

能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室
广东省新能源生产力促进中心
第三期 2015年2月

目 录

总论	1
石油与天然气价格暴跌为能源改革千载难逢	1
奥巴马国情咨文许诺清洁能源未来	1
奥巴马：2015年美国大力发展可再生能源	2
芬兰：一路清洁——探寻芬兰清洁技术之旅	3
油价这么跌，新能源能挺得住吗？	9
能源局发布关于2015年光伏发电建设实施方案意见的函	10
中英联合推出“全球能源计算器”	13
2023年土耳其可再生能源发电量占比或至30%	15
国家能源局近期发布的4项通知	15
油价下跌不会改变可再生能源的发展势头	16
热能、动力工程	17
电力行业八年减排二氧化碳47.3亿吨	17
韩国成全球第二大碳交易市场，中国呢？	17
专家：我国节能炉具减排空间很大	19
湖南首个楼宇式分布式能源项目核准	21
盘点2014年中国天然气进口量	23
盘点2014年中国原油进出口量	25
碳排放权交易试点显成效 专家：宜打破瓶颈有序推进	28
电力体制改革带来风电发展新机遇	30
中广核清洁上网电量同比增三成	31
英媒冷眼看中国煤炭产量本世纪首降	33
发展区域能源正当时	34
报告显示我国石油对外依存度达59.5%	35
煤炭行业发展困境和趋势三问	35
生物质能、环保工程	37
三部门发布目录引导制造企业转向环保装备	37
环保“十三五”规划编制思路拟定	38
哈尔滨给秸秆“寻找出路” 推动生物质能源发展	40
我国主要污染物排预判峰值在“十三五”	40
日本用废纸和餐厨垃圾制造生物乙醇	42
太阳能	42
“分布式光伏为啥这么难”系列报道之一 电力体制决定分布式光伏命运？	42
分布式光伏发展存困境 希望在农村	44
巴西光伏市场分析	46

太阳能光热产业持续调整 互联网思维成突破动力	47
智利太阳能市场展望报告	48
“分布式光伏为啥这么难”系列报道之二：地方分布式光伏管理能力待考	49
2014 年光伏并网量不及年初目标 难以企及 14G 瓦	50
我国最大的坝体太阳能光伏电站正式并网发电	51
定光热示范电价 再给招标模式一次机会	52
老红看光伏 要政策，更要结果	53
中国光伏业渐入良性循环	54
阿联酋打造全球最低成本太阳能	55
为什么光伏人对努尔局长的新政普遍无感？	57
光伏人士表示征求意见稿对分布式没有实质性帮助	58
海洋能、水能	60
2014 年水电利用小时数创 9 年新高	60
风能	61
数据 彭博：2014 年中国风电并网超核电成第三大发电能源	61
风电仍为第三大电源 可否成改善能源结构突破口	62
风电“十三五”：规划倒逼改革	63
从风电电价下调说起	65
中国持续领跑全球风电市场	66
氢能、燃料电池	67
巴拉德将在欧洲推进零排放的氢燃料电池技术	67
核能	67
比尔·盖茨和 TerraPower 的疯狂想法：用核废料发电	67
日本核聚变发电实验采用最新一代技术成本仅为 ITER 的百分之一	69
范必：实事求是地制定核电发展目标	72
日本核聚变发电技术现状	74

本刊是内部资料，请注意保存。信息均转载自其它媒体，转载目的在于传递更多信息，并不代表本刊赞同其观点和对其真实性负责，版权归原作者所有。严禁将本刊用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用，应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。

联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。

总论

石油与天然气价格暴跌为能源改革千载难逢

大多数时候，各国的经济决策不过是在边缘修修补补，其所激烈讨论的政策话题往往只关乎税收与支出的温和变化，然而，偶尔也会出现一些重大政策转变。最近石油与天然气价格的暴跌就为各国改革能源政策提供千载难逢的机会。

随着油价巨幅下挫及清洁能源发展突飞猛进，各国政府有机会调整本国能源政策，以期更趋合理。不仅可以取消针对能源、特别是高污染能源的巨额补贴，还能适时推动碳排放税，以期在未来打造一个更为实惠、清洁及可依赖的能源使用环境。

当然油价下跌是实现上述愿景的前提条件，而越来越多的市场迹象表明，油价低位运行的态势仍将保持较长时间。

首先有关石油行业巨型企业并购的传言甚嚣尘上，显示该行业正面临新的洗牌。同时，很少有人注意到，在油气价格暴跌的同时，清洁能源价格也在下跌。而新技术（尤以电力行业的新技术为甚）可更好地管理能源消费，也有助于减少能源浪费并降低能源成本。几十年来，有关能源的重大挑战便是全世界能否生产出足够人们使用的能源。如今峰回路转，能源稀缺不再成为问题，反而如何有效管理充裕的多品种能源成为困扰决策层的主要问题。

充裕的能源储量为改革提供可能。过去有太多经济体以能源匮乏为由，制定出不少不合理的能源政策。以美国为例，其在通过水力压裂技术生产出大量石油天然气后，相关政策仍延续 1970 年代石油危机时期的态势，限制本国石油和天然气出口。同时在大量补贴玉米乙醇及核电行业的同时，却让通往加拿大的输油管道建设陷入无限期争论中。在欧洲，情况大同小异。尽管大量资金用于开发风能和太阳能等清洁能源项目，德国却反其道而行之，大量关闭核电站，从而加剧美国煤炭与俄罗斯天然气的需求。

《经济学人》杂志认为，对于各经济体而言，能源政策改革的关键是取消一切针对各种矿物能源的生产与消费补贴。现金短缺的发展中国家，如印度、印尼等国，反而能勇敢迈出取消补贴的关键一步，并将补贴用于医疗与教育。不过在第三世界，大的石油出口国始终不敢跟风，像委内瑞拉都已濒于违约边缘，仍不遗余力给予石油补贴。而发达国家也仍在为石油与天然气生产进行担保。

《经济学人》认为，改革初期应逐渐推动征收矿物燃料税，因征收能源税不仅能鼓励社会节约能源并抑制未来价格波动，还能为各国政府提供一个更合理的融资方式。而与直接征收能源税相比，征收碳排放税效果更佳，因其可有效促进能源企业及消费者使用清洁能源，如此一来，政府也无需通过巨额补贴来扶持清洁能源业的发展。（石璐）

中国证券报-中证网 2015-01-26

奥巴马国情咨文许诺清洁能源未来

1 月 20 日，奥巴马在国会发表 2015 年国情咨文演说。面对共和党掌控的国会，奥巴马为政策“定调”比以往更加艰难。拉拢中产阶级、增加就业、推动医疗改革、坚持反恐战略绝不含糊，发展可再生能源、应对气候变化依然不缺席。

石油产量和能源基础设施是去年咨文的话题之一。然而 2014 年，WTI 油价下跌超过 50%，全球石油生产商遭受重创，美国页岩开发商受到牵连。奥巴马此次演讲绕过油价及石油产量，将注意力转移到了可再生能源和气候变化上。当然，Keystone XL 还是被提了一句，“让我们将目光放远一点，而不仅投向石油管道上。”奥巴马说。

Keystone XL 对民主党和共和党来说，都是一个重要议题。可以说，已经通过了参众两院批准的管道，正在等待着奥巴马“否决”。即便忽略奥巴马的总统令，油价暴跌也可能使 Keystone XL 6 年

多的努力化为泡影。此外，加拿大生产商正在削减开支、缩小业务。2015年，对 Keystone XL 真不是一个好时机。

“没有比气候变化更能给人类带来的更大挑战。”奥巴马说，“我很清楚一些人对于气候变暖的证据充满疑惑。但是即使这些证据值得怀疑，鼓励清洁能源发展对于我们的未来也是一项正确的事情。因为清洁能源经济的领导者将成为领导全球经济的国家。美国必须扮演这样的角色。”

奥巴马赞扬，美中两国去年达成了历史性减排声明，美国宣布将削减碳排的进度加倍，中国则承诺限制碳排，全球最大的两个经济体走到了一起，将激励其他国家加快步伐。

在谈到增加就业措施时，奥巴马称：“我们应该让更多的美国人参与建设清洁能源设施，同时向使家庭更为节能的美国人提供折扣。”

“为在清洁能源领域创造更多的就业岗位，我们需要提高产量、提高效率和更多刺激措施。这不仅意味着建立新一代安全且清洁的核电站；也意味着作出艰难的选择，开放近海地区，发展油气资源；还意味着对生物燃料和清洁煤技术持续投资。美国国会需要通过一项全面能源和气候法案，为清洁能源推广提供优惠措施，从而使清洁能源成为一种可负担的能源。”他说。

奥巴马还提到了鼓励创新，称没有任何一个领域比能源行业更适合创新。2014年，美国向基础研究领域投入了巨额资金，这笔投资将为全世界带来价格低廉的太阳能电池，还在北卡罗莱纳州对清洁能源进行投资，创造就业岗位 1200 个，生产更先进的电池。

油价网评论称，化石燃料补贴的话题明显缺席，因为国会拒绝听任何有关建议，奥巴马似乎因此让“世界领袖”的称号名不副实。

大选候选人、共和党议员兰德·保罗回应国情咨文说，美国走错了方向，美国需要很多，但最紧迫的需要是新的领导人。罗姆尼也发文说，奥巴马的演讲更倾向政治，而不是如何领导。

张琪 中国能源报 2015-01-27

奥巴马：2015年美国大力发展可再生能源

1月20日，奥巴马在国会发表2015年国情咨文演说。面对共和党掌控的国会，奥巴马为政策“定调”比以往更加艰难。拉拢中产阶级、增加就业、推动医疗改革、坚持反恐战略绝不含糊，发展可再生能源、应对气候变化依然不缺席。

石油产量和能源基础设施是去年咨文的话题之一。然而2014年，WTI油价下跌超过50%，全球石油生产商遭受重创，美国页岩开发商受到牵连。奥巴马此次演讲绕过油价及石油产量，将注意力转移到了可再生能源和气候变化上。当然，Keystone XL 还是被提了一句，“让我们将目光放远一点，而不仅投向石油管道上。”奥巴马说。

Keystone XL 对民主党和共和党来说，都是一个重要议题。可以说，已经通过了参众两院批准的管道，正在等待着奥巴马“否决”。即便忽略奥巴马的总统令，油价暴跌也可能使 Keystone XL 6年多的努力化为泡影。此外，加拿大生产商正在削减开支、缩小业务。2015年，对 Keystone XL 真不是一个好时机。

“没有比气候变化更能给人类带来的更大挑战。”奥巴马说，“我很清楚一些人对于气候变暖的证据充满疑惑。但是即使这些证据值得怀疑，鼓励清洁能源发展对于我们的未来也是一项正确的事情。因为清洁能源经济的领导者将成为领导全球经济的国家。美国必须扮演这样的角色。”

奥巴马赞扬，美中两国去年达成了历史性减排声明，美国宣布将削减碳排的进度加倍，中国则承诺限制碳排，全球最大的两个经济体走到了一起，将激励其他国家加快步伐。

在谈到增加就业措施时，奥巴马称：“我们应该让更多的美国人参与建设清洁能源设施，同时向使家庭更为节能的美国人提供折扣。”

“为在清洁能源领域创造更多的就业岗位，我们需要提高产量、提高效率和更多刺激措施。这不仅意味着建立新一代安全且清洁的核电站；也意味着作出艰难的选择，开放近海地区，发展油气资源；还意味着对生物燃料和清洁煤技术持续投资。美国国会需要通过一项全面能源和气候法案，

为清洁能源推广提供优惠措施，从而使清洁能源成为一种可负担的能源。”他说。

奥巴马还提到了鼓励创新，称没有任何一个领域比能源行业更适合创新。2014年，美国向基础研究领域投入了巨额资金，这笔投资将为全世界带来价格低廉的太阳能电池，还在北卡罗莱纳州对清洁能源进行投资，创造就业岗位1200个，生产更先进的电池。

油价网评论称，化石燃料补贴的话题明显缺席，因为国会拒绝听任何有关建议，奥巴马似乎因此让“世界领袖”的称号名不副实。

大选候选人、共和党议员兰德·保罗回应国情咨文说，美国走错了方向，美国需要很多，但最紧迫的需要是新的领导人。罗姆尼也发文说，奥巴马的演讲更倾向政治，而不是如何领导。

能源网-中国能源报 2015-01-27

芬兰：一路清洁——探寻芬兰清洁技术之旅

导读

芬兰首都赫尔辛基 Helsinki 濒临波罗的海，是一座古典美与现代文明融为一体的都市，并被世人赞美为“波罗的海的女儿”。它不仅是芬兰政治、经济、文化和商业中心，同时也是芬兰最大的港口城市。近日，本报美女记者跟随媒体采访团踏上了芬兰清洁技术之旅。让我们一起来看看芬兰的企业是如何变垃圾为能源，践行节能减排行动的：





赫尔辛基街景（李慧/摄）

1月的赫尔辛基虽然常常天空阴沉，却并没有想象中寒冷。临近海港的水面经过破冰船的努力，开出了一片水道，在偶尔露面的太阳下泛出粼粼波光。时不时飘起的雪花提醒着人们，这里已是隆冬季节的北纬60度地带。当地人半开玩笑地表示，或许是受全球变暖的影响，今年的雪来得格外地晚。伴着迟到的雪花，记者跟随媒体访问再次踏上芬兰的土地，开始了一场全新的清洁技术探寻之旅。

空气净化有办法

空气质量无疑是时下中国城市、特别是大城市里备受关注的话题。芬兰虽然坐拥上千个湖泊，又有着高达60%以上的森林覆盖率，在空气净化领域却毫不懈怠，本土的诸多技术型企业，主攻空气净化技术，开发出了一系列从空气质量监测、到室内空气净化的产品和解决方案。

比如，佩卡索尔（Pegasor）公司的这台室外空气质量监测仪，不用传统的光学粒子测量技术，而是利用带电颗粒物所形成的电流进行测定，能够对包括直径在0.01微米至2.5微米范围内的所有颗粒物予以测定，大大拓宽了监测范围。

公司副总裁 Markku Rajala 表示，公司目前已经获得了20余项同族专利，检测仪可以广泛应用于室内外空气监测、车辆排放监测和烟尘排放监测领域。类似图中的室外空气质量监测仪，在北京的芬兰大使馆外也安装了一台。



Markku Rajala 和他的室外空气质量监测仪

室内空气净化领域，也有许多创新理念和产品。在去年 6 月举行的第八届中国北京国际节能环保展览会上，芬兰 AAVI 科技公司就展示了其先进的室内空气净化技术。在芬兰，记者又看到了这面神奇的植物墙。

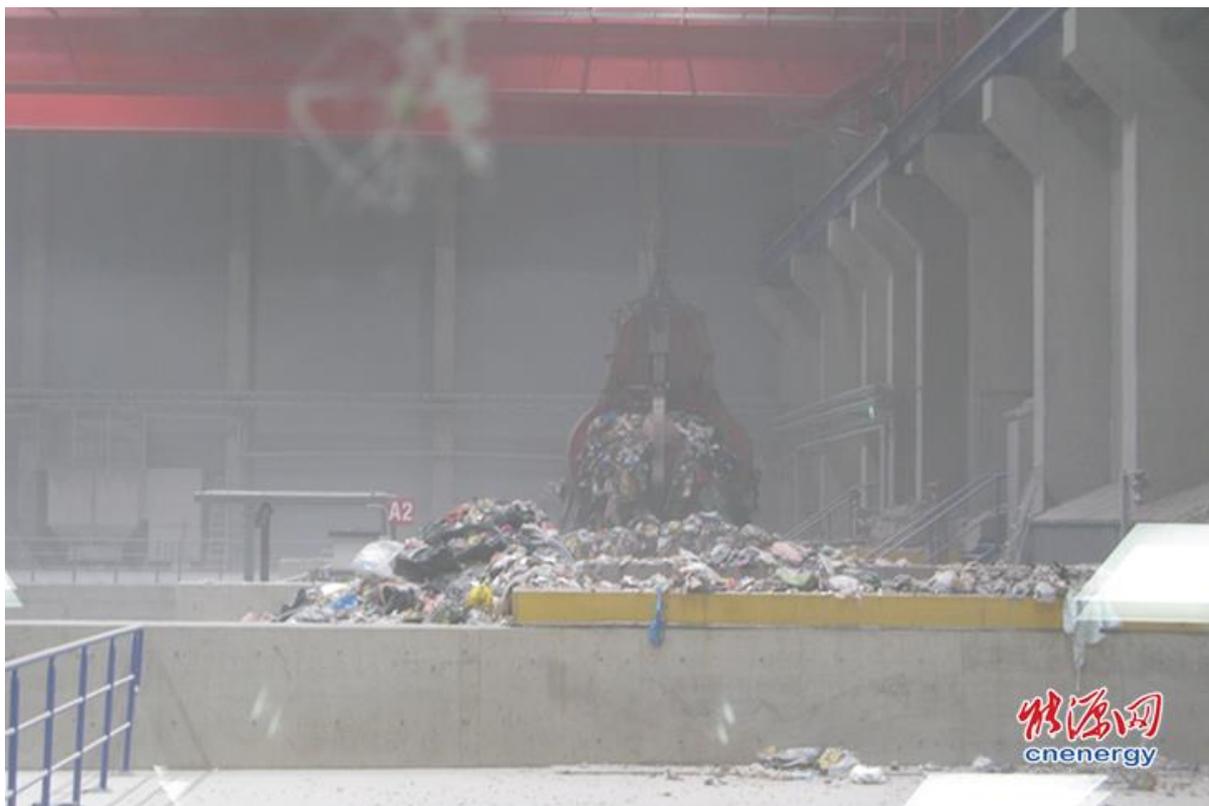


植物墙和里面的植物（李慧/摄）

该设计理念受美国航空航天局研究启发，整个植物墙大约有 2 平方米大小，利用植物自然的光合作用等，可以高效地改善大约 50 平方米室内的气候状态。据开发这款产品的 NaturVention 公司创始人 Aki Soudunsaari 介绍，这面植物墙由一套智能化系统操控，不仅能改善室内空气质量、增加湿度，还能大量吸收室内的一些化学物质。

垃圾发电“变废为能”

除了空气，垃圾也是困扰许多城市的难题。在距离赫尔辛基不到半小时车程的 Vantaa，建有芬兰目前最大的垃圾焚烧发电厂。据电厂运营商 Vantaa Energy 的生产经理 Marko Ahl 介绍，该电厂是赫尔辛基大区范围内唯一使用垃圾发电的。该厂收集了区域内大约 150 万居民的日常垃圾，经过初步分类处理后，用于燃烧发电。该电厂每年消耗掉大约 32 万吨居民垃圾，产能可以为 Vantaa 市 50% 的面积供暖，同时还能为该市 30% 的居民家庭供电。



抓取垃圾的“大手”（李慧/摄）



电厂控制室（李慧/摄）



电厂内充满温馨的毛绒玩具墙（李慧/摄）



垃圾发电厂外鸟语花香（网络图片）

事实上，在芬兰，废弃物循环利用以提高能效是十分流行的。据了解，有造纸厂就利用制浆生产过程中产生的“黑液”、树皮等，作为生物燃料供给电厂。有数据显示，芬兰全国，大约有 400 个大中型能源工厂都是使用生物燃料发电供热的。

清洁技术创新成为趋势

事实上，清洁技术产业近年来已经成为芬兰特色和产业发展趋势。

芬兰外贸部长 Lenita Toivakka 女士在接受本报记者采访时表示，芬兰重视清洁技术的开发和推广，政府为此还成立了专门的团队“Team Finland”。“在能源领域，能效、生物经济、空气和水净化、垃圾处理等都是我们重点关注的方面。”她说。

另据此前芬兰清洁技术委员会的一项调查，芬兰境内目前至少活跃着 2000 家从事清洁技术业务的企业。2013 年，芬兰清洁技术企业的合并营业额更是高达 258 亿欧元，年均增长率达 5%。

李慧 中国能源报 2015-01-28

油价这么跌，新能源能挺得住吗？

原标题：国际油价下跌 新能源当记头功

根据媒体报道，在去年 11 月欧佩克决定将产量保持 3000 万桶/日不变、而不是减产以提振油价以后，国际油价加速下跌。尽管自去年 6 月中旬以来油价下跌了 60%，美国能源部仍然宣称，今明两年美国石油产量仍将出现增长：今年日产量将增长 60 万桶，达到 930 万桶；明年将增长 20 万桶，达到 950 万桶。

这则消息，从表面看揭示了石油输出国组织（OPEC）实行旨在遏制北美页岩油繁荣的政策，与美国自 1970 年代石油危机以来为构筑美国能源安全保障，推出支持新能源尤其是页岩油气重点开发政策的博弈，但背后，无疑透显了传统化石能源与新能源的生死搏斗。

新能源又称非常规能源，是指传统能源之外的各种能源形式，也即刚开始开发利用或正在积极研究、有待推广的能源。相对于传统能源，新能源普遍具有污染少、储量大的特点，又分布相对均匀，对于解决当今世界严重的环境污染问题和资源（特别是化石能源）枯竭问题具有重要意义。所以，虽然新能源面临各种问题与瓶颈，但这些年来一直快速地发展着，在全球范围崛起。

新能源的发展，构成了对化石能源的威胁，对石油独霸天下的局面形成冲击。美国首当其冲——在经历了上世纪 70 年代的石油危机之后，美国深刻意识到能源安全的重要性，在建立战略石油储备的同时，着力发展新能源。目前新能源利用已具有一定规模，页岩油气的开发尤其压缩了石油、煤炭在能源构成中的比重，有效降低了美国对中东地区石油依赖度，保障了美国能源安全。美国自信地声称，美国有望在四年内成为全球最大的能源出口国。

新能源的兄弟姐妹众多，石油面对的不仅是页岩油气的挑战。有资料显示，目前世界新能源发电新增装机容量已占全部新增装机容量的一半。其中风电新增装机容量约占可再生能源发电新增装机容量的 40%；光伏发电约占 30%；水电约占 25%。新能源的发展方兴未艾，欧盟计划到 2020 年新能源的份额要达到 20%；美国表示到 2030 年风力发电要占全部电力的 20%，用生物液体燃料（乙醇）替代 30% 的石油产品；中国宣称，2020 年可再生能源将达到总能源消费的 15%；日本也计划，到 2050 年新能源等替代能源将占能源供应的 50% 以上。

正是新能源在全球经济增长放缓背景下咄咄逼人的挑战，致使世界石油供大于求，让产油国感到日子越来越难过。有国外媒体叹息称，页岩油气的繁荣颠覆了石油世界现存的强弱关系，美国拜液压破碎开采之赐正走上接掌霸主地位之路。沙特阿拉伯试图通过把油价降至低于美国页岩油气企业开采成本的招数，终结页岩油气的火爆势头，为此公开声称“无论油价跌到多低都不会减产”。结果是，全球石油供大于求，油价一如自由落体，跌势强劲，深不见底。其他能源的价格也跟着下跌，踏上向成本线回归的路程。

能源价格向成本线回归，让能源业呻吟不已，投机者惴惴不安，地球人却从中得益：新能源越是发展，传统化石能源独霸天下的局面越将被打破，能源价格将越难脱离成本向上攀爬。不过，新能源也因此遭受磨难。这不，近日已有媒体披露，每桶 60 美元的价格，已令快速成长的美国页岩油生产商感到痛楚。美国页岩油相关企业虽然目前仍没有停止生产急速扩大的迹象，但已出现减少投资的趋势，甚至有页岩油小厂已经认输宣布关闭。

诚如重庆能源巨能集团专家所言，这是两难的事情。市场博弈，有赢就有输，有消就有涨，有生就有死。但竞争博弈的结果，是消费者得益。正是从这个意义上说，国际油价下跌，新能源当记头功。

然而，油价下跌过低，对于新能源的发展未必是好事。当我们尽情享受低油价的快乐时，不能不想，油价继续下跌，若真像投机者预言的那样跌至 40 美元、30 美元甚至 20 美元一桶以下，新能源会不会挺不住一个个倒下去，引来国际油价的疯狂大反扑、长久的居高不下？这个不确定，是极大的风险。

（李北陵 陈贵勤 作者供职于重庆能源集团）

李北陵 陈贵勤 中国能源报 2015-01-28

能源局发布关于 2015 年光伏发电建设实施方案意见的函

2015 年 1 月 26 日，国家能源局向各省（自治区、直辖市）发改委（能源局）、新疆生产建设兵团发改委，各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，内蒙古电力公司，陕西地方电力公司，水电规划总院、电力规划总院下发了《国家能源局综合司关于征求 2015 年光伏发电建设实施方案意见的函》。国家能源局根据全国光伏发电中长期规划、各省（区、市）太阳能资源、电力市场消纳和 2014 年光伏发电年度计划执行情况，提出了 2015 年光伏发电建设实施方案，征求以上各单位意见，并要求于 2015 年 2 月 6 日前将书面意见反馈至国家能源局新能源司。

2014 年，中国新增并网光伏发电项目 10.52GW，并未完成当年国家能源局制定的 14GW 目标。国家能源局在 2014 年发布诸多政策以推动分布式光伏的发展，但最终只完成了 2.52GW 的分布式电站，离当年 8GW 的目标相差甚远。基于 2014 年中国光伏发电市场出现的一些问题，国家能源局光伏发电新政策中做出了下述主要调整以完成 2015 年总体 15GW 的目标。

——屋顶分布式设下限、无上限：国家能源局虽然给各地区下发了分布式指标，但明确指出不

设屋顶分布式光伏发电年度规模上限，并且设置了强制完成的屋顶分布式光伏发电的最低任务量。各地区发改委将在这一要求下强力推动屋顶分布式光伏发电的装机，地区性的屋顶分布式光伏政策或将受这一要求陆续推出，如地方补贴、管理方法等。

附件 1:

各地区 2015 年新增光伏发电建设规模表

序号		2015 年新增并网规模（万千瓦）			
		合计	集中式电站	分布式光伏	
					其中：屋顶分布式最低规模
合计	全国	1500	800	700	315
1	河北	100	40	60	30
2	山西	50	30	20	10
3	内蒙古	80	60	20	10
4	辽宁	30	15	15	5
5	吉林	30	15	15	5
6	黑龙江	30	15	15	5
7	江苏	100	30	70	35
8	浙江	100	30	70	35
9	安徽	50	15	35	10
10	福建	30	10	20	10
11	江西	40	15	25	10
12	山东	80	20	60	30
13	河南	40	20	20	10
14	湖北	40	15	25	10
15	湖南	40	20	20	10
16	广东	80	20	60	30
17	广西	20	10	10	5
18	海南	20	10	10	5
19	四川	30	20	10	5
20	贵州	20	15	5	5
21	云南	40	30	10	5
22	陕西	50	35	15	5
23	甘肃	50	40	10	5
24	青海	100	80	20	5
25	宁夏	80	60	20	5
26	新疆	120	100	20	10
	兵团	50	30	20	5

注：1. 北京、天津、上海、重庆及西藏地区在不发生弃光的前提下，不设发展规模上限；北京、天津和上海分别设定 5 万千瓦分布式发展最低目标。

2. 屋顶分布式光伏包括全额上网及“自发自用、余电上网”两种模式。

各地区 2015 年新增光伏发电建设规模表

——分布式整体受限：虽然屋顶分布式不设上限，但整体的分布式发电规模仍然被要求限制在各地区的额度范围以内。综合来看，屋顶分布式以外的其他各种分布式项目将受到限制，意味着农

光互补、渔光互补、荒坡光伏电站等其他形式的分布式电站将受到一定的限制和规范。

——引入竞争机制，如申报电价在国家统一光伏电价基础上下调，规模指标则相应扩大：竞争机制包括电网接入条件、消纳条件、资金能力、新技术新产品等，另一个重要竞争机制是申报企业如通过技术手段降低电价成本，则将相应获得规模指标的增加。上网电价降低幅度 10% 以上的项目，能源局将相应扩大一倍的规模指标；如降低幅度在 10% 以内，则以相应比例得扩大规模。该条件将对企业电站开发、建设的专业能力给出更高的要求，以避免无序竞争。电站选址、新技术新产品的研发和应用能力将进一步受到相关企业的重视。

——指标浮动：国家能源局将每个季度统计各地区项目的进展情况，如电站进展速度快的地区将获得国家能源局适度的指标追加。第三季度末如果电站开工未及 80% 或建成电站规模未达 50% 的地区，其下一年度的指标将受到影响。该政策将推动各地指标发放的速度并有效遏制路条投机行为。以往各年出现的年底抢装行为也或将得到缓解，年底抢装不仅影响行业秩序，还会为电站质量带来隐患。

2015 年光伏发电建设实施方案（征求意见稿）

根据光伏发电项目建设管理有关规定，综合考虑全国光伏发电发展规划、各地区 2014 年度建设情况，编制了 2015 年度光伏发电建设实施方案。

一、为稳定扩大光伏发电应用市场，2015 年全国新增光伏发电并网容量目标为 1500 万千瓦（15GW）左右，其中集中式光伏电站 800 万千瓦，分布式光伏 700 万千瓦。综合考虑屋顶分布式光伏发电项目的特点和各地区的建设条件，对各地区提出最低任务指标，但不设年度规模上限。

二、下达各省（自治区、直辖市）的新增并网规模是指本年度当年完成的新增光伏发电并网容量，包括上年度结转在建项目本年度新备案开工项目。并网的标志以电网公司出具的并网验收报告为准。各地区应结合上年度结转项目情况合理指导新增开工项目。新增备案开工的光伏电站项目规模不得超过年度实施方案中集中式光伏电站并网规模指标；分布式光伏应优先建设屋顶分布式光伏发电项目，新增备案开工的分布式光伏电站项目不得超过年度实施方案中分布式光伏并网规模指标。

三、请各省（自治区、直辖市）能源主管部门加强年度实施方案执行的管理。在 2015 年一季度内应确定当年光伏发电新开工项目名单，连同上年度结转的在建项目名单以及与电网企业衔接电网接入条件的情况报国家能源局，作为本地区年度光伏发电建设实施方案，并通过可再生能源信息管理平台（<http://www.renewable.com.org.cn>，下称信息管理平台）填报信息，同时抄送派出机构和所在省电网企业（屋顶分布式光伏项目可暂缓报送和填报信息），项目名单应包括项目容量、投资主体及建设进度计划安排等内容。

四、鼓励地方能源主管部门采取招标等竞争性方式选择接入条件好、具备市场消纳的空间、能够尽快开工建设以及采用新技术新产品的项目，优先纳入新增开工建设规模。鼓励地方能源主管部门通过竞争性方式进行项目资源配置，促进光伏发电上网电价下降。对上网电价降低幅度 10% 以上的项目，国家能源局将按扩大 1 倍调增规模指标；上网电价降低幅度 10% 以内的，按比例相应扩大规模。

五、各级电网企业要配合做好光伏发电项目建设工作，对各地年度光伏发电计划实施方案内的项目及时出具项目接网意见并开展配套送出工程建设，按月衔接光伏电站和配套电网建设进度，报送所在省（区、市）能源主管部门，同时抄送相关国家能源局派出机构，具体报送内容及格式见附件。电网企业要简化内部审批程序，缩短内部管理流程，简化项目并网接入前置性条件，确保项目建成后及时并网。

六、建立按月检测、按季调整、年度考核的动态管理机制。各级项目备案机关和电网企业应按照《国家能源局综合司关于加强光伏发电项目信息统计及报送工作的通知》（国能综新能[2014]389 号）要求，通过国家可再生能源信息管理系统填报相关信息。第一季度末，对各地未落实到具体项目的规模指标将调整给落实情况好的地区。第二季度末，根据各省（区、市）发展改革委（能源局）向国家能源局报告项目建设信息情况，对工作进度快的地区适度追加规模指标。第三季度末，

对年度计划完成情况进行预考核，开工未及 80%或者建成并网规模未达 50%的，将以此为依据调减下一年度规模指标。第四季度，向各地区下达下一年度预安排规模，各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）提前开展下一年度计划的编制工作。

七、各派出机构要加强项目建设运行情况的监管，及时通过信息管理平台，跟踪了解各地年度计划执行情况，按照有关规定，通过核实信息及现场检查等手段，对电网企业办理电网接入各环节的服务以及全额保障性收购情况进行监督。国家太阳能发电技术归口管理单位负责信息管理平台的运行维护，充分利用信息管理平台等信息化手段，加强光伏发电项目建设、运行情况的监测和信息统计。

国家能源局 2015-01-29

中英联合推出“全球能源计算器”

1月28日下午，国家发改委能源研究所与英国能源与气候变化部在伦敦和北京同步举行发布会，正式推出“全球能源计算器(Global Calculator)”在线免费分析工具，探索实现经济发展与应对气候变化共赢发展路径。

据介绍，全球能源计算器由英国能源与气候变化部（DECC）牵头，欧盟气候变化知识与创新团体（Climate-KIC）资助，与中国、美国、印度和欧洲的若干国际组织合作开发。企业、非政府组织以及各国政府均可以通过这一互动工具，模拟分析全球到2050年可供选择的各种减排方案，并且权衡在能源、土地使用和气候变化政策等方面的利弊得失，目前所使用数据已通过全世界超过150名专家的论证。

有力支撑中国能源战略制订

目前，全球大约有20个国家政府已经或正在开发自己的国家级能源计算器，并且已取得了一些成果。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任李俊峰指出，气候变化是全球面临的共同严峻挑战，中国作为一个发展中国家，积极应对气候变化是建设美丽中国、实现可持续发展的内在要求，也是对全世界的责任担当。

2012年，国家发改委能源研究所发布了中国首个能源经济发展路径模拟分析工具——中国2050能源计算器。用户可以利用这个工具模拟中国到2050年实现能源安全要走的路径。此前在2010年，英国能源与气候变化部建立了全球首个2050计算器。

会上，国家发改委能源研究所研究员杨玉峰在报告中指出，目前，国家发改委能源研究所已开发了城市能源路径分析版本，和专门针对内蒙古自治区的省级能源路径分析版本。该分析系统为开放系统，不只针对政府，也针对企业，可实现通过对不同关键指标的选择与组合找出合适的能源发展路径，同时通过建立在线交流平台对不同版本的路径展开分析讨论，以找出最佳方案，其最大的特点是支撑了更加民主、更加开放的决策，可以大大提升政府的决策效率。

“国家能源路径分析系统有力地支撑了2015年即将发布的中国能源展望报告的撰写。此外，国家发改委能源研究所完成的内蒙古自治区的能源战略研究，可以依据同步开发的内蒙古自治区能源路径分析系统进行随时修改。”杨玉峰说。

实现全球绿色增长目标需创新商业模式

针对不同国家进行分析的计算工具无法展现全球所有国家的共同举措会带来怎样的叠加效果，以及如果不采取全球减排行动的话将面临怎样的风险。这就是为什么DECC、欧盟气候变化知识与创新团体、以及全球合作伙伴要开发这样一个全球版本。

欧盟气候变化知识与创新团体运营及国际合作项目主任迈克·查莱特博士（Dr Mike Cherrett）指出：“这个计算器表明，要在保证高品质的生活方式的同时，实现将气候升温控制在2℃以内的目标，需要在各方面都设立远大目标，并采用创新的方式来应对气候变化。在寻找新的可行商业模式上还面临着较大的挑战，但是对于那些成功找到途径的机构来说，其回报也更大。全球能源计算器

就为决策者和商业领袖提供了有助孵化商业创新的环境框架。”

趋势照常情景下，能源需求量从现在到 2050 年将增加约 70%。然而，在由全球能源计算器模拟提出的全球气温增长 2℃的几个路径中，保持与现在同样的生活标准，全球能源需求量到 2050 年最多只增加 25%。如果要想实现这一绿色增长目标，就必须改变当前利用和生产能源、利用土地资源的方式。

