

能量转换科技信息

广州能源研究所图书馆
广东省新能源生产力促进中心
第十七期 2014年9月

目 录

总论	1
中国能源新版图渐清晰	1
APEC《北京宣言》：2030年可再生能源占比翻番	1
能源高效利用的必由之路便是能源互联网	2
未来能源安全要求将会更加贴近气候安全的框架	4
德国斥巨资进行能源改革 摆脱化石燃料与核能	5
能源管理体制改革是作为判断能源改革成功与否的标志	6
工信部将重点扶持新材料产业	8
能源发展“十三五”规划已经过第七稿修改	8
发展能源互联网 应对新能源革命的主要策略	9
玉门：全国首个拥有风光水火生物质能发电的县市	10
重新构建国家能源监管体系 弥补短板	11
加强对世界能源形势的风险评估 衡量石油进口安全	12
丹麦首相访华主推能源环保 合作拓展至第三国	13
热能、动力工程	14
全国统一碳市 2016年试运行 局部省市先入场	14
松辽盆地油页岩资源储量巨大且分布广泛	16
孝义将建 100 亿 AH 纳米超级电池动力源项目	16
“煤改气”是否真的能治理雾霾	17
分布式发电在非洲大陆的潜力没有被忽视	21
中国页岩气目标产量下调问题在哪	22
WRI 报告显示页岩气开发遭遇水资源竞争	24
深圳碳市场首次引进境外投资者 配额履约存难题	24
张国宝：中国可在西北建全球最大可再生能源基地	25
从印度“可再生能源配额制”可学到什么	26
燃气发电难在我国开花结果	28
谷歌迄今为止注资 17 个可再生能源项目	29
电改方案迟迟难出台 能源局力推大用户直购电	29
不妨让电改步伐迈得更彻底些	30
页岩气：一个成功的美国梦 页岩气造红利	31
阿根廷页岩油气开发即将起步	33
美国页岩气无法与俄罗斯天然气相比	34
地热能	36
美地热能前景光明 路途坎坷	36
中科院院士汪集旸：地热开发迎“第二春”	37

生物质能、环保工程	38
吉林生物质能电厂面临资源收集困难和电力难全额上网困境	38
生物质发电不过是一场无米之炊的盛宴	39
泔水变成宝 还需政府推一把	41
“粮能联产”大有可为	42
生物质煤油气田开发关键：胆识 决心 配套政策	43
专家：中国能源革命不能缺少生物质煤油气田	46
生物质能前景广阔 建构发电成熟商业模式	48
排污权有偿使用和交易时间表敲定	50
吉林汽爆秸秆乙醇产业化技术通过中科院鉴定	51
投 6.5 亿元 2017 年河北农村实现清洁能源 9 成替代	51
POET-DSM 美首家纤维素乙醇工厂竣工投产	53
名列北京市高污染燃料，生物质成型燃料是清是浊？	54
生物质废弃物转变成能源面临新机遇	55
巴西争夺生物燃料领域先机	56
吉林发展生物质经济	57
治污还应大力发展生物质供热	59
2013 年欧盟交通行业可再生生物质燃料消费负增长	60
太阳能	61
能源局发文加快培育分布式光伏发电应用示范区	61
科华恒盛首座分布式光伏电站项目并网发电	61
聚焦世界首个集风光储电于一体的新能源综合示范工程	62
2014 上半年美国光伏装机和发电量激增	63
CIGS 薄膜光伏发电第一人：和所有利益相关方的博弈	63
中卫市沙漠光伏产业园引人注目	67
9 月底分布式光伏示范区将出	67
IHS：到 2018 年中美洲有望新增装机 1.5GW	68
光伏分布式新政正式下发	68
国家能源局鼓励建设经营分布式光伏发电项目	72
小光伏将大力推动能源革命	72
我国首个兆瓦级地铁光伏发电项目将在冀开建	75
南方电网上半年新增光伏发电装机 26.8 万千瓦	76
智利力推太阳能产业发展	76
南太地区最大太阳能电池阵在萨摩亚建成	77
日本光伏发电市场达 2.5 万亿日元	78
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	78
亚洲首个单厂区最大分布式光伏项目落地中山	81
青海建光伏大规模同台实证试验平台	81
10 多年了 太阳能电池容量终获大突破	82
俄罗斯“最大”光伏电站启动	82
红炜：从德国光伏看政策效果“悖论”	83
海洋能、水能	84
日计划用自来水厂发展小水电	84
抽水蓄能电站政策利好频出	84

全球水力发电排行榜	85
风能	89
湖南加快风电发展	89
全球 12 个国家风电政策一览（2014 年第三季度）	90
海上风电盛宴开启?	91
BTM 预测 2014-2018 年风能装机量将以每年平均 12.1% 的速度递增	93
西班牙能源公司将在墨西哥开发风电项目	93
达茂旗年内实现风电装机并网双破百	94
2020 年中国风电发展预测	94
海水淡化	95
大丰新能源淡化海水项目日产 14 万瓶	95

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。联系方式：李家成 87057486, lijc@ms.giec.ac.cn。我们十分乐意为您服务，更希望你对我们的工作提出宝贵意见。

总论

中国能源新版图渐清晰

在我国煤炭业经历寒冬之后，新能源或将迎来快速发展期。

8月27日，国务院总理李克强主持召开国务院常务会议。会议强调，要坚持定向调控，以解决长远问题的办法确保当前经济社会平稳发展。紧扣结构调整，加快推进一批“补短板”的重大工程建设。会议还指出，要大力发展清洁能源，要开工建设一批风电、水电、光伏发电及沿海核电项目。

“从短期来看，我国东部和东南部沿海应该会更多地发展核电，而西部地区更适合发展风能、太阳能等新能源。”世界银行能源专家宋彦勤在接受《中国产经新闻》记者采访时表示，核电本身需要比较多的水来进行冷却，而沿海的核电站可以用海水进行冷却。另外，把核电站建在沿海，在安全防范上相对更好一些，万一出现事故的时候，可以更好的采取措施。而西部地区海拔高，空气稀薄，太阳能比较丰富，并且西部气候干燥，昼夜温差大，成风条件优越，地热能源丰富。

实际上，这不是今年中央关于能源布局的首次表述。在本月22日国家发改委发布的《西部鼓励类产业目录》中，部署了西部能源发展，使得风能、太阳能发电成为重点。国家主席习近平此前则在中央财经领导小组第六次会议上强调，我国要抓紧启动东部沿海地区新的核电项目建设。

那么在这种情况下，是否可以大胆猜测，中国能源分布将呈现新格局？

对于国家能源布局中长期的发展而言，厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强向《中国产经新闻》记者表示，从中长期来看，国家未来的能源版图应该会呈现出东西能源分布明显的局面，但这并不是绝对的，只能说东部地区核电发展的会更多，西部地区风能、太阳能等新能源发展会更多。原因在于东部地区有市场，从电力需求上来说，中国东部沿海地区因为经济起步早、发展速度快，对于电力有着更为旺盛的需求。就地靠近市场兴建核电站，有利于减少电力长距离传输过程中的损耗，而西部地区新能源相关的资源则较为丰富。

一位不愿具名的核电内部人士向记者表示，目前中国沿海核电的重启基本已经准备就绪，只差发令枪响。但一直期望破冰的内陆核电，近两年内启动几乎无可能。

针对内陆核电发展的问题，林伯强表示，国家在十二五规划中明确提出暂不考虑内陆核电建设，与滨海核电厂相比较，内陆核电厂对于安全方面的要求，既有共性的一面，也有着显著的差异。内陆核电厂往往建在靠近江河湖泊周围，通过冷却塔将热量排放至大气，处理后的液态放射性流出物排放至江河湖泊。鉴于这些江河湖泊，往往同时也是很多居民的饮用水源，并广泛用于农业灌溉等用途，因此对于排放物安全性更加敏感，目前看来，短时间内内陆核电建设不会实现，至于具体的发展时间还有待商榷和观察。

由此不难看出，短期内中国的新能源版图将呈现如下局面：东部以核电为主，中西部则将为风能、太阳能等可再生清洁能源占有。中国能源版图或已开始悄然重构。

中国产经新闻报 2014-09-01

APEC《北京宣言》：2030年可再生能源占比翻番

作为两个月后APEC领导人非正式会议的预热，第十一届亚太经合组织(APEC)能源部长会议9月2日在北京召开。会议中通过的《北京宣言》明确，21个成员国将共同致力于构建亚太能源安全新体系，承诺2030年APEC地区可再生能源发电量在地区能源结构中的比重比2010年翻一番，2035年将亚太地区的总能源强度比2005年降低45%。

作为会议主席的中国国家能源局局长吴新雄提出了三点倡议：一是共建亚太能源安全新体系。二是提升亚太地区务实合作的水平，在低碳城镇、智慧社区、可再生能源、非常规油气、洁净煤技术等领域进一步加强优势合作。三是为亚太可持续发展营造良好的环境。

与会的各经济体承诺，将继续强化 APEC 成员国领导人签署的能源安全倡议（ESI），倡导开放、包容、合作可持续的亚太能源安全观，共同致力于构建亚太能源安全新体系，承诺将继续加强石油和天然气勘探开放，推动能源供应多元化和有序竞争，支持公开透明的能源市场，逐步提升油气的供应能力，各经济体重申了加强油气勘探开发的活动、提升油气硬件的反应能力建设、及时提交完整的油气数据重要性。

当日，APEC 可持续能源中心成立，各成员经济体将加强合作，不断推动可再生能源技术创新，努力降低成本，提升可再生能源在能源市场上的竞争性和可持续性。其中，APEC 对核电的态度已明确为“支持安全高效发展”，倡导成员经济体在确保核安全、安保、防辐射的基础上，加强核电领域经验交流，帮助对核电感兴趣的经济体发展核电。

在鼓励替代能源发展的同时，天然气作为合格过渡能源的重要性也被各经济体所认识到。《北京宣言》呼吁各经济体加强石油天然气输送管网、液化天然气终端、智能电网、分布式能源系统等基础设施建设，同时加强跨境油气管网、电网等重大能源设施的协同管理，确保相关设施安全稳定运行。

目前，APEC 21 个成员国经济总量占到全球的 57%，而能耗占到全球能源消费总量的六成，其中包括能源消费量位居全球前三甲国家(美国、中国、俄罗斯)。(王璐)

经济参考报 2014-09-03

能源高效利用的必由之路便是能源互联网

构建全球能源互联网，连接“一极一道”（北极、赤道）大型能源基地，将各种集中式、分布式的风能、太阳能、海洋能等可再生能源输送给各类用户，形成服务范围广、配置能力强、安全可靠、绿色低碳的全球能源配置平台。日前在美国举行的电气与电子工程师学会（IEEE）电力与能源协会（IEEE PES）2014 年会上，国家电网公司董事长刘振亚首次提出这一通过洲内、洲际和全球电网互联，实现全球能源资源优化配置的宏大构想。

刘振亚认为，全球能源互联网由跨洲、跨国骨干网架和各国各电压等级电网（输电网、配电网）构成，具有网架坚强、广泛互联、高度智能、开放互动的特征。能源互联网能将世界能源生产进行最优的配置，从而降低能源生产成本，可以说能源互联网是人类和平高效利用能源的必由之路。

将世界能源连接起来

在能源问题上，一方面人们享受着科技带来的便利，另一方面却又在破坏着人类共同的家园。尽管国际社会已经达成共识，需要采取一致行动逐步减少对化石能源的使用，但是各国从自身利益出发，围绕碳排放的博弈仍然错综复杂。

这是人类发展的魔咒。世界大战没有使人类灭绝，而气候恶化和环境污染却能使人类灭绝。摆在人类面前的，不是谁比谁先死的问题，而是最终都要灭绝的问题。解决这两个问题的根本办法就是解决能源问题。笔者认为，解决能源问题，必须依靠全人类跨地域、跨种族、跨国界、跨文化的合作，这主要依赖于建立全球的能源互联网。

化石能源已经走到了尽头。如果不进行可再生能源的规模生产，人类将处于倒退状态，直至环境和气候进一步恶化，人类大规模死亡。而规模化生产可再生能源，必须克服空间障碍，到最有利于可再生能源生产的地方去建设基地，然后用能源互联网将能源输送到世界各地的负荷中心。

因此，从这个意义上来说，将来的能源生产基地和负荷中心可能相隔万里，可再生能源云里的电能通过能源互联网输送到世界各地的负荷终端。

能源互联网，顾名思义，就是将全世界的能源生产与消费通过一个有形的网络进行互联。世界各地的气候和地理各不相同，有些地方风力发达，比如荷兰，那个国度里是天然的风力发电基地。有的地方是太阳能发电的天堂，比如北极和南极，一年当中有长达 6 个月的无间断日照，极昼能提供稳定的太阳光。

也许有人会说，这是一个很美好的畅想，可是不切实际。人们会以能源安全为理由，拒绝这一

计划的实施。无独有偶，过去，那些以信息安全为由反对互联网的人，此刻也许正享受着互联网带来的便利与快捷。魔高一尺，道高一丈，在互联网世界里，日渐完善的法律和安全技术，妥善地解决了这一难题。

如果全世界的能源都能连接起来，国与国之间你中有我我中有你，人类本身通过战争来解决资源问题的可能性变小了。对于自然灾害，能源互联网的网状结构，将每一个节点变成了网状保护，迅速恢复供电的能力大大提升。

能源互联网面临的挑战

能源互联与能源独立，选择哪一个？许多国家都在谋求能源独立。笔者以为，独立的原因不外乎几个，其中最主要的是不安全感造成的。

能源互联网的建设将遭遇观念、组织、机制三大挑战。首先，这涉及到能源观念上的重大变革。笔者认为，能源独立基于狭隘的本位主义，其视角框定在自给自足的封闭思维中。而未来必然是能源互联网的时代，能源互联网可将世界能源生产进行最优配置，以降低能源生产成本，促进能源技术更新，避免能源浪费。除此之外，能源互联网还能减少因争夺能源资源引发的战争。观念的变革是一切变革的基础，要把人们的观念引导到能源互联网的思维上来，还需要进行旷日持久的不懈努力。

其次，是组织的挑战。谁来牵头建设能源互联网？是总部设在巴黎的国际能源署，还是总部设在美国的联合国，或者是美国、俄罗斯、德国，还是中国？也许是像笔者这样的理想主义者，在文章里建设能源互联网。但现实总是从梦想开始的，笔者确信无疑。所幸的是，笔者的《第三次工业革命：能源互联网大势所趋》一文出炉以后，得到了能源领域专家和学者的认同。国家电网公司董事长刘振亚先生率先提出了要将北极和赤道连接起来，为全球人生产可再生能源。笔者确信，全世界有志于人类和平发展的大企业才是建设能源互联网的主心骨。

再次，协调机制如何形成。尼罗河的泛滥，让沿河而居的各个部落逐步学会了合作，人类在灾难面前，显示出了空前的团结。但是，这种团结需要协调配合的工作机制。这是能源互联网要向信息互联网学习的，每一个具有责任和担当的国家都要在能源互联网的构架中找到自己的位置。

笔者认为，能源互联网不仅是自然资源的合理配置，更是人力资源的合理配置，同时还是人与自然的互动过程。在管理层面，成立一个能源互联网项目中心，由联合国常任理事国抽调管理专家担任项目人员，组成一个国际化的项目部。在技术资源配置方面，发挥各国的长处。例如，德国和西班牙在光伏发电方面有比别国更多的经验，那么，在能源云的建设过程中，这两个国家就可以专注于建设光伏发电设施和管理光伏电站。荷兰的风电发展在世界上领先，那么荷兰就可以负责风电场的组织实施。中国在特高压输电方面技术一流，那么就负责为世界联网。美国在通讯技术方面颇有建树，那么美国就搞电力调度和通信设施建设。

能源互联，中国该做些什么

在此次年会上，刘振亚还特别指出，推进全球能源互联网建设，实现“两个替代”，既面临可再生能源加快发展的历史机遇，也面临国际政治、经济利益、社会环境、能源政策、市场建设、技术创新等重大挑战，需要各方面加强沟通、凝聚共识，增进信任、形成合力，共同推动全球能源互联网建设，为人类社会可持续发展做出重大贡献。

基于此，笔者认为，中国要从三个方面做出表率。

第一，要建立能源互联网研发机构。这个机构负责开辟一门新兴学科，就是能源互联网学科。用互联网的思维，对世界能源格局进行重新定义。这个研发机构的总部有必要设立在能源观念落后的美国，用研究成果引领美国进行能源观念的转变，从而把美国这个世界最大的经济体团结到能源互联网这个于人类有着终极意义的伟大事业上来。同时，要在欧盟设立分部，用研究成果和新的能源观念去感染欧盟如德国等国，让世界相信，新的能源消费与生产的革命由中国来发起，全世界人民联合起来，以实现人类的和平与发展。

第二，要敦促国际社会建立能源互联网国际组织。能源互联网既是旗帜，又是目标，要实现这

一目标，光靠研发不行，必须要有一个实实在在的组织，将这项工作向前推进。这个组织的成员要涵盖有责任感和愿意承担责任的一切国家，不论国家实力与大小，能源互联网要体现公平、自由、和谐、分享的精神。这个组织可以由中国作为发起国牵头组建，建立组织的章程，明确组织分工，并开展日常工作。

第三，要建立能源互联网局域网模型。这就是说要在中国与周边国家建立局部的能源互联网，在国内建立大电网连接的能源互联网，为下一步进行世界电网互联奠定基础。条件成熟的情况下，也可尝试与周边的国家进行电力的互通互送，做到国与国之间的能源资源交换与配置。这将为能源互联网积累外交和技术上的诸多经验，使得能源互联网实现全球互联向现实更迈进一步。

【无所不能特约作者，夏伟，智能电网研究员、能源领域的传播学者，现就职于某大型能源企业】

财新网能源频道 2014-09-04

未来能源安全要求将会更加贴近气候安全的框架

短期看，拥有的化石燃料越多能源安全度越高；然而过多使用化石燃料对气候安全造成危害。风电、光电作为“零排放”能源，对气候和能源安全都有裨益；然而作为间歇性能源，风电、光电对电网的稳定性提出挑战。

能源安全与气候安全是两个互相联系但又并不总是一致的话题。

能源安全的定义和内涵在过去几十年发生了很大的变化。这个概念最早源于上世纪 70 年代中东两次石油危机对于发达国家经济的打击。关注能源的供应充足、运输路径的安全以及价格的可负担是传统能源安全的范畴。在这个能源安全框架下，一国应该尽量保障自己的能源供应免于中断，规避价格失控的风险。而今天，能源安全除了供应充足、价格可接受外，还需要符合可持续发展和环境保护、社会发展要求。同时，一国的能源系统需要具有足够的弹性，尤其是在受到外在因素冲击时不同能源形式具有相互转换补充和均衡协调的能力，整个系统要有抗冲击能力。

能源安全的核心没有太大变化，始终着眼于如何保障长期可靠的能源服务。能源服务的本质也决定了能源安全并不能仅局限于对特定能源的供应，而需要考察在未来气候变化或其他非传统安全因素挑战下整个能源系统的保障能力。

气候安全则是一个更新的话题。随着几十年来气候变化科学研究的不断进展，科学界对于已经发生、正在发生和未来可能发生的气候变化影响有了更加确切的了解。面对着气候变化带来的海平面上升，降水时空分布改变等长期影响以及日益增多的台风、洪水等极端天气灾害，人类采取什么样的措施去减缓、防范和适应这些未来的气候风险以保障人类社会的安全与持续发展，是气候安全的核心内容，这其中也包括保障能源安全的要素。

由此可以看出，能源安全与气候安全存在很多相同要素，尤其是两者的实现都要满足可持续发展的要求，但是两者又有一些显著的差别。

一方面，二者在时间尺度上有区别。能源安全首先为经济发展和社会需求服务，因此对于当下的能源服务保障的要求更为迫切，但同时需要用战略性的眼光考虑长期的系统风险。气候变化的影响和风险则相反，在目前来看相对较小，但未来随着气候变化的严重而日益加剧，因此其着眼点更注重当前行为的长远影响和未来对风险的应对，并通过采取积极措施改变或减少未来的风险。

另一方面，二者主要的责任主体不同。目前，能源安全的影响通常局限在一国之内，因此保障能源安全的主体主要是政府和受其监管的国有和私有能源企业，同时通过国际合作对国内的能源政策进行补充。这些局限性决定了能源安全更具有竞争性，从稳定供应到设定价格，能源出口国和进口国都在尽可能地最大化自己的利益。气候变化则会对整个人类社会的生存产生严重的影响，其责任主体在于整个国际社会，本质上更强调合作。国际组织(如联合国)作为最重要的行为主体协调各国的气候政策，推动共同签署国际协议，各国根据国际协议要求采取相应行动应对气候变化。

因此，能源安全更加偏重于短期措施和本国的竞争力，而气候安全则更注重长期风险的防范和

共同的国际努力。通过对具体能源种类的分析，我们可以看得更加清楚。

化石燃料占当前世界一次能源供应的 80% 以上，因此化石能源的使用对于保障能源安全具有至关重要的意义。短期看，拥有的化石燃料越多能源安全度越高。然而化石燃料排放的二氧化碳是造成气候变化的最主要温室气体，因此过多使用化石燃料将对气候安全造成危害，极端天气和气象灾害的增加又将反过来影响能源安全。在“卡塔琳娜”飓风袭击美国墨西哥湾的炼油基地后造成的能源危机就是一个很好的例子。

可再生能源如风能、光能、水电、地热和生物质能的碳排放非常小，甚至可以是“零排放”，因此对于保障气候安全、应对气候变化具有积极意义。从长期来看，由于其资源分布广泛多样、用之不尽、不易产生气候风险，对于提高能源安全也有裨益。然而，风能和光能都是间歇性的能源，大量的风电和光电进入电网会对电网的稳定性带来挑战，因此在大规模发展可再生能源的时候需要关注短期内对能源安全的影响，通过技术进步和建设灵活的调峰负荷，可降低对能源安全的影响。

核电和大水电则是两个特殊的例子。二者都是低碳能源，且多为稳定电源，无论是从能源安全还是气候安全的角度看有正效应。然而，这两种能源有较大的环境和社会影响，因此政府、企业和民众的态度分歧很大，其发展主要取决于国家的偏好，但可能会因一些重大事件而发生大的变化。例如，德国和日本作为核电占比较大的国家，在福岛核事故后都立即宣布弃核。政府宣称核电的空缺未来都会由可再生能源发电补充，但在短期内却导致燃煤发电和天然气发电比例上升，碳排放增加，与提高气候安全的目标相左。而日本由于进口天然气大增，推高了亚太地区液化天然气的价格，增加了本国财政负担，也降低了其能源安全。

能源系统的弹性和协调能力、能源基础设施，特别是管网对未来气候影响的适应能力是现代能源安全概念中常被忽视的因素，而这极易受到气候安全的影响。因此缺乏抗冲击弹性和适应能力的能源基础设施很容易对能源安全和气候安全带来负效应。

美国纽约在遭受台风“桑迪”肆虐后空有成品油储备却因电力系统瘫痪无法用油泵将油送到加油站，再一次表明能源安全需要系统的服务保障。与此相似，交通系统的电气化，尤其是电动汽车的普及的确可以降低对于原油进口的依赖，提高能源的自给度。

但是电力网络将面临其他的风险，包括充电时间过于集中可能会对电网带来冲击，严重依赖煤电会带来更大的气候风险等。2008 年中国南方发生雨雪冰冻灾害，电网大范围中断也暴露出集中式能源传输系统在的气象灾害和极端天气中的脆弱性。2013 年底多部委联合发布的《国家适应气候变化战略》对于基础设施根据气候变化影响和风险进行设计也提出了明确要求，一些更为长期的气候变化趋势值得更加重视。

随着气候变化影响和能源全球化的深入，未来能源安全的要求将会更加贴近气候安全的框架。事实上，能源系统已经开始出现国际化的趋势，欧盟、北欧和北美都出现了跨国的能源网络，彼此之间协调补充。亚洲的一些国家，包括中国在内也在考虑过建设一个泛亚太的能源网络。长期战略与多边合作未来将会成为保障能源安全的常态，而气候安全也有赖于有雄心的国家采取积极的减排和适应行动，以改善自己未来的能源安全。

(王韬系清华-卡内基全球政策中心能源与气候项目常驻学者)

新浪专栏 2014-09-04

德国斥巨资进行能源改革 摆脱化石燃料与核能

核心提示：德国正在进行一场昂贵的赌博，总理默克尔正在下决心推动能源革命，计划投入一万亿欧元，让德国在 2050 年摆脱核能还有石化燃料。

凤凰卫视 9 月 4 日《石评大财经》，以下为文字实录：

安东：德国正在进行一场昂贵的赌博，总理默克尔正在下决心推动能源革命，计划投入一万亿欧元，让德国在 2050 年摆脱核能还有石化燃料。

林玮婕：没错，默克尔希望把这个再生能源发电比率提高到八成来对抗全球暖化还有核污染危

机。

安东：但是这一政策由于大力的补贴风力还有太阳能发电，在过去的五年企业成本是激增了60%，德国现在的电价是美国的两倍还要多。

林玮婕：没错，所以很多人就担心说德国企业的竞争力会不会因此被削弱呢？石先生你的观察评论是什么样？

石齐平：我们一般讲能源改革或者能源革命大概有两种不同的层次或范围。

第一种就是要减轻对化石燃料，就是煤跟石油，对它的依赖度，因为它两者得环境破坏力很大。还有另外一种范围更大，也要减轻包括核能在内的，因为核能的问题也很大，一个核危机，福岛核危机，还有一个核废料处理，德国基本上跟一般国家不一样，一般国家就是第一种，德国把第二种核能也包括进去。

安东：那这样的两种模式您觉得哪一种更好呢？

石齐平：其实也不能一概而论，要看各国情况而定，德国的话决心下的很大，道德性也很高，但是我们仔细看实际操作的时候也可能会面临到一些困扰。

林玮婕：什么困扰呢？

石齐平：头一个就你刚刚提到的，因为补贴或者是电价就会提高，电价提高那么多，竞争力就差了，企业就会外移了，这是第一种。

第二个他很担心福岛核危机，所以她说我不搞核能，但是旁边一个法国就是天下最大的核发电大国，万一他出事你躲的了么？你躲不了。

安东：这个讲的很有道理，那撇开这些不谈，我们也注意到最近中国在能源政策上也有一些非常积极的做法，比如说在购买电动车的时候，他补贴购买者，另外在城市里边他补贴新建一些充电站等等，对于中国这些政策您又怎么评价？

石齐平：我们一般对经济行为他如果会产生外部性的话，政府在政策上是可以给他矫正的，有的时候给他补贴，有的时候给他惩罚，但是公共政策在做这个设计的时候有两个要领把握，第一个是尽量从源头抓起，而不是从末端，第二个就是从原则性一般性，而不是从个别性着手。

林玮婕：老师太抽象了，到底什么意思？

石齐平：就讲刚才那个能源能力，德国，德国我现在决心要摆脱对这个依赖，所以我就必须要加强风能跟太阳能，那风能跟太阳能没有竞争力，所以我政府要给补贴，这政府补贴的钱从哪里来？从税收来，所以就反映在电价上面，所以电价就提高了，电价提高之后你是生产者，你是消费者，你看着办，你怎么做你就是从源头抓起，原则性的一般性的。

林玮婕：那针对末端的行为呢？

石齐平：末端的情况就是他刚刚讲的那个情况，就像中国你买车的时候我给你补贴，然后充电站不够我政府来花钱，这个表面上看起来好像也有道理，实际上很容易造成一种风险，就资源的错配，万一错的话通通泡汤了，而且涉及到公平与否的问题，所以就这个政策涉及来讲，我似乎觉得德国稍微好一点。

凤凰卫视 2014-09-05

能源管理体制改革是作为判断能源改革成功与否的标志

能源领域最需要革命的是能源管理体制，这可以作为判断能源改革成功与否的标志。长期以来，能源管理体制是经济体制改革中的一大短板，常被视为计划经济最后的“堡垒”。其中，两个最大的问题是国企垄断和所谓的价格“管制”。如今，能源总量控制给能源体制改革提供了比较好的时机和基本条件。相对宽松的能源供需有利于能源体制和价格改革，成功与否取决于现实中的贯彻和执行。

其实，许多人都不太真正明白政府为什么要对能源消费进行总量控制，现实中如何执行？从环境治理和能源稀缺的角度出发，政府在能源发展“十二五”规划中提出，到2015年将全国能源消费总量控制在40亿吨标准煤左右。最近又进一步在雾霾治理措施中提出，京津冀、长三角、珠三角等

区域到 2017 年力争实现煤炭消费总量负增长。

毫无疑问，实行能源消费总量控制标志着我国能源战略已经从保供给为主，向控制能源消费总量转变。这对于我国传统的能源思维模式是一次革命，也是一个挑战。

能源消费总量控制难在何处

能源总量控制目标的分配是一个艰难的过程，但需要尽快完成。能源总量控制要求各个省份甚至减少能源消费总量，这相当于对地方经济增长设限。为此中央政府需要根据各地情况，在经济增长和能源消费之间寻找平衡，合理公平地制定能源总量控制目标。

除此之外，中央政府还需采取其他政策措施，如强化企业节约能源和保护环境的责任；充分发挥市场机制作用；加强科技创新；完善水电和核电及可再生能源电价定价机制，理顺天然气与可替代能源比价关系和煤电价格关系，完善差别电价和惩罚性电价政策；推进资源税改革，强化能源消费环节税收调节，严格控制高耗能产业；推广应用节能新技术、新产品，扶持和壮大节能服务产业；完善法律法规和标准，做好能源统计与预测预警，适时组织开展全国能源统计普查，等等。这些许多都是以前就有的，根据以往的经验，改革进展也不会很顺利。应该说，转变经济发展方式才能有效控制能源消费总量，但是，转变经济发展方式是个相对漫长的过程。

如何引导地方政府真心实意完成控制目标，是能源消费总量控制的一个关键点。“十一五”末，各级政府为完成节能减排目标，采用拉闸限电，强制性减少能源使用，给企业生产和居民生活带来了不便。因此，“十二五”期间如何将节能手段和转变经济增长结构措施与能源消费总量控制有效结合，是各地政府顺利完成能源消费总量控制目标的关键。

建立有效的能源消费总量控制评估体系

就全国而言，城市化工业化阶段性能源增长与 GDP 之间的关系应该比较固定。一般而言，能源总量控制需要通过节能和改变产业结构来实现，改变产业结构三年中见效应该很难，所以节能方面需要付出更大的努力。

因此，需要建立一个有效的能源消费总量控制评估体系。能源消费总量控制目标具有行政命令性强、可监控性差的特点，实际操作起来不容易，只有解决如何监测地方政府对控制目标完成情况的问题，能源消费总量控制才具有可操作性。此外，还需要有一个中期考评机制，以避免到“十二五”期末地方政府为完成任务而采取强制性减少能源使用。

还有一个问题需要引起重视，就是能源消费总量控制对整体宏观经济的影响必须评估。如果需求侧没有得到有效控制，能源消费总量控制可能导致能源价格上涨。能源的平稳运行和持续稳定供应将面临挑战。一旦实施能源供应总量控制，能源供求关系可能失衡，进而导致能源价格上涨，对通胀产生压力。在老百姓日益关注油价、电价、水价等价格的情况下，政府要考虑如何解决能源价格上涨所带来的问题。

能源供需宽松有利于能源改革

近三十年 GDP 增长和一次能源增长的关系是 1 比 0.6 以上；而近十年下降到 1 比 0.5 以上；预测未来十年可能进一步下降到 1 比 0.4 以上。中国能源需求增速下降主要有几个方面的原因：一是经济增速放缓，二是产业结构调整，三是环境治理。环境治理既影响经济增长，又影响产业结构调整。中国经济和能源消费增长放缓除了对国内的影响，也将影响全球经济增长和能源消费。

近年全球能源供需状况和供应格局产生了很大变化。如果没有地缘政治的干扰，短期内能源供应将相对宽松，能源发展前沿话题和紧迫的研究方向或将回到能源改革。

历史经验表明，能源需求快速增长、供需偏紧的时期，很难进行能源改革，因为满足能源需求是第一重要。因此，能源市场供需相对宽松是能源改革的一个重要前提条件。

能源领域最需要革命的是能源管理体制，这可以作为判断能源改革成功与否的标志。长期以来，我国能源管理上是计划经济思维，以项目审批为主，能源企业主要以国企为主。目前看来，能源管理体制是经济体制改革中的一大短板，常被视为计划经济最后的“堡垒”。能源管理体制的改革完全可以成为经济体制改革的切入点和重点。

其中，两个最大的问题是国企垄断和所谓的价格“管制”。当前，能源行业整体国有化程度约为86%，而且这个比例不断增大，尤其是近十年，能源行业内国企一家独大，越做越大。虽然在经济高速发展的时期，能源国企有满足快速需求增长的好处，但是，教科书上国企的种种问题，包括竞争力不够、效率相对低下、垄断寻租等等，都可能是长期能源行业健康可持续发展的障碍。目前政府的改革方向是发展混合所有制，但该混合所有制的效果有待观察。而且，能源国企本身是否也有诚意去推动该项改革？因此，能源领域需要革命性的举措。

能源体制改革的必要性是不言而喻的。能源总量控制给能源体制改革提供了比较好的时机和基本条件。毫无疑问，相对宽松的能源供需有利于能源体制和价格改革，成功与否取决于现实中的贯彻和执行。（◎林伯强）

上海证券报 2014-09-05

工信部将重点扶持新材料产业

记者从日前举办的国家“863”计划重大项目“大型并网光伏电站关键技术与设备研制”专家组推进会上了解到，该项目将依托黄河上游水电开发有限责任公司在青海共和县100兆瓦光伏发电工程实证基地开展课题研究，为我国光伏产业发展提供大规模同台实证试验平台。

据悉，该项目下设4个课题。黄河上游水电开发有限责任公司相关人员在专家组推进会上表示，公司在建好光伏电站的同时，还在研究如何利用光伏电站促进高原生态环境建设以及如何提高光伏电站整体转换效率。（记者马玉宏）

中国经济网 2014-09-10

能源发展“十三五”规划已经过第七稿修改

能源发展“十三五”规划《基本思路》已经过第七稿修改。21世纪经济报道记者从权威人士处获悉，在近日研讨中，至2020年我国能源消费总量、电力需求总量、可再生能源发展规划等规划方向正逐步成形。

参与相关研讨的人士透露，2020年我国能源消费总量可能达到48亿吨，与各界普遍猜测的48亿-49亿吨基本吻合。

与之对应的是电力需求总量，到2020年，规划中的电力需求总量可能从此前预估的8.4万亿千瓦时下降到8.2万亿千瓦时以下。电力需求总量的下调，进一步体现了国内电力需求增长放缓的态势。甚至有专家预测，到2030年国内的电力需求将出现拐点。

针对业内普遍关注的可再生能源发展规划，目前的考虑是，2020年国内风电发展规模将继续采用2亿千瓦的目标，太阳能发电为1亿千瓦。前者是“十二五”目标的一倍，后者则是“十二五”目标的五倍。

21世纪经济报道记者从多方获悉，能源局内部正在对我国的风电消纳能力和市场进行研究和广泛征求意见，计划将2020年我国风电发展目标提高到此前目标2亿千瓦以上。“还可能会继续上调至2.5亿千瓦。”

如果将风电发展目标再上调5000万千瓦，到2020年，我国如继续目前可再生能源补贴水平，将出现更大的缺口。同时，在已经出现弃风限电现象的东北地区，电力系统消纳风电也将面临更为严峻的形势。

因此，目前上调风电规划目标的建议还在经多方论证和探讨。

此外，到2020年太阳能发电规模目标1亿千瓦的装机总量。而水电规划目标则可能由之前普遍估测的3.5亿千瓦下调到3.4亿千瓦，略有下降。“十二五”期间目标为2.9亿千瓦。

“十三五”核电建设规划目标曾有望定在5800万千瓦，最新的信息是可能下调到5300万千瓦。相较“十二五”目标从2010年1082万千瓦增加到2015年4000万千瓦，增速大大趋缓。

水电、核电目标的下调和风电、太阳能目标可能出现的上调，或将体现“十三五”期间，风电、太阳能发电占据更重要的份额。

在 9 月 5 日召开的“十三五”能源规划风电规划讨论会上，国家能源局高层还明确提出了做好风电消纳工作的重要性。

根据目前的情况判断，“十二五”期间完成 1 亿千瓦风电规划目标的时间会大大提前。

因此一些参会人士判断，在下一步风电发展中，消纳问题依然是一个很大的制约瓶颈。“要科学论证风电消纳问题、合理确定风电的开发布局、统筹协调大型风电的外送和开发、研究提高风电开发利用规模的政策和措施。”

多位人士指出，根据能源“十三五”规划现有的思路，到 2020 年，蒙东、蒙西、甘肃、新疆、吉林、黑龙江等大型风电基地规划目标总量将达到 8700 万千瓦，占全国比重约为 43%。大型风电基地已经成为可再生能源发展的重要组成部分。

在常规能源方面，目前也在讨论可能放松对东中部地区新增煤电的控制力度。目前规划思路中提出对“东中部地区按照气电排放标准严控新增煤电”，这与之前的《大气污染防治行动计划》中提到的内容明显出现不同。

《大气污染防治行动计划》中提到，“严格控制京津冀、长三角、珠三角等区域煤电项目，新建项目禁止配套建设自备燃煤电厂，除热电联产外，禁止审批新建燃煤发电项目”。

2014 年 6 月，中共中央总书记习近平提出推动能源消费、供给、技术、体制四方面的“革命”。其中供给革命包括要建立多元供应体系。立足国内多元供应保安全，大力推进煤炭清洁高效利用，着力发展非煤能源，形成煤、油、气、核、新能源、可再生能源多轮驱动的能源供应体系。（见习记者 吴燕雨）

21 世纪经济报道 2014-09-11

发展能源互联网 应对新能源革命的主要策略

人类社会发展的历史就是一部能源发展的历史。随着能源利用从生物质能到化石能源，再到可再生和分布式的能源的转变，人类文明经历了农业低碳社会到工业高碳社会的转变，正在进入以“新能源+互联网”为特征的后碳时代，积极发展能源互联网是中国应对下一次新能源革命的主要策略。

近年来，全球面临的能源资源瓶颈和生态失衡日趋严重。根据国际能源署测算，目前，煤炭在全球一次能源消费中的比重约为 27%，石油为 33%，天然气为 21%，化石能源合计为 81%。而包括水电、核电、风能、太阳能、生物质能在内的非化石能源等仅占 19%，未来发展新能源空间十分巨大。

而从国内情况看，中国经济社会发展面临资源和环境制约。2012 年，我国一次能源总消耗已达到 36.2 亿吨标准煤，占全球的 21%，创造了 11% 的 GDP。单位 GDP 能耗是世界平均水平的 2 倍，是发达国家的 4 倍。

工业行业单位能耗，如粗钢能耗、水泥综合能耗、有色金属综合能耗、炼油单位能量因数能耗、乙烯综合能耗以及火电供电煤耗等，与世界先进水平相比仍有较大差距。高能耗、高排放、低效率的发展方式导致总能耗不断上升。近 10 年来，我国能源消费弹性系数平均高达 0.7 左右，能源环境压力和发展瓶颈日益增大。

发展中国家不可能再沿袭发达国家过去那种无节制地消耗资源和环境的工业化模式。当前仅占全球 20% 的发达国家十多亿人口，其人均能源消费高达 6.5 吨标准煤，是发展中国家的 3.8 倍。在其能源消费总量基本趋于稳定的情况下，可以通过大力发展可再生能源来替代化石能源消费，改善能源结构，逐渐向可再生能源体系过渡。

在这样的背景下，世界各国积极探索能源互联网战略。2001 年，美国提出名为“智能电网”的新电力能源供应系统概念，并于 2003 年正式展开研究。智能电网采用先进的材料技术、高温超导技术、储能技术、可再生能源发电技术、微型燃气轮机发电技术等，旨在构建一张全美骨干电网、区域性电网、地方电网和微型电网等多层次的电力网络，以实现自动化、高效安全、稳定可靠、可灵活应变及品质有保障的电力供应。该计划将在 2030 年完成。

德国宣布了全面转向可再生能源的战略目标，政府正和 6 个试点地区合作，研究和测试“能源互联网”。数万家德国企业和数百万户家庭将收集现地生产的可再生能源，用氢气或其他方式储存起来，通过智能电网在全国范围内共享，就像我们在互联网上共享信息一样。再加上插电式零排放交通方式等，构成了第三次工业革命的支柱。数十年的工业实验将创造数百万个就业机会，使德国成为新一轮革命的“领头羊”。全世界会紧密关注德国的这一实验，如果德国能有效推动实现一个可持续和繁荣的“无碳”欧洲，欧盟将实现重生。

以全球能源互联网为主要特征的全球新型能源体系革命为中国实现跨越式发展提供了难得机遇。当前世界范围内正在经历新型能源体系变革，其特征是将以互联网技术与新型可再生能源相融合的分布式智能能源体系，取代以化石能源为基础的集中化能源体系，从而走上绿色低碳的发展道路。

一方面，全球能源互联网可以有效解决全球能源资源分布和市场需求严重失衡的问题。贸易全球化、生产全球化、金融全球化、区域经济一体化等早已渗透到能源领域，能源市场已成为全球化的市场。各国能源相互依赖加深，能源安全越来越超越消费国和生产国的界限，呈现出全球化的特征。以石油为例，中东和俄罗斯石油产量约占全球的 45%，其消费量只占 13%；北美、欧洲和亚太石油产量只占全球的 36%，而消费量却占 76% 以上。

此外，能源市场分散，也要求风能、太阳能的集中规模化开发和电力的远距离输配也成为必然的趋势。因此，要解决这些问题必须加快全球能源合作，实现“能源一体化”，创造一个更加一体化、充分竞争的市场以及能源合作机制。比如，建立地区性共享能源储备，构筑面向未来的、包括天然气管道建设、智能电网建设、新能源网络建设在内的能源基础设施蓝图等。

另一方面，全球能源互联网带来能源形式、生产方式、存储形式、分享机制等广泛的变革。根据世界生物能源协会预测，到 2020 年，30% 的电力将来自绿色能源。到 2030 年，插电式电动车的充电站和氢能源燃料电池电动车会普及全球，并将为主电网的输电、送电提供分散式的基础设施。

到 2040 年，75% 的轻型汽车将有电驱动。可再生能源—建筑物生产和收集能源—互联网分配能源的“能源互联网”基础设施，可以为插电式电动车、氢燃料车、家庭和工厂提供充足的电力。这种可再生能源的转变、分散式生产、储存（以氢的形式）、通过能源互联网实现分配、零排放的交通方式，将有望形成全新的经济模式。

因此，中国必须以发展能源互联网为契机，加快提升基础制造和能源生产能力，做好关键技术和设备的储备，将积极发展全球能源互联网提升为重大的国家战略。（作者系中国国际经济交流中心副研究员）

证券时报网 2014-09-11

玉门：全国首个拥有风光水火生物质能发电的县市

玉门市作为典型的资源型城市，多年来形成了“一油独大”、过度单一的产业结构，随着石油资源的日益减少，经济发展面临前所未有的挑战。

近年来，玉门市紧紧围绕“强工兴市、转型跨越”发展战略，大力发展以新能源为主的接续产业，走出了一条资源型城市转型发展的新路子。

玉门市能源局副局长史玉宝告诉记者：“玉门市借助被国务院列入全国资源转型城市的契机，充分利用本地区丰富的风光资源优势，将其着力打造成为资源型城市转型重要的接续替代产业，相继建成一大批以风电为主，光电、水电、火电、生物质能发电等新能源项目，形成了多能并举、联动发展的新格局。”

据了解，上世纪 90 年代玉门市抢抓新能源产业发展机遇，充分发挥当地丰富的风、光资源优势，将新能源产业作为资源型城市转型的接续支柱产业，先后引进国电、大唐、华能、华电、中电国际等国内 5 大发电集团和中节能、中海油 2 家“国字号”企业，建成风电场 18 个，安装各类风机 1393 台。

建成全国陆上连片最大的国产 3 兆瓦风机示范基地，成为全国首个同时拥有风电、光电、水电、火电、生物质能发电的县市。截止 2013 年底，玉门市建成各类电力装机累计达到 261 万千瓦，其中风电 200 万千瓦，光电 15 万千瓦，完成固定资产投资 70.8 亿元，占全市固定资产投资任务的三分之一以上，上缴税金达 1727 万元，新能源产业已成为支撑玉门转型跨越的首位接续产业。(通讯员 李文韬 马晓光 记者 高慧霞文/图)

中国甘肃网 2014-09-11

重新构建国家能源监管体系 弥补短板

国家能源监管的新格局正在逐步形成。近期，国家能源局及派出机构启动多项专项监管工作，重新构建国家能源监管体系，弥补能源监管的短板。

8 月下旬，国家能源局在东北启动“煤电节能减排闭环监管”课题研究，强化能源行业节能减排监管；8 月 21 日，在山东召开 2014 年人民群众满意用电暨供电服务监管工作座谈会，以规范供电企业的供电行为，维护供电市场秩序。

8 月 26 日，能源局在四川召开重要输电通道运行安全专项监管启动会，部署对华中、华东、青海、四川、贵州等地输电通道运行安全专项监管工作；8 月 29 日，在上海组织召开关于电力建设项目审批简政放权与加强监管工作的专题座谈会。

上述一系列能源监管行动是对下半年能源监管计划的落实。按照国家能源局《2014 年下半年重点专项监管工作计划》，下半年开展弃水窝电、分布式发电并网等 8 项重点专项监管工作。

其中，2014 年度火电规划建设监管被置于首位。重点监管实际核准建设规模是否超出规定规模，是否制定并严格实施地方火电项目优选评议办法，机组煤耗水平及污染物排放是否符合规划布局原则，已纳入或未纳入规划的火电项目是否存在未核先建等。

一位能源监管领域专家告诉 21 世纪经济报道记者，与电监会时代不同，目前能源监管更有针对性，也容易见到实效。但当前监管主要是行政手段为主，现代能源监管体系尚未建立。

2013 年国家能源局重组后，国家层面实行政监合一的管理模式；原国家电监会设立的 18 个派出机构建制划转到国家能源局，继续实行垂直管理；在能源监管方式上，从事前管理向事中事后转变，初步建立规划、计划、政策、监管“四位一体”的闭环管理体制。

中国能源研究会能源政策研究中心专家说，从职能转变角度看，国家能源局正在强化事中、事后监管。当前能源监管工作仍然薄弱，政府部门主要依靠行政协调的方式进行监管，监管手段不足，垄断行业公平准入、环境安全等社会性监管仍不足。

