

能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室
广东省新能源生产力促进中心
第二十期 2014 年 11 月

目 录

总论	1
雾霾频发倒逼能源革命	1
张国宝谈新能源：在困境中寻找“复苏”道路	1
2014 全球新能源企业 500 强分析	2
能源局：2050 年可再生能源发展路线图正在制定中	8
政策稳定是新能源发展关键	9
外媒：中国发展清洁能源的挑战在于应用推广	10
能源革命还需要考虑平衡制度的作用和道德的力量	11
“十三五”能源规划要重实效 给产业指明方向	12
“十三五”风电和太阳能建设目标初定 2 亿和 1 亿千瓦	13
李俊峰：十三五风电和太阳能目标初定 2 亿千瓦和 1 亿千瓦	15
分析十三五能源路线图	17
能源领域亟待纲领性法律推动改革	18
企业排队进入张北新能源特区	19
中国可借鉴美国能源政策经验	21
梁志鹏：周边国家的新能源市场尚待开拓	22
跨入历史新起点的能源体制机制改革	24
热能、动力工程	25
深圳碳交易坐过山车：半年猛涨数倍 1 年跌去 6 成	25
给电力企业“分拆与重组”改革的一些建议	26
我国油气探明储量实现大幅增加	29
各地加速“十三五”电网规划编制 衔接国家“十三五”规划	29
燃气分布式能源能否“占领”机场？	30
碳市场交易对象应以履约企业为主	31
节能降耗新突破：前三季单位 GDP 能耗降 4.6%	32
区域能源发展新模式：泛能微网已经在路上	33
中石油页岩气开发加速 页岩气大规模商业化现曙光	35
全球一流非常规油气技术中心落户中国	37
特高压是解决雾霾问题的必然选择	37
三大因素制约煤炭	38
寄望“大电改”理顺市场机制	40
外媒：中国煤炭使用量本世纪以来首次下降	41
国内首台套最先进航改燃气轮机发电机组下线	42
发改委通过 90 个 CCER 项目备案	42
发展新能源关键在于优化电网	44

碳市场的链接与统一是市场经济发展的必然	46
2014 年 1-9 月份电力工业运行统计	47
用充电桩布局建立微电网	52
北京环保奖励办法公布 电力环保工程将获财政支持	55
求解中国式页岩气革命路径：“以大代小”实行三步走	55
涪陵页岩气田累计产量突破 10 亿立方米	57
大唐煤制气项目到底示范了什么	57
2014 年前三季度全国 6000 千瓦以上电厂平均利用下降 174 小时	59
我国可再生能源发电装机容量破 4 亿千瓦	59
丹麦进口垃圾焚烧以提供能源	60
煤制天然气市场态度呈两极分化	60
全国可再生能源发电累计装机容量突破 4 亿千瓦	61
生物质能、环保工程	62
河北将在农村推广新型生物质清洁采暖炉	62
你敢坐地沟油动力飞机吗?	62
环保法新规将出实施细则 行政追责等将陆续出台	67
中美合炼“地沟油”：生物航油成本关难突破	68
明年底北京将可日处理垃圾 2.3 万吨	68
湖北沼气业主试水碳交易	70
曾备受青睐的生物质发电现在成烫手山芋	70
开阳建成贵州第一个农用生物质成型燃料生产基地	72
太阳能	73
光伏电站建设将滚动调整	73
晶硅产品仍将长期主导光伏市场	73
发展分布式光伏的希望在农村	74
国标《地面用光伏组件光电转换效率检测方法》征求意见	76
青岛建成首个“太阳能村庄”	77
甘肃玉门建成首个复合碟式太阳能热电联产项目	78
太阳能产业发展提速	78
上澎展示全球首块 STC 下输出达 503 瓦特的双面双玻光伏组件	79
光伏之殇：德国放弃能源转型的承诺	80
我国分布式光伏新政频出 装机实现结构性变化	82
Skycatch 开发无人机，从空中监控太阳能电池	83
让光伏分担雾霾治理	84
美国 SunEdison 获得加州共计 17.7MW 分布式光伏项目	85
【独家专访】澳维多利亚州太阳能屋顶发展迅速	86
京瓷计划在日本建设 60MW 水上光伏电站	87
澳门“太阳能法”2015 年 1 月 26 日正式生效	88
汉能集团进军光伏建筑市场	88
广州积极推动太阳能应用 加快屋顶光伏建设	88
英国欲建世上最环保的太阳能发电场	89
解读《光伏扶贫工程》重点内容	89
美国 Stem 将开发大量采用光伏发电时的分布型蓄电系统自动控制技术	91
海洋能、水能	92

水电发展迎来新机遇期	92
印度最大水坝引发环境担忧	94
风能	95
海上风电遇尴尬：首轮招标项目四年“零开发”	95
风电十三五规划框架雏形渐显 陆上风电是重头戏	97
能源局人士：年底我国风电装机容量将达 9000 万千瓦	98
“电网友好型大型风电场关键技术与示范”获验收	99
周大地：政策托底新能源 助力雾霾治理	100
DNV GL 表示海上风电成本降低 25% 非妄言	101
海南海上风电总装机容量规划为 395 万千瓦	102
“十三五”期间风电有望成为我国主体供应能源	102
河北张北弃风率已达 30% 每年损失超 10 亿度电	104
国家电网：风电扩容 1 亿千瓦系误传	105
2014 前三季度全国风电新增并网 858 万千瓦	106
核能	106
洛克希德马丁的核聚变突破遭质疑	106
能源危机促印度转向核能开发	107

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

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。

联系方式：87057486，zls@ms.giec.ac.cn。

总论

雾霾频发倒逼能源革命

北京国际马拉松伴着重度雾霾开跑，让环境治理和能源生产与消费革命的话题再度受到关注。在 19 日举行的北京大学第二届国家资源经济论坛上，多位专家建议，我国节能减排空间已越来越小，环境形势严峻，在“十三五”规划中应充分体现能源生产与消费革命的理念和政策，同时从经济、法律和道德三个方面保障其实施。

然而，对于实现路径却仍存争论。有专家认为，期望中国能源快速实现去煤化的跨越式转型是不现实的，煤炭清洁利用、电煤替代是治理雾霾和解决中国能源问题的关键。这遭到另一些专家的反驳，提出可再生能源尤其是风能、光伏等才是能源革命的先锋力量，应予以大力发展。

数据显示，我国能源消费由 2001 年的约 15 亿吨标准煤增长到 2013 年的 37.5 亿吨标准煤，年均增加约 1.9 亿吨标准煤，年均增速约 8%，其中人均能源消费量约为每年 2.6 吨标煤，而这一指标在 2030 年将增至 4 吨标煤(预计人口 14 亿)。

“必须对现有的生产和消费方式进行深度的变革，以适应新时代的需要，具体的举措可以分近期、中期、长期来考虑。目前‘十三五’规划正在制定中，应在其中体现能源革命的理念和政策，而且要从国际性的大战略出发考虑。”中共中央党史研究室副主任、全国哲学社会科学规划领导小组成员李忠杰在论坛上表示。

北京大学常务副校长刘伟则认为，如今中国经济发展进入上中等收入阶段，新常态下能源生产和消费方式革命比一般的利用方式转变难度更大，能源不仅仅是私人产品和消费品，更是公共产品和消费品，具有外部性，政府和市场的界限很难界定，而且革命中有很多新的事物，其存在和成长光靠经济手段是起不了作用的，还需要强有力的法律保障以及道德的约束。

中国电力企业联合会秘书长王志轩也认为，期望中国能源快速实现去煤化的跨越式转型是不现实的。散煤转电煤、电能替代是治理雾霾的关键，靠可再生能源治理雾霾远水难解近渴。

这一说法遭到中国风能协会秘书长秦海岩的反驳。在他看来，煤炭的清洁利用不能称之为“革命”。国家能源委专家咨询委员会主任、原国家能源局局长张国宝也认为，当前新能源发展处于探索期，比重还比较低，但未来以较快速度增加是必然趋势。同时，新能源还会带动新材料的发展，从而带来一系列工业方面的变革，而与物联网的结合将成为第三次工业革命的重要力量，未来的能源互联网应该是生产型与消费型并重。

经济参考报 2014-10-20

张国宝谈新能源：在困境中寻找“复苏”道路

编者按

由《中国能源报》社举办的“2014 全球新能源企业 500 强”发布会暨中国新能源产业基金签约仪式于 10 月 16 日在京举行。来自政府、行业、企业界百余名专家学者齐聚一堂，共同探讨了新时期全球新能源行业所面临的新形势与新问题。期间，国家能源专家咨询委员会主任张国宝就新能源发展前景谈了若干看法。以下是讲话内容：

全国 6000 千瓦以上的电场装机容量已经达到 12.6 亿千瓦，比去年同期增长了 8.9%。去年，我国的新能源总装机量已超过了美国。我国的风电累计的装机已达到了 8395 万千瓦，比去年同期增长 21.6%，这个数字比其他人类发电方式的增长都要快。

今年新增的风电的容量是 544 万千瓦，并实现了并网。到 8 月份，我国太阳能今年新增太阳能装机达到 124 万千瓦，投入到太阳能供电的投资达到 441 元人民币，比去年同期增长了 51%，这个相当大的增长，总体来看，新能源投资的增幅比较旺盛。

1-8 月份，全国 6000 千瓦及以上风电厂发电量 985 亿千瓦时，同比增长 10.8%，增幅同比下降 29.2 个百分点。风电利用小时数 975 这个小时，这个数字不太理想，比去年同期下降 113 个小时。有人说新能源装机发展太快了，甚至影响了局部电网的稳定性，如果从欧洲的经验来看，这种说法很不合适。在丹麦，西班牙，荷兰这些传统的风力发电国家，风电在电网中的比例达到 20% 甚至 30% 是常有的事。到我们国家，风电百分之几的比例都遇到了问题，所以我认为技术问题是一个方面，本质上还包括价值因素，思想观念等因素。

十年来，我们国家新能源发展状况我认为成绩是可圈可点，甚至于是伟大。所以，美国总统奥巴马两次在国情咨文中都提到要加快发展新能源，否则在新能源这个战略性新兴产业上被中国超过，这也例证了中国新能源产业的发展成绩。但我们绝对不能说，我国的新能源太多了，或者说要限制或要控制。现在随着技术的进步，风力发电太阳能发电价格能够降下来，美国的太阳能价已经可以跟火力发电相比了，我们已经看到了风电、太阳能等电价同火电同价的曙光。

随着 2013 年光伏行业整体转暖，各方资金的纷纷涌入为光伏行业注入了可持续发展的动力。在“2014 全球新能源企业 500 强”发布会召开期间，美国 SunEdison 公司和中建投资本管理有限公司签署了合作协议，成立了立足光伏电站开发投资的“中国新能源产业基金”。对此，国家能源专家咨询委员会主任张国宝谈了自己的见解。

SUNEDISON 有可以借鉴的金融工具

今天，和 SunEdison 企业初次见面，但之前对这个名字已经讨论过好多次了。因为，投资光伏电站时会存在很多确定和不确定因素，很难使企业获得贷款。但 SunEdison 却通过创新的金融工具，把这个项目变成可预见和不可预见的现金流，从而完成对光伏电站的贷款。

哪些是可预见的？比如和电网公司签一个购输电协议 PPA。如果你拿出 PPA 来给金融公司看，已经签了十年的、每年卖多少电，这就是固定的现金流。至于投多少钱，政策变化等是不可预见的，是企业自己的事情。不需要让金融公司承担不确定的东西，就会让金融公司放心很多，金融公司就愿意给企业做上市，或者发债、融资。这种创新金融工具给太阳能、风电融资带来一个新的思路，包括垃圾发电在内的一些新能源也可以用这个概念。

最近太阳能市场逐渐升温，恒大、中民投大型基金都入驻光伏发电，这轮太阳能热到底行不行还要拭目以待。另外，目前国内不够重视储能。在美国，发展太阳能跟风能会认为没有储能怎么可行，所以他们在投入之处就要求同时投入储能。这种意识，我觉得国内政府还是缺乏。我认为，储能跟电动汽车一样，将来一定会成为新能源当中不可缺少的一环。

中国能源报 2014-10-21

2014 全球新能源企业 500 强分析

2013 年，新能源领域的贸易争端有所缓和，新兴市场国家对新能源产业的政策扶持力度持续加码，欧洲地区的产业政策出现调整，产业的发展在不同的地区呈现涨跌不一的现象。受此影响，2014 “全球新能源企业 500 强”的榜单发生了较大的变化，呈现出以下特点：

一、全球新能源企业 500 强国家分布稳定

2014 年“500 强”上榜企业分别来自 36 个国家和地区，与 2013 年“500 强”一样。其中，中国（中国大陆及香港、澳门、台湾）有国电科技环保集团股份有限公司、保利协鑫能源控股有限公司、晶龙实业集团有限公司、龙源电力集团股份有限公司、英利集团有限公司、新疆金风科技股份有限公司、天能国际集团等 163 家企业进入“500 强”榜单，比去年（147 家）增加 16 家，占 32.6%，居首位；美国有 GE Energy、Archer Daniels Midland Company、Dow Corning Corporation、Bunge Ltd.、First Solar Inc.、Valero Energy Corporation、POET LLC、Sunpower Corporation 等 74 家企业进入“500 强”榜单，比去年（72 家）多 2 家，占 14.8%，位居第二；德国有 Siemens AG、Enercon GmbH、E.ON Kraftwerke GmbH、Nordex SE、Juwi Holding AG 等 48 家企业进入“500 强”榜单，比去年（58）

少 10 家，占 9.6%，位居第三；日本则有 Sanyo Electric Co., Ltd.、Sharp Corporation、Toshiba Corporation、Kyocera Corporation、Solar Frontier K.K. 等 41 家企业进入“500 强”榜单，比去年（37 家）多 4 家，占 8.2%，位居第四；韩国有 OCI Company Ltd.、SK Group、HYOSUNG Co., Ltd.、KC Green Holdings Co., Ltd. 等 29 家企业进入“500 强”榜单，比去年（30 家）少 1 家，占 5.8%，位居第五；西班牙则有 16 家，占 3.2%，位居第六；法国 14 家，占 2.8%，位居第七；巴西 13 家，占 2.6%，位居第八；芬兰 12 家，占 2.4%，位居第九；澳大利亚 11 家，占 2.2%，排名第十（见图 1）。

图 1 2014 全球新能源企业 500 强国别分布图

国别(地区)	企业数	营收额 (0000 RMB)
中国	163	53501753
美国	74	66872761
德国	48	31702466
日本	41	25432062
韩国	29	8700323
西班牙	16	15960776
法国	14	12159299
巴西	13	10326340
芬兰	12	7570291
澳大利亚	11	4912320
印度	9	3937494
意大利	9	5866548
加拿大	7	3087465
丹麦	7	10945268
英国	6	6214043
新西兰	5	2184642
瑞士	5	2861699
葡萄牙	4	1611406
荷兰	4	2050055
奥地利	4	633462
瑞典	3	969916
挪威	3	1515511
智利	2	393858
新加坡	1	198597
希腊	1	117524
泰国	1	72784
斯洛文尼亚	1	101027
南非	1	155605
捷克	1	404658
菲律宾	1	350208
比利时	1	279507
保加利亚	1	85472
爱尔兰	1	420945
阿根廷	1	420468

二、全球新能源企业 500 强企业重心东移

与 2013 “500 强”相比，2014 “500 强”企业分布基本格局没有改变，主要分布在 3 大洲（见图 2）：亚洲、欧洲和北美洲；其中，亚洲共有 245 家企业入围榜单，比 2013 年的 230 家增加 15 家，占 49%，依旧位居首位；欧洲共有 141 家企业入围榜单，比 2013 年的 155 家减少 14 家，占 28.2%，位居第二；北美洲共有 81 家企业入围榜单，比 2013 年的 79 家增加 2 家，占 16.2%，位居第三；大洋洲和南美洲各有 16 家企业进入榜单；剩余的 1 家企业则来自非洲。

亚洲入围的企业数的大幅增加与欧洲入围企业数的大幅减少形成了鲜明的对比，这也反映了新能源产业发展的国际趋势。2013 年，随着欧美“双反”事件的解决以及中国等亚洲国家促进光伏电站等终端产业发展政策措施的连续出台，大量的资金开始涌入光伏电站、储能等终端产业，中国等亚洲国家的光伏制造企业终于摆脱了 2011 年以来的阴霾，开始复苏；而终端企业则获得了快速发展的机会，整个产业呈现出一片复苏向好的局面。与此同时，由于新能源发电成本的快速下降、“负”电价等因素的影响，欧洲特别是西班牙、德国等国家开始重新审视并调整各自的新能源产业特别是光伏产业政策，这极大的影响了企业投资光伏电站的积极性，德国等国的新增光伏装机容量持续减少，这对本就不具备足够竞争力的欧洲光伏等制造企业带来了沉重的打击，企业破产、重组及被并购等现象此起彼伏，很多知名企业不得不退出光伏产业如 Bosch Solar 等。

与上述现象相一致的是入选企业总营业收入规模的变化。2014 全球新能源企业“500 强”亚洲入选企业的总营收额为 9219 亿元，占“500 强”总营收额的 33%（见图 3），比 2013 年的 8643 亿元（占 30.5%）增加了 576 亿元；而 2014 欧洲入选企业的总营收额为 1015 亿元，占“500 强”总营收额的 36%，比 2013 年的 1037 亿元（占 36.7%）减少了 22 亿元。

由此可见，受宏观经济政策变化的影响，全球新能源产业发展的重心正逐步的东移，逐步由欧洲向亚洲等新兴市场国家占主导的地区转移；“500 强”榜单的变化也鲜明的反映了这一变化趋势。

三、全球新能源企业 500 强新兴市场国家奋起直追

从上榜企业规模来看，“500 强”企业 2013 年度营业总收入为 28202 亿元，比 2012 年的 28301 亿元略微减少了 99 亿元。其中，发达国家上榜企业营业总收入为 20183 亿元，比 2012 年的 20833 亿元减少 650 亿元（见图 4），约占“500 强”营业总收入的 71.57%，（见图 5），比 2012 年的 73.79%年减少了 2.22 个百分点；新兴市场国家上榜企业总收入为 8019 亿元，比 2012 年的 7418 亿元增加了 601 亿元，约占“500 强”营业总收入的 28.43%，比 2012 年的 26.21%增加了 2.22 个百分点。

由此可见，新兴市场国家的“500 强”企业总营业收入呈现上升的趋势，而发达国家的企业则正好相反，呈现下降趋势。这也表明新兴市场国家企业正迎头赶上，与发达国家之间的差距正逐步减小。

2014 “500 强”排名前十的企业（见表 1）依次为 GE Energy（美国）、Archer Daniels Midland Company（美国）、Abengoa S.A.（西班牙）、Vestas Wind Systems A/S（丹麦）、Siemens AG（德国）、Sanyo Electric Co., Ltd.（日本）、Scottish and Southern Energy PLC（英国）、Copersucar S.A.（巴西）、Dow Corning Corporation（美国）和 Enercon GmbH（德国）。前十的企业中出现了

图 2 2014 全球新能源企业 500 强各大洲入选企业数

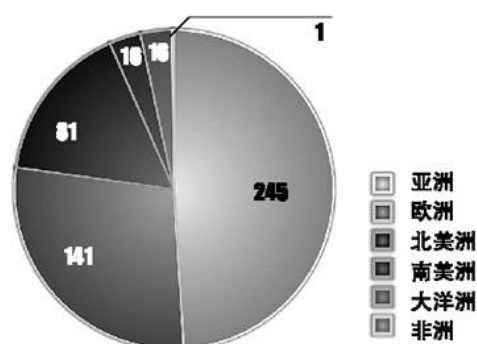
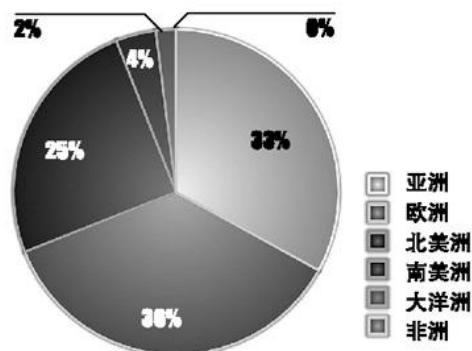


图 3 2014 全球新能源企业 500 强各大洲入选企业总营收占比



新兴市场国家企业的身影，而不再是由发达国家企业独霸（见表 2）；由此可见，新兴市场国家企业的竞争力增强，其与发达国家的差距正减少。

以上两组数据表明：受宏观经济政策变化的影响，新兴市场国家开始在新能源产业上发力，产业企业正快速发展，迎头赶上，企业竞争力迅速增强，开始拉近与发达国家企业的差距，甚至并驾齐驱。

四、全球新能源企业 500 强中国企业竞争力增强

2014 “500 强”企业中，中国企业占据 163 家，比去年（147 家）增加 16 家；其中中国大陆企业有 140 家，中国台湾企业有 16 家，中国香港企业有 7 家。中国不仅入选企业数依旧占据绝对优势，远多于排名第二的美国（74 家）和排名第三的德国（48 家），而且数量大幅增加。

从收入规模看，中国在入选企业增加的同时，总营业收入也增加，达到了 5350 亿元，平均每家企业营业收入为 32.82（去年为 33.18）亿元；而美国虽然入选企业数增加，但是入选企业的总营业收入却减少到 6687 亿元，平均每家企业营业收入为 90.36（去年为 97.71）亿元。不管从总营业收入规模还是单体企业规模来说，中国虽然仍大幅低于美国，但是差距正逐步减小。更值得注意的是，2014 “500 强”中国企业总营业收入比 2013 增加了 472 亿元（见表 3），而相反的是，美国企业的总营业收入却减少了 348 亿元，中国企业与美国企业总体的差距正在减少，企业竞争力有所增强。

再者，虽然“500 强”榜单中排名前十的企业依旧没有中国的企业，全部来自欧美等发达国家；但是排名前 50 的企业中，中国企业有 6 家，比去年增加了 1 家（见表 4、表 5），而且排位更加靠前。

以上分析表明，虽然中国企业不管是在总体规模、还是单体规模都比美国有比较大的差距；但是，中国企业数、规模及排名均呈上升的趋势。这些都表明中国企业的国际竞争力有所增强，我们也相信在国家政策、产业环境进一步向好的同时，我们的企业竞争力也会进一步增强。

图 4 发达国家与新兴市场国家上榜企业 2013 年营业收入对比图(单位:亿元)

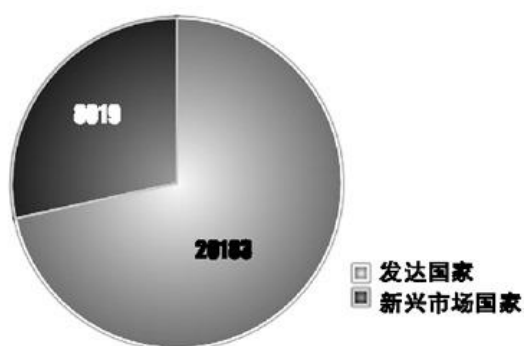
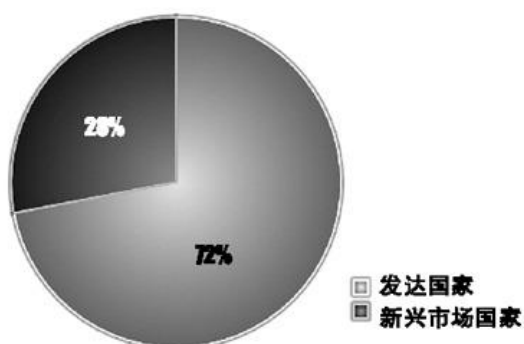


图 5 发达国家与新兴市场国家上榜企业 2013 年营业收入占“500 强”总营收比重图



五、全球新能源企业 500 强企业并购重组加剧与 2013 “500 强”榜单相比，2014 “500 强”榜单上少了许多熟悉的面孔，不少行业内知名的、曾经超一流的企业从榜单中消失了，其中就包括了：Eco-Energy Inc.（美国）、尚德电力控股有限公司（中国）、Power-One Inc.（美国）、赛维 LDK 太阳能高科技有限公司（中国）、Bosch Solar Energy AG（德国）、Conergy AG（德国）、Oerlikon Group（瑞士）、Centrosolar Group AG（德国）、S.A.G. Solarstrom AG（德国）。这些曾经业内知名的企业或退出或因为经营不善等各种原因破产重组、被收购，从新能源产业中消失，成为人们的记忆。

虽然 2013 “500 强”企业破产重组数并不比 2012 “500 强”企业多，但是，2012 “500 强”破产的企业多为中小型企业，而 2013 “500 强”破产、退出企业则多为行业内知名的大企业，前者的规模和影响力与后者不可同日而语。这也表明了新能源产业开始进入深度调整时期，只有更优秀、更有竞争力的企业才能生存并脱颖而出。

六、全球新能源企业 500 强企业多元化经营成为主流

从入选企业数量来看，2014 “500 强”企业中从事太阳能、风能和生物质能及开展多元化经营但

是以太阳能、风能和生物质能为主的企业（下简称：多元产业企业）共有 448 家比 2013 年的 459 家减少 11 家，占“500 强”的 89.6%，比 2013 年的 91.8%减少了 2.2 个百分点。其中，多元产业企业为 169 家，比 2013 年的 148 家增加 21 家；太阳能企业 167 家，比 2013 年的 184 家减少了 17 家；风能企业 53 家，比 2013 年的 69 家减少了 16 家；生物质能企业 59 家比 2013 年的 58 家增加了 1 家。而以储能电池为主的其它新能源产业企业为 52 家，比 2013 年的 41 家增加了 11 家，占“500 强”的 10.4%，比 2013 年的 8.2%增加了 2.2 个百分点。

从收入规模来看，“500 强”企业中从事太阳能、风能、生物质能及多元产业企业 2013 年总营业收入为 27040 亿元，比 2012 年的 27188 亿元减少了 148 亿元，占总营收的 95.88%，比 2012 年的 96.07%减少了 0.19 个百分点。其中，多元产业企业总营业收入为 12099 亿元（见图 5），比 2012 年的 11244 亿元增加了 855 亿元，占 42.90%，比 2012 年的 39.73%增加了 3.17 个百分点；太阳能企业为 7631 亿元，比 2012 年的 8135 亿元减少了 504 亿元，占总营收的 27.06%，比 2012 年的 28.74%减少了 1.68 个百分点，降幅大大减缓；风能企业为 2914 亿元，比 2012 年的 3609 亿元减少了 695 亿元，占 10.33%，比 2012 年的 12.75%减少了 2.42 个百分点；生物质能企业为 4396 亿元，比 2012 年的 4200 亿元增加了 196 亿元，占 15.59%，比 2012 年的 14.84%增加了 0.75 个百分点。而其它以储能电池为主的其他新能源行业企业则为 1103 亿元，比 2012 年的 1113 亿元减少了 10 亿元，占 3.91%，与 2012 年基本持平（见图 6）。

图 5 2014 全球新能源企业 500 强企业产业分布图(单位:亿元)

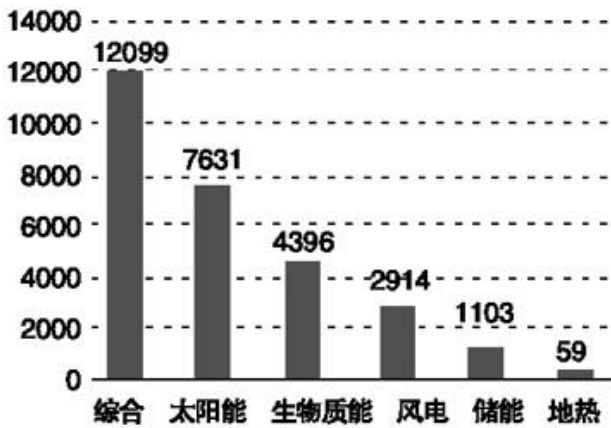
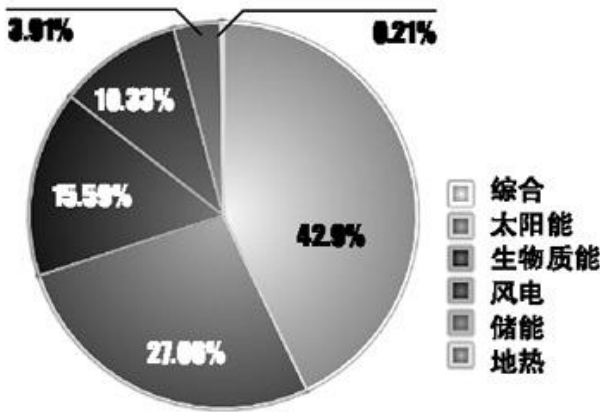