其中，能源需求限制目标的达到主要是由于能源效率的提高，如建筑隔热性能需比现在提高 50-65%，汽车的燃油效率应该提升 50%等。

技术的改进与化石燃料的替代也将起决定作用。化石燃料的消费目前占到一次能源消费的 82%，到 2050 年必须下降到 40%。通过技术升级来改变现状，就要求全球的电力供应量从 2011 年到 2050 年实现翻倍。这需要通过基本无碳化的电力生产来实现，也就意味着到 2050 年全球每单位发电量排放的 CO₂ 总量至少要下降 90%。发电的最大技术来源将是太阳能、风能、水能、核能发电，以及碳捕集与封存技术，而且至少要选择其中两种能源技术进行非常激进的发展。

全球计算器还分析预测了到 2050 年的全球能源系统包括投资、运营和燃料成本在内的总成本，并强调了未来成本的不确定性。结果显示，在实现 2℃情景的路径中，能源系统成本比照常情景高或更低。降低清洁技术的投资成本对降低总体成本至关重要。所以现在的首要任务应放在扩大清洁技术的研发、示范与投入运营上，如混合动力汽车、电动汽车和氢动力汽车、电力储能技术，碳捕集与封存技术，热泵技术，陆上风力发电技术和太阳能光伏技术等。

有望助力今年全球气候变化谈判

“全球能源计算器分析工具有助于今年举行的全球最为重要的气候变化谈判（即巴黎气候变化大会 COP21）。此前，英国已率先与多个国家合作研发了以国别为基础的 2050 年能源计算器分析系统。”英国能源与气候变化大臣爱德华·戴维（Edward Davey）在发布会上说。

据悉，今年，190 多个国家有望在巴黎签署一份新的协议。

“全球能源计算器将复杂的能源系统分析和气候影响以一种非常直观和简单的方式呈现出来，适用于所有关心能源发展和气候变化的人士，这一成果极具创新性。它将帮助我们深刻了解当前面临的严峻问题，以及我们所需要付出的努力，这一工具有望成为重要的讨论平台为各国决策制定者提供参考依据。”李俊峰说。

【背景链接】

1、英国 2050 年能源计算器

2010 年，英国能源与气候变化部推出了“英国 2050 年能源计算器”——一种简单、透明的在线分析工具。它可以使所有人探索英国在 2050 年之前能源发展路径的各种可能性，以及这些发展路径对于能源安全、成本、土地使用、空气质量和温室气体排放方面的影响。这一工具被纳入到在英国政府 2011 年的“碳计划”中，用于分析及沟通到 2050 年之前英国能源系统的可能方案。英国的能源计算器在政府之外的领域也被证明是有用的。例如，“地球之友”和国家电网等机构都在利用这一分析工具来更好的了解选择方案以及其中的得失取舍。这一工具取得了巨大成功，也促使其它国家采取了类似的做法，其中一些国家在 DECC 的帮助下得到了国际气候基金的资助。

2、欧盟气候变化知识与创新团体

欧盟气候变化知识与创新团体是欧盟重要的气候变化创新组织，也是欧盟最大的关注缓解及适应气候变化带来的影响的公私创新合作实体。欧盟气候变化知识与创新团体由企业、学术机构以及公共领域组成。

欧盟气候变化知识与创新团体的总部设在英国伦敦，在全欧洲都设有用于帮助创业公司的中心，其宗旨是撮合创新项目的合作者，并为学生们提供关于有助于缓解及适应气候变化带来的影响的产品和服务的彼此存在联系的、充满创意的知识和创意的传授。

欧盟气候变化知识与创新团体目前在法国、德国、荷兰、瑞士、丹麦和英国都有中心机构，在瓦伦西亚地区、匈牙利中部、艾米利亚-罗马涅大区、下西里西亚、黑森和西米德兰等地区都有代表

处。

欧盟气候变化知识与创新团体是众多由欧洲创新与技术学院（EIT）于 2010 年设立的知识与创新中心（KIC）之一。欧盟气候变化知识与创新团体的任务是在解决我们所处时代的全球性挑战的同时实现可持续的欧盟经济增长。

3、全球能源计算器的研发团队

全球计算器是由英国能源与气候变化部、欧盟气候变化知识与创新团体、国际能源署、中国国家发改委能源研究所、世界资源研究所、安永、伦敦帝国理工学院、伦敦政治经济学院、波茨坦研究所、Climact、气候媒体工厂、洛桑研究所、沃克研究所、英国国家环境研究委员会、英国国家海洋学中心、英国气象局，以及凡尔赛大学共同开发的。此外，在模型搭建阶段还向来自世界各地的 150 余名专家征询了意见。

仝晓波 中国能源报 2015-01-29

2023 年土耳其可再生能源发电量占比或至 30%

在土耳其能源市场监管局(EPKD)主办的能源市场峰会上，土耳其总统 Recep Tayyip Erdogan 预计 2023 年土耳其能源消耗量翻番，能源投资需求金额约达 1200 亿美元。可再生能源与核能将是总投资的重要部分。

土耳其能源部长 Taner Y?ld?z 在峰会中指出，能源部正考虑优先发展可再生能源项目，削减天然气进口量。2014 年，由于可再生能源比重份额增长，土耳其进口能源开支节约了 8.5 亿美元。

2023 年可再生能源发电量占比或至 30%

目前，土耳其装机发电容量约为 70 吉瓦，政府计划 2023 年这一数据达到 110 吉瓦，全国 90% 的耗电量由天然气、煤炭与可再生能源平均分摊供应，占比均 30%，余下 10% 由核能供应。目前，土耳其绝大部分电力由进口天然气供应，占比约 40%。

虽然俄罗斯已对出口土耳其的天然气授予 6% 的折扣，但土耳其仍希望折扣更优惠一点。

2030 年光伏发电装机或达 3 吉瓦

土耳其能源与自然资源部部长表示，政府的 2023 年能源规划中，光伏发电装机最低目标为 3 吉瓦。"首批被授予的光伏项目规模达到 600 兆瓦。"部长补充道。

不过，市场人士对缓慢且低效的审批流程颇有怨言。EPDK 宣布将于 2015 年 4 月接受新光伏项目的申请。

欧洲复兴开发银行(EBRD)警告称，尽管近期推出的财政激励与价格担保促进了土耳其可再生能源部门投资额的增长，但部分激励措施，例如本地采购内容的额外津贴，很可能会搅乱市场。

此外，据 EPKD 最新数据显示，2014 年，土耳其新增产能 6303 兆瓦，其中风电与太阳能总装机量约 882 兆瓦，占比约 14%。新增水电装机约 1366 兆瓦。

光伏太阳能网 2015-01-30

国家能源局近期发布的 4 项通知

这几日，国家能源局频繁发布多项通知，包括：决定废止《常压立式储罐抗震鉴定技术标准》（SY 4064-1993）等 122 项能源领域行业标准的通知、《国家能源局关于取消第二批风电项目核准计划未核准项目有关要求的通知》、《国家能源局综合司关于征求 2015 年光伏发电建设实施方案意见的函》，《国家能源局关于取消新建机组进入商业运营审批有关事项的通知》。

1、决定废止《常压立式储罐抗震鉴定技术标准》等 122 项能源领域行业标准的通知

依据《中华人民共和国标准化法实施条例》规定，国家能源局组织有关能源领域行业标准化管理机构对各自归口管理且已实施 5 年以上的能源领域行业标准进行了复审，决定废止《常压立式储罐抗震鉴定技术标准》（SY 4064-1993）等 122 项能源领域行业标准（石油天然气 37 项、能源装备 34 项和电力 51 项），现予公布，自公布之日起生效。其中，石油天然气 37 项、能源装备 34 项和电力 51 项。

2、《国家能源局关于取消第二批风电项目核准计划未核准项目有关要求的通知》

3、《国家能源局综合司关于征求 2015 年光伏发电建设实施方案意见的函》

2015 年 1 月 26 日，国家能源局向各省（自治区、直辖市）发改委（能源局）、新疆生产建设兵团发改委，各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，内蒙古电力公司，陕西地方电力公司，水电规划总院、电力规划总院下发了《国家能源局综合司关于征求 2015 年光伏发电建设实施方案意见的函》。国家能源局根据全国光伏发电中长期规划、各省（区、市）太阳能资源、电力市场消纳和 2014 年光伏发电年度计划执行情况，提出了 2015 年光伏发电建设实施方案，征求以上各单位意见，并要求于 2015 年 2 月 6 日前将书面意见反馈至国家能源局新能源司。

4、《国家能源局关于取消新建机组进入商业运营审批有关事项的通知》

能源网-中国能源报 2015-01-30

油价下跌不会改变可再生能源的发展势头

在石化能源中，用来发电的主要是煤炭，欧美煤炭消费总量的 80% 以上用于发电，其次天然气发电由于灵活清洁，也逐渐发展壮大，而石油用于发电的比例很小。

最近随着石油价格的连续下跌，很多人对可再生能源的前途又开始悲观起来了，觉得石油便宜了，可再生能源更没人用了。对此，我们认为是杞人忧天，且不说石油的下跌目前还是暂时性的，即便是石油长期维持低位，也不会改变可再生能源的发展势头。

石化能源的品种主要分为三大类，煤炭、石油和天然气。这三个品种的价格各有历史发展轨迹，根据储运条件、应用范围、清洁度等，形成不同的定价体系和市场供需关系。其中，石油以应用广泛、储运方便，尤其是液体燃料为主，成为最重要的石化能源，因此价格也最高。以同等发热量计算，石油的价格排第一，其次是天然气，煤炭最便宜(仅在美国市场出现天然气最便宜的特殊情况)。

在石化能源中，用来发电的主要是煤炭，欧美煤炭消费总量的 80% 以上用于发电，其次天然气发电由于灵活清洁，也逐渐发展壮大，而石油用于发电的比例很小。因此，从这个基本事实来看，石油价格的下跌并没有带来欧美市场的电力价格下降。在我国更是如此，国际石油价格下降甚至都没有带来汽柴油价格的持续下降，原油降价的空间被燃油税吃掉了(不反对增加燃油税，但需要提高油品质量以降低雾霾天数)。

以目前的发展态势，可再生能源、核能的主要利用方式是发电，所以其主要竞争对手是煤炭。现在煤炭价格处于低位，可再生能源尚且能够得到发展，随着可再生能源成本将进一步下降，其经济性将更加明显。

反观煤炭价格方面，我们认为煤炭将长期保持低价。价格低的原因还是供需结构造成，不存在太多政治因素。获得同等发热量，煤炭的二氧化碳排放是天然气的约 1.6 倍，其他如二氧化硫也对环境影响较大，因此欧美日等发达国家政府都在尽可能的减少煤炭消费。特别是美国由于页岩气的发展，天然气价格急跌，煤炭出现剩余，价格更是一蹶不振。

也有不少研究人员以欧洲，主要是德国，在过去两年火力发电站的增长来力证可再生能源无法与煤炭抗衡，但我们认为这种增长是符合市场规律的正常发展。一方面煤炭的价格超低，美国市场萎缩后，大量低价煤炭寻找市场，在这个时刻在欧洲电力企业发展火电可以获得超额利润；另一方面，核电的逐步退出给其他能源都腾出新的空间，火电的增多说明可再生能源发展的还是太慢。

2014 年中美日等主要国家的可再生能源继续保持强劲的发展势头，这个成绩是在低价煤炭、页岩气蓬勃发展的情况下取得的。

值得一提的是美国市场，2014 年第三季度的住宅光伏系统季度安装量首次突破 300MW，其中超过一半的住宅发电并网项目没有任何的州政府补贴。可再生能源融资创新进展仍然在继续，Solar City 发了债券，Sun Edison 成功试水 YieldCo 模式；中国开始分布式光伏的度电补贴模式，风电上网电价将于 2016 年下调。

我们反复强调，可再生能源的商业价值是可再生能源发展的内在动力，在现有的电力价格和环

境承载力等条件下,可再生能源的竞争力毋庸置疑。投资人的青睐是来源于可再生能源带来的收益,而不是仅仅依靠企业社会责任或者环保意识支撑。因此,影响可再生能源发展是时有时无的政策,而不是低价的石油,随着成本的下降、民众环境意识的觉醒,可再生能源竞争力将逐步加强直至摆脱补贴。(文/新浪财经专栏作家 彭澎 本文作者介绍:中国循环经济协会可再生能源专委会政策研究专管,长期致力于研究新能源政策和投融资创新模式。)

新浪专栏 2015-01-20

热能、动力工程

电力行业八年减排二氧化碳 47.3 亿吨

导语:

据统计,截至 2013 年底,全国发电装机总量和发电量分别达到 12.58 亿千瓦和 5.37 亿千瓦时,同比增长 9.67%和 7.73%。其中,水电、核电、并网风电、太阳能等清洁能源装机容量达到 3.88 亿千瓦,约占中国总装机容量的 30.81%,发电量达到 11503 亿千瓦时,约占总发电量的 21.41%。

中国电力企业联合会和美国环保协会 1 月 14 日在京发布了《中国电力减排研究 2014》。报告显示,以 2005 年为基准年,2006 年至 2013 年,中国电力企业累计减排二氧化碳 47.3 亿吨,且碳减排量逐年提高。

这是上述机构连续第七年发布类对于中国电力行业减排情况的研究报告。据统计,截至 2013 年底,全国发电装机总量和发电量分别达到 12.58 亿千瓦和 5.37 亿千瓦时,同比增长 9.67%和 7.73%。其中,水电、核电、并网风电、太阳能等清洁能源装机容量达到 3.88 亿千瓦,约占中国总装机容量的 30.81%,发电量达到 11503 亿千瓦时,约占总发电量的 21.41%。

2013 年,6000 千瓦及以上火电机组平均供电标准煤耗为 321 克每千瓦时,同比下降 4 克每千瓦时;电力烟尘排放量 142 万吨,单位火电发电量烟尘排放量降至 0.34 克每千瓦时;电力二氧化硫排放量 780 万吨,单位火电发电量二氧化硫排放量降至 1.85 克每千瓦时;脱硫机组容量达到 7.2 亿千瓦,占煤电机组容量的 90.6%。

中国电力企业联合会此番对全国 386 家燃煤电厂开展了 CEMS(烟气排放连续监测系统)调查。结果显示,87.8%的电厂满足安装条件,安装位置绝大多数在烟囱入口混合烟道直管段部位,符合技术规范一般要求。99.0%的电厂能够按照相关技术规范开展 CEMS 日常巡检及维护工作。

针对 CEMS 使用中存在的问题,报告提出了五点建议:一是以改善环境质量为核心,综合考虑节能、低碳和经济性,充分利用市场机制促进节能减排;二是加强 CEMS 监管;三是充分发挥火电企业的主体作用;四是加强行业自律。研究解决共性问题;五是规范 CEMS 市场,建立公平有序的市场环境。(周锐)

中国能源报 2015-01-19

韩国成全球第二大碳交易市场, 中国呢?

导读:

1 月 12 日,韩国碳排交易市场在釜山韩国证券期货交易所(KRX,简称“韩交所”)如期启动,成为全球第二大碳交易市场。在欧洲挽救碳市收效甚微,澳大利亚碳税法案黯然落幕的背景下,韩国碳市启动犹如一针强心剂,为低迷的全球碳场注入新活力。

引领全球减排

“随着碳交易市场启动,韩国将引领全球减排。”韩交所董事长崔庚洙(Choi Kyung-soo)说。

在 1 月 12 日首个交易日里,碳配额(KAU, Korean Allowance Unit)开盘价格为 7860 韩元(约合 7.26 美元),收盘上涨 9.9%,达 8640 韩元,相当于全球最大碳排市场——欧洲的水准。首日成交量 1190

个配额，1 个配额相当于 1 吨温室气体，成交额 974 万韩元。

韩国是全球第 8 大碳排放国，该碳交易市场基于到 2020 年减排 30% 的目标，减排力度高于澳大利亚的 14% 和欧盟的 5%。据彭博新能源财经预测，韩国碳交易机制可覆盖全国 70% 的温室气体排放量。

到 2020 年，韩国将分三个阶段进行碳交易。2015 至 2017 年是第一阶段，许可排放相当于 168.7 万吨的温室气体，其中 159.8 万吨发放给企业，另外 89 万吨作为储备。2018 至 2020 年、2021 至 2026 年分别为二、三阶段。

韩国碳市第一阶段共纳入 525 家企业，其中包括 84 家石化企业、40 家钢铁企业、38 家发电和能源公司、24 家汽车公司、20 家电子电器公司以及 5 家航空公司等。韩国电力集团、浦项钢铁集团、三星电子、首尔国立大学、仁川机场和首尔市政府悉数在列。

韩交所表示，除企业之外，还有 3 家公共金融机构，分别为韩国发展银行、韩国工业银行及韩国进出口银行。

韩国碳交易市场的成立历经数年。2010 年 1 月，韩政府向联合国提交减排目标——到 2020 年，温室气体排放量在现有水平上削减 30%；4 月，颁布《低碳绿色增长基本法》；6 月，成立温室气体清单与研究中心（GIR），负责编制碳排清单。

2011 年 3 月，韩国颁布了温室气体与能源目标管理体系（TMS）；11 月，国会审议通过了温室气体排放配额分配与交易实施法案；2012 年 11 月，公布了韩国排放交易体系设计草案。

2014 年是关键性一年。1 月，韩国环境部公布最终的国家温室气体减排路线图，确定了到 2020 年减排 30%；12 月 11 日，韩交所宣布已完成碳市场交易系统的建设，制定了碳市场操作规则和相应实施细则，并确定于 2015 年 1 月 12 日启动。

2015 年预期不高

韩交所于 2014 年 12 月宣布，2015 至 2017 年共发放碳配额共 159 万个，其中电力和能源企业将获得 73 万个。

包括韩国工业联合会在内的 28 个商业团体，以及 38 家能源公司联合呼吁，政府应该增加配额，至少发放 200 万个。“如果我们从市场上买不到配额，将不得不支付罚款，未来 3 年，525 家公司可能额外支付 12.7 万韩元。”

汤森路透碳点公司(Thomson Reuters Point Carbon)高级分析师 Anders Nordeng 认为，韩国碳市总配额适量，但电力企业可能吃紧。韩国碳交易市场还需要一段时间预热。

“在最初阶段的 6 个月里，将发放适量的碳配额。” Nordeng 说，“原因之一在于韩国碳交易体系刚刚成立，原因之二是避免伤害国内工业，为韩国出口产品增加额外的成本压力。”

另有分析师称，2015 年韩国碳排市场将不受欢迎，因为今年企业被允许使用 2016 和 2017 年的排放权，所以不需要花钱再买配额。

Eugene 投资证券的研究员 Park Jong-sun 说：“公司可以保留或使用 2016 和 2017 年配额，所以交易量将非常有限。此外，碳市场许多细节还未敲定，交易也不会太积极，2015 年对行业的影响不大。”

另有业内人士担心，配额交易可能集中在一个特定时期，甚至将推高价格，最初低于 10 美元，到 2017 年将达到 30 美元。

韩国专家指出，由于企业缺乏对碳交易系统的关注，碳交易市场短期内不会取得令人满意的成果，但未来碳交易市场制度将逐步完善，给产业带来的影响力也将进一步提升。减排能力将成为企业的重要竞争力，且企业间围绕碳配额的竞争也将更加激烈。

区域碳市接轨

建立碳交易市场，韩国不是第一个，也不是最后一个。目前全球约有 40 个国家已经或计划建立碳排放交易体系（ETS）或者碳税。

最先实施 ETS 是欧洲、澳大利亚和新西兰。欧洲碳市是目前全球最大的碳交易市场，于 2005

年建立并运作，经历过 2008 年的辉煌，又在 2013 年出现“滑铁卢”式衰退，碳价跌幅超过 70%。随着欧盟提出的救市计划屡遭否定，整个欧洲碳市陷入低迷。

澳大利亚是一个不成功的案例。2012 年，澳开始对矿业、交通、能源等行业的 500 家企业开征碳税，然而两年后又将其废除，被视为全球减排的一种倒退。

美国和日本也是两个重要的碳交易市场。2011 年 10 月，加利福尼亚州成为美国首个通过 ETS 的州，并于 2013 年开始分两阶段实施碳交易。2008 年 10 月，日本开始试行碳交易体系；2010 年 4 月，东京都总量限制交易体系作为亚洲首个碳交易体系正式启动，也是全球第一个城市碳交易计划。

另一个值得期待的碳市场是中国。“十二五规划”明确提出了“建立完善温室气体排放统计核算制度，逐步建立碳排放交易市场”，助力中国实现到 2020 年，碳排较 2005 年水平减少 40%至 50% 的目标。目前，中国已经有 7 个省市开始实施 ETS。中国碳市预计 2016 年正式启动，或将成为仅次于欧洲的全球第二大碳市，是韩国的最大竞争者。

过去 4 年，全球碳交易市场年交易额达 500 亿欧元，到 2020 年，有望达到 3.5 万亿美元，将超过石油市场，成为世界第一大交易市场。然而每个 ETS 都有不同的规则和相对独立的价格体系，区域市场碳价差距较大。

彭博新能源财经建议，韩国碳市应该与其他区域性碳交易市场接轨，不但可降低韩国减排成本，还可消化或吸纳其他碳市场的配额，形成全球统一碳交易市场。

张琪 中国能源报 2015-01-19

专家：我国节能炉具减排空间很大

（原标题） 提升炉具能效，推广应用清洁能源

专家：我国节能炉具减排空间很大

日前，《中华人民共和国大气污染防治法（修订草案）》正在向社会各界公开征求意见，1 月底已结束。针对该草案的修订和未来对我国节能炉具行业发展的影响，中国农村能源行业协会节能炉具专业委员会近日组织行业人士进行了专题研讨。

农村生活、生产用能现状：

仍大量使用低效炉具和劣质烟煤

据中国炉具网市场调研，目前我国农村炊事用能出现多元化，炊事家电产品普及较快，但是采暖和生产使用的低效炉具、土暖气、小锅炉现象仍普遍，而且以燃烧廉价劣质烟煤为主，由此造成的浪费和污染严重。尤其是北方农村的冬季采暖大多以燃煤为主，虽然农村户均采暖燃煤量不多，但是量大面广，用户分散，治理管理难度大。

河北省开展的一项调查结果显示，农村燃煤采暖导致的污染已超过城市。城市 PM2.5 污染的一半来自城区以外，其中很大比重来自于中小型燃煤锅炉和生物质燃烧。据官方披露的北京 PM2.5 成因：其中煤炭燃烧占将近 17%。业界专家指出，农村地区低效燃煤和生物质产生的污染物排放占雾霾主要组成物总量 25% 以上，是造成雾霾天气产生的重要原因之一。

中国农村能源行业协会节能炉具专业委员会主任郝芳洲认为，大气污染防治法（修订草案）强调源头治理，强化污染排放总量和浓度控制，地方各级人民政府应当推广节能环保型炉灶，鼓励和支持采用先进或者适用技术开发利用生物质能源。这与节能炉具行业倡导的发展方向是一致的。通过提高炉具能效，配套使用洁净型煤和生物质成型燃料，可以实现减煤代煤，从源头上改善大气污染物的排放。

大气污染防治法（修订草案）提出，企业应当优先采用清洁生产工艺，减少大气污染物的产生。4 月 25 日至 26 日即将在河北廊坊举办的第九届中国节能炉具博览会，将以“清洁生产，清洁产品，清洁空气”为主题，集中展示国内外优秀的节能环保炊事炉、采暖炉、小型锅炉、生物质成型燃料加工设备、相关配件、材料，以及焊烟净化、自动焊接等清洁化生产机械设备等全产业链产品。

提高炉具能效，实现减煤和减排

郝芳洲主任表示，我国地域辽阔，南北气候差异大，能源资源分布不同，发展农村能源应遵循“因地制宜，多能互补，综合利用，讲求效益”方针，走“以煤减煤，以柴代煤”路子。

“以煤减煤”指在煤炭资源丰富的地区，推广使用高效低排放半气化燃煤炉具，淘汰低效直燃式高污染炉具，通过提高热效率，减少用煤量，从而实现减煤。

“以柴代煤”指在薪柴、秸秆等生物质资源丰富的地区，推广使用高效低排放半气化生物质炉具，淘汰低效直燃式生物质炉具，并配套使用薪柴、秸秆成型燃料等生物质，替代煤炭，此举还可以减少因焚烧秸秆导致的污染，变废为宝，增收节支，一举多得。

上世纪 80 年代初期，我国曾成功实施省柴节煤炉灶炕改造项目，节能减排成效获得国际上广泛认可。事实证明，提高炉具热效率，节能减排效果明显。新一轮省柴节煤炉灶炕升级换代工程已被列入《“十二五”节能减排全民行动实施方案》，若启动将成为全球最大的农村节能减排工程。

推动技术创新，引导消费市场

《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》提出，要以开源、节流、减排为重点，着力优化能源结构，把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向。坚持发展非化石能源与化石能源高效清洁利用并举，形成与我国国情相适应、科学合理的能源消费结构，大幅减少能源消费排放，促进生态文明建设。短期内我国农村采暖用煤的现状无法改变，因此，煤炭高效利用是最现实的需求。

目前，我国农村采暖用煤，主要有无烟煤和烟煤。其中，无烟煤污染相对较低但是价格高，产量少。烟煤污染大，但是价格便宜。烟煤仍是广大农村散户使用最多的煤种。据调查，烟煤在农村的使用量占到七成以上，而且有相当数量是劣质烟煤。因此，如何将煤利用好，特别是将烟煤利用好，做到燃烧不冒黑烟，是今后炉具产品技术创新重点。

2014 年 11 月，国家发展改革委、环保部、国家能源局等七部门联合下发《关于印发燃煤锅炉节能环保综合提升工程实施方案的通知》，作为民用炉具行业如何实现“节能环保综合提升”，中国农村能源行业协会节能炉具专委会目前正在开展“节能炉具（锅炉）检测和评估”活动，目的就是鼓励创新，引导企业提升产品能效，实现节能减排。该活动通过组织一批新产品，配套燃烧洁净煤或生物质成型燃料进行性能测试，筛选出一批节能减排性能优异的产品，列入《节能环保炉具（锅炉）推荐目录》，并将在第九届中国节能炉具博览会上发布，向社会公开推荐，引导消费市场，逐步淘汰低效高污染炉具。

据不完全统计，我国冬季需要采暖人口超过 7 亿，其中至少有 2 亿人相对分散居住，中国能源结构和经济发展等现实情况决定了燃煤中小型锅炉将长期存在。由于中小型燃煤锅炉大多缺乏专业管理，存在设备和系统设计不科学、运行情况复杂而不稳定、燃煤混乱多变等问题，其高污染、低效率和安全隐患较多的问题十分严重。专家介绍，全国分散居住的 2 亿人，保守估算也有 6500 万户，若都替换为高效低排放炉具，户均一年可节约 0.5 吨标准煤，全国一年就可节约标准煤 3250 万吨，减排二氧化碳约 8450 万吨、二氧化硫 78 万吨、氮氧化物 22.75 万吨。由此可见，提高炉具能效，节能减排的空间很大。

修订后的行业标准 GB16154-2005《民用水暖煤炉通用技术条件》，规定炉具热效率 $\geq 60\%$ ，而从目前开展的“节能炉具（锅炉）检测和评估”活动检测数据来看，热效率实际上都高于行业标准，企业通过技术提升，产品热效率平均再提高 5 个百分点不成问题。该行业标准也正在被修订，我国民用炉具行业的节能减排空间仍然很大。

配套使用洁净能源，减排才更好

郝芳洲主任指出，解决农村生活、生产用能导致的污染，只靠炉具技术创新达不到，必须配套使用相适应的洁净煤或生物质成型燃料。同时，政府相关部门也要加大对“一低两高”（低热值、高硫分、高灰分）劣质煤流通销售的控制，加强监管和执法力度，减少劣质煤及散煤在农村的使用。

国家 2014 年出台《商品煤质量管理暂行办法》，这将推动京津冀及周边地区、长三角、珠三角限制销售和使用高灰分、高硫分的散煤。京津冀地区已开展试点示范。2013 年，北京市开始实施“减煤换煤，清洁空气”行动，计划用 5 年时间淘汰低效高污染炉具，配套使用洁净型煤；河北省截止

2014年累计推广民用清洁燃烧炉具130万台，配套使用洁净型煤和生物质成型燃料；天津市近日启动“农村地区推广先进民用炉具（无烟煤炉具）实施方案”，到2017年计划推广120万台无烟煤炉具。

《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》明确提出，将推进煤炭清洁高效开发利用作为主要任务之一。京津冀地区通过推广高效炉具，配套使用相适应的洁净型煤改善雾霾污染，减排效果已显现。

郝芳洲主任表示，提升炉具能效，配套推广使用相适应的洁净燃料，可以从根本上减少污染物排放，实现煤炭消费减量替代，这应是今后我国城乡农村采暖行业的发展方向。

多举措提高生物质能产品占比

为了减少秸秆焚烧污染，扩大秸秆资源综合开发利用，国家多个部门先后出台一系列扶持、鼓励发展生物质能政策。据悉，“十二五”期间，我国生物质成型燃料产量将达5000万吨，这将大大带动生物质炉具、锅炉等应用产品的市场规模。

农业部通过在西部藏区实施《一灶一炉》温暖工程，辽宁、河北、江苏、四川、青海、贵州等省，通过连续多年实施高效低排放生物质炉具试点示范项目，都取得了明显节能减排成效。目前，我国生物质能产品推广应用，已延伸到民用、商用、工业等多个领域，专业从事生物质能产品开发的企业越来越多，形成一个新产业链。这从近几年中国节能炉具博览会参展产品类别就可以看出来，生物质成型燃料加工设备及配套炉具、燃料器等应用产品，一年比一年丰富，已成为每年炉博会一个亮点。在一些禁止燃煤地区，生物质锅炉已被广泛应用到服装加工、化工、食品等行业，以及农村养殖、种植业等领域；一些小区集中供热、工厂供热供气实现合同能源管理，用生物质成型燃料替代燃煤。

生物质成型燃料及配套燃烧炉具、锅炉等，是国家鼓励发展的新能源产品，前景好，市场大，但是目前也面临一些问题。由于生物质成型燃料属于涉农产品，产业链长，资源分散，从原料的收贮运，到成型燃料的加工、使用，成本高、利润薄，需要国家在财政、税收、电费、秸秆收贮运，以及燃料加工、销售等环节，给予多方面的支持或补贴，出台多项举措来扶持发展。

任彦波 中国能源报 2015-01-22

湖南首个楼宇式分布式能源项目核准

近日，由协鑫电力集团负责开发的长沙金桥国际商贸城天然气分布式能源站一期项目获长沙市发改委核准。这是湖南省首个获得核准的楼宇式天然气分布式能源项目，同时也是长沙国家级分布式能源示范区最大的楼宇式天然气分布式能源项目之一。金桥商贸城一期建设规模200万平方米，本次开发的分布式能源站一期装机容量12.9MW，总投资约1.74亿元。

该项目按照规划将于2015年底投产，是集酒店、商场、公寓、商铺、写字楼、金融于一体的城市综合体，项目定位立足于长沙市，服务湖南省，辐射中西部，联接全中国，接轨全世界，总建筑面积1500万m²，总投资600亿元，分布式能源站将配合商贸城整体建设进度逐步推进。

据悉，该项目在协鑫电力集团领导、职能部门以及华中分公司的通力协作下，仅用了两个多月的时间，就完成了前期调研、方案编制、合作协议签订、环评、能评及可研等技术报告编制、审查等一系列核准前期工作。项目的高效快速推进得到了地方政府及合作方一致的高度评价。该项目的顺利核准，标志着协鑫电力集团正式迈入在楼宇式天然气分布式能源项目开发商的行列。



2012 年以来，长沙安排了专项资金支持燃气分布式能源的发展。2014 年，《长沙市促进天然气分布式能源产业发展实施暂行办法》出台，明确了“给予项目 3000 元/千瓦装机规模补贴，5000 万元封顶”的补贴标准，并提出特许经营、税收减免、财政奖励等优惠政策。2015 年，国家节能减排财政政策综合示范期结束后，长沙每年将安排预算资金 3000 万元，专项用于天然气分布式能源项目及相关产业链的发展。

在利好政策的推动下，长沙天然气分布式能源项目建设迅速发展。其中，黄花机场能源站于 2013 年 8 月实现并网发电。包括金桥国际商贸城天然气分布式能源站在内的长沙新奥燃气有限公司调度指挥中心一期工程天然气分布式能源站、小天城燃气分布式能源站、湖南科霸汽车动力电池有限责任公司天然气分布式能源站、已完成核准手续，现已开工建设；浏阳经开区、望城经开区等区域型天然气分布式能源项目已启动前期工作。同时，湖南省博物馆、美高梅综合商业广场、王府井、等 10 余个楼宇型项目正在办理项目核准手续。（信息来自砥砺网 www.thede.cn）

另附发长沙市能源局《关于印发长沙市天然气分布式能源项目核准事项的通知》

关于印发长沙市天然气分布式能源项目核准事项的通知

长能源〔2014〕40 号

湘江新区国土规划部、长沙高新区经济发展局、长沙经开区产业环保局、宁乡经开区经济发展局、浏阳经开区能源办，各区、县（市）发改局（能源局、能源办），有关单位：

根据《湖南省政府核准的投资项目目录（2014 年本）》（湘政发〔2014〕7 号）等文件规定，长沙市天然气分布式能源项目实行核准制，现将有关事项通知如下：

一、核准依据

（一）《政府核准投资项目管理办法》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2014 年第 11 号令）；

（二）《湖南省政府核准投资项目管理办法》（湘证办发〔2014〕56 号）；

（三）《湖南省政府核准的投资项目目录（2014 年本）》（湘政发〔2014〕7 号）。

二、核准对象

长沙市辖区范围内实施的天然气分布式能源项目。

三、核准材料

（一）项目申请报告（由具备相应资质的工程咨询机构编制）；

项目申请报告应当主要包括以下内容：

- 1、项目单位情况；
- 2、拟建项目情况；
- 3、资源利用和生态环境影响分析；
- 4、经济和社会影响分析。

（二）市规划行政主管部门出具的项目选址意见（以划拨方式提供国有土地使用权的项目）；

（三）市国土资源行政主管部门出具的用地预审意见（不涉及新增用地，在已批准的建设用地范围内进行改扩建的项目，以及通过“招拍挂”方式取得用地的建设项目，可以不进行用地预审）；

- (四) 市环境保护行政主管部门出具的环境影响评价审批文件;
- (五) 市能源行政主管部门出具的节能审查意见;
- (六) 根据有关法律法规的规定应当提交的其他文件。

四、核准流程

五、核准要求

- (一) 项目申报单位应对所有申报材料的真实性负责。
- (二) 当项目建设地点发生变更、主要建设内容和建设规模有较大变化时，应重新办理核准手续。
- (三) 项目核准文件有效期为 2 年，自发布之日起计算。

长沙市能源局

2014 年 10 月 11 日

砥砺网 2015-01-23

盘点 2014 年中国天然气进口量

东亚是天然气资源贫乏的地区，东亚国家有中国、韩国、朝鲜、日本和蒙古。东亚是世界上 LNG（液化天然气）需求量最高的地区，早在 1968 年文莱生产 LNG 首次运往日本，而中国大陆于 2006 年才开始输入 LNG，比日本晚 38 年。中国管道输入天然气比欧洲晚半个世纪，但进口数量增大的速度很快。表 1 反映从 2010 年起，中国 LNG 和管道天然气进口数量。从 2012 年起，管输天然气进口量已经超过 LNG，而向中国输出天然气最多的国家是土库曼斯坦，占近半量。

