

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
第二十一期 2014年11月

目 录

总论	1
梁志鹏：周边国家的新能源市场尚待开拓	1
国际油价下跌给我国带来能源改革机遇	2
《大气污染防治法》被指存在五大问题	4
达到零排放目标 中国任重道远	6
社科院：中国排放峰值或 2030 年后出现	7
能源价改须通过强调稀缺性和外部性价格调节机制体现	8
苏格兰计划至 2025 年 100% 依靠可再生能源供电	9
沈骥如：中美合作应对气候变化是双赢	9
2030 年非石化能源占比将升至 20% 左右	11
首部应对气候变化专项规划发布	11
光伏政策红利效率的解读	13
发改委：首个国家绿色发展示范区实施方案发布	14
热能、动力工程	15
天然气分布式能源示范项目实施细则终发布	15
2014 年前三季度全国电力供需形势分析预测报告发布	17
可再生能源发展需要强大的电网支撑	20
美专家：页岩气革命揭开石油降价大幕 OPEC 或解体	21
电力体制改革重塑电力产业链	22
总投入 360 亿的页岩气产业基地在张家港起航	23
中石化涪陵页岩气田全年产量预计达 11 亿立方米	25
中石油四种模式开发页岩气 累计开采逾 2 亿立方米	25
输配拆分的突破口在哪里	26
2020 年页岩气投资将达 8000 亿 川渝鲁争装备基地	30
专家认为页岩油气成为国际能源界的“博弈改变者”	31
分布式能源产业需求政策与技术创新聚合 战略联盟来助力	32
联合国：到 2100 年全球碳排或降为零	33
输配电价改革试点意义何在？	33
煤层气发展亟需“加油清障”	35
致密气有望缓解天然气供需矛盾	36
我国可再生能源发电累计装机容量破 4 亿千瓦	37
生物质能、环保工程	37
武汉垃圾焚烧发电照亮江城	37
美生物燃料业“穷”则求变	38
环境保护税法草案报送国务院 碳税暂难开征	39

密切关注京津冀大气污染防治	40
垦利县首家大型秸秆沼气集中供气项目顺利完工	41
华西能源与安能热电集团合资组建生物质新能源公司	41
诸城 4 个农村沼气项目获资金扶持	42
习主席 APEC 在工商领导人峰会指出种植能源时代来临	43
太阳能	43
单晶硅未来有望逆袭多晶硅?	43
美能源部向光伏与储能系统提供 1500 万美元资金	45
多晶硅“双反”帮倒忙 区别对待逼疯本土企业	45
众多业内人士“大话”光伏农业 寻找契合点	47
中民投总裁李怀珍：光伏产业发展要解决三大问题	48
张国宝：中国光伏产业路在何方?	50
IHS：2015 年一季度英国公共事业级光伏装机量或达 1.3GW	51
缘何光热走在了光伏之后	51
SunPower 拟在南非装配高效光伏组件	52
英政府宣布 2015 年小型光伏设施 FIT 补贴费率削减 3.5%	53
以色列的太阳能光热发电梦想	53
世界最大屋顶光伏电站总装机容量达 50.8 兆瓦	55
前有太阳能马路 后有太阳能自行车道	56
国家能源局说好的“一站式”服务呢?	56
太阳能集热器将与建筑美学融为一体	58
发改委袁睦然：光伏新政、问题及模式	59
孟加拉国计划 3 年内装 300 万套家用太阳能系统	61
国家能源局 国务院扶贫办关于印发实施光伏扶贫工程工作方案的通知	61
日本国内最大规模的光伏发电站开建	61
有消息称 P 型 PERC 单晶光伏电池需求依然相对较低	62
上海市分布式光伏产业联盟成立	62
我国打造能源升级版 到 2020 年光伏装机预计达 1 亿千瓦	62
预计全年多晶硅产量将会超过 12 万吨	63
上海松江首座太阳能光伏公共超级充电站投用	64
SunEdison 与 AboitizPower 合作开发菲律宾光伏发电项目	64
100GW 光伏装机：集中式和分布式并举	65
盘点入围《光伏制造行业规范条件》的多晶硅企业——后《规范》时代多晶硅企业	66
全球光伏补贴削减 中国光伏技术路线何去何从?	69
国内首座智能光伏充电站落户松江	71
光伏水利产业助力“三农”脱贫致富	72
海洋能、水能	74
三峡电站累计发电量突破 8000 亿千瓦时	74
风能	74
由于配套设施不完善 28 省风电利用小时数出现负增长	74
弃风限电恐怕未必好转	75
争议中的风电调价	77
风电补贴调整之辩	80
分布式光伏年内装机量有望达到 4GW	80

波兰 PGE 计划 2015 年底扩建 218 兆瓦新风电场.....	81
未来风电出路在于产业化.....	81
欧盟最新报告显示陆上风力发电成本最低.....	82
全球风力发电产业及中国市场投资机会.....	83
氢能、燃料电池.....	85
日本热衷氢燃料电池车意义何在?.....	85
核能.....	86
内陆核电处境尴尬 十三五是否启动仍在讨论.....	86
坎杜能源先进燃料重水堆通过中国核能专家组审查.....	87
温室气体排放峰值提前到来 核电将有较大发展空间.....	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：87057486，zls@ms.giec.ac.cn。

总论

梁志鹏：周边国家的新能源市场尚待开拓

编者按

国家能源局新能源和可再生能源司副司长梁志鹏在近日召开的清洁能源国际合作论坛中强调，新能源企业的“走出去”已步入一个重要时期。国家能源局正积极组织推动新能源“走出去”发展工作，并联合相关行业协会进行法规、政策、标准等方面的研究。但该工作推进的程度和效果还同预期的有差距。对此，我们应从哪儿入手改善现状？我们的认识和行动方面还有哪些不足？梁志鹏副司长结合他的观察与总结，为我们提供了新思路：

今年上半年，我国光伏行业再次遭遇双反。虽然企业的免疫力已大大提高，但这也从侧面反映了我们在“走出去”进程中，仍存有很多问题。

应重视周边国家新能源市场

目前，不论是发达国家还是发展中国家，都在大力发展风电、光伏等新能源。许多外资企业到中国发展，也是看好在中国不断增长的可再生能源市场。而国内的许多企业，只是把眼光聚焦在国内市场，对国际市场要么无能为力要么看不上。

一个产业要发展壮大，就要不断地扩大市场。而一个国家的市场毕竟是有限的，必须要利用全球的市场。许多大型跨国公司的发展路径就是一个很好的范例。

我国的新能源企业还未发展成大型跨国公司，我觉得一方面缺少经验，另一方面是在国际市场中的主导性开发不足。即便我们现在出去发展，也是给人家施工，当一个施工企业，或者是参股投点资金，更全面的开发或管理是有限的。对于这种情况，我们首先要仔细研究目标市场。比如，在国际市场中，到底哪些适合我们，哪些不适合？这样要比盲目、分散的投资更有针对性，也更有助于把市场做精做大。

其中，除了重视发达国家的新能源市场，我们还应结合当下的国际形势，注重周边国家的新能源开发。目前，对于水电的开发，我国在柬埔寨、老挝等国的建设进程已非常快，但对于光伏风电的开发还比较少。

此前在亚洲开发银行举办的太阳能论坛中，我们感受到亚洲国家很多地方的电力是短缺的，而且能源基础设施也很薄弱。对于有些地区，常规的能源开发也不适合。例如在马来西亚和印度尼西亚，因它们是岛国，所以不适宜建设大规模的电厂，但对于开发风能和太阳能的条件却是非常好的。通过太阳能的资源图，我们可以看到，基本上最好的资源是在赤道两边，而此类国家正处于这些区域。另外，在周边国家，配套的制造能力多数不太齐全，我们国家又有弥补此项的优势。所以，如何在周边国家更好地推动新能源发展是我们关注 and 重视的。

同时，国家能源局最近也在加强跟巴基斯坦、蒙古的合作，并与蒙古讨论了双方能源发展的问题。蒙古国方面表示，要建很多的火电厂和风电，并设想打造东北亚的超级电网。目前看，“超级电网”还只是一个概念，并未明确十年后的情况会如何。

“抱团”前进 增强话语权

以美国的新能源企业为例，我们可以看到，他们的团队协作、集体发声对于项目发展的意义。比如，美国企业为了促进在中的清洁能源项目实施，企业间联合起来成立一个组织，并同国家发改委和能源局签订了合作协议。

以此为鉴，我国新能源企业能否也在国外建立相应的组织？目前，我国在美国投资的新能源企业有十余个，在欧洲的也不少。如果能在重点区域建立这样的企业间的组织，加强与国外金融机构和监管机构的沟通和协商，是否能更好地促进新能源项目在国外市场的开展和实施呢？

从这一年国家能源局‘走出去’发展工作机制情况看，政府部门的工作精力有限，能延伸的深

度也有限，只能对一些重大政策，还有一些重大外交活动做些推动工作，帮助行业建立机制。但无法长期、具体、有计划地推动这项工作。我觉得，若能发挥行业组织作用、企业的主动性，大家抱团走出去发展，也未尝不是一种积极的尝试。

目前，我们正同可再生能源专业委员会、海外投资协会及有意向的企业共同协商，看是否可成立海外新能源投资联盟，从而建立一个长期的工作交流协调平台。

同时，国家能源局也在探讨并继续完善“走出去”发展的工作机制。我们有个设想是，选择一批在国际上发展有实力、有经验的企业作为重点核心的企业单位，定期地召开推进“走出去”发展会议，并组成一个信息网。如果企业“走出去”遇到什么问题，就及时反馈到能源局，从而在国家的国际交往活动中推动新能源项目开展。

另外，我觉得我们的协会要发挥更大的作用。既要把国内企业间的协调工作做好，也要同国际上的行业协会、政府及国际组织加强协商沟通。从而为我们的企业走出去发展创造一个良好的环境，形成一个有序的、积极有效推动的工作机制。进而总体上形成政府、企业、协会、社会力量全面推进海外投资发展的局面。

打铁仍需自身硬

当前，发达国家也在快速地进行能源转型，风电、太阳能市场的发展空间很大。我们的产品是否有竞争力，主要还看自身产品的质量和使用能效。

对于“走出去”的企业，我有四个想法，仅供参考。第一，要内强外扩。在国内市场发展，不断提高研发能力、管理能力、产品质量和水平，以得到国际上的认可。这样才有一个向外发展的条件。第二，以外促内。只有走出去发展，才能通过与国外企业的同台竞争，发现自己的不足，吸收他人长处，也才能更好地促进内部发展。第三，内外兼修。在国内和国际的发展都要达到较高的水平，这样才会整体上形成有竞争力的公司。第四，全面发展。对于企业，不单纯是设备的销售和出口或者是工程劳务的“走出去”，而应该是从规划设计到管理投资经营及金融等全面的发展，这样才能在国际上形成一个有较强竞争力的新兴产业。

另外，我国的水电在国际上是非常有竞争力的。几乎全球 80%的水电工程都是由中国企业建设。这说明我国的能源的工程技术装备在国际上是得到认可的。所以，我们应积极总结这方面的优势、特点及成功经验，为其他产业的走出去发展形成有价值的参考。

（本文为梁志鹏副司长在 10 月 24 日清洁能源国际合作论坛中的讲话，贝多华/整理）

【背景材料】

为进一步转变政府职能，服务新能源企业“走出去”，提高我国新能源企业的国际竞争力，根据《国家能源局关于建立服务能源企业发展协调工作机制的通知》（国能综合[2013]185号）文件精神，国家能源局于 2014 年年初决定建立服务新能源企业“走出去”协调工作机制。

该协调机制主要工作目标为：以组织开展“走出去”重大问题研究，明确我国新能源企业“走出去”重点目标市场和发展战略，解决新能源企业“走出去”主要面临的政策、技术、资金等相关问题。同时建立政府与企业沟通协调机制，健全“走出去”工作技术支持体系和信息系统，为新能源企业“走出去”搭建平台，推动我国新能源企业积极开拓国际市场，融入全球新能源产业体系。

中国能源报 2014-11-02

国际油价下跌给我国带来能源改革机遇

受供求关系变化影响持续下跌的国际油价，大大降低了成本因素对中国能源领域改革的制约，油气改革有望提速 10 月 31 日，国家发改委再发通知下调汽、柴油价格。自 6 月以来，国内成品油价已历经七连跌。其背景在于，国际原油价格连续下降已经持续超过 4 个月，降幅超过 25%。对石油对外依存度接近 60%的中国来说，成本降低是最直观的好处。更深远的机遇在于，如果油价在低位运行的态势能够在一段时间内持续，将大大降低油价成本对中国能源价格改革的制约，为推进能源市场化改革、理顺相关价格体系提供相对宽松的环境。

当前油价的低位运行态势能够持续多久呢？厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强在接受《?望》新闻周刊采访时表示，美元持续走强和沙特不明朗的限产信号推动了最近的油价下跌，但买方需求不足、卖方竞争加剧、原油市场供给趋于过剩是原油价格疲软的根本原因。

油价的下跌主要不是短期因素的影响，这意味着短期反弹的可能性不大。随着页岩油气技术的突破，传统主导能源价格的力量也正在发生变化。“中国需抓住有利时机，加强国际合作的同时，破除国内的能源生产、供应、监管等方面障碍，更好保障国家的能源安全”，业内人士指出。

左右油价力量悄然变化

油价下跌带来了什么？它会稳定在什么水平？影响油价的力量又发生了哪些变化？

可以肯定的是，它给中国带来了两大好处。一是节约成本，并由此而带来产品竞争力提升。2013年，中国石油对外依存度超过58%，原油进口突破2.8亿吨。在林伯强看来，按2013年中国原油进口量计算，如果能使2014年平均进口油价每桶下跌10美元，就将节约210亿美元。

具体到生产领域，油价下降有利于降低工业燃料和石化产业成本，增加企业利润，提升产品竞争力。在经济增长动力有所减弱的情况下，要素成本压力的减轻，对经济增长会起到正向推动作用。

二是为扩大石油战略储备提供了机遇。供应稳定和价格相对低廉，是石油战略储备的有利时机。“根据估计，我国战略石油储备(加上商业储备)为70天左右，距离90天的储备目标仍有一定距离。如果油价继续下跌，可利用此次机会增加原油战略储备。”林伯强建议。

而进入时机还要看油价是否可能大幅下跌。国务院发展研究中心资源与环境政策研究所研究员郭焦峰为《?望》新闻周刊分析指出，“从供需基本面看，油价会保持在80美元左右。另一方面，从油气开发的边际成本看，较高的开采成本达到六七十美元左右，所以油价再往下降的可能性也不大。”

油价又是否存在短期大幅反弹的可能呢？在郭焦峰的判断里，相对低位的态势估计会持续一两年的时间。在供需面、地缘政治、气候突发、金融炒作等因素里，目前最重要的影响因素是供需关系。相比于以往油价下降后，一些国家限产联手推动油价上涨的情况，他认为，目前的能源供应多元化，一地限产，相当于是把自己的市场让给别人。

中国农业银行高级经济分析师何志成也持相同观点。他认为，能源市场多元化前景是国际市场原油价格下跌的真正原因。近期，中国企业已经找到了大型页岩气田，这将影响未来石油价格预期。

伴随着油价的下跌，能源供需的新格局也逐渐显现。郭焦峰表示，美国的页岩油气革命，使得国际能源格局形成了油气生产中心西移、油气消费中心东移的新格局。这进而对地缘政治带来一定影响。左右石油价格的力量，由欧佩克和俄罗斯为主转向多元均衡的格局。欧佩克对国际油价的影响力在下降，俄罗斯的影响略有下降，美国的影响力在上升，中国等主要消费国的话语权也在提升。

把握油气市场化改革低成本良机

能源成本一直是我国能源体制和能源价格改革面临的主要障碍，油价下跌则为国内油气市场化改革提供了契机。林伯强对《瞭望》新闻周刊表示，由于历史原因，我国能源价格受到管制，政府运用成本加成原则来制定能源价格。作为发展中国家，受支付能力和民众支付意愿限制，能源价格改革过程比较缓慢。

目前态势下，受访专家认为，可以从两方面推进改革。

一是建立准市场化的能源价格体系。

成品油价格改革方面，国内原油价格已与国际市场接轨，而成品油价格则是设置最高限价，大约每10天调整一次。“可考虑借此机会缩短调整周期，每周公布一次最高指导价。”郭焦峰说。

炼油企业方面，目前是按照成本加成的方法确定出厂价，应借助油气价格低位的机遇推进其市场化，这有利于鼓励更多炼油企业到国际市场买油。政策层面，国家已明确将放开原油和成品油的进口权。郭焦峰表示，目前的石油储备主要由几大石油公司和国家有关部门开展。“可以鼓励大型原油进出口企业储备石油，国家给予一定政策扶持。当价格降低到80美元每桶以下，企业就可以进行石油战略储备。”

天然气方面，国家发展改革委确定的是“市场净回值定价法”，即将天然气的销售价格与由市场

竞争形成的可替代能源商品价格挂钩,在此基础上倒扣商品物流成本(如天然气管道运输费)后回推确定天然气销售各环节的价格。

郭焦峰指出,目前的调价方案是按照 2013 年的基数确定,而那时的油价较高。按照这一计算公式,即使是在目前油价下跌的情况下,天然气价格仍旧要上涨。天然气与石油是互相替代的产品,石油价格下降的情况下,天然气价格也应下降。应改变国内天然气价格形成机制,调整可替代能源价格的折价系数,改变目前的涨价惯性。这样才能提高天然气的利用比重,推进煤改气。

二是尽快出台和完善相关的能源税收政策。目前与能源价格相关的税收主要是资源税,应尽快深化资源税改革,其关系到不同能源的比价关系问题,最终涉及到油气的价格水平。同时应尽快完善消费税政策。目前的成品油消费税主要在生产或进口环节征收,属于价内税,消费税被作为增值税的税基一并计算。“实际上,消费税应作为价外税体现在消费者的日常行为上,理性引导消费者的消费行为,树立节约用能意识。”郭焦峰说。

长远筹谋中国的能源生产与供应

此次油价下跌,除了要关注其对中国带来的短期影响外,受访专家认为,还需要从长远着眼,加速破解目前存在的机制障碍,为未来的能源生产和消费创造良好的环境。

在林伯强看来,国际油价下跌有益于中国石油“走出去”战略和国际能源合作,这关系着更长久的能源供应。一般而言,在低油价时期“走出去”会比较容易,除了价格比较低,谈判也会比较容易,因此可以增加国际能源合作力度。

以俄罗斯为例,目前中俄能源合作既有很强的政治动力,也有较强的经济动力。油价下跌对俄罗斯的经济影响较大,此时加强与俄罗斯的能源合作,其意愿会更强烈。

除此之外,郭焦峰认为,应尽快对石油天然气的基础设施进行规划,加强对油气管网等基础设施的建设,鼓励多元资本对这一领域进行投资,这也是推进混合所有制的重要领域。应尽快解决油气管网输送与销售捆绑的问题,推动油气输送与销售业务的分离,解决油气管网等基础设施第三方准入问题。

与此同时,应尽快建立和完善专业化的监管体系。郭焦峰指出,无论是建立准市场化的价格体系,还是推进第三方准入,目的都是为了向市场化方向迈进。与之配套的就需要加强对市场规范运作的监管。目前看,上中下游的监管力量都比较薄弱。

再者,要加强油气领域的环保立法和执法力度,完善相关的标准。目前在油气领域,无论是上中下游都存在一定的环保问题。比如在上游的页岩气勘探开发,可能存在着压裂液对水资源的污染、化学品的挥发、油气的溢散等。中游管网安全事故时有发生,安全事故必然造成环保事故。应提高相关的法律层次,同时加大对违反环保法规行为的处罚力度。

另外,需要出台管网的技术标准和规范。伴随页岩气的勘探开发,压缩天然气(CNG)、液化石油气(LPG)、液化天然气(LNG)以及下游的燃气电厂、加气加注站等,技术标准和规范都需要完善。

受访专家还指出,油价下跌到一定程度会挤压可再生资源发展的空间,短期影响不大,但如果持续时间较长,对于高成本的非常规油气的勘探开发会造成一定的影响,比如页岩油气、煤层气、油砂、深海石油、可燃冰等的开发。必要时,应有相应的政策设计,推动这些领域的持续深入发展。(文/记者王仁贵)

《瞭望》新闻周刊 2014-11-03

《大气污染防治法》被指存在五大问题

10月30日下午,全国人大常委会对《大气污染防治法》实施情况报告进行了分组审议。此前一天即10月29日,全国人大副委员长沈跃跃在十二届全国人大十一次会议上作出上述报告。今年5月至9月,全国人大环资委组织5个检查组分赴10个省(市)进行了检查,并形成报告。沈跃跃在报告中指出,“从检查情况看,大气环境质量不容乐观,形势依然严峻,大气污染防治法的贯彻实施中还存在不少问题,需要引起高度重视”。

五大问题

报告指出，大气污染防治法在实施过程中存在的问题主要体现在五个方面：结构性污染问题突出、有的地方政府及部门执法监管责任落实不到位、部分企业防治污染的主体责任不落实、应对区域性复合型大气污染的工作措施不完善以及大气污染防治法律法规不够健全。

结构性污染问题突出主要是指产业结构和能源结构不合理。报告指出，有的地方政府过于追求发展速度，重化工产能快速扩张，钢铁、水泥、电解铝等高污染、高耗能的产能严重过剩，产业结构重型化特征明显。2013年，工业能源消费量占全国能源消费总量的73%，六大高耗能行业能源消费量占工业能源消费总量的79%。

而在能源结构中，燃煤问题突出。2013年全国煤炭消费总量达36.1亿吨，占能源消费总量的65.7%。有些地方政府对改善能源结构重视不够，煤炭消费增长较快，弃风、弃光现象严重。与此同时，北方采暖季，燃煤量大面广、管理粗放以及散煤燃烧等导致空气质量季节性下降尤为明显。

企业层面存在治污设施不正常运行、建设滞后等问题。同时，企业违法排污被查处后的罚款额度远低于治污成本，不少企业宁愿交罚款也不主动治污。

在政府监管层面，除部分政府环保执法不到位外，还存在基层监管能力不足和监管职责不够明确的问题。

2013年，环境保护部接到的举报案件中，大气污染类占73%，但在全年查处案件中大气污染类仅占12%。

大气污染源点多面广，原因在于基层环保执法力量薄弱，监管手段落后，调查难、取证难、查处难，存在“小马拉大车”现象。

报告同时指出，大气污染防治法规定的52项管理职能中，有20项没有明确管理部门。有的管理职能存在交叉情况，比如，机动车管理职能涉及环保、公安、工业、交通、质检等13个部门，部门间未能有效协调联动。

针对当前大气污染的区域性特点和复合型特征，报告指出，现有的联防联控机制作用发挥不够，缺乏区域协同控制大气污染的统一规划和标准。

区域重污染天气监测预警机制尚不健全、应对能力有待提高，环境空气质量监测、污染源监测的信息尚未完全共享。综合防治污染的政策措施不够完善，对多种污染物协同控制不够，难以实现对污染物排放的有效控制。

此外，资金不足和科技支撑不强也制约了大气污染防治工作的深入开展。地方反映，治污需要大量投入，当地负担重、压力大。在科技方面，对污染来源、成因和传输机理研究不够，对细颗粒物的形成机理认识不清，对气象过程对污染的影响机理不明，空气质量监测预报预警滞后。符合国情的成本低、效果好的技术不足，而对先进技术推广应用又不够，环保产业水平亟待提升。

呼吁解决秸秆焚烧问题

在分组审议中，多位委员和代表提出要解决秸秆焚烧的问题。

全国人大代表代表郭建仁是一位农村的支部书记，他认为解决秸秆焚烧的问题片面依靠加大打击力度，只会激化农民和环保执法人员的矛盾。要拿出科学的手段，要研究怎样将它转化成资源。

董中原委员建议借鉴韩国秸秆成功饲料化中采取的技术和模式，为解决秸秆处理难题提供长效解决方案。郝如玉委员建议国家对粮食主产区给一些优惠政策，配备机械设备处理秸秆。

马豪辉代表提出重污染天气预警机制应考虑引入健康指标。他提出，香港去年底改用空气质量健康指数（AQHI），其最大的特点是指出了空气污染短期健康的风险，让市民在计划户外活动的时候可掌握充分的资料，以考虑是否需要采取预防措施。他建议重点污染天气监测预警及相应机制下再走前一步，引入健康为本的因素，对民众健康危害程度提出预警机制。

多位委员提及要做到数据和信息公开，满足公众知情权，接受社会组织和公众的监督。同时在推动大气污染源解析工作的同时，有代表建议应进一步推动环境容量的评估。

前述报告中还提到了检查中各方面对现行大气污染防治法提出的修改意见。包括强化对地方各

级政府、有关部门及其负责人的考核、加大对违法企业及相关责任人的惩处力度；建立重点区域联防联控、重污染天气监测预警及应急响应制度；建立和完善煤炭消费总量控制、污染物排放总量控制和排污许可制度，科学制定和修订大气污染物排放标准等。

全国人大常委会已将修改大气污染防治法列入今年立法计划。

财新网 2014-11-04

达到零排放目标 中国任重道远

联合国政府间气候变化专门委员会 11 月 2 日发布报告，以超乎寻常的强烈用词警告，全球必须在 2100 年之前把温室气体排放减少到零，否则恐将引发生态和社会灾难。

气候变化带来的危害严重影响人类活动

这份 175 页的报告的一个核心结论是，气候变化已不再是一个遥远的、未来的威胁，而是已经可以在世界各地感受到。

报告称，气候变化带给人类的生态风险越来越大，各国虽然制定了减排规划，但是温室气体排放也已达到了失控的程度。带来的危害，将使人类已经消除的贫困和饥饿停滞，甚至会倒退。

报告警告说，人类正在改变地球的气候体系。全球变暖导致目前更加频繁地出现极端高温、暴雨及海洋酸化和海平面的升高，造成的二氧化碳、甲烷和氧化亚氮等三种主要的温室气体，目前已达到 80 万年以来的最高浓度。

报告指出，在 1880 至 2012 年间，地表的平均温度上升了 0.85 摄氏度，而由 1901 至 2010 年间，全球的海平面高度共升高了 19 厘米。据有关资料显示，中国近百年来的平均气温升高了 1.1 摄氏度。近 50 年来，中国沿海的海平面不断上升，年均上升 2.5 毫米，略高于全球平均水平。科学家们预计，在全球变暖的背景下，未来 20 年到 100 年，我国的气温还将继续升高，预计到 2020 年，中国年平均气温将可能上升 0.5 摄氏度至 0.7 摄氏度。

温度上升导致极端天气事件增加，涝的地方越来越涝，旱的地方越来越旱，尤其是酷热天气增加。中国东部地区夏天发生酷热天气的概率要比 1950 年多出 60 倍，其他一些岛国、非洲国家，正在受到海平面上升和荒漠化的速度在加快的威胁。

努力实现目标任重道远

报告中指出，各国政府要想实现他们自己表述的限制地球温度上升的目标，即温度上升不超过工业化前水平的两摄氏度，就必须把燃烧更多化石燃料的排放总量限制在 1 万亿吨二氧化碳左右。这就要求在 2010 至 2050 年间，全球排放量应该由现有水平下降 40% 至 70%，到 2100 年前才能实现“接近零或更低”。

中国要达到所承诺的目标，首先要提高现有能源利用的效能，节能减排。一个国家要经济发展，必须保证能源的供给，这涉及到能源安全问题。能源安全不应当是保证能源的供给，而且提供绿色、低碳的能源。要尽可能的减少煤炭的应用总量和使用效率，这是中国的一个基本政策。

第二是大力发展可再生能源，尽快调整能源的结构。但是在调整结构过程中确实有诸多困难，比如核电有一个安全问题，国外对这个争议还是非常大，中国还是下决心在确保安全的前提下还是要适当发展核电。开发水电有一个移民和生态问题，面临着既要发展可再生能源，又要解决生态问题，需要处理好。发展风电和光伏发电也有一个电网改造问题，这里有一个技术合作、技术转让、技术开发的问题。所以，在能源问题上中国提出要在能源领域要搞生产和消费的革命。真正在这个领域，要搞技术创新，通过技术创新、技术革命来解决在能源发展当中遇到的实际困难和问题。

第三就是增加森林碳汇。中国的人工造林面积在世界也是最多的，并在森林养护做了大量的工作，森林蓄积量增加的还是比较快的。虽然中国人工造林取得了这么多进展和显著的成效，也做出了重要的贡献，但是困难还是相当多的。要想很快能够把经济结构、产业结构调整过来，或是需要大量的投资、技术必须要创新，还要做很多努力。特别是如何实现碳补偿和碳交易，如何让森林碳汇，发挥出应有的价值需要作出更多的努力。

所谓“零排放”是指无限地减少污染物和能源排放直至为零的活动：即利用清洁生产，3R(减少使用、重新利用、循环利用)及生态产业等技术，实现对自然资源的完全循环利用，从而不给大气、水体和土壤遗留任何废弃物。

中国低碳网 2014-11-05

社科院：中国排放峰值或 2030 年后出现

中国社科院-国家气象局气候变化经济学模拟联合实验室最新研究结果称，中国排放峰值有可能在 2030 年之后的一段时间内出现。这一研究成果对我国未来制定减排政策、参与国际气候谈判具有重要的参考价值。

11 月 5 日，该实验室在京发布了第六本气候变化绿皮书——《应对气候变化报告 2014：科学认知与政治争锋》。

绿皮书称，IPCC 第五次评估报告表明，全球变暖已成为不争的事实。中国作为全球温室气体第一排放大国，碳排放增长较快，碳排放峰值何时到来不仅是学术界研究的前沿课题，也备受国际社会的关注。

国家气候中心助理研究员刘昌义等专家近日从工业化、城镇化、能源、人口、消费需求五个侧面研究了我国未来碳排放路径与峰值问题。

工业部门是我国最大的能源消耗和温室气体排放部门。对我国工业化进程的分析与预测表明，目前我国的工业化进程总体上处于中期向后期过渡的阶段，我国高耗能、高排放的重化工业部门将于 2020 年前后实现产量峰值，到 2025 年前后可以完成工业化，进入后工业化时代。

根据发达国家工业化进程与 CO₂ 排放的经验，以及对我国工业化、城市化进程等影响因素的判断，经过匡算，在基准情景下，工业部门排放将缓慢增加，在 2040 年前后达到峰值。在低碳情景下，工业部门总排放将在 2025~2030 年之间达到峰值，预计排放达峰后并不会立即实现大幅减排，而是一段时期内维持这一排放水平，到 2040 年前后才可能实现排放量逐步下降。

刘昌义认为，根据我国的实际情况，低碳情景较为符合中国现实国情，既可满足可持续发展所需，又体现了中国作为工业大国和排放大国的减排努力。

城镇化是影响我国碳排放的重要因素。我国当前正处于快速的城镇化发展阶段，城市的建设对钢铁、水泥等高耗能产品的潜在需求巨大，未来城镇化的发展对我国碳排放峰值的实现带来巨大的挑战。

通过对城镇化影响碳排放机理的探索和发达国家城镇化发展经验的分析表明，碳排放强度、人均碳排放以及碳排放总量三者随城镇化发展的倒 U 型曲线不仅各自存在，且峰值依次出现。中国目前已经跨越了碳排放强度的峰值，正在向人均碳排放峰值进一步迈进。

根据发达国家历史经验，人均碳排放峰值大约出现在城镇化率为 70% 左右的阶段。2013 年，中国的城市化率为 53.73%，接近世界平均水平，预计城镇化率达到 70% 大约还需要 15 年左右的时间，以此推断中国的人均碳排放峰值可能出现在 2030 年左右。

中国社科院-国家气象局气候变化经济学模拟联合实验室认为，面对这一形势，未来我国新型城镇化发展的过程中，应当从人口、社会、经济、空间结构、技术等多个维度，融入低碳理念，进行科学的规划，减少城镇化发展对碳排放的影响，尽早实现我国碳排放峰值的到来。

绿皮书称，未来消费需求将成为我国经济增长的重要引擎，与此同时，我国居民的消费模式和消费结构正在经历转型，这对我国碳排放具有重要的影响。

通过对我国居民消费碳排放的现状、特征、驱动因素和发展趋势的研究，结果表明，我国居民消费峰值年份应出现在 2035~2040 年间。未来需要对我国居民消费进行科学合理的引导，避免锁定为高消费、高碳排放的发展路径，从而加剧目前我国的能源安全，延缓碳排放峰值到来。

中国何时实现碳排放峰值？绿皮书称，如何通过相关政策更早实现较低的峰值是一个非常复杂的问题，工业化、城镇化、能源、人口、消费需求都仅是影响碳排放峰值的不同侧面。尽管不同研

究视角、研究方法和数据来源等可能导致对碳排放峰值的结论存在差异。

绿皮书表示，综合来看，当前至 2030 年前后我国经济社会仍将稳定较快发展，大力节能减排也将成为“新常态”，我国排放峰值有可能在 2030 年之后的一段时间内出现，并在 2040 年开始逐步下降。刘昌义表示，中国要努力更早实现排放峰值，需要付出更大的努力。

中国新闻网 2014-11-06

能源价改须通过强调稀缺性和外部性价格调节机制体现

近期能源价格改革受到广泛关注，主要观点认为当前通胀水平较低，价格改革阻力较小，进一步推进能源价格机制改革时机正好。

决策层将“能源改革”上升到“能源革命”的战略高度。这一方面来自于国际能源形势变数越来越大，越不稳定的地缘危机导致石油供给和价格波动越来越剧烈。另一方面，因煤炭等化石能源燃烧释放的有害物质，成为当前多地雾霾频发的罪魁祸首。不论是应对国际能源市场的持续动荡，还是化解环境污染带来的生存威胁和挑战，确实需要一场化石能源的“替代革命”。

这也就意味着，我们必须大力“开发”和“使用”可再生的清洁能源，逐步减少对煤炭和石油的依赖。从这层意义上说，“能源革命”的内涵就是要实现“能源结构”（包括能源需求和供给结构）的革命性改变。如何实现能源结构变革？价格机制是最透明最能有效引导市场调整的机制，新的能源价格机制必须反映石油天然气的稀缺性和煤炭发电的外部性。

一直以来，我国能源价格是政府管理、成本加成的定价方式，并且因为能源使用涉及到民生，所以一直有按公用事业定价的成分。相应的，传统定价模式的弊端可从供给端和需求端两个方面体现出来。

从供给端来看，第一，公众对能源生产成本不清楚，长期偏低的定价使公众对能源价格上升非常敏感。第二，由于技术和生产条件差异，各企业生产成本不一样，一刀切的成本定价不能反映差异性，反而容易增加企业“做大”成本的动力。第三，传统能源定价也没有反映勘探开发的成本和风险，更没有反映非清洁能源的外部性。传统成本定价主要是生产成本定价，并没有让生产者承担起外部性的治理成本，这就使得高成本定价的清洁能源处于不公平竞争地位，阻碍了清洁能源市场扩张和替代性发展，扭曲了资源配置体系。

从需求端来看，“一刀切”的成本定价没有反映能源的稀缺性。随着经济发展，居民生活方式发生天翻地覆的变化，石油、天然气、电力需求大幅上升，能源稀缺性更加突显。稀缺资源的使用原则是，用得越多意味着稀缺性越大，因此多用者就应该支付更高的价格。但“一刀切”的能源定价模式，特别是从民生出发作为公用事业的能源价格定价，所有使用者都支付一样的价格，使稀缺资源占用多的人搭了民生保护政策的便车，不公平地获取了超额利润，同时还可能鼓励浪费式的能源消费。

要实现能源结构的战略变革，新的市场化能源价格机制必须通过强调稀缺性和外部性的价格调节机制体现，强化节能减排和发展清洁能源导向，依靠价格变化引导市场优化发挥配置资源的决定作用，实现能源结构转变。

能源价格机制的基本原则应是：第一，对不环保的能源使用较高的价格，对环境外部性负责。比如对煤电价格应该除一般开采、加工和运输基本成本以外，加收单位煤炭使用的碳排放、硫排放治理成本。第二，提高部分价格，补贴清洁能源。煤炭使用价格中高出一般成本的外部性成本要补贴。第三，能源领域使用阶梯价格。也就是说，使用能源越多，单位价格越高。梯度价格不但符合多用多付钱的原则，民生也不会受到影响。

如果能源价格机制改革成功，将有利于理顺国内能源市场上各方面的关系。体现公平的成本分担对环境治理非常重要。高梯度价格对过度能源消费行为也是有效约束，有利于达成到节能减排的效果。清洁能源价格得到补贴，有利于扩大可再生能源消费，社会资本就有动力向可再生能源和清洁能源配置，清洁能源和可再生能源的替代革命才有实现基础。

像所有改革一样，能源价格机制的市场化调整也需要一个渐进和阶梯改变的过程，不会一步到位。所以能源革命也需要从混合能源时代向可再生能源为主的时代转变。特别是，新能源和可再生能源都存在很多发展瓶颈，例如光伏发电和风能上网稳定性、设备生产环节的排污能力、光能转化成电能有效性、核电安全性等，都需要突破性的技术进步。技术研究需要大量投入，也需要时间来完成。没有可再生能源开发和应用过程中的技术突破，这场替代革命也不可能实现。

不论是当前混合能源结构发展，还是推进未来能源结构重构，我们都需要抓住当前价格机制改革的契机，尊重经济规律，推动以稀缺性和外部性为导向的市场化能源价格机制改革，引导资源向发展清洁能源的领域倾斜。（□银河证券首席总裁顾问 左小蕾）

中国证券报-中证网 2014-11-07

苏格兰计划至 2025 年 100%依靠可再生能源供电

苏格兰首席部长 Alex Salmond 表示，到 2025 年苏格兰将 100%全面使用绿色可再生能源供电。上个月，苏格兰在绿色能源方面的推动已经初见成效，据世界自然基金会 (WWF)统计数据显示，光风力产生的电能已经达到了全部苏格兰家庭供电量的 126%。而即使是在寒冷条件下，太阳能光伏发电仍表现不错，可以供应国内电量消耗的 1/3。

据 WWF 的数据显示，2014 年 10 月苏格兰的风力发电机共发电 982842 兆瓦时，足够为 3045000 户英国家庭供电，相当于苏格兰地区全部家庭用电量的 126%。当然，风力发电有个不足之处在于无法连续发电，即使是在风力充足的高地平原，也无法确保能够按需发电。这时候就需要其他发电形式补充，比如太阳能，即使在寒冷的十月，将装载在屋顶的太阳能板产生的供电量计算，可以解决 30-40%的用电需求。

在英国，苏格兰算是使用可再生能源的冠军，有近 40%的电能依靠可再生能源供应。苏格兰首席部长 Alex Salmond 表示，到 2025 年苏格兰将 100%全面使用绿色可再生能源供电，多余的能源将出口至英国其他地区。

cnBeta.COM 2014-11-10

沈骥如：中美合作应对气候变化是双赢

中外对话：APEC 峰会上，气候变化议题会被放在什么位置？

沈骥如：此次 APEC 峰会在中国召开前，10 月 29 日，外交部部长王毅发表演讲，预期 APEC 会议有望在三个主要方向上取得新的突破，一是启动亚太自由贸易区进程，迈出区域经济一体化新步伐；二是明确经济改革创新增长等五大支柱领域，发掘亚太经济未来新动力；三是着眼联动发展，勾画亚太全方位互联互通新蓝图。

气候变化不是其中最重要的议题，但大家都很关心，它跟中国的经济改革有关系。中国前些年发展很快，造成大量产能过剩——钢铁产量今年达到 8 亿吨，水泥产量更多。大量产能过剩造成污染，华北经常出现雾霾，这样的发展不可持续。

中国政府提出调整经济结构，转变经济发展方式，在能源和减排领域，就是要减少对煤炭的使用，减少温室气体排放、减少过剩产能。这既是国民经济改革、宏观经济调整的重大任务，也是减排、建设绿色中国的重大任务。王毅提及五大支柱领域，包括经济改革创新增长、发展新经济，它们的实际效果里，都有改善环境、发展绿色的内容，都和应对气候变化有关。

中外对话：对于习奥会晤，你认为可能谈到什么问题？

沈骥如：美国怎么在亚洲发挥建设性的作用，而不是与中国搞军事对抗，介入他国领土争端。我们希望美国重返亚洲是要发挥建设性的作用，在这方面，我们和美国有分歧——美国的话说得很好听：“重返亚洲不是为了遏制中国”，但实际上，全世界都认为是。美国应言行一致。

所以习奥会晤时可能会提到美国怎么发挥建设性的作用；哪些作用中国欢迎，哪些作用中国不欢迎。美国也会提自己的想法。这些政策面的调整、对话，双方领导人谈得越多，增信释疑就会越好，从而增加中美两国的战略互信，推进两国合作。

总的来说，中美建交这些年来，中美的关系是在往上走，不是往对抗的方向走。这是一个大趋势。中国是美国一个非常重要的伙伴，搞好与中国的关系，对美国至关重要。

美国重返亚洲，我觉得，最重要的是和中国的关系。如果只和日本关系好，和中国搞僵了，美国重返亚洲不会给美国带来利益，只会带来负担。但和中国搞好关系，比如输出页岩气，美国是赚钱的。这笔账美国应该会算。

中外对话：习奥会可能谈及气候变化问题吗？

沈骥如：有可能。这是中美关心的问题，也是中美要共同应对的问题。

在会晤中，中美要增加相互信任，寻找利益的交汇点，共同实现相互尊重、包容的发展，合作共赢。具体的问题，比如应对气候变化、清洁能源包括核电技术的使用，都会给双方提供很多话题。

中外对话：这些年来，美国在应对全球气候变化方面，态度有何变化？

沈骥如：美国过去是世界第一大二氧化碳排放国，现在中国是世界第一大二氧化碳排放国，但美国也仍然是大排放国。

过去美国没有批准《京都议定书》。减排要增加企业成本，美国认为对经济不利。所以美国说，如果中国、印度、巴西这样的国家不大幅度减排，美国也不参与。但最近几年美国页岩气革命成功，用页岩气发电能大幅度减排，美国在气候变化谈判中的地位提升了。它腰杆子硬了，有底气了，也会更积极地应对气候变化。我估计，在明年的国际气候变化会议上，美国会更主动，会做出一些承诺。

这样一来，美国和中国在减排问题上，会有更多的共同语言。现在全球应对气候变化的要求越来越迫切，中美两个温室气体排放大国合作，既是两国的需要，也是世界的需要。这种合作是双赢。

此外，因为页岩气革命，美国正在从一个能源输入国转变成自给国，将来还要大量出口这些清洁能源。在中美贸易中，页岩气的地位会越来越重要。

中外对话：怎么评价中国在减排方面的工作？

沈骥如：这些年来，中国在减排方面做了很大的努力，大力发展清洁能源。首先是水电。中国的可再生能源中，水电资源非常丰富，水电装机世界第一。此外，风电、太阳能发电的装机容量，中国现在都位居世界第一，而且增长非常快。因为风电和太阳能的成本在迅速下降，中国很多企业、上市公司都把资金转向这些领域。

所以，尽管中国是世界最大的二氧化碳排放国，但中国还是在非常积极、认真地减排。在减排方面，美国、欧盟有一些先进的清洁能源技术，中国与它们进行合作的潜力很大。

中外对话：除去清洁能源和节能减排技术，你认为中美还可以在哪些方面合作？

沈骥如：中国的高铁技术现在世界领先，成本又比较低。美国有很发达的铁路网，但都是上世纪修建的，比较落后了。美国没有高铁。奥巴马上次访华时就希望引进中国的高铁技术，但在美国国内还有一些障碍。在高铁方面，中美之间可以合作。

此外，中国希望美国减少对中国出口高技术的管制。习奥会晤在这个领域应该有很多可谈的。

中外对话：奥巴马卸任后，中美应对气候变化的合作会变化吗？

沈骥如：很难改变。不管共和党还是民主党，美国对华政策的基本方针没有很大的变化。如果涉及到钱，比如奥巴马给中国多少钱来搞清洁能源，那么共和党可能不同意。但现在中美在应对气候变化方面是双赢的，中国并没提出要美国给多少钱，奥巴马也没有具体给中国多少减排资金援助，而是在做政策方面的协调。

“共同但有区别的责任”如果能形成共识，中美在页岩气、核能方面合作，两党不会有太大区别。我想，即使是共和党总统上台，也不会丢掉这些生意。

同样，在台湾、南海问题上，也不会有很大区别。（沈骥如，中国社会科学院世界经济与政治研究所研究员）

财新-无所不能 2014-11-11

2030 年非石化能源占比将升至 20%左右

外交部网站 12 日消息,《中美气候变化联合声明》12 日发布。

中美两国元首宣布了两国各自 2020 年后应对气候变化行动,认识到这些行动是向低碳经济转型长期努力的组成部分并考虑到 2 全球温升目标。美国计划于 2025 年实现在 2005 年基础上减排 26%—28%的全经济范围减排目标并将努力减排 28%。中国计划 2030 年左右二氧化碳排放达到峰值且将努力早日达峰,并计划到 2030 年非石化能源占一次能源消费比重提高到 20%左右。双方均计划继续努力并随时间而提高力度。

