

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
第十四期 2014年8月

目 录

总论	1
我国能源革命的核心是建立现代能源体系	1
能源革命是为了可持续发展的未来	3
能源和气候合作：中美关系新纽带	5
日本自然能源协议会要政府提高自然能源发电比例	6
全球十大能源“最绿”城市	6
张国宝表示应探索新能源的价格和补贴模式	11
可再生能源配额制时机已到	12
香港是如何建设分布式能源项目的	13
能源局发布多项行业标准 涉及水电风电太阳能等	15
欧盟推新能源目标 到2030年节能30%	16
调整定价策略发展可再生能源	17
热能、动力工程	18
广州将淘汰上千台燃煤锅炉	18
“煤制油”带来的诱惑与困惑	19
涪陵页岩气田探明地质储量通过评审	21
政策给力扶持 页岩气发展提速	22
英国 FiTcFd 机制对我国电力改革的启示	23
研究报告：2010年煤炭环境外部成本为5555.4亿	26
广东碳市履约顺利完成 拍卖规则将改	28
日本储能政策和研究最新进展	30
欧盟：越减排用煤越多	30
全球碳市场接连遭受重创	31
中国拟2015年开发“可燃冰” 2017年进行试采	32
地热能	33
新政利好 地热能或将迎来发展新机遇	33
华北录井在东北首口地热井录井项目完井	35
生物质能、环保工程	35
安徽出台秸秆发电财政奖补政策	35
7月底乌鲁木齐首个垃圾填埋气发电项目投用	36
全球生物质能产业投资降温	37
太阳能	39
人造树叶也能进行光合作用	39
分布式光伏迎新生 多种方式落地忙	40
2015年大庆将建30个光伏电站 大庆开启“逐日”时代	41

威海试点建山东首个太阳能采暖住宅小区	42
高效太阳能电池技术成为国家竞争高地	43
台州污水处理厂建光伏发电 年回报率可达 17%	48
晶澳太阳能高效电池正式量产	50
太阳能光伏空调是噱头 or 技术储备	50
牙买加建全球最大混合可再生能源项目	54
国家能源局批准两项光伏行业标准	55
太原强制推广太阳能光热建筑应用	55
青岛首个“太阳能小村”建成 村民用电免费	55
华北第一座碲化镉薄膜分布式光伏电站并网发电	56
全球光伏协会雏形初具 或将于 9 月成立	56
中国光伏发展之感	57
“金字塔”助太阳能电池提高效率	58
图开沙漠 30 兆瓦太阳能光伏发电工程并网发电	58
京瓷在泰参建的太阳能发电站投入运行 成东南亚最大规模光伏项目	59
三大新能源公司上半年太阳能发电实现大幅增长	59
“十二五” 863 项目我国首座 1MW 槽式太阳能热发电站奠基仪式圆满举行	60
海洋能、水能	61
潮汐发电仍在“退潮”期 商业化应用难跨成本关	61
风能	62
“弃风”问题何解?	62
弃风限电的解决思路	65
中国风电弃风限电分析报告	68
上半年欧洲 224 台海上风机并网	71
2020 年欧洲风电装机容量增长速度将低于预期	72
预计到 2018 年风电可供应全球 7.3% 的电力消耗	72
上半年弃风电量 72 亿度损失 35 亿元	73
海上风电“第二春”	73
氢能、燃料电池	75
美开发高效太阳能制氢技术	75
核能	76
核能会回归吗（下）	76
能源局批准 81 项核电行业标准	78

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

我国能源革命的核心是建立现代能源体系

习近平总书记日前就我国能源安全战略发表重要讲话，为我们加快推进能源生产和消费革命指明了发展方向，提出了更高要求。要完成这一重大战略任务，必须建立起顺应世界能源发展趋势、符合我国发展阶段和能源基本国情的现代能源体系，努力实现能源消费总量合理控制、能源生产结构不断优化、能源运行机制完善高效，从而达到经济社会发展、能源消耗与生态环境保护三者之间的稳定平衡与良性互动。

一、国际能源格局正在发生深度调整

能源历来是国际政治、经济、安全博弈的焦点。当前，世界政治经济格局深度调整，能源供求关系深刻变化，我国既面临从能源大国向能源强国转变的历史机遇，也面临诸多挑战。

国际能源格局呈现“西倾东移”的新特点。一面是西亚、北非地区局势持续动荡，另一面，美国、加拿大的非常规能源开发取得突破，巴西发现大型海上油田，世界能源生产重心日益从中东向北美地区倾斜。随着中国、印度等亚洲新兴经济体成为世界能源需求增长的主要地区，能源消费重心东移的趋势日益明显。

化石能源成为世界发展不可承受之重。随着能源消费总量不断攀升，传统能源供应逐步趋紧，全球能源资源竞争日趋激烈，国际能源价格高位震荡，生态环境等制约因素凸显，世界可持续发展正在遭遇化石能源的瓶颈。尽管国际社会已达成共识，需要采取一致行动逐步减少化石能源使用，但各国从自身利益出发，围绕碳排放的博弈仍错综复杂。

页岩气革命成为改变世界能源版图的新动力。近年来，美国页岩气产量猛增，已占到其国内天然气产量的 1/3 强，到 2040 年这一比例甚至有可能达到一半以上，这意味着美国有望在 2030 年以前实现能源独立。页岩气革命的“蝴蝶效应”正在显现。在国内，美国能源成本降低，制造业、化工工业竞争力有所提升；国际上，美国对中东石油依赖逐步降低，转而要求中国等亚洲国家担负起保障国际石油运输线安全的责任。世界范围内，尽管对页岩气在储量、环境影响等方面还存在争议，但全球已经掀起了一轮页岩气投资热潮。

后福岛时代核电不能因噎废食。2011 年日本福岛核事故发生后，核电发展受到质疑。但事实上多数核电国家普遍认为，核电安全问题在技术上是完全可以解决的。面对快速增长的能源需求，以及日益严重的环境和气候变化约束，核电作为一种低碳清洁能源，仍是理想的选择。鉴于此，美国已开始建设 AP1000 第三代核电，欧盟、俄罗斯、印度等国家也重启核电建设，就连日本政府也有调整“零核电”政策的动向。

第三次工业革命期待可再生能源取得新突破。世界正处在第三次工业革命前夜，可再生能源与当代互联网技术的融合，将成为新工业革命的强大动力，以可再生能源替代化石能源作为主要能源将是新工业革命的一个重要内容。各国都将发展新能源作为未来战略的重点，可再生能源技术、分布式发展体系、智能能源网络成为能源发展的新动向。

总的来看，世界能源版图正在发生新的变化，能源结构和能源技术在深刻变革。但也要看到，能源这一战略资源与国际政治、经济、安全格局相互交织的状况没有改变，发达国家在能源科技上占优势的地位没有改变，国际金融资本对石油市场和价格的影响力没有改变。我们必须从战略上高度重视国际能源形势的变与不变，发挥有利因素，化解不利因素，真正把能源的主动权牢牢把握在自己手里。

二、中国能源革命的核心是建立现代能源体系

进入新世纪，我国国情发生了变化。能源问题与环境问题、发展问题交织在一起，成为制约现代化建设的瓶颈。一方面，我国长期以来依靠大量化石能源投入的发展模式日益受到资源禀赋和生

态环境的约束；另一方面，作为发展中大国，我国在控制能源总量增长的同时，又必须满足经济社会发展对能源的需求。

从能源供给结构来看，支撑我国能源消费需求的主体还是煤炭，2013年我国能源消费总量中煤炭的比重为66.2%，石油、天然气等优质化石能源比重较低，风能、太阳能等新能源开发尚处于起步阶段。

当前我国发展所处的阶段和资源禀赋的具体国情，决定了我国能源结构调整的复杂性与艰巨性。与西方发达国家不同，我国能源发展呈现多元重叠趋势，一是化石能源进入煤炭与油气并重的“双碳”时代；二是终端消费由一次能源更多向以电力为主的二次能源转变；三是绿色能源成为未来能源发展不可忽视的力量。这也就意味着我们需要同时进行化石能源革命、电力革命和绿色革命。

在当前复杂的国际国内形势下，我国能源战略既要立足当前，更要考虑长远。要坚持发展是第一要务，以科学发展为主题，统筹国内国际两个大局，推动能源生产和消费革命，建立顺应国际能源发展趋势、又满足我国工业化、城镇化发展需求，同时符合资源禀赋特征的现代能源体系。这一体系应当具有结构多元化、总量紧平衡、运行高效率、系统自适应、利用可持续和开放大循环六个主要特征。要把推动能源生产和消费革命作为长期战略，建立中国现代能源体系，保障国家能源安全，确保经济社会发展、能源消耗和生态环境保护三者实现良性互动。

三、要做好能源生产和消费革命这篇大文章

推动能源消费革命，抑制不合理能源消费。坚决控制能源消费总量，有效落实节能优先方针，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域。树立新的能源消费观是关键，政府、企业和社会公众要更新观念，转变能源消费方式，进一步明确能源降耗就相当于能源生产的道理。能源降耗和节约工作潜力巨大，相关主体必须调整能源消费模式。政府要树立正确的政绩观，不追求高于潜在增长率的速度，合理引导结构调整方向，激励和约束各级政府降低能耗和保护环境。

企业应摒弃盲目扩张的发展倾向，坚持以提高效率与竞争力为宗旨，企业发展要从依靠物质投入、资源消耗向依靠技术进步、管理科学、创新驱动转变，从单纯追求经济效益向兼顾经济、社会和生态责任转变。社会公众应着力改善消费模式，树立“节约光荣、浪费可耻”的消费观念，积极践行“低碳节能、绿色环保”的生活方式，加快形成能源节约型社会。

推动能源供给革命，建立多元供给体系。努力实现绿色环保开源，兼顾传统能源清洁利用和新能源开发，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。一要推动传统能源实现绿色转型。要按照“控总量、提效率、治污染、转油气”的思路，积极推进煤炭“绿化”行动，依靠市场力量和经济手段控制煤炭消费总量，进一步提高燃煤发电系统效率，科学有序发展煤化工。遵循常规气、煤层气、页岩气“三步走”，突破核心关键工程技术和设备，逐步加快本土天然气开发进程，合理开发利用传统主力油田，努力提高采收率，力争石油产量维持在2亿吨水平。积极有序发展水电。

坚持第三代核电技术不动摇，实现安全利用与发展核电。二要用发展的眼光看待和支持新能源。新能源开发利用是世界能源发展的潮流，也是保障我国中长期能源安全的重大战略举措。要尽快解决市场、技术、成本等瓶颈，积极鼓励各类新能源蓬勃发展。依靠扩大市场和技术进步逐步降低风电成本，解决电力外送消纳问题。做好原料收集，提高锅炉效率，推动生物质多元化发展。跟踪探索海洋能、地热能、氢能、可燃冰等其他新能源开发利用技术。三要同步加强能源输配网络和储备设施建设，构建安全智能高效绿色的现代能源网络。

推动能源技术革命，带动产业升级。要紧跟国际能源技术革命新趋势，以绿色低碳为方向，分类推动技术创新、产业创新、商业模式创新，并同其他领域高新技术紧密结合，把能源技术及其关联产业培育成带动我国产业升级的新增长点。具体工作中应注重“抓两头”，一手抓好工业、建筑和交通运输等重点领域节能，一手抓好量大面广的通用技术设备节能。重视节能标准的制订和管理政策的配套完善，促进节能技术的创新研发和推广应用。

在冶金、建材、化工等行业淘汰落后产能、工艺和设备，逐步使我国工业能效达到世界领先水平。实施绿色建筑行动计划，提高新建建筑节能标准，建立建筑能耗限额和能效公示制度。优化交通运输网络结构，采用先进发动机技术和车辆技术，控制大排量汽车增长，发展电动汽车等新能源交通工具。以中小型工业为重点，推进高效节能的锅炉、内燃机、电机、泵类系统使用，促进能源梯级综合利用，进一步提高家用电器的能效标准。

推动能源体制革命，打通能源发展快车道。坚定不移推进改革，还原能源商品属性，构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制。目前市场发育不足是我国能源领域存在的突出问题，尽管能源是关系国家安全的战略性资源，但它具备商品的基本属性，要充分发挥价值规律与竞争机制在能源生产与消费中的作用，坚持由市场形成能源价格，建立起合理透明价格形成机制。

政府要切实转变对能源的管理方式，更多体现为宏观引导、市场监管、资源保护和利益协调的职能，建立健全能源法治体系。处理好中央和地方，能源输出地和输入地，以及政府、企业和民众的关系，充分发挥各方积极性与创造活力。

全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全。在经济全球化的背景下，参与国际能源大循环成为各主要经济体的共同选择，也是维护一国能源安全的重要举措。我国要在主要立足国内的前提下，在能源生产和消费革命所涉及的各个方面加强国际合作，有效利用国际资源。

要坚持石油合作多元化战略，以西亚中东为重点，加强与非洲、俄罗斯、拉美以及北美能源合作。积极推进以中亚为重点的天然气合作，加强输送管道建设，重视与俄罗斯合作，扩大进口渠道。利用境外煤炭资源，拓展澳大利亚等进口来源地。树立能源外交理念，积极参与构建国际能源治理机制，增大全球定价体系中的话语权，探讨建立具有足够代表性的石油输入国组织。采取灵活有效方式，力争周边海上能源合作实现新突破。（作者：中国国际经济交流中心课题组）

求是 2014-07-17

能源革命是为了可持续发展的未来

1. 能源革命是由工业文明迈向生态文明的基础

煤炭和石油的发现与利用，使人类有了蒸汽机、内燃机，接着又有了电，从而大大提高了劳动生产率，促进了人类的文明进步，使人类告别了农耕文明，进入了工业文明。

二百多年工业文明的实践表明，化石能源使用带来的环境问题和气候问题日益严峻，人类遭遇了“黑色困惑”。中国经历了近三十多年的快速经济增长，同时显露了愈来愈尖锐的压缩型、复合型的环境问题。由污染排放造成的环境污染问题和温室气体（GHG）排放造成的气候变化问题，是两个不同的概念，但在中国目前的能源结构下，两者基本上同根、同源。例如：北京的PM2.5成份中，2/3来自煤炭和石油的使用；而中国的GHG排放总量中，以化石能源为源的也占到3/4以上。

未来中国、乃至地球的可持续发展呼唤着人类由工业文明向生态文明转变，而这个转变的基础是新的能源革命：告别黑色、高碳，转向绿色、低碳。

2. 对中国环境容量的宏观分析

发展的可持续性是一个全球性的问题，对中国则是一个尤为尖锐的问题，这不仅是由于中国人均资源（水、耕地、矿产资源等）显著低于全球平均水平，更是由于中国环境容量的有限性。

中国80%的人口居住在爱辉-腾冲线以东的国土上，东部的土地面积约为全球陆地总面积的不到1/30，我们在这块土地上每年消耗全球煤炭的40%，即在东部的单位国土面积上消耗的煤炭（可称“耗煤空间密度”）是全球平均值的12倍。且我国煤炭消耗中，高达一半是直接燃烧（非发电）的，这是最污染的利用方式。数据还表明：这块土地上的“耗油空间密度”已是全球平均值的3倍。而我国东部“碳排放的空间密度”已是全球平均值的6倍。

我国目前每千人汽车拥有数，不到美国的1/5，但中国东部的“汽车空间密度”已超过了美国！如果单独计算京津冀地区的数据，则更为严重。仅以“煤耗空间密度”为例，它又是我国东部地区

平均值的 2.5 倍，是全球平均值的 30 倍之多！可见我国发展的高碳特征十分显著。我国东部的雾霾成为世界之最，不是很容易理解的吗？如果我们想呼吸质量说得过去的空气，能去跟美国攀比人均车数、人均能耗吗？显然不能，也不应该！我国东部的人口密度是全球平均值的 5 倍，计及上述的能耗和能源状况，我国东部的环境负荷已比世界平均值高出五倍以上！以上最简单的算术，给出了最基本的国情，我们的环境容量显著小于世界平均值。中国迫切需要改变粗放的发展方式，推动能源革命；迫切需要转向“新型工业化道路”，开创一条新型的发展之路，才能拥有可持续发展的未来。

3.化石能源的高效、洁净化利用有重要现实意义

化石能源不会很快枯竭，今后几十年间，煤炭和石油在一次能源结构中的占比会逐步下降，但仍将是主导能源之一，因此，化石能源的高效、洁净化利用具有重要的现实意义。

在煤炭的勘采、洗选、加工、运送和终端利用的各个环节中，有一系列的提高能效、减少污染的技术，燃煤电厂的节煤减排尚有明显潜力。终端能源中直燃的煤改电或气、汽车的油改电也是有益的方向，有关的技术、标准、监管都很重要。这方面的进步使高碳能源可低碳利用，是重要的能源变革，但还不是治本的能源革命。

包括页岩气、煤层气、天然气水合物在内的非常规天然气是相对洁净的化石能源，对缓解环境污染和应对气候变化会作出贡献，因此要努力提高天然气（含非常规天然气）在一次能源结构中的占比。但是，定量和具体的国情分析表明：天然气的占比能从目前的百分之五提高到百分之十几，仍需付出巨大的努力。

在今后的几十年间，天然气将成为一个低碳能源支柱和重要的过渡性替代能源。但仅靠天然气不可能完成对煤炭的高比例替代，所以，在中国“页岩气革命”或“页岩气时代”的口号并不恰当。

4.实现能源革命——能源结构演变的“三阶段”

能源结构由目前的化石能源为主，逐步转变为未来以非化石能源为主，是必然的发展方向，也是全球共同的发展趋势。完成这个转变约需百年的时间，中间将经历一个“多元结构阶段”，其间，煤炭、石油、天然气、可再生能源、核能五足鼎立，前者渐消、后者渐长。

化石能源估计还能使用百年以上，但是，它带来的环境和气候问题必须解决，它毕竟是不可再生的。所以，未来地球必将倚重非化石能源。可再生能源与核能将共同为此作出贡献。在我国一次能源结构中，非化石能源 2020 年将占到 15%，2030 年应能达到 25~30%，2050 年应能超过 40%。非化石能源的占比超过化石能源，可视为能源革命的一个标志。

5.可再生能源是未来地球的支柱能源

在可再生能源中，比较成熟的水电尚有一定的发展潜力，然后趋于饱和。

在一次能源结构中，贡献可达近 10%。

非水可再生能源，包括太阳能、风能、生物质能、海洋能、地热能等。非水可再生能源在我国和全球，资源足够丰富，技术上没有原理性的障碍，近年来发展较快。

欧盟最近决定，2030 年使可再生能源在终端消费中占比达到 30%。当前必须解决的问题是：1. 依靠科技创新，降低成本，使其经济性具有市场竞争力；2. 进一步降低其全生命周期的环境影响，例如：设备制造阶段的排放；3. 间歇性的风能和太阳能如何提高并网率。为此，必须发展智能电网和大容量储能技术（包括物理储能和化学储能方法）；4. 发展分布式用能技术、微网技术和不并网用电，峰电的直接利用（如用于海水淡化、制氢等）。

6.核能是未来地球的可持续发展能源

日本福岛事故对中国和全球核电发展有一定影响，但各主要核电国家通过认真分析，都确定了继续发展核电的方针。究其原因，有以下三点：1. 对核事故进行科学的分析、总结、吸取经验教训，核电安全的技术水平和管理水平将进一步提高，弃核并不理智；2. 核电作为洁净、低碳、高能量密度能源，其优点未被动摇；3. 以非化石能源高比例替代煤炭的客观需求，需要输出稳定的核电与间歇式的可再生能源相结合。

中国的核电目前只占到发电量的 2%，“安全、稳步、规模发展核电”是中国的理性选择。从目前的核裂变电站到未来的核聚变电站，是一个必然的发展方向和历史过程，在未来的绿色地球上，核能将成为一个可持续发展的能源支柱。

7.中国需要树立新的能源安全观并转变能源供需模式

为了可持续发展的未来，中国需要树立新的能源安全观。除传统的“能源供应安全”观念外，必需注入“能源环境安全”的观念，以及“占据未来能源科技战略制高点”的安全观念。

对“能源供应安全”的传统观念，也必须有新的思考和调整，即不能只一味要求供应侧满足一切需求，而应由供应侧和需求侧相向而行，达到供需平衡。

改变“以粗放的供给满足增长过快的需求（后者包含有不合理需求！）”，转变为“以科学的供给满足合理的需求”的供需模式。2012年中国的GDP占全球的11.6%，却消耗了21.9%的能源，即单位GDP的能耗是全球平均水平的一倍。大量的过剩产能、空置建筑物和短寿命建筑是浪费资源和不合理需求的典型。可见，抑制不合理需求、减少浪费、大力节能、提高效率，是中国能源可持续、环境可持续、社会与经济可持续不可或缺的战略，也是能源革命的内涵。

8.应对全球变化的出路只能是合作共赢应对

全球的环境问题和气候变化，需要各国共同努力。世界各国尽管千差万别，矛盾重重，却共生在一个地球上，有着现实的和潜在的共同利益。能源革命旨在建立全球绿色、低碳的能源新体系，这是未来地球可持续发展的基础，在这一领域世界各国面临着大同小异的科学、技术与产业发展的问题，国际合作空间广阔。解决全球变化的问题，呼唤人类的良知和智慧，大家都输，意味着灾难；一部分人输，另一部分人赢，意味着冲突和混乱。显然，理智的、最终的出路只能是通过合作，实现共赢。（作者杜祥琬为中国工程院院士，原副院长，国家能源委员会专家咨询委员会副主任）

新浪财经 2014-07-24

能源和气候合作：中美关系新纽带

这是最好的时代，这是最坏的时代，《双城记》开篇的这句话，恰是当今中美关系的精准写照。

一方面，7月初举行的第六轮中美战略与经济对话“成果”颇丰，两个举足轻重的大国共计达成超过100项共识；另一方面，中国与邻国在南海和东海的争端持续不断，而很多人相信幕后的推手正是意在“重返亚洲”的美国。

中国和美国，一个是快速崛起的新兴经济体，一个是老牌发达国家，都在积极探寻新的国际秩序和定位，它们之间的微妙关系不会轻易走向平顺。但合作显然是两国增加互信、创造互利的必须之举，因为在这个高度全球化的时代，世界无法承受这样两个巨型国家之间再来一次“冷战”。能源和气候变化领域的合作正是连接两国的理想桥梁。

在第六轮中美战略与经济对话达成的116项共识中，涉及气候变化、能源、环境议题的几乎占了一半。在此背景下，对话将能源与气候置于全体讨论的第一项议题，也就不足为奇了。事实上，今天中美两国在能源和气候问题上的合作联系甚至要强于以往任何时候。

随着油气对外依存度的持续上升，能源供应安全在中国外交政策中扮演的角色也越来越重要。有人将页岩气视为中国解决能源供应问题的钥匙，但迄今为止，中国的大部分页岩气示范项目都不怎么成功。在页岩气开发领域，除了同埃克森美孚、雪佛龙这样的美国石油公司进行技术合作，中国对直接从美国进口非常规油气的兴趣也很大，并且已经在美国的页岩气产业投入重金。

根据BP能源统计年鉴，我们能看到一个有趣的现象。中国是全球最大的商品（除能源外）贸易国，而美国是世界第一商品消费国，与此同时，美国有望在今年成为全球最大的石油生产国，而中国则刚刚荣升世界第一大石油进口国。有鉴于此，能源，尤其是石油与天然气有潜力改变长期失衡的中美贸易，从而开创一种不同以往的中美贸易格局。

今年9月，潘基文组织的联合国气候峰会将在纽约举行，而至至关重要的2015年巴黎气候大会也只剩不到500天，气候议题无疑将成为中美两国间的一个核心话题。不可否认的是，自2009年哥本

哈根气候大会以来，中美两国对彼此的理解都在加深。世界在期待两个超级大国就减排目标尽快作出国际承诺，但这绝非易事，特别是考虑到美国正在经历前所未有的党派之争，而中国则在经历一个痛苦而漫长的经济转型。但中美两国的政策制定者都已做出承诺将全力应对气候变化。只有拥有一个互信的外部环境，中美两国才能抛弃零和博弈的战略思考，携手对抗气候变化这一 21 世纪人类生存的真正威胁。如果中美两国陷入恶性角力，巴黎气候大会的彻底失败将是必然。

过去几年，北美页岩气井喷而出，美国天然气流向亚洲市场也只是时间问题，这将为中美两国的关系注入新的活力，同时推动两国携手对抗气候变化。但是将中美关系推上一个新台阶需要比能源贸易更宽泛的合作，尤其是如果美国可以采取主动，协助中国政府应对面临的一些棘手的国内挑战，例如环境问题。

对话下的气候工作组第一项合作内容就提出，双方将“探讨如何推动载重柴油车清洁行动计划，改善载重汽车尾气排放测试程序及燃油效率方面的合作”。这将是一项对中国有很大利好的合作。在北京这样的城市，载重卡车的尾气排放是大气污染的一个重要来源。在这个领域展开密切合作将开创双赢的局面——中国可以更为有效地治理大气污染，美国的相关技术和产品也可以进入中国的广阔市场。

具备类似合作潜力的项目还有很多，例如“工业锅炉的效率提高与燃料替换”以及“绿色港口等”等合作。成果清单中的项目落地需要时间，不可能一蹴而就，更不太可能都获得同步的进展。因此集中精力先行推动上述这些双赢收益最大，双方最有动力的合作项目，不失为明智选择。

此外，双方在亚政府层面的合作也值得期待，例如 IBM 日前已与北京市政府达成合作协议，将使用云计算技术，帮助北京监视和解决雾霾问题。雪中送炭、患难见真情，这是两国政府都明白的简单道理。在能源和气候问题上的成功合作，很有可能会为中美两国的外交关系打开一扇明亮的窗户。

（王韬 作者系清华—卡内基全球政策中心能源与气候项目驻会研究员）

中国能源报 2014-07-28

日本自然能源协议会要政府提高自然能源发电比例

据日本共同社报道，由日本 36 个道府县及通信巨头软银组成的“自然能源协议会”16 日在佐贺县唐津市举行全体会议并汇总一份建议，要求政府在本年度内设定目标，最晚于 2020 年将总发电量中太阳能及风能等自然能源发电作占比例从现在的约 10% 提高到 20%。

据悉，建议还要求进行技术开发，以充分利用作为新一代能源备受期待的氢气。该建议将于 22 日提交至经济产业省及环境省。

4 月内阁会议上确定的能源基本计划中提出了要加快采用自然能源，但没有明示具体数值目标。协议会事务局长、软银社长孙正义表示“做事应该设定明确目标，随后在规定期限内尽全力去实现”，呼吁设定目标的必要性。

据了解，协议会由孙正义倡议于 2011 年 7 月设立。软银通过子公司在各地开展着太阳能发电等工作。

中国新闻网 2014-07-18

全球十大能源“最绿”城市

编者按：随着我国城市化进程的加速，城市在国家发展中扮演的角色越来越重要。然而，城市的发展也带来很多问题，比如，能源消耗与日俱增、环境污染日渐严重。如何让城市的发展与节能减排相辅相成，成为了摆在每个城市面前的新课题。为此，编辑综合多方信息，整理了全球清洁能源利用成绩斐然的十座城市，让我们一起来看看是哪些城市走在了绿色能源利用的前沿。



雷克雅未克的奈斯亚威里尔（Nesjavellir）地热能电厂

雷克雅未克（冰岛）

欧债危机中，因为几近破产而频频出现在人们视线中的冰岛，在绿色能源利用方面却是一马当先的。综合能源利用的各个方面，冰岛首都雷克雅未克荣登全球能源使用“最绿”城市榜首。

雷克雅未克全城约 12 万居民的电力、供暖、热水全部依靠水电和地热能发电支持。其中，仅奈斯亚威里尔（Nesjavellir）地热能电厂一家，就提供了包括首都周边一些地方在内的大雷克雅维克区所有的供暖和热水。

此外，雷克雅未克市还计划，在 2050 年前成为零化石能源使用城市。该市已经在本世纪初完成了对公共交通的改造，全部公交用车都采用氢燃料，大大减少了污染。

事实上，在冰岛仅仅 10.3 万平方公里的领土内，不仅雷克雅未克一个城市如此“清洁”，因其独特的地质特点，冰岛全国的电力供应都依靠水电和地热能发电。有数据显示，早在 2007 年，冰岛全国一次能源消耗中，地热能约占 66%，水能占到 15% 左右。冰岛已经成为全球最大的绿色能源人均生产国。



温哥华的一座小水坝

温哥华（加拿大）

排在第二位的，是来自能源新兴大国加拿大的温哥华。该市在绿色能源利用方面算是雷克雅未克最强有力的竞争对手。

2012 年，温哥华制定了一套颇具雄心的行动计划：要在 2020 年前成为全球最环保的城市。因为时间紧、任务重，温哥华自计划提出之日起就马不停蹄地展开了行动。目前，该市已经有 90% 的能源来自水电，其余 10% 中则包含了大量风能、太阳能，以及潮汐能的利用。

此外，为了减少碳排，温哥华还大力提倡绿色出行，打造了大约 250 英里长的自行车专用道；在城市建设方面，则鼓励发展绿色建筑产业。与此同时，温哥华还想方设法将投资吸引到清洁技术等“绿色产业”中去。目前，温哥华已经是北美主要城市中人均碳排放最低的城市之一。



哥本哈根居民骑自行车出行

哥本哈根（丹麦）

比拼绿色能源利用，风电第一大国丹麦的城市当然无法忽视。丹麦首都哥本哈根除了风电，更是还有自己独特的“绿色王牌”——自行车交通。

据了解，在哥本哈根，有近一半居民出行首选的交通工具是自行车。该市还专门为自行车规划了宽阔的车道，全程不设红绿灯，以鼓励这种“绿色交通工具”的使用。哥本哈根甚至获得了全球“自行车之都”的美誉。

此外，丹麦还制定了到 2050 年完全摆脱对化石燃料依赖的计划。2012 年，丹麦发电总量中就已经有 43% 来自可再生能源，其中大部分来自风电，哥本哈根附近海域的海上风电就贡献了不少。丹麦还计划在未来 5 到 7 年间，将海上风电装机量再翻一番，同时还将大力发展生物质能、电动汽车等绿色产业。



奥斯陆的生物质燃料公交车

奥斯陆（挪威）

同为北欧城市的挪威首都奥斯陆，在绿色能源利用方面也是榜上有名的。

奥斯陆的“主攻项目”是生物质能利用。奥斯陆不但全面回收自己境内的垃圾，甚至还大量从欧洲国家进口垃圾，用于生产沼气，然后再将其转化为热能和电能。据了解，目前该市 80% 的供暖都是通过利用这种废弃物产生的沼气。该市希望未来 10 年内，能够实现 100% 采用生物质能供暖。

生物质能的利用在奥斯陆还普及到了交通领域。该市计划在公共交通领域，推广采用生物质燃料的公交车。同时，奥斯陆也鼓励自行车出行，还为电动汽车开辟了免费停车场。

此外，奥斯陆还启用了一套智能系统，全面提升城市的能源使用效率。奥斯陆计划，到 2030 年能够减少 50% 的碳排放量。当然，这也是挪威“2050 减排计划”的一部分。



伦敦海上风电场“伦敦列阵”（LondonArray）

伦敦（英国）

值得注意的是，曾经以污染著称的英国首都伦敦，如今也步入了“绿色”城市的行列。

自 2005 年开始，伦敦一直致力于提升能源利用效率。2007 年，该市制定了“气候变化行动计划”，要在 20 年内，大幅提升发电效率，并将二氧化碳排放降低 60%。这项计划还鼓励伦敦居民提升家庭能源利用的效率，奖励节能减排的相关举措；同时还特别对低能耗、低排放的车辆减免税收。

此外，伦敦所在的整个英格兰地区还大力发展风电。英国排名前 25 位的海上风电场，有 10 座都在该区域的海上。



马尔默的 SegePark 太阳能发电装置

马尔默（瑞典）

与前几个绿色能源利用“先进”略有不同，瑞典的“突出代表”并非首都，而是其第三大城市马尔默（Malmo）。

事实上，2008 年至 2012 年间，瑞典全国范围内已经减少了大约 25% 的化石能源使用，大部分能源供应主要来自核能。马尔默在此基础上又提出了创新的节能计划，主要用于住房建设方面。

马尔默改造了其从前的造船场 WesternHarbour，在那里建起了能容纳 1 万居民的住房和提供 2 万就业岗位的工作场所，而这里的全部电力“100% 利用可再生能源”，如风能、太阳能。与此同时，该市也大力推广城市废弃物回收利用，为交通等方面提供能源。



纽约地铁

美国四城

综上所述，欧洲城市似乎在这场绿色能源利用的比赛中领先一步，其实不然。在此前公布的美

国城市能效排行榜上，波士顿、旧金山、波特兰和纽约也各展风采。

波士顿在交通、公用事业、建筑等领域都表现最佳。当地政府在政策上大力支持提升能效、减少排放，还在社区推广相关项目，增加波士顿的绿色能源利用。

旧金山则是大力提倡垃圾回收利用。目前，该市 77%左右的废弃物都实现了回收利用。同时，旧金山还保留了 20%的土地作为绿地。2001 年，旧金山批准发行了 1 亿美元的债券，用于资助可再生能源发展，主要是太阳能和风能。

波特兰其实一直是美国作为环保的城市之一。该市居民的环保意识很强，他们同北欧几个城市居民一样，出行普遍首选自行车作为交通工具。波特兰市还用 LED 灯取代了传统灯具做路灯，并计划未来能实现能源 100%来自可再生能源。

最负盛名的现代都市纽约也是美国城市使用绿色能源的“先锋”。该市在社区节能减排项目推广、建筑节能政策、公用事业支持等方面，都已经成为美国城市节能环保的突出代表。此外，纽约的公共交通体系，如地铁也一直是人们称道的对象。纽约还计划，2017 年前实现废弃回收利用率达到 30%。

中国能源报 2014-07-25

张国宝表示应探索新能源的价格和补贴模式

在 7 月 28 日召开的“2014 中国（北京）国际能源峰会”上，国家能源委专家咨询委员会主任、国家能源局原局长张国宝表示，能源领域存在不少计划经济做法，改革需要继续深化。能源价格的定价模式仍然偏重于政府的价格部门决定，煤电矛盾根源就是改革还没完全市场化。目前风电、光伏发电补贴模式不利于可再生能源加快发展，应探索新能源的价格和补贴模式。

多位与会专家也指出，新时期下需要还原能源的商品属性，并建议实行以产业链带动的能源产业市场化改革。

能源商品属性被弱化

张国宝表示，长期以来，能源的商品属性往往被弱化。改革开放以来能源领域的改革不断深化，但能源领域仍存在不少影响生产力发展的计划经济做法，改革需要继续深化。

张国宝认为，目前煤价放开而电价管住的不完全市场机制是煤电矛盾的重要成因。价格不理顺，煤电矛盾将始终存在。而且煤电短缺、供不应求的局面已经过去。去年以来我国面临经济下行的压力，能源需求增速放缓，而煤炭、电力产能迅速增加，煤炭价格已经进入“4”时代，发电小时数也在下降。今后的任务更多应是调整结构，推动技术进步和绿色发展，需要进一步压缩落后产能。

张国宝表示，目前风电、光伏发电补贴模式不利于可再生能源加快发展，应该探索新能源的价格和补贴模式。对于风电、光伏发电的定价补贴模式一直存在着争议，这种模式缺乏鼓励技术进步的市场竞争，将蛋糕大小固化，不利于可再生能源加快发展，也使得国家的补贴难以为继。

国务院研究室综合经济司司长范必也表示，我国现有能源体制很难说是计划经济还是市场经济，各种制度交织在一起，使得改革难以找到切入点。目前能源体制是多重体制亚型的复合体。“能源领域的问题，比如煤电矛盾、能源价格之争、核电重启之争、特高压之争等，都是能源供求关系和价格矛盾的体现，根本办法还是要通过市场化的改革进行解决。”

推进全产业链市场化改革

范必认为，针对目前的能源体制，应该从全产业链角度推进能源市场化改革，才能克服条块分割的难题。从过去单个行业、各条块之间的点式改革，过渡到链式改革，即跨部门、跨地区、跨行业和跨所有制的一揽子改革方案。