表 1 2010-2014 年中国天然气进口

	液化天然气		管输天然气	
	进口量/吨	同比/%	进口量/吨	同比/%
2010 年	9,355,842	69.13	---	---
2011 年	12,212,646	30.71	10,366,492	299.62
2012 年	14,683,478	20.28	15,800,670	52.42
2013 年	18,007,181	22.70	20,074,262	27.05
2014 年	19,847,590	10.26	23,023,044	14.69

中国进口天然气有“照付不议”合同的国家有澳大利亚、印度尼西亚、马来西亚、卡塔尔、土库曼斯坦、哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦和缅甸等，其他均为现货供应。

从 2014 年 6 月起，国际原油价格高位下跌对欧盟和日本进口 LNG 有影响，但对中国进口天然气价格影响不大，估计与签订合同的条款有关。

原文采用“吨”为单位，如果换算成立方米，可采用：1 吨液化天然气=1360 基准立方米天然气
我国不习惯看价格\$/MBtu，现如把汇率按 1 美元=6.14 人民币换算，1 MBtu≈28.3 m³，得出
¥/m³，列于表内。

为了避免表格沉长，表 2 和 3 只列出与中国有“照付不议”付款合同的国家，现货供应的国家可在表 4 看到。本文根据英国路透社公布的中国海关总署数据整理。

表2 2014年中国液化天然气进口数量和价格

		1月	2月	3月	4月	5月	6月
总计	数量：吨	2,652,240	1,498,255	1,478,519	1,374,784	1,578,661	1,343,106
	价格：\$/MBtu	13.3	11.61	11.95	10.84	11.39	11.19
	¥/m ³	2.89	2.52	2.59	2.35	2.47	2.43
澳大利亚	数量：吨	323,874	259,280	259,367	388,822	322,471	193,259
	价格：\$/MBtu	3.41	3.31	3.22	3.22	3.34	3.75
印度尼西亚	数量：吨	249,745	187,315	180,317	181,936	121,763	304,620
	价格：\$/MBtu	3.84	3.77	4.21	4.52	3.87	3.92
马来西亚	数量：吨	413,171	243,922	185,811	134,625	336,265	227,174
	价格：\$/MBtu	8.56	7.60	7.85	8.25	8.35	10.9
卡塔尔	数量：吨	1,275,141	748,199	546,639	409,069	473,088	498,337
	价格：\$/MBtu	17.82	17.34	18.15	18.49	16.88	17.61

		7月	8月	9月	10月	11月	12月
总计	数量：吨	1,835,195	1,581,894	1,393,669	1,381,190	1,757,267	2,015,952
	价格：\$/MBtu	10.28	11.73	12.16	12.26	11.56	12.09
	¥/m ³	2.23	2.54	2.64	2.66	2.53	2.62
澳大利亚	数量：吨	452,042	323,057	387,104	258,133	324,198	319,813
	价格：\$/MBtu	3.30	3.23	5.27	3.23	3.22	4.49
印度尼西亚	数量：吨	241,649	309,723	124,882	215,423	249,935	187,545
	价格：\$/MBtu	3.85	9.29	9.02	9.97	9.07	9.12
马来西亚	数量：吨	283,683	187,312	151,579	203,524	295,676	330,239
	价格：\$/MBtu	8.29	8.11	8.13	7.88	8.23	8.73
卡塔尔	数量：吨	413,263	503,035	412,446	432,352	434,360	591,625
	价格：\$/MBtu	18.08	18.04	17.94	18.25	17.54	17.11

表3 2014年中国管输天然气进口数量和价格

		1月	2月	3月	4月	5月	6月
总计	数量：吨	1,779,840	1,672,188	1,400,053	1,811,146	2,001,773	2,107,060
	价格：\$/MBtu	9.96	10.16	10.73	9.64	9.47	9.43
	¥/m ³	2.16	2.20	2.33	2.09	2.05	2.03
土库曼斯坦	数量：吨	1,492,656	1,506,660	1,241,391	1,609,532	1,640,342	1,732,706
	价格：\$/MBtu	10.09	10.19	10.77	9.58	9.44	9.41
哈萨克斯坦	数量：吨	29,553	23,284	21,437	24,231	19,705	26,744
	价格：\$/MBtu	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
乌兹别克斯坦	数量：吨	137,275	21,227		29,751	186,014	174,897
	价格：\$/MBtu	8.63	8.55		8.57	8.62	8.61
缅甸	数量：吨	120,356	121,017	137,225	147,633	155,712	172,713
	价格：\$/MBtu	11.45	11.48	11.53	11.59	11.53	11.42

		7月	8月	9月	10月	11月	12月
总计	数量	1,962,382	2,076,465	1,979,069	1,996,019	1,766,982	2,470,066
	价格：\$/MBtu	9.31	9.30	9.36	9.62	9.56	9.71
	¥/m ³	2.02	2.02	2.03	2.09	2.09	2.11
土库曼斯坦	数量：吨	1,565,998	1,716,748	1,697,043	1,294,155	1,357,464	1,888,746
	价格：\$/MBtu	9.34	9.29	9.56	9.27	9.49	9.49
哈萨克斯坦	数量：吨	24,202	25,882	22,714	23,493	25,319	24,840
	价格：\$/MBtu	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
乌兹别克斯坦	数量：吨	226,047	210,976	259,311	240,379	162,218	139,226
	价格：\$/MBtu	8.59	8.56	8.56	8.56	8.41	8.4
缅甸	数量：吨	146,135	122,860		437,993	221,981	417,255
	价格：\$/MBtu	11.06	11.9		11.55	11.49	11.48

2014年向中国输往LNG的国家有17个，共计19,847,590吨LNG；向中国输往管道天然气的国家有4个，共计23,023,044吨。两者之和为42,870,634吨（583亿立方米）。

管道天然气与LNG输入量相差23,023,044—19,847,590=3,175,454吨。按照向中国输入天然气数量的比例来说，依次为土库曼斯坦（占43.72%）、卡塔尔（占15.71%）、澳大利亚（占5.96%）、马来西亚（占6.98%）、印度尼西亚（占5.96%）、乌兹别克斯坦（占4.17%）。这六个国家占进口总量的82.50%。

表 4 2014 年各国向中国出口天然气的数量

国 家	数量/吨	比例/%	国 家	数量/吨	比例/%
卡塔尔	6,735,327	15.71	安哥拉	127,794	0.30
澳大利亚	3,811,420	8.89	挪威	122,792	0.30
印度尼西亚	2,554,854	5.96	特立尼达和多巴哥	119,240	0.28
马来西亚	2,992,982	6.98	埃及	119,579	0.28
也门共和国	1,033,218	2.41	汶 莱	115,409	0.27
赤道几内亚	718,129	1.68			
尼日利亚	428,192	1.00	土库曼斯坦	18,743,440	43.72
巴布亚新几内亚	286,076	0.67	緬 甸	2,200,880	5.13
阿尔及利亚	236,080	0.55	乌兹别克斯坦	1,787,321	4.17
西班牙	187,712	0.44	哈萨克斯坦	291,403	0.68
俄罗斯联邦	129,670	0.30	总计	19,847,590 (LNG) + 23,023,044 (管道)	
阿 曼	129,116	0.30		= 42,870,634 吨	

结语

2014 年中国进口 LNG19,847,590 吨（270 亿立方米）和进口管输天然气 23,023,044 吨（313 亿立方米），共计 42,870,634 吨（583 亿立方米），比 2013 年增幅为 12.6%。

中国保障天然气供应安全是采取多来源多渠道的方式，供应中国天然气最多的国家依次为土库曼斯坦（占 43.72%）、卡塔尔（占 15.71%）、澳大利亚（占 5.96%）、马来西亚（占 6.98%）、印度尼西亚（占 5.96%）、乌兹别克斯坦（占 4.17%）。这六个国家占进口总量的 82.50%。（【无所不能特约作者，庞名立，曾在中国计量科学院（北京）和中石油（四川）工作。著有多本石油和天然气书籍。】）

财新-无所不能 2015-01-26

盘点 2014 年中国原油进出口量

原油进出口是世界上最大宗的商品贸易。2013 年全球生产原油 413 290 万吨，其中 277 550 万吨参与国际贸易，占全球原油生产总量的 67.2%，而天然气参与国际贸易只有 30.6%。

中国原油进口量仅次于美国，居世界第二位。中国原油对外依存度 2013 年已经达到 59%，而美国对外依存度仍然有 46.3%，因此，必然关心我国 2014 年进出口原油的状况，特别是下半年油价暴跌。

本文根据美国能源情报署、BP、路透社和中国海关总署的资料收集、整理、编写而成的情报分析报告，在刚逝去的 2014 年的头一个月及时发表。

本文只涉及中国原油进出口数据和价格，不包括成品油进出口数据和价格。由于全球 2014 年原油生产、消费和贸易数据尚未发表，因此本文无法涉及。

本文采用的石油吨和桶之间的换算关系是：1 吨≈7.33 桶

由于过去年度原油进出口数据没有人做过报道，因此，文章开始对历史进出口做个回顾。

历史回顾

本文所说的“石油”是指原油和成品油，不包括由生物质、煤和天然气制取得液体燃料，特此说明。

中美两国都是石油进口大国，但原油和成品油均有进出口。中国石油出口一般为进口量的 1/10 以下，出口价格比进口价格高。表 1 为 BP 公司《Statistical Review of World Energy》历年的统计数据。

表1 中国石油进出口(单位:亿吨)

	进 口			出 口		
	原 油	成品油	合计	原 油	成品油	合计
2005年	1.271	0.398	1.669	0.067	0.140	0.207
2006年	1.458	0.459	1.917	0.096	0.135	0.231
2007年	1.632	0.399	2.031	0.036	0.156	0.192
2008年	1.788	0.390	2.178	0.037	0.150	0.187
2009年	2.035	0.498	2.533	0.047	0.294	0.341
2010年	2.346	0.599	2.945	0.020	0.294	0.314
2011年	2.529	0.752	3.281	0.015	0.298	0.313
2012年	2.713	0.830	2.543	0.013	0.258	0.271
2013年	2.826	0.956	3.782	0.009	0.313	0.322

表2为英国路透社发表的中国海关总署的数据,可以看出进口量逐年增高,而出口量却在减少。

表2 2011-2014年原油进出口

	进 口		出 口	
	进口量/吨	同比/%	出口量/吨	同比/%
2011年	253,779,549	+6.05	2,517,148	-16.9
2012年	271,019,327	+6.79	2,432,136	-3.27
2013年	281,952,206	+4.03	1,617,328	-33.5
2014年	308,374,104	+9.45	600,193	-62.89

2013年回顾

2013年与2014年全球油价大不相同。2002年以前,油价一直保持在20美元/桶左右,随后年年爬坡,2013年油价已经处于高位,而2014年下半年油价暴跌,因此,必须回顾2013年中国原油(不包括成品油)进出口状况,以方便与2014年比较。表3为英国路透社发表的中国海关总署的2013年度数据。

表3 2013年中国原油进出口数量和价格

		1月	2月	3月	4月	5月	6月
进 口	数量:吨	28,154,517	20,780,988	23,049,043	23,077,100	23,947,903	22,170,484
	价格:美元/吨	796.75	802.99	816.81	783.17	748.46	736.49
	美元/桶	108.70	109.55	111.43	106.84	102.11	100.48
	购买费/亿美元	224.32	166.87	188.27	180.73	179.24	163.28
出 口	数量:吨	78,361	93,351	271,308	83,700	106,040	33,767
	价格:美元/吨	837.67	873.61	945.29	963.98	810.48	835.59
	美元/桶	114.28	119.18	128.96	131.51	110.57	114.00
	收入费/亿美元	0.66	0.82	2.56	0.81	0.86	0.28
		7月	8月	9月	10月	11月	12月
进 口	数量:吨	26,105,135	21,432,868	25,683,193	20,414,512	23,559,119	26,776,173
	价格:美元/吨	743.34	765.69	784.15	804.36	782.30	782.82
	美元/桶	101.41	104.46	106.98	109.74	106.73	106.80
	购买费/亿美元	194.05	164.11	201.39	164.21	184.30	209.61
出 口	数量:吨	172,695	213,793	68,000	107,308	97,296	92,223
	价格:美元/吨	845.72	869.53	1,017.58	902.21	907.70	1,027.41
	美元/桶	115.38	118.63	138.82	123.08	123.83	140.17
	收入费/亿美元	1.46	1.86	0.69	0.97	0.88	0.95

从表3中可以看出:

(1)2013年中国进口281,952,206吨(2.82亿吨)原油,同比去年增加4.03%;2.82亿吨原油花费2220.38亿美元,每吨原油购买费用为787.37美元,相当于107.42美元/桶;

(2)2013 年中国出口 1,617,328 吨原油，仅为进口量的 0.6%；

(3)中国原油出口收入费为 12.77 亿美元，相当于 900.66 美元/吨或 122.87 美元/桶；明显高于进口价格。

2014 年原油进出口

2014 年油价特点是上半年油价仍然高位运行，而下半年 6 月份暴跌，但原油进口价格在 9 月份才开始有所下跌，特别是 12 月份。为了避免表格沉长，表 4 只列出主要供油国。

表 4 中国 2014 年原油进出口数量和价格

		1月	2月	3月	4月	5月	6月
原油进口							
总计	数量：吨	28,154,517	23,050,409	23,518,292	27,875,049	26,082,420	23,279,306
	价格：美元/吨	796.75	784.21	782.25	775.58	768.73	777.63
	美元/桶	108.70	107.00	106.72	105.81	104.9	106.1
	购买费：亿美元	224.32	180.76	183.97	216.19	200.09	181.03
沙特阿拉伯	数量：吨	5,092,381	4,299,489	3,292,446	3,841,330	3,728,671	3,914,667
	价格：美元/吨	810.91	783.97	779.54	777.54	769.9	776.21
安哥拉	数量：吨	3,851,481	3,717,837	3,094,086	4,071,564	3,388,003	2,696,293
	价格：美元/吨	809.7	809.88	801.85	805.67	794.36	803.62
伊拉克	数量：吨	2,360,394	2,086,019	2,495,747	2,951,450	2,329,926	1,653,286
	价格：美元/吨	797.29	777.68	765.35	751.56	755.15	766.62
伊朗	数量：吨	2,397,343	2,119,611	2,357,623	3,287,115	3,218,480	2,183,091
	价格：美元/吨	819.07	790.09	805.42	777.64	770.7	775.53
俄罗斯联邦	数量：吨	2,232,485	2,722,437	2,531,183	2,495,051	2,947,516	2,404,943
	价格：美元/吨	835.47	805.52	804.6	794.6	802.95	805.57
阿曼	数量：吨	2,805,101	1,548,206	1,636,260	3,629,608	2,169,368	2,715,125
	价格：美元/吨	802.36	797.99	794.83	783.02	783.73	779.64
原油出口							
总计	数量：吨	78,361	174,501				
	价格：美元/吨	837.67	723.71				
	美元/桶	114.28	98.73				
	收入费：亿美元	0.66	1.26				

		7月	8月	9月	10月	11月	12月
原油进口							
总计	数量：吨	23,757,809	25,190,039	27,577,063	24,089,165	25,410,893	30,372,700
	价格：美元/吨	786.5	775.0	743.75	707.83	646.13	568.38
	美元/桶	107.3	105.7	101.5	96.6	88.2	77.5
	购买费：亿美元	186.86	195.22	205.10	170.51	164.19	172.63
沙特阿拉伯	数量：吨	3,745,357	3,944,105	4,736,721	4,556,417	3,988,817	4,521,471
	价格：美元/吨	787.02	786.76	749.9	715.46	647.94	554.43
安哥拉	数量：吨	2,813,483	3,216,943	3,449,997	3,039,531	3,459,821	3,851,333
	价格：美元/吨	811.74	787.75	752.6	719.21	652.94	588.52
伊拉克	数量：吨	2,494,391	2,703,324	2,463,508	1,957,391	2,628,874	2,456,043
	价格：美元/吨	756.66	758.03	724.01	690.27	649.04	532.98
伊朗	数量：吨	2,373,263	1,323,459	2,068,197	1,438,040	2,126,948	2,568,080
	价格：美元/吨	789.9	806.11	771.9	756.23	658.23	566.64
俄罗斯联邦	数量：吨	2,362,676	2,781,493	2,841,287	2,755,076	3,314,452	3,719,554
	价格：美元/吨	816.64	792.37	759.73	719.25	660.05	579.43
阿曼	数量：吨	1,982,461	2,907,084	2,692,632	2,377,842	2,066,403	3,213,267
	价格：美元/吨	791.33	789.28	769.89	746.70	691.99	641.43
原油出口							
总计	数量：吨		107,588		5		239,738
	价格：美元/吨		851.92		775.2		862.8
	美元/桶		116.22		105.76		117.71
	收入费：亿美元		0.92		0.00001		2.07

从表 4 中可以看出:

- (1)2014 年中国进口 308,374,104 吨 (3.08 亿吨) 原油, 同比去年增加 9.45%, 是历年来最高的; 3.08 亿吨原油花费 2280.87 亿美元, 每吨原油购买费用为 739.65 美元, 相当于 100.91 美元/桶;
- (2)2014 年中国出口 600,193 吨原油, 仅为进口量的 0.2%;
- (3)中国原油出口收入费为 4.91 亿美元, 相当于 818.07 美元/吨或 111.60 美元/桶; 明显高于进口价格。

2014 年度各国向中国出口原油的数量

向中国出口原油的主要国家依次是沙特阿拉伯、安哥拉、俄罗斯联邦、阿曼、伊拉克和伊朗等六个国家, 占进口总量的 68%。历年来, 这个顺序变化比较小。中东国家对中国出口原油占 48%。表 5 说明中国从 44 个国家/地区进口原油的数量和比例。

表 5 2014 年度各国向中国出口原油的数量

国 家	数量吨	比例%	国 家	数量吨	比例%
沙特阿拉伯	49,665,924	16.11	蒙 古	1,030,843	0.33
安哥拉	40,649,034	13.18	越 南	1,482,481	0.48
俄罗斯联邦	33,106,943	10.74	加拿大	201,616	0.07
阿 曼	29,743,576	9.65	澳大利亚	2,727,150	0.88
伊 朗	27,462,540	8.91	墨西哥	682,302	0.22
伊拉克	28,578,213	9.27	阿根廷	322,332	0.10
科威特	10,618,772	3.44	阿鲁巴岛	277,716	0.09
委内瑞拉	13,786,231	4.47	巴布亚新几内亚	77,279	0.03
巴 西	7,019,138	2.28	玻利维亚	237,440	0.08
刚果(布)	7,050,981	2.29	卡塔尔	360,995	0.12
哥伦比亚	10,091,321	3.27	阿尔及利亚	898,397	0.29
阿联酋	11,652,132	3.78	乍 得	143,130	0.05
赤道几内亚	3,249,057	1.05	印度尼西亚	375,457	0.12
南苏丹	6,443,655	2.09	马来西亚	217,328	0.07
哈萨克斯坦	5,686,422	1.84	巴基斯坦	16,031	0.01
也门共和国	2,499,508	0.81	英 国	1,219,394	0.40
埃 及	946,020	0.31	挪 威	145,999	0.05
加 蓬	1,554,808	0.50	阿塞拜疆	222,003	0.07
尼日利亚	1,996,445	0.65	汶 莱	81,933	0.03
厄瓜多尔	746,635	0.24	利比亚	965,547	0.31
苏 丹	1,773,902	0.58	刚果(金)	968,183	0.31
加 纳	879,553	0.29	世界总计	308,374,104	100
喀麦隆	519,737	0.17			

结语

2014 年中国进口原油 308,374,104 吨, 比 2013 年多进口 308,374,104—281,952,206=26,421,898 吨, 增长 9.4%, 这是增长最多的一年。2013 年中国进口 281,952,206 吨原油, 同比 2012 年增加 4.03%; 2013 年每吨原油购买费用为 787.37 美元, 相当于 107.42 美元/桶; 而 2014 年每吨原油购买费用为 739.65 美元, 相当于 100.91 美元/桶, 有所降低。虽然 2014 年 6 月全球油价开始下降, 但中国进口油价在 9 月份才开始明显降低, 所以变化还不太明显。

中国出口原油和成品油都很少, 而且出口价格比进口价格高。(【无所不能特约作者, 庞名立, 曾在中国计量科学院(北京)和中石油(四川)工作。著有多本石油和天然气书籍。】)

财新-无所不能 2015-01-26

碳排放权交易试点显成效 专家:宜打破瓶颈有序推进

配额交易是各国控制碳排放的重要手段, 也是环保定价市场化的重要形式。记者采访了解到, 目前我国各碳排放权交易试点运行基本平稳, 社会经济效益初步显现。专家建议, 应审慎把握控制碳排放与稳定经济增长的关系, 充分重视各地试点过程暴露的问题, 总结经验, 打通瓶颈, 有序推

进全国性碳市场建设。

七大碳排放权交易试点运行平稳效益初显

APEC 期间，我国正式承诺在 2030 年左右碳排放达到峰值，并将于 2030 年将非化石能源在一次能源中的比重提升到 20%。此前，我国曾向世界承诺，到 2020 年单位 GDP 二氧化碳排放比 2005 年下降 40% 到 45%。

数据显示，我国目前是世界最大碳排放国，2013 年我国碳排放量占全球总量的 27.7%，比排名第二的美国高出近一倍。国家发改委气候战略中心战略规划部副主任柴麒敏指出，如 2030 年碳排放要达峰值，一般要求煤炭消费在 2020 年前就率先达峰。国家在能源消费总量特别是化石能源消费量的控制要继续加强，才能保证 2030 年前尽早实现碳排放达峰。

配额交易是各国控制二氧化碳排放的重要手段。为实现以市场化手段控制碳排放量，从 2013 年开始，我国先后在深圳、上海、北京、广东、天津、湖北、重庆等 7 地启动碳交易试点。重庆市发改委资源环境和应对气候变化处副处长梁波说，碳排放权交易旨在实现“排放有成本、超标需购买、减排能获利”。

据了解，目前深圳、上海、北京、广东、天津等前 5 个试点已经历首个配额清缴的“履约期”，绝大部分控排企业都已完成履约。其中上海企业履约率为 100%，北京 415 家控排企业中有 12 家单位未履约，深圳 635 家控排企业中有 4 家未履约，天津和广东分别只有 4 家和 2 家企业未履约。

引入碳排放交易一定程度上促进了各地节能减排的实现。深圳碳排放权交易所副总裁葛兴安说，深圳过去一年的试点中，超过一半企业配额富裕，实现节能减排目标。试点期间，深圳市 635 家工业企业碳排放量较 2010 年下降 11%，但工业增加值增长 29%，万元工业增加值二氧化碳排放下降率达到了 23%，在保证经济增长的同时控制了碳排放总量增长。

各地试点凸显多重问题

记者采访发现，在各地的试点中，同样暴露了多重问题。

首先，市场活跃度普遍不足，难以形成有效定价。据了解，在上线首日成交 2 万吨后，深圳碳交易平台连续近两个月无交易，2013 年半年的总成交额不过 1300 万元；北京碳市场运行第一个月，线上交易仅成交 13 万多元。这种开市之后不久便没有交易或交易断断续续的情况在各个试点普遍存在。葛兴安说，碳交易是市场机制，核心是定价。而有效价格的产生基于较高的流动性，市场活跃度不足是当前碳交易市场面临最大的问题。

其次，政府经验不足，对企业指导不够。据了解，除上海和深圳按原定履约期履约完毕，北京、广东、天津三地均因准备不足等原因对履约期进行推迟；随着履约期临近，各地原本并不活跃的碳市场交易才突然激增。葛兴安说，深圳许多企业负责人没把碳排放配额当回事，在还有 2 周就到履约日的情况下，仍有近半企业未主动履约。最后还剩几天的时候，深圳各区成立由副区长挂帅的履约推进小组，挨家挨户地催促提醒，这时一些配额不足的企业只好花高价到交易市场上购买配额。

第三，企业仍存观望心态。深圳聚作照明公司、深圳盛仕达电子有限公司等多家企业表示，控制碳排放会增加成本，这部分成本不应该全由企业承担，希望对企业生产线改造等给予一定的财政补贴，对采用环境友好工艺和环保设备生产的企业加强信贷支持。梁波说，当前经济不景气，钢铁等行业产能过剩、亏损严重，一些企业认为这种情况下还要为碳“付费”有些雪上加霜。

总结经验打破瓶颈

有序建立全国性碳市场

多位接受采访的专家和业内人士认为，在碳排放控制的过程中，应把握先宽松再从紧的节奏，逐步引导企业降低碳排放，在不对“稳增长”造成太大压力的同时，充分把握区域差异，有序推进全国性碳市场建设。

首先，加强对企业培训，提高超排惩罚力度，活跃碳市场交易。

国家发改委去年 8 月 15 日称，我国将把二氧化碳排放强度降低指标完成情况纳入各地区(行业)经济社会发展综合评价体系和干部政绩考核体系。专家建议，在新的考核体系下，地方政府应该切

实在碳交易中提升能力建设，帮助企业培养一批专业人才从事碳交易。另外，目前各地对未履约企业的惩罚力度都不大，企业超排成本较低。政府层面应加快立法进度，通过纳入考核、停发环保补贴、通报批评、增加罚款等手段提高对超排企业的惩罚力度。

活跃的交易是碳市场合理定价的基础。专家建议，各地可通过引进境外碳投资机构、推动配额托管交易制度、推出创新性碳交易品种、加强引入个人投资者等方式活跃市场。

其次，有序推进全国碳市场建设。据了解，我国将在三年内出台关于全国性碳市场的完善政策。业内人士表示，碳排放权完全可以实现跨区域交易，实现全国排放的总控制目标。但全国性碳市场建设一定要做好顶层设计，适时出台《应对气候变化法》很有必要。

专家建议，在未来全国性碳市场建设中，需顾及区域发展差异和“稳增长”的需求。

梁波等业内人士说，国内东中西部发展差异明显，在控制全国排放增量的前提下，应该将指标有区别的分解下去，不同地区分担不同的减排任务。通过合理的制度设计，使得鼓励企业生产和推进节能减排共同进行。

经济参考报 2015-01-27

电力体制改革带来风电发展新机遇

我国风电发展已取得瞩目成就，但同时也面临着严重的“弃风限电”问题，导致风电开发不得不转向低风速地区，这些地区尽管没有消纳问题，但可开发的资源非常有限，且面临复杂的开发环境，因此风电发展前景不容乐观。实际上，解决风电消纳问题，不仅需要相关技术措施，更要考虑体制性因素，只有利用市场机制，理顺风电与其他能源发电的利益关系，才能从根本上突破风电发展瓶颈。

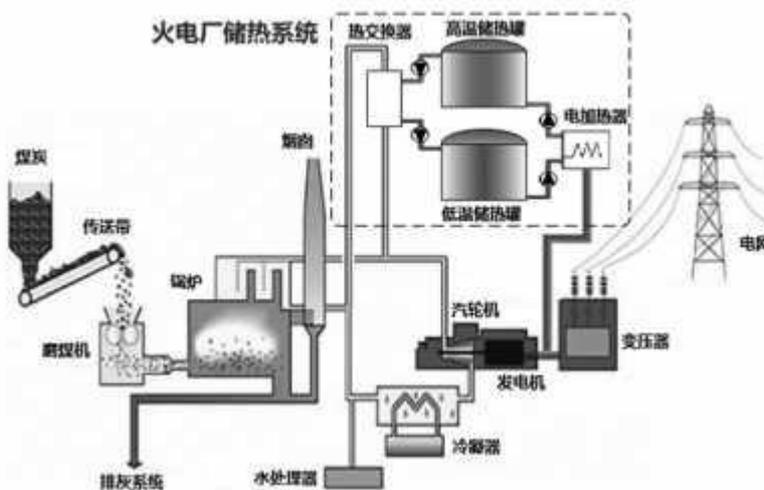
一、风电消纳问题的技术解决方案

建设高电压等级、远距离、大容量的外送通道，被认为是解决大规模风电基地消纳问题的有效途径，但考虑到送出线路的利用效率，通道建设的经济性尚存疑问，且大规模风电波动也会对受电端电网的安全运行带来影响。理论上，建设风电外送通道仅仅改变了风电的空间分布和利用，将局部地区的高风电比例转变为更广大区域的低风电比例，风电的时间波动性并未改变，仍然需要其他能源电力支持，风电在能源结构中的地位无法改变，因此对于优化调整能源结构的作用和意义并不大。

解决风电消纳问题最直接的方案是采用储能技术，目前技术比较成熟并得到大规模应用的是抽水蓄能电站，但该储能方案对水源和工程应用场地有特殊要求，不利于大面积推广；其它储能技术方案，如电池储能等，由于成本太高或效率较低，虽然有示范项目投运，但距离大规模电网储能的商业应用尚有较大的距离。

另外，国家在解决“弃风限电”问题上做了各种尝试，例如在限电比较严重的地区建设“弃风供热”项目，但由于项目投入与产出比例失调，技术经济可行性较差而难以推广；有些地区采用风火替代交易的方式争取风电的上网电量，但由于利益补偿机制不透明，分配方案复杂，导致发电企业的积极性不高，效果未达预期。

二、风电消纳问题的体制性因素



实际上，无论是火电调峰，还是风火替代交易，都反映出当前风电发展困境中的体制性因素。在当前电力体制下，对于发电企业来说，发电计划由电网公司制定，上网电价由物价部门核准，只要能够低成本按计划发电，就能保证企业的正常经营和发展。在风电装机规模日益增长的环境中，风电具有优先上网、调度的优势，火电企业往往被迫为风电调峰，企业的利益得不到保证，形成“风火竞争”的利益格局，在冬季供热季节，火电企业自然利用上网优势保证自身的利益，必然导致大规模风电限电。因此，风电目前的发展困境与其说是风电自身特性造成，不如说是当前电力体制的弊端使然。

要保证风电等可再生能源的持续健康发展，需要从电力体制改革入手，从国家发布的《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》不难看出，新的电力体制改革主要是推进电力领域价格改革，推动供求双方直接交易，构建竞争性电力交易市场。

在新的电力体制条件下，发电企业与用电方通过电力市场直接交易，发电企业的经营收入将主要依靠长、短期合同和实时电力平衡合同，调峰辅助服务市场将应运而生；在可再生能源装机比例高的地区，发电与用电不易匹配，电力峰谷差拉大，调峰需求越大，调峰服务的市场价值越高，具备较强调峰能力的电厂将获得巨大的调峰辅助服务收益，在市场竞争中占有优势。这样，常规能源与可再生能源的利益不再是矛盾关系，市场利益促使常规发电企业有动力为可再生能源调峰，使原先“风火竞争”转为“风火互补”，从而促进可再生能源的进一步发展。

三、电力调峰的技术创新

大力发展调峰电源是进一步促进可再生能源发展的重要前提条件，除了抽水蓄能电站以外，常见的调峰电源有水电站，燃气电站、纯凝式火电厂等。水电站具有较好的启停特性，但对于水电资源贫乏的三北地区用处不大；燃气电站具有良好的调节能力和调峰性能，但考虑到天然气供给、价格等因素，燃气电站的发展规模尚需深入研究；纯凝式火电厂具有一定的调峰能力，但存在煤耗增加、排放增加、设备磨损、寿命减少的不利影响，而且我国“三北”地区纯凝式火力发电机组比例小，冬季调峰能力严重不足。

以煤为主的能源资源禀赋特点决定了我国以煤电为主的电源结构，调峰电源还需以现有的火力发电厂为基础，结合技术创新，将火力发电厂改造为调峰电厂，使之能够适应电力系统负荷快速波动，具有良好调峰特性，同时又能够优化火电机组调峰煤耗，减少设备磨损，降低调峰排放，而且满足供热需求。

根据火力发电厂的电力生产流程和特点，在燃煤锅炉和汽轮发电机之间增加一个高效热储能装置，用于缓冲调峰带来的能量波动，使锅炉运行在稳定工作点，保证煤耗和排放最优。

对火电厂进行热储能技术改造，使之成为调峰电站，不仅是一种成本低、效率高、实用性强的解决电网调峰能力不足问题的解决方案，而且对于火电厂自身来说，调峰改造也有利于提高效率，降低成本，增加火电厂的市场竞争力。

四、结论

当前风电发展的困境不仅仅是可再生能源自身特点造成，更是当前电力体制下形成“风火竞争”局面的必然结果，只有建立起自由竞争的电力市场，通过市场的作用，将火电等化石燃料能源与可再生能源的利益机制理顺，使二者结合起来，形成“风火互补”，创造出有利于可再生能源发展的市场环境，才能保证可持续的能源发展。

（张勇，龙源（北京）风电工程设计咨询有限公司，副总经理，高级工程师、孙继栋，龙源（北京）风电工程设计咨询有限公司，总经理，教授级高级工程师）

张勇 孙继栋 中国能源报 2015-01-30

中广核清洁上网电量同比增三成

“2014年，中广核清洁能源上网电量超过980亿千瓦时，比上年增长30.5%；其中核电上网电量734亿千瓦时，约占中广核总上网电量的75%；非核新能源上网电量248亿千瓦时，约占中广核

总上网电量的 25%。”中广核集团公司新闻发言人胡光耀在 1 月 20 日召开的 2015 年度新闻发布会上表示。

不仅如此，2014 年，无论是从经营管理，安全生产，还是科技创新、公众沟通等方面来看，可谓中广核的丰收之年。

运行安全指标进入世界优秀水平

根据发布会通报的信息，截至 2014 年底，中广核总资产超过 3900 亿元，同比增长 24%；在运装机容量达到 2334 万千瓦，同比增长 37%。中广核在运核电基地扩大到 4 个，共计 11 台机组、1162 万千瓦同时在运，继续保持国内第一；在建 13 台机组，装机容量 1550 万千瓦，继续保持全球第一。同时，中广核非核新能源板块规模效益取得快速增长，在运装机规模首次突破 1000 万千瓦，与核电装机容量大致相当。

清洁能源的环境和社会效益显著。中广核全年清洁能源上网电量等效减少标煤消耗 3150 万吨、减排二氧化碳 7750 万吨、二氧化硫 75 万吨、减排氮氧化物 50 万吨，减排效应相当于种植 21 万公顷的森林，面积可覆盖整个深圳。

核电安全向来是公众最为关心的话题。据中广核核电运营事业部总经理苏圣兵介绍，2014 年中广核核电安全运行业绩总体良好，大亚湾核电基地六台成熟机组 57%的 WANO（世界核运营者协会）指标进入世界前 1/10 的优秀水平，近几年新投产的 5 台新机组 53%的 WANO 指标进入世界前 1/4 的先进水平。全球 64 台同类型机组连续安全运行天数的第一名仍然位于大亚湾核电基地。

在工程建设方面，据中广核核电工程事业部副总经理夏林泉介绍，2014 年中广核实现 3 台核电机组商运，创造了国内核电批量化投产新纪录。目前，中广核在建核电机组 13 台，工程建设安全质量总体良好，20 万工时安全事故率仅为 0.014，连续三年下降，处于世界先进水平。中广核五大在建核电基地的安全标杆评级持续向好，其中红沿河、阳江、防城港达到 7 级，迈入先进值行列，宁德、台山达到 6 级保持良好。

自主三代核电技术“华龙一号”落地

这一年，最让国内核电人士兴奋的莫过于，2014 年 8 月，中广核具有完全自主知识产权的三代核电技术“华龙一号”总体技术方案通过国家能源局、国家核安全局组织的评审，成为中国核电“走出去”的重要技术依托。同年 12 月 9 日，国家能源局批准采用“华龙一号”技术的广西防城港核电二期开展前期工作，目前各项准备工作正有序推进。而且，中广核已与 30 家企业签署“华龙一号”关键设备研发协议。

