超过 3.8%，第二代生物燃料应占 6.8%。欧盟于 2003 年开始发展和使用生物燃料，其成员国同意到 2020 年，欧盟使用的所有运输燃料中 10% 应为生物燃料。去年欧洲立法规定，第一代生物燃料在所有运输燃料占比仅为 7%。2014 年欧洲统计局的数据显示，运输燃料平均只有 5.9% 是可再生能源，其中包括生物燃料和绿色电力。欧洲议会和成员国将对上述建议进行审议。

商务部 2016-12-08

实现原生垃圾零填埋 南京将再建四处垃圾焚烧发电厂

每天产生 6000 多吨生活垃圾，“垃圾围城”的困境如何化解？南京市政府出台了“生活垃圾‘十三五’无害化处理规划”，随着现有垃圾填埋场的陆续停用，南京将启动江南、江北焚烧发电厂二期工程，高淳区和六合区将新建生活垃圾焚烧厂，实现生活垃圾全量无害化处理，现有生活垃圾填埋场作为应急填埋和焚烧灰渣填埋使用。

根据南京市政府的统计，截至 2015 年上半年，南京全市生活垃圾清运量及日平均处置量约 6307 吨/日，基本实现无害化处理。目前全市共有垃圾填埋场 6 座，焚烧厂 2 座，总设计处理能力 7400 吨/日。江北生活垃圾焚烧发电厂、江南生活垃圾焚烧发电厂都建成并投入使用，实现南京市生活垃圾焚烧“零突破”，焚烧比例达 57%。

预测“十三五”期末全市生活垃圾产生量为 9904 吨/日，其中原市辖区为 9178 吨/日，高淳、溧水分别为 328、398 吨/日。天井洼及轿子山有机废弃物处理场 2015 年暂停使用，其中轿子山有机废弃物处理场今后将转为应急填埋设施，水阁有机废弃物处理场也即将停止使用。现有六合区生活废弃物处置中心、江南焚烧发电厂、江北焚烧发电厂总设计规模为 4300 吨/日，按焚烧厂实际处理规模可达设计规模的 1.2 倍测算，实际总处理能力可达 5100 吨/日。综合现有的生活垃圾填埋和焚烧处理能力，如果不再新建处理设施，在“十三五”末南京的垃圾焚烧或填埋处理存在着 2500 吨/日的缺口。

该规划支出，为实现原生垃圾零填埋，“十三五”期间需新建江南焚烧发电厂二期工程，规模 2000 吨/日；建设江北焚烧发电厂二期工程，规模 2000 吨/日；新建六合生活垃圾焚烧厂，规模 500 吨/日；实施天井洼有机废弃物处理场自然坝体消险加固工程及水阁、轿子山、天井洼有机废弃物处理场雨污分流工程，并使轿子山有机废弃物处理场以及六合区生活废弃物处置中心作为原市辖区生活垃圾应急填埋场继续使用至“十三五”后期。

为实现生活垃圾全量无害化处理，高淳区新建生活垃圾焚烧厂，规模 500 吨/日，处理高淳生活垃圾；溧水区生活垃圾分流到高淳和江南焚烧厂焚烧处理；现有高淳、溧水生活垃圾填埋场作为应急填埋和焚烧灰渣填埋使用。

根据计划，江南焚烧厂扩建工程、六合生活垃圾焚烧厂新建工程建成并投入使用后，南京市将停用水阁有机废弃物处理场，沉降稳定后约 2020 年进行规范封场和生态修复。全面关闭高淳、溧水等区域内镇级生活垃圾简易堆场，实施环境改善工程。鼓励具备条件的已封场堆场用于垃圾转运设施、综合利用设施、环卫设备后勤保障基地和职工活动中心或生态公园的建设。“十三五”期间生活垃圾无害化处理项目共需投资 637490 万元。

“十三五”期间，南京市要按照国家垃圾分类示范城市要求，继续推进生活垃圾分类收集。按照“大分流，小分类”的原则。到 2020 年，城市生活垃圾分类收集覆盖率达到 90% 以上，生活垃圾资源化利用率达到 90% 以上。积极探索和推广生活垃圾分类的市场化运作模式，通过推广垃圾换物

和积分奖励提高居民参与分类的积极性,提高分类效果;逐步建立生活垃圾分类计量和积分管理系统,鼓励居民、单位参与垃圾分类和资源回收,提升分类实效。

新华报业网 2016-12-08

安徽省秸秆能源化迎来重大契机

记者日前从安徽省能源局获悉,按照国家规划及省政府大力发展秸秆环保产业要求,“十三五”期间,我省秸秆能源化利用将迎来重大机遇。秸秆电厂新增装机规模 93 万千瓦,占全国新增规模的 55%,总装机规模跃居全国第一。生物质成型燃料年利用量 500 万吨以上,较 2016 年年均利用量翻一番。

近日,国家能源局印发《生物质能发展“十三五”规划》,提出到 2020 年生物质能年利用量达到 5800 万吨标煤的发展目标。具体为:生物质发电总装机 1500 万千瓦,其中农林生物质发电装机 700 万千瓦,城镇生活垃圾焚烧发电 750 万千瓦,沼气发电 50 万千瓦;生物天然气年利用量 80 亿立方米;生物质成型燃料年利用量 3000 万吨;生物液体燃料年利用量 600 万吨。

截至 2015 年底,安徽省生物质发电装机 84 万千瓦,农林生物质发电装机 57 万千瓦,装机规模居全国第二位。垃圾焚烧发电 27 万千瓦,生物质成型燃料年利用量约 200 万吨。下一步,省能源局将严格按照省政府“四督四保”要求,对全省秸秆发电项目加强协调调度,简化审批流程,全面加快项目进度,确保 2017 年底前完成省政府提出的建成 150 万千瓦左右秸秆发电装机目标任务。

安徽日报 2016-12-12

住友林业在北海道启动日本最大的生物质发电站

住友林业 12 月 1 日宣布,在北海道纹别市建设的 50MW 生物质发电站“纹别生物质发电站”已开始商业运转。

发电站建在纹别市新港町,以鄂霍次克地区的未利用木材为主要燃料。在以国产材料为主要燃料的发电站中属于日本最大规模,同时也是日本最北端的大型生物质发电所。

发电运营商是住友林业与住友共同电力(爱媛县新居浜市)合资成立的 SPC(特殊目的公司)纹别生物质发电(北海道纹别市)。出资比例为住友林业 51%,住友共同电力 49%。

作为燃料使用的木片除了由鄂霍次克生物能源公司(北海道纹别市)在毗邻发电站的地方生产外,还将利用从合作工厂收购的木片、进口的棕榈壳(PKS)及辅助燃料煤炭等多种燃料。

计划 1 年使用约 22 万吨木片、约 5 万吨 PKS 和约 5 万吨煤炭。

鄂霍次克生物能源也是住友林业与住友共同电力的合资企业,从 8 月份开始生产。

住友林业 1917 年开始在纹别运营山林,2017 年将迎来 100 周年。据称,通过使北海道的林业与发电业务联动,产生乘积效应,将构筑进一步扎根于当地的业务模式。

住友林业的可再生能源发电业务提出了 2019 年 3 月之前将输出功率扩大至 200MW 规模(包含规划阶段)的目标。

日经 BP 清洁技术研究所 2016-12-12

陕西省首家生物质电厂并网发电

生物质发电是通过将生物质原料直接燃烧或转化为可燃气体后燃烧,产生热量进行发电的技术。生物质直燃发电技术目前已发展成为一项成熟的产业,成为世界生物质能综合利用领域的一大亮点。

12 月 5 日,随着 110 千伏 1187 黄定线三端光差保护的投运,陕西首家生物质电厂--勉县凯迪生物质电厂正式并网发电。据悉,凯迪生物质电厂由武汉阳光凯迪新能源集团公司投资 3 亿元建设,

装机容量 1×30MW，利用本地稻壳、秸秆、林业废弃物等“绿色能源”作为发电原料，规划年上网电量 1.98 亿千瓦时，相当于节约 8 万吨燃煤。

为确保凯迪生物质电厂顺利并网投运，陕西勉县供电公司积极与客户沟通，对接并网准备工作；主动联系陕西汉中供电公司、陕西省电科院、陕西省质监站等单位开展计量设备检验和发电设备验收；多次召开投运启动会，安排部署各相关单位投运准备工作。经过调度、营销、运检、信通、安装公司等多部门单位积极配合，实现了电厂一次性安全投运成功。

在今后的工作中，国网勉县供电公司总结本次投运工作中的经验，做好西成客专、引汉济渭等客户跟踪服务工作，确保国家重点项目建设顺利投运。同时，将进一步研究相关电费电价政策，探索生物质电厂厂用电由大网供电的可能，全力推进公司增供扩销工作。

英大网 2016-12-13

生物质能“十三五”撬动千亿元市场

国家能源局 12 月 5 日公布《生物质能发展“十三五”规划》(简称《规划》)，提出到 2020 年，生物质能基本实现商业化和规模化利用，生物质能年利用量约 5800 万吨标准煤，年销售收入约 1200 亿元，产业新增投资约 1960 亿元。

其中，生物天然气年利用量 80 亿立方米；生物液体燃料年利用量 600 万吨；生物质成型燃料年利用量 3000 万吨。

从我国能源结构和发展环境来看，我国生物质能中长期发展前景广阔，规划的出台将加快推动我国生物质能产业发展。

生物质能发展势头良好

去年 3 月 21 日，加注中国石化 1 号生物航空煤油的海南航空 HU7604 航班波音 737-800 型客机，搭载 156 名乘客和 8 名机组人员于 8 时 20 分从上海虹桥机场起飞，经过两个半小时的飞行后，平稳降落在首都国际机场。

这是我国自主研发生物航煤的商业化首飞。中国成为世界少数几个拥有生物航煤自主研发生产技术并成功商业化的国家。

我国生物质资源丰富，能源化利用潜力大。“十二五”时期，我国生物质能产业发展较快，开发利用规模不断扩大，生物质发电和液体燃料形成一定规模。

截至 2015 年，生物质能利用量约 3500 万吨标准煤，其中商品化的生物质能利用量约 1800 万吨标准煤。生物质发电和液体燃料产业已形成一定规模，生物质成型燃料、生物天然气等产业已起步，呈现良好发展势头。

其中，截至 2015 年，燃料乙醇年产量约 210 万吨，生物柴油年产量约 80 万吨。生物柴油处于产业发展初期，纤维素燃料乙醇加快示范工作。

瓶颈制约生物质能进一步发展

然而，我国生物质能总体仍处于发展初期。数据显示，2015 年我国可再生能源消费比重达到 11.64%，生物质能仅占全部可再生能源利用量的 8%。

国家发改委能源研究所、可再生能源发展中心主任任东明认为：“我国能源体系和规模还不能支持生物质能源的大规模利用，生物质能源的经济性也很难与传统能源竞争。”

目前社会各界对生物质能认识不够充分，尚未形成共识。一些地方甚至限制成型燃料等生物质能应用，导致生物质能发展受到制约。我国生物质能发展存在的问题，包括分布式商业化开发利用经验不足、专业化市场化程度低、技术水平不足等。

受制于我国农业生产方式，农林生物质原料难以实现大规模收集，一些年利用量超过 10 万吨的项目，原料收集困难。

同时，我国生物天然气和生物质成型燃料仍处于发展初期，受限于农村市场，专业化程度不高，

大型企业主体较少，市场体系不完善，尚未成功开拓高价值商业化市场。纤维素乙醇关键技术及工程化尚未突破，亟待开发高效混合原料发酵装置、大型低排放生物质锅炉等现代化专用设备，提高生物天然气和成型燃料工程化水平。

《规划》指出，我国生物质能标准体系不健全，政策也不够完善，缺乏设备、产品、工程技术标准和规范。生物质能开发利用涉及原料收集、加工转化、能源产品消费、伴生品处理等诸多环节，政策一旦分散，就难以形成合力。

据悉，我国目前尚未建立生物天然气、生物成型燃料工业化标准体系；尚未出台生物质锅炉和生物天然气工程专用的污染物排放标准，生物质能检测认证体系建设滞后，制约了产业专业化规范化发展；尚未建立生物质能产品优先利用机制，缺少对生物天然气和成型燃料的终端补贴政策支持。