他建议，改革从三个方面展开：首先，顶层设计全产业链改革和改革的目标，将能源领域不完全市场产业链改革为完全市场产业链，以产业链为单位提出一揽子的改革方案。例如解决煤电矛盾，不是靠煤电联动，而是通过电煤并轨、放开铁路运力、电力体制改革解决。解决气荒和石油供求矛盾问题，不是在交易环节解决，而要从区块出让开始，在勘探开发、管网独立、进出口权、流通体制、城市燃气方面等全产业链推进改革。其次，国企改革与行业改革相结合；第三，改革政府的审

批与监管制度。下一步政府应当下放大部分审批权限，放开竞争性业务，同时明确政府监管内容。

不少专家认为，目前能源领域改革存在着许多困难。国家发改委能源研究所所长韩文科表示，能源领域改革面临三个制约因素，能源供求平衡的制约，即环境保护和调结构的制约。目前我国正处于经济转型期，要在保持经济中高速增长态势下，能源需求中低速增长，能源结构就要有巨大的变化；保障国家能源安全的制约。国家领导人近年来一直在强调国家能源安全战略，现在大国之间的关系和地缘政治也发生了一些新的变化，保障国家能源安全必须要有支撑点；能源改革与保持能源良好发展态势的制约。目前国内经济处于换挡期，能源行业作为国民经济里份额比较大的实体经济，发展也遇到了很多困难。这将是今后两三年时间改革的主要制约因素。

中国证券报-中证网 2014-07-29

可再生能源配额制时机已到

早在 2007 年，国务院就提出了可再生能源配额制，就是强制要求能源企业在其所生产销售的能源产品中，可再生能源达到一定的比例，这里可再生能源主要是指风能、太阳能和以秸秆为主的生物质能等等。当时国家发改委提出政府通过可再生能源的配额制，要求所有的大型能源企业和电网企业必须要生产和销售一部分的可再生能源。主要是为可再生能源发展提供一个稳定的市场。当时方案应该有好几个，如对大型发电企业，配额制规定到某一时间点必须拥有一定比例的可再生能源（5%），然后逐年提高份额。对达不到标准的企业，将受到政策的制约和惩罚。

几年过去了，配额制有时还会被再提出来，但至今政府在这个政策上没有作为。近年来我国可再生能源，尤其是风电和太阳能发展迅猛，在 2013 年并网风电增加了 16 吉瓦，太阳能增加了 11 吉瓦。今年的计划目标是增加风电 18 吉瓦，太阳能 14 吉瓦。产业发展也碰到了许多困难，包括设备大规模过剩、欧美双反、并网瓶颈等等。可再生能源发展好处很多，其发展的核心问题是降低成本，这个目标可以通过技术进步来实现，也可以通过更加市场化的模式来实现。所以可再生能源发展既需要技术创新，也需要体制机制创新。

通俗地说，中国可再生能源需要补贴，也需要更为市场化的运作，可再生能源配额制就是一个相对市场化的发展机制。1997 年英国首先采用可再生能源配额制，目前已有英国、澳大利亚、荷兰、意大利、丹麦、日本、德国等 18 个国家和美国部分州实施了可再生能源配额制，并开展不同形式的绿色证书交易。由于各国社会经济发展状况不同，所以具体的运作模式当然也就存在较大差异，但基本原则和作用没有偏离。

对可再生能源而言，配额制是比较有效的发展机制。目前政府直接干预或设定可再生能源的上网电价，会导致市场机制的缺失带来的无效率，造成发展可再生能源的社会成本偏高，影响可再生能源的发展和推广。另一方面，可再生能源发展还面临政府补贴的不确定性，除了补贴力度有不确定性，还取决于政府的态度和经济财务状况，因此通过政府补贴提高可再生能源的竞争力具有不确定性，过去国内外这种例子非常多。

可再生能源配额制的一些缺点可以用可交易绿色证书机制进行补充配套。事实上，这种配套已经逐渐成为发达国家鼓励和推动新能源和可再生能源发展的创新政策。在可交易绿色证书机制引入之前，各国政府普遍对可再生能源实行补贴政策。广义的补贴政策包括直接和间接的经济资助，比如价格机制（标杆上网电价）、税收抵免、投资补助等等。补贴政策最大的问题在于政府缺乏关于可再生能源发电成本的准确信息，难以确定合适的补贴额度。另外，可再生能源发电成本的变化较快，而政府补贴额度无法及时进行调整，无法对可再生能源产业进行有效的补贴。可交易绿色证书机制的出现是为了解决这些问题。

可再生能源配额制与可交易绿色证书机制配套的具体做法是：政府在电力生产和销售中强制要求可再生能源发电在电力供应中必须达到的一定比例，并对相应的责任主体（电力生产商、电力零售商等）形成配额，即一定时期内必须完成的一定量的可再生能源电力生产或电量消费，否则将面临处罚。同时，政府对责任主体所完成可再生能源电力生产或电量消费进行核准，并颁发相应的绿

色证书，以此凭证来与配额相匹配，未能完成配额的责任主体可以购买超额完成配额的责任主体的多余的绿色证书，来弥补其应尽的配额责任。可再生能源配额制和可交易绿色证书机制的结合，可以弥补政府对可再生能源发展补贴政策的缺陷。

首先，政府通过配额制明确了可再生能源的发展目标，并将该目标分解到相关责任方，同时以市场化绿色证书交易机制和严厉的处罚措施作为保障，能够保证实现既定的发展目标。可再生能源发展配额目标的确定非常重要，因为如果目标过低，绿色证书供给就会过多，其价格也会偏低，出售绿色证书的所得不足以补偿清洁电力的生产，这就难以鼓励清洁电力的生产。反之，如果目标过高，绿色证书供给就会偏少，其价格可能偏高，甚至超过不达标罚款，供应商宁可承受罚款，也不买绿色证书。

其次，绿色证书的价格，代表了可再生能源高于常规能源发电成本的差额，通过交易可以实现这种成本差额在整个电力行业的均摊，扭转可再生能源发电的成本劣势，提高可再生能源的市场竞争力。

再次，绿色证书的价格也反映了可再生能源的环境效益，绿色证书的购买者对环境的污染（包括温室气体排放）给社会带来了更多的负外部性，必须为此付出相应的代价，而绿色证书交易实现了这种负外部性的内在化。

最后，绿色证书的价格由市场竞争形成，可以不受政府干预，能够及时反映可再生能源发电成本的变化，更有效地支持可再生能源产业的发展。正是由于可交易绿色证书机制具备以上优越性，所以它正迅速取代传统的补贴政策，成为发达国家新能源和可再生能源发展的重要政策工具。

通常说的绿色电价机制，其长期目标就是建立配额制和绿色证书交易体系，将政府政策支持和市场机制调节有效结合。根据目前我国的可再生能源发展现状，推行可再生能源配额制度的时机应该成熟了，并进一步将其与可交易绿色证书机制配套，随着电力体制改革进程的深入，促使可再生能源逐步在经济性上参与电力市场竞争。

（林伯强 作者系新华都商学院教授）

中国科学报 2014-07-29

香港是如何建设分布式能源项目的

简访香港地区分布式能源建设内涵

----区域供能项目建设与经济效益的关系

上海分布式能源规划师：王伟军、郭四均

随着国内分布式能源区域供能的推广应用，笔者通过走访或资料收集等方式发现国内多个能源设施均存在了一些诸如运行技术经济性、可维修性、投资等不够理想问题的困扰。他山之石，可以攻玉。为了更好地学习香港地区区域供能系统的建设规划方案和能源设施设计技术，前期笔者实地考察了香港地区的区域供能设施建设项目：香港科学园、香港城市综合体 ICC 及原香港启德机场改建发展区域供能系统的规划和项目建设运营情况，并与工程项目顾问公司（奥雅纳工程顾问公司）和运营管理部门（香港机电工程署）相关技术人员进行了区域规划、投资建设、运行管理等方面的技术交流，确实所考察项目给我们留下了深刻的影响，感受颇丰，记录在下。

一、香港科学园

香港科学园简介：HongKongSciencePark，简称 HKSP。位于香港新界大埔区白石角，处于吐露港沿岸，邻近香港中文大学。与香港数码港相似，采用一个类似大学校园的低密度规划，是一个以高科技及应用科技（包括电子、生物科技、精密工程及讯息科技和电讯）为主题的研究基地，由香港科技园公司运作。作为科研基地，香港科学园的绿色发展在区内成绩骄人，香港科技园公司于 2011 年被国家科学技术部（科技部）确认为「国家绿色科技产业化（伙伴）基地」。第三期是科学园生态友好发展项目，为新成立的科技公司及行业大型企业打造一个合适的科研环境。



图例：香港科学园平面规划

经过多年的建设香港科学园真正做到了因地制宜合理利用能源，利用互联网科技手段在建筑每一单元模块都进行能源运行管理精细化控制，最大限度的利用户外新鲜空气进行全新风的自然通风（建筑墙面上安装有可控的通风百叶）按建筑实际需求调整能源供给的形式及数量，把能源的无效供给降低到最小限度，还利用互联网科技手段实时动态显示本建筑的能耗，随时接受社会民众的监督 and 评定，负荷分析的精准性避免了冗余供能或欠供能的情况发生。

二、香港城市综合体 ICC 项目



图例：香港城市综合体 ICC 项目已建和在建项目

具有世界第七高楼的香港 ICC 项目及区域配套大型项目，在分布式能源区域供能的规划上也很有新意，利用海水源冷却达到了最佳的能源生产效率，同时大楼的能耗控制从系统的运营精细化着手管理，为大楼的商业化租赁运作提高了竞争力。

三、香港启德机场改造开发项目

香港土地资源及其宝贵，所用能源（电力、天然气及淡水）全部依赖大陆输入，启德机场的改造方案的介绍为上海的分布式能源专家对系统的投资规划、系统的构建、运营管理、设备维保检修

等各方面都带来了新的思考。



图例：香港启德机场改造规划模型（二个红色显示建筑为区域供能机房）

2000年奥雅纳工程顾问公司应当局要求就机场搬迁后对原机场的改造提出了可持续建设性的建议方案，特别对区域项目改造周期时间跨度达25年之久的能源供给做出了一个很精细的与区域建设发展同步建设能源系统的分步投资建设方案，形成了一个经香港立法部门确认的区域能源系统的建设规划，为区域建筑群逐步开发提供了一个基本同步发展的高效能源模块化系统，区域集中能源站的单位供冷量机房面积仅为楼宇各自建设的制冷机房面积的25%左右，合理的机房设备和管网布置为运行操作、设备维保检修及后续机组设备的安装，都留下了适当的空间。冷却塔系统和海水冷却系统的分阶段建设投运方案也大幅降低了建设投资及运营成本。区域供能管网科学合理的设计还使得项目建设初期建筑能源需求仅为5%设计总负载状态下安全、节能运行，具有很高的经济性，做到了边建设、边运营、边收益，收到了良好的分布式能源区域供能的经济效果。

四、香港地区对分布式能源区域供能系统项目的运营现状

香港是个缺少资源的山地海岛，特别是能源完全依赖输入的地区，香港政府对能源的消费市场严格把关，例如：对高能耗的汽车总量控制方式和各种污染物排放标准都进行了立法，严厉的执行机制使社会养成了快节奏低能耗的生活习惯，特别对公共管理方式的合理规划，既保障了道路畅通又减少了车辆碳排放量。对分布式能源的转换过程进行精细化规划和智慧型控制，系统高效转换状态随时接受社会的监督和评定。

总之四天的行程，深感国际上一些著名的工程技术顾问公司和工程营造公司一切以市场经济为基础，务实的精神和通过精细化的设计规划和智慧型的控制，取得了可观的经济效益和社会效益。为客户提供高效、安全、可靠的分布式区域供能规划建设方案和务实的运营管理方式是值得从事本行业内人士学习的典范。

2014年7月27日于香港考察随笔：郭四均

中国能源报 2014-07-29

能源局发布多项行业标准 涉及水电风电太阳能等

国家能源局近期发布2014年第4号公告，发布多项行业标准：按照《国家能源局关于印发〈能源领域行业标准化管理办法（试行）〉及实施细则的通知》（国能局科技[2009]52号）的规定，经审查，国家能源局批准《核电厂核岛机械设备材料理化检验方法》、《火力发电厂循环水泵房进水管道设计规范》、《风力发电机绝缘规范》、《孤网运行的小水电机组设计导则》等164项行业标准，其中能源标准（NB）158项和电力标准（DL）6项，现予以发布。

据悉，此次标准核定是根据《国家能源局关于印发及实施细则的通知》的规定，涉及核电、水

电、火电、风电、太阳能、生物质能、煤层气以及储能等多个行业。

其中，涉及水电的标准有《水电站调压室设计规范》、《水电工程节能降耗分析设计导则》、《水闸设计规范》、《水工建筑抗冰冻设计规范》、《水电工程劳动安全与工业卫生验收规程》、《混凝土重力坝设计规范》、《水电工程土工膜防渗技术规范》、《水电工程勘探验收规程》、《水电工程测量规范》、《水电工程安全监测系统专项投资编制细则》、《水电工程调整概算编制规定》、《水电工程环境保护专项投资编制细则》、《水电工程投资估算编制规定》、《水力发电厂水力机械辅助设备系统设计技术规定》、《水电工程固定卷扬式启闭机通用技术条件》、《水电工程鱼类增殖放流站设计规范》、《水电工程建设征地移民安置综合监理规定》等 17 项。

涉及风电的标准有《风力发电机绝缘规范》和《风力发电机绝缘系统的评定方法》2 项。

涉及太阳能的标准有《便携式太阳能光伏电源》、《太阳能光伏滴灌系统》、《壁挂式太阳能热水系统设计、安装及验收规范》、《太阳能热利用自限温电热带按照规范》和《太阳能热水工程联箱》等 5 项。

涉及生物质能的标准有《生物液体燃料加工转化领域项目申报报告编制内容深度规定》、《生物物料乙醇行业环境污染控制评价技术方法》、《生物质炕炉试验方法》、《生物质炕炉通用技术条件》、《环模式块状生物质燃料成型设备技术条件》、《平模式块状生物质燃料成型设备技术条件》和《活塞冲压式棒状生物质燃料成型设备技术条件》等 7 项。

国家能源局网站 2014-07-31

欧盟推新能源目标 到 2030 年节能 30%

最近乌克兰进口俄罗斯天然气出现危机，欧盟能效提高可以减少对俄罗斯天然气的依赖，在这种背景下，欧盟设置什么样的能源效率目标显得尤为迫切。

欧盟委员会 7 月 23 日发布公报，提出到 2030 年实现 30% 的新节能目标。欧盟预测，设定新节能目标将给欧盟带来诸多积极影响。

欧盟气候专员康妮·赫泽高表示，这一行动可以减少欧盟对从俄罗斯等国进口天然气以及其他化石能源的依赖。她表示，节能措施除了对气候、投资是一个好消息外，对于欧洲的能源安全和独立性也是一个好消息。

目前，欧盟每年花费超过 4000 亿欧元进口化石能源，其中相当大一部分来自俄罗斯。欧委会的计算显示，每节约 1% 的能源，欧盟天然气进口就能减少 2.6%。

由于高度依赖进口能源，欧盟领导人对于制定新的能源和气候战略十分重视。

在近日结束的欧盟夏季峰会上，欧盟领导人提出未来 5 年将制订新的能源和气候战略，以避免高度依赖化石燃料和天然气进口。

在会后发表的一份声明中，欧盟领导人表示，地缘政治事件、全球范围内的能源竞争和气候变化影响促使欧盟重新思考能源和气候战略。为确保能源安全，欧盟的目标是建立一个“负担得起的、安全的和可持续的”能源联盟。

未来 5 年，欧盟的能源和气候战略将集中在 3 个方面：一是发展企业和民众负担得起的能源，具体工作包括提高能源效率以减少能源需求，建立一体化能源市场，增强欧盟议价能力等；二是确保能源安全，加快能源供应和路径的多样化；三是发展绿色能源，应对全球变暖。

欧盟指出，实施节能政策带来的成就显著：与 20 世纪 80 年代相比，新建筑节约了一半的能源；2001~2011 年间，欧盟的工业能耗下降了约 19%；到 2020 年，更高效的冰箱和洗衣机等家电每年可为消费者节约 1000 亿欧元。

今年 1 月，欧盟委员会在其“2030 气候和能源框架”中提出，到 2030 年，温室气体减排 40%，可再生能源使用增加至少 27%，但并未对能源效率设定目标。新提出的节能目标是对上述框架的完善。

中国新闻网 2014-08-01

调整定价策略发展可再生能源

可再生能源具有环保、绿色、低碳、节能等优点，因而得以全球推广。近年来，我国可再生能源产业与国内市场也都取得了长足发展。2013年，非化石能源发电装机占比31%，同比提高5.76个百分点，其中并网风电新增1406万千瓦，并网太阳能发电新增1130万千瓦，年新增量均为世界第一。可再生能源企业发展迅速，虽然过程比较坎坷，但多家企业已成为目前全球较大的新能源企业。除了政府其他方式补贴，可再生能源标杆电价是推动我国可再生能源快速增长的最重要因素。

然而，可再生能源标杆电价的制定需要讨论的是相对有效性问题。在能源稀缺和环境治理的双重约束下，我国可再生能源近年来经历了快速增长，但行业发展问题也非常突出，除了产业链问题（设备过剩）和其他对外贸易问题外，可再生能源定价也是影响行业健康发展的一个重要因素。由于传统能源造成的环境污染具有外部性，故其成本得以降低，可再生能源与之相比就缺乏竞争力，因此政府采用成本加成定价或者补贴的方式来提高可再生能源竞争力。举例来说，风电成本要高于火电成本，但是对消费者来说，一个单位（度）的风电与一个单位的火电，终端效益是没有差别的，消费者愿意支付的风电价格与火电价格是相同的。因此，需要政府解决可再生能源的竞争力问题。

提高可再生能源的市场竞争力，政府通常有两种选择：一是补贴（生产侧或消费侧），二是通过提高传统化石能源价格，尽可能将能源稀缺及环境污染的外部性内部化。因此，可再生能源理论上的定价依据，应该是“可再生能源定价=化石能源的发电成本+环境成本+能源稀缺成本”。假定化石能源的环境成本和稀缺成本是可估、可定的，那么加上两种外部性之后，可再生能源就将具备竞争力。然而现实中，一方面由于环境成本与稀缺成本二者无法估计而常常被低估；另一方面由于能源的重要性及敏感性，即使正确估计了环境成本与稀缺成本，可能也很难在现实中完全内部化，因此现实中，需要政府通过补贴的方式来提高可再生能源的竞争力。

中国可再生能源上网电价的制定是参照特许招标的价格来确定的，即通过特许招标进行成本摸底，光伏、风电以及页岩气等都经过了这样的过程。理论上说，在一个完全竞争的市场上，特许招标可以测出行业对标杆电价的最低要求。但实际上由于各种原因，目前我国特许招标的投标价格还不能反映真实成本。对于这个问题关键的分歧在于动机，特别是由国企作为主要参与者的特许招标中，企业投标的动机如果不是基于项目本身的收益，而包含其他方面的考虑，则不能反映真实成本。

以风电为例，2004—2007年政府进行了风电特许招标，在此基础上，2009年8月制定了风电标杆电价。政府划分了四个区，并对各区风电分别定价为每千瓦时0.51元、0.54元、0.58元、0.61元。2009年至今风电的技术进步很大，而相比2009年我国风电成本已经下降约一半。理论上讲，技术进步会使得成本下降，所以标杆电价也应该相应逐步下调。而现实是中国的风电标杆电价自2009年以来并没有往下调，可能的解释是当时设定的标杆电价相对于其生产成本来说偏低。

再比如，我国光伏电站特许招标在2009年3月与2010年6月共进行了两轮，以第二轮为例，共13个项目28万千瓦，最低报价在0.73元/千瓦时到0.99元/千瓦时之间，竞争激烈。参考特许招标结果，2013年发改委调整了光伏上网电价政策，实行了分区域的标杆上网电价，按各地太阳能资源条件将全国分为三类资源区，分别执行每千瓦时0.9元、0.95元、1元的电价标准。由于参与招标的企业绝大多数是大型国有公司的子公司，中广核太阳能开发有限公司参与了13个项目的全部招标，中电投获得了7个项目的特许开发权，出于多重因素考虑，国企的低价竞标行为有时无法反映项目本身的经济性。比如，中电投中标约15万千瓦的光伏项目，不到2亿元的投资额，对它的经营影响甚微，而且它还获得了“向新能源领域进军”的公司形象广告效应。

设想一下，如果风电最开始制定一个比较高的上网电价，之后采用从高到低逐年下调的定价策略，那么在行业发展的初始，就会有大量投资涌入产业链的各个环节，行业的整体技术进步就可能快速得到提高，那么现阶段的风电行业很可能是另一个面貌。对于一个新的、政府希望支持的能源品种，从高到低的定价策略一方面遵循了技术进步的发展规律（成本会由于技术进步而不断下降），另一方面也符合通常的商业做法（为初期进入行业内的企业提供比较好的收益保障，以期吸引更多资金进入，有助于行业的技术进步及竞争力的提高）。

参照特许招标的定价方式，由于投标者的目标含糊，价格无法反映真实成本，会提供错误的价格信号，因此，今后可再生能源定价应该综合各种因素，采取更贴近市场的定价方式，确定更合理的价格，有个逐步下调的过程。从高到低的策略可以在一定政府补贴下最大化装机规模，或是在一定装机规模下最小化政府补贴。因此，政府需要科学设立标杆电价，顺应市场的规律，采取从高到低的策略，使其更有效地推动可再生能源发展。

当然，中国可再生能源发展不能全指望设立标杆电价来形成有效的市场化导向，其他有益于可再生能源的改革措施也要相应推出，比如能源改革、减少化石能源补贴等。还可以考虑将其他清洁发展政策（比如碳交易）与可再生能源发展有效对接，更为长效地考虑可再生能源的竞争力问题。

（林伯强 作者系新华都商学院教授、厦门大学能源经济研究中心主任）

中国社会科学报 2014-08-01

热能、动力工程

广州将淘汰上千台燃煤锅炉

位于广州开发区的恒运电厂日前完成了“超洁净排放”改造，成为全市首台达到“50355”减排目标的煤电机组。广州市委副书记、市长陈建华 16 日下午视察了该项目并表示，到明年 7 月 1 日，广州市将完成 10 台煤电机组的“超洁净排放”改造，同时陆续淘汰 1000 多台燃煤小锅炉。到 2020 年改造完成后，可实现污染物总体下降 70%，对减少 PM2.5 排放将起到显著作用。

改造每度电成本增 6 分钱

所谓“50355 工程”，即指国家和省对重点地区“燃气轮机大气污染物特别排放限值”的标准。到 2020 年，燃煤电厂经过改造后，大气污染物排放浓度应降为：氮氧化物 50mg/m³、二氧化硫 35mg/m³、烟尘 5mg/m³ 以下。达不到这一排放标准的燃煤电厂都必须关闭。

恒运电厂 9 号机组作为广东省、广州市“超洁净排放”改造示范工程，于今年 7 月率先完成“超洁净排放”改造任务并成功投运，为广州市政府顺利实施“50355”工程打响了关键的第一炮。

恒运电厂负责人介绍，9 号机组改造工程总投资约 1.50 亿元，主要包括脱硫、脱硝、除尘三个部分。项目于 7 月 3 日投入试运行以来，在线监测数据显示：二氧化硫排放稳定在 20mg/标准立方米，氮氧化物排放稳定在 35mg/标准立方米以下，烟尘排放稳定在 3mg/标准立方米以下，比改造前分别下降了 97.8%、93.1% 和 99.97%，均优于国家重点地区“燃气轮机大气污染物特别排放限值”。

经实际测算，改造完成后，平摊到每度电的改造成本增加不到 2 分钱，即使加上运营成本，提高也仅有 6 分钱左右；而如果改烧天然气，每度电仅燃料成本就要增加 4 角钱。

超洁净改造将削减 PM2.5

据介绍，近年来，广州大力加强空气污染治理，去年空气质量达标天数 260 天，未出现重度污染与严重污染，在北京、上海、天津、重庆等 5 个国家中心城市中，空气质量达标天数最高，PM2.5 浓度和综合指数最低。虽然广州市大气污染治理工作成效显著，但是燃煤电厂污染排放过去一直未能得到解决。

今年年初，获知日本等国在治理燃煤电厂污染方面已有成功经验，广州市政府立即进行调研，制定了《广州市燃煤电厂“超洁净排放”改造工作方案》，正式宣布实施“50355”工程。

陈建华表示，“50355”工程的实施，可使燃煤电厂达到燃气电厂的排放水平，彻底破解特大型城市燃煤电厂的生存难题。到 2020 年，通过落实“50355”工程，可实现污染物总体下降 70%，对 PM2.5 的减排、广州市空气质量持续改善贡献巨大。

电力自给率可从 40% 提高至 50%

“广州市的能源供应现状不容乐观，一次能源 99% 和电力 60% 以上依赖外供。”这是陈建华心中的另一本账。而长期受制于天然气价贵、燃煤电厂排放要求高等制约，广州的能源自给率都没有明

显提高，此次恒运电厂 9 号机组改造成功，破解了这一难题。

陈建华表示，下一步，在加快实施“50355”工程的基础上，广州还将加快实施《广州市工业园区和产业集聚区集中供热实施方案》，一方面对燃煤电厂进行“超洁净排放”改造，另一方面淘汰高污染工业小锅炉 1444 台，实施工业园区和产业集聚区集中供热。另外，还要加快清洁能源、新能源和可再生能源的开发利用。

“通过上述措施，到 2020 年，广州电力自给率将从 40%提高到 50%左右，燃煤发电占本地装机比例从 78%下降到 60%。燃煤发电所造成的大气污染物排放减少 70%左右。”陈建华要求，首批进行改造的 10 台机组，要在明年 7 月 1 日的限期前全部完成改造任务，实现生态赢、人民赢、企业赢的三赢目标。

财政补贴占投入比近 1/6

据悉，为了降低企业的改造运行成本，广州市财政大手笔对超洁净改造的项目进行补贴，对每台 30 万千瓦的机组改造补贴 500 万元，按照每台机组投入 3000 万元计算，相当于投资成本的 1/6。此外，还将积极争取国家在此方面的电价补贴、优先发电上网的政策倾斜。

除了政策上的激励措施，实际上，广州还是有硬性的指标“约束”或者督促燃煤电厂进行污染物减排改造，广州市环保局副局长谢明向媒体表示，2014 年 7 月、2015 年 1 月 1 日，广州市对氮氧化物、粉尘、二氧化硫等主要污染物的排放限值将逐步收紧，“不管企业进行哪种技术手段，都必须符合上述指标的要求”。

■数据

目前广州市燃煤机组污染物排放总量分别占全市二氧化硫、氮氧化物排放总量的 58%和 31%。工业（含燃煤发电）排放对 PM2.5 的贡献约 33%，其中，燃煤电厂又占了 1/3。燃煤发电和燃煤锅炉是广州 PM2.5 的罪魁祸首，贡献率远远高于汽车尾气、餐饮排放和工地扬尘。

■相关

陈建华调研天河要求更好地扶持新能源企业

16 日下午，广州市委副书记、市长陈建华到天河区调研经济工作。市领导陈国、骆蔚峰，市有关部门和天河区负责人参加。

陈建华一行首先来到在广东无极道投资有限公司，重点了解产融结合推进情况，要求天河区加速高端业态集聚，形成转型升级的新动力；在天盈广场听取天汇广场规划建设情况介绍后，勉励企业充分利用广州的营商环境优势，建设经营国际一流的都会区商业综合体；在汉能控股集团有限公司，针对企业反映的问题现场办公，要求有关部门为新能源企业提供更好的政策扶持和政务服务，推动广州新能源产业做大做强。

南方日报 2014-07-17

“煤制油”带来的诱惑与困惑

煤炭在我国能源消费中占据着 70%以上的份额，对空气污染的“贡献”也最大。如果能把煤炭清洁高效利用，使之变为油、变为气，不但可在油气供应紧张时作应急之需，还能减少雾霾。但“煤制油”技术是否成熟？其中有哪些难点和风险？日前，记者为此采访了相关企业负责人和专家。

“煤制油”项目在提速

今年初，记者从内蒙古伊泰煤炭股份有限公司了解到，“煤制油”项目正在提速。该公司计划投资建设的年产 200 万吨“煤间接液化制油示范项目”，已获得国家发改委的许可，目前正在开展前期工作。

2013 年 9 月，酝酿 9 年之久的神华宁煤 400 万吨“煤制油”项目也获得了国家发改委的正式批复，该项目总投资 550 亿元，计划 2016 年建成投产。项目以煤为原料，年转化煤炭 2036 万吨，年产合成油品 405.2 万吨。项目建成后，预计年均销售收入 266 亿元，年均利税总额 153 亿元。

这也许意味着，2008 年 8 月以来，国家发改委颁布的“煤制油新项目冻结令”宣告解冻，各个

方面正准备扩大“煤制油”技术产业化示范项目规模。

神华煤制油化工有限公司总工程师舒歌平在接受采访时表示：“我们采用的煤直接制油技术，生产成本远低于炼油厂，平稳生产后，每吨油品的综合耗煤约为 3.5 吨，其中除去燃料煤，净原料煤消耗量为 2 吨。最初预期经过 5 年到 8 年才赢利，实际 2011 年就开始赢利，当年实现了 4 亿多元利润，近两年盈利额已经成倍增加。”

高耗水是煤化工发展最大的隐忧

尽管一些项目获得了批准和支持，“煤制油”是否具有大规模推广前景，多年来外界争议的声音始终不断。其中一个焦点就是“煤制油”是否具有长期良好的环境经济性。

国家发改委能源研究所研究员姜克隽对此并不看好：“从可持续发展的角度看，‘煤制油’不过是以一种不可再生资源去替代另一种，其结果尚难预测，有可能是得不偿失，特别是目前煤炭资源的不可再生性往往被漠视，无节制地开采，将令资源枯竭提前到来。”

中国能源研究会副理事长周大地认为：“煤制油”经过技术转化合成后，结构和纯度可达到与石油相同的标准，可直接作为燃料运用到生活中。然而，“煤制油”作为石油的替代物，无论从技术上、经济上以及“碳排放强度”上均有难度。“业内普遍的看法是，只有国际油价在 70~80 美元/桶以上，项目才能获利。而煤价保持每吨在 200~300 元之间，才可以保证煤化工项目不亏损。”

中科合成油股份公司总工程师唐宏青表示：“现实情况不是中国想不想发展‘煤制油’，而是脆弱的石油保证能力迫使我们必须发展‘煤制油’。当然，矛盾点也是有的，目前的煤制油项目大体都分布在缺水的西部地区。而煤制油项目需要大量的水。”

西部地区水资源相对贫乏，且分布不均，但是因为煤资源产量高和煤种丰富，成为“煤制油”“煤制气”项目的优选之地。有些项目，甚至开始考虑远距离调用黄河水，进行“煤制油”生产。

北京大学环境经济研究所所长张世秋也认为，“煤制油”带来的严重挑战就是水资源。张世秋说：“不管是哪一类型的‘煤制油’项目，一定要根据自己的水源状况来规划煤化工项目，不能简单地为了发展经济，就仓促规划上马。”

“煤制油”工艺中主要用水项目有反应用水、用于冷凝的冷却水、用于加热的水蒸气用水、洗涤用水、生活用水等。张世秋说：“我们查阅过一份《煤电基地开发与水资源研究》报告，按照这个报告的计算，1 吨直接液化‘煤制油’的耗水量约 7 吨，间接液化‘煤制油’耗水量约 12 吨。高耗水是煤化工发展最大的隐忧。”

“煤制油”项目要避免一哄而上

正是基于环境经济性的担忧，国家发改委在 2008 年 9 月发布了《关于加强煤制油项目管理有关问题的通知》，规定除了神华集团的两大‘煤制油’项目外，一律暂停其他‘煤制油’项目的审批。2009 年，国务院下发了《关于抑制部分行业产能过剩和重复建设引导产业健康发展的若干意见》，其中煤化工作为“六大过剩产业”被提出明确的整改计划。而目前“煤制油”项目的提速迹象，未免又让人担心会出现盲目的“一哄而上”。

中国政法大学教授王灿发认为：“当前，各地为了治理雾霾，纷纷出台煤改气、煤改电、煤改油等措施。由此刺激了相关产业的投资冲动。但将于 2015 年 1 月 1 日实施的新《环保法》会对那些高耗能、高耗水的产业进行限制。如果‘煤制油’企业事先不在环境代价上做充足的考虑，很可能会上马之后麻烦不断。”

北京“公众环境研究中心”负责人马军指出，在西部地区建设这么大的耗水、耗能、空气污染排放企业，必须事先做好环境影响评价，而在编制“环境影响评价报告”时，要鼓励公众参与。这样才可能充分地多个角度，来确保项目的发展达到最优。

长期研究环境影响评价法的中国人民大学环境学院院长马中认为：“虽然一些‘煤制油’项目已经进入了示范性的生产，但整个产业尚未进入全面大发展的阶段。在环境影响评价的公众参与方面，建议企业在项目正式建设前，举办更多的论证会和听证会，邀请不同领域的专家从环境影响、社会影响等方面进行全方位的评价。否则，如果我们获得了一点好的空气，却抽空了地下水、污染了草

原和沙地，这样的环境代价转移型的产业，未必值得提倡。”

光明日报 2014-07-17

涪陵页岩气田探明地质储量通过评审

国土资源部评审认定，涪陵页岩气田新增探明地质储量 1067.5 亿立方米，标志着我国首个大型页岩气田正式诞生

7月8日至10日，国土资源部油气储量评审办公室组织专家组，对中国石化涪陵页岩气田焦石坝区块焦页1—焦页3井区五峰组-龙马溪组一段的探明地质储量进行评审。经评审认定，涪陵页岩气田是典型的优质海相页岩气，新增探明地质储量 1067.5 亿立方米，标志着我国首个大型页岩气田正式诞生，拉开我国页岩气商业开发的序幕。

涪陵页岩气田主体位于重庆市涪陵区焦石镇，属山地—丘陵地貌。此次中国石化提交的探明储量区为涪陵页岩气田焦石坝区块的一部分，探明含气面积 106.45 平方千米。随着该气田勘探开发的深入推进，中国石化将持续向国家提交页岩气探明储量。4月17日，国土资源部颁布了我国首个页岩气储量行业标准《页岩气资源 / 储量计算与评价技术规范》，并于6月1日起实施。

国土资源部油气储量评审办主任吴国干表示，此次评审是我国页岩气勘探开发历史上的一次具有里程碑意义的标志性事件。即首次开创性地应用我国自己制定的首个页岩气行业规范标准及地质资料，评审出我国首个优质大型页岩气田。为今后页岩气评价技术规范的不断丰富和完善、下一步国内页岩气资源的评审工作积累了宝贵经验，也对我国实现页岩气的商业开发具有重要意义。

此次评审专家组在前期现场调研的基础上，严格审查相关资料，充分讨论各方观点，最终对涪陵页岩气焦石坝区块资源储量做出客观科学认定：

涪陵页岩气田是典型的页岩气田。气田储层为海相深水陆棚相优质泥页岩，厚度大、丰度高、分布稳定、埋深适中，中间无夹层，与常规气藏明显不同，具有典型的页岩气特征，与北美典型海相页岩各项指标相当。

涪陵页岩气田是“两高、两好”优质海相页岩气田。地层压力高、天然气组分好，气井产量高、试采效果好。试采单井产量高，稳产时间长。截至6月30日，29口试采井合计日产气 320 万立方米，累计产气 6.11 亿立方米。其中，第一口探井焦页 1HF 井按日产 6 万立方米定产，已稳产一年半，累计产气 3769 万立方米。

初步形成了页岩气勘探开发技术系列。一是在理论认识方面，形成了海相页岩气富集规律认识，总结了深水陆棚相优质页岩气关键参数选取原则。二是形成了以测井综合解释和地震综合解释为主的勘探评价技术。三是形成了页岩气开发关键技术。包括水平井优快钻井技术、长水平井段压裂试气工程工艺技术等，并实施以“井工厂”钻井和交叉压裂的高速高效施工模式。目前试验井最大水平段长 2100 米、最多压裂段数 26 段。四是页岩气商业开发的装备和工具研发取得重要进展，其中 2013 年 3 月自主研发成功的 3000 型压裂车，代表了压裂装备技术世界先进水平，目前已投入现场应用。五是重视环境保护。通过钻前水文勘测、表层清水钻井和废液回收处理等措施实现了零排放、零污染的绿色开发。这些实践，为加快我国页岩气实现规模商业开发提供了技术支撑，积累了宝贵经验。