在简政放权、推进能源革命的大局下，转变政府对能源的监管方式是大势所趋。国家能源局局长吴新雄近期的署名文章中说，能源局将进一步简政放权，在已取消和下放 23 项行政审批事项基础上，继续取消和下放一批行政审批事项。加强事中、事后监管，放管并重，放而不乱。对保留的行政审批事项，优化程序，简化条件，推进阳光审批，接受社会监督。

此前，国家能源局改变火电项目“逐一发路条”的审批方式，取而代之按年度向地方下发分地区的火电建设规划实施方案。同时，下放风电、光伏、小水电等项目审批到地方政府。

21 世纪经济报道记者获悉，为做好简政放权后的监管，国家能源局将下发《关于电力建设项目简政放权后加强同步监管工作的通知》、《国家能源局关于做好可再生能源行业简政放权实现无缝对接有关要求的通知》两个文件。

今年以来，能源局已经发布节能减排等多项监管报告。从监管报告内容看，能源局没有回避问题，甚至对违反规定单位直接点名通报。例如，能源局通报大唐、国电、冀中能源下属企业违规排放，环保数据作假骗取补贴；江苏省内有龙源、华电等企业风电项目存在未批先建等问题，江苏政府不同部门对项目备案的要求不一。

为加强职能转变和简政放权后监管，国家能源局制定《能源监管行动计划（2014-2018 年）》，力争通过五年的努力，建立透明高效的能源监管体系。

未来五年能源局将重点监管六个方面：一是监管能源政策和规划、项目落实情况；二是加强能源市场秩序监管；三是突出能源垄断环节监管；四是强化安全监管和能源供应保障；五是深化能源行业节能减排监管；六是加强能源服务民生和普遍服务监管。（记者 王秀强）

21 世纪经济报道 2014-09-12

加强对世界能源形势的风险评估 衡量石油进口安全

全球经济区域结构的变化，极大地推动了国际石油贸易的快速增长。新兴经济的迅速崛起和随之而来的石油需求，也改变了国际石油贸易的结构。

虽然由于资源储量的因素，在可以预见的时期内，国际石油贸易的区域分布格局和石油在世界能源结构中的主导地位不会发生根本的变化，但是随着新兴经济体对石油需求的增加，会使石油供需的地区不平衡矛盾加剧，加上地缘政治的变化，国际石油贸易规模在持续增长的同时，国际石油贸易结构也在发生较大的变化，并形成了一些新的特点。

石油消费国的进口渠道多元化趋势越来越明显。由于全球 60% 的石油贸易是通过海上运输，并且世界石油运输对少数几个航运通道的依赖越来越大，如果航道运输受阻，势必会造成全球石油市场的巨幅波动。因此，各个石油消费国纷纷采取措施，拓宽原油进口渠道，保证能源供应安全。在这一趋势下，俄罗斯等独联体国家和委内瑞拉等拉美国家的石油生产和出口大幅提升，在国际市场上的地位日渐增强。

石油生产国的出口渠道呈现多元化趋势。自 2003 年以来全球石油需求的新一轮增长主要来自中国、印度等新兴经济体，这些国家和地区对石油消费的需求增长速度较快，相比之经济成熟且大量采用替代能源的欧美国家，市场的潜力更大。因此，各个产油国都加紧同这些新兴经济体开展石油贸易。比如独联体国家通向亚太地区的石油管道正加紧建设，其中，中哈(中国-哈萨克斯坦)线已经建成投入使用，俄罗斯泰纳线(伊尔库茨克州的泰舍特-远东滨海边疆区的纳霍德卡港)正在加紧建设，而拟建中的俄库页岛外输管道、中缅石油管线等也基本敲定开始进行建设。

国际石油贸易方式也在不断向多样化、体系化演变，石油的金融属性日益凸显。主要表现在：交易中心规模化、功能化日益突出，形成了现货合同、远期合同、中长期合同等在内的体系化交易方式。尽管现货市场仍是形成国际石油贸易基准油价的基础，但是随着期货转现货、现货转掉期和差价合约等新兴衍生工具的出现，石油期货在整个石油市场交易体系中的作用越来越大，风险也在增强。从 2003 年 11 月国际原油价格开始一路走高，到 2008 年 1 月首次攀上 100 美元/桶的高位，并于 2008 年 7 月 11 日达到 147.25 美元/桶的历史最高价位。这一波暴涨行情，很大程度上要归功于国际金融资本的过度投机炒作，以及原油期货市场对全球石油价格体系的影响更趋。

国际石油贸易的产品结构也在朝多样化方向发展，随着中东、非洲等产油国纷纷开建炼油项目，更多的原油留在本地加工后出口，因而更多的出口油品已获得较高的产品增加值，原油贸易在全球石油贸易中所占比例不断下降，成品油的贸易比例不断上升，诸如液化石油气等石油产品贸易日渐活跃。

在未来相当长的一段时间内，亚太地区的经济发展速度仍将是全球最快的，因此石油消费的增长也将是最快的。由于亚太地区石油资源的储量及开发速度远远不能满足区域经济发展的要求，亚太地区的原油进口量不断上升，1992 年就已经超过欧洲，成为世界第二大石油消费中心。

在未来的 10 到 15 年中，亚太地区石油贸易结构的变化将对世界石油市场产生重大的影响。目前，中东地区石油产量增长的绝大部分都出口到了亚太地区，而且亚太地区还将从西非、北海和拉丁美洲进口更多的原油。虽然，新加坡国际金融交易所于 1999 年就推出中东原油期货(后由于交易量太小而暂停)，而日本东京交易所于 2001 年也推出了中东原油期货。但是，目前亚太地区的原油期货市场还不够成熟，也未能形成有效的原油基准参考。

因此近年来，伦敦国际原油交易所和纽约商业交易所纷纷加紧了和亚太地区交易所开展合作，相继上市中东原油期货，围绕着亚太地区石油定价权的争夺越来越激烈，争夺亚太石油市场的主导

权。

目前国际石油市场已经形成了西北欧、地中海、加勒比海、新加坡、美国五大现货市场和纽约商品交易所、伦敦国际石油交易所、东京商品交易所三大期货交易市场，而全球每年的石油贸易量在 130 亿吨左右，通过现货市场成交的交易量只占了 20 亿吨左右，期货市场价格在国际石油市场定价中扮演了关键角色。据报道，中国上海原油期货上市筹备工作进展顺利，标准体系基本建立，目前在冲刺 2014 年内上市，希望上海原油期货可以为中国在全球石油贸易和石油定价中带来一定的影响力。

中国能源对石油的依赖性日益增强，对石油进口安全越来越敏感，政府需要加强对世界能源形势的风险评估，以衡量石油进口安全。面对动荡和变化中的全球石油市场和石油贸易，中国需要积极主动应对。尽管调整石油进口来源不能直接降低石油的对外依存度，但对一国的石油安全却有着重要影响。因此，在保障国家能源安全的政策中，减少来自不稳定地区的石油进口量是重要的内容。本土石油产量增加、替代能源发展及国内石油消费量下降，将为调整石油进口来源提供了可行性。中东地区长期以来被认为是风险较大的地区，来自该地区的石油进口具有较大的风险，而随着世界政治局势的不断变化，委内瑞拉也被加入到“有风险”的名单当中。对中国而言，来自加拿大、墨西哥、中亚、俄罗斯等国的石油进口相对来说较为安全。（【无所不能特约作者，林伯强，厦门大学能源研究中心，特聘教授】）

财新网能源频道 2014-09-12

丹麦首相访华主推能源环保 合作拓展至第三国

丹麦首相托宁-施密特于本周带领经贸代表团访华，并在天津出席 2014 年夏季达沃斯论坛年会期间会见中国国务院总理李克强。托宁-施密特此次访华旨在进一步推销能源、环保领域合作。

随访的丹麦环境大臣何思婷（Kirsten Brosbol）在接受专访时表示，中丹环保部门签署了新的合作协议、丹麦企业在天津签署新的合作项目是此行最大的亮点。

9 月 9 日，环境保护部部长周生贤与何思婷共同签署了《中华人民共和国环境保护部与丹麦王国环境部环境合作协定》。根据协定，双方将在水、大气、土壤、固体废物和化学品管理等方面开展务实合作。

9 月 10 日，丹麦首相托宁-施密特、中国国家能源局局长吴新雄在天津签署了一项丹麦企业与天津携手建立风力发电场的合作备忘录。

天津能源投资集团有限公司与丹麦维斯塔斯、诺和诺德、诺维信三家在津落户企业将携手建立一个装机规模为 50MW 的风力发电厂，生产出来的绿色能源主要满足诺维信、诺和诺德这两家企业的生产需要。

“目前中丹在环保领域的合作分为几个层面，首先是经验分享，我们组织丹麦企业向中国政府和企业进行环保知识经验分享，此外我们与地方政府展开具体项目的合作项目。”何思婷表示。

据丹麦驻华使馆向本报透露，在经验分享层面，9 月 12 日，丹麦首相托宁-施密特将与国资委主任张毅共同主持中国-丹麦创新与可持续发展高层会议，一系列中丹企业将进行有关环保科技领域的交流。

中丹地方合作的最新事例为四川成都与丹麦城市霍森斯的合作。2014 年 5 月，两市在成都共同建立“中丹新能源环保研发应用中心”，该中心集新能源技术研发、转移及应用为一体，旨在为双方高等院校、产业园区、环保企业及科研机构搭建一个多方合作的长效服务平台。

何思婷向本报表示，在中丹两国的共同努力下，环保领域丹麦对华出口“在过去的两三年实现了翻倍增长”。2013 年，两国间贸易总额超过了 1070 亿克朗(约合 1230 亿元人民币)。

出口并非中丹环保合作的唯一成果。2012 年丹麦首相托宁-施密特在天津夏季达沃斯论坛上接受专访时表示，希望中国企业去丹麦进行投资。截至 2011 年底，中国累计对丹投资额达 4786 万美元。而 2013 年底，该数字达到 6891 万美元。2013 年中国对丹麦投资增长了 164%；丹麦对华出口增长

势头良好，在华投资企业也已达 500 家。

除去双边经贸外，中丹能源环保合作更是深入到第三国。8 月 19 日，丹麦、中国、加纳、赞比亚与联合国开发计划署在京签署可再生能源技术转移协议。

根据丹麦驻华使馆的新闻公报，本次合作由丹麦政府出资赞助，是中国和非洲之间首批三边南南合作项目之一，旨在确保中国可再生能源技术以最适宜的方式满足加纳和赞比亚两国发展需求。技术转移项目将通过以社区为基础的离网型发电系统，为加、赞两国贫困农村地区居民提供能源，并吸引其他发展中国家与中国在未来展开进一步合作。

丹麦政府提供了立项资金，并拿出 2925 万丹麦克朗(约合 3216 万元人民币)用于推动联合国开发计划署在这两个非洲国家实施上述项目。

丹麦气候、能源与建筑大臣拉斯穆斯·赫维格·彼得森也在今年的夏季达沃斯论坛上向本报表示，中丹共同开拓在第三国的合作机会将成为双边合作又新的发展方向。

21 世纪经济报道 2014-09-12

热能、动力工程

全国统一碳市 2016 年试运行 局部省市先入场

全国统一碳市场进程开始加速。

8 月 31 日，国家发改委应对气候变化司副司长孙翠华在 2014 年中国低碳发展战略高级别研讨会上透露，全国统一碳排放权交易市场计划于 2016 年试运行，配额由国家统一分配，局部省市先入场，未入场省市仍须完成分配的总量目标。

“按照中央改革办的工作部署和要求，在试点实操经验的基础上，全国统一碳排放权交易市场的建设要加快推进。”孙翠华表示：“目前，国家发改委已经完成《中国碳排放权交易管理办法》（下称“《管理办法》”）的起草工作，正在内部讨论，10 月上旬征求相关部门的意见，计划于 11 月初上报国务院和中央改革领导小组。”

据悉，为使碳交易各环节都有法律、规则依据并健康有序运行，《管理办法》还需一系列配套的实施细则来支撑，以排放配额总量控制为前提，形成一套完整的配额管理和交易制度体系。

孙翠华进一步解释，这一体系的核心要素包括：覆盖范围、配额总量、分配制度、排放报告及核查体系、注册登记系统、交易系统、信息披露机制、市场监管和调节机制等，各个要素之间环环相扣，互为支持。

碳排放纳入统计系统

数据基础是碳市建设的决策依据。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心 CDM 和碳市场管理部负责人郑爽表示，通过 7 个试点城市的建设，现已收集了 2000 余家企业近三年的碳排放数据，填补了我国在数据方面的空白，地方政府初步掌握了行业的排放状况和趋势。

在试点的基础上，数据收集工作现已在全国范围全面铺开。孙翠华表示，国家发改委计划用 2-3 年的时间完成全国统一碳市的设计工作，除管理办法和配套细则，还包括温室气体排放报告登记系统、温室气体核算方法等。

据悉，在已发布的 10 个行业的“企业温室气体排放核算方法与报告指南”的基础上，国家发改委近期将至少发布 3 个行业的方法学，今年底或明年初还要发布十几个，这二十几个行业的企业方法学有望满足初期阶段的基本需求。

据了解，继国家发改委正式发布“重点企（事）业单位温室气体排放报告工作的通知”后，各省市现已将其作为重点任务推进。孙翠华说：“清洁机制发展基金将为这项工作提供支持。”

据孙翠华介绍，国家发改委与统计局在基础数据统计方面的协作已经进入了实质性阶段，国家

日常统计系统中增加了温室气体统计内容，包括核算的基础数据等，企业能源平衡表中也增加了相关参数。

明确政府与市场的边界

政府与市场的边界将进一步得到明确。

孙翠华表示，明确国家和地方主管部门、排放企业、核查机构、交易机构等参与方的职责，分工协作，也是推进碳排放权交易市场的建设和运行的重要内容。

碳排放权交易是以减排为目的的市场工具，如何实现低成本减排，并在这一过程中发现价格，是碳交易需要解决的核心问题，因此，在统一碳市建设进程中，政府与市场的边界成为业内关注的热点。

深圳市碳排放权交易所副总裁葛兴安认为，在碳市建设过程中，政府需要在总量控制、数据质量监管、法律规定和执行方面从严，但对市场这一块需要适度放松，因为新生市场需要一个培育和发展的过程。

对此，中创碳投科技有限公司总经理唐人虎表示，交易平台的创新可以交给市场来解决。试点需要尝试不同的创新机制，这样才具有可比性，才能为全国市场提供更有价值的经验。

“此外，碳的价格和企业的减排成本也可一并交给市场来解决。发展环境发生变化时，企业对风险有不同的认知，才可带来对市场不同的预期，才有不一样的价格，才有交易和流动。而减排成本是企业发展的自身问题，需要在碳成本内部化的市场中公平竞争，优胜劣汰。”唐人虎说。

试点将增加灵活性

孙翠华在会上说：“全国统一的碳排放权交易市场计划于 2016 年试运行，配额由国家统一分配，局部省市先入场，其他省市可晚些进来，但未入场的省市仍须完成分配的总量目标。就试点与全国碳市的衔接，国家会加强与试点的沟通，并在相关政策制定中，对进入全国市场的时间节点、覆盖范围以及控排企业等方面给予试点更多的灵活性。”

据悉，7 个试点现已有了各自比较完备的交易体系，按照国家发改委的工作进度，还有 1-2 年的发展期，在这期间试点还将在机制创新，以及在公开、透明等方面继续探索，为全国统一碳市建设提供经验。

与国际相对成熟的碳市场相比，葛兴安认为，国内试点在两方面还需改进，一是制度和规则的全面公开、提前公开，不仅仅是管理办法，还包括配套细则，比如，拍卖怎么做，配额如何回购，拍卖资金的使用等等；二是碳信息的披露，信息是市场流动的基础，也是投资、交易的决策依据。这些信息的提前公开和披露，有利于改变参与主体和投资机构心理不稳的状态。

北京环境交易所总裁梅德文表示，在开放的环境中，更有利于价格的发现，扩大交易主体，在现货交易的基础上，小范围的金融创新，都将增加市场的流动性。

此外，一些试点也在积极探索区域碳排放权交易。比如京津冀、长三角、珠三角等区域碳排放权交易的探讨。

唐人虎认为，在全国统一碳市建设的进程中，与国家的政策或规则贴得最近的试点，未来区域扩张的能力一定是最强的。最早建立区域碳排放权交易的试点，不一定是未来扩展最广的试点。如何以最快的速度将本地交易的 1 吨二氧化碳变成未来在全国可以交易的 1 吨二氧化碳，提高流通性决定了试点区域拓展的能力。

现阶段，每个试点都有各自的交易所，上海环境能源交易所总经理林健表示，交易所是一个服务单位，服务于政府的总量目标，服务于企业的减排成果。

全国统一碳市建立后，仍然需要有效的交易平台，而已有的平台是否会全部保留，未有定论。一位业内人士认为，交易所的地理位置和服务质量或效率，将成为考量的重要因素。

21 世纪经济报道 2014-09-02

松辽盆地油页岩资源储量巨大且分布广泛

中国地质调查局 29 日召开松辽盆地外围油气资源调查和突参 1 井石油钻探成果报告视频会，汇报交流成果，总结工作经验，并表扬先进单位和个人。

松辽盆地跨越黑龙江、吉林、辽宁三省，油页岩资源储量巨大且分布广泛。2013 年松辽及外围盆地石油产量 4569 万吨，其中松辽外围中小型盆地石油产量累计仅 81 万吨，占 1.8%。松辽盆地亟待开拓新的勘探领域。

据介绍，中国地质调查局自 2008 年起组织实施了松辽盆地外围新区新层系油气资源调查工作，并于 2012 年在松辽西部外围圈出了突泉等 5 个新兴油气远景盆地。中国地质调查局油气资源调查中心通过开展油气资源战略选区侦查，在突泉盆地南部 space?: [晗莘(1)至 2 个中生界次级断陷。经科学论证，选择南部断陷部署实施了该区第一口参数井——“突参 1 井”。该井于 2013 年 11 月开钻，2014 年 4 月发现油气显示。2014 年 6 月完井后，中石化东北油气分公司及时跟进，开展压裂试油工作，在排液过程中获取了良好轻质原油。

中国地质调查局局长、党组书记钟自然在报告会上说：“松辽外围油气基础地质调查和突参 1 井钻探在松辽外围中下侏罗统获得重要油气新发现，开辟了东北地区油气勘探的新领域，为突泉盆地及其类似盆地油气勘探提供了重要地质依据，是油气资源调查在新区新层系取得的重要发现，对促进东北地区新区新层系油气勘探，具有重要意义。”

此外，中国地质调查局亦对油气资源调查工作新模式进行了探索。

在松辽外围的油气资源调查工作过程中，中石化东北油气分公司与中国地质调查局一直保持紧密联系，从先期基础调查到油气资源战略选区侦查，再到商业跟进勘查，实现了公益性地质调查与商业性油气勘探的“无缝对接”，从而形成了“基础先行—战略侦查—商业跟进”的油气资源调查工作新模式。

展望未来，钟自然指出，要充分认识松辽盆地外围油气地质调查与突参 1 井工作成果的重要意义，深入总结其成功经验，并以成果报告会为契机推动各项工作迈上新台阶。(王恩博)

中国新闻网 2014-09-01

孝义将建 100 亿 AH 纳米超级电池动力源项目

装载 1050 只超级电容、长度为 12 米的公交巴士在充电桩只需充电十几分钟，就可以开足马力行驶 300 公里；装载 100 只超级电容的超级电容纯电动汽车一次充满电，可以持续行驶 150 公里，时速可达每小时 120 公里…… 这样的轿车不是传说，它已经来到了我们身边—— 在首届晋商大会签约的落地项目——山西晋越峰巨能科技有限公司投资的年产 100 亿 AH 纳米超级电池动力源项目，有充放电速度快、对环境无污染、循环寿命长等优点。这种电池用途广泛，极有可能取代目前流行的锂电池、蓄电池，成为本世纪新型的绿色能源，掀起能源革命。

什么是纳米超级电容电池？

这种介于传统电容器和蓄电池之间的一种新型储能装置，采用纳米碳材料良好的电子学性能，使超级电容量千倍上涨，是一种高效、实用、无污染的绿色环保能量存储装置。

“用这种电池，单体电池充电只需 30 秒，电池组件快速充电只需要 6 分钟。”山西晋越峰巨能科技有限公司总经理杨永红说，它的开发和利用可以逐步改善以煤炭为主的能源结构，促进常规能源资源更加合理有效地利用，缓解与能源相关的环境污染问题，使我国能源、经济与环境的发展相互协调，实现可持续发展目标。

对于此项目，山西晋越峰巨能科技有限公司也投入巨资，预计总投资 319 亿元，分三期进行建设，一期 10 亿 AH，投资 31.9 亿元，产值 180 亿元，利税 61.7 亿元；二期达 50 亿 AH；三期达 100 亿 AH。

据了解，目前，该项目已建成生产车间 22000 平方米，全自动化生产设备已全部到厂，9 月份，第一条生产线已经开始订单式小批量生产。年底将再孵化三条全自动化生产线，产能可达 1 亿 AH。

眼下，各国在投入巨资积极研制可替代内燃机的新型能源装置。我国在混合动力、燃料电池、化学电池产品及应用的研究与开发取得了一定的成效，但由于它们固有的使用寿命短、特性差、化学电池污染环境、系统复杂、造价高昂等致命弱点，一直没有解决方法，无法推广。

超级电容能量密度的提高，具备与现有电池的竞争能力。其品质、性能足以使电池退出历史舞台。经市场预测到2015年，全球电极碳市场需求量61万吨，各类超级电容器、电池需求量巨大。

杨永红说，为了助力高科技项目顺利投产，孝义市政府也极其重视，在土地、税收、人才、固定资产等领域给予多项优惠政策倾斜。尤其是在人才方面大力支持，为企业注入由财政负担的15名高素质大学生。孝义市还专门成立了领导小组，与企业进行“一对一”帮扶。只要我们企业提出困难，市里就会积极协调，帮助我们千方百计解决困难。（记者 郝薇）

山西新闻网 2014-09-01

“煤改气”是否真的能治理雾霾

【荐语】 - 话题：不靠谱的“能源假大空”

你是否也发现那些似是而非的言论经常充斥在媒体、政府公文中？让我们一起揪出能源领域的“假大空”，发现真问题吧！本文节选、整理自华北电力大学李司陶、清华大学王子豪、清华大学单露三人，经暑假期间调查走访了全国多个电力生产基地后，合撰的《2014 暑期能源产业调研报告》。报告中有关我国“煤改气战略”所反映的问题矛盾突出，在社会上受到许多关注，故由该部分主要负责者李司陶重新整理后，授予财新-无所不能（微信公号：caixinenergy）。希望能为能源产业的广大关注者的提供一些参考。文中所涉工作人员的身份均已隐去。

为应对愈演愈烈的雾霾危机，近两年来北京市密集出台了《北京市 2013-2017 年清洁空气行动计划》、《北京市 2013-2017 年加快压减燃煤和清洁能源建设工作方案》等政策文件，对北京市现有的热电厂进行大刀阔斧的改革。其中最重要的一项举措，就是“煤改气”工程。北京市发改委曾公开表示，北京市预计在15至16供暖季结束后全面淘汰燃煤热电机组，以燃气设备进行替代。此举引起了广泛热议，不少人认为这将是应对北京市目前雾霾困局的有力措施。

但我们在调查中发现，目前北京市强硬的“一刀切”式煤改气政策，恐怕并不能如预期中一般对雾霾有“立竿见影”的效果；而且还在设备国产化、气源供应等多个方面存在隐患；在经济上也存在相当多的不合算之处。

我们发现问题主要集中于一个误区和四个矛盾。即“燃煤发电是导致空气污染的严重原因，改为燃气发电就可以大幅缓”这一误区；与设备、燃料价格、燃料供应、热电配比四个方面中政策规划与现实条件的矛盾。

本文将以北京近郊的某热电厂为例，尝试梳理厘清这些误区和矛盾，为大家更好的了解“煤改气”政策提供参考。

一个误区：燃煤发电是导致空气严重污染的主要原因，改为燃气发电就可以大幅缓

1.燃煤发电不一定是空气严重污染的主要原因

一提起燃煤发电，人们的第一个反应出来的景象总会是“冒着黑烟的大烟囱”，仿佛燃煤发电就一定是无可救药的高污染、低效率。近些年来谈起京津冀地区严重的雾霾危机，人们也总是下意识的归罪于燃煤发电机组。

但在调研过程中我们发现，至少在北京地区，事实并不是这样的。在众多北京地区的空气污染原因中，燃煤火电并不占主要地位。

以广受关注的PM2.5为例，北京市环保局于今年4月15日公布的数据显示：机动车、燃煤、工业生产、扬尘的污染贡献占比分别为31.1%、22.4%、18.1%、14.3%。燃煤所占的约五分之一比例中，还有大量污染来自小煤炉、社区小锅炉等小型设备，真正由大型燃煤火电厂贡献的污染少之又少。

据电厂的工作人员介绍，从该电厂所属发电集团（五大之一）内部研究机构的数据来看，北京市只有不到一成的空气污染来自几大有发电企业的火电机组。真正在空气污染重起主导作用的是

数量庞大的机动车，占到7成左右。

综上所述，至少在北京地区，燃煤发电并不是空气污染的主要原因。

2. 燃气对煤在环保指标上优势不大

一般社会上对于燃煤发电和燃气发电之间环保程度比较的印象，都是燃气发电对燃煤发电大幅领先。这是不少认为“只要‘煤改气’成功，北京市空气污染问题就能立刻解决”者的重要理论依据。但是我们的调查结果表明，只要相应的环保措施能够跟上，燃煤发电在环保指标上并不会落后于燃气发电太多。而且燃煤发电在达到燃气发电环保标准的同时，还能保持对燃气发电巨大的经济优势。

燃气与燃煤排放比较（单位： mg/Nm^3 ）

燃料	污染物	控制标准	该热电厂排放值	治理目标
煤	氮氧化物	100	30	<30
	硫氧化物	50	20	<20
	粉尘	20	10	<5
气（北京）	氮氧化物	30	10-12	-
	硫氧化物	20	取决于燃气 1-2	-
	粉尘	5	取决于空气 1-2	-

从上述数据中我们不难看出，即使面对“全球最严”的北京环保标准，该热电厂的燃煤机组也可以直逼燃气标准。就国家标准（氮氧化物 50，硫氧化物 35，粉尘 5）而言，也只有燃煤一项还小幅度超标。电厂的工作人员还介绍说，燃煤机组完全达到北京市的燃气机组标准，本来也已经被列入了电厂的计划之中，技术上完全是可以实现的。

更值得引起我们注意的是，虽然燃煤机组后期投入了大量资金进行环保设施的建设和维护，其电价成本仍然大幅低于燃气电。工作人员介绍说，平均算下来一度煤电的成本不过提高了1~2分（仅相当于上浮了3%左右），而天然气的电价成本几乎为煤电的两倍，煤电对于燃气电的成本优势依然巨大。

四个矛盾：设备、原料价格、原料供应、热电配比

1. 设备矛盾：

“煤改气”政策的核心内容就是将过去占主导地位的煤炭热电设施，改造为燃气热电设施。这一过程中，会产生以下两个方面的问题：1.原有煤电设备的淘汰造成的浪费问题；2.燃气设备国产化程度低造成的购买成本、维护成本高问题与产业安全问题。

（1）原有设备的淘汰问题

“煤改电”的第一步，就是关停原有的燃煤机组。目前看来，这将产生较大浪费。

以我们走访的北京这座热电厂为例，该电厂的建设始于1995年，1999第一期年四台燃煤机组，至今仅工作了15年。其核心燃煤锅炉的工作时间，尚不到该类设备平均寿命寿命30~40年的一半。

工作人员表示，在煤改电工程完工后，这些设备就只能封存或报废了。以目前火电单位功率造价3.9元/瓦的建设成本来算，报废该热电厂一期总共超过845MW的燃煤发电设备，相当于将30多亿元人民币“报废”了。

如果再加上该热电厂为使这些燃煤机组达到相当高环保标准的投入的近十亿资金，被“改”掉的燃煤机组可谓价值不菲。

由于整个京津冀地区都在大力推进“煤改气”工程、国有资产的出售转让手续非常繁琐、大型燃煤机组设备的搬迁在技术上非常困难等因素的影响，这些设备转到他地再用的可能性很小。这些燃煤发电设备几乎没有再利用的可能了。

（2）设备的自产化不足导致的运营维护费用高昂问题

“煤改气”工程在设备方面的另一个主要问题，在于目前我国在重型燃汽轮机等燃气发电设备上技术水平和自产水平低。导致燃气机组在建设和运行过程中设备成本畸高；同时由于发电设备的

供应全由国外厂商垄断，产业安全方面有受制于人的风险。

仍然以该热电厂为例。该厂在 2011 年建设完成了一组以两台日本三菱燃机为核心的“二拖一”燃气热电联供系统，总共可以输出超过 930MW 的电功率和 650MW 的供热功率。整个系统整体采购自日本三菱重工。

我们由市场上其他的燃气机组价格推得该机组的价格在 38 亿元左右，单位功率的价格要高于燃煤机组。

相比于建设成本，维护成本的高昂更加明显。由于机组系整体引进，相应核心技术也完全由外方掌握，该机组的维护由外方全包。维护协议在设备购买时就直接与对方签订，一签八年。

维修费的计算方式是每运行一小时收费 3000 元人民币；同时启停机一次计 20 个小时；飞停一次记 200 个小时。这样算下来，每年光是两台燃气机的日常维护就要花掉 3600 多万元。

(3) 设备对外依赖过度 存在安全风险

目前，各大外国厂商也在与国内厂商展开合作。如三菱重工和东汽，GE 跟哈汽，西门子跟上汽都建立了合作关系。但这些国内厂商还只是在努力接管相应外国厂商在华的维修、养护业务，离掌握核心技术、生产出性能可以媲美的产品距离还很远。

可以推测，在我国自有燃气机组技术突破之前，一旦由于政治等其他因素导致国外的燃气机组设备、维修供应中断，必将导致各电厂的燃气机组生产秩序被打乱。考虑到在整个经济体系中电力工业的基础性地位，贸然铺开这种目前只能严重依赖外国的发电方式，是要承担巨大风险的。同时，这套机组的自动控制系统也完全由外方提供，这也被认为带来了严重的后门风险。

相对而言，我国 1000MW 级的燃煤机组装备就可以全部自产。

2. 燃料价格

火力发电的成本主要取决于燃料的成本，“煤改气”工程在燃料环节上的变化就是将煤炭替换为了天然气，而我们的调查显示这将使电厂成本大幅攀升。

(1) 天然气价格和煤炭原料成本的对比

电厂的工作人员向我们介绍，燃气发电的燃料成本在每度电 0.54 元左右，而煤电只有 0.23 元。

据我们调查了解，如果算上了设备维护、折旧等费用，价格差距将更加明显。综合计算的煤电成本在 0.3~0.4 元每度之间，燃气发电成本则要达到 0.8 元每度左右。也就是说，燃气发电的成本要比煤电高出一倍有余。

从能源市场的角度来看，近未来内煤炭仍然在经济性上优势明显。援引来自北极星电力网的信息：7 月 18 日中国煤炭价格指数为 142.4，同比下降 17.1 点，比年初下降 19.4 点，比历史最高点(2008 年 7 月)下降 80.4 点，降幅 36%。全国煤炭价格已经降至 2007 年底水平。

在可预见的未来内，由于页岩气革命、光伏与风电等新能源迅速发展、中国加速淘汰落后产能等多重因素影响，煤价仍被市场看空，被认为会长时间维持在低位。

而在天然气方面，国内的大宗天然气价格由国家统一调控。最新的政策为，自 9 月 1 日起上调非居民用气存量天然气门站价格 0.4 元/立方米，居民用气门站价格不作调整。此次提价令国内燃气发电企业受挫严重。

来自中国石油天然气集团公司经济技术研究院的数据显示，2013 年，我国天然气对外依存度首次突破 30%，达到 31.6%。而在国际市场上，天然气价格受到中东和乌克兰混乱局势，以及美国页岩气出口政策前景不明朗等多重因素影响，目前价格下降的空间很小。

综上所述，煤炭发电当下的成本低于天然气发电，而且在可预见的未来，仍将保持这种经济上的优势。

(2) 上网电价与原料成本变化的矛盾

在我国，电厂上网电价由发改委按照地区和电源种类制定。虽然燃气机组的上网电价高于燃煤机组，但是仍不能抵消掉燃气机组的成本劣势。

以北京的情况为例，燃煤机组的上网电价在每度 0.5 元左右，燃气机组为 0.65 元左右。也就是

说，如果用综合成本来估算，燃煤机组有 25%左右的利润，而燃气机组就要净亏损将近 20%了。

如前所述，自 9 月份起全国将进行新一轮的天然气提价，但天然气上网电价却并没有提升。这将导致天然气发电的亏损进一步扩大，严重影响发电企业的生产积极性。

中电联《2014 年上半年全国电力供需形势分析预测报告》指出：“上半年五大发电集团所属燃气发电厂亏损面仍达三分之一，热电联产电厂供热亏损面高达 60%。”这样突出的价格矛盾，难免让人回忆起 2010~2011 年期间，由于煤炭供应紧张、价格高企，大量电厂宁可选择长时间“检修”的景象。

3.燃料供应

除了燃料的价格问题之外，“煤改气”后燃料的供应也很成问题。与固体形态的煤炭不同，气态的天然气如果需要长途、大量运输，必须使用管道和大型液化天然气接收设备。这些设施的完善都是持续周期长、技术要求高、成本昂贵的大型工程。而且相对于煤炭资源的分布，我国天然气资源的分布更不平衡，主要气源与主要负荷中心的平均距离更远。

(1) 北京市的供应量问题

具体到北京的情况来说，周边不远的山西、内蒙都是产煤大省，还有天津港和诸多铁路干线等方便的交通条件来保障煤炭的供应。但是天然气的供应目前只有陕京天然气管线、天津 LNG 和大唐煤制气工程三个可靠的供应渠道。

工作人员介绍说，目前北京市每年消耗 100 亿立方米左右的天然气，目前的供应量仅是勉强能够维持消费。每天一到做饭时间都能够感受到管道压力的明显变化。

我们可以简单估算一下北京市“煤改气”工程完工后的新增天然气需求量： 930MW 【一个二拖一燃气机组的功率】*（1【该热电厂计划新增一套热电机组来替换原有的燃煤机组】+6【北京市其余三个热电基地全部按该热电厂的标准进行配置】）*4430h【2012 年北京地区燃气机组平均工作时间】/5【工作人员介绍平均一立方米天然气可以发五度电】=57.7 亿立方米。

目前北京市正在加紧建设的两个新气源是陕京 4 线与大唐煤制气项目的后续工程。大唐煤制气工程经查整体产能为每年 40 亿立方米，目前已经完工的一期工程，经查日常供应量在 250 万立方米左右，也就是已完工年产 10 亿立方米左右，后续还有 30 亿立方米增量。

陕京四线虽然有每年 300 亿立方米的运量，但也是要供应整个环渤海地区的需求，能够留出多少给北京市还不清楚。但考虑到整个京津冀鲁地区都因饱受雾霾污染影响而大力推进煤改气工程，估计到时整体供应还是会偏紧。且陕京四线要到 2016 年 6 月才能完工。

虽然近年来中国与俄罗斯、斯坦国家等周边油气资源丰富的国家展开了大量合作，国内页岩气开采也有一定进展，总的来看天然气供应增长势头良好。但是具体到北京地区，近些年内供应形势仍然不容乐观；上文大概的推算表明，未来数年北京市乃至整个华北地区的天然气供应都会偏紧。

(2) 能源过于单一后的安全问题

一刀切式的“煤改气”带来的另一个问题就是能源种类过于单一的问题。

一旦天然气供应整体上出现问题，例如脆弱的管道设施遭受袭击，则整个北京市的供暖系统将全部停摆。为此只能额外预留出一些燃煤等其他方式的供电设施，作为应急预备力量。

这种“将鸡蛋放在一个篮子”的情况，值得我们对其中的风险多加关注。

4.热电配比问题

燃气机组的发电效率较燃煤机组高出不少，这虽然在客观上提升了能源的利用效率，但是从电力市场的角度看也存在一些矛盾。

工作人员介绍说，该热电厂一期的燃煤机组，845mw 发电功率能够匹配 1300mw 的供热功率；但是燃气机组 930mw 的发电功率却只能匹配 650mw 的供热功率。也就是说，要想达到同样的供暖效果，各大热电厂会增加近一倍多的电力产能。

而这部分产能对于北京的各大热电厂来说，基本是额外产生的负担。

首先从电厂的角度讲，如前文所述，燃气发电基本只亏不赚。

其次从电力市场的角度讲，受国内经济增长形势、国家大气污染防治与节能减排、化解钢铁等高耗能行业产能严重过剩等因素的影响，“新常态”经济的“增长放缓”特征已经体现在了电力市场上。

2010-2014 年上半年全社会及各产业用电量增长情况图



上图数据显示，自 2010 年上半年至 2013 年上半年，我国全社会及各产业用电量增速一直在下调；2014 年略有回升但是仍然保持在低位。中电联发布的其他报告还指出，2013 同比增长 7.5%，而 2014 年上半年为 5.3%，下半年预测为 6.5% 左右。总的来讲电力需求端成增长乏力的态势。

目前中电联仍然认为华北地区的电力供应属于“供应偏紧”的状态。但是长远来看，考虑到：1.特高压等跨区域送电通道将逐步建设完善（实际上北京已有 7 成电力来自外送）；2.京津冀是“淘汰落后产能”的重点地区。我们仍然有理由怀疑需求增长已经乏力的中国电力市场，能否很好的吸纳这些新增的电力供应。

即使将这些新增的电力产能用于淘汰北京和北京周边的那些落后的火电厂，我们仍然要问用代价如此高昂的方式是否真的尽善尽美？

如果将这些产能直接闲置，似乎也是一种浪费。

小结：

我们从环保、设备、燃料、经济等多个角度对于“煤改气”工程做了一些了解和估计。从我们得出的结论来看，“煤改气”工程在经济性、安全性上来讲都有不小的缺点或风险，其在环保上的效果也很可能不如预期。我们会持续关注后续进展。（【无所不能特约作者，李司陶，华北电力大学】）

财新网能源频道 2014-09-04

分布式发电在非洲大陆的潜力没有被忽视

非洲的电力行业目前走到了十字路口。投资资源的稀缺导致电力基础设施与服务的匮乏。这对电力供应的影响在整个供应链中都相当明显，包括昂贵的发电成本，同样都十分严重的输电与配电损耗，以及众多不能用电的人口。非洲各国政府都在积极投资，提高自己的发电能力。但未来十年间，每年需要的资金就达 400 亿美元。如果要释放非洲的经济增长与创新潜力，就必须与外国投资者合作。

在对促进经济增长的重要性方面，几乎没有什么能和稳定的电力供应相提并论。因而在非洲，电力的匮乏对其区域一体化、生产力和竞争力都带来了严重的负面影响。就拿断电的情况举例，在过去二十年中，断电已经让撒哈拉沙漠以南的 39 个国家每年人均 GDP 增长方面损失了 2 个百分点。

由于非洲电力行业缺乏资金供应造成的结构性问题，已经是众所周知。然而，决定成败的因素

却在细微之处。这一点由非洲不同地区之间越来越大的差异中得到清晰体现。比如，地理位置具有一定优势的北非地区密集使用化石燃料，使其电力供应的成本相对较低，彼此间的关系得以巩固，同时也满足了不断增长的用电需求(每年高达 8%)。

而对 48 个撒哈拉沙漠以南的国家而言，境遇就大不相同了。他们全部的发电能力估计不过 800 亿瓦(若排除南非，就只剩下 360 亿瓦)，这远远不够。这些国家的平均电网覆盖率还不到 30%(全球平均为 82%)，导致近 6 亿人口和 1,000 万中小型企业基本都用不上电。

除非这一严重的短缺能得到解决，否则更糟糕的情况一定会发生：随着人口的不断增长和非洲中产阶级的逐渐崛起，这片大陆在 2030 年前还需要提升约 2,500 亿瓦的发电能力，才能满足对应的电力需求。摆脱断电的困境并非无计可施，只不过需要下大功夫。

其中的关键在于确定恰当的价位。在非洲，集中化生产的电力通常比较贵，撒哈拉以南国家每兆瓦时的平均成本为 180 美金，几乎是其他发展中地区的两倍。要在具有成本效益的水平上使电网覆盖到户，就需要更好的定价策略，并改进输电与配电系统(目前损失最高可达 35%)。同时，这也要求加强行业规划能力，扩大区域性电力贸易，提高设备成本回收率——目前非洲在这一方面的平均水平低于 60%。

非洲的可再生能源潜力也将是整体解决方案中的重要一部分。非洲从经济角度具有可开发价值的储水量占世界的 10%，水力发电潜能达 1,500 亿瓦，但其中仅有 17% 得以开发利用，因而仍有增长潜力。这可能让刚果民主共和国、埃塞俄比亚和几内亚等国家成为水力发电出口国，满足多达 16 个国家一半的电力需求——前提是要建立起合适的区域性电力贸易机制。

此外，太阳能光伏模块价格的急速下跌(过去几年以 18% 的学习速率在不断下滑)，使得光伏项目在没有接通电网的地方变得极具成本效益，尤其是难以接入中央电网或接入代价过于昂贵的边远乡村地区。

分布式发电在非洲大陆的潜力并没有被忽视，GE 等大型企业正在进军这一市场。作为美国“电力非洲计划”(Power Africa Initiative)的参与者，GE 近期宣布了安装 50 亿瓦分布式发电设施的目标，主要以内燃机或燃气机进行发电，满足尼日利亚、加纳、肯尼亚和坦桑尼亚的工业电力需求。GE 还正在与美国非洲开发基金会(US African Development Foundation)合作，启动耗资 240 万美元的开放式创新竞技，为包括农业在内的生产行业开发可再生能源解决方案。

非洲政府也在大力投资，提升发电能力。2012 年在非洲大陆上开展的 800 个基建项目中，超过三分之一都与电力基础设施相关。但因为在未来十年内，每年都需要 400 亿美金的资金投入，非洲仍然需要与外国投资者合作。

其实此类的投资者早已活跃在非洲发展的舞台上，2013 年就有超过 117 亿美金投资到电、气和水的新建项目中(几乎是 2012 年水平的两倍)。这方面值得注意的一点是 2014 年的美国《非洲电气化法案》(US Electrify Africa Act)，它让美国政府能够支持和促进对非洲能源基础设施的私人投资(在撰写本文的同时，这一法案已通过白宫批准，正在接受参议院的审核)。根据美国国际开发署行政主管 Rajiv Shah 的说法，这将提升美国政府在“电力非洲计划”中许诺提供的 70 亿美元资金的杠杆作用。

更多的投资、可再生能源更低的成本及创新的合作方式，都是利好消息；但真正的改变需要从头进行改革。如果取得成功，为非洲通电，助非洲腾飞的机遇就将出现在我们眼前。

凤凰创新 2014-09-04

中国页岩气目标产量下调问题在哪

今年 8 月，中国国家能源局局长吴新雄表示，将 2020 年页岩气产量目标从 600—800 亿立方米下调至 300 亿立方米。不过，哪怕是页岩气的产量目标被大幅下调，中国要想实现 300 亿立方米的产量还是很难的。

目前，中国只有一个大型页岩气项目投入了商业化生产，即中石化在四川涪陵的气田。这家国有企业预计，涪陵页岩气田的产量在 2016 年和 2017 年将分别达到 50 亿立方米和 100 亿立方米，被

认为是中国最有价值的页岩气田。事实上，截至 2013 年，全中国的页岩气总产量仅为 2 亿立方米。因此，要实现 2020 年的目标可以说是很难想象的，就算是实现 2015 年总产量达 65 亿立方米的目标，目前来看也是难度极大的。

为什么北京方面会如此大幅度地下调页岩气产量目标呢？这是否体现了中国经济体制所存在的某种局限性呢？

客观地讲，中国具备实现页岩气繁荣的一切条件。据美国能源信息署（EIA）的数据显示，中国是目前为止已知的全球页岩气储量最丰富的国家，大约拥有 31 万亿立方米，几乎要比美国多 1 倍。

同样重要的是，维系中国经济发展的石油和天然气供应，其高度依赖中东、非洲和拉美等地区，这些地域或是政局动荡；或是距离过远，因此中国急需靠国内供应来保障能源安全。当然，中国一定希望自产的天然气越多越好。因为，2013 年中国已成为全球第三大天然气消费国，仅次于美国和俄罗斯。

同时，由于雾霾天气已经演变成全国性质的一个亟待解决的政治问题，北京方面需要更加清洁的燃料——天然气。综合这些因素，直到 7 月底，还有分析师在讨论中国的页岩气产量在 2020 年是否有望突破 1000 亿立方米。

国家能源局下调产量目标的官方论调是因为地质问题和过高成本，不过这明显难以服众。不可否认，中国的页岩气资源分布在偏远地区，很多地方更是常年缺水，且资源点通常位于地下较深处，页岩层的粘土成分也过多。但当北京早在“十二五规划”中宣布 2020 年产量目标时，对这些不利条件也早有了解。

页岩气开采的成本问题确实是关键。众所周知，水力压裂法和水平钻井技术其实早已诞生几十年之久。美国之所以实现了页岩气繁荣，主要是因为找出了高效开采的应用方法。

不要想当然地认为这都是那些石油巨头的功劳，实际上，真正的功臣是那些小型的、独立的石油公司。随着时间的推移，在技术和工艺方面不断进行小规模改进的正是那些善于创新和具有耐心的小型石油公司。比如，用水取代昂贵的凝胶，找出最佳的钻探角度等等。这与技术并无关联，而是在于不断地对现场作业进行微调。

可是在中国，这些最佳的资源点都留给了规模庞大的国有石油巨头。

中石化能拿到涪陵气田并非巧合。中国进行第一次页岩气区块招标是在 2011 年，当时仅向六家国有企业开放。福布斯研究员称之为“完全是在演戏”；在 2012 年举行的第二轮招标更加荒唐，竟向一家家电公司和一家硬件公司等民营企业开放；原定于在 2013 年举行的第三轮招标，到现在还未进行。不过可以肯定的是，在各区块竞标中，受到地方政府支持的企业将会中标。目前，中石化和中石油这两家国有巨头已获得了近 80% 的勘探权。

国有巨头的优势在哪里？在海外签订的重量级协议中。而其在水力压裂作业方面却并非能手。通过美国的经验可以想象，巨头们很难去花费时间不断进行微调，以优化每一口钻井的回报。他们对于这里开采一点那里再开采一点的事情并无兴趣。若非迫于政府的压力，以石油巨头的规模，是很难看重页岩气项目的，这项多算是一项副业。

当然，在不熟悉的领域可以花钱买技术。就像是哈里伯顿公司和斯伦贝谢公司，石油公司始终抱着技术分享的目的。同时，中国国企为了获取技术，还开始收购北美的页岩资产。然而，这种战略对开发中国的页岩气所起到的作用极为有限。中国地表和地下地质与北美完全不同，再加之中国各地域差异很大，要将国外的知识融会贯通，并实现商业目标，要花费相当长的一段时间。