图 6 2014 全球新能源企业 500 强企业产业营收占比分布图



以上分析表明：新能源产业发展依旧呈现太阳能、生物质能和风电三足鼎立的基本格局；太阳能产业不管是入选企业数还是总营业收入规模的减少幅度都大幅度降低，整个产业正在复苏；开展多元化经营的企业持续快速增长，企业数和营业收入规模均大幅度增加。在行业调整周期，为提高企业竞争力，寻求更多更稳定的盈利渠道，越来越多有资金（融资渠道）、有实力的企业开始大规模投资光伏电站、风电场和储能等终端产业，开展多元化经营；多元化经营正成为新能源产业发展主流。

综上所述，受全球经济低迷，产业政策变化不一的影响，2014“500强”发生了较大的变化，也呈现出了新的特点：新能源产业加速调整，企业并购重组加剧；新能源产业的发展重心开始东移，产业全球发展更加均衡；新兴市场国家企业与发达国家企业的差距正加速缩小，其企业竞争力逐步增强。我们相信，随着全球经济发展，新进入国家和先驱国家产业政策差异的日益明显，新能源产业上述发展态势将更加明显，产业也将朝更加健康的方向发展。

表 1 2014 全球新能源企业“500 强”中排名前十的企业名单

排名	公司	国籍
1	GE Energy	美国
2	Archer Daniels Midland Company	美国
3	Abengoa S.A.	西班牙
4	Vestas Wind Systems A.S.	丹麦
5	Siemens AG	德国
6	Sanyo Electric Co., Ltd.	日本
7	Scottish and Southern Energy plc	英国
8	Copersucar S.A.	巴西
9	Dow Corning Corporation	美国
10	Enercon GmbH	德国

表 2 2013 全球新能源企业“500 强”中排名前十的企业名单

排名	公司	国籍
1	GE Energy	美国
2	Archer Daniels Midland Company	美国
3	Abengoa S.A.	西班牙
4	Vestas Wind Systems A.S.	丹麦
5	Sanyo Electric Co., Ltd.	日本
6	Siemens AG	德国
7	Dow Corning Corporation	美国
8	Scottish and Southern Energy plc	英国
9	Enercon GmbH	德国
10	Bunge Ltd.	美国

**表 4 2014 全球新能源企业 500 强
中排名前 50 的中国企业名单**

排名	公司
15	国电科技环保集团股份有限公司
21	晶龙实业集团有限公司
26	保利协鑫能源控股有限公司
29	龙源电力集团股份有限公司
34	天能国际集团
48	英利集团有限公司

**表 5 2013 全球新能源企业 500 强
中排名前 50 的中国企业名单**

排名	公司
18	国电科技环保集团股份有限公司
22	协鑫(集团)控股有限公司
25	晶龙实业集团有限公司
35	龙源电力集团股份有限公司
36	天能集团

中国能源报 2014-10-22

能源局：2050 年可再生能源发展路线图正在制定中

2050 年可再生能源发展路线图正在制定中，有望在年底完成并公布。国家能源局副局长刘琦表示，抑制化石能源的消费是未来能源生产和消费革命的目标之一；将采取更为积极的政策和措施推动可再生能源发展，包括开展大型可再生能源基地和远距离输电线路的建设

国家能源局副局长刘琦在 10 月 20 日于哥本哈根举行的全球绿色发展论坛(Global Green Growth Forum 2014)上透露，为了加快推进可再生能源的发展，到 2050 年可再生能源发展路线图研究正在进行当中，为制定中长期能源转型发展目标提供支撑。

参与路线图制定的一位发改委能源研究所人士向财新记者表示，该路线图有望今年年底完成并公布，并且对可再生能源的利用目标设定了一个比较高的比例。

刘琦表示，中国把大力开发和利用可再生能源作为能源发展的重要任务，已经成为全球可再生能源利用规模最大的国家。到 2014 年上半年，国内水电装机容量达到了 2.9 亿千瓦，风电装机容量达到了 8300 万千瓦，太阳能发电装机容量达到 2200 万千瓦，可再生能源装机超过全部发电装机的 30%，可再生能源发电量超过国内全部发电电量的 20%。

虽然中国的风电装机规模达到世界第一，但一些地区风电企业仍存在弃风限电、盈利状况不佳的困境，以东北地区的问题最为显著。据中国电力企业联合会的统计，截至今年 6 月末，全国并网风电发电量 785 亿千瓦时，风电设备平均利用小时 986 小时，比上年同期降低 114 小时。而可再生能源发展路线图则试图从规划和审批层面提出有关可再生能源线路建议和目标。

除了正在制定当中的路线图之外，刘琦表示，还将采取更为积极的政策和措施推动可再生能源发展，包括开展大型可再生能源基地和远距离输电线路建设，为大规模开发和配置可再生能源资源打下基础；加快推进新能源示范城市、绿色能源示范县、新能源微电网等示范项目建设，推动在终端

用户环节替代化石能源消费。

刘琦续指，为改善能源结构，应对气候变化和减少环境污染，中国提出将加快推动能源消费和生产革命的目标。“一是要控制能源消费总量，抑制化石能源消费；二是制定了单位 GDP 能耗降低目标，提高能源利用效率；三是加快能源转型，实现由化石能源向非化石能源的转变，提出到 2020 年化石能源在能源消费的比例达到 15% 的目标。”

财新网 2014-10-22

政策稳定是新能源发展关键

纵观全球新能源的发展脉络，新能源建设规模与发展速度均与各国政策扶持力度直接相关，我国也不例外。在经历了几年的摸索和创新后，国内一系列日趋完善的新能源政策，已成为中国在全球新能源竞争中确立领跑地位的关键。其中，政策的稳定性与持续性对新能源的发展尤为重要，不仅产生了促进国内新能源可持续发展的源动力，也为国内新能源企业发展吃下一颗“定心丸”。

尽管全球新能源科技日新月异，但产业仍然处在发展初期也是事实。任何的风吹草动、迟疑停滞都会对尚显稚嫩的新能源产业造成伤害。近日，美股、港股的新能源光伏股票出现了一次集体跳水，引发了多路资金对新能源板块的回避与撤退。究其原因竟是“中国计划减少对光伏和风电行业的国家补贴”这一臆测观点在新能源二级市场激起了短暂恐慌情绪，让部分新能源投资人信心受损，从而导致了股票的下跌。仅因某个观点而导致整个行业的激烈反应，不仅反映出公众对新能源价值投资的真正认可还尚需时日，也进一步证明了“尚未长大成人”的新能源对政策的确具有较高的敏感性与依存度。

当前，保持政策稳定不仅对新能源产业发展至关重要，也已经成为满足国家实现能源结构调整，完成清洁能源装机目标，兑现向国际社会承诺的内在需求。面对日益严峻的全球环境气候变化形势，我国政府曾向国际社会承诺，到 2020 年非化石能源占一次能源消费比重达到 15%，要确保这一目标的实现，提速发展包括新能源在内的可再生能源是唯一途径，而稳定的政策更是不可或缺的重要条件。

以风电行业为例，自 2009 年国家出台的四类地区风电标杆上网电价后，国内风电在 5 年的产业发展时期高速发展。截至 2013 年底，国内风电市场累计装机 91.4GW，占全球总装机的 28.7%，成为最大的风力发电装机国家；同样，在 2010 年，我国出台全国统一光伏标杆上网电价后，截至 2013 年底，光伏累计装机超过 18.3GW，比 2010 年装机提高几十倍。今年，随着分布式新政的启动，伴随着政策的稳定与持续预期，光伏新增装机或将达到 13GW。

同时，新能源政策的稳定性与持续性，也为装备企业提供了生存和休养生息、提升核心竞争力的最佳时机。自 2009 年，在稳定的新能源政策导向下，国内新能源制造业异军突起。虽经历了“大浪淘沙般”地整合和升级，“草木衰而松柏存”，仍涌现一批立足全球市场、具有真正核心竞争力新能源企业的脱颖而出。

正如有行业内专家断言，未来新能源的发展将依靠国内装备制造业的支撑，“做大做强”是我国装备制造企业下一个要实现的目标。事实如此，政策稳定催生了大批新能源装备制造企业。风电领域出现了以金风、远景、龙源、明阳为代表的企业，光伏领域出现了以协鑫、晶澳、天合为代表的企业，新能源产业集中度得到前所未有的提高。这些企业不仅拥有全球领先的技术路线和科技水平，同时也具备了全球最强的生产制造能力，在参与国际化市场竞争中优势明显，早已成为我国在新能源保持领先地位的生力军。

政策稳定性和可持续性始终也是政策制订者所追求的。近几年，作为能源结构的重要补充，国家发展清洁能源的决心显而易见，这从国家陆续出台的新能源扶持政策也可见一斑。针对中国将下调光伏、风电光伏发电补贴政策的传闻，笔者从权威渠道获悉，到 2015 年底，光伏政策调整的可能性都不大；而降低风电补贴价格征求意见稿，则已下发各相关单位，拟定实施日期为 2015 年 6 月 30 日，距今仍有近 9 个月的讨论和应对时间。

“现在补贴新能源，为的是以后不要国家的补贴。”对新能源行业来说，补贴下降一直是有行业预期和行业共识的。随着时间的推移，科学技术的突破，产品成本的下降，降低或取消补贴是必然的结果，这一行业常识性的观点也早已深入人心。但新能源补贴无论升降抑或有无，一定时期内保持政策的稳定性，仍是新能源产业可持续发展的关键且意义重大。

中国能源报 2014-10-27

外媒：中国发展清洁能源的挑战在于应用推广

10月23日，在湖北省恩施土家族苗族自治州广汇再生资源有限公司生物质能源分公司，工人用机器将农林废弃物切片。这家分公司投资2850万元，建成恩施首个生物质固体成型燃料加工厂，将木材废料、玉米秆、烟秆等农林废弃物作为原材料，经过切片、粉碎、过筛、烘干、制粒等流程，制成可直接燃烧的生物质颗粒燃料。这种生物质颗粒燃料经炭化后的每公斤发热量高达4800至5400千卡，燃烧产生的污染少，是一种清洁能源，既解决了农林废弃物直接燃烧的污染问题，又创造了新的经济价值。(新华社发 杨顺丕 摄)

中国在治理环境污染问题上在不断进行新的尝试。有外媒分析称，中国意识到，必须减少对燃煤的依赖，增加可再生能源的利用；对电力行业进行改革将有助于增强其竞争、加大对污染能源生产者和配送者的惩罚力度、提高使用清洁能源的积极性。

《经济学家》10月25日(提前出版)报道说，在过去30年里，中国在经济、国际地位及人民生活水平方面取得了令人瞩目的成就。不过中国部分重点行业没有向市场开放，电力就是其中之一。由于能源需求越来越难以满足，且环境治理压力不断增加，改革已势在必行。

中国意识到，必须减少对燃煤的依赖，增加更昂贵的可再生能源的利用。在去年的新建发电能力中，风能和太阳能等可再生能源占比首次超过化石燃料和核能。

中国需要满足城市人口猛增的用电需求，同时保持电力行业的平稳运行。这两方面中国都做得很好，用电管制的情况很少出现。但让官员们烦恼的是，城市遭遇“霾”伏的情况越来越频繁，人们的抱怨也越来越多。中国意识到，其国际声望部分地取决于减排力度，因此，中国必须戒掉对燃煤的依赖。

然而，改革进程却受到了电力巨头的阻挠。世界自然基金会和能源转型研究所形容称，这些企业手中掌握着输电配电和大部分非可再生能源的大权，常常抵制各级监管。

一大问题就在于中国的“调度”制。美国非政府组织“国际电力监管援助计划”在报告中指出，大多数国家实行电力调度是为了最大限度地降低成本(包括环境成本)。在中国的管理条例中，似乎也鼓励类似做法：即电网运营商应当优先考虑高效、环保的电力供应。然而实际情况是，电网运营商更倾向于帮助燃煤电厂收回投资成本。

因此，风能和太阳能发电商发现他们的困境不仅限于高昂的技术成本。中国大部分清洁能源都遭到了浪费。例如风力发电，即使近几年来技术有所进步，但全国平均弃风率仍在10%左右。2011年至2013年间，英国该数值已低至2%以下。

2007年，中国政府在5省启动试点改革，鼓励更高效的电力调度，但收效甚微，没有得到进一步推广。“国际电力监管援助计划”北京办事处工作人员称，该计划遭遇反对，是因为燃煤电厂的盈利被清洁能源提供商转走了。

在中国用电高峰期，几乎所有可用电力都得到了充分利用，所以不用进行调度。穆迪分析师钟汶权(Ivan Chung)表示，随着经济增长放缓，电网运营商现在可以趁机实行合适的调度策略。调度改革将有助于增强电网行业的竞争、加大对污染能源生产者和配送者的惩罚力度、提高使用清洁能源的积极性，并有利于建设一个强大的监管机构。中国政府的官员大多赞成这样的改革，计划经济留下的最后一块堡垒还有待打破。

中国日报网 2014-10-27

能源革命还需要考虑平衡制度的作用和道德的力量

当一个国家的经济发展到中上等收入阶段，国家经济的持续性竞争和可持续增长就会面临供给和需求两方面的压力。在新常态下，经济可持续增长的核心是转变发展方式，其中的焦点问题，就是今天讨论的能源生产和消费革命，这是构成经济增长方式转变的重要内容。

从供给的角度看，当一个国家的劳动力、能源、土地等要素成本大幅度上升时，提高要素效率的迫切需求也随之出现了。恰恰与此同时，要素效率提高遇到了前所未有的瓶颈。当一个国家发展到中上等收入阶段，总体的技术水平和技术能力与发达国家的差距逐渐缩小，落后国家通过简单的模仿和学习取得技术进步的空间也将变小，需要通过自主研发和自主创新提升技术能力。自主研发和创新的投入大、回收期长、风险大，各种要素成本上升，进一步使得技术进步和效率提高的要求更迫切。

在这种情况下，技术进步本身的风险进一步加大，导致成本提高的速度大大高于效率提高的速度，严重约束了国家经济的竞争力和经济增长的均衡性，导致经济发展短期内出现严重的通货膨胀，长期看有可能导致竞争力出现严重的停滞。

从需求的角度看，当一个国家的自主创新能力不够，生产成本提高，比较成本优势变弱，发达国家会停止和放缓产品和技术转移的速度。而自身的产业升级缺乏动力，即使储蓄增加、居民收入增加、银行存款增加、物质资本增加，但人力资本投入不够，自主研发投入不够，物质资本在市场上按照盈利标准找不到有利可图的机会，如果硬要投资那就意味着低水平重复建设，结果是产能过剩，遇到经济周期就是泡沫淘汰掉。

所以投资需求有可能出现严重的衰退，消费需求也可能出现严重的衰退。原因是一个国家在高速发展过程中，国民收入在提高，但消费没有同步增长。问题在于国民收入两级分化，大量钱流向了少数人，而大部分人积累了贫困，消费严重下降。相对于生产的增长，消费却趋于疲软。投资和消费需求不足，市场萧条，经济增长疲软衰退，带来了社会矛盾和失业率居高不下。

经济发展方式转变的关键在于能源生产和消费方式的转变和革命，需要全社会各个方面的关注重视。

相较于一般的物质资料，能源生产有其特殊的难度，体现在政府和市场关系的处理上、在经济制度和法律制度的协调安排上、在制度安排和道德力量的平衡作用上。

资源配置的核心是处理好政府和市场的关系。这个道理抽象地讲起来容易，但在实际操作中，极其复杂的利益关系很容易将清晰界定的边界和原则瓦解。我们通常说的“利令智昏”就是这个道理。掺杂了利益成分的关系很难界定，而在能源生产和消费中，这个问题更加突出。能源领域涉及到的不仅仅是私人产品和私人交易，更多的是公共问题。能源生产和能源消费天然带有公共商品的性质，带有更多的外部性，不能通过产权市场明确界定，比简单的商品交易复杂得多。哪些可以通过市场解决，哪些要通过政府、通过非市场力量协调？能源如何处理政府和市场问题难上加难。

能源领域经济和法律的关系需要协调安排。利用经济制度中的产权制度、市场制度加上宏观调控，将能源发展与社会进步的有效性、持续性、均衡性有机统一起来。但同时还要运用强有力的法律制度，保护能源生产消费与社会之间的和谐性。

那些阻碍能源生产和消费变革的、甚至给社会带来公共灾难的行为，要付出足够的法律成本，要从法律上明确给予约束。有时候光靠经济制度的约束，很难真正起作用。例如罚款，这种简单的做法意味着从经济制度上鼓励污染，交了罚款就买到了污染权，就可以理直气壮地污染到一定数量。补贴、罚款是一种经济手段，但也从制度上肯定了不健康的能源生产和消费方式的合理性。所以，当经济手段起不到作用，一定要通过法律来约束。能源生产和消费革命对法治秩序的要求更加迫切。

能源革命还需要考虑如何平衡制度的作用和道德的力量。如果社会缺乏法治精神，缺乏守法的社会自觉，那么法律贯彻的成本极其高昂。一些人在道德精神层面厌恶法律，以不遵守法律为自豪，以不遵守法律为侥幸，以被发现后能够“摆平”而骄傲。如果社会弥漫这种情绪，有多少法律都不是法治，贯彻成本高昂。因此，在能源这种具有公共外部性的领域，不仅要通过经济制度进行规范，

还需要依赖社会道德的力量。(作者系北京大学常务副校长,本文为作者在10月19日举行的“第二届国家资源经济论坛”上的发言,未经本人审核,标题为编者所加。本报记者方笑菊整理)

中国能源报 2014-10-27

“十三五”能源规划要重实效 给产业指明方向

近来能源业围绕“十三五”规划的各种会议讨论,声势浩大。先是国家能源主管部门召开动员会议,提出“五性统一”和“四个结合”的总体要求;随后相关人士透露了“五基两带”能源开发布局思路,以及与“十二五”规划相比的亮点;接下来各个省市的调研工作有序开展,风生水起。

“十三五”能源规划是我国国民经济和社会发展的“十三五”规划的重要组成部分,也是实现习近平总书记在中央财经领导小组第6次会议上提出的2030年能源生产和消费革命战略的重要铺垫。“十三五规划的重要性怎么说也不过分,当前规划的工作热情和积极性也值得肯定。但仍按常规惯性发展的思路做规划,恐难实现推动能源生产和消费革命的目的。”一位资深能源专家忧心忡忡地对《中国能源报》记者表示。

不要概念要实效

向《中国能源报》记者表达上述观点的行业资深专家不在少数。他们表示,能源“十三五”规划不应是对当前各种利益和矛盾的综合平衡,而应该是参照习总书记提出的能源生产和消费革命战略要求,结合我国的能源发展实际,打破惯性思维,制定明确具体的规划方案,明确中国能源战略转型的目标,并辅以具体的时间表和路线图,为中央提供我国能源战略转型的智力支持和决策参考。

按照国家能源主管部门的表态,“十三五”能源规划将按照党中央、国务院的决策部署,围绕加快建立安全、清洁、高效、可持续的现代能源体系的任务要求,从根本上解决影响我国能源科学发展的长期性、深层次问题。其中包括,大力推进能源节约、增强国内油气供应能力、清洁高效开发利用煤炭、大幅提高可再生能源比重、安全发展核电、大力拓展能源国际合作、加强石油替代和储备应急能力建设、深化能源体制改革、增强能源科技创新能力。

“规划不能再一味唱高调了。‘十二五’阶段能源领域暴露出的各种矛盾和问题,例如电网和电源建设不协调、电源发展不协调、可再生能源和化石能源发展不协调等问题,迫切需要拿出具体方案和措施来解决。如果只围着概念打转,没有真正的创新举措和实际办法,损害的不仅仅是能源行业的利益,更是我国能源战略转型的有利时机和宝贵时间。”一位不愿意透露姓名的行业资深人士表示。

要给产业指明清晰的方向

中电联秘书长王志轩在日前于北京大学举行的能源论坛上表示:“世界上没有最好的能源结构模式,只有最适合各国特点的能源结构模式,评价一个国家的能源结构是否合理,既不能以世界各国的平均看,也不能以发达国家的平均看,更不能以所谓的能源利用方式排名靠前的国家看。”

纵观全球,德国提出2050年可再生能源发电比例达到80%的目标,丹麦提出要在2050年摆脱对化石能源的依赖,法国则计划到2025年将核电占比由现在的75%降低到50%,美国因页岩气革命而对天然气厚爱有加。“各国立足本国国情提出了明确的能源转型方案,并制定了明确的转型目标。通过技术创新和制度创新,来实现其转型目标。”在日前举行的风能大会上,国家发改委能源研究所任东明指出。

纵观当下的我国能源界,煤电业高喊高效综合利用,天然气行业说自己清洁环保零排放,核电、水电、风电、光伏的发展口号都是节能减排、减少雾霾,各有各的道理,但在嘈杂的争论声中,我国能源生产和消费革命的方向到底应该是什么?

“‘十三五’规划不能再继续平衡各利益集团的诉求,这个发展一点,那个也发展一点。应该按照党中央的要求,初步明确符合我国国情的能源转型发展战略,加强统筹,给产业指明清晰的方向。有了方向,产业上下才能凝聚力量形成共识,共同努力。”一位不愿透露姓名的权威人士指出。

近日,华北电力大学教授曾鸣也撰文指出,在能源革命和电力体制改革的背景下,电力规划应

充分考虑能源供应体系的转型，即传统的化石能源供应体系向清洁能源供应体系转变。“十三五”规划需转变思路，改变“十二五”期间国家规划、区域规划碎片化现象，加强统筹解决机制。

“‘十三五’规划不是简单的规划，应该给予初步的回答。”一位接近国家能源局的相关人士说，“现在的规划思路还是按照既定轨迹和惯性发展的思路，谈不上创新，离‘革命’更远。没有创新难以解决矛盾和难题，因此，平衡各个利益集团，四平八稳的规划是最保险的。”

行业规划者应了解行业

谈及当前的规划问题，业界对于相关的国家能源主管部门微词颇多。甚至有人表示，少数相关的政府官员只喜务虚不喜务实，并不了解能源行业发展实际，导致规划坐而论道，因此迫切需要提升和加强对能源行业的理解和学习。

但也有人认为“能力危机”的批评过于尖刻。事实上，能源“十三五”规划并不单纯是规划，其与政府机构改革和能源体制改革密切相关。“过去，谈到电力和新能源的问题，舆论多把板子打在电网企业身上。其实，相关政府部门条块分割、多头管理才是深层次原因。当前的能源矛盾，需要相关政府部门全面贯彻中央和国务院的精神，简政放权转变职能，以服务国家能源战略而非利益集团战略为出发点，拿出创新改革的勇气。”

“说易行难。改革谈何容易？或许只有到了火烧眉毛的时候，才会动真格吧。”一位老专家无奈地说。

中国能源报 2014-10-27

"十三五"风电和太阳能建设目标初定 2 亿和 1 亿千瓦

“十三五”能源规划编制前期工作已经启动。

“目前十三五新能源发展的目标初定为，到 2020 年，风电和太阳能装机容量至少达到 2 亿千瓦和 1 亿千瓦。”国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任李俊峰对 21 世纪经济报道介绍。

李俊峰认为，“只要不再犯前两个五年规划中电网建设与新能源规划不协调的错误，避免有装机没发电量的困局，实现新能源装机的上述目标不存在任何障碍。”

李俊峰建议，能源规划的编制思路也应有所调整。“过去是经济与社会发展的五年规划先出，能源专项规划和环境专项规划后出，为经济与社会发展五年规划背书，能源是保障经济增长的手段，环境规划为经济保驾护航。现在，应该把经济发展装进环境容量和资源容量的笼子里，为经济发展这匹马套上环境、能源的笼头。”

“十三五”风电和太阳能发展目标初定

记者：“十三五”能源规划的编制前期工作已经启动，目前有哪些进展？

李俊峰：据我所知，目前已基本达成一致意见的内容是新能源建设目标，到 2020 年风电装机容量确保达到 2 亿千瓦、太阳能装机容量达到 1 亿千瓦。从新能源发电商和装备制造来看，达到这个目标一点儿问题也没有。

但需要注意的是，这是最低目标，因为改善中国能源结构已没有其他更好的办法了。大规模开发水电很困难，天然气价格较高，核电由于存在技术缺陷一时也很难推动。

记者：要实现风电发展的“十三五”目标，电价是一个重要因素。目前风电上网电价正在调整，你认为风电上网电价是否可以下调？

李俊峰：我认为，风电上网电价目前不宜下调。原因有以下几点：

第一，虽然风电机组成本下降了，但风电场总体的建造成本没有实质性下降。随着风资源开发量的增加，优质风资源越来越少，风电场建设成本却在提高，特别是开发海上、低风速风电。此外，环保和土地成本也越来越高，2000 年-2005 年开发风电时有的地方白送土地，随着分布式风电的开发，地形越来越复杂，已经很难成片开发。所以，风电机组价格下降与开发成本的提高相抵，总体建造成本没有实质性的下降。2007 年造价 8000-9000 元/千瓦，目前仍然是这个价格。

第二，融资成本增加。目前大型央企贷款利率在 6%，加上财务费用达到 7%-8%，民企更高，

但国资委一般要求风电回报率要求达到 12%，降低电价后很难达到这个标准。

第三，风电、光伏电费结算延时，加大企业资金成本。风电、光伏电价没有严格地执行价格法，核电、水电、煤电都是一次结清，包括脱硫、脱硝电价补贴也是一次性付清，只有风电、光伏电价是两步制，后一部分至少要拖 1 年以上，最近，财政部说只能补发去年 9 月 30 日之前的可再生能源补贴，加大了企业的资金成本。

第四，弃风、弃光问题没有真正解决，这一问题虽然有好转，但弃风率仍在 10% 以上。

因此，我认为，只有解决这些问题之后，才应该考虑调整风电电价的政策。

新能源发展与电网建设规划应协调

记者：在新能源行业，一直存在新能源装机与电网规划脱节的现象，您认为“十三五”能源规划应该如何做？

李俊峰：最大的问题就是电网传输，呼吁“十三五”能源规划不要再犯“十一五”、“十二五”规划的错误了。

在前两个五年规划中，新能源规划和电网规划是脱节的，新能源发电装机量很多但发电量很少，目前风电发电量占总发电量比重不到 3%。风电每年弃风电量 200 亿度，弃风比例接近 15-20%，这是推算出来的，实际上还要更高。比如，内蒙古这么好的风资源只是按照 1800 小时/年计算，其实应该可以达到 3000 小时/年；吉林应该达到 2700-2800 小时/年，现在只有 1500 多小时/年。

国家能源局的可再生能源和新能源司要与电力司、规划司统筹协调，并与全国能源发展专项规划协调，否则会有装机没电量。

按照“十二五”规划，到 2015 年风电建设 1 亿千瓦，从 2016 年开始，每年要新增 2000 万千瓦，新增的 1 亿千瓦中，至少有 6000 万千瓦建设在三北地区，这个大格局不会改变。所以输电线路的建设必须要跟上，光靠就地消纳是不可能的。内蒙古已经就地消纳的很不错了，仍然至少有一半以上的风电送出去，张北也是风电密集地区，但目前即使送到河北南部也不行，因为河北北部与河北南部的电网不连着。

国家在做规划时一定要统筹规划，其他电力设施建设时没有出现过这种情况，比如三峡水电规划了输电线、几千万千瓦的煤电输电线路也是配套的。唯独风电和光伏，几千万千瓦的基地没有线路配套。

记者：您刚才提到中国的风电电量占比不到 3%，欧美国家的情况如何，新能源比例提高，电网会不会不堪重负？

李俊峰：丹麦风电发电量平均占比 33%，最高的一天占比达到 105%，多出来的 5% 卖给其他国家了。在市场经济程度比较高的国家里，电网可以更加灵活地相互配合，比如，挪威、瑞典的水电可以与丹麦的风电配合，法国的核电可与德国的风电、光伏配合，我们大一统的电网都做不到。

记者：更大规模地使用新能源发电，会不会抬高中国的用电成本，您怎么看风电电价与煤电电价之间的差距？

李俊峰：风电电价目前已经低于部分销售电价了，工业用电平均 0.8 元/度，风电平均上网电价 0.55 元/度。

事实上，造成煤电上网电价低于风电的主要原因是我国电价的定价机制有问题，在国外，煤电有污染，所以应自己花钱去治理，但在中国却是煤电污染，政府给你钱，如脱硫、脱硝电价补贴，下一步脱汞的话还要给脱汞的钱。