双方计划继续加强政策对话和务实合作,包括在先进煤炭技术、核能、页岩气和可再生能源方面的合作,这将有助于两国优化能源结构并减少包括产生自煤炭的排放。为进一步支持落实两国富有雄心的气候目标,双方宣布通过现有途径特别是中美气候变化工作组、中美清洁能源研究中心和中美战略与经济对话加强和扩大两国合作的进一步措施。这些措施包括:

扩大清洁能源联合研发:继续支持中美清洁能源研究中心,包括继续为建筑能效、清洁汽车和先进煤炭技术等三大现有研究领域提供资金支持,并开辟关于能源与水相联系的新研究领域;

推进碳捕集、利用和封存重大示范:经由中美两国主导的公私联营体在中国建立一个重大碳捕集新项目,以深入研究和监测利用工业排放二氧化碳进行碳封存,并就向深盐水层注入二氧化碳以获得淡水的提高采水率新试验项目进行合作;

加强关于氢氟碳化物的合作:两国将在开始削减具有高全球增温潜势的氢氟碳化物方面加强双边合作,并按照两国元首于 2013 年 9 月 6 日圣彼得堡会晤所达成共识在多边框架下携手合作;

启动气候智慧型/低碳城市倡议:为了解正在发展的城镇化和日益增大的城市温室气体排放,并认识到地方领导人采取重大气候行动的潜力,中美两国将在气候变化工作组下建立一个关于气候智慧型/低碳城市的新倡议。作为第一步,中美两国将召开一次气候智慧型/低碳城市峰会,届时两国在此领域领先的城市将分享其最佳实践、设立新的目标并展示城市层面在减少碳排放和构建适应能力方面的领导力;

推进绿色产品贸易:鼓励在可持续环境产品和清洁能源技术方面的双边贸易,包括由美国能源部长莫尼兹和商务部长普里茨克率领以智慧低碳城市和智慧低碳增长技术为主题的贸易代表团于 2015 年 4 月访华;

实地示范清洁能源:在建筑能效、锅炉效率、太阳能和智能电网方面开展更多试验活动、可行性研究和其他合作项目。

中国证券报 2014-11-13

首部应对气候变化专项规划发布

随着全球气候谈判的加速,中国面临的压力与日俱增,中国政府控制温室气体排放的决心也更加坚定。

11 月 4 日,国家发改委发布关于印发《国家应对气候变化规划(2014-2020 年)》(以下简称《规划》)的通知,这是我国首个应对气候变化领域的国家专项规划。

《规划》要求,到 2020 年,控制温室气体排放行动目标全面完成。其中,单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%-45%,非化石能源占一次能源消费的比重达到 15%左右。

《中国能源报》记者发现,控制温室气体排放的措施多涉能源领域,主要体现在调整能源结构与推进碳交易和低碳试点等方面。

清洁能源“发力”

优化能源结构是《规划》提出的核心关键词。

《规划》提出,到 2020 年,一次能源消费总量控制在 48 亿吨标准煤左右。在能源结构调整方面,将重点控制化石能源,有序发展水电,安全高效发展核电,大力开发风电以及光伏、生物质能等。

在清洁能源方面,《规划》给出了明确的发展目标。2020年,常规水电装机容量力争达到3.5亿千瓦,年发电量1.2万亿千瓦时;核电总装机容量达到5800万千瓦;并网风电装机容量达到2亿千瓦;太阳能发电装机容量达到1亿千瓦,太阳能热利用安装面积达到8亿平方米;全国生物质能发电装机容量达到3000万千瓦,生物质成型燃料年利用量5000万吨,沼气年利用量440亿立方米,生物液体燃料年利用量1300亿立方米。

值得注意的是,在控制化石能源方面,天然气作为较为清洁的能源,在未来能源供应中被寄予厚望。《规划》提出,2020年天然气消费量在一次能源消费中的比重达到10%以上,利用量达到3600亿立方米。数据显示,目前,我国天然气消费量在一次能源消费中的比重在6%左右,仅为国际平均水平的1/4。

“提高天然气利用比重,是促进我国能源结构升级、应对环境挑战的战略性举措。但当前我国天然气行业还存在政府定价,缺乏灵活性等问题。”中国石油大学一位专家表示,“现在《规划》给出了目标,建议国家加快天然气定价机制改革,逐步由政府定价向市场竞争形成价格过渡,促进各能源市场的均衡和天然气资源的节约和有效利用。”

至于占中国能源消费比重最大的煤炭,发改委有关负责人表示,合理控制煤炭消费总量,加强煤炭清洁利用,优化煤炭利用方式仍是主基调。“我们将制定煤炭消费区域差别化政策,大气污染防治重点地区实现煤炭消费负增长。”上述人士称。

据了解,截止到2013年,我国碳强度已经下降了28.56%,相当于减少了25亿吨二氧化碳排放。非化石能源占一次能源的比重,2013年已经达到了9.8%。

重点推进“碳”发展

碳交易与低碳试点是《规划》的另一重点内容,也是亮点内容。

《规划》提出,要加快建立全国碳排放交易市场。具体而言,国家将总结温室气体自愿减排交易和碳排放权交易试点工作,研究制订碳排放交易总体方案,明确全国碳排放交易市场建设的战略目标、工作思路、实施步骤和配套措施。

此外,国家将做好碳排放权分配、核算核证、交易规则、奖惩机制、监管体系等方面制度设计,制定全国碳排放交易管理办法。培育和规范交易平台,在重点发展好碳交易现货市场的基础上,研究有序开展碳金融产品创新。

据了解,2013年6月以来,我国已经有深圳、上海、北京、广东、天津、湖北和重庆7个省市启动碳排放权交易试点,为全国碳交易市场的建立打下了基础。尽管国家动作频频,但仍有业内专家坦言,要建立一个真正的碳交易市场并形成全国规模并非易事,温室气体排放基础数据、排放配额分配办法以及价格机制形成等环节存在诸多挑战。

“最大的难题是政府给企业多少配额指标,另外一个难点就是跨区域碳排放权交易,比如深圳企业与广州企业之间能否交易。”一位企业人士告诉本报记者。

对此,国家发改委气候司副司长孙翠华表示,发改委已经着手研究全国碳交易总量控制目标及分解落实方案,全国碳市场交易管理办法也正在制定过程中,将陆续出台重点行业企业温室气体核算与报告指南。

在低碳试点方面,发改委相关负责人在答记者问时表示,《规划》设定了2020年各项试点的建设目标,具体包括继续开展低碳省区试点,加大财政投入和政策支持力度,鼓励体制机制创新,率先形成绿色低碳发展模式,实现到2020年低碳试点省区的碳强度下降幅度超过全国平均水平;开展低碳城(镇)试点,从规划、建设、运营、管理全过程探索产业低碳发展与城市低碳建设相融合的新模式,为全国新型城镇化和低碳发展提供有益经验。

“我们还将推进低碳园区试点、低碳商业试点和低碳社区试点,争取到2020年建成150家左右低碳产业示范园区,创建低碳商业试点1000个左右,开展低碳社区试点1000个左右。”上述人士称。

中国能源报 2014-11-14

光伏政策红利效率的解读

全民买单的补贴模式，尽管快速培育了国内光伏市场，但企业自主创新能力受到抑制，投资风险转嫁给了消费者，可政策红利却被垄断企业获取。

中国改革开放之路基本上是采用后发优势理论，是指后发展国家可以从先行发达国家那里很快模仿到技术，不必走弯路，甚至可以利用发达国家产业结构调整与升级机会，直接实现产业结构升级，并融入其全球产业链中，使后来者能顺利实现现代化。我国光伏产业不仅笃信后发优势理论，而且走出了一条“用市场换技术”的“血泪”之路。

政府的有形之手

在 2004 年光伏产业起步时，因创新能力不足，市场发育程度不够，使该产业已出现了三波起伏。为扶持该产业，培育环保经济，政府的确给予该产业超国民的政策待遇。国家发改委 2006 年 1 月 4 日颁布《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法（发改价格（2006）7 号）》着重规定：针对不同可再生能源技术特点和经济性，明确上网电价定价方式和水平；明确可再生能源发电上网电价超出部分由全体电力用户分摊的原则，确定分摊水平、具体的征收、支出的管理办法。不仅从此拉开了可再生能源发电产业提速的大幕，而且超越权限，替全国人大做主，从全体国民的钱包中拿钱发展该产业。

但 2008 年遇上了全球经济危机，使光伏发电与其他产业一样都出现了外需不足的问题，为了确保国内 GDP 和就业，政府意外采取了 4 万亿元财政外加三年 26 万亿元信贷的超大规模货币刺激的经济计划，使想进入该产业和想引进多晶硅等光伏发电组件生产装备的企业获得了极大的融资便利。

2009 年 12 月，十一届全国人大常委会第十二次会议上通过《关于修改可再生能源法的决定》，提出国家财政设立可再生能源发展基金。进一步规定基金的资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入。值得注意的是，可再生能源电价附加收入部分主要来源于销售电价的分摊，并由电网企业代收。

既有全国人大以立法形式开道，又有金融机构超大规模信贷额度护航，再加上地方政府官员承载 GDP 考核压力后的激情保驾，光伏发电产业又借到了环保经济之东风，天时地利人和一样不缺，使其不想做大都难。该产业不仅逆经济大势从几家企业迅速膨胀到数十家，而且迅速出现了产能过剩。

一方面，出口受阻，美欧等国家针对中国光伏产品的反倾销调查不断增加，另一方面，拓展国内市场又遭到电网公司“懈怠”，使光伏发电产业进退维谷。更为痛苦的是，截至 2011 年底，可再生能源电价附加资金缺口达到 107 亿元。若不进一步提高收费标准，预计 2015 年该资金缺口将达到 330 亿元左右。这对可再生能源发电企业电费结算和整个产业的健康发展将产生严重的不利影响。于是，国家发展改革委再次做主发通知，要求从 2013 年 9 月 25 日起，将除居民生活和农业生产用电之外的其他用电，可再生能源电价附加标准由每千瓦时 0.8 分钱提高到 1.5 分钱。政府又一次用有形之手将补贴基金征收标准提高了近 88%。

从可再生能源发展基金构成看，除来自财政年度安排的专项资金外，调价前的存量是全体电力用户分摊，调价后是除居民生活和农业生产用电之外的其他用电者上缴增值 88% 部分的附加收入。但这部分附加收入又会以电价成本加价分摊到生产出的其他产品上，最终由居民和农业生产买单。

由于全民买单式的补贴政策既可以快速培育国内光伏发电市场，又能降低企业进入光伏发电市场的风险。于是，在后发优势理论指导下，争先恐后地引进，落后，再引进，再落后，随即造成产能过剩和恶性价格战。到 2011 年前，国内共有 43 家西门子法多晶硅企业，20 家物理法多晶硅企业，由于没有足够的创新能力，随着多晶硅价格持续下跌，造成大批竞争力低和依靠减税、补贴都无法生存的企业被迫关停，结果又造成引进流水线的沉没成本发生。

补贴、减税似乎成了光伏行业的一剂毒药。同时，更显露出政府以无约束无成本资金构建的国家可再生能源发展基金去扶持非公共产品所造成的市场低效等问题。似乎印证着美国前总统罗纳德·里根所说，“政府并不是解决问题的方法，政府才是问题本身所在。”

谁是补贴最大赢家

尽管中国经济正向后发劣势挺近，经济增速下滑，创新能力增长缓慢，腐败问题成堆、贫富差距增大等，但可喜的是，在此轮高代价的大浪淘沙中，最大3家生产多晶硅企业的产量占16家总产量的69%，行业集中度有了大幅提高，确实得益于技术进步。

截至2014年6月底，国内多晶硅全行业平均综合电耗已由2010年的每公斤180千瓦时降至每公斤100千瓦时，还原电耗由每公斤120千瓦时降至每公斤75千瓦时，少数先进企业综合电耗已降至每公斤70千瓦时以下，还原电耗已降至每公斤45千瓦时以下，与国际先进企业技术水平相当。流化床技术的应用也在进一步推进，这项技术的应用将进一步降低多晶硅生产成本，预计新的硅烷流化床技术达产之后，作为现有主流西门子法多晶硅产品的部分补充，其生产成本有望降至每公斤10美元以下。

但不幸的是，上述光伏产业仅有的技术创新和技术进步所带来的产品竞争力却被争夺市场的价格战吞噬，使补贴变成了敢吃“螃蟹”投资人的红利。但观察分布式投资者的账单不难发现，其背后真正最大受益者却是电网公司。

在宁夏，分布式光伏并网发电项目国家电价补贴为每千瓦时0.359元，居民电价每千瓦时0.448元，但要卖电给电网公司，上网电价却只有每千瓦时0.236元，电网公司毛利竟高达52.11%，不仅高于煤炭的铁路运输和天然气的管道运输利润率，而且，在国家发改委上调电价时，总是“习惯性”地将利润尽可能地让渡给电网公司，如2011年11月30日调价时就将销售电价和上网电价分别上调了每千瓦时3分和2.5分。电网公司坐地就可轻松获得高达20%的利润增量，是一般工业企业平均利润增量一倍以上。

电网公司不仅牟到了（自定价）丰厚存量利润，更牟到了（发改委定价）超额增量利润。使理应直接鼓励或奖励给光伏发电企业技术创新的补贴，却让电网公司通过定价权和讨价权从中谋得了无风险的利润大头。而吃“螃蟹”的投资人在得到补贴的同时，不仅必须去承担光伏发电功率衰减等质量问题可能带来的投资风险和忍受长达10年左右的投资回收期，而且要为电网公司打工，上缴入网的超额利润。

《能源》 2014-11-14

发改委：首个国家绿色发展示范区实施方案发布

14日上午，记者在国家发展改革委召开“中国—新加坡天津生态城市建设国家绿色发展示范区”新闻发布会上了解到，第一个国家绿色发展示范区已于今年10月获得国务院的批复，通过中新天津生态城作为试点，未来将通过典型引路在全国进行推广。国家发展改革委副主任解振华在发布会上表示，绿色发展已经成为世界潮流，但是对中国来说，在绿色发展方面没有现成的经验可学。我们需要用试点来进行探索，通过典型引路在全国进行推广。

中新天津生态城是中国、新加坡两国政府间的战略合作项目，位于天津滨海新区，占地面积约30平方公里，计划建成一个人口达到35万人，绿色建筑比例达到100%的国际生态城市样板。《中国-新加坡天津生态城市建设国家绿色发展示范区实施方案》于10月3日经国务院批复通过。

解振华表示，中新生态城是中国、新加坡两国政府一个重大的合作项目，自2008年建设以来，始终坚持生态文明的理念，在绿色发展方面进行积极地探索，已经取得了明显的成效。这次国务院批复，就是要在中新天津生态城建设的基础之上建设国家绿色发展示范区，通过试点示范探索符合中国国情的绿色发展的基本路径、有效模式、体制机制，特别在制度上进行创新。通过总结试点的经验，在全国推广，以便能够实现全面的绿色发展。

天津市委常委袁桐利告诉记者，经过六年的开发建设，目前8平方公里起步区已经成为较成熟的社区，绿色产业初具规模，公共配套也渐成体系，就业居住人口已经突破2万人。曾经的盐碱荒滩已经崛起一座充满生机、宜居宜业的生态城市，赢得了国内外的广泛关注。

据了解，生态城借鉴新加坡的经验，建立了规范化、标准化的“生态小区——生态社区——生

态片区“三级居住模式。在社区层面，统一规划建设一站式、综合化的社区服务中心，形成居民生活便利的500米半径生活圈。这意味着，居民在500米半径之内，就可以解决孩子上幼儿园、小学、中学的问题，以及购物、就医等问题。在500米半径内所涉及的大部分生活需求问题都解决了。生态城由一个个生态细胞构成的，400米乘以400米的街廓组成一个生态细胞，4-5个生态细胞构成了一个生态社区，4-5个生态社区形成了一个生态片区，整个生态城就是由5个生态片区构成。

解振华强调，国务院对天津生态城的建设要求很高，总的要求是：要把生态文明建设放到更加突出的位置，坚持生态优先、改革创新、市场驱动、协同发展的原则，着力优化城市空间布局，促进绿色低碳发展，推动资源节约、高效、循环利用，积极培育绿色文化，努力把天津生态城建设成为生产发展、生活富裕、生态良好的宜居城区，为探索中国特色新型城镇化道路提供示范。

此外，记者了解到，发改委已经和六个部门联合开展了生态文明先行示范区建设，第一批确定了57个城市和地区作为生态文明建设先行示范区，并将30多项制度落实到先行示范区。解振华表示，建设这些示范区主要目的是，要在体制机制上进行探索，从体制机制上、政策上落实生态文明建设的要求。

新华网 2014-11-15

热能、动力工程

天然气分布式能源示范项目实施细则终发布

10月23日，国家发改委、住房和城乡建设部、国家能源局三部委联合印发特急文件《天然气分布式能源示范项目实施细则》（下称《细则》），就天然气分布式能源示范项目的申报、评选、实施、验收、后评估，以及激励政策等做了一系列比较全面的规定，旨在完善天然气分布式能源示范项目审核、申报等管理程序，推动天然气分布式能源快速、健康、有序发展。

作为四部委《关于发展天然气分布式能源的指导意见》的配套政策，此次印发的《细则》距《指导意见》的发布已有三年，在此期间，随着天然气价的持续上涨，原本极受业界推崇的天然气分布式发展步履维艰。

业内解读指出，在当前国家力推大气污染防治、节能减排的大背景下，《细则》的发布再次表明中央政府积极支持天然气分布式，将有效提振产业的发展信心。

更大自主权交给地方

记者在采访中了解到，《细则》的出台可谓千呼万唤，其早于2012年4月编制完成，今年7月报送最终版，中间经过数轮会商、删减，终问世。整体上《细则》的出台已经让业界倍感欣慰。

“虽然很多规定只是宏观层面的，还需更具体、可执行的配套政策。但文件的出台对于当前步履维艰的天然气分布式是提振信心的利好。”国电科学技术研究院燃机所所长刘志坦告诉《中国能源报》记者。

根据《细则》，国家发改委、国家能源局会同住房和城乡建设部指导全国天然气分布式能源示范项目发展规划、项目规模、评选申报、监督检查，并制定鼓励政策和标准规范等工作。而各省（自治区、直辖市）政府则负责本省（自治区、直辖市）天然气分布式能源示范项目的具体实施，制订本省天然气分布式能源示范项目发展规划、项目规模、评选申报、监督检查，并制定鼓励政策和标准规范等一系列工作。

中国城市燃气协会分布式能源专委会承担了文件的起草任务。作为项目负责人，该专委会秘书长黄微告诉记者，考虑到天然气分布式能源还是一个比较新兴的行业，各地的资源和政策现状各有不同，《细则》更强调地方政府在落实推进天然气分布式示范项目中的自主权，把大量工作下放到地方，强调发挥地方政府推动天然气分布式发展的主观能动性，在某种程度也可以理解为交给市场。

具体说来，中央政府整体上负责项目的监管、在线监测与后评估，各个地方根据自身情况制定

发展规划，组织实施项目建设。地方政府会出台地方标准，但必须要统一在国家标准之下报送国家级示范项目，并接受中央政府的在线监测与后评估，且中央政府不再强调项目的总体数量。

鼓励探索特许经营

《细则》第十九到第二十条规定了简化天然气分布式能源并网审核程序的具体操作办法，并鼓励企业探索通过电网直供销售。第二十二条指出，天然气分布式能源项目可向项目所在地有关部门申请批准区域内的冷、热、电特许经营，鼓励天然气分布式能源项目将剩余的热、冷销售给周边一定范围内的用户，并享受优惠政策。

“《细则》更加明确了对分布式能源的支持措施。特别是有关并网，特许权的内容，是这份细则的核心价值所在。十八大提出国家治理体制与治理能力现代化的目标，《细则》正是向这个目标努力，对分布式能源管理与支持采取新的思路与措施。后评估、在线监测等都是具体的表现形式。”中国城市燃气协会分布式能源专委会主任委员徐晓东说。

有业内人士担心，“特许经营权”执行起来并不容易。“如果再明确一下相关部门将更具操作性，因为实践中还是有大量工作需要协调。”上海市发展改革研究院能源交通研究所副所长刘惠萍指出。

在黄微看来，《细则》里“特许经营权”的提法实际上是要鼓励探索。天然气分布式能源不是自备电厂，也不是高电压等级下的自发自用，它牵扯到第三方投资向用户售电，以及与电网的结算等方方面面的问题，都需要各地根据自身情况探索好的模式。

“我们希望能得到地方政府的支持，在地方电网比较薄弱的地区，考虑规划建设天然气分布式能源项目，也是对大电网的一个很好补充。”北京恩耐特分布能源技术有限公司总经理冯江华说。

落实还有大量工作要做

天然气分布式能源发展的激励政策是业内普遍关注的话题。用业内的话讲，“按照目前的气价政策天然气分布式能源已经很难推进。”在天然气持续上涨的大背景下，天然气分布式能源的发展积极性严重受挫。

目前国内只有上海、长沙两地出台了明确的鼓励政策。北京的政策虽然没有正式公布，但据记者了解，目前已有部分企业根据北京的政策规定拿到了相应补贴。根据公开材料，上海、北京两地对天然气分布式能源的气价和设备投资都有政策上的优惠和补贴。长沙目前只针对设备投资给出了补贴政策。

据悉，目前四川、江苏、浙江等地也都在考虑制订关于天然气分布式的鼓励政策。

纵观此份《细则》，虽然专设一章提到激励政策，但暂时还看不到中央层面的相关表态，业内更寄希望于地方政府根据自身情况配套出台更具体、可执行的政策。

冯江华认为，对地方政府而言，希望能区别对待区域内不同利用方式的能源项目，针对诸如天然气分布式能源这类环保、高效的项目制定相关优惠政策。

此外，“《细则》里提到的一些工作如建立示范项目在线监测系统也很难实施，具体落实还有大量工作要做，更多还要靠自己，用好政策，优选项目，精细管理。”刘志坦说。

记者了解到，目前中国城市燃气协会分布式能源委员会正在充分利用协会的力量，结合示范项目的实施，配合国家相关部门，协助制订涵盖天然气分布式能源的监管标准、在线监测、后评估等一套完整的国家标准体系。

“既然鼓励就干脆放开”

值得注意的是，针对上述细则，国务院研究室综合经济司副司长范必提出四个问题：一，有必要制定规划吗？对这种新兴产业规划多大规模合适？什么标准？二，为什么要审核、评选、申报？不是正简政放权吗？三，业主自己负责找人设计、施工、监理，政府在验收中干什么？四、天然气分布式能源项目不是垄断行业，为什么要特许经营？

“既然鼓励就干脆放开，政府去解决企业解决不了的问题，如电网并网、气源垄断等，没必要对这样的新产业制定太多的条条框框。”范必说。

黄微认为，既然要交给地方主导，规划的重点就应集中在促进行业有序发展，避免盲目扩张等

局面出现。在这种情况下，规划应更加因地制宜，在地方可行性发展研究的基础上进行规划。

有业内人士指出，天然气分布式说到底还是要靠企业去拓展，政府要做的是法规适时跟进，不必越位到前面。但目前的情况是政府的动作显然远落后于市场预期。

中国能源报 2014-11-03

2014 年前三季度全国电力供需形势分析预测报告发布

前三季度，全国电力供需形势总体宽松，运行安全稳定。前三季度全社会用电量同比增长 3.9%，其中，三季度受气温及经济稳中趋缓影响，全社会用电量增速回落至 1.4%，城乡居民生活用电同比下降 5.6%，第三产业用电增长 3.8%，第二产业用电增长 2.0%、制造业用电增长相对较好；东部和中部地区用电增速同比和环比回落幅度较大。电力供应能力总体充足，水电、火电和核电完成投资同比继续负增长，三季度水电发电量高速增长，火电发电量负增长、设备利用小时降幅扩大。

预计四季度全社会用电量同比增长 3% 左右，全年全社会用电量同比增长 3.5%-4.0%。年底全国发电装机 13.5 亿千瓦左右。四季度全国电力供需总体宽松，东北和西北区域电力供应能力富余较多，华东、华中和南方区域电力供需平衡，华北区域电力供需平衡偏紧。

一、前三季度全国电力供需情况分析

(一)上半年电力消费需求总体平稳增长，气温偏低以及经济趋缓导致第三季度全社会用电量低速增长 前三季度，全社会用电量 4.10 万亿千瓦时、同比增长 3.9%，增速同比回落 3.3 个百分点；各季度增速分别为 5.4%、5.2% 和 1.4%，三季度增速为 2009 年三季度以来的最低增速，同比、环比分别回落 9.5 和 3.8 个百分点。气温偏低以及上年同期高温天气导致基数高是三季度全社会用电量低速增长的最重要原因，初步估算，三季度气温因素影响全年全社会用电量增速下降超过 1 个百分点；此外，经济稳中趋缓也是三季度全社会用电量低速增长的重要原因。

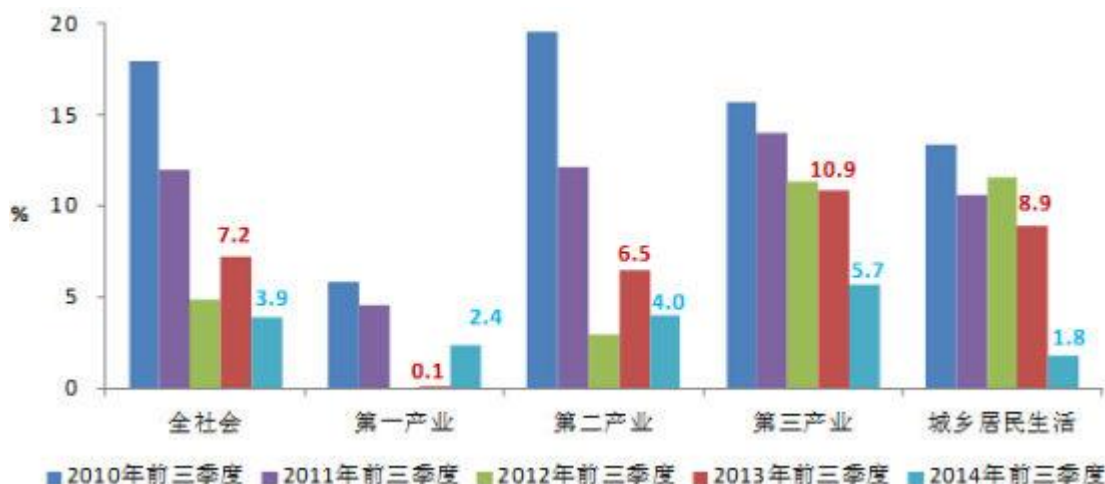


图 1 2010-2014 年前三季度全社会及各产业用电量增长情况图

三季度城乡居民生活用电量同比大幅下降。前三季度城乡居民生活用电同比增长 1.8%、增速同比回落 7.1 个百分点，各季度分别增长 6.0%、7.4% 和 -5.6%。受气温因素影响，三季度增速同比大幅回落 23.2 个百分点，对当季全社会用电增长的贡献率为 -58.9%，是导致当季全社会用电低速增长的主要原因。三季度中部地区城乡居民生活用电同比下降 18.4%，其中河南、湖北、安徽分别下降 26.2%、24.2% 和 23.8%；东部地区同比下降 3.0%，其中上海、江苏和浙江分别下降 36.2%、24.7% 和 21.0%，但广东同比增长 24.2%。

三季度第三产业用电增速同比和环比均回落，信息业消费保持旺盛势头。前三季度第三产业用电同比增长 5.7%、增速同比回落 5.2 个百分点，各季度分别增长 6.6%、7.1% 和 3.8%，三季度增速同比回落 9.8 个百分点。第三产业内行业间增速差异较大，前三季度住宿和餐饮业用电仅同比增长

0.4%，交通运输仓储邮政业用电增长 4.8%，而信息业(信息传输、计算机服务和软件业)用电增长 10.4%。

三季度制造业特别是设备制造业用电增长相对较好，是支撑当季全社会用电量增长的主要动力。前三季度，第二产业用电同比增长 4.0%，工业用电增长 3.9%，制造业用电增长 4.9%。制造业用电各季度增速分别为 5.7%、5.4%和 3.6%，三季度对全社会用电量增长的贡献率达到 136.9%，是支撑当季全社会用电量增长的最主要动力。设备制造业用电同比增长 8.6%、增速同比提高 3.2 个百分点；四大重点用电行业用电量同比增长 4.5%、增速同比回落 0.6 个百分点，各季度增速相对平稳。

三季度东部和中部地区用电增速同比、环比回落幅度较大。前三季度东、中、西部和东北地区全社会用电同比分别增长 3.4%、1.7%、6.8%和 2.2%，增速同比分别回落 3.0、5.1、3.0 和 2.6 个百分点。其中，东部地区三季度同比增长 1.3%，增速同比和环比分别回落 9.4 和 3.8 个百分点；中部地区三季度同比下降 4.1%，增速同比和环比分别回落 17.5 和 8.6 个百分点。

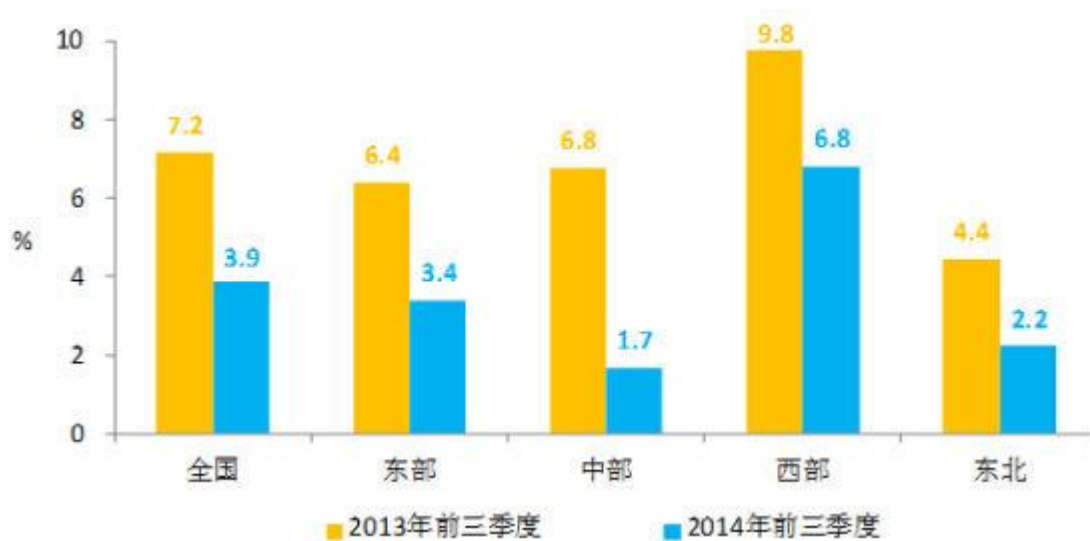


图 2 2013、2014 年前三季度各地区用电增速情况图

(二)电力供应能力充足，三季度水电发电量高速增长，火电发电量负增长、设备利用小时降幅扩大。前三季度，电力工程完成投资同比下降 3.7%，其中电源同比下降 11.4%，电网同比增长 3.5%；基建新增发电装机容量 5250 万千瓦，其中新增非化石能源装机容量 2726 万千瓦。截至 9 月底全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量为 12.66 亿千瓦、同比增长 8.7%。前三季度全国规模以上电厂发电量 4.08 万亿千瓦时、同比增长 4.4%，其中非化石能源发电量同比增长 19.0%。全国发电设备利用小时 3204 小时、同比降低 174 小时。

水电完成投资同比继续大幅下降，三季度水电发电量高速增长。前三季度完成投资同比下降 37.7%，新增装机 1565 万千瓦，其中云南和四川新增合计占 84%，截至 9 月底全国 6000 千瓦及以上水电装机 2.58 亿千瓦、同比增长 11.7%。发电量同比增长 20.8%，其中三季度由于主要水电生产地区来水情况较好而上年汛期来水偏枯，当季发电量同比增长 35.5%；设备利用小时 2723 小时、同比提高 84 小时。

风电完成投资大幅增加、设备利用小时同比降低。前三季度完成投资同比增长 63.0%，新增装机 609 万千瓦，截至 9 月底并网装机 8482 万千瓦、同比增长 21.9%。发电量同比增长 8.9%，设备利用小时 1340 小时、同比降低 182 小时，来风少、风速下降是今年大部分地区风电设备利用小时下降的最主要原因，往年弃风较多的地区今年弃风率有所下降。

并网太阳能发电装机容量及发电量同比大幅增长。截至 9 月底全国并网太阳能发电装机 1870 万千瓦(绝大部分为光伏发电)、同比增长 173.5%。前三季度发电量 169 亿千瓦时、同比增长 202.4%。

核电完成投资同比继续负增长，前三季度核电新投产 3 台机组。前三季度完成投资同比下降 7.7%，新投产 3 台机组、329 万千瓦。截至 9 月底装机容量 1778 万千瓦、同比增长 21.7%。发电量同比增长 17.7%，设备利用小时 5506 小时、同比降低 290 小时。

火电完成投资同比下降，三季度火电发电量负增长，设备利用小时降幅扩大。前三季度完成投资同比下降 9.2%，新增装机 2580 万千瓦，截至 9 月底 6000 千瓦及以上火电装机 8.87 亿千瓦、同比增长 5.3%。发电量同比增长 0.7%，受电力消费需求放缓且非化石能源发电高速增长影响，三季度火电发电量同比下降 6.5%。设备利用小时 3512 小时、同比降低 182 小时，降幅比上半年扩大 156 小时；其中，云南设备利用小时仅有 2039 小时、低于全国平均水平 1473 小时，湖南、吉林和四川也分别仅为 2668、2685 和 2729 小时，主要是因电力消费需求放缓，而省内发电装机富余且可再生能源装机比重大，导致火电停机备用、调峰时间较长。

跨省区送电量保持快速增长。前三季度跨省区送电量 2090 亿千瓦时、同比增长 14.4%；跨省输出电量 6511 亿千瓦时、同比增长 12.6%，其中南方电网区域西电东送电量同比增长 32.9%，三峡电站送出电量同比增长 12.8%。

电煤供应持续宽松，二季度以来天然气供需形势缓和。国内煤炭市场供应充足，电煤供应持续宽松。一季度部分地区天然气发电受到供气限制，随着供暖期结束，天然气供需形势缓和，但部分天然气发电厂因存量气价再次上调而地方补贴不到位导致亏损加重。

(三)全国电力供需总体宽松 前三季度，全国电力供需总体宽松，东北和西北区域供应能力富余较多，华中、华东和南方区域供需总体平衡，华北区域供需平衡偏紧。省级电网中，受机组环保改造、气温、局部电网受限等因素影响，山东、河北、天津、江苏、安徽、福建、河南、陕西、西藏和海南在部分时段有一定错峰。

二、四季度电力供需形势预测

(一)四季度电力消费需求增速环比回升 我国经济发展已经进入“新常态”，当前宏观经济呈现稳中趋缓特征，节能减排和环境保护压力日益加大，为确保 11 月份北京 APEC 峰会期间的环境质量，预计北京周边的河北等省份工业生产将受到限制，都将抑制电力消费需求较快回升。与此同时，气温及高基数因素在四季度削弱，今年陆续出台的“稳增长”政策措施效果在四季度将有部分显现，有利于稳定用电量增长。综合判断，预计四季度全社会用电量同比增长 3%左右，全年全社会用电量同比增长 3.5%-4.0%。

(二)电力供应能力充足，非化石能源发电装机比重进一步提高 预计全年新增 9600 万千瓦左右，其中非化石能源发电 5600 万千瓦左右。预计年底全国发电装机达到 13.5 亿千瓦，其中非化石能源发电 4.5 亿千瓦、占总装机比重接近 34%。

(三)四季度全国电力供需总体宽松 预计四季度全国电力供需继续总体宽松，东北和西北区域电力供应能力富余较多，华东、华中和南方区域电力供需平衡，华北区域电力供需平衡偏紧。预计全年全国发电设备利用小时 4300 小时左右，其中火电设备利用小时 4800 小时左右，同比回落幅度较大。

三、有关建议

(一)做好迎峰度冬准备工作，确保电力系统安全稳定运行 一是高度重视“三北”地区供热与风电消纳对电力系统安全稳定运行的影响，加强热发电机组和风电机组的联合协调调度管理，合理安排热电、风电机组运行时间，保障电力系统安全稳定经济运行。二是加快迎峰度冬重点工程建设和投运，提高电力系统整体供电能力。三是电力供需偏紧地区要继续做好有序用电工作，细化相应措施，及时发布电力供需信息，引导社会实施有序用电。

(二)加快开工一批大型水电、核电和电网项目，增加电源在建规模，促进绿色转型 一是针对非化石能源发电在建规模严重偏低的实际，尽快核准开工一批大型水电、核电等绿色优质电源项目，使国务院决策确保落地，确保电力绿色转型和保障电力中长期稳定供应。二是加快跨区跨省输电通道建设，尽快核准建设西南水电基地以及大型风电、太阳能基地的外送通道，确保新增电源及时送

出、现有电源过剩能力得到有效消纳，以解决当前较为突出的“弃水”、“弃风”难题。三是严格控制电力富余较多地区的电源开工规模，以集中消化现有电力供应能力。对弃水严重的地区严格控制风电、太阳能发电等开发进度，对电力大量富余的东北地区严格控制包括煤电、风电在内的电源开工规模。四是加大对农网及老少边穷地区电网发展的财政支持力度，加快配电网建设和智能化改造，提高电力系统对分布式能源的消纳能力，提高用电质量及可靠性。

(三)加快解决天然气发电企业及北方热电联产企业普遍亏损问题 一是加快理顺天然气发电价格机制，尽快建立气电价格联动机制。二是针对华北、东北及西北地区热电联产企业供热连年大面积亏损的实际困难，建议国家有关部门深入研究热电联产企业亏损原因，出台支持热电联产健康发展的有效措施；在政策出台前，对热价倒挂严重、亏损严重的供热电厂予以财政补贴。三是加快建立调峰调频等辅助服务电价机制，以解决火电深度调峰调频补偿问题。

(四)科学分析燃煤电厂对雾霾的影响，扎实有效推进煤电环保超低排放改造 电力行业节能减排成效显著，2013年电力二氧化硫排放量较排放峰值(2006年)下降42%，氮氧化物排放量较排放峰值(2011年)下降17%，烟尘排放量比2005年也下降了61%，但在此期间我国灰霾污染持续加重。随着《火电厂大气污染物排放标准》的严格执行，煤电大气污染物排放会进一步明显下降。为此建议：

一是科学分析灰霾成因及电煤(而不是笼统的所有燃煤)大气污染物排放影响占环境空气中PM2.5浓度的占比(而不是排放量占比)，对症下药，以避免找错方向延误治霾时机。

二是动态科学评估煤电超低排放改造投入与环境质量改善产出、节能与减排的关系，在政策导向、技术路线导向中避免造成高投入低产出、能耗增加、对环境质量改善微小的环保超低改造结果。

三是企业在开展超低排放改造时，重点加强系统优化，以低能耗、低投入取得较好的环保效益。

四是有关部门应统筹协调火电厂大气污染物排放标准、特别排放限值、超低排放等环保改造要求，在有序开展环保改造的同时，保障电力和热力供应。

新浪财经 2014-11-04

可再生能源发展需要强大的电网支撑

风电、太阳能发电基地等一般远离用电负荷中心，位于电网比较薄弱的地方，从多个角度来讲，电网建设必须要加强。负荷中心可以发展一些分布式光伏，但是相应地对配电网的加强和技术革新也非常重要。面对能源转型的大趋势，从电网发展功能的定位来讲，它实际上已经远远不只是一个连接电源和客户的中间环节，而是社会资源优化配置的战略平台，这体现在以下几个方面：

第一是能源转换利用的重要平台。风能、太阳能等可再生能源的进一步使用主要是通过被转换为电力，传统的能源资源，比如煤炭，如果要更高效节能地加以利用，也需要转换为电力。所以，在整个能源转换利用中，发电的资源比例应大幅度提高，在这样的能源结构中，包括电网在内的电力系统扮演着非常重要的角色。

第二是大范围内优化配置资源的平台。除电力市场越大，配置能力越强之外，电力系统还有一个很重要的特性，就是瞬时平衡。如果拥有足够大的系统范围，就可以更好地实现供需平衡。同时对风能、太阳能这些不稳定的能源来讲，在规模大的电力系统内还能实现一个更好的时空之间的出力平滑，这是电力系统的独特之处。

第三是唯一的电力市场实物交易平台，它是实现公众参与以及市场活力的重要基础。现在，电力客户可以作为产销者进入电力系统交易，如果没有安全、可靠、能力强大的电网系统做保障，这是很难实现的。

第四是综合性的能源服务平台。下一步能源的开发利用将呈现整合趋势，各方面能源、供应体系将更加融合。比如电动汽车的出现，加大了电力行业对交通领域的供电责任，这就涉及到电力系统供应和油气供应管道怎么实现更好融合的问题。

其实我们可以认为，能源绿色转换利用的集结点就是电网。那么，电网怎么推动能源的绿色转换，推动光伏等可再生能源的发展呢？我们觉得应该从这三个方面努力。

第一，做好电力行业发展规划的参谋者。电力系统是人类社会中最复杂的一个技术密集型系统，它的发展不是简单地把各种元件组合在一起，而是需要以长远经济性为目标，对应国家能源战略调整的要求。我们要把电源布局和电网建设更好地匹配，让可靠的技术性方案落地。这就涉及到系统的发电技术应该怎么整合，不光要考虑煤炭、石油、天然气和核电，还要考虑可再生能源的特性，更重要的是围绕电力系统瞬时平衡的特点，在技术上构成更加有保障力的、更低成本发展的基荷、腰荷、峰荷的结构。

现在国家提出 2014 年光伏新增装机容量达到 1400 万千瓦的发展目标。为了实现这个目标，我们需要考虑怎么以一个社会供电低成本的方式去布局。要加强并网接入和可再生能源基地的一些项目通道建设。因为“并网”不等于“消纳”，接入到电网系统里面的所有东西不等于都能颗粒全收。如果和可再生能源基地配套的外送通道不健全，实际上电能是送不出去的，因为以当地电网的负荷水平和系统能力是不能够完全接纳的。

另外，变动性的电源需要跟常规电源，尤其是具备可调节能力的常规电源之间形成一种协调发展的格局。现阶段来看，可再生能源跟常规电源之间并不能够完全彼此取代，而是可以形成优势互补。可再生能源出力不那么稳定，我们要把电网接纳能力和可再生能源的发展目标更好地对接。

第二是做好电力生产系统的管理者。国内外任何一次停电事故中，电力行业自身的设备损失，远远低于因为停电造成的社会损失，所以保证整个系统的安全可靠运行，才是超过一切的责任。这要通过技术标准和运行的管理规范来保证，尤其是对于接入到电力系统里面的电源，一定要有一些基本的技术性要求。比如光伏，容量小的时候接入电网没有任何问题，但是当比例占到足够大的时候，从电力调度运行管理来讲，就要做到可调可控。

第三是做好新型市场格局和市场化发展的承载者。分布式电源的出现，让消费者不再是简单的消费者，同时也是生产者。在未来的市场格局下面，整个电力系统的关联性还有决策定位要重新架构，这些是要通过商业模式创新来实现的。

我认为未来电网的发展目标非常清楚，就是必须要有强大的电力输配能力、灵活互动的服务能力以及强大的事故或是灾害的抵御能力。所以，首先，我们要加强电网智能化，提升新能源的接纳能力和多元化的服务能力。其次，改变电力消费方式，尤其是电力产销者出现后，新的利益格局、价值机制以及商业模式怎么建立，还有能源品种间如何形成一种既互补又竞争的格局。再次，一定要具备更先进的技术手段和管理理念。大规模的高比例可再生能源并入电网，长远来看技术不是问题，但是在当前现有的电力系统架构中，如果一些技术不到位，系统运转起来确实很有困难。所以，必须加强对可再生能源的出力预测，让它可试、可调、可控，对电网来讲，在输电、智能控制和调度方面需要加大力度，同样必须做好储能技术、通信技术、传感技术等技术依托。

总而言之，从电网角度来讲，我们有责任来协助政府营造一个有利于可再生能源和各种电源持续发展的行业生态。

亮报 2014-11-05

美专家：页岩气革命揭开石油降价大幕 OPEC 或解体

乔·诺斯拉：世界没有石油输出国家组织将如何？

41 年前的这个月，阿拉伯石油禁运开始。禁运石油的国家中有石油输出国组织（Organization of Petroleum Exporting Countries, OPEC）的一些国家，当然，对于石油输出组织国来说，其早在 13 年前就联合起来，旨在加强自身与国际石油公司谈判的实力。此次禁运导致美国大范围石油短缺，汽油开采成本上升，加油站人满为患。在禁运结束时，石油价格从每桶 3 美元上升到每桶 12 美元。