四大方向推进生物质能发展

“十三五”是实现能源转型升级的重要时期，《规划》从推动生物天然气规模化发展、发展生物质成型燃料供热、稳步发展生物质发电、加快生物质燃料示范和推广等4个方面明确了“十三五”的建设重点。

生物天然气方面，到2020年，初步形成一定规模的绿色低碳生物天然气产业，年产量达到80亿立方米，建设160个生物天然气示范县和循环农业示范县。

生物质成型燃料方面，我国将在具备资源和市场条件的地区，特别是在大气污染形势严峻、淘汰燃煤锅炉任务较重的京津冀鲁、长三角、珠三角、东北等区域，以及散煤消费较多的农村地区，加快推广生物质成型燃料锅炉供热。

生物质发电方面，《规划》要求，在农林资源丰富区域，统筹原料收集及负荷，推进生物质直燃发电全面转向热电联产；在经济较为发达地区合理布局生活垃圾焚烧发电项目，加快西部地区垃圾焚烧发电发展。

生物质燃料方面，《规划》提出到2020年，生物液体燃料年利用量为600万吨以上。“十三五”期间，我国将推进燃料乙醇推广应用，大力发展纤维乙醇。具体包括，立足国内自有技术力量，积极引进、消化、吸收国外先进经验，开展先进生物燃料产业示范项目建设；加快生物柴油在交通领域应用，对生物柴油项目进行升级改造，提升产品质量，满足交通燃料品质需要；建立健全生物柴油产品标准体系；开展市场封闭推广示范，推进生物柴油在交通领域的应用。

同时，我国还将推进技术创新与多联产示范，加强纤维素、微藻等原料生产生物液体燃料技术研发，促进大规模、低成本、高效率示范应用；加快非粮原料多联产生物液体燃料技术创新，建设万吨级综合利用示范工程；推进生物质转化合成高品位燃油和生物航空燃料产业化示范应用。

中国石化报 2016-12-13

美国利用柳枝稷研制生物燃料

美国能源部生物能源技术办公室(BETO)与国家实验室及私营企业合作，利用柳枝稷(switchgrass)等生物质研制成生物燃料，用作飞机燃料或直接取代汽车中的汽油。

2015年TennEra生物技术公司获得BETO资金，完成了高效利用柳枝稷的收获、运输和存储系统，可以降低柳枝稷生产过程成本，从而减少生物质燃料生产成本。劳伦斯伯克利国家实验室、联合生物能源研究所、阿贡国家实验室共同合作，开发出了柳枝稷生产航空燃料的工艺。

柳枝稷是一种具有耐干旱和防洪水的植物，固氮能力非常好，能够提高土壤肥力。种植柳枝稷需要的水分较少，病虫害比较少，农药成本低，在农田边缘种植柳枝稷还可以减少水土流失。

科技部 2016-12-13

“十三五”生物质能发展提速

12月5日，国家能源局印发《生物质能发展“十三五”规划》(以下简称《规划》)，对我国生物质能可再生能源发展作出具体规划。《规划》显示，到2020年，我国生物质能基本实现商业化和规模化利用，生物质能年利用量约5800万吨标准煤，生物质发电总装机容量达到1500万千瓦，生物天然气年利用量80亿立方米，生物液体燃料年利用量600万吨，生物质成型燃料年利用量3000万吨。



我国的生物质资源，尤其是目前已经形成成熟商业模式的农业废弃物资源，以中西部等经济落后地区、农村地区较为丰富。生物质能源产业的进一步发展，将起到带动落后地区、农村地区发展的作用。值得注意的是，我国农民习惯将秸秆进行露天焚烧，带来了严重的空气污染，是我国部分地区雾霾的重要成因之一。生物质能源产业的发展，让秸秆变废为宝，成为可以销售的商品，将在一定程度上为空气质量带来改善。

据统计，全国可作为能源利用的农作物秸秆及农产品加工剩余物、林业剩余物和能源作物、生活垃圾与有机废弃物等生物质资源总量每年约4.6亿吨标准煤。然而，我国生物质能总体仍处于发展初期，数据显示，2015年我国可再生能源消费比重达到11.64%，生物质能仅占全部可再生能源利用量的8%。

国家能源局相关负责人表示，受制于我国农业生产方式，农林生物质原料难以实现大规模收集，一些年利用量超过10万吨的项目，原料收集困难。畜禽粪便收集缺乏专用设备，能源化无害化处理难度较大。急需探索就近收集、就近转化、就近消费的生物质能分布式商业化开发利用模式。

同时，我国生物天然气和生物质成型燃料仍处于发展初期，受限于农村市场，专业化程度不高，大型企业主体较少，市场体系不完善，尚未成功开拓高价值商业化市场。纤维素乙醇关键技术及工程化尚未突破，亟待开发高效混合原料发酵装置、大型低排放生物质锅炉等现代化专用设备，提高生物天然气和成型燃料工程化水平。

为此,《规划》明确,大力推动生物天然气规模化发展。到 2020 年,初步形成一定规模的绿色低碳生物天然气产业,年产量达到 80 亿立方米,建设 160 个生物天然气示范县和循环农业示范县。在粮食主产省份以及畜禽养殖集中区等种植养殖大县,按照能源、农业、环保“三位一体”格局,整县推进,建设生物天然气循环经济示范区。

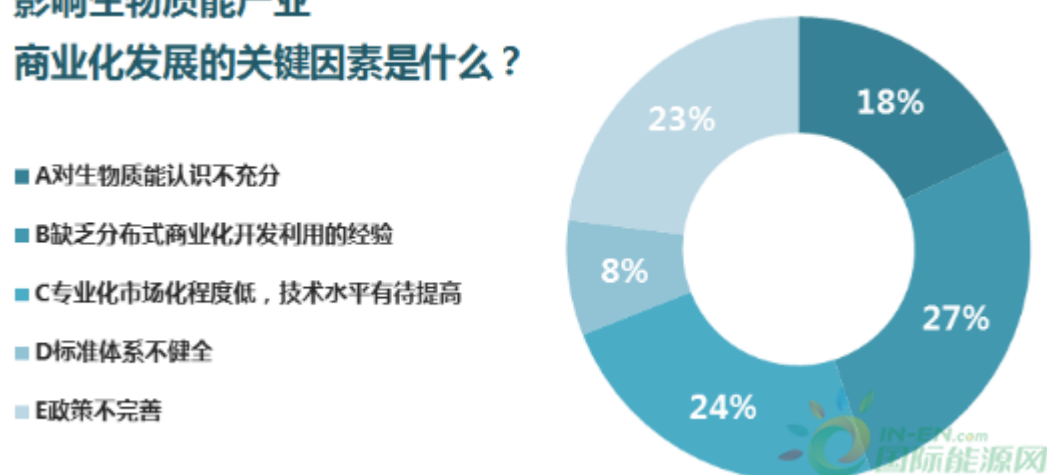
同时,《规划》明确要扩大生物质能产业的市场规模,根据国家能源局测算,到 2020 年,生物质能产业将新增投资约 1960 亿元。其中,生物质发电新增投资约 400 亿元,生物天然气新增投资约 1200 亿元,生物质成型燃料供热产业新增投资约 180 亿元,生物液体燃料新增投资约 180 亿元。

国家发改委能源研究所、可再生能源发展中心主任任东明指出:“我国能源体系和规模还不能支持生物质能源的大规模利用,生物质能源的经济性也很难与传统能源竞争。”

厦门大学能源经济协同创新中心主任林伯强也表示,我国生物质能起步比风、光还早,但发展非常缓慢。造成我国生物质能发展缓慢的原因有多方面,一是政策力度不够,二是成本居高不下,三是影响因素复杂。林伯强表示,《规划》的出台利好整个行业的发展,因为政府开始对这个行业发展有规划、有政策支持了,表明了政府发展生物质能的决心。在未来 5 年间肯定对行业有推动作用,但真正实现规划目标不容易,需要多方面一起努力。

近日,中国电力新闻网以及中电传媒微博、微信、论坛发起关于“影响生物质能产业商业化发展的关键因素是什么?”的话题征集活动。调查结果如下图所示。

影响生物质能产业商业化发展的关键因素是什么?



如图所示,27%的受访者认为,影响生物质能产业商业化发展的关键因素是缺乏分布式商业化开发利用的经验;受访者认为专业化市场化程度低,技术水平有待提高和政策不完善,这两个因素对于生物质能产业商业化发展也存在很大的影响,分别占到了 24%和 23%。另外,18%的受访者认为对生物质能认识不充分才是影响生物质能产业商业化发展的关键;仅有 8%的受访者认为物质能产业标准体系不健全。

“十三五”期间,我国将加大对清洁能源的支持力度,除了政策面与市场面给予支持之外,绿色金融的落地,也将会在资金面上给予充分支持,进一步促进生物质能源等清洁能源产业的发展。

中电新闻网 2016-12-13

乌鲁木齐市生活垃圾填埋气体发电项目全部建成

乌鲁木齐市生活垃圾填埋气体发电二期项目将于本周内并网发电,这意味着生活垃圾填埋气体发电项目全部建成,该项目一年内的发电量可供 1.65 万户居民使用一年。

12 月 12 日,记者从市城管委(行政执法局)固体废弃物处置中心获悉,这是乌鲁木齐市首个垃圾

填埋气体发电项目。2015年6月5日一期项目的两台637千瓦时的发电机组并网发电，已累计燃烧填埋气体601万立方米，发电1496万度，累计减排二氧化碳当量12万吨。

如今，二期发电机组已完成安装检测，即将并网发电。该项目整体年发电量将达到1650万度，可满足1.65万户居民一年的用电需求(按照一户居民年平均用电1000千瓦时计算)。同时，一年燃烧生活垃圾填埋气体达1400万立方米，减排二氧化碳当量12万吨，减排的二氧化碳量，相当于5302亩森林一年吸收的二氧化碳总量。

据悉，市固体废弃物处置中心生活垃圾填埋场于2003年7月投入运行，截至今年6月30日共计处置生活垃圾961.43万吨，占全市生活垃圾处置总量的90%以上。由于垃圾的降解，其中的有机物在厌氧的情况下发酵会产生大量沼气，如果不对其进行导排燃烧处理，就会成为大气污染源，还会引起填埋场火灾和爆炸事故的发生。

市固体废弃物处置中心宣教科负责人汪东说，生活垃圾填埋气体发电是一种有效的能源利用方式，作为一种新型绿色电力来源，具有建设周期短、运营成本低、无二次污染等优点，可使城市垃圾化害为利、变废为宝，促进循环经济的发展。

“通过科学处理方式，确保各类固体废弃物得到妥善处理，达到节能减排效果的同时保障首府人民的身体健康。”汪东说，该项目是市委、市政府以特许经营方式打造的民生建设精品工程和循环经济发展的亮点工程，对提高垃圾无害化和资源化处置利用水平，改善人居环境具有重要的意义。

新华网 2016-12-14

新西兰将提高一般柴油的生物柴油混合量由5%至7%

新西兰能源及资源部长Simon Bridges近日发布新闻稿表示，新西兰正修改「2011年发动机燃料规范法规」法规，盼藉由修改汽油及柴油规格，促进低排放量燃料的增长。

前述法规修正包括减少汽油含硫量由50ppm至10ppm、导入总含氧量限制，以期提供更广泛的燃料混合物，以及提高一般柴油的生物柴油混合量由5%至7%。Simon Bridges表示，减少汽油含硫量将可减少引擎的磨损及改善燃料效率，此意味车辆有害排废气将可减少。另导入总含氧量限制及增加生物柴油混合量可容许具有较少有害排放气体的燃料混合物；同时，调整其它限制亦有助车辆行驶更具效率。

此外，通过减少车辆有害排放改善环境和公共健康成果及改善空气质量，开启新的清洁车辆技术；促进了技术和商业上切实可行的生物燃料利用的政府目标。增加生物燃料销售有助于政府大范围减少温室气体排放的目标。

新西兰正草拟上述法规修正的条例，预定于2018年7月1日生效。

2007年8月1日，新西兰汽油供应商Gull公司首次正式在市场推出乙醇混合汽车用油，首开燃油环保先例，时任新西兰总理的克拉克呼吁其它汽油公司一同响应，为降低新西兰温室气体排放做贡献。