即使按照深圳碳市场价格目前 50 元/吨计算，相当于煤电每度电增加了 5 分钱，广东上网电价 0.54 元/度，再加上 5 分钱则为 0.59 元/度，已经接近当地风电 0.61/度的上网电价了。

把经济发展装进环境和能源容量的笼子

记者：您认为，“十三五”期间新能源的度电补贴会维持在什么水平？财政资金是否还会存在今天这样的缺口？

李俊峰：目前风电平均每度电补贴 0.15 元，预计到 2020 年平均每度补贴可以降到 0.1 元的水平，

这个钱是从电价附加来的，目前在每度电电费中提取 1.5 分，按照目前每年 5 万亿度的全社会用电量计算，每年可收取 750 亿元，到 2020 年全社会用电量将达到 7 万亿度，则可以收取 1000 亿元，如果届时提高到 2 分钱，则可以收取 1400 亿元。而风电、光伏到 2020 年装机容量达到 2 亿千瓦和 1 亿千瓦，每年需要 700 亿元补贴，没有缺口。

记者：您对“十三五”能源规划的编制还有哪些建议？

李俊峰：中国的环境无法再承受如此巨大的能源尤其是煤炭的消耗了，福岛事件后日本一下子关了 5500 万千瓦的核电，也不去搞煤电。

过去是经济与社会发展的五年规划先出，能源专项规划和环境专项规划后出，为经济与社会发展五年规划背书，能源是保障经济增长的手段，环境规划为经济保驾护航。现在，应该把经济发展装进环境容量和资源容量的笼子里，为经济发展这匹马套上环境、能源的笼头。

21 世纪经济报道 2014-10-28

李俊峰：十三五风电和太阳能目标初定 2 亿千瓦和 1 亿千瓦

李俊峰 “十三五”能源规划编制前期工作已经启动。

“目前十三五新能源发展的目标初定为，到 2020 年，风电和太阳能装机容量至少达到 2 亿千瓦和 1 亿千瓦。”国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任李俊峰对 21 世纪经济报道介绍。

李俊峰认为，“只要不再犯前两个五年规划中电网建设与新能源规划不协调的错误，避免有装机没发电量的困局，实现新能源装机的上述目标不存在任何障碍。”

李俊峰建议，能源规划的编制思路也应有所调整。“过去是经济与社会发展的五年规划先出，能源专项规划和环境专项规划后出，为经济与社会发展五年规划背书，能源是保障经济增长的手段，环境规划为经济保驾护航。现在，应该把经济发展装进环境容量和资源容量的笼子里，为经济发展这匹马套上环境、能源的笼头。”

“十三五”风电和太阳能发展目标初定

《21 世纪》：“十三五”能源规划的编制前期工作已经启动，目前有哪些进展？

李俊峰：据我所知，目前已基本达成一致意见的内容是新能源建设目标，到 2020 年风电装机容量确保达到 2 亿千瓦、太阳能装机容量达到 1 亿千瓦。从新能源发电商和装备制造来看，达到这个目标一点儿问题也没有。

但需要注意的是，这是最低目标，因为改善中国能源结构已没有其他更好的办法了。大规模开发水电很困难，天然气价格较高，核电由于存在技术缺陷一时也很难推动。

《21 世纪》：要实现风电发展的“十三五”目标，电价是一个重要因素。目前风电上网电价正在调整，你认为风电上网电价是否可以下调？

李俊峰：我认为，风电上网电价目前不宜下调。原因有以下几点：

第一，虽然风电机组成本下降了，但风电场总体的建造成本没有实质性下降。随着风资源开发量的增加，优质风资源越来越少，风电场建设成本却在提高，特别是开发海上、低风速风电。此外，环保和土地成本也越来越高，2000 年-2005 年开发风电时有的地方白送土地，随着分布式风电的开发，地形越来越复杂，已经很难成片开发。所以，风电机组价格下降与开发成本的提高相抵，总体建造成本没有实质性的下降。2007 年造价 8000-9000 元/千瓦，目前仍然是这个价格。

第二，融资成本增加。目前大型央企贷款利率在 6%，加上财务费用达到 7%-8%，民企更高，但国资委一般要求风电回报率要求达到 12%，降低电价后很难达到这个标准。

第三，风电、光伏电费结算延时，加大企业资金成本。风电、光伏电价没有严格地执行价格法，核电、水电、煤电都是一次结清，包括脱硫、脱硝电价补贴也是一次性付清，只有风电、光伏电价是两步制，后一部分至少要拖 1 年以上，最近，财政部说只能补发去年 9 月 30 日之前的可再生能源补贴，加大了企业的资金成本。

第四，弃风、弃光问题没有真正解决，这一问题虽然有好转，但弃风率仍在 10% 以上。

因此，我认为，只有解决这些问题之后，才应该考虑调整风电电价的政策。

新能源发展与电网建设规划应协调

《21 世纪》：在新能源行业，一直存在新能源装机与电网规划脱节的现象，您认为“十三五”能源规划应该如何做？

李俊峰：最大的问题就是电网传输，呼吁“十三五”能源规划不要再犯“十一五”、“十二五”规划的错误了。

在前两个五年规划中，新能源规划和电网规划是脱节的，新能源发电装机量很多但发电量很少，目前风电发电量占总发电量比重不到 3%。风电每年弃风电量 200 亿度，弃风比例接近 15-20%，这是推算出来的，实际上还要更高。比如，内蒙古这么好的风资源只是按照 1800 小时/年计算，其实应该可以达到 3000 小时/年；吉林应该达到 2700-2800 小时/年，现在只有 1500 多小时/年。

国家能源局的可再生能源和新能源司要与电力司、规划司统筹协调，并与全国能源发展专项规划协调，否则会有装机没电量。

按照“十二五”规划，到 2015 年风电建设 1 亿千瓦，从 2016 年开始，每年要新增 2000 万千瓦，新增的 1 亿千瓦中，至少有 6000 万千瓦建设在三北地区，这个大格局不会改变。所以输电线路的建设必须要跟上，光靠就地消纳是不可能的。内蒙古已经就地消纳的很不错了，仍然至少有一半以上的风电送出去，张北也是风电密集地区，但目前即使送到河北南部也不行，因为河北北部与河北南部的电网不连着。

国家在做规划时一定要统筹规划，其他电力设施建设时没有出现过这种情况，比如三峡水电规划了输电线、几千万千瓦的煤电输电线路也是配套的。唯独风电和光伏，几千万千瓦的基地没有线路配套。

《21 世纪》：您刚才提到中国的风电电量占比不到 3%，欧美国家的情况如何，新能源比例提高，电网会不会不堪重负？

李俊峰：丹麦风电发电量平均占比 33%，最高的一天占比达到 105%，多出来的 5%卖给其他国家了。在市场经济程度比较高的国家里，电网可以更加灵活地相互配合，比如，挪威、瑞典的水电可以与丹麦的风电配合，法国的核电可与德国的风电、光伏配合，我们大一统的电网都做不到。

《21 世纪》：更大规模地使用新能源发电，会不会抬高中国的用电成本，您怎么看风电电价与煤电电价之间的差距？

李俊峰：风电电价目前已经低于部分销售电价了，工业用电平均 0.8 元/度，风电平均上网电价 0.55 元/度。

事实上，造成煤电上网电价低于风电的主要原因是我国电价的定价机制有问题，在国外，煤电有污染，所以应自己花钱去治理，但在中国却是煤电污染，政府给你钱，如脱硫、脱硝电价补贴，下一步脱汞的话还要给脱汞的钱。

即使按照深圳碳市场价格目前 50 元/吨计算，相当于煤电每度电增加了 5 分钱，广东上网电价 0.54 元/度，再加上 5 分钱则为 0.59 元/度，已经接近当地风电 0.61/度的上网电价了。

把经济发展装进环境和能源容量的笼子

《21 世纪》：您认为，“十三五”期间新能源的度电补贴会维持在什么水平？财政资金是否还会存在今天这样的缺口？

李俊峰：目前风电平均每度电补贴 0.15 元，预计到 2020 年平均每度补贴可以降到 0.1 元的水平，这个钱是从电价附加来的，目前在每度电电费中提取 1.5 分，按照目前每年 5 万亿度的全社会用电量计算，每年可收取 750 亿元，到 2020 年全社会用电量将达到 7 万亿度，则可以收取 1000 亿元，如果届时提高到 2 分钱，则可以收取 1400 亿元。而风电、光伏到 2020 年装机容量达到 2 亿千瓦和 1 亿千瓦，每年需要 700 亿元补贴，没有缺口。

《21 世纪》：您对“十三五”能源规划的编制还有哪些建议？

李俊峰：中国的环境无法再承受如此巨大的能源尤其是煤炭的消耗了，福岛事件后日本一下子

关了 5500 万千瓦的核电，也不去搞煤电。

过去是经济与社会发展的五年规划先出，能源专项规划和环境专项规划后出，为经济与社会发展五年规划背书，能源是保障经济增长的手段，环境规划为经济保驾护航。现在，应该把经济发展装进环境容量和资源容量的笼子里，为经济发展这匹马套上环境、能源的笼头。（记者陆宇 编辑王建坤）

21 世纪经济报道 2014-10-28

分析十三五能源路线图

能源战略事关未来能源产业发展、生产布局，影响能源投资决策和管理运行。现阶段，我国正在制定能源“十三五”规划(含总体规划、专项规划、区域规划)，能源发展战略行动计划(2014-2020)、能源安全发展战略、能源生产和消费革命战略(2015-2020)。

从近期政府管理部门对外透露信息看，未来能源发展和改革的战略导向基本明确——能源消费总量控制、煤炭清洁高效利用、大力发展清洁能源、能源体制改革是主要内容。

一、实行能源消费总量控制

目前，我国能源战略从保供给为主，开始向控制能源消费总量转变。这意味着敞开式的能源生产和消费将受到控制，控制手段可以采取行政强制措施，也可以通过提高能源价格、减少补贴来实现。

反观过去十年能源消费路线，“十一五”期间我国能源消费总量从 2005 年的 23.6 亿吨标煤，增至 2010 年的 32.5 亿吨，年均增长率 6.6%。按照能源“十二五”规划的预期目标，2015 年能源消费总量控制在 40 亿吨标准煤。在经济下行、能源消费增速放缓的形势下，这一目标有望实现。

有机构测算，如果在政策环境不变情景下，按照以往经济发展路径测算，2020 年中国能源消费总量将达到 54 亿吨标准煤左右，2030 年将接近 70 亿吨标准煤。显然这样的增速不可持续，生态环境和国际环境也将承受巨大压力。

控制能源消费总量主要是控制煤炭。国家将制定煤炭消费总量中长期控制目标，实行目标责任管理。已经明确的是，2017 年，京津冀、长三角、珠三角等区域力争实现煤炭消费总量负增长，煤炭占能源消费总量比重降低到 65% 以下；2020 年力争使煤炭占一次能源消费比重下降到 62% 以内，电煤占煤炭消费比重提高到 60% 以上。

能源消费控制直接影响未来能源项目建设和审批。直接表现为，钢铁、水泥、有色等高耗能产业发展将受到抑制；环渤海、长三角、珠三角新(扩)建燃煤机组建设将得到严格控制；煤炭过快增长的产量也将受到约束。

二、能源生产布局继续西移

西部地区仍是我国能源生产的主要阵地。按照国家“五基两带”的构想，未来将建设东北、山西、鄂尔多斯、西南、新疆五大能源基地，发展核电及近海 2 个能源开发带。

煤炭开发“控制东部、稳定中部、发展西部”的总体要求，仍以 14 个大型煤炭基地为主。优先开发蒙东、黄陇和陕北基地，巩固发展神东、宁东、山西基地，限制发展东部冀中、鲁西、河南、两淮基地，优化发展新疆基地。中部地区(含东北)保持合理开发强度，按照“退一建一”模式，适度建设资源枯竭煤矿生产接续项目。

油气开发思路是提高陆上原油产量，巩固老油田，开发新油田，加大低品位资源开发利用力度。同时开展页岩气和海洋油气勘探开发“大会战”。从重点开发区块看，除海上资源开发外，塔里木、长庆、柴达木、川渝等中西部地区是未来勘探开发的重点。

三、重视清洁高效开发利用煤炭

不可否认，基于资源禀赋的原因，未来煤炭作为我国主体能源的地位不会改变。煤炭清洁高效利用将受到更高重视，国家能源局官员甚至提出，“要把推动煤炭清洁高效利用与发展清洁能源放在同等重要的位置”。

发电是煤炭清洁高效利用的主要方向。根据国家煤电节能减排升级改造行动计划，新建燃煤机组供电煤耗低于每千瓦时 300 克标煤，污染物排放接近燃气机组排放水平，2020 年现役 60 万千瓦及以上机组供电煤耗降至每千瓦时 300 克标煤。在最近几年，发电企业环保压力将继续加码，环保投入在政策压力下不得不增加。诸如超临界发电、大型循环流化床等高效、清洁发电技术也将得到推广和支持。

除此之外，现代煤化工是煤炭清洁利用的方式之一，由此实现煤炭由燃料到原料的过渡。受环境保护、水资源约束等限制，国家在煤化工产业发展上始终保持谨慎态度，再者受现代煤化工技术所限，煤化工商业化和大规模发展预计短期内不会出现，作为战略补充和技术储备，仍然以稳健的项目示范为主。

四、水电、核电、风电、太阳能等仍将得到大力发展

在非化石能源占比 20% 的目标下，能源生产和消费“飘绿”进程预计加快。

根据相关规划信息，2020 年力争常规水电装机达到 3.5 亿千瓦左右。2020 年前重点开发雅砻江、大渡河、金沙江、澜沧江等河流，2020 年后重点开发怒江和雅鲁藏布江。

按照坚持集中式与分布式并重、集中送出与就地消纳相结合的原则，2020 年，风电和光伏发电装机分别达到 2 亿和 1 亿千瓦以上。风电价格与煤电上网电价相当，光伏发电与电网销售电价相当。

由此可以测算，在 2020 年之前，风电年均新增装机 2000 万千瓦左右，光伏装机年均 1500 万千瓦左右。虽然受到弃风、弃光压力，但从资源特征看，“三北”地区仍是未来风电、光伏电站的主要阵地。

随着装机规模的增加，未来清洁能源的发展不仅重视装机规模的增加，而且注重并网消纳能力的提高。为减少可弃风、弃光、弃水问题，未来电源、电网之间的统筹建设将得到重视，尤其是跨区域的电网建设投资仍是重点，以统筹能源生产和消费逆向分布问题。

尽管国内核电项目审批仍未解禁，但其发展地位不可替代。按照相关规划，到 2020 年核电运行装机容量达到 5800 万千瓦、在建规模达 3000 万千瓦，但前提是采用国际最高安全标准、确保安全。有研究认为，一个单位核电装机相当于近 4 个单位风电太阳能；核电装机每减少 1000 万千瓦，电力系统装机增加约 5500 万千瓦，系统总成本增加 5890 亿元。

五、能源体制改革集中在油气和电力领域

当前，我国的能源体制存在自然垄断、行政垄断等问题，市场竞争不充分。在能源价格管理上，政府对石油、天然气、电力存在一定价格管制，市场在资源配置中的作用丧失，资源产品价格发生扭曲。

按照能源生产和消费革命要求，应还原能源商品属性，构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，转变政府对能源的监管方式，建立健全能源法治体系。

未来，能源产品价格改革、能源领域垄断改革、能源市场开放、政府职能转变将是体制革命的重点。在能源行业中，电力和油气面临的问题较多，预计将是新一轮体制革命的重点领域。重点需要关注油气矿业权准入改革、民资进入油气领域改革；电网、油气管网建设运营制改革；天然气和电价市场化改革。

在政府监管方式上，改革预计集中在公开审批流程，改变审批方式，约束公权力，变事前审批为事后监管和服务等方面。（21 世纪宏观研究院研究员 王秀强）

21 世纪经济报道 2014-10-30

能源领域亟待纲领性法律推动改革

能源和环境正成为舆论焦点，能源领域改革以及市场机制的建立也要求立法支持。能源行业的法治以及正在推动的市场化改革如何引入法律，都是能源行业关注的问题。

目前能源领域的立法主要由电力法、煤炭法、石油天然气管道保护法、节约能源法、可再生能

源法等部门法组成。而能源领域的纲领性法律《能源法》的起草和制定酝酿多年，学界和行业呼声很高，但至今迟迟未能出台。随着治理空气污染和应对气候变化的压力，与排放紧密关联的能源领域迫切需要法律约束。

国家行政学院汪玉凯对《第一财经日报》分析说，在依法治国的背景下，肯定会通过法律来推动改革。能源改革，也是要处理好政府和市场的关系，让市场在资源配置中起决定性作用。现在的情况是，我国通过不同的部门法，约束和规范一些能源领域，但缺乏对能源总体的立法。

除此之外，有些法律，比如电力法，制定时间较早。有些条款与后期的法律存在冲突和滞后，一直在酝酿修订。今年6月份，国家能源局法制和体制改革司还组织召开电力法修订稿汇报会。

彼时，相关参与部门认为，电力法修订要充分体现十八届三中全会提出的转变政府职能和简政放权的精神，充分发挥市场配置资源的决定性作用，据此尽快完善修订稿，并按程序征求相关方面意见。

《煤炭法》6月底也经历修改，取消了关于煤炭生产许可证和煤炭经营许可证一系列规定，与简政放权相匹配。而更多的问题存在于执行层面，尤其是清洁能源领域。

在可再生能源方面，中国的可再生能源发展迅速，风电、水电装机早已是全球第一，核电、光伏的增速也遥遥领先，但持续受到“弃电”困扰，影响到行业的可持续发展。

《可再生能源法》中写明，对可再生能源电力实行全额保障性收购，实际执行却很差。相关企业并没有因为违法而受到惩罚。虽然有屡次法律执行情况检查，改变也不多。可再生能源的部门规章和办法，以及企业的落实还在慢慢完善中。

此外，能源安全和能源领域市场化改革，逐渐被高层认可。需要从立法层面给予支持，针对能源企业混合所有制改革，还有学者建议针对企业立法监督，防止国资流失。

汪玉凯称，大方向定出来，具体领域的立法就会加速推行，执行力则需要慢慢改善。（张旭东）

第一财经日报 2014-10-28

企业排队进入张北新能源特区

近年来，风电并网消纳难而带来的弃风限电问题日趋严重。由此引发的一系列连锁反应让产业链上的各方都备受煎熬。现在，又有消息称，由原中科院院长路甬祥院士牵头的国家级调研组近日完成一项报告，提议国家在河北张家口市张北县一带建立新能源“特区”。计划未来10到15年内，建成京津冀地区最大的风电、光伏及光热项目集群。预计总投资达万亿元以上。这个万亿大“蛋糕”是虚是实？能给京津冀雾霾治理带来多大的助力？张北在发展新能源的时候又有哪些经验可以借鉴？带着这些问题，《每日经济新闻》记者前往张北调查。

由北京出发向西三百多公里，河北省张北县的气温要更低一些。这里是距离北京最近的草原，是京津两地的“后花园”，也是京畿地区继北戴河、承德之后的第三大避暑胜地。

驱车进入张北，一穿过野狐岭隧道，就能看到“草原天路”的指示牌。夏天来到这里，可以看到碧绿的草原和无边的花海。而此刻初冬时节，强劲的北风吹得人瑟瑟，苍茫而枯黄的原野上，最为醒目是连绵成片的巨大风车——高达70米的风力发电机，一共1400余架。它们不仅仅是张北的特色旅游资源，也是一道代表产业革命的新“风光”（风能和光伏储能项目的合称），更承载着京津冀地区对蓝天的渴望。

“风光”旅游成名片

坝，在蒙语中是山岭的意思，也指隆起的地带。河北省张家口市下辖七区十三县，分为坝上和坝下。南部坝下，平均海拔仅六七百米，而从张家口市市区到张北县城50公里的路程，海拔就上升了1000米。

特殊的地形造就了张北独特的气候条件。要问张北的风有多大，当地人会告诉你“这里一年刮两次风，一次刮半年”。热情的当地人民还会提醒你，到了张北一定要戴口罩，不然脸很容易被吹裂。除了风大，张北的另一个特点是日照强烈。由于海拔较高，阳光中紫外线强烈，《每日经济新闻》记

者在张北县的几天里很少见到“白人”。

寒冷、多风、缺水，极不适合小麦、水稻等高产农作物生长。千百年来，当地农民守着这片土地，靠种燕麦、养牲口度日。

直到 2000 年前后，来自北京、天津的背包客们发现了张北，这个紧邻京津，风光秀美的地方。经过十多年发展，张北旅游产业不断创造新的记录。根据当地政府统计的数据，仅今年前 9 个月，张北就接待了 346.3 万游客，实现旅游收入 20.09 亿元。

而“风光旅游”作为张北的名片，也是功不可没。“（风电旅游）发展得很红火，旺季的时候风电主题公园里停满了旅游大巴。”张北县新能源办公室副主任王学斌告诉《每日经济新闻》记者。他所说的风电主题公园由中节能集团投资 1 亿元，于 2009 年建成。站在公园中心的风电观光塔上，成排的风车尽收眼底，这里已经成了张北旅游的一张新名片。

全产业链快速发展

伫立在原野之上的巨大风车匀速转动，带动的不只是旅游业，更有张北县新能源产业的迅速发展。

1996 年，张家口长城风电有限公司在坝头野狐岭“试水”，竖起了第一架风力发电机——张北县新能源产业发展就此开始。“张北县的风电产业是和全国同步的，可以说张北发展到什么地步，中国就发展到什么地步。”王学斌自豪地说。

2005 年，全国人大常委会审议通过了《中华人民共和国可再生能源法》，将可再生能源的开发利用列为能源发展的优先领域，通过制定可再生能源开发利用总量目标和采取相应措施，推动可再生能源市场的建立和发展。

此后，国家又陆续出台了《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》和《可再生能源发电有关管理规定》。借此东风，张北县的新能源产业进入了高速发展期。短短几年时间里，张北县风电装机容量发展到 200 万千瓦，并网规模约 185 万千瓦，两项指标位居全国第二，仅次于甘肃瓜州县。同期，当地还完成光伏并网 4 万千瓦，位居全国首位。

不仅是装机容量全国领先，张北县还先后引进了运达风机总装、河北安塔塔筒等一大批新能源制造企业。2009 年，世界级新能源项目——国家风光储输示范工程落户张北，这其中包括了 10 万千瓦的太阳能和 50 万千瓦的风能项目。

“这个示范项目意味着风电光伏应用的先进水平，对我们来说，不仅是税收的效益，更重要的是引领效应。”当年的张北县新能源办公室主任于万明曾表示。

据记者了解，按照“产业化布局，立体式开发、示范性引领、全方位推进”的思路，张北县将风电产业分为 5 个环节，第一是风力开发，第二是风机设备制造，第三是风机运输安装，第四是风电场运营维护，第五是风电旅游。

事实上，张北地区目前新能源发展的产业布局已现雏形。进入张北的企业包括华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团、国华能源、中广核集团等 30 多家大企业，建成风电场 77 个。太阳能光伏方面引进了 8 家光伏开发企业。据了解，张北县今年新签约大型新能源项目 5 个，其中包括风机制造及 50 万千瓦风电项目，光伏发电项目 265 万千瓦。

“目前张北已经基本实现了新能源产业的全产业链发展。”王学斌说。

贫困的产业强县

就本月初，恒大集团宣布将投资 900 亿元在河北张家口建设全国最大的太阳能光伏发电项目。“我们根本不用招商，想要进入张北的新能源企业都排着队。”王学斌说。

在张北，资本对新能源的追逐总是和政府政策形影不离。2014 年，河北省出台政策规定，对采用省内生产光伏组件建设的光伏电站项目，优先并网，全额收购。装机容量在 1MW 及以上，未享受中央财政资金补贴，且在省级电网并网销售的光伏电站，2014 年底前建成投产的，上网电价 1.3 元/kWh，2015 年建成投产的为 1.2 元/kWh，上述上网电价自项目投产之日起暂执行三年。

消息一出，众多企业争先恐后地要挤入张北。当地工作人员向《每日经济新闻》记者透露，在

过去的一个月里，张北几乎每一周都要签两三家光伏企业。

十天前，据《中国证券报》报道，由原中科院院长路甬祥院士牵头的国家级调研组向高层提交了一份报告，提议国家在张北建立“新能源特区”。报告提出，计划未来 10 到 15 年内，在张北建成京津冀地区最大的风电、光伏及光热项目集群。张北地区新建新能源项目并网装机规模分别为：太阳能光伏发电 500 万千瓦，风力发电 1500 万千瓦，太阳能光热发电 500 万千瓦。

不过，对于打造新能源“特区”的说法，当地政府并不十分感冒。王学斌介绍，目前张北可利用风场已被各风电企业全部利用，计划到 2020 年建成风电装机容量为 500 万千瓦，即使算上康保、沽源、尚义，坝上四县的风电资源，最多也只能是勉强达到报道中所预计的装机量。

另一个让当地政府兴趣不大的原因在于，新能源产业发展虽快，给地方带来的好处却着实有限。理论上来说，一万千瓦装机量每年应缴税 100 万元左右，200 万装机量可以为张北带来每年两亿元的财政收入。但事情并非如此。2009 年，我国实施了新的增值税转型政策和企业所得税法，张北县大多数风电企业应缴税款被大幅抵扣。

不仅如此，风电产业和劳动密集更是风马牛不相及。一个风场常常仅需几名员工负责日常管理。而且，风电企业对人才的要求较高，专业对口、大专以上学历的员工在张北当地并不多见。

也正因为此，尽管作为新能源基地早已名声在外，张北仍是一个年税收 8 亿元，人均年收入不过 5000 元的国家级贫困县。（记者 王辛夷）

每日经济新闻 2014-10-28

中国可借鉴美国能源政策经验

能源安全，一直受到美国社会高度关注，也是其历届政府的“心病”。自 1973 年石油输出国组织（OPEC）实施石油禁运以来，对进口石油依赖的担心，使得自尼克松以来的历届美国总统无不将追求能源独立作为其能源政策的最重要目标。

细数起来，从尼克松提出能源独立目标至今，美国政府已出台 7 部《能源政策法案》，及其他相关立法，联邦政府用于石油研究的预算也大幅增加。

2013 年 11 月，美国本国石油产量近 20 年来首次超过进口量，对进口石油的依赖度则不断下降。受益于页岩革命，美国已然是世界上最大的天然气生产国，石油、天然气和其他液化燃料的总产量已超过沙特阿拉伯和俄罗斯。

美国对能源安全的追求似乎已经达到目标。寻求本地稳定的、成本划算的能源供给将成为未来几十年美国能源政策的目标。美国能源安全形势发生重大转折，除了政策支持，更关键的是有一个充分竞争的、鼓励私人投资和技术进步的能源市场。

对于历届美国总统的能源政策，基本都是在一套容易理解和可修改的规则约束下的市场机制而已，美国能源市场自由化始于 20 世纪 70 年代末期。在此基础上，不时补充一些政策措施，以实现特定目标，比如补贴可再生能源生产，强制要求提高能源效率等。

即便是带领美国能源战略发生转折的页岩气革命也始于自由的市场机制。过去三十年来，在页岩气开发、减少空气污染等方面，美国的能源政策是成功的，但从全球气候变暖等角度看，美国的政策不算成功，还有很多事要做。如今，奥巴马雄心勃勃的“全方位”能源政策更像是一个政治口号而非战略。

尽管能源独立是美国政府追求的目标，但并不意味着政府政策在其中发挥了更重要的作用。市场是推动能源行业创新的关键力量，也是经济的最佳组织方式和原则。

同美国一样，中国也是能源生产和消费大国，但中国的石油进口依存度仍在上升，国际地缘政治不稳定给能源进口市场造成的风险始终难以消弭，行业效率低下等原因都令形势堪忧。

美国有很多经验值得中国根据自身条件借鉴。首先是放开市场，营造一个鼓励企业创新和投资的公平竞争环境。当前，最重要的是放开能源行业的市场准入，吸引更多私人资本进入能源行业，提高行业的生产效率和竞争力。推进成品油、天然气等重点能源产品的市场化定价改革，同时完善