此次禁运预示着世界新秩序，这或许比石油价格上涨本身更重要。就像艾米·迈尔斯·贾菲 (Amy Myers Jaffe) 和埃德·莫尔斯 (Ed Morse) 在 2013 年为石油禁运 40 周年出版的《外交政策》(Foreign Policy) 杂志上发表的一篇文章中评论道：此次禁运“始于地缘政治环境的作用，从而最终促使 OPEC 极力谋求全球石油产量的控制权以及从大型国际石油公司取得定价权——引发了高油价时代。”每年

OPEC 的石油部长都会在维也纳召开两次会议，制订石油政策——决定控制或是提高石油产量。成员国之间总会有作弊行为，但仍有一些遵守纪律的成员国依照 OPEC 的意愿，在一定程度上稳定石油价格。

很巧的是，《外交政策》杂志的这篇文章标题《OPEC 的终结》。贾菲和莫尔斯都是全球能源问题专家——贾菲是加利福尼亚大学能源与可持续发展中心 (Energy and Sustainability at the University of California) 的执行主任，大卫 (Davis) 是花旗集团 (Citigroup) 的大宗商品研究全球主管。他们认为，如果美国的策略正确，那么，OPEC 在石油市场的主导作用有可能结束。我想那天很可能已经来临。

莫尔斯说道：“OPEC 不会存在 50 年，它很可能在 10 年后消失。OPEC 成员国间很难达成一项协议。”

莫尔斯和贾菲在 2013 年发表文章时，石油价格超过了每桶 100 美元。如今，每桶石油的价格下降到了 80 多美元。自 2014 年六月以来，每桶石油的价格跌幅超过 25%。曾有一段时间，每桶石油 80 美元已经令石油输出国组织的成员十分满意了，但是那些曾经的美好一去不复返了。委内瑞拉的预算需求使其要求石油价格每桶售价要高于 100 美元。阿拉伯春天革命 (The Arab Spring) 使得 OPEC 的许多成员国——包括沙特阿拉伯 (Saudi Arabia) 和阿联酋 (the United Arab Emirates)——提高他们的预算，保持本国石油总体供需平衡。据国际货币基金组织 (International Monetary Fund) 提出，阿联酋每桶石油的售价超过 80 美元才能达到其预算收支平衡。2008 年，石油的价格每桶不到 25 美元。

不久前，委内瑞拉请求召开一次紧急会议，讨论是否要降低石油产量。伊朗曾表示没有必要召开这个会议。同时，沙特阿拉伯很明确地指出，他们首要关心的是要确保市场份额，因此，沙特阿拉伯不顾组织其他成员国的需求，继续开采石油。这种行为并不完全是卡塔尔式行为。石油输出国组织的下次会议定于 11 月末，但是各成员国间能达成协议的可能性不大。

为什么 OPEC 突然发现自己处于这样混乱的状态？简单的说，石油的供给量远超过石油的需求量，OPEC 没有能力控制石油的供给量。一部分原因是全球石油需求减少。中国经济发展速度减缓，其对石油的庞大需求量也相应减少。同时，日本逐渐转向使用天然气和核能。

但是，大部分原因是北美页岩气革命。页岩气革命彻底改变了石油的供需动态。2008 年，南卫理公会大学 (Southern Methodist University) 的能源专家伯纳德·温斯坦 (Bernard Weinstein) 称，美国的石油产量上升了 60%，每天多出了 300 万桶的供给。莫尔斯预测，在几年内，美国将赶超俄罗斯和沙特阿拉伯，成为世界上最大的石油生产国。

此外，莫尔斯另一篇刊登在《外交事务》 (Foreign Affairs) 杂志上的文章中说道：“在页岩和严密的岩层中发现并生产石油和汽油的成本正在稳步降低，在未来几年将会降低更多。”换句话说，与 OPEC 成员国相比，美国更能经受得住石油的进一步降价。

我与贾菲通话时，我问她是否认为 OPEC 已是强弩之末，起不了什么作用时，她回答：“可以说这是很有可能的，”然后，她提出了一些极端的情况——流转于石油领域的一些国家可能将遭到炮轰或袭击——这可能会再次使石油供给短缺。不过，排除这些情况，这一刻我们已经等了很久了。感谢页岩气革命，OPEC 已成为了一只纸老虎。

中国日报网 2014-11-05

电力体制改革重塑电力产业链

电力体制改革将以“先试点再推开”的模式渐次推开，大用户直供电的实施已经打开了突破口。目前市场化的直供电电量比例约 3%，未来大用户双边交易规模将继续扩大。增量用户和发电企业直接市场化，也将成为现实选择。输配电财务独立核算试点扩大，区域售电公司引入社会资本进行试点，或成为短期主要举措。电改带来的投资机会将贯穿未来 2-3 年。

火电行业影响：2012 年以来，我国经济发展“三期叠加”、GDP 增长中枢下沉，预示着未来能源和电力消费总量增速将面临逐步下滑趋势。今年前三季度全社会用电量 40975 亿度电，同比增长 3.9%，预计 2014 年电力需求同比增速下滑到 3.8% 左右。火电在电力调度顺序上落后于水电、核电

和可再生能源（风电和光伏等），如果未来经济下滑较快，火电行业将受到上述清洁能源的挤压。

今年前 9 月，全国发电设备利用小时 3204 小时（降 5.2%），其中水电 2723 小时（升 3.2%），火电 3512 小时（降 4.9%）。市场化定价模式下，火电企业盈利受发电利用小时数影响，还受到交易电价影响，因此业绩周期性波动也将加大。目前电力供求偏宽松环境对火电企业中期盈利偏负面（现有大用户直接交易中实际上网电价降幅多在 0.02~0.04 元/度电），改革进程将成为重要影响因素，未来新建电厂可能率先市场化定价或降低部分新建机组的盈利预期；高参数、低煤耗及低成本公司将在未来竞争中占据优势。

水电行业影响：目前全国水电平均上网电价在 0.29 元/度电左右，而火电上网电价为 0.38 元/度电，水电明显占有优势，且水电清洁、优先调度特性使其不受经济周期影响。定价机制明确及增值税返还等政策进一步提高行业盈利能力，上市公司中的国投电力、川投能源、黔源电力、桂冠电力以及注入预期明朗的长江电力等水电股将明显受益。

核电、风电、光伏和生物质发电等新能源影响：国家对新能源发电实行优先调度和标杆电价政策，标杆电价分别为：核电 0.43 元/度电，陆上风电 0.51-0.64 元/度电，海上风电 0.75 元/度电和 0.85 元/度电，光伏 0.9-1 元/度电，生物质发电 0.75 元/度电。电力体制改革对新能源影响较小，将来随着可再生能源配额制的推出，对风电、光伏和生物质发电形成利好。

电网行业影响：电力体制改革，打破（配）售电垄断，对地方电网形成利好，地方电网公司外购电成本下降，有利于提升业绩。对外扩张、异地拓展、资产注入等可能性均将大幅提高。后续售电业务准入放开，意味着发电企业也有机会进入电网领域从而延伸产业链，地方电网企业被并购的可能性大幅提升。

继续看好未来 2-3 年电网板块行情，上市公司中电网公司包括文山电力、涪陵电力、郴电国际、桂东电力、广安爱众、乐山电力、明星电力、岷江水电、西昌电力和天富能源 10 家公司，目前文山电力实际控制人为南方电网（持股比例 29.6%），国家电网控股乐山电力（持股 15.7%）、明星电力（持股 20.1%）、涪陵电力（持股 51.6%）、岷江水电（持股 23.9%）。电力体制改革，对国家电网和南方电网影响较大，削弱对电网控制力，现有电网“统购统销”的模式将被打破，两大电网盈利模式将由现在的购销差价转向收取输配通道费用，输配价由国家定价和监管，从而影响两大电网投资方向和力度。

电力设备行业影响：特高压作为解决雾霾措施受政策支持，批准明显加速，两大电网投资意愿较强，不受电力体制改革影响，未来 2-3 年将迎来建设高峰期。火电设备主要受电源结构调整影响，电力体制改革将促使电力企业建设高参数、高效低排放、低煤耗机组。水电设备主要受新开工项目和水电开发潜力影响，核电主要受核电规划影响，而风电和光伏设备与国家补贴政策息息相关。如果输配分离，对两大电网业务影响较大，配网行业虽长期看好，但输配分离将可能影响全国配网改造进度和资金支持力度，短期内对配网上市公司形成一定利空。（民生银行 陈德胜 张扬健）

中国证券报-中证网 2014-11-05

总投入 360 亿的页岩气产业基地在张家港起航

页岩气新材料综合利用研发生产基地项目是 2014 年江苏省重大项目，也是张家港市“810”重点工程之一。去年 8 月 25 日，张家港市人民政府、张家港保税区管委会与东华能源正式签订页岩气新材料综合利用研发生产基地项目合作协议。项目计划总投资 360 亿元，用 3~5 年完成“页岩气新材料综合利用研发生产基地”的规划和建设，形成 210 万吨的丙烯、140 万吨乙烯、100 万吨丁烯的“三烯”基础原料生产能力，并向下延伸发展新材料产业，形成千亿级的新材料产业研发生产基地。

该项目不仅在国内页岩气综合开发利用进程中占得了先机，也将为张家港增添产业发展的新优势，带动江苏的能源和新材料产业提档升级。

进展顺利

争取年内试生产

来到页岩气基地项目一期的建设现场，两个大型的罐体吸引了记者的注意。据介绍，这是项目中建设周期最长的低温丙烷原料储罐，高达 35 米，直径 60 米，不论是罐体高度，还是直径，都创下了国内新高，单个罐体可以储存 8 万立方米的液态丙烷。早在 1 个多月前，这两个“大块头”就已经通过了质量安全检测。除此之外，一期项目的另一个重点设备——高达 110 米的丙烷、丙烯分离塔，也已经安装完毕。

负责工程建设的张家港扬子江石化有限公司总经理汪波介绍：“国内丙烯每年的缺口在 700 万吨左右，严重制约了丙烯下游的一些合成材料的进一步发展，所以我们这套装置投用以后，每年可以提供 66 万吨的丙烯产品，能够缓解我们，尤其是华东地区丙烯的大部分缺口。”

据了解，页岩气基地项目一期工艺装置及配套设施投资 40 亿元，主要生产丙烯，并延伸生产聚丙烯。目前，一期工程进展顺利，计划年内试生产。

页岩气是一种以游离或吸附状态藏身于页岩层或泥岩层中的非常规天然气，其成分除了甲烷外，还有含量丰富的乙烷、丙烷和丁烷等，可为能源、化工产业提供丰富、清洁、廉价的原料，在石油化工、煤化工路线外开拓了新的烯烃生产路线。页岩气产业基地正是顺应全球产业创新、生态工业发展趋势的基地型重大项目，它以页岩气这一新能源作为烯烃产业的原料，是对传统以石油和煤为烯烃来源的一次重大技术革命，并采用与国际同步的最先进工艺技术，生产流程较现有石化工艺大幅缩短，产出高、效益好，具有清洁能源、循环经济特征。

保障得力

开辟“绿色通道”

记者在页岩气基地项目建设现场看到，数百人同时工作，秩序井然。汪波告诉记者：“这是全球首个产能最大的装置，在国内其他地方，比这个产能小的装置，光是建设周期就要三年，而我们只用了一年多的时间就完成了。”

页岩气基地项目能在如此短的时间内顺利完成建设任务，与保税区(金港镇)政府及市级层面的得力保障是分不开的。小到水、电、气的供应，大到项目的供地、审批、环评，各级各部门事无巨细地配合项目建设，打破行政界线，通力合作，一切以项目为导向，尽量在最短的时间内解决问题。

短短几句话，说起来容易，做起来都是一番辛苦。记者在采访中了解到，受有关规定的限制，页岩气基地后续乙烯项目也因氮氧化物无法处理一直延迟。保税区(金港镇)以化工园作为国家生态示范园区、江苏省循环经济试点园为契机，会同有关部门，积极向上争取将扬子江国际化工园列入太湖流域率先试点园区，在整体平衡园区污水处理、循环和利用的基础上，以园区氮、磷废水“零排放”为标准，对含少量氮、磷废水的重大优质项目实施一企一策、特事特办，为优质精细化工项目建设开辟“绿色通道”。

“在项目建设过程中，我们会同发改、招商等部门以服务企业为己任，积极为企业发展创造优越的环境，帮助企业加快项目建设，力争项目早竣工、早投产、早见效。”保税区企管局负责人介绍说。

提升能级

构筑完美产业链

作为全国乃至亚洲地区最重要的液体散化集聚区和分拨中心，一直以来，保税区(金港镇)发展的都是精细化工。而随着丙烯产业链的打造，将为区镇经济的升级发展提供新动力。

记者在采访中了解到，页岩气基地项目生产出的丙烯产品，每吨要比进口的低 2000 元左右。作为基础化工原料，丙烯下游可以衍生出多个产业链条，终端产品应用广泛。保税区(金港镇)招商局招商五部部长许震霞告诉记者：“在我们园区或者周边地区，有很多下游客户，比方说像聚酯、聚氨酯、尼龙 6 等，类似这些企业都是我们丙烯产业链的终端客户。”

目前，保税区(金港镇)已经把丙烯产业链作为化工新材料发展上全新打造的产业链项目。然而，有了产业链最基础、最源头的部分，却缺乏配套的生产企业，怎么办？霍尼韦尔一体化基地项目应运而生。项目总规划面积 700 多亩，占地 150 亩的一期催化剂工厂投入生产后，工厂生产的催化剂

可以提供给扬子江石化做丙烯。

霍尼韦尔一期项目将年产脱氢催化剂 2000 吨，可以完全满足扬子江石化生产丙烯的需求。与此同时，园区引进的丙烯下游企业凯凌化工二期也在建设当中。据凯凌化工(张家港)有限公司总经理唐华友介绍：“凯凌化工主要是以扬子江石化丙烯装备副产的氢气为原材料，往下游产品走。只要通过管道，氢气就可以直接供到凯凌用于生产。”

据了解，保税区(金港镇)将依托东华能源、飞翔化工、华昌化工等企业，以“三烯”为基础原料向下游发展，大力引进世界知名化工企业，打造丙烯、乙烯、丁烯等产业链，发展聚丙烯、聚乙烯等高分子新材料，形成环境友好的新材料战略型新兴产业集聚，推动扬子江化工园向循环经济型、生态环保型的新材料产业基地转型。未来，页岩气生产基地将形成千亿级产业规模，打造长三角乃至国际著名的页岩气新材料综合利用研发生产基地，有力地促进张家港市产业发展转型升级。

张家港日报 2014-11-06

中石化涪陵页岩气田全年产量预计达 11 亿立方米

记者从中国石化江汉油田涪陵页岩气公司获悉，今年以来该公司页岩气产量已达 8.5 亿立方米，预计全年产气量将达到 11 亿立方米，明年全年产气量将达 32 亿立方米。

据中国石化江汉油田涪陵页岩气公司副总经理刘尧文介绍，目前涪陵页岩气田已开钻页岩气井 145 口、完工 110 口，可投产 62 口，实际开井 45 口，目前每天产量约 380 万立方米。当前开采出的页岩气主要供应重庆涪陵、长寿等地化工企业，并有少量民用气供应。预计明年 4 月左右，涪陵页岩气公司开采的页岩气将并入川气东送管线。

中石化涪陵页岩气田是我国首个进入商业开发阶段的页岩气田，2015 年将建成 50 亿立方米产能。

新华网 2014-11-06

中石油四种模式开发页岩气 累计开采逾 2 亿立方米

据中石油官网消息，截至 11 月 2 日，中国石油在四川盆地拥有页岩气矿权 5.65 万平方千米，其中 75%国内合作开发、10%国际合作开发、3%风险作业开发、12%自营开发，目前获气井 40 多口，累计开采页岩气 2 亿多立方米。

四川盆地页岩气开发始于 2007 年，中国石油钻探的我国第一口页岩气直井、第一口页岩气水平井巍然屹立在四川威远县境内。去年 12 月，中国石油、四川能投、宜宾国资和北京国联能投联合组建我国第一家企地合作开发页岩气的公司——四川长宁天然气开发有限责任公司，作业经营范围包括四川省宜宾市珙县、兴文县和长宁县等地，计划在 2015 年产气 10 亿立方米。另外，企地合作的重庆页岩气勘探开发有限责任公司、四川内江页岩气勘探开发有限公司也在筹建之中。

富顺—永川合作区块是中国石油与壳牌合作开发页岩气的区块，2009 年联合开展页岩气资源评价，截至目前完井 17 口并获气，已投产的 11 口井产气 9000 多万立方米。中国石油与康菲公司联合开展的四川内江—重庆大足地质评价作业也在紧锣密鼓地进行中，计划明年完成。

中国石油推行风险作业的是长宁—威远国家级页岩气产业示范区的威远区块。川庆钻探工程有限公司、长城钻探工程有限公司的勘探开发面积分别是 290 平方千米、210 平方千米，明年分别形成 6 亿立方米、4 亿立方米产能。

中国石油“摸着石头过河”开发页岩气，四种模式“破荆棘、提效率”，但各有侧重。企地合作，整合优势，降低风险，实现互利双赢；国际合作，学习国际大公司的先进技术和管理经验；风险作业，充分发挥工程服务企业的积极性、创造性，促进产能建设；自营开发，探索配套关键技术，制定相应标准和规范。

中国网 2014-11-06

输配拆分的突破口在哪里

延宕了 12 年的电力体制改革(下称“电改”)启动消息再次在电力行业内传开。

2014 年伊始,电改的推进开始逐步发力。年初,国家能源局公布《2014 年能源工作指导意见》,其中明确提出将“推动尽快出台进一步深化电力体制改革的意见,积极推进电能直接交易和售电侧改革,推进输配电价改革,提出单独核定输配电价的实施方案”,透露了此轮电改方案的基本方向和核心内容。

6 月 13 日,习近平主持召开中央财经领导小组第六次会议,在会上明确提出积极推进能源体制改革,抓紧制定电力体制改革和石油天然气体制改革总体方案。

次月,电力体制改革征求意见稿进入密集讨论阶段。在连续不断的政策指向背后,新电改总体方案呼之欲出。

10 月 28 日,国家发改委组织召开电力体制改革方案专家研讨会,开始新一轮征求意见。据与会专家透露,此轮征求意见与之前变化不大,但方案仍未有最终定论。

12 年前也就是 2002 年国务院出台《电力体制改革方案》(简称“5 号文件”),国家电力公司拆分,成立两大电网公司,五大发电集团和四个辅业公司。彼时,我国的电力格局基本形成。

根据 5 号文件,电改按照“政企分开、厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”步骤推进。2002 年电改,基本完成了政企分开以及厂网分开。2011 年,中能建以及中电建的成立标志着“主辅分离”落地。而在此前的近十年间,电力改革推进缓慢。至今,并没有达到 5 号文设计的目标,“输配分开”和“竞价上网”两项内容仍没有实质性进展。

此轮改革重提,是否继续完成 5 号文目标?抑或拆分电网将电网中核心环节调度以及交易中心独立出来?在如何深化电力改革的问题上出现了许多不同的声音。关于电改方案的讨论呈现出不同版本,而在争论的背后,是对下一步电改共同的疑惑和迷思。

僵局

毫无疑问,2002 年电力改革打破了行政色彩浓厚的国家电力公司集发电、输电、配电、售电为一体,高度集中的体制。特别是厂网分开实施后,发电环节形成了中央及地方、民营以及外资办电的竞争格局。

而彼时的现实是——电力紧缺。发电环节放开,参与者的增加,缓解了我国长期缺电的现状。据统计,现在全国每年投产电力装机一亿千瓦左右,用户向电力部门交用电权费用的现象也成为历史,中国彻底摆脱了缺电的局面。与此同时,由于发电环节实现充分竞争,电力建设成本也在不断下降,据统计,火电工程造价平均降低了一半;为了增加效益,电力企业管理水平明显提升,由粗放型管理向集约型管理过渡。

以上这些都是厂网分开后取得的显著成果。“电力体制实行厂网分开的改革,形成了多个发电竞争实体的结果。企业主动降低建设成本没有靠政府的行政干预和强制命令,即使有干预和行政命令的话可能也起不了多大的作用。各个发电竞争实体在激烈的市场竞争中,都有做大、做强的愿望,企业的内在动力被激发出来。发电企业之间相互竞争比较,谁都不甘落后或不敢落后,想方设法不能落后。”中国国电集团国电山东电力有限公司党组书记毕可利总结道。

除了是发电企业管理人员,毕可利还有另外一个身份。从 2005 年起,他开始担任第四届中国电力企业联合会火电分会会长,见证了“厂网分开”进程。

而令他颇为失望的是,自 2002 年改革后,电力改革几乎没有实质性进展。“随着时间的推移,因电力体制改革不彻底而显现的问题越来越多,更多的人越来越看清楚电力体制改革应该走的正确道路,而十年电力体制改革停滞不前,甚至在倒退。”

更有一些学者称之为“电力改革顶层设计一直在艰难推进”。而由于改革的不彻底,电力行业积蓄的一些问题也随着电力形势变化愈加突出。其中,区域电力市场建设失败,电价改革停滞不前等,也让前进中的电改遭遇重挫。

国务院研究室副司长范必曾撰文指出:“电力体制改革只是取得了阶段性进展,5 号文件确定的

一些重要改革任务尚未落实，如输配分开没有实行，区域电力市场建设受阻，电价改革滞后，积累了一系列新的矛盾和问题。”

伴随着陷入僵局中的电力体制改革的是电力行业新矛盾层出不穷。由于能源价格改革的不同步，煤炭价格不断提高，全国火电企业普遍出现了巨额亏损。电网公司的强大，令其在和发电企业对话中掌握较高的话语权，发电企业快速的电源投资建设遭遇了电网建设滞后现实，特别是省级及以下输配电网和电源送出工程建设严重滞后。

在西北一些地区，甚至出现了电力企业自行建设入网工程的现象。此外，新能源发展中出现“弃风”、“弃光”等现象，一些区域限电严重，新能源发展受限。

在这些现象的背后，是电力市场体系不完善，政府审批干预过多，监管不到位等一系列问题。在中国电力企业联合会副秘书长欧阳昌裕看来，在市场中，企业能否实现自主经营、公平竞争；用户能否自主选择、自主消费；电能和要素是否能自由流动、平等交换以及市场壁垒是否存在是衡量电力体系是否完善的标准。

毫无疑问，答案是否定。而此次，高层对于电改的决心，更让业界看到电改势不可挡。特别是电力供大于求的现实，有利于规避电价上涨的风险，很适合引入竞争机制。颇让当局为难的是，如何平衡各方利益，以及找到最易实现的切入口。

沿袭 5 号文？

突破僵局最好的办法就是确定下一步改革方向。作为上一轮改革的纲领文件，5 号文尚未完成的目标是否继续执行？其中争议最大的部分是，是否延续 5 号文的改革，推动输配分开或者寻找其他的改革路径。

支持拆分方认为，输配分开有助于厘清电网的输配电成本，制定合理的电价以及有效的对电网实施监管。反对方认为，输配一体化是电网科学高效发展的一个体制保障。输电网和配电网是具有自然垄断特性。

“电网由一个企业同时提供输和配的业务，那么不仅能够最大程度降低整个电网的运营成本，提高效率，同时也能够减少重复建设和资源浪费，降低整个社会成本，并且能够满足电能消费的一些合理性需求。”华北电力大学能源与电力经济咨询中心主任曾鸣说。

曾鸣介绍说，在国际上，大部分国家还都在保持电网一体化，比如说欧盟目前 40% 的国家的电网是由一个公司来统一管理，美国有三分之二的电网仍然是垂直一体化，还有四分之三的发展中国家也是如此。

对于输配分开，欧阳昌裕认为输配理论上可以分离，但是中国国情决定输配分开弊大于利。

特别是随着智能电网发展，电网物理结构、交易行为等更加复杂，输电配电概念受到冲击。电网智能化的发展，令输配电网功能会进一步融合，输电网、配电网概念将电网整体性的割裂，在智能电网的平台中，输和配是你中有我，我中有你的状态。

因而，在普遍认为输配物理联接无法拆分的情况下，“折中方案”是从差价盈利到输配电价盈利，并对电网采取严格的监管。这一“折中方案”也在逐渐被更多人接受。

不可避免的是，输配分开之后，对于政府主管部门来说，厘清输配真实成本是一项困难而艰巨的任务。

范必认为，电网的购电、售电差价在世界上名列前茅，但资产收益率仍然很低。由于电网调度、交易、财务缺乏透明度，造成其高差价、低收益的内在原因一直是个谜。

国务院发展研究中心在年初起草的一份课题报告中就提到了，可从固定购销差价起步，建立独立的输配电价，为双边交易缴纳过网费提供标准。从长远来看，要建立基于成本加成乃至效率激励的独立输配电价，但这需要进行主辅分开、资产核算并建立相应的成本核算方法，是一个较长期的过程，并且触及电网公司的核心利益。

当前，可以从固定购销差价起步，根据现有的购销差价来反算交易双方需要缴纳的过网费用。该方案不仅简单易行，便于实施；而且在保障电网企业既有利益的同时，还改变了电网企业的盈利

模式及行为方式。由于不能够再挤占发电企业和用户的利益，电网企业在电力交易和可再生能源接入时容易保持中立。

改革路径

可以看到的是，在即将推行的市场化改革中，输配分开已经不再是焦点，而是已经延伸到电网的其他环节。

对于已经进入深水区的电力改革而言，和其他改革一样，触动利益而遇阻。电改方案的制定无疑是一场博弈。据一业内人士称，电网企业对《征求意见》一些内容反应强烈。

但是可以确定的是，“放开两头，监管中间”仍然是深化我国电力体制改革的突破口和基本的路径。

据业内人士透露，目前博弈的结果是，《征求意见》中电力改革坚持四个放开一个加强和一个分离。四个放开是指放开计划、售电、配电和电价；加强电网规划，同时交易中心从电网分离出去。

其中，对于交易平台从电网划拨出去的争议颇大。在电网内部，交易和调度是紧密相连的环节，也是电网职能的核心部门。

在范必看来，为了构建多买多卖的电力市场格局，我国应按照国际通行做法，将电力调度机构从电网企业中分离出来，组建独立的调度交易结算中心，负责电力市场平台建设和电力交易、计量与结算，组织和协调电力系统运行，以确保电力调度交易的公开、公平、公正和电网的无歧视公平开放。

事实上，交易机构独立可以减少电网企业对市场交易的影响和干预，有利于信息公开、公平交易和市场监管。从国际上看，市场交易与电网的资产所有、运营及调度功能分离也是比较普遍的模式。

然而，调度独立的提法无疑触动电网最核心利益，目前，新一轮电改妥协的结果可能是交易中心从电网分离出去。

在中国人民大学教授吴疆看来，所谓“交易分离”，即电网调度机构的职能，从一个有机体系逐渐分解弱化，特别是在电力市场尚未建立阶段将交易职能单独分出，未经政府明确授权在电网企业内部组建所谓的三级交易机构，作为应对未来调度独立的一个伏笔。

在曾鸣看来，目前情况下交易平台应该放在电网内部，其原因一是可以降低交易成本和操作的复杂性。二是可以提高交易的效率。三是可以保证电力系统安全稳定运行。“交易平台是需要电网公司各级调度机构的调度系统做支撑，还要组织人员进行大量的频繁的安全校核。需要各级营销机构用抄表、结算、收费等多个系统来支撑的，这个系统是很大的。同时还需要安排专门的人员对相关的信息进行采集、核算、收费、结算、发布。这些工作一定会导致运营成本明显增加。”

在《能源》杂志的采访中，一些接受采访的专家普遍认为，交易职能作为调度职能的一部分，如果单独分离必被掣肘(例如安全校核、合同实施、方式安排等诸多环节)缺乏调度信息系统支持，交易机构的计量、结算等重要职能难以顺利实施或重复建设。此外，独立设立交易机构，很难及时全面获取电网规划建设、生产维护电力供需者方面的市场信息，无法保证电力的可靠供应，安全成本会太高，同时由于交易结果具有较大的不确定性，潮流变化频繁，将面临大量的需要电网与交易机构进行协调的工作，其难度和复杂性是难以想象的，这将影响电力系统的整体效益。

这也就意味着独立于调度之外的“交易独立”前途并不乐观。

最小突破口

那么，如果输配难以分开，交易中心独立的前景不容乐观，此轮电改突破口抑或是最容易实现以及易被接受的突破口在哪？

在中国电力国际有限公司政策研究室副主任王冬容看来，改革目标是还原能源商品属性，市场在资源配置中起决定作用。因而，构建多买多卖市场也是电改的最低目标。

在电网结构中，输配电可以被看作是强连接，交易和售电则是弱连接。因而，售电侧的改革被视为此轮改革中最易实现的环节。

事实上，从去年开始，国家能源局在全国一些省份开始推广大用户直购电，相关政策密集出台，力图通过大用户直购电的试验和探索，作为当前我国深化电力体制改革的切入点。

9月10日，国家能源局南方监管局与广东省有关部门联合印发了《广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案》，正式启动广东省电力直接交易深度试点工作。业内认为，该方案将进一步促进电力市场化改革的进程。

国家主管部门希望通过大用户直购逐渐扩大交易范围，再进一步放开竞争。

在曾鸣看来，通过大用户直购电的实施推进，全面放开发电企业与用户的直接交易。允许全部用户和发电企业根据自身意愿和需求，通过自主协商，集中撮合，多种方式自己选择，来确定成交的电量以及成交的价格，这里没有电网，从而实现发电侧竞价上网，用户侧竞价购电。

售、用电侧稳步引入市场竞争，实现消费者的自由选择、自主消费。最终，实现售电主体的多元化和社会化。在发电侧和售电侧引入竞争机制，形成多买方多卖方的市场竞争格局。

还有一种情况是，就是总会有相当多的用户不去参与竞争，遵循原有的供电方式，一个由电网企业作为默认供电商，按照还是政府批复的价格从发电企业购电，并按照国家核准的电价售电。

事实上，如果放开售电侧，将会存在两种交易方式：一是发电与用户的直接交易；二是发电同分销商交易，分销商是小用户代理人，分销商主要是由现在的地区供电公司以及新设的部分售电公司组成。

而在实际操作中，售电放开涉及的环节复杂。在中电投进行发改委课题的研究中，认为售电端的改革应该有一定的过渡期。首先，成立一家国家购售电公司，承担现有电网公司全部营销业务(抄表、收费、合同、计算、用电信息、节能服务、低压故障排除、清洁能源补贴支付)，同时同步公布全部初始输配电价。在此过渡期间，发电上网电价、用户目录电价以及发用电购售结算关系“三不动”。而后，分区域搭建市场，采用两部制电价以及成立市场性售电公司。

毫无疑问，电改的目标是还原电力的商品属性。在中国电力体制改革推进中，如果选择售电环节作为突破口，有一个问题不能回避——电价。中国能源研究会副理事长周大地曾表示，如果现在电价管理模式不变，电力市场化改革不会取得真正的成效。如果市场决定电价机制无法形成，那么电力作为商品属性就无法得到体现。

“厂网分开12年，电价体系没有往市场化方向上走，要想竞价上网，电价机制要让它市场化。”曾鸣说。

事实上，在《征求意见》中，提到电价放开，除了输配电价由国家核定之外，发电厂和用户之间可以直接制定电价进行交易等。新一轮电改如果售电侧强化竞争机制，形成市场化的售电新机制，售电放开改革从某种意义上会改变电网的盈利模式。此前，电网的主要收益来自上网电价与销售电价之差。

在范必看来，建立多买多卖的电力市场，输配电价格由政府制定，上网电价和用电电价放开。具体的步骤是，除了用电量占15%的居民生活和农业生产用电仍实行政府直接定价外，对各个电压等级的工业和商业用户，从高到低，逐级、限期实行与发电企业直接交易、合同供电，自行商定电力、电量和电价。所订合同交电力调度机构校核后实施。合同履行后，用电方向相关电网企业支付规定的输配电价。

此前有消息称，有权威人士认为电价初步只会在可竞争的领域放开，可竞争的领域目前主要是大用户直购电试点，以后有望逐步扩大竞争范围，非竞争的领域还是政府定价。并且目前的改革不会剥离电网售电侧，而是放开允许社会资本进入。

如果上述人士消息属实，这也就意味，被寄予厚望的新一轮电力体制改革将以最小的方式打开突破口。如此开放售电侧等于电网还是唯一的电力买卖方，购电侧议价能力较弱，售电侧仍能获得垄断利润。毫无疑问，这和业内的期望有一定的差距。(文/本刊记者 范珊珊)

《能源》 2014-11-06

2020年页岩气投资将达8000亿 川渝鲁争装备基地

页岩气概念大热，处于产业链上游的装备制造业也迎来投资热潮。

根据国家页岩气产业规划，在“十二五”时期，中国将初步形成符合我国地质特点的页岩气勘探开发核心技术体系，形成一系列页岩气技术标准和规范；这一系列的目标都需要从上游到下游的设备和服 务的支持。

银河证券一份研究报告预测，2020年前，中国页岩气需打井4万口左右，行业总投资约8000亿元；其中，设备投入约占总投资的25%，约2000亿元，年均需求近220亿元；未来几年，中国页岩气设备需求年均增速在50%左右。

市场对于页岩气商业开发的良好预期，令四川、重庆、山东等国内页岩气资源丰富以及拥有能源装备制造业根基的省市心动不已。各地政府纷纷布局，谋划建立规模庞大的页岩气装备制造基地。

多省市竞逐

作为国内页岩气开发的主战场，川渝两地是最早发力页岩气装备制造的省市，成为相邻最近的竞争对手。

记者获悉，近日，成都市新都区政府与深圳赤湾石油基地股份公司正式签约，投资36亿元在新都工业东区投资建设成都国际油气基地项目；这个占地约1000亩的国际油气基地中，页岩气装备制造业是其中的核心。

新都区投资促进局局长许玉川告诉记者，项目整体竣工成熟运营后预计产值不低于60亿元；新都区未来的目标是建立西南最大的油气装备基地。

许玉川表示，数年之前，该区已经开始谋局页岩气装备制造产业，此前，国际四大油气田技术服务商中的三家——哈里伯顿、威德福、斯伦贝谢都已经进驻新都区，投资的项目都与页岩气相关；通过数年打造，新都区已经聚集包括昆仑石油、吉艾科技等围绕页岩气开发的30余家国内能源装备研发制造及服务企业。

记者从知情人士处获悉，成都市新都区并不是四川省规划的唯一一个页岩气装备制造基地，地处川南、页岩气资源丰富的宜宾市也准备大力发展以页岩气为主线的装备产业链。

“我们已经制定‘石油石化（含页岩气）装备制造产业链图谱’，招商工作将依据该图谱逐步推进。”宜宾市投资促进局局长中华林表示。

在四川大力布局页岩气装备制造的同时，与四川相邻的重庆也已经发力多时。

重庆两江新区在2013年6月就与纬达集团、百勤控股公司、国投重庆页岩气开发利用公司等5家企业签订投资协议，投资60亿元建设页岩气装备制造项目；同时还与美国福布斯能源集团签署合作框架协议，双方在页岩气开发技术、关键装备制造、融资、市场开发等方面开展战略合作。

重庆地质矿产研究院页岩气研究所所长程礼军表示，重庆的页岩气探明储量占全国的10%，仅次于四川和新疆，“重庆已经出台促进页岩气装备制造的相关政策，打造页岩气装备产业集群，实现配套装备本地化生产。”

作为页岩气产业装备主承接平台，两江新区规划2.5平方公里的页岩气临港重型装备产业园启动区，力争打造国家级页岩气产业基地。

川渝竞逐的同时，千里之外的山东省也加入了战局。山东在页岩气装备制造领域的雄心甚至超越了川渝两地。

依托全国最大的胜利油田，山东石油装备制造方面有着传统优势。“山东石油装备拥有规模以上的企业有160多家，在石油装备领域的收入占到全国的40%，这是山东发力页岩气装备业的底气所在。”山东省经信委装备产业处处长李英峰表示。

山东早在2012年就成立了由副省长挂帅、多个部门参与组成的山东省页岩油气开发工作协调小组，并在2013年5月底发布《关于加快页岩气装备制造业发展的意见》，按照规划，具备产业发展基础的山东东营、青岛、烟台、潍坊、德州将被打造成为五大页岩气装备制造基地，重点发展勘探设备、钻完井装备、测录井装备等。

“山东将整合资源，打造全国最大的页岩气装备制造基地。”李英峰透露，2015年山东页岩气装备制造收入将达到200亿元，2020年将达到500亿元。

存潜在风险

按照银河证券的分析，2012年至2020年全国页岩气生产装备总需求量约2000亿元，2020年当年的需求量将达到600亿元。

各地政府在发展页岩气装备制造方面的热情，直接带动了国内设备制造企业参与的热情。“现在页岩气的概念很热，但国内页岩气开发还处在起步阶段，还面临许多问题。页岩气装备制造的发展还受到很多制约，也潜藏着很多风险。”中投顾问高级研究员任浩宁表示。

在华丽的页岩气概念下，国内页岩气的实际开发并不如预期。事实上，2011年至今，国土资源部前两轮招标区块还没有一个实现大规模商业化生产的突破。虽然中国的页岩气市场潜力大，拥有全球第一储量，但由于地质条件复杂，页岩气开采难度大、开发成本很高。此前国家制定的页岩气开发“十二五”规划提出，力争2020年产量达到600亿~1000亿立方米，目前，这一目标已经被能源主管部门降低至300亿立方米。从2014年上半年仅仅6.8亿立方米的产量水平来看，我国即使要在2020年实现300亿立方米的规划目标难度也不小。

页岩气开发前景的不明晰，将给上游的页岩气装备制造业带来潜在风险。“页岩气的产业化发展，装备和技术的国产化是关键。”任浩宁表示，目前国内页岩气装备制造企业的水平与美国、加拿大等页岩气开发较为成功的国家相比，“仅仅算得上‘幼稚园’级别”，对于企业而言，贸然进入这一市场将面临许多风险。

在任浩宁看来，在页岩气漫长的产业化过程中，许多企业在装备制造业领域的投入都有可能难以得到回报，“仅凭地方政府以组建产业基地的方式推动肯定是不够的。”

任浩宁认为，在这个高技术、高投入领域，“三桶油”为代表的大型国有油企应该主动扮演“带头大哥”角色，带动产业的发展。

中国经营报 2014-11-08

专家认为页岩油气成为国际能源界的“博弈改变者”

无论是从鲸油时代进入石油时代，还是从石油时代进入后石油时代，围绕能源展开的各类博弈未曾稍歇，为寻找替代品而进行的技术革新也从未停止。新旧能源时代的转换，必将动摇原有的能源市场格局，建立世界能源市场新秩序，并实质上影响到世界政治经济利益格局的重新划分。

回顾近些年的能源技术革新，从石油、天然气、可再生能源、“氢能源”再到页岩油气，每一次能源革命都是美国引领。“在美国所发现的页岩天然气，就像是棒球比赛的第一局，如同网络在1990年的时候那般，现在正是伟大美国世纪的第一局。”对于美国从油页岩中开采出大量页岩油和页岩气的影响，通用电气（GE）前董事长杰克·韦尔奇如是评价。

业内专家认为，美国页岩油和页岩气的开发，使得页岩油气成为国际能源界的“博弈改变者”，预计2020年美国能源自给率将突破85%，美国能源信息署预计在2035年将达到87%。

“美国正在逐步掌握影响全球石油价格的定价权和主导权，这将严重削弱中东地区能源的战略地位，并深刻影响地缘政治和全球经济格局。”宝城期货金融研究所所长助理程小勇表示。

“毫无疑问，美国国内页岩油革命的兴起将改变全球原油供应的版图，中东及北非地区对油价的控制能力在削弱，而以美国及加拿大为代表的北美地区将成为全球原油供应的新引擎。”光大期货研究所所长助理李宙雷如是说。

可以预见的是，随着科技的发展，未来新能源的发展趋势将呈现百花齐放的特点，页岩气、核能、太阳能和生物能源等新能源都将拥有自己的角色定位。不过目前来看，石油行业面对的冲击，反而更少来自于新能源，而是非常规能源。

那么，假如石油时代结束，世界能源格局又将发生哪些翻天覆地的改变，对政治经济格局的影响如何？

对此李宙雷认为，如果石油时代结束，首先受到冲击的无疑是严重依赖原油作为财政收入的中东国家，在其他资源缺乏的情况下，这部分国家的命运将变的异常惨淡。与之相反的是，掌握新能源技术的国家将占据极其有利的地位，而对于人口众多的中国来说未来寻求新能源的步伐需进一步加快。

冠通期货研究员陈刚表示，石油时代结束后，首先是中东地区的政治地位必将降低，也不再是国际大国力量角逐的区域。其次资源大国也会发生经济格局的变革，单靠资源出口的国家如果不实施有效的变革，必将面临经济失速的风险，对国家稳定、区域稳定都将有巨大的影响。而政治经济中心必将是在技术发达、管理发达、服务发达、文化发达的国家和地区，更多的将是软实力的竞争。

在华泰长城期货研究员刘建的设想中，美国有极大可能引领新的能源革命，并将借此实现国力快速提升并重新稳居霸主地位，亚太和欧洲将受益于美国能源革命的外溢效果，实现经济的快速增长；而中东将重新没落，俄罗斯彻底无缘“崛起”，非洲和拉美国家经济将恶化，全球目前呈现的多元化状态又将被改变，变成一极多点的形态。

程小勇同时表示，石油时代的结束对世界地缘政治也会产生很大的冲击，首先，地缘争端减少，新能源广泛运用之后，传统的石油、煤和天然气资源可能不再是冲突爆发的导火线。其次，全球经济将走向集约化、科技化和技术化的时代，基础商品产出，如石油将不再对经济构成很大贡献，而技术和资本产出将成为 GDP 最大的份额，从而使得未来商品的供应逐步走向宽松，特别是能源供应的瓶颈很大可能化解。（记者 王姣）

中国证券报 2014-11-10

分布式能源产业需求政策与技术创新聚合 战略联盟来助力

自十月以来，中央和地方都纷纷颁布分布式光伏相关政策，可谓是进入了红利期，利好消息不断传来。国家能源局发布的《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》也被业内人士视为确保达成 10 至 13gw 装机目标的有效保障。然而，有业内人士表示，分布式抢装热潮仍未到来，并且地方细则的跟进也显得寥寥无几。

在此背景下，上海市发改委于 10 月 27 日颁布了《上海市光伏发电项目管理暂行办法》，废止了 08 年出台的《上海市太阳能光伏发电项目管理暂行办法》。在产业进入政策密集颁布期的期间中，如何正确的领会政策精神，把握政策走向及变化，适时作出战略调整，也将成为企业关注的重点。

于是，上海市分布式能源产业技术创新战略联盟响应沪上多家企业号召，在联盟秘书长单位上海市工程技术协会的推动下，将于 11 月 13 日召开第五次会议，对近期的政策做针对性的讨论和解读。

届时，上海新能源科技成果转化与产业促进中心、上海普天能源科技有限公司、中国科学院上海高等研究院、上海市节能工程技术协会、上海电力学院、上海航天能源股份有限公司等单位作为会员单位也均将出席，同时从科技创新与成果转化应用的角度进行交流讨论，系统性破解当前制约分布式能源市场的关键难题，搭建政、产、学、研、用之间需求沟通与技术交流的平台，引导各类创新要素向企业集聚，共同探讨分布式能源项目的设计、施工、检测、装备及服务模式的技术和标准化的创新，帮助会员企业构建一个学习、交流、联谊与合作的资源对接。

编者了解到，上海市分布式能源产业技术创新战略联盟将集中上海及周边地区导航领域具有优势的重点企业、科研院所和高校，突破分布式能源产业技术瓶颈，实现行业内资源共享，建立联盟技术创新体系，掌握和发展分布式能源产业的关键技术核心，充分发挥联盟的桥梁和纽带作用，实现有效沟通与交流，在政府部门的支持和指导下，规范联盟会员单位行为，制订行业联盟标准，并努力推动其成为行业、国家标准，为国内分布式能源产业相关企业打造专业技术交流、技术创新、信息共享为一体的交流平台。

上海节能信息网 2014-11-10

联合国：到 2100 年全球碳排或降为零

11 月 2 日，联合国政府间气候变化专门委员会(IPCC)在丹麦首都哥本哈根发表了最新气候变化评估报告，重申气候变化是不可逆转的，并呼吁各国政府尽快行动，实现到 2050 年，全球温室气体排放在目前的水平上下降 40%至 70%，并到 2100 年实现零排放。

这是 IPCC 自 2008 年成立以来发布的第 5 份气候变化研究报告，也是最完整、最全面的一份。该报告获得超过 120 个国家政府的批准授权，将作为 200 个国家的主要参考文献，也将成为即将在秘鲁利马召开的联合国气候变化谈判和明年在巴黎召开的气候峰会的科学依据和政策参考。

报告警告说，人类正在改变地球的气候体系。全球变暖导致目前更加频繁地出现极端高温、暴雨及海洋酸化和海平面的升高，造成的二氧化碳、甲烷和氧化亚氮等 3 种主要的温室气体，目前已达到 80 万年以来的最高浓度。1880 年至 2012 年间，地表的平均温度上升了 0.85 摄氏度，1901 年至 2010 年间，全球的海平面高度上升 19 厘米。