油气地质专家查全衡也表示，涪陵页岩气田是一个富集高产的典型页岩气田，具有较好的商业开发前景。

3月24日，中国石化宣布分两期在 2017 年建成国内首个百亿立方米页岩气田——涪陵页岩气田。目前，一期 50 亿立方米/年产能建设全面展开，进展顺利。

清洁低碳的页岩气开发对我国具有战略意义。环境保护方面，涪陵页岩气田建成后，每年可减排二氧化碳 1200 万吨，相当于植树 1.1 亿棵、800 万辆经济型轿车停开一年，同时减排二氧化硫 30 万吨、氮氧化物近 10 万吨。能源结构调整方面，目前我国天然气消费占一次能源消费比重仅为 5.5%，远低于同期世界平均 24% 的水平，对外依存度超过 30%。随着页岩气规模开发，我国天然气自给能

力将进一步提高，能源结构也将进一步优化。

中国石化新闻网 2014-07-18

政策给力扶持 页岩气发展提速

当前，社会对清洁能源的需求与日俱增。此前发布的页岩气发展规划，就把页岩气的开发提升到了国家战略新兴产业的高度，并提出到“十二五”末，页岩气产量将达到 65 亿立方米。而于本月 18-20 日召开的中国能源发展趋势论坛，将向业界介绍并研讨能源及关联产业的发展状况及趋势，其中新能源行业的发展备受关注。在政策的给力扶持下，页岩气的第三轮招标工作一直在稳步推进中。

近日，有媒体报道，湖南省国土资源厅已向国土资源部申报常德等 5 个页岩气勘查区块，预计新一轮区块出让工作或于年内启动。再加上此前在京召开的能源行业页岩气标准化技术委员会主任委员办公会就要求，《页岩气藏压裂返排液回收与处理》等 10 项技术标准力争在年内完成，且在三到五年内要基本建成我国页岩气全产业链标准体系。分析人士表示，随着行业发展的提速以及相关扶持政策的不断加码，页岩气市场前景十分广阔，因而相关概念股有望得到主流资金的积极关注。

页岩气第三轮招标或有进展

早在去年，市场就一直对页岩气第三轮招标高度关注；业内人士也普遍预期规模有望进一步扩大，且商业化模式的开启也会进一步提高企业的参与积极性。如今，快一年过去了，页岩气第三轮招标却迟迟未见新进展。

有业内人士指出，第三轮招标区块的划定仍是一个多方制衡的大难题，根据目前部分媒体的报道，招标区块可能集中于西线区块，多数位于在四川、重庆、湖北三个省份。

而尽管第一、二轮页岩气招标还未取得实质性进展，但从中石油四川长宁-威远区块以及中石化在四川涪陵区块这两个区块在龙马溪组上的产量突破来看，我国目前实践证明的页岩气有利区域主要集中在“川渝黔鄂”地区。也就是说，如果真如媒体报道所言，仅从省份分布来看，第三轮招标的区块可能会优于之前。

不过，本月 15 日湖南省的一则消息意外透露了最新进展。据媒体报道，湖南省国土资源厅已向国土资源部申报常德等 5 个页岩气勘查区块，预计新一轮区块出让工作或于年内启动。据其进一步了解到的信息称，目前不止湖南，全国多个省份都已经上报了各自的页岩气区块，国土资源部也在进行相关的评审工作，备战三轮招标，且新一轮招标有望下放到各省具体执行，不再统一招拍挂。

据报道，湖南省确定了常德、石门、涟源、张家界、慈利 5 个勘查区块为新一轮申报区块，并采取财政出资和企业风险勘查相结合的方式。湖南省国土资源厅地质勘查处负责人表示，上述区块目前正在做勘察工作，希望获得国土部批准后尽快启动转让，年内有望开展，最晚明年年初。

除此之外，业内人士还指出，目前多省都在向国土资源部申报新的区块。其中，贵州省的申报工作也较快，该省国土资源厅地勘处相关人士也向记者证实，区块已报至国土部。

部分技术标准或年内出台

6 月 11 日，在京召开的能源行业页岩气标准化技术委员会主任委员办公会要求，《页岩气藏压裂返排液回收与处理》等 10 项技术标准力争在年内完成；同时，要加快页岩气标准体系深化研究，利用国内外页岩气勘探开发经验、成果，从页岩气资源评价、钻完井、井控、压裂、环境保护等方面入手，在三到五年内基本建成我国页岩气全产业链标准体系，为我国页岩气产业提供科学有效的标准规范。

据悉，拟在今年完成的 10 项页岩气标准规范中，《泥（页）岩薄片鉴定方法》为国家标准，《页岩气资源评价方法》等 9 项为行业标准。中国石油承担其中 7 项标准的牵头起草工作，中国石化牵头承担 3 项。中国海油、延长石油等企业，中国环境科学研究院、国家能源局页岩气研发中心、页岩气评价与开采四川省重点实验室等研究单位配合起草。

我国页岩气发展提速

从全球范围来看，美国是唯一实现页岩气大规模开采使用的国家。2000 年，美国页岩气产量仅

118 亿立方米，随着页岩气勘探开采技术的突破，特别是 2007 年之后优质页岩资源相继开发，美国页岩气产量大爆发，2013 年产量超过 3000 亿立方米。由于页岩气的放量增长，美国在 2011 年超越俄罗斯，成为世界最大的天然气生产国。

众所周知，美国页岩气成功开发有两个非常关键的因素：一是管道运输发达，二是页岩气开发中的关键技术水平井钻井及压裂技术的进步。美国页岩气的成功开发和商运在世界范围内起到了很大的示范作用，进而刺激了全球开发页岩气的热情。

自 2012 年以来，我国也迅速放宽了页岩气开发政策，包括制定页岩气发展规划、两轮页岩气招标、页岩气补贴、相对市场化的页岩气销售定价等，这些均旨在刺激页岩气行业的发展。

根据相关资料显示，2012 年我国天然气消费占一次能源消费比重仅为 4.75%，远低于同期世界平均 23.94% 的水平。页岩气作为一种非常规天然气，其燃烧后具有清洁低碳的优势。页岩气的使用对我国能源结构调整、保护环境都具有重要意义。涪陵地区百亿方页岩气田产能建成后，可每年减排二氧化碳 1200 万吨，相当于植树近 1.1 亿棵、近 800 万辆经济型轿车停开一年，同时，减排二氧化硫 30 万吨，氮氧化物近 10 万吨。

而根据 EIA 在 2011 年的调查结果，中国页岩气技术可采储量达 31.6 万亿立方米，为世界第一，占全球 14.3%，是中国常规天然气储量的近 10 倍。但是目前仍处于页岩气开采的初级阶段，很多勘探信息还不明朗，需要进一步大范围勘探，再加上技术薄弱、水资源不足、基础建设滞后和体制机制制约以及页岩气投资本身巨大的不确定性等原因，目前页岩气在中国依然发展缓慢，2013 年产量仅 2 亿立方米。

此外，《页岩气发展规划（2011-2015 年）》明确指出，到 2015 年我国页岩气产量为 65 亿立方米；国家能源局 2014 年 1 月发布的《关于印发 2014 年能源工作指导意见的通知》中再次提出 2014 年我国页岩气生产量将达 15 亿立方米。截至 2013 年，中石化涪陵示范区已建成的页岩气产能是 6 亿方/年。分析人士指出，中石化页岩气产能建设速度加快，未来我国页岩气产量超额完成将是大概率事件。

需要指出的是，页岩气开发提速可能导致需求大幅增长的领域有压裂设备及服务、定向井服务、封隔桥塞等井下工具、各种压裂液体等多个方面。在页岩气发展整体提速的背景下，上述细分领域也将随之而动，迎来发展契机。

中国证券报·中证网 2014-07-18

英国 FITCfD 机制对我国电力改革的启示

现阶段我国电力系统低碳化发展面临的任務主要包括以下几个方面：第一，促进清洁能源发展，从而推动电源结构的低碳化转型；第二，提高电力系统应对间歇性出力波动的能力；第三，通过强制措施开展火电机组低碳化改造，鼓励低碳电源技术（碳捕集封存技术等）的推广和应用；第四，通过需求响应手段降低系统尖峰负荷从而减少电源电网容量投资和能源消耗，并研究需求侧资源如何进入市场。

英国自上个世纪 80 年代进行电力私有化和自由化改革以来，电力市场在一定程度上有效支撑着电力的安全、可靠供应。

但是，英国未来电力供应的安全、可持续、低碳目标正在面临着严峻的挑战。

未来 10 年，英国电力系统现有容量的 25% 将要退役，这些发电容量主要是煤电和核电。要想继续保证电能的安全、可持续、低碳地向全社会供应，英国必须增加电力投资。但是，目前英国的电力市场机制以及相关的电力管理体制无法经济有效地实现增加电力投资这一目标。

或者说，对于电力投资规模和电力投资速度这两个方面的要求，现有市场机制和管理体制是难以满足的。而且，英国的电力系统主要依赖化石能源发电，其在未来面临着燃料价格波动、过度的外部依赖、高污染排放等一系列风险。因此，英国需要大规模投资可再生能源发电、新型核电以及配套碳捕集技术的火电。

为解决上述问题，英国政府于 2011 年 7 月发布了《规划我们的电力未来：关于发展安全、价格适宜和低碳电力的白皮书》（以下简称“白皮书”），揭开了新一轮英国低碳电力市场改革的序幕。英国政府希望通过改革目前的电力市场，以保证英国未来电力的供应安全，并且能够形成一个清洁的、多元的、可持续的发电容量构成。

具体来说，英国在低碳电力改革“白皮书”中提出了未来电力市场改革的四个重要措施：第一，建立基于差价合约的长期合同制度，为低碳电力投资者提供一个清晰、稳定的盈利流；第二，引入碳排放价格底线制度，在碳市场上形成公平的碳价格，同时为低碳电力投资者提供一个长期稳定的经济信号；第三，引入一个排放性能标准制度，为新建的化石燃料发电厂的碳排放数量给出清晰的管制信号；第四，建立新的容量机制，以保证电力系统的安全、稳定运行。具体容量机制的设计包括目标型容量机制和市场性容量机制。

通过这些改革措施，英国计划在 2030 年实现以下几个方面的目标：第一，形成一个灵活的、智能的、市场供需双方都有响应的电力系统，其中包含着一系列的、多种类的、安全可靠低碳发电资源，并且需求侧管理、储能和联网资源将最大程度地发挥作用；第二，各种低碳技术可以相互有效竞争，以降低电能供应成本；第三，未来电力系统能够有效满足由电动汽车和电加热所产生的不断增长的用电需求；第四，将基于用户为此所支付的费用最低这个目标来完成由传统电力系统向低碳电力系统的过渡过程。

可以看出，英国已经意识到电力低碳化发展的重要性，并在新一轮电力市场改革将低碳发展作为一个重要目标，相应的改革措施也具有很强的针对性。上述的改革举措会使得英国现有电力市场发生重大转变，从而引导目前电力系统逐步向低碳电力系统过渡。在这一过程中，相应的改革措施一方面能够通过市场手段大幅度增加低碳电源在发电结构中的比重；另一方面，能够有效促进低碳技术的研究与应用，从而使得安全的、可持续的、低碳的电力供应目标早日实现。

和英国相比，我国当前发展所面临的能源环境问题使得电力行业必须承担起节能减排的重任。因此，现阶段我国的电力系统应该逐步向低碳电力系统过渡，即要在保证供电安全、经济的前提下，不断降低电力系统的碳排放。英国围绕着如何向低碳电力系统过渡所给出的研究成果、实践经验、政策措施及其相关的制度安排（尤其是电力体制和电力市场方面的制度安排），对我国具有重要的借鉴作用。

从我国的电改情况来看，距离“5 号文”颁布已经过去 12 年。由于当时的能源环境问题还未如此凸显，低碳化发展并未成为改革方案设计的出发点，12 年内相继出台的一系列改革举措也没有很好地兼顾低碳目标。当下电力系统发展所面临的外部环境相比于 12 年前已大不相同，原有的电改方案已无法满足电力低碳化发展的目标。因此，在建设低碳电力系统的过程中需要基于新的外部环境重新审视并研究电力市场改革方案，而非继续坚持和延续“5 号文”确定的改革方案。

在此需要明确，在新一轮的电力市场改革过程中，低碳化发展有必要成为电力市场改革的重要出发点。因此，我国电力市场改革要在一个低碳电力目标下来研究和实践，也就是说，我国未来的电力市场改革要促进而不是削弱低碳电力系统的建立与高效运作，而千万不能“照搬”那些国外先前没有充分考虑低碳与可持续发展的电力市场改革模式。

具体来说，现阶段我国电力系统低碳化发展面临的任務主要包括以下几个方面：第一，促进清洁能源发展，从而推动电源结构的低碳化转型；第二，提高电力系统应对间歇性出力波动的能力；第三，通过强制措施开展火电机组低碳化改造，鼓励低碳电源技术（碳捕集封存技术等）的推广和应用；第四，通过需求响应手段降低系统尖峰负荷从而减少电源电网容量投资和能源消耗，并研究需求侧资源如何进入市场。

当前我国在应对上述问题时，更多地是通过行政手段和强制措施来达到低碳发展的目的，缺乏合理的市场手段和系统的制度建设。未来，如何在电力市场改革中考虑这些问题，或者说，如何就这些问题建设针对性的电力市场（在电力市场建设方案中要结合我国的实际情况，研究考虑电力普遍服务和交叉补贴等一系列问题），以保证我国电力供应在技术上安全可靠、在经济上低成本、在环

境上可持续，是摆在我们面前的一项重要任务。

差价合约激励制度——FiTCfD 机制

自 2000 年以来，英国的低碳发电装机容量不断提高，可再生能源发电量占总发电量比例从 2000 年的 2.5% 增长到了目前的约 15%。这些可再生能源发电投资主要来自义务性投资以及小规模上网电价补贴政策。

未来，英国长期电力需求预计将会大幅度提升（供热与交通系统的电气化使得电力需求迅速增长）。而且，未来 25% 的现有发电机组即将面临退役。因此，英国需要大力发展清洁能源来替代一部分现有的电力装机。一方面满足不断增长的电力需求，另一方面实现电力的低碳化发展。从规划目标来看，到 2020 年，英国在发电和电网领域总的投资将达到 1100 亿英镑。为满足这一目标，英国政府计划通过建设低碳电力市场来保证电力行业未来十年的投资。面对如此大规模的投资需求，英国低碳电力市场设计首先要考虑的问题是如何对投资者形成有效激励。

引入 FiTCfD 机制的必要性

从 2002 年开始，英国开始实施可再生能源配额制。可再生能源投资者的收益包括配额证书出售和在批发市场售电收入。由于电力批发市场中的电价通常是由担任调峰的燃气机组来确定的，天然气价格的波动使得电力批发价格也随之波动，导致可再生能源投资者在批发市场获得的售电收入很不稳定。由于市场中缺乏长期的参考价格，不能为低碳电源的投资提供稳定的价格信号，英国政府迫切需要通过改革现有的市场机制来吸引国内外的低碳电力投资，以保证本国的电力供应安全，促进电力低碳发展。

新一轮英国电力市场改革提出了一套政策框架，鼓励各类资金进入市场。为确保低碳电力投资者的积极性，《白皮书》中提出了一种长期合同机制——差价合约收费制度（简称为 FiTCfD 制度）。FiTCfD 机制具有双向付费的功能，其运作方式为：当市场价格低于合同价格时，用户向发电商付费；当市场价格高于合同价格时，发电商将差额部分返还给用户。FiTCfD 机制计划在 2014~2017 年之间实施，该机制使得低碳电力投资者的投资回报具有了确定性，让投资者在未来几十年中能够获得稳定的投资收益。

实施 FiTCfD 制度可以为低碳电力投资者提供一个清晰的、稳定的、可预测的盈利流。与其他的支撑低碳电力发展的机制相比较，由于其实施成本低，且相对稳健，FiTCfD 制度有可能成为英国政府吸引低碳电力投资的一个关键的激励机制。在提高低碳电力投资比例的同时，FiTCfD 制度也能够有效降低投资成本，因此这一机制在一定程度上也有助于降低用户的电费支出。

FiTCfD 机制的核心——长期差价合同

虽然 FiTCfD 机制可以适用于所有类型的发电资源，但是在具体设计的时候，还是需要考虑不同发电资源的具体特征。英国政府针对间歇性机组和基荷机组分别设计了两类不同的长期差价合同，并成立专门公司与投资者签订合同。

间歇性发电资源。这类资源是指发电时间和发电出力都难以预测和控制，且燃料成本可以忽略不计的发电容量，包括风电、光伏发电以及波浪能发电等。对于间歇性发电资源，英国政府实施双向合同形式。当电能参考价格低于拍卖价格的时候，发电商得到一个其最高拍卖价格和对应的支付数量；当参考价格高于拍卖价时，发电商将多余收入返回给用户。为了激励低碳电源的投资，英国政府为本国的低碳电源投资者设定了长期碳交易价格下限，当欧盟碳排放交易框架的成交价格低于价格下限时，由政府补偿其差价部分。

英国政府认为，实施这样一个双向合同可以有效保证间歇性可再生能源发电项目得到一个可靠的长期的投资回报，同时用户的负担也不会“超载”，或者说，可以在发电商利益与用户利益之间找到一个合适的平衡点。

基荷发电资源。这类资源是指在运行中出力基本不变的发电资源（因为经济效率问题或安全问题使得其发电出力不能够快速地跟随用电需求的变化而变化）。这类发电资源包括核电、生物质能发电以及基于 CCS 技术的化石燃料发电资源。对于基荷发电资源所采用的 FiTCfD 也是一种双向合同

形式。与间歇性发电资源的情形相比，之所以对于基荷发电资源建议采用双向合同形式，主要是为了保护消费者的利益，防止发电商获得的盈利远远超过普通商业性投资回报率。

长期差价合同的作用主要是规避市场价格风险。买卖双方按照一定价格对一定电量签订差价合约后，即锁定了这部分电量的价格，这部分电能的实际结算价格不再随着现货市场中的价格改变而发生波动。因此，长期差价合同能够保证市场成员基本的收益，同时也利于保证整个市场的稳定运行。

简而言之，长期差价合同的结算原理，可以总结为：合同电量按照合同价格结算，偏差量（合同电量和实际交易量的偏差）根据参考价格结算，即：按照合同中规定电价对差价合约中签订的交易量进行结算。如果实际交易量小于差价合约所签订的量（或者实际交易量大于差价合约所签订的量），差额部分按照市场参考价格进行结算。也就是说，无论是远期期货市场还是短期双边市场，其参与主体——发电商、售电商和用户之间均以双边协议为基础，可以任意签订电力买卖合同。由于长期差价合同中的交易时间可以是多个结算周期（甚至可以长达几年），对于投资者来说有利于形成稳定的收益。

FiTCfD 机制对我国的启示

从长远来看，我国的电力行业的发展也会逐步考虑电力金融市场的建设，以控制电价波动的风险。对此，英国新一轮的电力市场改革中的 FiTCfD 制度设计得我国借鉴和参考。如果在电源规划和建设阶段签订差价合约，发电公司可确保投资的基本回报，并利用空闲容量参与区域市场或者省（区）级市场交易以获取更大收益，而省电网公司则可以规避未来电能供应风险和电价波动风险。

FiTCfD 机制同时是一个能够以最优成本效益的方式来促进低碳发电投资的机制。FiTCfD 机制的成本有效性表现在三个方面：第一，降低低碳发电投资成本；第二，降低用户所要承担的用于支持低碳电力投资的总成本；第三，降低每一个用户的电费支出。该机制的设计对于我国今后如何制定促进低碳电力发展的激励政策具有重要的参考价值。（文/新浪财经专栏作家 曾鸣 本文作者介绍：华北电力大学教授，能源与电力行业知名学者，我国十余年能源与电力体制改革的亲历者和见证者。）

新浪专栏 2014-07-21

研究报告：2010 年煤炭环境外部成本为 5555.4 亿

煤炭的环境外部成本有多大？

7 月 10 日，环保部环境规划研究院发布的《煤炭环境外部成本核算及内部化方案研究》报告（以下简称《报告》）指出：每吨煤环境外部成本 204.76 元，相当于当年煤炭价格的 28%。其中煤炭燃烧带来的空气污染公众健康损失、矿区职工健康损失最大，分别为 2117 亿元、934 亿元，占总外部成本的 55%。

“此前，在 2005 年国际组织曾经发布过《煤炭的真实成本》报告。”能源基金会环境项目主任赵立建表示，《报告》是我国首份由官方研究机构发布的煤炭环境成本分析报告。

“污染者付费是环境经济政策的基石，但是我国当前实施的环境经济政策还未能够完全实现这个目标。”《报告》主要负责人、环保部环境规划院研究员葛察忠分析，虽然有地方征收的煤炭可持续发展资金、全国征收的排污收费等政策，部分地实现了外部环境成本内部化，但远远低于煤炭的环境外部成本，占比还不到 30%。

《报告》建议国家应尽快调节煤炭税费类型构成，增加合理反映煤炭环境外部成本的环境税费政策。

我国是世界第一煤炭消费大国。根据中国煤炭工业协会的统计，2013 年我国煤炭产量 37 亿吨左右，消费量高达 36.1 亿吨，其生产和消费导致了煤炭资源的破坏和浪费、矿区所在环境持续恶化。

环境外部成本是按照不同空间范围对环境成本进行分类的结果，指由企业经济活动引起环境破坏，但破坏尚未作出货币计量，而无法加诸企业的那部分环境成本。

葛察忠介绍，结合煤炭生命周期过程与环境成本理论，《报告》将煤炭的环境外部成本定义为在

煤炭开采、运输及使用过程中，造成的环境污染及对生态系统的破坏，且未被受益企业承担的那部分经济损失。

课题组通过多种污染损害评估方法进行分析研究，结果显示，2010年煤炭的环境外部总成本为5555.4亿元，相当于当年全国公共财政环保支出的2.3倍。

在所有环境外部成本核算项目中，大气污染造成的人体健康损失、矿区职工健康损失最大，三项总计3051亿元，占总环境外部成本的55%。其次是林木生长量损失、农田减产、铁路运输环境污染、地下水资源破坏、水土流失等。

“上述估算为偏保守的估算。以健康损失为例，本研究主要采用人力资本法进行估算。如果采用支付意愿法来估算，对于同样的健康损失结局，估算的损失大概会是人力资本法的3倍。”葛察忠介绍。

从产业链的角度来看，在生产环节环境污染中，尘肺病患者社会生产力损失折算为吨煤成本为14.81元，占环境污染成本的48%，林木经济损失吨煤成本占生态破坏成本的比例最大，为16.40元/吨煤；在运输环节，铁路运输环境污染吨煤成本为27.28元，占运输成本的52%；在使用环节，燃煤造成的大气污染导致的人体健康损失吨煤成本占使用吨煤成本最大，为67.81元/吨煤。

2010年总成本为公共财政环保支出的2.3倍

环境成本内部化三种征税方案

“虽然煤炭定价已经市场化，然而价格构成仍然不合理，基本未反映环境破坏成本。”葛察忠强调。

《报告》建议，税收手段是实现环境成本内部化的工具之一，可以根据不同的目的，引入或实施不同的环境税种。

《报告》研究设计了污染排放税、生态保护税和资源税三种煤炭生产环节环境成本内部化政策方案。首先，通过对在煤炭开发全过程的污染排放征收污染排放税，可以促使煤炭生产企业进行污染治理，使环境污染损失成本内部化，由此对应的政策建议为“推进排污费改税”。

第二种方案为，通过对煤炭开采过程造成的生态破坏征收生态破坏税，可以弥补矿产开采活动对生态造成的破坏，纠正开矿等破坏生态系统行为的负外部性，由此对应的政策建议为“分步推进，最终建立完善的生态补偿税收政策”。

第三种方案为，通过对煤炭资源耗竭代价和资源开发的生态环境成本征收资源税，体现国家对煤炭的所有权，修复治理煤炭开发引起的生态破坏和环境污染，促进煤炭开发环境外部成本内部化。由此对应的政策建议为“推进资源税改革，解决煤炭开发过程中的生态和环境问题。”

根据上述三种方案，葛察忠介绍，《报告》也提出了煤炭生产环节环境成本内部化三步走的路线图。

第一阶段，到“十二五”末推进污染排放税改革，将煤炭开发使用的有关环节纳入污染排放税范围，初期主要考虑对COD、氨氮、SO₂、NO_x和重金属征税。推进煤炭资源税从量向从价计征试点工作，考虑在新疆、内蒙古、山西等资源大省启动试点。考虑到矿山生态恢复与治理，推动生态补偿试点工作，加大地方政府财政资金投入和中央财政转移支付。

第二阶段，在“十三五”时期，推进出台生态保护税，争取清费立税；扩大污染排放税征收范围，对CO₂排放征税。全面推开资源税的从量到从价计征改革。

第三阶段，在“十四五”时期，优化资源税税制，完善生态税，污染排放税对主要污染物全面实现征税。其中，污染排放税主要调控煤炭开发使用的污染排放行为，实现排放外部性成本的内部化；生态保护税主要调控生态恢复和损害行为，实现生态外部性成本的内部化；而资源税主要实现调控煤炭的可持续利用，反映煤炭代际机会成本。

21世纪经济报道 2014-07-22

广东碳市履约顺利完成 拍卖规则将改

7月15日，广东试点以98.9%的企业履约率完成了首年履约。在经历了一次延期之后，最终182家企业在配额注册登记系统提交配额完成履约，18家企业符合要求转为报告企业，剩余2家企业没有完成履约，配额履约率达到99.97%。

广东是目前仅有的要求企业有偿获得部分配额的试点。作为检验企业对有偿配额接受度以及一级市场发放运行机制的唯一试点，广东碳市场的运行既为碳市场建设提供了多样性经验，也面临着首推有偿配额带来的重重考验。

“希望政府少收点钱，多做点事儿，在改进技术和先进设备方面能提供支持，在资金和技术上支持企业就好了。”一家广东被纳入石化企业对记者说。

广东省发改委应对气候变化处副处长陈毅军表示，此前有偿发放所得收入目前正在财政厅进行对接，之后会尽快推出节能减排专项支持资金的指南，告诉企业哪些项目可以申请、具体如何操作等，通过专项资金的方式将这笔收入反馈到企业节能减排上。

同时，广东也在对过去一年的拍卖制度进行评估和讨论，提出了取消强制竞买、调整底价设置、改变有偿比例等多项优化措施，新一年的配额分配方案将在8月1日前后推出。

即将优化拍卖制度

据了解，即将发布的新一年配额分配方案目前仍在进行最后的讨论，将会对拍卖及分配制度做出较大优化，引入多种灵活模式，也借鉴了其他试点的成功经验。

首先，配额总量较去年将有所上涨，主要是因为增加了部分新建项目企业。去年中，部分新建项目完工，于是这些企业加了进来就导致总量变大，同时企业数量也会增加。

此前，广东已明确表示将纳入纺织、建筑、交通等7个新行业，目前正在进行前期准备工作，包括历史数据的收集和分配方法制定等。预计在今年底或明年初正式纳入新行业企业。

其次，拍卖底价的设置也将有所调整。新的方案将不会沿用过去60元的价格，但最终方案仍未决定。据21世纪经济报道记者了解，拍卖底价设置方案中，有过底价和二级市场挂钩的想法，但是最后可能仍会调整。考虑到底价在一级市场能够展现政府的判断和对节能减排的引导等，因此仍有可能采用固定底价的方式，但价格将低于60元。

同时，部分行业的有偿配额系数将有所上升，比如电力行业可能上升至5%。但最重要的是，在新的方案中将不再要求企业必须通过竞价方式购买有偿配额。按照目前设计，企业将先获得97%（电力行业95%）的免费配额，然后由企业自行决定何时购买，如何购买，买多少。企业可以通过一级市场，也可以通过二级市场购买，还可以通过自身节能减排节约配额，在最后履约时足额上交就可以。

此外，投资机构也有望进入到一级市场的竞价发放中来，直接获得入场筹码。

目前，拍卖次数基本固定为每年四次，同时考虑采取每次拍卖没有发放完的配额将予以注销的办法，不再留到下次再卖，这样也可以相对偏紧的发放、收紧总量。

首年履约顺利过关

根据广东省发改委气候处消息，截至7月15日，广东省有182家企业完成履约，未完成履约的企业仅有两家。

目前，广东省发改委方面正在向省政府上报违约企业的名单，这两家违约企业除了面临扣除2倍未清缴配额及五万元的违约罚款外，因为此前也未提交排放报告，还要将被处以未提交报告的罚款。

除此两家企业之外，广东首年履约工作已经顺利过关。

在这一履约年中，广东省碳排放交易共成交1231万吨，累计成交金额7.32亿元。其中，有偿竞价平台累计发放1112万吨，成交金额共6.67亿元，碳市场成交119万吨，共成交6532万元。

其中，一级市场在广东碳市场中起着关键性作用，广东已形成全国规模最大的一级市场。2013年，广东碳交易一级市场交易量比重为90%，成交金额比重91%。一级市场优势显著。

而同时，广东二级市场则较为冷清。碳市场交易量还不到 2013 年碳排放交易总量一成，成交金额比重仅为 9%。

广东省控排企业来自于电力、水泥、钢铁、石化四个行业，其中大部分为国有企业。中央财经大学气候与能源金融研究中心主任王遥表示，担心未来配额不足而希望留存配额、未建立有效的碳管理体系、缺少专业性人才和政策不稳定四大因素使各个企业采取了观望的态度，决策人员不愿承担市场交易潜在的风险和责任。

而同时，履约后期逐步下跌、最后低于拍卖底价的配额价格也反映了企业对市场的判断。“价格是和供需有关系的，企业如果比较容易买到配额，价格就低。像北京价格上涨，就是因为企业买不到，紧张，价格就涨到比深圳都高。因此广东市场上配额供应还是比较多的。”中创碳投战略总监钱国强说。

但是，这并不意味着二级市场成为“鸡肋”。王遥建议，二级市场的发展重点应该是协议交易，以满足企业履约的紧迫需求，而场内交易仍需要更多的培育时间，其建设重点应该是探索可行的标准化的衍生品，并适当引入社会投资者。

“本周二我们会开展培训来增强企业碳资产管理能力，请一些先进企业和国外的专家过来，加强对企业的培训和教育，如何买进卖出，对碳资产的认识和认识等。”陈毅军说。

拍卖机制有待优化

在过去一年中，广东省共举行了 5 次有偿配额拍卖，共成交 1112 万吨配额量，占 2013 年碳交易总量九成，一级市场作用不言而喻。

不过，观察 5 次拍卖活动，情况并不乐观。其中仅第一次拍卖所有配额全部竞拍成功，其余 4 次拍卖都有配额剩余。第四次竞拍的有效申报量不到预发放配额的一半。在五次拍卖中，广州碳排放交易所共发放有偿配额 1546.5 万吨，而交易成功的配额量为 1112 万吨，剩余配额近三成。

钱国强表示，拍卖市场的这种情况说明企业不缺配额，配额分配比较宽松。从供需角度来看，配额供应较多，稀缺度有限。

五家不同行业的纳入企业均对 21 世纪经济报道记者表示，虽然已经按照要求参加了拍卖，也履行了社会责任，但是仍然遇到拍卖手续复杂、对减排促进有限、拍得配额无法流转等问题。

“有偿获得碳排放权是碳市场发展趋势，广州在市场发展之初就实行部分配额有偿发放，是很有价值的尝试。”王遥说，从控排企业的实际需求来看，当前阶段合理的市场结构为“一级市场为主、二级市场为辅”。而想要更好的发挥一级市场的作用，需改善目前一级市场设计上的不足。

王遥说，首先可以对门票制度进行优化。所谓“门票制度”是指企业需先拍卖 3% 有偿配额获得“入场门票”，再获得 97% 免费配额。这种设计提高了企业参与碳市场的门槛，对于那些因行业发展周期原因而经济效益差的企业，一次性支付 3% 的配额资金给其现金流带来巨大影响，也遭致了较强的抵制。因此拍卖制度需要进一步优化，要考虑到给企业，特别是经济效益不佳的钢铁、水泥企业，带来履约成本过高的现实。

其次，建立透明的配额分配纠错机制。再次，引入机构投资者，适当放开一级市场。目前广东已经形成全国规模最大的一级市场，但这一市场的运行尚未进入良性循环之中，其资金使用的关键环节受阻，使其面临“进退两难，骑虎难下”的局面。广东可学习湖北经验，将部分储备配额和拍卖剩余配额对外部投资者进行放开。允许一定比例的配额流入到投资者手中，有助于市场活跃性。

从目前的方案来看，上述部分意见已经出现在了广东新的配额分配方案中。

不过，一家电力公司的节能主管认为，投资者进入市场不能以获得收益为唯一目的，这样“企业就成板上鱼肉任人宰割了”，他希望投资机构的介入能够提高资金和成本的流动性。

21 世纪经济报道 2014-07-22

日本储能政策和研究最新进展

在近期举办的“国际储能峰会 2014”上，来自 NEDO 北京事务组的代表分享了日本储能领域政策和研究的最新进展。

从政策上看，经产省于今年 4 月出台了第四次能源规划，调整现有能源结构，保障能源的供需安全，此外，还要加大可再生能源在能源结构中的比重。为此，日本政府出台了一系列鼓励可再生能源发展的政策，包括加快可再生能源发电项目的审批过程，明确可再生能源的固定上网电价（FIT）等，在 FIT 政策出台后，特别是光伏发电在日本国内的发展极为迅猛，近两年的增速成倍，到 2013 年 2 月底，可再生能源的发电总量占全国发电总量的 1.6%。随着未来大规模的可再生能源并入电网，作为支撑技术，引入储能，将是不可或缺的。另外，福岛核事故后，日本迈出了打破电力行业垄断的第一步，颁布了电气修改法，提高配电部门的独立性，实现国内跨区域电力调配，把储能技术开发作为实现日本下一步电力系统改革中的一个重要组成部分。

从技术上看，在保障电池安全性的前提下，降低电池成本以及提高电池使用寿命一直是储能领域的两大课题。为此，日本开展了许多实证项目，进行可行性研究，包括风电项目、车载电池、固定式储能电池、电池材料技术评价等，涉及的储能技术有锂电池、镍氢电池和钒电池等，期望到 2020 年，电池系统成本能够降到 7 万日元/kW（约 685 美元/kW），2 万日元/kWh（约 196 美元/kWh），使用寿命 20 年，效率在 80% 左右。另外，燃料电池在东日本地震之后，迅速得到推崇，广泛应用在家用储能系统和燃料电池汽车中。截至 2013 年，家用燃料电池系统（ENE-FARM）已销售了 62000 多台，计划在 2030 年累计实现销售 530 万台，2016 年价格降至 70-80 万日元（6854-7834 美元）的目标。丰田、本田、日产公司的燃料电池汽车也将有可能在今年年内开始陆续上市，其中，丰田公司研发的燃料电池汽车续航里程可达 500-700 公里。此外，还将加大加氢站的建设，并与宝马、戴勒姆等海外汽车厂商密切沟通。

从应用上看，除了传统的以风电、光伏发电为主的可再生能源并网领域、电网侧、用户侧、电动汽车等，日本还非常关注智慧城市的概念，2011 年，选取了横滨、北九州、丰田和京都四个国家级试点城市，启动智慧城市的实证项目，通过 IT 通信有效控制交通及电力的智能化、增加可再生能源的供给，建立低环境负荷、低生活成本、高舒适性的开放型城市。储能将作为核心技术层引入智慧城市建设中。在国内开展试点建设的同时，日本也积极参与国外的智慧城市建设，包括美国新墨西哥州的阿尔伯克基、夏威夷毛伊岛、法国里昂等。