战略石油储备，提高应对危机的能力。

美国经历的页岩气革命说明，能源部门需要进一步改革，放松对天然气和电力部门的管制，赋予土地所有者清晰的财产权利，培育大量私人小企业。

其次，建立一套公开、透明的监管措施，使得企业有稳定的预期，愿意在能源领域进行投资。政府的职责和定位必须明确，既要避免政策缺位，也要避免“越俎代庖”，取代市场功能。比如，加强能源基础设施建设，推动电网升级换代，扫除抑制能源行业长远发展的瓶颈性因素，加强对能源行业基础性研发的支持和投入，但需要避免通过行政指令或补贴，代替市场选择新技术。

在能源进口来源方面，需减轻对不稳定进口来源的依赖，抑制价格波动。要从根本上保障能源安全必须振兴国内能源生产。因为在一个受制于地缘政治因素的国际能源市场，特别是原油市场，即便实现了供给多元化，也无法完全保证能源供给安全。

中国有自身的实际情况，参考需要通盘考虑。竞争、市场定价、地方接受程度、稳定的投资环境和资本市场这些因素如何发挥作用，需要中国自己的探索和实践。（作者系中国城市经济文化研究会秘书长，中国科学院教授，财经作家）

中国能源报 2014-10-29

梁志鹏：周边国家的新能源市场尚待开拓

编者按

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

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

应重视周边国家新能源市场

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

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

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

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

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

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

“抱团”前进 增强话语权

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

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

从这一年国家能源局‘走出去’发展工作机制情况看，政府部门的工作精力有限，能延伸的深度也有限，只能对一些重大政策，还有一些重大外交活动做些推动工作，帮助行业建立机制。但无法长期、具体、有计划地推动这项工作。我觉得，若能发挥行业组织作用、企业的主动性，大家抱团走出去发展，也未尝不是一种积极的尝试。

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

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

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

打铁仍需自身硬

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

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

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

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

【背景材料】

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

该协调机制主要工作目标为：以组织开展“走出去”重大问题研究，明确我国新能源企业“走出去”重点目标市场和发展战略，解决新能源企业“走出去”主要面临的政策、技术、资金等相关

问题。同时建立政府与企业沟通协调机制，健全“走出去”工作技术支持体系和信息系统，为新能源企业“走出去”搭建平台，推动我国新能源企业积极开拓国际市场，融入全球新能源产业体系。

中国能源报 2014-11-02

跨入历史新起点的能源体制机制改革

在“能源体制机制革命”的新高度上，我国能源改革思路 and 对策就不能再局限于一枝一叶的修修补补了，而应从长远的、全局的角度统筹考虑。这需要确立市场化改革方向；突破思想认识误区，还原能源商品性、可竞争性和能源安全分摊性；健全法律体系和财税体制，完善能源市场制度环境；建设煤、电、油、气四个现代市场体系，搭建多层次能源市场化交易平台；坚持由市场形成能源价格；重组能源机构；用“三张清单”界定政府与市场边界。

由于最高决策层针对当前我国能源领域面临的严峻挑战，将之前的“能源体制机制改革”提升到“能源体制机制革命”这样的高度，要求根本变革当前的能源体制机制，现在的能源改革思路 and 对策就不能再局限于一枝一叶的修修补补了，而应从长远的、全局的角度统筹考虑。

而言之，这需要确立能源体制机制的市场化改革方向；突破思想认识误区，还原能源商品性、可竞争性和能源安全分摊性；健全法律体系和财税体制，完善能源市场制度环境；建设煤、电、油、气四个现代市场体系，搭建多层次能源市场化交易平台；坚持由市场形成能源价格，深化能源价格改革；重组能源机构，转变政府对能源的管理方式；用“三张清单”界定政府与市场边界，推动政府职能转变。

在我国能源体制机制众多弊病中，最受人诟病的是行业市场集中度高，市场化程度相对较低，垄断现象突出。这种垄断是由政府的行政性垄断导致非公资本难以进入所造成的。行政性垄断不仅造成市场化改革不足、现代能源市场体系尚未完全建立的局面，还诱发政府对能源价格强有力的行政管制。行政垄断和价格政府监管两者共同导致我国能源产业技术进步缓慢，产业技术水平不高，也造成了社会不公，因此，破除行业行政性垄断和价格政府监管将是我国未来能源体制机制改革的主要突破方向。

长期以来，我们一直认为煤炭、电力、油气是特殊商品或准公共产品，是市场失灵的领域，应由政府管制、国企垄断经营。事实上，能源也是商品，具有一般商品的基本属性，受价值规律和供求关系调节，可由竞争优化配置资源，由供求决定价格，由契约规范交易。自上世纪 70 年代以来，回归能源的商品属性，推进能源领域的市场化改革成为全球性趋势。

垄断并非能源行业的天然特性。市场的垄断有各种形态，有的具有自然垄断性质，有些垄断则来自人为。不仅如此，一些行业虽具有自然垄断特征，但并不等于行业中的所有业务都应一体化经营，通过竞争提高效率的规律在这些行业同样适用。推动能源体制机制市场化改革的前提，就是将这些行业中的竞争性业务与非竞争性业务分开。属竞争性领域的完全放给市场，让供求关系决定价格，竞争优化资源配置，由契约规范交易。

属非竞争性领域的业务实行公平接入、提高普遍服务水平，加强政府对其经营业务、效率、成本和收入的监管。与此同时，改进政府管理，对市场失灵领域，切实履行宏观管理、市场监管和公共服务职能。按照市场化改革的思路，当然还需进一步推进政企分开，剥离国企的政策性负担和行政性特权，培育合格的能源市场竞争主体，以重塑竞争性市场结构。

国家能源安全涉及生产、流通和消费三大领域，涵盖经济社会生活方方面面，需要动员全社会广泛参与、共同担当。因此，必须摒弃僵化观念，树立新的能源安全理念，充分认识到能源安全的可分摊性，敞开市场大门，不问国有民营，不论企业大小，不管哪个产业链环节，让所有有意愿、有能力的企业都参与进来，各展所长，互利共赢，共同增加能源市场有效供应。

为加快加强法律法规建设，需要尽快出台《能源法》；加快制定石油、天然气、原子能等单行法；修改现行《电力法》、《矿产资源法》、《煤炭法》、《节约能源法》等能源单行法中部分不符合实际的内容。同时，加快能源行业财税体制改革，取消不合理补贴，建立公平有效的能源财政补贴；建立

广覆盖、多环节的综合税收调控体系，尽快择机开征碳税，将开征能源环境税作为中长期的目标导向，并将燃油税以及排污费和污水处理费“费改税”后并入能源环境税中，在提升税率的同时，健全能源环保税收优惠措施。

搭建多层次能源市场化交易平台，要求建立和完善公开、公平、公正的能源现货及中远期合约市场，逐步建立现代能源期货市场。同时，有序开放能源期货市场，逐步形成具有国际影响力的区域能源市场中心。为此，可以考虑在能源生产或消费重点区域例如山西、东北、新疆、上海等地建立煤炭、天然气和石油等交易中心或期货交易市场中心；电力交易市场可考虑建立一个全国统一的交易中心，在这个交易平台上，发电企业与用电方公开、公平、公正地交易，电网不再统购统销，而应无歧视公平开放。

至于能源价格改革，煤炭方面，核心是在取消电煤合同价的基础上，着手推进煤炭价格完全市场定价；配套实施煤、电、运全产业链综合改革，建立煤炭价格、上网电价和销售电价实时联动机制，彻底解决煤电矛盾。石油方面，在新的成品油价格形成机制基础上进一步完善定价机制，包括调价周期、调价幅度、调价方式等。定价权更多下放给行业协会或企业，在实现与国际接轨基础上，价格调整不必由政府发布，可由行业协会按照政府确定的规则，自行调整发布。

天然气方面，在门站价由市场净回值定价的基础上，建立上下游联动机制，形成真正反映资源稀缺程度、市场供求关系、环境补偿成本的价格，政府只管理具有自然垄断性质的输配气价。电力方面，进一步区分竞争性和非竞争性业务，逐步形成发电和售电价格由市场决定、输配电价由政府制定的价格机制。

以往能源主管部门更注重通过投资项目审批、制定价格和生产规模控制等方式干预微观经济主体的行为，而对行业监管及其他职能重视不够，政府职能缺位与重叠并存。为此，应按“大能源”的内在要求对整个能源行业的管理进行整体设计和运作，在改革中推动能源行业整体协调发展和健康发展。

在重组能源管理与监督机构的同时，通过“权力清单”把政府能干什么清清楚楚、详详细细列出来，凡是清单中有的政府可以干，清单上没有的政府就不能干，限制政府的乱作为。通过“负面清单”在能源行业中划出一张“黑名单”，“法无明文禁止即可为”，外资或民营资本只要不触及这些底线即可进入。通过“责任清单”用法律与制度把责任明确细化到政府每一个行为主体，把政府责任贯穿市场运行全过程，实现“法定责任必须为”。（刘满平 景春梅）

上海证券报 2014-10-30

热能、动力工程

深圳碳交易坐过山车:半年猛涨数倍 1年跌去6成

2013年10月17日，深圳碳市场2013碳配额的收盘价为每吨130.9元，随后一年内，交易价急转直下，截至上周五，深圳碳市场中的2013配额收盘为每吨50元，2014配额成交量收盘价为每吨47.56元。

“这是慢慢回归理性的过程”，一位不愿具名的能源研究人士告诉记者，2013年深圳碳市场开始启动时，无论是投资者还是市场人士，均对碳价区间并不清楚，出现过高或过低均属正常，“当时（每吨）130多元是非常高的价格，对企业来说成本非常大，后来经过市场发展和调整，供求关系变得具有可预测性，价格才逐步回落，现在总体来说才是比较合理的价格范围。”

深圳市低碳经济研究会会长肖明认为，剧烈波动主要在于市场供求和信息不对称造成，在碳价最高期间，需求大于供给，不少企业手握碳配额，却并没有拿出来流通，这并不能反映真实的供求关系。

在肖明看来，追逐利润是投资者的共同心理，投机某种程度上也是投资，“投资者觉得价格还会

上涨，就会去买，觉得越来越高了，可能就不卖了，在当前信息不对称的情况下是正常的行为。”

中投顾问能源行业研究员宛学智表示，碳排放权交易价格受到交易企业数量、配额总量、交易成本、履约风险和环保政策等多项因素的影响，由于深圳碳排放权交易市场活跃度较高、交易成本较高，其价格波动幅度较大，需求量的下降必然会催生其交易价格下调，而其它城市碳排放权交易市场活跃度相对不高，价格波动也没有深圳市场大。

首只私募碳交易基金启动

从10月13日到11月7日，国内首只私募碳交易基金“嘉碳开元基金”系列产品正式对外募集。记者此前从路演活动中了解到，该只基金分为嘉碳开元投资基金和嘉碳开元平衡基金，交易标的分别为CCER（中国核证减排量）和碳配额，其中，“嘉碳开元投资基金”的基金规模为4000万元，运行期限为3年，而“嘉碳开元平衡基金”的基金规模为1000万元，运行期限为10个月。

值得注意的是，嘉碳开元投资基金的预期保守收益率为28%，若以掉期方式换取配额并出售，按照配额价格50元/吨计算，乐观的收益率可达45%；嘉碳开元平衡基金的保守年化收益率为25.6%，乐观估计则为47.3%。在碳价一直走熊的情况下，如此高的收益率预测也引起不少业内人士质疑。

“投资基金取决于购买的CCER价格以及出售价，具有不确定性”，中创碳投一分析师告诉记者，其掉期模式即是一种置换方式，取决于基本成本价以及与企业谈判成的置换补价，“比如一吨CCER换一吨碳配额，再每一吨补给20元，这是置换出来的成本，操作都不确定性，还需要跟企业谈判。”

此外，该分析师指出，嘉碳开元平衡基金的操作方案与目前市场实际情况相差大，以湖北市场为例，买入单价保守是每吨32元，乐观是每吨27元，但目前来看，其碳价在较长一段时间未超过每吨26元，“我不知道怎么操作的细节，个人认为本身方案不太很符合现在市场价格情况，或写得较早，脱离实际情况了，本身风险更大。”

对此，周金鑫表示，其碳价低迷因素本身在设计基金的时候已充分考虑，“不过按照我们团队对2013年深圳履约的情况分析，我们的乐观和保守收益率的计算也是有一定的把握；至于专家所述的收益率也是有一定的道理，按照我们基金详细方案来说，要超过此数据。”

每日经济新闻 2014-10-20

给电力企业“分拆与重组”改革的一些建议

自习主席在中央财经领导小组第六次会议要求制定电力改革方案以来，各有关方面都加紧研究。对于“四放开一分离一加强”的改革思路，我觉得这个改革思路份量不够，没有完全落实习主席的要求。我的观点是，电力企业、电力体制改革的力度应当再大些。

2002年以来，电力的这一轮改革确定了市场化的改革方向，改革极大地促进了电力工业的发展，成效显著，但改革的深化稍显不足，行业积累了一些深层次问题，需要通过新一轮改革激发电力工业的活力。

一、电力工业存在一些深层次问题，是改革的动力，主要有三个问题。

第一个问题是发展的问题

1.企业崇尚做大做强，规模扩充成第一要务，行业明显显现过度投资。按归算后的投资计算，2002年投资效果为1千瓦时/元投资，2006年为0.634千瓦时/元投资，2012年为0.408千瓦时/元投资。

2.上一轮电改，发电与电网分离，发电放开了，但活力未增，没有形成有效的竞争，没有取得市场化的效益。

3.电网的功能错位，电网成了事实的资源配置的主体，用户没有用电的选择性，资源配置效率不高。

第二个问题是电力企业的体制机制尚未脱离计划经济的影响

1.在产权结构中，国有产权占比过高。2012年规模以上电力和热力生产供应业总资产、所有者权益和实现利润，国有和国有控股均占90%，主营销售收入、销售产值则占93—94%。国有资本占

比过高，企业治理结构运作不规范，企业内部制衡机制不健全，现代企业制度不能发挥作用。

2.行政垄断、自然垄断绞结在一起，形成了惰性很大的思维惯性，2002 年改革中，国务院曾确定中央层面组建的几个大的电力企业（集团）实行国有资产授权的机构和国家控股公司的试点，时间的结果是大部分企业集团收权于集团总部，国家控股公司试点形同虚设，基层企业的活力受到限制，有的企业作出有为国务院决定的行为，得不到纠正。

3.发电企业重组后，形成了几个特大的寡头，与此同时也形成了众多的中小企业。据原国家电监会公布，办理发电业者许可证的达 2.2 万个，其中有一定规模的余额 5000 家，这样的发电主体结构不利与竞争的电力市场的构建。在众多的电力企业中，有极少数特大企业享有政策优惠（如计划单列），不利于形成公平竞争局面。电网企业重组，的结果形成了国家电网公司这样的超级公司，不适应规模经济的要求。

第三个问题是政企关系不顺

1.政府明显缺失规划功能，发展战略与重大技术路线迟疑不定，不能给出正确的市场信号。一些企业随意发布明显带有行政色彩的信息，误导市场。

2.增量市场准入又被市场经济准则，一些重大项目缺少严密论证，这些年来业内争论的一些重大技术路线、决策，长期得不到解决，政企关系颠倒。

因此，电力管理体制、电力企业体制非改不可。

二、电力管理体制应实行五位一体的改革

1.五位一体的电力改革的内容是：

建立多买多卖的电力交易市场，制定符合上述市场交易行为的规制。

建立买卖双方谈判确定价格的形成机制。

重组市场主体确定其功能与行为规范。

创新增量资源市场准入的机制，改革项目审批流程。

建立电力管理的法规体系，发挥政府监管作用。

2.核心是建立多买多卖的电力交易市场，确定由市场配置资源的基本格局，其他的改革都源于这一条。

建立市场有三个要素必须明晰：

第一是标的物，即电力电量，包括辅助服务；

第二是交易主体，必须是能承担民事责任的法人实体；

----其中发电业者应进行重组，使之资格大致平等

----其中用电业者应当分期分批进场交易

第一波，年用电量亿千瓦时及以上的用户

第二波，年用电量 2000 万—1 亿千瓦时的用户

第三波，年用电量 100 万—2000 万千瓦时的用户

100 万千瓦时以下的用户和城乡居民用户由供电公司代购（趸购） 第三是交易的规则方法

3.价格形成要经过一个过渡期，过渡期价格实行双轨制。即一部分电量电价由交易双方商定，另一部分电量电价由政府审定。那另一部分点粮食直大江大河上的大型水电、核电、部分集中外送的风光电力资源、其他政策性资源，这些资源需要政府组织配置，其价格往往带有政策性成分，必须由政府来配置并施行管理。其余部分电量进入市场，按规则交易，一般情况下，这一部分应当是大头。

4.由于居民户和中小用户的电量由其委托供电公司进入市场购电，所以输配必然分开核算。近期在资产上，行政上仍属电网公司，但由于分别核算，无疑为尔后的输配分开奠定了体制条件。输配什么时候分开经营只是个决策者的决心问题。通过分开核算的运行可以积累经验。供电公司趸购来的电量，在其出售给用户时，还要叠加上该公司的销售成本与销售利润，这就为这个环节的竞争准备了价格空间。

而对于独立出来售电服务公司，他只是收取代购费用，空间很小，配电环节的成本已经计入输配电价，股用户不可能享受配电环节竞争的收益，陡然增加了交易成本，因而是不可取的。

5.分离调度机构的系统控制和交易管理职责，调度机构执行前项职责留在电网，交易职责分离出来，进入市场，作为市场交易机构。

三、电力企业的改革应与电力体制改革同步

1.发电企业重组

现有的发电企业格局不适应市场竞争，改革这一格局要重组成数十家发电公司，每家公司的规模不超过 3000 万千瓦，超过这要进一步分拆，以促使企业既达成经济规模，在做强上下功夫，又避免跑马占地，追逐无限扩大规模。

现有发电集团公司和国家电网公司重组为 2 家电力控股公司，重组的发电公司和电网公司分成两拨，其股权分别有两家控股公司持有，只经营股权，不参与企业商品生产经营。两家控股公司间也会有间接竞争。

允许小企业存在但不论大企业还是小企业，在政策上一律平等。

2.电网企业重组

重组设立 4 家电网企业，按地域授权经营电网。

(1) 南方电网 在原南方电网基础上加湖南、江西、西藏三省区。

(2) 设立东北电网 地域辖辽吉黑三省加蒙东。

(3) 设立北方电网 地域辖京津冀鲁晋陕甘青宁新加蒙西 (4) 设立中央电网 地域辖川渝鄂豫皖苏 各省地方电网在重组中进入上述四个电网公司。

四个区域电网之间的交易有新设立的交易中心负责，设备的管理按地域划分，由区域公司负责。

3.发电公司和电网公司进行产权改革，使之成为混合所有制的公司法人

(1) 设立中央和地方国有股权。由前述发电和电网控股公司持有中央国有电力股权，地方股权由各省相应产权持有机构持有，可以相对控股。

(2) 设立法人股，由机构投资者持有。这些股权应分散持有，但总比例应超过国有股。

(3) 设立企业法人股，出售给有资格的企业法人，交叉持股。

(4) 设立一定数量的流通股。

(5) 部分公司股票可以整体上市，加大上市公司资产份额。

4.企业内部均按规范的现代企业制度设置机构，改变企业经营者管理的归属，建立企业的董事会---经理层的委托代理关系，建立各机构之间的制衡关系，确立企业的经营自主权。

5.重组设立中国电力科工贸集团公司，上手元不熟中国电力科学研究院、南京自动化院、西安热工院、武汉高压所、北京电建所、南京环保所、国网能源院等，其余科研院所仍有各公司管辖。

6.分离中能建、中电建中有关电力规划、水电规划与电力设计、水利水电设计功能，企业的归企业，政府的归政府。

7.分离国家电网公司持有的部分服务全国电力行业的机构，组成单独的全国电力服务机构或进入其他全国性电力机构。

四、重塑政府职能和机构

1.电力体制改革和电力企业改革应以立法形式确定，进入全国人大或常委会的工作议程，方案以法案形式经人大确定，不受政府换届影响，立法纳入人大工作日程。

2.上手有中能建、中电建分离出来的规划管理职能，组成政府序列的规划管理局（规划总院），切断规划机构与电力企业的利益链条，坚持并发扬规划机构客观公正和代表国家的优良传统。

3.分离立法与执法功能，立法职能归人大，监管职能为执法监管，被监管的对象为市场、市场主体、市场交易、电力安全、电力增量资产准入、电力全社会普遍服务等

五、电改方案的实施 1.组成工作机构至于中央高层领导机构直接管理，以前由发改委负责实施，十几年的时间看，效果不好。

2.建议中央财办定期督查工作机构的工作成果，及时总结经验。（【能源与环保 文陆起帆】）

财新-无所不能 2014-10-22

我国油气探明储量实现大幅增加

国土资源部日前发布的《中国矿产资源报告（2014）》显示，2013年，我国石油新增探明储量10.83亿吨，天然气新增探明储量6159.11亿立方米，探明储量均实现大幅增加。

报告指出，中国实施“找矿突破战略行动”效果显著。3年来，全社会累计找矿投入超过3500亿元，其中80%以上源于社会资金。新发现大中型矿产地451个，主要矿产新增查明资源储量显著。报告还指出，与实施“找矿突破战略行动”前相比，45种主要矿产中有37种矿产查明资源储量增长，其中煤炭增长10.7%，天然气增长22.8%，铁矿增长9.8%，铜矿增长13.3%，铝土矿增长7.2%，金矿增长30.7%。

报告还显示，2013年全国一次能源生产总量为34.0亿吨标准煤，较上年增长2.4%；消费总量达37.5亿吨标准煤，增长3.7%，能源自给率为90.7%，较上年下降1.3个百分点。中国为世界第一大能源生产国和消费国。

报告指出，中国能源结构不断改善，天然气等清洁能源比重不断上升。2013年能源生产结构为：原煤占75.6%，原油占8.9%，天然气占4.6%，水电、核电、风电等占10.9%；能源消费结构为：煤炭占66.0%，石油占18.4%，天然气占5.8%，水电、核电、风电等占9.8%。（记者朱少军、王浩）

人民日报 2014-10-22

各地加速“十三五”电网规划编制 衔接国家“十三五”规划

10月8日，甘肃电力完成《甘肃藏区“十三五”电网发展规划》报告，随后将报送国家能源局审批；日前，江苏省电力公司召开了江苏“十三五”电网规划工作电视电话会议；福建“十三五”电网发展规划透露，“十三五”期间，福建将建成厦门、泉州两座特高压变电站以及福州—厦门（泉州）特高压输电通道，并实现与华中地区联网……近日，随着我国启动“十三五”电力能源编制工作，各地电网企业也开始加速编制“十三五”电网发展规划。

电网规划缺席“十二五”

“当前我国仍面临能源安全、环境污染、新能源发展等突出问题，特别是近年来东中部地区出现的严重雾霾天气，解决能源科学发展问题已刻不容缓。电网作为能源电力可持续发展的中心环节，在现代能源供应体系中发挥着不可替代的作用。”今年9月19日，国家电网公司总经理舒印彪在国网“十三五”电网规划工作会上指出，“科学制定‘十三五’电网规划，必须认真分析我国经济、社会、能源、电力现状和发展趋势，正确把握电网发展面临的形势和任务。”

根据国家能源局的相关部署和要求，煤炭、石油等能源领域已开始加快“十三五”发展规划的编制。在这种情况下，电网企业也加快“十三五”电网发展规划编制的步伐。

国网“十三五”电网规划工作会要求，电网规划要与国家“十三五”能源规划的有效衔接。同时，会议透露，国网“十三五”电网规划的总体目标是：加快建设以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强智能电网。到2020年，形成西南、西北、东北三送端和“三华”一受端的四个同步电网格局，满足全面建成小康社会对电力增长的需求。

此前，2013年9月，国家能源局发布了《南方电网发展规划(2013-2020年)》，这也是国内首个“十三五”电网发展规划，明确提出了未来南方电网发展的六个主要目标：一是将稳步推进西电东送；二是形成适应区域发展的主网架构格局；三是统筹各级电网建设；四是提高电网服务质量；五是提升电网节能增效水平；六是推广建设智能电网。

据了解，“十二五”期间，根据国家“十二五”规划纲要，国家在能源领域出台了多项规划，但“十二五”电网规划却迟迟未能出台。究其原因，特高压争议的久拖不决是电网“十二五”专项规划难产的重要原因之一。

在这种情况下，2013年5月，国家电网公司编制的《国家电网发展规划(2013-2020年)》上报国

家能源局;2013 年 9 月,国家能源局发布了《南方电网发展规划(2013-2020)年》,这也是国内首个批准的“十三五”电网规划;2013 年 11 月,国家能源局组织召开了《全国电网 2013—2020 年发展规划(蒙西电网区域)》专家咨询会议,国家能源局电网规划专家组专家对蒙西电网发展的技术路线、电网主网架构成等给出了一致的咨询意见……可以看出,随着“十二五”进入尾声,2013—2020 年电网规划将覆盖未能出台的“十二五”电网规划。

对于各地正在编制的“十三五”电网发展规划,有业界专家建议,规划编制对于焦点问题不能再持续沉默对待。如对于国网公司规划的西南、西北、东北三送端和“三华”一受端的四个同步电网格局,有人坚决反对,认为这样建设电网毁掉了我国创造的分层分区管理电网的基本经验。对此,规划编制不能再以沉默对待,应明确交流特高压等相关焦点问题。

据了解,与制定“十二五”规划不同的是,为保证中央与地方之间的规划衔接,“十三五”省级能源规划必须上报国家能源局。如日前,西北能源监管局印发《关于开展“十二五”电网规划完成情况监管工作的通知》,将采取电力企业自查与能源监管部门监督检查相结合的方式,针对存在的典型问题提出监管措施及建议,适时向国家能源局报告,为“十三五”电网规划的编制提供经验参考。

国际能源网 2014-10-22

燃气分布式能源能否“占领”机场?