IPCC 指出，化石燃料是导致全球气候变化的重要因素之一，占 1970 年至 2010 年温室气体排放的 78%，并提出了化石燃料使用的最后期限，即到 2100 年彻底淘汰，或者大规模运用碳捕获和存储技术，还可以选择其他更为环保的能源方式，比如风能和太阳能等可再生能源。

“科学已经开口，它发出的信息丝毫不模糊。”联合国秘书长潘基文在出席报告发布会时说，“领导人们必须行动起来，时间并不站在我们这一边。”

IPCC 主席拉金德拉·帕乔里也表示，将地球升温控制在 2 摄氏度以下“我们仍有时间，但所剩无几”。国际合作是应对气候变化行动中至关重要的一环。

法国外长法比尤斯和环境部长罗雅尔共同呼吁，应该立即、全面采取行动，对抗人类在生态、食品安全及健康方面所受到的巨大威胁。

美国国务卿克里在报告发布后也表示，忽视气候科学将危及子孙后代。

包括绿色和平组织、世界自然基金(WWF)等非政府组织也纷纷附和，提出尽快放弃使用煤炭、石油等化石燃料做为能源，使用可再生能源是实现减排最快捷、最清洁的途径。

帕乔里也指出，可再生能源的应用将是达到这一目标的关键。“可再生能源利用有很多选择，各个国家可以根据自己实际情况，调整不同清洁能源在整个能源消耗中的比例。”

潘基文同时表示，虽然应对气候变化对部分国家来说意味着经济负担，如果不采取行动，将会面临更严重的经济损失。“有一种非常流行，既不科学也不经济的观点认为，采取措施应对气候变化会消耗巨大的财力。我可以肯定地说，不采取行动将会付出更大的代价。应对气候变化和经济增长密切相关，就像一个硬币的两面。”

印度《经济时报》称，IPCC 报告给各国政府发出了明确的信号：如果不及时应对气候变化，那么碳排增加将导致灾难性后果。报告还提醒，思考可持续发展和气候变化的双向关系：一方面，气候政策应该支持，而不是破坏可持续发展；另一方面，应对气候变化对可持续发展至关重要。

中国能源报 2014-11-13

输配电价改革试点意义何在？

11 月 4 日傍晚，国家发改委发布了《深圳市输配电价改革试点方案》(以下简称《试点方案》)。在电改方案呼之欲出的背景下，该消息引发了业界和舆论的高度关注。《试点方案》将终结电网依靠购销差价获得收入的盈利模式，政府可以借此摸清电网输配环节的成本，为下一步的改革积累经验。但试点能否牵一发而动全身，撬动裹足多年的电改，仍有待观察。

摸底输配成本

“5 号文”颁布后，各类电价改革也随之跟进。2003 年，国务院颁发了《电价改革方案》，厂网分离、发电标杆电价、煤电联动机制随之确立；2005 年，国家发改委颁布《电价改革实施办法》，并制定上网电价、输配电价、销售电价管理暂行办法；2005 年和 2007 年，原电监会出台了《输配电成本核算办法》和《跨区域输电价格核审暂行规定》；2007 年国家发改委研究制定《输配电价格

成本监审办法》讨论稿；2011年原电监会颁布了《输配电成本监管暂行办法》。

深圳此次成为试点也非偶然，早在2004年，国家发改委就启动华东、广东输配电价和销售电价改革试点研究，并同原电监会启动东北、华东区域电力市场试点工作。2012年初，原电监会提出要在深圳和苏州开展输配电财务独立核算试点。

《电价改革方案》明确提出，输配电价改革应逐步向成本加收益的管制方式过渡。然而多年来，输配电价核定仍靠购销价格差形成，目前已经有安徽、辽宁、福建、甘肃、蒙西、云南、蒙东、江西等18个省份核定了省电量、110千伏、220千伏输配电价。

《试点方案》提出，试点范围为深圳供电局的共用网络输配电服务价格，按“成本加收益”的管制方式确定，总收入核定以有效资产为基础。价格结构分电压等级核定，以各电压等级输配电的合理成本为基础。

“因此，深圳供电局本次输配电价改革的积极意义在于，政府可以摸清电网输配电环节的成本，为下一步改革积累经验。”中电国际高级经济师王冬容对本报记者说。

监管模式同步生变

输配电独立定价后，电网企业的销售收入被分为回收实际购电成本收入和输配电业务收入两部分。

前者属于成本转移，不含利润；对于后者，《试点方案》提出“电网企业输配电实际收入与准许收入之间的差额，通过设立平衡账户进行调节。多出部分进入平衡账户，不足部分由平衡账户弥补。”

实施独立输配电价前，调度和购售电业务不分离，电网有动机通过调度获取利益。而电网的输配电成本和售电收入无法纳入监管，企业成本控制效果难以判断，电网企业采用的折旧率差异很大，电网会因利润压力采取各种措施控制成本，若无政府准许成本，难以对电网成本形成激励约束，而电网对购销价差的依赖也为压低上网电价留出了空间，更无法判断电网销售收入中输配电和回收购电成本的份额。

“因此在‘成本加收益’的电价模式下，政府对电网业务的监管将过渡到输配电成本、上网电价、输配电价、销售电价和输配电收入和购电成本回收等全方位监管。”相关人士对本报记者说。

输配电体系仍待完善

根据《试点方案》，总收入的核定方法为： $\text{准许收入} = \text{准许成本} + \text{准许收益} + \text{税金}$ 。

“在运行维护费的核定中，将维持电网企业正常运转的修理费、职工薪酬等算入，这就意味着从事输配电业务之外的售电人员薪酬等其他费用都包括在准许成本中。”王冬容对记者说，“虽然核定中限制了各项经费上限，但没有将输配业务与购售电业务彻底分离，无法真正厘清输配电环节的真实成本。”

“目前的核算为‘邮票法’（首先考虑各部分特定输电设备的成本和电网运行维护费用，形成输电总成本后按输电功率计算输电费。它仅考虑各用户功率的幅值，不考虑输电网的结构、输电路径和输送功率的收发点位置—编者注），并无体现激励性和可靠性指标等，随着输配电价核定范围的扩大，核算方法将根据需要变得更科学。”王冬容表示。

正如试点方案也提出，在相关条件具备时，输配电价制定可在分电压等级的基础上，进一步考虑负荷特性对输配电成本的影响。

对此，《试点方案》也指出，要逐步取消深圳市不同电压等级、不同用户类别销售电价之间的交叉补贴。在交叉补贴取消前，电力用户与发电企业直接交易的输配电价标准，应适度包含交叉补贴的成本。《试点方案》还提出了输配电价与销售电价联动。

“目前我国各类用户之间、同类用户不同电压等级间存在交叉补贴。其中，大工业用户提供的补贴份额最大，一般居民用电被补贴的份额最大，二者实际与合理输配电价间的差别也越大。要按电压等级厘清输配电价，采取输配容量电价或输配二部制电价，输配电价和销售电价调整要估计低收入者的承受能力。”上述相关人士进一步说。

“并不是精准的输配电价才能推进改革，出台独立输配电价可采取先立后调、先粗后精的原则，

重要的是创立价格调整起步点。”上述相关人士对本报记者表示，在确定市场模式、交易主体、交易方式等电改总体方案出台前，本次核定输配电价如同之前 18 省出台的输配电价一样，无法推动总体改革。

下一步：配套措施和多类试点并举

《试点方案》指出，建立独立输配电价体系后，将积极推进发电和销售侧电价市场化，把输配电价与发电、售电价在形成机制上分开。参与市场交易的发电企业上网电价由用户或市场化售电主体与发电企业通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定，电网企业按政府核定的输配电价收取过网费。电力市场用户购电价由市场交易价格、输配电价（含损耗）和政府性基金组成；未参与电力市场的用户，继续执行政府定价。

“试点后应配套制定输配电收入监管办法和电价平衡账户管理办法，确保监管到位，同时研究大用户直购电输配电价和非直购电用户输配电价和销售电价调整办法，改善输配电价结构。试点落实之后，还应在全国推广，制定统一的分价区跨省跨区输电价格，适应区域电力市场建设，并将售电功能和电网输配功能分离，制定纯网络业务的输配电价，以适应零售商进入电力市场。”上述电改人士对本报记者说。

对于改革试点的建立，上述电改人士认为，“设计输配电体制改革的同时，应提前明确如何建立竞争性电力市场结构，可同步设立独立配电公司直接交易试点和多买多卖参与的电力市场建设试点。电力及交易从统购统销到市场交易的转变需要有足够的过渡。”

能源网-中国能源报 2014-11-13

煤层气发展亟需“加油清障”

——访国家能源委专家咨询委员会委员孙茂远

中国能源报：煤层气在我国既是保护矿工安全的“生命工程”，也是重要的环境工程和能源工程，但近年来似乎有些停滞不前，实际情况是怎样的？

孙茂远：在我国的非常规油气中，开发利用煤层气的综合社会和经济效益最大，应当放在最优先发展的位置。目前，我国煤层气产业正处于发展的最关键时期，即从商业生产初期向快速发展期腾转、爬坡途中，助力则上，卸力则退。

我国从上世纪八十年代末开始重视煤层气地面开发，2005 年进入商业开发初期，2006 年至 2012 年，地面煤层气产量从 1.3 亿立方米增至 25.73 亿立方米。与美国煤层气产业相同阶段对比，发展速度不慢。按国外规律，我国煤层气产业应当从商业开发初期进入快速发展期，但实际情况却令人担忧。2013 年，我国地面煤层气产量仅 30 亿立方米。2009 年至 2012 年，地面煤层气产量年均增幅 5 亿多立方米，2013 年却降低为 3.54 亿立方米。新钻煤层气钻井数从 2011 年和 2012 年的 3145 口和 3976 口，下降至 2013 年的 2000 口左右，投入资金也大幅下降。整个产业呈现底气不足，慢步徘徊的局面。

中国能源报：为什么会出现这种情况？

孙茂远：我国煤层气资源量为 36.81 万亿立方米，构造煤、超低渗、深部及低阶煤等难采资源量约占 70%，常规油气技术和国外常规煤层气开发技术不能适应我国普遍存在的难采煤层气资源，导致平均单井产量低（全国煤层气生产井平均单产仅 600 立方米左右），生产效益差。现行的每开采利用 1 立方米煤层气 0.2 元的中央财政补贴标准太低，致使开发煤层气的企业普遍亏损，投入煤层气的积极性降温，后劲不足。

当前，我国煤层气产业发展还存在诸多问题，比如投融资渠道、国企、民营多元开发、完善法律法规、对外合作导向等，但最主要的障碍是缺乏科学的激励机制和技术瓶颈。

中国能源报：怎样的激励机制是合理的？既能促进企业积极性，又不会破坏公平竞争。

孙茂远：我建议提中央财政提高补贴至 0.6 元/立方米，执行期 10 年。

根据美国《原油意外获利法》第 29 条税收补贴条例，开采煤层气的补贴额通常大于气价的 51%，

随通胀系数变化而调整，使煤层气企业的内部收益率一般高于 24%。这一政策从 1980 年实行，延期 3 次，1992 年以前打的煤层气生产井，可享财政补贴至 2002 年。实际上，这种激励机制也是一种理顺气价的方式，因为煤层气与常规天然气同质同价，不能为煤层气单独提价，只有政府补贴才能使煤层气企业降低成本，使开采煤层气与常规气相比，具有竞争力。

我国煤层气田当前出厂价约为 1.6 元/立方米，如算上减免的 13% 增值税，加上财政补贴 0.6 元/立方米，总额度 0.8 元/立方米左右，约占气价的 1/2。我国的煤层气地质条件远逊于美国，采取与其类似的补贴额度应是合理的最低限。

通过适宜的激励机制，使开发煤层气的企业具有合理的利润空间，能够调动社会各方面投资煤层气产业的积极性。煤层气企业又可以有资金针对性地科技创新，提高单产、降低成本、增加效益，形成生产效益与科技创新的良性循环，加快煤层气开发速度。

设定激励政策的有效期，可以促进企业在尽可能短的时期内最大程度的投入开发。政府则可视具体情况延长政策的有效期。

中国能源报：技术是制约我国煤层气发展的重要因素，接下来应该在哪些方面努力突破？

孙茂远：“依靠科技进步，发展煤层气产业，造福人民”是我国煤层气产业发展的重要指导方针。经过多年的实践，我国已掌握常规煤层气钻、完井、压裂、排采技术，一些关键技术也获得多项自主知识产权。“山西省沁水南部煤层气开发利用国家示范工程”最早获得成功，200 口煤层气井平均单产 3700 立方米，与美国黑勇士盆地单产水平相当。淮南矿区率先开发成功“煤与瓦斯共采技术”，有效解决了松软低透气性煤层群抽采难题。

因此在已探明储量、资源开发有利的区块，要强化国内外优秀科技成果的集成和推广应用，加快建设高产煤层气生产基地。

同时，坚定不移依靠科技进步和持续创新，有针对性清除煤层气开发利用的技术障碍和瓶颈，针对构造煤、超低渗、深部及低阶煤等难采煤层气资源，重点攻克经济有效开发的系列性、关键性技术与核心装备，以不同类型的示范工程项目为主，推动产学研联合创新攻关。

《大型油气田及煤层气开发》国家科技重大专项是国家史无前例的对煤层气产业的科技支持，应当继续深入实施，统一认识，集中攻关。

加强煤层气国家科技重大专项与煤矿瓦斯治理等安全工程和项目的结合，煤层气地面开发和煤矿井下抽采也要互相借鉴、互相学习、联合提高。建议由煤炭行业管理部门统一管理，这样有利于突出攻关重点，有利于地面、煤矿井下项目相结合。

中国能源报 2014-11-14

致密气有望缓解天然气供需矛盾

国际清洁能源论坛日前在北京发布 2013 年《国际清洁能源报告》。报告指出，我国致密气开发已经进入规模发展期，经过 10 年左右快速发展，将进入产量高峰期。

近年来，我国天然气需求保持快速增长，2005-2013 年年均增速高达 17.4%。中石油规划总院油气管道研究所副所长杨建红预测，未来一个时期，我国天然气需求仍将保持高速增长。预计 2015 年我国天然气需求为 2118 亿立方米，2020 年为 3200—3600 亿立方米。

国内常规天然气新增供应量很难满足新增需求。今年前三季度，我国天然气产量 932 亿立方米，同比增长 8.0%，进口天然气约合 424 亿立方米，增长 9.3%，其中管道气增长 12.9%，液化天然气增长 5.0%。天然气表观消费量 1290 亿立方米，增长 6.8%。

业内人士认为，未来随着消费量的快速增长，天然气供需缺口还将进一步扩大，因此，加大致密气资源开发力度，有望成为缓解我国天然气供需矛盾的战略选择。

中石油政策研究室发展战略处处长唐廷川曾表示，我国致密气目前累计探明地质储量 3.3 万亿立方米，约占全国天然气总探明地质储量的 40%；可采储量 1.8 万亿立方米，约占全国天然气可采储量的 1/3。2013 年我国致密气产量达到 340 亿立方米。预计到 2020 年，致密气年产量有望达到

800 亿立方米左右，约占全国天然气总产量的 29%。

多位业内专家表示，致密气将成为国内天然气生产的主力军之一。目前我国已经在鄂尔多斯、四川盆地实现了致密气的工业开发利用。

扶持致密气开发是缓解天然气供需矛盾的战略选择。但在现行天然气价格体系下，致密气相对开发成本偏高，仓储投入较小，经济效益较差，使得我国致密气开发的效益较低，导致企业投资开发致密气动力不足。

首先，缺少政策鼓励。从国家规划上看，非常规天然气是国家重点扶持的产业。近年来我国对煤层气、页岩气都出台了扶持政策，目前页岩气的补贴标准是每立方米 0.4 元，对煤层气的补贴标准也达到每立方米 0.2 元，但并没有专门针对致密气的补贴政策。再从技术层面来看，目前我国页岩气开发尚处于起步阶段，正在加紧试验和技术攻关，短期内难以形成规模产能。相比之下，我国的致密气开发技术更加成熟，且已开始大面积推广。最后从前景来看，由于致密气资源量数据相当可靠且开发技术较成熟，加之致密气的分布与常规气很多地方有重叠，因此致密气开发在基础设施建设方面不需要额外增加过多成本。

中石油集团公司董事长周吉平早前表示，若致密气有页岩气同样的扶持政策，中石油短期内产量将实现翻番。

专家建议，一方面，应比照页岩气的财政补贴政策，对致密气勘探开发采取一定的扶持政策，进一步降低开发成本，提高其商业开发价值，调动企业积极性，并促进核心技术研发，促进致密气产量快速增长，从而缓解我国天然气供需矛盾。

另一方面，支持政策落脚点应向前提，增强针对性，重点放在资源勘探、技术研发等环节，将前期研究和勘探费用冲抵部分上缴税费，参照页岩气优惠政策减免矿产资源补偿费、矿权使用费，并适当减免企业所得税。对致密气新技术、新工艺的研发费用给予税费优惠政策，鼓励自主创新，积极推动工程技术与设备配套发展。（蒋春林）

中国能源报 2014-11-15

我国可再生能源发电累计装机容量破 4 亿千瓦

受一系列利好政策因素影响，今年以来，我国可再生能源产业继续保持快速增长势头，截至 9 月底，全国可再生能源发电累计装机容量突破 4 亿千瓦，达 4.0437 亿千瓦，占全部电力装机容量比例超过 30%，继续保持全球可再生能源利用规模第一大国地位。

其中，水电规模以上新增装机容量 1565 万千瓦，溪洛渡、向家坝等一批西电东送标志性大型水电项目投产运行，累计装机容量超过 2.9 亿千瓦，提前一年完成“十二五”规划目标；风电新增装机容量 858 万千瓦，累计装机容量达到 8497 万千瓦；光伏发电新增装机容量 400 万千瓦，累计装机容量超过 2000 万千瓦；生物质发电新增装机容量 90 万千瓦，累计装机容量超过 940 万千瓦。

国家能源局 2014-11-13

生物质能、环保工程

武汉垃圾焚烧发电照亮江城

已建成 5 座垃圾焚烧发电厂三镇还将各建一个垃圾处理循环经济产业园 坐在操作间里的抓斗控制员，将发酵、滤水超过 3 天的生活垃圾陆续抓起，投入焚烧炉，这是记者昨日在运行刚满两年的东西湖新沟垃圾焚烧发电厂里看到的一幕。本月，伴随着锅顶山生活垃圾焚烧发电厂的运转启动，武汉“十二五”规划的 5 座垃圾焚烧发电厂可谓“火力全开”，每天有两百万度的“垃圾电”用于江城生产生活中。

运行两年单厂卖电收益过亿元

“垃圾焚烧产生的热能通过余热锅炉转化为过热蒸气，推动发电机组发电。”昨日，新沟垃圾焚烧发电厂负责人鄂刚向楚天金报记者介绍说，该厂运行两年来，烧垃圾发电 2.24 亿度，相当于节约标准煤 7.4 万吨，节约费用 4400 万元。“现在这里日均焚烧约 1000 吨生活垃圾，能发电 40 万度。在满足自用电 6 万度的前提下，一天约向城市电网输送电量 34 万度。”照此计算，新沟垃圾焚烧发电厂两年运行期间，“卖电”收益已超亿元。

这仅仅只是新沟垃圾焚烧发电厂的单厂数据。武汉市环科院副院长喻晓昨日介绍说，按照武汉 5 座生活垃圾焚烧发电厂日均垃圾焚烧处理量来看，每天约能向电网输送两百万度电。尽管这个数字与武汉每天的平均用电量相比只是九牛一毛，但对于单个企业来说，资源化利用的价值不可小觑。

4000 万块步道砖打上“新沟”烙印

垃圾焚烧可以发电，烧完了的炉渣还能做砖。“每天厂内垃圾焚烧后产生的炉渣约有 300 吨，在以前，这些炉渣会被运到垃圾填埋场填埋。而现在，连炉渣都有了用武之地。”鄂刚透露，过去两年，厂内产生的 20 万吨炉渣制出了近 4000 万块环保砖。“这些以垃圾焚烧后的炉渣作为原料的砖，只能用在市政铺路等方面，也许市民经常行走的人行道上用的地砖，其原料就来自于我们厂。”记者了解到，该厂每天卖炉渣收入约 2000 元，两年下来，炉渣换来的收益也过百万。

喻晓透露，两年来新沟垃圾焚烧发电厂处理生活垃圾 79.26 万吨，这些垃圾若是采用填埋处理，那么其堆填体积相当于在一个标准足球场上建起 53 层的高楼。“目前每天武汉产出的生活垃圾约 6500 吨，其焚烧处理率已经达到了 95%，可以说，武汉的垃圾处理已进入了‘焚烧时代’。”

垃圾处理循环经济构筑“三镇格局”

除了发电、供热、制砖，被人丢弃的生活垃圾还能干点啥？记者昨日从武汉市城管委了解到，武汉市正在积极探索按“三镇格局”建垃圾处理循环经济产业园，这也将是下一轮五年规划中垃圾处理的重点工作。

按初步规划，服务汉阳的蔡甸千子山垃圾处理循环经济产业园，规划建设方案已经市政府批准，部分园区项目正在落实之中；谋划服务于汉口的陈家冲垃圾处理循环经济产业园，在已经建有卫生填埋场、水泥窑预处理厂、污水处理站等设施基础上，引进市政污泥处理、餐厨废弃物处理、城市粪便处理、飞灰安全处置等项目；服务于“武昌镇”的长山口垃圾处理循环经济产业园，在已建成卫生填埋场、垃圾焚烧厂、餐厨废弃物处理厂等项目基础上，将引进飞灰安全处置、水泥窑协同处置、建筑垃圾资源化处理等项目。

荆楚网-楚天金报 2014-11-13

美生物燃料业“穷”则求变

近年来，随着人们对气候变化的重视，温室气体排放量小的生物燃料一度大受欢迎。汽车、轮船，甚至飞机都用上了生物质燃料。科学家们也绞尽脑汁，将各种各样的有机物质转化为液体燃料。于是，一时间，树木、灌木、牧草、种子，乃至真菌、海藻、水藻及动物脂肪都成了制造生物燃料的重要原料。

近日，Abengoa 生物能源公司又提出，用塑料提炼生物燃料。该公司今年 10 月在美国堪萨斯州的 Hugoton，已经建成了一家造价 5 亿美元的工厂，通过从饮料企业回收塑料瓶来获得塑料。“这项业务有着巨大的上升潜力。”该公司全球事务执行副总裁克里斯·斯坦利表示，“在 Hugoton 建厂只是我们展开业务的第一步。”

事实上，Abengoa 公司的经历，仅是时下美国众多生物燃料企业的一个缩影。一直以来，提炼生物燃料要比开采油气等传统化石燃料花费更多，而且困难程度也高。比如，目前生物燃料领域的“主力”乙醇，最初主要从糖分、淀粉或油脂丰富的植物中提炼出来，而这些植物原本可以供人类或家畜食用。在美国，有大约 40% 的玉米被用于生产乙醇。

为解决这一问题，许多生物燃料企业开始像 Abengoa 一样，找寻其它提炼原料。比如，壳牌美国分公司与巴西科赞公司的合资企业 Raizen 公司，就选择利用甘蔗汁提炼乙醇；另有爱荷华州的

POET-帝斯曼高级生物燃料公司、杜邦公司，以及堪萨斯州的阿本戈公司则分别建厂，采用废弃的玉米棒、玉米叶和玉米壳生产纤维素乙醇；而 Abengoa 公司除了另辟蹊径，用塑料作为原料之外，还打起了城市垃圾的主意，该公司计划在加州建厂，将城市垃圾转化为燃料。

不过，尽管生物燃料公司积极拓展原料来源，但是生物燃料的大范围普及过程似乎比预期更慢且更加昂贵。目前已经证实，从纤维素生物质，如工厂废渣、木屑、城市垃圾中提取生物燃料要比预期更复杂、更昂贵。因此，尽管美国政府提供了数百万的补贴和税收优惠，许多公司在生产生物质燃料的同时，也开始扩展经营思路，开发周边产品和其他化工产品以弥补盈利。

比如，杜邦公司就与美国著名日用消费品生产商宝洁公司达成协议，为后者生产的洗衣液提供添加液；还有 Solazyme 公司也同另一日用消费品巨头联合利华达成协议，将为后者生产的力士香皂提供部分化学原料。斯坦利表示，生物燃料企业的上述举措，也得到了合作行业的响应。比如，Abengoa 公司的“塑料计划”由于能助力饮料企业获得环保绿色证书，就很受后者的欢迎。

不过，普渡大学农业经济学教授华莱士·泰纳指出，美国生物燃料企业为了维持生计而想出的种种变通办法，却给美国能源部出了难题。他表示，该部门为推动清洁燃料发展下了不少功夫，但是，市场显然还没有做好准备，企业也没有真正找到一条可行的商业化道路。

“想要建设一个经济上可行的工厂，没有真正能够获利的产品是不行的。”泰纳说，“有些生物燃料公司的确从投资生产的过程中总结出了有用的经验，但是，大多数的生物燃料企业其实还处在探索阶段。他们还需要找寻更经济的生产原料、更高效的生产模式。”

事实上，近年来，美国生物燃料企业的日子并不好过。有分析人士指出，美国车用乙醇市场已经基本饱和；而美国环保署对于汽油中乙醇添加量的裁定又几经拖延，至今未果；加上生物燃料生产还存在诸多技术上的挑战，整个行业显得有些力不从心。

虽然市场环境不尽如人意，但是美国的生物燃料生产商们却依然没有停下前进的脚步，投资规模过亿的大型工厂仍在不断投产。除了 Abengoa 公司 10 月建成的工厂，POET-帝斯曼生物燃料公司和荷兰生物材料科技公司 Royal DSM 在今年 9 月也组建了合资公司，开始在爱荷华州打造纤维素乙醇厂。杜邦公司甚至将视线投向了海外。10 月 16 日，该公司宣布，将与 Ethanol Europe 公司合作在马其顿建设一个商业规模的工厂，计划每年生产 2500 万加仑纤维素乙醇。“这又一次证明，市场已经准备好接纳纤维素乙醇，并且该产品在全球都有利可图。”杜邦公司在一份声明中表示。

美国政府也表示了对生物燃料的支持。10 月 17 日，美国能源部长欧内斯特·J·莫尼斯在 Abengoa 工厂的开幕仪式上就再次强调，该部门仍将继续鼎力支持发展清洁燃料。

中国能源报 2014-11-04

环境保护税法草案报送国务院 碳税暂难开征

环境保护税的立法工作进一步提速。新华社日前报道，在十二届全国人大常委会第十一次会议上，财政部会同环保部、国税总局积极推进环境保护税立法工作，已形成环境保护税法草案稿并报送国务院。这是备受关注的环境保护税立法的最新动向。

一名参与环保税法草案讨论的专家向记者表示，环保税法的征收主要还是取代排污费，企业的税负不会增加，开征二氧化碳税的可能性也不会太大。

环保税重在调节

新华社报道称，11 月 1 日，十二届全国人大常委会第十一次会议表决通过了全国人大财经委关于十二届全国人大二次会议主席团交付审议的代表提出的议案审议结果的报告。

根据报告，杨亚达等 31 名代表和王力等 31 名代表提出，依法开征环境保护税，对减少环境污染、改善生态环境、落实环保资金等具有重要意义，建议制定环境保护税法，规范和完善现行的各种环境保护税费政策，加强征收和管理。财政部认为，开征环境保护税有利于理顺环境税费政策，减少污染物排放和能源消耗，是完善税费制度的重要举措。

事实上，近年出台环境税的呼声不断。现行的排污收费制度是我国环境管理的一项重要制度，

但是长期以来，排污费没有从法律层面落实，导致在执行过程中存在各种问题。多位环保人士表示，因为排污费的标准不一，功能不全，加上监管不严，企业违法成本低，这不能从根本上解决污染问题。

中国政法大学财税法研究中心主任施正文在接受记者采访时说，环境保护税是发挥税收对环境保护、建设生态文明、促进资源节约而开征的税种，对市场主体的环境行为进行引导，发挥调节功能。

“现行税制结构对环境保护不够，相关的税种有企业所得税、增值税等均有部分环境保护功能和调节功能，但有些环境问题是现行税种无法调节，需要专门的环保税，更大程度地发挥税收在环境保护方面的功能。”施正文说。

开征碳税可能性不大

此前，财政部部长楼继伟曾提出，按照“重在调控、清费立税、循序渐进、合理负担、便利征管”的原则，将现行排污收费改为环境保护税，新设二氧化碳税目，进一步发挥税收对生态环境保护的促进作用。

不过，一名参与环保税草案审议的专家告诉记者，二氧化碳税的征收原本也在草案之中，但草案审议时不少学者提出质疑，所以提交国务院的草案应该不包括二氧化碳税。“现在碳排放在国际争议很大，发达国家在这方面没有履行更多的义务，如果我们自己的企业来承担无疑要提高成本，削弱企业的竞争力。”

我国现已在多地试点碳排放交易市场，如果开征二氧化碳税是否与此产生冲突？该专家表示，碳交易市场和碳税是防治污染的两种方式，一般在国际上是不可兼容的，“从这方面说，我们暂时也不会对二氧化碳税进行开征”。

目前，环境保护税法已列入十二届全国人大常委会立法规划和国务院 2014 年立法计划。

每日经济新闻 2014-11-05

密切关注京津冀大气污染防治

近日，围绕“京津冀大气污染防治”主题，中央新闻媒体走进北京、天津、河北等地，对京津冀大气污染防治工作的措施成效进行了集中采访。本报记者全程参与了这一主题采访活动，切身感受了一年来京津冀各地勇于探索实践，建立联防联控机制，统一步调，投入大量人力物力财力所取得的阶段性成果。为了更好地宣传三地防治大气污染的新举措、成效和经验，为大气污染防治工作营造良好的舆论氛围，推出一组“关注京津冀大气污染防治”的专题报道，以飨读者。

管控新举措

北京：空气污染治理“罚无上限”

《北京市大气污染防治条例》实施以来，首张“罚无上限”罚单在今年 7 月正式开出。

2014 年 5 月，北京巴威公司因在厂区内大面积露天刷漆致含挥发性有机物废气直排大气环境的违法排放行为，北京市环保局依据《大气条例》对该公司处以高限 30 万元罚款，并责令该公司于 6 月 1 日前改正违法行为。

2014 年 6 月 3 日，北京市环保局执法人员再次对北京巴威公司进行了现场检查，发现该公司仍然进行露天刷漆作业。执法人员随即进行现场取证，当场责令其停止违法排放行为并立案调查，依据《大气条例》拟对其露天刷漆同一违法行为进行加倍处罚。7 月 7 日，北京市环保局向北京巴威公司送达行政处罚决定书，处罚金额 60 万元。这是《大气条例》正式实施以来，北京市开出的首张“二次违法加倍处罚”罚单，也是北京市大气类违法行为处罚金额最高的一张罚单。

天津：大气污染网格化治污体系

天津各区县按照 4 级网格管理，共设 1 级网格 33 个，由区县党政一把手任网格长；2 级网格 200 个，由区县副职任网格长；3 级网格 2041 个，由街镇乡级负责同志任网格长；4 级网格 5718 个，由社区居委会和村负责同志任网格长。每个 4 级网格一般由“一格四员”（网格长、信息员、环保员、执

法队员)组成。环保、城管、公安、建设管理、民政等职能部门，按照“网格化”城管指挥中心的派遣，及时处置大气污染事件，并将处理结果反馈指挥中心。

河北：建设绿色低碳环保公交体系

河北省明确要求：一是大力推进绿色行动计划。通过省级资金补助等方式鼓励有条件地区，在新购置公交车辆时优先购置节能环保新能源或清洁能源公交车。二是全力淘汰黄标公交车。按照《全省治理淘汰黄标公交车工作方案》，2014年淘汰全部所有黄标公交车，确保省级财政补贴专项资金按时足额到位。三是积极开展电动车试点运营。2014年邯郸、唐山两市完成纯电动公交车运营试点工作。四是努力解决加气站、充电站等问题。积极协商省相关部门，加强气源调配，加快建设充(换)电站，尽快形成网络。五是争取国家更多扶持政策。

光明日报 2014-11-06

垦利县首家大型秸秆沼气集中供气项目顺利完工

近日，垦利县垦利街道宋坨村输气管网的铺设完成，垦利县首家大型秸秆沼气集中供气项目顺利完工。

这标志着我县可再生能源利用水平又上了一个新台阶。

大型秸秆沼气工程是山东省生态农业与农村新能源示范县项目，也是全县的重点工程。

该项目总投资 357.16 万元，其中申请省财政资金 125 万元。

主要建设容积为 1200 立方米厌氧发酵罐一座，年可处理秸秆 6 万吨、产沼气 36.5 万立方米。

同时，可为 600 农户供气，方便了群众生活，降低生活成本，年可增收节支 650 万元。(东营电台左振平)

齐鲁网 2014-11-11

华西能源与安能热电集团合资组建生物质新能源公司

11月8日，华西能源发布公告称，公司拟现金出资3亿元与安能热电集团有限公司(以下简称安能集团)合资组建生物质新能源公司，公司将持有新公司65%的股权，但正式投资协议的签订尚需双方董事会或股东会审议批准。11月10日华西能源股票复牌。

《每日经济新闻》记者注意到，包括港股龙源电力在内的多家公司因亏损转让旗下生物发电资产。对此，华西能源证券事务代表李大江表示，这并不能代表行业前景不好，公司依然看好生物质发电行业，“后续可期望空间比较大，主要还是看公司营运以及后续组织生产能力，内部控制比较重要，公司对此还是很有信心的”。

斥资 5.6 亿对外扩张

华西能源公告显示，根据协议，安能集团拟对其下属的 5 家生物发电子公司进行整合、并以其所持有的 5 家子公司的股权作为出资，华西能源以 3 亿元现金出资，合资组建生物质新能源公司，组建完成后，公司将持有新能源公司 65% 的股权，安能集团持有另外 35% 的股权。

新能源公司组建后，在满足上市公司规范治理要求的前提下仍由安能集团的原管理团队负责新公司的经营管理，专业从事生物发电及热电联产等业务，并积极开拓湖北省等区域的垃圾焚烧发电业务。

今年 10 月 10 日，国家发改委、农业部、环境保护部发布《京津冀及周边地区秸秆综合利用和禁烧工作方案(2014-2015 年)》，明确指出，到 2015 年，京津冀及周边地区秸秆综合利用率平均达到 88% 以上，新增秸秆综合利用能力 2000 万吨以上。而早在 2006 年，国家发改委就明确规定，生物质发电项目的上网电价在各省脱硫燃煤机组标杆电价基础上，享受 0.25 元/千瓦时的国家财政补贴；此外，生物质发电还可享受收入减计 10% 的所得税优惠，而且秸秆生物质发电还享受增值税即征即退政策。

值得注意的是，目前京津冀地区的生物质发电企业并不多。尚普咨询分析师周玉芳表示，考虑到京津冀地区治理大气污染的紧迫性和国家的政策扶持，华西能源的新能源公司很有可能设在京津

冀地区。

对此，李大江表示，新能源公司的设立地点目前尚不明确，“应该还是在项目所在地，我自己预计武汉可能性较大些，现在还只是一个框架，后续的具体操作细节目前还未谈好。”

此外，华西能源还拟以现金出资 2.6 亿元收购、增资广东博海昕能环保有限公司，拓展垃圾发电业务。据悉，目前博海昕能公司已签订的垃圾焚烧发电 BOT 项目均处于筹建阶段，项目建设期需要 3~5 年。其中，部分项目分期建设，项目完全建成并达产的周期将可能超过 5 年。

李大江表示，垃圾发电项目收益相对稳定，有持续性，包括工程总包和电厂营运（售电收益、垃圾补贴）两部分，若项目全部建成达产并正常运营后，每年利润或在此前基础上翻番。

生物质发电盈利不易

尽管生物质发电看似光鲜，但在产业化的道路上一直磕磕绊绊。

今年 9 月 29 日，龙源电力在上海联合产权交易所挂牌转让两家主营生物质发电企业 100% 股权及其债权，挂牌价格合计约 7.18 亿元。此前的 8 月 1 日，龙源电力还宣布以 1 元的象征性价格转让其所持国电聊城生物质发电有限公司 52% 的权益。

更早之前的 7 月 15 日，因项目亏损，华能长春生物质热电厂发出转让相关生物质发电资产的公示。

对于生物质发电企业亏损的情况，周玉芳告诉《每日经济新闻》记者，亏损主要有两个原因：其一是原料收集困难，目前，我国秸秆等生物质原料规模收集体系尚未形成，由于收集时间短、收集手段落后、收集成本高，秸秆的收集率不足 30%；其二，因收集率低，收集半径加大，而秸秆及稻壳等比重小、体积大，造成生物质资源的储存运输成本居高不下，且受农作物种植一季的限制，企业必须有半年以上的储存量，增加了损耗和场地、管理等费用，直接加大了企业成本。

“此外，地价、财务成本、物价、人力等综合费用快速增长，再加上政府补贴措施不到位，也影响到生物质发电公司的运营”，周玉芳进一步表示。

卓创资讯分析师王晓坤认为，生物质发电企业前期付出成本大，如果没了政府补贴盈利更差，同时生物质能发电还面临国家补贴减少的风险。

“今年风电这块，国家已经在商量减少补贴，某种程度上也是一种信号，国家对新能源发电行业的扶持以及财政支出，如果没有得到相应的回报，国家是有可能考虑减少补贴的”。王晓坤进一步解释道。

记者也注意到，安能集团在公告中承诺，新能源公司 2015 年实现净利润 4800 万元、2016 年实现净利润 5000 万元、2017 年实现净利润 5700 万元。

“国家实际上非常鼓励(生物质发电)这个行业的，毕竟雾霾污染与焚烧秸秆有很大关系。而每个企业的经营方式有差异，有赚钱的也有亏损的，公司对自身经营还是很有信心，行业前景也是非常好的。”李大江向记者回应道。

周玉芳表示，虽然目前国内多家生物质发电厂处于亏损状态，但仍有部分企业如凯迪电力(000939，前收盘价 7.50 元)、安能集团等实现盈利。华西能源是生物发电装备龙头，而安能集团在生物质发电领域已有多年的从业经验，两者合作正好可以减少和避免其他生物质发电厂在技术或经验方面的不足，提升整体效益。（实习记者 欧阳凯）

每日经济新闻 2014-11-11

诸城 4 个农村沼气项目获资金扶持

近日，山东省发改委、财政厅联合下达了 2014 年农村沼气工程中央预算内投资计划，诸城市有 4 个项目列入本次中央预算内投资计划，共获 316.5 万元中央预算内和山东省财政专项资金扶持。

此次被列入中央预算内投资计划的 4 个项目分别是：绿园食品有限公司大型沼气工程、农村沼气乡村服务网点工程、养殖小区联户沼气工程和农村户用沼气工程。

齐鲁网 2014-11-12

习主席 APEC 在工商领导人峰会指出种植能源时代来临

国家主席习近平在北京时间 11 月 9 日出席 2014 年亚太经合组织（APEC）工商领导人峰会作主旨演讲时指出“全球新一轮科技革命、产业革命、能源革命蓄势待发”。

而在此前中央财经领导小组第六次会议上，习主席也提到推动能源生产和消费革命是长期战略。

如何推动能源革命？其中很重要的一点就是要建立多轮驱动的能源供应体系，寻找产业升级的新增长点。

能源安全涉及政治安全、经济安全、生态安全、资源安全、核安全，在国家安全体系中占有重要地位。在我国坚持“以我为主、立足国内，加强能源供应能力建设，不断提高自主控制能源对外依存度的能力”的原则下，实现开放条件下国家能源安全就需要，一是推进煤炭清洁高效利用，二是发展非煤能源，形成煤、油、气、核、新能源、可再生能源多轮驱动的能源格局。

这意味着，国家将逐步降低煤炭供给比重，提高天然气供给比重，大幅增加生物质能、水电、风电、太阳能、地热能等新能源、可再生能源供给比重。

科技决定能源未来，科技创造未来能源。技术的突破对能源格局改变有至关重要的作用。今年 7 月份，国家主席习近平到武汉调研期间，对当地一家以生物质能源为主要发展方向的企业——阳光凯迪集团的生物质制油技术产生浓厚兴趣。习主席听了阳光凯迪集团董事长陈义龙汇报后很高兴地说：“你们这是一项重大创新！”

之后，马凯、俞正声等国家领导人考察了位于武汉未来城的阳光凯迪万吨级非粮生物质燃油生产线，现场参观考察了高效清洁的生物质燃油成品柴油、汽油、航空煤油等，对公司在生物质燃油方面取得的重大进展表示肯定。

阳光凯迪集团从 2002 年就开始研究如何用生物质生产我们需要的能源产品。该公司生物质发电业务也蓬勃发展，可以实现农林业废弃物转化成电、气、油。在解决农林废弃物燃烧污染环境问题的同时，还能为当地农民带来可观收入。目前，阳光凯迪集团旗下上市公司公告称，凯迪电力将在广西北海建设年产生物质油 200 万吨生产线，其中一期建成 60 万吨/年的生产线；建成生物质钾肥年产 200 万吨生产线，其中一期产能 40 万吨/年，并配套建设 4 座 10 万吨级泊位深水码头。目前项目已经进入前期建设当中，非粮生物质燃油即将实现规模化生产。

据了解，阳光凯迪集团从推动整个产业出发，公司从 2006 年起，就着手能源林基地的规划与建设，经过多年潜心经营，目前公司已经流转了近 1200 万亩的林地资源。通过林地流转以及林木的抚育和管理，为公司生物质能源的运营提供燃料资源储备。公司希望能够开启一个种植能源时代，林地资源将成为可以不断再生的绿色油田。

中国青年网 2014-11-13

太阳能

单晶硅未来有望逆袭多晶硅？

记者在最近召开的多个光伏电站发电能力研讨会上听到最多的即是“高效的单晶硅太阳能组件在国内销量有望大幅增长”。接受本报记者采访的人士均认为，未来 2-3 年内，使用单晶硅太阳能组件的比例有望大幅增长。

单晶是发展趋势

西安隆基硅材料股份有限公司董事长钟宝申在接受《中国能源报》记者采访时说，在过去几年的光伏制造企业扩张中，我国企业过于追求扩张速度，相当一部分企业选择了多晶硅路线，目前国内只有五六家企业生产单晶硅片。

“有必要厘清单晶硅和多晶硅之间的优劣差别。”一位业内人士对本报记者说，单晶硅不仅是最

有效率的，经济性和效率匹配也比较好。

“单晶硅晶片结构完全有序排列，是长程有序，发电时是单晶体在工作，中间晶界不发电。而多晶硅内是一个个小颗粒有序排列，小颗粒之间有晶界，存在微晶和杂质的缺陷。”钟宝申对记者解释，另外，多晶硅还存在一个温度系数影响，光伏电池的工作温度每提高 1℃，功率输出减少 0.4%-0.5%，会造成光伏组件发电量减少。而未能转换为电能的太阳能变为热能，使光伏组件的工作温度加速上升。单晶硅组件由于其晶体结构单一、材料纯度高、内阻小、光电转换效率高，其工作温度低于多晶硅组件。所以同条件下，相同标称功率的单晶硅组件发电量更高，且单晶硅电池转化率衰减速度弱于多晶硅，稳定性更高。

有数据显示，目前大规模工业化生产的单晶硅电池光电转换效率在 19%-20%，高效单晶硅(HIT)可达到 23%-24%，而多晶硅电池的光电转换效率在 17%-18%。单晶硅电池片效率的提升空间大于多晶硅电池片。

一个例子充分说明单晶硅是发电效率更高的技术路线。隆盛晶硅在员工宿舍楼前建成了三个太阳能车棚，车棚分别采用多晶硅、单晶双玻及单晶硅组件，以比较三种技术路线电站的发电量。截至 10 月 28 日运维数据，在相同瓦数安装的情况下，单晶硅车棚的发电量比多晶硅高 5%—8%，且光照越强，单晶硅电站的优势越明显。

“单晶硅国际市场走势呈 V 字型，还将继续走高。”中国科学院微电子研究所太阳能电池研发中心工程师李昊峰对本报记者说，国内单晶硅市场也很广阔。

持上述观点的还有中国科学院上海微系统与信息技术研究所新能源技术中心刘正新，他认为目前多晶硅占市场的绝对优势，但单晶硅的份额在增加，预计 3 年后市场份额将达到 30% 以上。

长江证券认为：“单晶硅产品成本下降仍有潜力，海外需求稳定增长，分布式有望带动国内市场启动，至 2018 年，单晶硅、多晶硅占比将各达 50%。”

规范终端是关键

现实情况是目前生产单晶硅产品的企业只有五六家，而生产多晶硅产品的企业有上百家。为何如此？

首先是一些太阳能领域人士不清楚单晶硅和多晶硅的区别，业内普遍认为标准的单晶硅片卖价高于多晶硅片 20% 左右。

西安隆基硅材料股份有限公司总裁李振国告诉本报记者，三年前单晶硅产品的非硅成本为每瓦 0.20 至 0.25 美元，而多晶硅片非硅生产成本为每瓦 0.17 至 0.18 美元。目前这一差距正在慢慢缩小。隆基称单晶非硅成本为每瓦 0.11 美元，而平均多晶成本为每瓦约为 0.10 美元。