我国的储能产业还处于初期发展阶段，可以借鉴日本发展储能的先进理念，相信随着未来政策的出台，奖励机制的建立，行业标准的不断健全，技术研发水平的不断提升，产业上中下游的不断完善，我国储能产业前景广阔。

（宁娜 作者为中关村储能产业技术联盟研究部经理）

中国能源报 2014-07-25

欧盟：越减排用煤越多

燃煤发电增加威胁气候变化目标实现

欧盟一向自诩为全球减排“先锋”，然而，近日，世界自然基金会（WWF）英国分会和健康与环境联盟（Health and Environment Alliance）共同发布的一份报告却显示，目前在欧洲，由于煤炭价格一路走低，燃煤发电量正日渐上升，甚至已经超过了天然气发电。

德国、波兰、英国成“三甲”

根据该报告，德国、英国、波兰是欧盟国家中使用煤炭最多的三个国家。在该报告列出的欧盟范围内污染最严重的 30 家燃煤电厂中，德国和英国就包揽了 9 个。其中，波兰的 Belchatow 燃煤电厂以 2013 年 3700 万吨二氧化碳的排放量，“荣登”此次排名的榜首；德国的 4 家电厂包揽了名单的 2 至 5 名；英国最大的燃煤电厂 Drax 则位列第 6。

报告指出，燃煤发电的增加令全球为气候变化所做的努力大打折扣。“德国和英国都曾宣称，自

已是欧盟应对气候变化的领军国家，在减排方面成绩斐然。”报告称，“然而，根据调查，近年来，德国发电使用的煤炭量比任何一个欧盟国家都多。英国也已经成为继波兰之后，欧盟国家中煤炭消费量第三的国家。”

据了解，2011年日本福岛核事故后，德国宣布全面弃核，但此后，核电支持者们一直在批评德国增加了煤炭的使用。此次发布的报告指出，弃核计划提出后，德国由于关停核电站减少的发电量，要远多于期间作为“替补”增加上来的可再生能源的发电量，燃煤发电因此获得了“成长空间”。2010年至2013年间，德国在天然气发电量减少的同时，燃煤发电量反而增加了3个百分点，甚至还在2013年出口了大约33太瓦时的电力。

燃煤发电越减越多

报告指责欧盟电力领域现行的气候变化、能源，以及空气污染相关监管政策不够严格，无法有力推动欧盟从用煤转向大量使用可再生能源并提高能效。加上煤炭价格近年来一直疲软，导致欧盟国家虽然高喊减排口号，燃煤发电量反而越来越多。

环保人士指出，虽然2013年欧盟能源领域碳排放总量小幅下降，但是，煤炭用量的增加将威胁欧盟未来实现其气候变化目标。

根据国际能源署（IEA）的数据，欧盟要实现其制定的气候变化目标，必须在2035年前将其燃煤发电的比例压缩至4%，但是现在，这一比例高达25%。报告指出，欧盟排放交易框架内的污染许可价格一直很低，不足以促进欧盟国家更多使用碳排放相对少的发电模式，比如，天然气、可再生能源。

该报告还强调，燃烧煤炭会产生大量对人体有毒、有害物质，比如二氧化氮、二氧化硫、颗粒物、汞等，对人体健康影响很大。在英国，每年就造成大约1600人死亡。

“我们的政治领导人在全球气候变化舞台上提出的目标十分诱人。”世界自然基金会英国分会的珍妮·邦克说，“但是，他们应该保证能够做到言行一致。迄今为止，煤炭一直是发电领域最严重的污染源。应对气候变化就应该确保未来10年内，彻底杜绝燃煤发电带来的排放。”

健康与环境联盟的茱莉雅·休切尔也表示：“欧洲的每一个大型燃煤发电厂都应该为数以亿计的居民的医疗费用买单。削减、甚至关停欧洲的燃煤电厂其实是一件双赢的事。这将有助于更多的人呼吸上清洁的空气，并将避免气候变化带来的进一步的健康损害。”

此外，该报告还指出，燃煤电厂排放日渐增加的原因在于，越来越多地利用现有设施而不是建设新的电厂。报告警告决策者，大多数现有燃煤电厂都建于20世纪60、70年代，应该禁止这些燃煤电厂延长使用年限，以减少排放。

中国能源报 2014-07-28

全球碳市场接连遭受重创

对碳交易市场来说，曾经的辉煌似乎已经是很久远的事情了。碳市场的低迷如今已经不能算是新闻，虽然欧盟想方设法挽救碳市场，但收效甚微。而澳大利亚碳税法案的匆匆落幕，更是令碳市场雪上加霜，处境愈发艰难。

澳大利亚碳排放交易体系（ETS）本计划于2015年启动，并同全球最大的碳市场——欧洲碳市场挂钩。这是两个主要的碳交易体系首次实现连接，也是一种尝试。如果能够取得成功，中国、日本和美国也有可能进行ETS的连接。

欧洲研究中心碳市场协会主席 Andrei Marcu 表示，澳大利亚和欧洲碳市场的连接恐怕在2020年前都难以成行。“本来这是一件备受碳市场关注的大事，然而随着澳大利亚取消碳税，该计划的前景变得黯淡。”

澳大利亚取消碳税不仅令碳市场连接计划受阻，对全球碳市场来说也是一个沉重打击。除了澳大利亚，新西兰的ETS也面临生存危机。虽然规模并不大，但作为全球首个建立的ETS，新西兰ETS对全球碳市场来说意义重大。然而，随着9月即将进行大选，新西兰ETS也命途难卜。

目前全球范围内并没有一个统一的碳价，每个 ETS 都有不同的规则和相对独立的价格体系，价格差距也很大，从每吨 20 美分到 45 美元不等。

2008 年，作为全球碳排放最大的国家之一，澳大利亚提出 ETS 计划，希望借此减少碳排放量。最开始实施 ETS 的是欧洲、澳大利亚和新西兰。如果澳大利亚的碳排放企业可以购买欧洲的碳排放指标，还能有效缓解欧洲 ETS 许可供应过剩的局面。因碳排放许可供过于求，欧洲碳价格持续低迷，去年甚至跌破每吨 3 欧元，创下历史新低。

Point Carbon 高级分析师 Ingvild Sorhus 表示，澳大利亚和欧洲进行 ETS 连接会是连接系统的“催化剂”，此次澳大利亚废除碳税是该领域的一种倒退。

ETS 允许那些碳排放量较高的企业通过购买碳排放许可，来解决自身碳排放量超过标准的问题。目前全球有大约 40 个国家已经建立或计划建立 ETS 或者碳税。这些国家的碳排放量占全球碳排放总量的比例超过 22%。

由于主要碳市场欧洲碳价下跌，联合国气候变化进程推进缓慢，去年全球碳市场规模预计为 530 亿美元。联合国希望在 2015 年达成新的气候变化协议，并自 2020 年开始实施。一些碳专家坚持认为，碳交易市场才是解决气候变化问题的关键，尽管目前碳市场情况十分糟糕。他们希望各国的碳市场能够在短期内发展起来，并最终形成一个全球性的碳交易市场。

意大利 Nomisma Energia 公司碳专家 Matteo Mazzoni 表示，目前看来，未来达成新气候变化协议的可能性十分渺茫。“与其在气候变化大会上来回拉扯，浪费时间，我更希望看到各国投入更多精力发展 ETS。”

壳牌气候变化顾问 David Hone 表示，许多国家都在努力推行碳价，但更重要的是，如何维持其影响力。“企业可能对此更加关注，因为这可能影响到他们的切身利益，进而影响他们的竞争力。”

中国能源报 2014-07-31

中国拟 2015 年开发“可燃冰” 2017 年进行试采

美国页岩气革命，重塑了美国能源结构，还振兴了美国的石化行业。这让新能源“可燃冰”的开采，让人期待，同时也面临更多的考验。

第八届国际天然气水合物大会于 7 月 29 日在北京开幕。据中国地质调查局相关负责人透露，中国计划于 2015 年开始着手开发“可燃冰”，2017 年将在南海首次试开采。

天然气水合物因其外表像冰雪且遇火即可燃烧，俗称“可燃冰”，是分布于深海沉积物或陆域的永久冻土中，由天然气水合物在高压低温条件下形成的类冰状的结晶物质。1 立方米的“可燃冰”可在常温下释放 164 立方米的天然气和 0.8 立方米的淡水，被认为是一种潜力较大的能源之一。

中国“可燃冰”开采前景待考

作为全球第三大冻土国，中国具备良好的可燃冰赋存条件和资源前景。国土资源部在 2013 年发布的《2013 年海域天然气水合物勘探成果》中表明，中国首次在珠江口盆地东部海域钻获高纯度“可燃冰”。据估算，我国陆域远景资源量至少有 350 亿吨油当量，南海的可燃冰储量大约为 680 亿吨油当量。

目前中国的“可燃冰”主要分布在南海海域、东海海域、青藏高原和东北冻土带，并且含量较大。中国地质调查局基础调查部主任张海啟在接受记者采访时曾表示中国是（可燃冰）资源远景比较好的国家之一。

中国地质调查局经过调查、综合评价，于 2007 年在中国南海北部首次钻探获得实物样品，2009 年在陆域永久冻土区祁连山钻探获得实物样品，于 2013 年在南海北部陆坡再次钻探获得新类型的天然气水合物实物样品。

在技术上，可燃冰的开采主要使用热激发开采法、减压开采法、化学试剂法和水力压裂法。

但“可燃冰”的开采对企业的资金和技术设立了高门槛，一般企业很难进入该领域。同时作为新兴能源型产业投资高、耗时长、回收成本大，企业要前期投入大量人力、物力和财力，这些都给

一般企业带来了难题。目前对“可燃冰”最为感兴趣的还是以国内三大石油公司为主。

海外可燃冰开采也未明朗

除了中国计划将“可燃冰”开采提上日程，国外许多国家也已开始对“可燃冰”的勘探研究。

2009年美国地质调查局（USGS）称，钻井作业公司在美国墨西哥湾的天然气水合物中发现了“重要的”可能能源资源。

2012年2月-4月，美国能源部与康菲石油公司、日本国家石油天然气和金属公司等合作，在阿拉斯加北坡冻土区运用二氧化碳与甲烷水合物置换方式，试验开采获得成功，在实现开采甲烷的同时有效封存了二氧化碳。

2013年3月12日，日本在南海海槽进行了天然气水合物试采，首次在海域水合物中开采出甲烷，6天累计产量13万立方米，成为全球首个掌握海底水合物开采技术的国家。

日本油气资源匮乏，对于“可燃冰”的开采非常重视、积极。美国能源部在第29届国际地质大会曾表示，日本南海海槽的BSR分布面积约有3.5万平方千米天然气水合物。

2000年6月，日本设立了“天然气水合物开发研究委员会”，并制订《日本天然气水合物开发计划》（以下简称《计划》）。根据《计划》，日本以2001年至2018年为期，致力实现“可燃冰”开发的6个目标。

虽然在“可燃冰”的探测、基础研究和先导钻探试验等诸多方面已处于世界领先地位，但日本、美国目前都未能实现“可燃冰”的大规模开采。

中国石化勘探开发研究院战略研究室经济师梁慧曾撰文分析，天然气水合物虽然广泛地赋存于永久冻土和海底地层的矿床内，但目前还没有一项技术能够经济地把它开采出来，无法作为资源利用。日本虽然在研究方面取得巨大进展，获得了海上生产先导试验的成功，但仍处于试验阶段，要从这个阶段转换到商业规模的开发生产阶段，还有经济、地质灾害、环境等问题需要考虑。

东方早报 2014-08-01

地热能

新政利好 地热能或将迎来发展新机遇

继风能和太阳能之后，地热将成为国家大力支持的新能源利用形式。国家能源局综合司与国土资源部办公厅近日发布了关于组织编制地热能开发利用规划的通知，要求科学有序地推进地热能开发利用工作。通知指出，近期地热能开发利用规划以浅层地温能供暖（制冷）、中深层地热能供暖及综合利用为主，具备高温地热资源的地区可发展地热能发电。远期发展中温地热发电和干热岩发电，并提高地热综合利用水平。

“作为一个促进地热发展的长期规划，出台后将有利于国内地热产业的发展。这是继2013年年初下发《关于促进地热能开发利用的指导意见》之后，国家能源局对全国地热能利用做出的又一项重要部署。”一位业内人士表示，地热作为一种可再生能源，具有清洁环保、利用系数高等优点，开发利用地热资源对于缓解我国能源紧张的形势，改变能源结构，发展循环经济，建设资源节约型、环境友好型和谐社会具有十分重要的意义。

雾霾治理促进地热能开发利用

“在全国大部分城市饱受雾霾困扰的严峻形势下，地热能源的应用普及具有重要意义。”国土资源部环境司副司长陈小宁近日表示，政策倡导、科技创新是推动地热行业发展的有力保障，地热在节能减排、缓解资源压力方面具有广阔的市场空间。

“治理雾霾，必须加快可再生能源替代常规化石燃料能源的步伐。”中国能源研究会地热专业委员会主任郑克棣表示，为了治理大气污染，国务院于2013年发布了《大气污染防治行动计划》，同时北京市发布了《北京市2013-2017年清洁空气行动计划》，北京将“构建以电力和天然气为主、地

热能和太阳能等为辅的清洁能源体系”，将进一步支持地源热泵的发展列入了能源清洁化战略。

北京市发改委能源处提供的数据显示，北京市可应用热泵资源主要包括深层地热、浅层地温、再生水、电厂余热等，初步测算资源储量可为 8 亿平方米的建筑供热制冷。截至 2012 年年底，北京市热泵供暖面积达 3670 万平方米，约占全市供热总面积的 5%，每年可减少煤炭用量约 150 万吨。

“目前北京每年消耗煤炭 2200 多万吨，煤炭污染物的排放比汽车尾气排放多出 10 多倍。发展地热能不仅可以解决居民分散式采暖的问题，而且可以有效缓解频发的雾霾。”中国可再生能源学会地源热泵专业组主任李元普认为，地热资源开发利用将会掀起一轮高潮。

“随着全球性的能源短缺、国际油价不断创出新高、燃煤火电严重污染环境及气候问题日益突出，积极推进能源革命，大力提升地热能、太阳能、风能、生物质能、海洋能等新能源的利用水平，成为各国各地区培育新的经济增长点的重大战略选择。”全联新能源商会专业副会长曾少军表示。

“2000-2013 年，全球地热能直接利用累计装机容量从 15 吉瓦增长到 50 吉瓦以上，地热能发电累计装机容量从 8 吉瓦增长到 12.5 吉瓦。目前，全世界已有 78 个国家利用地热能进行供热，24 个国家利用地热能发电。”这是日前发布的《2014 年全球新能源发展报告》中披露的全球地热能发展现状。

该报告还显示，中国是世界上地热能直接利用总量最大的国家，年利用地热能已超过 20 太千瓦时，其次是美国和瑞典。在地热发电方面，中国发展严重滞后，截至 2013 年年底，中国累计地热发电装机容量仅为 27 兆瓦，所有地热电站均建设在西藏地区。

利好政策助推产业发展

国家能源局最新资料显示，据初步评价，我国浅层地温能资源量相当于 95 亿吨标准煤，年可利用量约 3.5 亿吨标准煤；常规地热能资源量相当于 8530 亿吨标准煤，年可利用量约 6.4 亿吨标准煤；增强型地热能理论资源量相当于 860 万亿吨标准煤，为 2013 年全国能源消费总量的 20 多万倍。

虽然地热资源开发利用正以平均每年 12% 的速度增长，但与丰富的地热资源相比，利用的规模还是很小。目前我国每年开发的地热能不到年可利用量的千分之五，进一步开发利用和替代燃煤的潜力巨大。以贵州为例，贵州地下热水资源量为近 1.7 亿立方米，而对天然地下热水的利用每年不足 0.1 亿立方米，通过人工钻孔利用的更是每年只有 0.02 亿立方米，可以说是微乎其微。即使按照《贵州省地下热水资源勘查开发利用专项规划》，到 2020 年，贵州开发的地下热水年需求量为 0.83 亿立方米，仍不到储存量的 50%。

联合国政府间气候变化专门委员会曾发布分析报告指出，就技术开采潜力而言，地热能是仅次于太阳能的第二大清洁能源。到 2050 年，地热发电装机容量将占世界电力总量的 3% 以上，发展前景广阔、潜力巨大。然而，就我国而言，地热直接利用虽然已位居世界首位，但我国地热发电容量多年来却一直没有增长。

为进一步推进地热能产业的健康发展，2013 年年初，国家能源局等四部委联合发布的《促进地热能开发利用的意见》提出，到 2015 年，全国地热供暖面积达到 5 亿平方米，地热发电装机容量达到 10 万千瓦，地热能年利用量达到 2000 万吨标准煤；到 2020 年，地热能开发利用量达到 5000 万吨标准煤。2013 年 6 月，国土资源部发布《关于进一步加强科技创新工作的意见》；8 月，国务院出台《关于加快发展节能环保产业的意见》；9 月，国务院出台的《大气污染防治行动计划》明确提出，新建建筑要严格执行强制性节能标准，推广使用太阳能热水系统、地源热泵、空气源热泵等技术和装备。

在今年年初召开的全国地热能利用工作会上，国家能源局相关负责人表示，未来将通过财税价格杠杆加强对地热利用的政策扶持，并将建立健全地热能利用市场保障机制，按照国家可再生能源电力保障性收购的要求，全额保障性收购地热发电量。7 月 10 日，酝酿多时的地热能开发规划正式提上日程，国家能源局表示，将与国土资源部以及相关单位组织编制地热能开发利用规划。

地热能商业化应用或将提速

一般来说，地热能分为浅层地热、中深层地热和干热岩三种类型，其利用方式包括发电和直接

利用两个主要方面。相关数据显示，截至 2013 年年底，国内的地热能供暖面积已达到 2.2 亿平方米，但地热发电装机容量仍然为 27 兆瓦，几十年来没有增加。另外，地热能利用占整个能源结构的比例也不到 0.5%。

“地热供暖是最能充分发挥中低温地热资源优势的利用方式。近年来，我国提倡的建筑节能和可再生能源利用促进了地热供暖应用的发展。”郑克棧表示，天然产出的中低温地热资源，温度在 70℃ 以上的地下热水，最适宜作为建筑供暖的热源；50℃-60℃ 的地下热水也能用作地板式供暖。

据介绍，目前浅层地热供暖制冷技术已经在全国各地落地开花。5 月 12 日，天津市滨海新区地热井项目通过房管部门验收，可解决该地区 30 万平方米的供暖问题；陕西咸阳建成全球首个地热集中供暖清洁发展机制项目，目前已进入实质应用阶段；被称为“无烟城”的河北雄县开发的地热可保障县城居民冬季采暖……中国工程院院士多吉认为，与季节性强的水能、风能和太阳能相比，地热能是更值得开发推广的新能源，各地广泛分布的地热能在新能源住宅、生态城市建设等方面市场潜力巨大。

据了解，世界范围内高温地热资源的最有效利用途径是地热发电，我国高温地热资源主要分布在藏南、滇西、川西以及台湾地区。“如果对西藏投入 10 亿元发展地热发电，每年可发电 2.4 亿度，而太阳能发电每年仅发电 0.18 亿度，两者相差 13 倍多。”根据李元普的估算，地热发电的投资成本比太阳能光伏发电便宜很多。

“随着地热关键领域的技术创新和国家政策扶持，地热产业将迎来新的春天。”郑克棧表示。

中国高新技术产业导报 2014-07-21

华北录井在东北首口地热井录井项目完井

7 月 14 日，由华北石油工程有限公司录井分公司承担的新星公司在东北首口地热探采直井净月 1 井试水完井，该井顺利钻至设计井深 2000 米深度，试水日出水量 480 方，试水指标符合要求，为探明净月地区地热资源潜力，研究断裂裂隙型地热资源分布，获取代表性计算参数，为地热资源量计算提供有效数据。

这是该单位承接的新星公司第一口地热井，经过 95 天的精心施工，该井钻达设计井深完井。录井施工中，HB021 队队员们发现，井深 500 米处逐渐出现花岗岩岩屑，由于该段花岗岩地层设计埋深 1300 米，引起甲方专家的高度重视。在实地查看了岩屑后，相关专家及时调整施工方案，并对该队敏锐判断地层降低后续施工风险所做的工作提出褒奖。

该单位取全取准了各项地质资料，有利于岩性、地温变化、地热流体压力等物理性质、化学成分分析。优秀的施工能力为下一步继续拓展地热录井市场奠定了有利基础。目前新星公司已在该区块部署一批地热井，开启了地热能供暖取代燃煤的绿色供暖征程。

中国石化新闻网 2014-07-16

生物质能、环保工程

安徽出台秸秆发电财政奖补政策

为加快推进秸秆资源化利用，促进资源节约和环境保护，经省政府同意，近日省财政厅、省发改委制定印发《关于对农作物秸秆发电实施财政奖补的意见》，鼓励和支持省内生物质电厂利用秸秆进行发电。

《意见》规定，按照“奖补和利用挂钩，谁利用、奖补谁，利用越多、奖补越多”的原则，对秸秆发电企业利用我省农作物秸秆发电实行财政奖补，对在自然含水率以内的秸秆按照实际利用量实行分类补贴，其中水稻秸秆每吨补贴 50 元左右、小麦秸秆每吨补贴 40 元左右、其它农作物秸秆如油菜、玉米、豆类等每吨补贴 30 元左右。

《意见》要求，秸秆发电企业所在地县（市、区）人民政府负责落实秸秆发电财政奖补政策，从秸秆禁烧奖补资金中筹集和兑现补贴资金，并与秸秆发电企业签订协议，明确双方的责任及权利义务，对秸秆发电企业年度秸秆收购量、利用量及财政奖补条件和标准等进行约定。秸秆发电奖补资金直接补给秸秆发电企业，由企业统筹用于秸秆收购、弥补发电成本等方面开支。同时，要求享受补贴的秸秆发电企业采取有效措施，不断提高农作物秸秆在电厂燃料中的比重。

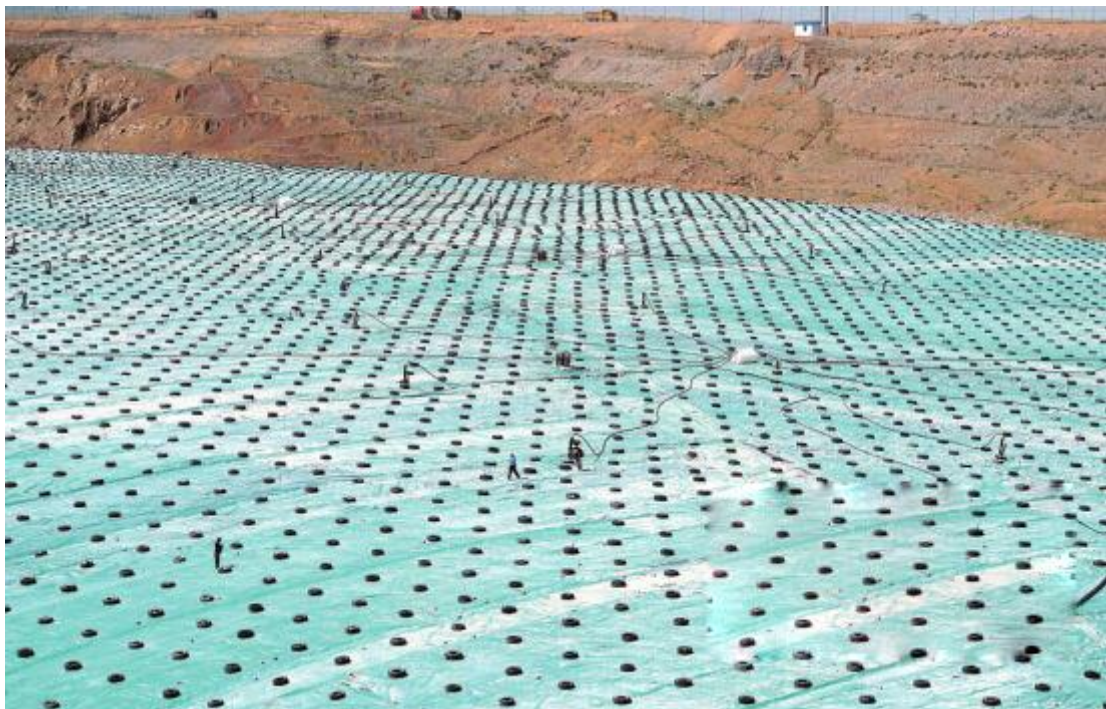
为保证秸秆奖补政策规范操作，《意见》要求各县（市、区）要建立秸秆发电企业在农作物秸秆收购、利用等环节的统计、检查和定期审计制度，确保奖补资金与利用量挂钩的数据真实、准确。同时，采取公示制等多种形式，公开透明、阳光操作，接受社会监督。

中安在线 2014-07-17

7 月底乌鲁木齐首个垃圾填埋气发电项目投用

月底，乌鲁木齐市首个垃圾填埋气发电项目——乌鲁木齐市大浦沟固体废物综合处理场（沼气）发电工程投入使用，垃圾产生的恶臭气体将转化为千家万户的光明。

7月17日，记者在大浦沟固体废物综合处理场填埋区一期看到，原来20万平方米裸露的生活垃圾堆体上现在已经被膜覆盖，堆体上设有59口抽气井，发电项目的发电厂和预处理设备厂房都已建成，设备调试工作也已基本完成。

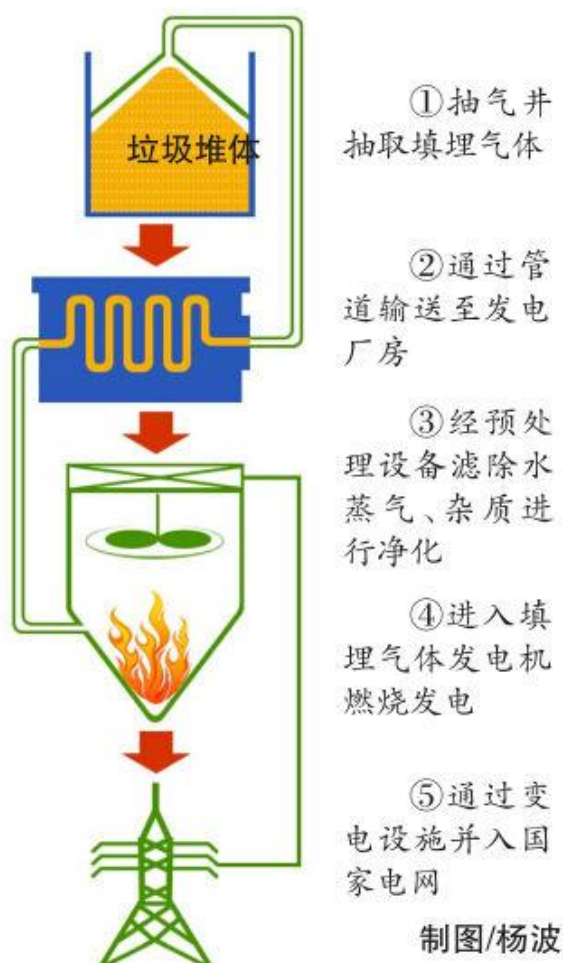


7月17日，乌鲁木齐市大浦沟固体废物综合处理场填埋区一期，生活垃圾堆体上覆盖着薄膜，薄膜上规则地压放着废旧轮胎，避免薄膜被风吹开。亚心网记者 马元 摄 一位工作人员介绍说，通过堆体上设有的59口抽气井，将气体抽取后通过管道输送至发电厂房，填埋气体经过预处理设备（净化能力1500立方米/小时）净化后（滤除水蒸气及杂质），进入填埋气体发电机燃烧发电（637kW*2台），电力通过变电设施并入国家电网，由电业部门统一调配。发电厂区配备火炬一台，用于发电设备故障时，将填埋气体点燃，以免污染环境。

该填埋气体发电项目年发电量约为710万千瓦时（度），可供6000户居民使用一年（按照一户居民年平均用电1200千瓦时计算），年减排温室气体二氧化碳当量约10万吨，发电产生的余热可用于大浦沟循环经济园区供暖。

目前，乌鲁木齐市对生活垃圾的处理方式是焚烧、堆肥和填埋3种。乌鲁木齐市大浦沟固体废物综合处理场是乌鲁木齐市最大的垃圾处理场，占地约100万平方米，处理乌鲁木齐市80%的生活

垃圾和 100% 的医疗垃圾。



自 2003 年 7 月至今，填埋区一期共填埋处置生活垃圾 600 多万吨，日均处置超 3000 吨。通常在垃圾填埋半年到一年后，填埋气体产生速率即可达到最大，气体中甲烷含量也可达到最大。如果不对填埋气体进行机械导排，场内产生的大量气体就会无规则地随处迁移、扩散，对环境产生诸多影响，如温室效应、爆炸隐患等。

“填埋气体是一种可再生资源，对其进行回收利用不仅可以有效地解决垃圾填埋场安全和环境污染问题，也能产生一定的经济效益。”乌鲁木齐市大浦沟固体废物综合处理场副书记王文化说。

亚心网 2014-07-18

全球生物质能产业投资降温

“2013 年全球生物质能的融资规模较 2012 年有所下降，投资者的投资热情受挫，产业发展速度开始放缓。这与全球整体金融环境有关，同时也有欧洲、美国等地调整市场激励政策的成分。”汉能控制集团在近日提供的一份生物质能投资分析报告中给出了该产业投资降温的原因，另一家研究机构彭博新能源财经则对此进行了数据分析。

全球累计装机容量有所增长

生物质液体燃料市场主要分为燃料乙醇和生物柴油两大领域。就前者而言，2005 年至 2013 年的数据显示，产量在 2005 年至 2010 年经历了较快增长后，受粮食消耗争议的影响，其增速在 2011 年至 2013 年逐步放缓，每年维持在 830 亿升至 857.6 亿升之间的产量水平。而生物柴油方面，2013 年全球产量则为 2440 万吨，比上一年增长了 12.7%，保持了较快的增长势头。

从整体上看，2013 年全球生物质液体燃料产量与 2012 年相比，略有增长。由于生物质液体燃

料的生产过程需消耗大量粮食，助推了全球食品价格的上涨，遭到了业内人士的批评，从而引发了投资意愿的下降。这也是全球生物质液体燃料生产增速放缓的原因之一。据悉，欧盟已提出将控制使用粮农型生物质液体燃料，大力发展非粮农型生物质液体燃料。

与2012年相比，2013年，全球生物质及垃圾发电装机容量已达到2282.2亿千瓦时，增长了1.9%。项目进度数据显示，2013年已公布的生物质发电和垃圾发电项目的装机容量分别为13.8GW和3.7GW，其中已获许可项目分别为4.3GW和1.1GW、在建项目分别为10GW和2.3GW。这些项目将是未来生物质及垃圾发电总装机容量增长的主要来源。

2005年至2013年，不同国家和地区的生物质及垃圾发电累计装机容量不尽相同，但2013年欧洲累计装机容量最高，已达到25.4GW，较2012年增长了7.2%；美国紧随其后，去年以13.6GW的累计装机容量排名第二。中国2013年累计装机容量则较上年增长了19.5%，达到了9.8GW。

2013年全球生物质及垃圾发电新增装机容量增长了25%，其中欧洲新增装机容量再创新高，达到了1.7GW，同比增长了13.3%；中国新增装机容量也取得了突破性增长，较2012年增长了200%，达到了1.5GW，排名全球第二；巴西新增装机容量保持在1.2GW，略低于中国，从2012年新增装机容量全球排名第二降至2013年的第三名。

现阶段融资陷入低谷

同样地，全球生物质能融资也分为这两大方面：一个是生物质液体燃料融资，另一个是生物质及垃圾发电融资。

从2005年至2013年全球生物质液体燃料融资规模来看，美国、巴西和欧洲位列前三，而这些地区和国家都有相关政策扶持。美国逐渐从次贷危机中走出，2011年至2013年美国生物质液体燃料融资额均位于全球首位；欧洲地区由于政策变化导致市场形势不明朗，近3年的波动较大；巴西市场则从2007年的79亿美元逐步降至2013年的5.8亿美元，萎缩趋势明显。

2005年至2013年，全球生物质液体燃料融资的资金来源渠道主要有研发投入、股票市场、项目融资、风险投资和私募股权。

从融资金额来看，2005年至2007年，融资额迅速攀高，并于2007年达到峰值，融资总额为292.7亿美元；2008年金融危机后，全球生物质液体燃料融资总额急剧下降；近两年呈现持续萎缩的态势，2013年全行业的融资总额还不及2007年总额的17%。

在资金构成方面，2005年至2008年，生物质液体燃料行业以项目融资为主，项目融资占融资总额的80%以上；2008年以后，项目融资额占比逐渐下降，于2013年下降至31.2%。

此外，2013年风险投资和私募股权渠道的融资打破了连续4年的平稳，由2012年的10.1亿美元下滑至2013年的3.3亿美元，下降幅度达67.3%。行业融资规模的降低减缓了生物质液体燃料行业的发展速度。

另一融资来源是生物质及垃圾发电，其与生物质液体燃料的融资有着类似的发展轨迹。2005年至2011年，在全球经历了连续多年的高融资规模之后，生物质及垃圾发电融资规模开始出现下降。2013年的项目融资规模较2012年下降了31.8%，较巅峰时期2011年更是下降了51.4%。项目融资规模的减小，限制了生物质及垃圾发电行业装机容量的扩张。

欧洲一直是生物质能及垃圾发电融资规模最大的地区，虽然欧债危机对其产生了一定的影响，但总体融资趋势较为平稳。其他国家则表现为明显的萎缩趋势，中国、美国、巴西2013年融资额较上一年分别下降了60.3%、79.2%、31.9%。

未来将有更大发展空间

原油价格飙升一度促成了传统生物质液体燃料的迅速发展，欧盟、美国等国家和地区纷纷设定了强制性混合目标，以推动生物质液体燃料的规模化应用。采用生活垃圾、餐厅废油、苔藻等“次生”生物质液体燃料既不占用粮食、饲料等农作物资源，又有利于碳减排，将是未来发展的方向。欧盟拟通过法律修正案设立以下发展目标：到2016年时，“次生”生物质液体燃料要占交通运输燃料消费总量的0.5%；到2020年时，要达到2.5%；到2025年时，要达到4%。

改善生物废弃物管理可以取得巨大的环境和经济效益。“欧盟填埋指令”促使欧盟垃圾填埋地区的政府和议会积极行动，使用各种垃圾焚烧技术实现该指令。此外，中国政府计划到 2015 年，将生物质及垃圾发电累计装机容量提高到 13GW。

长远来看，随着各种生物质能利用技术的不断发展，生物质能产业将朝多元化方向发展，未来，生物质能产业将迎来更大的发展空间，预计全球生物质及垃圾发电累计装机容量在明年将达 93.1GW，在 2020 年将达到 146.6GW。未来，生物质能产业将迎来更大的发展空间。

中国矿业报 2014-07-21

太阳能

人造树叶也能进行光合作用

英国皇家艺术学院的毕业生朱丽安（Julian）发明了一种名为“Silk Leaf”的人造生物树叶，它和自然界的树叶一样可以进行光合作用。她希望这种树叶能够被应用于太空上，为宇航员在长时间作业下提供氧气。



你还记得什么是光合作用吗？就是植物本身拥有的一种能将空气中的二氧化碳等气体吸收然后释放出氧气的功能。

美国航天航空局（NASA）表示：“植物在零重力环境下不能生长。我们也正在研究不同在太空制氧方式。Silk Leaf 这种物质的出现将进一步探索太空提供了可能。”



这个研究项目是英国皇家学院艺术创新设计工程课程（与美国塔斯夫大学 Silk 实验室合作）的一部分。我们可以从图片里看到，叶绿体在丝蛋白模具里凝固，形成一片清新的绿油油的叶子，这也是 Silk Leaf 的特色之一。仅仅利用一点光源即可让它释放出氧气。并且这种物质能够储存更多的制氧材料。

根据朱丽安所说，这种物质在分子的稳定性上有很出色的表现，这使得人造材料也能像植物那样进行光合作用，即在太空环境下也能保持这种稳定性。

威锋网 2014-07-29

分布式光伏迎新 多种方式落地忙

光伏发电与污水处理设施结合

7月5日，浙江省内第一个污水处理设施与分布式光伏发电相结合的示范项目——台州水处理发展有限公司分布式光伏电站正式启动。目前在浙江省内已有土地二次利用300万平方米的优质载体，将在未来的一年内建设200MW的分布式光伏电站。