粗略估计，中国页岩气的生产成本大约是美国的 4 倍，换言之，其成本要高出液化天然气的价格。北京方面无疑将缩小这一差距，不过这绝不意味着可以确保在中国开采页岩气的经济可行性。中国政府势必会限定天然气价格，让消费者能以低廉的价格用上天然气是一种政治需要。

因此，中国页岩气将面临的是一种开采成本居高不下而售价却被人为压低的局面。这对投资者来说，是页岩气项目推进的又一个难题。

（来源：《福布斯》，文章有删节、标题有改动）（焦旭 / 整理）

WRI 报告显示页岩气开发遭遇水资源竞争

世界资源研究所(WRI)的一份最新报告显示，在使用水力压裂开发页岩气资源时，各国政府和企业可能面临激烈的水资源竞争。

对世界范围内所有潜在可被商业开发的页岩气和致密油资源的地区的水资源供应情况，《全球页岩气开发：水资源可用性以及商业风险》做了第一个基于公开数据的定量分析。该报告发现，世界上 38%的页岩气资源分布在干旱或高到极高基准水压力的地区。

“在页岩气开发中，水风险是最重要的但被低估的挑战之一。全球有 3.86 亿人生活在已探明的页岩气地区，就如何管理自己的能源和水资源需求，各国政府和企业都面临着严峻的选择。”世界资源研究所主席兼首席执行官安德鲁·斯蒂尔介绍说，“该分析为正在寻求页岩气发展的国家敲响了警钟。能源开发和负责任的水资源管理必须齐头并进。”

发布于 WRI 官方网站的这份报告对全球 20 个拥有最大页岩气资源的国家所面临的基准水压力做了排名，其中 40%以上的国家在未来的页岩气生产中将面临干旱或高基准水压力。

该报告对 11 个国家的页岩气的水资源可用性进行了评估，这些国家分别是：阿尔及利亚、阿根廷、澳大利亚、加拿大、中国、墨西哥、波兰、沙特阿拉伯、南非、英国和美国。各个国家的水供应量及页岩资源各不相同，使得水力压裂法的潜力在每个地方也各不相同。

基于美国国家能源信息署的数据，中国拥有最大的技术可采页岩气资源和全球第三技术可采致密油资源，超过 60%的中国页岩气场分布在基准水压力高到极高或者干旱的区域，其中塔里木气场超过 95%的面积不仅面临极高基准水压力或干旱情况，还面临极高地下水压力和季节波动性的威胁。另外，除塔里木和准葛尔气场，中国其他页岩气资源都分布在高人口密度区域。

该报告提出了四项建议，以帮助各国政府、企业和民间社会保障用水安全，同时最大限度地降低商业风险：

- 第一，进行水风险评估，以了解当地的水资源可用性，并降低商业风险。
- 第二，增加透明度并与当地监管机构、社区和行业建立良好关系，以尽量减少不确定性。
- 第三，确保充分的水资源管理以保障水安全，降低监管风险和声誉风险。
- 第四，尽量减少淡水使用并加强对页岩气企业的管理，以减少对水资源可用性的影响。

该报告提出用七项指标来评估页岩气开发的淡水可用性和相关商业风险，这七项指标分别是：基准水压力、年内变化率、干旱严重度、地下水压力、主要用水行业、人口密度及资源储藏深度。

该报告基于世界资源研究所的水风险地图——世界上精度最高的免费公开提供的全球水资源测绘与风险评估平台——帮助企业、投资者、政府和其他用户了解全球水资源风险，以及同时可能会出现的机会。

北京商报 2014-09-09

深圳碳市场首次引进境外投资者 配额履约存难题

从 9 月 5 日起，境外投资者便可参与深圳碳排放权交易，这是中国碳市场首次引进境外投资者，深圳的排放权交易所由此也成为全国首家引入境外投资者的碳排放权交易所。对此，有分析认为，此次引进境外投资者，有利于促进深圳碳市场的流动性，进一步发现和释放碳价格信号，引导管控企业积极投入节能减碳投资。

中投顾问能源行业研究员周修杰在接受记者采访时表示，引入境外投资者能够激活市场，帮助碳排放权交易领域及早完善相关法律法规，监管漏洞、信息披露不完善、诚信缺失等软肋有望得到解决。

新加坡企业尝鲜

今年 8 月 8 日，国家外汇管理局正式批复同意境外投资者参与碳排放交易，此后深圳碳市场成

为全国首家向境外投资者开放的碳市场。

据了解，境外投资者下载深圳碳交易客户端，便可在境外实现交易，操作模式与境内投资者无异。

深圳碳市场自 2013 年 6 月 18 日在全国率先启动，共有 635 家企业纳入首批碳排放交易企业。

周修杰认为，该举措对于深圳碳排放权交易市场而言意义重大，外汇业务获批有助于境外投资机构与国内机构之间进行快捷交易，交易成本、交易时间、交易效率都将得到改善，以及有助于资金安全流通，深圳碳排放权交易市场未来有望获得更加广阔的发展空间。

目前除深圳外，广东、上海、北京、天津、湖北和重庆等地有碳排放交易试点交易所。

据记者统计，截至上周五（9 月 5 日），深圳碳市场配额累计成交量 168.2153 万吨，成交额 1.1418 亿元，累计成交量位居全国七大试点交易市场第三，成交总额位居第二，仅次于湖北碳市场。

9 月 5 日，新加坡的一家环保公司在深圳排放权交易所的交易平台上成功购得 10000 吨碳配额，成为中国碳市场上首笔来自境外投资机构的投资。

深圳排放权交易所总裁陈海鸥透露，目前已有 BP、SHELL、VIRTUSESUISSE 等近十家来自英国等国的投资机构与深圳排放权交易所商谈合作事宜。

碳配额履约存难题

虽然此次引入境外投资者为深圳碳市场今后的发展引来活水，但在目前的碳排放权交易中，仍然存在一些待解决的问题，如碳配额履约期推迟等。在实际履约中，除深圳和上海外，北京、广东、天津 3 个试点的履约期均向后推迟。

据了解，深圳 2013 年度碳交易履约工作已于今年 7 月 1 日晚结束，据深圳市发改委统计，635 家管控单位中有 631 家如期履约，占比 99.4%，未按时足额提交配额履约的企业有 4 家。值得注意的是，在 6 月 30 日碳交易履约“大限”前，不少企业突击购“碳”，截至 6 月 30 日，深圳交易碳配额约 152 万吨，而其中有 107 万吨是在 6 月 9 日至 6 月 30 日内完成的，占比超过 70%。

据媒体报道，北京发改委将原定的 6 月 15 日推到 6 月 27 日，广东省同样将履约期限从 6 月 20 日推到 7 月 15 日，而天津则先后两次推迟履约期，从原定的 5 月 31 日一直推到 7 月 25 日。

周修杰表示，履约额度低、履约积极性不高、履约效率低等问题是制约碳排放权交易市场健康发展的关键因素，交易主体的履约情况不仅反映双方资信状况，还将影响行业的健康发展，一再推迟履约并不利于交易市场活跃度的提升。

能源经济学者、国家能源专家咨询委员会委员、厦门大学能源经济研究中心主任林伯强认为，碳配额履约必须是强制性的，如果不履约就需要罚款，但不少部门的处罚力度偏弱。目前碳排放权交易还有一些问题待解决，包括区域性的交易、配额公平性、货币履约强制性程度等，这是一个逐步完善的过程。

每日经济新闻 2014-09-09

张国宝：中国可在西北建全球最大可再生能源基地

9 月 5 日，西雅图，中国国家能源委员会专家委员会主席张国宝参加博鳌亚洲论坛“能源、资源与可持续发展会议”，并参与两场分论坛讨论。讨论中，张国宝建议，鉴于中国西部拥有大片荒漠，可在此建设全球最大可再生能源基地。

张国宝在“再生清洁能源：可持续的未来”分会上说，回顾科技发展史，影响世界的众多发明，如瓦特蒸汽机和互联网，都不是在政府的规划下产生的，而是民间科学家智慧的结晶。然而，在发明变成产业的过程中，政府要发挥作用。一些系统性工程，比如阿波罗登月，也要靠政府组织。因此，政府既要发生作用，也不要干预过多，要尊重民间的研发潜能，要留有空间，让市场自己做出选择。

谈及北京的空气质量，张国宝指出，虽然雾霾形成的原因存在争议，但人类活动、能源的使用是导致雾霾形成的不争事实。产业结构和能源结构要进行调整，比如北京已经将 4 个燃煤电厂改成

燃烧天然气；不一定要在市内发电；要多使用清洁能源。

他建议，在中国西北建设世界上最大的可再生能源基地。中国西北，如甘肃新疆，有大片荒漠，如果用风力和太阳能发电，装机容量可达 3000 万千瓦。如果这一计划能够实现，将是举世瞩目的在清洁能源方面的新进展。

在参加“传统能源的可持续发展与页岩气革命”分论坛时，张国宝表示，中国现在仍然是以炭为主的能源结构，像在美国煤炭在整个能源结构当中也就是 30%，而中国煤炭在整个能源当中要占到 67.5%。所以我们调整能源结构，进一步的提高能源效率是中国面临的很大的挑战。

张国宝说，煤炭仍是中国一次能源消费的主体，占 67.5%，全球第一。但国际上对中国燃煤发电仍停留在落后、高污染、高能耗的传统印象上。实际上，中国装机容量中的三分之二是在最近 8 年里增加的。由于是后发者，能够利用国际上先进的技术和设备，中国燃煤发电总体水平居世界前列，部分机组已接近零排放。这可能是许多国际同行没有想到的。

被问及中国能否平衡经济增长与环境保护的关系，张强调，中国虽仍以煤炭为能源主体，但非煤能源的使用比例提升明显。仅举一例，清洁能源（核、风、水、太阳能）已占发电 30%。

谈及页岩气在中国的开采，张表示，中国地质条件复杂，页岩气埋藏深，水资源又不是很丰富，开采条件不如美国，困难大。

网易财经 2014-09-09

从印度“可再生能源配额制”可学到什么

最近以来，一度沉寂的“可再生能源配额制”话题重新成为一些中国专家和媒体的话题，有专家认为可再生能源配额制的实施，可望为可再生能源发展注入新的活力。说起来，为大力推动和鼓励可再生能源的发展，世界上已经大约 100 个国家出台了上网电价补贴（feed-in tariff，简称 FiT），但只有大约 25 个国家实施了不同形式的可再生能源配额制。相对于美国的成功经验，印度实施“可再生能源购买义务”（Renewable Purchase Obligation，简称 RPO）的经验教训更值得同属发展中新兴经济体的中国关注和借鉴。

2003 年《电力法》（Electricity Act）是印度可再生能源发电（包括太阳能、风电、生物质发电和装机小于 25 兆瓦的水电）配额制度的最基本法律依据。该法律第 86 条规定各邦的电力监管委员会有权“规定在某一供电区域内从可再生能源购电比例”（specify, for purchase of electricity from renewable energy sources, a percentage of the total consumption of electricity in the area of a distribution licensee）。

2006 年 1 月印度政府电力部颁布的《电价政策》（Tariff Policy）文件中对电力法中的原则规定进行了细化，要求各邦电监会依据电力法在 2006 年 4 月之前推出可再生能源（包括）配额，具体配额比例的设置要考虑可用资源以及对消费者最终电价的影响。

在 RPO 机制下，供电公司、直购电用户、自发电用户应从本地可再生能源发电商那里直接购电，也可以在可再生能源交易市场上购买来自其他邦的“可再生能源证书”（Renewable Energy Certificates，简称 REC），来满足 RPO 的法定义务。REC 是印度政府设计的一项以市场机制鼓励可再生能源发电的一项措施，与上网补贴电价 FiT 机制并行。也就是说，可再生能源发电商可以在 FiT 机制或者 REC 机制中间任选其一，但不能两种兼得。

如果选择 REC 机制，那么可再生能源发电可以获得与常规能源发电的上网相同的电价之外，还可获得“可再生能源证书”（每 1 兆瓦时为 1 单位），进入可再生能源市场交易。为了保证 REC 的收益和购电者的利益，国家中央电监会为 REC 的交易价设定了上限和下限。太阳能发电每单位 REC 的上下限价区间为 9300-13400 卢比（相当于每度电 15-22 美分），而非太阳能可再生能源的上下限为 1500-3300 卢比（相当于每度电 2.5-5.5 美分）。

迄今为止，除了锡金邦以外，印度辖下的 28 个地方邦的电监会根据本地的具体情况，针对区域内的供电公司、直购电用户、自发电用户陆续出台了各自版本的 RPO，对当年或未来几年的配额作

出规定，但没有长期的规划。此外，为配合 2010 年 1 月推出的全国太阳能计划，印度政府 2011 年又对《电价政策》做了更新修正，要求各邦电监会对已有的 RPO 进行细化，专门出台针对太阳能的 RPO，初始最低要求达到 0.25%，此后逐年提升（到 2022 年升至 3%）。

以 2013 年为例，可再生能源购买义务的配额比例最高的是北部水力资源丰富的喜马偕尔邦，为 10.25%（其中 10% 的非太阳能配额，0.25% 太阳能配额），配额比例最低的是资源贫乏的东北部山地梅加拉亚邦，仅为 1.1%（0.6% 的非太阳能，0.5% 的太阳能）。可以说，印度可再生能源配额各自为政，如果从全国范围来看，将各邦所制定的可再生能源配额比例累计叠加，与印度联邦政府发展可再生能源的政策承诺有一定距离。

印度政府 2008 年发布的国家气候变化行动计划（National Action Plan on Climate Change）中提出 2010 财政年度来自可再生能源的购电比例达到 5%，此后十年内以每年增加一个百分点的幅度逐年上升，到 2020 年达到 15%。按照国家气候变化行动计划要求，2013 年可再生能源达到 8% 的比例，但是各邦电监会制定的可再生能源配额比例总计仅为 5.9%。

2013 年印度全国各邦总计的非太阳能配额为 5.45%、太阳能配额为 0.45%，而实际完成的水平分别为 3.74%、0.08%。如果将所有实施了 RPO 的地方邦情况分别来看，约有 20 个邦未能达标，其中有 5 个邦 RPO 达标率接近为零，特别是首都德里都几乎交了白卷。这么多的地方邦供电公司 RPO 未能达标，原因大同小异：

1) 本地可再生能源资源不足，发电装机也不够，想买也没有； 2) 本地可再生能源发电成本偏高，尤其是太阳能发电成本依然过高，企业和消费者负担过重； 3) REC 市场由于有最低限价，特别是太阳能发电 REC 每度电高达 15 美分，大大高于政府的 FiT 补贴电价； 4) 由于 REC 只是一纸证书，就算买了而且满足了 RPO 配额要求也不能解决本地缺电问题。简而言之，在印度各邦供电公司面临严重的财务亏损情况下，根本没有去努力满足 RPO 的动力，事实上也没有购买 REC 的能力。

目前，由于光伏成本的下降，而 REC 交易市场的限价依旧，已经基本处于有价无市的状况，大量的可再生能源证书供应在市场上无人问津。

印度可再生能源配额属于法定义务，但是到目前为止供电公司购买可再生能源不达标甚至交了白卷并没有收到实质的惩罚。其中的主要原因是 2003 年《电力法》虽然授权各邦电监会实施可再生能源配额制，但是却没有具体条款授权电监会在 RPO 未达标的情况下实施惩罚措施。

但 RPO 毕竟是“法定”要求，所以各邦的供电公司也不甘当“老赖”，解套的方法也很简单：向本地电监会提出申请取消太阳能配额、降低 RPO 配额、减免 RPO 或者推迟 RPO 达标的时间。如果未得到电监会准许，还可以向当地各级法院上诉，目前一些邦的 RPO 问题已经进入法律程序。

综上所述，虽然印度的可再生能源配额制的法律框架并辅以市场机制的思路有可取之处，但是 RPO 的具体实施基本上是不成功的，没有达到推动可再生能源发展的初衷。即便是那些实现了 RPO 配额的地方邦，其成就也并非 RPO 机制使然，而更多的是因为本地可再生能源发电的装机水平。

因此，印度政府考虑修改 2003 年《电力法》，引入一个全新的配额制度--“可再生能源生产义务”（renewable generation obligation），强制常规能源火电厂利用其场地安装可再生能源发电机组，发电量至少达到常规能源的 10%。印度新的生产侧的可再生能源配额制何时推出、成败与否，我们会继续关注，但是这些年来印度实施的消费侧可再生能源配额制的经验教训可以小结如下，供国内专家和决策者参考：

1) 可再生能源配额制不宜各自为政，应有全国的整体目标，然后自上而下的分解，保证可再生能源发展目标的可行性，和相关国际承诺的权威性。

2) 应考虑可再生能源配额制出台的时机，最好在跨区大规模可再生能源发电外输的坚强智能电网形成之后，让可再生能源市场上的金融交易可以“交割”。

3) 可再生能源配额制度要有长期性、稳定性，而不是每年或每几年重新设置配额比例，使消费者、电力企业、可再生能源投资商对配额的比例及其趋势“十年早知道”，有心理和财务上的承受能

力。

4) 厘清可再生能源配额制与其他激励机制之间的关系，形成合理的良性互动，并随着技术和市场条件的变化有所调整，慎设市场交易价的“上限”或“下限”。

5) 从消费者的角度看，凡属可再生能源便一视同仁，不宜在需求侧设置某一类可再生能源（如太阳能）专门配额。如果国家政策意在推动某一种可再生能源新技术的规模发展，可考虑在生产侧实施“可再生能源生产配额”。

6) 最后，可再生能源配额制的成功与否，不在于法律体系表面上是否完备，而在于政策措施是否到位和监管的力度。既要有“胡萝卜”激励满足配额的企业或用户，更要有“大棒”惩罚那些不达标的企业或用户，不能让奉公守法户吃亏，不让“老赖”钻法律空子。（【无所不能特约作者，翟永平，中国人民大学重阳金融研究院客座研究员】）

财新网能源频道 2014-09-10

燃气发电难在我国开花结果

最近一段时间，受雾霾等环境事件影响，国内一些地方政府大力推进“煤改气”工程，实现天然气对家庭燃煤、工业小锅炉，以及老旧燃煤电厂的替代。由于天然气价格相比燃煤高，这一进程并不顺利。尤其是用燃气发电厂替代燃煤发电厂，争议较大，有些媒体和专家甚至指出这是一条“邪路”。事实果真如此吗？

纵观反对“煤改气”的声音，主要有以下几大理由。一是中国富煤贫油少气，中国煤炭占一次能源消费比重太大，舍煤求气不符合国情。二是煤炭可以实现清洁高效利用，燃煤发电的环保性能可以做到与燃气发电一样好，上海外三电厂就是例证。三是“煤改气”经济性较差，目前国内燃气发电成本约为燃煤发电的2至3倍，多家燃气电厂亏损，依靠补贴维持运营不可持续。

应该说，上述观点具有一定道理。与国内相对价格较低、储量巨大的煤炭相比，天然气素有“富贵气”之称，在中国目前的经济社会发展水平和资源禀赋条件下，大规模推广天然气发电必然遭遇较大阻力。然而，从世界能源转型趋势、国内环保需求、政策走向，以及天然气利用的实际情况看，天然气发电仍将在中国电力供应市场占据一席之地。

首先，从全球电力市场的长期趋势看，全球一次能源用于发电的比重将越来越大，BP 预计其比重将从2012年的42%上升到2035年的46%。在电力日益成为人类核心“二次能源”的背景下，很多一次能源将为谋求通往电力市场的“门票”展开竞争。而用天然气替代煤炭进行发电，是发达国家保护大气环境的重要手段，实践证明也是成功的。目前，美国天然气装机容量占总装机容量的比例约为40%、日本为29%、英国为34%，天然气发电几乎与煤炭发电“旗鼓相当”。反观中国则是煤炭发电“一头独大”，占比达74%，天然气发电占比仅为3%左右，发展空间巨大。

其次，从中国天然气利用的实际情况看，天然气发电是非常稳定、现实的天然气消费来源。当前，中国天然气开发利用的重点还是沿海经济发达地区。这当中，城市燃气虽是优先考虑方向，但一线城市燃气布局的“跑马圈地”已有多年，增长潜力有限；有专家曾戏言：“再怎么用气也不能一天洗八回澡、吃八回饭吧”。此外，天然气在交通运输、工业用气等领域潜力很大，但市场开拓的难度和不确定性较大。而天然气的特性是不易储存，上游气田开发要以下游市场落实为前提，数年前海外液化天然气（LNG）供应的商务模式都是“照付不议”（take or pay）。在这种情况下，一座装机容量百万千瓦的燃气电厂，每年可消费天然气近10亿立方米，无疑将让上游资源供应方吃下“定心丸”。

再次，从燃气发电厂的运行特点看，燃气联合循环机组具有运行灵活、启停迅速的优势。这几年沿海地区在夏季用电高峰时期，燃气发电厂的调峰作用非常突出，这一点表明气电与煤电是完全可以实现良性互补的。当前，相对富裕的东部沿海地区正在领跑电力结构多元化进程，沿海多个省市禁止新上燃煤电厂，发展燃气发电成为替代选择之一。从下一步趋势看，煤电在东部沿海将越来越难以立足，而具有较大环境容量的西部地区仍会适度发展煤电，并通过长输电网将富余电力送往

东部。

最后再谈成本。目前燃气发电存在亏损，有气价较贵的原因，也有国内电力价格体制尚未市场化的原因。天然气作为发电燃料没有体现出包括资源稀缺、环境外部性在内的真实成本。如果把老旧燃煤电厂脱硫、脱硝等后期技术改造费用和运行费用算上，相信气电和煤电的价差会大幅缩小。更为关键的是，燃煤电厂无论使用何种清洁方式发电，碳排放是不会减少的。即使在发电技术先进的美国，燃煤电厂也以约 40% 的发电量，贡献了 75% 的碳排放，而燃气电厂每兆瓦时碳排放量只有燃煤电厂的 40% 左右。

随着全球低碳运动的发展，各国对碳排放的控制势必更加严格。6 月 2 日，美国政府首次对现有发电厂的二氧化碳排放进行限制，要求到 2030 年美国所有发电厂的碳排放量减少 30%，新建燃煤电厂每兆瓦时二氧化碳排放量不得超过 1000 磅，约合 454 千克（目前约 1800 磅/兆瓦时）。美国政府此举可谓意义深远，或将加快推进控制全球气候变化进程。有消息称，中国也正在研究碳排放上限问题，并推进全国碳交易市场建设，这对燃气发电是利好。

美国能源信息署在一份研究报告中曾经做过场景预测：在 GHG10（温室气体排放 10 美元/吨）和 GHG25（温室气体排放 25 美元/吨）场景下，到 2025 年电力部门二氧化碳排放将分别减少 16% 和 49%。而假设 2015 年美国政府对碳排放收费，天然气发电产能将得到快速增长。

目光回到中国，可以假设一个场景：如果有一天，中国政府设置严格的碳排放上限，在国内推行碳排放收费政策，建立全国性碳交易市场，再加上如果能成功复制美国“页岩气革命”，丰富的页岩气资源被低成本地开发出来，也许到那一天，中国燃气发电的“春天”就真的来了。（【无所不能特约作者，林益楷，能源经济和企业管理研究者，曾为资深媒体人】）

财新网能源频道 2014-09-10

谷歌迄今为止注资 17 个可再生能源项目

北京时间 9 月 10 日晚间消息，据彭博社报道，谷歌周三同意向 SunEdison Inc 在南加州的一座太阳能发电场提供 1.45 亿美元的融资，这是该科技巨头在可再生能源领域进行的一系列投资中的最新一起。

SunEdison 正在加州克恩县(Kern County)建设一个名为 Regulus 的太阳能风电场，由该公司旗下的 TerraForm Power Inc 负责运营。该发电场将使用 SunEdison 的太阳能电池板，预计将于今年晚些时候投入运营。

Regulus 是谷歌注资的第 17 个可再生能源项目，该公司迄今为止已向可再生能源领域注资超过 15 亿美元。（羽箭）

新浪财经 2014-09-11

电改方案迟迟难出台 能源局力推大用户直购电

电力改革延宕 12 年而未决，酝酿已久的新电改方案《深化电力体制改革若干意见》也在各方的讨价还价中迟迟难以出台。面对如此胶着状态，能源局抢先行动，力挺大用户直购电，酝酿区域电改破题。

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《广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案》（以下简称《方案》），正式启动广东省电力直接交易深度试点工作，在 9 月底前组建广东电力交易中心，承担电力市场交易管理职能并接受能源监管机构的监管，逐步放开用户购电权。

“这一试点其实就是新电改思路的体现，放开售电业务，建立独立的电力交易中心，现在总体方案出台阻力大，但可以在小范围试点，然后推开，也算是曲线救电改。”有电力行业专家解释说。据透露，广东省电力直接交易深度试点工作将为其他地区开展电力直接交易深度试点起到引导和探索作用，国家能源局将密切跟踪指导，并适时总结推广。

2002 年，国务院下发《电力体制改革方案》，提出“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上

网”的四大改革任务，电力体制改革由此开端。但是，截至目前，只有厂网分离基本实现，主辅分离仍不彻底，输配分开尚无时间表，竞价上网以及电价市场化更是遥遥无期。

此时大用户直购电作为电价市场化改革的突破口被提出。大用户直购电，是指在不改变现有电网体制的前提下，发电企业与用户直接洽谈电力价格和交易电量，公平开放电网，国家制定独立输配电价并实施监管。“直购电能绕开电网‘独买独卖’的垄断格局，这对致力于市场化的电力改革而言，是一条相对容易实现的路。”中国电力企业联合会副秘书长欧阳昌裕在接受记者采访时表示。

2009年，中国大用户直购电试点工作正式启动，但因地方政府、电网企业、电厂和大用户配合不力，收效甚微。“办法细则不够完善和明确，缺乏独立的输配电价，企业和居民用电交叉补贴，部分地方政府以行政手段指定买卖电价和参与企业，没有真正让市场机制来调节。”国家能源局市场监管司副司长黄少中坦言。

今年以来电改已经引起中央的重视。在6月13日的中央财经领导小组第六次会议上，国家主席习近平要求，“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，启动能源领域法律法规立改废工作”。随后，原国家电监会主席、国家能源局局长吴新雄8月份在《人民日报》发表署名文章表示，将积极推进电力体制改革。

从区域电力改革破题成为能源局的选择。在2013年启动电力直接交易扩大试点之后，广东电改进一步深化。《方案》明确，不断扩大交易电量规模。2014年度直接交易电量规模约150亿千瓦时，达到上一年省内发电量的4%；2015年度直接交易电量规模约227亿千瓦时，达到上一年省内发电量的6%；2016年度直接交易电量规模约306亿千瓦时，达到上一年省内发电量的8%。

与以往大用户直购电试点不同的是，此次广东电网公司将在2014年9月底前组建广东电力交易中心，承担电力市场交易管理职能并接受能源监管机构的监管。广东电力交易中心负责信息化交易平台建设工作，2015年6月底前投入试运行。

值得关注的是，用户购电权将逐步放开，这恰恰是新电改思路中售电市场放开的体现。《方案》明确，根据直接交易规模，逐年降低用户年用电量的准入门槛，适时纳入商业电力大用户，保持市场的适度竞争活力。

不过，在欧阳昌裕看来，售电侧改革的前提是电网盈利模式改变，独立的输配电价不确定下来，直购电试点将难以在全国真正推广。目前一下子难以核实电网公司的输配成本，但又要推开市场化改革，在这种情况下可以先按购销价差将输配电价固化下来，先推开大用户直供改革，然后再进行逐个核查，决定上调还是下浮，逐渐逼近最真实的输配成本。（记者 王璐）

经济参考报 2014-09-11

不妨让电改步伐迈得更彻底些

近日，国家能源局在广东启动电力直接交易深度试点工作。种种迹象表明，电改方案出台的脚步已经愈发临近。然而，从目前披露的方案来看，如果电网输配最终没有分开，调度和交易又未从电网彻底独立，那么通过“网运分离”，使市场在电力资源配置中起决定作用电改初衷，恐怕将大打折扣。

今年6月，中央财经领导小组会议提出，要抓紧制定电力体制改革和石油天然气体制改革总体方案。笔者从有关方面了解到，考虑到我国电力对外依存度很低，电改相对于油改，主要是改革国内体制机制，调整国内的存量利益，较对外依存度高的油改更具有可操作性，因此有关部门将先于油改，出台电力体制改革的总体方案。

按照国家能源局最早的提法，电力体制改革要“实现电力调度、交易、结算的独立运行”。这不仅在2002年电改方案基础上进行了新的诠释，更明确了电网企业作为以输、配电为主要业务的服务型企业的转变。

目前看来，电力体制改革主要内容，比较确定的是发电侧开展直购电，售电侧引入多元售电主体，中间则是电网由趸售改为收取固定过网费。尚不确定的是，输配分开是否会真的暂缓进行，调

度和交易是否会真的仍旧保留在电网体系之内。

如果目前这种假设是真的话，那么笔者对于电改的未来则多少抱有一些担心。

如果电力体制改革总体方案照此出台，那么毫无疑问的，这又是一个多方博弈后的妥协产物。如果按照这一妥协方案进行电力体制改革，无疑会使“市场在电力资源配置中起决定作用”这一改革初衷有所折扣。

业内公认的是，调度独立是电网的“七寸”，是打破电网垄断的抓手。调度之所以重要，是因为所有电能交易和输配必须通过电网进行调度，这也意味着电网一方面控制着发电企业的电力并网情况，另一方面控制着终端用户，这也是进行电能交易市场化改革一直没有推行下去的最重要原因，所有的交易必须通过电网的调度和输送完成，而一旦电网不能在新的交易价格体系中获益，将成为改革最大的阻碍。

发电侧和售电侧“两头放开”的根本基础，是中间电力调度和电力交易独立，否则两头放开也很难保证电力交易的公正公平。由于调度是电力交易的核心，如果电力调度不能独立的话，未来电力交易又仍留在电网内部，那么恐怕这种妥协结果，会是使电力体制改革成为夹生饭。

除调度独立外，还有一个难题是售电侧改革。在售电侧资产放开引入多元主体之后，现有隶属于电网的配售资产，究竟是在产权上与电网彻底剥离，还是另一个妥协产物，即仅是进行股权多元化的改革？如果仅进行股权多元化改革，又不允许社会资本控股售配电资产，那么独立于电网的配售侧市场也将难以建立。

此外，在电改方案正式出台以后，届时趸售电的差价，将不再是电网的主要盈利模式。

有鉴于此，为配合电力体制改革方案，国资委应尽快出台国资分类改革的具体措施，明确将国家电网和南方电网划入公益类或保障类央企，不再对电网业绩进行考核。这将使电网失去追求利润最大化的动力，从根本上减少电网对电力体制改革的阻力。

中国证券报 2014-09-11

页岩气：一个成功的美国梦 页岩气造红利

在本届夏季达沃斯论坛上，沙特阿美总裁法利赫、壳牌 CFO 亨利、巴斯夫全球副总裁薄睦乐、陶氏化学大中华区总裁黄祝龄等石化大佬们聚在一起，不约而同的将页岩气挂在嘴上，因为页岩气令他们收益颇丰。

据黄祝龄介绍，近期美国宣布了超过 180 个相关项目，总投资额超过 1180 亿美元，“2015 年我们将在美国墨西哥沿岸建设一座世界级的乙烯装置。”

这意味着，页岩气不但给美国居民生活提供了大量廉价能源，同时也给他们带来了工作机会，而美国化学学会预计，到 2023 年，上述项目每年将为化工行业带来超过 800 亿美元的产值，并创造 63 余万个工作岗位。

这在 1970 年代后的数十年中，是不可想象的，“我们希望要来建立一个不同的行业。”法利赫坦言，而他所说的这个新行业，就是以廉价页岩气为原料的化工业。

页岩气与美国精神

“中国现在有 500 个井，但是只有一半在进行生产，而在美国，一年可能有一万个井进行气井的开采。”对此亨利有些无奈。

之所以如此，他认为关键在于怎么样来开采这些页岩气。

就在此前几天，彭博报道称，亨利在纽约向投资者称，“四川页岩气项目的进展一直比我们先前的预期更加缓慢而且更加困难，部分在于地质原因，部分是在人口高度密集农业区经营方面的挑战，这一项目规模很可能会比先前预想要小。

川渝是国内目前最大的页岩气产区，然而水源是开采方首先要面对的难题，人口众多和水源污染令所有人头疼。

此外，还有运输管道的利益分配等一系列难题，最终迫使国家发改委下调了页岩气的产量目标。

“对于美国、加拿大和世界其他国家，包括中国，（页岩气开发）要进行一些冒险，”亨利说，“但是确实是创业，以美国的创新精神以及企业家精神是一个重要的推动页岩技术发展的因素，这个在其他地方是很难复制的，因为这就是美国的精神。”

相反，“我觉得对于中国来说，它现在是尽力的，进行从长计议，进行长期的投资。”

亨利坦言：“我觉得就是要快速进入市场，要了解你的这种地质条件，马上进行钻探，我们不光是要国有的大企业，需要不同的所有制，同时你还需要技术、你需要基础设施等等。”

然而这在目前中国的页岩气行业却很难实现。

一方面因为目前已探明的页岩气区多在中石油和中石化手中，另一方面也源于中国人并不愿意投入数亿、甚至百亿元投入到一个有巨大风险、但却孕育丰厚利润的领域。

2013年6月和2014年1月，国土资源部、国家发改委、国家能源局以及贵州省等组织了几次开发第二轮页岩气中标企业进展汇报会，结果仅有一两家企业的勘探工作取得进展，大部分企业一直没有什么实质性进展。

无奈之下，中央政府不得不将已确定的页岩气目标下调一半——这就是中美两国的差别，两国企业间性格的差别。

页岩气的美国红利

然而，沙特阿美、壳牌、巴斯夫、陶氏化学等却已享受到美国梦的利润。

“在北美，我们已经极大的增加了气的使用量，已经占到发电量的50%，我们会把气的发电量从50%增加到70%、80%。”法利赫说。

其原因只是美国气价便宜。

自2009年美国页岩气革命爆发后，美国天然气市场（包括页岩气）供需严重失衡，为了把天然气销售出去，其价格在2011年前后甚至达到了2美元/百万英热单位（相当于0.5元/立方米左右），直至目前，其价格也仅为6美元/百万英热单位。

廉价的气源，不但催生了天然气发电的蓬勃发展，更给化工业带来了商机——“化学工业正在从目前以石脑油为主要的原料转向在特定地区采用多元化原料。”薄睦乐坦言。

据他透露，巴斯夫正在评估氨生产装置和甲烷制丙烯综合生产设施，“这将帮助我们利用美国页岩地开采带来的低价天然气，大幅提升我们的成本优势。”

而陶氏化学则已开始在美国下重注——2015年它将在美国墨西哥沿岸建设一座世界级的乙烯装置。

21世纪经济报道 2014-09-11

阿根廷页岩油气开发即将起步



非常规油气开发的热潮如今已经不仅局限在北美，南美国家阿根廷的页岩油气发现，也吸引了业界目光。阿根廷能否借此机会拉开页岩油气开发的幕布？

储量巨大

根据美国能源信息署（EIA）的数据，2012 年，阿根廷就已经成为南美最大的天然气生产国，同时也是第 4 大石油生产国。

在非常规油气方面，阿根廷也具备相当的开发潜力。根据 EIA 公布的一份报告，2013 年，阿根廷拥有大约 270 亿桶技术上可采页岩油，仅次于俄罗斯、美国和中国，位居全球第四。而早在 2011 年，EIA 就已经将阿根廷列为全球第三大页岩气储量拥有国。

阿根廷规模最大的天然气产地包括 Neuquén、Austral 和 Noroeste 盆地。这 3 个盆地的天然气产量约占阿根廷总产量的 85%。不过，根据《油气杂志》的数据，2013 年，阿根廷已探明天然气储量约为 13.4 万亿立方英尺，比 2002 年的峰值 27.5 万亿立方英尺有明显下降。HIS 能源指出，储量下降幅度最大的为 Neuquén 和 Noroeste 盆地；同期只有 Cuyana 和 Golfo San Jorge 盆地的已探明天然气储量有所增加。

投资者看好

对于阿根廷页岩油气的开发前景，投资者是持乐观态度的。

今年 8 月，马来西亚国油(Petronas)与阿根廷 YPF 签署协议，将共同开发阿根廷的页岩油资源。该协议的初始投资高达 5.5 亿美元，预计将于 2015 年第一季度投产。两家公司预计未来 10 年，项目总投资或将达到 90 亿美元。

无独有偶，传奇投资大鳄索罗斯也十分青睐阿根廷页岩油气产业。据油价网报道，由于看到阿

根廷 YPF 坐拥全球最大的页岩油气储量，索罗斯已经将其持有的该公司股票数量翻了一番。

面对投资者的热情，阿根廷最主要的油气生产商 YPF 显然也十分“争气”。今年 5 月，YPF 在内乌肯省 Vaca Muerta 油气田东南方向 1000 多公里处探得页岩气；8 月，该公司又宣布在同一盆地发现了一处页岩油储量。此前，YPF 还与美国陶氏化学、雪佛龙等公司签署过协议，共同开发 Vaca Muerta 页岩气区块。

除此之外，早在 2011 年，埃克森美孚就已经联合加拿大美洲石油天然气公司，共同探讨开发阿根廷页岩气。同年，法国道达尔公司也与 YPF 合作，获得了位于阿根廷 Neuquen 盆地的 4 个页岩气区块的权益，根据协议，道达尔将担任其中两个页岩气区块的业者，YPF 担任另外两个页岩气区块的业者。

美国阿帕奇公司也是阿根廷页岩气开发大军中的一员。油田服务供应商哈利伯顿公司在阿根廷的内乌肯地区，已经为阿帕奇公司完成了第一口水平和多阶段水力压裂页岩气井。根据合同，哈利伯顿将为阿帕奇在阿根廷的项目提供所有主要的建井和完井服务。

今年 5 月，美国能源部常务副部长丹尼尔·波内曼出访阿根廷时曾盛赞，Vaca Muerta 页岩油气田的开采潜力显示出阿根廷正在复制美国页岩气革命。此外，俄罗斯对阿根廷的 Vaca Muerta 页岩区块也予以了高度关注。俄外长拉夫罗夫近日在会见阿根廷外长齐墨尔曼时表示，俄罗斯希望投资阿根廷能源领域。

政策仍需调整

虽然在储量和投资方面，阿根廷的页岩油气开发已经占尽先机，但要真正落到实处却并非易事。《经济学人》近日撰文指出，政策可能是阿根廷页岩油气开发最大的绊脚石，如不及时调整，可能将影响整个产业发展。

EIA 的调查显示，Vaca Muerta 页岩油气田大概拥有 162 亿桶的页岩油储量，以及 308 万亿立方英尺页岩气储量，这足以满足阿根廷 150 年以上的能源需求，让阿根廷再次成为一个能源出口国。坐拥如此巨大的能源财富，油气田所在地内乌肯市市长 Horacio Quiroga 甚至自豪地表示，全市已经完全准备好迎接能源开发带来的巨大经济效益。

然而，阿根廷的能源政策却并没有给予油气开发多少帮助。据了解，阿根廷对油气价格实行控制，并且其出口税收政策也在一定程度上抑制了投资。此外，近年来，虽然油气市场需求大幅上升，但是阿根廷的油气产量反而出现了下降。《经济学人》指出，除非改变政策，否则阿根廷页岩油气产业很难实现大规模发展。比如，壳牌、道达尔以及许多其他石油公司，到目前为止在 Vaca Muerta 页岩油气田还是以勘探为主。

今年 7 月，美国方面还将阿根廷政府对冲基金的争端，裁决为对外债务的违约行为，这更加阻碍了投资。《经济学人》指出，造在此次裁决之前，能源公司就已经对阿根廷的相关政策叫苦不迭。货币管制增加了进口设备的价格，导致经营成本升高；2012 年，YPF 的突然国有化等都打击了投资者的积极性。

政治风险咨询公司 Will Pearson 认为，大多数石油企业将会一直等到 2015 年阿根廷总统大选之后，再决定是否从勘探转向生产。壳牌阿根廷分公司总裁 Juan José Aranguren 也表示，公司将在 2016 年完成对 Vaca Muerta 的勘探，之后再决定是否进行下一步。“我们要求并不高，只希望法律规定的政策能够长期实行，不会瞬间就改变。”

中国能源报 2014-09-12

美国页岩气无法与俄罗斯天然气相比

您可以经常看见这类文章，如“美国未来廉价的 LNG 将时刻影响全球能源市场和金融体制”，将来页岩气、煤制气将“颠覆地缘政治格局”等，实际上，美国页岩气从来没有出口，从来没有跟俄罗斯天然气打过照面；中国煤制气仍然在艰难的旅途攀登之中，没有精力去颠覆地缘政治格局。

有不少文章说，美国页岩气很价廉，想去买，其实不可能的。您要了解市场结构。市场结构决

定了价格，这句学术话听起来很难懂，举个例子吧！2013年卡塔尔卖给美国的液化天然气价格是3.45美元/MBtu，而卖给中国是17.32美元/MBtu，相差5倍。因为美国天然气是现货贸易市场，高度市场经济化，竞争激烈，而亚洲包括日本、韩国、中国在内是按“照付不议”付款方式的贸易市场，按市场定价。美国做生意也不客气，2013年美国出口的液化天然气价格为13.36美元/MBtu，相当于2.93元人民币/m³。

俄罗斯天然气属于常规天然气，其生产成本比美国页岩气低得多。2013年俄罗斯天然气生产成本：相当于0.26元人民币/m³，美国天然气生产成本约0.55元人民币/m³。俄罗斯是世界上最大的天然气出口国，美国是无法相比的。

俄罗斯天然气卖多少钱？

目前，俄罗斯天然气只销售到欧洲、独联体和波罗的海国家，其价格是指边境价，到用户还需加上当地天然气公司的输送价格。表为俄罗斯天然气股份公司报价。

俄罗斯天然气出口价格（卢布/1000 m³）

	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
俄罗斯本土	1885.0	2345.5	2725.4	2964.2	3393.9
独联体和波罗的海国家	5483.7	6416.5	7802.1	8016.4	7132.8
欧洲	7216.6	7420.7	9186.6	10104.4	9680.1

我们并不关心卖给欧洲多少钱，只关心卖给我们多少钱。当然，这个价格可以接受，事情不会这么简单。卖给欧洲是这个价格，但卖给中国不一定是这个价格，这涉及到市场结构问题。譬如您去配眼镜，其实眼镜成本很低的，但是收你钱却很贵；又如装修工人的收入，谈不上高技术，收入比大学生高。这就是按市场需求决定价格。俄罗斯天然气股份公司销售给三个地区的价格各不相同，最高是欧洲。由于汇率是变化的，暂取1俄罗斯卢布=0.1699人民币元计算，2013年销售给欧洲的价格约为9680.1X0.1699/1000=1.64元人民币/m³。

天然气的欧洲市场与亚洲市场的结构不一样，欧洲天然气价格比亚洲低，其原因是欧洲市场天然气价格参考其它竞争的燃料价格，如低硫民用燃料油、汽油等，由于短期合同的增长，现货市场天然气价格也成为影响贸易合同价格的主要因素。欧洲天然气价格相对较低，波动也就小。亚洲是天然气进口价格与进口原油综合价格挂钩，同时实行长期稳定的“照付不议”合同，亚洲地区不但天然气资源贫乏，而且从市场流动性来看，亚洲市场天然气生产商、销售商以及管道气供应商都相对有限，不利于竞争进口。价格水平偏高。因此，不能拿俄罗斯出口到欧洲的价格来当出口到中国的价格。

中国天然气管输进口价格看中亚国家进口价格要靠谱些，见表。暂取个中间值10美元/MBtu，汇率按1美元=6.20人民币计算，相当于10X6.20/28.3=2.19元人民币/m³。

中国天然气管输进口价格（美元/MBtu）

	2012年	2013年	2014年						
	12月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月
平均价格	10.48	9.78	9.96	10.16	10.73	9.64	9.47	9.43	9.31
土库曼斯坦	10.52	9.94	10.09	10.19	10.77	9.58	9.44	9.41	9.34
乌兹别克斯坦	9.10	8.63	8.63	8.55		8.57	8.62	8.61	8.59
哈萨克斯坦		3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
缅甸		11.68	11.45	11.48	11.53	11.59	11.53	11.42	11.06

实际价格还要看油价波动。在天然气国际贸易的生意场上，价格打折是很困难的，特别是像这种大宗商品贸易。只求合理就行了。（【无所不能特约作者，庞名立，曾在中国计量科学院（北京）和中国石油（四川）工作】）

财新网能源频道 2014-09-12

地热能

美地热能前景光明 路途坎坷

在美国，就装机总量而言，地热能在所有可再生能源中位居第4位，仅次于风能、太阳能和水电。同样，地热能也一直享受着政府针对各种能源形式所提供的补贴。

相较于其他清洁能源来说，地热能无论是从受关注程度，还是从地质因素考虑，其发展都要略逊。而事实上，地热能是将蒸汽从地下深处提取出来并用于发电。由于地核蕴含的热量是无限的，因此地热能是一种可持续的能源形式，且不会像风能和太阳能那样受到天气的限制。

美国大多数地热能都集中于西部地区，其中80%都在加利福尼亚州。为此，该州所制定的可再生能源使用构成标准要求，到2020年当地公用事业公司消耗的电力中，至少要有1/3来自于可再生能源。

但是，拥有旧金山以北地热资源并经营当地地热设施的卡尔派恩公司（Calpine）表示，加州的监管体系损害了对地热设施的新投资。目前，该公司在加州盖塞斯（Geysers）间歇泉区的装机总量为1517兆瓦，但发电能力仅为725兆瓦。

卡尔派恩公司希望将其在盖沙斯的地热设施更新换代，但前提是能够与当地公用事业部门达成长期的供电协议。然而，这类公司必须要遵守州政府的能源构成要求。在这种情况下，公用事业部

们更愿意购买风能发电和太阳能发电，因为这两种能源享有更多的税收优惠。

据加州公用事业委员会的资料显示，2003 年到 2013 年期间，该州的主要电力供应商，包括赛莫拉能源（Sempra Energy）、南加州爱迪生公司（Southern California Edison）和太平洋煤气与电力公司（PG&E），各自签署了 6000 兆瓦的风能发电和太阳能发电协议。同期签署的地热能协议仅为 100 兆瓦。

有批评者对此表示，所有的能源形式都应该在公平的环境中展开竞争，附加的能源构成要求扭曲了市场。好消息是，加州议会正在审议多项法案，将要求公用事业部门在 2024 年前签署 500 兆瓦的地热能发电协议。