步入上海浦东国际机场,宽敞的候机楼内灯光明亮,电子航班信息牌荧光闪烁,电梯上上下下不停地将旅客送往不同的楼层,在候机区,有乘客在免费充电牌下给自己的电子设备充电,也有人在自助登机设备前打印机票……一切看起来繁忙而井然有序,与全国甚至全世界任何一个大型机场都没有什么不同。

然而,在这繁忙的背后,旅客们并不会知道,这里的能源供给已经有了些许变化。

燃气分布式助力供能

据了解,近年来,为响应国家节能减排的号召,浦东机场通过设备改造、科技创新、科学管理的方式,积极开展了一系列节能降耗行动。比如,用节能灯具替代重点用能区域的原照明灯具;改造航站区人行步道、停车库电梯,以节电;启用雨水回用泵站,回收处理雨水循环使用等等。

值得一提的是,浦东机场还修建了一套燃气轮机冷热电联供系统,用以帮助能源供给,从而达到节能的效果。

据上海国际机场股份有限公司能源保障部副总经理赵明农介绍,浦东机场的这套燃气冷热电联供系统于 1999 年建成,和浦东机场一期工程同时投入运营,目前运行基本正常。

按照该系统运行完全正常的 2010 年数据统计,系统年发电量约 1750 万千瓦时,年产蒸汽量约 4.38 万吨。以此计算,系统所发电量约占浦东机场年度总用电量的 5.1%,所产蒸汽量约占机场年度总用量的 31.5%。与此同时,该系统所产的蒸汽,夏季可供一台装机容量为 1500RT 的蒸汽溴化锂制冷机组制冷,浦东机场制冷总装机容量为 43400RT,以此计算,系统还可以满足机场约 3.5%的制冷需求。

赵明农表示,该系统原设计为独立运行,所发电量供机场能源中心自行使用。但由于非高峰时期,能源中心无法完全消耗自发电量,故在投运之初的 3 年内运行小时数较少。为此,2002 年该系统实施了并网改造,随后于 2003 年又实施了天然气系统增压改造。此后,系统的运行小时数有所提高;但由于当时上海仍主要使用东海天然气,气量略显不足,气压难以长时间稳定在系统运行所需压力,故运行状态并不十分稳定。至 2008 年后,西气东输工程竣工、上海使用西气之后,整个系统逐步进入正常运行状态。

至于整套系统的发电,在 2002 年以前全部并入浦东机场内部电网,不对外供电。2002 年,经浦东机场与上海市东电力公司协调,系统所发电量并入浦东机场 35 千伏航飞变电站的一段 10 千伏出线母线,供该段母线各所属用户使用。

据赵明农介绍,按照 2010 年数据统计,系统年发电量约 1750 万千瓦时,全部为机场自用,很

大程度上帮助了机场的节电。

“系统设备总造价约为人民币 3430 万元（按照 1998 年价格，含设备安装费用，不含站房土建、并网改造、天气调压站增压改造等其他配套项目以及后续的本体大修项目）。”赵明农告诉记者，“成本回收期约为 10 年，但由于 2007 年之前系统因并网协调、天然气压力不足等问题，并未全年满发，而 2011 至 2013 年又适逢主机大修、运行策略调整等原因，运行时间也不足，故其他年份利润均远低于 2010 年，且大部分年份处于实际亏损状态，成本回收期可能将有所延长。”

能否成机场节能新选项

赵明农表示，浦东机场的燃气分布式系统作为示范性项目，从建成至今，运行基本正常，为机场的节能减排提供了很大帮助，同时也给浦东机场带来了一定的社会示范效应。“在国家大力倡导节能减排的大环境下，经常有单位前来参观考察我们这个项目。”赵明农不无自豪地说，“这个项目的平稳运行给其他相关单位也提供了一定的参考依据。”

从浦东机场来看，燃气分布式能源系统对于节能似乎确有不少帮助，那么这种供能体系能否成为未来机场节能的新选项呢？

据了解，目前机场耗能主要是电力的消耗，同时还有飞机耗能以及机场地面运输等的能源消耗。其中，航站楼可谓机场最主要的用电“大户”。据中国民航大学自动化学院的张积洪教授介绍，航站楼的用电在机场整个能源消耗中算得上占比最大的部分。“航站楼内照明、供暖、制冷等等，都需要大量电力支持。”张积洪教授告诉记者，“此外，机场的水处理、机场周边道路照明、飞机跑道上的目视助航设施等也需要消耗大量电力。”

由此可见，节电在机场节能领域可以发挥很大作用。但是，对于燃气分布式供电系统，张积洪教授却并不完全看好。“燃气分布式能源系统在某些情况下，确实不错，在浦东机场也运行得挺好，但这只是个案，还不能代表全面。”他说，“由于这一能源系统需要用到天然气，使用中应该因地制宜，在气源充足的情况下确实可以考虑采用。比如，目前长沙机场在建的一个项目，因为气源稳定，前景应该还是不错。但是，如果在缺乏天然气源的地方，恐怕就不适合建类似的项目了。”

张积洪教授强调，机场的能源管理要注重因地制宜，具体问题具体分析。他举例指出，机场的地面运输耗能占到总能耗的 1/3 左右，目前就正在建议对运输所用的特种车辆部分实行“油改电”，从而减少燃油的消耗，达到节能减排的目的。“将机场地面运输车辆从传统燃油车改为电动车其实也要有选择性。”张积洪教授向记者表示，“要综合车辆特点、用途等具体情况，也不能盲目而动。此外，机场节能方式也可以多样化，比如采用太阳能，或是将部分灯具改为 LED 灯。但是，无论采取哪种或是哪几种方式，都要根据具体情况而定，不能千篇一律。”

中国能源报 2014-10-23

碳市场交易对象应以履约企业为主

（原标题）

专家论道“碳交易”之八

碳市场交易对象应以履约企业为主

国内外学界对于碳排放权交易能有效地以市场机制促进低碳发展已达成共识。在全国推进碳交易体系，构建碳排放权交易市场亦成为大势所趋。然而，碳排放权是政府通过规则人为创造出的配额，碳交易市场不同于一般的金融市场，并不是一个自发存在的市场，这就使得制度规则在其构建过程中起到关键作用。

在国际上，EU ETS 和美国的碳交易市场为我们提供了两类碳交易制度体系。中国特殊的国情以及“摸着石头过河”的改革路径使得我国试图通过建立碳交易试点的方式摸索出适合中国的碳交易制度。因此，2013 年 6 月以来，深圳、上海、北京、广东、天津、湖北和重庆相继开展了碳交易试点，开始了各自独立的碳交易市场设计与制度构建，将为全国统一碳市场的构建提供经验和教训。

从各试点碳交易市场的运行看，广东碳交易以拍卖方式为主分配碳排放权，类似美国的碳交易

体系。而其余碳交易试点省市采取了类似 EU ETS 第一期和第二期的方式，以免费分配碳排放权为主。深圳、天津、广东、湖北的碳交易市场向个人投资者开放，而其它碳交易所对个人投资者的作用仍抱谨慎态度。

基于相关碳交易市场的交易数据，我们对深圳、天津、北京和上海四个碳交易市场的碳价格进行统计分析后，发现这四个市场的碳价格已经具有了类似于金融产品的“尖峰厚尾”的分布特征。广东以拍卖形式交易，交易频率低，同时湖北和重庆刚刚开展碳交易，数据不足使得这三个市场碳价格的统计分析没有说服力。但深圳、天津、北京和上海四个碳交易市场的碳配额价格的分布已经能够说明，代表碳排放权的碳配额成为一种新型的资产，且具有了金融资产的价格分布特征，即价格波动性较大，出现极值的概率较高。说明市场存在着追涨杀跌的交易方式。这一特征在深圳碳市场中表现的最为明显。再结合各试点碳市场企业履约情况看，上海碳市场运行的第一个履约期内，履约率达到 100%，广东达到 98.9%，深圳达到 99.6%。这一方面反映企业对低碳发展的态度和碳资产管理水平的差异，另一方面也说明未引入个人投资者对于碳市场的运行无负面影响。

鉴于我国碳资产已初具金融资产的特点，全国统一碳市场的构建应充分考虑各试点市场的运行实践，避免市场价格的过度波动。应考虑更多地借鉴上海碳市场的制度体系，激励企业减排，提高企业碳资产管理水平。在市场运行初期，个人投资者无法形成稳定预期。此外，碳资产不同于一般的金融资产，其最终有履约的要求。因此，碳交易市场的交易对象应该以履约企业为主，对于引进个人投资者的作法需慎重。否则，非但无法提高市场的流动性，反而会因为其交易的投机性降低市场的效率，提高履约企业的减排成本。

（王倩 王硕 第一作者系吉林大学经济学院教授，博士生导师）

中国能源报 2014-10-23

节能降耗新突破：前三季度单位 GDP 能耗降 4.6%

经济发展正努力突破资源环境的制约，节能降耗继续取得新进展。

10 月 21 日，国家统计局发布的数据显示，结构调整正取得积极进展，其中，前三季度单位国内生产总值（GDP）能耗同比下降 4.6%。

值得注意的是，今年前三季度的节能降耗达到了“十二五”以来最大的降幅。对此，国务院发展研究中心资源与环境政策研究所副所长李佐军在接受 记者采访时称，今年全年应该能超预期完成国务院制定的单位 GDP 能耗下降目标。按照目前的情况，明年可能还会有较好节能降耗的成绩。

单位 GDP 能耗继续下降

资源环境成本消耗有所减少。国家统计局新闻发言人盛来运认为，“经济发展的方式，由过去过度依赖资源消耗的粗放式发展，向集约型发展方式转变的态势比较明显。”

前三季度结构调整取得积极进展，统计局数据显示，产业结构更趋优化。前三季度节能降耗继续取得新进展，单位 GDP 能耗同比下降 4.6%。值得注意的是，单位 GDP 能耗是继今年上半年同比下降 4.2%，创 6 年来最大降幅后，再次刷新成绩。

对于前三季度单位 GDP 能耗大幅下降的原因，李佐军认为，“一方面，中国经济的增速还在继续下行；再就是经济结构优化方面取得进展，第三产业的比重进一步提高，工业、制造业的比重在进一步下降；还有是一些地方和行业在节能环保的标准上进一步严格”。

发改委能源研究所能效中心主任郁聪告诉记者，“主要是整个经济增速放缓，特别是高耗能行业的国内外市场需求的变化，所以造成了能源消费总量的下降，尤其是国内市场包括房地产等行业都出现比较明显的供方市场，市场需求不足是主要原因。”

2014 年 5 月，国务院办公厅印发《2014~2015 年节能减排低碳发展行动方案》，提出的工作目标是，2014~2015 年，单位 GDP 能耗、化学需氧量、二氧化硫、氨氮、氮氧化物排放量分别逐年下降 3.9%、2%、2%、2%、5% 以上，单位 GDP 二氧化碳排放量两年分别下降 4%、3.5% 以上。

从今年前三季度单位 GDP 能耗降幅看，已经远远超过今年制定的预期目标，多位业内专家在接

受记者采访时均表示，可以肯定今年能够超预期完成单位 GDP 能耗下降目标。

降能耗取决于减排力度

盛来运在总结今年前三季度经济发展时指出，产业结构在孕育着新的突破。从发布的数据当中可以看到，三产的比重在继续提高，服务业增加值速度快于工业。工业内部结构调整也在加快，新产业、新业态、新产品继续保持较快的增长速度，而且整个经济向中高端迈进的态势非常明显。

产业结构的不断调整、优化，第三产业比重的不断增加，对于节能降耗将起到积极的推动作用。国家统计局公报显示，2011~2013 年，中国单位 GDP 能耗分别下降了 2.01%、3.6%、3.7%。结合《“十二五”规划纲要》提出的单位 GDP 能源消耗降低 16% 的目标，2011~2013 年单位 GDP 能耗下降指标完成情况并不好，落后于时间进度要求，形势严峻。

发改委能源中心研究员姜克隽在接受记者采访时称，原来提出“十二五”节能降耗目标的时候，就已经将经济结构有可能发生变化考虑在内，所以对于完成“十二五”制定的单位 GDP 能耗下降目标，现在看来是比较乐观的，甚至应该是超出目标规划。

统计局公布的 2014 年前三季度经济数据显示，全国规模以上工业增加值按可比价格计算同比增长 8.5%，增速比上半年回落 0.3 个百分点。分三大门类看，采矿业增加值同比增长 4.8%，制造业增长 9.6%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 3.1%。工业生产基本平稳。

郁聪认为，尽管前几年单位 GDP 能耗下降指标完成得不好，但从今年来看，要恢复到原来的经济高增长是比较难的，而且现在大家也都认识到，如果经济增长都在传统的高耗能产业不太可能，也没有市场需求。

特别是最近两年，结构调整的效果非常明显，郁聪称，2015 年单位 GDP 能耗下降幅度达到 4% 多应该没有什么问题，现在还是认可降低一点 GDP 增速，然后来调整产业结构，这应该是一个方向。

对于接下来政府在节能降耗方面需要推进的工作，姜克隽认为，现在节能减排的措施已经很强了，继续做下去就行，不需要进行很大的改变，只是把原来的一些政策措施进一步加强，比如：能耗标准再继续提高，再加上一些税收等方面的经济手段。

“也不能掉以轻心，（单位 GDP 能耗下降情况）取决于减排的力度和现有一些制定政策的落实情况。”李佐军说。

每日经济新闻 2014-10-23

区域能源发展新模式：泛能微网已经在路上

——专访新奥智能能源集团总裁刘敏

区域能源体系向多能源智能网形态演进的趋势正在显现，区域泛能微网的探索已在路上。

2014 年 8 月 27-28 日，第十届中国分布式能源国际论坛在上海召开，新奥亭湖医院、株洲神农城分布式能源项目分别荣获“2014 年度分布式能源优秀项目奖”，新奥智能能源集团总裁刘敏荣获“2014 年度分布式能源杰出贡献人物奖”，这表明了业界对新奥分布式能源专业实力的充分认可。刘敏表示，分布式能源已经步入升级发展的新阶段，区域能源体系向多能源智能网形态演进的趋势正在显现，区域泛能微网的探索已在路上。

记者：分布式能源在我国发展至今，已有不少成败案例。亭湖医院、株洲神农城项目的成功，充分体现了新奥在分布式能源领域的综合实力。请具体谈谈新奥的经验？

刘敏：分布式能源是国家正在发展的清洁能源高效利用技术。新奥根据客户需求进行量身定制，走智能优化的技术路线。这样的高效分布式能源系统，新奥称之为泛能站。

新奥自 2009 年进入分布式能源领域。基于多年的实践，我们的认识是，经济性是分布式能源的生命力和竞争力所在，经济性是核心，技术是关键。因此我们把解决方案的着力点放在对项目经济性关键影响要素的把控上，放在技术价值的挖掘和释放上。具体来说，一是做好负荷的精准预测，保证能源站设计规模与需求的最佳匹配，避免“大马拉小车”的现象发生。我们的一些项目，基于负荷优化技术可实现初投资较常规设计降低 20-30%，充分保障了投资方的利益；二是做好技术集成，

在综合考量客户定位、特点、需求，以及当地的资源禀赋、能源价格、政策条件等多种因素的基础上，通过量化方法进行投资、能效、运行成本、清洁性等各要素的整体寻优，筛选出最适宜的技术；三是根据负荷增长的规律把控好投资节奏，将项目分为多期建设，避免投资的盲目性“一步到位”降低投资风险；四是依托智能化的能效平台(我们称为泛能能效平台)做好能源站运行优化，实现供用能动态匹配，进一步降低运行成本。

泛能站在为主体自身供能、实现能源供需、能源结构等方面“自我平衡”的同时，还可兼顾周边用户供能，从而进一步优化负荷条件，在实现“协同平衡”的同时提升收益水平。

记者：此前很多专家都提到过，分布式能源项目的成功除了技术因素，客户选择也很重要。那么新奥发展泛能站，是如何界定目标客户的？

刘敏：泛能站的特点之一就是根据不同的客户需求提供量身定制的解决方案，因此，我们可为广泛、多元化的客户提供服务。基于分布式能源的技术特点，我们会综合考量负荷特性、用能密度、运行时间等因素，优先选择那些“天生丽质”的业态和客户，以保证项目经济性。举例来说，医院就是很好的业态，有冷、暖、电、蒸汽、热水等多种能源需求，24 小时 X365 天营业，对供能安全和舒适度要求高，这些都为发展分布式能源提供了较好的基础条件。此外，数据中心、交通枢纽、城市综合体等公建客户，以及药业、食品饮料等工业企业，也都具备发展分布式能源的潜力。目前，越来越多的客户开始将自身用能特点与能源技术结合起来考虑，应用分布式能源等新技术的意识和意愿正在逐渐增强。

记者：您在本届分布式能源论坛上提到，在做好分布式能源站的基础上，通过发展区域泛能微网，可带动区域能源整体升级，进一步实现能源高效、经济、绿色、可持续发展。请谈谈新奥对泛能微网有怎样的构想？

刘敏：当前，区域能源的普遍问题是“能源竖井”和“设施竖井”。电、热、气等能源单独发展，缺乏互补融合；能源设施较为独立，缺乏互联互通。其结果是能源的系统效率低，能源设施的利用水平低，我们调研的一些区域中能源设施平均利用率不到 50% 甚至不足 30%，资源、设施及交易价值都没有得到充分释放。随着分布式能源项目数量的不断增多，多能融合以及能源跨站、跨主体协同供应的需求将更加迫切。因此，我们的解决方案是构建区域泛能微网(智能化区域能源网络)，实现设施间的互联互通和微网平台的优化调度，利用网络的效用充分释放资源、设施和交易价值，促进区域能源供需、能源结构、利用方式与供应模式上的“自我平衡、协同平衡与总体平衡”，助力节能减排和生态城市建设目标的实现。

记者：泛能微网具体如何落地？目前是否已有示范项目？

刘敏：泛能微网落地的关键是“做好顶层设计、抓好单站建设、推动网络构建”。“做好顶层设计”，就是要改变现行电力、燃气、热力、可再生能源等分项规划模式，充分发挥区域总体能源规划的作用；“抓好单站建设”，做好泛能站建设的同时，尤其在条件适宜的业态和区域要率先发展、规模发展，实现多能源的融合、梯级利用与供需互动，充分释放能源的效用；“推动网络构建”，就是要实现区域能源设施的互联互通和微网平台智能化管理，支撑多能源的安全调度、优化运行和便捷交易。我们目前正在河北积极推进泛能微网示范项目，希望能为区域能源体系变革探索出一条行之有效的途径。

记者：泛能微网的落地，除了依靠企业自身，还需要哪些外部条件支撑？

刘敏：泛能微网作为一个新事物，除了企业自身发挥核心作用外，还有两个外部因素至关重要，一是配套政策，二是产业生态。

在配套政策方面，一是政府应进一步重视能源规划的重要性，推动区域总体能源规划的开展，实现能源规划与城市规划的深度融合，增加能源规划在引领区域能源协调发展上的权威性和统御力，为能源规划落地创造有力的基础条件；二是在煤改气等能源结构优化举措开展过程中，应同步重视和推动能源利用方式的结构优化，鼓励和推动分布式能源、泛能微网等高效方式在优质业态和优质区域内率先发展，通过具体政策措施落地；三是优化配套的扶持政策导向，财政补贴进一步向效用更高

的“自我平衡”和“协同平衡”部分倾斜，在财政投入总量一定的情况下产生更大杠杆效用，推动更多的项目落地。

泛能微网是涉及技术、产品、投融资等多个价值环节的系统工程，涉及到城市规划部门、能源主管部门、电网等单位。因此，打造一个完备的产业生态对其发展至关重要。我们前不久同施耐德电气组建了合资公司，利用双方优势共同进行供用能一体化泛能能效平台、泛能微网平台及解决方案的开发，探索“互联网能源”模式，为泛能微网落地提供支撑。

《能源》 2014-10-23

中石油页岩气开发加速 页岩气大规模商业化现曙光

中石油的页岩气开发在不断加速。

尽管页岩气开发地质条件复杂，成本很高，但中石油仍颇具信心。据了解，中石油在四川盆地的页岩气计划产量将从今年的 2 亿立方米升至明年的 20 亿立方米，大增 10 倍。

此外，由于开发页岩气投资巨大，中石油还在积极探索与外资和民资的合作。中石油在四川的页岩气项目中，将拿出 10% 的区块进行国际合作，以及 75% 的区块与国内企业合作。

业内人士认为，中石油和中石化的勘探开发已经初具规模，且先发优势已经形成，并都已实现对外输送应用。国内页岩气开发加速，大规模商业化已现曙光。

页岩气开发加速

明年产量大增 10 倍

从成都市驱车两个多小时，一路颠簸，记者一行人来到位于威远县的威 204H4 平台时已经临近傍晚，天色渐黑，但工作区仍灯火通明，钻井声轰轰隆隆，工人们仍在忙碌。

中石油该区块的负责人向包括记者在内的一行人表示，威 204H4 平台是威远区块开发页岩气的钻井平台之一，共部署水平井 6 口，其中威 204H4-3、威 204H4-6 井已经完钻，其余 4 口井将在明年年初完工。

除此之外，在国家级页岩气示范区长宁 H3 平台，页岩气开发提速已有阶段性成效。

上述负责人介绍，长宁 H3-5 井以 33.66 天完钻 4570 米进尺，赶超了中石化最快 38 天完钻的页岩气井，创造了全国页岩气水平井钻井周期最短新纪录，较之前完钻的平均周期缩短 28.5 天，钻井周期缩短 45.82%。

从中石油的建设速度不难发现，页岩气开发在不断提速，尤其是西南油气田，作为我国页岩气勘探开发的主战场，更是加足马力。

截至 2014 年 10 月 13 日，中石油在四川盆地累计投资约 70 亿元，累计产页岩气 2.04 亿立方米。

中石油西南油气田公司副总经理谢军表示，中石油在四川盆地的计划产量也将从今年的 2 亿立方米升至明年的 20 亿立方米，大增 10 倍。再加上云南昭通明年 5 亿立方米的目标，以及国际合作产气量，中石油页岩气产量明年将有望达到 26 亿立方米。

此外，如果明年开发进展顺利，根据规划，到 2017 年，西南油气田公司页岩气产量将达到 50 亿立方米，2020 年达到 120 亿立方米。

对于上述目标，包括谢军在内的西南油气田的高管都充满信心。

谢军表示，作为中国石油发展页岩气的先锋，西南油气田公司在今年启动页岩气规模产能建设之后，将进一步加快推进规模建产，明年投资将达到 100 亿元，实现生产井数 188 口。从四川盆地资源量储备来看，完全有可能超过上述目标产量。

值得注意的是，中石油页岩气开发提速与“竞赛对手”中石化的赶超不无关系。

根据中石化的预计，2014 年底涪陵页岩气田将实现产能 18 亿立方米/年，2015 年底将建成产能 50 亿立方米/年。这一数字足足比中石油高了一倍。

“中石油和中石化在页岩气开发上一直较着劲，本来是中石油走在前面，但是中石化涪陵页岩气块确实有先天优势，赶超了中石油。”有石油行业业内人士向《证券日报》记者表示，这让中石油

很有危机感。

75%区块与地方国企合作

仍在探索与民企业合作模式

在页岩气这轮开发大潮中，各路资本可谓踊跃。但是，大部分页岩气区块都在中石油和中石化已有的区块内，因此，不管是外资和民资，如果没有竞标到页岩气区块，想参与这轮盛宴都要与它们合作。

“在页岩气开发方面，目前与地方国企合作较多，西南油气田公司也在积极探索未来与民营企业的合作。”谢军表示。

按照计划，中石油在四川的页岩气项目中，将拿出 10%的区块进行国际合作，以及 75%的区块进行国内地企合作，仅留下 12%的矿权区域进行自营开发。

在今年 5 月初，中石油与国投公司、中化股份及重庆市国土房管局四方以中石油位于重庆市辖区内的页岩气矿权登记区块为合作范围，整合各方投资主体的资源、资金、技术、管理优势，调动地方的积极性，力争在短期内实现页岩气勘探开发大突破。

据了解，四方组建的合资公司力争建成全国一流的页岩气勘探开发公司，重庆地区合作区块范围内页岩气资源勘探开发、生产、销售均由该公司负责。

谢军表示，西南油气田公司不断提高集成技术，逐步实现页岩气规模效益开发。公司在积极整合地方企业的优势，降低投资风险，实现互利双赢，如目前已与四川省国资及地方国资合作成立长宁公司，还即将成立四川、重庆页岩气公司。并充分调动各方面资源，在威远区块试点推行风险作业，利用自营开放，配套形成关键技术，形成管理体系和人才储备。

尽管页岩气未来充满诱惑，但其中的高投入和高风险，也让中石油相对谨慎。

“我国页岩气开采地质条件复杂，施工难度大，成本和环保要求高，很多钱投进去都有去无回。”有中石油高管向记者表示。

此外，中石化股份公司高级副总裁王志刚也透露，中石化为找页岩气也曾花费 20 亿元打 15 口空井而没有找到半点气。

巨大的资本支出让两桶油都有些不堪重负，联手外资甚至民企共同开发页岩气可谓一举两得。

2012 年，壳牌与中石油签署产品分成合同，以共同对四川盆地的富顺—永川区块进行页岩气勘探、开发与生产。

但值得注意的是，页岩气在开发过程中也遇到了很多困难。近期有来自多方的消息称，壳牌可能削减在四川地区页岩气项目的投资规模。

对此，谢军回复称，公司并没有收到壳牌要削减投资的正式通知，双方还将继续合作。

根据谢军介绍，除了壳牌，中石油在四川还将与康菲以及美国 HESS 公司展开合作。目前，中石油已经和康菲签署了《联合评价意向协议》，与 HESS 公司也正在商谈合作细节。

两桶油勘探开发初具规模

页岩气大规模商业化现曙光

中石油在页岩气开发上不断加速，在一定程度上，已经与中石化进入了竞赛阶段。尽管面临的困难很多，但页岩气开发也初具效果。

谢军表示：“在成本方面，与已经进入规模化开发的北美地区相比，虽然四川盆地地质情况更复杂，建设成本更高，但根据公司对效益的预测，及自己掌握的技术手段来看，页岩气已经达到了效益开发的条件。”

尽管中石油对页岩气开发相对谨慎，但从产量目标调整来看，仍颇具信心。

广发证券分析师刘芷君表示，由于近两年在地质勘探和钻井开发两方面的积累效应，我国 2013 年页岩气产量较上年增长 8 倍，来自于中石化、中石油和延长石油三家企业，并且主要来自于川渝地区。

他认为，长期来看，国家在四川、重庆地区的设立的“页岩气示范区”将继续发挥带头作用，

为未来全国各页岩气区块的开发积累作业经验和地质资料，短期来看，三家石油巨头的先发优势已经形成，未来将凭借资源优势、地方支持、技术优势和作用经验，继续引领产能产量双增长。

中石油和中石化这对一直在竞赛的“兄弟”，在页岩气开发中的带头作用也不言而喻。

国信证券分析师朱海涛表示，2013 年我国页岩气产量达到 2 亿立方米，中石化、中石油勘探开发已经初具规模，并都已实现对外输送应用，二者将 2015 年产量目标分别上调至 50 亿立方米与 26 亿立方米，标志着我国页岩气商业化已经提速。

“页岩气第三轮招标启动呼之欲出，国内页岩气开发加速，大规模商业化已现曙光。”朱海涛称。

中国新闻网 2014-10-24

全球一流非常规油气技术中心落户中国

10 月 23 日至 24 日,第六届中国对外投资合作洽谈会在北京展览馆举行。期间,还诞生了北美高校在中国设立的第一家研发中心——卡尔加里大学非常规油气技术中心。

据悉,该中心由山东科瑞石油装备有限公司(以下简称“科瑞石油”)和加拿大卡尔加里大学合作成立。科瑞石油也是国内第一家与北美高校联合成立研发中心的企业。科瑞石油总裁何世聪认为,该研发中心的成立对于推动北美先进油田勘探开发技术在中国落地发展具有重要意义。

近年来,随着常规油气资源增储增产难度的加大,现有资源已难以满足国际市场的巨大需求,页岩气、煤层气等非常规油气资源成为业界关注的热点。而曾经创造页岩气神话的美国经验成为很多人关注的焦点。

然而由于中美地质结构情况不同,美国的成功经验在很多地区很难成功复制。卡尔加里大学化工与石油工程系讲席教授陈掌星对中新网能源频道表示:“美国地质背景好,页岩气藏构造条件较为简单,页岩结构平缓,页岩埋藏深度适中,约在 1000~3500 米之间,并且较浅的 1500 米以上是目前开发的主力。而中国近半页岩气储量在南方地区,而南方地区页岩埋深大部分超过 3000 米,甚至部分页岩储层埋深超过 5000 米,这使页岩气开采的成本和难度大增。另外,中国页岩可供勘探完整面积较零碎,页岩板块非常复杂。”

开采的难度大大增加了中国页岩气开发的难度和成本,亟需新的技术研究和设备降低生产成本。据陈掌星介绍,该研发中心专注于非常规油气藏风险勘探评估、各种测试分析,对区块优选,钻完井方案设计、油气井工程技术服务提供最可靠前沿实用的技术支持,在高温高压气井、高含硫井、低渗透油气田(非常规油气田)、复杂井页岩气等高难和复杂问题方面处理经验丰富,该中心建成后,在建设规模、技术实力层面都将是全球五大非常规技术中心之一。

“卡尔加里大学积累了丰富的非常规油气经验,并已与中国合作多年,可帮助中国建立稳定可靠的非常规油气勘探开发技术体系。”陈掌星说。

据陈掌星介绍,非常规技术中心最具特色的是现场移动实验室。现场移动实验室的页岩气现场含气量测试系统,可以同时为 6 组页岩样品提供测试分析。实验室还可进行压裂液现场检测服务,实现了压裂液现场快速检测,为油田增产提供了进一步保障,使压裂液检验从常规的 36 小时缩短到 50 分钟。

中国新闻网 2014-10-24

特高压是解决雾霾问题的必然选择

十一黄金周刚过,大范围雾霾再次重袭京津冀等地,平息了很长一段时间对雾霾的讨伐再度喷发,微博、微信上满是“吐槽”天气的段子与照片。然而最泄气的,当属多位环保局长面对质疑,竟称环保局根本管不了、治不好。这样的推诿塞责,和年初各省市订立“军令状”时的昂扬斗志形成强烈对比。

“当前我国出现的严重雾霾,本质上是能源资源‘先天不足’与能源发展方式‘后天失调’这一对矛盾的长期积累。”国家电网公司董事长、党组书记刘振亚今年在公开场合一针见血地指出。治理雾霾,根本出路是转变能源发展方式、调整能源经济结构,重点降低煤炭消费比重,大力发展清

洁能源。要想实现我国能源向以清洁能源为主、化石能源为辅的战略转型，关键是要加快发展特高压电网，推进“一特四大”战略和电能替代战略，转变能源发展方式。

电力专家朱成章在《电厂不是雾霾的罪魁祸首》一文中称，如果中国能像欧洲国家那样，将80%-90%的煤炭用于发电，中国的雾霾天气就不至于那么严重。目前，煤炭在一次能源消费中要占70%左右，而燃煤电厂的消费量占50%上下。