“事实上，随着单晶硅技术的不断提高，我们在采用金刚线切割与连续加料提拉法后，单晶硅与多晶硅片的非硅成本价差在不断缩小，加之单晶硅高效组件还可以大幅降低平衡系统的成本，这些都将节省系统安装成本。而多晶硅制造成本的下降空间却极为有限。”钟宝申对记者表示，之所以认为单晶硅片价格高，一是投机者多，新加入的投资者并不知道不同类型组件的价格，二是个别单晶硅企业人为哄抬单晶片价格。

其次，“在光伏电站项目进行设备采购招标时，来参加的都是多晶硅企业，鲜见单晶硅企业身影。”长江证券电力设备与新能源行业分析师张垚对本报记者说。

之所以出现上述招标现场看不到单晶硅企业，是因为在产品供应上，由于单晶硅片技术工艺要求高、生产时间长，投资者为了追求利益最大化，自然选择 10 天左右就可满足建设商要求的多晶硅企业。

不管哪种原因，归根结底是因为我国没有消费终端的应用标准。“正因为我国终端没有国外高标准的统一验收标准，加之无论什么项目最终都能通过验收，这就使得很多投资者选择成本最低的标准来建设光伏电站项目，进而导致目前我国光伏电站建设质量良莠不齐，乱象丛生。”西北勘测设计研究院光电建筑设计分院院长肖斌对《中国能源报》记者说。

业内人士一致呼吁，目前亟需加快光伏电站终端应用标准建设。制造端可以完全放开，但在光

光伏电站运维方面，工信部等相关部门一定要制定一套标准，并给出技术标准体系。

中国能源报 2014-11-04

美能源部向光伏与储能系统提供 1500 万美元资金

一周前，美国能源部部长厄尼·莫尼斯（Ernie Moniz）在国际太阳能贸易展上宣布向一批光伏项目注资 5300 万美元，旨在削减光伏发电的成本；近日，能源部宣布另一个资金机会，意在通过储能技术推动太阳能发电的普及。能源部表示，基于 SunShot 项目，“储能与太阳能光伏的可持续和整体集成”（SHINES）将向采用储能技术的太阳能项目提供 1500 万美元的资金。受资助项目包含采用智能逆变器及能够用于智能建筑、智能应用及公共事业级通信与控制的系统。

就太阳能光伏普及率而言，美国大陆目前仍无法媲美意大利、德国及西班牙。2013 年，上述欧洲三国光伏发电量占本国总需求的比例纷纷达到 5%-7%，但均尚未大规模部署储能系统。

2013 年，美国加州公共事业级光伏及聚光光伏（CSP）发电量占该州总需求的比例达 2.4%。受益于独立电网，夏威夷州太阳能发电占超出其它各州。在安永会计事务所去年公布的《美国长期光伏市场前景评估报告》中，加州的可再生能源吸引力指数位列全美第一，夏威夷州则紧随其后。

能源部太阳能技术办公室主任 Minh Le 表示，他的机构正在为未来做好万全准备。“SunShot 系统集成团队的目标即：预测并主动解决数百吉瓦太阳能能源并网时发生的任何潜在性问题。” Minh Le 透露称。

“随着美国太阳能部门快速发展，受限的可用性及太阳能能源的可变性势必会对电网造成影响。”Le 补充道，“鉴于此类状况将对全美可再生能源部署活动造成威胁，因此我们必须预防其发生。”

Le 指出，自 2005 年以来，在夏威夷太阳能发电几乎每年翻一番。公共事业单位与电网纷纷竭力追赶如此快速的扩张速度。去年 9 月，夏威夷电力公司（HECO）宣布限制新光伏系统并网。该企业担忧光伏发电高峰期很可能会导致电网不稳定。

能源部表示 SHINES 资金将被分为几笔范围介于 50-500 万美元的奖金。首个概念文件的截止日期为 12 月 15 日下午 5 点。能源部预计将在 2015 年 6 月 22 日通知被授予奖金的企业。（译者：Krystal Bian）

Solarzoom 光伏太阳能网 2014-11-04

多晶硅“双反”帮倒忙 区别对待逼疯本土企业

即使薄膜太阳能电池愈来愈咄咄逼人，在短期内晶硅太阳能仍将保持主流地位。2013 年，晶硅太阳能产品占据了全球光伏组件产量的 90%，这个比例已经持续了数年。作为晶硅太阳能产品的主要原料，多晶硅对于光伏产业的重要性被不厌其烦地提及。然而，一个很明显的事实就是，我国的多晶硅企业并没有好好抓住内需市场优势，真正主宰全球多晶硅产业。

随着新兴光伏市场的快速增长，多晶硅产业供应链条也越来越表现出向专业的转变的趋势。太阳能产业一直是多晶硅最主要的消费者，据预计，2014 年光伏产业仍会消耗全球多晶硅产量的 90% 左右。在经历了一段相当长的产能过剩后，2014 年多晶硅价格出现了较为强劲的反弹。2014 年第一季度，国内多晶硅价格甚至飙升打破了 16.5 万元/吨，即使 Q3 季度我国多晶硅价格微幅下滑，仍没有打击行业者们对多晶硅的信心。由于全球范围内终端市场的快速增长，多晶硅巨头们也在纷纷扩产，争着分食。与往日不同的是，这一轮的多晶硅产业发展期变数明显有变数，中国多晶硅产业也注定不能多的这场复产盛宴大头。

多晶硅行业垄断格局初现

就国内而言，多晶硅低迷时期由于产品售价低于绝大多数企业现金成本，大量小厂关停退出，行业发生残酷而有效的洗牌。在 2011-2013 年上半年，欧洲光伏市场进入停顿而国内光伏市场尚处萌芽阶段，国内制造端各环节产能严重过剩。多晶硅价格步入阴跌通道，售价与生产成本倒挂，成本控制成为第一大竞争要素。国内 80% 以上匆忙上马的小项目一投运就成为鸡肋的无效产能，大量企业进入停产检修技改，行业整体的产能利用率极低，最低迷的时候仅 4~5 家企业照样开工。

国内多晶硅行业经过大浪淘沙后，已诞生几家具备与外资抗衡的成本优势的一线梯队企业。中国早先多晶硅投资虽然大量重复低水平建设，但中间不乏有少数优秀企业注重技术创新、人才队伍建设以及现场生产运行管理，通过控制原材料成本、降低能源消耗、实现营运规模经济效益及简化生产工艺流程等各方面持续降本。以保利协鑫、大全新能源、特变电工等为代表的国内多晶硅龙头企业，其产能规模和成本控制水平已经在国内呈现类寡头垄断地位，技术、资金等资本要素正向优势企业进一步集聚，行业进入正向激励循环。

在全球范围内，2013年，多晶硅产业五巨头——保利协鑫，瓦克化学(Wacker)，汉姆洛克(Hemlock)，OCI，以及REC——这五家多晶硅供应商生产了全球范围内大约81%的多晶硅，总产量达21.5万吨。虽然从2009年以来有多家新进入者试图在这个行业分一杯羹，但最后多晶硅产业仍然是被集中把持在少数几个大企业手里。按地区性分布，中国在2013年多晶硅产量占有全球35%的份额；紧跟其后的是美国，24%，其次是德国和韩国，分别为23%和12%，其他地区(主要是日本)多晶硅产量贡献了6%的市场份额。而从中国2013年硅料进口主要来源：美国Hemlock，REC，韩国OCI，德国Wacker，从三国的总进口量占总进口量的80%以上，也体现出这种趋势。

形同虚设的多晶硅“双反”

2012年7月起，商务部对美韩的进口多晶硅进行“双反”立案，2013年7月、2013年9月出台初裁结果，今年1月“双反”终裁结果落地。美国的多晶硅企业包括：REC、Hemlock、SunEdison、AEPolysilicon及其他美国公司。REC的反倾销税率为57%，Hemlock的“双反”税率为55.4%，其他美国公司则为59.1%。而韩国企业的反倾销税率分别是：OCI(2.3%)、Woongjin(12.3%)、Hankook(2.8%)以及KCC及其他韩国公司(48.7%、12.3%)。

然而，在2013年7月，对美韩的多晶硅反倾销初裁结果公布后，通过加工贸易方式向国内进口的美国产品，占美国多晶硅进口总量的比重大幅上升，从2013年1月-2013年7月平均占比约40%，剧增至2013年8月-2014年6月的接近90%。在加工贸易模式下，上述对美国的“双反”税率形同虚设。

同样，对欧盟进口的多晶硅产品，我国商务部的决定也留下了很大的漏洞。2012年11月1日，商务部对欧盟的进口多晶硅进行“双反”立案，2014年1月24日，调查机关发布初裁公告，认定被调查产品存在倾销，国内多晶硅产业受到了实质损害。同年4月30日，商务部正式发布功第25号公告，对欧盟产多晶硅反倾销调查作出最终裁定。由于瓦克化学在终裁之前作出价格承诺申请，在价格承诺执行期间，自瓦克公司进口的被调查产品不征收反倾销税。

“双反”帮倒忙 多晶硅进口堵不住

9月份，美国向我国出口了1698吨太阳能级多晶硅，而其全部通过加工贸易方式，逃避了对华缴付反倾销。有色协会硅业分会最新发布的报告显示，2014年9月份我国多晶硅进口总量为9942吨(8月份为8373吨、7月份为8936吨)，环比增加18.7%，再创历史新高!其中通过加工贸易方式进口多晶硅量为6415吨，在9月份总进口量中占比为64.5%;从美国按加工贸易方式进口1698吨，占9月加工贸易进口总量的26.5%，在当月自美国进口总量中占90%，而除去不在反倾销范围内的189吨半导体用多晶硅外，其它则100%为可规避反倾销税的以加工贸易方式进口的太阳能级多晶硅!

而8月份时，我国从美国进口的多晶硅总量为1761吨，不仅环比增长了33.8%，且与9月份一样，除了139吨半导体用多晶硅，剩下的1622吨太阳能级多晶硅也100%通过加工贸易方式进口。另外9月份从韩国进口多晶硅4046吨，占总进口量的40.7%，连续五月位居进口量首位，自韩国进口多晶硅占比日渐增大，同样是致使9月份多晶硅进口量再创历史新高的原因之一。

瓦克、OCI在偷笑

2014年1-10月份国内多晶硅产量约11.1万吨，保守按照月均1万吨多晶硅的产量估算，2014年全年多晶硅产量将至少达到13万吨，同比去年增加55%，再加上低价抢占国内市场的进口硅料，1-10月份累计进口多晶硅7.3万吨，预计2014年全年进口量约9万吨，则全年多晶硅供应量则为22万吨，按照目前企业继续扩产及新增产能的进度，未来国内多晶硅市场供应量将非常庞大。

然而，由于加工贸易进口多晶硅的大行其道以及商务部对国外多晶硅巨头的区别对待，中国本土多晶硅企业并不能从中获得预期中的可观利益。中国对欧洲多晶硅“初裁”后，欧盟应诉企业瓦克化学股份有限公司(WackerChemieAG)(以下简称瓦克公司)向调查机关提交了价格承诺，调查机关对该价格承诺进行了审查，认为瓦克公司提出的价格承诺可以接受。根据《反倾销条例》的规定，调查机关决定接受瓦克公司的价格承诺申请。而对美韩的太阳能多晶硅“双反”裁决中，韩国最主要的多晶硅生产企业 OCI 的双反税率仅为 2.3%，远远低于其他企业。

此外，对美国和德国相对高的惩罚性关税促进了美国和德国多晶硅厂商在韩国建厂设立多晶硅项目，例如美国 Sunedison 与韩国三星在韩国境内的 1 万吨/年的颗粒硅项目，四季度已投产，如此看来，分国别进口多晶硅占比正逐渐重新分布，韩国占比日益增加，待在韩国新建产能释放后，从韩国进口多晶硅比例将逐渐增加，届时多晶硅进口量将再创新高。

而当国际多晶硅寡头们逐渐联合的风光背后，则是乐山硅业、赛维 LDK 的濒临破产。

OFweek 太阳能光伏网 2014-11-05

众多业内人士“大话”光伏农业 寻找契合点

随着太阳能光伏系统应用市场的延伸发展，在经济生活中，尤其是农业领域，人们创造了一个又一个新的组合模式示范项目，如太阳能发展光伏设施农业大棚，风、光、渔互补项目等。这些太阳能设施农业一体化项目的运作，改变了传统的生产方式，而且在建设太阳能设施农业过程中，一方面根据光伏发电的特点，科学安排农业栽培设施结构，增加太阳能电池组件模块，建设可并网的光伏电站，向人们提供电力的需求;一方面利用光伏电能，实现对温室内小气候调节，提升设施农业队自然资源的有效利用，尤其是几月节约化的利用土地资源，从而在生态能源，绿色环保等方面发挥更大的功能，取得更好的社会和经济效益。

光伏行业的专家学者，以及地方政府领导聚集第四届中国(南京)国际分布式能源与新型城镇化创新驱动高峰论坛，对光伏农业的技术和市场进行探讨，也对现在政策与未来政策怎样对光伏农业的支持进行讨论，寻找光伏和农业的契合点，为实现光伏与农业双赢。

在光伏农业项目比较少的三、四年前，航天机电在意大利建设了全球最大的光伏与农业结合的 1.8MW 的电站。目前，国内很多企业都在做光伏项目，非常辛苦又赚不到钱，同样，在光伏与农业结合的项目也存在该问题，怎么让光伏企业赚到钱，怎么让农民兄弟赚到钱，是需要大家共同认真思考的。做光伏行业，总是靠国家的补贴比较难赚到钱，政府现任领导已经确定这十年间的发展大方向为发展经济。请大家重点关注一下“城镇化”、“三农的支持和补贴”等关键问题。在这十年的城镇经济整合当中，能不能做到合作共赢将是最重要的事情。

如何把光伏和农业结合起来，不只做光伏行业的 EPC，二是做整合过程中的大农业 EPC，做的事情少赚到的钱也少，想必大家都想赚到更多的钱。之前接触一个日本客户专做光伏农业，在日本可以排到前三位。他是如何做到的呢?在谈的过程中，他表示，价格贵一点没有关系，因为在日本也有相应的补贴。

在城镇化过程中，农民的就业问题很关键，未来的光伏农业往往会和 EPC 捆绑到一起，农民提出不同的意见，EPC 给予不同的定制，做适合本地区的光伏农业 EPC，这样结合才是比较好的。

阳光电源参与了非常多的光伏农业项目，所以体会较为深刻。光伏农业就是“农业”和“光伏”这两个词结合在一起的商业模式，会产生一定的利益。在光伏企业的角度叫做“农业光伏”，在农民的角度叫做“光伏农业”，不同的视角，都是希望从中获得比原来单独做这件事更大的利益。在农业与光伏结合的过程中，光伏需要找到农业不需要阳光的地方，就是与需要遮盖的地方结合，还有不论是阳光、保温还是防水可以对农业需要进行免费的维护，这一块就是光伏与农业可以获得更多利益的地方。同样，在可获利的情况下，光伏农业也存在着一些风险。从国家政策的角度来说，农业大棚不只需要有大棚，还需要有保温墙，但是没有具体的补贴年限，和补贴价格变动保障，就是对于光伏企业作为投资者最大的障碍;对于农民来讲，在把土地交付给投资者后，如果出现土地升值，或者

该土地可以产生更大价值的情况，如何从法律层面来保护农民的利益。

光伏电站与农业、制造业等其他行业必然会有更多的互动，不光是光伏人去其他行业寻找合适电站开发的资源，也应该从光伏电站自身发展发掘出吸引其他行业合作的资源。必须从实际应用出发，客观分析科学设计，因地制宜的制定方案。光伏农业因为经验较少，有相比较屋顶光伏由更多未知的问题可能发生，这里便需要更多的机构、探索者和技术人员来研究解决。

从技术的角度来讲，光伏农业有两个比较突出的问题，需要在设计和施工中解决。第一，农业光伏对于农民来讲更重要的是农业问题，对于光伏来讲是如何突出农业，还有收益、政策导向等问题。在做光伏农业的项目时，我们不仅要保证光伏的收益，还需要引进农业专家的意见。设计院目前在为协鑫、苏美达等集团设计的光伏农业项目，如何把农业带入到实际项目中，让农民也挣钱，这是设计的关键。例如将光伏支架设计为 1.2 米，是否高度必须为 1.2 米？电池板下面需要种植什么作物？在这样的情况想，有两种可以选择的方式，一种是种植较为低矮的作物，另一种是农业大棚。光伏电站下植物的种植并不能考虑的非常完善，这是当前光伏农业项目较为欠缺的一个问题。光伏农业的第二问题是造价，在农业和光伏结合的过程中，如何把农业恰好的安置在电站中，同时还能降低光伏成本，是现在困扰投资方的一个问题。在这个方面可以做一些技术的探讨，因为光伏农业经验相比较地面电站、屋顶电站还是欠缺。

从长远的角度来看，光伏农业是一个很有前途的行业，光伏与农业的结合可以产生跨界，不仅能和工厂、发电结合，还可以和农业结合，特别从产业方向来讲，许多地方还把农业当做示范区。光伏农业更需要把农业的课题做好。

作为地方政府首先要从理念上支持光伏与农业的合作，如果政府在理念上跟不上新能源的发展，感受不到新能源与其他行业的交接，特别是与农业的交接，就没有服务光伏可言，没有政策支持光伏可言。

首先，政府要对于新事物新理念不断进行学习，其次是从政策上支持光伏农业。一般情况而言，农民兄弟的光伏企业较为关注三件事情：指标，土地和接入系统。就目前而言，农民兄弟的光伏企业该如何找政府各部门将发电指标落实下来，这是一个很艰难的过程；在土地方面，东台的土地主要是山土，如果光伏和农业结合，土地流转是一个问题，农民兄弟愿不愿意将土地给光伏企业使用，以什么样的条件，会不会反悔等都是农民需要考虑的问题；目前基层的供电部门可能还没有将光伏系统和电网实际的结合到一起，还需要找人专门到国网公司进行过对接，这其中也存在着没有确定的问题，例如大装机量电站的变电站由谁来建设等等……所以这些问题需要进一步的了解、探讨。地方政府会在政策上支持农业光伏，政府多呼吁，多下达指标，协调农民做工作，还与国网公司供电部门沟通交接。

第三是对农业光伏在资金上的支持，不仅仅是政府对发电上网的补贴，同时还有对农业大棚，对特殊种植物的经济补贴，由国家省里牵头地方政府配合，在经过调查研究后制定相应的补贴方向，发展新的政策。

第四是对农业光伏服务方面的支持，对于光伏企业和农民兄弟来说，把光伏和农业结合到一起，需要更多专业技术的服务。

《光伏产业观察》杂志 2014-11-05

中民投总裁李怀珍：光伏产业发展要解决三大问题

不管任何一个国家都是政府和市场两只手，但是在光伏行业应该多放开市场这只手，叫这只手发挥更大的作用。比如咱们牵扯到好多改革，网络电网也好，我们好多资源的配置也好，包括我们新老能源的配比结构也好，都需要好多改革，这个东西要通过市场的办法来解决。

以下为演讲实录：

李怀珍：各位领导，各位专家，各位企业界的朋友、新闻媒体朋友，今天作为中民投的总裁，我们新成立还没到半年，是没有资格参加这么一个好的活动、这么一个专业的活动的，但是我们还

是非常高兴，因为我们是为学习而来。中民投一家专业投资公司，我们看到了新能源的发展潜力和前景，而且把光伏作为发展新能源领域的破题之举，最近我们也开始布局、也开始做，我就把我们遇到的问题和一些想法和各位领导分享。

目前在太阳能领域，我们感觉到，在接触当中，作为企业也好，作为政府也好，恐怕要解决三大问题。第一个是规模和结构的问题，第二个是生产和消费的问题，第三个是政府引导和市场主体的问题。

总量问题大家看一看，从上游来看，我们的产能居全球第一，多晶硅占全世界的50%，但是我们多晶硅的产量是40%，但是这里面还有一点，我们多晶硅实际的消费量还有60%靠进口。第二个，电子的组件是占全世界的70%，但是我们产量是64%，前几年是80出口、现在是60出口。再看我们下游的总量，我们的发电量全世界老二，德国第一，我们作为一个新兴大国，总量是全世界第二，当然我们整个能源消耗也大。看看我们的结构，整个新能源结构占消费能源结构9.6%，德国最高是23.4%，光伏占比更小了，德国最高20%，意大利14%，日本跟我们一样，日本是5.2和1.4%，所以这个结构一看问题就出来了。再往下看，从参与市场的主体结构来看，上游产业大多是民营企业，可见他是个充分竞争的行业，而且充分竞争这里面就有一个成本问题、效益问题。再看看我们下游发电，发电企业绝大部分是国有企业，这是总量和结构。

在总量和结构这样一个架构下，很多问题就来了，下一步怎么考虑在结构当中做文章，上游应该是过剩的，但下游是不足的，作为政府引导也好，作为企业也好，作为市场主体也好，怎么具体解决这个问题，这是我给大家汇报的第一个问题。

第二个问题，生产和消费的问题，发电量和产品最终要进入消费，消费有三个问题，第一个问题，作为下游发电厂要消费上游的产品，上游总体上过剩，我们怎么好好的消费上游产品，我们的电子组件是有竞争里的，我们怎么来消费。

第二个，我们发的电怎么送到最终的客户端，这挺麻烦的，这牵扯到一个电力网络的布局。

第三个问题，我们生产发的电如何和老能源有一个合理的搭配和结构，因为太阳能白天发电，晚上就没了，所以这个调配不光是个利益问题。

这三个问题解决起来，像一开始朱老讲的非常好，是很不容易的。

第三个，政策引导和主体创新问题。应该说这两年国家这方面的力度非常大，我们的判断就是，未来几年中国的新能源特别是光伏，进入到了非常好的发展时期，这是非常好的经济判断，数据就不讲了，都非常清楚，而且是上下左右大家都感觉到新能源都非常好的。

政府究竟往哪方面引导？第一个引导的方向是什么？引导的方向应该是大大的降低成本，推动技术创新，而且在资源配置上应该把有效的资源配置到，谁能够推动技术进步，谁能够降低成本，就给谁国家补贴，要往这方面去做。

第二个，市场引导的重点是什么？重点应该发挥市场主体的作用，不管任何一个国家都是政府和市场两只手，但是在光伏行业应该多放开市场这只手，叫这只手发挥更大的作用。比如咱们牵扯到好多改革，网络电网也好，我们好多资源的配置也好，包括我们新老能源的配比结构也好，都需要好多改革，这个东西要通过市场的办法来解决。比如我们能不能引导更多的民间资本参与新能源发展，所以这个东西就有很多很多的市场作用要注意，市场作用太强大了。

第三个，引导的方式上应该是集中和分散相结合，整体布局和中间突破相结合。集中和分散这都很清楚，大型地面站应该集中搞，越大越好，分散做不了的，分散以后做拿不到资金的，资金成本很高，为什么那么多企业干着干着就不干的，我们的装机容量和实际发电量是不一样的，40%是闲置的，这里面一定要集中，大型地面站都要集中。当然国家有关部门推广的分布式是我们的重头戏，分布式联系到千家万户，这个潜力是巨大的，集中和分散相结合。实际上资源配置上也应该集中。

还有一种方式就是，我们在集中和分散上在引导方面应该是全国布局和重点突破相结合，现在政策有差别，不同地区引导是有差别的，国家这方面做了，在目前条件下已经做的非常好了，但是

如果想大力发展光伏行业，应该在整体布局和重点突破，我知道国家现在已经开始搞了非常好的示范区，这个示范区非常好，他有好多问题，带有共性的问题、体制的问题、资源配置的问题可以通过示范区找到路径、找到办法，整体的发展上会节约社会资源。

看到这一块了我简单给大家汇报一下我们的想法，这块我们的重中之重，是我们的破题之举，现在已经开始做。我们的基本想法是，技术为引导，必须要以技术为引导，第二个是以规模化的投入和有效的资本之间的成本作为基础，以我们体制和机制的问题引进人才、引进资金、引进技术，这应该是一个基本的考虑。基本上模式应该是我们自主开发和合作开发相结合，我们引进来和走出去相结合，因为我们一些技术可以走出去了，更多的我们还需要引进来，引进来和走出去相结合。我们是上下游一起搞，最终要实现社会效益和企业自己效益的有效结合。路径上我们也是全国布局、重点突破，不重点突破不行的，全国布局我们要按照国家有关部门的要求。

基本上感觉，我们感觉光伏这块我们是看好了，但是非常难，我们既然选择了，难也得做，好事从来没有容易的。

能见派 2014-11-05

张国宝：中国光伏产业路在何方？

10月23日我应邀参观阿特斯光伏电池工厂。位于江苏苏州的阿特斯阳光电力集团由国家“千人计划”首批特聘专家瞿晓铨博士(毕业于清华大学工程物理系，留学于加拿大)于2001年创办，总部位于苏州高新区。公司于2006年在美国纳斯达克上市，是中国第一家登陆美国纳斯达克的光伏一体化企业。阿特斯的光伏组件年产260万千瓦。

我国太阳能电池出口遭到欧美贸易保护主义的双方调查，尚德、赛维等一些光伏的领头企业破产重组，光伏产业进入寒冬。但阿特斯从2009年的战略部署就不仅生产光伏，也投资光伏电站，使阿特斯成功的度过了前两年光伏行业的难关，成为最挣钱的光伏企业。2013年我国的英利、天合、阿特斯三家光伏电池生产企业出货量名列世界前三甲，阿特斯从2009年以来组件出货量一直保持前三位，但阿特斯的经济效益最好，今年一、二季度税后利润6000万美元，三、四季度效益应更好，市值和盈利率在全行业排名第一。阿特斯今年全球销售额将达27~29亿美元，出货量300万千瓦左右，其中30~40万千瓦用于自己投资的电站。

除了中国外，阿特斯在加拿大有组件厂和投资光伏电场。他们的体会是有所为有所不为，做精光伏电池制造，没有投资多晶硅，也没签多晶硅长单。由于技术进步和激烈竞争，现在光伏电池价格已降低到0.65美元/瓦，多晶硅价格以保利协鑫为代表新工艺生产线投产也降到8美元/公斤。现在一块72片的光伏组件价格才1200多元，企业认为利润很薄。我参观了制造光伏电池片的工艺流程，设备基本上还是进口的，只有少数是由原电子部48所生产，但在制造组件的常熟工厂，设备基本是国产的。我觉得作为光伏电池的技术和装备，发达国家不会比我们差，但为什么中国的光伏电池占了全世界60%还多?原因还是中国的生产成本低，价格有竞争力。许多生产环节还要靠人工，车间里年轻小伙子小姑娘很多，而国外难有此条件。人口红利在光伏行业仍有体现。尽管有美欧的双方制裁，今年上半年，我国光伏电池组件产量达15.5GW，同比增长34.8%，占全球总产量比例超过60%;全国新增光伏装机量3.5GW，累计装机量近24GW。硅片、电池、组件等主要光伏产品出口额达82.3亿美元，同比增长15.9%。

现在进入四季度工厂里生产任务很忙，订单干不完。产品仍以出口为主。据说现在全国，包括风电，任务都很饱满，其中一个原因是发改委价格司放风明年一月起风电、光伏上网电价要下调，都在赶年底前建设。但这会造成任务时多时少，到了明年企业担心订单下降。企业问我的问题光伏发展的前景怎样?透着一丝担心。我坦率谈了我的看法，光伏、风电，目前补贴电价的办法限制了发展的规模，可再生能源随着规模扩大?贴也将难以为继，要想规模扩大必须继续降低成本，和传统能源发电有竞争力才行。从美国最近发展的情况看，已经做到5~7美分/千瓦时，应该是可以做到的。作为光伏投资商应该以长远眼光，不要老是躺在国家补贴之上，现在标杆电价的办法锁定了价格，

不利于企业努力降低发电成本。降低成本还应做大规模，摊薄成本。特许权招标仍然不失为一种竞争的办法。应该分布式与集中式并举，因地制宜。适合搞分布的搞分布，适合搞集中的应该也支持搞集中。

事实上分布式发电今年的任务很难完成。现在项目实行了备案制，但分省规模还要能源局批不是个好办法，应该放开，不应以补贴资金有限，还要分省批规模。现在出现了倒卖光伏路条的现象，路条成了紧缺资源，不能只怪下面，也是我们批规模制度造成的。应该把精力放在降低成本、做大蛋糕上。国家应明确将西北地区建 3000 万千瓦可再生能源基地作为国家重大项目，就象当年搞西电东送、西气东输工程一样。必将向世界展示中国发展可再生能源的决心，向世界表明我国发展清洁能源的重大举措。还要鼓励光伏产业、风力发电走出去发展，国际市场有广阔的天地，东方不亮西方亮。

最近恒大高调宣布要投资 800 亿元在光伏发电产业，新成立的中国民生投资公司宣布要投资 500 亿元在宁夏太阳能发电。国际上美国的 Sunedisen 公司和中国建银签订协议设立基金投资太阳能产业。美国前能源部长诺贝尔奖获得者朱棣文演讲，“太阳能及储能技术结合具有“颠覆性”，都在唱好太阳能产业。在这样的形势下我们应该怎样应对。

南方能源观察 2014-11-05

IHS：2015 年一季度英国公共事业级光伏装机量或达 1.3GW

据研究机构 IHS 最新报告预计，由于开发商争相赶在 2015 年 4 月 1 日之前完成项目，明年第一季度公共事业级光伏装机容量有望刷新记录。

据英国政策，自 2015 年 4 月 1 日后，装机量大于 5 兆瓦的地面安装光伏系统将不再有资格申请可再生能源义务证书(ROC)机制下的补贴。基于此，2015 年第一季度，英国公共事业级光伏装机量很可能激增至 1.3 吉瓦。

报告预计，2014 年第四季度与 2015 年第一季度，英国公共事业级光伏总装机量约为 1.8 吉瓦——在原本丰厚的基础上更上一层楼。尽管 IHS 将该国光伏装机预测值从 3.2 吉瓦下调至 2.8 吉瓦，但依然有望“称霸”欧洲。

不过，因 ROC 机制提前撤销而掀起的短暂繁华或将很快遭遇瓶颈，约五分之一的太阳能开发商(提出申请)会深感失望。IHS 预计，约 20%的储备太阳能项目(总量 6.2 吉瓦)将得不到批准，因为英国部分地方当局考虑到当前激增状况而拒绝颁发许可证。

IHS 预计，2015 年 4 月 1 日后，大型光伏系统将不得不与陆上风电项目竞争新差价合约(CfD)激励机制下的补贴。

鉴于大型太阳能设施获得补贴挑战重重，IHS 预计诸多开发商的重心将移至 5 兆瓦以下的地面安装项目(依然有资格申请 ROC)及商业屋顶部门。

在商业屋顶领域，诸如 Lightsource Renewable Energy 此类公司已取得显著进展，有潜力向客户与业主提供新融资模式。

2015 年年底，英国太阳能市场能否依然“称霸”欧洲仍有待观察，因为迫在眉睫的首相大选(2015 年 5 月)极有可能改变该国太阳能格局。新政府究竟支持还是反对太阳能光伏，无人敢妄下结论，因此几乎没有分析师敢于预测明年下半年英国光伏装机。

Solarzoom 光伏太阳能网 2014-11-06

缘何光热走在了光伏之后

11 月 5 日，首航节能光热技术股份有限公司总经理兼技术总监姚志豪做客新华访谈，畅谈中国光热发电行业面临的机遇与挑战。

以下为文字实录：

为什么光热这么好的一个东西走在了光伏的后面？

我要纠正一个观念，其实光热的大规模应用要大大早于光伏。早在上世纪 80 年代，在美国加州

就有九座光热电站总装机 354 兆瓦，一种槽式的光热电站，已经运行 30 年了，一直到今年还在运行。

这个电站是和天然气互补的，但是这个项目投资非常大，在那时候投的钱换算下来是今天几百亿的人民币，而且那时候大家对清洁能源的关注以及政府对它的支持不像今天这么明确，并且那时候能源短缺、气候变化问题不像今天这样摆上议事日程，因此导致这个公司后来在 90 年代以后就没有在这个行业继续从事下去了。

光伏本质上是一种产品级的应用，只要电池板的工艺是成熟的，只要得到认证后，就可以批量往外面卖，可以往一家一户的屋顶来装。特别是欧洲一些国家出台新能源光伏发电的补贴政策后，在德国、意大利这些国家大量应用，很快市场就推起来了。

也就是说它的终端应用、市场启动的门槛相对来讲比较低，只要政府有一个合适的电价这个产品就可以往外卖，安装一个屋顶的光伏就像安装家里的一台空调，安装一台冰箱的这么个工作量。

光热不一样，光热本质上是地面大型的热力电站。这个工程要实施的时候就像我们要建一座火电厂、核电站这样的工程一样，是系统级的庞大工程。光热要像火电一样带汽轮机发电，所以单个项目规模一般都是 50 兆瓦以上，那这个初投资就要人民币 10 几亿甚至 20 亿。因此这样一个项目实施除了本身各个环节的装备、产品要技术成熟，还要系统集成，所以光热应用最大的应用难度是系统集成。

这其中涉及通讯、热工、化工等等十几个专业，除此之外火电行业所有的专业全部都有。因此它是一个技术门槛非常高的技术密集型工程，并且专业跨度很大的。对于我们一个项目要实施的话，这个团队和这个公司必须具备相当的实力，而且国家还得有相应的扶持政策，要这几个方面都具备的话，我们需要一些时间，这就是为什么光热我们从终端应用上来讲是走在了光伏之后。

新华网 2014-11-05

SunPower 拟在南非装配高效光伏组件

美国光伏能源供应商 SunPower 日前表示，其将持有并运营位于南非的一家新的组件装配厂，生产其 E20/440 高效光伏电池板。

该新工厂，初始运营产量为 160MW，将建设在开普敦，计划 2015 年投入运营。

其还将成为 SunPower 设计、采购和施工(EPC)，以及运营和管理(O&M)业务的总部，将其南非业务合并到一个建筑。SunPower 表示，将创造约一百五十个新的就业岗位。

然而，该公司并未提及其已坐落于开普敦的组件装配厂，该厂此前由道达尔(Total)旗下 Tenesol 持有，Tenesol 在道达尔被 SunPower 收购多数股权后，与 SunPower 合并。

Tenesol 在十年前曾在开普敦建立该装配厂，并且在 2010 年从 55MW 扩产至 85MW，已经聘请约两百三十名员工。

该工厂曾启用主要商业供应商从台湾采购的太阳能电池，并且还是 Tenesol 光伏建筑一体化组件的生产基地。

SunPower 还指出，2014 年其已经完成总计 33MW 的两个地面安装太阳能项目的建设，并且被 MULILO-TOTAL 财团任命为南非可再生能源独立发电商采购(REIPPP)计划第三轮一个 86MW (DC) 项目的首选 EPC 和 O&M 承包商。

SunPower 此前在接受采访时表示，根据南非计划第一阶段，其已经赢得两个光伏项目，其中包括 11MW “Greefspan 光伏电站”和 22MW “Herbert 光伏电站”，都坐落于北开普省 Douglas 附近。最初记录 Tenesol SA 从其开普敦装配厂为 Herbert 项目提供组件，作为在赢得初始投标中发挥作用的本地生产配额要求的一部分。

根据 REIPPP 最初两个阶段，绝大多数光伏项目启用采购自中国的组件。

SunPower 首席运营官 Marty Neese 表示：“SunPower 在南非太阳能市场拥有重要份额，其中包括今年建设的两个大型发电站以及另一个即将开工建设的电站。通过在这一新的工厂制造我们的高效太阳能电池板，我们将不仅有利于当地经济，还向这一地区继续提供清洁、可再生能源。我们在

这一新工厂的投资是我们对当地南非光伏市场的承诺的一部分，并且满足我们在中长期通过当地投资及创造就业岗位，建立一个可持续业务的目标。

SunPower 整个 2014 年一直制约产量，预计将在 2015 年菲律宾的一个新 300MW 生产厂提升其新一代太阳能电池的产量。

pv-tech 2014-11-06

英政府宣布 2015 年小型光伏设施 FIT 补贴费率削减 3.5%

英国天然气与电力市场办公室(Ofgem)证实称，自 2015 年 1 月 1 日始，小型光伏设施(装机量低于 50kW)的 FIT 补贴费率削减 3.5%。

尽管部分业内专家预计今年第三、四季度英国太阳能部门增势迅猛，无需外力即可引发补贴费率自动递减，但 Ofgem 还是先发制人宣布削减小型光伏系统的 FIT 补贴。

Ofgem 表示，装机量介于 10-50kW 之间的光伏设施每千瓦时获得补贴从原先的 0.1213 英镑下调至 0.1171 英镑;装机量介于 4-10kW 之间的设施每千瓦时补贴为 0.1257 英镑;装机量介于 0-4kW 之间的设施每千瓦时补贴为 0.1388 英镑。

今年年初，英国政府宣布削减针对大型太阳能项目的补贴，旨在将市场重心诱导至较小型部门。然而，虽然最近数周屋顶部门增长趋势令人鼓舞，但地面安装部门依然有望于今年年底之前超越之。

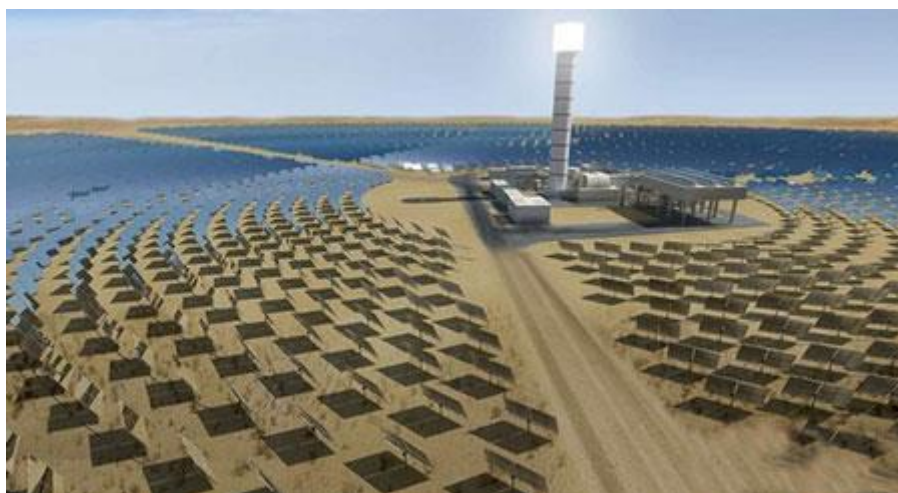
业内专家预计，今年年底，英国这两个部门规模均约为 2 吉瓦，比例接近 1: 1。不过，2015 年第一季度，地面安装部门将全面超越屋顶部门。

此外，英国商业部门潜力巨大，FIT 补贴费率至今不变，依然有资格申请极具吸引力的可再生义务证书(ROC)。鉴于重重优势，该部门有望于明年“一统江湖”。不过，专家无法明确其精确规模。

中国电子报 2014-11-06

以色列的太阳能光热发电梦想

在被阳光炙烤着的内盖夫沙漠中，距离以色列祖先雅各梦见天梯不远的地方，一座巨大的光热发电站正在加紧建设中，该项目的建设将会促进光热发电技术在该国的进一步发展并将帮助以色列实现本国制定的 2020 年可再生能源发展目标。



这座名为 Ashalim 的光热发电站，总装机规模为 250MW，目前在建的一期项目 Ashalim1 为 130MW。该项目的开发商为法国工业巨头 Alstom 和美国光热企业 BrightSource，它也将成为以色列规模最大的太阳能电站和全球最大的光热发电综合体项目之一。可以说，该项目是近年来光热发电行业与廉价的光伏发电行业竞争过程中为数不多的亮点之一。

在过去的两年里，阿海珐、西门子和 ABB 等公司先后退出光热发电市场，只有 Alstom 等少数公司还在坚持。Alstom 可再生能源项目副总裁 StevenMoss 表示：“Ashalim 项目的建设具有重要的意义。首先它是光热发电版图中的又一个大型项目，它的重要性在于它将进一步推动光热发电市场

向前发展。另外，它将向公共事业、银行和投资者展示光热发电技术的可行性。以色列政府应该也会清楚地意识到，在太阳能资源优越的条件下，未来很长一段时期内大规模光热发电项目将会在电力价格方面具有很强的竞争力。”

Ashalim 项目采用了与 BrightSource 所开发的装机规模为 392MW 具有里程碑意义的 Ivanpah 项目同样的光热发电技术，Moss 认为光热发电的 LCOE 成本将可以从目前的 0.17 美元/KWh 下降至 2020 年的 0.05~0.07 美元/KWh。

他的预测与德国某太阳能研究机构的最新研究结果不谋而合，其预测在未来的 10~15 年光热发电成本将下降至少 50%，预计在 2020 年~2030 年之间光热发电成本将会达到传统化石能源发电的标准。

同时，IEA(国际能源署)也发表了类似的看法，IEA 认为光热发电将在未来全球电力供应系统中扮演一个重要的角色，并预测到 2050 年光热发电将提供全球 11.3% 的用电需要。

Moss 表示：“通过 Ivanpah 项目和 Ashalim 项目的建设和运行，我们正在向大家证明塔式光热解决方案的可靠性和有效性，以及大规模储热系统加入之后将大大降低发电成本的可行性。以色列政府也明白，未来光热发电项目可以参照 Ashalim 项目为模板进行建设，光热发电成本还将进一步下降。”

但是对许多观察者来说，上述预期和目标显得过于乐观了。国际能源咨询公司 HIS 的资深分析师 SilviaMacri 认为其它一些曾经高调建设的大型光热电站的现状并没有显示出光热发电行业将会高速发展的前景，比如投资 6 亿美元、装机规模为 100MW 的阿布扎比 Shams1 槽式光热电站和摩洛哥总装机规模 500MW 一期 160MW 的 Noor1 光热项目。

SilviaMacri 表示：“Shams1 电站虽然已经投入运行，但是它的发电成本太高。事实上至今我们都没有看到该国再有建设其它光热发电项目的计划。Noor1 电站目前推进得非常不错，但是很关键的一点是：多国参与促成非常低的融资成本对该项目建设起了巨大的作用。而在其它地方，目前许多光热项目纷纷取消，光热发电所获得的机会寥寥无几。尽管光热技术在电力供应方面具有巨大的发展潜力，但我们认为在短期内光热技术与光伏相比尚不具备足够的竞争力来获得更多项目的建设机会。按照我们的预测，到 2030 年以色列光热发电装机容量可以达到 400MW，可能这个数据与其它许多预测数据相差甚远。”

但是 Moss 承认，储能系统解决方案可以大大降低光热发电项目的度电成本。举例来说，采用熔盐作为传储热介质的光热电站在太阳落山几个小时后依然可以发电，甚至可以全天候不停的运行。Moss 认为这确实是光伏和其它可再生能源完全不能比拟的重要优势。

但是像 Ivanpah 一样，Ashalim 项目并没有任何的储热系统。它们只能在白天日照条件好的情况下发电，同时还需要靠天然气发电装置进行补充，天然气发电装置让整个电站运行更加灵活可调。

这种方案的选择似乎是由于以色列最近在其地中海沿岸地区意外发现了大量的天然气资源，这些天然气将足够提供该国 25 年的燃料需要，同时也使以色列首次成为了能源净出口国。

Moss 认为，Ashalim 光热发电项目设计的天然气发电贡献占年发电量 300GWh 的 15% 设计是巧合的，这与一般的太阳能热发电项目规定的占比标准正好相符。

Moss 表示：“事实上，以色列发现新的天然气资源并不是光热电站采用其作为辅助能源的主要原因，我们并不认为天然气补燃可以达到配置储热系统的经济性。目前其它地方开发中的光热项目几乎都伴有储热系统，除了和 Ivanpah 技术路线一样的 Ashalim 项目。当深入了解了以色列的具体情况之后，我们就明白了。原因是以色列目前非常迫切的想要尽快完成工业级的光热发电项目建设并投入运行，而储热系统则被考虑进该国光热发电发展的第二阶段。天然气补燃对于 Ashalim 项目意味着电站可以在太阳落山以后最大化的进行电能生产，它可以使电站清晨快速启动，也可以使电站在夜间依然能够缓慢的运行。”

另外，Ashalim 项目和未来更多大型光热项目的建设对于以色列完成其可再生能源目标至关重要，以色列计划到 2020 年实现可再生能源供电比例达 10%，到 2050 年该数据将达到 50% 以上。

为了按时完成可再生能源目标，以色列国会于 2011 年发布了有关大规模光热电站和光伏电站的电价补贴政策。但是该政策的落实由于国会两派间的激烈争执而被迫中止，在第一批项目支持款项拨付后政策便不再执行。