目前，地热能在全球发电市场上的份额还不到 1%，那该如何使地热能更具市场竞争力呢？

麻省理工学院的相关专家指出，尽管地热能仅占到电力生产的很小一部分，但增强型地热系统（EGS）具有更加广泛的用途，在能源价格高企和碳排放受限的时代将大有所为。

通常来说，地热系统不仅比化石燃料更加清洁，而且可提供持续不断的能源，价格也非常有市场竞争力。据麻省理工学院介绍，谷歌（Google）慈善部门已经承诺向 EGS 技术投资 1100 万美元。

据了解，EGS 技术首先需要开凿几个蒸汽井，以便接触到地下的高温岩层。然后，通过这些井把水注入到高温岩石的人造或天然裂缝中，再利用升腾的水蒸汽来带动发电机。这个过程可以提高新建地热田的发电成功率，同时延长现有地热田的使用寿命。

早在 2012 年，麻省理工学院就组建了相关的专家组，他们估计地热能在 50 年内为美国提供 10 万兆瓦的电力，这将使地热能在发电市场上的份额至少增加到 10%。另外，地热发电可以全天候运行，而且地热设施的占地面积比风能或太阳能要小得多。

在美国，地热资源可谓遍布各地，但最佳的资源还是要数西部各州，那里的地下高温岩层更接近地表，这意味着钻探工作量更小、勘探成本更低。

地热项目的主要成本就在钻井上，勘探者必须往地下深处钻探，井深介于地表以下 3000 到 1.2 万英尺（约 900 米到 3000 米）之间。

麻省理工学院的专家组指出，对地热发电站来说，满足用水需求可能是个问题，尤其是在干旱地区。而且，发电用水必须与饮用水隔离，以防污染。另外，需要仔细监控注入过程可能引发的地震危险。

所有这些障碍的累积效应让持怀疑态度的反对者表示，地热能源将依然只是名义上的能源。而且，像 EGS 这样的强化压裂技术已经开始刺激环保主义者，令他们担心这是另一个“水力压裂法”。

（来源：《福布斯》，文章有删节、标题有改动）

（焦旭 / 编译）

中国能源报 2014-09-11

中科院院士汪集旻：地热开发迎“第二春”

本报讯 记者于欢报道：12 日，在杭州举行的“2014 第六届中国地源热泵行业高层论坛”上，中科院院士汪集旻指出，目前中国地热资源开发已迎来“第二春”，中国的地热利用世界第一，但还不够，特别是发电应用上不去。

他指出，地球现在正处于“壮年”期，为什么这几年总听到地震的消息，因为地球能量大，但这都是负能量，地热开发则是正能量。地热的效率是太阳能的 5.4 倍，风电的 3.6 倍，且非常稳定，成本也具有比较优势，但每每提到新能源，地热总排不上号，“大家总是说太阳能，风电等可再生能源，地热就被放在了‘等’里，我不服气”。

汪集旻还表示，中国地热资源开发的“第一春”是在上世纪 70 年代石油危机爆发期间，“李四光提出要好好搞地热”。

中国能源报 2014-09-12

生物质能、环保工程

吉林生物质能电厂面临资源收集困难和电力难全额上网困境

在长春生物质热电厂 4.2 万平方米的原料场，满眼都是码放整齐地被打包成长方体和圆柱体的秸秆。

“看着原料很多，但因为秸秆的体积大、质量轻，其实这目前只有 2000 多吨秸秆，只够电厂使用 4 天。”该企业采购部主任刘国强告诉《经济参考报》记者，由于原料不足，目前企业的两台 1.5 万千瓦供热发电机组只运转了一台。

“吃不饱”的情况在国能德惠生物发电有限公司(简称“国能德惠”)更为严重。

国能德惠副总经理王斌介绍，该厂设计标准为年消化秸秆 28 万吨，但从 2013 年投产至今购入的秸秆不超过 10 万吨，原本作为辅料的稻壳、木片等“下脚料”却成为了主料。

秸秆收集困难主要受制于运输和人力成本。“秸秆体积大、质量轻，运输车辆超高超宽普遍存在，常被交警处罚，如果运输半径超过 50 公里，运输成本太高。”王国良说，“秸秆经纪人数量还很少，如果农民雇工收秸秆，每人每天近 200 元的人力成本，卖秸秆的钱还不够付工钱，还不如一烧了之。”

同时，生物质发电企业还担心，国家推广的秸秆还田和秸秆气化等其他秸秆利用方式，可能造成地方政府对秸秆利用政策无法保持持续，同生物质发电竞争燃料资源，加剧秸秆收集难。

当前，吉林省共有生物质能电厂 7 家，多家发电企业陷入燃料资源收集困难、资不抵债、电力难全额上网等困境。

长春生物质热电厂 2013 年亏损达到 5000 万元，而从 2009 年底投产至今，亏损总额已近 2 亿元，“相比 3.3 亿元的总资产，企业很快就会资不抵债”。

在巨额亏损的背后，是连年递增的贷款。“企业建设期间从银行贷款了 2.7 亿元，每年利息就 2400 万元。同时，为了维持运转，企业每年还会新增贷款 3600 万元。”长春生物质热电厂副总经理王国辉说。

在融资成本过高的同时，王斌认为，在燃料价格、维保成本等综合费用持续上涨的情况下，0.75 元/度的上网电价显得过低，使得生物质发电企业挣扎在盈亏平衡线上。

“国能德惠的设备比较先进，1.3 公斤秸秆可发 1 度电，成本就接近上网电价，而企业还需每年偿还 1800 万贷款利息，负债持续增多将陷入恶性循环。”王斌说。

电网限电也波及了生物质发电企业。2013 年，吉林省生产电 1080 亿度，本省利用只有 650 亿度，过剩 430 亿度。通过电网调峰，外送 120 亿度，还过剩 310 亿度。

吉林省境内的生物质发电企业都存在不同程度的限电情况。“根据国家政策，生物质发电，电网公司应全额收购，但因为吉林的剩电多，电网调度经常限电。”一位生物质发电企业负责人表示，“限电实际上加重了企业的亏损。”

针对生物质发电企业存在的困境，业内人士建议，首先，保证生物质发电企业能获得稳定的燃料供应。有关部门既需要加强对农民露天焚烧秸秆行为的教育处罚力度，也需要考虑秸秆运输过程中车辆超高、超宽的实际，开辟“绿色通道”降低运输成本。同时，国家可对农民给予一定的秸秆综合利用补贴，既可以提高农民“送秸秆”的积极性也能降低企业的原料收购成本。

其次，加强金融支持，为生物质发电项目提供更多低息贷款。

再次，根据生物质发电企业农林废弃物处理吨数给予适当补贴。同时，在税收政策上，生物质发电属于利用农林废弃物发电产业，符合国家可替代能源发展战略，实行增值税即征即退的政策，但在实际操作中，办理难度较大，有部分生物质发电企业至今还未享受到该政策，希望加快落实相应政策。

经济参考报 2014-09-01

生物质发电不过是一场无米之炊的盛宴

从经历轰轰烈烈投资狂喜，到被冷酷无情的市场大潮重重甩在亏损的边缘，在历经冰火两重天后，国内相当部分生物质发电投资者或许才明白，几年前一度被描绘成的生物质千亿大单，到头来只不过是一场无米之炊的盛宴。

巧妇难为无米之炊，因燃料缺乏，目前国内相当多生物质发电企业正面临亏损的尴尬。

困顿中逃离与坚守

日前，国电集团旗下港股上市公司龙源电力宣布，作价一元(人民币)转让其所持国电聊城生物质发电有限公司 52% 权益。对于转让原因，公司解释为，在燃料市场恶性竞争进一步加剧等背景下，聊城生物质短期内难以扭亏，出售有利于减少龙源电力的潜在损失。

龙源电力此举犹有壮士断腕之勇，实为无奈之举。记者注意到，在过去的两个财年里，国电聊城生物质发电有限公司连连亏损，2012 年净利润为-2497 万元，2013 年净利润为-3188 万元。

资料显示，作为旗下五家生物质发电企业之一，聊城生物质发电有限公司于 2007 年 12 月在山东聊城成立，从事生物质发电业务，并经营装机容量为 30 兆瓦的聊城发电厂，其注册资本为人民币 5200 万元。两年前，龙源电力购得了该公司 52% 的权益，成为聊城生物发电有限公司控股方。

不仅如此，龙源电力旗下其他生物质发电企业日子也不好过。2013 年，龙源电力曾为旗下的汤原生物质、前进生物质两家生物质发电公司计提约 5 亿元的减值准备，使得当年开支同比骤涨 151.3%，削弱了公司利润。

记者注意到，其实早在今年年初，龙源电力总经理谢长军就向媒体透露，鉴于龙源电力旗下生物质发电项目亏损严重，公司决定“十二五”期间不再发展生物质发电，同时公司择机转让旗下生物质发电项目。

如此看来，此次股权转让及计提 5 亿减值准备之行动应该是龙源电力将生物质发电剔除出主业的实质性举措。

无独有偶，作为国内电力资本运作大鳄，华电国际近来也在生物质能源上栽了跟头。

今年上半年，华电国际发布公告，称因下属华电宿州生物质发电有限公司 2008 年投产发电以来一直处于亏损状态，考虑到其已经资不抵债，经营亏损、现金流短缺的经营情况难以改善，华电国际对其计提资产减值准备 2.26 亿元。

据了解，华电国际作为一家火力发电企业，向来以控制成本见长，其在最新的年报中披露，2013 年公司供电煤耗 308.79 克/千瓦时，远低于全国平均水平。作为国内首家投资生物质发电的企业，于 2007 年成立华电宿州生物质发电有限公司。

也是在去年，江苏有媒体报道，包括华电宿州生物质发电公司在内的全部建成投产的 13 家生物质发电企业 2012 年全线亏损。

作为国电和华电国际尚且如此，国内其他生物质发电企业境况可见一斑。

恶性竞争自酿苦果

一哄而上，一哄而散，生物质发电行业亦未能幸免制约产业发展的中国“魔咒”。

据了解，目前在包括上述华电宿州生物质发电公司在内的江苏苏北、鲁南、皖北三省交界半径不足 300 公里的范围内，聚集着 20 多家生物质发电项目。

记者注意到，在山东西部的聊城及河北南部的邯郸、邢台等地，亦是国内生物质发电项目较为密集区域之一，这一区域也聚集了 10 余家物质发电企业。

倾诉这种企业密集所带来的竞争苦果，邯郸市某生物质发电公司负责人宋强(化名)更有发言权。他告诉记者，在区域燃料资源一定的情况下，企业布点增多，就意味着谁的价格高，谁就能收到燃料，这样必然导致燃料收购竞争加剧，造成燃料价格不断攀升。

他告诉记者，由于竞争因素，目前，每吨秸秆收购的价格已由去年的每吨 200 多元上涨到今年的 300 多元，即便如此，企业燃料缺口依然巨大，不得不到更远的地方收购，促使企业发电成本大幅增加，很多企业因此苦不堪言。

燃料价格节节攀升，甚至突破生物质发电企业承受临界点，但农民依然缺乏积极性。宋强告诉记者，在当前全民打工时代，农村青壮年劳动力极度缺乏，再加之受天气、墒情影响，无论是夏收夏播，还是秋收秋种，农民都在抢收抢种，相当繁忙，根本没有时间去收集。尽管一亩地秸秆收集起来运到电厂可能卖个两三百块钱，但在收集打捆等专业设备相对缺乏的农村，也没人愿意费时费力收集这些秸秆。

除此燃料缺乏，难以满足生产外，相对于同等规模火力发电，生物质发电投资成本要高出一倍还多，而且人力等运营维护成本也高出许多。这使遭遇燃料缺口的生物质发电企业似乎更是雪上加霜，叫苦不迭。

为鼓励清洁能源产业发展，国家生物质发电历来进行财政补贴。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。

此后的 2010 年，国家发改委将农林生物质发电项目上网电价统一上调至 0.75 元/千瓦时(含税)，补贴力度进一步加大。

然而，这一切并未能拯救整个生物质发电行业亏损的颓势。生产亏损，不生产更亏损。为求生存，一些企业甚至打起了套取国家补贴的歪主意。宋强告诉记者，在他所了解的邯郸、邢台的一些少数生物质发电企业，竟然干起了白天烧秸秆、晚上偷烧煤的勾当。他进一步透露，邯郸某职能部门一干部的父亲就是干的往某生物电厂送煤的生意。

宋强的说法并非空穴来风，今年年初，有媒体就曾对邯郸一家生物质发电企业这一行径进行过曝光，曾在业界引发热议。

创新才能赢得未来

忍辱负重，踟蹰前行，生物质发电行业一直在期待一个崛起的机会，毕竟光明就在前方。今年上半年在上海举行的 2014 中国国际生物质能与生物质利用高峰论坛上，“生物质能——下一代能源巨人”的论坛主题再次表明业界对生物质能源光明未来充满期待。

从国际上来看，作为一种成熟的技术，生物质发电已在欧美等发达国家得以大力推广应用，美国能源部预测，到 2025 年前，可再生能源中，生物质发电将占主导地位。

国家能源局发布的《能源发展“十二五”规划》指出，到 2015 年，生物质能年利用量将超过 5000 万吨标准煤，预算新增投资 1400 亿元，其中生物质能发电装机规模达到 1300 万千瓦。这给生物质发电企业吃了颗定心丸，更为时下并不景气的生物质发电市场提振了信心。

值得我们关注的是，在相对于当前生物质发电全行业萎靡不振的大局下，武汉凯迪电力生物质发电所呈现出良好发展态势更是振奋人心，而也更能引发行业思考。

8 月 6 日，凯迪电力发布公告，称随着生物质燃料收购模式完善，凯迪电力生物质发电板块业绩逐渐好转，今年以来公司旗下生物质发电厂 7 月份累计发电 2.08 亿千瓦时。1 至 7 月，累计完成发电 14.76 亿千瓦时，超过 2013 年全年发电量 11.98 亿千瓦时。由此，凯迪电力今年上半年可实现净利润 8343-10198 万元，同比增长 80%-120%。

对于生物质发电业绩提升，凯迪电力归功于公司除湖南祁东、安徽淮南两家电厂属第一代电厂外，其余 14 家已投入运营的电厂，均为使用了高温超高压循环流化床生物质发电机组的第二代电厂，发电效率较高。目前公司正在研究发电效率更高的第三代生物质发电技术。

凯迪电力再次用事实证明，创新是企业发展的动力之源。相对于国内一些等机会、靠补贴、要政策，甚至于靠投机钻营套取补贴的生物质发电企业来说，凯迪电力将注定迎来与它们不一样的未来。

新产经杂志 2014-09-01

泔水变成宝 还需政府推一把

26日晚，南京中兴和泰酒店厨师长王怀国边和记者聊天，边将筷子、餐巾纸从剩饭剩菜中挑出来。“以前这些垃圾不管什么，都扔进桶里，能装三四个大桶，现在要分一分。过一会有人来收剩饭，拉到厂里生产肥料。”

老王所说的垃圾变肥料，源于南京首度探索规模化集中处理餐厨垃圾。青奥会期间，该市对37个青奥场馆、25个接待酒店所产生的餐厨垃圾，统一收运到新近启用的餐厨垃圾处理厂“变废为宝”。

34座泔水工厂“吃”剩饭剩菜

“吃”的是剩饭菜，吐出来的是有机肥，记者在位于雨花台区的南京首个规模化餐厨垃圾处理厂见识这一全过程。

只见车间操作工钟维家按了一下在垃圾运输车厢上的自动卸货按钮，3吨多的餐厨垃圾便顺着输送带不断进入密封的垃圾分拣箱。“这是对餐厨垃圾进行固液分离的初拣，奶瓶、饮料罐、饭盒等杂质，会通过机械震动筛被分离出来。”南京嘉博文生物科技有限公司负责人杨元晖说，除在运往生物化学处理机的过程中，约有5分钟的敞口运输外，餐厨垃圾在筛分、加工等过程中，均在封闭的管道或箱体内进行。初拣的垃圾送至生化处理机，经过10小时的高温发酵，就被制成产品。每100吨餐厨垃圾，大约变成30多吨有机肥，供周边地区农业种植户使用。

餐厨垃圾规模化处理成为南京生活垃圾资源化利用的突破口。南京市城管局副局长陈雷表示，南京每天产生700吨左右餐厨垃圾，明年除将上述项目日处理能力扩至200吨，还将新建两个日处理能力达100吨餐厨垃圾处理项目。南京将以全市所有机关、企事业单位的集体食堂，以及酒店等大中型餐饮单位为重点，签约开展餐厨垃圾的规范收运和处置，首批单位、酒店的总收运量为100吨。

面对“垃圾围城”，各地纷纷推动餐厨垃圾进工厂处理。在苏州、无锡已开展试点的基础上，常州、镇江、淮安等地加快建设大型餐厨垃圾集中处理项目。按我省规划，到明年，全省县级以上城市规划建设34座餐厨废弃物资源化利用设施，日处理能力达5320吨。

垃圾收运遭遇“卡脖子”

“我们和饭店签订合同，免费上门收餐厨垃圾，原本他们可以卖钱，无偿交出来，会愿意么？”作为南京处置餐厨垃圾的中标企业，嘉博文公司着手建立收运体系，但杨元晖担心厂里“吃不饱”影响生产。

餐厨垃圾的收运管理一直是难题。2011年施行的《江苏省餐厨废弃物管理办法》明确规定，单位将餐厨废弃物交给不合规的单位或个人收集、运输、处置，处5000元以上3万元以下罚款。但这项管理面临现实执行难题。

南京市建邺区垃圾分类办公室主任徐光亚坦言，一些餐饮企业以合同应对检查，向非正规渠道（喂猪或制造地沟油）出售餐厨垃圾获利。只要抓不住现行，根本无法认定餐厨垃圾被违规处理或出售。

相比较而言，千家万户产生的厨余垃圾更是难以回收。“餐厨垃圾收运投入相当大，公司现在每收一吨餐厨垃圾，政府补贴118元，建立起居民厨余垃圾收运系统更为困难，需要大力推进垃圾分类。”无锡唯一的餐厨垃圾处置企业宜易隆城市物业管理有限公司负责人韩国兴说，由于处理起来很困难我省绝大多数家庭厨余垃圾流向了垃圾场。

垃圾利用要能有利可图

“政府部门长期有效的介入、引导和推动，是餐厨垃圾处理成功的关键。”长期从事固体废物处理与处置研究的东南大学环境科学与工程系教授曾苏说，如果政府主导不力，整个餐厨垃圾处理系统就会运行不畅，甚至半途而废。

不解决收运难，就不能规模化处理。南京希望通过部门合力斩断“泔水”利益链：城管部门负责餐厨废弃物的监督管理；商务部门负责督促餐饮服务企业将餐厨废弃物交给取得许可的企业收集、运输和处置，并将餐厨废弃物的处理情况与企业的等级评定挂钩；公安机关负责依法查处无证无照收集、运输、处置餐厨废弃物等犯罪行为。

泔水变成宝，离不开公众参与。近期编制的《南京市生活垃圾分类工作实施方案(2014-2015年)》明确，南京将由物业对厨余垃圾进行二次分拣。由专用收运车定时定点到小区收集厨余垃圾。

专家指出，餐厨垃圾处理不能光循环、不经济，不仅要实现无害化处理，还要产生经济效益，打通循环经济产业链。作为苏州餐厨垃圾收集、运输、处置的特许经营公司，江苏洁净环境科技有限公司与清华大学合作，实现餐厨垃圾 100% 循环利用。董事长宋秀辉介绍，餐厨垃圾可产生沼气，用来发电；分离油脂，加工生物柴油；剩下的残渣经微生物发酵，做成养殖原料。通过“吃干榨尽”泔水，企业实现盈利。

新华日报 2014-09-01

“粮能联产”大有可为

近年来，我国存在这样一种片面的思维，认为生物质能源“与粮争地、与粮争水”，实为认知误区。关于生物质能源，正确的发展路线应该是“以粮为纲、粮能联产、粮非结合”，这符合当前国家“以我为主”的粮食安全战略。

他山之石，从美国的农业和生物质能源战略说起

当前，美国约 40% 的玉米用于生产燃料乙醇，其燃料乙醇大约是全球产量的 2/3。虽然如此，即使美国全部耕地用以生产乙醇或生物柴油，也只能满足 2025 年其交通燃料需求的一半。“醉翁之意不在酒”，在于以粮能联产战略促进农业和能源可持续发展。

美国绰绰有余地满足其粮食自给。但是，长期以来，美国政府非常重视粮食生产，长期以巨额农业补贴，加上其高水平技术和大规模效益，生产出“便宜”粮食大量出口。由于多数发展中国家通过设置贸易壁垒，奉行自给自足粮食保护主义，粮食出口受到一定限制。美国政府则以财税扶持政策，大力发展生物燃料，改变了一部分粮食的用途，创造了更大规模的粮食需求，维持了高额农业补贴，产量大幅度增加。既给农场主带来了丰厚的利润，又持续扩大世界粮食供求矛盾，提升粮食的战略地位。通过调控其本土生物质能源产业，同时影响了世界粮食与能源供应格局，维护了美国在世界的主导地位，起到了“四两拨千斤”作用。

综上，美国的核心战略有两点。其一，国家以高额补贴支持粮食农业，提高粮食产量。其二，以向国外出口和生产生物燃料的方式，促进粮食消费，促进粮食经济，以达到并维持更高的粮食产量水平。

围魏救赵，生物质能源能解我国粮食安全之困

由于人口和资源的矛盾，粮食安全是国家安全第一要务，其重要性被提到了前所未有的高度。但是，尽管上层说“再怎么强调都不过分”，在生产基层却“遇冷”，这就是中国长期存在的粮食安全悖论现象。

其罪魁祸首是长期国内粮食生产相对过剩，不但国家和农户承担着巨额的储藏损失和成本。粮食主产区和主销区的区域经济发展及农民收入水平的两极分化愈发严重，地方政府和农民的种粮积极性不断下降，农业基础设施建设投入每况愈下。这样恶性循环，导致粮食生产成本更高，农民种粮收入会更低。

更不能回避的是，不堪负重的耕地已遭受严重污染，且情况仍在持续。“毒大米”事件屡见不鲜，长此以往，危及民众健康，必然引起社会恐慌。

必须认识到，社会对粮食的需要弹性极低，不能简单地认为粮食生产越多越好。粮食作为维系人生命的特殊产品，既有政治属性，又有商品属性。首先不能少，如果短缺严重了其政策属性就明显了，可危及政权。但如果粮食多了，则主要表现其商品属性，由于消费动力不足，粮食越多越便宜，“卖粮难”就不难解释了，这是形成恶性循环粮食安全悖论的根本原因。

我们千方百计增加粮食产量，自 2004 以来粮食生产实现了“十连增”，这与美国第一个战略是相同的。但是，我们没有促进粮食消费，正是在第二个战略上与美国出现了很大差距。

那么，如何增加粮食消费呢？可以预期口粮、饲料用粮、种子用粮和现有的食品加工用粮等，

都是基本处于稳定或逐渐上升状态，不足以消化我国剩余的粮食，不能拉动粮食消费至预期的水平，只有生物质能源是增加粮食消费的天赐良机，有围魏救赵之妙。

与时俱进，实施粮食联产战略促进国家安全

我国必须顺应时代潮流，尽早规划并实施“粮能联产”战略，将部分粮食或土地用于能源，根据粮食需求和市场，调节粮食或土地用于能源的比例，强力拉动粮食和农业生产，进一步提高粮食产能，形成良性循环。其首要目的是“以粮为纲”，就是保证我国具有满足不断增长人口需求的粮食产能（即粮食综合生产能力），把饭碗牢牢端在自己手里。

同时，要根据市场调节粮食和土地用于能源的比例。首先要研究当前国内粮食生产与贸易形式下，为刺激粮食消费，适当增加粮食用于生物燃料、非粮能源植物用地的“度”。对内，要优化集约、高效利用土地和水资源，提高粮食和非粮能源作物生产水平。对外，应该适当降低进口壁垒，适度增加粮食进口，加强实施海外囤粮战略，促进全球农产品贸易自由化，使我国在相关的国际贸易谈判处于有利地位。

高瞻远瞩，重点开发非粮生物质能源

由于粮食安全的重要性，粮能联产应是长期战略。但是，由于非粮生物质原料更为丰富，包括农作物秸秆、林业剩余物、畜禽粪便以及工业和城市有机垃圾等，还包括比传统作物抗逆性更强、产量更高的新型非粮能源植物。非粮生物质能源的碳减排效率更高，有机废弃物资源化利用能提高环境质量。例如，规模化利用秸秆能大大减少田间焚烧，从而减少大气中的PM2.5。而且，能源植物大量能利用并改良污染耕地，避免农民迫于生计继续用以种植粮食，流入市场。

另一方面，非粮生物质能源转化技术逐渐发展成熟了，尤其是木质纤维素原料的利用，除发电、生产生物质天然气和固体颗粒外，生产纤维素乙醇和生物油等生物质炼制技术已经实现了商业化运行。在能源生产中，采用既能用粮食、也能用非粮原料的灵活工艺技术。因此，粮食联产战略应实施粮食和非粮相结合，逐步过渡到将土地用于能源为主策略，发展非粮生物质能源。

（谢光辉 作者系国家能源非粮生物质原料研发中心主任）

中国能源报 2014-09-01

生物质煤油气田开发关键：胆识 决心 配套政策

开发“生物质煤油气田”的关键在于政府的胆识、决心和得力配套政策。自1973年世界石油危机催醒美欧国家开始寻求对石油的替代以来，世界能源消费结构逐渐发生改变，水、核及可再生能源占比由微量上升到2013年的13.3%。

能源生产与消费的全球格局与版图也在演变，世界各国都依其资源、技术和市场状况而不断调整自身的能源生产与消费结构。

崛起中的中国，能源安全乃国之大计，而安全又系之于自主，“油桶”要尽量放在自己家里与“饭碗任何时候都要牢牢端在自己手里”的道理是一样的。但目前近60%的石油和近30%的天然气依赖进口并将继续走高，中国能源有安全感吗？

“能源自主”并非不进口而是要主要依靠国内，通过增加本土能源产出，将油气对外依存度逐渐回落到50%以下或更低。随着油气资源渐竭、开发难度与成本增加，价格战与资源争夺更加激烈，必须未雨绸缪地狠抓替代能源，发展生物质煤、油、气田，是重要的战略选择之一。

美国能源自主的启示

1974年，尼克松总统首次提出能源自主。

1948年，美国开始成为石油净进口国，进口所占比例逐年攀升，1985年为28%，2005年达到62%。为打破对石油进口的过分依赖，美国积极开发生物燃料，即凭借美国是世界最大玉米生产国和出口国的优势，以玉米乙醇部分替代进口石油。

为此，布什在2005年签署的《国家能源政策法》中专设了“乙醇训令”，要求燃料制造商到2012年在汽油中必须加入2250万吨生物乙醇，以每年减少2800万吨原油进口；2007年又通过了著名的

《能源自主与安全法案》，以法律形式规定，到 2022 年全美必须生产和使用 1.08 亿吨生物燃料，并出台了联邦燃料乙醇强制标准和提高混合比的时间表。使生物乙醇以 4% 的年均增速驶入快车道。

数据显示，2013 年美国能源消费总量中可再生能源的占比是 9.45%，其中生物质能、水电、风电、太阳能和地热的占比分别是 4.62%、2.64%、1.65%、0.33% 和 0.21%。生物质能源以远高于其他可再生能源的占比居于首位。

2013 年美国生产了 4000 万吨生物乙醇，替代了 13% 的原油进口量，使美国石油对外依存度由 2005 年的 62% 下降到 43%；自中东进口的石油也只占进口总量的 15.4% (2009 年)。不到十年，布什在 2005 年提出的两项计划指标都提前和超额完成了，国家能源自主与安全计划取得了重大成果。

中国能源革命能提“自主”吗？

值此能源转型时代，中国近中期可实行“一手广进化石油气，一手狠抓替代能源”的“两手”战略。在广进油气的同时，必须未雨绸缪地狠抓替代能源，因为替代能源形成气候需要一二十年或更久时间。所以，这“一进一替”，必须两手都要硬，只有双面下注才能真正提升国家能源安全。这一二十年是我国能源战略转型关键期，千万把握好机遇，避免战略失误。

随之而来的问题是，我国清洁能源能担此“一替”重任吗？据 2009 年中国工程院咨询报告，我国不含太阳能的本土清洁能源，近中期每年可收集作能源用的资源量为 21.5 亿吨标煤，相当于 2013 年能源消费总量的 40%，如加太阳能可撑半壁河山。

同上资料，各类清洁能源的资源量及占比排序是：生物质(11.71 亿吨标煤，占比 54.5%)、水电(5.84 亿吨标煤，占比 27.2%)、风电(3.35 亿吨标煤，占比 15.5%)和核电(0.58 亿吨标煤，占比 2.7%)。生物质资源量是水电的 2 倍和风电的 3.5 倍。2013 年我国生物质能、太阳能和风能的实际产能分别折合为 5191.5 万吨标煤、4722.1 万吨标煤和 4117.5 万吨标煤，生物质能源也处在首位。

政府对水电与核电的认同度高，驾轻就熟，但也存在水利资源过度开发(东部开发殆尽)，河流生态状况恶化，以及核电原料依赖进口和安全隐患等问题。生物质能具有资源量大，产品固、液、气态均有和易于储运等优势，重要的还在于它可以大规模替代石油和天然气，而核、水、风和太阳能皆难胜此任。

大力开发本土生物质油与气，将化石油气对外依存度控制在 50% 或 40% 以下或更低是完全可能的。

积极发展生物质煤、油、气田

以下分别阐述开发本土“生物质煤田”、“生物质气田”和“生物质油田”的发展前景。

首先，生物质煤田。固体生物质能源在中国是近十年才发展起来的。2013 年全国生物质直燃发电项目 200 余个，并网容量 7790 兆瓦，上网电量 356 亿千瓦时，约相当于 1/3 的三峡电站发电量，其中 48% 集中于苏、鲁、粤、浙四省。

我国“生物质气田”的可开采储量是多少？

生物质成型燃料具有低灰、低硫、低氮的特点，接近天然气排放水平，价格是天然气的一半。2013 年 9 月国务院发布《大气污染防治行动计划》后，成型燃料已成为全国 60 余万个中小锅炉年约 6 亿吨燃煤的最佳替代能源，国家有关业务主管部门下发多项鼓励性政策、条例和计划，正在积极推进。

固态生物质能源的原料主要是作物秸秆和林业剩余物，根据中国工程院资料，二者可收集作能源用的年资源量分别为 4.7 亿吨和 3.5 亿吨。如一半用于气态和液态燃料，剩下的一半用于固态燃料，则“生物质煤田”的年可能源用资源量约 4.1 亿吨，可替代 3 亿多吨煤炭。据 2012 年统计，全国农作物秸秆的 82% 来自粮食作物，其中玉米、小麦和稻谷分别占 46.0% (3.55 亿吨)、20.4% (1.57 亿吨) 和 15.8% (1.22 亿吨)，说明资源是相对集中的。粮产区即秸秆主产区，粮田即“生物质煤田”，其中黄淮海平原和东北平原粮区是两片“富矿”。

3.5 亿吨林业剩余物主要产自全国各个林区，多集中于我国西南和中南诸省。经数十年的建设，我国林区有健全的国家林场管理系统，林业生物质能源一旦得以开发，林场即生物煤场，可控性和

操作性很强。

开发“生物质煤田”的关键在于政府的胆识、决心和得力配套政策；在于引进资本和实力较强企业；在于解决好原料收集难点；在于探求和建立适合不同原料和市场条件的多种商业模式。

第二，“生物质气田”。当前国家最为紧缺和大量进口的是天然气，本土“生物质气田”能替代几何？

对畜禽粪便、城市污泥污水、加工业废水废渣，以及作物秸秆等有机废弃物和污染源作无害化和资源化处理的最佳方式，是经微生物厌氧发酵生产沼气。如果说固态生物质燃料是零碳排放，沼气则是负碳排放，是一种“神奇”的能源。

2008年前后，北京德清源、山东民和、河南天冠、上海白龙港污水处理厂等日产2万~9万m³的大型沼气生产厂陆续投产和发电上网。中国企业正紧跟生物天然气(BNG)国际发展形势。BNG生产在我国不存在技术与装备障碍，经济上可行，市场需求巨大。

生产微生物发酵型沼气的原料主要是两类，一类是畜禽粪便和秸秆等农业废弃物；一类是加工业排放的高COD(化学需氧量)值有机废水、废渣及城市污水、污泥。中国是养殖业大国，猪与鸡的饲养量世界第一，牛羊位居前列，畜禽粪便资源十分丰富。且80%以上养殖场集中于农区，特别是粮食产区，所以粮产区即作物秸秆与畜禽粪便资源富集的优质生物质气田。

据中国工程院资料，2009年我国规模化养殖场的畜禽粪便可年产472亿m³沼气的资源潜力。如按1:1配入作物秸秆，则具年产约1000亿m³沼气或630亿m³BNG的潜力，黄淮海平原与东北平原无疑是生物质气田的富产区。另一类生物质气田则是经处理的工业废水废渣和城市生活污水，有大分散小集中和易收集特点，其资源量具年50亿m³沼气或32亿m³BNG的生产潜力。两类“生物质气田”合计可年产出662亿m³BNG。

第三，生物质油田。2013年全球生产生物液体燃料9300万吨，并保持4.5%的年均增速，其中燃料乙醇占80%以上。

燃料乙醇在中国有一个曲折而踏步不前的经历。世纪之交，中国因大量陈化粮积存而将陈化粮乙醇列为国家“十五”计划中的重点工程，2006年即以年产152万吨而位居世界第三。但随着陈化粮的消失和粮食吃紧，政府停批粮食乙醇而鼓励发展非粮乙醇。然而木薯乙醇踏步不前，纤维素乙醇攻关不克，甜高粱乙醇步履维艰，160万吨燃料乙醇的年产纪录保持8年至今。美国玉米乙醇也因生产规模扩大而冲击玉米市场，正力图寻求纤维素乙醇技术的突破。

在生物平台上攻关纤维素乙醇技术的同时，热化学平台上也探索着生物质气化-合成燃油技术。

我国阳光凯迪新能源集团公司经过近10年的研发，非粮生物质气化与费托合成技术流程已打通，工艺已经成功，生产出了高品质高清洁的航空煤油、生物质柴油和轻质油商品。阳光凯迪正在武汉和广西北海分别设计建设单线年产30万吨和年产60万吨规模的两个生产厂，计划2016年底投产运行。看来，此重大领域的国际技术竞赛中，中国跑在了世界前面。

此外，中国内蒙古金骄集团则在生物化学平台上研制出燃烧性能优异、环保性能优于常规柴油的高品位生物柴油，于2009年和2012年分别在包头与赤峰建成年产能为10万吨和8万吨的生产厂。

生物质组分中木质素占约4成，因植物组织结构致密而难以水解，至今只能一烧了之。生物质气化-合成燃油的重大意义在于，如果在木质素转化为高品位燃料上取得了技术突破和实现产业化，将使年产3.5亿吨的林业“三剩物”不仅可用于固体燃料，也可用于转化为近亿吨的优质生物燃油。进而，与我国农田面积相当的1.31亿公顷毫无经济产出的宜林荒山荒坡也可通过种植能源植物并转化1亿吨以上的生物燃油。科技是第一生产力，林业“三剩物油田”和“宜林荒山荒坡油田”可以提供生物质油品2亿吨以上。

我国大面积的滨海盐渍土与海涂，是可盛产甜高粱乙醇的另一片生物质油田。技术进步使生物液体燃料可以彻底远离粮田，摆脱与粮食的干系，“影响粮食安全”的误解应该排除了。(文/石元春 中国工程院院士、土壤学家。)

《瞭望新闻周刊》 2014-09-01

专家：中国能源革命不能缺少生物质煤油气田

自 1973 年世界石油危机催醒美欧国家开始寻求对石油的替代以来，世界能源消费结构逐渐发生改变，水、核及可再生能源占比由微量上升到 2013 年的 13.3%。

能源生产与消费的全球格局与版图也在演变，世界各国都依其资源、技术和市场状况而不断调整自身的能源生产与消费结构。

崛起中的中国，能源安全乃国之大计，而安全又系之于自主，“油桶”要尽量放在自己家里与“饭碗任何时候都要牢牢端在自己手里”的道理是一样的。但目前近 60% 的石油和近 30% 的天然气依赖进口并将继续走高，中国能源有安全感吗？

“能源自主”并非不进口而是要主要依靠国内，通过增加本土能源产出，将油气对外依存度逐渐回落到 50% 以下或更低。随着油气资源渐竭、开发难度与成本增加，价格战与资源争夺更加激烈，必须未雨绸缪地狠抓替代能源，发展生物质煤、油、气田，是重要的战略选择之一。

美国能源自主的启示

1974 年，尼克松总统首次提出能源自主。

1948 年，美国开始成为石油净进口国，进口所占比例逐年攀升，1985 年为 28%，2005 年达到 62%。为打破对石油进口的过分依赖，美国积极开发生物燃料，即凭借美国是世界最大玉米生产国和出口国的优势，以玉米乙醇部分替代进口石油。

为此，布什在 2005 年签署的《国家能源政策法》中专设了“乙醇训令”，要求燃料制造商到 2012 年在汽油中必须加入 2250 万吨生物乙醇，以每年减少 2800 万吨原油进口；2007 年又通过了著名的《能源自主与安全法案》，以法律形式规定，到 2022 年全美必须生产和使用 1.08 亿吨生物燃料，并出台了联邦燃料乙醇强制标准和提高混合比的时间表。使生物乙醇以 4% 的年均增速驶入快车道。

数据显示，2013 年美国能源消费总量中可再生能源的占比是 9.45%，其中生物质能、水电、风电、太阳能和地热的占比分别是 4.62%、2.64%、1.65%、0.33% 和 0.21%。生物质能源以远高于其他可再生能源的占比居于首位。

2013 年美国生产了 4000 万吨生物乙醇，替代了 13% 的原油进口量，使美国石油对外依存度由 2005 年的 62% 下降到 43%；自中东进口的石油也只占进口总量的 15.4% (2009 年)。不到十年，布什在 2005 年提出的两项计划指标都提前和超额完成了，国家能源自主与安全计划取得了重大成果。

中国能源革命能提“自主”吗？

值此能源转型时代，中国近中期可实行“一手广进化石油气，一手狠抓替代能源”的“两手”战略。在广进油气的同时，必须未雨绸缪地狠抓替代能源，因为替代能源形成气候需要一二十年或更久时间。所以，这“一进一替”，必须两手都要硬，只有双面下注才能真正提升国家能源安全。这一二十年是我国能源战略转型关键期，千万把握好机遇，避免战略失误。

随之而来的问题是，我国清洁能源能担此“一替”重任吗？据 2009 年中国工程院咨询报告，我国不含太阳能的本土清洁能源，近中期每年可收集作能源用的资源量为 21.5 亿吨标煤，相当于 2013 年能源消费总量的 40%，如加太阳能可撑半壁河山。

同上资料，各类清洁能源的资源量及占比排序是：生物质(11.71 亿吨标煤，占比 54.5%)、水电(5.84 亿吨标煤，占比 27.2%)、风电(3.35 亿吨标煤，占比 15.5%)和核电(0.58 亿吨标煤，占比 2.7%)。生物质资源量是水电的 2 倍和风电的 3.5 倍。2013 年我国生物质能、太阳能和风能的实际产能分别折合为 5191.5 万吨标煤、4722.1 万吨标煤和 4117.5 万吨标煤，生物质能源也处在首位。

政府对水电与核电的认同度高，驾轻就熟，但也存在水利资源过度开发(东部开发殆尽)，河流生态状况恶化，以及核电原料依赖进口和安全隐患等问题。生物质能具有资源量大，产品固、液、气态均有和易于储运等优势，重要的还在于它可以大规模替代石油和天然气，而核、水、风和太阳能皆难胜此任。

大力开发本土生物质油与气，将化石油气对外依存度控制在 50% 或 40% 以下或更低是完全可能的。

积极发展生物质煤、油、气田

以下分别阐述开发本土“生物质煤田”、“生物质气田”和“生物质油田”的发展前景。

首先，生物质煤田。固体生物质能源在中国是近十年才发展起来的。2013年全国生物质直燃发电项目 200 余个，并网容量 7790 兆瓦，上网电量 356 亿千瓦时，约相当于 1/3 的三峡电站发电量，其中 48%集中于苏、鲁、粤、浙四省。

我国“生物质气田”的可开采储量是多少？

生物质成型燃料具有低灰、低硫、低氮的特点，接近天然气排放水平，价格是天然气的一半。2013年9月国务院发布《大气污染防治行动计划》后，成型燃料已成为全国 60 余万个中小锅炉年约 6 亿吨燃煤的最佳替代能源，国家有关业务主管部门下发多项鼓励性政策、条例和计划，正在积极推进。

固态生物质能源的原料主要是作物秸秆和林业剩余物，根据中国工程院资料，二者可收集作能源用的年资源量分别为 4.7 亿吨和 3.5 亿吨。如一半用于气态和液态燃料，剩下的一半用于固态燃料，则“生物质煤田”的年可能用资源量约 4.1 亿吨，可替代 3 亿多吨煤炭。据 2012 年统计，全国农作物秸秆的 82%来自粮食作物，其中玉米、小麦和稻谷分别占 46.0%(3.55 亿吨)、20.4%(1.57 亿吨)和 15.8%(1.22 亿吨)，说明资源是相对集中的。粮产区即秸秆主产区，粮田即“生物质煤田”，其中黄淮海平原和东北平原粮区是两片“富矿”。

3.5 亿吨林业剩余物主要产自全国各个林区，多集中于我国西南和中南诸省。经数十年的建设，我国林区有健全的国家林场管理系统，林业生物质能源一旦得以开发，林场即生物煤场，可控性和操作性很强。

开发“生物质煤田”的关键在于政府的胆识、决心和得力配套政策；在于引进资本和实力较强企业；在于解决好原料收集难点；在于探求和建立适合不同原料和市场条件的多种商业模式。

第二，“生物质气田”。当前国家最为紧缺和大量进口的是天然气，本土“生物质气田”能替代几何？

对畜禽粪便、城市污泥污水、加工业废水废渣，以及作物秸秆等有机废弃物和污染源作无害化和资源化处理的最佳方式，是经微生物厌氧发酵生产沼气。如果说固态生物质燃料是零碳排放，沼气则是负碳排放，是一种“神奇”的能源。

2008 年前后，北京德清源、山东民和、河南天冠、上海白龙港污水处理厂等日产 2 万~9 万 m³ 的大型沼气生产厂陆续投产和发电上网。中国企业正紧跟生物天然气(BNG)国际发展形势。BNG 生产在我国不存在技术与装备障碍，经济上可行，市场需求巨大。

生产微生物发酵型沼气的原料主要是两类，一类是畜禽粪便和秸秆等农业废弃物；一类是加工业排放的高 COD(化学需氧量)值有机废水、废渣及城市污水、污泥。中国是养殖业大国，猪与鸡的饲养量世界第一，牛羊位居前列，畜禽粪便资源十分丰富。且 80%以上养殖场集中于农区，特别是粮食产区，所以粮产区即作物秸秆与畜禽粪便资源富集的优质生物质气田。

据中国工程院资料，2009 年我国规模化养殖场的畜禽粪便可具年产 472 亿 m³ 沼气的资源潜力。如按 1:1 配入作物秸秆，则具年产约 1000 亿 m³ 沼气或 630 亿 m³BNG 的潜力，黄淮海平原与东北平原无疑是生物质气田的富产区。另一类生物质气田则是经处理的工业废水废渣和城市生活污水，有大分散小集中和易收集特点，其资源量具年 50 亿 m³ 沼气或 32 亿 m³BNG 的生产潜力。两类“生物质气田”合计可年产出 662 亿 m³BNG。

第三，生物质油田。2013 年全球生产生物液体燃料 9300 万吨，并保持 4.5%的年均增速，其中燃料乙醇占 80%以上。

燃料乙醇在中国有一个曲折而踏步不前的经历。世纪之交，中国因大量陈化粮积存而将陈化粮乙醇列为国家“十五”计划中的重点工程，2006 年即以年产 152 万吨而位居世界第三。但随着陈化粮的消失和粮食吃紧，政府停批粮食乙醇而鼓励发展非粮乙醇。然而木薯乙醇踏步不前，纤维素乙醇攻关不克，甜高粱乙醇步履维艰，160 万吨燃料乙醇的年产纪录保持 8 年至今。美国玉米乙醇也

因生产规模扩大而冲击玉米市场，正力图寻求纤维素乙醇技术的突破。

在生物平台上攻关纤维素乙醇技术的同时，热化学平台上也探索着生物质气化-合成燃油技术。

我国阳光凯迪新能源集团公司经过近 10 年的研发，非粮生物质气化与费托合成技术流程已打通，工艺已经成功，生产出了高品质高清洁的航空煤油、生物质柴油和轻质油商品。阳光凯迪正在武汉和广西北海分别设计建设单线年产 30 万吨和年产 60 万吨规模的两个生产厂，计划 2016 年底投产运行。看来，此重大领域的国际技术竞赛中，中国跑在了世界前面。

此外，中国内蒙古金骄集团则在生物化学平台上研制出燃烧性能优异、环保性能优于常规柴油的高品位生物柴油，于 2009 年和 2012 年分别在包头与赤峰建成年产能为 10 万吨和 8 万吨的生产厂。

生物质组分中木质素约占 4 成，因植物组织结构致密而难以水解，至今只能一烧了之。生物质气化-合成燃油的重大意义在于，如果在木质素转化为高品位燃料上取得了技术突破和实现产业化，将使年产 3.5 亿吨的林业“三剩物”不仅可用于固体燃料，也可用于转化为近亿吨的优质生物燃油。进而，与我国农田面积相当的 1.31 亿公顷毫无经济产出的宜林荒山荒坡也可通过种植能源植物并转化 1 亿吨以上的生物燃油。科技是第一生产力，林业“三剩物油田”和“宜林荒山荒坡油田”可以提供生物质油品 2 亿吨以上。

我国大面积的滨海盐渍土与海涂，是可盛产甜高粱乙醇的另一片生物质油田。技术进步使生物质液体燃料可以彻底远离粮田，摆脱与粮食的干系，“影响粮食安全”的误解应该排除了。

石元春：中国工程院院士、土壤学家。

《瞭望新闻周刊》 2014-09-01

生物质能前景广阔 建构发电成熟商业模式

近日，国家能源局公布了能源局局长吴新雄在全国“十三五”能源规划工作会议上的讲话内容。吴新雄在会议上提出了强化规划引导、弱化项目审批的管理思路和优化能源结构、大幅提高可再生能源比重的战略目标。