2014 年，中广核还积极推进核电“走出去”战略实施，积极稳妥布局国际核电市场，并在英国、罗马尼亚核电项目上取得重大进展。一方面，英国政府同意由中广核牵头的中国企业参与英国拟新建核电项目的开发与建设。另一方面，罗马尼亚已宣布中广核成为切尔纳沃德核电项目“选定投资者”，双方正就项目落地而积极努力。中广核国际核电开发进入技术和项目落地的新阶段。

据中广核科技委副秘书长舒睿介绍，中广核始终坚持科技创新驱动发展，2014 年科技研发投入达到 20.4 亿元，比上年增长 20%。据统计，“十二五”前四年中广核科技研发总投入已经达到 63.5 亿元。

在专利申请方面中广核收益也颇丰，年专利申请总量由 2008 年的 55 件跃升到 2014 年的 519 件，截至 2014 年 12 月底累计申请专利 1935 件，拥有有效专利 983 件。其中，大亚湾核电运营管理有限公司的“一种核电机组的事故监控系统及其监控方法”获得第十六届中国专利金奖，这使得中广核获得的中国专利金奖总数达到两个，成为少数多次获得该奖的企业。

核安全级仪控系统（DCS）和核电站控制棒驱动系统分别被称为核电站的“中枢神经”和“心脏”。2014 年，我国首套自主核安全级 DCS 产品——FirmSys 通过德国独立第三方权威认证，并围绕在阳江核电 5、6 号机组的应用，完成核级 DCS 工程样机制造和鉴定。在百万千瓦级压水堆核电站控制棒驱动系统方面，中广核攻克了制约自主化的瓶颈技术，打破国外垄断实现 100% 自主化，整体性能指标达到了国外先进技术水平，并通过科技部组织的项目验收。

这一年，由中广核旗下中科华核电技术研究院参与共同组建的国家能源海洋核动力平台技术研发中心挂牌成立。海洋核动力平台，是海上移动式小型核电站，可为海洋石油开采和偏远岛屿提供安全、有效的能源供给，也可用于大功率船舶和海水淡化领域。同时，在新能源领域，中广核德令哈 50 兆瓦光热示范工程进展顺利；在核技术应用领域，中广核高端加速器即将投产，为后续拓展新的业务领域奠定了坚实基础。

发行中国核电第一股

这一年，让资本市场兴奋的是：中广核两大产业板块先后成功登陆香港资本市场。

10 月，中广核旗下的中国广核美亚电力控股有限公司（股票代码：1811.HK）在香港成功上市，成为中广核新能源板块的全球唯一平台。2014 年 12 月，中国广核电力股份有限公司（股票代码：1816.HK）在香港成功上市，成为全球目前唯一纯核能发电的大型上市公司和中国核电第一股。

据介绍，中广核电力在超额配售后募集资金高达约 282 亿港元，是 2010 年 10 月以来至发行上市当日的“集资王”，得到全球顶级的主权基金及长线基金不限价认购。香港公众超额认购达到 286.3 倍，冻结资金超过 3500 亿港元，是 2010 年以来港股的“冻资王”。鉴于中广核电力的发行规模和良好市场表现，上市后第二天就被确认纳入 MSCI 中国指数。

加上此前在港上市的中广核矿业（股票代码：1164.HK），中广核的核电、核燃料、非核清洁能源三大业务板块已实现上市。

胡光耀表示，两大核心业务的上市，大大增强了中广核持续健康高效发展的能力，并为中广核深化改革、依法治企、打造国际一流清洁能源企业提供了重要条件。未来，中广核将依托国内外资本市场，坚持走做优做强之路，积极推动公司治理水平提升及国有资产保值增值。

与此同时，中广核贯彻国内外“两种资源、两个市场”的战略，持续加强中亚、澳洲、非洲等地区铀资源开发，目前中广核所属的纳米比亚湖山铀矿项目铀资源储量居全球第三，是我国在非洲最大的实体投资项目，达产后年产量位居全球第二。2014 年 12 月 14 日，中广核还与哈萨克斯坦国家原子能工业公司签署协议，协议内容包括在哈萨克斯坦合资建立核燃料组件厂。

朱学蕊 中国能源报 2015-01-28

英媒冷眼看中国煤炭产量本世纪首降

参考消息网 1 月 29 日报道，英报称，关于 2014 年中国国内煤炭产量下降的报道显示，中国清洁空气和可再生能源政策正开始对该国的煤炭产业产生影响。

据英国《卫报》网站 1 月 27 日报道，据中国国家媒体报道，预计 2014 年煤炭产量将下降，这在本世纪尚属首次。2014 年前 11 个月，中国煤炭的总产量为 35.2 亿吨，同比下降 2.1%。

中国煤炭工业协会预计全年产量将同比下降 2.5%。

煤炭行业坚称该行业受到许多一次性因素的冲击，比如高降雨量导致水力发电量较高继而影响了对煤炭的需求。

不过，有媒体承认，煤炭行业面临的大部分压力是中国政府出台严苛的环境新规和可再生能源领域的投资增加造成的，可再生能源领域的投资增加已使中国成为全世界清洁能源技术领域最大的投资者。

新华社说，在 2005 年至 2013 年间，中国单位国内生产总值二氧化碳排放下降了 28.56%，而新数据显示，2014 年，随着清洁能源基础设施领域的投资继续飙升，单位国内生产总值二氧化碳排放进一步下降。

英国《卫报》网站 1 月 28 日发表题为《对于中国煤炭问题的观点：深挖》的社论称，谈论中国的煤炭产量曾经看起来和纠缠苏联的拖拉机产量一样不靠谱。但现在不再是这样了。气候变化是地球生命面临的巨大威胁，中国是最大的碳排放国，煤炭则是罪魁祸首。目前中国的煤炭开采量是上世纪 60 年代的约 10 倍。对中国官方数据的最新分析结果显示，2014 年前 11 个月中国的煤炭产量下降 2.1%，表面看来，这的确是振奋人心的好消息。

全世界过去曾经无视中国的煤炭开采活动，现在似乎需要紧急补上这一课了。首先，最重要的事情是烧了多少煤。当然，如果没有需求，就不会有开采。但是对于中国而言，完全有可能一方面减少开采活动，另一方面增加从其他地方进口的煤炭。

幸运的是，情况似乎并非如此：绿色和平组织的调查工作表明，中国的煤炭消耗量也在下降。还有其他许多事情有待查证。我们是在见证经济增长与煤炭消耗量脱钩的新趋势吗？还是这不过是暴雨导致水力发电量大增或是经济状况的起伏抑或仅仅是股市下跌而带来的短暂一瞬？还是这是因为对煤炭的渴求已经被使用其他燃料的想法所抑制？中国迅速增加的石油进口量让后一种观点有了说服力。

最后同样重要的是，这些数字的可信性值得怀疑。过去，不管是统计错误还是有意为之，中国全国的碳排放量和地方碳排放量总和之间存在着巨大的差异。

中国政府最近承诺本国的碳排放量将在 2030 年达到峰值，这让在统计数据上做手脚有了新的理由，不过这也让人有了新的理由去寄希望于中国姗姗来迟的环保行动或许会取得成果。

参考消息 2015-01-30

发展区域能源正当时

1月27日，由泛华建设集团低碳设计研究院主办、全国区域能源专业委员会协办、亚太经合组织（APEC）鼎力支持的“APEC 区域能源发展路线研究国际研讨会”在京举行。来自丹麦、澳大利亚、日本等国的专家同国内专家学者一起就如何推进区域能源发展交流了意见和建议，全国区域能源委员会理事长许文发作了大会致辞。

区域能源支撑新型城镇化

能源综合利用率低是当下我国能源发展不能回避的问题，目前国际上能源综合利用率的平均值在 50%左右，丹麦等国可达到 70%以上，而我国的能源综合利用率仅为 37%，近 20 年，我国平均能源消费增量占全球能耗增量的一半左右。据统计，2013 年，我国 GDP 占世界总量的 12%，能源消费占全球能源消费总量的 22%以上。

在城镇化发展方面，“按常住人口计算，中国的城镇化率为 51%，按户籍人口计算仅为 35%，换句话说，我们有大量农村人口到了城镇，但还没有‘化’。”泛华集团低碳设计研究院院长邹佳媛在发言中指出，虽然自上世纪 80 年代起，我国城镇化的单位产出能耗总体保持下降趋势，但总体水平仍不高。

当前是我国大力推进新型城镇化的关键时期，提升能源利用效率则是必须首先要解决的问题。“没有高效的能源利用率就不能实现真正的新型城镇化。”许文发告诉记者。事实也证明，以分布式冷热电联供系统为代表的区域能源梯级利用方案已经得到了全世界的普遍认可。

多管齐下推进区域能源发展

“我们给区域能源的定义是：区域供暖、区域供冷、区域供电以及解决区域能源需求的能源系统和它们的综合集成。人类社会至今所有一切用于生产和生活的能源，在一个特指的区域内得到科学的、合理的、综合的、集成的应用，完成生产、供应、输配、使用和排放全过程，成为区域能源。”邹佳媛表示，以这个标准来看，我国区域能源发展方面还处于起步阶段。

“国际区域能源协会成立于 1909 年，我国的全国区域能源专业委员会 2009 年才成立，区域能源规划的明确提出也仅有 12 年时间，尽管我国的集中供热历史很长。”华南理工大学设计院总工程师王钊认为，随着这些年国家对节能减排和环境保护的重视，给区域能源发展提供了平台，也带动了相关技术和市场的发展。但与会专家们表示，要达到像丹麦、日本等国的区域能源发展水平，我国还有一段很长的路要走，需要完善顶层设计和政策扶植，以及明确规划目标和区域统筹等多方面着手推进。

研讨会上，来自国内外的专家学者作了包括《区域能源发展及方向》、《APEC 区域能源发展路线研究项目背景及成果介绍》、《丹麦区域供热发展经验：如何在城市中发展最适宜的区域能源设

施》、《依法治国推动中国区域能源快速发展》、《日本区域能源的挑战》等专题演讲。

郭立琦 中国能源报 2015-01-30

报告显示我国石油对外依存度达 59.5%

1月28日,中石油经济技术研究院在北京发布的《2014年国内外油气行业发展报告》(下称报告)显示,2014年我国石油消费延续低速增长态势,石油对外依存度达59.5%,天然气发展不如预期,消费增速大幅放缓,对外依存度上升至32.2%。

根据报告,2014年,我国原油产量缓慢增长,估计全年石油表观消费量5.18亿吨,石油净进口3.08亿吨,同比增长5.7%,增速比上年提高3.1个百分点,石油对外依存度达到59.5%。

报告显示,2014年我国油气产量稳中微增,估计可达2.1亿吨。这一年,非常规油气资源勘探开发取得重要突破,重庆涪陵页岩气田已建成产能20亿立方米/年,累计生产页岩气11.36亿立方米,全国页岩气产量有望从2013年的2亿立方米增至13亿立方米,煤层气地面开采量有望突破40亿立方米。

这一年,在海外,中国石油企业表现不俗,油气产量继续保持持续稳定增长,全年油气权益产量估计超过1.3亿吨,同比增长约10%。中石油海外权益产量近6000万吨,中石化得益于前几年收购的项目陆续投产,海外权益产量超过4000万吨,中海油权益产量也达2200万吨。

值得一提的是,在海外权益产量增加的同时,三大石油公司海外业务发展战略已开始转型,从重规模扩张转向更重质量效益,全年新项目收购金额不到30亿美元,同比下降近90%。海外资产的优化已成为石油公司考虑的重点。与此同时,民营企业海外油气投资步伐明显加快,在2013年完成近10亿美元的收购后,2014年全年投资规模超过22亿美元,再创历史新高。从获取项目特点看,民营企业以收购小型项目或参股少数权益为主,带有试水性质,更多依靠其他合作伙伴的技术和管理能力。

值得注意的是,《报告》指出,2014年我国天然气发展并不如预期,受宏观经济下行、天然气价格调整、替代能源加快发展等因素影响,天然气市场发展速度明显放缓,估计全年表观消费量为1830亿立方米,同比增长8.9%,增速为近10年低点。

报告数据显示,2014年国内天然气产量为1256亿立方米,同比增长6.6%。煤制气供应量约10亿立方米,远低于预期水平。天然气进口量为590亿立方米,同比增长11.5%,对外依存度上升至32.2%。其中,管道气进口310亿立方米,占进口总量的52.5%;LNG2016万吨,占进口总量的47.5%,因需求增速放缓,国内天然气市场供需矛盾有所缓解,全年总体宽松。

按照报告分析,2014年,我国炼油能力过剩问题更加突出,炼油能力首次突破7亿吨/年大关,新增炼油能力3950万吨/年。一面是新增炼油能力大幅增加,一面是受国际油价大幅下跌影响,国内成品油价格随之“跌跌不休”,使国内炼厂高进低出,致炼厂全面亏损。全国炼厂平均开工率连续三年下滑,2014年降至75%。尽管一些炼厂已达到或接近世界或亚太地区先进水平。但从总体上看,炼油工业资源利用率仍较低,能耗物耗较高,“三废”排放量较大,与世界先进水平相比仍有一定差距,转型升级仍然任重道远。

报告预测,新常态下,我国石油需求将呈现五个新特点,一是经济对石油消费拉动减弱,石油需求将保持2-3%低速增长;二是成品油消费将呈低增长、低消耗、低污染“三低”发展趋势;三是成品油消费增速继续分化,“汽高柴低煤多”特点将日趋明显;四是成品油出口(尤其是柴油出口)将逐渐呈现常态化和规模化;五是以天然气和电能为代表的替代能源将加速发展。

能源网-中国能源报 2015-01-30

煤炭行业发展困境和趋势三问

煤炭是我国能源消费的主体。但从2012年以来,我国煤炭需求下降,煤价大跌。经历“辉煌十年”的“煤老大”,显然感受到了阵阵寒意。在能源革命的背景下,煤炭行业何去何从?

“煤老大”怎么了?

近期，煤炭产量 14 年来首次下降的消息，成为行业关注焦点。中国煤炭工业协会 29 日发布的《2014 年中国煤炭工业发展年度报告》显示，预计 2014 年，我国煤炭产量同比减少 2.5% 左右，是自 2000 年以来的首次下降。

煤炭产量十余年来首次下降，也将煤炭市场带入了“寒冬”。自 2012 年下半年以来，我国煤炭市场深度调整，卖方市场变成买方市场，煤价大幅下跌。2014 年，煤炭市场供大于求矛盾依旧突出，库存增加，效益下降。

中国煤炭工业协会统计，目前全国煤炭企业亏损面超过 70%，大部分煤炭企业经营困难，一些企业减发、欠发工资问题突出。

煤炭市场为何突然间不景气了？中国煤炭工业协会副会长姜智敏分析说，造成煤炭市场供求变化的原因是多方面的，包括煤炭市场需求不旺、产能建设超前、进口规模较大等。

此外，生产集中度低、劳动生产率低、企业社会负担重、市场化程度不高等煤炭行业长期积累的深层次矛盾，在经济下行、需求放缓的时期充分暴露出来。

“黄金十年”一去不复返，煤炭行业面临的困境已是业内共识。29 日举行的“2015 中国煤炭高峰论坛”，将主题聚焦在“能源革命和经济发展新常态下煤炭发展战略与规划”。与会专家认为，煤炭行业将进入需求增速放缓期、过剩产能与库存消化期、环境制约增强期和转方式调结构攻坚期。

由此看来，“煤老大”的“苦日子”还要持续。中国煤炭工业协会会长王显政在论坛上说，煤炭行业依靠数量、速度、粗放型的发展方式已经结束；煤炭产能过剩已成定局，短期内市场供大于求的形势难以改变；煤炭价格稳定很难，回升到 2012 年的高位几乎是不可能的。

还要不要煤？

去年以来，能源革命的提出，给我国能源行业带来深远影响，向来被认为“高污染、高排放”的煤炭行业首当其冲。在治理雾霾、保护环境的背景下，“去煤化”的观点也被抛出。我们究竟还要不要煤？

与会专家普遍认为，在未来相当长一段时间内，煤炭作为我国能源主体地位是难以改变的。从我国资源赋存条件看，富煤、贫油、少气的特点明显。我国煤炭资源总量占一次能源资源总量超过 90%。

与此同时，非化石能源在我国能源消费比重中约占十分之一，短期内难堪大任。中国工程院院士、四川大学校长谢和平说，新能源支撑能源需求需要较长的成长期，至少需要 15 年到 20 年的时间才能够替代另一种能源结构。

从利用角度看，黑色的煤炭，不一定是“肮脏”的。以占煤炭消费约一半的发电为例，中国工程院院士、神华集团董事长张玉卓介绍，通过燃煤电厂升级改造，可以实现煤电污染物排放达到或优于天然气燃气机组排放水平。此外，通过煤制油、煤制气等现代煤化工，不仅能实现煤炭清洁高效低碳转化，还能降低石油和天然气对外依存度。

“煤炭革命，不是‘革煤炭的命’，而是要把煤炭挖好、用好、管好。”谢和平说，煤炭生产消费可以实现洁净、绿色、低碳，煤炭也是最经济、最可靠的能源，没有理由“去煤化”。

煤炭出路在哪？

不容忽视的是，未来煤炭的需求将会承压。我国煤炭产能已经超过 40 亿吨，在建规模 10 亿吨以上，煤炭产能释放压力加大，而全球煤炭市场过剩，煤炭进口仍将保持较大规模。但在需求端，我国已经明确要调控煤炭消费总量，到 2020 年，煤炭占一次能源消费比重控制在 62% 以内。

由此来看，低迷煤炭行业，必须谋求转型升级。

“传统的煤炭利用方式不革命是不行了，煤炭行业革命的核心在于推进煤炭全产业链清洁高效开发利用。”中国工程院院士、中国科协副主席谢克昌说，我国传统煤炭开发利用方式过度开采、生态破坏，利用技术落后、能效低下，带来严重的环境问题和减排压力。

在他看来，煤炭由“黑色”到“绿色”的转变，要控制开发量，提高科学产能比例；分级分质，对口利用，全面洗选；加大高效洁净燃煤发电和煤电节能减排技术的应用推广，改造工业窑炉，提

高燃煤效率；突破技术瓶颈，减少水耗和排放，降低成本，有序布局，适度发展现代煤化工；重视高硫、高灰、低阶煤的利用，提高资源利用率。

王显政认为，煤炭工业发展必须推进结构调整，促进发展方式由数量速度型向质量效益型转变；推动行业发展由生产、销售原煤向销售商品煤、洁净煤转变；促进煤炭产品由燃料向原料与燃料并重转变。此外，要推进煤炭市场交易体系建设。（记者 陈炜伟）

新华网 2015-01-30

生物质能、环保工程

三部门发布目录引导制造企业转向环保装备

工信部、科技部和环保部日前发布《国家鼓励发展的重大环保技术装备目录(2014年版)》，包括107项技术装备，涵盖大气污染防治、水污染防治等8个领域。

“这将指导用户单位积极采购目录所列技术装备，提高先进环保技术装备的市场占有率，并引导社会资金和装备制造企业转向环保，打造一批行业龙头企业。”工信部节能与综合利用司相关负责人表示。

《目录》瞄准国家在环境保护工作方面提出的目标任务，以满足重点领域、重点行业 and 重点污染物控制为工作目标，提出了一批先进适用的环保技术装备。其中，大气类技术装备25.2%，水类23.4%；在应用领域上，涵盖市政、火电、钢铁、水泥、石油化工等重点行业。

“与此前2011版目录相比，此次的《目录》新增了这几年新研制的治理效果明显提升、资源综合利用程度显著提高、具有明显节能降耗与协同处理效果的先进环保技术装备，可以说技术更先进，并具有一定前瞻性。”该负责人指出。

比如，在技术参数选择上，小部分技术装备以当前排放标准为依据，大部分技术装备的性能都高于排放限值。尤其是针对当前雾霾、土壤和地下水修复、污泥等突出环境污染问题以及当前尚未引起行业足够重视，但未来市场前景广阔、代表今后技术发展趋势的部分前瞻性技术也纳入《目录》，如正渗透、生态修复、二氧化碳捕集和封存技术装备等。

近年来，我国环保装备快速发展，产业技术水平明显提升。自2011年以来，环保装备制造业保持了年均20%以上的增速，2013年全行业总产值3600亿元左右。在科技研发、新产品推广、重大装备制造及应用等领域都取得了重大进展。例如：2011版《目录》中，列入研发类共72项，此次修订后，仍保留在研发类的只有2项，其余均转入或合并到应用、推广类，说明新产品、新技术得到了良好的推广应用，也验证了《目录》有明显的导向作用。

“当前我国环保装备产业的总体供给水平尚处于可满足现实需求的一般水平上，前沿技术研发不够，先进环保技术装备的市场占有率仍在10%以下，造成环境工程投资成本和运行费用偏高，而且运行不稳定。”该负责人介绍说，从进出口情况看，国产装备出口始终处于起步阶段，而且集中在中低端产品，整体国际竞争力不强。反观国外，环保产业发达国家已经完成了技术装备的原始积累，高科技与环保产业的融合成为主流趋势，产业发展模式是提供整体解决方案，输出技术，提供核心关键设备和零部件，产业利润率远远高于国内。

据介绍，2011年版目录主要的思路是通过研发来提升产业的科技含量，最后公布的目录中开发类有72项，占比为67%，就证明了这一点。但是由于缺乏来自用户群体最直接的环境需求，目录的高技术装备针对某些治污领域显得高高在上，很难落地，效果打了折扣。因此，今年《目录》注入了环境需求的引擎，把科技引导、产业化发展和供需对接结合起来，将使科技研发-示范应用-产业化-推广应用的良性循环贯穿整个产业链，迅速提升行业的整体竞争力。

黄鑫 经济日报 2015-01-23

环保“十三五”规划编制思路拟定

在近日召开的全国环保工作会议上，环保部部长周生贤指出要全面推进“十三五”环保规划编制。

记者获悉，环保部编制完成《国家环境保护“十三五”规划基本思路》（以下简称《基本思路》），提出了环保“十三五”规划的基础与形势、目标、重大战略任务、重大工程和项目以及制度建设和政策创新。

“环保‘十三五’规划坚持远近结合，既要五年为主，必须要提出与全面建成小康社会相适应的环境质量奋斗目标，又要考虑更长时期的远景发展，注重深化生态文明领域和关键环节改革；必须牢牢把握人民群众是否满意、生态环境是否健康和安全的出发点、着力点，全面体现深化改革、依法治国和经济新常态，以环境质量改善为核心，适应社会新期待，国家、区域、城市、乡村相结合，建立环境质量改善和污染排放总量双重体系，综合反映治污减排、风险防范、空间优化、制度建设进展，注重在重点地区、行业精准发力、精益管控，打赢大气、水体、土壤污染防治三大战役。”环保部规划财务司司长赵华林对记者介绍。

赵华林指出，“在经济新常态下，环境管理需要新思维，管理手段应在继续坚持、深化完善总量控制制度的基础上，向分地区、分时段的流量控制转变，这是基于环境容量的精细化管控模式，既可以在确保环境质量的前提下充分利用自然环境的自净能力，又可以在不良环境条件下精准地采取措施以确保环境质量。”

“十三五”环保规划目标初定

“十三五”环保工作面临着诸多机遇与挑战。

根据《基本思路》，机遇之一即经济增速换挡，污染物新增量进入收窄期。对此赵华林解释，“GDP增长进入中高速发展通道，重化工业快速发展的势头减缓，第三产业成为拉动经济增长的主力，总量和结构都在向有利环境保护的方向发展。粗钢、水泥以及铜、铝、铅、锌等主要有色金属产品产量预期在2015年至2020年左右出现峰值，传统污染物新增量同比下降，污染物排放高位趋缓。”

同时，挑战也十分明显，挑战之一即污染治理迟疑不决、患得患失。“随着宏观经济增长步入新常态，如何处理好节能减排与经济增长和就业保障的关系成为难题，环保资金投入和增长的可持续性存在变数。”赵华林解释，一些地方政府财政收入增速放缓、企业效益下滑，政府环保投入长效机制难以为继，企业治污决心和行动出现迟疑，有的企业可能不上治污设施、上了治污设施也不正常运行，甚至偷排漏排，监管难度加大。

综合考虑我国环境保护现阶段的特点和“十三五”期间经济社会发展趋势，《基本思路》初步提出了“十三五”期间环境保护奋斗目标，主要包括两个阶段性目标。

首先，到2020年，主要污染物排放总量显著减少，空气和水环境质量总体改善，土壤环境恶化趋势得到遏制，生态系统稳定性增强，辐射环境质量继续保持良好，环境风险得到有效管控，生态文明制度体系系统完整，生态文明水平与全面小康社会相适应。

其次，到2030年，全国城市环境空气质量基本达标，水环境质量达到功能区标准，土壤环境质量得到好转，生态环境质量全面改善，经济社会发展与环境保护基本协调，生态文明水平全面提高。

主要污染物总量指标体系扩容

《基本思路》提出要以质量改善为核心，优化和完善主要污染物总量控制指标体系。

赵华林指出，根据质量改善需求，继续实施全国二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮排放总量控制，进一步完善总量控制指标体系，提出必要的总量控制指标，以倒逼经济转型。

根据《基本思路》，初步考虑，对全国实施重点行业工业烟粉尘总量控制，对总氮、总磷和挥发性有机物（以下简称VOCs）实施重点区域与重点行业相结合的总量控制，增强差别化、针对性和可操作性。

“新增的四种污染物总量控制指标并不是在所有的区域和所有的行业实施，而是在某些重点区域和重点行业分别实施，这也是它们区别于既有的四种主要污染物控制指标的地方。”赵华林解释。

同时，根据《基本思路》，初步考虑在电力、钢铁、水泥等重点行业开展烟粉尘总量控制，实施基于新排放标准的行业治污减排管理，把问题突出、影响范围广的区域大点源烟粉尘排放量降下去。

相比烟粉尘，VOCs的控制难度更大。根据世界卫生组织的定义，所谓VOCs是指沸点在50℃-250℃的化合物，室温下饱和蒸汽压超过133.32Pa，在常温下以蒸汽形式存在于空气中的一类有机物。VOCs主要产生于石化、有机化工、合成材料、化学药品原料制造、塑料产品制造、装备制造涂装、包装印刷等行业。

“VOCs也是作为二次污染物PM2.5的重要前体物之一，因此它纳入总量控制指标体系，对控制PM2.5将具有重要作用。”中国环科院副院长柴发合对21世纪经济报道记者解释，相比二氧化硫、氮氧化物、颗粒物等大气污染物，VOCs的治理基础还十分薄弱。

目前，针对VOCs产生量最大的石化行业，环保部已于去年年底发布了《石化行业挥发性有机物综合整治方案》。

根据这一方案，环保部提出，到2017年，全国石化行业基本完成VOCs综合整治工作，建成VOCs监测监控体系，VOCs排放总量较2014年削减30%以上。目前的首要任务是对石化企业VOCs排放环节、治理措施和效果、VOCs排放量和VOCs物质清单等开展排查，并作为VOCs排污收费、总量控制和危险化学品环境管理等依据。

对VOCs治理的难度，环保部污染防治司司长赵英民曾经解释，由于VOCs无组织排放的特点，其治理很难像治理二氧化硫和氮氧化物那样，主要通过制定重点行业强制排放标准和电价补贴政策，就能起到立竿见影的作用，“不是出一个政策就可以监管，而是要更多地发挥市场的作用。”

他进一步指出，很多发达国家制定了国家排放标准，并对排放VOCs产品进行征税，即含VOCs多的产品，税收就高，通过价格手段来减少VOCs的排放。

在烟粉尘和VOCs之外，总氮、总磷这两种总量控制新指标也值得关注。实际上，在“十二五”环保规划里面，国家已经提出，在已富营养化的湖泊水库和东海、渤海等易发生赤潮的沿海地区实施总氮或总磷排放总量控制。

根据《基本思路》，“十三五”期间初步考虑在三湖一库、海河流域以及长三角等污染最严重、问题最突出的地区实行总氮或总磷区域排放量总量控制，要求沿海城市污水处理厂实施脱氮除磷。

赵华林介绍，在设置水、大气环境质量和总量控制指标的基础上，初步考虑将全国耕地土壤环境质量、牧草地土壤环境质量、生态红线保护面积、生态服务功能提升等指标纳入“十三五”规划，力争突破既往规划土壤和生态保护规划目标薄弱状况，实现水、大气、土壤、生态系统等全要素目标指标管理，奠定对所有环境介质监管的规划基础。

空气质量目标分区管理

根据《基本思路》，在“十三五”期间实施《大气污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划》和《土壤污染防治行动计划》三大行动计划，分区域持续改善环境质量。

其中，空气质量的改善尤为值得关注。“为实现空气质量改善，需要二氧化硫、氮氧化物、一次颗粒物（工业烟粉尘）、挥发性有机物等的共同减排。”赵华林解释，在全国层面坚持不懈开展大气污染防治的同时，由国家制定分区域、有差别的空气质量目标，各地区依据基于排放清单等法规推荐方法确定达到空气质量目标的多污染物排放控制要求，并制定相应的工作方案。

根据《基本思路》，在PM2.5严重、大气污染传输影响显著的东中部12个省、珠三角、成渝区域全面实施第六阶段新车排放标准、非道路机械实施第四阶段排放标准；大力推进区域大气污染协同控制，形成区域统一的环境决策协商机制、信息通告与报告机制、环评区域会商机制、区域联合执法机制和区域重污染天气应急联动机制；建立反映区域污染特征的差别化质量目标和任务。

同时，珠三角区域重点抓好多污染物协同控制，控制PM2.5和O3等二次污染物形成，力争PM2.5年均浓度基本达标；成渝地区重点控制以PM2.5、PM10为代表的颗粒物污染，力争总体达到珠三角现状水平；东中部12省市（包括北京、天津、河北、山西、河南、山东、湖北、湖南、安徽、上海、江苏、浙江等）重点控制以PM2.5、PM10为代表的颗粒物污染，兼顾京津冀、长三角等区域的O3

污染，力争总体水平达到成渝现状水平。

《基本思路》提出，全国其他地区以控制PM10为重点，省会及计划单列市等中心城市兼顾PM2.5和O3的控制。根据城市污染程度和改善的不同，对接近标准的城市提出达标时间要求，对超标严重的城市提出浓度下降比例要求。

通过上述分区分类管理空气质量的措施，环保部期望到“十三五”末，PM2.5超标30%以内城市率先实现PM2.5年均浓度达标，PM2.5超标1倍以上的城市力争到“十三五”末将超标程度缩小三分之一以上，其它超标程度的城市力争到“十三五”末有所改善，力争全国地级以上城市重污染天气减少60%左右，城市空气质量平均达标天数比例明显提高。

21世纪经济报道 2015-01-27

哈尔滨给秸秆“寻找出路” 推动生物质能源发展

目前哈尔滨市的秸秆综合开发利用率较低。每年秋收后秸秆焚烧屡禁不止，已成为环境治理和城市管理的难题。“不让烧，不能烧，不该烧”，但“不烧怎么办”？如何加工处理？要给秸秆“寻找出路”。在1月20日召开的哈尔滨市政协十二届四次会议上，市政协常委、市侨联主席刘国超在大会发言时提出：利用秸秆资源培育新的经济增长点，推动哈尔滨市生物质能源装备产业加速发展。

生物质能源是通过绿色植物的光合作用，把太阳能转化为化学能后固定和贮藏在生物体内的能量。最有代表性的生物质是农林业生产过程中除粮食、果实以外的秸秆等木质纤维素。以秸秆为主的生物质转化为电能、热能、燃油等能源的价值及由此带来的新能源装备制造业的产值超过2000亿元。

哈尔滨市每年的秸秆总量约1760万吨，按照1吨秸秆相当于0.5吨煤的热值计算，蕴含着40多亿元的商业价值。刘国超建议组建哈尔滨市生物质能源装备工程技术研究中心，开展生物质能源装备相关技术攻关。按照战略性新兴产业的规划布局，扩建生物质能源装备制造产业园区。

引导市高端装备制造领域的骨干企业，向生物质能源装备制造产业聚集，以装备制造规模化、集约化发展为目标，规划、研发、生产、销售生物质能源设备，形成生物质能源装备全产业链和相关设备、产品集散地，辐射东北三省，面向全国市场。

以秸秆综合利用为资源价值的生物质能源装备及相关产业，是一个具有可再生性和广泛应用性特征的绿色能源“富矿”。刘国超建议加大对生物质能源装备产业的政策扶持，制订《生物质能源装备核心企业和配套企业认定标准》和《产品目录》，对制造、生产、购买、使用生物质能源装备的企业和个人，在产品研发、风险补偿、首台套示范应用、政府采购、金融信贷、优先立项、人才激励等方面给予资金扶持。引进创业投资和股权投资，支持符合条件的企业上市。同时创新机制探索新的商业模式。把生物质能源装备产业列为近期扶持的产业。

人民政协报 2015-01-27

我国主要污染物排预判峰值在“十三五”

- 当前至2020年是我国污染物排放跨越并进入下降通道的转折期
- 未来5—10年我国主要污染物排放的拐点将全面到来
- 大气污染物从当前的总量水平削减60%以上，才能实现环境空气质量显著改善，这一过程可能持续20年

随着“十一五”以来污染政策的强势推进以及经济结构进入深度调整期，我国主要污染物排放出现了新趋势。有必要对当前的污染物排放防治形势进行重新评估，以使污染减排和环境治理工作更有针对性。

国务院发展研究中心资源与环境政策研究所“我国环境污染形势分析与治理对策研究”课题组根据污染物的环境效应、相关国际经验及数据的可获得性，初步确定了我国大气、水主要污染物的研究范围，重点考察包括二氧化硫(SO₂)、氮氧化物(NO_x)、可吸入颗粒物(PM₁₀、PM_{2.5})、挥

发性有机化合物（VOCS）、氨（NH₃）、大气重金属等六类大气污染物以及化学需氧量（COD）、氨氮、氰化物、石油类、挥发酚、重金属、总氮、总磷等八类水污染物的排放趋势。课题组构建了研究我国主要污染物排放趋势的分析框架，包括：经济增长前景及经济增长与污染物排放“脱钩”态势；“环境库兹涅茨曲线”（EKC）与污染物减排的国际经验；高耗能高污染行业发展趋势；能源消费总量与能源结构变动趋势；环境监管的有效性与污染物减排政策走势；环境统计口径的变化及不确定性因素等。在此框架下，课题组利用最新统计数据及相关最新研究成果，对主要大气、水污染物排放进行趋势分析，得出如下判断。

【大气污染物】

常规大气污染物排放总量已达到峰值，部分非常规大气污染物排放峰值在未来 5~10 年出现，主要大气污染物叠加总量的峰值极有可能出现在 2016—2020 年。从数据及相关分析看，可吸入颗粒物（PM₁₀）排放总量自 20 世纪 90 年代以来处于下降态势；SO₂ 排放量在 2006 年出现“拐点”，此后进入稳定的下降通道；NO_x 排放量在 2012 年首次出现有统计数据以来的下降，预判 NO_x 排放量已进入“平台期”，并呈下降趋势。据此，可初步判断“常规”的大气污染物排放已出现转折。同时，课题组综合相关研究成果并进行测算，预判挥发性有机化合物、氨、大气重金属的排放总量在 2020 年左右，即未来 5~10 年间会达到峰值。将这六类主要大气污染物加总，并分析其排放趋势，大致预估在 2016—2020 年之间，极可能是这六类污染物排放总量叠加最高的时期。