光伏发电是利用太阳能发电，属于清洁能源利用。每个污水处理厂都有大面积的水处理水池，在它的上面加装太阳能光伏板，不仅利用了闲置的空间，还可以发电自用。台州项目成功运营后，将在全国迅速推广。台州水处理公司分布式光伏电站项目预计将于2015年初建成。该项目建成后，每年能节约净水1.688万吨，每年减排二氧化碳0.415万吨，寿命周期内节约标准煤约4.22万吨，其生态效益十分显著。

经济教育“双帮扶”分布式光伏落户西柏坡中学

分布式光伏不仅可以与污水处理相结合，还能发挥经济教育“双帮扶”的作用。近日，平山县西柏坡中学分布式光伏电站正式并网发电，据了解，该电站是中直机关第十六批青年干部赴西柏坡志愿服务队和平山县团委共同联系，由北京启明星慈善公益基金会捐建的，是全国首座以可再生资源形式结合教学、科研功能的低碳科普基地，也是将可持续经济帮扶与教育帮扶相结合的新尝试。

电站预计年发电量为1万度，除学校正常使用外，剩余电量并入国家电网，每年可获得6000元左右的收益，为学校节省了电费开支。同时，利用该低碳科普基地，学校将低碳技术、光伏发电原理和环保知识引入课堂，使学生掌握了科学知识，增强了节约意识。

个人分布式光伏电站 余电上网收益忙

分布式光伏在污水处理、经济教育领域大显身手以外，还能为个人带来盈利。居民利用自家屋顶进行太阳能光伏发电，不但自发自用还能够余电上网。

随着国家分布式光伏发电补贴政策出台，越来越多的家庭对在自家屋顶上安装光伏电站产生了兴趣，也涌现了一个个并网发电的案例，显示了分布式光伏发电在私人住宅发展的趋势。在苏州，拥有数万栋适合安装私人屋顶光伏电站的别墅住宅，而且，这些用户的收入相对较高、用电量较大，国家电网对于私人住宅的分布式光伏电站的并网需要在接入方案、电网调度、流程建立上做了大量的工作。从去年开始，苏州国家电网与“光世代”紧密合作，解决了一系列的技术问题和程序问题，并于今年4月中旬顺利实现了全市首家个人分布式光伏屋顶电站的并网试运行。

工控中国 2014-07-16

2015年大庆将建30个光伏电站 大庆开启“逐日”时代

抢滩新能源市场，转战光伏产业，力争用15年时间建成东北地区重要的光伏产业生产及应用基地

大庆开启“逐日”时代

到2015年，大庆市将建设不少于30个地面光伏示范发电站

光伏产业是全球能源科技和产业的重要发展方向，是具有巨大发展潜力的朝阳产业，面对国内各地的纷纷抢滩，大庆也将开启“逐日”时代。近日，记者从市工信委获悉，为了加快发展光伏产业，大庆出台了一系列专项规划和发展意见，从建设规模、土地使用等多个方面“力挺”产业发展，并计划力争用15年时间建成东北地区重要的光伏产业生产及应用基地。

抢滩新能源市场

转战光伏产业，是大庆抢滩新能源市场中重要的一步棋。

然而光伏产业，大庆并非刚刚起步。其实，早在2012年8月，位于大庆市高新区的大庆低碳光伏产业园200MW单晶硅电池片项目就已开建，并正式拉开了太阳能产业发展的序幕。

“在两年的有益尝试中，我们积累了一定的经验。特别是当前国家又十分鼓励发展太阳能产业，这让我们对发展这一产业的定位和思路变得更加明晰。”市工信委新兴产业科的工作人员说，近期，此番出台的《关于促进光伏产业发展的若干意见》（试行），正式确立了“一手抓光伏发电应用示范工程，一手抓全产业链生产”的光伏产业发展路径，通过大力发展新能源，最终实现大庆资源转型和产业升级。

依据分布实施的发展规划，到2015年，大庆市将建设不少于30个地面光伏示范发电站，其中分布式示范发电站12个，光伏技术与国际同步发展，太阳能电池片年产能达到400兆瓦，光伏发电装机容量达到500兆瓦，光伏产业链初步形成；到2020年，在应用领域，光伏发电总装机容量累计可达1500兆瓦，在制造领域，实现1500兆瓦高效晶体硅电池、薄膜电池及组件生产能力，形成完善光伏产业链，全市光伏产业销售收入达到500亿元以上；到2030年光伏发电总装机容量累计达到3000兆瓦。

规划光伏项目83个

其实，抢滩新能源市场，大庆自身“条件”好，发展太阳能产业所需的基本要件，大庆都具备了。

首先是，日照充足。据工作人员介绍，大庆市年日照小时数在2600-2842h之间，市区附近最高在2700-2842h之间，太阳能总辐射量在4800-5000ML/m之间，是国家重点支持的分区电价二类地区。其次，大庆市现有220KV变电站12座，110KV变电站24座，35KV变电所65座，具有较强的电力接入和消纳能力。

另外，还具有丰富的盐碱地、沼泽地、沙地、裸地、草地等未利用土地资源，是发展光伏发电产业较好的地区。

有了这些先天的资源禀赋，大庆市产业布局也更加合理。据工作人员介绍，在打造全产业链生

成中，大庆市明确了高新区将重点发展光伏研发及制造业、配套发展光伏发电应用等。各县区则重点利用盐碱地、废弃地等未利用地发展光伏发电应用产业，其中，在龙凤区、红岗区、大同区、让胡路区规划光伏发电应用示范带，重点建设地面光伏电站；萨尔图区、肇州县、肇源县、林甸县、杜尔伯特县规划建设分布式风光互补发电示范区。同时，鼓励油田产能区利用油田盐碱地、泡泽地发展离网发电。

工作人员说，建设地面光伏电站是整个产业链的源头，目前，大庆对可规划光伏电站用地进行了初步选址，确定可发展光伏发电项目有 83 个。这些项目，将分三个阶段实施建设，计划到 2030 年建成。

积极与央企对接共建

在做好产业统筹规划的同时，为了让产业发展更加顺利，对参与建设的相关企业也有一定的政策支持。

其中，在建设规模上将放开限制。鼓励和支持使用本地电池片和组件等产品的光伏发电项目。对不需要国家资金补贴的分布式光伏发电项目，如具备接入电网运行条件，可放开规模建设。其次，在土地使用方式也有让步。在符合土地利用总体规划的前提下，保证项目及时用地。对于项目所涉及的电池片支架基础、升压站、配电室、控制室等生产区，办公、住宿、食堂等生活区及电站站内永久性道路等用地实行依法转用征收，并采取出让、租赁等有偿使用方式供地。

除此，为了保证项目顺利进行，大庆市还将积极帮助企业融资，不仅鼓励国有工商业担保机构、民营担保机构优先为有订单、信誉好的光伏产业项目提供贷款担保，还会积极向国家、省争取扶持资金。

市工信委的工作人员表示，有了这个《意见》做指引，接下来，大庆将积极谋求与央企的对接，共同开发建设光伏产业项目，实现合作共赢。

大庆日报 2014-07-16

威海试点建山东首个太阳能采暖住宅小区



威海上海花园项目效果图

日前，山东在威海试点建设的山东首个太阳能采暖住宅小区上海花园已建成开盘。据了解，该项目还包括了“太阳能空调”功能，这也是我国太阳能空调首次大范围应用于居民住宅。

大众网记者了解到,从2011年底开始,山东省首个太阳能采暖住宅小区开工建设。该项目由威海丰荟集团有限公司与山东力诺瑞特新能源有限公司,签订战略合作协议,双方在现有太阳能热水设备供需关系基础上,进一步合作研发“太阳能与结构一体化设计”的课题。

目前,该项目已经建成并开盘发售。项目普遍采用了力诺瑞特的太阳能空调技术,打造了省内第一个太阳能采暖住宅小区。而力诺瑞特还牵手上海交大成立了太阳能研究院,联合设计太阳能空调制冷系统,成功实现该项目太阳能制冷、采暖、热水、光电等四位一体应用,实现了我国太阳能空调首次大范围应用于居民住宅。

大众网记者了解到,日前在石家庄举行的全国“太阳能季节性蓄热采暖应用技术研讨会”上,中国太阳能热利用产业联盟常务副理事长谢光明确认,国家将出台专门的太阳能采暖政策。据介绍,最近几年太阳能工程占我国太阳能光热产业总量的30%,并以每年50%的速度在递增。

太阳能与传统的燃煤、电、油、气等采暖方式相比,由于其利用清洁、无污染的太阳能作为驱动能源,节能减排的效果显著。早在2009年,国家住建部就发布实施了《太阳能供热采暖工程技术规范》,目的就是为规范太阳能供热采暖工程的设计、施工与验收,以保证工程质量,促进和推动太阳能供热采暖系统在建筑上的应用与发展。

大众网 2014-07-16

高效太阳能电池技术成为国家竞争高地

文眼

当今世界,能源问题已成为国际争端的触发点。寻找安全、清洁、经济的新能源,已成为人们通过科技手段,摆脱能源困境的必然选择。这已经不是技术问题,而是国家间战略竞争的高地。比如,高效太阳能电池技术就是这样一个属于重大科技突破的项目。对此类项目应该采取什么方法来培育呢?这是个问题。

——亚夫

■目前,我国正处于创新驱动发展的关键时期,正面临从高速增长向科学发展转型的挑战,面临着对“全球价值链”原有分工秩序和角色的挑战。我们必须根据我国的基本国情以及所面临的国际环境,围绕国家战略,选择和培育对我国经济社会有“支撑”与“引领”作用的重大技术,力争取得新的突破,以把握我国的发展主动权,提升我国的国际地位。

■所谓重大技术,是指其技术地位在众多技术中处于核心、关键的地位。具体衡量主要包括三个层面:一是是否具有基础性;二是是否具有公共性;三是是否具有战略性。重大技术既不是三项指标的机械相加,也不是相乘,而是基础性、公共性和战略性的融合。

■当下,第三次工业革命的核心是新能源革命,高效太阳能电池技术作为提高太阳能利用率的关键,代表了先进的技术发展方向,对我国光伏产业的结构调整和可持续发展具有重要影响,属于当前应该发展的重大技术之一。对于高效太阳能电池技术而言,我们已“不是要不要发展的问题,而是怎么使其更好发展的问题”。

高效太阳能电池技术发展现状

鉴于太阳能资源丰富、廉价、安全、无污染、可自由利用等特性,太阳能利用日益受到各国政府和普通民众的关注。作为太阳能利用重要形式的太阳能发电,是一种可持续的能源替代方式,近年来实现了快速发展。

按照技术类型,太阳能发电主要分为光伏发电和光热发电两类;其中,光伏发电是以太阳能电池技术为核心,将太阳能直接转换为电能的技术。目前,因成本居高不下,这项技术尚未能普及。但随着太阳能电池技术水平的不断提升、规模效应的增强、价格不断下降,以高效太阳能电池技术为核心的光伏发电将会得到广泛应用。

1. 高效太阳能电池相关技术特点 太阳能电池(solar cell, SC)具有持久性、清洁性和灵活性等优点,并且在转化过程中,无污染、无噪声,既可以直接为小型电器提供离网电能,又可以进行

并网发电，应用前景广阔。

太阳能电池是光伏发电系统的核心，其开发和制造是光伏产业链中最关键、最重要的一环，将直接影响到太阳能发电的普及和发展。有效提高太阳能电池的光电转换效率，降低制造、应用成本并实现发电稳定性，是高效太阳能电池开发、制造中必须要解决的关键问题。

目前，普通太阳能电池产业化水平的光电转换效率大致为，单晶 18%-19%、多晶 17.3%-17.8%，非晶硅薄膜 8%~9%。根据国务院发布《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，明确提出新上光伏制造项目应满足单晶硅光伏电池转换效率不低于 20%、多晶硅光伏电池转换效率不低于 18%、薄膜光伏电池转换效率不低于 12%。

因此，所谓高效太阳能电池，主要是指电池产业化水平的光电转换效率要相对现有普通电池更高，即：单晶>20%、多晶>18%、非晶硅薄膜>12%。当然，高效太阳能电池也是一个随时间变化而变化的概念。

太阳能电池是一种利用“光生伏特效应”原理将太阳能转化为电能的半导体器件，其核心原材料是可释放电子的半导体物质。电池产品主要分为以晶硅电池为代表的太阳能电池，和以硅基薄膜、碲化镉（CdTe）电池、硒铟铜（CuInSe）电池、硫化镉（CdS）电池、铜铟镓硒（CIGS）电池、砷化镓（GaAs）叠层电池等薄膜电池为代表的太阳能电池，以及以染料敏化电池-光电化学电池（Grätzel 电池）、有机电池、多结（带隙递变）电池、热载流子电池等新型电池及新概念电池为代表的太阳能电池。

截至 2013 年底，太阳能电池产品中，晶硅太阳能电池（主要是 P 型单晶硅电池和多晶硅电池）占据市场主导地位，市场占有率超过 90%；薄膜电池的市场占有率不到 10%；新型电池及新概念电池大多处于实验室阶段或中试阶段，尚未大规模产业化。

目前，全球光伏产业尚处在导入期，有关高效太阳能电池的多种相关技术路线都在并行发展。其中，晶硅高效太阳能电池因具有高光电转换率、低污染、性能稳定不易衰减、大规模制造技术成熟等方面的优点。因此，世界范围内以晶硅太阳能电池为主的高效太阳能电池结构，既是过去几年的真实写照，而且还将会在未来十几年持续占据主导地位。

但是，就现在的规模化生产而言，要达到上述的效率要求，可能需要我们实现从常规 P 型晶硅技术，到 P 型晶硅的 PREC/PERT 技术以及 N 型电池技术（含 N 型双面、异质结、背接触、异质结背接触电池）的转变。同时，薄膜电池与晶硅电池相比，在光电转换效率、成本和稳定性等方面可以进行的改善空间较大，薄膜技术领域的突破有望使其成为未来高效太阳能电池发展的热点。

这里，我们对三大类高效太阳能电池作简要说明。

（1）晶硅高效太阳能电池 晶硅太阳能电池主要包括单晶硅（mono-Si）电池和多晶硅（poly-Si）电池。其制造流程比较复杂，其产业链包括从硅质原料（石英岩、石英砂岩等）——多晶硅——硅锭（棒）——硅片——光伏电池——光伏系统的产业链。从技术上考虑，晶硅并非最佳材料，但因其易于获取、冶炼技术与化工、电子相契合；所以，晶硅太阳能电池成为目前光伏电池市场的主流技术。

其中，晶硅电池的理论光电转换效率达 31%，但存在着晶硅冶炼和提纯过程复杂、能耗大的缺点。且多晶硅电池与单晶硅电池的转换效率差距正逐渐缩小，多晶硅具有制造成本较低与单位产出量较大等优势。因此多晶硅（以及类单晶/多晶硅，mono-like poly-Si）电池市场份额逐渐超过单晶硅电池而成为市场主流产品，未来可能还将继续扮演主角。同时，由于电池成本在系统成本比重的逐渐下降，高效率电池组件在终端系统上仍然比较有优势。

总体而言，晶硅高效太阳能电池的技术发展方向是低成本、高效率、高稳定性，主要包括效率的提高、成本的下降及组件寿命的提升等方面。其中，效率的提高依赖工艺的改进、材料的改进及电池结构的改进；成本的下降依赖于现有材料成本的下降、工艺的简化及新材料的开发；组件寿命的提升依赖于组件封装材料及封装工艺的改善。因此，晶硅高效太阳能电池的研发和产业化，除了依赖产业规模的扩大外，电池效率的提升可能不仅要依靠工艺水平的改进，更有赖于产业技术（包

括设备和原材料)的改进,特别是新结构、新工艺的建立。

(2) 薄膜高效太阳能电池 薄膜太阳能电池是在玻璃、塑料、不锈钢等基板上沉积形成很薄的感光材料以实现光电转换,主要包括非/微晶硅薄膜电池、碲化镉(CdTe)薄膜电池、砷化镓(GaAs)薄膜电池和铜铟硒/铜铟镓硒(CIS/CIGS)薄膜电池四种。

其中,非/微晶硅薄膜电池的光电转换效率最低,一般为6%-9%,原材料为硅烷,最易获取。CdTe薄膜电池的光电转换效率次之,约为8%-11%。CIS/GIGS薄膜电池的光电转换效率相对较高,约为10%-12%,原材料中含稀有元素化合物铟、镓、硒,储量小且不易获取。另外,如何确保多元素的严格均匀配比,依然是大面积电池制备应用中的一大挑战。

GaAs薄膜电池的光电转换效率最高,约为20%-30%,原材料中含稀有元素化合物镓,储量小且不易获取,砷有毒,会对环境造成污染。相较而言,CIS/GIGS薄膜电池成本低、性能稳定、抗辐射能力强,有可能成为未来最有前途的光伏电池之一。

总体而言,薄膜高效太阳能电池的技术发展方向也是低成本、高效率、高稳定性,未来发展前景巨大,其中,生产工艺的不断成熟改进以实现成本的降低可能将是未来发展的关键。因此,薄膜高效太阳能电池的研发和产业化,更依赖于各类技术之间的竞争和技术积累,以实现不断缩小与国际先进水平的差距。

(3) 新型太阳能电池 鉴于传统晶体硅太阳能电池生产中所需的高温(>900℃)扩散制结工艺限制了生产效率的提高和能耗的进一步降低,因此,不断探索新的电池材料和制造工艺技术以实现低成本、高效率成为业界的努力方向。

目前,既利用了薄膜制造工艺优势同时又发挥了晶体硅和非晶硅的材料性能特点,具有高效低成本的异质结太阳能电池、高性能硅基柔性薄膜电池等特别受到各国研究人员的普遍重视并迅猛发展。

第一,HIT太阳能电池。HIT电池集中了非晶硅薄膜电池和晶体硅高迁移率的优势,而且制备工艺相对简单,双面结构在任何角度都可以增加光吸收,但是仍然存在生产过程中的每一步工艺要求都很严格、发电成本仍远高于传统方法的发电成本等问题。其未来的发展方向主要是,在保证电池转换效率前提下降低晶体硅的厚度,以及用廉价金属铜材料代替价格昂贵的金属银浆来制作金属电极,或通过技术开发进一步提高晶体硅的发电效率。

第二,高效柔性硅基薄膜电池。由于柔性衬底电池具有重量轻、可折叠、便于携带和易集成等优点,具有广泛市场应用前景,因此,越来越多的研究所和公司进行柔性衬底电池相关研究。目前,柔性衬底材料主要有不锈钢、聚酰亚胺、塑料、铝箔和聚合物等。从高效柔性薄膜电池的应用领域看,市场广阔、需求旺盛,主要包括以航空、航天、军用为主的高端市场,高档汽车车顶、游艇艇面等民用新兴高端市场,地面和屋顶电站以及应急救援等方面。目前,高效柔性薄膜电池的技术关键主要包括:突破并掌握柔性晶硅薄膜电池规模化生产的制造技术,完成生产线设备的自主设计和制造。

2.对高效太阳能电池技术的基本评估 所谓重大技术,是指其技术地位在众多技术中处于核心、关键的地位。具体衡量主要包括三个层面,一是是否具有基础性,二是是否具有公共性,三是是否具有战略性。

我们认为,重大技术既不是三项指标的机械相加,也不是相乘,而是基础性、公共性和战略性的融合,即: I (Importance, 重要性) = B (Basic, 基础性) × P (Public, 公共性) + S (Strategic, 战略性)。

第三次工业革命的核心是新能源革命,高效太阳能电池技术作为提高太阳能利用率的关键,代表了先进的技术发展方向,对我国光伏产业的结构调整和可持续发展具有重要影响,属于当前应该发展的重大技术之一,是需要从国家战略层面做出规划与部署,集中资源、持续投入的战略方向。因此,对于高效太阳能电池技术而言,我们就“不是要不要发展的问题,而是怎么使其更好发展的问题”。

培育重大技术的基本原则

对重大技术经济政策的研究，其目的要根据重大技术的特点找到适合的经济政策，以推动重大技术的进步和创新能力的提升，并实现依托该项重大技术的成果转化和产业大发展。

在市场对资源配置起决定性作用的背景下，政府部门的角色是什么？什么事情由政府干？什么事情不要政府干？要把政府引导支持和企业主体作用有效结合，通过抓好重大政策的引导作用，实现政府职能转变的重大改革。

就培育重大技术而言，应遵循以下基本原则。

1.在职能定位上，政府既要管得少，又要管得好，要把政府引导支持和企业主体作用有效结合。

要真正实现让市场在资源配置中发挥决定性作用和更好发挥政府作用，对企业而言，需要的是一个良好的市场机制和发展环境，即一个鼓励公平竞争的合理、有效市场，让企业可以自由发挥。同时可以准确了解政府正在做什么、为何做、如何做，并能建言献策；需要的是把企业该做的事情交还给企业，即让企业作为资源整合的主体，搜寻未来的技术方向，承受选择的风险。

对政府而言，必须要简政放权，将诸如对重大技术的选择等自身没有能力、没有条件、做不到也做不好的事情更多交给市场或社会，让诸如行业协会等具备资质的社会组织有偿提供，将政府从具体的事务中解脱出来，提高政府服务管理透明度并更好地肩负起宏观调控、监督等职责。

政府必须避免行政化定项目、分资金，不是通过“相马”将资金投给某几家指定企业；而是确定支持的基本规则和所要达到的最终效果，通过“赛马”将资金分给优胜者。因此，政府应支持国内市场竞争，扶持的重点是扶优扶强而不是扶大。

同时，必须要改变政府决策者们自上而下的思维模式，要力争采取自下而上的民主参与方式进行决策。应鼓励国内各类型企业参与到政策的制定中，要让政府相关部门知道产业界的真实需求，要防止“金喇叭效应”，即政策的制订被那些具有话语权的大企业所左右，而缺失了小企业的声音。如此才能让出台的措施、政策更加有的放矢，而且政府相关部门也会更受产业界的认可。

此外，政府还必须不断加强事中和事后的监管，真正做到“事前有规划、事后有评估”，并通过建立“黑名单”制度以加强对失信者的惩戒；明确扶持政策的时间和退出的条件，要明确实行暂时和有条件的保护是为了让企业拥有自力更生的技术能力和从根本上摆脱受制于人的局面。

2.在治理方式上，政府对重大技术发展方向的引导宜粗不宜细。

应本着“布局一代、研究一代、产业化一代”的原则，扶持而不是指挥重大技术及其发展方向，即政府应支持所有类别高效太阳能电池技术的研发和产业化，而不是代替企业去选择、确定具体的技术方向；同时避免企业垄断并绑架政府科研资源。

一方面，政府应在广泛征求产业界的基础上设定中长期技术发展和应用目标，不仅可以成为重大技术方向选择的依据，更可成为引导社会各界的“共同愿景”以使资源集聚并投入到相关领域的相关方向。此外，政府部门因其地位特殊，相关意见易被产业界放大解读而造成不必要的误解，因此，应充分利用专业性行业协会纽带和桥梁的特性进行协调和沟通。

另一方面，受制于信息不对称，政府很难正确、及时获悉技术发展的动态信息，而且由于技术更新速度越来越快，预测未来的具体技术方向更是件费力不讨好的事情，且更可能是件“不可能完成的任务”。因此，对政府而言，需要的是营造有利的市场环境，通过一些制度的安排和政策的完善，改善服务，提高效率，帮助、引导企业及时、准确地把握信息和趋势，让企业在市场竞争中发挥主导作用。

同时，为有效发挥政府资金的扶持作用，政府的扶持必须以产业健康可持续发展为导向，应对重大技术发展过程中制约产业核心竞争力提升的关键设备和关键材料等瓶颈问题，给予重点支持。在高效太阳能电池领域，无论是晶硅电池、薄膜电池还是新型电池，都仅仅是光伏产业为实现降低成本、提高转换效率的技术手段。

此外，在政府研究资金的分配上，需要“雪中送炭”，而非“锦上添花”，支持专业性强的小微企业科研资金需求；同时避免企业垄断并绑架政府科研资源，极力避免一些行业龙头企业借助与政

府相关部门的良好关系及其影响力，而通过排斥竞争对手、“攻关”以获得有限科研投入情况的发生。

3.在策略方法上，政府的支持应“聚焦”企业并长期持续投资。

政府应将支持的重点放在企业，突出企业的主导作用，同时，需要持续、长期的支持，并加大企业和研究所及高校的产学研合作。鉴于创新主体所应具备的具有对创新活动自主的决策权、具有进行创新活动所必需的基本能力、承担创新活动的责任与风险、获取创新活动的收益等特征，相对于科研院所和高校，企业是更加高效地运作主体。而且，有效的工业研发一般需要与企业保持良好的沟通渠道，因为企业是问题的来源，也是研发成果的最终使用者。

因此，一方面，政府需要整合政出多门的专项资金，杜绝一题多报、重复资助等现象，强化资金监管，集中财力支持以企业为主的光伏领域的“重大技术”研发和产业化；另一方面，政府还必须通过调整扶持条件，让扶持资金更加聚焦在核心项目和有一定影响力和自主品牌的重点企业，以避免撒胡椒面式的分散扶持。同时，鉴于重大技术的特点决定了研究的长期性和累积性，必须要在经费配置上，对企业的研究项目给予长期连续滚动资助。

明确改革的具体政策

在明确培育原则后，我们还需要明确改革的具体政策，以防陷入“改革疲惫症”。当然，具体政策要从“群众最期盼的领域改起”，同时，可行的政策也要立足于充分考虑各个利益群体的现实利益，以防改革阻力过大而难以执行落实。

1.在需求管理上，应重视“种子用户（示范户）”的培育和发展。

要有效发挥市场配置资源的决定性作用，必须要立足长远利益而积极培育市场，变潜在需求为现实需求，进而促进光伏产业的良性发展。对于高效太阳能电池技术而言，从技术创新的角度看，主要集中于不断提升的转化效率和逐年降低的成本，而要真正促进太阳能市场的良性发展，必须使高效太阳能电池技术产生实际效用，让人们的生产、生活方式更加便利、实效。

在产业发展初期，以及分布式光伏发电应用迎来政策利好的最佳时机，如何培育和发展“种子用户”以探索应用创新模式，并带动大众用户而真正实现分布式光伏发电的美好前景，继而最终带动产业发展成为技术发展和产业发展的关键。所谓“种子用户”，是那些最初使用并高度认可且能引导大众用户积极使用高效太阳能电池产品的用户。

在高效太阳能电池领域，必须要瞄准那些对普通大众有示范性、影响力和权威性的高势能人群，利用对高势能人群的洞察以提升客户体验；选择适当的领域和合适的地区，借助高势能地区、领域的影响，顺势而为，以逐步扩大内需市场。

同时，政府可以寻求利用诸如航空、航天、无人船、无人机等某些军事应用需求为主的高端市场，以及民用领域的光伏空调、光伏车棚、光伏幕墙等特殊应用，通过挖掘潜在需求并开拓新市场以鼓励相关技术能力的提升。

此外，为避免当前产能过剩背景下，企业恶性竞争而造成的质量下降，确保产品、设备的长期安全可靠，与其他先发国家更好衔接，要继续建立健全太阳能光伏行业的原料和产品的技术标准、检测和认证体系，保证多晶硅、光伏组件、光伏电站等原料和最终产品的质量，规范引导产业健康发展，并为先进技术的发展提供市场空间。

2.在关键技术工艺、重大关键设备上，应逐步提升本土技术能力，扩大市场占有率。

重大关键设备市场不是一个完全自由竞争市场，具有很强的路径依赖性，而且对于积累本土技术能力具有决定性作用；如果缺乏对关键设备的国家层面扶持，仅仅依靠本土企业自身的发展很难实现技术能力的提升以及通过不断修改、改进、创新而占领市场的目的。

因此，要结合产业发展的实际情况对引进的成套关键设备和产业化前期关键技术实行国产化方针，通过对引进技术和关键装备的分解、研制进行创新开发；同时，要逐步减少成套关键设备的引进，着重引进技术专利、技术情报和基础性科研成果。

政府可以通过优惠贷款、减税、建立特殊工业联合体、公共费用的折扣、提高进口关税以及其他间接措施来鼓励国内企业进入市场参与竞争，力争获得具有自主知识产权的生产工艺和技术，增

强我国在技术路径选择上的自主性。

同时，鉴于职业化、专业化行业协会具有服务性、代表性、协调性和自律性等特点，因此应充分发挥行业协会的作用，通过建立社会公共平台（联合创新中心），以从事工程性、产业化研究为核心，进一步实现创新资源聚合、创新成果共享。

在增强行业整体技术能力基础上，加强行业标准的话语权和对外专利谈判的主动权。鼓励企业自愿参加，取得成果、知识产权归平台所有，参与企业有优先使用权。

即使本土技术能力得到提升，常常也会面临将技术优势转化为市场能力的困局。某种程度而言，关键技术工艺、重大关键设备在需求端的市场化障碍可能要远远高于供给端的技术研发障碍。因此，要推动产业链各环节加强合作，要认可用户在创新活动中的参与和互动，进一步完善和落实“首台套”扶持等相关政策，建立使用国产首台套产品的风险补偿机制，并加强政策的透明度，让企业和用户全方位了解政策。

3.在科技供给上，应对支持重大技术并提升国际竞争力的方式进行必要的改变。

应该说，特定的科技制度可以使得部分国家在接近其知识和技术水平的前沿位置高效运行并取得重大突破，而使得大多数国家在远远低于其知识和技术水平可能的位置低效运行并形成低端锁定。同时，作为技术追随者的主要问题不是“投入多少进行研发？”而是“进行何种研发？”因此，我们当前面临的主要问题是，如何将有限的扶持资金用在刀刃上，向“有效果、有效率”聚焦。

某种程度而言，实现政府科研资金资助组织方式的变革成为实现资金扶持“有效果、有效率”的有效途径。我们认为，必须让政府从科研项目评估、定价、选择的角色中退出；可以借鉴发达国家的成熟经验，成立针对重大技术评估和推进的专项委员会。委员会依托一定的技术评估的理念与方法，是重大技术评估的基础，也是重大技术经济政策和决策支持系统的重要组成部分。

重大技术的评估和推进主要包括评价对象的属性、可能产生的经济效果、对社会未来发展的影响，以及具体推进重大技术的研发和产业化等，目的是推进决策的科学化、民主化，完善决策信息和智力支持系统，实现政府“有效果”、“有效率”的引导。为充分利用好委员会制度，使其真正成为选择和培育重大技术的权力组织并持之以恒地发挥效用，就必须强化委员会的作用，同时，做到过程开放、细节明确、操作透明、接受监督。

（□张嵎喆 王君 杨威 李红宇作者单位：国家发改委产业所。本文有所删节。） 作者注：本文系国家发改委重大课题《重大技术经济政策研究》项目的部分成果。本项目得到国家发改委高技术司、上海市浦东新区光电子行业协会等部门的大力支持。同时，本文内容经中国科学院微电子研究所太阳能电池研究中心贾锐教授、南大光电工程研究院有限公司余林蔚教授、理想能源设备（上海）有限公司陈金元副总裁、英利集团王建明等人悉心指导，以及国家发改委产业所诸多同仁指点，特此表示感谢。

上海证券报 2014-07-16

台州污水处理厂建光伏发电 年回报率可达 17%

“如果在污水处理厂内建设分布式光伏电站，是不是有不错的前景？”董英杰曾这样问自己。如今，他作为项目负责人，将这个想法落实在了台州水处理发展有限公司（下称“台州水厂”）的分布式光伏电站上。

近一年来，光伏分布式项目总是囿于融资困难、屋顶安装有难度、电费回收不稳定等疑难杂症缓慢前行，而通过污水处理厂的分布式项目运作，似乎解决了这些不利因素。

推进难度前所未有

董英杰告诉记者，位于浙江的台州污水厂的分布式项目由国电南瑞、顺风光电、国利英核、爱康科技、茂硕电源五家企业联合建设，涵盖光伏装备、电站开发、EPC 总承包、运行维护、金融平台等光伏产业全领域。该项目的污水处理能力为 15 万吨/日，预计二次开发利用的土地面积约 6 万平方米，建设容量 4.4 兆瓦，年均发电量约 422.2 万千瓦时，约占该厂的年用电量 1484 万千瓦时的

30%。如果以 25 年的总发电量 1.06 亿千瓦时来看，相当于每年减排二氧化碳 0.415 万吨，节约标准煤每年 0.168 万吨。

“这样一个项目，我们希望能够成为示范案例来做，计划在全国推广开来，从而提高国内的分布式发电量。目前浙江省内这样的项目储备量在 300 万平方米左右，未来一年内估计可建设 200 兆瓦的光伏电站。”董英杰说道。

国内的分布式电站是以 2009 年的“金太阳”计划为起点，历经 5 年的发展。在“金太阳”计划后，2013 年 7 月，国务院发布了《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》；2013 年 8 月，国家发改委出台通知对光伏电站实行分区域的标杆上网电价政策，电价补贴标准为 0.42 元/千瓦时；而近期，国家能源局又在积极征询企业意见，希望银行及政府出台支持政策。这也是因为今年一季度多个地区的分布式项目都只完成了 5% 左右，有的甚至还是零，只有广东一个省完成了计划量的 10% 以上，分布式项目的推进遇到了前所未有的阻碍。

分布式为何推不开？究其原因，主要是融资难、屋顶安装难等几大问题迟迟未能得到解决。

首先就是融资问题。国泰君安分析师刘骁就在其报告中表示，（80% 来自于银行贷款的）分布式项目发电量是波动的，企业用电可多可少。在发电量不确定的情况下，银行不愿意提供贷款。国电南瑞一位内部管理层说，如果污水厂的示范项目可提供一个较长时间（如 6 个月）的发电量证明，再加上多数污水厂又是地方国有企业，业务持续性有保障，银行自然愿意掏钱垫付。

其次，污水处理厂没有了屋顶安装难的问题。记者看到的一幅沙盘图显示，除了少量光伏组件被置于污水处理厂的办公楼屋顶外，不少组件会被安放在沉淀池、生化池和接触池等污水池上。在加固和防腐材料上，这类组件要比其他普通组件及配件的要求高一点，但“挑屋顶”的问题几乎不存在。

前力诺太阳的一位管理层告诉记者，屋顶有彩钢和混凝土结构，“混凝土结构是首选，而彩钢瓦如果具备一定的承重和朝向、坡度的话，也是不错的选择。但一些屋顶并不符合这些要求。”

回报超普通煤电价

这样一个分布式电站的收益情况如何呢？目前看来它要比普通煤电价更合算一些。据一位参与此项目的人士透露，该项目约投资 3500 万元，回报期 6 年半左右，回报率接近 17%。更重要的一点在于，污水处理厂的自发自用比例较固定，这样对于计算投资回报率会带来帮助。

董英杰分析该项目的收益来自于两方面：自发自用加上余电上网。污水厂是 24 小时作业，基本不存在余电上网这个收益。而自发自用方面，投资方向用户（污水厂）收取的平均电费约为 0.75 元/千瓦时。投资方依靠向业主收取的电费加上补贴（国家、地方补贴总计 0.52 元），除去运维成本每度电有近 1.2 元的收入，将实现该项目的预期回报。

由于污水处理厂本身类似于公用事业，使得其自发自用的比例确定，且其长期经营也有保障，因此预期的投资回报率收益也方便计算，无论是银行还是其他投资方，都会较满意。

“分布式发电，通常会有两类合作方式：我们作为投资方，租用业主的屋顶并给他租金来发电，发出的电及收益都由投资方来支配；另一种方式是，我们作为项目投资方，为业主建分布式电站。假如说供电局原先卖电给这个业主的价格是 1 元/千瓦时，我们则给他原先电价上打九折即 0.9 元。”前述国电南瑞的那位管理层说道。

尽管国内对分布式的政策支持已经不少，加上近期还会将荒山荒地、鱼棚等也纳入分布式项目并给出优惠政策，但分布式的兴起仍然要取决于该类项目的实施条件及稳定性。污水厂及其他公用单位（如自来水厂、医院以及学校）的分布式项目推广，可能就要比普通的工厂推广速度更快一点，它们的电费收入及运营时间也都让人更加安心。