吴新雄表示，近年来，我国能源生产能力稳步提高，但能源形势依然复杂严峻。数据显示，2013 年，我国单位 GDP 能耗是世界平均水平的 1.8 倍。能源结构中化石能源占能源消费总量比重偏高，为 90.2%，而非化石能源占能源消费总量的比重不足 10%。毫无疑问，推进清洁可再生能源的开发利用，将成为今后我国能源发展的战略重点之一。

从全球再生清洁能源格局来看，目前生物质能、风能、水力及太阳能为可再生能源领域内最主要的几个板块。而相比其他能源，以农林废弃物等为主要燃料的生物质能受季节、气候、天气等环境影响小，具有不可替代的优势。专家预计，未来生物质能将作为国家能源结构中重要的组成部分，成为环保能源行业“新蓝海”。

多重优势明确发展预期生物质能前景广阔

在美国，生物质能源约占全国能源供给量的 3%，在国家能源结构中占据重要地位。相比之下，中国的生物质能技术发展起步较晚，据 Wind 统计，2012 年我国能源消费结构中生物质能源占比不足 1%，而原煤消耗仍高达约 68%，国内生物质能开发利用仍有较大成长空间。

从能源储备来看，中国作为农业大国，生物质资源十分丰富。据有关机构统计，我国每年各类农作物可产生秸秆 6 亿多吨，其中可以作为能源使用的约有 4 亿吨；全国林木总生物量约 190 亿吨，可获得量为 9 亿吨，可作为能源利用的总量约为 3 亿吨，开发潜力巨大。

从战略定位来看，生物质能利用为解决环保问题提供了一条新思路。目前已成为公众最耳熟能详的大气污染问题的雾霾，其一个重要成型因素即是露天焚烧秸秆。发展生物质能成为了各国应对全球气候变暖、减少温室气体排放的重要手段，该行业也因此站在了新能源与环保业的交叉点，受到各界人士的发展支持和源源不断的资金人才投入。

从社会价值来看，以农林废弃物为生产原料的生物质能行业，为广大农村人口创造了财富收益的可能。以生物质发电为例，一台装机容量为 3 万千瓦的生物质发电厂，一年的发电量可以达到

200GWh 以上，新增产值上亿元，年消耗农林剩余物约 24-30 万吨，可为当地农民增加就业岗位 1000 余个，增加收入达到 6000 万元以上。这种多方共赢的运作模式最大程度上为社会创造了价值，也成为了政府农村扶贫工程难得的落脚点。

生物质能作为唯一含碳的可再生能源，拥有巨大的应用价值。目前国内运用领域主要包括生物质发电、生物质供热、生物炼油等。其中，生物质发电是当前发展较为成熟的能源利用形式之一。2003 年以来，国家先后核准批复了河北晋州、山东单县和江苏如东等多个秸秆发电示范项目，颁布了《可再生能源法》，并实施了生物质发电优惠上网电价等有关配套政策，使行业得到了迅速发展。国能生物、国电集团、凯迪电力、光大国际、上海城投、中节能、广东粤电等一批领先企业陆续开展了相关业务。数据显示，我国生物质发电行业自 2006 年起进入首轮高速发展期，总装机规模由 140 万千瓦增加到 2012 年的 800 万千瓦，复合年增长率均在 30% 以上。

而按照此前国家发改委能源局规划，到 2015 年，我国生物质发电装机计划将达到 1300 万千瓦，2020 年将达到 3000 万千瓦。对比此目标，目前生物质发电行业建设进度仍总体落后，在未来两年将再迎发展高峰。

打通产业链关节建构生物质发电成熟商业模式

作为生物质能领域的后入者，我国生物质能行业虽然得到快速发展，但其发展并非一帆风顺。2012 年前后，生物质发电企业集体出现盈利亏损，行业进入震荡调整阶段。

业内资深人士分析，生物质发电行业的盈利困局不在于自身缺陷，而是产业化走在成熟度前带来“阶段性阵痛”。在 2010 年上网电价上调的利好刺激下，国内生物质发电行业迎来了跃进式的发展。然而在行业成熟度相对落后的背景下，这种发展竞速必然不可持续，生物质发电企业的关注点必将重新集中到提升技术和运营上来。

申银万国研究报告分析认为，生物质能发电行业的产业链比较短，上游为资源行业和设备行业，下游为电网行业。由于国家优先上网政策，使得现阶段生物质发电下游销售不存在问题，影响行业发展的关键即是上游的原料采购管理和发电设备影响的能源转化效率。

原料管理环节中收购难、存储难是生物质发电企业发展中亟待解决的问题。在行业过快产业化的过程中，对规模的追求使得企业忽略了燃料收集体系的规范化构建，燃料采购价格和质量参差不齐。燃料端的混乱一方面增加了公司发电的成本，另一方面也降低了原料供应提供机组运行的效率。在这一背景下，能有效打通产业链条、构建稳定燃料收集体系的优质企业就有了脱颖而出的可能。

如当前国内生物质发电累计并网容量排名第一的武汉凯迪，其从 2012 年开始大力整顿燃料收购体系，建构了“村级点+大客户”的燃料收集模式，在源头端控制燃料品质，通过合同约定稳定供应量，扩大燃料收集范围，有效稳定了原料收购价格和品质。该公司目前仍在继续原料管理模式的优化探索，拟投资建设主营生物质原料的收集、加工、运输及销售等的燃料子公司。市场分析人士认为，燃料子公司的建立将实现公司的产业链的延伸，强化公司对燃料供应的管理力度，从而为生物质发电企业获取更大的利润空间。

持续研发投入核心设备技术不断升级

除了对生物质能商业运营模式的不断探索和开拓，从行业自身发展需求来看，通过不断的技术革新，设计并应用能源转化效率更高的锅炉设备也是行业持续发展的关键核心。

从目前国内发展来看，我国生物质发电仍存在较高技术壁垒，所用设备大部分是专用设备，技术密集程度高，生产流程控制严密。而直接燃烧技术主要由锅炉企业或其他相关企业自主开发，锅炉设备成为发电企业的主要竞争要素之一。

当前发电企业主要通过自主研发锅炉设备或通过合作模式取得先进锅炉设备优先使用权，关键设备主要有引进技术、消化吸收和国内制造三种形式，以丹麦 BWE 公司技术，济南锅炉厂生产的炉排炉以及凯迪电力自行设计、国内锅炉厂家分包制造生产的循环流化床锅炉为行业主流。

从技术面来说，一代技术发电效率仍相对较低，生物质发电厂较难维持稳定盈利。而通过技术革新，部分领先企业已率先进入二代水平。从凯迪电力对外披露的数据来看，其自行研发的高温超

高压循环流化床锅炉发电燃料需求由一代的 1.7 公斤下降至 1.32 公斤，效率提升 28.8%，目前正在开发三代生物质锅炉发电燃料需求有望进一步下降至 1-1.1 公斤，较二代再提升 30% 左右。持续的技术升级将带给我国生物质发电行业源源不断的发展动力，逐步影响并改变着我国的能源格局。

在能源形势严峻、生物资源丰富的大背景下，我国国务院、发改委、能源局等政府部门出台一系列政策支持我国生物质行业发展。行业优质企业凭借自主创新和多年的潜心经营逐步突破了技术和运营两大瓶颈，实现了生物质发电的稳定盈利。生物质能行业也孕育出环保能源领域的“新蓝海”，行业规模应用的时间点或已来临。

21 世纪网 2014-09-02

排污权有偿使用和交易时间表敲定

火电企业不得与其他行业企业进行涉及大气污染物的排污权交易，工业污染源不得与农业污染源进行排污权交易

国务院 8 月 26 日印发了《国务院办公厅关于进一步推进排污权有偿使用和交易试点工作的指导意见》（〔国办发 2014〕38 号）（以下简称《意见》）。《意见》首次明确排污权有偿使用和交易的时间表，即 2015 年底前试点地区全面完成现有排污单位排污权核定，到 2017 年，试点地区排污权有偿使用和交易制度基本建立。

明年完成排污权初次核定

《意见》提出严格落实污染物总量控制制度。试点地区将污染物总量控制指标分解到基层，不得突破总量控制上限。合理核定排污权。试点地区应于 2015 年底前全面完成现有排污单位排污权的初次核定，以后原则上每 5 年核定一次。

对合理核定排污权问题，《意见》提出，试点地区可以采取定额出让、公开拍卖方式出让排污权。新建项目排污权和改建、扩建项目新增排污权，原则上通过公开拍卖方式取得。

《意见》还明确，试点地区实行排污权有偿使用制度，排污单位在缴纳使用费后获得排污权，或通过交易获得排污权。排污单位在规定期限内对排污权拥有使用、转让和抵押等权利。

为了进一步调动企业参与排污权交易的积极性，重庆率先发布了排污权抵押贷款的细则。在《意见》发布的同一天，人民银行重庆营管部和重庆市环保局联合印发的《重庆市排污权抵押贷款管理暂行办法》提出，借款人满足五项条件可以用有偿获取的排污权抵押申请贷款。而贷款的用途主要用于企业流动资金周转和能源节约、污染物排放减少的技术改造等生产经营活动。

此外，《意见》要求试点地区积极支持和指导排污单位通过淘汰落后和过剩产能、清洁生产、污染治理、技术改造升级等减少污染物排放，形成“富余排污权”参加市场交易；建立排污权储备制度，回购排污单位“富余排污权”，重点支持战略性新兴产业、重大科技示范等项目建设。

禁止火电企业参与排污权交易

《意见》提出要加快推进排污权交易。所谓排污权交易，是指在一定区域内，在污染物排放总量不超过允许排放量的前提下，内部各污染源之间通过货币交换的方式相互调剂排污量，从而达到减少排污量、保护环境的目的。

《意见》明确，排污权交易原则上在各试点省份内进行。涉及水污染物的排污权交易仅限于在同一流域内进行。环境质量未达到要求的地区不得进行增加本地区污染物总量的排污权交易。工业污染源不得与农业污染源进行排污权交易。

在环境经济学者周宏春看来，开展排污权交易一是表明政府将更多地利用市场手段促进环境质量的改善；二是向市场发出信号，环境容量也是资源，排污要付费；三是倒逼企业淘汰落后、提高产品附加值和技术创新。

《意见》还特别指出，火电企业(包括其他行业自备电厂，不含热电联产机组供热部分)原则上不得与其他行业企业进行涉及大气污染物的排污权交易。

“火电行业排放的大气污染物主要通过远距离输送和大气化学反应等导致酸雨和区域性 PM2.5

污染等大气污染问题，而低矮面源影响的主要是局地环境空气质量。鉴于高架源与低架源对环境影响机理、方式的显著差异，火电等高架源原则上不能与低架源进行大气污染物排污权交易。”环保部环境规划院副院长兼总工程师王金南表示。

中国能源报 2014-09-03

吉林汽爆秸秆乙醇产业化技术通过中科院鉴定

由吉林松原光禾能源有限公司和中科院过程工程研究所合作完成的“万吨级汽爆秸秆乙醇产业化技术”，日前在北京通过中科院组织的鉴定。

据介绍，该项目以秸秆、玉米芯等农业废弃物为原料，开发出的产品以秸秆乙醇为主，生物绿色车用压缩天然气、木质素热塑材料为辅。项目生产的秸秆乙醇含量超过 99.5%。此外，生产的车用压缩天然气符合国家标准，生产的木质素热塑材料符合国家建筑模板用木塑复合板、室内装饰装修材料人造板及其制品甲醛释放量的标准。

经过中科院专家鉴定，该成果实现了万吨级乙醇规模化连续生产，具有重要的示范和推广价值，具有自主知识产权，突破了秸秆乙醇的技术难题，处于国际领先水平。

新华网 2014-09-04

投 6.5 亿元 2017 年河北农村实现清洁能源 9 成替代

核心提示

在河北省限煤的大背景下，秸秆燃料已经逐步走入公众视野，而在其发展中，也存在着新事物发展中所遇到的资金短缺、推广难等“通病”。近日，河北省在承德召开了农村能源清洁开发利用工程现场会，会上除了探讨如果推广新能源发展外，还提出河北省将投资 6.5 亿元，开展农村能源清洁开发利用工程建设，其中，3.5 亿元将用于推广秸秆能源化利用项目，1 亿元用于农村散煤治理，2 亿元用于提升秸秆能源企业的生产能力，到 2017 年，全省农村实现“清洁能源”替代率 90% 以上，约替代农村 1500 万吨燃煤。据悉，这样的推广力度在河北省是近年来最大的一次。有关专家认为，如果能突破生物质燃料瓶颈，让生物质燃料形成规模化、产业化，未来，生物质燃料应用在一些中型规模的工业生产将可被普及，这无疑将能替代更多的燃煤。

一些企业已经开始使用生物质燃料供气供暖

行动：全省投 6.5 亿助力生物质燃料推广

8 月 27 日，河北省召开农村能源清洁开发利用工程现场会上，记者获悉，为顺利推进农村能源清洁开发利用工程，今年，国家、省财政将拿出 4.5 亿元专项资金，对新建生物质炉具采暖户，每户补贴 1150 元；新建秸秆直燃锅炉集中供暖工程，按集中供热规模每户补贴 1500 元；新建秸秆气化集中供气工程，按集中供气规模，每户补贴 1000 元；推广新型高效燃煤清洁燃烧炉具，每台补贴 500 元。另外，争取到国家 2 亿元资金，用于支持秸秆综合利用，重点是推动秸秆能源化利用企业扩大生产能力。

按照计划，在各项政策扶持和各部门大力推动下，今年全省 30 多万户农民实现利用秸秆能源取暖做饭，20% 的乡镇机关和企事业单位完成锅炉供暖清洁燃烧炉具改造，推广民用清洁燃烧炉具 130 万台。

到 2017 年，全省农村实现清洁能源替代率 90% 以上，民用清洁燃烧炉具普及率 80% 以上，清洁能源将替代农村燃煤 1500 万吨以上，将减少排放二氧化碳 2796 万吨、二氧化硫 21 万吨、粉尘 21 万吨。

在现场会上，与会者一致认为，在全省农村地区加快推进秸秆能源化利用和清洁能源替代，既是河北省防治大气污染、改善生态环境的重要举措，也是提高资源利用效率，发展循环经济的有效途径，同时对转变农业农村发展方式、提高广大农民群众的生活品质也具有重要意义。河北省农业厅能源办公室相关负责人表示，目前，2014 年推广 30 万户的补贴资金已落实，主要包括省财政安排的 5000 万元和省环保大气污染防治专项资金直接切出的 3 亿元。

“河北省农村年耗煤约 4000 万吨，如果有相当一部分彻底用新的能源来替代，排放就彻底减下来了。如果必须还要烧煤的，也用清洁燃烧的方式，又可以减掉 70%。整个农村的燃煤通过这场工程的实施至少可以减少 85%左右，对大气污染防治贡献巨大。”这位负责人说，制定这样的扶持政策，也是希望通过三年的项目推广，最终实现燃料市场化的良性供应，使秸秆成型燃料加工能力和炉具生产能力有较大提高，产业化程度得到较大提升，成型燃料成本明显下降。

现场：“用上秸秆炉，房前屋后干净了”

“用上秸秆炉，房前屋后干净了，厨房里也不烟熏火燎了，还省钱哩！”现场会上，丰宁满族自治县安营村农民郭晓丽拿着燃料块说，这是秸秆做成的，用它做饭“既省钱又干净”。

郭晓丽说，她家以前燃煤每个采暖季大约需要 2.5 吨，按照每吨 750 元算，大约要花费 1875 元，现在“烧秸秆”大约 3.2 吨，花费在 1289 元。节省 586 元。“而且，采暖季后的 200 来天，每天炊事用秸秆压块约 4 公斤，共用量达 800 公斤左右，和使用普通燃煤相比，约节省 120 多元钱。”

正如郭晓丽说，在安营村，有 138 户农民安装了这种生物质清洁炊事、采暖炉具，主要用秸秆压块做燃料。对此，环保专家表示，像郭晓丽一家用秸秆做燃料，与使用普通燃煤相比，采暖季可减少排放二氧化碳 4600 公斤、二氧化硫 54.8 公斤、氮氧化物 7.3 公斤；而非采暖季，可减排二氧化碳 1100 公斤、二氧化硫 13.1 公斤、氮氧化物 1.7 公斤。

除了分散锅炉，在丰宁十七道沟村，家家户户更是使用上了生物质锅炉集中送来的“暖气”。“我们的集中供热参照了能源合同管理模式，进行供暖服务外包，实行炉具及管网建设、原料收储、燃料兑换、运行维护一条龙服务，保证户内温度不低于 18℃。”该村相关负责人说，采取上级补贴、群众自筹、企业垫资的办法，投资 200 余万元购置 6 吨和 4 吨生物质环保锅炉各一台，一用一备，保证取暖效果。

“这种锅炉具有清洁环保、安全高效的特点，热效率达 83%。”他算了一笔账：他们村共有 5.7 万平方米的供热面积，按燃煤计算，一个取暖季(5 个月)需要消耗燃煤 1500 吨(每吨 750 元)，附加运行费用 10.26 元/平方米，总费用为 171 万元，户均每平方米缴纳 30 元取暖费；使用生物质颗粒燃料，需要消耗 1875 吨，总费用 187.5 万元，户均每平方米取暖费为 32.89 元，如将 1500 吨的采伐剩余物进行兑换，可折抵取暖费 39 万元，最终农户每平方米实际支出 26.05 元，价格比用煤低 3.95 元。“通过这种运行模式，农户既得到实惠，又获得温暖，同时可减排二氧化碳 2790 吨、二氧化硫 36 吨、氮氧化物 4.41 吨，达到节能减排效果。”

探访：生物质燃料棒要普及，仍需过原料关

不过，记者在走访时却也发现，叫好的“绿色燃料棒”目前普及率却不高，平山县一家秸秆压块加工厂的负责人坦言，原料回收难是一个不容忽视的问题。“比如我们平山多为丘陵地带，很少有人主动将秸秆拿出来卖。究其原因，大家觉得卖秸秆不够划算。”他说，一般秸秆回收至少需要两个劳动力、一辆车。从收集、装车到运输，两个人每天可回收 1.5 吨，除去消耗的油钱，每人可分摊 100 多元，这基本也是外出打工一天的所得，然而劳动强度却太多了。所以农民对此兴趣不大，宁可每亩地花上六七十块钱进行秸秆还田。而人工费太高，也导致秸秆压块的成本增加。

“原料收储难度大，是制约生物质成型燃料产业规模的关键因素之一。”对此，河北天太生物质能源开发有限公司总经理杨小亮也分析说，一方面由于农作物机械化程度低，秸秆量多且较为分散，收集、装车、运输都需要人力才能完成；另一方面，由于秸秆随季节性产出，收购时间短，而储存周期长，不仅给收储运增加了难度，而且也提高了厂商的生产成本。

“生物质能源产业要发展，必须建立从原料收集、储藏、预处理到成型燃料生产、配送和应用的整个产业链的技术体系和产业模式。”对此，杨小亮说，只有产业化了，回收才会形成规模，成本也就自然会降低。

“每一种新能源在市场普及，都需要经历一个试用——技术升级——全面推广的过程。而在全面推广前，往往因为资金问题而停下了加速发展的脚步，这就需要政府引导、扶持这些新能源朝着更好的方向发展。”有专家就建议，首先，政府部门要加强原料资源管理，建立科学的原料收集运输

储藏和生产体系，实现生产加工与原料供应之间的合理衔接，鼓励生产企业和收运散户或农户建立战略合作关系，形成集约式原料收储运运行模式；其次，要在不同区域制定有条件的限煤禁煤措施，提高工业生产中、居民生活中生物质成型燃料的消费比例，培育发达、正常、稳定的生物质成型燃料市场；还有，构建结构优化、层次清晰、数量合理的标准体系，规范生物质成型燃料项目，使生物质成型燃料行业健康有序发展。“而这次政府的大力推广或许就是一个契机。”

展望：生物质资源全利用，全省可减煤 1400 万吨

“当前，煤炭、电、液化气等商品能源已经成为农村生活炊事采暖的主体能源。特别是燃煤占到耗能的 60% 以上。”河北省农业厅新能源办公室相关负责人介绍说，河北省农村人口多、居住分散，原煤散烧严重、大多数炉具没有除尘除硫装置、污染物直接排放，已成为大气污染的重要源头。“从数据上看，河北省农村每年消耗燃煤排放的污染物比所有电厂排放量总和还要多。”他举例说，河北省农村年耗煤约 4000 万吨，燃煤排放二氧化碳 7440 万吨、二氧化硫 40 万吨、粉尘 43 万吨，其中二氧化硫是所有电厂排放量的 1.45 倍、粉尘是所有电厂排放量的 5.4 倍。

他认为，解决农村分散采暖的问题，推广各种环保热源方式具有可持续性。“大部分农村并没有条件采用集中供暖方式，分散采暖仍是农村供热的主要方式，而要想根本上改变农村散烧煤污染问题，应该从源头抓起，普及推广各种环保热源替代工程等方面考虑。”

而且，他告诉记者，河北省是农业大省，秸秆、林业“三剩物”资源非常丰富。据测算，河北省年产各类秸秆近 6200 万吨，除去肥料化、饲料化、基料化等利用以外，尚有 1000 万吨秸秆可供开发使用，加上林业“三剩物”（采伐剩余物、造材剩余物、加工剩余物）可利用量 570 万吨，食用菌菌糠 130 万吨，还有部分地区的柠条、杂草资源等，全省可能源化利用的资源量约有 2000 万吨。“但 2013 年，秸秆能源化利用率只有 4.6%。”他说，也就是说，有 90% 以上的资源是被浪费的。“如将其全部能源化利用，可节约标煤 1000 万吨（减煤 1400 万吨），减排二氧化碳 2600 万吨、二氧化硫 20 万吨，减排效果相当可观。”他说，开展秸秆能源化利用，引导农民群众使用高效低排放炉具和秸秆成型燃料，可有效减少农村用煤量，减排二氧化碳和二氧化硫，大大降低 PM2.5 排放，改善大气环境质量，减少雾霾天气形成。同时，在实现减排的同时，还有利于提高农民生活品质。

燕赵都市网 2014-09-04

POET-DSM 美首家纤维素乙醇工厂竣工投产

荷兰皇家帝斯曼集团上周末宣布，其和美国 POET 公司的合资企业 POET-DSM 先进生物燃料有限公司位于美国爱荷华州埃米茨堡的第一家商业级纤维素乙醇工厂近日正式竣工投产，其可生产汽油的替代品，表明运用革命性创新技术将农业废弃物转化可再生燃料已成现实。

该项目名为“LIBERTY 项目”，其将废弃玉米芯、玉米叶、玉米壳和玉米秸秆等生物质转化成可再生燃料。工厂现已正式投产，正在将第一批生物质加工成纤维素乙醇，并将持续运营。在满负荷运转的情况下，工厂每天将处理 770 吨生物质，每年生产 2000 万加仑乙醇。后续产量将提高到每年 2500 万加仑。

“这具有历史性的意义，标志着我们正从化石能源时代走向可再生能源（生物基）时代。”帝斯曼首席执行官兼董事会主席谢白曼说。

POET 公司创始人兼执行主席 Jeff Broin 也表示，“有人将纤维素乙醇称为‘梦幻燃料’，但是，今天它已经变成了现实。通过提供新的能源，LIBERTY 项目将逐步改变我们的经济、环境和国家安全现状。”

业内人士指出，第一家商业级纤维素乙醇工厂的投产被视为具有历史意义的进步，表明利用作物废料生产纤维素乙醇可作为技术可行、且具有商业价值的汽油替代品。而达到商业化级别更标志着在北美和世界其他地区广泛采用生物质燃料具备了可能性。

在国内，就在一个多月前，龙力生物刚刚宣布收到《关于下达国家生物燃料乙醇财政补贴资金预算指标的通知》，公司将获得生物燃料乙醇财政补贴资金 3806 万元，补贴标准为 800 元/吨。至此，

国家关于纤维燃料乙醇的财政补贴政策正式落地，龙力生物也成为首家获得二代燃料乙醇国家财政扶持发展企业。（◎记者 陈其珏 ○编辑 龚维松）

上海证券报 2014-09-09

名列北京市高污染燃料，生物质成型燃料是清是油？

事情要从一份文件说起。

今年8月4日，北京市政府下发了《北京市高污染燃料禁燃区划定方案（试行）》，规定在市政府划定的禁止销售、使用高污染燃料的区域内的单位和个人要在市政府规定的期限内停用高污染燃料，改用电、天然气、液化石油气或其他清洁能源。

文件中规定的高污染燃料包括非车用的原（散）煤、煤矸石、粉煤、煤泥、水煤浆、型煤、燃料油（重油、渣油、重柴油等）、石油焦、油页岩、各种可燃废物和直接燃用的生物质燃料（树木、秸秆、锯末、稻壳、蔗渣等），以及除生物气化利用外其他加工成型的生物质燃料。

“像一盆冰水从头浇到尾，”在8月21日中国循环经济协会可再生能源专业委员会组织召开的“生物质成型燃料环境影响研讨会”上，一位来自广州一家生物质燃料企业的副总说，“虽然远在广州，但北京是首都，对其他地方有示范作用。北京市可以不用生物质燃料，但不能给它扣个高污染的帽子，一下把这个行业打死。”

政策打架

生物质是通过光合作用生成的各种有机物，包括农林生产过程中除粮食、果实以外的秸秆、农产品加工下脚料、农林废弃物等。在一定的温度和压力下将农林生物质压制而成的棒状、块状或颗粒状的成型燃料就叫生物质成型燃料，不仅能为家庭提供炊事、取暖用能，也可以作为工业锅炉和电厂的燃料，替代煤、天然气、燃料油等化石能源。

生物质成型燃料在欧盟、美国等地都有完善的技术、产业体系和标准规范。我国《可再生能源中长期发展规划》明确把生物质成型燃料作为发展目标之一，规定到2020年生物质固体成型燃料年利用量将达到5000万吨。环保部办公厅2009年8月《关于生物质成型燃料有关问题的复函》中明确“生物质成型燃料可有效改善农林废弃物的燃烧性能，其硫、氮和灰份含量较低，在配套的专用燃烧设备上应用，可实现清洁、高效燃烧，产生的二氧化硫、氮氧化物和烟尘较少，不属于高污染燃料”。

在《北京市“十二五”时期能源发展建设规划》和《北京市“十二五”时期新能源和可再生能源发展规划》中，也都将生物质成型燃料列为新能源和可再生能源，并设定了到2015年新增生物质燃料利用量10万吨的目标。

既然已经有上述一系列相关政策支持，为何北京市将生物质成型燃料列入高污染燃料？农业部农业生态与资源保护总站可再生能源处处长李景明认为：“北京作为首都，承受着很大的环保压力，同时它可以从全国调配资源，用气用电都没有问题。但在其他地区，就说京津冀治霾的问题，天津河北都做不到，不管有没有资源，首先经济就承受不了。”

另一个原因是生物质成型燃料在使用过程中，确实存在排放不达标的问题。目前，我国生物质成型燃料产业已在广东、浙江、上海等沿海发达地区初具规模。总体来看，由于行业门槛低，企业规模还是倾向于小公司、作坊式生产，使用排放不达标的小锅炉、掺烧其他不合格燃料等现象时有发生。上述广州企业领导就坦言，广东省现在生物质锅炉有2000多台，燃料来源丰富且复杂，有些成型燃料不是纯的农林剩余物，掺杂了一些废旧家具、建筑模板、垃圾等。中国环境科学研究院大气污染控制技术中心副主任张凡也认为，在北京要想烧生物质成型燃料有两个问题，一是来源是否稳定，二是小炉子排放能否达标。

并非无解

但这个问题并非没有办法解决。中国投资协会能源发展研究中心常务副理事长庄会永介绍，如果配合使用合格高效的生物质成型燃料锅炉，其排放二氧化硫浓度比天然气还低，安装除尘设施后

锅炉烟尘、氮氧化物排放达到轻油排放标准，以林业剩余物为主的成型燃料，锅炉大气污染物排放可达到天然气标准。

目前行业内已有部分企业生产的木质颗粒燃料直接出口日本和韩国，产品质量指标经过 SGS 通标标准技术服务有限公司（瑞士 SGS 集团和中国标准技术开发公司共同建成于 1991 年的合资公司）的检测。广州迪森集团从 2008 年开始从事生物质供热业务，现在已有 100 多台大的锅炉在运，一年消耗生物质成型颗粒 50 万吨，“我们的成型燃料要用专用设备去烧，燃料从源头都有标准，每个区都要拍照、录像，到了储料仓以全部密闭，经过后期除尘处理后排放完全能够达标，有些甚至优于天然气排放标准。”迪森集团副总裁张志杰告诉记者。

示范先行

国家能源局 2012 年印发的《生物质能发展“十二五”规划》指出，到 2015 年，年供热消耗生物质燃料 10 万吨以上的城市达到 50 个，平均每个城市生物质供热总供热面积达到 100 万平方米以上，相应每个城市平均每年替代化石能源 5 万吨标准煤。全国生物质供热总供热面积达到 5000 万平方米，相应年替代化石能源 250 万吨标准煤。

今年六月，国家能源局又联合环保部下发了《关于开展生物质成型燃料锅炉供热示范项目建设的通知》，拟在全国范围内，特别是京津冀鲁、长三角、珠三角等大气污染防治形势严峻、压减煤炭消费任务较重的地区，建设 120 个生物质成型燃料锅炉供热示范项目。

上述广州企业领导告诉记者，“广东省最早是鼓励生物质成型燃料的，后来发现这个行业比较乱就停了。但现在经过调研后感到天然气不可能完全替代燃煤，资源量有限，如果硬性规定企业全部烧天然气也不符合国情，所以广东省现在非常支持国家的示范项目，希望通过示范为行业指出一条明路。同时也在制定生物质成型燃料和生物质专用锅炉的地方标准。”

李景明认为，不应该把燃料本身作为一个限制的对象，应该建立非常严格、完整的一套排放标准，“这也是我们农业部在制定标准过程中坚持的一个原则，否则会打击一大片，甚至限制科技创新和进步。”他建议，能否把北京市文件中高污染燃料定义的最后一句由“以及除生物气化利用外其他加工成型的生物质燃料”改为“凡一切达不到国家和北京市排放标准的燃料都属于高污染燃料”，这样既可以将排放不达标的小锅炉排除在外，也不会损害真正环保达标的成型燃料。

与会专家和企业代表也表示，希望相关部门出台更加完整的生物质成型燃料排放标准和产业标准，包括产品和机械标准，特别是针对燃料锅炉和工程建设的标准，使得企业能有所依据，达到规范处理、合格排放。

中国能源报 2014-09-10

生物质废弃物转变成能源面临新机遇

交通运输业采用可再生能源是减少温室气体排放量、降低对化石燃料的依赖性以及规避油价攀升影响的重要途径。

在过去 10 年中，人们关注的重点是从谷物饲料（如小麦、玉米和大豆）生产的“第一代”生物燃料、生物乙醇和生物柴油。然而，由于随之产生的经济、社会和环境负面影响令人不得不采取谨慎的态度，进而使得液体生物燃料市场一直发展缓慢。

引发担忧的另一个关键因素是，如果将谷物生产从粮食供给转向发展交通生物燃料，可能造成食品价格的上涨，粮食作物供应的减少，这在发展中国家尤为明显。

为了拓展全球生物燃料市场，发展可持续性的生物燃料势在必行。采用非食品原料的“第二代”生物燃料（如纤维素和生物质废弃物），通过先进的生产技术可以满足人们的需求。目前，利用生物质废弃物制造的气体生物燃料，创造了新的机遇，使全球生物燃料市场更加多样化，发展更具动力。

英国如今正引领着一项创新活动——开发生物甲烷，并将其作为卡车和公共汽车的一种环境可持续生物燃料。生物甲烷是天然气的可再生能源形式，适用于驱动天然气车辆。生物甲烷可以从不同的生物质废弃物中生产，其中包括食物残渣、农业和农场动物粪便、酒厂废水和污水。

在英国，正使用厌氧分解法来生产生物甲烷，这是从废弃物中生产能源最为成熟和具备商业可行性的技术之一。此技术包括在封闭容器缺氧的环境下，可降解物质被微生物降解，从而产生生物甲烷。制造出的生物甲烷经过净化、液化或者压缩，最后作为车用燃料出售。厌氧分解过程的两种副产品分别是作为有机肥料出售的营养丰富的沼渣沼液和出售给软饮料公司的碳酸气。

作为汽车燃料的生物甲烷在英国被公认为是降低重型车辆环境影响的最具成本效益的途径之一。与制造柴油相比，生产生物甲烷所产生的二氧化碳排放量降低了 70% 以上。而与柴油相比，作为汽车燃料的生物甲烷所释放的细颗粒物（PM10）和黑碳排放量减少了 90%。

车辆运营商转而使用生物甲烷，可以让燃料成本降低，从而获得经济利益。在英国，许多物流公司、食品零售商和巴士公司都已经改用以生物甲烷驱动的天然气车辆。

发展作为重型车辆替代燃料的生物甲烷同样能够给发展中的中国带来许多益处。中国的天然气汽车市场日益增长，可以考虑利用生物甲烷作为低碳的汽车燃料，降低对进口液化天然气的依赖性。发展生物甲烷，还可以补充中国现有的液体生物燃料市场，并有助于实现国家的生物燃料和可再生能源目标。

将生物质废弃物转变成为能源，不仅可以创造一个蓬勃发展的气态生物燃料市场，还可以创造一个蓬勃发展的有机肥料市场、可供国内使用或出口用的工业气体二氧化碳市场。

目前，中国城市人口增长和经济发展正带来垃圾规模的显著增长。垃圾填埋场作为垃圾主要处理方式，在许多地区已经达到其容量上限，这对垃圾处理构成了挑战。

采用厌氧分解法生产生物甲烷，可以成为解决不断升级的垃圾处理问题的一个环境可持续方案。填埋有机垃圾所产生的温室气体甲烷，一旦排放到大气中，其危害要比二氧化碳大 23 倍。收集甲烷并使之转变成运输燃料，将有助于中国缓解气候变化带来的影响，同时产生可再生能源。中国各大城市所产生的垃圾中，占很高比例的有机垃圾可以为生产生物甲烷提供大量的原料。这有助于减少进口化石燃料、提高经济效益、确保国家能源安全。大货车在中国各地运送货物，不仅大量消耗柴油，还导致许多城市的二氧化碳和空气污染物排放量增加。采用生物甲烷，有助于降低交通运输中的污染排放量，从而改善空气质量和保护公众健康，并控制碳排放量。

英国在建设和运营厌氧分解厂、提供生物甲烷生产专业技术方面可以为中国提供借鉴和帮助。英国汽车工业可以提供符合“欧 6”排放限制的重型燃气发动机方面的专业技术。与英国建立合作伙伴关系有助于中国发展生物甲烷车用燃料市场，并带来环境、经济和社会方面的诸多效益。将生物质废弃物转变为能源是一个不容错过的机遇。

（格洛丽亚·埃斯波西托 低碳汽车合作伙伴项目负责人）

中国能源报 2014-09-10

巴西争夺生物燃料领域先机

近年来，巴西政府把发展生物燃料（主要包括生物乙醇和生物柴油）作为科技创新优先发展领域，将其作为解决能源问题的一条重要途径。如今，巴西已经成为全球第一大乙醇燃料生产国和出口国，在基础研究和产业开发方面取得的成绩越来越受到世界瞩目。

40 年发展史 技术成熟可靠

20 世纪 70 年代以前，由于当时巴西探明的原油储量不足，巴西基本上依赖石油进口。在经历过 1973 年和 1975 年两次石油危机的洗礼后，巴西政府开始积极探索可再生能源的开发利用。由于巴西气候和地理环境非常适合种植甘蔗，于是政府大力推动甘蔗种植和乙醇生产，启动了一系列鼓励刺激措施。1975 年，巴西宣布实施国家乙醇计划，鼓励利用甘蔗生产乙醇以替代石油，拉开了发展甘蔗乙醇的序幕。

在政府扶持下，巴西石油公司、圣保罗州蔗糖技术中心等机构一直在开展致力于提高乙醇生产效率的项目，包括研究各种甘蔗的基因及萃取技术。20 世纪 80 年代中期，乙醇燃料的利用在巴西达到一个高峰，当时巴西每年生产的 80 万辆汽车中，四分之三以上使用乙醇燃料发动机，巴西也成

为第一个完成乙醇工业化的国家。

然而，好景不长。1986年开始，随着国际油价稳定和糖价暴涨及政府更迭等因素的影响下，巴西燃料乙醇的发展遭受了重大打击。巴西的甘蔗加工厂抛弃提炼乙醇转为直接生产蔗糖，导致乙醇产量急剧萎缩。加油站的乙醇供应也随之断档，烧乙醇的汽车变成了一堆废铁，其销售量占全国汽车销售量的比重也一下子跌到不足1%。

但是，巴西科学家们未雨绸缪，在那对燃料乙醇无人问津的年代还是一如既往地致力于提高燃料乙醇生产效率的研究。进入21世纪后，巴西乙醇的生产效率翻了3番，生产成本也从每升0.6美元降至0.2美元左右，加之同期国际油价持续走高，乙醇燃料在巴西的再度推广在经济上变得可行。

经过40多年的不断改进，巴西乙醇车的整体生产技术目前已相当成熟。巴西产的双燃料车在功率、动力和提速性能、行驶速度及装载量等方面均可达到同类型传统汽油车的水平。目前，巴西有100多家专门生产乙醇的工厂，国内加油站提供100%燃料乙醇，是世界上唯一在全国范围内不供应纯汽油的国家。

多管齐下 推动产业国际化

在大力发展国内乙醇产业的同时，巴西近年来还积极推动乙醇产业的国际化。

一是大力开展全球范围内的招商引资，以解决国内资金短缺的难题。不少国外企业也看好巴西乙醇的市场潜力，通过收购股份、合作经营、新设厂房等方式不断增加对巴西的投资。

法国是最早进入到巴西乙醇产业的国家。法国食糖及乙醇生产企业太雷奥斯（TEREOS）集团自2000年起就开始对巴西进行投资，目前已成为巴西国内大型乙醇生产商之一。日本的三井、三菱等综合商社也积极推进与巴西国营企业的大型合作项目。据估计，巴西引进的外商投资从2006年的22亿美元，增至2012年的90亿美元。外国企业生产的乙醇所占比重也由2007年的6%增至2012年的26%。

二是不断扩大乙醇出口。目前，巴西乙醇的出口规模仅为总生产量的20%。随着国内市场日益饱和，扩大出口成为巴西进一步发展乙醇计划的重要一环。为主导乙醇国际市场、扩大巴西在能源领域的影响力，巴西与美国合作设立了美洲乙醇委员会，通过美洲开发银行、美洲机构等奖励在中美及加勒比海地区使用乙醇。巴西与日本国际合作银行达成协议，计划引资13亿美元，用于乙醇生产技术的开发及工厂的设立。与此同时，巴西政府对乙醇产业建立了认证制度，通过设定严格的生物燃料标准以确保燃料乙醇和生物柴油在市场上的规范化使用。

根据巴西农业部的统计数据，巴西全国有8.5亿公顷土地，其中4.44亿公顷可用于农业生产，而目前甘蔗和大豆的种植面积只占可耕地的5%，巴西生物燃料的发展空间巨大。（记者 邓国庆）

新民网 2014-09-11

吉林发展生物质经济

吉林省是农林生物质大省，资源优势明显，产业基础和技术条件较好。早在2004年，我省就开始研究玉米经济，提出了原料、材料和能源三大发展方向。2012年，我省瞄准资源战略替代，又着手研究利用非粮生物质资源，推进生物化工材料和生物质能源产业高端化发展，编制了《生物质资源高端化利用产业发展规划》。2013年，省政府报国家发改委申请批复规划，在全国先行试点示范，给予必要的政策支持。

去年，石元春院士提出在吉林省发展生物质经济的设想，省发改委高度重视这一理念，相关同志都认真学习了石元春院士的论著《决胜生物质》。应当说，从生物质资源综合利用到高端化利用是我们追求的提升，从玉米经济到生物质经济发展理念的转变是我们认识的跨越。

我们认为，生物质经济是以生物质产业为核心，横跨农业、工业和服务业三大产业，是实现绿色、低碳和可持续发展的经济形态，事关农业生产方式，传统原材料和能源工业的变革，在省发改委的积极谋划和推动下，今年初，省政府印发了《吉林省发展生物质经济实施方案》（吉政发【2014】2号），明确提出以生物质能源替代化石能源、生物基产品替代石油基产品、非粮生物质替代粮食资

源等“三个替代”为主线，重点发展生物基化工和生物质能源两大产业，建立健全生物质原料收储、生产制造、市场消费、技术创新、政策扶持等五大支撑体系，实施秸秆制糖、聚乳酸、化工醇、纤维素乙醇、生物天然气等十大工程，这一发展思路的提出，既是我省追求绿色发展、创新发展的具体体现，也凝聚了在座各位专家、企业家的智慧和心血。

目前，我省已掌握秸秆制糖、秸秆糖制 1-乳酸、聚乳酸、聚乳酸制品、生物天然气、纤维素丁醇、糖醛渣制乙二醇等自主知识产权的核心技术，在很多领域都达到国内领先水平。

长春大成秸秆糖制 1-乳酸小试装置、3000 吨异山梨醇中试线获得成功，世界上首条年产 5 万吨秸秆糖生产装置将竣工投产；中粮 3 万吨聚乳酸项目已进入核准程序；吉林合润 2.5 万吨聚乳酸可降解制品项目已竣工投产；长春必可成等聚乳酸制品项目已开工建设；山西金晖 pbat 改性材料、台湾清扬科技生物降解材料等项目也即将落位，长春市经济技术开发区已初步形成了从聚乳酸原料到制品的产业链和产业集群，世界上首条年产 12 万吨生物法环氧乙烷装置在吉林众鑫化工试车；辽源、桦甸利用畜禽粪便生产生物天然气项目已开工建设、北京昊海天际生物天然气成套装备项目已落户公主岭；延边天桥岭颗粒燃料/热/电多联示范项目建成后可达到国际先进水平。这些技术的突破和项目的实施将为我省发展生物质经济打下坚实基础。

一年来，我省在谋划思路、推进项目的同时，也积极研究相关政策措施。在全省合并和削减专项资金的背景下，省政府新增设了生物质产业发展专项资金，以投资补助、事后奖补、股权投资等方式支持生物质产业集群和上下游产业链配套发展。

为了加快推进生态文明建设，创造绿色材料的市场需求，今年，省政府发布了“禁塑令”（第 244 号令），自 2015 年 1 月 1 日起，在全省范围内禁止生产销售和提供一次性不可降解塑料购物袋、塑料餐具，这全国具有开创性，下一步根据需要，我省还将进一步扩大禁塑范围。围绕贯彻“禁塑令”，我省制定了聚乳酸制品技术标准、实施意见、市场监管细则等一系列配套政策措施，保障禁塑工作的顺利实施。

国家也高度重视和支持我省生物质经济发展，国家发改委对我省生物质资源高端化利用产业发展规划给予了充分肯定，已委托中咨公司完成规划评估论证，有望年内获得国家批复，同意我省先试先行，享受相关政策。我省申报长春市成为国家生物基材料制品应用示范区域争取国家生物基材料专项，也得到了国家支持。8 月 8 日，国务院发布的《关于近期支持东北振兴若干重大政策举措的意见》中明确提出了“鼓励吉林开展非粮生物质资源高端化利用”这一系列政策措施，逐步形成了“洼地”效应，在吸引项目、技术、资金和智力等资源方面，发挥了重要作用。

当今世界，正孕育着以生物质经济为代表的产业革命；当今中国，正面临着全面深化改革和经济社会整体转型。生物质经济作为农业、工业和服务业融合发展的有效载体，既是生态文明条件下的生产力创新发展，也是在深化改革背景下生产关系的不断变革。按我省生物资源总量保守测算，工业转化 2600 万吨秸秆，可替代玉米 1300 万吨，相当于再造一个“大粮仓”；西部盐碱地 1453 万亩种植甜高粱，可产出 480 万吨乙醇，相当于再造一个西部“绿色油田”；收集利用禽畜粪便 6000 万吨，可生产 100 亿立方米生物天然气，相当于再造一个“绿色气田”。应该说，在农林生物质资源较为丰富的吉林省，生物质经济发展的空间极为广阔，我们不但看到了希望，更应该用实际行动把握好绿色发展的明天！

下一步，结合新一轮东北振兴和“十三五”规划编制，我省要抓住当前有利的发展机遇，坚持积极开发利用非核生物资源和适度扩大玉米加工量“两条腿”走路，切实搞好生物质资源高端化利用试点示范，全面推进生物质经济“十大工程”，进一步突出生物质资源多联产、集群化和高端化利用，打通与重要产业的战略关联。

一是认真抓好以秸秆为代表的生物质资源收储运体系嫁女，研究制定相关扶持政策，探索有效商业模式，着力构建原料生产、收集、储运供应链，形成运转高效和保障有力的原料保障体系。

二是整合省内外研发资源，高起点建设生物化工、生物质能源研发与技术转移平台，针对生物质资源尤其是木质纤维素原料预处理、酶解、发酵等关键环节的技术瓶颈，开发低成本、高转化效率、低能耗、绿色环保的集成技术，通过中试研究和集成创新，优化工艺路线，突破一批关键技术

瓶颈，形成一批技术先进、经济可行的工程成套技术，为产业发展提供技术支撑。

三是加快推进秸秆制糖、纤维素乙醇及丁醇、聚乳酸及制品、生物化工醇、生物环氧乙烷、生物天然气等重大工程项目建设，统筹重大生产力布局，谋划和推进一批重点园区建设，进一步延伸产业链条，促进生物质产业相对聚焦发展。

四是进一步开拓省内外生物基产品消费市场，引导绿色消费，树立人人有责任有义务使用绿色环保生物基材料和可再生能源的市场氛围。当前，重点开发市场推广难度较大的燃料乙醇、生物柴油和聚乳酸系列制品的消费市场，特别是开展高掺混比例和灵活燃料汽车研究，扩大燃料乙醇市场，延伸乙醇加工产业链，生产生物基化学品。同时，支持生物天然气进入城市、大型城镇天然气管网和车用加气站。

生物质经济是一个全新的领域，吉林省有幸先行先试，得益于在座各位专家和企业家的的大力支持，我们愿意在这片黑土地上“决胜生物质”！为此，我们真诚欢迎大家能为吉林省发展生物质经济建言献策、投资兴业，携手并肩，共迎生物质经济大发展的美好春天！

吉林日报 2014-09-11

治污还应大力发展生物质供热

为执行国务院《大气污染防治行动计划》，《京津冀及周边地区落实大气污染防治行动计划实施细则》（环发[2014]104号）提出，到2017年，北京燃煤总量比2012年削减1300万吨，天津净削减1000万吨，河北净削减4000万吨，山东净削减2000万吨。