新西兰二氧化碳排放量有四成来自运输工具，这种新型生物汽油能降低二氧化碳排放量，有助于新西兰可持续发展。

不过，新西兰一些汽车进口商和经销商认为，这种汽油并不适合每一辆汽车，特别是从日本进口的二手车，认为这种汽油很可能严重毁坏那些日本车的引擎。新西兰汽车协会也警告称，因这种汽油有很高的腐蚀性，许多汽车不适合使用。

乙醇混合汽油是在汽油中添加了10%的乙醇，这种乙醇是由奶酪工业副产品提炼而成的。

每日新西兰 2016-12-15

可持续再生的生物质能发电

你相信吗，城乡生活生产中被丢弃的废物，无论是城市垃圾，还是农村的秸秆、粪便等，不但都可以变成可用的能源，而且会让我们的生活变得更干净、更健康。本期就为您介绍一种可再生能源发电方式--生物质能发电。

什么是生物质能发电

生物质能发电主要是以农业、林业和工业废弃物，以及城市垃圾为原料，采取直接燃烧或气化的发电方式。生物质能发电包括农林废弃物(秸秆)直接燃烧发电、农林废弃物气化发电、垃圾焚烧发电、垃圾填埋气体发电、沼气发电等。

生物质能发电是可再生能源发电的一种。可再生能源是指可以不断得到补充或能在较短周期内再产生的能源，如风能、水能、海洋能、太阳能、地热能和生物质能等。

12月5日，国家能源局印发了《生物质能发展“十三五”规划》，对我国生物质能可再生能源发展作出具体规划，提出到2020年，生物质能基本实现商业化和规模化利用，生物质能产业新增投资约1960亿元。我国是一个农业大国，生物质资源十分丰富，农作物秸秆、农业加工剩余物、林业木质剩余物资源量超过7.5亿吨可作能源使用，生物质能发电的开发利用潜力十分巨大。

垃圾发电

相关数据显示，目前我国城市生活垃圾堆存量已超过80亿吨，占地80多万亩，占地量以平均每年4.8%的速度持续增长。因为土地资源的局限，传统的填埋式处理方式，日渐显现出其不足的一面。面对“垃圾围城”的困境，作为可再生能源发电的一种形式，垃圾发电正让原本给我们制造麻烦的垃圾，变成能产生电能的宝贵资源，让资源得到更为高效的利用，让我们的生活环境变得更为干净、健康。

那么，人们是如何利用垃圾发电的？可以将垃圾焚烧发电的过程比喻成人吃饭。垃圾由密封垃圾车运送到主厂房的垃圾卸料大厅后，先倾卸至一个容积1万多立方米的“大碗”内贮存5~7天，待垃圾中的水分和渗滤液干后，再用2只“大手”将垃圾送入焚烧炉的“大嘴”。为防止垃圾臭气外溢，垃圾贮存坑完全密封，坑内的空气被风机抽入焚烧炉内助燃。被焚烧炉“吃”进肚子的垃圾，在炉排上需要经干燥、着火、燃烧、燃烬四个阶段。垃圾在高温焚烧中产生的热能转化为高温蒸汽，推动涡轮机转动，使发电机产生电能。

垃圾焚烧发电的节能减排效果明显。据了解，利用垃圾焚烧发电，每年可节省煤炭5000万~6000万吨。每吨垃圾不仅可以生产280度电，同时还可生产大量的水蒸气，供周边的企业和居民使用。垃圾发电不仅有利于实现城市生活垃圾处理设施的标准化、规范化，缓解处理城市生活垃圾的压力，还杜绝了多余垃圾因进入垃圾填埋场进行处理而产生的污水、废气等二次污染，改善了人居环境质量。

秸秆发电

长期以来，农作物秸秆基本上被作为废品处理。每到收获季节，大部分农村地区都会出现“村村点火，处处冒烟，秸秆遍地，烽烟四起”的局面，对生态环境造成了极大危害。但如果将这些秸秆用来发电，可以大大减少大气污染。

秸秆发电是以农作物秸秆为主要燃料的一种发电方式，可分为秸秆气化发电和秸秆燃烧发电。秸秆发电是利用秸秆燃烧时产生的热能来加热水，使水变成高温、高压的水蒸气，再由水蒸气推动发电机来发电。

秸秆发电的优点有很多：农作物的秸秆量大，覆盖面广，燃料来源充足。秸秆是一种优质的可再生能源，每2吨秸秆的热值相当于1吨标准煤，使用秸秆发电，可降低煤炭消耗。秸秆含硫量很低，据国际能源机构的有关研究表明，秸秆平均含硫量只有千分之3.8，而煤的平均含硫量约达百分之一，且秸秆低温燃烧产生的氮氧化物较少，所以除尘后的烟气不用进行脱硫，就可直接通过烟囱排入大气。经测定，秸秆通常含有3%~5%的灰分，这种灰以锅炉飞灰和灰渣炉底灰的形式被收集，

含有钾、镁、磷和钙，是优质高效的农业肥料。

秸秆发电不仅环保，还可增加农民收入。根据调查，一个百万人口的县，可年产小麦、玉米、水稻等农作物秸秆 100 多万吨，约相当于 50 万吨标准煤。1 个装机容量为 25 兆瓦的机组年耗生物质秸秆 30 万吨以上，若秸秆按平均 150 元/吨的收购价格计算，则当地农民年可收入约 4500 万元，再加上生物质秸秆的收、储、运工作，可给当地提供大量新的就业岗位。

沼气发电

在农村地区，鸡鸭猪羊牛等牲畜的排泄物未加处理排放将会加剧水体污染，令生活环境大打折扣。但如果利用这些牲畜的排泄物作为沼气原料，通过沼气发电则可以实现环境美化、节能减排。

沼气发电技术是集环保和节能于一体的能源综合利用技术。它是利用秸秆、稻壳、粪便等有机废物制取沼气来发电的。大型沼气发电工程多依托大型养殖场或垃圾填埋场建设。沼气发电将厌氧发酵处理产生的沼气作用于发动机上，并利用综合发电装置，以产生电能和热能。沼气电站的发电系统主要由发电机组、废热回收装置、控制和输电系统、气源工程和辅助建筑物等组成。

沼气发电的工艺流程是，由消化池产生的沼气经过气水分离、脱硫化氢(脱二氧化碳)净化后，送至储气柜，供给沼气发动机，将沼气能转换成机械能，驱动发电机发电。沼气发动机排出的废气和冷却水的热量，通过废热回收装置回收，作为消化池加温热源或作其他用途。

亮报 2016-12-15

新余市生活垃圾发电厂年发电量超 5000 万度

12 月 14 日，新余市政府新闻办和市城管局联合召开新闻发布会，就新余市生活垃圾发电项目运行情况进行发布。

据介绍，新余生活垃圾发电厂于 2014 年 6 月开工，2015 年 11 月 9 日并网发电。发电厂总占地面积约为 $6.56 \times 10^4 \text{ m}^2$ ，设计一期规模为 2 台处理能力 300 吨/天垃圾的机械炉排炉，1 台 9MW 的凝汽式汽轮发电机组，垃圾坑容积约 $38 \text{ m} \times 19 \text{ m} \times 12 \text{ m}$ ，容量为 10550 m^3 ，可储存垃圾约 4000 吨。焚烧处理城市生活垃圾 600 吨/天，全年处理量 25.4 万吨，产生余热发电约 $6800 \times 10^4 \text{ kW}\cdot\text{h/a}$ ，上网电量约 $4900 \times 10^4 \text{ kW}\cdot\text{h/a}$ ，年工作小时为 8000 小时以上。

2015 年 11 月至 2016 年 11 月底，发电厂共接收垃圾 23.38 万吨，发电量约 5014.4734 万度，上网电量达到 3814.7953 万度，年创造效益达 4000 万(垃圾处置约 1624.91 万元，上网电量 3814.7953 万度，按每度电 0.65 元计算，发电效益达到 2479.6 万);从环保效益看，相当于节约标煤 1.98 万吨，共减少氮氧化物排放约 198 吨、二氧化硫排放 318 吨，年节约土地资源超过 60 万 m^2 (填埋 1 吨垃圾需占地近 3 m^2)。

中国江西网 2016-12-16

丹麦最大的发电站转换成使用木屑颗粒发电

在过去的 18 个月，Avedre 电站已经改造了其燃煤发电机组，现在整个热电联产(CHP)电厂能够用木屑颗粒和秸秆发电和供热，而不是煤和天然气。

“在 Avedre 电站改造 1 号机组后，我们可以在大哥本哈根地区为超过 215,000 个丹麦家庭供热，而不使用煤或天然气，这种转换为大哥本哈根实现绿色区域供热系统以及绿色电力系统作出重要贡献，补充太阳能和风力发电，” DONG Energy 公司执行副总裁 Thomas Dalsgaard 表示。

丹麦首都重要一步

这次转换--是丹麦能源公司 Vestegnens Kraftvarmeselskab(VEKS)和 DONG Energy 公司之间的热能协议的一部分内容，旨在为大哥本哈根地区 VEKS 公司的客户提供绿色区域供热。从煤炭转换到使用可持续木屑颗粒大大有助于城市实现气候目标。Avedre 电站预计每年减少约 50 万吨二氧化碳

排放，相当于每年 255,000 辆汽车排放量。

“选择合适的方式来抑制持续的二氧化碳排放，从而减缓全球变暖是一项复杂的任务。但是，Avedre 电站的两个机组使用生物质能源是实现 VEKS 公司 2025 年无化石燃料集中供热目标的一大进步。我们已经做出了改变，”VEKS 公司董事长 Steen Christiansen 说。

煤炭消费量下降

自 2006 年以来，DONG Energy 公司通过使用更多的风能和生物质能源，已经减少了 74% 煤炭消费量，而且这趋势仍在继续。在奥尔胡斯附近的 Studstrup 发电站在 10 月份从煤炭转换，现在是 Avedre 电站。

Dalsgaard 指出：“我们每年在 Avedre 电站减少约 160,000 吨煤炭消耗量，这非常有利于气候，也符合我们的发电站的转换计划，已经持续了几年。

Avedre 电站预计每年在哥本哈根为 215,000 户丹麦家庭实现生物质区域供热，以及超过 600,000 住户供电。

全球先进生物能源资讯 2016-12-16

太阳能

乌克兰申请加入国际可再生能源机构

乌克兰通讯社 12 月 5 日消息，经国际可再生能源机构(IRENA)成员国同意，乌克兰已申请加入该组织。“乌顺利通过加入 IRENA 的程序。因此，根据 2016 年 5 月 10 日颁布的 200/2016 号乌克兰总统令，国家节能署提交了申请，成员国没有对此表示任何反对意见。”

国家节能署主席谢尔盖·萨夫丘克称：“下一步是通过国家节能署制定的‘关于乌克兰加入国际可再生能源机构 IRENA’的法案。目前该法案在征求中央机关的意见。”萨表示，加入 IRENA 为乌提供一系列优势：首先，可在再生能源领域与发达国家开展紧密合作，吸取该领域的先进经验和现代化的项目融资机制；其次，有机会向阿布扎比发展基金(ADFD)申请实施“绿色”项目的优惠贷款，现在基金预算为 3.5 亿美元，在竞争基础上贷款利率 1-2%，期限 20 年。

IRENA 成立于 2011 年。其业务在于保证全球范围内向可再生能源持续使用的快速转变。目前 IRENA 成员包括 44 个国家，还有 31 个国家已提交了加入组织申请。IRENA 2016-2017 年预算为 4600 万美元。

商务部 2016-12-08

2017 年中国光伏发电行业市场预测

太阳能光伏发电在在新能源发展中到底有哪些优势?太阳能被认为是取之不尽、用之不竭的能源，它无需开采、运输，只要有阳光的地方就能利用，并且无毒、无污染、无碳排放。光伏设备既可以在西北部广阔的土地上安装，也可以在东部人口密集的屋顶上安装，还能在水面上安装，可以说有阳光的地方就能利用。那么如此取之不尽用之不竭的光伏发电产业在我国又是怎样的现状和趋势呢?