第一财经日报 2014-07-16

晶澳太阳能高效电池正式量产

科技部网站消息，近日，河北晶澳太阳能公司博秀高效电池正式量产，量产电池平均转换效率达到 20.4%，在业内率先实现 P 型电池量产转换效率超过 20%。

博秀 60 片电池装组件量产主流功率达到 285W，预计年底主流功率将达到 290W。从该新产品发布到量产，仅用时 3 个月。

高转换效率、高可靠性是光伏行业发展的大势所趋。晶澳太阳能公司抓住时机，快速实现了新产品的量产，并将继续扩张博秀电池产能。目前，晶澳已拥有 1 条博秀电池生产线，今年 10 月份将扩充到 4 条生产线，规划 2015 年扩充为 8 条生产线。今年年底产能将达到 170MW，明年达到 350MW。

高转换效率可以带来更低的电站系统每瓦建设成本，包括 BOS 材料、运输、安装及场地等成本。博秀电池运用背钝化及局部铝背场技术，组件拥有更优异的弱光发电性能，在电站系统端拥有更高的性价比，可以实现更低的每度电发电成本。

证券时报网 2014-07-16

太阳能光伏空调是噱头 or 技术储备

前不久，地产业翘楚万达集团董事长王健林与空调业霸主格力电器董事长董明珠联袂出演格力的全新广告，主推去年底在珠海问世的格力中央空调新品——光伏直驱变频离心机。广告中前者面露疑色，笑问后者：“听说中央空调不用电费？”“是的，用太阳能。”董明珠简洁回应。王健林随即欣喜地表示“那我每年可以节约电费 10 亿（元）”。

一时之间，不用电的太阳能光伏空调引发业内强烈反应，节省高达 10 亿元电费更是吸引了广大受众的眼球。据此判断，太阳能光伏空调有望迎来爆发式增长。然而，业内专家却提醒指出：太阳能光伏空调前景虽美好，但商业规模化推广仍有很长的一段路要走。

据业内专家介绍，太阳能利用主要有两种方式，一种是将太阳能直接转换为电能，利用光伏转换器件发电，俗称光电转换；另一种是利用太阳的热能，俗称光热转换。当下，传统空调企业推出的太阳能空调多是采用前种技术路径，首先实现光电转换，再用电力驱动常规压缩机制冷，即光伏电+压缩机的模式，被称为太阳能光伏空调。

“传统空调行业已经进入缝隙生存阶段（利润趋低、竞争白炽化等），因此在国家大力发展新能源的背景下，推出太阳能光伏空调作为新产品线的补充不失为一计良策。但其很难成为主流产品，毕竟太阳能是间歇性能源，无法与稳定的常规能源匹及。”中国家电商业协会营销委员会副理事长洪仕斌向记者如是分析。

他进一步分析指出，“两大千亿级企业相互站台无非有两个目的，一是市场角度来说，有供需关系，双方可以实现共赢，万达以商业地产为主需要大量节能空调，而格力正好可以提供更省电的太阳能（光伏）空调；二是资本角度，太阳能（光伏）空调是一项新的技术，是企业讲故事的好素材，进而可以促进上市企业的股市走向。”其实，格力早在 2010 年就涉足太阳能空调，当年 12 月 8 日格力推出了首台自主研发的太阳能变频空调，首批 5 万台的订单全部销往美国市场。而作为传统空调行业的另一领跑者美的也不甘示弱，仅在两天之后美的两款 1HP（匹）、1.5HP（匹）的太阳能变频空调宣告面市，并称将于当年年底在国内批量上市。此外，海尔、LG 等空调厂家也纷纷加入太阳能空调的阵列当中。

上海交通大学机械与动力工程学院王如竹教授在接受记者采访时说：“太阳能空调主要有光伏和光热两种技术路径，前者以格力大型光伏离心机为代表，未来可能在大型商业项目领域实现规模化应用，但太阳能光伏空调在民用领域较难有突破，因为其初始投入成本要远高于传统空调，太阳能光伏板的安装受限等。”然而，对于太阳能光伏空调未来的发展业内也有不同的声音。一位不愿具名的空调企业的技术人员直言：“家电龙头企业争先恐后地推出家用太阳能空调，只是希望在这一领域不落后于人。事实上，这些产品的开发在技术上没有多少实际意义，基本上就是现有太阳能光伏发电技术与家用空调技术的简单组合，太阳能空调俨然成为宣传的噱头。”上述技术人员还

称，所谓节省一年 10 亿元电费更多的是像曾经“一晚一度电”空调一样是实验室理论值，因为现在国内鲜有实际应用的成功案例。

来自珠海格力电器股份有限公司工程师杨兴华在公开场合介绍了其应用于珠海格力电器总部的项目，试图化解业内人士的担忧。该工程项目的建筑主体是一个建筑面积 18000 平方米的办公楼，光伏板主要是给空调设备供电。根据建筑总冷负荷，配置功率 419KW（按照机组满负荷配的），选定了 250W 的多晶硅的电池组件 1562 块，功率为 390.65KW，供电光伏离心机，光伏板铺设屋面面积 4000 平方米。与常规离心式空调系统相比，光伏直驱变频离心机系统要增加投资 375 万元，年发电量是 42.1 万 KWh，综合的经济效益包括国家补贴，也包括多余的电供应给电力公司，一年效益在 69.2 万元左右，投资回报时间是 5.4 年。

但眼尖的业内观察家又提出，数量惊人的太阳能电池板放在哪里？同时，为了完善自给能力，太阳能中央空调还需要配给充足的蓄能电池储备电量，目前大容量蓄能电池不仅价格昂贵，同时仍无法避免使用寿命及日常维护的问题，每次电池更换与维护都将成为业主的经济负担。

业内专家认为，太阳能光伏空调在自持的大型商业建筑中应用前景更广泛，但目前还仅是起步阶段，甚至只能说是示范阶段，未来要实现规模化推广和应用还任重道远。

太阳能光热空调处示范阶段

“前几天我刚去新疆签了 7 万平方米片区的太阳能采暖项目，届时将会应用太阳能光热空调系统。最初我们仅给这个项目做了太阳能热水系统，但它们应用的地源热泵供热制冷出现很多问题，所以就找我们来做太阳能空调系统，这是对我们太阳能光热空调技术的肯定。”7 月 9 日，北京恩派太阳能科技有限公司（以下简称“恩派”）总经理薛宁在接受记者采访时讲述了他近日出差的经历。

作为一家传统太阳能光热企业，恩派一直以太阳能热水器为主营业务。但是，近年来太阳能光热行业面临严重的产能过剩，市场又急剧萎缩，恩派从 2012 年 9 月开始谋求转型，将市场触角伸到太阳能光热空调领域，2013 年时推出了“低温热源太阳能吸收式空调采暖系统实用技术”。

其实，与恩派一样致力于太阳能光热空调的光热企业还有山东奇威特人工环境有限公司（以下简称“奇威特”）、大连希奥特阳光能源科技有限公司（以下简称“希奥特”）等，但纵观国内太阳能光热空调市场，其占比微乎其微。

“太阳能热利用技术已经不仅仅局限于热水领域，制冷空调行业也越来越多地应用起太阳能，然而目前太阳能光热空调应用还停留在示范阶段，未来应该具有很好的发展前景。”国际金属太阳能产业联盟副秘书长陈讲运告诉记者。

示范阶段

据了解，全球范围内对于太阳能空调的研发主要集中在三个方面：一是太阳能光热技术，将热水作为空调制冷制热的冷媒介质；二是太阳能光伏蓄电技术，将太阳能光伏发电存储在蓄电池中；三是太阳能光伏发电与市电无缝对接技术，以太阳能与市电共同驱动空调的运转。

当下，大多数太阳能光热企业推出的太阳能光热空调（选择的是上述第一种技术路径），利用太阳的热能驱动大型制冷机，即动力用热源+制冷机的模式。“由于太阳能集热器技术非常成熟，所以太阳能光热空调实现也不是很难，但是成本较高。如今，太阳能光热空调的实际应多为大型项目。”国家新能源工程技术研究中心总工程师朱敦智表示。

其实，我国太阳能光热行业研究太阳能光热空调的历史也有一段时间了。最早研究太阳能光热空调的企业是北京市太阳能研究所（桑普），其最早承接了科技部“九五”攻关项目，开始太阳能空调的研究及示范，至今在国内外一共做了 10 多个太阳能光热空调项目。但由于太阳能光热空调成本过高等原因，导致桑普的太阳能空调商业性项目实施较少。

此外，皇明也早在 2000 年左右对太阳能光热空调系统进行过研究，到目前为止共实施了 4 个项目，除 1 个为跟万科[简介 最新动态]合作的商业性项目外（为其设计太阳能集热系统），其余 3 个均为皇明自己的办公大楼示范性项目。

同为太阳能光热重镇之地山东的光热企业——力诺瑞特也不甘示弱，最早在“零碳馆”中设计

了一套太阳能光热空调系统，之后跟海南大学、上海交通大学、上海建科院合作了几个示范性太阳能空调项目，并与上海交通大学成立了太阳能空调课题研究部门，产学研结合，对太阳能光热空调进行相关研究。但由于这类空调系统造价高，力诺瑞特没有实现在市场上大量推广，仅停留在太阳能光热空调示范研究阶段。

事实上，太阳能光热老牌企业清华阳光、天普等，也在有条件的情况下实施了一些太阳能空调示范工程。

对此，陈讲运深有感触，太阳能光热空调是口号喊得响亮，研究了这么多年还只是做了些示范项目，是因为其实际应用过程中遭遇了诸多阻碍，首当其冲的是造价高，其次受集热面积安装限制，再者支持政策缺乏等。

推广受阻

“现在太阳能（光热）空调的象征意义大于实际意义。”太阳能光热行业资深人士庞国军在接受记者采访时直言不讳，“但太阳能光热空调必须有人去做，整个太阳能光热行业遭遇发展瓶颈，对新产品新技术的探索至关重要”。

曾接触过太阳能光热空调研究的中国太阳能热利用专家委员会专家马昌告诉记者，其实太阳能光热空调很早就有研究，但至今难以实现商业化，最大的挑战就是成本投入较普通空调要高出很多，用一句通俗的话来说太阳能空调就是节能不省钱。

他介绍，国外太阳能光热空调发展情况也不乐观，绝大多数是有政府补贴的示范项目，与国内情况大体相同。太阳能光热空调初始投资过高的问题不解决，广泛应用就难以实现。

庞国军讲述了中国家电行业压缩机巨头万宝集团旗下浙江万宝新能源科技有限公司也曾研究过家用太阳能光热空调，但未果。当时，一台 1.5 匹的太阳能空调成本上万元，而同功率的普通家用变频空调才 3000 元~4000 元。

薛宁给记者算了一笔关于太阳能中央空调的经济账，一台 5 冷吨的太阳能光热空调，大概 17.5 千瓦，可供应 200 平方米的建筑，核算下来每平方米要 800 元，而同样功率的电空调大金 VRV，每平方米大概只要 400 元，太阳能光热空调比传统电空调要贵一倍以上。

在上海交通大学机械与动力工程学院王如竹教授看来，家用太阳能光热空调不具备大规模推广应用的条件，因为越小的系统，太阳能越没优势。但是，太阳能光热空调的应用在用水量比较大的酒店、宾馆等大型项目中有竞争优势，因为它不仅可以实现供热制冷，还能免费提供热水。

朱敦志总结分析指出，从目前来看太阳能光热空调应用的性价比并不高。首先，前期投资比较高，不仅需要配备太阳能光热系统，还需要有配套的电器设备；其次，太阳能光热空调的制冷效率不及电空调；第三，太阳能供应不稳定，使用受制于天气条件，阴天、雨天及夜晚的使用存在问题。

其实，太阳能光热空调除遇到高成本这一拦路虎外，其在实际应用推广仍然存在不少困难，如市场认知度低。“广大民众的消费意识很难短期内撼动，加之没有比较好的典型示范项目，太阳能光热企业难以说服甲方采用太阳能光热空调”。

薛宁坦言，现在是太阳能光热空调从示范阶段转向商业化阶段的节点，如果找到一个好的商业化推广模式，太阳能光热空调未尝不能实现规模化应用，如 EPC（工程总承包）、EMC（合同能源管理）等商业模式，“恩派就在这么做呢”。

太阳能空调：噱头 or 技术储备

“我认为，太阳能光伏空调这个概念根本就不成立，它只是太阳能光伏板加电空调而已，即通过外接的太阳能光伏电池板发电，发电后驱动电空调工作；而太阳能光热空调却不一样，它是通过太阳能转换成热，然后由热来驱动吸收式空调，这才是一个整体的太阳能空调系统。”7月7日，大连希奥特阳光能源科技有限公司董事长邓晓东在接受记者采访时表示。

据悉，近日传统空调巨头珠海格力电器股份有限公司（以下简称“格力”）在业内外高调宣传其不用电的中央空调（光伏直驱变频离心机）产品。紧随其后的是，美的集团、广州万宝集团、海尔集团等家电企业也纷纷涉足太阳能空调领域。另外，来自太阳能光热领域的“老兵”——山东奇威

特、北京恩派[最新消息 价格 户型 点评]，以及行业“新秀”大连希奥特等也不断推出各自企业的太阳能空调产品。

太阳能空调两大阵营清晰明了：一派是传统空调企业致力太阳能光伏空调；另一派是太阳能光热企业主推太阳能光热空调。“两大派系为抢占市场份额暗自较量，虽然太阳能空调还没有实现大规模的商业化推广，但在节能减排的大背景下，太阳能空调将成为未来的一种趋势。”国际金属太阳能产业联盟副秘书长陈讲运向分析说。

未来利润增长点

“太阳能空调吸引了传统空调企业和太阳能光热厂家的共同青睐，内生动力是它们都需求高利润的新产品。”中国家电商业协会营销委员会副理事长洪仕斌一语道破家电企业和太阳能光热企业扎堆开发太阳能空调的玄机。

我家电产业竞争已成白热化的状态，白电（洗衣机、空调、电冰箱等）在历经生死搏杀与洗牌之后，进入竞争格局稳定的薄利时代（空调利润仅有3到8个点），这也就难怪千亿级空调巨头格力和美的也要寻求新的利润增长点，抑或是技术战略储备。

与此同时，太阳能光热行业也难逃行业产能过剩以及利润微薄的命运，行业转型升级在即。以北京恩派为代表的太阳能光热企业率先进入太阳能空调领域，北京恩派太阳能科技有限公司总经理薛宁坦言：“我们有着丰富的太阳能集热器生产、应用和销售的经验，转向太阳能空调算是升级，但还没有真正离开这个行业，现在也是奋力一搏，因为太阳能光热空调可借鉴的经验太少。”太阳能光热行业资深人士庞国军在接受记者采访时指出，国内太阳能空调多是中央空调，应用领域在大型公建、综合办公大楼、学校、医院、招待所、商业建筑居多，所以工程项目动辄上百万元，少则也几十万元，加之又是新产品、新技术，利润肯定高于原来的电空调和太阳能热水器。

庞国军还表示，在国家大力推广新能源的政策下，他看好太阳能空调的未来发展，当然这个过程可能会比较缓慢。

孰优孰劣

业内专家介绍，当前的太阳能空调技术多种多样，但主要是吸收式制冷和光电转化电能驱动制冷。其中，比较成熟的技术是前者，溴化锂——水水质吸收制冷，即太阳能光热企业主推的太阳能光热空调，如今已经在一些示范工程中有所应用，效果理想。而光电转化技术路径为广大传统空调企业所推崇，以格力光伏直驱变频离心机为代表。

太阳能空调在能源成本节约上的优势是显而易见的，理论上用太阳能驱动空调还可以一定程度上降低夏季电网负荷，解决电力增容问题。但在太阳能空调这一新兴领域，不管是空调企业还是太阳能光热企业，大家都是新手，其在市场竞争中难免暗自较量。

“太阳能光热空调的转换效率远远高出太阳能光伏电池板发电的转换效率。”邓晓东告诉记者。“2012年我们集供暖、制冷、热水供应于一体的太阳能综合应用节能办公大楼落户大连希奥特检测设备有限公司，其中就应用了太阳能光热空调技术。热转换效果可以高达70%以上，而太阳能光电转换效率只有15%~20%。”上海交通大学机械与动力工程学院教授王如竹驳斥了太阳能光热空调转换效率比太阳能光伏转换效率高的说法。太阳能光热空调是光转换为热，转换效率能到50%左右，很难做到70%~80%，而光电转换效率尽管只有15%~20%，但电是高品位能源价值远远高于热能，热转换效率以50%计算价值打个对折，其效率也就0.2~0.3。可见，光热转换效率并不比光电转换效率高出多少。

作为太阳能空调行业的后来者，薛宁心态豁达：“太阳能空调行业应该百花齐放，哪种技术更适合就上哪种系统。”不过他更看好太阳能光热空调，因为其不仅可以解决制冷、供热的问题，还能满足热水的需求。而太阳能光伏空调只能制冷，变频空调可以供热，但能效比（COP）不高，而且不能解决热水的供应问题。

薛宁补充说道：“太阳能空调也并非仅仅是一个噱头，事实上它还是能解决很多的问题，前提是产品是否过关，系统设计得是否合理。不过，消费者要正确认识太阳能，它不是万能的，一定要与

常规能源做辅助，太阳能贡献率是有多算多少，只有用了太阳能就算赚到了。”

中国房地产报 2014-07-17

牙买加建全球最大混合可再生能源项目

WindStream 科技公司在牙买加港口城市金斯顿某办公楼屋顶建成了据称是全球最大的风力-太阳能混合发电阵列系统。该系统运行后预计每年能产生 106000 千瓦时的电力。

该混合发电阵列能够通过风力发电产生 25 千瓦的电力输出，太阳能发电产生 55kw，能够在四年内帮助 牙买加节省大约 200 万美元，预计使用寿命为 25 年。

该风力-太阳能混合发电设施建立由 WINDSTREAM 科技公司安装在 Myers, Fletcher & Gordon 法律事务办公楼屋顶。该公司凭借其混合发电系统的高效能源效率和投资回报，以及能够方便地安装在屋顶充分利用空间的能力，顺利通过了招标成功地争取到了合同。

该阵列包含 50 个 WINDSTREAM 公司的 SolarMill 发电单元，每个独立单元包含一个或多个太阳能电板以及 3 个或以上的垂直风电涡轮机组。公司网站介绍到通过这样的组合能够使得该系统在全年全时段（不同的时间段和季节的风向和太阳能吸收度都不同）都能有效地捕捉能源产生电力。



cnBeta.COM 2014-07-21

国家能源局批准两项光伏行业标准

近日，国家能源局发布 2014 年第 4 号公告《国家能源局关于印发〈能源领域行业标准化管理办法（试行）〉及实施细则的通知》，在该通知中发布的能源行业标准中共有 164 项标准通过批准。

在公布的行业标准目录中包括两项光伏行业标准 NB/T32020-2014《便携式太阳能光伏电源》和 NB/T32021-2014《太阳能光伏滴灌系统》，通知中规定通过批准的标准将于 2014 年 11 月 1 日起正式实施。

TestPV 2014-07-21

太原强制推广太阳能光热建筑应用

20 日，市住建委介绍，我市将强制推广太阳能光热建筑应用，按照太阳能光热与建筑一体化的原则，从规划、设计、建造、验收等各个环节，使太阳能光热应用与建筑工程同步规划、同步设计、同步施工、同步验收。

市住建委介绍，去年，我市实施了“节能暖房”工程，完成既有居住建筑节能改造 180 万平方米，年节省标煤 2.48 万吨，减少二氧化硫、二氧化碳、粉尘颗粒等大气污染物排放 6.3 万吨，约 2.37 万户 7.59 万人受益。

凡是通过节能综合改造后的住宅楼，节能标准可提高 50% 到 65%。这意味着，房子更加暖和了，窗户隔音噪声小了，冬季采暖期室温比改造前可提高 3 摄氏度至 5 摄氏度。据测算，以一户家庭 80 平方米计算，每户居民家庭年可节省电、取暖等费用约 700 元。

今年起，凡全市新开工建设的 12 层及以下的居住建筑、高层居住建筑的逆 12 层和有生活热水需求的医院、学校、宾馆、洗浴场所等公共建筑，必须应用太阳能光热系统。

对既有建筑在不影响建筑质量和安全的前提下，鼓励安装太阳能热水系统。不符合太阳能建筑一体化要求的，不予办理施工许可。未按照要求施工的，不予通过建筑节能专项验收。建成住宅小区未按规定安装使用太阳能光热系统的，不予通过验收。

太原新闻网-太原晚报 2014-07-21

青岛首个“太阳能小村”建成 村民用电免费

昨天记者从即墨市普东中心社区了解到，我市首个“太阳能小村”正式建成。该村所有村民的生活用电都是太阳能发电而来的，村民家的太阳能发电设备安装和用电均免费，由政府补贴。“太阳能小村”的发电设备，除了供村民日常生活免费使用外，多出来的部分则卖给国家电网，收入归安装和维护企业所有。

小村用上免费环保电

即墨市普东中心社区梁家荒村是一个只有 71 户 300 余村民的小村子。虽然远离市区，但是村子中却不乏现代化的身影，道路一侧立着一排崭新的路灯，头顶着太阳能发电板，每家每户的房顶上也都整齐摆放着太阳能板，同样也是用来发电的。

记者了解到，现在 71 户村民家都安装了太阳能发电板，发电用于村民日常生活使用，关键是这些太阳能发电装置的安装和所发电的使用都是免费的。普通中心社区的工作人员告诉记者，梁家荒村是他们和一家公司合作的一个环保节能项目，由政府补贴，企业负责安装和维护，而村民则免费享受其成果。

一年能发电 10 万多度

“这项工程是在今年 6 月份开始动工的，前几天刚完工，现在梁家荒村的所有村民都用上了免费的环保电。”负责安装的公司相关负责人说，该项目现阶段共安装了 74 户，除了梁家荒村的 71 户，相邻村庄的北王庄也暂时安装了 3 户，年总发电量为 103660 度。该项目设计为直接并网在用户侧，余电可上网。每户安装 4 块 250W 多晶硅组件，每户每天平均发电 4 度，年发电量平均 1460 度。

“现在发电为即发即用，用户直接使用受益，即在太阳能电池组件白天发电时直接发电给已安

装的村民家免费使用，发电量可完全满足村民白天用电需求，每年每户可节省几百元的电费，剩余的发电将在并网后卖给国家电网。”该负责人说，本项目为企业投资，政府补贴，总投资 100 万元左右，村民免费使用，余电上网收益归企业。

家用电器电量使不完

“以前总舍不得用空调，除非特别热或者来个客人才开开，现在不同了，需要开的时候就打开，现在我家空调、冰箱、洗衣机同时打开都有用不完的电。我发现即便是阴天，太阳能板还能发电，只是发电量不如出太阳的时候。俺村安上这种太阳能发电板后，每家每户自己发电，即使供电公司限电俺也不用担心。”梁家荒村的村民梁先生说。

此外记者还发现，该村的一些村民还将太阳能发电装置引入种植大棚内，大棚的外壳是太阳能发电板，里面则种植农作物，相当于给大棚安装了一个自给自足的“大空调”。

青岛新闻网-青岛晚报 2014-07-24

华北第一座碲化镉薄膜分布式光伏电站并网发电

近日，在河北鹿泉市西任村，华北第一座碲化镉薄膜分布式光伏电站并网发电。该项目利用的是杭州龙焱能源生产的具有自主知识产权的碲化镉薄膜光伏组件。据业内人士介绍，由于碲化镉薄膜组件受环境温度影响小，弱光发电特性优异，特别适合于在雾霾污染严重的华北地区安装使用。这座装机 5kw、投资 5 万余元的光伏电站自试运行以来，即使在多云和雾霾污染非常严重的天气条件下，每天依然可以给用户带来 20 余度的家庭用电。

该项目由河北润明光电科技有限公司承建，该公司作为龙焱碲化镉光伏组件的河北省一级代理，一直致力于光伏新能源产业的普及与推广，以不懈的努力为改善和优化生存环境、拓展社会绿色投资渠道做出应有贡献-----让无限的阳光创造无限价值。本电站不仅外形美观，施工规范，而且抗灰尘、抗雾霾能力都优于传统组件，获得了当地电力部门的高度评价。

2013 年以来，国家密集出台了一系列支持分布式光伏电站建设政策，在组织上理顺关系明确责任、在经济上明确度电补贴标准、在申报审批上下放权力简化程序、在金融保险等社会职能上协调力量积极引入，为绿色能源在我国的普及发展奠定了良好基础。

中国国际招标网 2014-07-24

全球光伏协会雏形初具 或将于 9 月成立

“全球太阳能协会”雏形日渐成型。22 日，数个国家和地区机构将举行第三次会议，试图为这个仍处于襁褓中的“全球产业机构”添砖加瓦。

尽管太阳能光伏是一个真正意义上的全球性产业，但目前国际材料、设备及部件供应链与市场依然归属于本土事务——光伏市场何时及如何成型依然受制于当地法规、地理条件及电力市场。基于此，在行业协会中，国家及地区光伏机构依然占据主导地位。

然而，随着建立全球光伏协会的呼声渐旺，一切或将随之改变。上月，数个顶尖机构——包含国际光伏设备协会（IPVEA）、欧洲光伏行业协会（EPIA）及中东北非（MENA）地区的中东太阳能产业协会（MESIA）——与多家国家机构在慕尼黑举行会晤，共同探讨全球太阳能光伏协会（GSPVA）的成立。

来自德国、英国、西班牙、意大利、希腊、罗马尼亚、保加利亚、以色列、巴西及阿根廷的国家光伏产业机构纷纷出席了会议。虽然今年早期中国成立了自己的光伏协会，不过目前尚未参与到 GSPVA 的讨论中。随着亚洲光伏市场迅速腾飞，中国光伏协会与日本光伏发电协会（JPEA）的缺席很可能对全球协会的前景造成损伤。此外，虽然部分美国公司的个人参与了 GSPVA 的讨论，但美国太阳能行业协会（SEIA）并未出席。

据悉，会议整个过程讨论热烈。虽然遭到一部分人的反对与质疑，但成立 GSPVA 的建议还是获得诸多支持。来自 IPVEA 的 Bryan Ekus、MESIA 的 Luis Torres、意大利的 Gianni Chianetta 及以色列的 Eitan Parnass 被称为是成立全球光伏机构建议背后的重要推手。

22日，各方将就EPIA的SPVA文件举行电话会议。据EPIA文件显示，这个代表全球光伏产业的机构有望为国际太阳能产业带来显著裨益。

EPIA文件提议GSPVA应在以下使命声明中运行：

“全球太阳能光伏协会代表了太阳能产业的国际声音。它的使命即确保太阳能发电能够应对当前的能源挑战，为社会提供巨大的环境及经济效益。它旨在向政府间组织、政策制定者及国际机构传达太阳能发电的优势。”

文件提议，各方将于9月举办的EU PVSEC（欧洲太阳能光伏巡回展览会）中签署谅解备忘录，敲定GSPVA的建成。在10月Solar Power International展会上，正式向全行业发出通告。

光伏太阳能网 2014-07-24

中国光伏发展之惑

6月13日，习近平主持召开中央财经领导小组第六次会议，研究我国能源安全问题，指出“面临着能源需求压力巨大、能源供给制约较多、能源生产和消费对生态环境损害严重、能源技术水平总体落后等挑战”。显然，找到中国能源安全问题的根本解决之道，已经时不我待。

面对中国能源供给结构的不合理、能源安全问题的日益严峻、能耗污染与经济发展矛盾的日益复杂，作为光伏产业研究人员，我清楚地知道，如果光伏发电能够尽早实现完全市场化发展，即可根本逆转以上所有问题。可现实是残酷的：从规模看，中国能源报“中国能源500强”2012年分析显示，能源企业营业收入总额约为18.5万亿元，其中29家光伏企业营业收入总额约为0.18万亿元，占比为0.996%；从发电量看，2013年中国发电总量为53474亿千瓦时，而光伏发电量仅为87亿千瓦时，占比为0.16%。光伏能否、何时才能担当大任，常常引起笔者的困惑。

困惑的核心是，光伏发电何时能够大规模完全市场化运作，具体为在各项技术支持的基础上光伏发电价格何时具有完全市场化的竞争能力。业内常说部分欧洲光伏发电已经实现平价上网，美国光伏发电价格为13美分而燃煤为12美分，中国将在2020年实现平价上网，但这并没有包括根本解决光伏发电不稳定性问题的投资成本。黑夜没有阳光、白天云朵会遮挡阳光构成了光伏发电的不稳定性问题，这一问题一日不能通过其他手段予以解决，光伏发电一日无从谈论大规模完全市场化运作。解决这一问题，主要通过两大途径：提高储能竞争力以增强光伏分布式发电的竞争力；提高远距离、大比例输电竞争力以提高光伏地面电站发电的竞争力。实现这两点，目前还看不到时间表。

储能技术市场化的困惑，它包括储能技术革命性进步和中国的竞争力问题。对于前者，从现有资料获知，解决分布式光伏发电的储能问题，技术路线众多，尚未形成能够迅速提高、成本能够大幅下降的主流技术路线；对于后者，德国、美国在储能市场化竞争方面可能会走在中国前面。在德国，2013年5月启动对太阳能电池系统储存的补贴政策，到目前已经取得一定进展。据市场调研机构预测，德国对太阳能蓄电池销售数量将从2013年的6000个上升为2018年的10万个以上。在美国，马斯克正在为其“超级工厂”进行紧锣密鼓地选址，拟投资50亿美元，到2020年将实现35GWh的电池生产能力。

远距离输电技术市场化的困惑，它包括绝对输送能力和相对输送能力。对于前者，笔者不久前参加了一个涉及弃风问题的小型研讨会，已知受输送能力不及和不足影响，造成的弃风，2011年为100亿千瓦时，2012年为200亿千瓦时，2013年为140亿千瓦时。问及如何改变，答曰因输电能力短期内不可能提高而无解。风电如此，光伏发电又当如何。对于后者，理论上称受光伏发电不稳定性制约，最多可占电网送电总量的30%。6月9日中午，德国光伏发电量首次超过总发电量的50%已经让业内感到惊奇。光伏发电量小让人着急，发电量大也着急。

分布式光伏发展不力，光伏地面电站远距离输送不具条件，如此这般，中国光伏大规模市场化发展必然遭遇瓶颈。

市场中常说：用钱能解决的问题就不是问题。笔者要说：在光伏产业，能看到解决方案和解决问题的时间的问题也不是问题，看不到的就是困惑。

“金字塔”助太阳能电池提高效率

表面带有金字塔和锥形结构的太阳能电池可以提高发电效率。

虽然太阳能电池已经技术成熟、应用广泛，但其能源转化率一直存在瓶颈。例如，目前最成功、应用最广泛的硅基电池的能源转化率还不足 30%。

近日，美国斯坦福大学电力工程教授范汕洄研究组采用的新型“金字塔”型表面设计可以使太阳能电池自动降温，从而克服了太阳能电池持久、高效发电中的一大障碍。

据悉，目前太阳能电池效率较低的一大原因是由电池本身过热造成的。数据显示，每升高 1℃，太阳能电池的效率就会降低 0.5%；于此同时，温度每升高 10℃，太阳能电池的老化速率就会加倍。为此，科研界和工业界投入了巨资试图解决这个问题。

通常，太阳能电池能够轻易达到 55℃ 以上。这使得能源转化率和寿命都大大降低。而通过通风或冷却液等主动降温方式不仅成本较高，还可能会形成遮挡影响能量吸收。

范汕洄研究组采用的设计则避免了这些问题。据悉，研究人员在电池表面增加一层非常薄的石英玻璃，上面嵌入微型的金字塔和锥形结构。通过这种改造，太阳能电池可以将不需要的热量反射回去。该研究发表在美国光学学会（OSA）的公开获取杂志《光学》第一期上。

对太阳能电池来说，可见光转化为电能的效率最高，而红外光则主要携带热量。据范汕洄介绍，该设计采用的石英玻璃允许可见光通过，但是对特殊波长的光却有折射和反射的作用，从而实现了自动降温。

目前，研究人员已经在实验室中进行了相关测试，下一步，他们将在室外环境中进行测试。

中国科学报 2014-07-29

图开沙漠 30 兆瓦太阳能光伏发电工程并网发电

12 万块太阳能板覆盖了 1250 亩的霍城县图开沙漠，30 兆瓦太阳能光伏发电工程并网发电。经过 200 多天的生产运转，总发电量已达 2783.748 万度。



7 月 28 日下午，记者在图开沙漠看到，一眼望不到边的蓝色太阳能板正在吸取光能。依伊犁河谷丰富的日照条件，由江苏振发新能源公司投资兴建的光伏发电项目正在运行。这是伊犁河谷首个太阳能光伏发电项目，标志着伊犁河谷在新能源使用上开辟了一条新路，图开沙漠也成为伊犁河谷首

个光伏产业园。

目前，霍城县图开沙漠二期 50 兆瓦光伏电站项目也已开始施工，工人们正在平整场地。二期工程位于一期项目西侧，占地面积约 2200 亩，总投资约 5 亿元，装机容量为 50 兆瓦，设计安装 20 多万块多晶硅太阳能电池组件，预计今年年底并网发电。

江苏振发新能源公司电气工程师宋子龙告诉记者，图开沙漠 30 兆瓦太阳能光伏发电工程设计使用年限为 25 年，平均年上网电量约 4200 万千瓦时。与相同发电量的火电厂相比，每年可节约标准煤约 1.28 万吨，每年减少排放二氧化碳气体 3.41 万吨，每年减少排放大气污染气体 Sox 约 260 吨、Nox 约 88.2 吨，每年减少碳粉尘排放 1.14 万吨。

随着该光伏电站的并网发电，结束了伊犁电网仅有水电、火电发电机组的历史，开启了伊犁河谷新能源发电的新篇章，有助于改善区域能源结构和生态环境。

天山网 2014-08-01

京瓷在泰参建的太阳能发电站投入运行 成东南亚最大规模光伏项目

京瓷株式会社与泰国光伏公司 SPCG Public Company Limited（以下简称“SPCG”）在泰国建设的东南亚最大规模太阳能发电项目已于 2014 年 6 月开始正式运行。

据悉，这一发电项目于 2010 年开始动工，覆盖泰国东北部 35 个地方，装机容量总计达 257MW。35 个地方的年发电量总计达 345,000,000kWh，相当于泰国 287,500 户普通家庭一年的用电量（※按照 SPCG 计算的数据，泰国一户家庭一年的用电量约为 1,200kWh）。所发电力将出售给泰国的地方电力局（Provincial Electricity Authority of Thailand）。

SPCG 于 2009 年开始在泰国境内多个地方启动太阳能发电站的建设和运营项目。京瓷向 SPCG 的 35 处光伏项目提供了总计 110 万块太阳能电池组件，于今年 6 月完成所有安装，并正式运行。

商务部网站 2014-07-31

三大新能源公司上半年太阳能发电实现大幅增长

近日，三家发电集团旗下的新能源上市公司相继发布 2014 年上半年发电量公告。公告显示，华能新能源股份有限公司、大唐新能源股份有限公司、龙源电力集团股份有限公司 2014 年上半年太阳能发电量均实现大幅增长。另据统计，三家之中仅有龙源电力一家上半年风电发电量实现增长，较 2013 年同比增长 4.86%。

太阳能发电量增长均超 20%

2014 年上半年，华能新能源、大唐新能源、龙源电力三家新能源上市公司太阳能发电量分别为 2.290291 亿千瓦时、1.0901 亿千瓦时、3.92417 亿千瓦时，其中以大唐新能源同比增长最高达 34.96%。

截至 2014 年 6 月 30 日，华能新能源上半年完成总发电量 60.624737 亿千瓦时，较 2013 年同期增长 1.8%。其中，风电发电量为 58.334446 亿千瓦时，较 2013 年同期下降 2%，太阳能发电量为 2.290291 亿千瓦时，2013 年太阳能发电量尚无统计。

截至 6 月 30 日，大唐新能源上半年累计完成发电量 51.61114 亿千瓦时，较 2013 年同比减少 8.44%，其中，完成风电发电量 50.52104 亿千瓦时，较 2013 年同比减少 9.07%、其他可再生能源发电量 1.0901 亿千瓦时，较 2013 年同比增长 34.96%。