生物质供热是世界最主要的分布式供热方式，是经济的清洁可再生能源供热类型，在我国经历10年发展，产业链已经成熟，其应为京津冀地区压煤、供热做出重要贡献。

2013年，北京大东流苗圃建成北京首个生物质供热项目。该项目位于北京市昌平区小汤山镇，是北方国家级林木种苗示范基地，全国仅有的两个国家级苗圃之一。由于苗圃负有保存和繁育各种珍稀苗木的责任，为了满足温室的供暖需求，苗圃使用过各种采暖方法，燃煤、地热水、燃油锅炉、地源热泵等方式。

2005年以前，苗圃使用两台6吨燃油锅炉供暖，每年耗用柴油600多吨，仅供2万平米的温室，费用在400万左右。2005年温室增加到3万平米，苗圃采用了地源热泵为主、燃油锅炉为辅的供热方式，每年支出电费200多万元，燃油费110多万元。2012年苗圃的温室面积增加到5.8万平米，如果沿用过去的供热方式每年的供热费将高达1000多万，必须寻找新出路，经过几番考查、验证，最后苗圃采用了生物质供暖的方案。

2013-2014供暖季，生物质燃料供暖完全满足了苗圃5.8万平米的温室供暖，另有办公室、职工公寓、食堂总计4000平米的供暖也达到要求。整个供暖季总共消耗燃料2600吨，加上人工和维保费用，总计供暖支出320万元，与上年度相比，供暖运行费用节约超过60%。并且由于供暖面积扩大，苗圃的产出大幅提高。

经过专业机构检测，大东流苗圃生物质供暖烟气中的SO₂、颗粒物、NO_x等主要污染排放物浓度接近天然气排放标准，完全达到大气污染排放指标要求。

生物质供热的烟尘、SO₂、NO_x排放浓度分别小于30mg/m³、50mg/m³、200mg/m³，非常接近天然气的排放标准，对应为20mg/m³、50mg/m³、200mg/m³。随着科技水平的提高，生物质成型燃料锅炉污染物排放将很快完全达到天然气水平。综合而言，“煤改生物质”是比“煤改气”更现实可行的供热方式。

鉴于大气污染的严峻形势，国家主管部门已决定大范围推广生物质供热。

今年6月由国家能源局和环保部联合颁发了《关于开展生物质成型燃料锅炉供热示范项目建设的通知》（国能新能[2014]295号），鼓励发展生物质供热替代中小燃煤锅炉。并计划2015年底前重点在京津冀鲁、长三角、珠三角等大气污染防治形势严峻、压减煤炭消费任务较重的地区，投资50亿元，建设一批生物质供热示范项目。

同时，国家发改委、能源局和环保部联合印发的《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知（发改能源[2014]506号）》也计划到2017年生物质成型燃料全国年利用量超过1500万吨。

去年底，首届生物质能供热高峰论坛在广州召开。国家能源局、环保部、农业部、国家林业总局和部分省市领导、行业协会、高校和科研机构专家、美国能源基金会研究人员，以及生物质企业负责人共计近二百人出席。会议研讨了生物质能供热的发展形势、发展思路、发展目标、技术路线等，交流了项目建设和管理运行经验，分析了推动产业发展的有关措施，达成了如下重要共识：

生物质能供热是具有较强竞争力的工业清洁供热方式。其能显著提高能源利用效率，与天然气、轻油供热相比具有明显的成本优势，宜成为工业清洁能源供热方式的优先选择。特别是在京津冀鲁、长三角、珠三角等大气污染防治任务较重地区以及燃煤消费控制的重点城市，具有广阔的应用前景。

生物质能供热（主要包括热电联产、成型燃料锅炉供热等）是破解县城清洁供热难题的有效途径。项目规模不大，特别适合于县城民用集中供热。实践表明，以生物质热电联产较大规模集中供热为主、小规模生物质成型燃料锅炉集中供热为辅的县城清洁供热模式，完全能够满足县城民用集中供热需求，是未来值得推广的重要方向。

北京大东流苗圃的供暖历程，已揭示出在“压煤”的形势下，“煤改生物质”比“煤改气”具有的多重优势。根据统计，北京园林绿化每年产生的林木废弃物就多达300万吨，每年花巨资进行环保处理。如果用于生产生物质成型燃料，则是一举多得。加上北京的农业废弃物、森林“三剩物”和周边农林废弃物，生物质资源完全可以保障北京市实现压煤的燃料替代任务，尤其是其中小锅炉供热部分的用煤。

在经济效益、多重环保效益和社会效益的支撑下，生物质供热必定凭借综合优势成为替代北京燃煤供热的主力军，为北京的压煤和克霾做出重要贡献。

（作者洪浩系全国工商联新能源商会副会长）

中国能源报 2014-09-10

2013年欧盟交通行业可再生生物质燃料消费负增长

根据欧盟可再生能源观察站（EurObserv'ER）公布的数据，欧盟交通行业可再生生物质燃料消费增速在连续几年逐年下降的情况下，2013年首次出现负增长。

从2012年的1460万吨等值石油（Tep）下降到2013年的1360万吨等值石油，下降6.8%。需要特别指出的是，欧盟2020交通能源战略确定的目标，即到2020年，欧盟各成员国交通行业可再生生物质燃料消费比例必须达到一次性燃料总消费的10%。

但总体上，截止2013年，欧盟成员国交通可再生生物质燃料消费平均占比仅为4.7%，欧委会强调，如果欧盟及成员国不采取新的行动举措，将很难实现预期目标。

作为欧盟前5个交通可再生生物质燃料消费大国，2013年，德国消费下降9.2%，达276.8万Tep；法国消费基本持平，达268.7万Tep；意大利消费下降8.8%，达122万Tep；英国消费上升14.5%，达101.5万Tep；和西班牙消费下降52.5%，达99.7万Tep。欧盟可再生生物质燃料消费下降的最主要原因，仍然是较昂贵的成本价格。

欧盟交通可再生生物质燃料主要由三大部分组成：生物柴油（Biodiesel），2013年占比为79%；生物乙醇（Bioethanol），2013年占比为19.9%；其它为生物质燃气等，占比为1.1%。

近年来，第一代生物质燃料，由于存在同粮食安全争地争水，包括作为可再生能源的碳汇效率等问题，在欧盟及其成员国引发激烈争论，一定程度上已影响到欧盟生物质燃料消费的继续上升。

中国生物技术信息网 2014-09-12

太阳能

能源局发文加快培育分布式光伏发电应用示范区

国家能源局正式下发《关于加快培育分布式光伏发电应用示范区有关要求的通知》

国能新能[2014]410号

各省（区、市）发展改革委（能源局）、新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、水电水利规划设计总院：

为加快落实国务院稳增长、促改革、调结构、惠民生有关政策，决定在已有分布式光伏发电应用示范区建设工作基础上培育一批分布式光伏发电示范区，进一步加大分布式光伏的推进力度。现将有关工作和要求通知如下：

一、根据发展条件选择示范区。各地根据本地分布式光伏发电规划和布局，结合已有国家示范区及本省（区、市）培育的重点示范区，选择若干具有一定规模的区域纳入今明两年培育重点，编制重点培育示范区建设方案。各示范区在优先发展屋顶光伏同时，可就近开发就地消纳的小型光伏电站（接入电压等级不超过35千伏，容量不超过2万千瓦）。

二、加强已有示范区的建设工作。请各相关省（区、市）能源主管部门认真落实《国家能源局关于开展分布式光伏发电应用示范区建设的通知》（国能新能[2013]296号）要求，进一步推进已批复分布式光伏发电示范区建设。对于2014年9月底前未开工建设，或年底建成规模低于2万千瓦的示范区，取消其示范区称号。

三、示范区应加强统筹协调。示范区应成立相关协调机制，统筹规划管理示范区屋顶资源，制定协调开发企业与电力用户（建筑业主）关系的相关政策，明确光伏建筑标准规范，协调推动项目备案和电网接入手续，鼓励统一开展项目建设运行维护和建筑管理。鼓励将建筑光伏发电应用纳入节能减排考核及奖惩制度，在已试行节能量交易和碳减排交易的地区，有关项目可参加交易活动。

四、探索专业化的服务模式。鼓励示范区成立由园区管委会、投资方与电网企业共同参与管理的专业运维公司，统一负责辖区内所有分布式光伏项目的电费结算和建设服务。鼓励示范区分布式光伏发电项目按照统一标准规范开展项目设计、施工、建设、管理及运营服务，推动形成专业化服务能力。

五、创新分布式光伏发电示范区建设。在加快推进示范区建设中，重点开展商业模式、投融资模式创新。探索分布式光伏发电区域电力交易试点、适应新能源发展的发配电一体化智能配电网试点、金融模式创新试点等。国家能源局将加大上述示范区相关问题的协调支持力度。

请按照上述要求，加快培育若干分布式光伏发电应用示范区，可根据自身条件确立培育重点。各示范区应编制实施方案于9月30日前向国家能源局备案，按季度将进展情况报告国家能源局。

中国能源报 2014-09-10

科华恒盛首座分布式光伏电站项目并网发电

由国内智慧电能领导者——厦门科华恒盛股份有限公司（以下简称“科华恒盛”）自主投资、设计建设和运营管理的佛山禅城首座分布式光伏电站，于近日顺利通过供电局验收，成功实现并网发电。源源不断的绿色电力进入配电网，为华南电源科技创新园区企业提供清洁能源。

佛山禅城首座分布式光伏电站是由科华恒盛自主投资、设计建设和运营管理，整个光伏电站由8800块电池板组成，铺设在禅西经济区华南电源科技园的18栋建筑屋顶上，系统采用了科华恒盛自主研发生产的光伏逆变器、汇流箱、智能配电柜、低压变压器和智能监控系统等产品。为实现节能减排的目的，科华恒盛在此项目中应用了多种节能技术和方案，包括分布式光伏发电自发自用余量上网、微网储能发电、电能质量能耗管理、风光互补LED路灯、工业和商业智能用电节能等先进技术和方案。据悉，该项目装机容量2.2MW，每年发电量超过220万度，每年可减排标煤704吨、

二氧化碳 1830 吨、二氧化硫 20 吨，具有很好的经济效益和社会效益。

该项目是继科华恒盛在华南电源科技创新园购入整栋厂房，作为科华恒盛的华南总部之后，在华南探索分布式光伏电站的第一步。科华恒盛将借助佛山的光伏政策和屋顶资源，利用上市公司的融资平台优势，继续加大投资力度，在 2015 年内完成光伏项目总投资 4.5 亿元，总装机容量 50MW。

近年来，佛山政府大力推动城市产业升级，非常重视和支持新兴产业的发展，从政策、融资等各方面都给予了大力的支持，这促使科华恒盛最终决定将华南区域运营中心落户禅城，借助佛山的产业政策和区位优势，大力发展包括光伏新能源、数据中心、轨道交通、高端电源等业务。

作为国内领先的光伏风电新能源解决方案及节能服务提供商，科华恒盛凭借在电源领域 20 多年的经验积累，以及在新能源领域节能技术和应用方面，大胆创新和尝试。近年来，科华恒盛在以应用为导向的“智慧电能”战略布局下，围绕新能源业务，充分发挥科华恒盛在电力变换和智能监控的核心技术，积极实施“智慧电能”战略，推进新能源的广泛应用，为传统电源行业的转型探索出新的发展空间。此次科华恒盛在华南电源创新科技园屋顶分布式光伏发电项目，作为分布式工业示范园区运营模式示范点，将为科华恒盛智慧电能战略的落实，以及未来新能源领域的市场开拓奠定良好的发展基础。

山西新闻网 2014-09-11

聚焦世界首个集风光储电于一体的新能源综合示范工程

中共中央总书记、国家主席习近平在中央财经领导小组第六次会议上讲话指出，经过长期发展，我国已成为世界上最大的能源生产国和消费国，形成了煤炭、电力、石油、天然气、新能源、可再生能源全面发展的能源供给体系。

据英国 BP（英国石油集团公司）《2014 年世界能源统计年鉴》显示，2013 年中国太阳能发电累计装机容量为 18300 兆瓦，比 2012 年增加 161.4%，占世界太阳能发电装机的 13.1%。同期，中国风电累计装机容量为 91460 兆瓦，比 2012 年增加 21.3%，占世界风电装机的 28.6%。

中国正在从国家发展和安全的战略高度，寻找顺应能源大势之道。而积极推进风力发电、光伏发电和储能发电建设，实现发电、输电、用电友好互动，则是其中重要举措。作为中国在新能源领域自主实践和科学作为的标志性创新成果，国家风光储示范工程是世界上第一个集风力发电、光伏发电、储能系统、智能输电于一体的新能源综合示范工程。该工程地处河北张家口市，是财政部、科技部、国家能源局及国家电网公司联合推出的“金太阳示范工程”首个重点项目、国家科技支撑计划重大项目、河北省重点产业支撑项目，同时也是国家电网公司坚强智能电网首批试点工程。

在国家电网公司、冀北电力有限公司、风光储公司三级管理体制下，该工程肩负着破解大规模可再生能源接入电网瓶颈的伟大使命，以“技术先进性、科技创新性、经济合理性、项目示范性”为主要特点，实现了风力发电、光伏发电、储能发电、“风+光”发电、“光+储”发电、“风+储”发电、“风+光+储”发电等 7 种运行模式，初步解决了单一的风力发电、光伏发电难预测、难控制、难调度的技术问题，将不稳定的间歇性、波动性电能变换成接近常规火电的绿色能源，破解了大规模新能源并网技术的世界性难题。

该工程目前已全面进入二期扩建阶段：规划建设风电 40 万千瓦、光伏 6 万千瓦、储能 5 万千瓦，计划投资约为 62 亿元人民币，将在“建设规模扩展”和“软实力提升”上展开更具标准与典范的战略攻坚。

截至目前，风、光、储多组态联合运行模式已累计输出平稳可控绿色电能超过 7.7 亿千瓦时。项目最终建成后，将每年向电网提供约 12.5 亿千瓦时优质、可靠、稳定绿色电能，年产值将达到 7 亿元左右，节约标准煤 42 万吨，减少二氧化碳排量 90 万吨。（中国产业报协会走基层报道组 马良石向奎 摄影报道）

中国产经新闻报 2014-09-11

2014 上半年美国光伏装机和发电量激增

根据美国能源情报署(EIA)数据,截至 2014 年六月,新的太阳能安装项目较去年同期增长 66.5%,但是这一阶段所有能源类型新增总产量较去年下滑 40%。

EIA 最新的《月度电力》报告记录,今年上半年 1021MW 的新公共事业规模光伏以及 125MW 的新太阳能热光伏。这一光伏数字较 2013 年上半年实现的 688MW 提高近 50%。

新增光伏几乎是风能的两倍,看到风能截至六月新增 675MW 安装量,但这几乎是其去年看到的 329MW 的两倍。

新发电量的大幅减少来自煤炭,今年迄今从去年的 1508MW 降至零,并且天然气,今年从去年的 4500MW 降至 2319MW,但是其仍全面领先新增发电量。

根据 EIA,今年上半年建设的约四分之三的新太阳能产量位于加州,包括 First Solar 巨型 Topaz 和 Desert Sunlight 光伏发电项目。位于亚利桑那州、内华达州和马萨诸塞州的电站构成 2014 年上半年剩余太阳能安装项目的大多数。

反映安装量的上涨,太阳能发电量在 2014 年上半年也强劲,年同比上涨 115%,从 395.6 万 MWh 飙升至 853.5 万 MWh。

独立发电商占其中大部分——772.7 万 MWh,较 333.4 万 MWh 大幅提高——而公共部门只是温和增长,从 47 万 MWh 提高到 59.3 万 MWh。商业和工业发电构成剩余的 21.5 万 MWh 根据官方数据,2014 年上半年美国新的公共事业规模太阳能安装项目挑战所有发电类型的普遍下滑趋势,年同比增长近 70%。

根据美国能源情报署(EIA)数据,截至 2014 年六月,新的太阳能安装项目较去年同期增长 66.5%,但是这一阶段所有能源类型新增总产量较去年下滑 40%。

EIA 最新的《月度电力》报告记录,今年上半年 1021MW 的新公共事业规模光伏以及 125MW 的新太阳能热光伏。这一光伏数字较 2013 年上半年实现的 688MW 提高近 50%。

新增光伏几乎是风能的两倍,看到风能截至六月新增 675MW 安装量,但这几乎是其去年看到的 329MW 的两倍。

新发电量的大幅减少来自煤炭,今年迄今从去年的 1508MW 降至零,并且天然气,今年从去年的 4500MW 降至 2319MW,但是其仍全面领先新增发电量。

根据 EIA,今年上半年建设的约四分之三的新太阳能产量位于加州,包括 First Solar 巨型 Topaz 和 Desert Sunlight 光伏发电项目。位于亚利桑那州、内华达州和马萨诸塞州的电站构成 2014 年上半年剩余太阳能安装项目的大多数。

反映安装量的上涨,太阳能发电量在 2014 年上半年也强劲,年同比上涨 115%,从 395.6 万 MWh 飙升至 853.5 万 MWh。

独立发电商占其中大部分——772.7 万 MWh,较 333.4 万 MWh 大幅提高——而公共部门只是温和增长,从 47 万 MWh 提高到 59.3 万 MWh。商业和工业发电构成剩余的 21.5 万 MWh。

新民网 2014-09-12

CIGS 薄膜光伏发电第一人：和所有利益相关方的博弈

05 年从剑桥毕业回国,倪欢在联合国开发计划署和世界银行集团等机构从事低碳行业的研究工作。今年过年期间,她产生了在位于一楼的家中庭院安装光伏电站的想法。她从 3 月份开始陆续对一些家用光伏电站项目进行考察,最初确定的晶硅面板设计方案因邻居意见受阻。

在 5 月的一次剑桥校友聚会上,她认识了正在国内从事铜铟镓硒(CIGS)薄膜太阳能电池创业的同学,两人一拍即合,重新设计了利用铜铟镓硒薄膜太阳能电池的发电方案,也让她成为了国内首位安装铜铟镓硒薄膜太阳能电池的家庭用户。4 月 20 日前往电网公司备案,5 月改变电站方案,7 月 22 日薄膜电站竣工,8 月 3 日成功并网发电,这期间她经历了哪些波折又做出了怎样的努力?请看她和无所不能(caixinenergy)的分享:

倪欢家中铜铟镓硒（CIGS）薄膜太阳能电池电站基本数据：

装机容量：2.4kW（150W×16块）	发电方式：自发自用，余电上网
成本：10元/W×2.4kW+7100元（支架建造费用）=3.1万元	
保守估计年发电量：2800kWh	补贴：0.82元/kWh（国家0.42+上海0.4）
用电量（kWh）：73/月（白天），71kWh/月（夜间）	
电费（元/kWh）：0.4523（上网电价），0.617（日间电费），0.307（夜间电费）	
投资回报率：31000元÷（2800×0.82+（2800-73×12）×0.4523+73×0.617×12）≈8.36年	
备注：①本电站的自发自用比例较低，仅为31.3%，自发自用比例越高收益回收速度越快。②本电站的支架较高且需要水泥基础，比一般的屋顶支架的单价要高③对于用电大户，分布式光伏电站自用的电节省的是第三阶梯的电价，回收期会缩短。	

为什么选择铜铟镓硒（CIGS）薄膜太阳能电池发电？

能豆君：为什么会有安装光伏电站的想法？

倪欢：首先是硬件条件允许：我家处在多层住宅楼的一楼，有一个将近30平方的狭长型院子。院子是东南朝向的，所以早上和中午都特别晒，我最初的想法是做一个有活动摇柄遮阳棚，算下来大概要一两万。因为我一直从事的低碳行业相关的研究，对光伏电站也有一定了解，所以当时认为不如做一个庭院式的分布式光伏电站，既可以发电，也不会影响采光。本来采用晶硅材料的方案需要伸出围墙大概60公分，如果未来被小区业主投诉的话，城管可能会对电站进行拆除，所以有些犹豫。我也想过做BIPV（建筑光伏一体化），但供应商和其他朋友都认为不合算。所以最终的铜铟镓硒薄膜太阳能电池电站利用了庭院狭长的特点，占用了大概三分之一的长度，而且支架的高度大约为3米，所以也不会影响庭院中的活动，电站最高点投影下来在院子内。

能豆君：为什么不坚持当初晶硅面板的设计方案？

倪欢：这个有两方面的原因，可以说既考虑到邻居的建议，也有一些机缘巧合。刚开始采用晶硅材料的设计方案需要在二楼底部打一些洞。不但会影响卧室的采光，还可能会遭到二楼住户的反对。当时我还处在和小区物业、业主委员会沟通，和准备前期备案工作的阶段。今年五月份的校友聚会上，我得知有一位校友创业两年，从事铜铟镓硒薄膜太阳能电池。作为校友，我本来就愿意支持一下。

此外，他还说他们公司的铜铟镓硒薄膜太阳能电池在技术上有一些突破，转化率达到14%，而一般晶硅材料的话是17%。我还考虑到家里庭院是东南朝向，下午三点钟之后就没有阳光直射了，旁边的建筑物对电站也会有一定的遮挡，所以光伏薄膜的弱光发电、漫反射发电也是非常适合我们家的。事实上，在八月中下旬，我家的光伏电站直到下午6点还是有功率输出的，晶硅不会有这样的效果。从8月3日并网，到现在9月11日，设备共发电188kWh，平均每天5kWh左右，而且最近上海还处于多云、多雨的季节。如果光线好的话每天能到10kWh左右。

能豆君：从您提供的成本清单来看，建设支架是您单独建造并支付的，这个供应商或建设承包商不负责么？

倪欢：我在建造过程中最大的感受之一就是：“一站式”服务并没有“到站”。很多一站式服务商对我说：“下单吧，电站就包给我”，实际上没有那么美好。

如果是屋顶电站的话，其实是不需要花太大心思来建设立柱和支架的。但是，因为庭院式光伏电站薄膜处的位置比较高，需要3米左右的支架支撑。我当时找的“一站式服务”光伏承建平台一听是在院子里建电站，就直接告诉我支架要自己做。按什么标准做？用什么材质？以什么样子的倾角？建材的强度要多强？这些都没告诉我，因为他们并没有做过庭院的项目。他们就说：“随便找

个家装的好师傅做就行，晒衣架怎么做这个就怎么做”。

这怎么可能呢？晾衣杆的承重最多也就 20 公斤，但电站的话每平米的承重要达到 300 公斤，才能抗 10 级台风。最终的办法是我自己在院子里进行了测量，把院子的图和数据给了薄膜供应商，供应商提供了精确到毫米的详细图纸，对钢材的厚度也有特别要求。我请了以前为家里装修的两位师傅完成了安装。从挖坑修地基开始到电站建设完成，这个过程不超过三周，如果不是因为梅雨季节耽误了混凝土浇灌，会更快。现在这两位装修师傅现在正琢磨自己创业建光伏支架，我觉得整套流程走下来我们都可以组一个 EPC 团队了。

能豆君：分布式光伏行业本来就比较新，铜铟镓硒薄膜太阳能电池这方面更是如此。产业链和售后可能都不完整。您是否对薄膜材料的后期保养和效率衰减快慢进行过咨询？是否有固定的质量保证合同？

倪欢：有的。我了解到的是逆变器用十年左右就要换了，到时候我会自费更换，铜铟镓硒薄膜系统供应商也答应会协助我。薄膜的寿命是 25 年，售后条款是写到合同里面的。我的这个项目是供应商的第一个民用项目，他们也想树立一个民用项目的示范，所以供应商派了两位最优秀的工程师帮我安装，如果出现问题肯定打个“飞的”过来给我解决。

能豆君：有些人担心光伏组件的寿命没有 25 年那么长，10 年后的转化率就已经衰减的很厉害了，您有这个担心么？

倪欢：我们一开始就就这个问题沟通了。供应商拿出了实验室的数据以及在日本、美国能源实验室室外的 8 年左右的实测数据证明他们的铜铟镓硒光伏薄膜产品（CIGS）在使用的第一年转化效率反而会上升，要升到一个值之后才下降，而且衰减的速度没有晶硅那么快。不过实际上到底是不是这样我还没来得及验证。

从备案到并网：审批流程毫无压力

能豆君：有很多用户反映在备案和并网上和电网公司的沟通很不顺畅，您的经历也是这样么？

倪欢：我认为上海的备案制做的还是不错的。我大约是在 4 月 20 日左右去附近的电网营业厅进行备案，但那里没有开设这个业务，让我找上一级的国家电网营业厅。到了营业厅之后，并不是所有营业员都知道具体的流程，但是他们很快找出了一位业务主管，对于我提出的问题对答如流，还教我填写表格，告诉我需要的申报材料，称只要备案完了之后就可以施工了。我没有觉得中间有任何的问题。

能豆君：那么建设完毕后的验收过程呢？

倪欢：验收其实有点“走过场”，没有严格到“挑毛病”的程度，只是来看看我家的走线是否合规，逆变器开关状况如何，我感觉挺简单的。验收后很快就来安装双向电表，并且当天就和我签了发售电合同。不过合同签的比较草率，我当时根本没时间仔细看内容。还有个小插曲：当时电网公司缺了一个电表，我表示这是电网公司自己的责任，不能因此延误了我家的设备发电。电网公司就表示还是会按时并网，按照逆变器上的读数来发补贴，直到安装了新的电表。这些沟通都是在电话里完成的，很顺利，我觉得上海电网公司的效率是很值得敬佩的。电网公司的工作人员工作态度非常积极，打到客服中心的电话一定会在 24 小时之内得到回复，他们行业服务意识十分到位。

用时两个月：征得社区同意为什么这么难？！ 能豆君：从 4 月到 7 月底这段时间里，关于电站建设，您的主要精力花在哪里？

倪欢：我觉得在整个过程中，社区沟通还是花费精力最大的部分，也比我想的要复杂。首先，我需要得到小区业委会的敲章才可以去电网公司备案。我家住在上海交大闵行校区附近，小区里住了很多老师，业委会的成员也有很多是老师，所以态度还是比较支持的，也很负责。业委会把我请过去开了个会，有点像面试或论文答辩，问我各种各样的问题。他们给我了一些基本的建议：首先电站不能够影响到邻居和公共用地。其次，要求我必须得到楼上和紧邻的一户邻居的签字。

我在邻居沟通上前前后后花了两个月，不仅是业委会要求的紧邻两户邻居，我和楼上二到五层都打了招呼。不仅仅是要一个签字，我告诉大家我装的是什么东西，为什么要装，对我有什么好处。

比如还没有改变方案的时候，楼上学工科的一对夫妇就提出：太阳能晶硅材料有“热斑效应”，还发生过自燃，问我会不会有危险，这也是对我的提醒。所以，当我5月份听到铜铟镓硒薄膜“没有着火点”时眼前一亮，更让我有了改变方案的动力。7月22日竣工的时候，我给全单元的邻居发了短信，邀请他们带孩子来参观，我来进行科普讲解，我还给小朋友们准备了太阳能灯这类小礼物。

能豆君：除了“热斑效应”的担心，选用铜铟镓硒薄膜太阳能电池后还遇到了什么具体的问题？

倪欢：还有一些。比如业委会就问我光伏薄膜会不会反光影响到对面楼的居民。我专门去问了供应商，他说不可能反光的，因为薄膜面板的外玻璃表面做了抗反射处理，否则含有能量的太阳光被反射掉了就会影响发电效率。甚至还有业主会怀疑是不是有辐射，或问电站对电网和用电安全有没有负面影响。这明显就是不了解光伏电站，但是我非常理解，这也正好是一个科普的机会。另外，并网不到一个星期，物业公司就给我打电话，说有个自称是我楼上的邻居举报电站是个违章建筑，要物业公司出面与我沟通，声称应该取缔它。我很震惊，因为楼上的这些邻居我都很熟悉，我事先都有沟通。当然物业公司驳回了他的投诉，称设备是在围墙内的，而且是新能源项目，国家在鼓励。后来投诉的人又说很难看会影响小区景观，这个观点站更不住脚，物业就没理他。

政策体验最大心得：要和所有利益相关方“博弈”

能豆君：作为政策体验者，您在整个社区沟通过程中的最大体会是？

倪欢：作为低碳行业的研究者，我一直愿意尝试新的项目。我和以前无所不能（caixinenergy）采访过的任凯、党纪虎不大一样，他们毕竟是行业内，重点在于实践自己的技术。但是我更多的是从政策方面来做一个体验。

在体验国家新能源政策的过程当中，我在和所有的利益相关方互动，这超出了我的预期，我开始就想的很简单，就是在自己家里建个电站嘛，装好发电就行，以为“电老虎”可能会很难搞，没想到反而是邻里社区关系最耗神：我需要给所有相关方做科普宣传，小到邻居，大到物业公司。虽然院子是在我的产权证上的，我其实可以不必要这么麻烦。但是我知道社会影响（social impact）的重要性，也知道只有做了充分的沟通，想要搞破坏的人才会搞不倒我。这个过程很值，我跟业委会、物业、邻居建立了积极正面的互动关系。而且我们绝对是有正能量的家庭，我挺享受这个过程，虽然没有那么的顺利，但是我还是觉得很有意思。

另外，这也是一个学习的过程。谈的宏观一点：如果政府在上一个有社会、环境影响的项目的时候，多听取‘stakeholders’（利益相关方）的意见，可能就可以避免很多后续的问题和民众的反对意见。另外，很多银行在贷款给一些项目的时候，可能根本没想到项目带来的社会影响有这么大。如果在审批的时候能做好调研，贷款也不至于有这么大的风险。

卖电是否仍要交税？

能豆君：并网成功后，您下一步有什么打算？会将您的体验反馈出去么？

倪欢：其实我对“卖电结算”要不要交VAT（增值税）有一些疑问。我不知道9月中旬拿到的上网电费收入会不会让我交税，如果是这样就不合理了。从我看到的一些实际用户的案例，相关政策出台的时可能有点“拍脑袋”了，没有考虑到实施层面，我们希望建言反映这些问题。不管是老百姓还是企业，在做投资的时候一定都会算回报率的，要考虑有没有因为政策不明朗带来的潜在的投资回报方面的风险。如果增值税是一个会影响投资回报的因素，要么忍受投资回报时间可能被拉长，要么就通过某种方式积极沟通，争取自己该有的权益。我本身也是做这一行的，我也特别愿意体验。我发现了问题，就一定要提出来，让大家来关注，并且希望解决。

能豆君：作为首例民用分布式铜铟镓硒薄膜光伏发电用户，您也在积极的通过网络进行宣传推广，社会反响如何？

倪欢：好多朋友都在咨询我光伏薄膜电站相关的问题，最近都约满了，都是朋友、或者有公司的来参观，想安装光伏分布式。前一段还来了汉能的三个高管来参观。我认为这个市场还是比较好的，一般家里住别墅和有院子都是中产阶级，有一定的支付能力，3万左右的投资，6-9年回本，25年的生命周期，算一下这个帐还是值得的。对于自用比例越高，用电量达到第三档的用户而言收

益回报更快，更加合算。

能豆君：那您觉得他们最担心什么？目前还在观望的原因是什么？

倪欢：投资回报率是一块，还有对政策不了解，他们问的最多的就是“你这个怎么赚钱啊？”我说卖电，但是他们觉得卖电的收入太少，我说还有国家和上海市的补贴，他们觉得国家补贴少，上海市的补贴五年后不知道有没有。但是有些朋友就不一样了，比如耗能大户们，他们在每年的 8 月份就已经用到第三梯度电价了，光伏电站可以让他们减少支出，还有一点回报。

能豆君：相对晶硅，国内用光伏薄膜的人比较少，您认为原因何在？

倪欢：我觉得可能是因为大家对薄膜不了解吧，光伏行业里面大部分还是做晶硅的，他们的知识结构没有让他们有机会认识到薄膜的好处，我觉得是这样。（【无所不能 文|笑阳】）

财新网能源频道 2014-09-12

中卫市沙漠光伏产业园引人注目

9月11日下午，“塞上新丝路”，2014网络媒体宁夏行的队伍抵达中卫市沙漠光伏产业园，整体规划园区项目完成后，将成为西北、乃至全国最大的沙漠光伏产业园。

沙漠光伏产业园于2012年开始规划，共分四个功能区，分别是：光伏发电区、新能源装备制造区、旅游观光区和光伏生态农业区。光伏园区规划总面积约6.5万亩，总投资大概200亿元，依据用地规划，光伏发电装机容量约为1500兆瓦。截至目前，光伏产业园已进驻企业26家，相关项目处于申报、建设、建成三种阶段。

旅游观光在主要依托的是沙漠新能源的观光旅游体验项目，也就是“88米观光塔”的修建，它是在旅游观光区建设的一座旅游观光综合项目。规划面积约2500亩，截至目前，塔身基本已经封顶。这座塔建成后，将会是中卫市的一个标志性建筑，有一塔观三省、看三景之说。即观宁夏回族自治区，内蒙古自治区和甘肃省，看大漠、光伏园和黄河。

据了解，园区规划项目完成后，预计可新增上网电量27.93亿度，实现产值71亿元。年可节约标准煤111.7万吨，减排二氧化碳278.5万吨，二氧化硫8.4万吨，氮氧化物4.2万吨。

凤凰西北（甘青宁） 2014-09-12

9月底分布式光伏示范区将出

国家能源局9月2日下发分布式光伏新政后，期待中的一系列配套文件正在陆续出台。记者获悉，国家能源局向各省下发《关于加快培育分布式光伏发电应用示范区有关要求的通知》，在开建时间、园区统一协调、区域电力交易商业模式创新等方面做了细化规定，并要求各示范区方案于9月30日前备案，确保今、明两年分布式光伏装机目标完成。

通知要求，各地根据发展条件选择具有一定规模的区域纳入今明两年培育重点，编制建设方案；已有示范区必须在今年9月底前开工或年底建成规模不低于2万千瓦，否则取消示范区称号。事实上，由于分布式光伏项目规模小而分散，由园区管委会统一协调的模式相对可行，企业投资开发积极性高，国家能源局早在去年就已经确定了分布式光伏示范区，将其作为国内分布式市场培育的先锋。

然而因为种种原因，分布式示范区推进速度缓慢，今年3月有调研称全国18个分布式光伏示范区，开工的不超过1/3。监管层在分布式光伏新政出台后一周内再推细则，可见示范区建设在完成全年目标中的地位之重。政策的效应已经开始显现，记者从业内获悉，目前多晶硅开始涨价，一线厂商成交价涨至165元/公斤（含税），已上探至今年2月“双反”前的高位水平，预示着需求逐步回暖。

此外，能源局还要求示范区加强光伏建筑标准、项目备案和电网接入、项目参与碳减排交易等的等统筹协调机制，鼓励园区、投资方与电网企业共同组建专业运维公司，统一电费结算和建设服务。可以看出，这些具体要求都是针对分布式光伏长期存在的并网难、结算风险、产权不明晰等问题量身打造的。

事实上，日前正式文件中就要求创新分布式示范区建设，并对区内光伏项目倾斜，可享受建设规模按照“先行备案，后追加规模指标”的操作方式，同时允许向同一变电台区的符合政策和条件的电力用户直接售电。

记者此前从浙江一光伏上市企业获悉，电站开发商都在想方设法进入地方政府划定的产业园区，不仅可以享受相应的补贴，其电费结算和商业模式都更有确定性，风险大大降低，同时利于做大公司在手电站的规模。

不过，也有不少人士认为，以园区主导的分布式光伏示范区，距离真正的户用分布式市场还有一定距离。航禹太阳能执行董事刘杨认为，政策力推一方面是寻找突破口托起市场，另一方面从引导逐步过渡到强制是大方向。华澳信托产业分析师王润川对记者表示，如果园区业主单纯看装分布式光伏节省的电费，账根本算不过来，分布式光伏并不适合做第三方投资，其用电和发电才是本质，是对节能减排的贡献。

中国证券网 2014-09-12

IHS：到 2018 年中美洲有望新增装机 1.5GW

根据 IHS 的最新分析，洪都拉斯将引领至 2018 年中美洲光伏安装项目 1.5GW 的浪潮。

该市场调研公司日前预计，由于投资者抓住该地区出现的机会，从明年开始，洪都拉斯、巴拿马、危地马拉、尼加拉瓜、哥斯达黎加和萨尔瓦多的安装量将从今年温和的 22MW 跃升至 243MW。

此后，IHS 表示，中美洲国家的光伏将真正腾飞，2016 至 2018 年新的安装量占 2012 至 2018 年 IHS 分析的总安装量的 80%。

IHS 太阳能需求高级分析师约瑟芬·伯格(Josefin Berg)表示：“中美洲产生的约 70% 的电力已经来自可再生能源，主要是水能。然而过去几年，日益提高的电力需求一直由新热发电满足，来自石油、煤炭和天然气发电，对于化石燃料的进口越来越依赖。为了抵消这一点，并且避免电价未来的波动，各国政府日前开始支持控制可再生能源的部署。”

洪都拉斯将领导该地区的安装项目，预计到 2018 年累计 499MW，其次是危地马拉 291MW。

IHS 表示，公共事业规模项目占 1.3GW，该地区目前光伏项目储备的大部分。在这些项目中，由于加强对于光伏的政策支持，一半已经签署购电协议。

政治支持准边，IHS 挑选洪都拉斯、萨尔瓦多、危地马拉和巴拿马。洪都拉斯日前就 600MW 项目签署购电协议。IHS 表示，同时萨尔瓦多及危地马拉通过公开招标为六个总计 179MW 的项目授予合同。巴拿马将在十月举行招标。

除了大型装机容量安装项目，IHS 表示，中美洲光伏还获得牵引力，作为柴油备用发电的一个替代方案，洪都拉斯和哥斯达黎加均推出净计量计划，其可能有助于推动小型光伏的摄取。

伯格补充道：“我们看到酒店业主以及当地商业对于光伏的兴趣越来越大。一个可靠并经济实惠的电力供应就意味着更好的业务。”

pv tech 2014-09-12

光伏分布式新政正式下发

《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)发布以来，各地区积极制定配套政策和实施方案，有力推动了分布式光伏发电在众多领域的多种方式利用，呈现出良好发展态势。但是各地区还存在不同程度的政策尚未完全落实、配套措施缺失、工作机制不健全等问题。为破解分布式光伏发电应用的关键制约，大力推进光伏发电多元化发展，加快扩大光伏发电市场规模，现就进一步落实分布式光伏发电有关政策通知如下：

一、高度重视发展分布式光伏发电的意义。

光伏发电是我国重要的战略性新兴产业，大力推进光伏发电应用对优化能源结构、保障能源安全、改善生态环境、转变城乡用能方式具有重大战略意义。分布式光伏发电应用范围广，在城乡建设、工业、农业、交通、公共设施等领域都有广阔应用前景，既是推动能源生产和消费革命的重要

力量，也是促进稳增长调结构促改革惠民生的重要举措。各地区要高度重视发展分布式光伏发电的重大战略意义，主动作为，创新机制，全方位推动分布式光伏发电应用。

二、加强分布式光伏发电应用规划工作。

各地区要将光伏发电纳入能源开发利用和城镇建设等相关规划，省级能源主管部门要组织工业企业集中的市县及各类开发区，系统开展建筑屋顶及其他场地光伏发电应用的资源调查工作，综合考虑屋顶面积、用电负荷等条件，编制分布式光伏发电应用规划，结合建设条件提出年度计划。各新能源示范城市、绿色能源示范县、新能源应用示范区、分布式光伏发电应用示范区要制定分布式光伏发电应用规划，并按年度落实重点建设项目。优先保障各类示范区和其它规划明确且建设条件落实的项目的年度规模指标。

三、鼓励开展多种形式的分布式光伏发电应用。

充分利用具备条件的建筑屋顶（含附属空闲场地）资源，鼓励屋顶面积大、用电负荷大、电网供电价格高的开发区和大型工商企业率先开展光伏发电应用。鼓励各级地方政府在国家补贴基础上制定配套财政补贴政策，并且对公共机构、保障性住房和农村适当加大支持力度。鼓励在火车站（含高铁站）、高速公路服务区、飞机场航站楼、大型综合交通枢纽建筑、大型体育场馆和停车场等公共设施系统推广光伏发电，在相关建筑等设施的规划和设计中将光伏发电应用作为重要元素，鼓励大型企业集团对下属企业统一组织建设分布式光伏发电工程。因地制宜利用废弃土地、荒山荒坡、农业大棚、滩涂、鱼塘、湖泊等建设就地消纳的分布式光伏电站。鼓励分布式光伏发电与农户扶贫、新农村建设、农业设施相结合，促进农村居民生活改善和农业农村发展。对各类自发自用为主的分布式光伏发电项目，在受到建设规模指标限制时，省级能源主管部门应及时调剂解决或向国家能源局申请追加规模指标。

四、加强对建筑屋顶资源使用的统筹协调。

鼓励地方政府建立光伏发电应用协调工作机制，引导建筑业主单位（含使用单位）自建或与专业化企业合作建设屋顶光伏发电工程，主动协调电网接入、项目备案、建筑管理等工作。对屋顶面积达到一定规模且适宜光伏发电应用的新建和改扩建建筑物，应要求同步安装光伏发电设施或预留安装条件。政府投资或财政补助的公共建筑、保障性住房、新城镇和新农村建设，应优先考虑光伏发电应用。地方政府可根据本地实际，通过制定示范合同文本等方式，引导区域内企业建立规范的光伏发电合同能源管理服务模式。地方政府可将建筑光伏发电应用纳入节能减排考核及奖惩制度，消纳分布式光伏发电量的单位可按折算的节能量参与相关交易。鼓励分布式光伏发电项目根据《温室气体资源减排交易活动暂行管理办法》参与国内自愿碳减排交易。

五、完善分布式光伏发电工程标准和质量管理工作。

加强光伏产品、光伏发电工程和建筑安装光伏发电设施的安全性评价和管理，对载荷校核、安装方式、抗风、防震、消防、避雷等要严格执行国家标准和工程规范。并网运行的光伏发电项目和享受各级政府补贴的非并网独立光伏发电项目，须采用经国家认监委批准的认证机构认证的光伏产品。建设单位进行设备的采购招标时，应明确要求采用获得认证的光伏产品，施工单位应具备相应的资质要求。各地区的市县（区）政府要建立建筑光伏发电应用的统筹协调管理工作机制，加强分布式光伏发电项目的质量管理和安全监督。各级地方政府不得随意设置审批和收费事项，不得限制符合国家标准和市场准入条件的产品进入本地市场，不得向项目单位提出采购本地产品的不合理要求，不得以各种方式为低劣产品提供市场保护。

六、建立简便高效规范的项目备案管理工作机制。

各级能源主管部门要抓紧制定完善分布式光伏发电项目备案管理的工作细则，督促市县（区）能源主管部门设立分布式光伏发电项目备案受理窗口，建立简便高效规范的工作流程，明确项目备案条件和办理时限，并向社会公布。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。

七、完善分布式光伏发电发展模式。

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。已按“自发自用、余电上网”模式执行的项目，在用电负荷显著减少（含消失）或供用电关系无法履行的情况下，允许变更为“全额上网”模式，项目单位要向当地能源主管部门申请变更备案，与电网企业签订新的并网协议和购售电合同，电网企业负责向财政部和国家能源局申请补贴目录变更。在地面或利用农业大棚等无电力消费设施建设、以35千伏及以下电压等级接入电网（东北地区66千伏及以下）、单个项目容量不超过2万千瓦且所发电量主要在并网点变台区消纳的光伏电站项目，纳入分布式光伏发电规模指标管理，执行当地光伏电站标杆上网电价，电网企业按照《分布式发电管理暂行办法》的第十七条规定及设立的“绿色通道”，由地级市或县级电网企业按照简化程序办理电网接入并提供相应并网服务。

八、进一步创新分布式光伏发电应用示范区建设。

继续推进分布式光伏发电应用示范区建设，重点开展发展模式、投融资模式及专业化服务模式创新。在示范区探索分布式光伏发电区域电力交易试点，允许分布式光伏发电项目向同一变台区的符合政策和条件的电力用户直接售电，电价由供用电双方协商，电网企业负责输电和电费结算。鼓励示范区政府与银行等金融机构合作开展金融服务创新试点，通过设立公共担保基金、公共资金池等方式为本地区光伏发电项目提供融资服务。各省级能源主管部门组织具备条件的地区提出示范区实施方案报国家能源局，国家能源局会同有关部门研究确定有关政策条件后指导示范区组织实施。对示范区内的分布式光伏发电项目（含就近消纳的分布式光伏电站），可按照“先备案，后追加规模指标”方式管理，以支持示范区建设持续进行。

九、完善分布式光伏发电接网和并网运行服务。

在市县（区）电网企业设立分布式光伏发电“一站式”并网服务窗口，明确办理并网手续的申请条件、工作流程、办理时限，并在电网企业相关网站公布。对法人单位申请并网的光伏发电项目，电网企业应及时出具项目接入电网意见函，在项目完成备案后开展相关配套并网工作，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及时开展相关并网服务。电网企业应按规定的并网点及时完成应承担的接网工程，在符合电网运行安全技术要求的前提下，尽可能在用户侧以较低电压等级接入，允许内部多点接入配电系统，避免安装不必要的升压设备。项目单位和电网企业要相互配合，如对接网方式存在争议，可申请国家能源局派出机构协调。电网企业提供的电能计量表应可明确区分项目总发电量、“自发自用”电量（包括合同能源服务方式中光伏企业向电力用户的供电量）和上网电量，并具备向电力运行调度机构传送项目运行信息的功能。

十、加强配套电网技术和管理体系建设。

各级电网企业在进行配电网规划和建设时，要充分考虑当地分布式光伏发电的发展潜力、规划和建设情况，采用相应的智能电网技术、配置相应的安全保护和运行调节设施。对分布式光伏发电规模大的新能源示范城市、绿色能源示范县、分布式光伏发电应用示范区，应同步制定相应的智能配电网建设方案，建设双向互动、控制灵活、安全可靠的配电网系统。建立包含分布式光伏发电功率预测和实时运行监测等功能的配电网运行信息管理系统，开展需求侧响应负荷管理，对区域内的分布式光伏发电实现实时动态监控和发输用一体化控制。鼓励探索微电网技术并在相对独立的区域应用，提高局部电网接纳高比例分布式光伏发电的能力。

十一、完善分布式光伏发电的电费结算和补贴拨付。

各电网企业按月（或双方约定）与分布式光伏发电项目单位（含个人）结算电费和转付国家补贴资金，要做好分布式光伏发电的发电量预测，按分布式光伏发电项目优先原则做好补贴资金使用预算和计划，保障分布式光伏发电项目的国家补贴资金及时足额转付到位。电网企业应按照有关规

定配合当地税务部门处理好购买分布式光伏发电项目电力产品发票开具和税款征收问题。对已备案且符合年度规模管理的项目，电网企业应做好项目电费结算和补贴发放情况的统计，并按要求向国家和省级能源主管部门及国家能源局派出机构报送相关信息。项目并网验收后，电网企业代理按季度向财政部和国家能源局上报项目补贴资格申请。

十二、创新分布式光伏发电融资服务。

鼓励银行等金融机构结合分布式光伏发电的特点和融资需求，对分布式光伏发电项目提供优惠贷款，采取灵活的贷款担保方式，探索以项目售电收费权和项目资产为质押的贷款机制。鼓励银行等金融机构与地方政府合作建立分布式光伏发电项目融资服务平台，与光伏发电骨干企业建立银企战略合作关系，探索对有效益、有市场、有订单、有信誉的“四有企业”实行封闭贷款。鼓励地方政府结合民生项目对分布式光伏发电提供贷款贴息政策。鼓励采用融资租赁方式为光伏发电提供一体化融资租赁服务，鼓励各类基金、保险、信托等与产业资本结合，探索建立光伏发电投资基金，鼓励担保机构对中小企业建设分布式光伏开展信用担保，在支农金融服务中开展支持光伏入户和农业设施光伏利用业务。建立以个人收入等为信用条件的贷款机制，逐步推行对信用度高的个人安装分布式光伏发电设施提供免担保贷款。

十三、完善产业体系和公共服务。

通过市场机制培育分布式光伏发电系统规划设计、工程建设、评估认证、运营维护等环节的专业化服务能力。鼓励技术先进、投资能力强、经营规范的企业按照统一标准规范开展项目设计、施工、建设、管理及运营一体化服务，建立网络化的营销和技术服务体系。完善光伏发电工程设计、施工和运行维护的从业资格认证制度，健全相关从业机构和企业的资信管理体系。建立光伏产业监测和预警机制，及时发布技术、市场、产能、质量等信息和预警预报，引导行业理性健康发展。

十四、加强信息统计和监测体系建设。

国家能源局建立并完善覆盖光伏发电项目备案、接网申请、建设进度、并网容量、发电量、利用方式等情况的信息管理系统，委托国家可再生能源信息管理中心（依托中国水电水利规划设计总院）管理。各市县（区）能源主管部门按月在信息管理系统填报项目备案情况，各省级能源主管部门及时督促并汇总，国家能源局派出机构及时查询跟踪情况。国家电网公司、南方电网公司等电网企业按月进行接网申请、并网容量、发电量信息、电费结算、补贴发放等情况的信息统计，按月报送国家能源局并抄送国家可再生能源信息管理中心。各省级能源主管部门按季度在信息管理系统报送项目备案、建设和运行的汇总信息，按半年、全年向国家能源局上报发展情况的总结报告。国家可再生能源信息管理中心按季度、半年、全年向国家能源局报送全国光伏发电统计及评价报告。

十五、加强政策落实的监督检查和市场监管。

国家能源局派出机构会同地方能源主管部门等加强分布式光伏发电相关国家和地方政策落实的监督检查。国家能源局派出机构负责对分布式光伏发电的并网安全进行监管，电网企业应配合做好安全监管的技术支持工作。建立对电网企业的接网服务、接入方案、并网运行、电能计量、电量收购、电费结算、补贴资金发放各环节进行全程监管的工作机制。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。如电网公司未按照规定接入和收购光伏发电的电量，按照《可再生能源法》第二十九条规定承担法律责任。国家能源局派出机构会同省级能源主管部门对分布式光伏发电开展专项监管，按半年、全年向国家能源局上报专项监管报告，并以适当方式向社会公布，发现重大问题及时上报。

国家能源局

2014年9月2日

中国能源报 2014-9-2

国家能源局鼓励建设经营分布式光伏发电项目

国家能源局日前发布《分布式光伏发电项目管理暂行办法》(国能新能〔2013〕433号,简称《办法》),鼓励各类电力用户、投资企业等作为项目单位,投资建设和经营分布式光伏发电项目。《办法》明确,分布式光伏发电实行“自发自用、余电上网、就近消纳、电网调节”的运营模式,电网企业收到项目单位并网接入申请后,应在20个工作日内出具并网接入意见。

分布式光伏发电是指在用户所在场地或附近建设运行,以用户侧自发自用为主、多余电量上网且在配电网系统平衡调节为特征的光伏发电设施。

《办法》提出,国务院能源主管部门对需要国家资金补贴的分布式光伏发电项目实行总量平衡和年度指导规模管理,支持申请低于国家补贴标准的项目优先建设。省级能源主管部门提出下一年度规模指标申请,国务院能源主管部门统筹资源、实际应用以及可再生能源电价附加征收情况后,下达各地区年度指导规模,年中期可进行微调,地方可适时提出调整申请,年度内未使用的规模指标自动失效。

《办法》指出,省级以下能源主管部门对年度规模内的分布式光伏发电项目实行备案管理,免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。对个人利用自有住宅及在住宅区域内建设的分布式光伏发电项目,由当地电网企业直接登记并集中向当地能源主管部门备案。备案后两年内未建成投产的项目,取消补贴资格。

《办法》认为,分布式光伏发电项目单位应确保项目运营有效期内对建筑物的使用权,项目设计、安装、咨询、监理应符合有关要求、具备相应资质,光伏电池组件、逆变器等设备应通过符合相关的检测认证和技术要求。

《办法》明确,电网企业应在收到并网申请后20个工作日内出具并网接入意见,集中多点接入的项目可延长到30个工作日。以35千伏及以下电压等级接入电网的项目,由地级市或县级电网企业办理相关并网手续,并提供并网咨询、电能表安装、并网调试及验收等服务;以35千伏以上电压等级接入电网且所发电量在并网点范围内使用的项目,电网企业应本着简便和及时高效的原则做好并网管理,提供相关服务。电网企业应为接纳分布式光伏发电创造条件,承担因项目接入引起的公共电网改造。

《办法》明确,分布式光伏发电项目主体工程建成后,向电网企业提出并网调试和验收申请。电网企业负责对项目的全部发电量、上网电量分布计量、免费提供并安装电能计量表,向项目单位按月转付、结算国家补贴资金、余电上网电量电费,不收取系统备用容量费,在有关并网接入和运行等所有环节提供的服务均不向项目单位收取费用。在相对独立的供电区统一组织建设的项目,余电上网部分可向该供电区内其他电力用户直接售电。电网企业未按照规定收购分布式光伏发电项目余电上网电量,造成项目单位损失的,应当按照《中华人民共和国可再生能源法》的规定承担赔偿责任。

湖南日报 2014-09-01

小光伏将大力推动能源革命

国内光伏分布式电站前景看好,却难让企业真正尝到甜头,这种现象与能源与消费革命很不协调,并引起质疑:光伏分布式电站能否作为我国实现能源和消费革命、振兴光伏、拉动内需的突破口?