据悉，在能源需求“刚性攀升”的大趋势下，要扼制PM2.5的持续增加，需要战略性举措，新兴的特高压电网，被业内誉为“最大的环保工程”。作为综合能源运输体系中重要组成部分，特高压的跨区送电发挥了优化能源时空布局的作用，而我国大规模建设特高压电网的条件也已经具备。

资料显示，目前我国已经在特高压试验研究体系方面掌握关键核心技术，抢占了技术制高点。特高压交流试验示范工程已安全运行5年多，通过国家验收。2013年1月，“特高压交流输电关键技术、成套设备及工程应用”荣获国家科学技术进步奖特等奖，是我国电工领域在国家科技奖上获得的最高荣誉。我国研制的特高压变压器、开关、高抗、串补等全部关键设备，均一次投运成功，巴西已采用我国特高压技术和装备建设大型水电送出工程。

在科学界，很多人将特高压工程技术与航天、高铁技术相提并论，称它们为“我国三大现代高科技技术”。特高压工程的成功建设，不仅拿下了国内最高科技奖项，在国际上同样得到了多个权威组织的高度评价。

据记者了解，在国际大电网会议（CIGRE）的专题报告中曾指出，特高压关键技术和关键设备取得的重要突破性成果，对推动特高压输电技术在世界范围内的研究和应用具有重大意义；是一个伟大的技术成就，是世界电力工业发展史上的重要里程碑。

业内专家表示，在国际竞争中实现从“跟跑者”向“并行者”、“领跑者”华丽转身，中国电工装备受益于特高压。比如，在世界上首次研制单体式变压器，其单柱线圈的电压达到1000千伏、容量达到334兆乏，创造了世界纪录；额定电压1000千伏的气体绝缘金属封闭组合电器代表了世界同类产品的最高水平；用于中等和重污秽地区的特高压避雷器、气体绝缘瓷套管等均为世界首次研制；开合110千伏、210兆乏超大容量电容器组的开关及110千伏干式并联电抗器，达到世界同类装置最高水平。

借助特高压工程技术这个平台，我国迅速提升了复合绝缘子的技术水平，在电力外绝缘领域由落后的追赶者一跃成为世界的领跑者。“国外企业在我们还没有研发出复合绝缘子产品前，一支绝缘子产品开价1000万元。我们开发出来后，他们不得已降价到200万元一支，即便如此，这个价格还要高于我们国内生产的价格，而且国内产品的性能十分优异。”江苏神马电力股份有限公司董事长、总经理马斌骄傲地说。

河南平高电气股份有限公司总工程师钟建英认为，发展特高压，是保障国家能源安全、提高能源使用效率、服务清洁能源发展、尤其是解决雾霾问题的必然选择，而特高压设备已经成为我国装备制造业的“金色名片”，市场前景广阔。

中国能源报 2014-10-24

三大因素制约煤炭

近日，中国煤炭工业协会发布了前三季度煤炭行业运行情况，数据显示，今年1-9月份，全国原煤产量完成28.5亿吨，同比减少3690万吨，下降1.28%。另据中国海关数据显示，今年1-9月份，我国累计进口各类煤炭22285万吨，同比减少1590万吨下降，下降6.7%，累计完成各类煤炭出口437万吨，同比减少154万吨。根据以上数据测算，今年1-9月份我国煤炭表观消费量约为30.7亿吨，同比减少约5100万吨，下降1.6%。

在表观消费量同比下降的同时，国内各环节煤炭库存仍然普遍不同程度增加。数据显示，截止到9月末全国煤矿、重点电厂以及秦皇岛港、国投曹妃甸港和国投京唐港等三港煤炭库存合计达到19680万吨，年初以来累计增加超过2000万吨，增长约11.5%。而去年年初至去年9月末，以上环

节煤炭库存总量则合计减少近 400 万吨，下降 13.5%。考虑到煤炭库存的变化(仅考虑以上环节，非全社会煤炭库存)，今年 1-9 月份，国内实际煤炭消费量同比减少近 7500 万吨，降幅达 2.4%。国内煤炭消费出现如此大的降幅为近 15 年来罕见，是何原因导致煤炭消费下降的呢？

通过观察分析，我们认为，致使今年以来煤炭需求下降的原因主要有三点，一是经济增长放缓，二是能源结构不断调整，三是自然因素。

首先，经济增长放缓是抑制煤炭需求继续增长并导致煤炭需求下降的根本原因。国家统计局刚刚公布的三季度数据显示，三季度 GDP 同比增长 7.3%，创下 2009 年 2 季度以来新低；前三季度固定资产投资、进出口总额和工业增加值增速分别只有 16.1%、3.3%和 8.5%，较去年同期分别回落 4.1、4.4 和 1.1 个百分点。由于经济增长放缓，前三季度主要耗煤产品产量增速均显著放缓。

数据显示，1-9 月份，规模以上发电企业发电量同比增长 4%，较去年同期下降 2.8 个百分点，其中火电发电量同比仅增长 0.7%，下降 5.8 个百分点；1-9 月份生铁和水泥产量同比仅分别增长 0.4%和 3%，较去年同期分别下降 6.5 和 5.9 个百分点。在火电、生铁、水泥等主要耗煤产品产量增长急剧放缓甚至是停止增长的情况下，再考虑到落后产能不断被淘汰，行业整体能效不断提高，这些主要耗煤行业煤炭需求总体下降基本上是难以避免的。

其次，能源结构不断调整也是抑制煤炭需求增长并导致煤炭需求下降的重要原因。今年 6 月份，习总书记提出要推动能源生产和消费革命，并提出 5 点要求：推动能源消费革命，抑制不合理能源消费；推动能源供给革命，建立多元供应体系；推动能源技术革命，带动产业升级；推动能源体制革命，打通能源发展快车道；全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全。习总书记提出的能源生产和消费革命论不难理解，就是要通过提高能源利用效率，节约能源，抑制不合理能源消费；就是要改善能源供给结构，建立多元化的能源供应体系；就是要通过能源技术革命、体制革命和加强国际合作来为提高能源使用效率和建立多元化能源供应体系提供保障。

事实上，近年来能源生产与消费革命一直在稳步推进，特别是能源供给革命明显呈加快势头。国家能源局数据显示，9 月末 6000 千瓦及以上电厂发电设备装机容量总计 12.66 亿千瓦，同比增长 8.7%，其中，火电装机容量同比仅增长 5.3%，水电、风电和核电分别同比增长 11.7%、21.9%和 21.7%。由于增长较慢，火电装机容量占总装机容量的比重由去年 9 月末的 72.3%降至 70.1%，其他种类电源装机容量占比均有不同程度提高。火电装机增长放缓占比下降在发电量上也得到一定体现，今年 1-9 月份水电发电量和其他电源发电量(包括风电、核电、光伏等)同比分别增长 20.8%和 5.6%，分别高于发电总量增速 16.8%和 1.6 个百分点，而火电发电量则仅增长 0.7%，低于发电总量增速 3.3 个百分点。

最后，自然因素也是抑制煤炭需求增长并导致煤炭需求下降不可忽视的原因。今年 1-9 月份水电发电量同比大增 20.8%，其中 7、8、9 月份同比增幅分别达到 29%、37.2%和 42.7%。水电出力之所以大幅增长，除了水电装机持续保持较快增长之外，今年汛期水电装机主要分布地雨量充沛也是重要原因之一。

中国气象局数据显示，7 月全国平均降水量较常年同期偏少 4.6%，但水电装机分布较多的贵州、云南部分地区降水偏多 2 成至 1 倍；8 月全国平均降水量较常年同期略偏少，但水电分布较多的西南地区北部及东部、江南大部以及华南北部等地降水偏多 2-5 成，局部地区偏多 1 倍以上。

9 月(9 月 1-28 日)全国降水量较常年同期偏多 24.5%，水电分布较多的西南地区东部、华南西南部等地降水偏多 2 成至 1 倍。正因为雨量较多，水电机组利用率也得到了显著提升。7-9 月份全国水电设备平均利用 1293 小时，较去年同期增加 185 小时，增长 16.7%。据此测算，雨量较多带动 7-9 月份水电出力增加近 500 亿千瓦时。以发电用煤平均热值 4500 大卡计算，雨量较多使发电用煤需求较去年同期减少超过 2300 万吨。

总而言之，今年以来煤炭需求下降主要是由以上三大因素导致的，其中既有经济增长放缓和能源结构调整等趋势性因素，也有降雨较多等非趋势性的自然因素。中短期来看，趋势性因素对煤炭需求的影响仍将持续，煤炭需求整体仍将呈疲软态势，但由于降雨等非趋势性因素的变化存在不确

定性，部分地区部分时段煤炭需求可能会出现阶段性好转。(秦皇岛煤炭网 李廷)

新浪财经 2014-10-24

寄望“大电改”理顺市场机制

“要在年底前拿出新电改方案！”习近平总书记一番话，不亚于给电力体制改革进程打了一针强心剂。

作为电力能源版图中越来越重要的一块，可再生能源对于电改落实的期盼更甚。国家能源局副局长刘琦在 10 月 20 日于哥本哈根举行的全球绿色发展论坛上透露，到 2050 年可再生能源发展路线图研究正在进行当中，为制定中长期能源转型发展目标提供支撑。

而笔者获悉，国家能源局正在制定的可再生能源发展路线图除了进一步的产业政策之外，还将包括具体的发电占比和上网价格。相关人士表示，该路线图将配合电改的步伐，为电改最终实现可再生能源与火电平等竞价上网创造可能。

呼吁落实配额制

“首先肯定还是具体的占比。火电的主导地位短期难以撼动，所以可再生能源的占比？在多长时间实现提升？才是路线图制定过程中需要慎重考虑的问题。”参与路线图讨论的知情人士告诉笔者，因为现在煤炭的清洁利用也做得很好，火电在节能减排方面不一定处于劣势。

“如何在火电和可再生能源之间设立最合理的占比，使整个电源结构的经济效益和社会效益达到最大值很有可能是路线图希望达到的目标。”他说。

目前可再生能源装机超过全部发电装机的 30%，可再生能源发电量占比达到国内全部发电电量的 20%。

在没有实现竞价上网的现在，我国实行的是分类标杆电价的制度。就是按照各类发电机组的成本和利润由审批形成一定的价格。标杆电价形成后，电网按照这个价格进行收购，再以国家核定的销售电价卖给用户。由于销售电价无差别，电网自然更愿意收购上网标杆电价较低的火电。这也是很多人认为可再生能源发电无法大规模应用的原因。

但现实却是，发电成本的问题不解决，采用竞价上网比标杆电价更加不利于可再生能源发电的发展。笔者梳理了近两年来国家按照企业成本和利润核定的标杆电价显示：

核电：全国核电标杆上网电价为每千瓦 0.43 元。全国核电标杆电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价）的地区，新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价。

火电：2013 年 9 月，国家发改委下调了火电的上网标杆电价。下调后全国平均每千瓦为 0.41 元。

水电：一般上网电价被核定在每千瓦 0.2~0.3 元之间。

风电：国家发改委于 2009 年按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，其陆上风电标杆上网电价分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。

光伏：根据各地光照条件的不同，分成四类资源区，施行 0.75~1 元/度四个区间上网电价。

由此可见，如果在现有条件下竞价上网，水电的优势最大，其次是火电、核电、风电、光伏。这就意味着，如果公平竞价，用户将最后选择风电和光伏太阳能发电。根据光伏业内最乐观的估计，光伏实现与火电相同平价上网最快也得在 2015 年之后，很有可能要到 2020 年。同时，即使是在火电“同价”的情况下，风电与光伏也具有不稳定性 and 间歇性的问题，用户愿不愿意选择依然存疑。

“成本价格决定了其生存的持久性和竞争性，决定了它何时可以平等地参与市场竞争。所以可再生能源的上网价格也可能在路线图里有明确的体现。”该人士表示。

寄望“大电改”理顺市场机制

据中国电力企业联合会的统计，截至今年 6 月末，全国并网风电发电量 785 亿千瓦时，风电设备平均利用 986 小时，比上年同期降低 114 小时。知情人士表示，这方面的具体政策还有赖于电改

的进程，单单行业内的革新还解决不了问题。

刘琦表示可再生能源发展路线图则试图从规划和审批层面提出有关可再生能源线路建议和目标。

事实上对于可再生能源的并网消纳来说，如果电网还保持目前一手买电一手卖电的盈利模式，那么上网电价较高的可再生能源发电就不可能在电网消纳层面占有优势。毕竟电网收购火电更赚钱，身为以盈利为目的，社会效益没有明确约束的垄断企业，选择收购火电也无可厚非。所以电改最需要改变的，并非是无关痛痒的配电侧和输电侧，而是电网的性质和盈利模式。如果电网真的变成了只收过路费的电力输送“高速公路”，那么接纳何种电源对于电网来说并没有任何区别。届时，可再生能源消纳才能彻底迎来最好的时代。

自 2002 年“厂网分开”实施以来，电改一直是“只闻楼梯响，不见人下来”，今天终于迎来实质性推进的信号。电改究竟能改变什么，不仅在可再生能源发电领域备受期待，对于整个体制改革也将起到相当的促进作用。（萧飞）

中国经营报 2014-10-27

外媒：中国煤炭使用量本世纪以来首次下降

近日，根据英国媒体称，通过官方数据分析显示，中国煤炭使用量本世纪以来首次下降。根据绿色和平组织的能源分析数据，今年前三个季度，中国煤炭使用量同比减少了 1%至 2%。这个降幅与本世纪初以来每年 5%至 10%的增幅形成鲜明的对比。

中国煤炭使用量下降的最大意义在于，中国经济增速仍然保持在 7.4%。中国经济正在摆脱对煤炭的依赖。

煤炭使用量下降的原因是需求减少。中国统计局称，中国经济增长越来越多地源自服务业、水能和风能等新型可再生能源，而不是重工业部门。

“今年，我国煤炭用量确实出现下降，有以下几个因素：宏观经济影响煤炭使用需求下降，主要集中在电力企业、钢铁企业上面；环保风暴提升了火电企业对吨煤发电的效率，以减少用煤消耗。”金银岛煤炭分析师戴兵在接受《中国产经新闻》记者采访时说道。

数据显示，今年 1 至 9 月，全国全社会用电量累计 40975 亿千瓦时，同比增长 3.9%。全国发电设备累计平均利用小时为 3204 小时，同比减少 174 小时。其中，水电设备平均利用小时为 2723 小时，同比增加 84 小时；火电设备平均利用小时为 3512 小时，同比减少 182 小时。

全国用电量是在增加的，但火力发电的比重正在逐步下降，水利发电以及其他新能源发电模式已经开始对传统的煤炭发电进行替代。中国的能源结构调整初见成效。但以此来说明中国已经摆脱对煤炭的依赖，未免言之过早。“去煤炭化”是一个趋势，但绝不是几年时间就能处理好的。

“中国经济摆脱对于煤炭的依赖，从目前来讲，是不现实的。目前煤炭用量减少的主要原因还是在当前经济增速放缓的背景下，整体能源消费水平增速也出现了回落。当前我国以煤为能源主体的能源格局还是没有太大变化。我国富煤少油贫气的能源结构决定短期以煤为主体的能源结构很难改变。此外，煤相对比较廉价，对我们能源保障以及成本等都有较大意义。”中宇资讯煤炭分析师关大利在接受《中国产经新闻》记者采访时说道。

现在国家提出了能源革命这个概念，后期新型能源发展会加速。后期会有变化，但短期还是以煤为主。

目前国家能源结构转变刚刚开始，并不是很明显。主要发电还是依靠燃煤发电。能源结构转变及去煤炭化，必须提高其他代替能源的使用量，但我们燃气电厂、燃油电厂发展缓慢，而且我们国家是多煤缺油少气。所以短时间去煤炭化，对能源结构来说，压力还是比较大的。

一位业内人士对记者指出，我们目前还看不到，能够代替煤炭作为能源的其他能源，较好的发展前景。所以短时间，中国的能源结构难以调整。我们没有摆脱对煤炭的依赖。其他可代替能源进程也发展缓慢，如煤制气、页岩气、天然气等，中国还将继续保持对煤炭高使用率的状况。

戴兵表示，能源结构调整，不是上来就要去煤炭化，是应该先发展煤炭可替代能源，只有其他能源形势发展成熟，才可以替代煤炭使用，到时候才能减少对煤炭的使用率。我们现在问题不是能源调整，也不是去煤炭，重要的是对于煤炭我们应该怎么用才能环保，效率才能高。

我国的环保技术发展较为缓慢，导致了我们对煤炭使用后造成污染的误解。我们总是看经济建设投资，但是却忽略了环保投资，环保技术投资，这个在发达国家，正好和我们是相反的。

从长远来看，去煤炭化是大势所趋，进行能源结构调整也是必由之路。（者 郭航）

中国产经新闻报 2014-10-28

国内首台套最先进航改燃气轮机发电机组下线

中国分布式能源核心设备长期依靠整套进口的局面已经打破。

中国华电集团旗下的中美合资公司——华电通用轻型燃机设备有限公司(以下简称华电通用)在国内组装生产的首台套最先进航改型燃气轮机发电机组日前在上海顺利下线，机组下线仪式暨《中国企业社会责任报告编写指南之电力生产业》发布会于10月24日在上海举行。

据了解，航改型燃气轮机由航空发动机改进而成，是分布式能源发电系统的核心设备，此次下线的LM6000PF燃气轮机发电机组是世界上最先进的5万千瓦等级发电机组，联合循环发电效率可达52%。首台套发电机组将用于天津市北辰区风电工业园分布式能源站，为园区提供电力、居民供热等。航改型燃气轮机在设计上保留了航空发动机的核心部分，效率高，排放低，可靠性优异，可实现无限次启停，是区域性天然气分布式能源的最佳选择。

此外，采用航改型燃气轮机的分布式能源利用效率高于传统煤电，粉尘和二氧化硫排放几乎为零，二氧化碳和氮氧化物排放比传统燃煤方式分别降低50%和80%，是实现我国节能减排的有效措施之一。

中国华电集团公司党组成员、副总经理邓建玲表示：“航改型燃气轮机作为分布式能源系统的重大技术装备，拥有广阔的发展前景。华电和通用电气强强联合，将推动中国分布式能源产业迈向新的发展阶段。”

在通用电气大中华区总裁兼首席执行官段小缨看来，先进的清洁能源技术和产品对于中国经济的可持续发展具有重要意义。“通用电气和华电的合作在这一领域提供了中美成功合作的范例。通用电气将致力于与本土合作伙伴开展更为广泛的合作，在清洁能源领域共同开发适合中国需求的技术和产品。”

业内人士称，分布式能源清洁高效，对中国正在进行的能源结构调整和大气污染防治具有重要意义。长期以来，作为分布式能源核心设备的燃气轮机发电机组依赖整套进口，在一定程度上制约了分布式能源的发展。华电通用首台套航改型燃气轮机发电机组的下线，标志着中国分布式能源产业在技术和产品领域取得了重要进展。

记者此前从中国华电了解到，近年来其不断向天然气领域拓展，已经具备在分布式能源和航改机制造上的优势，同时涉足页岩气勘探开发，拓展在LNG、区域输气管网等产业的发展机会。

中国能源报 2014-10-28

发改委通过 90 个 CCER 项目备案

目前，中国碳市场还是一个单纯的配额市场，CCER 作为低成本减排及履约的工具，在北京、天津、上海、深圳和广东五个试点的首年履约中，并未发挥实质作用。2015 年 6 月，中国 7 个试点将共同步入履约期，CCER 能否借此机会破冰入市，成为各方关注的焦点。

截至 10 月 27 日，国家发改委四次 CCER 项目备案审核会议共通过 90 个备案项目，其中的 14 个项目已经进入减排量备案的审核程序，减排量共计 894 万吨。首批项目减排量签发在即，这意味着中国 CCER 项目及减排量备案流程将全部走通。

21 世纪经济报道获悉，国家自愿减排登记系统以及与 7 个碳交易试点交易系统的连接有望于今年年底完成。这无疑将为 CCER 流入市场打通各个环节。

然而，由于中国 7 个试点的碳抵消政策各异，价格差异明显，全国统一碳市碳抵消规则尚不明确，控排企业意识和能力仍有待提高，这诸多因素使得 CCER 市场仍存在较多不确定性。

试点阶段，7 个碳排放权交易试点的准入条件直接影响 CCER 的交易。汉能控股集团国内碳资产管理部部长李佳耘对 21 世纪经济报道记者指出，对于 CCER 的采购商来说，项目类型、来源地、减排量以及减排量的产出时间等，都是非常重要的考虑因素。

项目类型方面，水电项目建设对环境和生态的影响一直备受诟病，且体量较大，一旦入市，对市场容量小的试点影响较大。为规避风险，北京和重庆试点将水电项目排除在外。

项目来源地方面，湖北和重庆规定 100% 用辖区内的 CCER 进行抵消，广东规定 70% 使用本省 CCER，北京规定外地 CCER 使用量不得超过 50%，且优先使用河北省、天津市等与本市签署应对气候变化、生态建设、大气污染治理等相关合作协议地区的核证自愿减排量。天津、深圳和上海试点对 CCER 没有地域限制。

北京和湖北试点将辖区内 CCER 进一步限定在纳入碳排放配额管理的企业组织边界范围外产生。这一限制将会使部分本地 CCER 被排除在本地碳市之外。

减排量产出时间方面，北京试点将 CCER 限定在 2013 年 1 月 1 日后实际产生的减排量。重庆限定在 2010 年 12 月 31 日后投入运行的 CCER 项目。

在使用量方面，天津、深圳、湖北以及广东的抵消比例皆为 10%。其中，湖北配额总量 3.24 亿吨，CCER 最大需求 3240 万吨，皆为本地需求。目前，湖北共有 6 个 CCER 备案项目，均为风电项目，年均减排量近 38 万吨。

广东配额总量 4.08 亿吨，CCER 最大需求 4080 万吨，其中约 2856 万吨为本地需求，目前有丰达电力与广东长隆碳汇两个 CCER 项目，年均总减排量为 9.06 万吨。

深圳配额总量约 3300 万吨，CCER 最大需求为 330 万吨，无地域限制，目前深圳只有 1 个 CCER 备案项目，深圳市东部电厂天然气发电项目，年减排量 102 万吨。

天津配额总量约 1.6 亿吨，CCER 最大需求为 1600 万吨，无地域限制，也无本地 CCER 获备案。

上海规定 CCER 使用比例为年配额的 5%，配额总量约 1.6 亿吨，CCER 最大需求 800 万吨左右，无地域限制。其中，上海只有华能上海燃机电厂天然气发电一个项目，预计温室气体年均减排量为 109.27 万吨，仅占 800 万吨的八分之一。

北京的抵消比例同上海一样，也是 5%，配额总量 5000 万吨，CCER 最大需求量为 250 万吨，其中至少一半为本地需求。目前北京市有两个碳抵消项目，一个是华能北京热电有限公司的天然气热电项目年均减排量为 27.78 万吨，另一个是顺义区造林碳汇一期项目，年减排量约 1000 吨，只是 250 万吨 CCER 的十分之一左右。

重庆将抵消比例定在 8%，目前有约 1.3 亿吨配额，意味着可允许约 1040 万吨左右的本地 CCER 进行抵消。与天津一样，尚无本地 CCER 备案。

从这些数据来看，明年履约期 CCER 市场的最大需求将达 1.1 亿吨，其中试点内 CCER 需求为 7261 万吨，试点外需求为 4079 万吨。国家发改委备案的 90 个项目，年减排量约为 2000 万吨，其中，试点内备案项目年减排量不足 300 万吨。

控排企业对 CCER 的实际需求能够释放多少，与试点配额松紧度、二级市场活跃性、控排企业意识和能力都有很大关系，但从整体来讲，CCER 采购商对这一市场还是看好的。

北京和湖北试点入市门槛最高

风电、光伏项目受买家青睐

就项目类型方面，国家发改委备案的 90 个项目，仍以风电和水电项目为主，其中风电项目最多，共 30 个，占备案项目的三分之一，水电项目共 22 个，近备案项目的四分之一。

但项目类别逐步呈现多样化，农用沼气项目和光伏发电项目增多，项目数量分别为 12 个和 10 个。其他项目类别包括生物质发电项目、瓦斯发电项目、天然气发电项目、油改气发电项目、炭黑尾气发电项目、余热发电项目、LNG 冷能空分项目、碳汇造林项目等。

在 21 世纪经济报道记者采访的 5 家公司中有 3 家均表示，风电和光伏项目比较受欢迎，风电项目开发相对简单，且体量较大，光伏项目体量虽不大，但额外性较好，价格也略高。

今年，北京和重庆试点将水电项目排除在外，使得 CCER 采购商对水电类项目更加谨慎。有 2 家公司表示，此类项目接受度不高，在议价过程中，可能会压低价格。

然而，也不乏一些 CCER 采购商放眼未来全国统一碳市，对项目类型并无特别偏好，更看重 CCER 的质量和体量，孔晴熙认为，投入二级市场中的量才是起决定作用的因素。

对于林业碳汇、农用沼气类项目，虽然具有很高的生态效益和社会效益，但开发难度较大、体量微小，投入二级市场后，对控排企业履约的实际影响并不大。

李佳耘分析，此类项目的价格主要看买家对价值的认可度，现阶段的控排企业还是以履约为目标，更看重 CCER 的实用性。

就项目类型而言，首批接受减排量备案审核的 14 个项目均为第三类项目（即获得国家发改委批准为 CDM 项目且在联合国 CDM EB 注册前产生减排量的项目）。王??认为此类项目为一次性签发，属于现货，且时间期限短，风险相对小些。在 CCER 交易过程中，与计入周期比较长，分次签发的项目相比，在价格、交易方式以及谈判策略上可能会有不同。

碳排放权交易中的控排企业作为终端买家，对碳资产管理的认识以及在 CCER 市场中的表现对 CCER 市场的发展至关重要。

随着试点工作的推进，一些控排企业已经开始关注 CCER，个别有远见的控排企业开始考虑提前进入 CCER 市场。

孔晴熙介绍，“目前已有控排企业签订 CCER 购买合同。”她认为，市场的培育很重要，配额在目前来看还是地方粮票，但 CCER 从长远来看是全国粮票。在价低的时候买入，可以降低未来的履约成本。

中间商买家为主，价格不透明

中国 CCER 市场还处于以中间商买家为主，价格不透明的阶段。

CCER 市场是一个受政策影响很大的市场，北京太铭基业投资咨询有限公司 CEO 孔晴熙对 21 世纪经济报道记者分析，以履约为目的的控排企业是碳排放权交易市场中的终端买家，往往无心也无力与 CCER 业主共担开发成本和相关的政策风险，因此对 CCER 还只是看重未来成熟市场中的现货交易。

与控排企业的耐心等待截然不同是中间商的主动采购。一位业内人士对 21 世纪经济报道记者透露，中间商往往选择在项目开发前期圈定项目，以保证 CCER 市场开启之时，有现货可交易，抢占市场先机。若待市场成熟时再进入，那么将会错失交易 2-3 年。

“中间商对国家统一碳市前景的良好预期与 CCER 项目业主低风险入市的需求是完全契合的。”龙源碳资产管理公司总经理王??对 21 世纪经济报道记者分析。

然而，需求的契合只是 CCER 交易的一个先决条件。价格作为项目业主与中间商博弈的焦点，并非透明。

目前，市场中只有两笔交易价格是公开的：一是龙源碳资产公司在北京市场以 16 元/吨的价格，卖出一万吨给东北中石油国际事业有限公司。二是中广核风电公司在广东市场以 20 元/吨的价格，卖出一万吨给广东中石油国际事业有限公司。

这两笔签约均发生在试点碳排放权交易的开市之初，其价格对整个碳市并不具有指导作用。一位 CCER 项目业主透露，由于目前主要为场外交易，因此价格有高有低，不同项目类型也会略有差异，但整体 CCER 价格还达不到这一水平。（记者 李雪玉）

21 世纪经济报道 2014-10-28

发展新能源关键在于优化电网

就中国的可再生能源发展速度和规模来看，中国的特高压电网不是建早了，而是建晚了，新能

源发展必须要与特高压电网等基础设施建设同步。

德国的能源转型始于本世纪初。2000 年，德国《可再生能源法（第一版）》正式实施，这一版法律最重要的着力点是鼓励对可再生能源投资，并为投资者提供法律保障。具体措施是，无论投资者投资风电还是光伏发电，都保证全额上网，而且确定一个 20 年不变的收购电价。第一版《可再生能源法》给了投资者一个安全保障，使人们愿意对可再生能源进行投资。