【水污染物】

多数水污染物排放量已达到峰值，预判少部分水污染物排放峰值在 2020 年左右，综合分析及处理后，预判主要水污染物叠加总量的峰值极有可能出现在 2016—2020 年。从统计数据看，废水中 COD、氨氮、重金属、氰化物、石油类、挥发酚污染物排放已持续下降，总磷、总氮排放处于上升态势或处于高位。2011 年调整统计口径后，统计范围中增加了农业源 COD、氨氮、总磷、总氮等污染物，由于其时间序列较短，给趋势分析带来一定的不确定性。考虑到从目前到 2020 年左右，我国化肥使用量、畜禽养殖量处于增长态势，农业源 COD、氨氮、总磷、总氮的产生量可能仍将处于上升态势或维持高位，且由于农业源污染物难以控制，课题组将农业源 COD、氨氮、总磷、总氮的排放作 5~10 年的“后移”处理。综合考虑各类水污染物排放量及其减排速度，预判水污染物（叠加）总量大致在 2016—2020 年之间可以达到峰值，随后进入“平台期”，进而缓慢下降。

总体上，当前至 2020 年是我国污染物排放跨越峰值并进入下降通道的转折期，未来 5~10 年我国主要污染物排放的拐点将全面到来，2016—2020 年之间（即“”时期）我国主要污染物排放（叠加总量）会达到峰值，这一阶段大致也是各种污染物排放叠加处在最高点的“平台期”。多数污染物排放达到峰值后，大致会进入稳定的下降通道。因此，讨论我国是否应避免“先污染后治理”道路将成为过去式。

通过国际比较可以发现，我国在城镇化、工业化快速发展的中后期阶段、在人均收入水平相对较低的时期实现排放的转折，治污减排工作一定意义上是“提前了”。但是，也应注意，主要污染物排放拐点陆续到来，污染物排放叠加总量处于历史高位，复合型污染的特征将更加明显。因此，这一阶段，很可能是环境质量状态最为复杂的时期。由于环境质量的评价范围、标准选取不同，以及各类污染物的自净能力、环境容量不同，且受污染物累积效应和叠加效应、气候条件、时空分布等复杂因素影响，当前至 2020 年，我国多数的环境质量监测指标会逐步向好，但不同地区、不同季节的环境污染形势可能会十分复杂。从公众的直观感受上，当前至 2020 年极可能是我国环境质量最为糟糕的时期。但是，如果从积极的一面来看，也可以大致判断当前至 2020 年这一阶段是我国环境质量实现“稳中向好”的关键时期。根据测算，大气污染物从当前的总量水平削减 60% 以上，才能实现环境空气质量的显著改善，这一过程可能需要持续 20 年左右的时间。

“十三五”期间污染防治对策建议

我国主要污染物排放实现转折主要归功于“十一五”以来，以火电脱硫、污水处理等大规模治污工程建设为支撑，通过“层层分解落实”方式并辅以“一票否决”的考核制度作为保障的污染物

“总量控制制度”的有效推进。从环境污染治理角度看，当前至 2020 年左右是我国遏制污染物排放增量、实现总量减排的关键时期。污染物排放“后拐点”时期，对环境监管体制的有效性、各类政策工具应用、减排技术都提出了更高要求。环境治理会从污染物排放“总量减排”的粗放控制阶段逐步转到以环境质量为导向的“精细化”控制阶段。

当前至“十三五”期间，应从三个方面着力改进污染防治工作：

完善环境监管体制，提高整个环境监管体系的效能，进而提高其有效性。其重要目标就是实现《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》提出的“建立和完善严格监管所有污染物排放的环境保护管理制度，独立进行环境监管和行政执法”。实现这一目标，应从环境监管的立法、组织体系、监管工具、问责机制等多方面着力。建立并完善环境监管体制问责机制是突破口。监管体系组织结构的优化、监管能力的提高是重要支撑。

完善污染物减排的政策体系。具体而言，进一步做实“命令—控制类”环境政策，发挥其在污染减排中的基础性作用。与此同时，扩大环境经济政策的广度和深度，推进环境政策工具实用化、多元化发展，逐步发挥市场机制的作用，以促进形成污染减排长效机制。要落实排污达标、排污许可证制度等关键制度和环节，同时，要使各类政策工具有效衔接。

推动环境司法专门化制度的发展，使环境污染事件可以进入司法程序，以此提高整个环境法治水平。与此同时，应加强环境法治宣传和环境科普工作，使公众认识到污染减排的长期性和复杂性，了解政府所做的减排工作，并积极参与环境保护和污染治理。

知识链接：

我国计划 2030 年左右二氧化碳排放达到。碳排放由能源消费产生，不属于大气污染物指标，从国际经验来看，能源消费峰值一般滞后大气污染物排放峰值 20 年左右。比如，欧洲的大气污染物排放峰值在 20 世纪 70 年代，能源消费峰值在 20 世纪 90 年代。综合相关研究，中国能源消费峰值大约出现在 2030—2040 年。

（陈健鹏 高世楫 李佐军 国务院发展研究中心资源与环境政策研究所）

陈健鹏 高世楫 李佐军 光明网 2015-01-29

日本用废纸和餐厨垃圾制造生物乙醇

日立造船公司、熊本大学及京都市 28 日联合宣布在该市西京区建成一座以废纸和餐厨垃圾为原料的生物乙醇制造装置。

据从事生物质研究的熊本大学特聘教授木田建次介绍，“用废纸和餐厨垃圾制造生物乙醇的装置为全球首创，对环境保护十分有效。”

该装置能自动分拣收集来的普通垃圾，添加酶和酵母用 3~4 天时间使其转化为乙醇。一周可处理 5 吨普通垃圾，每吨垃圾可制造约 60 升乙醇。

此外，取出乙醇后的残渣还可用于制造甲烷。

日立造船公司称“将继续推进相关工作，争取早日实现商业化生产”。

新浪财经 2015-01-30

太阳能

“分布式光伏为啥这么难”系列报道之一电力体制决定分布式光伏命运？

导读：

2013 年 7 月，《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24 号）发布，国内分布式光伏市场大幕正式拉开。刚刚过去的 2014 年是分布式光伏全面推进的一年。一年多来，分布式光伏备受关注，纵然眼下仍存在不少难题，但没人否定其“道路曲折、前景光明”的未来。新

年伊始，本报从电力体制、地方政府管理、补贴机制等几个角度入手，梳理分布式光伏发展过程中值得关注的不同侧面。

如果把分布式光伏比作一个婴儿，那么她一定是含着金钥匙出生的。国家高层关注力推，分布式光伏万般受宠，相关利益方无不积极参与。

中央政府各相关部门高度重视分布式，国家发展改革委、国家能源局相继颁布《分布式发电管理暂行办法》、《光伏电站项目管理暂行办法》、《分布式光伏发电项目管理暂行办法》和《关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知》等一系列文件。地方政府也不“示弱”，出政策出钱，一些地区建立的“省市县乡”四级补贴体系可见一斑。多元的开发商、光伏设备制造企业、金融机构等众多参与主体也陆续“各就各位，各显其能”。

最值得一提的当属电网企业。众所周知，电网企业的收入全部来自发电与销售的“价差”，分布式光伏“自发自用”一度电，电网企业直接减少一度电的价差收入。然而，在“大是大非”面前，电网企业的配合行动与此前对风电接入的态度不可同日而语，也是蛮拼的：快速响应、文件频发、免费接入、补贴垫付、简化并网流程、电费及时结算……

但集万千宠爱于一身的分布式光伏并未出现期待中的大爆发，有人不禁要问，分布式光伏发电难题的症结到底在哪儿？

体制“画地为牢”：

要么自用，要么卖给电网

2013 年国家能源局发布的《分布式光伏发电项目管理暂行办法》第二条指出：“分布式光伏发电是指在用户所在场地或附近建设运行，以用户侧自发自用为主、多余电量上网且在配电网系统平衡调节为特征的光伏发电设施”。第五条指出，分布式光伏发电实行“自发自用、余电上网、就近消纳、电网调节”的运行模式。

“自发自用是一个非常有中国特色的提法。如果把它放在我国电力体制的高度来看，就明白为什么要强调自发自用。按照当前《电力法》的规定，电网公司是唯一合法的售电主体。分布式光伏强调自发自用，实际上是撕开了一个口子。”一位资深业内人士告诉《中国能源报》记者，“自发自用为鼓励分布式光伏而破例，允许其在现行的法律框架下发电卖电。但在实际执行中，由于体制和机制不顺，只开了一个口子的分布式光伏还有重重阻碍。”

按照目前的光伏补贴政策，分布式光伏自发自用经济性最好。但我国屋顶产权人和投资者并非同一主体的现实，使得电费回收成为最大的悬念，也是影响分布式光伏项目稳定收益回报预期的最重要因素。

江苏一分布式光伏投资商告诉记者：“发电卖给电网可以保证电费回收，预期收益是稳定的。因此，国家能源局去年 9 月出台政策对分布式光伏政策进行了修正，提出了有条件的全额上网新选项，可谓用心良苦。”

由此投资商有了两个选择：自发自用、余电上网，收益高一些，如果没有难收电费的问题，是最佳优选；如果存在电费难收的风险，可选择全额上网，收益稍低，但毕竟解决了收电费的问题，保证稳定的收益。“打个不恰当的比方，两害相权取其轻，每个项目因地制宜吧。”

但选来选去，分布式光伏之难在于，只有两个选择：发的电要么自己用（卖给楼下），要么卖给电网。“分布式光伏被画地为牢，只能在两难中选择。这难言的隐痛也是制约其发展的关键。”上述权威人士说。

“对分布式光伏发电，电网企业按照要求，积极接入，总体上看应该点赞。”上述人士说，“如果可以卖给第三方，分布式光伏发电就可以与电网售电形成竞争，届时分布式光伏发电可凭低价胜出，卖电和收电费难题就能解决。但显而易见，此举对电网的影响极大，电网目前仍然是营利性企业，向第三方售电一旦铺开，给电网企业带来的经济损失就不仅仅是眼下的分布式光伏这点发电规模。”

建立市场配置资源、供需形成价格的现代电力市场才是关键。这又回到了多年来呼吁电改出台

的老生常谈。

同一供电区域内

电力用户可否消纳？

一直以来，关于新能源消纳有这样形象的比喻：“本可用 380 伏电压直接使用的分布式光电装置，却因供电专营的规定，被要求原地升压至 10 千伏以上上网计价，再降回 380 伏按销售价格结算，无端增加了大量输变电投资。就如同一个人去邻居家串门，却必须先开车上大街，缴纳过路费后再绕回来，显然是不合理的。”时移世易，情况现在发生了些许变化：这个人要么可以在自己家的院子里使劲儿遛弯，要么还是得开车上大街缴纳过路费再绕回来。

浙江一企业负责人告诉记者：“其实，分布式光伏发电还可以有新的探索。比方说，同一个变压器下有好多用户，甲发电自己用不了，可以直接卖给乙，这中间原则上并没有增加电网的负担，仍在一个体系内循环，但系统的整体经济性明显增加。”

一些业内专家也支持上述观点，认为这种做法技术经济性都可行。然而，最大的约束条件是，可能需要强化当地配电网的结构，增加当地配电网架结构的投资，需要电网企业更大的投入和配合。

事实上，《分布式光伏发电项目管理暂行办法》第五条提出，鼓励项目投资经营主体，与同一供电区域内的电力用户在电网企业的配合下，以多种方式实现分布式光伏发电就近消纳。但是，在目前的实际运行中，这一条似乎被忽略了。

据了解，南方有一家企业正在进行这样的尝试，把停车场棚顶分布式光伏发电卖给马路对面一家工厂，项目很快即将建成投产。此举与火电企业探索大用户直供有异曲同工之处。或许，这将是分布式光伏利用方式探索向前迈出的重要一步，会带来更加深远的影响。但其仍需要政策的进一步支撑。

值得期待的是，已经获得国务院会议通过的“新电改方案”中，有关于售电侧市场化改革的内容提出，将允许 6 类企业成为新的售电主体，包括现有的独立配售电企业、高新产业园区或经济开发区、社会资本投资、分布式能源的用户或微网系统、公共服务行业和节能服务公司以及发电企业。这也会给分布式光伏卖点带来新的曙光。

方笑菊 中国能源报 2015-01-19

分布式光伏发展存困境 希望在农村

去年 6 月，与俞燕山聊天，看他纠结于分布式光伏发展困境，即将老红那一时期对分布式光伏的思考形成文字送与他。时过境迁，有些思考已经不够全面，但两人心忧光伏的场面却犹如昨日。

一、分布式光伏没发展中国光伏难发展

能源供给结构不合理问题、传统能源污染问题、能源安全问题决定了中国必须大力发展新能源。能量来源的无限性和获取这种能量手段的无限性，是成为探讨、补充、替代能源的两个前提。据此，光伏是最有希望的新能源，特别是最有希望的分布式新能源。

在互联网经济时代，《第三次工业革命》的理念是成立的，重点发展分布式光伏符合未来方向。

国外分布式光伏所占比例情况：德国约为 80%，美国和日本约为 50%。

中国光伏已经取得国际领先地位，在国家能够承受的基础上，维持一定规模的国内需求市场，成为继续保持这一地位的关键。

国内需求由两大部分构成：电站需求市场、光伏产品多用途大众消费市场。后者尚在培育中，前者又由两大部分构成：大型地面电站、分布式电站。

在没有找到大规模就地消纳模式之前，从成本角度讲，大型地面光伏电站难以持续、稳定发展。

结论：控制大型地面电站建设规模，向电力负载中心转移、发展分布式应当成为国内需求市场的重要部分，这已成为中国光伏发展战略的重要问题。

二、目前中国分布式光伏难以发展的原因分析

当前中国分布式光伏发展不力是必然的，找不到解决之道也是必然的。因为面临两个误区：选择以城市为重心的错误；在此错误的选择上不断探讨解决之道是错误的。

在政策一定的前提下，光伏产业，特别是分布式光伏建设是一个投资市场，投资要素不成立，投资模式不成立，政策再好也达不到应有效果。

一个产业能否大规模、持续发展，取决于产业环境是否完善，取决于资本是否愿意进入这个市场。

光伏作为非完全市场化产业，它的产业环境应当包括非市场化部分：国家重视程度、补贴政策力度；市场化部分：项目的法律地位、并网环境、产业标准、投融资环境等。

中国光伏产业环境的非市场化部分应当是世界最好的，市场化部分却是最不理想的。

从投资角度讲，当前以城市为重心的分布式光伏发展不力的核心原因在于：投资的多元风险与有限的投资收益不成比例。

投资收益为：现行补贴条件下的光伏电站平均年收益约为 10%，即在计算复利的前提下 8 年左右回收投资；多元风险为：项目建筑物的法律地位和存在年限问题、项目建筑物使用者与所有者的关系问题、建立在项目建筑物使用者信用基础上的投资者收益保障问题、光伏产业链的标准问题、投融资环境问题等等。任何一个环节出现问题，都会造成投资收益低于融资成本。

同时，在 0.42 元补贴电价一定的前提下，投资工业用电项目的积极性要高于居民用项目，这也是投资居民用分布式光伏积极性不高的重要原因之一。

两大问题决定以城市为重心的分布式发展模式不成立：投资基础不成立，投资市场狭小。

第一，投资基础不成立。

交易双方的法律地位是交易结构成立的基础，民用楼房共有屋顶使用权的不清晰，商用屋顶所有者、使用者、投资者关系的不清晰，决定了投资基础的不成立。

投资基础的不成立根本决定着投资的不成立。

第二，城市分布式光伏建设市场狭小。

商用屋顶和个人屋顶构成了分布式光伏需求的全部，前者面积小于后者。

商用屋顶的供给情况应是所剩不多。1999 年开始的三年四期“金太阳”和“光电建筑一体化”两个光伏扶持项目的实施，已经使得城市和开发区可用商用屋顶所剩不多。如果按照已批全部 6GW 计，已经占用商用屋顶面积为 1.2 亿平方米。

个人屋顶的供给情况是微乎其微。城市中只有别墅适合建设个人屋顶电站，中国的别墅数量是极为有限的。同时他们对电价变化的敏感弹性是最低的，他们不是光伏发电的主要推动者。占城市个人屋顶最大比例的是楼房，正如前面分析，这部分个人屋顶是不具备大规模建设分布式光伏的条件。

总之，在多元风险中，其它风险都可以逐步化解，但是项目建筑物的法律地位问题是在现有环境下无法解决的问题，特别是构成中国城市的主要建筑物——楼房。这决定了现有的以城市为主的分布式光伏发展模式不成立。

美国的分布式光伏所以较快提升，从法律角度看，住宅是以独立房屋为主；从投资角度看，Solarcity 的租赁方式是有市场的。这些，在中国城市都是不可能复制的。

三、分布式光伏发展的希望在农村

基于以上分析，分布式光伏发展的重心应当向项目建筑物的法律地位清晰、使用年限明确在 25 年以上的方向转移。据此，农村个人用房值得关注，它有如下优势：

农村屋顶面积是一个巨大的市场。统计显示 1981 年至 2000 年农村竣工住宅建筑面积为 145 亿多平方米，而同期城乡合计竣工住宅建筑面积仅为 201 亿多平方米。

所有权清晰。一般没有共用产权问题，可以做到投资者和受益者关系的简单、统一，从而实现交易结构的简单。交易结构的简单是投资成功概率高、规模发展可能性大的重要前提条件。

房屋存在年限清晰。作为投资人和受益者，房屋所有者最清楚房屋还能使用多少年。而是用年

限的确定一定是分布式光伏投资分析的重要前提条件。

帮助农民脱贫的有效手段。通过扶贫款或专项补贴降低一次性建设成本和享受补贴电价，可以极大提高农民建设分布式光伏电站的积极性。合肥市的“百村推进、千户扶贫”形式值得关注。

总之，从屋顶规模和投资环境两方面，农村分布式光伏发展条件的相对完善决定了发展前景的广阔。

四、发展农村分布式光伏发电应当注重的三个问题

第一，建议适当提高个人分布式光伏发电补贴力度。

以无锡周边农村为例。当地个人屋顶面积平均大约在 150 平米，可以建设一个 5000 瓦光伏电站以满足全部用电所需。

房屋所有者投资分析：5 万元总投资，采用自发自用，根据江苏省平均电价 0.66 元/度，电价补贴：0.42 元/度，折合电价收入为 1.087 元/度，预计 9 年内可收回成本。

机构投资分析：由于中国当前融资成本高于发达国家两倍以上，同样基于 10% 的年回报率，作为一个投资行为，在发达国家是成立的，在我国是完全不具有吸引力的。

据此，适当调高个人分布式光伏电价补贴十分必要。

第二，建立支持农村分布式光伏规模化发展的投融资环境。

未来制约农村分布式光伏规模化发展的主要问题应当是投融资问题。

以建设一个 3000 瓦光伏电站为基准，3 万元的建设资金对大多数农民来说，是一项不小的数字。要实现规模、持续的发展，应当通过政策和市场的两个渠道予以解决。

政策的解决办法：财政补贴、扶贫款项等。

市场的解决办法：完善投融资环境，创新金融产品。具体可以采用众筹、地方债券、Solarcity 的租赁模式等。

总之，在政策确定的前提下，市场的规模取决于投融资环境。

第三、农村分布式光伏发展的策略建议。

优先发展东部经济发达和负载中心周边地区的农村。建议选择一个试点省份或城市。

这些地区农民对新事物的接受力和经济承受力强，同时当地电价高、政府补贴能力也强。

在不断积累经验、初步形成了完善的投融资环境的基础上，逐步向经济不发达地区农村扩展。

以上思考是基于各类资料分析，缺少实地调研，不到之处敬请见谅。

财新-无所不能 2015-01-19

巴西光伏市场分析

自 2003 年以来，全球咨询公司安永会计师事务所都会发布国家吸引力指数，通过分析投资策略和资源的可用性来对全球可再生能源市场进行排名。该指数每季度都会进行更新，以下是对巴西光伏市场的分析。

光伏受到重视

2014 年巴西首次举办了 FIFA 世界杯足球赛，此次比赛采用太阳能供电，在 Mineirão 体育场安装有 6000 块太阳能电池面板。在此之后巴西大力发展太阳能的愿望更加强烈。大约有 400 个项目，共计 10.8GW 装机容量，进入了 10 月份的巴西全国电力竞标的候选名单中。此次全国电力竞标首次将光伏项目与其他项目分开。此举旨在 2014 年至 2018 年间签订约 3.5GW 的光伏项目，而目前巴西光伏装机容量仅为 11MW。

公平议价

光伏项目在 2013 年 10 月首次出现巴西国家电力竞拍会上，待拍项目约有 6GW。因为光伏发电成本价为 112 美元/千瓦时，而风电的成本均价仅为 58 美元/千瓦时，因此光伏项目不具有竞争力，没有签约任何光伏项目。领导层决定在十月份的竞拍会上对光伏发电项目给与一定的支持，尽管这一发电技术之前被认为成本过高，但是该决定是经过深思熟虑的。

发展光伏的原因

持续的干旱导致巴西水库需水量减少了 40%，而今后十年能源需求预计要增长 50%。由于十月份的联邦选举，来自电力配额和能源法案(因高成本后备能源的需求增加)的压力，引起了政治分歧并促使寻求其他可替代能源。此外,与风电相比，光伏发电更易并网，并且对电网的依赖性更小。

创造本土价值

巴西开发银行(BNDES)最近发表声明，会对使用本土设备的光伏项目提供低息贷款，目的是加强本国光伏产业链的发展。2020 年之后，项目开发商采购的设备中 60%为本土设备时，将会获得优惠贷款，而对一些特定零部件的规定现已执行。在该项规定中，电池单元得到了额外的关注。

节省费用

开发商可以通过巴西开发银行的 20 年信用额度为项目筹措 65%的资金，利率为 6.4%至 9%之间。另外 15%的资金可以通过巴西 5.6 亿雷亚尔(2.45 亿美元)气候基金来获得，该基金提供 16 年信用额度，每年利率为 1.4%至 3.9%之间。以上两种方法的利率都低于国家每年的基准利率，目前为 11%。

做好准备

采购时对本土产品占比提出要求同样会给政府产生压力，政府需确保有足够的市场需求，而巴西开发银行估计,为保证本土面板企业的生产每年国内需新增超过 500MW 光伏发电容量。与此同时，许多开发商认识到光伏项目最初不会带来很高的盈利能力，但是有必要尽早在这具有巨大发展潜力的行业立足。

北极星太阳能光伏网 2015-01-20

太阳能光热产业持续调整 互联网思维成突破动力

虽然经过多年的快速成长中国太阳能光热发展已位列世界第一，但受创新能力不足、产品升级换代缓慢等因素拖累，中国太阳能光热行业 2014 年的同比增速进一步回落。

对于该行业如何进一步转型升级，业内专家纷纷开出药方，而用互联网思维来发展太阳能光热产业成为各方热议内容。

“产业发展放缓、产品更新换代慢，太阳能光热产业结构调整正在进行中。”在 2014 中国太阳能热利用行业年会上，中国太阳能热利用产业联盟执行理事长张晓黎表示，2015 年是深化改革的关键年，是实施能源发展转型的起步之年，也是太阳能光热升级之年。

升级的需求源于发展的阻挠。业内人士表示，作为传统制造业，中国太阳能光热经过 20 多年的发展已经位列世界第一，太阳能集热器保有量占全球 76%，是除水电之外全球减排贡献量最大的传统产业，但自 2012 年以来，受创新不足等一系列因素影响，太阳能光热产业的增速连续两年回落。

光热行业唯一上市企业日出东方董事长徐新建表示，“太阳能热利用行业长期以来自身缺乏有效突破和创新，缺少了消费升级的产品，从而导致了消费者，特别是 85 后、90 后年轻消费者在进行消费升级的时候，用脚投票，将太阳能从生活圈中请出去了，介于此种严峻的形式，行业必须要在产品、市场和销售模式上进行全方位的创新，让消费者再次接受太阳能热利用产品。”

在这种情况下，在多个行业显现出威力的互联网思维也引起太阳能光热行业的关注。

四季沐歌集团总裁李骏表示，宏观经济环境不振正是企业练内功的好时机，现在是太阳能创新和太阳能与互联网接轨的转型阵痛期，太阳能行业在传统商业模式下构建起来的优势正在经受互联网经济的冲击，固守只会让传统优势一点点耗散和掏空，转型升级离不开互联网思维的驱动。

李骏表示认为，围绕“物联、互联、智联”，互联网思维下企业的创新升级方向是将太阳能、空气能、净水机、空气净化等产品通过“能源盒子”进行物联、互联，届时消费者可以真正实现家庭能源自主化，不仅水量、电量、空气质量、水质情况、太阳能发电能效这些数据随时被采集，还可以通过智联计算和远程控制，实现节约、舒适、高效可按的用水、用电、用能、用热。

不过，要让互联网思维成为太阳能光热产业的助力并非易事。业内人士坦言，随着互联网的迅猛发展，传统制造业与互联网企业的战略结盟愈发频繁，用户需求也随之升级，然而太阳能始终围

绕在节能、经济、舒适、安全层面，缺乏互联网思维下的个性化、智能化、趣味化的功能溢价。此外，该行业传统的销售渠道还停留在十年前的活动展销水平，技术升级和探索新商业模式应该齐头并进。

值得注意的是，官方的政策支持有望为太阳能光热产业创造更好的利用互联网思维转型升级的环境

中国农村能源行业协会秘书长王久臣透露，官方已经把绿色节能列入 2015 年国家六大消费领域，重点予以扶持，太阳能光热前景广阔，产业升级以及行业结构性转型势头也已呈现，龙头企业正积极调整思路，转变经营模式，加大新技术、新产品的投入力度，光热行业将进入升级转型新常态。

中国新闻网 2015-01-21

智利太阳能市场展望报告

智利电网由四个系统组成：SING、SIC、Aysacutn 及 Magallanes。Sistema Interconectado NorteGrande(SING)与 Sistema Interconectado Central(SIC)是该国两个主要的电网系统。SING 与智利的 XV、I 及 II 区域相对应，横跨阿里卡至安托法加斯塔。SIC 包含 II 区域局部，经 X 区域横跨塔尔塔尔至奇洛埃。Sistema de Aysacutn (XI 区域) 及 Sistema de Magallanes (XII 区域) 在该国电网中的占比为 1%。

煤电是 SING 系统中的主要发电来源。于 2014 年上半年，煤占发电总量 (11.6TWh) 的近 80%。风能及太阳能比重有所增加，不过仅占 2014 年上半年发电总量的 1%。我们预计碳税一旦实施，煤电发电量将会下降；天然气发电及可再生能源或将替代煤电。

水电存在高波动性一占 2014 年月发电总量的 30% 至 56%。天然气及柴油发电作为水电的储备容量。风能及太阳能比重有所增加，不过仅占 2014 年上半年发电总量的 2%。

电力需求总量过去四年按 5% 的速度增长 (年复合增长率)。工业及采矿业用电占智利电力需求总量的 60% 以上。政策性保障用电市场 (Regulated market) 为第二大消费群体，约占 30%。

可再生能源的发电成本正逐渐向与成本较低的常规发电靠拢。在大多数大型并网规模的光伏电站项目造价已下降至 \$1.5-2.0/W。光伏平准化能源成本范围大，介于 \$87/MWh 至 \$237/MWh。范围下限 (\$87/MWh) 可与拉丁美洲的天然气发电成本旗鼓相当。大部分配备储能系统的新型太阳能热力发电 (STEG) 设施已落成，可作为调峰电源。范围介乎 \$222/MWh 至 \$460/MWh 的高平准化能源成本，反映了与仅在高峰期发电的调峰电厂相一致的低产能因素。

目前，乌拉圭能够在美洲以 \$88/MWh 的价格建造低成本光伏电站，这归功于该国光照充足，经济稳定允许高负债率。这与国内最新签订的 \$91.25/MWh 购电合同价格非常接近—尽管购电合同可以享受企业税收奖励。

巴西光伏平准化能源成本为 \$94/MWh，高于最新拍卖价—\$87/MWh。巴西光照充足，实行项目拍卖已经使得股本回报率下降至 8% 左右。然而，该拍卖价也反映补贴资助，补贴的主要形式为巴西国家发展银行提供的低利率贷款。

智利紧随其后，光伏平准化能源成本为 \$95/MWh。国内阿塔卡马沙漠是世界上光照最充足的地区之一，智利相比该地区其他国家拥有相对优惠的融资。智利是正在开发太阳能商业化项目的寥寥几个国家之一。智利正在开发的大多数项目处于平准化能源成本范围下限。

在智利，最廉价的电源为天然气发电，其平准化能源成本低到 \$56/MWh (上限为 \$72/MWh，假定气价为 \$6.8/MMbtu)。而天然气目前供应有限，且气价为本分析中所采用数值的两倍。

风电平准化能源成本范围介乎 \$77-129/MWh。该范围反映了狭长国家多变的风能资源。容量系数介乎 20-36%；高平准化能源成本是因输电线路容量有限导致。

光伏平准化能源成本范围介乎 \$95-172/MWh，容量系数介乎 18-21% 也因光照资源分布不均。太阳能光伏在 SIC 系统中已经具备竞争力，因为 SIC 现货价格于年初徘徊在 \$165/MWh 的平均水平。

在 SING 系统中，光伏尚无竞争力，因为于 2014 年上半年，现货价格平均为 \$88/MWh。

智利是全球范围内其光伏项目按纯商业化模式发展的第一个国家，主要是因为电力现货价格较高。尤其是在 SIC 系统，对应的电价更高。

高现货价格将继续是光伏项目发展的动因。而从长期来看，SIC 及 SING 系统一旦联网，如此良机恐怕一去不复返。联网计划于 2018 年进行但很有可能会被推迟。

彭博新能源财经 2015-01-23

“分布式光伏为啥这么难”系列报道之二：地方分布式光伏管理能力待考

2013 年全国“两会”过后，新一届政府大幅简政放权，取消和下放第一批 71 项行政审批事项，新能源位列其中。此后，国内分布式光伏大幕逐渐开启。根据《国家能源局关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》第四条：国务院能源主管部门负责全国分布式光伏发电规划指导和监督管理。地方能源主管部门在国务院能源主管部门领导下，负责本地区分布式光伏制定发电规划、建设的监督管理。

那么，地方政府应如何管理分布式光伏这个“新兴事物”？一年多来，分布式光伏发展与各地分布式能源管理探索同步推进，可谓“八仙过海，各显神通”。

2013 年下半年，各地能源主管部门根据《国家能源局关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》，陆续出台了各地的《分布式光伏发电管理暂行办法》和《太阳能光伏发电发展规划》。

如何合理分配规模，管理备案？

“应该说，国家能源局对于分布式光伏规模的分配，是基于对各地资源情况的综合考量。具体到地方，我们的感受是，各地的管理水平参差不齐，有些地方摸索创新管理模式接地气，有些地方却简单粗暴。”一家光伏投资央企的负责人告诉《中国能源报》记者。

江苏或许是个比较“极端”的案例。据了解，去年下半年，由于该省能源主管部门人事震荡，这个分布式光伏应用大省，最终采取了最保险的规模分配方式——每个县市均分。也就是说，绝对公平，没有地方会拿的比别人多。“这样最保险，不存在任何风险，不需避嫌。”江苏一个投资商指出，此举看似公平，实际却并不一定合理。“每个地区的实际资源情况和建设条件都不同，这种管理方式太过简单。”

事实上，地方能源主管部门也有难言苦衷。去年分布式光伏还遭遇了这样一个插曲：一些地区和项目存在政策尚未完全落实、配套措施缺失以及备案（核准）程序不透明等问题，甚至出现新建电源项目投资开发的投机行为，从而增加了项目建设成本，扰乱了新建电源项目投资开发秩序。由此，国家能源局为规范市场秩序，开展了打击路条倒卖的行动。这一文件在当前国内的政治环境下，加剧了紧张气氛，导致各方更加谨慎。而归根结底，是政府的管理程序缺乏清晰明确的标准。

地方政府对分布式光伏实行备案制管理。按照国家能源局的要求，“各省（自治区、直辖市）能源主管部门应进一步完善光伏电站项目备案管理办法，下放到省级以下地方政府能源主管部门进行备案管理的，应提出规范的备案管理要求。项目备案文件应明确项目建设内容、投资主体、建设场址及外部建设条件等要素，针对光伏电站项目开发周期短的特点，对备案文件的有效期限以及撤销、变更的条件和流程应作明确规定。在有效期内未开工建设且未按规定申请延期的，项目备案文件到期后自动失效。”

但在实际执行中，地方能源主管部门提出的标准未能清晰识别出备案申请的优劣。而让分布式光伏开发商始料不及的是，相比光照资源，屋顶反而成了投资电站最稀缺的资源。于是，分布式光伏备案变成了分布式屋顶资源备案。“我们省有 100 兆瓦的规模，要求地市层层上报，最后的备案数量达到 300 多兆瓦。”南方某省一位分布式光伏投资人说。

“我们市一开始就跟企业说明，备案与指标不挂钩，按照电站建成并网的顺序，优先享受省里能源局给的分布式指标，没有享受到当年指标的顺延到下一年。后来又出文件，规定备案 3 个月内动工、6 个月建成。如果延期超限，企业要申请备案延期，否则取消备案。”某市能源主管部门相关

负责人告诉记者，备案制要明确时限，“一定时间内不做就要取消”。

某地一位不愿意透露姓名的能源局官员告诉记者，关于备案和指标管理，国家和省里的政策太多，变化太快太大。“有很多规定并没有完全施行，因为还涉及到屋顶资源等情况，变数太多。备案管理和分配规模的关系，我们一直在想办法。”他说。

正因如此，2014年多地分布式光伏项目都拖到了9月才开工建设，并网也由此集中到了年底和今年年初，从而影响了目标完成。

地方规划应更细致

2014年是分布式全面推开的第一年，国家层面目标和各项政策同时下发，时间紧任务重，地方分布式管理工作有些着急也是在所难免。

中东部很多省份非常重视分布式光伏，地方政策下得也很快。这些政策文件首先都强调了规划指导的重要性。国家发改委能源研究所一位专家也表示，各省的规划是其核准项目的依据。国家给地方下达的指标会参考各省自己的规划，同时也会请地方提反馈意见。省内有规划，会更容易跟国家能源主管部门商讨适合本省的指标。

但因分布式光伏推动过快，各地方政府虽有规划，但都只是目标、财政补助、政策等，没有根据分布式光伏的特点，认真研究当地的实际情况，“匆忙上阵”。

“分布式光伏接入当地配电网，更应该考虑当地电网网架结构和负荷的实际，而不仅仅是太阳能资源、土地资源、屋顶资源等资源条件。”一位资深业界技术专家指出，地方的规划，应该是在资源条件普查的基础上，充分了解区域电网接入实际，考虑消纳问题。只有详细摸底，有的放矢制定当地的分布式光伏发展规划，才能挤干水分，合理科学分配配额。

相关链接：“分布式光伏为啥这么难”系列报道之一：电力体制决定分布式光伏命运？

方笑菊 中国能源报 2015-01-26

2014年光伏并网量不及年初目标 难以企及14G瓦

连日来，国内有关部门及机构对2014年的光伏装机及组件出货数据等，都已出炉。无论是哪一方的数字，有一点毫无疑问：去年年初国家能源局曾制定的14G瓦目标，国内企业并未能最终达到。此外，虽然市场需求仍不错，但该行业最上游的多晶硅制造业，毛利率要高于最末端的组件制造业。

难以企及14G瓦

国家能源局近期的数据显示，2014年，我国累计并网的光伏装机量达26.52G瓦，同比上一年度增加了67%。剔除去年前三季度4G瓦的并网数据，2014年第四季度，我国新增光伏并网量为6.52G瓦。2014年全年，我国的新增光伏太阳能并网量为10.52G瓦，相比上年同期增长了13%左右。