光伏新政推行以来,曾经预期分布式电站将在拉动内需、振兴光伏产业方面发挥破冰作用,但迟迟未见其崛起。

因循守旧和既得利益干扰着光伏市场化的走向。目前,对分布式电站,特别是屋顶项目开发的热度大减,一些地区变相拿土地等资源作牺牲品,盲目搞规模化的冲动有所抬头。

究其原因,多方在理解新政、把握大局和执行能力上亟待提高,而对能源革命的认识和实践能力是基本原因。

以能源与消费变革为中心

“第三次革命”袭来

能源革命的形成条件是：社会发展文明进步的需求，清洁能源生产力的发展，网络智能管理手段的具备。

能源革命，是文明消费决定生产的方向、水平和能力；决定资源的配置利用、资金的投入效益以及生产流通的组织方式。

我国能源革命当前面临的问题是：土地、阳光、资金的有效利用与现有的资源配置的突出矛盾。它决定了光伏产业的振兴必须优先发展光伏分布式屋顶电站。

虽然目前我国政府制定了政策的大方向，但由于在认识上停留于对国外现有经验的“拿来主义”：在具体实施过程中没能依照国情探索出切实可行的措施，从而使得制定的目标成了“纸上谈兵”，但这是初始阶段很难避免的。

所以，光伏分布式电站如今几乎变成了“烫手的山芋”，闻着看着“好吃”，但很少能让人真正尝到甜头。

剖析问题之前，我们不妨梳理一下能源与消费革命究竟将带来多大的科技突破、产业升级和社会经济变革？而这一切与光伏产业的现状，以及当前分布式电站紧迫的建设需求有着密切的联系。

光伏正成为第三次工业革命重要基石。一般说来：人们形成了这样的共识，第三次革命的时代标志特征为：

1、能源的取得利用方式节约清洁型，并力求通过再生性和可持续性的科技生产达到资源消耗最小化，能源生产消费过程也力求无污染和安全无害化。

2、以能源产业的科技突破和产业升级带动所有关联产业的技术改造和产业调整，促进社会物质生产和生活消费的理性文明，可持续发展。

3、充分利用现代电子网络 and 智能管理技术，实现生产消费的紧密结合，统筹兼顾的市场调控，消除中间环节的寻租空间，以理性的市场流通，合理地调动社会广泛参与，共享发展成果。

结合我国的社会经济发展现状，以以上标志性的特征衡量，我们不难梳理出以下几点看法：

首先，从经济发展与资源、环境的制约关系来看，我国是世界能源生产利用大国，且能源利用基本上以电气化为主。

电力生产是国民经济的基础产业，目前却主要依靠不可再生的煤炭和石化资源，付出极大的环境代价。这些资源因其不可再生性而日益匮乏。我国的人口、资源、环境等因素已不容许这种电力生产模式延续太久，能源消费革命提出了不同的选择。

再者，由于近年来我国光伏产业的崛起，并走上世界前列，在清洁能源电力的发展上，我国已在科技领域有所准备，并具备了相当的产业基础。

这一点，从欧美国家当前对我国实施光伏“双反”就可以得到有力的反证。近年来，欧美国家光伏电力的发展，在极大程度上依赖于我国光伏产品和相关技术的支撑，而且，在欧美本土光伏制造产业历经几年的发展后，中国光伏产品仍具有不容忽视的竞争力。

这对羽翼渐丰的中国光伏产业不正是大好机遇吗？

以下几个方面基本上已得到公认：首先，光伏对土地资源的占用相对较少，降低能源生产对地质和生态的影响，不以宝贵的生存资源换取能源消耗。

其次，就电力生产的安全性进行综合比较，纵观能源生产消费的历史，煤炭石化能源曾以突出的供需矛盾激荡起巨大的市场风波和社会乱象，而光伏发电就不会造成这样的影响。

与此同时，人们曾一度对光伏发电上网调控的安全性存在着疑虑，但随着智能调控的科技进步以及欧美对分布式电站的推广，这些疑虑已日见消散。近些年，欧美国家的光伏发电占比在不断提升，但至今尚未听闻因光伏上网造成灾难的报道。

欧美分布式电站突飞猛进

引发我国光伏规模化反思

需要说明的是，光伏在新能源发展中地位的提升，很大程度上是由于近几年分布式电站在欧美国家运行良好，特别是家庭屋顶式电站。

当然，无论光伏产业的发展是在荒漠地区建设电站，或者是利用建筑屋顶建设电站的发展模式，这都是可行的。

可是，屋顶分布式电站的发展模式在解决电力与民生需求、能源与环境保护、人居与资源分布等诸多矛盾上具有明显的优势，由于欧美国家采取了统筹的办法和适当的措施，克服了其低效难以降本、不易调控、难成规模等种种不利因素。

欧美国家积极有效的财政扶持政策激发了光伏电力需求，带动起智能网络的科技进步，从而达到了“聚沙成塔”的效果。例如，近年来德国光伏发电系统安装量的上涨基本上靠的是屋顶分布式电站的建设。而美国近几年光伏发电的发展也出现了结构性的变化，分布式屋顶电站的发电量已超过光伏发电总量的80%。这充分说明发展光伏产业可谓是“条条大路通罗马”，关键在于如何因势利导，实现合理选择。

然而，当前我国在发展光伏产业的问题上面临两难困惑：重点是放在大型规模化电站建设，还是将分布式屋顶电站建设作为重心？

比较突出的问题表现在：将大力发展分布式电站的政策文件流于形式，可是在具体运作、目标推进上向光伏电站规模化建设模式倾斜。

在不少地区甚至是模糊或偷换了分布式电站的概念。于是，不管振兴光伏的口号喊得多响，我国光伏产业至今仍难以摆脱严重失衡的问题。于是，被扭曲了的光伏规模化带来的依然是：光伏的规模化不见配套效益，巨额投资却难见回报，因而渐渐失去金融支持。

可是，当前一些地区仍盯着电价补贴，跟风而上，争大项目，圈地引资，几乎把分布式电站作为虚招，晃了一枪，就丢在一旁，仍在变着法子搞“规模化”。

走出“规模化”误区

科学发展分布式光伏

光伏产业一旦背离了理性消费、统筹发展、量力而行的原则，往往会演变为对规模化的扭曲追求，并造成建设问题和经济损失等负面效应。

扭曲了的“光伏规模化”背弃了我国光伏产业发展的原则。一、合理利用阳光资源；二、节约土地的原则；三、理性电力消费、综合利用能源，四、最大化降低成本。

排斥分布式光伏的做法实际上是排斥靠科学与网络形成的新型规模化。其当前的突出乱象是：盲目地在东部地区建设大型光伏发电项目，在西部地区，对小型家庭屋顶光伏系统不屑一顾。如果任这种做法泛滥，我国分布式电站建设的预期可能落空。

为此，必须从根本上消除扭曲光伏规模化的根源和土壤。

首先，必须强调发展光伏必需优先利用闲置屋顶资源的原则，对荒漠和其他土地、水上开发的大型光伏项目必须严格论证、有序开发。

就人均占有率而言，我国的土地资源远低于欧美国家，在家庭分布式屋顶电站的开发上也已远远落后。在我国，以土地资源的优惠政策吸引光伏开发项目的做法并不鲜见，这便是光伏界的“土地财政”。一些地方政府在闲置屋顶资源的利用上不下工夫，但利用土地来招商引资却十分卖力。

近来，一些省市屋顶资源的利用动静不大，同时，拿出几千亩土地大建光伏的消息却不断传来。在难以实现发展光伏的政绩目标时，一些地区不惜以优先利用荒地、滩涂为借口，拿土地作诱饵，招商引资，因为卖地建大规模光伏要比开发屋顶光伏更容易上规模。

于是，土地实惠加上电价补贴自然会激起投资冲动。但是，这种冲动表面光鲜，实则贻害无穷。首先是对土地资源的糟蹋。事实上，一些土地的价格被压得很低，几乎白送，有的开发商甚至把土地以各种借口进行投机。几年来，有些人拿光伏作幌子投机，给光伏事业的形象造成巨大损坏。

近一步说，即使在地广人稀的西部，也不必急于开发目前算作荒漠的边远土地而浪费宝贵的土地资源。据调查：西部开发中，在戈壁荒原上星罗棋布的绿洲城镇、农场矿区周围待开发土地十分

丰富，如从发展家庭分布式入手，和土地综合开发连成方阵，积少成多，形成规模性开发，条件十分优越。这不仅节约投资，而且可以解决荒漠开发的人力配备、移居等难题。所以，如果这些偏远地区的分布式光伏项目能够启动，就不必舍近求远且不合时宜地搞荒漠开发。更何况，谁能说，今天的荒漠不是未来的宝地和绿洲呢？

当然，扭曲的规模化带来的恶果远不只是土地资源的浪费和践踏。不顾阳光资源条件，贪图眼前的电价补贴，急功近利地在不适宜开发的地区硬上大项目，也给长期的经济亏损埋下隐患。

好大喜功地抢上光伏项目往往会造成市场竞争乏力；盲目冲动则会造就“烂尾工程”。我们应当摒弃这种被扭曲的规模化理念，而这也恰恰告诉我们分布式光伏电站开发需要理性的思维。

第三次革命的基础是能源的理性开发和利用。它要靠清洁能源的发展和石化等其他能源的洁净化生产变革形成的互补效应来实现。这一目标的实现，电力的理性消费意义重大，智能化的网络输送和调控管理也必不可少。在这两点上，如果分布式光伏项目开发模式利用得当，将牵一发而动全局。

如前所述，建筑屋顶是光伏发展目前最方便且最廉价的土地资源。我国的民居建筑 80% 以上为民众私有。发展光伏不仅牵动着民众的电力消费结构，而且，还能会让绝大多数民众从关注自有闲置资源的利用而更加关注光伏的开发利用和推广价值。加之，民众是电力能源消费的最大群体，也是其他社会生产消费的最终承受者。于是，民众发展观、消费观的更新，将会开启能源理性开发和消费的闸门。

民众直接参与了光伏的生产消费，不仅可以打开清洁能源的消费市场，也可连带增强清洁电力能源的开发和生产动力。同时，非理性的消费和非洁净的开发生产也失去了市场和支撑。

改变这种局面，建立电力智能化传输、调控的新科技网络系统必不可少。该系统随着光伏分布式兴起而勃得到突破和推广，已奠定了一定的基础。有了这个基础，不但可以解决分布式电站零散的问题，而且，可以通过与其他能源的互补性调节，以较低的成本解决供电稳定性难题，激活其他能源以更高的洁净化并网竞争。

由此可见，分布式光伏电站之对于第三次革命的破冰作用，就在于它打破了阻碍新能源发展的电力固有格局，且需要通过低成本的互补性调节来实现。

我国环境治理、产业调整、民生改善已进入向更高层次攀登的新时期。这尤其需要统筹谋划、科学实施，和谐发展。当前，光伏产业振兴十分重要，国家也出台了扶持新政和电价补贴等。但仍然纠结的是：扶持新政迟迟没有拉动电力理性消费，激发社会民众投资光伏的热情，电价补贴也未能投石激浪。显然，问题是没有做到“有的放矢”，只有选准突破口，才能打破僵局。

能源理性消费和生产推动的第三次工业革命的到来，离不开光伏产业的振兴，就我国当前来说，振兴的起步亟需依靠发展光伏分布式电站来突破。这是历史和现实的抉择。

（房渊钊 文章有删改，作者为南京索斯通科技公司总经理、高级经济师、一级建造师）

中国能源报 2014-09-01

我国首个兆瓦级地铁光伏发电项目将在冀开建

石家庄市轨道公司 29 日透露，该市正在修建中的地铁工程，2015 年起将配套建设兆瓦级光伏发电项目，每年为地铁提供 110 万度绿色电能，这在国内地铁项目中尚属首例。

石家庄市轨道公司总工程师办公室设备主管张营说，该光伏发电项目位于地铁一号线工程的一处综合维修基地，项目投资 800 万元左右，设计寿命 25-30 年。

“项目建成后每小时可提供 1000 度电，除了为维修基地运行提供充足的电量，剩余电量还可以给一些机车供电。”张营说，根据测算，年产 110 万度绿色电能，相当于减少二氧化碳排放量 1000 吨左右。

近年来，由于雾霾天气频发，石家庄市的节能减排工作一直备受关注。“从节能减排的角度讲，地铁光伏发电的使用与大气环境治理也存在着密切的联系。”张营说，一方面，节能减排，减少污染

物排放，可缓解大气环境恶化；另一方面，雾霾天气少了，光伏发电的效率也会得到相应的提高。

据介绍，该项目采用的“分布式光伏发电”是指采用光伏组件，将太阳能直接转换为电能的分布式发电系统，这不仅能够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长途运输中的损耗问题。

“作为国内首个兆瓦级地铁光伏发电项目，该项目对于全国地铁行业的节能减排、绿色环保具有十分重要的示范效应。”张营说。

中国新闻网 2014-09-01

南方电网上半年新增光伏发电装机 26.8 万千瓦

与各上市公司发布年度中期报告一样，南方电网日前也公布了其 2014 年上半年公司运营的一些关键数据。

其中，售电量 3626 亿千瓦时，同比增长 6.2%，上半年的利润总额完成年度计划 50.7%，经济增加值完成 51.2%，资产负债率比年度计划降低 0.4%，南网表示公司经营任务完成情况“稳中向好”。

投资方面，固定资产投资 327 亿元，资产总额 6055 亿元；完成电网建设投资 257 亿元，投产了 4 项重点工程。

完成西电东送电量 635 亿千瓦时，同比增长 15.8%，超计划 82 亿千瓦时。全网新增光伏发电装机 26.8 万千瓦、风电装机 80.4 万千瓦。

对比数据，前两年南网在光伏发电方面的动作比较谨慎，支持力度不太明显，2014 年以来，南方电网开始加快了光伏发电的推进步伐，尤其在分布式政策影响下，制定并发布了《南方电网公司分布式光伏发电营业服务细则(试行)》，对定义及适用范围、并网服务流程、居民家庭分布式光伏发电项目、购售电管理、计量管理、监督与检查等方面做了规范。

前段时间出台的广东省太阳能光伏发电发展规划（2014-2020 年）中提出，到明年广东省光伏发电装机容量达到 1GW 以上；到 2020 年争取达到 4GW 以上，此规划将进一步推动广东地区光伏发电的进程。

据初步调查统计，广东省可安装分布式光伏发电系统的建、构筑物屋顶面积约 8000 万平方米，据此估算可建设分布式光伏发电装机容量约 800 万千瓦。

OFweek 太阳能光伏网 2014-09-03

智利力推太阳能产业发展

智利北部的阿塔卡玛沙漠（Atacama Desert）是世界上阳光直射最集中、稳定的地区之一。如今，这里环抱着大片的太阳能板，更是形成了一道独特的风景。智利凭借得天独厚的天然条件，正在努力推动太阳能产业的发展。

项目装机屡创新高

今年 7 月，作为智利总统巴切莱特访美成果之一，美国政府金融发展投资业务机构“海外私人投资公司”宣布，将为智利在阿塔卡玛沙漠地区的太阳能电场 Luz del Norte 提供高达 2.3 亿美元的贷款，美国第一太阳能公司(First Solar)将承建这座装机容量达 141 兆瓦的太阳能发电场。该项目不仅是智利有史以来最大的太阳能发电场，同时也将成为整个拉美地区最大的太阳能发电场。

事实上，这不是智利的第一个大型太阳能项目。今年 6 月，也是在阿塔卡玛沙漠地区，由另一家美国太阳能企业 SunEdison 开发、建设的 Amanecer Solar CAP 电站正式投产。该电站占地面积超出 250 英亩，耗资 2.5 亿美元，共配有 31 万片光伏组件，总装机量达到 100 兆瓦，年供电量能够达到 270 吉瓦时，足以满足 12.5 万个智利家庭的能源需求。

SunEdison 欧洲、非洲及拉丁美洲区总裁何塞·佩雷斯曾自豪地表示：“就多元化智利能源组合、削减成本及推动智利可再生能源方面而言，该项目做出积极贡献。截止目前，公司在阿塔卡玛沙漠的并网规模已经达到 150 兆瓦，但这一切还仅仅是个开始。”

企业青睐太阳能项目

太阳能如今在智利俨然成了最受企业欢迎的可再生能源项目之一。有数据显示,包括 SunEdison 公司在内,智利目前已经吸收了 70 亿美元的可再生能源投资,主要用于开发太阳能项目。

另据彭博社报道,智利最大风电场开发商 Pattern 能源集团也加入了太阳能产业大军。该集团同样计划在阿塔卡玛沙漠地区打造一座太阳能电站。8 月 26 日,Pattern 首席执行官迈克尔·加兰表示,该集团已经获得了环保许可,未来将在智利打造更多可再生能源电厂。“目前,智利政治环境比较稳定,投资项目很有经济性。”加兰表示,“可再生能源有望成为智利电力供应的主力之一。”

根据智利能源部可再生能源中心统计,2013 年该国可再生能源电力装机量猛增达到 1.1 吉瓦。可再生能源发电量也达到 4 太瓦时左右,同比 2012 年上升 26%,已经占到智利发电总量的 5.85%。

事实上,智利大力发展可再生能源电力也是无奈之举。今年 5 月,智利能源部长马克西莫·帕切科曾表示,过去 7 年间,智利电价已经翻倍,未来 7 年内可能还将上涨 30%。

智利总统巴切莱特指出,为了满足日益增长的电力需求,避免电力短缺局面的出现,智利需要实现电力来源多样化,并降低发电成本。为了体现政府对可再生能源电力产业的重视,巴切莱特还亲自出席了风电场的开幕典礼。她同时表示,未来政府将加快推动可再生能源电力的投资,特别要增加太阳能的发电量。

政府推新政鼓励产业发展

在总统的带动下,智利政府也从政策层面给予太阳能产业很大的支持。

据智利民族遗产部统计,巴切莱特于 2013 年 12 月 15 日再次当选智利总统之后的 7 个月内,智利政府已向可再生能源项目授予 76 块优惠土地,均位于智利北部,总面积高达 2.14 万公顷。其中,共建设太阳能电站 70 座;而原中右派政府在执政的 3 年半时间内,总共授予可再生能源项目土地优惠的次数也才达到 74 次。

智利政府还指出,2014 年开工的可再生能源项目数量也有大幅提升。智利能源部可再生能源中心数据显示,目前,智利在建的太阳能项目总装机量达到 487 兆瓦。

此外,作为巴切莱特竞选主题之一的太阳能产业,还获得了其他一些政策支持。巴切莱特政府宣布,将推出一个名为“公共太阳能屋顶”的项目,有效期 4 年,投资额达 1300 万美元。该项目的目标地区是那些拥有强劲天然资源及高电价地区。另外,该项目还将提供智利自用型光伏系统的经济收益方面的真实数据。

不过,也有业内人士认为,智利太阳能产业目前发展并非受益于政府的推动。比如,截止目前,智利在建太阳能项目并没有得到相关补贴费率或其它一些税费减免。另有市场分析师指出,虽然目前智利大量的公共事业级太阳能项目正处于开发之中,但分布式发电部门几乎形同虚设。

另外,虽然智利议会早在 2012 年就批准通过了净计量法案,但是却一直没有颁布必要的实施细则,于是智利当前等于既没有净计量法案,也没有上网电价补贴费率政策。智利太阳能协会主席 Verónica Munita 表示:“我们一直在等待针对装机量小于 100 千瓦的分布式发电系统法规出炉。我们已经拥有许多自用型太阳能及其它可再生能源项目,但这些系统生产的电力现在都无法并网。”

中国能源报 2014-09-03

南太地区最大太阳能电池阵在萨摩亚建成

9 月 1 日,新西兰外长麦卡利在萨摩亚出席联合国小岛国发展会议期间宣布,由新西兰援建的南太地区最大太阳能电池阵在萨摩亚首都阿皮亚正式建成。

该太阳能电池阵容量为 2.2 兆瓦,和此前已竣工的另外两个太阳能电站可满足萨摩亚 4.5% 的电力需求,可为 4400 户人家提供电力支持。新西兰为上述三个项目提供了 750 万新元的援款。

麦卡利表示,该项目是 2013 年在奥克兰举行的太平洋[0.23% 资金 研报]能源峰会成果之一,峰会通过了一项规模巨大的南太岛国太阳能发展计划,包括 50 多个项目,旨在帮助南太岛国实现可再生能源利用率达到 50% 以上的远景目标。

新民网 2014-09-04

日本光伏发电市场达 2.5 万亿日元

“日本光伏发电系统的国内市场 2013 年度扩大到了 2.5 万亿日元，与白色家电市场的规模等同。”——在日本经济产业省 8 月 8 日召开的新能源小委员会上，日本光伏发电协会(JPEA)公布了这一统计结果。

日本光伏发电协会表示，因可再生能源电力固定价格收购制度的开始实行，日本光伏发电系统市场迅速扩大，从 2011 年度的约 6700 亿日元，到 2013 年就达到了 2.5 万亿日元左右。这里所说的光伏发电系统市场，除了光伏板，逆变器，受变电设施，架台及接线盒等设备，还包括土地平整，基础施工，安装及配线等施工以及设计和管理等系统设置相关事业。

2.5 万亿日元的市场规模能够与日本的白色家电市场相匹敌。日本市场中，销售额流失海外的主要是光伏板，销售供货额的海外流失率为 9.3%。就是说，2.5 万亿日元的 9 成以上是在日本循环的。另外，随着市场规模的扩大，雇佣也日益增加，据称从事光伏发电系统生产，销售及施工的直接雇用人数约为 9 万人，加上周边产业的从业人员，总雇用人数约为 21 万人。

此外 8 月 8 日举行的新能源小委员会还公布了欧洲调查结果。此是有小委员会委员参加，于 7 月 20 日到 27 日访问丹麦，西班牙及德国，对可再生能源最新导入状况所做的调查，目的是为今后日本国内对 FIT 等可再生能源推进策略的探讨提供参考。

日经 BP 社 2014-09-04

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

各省（区、市）发展改革委（能源局）、新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限公司，华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团、中国电力投资集团、神华集团公司、国家开发投资公司、中国节能环保集团公司、中国广核集团公司，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院： 《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）发布以来，各地区积极制定配套政策和实施方案，有力推动了分布式光伏发电在众多领域的多种方式利用，呈现出良好发展态势。但是各地区还存在不同程度的政策尚未完全落实、配套措施缺失、工作机制不健全等问题。为破解分布式光伏发电应用的关键制约，大力推进光伏发电多元化发展，加快扩大光伏发电市场规模，现就进一步落实分布式光伏发电有关政策通知如下：

一、高度重视发展分布式光伏发电的意义。光伏发电是我国重要的战略性新兴产业，大力推进光伏发电应用对优化能源结构、保障能源安全、改善生态环境、转变城乡用能方式具有重大战略意义。分布式光伏发电应用范围广，在城乡建设、工业、农业、交通、公共设施等领域都有广阔应用前景，既是推动能源生产和消费革命的重要力量，也是促进稳增长调结构促改革惠民生的重要举措。各地区要高度重视发展分布式光伏发电的重大战略意义，主动作为，创新机制，全方位推动分布式光伏发电应用。

二、加强分布式光伏发电应用规划工作。各地区要将光伏发电纳入能源开发利用和城镇建设等相关规划，省级能源主管部门要组织工业企业集中的市县及各类开发区，系统开展建筑屋顶及其他场地光伏发电应用的资源调查工作，综合考虑屋顶面积、用电负荷等条件，编制分布式光伏发电应用规划，结合建设条件提出年度计划。各新能源示范城市、绿色能源示范县、新能源应用示范区、分布式光伏发电应用示范区要制定分布式光伏发电应用规划，并按年度落实重点建设项目。优先保障各类示范区和其它规划明确且建设条件落实的项目的年度规模指标。

三、鼓励开展多种形式的分布式光伏发电应用。充分利用具备条件的建筑屋顶（含附属空闲场地）资源，鼓励屋顶面积大、用电负荷大、电网供电价格高的开发区和大型工商企业率先开展光伏发电应用。鼓励各级地方政府在国家补贴基础上制定配套财政补贴政策，并且对公共机构、保障性住房和农村适当加大支持力度。鼓励在火车站（含高铁站）、高速公路服务区、飞机场航站楼、大型综合交通枢纽建筑、大型体育场馆和停车场等公共设施系统推广光伏发电，在相关建筑等设施的规

划和设计中将光伏发电应用作为重要元素，鼓励大型企业集团对下属企业统一组织建设分布式光伏发电工程。

因地制宜利用废弃土地、荒山荒坡、农业大棚、滩涂、鱼塘、湖泊等建设就地消纳的分布式光伏电站。鼓励分布式光伏发电与农户扶贫、新农村建设、农业设施相结合，促进农村居民生活改善和农业农村发展。对各类自发自用为主的分布式光伏发电项目，在受到建设规模指标限制时，省级能源主管部门应及时调剂解决或向国家能源局申请追加规模指标。

四、加强对建筑屋顶资源使用的统筹协调。鼓励地方政府建立光伏发电应用协调工作机制，引导建筑业主单位（含使用单位）自建或与专业化企业合作建设屋顶光伏发电工程，主动协调电网接入、项目备案、建筑管理等工作。对屋顶面积达到一定规模且适宜光伏发电应用的新建和改扩建建筑物，应要求同步安装光伏发电设施或预留安装条件。政府投资或财政补助的公共建筑、保障性住房、新城镇和新农村建设，应优先考虑光伏发电应用。

地方政府可根据本地实际，通过制定示范合同文本等方式，引导区域内企业建立规范的光伏发电合同能源管理服务模式。地方政府可将建筑光伏发电应用纳入节能减排考核及奖惩制度，消纳分布式光伏发电电量的单位可按折算的节能量参与相关交易。鼓励分布式光伏发电项目根据《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》参与国内自愿碳减排交易。

五、完善分布式光伏发电工程标准和质量管理。加强光伏产品、光伏发电工程和建筑安装光伏发电设施的安全性评价和管理工作，对载荷校核、安装方式、抗风、防震、消防、避雷等要严格执行国家标准和工程规范。并网运行的光伏发电项目和享受各级政府补贴的非并网独立光伏发电项目，须采用经国家认监委批准的认证机构认证的光伏产品。建设单位进行设备的采购招标时，应明确要求采用获得认证的光伏产品，施工单位应具备相应的资质要求。

各地区的市县（区）政府要建立建筑光伏发电应用的统筹协调管理工作机制，加强分布式光伏发电项目的质量管理和安全监督。各级地方政府不得随意设置审批和收费事项，不得限制符合国家标准和市场准入条件的产品进入本地市场，不得向项目单位提出采购本地产品的不合理要求，不得以各种方式为低劣产品提供市场保护。

六、建立简便高效规范的项目备案管理工作机制。各级能源主管部门要抓紧制定完善分布式光伏发电项目备案管理的工作细则，督促市县（区）能源主管部门设立分布式光伏发电项目备案受理窗口，建立简便高效规范的工作流程，明确项目备案条件和办理时限，并向社会公布。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。

七、完善分布式光伏发电发展模式。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。已按“自发自用、余电上网”模式执行的项目，在用电负荷显著减少（含消失）或供用电关系无法履行的情况下，允许变更为“全额上网”模式，项目单位要向当地能源主管部门申请变更备案，与电网企业签订新的并网协议和购售电合同，电网企业负责向财政部和国家能源局申请补贴目录变更。

在地面或利用农业大棚等无电力消费设施建设、以 35 千伏及以下电压等级接入电网（东北地区 66 千伏及以下）、单个项目容量不超过 2 万千瓦且所发电量主要在并网点变电台区消纳的光伏电站项目，纳入分布式光伏发电规模指标管理，执行当地光伏电站标杆上网电价，电网企业按照《分布式发电管理暂行办法》的第十七条规定及设立的“绿色通道”，由地级市或县级电网企业按照简化程序办理电网接入并提供相应并网服务。

八、进一步创新分布式光伏发电应用示范区建设。继续推进分布式光伏发电应用示范区建设，重点开展发展模式、投融资模式及专业化服务模式创新。在示范区探索分布式光伏发电区域电力交易试点，允许分布式光伏发电项目向同一变电台区的符合政策和条件的电力用户直接售电，电价由

供用电双方协商，电网企业负责输电和电费结算。

鼓励示范区政府与银行等金融机构合作开展金融服务创新试点，通过设立公共担保基金、公共资金池等方式为本地区光伏发电项目提供融资服务。各省级能源主管部门组织具备条件的地区提出示范区实施方案报国家能源局，国家能源局会同有关部门研究确定有关政策条件后指导示范区组织实施。对示范区内的分布式光伏发电项目（含就近消纳的分布式光伏电站），可按照“先备案，后追加规模指标”方式管理，以支持示范区建设持续进行。

九、完善分布式光伏发电接网和并网运行服务。在市县（区）电网企业设立分布式光伏发电“一站式”并网服务窗口，明确办理并网手续的申请条件、工作流程、办理时限，并在电网企业相关网站公布。对法人单位申请并网的光伏发电项目，电网企业应及时出具项目接入电网意见函，在项目完成备案后开展相关配套并网工作，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及时开展相关并网服务。

电网企业应按规定的并网点及时完成应承担的接网工程，在符合电网运行安全技术要求的前提下，尽可能在用户侧以较低电压等级接入，允许内部多点接入配电系统，避免安装不必要的升压设备。项目单位和电网企业要相互配合，如对接网方式存在争议，可申请国家能源局派出机构协调。电网企业提供的电能计量表应可明确区分项目总发电量、“自发自用”电量（包括合同能源服务方式中光伏企业向电力用户的供电量）和上网电量，并具备向电力运行调度机构传送项目运行信息的功能。

十、加强配套电网技术和管理体系建设。各级电网企业在进行配电网规划和建设时，要充分考虑当地分布式光伏发电的发展潜力、规划和建设情况，采用相应的智能电网技术、配置相应的安全保护和运行调节设施。对分布式光伏发电规模大的新能源示范城市、绿色能源示范县、分布式光伏发电应用示范区，应同步制定相应的智能配电网建设方案，建设双向互动、控制灵活、安全可靠的配电网系统。建立包含分布式光伏发电功率预测和实时运行监测等功能的配电网运行信息管理系统，开展需求侧响应负荷管理，对区域内的分布式光伏发电实现实时动态监控和发输用一体化控制。鼓励探索微电网技术并在相对独立的区域应用，提高局部电网接纳高比例分布式光伏发电的能力。

十一、完善分布式光伏发电的电费结算和补贴拨付。各电网企业按月（或双方约定）与分布式光伏发电项目单位（含个人）结算电费和转付国家补贴资金，要做好分布式光伏发电的发电量预测，按分布式光伏发电项目优先原则做好补贴资金使用预算和计划，保障分布式光伏发电项目的国家补贴资金及时足额转付到位。

电网企业应按照规定配合当地税务部门处理好购买分布式光伏发电项目电力产品发票开具和税款征收问题。对已备案且符合年度规模管理的项目，电网企业应做好项目电费结算和补贴发放情况的统计，并按要求向国家和省级能源主管部门及国家能源局派出机构报送相关信息。项目并网验收后，电网企业代理按季度向财政部和国家能源局上报项目补贴资格申请。

十二、创新分布式光伏发电融资服务。鼓励银行等金融机构结合分布式光伏发电的特点和融资需求，对分布式光伏发电项目提供优惠贷款，采取灵活的贷款担保方式，探索以项目售电收费权和项目资产为质押的贷款机制。鼓励银行等金融机构与地方政府合作建立分布式光伏发电项目融资服务平台，与光伏发电骨干企业建立银企战略合作关系，探索对有效益、有市场、有订单、有信誉的“四有企业”实行封闭贷款。鼓励地方政府结合民生项目对分布式光伏发电提供贷款贴息政策。

鼓励采用融资租赁方式为光伏发电提供一体化融资租赁服务，鼓励各类基金、保险、信托等与产业资本结合，探索建立光伏发电投资基金，鼓励担保机构对中小企业建设分布式光伏开展信用担保，在支农金融服务中开展支持光伏入户和农业设施光伏利用业务。建立以个人收入等为信用条件的贷款机制，逐步推行对信用度高的个人安装分布式光伏发电设施提供免担保贷款。

十三、完善产业体系和公共服务。通过市场机制培育分布式光伏发电系统规划设计、工程建设、评估认证、运营维护等环节的专业化服务能力。鼓励技术先进、投资能力强、经营规范的企业按照统一标准规范开展项目设计、施工、建设、管理及运营一体化服务，建立网络化的营销和技术服务

体系。完善光伏发电工程设计、施工和运行维护的从业资格认证制度，健全相关从业机构和企业的资信管理体系。建立光伏产业监测和预警机制，及时发布技术、市场、产能、质量等信息和预警预报，引导行业理性健康发展。

十四、加强信息统计和监测体系建设。国家能源局建立并完善覆盖光伏发电项目备案、并网申请、建设进度、并网容量、发电量、利用方式等情况的信息管理系统，委托国家可再生能源信息管理中心（依托中国水电水利规划设计总院）管理。

各市县（区）能源主管部门按月在信息管理系统填报项目备案情况，各省级能源主管部门及时督促并汇总，国家能源局派出机构及时查询跟踪情况。国家电网公司、南方电网公司等电网企业按月进行并网申请、并网容量、发电量信息、电费结算、补贴发放等情况的信息统计，按月报送国家能源局并抄送国家可再生能源信息管理中心。各省级能源主管部门按季度在信息管理系统报送项目备案、建设和运行的汇总信息，按半年、全年向国家能源局上报发展情况的总结报告。国家可再生能源信息管理中心按季度、半年、全年向国家能源局报送全国光伏发电统计及评价报告。

十五、加强政策落实的监督检查和市场监管。国家能源局派出机构会同地方能源主管部门等加强分布式光伏发电相关国家和地方政策落实的监督检查。国家能源局派出机构负责对分布式光伏发电的并网安全进行监管，电网企业应配合做好安全监管的技术支持工作。建立对电网企业的并网服务、接入方案、并网运行、电能计量、电量收购、电费结算、补贴资金发放各环节进行全程监管的工作机制。

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。如电网公司未按照规定接入和收购光伏发电的电量，按照《可再生能源法》第二十九条规定承担法律责任。国家能源局派出机构会同省级能源主管部门对分布式光伏发电开展专项监管，按半年、全年向国家能源局上报专项监管报告，并以适当方式向社会公布，发现重大问题及时上报。

国家能源局 2014 年 9 月 2 日

国家能源局 2014-09-05

亚洲首个单厂区最大分布式光伏项目落地中山

近日，中山供电局顺利促成格兰仕（中山）家用电器有限公司分布式光伏项目正式落地。

据了解，该项目设计规模达 50MWp，占用屋顶面积 50 万平方米，预计年发电量将超过 5000 万千瓦时，建成后将成为亚洲首个单厂区最大光伏发电项目。

该项目采用合同能源管理模式，由南网能源公司负责资金投入、建设、管理和服务，节能效益分享期为 25 年。

一直以来，中山供电局积极落实网省公发展新能源战略，主动提升服务能力和水平。

3 年来，该局积极落实节能减排责任，截至 2013 年底，共先后为 151 家大企业提供上门节能咨询，完成重点节能改造项目 127 个，为美的电器等企业降低电费成本 4514 万元。

累计实现节约电量 1.8 亿度，相当于节约标煤 4.98 万吨，减少二氧化碳排放 12.42 万吨。（记者周舒婷 通讯员 苏德强）

信息时报 2014-09-09

青海建光伏大规模同台实证试验平台

记者从日前举办的国家“863”计划重大项目“大型并网光伏电站关键技术与设备研制”专家组推进会上了解到，该项目将依托黄河上游水电开发有限责任公司在青海共和县 100 兆瓦光伏发电工程实证基地开展课题研究，为我国光伏产业发展提供大规模同台实证试验平台。

据悉，该项目下设 4 个课题。黄河上游水电开发有限责任公司相关人员在专家组推进会上表示，公司在建好光伏电站的同时，还在研究如何利用光伏电站促进高原生态环境建设以及如何提高光伏

10 多年了 太阳能电池容量终获大突破

美国西北大学的研究人员日前突破了碳纳米管太阳能电池光电转换效率近 10 年来无法提升的困局, 将其转化效率从 1% 提高到了 3% 以上, 让一度沉寂的碳纳米管太阳能电池研究再次进入了人们的视野。相关论文发表在《纳米快报》杂志上。

由于比传统材料更轻更薄更灵活, 碳纳米管刚一问世就被认为是制造新型太阳能电池的理想材料, 但此后的尝试却让科学家们屡屡受挫: 不管采取什么方法, 碳纳米管太阳能电池的光电转换效率永远都在 1% 左右徘徊。这个数字不但无法和目前主流的硅太阳能电池相提并论, 与其他新近出现的新材料相比差的也不是一星半点。

但这项新研究无疑给人们带来了新的希望。据物理学家组织网 9 月 4 日(北京时间)报道, 由西北大学材料工程学教授马克·汉森开发出的这种新技术让碳纳米管太阳能电池的效率从 1% 提升到了 3%, 并成为首个被美国国家可再生能源实验室认证的碳纳米管太阳能电池。

汉森说: “近 10 年来碳纳米管太阳能电池的转换效率一直徘徊在 1% 左右, 甚至已经趋于稳定, 但我们打破了这一僵局。虽然绝对值仍然不高, 但纵向比较仍然是一个显著提升。”

汉森的绝招就是碳纳米管的手性, 即一个物体与其镜像不重合的现象, 具体来说就是碳纳米管的直与弯。当碳卷曲成为碳纳米管时, 有可能存在上百种不同的手性。在过去, 研究者倾向于选择具有良好半导体性能的一类特定手性, 并且尽量用它们制造出一块完整的太阳能电池板。但问题是, 每个碳纳米管的手性只能吸收特定波长范围的光, 这样的太阳能电池无法吸收大部分其他波长的光。而汉森的研究团队制造了一块包含多种手性的碳纳米管太阳能电池。

实验显示, 新型太阳能电池与其前辈相比能够吸收更广泛波长的阳光。此外, 这种新型太阳能电池甚至能够吸收近红外波长的阳光, 这是目前很多先进的薄膜太阳能电池都无法实现的。

虽然对碳纳米管而言这是一个重要的里程碑, 但相对于其他材料这个转换效率仍然比较落后。下一步, 汉森的研究小组将对该技术继续进行改进, 制造出一种具备多层结构的复合碳纳米管太阳能电池, 每一层都将根据太阳光谱中特定的波长进行优化, 因而将能够吸收更多的光。此外, 他们还可能加入如有机或无机半导体材料等新材料来补充碳纳米管。

汉森说: “我们想要做的就是尽可能吸收更多的光子, 并将其转化为电能。换句话说, 就是制造出一种能够一次性完美匹配多个波长阳光的太阳能电池。这是这项研究的终极目标。”

科技日报 2014-09-10

俄罗斯“最大”光伏电站启动

俄罗斯太阳能公司 Hevel Solar 日前启动位于西伯利亚南部阿尔泰共和国的一座 5MW 试点光伏电站。

据说该 Kosh-Agach 项目是俄罗斯迄今最大的光伏安装项目, 是阿尔特地区首个本地发电来源, 该地区此前依赖于该国其他地区产生的电力。

Kosh-Agach 地区建筑建设副主任 Andrei Tsygulev 在接受当地通讯社伊塔——塔斯社 (ITAR-TASS) 采访时表示: “整个 Kosh-Agach 地区消耗 2.7 至 3.5MW 的电力, 该发电站将产生我们所需电力的近两倍, 多余的电力将出售给该地区的其他地方。”

该电站建设成本为 5.7 亿俄罗斯卢布(1530 万美元), 是在阿尔泰规划的 45MW 累计发电量的五个光伏项目中首个。

俄罗斯总统弗拉基米尔·普京(Vladimir Putin)出席 Kosh-Agach 启动仪式, 表示其他电站将于 2019 年之前投产, 耗资 50 亿俄罗斯卢布(1.348 亿美元)。

他在接受社伊塔——塔斯社采访时表示, 这些电站的建设将在太阳能制造方面发动当地市场。

普京表示: “这意味着大量工作将使得组件生产部门有信心并且获得市场。”

综合企业 Renova 与纳米技术公司 Rusnano 的一家合资企业、莫斯科 Hevel 最近在俄罗斯开设一家 130MW 工厂, 为该国目标的 600MW 项目生产薄膜组件。预计俄罗斯的光伏项目储备量达 1.5GW。

PV-Tech 2014-09-10

红炜：从德国光伏看政策效果“悖论”