经过多年的发展，可再生能源在德国快速发展起来，但是也出现了新的问题，就是可再生能源的装机量已经超出了电网的承受能力，甚至超出了电力消费能力——在某些时段内，可再生能源发电量加上部分不能停机的电量已经超过了用电需求。

举个例子，周末阳光好风也大的时候，风电和光伏发电量增加，可是德国的工厂周末都不上班，光伏和风电在电力市场交易中就卖不出去，电价是负的，也就是说，谁这时用电要倒贴钱给他，实际上也是一种弃风弃光了。今年最糟糕的日子就是德国的“圣灵降临节”那天，当天的电力交易价格为-20 欧元/万千瓦，这暴露了可再生能源发展中的诸多问题。

当前我们最大的困扰是光伏发电造成的。之前我们的政策是光伏电量全额收购，补贴电价 20 年不变，虽然近年来光伏上网电价不断下降，但是目前经营者还是有 6%~8% 的利润。德国之前的政策是光伏发电必须全部上网，但如果电力需求没有那么大，就会出现我刚刚提到的负电价。根据规划，到 2020 年，德国的光伏装机将从现在的 3000 万千瓦增长到 5500 万千瓦，到那时可再生能源更需要贴钱使用，就成为不经济的能源了。

另一个暴露出来的问题是，由于大量风电和光伏发电快速增加，导致德国传统发电厂发电小时数减少，固定投资更高，成本大幅上涨，有的传统电站成本提高得很厉害。更严重的是，因为传统电站基本不赚钱，甚至亏损，所以很多电站都要求关停，但是政府不能无视传统电站关停，因为没风没光的时候还需要传统电站发电，他们是系统的保障电源，需要维护系统平衡。但靠政府行政命令维持传统电站不关停难以为继，长此以往，传统电站很可能纷纷破产，所以德国目前传统发电能力也亟需补助。

还有一个问题。德国北部的风电发展得很快，由于德国的电力负荷集中在南部与西南部，所以必须要建设高压输电线路将风电从几百甚至 1000 公里外输送过来。据测算，要消纳北部的风电，德国需要建设 4800 公里的高压输电线路。线路没建起来，电就送不出去。

德国建设电网的过程也很复杂和漫长。首先要提交规划，然后和各利益主体反复讨论修改，最终经过网监局批准之后才能建设，建设与运营成本最终摊在电费中。目前德国已经通过审批，要建设 4800 公里的高电压输电线路，其中 2000 多公里是交流高压线路，包括采用 380 千伏的德国建设和运营的最高电压等级。目前还规划 2800 公里的直流高压线路，具体电压等级还在讨论。

中国正在建设 1000 千伏的特高压输电线路，将西部可再生能源送到东部负荷中心。根据我们的经验来看，特高压电网对于中国的可再生能源发展是非常必要的。发展新能源必须要发展电网，中国的情况还不完全与德国相同，虽然德国北部地区用电没有南部多，但毕竟还有一部分负荷，可以消纳一些风电，而就我所知，中国的西北部地区负荷非常少，包括风电和太阳能在内的可再生能源资源却更为丰富，内蒙古地区现在已经承受不了如此多的风能。就中国的可再生能源发展速度和规模来看，中国的特高压电网不是建早了，而是建晚了，新能源发展必须要与特高压电网等基础设施建设同步。

现在德国能源转型进入了 2.0 时代，我们目前达成两点共识。一是光伏和风电等可再生能源发电要和电力系统相匹配，要考虑电力系统的接受能力和极限情况。所以，我们还要再修订可再生能源法，逐步取消之前的 20 年可再生能源补贴电价不变的条款，新装机的可再生能源将不享受补贴价格，要和传统电力一样到市场上交易，让投资者决定投资收益问题，鼓励可再生能源在电力交易市场中实现自身价值，所以 20 年不变的电价政策马上就要结束了。二是一定要让可再生能源的发展与电网建设、基础设施建设相匹配，不能只管发电，而不管系统，所以我们一方面要加强基础设施建设，另一方面要引入市场机制。

我们发现过去十几年中，我们对可再生能源的鼓励过了度、过了头，反而忽视了提高能效、节能、基础设施建设等其他重要的环节。今后我们将逐步降低可再生能源的补贴和刺激，转而加强对节能的鼓励和支持，同时还要重点解决电网与电力系统的问题，如智能用电问题，如电动汽车充电与发电匹配等问题。

据了解，中国也正在实施能源生产和消费革命，对此我有以下三方面想法。

第一，中国的光伏近年发展得非常快，特别是分布式光伏大批上网之后，将对配网产生很大压力。因为以前的配网不是为了光伏电源而建，必须改造配网才能适应光伏发展。由此带来大量的改造需求，如果不改造，将会出现很大的配网瓶颈，光伏也难以上网消化。

第二，以前配网的电力流是从上向下走，现在出现了从下向上走的情况，因此需要新的配网技术，同时为了解决电力拥塞问题，必须发展智能电网。未来电力客户也要适应新的电源特性，也就是说，以前客户需要多少电给我多少电，今后可能就是发多少电，客户尽可能用多少电，也就是用电侧的管理。

第三，中国要建立一套完善的、智能的电力系统，实现将可再生能源“运出去、消纳掉”，并不断优化系统，包括蓄电、用电和整个能源链的全过程，这是最关键的。不优化系统，就接纳不了这么快速发展的可再生能源。（德国能源署署长）

亮报 2014-10-29

碳市场的链接与统一是市场经济发展的必然

减排目标的确定既可以采取绝对指标，也可以选择 BAU（Business As Usual）情景等相对指标。绝对指标的基准年及其相应的排放量稳定不变，而后者实施减排的基准可以随时间而变化，其基准是 BAU 情景下同一年度的排放量，并允许一国考虑未来经济社会发展的不确定性，为保证发展所需的排放增长留出空间。包括中国在内的发展中国家所采取的相对减排模式，有利于发展中国家拥有更大的排放空间。从 EU ETS 的运行实践和经验来看，BAU 与配额将一同成为决定排放权供需的重要因素，EU ETS 碳排放权配额的过剩问题与经济景气的不确定性有关。有必要研究把配额与 BAU 相联系起来的平滑操作方案。

碳排放配额如何在参与者之间进行初始分配是碳排放总量控制交易体系设计中的一个关键问题。配额分配的焦点在于免费分配还是有偿拍卖，采取何种分配方式是一个两难的抉择。有偿拍卖可以使交易体系更具减排效率，但增加企业负担，而免费分配虽然减排效果不佳，但有利于制度的软着陆。我国是发展中国家，经济增长仍然是首要目标，要搞好经济增长与减排的平衡。因此，中国可以选择拍卖为主，免费分配为辅的分配方式。对“易受损”的企业实行全部或部分配额免费分配。“易受损”企业主要指三类企业：参与国际竞争的企业、对整个经济影响重大的企业、有显著碳泄漏（carbon leakage）风险的企业。这些企业在拍卖法下比别的企业承受更大压力，因此，初期需要对其实施支持政策。缓解“易受损”企业的减排压力有三种途径：直接对这些企业进行财政补贴、根据企业的减排支出抵扣企业所得税、对其免费分配配额。它们都可以缓解企业压力，但也都形成额外补贴，是对公平原则的妥协。其中，财政补贴是直接补贴，具有较高的权力寻租的风险，且容易引起国际贸易中的反补贴纠纷；抵扣企业所得税和免费分配配额是间接补贴，但抵扣所得税涉及税制安排，实践中需要多部门协调，执行成本较高。免费分配是很好的选择。企业参与国际竞争主要包括两部分竞争，一部分是出口产品与国外产品的竞争，一部分是进口产品与国内产品的竞争。这两部分的压力都主要来自非 ETS 约束国，对此可以分别通过免费分配部分配额和设置一定比例的碳关税来加以纾解竞争压力。由于涉及多国贸易，对非 ETS 约束国的关税政策很容易引起贸易纠纷。因此，在实践中，应尽量与碳排放市场的主流国家保持政策一致，同时根据本国的需要和他国的变化灵活调整政策。对其他企业实行拍卖。同时，设计配额的储蓄机制来提高配额交易的灵活性，减少配额价格波动并降低减排成本。

中国可以设计核证自愿减排量（Chinese Certified Emission Reductions，CCERs）期货合约和中

国碳排放配额（Chinese Emission Allowances, CEAs）期货合约。在中国正在运营的 7 个碳排放权交易机构中，交易品种以各个试点省市当地的配额为主，并允许纳入配额管理的单位以一定比例的 CCERs 用于配额的清缴。中国碳配额期货合约交易付诸实施的前提是中国各省市的碳排放权市场的统一。这不仅包括各地碳排放配额的统一，还包括各地之间碳配额的通用。先推进现货市场的统一，再建立相应的期货市场，实现期货市场与现货市场的对接，然后设计开发碳指数期货等相关金融期货交易产品。

供给机制与国际接轨，应考虑市场链接甚至统一。统一国际碳排放权交易市场是降低减排成本，提供符合“共区”并减少碳泄露机会，确立可信的价格信号，以最小成本实现既定减排目标的最有效手段，还可以消除国家间因减排成本差异而产生的竞争力下降的问题。因此，碳市场的链接与统一是市场经济发展的必然，中国碳排放权配额的初始分配以及衍生品的供给既要参考国际规则，也要考虑到国内碳排放配额现货交易、期货交易规则、投资者习惯等我国的具体国情。

（朴英爱 张益纲 第一作者系吉林大学东北亚研究院世界经济研究所教授，博士生导师）

中国能源报 2014-10-29

2014 年 1-9 月份电力工业运行统计

1-9 月份，全国电力供需形势总体宽松。上半年电力消费总体平稳，三季度主要受气温偏低、上年同期基数高以及经济增长稳中趋缓等因素影响，全国全社会用电量低速增长，9 月份仍有 8 个省份用电量负增长；制造业日均用电量连续 3 个月、四大高耗能行业用电量连续 2 个月环比减少，9 月份第三产业和城乡居民生活用电量大幅回落。

受云南、四川水电装机增加，以及湖北、广西、贵州等省份上年同期来水偏枯、基数低等因素共同作用，水电发电量连续三个月高速增长；火电发电量连续三个月同比下降，其中 9 月份共有 18 个省份出现负增长。1-9 月份，发电装机容量快速增长，但市场需求增长缓慢，导致除水电外各类型机组发电利用小时同比减少较多。电网投资比上年同期微增，电源投资大幅下降。全国基建新增同比略有减少。9 月份，全国跨省区送电量、南方电网“西电东送”电量快速增长，三峡电厂送出电量连续三个月同比下降后恢复正增长。

一、上半年电力消费需求总体平稳增长，气温偏低以及经济增速趋缓导致三季度全社会用电低速增长

1-9 月份，全国全社会用电量 40975 亿千瓦时，同比增长 3.9%，增速比上年同期回落 3.3 个百分点。一、二、三季度，全国全社会用电量增速分别为 5.4%、5.2% 和 1.4%，三季度增速同比、环比分别回落 9.5 和 3.8 个百分点。

分产业看，1-9 月份，第一产业用电量 783 亿千瓦时，同比增长 2.4%，占全社会用电量的比重为 1.9%；第二产业用电量 29827 亿千瓦时，同比增长 4.0%，增速比上年同期回落 2.5 个百分点，用电量占全社会用电量的比重为 72.8%，对全社会用电量增长的贡献率为 74.9%；第三产业用电量 5033 亿千瓦时，同比增长 5.7%，增速比上年同期回落 5.2 个百分点，用电量占全社会用电量的比重为 12.3%，对全社会用电量增长的贡献率为 17.8%；城乡居民生活用电量 5332 亿千瓦时，同比增长 1.8%，增速比上年同期回落 7.1 个百分点，占全社会用电量的比重为 13.0%，对全社会用电量增长的贡献率为 6.1%。

分地区看，1-9 月份，全社会用电量增速高于全国平均水平(3.9%)的省份有 13 个，其中增速高于 10%的省份有新疆(15.0%)和内蒙古(10.5%)；除内蒙古外，华北、东北区域其他 8 个省份的全社会用电量增速均低于全国平均水平；而除甘肃外，南方、西北区域其他省份用电量增速均高于全国平均水平。全社会用电量最低的三个省份为上海(-4.2%)、湖南(-0.6%)和浙江(0.5%)。9 月份，全国全社会用电量 4570 亿千瓦时，同比增长 2.7%，增速比上年同期回落 7.7 个百分点。



图 1: 2013 年以来分月全社会用电量及其增速

分产业看，9 月份，第一产业用电量 97 亿千瓦时，同比增长 6.5%；第二产业用电量 3221 亿千瓦时，同比增长 5.2%；第三产业用电量 612 亿千瓦时，同比增长 4.9%，增速分别比上年同期和上月回落 8.4 个和提高 3.8 个百分点；城乡居民生活用电量 640 亿千瓦时，同比下降 10.2%，增速分别比上年同期和上月回落 29.5 个和 4.6 个百分点。

分地区看，9 月份，全社会用电量增速超过全国平均水平(2.7%)的省份有 14 个，其中增速超过 10% 的省份有福建(13.9%)、广东(12.5%)和内蒙古(12.0%)；全社会用电量负增长的省份有 8 个，分别为山西(-8.2%)、河南(-4.1%)、上海(-2.6%)、河北(-1.7%)、江苏(-0.9%)、黑龙江(-0.8%)、浙江(-0.7%)和辽宁(-0.2%)。

二、月度制造业日均用电量连续 3 个月环比减少

1-9 月份，全国工业用电量 29294 亿千瓦时，同比增长 3.9%，增速比上年同期回落 2.5 个百分点，占全社会用电量的比重为 71.5%，对全社会用电量增长的贡献率为 72.2%。其中，轻、重工业用电量分别为 4933 和 24361 亿千瓦时，同比分别增长 3.8% 和 3.9%，增速分别比上年同期回落 2.9 个和 2.4 个百分点。

9 月份，全国工业用电量 3160 亿千瓦时，同比增长 5.2%，占全社会用电量的比重为 69.2%。其中，轻工业用电量 579 亿千瓦时，同比增长 5.2%，占全社会用电量的比重为 12.7%；重工业用电量 2581 亿千瓦时，同比增长 5.3%，占全社会用电量的比重为 56.5%。



图 2: 2013 年以来分月轻、重工业用电量增长情况

1-9 月份，全国制造业用电量 21951 亿千瓦时，同比增长 4.8%，增速比上年同期回落 1.1 个百分点。9 月份，全国制造业用电量 2511 亿千瓦时，同比增长 4.7%，增速比上月提高 2.2 个百分点；制造业日均用电量 83.7 亿千瓦时/天，比上月减少 0.6 亿千瓦时/天，已经连续 3 个月环比减少。

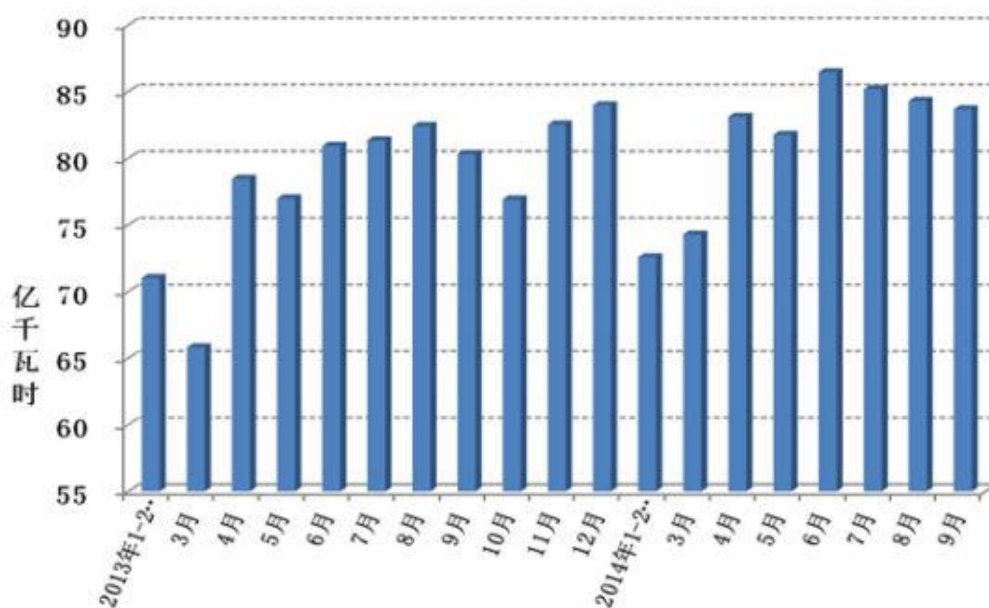


图 3: 2013 年以来分月制造业日均用电量

三、四大高耗能行业月度用电量连续 2 个月环比略有减少

1-9 月份，化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼、有色金属冶炼四大高耗能行业用电量合计 1.27 万亿千瓦时，同比增长 4.3%、增速比上年同期回落 0.8 个百分点，占全社会用电量的比重为 31.1%，对全社会用电量增长的贡献率为 34.5%。其中，化工行业用电量 3102 亿千瓦时，同比增长 5.2%，增速比上年同期提高 0.3 个百分点；建材行业用电量 2420 亿千瓦时，同比增长 7.3%，增速比上年同期提高 2.5 个百分点；黑色金属冶炼行业用电量 4122 亿千瓦时，同比增长 1.8%，增速比上年同期回落 3.8 个百分点，对全社会用电量增长的贡献率仅为 4.8%；有色金属冶炼行业 3085 亿千瓦时，同比增长 4.5%，增速比上年同期回落 0.5 个百分点。

9 月份，四大高耗能行业用电量合计 1443 亿千瓦时，同比增长 3.3%，增速比上年同期回落 4.8

个百分点，环比下降 3.3%。其中，化工行业用电量 366 亿千瓦时，同比增长 7.4%、增速比上年同期提高 3.1 个百分点，环比增长 2.6%；建材行业用电量 286 亿千瓦时，同比增长 4.4%、增速比上年同期回落 3.0 个百分点，环比下降 3.4%；钢铁冶炼行业用电量 457 亿千瓦时，同比增长 0.1%、增速比上年同期回落 14.8 个百分点，环比下降 4.6%；有色金属冶炼行业 334 亿千瓦时，同比增长 2.4%、增速比上年同期回落 1.4 个百分点，环比下降 7.3%。

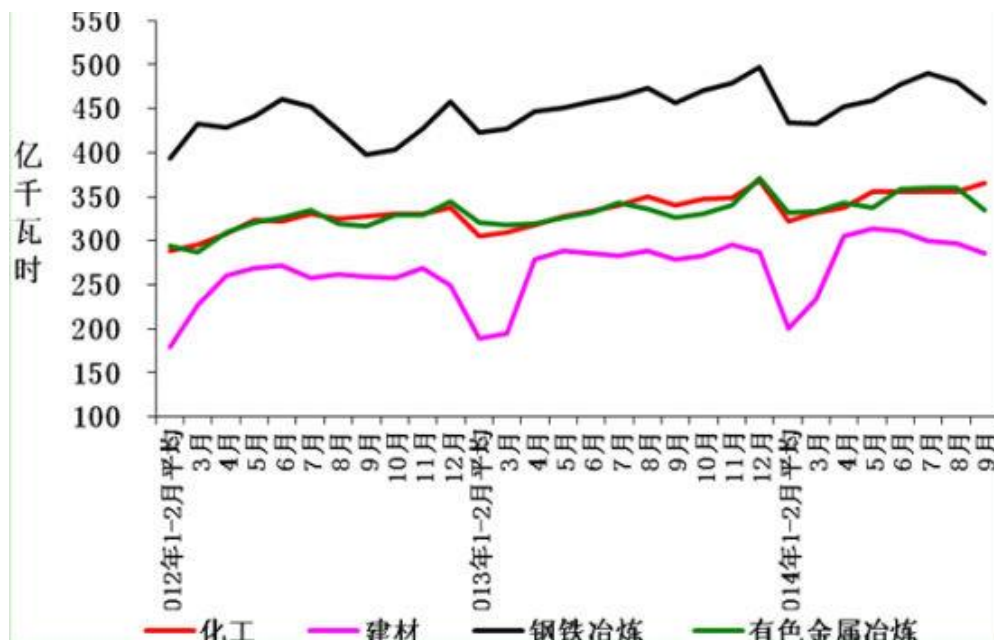


图 4: 2012 年以来分月重点行业用电量情况

四、水电发电量连续三个月高速增长，18 个省份火电发电量负增长

截至 9 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 12.66 亿千瓦，同比增长 8.7%。其中，水电 2.58 亿千瓦，火电 8.87 亿千瓦，核电 1778 万千瓦，并网风电 8482 万千瓦。

1-9 月份，全国规模以上电厂发电量 40755 亿千瓦时，同比增长 4.4%，增速比上年同期降低 2.4 个百分点。其中 9 月份发电量 4542 亿千瓦时，同比增长 4.1%。

1-9 月份，全国规模以上电厂水电发电量 7155 亿千瓦时，同比增长 20.8%，增速比上年同期提高 16.8 个百分点。其中，9 月份水电发电量 1144 亿千瓦时，水电发电量已经连续 3 个月超过 1100 亿千瓦时，同比增长 42.7%，增速分别比上年同期和上月提高 48.4 个和 5.5 个百分点；分省来看，在水电装机较多(超过 1000 万千瓦)的 7 个省份中，只有湖南(-7.5%)同比负增长，除青海增长 8.9%外，其它 5 个省增速均超过 30%，其中贵州增长 162.1%、湖北增长 73.0%，广西增长 58.1%，主要是上年同期基数较低(同比增速仅为-45.0%、-25.1%和-23.4%)。水电发电量最多的三个省分别为四川(284 亿千瓦时)、云南(227 亿千瓦时)和湖北(214 亿千瓦时)，其合计水电发电量占全国水电发电量的 63.4%，三省水电发电量增长对全国水电发电量增长的贡献率达到 71.9%。

1-9 月份，全国规模以上电厂火电发电量 31372 亿千瓦时，同比增长 0.7%，增速比上年同期降低 5.8 个百分点。其中，9 月份，火电发电量 3146 亿千瓦时，同比下降 5.5%，已经连续 3 个月负增长；分省来看，除西藏外，火电发电量增速超过 10%的省份有 4 个；全国共有 18 个省份火电发电量出现负增长，数量与上月持平，华东、华中分别仅有福建、湖南实现微增长，贵州、湖北和上海降幅接近或超过 40%。

1-9 月份，全国核电发电量 946 亿千瓦时，同比增长 17.7%；其中 9 月份核电发电量 129 亿千瓦时，同比增长 23.4%。

1-9 月份，全国 6000 千瓦及以上风电厂发电量 1082 亿千瓦时，同比增长 8.9%，增幅比上年同期降低 31.7 个百分点；在风电装机容量超过 500 万千瓦的省份中，内蒙古同比下降 4.3%，其风电发

电量占全区发电量的 9%。9 月份，全国风电发电量 98 亿千瓦时，同比下降 6.4%，环比增长 7.9%。

五、除水电外，其他类型设备平均利用小时大幅下降

1-9 月份，全国发电设备累计平均利用小时 3204 小时，同比下降 174 小时，降幅比 1-8 月份扩大 28 小时。



图 5: 2005 年以来历年 1-9 月份利用小时情况

分类型看，1-9 月份，全国水电设备平均利用小时 2723 小时，同比提高 84 小时；在水电装机容量超过 1000 万千瓦的 7 个省份中，青海、四川、云南水电设备利用小时同比下降，其中青海、四川和云南分别下降 341 小时、241 小时和 74 小时，贵州、广西、湖北和湖南水电利用小时同比分别提高 871 小时、563 小时、269 小时和 189 小时。

全国火电设备平均利用小时 3512 小时，同比下降 182 小时，降幅比 1-8 月份扩大 44 小时；宁夏和海南达到 4563 小时和 4321 小时，河北、陕西、天津、新疆超过 3900 小时；云南、湖南、吉林、四川火电设备利用小时低于 2800 小时，其中云南仅有 2039 小时；与上年同期相比，共有 20 个省份火电利用小时同比下降，其中，重庆、贵州和浙江下降幅度分别为 977 小时、921 小时和 787 小时。

全国核电设备平均利用小时 5506 小时，同比下降 290 小时。全国风电设备平均利用小时 1340 小时，同比下降 182 小时；分省来看，除江苏外，其他风电装机容量超过 200 万千瓦的 11 个省份设备利用小时均有所下降，其中新疆、山西分别下降 504 小时和 402 小时。



图 6: 1-9 月份风电装机较多省份风电设备利用小时

六、西南水电带动全国跨省区送电量快速增长

1-9 月份, 全国跨区送电完成 2090 亿千瓦时, 同比增长 14.4%。其中, 华北送华中(特高压)83 亿千瓦时, 同比增长 15.1%; 华北送华东 118 亿千瓦时, 同比下降 8.4%; 内蒙古送西北(宁夏、陕西)26 亿千瓦时, 同比增长 34.6%; 东北送华北 159 亿千瓦时, 同比增长 28.4%; 华中送华东 810 亿千瓦时, 同比增长 23.1%; 华中送南方 191 亿千瓦时, 同比下降 1.8%; 西北送华北和华中合计 397 亿千瓦时, 同比增长 20.8%。三峡电厂送出电量 765 亿千瓦时, 同比增长 12.8%。

1-9 月份, 全国各省送出电量合计 6511 亿千瓦时, 同比增长 12.6%。其中, 内蒙古送出电量 1094 亿千瓦时, 同比增长 3.0%; 四川送出电量 876 亿千瓦时, 同比增长 60.0%; 湖北送出电量 719 亿千瓦时, 同比增长 14.8%; 山西送出电量 635 亿千瓦时, 同比增长 5.6%; 云南送出电量 527 亿千瓦时, 同比增长 18.8%; 贵州送出电量 491 亿千瓦时, 同比增长 18.1%; 安徽送出电量 356 亿千瓦时, 同比增长 9.4%; 宁夏送出电量 264 亿千瓦时, 同比增长 0.5%。

9 月份, 全国跨区送电完成 320 亿千瓦时, 同比增长 22.8%。全国各省送出电量合计 905 亿千瓦时, 同比增长 22.7%。

七、全国基建新增规模同比略有减少

1-9 月份, 全国基建新增发电生产能力 5249 万千瓦, 比上年同期少投产 207 万千瓦; 其中, 水电 1565 万千瓦、火电 2580 万千瓦, 核电 329 万千瓦、并网风电 609 万千瓦、并网太阳能发电 166 万千瓦; 水电、并网风电和并网太阳能发电分别比上年同期少投产 302、38 和 155 万千瓦; 火电、核电分别比上年同期多投产 178 和 109 万千瓦。9 月份新投产重点电源项目只有浙能舟山六横电厂 1 台 100 万千瓦火电机组。

1-9 月份, 新投产电源项目主要集中在云南(838 万千瓦, 其中水电 769 万千瓦)、浙江(656 万千瓦, 其中火电 645 万千瓦)、四川(564 万千瓦, 其中水电 545 万千瓦)、甘肃(286 万千瓦, 其中火电 181 万千瓦)、江苏(269 万千瓦, 其中火电 221 万千瓦)、新疆(265 万千瓦, 其中火电 175 万千瓦)、安徽(262 万千瓦, 其中火电 227 万千瓦)、辽宁(228 万千瓦, 其中核电 112 万千瓦)、湖北(203 万千瓦, 其中火电 174 万千瓦) 1-9 月份, 电网建设新增 220 千伏及以上变电设备容量 18307 万千伏安、交流线路长度 25800 千米, 比上年同期多投产 3468 万千伏安和少投产 402 千米; 新增直流换流容量 3860 万千瓦、线路长度 2876 千米。

中国电力企业联合会 2014-10-29

用充电桩布局建立微电网

2 月, 松下与特斯拉宣布共同投资建立锂离子电池工厂, 以满足特斯拉年产 50 万辆电动汽车的产能需求。

松下与特斯拉曾在 2011 年签署协议, 计划 4 年内为特斯拉提供 6.4 亿块汽车用锂离子电池, 这一供货量后被增加至 18 亿块。

7 月 2 日, 韩国 LG 化学公司与南京市政府签署合作谅解备忘录, LG 宣布在南京建立锂电池生产厂。

而早在江森自控落户重庆之前便先在上海开启了锂电池实验室。

电动汽车电池成为与电动汽车同时崛起的产业, 能源这个逻辑逆流而上的便是充电桩, 背后还存在电网的布局。

电动汽车其实正在打开一扇能源使用方式改变的大门。

新能源汽车的瓶颈

即使是下着雨, 中国汽车工程研究院副总经理周舟依然再次确认了今天会议的流程。作为今年大热的纯电力能源汽车, 中国汽车工程研究院早已关注进来。

而今天英国工程技术学会将在这里举办的混合动力及电动汽车会议, 也是周舟所关注的。

这是个好的技术交流机会。大厅中中国汽车工程研究院研发的电动家轿、微车以及商用车，电动车的零部件等排列成一圈，虽然有些实验车，上面原厂的 LOGO 还没来得及摘掉，但这已经给出了周舟目前还算满意的布置。