光伏咨询机构Solarbuzz的数据显示，2014年国内约有12G瓦的组件出货量。

“我们的统计口径不一样，国家统计的是并网量，我们则是从组件安装量的角度来做的计算。”该机构的高级分析师廉锐对《第一财经日报》记者表示，假设一个10兆瓦的光伏电站项目，组件数量不一定是10兆瓦，因为有些电站为了获得最大限度的并网和发电量，通常会多安装一些组件（超过10G瓦），因而该机构估计去年全年的组件出货量总计在12G瓦。

不过，无论是10.52G瓦还是12G瓦，与2014年年初的目标还是有一定距离。2014年2月11日，全国能源工作会议中，国家能源局公布，中国将新增光伏发电装机14G瓦（其中分布式占60%）。

“但能源局的数据也是在不断调整的，”一位光伏行业分析师告诉本报记者，虽然年初国家能源局曾制定了14G瓦的目标。可能是看到企业“心有余而力不足”，随后国家能源局调整了安装量。到了去年6月，国家能源局时任局长吴新雄在“光伏发电建设和产业发展座谈会”上强调，当年要完成10G瓦的增长目标，且降低光伏发电成本，目标下调了4G瓦。

从14G瓦调整到了10G瓦，而且，去年10.52G瓦的并网数据似乎还不错，但一些光伏企业在2014年的实际安装量，并没有像预期那么美好。

顺风光电投资（中国）有限公司总裁雷霆告诉记者，去年我国的光伏电站审批作了改革，由核

准制改为备案制，一些地方政府并没有可遵循的案例去操作，项目审批速度较慢，到了9月和10月企业才算是拿到批文，要在如此短的时间内搞定项目并网，确有难度。他还表示，不仅是顺风光电，一线的电站投资运营商都会有这类问题。

协鑫新能源（00451.HK）一位高管也向记者透露，有些省市部门虽对光伏公司持支持态度，让企业先建项目、再发指标，不过若没有真正的指标，没有企业敢投资，毕竟有政策和没政策所享受的电价，是完全不同的。

不过，对于2015年，各方的预期还是较为一致的。据中国光伏行业协会的预测，2015年在光伏发电成本的持续下降、政策的持续利好和新兴市场快速兴起等有利因素的推动下，全球光伏市场仍将持续扩大，预计光伏新增装机量将达到50G瓦，我国在2014年结转项目和2015年新增项目带动下，将达到15G瓦，分布式光伏应用也将在光伏扶贫的驱动下，规模进一步扩大。

多晶硅与组件毛利差距巨大

从制造业环节来看，尽管受到10G瓦以上装机量的影响，国内的各环节出货量都有所增长，但获得的毛利率却截然不同。

据有关数据统计，2014年，我国的多晶硅产量稳中有升，或达28万吨，多晶硅开工企业约18家，产能为15.6万吨，产量约为13.2万吨，同比增幅近57%，进口量近10万吨。而我国光伏组件的去年产量估计在35G瓦左右，同比增长27.2%，出口占比预计在60%到70%之间。

从毛利率来比较，受到多晶硅价格的回暖影响，不少企业已止亏转盈，多晶硅大厂的毛利率或在20%以上，如保利协鑫（03800.HK）这种巨头可能高达30%。不过，光伏组件的平均毛利率远低于此数字。廉锐透露，一线厂的毛利在15%左右，二线厂为10%。

造成上述巨大差异的原因有几个：首先，因组件价格在2014年小幅回落，因此组件企业的盈利能力并不强；但是，去年全年的多晶硅价格却在回升。

其次，多晶硅通过技术的提升，其成本也得到了快速下降。目前，多晶硅生产平均综合能耗为111千瓦时/千克，而部分企业甚至低于70千瓦时/千克，在生产工艺水平提升的驱动下，产品的生产成本在不断降低，多晶硅的全成本才15美元/公斤，相比原先的22美元/公斤价格有较多的盈利空间。

尽管全国的多晶硅、组件净利润率数据还没有最终得出，但廉锐也表示，多晶硅的净利润率可能也要比组件高一些。如销售费用方面，不少组件是做出口生意的，需要增加这笔开销，而多晶硅厂家则会直接供应给本地客户，费用支出相比之下会低一些；而运费上，一瓦组件的售价若是50多美分，其运费就要有1到2美分的开支。

第一财经日报 2015-01-26

我国最大的坝体太阳能光伏电站正式并网发电

雁栖湖核心岛、日出东方酒店已经用上太阳能发电的清洁能源。记者25日从国网北京电力公司获悉，雁栖湖坝体太阳能光伏电站正式并入北京电网，成为目前国内最大的坝体太阳能光伏电站。并网发电后，按每天发电7小时计算，每年可减排二氧化碳4745吨、二氧化硫43.8吨。

这座电站的太阳能板分别安装在雁栖湖的3个大坝上，由14100块太阳能板组成，占地面积共4万平方米左右。电站发出的电能将通过10千伏配网系统，分别向雁栖湖核心岛、日出东方酒店、国际会展中心输送安全可靠的电力。这座电站由一家从事光伏发电的民营企业建造，现在每天平均发电量约11000度，预计并网后六七年可收回建造成本。

目前北京已有延庆国家绿色能源示范县，亦庄光伏发电集中应用示范区，顺义、海淀国家分布式光伏发电示范区，昌平国家新能源示范城市及“阳光校园金太阳工程”等多个分布式电源项目并入北京电网。截至2014年年底，全市已完成太阳能光伏并网发电项目83项，累计接入容量12.88万千瓦，累计上网电量161.44万千瓦时。

中国国电集团公司 2015-01-27

定光热示范电价 再给招标模式一次机会

从 2010 年我国启动首个光热发电特许权招标项目至今，已四年有余，但影响中国光热发电市场发展的核心电价问题仍未落地，具体的商业化示范项目的电价核定方案也无定论。

多种定电价方案难以选择

四年多来，围绕中国光热发电产业的电价方案究竟该如何制定这一问题，行业和政府层面已经进行了多次研讨，这些研讨对行业所产生的实际效果是：从光伏光热应同价到应给予光热一定程度上的倾斜的认识上的转变、从大规模项目开发到先期扶持一定规模商业化示范项目开发的思路的转变、从固定 FIT 政策到示范电价政策的转变，这些转变目前在行业层面和政府层面已经形成共识，这也是在理性分析中国光热发电产业环境条件下作出的理性选择。

但对于启动商业化示范项目开发的关键即电价的制定方案，政策层面看起来还有点犹豫不决，至今未能作出选择。虽然这一问题也已经过多个层面多个轮次的研讨，并形成了多个建议性的方案，但在政府方面看来，似乎并没有一个完美可行的方案可用。

2013 年发布的《中国太阳能热发电产业政策研究报告》曾给出了两种电价方案建议，一为专家计算电价+运行后亏损补贴方案，一为低电价权重特许权招标+运行后亏损补贴方案。

有业内人士指出，上述两种方案在实际应用层面的缺陷十分明显，第一种方案给出的专家计算电价几乎是没有任何可行性的，因为目前没有专家可以据具体项目给出具体的相对合理的电价计算结果，这不仅仅是在尚无大型电站开发运行经验的中国，即便是在其它国际市场，可操作性都欠佳，因为影响光热电站 LOCE 的因素太多，这与光伏电站完全不同。

上述第二种方案给出的低电价权重特许权招标没有任何问题，但如果加上运行后亏损补贴，这个帐就又难算了，除了项目方可能谁都无法准确掌控一个项目到底亏损了多少，如果要准确核定具体的亏损额，需要大量的工作去做，而且这其中极易滋生腐败，最后可能导致项目开发商一致喊亏的现象出现。同时，这个问题在第一种方案中也存在。

行业其它机构和人士也提出了各种不同的定电价方案，总的来看，目前主流的大概有以下五种定电价方案：1、一事一议定电价：在招标机制下通过市场竞争的方式确定不同招标示范项目的示范电价。2、按辐照资源分区域给出不同地区的示范电价。3、一事一议定电价：项目获核准后由专家组据情况计算给出示范电价。4、一事一议定电价：项目建成后根据项目的实际运行情况给出示范电价。5、按储能时长给出不同储热时长项目不同的示范电价。

经过过去两年来行业和政府层面的不断研讨，目前基本可以确定的是，首批商业化示范项目不宜采取统一示范电价的策略来推进实施，宜采用一事一议方案。一事一议也有上述三种模式可选，有行业人士从国家能源局新能源与可再生能源司获悉的消息称，政府层面目前似乎倾向于选择在项目建成后一事一议定电价的方案来推进示范项目的实施，也即上述第四种方案。

电力规划设计总院副院长孙锐此前对记者表示，“如果采用这种定电价的方案，政策方面应给出一个具体的框架，即保证给予某个示范项目在建成后可以获得合理的资本金内部收益率的电价。”

而政府要制定具体的实施框架，可能又会面临很多难解的问题，比如如何设置电价补贴的上限？应该保证给予项目方多大的收益率？这一收益率是否应该统一？如果项目方实际核算的成本高出了应该补贴的电价上限，又该如何？

多位业内人士同时认为，这种建好项目再给电价的方案可能对某些有冒险精神的民营企业可以起到一定的激励作用，但并不能激励手握多个项目资源的电力央企迅速启动项目开发，当前国资委对央企的考核愈趋严格，同时囿于央属电企的特殊属性，对没有预知收益回报率、存在较大未知风险的项目，项目审批在集团层面估计很难过关。对于投资额动辄 20 亿元的大型光热电站，如果央企不能参与，对整体市场的拉动可能会较为有限。

退一步说，即便有项目方愿意先建项目再拿电价。在示范项目建成完成后，以什么样的准则来确定电价仍是一个问题。如果通过评估项目的实际投资和运维成本加上一定的 IRR 来核定电价，可能又会滋生寻租空间，比如项目方可能会故意作假财务报表、贿赂电价核算专家组成员以谋取更高

的电价支持。另外，不同项目方在同一地区建设的两个项目可能存在较大的成本差距，如果在相同的 IRR 支持下，则不利于提高项目自身的成本优化积极性，同时对国家的补贴也是一种浪费。

再给招标模式一次机会

从本质上来看，电价难定的核心在于我们无法在尚未建成一系列商业化示范工程的前提下，就凭空制定出一个相对合理的电价或完全可供实践所用的核“电价”准则，因此，只要涉及人为的计算电价的机制在里面，该电价方案就难具可行性。那么，到底谁才能给出一个合理的电价或定电价方案，笔者认为，在招标机制下通过市场竞争的方式让市场来确定不同招标项目的示范电价是最具可行性、最简单有效的方案。

2011 年我国首个光热特许权项目招标虽然最终被证明是一次失败的尝试，但行业不能因为一次招标的失败就断定这种模式是不可行的。要理性认识到的是：鄂尔多斯项目招标的失败是在特定时间点下、特定的外在环境下、特定的招标规则条件下所产生的失败案例。今天的情况与 2011 年已经大不相同，首先，在外部环境下，2011 年我国光热发电产业链还十分不成熟，项目开发商对光热发电的认识极为有限，其给出的投标电价并非理性的产物，而今天，我国光热发电产业链已相对健全，无论是民营项目开发投资商还是电力公司，对光热发电项目开发的难度和经济性已经有了较为理性的认知，这决定了他们不可能再投出一个毫无依据的电价；再者，2011 年项目招标设置的投标规则不够严格，导致中标方几乎不用支付什么违约成本，项目最终不了了之。而现今再启动项目招标则完全可以吸取首次招标的经验教训，通过设定严格的投标规则如限定建设期限、逾期则处罚款，收取一定额度的中标保证金，逾期不建则不予退还，同时收回项目开发权等措施来吸引真正有实力的开发商参与投标。同时根据项目当地的辐照资源等环境条件，设定一个电价上限，并放宽投标人的资格范围，允许民营企业与外企捆绑、允许公私捆绑等多种联合体方式参与竞标。

事实上，当前中东南非印度等新兴光热发电市场的项目开发无不采用了这种招标方式进行，招标方式通过充分的市场竞争，和简单有效的方法筛选出了一个项目的最佳开发商，同时帮助持续拉低了光热发电项目的上网电价。招标模式不但有益于快速推进项目的开发，同时有助于降低光热发电的成本，当电价在充分的市场竞争中产生时，所有投标人的关注焦点都会落在降低其开发成本上来。南非、摩洛哥等市场招标项目投标电价的持续降低也已经证明了这一点。

如果因为鄂尔多斯项目招标的失败就否定这种模式在中国的可行性，对中国光热发电行业或许是一大损失。诚然，招标模式也并非完美无缺的方案，特别是在中国的环境下，这种模式也常常被人所诟病。但对于光热发电这一特殊市场，招标可能是最具可行性的商业化示范项目推进方案。因此，笔者建议，应考虑再给招标模式一次机会。

CSPPLAZA 2015-01-28

老红看光伏|要政策，更要结果

原标题：期待光伏政策，更期待政策结果

老红缺少对其他产业的研究，但不缺少对其他产业政策的关注，在需要政策扶持的产业中，国家对光伏产业的重视，即使在全球范围内也无人能及。有统计，2014 年国家各部委专门为光伏产业出台的各类政策不止 21 个，各地方政府的相关文件更不下 50 个，去年底的前几天，能源局又连发《关于推进分布式光伏发电应用示范区建设的通知》等三个重要文件，国家对光伏产业的厚爱、重视足以让其他产业艳羡。

不少媒体询问对政策走势的看法，老红回答：2015 年国家对于光伏产业一如既往的重视不会让人意外，更希望政策能产生相应的市场结果让人意外。

当前中国光伏产业最大的困惑是：政策力度强，市场需求强，市场供应能力强，市场结果却极不理想。2013、2014 两年的光伏政策力度无与伦比，2014 年 14GW 的电站建设目标却远未完成。对于不久前网上所传能源局发布的 10.52GW 完成数字，老红总觉得不踏实。

光伏产业值得政策大力支持。探讨新能源，是为了探讨对传统能源从补充到替代的能源，老红

对它的评判标准是“两个必须”：能量的来源必须是无限的，人类获取这种能量的手段必须是无限的。据此，光伏发电是最有竞争力的新能源。中国光伏正走在世界前面，是我国最具国际竞争力的新兴产业，无论是从能源安全还是从减少碳排放，都是值得国家重点扶持的。

光伏政策力度与政策结果不成合理比例，给研究人员留下了足够的思考空间，值得深入研究，有些事情却是显而易见的。

其一，分布式光伏建设目标远未完成是无法粉饰的。去年分布式的建设目标是 8GW，9 月底的完成数字是 1.34GW，即使按照 20MW 的分布式规模标准，也需要在三个月内建成 300 个以上项目，而每个项目又是由十几个甚至更多的子项目所构成，这是不可能的。分布式的建设特点决定了它不可能像集中式那样，你给多少补贴我都会完成得比你期望的还大。正是因为现有产业环境下，坚持分布式光伏占 50% 以上市场比例的政策导向是正确而艰难的，所以 2015 年出台什么样的分布式政策值得关注。

其二，建设目标未完成不是一件坏事，中国光伏发展需要不断遇泼冷水让人冷静。正是因为过去几十年来，中国的经济运行总难摆脱计划经济的影响，所以才有新一届领导人力推的继续改革；正是因为过去几年来，光伏产业发展从未让政策制定者失望，产业管理者和被管理者更习惯于只关注政策扶持的力度，而忽略了市场不成熟因素的反弹力度。2014 年市场作用终于发话了，政策的有效性被打折了，相信未来光伏中人会更加冷静，政策会更加贴近市场。

在当前中国，每一项政策更多的是执政者的意志体现，每一项政策的执行结果又集中反映着执政者的执政能力。早期光伏产业必须补贴的特殊性又把这种政府作用过分放大，特别是面对 APEC 会议上中美两国签署的减排约定而对世界的承诺，带来的对光伏产业的价值再重视只会使得政府作用有增无减。正是因为如此，光伏政策的效果如何，集中考验着政府的执政能力。

老红以为，2013 年以来的光伏政策力度在一段时间内已经达到峰值，大的政策制定和发布已经到了需要放慢脚步，看一看花开花落的时候。好在 2015 年是光伏发展“十二五”规划的最后一年，距离完成 35GW 的目标并不太难。对老红来说，2015 年，期待光伏政策，更期待政策效果。

（作者系中国能源经济研究院首席光伏研究员）

中国能源报 2015-01-28

中国光伏业渐入良性循环

虽然国际“双反”大棒敲打不断，2014 年我国的光伏出口仍然迎来了复苏，各类光伏产品的出货量均有所增多，质量较高，主要光伏企业盈利情况趋好。中国光伏行业协会秘书长王勃华在日前举行的德国莱茵 TÜV 光伏峰会上表示，科技进步带来了行业产能提升，企业的利润提高促进了科研投入，光伏企业发展逐步形成良性循环。

行业复苏加快

据王勃华介绍，2014 年我国多晶硅产量达到 13 万吨，进口总量 10 万吨。开工的企业逐渐增多，恢复到 18 家左右。开工企业的产能达到了 15.6 万吨。2014 年中国多晶硅产量达到全球产量的 43%。数据显示，2014 年，包括江苏中能、特变电工、洛阳中硅、大全新能源、宜昌南玻、神州硅业、亚洲硅业、四川瑞能、内蒙古晶阳、盾安光伏在内的 10 家主要多晶硅企业总产能达到 13.25 万吨，总产量达到 121500 吨。组件环节，天合、英利、晶科、阿特斯、晶澳、韩华、昱辉、海润、中利腾晖、正泰等 10 家企业的总产能达到 23750MW，总产量达到 19960MW。

行业稳步发展的同时，我国光伏出口也在 2014 年由低谷逐步抬头复苏。海关数据显示，2014 年 1~11 月，我国硅片出口总额为 20 亿美元。其中，多晶硅片出口总额约为 11.93 亿美元，单晶硅片出口总额约为 8.12 亿美元。硅片主要出口区域为中国台湾、韩国、马来西亚、菲律宾和日本，占比 93%。我国组件产品出口占比近 60%，主要销往日本、欧洲及美国。业界预计 2014 年中国光伏产品出口量为 1760 万千瓦，出口总量渐趋平稳。业内人士称，中国的光伏产品及技术装备在国际市场日益显示出较强的竞争力，我国硅片、电池、组件等产品也成为光伏出口新的增长点。

对于光伏行业未来的发展，晶科能源董事长兼创始人李仙德持乐观态度。李仙德表示，中国已经成为全球最大的光伏制造基地，中国也将全球最大的应用市场，拥有最大最完整的光伏供需生态链。在谈及行业如何保持稳定增长时，李仙德称：“光伏在中国将进入一个新的时期，撬动的经济规模是惊人的巨大的，未来形成的能源威慑力也是空前的。光伏是一个投资行业，作为投资行业只有盘活融资渠道，降低融资成本，为行业提供强有力的资金支持，光伏才能规模化发展。要做好多元化融资渠道、银行项目融资，在类似国开行这样的政策性先驱性资金的引领下，其他金融机构可根据自身特点在光伏投融资链条中发挥不同的作用，且能获得预期的收益。金融改革、电网改革都将对光伏行业发展至关重要。”李仙德乐观的预计，2015年光伏市场还将保持10%以上的增长速度。

贸易争端将常态化

2014年1~11月，国外发起涉华贸易救济调查85起，同比下降13.3%。其中反倾销调查52起，同比下降23.5%；反补贴调查12起，同比增长9.1%；保障措施调查21起，同比增长10.5%。2014年我国光伏产品接连遭到欧美等发达国家的“双反”调查，金额巨大，涉案企业众多，无疑让我国新能源行业一时间阴云密布。

业内人士称，国内一些企业的光伏产品，在美国、欧盟被实施“双反”后，也许会转向加拿大、澳大利亚出口。可随之而来的是，转移出口目的国也会对同一产品发起反倾销、反补贴等调查。这个规律告诉中国企业，如果自己的产品在一个主要市场遭遇了反倾销、反补贴调查，必须坚持应诉，采取逃避战略不会奏效，因为转移出口的另一个主要市场，很快也会发起类似调查。业内人士普遍预测，2015年中国出口产品有可能面临新一轮反倾销、反补贴调查。

对此，李仙德表示，光伏行业一直是政府、银行、媒体热门关注的行业，从美国到欧洲的“双反”，再到今天加拿大“双反”立案的调查。光伏产品一直纠结于国际贸易纠纷，同时印证光伏新能源成为各国政府重点关注的行业。随着世界各国对光伏重视程度的加深，未来有关光伏产品的贸易争端将有增无减，因为这不仅是简单的制造贸易纠纷，而是未来能源资源的竞争。

国际商报 2015-01-30

阿联酋打造全球最低成本太阳能

提到阿联酋，人们最先想到的自然是这个国家的财富，以及为其带来财富的丰富石油资源。这个国家向来不吝啬向世人展现其富有程度，各种造型独特、奢华至极的高层建筑，黄金铺成的地毯几乎成为了这个国家的名片。但这样过于耀眼的光芒让人忽略了阿联酋另一个同样可以发光的产业——太阳能。现在，为了发展可再生能源，阿联酋决心要创造另一个纪录，那就是全球最低的太阳能价格。

自2009年末，太阳能组件成本下滑75%，且仍呈持续下滑态势，领衔可再生能源发电成本跌幅太阳能成本5年下降75%

国际可再生能源机构（IRENA）数据显示，过去5年来，太阳能发电成本下跌超过75%，太阳能发电市场正在蓬勃发展，新项目也不断涌现。随着技术的不断革新，未来太阳能发电还有更大的价格下降空间。

IRENA近日公布的《2014年可再生能源发电成本》报告显示，可再生能源发电成本继续下跌，在全球许多地区已低于化石燃料发电成本。其中，太阳能发电成本下降明显。自2009年末，太阳能组件成本下滑75%，且仍呈持续下滑态势，领衔可再生能源发电成本跌幅。

在太阳能方面，住宅太阳能系统价格已较2008年便宜近70%；而自2010年起，公共事业太阳能发电成本跌幅达50%，公共太阳能电站2010年至2014年安装总成本下降近65%。在中国、北美及南美，公共事业太阳能发电成本均已下降至化石燃料发电成本范围之内，若无财政支持，其太阳能项目的电力价格为每千瓦时0.08美元。而中东太阳能发电价格亦迅速下降，已跌至每千瓦时0.06美元。

在风电方面，若无财政支持，单个风电项目发电价格每千瓦时0.05美元，而化石燃料发电厂的

电力价格介于 0.045-0.14 美元之间。在亚洲，风电平均价格约为每千瓦时 0.06 美元，非洲则为 0.09 美元。北美也拥有具有竞争力的风电项目，平均成本为每千瓦时 0.07 美元。

不过报告也指出，可再生能源价格的改善仍不具有普遍性，成本范围依然取决于能源类型以及融资的有效性。目前，海上风力发电和聚光太阳能发电(CSP)技术的部署成本仍高于化石燃料，但未来仍有下降空间，尤其在低成本融资得以实现的情况下。

过去，成本过高一直是可再生能源发展的最大阻碍，尤其是阿联酋这样拥有丰富石油资源的中东国家，更是对发展太阳能毫无兴趣。但近年来，随着太阳能成本的急速下跌，这个产业进入了阿联酋的视野。

太阳能项目受追捧

科技改变生活的例子在当代社会已屡见不鲜，这样的神奇也发生在太阳能产业。阿联酋太阳能产业虽然起步较晚，但发展势头不容小觑。已有多个项目上报迪拜电力及水资源管理局（Dewa），足见这个产业的竞争力。

备受关注的迪拜太阳公园（Mohammed bin Rashid Al Maktoum solar park）2 期招标有 49 家合格的独立电力生产开发商参与，在完成审查的基础上，选定了 24 家公司进入名单。投资者和开发商的热情足以证明对阿联酋太阳能市场前景的看好。该项目一期于 2013 年 10 月完工，由美国第一太阳能公司(First Solar)负责建造，最大功率为 13 兆瓦。作为“迪拜能源综合战略 2030”的一环，按照迪拜能源最高委员会的计划建设。该光伏园的总面积为 40 平方公里，按照计划，全部建成后光伏发电的合计最大输出功率将达到 1000 兆瓦。

Dewa 官员 Al Tayer 表示：“迪拜能源最高委员会提出的 2030 年迪拜综合能源战略的目标是到 2030 年，天然气发电占总需求的 71%，核电站 12%，清洁煤占 12%，太阳能占 5%。其中太阳能主题公园项目是最大的可再生能源项目，投资额度达到 120 亿迪拉姆(约合 33 亿美元)。”

沙特 Acwa Power 公司首个中标，获得了一个 100 兆瓦的项目，竞标价为每千瓦时 0.059 美元。西班牙 Fotowatio 公司以及迪拜本土的 Masdar 公司也都给出了极具竞争力的价格。Acwa Power 公司表示，还将继续参与其他项目的竞标。

Dewa 近日宣布，一个有多家公司组成的沙特财团，获得了太阳能主题公园项目下一阶段的建造和运行合同。当地媒体报道称，该财团获得的只是一个扩建项目的合同，并非获得太阳能主题公园其余项目合同。但值得关注的是，他们的竞标价格是每千瓦时 0.058 美元，是史上最低的太阳能发电价格。

这意味着，该项目未来 25 年将以每千瓦时 0.058 美元的价格将电力出售给 Dewa。作为目前发电量占阿联酋总量 99%的绝对主导电力供应来源，天然气发电在阿联酋的价格是每千瓦时 0.9 美元。太阳能发电在阿联酋已经不仅仅是可以和其他能源相竞争，而是价格远低于其他能源发电。

Acwa Power 总裁 Paddy Padmanathan 表示，他相信未来太阳能发电成本还将继续下跌。IRENA 主管 Adnan Amin 也持相同观点。他认为，太阳能发电成本的持续下跌将成为刺激太阳能产业发展的最佳因素。Amin 称，阿联酋太阳能主题公园 2 期竞标连创太阳能发电价格的新低，这主要归功于可再生能源领域财政结构的变化。

过去，可再生能源发电总是和上网电价补贴密不可分。如今，可再生能源项目对补贴的依赖也在下降。德国是首个引入可再生能源上网电价的国家。通过设定一个价格以保证投资商以及可再生能源电力供应商的利益。但竞标机制，则是让独立电力生产商们自己设定一个价格，最终价格最低者获标。正如其名字一样，竞标机制创造了一种竞争氛围，让公司全力以赴去打造最低的项目价格。

当 Acwa 竞标成功的价格公布时，国际社会一片哗然。没人能想到太阳能成本可以如此大幅降低，之前最低项目成本出现在巴西，为每千瓦时 0.08 美元。“不论是在阿联酋还是其他国家，通过竞标机制，已经令这种趋势开始显现。可再生能源项目的经济性和可行性正在逐渐增强。” Amin 说。

王晓苏 中国能源报 2015-01-29

为什么光伏人对努尔局长的新政普遍无感？

1月26日，国家能源局下发《国家能源局综合司关于征求2015年光伏发电建设实施方案意见的函》（以下简称“征求意见稿”）。与往常一样，能源局或者官方关于光伏产业的文件一经出台，市场上随即“闻风而动”，各种声音跟进解读，光伏似乎又是重重利好，一片灿烂。当然，此次的关注因为能源局众多官员的落马和新局长的上任又多了些意味。那么征求意见稿对光伏市场有多大的利好？记者就此采访多位“久经沙场”的光伏人士，他们的看法值得思考和玩味。

征求意见稿对分布式没有实质性帮助

征求意见稿提出，2015年全国新增光伏发电并网容量目标为15GW左右，其中集中式光伏电站8GW，分布式光伏7GW。综合考虑屋顶分布式光伏发电项目的特点和各地区的建设条件，对各地区提出最低任务指标，但不设年度规模上限。北京、天津和上海分别设定5万千瓦分布式发展最低目标，不设发展规模上限。征求意见稿还指出，分布式光伏应优先建设屋顶分布式光伏发电项目。

作为首次将屋顶分布式单独列出来的政策文件，大家普遍认为对屋顶分布式的发展非常利好，因为“不设上限”。一位光伏上市公司高管认为，征求意见稿对分布式没有实质性帮助。“因为之前的规划就没有实现。现在这个意见稿仅仅规定最低3.15GW，对于投资方调整电站的选择没有根本促进作用。”

根据国家能源局1月16日发布的数据，2014年新增光伏并网容量为10.52GW。再看电网企业报送的数据，2014年新增光伏并网容量9.47GW，其中分布式3.18GW。统计口子不一样，数据有差异，但分布式发展缓慢是不争的事实。较2014年初规划的8GW，分布式缩水如此之多，让人大跌眼镜，同时不得不感慨上层规划的草率和实际市场的艰难。

另一位“盘踞”在北方的光伏人士对这份征求意见稿同样表示“无感”，他毫不讳言地说，看2014年的完成情况就说明分布式不好搞。租别人的屋顶风险太大，如果租用民营企业的屋顶，企业过几年破产或者效益不好，不交电费或者要求降低电费，怎么办？

在国内普遍缺乏契约精神的商业环境下，“你不同意，我找个理由比如屋顶漏水，让你拆电站；或者晚上派人扔几块砖头，你能怎么办？”他继续向SOLARZOOM记者说道，如果合作方是国企，换了领导就会出问题，以前签订的合约或成一纸空文，无法执行下去。“法律诉讼基本没用，痞子精神盛行。”据记者了解，一些企业吃过哑巴亏后，对工商业分布式奉行的态度就变成了“打死我也不干”。广东一位分布式光伏从业人员在接受记者采访时表示，“（征求意见稿）算是利好，但实际上分布式的开发还是需要解决现实中存在的问题。政策面和地方政府节能减排的决心是一方面，主要还是看开发商的实力、投入力度和工作效率。”

当然，无论业内人士对政策如何“看透”或“看轻”，在光伏产业并没有完全市场化的前提下，政策的作用仍然举足轻重，利好政策对光伏市场和人心士气仍有着相当的提振。SOLARZOOM分析师表示，征求意见稿提出集中式电站8GW，分布式7GW，并限定了屋顶分布式的最低建设规模，所以2015年国内光伏市场将以稳定发展地面电站的同时，加大推进分布式电站，并逐步转换分布式与集中式光伏在国内光伏市场中的角色。

安信证券认为，一方面屋顶分布式光伏依然是光伏发展的必然方向；另一方面能源主管部门希望通过不断增加分布式屋顶项目建设，继续探索其商业模式和融资模式，使得分布式光伏逐渐走向成熟。而分布式光伏将由政策培育期向规模增长期和商业模式形成期转变。

分布式光伏的未来在民用

2014年，全球的光伏市场的发展呈现出大、小型项目齐头并进的态势。根据彭博新能源财经近日发布的数据，2014年全球太阳能投资总额为1496亿美元，小型分布式发电项目（项目容量低于1兆瓦，绝大多数为屋顶光伏系统）投资占到太阳能总投资额近一半的比例，为735亿美元，同比增长34%。

根据SOLARZOOM此前的报道，2014年，澳大利亚大型太阳能市场依然表现疲软。不过，住户与小企业对太阳能的热情仍维持强劲水平。据澳可再生能源证书交易商绿色能源市场的数据显示，

2014年，约18.6万个小型太阳能系统被安装，总装机816.64兆瓦，系统平均规模4.4KW。英国的民用光伏市场也是热情澎湃，根据英国能源与气候变化部（DECC）日前公布的报告，2014年，英国有12.5万个家庭用户在屋顶上安装了太阳能系统，总装机量达700兆瓦。工商屋顶分布式在产权不清晰、融资难以及风险与收益不匹配等种种限制下，举步维艰。很多从事分布式业务的光伏人士看好民用分布式未来的发展。

上海米昂新能源 CEO chris.tsai 表示，从财务模型上看肯定是工商业分布式优先，民用分布式5年内主要依靠政策，5年后平价上网时才是爆发时刻。”他认为上海和安徽两地的民用分布式将有大的发展。在诸多民用分布式的践行者中，中电电气民用光伏系统负责人王强深有体会，他说，中国经济发展已进入新常态，光伏产业在大起大落之后理应回归本源。在质问政策和银行给我们提供了什么的同时，是不是应该问问我们为这个市场准备了什么？“目前，光伏企业都在创新和摸索，寻找自我生存空间。我们应该从小做起，将量做起来，发展到一定规模，从而真正影响到国家能源结构调整战略和银行等金融机构的决策，对光伏发电敞开绿色大门。”王强认为民用光伏的发展应该抓住消费属性，将服务网点铺开，通过社区推广和示范点的搭建来培育市场和消费者，并提供更好的服务。“不同于大型地面电站看重投资回报率的思路，民用光伏应向消费者传递绿色环保和能源生态体系的理念。”

中自网 2015-01-30

光伏人士表示征求意见稿对分布式没有实质性帮助

图为能源局局长努尔·白克力

1月26日，国家能源局下发《国家能源局综合司关于征求2015年光伏发电建设实施方案意见的函》（以下简称“征求意见稿”）。与往常一样，能源局或者官方关于光伏产业的文件一经出台，市场上随即“闻风而动”，各种声音跟进解读，光伏似乎又是重重利好，一片灿烂。当然，此次的关注因为能源局众多官员的落马和新局长的上任又多了些意味。那么征求意见稿对光伏市场有多大的利好？记者就此采访多位“久经沙场”的光伏人士，他们的看法值得思考和玩味。

征求意见稿对分布式没有实质性帮助

征求意见稿提出，2015年全国新增光伏发电并网容量目标为15GW左右，其中集中式光伏电站8GW，分布式光伏7GW。综合考虑屋顶分布式光伏发电项目的特点和各地区的建设条件，对各地区提出最低任务指标，但不设年度规模上限。北京、天津和上海分别设定5万千瓦分布式发展最低目标，不设发展规模上限。征求意见稿还指出，分布式光伏应优先建设屋顶分布式光伏发电项目。

作为首次将屋顶分布式单独列出来的政策文件，大家普遍认为对屋顶分布式的发展非常利好，因为“不设上限”。

一位光伏上市公司高管认为，征求意见稿对分布式没有实质性帮助。“因为之前下的规划就没有实现。现在这个意见稿仅仅规定最低3.15GW，对于投资方调整电站的选择没有根本促进作用。”

根据国家能源局1月16日发布的数据，2014年新增光伏并网容量为10.52GW。再看电网企业报送的数据，2014年新增光伏并网容量9.47GW，其中分布式3.18GW。统计口子不一样，数据有差异，但分布式发展缓慢是不争的事实。较2014年初规划的8GW，分布式缩水如此之多，让人大跌眼镜，同时不得不感慨上层规划的草率和实际市场的艰难。

另一位“盘踞”在北方的光伏人士对这份征求意见稿同样表示“无感”，他毫不讳言地说，看2014年的完成情况就说明分布式不好搞。租别人的屋顶风险太大，如果租用民营企业的屋顶，企业过几年破产或者效益不好，不交电费或者要求降低电费，怎么办？

在国内普遍缺乏契约精神的商业环境下，“你不同意，我找个理由比如屋顶漏水，让你拆电站；或者晚上派人扔几块砖头，你能怎么办？”

他继续向记者说道，如果合作方是国企，换了领导就会出问题，以前签订的合约或成一纸空文，无法执行下去。“法律诉讼基本没用，痞子精神盛行。”据记者了解，一些企业吃过哑巴亏后，对工

商业分布式奉行的态度就变成了“打死我也不干”。

广东一位分布式光伏从业人员在接受记者采访时表示，“(征求意见稿)算是利好，但实际上分布式的开发还是需要解决现实中存在的问题。政策面和地方政府节能减排的决心是一方面，主要还是看开发商的实力、投入力度和工作效率。”