然后，以色列政府将这些节省下来的补贴资金投放到了装机规模近 300MW 光伏项目的招标上，其中位于以色列南部埃拉特附近的装机规模为 50MW 的 Timna 项目更是备受瞩目。对于以色列光热发电发展更为不利的因素是，以色列政府现在正在将电力生产指标从光热和风能方面转移到大规模光伏电站方面，并计划到 2016 年实现光伏发电装机规模翻一番。

以色列 Eilat-Eilot 可再生能源计划执行机构负责 Timna 项目的招标工作，其主要负责人 Dorit Davidowski-Banet 表示：“我们没有任何新的优惠政策来支持新的可再生能源项目发展，我们有的只是可再生能源发展目标。到 2020 年可再生能源发电占比达 10% 的目标太难实现了，我认为能够达到 7-8% 就已经不错了，而且这还考虑了新发现天然气资源开采方面的因素。另外一个原因就是我们在太阳能光热发电方面的上网电价优惠政策被取消并被调整为为装机规模达 300MW 的光伏项目每度电补贴 0.08 美元，这和世界其它地方一样，以色列也将光伏发电作为第一选择。虽然光热发电可以全天候提供非常稳定的电力，但是很显然政府已经被其每度电 0.15~0.2 美元的成本吓到了。”

Davidowski-Banet 认为天然气可以为以色列电力生产方面提供支援 20~25 年。但是她预测在这段时间内，伴储热系统的光热发电技术、抽水蓄能技术和其它创新型技术将慢慢成为发电技术的主流。她说：“我相信这 300MW 光伏项目补贴一旦结束，政府将会发现太阳能市场的竞争会更加激烈，短期内光伏发电可能会占据优势，但是光热发电必然会迅速赶超。我对此非常有信心，我认为光热发电行业已经走出了最低谷，也必将达到新的高度。”

Alstom 也是同样地乐观。

Moss 表示：“伴随着 Ashalim 项目的进展和阿本戈公司的加入(阿本戈公司在 Ashalim1 项目附近的 120MW 的 Ashalim2 槽式光热发电项目将很快投入建设)，光热发电前进的车轮开始正常运转并逐渐进入正轨。我们现在每向前走一步就离我们到 2020 年光热发电成本降低至 0.05~0.07 美元/度的目标更近一步。在与光伏的市场竞争中，我们可以看到在一些 DNI 条件好的地区，大规模光热发电项目正在以其稳定可调并可全天候发电的优势慢慢占据了上风。我们希望能把 Alstom 对光热的重视和我们在光热发电方面的技术经验与区域优势结合起来，将光热发电逐渐变成美国、以色列、中东地区和南非地区的主流发电技术，让光热发电成长为全球电力生产系统中的真正主力。这个目标就是我们现在最大的动力。”

CSPPLAZA 2014-11-06

世界最大屋顶光伏电站总装机容量达 50.8 兆瓦

记者 5 日从湘潭经济技术开发区获悉，位于园区内的太阳能屋顶电站目前总装机容量达 50.8 兆瓦，刷新了由其保持的 20.8 兆瓦世界最大屋顶光伏电站的世界纪录。

登上开发区内的高楼之上，远眺园区，会发现兴业太阳能[-1.40%]、吉利汽车[-1.42%]、利欧泵业、湘潭锅炉等企业的厂房屋顶银光闪闪，“风景”独特。

这道“风景”便是兴业太阳能与这些企业合作建立的太阳能屋顶电站。厂房屋顶上整整齐齐地铺满蓝黑色的“玻璃板”——太阳能发电板，利用它们来吸收太阳能，再通过一套光伏发电系统转化，太阳能就变成了电能，屋顶就变成了电站。这样，湘潭经开区内的厂房不再是完全的能源消耗者，而成为能源的生产者，堪称“两型”园区。

记者了解，比起地面电站，屋顶电站不需要再另外占用土地，且建设速度快、使用周期长，特别适合在开发区应用。这种绿色环保的技术如今已经在长沙、株洲、常德、浏阳、宁乡等多地推广，整个湖南的屋顶光伏电站的总装机容量达 135 兆瓦。这些电站除了可为所在企业提供价格优惠的绿色电力之外，还将剩余的电送到国家电网。

目前，国内光伏行业正处于低潮期，不少光伏行业以光伏组件制造为主，出口为主，遭遇国外“双反”调查。在此背景下，湖南兴业太阳能却实现了逆势增长。“兴业太阳能是以系统集成为主，既拥有硅料、硅片、太阳能组件、太阳能电池的生产能力，又具备强大的研发实力，能够通过系统集成，系统完整的产业链，增强抵御风险的能力。”湖南兴业太阳能科技有限公司光伏制造厂生产总监吴月旺介绍。

在商业推广模式方面，兴业太阳能也由依靠财政补贴的“金太阳工程”模式向“建设—经营—转让”的 BOT 模式转变。兴业太阳能建设屋顶光伏电站，依靠收电费实现盈利。吴月旺给记者算了一笔帐：光伏电站项目 25 年内可以保持 80% 的发电能力，8 年内可收回建设成本，相当于有 17 年的盈利期。

中国新闻网 2014-11-06

前有太阳能马路 后有太阳能自行车道

世界上第一条太阳能自行车道已经安装在荷兰，它能够产生电力数量惊人。事实上，自行车道产生足够的绿色电力来驱动 3 个家庭日常用电之需。这条太阳能自行车道安装在荷兰距离阿姆斯特丹大约 25 公里的 Krommenie 市。

自行车道长 70 米，并在 2016 年延长到 100 米，使用矩形混凝土模型建造，这些模块中包含一英寸厚的太阳能电池单元，其强度足够承受卡车的重量。尽管这条太阳能自行车道能够产生足够三个家庭使用的电力，但是因为无法对准太阳，其发电效率要比传统的屋顶安装太阳能电池板低 30%。

这条自行车道将推出 11 月 12 日正式投入使用，该项目创建和安装费最终将达到 300 万欧元。

cnbeta 网站 2014-11-06

国家能源局说好的“一站式”服务呢？

不可救药的民族中，一定有许多英雄，专向孩子们瞪眼。这些孱头们。 -- 鲁迅

10 月 20 日，发表了一篇题为《EPC：上海嘉定分布式光伏并网过程很痛苦》的文章，报道了该地供电公司在光伏电站的并网接入过程中消极怠慢，百般刁难的行为。文章发布后引起很大关注，同时也收到了更多 EPC 企业反映的类似问题。

2013 年 7 月国务院出台支持光伏产业发展的政策以来，各级地方政府和电网企业等积极制定配套政策措施，调动了各类投资主体的积极性。然而，现在很多 EPC 开始怀疑，由国家战略决策和市场努力推动起来的商业热情，正在被各种地方性“关卡”慢慢吞噬。

近两年来，各地涌现出的光伏卖电第一人不断被媒体关注和报道，更多的人正在逐渐了解光伏，敢于“吃螃蟹”的人和企业开始尝试这一相对新鲜的事物。然而，其中很大一部分人却止步于繁琐的各种程序中，甚至有人直言“让人抓狂”。

有 EPC 呼吁：必须将这些搬上台面上讨论，不然永远解决不了。他们要讨论的都是他们在项目的实际操作过程中遇到的，现在我们先一起来看一下：

1、物业关难过

近日，某 EPC 向小编反映，上海某小区的物业以光伏有辐射为由坚决不同意该小区业主林先生安装光伏系统。在 EPC 和林先生共同解释光伏的安全问题后，该物业仍以各种安装问题为难业主，并要林先生签一份“若将来房屋漏水，绝不找物业处理”的文件。虽然 EPC 对自己安装工程质量很有信心，但是林先生却犹豫了，若将来房屋漏水不是由光伏项目引起也不能找物业，该如何解决？

该 EPC 表示林先生的积极性已经明显下降了，虽然林先生还在和物业协商。林先生曾在德国待过一段时间，觉得德国安装光伏系统非常简单方便，于是回国后也想在自家屋顶以及公司屋顶安装光伏。但是现在，自己屋顶安装都这么麻烦，根本不敢想象在企业屋顶安装光伏系统会遇到什么阻碍。

此前，也报道了一个上海航头镇因物业阻扰而无法安装光伏系统的项目。当时，由于业主祝女士想在自己花园中搭建钢架来安装光伏，物业以需要取得城管等相关部门的同意为由阻扰系统安装。

祝女士近日向 Zoom 小编表示，城市建设执法局向其表示“光伏发电是新生事物”，最终物业不再阻扰，现在项目接近完成。祝女士为安装一套光伏系统多方跑动，联系了多个部门甚至找过律师，她只是想用清洁能源就那么难吗？祝女士说浦东新区还是比较支持光伏发电的，但是她希望有明文规定以减少普通用户在安装过程中遇到的麻烦和阻碍，也让相关部门能更快执行。

不止林先生和祝女士在安装光伏系统时遇到物业阻扰，还有很多普通用户因为物业不理解、不支持而无法安装。而物业阻扰的理由也很充分：有污染、有碍美观、违法搭建、不安全……甚至有时需要取得整个小区业主的同意才能取得物业同意。任何一条拿出来都能让业主困扰纠结一番，在一个又一个部门的盖章下，最初的热情到最后还剩几分？

好消息是，安徽已经出台新规，明文规定“建设单位或者物业服务企业应当提供便利条件，任何单位和个人不得阻止既有建筑的产权人或者使用人安装太阳能利用系统”。坏消息是，也只有一个安徽省有这么明确的规定。

2、产权关难过

近来，有多个 EPC 向小编反映了产权方面的困扰。

江苏一位刚买到新房的业主 Z 先生还没有拿到房产证，但是已经拿到房屋购买合同的他想要安装一套光伏系统，想着搬进新家就能用到清洁能源。可是在申请时就受到了阻碍，因为没有房产证。这样一拖就拖了半年，半年后，Z 先生兴致勃勃地又要开始装光伏系统了，可是，在电网验收时又遇到了阻碍。（具体的阻碍和问题下文再分析）

近日，在上海一家 EPC 就发现了这么一位业主。他想安装光伏，但他买的是宅基地房，只有购买合同，没有房产证。但是他已更改了电表的户名，电表户名和电费单子上的名字是一致的。但是现在由于没有房产证不予考虑，电网需要业主提交当地派出所出具的证明文件，而当地派出所不予盖章证明该户主对房屋有使用和支配权。于是，想用清洁能源，没戏！

广东一家新成立的 EPC 也遇到了这个问题。有一家工厂找到他们，想安装光伏系统，可是在备案申请时，由于该工厂只有土地使用证，没有房产证现在仍处于搁浅中。EPC 说他们在广州、做的比较好，向发改委和能源部门咨询时也能及时得到帮助或者很明确的建议。可是同属广东，另一个市的电网和发改委“一直都无法正面回答光伏项目备案中房产证的事情”。而现在当地市发改委“只认房产证”。据悉当地分布式光伏项目管理条例上著明的是需要提交“项目依托建筑物及设施合法性证明材料：如房产证等。”

从一般意义上讲，房屋产权证具体包括《房屋所有权证》和《土地使用权证》，但有些地方也可能是由房屋管理部门和土地管理部门统一开据的《房地产权证书》。有些厂房时间久远，由于各种问题没有拿到房产证，但是只要有土地使用证以及相关规划局出具的许可证明，为什么不行？

北京市申请时需要提交：产权证明（项目单位为非产权人的，出具产权人与项目单位的合作协议书）；苏州市申请时需要提交项目所依托建筑物（设施）房屋产权证（土地证）；广州市申请时需要提交的是项目所依托建筑物产权证明文件。也就是说，只要业主可以出具能证明对项目依托的合法建筑有占有权、使用权即可，一定得是房产证吗？

有一 EPC 曾告诉小编，他们在考虑开发农村的光伏市场，可是刚一进入就发现问题了。很多农村和城乡结合部的房主和厂房大多没有房产证，只有土地使用证或者购房合同。而这些房主在申请时候就会以“没有房产证”为由被拒绝在光伏大门的外面。“买了宅基地房就不能装光伏？如果一辈子不买房长期租房的人想安装光伏也不行？在产权问题上抓得过头了，一点也不灵活！谁投资谁受益谁承担，只要有长期的使用和支配权应该就可以了。”

虽然在各地方文件规定中的措辞略有不同，但是可以明确的是申请时需要提交的是一份合法的产权证明文件，只要能支持证明产权所属或者合法使用权即可，为什么非得纠结于是房产证、土地证还是使用、租赁合同呢？

3、无解的监督 and 解释

现在继续说上述江苏的 Z 先生。他在拿到房产证后项目又受阻了。因为为 Z 先生安装施工的 EPC

没有“设计公司”盖章的工程设计图。该 EPC 表示他们此前做过的个人分布式系统都不需要工程设计图,而这样一个 4.6KW 的个人分布式系统随便找个有资质的设计公司盖章都需要几千块钱的费用,这对个人分布式系统成本来说是附加费用。据悉,目前很多地区个人分布式系统在验收时还并不需要此设计图。

真正令该 EPC 困扰的是在他们向国家电网和当地能源局反映了此问题以后。国家电网的客服很友好地接听了电话,然后很友好地提示会尽快回复。满心期待答案的 EPC 最后接到的是当地电网的电话,回复是:各地政策不同,国家强制标准也还没有出现,本着用电安全的原则,还是需要设计资质公司盖章的设计图。该 EPC 本着不放弃的原则联系了当地能源部门,而得到的回复是依据地方规定办。

在国家能源局《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》中第十五条明确规定“加强对分布式光伏发电合同能源服务以及电力交易的监管,相关方发生争议时,可向国家能源局派出机构申请协调,也可通过 12398 举报投诉电话反映,国家能源局派出机构应会同当地能源主管部门协调解决。”

可是,到了地方,情况是这样的:当 EPC 和地方电网有相关争议时,国家电网会告诉 EPC 依据地方电网办事,地方能源部门告诉 EPC 依据地方电网办事。真的要媒体曝光或继续向上级反映,EPC 又怕兴师动众得罪了地方电网,往后的工程还怎么做?这样的监督是一个无解的循环。

本着用电安全的原则是应该由具有设计资质的公司来设计工程图,可是工程都已经做好了,不是按设计公司出具的工程设计图做的,还硬要找一个章来盖有意义么?盖一个章为谁提供了安全保障?若真是为了安全考虑,应该是从一开始的工程标准和质量管理方面来下功夫,而不是事后纠结于有没有这个几千块钱的章!

说好的一站式服务呢?

此前,还有一家 EPC 告诉小编:发改委备案工作繁琐,工作人员草草了事,类似文件递交至少三次(线上备案申请表,线下备案申请表,补贴受理阶段),其中文件书写标准没有统一格式,每次文件都多次修改,其中还弄丢过 1 次全部备案文件。官僚主义盛行,没有为民服务的精神。

这些都是小事,可是正是这些小事在让 EPC 烦恼,让普通业主烦恼。

在十月底,浙江发布的《关于鼓励企业自投自用分布式光伏发电的意见》中提到:要积极倡导企业绿色发展,勇于承担社会责任。可是,当有的企业和个人想要承担起这份责任的时候,

却为什么会因为物业的不理解,因为只有购房合同,因为没有红色盖章而被拒绝?

“政策是好的,但是还要看地方落实。”这是很多业内人士在评价国家频频颁发的向好政策时点睛的一句评论,似乎不加上这一句就不算客观的评论。而事实上也是如此。

国家能源局《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》中明确:鼓励市县(区)政府设立“一站式”管理服务窗口,建立多部门高效协调的管理工作机制,并与电网企业衔接好项目接网条件和并网服务。对个人利用住宅(或个人所有的营业性建筑)建设的分布式光伏发电项目,电网企业直接受理并网申请后代个人向当地能源主管部门办理项目备案。

然而,为什么说好的“一站式”服务到最后却变成了一道道的槛?

Solarzoom 2014-11-06

太阳能集热器将与建筑美学融为一体

太阳能集热器适合多种建筑风格,安装的多样化是建筑美学的点缀,也符合国家对绿色节能建筑的政策要求,是城市节能建筑不可或缺的技术,也是房地产商理想的配套产品,可为家庭和商务生活提供舒适的生活形态。

有一种阳台壁挂式太阳能热水器,打破了只能安装在平面屋顶上的局限。它挂在阳台、墙壁、坡形面等建筑,既美观,又实用。解决了高层不好安装的问题。

日前,首次在中国举办的 2014 第三届国际太阳能供热制冷大会上,来自 20 多个国家的太阳能

光热专家，看到我国如此众多的太阳能新成果，都赞不绝口。这个唯一专注于太阳能供热制冷等热利用技术的学术年会，增强了与国际太阳能热利用行业对接，展示了我国太阳能热利用行业先进技术与产品成果。也说明中国太阳能产业已经在国际上有了充分的影响力。中国太阳能热利用产业联盟秘书长贾铁鹰指出：“这也是中国太阳能热利用行业首次走上国际舞台进行产品和技术成果展示的机会”。

笔者在热闹的现场走了一个上午，看到 20 多家主流品牌企业参展。其中，北京太阳能研究所、江苏迈能、中科百博、广东万和等全国 25 家太阳能光热行业知名创新型企业，带来了真空管型、平板型太阳能热水系统;全玻璃太阳真空管系列;蓝膜、黑铬、阳极氧化等平板集热器板芯涂层。太阳能热水工程、采暖工程;太阳能空调、制冷工程;太阳能热利用在工业用热、海水淡化、农产品烘干、种植养殖等方面的运用;一体机、水箱、自动组装线、搪瓷内胆换热装置等各种各样新技术、新产品。

我国太阳能热水器产量和使用量居世界第一位，全球太阳能热水器约 70%都在中国。业内专家说，我国太阳能产品对国外出口主要分为两大部分，一是太阳能光伏，二是太阳能光热。光伏产品约 90%出口国外，光热产品则相反，约 90%在国内市场销售。预示着国外市场增长潜力较大。由此而产生一个新变化，一些中小企业开始眼睛向外。让更多的产品走向国际市场。

另一个变化是科技创新成了企业的主攻方向。四川中科百博太阳能科技有限公司研制了一款高性能吸热蓝膜，是独有的顶级镀膜工艺技术，具有可追溯性、高吸收率、低发射率和适用于中国气候的超高耐候性蓝膜产品，年产能力可达 500 万平方米。董事长徐刚博士说，它可为多家太阳能生产企业提供集热板芯，组装成的热管式真空集热管效果非常好。

邹平伟瑞制冷材料有限公司自主研发的稀土合金铝材，其超强的抗腐蚀性能，是大太阳能行业铜材的最佳替代品。他们研制的稀土合金微通道平板集热器，开创了铝集热器的先河，带来了太阳能行业颠覆性的改革。

这些太阳能新成果，都适应了国家提倡低碳的新政策。于是，房地产业和建筑节能业，成龙配套地和太阳能企业联手，主推太阳能产品的集约化安装。据《中国太阳能产业资讯》总经理程钰雄说，目前太阳能的发展已由真空管时代向平板集热板方向发展。从根本上解决了散户的问题。

然而，令人思考的是，面对行业大发展，太阳能企业如何加快产业升级、技术创新，以及打造营销新模式，整个行业需要深刻思考。

据介绍，本次大会由国际能源署太阳能供热制冷委员会主办，中国科技部和国家能源局支持，中国太阳能热利用产业联盟和中国建筑科学研究院等联合承办。

科技日报 2014-11-06

发改委袁睦然：光伏新政、问题及模式

由中国机械工业联合会主办的 2014 中国光伏电站性能检测与质量评估技术研讨会于 2014 年 10 月 31 日在北京中国科技会堂举办，此次会议以“贯彻政策方针、遴选技术产品、确保电站质量”为主题。积极应对电站质量问题对于行业发展带来的挑战，参与《光伏电站性能检测与质量评估技术规范》的意见征求工作，贯彻落实《规范》的各项要求，以下是国家发改委国际合作中心能源研究所 所长助理 袁睦然，他演讲的主题是“光伏新政、问题及模式”

袁睦然：感谢主持人，各位来宾、在座的女士们、先生们，早上好。我叫袁睦然，来自国家发改委国际合作中心，今天王进所长临时出差，委托我来做这个演讲。可能跟我们之前的题目稍微内容有一些区别，在这里表示歉意。

我认为从咱们金融的角度和经济学的角度，最终消费者往往决定了一切，而且改变最终消费者的消费方式和理念的力量是无穷的。为什么这么说呢?我觉得咱们中国有全世界上最为宽容的消费者也是最坚强的消费者，我们吃着全世界最贵的洋快餐，国外同样的汉堡卖 6 块钱，国内我们卖 12 块钱，同时肉还不是新鲜的。我们每天去看电影，国内电影院的票价是最贵的，但是上映的速度和上映的数量是最低的。很多人说中国油价最低的，但是按照国民收入水平计算我们的油价是全世界最

高价的三倍。所以我就在思考，我们是不是能够建一些不一定最贵，但是还可以很安全的光伏电站呢？我想答案是肯定的。

自 2012 年起，我们率先推出光伏产业链的项目，结合这个理念与发改委能源局、科技部、工信部等共同完成了一系列的调研工作。为了国内的光伏制造业和重担应用行业进一步发展，我们从提高电站项目的商业确定性入手，围绕这一主题做了一系列的工作。同时我们与行业内的各位专家一起共同推进，包括针对系统标准讨论以及制定光伏发电效率的行业规范等工作。

既然今天我们谈到投资者的需求，我想跟大家分享我们在工作中的一些感受，大家可以一起来探讨。2013 年中国国内清洁能源投资总量已经达到 545 亿美元。545 亿美元是什么概念呢？相当于中国国内 VC 和 PE 的总投资量。可以说这样的规模还是相当可观的，在其中我觉得光伏也占了很大一部分。因为之前工作的关系，我跟摩根斯坦利还有包括瑞银等一些国际金融机构有着较为密切的沟通，国内的金融市场对于中国新能源的发展还是非常关注，敏感度是非常高的，他们也是花费大量的精力来研究这个行业。这里面更多投入是二级市场以及其他的板块，外资在中国新能源直接的投资我想是很难使显得。相较这些旁观者，我们中国的金融行业，我体会到是从冷漠到关注的转变，同时深深体会到这个行业的阵痛与压力。

在于各种投融资主体沟通当中，我总结下面几个问题。

第一我认为缺乏有效商业模式和有力引导，市场上热钱很多，投资方式多种多样，但光伏仍未达到作为一个合格金融投资产品的各项条件。作为展示需要靠补贴存活的产业，这样的处境有一些尴尬。为了减少前期成本，各个参与者层层制约，导致项目最终的预测难以达到预期要求，电站使用寿命大大缩短，无形中造成恶性循环，后期弥补和修缮成本高于初期的成本，这跟买单的主体不同。从解决的方式我觉得只有由点到面，不能一蹴而就，不能依靠政府的规划提供试点项目，需要产业及企业自身作出更多的尝试，进行跨行业结合。

第二个问题我认为从金融保险层面，保险产品作为风险转移主要手段还不够成熟。我们在保险方面做了很多工作，首先是通过保监会的支持，我们与国内的十余家主流保险公司进行长期沟通，搭建全国第一个 25 年组件质量保证保险的质保体，这是在 2013 年。今年我们成功的主导安邦财险综合运营保险的开发，成为国内唯一能够同时覆盖财产损失、机器损坏和发电量缺失以及太阳辐照缺失的保险产品。但是，在与投融资主体沟通当中存在很多亟待解决的问题，常规的风险转移很顺利，更多细节问题，例如主体较分散的分布式光伏项目如何解决第三方检测可靠性和可行性，最终出险的情况下，如何以风险来甄别进行相应的赔付。

因为我们在关注一些项目当中包括世界银行支持的，比如在某个城市 100 兆瓦的分布式项目，可能这个电站是建在多达几百家学校的屋顶上。整个这个项目当中可能有十几家或者是几十家 EPC 商，我们跟融资租赁公司进行沟通的时候，他的投资最终的稳定回报，从他的考量上来讲，他会问很多问题。我只关注发电量，你如果把发电量如何去计算或者是一旦出险之后，以什么样的标准去赔付，现在没有人能回答这个问题。

我想针对这个问题第三方检测认证与金融保险是相互既独立又难以分割，双方都需要站在全行业的角度相互加深了解。我觉得我们可以做的工作帮助开发者设计更为完善的采购标准和白名单。第三方检测认证机构能够提供各方可以信服的检验标准，保证检验检测原则不变的情况下形式可以多样。根据不同的项目情况，我们可以做一些特殊的尝试。

第三点是第三方检测认证机构进一步了解和关注金融方面的现状和问题。这里我说的了解和关注并不是需要我们的第三方检测认证机构像其他的国际咨询公司一样，邓白氏、麦肯锡等这样的公司出具一个财务报表或者是运营报告。而且在中国现在现有的情况下，纯数字化或者说系统化的主编是毫无意义。相关风险点我认为在报告当中可以明确标注并解释说明，同时应该尝试按照金融的语言去说明。

第四个问题我觉得是早日实现检测认证的国际互认，重视并加快教育及人才的培养。国际的互认，刚才专家同仁提到了，我认为中国的情况确实有自己的特殊性，完全照搬模式或者是国外检测

认证优于国内检测认证，这点不对。我们自己的问题还是要自己解决，不能闭门造车，这点上我想我们与 UL 等这些国际性机构在平时沟通和相互推进过程中是越多的合作越好，但是最终的主导还是要由中国的机构来完成。与国际机构的教育及人才培养上的合作进行光伏电站相关专业培训，并加强光伏电站安全员制度及执政上岗的推进工作。第三方检测、金融保险、光伏应用行业需要更多的跨行业和跨领域的人才。同时最为重要的我认为早日出台更为完善的光伏电站标准。

时间关系，希望跟大家有更多的交流，谢谢。(根据录音整理，未经本人审阅)

机经网 2014-11-06

孟加拉国计划 3 年内装 300 万套家用太阳能系统

孟加拉国计划未来 3 年内安装 300 万套家用太阳能系统，为本国农村地区使用煤油灯的家庭提供电力，从而加快家用太阳能系统的安装步伐。

孟加拉国总理哈西娜当天在出席一个家用太阳能系统安装项目庆祝活动时表示，新安装的 300 万套太阳能系统是本届政府在 2021 年之前提供 24000 兆瓦电能计划的一部分。该计划中，10% 的电力供应将来自太阳能。

孟加拉国目前已经成功安装了 300 万套家用太阳能系统。根据孟国有基础设施发展有限责任公司的报告，已经安装的 300 万套家用太阳能系统为孟加拉国 1300 万农村居民提供了清洁电力。

哈西娜表示，太阳能为孟国民的经济生活带来了很大变化，太阳能能为手机充电，而手机则给农村地区的人们彼此联系打开了方便之门，为农村地区的经济发展注入了活力。

世界银行此前的报告称，2009 年以来，孟加拉国每月新安装太阳能系统达 5 万套。(记者刘春涛)

新华网 2014-11-06

国家能源局 国务院扶贫办关于印发实施光伏扶贫工程工作方案的通知

国家能源局 国务院扶贫办关于印发实施

光伏扶贫工程工作方案的通知

各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）、扶贫办，国家能源局各派出机构，水电水利规划设计总院，中国扶贫发展中心：

为贯彻落实《国家能源局 国务院扶贫办关于“光伏扶贫”工作的会议纪要》（国能新能[2014]420 号）精神，加快组织实施光伏扶贫工程，国家能源局与国务院扶贫办联合制定了实施光伏扶贫工程工作方案，现印发你们，请认真贯彻落实。

国家能源局 国务院扶贫办

2014 年 10 月 11 日

全文链接：http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201411/t20141105_1862.htm

国家能源局网站 2014-11-06

日本国内最大规模的光伏发电站开建

将建在冈山县濑户内市的日本国内最大规模的光伏发电站效果图。（共同社） 据日本共同社报道，美国通用电气公司等参与的日本国内最大规模的光伏发电站 7 日在冈山县濑户内市举行了开工仪式，项目相关人士等约 200 人参加了仪式。据悉，该项目有望在 2019 年上半年投入运转。

该电站是濑户内市的公开征集项目，总事业费约达 1100 亿日元(约合人民币 58 亿元)。将在盐田旧址的部分地块铺设 92 万枚光伏电板，占地面积约 265 公顷。

该项目投入运营后输出功率约为 23 万千瓦，所发电力将根据协议全部出售给中国电力公司。力

争 2019 年上半年投入运转。

主导此项目的日本国海投资管理公司(位于东京)社长山崎养世在开工仪式前接受采访时指出：“这是搞活地方经济的第一步。随着能源多样化的发展，大规模的光伏发电将给地区带来活力。”

中国新闻网 2014-11-07

有消息称 P 型 PERC 单晶光伏电池需求依然相对较低

消息人士声称，许多台湾晶体硅太阳能电池制造商纷纷推出钝化发射区背面（PERC）技术，以期将光伏电池的转换效率从 18-19% 提升至 19-20%，报价从每瓦 0.44-0.46 美元上调至 0.49-0.51 美元。不过，市场对 P 型 PERC 单晶硅太阳能电池的需求依然相对较低。

消息人士指出，PERC 技术还可应用于 P 型多晶硅太阳能电池，可令其平均转换效率从 17.5% 增长至 18-19%，报价从每瓦 0.34-0.35 美元提升至 0.48 美元。然而，即使没有 PERC 技术，P 型单晶硅太阳能电池的效率依然可以媲美 P 型 PERC 多晶硅太阳能电池。因此，鉴于较高价格，P 型 PERC 单晶硅光伏电池对采购商的吸引力并不大。

目前，在日本与欧洲市场，绝大部分 P 型 PERC 单晶硅太阳能电池用于屋顶光伏系统，消息人士透露称。（译者：Krystal Bian）

Solarzoom 光伏太阳能网 2014-11-11

上海市分布式光伏产业联盟成立

记者 10 日从上海市经信委获悉，10 日下午，上海市分布式光伏产业联盟正式成立。32 家涉及研究、制造、设计、建设、服务的企事业单位加入新成立的上海市分布式光伏产业联盟，为上海市“四新”经济发展再添新载体。

成立仪式上，创导智能、安悦节能、上海航天机电、汉能控股 4 家联盟企业还与光明集团等重点用户代表签订了示范项目协议。

据上海市经信委有关负责人介绍，上海已实施光伏项目容量约为 215 兆瓦，占发电总装机容量的 1%；发电量为 2.1 亿千瓦时，占总发电量约 0.22%。今年以来，上海市经信委组织产业联盟各成员单位，协调对接了工商业、农业、市政、交通等重点领域潜在用户，梳理出光伏项目 106 个，预计装机容量约 300 兆瓦。全部建成后，上海光伏装机容量将翻一番，发电量占到全市总发电量的 0.5% 左右。

分布式光伏发电指采用光伏组件，将太阳能直接转换为电能的分布式发电系统。它是一种新型的、具有广阔发展前景的发电和能源综合利用方式，它倡导就近发电、就近并网、就近转换、就近使用的原则，不仅能有效提高同等规模光伏电站的发电量，还能有效解决电力在升压及长途运输中的损耗问题。

据介绍，分布式光伏发电是上海市推动“四新”经济发展 36 个抓手性领域中的典型代表，也是上海推动科技创新中心建设的重要领域。新成立的产业联盟将以市场化运作为主体，发挥龙头企业的引领作用，创新商业模式，有效促进供应链合作、技术合作和项目合作；通过创新资源整合，建立联盟内企业业务链的分享、价值链分享机制，形成可复制、可推广的经验，促进行业企业从原先的博弈关系向竞合关系转变，促进行业从小而散向强而优转变，推动本市分布式光伏发电产业健康有序发展。

中国证券网 2014-11-11

我国打造能源升级版 到 2020 年光伏装机预计达 1 亿千瓦

亚太经济合作组织 (APEC) 会议期间，能源自然是绕不开的话题。

11 月 9 日，国家能源局在 APEC 会议现场召开新闻发布会，介绍我国能源发展及规划情况。国家能源局表示，未来我国将大力推进能源节约，控制煤炭消费总量，大力发展非化石能源，打造中国能源升级版。

在发布会上，国家能源局监管总监谭荣尧透露，到 2020 年我国将把煤炭消费总量控制在 42 亿吨左右，非化石能源消费比重达 15%。除了积极开发水电外，还将大力发展风电、太阳能等可再生能源。

煤炭消费控制在 42 亿吨

在发布会上，能源局公布了未来中国能源领域将要进行的七项重点工作，包括大力推进能源节约方式，清洁高效开发利用能源，增强能源自主保障能力，大力发展非化石能源，推进能源科技创新，拓展能源国际合作和深化能源体制改革。

能源局将把节约能源贯穿于经济社会及能源发展的全过程，将能源消费与经济增长挂钩，对高耗能产业和过剩产业实行能源消费总量控制强约束，其他产业按先进能效标准实行强约束。

按照谭荣尧的表述，到 2020 年能源局将努力将一次能源消费总量控制在 48 亿吨标准煤左右，煤炭消费总量控制在 42 亿吨左右。

谭荣尧称，今后较长时间，煤炭在我国能源的主体地位不会变。因此，必须执行更严格的能效环保标准，降低供电煤耗和污染排放，力争在 2020 年把全国煤电消费比重降到 62% 以内。

据《每日经济新闻》记者了解，2013 年，我国煤炭消费占一次能源消费的比重为 65.7%，同比下降 0.9 个百分点；非化石能源消费占一次能源消费比重由 2012 年的 9.1% 提高到 2013 年的 9.8%。

在此次 APEC 会议期间，中国和俄罗斯已经签订了第二轮天然气供应框架协议，按照协议规定，俄罗斯每年将再向中国出口 300 亿立方米的天然气，加上今年 5 月份已经签订的合作协议，俄罗斯计划每年供给中国 680 亿立方米天然气。这对未来中国煤炭消费比例下降是一种福音。

2020 年建成 1 亿千瓦光伏装机

按照能源局的部署，未来中国的能源要在风能、太阳能等非化石能源上发力，到 2020 年时，中国的非化石能源比重将达 15%。

目前，国家能源局正在加快制定关于促进风电产业健康发展的若干意见，到 2020 年争取建成 2 亿千瓦风电装机和 1 亿千瓦光伏装机，实现风电与煤电上网电价相当，光伏发电与电网销售电价相当。

《每日经济新闻》记者从此次 APEC 会议上获悉，国家电网相关负责人表示，中国的太阳能发电与世界上其他的国家不太一样，中国主要是规模大、集中，项目当地负荷很少，需要运送到输电中心来，所以说我国的新能源的建设是大能源基地的建设。

上述负责人表示，我国现在有足够的技术可以把大的能源基地，比如西南部的风电基地，西北部的能源基地，可以通过这种技术输送到我国的东部地区来，从而可以进行大量的结构调整和优化布局。

据能源局介绍，未来我国将继续增强能源自主保障能力，推进煤电大基地大通道建设，重点建设 14 个亿吨级大型煤炭基地，建设 9 个千万千瓦级大型煤电基地。重点规划建设 12 条“西电东送”输电通道，经过初步测算，建成后可基本满足京津冀鲁、长三角、珠三角地区 2020 年前的外来电力需求，每年可减少上述地区标煤消费 1 亿吨。

能源局在此次发布会上还表示，继第一批审批权限下放 23 项后，能源局第二批还有 18 项审批权限下放，累计下放将超过全部审批权限的 50%。（记者 原金）

每日经济新闻 2014-11-11

预计全年多晶硅产量将会超过 12 万吨

多晶硅产业当前来看，受外部因素影响，多晶硅有效产能在提升，大约达到 15.6 万吨。企业盈利情况转好，今年以来国内一线多晶硅企业盈利情况逐渐扭转，有些恢复盈利，有些处于微利，有的生产成本比较高的，目前还处在亏损状态。

王勃华分析，生产规模 1-9 月产了 9.8 万吨，预计全年产量将会超过 12 万吨，进口量将超过 8.5 万吨，这不以为着表观消费量达到 25 万吨。

那么产能的利用率维持在比较高水平，有些企业在酝酿着扩产，像天虹、协鑫，亚洲硅业都有一些发展计划，包括内蒙古原来在煤炭企业的集团。应该说有一部分企业总体经营状况不是很乐观。

多晶硅方面存在一个问题，就是布局仍然比较分散。应该说我们分了十个主要地区，但并不是一个地区就一家多晶硅厂。最多的时候多晶硅厂生产企业达到 80 多家，其中改良西门子法 40 多家。我们在行业最不景气的时候，只有 5-6 家仍然在生产，大部分还是很小量的生产，现在随着行业逐步回暖已经恢复到 18 家左右在生产，应该说还是比较分散。

就是说前五名的产量大概占到总产量的 80% 以上，后面也在投产的 13 家总量不到 20%，这也一定程度说明了集中度的问题。在电池和组件方面，产业规模继续维持着稳步增长的态势，1-9 月产量是 23.5GW，预计全年产量达到 30GW，全球产量 1-9 月份是 35GW 左右。

PV-Tech 每日光伏新闻 2014-11-12

上海松江首座太阳能光伏公共超级充电站投用

11 月 13 日，由赛特康集团投资建设的太阳能光伏公共超级充电站在上海市松江区投入使用。上海社区公共充电桩建设有了新模式。据透露，在今年年底前，上海市松江区还将陆续建成 10 座类似的充电站。

据悉，这种由政府和企业联合建设公共充电站，解决市民急需的充电设施的新模式，为上海市大规模推广新能源汽车公共充电设施起到积极的示范作用。上海市经济和信息化委副主任马静、松江区副区长陈宇剑为松江首座智能超级充电站落成揭幕。

资料显示，此次建成的这套 10 千瓦的光伏发电系统，正常情况下每天所发的电量可以满足 2.5 辆电动汽车的充电需求，这能让电动汽车真正用上清洁能源。并且充电站与电网并网运行，如果太阳能光伏电不足，系统将自动切换到电网供电。

据介绍，由赛特康建设的这个超级充电站，四台充电桩是公司基于国家充电标准进行开发，能同时适用于中国、欧洲、北美三大主流车系，可以为产自不同地区的不同新能源车型进行充电，对于吸引国内外先进电动汽车在上海市的示范运行具有积极的引导作用。此次新建的超级充电站投资 50 万元的，是目前上海市首个由社会资本投资、建设在公共区域的超级充电站，将面向社会公众开放。在未来的运营上，将体现出高度智能化、远程化、网络化的特点。为了增强用户体验，赛特康与银联合作，突破性地将银联闪付功能，集成于每一台充电桩上。用户只要拿着一张银行卡，就能付费充电，同时还能选择手机支付、会员支付等。此外，充电站的互联功能，还能实现远程监控和维护，用户还可以通过手机 APP 等，进行预约充电。

另据上海市经济信息化委介绍，截至 10 月底，今年上海已推广新能源车 6091 辆，新建了 465 个充电设施。针对目前充电桩进小区遇到的瓶颈问题，上海市有关部门正在开展针对性研究。（徐金忠）

中证网 2014-11-13

SunEdison 与 AboitizPower 合作开发菲律宾光伏发电项目

领先的太阳能技术生产商和太阳能服务提供商 SunEdison, Inc.(NYSE:SUNE)今天宣布，该公司与 Aboitiz Power Corporation（简称“AboitizPower”）旗下全资子公司 Aboitiz Renewables, Inc.签署了一项联合框架协议。该协议使双方在未来三年内在菲律宾联合探索、开发、建设和运营高达 300 兆瓦公用事业规模太阳能光伏发电项目的打算变得正式化。

SunEdison 首席执行官 Ahmad Chatila 表示：“这是一项完美的合作关系。AboitizPower 在菲律宾电力市场拥有丰富的公用事业规模项目经验；SunEdison 拥有领先的世界级太阳能技术和部署能力。我们完全能够携手快速为菲律宾人民提供成本节约型太阳能。”

Aboitiz Power Corp.首席执行官 Erramon I.Aboitiz 说：“我们不断探索新的能源资源。与 SunEdison 签署的这项独家协议是一项重要里程碑，同时也是对我们当前可再生能源组合的完美补

充。我们对当地市场的深入了解以及 SunEdison 公认的过往记录和领先的技术将让我们能够快速实现目标。”

与 Aboitiz Renewables 达成的这项合作关系旨在开发 2015 年开始在菲律宾打造的一系列公用事业规模太阳能发电项目中的首个项目。之前，SunEdison 通过持续利用其部署成本节约型太阳能解决方案以满足发展和新兴市场日益扩大的电力需求的能力在印度和中国签署了类似协议。

美通社 2014-11-13

100GW 光伏装机：集中式和分布式并举

国家发改委能源研究所研究员王斯成在去年的无锡新能源大会上提出，到 2020 年，中国光伏装机容量超过 100GW。2020 年以前，中国光伏市场每年要达到 10-15GW。今年 6 月 23 日，国家能源局局长吴新雄在全国“十三五”能源规划工作会议上同样表示，到 2020 年，光伏发电装机达到 100GW 以上。

那么问题来了。

且不说大家对“大口号”普遍无感，也不说 100GW 能否完成，如果 100GW 的光伏装机真正实现了，这些浩浩荡荡的蓝色电池板该装在哪里呢？

在回答这个问题之前，让我们回顾一下今年以来分布式的坎坷路程吧。

可再生能源发展：集中式和分布式并举

今年年初，能源局定调光伏发电 14GW 的目标，其中分布式电站 8GW。光伏业者大呼过瘾，似乎 2014 年的光伏市场将春暖花开，尤其是分布式光伏将迎来一片坦途。无奈市场并未得到有效反馈，受制于融资、屋顶产权、业主积极性、电价补贴等问题，分布式光伏似蜗牛爬行发展缓慢。数据显示，上半年分布式光伏仅完成 1GW。

为了使“理想贴近现实”，6 月份，国家能源局局长吴新雄强调要坚持完成光伏 10GW 的年度增长目标，并且继续积极推进分布式光伏发展。为了进一步刺激市场，提高企业投资建设分布式光伏的热情，9 月份，分布式光伏新政出台，项目备案可选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”；不超过 20MW 的小型地面电站和农业光伏可纳入分布式光伏的范畴，并执行标杆上网电价。

王斯成近日预测，今年新增光伏装机达到 10GW、分布式光伏达到 4GW 还是有可能的。

截至 2013 年底，全国累计并网运行光伏发电装机容量 19.42GW，如果今年完成 10GW 的量，累计装机容量约为 30GW。如果要达到 2020 年 100GW 的目标，那么剩余 6 年需要完成 70GW，也就是每年 12GW 左右的装机量。如此的量应该装在哪里？

根据国家能源局新能源司副司长梁志鹏在 2014 无锡国际新能源大会上的讲话，下一步我国新能源的发展将从三方面着手：第一，规模化发展可再生能源电力，可再生能源发展是集中式和分布式并举；第二，推动分布式可再生能源应用；第三，加快城镇新能源体系建设。

按照第一条所说，分布式和集中式并举发展，那么分布式光伏装机将占到总装机容量的一半，未来 6 年每年约 6GW 的装机量。分布式发展势头不可小觑。

分布式光伏发展的几种模式

撇开早已搁浅的分布式光伏示范区和积极但零散的个人建站行为不谈，笔者认为，分布式光伏如果大规模开展，将主要依靠以下几种方式：

1、新型城镇化 梁志鹏表示，今后中国能源需求增长主要来源于城镇化，到 2020 年，城镇能源消费的 13%为可再生能源。到 2050 年，中国城镇建筑面积比现在增加一倍。未来中国分布式光伏发电市场总潜力达 300GW。

今后，国家在城镇新能源方面的工作包括以下三点：第一，在城市及工业园区规划和能源基础设施建设中融入分布式能源的有关内容；第二，推行绿色建筑标准，每一栋建筑物都包括可再生能源利用，尽可能用本地可再生能源满足更多能源需求；第三，配套电网按照多点高比例自由式接入分布式能源设计，建立发输用一体化的电网运行控制系统；第四，优先发展可再生能源供热，解决

集中供暖、工业供热、其它清洁能源有机结合。

2、光伏扶贫 分布式光伏发展的另外一种模式是光伏扶贫。10 月份，国家能源局和扶贫办联合印发《关于实施光伏扶贫工程工作方案》，计划用 6 年时间，到 2020 年，开展光伏发电产业扶贫工程。

有业内专家对光伏扶贫的市场容量进行了测算——以每年 200 万户的光伏扶贫对象，每户安装 3KW 光伏发电系统来计算，每年就是 6GW 的装机规模。但光伏扶贫面临资金、屋顶承重、电站安全、输送电等问题，需要从试点开始，积累经验后再全面铺开。

光伏扶贫将解决贫困地区无电和贫困家庭无收入的问题，光伏扶贫的分布式发展模式值得期待。

3、互联网电商平台 目前，就分布式光伏的供需双方——EPC 和业主而言，存在信息不对称、利益不对等的问题。先说 EPC，按照传统开发客户的方式，首先，EPC 将产生大量的业务员成本并且无法有效控制；其次，电话销售质量低，效果较差；再次，EPC 主动出击，会导致本身对光伏不甚了解的业主产生防范心理；最后，大量的广告宣传费用砸下去但收效甚微。