当前中国太阳能光伏发电行业市场规模：太阳能光伏发电行业

据 2016-2020 年中国太阳能光伏发电行业调研及发展前景预测报告显示，截至 2016 年 11 月，全国累计并网光伏电站容量已超过 74GW，其中仅 2016 年 1-10 月份，中国新增光伏发电装机便达到 30GW。按照目前情况推算，到今年年底累计并网容量将超过 75GW。在这个基础上，预计到 2018 年底前全国光伏累计并网规模将达到 110GW。

需要注意的是，在目前累计并网的 74GW 电站中，有超 5GW 的在建或建成的光伏电站未获补

贴指标。

2017 年中国太阳能光伏发电行业市场预测：将突破 100GW 的累计并网容量

——2016 年国家下发的光伏电站规模指标总量为 23.83GW，其中 5.5GW 的领跑者项目中除张家口口的 500MW 有部分开工建设外，其余均未动工，按照规定，这部分领跑者项目将于 2017 年底前完成并网。

——5.16GW 的第一批光伏扶贫项目刚于 10 月中旬公布，并且文件中并未对建成并网时间有所规定，故也将有相当比例的项目需要延至 2017 年建成并网。

——2016 年 12.6GW 普通光伏电站指标中，约 5GW 的项目将在 2017 年上半年建成并网。

上述三类将于 2017 年并网的 2016 年分配指标的并网项目总容量预计约 15GW。

按照惯例，根据 2015 年、2016 年的补贴指标分配来推测 2017 年，假设普通指标 5GW、新增领跑者基地 5GW、光伏扶贫 5GW，加上不占用指标的工商业分布式 5GW，那么 2017 年的新增规模或将达到 20GW。

即使减去此前 5GW 的并网但缺乏指标的并网电站，按照这一数据预测，到 2017 年底全国累计并网光伏电站规模也将超过 100GW，那么到 2018 年实现 110GW 将完全没有悬念。

加之，2017 年绿证制度有望正式实施，火电配比较大的几家发电企业将重点发力非水可再生能源，如果地面电站指标较少的话，那么不占用指标的分布式光伏市场又将是一场激烈的竞争。

此前发布的电力“十三五”规划提及：“2020 年，太阳能发电装机达到 1.1 亿千瓦以上，其中分布式光伏 6000 万千瓦以上，光热发电 500 万千瓦。”。据悉，在即将发布的能源“十三五规划”和太阳能利用“十三五”规划，对光伏发电的装机要求均在 110GW 左右。需要强调的是，十三五规划只是规定了光伏发电发展的基本目标，并不是上限要求。以“十二五”为例，当时规划中提出了到 2015 年实现太阳能发电实现 21GW 装机的目标，而事实上，截至 2015 年底，中国光伏发电累计装机达到 43GW，是“十二五”太阳能发电装机目标的 2 倍。预计到“十三五”末期，中国太阳能发电累计装机有望突破 150GW。

综上所述，2017 年我国太阳能光伏发电行业规模将会进一步突破，由 74GW 突破至 100GW，新增规模将达到 26GW。由此可见，2017 年我国太阳能光伏发电行业前景广阔。

中国报告大厅 2016-12-08

光储时代来临?用户侧储能市场空间达 5.6 万亿

近日，国家发改委、能源局联合下发《电力发展“十三五”规划》，明确到 2020 年止，太阳能发电装机目标在 110GW 以上，其中分布式光伏 60GW 以上。由此判断，未来几年分布式光伏必将取代大型地面电站成为整个太阳能发电产业的主角，这一点已经成为整个行业的共识。然而，从用户侧来看，大规模应用包括分布式光伏在内的可再生能源发电，专家称在因果逻辑上还缺失必要的一环--而这一环很大概率将是储能。

而储能将在多大程度上改变分布式光伏，用德国莱茵 TÜV 太阳能及燃料电池事业部大中华区总经理李卫春先生的话来说，储能是“新能源发展的瓶颈，也将是光伏尤其是分布式光伏的命脉所在”，对于艰难起步的中国分布式光伏，意义更加深远。

要从束缚中释放分布式光伏，从先期发展的德国、美国……日本等海外经验来看，“光伏+储能”是目前最为可靠、最有潜力的一种可能，也是可预见最有可能被大规模应用的分布式光伏解决方案。在“十三五”目标的推动下，在分布式光伏大爆发的前夜，关于储能--尤其是“光伏+储能”--的研究，从材料、技术路线、成本……甚至梯次利用各个环节，无一不是大热门。

平滑输出，提升友好度

从发电侧看，包括分布式光伏在内的新能源发电所面临的障碍不在政策。无论是刚刚出台的《电力发展“十三五”规划》还是日前《巴黎协定》的最终签署，都表明包括中国在内的各国政府对于发

展清洁能源的决心，大力拓展以光伏为代表的可再生能源大势所趋，政策扶持在相当长的时间内属于政治方向不会有大的变化。

障碍在于新能源本身，在于新能源天然属性所带来的对于电网的冲击，因为电网趋“稳”，新能源却看“天”。具体到分布式光伏，由于体量上的原因，对于电网的冲击没那么大，然而分布式也存在着自身无法克服的缺陷：(1)波动性、间歇性、不可预测性，(2)发电时间集中在每天的9-15点间。而储能的出现，则恰好可以弥补这些问题。无论是“全额上网”还是“自发自用，余电上网”，从发电侧看，在储能装置的“平滑电流输出”功能下，都可以为分布式光伏彻底解决电网接入的后顾之忧；不仅如此，对于用电侧的影响也极为深远，储能的出现为错时用电提供了可能，甚至更进一步可以为未来构建分布式能源系统(微网系统)奠定基础。

中国用户侧储能市场空间达5.6万亿

未来储能市场空间极其巨大，这是毋庸置疑的。

单就中国市场，到2020年光伏装机不低于110GW，其中至少60GW的配额在分布式光伏；2030年全国光伏装机总量很可能将突破400GW，分布式光伏很可能突破200GW以上，试想一下这些项目如果全部配备储能，将在用户侧带来多大的促进。

然而，目前的状况却是储能的发展远远落后于光伏，甚至严重阻碍了以光伏为代表的可再生能源在世界范围内的推进。相关数据显示，目前全球储能市场规模高达140GW，其中97%以上是在发、输电环节的抽水蓄能；用户侧储能的全球市场规模不足1GW，具体到中国市场只有0.1GW不到的体量，大多运用于海岛、边远和无电地区的配套微网项目，真正到用户侧就微乎其微了。

然而，随着分布式光伏在全国市场的疯狂推进，储能通过垂直技术进行多能互补，构建“源-网-荷-储”协调互动，可以预见市场空间将以几何级速度向用户侧扩张。SOLARZOOM新能源智库预测，当“分布式光伏+用户侧储能”的度电成本低于0.6元/度时，可以替代全国2/3地区的在7-22点高电价时段的电力供应，即对应大约3万亿度的市场容量。若按上述目标的50%来测算，“分布式光伏+用户侧储能”的潜在装机规模约1250GW(3750GWh)，其中用户侧储能的累计产值将达到惊人的5.6万亿元。

动力电池的梯次利用突破成本关

优点多多，海量市场，然而储能直到今天仍在以极其缓慢的低速在全球推进，究其原因，全在一个成本关。全球著名的动力电池技术公司宁德时代总裁黄世霖表示，“要推动储能在用户侧的全面发展，必须要过成本关！”；TÜV莱茵李卫春也在多个场合呼吁行业企业加大科研力度解决储能产品的经济性问题。

据记者调查，目前市场比较流行的储能产品大多归于以下技术类型：抽水蓄能、压缩空气储能；飞轮储能、超导储能、超级电容储能；电池储能。然而考虑到用户侧储能的应用场景，第一类储能产品由于对于场地的要求过高，第二类储能产品能量密度又过低，全部被市场排除在外，电池储能以及动力电池的梯次利用成为仅存的目前可见的成本经济性最高的储能方式。

随着科技的发展，电池储能也有了极其繁多的技术分类。据黄世霖介绍，眼下市场上比较流行的成熟电池储能产品大概有以下几种：铅碳电池、磷酸铁锂新电池、磷酸铁锂旧电池、钠硫电池、其他电池等。考虑到成本、安全性及来源问题，目前可以应用于梯次利用的动力电池大多是各种新能源汽车淘汰袭来的动力锂电池。

据有关部门统计，国内新能源汽车2013年前年销量不足2万辆，2014年突破8万辆，2015年突破30万辆，2016年超过50万辆，预计2020年国内新能源汽车年产量突破200万辆；有专家预言，随着时间的推移，进入2018年新能源汽车能够市场将为光伏产业带来大规模退役的磷酸铁锂旧电池的供给，到2020年可以预见这个数字将超过100GWh，动力电池的梯次利用将成为现实，进而推动分布式光伏在用户侧的大规模普及。

到那时，光储时代就真的要来了。

SOLARZOOM 2016-12-09

明阳加快推进精准扶贫 首个碲化镉光伏项目落地

中国能源网 | 12月2日，明阳集团旗下瑞德兴阳建设的“韶关市始兴县红梨村光伏发电扶贫示范项目”并网发电并剪彩。该项目是瑞德兴阳自主设计建设的首个碲化镉分布式光伏发电扶贫项目。项目落成展现了瑞德兴阳项目开发建设专业而高效的实力，意味着明阳集团通过生态保护实现精准扶贫又迈出实质性的一步。

碲化镉光伏发电系统具有良好的弱光效应，在高温、阴天以及空气洁净度不高（雾霾）地区尤其明显。弱光环境下薄膜太阳能电池比晶体硅发电量多出10%-12%。因此碲化镉光伏系统在光资源较低、环境湿热的南方地区优势较晶硅更明显，不但可有效提高光伏发电系统效率，而且因碲化镉薄膜组件自身特有的美观性和舒适性，使得光伏系统与原有建筑物完美结合，相得益彰。

“韶关市始兴县红梨村光伏发电扶贫示范项目”安装240块107.5W碲化镉薄膜光伏组件，总装机容量25.8kWp，项目于2016年11月1日开工，11月23日实现并网发电，年均发电量约3万度，25年可为当地贫困户带来70余万的发电收入。

当地政府高度肯定项目落成意义，并表示今后将以红梨村分布式光伏发电示范项目为样板，积极协作拓展以光伏发电创收为契机的光伏农业、光伏旅游等项目合作。

明阳 中国能源网 2016-12-09

海洋能、水能

“千足踏浪”海浪发电技术推广建议

浩瀚的海洋蕴藏着巨大的能量，据科学家推算，地球上波浪蕴藏的能量可发电能高达90万亿千瓦时。根据联合国教科文组织1981年出版物的估计数字，五种海洋能理论上可再生的总量为766亿千瓦。其中温差能为400亿千瓦，盐差能为300亿千瓦，潮汐和波浪能各为30亿千瓦，海流能为6亿千瓦。但目前全世界尚有5-6亿人没用上电，海洋能是尚待开发的电力能源“富矿”。

海洋能是可再生能源，是能源组合中的重要组成部分。能源组合通常包括煤炭、石油、天然气、核能、可再生能源等，可再生能源里有水、风、光、生物、地热等。细心人会发现，很多情况下说可再生能源时说到地热就停止了，海洋能往往是有意无意的被忽略了。这说明海洋能目前的利用量还很小，急需加快开发。海洋能没有大规模利用的主要原因，是海洋能发电技术由于其成熟度和价格竞争力尚没有达到规模化推广应用的条件。

2016年10月22日，北京国际能源专家俱乐部“清洁能源技术评估与推广平台(简称TAD)”选择北京千足踏浪海浪发电研究院有限公司“千足踏浪”海浪发电技术进行评估与推广。北京国际能源专家俱乐部总裁陈新华和亚洲开发银行能源领域技术总顾问翟永平共同主持了会议。国家电网公司总工程师张启平、亚洲开发银行能源领域技术总顾问翟永平、中科院广州能源所海洋能研究中心主任游亚戈、瑞典皇家理工学院教授严晋跃、南京自动化公司总经理与华电科学研究院原院长应光伟和意大利SintEnergy公司首席技术官Giacomo Lo Zupone共6人参加了此次评估。

北京千足踏浪海浪发电技术研究院有限公司董事长刘德纲先生对他所发明的“千足踏浪”海浪发电专利技术进行了介绍，并展示了他自己制造的实验模型。与会人员展开了热烈的讨论。