当然，无论业内人士对政策如何“看透”或“看轻”，在光伏产业并没有完全市场化的前提下，政策的作用仍然举足轻重，利好政策对光伏市场和人心士气仍有着相当的提振。

SOLARZOOM 分析师表示，征求意见稿提出集中式电站 8GW,分布式 7GW，并限定了屋顶分布式的最低建设规模，所以 2015 年国内光伏市场将以稳定发展地面电站的同时，加大推进分布式电站，并逐步转换分布式与集中式光伏在国内光伏市场中的角色。

安信证券认为，一方面屋顶分布式光伏依然是光伏发展的必然方向；另一方面能源主管部门希望通过不断增加分布式屋顶项目建设，继续探索其商业模式和融资模式，使得分布式光伏逐渐走向成熟。而分布式光伏将由政策培育期向规模增长期和商业模式形成期转变。

分布式光伏的未来在民用

2014 年，全球的光伏市场的发展呈现出大、小型项目齐头并进的态势。根据彭博新能源财经近日发布的数据，2014 年全球太阳能投资总额为 1496 亿美元，小型分布式发电项目(项目容量低于 1 兆瓦，绝大多数为屋顶光伏系统)投资占到太阳能总投资额近一半的比例，为 735 亿美元，同比增长 34%。

根据 SOLARZOOM 此前的报道，2014 年，澳大利亚大型太阳能市场依然表现疲软。不过，住户与小企业对太阳能的热情仍维持强劲水平。据澳可再生能源证书交易商绿色能源市场的数据显示，2014 年，约 18.6 万个小型太阳能系统被安装，总装机 816.64 兆瓦，系统平均规模 4.4KW。

英国的民用光伏市场也是热情澎湃，根据英国能源与气候变化部(DECC)日前公布的报告，2014 年，英国有 12.5 万个家庭用户在屋顶上安装了太阳能系统，总装机量达 700 兆瓦。

工商屋顶分布式在产权不清晰、融资难以及风险与收益不匹配等种种限制下，举步维艰。很多从事分布式业务的光伏人士看好民用分布式未来的发展。

上海米昂新能源 CEO chris.tsai 表示，从财务模型上看肯定是工商业分布式优先，民用分布式 5 年内主要依靠政策，5 年后平价上网时才是爆发时刻。他认为上海和安徽两地的民用分布式将有大的发展。

在诸多民用分布式的践行者中，中电电气民用光伏系统负责人王强深有体会，他说，中国经济发展已进入新常态，光伏产业在大起大落之后理应回归本源。在质问政策和银行给我们提供了什么的同时，是不是应该问问我们为这个市场准备了什么？

“目前，光伏企业都在创新和摸索，寻找自我生存空间。我们应该从小做起，将量做起来，发展到一定规模，从而真正影响到国家能源结构调整战略和银行等金融机构的决策，对光伏发电敞开绿色大门。”

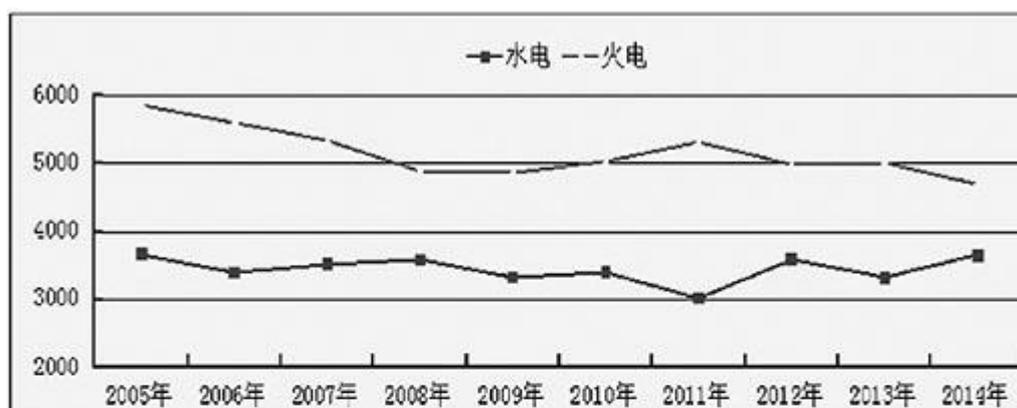
王强认为民用光伏的发展应该抓住消费属性，将服务网点铺开，通过社区推广和示范点的搭建来培育市场和消费者，并提供更好的服务。“不同于大型地面电站看重投资回报率的思路，民用光伏应向消费者传递绿色环保和能源生态体系的理念。”(文/涉江)

新浪财经 2015-01-30

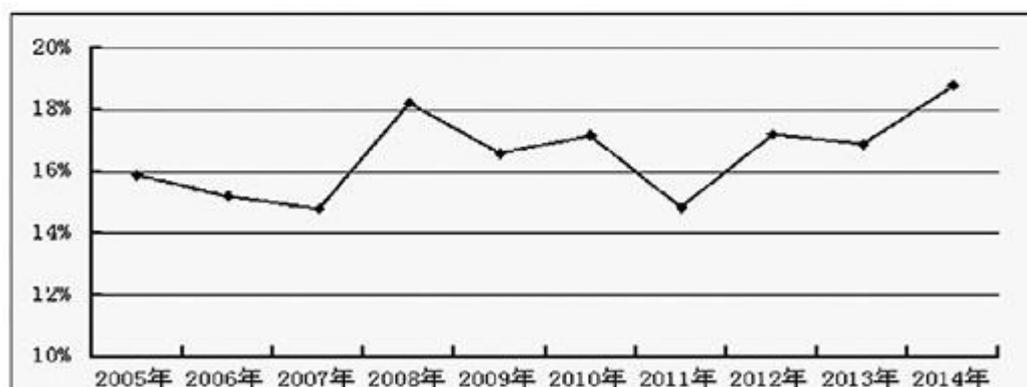
海洋能、水能

2014 年水电利用小时数创 9 年新高

6000 千瓦及以上水电设备利用小时数(2005-2014 年)



水电占全部发电量比重(2005-2014 年)



数据来源:国家能源局

1月21日,国家能源局发布的2014年全国6000千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况显示,2014年底全国水电装机容量达到3亿千瓦,水电设备平均利用小时数大幅提高,达到3653小时,同比增加293小时,为2006年以来的最高水平。

据了解,水电设备利用小时数在2010年至2012年出现巨大波动,2011年较2010年降低近400小时,而在2012年迅速反弹,同比增加570多小时。

2014年水电利用小时数较2005年低11小时。

比较水电、火电设备利用小时数情况,可以看出,两者具有明显此消彼长的替代效应。但总体来看,火电的利用小时数呈现比较明显的下降趋势,在2005年高达5865小时,到去年已经下降到4706小时。这与火电装机增长迅速,摊薄了发电市场份额有关。而水电设备利用小时数并未呈现明显的变化趋势。

从水电发电量比重曲线来看,水电发电量比重波动较大,在2007年最低为14.79%,在2011年为14.83%;而到2014年达到最高,占比为18.8%,这与近年来水电装机大幅增长不无关联,其中2013年我国水电新增装机达到3000万千瓦,为历年最高。

贾科华 中国能源报 2015-01-30

风能

数据|彭博：2014 年中国风电并网超核电成第三大发电能源

能源网讯 研究机构彭博新能源财经 1 月 22 日最新公布的数据显示，2014 年，中国陆上风电年度新增装机量达 20.7GW，规模四倍于美国市场且占全球新增装机的 40%。自 2009 年，中国已连续六年超越美国成为全球最大的风电市场。

据悉，2014 年美国新增陆上风电装机达到 4.7GW，超 2013 年的五倍，成为全球第二大风电市场。这主要是由于 2013 年 1 月被延续的美国生产税递减政策。因为新一期的政策规定，只要在截至日期前，项目进展到开工建设状态（无须完全建成），即可享受生产税递减。



相比之下，中国风电市场则以 30% 年增长率打破装机记录。至 2014 年底，中国风电累计并网量达 96GW，超过核电成为仅次于火电、水电的第三大发电能源。

“2014 年中国风电装机急剧上升主要还是陆上风电价格下调政策驱动的。由于发改委 2014 年 9 月发布的草案中下调幅度远超市场预期，开发商想抢在陆上风电上网电价正式下调之前，尽可能多的完成手头已获批复的项目，”彭博新能源财经中国风电分析员周忆忆表示，“另外，去年国内吊装的风机绝大部分还是来自于中国国内制造商，国外制造商的合并市场份额不到 2%。”

据彭博新能源财经统计，2014 年中国前五大风电设备制造商按吊装完成规模从大到小排名依次为金风、国电联合动力、远景、明阳和上海电气。其风机吊装总量为 12.4GW，占全国市场的 60%。

据此次统计，中国并不是全球唯一一个创装机历史纪录的国家。名列全球前五大市场分别是美国（4.7GW）、德国（3.2GW）、巴西（2.7GW）和印度（2.3GW）。其中，德国和巴西 2014 年的装机量也都是该国历年最高。

巴西 2014 年装机达 2.7GW，比该国在 2011 年的 500 兆瓦新增装机高五倍之多。这主要是由于该国电网扩建，使得前几年吊装但未并网的近 1GW 的风机在 2014 年成功并网。

德国 2014 年的陆上风电装机量也创新高。这主要源于去年德国新推出了更为严格的可再生能源

支持机制，大量开发商想利用新旧政策的过渡期进行抢装。

“今年全球风电装机的迅速反弹是多重特殊因素共同造就的，并不代表未来的发展蓝图，”彭博新能源财经欧洲风电分析员 David Hostert 谈到，“但值得注意的是，其中有超过 1GW 的装机来自于已建风场的以新换旧。这意味着更高效利用有限的好风区，以新型高效率风机替代已有的旧风机将成为开发商及风场业主在逐渐饱和的新增装机市场中拓展业务的新机遇。”（赵唯）

中国能源报 2015-01-23

风电仍为第三大电源 可否成改善能源结构突破口

国家发改委近日下发的《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》并没有在风电业界引起太大震动。

通知称，对陆上风电继续实行分资源区标杆上网电价政策。将第 I 类、II 类和 III 类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低 2 分钱，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时 0.49 元、0.52 元和 0.56 元；第 IV 类资源区风电标杆上网电价维持现行每千瓦时 0.61 元不变。

风电将与传统能源同台竞争

在业内人士看来，这与之前预期的 4 分钱下调幅度相比，已经是减半，对风电行业的负面影响已大大减弱。而且，由于上述规定适用于 2015 年 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目，以及 2015 年 1 月 1 日前核准但于 2016 年 1 月 1 日以后投运的陆上风电项目，不少分析人士认为风电将出现一轮圈地抢装潮，利好风电设备制造企业。随着各开发企业抢订设备，风机供不应求的局面出现，价格将随之上涨，而项目施工价格和其他相关费用也都将有所上涨。

不少发电投资运营企业则纷纷采取对策，打算集中投资，加快推进降价地区已经开工项目的建设，以保证在年底前投产。调价客观上有利于技术性能符合行业标准、更为适应风能资源状况、成本具有竞争优势的设备制造企业的生存发展，加快制造业的优胜劣汰。但也有人担心一些开发商为了尽快上项目，可能会带来安全隐患。

业界普遍认为，虽然本次降价低于预期，但不排除近一两年继续大幅调低价格的可能。从中长期来看，风电上网电价已经进入下降通道。

其实，2009 年，国家发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，将全国分为 4 类风能资源区，发电上网电价分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。同时，国家发改委明确每隔一段时期重新评估电价并调整，让风电电价最终与常规能源接轨。

国务院《大气污染防治行动计划》明确将发展可再生能源替代化石能源作为改善环境的重要举措之一。风电近年来在我国取得长足发展，成为近年来增长最快的电源类型。作为世界第一风电大国，我国风电装机容量、发电量均已超过核电，成为继火电、水电后的第三大主力电源。

截至 2013 年底，全国共有 1352 个风电场并网发电，累计吊装风电机组 58601 台。2013 年底风电并网装机容量 7716 万千瓦，占全国电源总装机容量的 6.2%；全年风电上网电量达 1357 亿千瓦时，占全国上网电量的 2.5%。

随着规模的扩大、技术的成熟，单位发电装机造价也在下降。但在过去几年，我国风电上网电价一直没有变化。“本次风电价格下调，是 2009 年出台风电上网电价后的首次下调。”国网能源研究院副总经济师兼能源战略与规划研究所所长白建华表示，“国家逐步降低风电上网电价，体现了风电的竞争力不断提高。风电正逐步走向补贴不断降低、最终取消补贴、参与电力市场竞争的道路。”

作为战略性新兴产业，风电等清洁能源从替代能源走向主力能源必须要经历与传统能源在同一个平台上的竞争。而同台竞争的重要基础是价格。

从 2011 年开始，国家发改委就开始酝酿下调上网电价。在去年的北京国际风能大会上，发改委酝酿调整风电价格的消息就成为与会者热议的焦点。赞成者认为，下调风电价格，使其与传统能源同价竞争是必然趋势。反对者则表示，调价可能会对目前不景气的行业造成更大的打击。2014 年 9 月，国家发改委召开“陆上风电价格座谈会”，通报风电上网电价下调设想方案，风电企业与行业协

会对此提出了反对意见。主要理由是因“弃风”问题，风电开发商的财务状况大不如前，此时调低上网电价，将严重挫伤风电投资的积极性。今年出台的风电上网电价就是综合考虑各方诉求的结果。

消纳风电需形成全国大市场

随着风电规模扩大，我国风电产业也出现发展不协调、电网运行不适应、创新能力不强、支持政策落实不到位等问题。我国风电产业还处在扩大规模、优化布局、提升质量的爬坡阶段，风电企业盈利能力还很脆弱。数据显示，去年以来，全国风电行业亏损面达到 50% 以上。

龙源电力集团股份有限公司风电装机容量已稳居中国和亚洲第一，盈利性保持领先。但总经理李恩仪表示，企业未来发展仍面临着弃风限电和风电盈利能力脆弱等亟待解决的问题。

大唐集团有关负责人表示：“去年风电整体情况不太好，而且受电力需求不足影响，弃风限电情况并没有改善。”

我国风电产业发展与发达国家的差距依然很大，目前我国风电仅占全社会用电量 2.5%，而欧盟、西班牙、德国装机占比分别达到 13%、21.8% 和 18.4%，电量占比分别达到 8%、20.9% 和 10.2%。

另一方面，不少风电企业反映可再生能源补贴长期存在“寅吃卯粮”的现象，形成了补贴缺口。一些企业遭拖欠的可再生能源补贴累计高达 40 多亿元。近几年风电利润最高达每千瓦时 0.1 元左右，而风电的平均补贴标准约为每千瓦时 0.2 元左右。这意味着，可再生能源补贴是目前风电企业经营利润的重要来源。这让风电持续调价的大趋势引起业界的担忧。

白建华说，风电“弃风”在“三北”地区较严重，本次风电上网电价下调也主要针对这些地区。消纳好风电，关键是要加快推动和加强大区之间的电网联系和各级电网协调发展、电网与电源协调发展，形成全国统一的大市场和与之相适应的联网能力。他还建议，把风电等清洁能源发电的高效利用作为整体电力规划研究的前提，构建对清洁能源“友好”的整体电力系统。

国家能源局新能源和可再生能源司副司长史立山透露，国家能源局正在研究包括风电在内的新能源发展路线图，着力从规划、审批层面解决弃风限电等问题；加快电力运行管理市场化改革，通过扩大资源配置范围、加快蓄能电站建设等手段实现电网跨区互补、多种电源互补；同时优化电力系统，抓紧研究以清洁能源供热的相关扶持政策。

“2020 年前后，从装机容量看，风电仍将为第三大电源。风电、太阳能发电发展规模和速度，主要取决于各自单位装机的发电量、单位发电成本等的相对变化趋势。”白建华说。

经济日报 2015-01-27

风电“十三五”：规划倒逼改革

争论一年的风电标杆价格调整终于尘埃落定——每千瓦时降低 2 分钱。

这一数字被普遍评论为“温和”，但背后也是一种无奈：一方面，经过多年发展，风电补贴理应降低；另一方面，受诸多问题困扰，企业确实盈利困难。

“这个方案没有从根本上解决行业关心的弃风限电和拖欠补贴款问题。”中国可再生能源学会风能专业委员会副理事长施鹏飞在接受《中国科学报》记者采访时开门见山。

确实，同几年前的高速发展相比，随着弃风限电和拖欠补贴款的现象日益严重，风电开发已呈现放缓趋势。此时下调标杆价格，是否意味着我国风电发展将放慢速度？

对此，中国可再生能源学会副理事长孟宪淦对《中国科学报》记者明确表示：“我国制定了 2020 年非化石能源占比 15% 的目标，目前没有看到有减慢发展的趋势。”

到 2020 年只剩一个五年计划，目前制约行业发展的体制障碍能否在“十三五”得到改革，引人关注。

政策：必须降

进入 2015 年，国家发展改革委发布《关于适当调整陆上风电价格政策的通知》，前三类资源区风电标杆价格每千瓦时降低 2 分钱，第 IV 类资源区价格维持不变。调整后分别为每千瓦时 0.49 元、0.52 元、0.56 元和 0.61 元。

这是 2009 年我国开始实施风电分资源区标杆上网电价以来，对风电标杆上网电价进行首次调整。

国家发改委称，风电标杆价格政策出台以来，风电市场快速发展，风电设备价格和项目开发成本显著下降，企业经营状况良好，价格有下调空间，而且局部地区出现了风力发电增长与消纳不匹配的情况，尤其是风力资源较好的三北地区弃风限电问题较为突出。

对此，国家发改委希望通过此次调整电价水平，有效引导风电产业投资和项目合理布局，促进风电行业健康持续发展。

得益于国家的支持政策，我国风电行业持续十年高速增长，但国家也承担了巨额的财政负担。从长远来看，风电同传统能源竞争、平价上网是必然趋势。因此，专家认为，随着风机技术不断进步，风电标杆价格理应下调。

据中国能源网首席信息官韩晓平介绍，2009 年制定上网电价时，每千瓦造价超过 1 万元，而现在一些企业的装机成本只有 6000 元左右。因此，此次调价相对温和，对于行业及企业影响相对有限。

“补贴不能喊‘万岁’。”孟宪淦明确表示，制定可再生能源法的目的是通过政策支持来推动可再生能源的发展，以便尽快脱离补贴、平价上网，因此降价是必然的，也是必要的。

“走得其实还稍微慢了一点。”孟宪淦指出，现在平价上网的标杆电价大约是 0.43 元，风电要在 2020 年实现平价上网，未来 6 年还需要降价两次。

企业：难接受

不过，具体到行业现状，孟宪淦也坦陈，确实存在具体问题使得企业无法接受价格下调。“可再生能源法要求全额收购、强制上网、分类电价、费用分摊、优先入网，但现在这个政策没有落实。”

据悉，目前困扰风电产业的有两大问题，一是弃风限电导致开发商每年损失上百亿元；二是高额的可再生能源附加资金到位滞后，企业资金流紧张。因此，从 2013 年以来，已核准项目的开工率下降，行业陷入整体低迷。一位电企负责人甚至表示，风电投资企业的盈利能力有限，多数企业就靠这 2 分钱。

此次调价征求意见过程历时一年多，遭到企业与行业协会的激烈反对。如今虽然价格落定，但低于此前预期，更像是利益博弈后的结果。

“我认为还是不该降。”中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩告诉《中国科学报》记者，目前风电电价尚不具备调整条件。

据介绍，我国 I 类、II 类、III 类资源区风电场年利用满负荷小时数达到 2500、2500、2300 小时，则理论上有关下调空间，但由于弃风限电严重，2012 年全国平均弃风率达 17%，这三类区域年利用小时数仅有 1950、1850 和 1800 小时，多数项目处于亏损状态。

数据显示，2013 年全国平均弃风率回落至 11%，但仍远超 5% 的正常值，而 2014 年预计将攀升到 12%。为此，去年 4 月，国家能源局已经发出通知，禁止在弃风限电较严重的地区扩大建设规模。

秦海岩指出，为确保到 2020 年非化石能源占一次能源消费比重达到 15% 的目标，风电产业至少要达到 2 亿千瓦的并网装机规模，即年均新增 2000 万千瓦，此时调价可能会影响该目标的完成。

施鹏飞亦认为，此时调价并非好时机。“2009 年定标杆电价的时候，不存在弃风限电和拖欠补贴款，但是现在这两个问题很严重。我认为在解决了这两个制约风电发展的大前提下再调整更好。”

未来：出路在哪？

多位专家在接受本报记者采访时均表示，相比于降价，更应关注风电行业发展中存在的诸多问题。

例如，此次调价反映出我国并未建立起严格的风电价格调整机制，使得风电开发商与政府之间处于博弈状态，增加了政策的不确定性。一位银行信贷部门的负责人就曾告诉本报记者，他时刻关注电价调整和弃风限电等问题，这决定了银行所面临的政策风险。

数据显示，我国 2014 年并网发电超过 9000 万千瓦，“十二五”1 亿千瓦的目标肯定能完成。“十三五”目标预计为 2 亿千瓦。在日前发布的《中美气候变化联合声明》中，我国也提出到 2030 年非

化石能源占比 20% 的目标。这些目标的提出，使得风电发展不能放慢脚步。

“那么，可再生能源配额制 2015 年就必须出台。”孟宪淦强调。

喊了十年的配额制终于在 2014 年上报国务院，一旦出台将实现可再生能源强制上网，被新能源产业寄予厚望。不过，一位不愿意透露姓名的业内人士在接受《中国科学报》记者采访时表示，“还得看执行部门的协调力度，如果协调不了，效果也不会太好”。

对于电力市场改革，该业内人士则更显悲观：“解决弃风弃电不容易，工作量很大，哪个环节协调不好都实现不了。”

秦海岩也表示，国外很多研究表明，电网能够接纳大比例的风电，制度和市场机制才是关键。我国面临的风电并网难题，也可以通过建立健全市场化的电力体制，从根本上加以解决。

孟宪淦则明确表示不能因为有问题就不调价。“这是两码事，价格肯定要降，但也要考虑到一个根本问题，就是让投资者有合理的利润回报，保护其积极性。因此，这次调价也是好事，为我们改进不足提供了压力，要求我们增强管理、落实政策。”

中国科学报 2015-01-29

从风电电价下调说起

【导读】国家发改委近日正式公布了陆上风电上网电价调整结果，将第一类、二类、三类资源区风电标杆上网电价每千瓦时下调 2 分钱，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时 0.49 元、0.52 元和 0.56 元。作为世界第一风电大国，风电电价下调将给风电产业带来什么样的影响？

影响 1：风电“十三五”规划框架雏形渐显

“十三五”期间，国内风电新增装机将达 1 亿千瓦，年均新增规模达 2000 万千瓦，其中，“三北”大风电基地 5 年内新增装机 6000 万千瓦，中东部中低风速资源区新增 3000 万千瓦，海上风电新增 1000 万千瓦。这意味着，“十三五”期间，风电行业发展的重头戏仍然在九大千万千瓦级风电基地。

但一个不容忽视的现实是，“三北”风电基地近年来的“弃风”、“限电”现象仍在不断加剧。截至 2014 年上半年，全国风电弃风电量达 72 亿千瓦时，平均弃风率为 8.5%，其中过去几年风电发展的重镇甘肃省弃风率更是高达 20.6%。

影响 2：风电快速发展仍需解决多个瓶颈

风电行业仍面临诸多问题

我国风电装备制造业不但满足了国内风电建设需要，也在逐步走向国际市场，成为我国具有国际竞争力的优势产业之一。部分风电机组制造企业进入全球前十名，2013 年国内制造商已经占据中国市场份额的 90% 以上，并开始出口海外。但随着风电规模扩大，我国风电产业也出现发展不协调、电网运行不适应、创新能力不强、支持政策落实不到位、市场监管不到位、弃风限电等问题。另外，我国风电上网电价与国际比较仍然偏低。价格调整将对风电企业冲击较大。数据显示，2014 年以来，全国风电行业亏损面有所扩大，达到 50% 以上。

海上风电困局之下盛宴“难”启

与成熟的陆上风电项目建设相比，海上风电项目的审批及建设速度因其项目位置的特殊性的确相对缓慢。这也是影响海上风电“十二五”规划难以完成的一个重要原因。然而，就在这样的背景之下，国家能源局依然发布了 2016 年的建设方案。但自 2007 年渤海绥中近海风电场开始建设以来，中国海上风电的建设计划从未如期达成。

影响 3：多重利好政策支持风电行业潜力巨大

海上风电 6000 亿市场待启风电设备商迎春天

“海上风电将是‘十三五’风电发展的核心。”中国农机工业协会风能设备分会秘书长祁和生曾指出，根据国家能源局发布的《2014-2016 全国海上风电开发建设方案》，未来 2 年内将有 44 个海上风电项目投产，未来几年我国海上风电装机容量将达到 1027 万千瓦。中国海上风电装机到 2020 年

将达到 3000 万千瓦，若按每千瓦 2 万元的投资计算，未来需要 6000 亿元的投资。

能源局力挺海上风电逾 5 亿元大单抢筹风能概念股

在海上风电因种种原因沉寂几年后，2014 年国家能源局把做好海上风电建设工作视为全年重要工作之一。与陆地风电相比，海上风电风能资源的能量效益比陆地风电场高 20% 至 40%，还具有不占地、风速高、沙尘少、电量大、运行稳定以及粉尘零排放等优势，同时能够减少机组的磨损，延长风力发电机组的使用寿命，适合大规模开发。另外，海上风电还能减少电力运输成本。由于海上风能资源最丰富的东南沿海地区，毗邻用电需求大的经济发达地区，可以实现就近消化，降低输送成本，所以发展潜力巨大。

影响 4：警惕上网电价下调引发“抢装潮”

风电企业酝酿圈地抢装

运营商有足够动力在电价下调前将电站并网以锁定更高收益，将在 2014 四季度至 2015 上半年掀起一波抢装潮，类似于光伏 2013 年四季度抢装引发的爆发式需求。预计今年下半年风电装机将超过 12GW，这将使得 2014 年风电新增装机容量有望高出能源局制定的 18GW 目标，达到 20GW，同比增长 24%。而 2015 年将新增装机 20 至 22GW，乐观预期为 22GW 以上。

风电“抢装潮”后或现“大萧条”

目前我国年均风电并网能力在 1600-1800 万千瓦，已安装的 9000 多万风电项目中尚有 1000 万千瓦项目未能并网。当前如果出现大批量的项目建设赶进度，会造成大量机组抢在界定时间前并网，大大超出实际的并网能力，未来弃风限电现象会再次出现恶化。

北极星风力发电网 2015-01-30

中国持续领跑全球风电市场

1 月 22 日，彭博新能源财经（BNEF）发布最新的风电市场数据报告，2014 年中国陆上风电年度新增装机量达 20.7 吉瓦，占全球新增装机的 40%，是美国的 4 倍。从 2009 年开始，中国已经连续 6 年超过美国，问鼎全球最大风电市场。

从全球来看，中国并非唯一创装机历史纪录的国家，德国和巴西 2014 年的装机量都是本国历年最高。BNEF 报告统计，2014 年全球前 5 大市场分别是中国、美国，新增 4.7 吉瓦；德国，新增 3.2 吉瓦；巴西新增 2.7 吉瓦；印度新增 2.3 吉瓦。

报告显示，2014 年全球第二大风电市场——美国，风电投资大幅反弹，年度新增陆上风电装机量是 2013 年的 5 倍，达到 4.7 吉瓦。这主要归功于美国积极的政策环境，2013 年 1 月美国生产税递减政策正式延续。新一期的政策规定，只要在截至日期前，项目进展到开工建设状态（无需完全建成），即可享受生产税递减。

此外，德国装机创新高也是政策变动带来的。去年，德国推出新的且更为严格的可再生能源支持机制，因此大量开发商利用新旧政策的过渡期进行抢装。巴西 2014 年 2.7 吉瓦的新增装机，是 2011 年 500 兆瓦的 5 倍之多，电网扩建使巴西前几年吊装但未并网的近 1 吉瓦风机在 2014 年成功并网。

对比正逐渐从萎缩中恢复增长的市场，中国风电市场以 30% 的年增长率打破其自身历史装机纪录。截至 2014 年底，中国风电累计并网量达 96 吉瓦，超过英国全国总发电装机容量；同时也超过核电成为中国仅次于火电、水电的第 3 大发电能源。

BNEF 中国风电分析员周忆忆表示：“2014 年中国风电装机急剧上升，主要是受陆上风电价格下调政策驱动。由于发改委 2014 年 9 月发布的草案中下调幅度远超市场预期，开发商想抢在陆上风电上网电价正式下调之前，尽可能多的完成手头已获批复的项目。”

她补充称，去年中国国内吊装的风机绝大部分来自于中国国内制造商，国外制造商的合并市场份额不到 2%。

根据 BNEF 统计，2014 年中国前 5 大风电设备制造商按吊装完成规模从大到小排名依次为金风、国电联合动力、远景、明阳和上海电气，共成功完成 12.4 吉瓦风机吊装，占全国市场的 60%。

“全球风电装机的迅速反弹是多重特殊因素共同造就的，并不代表未来的发展蓝图。” BNEF 欧洲风电分析员 David Hostert 坦言，“值得注意的是，其中有超过 1 吉瓦的装机，来自于已建风场的以新换旧。这意味着更高效利用有限的好风区，以新型高效率风机替代已有的旧风机，将成为开发商及风场业主在逐渐饱和的新增装机市场中拓展业务的新机遇。”

王琳 中国能源报 2015-01-30

氢能、燃料电池

巴拉德将在欧洲推进零排放的氢燃料电池技术

加拿大燃料电池龙头巴拉德动力系统 (BLDP) 1 月 28 日宣布，该公司的客户——欧洲第四大公共汽车原始设备制造商范胡尔汽车公司 (Van Hool) 已经与欧洲氢燃料电池合作联盟 (EU HFCJ) 签订了一项为欧洲生产制造 21 辆全新的氢燃料电池客车的计划草案。

巴拉德指出，这 21 辆氢燃料电池客车将使用巴拉德最新一代的 FCvelocity-HD7 燃料电池模组，仅使用水和热能提供电力，真正做到零排放，并计划于 2015 年和 2016 年交付给欧盟。

巴拉德首席执行官麦克尤恩指出，这次合作是巴拉德与范胡尔关系的又一次升级，巴拉德将继续在欧洲推进零排放的氢燃料电池技术，并将充分利用由欧盟委员会提供的研发项目资金支持。欧盟委员会每年在氢燃料电池研发项目上提供 4.7 亿欧元的资金支持。

巴拉德与范胡尔早在 2013 年就建立了战略合作伙伴关系。2014 年在欧洲上路的 50 辆零排放的氢燃料电池巴士中，有 40 辆使用巴拉德提供的燃料电池。

资料显示，范胡尔公司是比利时的一家生产公交车、长途客车、无轨电车和拖车的公司，是比利时公交系统车辆的主要供应商。

中国证券报 2015-01-30

核能

比尔·盖茨和 TerraPower 的疯狂想法：用核废料发电

比尔·盖茨和他支持的创业公司 TerraPower 的疯狂想法：用核废料发电。这不仅可以改善环境减缓贫困，甚至降低核武器的威胁。

眼下，比尔·盖茨正有一项占用他大量时间的工作：为其参与的新型核反应堆试验工厂选址——而这一工厂极有可能将建在中国。

2010 的 TED 大会上，盖茨宣布，他的工作重心已经转移到了能源和环境领域，而且他还有一个疯狂的想法：利用核废料发电。

在当时的能源研究领域，这几乎被当做是天方夜谭。但时隔 4 年，盖茨在 2014 年年末再次谈及这一项目，并向全世界证明他当时并不是信口开河：该项目正在筹备中，一旦建成，发电量可供美国使用 800 年。

其实，整个项目是通过一家名叫 TerraPower 的创业公司实现的。该公司的创始人是盖茨在微软的同事，前 CTO Nathan Myhrvold。这家小型创业公司的员工由数十名工程师、物理学家和核研究方面的专家组成。

尽管有盖茨保证，但至今为止，TerraPower 的研究成果仍然遭遇着业内及包括《纽约时报》在内的媒体的广泛质疑。《纽约时报》甚至有些戏谑地调侃 TerraPower 正在进行一项“永无止境”的项目。

“事实上，从 TerraPower 创建之日开始，我们就有详细的计划表。而目前我们正在按部就班地展开工作，到 2020 年代中旬，我们的反应堆模型就会上线。这会是一个非常有效率的计划。” TerraPower 高级技术顾问 Roger Reynolds 对《第一财经周刊》说。

他的自信源于 TerraPower 目前已从理论上找到了实现核废料发电的答案。

在一般的核反应过程中，铀 235 的使用量在 3%至 5%之间，而在燃烧浓缩的进程中，铀 238 作为一种纯的核废料会相应产生。它在反应堆中的一部分会逐渐转化为钚，用以作为辅助燃料使用。但由于用量不大，绝大多数的钚不会被燃烧，最终成为废料。

为了避免钚被剩下，TerraPower 设计了一种新型反应堆：铀 238 的使用比例几乎被提升到 100%，仅使用极少量的铀 235，这样就可以将更多的铀 238 转化为钚，然后作为燃料使用。根据 TerraPower 的说法，这种方式可以被抽象地理解为“引燃一根木炭仅需要比以往少得多的打火机油”。

使用核废料发电的最大好处便是减少全球范围的碳排放。这也是盖茨施行这个项目的初衷，他在 2010 年时曾提出，要到 2050 年实现全球碳的零排放。尽管风能、太阳能等新能源的使用同样可以在一定程度上使碳排放问题得到减缓，但从持久性、规模性和稳定程度等方面看来，核废料可能是更为可靠的新能源。

“气候变坏意味着贫困地区的人们将会多年遭受农作物生长问题的困扰，因为没有足够的降雨量，而气温又在持续上升。”盖茨曾在 2010 年的 TED 大会上说。他相信解决能源问题，是改善气候、环境，甚至贫穷的极其重要的手段。

“找到方法利用技术来解决贫困问题是 TerraPower 最基本的使命。而最有效和可持续的方式就是为那些贫穷的人们提供使用能源的途径，以加速经济发展。这意味着世界需要丰富、性价比高、同时也非常安全的能源。” Reynolds 也说到。

核废料发电或许能让一切都变得简单：你只要提前设置好核反应堆和它的反应炉，等它们开始燃烧，就可以让它们就那样持续运行着——不仅是全美，甚至可以供应全球的电量。

TerraPower 认为，它目前正在进行的工作还将有利于降低全球面临的来自核武器的威胁。

2011 年的日本福岛核事件所带来的负面影响至今尚未完全消散。人们对于国家与国家之间的力量角逐始终保持观望且担忧的态度，谁都不知道哪个国家是否秘密研发了核武器。想到某些国家能够找到适当的理由生产核武器，或存储能够生产出核武器的原料，就足以导致人心惶惶：这些潜在的可能性会让地球上的所有生命都遭受到不可估量的威胁。

由于 TerraPower 的计划简化了整个核电燃料的燃烧过程，以前留下大量的钚现在完全都可以用来发电。所以那些以往通过从反应堆燃料中提取钚来制造核弹的国家，也就不便再以国家安全、民用计划或其他理由去大量提取使用那些钚了。

不过，在美国建造一座反应堆雏形的成本大约在 50 亿美元左右，而目前 TerraPower 为这个项目才筹集了数千万美元的资金。

盖茨的想法是把建造地点转移，然而此前他遭到了多数国家的拒绝。事实上，中国也曾是拒绝盖茨的国家之一，但最近，中国似乎开始对该项目表现出浓厚的兴趣。目前中国建造的核反应堆达 29 座，占全球反应堆总量的 40%。