截至 6 月 30 日，龙源电力上半年累计完成发电量 167.3014 亿千瓦时，较 2013 年同比增长 0.27%，其中，风电增长 4.86%，火电减少 10.81%，其他可再生能源发电量增长 25.08%。

纷纷抢滩优势资源

据了解，早在 2013 年大唐新能源就开展一切向风场转移的工作重心，通过强化政策、技术、协调等手段，努力提升该公司的发电能力。大唐新能源 2013 年全年发电量实现 108.78 亿千瓦时，同比增长 27.35%；主营业务收入实现 56.30 亿元，同比增长 28.90%。仅 2013 年，大唐新能源新增风电核准容量 120 万千瓦，累计核准 10.3 吉瓦。该公司新增项目主要集中在云南、山西、江苏等不限电区域。

2014年3月19日,在大唐新能源召开的业绩发布会上,大唐新能源总经理胡永生指出,2014年要进一步加快优质项目投产进度。优化投资主要以山西、云南等地区的大项目、好项目,从而加速推进工程建设,确保年内投产发电。

加快优势资源开发步伐的不只大唐新能源一家,龙源电力自2013年也加快了抢占优势资源的步伐,风电开发布局持续优化。仅2013年龙源电力核准风电项目276万千瓦,核准容量创历史新高,占全国新增核准容量的10%;湖北、江西、上海三个核准空白点取得“零”的突破,核准西藏世界海拔最高风电项目并实现首期投产发电;并与国电集团其他分子公司合作开发风电项目5个、25万千瓦,项目位于收益较好、开发潜力大的山东省和贵州省;仅去年该公司取得海上项目核准25万千瓦、路条94.9万千瓦,其中福建莆田南日40万千瓦海上风电项目属于目前国内获得路条的最大整装海上风电场。至此意味着该公司全面进入海上风电规模化发展阶段。2014年,龙源电力更是紧抓国家风电项目核准权下放以及国家第四批风电核准计划颁布的关键契机,掀起提速发展的新高潮。

华能新能源二季度发电量全面增长

大唐新能源一季度完成发电量25.43145亿千瓦时,较2013年同比减少11.34%,其中完成风电发电量24.91451亿千瓦时,较2013年同比减少12.03%、其他可再生能源发电量5169.4万千瓦时,较2013年同比增长43.05%。第二季度大唐新能源继续持续稳健发展。大唐新能源第二季度完成发电量26.17969亿千瓦时,较2013年同比减少5.45%,其中,完成风电发电量25.60653亿千瓦时,较2013年同比减少6%、其他可再生能源发电量5731.6万千瓦时,较2013年同比增加28.41%。

记者根据相关数据测算得知,华能新能源今年第二季度完成发电量32.468827亿千瓦时,较2013年同比增长8.25%,其中完成风电发电量30.820497亿千瓦时,较2013年同比增长2.76%、太阳能发电量1.64833亿千瓦时,2013年太阳能发电量尚无统计。

据了解,今年第一季度龙源电力累计完成发电量84.15252亿千瓦时,较2013年同比增长3.26%,其中风电增长8.78%,火电减少10.72%,其他可再生能源发电量增长63.62%。一季度,该公司2014年取得营业收入43.77亿元,其中风电部分收入27.90亿元,同比增长16.8%。

记者根据相关数据测算得知,龙源电力今年第二季度完成发电量83.14887亿千瓦时,较2013年同比减少2.3%,其中完成风电发电量57.40371亿千瓦时,较2013年同比增长1.5%,其他可再生能源发电量2.05751亿千瓦时,较2013年同比增长3.0%。

PV News 2014-08-01

“十二五”863项目我国首座1MW槽式太阳能热发电站奠基仪式圆满举行

2014年7月27日上午,风和日丽,我国首座1MW槽式太阳能热发电站奠基仪式在北京市延庆县中国科学院电工研究所八达岭太阳能热发电实验电站内举行。

参加奠基培土的有科技部高新司副巡视员、中国可再生能源学会副理事长兼秘书长李宝山,科技部高新司能源处处长郑方能,科技部高新司高技术研究发展中心能源处处长陈硕翼,北京市发展与改革委员会能源处主管李彬,国家太阳能光热产业技术创新战略联盟副理事长邵继新,延庆县八达岭镇大浮坨村主任康海涛等领导和嘉宾;项目单位中科院电工所副所长李耀华,中科院太阳能利用及光伏系统重点实验室主任王志峰,电工所太阳能热利用技术研究部副主任张亚彬,皇明太阳能股份有限公司总工于家武,中广核太阳能有限公司总经理助理邱河梅,中海阳能源集团股份有限公司执行总裁赵鹤翔等。

上午10点10分,奠基仪式在项目首席专家和课题负责人徐二树研究员的主持下,伴随着第一声鞭炮声的响起拉开了帷幕。

继“十一五”1MW塔式太阳能热发电站成功建成之后,“十二五”1MW槽式系统的启动更是推动了我国太阳能光热研究和商业化应用的进一步全面发展。电站太阳岛建设单位中国科学院电工研究所、皇明太阳能股份有限公司、中广核太阳开发有限公司、中海阳能源集团股份有限公司,甘肃省建材科研设计院等单位50余人参加了当天的仪式。

奠基仪式后，领导与各单位代表参观了电工所的太阳能热发电测试设备大厅，观看了光学，热学，风洞等测试仪器工作演示。听取了电工所在先进太阳能热发电新技术方面的研究情况，观看第二代太阳能热发电技术熔融盐吸热器，第三代技术高温陶瓷/空气吸热器，第四代技术高温粒子吸热器的三套样机。最后在塔式电站主控室和汽轮机房观看了延庆塔式电站从定日镜投入、吸热器启动加热产汽、汽轮机冲转及发电等太阳能热发电全过程。

PV News 2014-08-01

海洋能、水能

潮汐发电仍在“退潮”期 商业化应用难跨成本关

每日汹涌而来、奔腾而去的海潮所贡献的可不只是鱼虾海货或浩荡景观而已。波涛汹涌的海洋本身，就是一个巨大的能源库。在地球离心力和月亮引力的联合作用下，海平面每天两次变化孕育着巨大的潮汐能。

香港《南华早报》网站7月21日称，一个中荷财团正耗费数千万美元对一个利用潮汐能生产清洁能源的项目开展可行性研究。该技术的发明者之一罗布·斯泰恩态度乐观，其表示，经过30个月的研究，合作伙伴对该技术已有信心。斯泰恩认为，与中国北方渤海入口的项目相比，南方的从广东汕头到福建厦门的项目可行性更高。

斯泰恩说：“最大的挑战是，为了使该项目在经济上可行，该项目必须大规模地建设。从投资规模以及对社会和投资者的风险而言，该项目要求相当高，所以政府的支持很关键。”

包括八家荷兰企业及大学和中国内地的企业及学术机构参与了该研究项目。对于渴望减少对外国能源的依赖，正大力推进清洁能源以降低污染的中国而言，该项目的价值不言而喻。

斯泰恩称，这个南方项目的年发电能力为5000兆瓦（1兆瓦=100万瓦=1000千瓦），预计建设成本为150亿美元，预计发电的成本为每千瓦时10至15美分。这意味着，该项目的生产成本可能与海上风力发电厂补贴后的电价—每千瓦时12至13.7美分差不多。

分析人士称，这意味着潮汐能项目需要的国家补贴与海上风力发电项目相近，而海上风力发电已是最贵的项目之一。

但技术层面的突破并不意味着可观而明晰的项目前景，这一价格高昂的项目还需等待环境影响评估。即使通过了经济及环保评估，潮汐能与生俱来的巨大风险决定了，该项目的可行性只能留待完全建成后才有望论证。

从发电原理上而言，被誉为“水下风车”的潮汐能本身其实并不神秘，无非是利用潮汐形成的落差来推动水轮机，再由水轮机带动电动机发电，与水力发电类似。区别在于河流利用的是空间落差，而潮汐流则是相对于海岸线的涨落。但就是这一并不神秘的资源，却始终迈不过成本门槛。由于具有波动性和间歇性，输出功率变化大，潮汐发电机组利用效率不高，间接抬高了发电成本。此外，机组、设备折旧等资金投入也不可小觑。

公开资料显示，中国潮汐能资源蕴藏量约为1.1亿千瓦，可开发总装机容量为2179万千瓦，年发电量可达624亿千瓦时，容量在500千瓦以上的站点共191处，可开发总装机容量为2158万千瓦，主要集中在福建、浙江、江苏等省的沿海地区。

上世纪70年代末，中国曾兴起一波潮汐电站建设热潮，包括江夏、幸福洋、白沙口、海山等潮汐电站，总装机约近6000千瓦。但现在真正发电运行的仅剩海山与江夏2座潮汐电站。

那么这两个幸存者的生存状态如何呢？以海山潮汐电站为例，这座建成于1975年的潮汐电站目前已并入华东电网，上网电价0.46元/千瓦时，而发电成本却要1.8元/千瓦时，价格严重倒挂。以现在每年40万千瓦的发电量计算，年亏损额在50万元左右，已处于半运营状态。至于50万元的缺口，则靠发展养殖业、出租部分库区等途径来相抵，勉强实现微薄盈利。

温岭江夏潮汐试验电站走的是另一条路子：这座中国最大、世界位列第四的潮汐能发电站靠电价补贴实现了 2.58 元/千瓦时的上网电价。但相比于光伏、风电等是可再生资源的“兄弟姐妹”，竞争力显而易见。

根据《可再生能源发展“十二五”规划》，“十二五”期间，中国将“发挥潮汐能技术和产业较为成熟的优势，在具备条件地区，建设 1-2 个万千瓦级潮汐能电站和若干潮流能并网示范电站，形成与海洋及沿岸生态保护和综合利用相协调的利用体系。到 2015 年，建成总容量 5 万千瓦的各类海洋能电站，为更大规模的发展奠定基础”。

在前述中荷的合作研发中，斯泰恩也在强调政府支持对项目开展的重要性。斯泰恩预计，该项目发电的成本为每千瓦时 10 至 15 美分（约合 0.62-0.93 元人民币）。这意味着，其生产成本可能与 2017 年以前（不含 2017 年）海上风力发电临时上网电价——近海项目每千瓦时 0.85 元（含税，下同），潮间带项目每千瓦时 0.75 元差不多。但根据国内排名第一序列的风电企业测算，海上风力发电的盈利空间，依然存在不小的风险。

即使放眼世界范围，潮汐能开发的高成本问题依然是必须面临的难题，已投入商业运营的电站项目都是靠政府补贴维持。浙江省发改委能源局电力与新能源处处长金敬撑曾表示，潮汐电站大规模上项目，目前比较困难。现在世界各国潮汐发电成本差不多都在每千瓦时 2 元左右。潮汐发电要开启大规模商业应用，还需克服重重难关。

东方早报 2014-07-24

风能

“弃风”问题何解？

2013 年，按照国家能源局的统计，弃风问题得到了一定程度的缓解，平均弃风电量 11%，比 2012 年降低 6 个百分点。吉林（22%）、甘肃（21%）、内蒙古（蒙东 20%，蒙西 12%）、河北（17%）的弃风率仍显得过高。到 2013 年年底，中国风电并网装机达到 7700 万千瓦，已经超过美国（约 6100 万千瓦），位居世界第一位。但是由于严重的发电限制，从发电量来看，仍旧比美国低 15% 左右。

风电实际运行小时数相比设计值大打折扣，影响风电业主的投资回收计划。2012 年以后，清洁发展机制（CDM）项目的核证减排量（CERs）价格大幅下跌，风电项目减少了约 0.1 元/千瓦时的减排量出售收益。而 10%-20% 的弃风，其对电厂收益的影响也大致如此。二者相加，风电场的年收益要下降 30%，其平均利润较高峰时期要减少 2/3 以上。过去几年，风电设备制造行业技术进步、成本下降的效应完全被抵销了。

从公共政策的角度，这也影响到标杆电价（FIT）水平的下调。解决风电弃风问题，关系到短期风电行业与产业经营、中期电力系统多元化转型（风电避免锁定在“高成本、低份额”的均衡状态，进入“低成本、高份额”的新的均衡），以及长期的节能减排目标的实现与绿色低碳发展。

传统电网的功能是实现可控的电力供应与变化的需求间的平衡。现在，随着风电、太阳能发电越来越多，不可控的电力供应比例将越来越大。从技术上来讲，减少弃风有以下 5 个方面需求与供应侧的措施：

改进天气预测的精度，用于风电出力预计

这种改进，面对大气系统固有的不连续与不确定性，其效果也基本是“成事在天”的，总会存在着或大或小的误差。这一改进的潜力是极其有限的。

需求侧响应

在我国电力市场基本还没有建立的情况下，这一途径短中期内还只能“束之高阁”。

灵活电源

特别是起停迅速的天然气，以及一些配合的煤电机组。但是无疑，频繁的起停将增大设备运行

的难度，增加设备维护的成本，减少这些机组的利用率。这一增量成本如何补偿必须解决。

扩大联网范围

需要巨大的投资，由于建设的长周期也需要假以时日。

建立储能系统

抽水蓄能、风电供热等形式较为可行。其他的技术都属于远景技术，其商业化的难度甚至要大于风电的并网本身。

技术上的可行性并不是实际中需要采用的充分理由，需要经济性的考量与比较。这也是在特定情况下，少量弃风是有效率的选择的原因。而现实中的物理的、经济的、政策与体制的约束众多，也会限制技术充分发挥作用。本文结合不同的时间尺度（短期、中期与长期）与空间尺度（具体项目、产业规划与宏观政策、体制安排），讨论弃风的解决思路。

第一、短期项目层面弃风问题的解决——改变调度优先次序

西部风能物理资源丰富地区大规模的风电装机已是既成事实。短期内，电力系统的调峰备用机组不可能迅速增加，而风电的其他利用方式，比如供热也因为技术实践不足等原因，无法迅速的展开。电力需求不旺，新的电源发展与扩大联网外送也面临成本较高的问题。短期内弃风问题的大幅改观（比如降到3%以内，这接近北美与欧洲情况）似乎无解。

然而事实并非如此。分析几个“弃风”的重灾区，可以发现，其传统的煤电机组的利用小时数仍旧高达3500-4000小时，甚至更高，现存电力系统接纳风电的技术潜力（比如调峰深度达到20%以内，利用小时数在1500-2000小时）还远未实现。

这一现象在电力市场环境下是不可想象的。因为风电可以以边际成本低的优势，以零报价上网，在压低市场价格的同时，获得市场份额，优先满足或低或高的电力需求。德国可再生能源大发展的背景下，其传统机组利用率下降严重。2013年夏季，天然气机组出力就因为燃料成本高昂（边际成本高），其利用率下降了20%，而同期电价也下降了13%，这一传统机组不赚钱的情况已经使得系统维持足够的备用容量都困难。因此探讨建立容量市场（Capacity market）变得必要（尽管理论上，因为机组可以通过足够高的尖峰负荷时段的“稀缺租金”回收固定资本投资，容量市场并没有因为可再生能源发电而存在的必要）。

而我国目前显然处在另外一个极端上——系统存在过度冗余。原因之一，在于我国调度体系中仍然维持的所有机组“平均上网小时数”的政策，并且省级政府具有巨大的自由量裁权。必须指出的是，风电对传统电源的挤压，这是其技术特点与电力市场设计所决定的。同时，成本低（指的是可变成本，固定部分已经沉没，不体现在决策之中）的排序优先（merit-order）是有效率的市场建设的要求。

2013年弃风的改善，在笔者看来，大部分来自于优化调度、减少线路的阻塞，以及新增的需求。这一优化的潜力在未来仍将是存在的，随着互联的电网基础设施的改进可能会持续改善。但是相比而言，更大的结构性调整在于改变调度的排序规则，模拟市场竞价行为。这需要调峰补偿机制的更良好运行，以及对这一改变的分布式影响（distributional impacts）问题的解决。

比如如果改变调度规则，火电机组的市场份额将受到进一步压缩，甚至有些省份在某些时段会成为一个纯可再生能源电力供应系统，火电完全“沦为”备用。应该讲，这是全局有效率的选择，是基于本地资源禀赋、技术特点以及社会经济形态下的“最优”（socially-optimal）的电源结构的反映，无疑是一个需要努力的方向。

这是机制安排问题，不是风电与传统电源间的所谓利益“分饼”游戏。但是，必须承认，这一政策改变对于火电行业的分布式影响将是非常巨大的，其政治上的可行性存疑。在“最优”无法实现的情况下，业已出现的风电与火电之间的“发电权”交易，相比目前的格局，是一种双方都可以接受的次优选择。

而对于新项目，详细的并网安排对于项目的可行性论证是必不可少的。事实上，一个典型的风电可研报告，其中重要不可或缺的章节就是电网接入方案。项目的电网接入设计，本来就是项目边

界内的一部分，二者是“项目与电网统一规划”的。这一问题在已有装机未能及时并网的问题暴露之后，已经得到了极大的改善。未来风电项目的及时并网，应该不会是大的问题，关键在于接入电网之后的利用率是否可以达到可研预期。

第二、中期产业规划规避弃风问题——明确目标、条件与方法论

风电的产业规划超越了项目层面，是对风电整体发展的政策，甚至装机的规模、时序、布局的确定与控制。在笔者看来，要避免潜在大规模弃风问题的出现，风电与电网的规划的关键是要区分清楚哪个是目标，哪个是条件（target and means），有哪些物理、环境、经济约束是起作用的，而哪些是需要改变的。风电的发展如果是目标，那么其他的基础条件，包括电网基础设施在内，都是需要提升以满足风电发展的途径。而风电的目标确定，往往基于的是更广的能源、经济与环境系统的发展要求，比如节能减排目标、新兴产业发展等等。

条件提升的过程中可能会遇到可行性的障碍，比如短期内的投资缺口、工期问题等，但是这不不存在不能改善的绝对性“边界”。因此，设定政治性目标，包括风电份额与电网调峰能力的政治性目标，是有可操作性的方式。

过去，我国曾经出现过大量的 4.95 万千瓦的容量现象。究其原因，在于规避中央政府的审批。这一度被认为是“无序发展”的乱象。那么试问：如果没有这个“口子”，最初的可再生能源“十一五”规划得以严格执行，那中国 2010 年的风电装机规模也就 500-1000 万千瓦，风电机组能否取得如此大幅度的成本下降？不恰当的政府管制，恰恰是发展的“障碍”。1000 万千瓦风电可能不会有“弃风”问题，但是风电产业的发展要滞后太多，陷入“自我锁定”的困境当中。风电审批的下放，可以说是基于一个错误的理由（风电项目偏小，拿到中央审批有点繁琐），做了一件正确的事情。

“弃风”必然意味着系统的平衡或者对于风电的调度与风电出力之间出了问题。有学者据此提出通过“统一电网与风电规划”在中期规划尺度上规避新增风电的弃风问题。笔者对这一基本思路表示赞同，但是“统一规划”本身更像是对“弃风”问题的另一种表达（reframing the question），而不是问题的解决方案，它并不能回答“风电的发展规划与发展节奏”的问题。

过去，以独立的经营个体让渡自主决策权为基本特征的“统一规划”，在部分情况下是以更大的代价“消灭”了、而不是解决了问题。典型的例子就是西电东送送出地区（四川）曾经出现的本地用电紧张局面，属于电力资源错配（本地用电紧张说明本地电力价值升高，而外送电价甚至低于本地上网电价，还要付出输送成本）。“统一规划”在超越项目层面之外，需要表明其基本的方法论体系与合理性。在笔者看来，经过改进的综合资源规划（Updated-IRP）方法具有一定范围的可行性。但是目前这方面的具体讨论，在变化了的市场与产业环境背景下，是极其不充分的。

第三、长期的电力体制安排——电力市场不可或缺

中长期来看，解决风电的弃风问题，关键在于电力市场的建立。风电本身成本之外的系统接入成本与平衡成本，可以通过专门的辅助服务市场显示其构成与变动，建立激励相容的风电发展的系统支持体系。

在风电产业初期，通过 FIT 电价体系，风电发展的风险得到有效规避，消除了风险溢价，实现规划目标的成本较之直接电力市场竞争往往要低。但是，在产业具有了明显的规模，进入了“规模上升、价格迅速下降”的轨道之后，FIT 电价体系的“固定”就显得不合时宜了。风电直接参与市场竞争成为可能与必要，德国目前正处于这个转折阶段（EEG2.0）。这一阶段之后，风电发展的布局、发展节奏等关键的要素，将可以通过市场价格信号的引导得到一定程度的优化。从开发节奏来看，电力市场的存在可以更好地表征电力供需的松紧程度（现货价格），指示未来的电源建设的前景（期货价格）。在电力市场条件下，缺乏需求的情况（比如后半夜）下，将只可能有趋于零、甚至低于零的价格（这可以在风电份额大的德国、丹麦电力市场的某些时段看到），而风电外送到远端市场在大部分时间也很难与当地电源竞争（因为输电成本与传输损耗）。明确的价格信号将决定系统潮流的走向，指引新项目的布局与建设，决定不同电源的市场份额。

过去，人们习惯于从资源禀赋思考布局问题。但是必须明确的是，资源禀赋多还是少，成本是

高还是低，只是最终供电成本的一部分。比如，西部的风力资源比东部丰富的多，但是其缺乏足够的需求。考虑到远距离输送的损失，其供应一度电的成本，可能比东部的低风速风机要高出很多。用成本-效益分析指导风电发展，可能很多资源丰富地区因为其距离负荷中心太远，会丧失开发价值。这一点，对西部的煤炭、水电资源也是同样的道理，特别是面临开放国际市场竞争的煤炭。毕竟，最终的经济效率的提高，才是经济能源环境可持续发展的保证。这一“好”还是“不好”的判断理念要成为实践，市场化为基础的电力市场是不可或缺的。

现实问题的复杂性使得期望通过制定完善的蓝图，上帝般的安排一切，按图索骥，达到一个均衡的路径已经是不可能完成的任务。稳定明晰的体制机制的建立，在于创造一条通往秩序的规则。有规则，则有序。这也是风电的长期发展所需要的。

本文作者 张树伟 能源经济学博士，高级工程师，现任卓尔德（北京）环境研究与咨询中心首席能源经济师，此前多年供职于中国电力行业、IEA 等能源咨询与决策支撑机构

财新 2014-07-21

弃风限电的解决思路

本文结合不同的时间尺度（短期、中期与长期）与空间尺度（具体项目、产业规划与宏观政策、体制安排），讨论弃风的解决思路。

2013 年，按照国家能源局的统计，弃风问题得到了一定程度的缓解，平均弃风电量 11%，比 2012 年降低 6 个百分点。吉林（22%）、甘肃（21%）、内蒙古（蒙东 20%，蒙西 12%）、河北（17%）的弃风率仍显得过高。到 2013 年年底，中国风电并网装机达到 7700 万千瓦，已经超过美国（约 6100 万千瓦），位居世界第一位。但是由于严重的发电限制，从发电量来看，仍旧比美国低 15% 左右。

风电实际运行小时数相比设计值大打折扣，影响风电业主的投资回收计划。2012 年以后，清洁发展机制（CDM）项目的核证减排量（CERs）价格大幅下跌，风电项目减少了约 0.1 元/千瓦时的减排量出售收益。而 10%-20% 的弃风，其对电厂收益的影响也大致如此。二者相加，风电场的年收益要下降 30%，其平均利润较高峰时期要减少 2/3 以上。过去几年，风电设备制造行业技术进步、成本下降的效应完全被抵销了。

从公共政策的角度，这也影响到标杆电价（FIT）水平的下调。解决风电弃风问题，关系到短期风电行业与产业经营、中期电力系统多元化转型（风电避免锁定在“高成本、低份额”的均衡状态，进入“低成本、高份额”的新的均衡），以及长期的节能减排目标的实现与绿色低碳发展。

传统电网的功能是实现可控的电力供应与变化的需求间的平衡。现在，随着风电、太阳能发电越来越多，不可控的电力供应比例将越来越大。从技术上来讲，减少弃风有以下 5 个方面需求与供应侧的措施：

改进天气预测的精度，用于风电出力预计 这种改进，面对大气系统固有的不连续与不确定性，其效果也基本是“成事在天”的，总会存着或大或小的误差。这一改进的潜力是极其有限的。

需求侧响应

在我国电力市场基本还没有建立的情况下，这一途径短中期内还只能“束之高阁”。

灵活电源 特别是起停迅速的天然气，以及一些配合的煤电机组。但是无疑，频繁的起停将增大设备运行的难度，增加设备维护的成本，减少这些机组的利用率。这一增量成本如何补偿必须解决。

扩大联网范围

需要巨大的投资，由于建设的长周期也需要假以时日。

建立储能系统

抽水蓄能、风电供热等形式较为可行。其他的技术都属于远景技术，其商业化的难度甚至要大于风电的并网本身。

技术上的可行性并不是实际中需要采用的充分理由，需要经济性的考量与比较。这也是在特定

情况下，少量弃风是有效率的选择的原因。而现实中的物理的、经济的、政策与体制的约束众多，也会限制技术充分发挥作用。本文结合不同的时间尺度（短期、中期与长期）与空间尺度（具体项目、产业规划与宏观政策、体制安排），讨论弃风的解决思路。

第一、短期项目层面弃风问题的解决——改变调度优先次序

西部风能物理资源丰富地区大规模的风电装机已是既成事实。短期内，电力系统的调峰备用机组不可能迅速增加，而风电的其他利用方式，比如供热也因为技术实践不足等原因，无法迅速的展开。电力需求不旺，新的电源发展与扩大联网外送也面临成本较高的问题。短期内弃风问题的大幅改观（比如降到3%以内，这接近北美与欧洲情况）似乎无解。

然而事实并非如此。分析几个“弃风”的重灾区，可以发现，其传统的煤电机组的利用小时数仍旧高达3500-4000小时，甚至更高，现存电力系统接纳风电的技术潜力（比如调峰深度达到20%以内，利用小时数在1500-2000小时）还远未实现。

这一现象在电力市场环境下是不可想象的。因为风电可以以边际成本低的优势，以零报价上网，在压低市场价格的同时，获得市场份额，优先满足或低或高的电力需求。德国可再生能源大发展的背景下，其传统机组利用率下降严重。2013年夏季，天然气机组出力就因为燃料成本高昂（边际成本高），其利用率下降了20%，而同期电价也下降了13%，这一传统机组不赚钱的情况已经使得系统维持足够的备用容量都困难。因此探讨建立容量市场（Capacity market）变得必要（尽管理论上，因为机组可以通过足够高的尖峰负荷时段的“稀缺租金”回收固定资本投资，容量市场并没有因为可再生能源发电而存在的必要）。

而我国目前显然处在另外一个极端上——系统存在过度冗余。原因之一，在于我国调度体系中仍然维持的所有机组“平均上网小时数”的政策，并且省级政府具有巨大的自由量裁权。必须指出的是，风电对传统电源的挤压，这是其技术特点与电力市场设计所决定的。同时，成本低（指的是可变成本，固定部分已经沉没，不体现在决策之中）的排序优先（merit-order）是有效率的市场建设的要求。

2013年弃风的改善，在笔者看来，大部分来自于优化调度、减少线路的阻塞，以及新增的需求。这一优化的潜力在未来仍将是存在的，随着互联的电网基础设施的改进可能会持续改善。但是相比而言，更大的结构性调整在于改变调度的排序规则，模拟市场竞价行为。这需要调峰补偿机制的更好运行，以及对这一改变的分布式影响（distributional impacts）问题的解决。

比如如果改变调度规则，火电机组的市场份额将受到进一步压缩，甚至有些省份在某些时段会成为一个纯可再生能源电力供应系统，火电完全“沦为”备用。应该讲，这是全局有效率的选择，是基于本地资源禀赋、技术特点以及社会经济形态下的“最优”（socially-optimal）的电源结构的反映，无疑是一个需要努力的方向。

这是机制安排问题，不是风电与传统电源间的所谓利益“分饼”游戏。但是，必须承认，这一政策改变对于火电行业的分布式影响将是非常巨大的，其政治上的可行性存疑。在“最优”无法实现的情况下，业已出现的风电与火电之间的“发电权”交易，相比目前的格局，是一种双方都可以接受的次优选择。

而对于新项目，详细的并网安排对于项目的可行性论证是必不可少的。事实上，一个典型的风电可研报告，其中重要不可或缺的章节就是电网接入方案。项目的电网接入设计，本来就是项目边界内的一部分，二者是“项目与电网统一规划”的。这一问题在已有装机未能及时并网的问题暴露之后，已经得到了极大的改善。未来风电项目的及时并网，应该不会是大的问题，关键在于接入电网之后的利用率是否可以达到可研预期。

第二、中期产业规划规避弃风问题——明确目标、条件与方法论

风电的产业规划超越了项目层面，是对风电整体发展的政策，甚至装机的规模、时序、布局的确定与控制。在笔者看来，要避免潜在大规模弃风问题的出现，风电与电网的规划的关键是要区分清楚哪个是目标，哪个是条件（target and means），有哪些物理、环境、经济约束是起作用的，而哪

些是需要改变的。风电的发展如果是目标，那么其他的基础条件，包括电网基础设施在内，都是需要提升以满足风电发展的途径。而风电的目标确定，往往基于的是更广的能源、经济与环境系统的发展要求，比如节能减排目标、新兴产业发展等等。

条件提升的过程中可能会遇到可行性的障碍，比如短期内的投资缺口、工期问题等，但是这不存在不能改善的绝对性“边界”。因此，设定政治性目标，包括风电份额与电网调峰能力的政治性目标，是有可操作性的方式。

过去，我国曾经出现过大量的 4.95 万千瓦的容量现象。究其原因，在于规避中央政府的审批。这一度被认为是“无序发展”的乱象。那么试问：如果没有这个“口子”，最初的可再生能源“十一五”规划得以严格执行，那中国 2010 年的风电装机规模也就 500-1000 万千瓦，风电机组能否取得如此大幅度的成本下降？不恰当的政府管制，恰恰是发展的“障碍”。1000 万千瓦风电可能不会有“弃风”问题，但是风电产业的发展要滞后太多，陷入“自我锁定”的困境当中。风电审批的下放，可以说是基于一个错误的理由（风电项目偏小，拿到中央审批有点繁琐），做了一件正确的事情。

“弃风”必然意味着系统的平衡或者对于风电的调度与风电出力之间出了问题。有学者据此提出通过“统一电网与风电规划”在中期规划尺度上规避新增风电的弃风问题。笔者对这一基本思路表示赞同，但是“统一规划”本身更像是对“弃风”问题的另一种表达（reframing the question），而不是问题的解决方案，它并不能回答“风电的发展规划与发展节奏”的问题。

过去，以独立的经营个体让渡自主决策权为基本特征的“统一规划”，在部分情况下是以更大的代价“消灭”了、而不是解决了问题。典型的例子就是西电东送送出地区（四川）曾经出现的本地用电紧张局面，属于电力资源错配（本地用电紧张说明本地电力价值升高，而外送电价甚至低于本地上网电价，还要付出输送成本）。“统一规划”在超越项目层面之外，需要表明其基本的方法论体系与合理性。在笔者看来，经过改进的综合资源规划（Updated-IRP）方法具有一定范围的可行性。但是目前这方面的具体讨论，在变化了的市场与产业环境背景下，是极其不充分的。

第三、长期的电力体制安排——电力市场不可或缺

中长期来看，解决风电的弃风问题，关键在于电力市场的建立。风电本身成本之外的系统接入成本与平衡成本，可以通过专门的辅助服务市场显示其构成与变动，建立激励相容的风电发展的系统支持体系。

在风电产业初期，通过 FIT 电价体系，风电发展的风险得到有效规避，消除了风险溢价，实现规划目标的成本较之直接电力市场竞争往往要低。但是，在产业具有了明显的规模，进入了“规模上升、价格迅速下降”的轨道之后，FIT 电价体系的“固定”就显得不合时宜了。风电直接参与市场竞争成为可能与必要，德国目前正处于这个转折阶段（EEG2.0）。这一阶段之后，风电发展的布局、发展节奏等关键的要素，将可以通过市场价格信号的引导得到一定程度的优化。从开发节奏来看，电力市场的存在可以更好地表征电力供需的松紧程度（现货价格），指示未来的电源建设的前景（期货价格）。

在电力市场条件下，缺乏需求的情况（比如后半夜）下，将只可能有趋于零、甚至低于零的价格（这可以在风电份额大的德国、丹麦电力市场的某些时段看到），而风电外送到远端市场在大部分时间也很难与当地电源竞争（因为输电成本与传输损耗）。明确的价格信号将决定系统潮流的走向，指引新项目的布局与建设，决定不同电源的市场份额。

过去，人们习惯于从资源禀赋思考布局问题。但是必须明确的是，资源禀赋多还是少，成本是高还是低，只是最终供电成本的一部分。比如，西部的风力资源比东部丰富的多，但是其缺乏足够的需求。考虑到远距离输送的损失，其供应一度电的成本，可能比东部的低风速风机要高出很多。用成本-效益分析指导风电发展，可能很多资源丰富地区因为其距离负荷中心太远，会丧失开发价值。这一点，对西部的煤炭、水电资源也是同样的道理，特别是面临开放国际市场竞争的煤炭。毕竟，最终的经济效率的提高，才是经济能源环境可持续发展的保证。这一“好”还是“不好”的判断理念要成为实践，市场化为基础的电力市场是不可或缺的。

现实问题的复杂性使得期望通过制定完善的蓝图，上帝般的安排一切，按图索骥，达到一个均衡的路径已经是不可能完成的任务。稳定明晰的体制机制的建立，在于创造一条通往秩序的规则。有规则，则有序。这也是风电的长期发展所需要的。（文 | 张树伟）

《能源》 2014-07-22

中国风电弃风限电分析报告

简述

中国风电弃风限电分析报告是《能源》杂志能源商学院研究人员历时近 2 个月的研究成果。与以往不同的是，我们并不完全是将“弃风限电”，放置于风电增量和销量的产业链中去做分析，更多的是将其放置在整体电源结构、区域特征的背景下，对不同区域的变量进行对比分析，从而找出各地所面临的共性和个性化问题。

制作目的

我们希望通过内蒙古、吉林、甘肃等 10 余个省份，近 5 年的数据归纳和分析，梳理出一份中国风电弃风的榜单。能够寻找其中由弃风所引申出来的新变化，同时这些变化当中所涉及到的主体又有着怎样的关系。与此同时，能够对未来的风电产业发展做出相应的预判。

研究方式

我们通过研讨会、实地调研和大量的数据归纳整理、分析等方式，进行了各方面资料的汇总。我们曾组织行业专家、企业参与能源商学院第一期沙龙活动，专门就新形势下的弃风限电进行了探讨。

与此同时，我们也曾深入国内风电最为集中的区域——吉林白城进行走访调研；对于数据的使用，我们结合了国家能源局、中国循环经济协会可再生能源专委会（英文简写：CREIA）、中国风能协会（英文简写：CWEA）等机构的资料，进行系统性梳理和分析。根据不同年份和省份的弃风比率，进行了排名。

我们的结论

通过对近 5 年以及 10 余个省份的数据分析，不难发现近年来国内风电领域的弃风限电，主要存在于传统的风资源丰富、装机量集中的“三北”地区。其中，吉林、内蒙古、甘肃等地是弃风最为集中的区域，最高时弃风率均在 20% 以上。

从数据分析来看，去年风电装机量仅次于 2011 年，同时全国又新核准了 413 个风电项目，新增容量达 3095 万千瓦，这部分装机量将在今年集中释放。为此，我们有理由担心：2014 年国内弃风限电的压力，会比 2013 年要大。

从国家能源局发布的 2014 年全国第一季度风电并网运行情况来看，全国弃风总量达 48.47 亿千瓦时，弃风率达到了 11.7%，比 2013 年的 11% 略有增加。就重点省份弃风率的排名而言，东北四省区都有所上升。其中，吉林省弃风率依旧排在首位，该省这一时期 35.24% 的弃风率，同比高出十多个百分点。