对业主来说，首先，不了解国家政策和行业规则，比如备案流程、合同陷阱；其次，无从选择合适的 EPC 公司，如果遇到不正规的 EPC，将损害业主的利益；再次，因为信息不畅通，可能造成项目投入资金高；最后，因为缺少第三方监管，签订合同后，业主处于劣势地位，项目质量无法得到保障。

分布式光伏如果仅依靠线下模式难以大规模开展，而一个可以信任的专业的第三方平台则能解决以上所有问题。互联网电商模式将彻底化解分布式光伏发展过程中的诸多“顽疾”，如资源、信息的不匹配，传统采购渠道繁复，采购成本过高，为个人用户、中小工商业用户，以及 诸多 EPC 提供一个开放、独立、规范的第三方平台，并通过引入金融和保险机构化解分布式融资和电站风险等问题，最终促进光伏行业尽快发展。能源互联网为更多的个人和中小企业创造了低成本资金进入能源领域的最佳通道。

电商“双十一”大战激情上演，天猫以 571 亿元的成绩刷新纪录。在互联网这个不断创造奇迹的平台上，我们有理由相信，分布式光伏的身影也将活跃其中。在中国能源革命的驱动下，在能源互联网的大趋势中，分布式光伏将通过互联网的形式传播至家家户户，越来越多的家庭和中小型工商业主将享受到绿色清洁能源。

尤为重要的是，分布式电商模式一旦扎根并推开，将带动国民自发性安装屋顶光伏的热情，他们是分布式光伏的最佳投资者。

Solarzoom 光伏太阳能网 2014-11-13

盘点入围《光伏制造行业规范条件》的多晶硅企业——后《规范》时代多晶硅企业

导读： 不论愿意不愿意承认，这都是一个事实：全球多晶硅产业终于还是走向了寡头垄断的不归路。这种趋势的不可逆转。

不论愿意不愿意承认，这都是一个事实：全球多晶硅产业终于还是走向了寡头垄断的不归路。

之所以用“不归路”这个词，是为了强调这种趋势的不可逆转。2003 年德国光伏补贴政策的出台，极大推动了德国乃至欧洲太阳能光伏应用市场的发展，太阳能级多晶硅市场需求由此出现爆发性增长，价格飞速上涨。到了 2008 年，国际多晶硅价格更是一举达到 350 万元/吨。暴利的驱动下，众多企业跟风挤进了这个高科技行业。多晶硅行业的躁动不止是发生在中国，它就像一场全球的盛宴，雨后春笋般冒出的多晶硅企业们迫不及待的想着分一杯羹。盛极必衰，如今让当我们回头再看时，仍能感受到多晶硅血肉竞技场的残酷性。

2013 年，多晶硅产业五巨头——保利协鑫，瓦克化学（Wacker），汉姆洛克（Hemlock），OCI，以及 REC，仅仅这这五家多晶硅供应商就生产了全球范围内大约 81% 的多晶硅，总产量达 21.5 万吨。按地区性分布，2013 年中国多晶硅产量占全球总产量的 35%；紧跟其后的是美国，占总产量的 24%，其次是德国和韩国，分别为 23% 和 12%，其他地区（主要是日本）多晶硅产量亦贡献了 6% 的市场

份额。

再看一下各个多晶硅产地的企业构成，2013 年，全球多晶硅产能主要集中在 15 家企业上，其中，中国企业有保利协鑫、特变电工、大全、瑞能、亚洲硅业、洛阳中硅等；美国主要企业为 Hemlock、REC、SunEdison 三巨头；德国韩国都是一家独大，主要产能分别为瓦克、OCI 贡献；日本多晶硅产能分布较广，Tokuyama、M.setek、Mitsubishi、Osaka Titanium 四家企业皆入围全球多晶硅 TOP 15。

看起来中国多晶硅产业形势还不错。2013 年全球多晶硅产量前五的企业中国有 6 家入围。然而，如果从产量分布去看的话，中国中小多晶硅企业的生存环境却不让人乐观。根据中国光伏行业协会秘书长王勃华在第六届中国（无锡）国际新能源大会上发言透露，在高峰时期我国多晶硅厂生产企业达到 80 多家，其中改良西门子法 40 多家。尽管曾经因为多晶硅大降价曾经出现过仅有 4、5 家企业维持生产的情况，但随着行业逐步回暖，现在已经有 18 家左右的企业恢复生产。然而，在这 18 家恢复生产的企业中，前五名的产量就占到总产量的 80% 以上，排在后面的 13 家生产量不到总量的 20%。

盘点入围《光伏制造行业规范条件》的多晶硅企业

根据国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发[2013]24 号）和国家有关法律、法规及产业政策，按照优化布局、调整结构、控制总量、鼓励创新、支持应用的原则，2013 年 9 月工信部制定并发布了《光伏制造行业规范条件》，随后在 10 月发布了《光伏制造行业规范公告管理暂行办法》。11 月 28 日，工信部发布公告，将拟公告的符合《光伏制造行业规范条件》第一批企业名单予以公示。

第一批入围公示名单包含 134 家光伏生产企业，其中有尚德电力、南玻 A、天威保变、ST 超日、比亚迪等一批上市公司。主要涵盖了多晶硅、电池、组件、硅棒、硅片几个业务领域，其中主营业务涉及组件生产的企业有 60 家，电池生产的企业 47 家，多晶硅生产企业 11 家，其余则为硅锭、硅棒、硅片生产企业。

在今后的半年多时间里，工信部又接连公布了第二、三批符合规范的入围光伏企业名单。而从后面的名单结果来看，后面入围的多晶硅企业数量远没有第一批那么多，仅有四家。而第三批名单中，入围多晶硅企业更是孑然只有内蒙古盾安光伏一家。

下面为读者盘点一下三批入围《光伏制造行业规范条件》的多晶硅企业：

第一批名

六九硅业	河北保定
洛阳中硅	河南洛阳
南玻硅材料	湖北宜昌
中能硅业	江苏徐州
亚洲硅业	青海西宁
黄河水电	青海西宁
天宏硅材料	陕西咸阳
瑞能硅材料	四川眉山
永祥多晶硅	四川乐山
新特能源	新疆乌鲁木齐
大全新能源	重庆

第二批名

神舟硅业	内蒙古呼和浩特
威锋硅业	内蒙古呼和浩特
大全（新疆）	新疆石河子
冶研新材料	云南昆明

第三批名

盾安光伏 内蒙古巴彦淖尔

我国多晶硅产业大约分为十个产区

从名单上看，连续的三批 16 家多晶硅企业名单在相当程度上和 2013 年产量名单有一定的重叠，然而，从总体来看，入围企业不足全国多晶硅企业全盛时期总数的五分之一。根据规范要求，入围企业需达到当前 50% 的产能利用率和完成相关环境评估。自从多晶硅价格大跌，许多新进入行业的多晶硅企业皆以为经营状况停产，2014 年上半年以来复产开工的多晶硅企业仅有 15、6 家，这些企业和入围名单也有相当大的对应。多数多晶硅企业基本是坚持开工到 2012 年的 9 月份，所以第一批名单有 11 家企业入围。但 2013 年，一直停产到 2013 年 9 月份的企业是达不到 50% 的产能利用率。随着这个准入门槛一年一年地进行下去，企业的数量将逐渐减少。从第一批的 11 家到后面的 4 家、1 家，也可以反映出多晶硅产业的开工情况堪忧。

在工信部名单之内的企业，更容易获得金融机构的鼓励与支持的，名单之外的企业应面临金融政策的维持或压缩；海关为企业办理出口产品退税时，也会依据名单上优先退税，不在名单之内的企业将不能享受退税政策。而且，《名单》影响也会扩散到光伏企业上下游的合作关系，公告的名单也将逐渐成为企业间合作的重要基础。业内人士认为，去产能化的途径也主要是依靠兼并重组的手段，此次出台《规范条件》是为行业兼并重组、淘汰落后产能、提高行业集中度做好了准备。

由此可见，在光伏产业逐渐走出寒冬，多晶硅产业也有了一定的恢复。但总的来说，行业整并是大趋势，光伏行业的兼并重组风一直延伸到上游，竞争力差的企业已经在政策上被放弃了。当然，对于如何整并，各方行业专家也有不同的看法。在第一批名单出炉之时，保利协鑫能源控股有限公司副总裁吕锦标接受采访时曾表示，“今后在晶硅、组件整合中，技术替代的特点会越来越突出。简单拼凑到一起，已经无法体现出产能规模的优势了，未来兼并重组可以选择相互参股方式，通过股权关系把企业间的利益一下子紧密起来。”在技术优势越来越明显的情况下，大企业吃掉小企业已成必然。

外企疯狂涌入

2014 年 1-10 月份，国内多晶硅产量约 11.1 万吨，预计 2014 年全年多晶硅产量将至少达到 13 万吨，同比去年增加 55%。同时，估计我国多晶硅有效产能在经历过大企业扩产提升后，大约有 15.6 万吨。然而，与之对比的是，2014 年我国多晶硅进口量将超过 9 万吨。

色协会硅业分会最新发布的报告显示，2014 年 9 月份我国多晶硅进口总量为 9942 吨（8 月份为 8373 吨、7 月份为 8936 吨），环比增加 18.7%，再创历史新高！

其中通过加工贸易方式进口多晶硅量为 6415 吨，在 9 月份总进口量中占比为 64.5%；从美国按加工贸易方式进口 1698 吨，占 9 月加工贸易进口总量的 26.5%，在当月自美国进口总量中占 90%，而除去不在反倾销范围内的 189 吨半导体用多晶硅外，其它则 100% 为可规避反倾销税的以加工贸易方式进口的太阳能级多晶硅！

而 8 月份时，我国从美国进口的多晶硅总量为 1761 吨，不仅环比增长了 33.8%，且与 9 月份一样，除了 139 吨半导体用多晶硅，剩下的 1622 吨太阳能级多晶硅也 100% 通过加工贸易方式进口。这意味着，即便商务部、海关总署 8 月 14 日做出了“自 2014 年 9 月 1 日起暂停太阳能级多晶硅加工贸易进口业务申请受理”的决定（以下简称“58 号文”），海外太阳能级多晶硅借加工贸易进口以逃避反倾销关税的活动依然猖獗。

据有关部门摸底，国内一家企业突击申请并获批了十笔加工贸易进口合同，执行期从 2014 年 9 月持续到 2015 年 8 月，总量超过了 1 万吨。相当于海外多晶硅企业提前在中国市场锁定了一年的订单，由此便可高枕无忧。对国内多晶硅产业造成的冲击无疑是巨大的。值得一提的是，如 REC、

Hemolock 等海外多晶硅巨头，或将因没有了来自于中国市场的压力，而丧失了帮助中国光伏就双反与美国达成某种和解的动力，由此造成恶性循环，中小多晶硅企业的生存状况更是难上加难。

中国需要几家多晶硅企业/能剩下几家多晶硅企业？

自从 2013 年 11 月《光伏制造行业规范条件》公布以来，我国多晶硅企业呈现出大企业越做越大，小企业则在国内外巨头挤压下挣扎求存的状况。问题就来了，入围《光伏制造行业规范条件》到底能不能满足国内光伏产业生产需求？

这其实就是一个中国光伏产业需要几家多晶硅企业的问题，其另外一层含义则是，到最后我国能剩下几家多晶硅企业？据中国硅业协会估计，2014 年全年我国多晶硅供应量为 22 万，远远超出光伏产业需求。与此同时，保利协鑫、特变电工、大全新能源等现有开工率较好的多晶硅企业都在紧锣密鼓的进行着扩产计划，放眼国外，REC、OCI、瓦克化学的扩产规模也相当惊人，根据 GTM Research 预测，到 2016 年全球将新增多晶硅产能 25GW，约合 130000 吨。而这些数字，基本上都是大型多晶硅企业的“贡献”。

OFweek 太阳能光伏网 2014-11-14

全球光伏补贴削减 中国光伏技术路线何去何从？

“分布式光伏发电特别是个人光伏发电改变了能源生产的方式和运行体系，并网难的问题现在基本上解决，备案制已经在各地落实，补贴也在逐步发放，我国光伏发电的政策体系已经建立起来，现在市一级政府出台光伏发电扶持政策的越来越多，只要把每一项政策扎实落地，现存的一些问题会逐步解决”。这需要澄清一些观念和认识：现在国内的一些光伏制造企业“卖给国外的产品质量就很好，卖给国内的产品就差些。”国内光伏产业正处在大发展的时期，国家政策的利好带来了机遇，行业呈现转好和复苏的态势，光伏发电能否成为我国主要能源之一，关键要靠科技进步，提高效率，降低成本，中国光伏制造业需要一张“面向平价电力的技术路线图”。

今年以来，通过降低企业生产成本来实现光伏产业的发展的动议被反复提及，并在国家能源局层面出台了相应的指导意见，这是一项十分有战略性意义的工作。

降低企业生产成本的前提是解决企业的技术创新能力和完善产品成本下降路线图，一旦后者得到妥善解决，降低企业生产成本问题实际就已得到解决路径。否则，光伏企业就会因为成本下降的路径而导致光伏产业离“平价上网”遥遥无期。与此同时，造成光伏发电成本高企的原因多种多样，须对症下药，有的放矢。

随着太阳能光伏产业的发展和安装量的持续上升，日前，美国一些公共事业公司和官方机构表示，是时候对过量的太阳能补贴进行削减了。

曾经太阳能只扮演了电网结构的一小部分，纳税补贴显得不足为要。但随着激励政策刺激产业的发展，现在光伏电池板的价格下滑了 90%，而且每周都会有成千上万的系统安装，纳税负重过高，且产业补贴过量。因此公共事业公司认为，是时候进行缩减或终止补贴。

夏威夷州表示，政府希望支持可再生能源，但并不是建立在所有纳税人对此赋重税的基础上。该州自 2007 年以来太阳能系统安装量实现翻番，太阳能税收减免也从 2010 年的 3400 万美元上升到 1.73 亿美元。

同样的情况也出现在亚利桑那州，需要非光伏使用纳税人为太阳能光伏企业支付每度电 25 美分的补贴金。该州公共服务公司的 CEO 表示，预计安装屋顶光伏系统的家庭为非太阳能光伏消费者平均附加了 2 万美元的成本。亚利桑那州公司委员会(The Arizona Corporation Commission, ACC)于全年表决，住宅光伏补贴将削减至每瓦 0.10 美元，原先 TEP 提供的补贴为每瓦 0.50 美元。太阳能热客户获得的补贴为每瓦 0.40 美元，低于原先 TEP 提供的每瓦 0.50 美元。

美国国会在讨论财政悬崖时候就曾把太阳能光伏补贴削减提出商议。

随着全球范围内对可再生能源补贴的削减，中国政府似乎也面临同样的压力。中国陆上风电上网电价在执行五年未变后开始酝酿向下调整。设想方案中按照不同地区进行划分，下调幅度在 2-5

分钱之间。值得关注的是，在设想方案中所有在 2015 年 6 月 30 日后投产的风电项目都将按照新上网电价实行。

近日，中国国家发改委价格司召开了“陆上风电价格座谈会”，通报调价设想方案，将风电四类资源区标杆电价从目前的 0.51、0.54、0.58、0.61 元/千瓦时，调整为 0.47、0.5、0.54、0.59 元/千瓦时。并在此调整基础上区别对待，将福建、云南、山西三省电价由 0.59 元/千瓦时调整为 0.54 元/千瓦时；将吉林、黑龙江省电价统一调整为 0.54 元/千瓦时。其中目前标杆电价为 0.61 元/千瓦时的地区拟下调 2 分钱，福建、云南、山西三省电价下调 5 分钱，其他均下调 4 分钱。

风电补贴的削减，使太阳能从业者不得不思考“是否光伏补贴削减的时间表也会马上出现”。在这种背景下，作为太阳能光伏发电的另一技术路线，CIGS 薄膜发电正在依托其技术进步以及量产良品率，悄然敲开了“平价上网”的另一扇门。

根据巴登-符腾堡州太阳能和氢研究中心(Baden-Württemberg Centerfor Solar Energyand Hydrogen Research, 以下简称 ZSW)去年对外宣布，已制造出一款刷新世界纪录的 CIGS 电池片，其转换效率达到 20.8%。设备供应商 Manz 已在其 CIGS 实验室中获得技术独家专利。

转换效率的提升已经被普遍认为是光伏制造商与开发商降低光伏每瓦成本的关键因素之一。CIGS 薄膜产品的开发一直在进行之中，不仅仅有望带动每瓦成本的降低，而且能缩小 CIGS 与晶体硅制造商之间的效率差距。

最新的转换效率记录已经由 ZSW 公布，CIGS 电池片效率达到 20.8%。而同样位于德国南部巴登-符腾堡州的设备供应商 Manz 已经获得了这项技术的独家专利权。长久以来，Manz 和巴登-符腾堡州太阳能和氢研究中心一直在开展合作，而这家设备企业试图将其在 ZSW 实验室中取得的效率成果转化为 CIGS 创新生产流水线的规模化生产。

作为 ZSW 技术的独家专利权所有人，Manz 表示将为 Manz 的 CIGSfab 客户带来巨大的每瓦成本优势。Manz 曾经量产出一款转换效率达 14.6%的冠军组件，并声称其可与多晶硅组件相匹敌。而这一款在中国云南石林电站得到了实践的检验。(Manz 以最先进的共蒸镀技术量产出高质量的铜铟镓硒组件，并声称期可与多晶硅组件匹敌。而这一款在中国云南石林电站得到了实践的检验。)

CIGS 薄膜发电成本大幅下降

一个产业的成本下降曲线下行是必然的，市场总是驱使产业必须不断改进，且要求企业和产品必须越来越有价格竞争力。类似于半导体与显示屏产业都经历过类似的成本下降曲线。然而，多晶硅电池产业发展的较早，产业供应链成熟，材料成本下降空间有限，而技术成长也已经趋于缓和，新技术导入的成本越来越高。这也就意味着多晶硅电池成本下降流程会越来越不容易，将使晶体硅发电产品成本下行趋势逐渐放缓，甚至饱和。相对而言，铜铟镓硒产业正要开始，拥有更大的成本下降空间。随着太阳能光伏“平价上网”的诉求越来越强烈，无论是晶体硅电池还是铜铟镓硒(CIGS)产业都经历着同样的大考。笔者试图通过

一些数据及对市场的调研，探讨当前主流技术之一的铜铟镓硒薄膜电池技术与传统晶硅技术的发展前景。

A.转换效率：

虽然 ManzCIGSfab 铜铟镓硒组件的 14%量产效率起步略逊于市面上一般多晶硅组件的 15%~16%，但已经非常接近，而且铜铟镓硒电池每年效率提升的速度是多晶硅电池的两倍，如果以这种趋势发展，铜铟镓硒组件有可能很快将超越多晶硅电池。按德国 Manz 自身的开发规划，2015 年平均量产效率即将达到 15%，并挑战 16%的组件转换效率。同时按照 Manz 提供的转换效率提升计划计划将逐年提高组件效率，以使组件效率达到 17.5%以上。同时，根据南开大学孙云教授提供的数据。以目前铜铟镓硒的研发角度来看，铜铟镓硒组件转换效率将有望突破 19%，而目前 Manz 集团高层也证实了接近 18%的可能性。

若以两者现阶段在实验室所能达到最佳的世界记录效率来对比，铜铟镓硒的 21%早已超越多晶硅的 20.4%，再一次证明铜铟镓硒拥有更好的光电转换特性，在技术上有潜力超越多晶硅电池。

B.成本支出:

铜铟镓硒产业尚未达到产业化规模,所以相关的产业供应链并不完整。但产业发展过程中,随着投入者越来越多,铜铟镓硒产在中国落地后能带动产业链如玻璃、接线盒、金属原材料、靶材等的相关产业链的发展,再配合材料与设备本土化的措施,将可大幅降低材料成本。同时,中国本土拥有充足的技术与工程人才,在量产与研发上将可无缝接轨。

C.良品率:

据笔者对 CIGS 薄膜产业的调研,目前 Manz 铜铟镓硒技术在量产尺寸下的工厂良品率已高达九成以上,具备量产条件,而且随着不断的研发投入,将以逐年提升 1%~2%良品率脚步前进,提供给投资者较强的成本竞争力。另外,Manz 沿用在显示屏产业处理大尺寸玻璃的全自动工厂经验,在高度自动化的系统支持下,能提高各项设备与玻璃处理效能,能有效降低工厂非良品率,提升设备正常运行时间。

D.经济规模

铜铟镓硒组件在现阶段虽然在效率上与多晶硅组件有较小距离,但以后起之秀之势,以其多方面的改进,将具备与光伏主流产品即多晶硅组件相抗衡的能力。目前,中国本土企业投入铜铟镓硒产业的趋势方兴未艾,最积极的当属汉能与央企的中建材,分别在近几年大手笔收购国外知名铜铟镓硒组件生产厂商。预期中国在整个铜铟镓硒产业到达规模后,将使经济效益得以提高而更有效率地降低成本。市场在达到 2GW 后,预测铜铟镓硒组件生产成本可望降至每瓦 1.8 元人民币。

E.发电量:

虽然目前铜铟镓硒组件效率仍无法与多晶硅组件相比,但即便如此,依据各地长时间的实测结果发现,铜铟镓硒组件最终的发电效能已经超过多晶硅组件。归咎原因,在于铜铟镓硒材料是公认最适合做太阳能电池的材料,因为其拥有最宽广的吸光频谱,属于直接能隙(directbandgap)材料,温度系数较低,有更好的弱光效应等,每年发电量平均较晶体硅太阳能电池高出约 10%(8%~10%),相关数据可参考云南石林 1MWCIGS 光伏电站运行报告。发电量是电站业主选择太阳能发电最终的目的,也是最实际的指标。相信铜铟镓硒电池更能适应各种环境的特性,将使得铜铟镓硒电池的应用更加灵活与宽广。

索比太阳能光伏网 2014-11-14

国内首座智能光伏充电站落户松江

打开手机 APP“聚电充电桩”,将充电桩连接到新能车上,按一下“开始充电”,随时随地都可以查看充电进程。昨天,由赛特康集团投资的国内首座智能太阳能光伏公共超级充电站正式落户松江。这标志着上海市新能源汽车充电站建设有了新模式。

记者昨天下午在松江方松社区文化活动中心的停车场内就看到,新搭建的充电站顶部铺满了一层太阳能光伏玻璃太阳能板。在中国红的廊柱下,四台电动车并列一排正在充电,包括美国标准的沃兰达电动车、欧洲标准的宝马电动车和中国标准的荣威 E50 电动车。赛特康新能源科技公司唐俊华博士告诉记者,这套 10 千瓦的光伏发电系统,最大转化效率达到全球领先的 22%,正常情况下每天所发的电量可以满足 2.5 辆电动汽车的充电需求。该充电站与电网并网运行,如果阴雨天太阳能不足或者充电车辆较多,系统就会自动切换到电网供电。

数据显示,截至今年 10 月,全市新能源车保有量为 6091 辆,充电桩 2500 个左右。但目前的充电桩利用率较低,大概在 6.2%,这主要与选址不合理、无法智能充电、充电标准不一等因素有关。家住松江海德名园的一位新能源车主,由于没有固定车位,不能安装充电桩,每次充电只能从阳台上拉出电线和接电板。

赛特康集团董事长庞雷介绍说,首个超级充电站投资 50 万元,是上海市首个由社会资本投资、建设在公共区域的超级充电站,未来运营中将体现高度智能化、远程化、网络化,用户可以通过手机 APP 等进行预约充电。赛特康还与银联合作,将银联闪付功能集成于每一台充电桩上。也就是说,

用户只要拿着一张银行卡，就能付费充电，同时还能选择手机支付、会员支付等。关于收费问题，赛特康方面表示，目前正在向市发改委申请，主要分为电费和服务费两部分。未来两个月内，将免费向公众试运行。

值得一提的是，这个超级充电站四台充电桩，在基于国家充电标准基础上进行了全新开发，能同时适用于中国、欧洲、北美三大主流车系，可以为产自不同地区的不同新能源车型进行充电。国家发改委相关负责人表示，这对于吸引国内外先进电动汽车在上海市的示范运行具有积极引导作用。

另据透露，今年年底前赛特康还将在松江陆续建成 5 至 10 座类似充电站。按照计划，明年将在全国建成 50 至 100 座公共超级充电站。

解放网-解放日报 2014-11-14

光伏水利产业助力“三农”脱贫致富

国家能源局、国务院扶贫办发布光伏扶贫工程工作方案，方案指出：“光伏扶贫既是扶贫工作的新途径，也是扩大光伏市场的新领域，有利于人民群众增收就业，有利于人民群众生活方式的变革，具有明显的产业带动和社会效益。”

方案要求各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）、扶贫办、国家能源局各派出机构，水电水利规划设计总院，中国扶贫发展中心等相关单位，切实根据国家扶贫工作部署和支持光伏产业的政策，积极组织实施光伏扶贫工程。利用 6 年时间，开展光伏扶贫工程。

《通知》指出，在河北、山西、安徽、甘肃、宁夏、青海六省（区）率先开展试点，每个省（区）各选取 5 个贫困县，采取以村为单位整体推进。整合国家和地方扶贫政策和分布式光伏政策，通过正常补贴、农户出资、银行优贷、可再生能源基金、电网服务等多种形式支持光伏扶贫。

光伏水利之光伏扶贫：双赢格局推动产业发展 倾力民生惠及环境

光伏扶贫政策将扶贫开发和光伏应用结合在一起，在帮助贫困人口摆脱贫困、增加收入同时支持我国光伏产业发展。光伏扶贫必然走农村、农业、农民的“三农”道路，光伏应用于农村和农业也是光伏产业未来战略方向。光伏扶贫依靠先进科技，在广大贫困地区大力发展农牧业解决缺电缺水困难，为贫困地区群众稳定增收，脱贫致富发挥积极带动作用。

光伏水利是光伏扶贫政策最佳实践和推广应用领域，光伏水利引领光伏产业创新，提升农业水利基础设施建设，实现光伏绿色扶贫、光伏农业扶贫，走特色光伏扶贫之路，致富“三农”。

光伏水利：为光伏扶贫开辟新领域 助力“三农”脱贫致富

光伏水利产业为光伏扶贫开辟新领域，成为光伏扶贫未来发展的核心战略和方向，为我国贫困县的脱贫致富奠定基础，给予最先进的光伏扬水技术科技支撑。

加快光伏扶贫产业化进程。将先进 Solartech 光伏扬水技术应用于传统水利系统，大大促进光伏水利产业发展和农田水利现代化建设。

扩大社会效益和经济效益。光伏扬水系统技术以来自太阳的持久能源为动力，无需架设电网，为贫困地区节约了架设电网的高额费用。

提高了农牧民的科技意识和致富技能。将高科技光伏扬水技术融合到水利建设和农业建设，主要解决无电或缺电贫困地区的农牧业生产生活缺水缺电难题，系统由光伏电池阵列、光伏扬水逆变器、水泵组成，采用“最大功率点跟踪”、“防孤岛保护”等多项发明专利技术处于世界光伏应用领域的前沿。

发挥农业现代化优秀示范作用。光伏扬水系统促进农业现代化发展，提高农业水利基础设施建设，不仅为农村贫困户农业生产降低生产成本投入，在与各类喷灌、滴灌、渗灌等节水灌溉设施结合应用，光伏节水灌溉又可再次节水节能，充分体现系统建设的生态循环绿色特点。促农业增产，产生直接经济效益助农民增收。系统将太阳能转化成电能过程没有任何污染，为全球生态环境减负，太阳能动力直接驱动水泵扬水工作。

全国首例光伏水利扶贫示范工程——牛玉琴光伏扬水治沙示范基地

2009年以前的毛乌素沙漠南缘，每年都会遭遇来自蒙古和北方荒漠的沙尘暴肆虐。沙尘暴破坏了当地的生态环境。植被破坏，农田被掩埋，让草原和良田变成荒漠，严重影响到人民的生产生活水平和经济收入。为摆脱沙尘暴带来的危害与贫困，人们一直在和沙漠进行着斗争，并积极寻找科学、高效、和谐的治沙致富途径。

治沙女英雄牛玉琴决定通过在自己的治沙基地中引进光伏扬水系统技术，因地制宜的将沙漠中不利条件转化成可用资源，充分利用太阳辐射能量，系统并将其转化成电能，驱动水泵抽取地下水进行节水灌溉，为沙漠治理提供最有效的解决方案。从2009年起，牛玉琴采用天源新能源有限公司提供的光伏扬水系统方案技术与设备，在自己治沙基地里应用光伏扬水系统提水灌溉。2009年治沙基地使用的首套功率3千瓦的光伏扬水系统，系统扬程30米，日均出水量达110吨，采用节水+水肥一体技术，满足105亩西瓜种植的需水量，除满足西瓜种植外，还结合微喷、滴灌技术，满足35亩樟子松（4年苗）和22亩樟子松（1年苗）的育苗灌溉需求，树木成活率达到92%以上，传统灌溉方式成活率仅为62%，用水量却多出三倍以上、肥料用量多两倍以上。

牛玉琴光伏扶贫项目首套光伏扬水系统的使用，为沙漠地区种植农业经济作物以及树木的灌溉提供了充分的供水保障，系统每年可以发电7500千瓦时，不仅节省了之前每月5000多元的灌溉、人力等费用支出，种植的各类经济作物直接经济效益更加可观。此外，系统对当地生态环境的恢复意义重大，在其25年的使用年限内，相当于节省标准煤70吨，减排二氧化碳31吨，二氧化硫1.4吨，烟尘1.1吨，灰渣18吨。

陕西牛玉琴光伏水利扶贫示范工程

2011年以来，牛玉琴治沙示范基地在11万多亩的沙地中，又开辟出两千亩地种植经济作物，天源新能源为其提供了多套功率为7.5千瓦的光伏扬水系统，用来发展光伏农业温室大棚，种植绿色新鲜蔬菜，同时进行樟子松、云杉等经济类树木的大规模育苗工程。光伏扬水系统除满足2000亩蔬菜种植的需求外，还种植了200亩的苜蓿和玉米用来养羊，羊粪可用来生产沼气及肥田种菜，真正做到了以农养牧、以牧养林，搞起了“种植养殖林业”一体的绿色循环经济，让牛玉琴和当地的乡亲们彻底脱贫致富。

经过6年的发展，荒漠里种出了经济作物，植树两千多万株，将7300多公顷沙漠变成了绿洲，将风沙逼退10多公里，为周边的农牧业发展创造了有利条件，在解决当地农民的贫困问题同时对生态恢复做出了巨大贡献，光伏扬水系统助当地发展出一条特色经济产业链。

陕西毛乌素光伏扶贫项目的成功，让原来的荒漠因为光伏灌溉转换成耕地，2000亩绿洲形成。草原畜牧一派欣欣向荣，牲畜饲养规模不断扩大，光伏扬水系统应用荒漠治理、草原畜牧、农业灌溉，让一方群众致富，走上康庄大道。

各省市积极响应 因地制宜开展光伏扶贫

在11月7日无锡新能源大会期间举行的光伏扶贫研讨会上，与会嘉宾一致认为，光伏扶贫工程将解决贫困地区无电和贫困家庭无收入的问题，光伏扶贫对光伏产业的拉动，意义重大。

光伏扶贫工作，首批河北、山西、安徽、甘肃、宁夏、青海六省（区）率先开展试点，可通过Solartech光伏扬水系统技术，将太阳能资源应用于农业水利建设、农作物种植和农田灌溉，将光伏与农业有效结合，光伏水利产业彻底解决我国缺电和无电贫困地区的农业灌溉难题，帮助农村生产，农业增产，农民增收，摆脱贫困，共享富裕。

世纪新能源网 2014-11-14

海洋能、水能

三峡电站累计发电量突破 8000 亿千瓦时

中国长江三峡集团公司 5 日发布消息称，截至 5 日零时，世界最大水电站——三峡电站已实现连续安全生产超过 3000 天，累计发电突破 8000 亿千瓦时。这是三峡电站运行管理史上又一个重要里程碑，标志着三峡电站安全生产再创新纪录、管理水平再上新台阶。

统计数据显示，截至 5 日，三峡电站已实现连续安全生产达 3003 天；历年累计发电量达 8002 亿千瓦时。三峡电站连续安全生产超过 3000 天，创造了国内 70 万千瓦水轮发电机组集群连续安全运行天数新纪录。8000 亿千瓦时的发电量，相当于 2013 年全国全社会用电量的 15%。三峡电站运行 11 年来，相当于累计为社会节约原煤消耗 4 亿吨、减少二氧化碳排放 8 亿吨、减少二氧化硫排放 800 多万吨。

三峡电站持续安全高效运行，不仅为我国国民经济快速发展注入了强劲动力，而且为推动低碳发展和绿色发展作出了重要贡献。三峡集团表示，将以此为起点，不断加强对三峡电站的运行管理，精益运行，科学调度，努力将三峡电站建设成为本质安全型、资源节约型、环境友好型和智能化的国际一流水力发电厂，为“保增长、调结构、惠民生”再作新贡献。

三峡电站是目前世界上装机容量最大的水电站，机组尺寸和容量大，水头变幅宽，设计和制造难度均居世界之最。电站共装有 32 台 70 万千瓦巨型机组，加上两台 5 万千瓦电源机组，总装机容量为 2250 万千瓦。

新华网 2014-11-06

风能

由于配套设施不完善 28 省风电利用小时数出现负增长

近日，国家能源局发布了 2014 年前三季度全国风电并网运行“成绩单”。数据显示，1~9 月，全国风电新增并网容量 858 万千瓦，到 9 月底，全国累计并网容量 8497 万千瓦，同比增长 22%；全国风电上网电量 1060 亿千瓦时，同比增长 7.6%。此外，1~9 月全国风电弃风限电形势有所好转，风电弃风电量 86 亿千瓦时，同比减少 28.3 亿千瓦时；平均弃风率 7.5%，同比下降 3.36 个百分点。

虽然弃风限电形势有所好转，但发电小时数普遍同比下降。据《每日经济新闻》记者不完全统计，有 28 个省（市、区）风电利用小时数出现负增长，以新疆、重庆、山西下降最为严重。彭博新能源财经风电分析师周忆忆告诉记者，发电小时主要取决于风资源情况，一般在中国每 4 年有 1 个小风年，今年的风速相比去年明显下降。

中投顾问能源行业研究员任浩宁在接受《每日经济新闻》采访时表示，虽然今年以来的弃风电量和弃风率出现下降，但弃风现象并没有得到根本改善。任浩宁认为，这只是表明问题引起了有关部门的重视，但核心问题仍未解决，风电项目整体规划从国家到省级地方依然不够详细。

今年 1~9 月，全国风电平均利用小时数 1336 小时，同比减少 196 小时。30 个省（市、区）中，只有江苏和云南呈正增长，另外 28 个省（市、区）对风电利用小时数出现负增长。以新疆、重庆和山西最为严重，分别同比下降 503 小时、423 小时和 402 小时。

任浩宁向记者分析，新增的风电并网项目量大，但不稳定，运行效率低，而风电利用小时是决定项目利润的核心指标，上不去谈不上赚钱，下降应该引起电网公司高度重视。

一位不愿具名的风电场人士向记者坦言，明年陆上电价可能会下跌，必须赶在价跌之前把核准项目建了。然而，风电项目上马太快，超出了电网公司的基础设施建设速度。

尚普咨询分析师张交表示，跨区输电配套的电网设施明显滞后情况突出，一个风电项目建设期一般为一年，但与之配套的电网工程需要一年半到两年才能投入使用，双方难以实现同步投产，导致各地区弃风限电难以消除。

此前有媒体报道称，在弃风限电背后，也存在不少电网公司的不作为。任浩宁表示，对电网公司而言，担心由于风电不稳定且规模大影响整个电网的安全性和稳定性，这是电网公司的难处。而从技术层面上来讲，大规模并网发电的稳定与否还是全球性的难题。

周忆忆认为，由于输送电网及消纳能力往往赶不上风机装机并网的速度，所以并网量剧增很有可能造成限电增加，所以今年的风电抢装对于限电情况改善会带来不利的影响。（实习记者 欧阳凯）

每日经济新闻 2014-11-03

弃风限电恐怕未必好转

导读：2013年，国家能源局方面也曾明确提出，“下一步将重点解决风电优先上网和全额收购问题，希望能用2-3年时间基本解决弃风限电现象”。尽管政府部门态度积极，但多家风电企业负责人对此均持悲观态度。多位人士对本报记者表示，“弃风限电是风电行业发展的瓶颈，它涉及电网、行业规划、体制机制等多方面问题。建议政府部门正视矛盾核心，尽快将有利于解决问题的政策确定并予以执行。”

国家能源局一再重申的“希望2015年解决弃风限电”的意见并未得到风电企业的认可。

10月30日，国家能源局发布今年1-9月全国风电并网运行情况。数据显示，1-9月全国风电弃风限电形势继续好转，风电弃风电量86亿千瓦时，同比下降28.3亿千瓦时；平均弃风率7.5%，同比下降3.36个百分点。

“数据显示好转的主要原因是今年是小风年，再者，风电利用小时数全国均摊，这把整体数据拉下来一些。但我们企业所有弃风限电严重的地区并未感觉到情况好转。”一家国字头风电企业的负责人告诉《中国能源报》记者，“按照目前情况，2015年我国弃风限电情况不会出现质的改变。”

今年10月，国家能源局官员在2014国际风能大会上表态，“随着风电优先上网和全额收购等政策的实施，希望2015年基本解决弃风限电问题”。2013年，国家能源局方面也曾明确提出，“下一步将重点解决风电优先上网和全额收购问题，希望能用2-3年时间基本解决弃风限电现象”。

尽管政府部门态度积极，但多家风电企业负责人对此均持悲观态度。多位人士对本报记者表示，“弃风限电是风电行业发展的瓶颈，它涉及电网、行业规划、体制机制等多方面问题。建议政府部门正视矛盾核心，尽快将有利于解决问题的政策确定并予以执行。”

企业多现亏损

据本报记者了解，今年前三季度，我国东北地区限电比例仍然较高，河北“弃风”限电状况严重，西北地区特别是新疆“弃风”率同比增长较大。

“河北省风电面临的最核心问题就是张承坝上地区弃风限电。今年上半年弃风率为21.8%，部分风场超过45%。”河北建设投资集团有限责任公司投资发展部总经理赵辉表示。

严重弃风限电之下，多数风电企业开始呈现出微利甚至亏损的生存状态。

“对我们而言，1500小时的风电利用小时数是临界点，低于这个数值企业肯定亏损。现在‘三北’地区很多风电项目已经出现亏损，特别是弃风最为严重的吉林省，其利用小时数才1066小时。”一位风电行业人士告诉本报记者，“今年三季度以来，由于受到限电和风资源下降的双重影响，全国风电亏损面高达50%以上。”

虽然目前弃风限电没有得到根本解决，但国家发展风电的决心却并未退却。按照“十三五”风电规划思路，未来5年，我国风电新增装机至少要达1亿千瓦，其中6000万千瓦的增量仍在几大千万千瓦级陆上风电基地。这就意味着，部分地区或将处于一面弃风限电，一面扩大产能的尴尬境地。

“有些开发商明知道这个地区限电，但受地方政府的压力，项目还是要上。”东北一家风电企业负责人对本报记者表示，“已经建成的风电企业大多面临着弃风限电的无奈，挣扎在亏损的边缘，这

新的增量咋整？

此外，有业内人士表示，由于受“陆上风电电价下调”事件影响，风电企业近期掀起“抢装潮”，这在短期内亦或使得部分地区原本存在且未能缓解的“弃风限电”问题更为严重。

面对此景，许多风电企业在调整发展思路、理性布局的同时，更将希望寄托于政策救赎。

“对我们而言，当务之急是尽快下发可再生能源配额制政策。”上述企业负责人表示，“风电优先上网和全额收购政策，政府年年都讲，但至今无法落实。”

核心问题是消纳

不可否认的是，弃风限电具有客观性因素，首当其冲的就是电网投资建设跟不上风电发展的步伐。

“甘肃河西风电发展到现阶段，要解决送出问题只能靠 750 或者正负 800 千伏的输电工程。但是，电网的审批周期非常长，仅做完河西地区的拆迁赔偿最快也要 7、8 个月。”甘肃省电力公司风电技术中心主任汪宁渤说，“最近当地又新批了 300 万千瓦风电项目，但其配套工程一直没批下来，风场建完后必然得弃风。”

据了解，风电项目建设周期一般较短，通常首台机组建设周期仅为 6 个月；电网工程建设周期长，输电线路需要跨地区，协调工作难度大。我国 220 千伏输电工程工期需要 1 年左右，750 千伏输电工程工期需要 2 年左右。

“虽然现在内蒙古、甘肃确实因为通道建设问题限电，但个人的看法是，前几年解决弃风问题的核心是送出、调峰、稳定等因素，现在制约风电发展的核心问题是市场消纳能力不足，即市场空间不够。”中广核风电有限公司副总经理李亦伦表示，“比如‘三北’地区本身风能资源非常好，装机规模也很大，但是风电的消纳市场却没有。”

“我国的地理条件决定了风能资源分布的不合理，比如北方地区的风况很好，而南方内陆稍微弱一些。就‘三北’而言，我认为建设风电并不是为了本地消纳，而是为了送出，在全国范围内消纳。”内蒙古电力集团有限责任公司调通中心副主任侯佑华说，“但是对于用电省份而言，大量的电力从‘三北’地区送出以后，他们愿不愿意接纳，愿不愿意付出代价，这都值得商榷。”

多位企业人士对本报记者表示，目前解决风电消纳问题，至少需做到以下几点：一是适度超前规划建设各级电网；二是激发经济发达地区积极主动接纳风电的意愿，统筹规划并加快跨区输电骨干通道建设进度，建立全国电力市场消纳风电的机制；三是引导耗能产业向西北能源资源丰富的地区转移。

顶层设计缺乏引担忧

为解决风电弃风限电问题，国家能源局近期在北京召开了“十三五”风电规划和消纳能力研究启动会议。国家能源局副局长刘琦表示，做好风电消纳工作是实现风电健康发展的重要基础，是“十三五”风电规划研究的重点任务，对能否实现 2020 年能源发展战略目标至关重要。

尽管政府部门一直“发力”，但多位专家表示，我国的新能源发展至今仍未完全建立起科学、有序的开发管理机制，目前新能源开发利用的最大问题是缺乏完善的规划、合理的布局以及市场化的运营环境。

以弃风限电最为严重的吉林为例，一家风电企业总经理诉记者，吉林没有一个真正的能源发展规划。“风电发展就是跟着感觉走。”他说，“其实当地风电场已经很多了，五大电企还要上项目，怎么办？那就申报个风电供暖示范性项目，这个肯定赔钱。然后政府在其他项目上给予补偿，比如批一个配套的火电项目。”

“现在风电与其他能源缺乏一个可行的、协调的发展规划，电改推进缓慢、电力市场化机制远未完善，有利于整个国家能源资源优化配置的体制仍未建立。”一位可再生能源行业资深人士对本报记者表示，“配额制只能说是‘补丁’政策，真正的顶层设计还是缺乏。”

此外，《可再生能源法》一直未能有效执行也备受业界诟病。“我们国家有《可再生能源法》，但是细读发现，这里面的利益分配说得很清楚，但是责任说得不清楚。”上述人士表示，“有系统性的

结构设计，有配套政策支持，有能贯彻执行的法律，风电弃风限电问题自然迎刃而解。”（肖蔷）

能源网-中国能源报 2014-11-04

争议中的风电调价

随着国家石化能源的日益紧张，刺激对可再生能源的开发和利用，推广绿色能源的全民利用计划，已经成为经济发展中的战略方针。风力发电在可再生能源中成本较低，有着广阔的发展前景，国家对于风电项目也非常重视。不过，最近关于调整风电价的消息却闹得沸沸扬扬，让风电项目处在了风口浪尖之上。

在前不久闭幕的“北京国际风能大会暨展览会(CWP)”上，关于陆上风电上网电价下调与否的讨论甚是激烈。赞成者认为，下调风电价格，使其与传统能源同价竞争是必然趋势。反对者认为，调价可能会对目前不景气的行业造成更大的打击。

其实这事件起源于今年9月份召开的一次“陆上风电价格座谈会”。此次会议上，国家发改委价格司向业界通报了一份酝酿已久的“陆上风电调价设想方案”，将风电四类资源区标杆电价从目前的0.51元/千瓦时、0.54元/千瓦时、0.58元/千瓦时、0.61元/千瓦时，拟调整为0.47元/千瓦时、0.5元/千瓦时、0.54元/千瓦时、0.59元/千瓦时。

根据设想方案，未来我国陆上风电价格下调幅度可能将普遍达到0.02元/千瓦时-0.04元/千瓦时，而个别地区甚至还会达到0.05元/千瓦时。

对于陆上风电上网电价下调，其实业界早有预期。只是，9月份“陆上风电价格座谈会”的召开，象征着新政“征求意见”的启动，这令业界感到了时间的紧迫。

风电调价时机是否成熟？

自2005年《可再生能源法》颁布以来，国家出台了一系列的配套政策和措施，全国各大发电集团和民营企业蜂拥而至，形成了跑马圈风、风电投资全面开花的局面，曾造成2007年一机难求，紧接着也造成了风电制造产能过剩，因此形成了全国风电迅速发展的10年。也就是这10年，我国可再生能源中，发展最快的是风电。