与会专家对所介绍的“千足踏浪”海浪发电技术的先进性、市场潜力、政策环境和健康安全环保四个维度进行了评估，并对进一步推广提出了以下建议：

一、国家与政府层面的政策建议

一是从战略及规划层面高度重视海洋能开发。把开发利用海洋能作为增加可再生能源供应、优化能源结构、发展海洋经济、缓解沿海及海岛地区用电紧张状况的战略举措，推动海洋能规模化、

产业化发展，培育可再生能源新兴产业。

二是海洋可再生能源专项资金重点支持海洋能示范工程建设。围绕我国海洋能产业布局，进一步加快国家级海上试验场建设，建成国家海洋能浅海综合试验场，解决目前我国海洋能技术研发与装置产品化面临的海况验证测试环节缺失的问题。建成具有公共试验测试泊位的兆瓦级潮流能、百千瓦级波浪能发电装置示范电站；优先支持技术成熟度高、基础好的波浪能和潮流能发电装置进行产品化设计建造；继续支持海洋能新技术、新装置及关键部件研发，积极推进综合支撑服务平台建设，为海洋能的产业化奠定技术基础。

三是出台海洋能发电的标杆电价、电站建设和装备制造财政及税收补贴等相关政策。海洋能与其他可再生能源相比目前还不具备竞争力，亟需国家与地方出台相应激励配套政策。为推动我国海洋能发展，我国需尽快出台海洋能发电标杆上网电价，为投资者提供明确的价格信号，稳定投资者投资回报预期，刺激行业投入热情。

四是建立与海洋能产业化发展相适应的管理体制。国家和地方政府针对一些海洋能项目的立项论证还存在程序不清，行政审批等管理制度缺乏的情况。企业参与难度大、风险高，推广规模受到限制，很难实现海洋能技术成果转化和产业化发展。

五是支持各种海洋能利用技术的研发。我国海洋能技术研发水平与国际差距逐步减小，但技术发展不均衡，除潮汐能、潮流能与波浪能开发利用技术较为成熟外，温差能技术只完成了原理试验研究，而盐差能开发利用方面尚处于起步阶段，仅开展了一些探索性研究和试验工作。

六是支持突破关键技术、加快核心装备研发。重点开展具有原始创新的潮汐能、波浪能、潮流能、温差能、盐差能利用的新技术、新方法以及综合开发利用技术研究与试验。产业化的首要条件是要有一批成熟的发电装备，我国海洋能发电装置大都处于工程样机阶段，技术大多还停留在科研院所，成果转化较少。重点开展发电装置产品化设计与制造，优先开展较为成熟海洋能发电技术的设计定型。

二、对相关行业的建议

一是健全产业服务体系，制定海洋能资源勘察、评价、装备制造、检验评估、工程设计、施工、运行维护、接入电网等技术标准规范体系。加强海洋能标准化建设，形成支撑海洋能工程设计、装备制造、海上施工及运行维护等支撑能力，完善海洋能开发利用公共支撑服务体系，提高我国海洋能开发利用水平，推动我国海洋能技术和产业迈向国际领先水平。

二是进一步加强海洋能资源调查。在前期海洋能资源调查基础上，开展南海海域海洋能资源调查及选划。

三是落实海洋能开发的保障措施。包括优化海洋能激励政策环境、健全海洋能技术创新体系、加强海洋能开发利用管理、建立海洋能技术管理体系、形成国内外合作交流促进机制等。

四是完善海洋能产业链结构。目前我国海洋能产业链结构不完善，从事技术研发的比重偏大，而装备制造、配套设备、海上施工、并网等环节比重偏小；在我国海洋能领域从业单位中，研发单位比重高。在我国海洋能产业当前阶段，海洋能装置所用的非标部件制造加工、海上布放专用工程船、专用材料及元器件等环节的缺失，一定程度上制约了我国海洋能产业化发展进程。

三、对北京千足踏浪海浪发电研究院有限公司的建议

一是开展试验室实验研究。起步时花的钱会比较少。可以从千瓦级的做起，如果实验室能够成功，就可以进一步推广应用。要有扎扎实实的实验，理论计算有时考虑不到那么周全。用于工程要做很多实验。说到投资最关键的参数，就是额定容量年利用小时数要有实测数据，这样投资者才敢做投资决策。

二是寻找合适的应用场景。容量可以从千瓦级再到兆瓦级。起步就是万千瓦级的规模，风险还是比较大的。既然原理是可以做的，是可行的，就要重新设计应用场景，确定将来这个系统用在什么地方。譬如在一个沿海的村子里，如果正好需要几百千瓦，作为分布式资源是很好的供应方式，不影响大的环境；或者是军事基地、军舰，围绕码头做也行，游艇俱乐部做既观光，又可以给游艇俱

乐部提供电力。或者是在舟山也好，是既能旅游观光又能提供绿色标签的东西。结合具体的、实际的、更小一点规模的项目，然后组织团队，把这个事情做下去。这可能是比较现实的。

三是联合有实力的研发机构。建议与合作伙伴、科研机构、企业一道开展攻关研究。理论研究和实验是有差别的，北欧公司在这方面做得比较好，比如在挪威任何一个技术突破都是企业具体项目推动，围绕具体项目组织团队研发，然后学校、公司等共同做事情。

四是财务收益的基础参数要扎实可靠。商业模式、商业模式上要找案例，从案例角度来说。项目不是越大越好，有时小反而更美。不一定要做大，因为有时规模效益并不是特别突出。特定有需要的情况下，电价高也能接受，比如说海岛军事上的需要等。

四、对终端用户的建议

该技术的潜在终端用户，包括海岛岛主(政府或军方)、沿海村落、沿海城市、游艇俱乐部、海上风电开发商等单位。对这些潜在用户，提出如下建议：

一是充分重视海洋可再生能源发电等分布式能源开发，将高效清洁低碳用能作为自身能源利用的原则和方向。

二是对海洋能发电的项目用地等项目占用资源给予优惠条件，支持新兴海洋能利用项目的发展。

三是做好规划设计工作，使海洋能发电项目开发与景观和资源利用相协调。

四是参照国家和地方对太阳能光伏发电、风电等可再生能源发电的支持政策，为海洋能发电项目争取上网电价、融资、税收等优惠条件，使项目成为财务上有合理收益的。

五是重视与其他沿海能源利用(如海上风电)的互补，建设海洋能发电并网系统，合理配置储能系统，保障项目产能的高效利用。

北京国际能源专家俱乐部 2016-12-06

《全国科技兴海规划（2016~2020）》印发

近日，国家海洋局与科技部联合印发《全国科技兴海规划(2016年~2020年)》(以下简称《规划》)，以深入实施创新驱动发展战略，充分发挥海洋科技在经济社会发展中的引领支撑作用，增强海洋资源可持续利用能力，推动海洋领域大众创业、万众创新，促进海洋经济提质增效。

《规划》提出，到2020年，我国将形成有利于创新驱动发展的科技兴海长效机制，构建起链式布局、优势互补、协同创新、集聚转化的海洋科技成果转移转化体系。海洋科技引领海洋生物医药与制品、海洋高端装备制造、海水淡化与综合利用等产业持续壮大的能力显著增强，培育海洋新材料、海洋环境保护、现代海洋服务等新兴产业的能力不断加强，支撑海洋综合管理和公益服务的能力明显提升。海洋科技成果转化率达到55%，海洋科技进步对海洋经济增长贡献率超过60%，发明专利拥有量年均增速达到20%，海洋高端装备自给率达到50%。基本形成海洋经济和海洋事业互动互进、融合发展的局面，为海洋强国建设和我国进入创新型国家行列奠定坚实基础。

为实现上述目标，《规划》设置了5方面重点任务。一是加快高新技术转化，打造海洋产业发展新引擎。推动海洋工程装备制造高端化，海洋生物医药与制品系列化，海水淡化与综合利用规模化，海洋可再生能源利用技术工程化，海洋新材料适用化，海洋渔业安全高效化，海洋服务业多元化。二是推动科技成果应用，培育生态文明建设新动力。强化海洋生态环境保护与治理、海岛保护与合理利用、基于生态系统的海洋综合管理、海洋环境保障服务、极地大洋和海洋维权执法等技术应用。三是构建协同发展模式，形成海洋科技服务新能力。构建创新成果源头供给网络，打造海洋产业集聚创新平台，强化以企业为主体的技术创新体系建设，全面提升科技兴海服务能力。四是加强国际合作交流，开拓开放共享发展新局面。加速海洋高新技术引进与融合，推动优势海洋产业走出去，加强联合研发平台建设和国际标准制定。五是创新管理机制体制，营造统筹协调发展新环境。加强组织领导，夯实协同推进机制;改进政策环境，提升创新服务水平;创新支持模式，增强多元投入力度;强化人才支撑，激发人才创新活力;深化军民融合，促进兼容同步发展。

国家海洋局有关部门负责人表示，“十三五”时期是深入实施建设海洋强国和创新驱动发展战略的关键阶段，科技兴海也迎来深化发展的战略机遇期。围绕新形势、新要求、新期待，《规划》确立了新时期推动海洋科技成果转化的指导方针，即“创新驱动、高效转化、强化服务、兴海强国”，同时坚持需求导向、协同创新、示范带动、全球视野 4 项原则，并具有更加注重海洋高新技术转化对海洋产业转型升级的引领带动作用，更加注重公益技术转化应用对建设海洋生态文明的支撑作用，更加注重科技兴海服务能力提升，更加注重科技兴海开放共享发展等 4 方面特点。

中国海洋报 2016-12-15

总投资 375 亿元 4 个抽水蓄能电站开工

国家电网公司今天宣布，辽宁清原、江苏句容、福建厦门、新疆阜康 4 个抽水蓄能电站工程开工，总投资 375 亿元，总装机容量 575 万千瓦，计划于 2024 年投产。

据了解，辽宁清原抽水蓄能电站位于抚顺清原满族自治县，装机容量 180 万千瓦，投资约 109 亿元；江苏句容站位于句容市，装机容量 135 万千瓦，投资约 96 亿元；福建厦门站位于厦门市同安区，装机容量 140 万千瓦，投资约 86 亿元；新疆阜康站位于昌吉回族自治州阜康市，装机容量 120 万千瓦，投资约 84 亿元。

抽水蓄能电站，是通过把低处的水抽到高处来蓄集能量，待电力系统需要时再发电的水电站。由于它把电网负荷低谷时多余的电能转化为水的势能储存起来，在高峰时又转化为电能，因此能将电能的时间上重新分配，并有效调节电力系统的平衡。

国家电网公司董事长舒印彪说，国电公司高度重视抽水蓄能电站发展，并超前规划布局。仅 2015 年以来就开工建设了 11 座抽水蓄能电站，在运、在建规模分别达到 1849 万千瓦、2243 万千瓦。今年前 11 个月，在运抽蓄电站综合利用小时数同比翻了一番。

测算显示，建设清原、句容、厦门、阜康 4 个抽蓄电站，将拉动经济增长 170 亿元，增加电工装备制造业产值 208 亿元。工程投运后，每年创造利税约 6.4 亿元。“十三五”时期，国家电网公司规划开工 29 座抽蓄电站，总投资超过 2000 亿元。

亢舒 经济日报 2016-12-09

风能

《广东省陆上风电发展规划（2016-2030 年）》全文

广东省陆上风电发展规划(2016-2030 年)

风电产业是我国战略性新兴产业的重要组成部分，风力发电是可再生能源领域中技术成熟、最具规模开发条件的发电方式之一。积极有序开发风能资源，对于增加我省清洁能源供应、促进能源结构调整和节能减排具有重要意义。根据国家《风电发展“十三五”规划》、《广东省能源发展“十三五”规划》等相关规划及我省陆上风电发展实际，修编《广东省陆上风电发展规划(2013-2020 年)》，规划年限 2016-2030 年。

一、发展基础

(一)资源条件

我省地处热带、亚热带季风区，受季风气候影响明显，冬季(12-2 月)受冷高压脊控制，盛行偏北风和东北风，风速较大；春季(3-5 月)由冬季风开始转为夏季风，冷暖空气交替，风向多变，盛行风向较乱；夏季(6-8 月)西北太平洋副热带高压北跳西伸加强，印度洋西南暖湿气流异常活跃，盛行风向主要以偏南风为主，风速较小；秋季(9-11 月)由夏季风转为冬季风，风向逐渐转为以偏北风为主。夏秋