早在 2012 年，国内风电发电量 1004 亿千瓦时首次超过核电 982 亿千瓦时，风电成为整个电源结构中的第三大电源。这也意味着风电在整个电源构成中，占据了举足轻重的位置。随着海上风电、分散式风电的增长以及特高压输电线路的建设，风电占比仍将会有上升空间。同时，由于当前所面临的弃风限电的现实问题，无论是风电开发企业亦或是地方政府，都更加理性的看待风电问题。

弃风及分析

2010 年是国内风电产业重要的转折点。主要是因为风电产业的主要矛盾，已经从原有争取大规模和高速度的风电装机量，转向如何消纳风电与建设速度之间的矛盾。当年，中国风机装机总量 4473.3 万千瓦超过美国，成为世界装机第一。同时，弃风限电成为新问题愈加明显。据统计，该年全国弃风量达到了 39.43 亿千瓦时。由此，国内风电开始在痛心与荣耀的纠葛中，艰难前行。

具体而言，近 5 年来，国内弃风限电呈现以下特点： 一是，无论是弃风量还是弃风率的变

化，都呈现了类似一道“抛物线”趋势。2010年，弃风量以及弃风率都逐渐上升；到2012年达到顶点，为208.22亿千瓦时，比上一年多出了85.22亿千瓦时，近两年则呈现逐渐下降的态势；其中，2013年的弃风率在10%左右，与2010年基本持平；二是，弃风量与风机安装量密切相关。2012年国内弃风量达到历史峰值，其前一年，10亿多千瓦的风机安装量，也是至今前所未有的。众所周知，尽管2013年的弃风量有所好转，但不容忽视的是，这一年的风机安装量却达到了9亿千瓦。为此，我们有必要担心，类似2012年弃风的悲剧或许将会在2014年重演。

三是，弃风虽让人揪心，却丝毫掩饰不了它在整个电源结构中比重的提升。目前，国内风电发电量在整个电源结构中，比例不到3%，但是2012年，风电发电量已经首次超过核电的982亿千瓦时，成为继火电和水电之后的第三大主力电源。

来自CREIA的数据显示：2013年，风电占到全国各种能源发电量的2.5%，是继火电、水电之后的第三大电源。火电仍高居78.5%。

据不完全统计，2011年国内风电弃风量超过100亿千瓦时，相当于损耗330万吨标准煤。从统计数据来看，单就甘肃、内蒙古、吉林和黑龙江四省的弃风量，就达到了全国弃风总量的50%。而上述10省区的弃风量，占到了全国的6成以上。

对于传统老牌的风电省区甘肃、内蒙古而言，由于“风电三峡”、百万千瓦级风电基地的建设，让这里风电装机总量迅速扩大。尤其是内蒙古1624.44万千瓦的装机量，让其他区域望尘莫及。

然而，2011年，也是继2009年风机质量问题后，风电领域事故最为频繁的一年。据CREIA统计显示，2011年1—8月，全国风电脱网事故就达193次。其中，最为明显的当属甘肃地区曾出现多次脱网事故。如甘肃桥西第一风电场事故，造成598台风机组脱网，损失84.04万千瓦。可以说，这一时期风电弃风限电与脱网事故，引发电网对风电安全性的担忧，无疑是弃风限电很大因素。

实际上，2011年，装机增速最快的是宁夏，累计增长率达144%，其次是山东72.96，随后是新疆、河北和黑龙江。这一年，四川省实现了风电装机零的突破。

2012年，最大的特点就是，它是国内有史以来弃风限电最为严重的一年。根据中国风能协会统计，截止2012年底，全国因弃风限电损失电力208亿千瓦时，比2011年增加了一倍，直接经济损失在100亿元以上。

尽管吉林装机总量无法与内蒙古、甘肃相比，但是其弃风率却跃居榜首。与其前一年的20.49%和后一年的21.79%相比，32%的弃风率实属罕见。这不仅与吉林迅猛增长的装机量有关，更与自身消纳能力有限，外送不畅有关。

据吉林省统计局数据显示，当年吉林省全社会累计用电只有152.39亿千瓦时，同比增幅0.1%。而吉林所处的东北四省区，弃风率都在10%以上。笔者曾在吉林风电最为聚集的白城市走访时发现，该区域聚集了华电、大唐、国电、中广核等大批风电开发企业。与此同时，当地火电厂仍需要从附近省份购买煤炭，作为发电燃料。

这一年，云南也成为因弃风而不得不关注的省份。作为水电大省，云南的水电装机已达3427万千瓦，占电力总装机4995万千瓦的69%。当年水电发电量达528.73亿千瓦时，据中电联预测，2013年汛期云南弃水装机达到700万千瓦。实际上，做为水电大省原本都面临弃水的压力，是否有必要大规模发展风电，值得商榷。除云南外，山西、贵州等地也出现了不同程度的弃风。

2013年，国内因弃风限电造成的弃风量为162.31亿千瓦时，同比下降46亿千瓦时，弃风率为10.7%，同比下降6个百分点，总体而言，弃风率与上年相比有所好转。

据CREIA称，2013年全国电力负荷有所增长，消纳能力增强；同时，冬季气温同比偏高，供暖调峰压力较少。更为重要的是，电网部门提高了火电的调峰能力以及加快电网建设的速度。

事实上，在去年整体弃风形势好转的情况下，河北省弃风排名却有所上升。这主要还在于张家口地区电力外送通道达到了饱和。为此，去年8月，国家正式批复了张家口3条500千伏风电外送通道项目。预计到2015年初，随着项目的建成可增加风电运输能力约180万千瓦，张北地区弃风限电也将得以解决。

与此同时，吉林省尽管 2013 年上半年火电利用小时数同比降低约 85 小时，部分改善了弃风限电。但这一年，辽宁省红沿河核电站两台百万千瓦级的核电机组并网，未来仍将有两台百万千瓦级机组投入使用，作为东北地区第一个核电站，它不仅会与辽宁本地的风电机组抢电量，甚至对吉林风电外送也造成了一定程度上的压力。

据不完全统计，2014 年有望成为风电装机高峰年。预计风电装机将超过 1800 万千瓦，甚至有望超过 2010 年 1890 万千瓦的水平，创出历史新高。

统计显示，今年一季度辽宁、黑龙江、内蒙古的排名都有不同程度的上涨。其中，黑龙江省的位置由第五变为第二，弃风率由 14.61% 上涨到 24.82%。此外，吉林省弃风率也达到了前所未有的 35.24%。这是否预示着整个东北地区弃风率仍将居于高位。

事实上，“十二五”以来东北地区全社会用电量年均增长 5.6%，但并网风电年均增长 25.3%，风电并网的增速远远高于当地电力需求的增长。据中电联电力供需预测显示：预计 2014 年送受电力参与平衡后，东北地区电力供应富余仍达到 2000 万千瓦，加之外送能力不足，弃风形势仍将很严峻。

另外，甘肃的弃风率有明显好转。由 2011 年的排名第一、去年的排名第二，下降到今年一季度的第七位。在我们看来，随着多条输电通道的建成（包括新疆哈密—甘肃酒泉的 750 千伏输电通道以及新疆与西北主网联网的 750 千伏线路）等，为甘肃风电外送打开了通道。

同时，在去年全国各省新增风电装机中，甘肃新增装机量位居第九，仅有 61.7 万千瓦，或许这才是甘肃今年一季度弃风率下降的根本原因，这并不意味着今年甘肃弃风率就一定比较低。

未来预期

2014 年，随着“十二五”第四批拟核准风电项目计划下发，国内风电累计核准量将达到约 1.65 亿千瓦，其中约有 9000 万千瓦的风电项目在建。从目前的情况来看，风电开发正在向消纳条件好的中东部地区转移。其中，山西、新疆、江苏、湖南、广东新增核准量增速较快；内蒙古、吉林、黑龙江、云南新增核准量下降，而吉林、内蒙古则是国内风电项目弃风限电的重灾区。

针对弃风限电，主要有两种解决方式：一是，增加当地电力负荷，建立风电供热的示范项目；二是，建设跨区输电的通道，将风电输送到中国东部电力负荷中心。

消纳的办法 对于东北四省区，为了应对弃风限电同时能够结合当地实地情况，国家在积极推进风电供暖项目。2012 年冬，大唐吉林洮南、华电科布尔镇、龙源沈阳法库等项目先后运营。2013 年初，国家能源局再次下发《关于做好风电清洁供暖工作的通知》，鼓励新建建筑优先使用风电清洁供暖技术，支持利用风电清洁供暖技术替代已有的燃煤锅炉供热，力争用 2-3 年的时间使弃风限电问题得以好转。

事实上，对于风电供暖也有颇多争议。首先，风电供暖是否是最经济的办法。有人算过一笔帐，风电供热的电价需 0.1 元/每千瓦时左右，才能与现有燃煤锅炉的供热成本持平，然而即使利用电网的低谷电供热，供电成本也在 0.4 元左右，经济性值得商榷；其次，很多人质疑，用清洁的风电去供暖，有把高品质的能源变成低品质能源的嫌疑。但无论如何，在没有足够外送和消纳的现实中，风电供暖是有效利用风电，值得探讨的一种方式。

未来随着“三北”输电网建设的强化，特别是特高压的建成将成为风电送出的主要通道，西北地区风电弃风限电的状况将有所好转。其中，2013 年已建成的哈密—郑州，以及计划建设的酒泉—株洲、宁东—浙江、锡盟—山东、锡盟—泰州等特高压线路，将会缓解风电送出的压力。

预期

尽管弃风不断，每年浪费大量风力资源，但是推动风电产业发展却没有改变。国家在推动大规模集中式开发，向集中式与分散式发电相结合转化；并向陆上风场开发与海上风电开发相结合转化，不过仍将坚持规模化和陆地开发为主，海上风电进行示范为原则。

2011 年 10 月，国家发展改革委能源研究所发布了《中国风电发展路线图 2050》，提出风电已经开始并将继续成为实现低碳能源战略的主力能源技术之一。路线图设定的目标是：到 2020 年、2030 年和 2050 年，风电装机容量将分别达到 2 亿千瓦、4 亿千瓦和 10 亿千瓦，到 2050 年满足 17% 的电

力需求。未来随着海上风电、分散式风电的增长以及特高压输电线路的建设，弃风限电将得以解决，那时风电将成为国内的主要电源之一。（文|能源商学院 高级研究员 王赵宾）

《能源》 2014-07-22

上半年欧洲 224 台海上风机并网

欧洲风能协会近期公布的数据显示，当前欧洲在建的海上风电场共有 16 个，这些风场的总装机容量约为 4.9 吉瓦。今年上半年，欧洲新并网的风机数为 224 台，它们的总装机容量为 781 兆瓦，比去年同期减少了 25%。同期，有 282 台海上风机安装完毕，但没有实现并网。加上之前没有实现并网的，当前欧洲共有 310 台海上风机有待并网。一旦实现了并网，这些风机将给欧洲增加 1200 兆瓦的海上风电装机容量。



“尽管海上风电装机增长量不及去年同期，但仍为欧洲增长最快的电力部门。”欧洲风能协会行政副总裁贾斯汀·威尔克斯如是说。

威尔克斯预测，一旦这些在建项目建设完工可以提供 4.9GW 的装机量，但今年上半年这种装机量下降的趋势将会持续到 2015 年和 2016 年，海上风电的发展速度将会放缓。

他表示，为了确保海上风电在 2020 年前继续健康发展，并确保海上风电在实现欧盟能源安全、可再生能源发展目标和气候变化目标中发挥应有的作用，海上风电行业需要长期发展的保障。欧盟即将在 10 月份召开欧盟国家首脑会议，会上将公布的 2030 年气候变化和能源一揽子发展规划或许能给欧洲国家海上风电长期健康发展带来重要的方向指引。

欧洲当前海上风电总装机容量已达到 7343 兆瓦，分布在 11 个国家的 73 座风电场。欧洲海上风电的年发电量可以满足 700 万户家庭的用电需求，相当于荷兰全国的年用电量。

中国储能网 2014-07-24

2020 年欧洲风电装机容量增长速度将低于预期



图为瑞典斯科纳邦克福洛近海发电场

据路透社报道，欧洲风能协会日前表示，由于政策的不确定性以及经济增长乏力，预计到 2020 年，欧洲风电装机容量增长速度或将低于早前的预期。

欧洲风能协会在一份报告中指出，到 2020 年，欧洲国家的风电装机容量将达到 192.4 千兆瓦，较 2013 年增长 64%。然而，该数值与协会五年前预测的 230 千兆瓦的目标低了 40 千兆瓦。维斯塔斯、西门子和爱纳康等风力涡轮发电机制造商对此表示失望。

欧洲风能协会副首席执行官贾斯汀·威尔克斯（Justin Wilkes）表示：“由于监管方面的不确定性，欧盟正在进行的气候和能源的讨论以及快速发展的国家体系都将有助于改善这些新情况。”

事实上，欧盟委员会已经修订了 2020 年关于最终电力需求的估计，总量将达到 2956 太千瓦时（TWh），这比 2009 年估计的 3336 太千瓦时降低了 11%。欧洲风能协会称，对电力需求估计量的减少将影响所有发电技术的新装机容量，同时也影响到在欧洲市场的投资计划、新订单和现有装机情况。

由于经济负担过重，一些欧洲国家已经削减了包括风能在内的可再生能源的补贴。欧洲风能协会表示，德国、法国、英国和波兰等国海上风电市场已经迅速确定了支持风能发展的政策改革方案。

根据欧洲风能协会的最新估计，到 2020 年，欧洲国家的风电装机容量将达到 192 千兆瓦，其中包括 23.5 千兆瓦的海上风电设备，届时海上风电投资将达到 1.24 千亿欧元。到 2020 年，风能将生产 442 亿千瓦时的电力，能满足欧盟近 15% 的电力消耗。（1 欧元约合 8.32 元人民币）

威尔克斯说：“欧洲政策的稳定性正在恢复，德国、法国、英国和波兰的岸上风电市场仍将占据风力发电装机容量的关键地位，对于海上风电，英国颇具信心，法国正在加快部署，荷兰应在继续推动该产业向 2020 年方向迈进。”

人民网 2014-07-28

预计到 2018 年风电可供应全球 7.3% 的电力消耗

2013 年，如美国和西班牙，在全球风电市场中戏剧性地增长缓慢。然而，风电目前供应近 3% 的全球电力，预计未来 5 年将迎来强劲增长。根据美国市场研究机构 Navigant Research 的最新报告，到 2018 年，风电将供应全球 7.3% 的电力消耗。

“自 2004 年以来，去年成为风电市场出现首次负增长，而也有信号表明 2013 年的下降将成为一种反常。” Navigant Research 研究总监 Feng Zhao 表示，“随着风电涡轮机供应商在新兴市场寻找

机会，尤其是在拉丁美洲和非洲，并且在低风速的地区发展最大能源生产的极其，到 2018 年，风电市场预计将增加额外 250 吉瓦的容量。”

此外推动市场增长的还有海上市场。2013 年，13 个新海上项目安装，增加了 1720 兆瓦容量，较 2012 年增长 50%。其中，近一半的新增海上容量安装在英国。

中国电力报 2014-07-29

上半年弃风电量 72 亿度损失 35 亿元

在风电快速发展的同时，弃风问题也日益凸显。国家能源局昨日发布数据显示，今年上半年，全国风电上网电量 767 亿千瓦时，同比增长 8.8%；全国风电弃风电量 72 亿千瓦时，同比下降 35.8 亿千瓦时，造成经济损失接近 35 亿元。全国平均弃风率 8.5%，同比下降 5.14 个百分点。

在近些年快速发展之下，我国风电装机规模在 2012 年底超过美国成为世界第一，但风电发展过程中的问题也逐步凸显。部分省区风电消纳情况不佳，弃风情况比较严重。北京商报记者梳理发现，上半年，弃风现象比较严重的地区主要集中在东北、华北和西北地区，其中吉林上半年的弃风率达到 19.75%，为全国最高，新疆 17.25%，黑龙江 15.52%，河北 14.59%，蒙西 12.88%。东北地区的平均弃风率达到 11.71%。

卓创能源分析师王晓坤表示，我国风力资源主要集中在东北、华北、西北，而这些地区往往位置较偏僻，当地没有足够的市场消耗风电，导致弃风问题比较严重。此外，近年来风电发展很快，电网配套往往跟不上电站建设，导致发出的电根本输不出去，也是弃风问题的主要原因。

“由于风电具有季节性、不稳定性等特点，想要完全消除弃风问题还不太现实。这两年来，在政府鼓励并网、控制弃风严重地区项目审批等措施下，弃风问题已经有所缓解，今年上半年弃风电量就比同期减少了 35 亿千瓦时。目前我国 8.5% 的弃风率，虽然仍处于高水平，但与此前相比已经有明显改善。”厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强说。

虽然弃风问题有所缓解，但是风电利用小时却有所下降。数据显示，上半年，风电平均利用小时数 979 小时，同比下降 113 小时。

林伯强指出，风电利用小时数下降主要受市场需要影响，上半年各地经济发展差别很大，黑龙江、吉林等 GDP 增速全国垫后，对于能源需求也放缓，风电利用小时数下降也在情理之中。而天津、云南、四川等地经济保持较快增长，市场也水涨船高，对电力的需要也比较高，因此风电利用小时数处于较高水平。

在王晓坤看来，未来要解决弃风问题，一方面，还需要合理规划，做到风电项目与电网审批、建设同步，减少电发出来输不出去的情况，加快跨省跨区通道建设，将风电从我国北部和西部输送到东部电力负荷中心；另一方面，鼓励发展分布式风电项目，建设以村、镇为单位的光伏发电站，当时发电当地消费。

北京商报 2014-07-29

海上风电“第二春”

以煤炭石油为典型代表的能源因其非可再生以及污染环境受到有识之士的诟病。风能、太阳能等可再生能源有着传统能源不具备的清洁无污染。随着人们向海洋要效益，海洋的开发使得海上风电越来越受到人们的重视。

日前，国家发展改革委发布《关于海上风电上网电价政策的通知》。寥寥数百字的通知，却如同飓风，在业界产生极大的轰动。在《通知》一文中，规定，“2017 年以前（不含 2017 年）投运的近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元（含税，下同），潮间带风电项目上网电价为每千瓦时 0.75 元。”

当前装机容量离规划目标相去甚远

根据《2014 中国风电发展报告》显示，截至 2013 年底，我国海上风电投产约 39 万千瓦，居世界前五位。又据中国风能协会的统计，截至 2013 年年底，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%。

近些年来，包括海上风电在内的风电产业的快速发展，与相关政策大力扶持密切相关。除了《可再生能源法》，还有《风力发电科技发展“十二五”专项规划》《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》《可再生能源发展“十二五”规划》等多部法规出台。

在这次专门针对海上风电上网电价政策的通知中，除了明确规定非招标的海上风电项目上网电价外，还鼓励“通过特许权招标等市场竞争方式确定海上风电项目开发业主和上网电价。”

在中国可再生能源学会副理事长孟宪淦看来，目前我国海上风电基本处于示范阶段，规模很小，产业链尚不完善。海上风电设备研制时间不长，质量有待提高，海上风电工程施工和海底电缆的制造设施都需要经验的积累和提高。

专家认为，海上风电涉及海上航运、海上养殖、国防建设等政府多个部门，彼此协调和管理缺乏权威部门统筹和规划。“2013 年，我国海上风电建成 39 万千瓦，离‘十二五’规划的 500 万千瓦目标甚远。”

合理价格将成产业起飞的“第一推动”

此前在接受媒体采访时，中国风能协会秘书长秦海岩认为确定标杆电价是发展海上风电的基础性工作，“这样开发商就可以根据标杆电价确定投资行为”。有业内人士乐观预测，在海上风电定价标准发布后，国内海上风电装机将进入快速增长期。

“在经过了 2010 年之前几年的快速增长期后，我国风电行业发展目前进入了稳定增长阶段，风电开发、风电制造企业发展步伐和节奏都有一定的掌控，较为理性。”国家发改委能源研究所研究员时璟丽这样说。

“我们在去年做了海上风电的经济分析，对比我们的研究成果，我觉得这样的价格水平是比较合适的。如果从单个海上风电项目角度，经济性差距很大，有多个影响因素，如离岸的距离、水深、海床条件以及海上风能资源的差异。”时璟丽认为，从项目开发角度，无论是陆上风电，还是海上风电，市场都是开放的，各类开发企业享受的政策是一样的。招标可以作为一种发现价格的手段，符合市场竞争的原则。

时璟丽进一步说，目前陆上风电市场成熟，风资源情况、设备成本、运营成本和价格明确，处于稳步发展阶段。海上风电是可再生能源又一新兴领域，通过制定合理的电价政策可以启动一批项目，从而带动海上风电市场启动、成长和大型海上风机制造业的发展。海上风电发展可能较陆上风电复杂，影响因素更多，所以通过项目启动，才能发现问题并加以解决。

当然，基于实际成本和收益，不少风能企业希望海上风电上网价格能高一些。孟宪淦介绍说，欧洲陆上风电单位千瓦投资约 1000 欧元，而海上风电在 2000 至 3000 欧元。德国、丹麦、英国等国海上风电上网电价在每千瓦时 1.1 至 1.6 元。

从 2007 年到 2012 年，我国海上风电单位千瓦投资在 15600 至 26600 元，而陆上风电单位千瓦投资在 8000 元至 10000 元。我国陆上风电上网电价是 0.51 至 0.61 元。“考虑到海上风电发电小时数高于陆上，我国海上风电上网电价应高于每千瓦时 1 元。”孟宪淦建议。

三步走，形成规模实现市场化商品化

现如今，我国面临节能减排的巨大压力。可以预见的是，风能在内的可再生能源将有勃勃生机。在未来，海上风电无疑将有着无限的契机。

“根据发展可再生能源的经验来看，海上风电在未来可以分成三步走。”孟宪淦指出，第一步是要形成规模，这也是打基础的阶段。海上风电基础设施的质量必须过关，相关政策要落实，管理体制要理顺。有了规模了，我们才能够看到它的前景，才能取得一些经验，并初步证明它可以进一步发展了，有市场开发的基础。目前我国的海上风电仅仅处于起步阶段，应该朝向形成规模化的方向努力。第二步，我们通过政策推动形成一个市场化。最后则是商品化的过程。

孟宪淦认为相关政策应为海上风电创造宽松的氛围，并且使得海上风电能够形成一定的规模，在有了这些基础后，引入竞争机制，才能逐步往前走，“当然最终还是要根据市场来检验。”

可实现盈利，产业今年有望规模启动

“海上风电是个技术含量很高的行业。企业要想进军海上风电，要有着可靠的技术基础和好的技术支撑。基础技术不具备的话，不应该盲目跟风。我们需要更多理性，尽可能减少浪费和损失。”孟宪淦说，海上风电市场的质量要求比陆地风电市场要高，海上风电的技术要求较高，维修相对困难。

在时璟丽看来，我国风电发展形势较好。据中电联统计数据，目前并网装机容量超过 7500 万千瓦，2013 年上网电量超过 1400 亿千瓦时，无论是风电市场还是制造业都位居世界第一。根据规划目标，2015 年风电累计装机容量达到 1 亿千瓦，2020 年达到 2 亿千瓦，从现在项目储备的情况看，2015 年实现并超过 1 亿千瓦装机基本没有问题。

学者认为，海上风电是近期发展的重点之一，目前海上风电累计装机容量近 40 万千瓦，主要分布在江苏、上海和浙江。随着电价政策的出台以及项目协调管理工作的不断推进，预期 2014 年海上风电有望规模启动。在全国海上风电统一电价政策下，一些风资源、建设条件比较好的项目具有一定经济性，开发企业在这样的价格下可以实现盈利。

中商网 2014-08-01

氢能、燃料电池

美开发高效太阳能制氢技术

通过模仿树木的能量转换过程，美国科学家日前开发出一种高效的太阳能制氢技术。该技术水解氢气的效率比传统技术高两倍以上，且装置能十分方便地安装在湖泊、海洋和陆地上，为氢燃料的制备提供了一个新的选择。

对于水解制氢技术，世界各地的科学家们已经探索了多年，但这些技术大都需要将光催化剂置于水中。由于光线与水面接触后会发生折射和衍射，极大限制了这些技术的制备效率。

新研究中，美国威斯康星大学麦迪逊分校材料科学与工程系助理教授王旭东（音译）与美国林业产品实验室的蔡志勇（音译）博士专门对此进行了创新。他们试图通过模仿树的能量转化过程来解决这一难题。据报道，这一“树形”设备的顶部是由纤维素制成的面板和用二氧化钛介孔材料制成的催化剂涂层，能最大限度地获取阳光并增加水与催化剂的接触面积；而在这颗“树”的底部，则是由纳米碳纤维（CNFs）组成的庞大“根系”，这些纳米碳纤维制成的根系组织能够将水分运输到顶部的催化剂“叶子”上，在那里水会被分解成氢气和氧气。整个过程与树木的光合作用极为相似。

由于催化剂不会完全淹没在水中，能与阳光充分接触，该技术大大缩短了水分解的时间，制氢效率比传统技术要高很多。

王旭东说，通常水解制氢所使用的催化剂呈粉末状。他们则采用了基于纳米碳纤维材料的催化剂涂层技术，该技术与传统技术相比具有极为优异的亲水性能。“在地面上放置一个盛水的容器就能通过该技术获取氢燃料，如果能将这种装置架设在湖泊或是海洋上将会更为便利。该技术有望最大限度地消除水面环境的局限性，最大限度地提高太阳能的转化效率。以这种技术建立的制氢工厂既能建立在陆地上，也能建在水体上。氢是一种绿色能源，适用范围十分广泛，氢承载的能量能够很方便地被运输到很多地方，无论是汽车还是建筑物。”他说。

据悉，王旭东和他的合作者希望接下来制造一个更大规模的制氢装置。该项目由美国能源部资助，目前美国林产品实验室正在为该技术申请专利。

中国化工报 2014-08-01

核能

核能会回归吗（下）

从短期看，不仅是新建发电站要面对成本问题。天然气发电的经济适用性也给现有的发电站施加了压力。陈旧的核能（煤炭）发电站需要维护、维修和更新来保证其效用，投资者们也要求发电站有较好回报。考虑到电力需求增长缓慢，利用便宜的天然气来扩大发电量看上去是一项更好的投资。

至于煤炭发电的未来，对气候来说意义重大，天然气发电排放的碳污染要比煤炭发电少 40%。核能发电难以替代天然气发电。加利福尼亚的圣奥诺弗雷核能发电站是一个很好的例子。



圣奥诺弗雷核能发电站两年前被关闭了（南加州爱迪生电力公司）。

两年之前，由于蒸气发电机被认定存在巨大风险，这个发电量达 2.2 吉瓦的发电站被勒令停业。在评估了通过改进设备重新取得发电牌照这一方案的成本后，发电站的拥有者宣布将该电站永久关闭。巨大的供电缺口由此产生，其中 40% 的部分被建议用更好的方案代替（可再生能源、保护、存储和效率），剩余的 60% 很可能将由天然气发电来填补。

这就是为什么美国环保署（EPA）的清洁能源计划要延长现有核电站服役期限的原因。这项计划的提出是基于能源信息管理局（EIA）的评估：随着核能源成本的不断上升，核电站面临的财务挑战越来越大，这将使现有发电量减少 6%。而美国环保署（EPA）指出，维持现有核电站的运营则可以避免多达 200 到 300 公吨的二氧化碳排放。

美国能源部轻水反应堆可持续技术综合办公室主任麦肯锡说，在核电站的第一次建设浪潮中，核电站被允许运营 40 年。但是这个决定是基于“经济性与反垄断”的考虑而做出的，“而不是基于已知的技术限制”。

随着 40 年大限的临近，美国国会通过了一个 20 年延期的决定，现在正努力让这些牌照再延用 20 年。麦肯锡说，“它们必须是经济的安全的”。除此之外，一些新技术也在努力研发中，INL 正在开展一个项目致力于支持现有的核电站，“我们正在研发新技术，使得现有核电站运营得更有效率”。

解决方案之打一场消除核恐惧之仗

在最著名的正在运营的几个核电站中，有一个可能会让许多读者感到吃惊，它就是位于宾夕法尼亚州中部的三里岛核电站。

公众的恐惧、怀疑和不确定（行业内简称 FUD）对核能的发展而言是个大问题，部分原因是因为核技术背后复杂的美国政治因素。要把核能问题和核扩散、战争、恐怖主义、国际政治等问题分离开来是困难的。但是 1979 年三里岛核电站第二反应堆的事故却在原本就已复杂的问题上又重重地加了一笔。它改变了美国公众对核电站的态度，抑制了核能产业最初的发展。

三里岛事故被查明是由人为操作失误引发的，这也是迄今为止美国发生的唯一一起重大核事故。在事故过去的几周甚至几个月内，公众对核事故的焦虑并没有减轻，相反却因当局对事故信息的遮遮掩掩而加重。

无论如何，这场事故都摧毁了公众对核能利用的信任。即使是在福岛核事故发生前，在公众情绪最乐观的时候，也只有不到 60% 的美国人同意新建更多的核电站。多个调查结果显示，新建核电站的支持率现在还不到 50%。

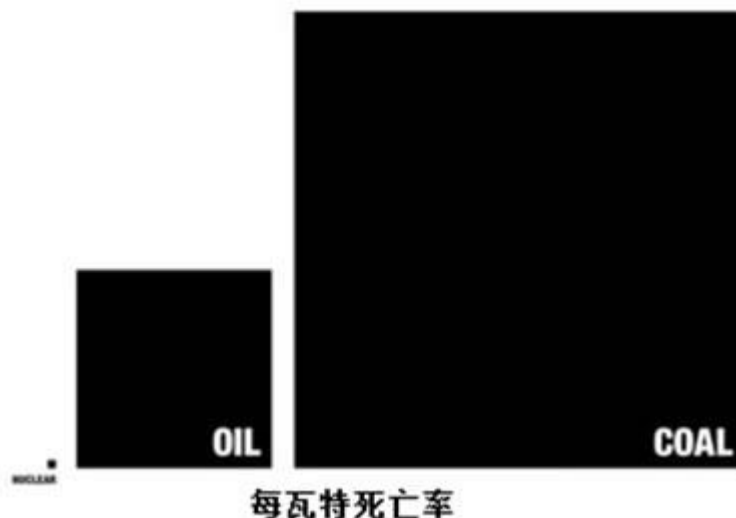
但是公众的态度并不能正确反映出核能发电的真正风险。不错，三里岛核事故是严重的，但是有多严重呢？

三里岛事故中未被损坏的反应堆今天仍在运转，仍在发电。2013 年，这个发电站总计发电 6.68 百万兆瓦时，足够为 80 万家庭供电。此外，也没有证据证明该事故对健康有确切的不利影响。

2011 年一份对 1982 到 1995 年间人口研究的数据表明，三里岛事故人群中上升的癌症风险与受到过低水平辐射照射的相关性很小，在统计学意义上不显著。此外，对数据还做了进一步深入分析，探究该事故与男性白血病之间的相关性，结果没有发现对健康有明显的影响，这与大多数对这一问题展开研究的研究结论一致。

麦肯锡评论说：“这种现象有些有趣，我们这个社会可以忍受煤矿的矿难和天然气的爆炸事故，这一类新闻出来后没几天就被人遗忘了”。但是核事故却不同。“三里岛核事故已经被证明是人为操作引起的，核技术本身并没有问题，但仍然……”她的声音越来越轻，“我们为此失去了资本的投资，但其实并没有造成什么健康危害，我试着去理解公众的这种恐惧”。

科学家、研究者和保险公司一次又一次地表明，核能发电站并不像公众所想的那样可怕。比方说，你是否知道实际上一个核电厂发出的辐射量要比一个煤电厂发出的还要少？或者你是否见过下面这样的图表，它表明因煤电厂（包括空气污染）死亡的人数远远超过因核电厂死亡的人数。



甚至早前关于日本福岛核电站事故中辐射量的一些研究，也得出了审慎乐观的结果：在一所距

离福岛核电站 57.8 公里的教育机构内做的研究表明，辐射的剂量并没有对进行日常学习活动的学生们的健康产生影响。

如果你想得到更加确切的证据，那就看看美国核保险公司（ANI）的态度。这家公司提供第三方责任核保险，其范围涵盖了从铀矿石被注入反应堆一直到被装进废物处置设施中的全过程。

该公司的卡斯说：“作为一家保险公司，我们认为核能发电是一项合格的安全的技术，它是工业化运营的，从工业化运营的角度来说它安全得让人难以置信。我们提供设备的保险，这是一项不错的交易”。要知道，三里岛核电站就是在这家公司投保。

“我并不是在诡辩”，卡斯说，“这都是有数据支撑的，都是真实发生的数据。关于辐射的科学研究是充分的，辐射是全球最著名的致癌物质，有很多科学研究结果都支持这一论断。”卡斯指出，在三里岛核事故中，只有极少数的保险获得了赔付，而且几乎都是因为地区疏散导致失去机会或营业中断获得的赔付。

现在，美国核保险公司（ANI）正在寻求推出更多的核保险政策。自从 2000 年中期以来，投资者对这家公司所提供的保险的兴趣就超过了消费者对它们的兴趣。卡斯说：“如果我们觉得不值得去做，就不会为它提供保险”。

正确，但我们是否应该？今天，核能的未来还无法确定。

虽然正如前所述，有很多的核能拥护者已经找到了未来的发展路径，但是我们是否可以、是否应该按照这样的路径去发展却又是另一个问题，我们还需获得公众和政策的支持。另外，核能发电的经济性也仍旧是一个很有挑战性的问题。

天然气的价格有可能会上涨，虽然上涨多少、上涨多快并不知道。基础设施建设和对当地环境日益增长的担忧正在给这个新兴产业施压。作为天然气替代品的低碳能源的发展态势良好，包括可再生能源、存储，当然还有核能。

但即便是保持这样良好的趋势，如果未来没有在研究开发、贷款担保和税收优惠上的公共投资，新增的核能发电量也可能无法填补眼下能源供需缺口。核能的拥护者和反对者们都同意这一点。他们一致认为，在当下要想联邦政府加大对核能相关领域的投资是不可能的。

“问题是，该不该启动一项曼哈顿计划来建造最完美的核能发电站？”忧思科学家联盟（UCS）的资深科学家莱曼说，“很不幸，联邦政府对此可不感兴趣，政府已经资助了大量的研究开发项目。”这样的情况是否应该改变，这很可能是接下去几个月甚至几年内要辩论的一项主要政策。事情似乎在不断升温。就在这一周，美国政府问责局表示，能源部（DOE）先进的反应堆试点项目已经进入筹备阶段，希望以此配合环境署（EPA）的碳管制计划的实施。

而就在上个月发布的一份报告中，佛蒙特法学院能源与环境研究所高级经济分析师马克·库珀指出，“作为气象政策的关键点，提出要开发核能使得之前在经济资源与政策制定上所做出的巨大努力加速进入了解决方案的筹备阶段，这个方案更具吸引力，成本更低，风险更小，对环境更加友好”。

根据库珀的分析，对核能的投资将会使得对可再生资源 and 存储的投资减少。

INL 的麦肯锡并不同意，“我们所讨论的问题与国防预算无关，我们是一个富裕的国家，有这样的实力，关键是我们不想去做”。

中国经济网 2014-07-17

能源局批准 81 项核电行业标准

国家能源局网站 17 日消息，国家能源局 6 月末发布年内 4 号公告，批准《核电厂核岛机械设材料理化检验方法》等 164 项行业标准，其中能源标准（NB）158 项和电力标准（DL）6 项。分行业来看，核电标准 81 项，为其中最多。业内人士分析，标准的制定有利于行业加快发展。

据悉，此次标准核定是根据《国家能源局关于印发<能源领域行业标准化管理办法（试行）>及实施细则的通知》（国能局科技[2009]52 号）的规定，涉及核电、水电、火电、风电、太阳能、生物质能、煤层气以及储能等多个行业。不过，具体来看，核电行业标准占了一半以上，包括主泵

电机，仪表控制设备、模块设计、工程、堆芯冷却、压水堆反应堆、常规岛等。核电行业人士指出，上述标准主要是围绕三代技术的 AP1000 和 CAP1400 机组制定，目前这两个堆型的示范项目都在最后攻关，如果主泵设计等技术难题突破，随着标准确立，后期项目推广复制进度将加快。

中国证券网 2014-07-17