尽管它身后有着盖茨，依靠一家创业公司自身的力量还是远远不够。

TerraPower 在研发上遭遇的最大的问题来自于材料和燃料——核反应堆需要一个新的燃料设计，以及新的钢铁构造。

新型核废料燃烧需要在反应炉中存放 30 年之久，而当前仅能够实现不超过 6 年。研发制造出能够持续承受中子撞击 30 年的反应炉材料，是个极其艰巨的任务。在整个研发过程中，TerraPower 求助了包括 Idaho 国家实验室、AREVA、日本的 Kobe 钢铁、Carpenter 钢铁和 Veridium 等大约 80 家专业公司和机构，来帮忙进行各方面的扩展测试。

有乐观的评论家指出，该项目到 2030 年有可能实现商业化，但实际情况如何尚不可知，就连盖茨也不能为此担保。

但这个领域涌现出的新玩家和竞争对手，却在某种程度上证实了 TerraPower 至少在“废物利用”这个研发方向上很有可能是正确的。比如通用原子公司就正在研发一个叫做“能量倍增器”（Energy Multiplier）的反应堆模块，其主要燃料构成就是核废料或贫化铀。（文 | CBN 记者 郭苏妍）

《第一财经周刊》 2015-01-27

日本核聚变发电实验采用最新一代技术成本仅为 ITER 的百分之一

茨城县东海村，日本原子能研究开发机构核聚变研究开发部门那珂核聚变研究所内正在建设新一代托卡马克等离子体实验装置“JT-60SA”。建设工作于 2013 年 1 月启动。装置的重要部分“真空容器”从 2014 年下半年开始组装。生成磁场的线圈全部为超导线圈。建设工作将在 2018 年结束，从 2019 年开始使用模拟燃料进行超高温等离子体实验。到建设结束时，该装置将是世界上最大的使用超导线圈的托卡马克等离子体实验装置。

托卡马克等离子体实验装置是利用磁场约束圆环等离子体的技术，其概念由前苏联在 1950 年代提出的。“托卡马克”是“电磁线圈中的圆环容器”在俄语中的缩写。

性能提升的速度堪比摩尔定律

托卡马克一直被认为是最接近核聚变反应堆实用化的技术，各国之间掀起了开发竞争（图 1）。日本长期引领着竞争的动向。

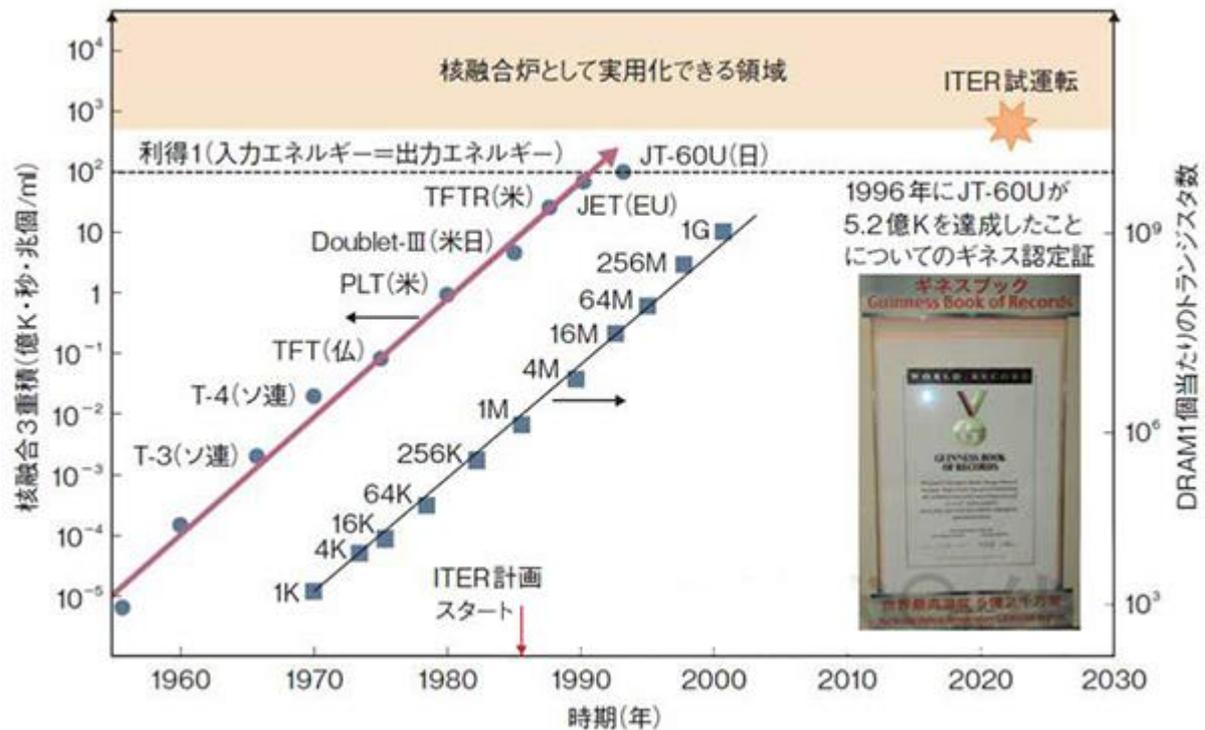


图 1：1990 年前半期，托卡马克核聚变技术的进步之势堪比摩尔定律。纵轴的核聚变三重积是指等离子体的密度、约束时间（保温时间）、等离子体的温度的乘积，与输出能量和输入能量的比值（Q 值）基本成正比。

在 1990 年代中期之前，开发竞争成果显著，显现出了性能指标大约 2 年翻一番的强劲势头。与遵循摩尔定律的晶体管微细化技术的进步不相上下。日本核能研究所（现日本原子能研究开发机构）的托卡马克等离子体约束装置“JT-60U”于 1996 年实现 5.2 亿 K 的离子温度，超过了核聚变发电需要的 1 亿 K。而且，输出（热）能量和输入能量的比值（能量倍增系数，Q 值）为 1.25，在全世界率先超过了 1。

开发竞争重点围绕加热技术与提高“保温性能”。实现 1 亿 K 以上的超高温必然需要借助加热技术。在加热期间，如果热量外泄，温度将不会升高，因此保温性能同样重要。

具有代表性的加热技术有 3 项：(1) 欧姆加热；(2) RF 加热；(3) 中性束注入 (NBI)。(1) 利用的原理是向设置在圆环形等离子体中心轴的“中心螺线管 (CS) 线圈”内通入电流，使等离子体内生成感应电流。等离子体为导体，内部生成电流后会产生焦耳热。(2) 是使用微波等高频电场，借助与微波堆相同的原理进行加热的技术。(3) 是利用小型粒子加速器加速带电粒子，最后将其转化成中性粒子，注入等离子体内的技术。“很像高达的光束来复枪” (日本原子能研究开发机构核聚变研究开发部门那珂核聚变研究所先进等离子体研究部长、JT-60SA 计划日方项目经理镰田裕)。外观也非常相似。

保温性能的正式名称叫作“约束时间 τ_E ”。提高保温性能除了要具备类似于暖水瓶的容器性能之外，还需要提高线圈的磁场强度，并且对使等离子体保持稳定的技术、防止等离子体发生粒子损失的技术等进行强化。一般来说，容器越大，表面积与体积之比 (比表面积) 越小，保温性能越好。因此，托卡马克装置的保温性能的提升与装置的大型化步调一致。

实用化的“最后 1 步”走了 20 多年

尽管在 1990 年代中期实现了 5.2 亿 K 的温度和 $Q=1.25$ ，实用化却至今尚未实现，原因究竟是什么？

其实，包括 JT-60U 在内，此类装置都只采用氘 (D) 作为模拟燃料。核聚变发电实用化的前提是实现 D 与氚 (T) 的核聚变，也就是 D-T 反应。虽然 D 本身也存在核聚变反应 D-D 反应，但将其应用于发电需要 10 亿 K 以上的超高温。在 1 亿~5 亿 K 的温度下反应率非常低，满足不了实用要求。

另外， $Q=1.25$ 距离实用也存在一定差距。因为这里的输出能量是热能，利用热能驱动蒸汽涡轮发电后，能够得到的电能还不到热能的 6 成，平均仅为 4 成左右。因此， $Q>3$ 是发电的最低条件。考虑到商业运营的利润，按照一般观点，托卡马克核聚变堆需要达到 $Q=50\sim 60$ 。在海外的核聚变风险企业中，有些企业正在倡导采用不使用蒸汽涡轮的新发电技术。

虽然 Q 值的最终目标与 $Q=1.25$ 之间还有距离，但采用 D-T 反应的话，在相同的温度下，核聚变反应的反应率将会突飞猛进。核聚变反应释放出的 α 粒子 (4He 的原子核) 还将起到等离子体加热器的作用。而且，通过进一步发展大型化，保温性能也有望增加。由此可知，D-T 核聚变反应堆能够满足实用化需要的条件。

不过，实现 D-T 核聚变反应堆存在几大技术困难：(1) 需要实现“包层”，用来增殖堆内核聚变反应释放的高速中子，使其撞击锂 (6Li)，产生氚 (T) 后注入反应堆；(2) 需要严格管理放射性物质氚的技术；(3) 需要开发排除等离子体内杂质 (α 粒子等) 的“偏滤器”；(4) 需要前所未有的大型反应堆。

曲折坎坷的 ITER 计划，总成本还在继续膨胀

从开发之初，人们就猜测采用以上技术开发 D-T 核聚变实验反应堆需要巨额成本。而且，D-T 反应和大型等离子体还有不少盲点，没有成功的保障。为减少失败时承受的风险，通过国际合作建设反应堆的“International Thermonuclear Experimental Reactor (国际热核聚变实验反应堆，ITER) 计划”应运而生。这一大型合作项目得到了欧洲 (欧盟)、日本、美国、俄罗斯、中国、韩国、印度等 7 个国家和地区的参与。

项目瞄准的各项性能和运行目标包括：在准稳态运行下，使 $Q=10$ 以上的等离子体维持 3000 秒；在用来维持等离子体的输入功率略低的自点火运行下，使 $Q=30$ 以上的等离子体维持 300~500 秒；确认包层、偏滤器等运行情况；对确保环境和安全性进行验证等。各个国家和地区要在完成上述验证后，再自主开发商用反应堆的原型堆 (DEMO 堆)。

不过，ITER 计划的发展之路一波三折。该项目于 1985 年开始实施。当初计划建造核聚变输出 (热输出) 为 1GW 规模的反应堆。预定于 2013 年完工。2016 年开始运行。然而，按照当初估算，建设成本约合 1 万亿日元以上，这遭到了各国的反对，为此，项目从开发目的中删除发电实验，并将输出规模缩小至最大 500MW (0.5GW)，把总费用压缩到了 50 亿欧元。

2000 年代前半期，日本青森县六所村、法国卡达拉什 (Cadarache)、加拿大安大略省克拉灵顿

(Clarington) 之间掀起了实验堆争夺战。加拿大中途退出后，竞争变成了六所村与卡达拉什的一对一较量，最终，因为建设地所在国家需要承担较多的建设成本等原因，日本选择退出，实验堆于 2005 年 6 月花落卡达拉什。

或许是作为交换条件，日本成为了人才的主要提供国。其实，ITER 计划推进主体“ITER 组织 (IO)”的主席一直由日本人担任。首任主席是曾经任职于外务省的池田要，第二任主席是 2010 年时担任文部科学省核聚变科学研究所所长之本岛修。不过，本岛的任期将于 2015 年 7 月结束，第三任主席估计会来自欧洲。虽然是届满改选，但也有看法认为，不连任或是不继续由日本人担任主席，“是在为计划大幅延迟、总成本大幅膨胀负责”（核聚变技术人员）。

选定卡达拉什后，ITER 的建设并未马上开始。对实验使用氙感到担忧的法国政府迟迟没有批准建设计划。直到 2010 年 7 月，建设计划才终于得到批准并付诸实施。距离计划启动已经过去了 25 年。

ITER 计划在资金上也前途多舛。建设成本原本预估需要 50 亿欧元，但之后不断递增，2009 年增至 100 亿欧元，2010 年增至 150 亿欧元，甚至超过了最初计划的预算。2014 年，学术期刊《自然》(Nature) 等估算，“ITER 的建设总成本已经接近 500 亿美元”。

面对建设成本的疯狂膨胀，美国国内要求再次退出 ITER 计划的呼声不断高涨。比方说，美国参议院议会于 2014 年 6 月通过了事实上退出计划的法案。美国为集中力量发展自主的激光核聚变，在 2000 年前后曾一度退出 ITER 计划，之后又重新加入。

历经曲折坎坷，官方现在预期建设将于 2019 年完工，但实际估计会推迟到 2023 年前后。D-T 反应的核聚变实验估计会在 2030 年前后开始。

顺利建设的“影子 ITER”

作为将 ITER 建设地让给法国的补偿，日本除了提供人才资源之外，还获得了另一项“特权”。那就是开篇提到的 JT-60SA。名称虽然沿袭之前的 JT-60 系列，但实际是与欧盟的合作项目。过去的 JT-60 系列采用巨大的常导线圈，而 JT-60SA 则是采用超导线圈，因此，虽然实现了大型化，但外观却比以前更加苗条。

JT-60SA 的第一个目的是为 ITER 提供技术备份，也叫作“卫星托卡马克”。这里不尝试 D-T 反应，只使用氘 (D) 开展等离子体控制实验。但在其他地方采用了比 ITER 更先进的设计。抢先构建出了各国准备在 ITER 成功后建造的原型堆。装置的成本约为 435 亿日元，日本与欧盟各承担一半。外围系统的成本为 200 亿日元，由日本自主承担，总成本仅为 600 多亿日元，只需要 ITER 的 1/100。

成本少于 ITER 的理由包括：尺寸只有 ITER 的大约 1/2（体积约为 1/8）；电流为 ITER 的 1/5；不使用 D-T 反应，简化了系统；通过采用先进设计等，与 ITER 相比节约了高昂的线圈成本；可以部分使用曾在东海村运行的 JT-60U 的外围装置等。不过，实现低成本的决定性因素是“指挥员”没有 ITER 那么多。“让 7 个国家和地区的意见和技术水平达到一致非常困难”（核聚变技术人员）。而 JT-60SA 只有欧盟（实际为意大利、西班牙、法国、比利时和德国）与日本两个国家和地区参与，比较容易作出决策。

10m 规模的装置容许误差为 $\pm 1\text{mm}$

JT-60SA 虽然受 ITER 延期的影响，在推迟 5 年后于 2013 年 1 月开工，但之后的建设工作与 ITER 对照鲜明，进展非常顺利。实验装置的重要部分“真空容器”于 2014 年秋季开始组装。与圆环形的等离子体平行设置的电磁线圈“极向场线圈”也已安装完毕。环绕圆环骨架的环形线圈预计会在 2015 年内进行安装。装置将于 2018 年完工，从 2019 年开始开展 D-D 反应等使用模拟燃料的实验。

建设工作中最牵动神经的环节是确保精度。等离子体的形状只要稍微偏离设计值，偏差就会扩大，造成等离子体破裂，可能导致反应堆受损。“直径为 10m 的装置允许的误差为 $\pm 1\text{mm}$ 。底座是由西班牙制作，出色地达到了精度要求”（JT-60SA 计划日方项目经理镰田）。

装置在设置和组装时，通过利用基于激光的测量和测距技术保证了精度。（记者：野泽 哲生）

日经 BP 社 2015-01-28

范必：实事求是地制定核电发展目标

2010年我曾就中国是否应再上二代加核电站问题组织过专题调研。调研报告提出了二代加机组的风险，认为中国应当坚持 AP1000 技术路线，建议国家除当时已核准的项目外不再新上二代加机组。2011年1月10日的《瞭望》杂志刊登了报告主要内容，引起了核电业界的争论。同年3月10日，《21世纪经济报道》刊登了对我和有关核能组织的采访，有关组织负责人明确对我们的结论表示反对。就在第二天，日本发生了“311福岛核事故”，不幸证明核电界担心的二代加风险是客观存在的。现将《瞭望》杂志刊登的报告附后，也许能对现在讨论的一些问题作些注解。不足之处，请方家指正——

目前，国际上特别是发达国家新建核电厂大都采用第三代技术，已运行的400余座二代或二代改进型核电机组将在未来的20年左右陆续退役。只有中国还在大量批准新上二代机组。

近年来，我国核电呈现快速发展的态势。截至2010年底，国家已核准核电机组32台，装机容量3486万千瓦。其中，已开工25台，装机容量2773万千瓦。已运营和核准的核电机组达4393万千瓦，超过国务院批准的2020年核电4000万千瓦的装机规模。而全国已完成核电厂址初步可行性研究，准备新上的核电项目总规模为2.26亿千瓦。很多业内人士一方面为核电春天的到来欢欣鼓舞，另一方面也对现有的条件是否能支撑大规模核电建设表示了忧虑。

核电不同于其他的能源形式，对安全性的要求非常高。因此，核电发展越是在形势好的时候，越是应当保持清醒的头脑。不仅要看到有利因素，还应当高度重视各种约束条件，量力而行，稳步推进。特别是在调整核电中长期规划时，需要积极稳妥地制定建设规模，合理把握开工节奏，防止一些地方和企业不顾客观条件，过多、过快开工核电项目。同时，应当坚决贯彻中央的战略决策，坚持 AP1000 的技术路线，切实采取有效措施，缓解人才、装备制造、核燃料等制约因素。加强核安全监管，加快现代企业制度建设，为核电健康稳步发展创造条件。

核电进入快速发展期

我国核电从上世纪70年代起步，目前已运营商用核电机组13台，装机容量1080万千瓦。经过近四十年探索，我国在核电技术研发、工程设计、设备制造、工程建设、运营管理等方面，积累了丰富经验，培养了一大批具有较高业务水准和实践经验的技术与管理人才，为核电进一步发展创造了有利条件。

2003年，全国核电建设工作会议提出，核电要统一组织领导，统一技术路线，引进国外先进技术，加快自主化建设。“十一五”规划提出“积极发展核电”的方针。为加强对核电建设的统一领导，成立国家核电自主化工作领导小组。

通过开展三代核电技术国际招标，我国决定从美国西屋公司引进 AP1000 核电技术、建设4台核电机组。同时，成立国家核电技术公司，作为引进、消化、吸收和再创新的平台，开发具有自主知识产权、中国品牌的先进核电站。

近年来，我国核电呈现加快发展势头。三代核电技术引进消化吸收再创新进展顺利，大批核电项目开工建设，核电设备国产化率不断提高。为了适应新的核电发展形势，能源主管部门提出对核电中长期发展规划进行较大幅度调整，比刚刚执行4年的规划目标翻了一番多。尽管如此，仍不能满足地方和企业加快发展核电的要求。

例如，东中西部地区都提出要上核电，不少省份甚至由省委、省政府主要领导“挂帅”抓核电项目，不断向能源主管部门提出，希望将本省项目纳入规划，已经纳入规划的省份都要求提前开工。新上核电项目带来的巨额投资可以拉动 GDP，但由于缺少足够的实施条件，项目开工和运行后会带来很多新问题，对此应当予以高度重视。

核电快速发展的制约因素

目前，我国在建和拟建核电项目的规模已经不小，人才、装备制造、核燃料、运营维护、资金投入等方面的配套能力绷得很紧。如果按照现在的发展势头，在近期内过多过快上马核电项目，有可能危及核电的长期健康发展。

过多上马二代机型带来长期风险。上世纪 50 年代以来，全世界核电发展经历了三代技术。第一代技术证明了核能发电技术上可行，第二代技术证明核电在经济上可行。但苏联切尔诺贝利和美国三哩岛核电站两次重大核事故说明，二代核电站的设计低估了发生严重事故的可能性。90 年代，美国和欧洲明确要求新建核电站必须在预防和缓解严重事故上满足一定条件，国际上把这类核电站看作是第三代核电站，其严重事故概率比二代低 100 倍以上。

经过招标，我国选择了美国西屋公司三代 AP1000 作为核电发展的技术路线。但是，由于 AP1000 首台机组开工建设 2 年后，即 2011 年才能批量化发展，国内不少地方和企业为了快上核电项目，纷纷选择了二代改进型。

这种机型缺乏预防类似切尔诺贝利和三哩岛核电站严重事故的安全措施。目前，国际上特别是发达国家新建核电厂大都采用第三代技术，已运行的 400 余座二代或二代改进型核电机组将在未来的 20 年左右陆续退役。只有中国还在大量批准新上二代机组。

如果在现有 9 个二代机组厂址上继续扩建同样机型，二代机组将达到 57 台 5314 万千瓦，运行寿期达 60 年。假设这些机组到 2020 年全部建成，意味着它们要到 2070~2080 年才能退役。到那时，三代核电机型早已落后，具有固有安全特性的第四代核电机组已经普及，甚至第五代可控核聚变示范堆已经开始运行。而在这 60~70 年中，世界上只有中国仍有大量设计安全水平较低的二代核电机组在运行，安全风险远远高于其他国家。因此，批量建设二代机组应十分谨慎，规模不宜过大。应当积极破解制约我国核电健康稳步的瓶颈：

人才资源稀释严重。核电建设需要大量高素质、有经验、专业化的工程技术和管理人员。电站投入运营后，两台百万千瓦级核电机组需要 800~1000 人的队伍，其中核相关专业需要约 400 人。近几年，随着大批新建核电项目开工，高端人才不断稀释，新人成长缺乏足够的培训和积累。

虽然全国已有一批高校开设核学科和核专业，但一个学生从大学毕业到成为合格的核工程技术人员，需要 4~8 年不等，而要培养起安全至上的价值观，则需要更长的时间。与此同时，一批有经验的技术和管理人才陆续退休，核电行业普遍出现人才资源短缺。今后几年新上核电规模若超出人才供给能力，将为核电安全运行带来隐患。

核电装备制造水平不高。据核电装备企业反映，经过多年努力，我国已拥有每年制造多套百万千瓦核电机组装备的能力。但实际情况是，由于产品质量不稳定，技术标准不统一，设备拖期现象十分严重，每年连完成一套百万千瓦机组的成套装备都很困难。我国现在的核电装备企业以往主要制造常规电力设备，制造核级装备时质量保证体系不够健全，因为赶工期，导致质量问题屡有发生。

核安全监管能力需进一步强化。常规能源的安全责任主要在地方和企业，核安全责任则是在中央。中国已向国际社会承诺，承担核安全的国家责任。但是我国核安全监管工作在机构设置、人才、经费、技术基础等方面仍面临不少困难。国外核电大国的经验表明，平均每台核电机组需要的监管人力约在 30~40 人。即使经过机构调整，我国核安全监管的总人数仍然不到 1000 人。而且，监管人员收入远低于核电站工作人员，直接影响了队伍稳定和优秀人才的汇集。监管部门独立性也不够。特别是，我国至今没有一部涉及核安全的基本法，更谈不上核安全法律法规体系。

核燃料供应与后处理能力不足。核燃料循环工业包括前端(核燃料获取、铀浓缩、燃料元件加工制造)和后端(乏燃料的后处理、放射性废物的处理与处置、铀和钚的回收)。我国核电站建设偏快，前端、后端能力较弱，而且在短时间内不可能大幅度提高生产能力。目前，国内仅有一座乏燃料后处理中试厂，新的后处理厂何时建设还不确定。

行业投资风险加大。核电企业超出自身能力和配套条件，争厂址、争资源现象十分突出。核电融资规模大、投资回收期长。按照现在的发展速度，到 2020 年核电需要新增投资规模 1 万亿元左右，这还不包括在建的未投产机组。核电项目对资本金要求高，主要核电企业在自有资金不足而又无法上市融资的情况下，将主要依靠高负债扩大投资规模。加上受制造能力的限制，可能出现项目拖期，将大幅增加企业的财务成本。目前我国核电建设还未进入高峰期，核电业主的资金链就已经绷得很紧，未来投资风险不可小视。

实事求是地制定核电发展目标

目前，有关部门正在研究调整未来十年的核电发展规划。为确保核电稳步发展，规划调整应统筹考虑核电发展规模与人才、燃料、制造等方面的关系，处理好速度与安全的关系，适当控制核电发展规模，合理把握开工节奏，促进核电装机与相关产业的协调发展。对此，有以下几点意见供有关方面参考：

第一，在调整核电中长期规划时，核电发展目标不宜定得过高。经过这几年发展，核电在建和核准项目规模已突破 2006 年制定的规划。大多数核电业主和配套企业是按照装机 1 亿千瓦以上制定自身发展规划。

为了防止一些地方和企业不顾客观条件，过多、过快开工核电项目，国家应当通过规划调整国内外各方面对未来的预期，将 2020 年的运行装机容量控制在 7000 万千瓦以下，加上在建机组，总规模控制在 1 亿千瓦左右。在规划期内，国家根据需要与可能，实事求是地安排建设规模和开工节奏，尤其要控制近期核电建设规模。

第二，在调整中长期规划时，坚持 AP1000 的技术路线。核电发展应当继续坚定不移地贯彻党中央、国务院的决策部署，集中力量进行 AP1000 核电站自主建设，加快国家重大专项 CAP1400 的研发与示范工程建设进程。今后除已核准的二代改进型机组外，新上核电项目原则上应以三代 AP1000 系列机组为主。

第三，加强核电人才培养。进一步搞好人才规划与核电发展规划的衔接。加强对高校有关核专业办学的统筹规划，建立完整的核工程专业教育体系。鼓励高校与核电企业合作培养核电人才，提高高校教育的针对性，缩短新人实际经验积累的时间。

第四，打破装备制造瓶颈制约。当前，国家应尽快制定发布三代 AP1000 和二代改进型机组的设备设计与制造技术标准。提升制造企业的设计和制造水平，稳定产品质量。在目前设计能力短时间内无法与制造企业相结合的情况下，应提倡联合攻关，提高关键设备制造能力。

第五，提高核安全监管水平。国家核安全局应成为国务院直属的实体局，使其成为具有权威性的独立监管机构。完善核安全监管立法、强化安全管理职能、保持技术先进性。

第六，提高核燃料供应和后处理能力。深化核燃料体系改革，建立独立的核燃料企业集团。加快实施燃料“走出去”战略，力争未来 5~10 年，在铀资源开发、铀浓缩、燃料元件制造和乏燃料后处理等关键环节取得重大突破。（【无所不能特约作者，范必，中国国际经济交流中心特邀研究员，主要从事宏观经济、能源、环保等公共政策方面的研究】）

财新-无所不能 2015-01-28

日本核聚变发电技术现状

核聚变发电技术虽然比采用核裂变方式的现有核电技术安全，但也并非完全没有辐射。其面临的课题包括：（1）作为燃料使用的氘（D，重氢）和氚（T，超重氢）中，氚属于放射性物质，必须进行严格管理；（2）在核聚变反应释放的快中子的作用下，反应炉内壁的材料等会发生“放射性活化”，转变为放射性物质。

位于日本青森县六所村的日本原子能研究开发机构的核聚变研究开发部门——六所村核聚变研究所正在开发氚的生成和回收技术、管理技术，并在通过实验来验证反应炉材料的放射性活化。除此之外，为了制备氚，该研究所还在开发从海水中提取锂（Li）的技术。2014 年 12 月中旬，记者走访了该研究所。

“啊，这是 ITER 的研究所吗！”

前往目的地的路途并不顺利。六所村到最近的火车站的直线距离有 20 多公里，与新干线车站相隔 30 公里以上，而且几乎没有直达的公交设施。从车站打车往返至少也要 1.5 万日元，有时候还会到 3 万日元以上。为了尽量节约交通费，笔者事先在租车公司预约了一辆车，打算从车站自己开车过去。

但就在动身的几天前，天气预报说采访当天有暴风雪，电视台等媒体也反复告诫民众“避免不必要的外出”。虽说租车公司的车辆安装了雪地轮胎，但考虑到在陌生的雪路上开车十分危险，笔者之后还是决定先搭公交，然后再换乘出租车。与直接从车站打车相比，这样虽然节省了一些费用，但公交车的终点除了几户民居，几乎是一片旷野。倘若不能顺利打到车，可能会被扔在风雪之中，孤零零地冻死。为此，记者决定提前预约一辆出租车。

然而，打电话给当地的出租车公司告知“要去日本原子能研究开发机构”时，对方却不知所云。几个问答之后，对方问道：“莫非是 ITER 的研究所？”笔者要去的地方在两千零几年的时候曾是国际热核聚变实验堆 (ITER) 建设地的热门候选，所以当地人至今还认为那里是 ITER 的研究所 (图 1)。

这个说法其实也没有错。六所村核聚变研究所内设置了 ITER 的“国际核聚变能源研究中心”。而且，在 ITER 投入运行时，将会设置与 ITER 的控制室功能基本相同的“ITER 远程实验中心”。据六所村核聚变研究所所长牛草健吉介绍，正在法国的卡达拉什建设的 ITER 运行情况将会实时传输到该中心。

核聚变反应像“骑自行车”

正如开篇所讲，六所村核聚变研究所现在的研发内容之一，是开发氙的生成和回收技术，以及管理技术，这也是 ITER 的实验的一部分。核聚变发电主要反应的热门候选——D-T 反应是把氘和氚作为燃料送入反应堆，使之发生核聚变。核聚变反应将释放出快中子 (n) 和 4He 的原子核 (α 粒子)。

D-T 反应的原理有些像自行车，要一直运行状态才能够稳定，一旦停止就会失去平衡。反应所需的氘全都要事先准备好，但氚却是除了初期点火的用量之外，其他都在反应堆运行的过程中生成。D-T 反应一旦停止，氘的生成也将停止。相反，如果氘的生成停止，D-T 反应也无法长期持续。

氘生成的过程如下：首先，D-T 反应释放出的快中子为中性粒子，它不受磁场的影响，会沿直线飞出等离子体。反应炉炉壁内部设置的氘生成装置“包层”会吸收快中子 (图 2)。在包层的内部，铍 (Be) 与 6Li 以层状交错配置。

快中子通过撞击 Be，释放出多个低能量的中子 (热中子)。热中子撞击 6Li 后，产生 $n+6\text{Li}\rightarrow 3\text{T}+4\text{He}$ 的核裂变并生成氘。将生成的氘回收并送入反应堆，从而使 D-T 反应持续进行。

Be 的作用是增加中子的数量，使高能量的快中子减速，转换成低能量的热中子。理想情况下，快中子应该全部用来生成氘，但在实际反应中，中子会被堆材等吸收，或是冲出反应堆外，出现一定的损失。因此，不增加中子的数量，就无法为 D-T 反应提供足够的氘。而且，快中子本身与 6Li 基本不反应。只有在大幅减速后才进行反应。



图 2: 包层的试制示例 Be 和 Li 逐层交错配置。

包括有效回收 ${}^6\text{Li}$ 内部生成的氦在内，在一连串的过程中生成并回收足够 D-T 反应使用的氦并不是一件简单的事情。六所村核聚变研究所发现，在目前正在开发的包层中，将 Li 制成多孔质、粒径为 1mm 的 Li_2TiO_3 粒子，就能够有效回收氦（图 3）。“生成并回收足量的氦终于有了眉目”（六所村核聚变研究所包层研究开发部繁殖功能材料开发部研究副主管星野毅）。

包层还有另一个作用，那就是取出在核聚变发电中非常重要的能量。利用 Be 为快中子减速、包层内的核裂变等环节会产生热量。这些热量将通过制冷剂回收并运用于发电。包层能否耐受如此高的温度？研究表明，“包层内部的温度最高为 900°C ，制冷剂预计将达到 300°C ”（星野），包层不会在高温下熔化。



图 3: 包层中填充的 Li_2TiO_3 的制作示例 制作并测试了直径不同的材料。

与高温相比，更需要解决的课题是中子会使包层的结构材料——低活化铁素体钢出现放射性活化，或是劣化。在漫长的核聚变发电技术开发史中，人们在为清除等离子体内杂质的“偏滤器”而开发结构材料的同时，也在长期探索既不发生放射性活化，也不出现劣化的梦之材料。

候选材料之一是由碳化硅 (SiC) 和使用 SiC 的强化树脂组合而成的“ SiC/SiC 复合材料”。不过， SiC/SiC 复合材料非常难加工，实用化至今没有头绪。1990 年代后半期，在核聚变反应堆的主要研究者中，甚至传出了“只要包层和偏滤器的结构材料看不到曙光，核聚变发电就不可能投入实用”的悲观论调。

因此，在最近的很长一段时间里，放弃使用既不产生放射性活化也不发生劣化的材料、而是采用易拆装包层和偏滤器的“箱体”，每隔 1~3 年进行更换成为了托卡马克型核聚变反应堆的一大设计方针。ITER 就是每 2 年更换 1 次包层，不到 1 年更换 1 次偏滤器。更换箱体使用的是机器人，施工人员不会受到反应堆放射性活化的影响。

对于提供 Li 来说，这样做也非常方便。六所村核聚变研究所正在开发的包层是在填满 Be 和 Li 粒子后使用，在生成氦的同时， Li 逐渐减少。“2 年大约消耗 20% 的 Li ，届时正好要更换包层，只要事先填充 Li ，在更换之前都无需再次填充”（星野）。

面向氢社会的氢管理技术

六所村核聚变研究所的另一大研发课题是建立氦管理技术。核聚变发电反应堆与现有的核电反应堆相比，有关放射性物质的风险要低得多。前面已经说过， D-T 反应的燃料是氘和氚，但实质上也可看作是氘和 6Li 。氘和 6Li 都不属于放射性物质。而且，一旦发生意外，反应可以立即中止，反应堆内没有燃料棒之类的高放射性废弃物，放射性活化的反应堆内壁材料也无需冷却，其半衰期很

短。最长只要 100 年就基本能够达到安全水平。

唯一不好处理的是氚(T)。氚是氢的放射性同位素,半衰期为 12.3 年,一般以气体或“水”(HTO)的形态存在。因此,氚在污染环境后,容易通过呼吸和口腔进入体内。而且,氚与氢一样,在众多的元素中原子尺寸最小,能够穿透几乎所有材料。即使封闭在容器内,也会慢慢泄漏。现有的核裂变反应堆虽然也生成并释放氚,但总量远远小于核聚变反应堆。

例如,包括包层和回收装置等在内,基于 D-T 反应的通常的核聚变反应堆整体包含的氚约为 4kg。但作为燃料存在于等离子体内的不到 1g。

另一方面,有市民团体指出,核聚变反应堆一年用来进行核聚变反应的氚多达 130kg,非常危险,但如上所述,生成的氚会马上作为燃料消耗,130kg 的氚并不是同时存在于反应堆内。

六所村核聚变研究所一直在验证氚的管理技术(图 4)。“在(ITER 等)实际的核聚变反应堆中的验证虽然还没有开始,但普遍适用的管理技术可以说已经基本成型”(该研究所包层研究开发部部长兼研究主管山西敏彦)。

之所以这样说,是因为可以直接运用面向燃料电池和氢社会开发的氢管理技术。在氢管理技术领域,低温下吸贮氢气、升温后释放氢气的沸石等材料的开发进展显著。氚的性质与氢基本相同,也可以使用这些材料。

而且,针对氚从容器和管道中泄漏的问题,管理系统的重要部分采用双层化设计,对泄漏的氚进行回收和保存。建筑整体也实施了严格的排气管理。



图 4: 氚管理设备的一部分

采用当时日本第二块的超级计算机

六所村核聚变研究所还设置了用来对研发进行计算机仿真的超级计算机“Helios”(图 5)。该计

计算机由法国 Bull 公司制造，于 2012 年引进。安装了 8820 个英特尔的微处理器“Sandy Bridge EP Xeon”。向超级计算机排名“TOP500”上报的运算性能为 1.237PFLOPS，引进时在全世界排名第 12 位，在日本仅次于“京”，排名第二。最新排名是世界第 38 位。（记者：野泽 哲生）



图 5：超级计算机“Helios”

日经 BP 社 2015-01-30