季节沿海地区易受热带气旋影响产生短暂的大风天气。

我省地形地貌复杂，既有沿海地区，又有内陆地区，既有平原、丘陵，又有山区等，因而局地风速差异较大。总体而言，全省各地平均风速呈由沿海向内陆逐渐减小的分布趋势，但北部山区一些海拔较高的地方会出现较大的风速。我省沿海是平原地区，濒临南海，海岸线长，有上千个岛屿，受海洋动力作用(海洋表面平滑，使气流加速)、海陆热力作用(由于大陆和海洋热力性质的差异而产生海陆风)，以及冬夏季风和局部地形等的共同影响，该区具有相对丰富的风能资源。粤北大部分是山区，受冬季风和海拔、地形等因素影响，处于冷空气南下主要路径上的南岭山脉部分海拔较高的峰、脊区域具有较为丰富的风能资源，其余地区风速则较小。

根据最新的风能资源评价结果显示，我省风能资源(平均风速、平均风功率密度)较大的地方主要分布在沿海地区和粤东西北海拔较高的山区。风资源丰富地区 70 米高度以上年平均风速达到 6.5 米/秒以上，年平均风功率密度达到 350 瓦/平方米以上。根据省气象局《广东省风能资源详查和评估报告》，我省年平均风功率密度 ≥ 200 瓦/平方米具有开发潜力的地区可开发量约为 1900 万千瓦;其中风功率密度 ≥ 250 瓦/平方米目前可开发的地区开发量约为 1650 万千瓦;风功率密度 ≥ 300 瓦/平方米风资源良好的地区技术开发量约为 1400 万千瓦。

(二)发展环境

随着风力发电技术日益成熟，世界各国将发展风电作为应对气候变化和提高可再生能源比重的重要举措，全球风电发展迅猛，截至 2015 年底，全球 80 多个国家已开发风电项目，陆上风电累计装机容量 4.32 亿千瓦。预计今后 5-10 年，世界风电将继续保持较大规模发展，在电力系统中特别是在新增能源供给中的比重将稳步上升，风电的经济和社会效益将更加显著。

“十二五”期间我国风电快速发展，到 2015 年底陆上风电累计并网装机容量达到 1.29 亿千瓦，在全球排名第一。风电装机容量占我国全部发电装机容量的 8.5%，成为继火电、水电之后的第三大电源。国家“十三五”规划陆上风电装机容量 2020 年达到 2.4 亿千瓦。国家颁布实施了《可再生能源法》，制定了鼓励风电发展的分区域电价、配额引导、全额保障收购等政策措施，建立了促进风电发展的政策体系，为加快发展风电创造了良好的政策环境。

“十二五”时期我省陆上风电稳步有序发展，截至到 2015 年底，累计建成陆上风电场 61 个、并网装机容量约 246 万千瓦，在建项目 50 个、装机容量 284 万千瓦(不含部分项目中的已并网容量)，积累了丰富的陆上风电开发建设经验，为风电的规模化开发打下了基础。我省电网接入和市场消纳条件好，随着风电技术水平的提高以及建设成本下降，风能开发利用具有较大潜力。我省是能源需求大省，当前及今后相当长一段时期仍将面临资源和环境的巨大压力，传统的能源生产和消费方式已难以为继，迫切需要加快发展新能源，调整能源结构。我省陆上风能资源较为丰富，开发利用陆上风能资源，对于满足我省电力需求、优化能源结构、减少环境污染、应对气候变化、促进经济可持续健康发展具有重要的作用。

表1 我省已建成陆上风电场项目（截止到2015年底）

序号	所在市	已建成项目装机容量 (万千瓦)	在建项目装机容量 (万千瓦)
1	汕头	33.3	
2	揭阳	22.5	3.5
3	汕尾	26	5
4	潮州	8.7	5
5	惠州	2.6	12.3
6	珠海	6.3	
7	江门	25.1	
8	湛江	33	92.8
9	茂名	30.3	9.9
10	阳江	30.9	14.9
11	韶关		31.7
12	河源	5	29.7
13	梅州		10
14	清远	14.9	54.4
15	肇庆		15
16	云浮	7.8	
合计		246.4	284.2

二、总体要求

(一)指导思想

遵循创新、协调、绿色、开放、共享五大发展理念，落实能源发展“四个革命、一个合作”战略思想，按照“统筹协调、合理布局、节约用地、保护环境”的原则，进一步做好风电规划与主体功能区规划、土地利用总体规划、城乡规划、环保规划、林业规划、旅游规划等规划的衔接，有序开发风电资源，合理布局风电场址，加强项目建设监管，实现风电开发与环境资源保护协调发展，促进能源结构优化和低碳绿色发展。

(二)发展目标

根据我省陆上风电场风能资源情况和建设条件，有序推进风电项目开发建设。规划到2020年底建成陆上风电装机容量约600万千瓦；到2030年底建成陆上风电装机容量约1000万千瓦。通过陆上风电开发建设，带动我省风电装备制造业等相关产业发展。

(三)场址选择原则

根据我省陆上风能资源分布特点，按照《风电场场址选择技术规定》等要求，我省陆上风电场选址布局主要依据以下原则：

1.风能资源较为丰富。场址70米高年平均风速原则上大于6米/秒，年平均风功率密度 ≥ 220 瓦/平方米，主导风向频率在30%以上的地区。场址主导风向上地形尽可能开阔、宽敞，障碍物尽量

少、粗糙度低，对风速影响小。

2.严格遵守生态红线。场址布局满足生态保护要求，严格按照划定的生态红线避开省级自然保护区、生态严格控制区和自然与文化遗产保护区等控制区域。

3.节约资源保护环境。风电场址和运输道路尽量节约用地，尽量利用现有线路，减少对林地的占用和山体破坏。场址与附近居民居住点保持适当距离，减小光影效应和噪音污染。

4.电网送出条件良好。场址尽量靠近合适电压等级的变电站或电网，并网点的短路容量应足够大。

三、场址布局

根据我省风电资源条件和上述原则，全省规划布局建设风电场址 147 个、总装机容量约 870 万千瓦(含 2015 年底前已核准项目 50 个，装机容量 290 万千瓦)。根据风能资源空间分布特点，将全省可规划建设风电场的地区划分为 3 个区域：东部沿海区域，包括汕头、汕尾、揭阳、潮州、惠州 5 市；西部沿海区域，包括湛江、茂名、阳江、佛山、广州 5 市；内陆区域，包括韶关、河源、梅州、清远、肇庆、云浮 6 市。深圳、珠海、江门、东莞、中山 5 市由于受风资源条件、土地利用规划、当地政策等限制，未规划布局新建风电场址。

(一)东部沿海区域

东部沿海区域地处台湾海峡喇叭口西南端，地理位置独特，风力资源丰富，该区域 70 米高年平均风速在 6.0-7.0 米/秒，年平均有效风功率密度达 250-350 瓦/平方米。该地区规划风电场址 15 个，装机容量约 78 万千瓦。

(二)西部沿海区域

西部沿海区域地处亚热带季风气候区，濒临南海，受海陆热力作用和地形地势影响较为显著。该区域 70 米高年平均风速在 5.4-6.5 米/秒之间，年平均风功率密度为 200-300 瓦/平方米。该地区规划风电场 32 个，装机容量约 191 万千瓦。

(三)内陆区域

内陆区域 6 市远离海岸线，冬季受冷空气影响，夏季受太平洋上形成的台风外围的影响，同时高空槽带来的西南暖湿气流和切变线形成的大风也使本地区的风能资源较为丰富。该区域 70 米高年平均风速为 5.5-6.5 米/秒，年平均风功率密度为 200-300 瓦/平方米。该地区规划风电场址 100 个，装机容量约 601 万千瓦。

表 2 分区域规划风电项目情况表

区域	项目个数	装机容量(万千瓦)
东部沿海区域	15	78
西部沿海区域	32	191
内陆区域	100	601
合计	147	870

四、电网配套

截止 2015 年底，我省全社会用电量达到 5311 亿千瓦时；预计到“十三五”末，我省全社会用电量将达到 6700 亿千瓦时。我省电力市场需求大，风电消纳潜力大。“十三五”乃至今后一段时期，我省将进一步优化电网结构和布局，加强跨区域输电通道和城乡输电网建设，形成以 500 千伏骨干电网为核心，各电压等级电网相互适应、与电源发展相协调的现代化电网，陆上风电接入电网系统条件良好。为实现风能资源的合理有效利用，电网系统建设应为陆上风电接入和消纳提供有利条件。风电接入电网系统原则上要符合以下基本要求：

(一)风电发展规划与电网规划相协调。衔接好风电项目开发与配套电网建设,保障风电项目的顺利并网运行和高效利用,深入研究风电接入对电力系统稳定和调峰等方面的影响。

(二)风电开发与电网结构合理匹配。风电分散接入与集中接入电网相结合。根据风电建设规模、当地电网结构及负荷发展情况研究确定风电场接入系统方案,保证电网的安全稳定。规模在5万千瓦以下的风电场原则上以35千伏或10千伏电压等级多回架空线路直接接入地区配电网;规模在5-20万千瓦的陆上风电项目群,根据风电场距离并网点远近,考虑以110千伏或220千伏电压等级1回架空线路接入系统。适时建设电源接入点和输电通道,满足风电汇集和送出的需求。

(三)就近消纳与跨区消纳相结合。风电项目按就地、就近、跨区消纳的先后顺序消纳,小规模风电应尽量接入所在地市中低压配电网消纳,集中开发的大规模风电项目,宜优先考虑就近接入,近区难以消纳时再考虑跨区接入。

(四)建设电网友好型风电场。提高风电机组技术性能,按照有关技术规定和标准开展风电并网工作,建立以风电功率预测为基础的电网调度与风电协调运行机制。

五、环境保护

风能是一种可再生的清洁能源,风力发电过程中不产生废气、废水。风电场对环境的影响主要来自风机运行产生的噪声、电磁辐射影响及对周围景观、鸟类飞行等的影响;在风电场建设过程中也会对水土、林地等资源造成一定的影响。在项目实施中,通过科学规划场址、加强施工管理、强化环保措施等方式,尽量减少对环境及其他资源的影响。

(一)噪声影响防护

风力发电机组在运转过程中产生的噪声来自于风轮叶片旋转时产生的空气动力噪声和齿轮箱、发电机等部件发出的机械噪声,其中以风力发电机组产生的噪声为主。根据已经建成的风电场实际运作显示,由于存在地面覆盖物及障碍物衰减,卫生防护距离设置在300-350米能满足附近噪声敏感区域的防护要求。本规划风电场绝大多数位于远离人烟的山脊上,周围1公里甚至数公里范围内没有居民区,营运期间不会产生噪声扰民问题。通过采取一定降噪措施,可使噪声污染得到有效控制,对声环境不产生大的影响。

(二)电磁辐射防护

风电工程辐射源包括发电机、输电线路、升压站等。电磁辐射属物理性污染,已有许多成熟的抑制技术。发电机和升压站在设计时必须考虑防磁、防辐射等要求,在选材过程将辐射降至最小,并通过电磁屏蔽技术、线路滤波技术及吸收法控制微波污染等方法,减少电磁辐射。通过采取上述措施,电磁污染将得到有效控制。

(三)油污染防治

风力发电机在初装、调试及日常检修中要进行拆卸、加油清洗等,废弃含油抹布、废弃油均含机械油成分,属于《国家危险废物名录》内的含油废物。规划风电场应对产生的油布集中收集并暂存于钢制容器盛装,定期送有资质的单位处理。通过采取上述措施,避免油污染对周围环境造成影响。

(四)鸟类飞行保护

风力发电机塔架高度与鸟类飞行高度相比较低,风力发电机群在地理上占据的位置较小而且分散,一般不足以妨碍或影响鸟类的飞行。国外对此问题的研究成果及其它已运行风电场对鸟类影响的观测资料显示,风机并不对鸟类构成致命危险,即使是在夜间飞行或相当高的迁徙密度和低云层、有雾情况下,鸟类与风机碰撞机率也极低,加上陆上风电机组间隔较大,风电场建设对鸟类的影响很小。在鸟类迁徙路线布设的风电工程可在风机塔顶设警示标志,避免对其造成影响。