得益于国家对新能源的政策支持，风电行业已经历了连续10年的快速增长。尽管目前正在遭遇发展瓶颈，高速增长中的质量和效率问题也屡屡被诟病，但作为战略性新兴产业，风电等清洁能源与传统能源在同一个平台上竞争长期来看是必然趋势，也是风电从替代能源走向主力能源必须要经历的。

截至今年6月底，我国风电累计并网容量达到8277万千瓦，占全国总电力装机的6.6%，我国风电装机容量、发电量均已超过核电，成为我国继火电、水电之后第三大主力电源。

不过，以目前的行业状况，并没有能力消化下调的电价。目前，风电上网电量占总电量比例偏低、企业亏损面较大，弃风限电现象没有得到根本解决。

“现在并不是调价的好时机，在目前成本增加的情况下降价，风电装机能不能完成国家2020年的目标都是问题。现在调价肯定是得不到支持的”。卓创资讯分析师王晓坤对《中国产经新闻》记者说道。

中国可再生能源学会风能专业委员会名誉主任陆一川指出，决策机构不能因为某些企业的原因，或者并不确实的利润水平，来决定全行业的价格，并且如此大幅度的调整，必然会对行业形成巨大的冲击。

“风电行业尚未进入彻底的复苏回暖期，行业中积存已久的顽疾依然没有得到很好解决，企业层面的盈利能力尚未得到根本改善，而较高的上网电价是保障风电企业盈利能力的重要因素，如今下调恐会使略有回升的行业再度陷入衰退期。目前并不是上网电价下调的最佳时间，行业内的阻力相对较高”。中投顾问新能源行业研究员沈宏文在接受《中国产经新闻》记者采访时说道。

此外，弃风限电、补贴不及时、配额制不到位、电网的搭建速度等问题都被认为是现在不适合调节电价的主要原因。去年，有约162亿千瓦时的风电因无法并网外送或被当地消纳而弃用，今年

4月，国家能源局发出通知，弃风限电较严重的地区，在问题解决前不再扩大风电建设规模。不仅如此，还有业内人士表示，补贴的审批缓慢和大量拖欠，也进一步加剧着企业的资金压力，使得三角债的现象非常普遍。

可再生能源价格财税政策不够完善，可再生能源电价附加补助资金资格的认定周期比较长是限制我国风电发展的机制问题。据了解，我国可再生能源电价附加补助资金拨付较为滞后，结算周期一般滞后3到5个月，电网企业每月只能按火电上网的标杆电价计算，加剧了发电企业资金周转的困难。

一位风电行业人士给记者算了一笔账：国家电网公司的利润2012年为620亿、2013年为517亿，而五大发电集团利润最好的两年是2012年460亿、2013年740.34亿。可以看出：国家电网一家的利润接近于五大发电集团的利润总和。而在全中国(包括五大发电集团)范围内，2013年风电电量在整个电力结构中的占比仅为2.5%，风电电价占比相当低，在这上面大动干戈，难道仅仅是为了节省那些可再生能源基金吗？

中国可再生能源学会风能专委会秘书长秦海岩指出，尽管全国人大在《关于2013年国民经济和社会发展规划执行情况与2014年国民经济和社会发展规划草案的报告》中提出了“适时调整风电上网电价”的要求，但风电电价的调整，应该以服务于风电战略性新兴产业发展为宗旨。就目前而言，我国风电电价的调整时机并未成熟。

劣币淘汰良币 “逆替代”令人担忧

价格改革对市场影响很大，价格杠杆撬动的是整个产业发展的趋势，更影响着下游用户的消费选择，随之而来的变化就是能源消费与环境压力问题。

自2012年的煤炭价格下调以来，曾经暴富的煤炭老板纷纷跑路；电源结构中的煤电开始发挥效益，虽然进行了煤电联动，但是煤电的调价也仅仅是几厘钱，于是乎，在利益的驱动下，各大发电集团纷纷开始争上煤电项目。经过近十年的努力，刚刚看到煤电在整个电源结构中从近90%下降到了67%左右，在快速增长的国民经济中，清洁能源比例正在逐年增加。但是，这样的大好局面却在价格改革政策的引导下，清洁能源比例正在被旧有能源形式进行逆替代。

有专家指出，一台1.5MW的风机每小时发电是1500度，一年有效发电时间为2000小时，风场的33台机组的年发电量大约为9900万度电。如果电价下调4分钱，那么一个风场将减少营收近400万元。一旦风场盈利受损，那么“弃风”现象则更为严峻，甚至是破产，以至于产生能源“逆替代”。

以江西省为例，水煤气这种污染较大的燃料在2010年之前被江西陶瓷企业广泛使用，但随着天然气管网进入江西，江西陶瓷企业纷纷改用天然气，其燃烧效率也比水煤气提高很多。然而，2013年天然气价格改革启动，天然气价格越来越贵。与此同时，煤炭价格却一路走跌，大部分低端微利的陶瓷企业便放弃天然气，重新改用水煤气。

这是一个“劣币淘汰良币”的过程。在中国当前雾霾形势十分严峻的情况下，用煤电替代清洁的天然气发电，并不是人们愿意看到的“逆替代”。然而，风电电价的下调，同样会引发能源逆替代问题，缩减的风电份额被低价而污染严重的煤炭等能源取代，带来的也将是更多的污染排放。

王晓坤指出，对于风电调节，一定要全盘考虑，慎之又慎。如果盲目下调风电价格，势必会造成风能等其他清洁能源的刹车，让一些旧式的、污染大的能源重新占领市场，这对于我国目前严峻的环境形势来说是极为不利的。

对于风电价格的下调，更多的是源于当前社会上对风电电价补贴过高认识。风电电价看起来确实比煤电电价高，但其实煤电价格并不是其完全成本的体现。以我国煤电脱硫脱硝和除尘补贴电价为例，按现行标准，脱硫电价补贴0.015元/千瓦时，脱硝电价补偿0.01元/千瓦时，除尘电价补贴0.002元/千瓦时，三项共计为0.027元/千瓦时。2013年我国煤电全口径发电量为4.19万亿千瓦时，以此粗略计算，则2013年对煤电的补贴规模为1131亿元。按美国科学家研究测算结果，如果把燃烧煤炭所带来的污染物排放、水污染、工人伤亡、地表形态的颠覆性改变等隐性成本都计算在内，那么燃煤发电的电价至少要增加一倍到两倍。

相对而言，我国风电的电价水平并不高，且低于许多国家的电价水平。风电的补贴资金规模也远远小于对煤电的补贴，2013年风电补贴约为200亿元，至2015年约为300亿元。

也有人指出，下调风电是为了减轻政府的财政压力。以2013年我国风电发电量达到1400亿千瓦时计算，若风电上网电价上调0.01元/千瓦时，则全国可再生能源电价附加要在风力发电这一领域多补14亿元。而事实上，就在不久前的8月份，全国燃煤发电企业标杆上网电价刚刚实施了平均每千瓦时0.0093元的下调。燃煤标杆涨1分，财政多付14亿。

沈宏文指出，风电上网电价下跌必然会挫伤风电企业扩展风电项目的积极性，企业盈利能力必然会受到影响，下游环节的复苏可能受到抑制。此外，产能过剩、结构失衡等问题恐再度袭来，风电企业兼并重组的浪潮会更加严酷，政府部门对风电行业的放任政策可能导致新一轮的破产潮。

“抢装”背后 暗藏隐患

目前，各行业的“十三五”规划正在紧锣密鼓的制定中。可以预见的是，未来国家对风电、光伏厂商的支持力度会越来越小。发改委释放调价信号，风电市场出现“抢装潮”。

由于短期内的市场需求剧增，风电产业链相关产品价格快速上扬。以风电叶片为例，因国内叶片制造的原材料多数需要进口，国外厂商趁机涨价，原材料价格平均上涨幅度已达到15%，叶片供应商要求2015年价格将再上涨10%-15%。同时，风电塔筒也从9月中旬开始出现价格上扬，塔筒价格最高已接近800元/吨。

广东省一家风电设备制造企业的内部人士称，现在公司每个月风电塔筒的产量为15~16台，是此前8台/月的两倍，而员工也由此前的8小时变成加班至12小时。不仅如此，业主更是急着催货，专门派出工作人员进驻企业监督，要求企业尽快生产。

“抢装潮”不仅带来供应链市场的价格波动，还引发业界对风电设备质量的忧虑。“抢装潮”引发风电产业链供不应求。一些开发商为了尽快上项目，甚至开始向一些小厂商采购设备，这为风电产业埋下安全隐患。

沈宏文表示，发改委此次风电调价信号带来的不只是风电“抢装潮”以及业界对风电设备质量的担忧，还将对整个风电产业发展带来巨大影响。长期以来，影响中国风电产业发展的最大问题是并网难。而此次集中大规模的风电“抢装潮”势必造成短期内并网项目的剧增，对下一步风电并网带来更大压力，进而进一步加重弃风现象的出现。

据了解，扩大风电等可再生新能源的消费比重，被认为是消除雾霾、治理大气污染的重要选择。国家能源局为此规划了十二条大气污染防治通道，以扩大风电消纳，缓解弃风难题。但是，远水难解近渴，目前规划中的输送通道刚刚启动，预计2016年后才将陆续投入运行。同时，各省220千伏电网的制约越来越严重，目前造成限电的瓶颈已经转移到省内地区电网主变和线路容量严重不足等环节。

最令业界担忧的是，风电“抢装潮”过后或将出现的“大萧条”。多位风电人士分析认为，可以预想在2015年“6.30”调价大限之后，风电建设行业必将迎来一个“低潮期”。建设市场的大起大落，对于已被国家列入战略性新兴产业的风电行业的持续健康发展将带来严重打击。

作为战略性新兴产业，风电产业的发展对带动我国产业优化升级意义深远。我国历史上鲜有机会在某个产业领域与世界水平站在同一起跑线上，风电产业赋予了我们取得世界领先优势的战略机遇。价格调整要以确保产业的持续健康发展为宗旨。

其实，未来要作出调整的不只是上网电价，还包括政府对行业的补贴。能源局市场监管司副司长黄少中指出，考虑完善价格补贴机制，促进风电进入市场。同时，将取消分类补贴。对所有的可再生能源企业，不再是按类来分补贴，而是设计一个总的金额，促进风电、光电、水电等竞争，谁的成本低谁先开发，谁的成本高往后排。这样能够节省补贴，提高补贴效率。

“风电行业想要彻底复苏必须要有政策做保障，国家层面的监管政策、并网政策、补贴政策、信贷政策必须落实到位，为风电巨头营造良好的市场环境。同时，风电站的建设和运营环节必须增加投资，国企央企应当挺身而出帮助民营企业脱离困境，其他环节的投资量可以适当放缓”。沈宏文

对记者说道。

中国产经新闻报 2014-11-05

风电补贴调整之辩

反对方：调价给风电行业带来打击

对于风电运营商而言，下调风电上网电价并不是简单意味着少收“三五斗”，而是直接削减企业利润，并对企业的现金流以及项目进程产生不利影响。

一家风电企业负责人给媒体算了一笔账：以一个5万千瓦的风场为例，如果该风场平均利用小时数为2000小时，其年发电量则为1亿千瓦时。假定全国风电上网电价每度下调5分，那么该风场因电价政策变化而损失的收益为500万元。

“一个小风场减少的收益就这么多，公司那么多项目，其总体损失可想而知。”上述负责人说。

另一家风电企业的一位高级工程师更是表达了对项目开发的担忧。“电价太敏感了，调价政策对一些处于盈亏边缘的风电项目影响较大，尤其是低风速和高海拔风电项目。”

“如果贸然调整电价，将产生如下后果：一是电价的下调将导致产业资金链更加紧张，并摧毁开发商们本已徘徊在盈亏边缘的风电业务，进而拖垮上游设备制造企业；另一方面，下调电价将严重挫伤企业开发风电的积极性，阻碍风电产业的可持续发展，无法确保我国制定的有关能源结构调整优化的目标和任务如期实现。”中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩指出。

支持方：调价促进产业洗牌

“历史地看，风电发电成本呈下降的态势，风电电价的补贴水平也必然逐渐降低，电价补贴政策的最终目标是让风电价格与常规能源价格相比具有市场竞争力。”一位风电行业资深人士指出，“价格如果下调，其影响并非完全负面，它可以促进产业洗牌，并适当调整我国可再生能源的发展步伐。”

以国外为例，德国2012年修正了《可再生能源法》。新法规中陆上风电电价并未下调，陆上风电固定电价的起始电价为0.0893欧元/kWh，基础电价为0.0487欧元/kWh。从2012年起，每年新项目的电价在前一年基础上下降1.5%，而修改前的电价年均降幅为1%。此外，新法案还提高了海上风电的电价水平，修改前海上风电的起始电价为0.13欧元/kWh，修改后新海上风电的起始电价为0.15欧元/kWh，此电价维持12年；或企业也可以选择起始电价0.19欧元/kWh，此电价维持8年。之后电价降为基础电价0.035欧元/kWh，每年开发的新项目电价在前一年基础上下降7%。评论认为，此次法案的修改有效提升了德国风能产业的利润空间，推动了风电市场的强劲发展。

“欧洲风电的发展给了我们很多启示。”一位风电企业负责人表示，“调价虽然短期内会对企业盈利能力造成影响，但长远看来，将提高风电运营企业的准入门槛。随便装几台风机就能发电盈利，这对风电行业不是好事。有综合实力的风电企业会适应当前新的政策环境，小的企业则要被淘汰。”

中国产经新闻网 2014-11-05

分布式光伏年内装机量有望达到4GW

11月6日至9日，第六届中国（无锡）国际新能源大会暨展览会召开。参会的有关专家认为，随着政策的深入，分布式光伏电站装机量年内“有达到4GW的可能性”。目前，光伏开发企业对于分布式项目开发的热情也在不断升温。

今年初，国家能源局敲定2014年国内光伏新增装机要达到14GW，其中分布式光伏项目占8GW。然而2014年已近尾声，光伏装机量现状并不乐观。据国家能源局最近数据统计，光伏发电新增装机量仅4GW。据光伏行业专家透露，其中分布式光伏装机量距离目标更是“差得远”。

国家发改委能源研究所研究员王斯成透露，融资难、项目收益低、建筑屋顶难找、自发自用长期负荷的稳定性等多种障碍都影响到上半年分布式光伏项目的开发。“所以在上半年分布式光伏即便拿到了配额，也是停在那儿等着，动不起来。”王斯成表示，之前浙江嘉兴摸索出了“统一资源、统一规划、统一服务、统一标准”的模式，但由于种种原因真正复制起来仍有一定的困难。

好在近期国家能源局发布了《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》，对于分布式光伏政策进行了进一步改进，例如规定利用建筑屋顶及附属场地建设的分布式光伏发电项目，在项目备案时可选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”中的一种模式。“全额上网”项目的全部发电量由电网企业按照当地光伏电站标杆上网电价收购。“这样就不受屋顶建筑的限制，民用屋顶也可以建，因为可以全部卖给电网。另外，也不存在自用比例的问题。”王斯成表示。

另外，对于分布式光伏项目的定义也有所扩展，比如有了鱼塘光伏、大棚光伏和菜地光伏等。很多开发商已经瞄准了大棚光伏和鱼塘光伏，这样一做就是几十兆瓦，而且可以享受标杆电价。

王斯成认为，下半年受上述政策的引导，有可能把分布式进一步推上去。他预测年底光伏新增总装机量差不多能达到 10GW，而分布式光伏达到 4GW “还是有可能的”。

记者从光伏行业内获悉，不少企业已经开始尝试上述创新光伏电站模式。例如通威集团正在推进渔光互补和农村家庭分布式光伏发电，正信光伏总裁助理李倩透露，现阶段在开发 30MW 蘑菇大棚项目和 7.8MW 渔光互补项目等。

作为光伏电站开发商代表，海润光伏董事长兼 CEO 杨怀进呼吁政府不能仅仅给光伏行业财政补贴，还希望出台配套的扶持政策。例如推进分布式光伏发电项目，建议相关部门出台文件要求新建建筑屋顶安装太阳能设备，或通过减排考核在大型厂房屋顶推广安装分布式光伏。

从国家能源局新能源和可再生能源司副司长梁志鹏的讲话来看，未来我国分布式光伏发展前景将更加明朗。梁志鹏表示，下一步新能源发展主要着力三个方面，即规模化的可再生能源电力发展、分布式能源的发展以及加强城镇新能源体系的转型。根据研究，分布式发电市场潜力达到 900GW，包括分布式光伏发电、分布式风电、小水电、中小型煤层气发电等。而在城镇新能源发展应用方面，我国建筑面积到 2050 年将比现在增加 1 倍以上，在样大体量的城镇建设当中，如何用好新能源和清洁能源，都是非常重要的方面。

上海证券报 2014-11-09

波兰 PGE 计划 2015 年底扩建 218 兆瓦新风电场

波兰大型电力集团 PGE 预计将于 2015 年底扩建 218 兆瓦新风电场，这将使其总风电装机容量增至 529 兆瓦。

进一步投资该领域的决策（目前计划在发展初期实现风电装机容量约 800 兆瓦）是建立在对公司未来盈利情况的分析基础上。

波兰计划自 2016 年初开始建立新的可再生能源体系。

商务部网站 2014-11-10

未来风电出路在于产业化

由省宏观经济研究院等单位承办的第六届世界非并网风电与能源大会，6 日至 7 日在京举行，来自世界风能协会、中国可再生能源学会等组织的权威人士，与政府高官、企业界人士一起，给风电的未来、特别是非并网风电的创新实践把脉支招。

新能源计划倒逼风电提速

“几天前，政府间气候变化委员会达成共识，要有效控制气候变化的影响，使地球温度上升不超过 2°C，必须放弃化石能源，大量使用新能源和可再生能源。”世界风能协会秘书长史蒂凡说，幸运的是，9 月在美国纽约召开的“潘基文会议”提出，要提供平台解决环境污染问题，其中一个叫“百分之百新能源计划”，希望有一天全世界的能源都来自于新能源。

国家发改委能源研究所所长韩文科表示，全世界展示新能源的新前景，欧盟已确立路线图：到 2050 年使用更多可再生能源，并把使用 80—100% 可再生能源作为长期战略目标。在丹麦，风电已是能源阵营主力军。上半年，风电占该国电力消费的 33%，到 2020 年要达 50%；美国则把风电利用定位为继页岩气后的又一次能源革命。

尽管认识趋于一致，但以风电为代表的新能源发展并非一帆风顺。世界可再生能源协会主席麦

加德说，受多种因素影响，2012 年全球风电总装机容量 45GW，出现 18 年来全球风电年新增市场的首次下降，目前这种势头没有根本改变。作为风电业界权威，麦加德分析风电特性指出，风能由自然产生，属于间歇性能源，电力输出可能产生大幅度波动，给使用带来困扰。因此，科学合理利用风电成为全球关注的课题。

中国风电规模最大却难盈利

风能、太阳能，被称为最廉价的电能。发展风电业，已是历史的必然。中国可再生能源学会风能专业委员会名誉主任施鹏飞说，到 2013 年，我国风电并网容量 7700 万千瓦，吊装容量超过 9000 万千瓦，成为世界第一的风电大国。风电发电量的占比连续两年超过核电，成为第三大电源。

国家发展改革委宏观经济研究院副院长马晓河指出，我国粗放型经济增长模式导致经济过度依赖要素投入，资源和能源消耗率较高，单位 GDP 能耗是美国的 2 倍，而我国的能源 75% 靠煤炭，这样的能源消费结构不能再继续了。

“未来新 35 年必须依靠改革创新，走低碳绿色转型之路，迎接新能源革命。”国家发改委学术委员会秘书长张燕生说。

如今，我国已把新能源革命提到事关国家未来的高度，风能被定位为重要的战略性新兴产业。但风电业的发展也面临种种挑战。中国工程院院士、中国能源学会会长倪维斗指出，一个突出问题是弃风限电，仅 2012 年就浪费电力 2000 亿千瓦时，经济损失超百亿。作为重要新型高新技术产业，我国的风电装备制造设计制造总量和运行规模都居全世界之首，但商业潜力没被挖掘，一半左右的风电厂没有盈利。

风电的未来在于产业化

在我国，科技部等把大规模非并网风电系统研究确立为“973 重点研究计划”，由江苏省宏观经济研究院院长顾为东为首席科学家。5 年过去，研究团队取得一系列成果，非并网风电在氯碱工业、海水淡化、电解铝工业、电解水制氢、抽油机等高耗能产业的应用研究都已完成。其中“小型氢能综合能源系统性能评价方法”还成为国家标准的重要内容。顾为东说，他的研究团队已在“973”成果基础上，进一步开展“能源互联网产业体系”研究，把高耗能产业和电网大规模调峰相结合，将高耗能产业当作超级蓄电池为电网调峰，使得目前较为刚性的电网柔性化，电网效率从 30% 提到 55%，还可以大规模低成本利用风电、光伏，为多个领域的产业结构调整提供新支撑。

海水淡化是又一成果。2011 年，单台风机日产 100 吨淡水项目在大丰实验基地获得成功，随后日产能进一步提高到 1 万吨。目前，由海水淡化而成的纯净水已部分进入市场。

非并网风电“973 计划”课题组长、东北大学教授王兆文介绍，全世界首台 200 安培风电波动电解槽的成功研发，既为电解铝提供能源，又给电网调峰。这一成果如能推广，占全球产能 48.5% 的我国电解铝产业将顺利转型，电力成本下降 40%，利润增加 4—8 倍。

倪维斗、顾为东等专家均表示，能源互联网产业体系的真正实现，关键在于技术成果的产业化，目前“商业化还差一点”，关键是要找到合适的商业模式，让产业落地。希望与制造企业、投资机构等联手探索实践，完善产业链条。（记者 邵生余）

新华日报 2014-11-10

欧盟最新报告显示陆上风力发电成本最低

据英国《卫报》报道，根据一份欧盟最新发布分析报告，当考虑到空气质量，对人体的危害以及气候变化等外界因素时，相对于煤炭、天然气或者核能等传统发电方式来说，陆上风力发电的成本低得多。

报告指出，以生产 1 兆瓦时电力所需要的成本来计算，陆上风力发电需要花费约 105 欧元(约为 820 元人民币)，而相比之下，通过燃烧天然气和煤炭发电则分别需要 164 欧元(约为 1285 元人民币)和 233 欧元(约为 1826 元人民币)。

另外，核能、海上风电以及太阳能等几种发电方式也需要比较高的价格，大约在 125 欧元(约为

980 元人民币)每兆瓦时的水平。

“这份报告突出了欧洲在化石燃料使用方面的真实成本，”欧洲风能协会(EWEA)首席执行官贾斯丁·维尔克斯(JustinWilkes)在接受采访时说道。

“可再生能源经常饱受诟病，被认为成本太高，而且是在消耗纳税者的钱。所以，欧盟委员会的这份报告恰恰说明了煤电的高昂成本，同时也让人们知道了陆上风力发电是既便宜又环保的。”他说。

欧洲风能协会的发言人奥利弗·乔伊(OliverJoy)说：“任何试图改变陆上风力发电的政策都需要事先阅读一下这个报告的内容。投资者需要长远的眼光，而一些停停走走的政策和一些严苛的追溯条款则着实让投资者乱了阵脚，这无疑增加了风险溢价和资本成本。”

欧盟委员会此前发布了另一份关于欧盟 28 国各种发电技术所使用的能源成本和得到补贴情况的临时报告。报告显示，2012 年，欧盟各国可再生能源得到的补贴额达到 383 亿欧元(约 3000 亿元人民币)，而传统能源领域的天然气，煤炭和核能则得到了 223 亿欧元(约 1747 亿元人民币)。

但是，如果把欧盟给予传统能源领域的数十亿欧元的碳排放配额补贴计算在内的话，那么这两个数据的差距将大大缩小。

“尽管在过去的几十年内，成熟的煤炭和核能发电已经得到大量的补贴，但是它们对于公共支持的依赖程度是和太阳能这样的创新能源不相上下的。”欧盟光伏产业协会的政策主任弗劳科·蒂斯(FraukeThies)说道。

“区别在于，太阳能的成本正在持续快速下降。如果把尚未考虑到的外部社会成本计算在内的话，这个报告将会呈现出这样一个事实，那就是对于传统化石能源和核能发电的支持甚至远远超过太阳能。”他说。

欧盟能源局局长冈瑟·奥廷格(GuntherOettinger)称，这份报告只是增进对能源补贴了解的“第一步”，未来几个月可能会有更多的分析成果发布。(方向明)

第一财经日报 2014-11-12

全球风力发电产业及中国市场投资机会

2009 年对于全球风能市场来说是困难的一年，信贷投放和投资者的信心均下降。但由于风电是减少二氧化碳排放的主要方式之一，多国政府都已表明将在政策上继续支持本国的风力发电产业。对能源安全问题和气候变暖问题的关注，以及发展中国家对电力需求的增加和日具竞争力的风电场建造成本，都决定了全球风电市场将会稳步增长。政策支持等因素将使风能产业顺利度过金融危机。

全球知名增长咨询公司 Frost & Sullivan 的研究显示，近年来全球风电产业在总体上呈现持续快速的发展趋势，世界风电产业增长的重点区域开始从欧洲转移到亚洲和北美。2008 年全世界风力发电新增装机容量约 2726 万 kW，比去年增长了 29%，累计装机容量达 1.21 亿 kW，增长了 42%。2008 年累计风电装机最多 10 个国家占全球装机总量的 86%，全球风力发电量为 2600 亿 kWh，在全球总发电量中所占比例从 2000 年的 0.25% 上升至 2008 年的 1.5%。

中国的风能产业现状

中国的风电行业长期发展前景看好，但与前几年相比增速会放缓。中国风电装机容量从 2001 年的 40.2 万千瓦上升到 2008 年的 1215 万千瓦，自 2004 年起中国风电装机增长率持续高于全球平均水平。Frost & Sullivan 预计 2020 年中国风电装机将突破 1 亿千瓦，2009 年-2020 年累计装机的复合增长率将在 20%-30% 之间，远低于前几年来接近 100% 的装机增长率。

中国风能市场投资机会

中国政府即将出台的新能源产业振兴规划会大幅度提高风电装机规模。据 Frost & Sullivan 预期，到 2020 年，中国的风电装机将会突破 1 亿千瓦，国家将重点建设以下 6 个千万千瓦级风电基地：甘肃酒泉千万 kW 级风电基地建设规划总装机容量为 3565 万千瓦，已经完成一期工程的风力发电机组招标工作。其他地区的千万 kW 级风电基地的规划如下：新疆哈密规划 2000 万 kW；内蒙古规

规划建设 5000 万 kW, 其中蒙西 2000 万 kW, 蒙东 3000 万 kW; 河北规划在沿海和北部地区共建设 1000 万 kW; 江苏规划建设 1000 万 kW, 其中近海 700 万 kW。

中国现在风电场的投资开发商主要是中央和地方国有发电企业及国有能源企业, 民营企业和外资企业较少。2008 年新增装机容量中, 五大发电集团和能源集团的项目约占 76%。风力发电运营商的集中度在提高。

中国的风能制造业投资机会

目前, 中国国内风电制造业已形成涵盖叶片、齿轮箱、发电机、塔架等主要零部件的生产体系。根据风电整机的供需情况来看, 叶片和整机近两年投产的产能超过了未来 2 年预计的市场需求, 即将出现产能过剩。根据中国政府的风电发展规划, 2009-2010 年将分别新增 1000 万千瓦和 1200 万千瓦。统计国内主要风电整机厂商的产能扩张计划, 2009-2010 年整机市场有效产能分别达到了 1100、1900 万千瓦左右。从对华锐风电、金风科技和东方电气的产能推算, 这排名前三的企业在 2009-2011 年的产能将分别达到了 760 万、1100 万和 1500 万千瓦。而且中国目前生产风电整机的六七十家厂商大多是在 2006-2007 年开始进行研发, 2009-2010 年会进入小批量生产阶段, 这些风电整机厂家必将会在未来这几年展开激烈的市场争夺, 产能过剩必将导致风电整机产品价格和利润率的下降。目前风机毛利率已经不高, 以金风科技为例, 2008 年的产品毛利率为 18%-28%, 东方电气 2008 年的毛利率只有 11% 左右。

国内的叶片生产企业近几年快速增加。同时, 由于在整机中所占的价值较高, 风电整机企业也倾向于自己生产叶片。国内的叶片产能增长很快, 超过了未来市场的需求。

但轴承的供应仍然存在一定的缺口, 有市场投资机会。风电机组主轴承目前几乎全部依赖进口, 其他部位的轴承, 如偏航轴承和变桨轴承, 国内少数公司可以生产。风电轴承的技术壁垒较高, 从目前的情况来看, 由于机床等关键设备的订购需要一定的周期, 因此, 风电轴承达到供需平衡的时间会比较晚, 预计轴承的高毛利率能够在较长的时间内得以维持。

中国的风能配套市场投资机会

Frost & Sullivan 认为, 风力发电配套产业中的储能电池市场蕴藏着巨大的投资机会。储能电池可以解决风力发电的间歇性对电网的冲击问题, 保证电网输电的连续性和稳定性。

当并网式大型风能发电场装机容量占所在电网系统总容量比例达 10% 以上时, 需要储能电池来稳定电压。风电本地消纳能力受当地电源结构状况影响。衡量本地消纳风电的能力指标主要是风电穿透功率极限, 即电网系统中风电场装机容量占系统装机容量的比例, 也就是电网调峰能力裕度来容纳风电装机, 不同发电装机结构的地区, 其消纳风电的能力有所不同。按各地风电建设和规划水平来看, 2010 年内蒙古、甘肃和东北地区风电装机容量将达到当地电网总装机容量的 10% 以上, 已经超过地区电网消纳风电能力的极限。另外, 风电并网会引起电网电能质量下降、谐波污染, 大型风电场并网时会引起电网电压、频率的不稳定, 为保证电网安全稳定运行, 电网需要配套储能电池。

大型风电场储能电池的容量在 MW 以上。储能电池在电网中的可以有效利用峰谷差价、提高输电设备效率、解决局部电压控制问题、提高用电可靠性和改善电能质量。随着风力发电的快速发展, 储能电池将成为电网安全、稳定和高效运行重要的配套设备。

风力发电储能电池可以选用铅酸蓄电池、镍氢电池、锂电池、钠流电池和超级电容。在现阶段铅酸电池和钠流电池的技术已经成熟, 镍氢电池、锂电池和超级电容还处于研发阶段。由于铅酸蓄电池具有优秀的性能价格比, 在风力发电储能电池领域中将会有较好的投资回报率。

国际电子商情 2014-11-14

氢能、燃料电池

日本热衷氢燃料电池车意义何在？

最近，日本汽车技术协会举行了秋季大会，针对丰田旗下的 FCV 氢燃料电池汽车运行中的机械性变动，导致膜电组件在受到压力之后发生变形、龟裂、褶皱等现象，提出了相应的解决方法。在全球大多数国家都以纯电动汽车和混合动力汽车为主攻方向之时，为何日本人要只身试险，直接以“三级跳”的姿势直奔“终极环保”阶段，投身氢燃料电池车行列？

从表面上看，在新能源汽车热的大环境下，是“终极环保”的要求。

与纯电动和混合动力汽车一样，氢燃料电池汽车作为新能源领域里的一个分支，被称为新能源汽车的“终极环保”阶段。不过目前的氢燃料电池技术尚不成熟，稳定性差，成本比较高，也未经商业化检验，还需要非常多的投入和验证，但是凭借着续航里程长、环保效率高、加氢速度快等优点，氢燃料电池汽车已经超越混合动力汽车，因而成为资源贫乏的日本国最喜好的新能源汽车项目。

更深层次的原因，是避免“以己之矛攻己之盾”的竞争乌龙。

众所周知，日本车企在油电强混合动力汽车方面已是行业里的佼佼者，比如丰田全球强混合动力汽车销售已突破 700 万辆。比如丰田，其强混技术早就炉火纯青，不甘现状的日本人肯定不会在该领域“寿终正寝”，必定寻求突破。而纯电动和插电式混合动力是日本人所不屑的，况且这两类新能源汽车还会跟自己的强混合动力汽车相竞争，与其“以己之矛攻己之盾”，不如直接攻克新能源汽车“终极环保”目标，发展氢燃料电池汽车。

其实，首次投身氢燃料的公司并非日本丰田，而是美国的通用，当年通用前后投了大概四十亿美元到该项目上，研发团队从两百多人做到九百多人。不过美国人最终花了四十亿美金之后，最大的收获就是证明了氢燃料汽车的不可行。之所以会失败，是因为氢燃料存在诸多问题，包括生产难、储存难、运输难、成本高等等。既然发展氢燃料如此之难，又有美国人的前车之鉴，为何日本人还要只身试险，大搞氢燃料呢？

核心层次，“寓军于民”战略，走出军工桎梏。

我曾经与一位新能源专家聊到过氢燃料电池。交谈中，这位曾在世界八大军火供应商供职多年的专家就直言不讳地指出：氢燃料电池在民用方面的价值极低，商业价值几乎为零，军事方面的应用才是氢燃料电池存在的意义所在，这也是日本开发氢燃料电池汽车最核心的原因！氢燃料电池是坦克、军机等武器装备中最好的动力系统之一，尤其是在潜艇的动力系统上，更是有着极大的应用价值。一般的常规动力潜艇采用的都是柴电混合动力系统，在水下以电力驱动，在水面用柴油充电，而采用氢燃料电池系统的潜艇可以省去回到水面充电的过程，从而使得常规潜艇也能像核潜艇一样拥有超长的连续潜航能力。

作为一个战败国，战后的日本在军事方面受到了同盟国诸多的限制，不能拥有核动力潜艇。因此，这个依然有着海军大国幻梦的岛国只能在常规动力潜艇方面加大投入，目前，日本海上自卫队的常规潜艇不论是在技术与作战性能方面，都保持着全球一流水平。

不过由于日本的军事工业也被拆散，为此，它们不得不把众多军事工业技术隐含到民用工业中去，“寓军于民”一直是日本发展军工技术的策略，一旦军方需要，民用技术立马可变作军用。几乎可以断言，日本人如此大力开发氢燃料电池，很大的原因必然是出于“寓军于民”的战略考虑。在没有核潜艇的情况下，氢燃料电池对于发展与保持日本潜艇部队乃至海上自卫队的整体作战能力，实在是有着太大的价值！由此，我们也就完全可以理解为什么在一个根本不适合民用的，美国人曾断言没什么商业价值的氢燃料电池汽车技术，精打细算的日本车企可以不顾任何成本地大力开发，因为只有军方才会如此地不计成本、出手阔绰，就像当年的通用，在氢燃料电池项目上砸了四十多亿美元，也毫不痛惜一样，毕竟都有军方买单嘛。

好的，想明白了为什么日本人如此热衷氢动力，那么我们国家要不要搞氢动力的问题也很容易想得明白了。搞与不搞，理由都很充分，至于如何决策，还是高层们去伤脑筋吧。（文：祈雨）

新浪专栏 2014-11-12

核能

内陆核电处境尴尬 十三五是否启动仍在讨论

核电当前的处境有些尴尬。

一方面，中国核电发电量去年和今年连续两年被风力发电量超越，从第三退居第四；另一方面，核电安全标准极高，今年未有新的核电项目被核准 FCD(The First Concrete Date, 第一罐混凝土浇灌日)——核准 FCD 即标志着前期准备工作的结束和核电现场土建工程的正式开工。

在 11 月 4 日的环保部核电话题专家解读会上，国家核安全局副局长郭承站的一句话点破了这种尴尬：核电的发展关键在于逐步完善并建立一套核安全监管制度。经济观察报了解到，多项有关核安全的法律法规和文件将会陆续出台，同时国家层面在拟定一份“核电重启计划”，目前正在征求意见。

对于备受关注的内陆核电的核准上马，国家核安全局核电安全监管司副司长汤搏给予了明确回应：根据核电相关规划，“十二五”期间不会核准内陆核电项目开工，“十三五”能否开工仍在讨论，目前无定论。

核电发展下一步

今年以来，国家层面对于核电新项目的动工一直“格外关注”。

3 月份，国务院总理李克强在十二届全国人大二次会议上作政府工作报告时，明确提出将开工一批核电项目；6 月 13 日，国家主席习近平在主持中央财经领导小组第六次会议上着重提出，将在采取国际最高安全标准、确保安全的前提下，抓紧启动东部沿海地区新的核电项目建设。

随后的 6 月 26 日，国家能源局局长吴新雄在国家能源局上半年经济形势座谈会上明确提出，在采用国际最高安全标准、确保安全的前提下，适时启动核电重点项目；到 7 月 31 日又有消息称，高层在近期一次会议上表态称“核电年底之前怎么样都要启动”。

国家核安全局核电安全监管司副司长汤搏在接受经济观察报采访时透露，国家层面正在制定一个“核电重启计划”，在广泛征求意见。

对于接下来可能被核准的核电项目，汤搏表示，“正在抓紧核准红沿河二期、福清 5、6 号机组和荣成石岛湾 CAP1400 示范工程项目。”

而对于目前关注度最大的内陆核电项目的上马，汤搏则表示，根据核电相关规划，“十二五”期间不会核准内陆核电项目开工，“十三五”能否开工仍在讨论，目前仍无定论。

与此同时，国家核安全局副局长郭承站在解读会上还对经济观察报表示，目前正抓紧制定《核安全法》，完善以《原子能法》、《核安全法》和《放射性污染防治法》为统领的核领域法律顶层设计。

“备受业内关注的核领域顶层法律《核安全法》最快或于 2016 年出台，目前的核安全法规体系由法律、行政法规、部门规章、导则以及技术文件组成，现行的核与辐射安全法规共 127 项，其中法律 1 项，行政法规 7 项，部门规章 29 项，导则 90 项，覆盖了核与辐射安全相关的所有领域。”郭承站说。

据了解，《核安全法》目前立法的基本思路和内容基本确定，主要包括核安全的目标、基本原则、部门职责、质量保证、公众参与等方面的内容。

此外，在核领域近期还有多项重要的政策或法规出台。据汤搏透露，国家核安全局正在拟定《国家核安全文化政策声明》，目前正在征求意见；与此同时，目前比较重要的一个政策是《公众沟通顶层设计方案》，也在设计当中，修改后很快也会出来。“《国家核安全文化政策声明》主要包括核电

形势、公众的诉求等，主要从意识、观念和监管制度、准则等方面表明国家核安全局的立场和态度。”汤搏表示。

安全是首位

目前，坊间对于核电的关注主要集中在安全方面，特别是福岛核事故之后。

对此，汤搏表示，“福岛核事故发生之后，根据国务院统一部署下，国家核安全局会同相关部门，于2011年3月至12月期间对中国大陆运行和在建核电厂进行了综合安全检查。”

据汤搏说，检查主要依据中国现行有效的核安全法律法规和技术标准，同时参照了国际原子能机构最新发布的核安全标准，并借鉴了福岛核事故所暴露的初步经验教训，总体结论是，“中国大陆运行和在建核电厂基本满足中国核安全法规和国际原子能机构最新标准的要求，具备一定的严重事故预防和缓解能力，安全风险处于受控状态，安全是有保障的”。

对于检查发现的一些可能影响核电厂安全的问题，汤搏介绍说，主要包括秦山核电厂的防洪能力不满足新的要求，部分核电厂尚未制定和实施严重事故管理导则，需进一步评估地震引发海啸对个别沿海核电厂的影响等。

他同时向经济观察报透露，根据综合安全检查结论，国家核安全局对各核电厂提出了福岛核事故后核安全改进要求，“根据这些改进行动对安全的影响程度及其紧迫性，我们按照国际通行做法，把运行核电厂改进行动分为短期、中期和长期项目，分别要求在2011年底、2013年底和2015年底完成；把在建核电厂改进行动分为首次装料前完成和2015年底前完成两类项目。目前，各核电厂福岛后改进实施进展顺利，中短期改进项目已全部完成，长期研究项目正有序推进。”

对此，国家核安全局核设施安全监管司副司长赵永康也对经济观察报表示，另一个推进是国家核安全局组织核电集团公司开展了核事故应急支援力量和队伍建设，“目前，已分别依托中国广核集团公司大亚湾核电基地和中国核工业集团公司秦山核电基地挂牌组建了集团核事故应急支援队伍，组织各核电集团公司签署了《核电集团公司间核事故应急相互支援合作框架协议》，初步实现了全国范围内核电厂核事故应急能力共建和应急资源共享。”

郭承站也表示，国家核安全局下一步将强化审评许可、监督执法、辐射监测、事故应急、经验反馈、技术研发、公众沟通、国际合作八项支撑。“我国未来的核能，可以考虑在确保经济性的条件下，采用‘合理可行尽量高’的安全目标原则，核电厂在满足现有法规标准导则要求的基础上，将其作为核安全持续改进的基础，目前我国提出的‘十三五’及以后新建的核电厂，将实际地消除大量放射性物质释放的可能性，便是‘合理可行尽量高’这一原则在消除场外效应方面的落实和体现。”环境保护部核与辐射安全中心副总工程师陈晓秋表示。

截至目前，中国大陆地区核电在役机组20台，装机总容量1813万千瓦，在建机组28台，装机容量3076万千瓦。（记者 于华鹏）

经济观察网 2014-11-12

坎杜能源先进燃料重水堆通过中国核能专家组审查

日前，坎杜能源公司的先进燃料重水堆成功通过中国核能专家组的审查。先进燃料坎杜重水堆技术可使用回收铀和钍基燃料，提高了反应堆性能，具有良好的环境效益。

早些时候，中国核能行业协会组织了22位中国核能行业和核能学术界的专家，对坎杜能源公司与中核集团联合研发的先进燃料重水堆技术进行技术审查。经过审查，专家组一致认为，先进燃料坎杜重水堆与中国现有的压水堆发展匹配，“能够促进核燃料闭式循环技术和产业发展，符合中国核能发展的整体策略。”

专家组随后还表明，先进燃料坎杜重水堆“能够满足最新安全要求和第三代核电技术要求，技术可行、具有良好的安全性。”专家组十分赞同先进燃料坎杜重水堆的进一步发展，并建议适时“启动先进燃料重水堆建设，以发挥其多方面的技术优势。”

坎杜能源公司与中核集团共同展示了在中国建立先进燃料坎杜重水堆的技术和策略方案。先进

燃料坎杜重水堆技术与中国的轻水反应堆技术相辅相成，一个先进燃料坎杜重水堆可再利用四个轻水反应堆乏燃料中的回收铀。这将有助于中国减少乏燃料量、减轻对进口铀的依赖，并提高无碳发电量。目前，中国在秦山基地运营了两座坎杜反应堆，并计划在 2015 年将其转化成利用回收铀燃料。

新华能源 2014-11-14

温室气体排放峰值提前到来 核电将有较大发展空间

应对气候变化的政策，限定温室气体排放峰值，将为清洁能源释放更多的空间。

11 月 13 日，中国政府网发布《中美气候变化联合声明》(下称《联合声明》)。中国首次正式提出计划 2030 年左右二氧化碳排放达到峰值且将努力早日达峰。

国家发改委能源研究所研究员姜克隽对《第一财经日报》记者称，考虑各种因素，温室气体排放峰值可能提前到来，清洁能源尤其是核电将有较大发展空间。

《联合声明》提出，中国计划到 2030 年非化石能源占一次能源消费比重提高到 20% 左右。

11 月 4 日，国家发改委发布《国家应对气候变化规划(2014-2020 年)》的专项规划，明确了 2020 年以前的应对气候变化工作。

上述规划提出，到 2020 年我国单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%~45%，非化石能源占一次能源消费的比重到 15% 左右。

国家能源局的统计数字则显示，2013 年非化石能源消费占一次能源消费比重由 2012 年的 9.1% 提高到 9.8%。这意味着未来 6 年，非化石能源消费占比在既有消费总量中将提升 5.2 个百分点，到 2030 年比例翻倍。

姜克隽对本报记者分析，中国能源消费增速已经放缓，未来的经济增长更通过技术和产业结构调整，摆脱对能源消费的依赖，所以上述目标可以实现。

与此对应，“十三五”能源发展规划已经为非化石能源发展预留了足够的空间。

“十三五”能源规划初稿曾提出，中国风电的发展目标 2 亿千瓦，水电 3.5 亿千瓦，光伏 1 亿千瓦。风、光的发展目标加速，水电也向纵深腹地河流发展。

核电虽然因为技术限制对装机目标有所影响，但总体依然被寄予厚望。姜克隽对记者说，核电在未来能源结构改善中的作用将日益重要。

但本报记者注意到，也有声音认为，目前中国经济疲弱，能源消费增速放缓是暂时现象，随着经济复苏，能源消费和碳排放将重回增长轨道。

对此，姜克隽对本报记者分析说，中国经济经过调整恢复增长后，对能源消费的依赖程度会下降，同时为了治理大气污染，电动车、新技术、清洁能源等将发挥更大作用，温室气体排放不会重回高增长。(张旭东)

第一财经日报 2014-11-14