8月18日的《中国能源报》围绕德国新能源政策成败, 发表了观点完全不同的两篇文章, 《可再生能源就要“赢”了》和《高电价: 德国“能源转型”之殇》。因为事关人类未来, 所以讨论尤为重要; 因为观点相反, 所以更加吸引眼球。笔者认同前者的事实, 更加倾向后者的判断。

2004年《可再生能源法》的强力推行和强大的补贴政策, 启动了快速增长的德国光伏市场。2007年的明确到2030年可再生能源要占能源供应的50%, 更使得德国成为全球新能源发展的模范国, 论及光伏言必德国。2012年后德国光伏补贴大幅下调, 光伏安装量也随之大幅下调。对此, “德国已经实现光伏发电平价上网, 不需要补贴政策了”和“德国的电价上去了、光伏安装量大幅下降了, 说明政策的不成功”, 两种评价决然不同。讨论的核心, 事关人类需要什么样的光伏政策。

新能源必须发展是毋庸置疑的。前几日, 当中国最大的热电企业华能的一位朋友说, 他们为了减排付出了大量资金, 排放量已经下降了90%以上。话音未落, 立即成为众矢之的。化石能源能否做到无污染总是被人质疑, 新能源必须发展已是更多人的共识。

人类必须为新能源发展付出高额成本是毋庸置疑的。早期的新能源发展是无力与化石能源在同一个成本线上竞争的, 人类必须为此付出巨额成本已是共识。好在这一数得清的付出与化石能源为了减排数不清的付出相比, 账是可以算清楚的。

新能源补贴政策制定的合理与否必须讨论是毋庸置疑的。粗略地估算, 中国为光伏的补贴已经不应少于300亿人民币以上, 德国为光伏的补贴已在千亿欧元以上。如此巨额的补贴政策及其效果合理与否, 很有讨论的必要。

正确的光伏政策制定和效果应是什么样? 笔者以为:

- 1) 努力判断光伏产业能够发展至具有完全市场化竞争能力和补贴总量;
- 2) 充分考虑社会能够承受的最大补贴能力;
- 3) 补贴标准和补贴时间稳步递减;
- 4) 当补贴政策发生变化时, 光伏市场走势不发生重大变化。

据此, 德国的光伏补贴政策是有待讨论的。2012年开始, 德国大幅削减光伏补贴, 带来的年度安装量结果是: 从当年的7.6GW下降到2013年的3.3GW, 2014年更有可能减少为2.5GW。市场变化之大, 实在难言政策的成功。除了英国, 这一市场萎缩趋势基本代表着欧洲光伏的总体情况。当然, 也有持不同看法的, 在众多中国企业出口欧洲的市场份额从60%下降到30%的时候, 昱辉“反而加大了欧洲的布局投入, 欧洲工作人员从40~50人将增加到100来人, 这是因为我们看到了欧洲的分布式项目在发展。”

光伏产业政策一定会“赢”, 但首先不是“赢”在欧洲而是在美国。因为补贴, 光伏产业在一段时间内是一个非完全市场化的产业, 于是出现了一个“悖论”现象: 没有政策自然没有光伏市场, 强调政策难免延长完全市场化的到来时间。而改变这一“悖论”的唯一办法是: 在政策正确的前提下, 强化市场作用光伏才能早日完全市场化。在笔者的研究中, 美国的光伏是市场化运作是最充分的, 所以光伏会首先“赢”在美国。对此, 美国太阳能联盟总裁基格·沙似乎更加自信: “美国的目标是要逐步教导银行业去投资太阳能。这一过程可能比上网电价补贴战略多花费五年的时间, 但我感觉我们能在美国实现的这一结果……因此美国将成为2016年世界最大的太阳能市场。”

中国的光伏政策让人欢喜让人忧。在中国的产业经济发展中, 政府、政策对光伏的这般厚爱是不多见的, 从保护光伏国家竞争力角度也是十分必要的。但是, 如何把握“厚爱”的程度确是一件难以量化的事情。如同父母之于孩子, 被过分呵护的孩子总是要成熟得晚一些, 而要求父母精准划分“关爱”和“溺爱”实在又是件不尽合理的事情。在光伏产业不长的历史中, 同样因为强大的政

策力度，西班牙、意大利、德国都曾位居全球年度最大的光伏安装国，现在中国是最大的安装国，明天是谁也未可知，一直领先到光伏发电完全市场化的国家是谁更未可知。结论是：短期的领先不是赢家，始终领先直至光伏完全市场化才是赢家。

笔者无心也无力判断两篇文章的对错，历史的发展已经证明：重大历史行为的结果，不能看一时，而应看长远，有时更需要回头来看。好在光伏实现完全市场化的那一天，应在不远的明天。

新浪博客 2014-09-10

海洋能、水能

日计划用自来水厂发展小水电

日本环境省 29 日宣布，将大力普及利用自来水厂引水管的小水力发电，并在 2015 年调查新型发电机的可行性。

发电机将主要安装在自来水厂蓄水池通往净水车间的引水管上，利用水从高处向低处流动的落差势能驱动水轮机发电。其优点在于，不像太阳能和风力发电那样受天气左右，不管在什么地区都能稳定发电。现在日本已有地方政府采用这种方式发电，但由于成本相对较高，未能普及。

环境省认为，在全国自来水厂大量设置新型发电机，可以获得至少数十万千瓦的装机容量，相当于一座火力发电站，并期待通过这种清洁能源削减温室气体排放。目前，得到环境省援助的厂家正在开发不同容量的新型发电机样机，准备通过改良零件等，制成低成本、省空间的新型发电机。

环境省准备在 2015 年度检验新型发电机性能，并以全国约 1500 家自来水厂为对象，详细调查能够设置多少新型发电机，并确定引进这种发电机的候选地。

新华网 2014-09-01

抽水蓄能电站政策利好频出

抽水蓄能电站近期迎来多个政策利好。

在“对抽水蓄能电站实行两部制电价”政策发布不到两周后，国家发改委再次宣布对“抽水蓄能发电用水暂免征收水资源费”。

国家发改委 9 月 1 日公布《关于调整中央直属和跨省水力发电用水水资源费征收标准的通知》，明确了上述政策。

该通知说，中央直属和跨省水电站水力发电用水水资源费，现行征收标准低于每千瓦时 0.5 分钱的，自 2015 年 1 月 1 日起调整为每千瓦时 0.5 分钱；现行征收标准高于每千瓦时 0.5 分钱的，维持现行征收标准不变，最高不超过每千瓦时 0.8 分钱。

在此之前，国家发改委在 8 月 18 日公布的《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》称，在形成竞争性电力市场以前，对抽水蓄能电站实行两部制电价。对具备条件的地区，鼓励采用招标、市场竞价等方式确定抽水蓄能电站项目业主、电量和电价。意在“为了促进抽水蓄能电站健康发展，充分发挥抽水蓄能电站综合效益”。

对国家能源局官网在项目核准(审批)一览梳理发现，2014 年以来，国家发改委已经今年 6 月和 8 月相继核准了 4 个抽水蓄能电站工程。它们分别是安徽金寨抽水蓄能电站工程、山东文登抽水蓄能电站工程、河南天池抽水蓄能电站工程和重庆蟠龙抽水蓄能电站工程。

而在 2013 年，国家发改委仅核准 1 个这样项目—海南琼中抽水蓄能电站工程。

值得注意的是，上述四个工程的总装机容量高达 640 万千瓦，是海南琼中抽水蓄能电站工程总装机容量 60 万千瓦的 10 倍还多。

“国家要多鼓励抽水蓄能电站的发展和建设才行。”原电力部生产司的供电处处长、国际大电网 CIGRE 和美国 IEEE 会员蒙定中说。

蒙定中和一位电网企业内部人士表示，国内电力目前是缺少调峰能力，尤其是在火电厂被压底的情况下，需要更多的抽水蓄能电站来调峰。

蒙定中认为，中国应充分发挥或改造现有水电的调峰能力，创造优惠条件鼓励更多企业投资建设抽水蓄能电站。他说，加强抽水蓄能和燃气联合循环的调峰能力，不仅防止多耗煤、多排污、缩短煤电机组寿命和解决“弃风”、“弃光”问题，保证核电安全经济运行，而且在经济上也比不合理地为调峰多装煤电而节约投资 450 亿~1308 亿元。

国家能源局也在 2013 年 6 月指出，近年来，随着电力系统规模的不断扩大、第三产业和居民用电比重的增加、可再生能源电力的快速发展，调峰矛盾、拉闸限电和弃风、弃水、弃光等问题突出。

国家能源局指出，近年来，随着电力系统规模的不断扩大、第三产业和居民用电比重的增加、可再生能源电力的快速发展，调峰矛盾、拉闸限电和弃风弃水弃光等问题突出。

尽管抽水蓄能电站被视为解决电网调峰问题的重要手段，也是目前最具经济性的大规模储能设施，这在过去多年却一直被轻视。

为此，国家能源局要求“必须充分认识抽水蓄能电站在电力系统中的重要性，高度重视抽水蓄能电站运行管理，优化电力调度，有效发挥已建电站在解决电网峰谷运行矛盾、保障电力系统安全稳定运行、提高电网消纳可再生能源电力的能力、保障能源高效利用等方面的作用”。

国家发改委称，8 月 18 日的政策下发后，将有利于抽水蓄能电站建设引入社会资本投资，并对提高电站利用效率将发挥积极作用。这也被认为是国家发改委在释放建设更多抽水蓄能电站的信号。

抽水蓄能电站在中国的发展空间是巨大的。目前国内已建和在建抽水蓄能装机约 3000 万千瓦。而根据水电发展“十二五”规划，中国在“十二五”期间将开工抽水蓄能电站 4000 万千瓦，到 2020 年抽水蓄能电站总装机将达到 7000 万千瓦。

中国投资咨询网 2014-09-04

全球水力发电排行榜

水力发电是可再生的清洁能源。在常规能源（煤、石油、天然气、核能和水力发电）中，火力发电（煤、石油、天然气）排放大量温室气体，而核能发电在全球几乎没有多大进展，水力发电是最值得利用的常规能源。

水力发电的大坝是建筑在溪流、河流和河口的屏障，用来防止洪水泛滥，水力发电，或储水作饮食或灌溉之用。世界上没有哪一条河流没有构筑大坝，而且许多河流采用梯级式大坝，增加水力发电量，世界大坝库区已经相当于法国面积那么大。

从现代的能源视角来看，我国有丰富的江河资源，特别是在工业基础薄弱的地区，发展水力发电是经济的理性的必然选择。

中国是世界上电力消费最多的国家，中国 2013 年年消费 5322300000MWh（百万瓦小时），人均消费 447W，高于世界平均水平 313W/人。中国也是再生能源发电最多的国家，其中以水力发电独占鳌头。2013 年统计中国水力发电消费为 206.3Mtoe（百万吨油当量），占世界总量的 24%。按照 1 吨油当量=1.5 吨煤计算，相当于消费 3 亿吨煤。见表 1。

表 1 2013 年水力发电消费前十位国家

排序	国家	消费量/Mtoe	比 2012 年增加	占总量的%
1	中国	206.3	4.8	24.1
2	加拿大	88.6	3.3	10.4
3	巴西	87.2	-7.0	10.2
4	美国	61.5	-2.3	7.2
5	俄罗斯	41.0	10.2	4.8
6	印度	29.8	14.3	3.5
7	挪威	29.2	-9.5	3.4
8	委内瑞拉	19.0	2.8	2.2
9	日本	18.6	1.8	2.2
10	法国	15.5	18.6	1.8
世界总计		855.8	2.9	100.0

注：Mtoe--百万吨油当量。1toe=1.5t 煤

世界上最大的电站是水力发电站，其次是核电站；燃煤和燃气电站远不如水力发电。中国水力发电在电力供应中最为突出，居世界领先地位。水力发电和核能发电均属清洁能源发电，而天然气和煤等化石燃料发电，属于火力发电。

我国把“大坝”称为“水电站”，国外一般称为“大坝”。本文在中文名称后面注释有英文原名，是供查阅时将英文输入搜索引擎如百度用的，它将提供更多的信息。

世界最大的水力发电站

由于全球水电站数量太多，只选择前 15 个水电站，其中中国占有 7 个。发电量最大的是三峡大坝，年发电 985 亿千瓦时。

表 2 世界最大的水力发电站

排行	大坝名称	国家	河流	装机容量 /MW	年产量 /TWh	建成年代	总库面积/ km ²
1	三峡大坝/Three Gorges Dam	中国	长江	22 500	98.5	2003/2012	632
2	伊泰普大坝/Itaipu Dam	巴西、乌拉圭	巴拉那河	14 000	98.3	1984/1991, 2003	1,350
3	溪洛渡大坝/Xiluodu Dam	中国	金沙江	13 860		2014	
4	古里大坝/Guri Dam	委内瑞拉	卡罗尼河	8 850	53.41	1978, 1986	4,250
5	图库鲁伊大坝/Tucuruí Dam	巴西	托坎廷斯河	8 370	41.43	1984	3,014
6	向家坝 Xiangjiaba	中国	金沙江	7 750	183.8	2014	
7	大古力/Grand Coulee	美国	哥伦比亚河	6 809	20	1942-1985	324
8	龙滩大坝/Longtan Dam	中国	红水河	6 426	18.7	2007/2009	
9	克拉斯诺雅尔斯克 Krasnoyarsk	俄罗斯	叶尼塞河	6 000	20.4	1972	2,000
10	罗伯特-布拉萨 /Robert-Bourassa	加拿大	拉格朗德河	5 616	26.5	1979/1981	2,835
11	糯扎渡大坝/Nuozhadu Dam	中国	澜沧江	5 850		2014	
12	丘吉尔瀑布/ Churchill Falls	加拿大	丘吉尔河	5 428	35	1971/1974	6,988
13	锦屏-II /Jinping-II	中国	雅砻江	4 800		2014	
14	布拉茨克/Bratsk	俄罗斯	安加拉河	4 500	22.6	1967	5,470
15	拉西瓦大坝/Laxiwa Dam	中国	黄河	4 200	10.2	2010	

单位说明：1MW=0.1 万千瓦;1 亿千瓦=0.1 TW

世界上最大的坝体

坝体指根据工程实际情况及特点采用挡水防护体。世界上最大的坝体是在加拿大。三峡大坝为重力坝，坝高 181 米、坝长 2335 米、坝顶宽度 40 米、坝底宽度 115 米。

表 3 世界上最大的坝体

大坝名称	国家	年代	构筑物高度/m	构筑物体积/10 ⁶ m ³	水库体积 10 ⁹ m ³
辛克鲁德尾矿坝 MLSB /Syncrude Tailings Dam Mildred MLSB	加拿大	1995	88	540/720	0.35
辛克鲁德尾矿坝 SWSS /Syncrude Tailings Dam Mildred SWSS	加拿大	2010	40-50	119	0.25
塔贝拉大坝/Tarbela Dam	巴基斯坦	1976	143	106 /152	13.7
佩克堡水坝/Fort Peck Dam	美国	1940	76.4	96	23
阿塔图尔特大坝/Atatürk Dam	土耳其	1990	166	84.5	48.7
拦海大坝/Flevoland Dyke	荷兰	1968	13	78	0
欧阿希水坝/Oahe Dam	美国	1963	75	70.3	29
加德纳大坝/Gardiner Dam	加拿大	1967	64	65.4	9.4
马哥拉大坝/Mangla Dam	巴基斯坦	1967	138	65.4	7.25
圣路易斯大坝/San Luis Dam	美国	1967	93	59.6	2.52
奥罗维尔坝/Oroville Dam	美国	1968	230	59.6	4.36
萨马拉大坝/Samara Dam	俄罗斯	1955	52	54	57.3
努列克坝/Nurek Dam	塔吉克斯坦	1980	300	54	10.5
盖瑞森水坝/Garrison Dam	美国	1954	64	50.8	29
勿迟提大坝/Cochiti Dam	美国	1975	76.5	50.2	0.73
阿斯旺水坝/Aswan Dam	埃及	1970	111	44.3	169

世界最高的大坝

世界上最高的大坝是中国锦屏-I 大坝，高达 305 米，小湾坝和溪洛渡大坝居世界第 3 和 4。

表 4 世界最高的大坝

名称	高度/m	类型	建成时间	国家	河流
锦屏-I/Jinping-I Dam	305	混凝土高拱坝	2013	中国	雅砻江
努列克坝/Nurek Dam	300	土石坝	1980	塔吉克斯坦	瓦赫什河
小湾坝/Xiaowan Dam	294.5	混凝土拱坝	2010	中国	澜沧江
溪洛渡大坝/Xiluodu Dam	285.5	混凝土双曲拱坝	2013	中国	金沙江
大迪克桑斯坝/Grande Dixence Dam	285	混凝土重力坝	1964	瑞士	迪克桑斯河
因古里大坝/Inguri Dam	271.5	混凝土重力坝	1987	格鲁吉亚	因古里河
瓦依昂坝/Vajont Dam (废弃)	261.6	混凝土双曲拱坝	1959	意大利	瓦依昂河
奇科森坝/Chicoasén Dam	261	土石坝	1980	墨西哥	格里哈尔瓦河
糯扎渡大坝/Nuozhadu Dam	261.5	心墙堆石坝	2012	中国	澜沧江
特赫里大坝/Tehri Dam	260.5	土石坝	2006	印度	帕吉勒提河
莫瓦桑坝/Mauvoisin Dam	250	混凝土拱坝	1991	瑞士	巴涅河
拉西瓦大坝/Laxiwa Dam	250	混凝土拱坝	2009	中国	黄河
德里内尔坝/Deriner Dam	249	混凝土双曲拱坝	1998	土耳其	克鲁河
瓜维奥坝/Guavio Dam	243	土石坝	1989	哥伦比亚	瓜维奥河
米卡坝/Mica Dam	243	土石坝	1973	加拿大	哥伦比亚河

世界上最大的水库

水库是拦洪蓄水和调节水流的水利工程建筑物。世界上最大的水库是津巴布韦赞比西河上的卡里巴大坝。

表 5 世界上最大的水库

排序	大坝名称	水库	河流	国家	建成年代	标称容积/km ³
1	卡里巴大坝/Kariba Dam	卡里巴湖	赞比西河	津巴布韦	1959	180.6
2	布拉茨克水库/Bratsk Dam	布拉茨克水库	安加拉河	俄罗斯	1964	169
3	阿斯旺水坝/Aswan High Dam	纳赛尔湖	尼罗河	埃及	1971	157
4	阿科松博坝/Akosombo Dam	沃尔特湖	沃尔特河	加纳	1965	150
5	丹尼尔-约翰逊坝 /Daniel-Johnson Dam	马尼夸根水库	马尼夸根河	加拿大	1968	141.851
6	古里大坝/Guri Dam	古里湖	卡罗尼河	委内瑞拉	1986	135
7	班尼特大坝/W. A. C. Bennett Dam	惠斯顿湖	和平河	加拿大	1967	74.3
8	克拉斯诺亚尔斯克大坝 /Krasnoyarsk Dam	克拉斯诺亚尔斯克水库	叶尼塞河	俄罗斯	1967	73.3
9	结雅大坝/Zeya Dam	结雅水库	结雅河	俄罗斯	1978	68.4
10	三门峡水利枢纽工程 /Sanmenxia Dam	三门峡水库	黄河	中国	1962	65
11	罗伯特-布拉萨水电站 /Robert-Bourassa generating station	罗伯特-布拉萨水库	拉格朗德河	加拿大	1981	61.715
12	拉格朗德-3 水电站/La Grande-3 generating station	拉格朗德-3 北水库	拉格朗德河	加拿大	1981	60.02
13	乌斯季伊利姆斯克大坝 /Ust-Ilimsk Dam	乌斯季伊利姆斯克水库	安加拉河	俄罗斯	1977	59.3
14	博古昌大坝/Boguchany Dam	博古昌水库	安加拉河	俄罗斯	1989	58.2
15	日古利水电站/Zhiguli Hydroelectric Station	古比雷夫水库	伏尔加河	俄罗斯	1955	58

世界上最大的抽水蓄能水电站

抽水蓄能电站一般利用电力系统多余的电量（汛期、假期或后半夜低谷电量），将下水库的水抽到上水库储存；在系统负荷高峰时，将上水库的水放下，由水轮机驱动水轮发电机发电。具有调峰填谷的双重作用，是电力系统最理想的调峰电源。此外，它还可以调频、调相、调压和作为备用，对保障电网的安全优质运行和提高系统经济性具有重大作用。

世界上第一座抽水蓄能电站是瑞士于 1879 年建成的勒顿抽水蓄能电站。世界上装机容量最大的抽水蓄能电站是美国巴斯县抽水蓄能电站，装机容量 2.10GW，1985 年投产。中国台湾明湖抽水蓄能电站 1985 年建成的明湖抽水蓄能电站，电站装机 4×250MW，是当时亚洲最大的抽水蓄能电站。

世界上最大的抽水蓄能水电站（单位：百万瓦/MW）

抽水蓄能水电站	国家	装机容量
巴斯县抽水蓄能电站/Bath County Pumped Storage Station	美国	3 003
惠州抽水蓄能电站/Huizhou Pumped Storage Power Station	中国	2 448
广东抽水蓄能水电站/Guangdong Pumped Storage Power Station	中国	2 400
奥多塔抽水蓄能水电站/Okutataragi Pumped Storage Power Station	日本	1 932
路丁顿抽水蓄能水电站/Ludington Pumped Storage Power Plant	美国	1 872
天荒坪抽水蓄能电站/Tianhuangping Pumped Storage Power Station	中国	1 836
格兰德梅森坝/Grand'Maison Dam	法国	1 800
第罗万电站/Dinorwig Power Station	英国	1 728
浣熊山抽水蓄能电站/Raccoon Mountain Pumped-Storage Plant	美国	1 652
明潭抽水蓄能电站/Mingtan Pumped Storage Hydro Power Plant	中国台湾	1 602
卡斯电厂/Castaic Power Plant	美国	1 566
蒂默特-3/Tumut-3	澳大利亚	1 500
撒多撒罗瓦坝/Sardar Sarovar Dam	印度	1 450
昂特拉克电厂/Entracque Power Plant	意大利	1 317
新高濑川抽水蓄能电站/Shin Takasegawa Pumped Storage Station	日本	1 280
奥吉野抽水蓄能电站/Okuyoshino Pumped Storage Power Station	日本	1 206
白莲河抽水蓄能电站/Bailianhe Pumped Storage Power Station	中国	1 200

财新网-无所不能 2014-09-10

风能

湖南加快风电发展

《关于加快风电发展的若干意见》(湘政办发〔2013〕70号,简称《意见》)日前发布,《意见》提出,到2020年底,全省风电建成投运规模力争达到700万千瓦。

《意见》指出,风电既是清洁可再生能源,又是低排放、低污染的优质产业。加快风电发展,有利于改善能源结构,有利于调整产业结构、促进绿色产业发展。我省风电可开发资源量约1600万千瓦,其中54%分布在边远欠发达的集中连片特困地区、国家级或省级贫困县市区。加快风电发展,也有利于将贫困地区的资源优势就地转化为经济优势。

《意见》明确了风电开发的四个基本原则。一是坚持项目扶贫原则,优先加快贫困地区风电开发;二是坚持产业带动原则,加快低风速、抗冰冻风机研发,挖掘我省风能资源开发潜力,降低开发成本。将风电开发与培育省内风机装备制造产业相结合,依托省内风机装备企业的优势,以资源开发带动风电设计、研发、制造和旅游产业协调发展;三是坚持就地消纳原则,将风电发展与农网改造升级相结合,风电场就近接入,就地消纳;以降低风电开发成本,避免或减少弃风。四是坚持保护环境原则,风电开发避开省级以上自然保护区、风景名胜区、国家森林公园、湿地保护区等环境敏感区域,不压覆重要矿产。

《意见》提出了风电发展的目标。到2015年底,全省风电建成投运规模力争达到350万千瓦(贫困地区占70%左右),在建规模200万千瓦。到2017年底,投运规模力争达到500万千瓦(贫困地区占65%左右,每个贫困县建成1个5万千瓦以上的风电项目),在建规模100万千瓦。到2020年底,全省风电建成投运规模力争达到700万千瓦(贫困地区占60%左右),在建规模100万千瓦。

《意见》明确了加快发展风电的政策措施。

一是加强规划引导。按照“资源与开发条件好的优先、省内风电装备企业开发优先、使用本省设备的开发企业优先、前期工作进展快的项目优先、开发业绩好实力雄厚的企业优先”的原则,在

具有风电开发资源的贫困县优先布局。

二是实行动态管理。风电开发实行动态管理，对于已列入国家核准规模而不具备开发价值的项目，及时调整；已核准两年未开工建设，或已签订开发协议、两年内不开展前期工作的项目，依法更换业主。

三是加快并网进度。省电力公司编制全省风电消纳规划，积极争取扩大我省电网投资规模，尽可能将风电场送出工程与农网改造升级相结合；简化接入系统办理程序，确保配套送出工程与风电场同步建设，同步投运。

四是加快审批下放。省发改委努力争取扩大我省风电核准规模，并根据年度核准规模与资源状况，统筹区域平衡，将国家的年度核准规模分解落实到县，对不跨县市区的项目核准权限直接下放到县级发改部门。

五是实行投资奖励。当地政府支持项目业主推进配套基础设施建设，省财政通过整合相关专项资金等方式对贫困县实行奖励。（记者 唐爱平）

湖南日报 2014-09-01

全球 12 个国家风电政策一览（2014 年第三季度）

德国：可再生能源法 2014(EEG 2014)最终得到欧盟的批准，已于 8 月 1 日开始生效。新政策规定所有超过 500kW 新建项目将必须直接销售给电力交易市场(directmarketing scheme)，同时新政策也将岸上风电的资助额度下调。德国每年新增装机量将控制在 2.4 至 2.6GW 区间内，以新换旧的项目(repowering)不计入新增装机量。在 2014 年 1 月 23 日之前获得审批同时在 2014 年底之前建成的风电项目仍符合可再生能源法 2012(EEG 2012)的补贴政策。

英国：电力市场改革已经接近于全面实施阶段。第一批差价合同(CfDs)将在 10 月完成分配，同时第一批的容量市场竞标将在 12 月开始。这些都标志着英国将近 3 年的电力市场改革进入尾声。

法国：在 2008 年法案即将过期之前，法国于 6 月 6 日推出了新的风电项目补贴法案。此新法案除了一些为了符合欧盟国家补助规定而作的修饰之外，与旧法案如出一辙。

保加利亚：7 月，保加利亚能源和水利规划委员会(DKEVR)要求欧盟宣布该国的可再生能源的补助为“多余的国家补助”，来获得下一轮对于已经运行的可再生能源项目的利润追溯。目前保加利亚已经通过对于太阳能的大规模开发达到了该国 2020 年可再生能源目标。

波兰：可再生能源法案已经通过政府审核，最终于 7 月 22 日进入议会审批。此法案有可能在今年正式生效，将逐渐淘汰绿色能源证书政策而以反向竞标政策取而代之。

西班牙：7 月，西班牙最终通过了“特殊再分配措施”。这个新措施规定，风场开发商将不再收到固定上网电价的补贴，取而代之的是年固定补偿款。此补偿款只保证开发商能获得 7.4% 的税前利润，利润估算主要基于政府对于风电项目平均开发成本及特定地区的发电量。

芬兰：正在将风电项目审批流程简化，同时提供一个具有吸引力的固定上网电价政策来改善芬兰的风电投资环境。

中国：于 6 月推出海上风电固定上网电价政策，近海项目和潮间带项目上网电价分别为 CNY0.85/kWh 及 CNY0.75/kWh。

印度：发电量激励政策于今年重启，中断两年的加速折旧优惠政策将于 2015 年恢复，这两个政策将大大推动印度市场回暖。

卡萨克斯坦：于 6 月推出了新的风电固定上网电价(EUR 92/MWh)，支付期为 15 年，该上网电价随通货膨胀变化。

阿尔及利亚：类似于芬兰，推出溢价购买价格。

墨西哥：参议院近日通过能源改革二级法案 - 旨在打破国有石油公司垄断经营局面，正式向私人 and 外国投资开放能源领域，总统签署后即生效。可再生能源证书是其中一个提案。

彭博新能源财经 2014-09-01

海上风电盛宴开启？

（原标题）

国家能源局组织召开“全国海上风电推进会”

海上风电盛宴开启？

1028万千瓦海上风电项目将列入核准计划，沿海省份、大型企业纷纷抢滩海上风电大餐。然而，在风资源规划、风机设备、用海权等关键问题未解决的情况之下，海上风电发展更需要的，是一个稳步的开始。

海上风电似乎将开启一场饕餮盛宴。

《中国能源报》记者从风电企业获悉，8月22日，国家能源局组织召开“全国海上风电推进会”，公布了《全国海上风电开发建设方案（2014-2016）》（以下简称“方案”）。方案涉及44个海上风电项目，共计装机容量1028万千瓦。这是继今年电价政策公布之后，海上风电迎来的又一重磅消息。

此前，“十二五”规划提出，到2015年我国投入运行海上风电装机容量500万千瓦。而据中国风能协会统计，截止2013年底，我国海上风电建成装机容量42.86万千瓦，仅占全国风电装机总容量的约0.5%，其中近海项目12.81万千瓦。在此背景之下，1028万千瓦的海上风电装机如何实现？

跑马圈海

值得注意的是，“1028万千瓦”并不是国家能源局提出的2014-2016年海上风电发展目标，而是各地方发展改革委、能源局上报的可于2016年底前投产的海上风电项目。

为了做好海上风电建设工作，国家能源局于今年6月下旬下发了《关于报送近期海上风电开发建设方案备选项目的通知》，要求地方发展改革委，能源局上报可于2016年底前投产的海上风电项目，主要条件是：企业积极、地方支持、场址落实、规模明确、并有前期工作基础。

根据通知要求，河北、江苏、浙江、福建、广东、广西、河南、天津8个省（区、市）共上报项目44个，总容量1028万千瓦。辽宁、山东、上海没有报送项目。从地区分布看，江苏18个，容量319万千瓦；福建7个，容量210万千瓦；广东5个，容量170万千瓦；浙江7个，容量165万千瓦；河北4个，容量100万千瓦；海南1个，容量35万千瓦；广西1个，容量20万千瓦；天津1个，容量9万千瓦。从项目进展看，已核准项目9个，容量175万千瓦，正在开展前期工作的项目35个，容量853万千瓦。

根据方案，列入这次开发建设方案的项目，视同列入核准计划，由开发企业自担风险，落实各项建设条件，具备条件后，报地方主管部门核准建设。

“这绝对是一个虚高的‘总盘子’，到2016年底，这些项目总体能投产400万千瓦就不错了。以海上资源较为丰富的福建为例，福建报送了210万千瓦的容量，但就现实情况而言，2016年底福建最多能投产60万千瓦。”一位不愿具名的行业人士告诉本报记者，“对于海上风电，现在有投资意向的企业有很多。今年海上风电电价出来之后，越来越多的电力企业开始涌入沿海，但是，真正让风机转起来的企业很少。”

一家风电企业的负责人毫不避讳地告诉本报记者，上报的某些项目在2016年前做起来基本不现实，“现在很多企业都在抢滩海上风电，我们必须先把资源圈起来。”

方案显示，目前国家能源局已批复河北、辽宁、山东、江苏、上海、广东等6个省（市）海上风电规划，总规模5200万千瓦。

困境：盈利难，设备缺

业内人士纷纷对本报记者表示，盈利能力是目前我国海上风电发展遇到的最大阻碍。在现行的电价政策下，能盈利的海上风电项目很少。“具体而言，各省资源排名前三的项目能做起来，其中福建、浙江等几个资源条件好的省份能做起来的项目更多一些。”

有权威行业人士对本报记者表示，在此次各省上报的项目中，根据价格推算，海南、广西的项目基本“做不起来”，广东“也就南澳岛附近的项目能动工”。

除却价格因素，海上风电工程建设还有多重问题亟待解决。虽然方案提出，我国已积累了一些

海上风电建设运行的经验，具备了一定的海上风电设备制造能力。但这些尚不足以支撑我国海上风电在短短三年内实现跨越式发展。

目前已开工的海上风电项目建设现状如何？一位地方风电企业负责人告诉本报记者，在确保建设项目能够盈利的情况下，现在公司建设海上风电项目遇到的最大问题有二：一是海上风电机组供货不足；二是海上风电安装船严重缺乏。

“现在大多数企业采用的都是西门子的海上风机，但其产能有限。自海上风电电价政策发布之后，西门子海上风机开始出现供不应求的局面，其风机价格已提高 10%。”上述人士称，“其次，远景能源也能批量生产海上风机，但其产能也不大。”

据了解，目前国内整机企业中还有金风科技、华锐风电、联合动力、明阳风电、湘电股份和海装风电等厂家具备海上风机的研发能力，但由于大多数国产海上风电机组没有批量长期运行经验，尚未经受海上潮湿、盐雾、台风等恶劣环境的长期考验，设备故障率较高。加之海上风电属于高风险项目，5 年的质保期让许多有研发能力的风机制造企业“望而却步”，不敢接受批量订单。

“海上风电机组安装专用船的短缺也是导致海上风电场开发难的关键因素之一，这在欧洲也是普遍现象。”上述人士告诉本报记者，“此外，陆上电力线路架设也存在较大问题。我们已开工项目的供电架线现在也没定下来，主要原因就是要跨越村庄，牵扯到一些经济利益问题，架线地点无法落实。”

发展需有“度”

跳跃的风机装机总容量目标，带动大量投资热情。8 月 25 日，风能概念股逆市走强，截至收盘，板块整体涨幅达到 0.52%。个股方面，板块内共有 34 只成份股跑赢大盘，其中，28 只成份股实现上涨，金风科技、汇通能源强势涨停。资金流向方面，共有 21 只风能概念股呈现大单资金净流入态势，累计大单资金净流入 54591.61 万元。

藏在这些数据背后的一个现实是：中国缺乏海上风电整体发展规划。2010 年，国家曾发布《海上风电开发建设管理暂行办法》，今年，国家能源局又内部下发了《全国海上风电开发建设方案（2014-2016）》，但是，业内人士普遍认为，这两个文件都不足以成为指导海上风电发展的规范性文件。

方案也指出，目前我国“海上风电开发潜力约 5 亿千瓦时，这个数字准确性不高，今后随着风能资源详查和技术进步，还会有所调整”。

“具体海上风电资源没有摸清楚，最重要的用海权问题也没有明确规定，目前看来，要制定整体、科学的产业发展规划还无从谈起，现在只能是摸着石头过河，走一步算一步。”一位行业人士对本报记者表示。

对此，国家能源局有着较为客观的认知。方案提出，将制定海域利用管理指导意见，加强海上风电机组设备的认证和运行监测，做好海上风电技术标准和建设规程规范工作，加强海上风电建设成本分析和政策研究工作，做好海上风电建设信息统计工作。据了解，此次各项工作都明确了具体的负责部门。

“这些政策规范都需要一定的时间去筹备。目前最重要的，应是国家能源局把握好海上风电发展的‘度’。在起步阶段，海上风电不能不发展，也不能贸然大规模上马，而应该稳步推进。”一位风电行业人士告诉本报记者，“此次上报的 1028 万千瓦项目，建议国家能源局认真审核。个人认为，如果到 2015、2016 年海上风电能够建设 300 万-400 万千瓦的规模，形成科学有效的管理办法，设备制造水平能够满足建设需求，同时形成相对比较理性的电价，才有可能引起海上风电爆发式的增长。如果这个阶段没有处理好，那探索阶段的周期还会延长。”

对此，一位政府部门人士对本报记者表示，《全国海上风电开发建设方案（2014-2016）》只是一个内部初定方案，最终方案或将有所调整。

中国能源报 2014-09-03

BTM 预测 2014-2018 年风能装机量将以每年平均 12.1%的速度递增

BTM 预测, 2014-2018 五年间, 全球风能累计装机量将以每年平均 12.1% 的速度递增(含海上风电)。

其他主要数据和趋势还有:

2014-2018 年, 全球每年新增装机容量从 2013 年的每年 36,134MW 增加到 2018 年的 55,610MW;

2014-2018 年, 全球每年新增装机容量将以 9% 的速度递增;

2014-2018 年, 全球新增装机为 250, 067MW;

2014-2018 年, 中国将继续保持每年新增容量榜首的位置, 美国紧随其后;

2014-2018 年, 各大洲装机占比分别是亚洲 48.2%, 欧洲 27.4%, 美洲 18.8%, 其他 5.6%;

2014-2018 年, 全球海上风电装机将比 2013 年预期的要慢, 但仍然会稳步增强, 主要地区是欧洲和远东;

2014-2016 三年间, 欧洲的年平均新增装机可达到 12GW, 之后海上风电将发力, 帮助欧洲风电装机以更快的速度增长。德国和英国仍然是欧洲主要的风电市场。新兴市场如土耳其、罗马尼亚、波兰、瑞典、芬兰、奥地利等国的风电装机将持续发展, 尽管罗马尼亚和波兰可能遭遇政策上的不确定性;

2014-2018 年, 中国将度过“十二五”, 走向“十三五”。弃风限电问题将在 2017、2018 年得到解决; 中国的风电将一飞冲天;

2014-2018 年, 印度风能市场将持续增长。具体增长速度取决于什么时候重新实行折旧税政策。这项政策将支持私有权的风电场;

2014-2018 年, 美国仍然是北美地区最大的风能市场, 加拿大紧随其后。美国在 2013 年底延续了 PTC/ITC 政策(生产抵免税/投资抵免税), 将使 2014-2015 年美国风能装机量回弹至 12.3GW。但后期仍然面临 PTC 政策不确定性的问题;

2014-2018 年, 巴西、墨西哥将是拉丁美洲的两大风能市场。在美洲地区, 巴西将成为仅次于美国的第二大风能市场;

2014-2018 年, 在 REIPP(可再生能源独立电力发电商项目)推动下, 南非将很快迎来风能的快速发展; 北非地区也将出现风能装机的增长。

总体来说, BTM 对未来风能市场的乐观态度是有依据的。中国和印度的风能市场将一如既往的坚挺。尽管 2016 年以后美国和欧洲风能市场存在走弱的可能性, 但是会被拉美、北欧、东欧和非洲的新兴市场平衡。从政策上来说, 欧盟国家必须做到对欧盟可再生能源指标做出的承诺, 这都是 BTM 对未来全球风能市场做出乐观预测的重要依据。

中国电力报 2014-09-04

西班牙能源公司将在墨西哥开发风电项目

墨西哥《经济学家报》9月5日报道, 西班牙能源公司 ACCIONA 与由 ACTIS 和 COMEXHIDRO 组成的联合体签署合同, 对 ISTMO DE THHAUNTEPEC 交钥匙工程项目进行设计、施工和建设, 该项目预计投资 1.11 亿美元, 发电量 49.5MW。另外, 还签署了墨西哥 ACCIONA 能源公司与新业主项目开发 and 出售合同、15 年运营维护合同。

该项目位于 ACCIONA 公司开发的 EURUS, OAXACA II, OAXACA III, OAXACA IV 在同一区域, 新项目将于今年 10 月开工, 2015 年四季度完成安装。将有 33 个型号为 AW77/1500 风机, 转子直径 77 米, 钢塔直径近 80 米。

这是 ACCIONA 第二个交钥匙工程项目, 承包商负责基础设施, 维护和运营许可。此前该公司于今年 4 月与 FISTERRA 能源公司和墨西哥水泥公司及私人投资者签署合同, 在新莱昂州开发建设两个风电项目, 总发电能力 252MW, 有 84 个风机, 运营和维护期限为 15 年。

ACCIONA 自 1978 年进入墨西哥开发可再生能源、水利和基础设施项目, 截止目前已经投资 185

亿比索（1 美元约合 13 比索）。该公司在墨风电开发方面处于领先地位，在 OAXACA 有四个风电项目，总发电量 556MW，2013 年底已发电能力的 28%。该公司在全球开发可再生能源已经有 20 多年历史，拥有 218 个风电站，发电能力超过 7000MW。

商务部网站 2014-09-09

达茂旗年内实现风电装机并网双破百

草原秋已深，凉意浓。在百灵庙风场盾安风电吊装施工现场，随着巨大的轰鸣声，500 吨重的汽车塔吊将直径达 77 米的风机叶片徐徐吊起，稳稳地“镶嵌”在了风机上。“我们要赶在上冻前把所有的土建工程和吊装设备做完，年底前建成投入运营。”盾安风电工程总监伊连一边指挥一边对记者说。

今年，包头达茂旗共实施了 17 个新能源项目，包括华电、龙源、蒙能、京能、华能、中电投、协合 7 个 20 万千瓦，安诺吉、富磊、申能、盾安 4 个 5 万千瓦，金杰 2 万千瓦风电项目；龙源、华电、天润、京能、中电投 5 个 2 万千瓦太阳能光伏发电项目。截至目前已完成固定资产投资 23 亿元，新增装机规模 20 万千瓦，新增并网规模 12 万千瓦。

“达茂旗年内要实现风电装机规模突破 100 万千瓦、累计并网突破 100 万千瓦的‘双百’目标。”达茂旗副旗长郝云涛说。

发展“风光”产业，达茂旗得天独厚。据统计，风能资源储量 3181 万千瓦，技术开发量 2497 万千瓦，年平均有效风速时数 6000 小时以上。太阳能年日照时数大部分在 3000 小时以上，年太阳辐射总量在 6000 兆焦/平方米以上，夏季日照时数为 9~11 小时，冬季日照时数为 7~9 小时，太阳能开发前景广阔。

为此，达茂旗重点规划了巴音、百灵庙、满都拉、召河、珠日和 5 个百万千瓦级风电场，规划规模 1000 万千瓦。召河、百灵庙、巴音 3 个 10 万千瓦级独立光伏电站及五大风场内风光同场光电场，规划规模 150 万千瓦。

达茂旗发改局副局长李海军说：“今年 1-7 月，全旗并网新能源企业已累计发电 11.06 亿千瓦时，实现产值 5.85 亿元。今年的 17 个项目投产达效后，发电量将达到 22 亿千瓦时，实现销售收入 12 亿元、税金 1 亿元。”（记者 红艳 杨利伟）

新民网 2014-09-12

2020 年中国风电发展预测

从国家提出能源生产和消费革命，以及将发展清洁能源作为防治大气污染、削减碳消费的重要手段来看，风电将会是我国改善能源结构的一个领域。对我国 2020 的风电发展前景下面将分三种情况进行分析。

常规发展情况下 2020 年风电发展规模

按照“十二五”风电发展规划，以每年新增装机量 18-20GW 左右的平稳速度发展，则到 2020 年可以完成总装机量 200GW 的规划目标。鉴于我国已经明确了 9 个风电建设基地，并将大力发展中东地区风能资源及海上风电资源，已核准风电项目甚至可以支撑“十三五”前期风电项目建设，因而，“十二五”规划初步确定的 2020 年风电装机 200GW 的目标应是有可能实现的。但也必须进一步优化电力调度运行，加快输电通道建设，尽可能的降低弃风限电现象的发生；在建设集中式风电基地的同时，还应进一步加强中东部消纳能力较强地区风能资源开发，从而保证“十三五”时期每年 20GW 的增长规模。

在应对雾霾、大力提倡节能减排情况下的发展规模

多年来，以煤炭为主的能源消费结构，支撑了中国经济持续、快速增长，但也带来很多不可持续发展的严重问题，比如土地、水和空气等，温室气体排放影响气候变化，各地多个城市出现严重的雾霾等。雾霾的产生有多方面的原因，以煤炭为主的能源消费结构是其中的重要原因之一，治理雾霾就有必要加快调整能源结构。

国家的《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》实施中期评估报告显示，2011-2012年二氧化碳排放强度累计下降6.6%，要实现五年下降17%的目标，2013-2015年需要年均下降3.9%以上；2012年非化石能源占一次能源消费比重为9.4%，累计仅提高0.8个百分点，要实现到2015年11.4%的目标，2013-2015年还要累计提高2个百分点。

2014年5月，国家能源局发布了《能源行业加强大气污染防治工作方案》，不仅提出了到2017年，煤炭占一次能源消费总量的比重降低到65%以下，京津冀、长三角、珠三角等区域力争实现煤炭消费总量负增长，而2014ChinaWindPowerReviewandOutlook/2014中国风电发展报告60且明确了北京市、天津市、河北省和山东省净削减煤炭消费量分别为1300万吨、1000万吨、4000万吨和2000万吨，这些地区接纳清洁电力的主动性也会得到明显增强。文件中同时明确了多条输电通道的建设，河北、蒙西、宁夏及东北地区的风电消纳能力也将得到明显加强。

实施“以电代煤、以电代油、电从远方来”或将成为我国治理城市雾霾的有力措施。国家电网公司正式提出电能替代战略，以期通过提高用电而不是直接烧煤烧油，减少城市大气污染物排放，缓解雾霾困扰。电能替代战略将明显改善城市雾霾，并提高能源开发和利用效率。研究表明，在我国电能占终端能源消费的比重每提高1个百分点，单位GDP能耗可下降4%。

国网电能替代战略的目标是，力争到2015年累计替代电量100TWh，相当于全国年用电量的2%。到2017年，使东中部地区PM2.5污染比2010年下降20%，这一目标接近国务院《大气污染防治行动计划》提出到2017年京津冀、长三角、珠三角等区域的PM2.5浓度要分别下降25%、20%、15%左右。

国际能源网 2014-9-10

海水淡化

大丰新能源淡化海水项目日产14万瓶

“目前，新能源淡化海水项目已进入量产阶段，灌装车间日产量达14万瓶。”8月28日，江苏丰海新能源淡化海水发展有限公司总经理杨适名欣喜地说。经过三级反渗透的海淡水样已送上海质量监督检验技术研究所、中国检验检疫科学研究院综合检测中心两家国内权威机构检测，所有指标检测结果均符合国家标准。另有好消息传来，作为国内首个新能源淡化海水项目产品水——“中盐海露”海淡水日前正式登陆央视，向全国人民推介“自己”。

海淡项目灌装生产线现场

大丰新能源淡化海水项目是以国家973计划——“大规模非并网风电系统的基础理论研究”成果为依据，以多项先进技术集成为支撑，实现资源转换和能源利用的科技示范项目，其核心技术在世界是领先的。“我们的核心技术在于自主研发并应用了世界首台套大规模风电直接提供负载的孤岛运行控制系统。”哈电国家发电设备工程研究中心有限公司热工部副部长、大丰海淡项目经理许卫国解释说，这个系统的最大“妙处”是在没有任何电网支撑的情况下，由1台2.5兆瓦的永磁直驱风电机组、3组储能蓄电池及1台柴油发电机为主形成微网供电系统，经微网能量管理系统并联组成，可根据风电机组的供电情况逐套切入或切除。

据悉，丰海公司下一步将通过加强与台盐等企业合作，开发碱性离子水、化妆水、母婴水等系列产品，以改变纯净水单一的品种现状，抓住更多消费人群。

盐阜大众报 2014-09-04