(五)景观保护

风电场采用的风机颜色和大小选择要充分考虑当地群众意见、景观因素及与周边景观的协调性,风电场与周边的风景名胜、文物古迹、历史地段、重要文物保护单位保留有足够的空间距离,最大可能减少对周围景观环境的影响。

(六)水土林地资源保护

风电项目在施工阶段的场地平整、整机组装、上山修路、沿途运输等会对地表进行挖掘动土，易破坏和改变区域内原有植被、地貌，造成水土流失。因此，在风电项目设计当中，应当优化工程设计，使工程对土地的占用达到最小。在设备运输过程中尽量选择技术先进的专业风机运输车辆进行运输，施工便道少占地，尽量利用现有路线。在施工时间安排上，对在山脊等生态脆弱地区施工建设的项目，尽量避免在雨季施工。在项目实施过程中，要落实水保、复绿工程与风电主体工程“三同时”的要求，根据地域条件，对道路边坡、升压站、风机基础及电缆沟周围及时采取工程措施、植物措施和临时措施结合的方法防治水土流失。

六、产业带动

以风电场规模化建设带动风电装备制造、技术研发及配套服务业发展，促进我省优势骨干风电企业做强做大，提升我省风电产业国际竞争力。

(一)促进技术进步

适应我省陆上风电规模化开发的需要，鼓励和引导企业加大研发投入，支持建设国家工程研究中心、企业技术中心等创新平台。促进产学研合作，积极研发适应山地运输、安装和使用的紧凑型风机技术、低风速风机技术和适应沿海抗台风型风机技术，掌握和提高风电整机设计、组装关键技术和关键部件的设计制造技术。鼓励风电装备制造企业与省内有关企业及高校科研院所合作建设风电技术研究、风电检测认证中心等，提高风电自主创新能力。

(二)带动制造业发展

鼓励风电开发企业在同等条件下，积极使用我省风电制造企业生产的产品。支持明阳集团等省内骨干企业做大做强兆瓦级风电整机设计和制造，提升 1.5 兆瓦陆上风电机组设计制造水平，加快 2 兆瓦以上陆上风电机组的产业化;提升 800 千瓦山地风电机型产品质量和规模。以整机制造带动零部件产业发展，提高风电机组发电机、叶片、齿轮箱、大型铸锻件和焊接件等关键零部件的制造能力，加强控制系统、逆变系统设备研发制造，形成以风机装备制造为中心的产业集群。

(三)完善服务体系

积极发展风能资源测量评估、风电开发咨询、风电规划、工程设计、检测认证、物流采购、施工安装、调试运营、检修维护等为重点的风电服务业。建立专业技术服务公司，完善人才培养体系，发展风电建设服务队伍。

七、投资估算和效益分析

(一)投资估算

我省“十三五”期间陆上风电新增装机容量约 350 万千瓦，按照每千瓦投资 8500 元计算，陆上风电建设总投资约 300 亿元。

(二)社会环境效益分析

风能是可规模化开发的清洁可再生能源，发展风电可替代大量化石能源，显著减少温室气体和污染物排放，改善能源结构。规划到 2020 年全省陆上风电装机容量达 600 万千瓦，按各风电场址平均年发电 1900 小时计，年总发电量约为 114 亿千瓦时，与燃煤电厂相比，按我省平均火电发电标准煤耗 299 克/千瓦时计算，本次规划的风电场年可节约标煤约 340 万吨左右;可减少二氧化碳排放约 1000 万吨，减少硫化物(以燃煤电厂脱硫后为标准)排放约 0.4 万吨，环境和社会效益显著。

八、扶持政策

(一)落实电网全额收购

落实可再生能源法关于可再生能源发电全额保障性收购制度，电网企业加强电网建设，完善电网运行管理，提高消纳风电的能力，全额收购符合并网技术标准的风电项目上网电量。

(二)落实税收优惠

落实国家对新能源企业研发费用税前加计扣除、风电企业所得税“三免三减半”、风电销售增值税抵扣新购进机器设备所含的进项税额等优惠政策。

(三)加大省内财政支持

加大省战略性新兴产业基金等专项基金对我省风电产业发展的支持，重点支持风电技术研发、产业化示范项目、重大装备、标准体系建设、人才引进等。

(四)加强金融支持

加强银企对接，鼓励金融机构对风电开发企业和对有自主知识产权、技术先进、具备市场竞争优势的风电设备制造企业，提供便捷的金融融资服务。支持风电骨干企业发行企业债券，用于扩大生产规模、加强技术研发和生产设备引进等。

九、规划实施

(一)加强规划引导

强化规划对全省陆上风电发展的指导作用，规范有序开发我省陆上风能资源。各地级以上市政府、省有关部门、风电开发企业依据全省陆上风电发展规划，有序推进陆上风电开发，确保规划目标实现。

(二)统筹开发建设

省能源主管部门会同有关部门统筹全省陆上风电开发建设工作，依据本规划组织编制年度陆上风电开发计划报国家能源局批准实施，有序核准项目建设，积极协调风电开发建设过程中存在的问题。各有关地级以上市负责统筹本市范围内风电开发工作，做好规划风电场址保护，根据需要组织项目招标工作，组织年度风电项目计划的上报和实施，做好项目社会稳定风险评估等工作。各相关职能部门做好风电场规划选址、土地征用、环境保护、水土保持、林地保护等有关工作。电网公司要按照本规划和年度开发计划，开展相应的电网规划和建设，落实风电消纳市场、电网接入工程、输电通道和电力运行优化方案，保证按照规划建设的风电项目安全可靠并网运行。获得项目开发权的业主按计划和相关规定开展前期工作，确保项目按计划建成投产。

(三)强化生态环保责任

项目业主必须进一步强化风电开发建设过程中的环保意识和主体责任，全面落实环保、水保措施“三同时”要求。优化项目设计，风电场进场道路要尽量利用现有路线，减少对山体开挖;优化施工组织，明确施工承建单位的环保、水保责任和处罚措施;及时督促检查，确保项目建设过程中各项环保、水保、复绿措施落实到位，将风电建设对生态环境造成的影响降到最低程度。

(四)发挥综合效益

风电场可考虑作为旅游资源景观，与旅游开发相结合;风电场进场道路可考虑与居民出行乡道、旅游景观路、森林防火通道等相结合，发挥综合效益。风电场建设过程中，可通过雇用当地村民开展复绿、修建道路等措施，为当地民众创造就业和增加收入的机会。

(五)完善信息统计

加强风电信息统计体系建设，建立风电生产及并网运行、风电技术装备等信息收集、统计管理机制，及时掌握风电产业发展动态。电网企业、各有关风电开发企业和制造企业要完整记录、保存相关风电信息，并定期提供给政府能源主管部门。

(六)动态滚动调整

根据风电信息统计，加强风电发展的形势分析工作，建立年中、年度风电发展状况分析报告制度，掌握风电规划实施进展情况，剖析产业发展存在的问题。根据规划执行情况，适时对规划目标进行动态调整，使规划更加科学和符合实际发展需要。

(七)加强实施监管

省各有关部门和各地政府在职责和管辖范围内加强对风电开发建设运营全过程监管，督促项目业主落实项目建设过程的环保、水保、复绿工程与主体工程“三同时”各项措施，及时进行监督检查，发现问题及时督促整改，项目建成后及时组织验收，确保陆上风电规范有序开发。

广东发改委 2016-12-06

传统风电开发模式或迎变革

日前，国家能源局发布《风电发展“十三五”规划》（以下简称《规划》），《规划》指出，到2020年底，风电累计并网装机容量确保达到2.1亿千瓦以上，年发电量确保达到4200亿千瓦时，占全国总发电量的6%。

在“十三五”规划中，中东部和南方地区的分散式风电开发成为一大重点。然而，在业内看来，中东部和南方地区地形复杂，风资源状况差异大，因此，过去适用于“三北”地区的风电开发模式必定要做出较大调整。如何使这些地区分散的风能资源更充分高效地得到利用，风电开发商和风电制造商都将面临新的挑战。

分散式开发占比大幅提升

早在《规划》出台前，业内已一致认为，在“三北”地区持续弃风限电的背景下，开发中东部和南方地区的分散式风能资源是必然趋势。

《规划》的发布终于把这个盖头掀了下来。《规划》提出，按照“就近接入、本地消纳”的原则，发挥风能资源分布广泛和应用灵活的特点，在做好环境保护、水土保持和植被恢复工作的基础上，加快中东部和南方地区陆上风能资源规模化开发。“十三五”期间，预计全国风电新增装机容量8000万千瓦以上，其中，中东部和南方地区陆上风电新增并网装机容量将占到4200万千瓦以上。

与此形成鲜明对比的是，“十三五”期间“三北”地区陆上风电新增并网装机容量则为3500万千瓦左右。这意味着，若算上海上风电的新增并网装机容量，中东部和南方地区新增并网装机容量将占到全国新增并网容量的57%，远高于“十二五”时期的26%。同时，这一地区累计并网装机容量在全国的占比也将提升至1/3。

中投顾问的行业分析人士对记者表示，随着风电技术的进步，虽然6米/秒以下的风资源也具有了开发的经济性，但是中东部和南方地区的地形复杂多样，选址难度大，工程建设成本相对较高，运维成本也会相应增加。因此，要保证开发企业的内部收益率，尽量缩短投资回收时间，势必对开发商、整机厂商和设计单位等相关方提出了更高要求，过去适用于“三北”地区的标准化开发模式也需要做出变革。

从招标设备到招标整体方案

一知名风电整机商相关技术人士告诉记者，传统的风电开发模式中，从风电场的总装机容量到单机容量、从机位的个数到塔筒高度等都有明确的约束。目前投运的风场，基本上同一风场必须是单一机型，鲜有不同机型混排的现象。

“这种标准化的设计方案，在一定程度上可以缩短工期，节约初始成本投入。例如单一机型可以为设计院出图、施工以及运维管理带来便利，但另一方面，无法充分利用有效的风资源，限制了风电场整场发电量和效益的提升。”上述人士说。

中东部和南方地区的风资源情况、道路情况、地形情况等千差万别。显然，只有针对每一个项目，甚至是每一个机位点进行针对性设计，才能保证风电场效益的最大化。业内普遍认为，在分散式风电开发渐成重点的背景下，“三北”地区的标准化风电开发模式必然要转变为个性化定制化的风电开发模式。

正如一位业内人士所言，好的风电场一定是设计出来的。只有把风电场的开发过程看成是一个集成化的系统工程，让风资源、风机排布方式及组合、塔筒、基础、集电线路、道路、风电场运行等因素互相耦合影响，才能找到最优化的风电场解决方案。

“对于风电开发商来说，这意味着要从过去单纯的设备招标转变为风电场开发解决方案招标。招标风电场整体解决方案，可以保证风电场被看作一个整体，进而最大限度地提升风电场的内部收益率。”一位风电开发企业相关人士表示。

还有业内人士认为，在分散式风电项目开发过程中，为了更好地利用风场风能资源，最大限度地发挥机组性能，未来在安装风机台数方面也会给予企业充分的自主权，因此，可以推测风电机组

容量的定制化设计也将逐渐成为趋势。

从单纯制造商转型综合服务商

近年来，一批领先的风机整机商都在努力从单一制造商向服务商转型。如，跨国巨头维斯塔斯，其服务业务的营业收入已经超过销售整机的收入。国内的整机厂商业也纷纷拓展运维后服务市场。

“以前说到风场服务，大家更侧重于投运后的运维服务，而随着中东部和南方地区分散式风电的开发，风电场定制化设计方案成为趋势。这要求整机商拿出完整、高效的风电场全生命周期解决方案，解决方案不仅包括后端的运维，更应突出前端的设计和优化，涵盖风能资源评估、风电场设计和机组适应性评估等各个环节。”一位整机商相关人士告诉记者。

“在分散式风电复杂的条件下，整机商仅仅扮演设备提供商的角色是不够的，还要承担起风场设计师的角色。这要求全方位的结合风况、安全、道路、线路、施工、环评等因素去考虑一个风电场的设计和 optimization 问题。比如，根据各个机位点平均风速、湍流等级、坡度、入流角等参数的不同，推荐最适合每个机位点风况的定制化机型，最终确定单机容量、轮毂高度等指标，通过混排不同容量的机组为业主节省前期投资，提升整个风场的收益。”一位服务于某国内著名风电整机商的风资源工程师表示，“分散式风电由于其分散、单体容量小等特点也更需要在后市场运维过程中充分应用大数据和智能运维等技术，从而帮助业主降低运维成本。”

据介绍，目前低风速地区风电场开发主体暂时仍以“五大六小”等央企为主，但地方企业和民营企业作为开发商的占比正在显著上升。对于中小型开发商来说，融资支持也是选择整机商的一大考虑因素。这意味着，整机商要想具备竞争力，其服务范围不仅要包括建设前期的风场设计优化方案，后期的运维服务方案，还要能提供建设过程中的金融支持方案。

此次出台的《规划》也明确提出，通过完善保险服务体系，提升风电行业风险防控水平。通过创新融资模式，降低融资成本。使金融体系更好地服务于风电产业发展。

张子瑞 中国能源报 2016-12-06

消纳是风电“十三五”规划核心

11月底，国家能源局印发了《风电发展“十三五”规划》。明确了“十三五”期间我国风电的发展目标、建设布局、重点任务、发展方式及保障措施等。《规划》的出台在提振风电行业发展信心的同时，也为我国风电行业在“十三五”时期优化发展布局、解决弃风限电、促进产业可持续发展以及完善相关监管措施等方面指引了方向。

近日，《中国能源报》记者特别专访了水电水利规划设计总院副院长易跃春，对风电“十三五”规划亮点进行解读。

目标基本符合行业预期

中国能源报：《规划》提出了“十三五”风电发展的总量目标，到2020年，风电并网装机容量达到2.1亿千瓦以上，其中海上风电并网装机达到500万千瓦以上；风电年发电量达到4200亿千瓦时以上，约占全国总发电量的6%，这个数据与风电行业的预期是否一致？

易跃春：“十三五”总量目标的提出，是在“十二五”风电高速发展背景下，考虑到既有的弃风限电情况，“十三五”期间在发展速度上稍有缓解。同时还要满足我国提出2020年实现非化石能源占一次能源消费比重达到15%左右的要求。因此，2020年风电装机2.1亿千瓦的总量目标并不高，只是我国“十三五”风电发展的一个保障性最低目标。而且，《规划》中明确提法是2.1亿千瓦以上，基本符合行业预期。

根据总量目标，2016-2020年新增风电装机容量8100万千瓦以上，年均新增约1600万千瓦，“十三五”年均增长率7.4%，相比“十二五”的实际年均增长率23.4%有较大降低，也可以看出，《规划》对“十三五”期间风电发展方式不再以增速为主，而是在保持适当规模基础上，更注重品质的提升，总量目标稳中有升。同时，在不考虑火电灵活性改造、用户侧需求响应、削峰填谷等更

有力措施的情况下，2020年可以在一定合理弃风空间内实现2.1亿千瓦风电的消纳，但前提是建设布局要优化。在布局思路，与“十二五”时期的以资源为导向大基地建设的发展模式相比较，“十三五”规划对风电建设布局有较大调整，以促进风电就地消纳为导向，将风电开发主战场从“三北”地区适当调整到消纳能力较好的中东部和南方地区。

消纳是重中之重

中国能源报：“十三五”规划的核心任务是要解决风电消纳问题，您觉得为什么把消纳问题提到核心位置？

易跃春：《规划》的发展目标中，除了总量目标，还首次明确了消纳利用目标，并将“有效解决风电消纳问题”作为规划的第一大重点任务。这是因为我国弃风限电情况严重，2015年全年弃风电量339亿千瓦时，平均弃风率达到15%。“十三五”期间如不能有效解决这个问题，整个风电行业的发展将受到严重影响，装机量增加，发电量不能对应增长，将造成巨大投资浪费，可以说，风电消纳问题的解决是决定我国风电实现平价上网的关键。

中国能源报：解决风电消纳问题，有哪些措施？

易跃春：重点要做好以下三方面工作：

一是充分挖掘系统调峰能力。推进现有火电机组的灵活性改造是快速提高现有系统调峰能力的有效途径。特别是对应《规划》提出的“十三五”期间通过对火电机组的灵活性改造在“三北”地区增加4500万千瓦的调峰能力，这将在很大程度上缓解这些地区弃风限电问题。

二是多途径提升风电消纳。出现弃风现象跟我国整体的能源需求放缓、装机相对过剩有关，在这种情况下，风电、火电、水电都要抢占发电空间，竞争十分激烈。因此，拓展风电消纳新领域，提高风电就地利用能力，是提高风电消纳最为直接有效的手段。例如推广风电清洁供暖、风电与地热及低温热源结合的绿色综合供暖系统，开展风电制氢、风电淡化海水等新型就地消纳示范，探索风光储互补的微电网形式利用风电资源。

三是利用特高压输电通道实现“三北”地区风电的大规模跨区外送消纳。“十二五”期间我国在“三北”风电基地部署了7900万千瓦风电装机，考虑以本地消纳为主，未对其外送通道进行具体规划，目前“三北”地区风电送出消纳受阻，2015年弃风率达到19%。为解决风电送出问题，“十三五”规划重点研究了“三北”地区风电的跨区送出消纳途径，结合大气污染防治行动计划重点通道建设，计划通过锡盟-山东、蒙西-天津南两条特高压交流通道，锡盟-泰州、上海庙-山东、扎鲁特-山东、晋北-江苏、酒泉-湖南、宁东-浙江、准东-皖南等特高压直流通道，解决“三北”地区4000万千瓦风电的外送消纳问题。

创新价格补偿机制势在必行

中国能源报：当前，风电补贴的缺口日益扩大，未来风电补贴下降和取消有没有具体的时间表？您对此的观点是什么？

易跃春：风电产业的发展对财政补贴依赖程度较高。随着每年新增风电装机的增加，资金缺口将进一步放大。如按照现有政策和补贴方式，到2020年，我国可再生能源补贴资金累计补贴缺口将高达2000多亿元，现有的价格补偿机制将无法我国可再生能源的快速发展需求。庞大的资金缺口已成为阻碍风电产业持续发展的最大障碍和大不确定因素，因此，创新价格补偿机制势在必行，未来补贴资金的缺口必须通过市场机制来解决，政府直接补贴的逐步退出将是顺势而为。

在保障措施上，为保障政府补贴退出后风电产业仍然能够维持健康稳定发展，这就需要研究建立一种长效机制，通过市场化手段来满足风电发展的补贴资金需求，这也是本次《规划》在政策保障机制中的一项重大举措。从国际经验来看，绿色证书已成为可再生能源配额制的一种通用配套政策，既是支撑责任主体实现配额义务的手段，也是一种重要的利益协调和义务指标平衡机制。通过绿色证书交易，风电企业可以获取支撑其发展的补贴资金，有利于逐步降低政府补贴强度，同时能够平衡不同地区配额指标差异，保障非化石能源消费目标和《规划》发展目标实现。“十三五”期间，我国将采取市场化手段来满足风电发展的补贴资金，推进可再生能源发电配额考核和绿色证书交易

制度的实施，逐步减少对财政直接补贴资金的需求，建立价格补偿长效机制。

钟银燕 中国能源报 2016-12-08

氢能、燃料电池

伦敦将迎来氢动力双层巴士 2017 年试运行

据外媒 12 月 1 日消息，伦敦红色的双层巴士举世闻名，明年该市将迎来首款氢动力的双层巴士，以改善市内空气质量。

伦敦市长 Sadiq Khan 在国际零排放汽车峰会上表示，2018 年起伦敦将不再增加纯柴油动力双层巴士，市中心的所有单层巴士都将实现零排放。他还表示伦敦将于 2017 年开始氢动力双层巴士试运行。

Khan 说道：“我希望伦敦在氢动力和电动公共汽车技术领域领先世界，政府会采取强硬措施改善伦敦空气质量。”

伦敦政府表示，即将试运行的 20 辆全新氢动力巴士费用来自欧盟资助项目资金。伦敦交通局也会提供至少 500 万英镑(约合 4300 万元人民币)的资助资金。

伦敦空气污染问题日渐严重，交通工具繁多，造成路面拥挤。空气污染问题同样困扰着整个英国。一份由英国皇家医学院和英国皇家儿科学和儿童保健学院联合做出的报告中指出空气污染问题每年造成英国 40000 人死亡。除此之外，癌症、哮喘、心脏病及糖尿病等一系列疾病的发生也与空气污染相关。

环球网 2016-12-06

核能

中英最大核电项目合作细节披露

12 月 13 日，永泰能源公告称，拟出资不超过 4 亿英镑，通过全资子公司华元新能源有限公司（以下简称华元新能源）参与投资英国欣克利角核电项目（以下简称 HPC 项目），该项目是英国 20 多年以来的第一个新建核电项目，也是目前中国在英国最大的单笔投资和在欧洲最大的投资项目。

值得注意的是，此次交易若顺利完成，永泰能源将成为国内首家参股发达国家核电项目的民营企业。在此之前，永泰能源已与中广核集团就广东陆丰核电一期项目等领域开展合作达成框架协议。

中核集团不在中方联合体中

此前曾有英国媒体称，投资英国核电项目的中方联合体除了中广核外，还包括中核集团。

但从永泰能源公告的股东名单来看，中核集团并未参与其中。此次交易前，参与 HPC 项目的中方联合体为中国核电有限公司和中泰控股有限公司，前者是中广核国际有限公司在香港的全资子公司，后者是国新国际投资有限公司在英属维京群岛设立的全资下属公司，两者均是为 HPC 项目所设立。

公告还披露了这笔中英最大投资项目的更多细节。毅昇有限公司为中广核牵头的 HPC 项目中方联合体投资平台公司，此次交易前，中国核电有限公司和中泰控股各占 50% 股份，此次华元新能源参股毅昇公司将通过与中国核电有限公司、中泰控股增资扩股方式进行，中国核电有限公司占 70% 股份，中泰控股占 20% 股份，华元新能源占 10% 股份。

值得注意的是，HPC 项目的基础造价为 180.42 亿英镑。其中法方为 119.98 亿英镑，占比 66.50%；

中方为 60.44 亿英镑，占比 33.50%，HPC 项目从建设到商业运行约 10 年，具有 60 年运行寿期。公告中还指出，毅昇公司将以逐级投资的方式，通过多层级后的全资海外子公司与法国电力集团(EDF)合资投资 HPC 项目，但目前尚未开展经营与投资业务。

记者了解到，后续根据 HPC 项目建设进度和资金需要，将由中国核电有限公司、中泰控股、华元新能源通过对毅昇公司进行增资和借款方式投入至 HPC 项目，预计 HPC 项目中方总投资不超过 79.53 亿英镑，资金计划投入期为 10 年，50%为股东出资、50%为项目贷款。股东出资具体为：中国核电有限公司约 27.84 亿英镑，中泰控股为 7.95 亿英镑，华元新能源约 3.98 亿英镑。

永泰能源参股能否获批未知

今年以来，主营煤炭、电力业务的永泰能源开始大手笔跨界布局医疗、核电行业，谋求转型。

不过，永泰能源在公告中坦言，根据《境外投资项目核准和备案管理办法》等法规的相关规定和 HPC 项目约定，本次交易的股权交割除了需公司股东大会审议通过，还需获得英国政府和 HPC 项目文件要求的相关方的批准。

一位核电央企人士告诉记者，永泰能源此前并未涉入核电领域，中方联合体参与的英国 HPC 项目早前也一波三折，英国方面是到后来重新修订了协议才给予放行。从这一层面看，永泰能源能否获得英国方面批准存在变数。

“永泰能源之所以能参与核电项目，最重要的一点应该是符合国家混合所有制改革政策，它目前也只能扮演财务投资者的角色。”上述核电央企人士认为。

事实上，此次之所以能够参与入股毅昇公司，永泰能源也是签订了一系列严苛条款。此外，永泰能源还承诺，不会直接或间接地在有关期间从 HPC 招徕任何人士。

13 日，记者多次拨打永泰能源董秘办电话，但是未能取得联系。

欧阳凯 每日经济新闻 2016-12-14