其实周舟关注的问题，是现在众多电动汽车行业内人员普遍关注的。最新的技术到底是什么样了？具体电动汽车推广开来还要多久？

当天会议很成功，从世界电动车三贤之一的陈清泉院士，到英国交通研究所的官员；从北京四方继保自动化股份有限公司到兰卡斯特环境中心。几乎政商研各领域的专业人士都到齐了。

场内不断用英文与中文交错着讨论。但所有的问题都没有离开一个话题，电动车的爆发点还有多久。

无论是政策还是商业资本都已经关注进来，欠缺的东风到底在哪？

在力帆常务副总裁关锋金看来，其实就是两个问题，充电与价格。“老百姓不管你这车技术多好，电池多贵。消费者就只关心一个，我用着方便，价格适当，当然同样情况下有更便宜的我当然选更便宜的。”

同样的，使用方便也至关重要。

从特斯拉进行的城市推广，就能看出端倪。“我们都会给用户配备一个电桩，进行目的地充电。”特斯拉中国西区经理柯欣正在拓展重庆市场，而特斯拉的推广流程其实很简单，先建立一个超级充电站，辐射半径两百公里，然后入驻一家特斯拉服务中心。由于特斯拉倔强地使用直销方式，充电桩与超级充电站的铺设成为入驻一个城市的标志。

于是充电成为关锋金与柯欣同时遇到的问题，而这个瓶颈也制约着所有电动汽车的推广。换言之，电动汽车的普及就卡在了这里。关锋金无奈地说：“电动汽车可以成为出行的补足，超过 200KM 的就换乘其他交通工具了，这样就暂时不需要担心充电问题。”

所以不用考虑停车位，这个问题依然存在。

布局能源

实际上，电动车并不复杂，“电动汽车零件数量都要比传统汽车少得多，但是技术要求更高，对我们来说很多都是全新的东西。”关锋金经过几年的学习，对电动车有了更多了解。

他知道，电动汽车核心部件有电池、电机和电控器，其中前两个都和传统意义上的汽车没有什么关联，唯有控制器是传统汽车技术所不具备的。

在北美、欧洲及日本，很早就已经开发出了成熟的电动车技术，但是由于电池重量过大、缓慢充电和造价太高，一直没有在市场上推广，仅有的几次推广也由于各种原因最终放弃。充电再次成为一道坎。

2006 年，美国麻省理工实验室中，几个金属圈线在磁场作用下产生了可以充电的无线电波。随后斯坦福大学的一个研究小组开始研究无线充电的技术。这个最初在硅谷大热的技术，被国内一些网络科技公司传到国内，而随着电动汽车的地位提升，王立?I 也希望了解到更多的信息。

作为重庆海装风电的工程师，其实王立?I 从事的行业本来与汽车毫不相干，但电动汽车让他来了兴趣。一早就跑来看看电动汽车的电力系统如何运作。

而让他惊喜的是，英国交通研究所的官员 Denis 带来了他一直想了解的无线充电技术。

有无线充电设备，当然就解决了车主充电困难的问题。Denis 他们的机构其实已经有了成熟的实验结果，在英国，有一段路需要巴士每天运行 17 个小时，一周 7 天不停歇，每辆巴士每年的里程超过 56000 英里，预估一年搭载的乘客会到达 80 万的路段。而内燃机公交巴士其实很吃力，经常需要在中途需要加油。而就在这段路上运用了无线充电，只要在这个路段上跑，就可以长时间不需要用传统的手法充电。

关锋金听说这个技术其实很有想法，要想推广电动汽车，这个技术其实很实用，“只要政府愿意设置这些专用的通道，还怕电动汽车不普及？”这些讲求的便是布局与眼光了。“现在充电桩也在统一标准，用欧洲的德式标准，慢慢充电桩也会起来。”

其实深圳巴斯巴科技董事长林国军做的便是这种眼下的生意，“我就造充电桩，现在很多充电桩并不兼容，就跟以前手机充电器一样，一种插孔只能充一个牌子的车的电。那现在我把充电器统一一个接口出来，你用什么车我配什么线就可以了。而且我现在的充电桩可以同时充两台车子。”

成立于 2010 年的巴斯巴，历史并不久远，也就是中国第一次把电动车纳入国家战略时林国军看到的机会。虽然林国军目前没有销售到终端的渠道，但相继与比亚迪、长安、宝马、通用以及特斯拉合作后，给企业定制电桩成为了巴斯巴目前的稳定模式。

电网远虑

“你以为多造充电桩就可以普及电动车。这是不现实的。”王立?I 也道出了自己真正想要了解的工程问题，“一台车充电耗电量远远大于家用的各种电器，当电动车普及了，看看加油站现在情况，如果仅仅一个地区就有几百台车或者几千台车同时在充电，那对国家电网的冲击可不是闹着玩的。我们一个小风电站如果一次性输送电到电网都可能造成电网波峰波谷的浮动，会产生断电等后果。更何况这么多车？”

这个问题其实也是李云峰近几年都在思考的。

李云峰，国电通公司副总工程师。作为国电通电动汽车业务领域的带头人，对电动汽车普及后对国家电网的冲击研究了多年。包括用电信息采集、智能电网等都希望从中找到可以逐步解决的办法。

所以关锋金遇到电网报备问题，也是正常的困难。“在国家电网扩大供电之前，这个问题我们只能进行优化。有时候这个不是我们该担心的。”特斯拉超级充电站项目总监朱晓彤觉得应该这么理解，目前并不需要去为了这个问题担忧。

但李云峰相信，这个问题一定要未雨绸缪，“即使增加了电网的供电量，这些用量波动依然会造成电网的不稳定，一定会影响汽车充电的使用。”

这也是为什么力帆做的是换电站而不是充电站，但充电桩依然要安装。错峰是比较主流的方式，“其实现在晚上发电厂发的电都是浪费掉的，因为有发电之后电能没法储存，所以其实电动车在这一点上是有利于电网发展的。”

错峰在晚上电器使用少时充电当然是个有效率的方式，但问题依然存在，如果电动汽车普及，按现在汽车的保有量，同时都在晚上充电，那依然可怕。

“微电网这个概念，我可以解释一下。现在用电主要是基于大电网，而一个区域，比如写字楼有些有自己的发电设备，这就形成微电网。其实这时候电动汽车不再是汽车了，它是一个个的储能设备，将电动汽车融入形成一个微电网会是一个很好的方式。”布局微电网便是李云峰给出的又一个解答。

创新价值

“除了重庆特斯拉超级充电站，另外两座城市的超级充电同时开启。”10 月 24 日朱晓彤宣布特斯拉的超级充电站数量已经达到 24 个，目的地充电桩也覆盖了 61 个城市达 400 多个。

有人惊呼，特斯拉不是在做电动车而是在铺设自己的充电网络。虽然特斯拉并没有说有这样的打算，但目前开放专利的姿态让人怀疑他的野心。这其实就达到了李云峰说的境界：“这个时候电动汽车不再是汽车了。”

布局电网成为创新的价值。

“现在有个很热的技术叫 V2G，就是电动车到电网，电能的传导，之前是从电网到汽车，现在要实现汽车到电网。当然也可以是微电网。”李云峰相信这是个存在更多可能性的解决方式。

建立起微电网，汽车变为储能设备，可以通过后台数据计算，调配环节电网波动。而电动汽车也有了其他作用的属性。

“其实这就像苹果的 iPhone，有时候它脱离了电话属性，成为了更多可能性的存在。”王立?I 这么理解。在他的专业领域里，电动汽车将可能成为一种新的应用工具。“但现在看并没有人来做这个技术，毕竟电池充放电会有一定寿命，使用成本上可能需要考虑了。”

林国军并未听到李云峰的演讲，但他的充电桩却也是铺设自己电网的路径。

最近他决定打入重庆市场，而在这之前，7月1日，深创投斥资163万美元投资了深圳巴斯巴科技发展有限公司。巴斯巴被广泛运用于电动汽车、风能、太阳能、智能电网等新能源产业的路子已经被不断创新的这群人发掘着。（记者 石青川摄影 李文彬）

重庆时报 2014-10-29

北京环保奖励办法公布 电力环保工程将获财政支持

近日，北京市正式对外公布了《大气污染防治技术改造项目奖励资金管理办法》（简称“《管理办法》”）。该《管理办法》明确了由排污单位以大气污染治理为目标实施的技术改造，污染物技改对象主要为氮氧化物、二氧化硫、烟粉尘及其他有毒污染物等固定污染源的，北京市财政部门将分担一部分高昂的技改费用。该《管理办法》是《大气污染防治行动计划》及《北京市2013~2017年清洁空气行动计划》的重要配套措施。

据悉，《管理办法》的资金支持范围重点为贯彻落实《北京市2013~2017年清洁空气行动计划》的项目，优先支持北京市鼓励发展的战略性新兴产业的环保技改项目。其中，涉及电力企业的主要有两个领域，一是氮氧化物治理领域，即，实施低氮燃烧技术改造、烟气脱硝工程等氮氧化物污染治理环保技改项目；二是二氧化硫、烟粉尘及其他有毒污染物治理领域，即企业实施脱硫、除尘及控制有毒污染物排放等环保技改项目。

根据《管理办法》中的具体规定，本次财政补贴的资金额度将以单项技改投资达3000万元为分界线，单个项目总投资3000万元以下由市级排污费专项资金、市级节能减排及环境保护专项资金安排以奖代补资金。同时，对照污染物排放标准，根据环保技改项目环保效益不同，实行差别化的以奖代补资金支持比例：采用先进的污染防治技术，改造后治理对象（污染物）排放浓度低于现行环保标准限值的50%（含），且污染物去除效率大于20%的，按项目总投资的30%给予资金奖励；采用成熟可行的污染防治技术，改造后治理对象（污染物）排放浓度低于现行环保标准限值的90%但高于50%，且污染物去除效率大于20%的，按项目总投资的25%给予资金奖励；改造后治理对象（污染物）排放浓度仍高于现行环保标准限值的90%（含）的，或污染物去除效率低于20%（含）的，不给予资金支持。单个项目总投资3000万元以上（含）的，纳入清洁生产中高费项目管理，由北京市政府固定资产投资给予补助，补助标准不超过项目总投资的30%，单个项目支持资金最高不超过2000万元。

对于资金拨付渠道，《管理办法》也有明确的要求：对于申请环保技改以奖代补资金的项目，北京市财政局根据确定支持的项目清单和金额，将项目以奖代补资金预算下达至北京市环保局。北京市环保局根据项目进度预拨70%资金至项目实施单位，剩余30%资金在项目验收通过后拨付。

未达标企业开展环保技改项目，符合以奖代补条件的，待验收通过后按照补助标准一次性拨付以奖代补资金；对于申请市政府固定资产投资补助资金的项目，北京市发展改革委审定后根据项目进度预拨70%，剩余30%资金在项目验收通过后拨付。

中电新闻网 2014-10-30

求解中国式页岩气革命路径：“以大代小”实行三步走

中国能否“复制”美国页岩气革命？时至今日，业内对此依然持有争议。

虽然官方已将2020年页岩气产量目标下调了一半，但这似乎未能消褪“两桶油”的开发热情。有消息称，中石油砸下重金，计划投入130亿元与中石化开展“页岩气竞赛”，豪言明年的目标产量要飙升10倍以上，达到26亿立方米。

“两桶油”快马加鞭，你追我赶，但民企则望而却步，几年前第一轮招标时的热情早已冷却。这一冷一热之间，道出了我国页岩气开发的尴尬与无奈，中国如何才能实现页岩气开发的大突破？

在近期召开的某页岩气论坛上，业内诸多专家对此问题开出了很多非常有价值的“药方”，华夏能源网研究员吴可仲对专家观点做了梳理，呈现如下：

涪陵焦石坝是特例？

目前，地处渝中的涪陵是国内页岩气开发仅有的一张“名片”。据中石化江汉石油工程有限公司测录井公司技术科主任石元会介绍，涪陵焦石坝已经初步架起了西部“页岩气走廊”，产建配套 60 口井，集气干线 50 公里，日输送能力达 600 万方，开采气体实现了 100%商业化销售。

然而，尽管涪陵页岩气开发风生水起，但其他区块的勘探开发工作却迟迟没有取得突破进展。

中国华电工程（集团）有限公司油气开发分公司总工程师杨堃向华夏能源网研究员吴可仲透露，第一轮页岩气招标中，中标的企业区块分别完钻一口直井（牛蹄塘）和一口水平井（龙马溪），均没有实现突破，主要原因是保存条件差。第二轮中标企业中，基本完成了二维地震勘探和区块评价，少数企业第一口探井进行压裂试气，或进行钻探，没有压裂，多数企业正在部署钻井，还有少数企业在观望。“总之，国土资源部前两轮招标区块目前还没有一个实现工业气流的突破！”杨堃表示。

涪陵页岩气长期一枝独秀，业内有声音认为这可能是我国页岩气开发的一个特例。但国土资源部油气资源战略研究中心研究员李玉喜则不以为然，“我认为焦石坝不是特例，焦石坝地区是龙马溪组的一部分，现在有一种说法，认为焦石坝是特例，独一无二，再也找不到第二个焦石坝，我认为还能找到，川南地区应该有”，李玉喜表示，随着其他区块勘探开发的深入，不排除找到下一个焦石坝的可能性。

走“以大带小”商业模式

目前，页岩气矿权过于集中在少数石油企业手中，而这些企业的主要精力放在常规油气，累计投入有限。虽然中石化在页岩气开发方面投入相对活跃，但也仅仅局限于四川盆地及周缘地区。

杨堃认为，非油企业中标页岩气区块后，由于缺乏技术平台支撑，勘探思路不是很清晰，所以投入谨慎，这也是页岩气勘探开发工作为何迟迟难以打开局面的原因之一。

“传统的中石油、中石化这些央企可以和社会资本、地方资本进行合资来开发页岩气，把央企的技术实力和民营资本结合起来”，中石油政策研究室发展战略处处长唐延川告诉华夏能源网研究员吴可仲说：页岩气开发要解放思想，创新发展模式，可以走“以大带小”的商业模式。

唐延川认为，大公司和小公司的作用不尽相同，“我们国家的大公司和小公司与美国不太一样，美国的小公司也是长期从事油气勘探开发的公司，具有相当的技术在手里，所以美国开发页岩气刚开始是靠小公司，小公司资金链断了，就可以卖给大公司来继续开发”。

与之相反，我们国家勘探开发的技术都集中在大公司手里，小公司刚介入。在唐延川看来，第二轮招标进入的公司规模都比较小，也没有技术，但是具有比较灵活的资金优势，积极性很高，所以应该和一些大公司合作，形成局部地区的公司。“同时，混合所有制改革为大、小公司合作创造了条件”，唐延川说道。

开发实行“三步走”

在业内看来，目前我国页岩气开发依然存在诸多难题。中国地质调查局油气资源调查中心页岩气室主任包书景直言，页岩气具有高投入、高成本、高风险、投资回收慢等特点，在页岩气的风险勘查阶段会面临更多的地质和技术难题。

“页岩气空白区支离破碎，多数位于盆地外部，勘探难度大”，杨堃认为，空白区资料是空白的，这增加了投标的投资风险，而国家在页岩气矿权出让前缺乏页岩气勘探的风险意识和技术辅导。这给后续的勘探开发工作增加了不少难度。

对此，唐延川表示，国家应该多投入勘探资源费用，把资源找准确，让进入的企业少担一些风险，这样才能激发大家开发页岩气的热情。“我国页岩气发展前景看好，但是不能急于求成”，唐延川认为，页岩气开发应该实行“三步走”。

“第一步是要重点摸清掌握资源，形成完善的配套技术、完善技术设施”，唐延川强调，要完善政策体系，培养消费市场和矿权市场，加快页岩气产业化示范区建设，形成全产业链经济技术标准体系，稳扎稳打的推进页岩气产业化发展。

其次是普遍运用水平井，全面推广工厂化作业模式。再者，就是拓展勘探领域，大幅提升关键技术水平，降低开发成本，提高页岩气的规模产量和商业效益。

“任何一个产业，它的生产开发成本是最关键的，如果成本降不下来，肯定是没有生命力的”，唐延川强调，“要千方百计的降低成本，提升页岩气开采的经济性，这是最关键的事情，说一千道一万，你没有经济效益，那肯定是不可行的，那这个行业肯定会夭折。”

华夏能源网 2014-10-30

涪陵页岩气田累计产量突破 10 亿立方米

10月29日，记者从江汉油田涪陵页岩气公司获悉：自2013年1月9日焦页1HF井正式投产以来，涪陵页岩气田累计生产页岩气突破10亿立方米，充分展示了良好的资源储量和开发前景。目前，涪陵页岩气主要供应重庆地区工业和民用气市场，已基本实现全产全销。

近年，国家高度重视页岩气勘探开发，明确将页岩气勘探开发确定为战略性新兴产业，规划2015年全国实现页岩气产量65亿立方米。中国石化围绕建设世界一流能源化工公司的发展目标，提出“页岩气勘探开发要走在前列”。2012年11月28日，在重庆涪陵焦石坝钻探的焦页1HF井，放喷测试获得20.3万立方米/天的高产工业气流，实现国内页岩气勘探开发重大突破。

为加快涪陵页岩气田建设步伐，江汉油田分公司根据集团公司部署，以“建成示范、走在前列”为追求，以“为中华民族争气、为中国石化争先、为江汉油田争效”为使命，以理论创新、管理创新、技术创新为途径，突出从严管理，强化问题导向，提升开发质量，高水平、高速度、高质量、高效益地推进涪陵国家级页岩气示范区建设，创造了一系列令人瞩目的页岩气开发成果和业绩。

2013年9月，国家能源局批复设立涪陵国家级页岩气示范区。2014年3月，集团公司宣布，涪陵页岩气田提前进入商业开发，2015年将建成产能50亿立方米。2014年7月，国土资源部评审认定，涪陵页岩气田储层厚度大、丰度高、分布稳定、埋深适中，是典型的优质海相页岩气田，新增探明地质储量1067.5亿立方米。《人民日报》头版头条、中央电视台《新闻联播》两次报道了涪陵页岩气勘探开发情况。

在涪陵页岩气田开发中，江汉油田坚持“一家人、一盘棋、一条心、一股劲”，大力推行油公司模式、市场化运作、项目化管理、专业化服务、标准化建设、规范化推进，建立了规范、有序、开放的石油工程技术服务市场，初步形成了标准化设计、标准化施工、标准化采购、信息化管理规范。

针对涪陵气田地层复杂、易井漏、水平段长、页岩易垮等诸多开发难题，他们以国家重大专项为依托，敢为人先，从零起步，展开攻关，初步形成3500米以浅页岩气开发水平段钻井、压裂技术系列，自主研发了3000型压裂车、桥塞等国产化装备，实现页岩气开发技术和装备全部国产化；积极探索页岩气开采规律，已试气井均获得较高产能，焦页1HF井6万立方米/天已持续生产659天，焦页6-2HF井投产一年已累计产气1.15亿立方米，成为国内首口产量破亿的页岩气井；坚持资源开发与生态保护并重，在保护水源、降低污染、集约用地、减少噪声等方面下功夫，努力建设绿色气田、生态工程，构建了大气田与大巴山的大和谐，走出了一条绿色低碳开发之路。

中国石化新闻网 2014-10-30

大唐煤制气项目到底示范了什么

作为国内第一个大型煤制天然气示范项目，大唐克旗煤制天然气项目承担着为后续上马的煤制气项目探路的使命，自开工以来，一直受到行业和社会各界的关注。作为年产40亿立方米煤制天然气的国家级示范项目，克旗煤制天然气项目到底示范了什么？

日前，本报记者跟随“走进煤化工”采访团，来到位于内蒙古浑善达克沙地腹地，大唐克旗煤制气示范项目现场，实地考察项目的运行情况，力求了解一个真实的煤制气示范工程。

盈利目标能够实现

“克旗取得了以褐煤为原料生产天然气的核心技术，褐煤能量转化率达55.6%，更具有在全国推广的示范效应。”克旗煤制气公司党委书记刘利向记者介绍，克旗项目是国内首个以劣质煤褐煤为原料生产天然气的项目，自2012年项目装置打通全部工艺流程，产出合格的天然气，打破了国外对煤制天然气核心技术的封锁。“煤制气的工艺路径从技术上是完全可行的，国家选择发展煤制天

然气的方向是正确的。”刘利说。

据了解，该项目一期一系列 13.3 亿立方米/年工程已于 2013 年 12 月正式投产，已累计为首都北京生产了 3.3 亿立方米合格的煤制天然气产品。二期二系列工程已完成 95% 的工作量，不久即可试车，二期三系列工程前期基础设施已经完备。二期工程全部完工后，即可形成 40 亿立方米天然气的产能。作为首都北京的第二大气源保障地，未来克旗煤制气可占到北京天然气市场的 1/3 强，从根本上缓解北京的气源供应紧张局面。

与此同时，煤制天然气项目达产后，碎煤气化每年还可副产焦油 2 号 16.2 万吨、焦油 1 号 20 万吨、硫酸铵 48 万吨、混合苯 5.76 万吨、硫磺 16.5 万吨、粗酚 6.2 万吨。

克旗煤制气公司副总经理吴彪表示，煤制气较进口天然气、LNG 等产品均具有价格上的优势。有关方面做过测算，如果全系列项目全部达产，项目年可实现利润 35 亿元。吴彪认为，项目建成后将成为北京的第二大气源，市场应该没问题，生产多少，成交多少，况且，大唐有自己的煤矿，储量达 70 亿吨，可保障项目的正常生产需求，建设的大石门水库，库存达到 1.9 亿立方米，再加上近年来取得的煤化工核心技术，最终这个盈利目标能够实现。

示范：为行业内推广奠定基础

那么，克旗煤制气作为国家级示范项目，到底要示范哪些内容？针对设备及工艺的选择、设备国产化及煤化工项目环保性等问题，吴彪结合克旗煤制气项目“八个示范”进行了回答。

第一示范以褐煤为原料的煤制天然气技术的可行性、可靠性，能否实现装置的安全、稳定、长周期、满负荷运行，能否稳定供应天然气。

第二示范以褐煤为原料的煤制天然气装置的各种能耗、物耗的指标，示范装置运行的经济性及盈利水平。

第三示范以褐煤为原料的碎煤加压气化炉运行的安全性、可靠性和稳定性。

第四示范以褐煤为原料的操作压力为 4.0MPa 的气化炉运行的安全性和可靠性。

第五示范以褐煤为原料所产生的气体，其酸、碱等腐蚀性物质对系统、管线设备等有何种影响，如何检查、发现、避免问题并采取应对措施。

第六示范以褐煤为原料生产的净化气中有机硫成分对甲烷化催化剂寿命的影响。

第七示范以褐煤为原料的污水处理系统能否达到零排放。

第八示范以褐煤为原料的煤制天然气装置的环境保护能否达标。

吴彪以加压气化炉提压运行技术为例向记者介绍，“作为国内首套碎煤加压气化炉，我们从装置选型到操作压力选定进行了充分比较和论证，将气化炉由常规压力 3.0MPa 提升至 4.0MPa，并通过对气化炉煤锁充泄压系统改造、气化用煤粒度调整及冷火炬系统改造，确保了所产粗煤气品质，负荷最高可达到 120%，同时缩短了开车时间。这些都为该炉型在行业内的推广奠定了基础。”

技术：出现什么问题就解决什么问题

目前，社会上关心的煤化工企业环保问题，那么克旗项目是怎样处理的？

“我们当初选择这个地方建项目，综合考虑了煤炭、水资源等各种因素，但首要因素是考虑环保，是为了离克什克腾这个国家地质公园保护区尽可能地远一些。”刘利向记者介绍说。

大唐能源化工公司安全环保总监郝军坦诚地认为，碎煤加压气化技术废水量大、化学成分复杂，其处理依然为国内外同行业中一个技术难题，此前并无相关成熟技术。

郝军向记者介绍说，现在社会各界较关注的废水零排放问题，大唐克旗已经使用碎煤加压气化废水处理与回用技术，解决了制约煤制气发展的环保瓶颈问题。

郝军介绍说，有机污水处理工程为国家 863 重点课题，主要研究“活性焦吸附与生化处理”相结合的新型废水处理技术，采用“A/O+活性焦吸附生化”工艺。目前单套装置已调试合格达到设计要求，单套装置处理水量 280m³/h 左右，出水质量合格，初步验证了该套工艺的可靠性，确保煤制气项目的废水处理达到环保要求。

“克旗项目没有排水口，也没有退路，只能实现零排放。一是通过废水处理技术，对生产过程

中的废水进行处理后循环回用；二是在系统故障等极端情况下产生的废水排入蒸发塘缓存，然后再回抽处理以循环使用。如果项目正常运行，完全可以实现废水的零排放。”郝军说。

“既然是示范项目，就是为这个产业探路，问题不可避免，更不可能从一开始就完美，需要社会各方面的理解和支持。”刘利坦言，克旗煤制气项目毕竟还处于建设和试生产阶段，肯定还会暴露出一系列新的问题，但可以肯定的是，这个项目已经被证明不会出现颠覆性问题，剩下的就是出现什么问题就解决什么问题，直到这个项目实现安、稳、长、满、优。

编后：一项技术在示范阶段，出现一些问题是不可避免的，应该说，从发现问题到解决问题，也是一种示范，需要各方的理解和支持。

煤化工项目作为庞大复杂的系统工程，需从国家层面实施煤化工科技战略，为这一新兴产业铺路搭桥。在近来的采访中，业内专家学者也呼吁，国家应对现代煤化工示范项目给予政策性扶持，比如税收优惠等，帮助示范项目度过困难期，实现可持续发展，为这个产业开路。

中国能源报 2014-10-30

2014 年前三季度全国 6000 千瓦以上电厂平均利用下降 174 小时

根据中电联统计月报统计，2014 年前三季度，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时为 3204 小时，同比下降 174 小时。

截至 9 月末，全国 6000 千瓦及以上电厂水电装机容量 2.58 亿千瓦，前三季度水电设备平均利用小时 2723 小时，比上年同期增加 84 小时。超过一半省份的水电设备平均利用小时同比下降，在水电装机容量超过 500 万千瓦的 12 个省份中，6 个省份水电设备利用小时同比下降，其中四川、青海、甘肃下降超过 200 小时，贵州、广西和重庆同比分别增加 871 小时、563 小时和 558 小时。

截至 9 月末，全国 6000 千瓦及以上电厂火电装机容量 8.87 亿千瓦，前三季度火电设备平均利用小时 3512 小时，比上年同期下降 182 小时。其中，宁夏、海南火电设备平均利用小时分别达到 4563 小时和 4321 小时，河北、陕西、天津和新疆超过 3900 小时；云南、湖南、吉林和四川火电设备利用小时低于 2800 小时，其中云南仅有 2039 小时。与上年同期相比，共有 21 个省份火电利用小时同比下降，其中，重庆、贵州和浙江下降幅度分别为 977 小时、921 小时和 787 小时。

截至 9 月末，全国核电装机容量 1778 万千瓦，设备平均利用小时 5506 小时，比上年同期下降 290 小时。

截至 9 月末，全国并网风电装机容量 8482 万千瓦，发电量 1082 亿千瓦时，风电设备平均利用小时 1340 小时，比上年同期下降 182 小时。分省来看，广东、天津、云南和福建风电平均利用小时分别达到 1806 小时、1694 小时、1686 小时和 1619 小时。在风电装机容量超过 200 万千瓦的 12 个省份中，内蒙古、新疆、宁夏、江苏和云南风电设备平均利用小时超过全国平均水平；吉林、黑龙江和辽宁风电平均利用小时分别仅有 1066 小时、1155 小时和 1174 小时，同比分别下降 166 小时、247 小时和 237 小时。

国家能源局网站 2014-10-30

我国可再生能源发电装机容量破 4 亿千瓦

10 月 30 日电国家能源局 30 日发布数据，截至 9 月底，全国可再生能源发电累计装机容量突破 4 亿千瓦。

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

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

丹麦进口垃圾焚烧以提供能源

据外媒报道，一般情况下，垃圾就是垃圾，没有人会喜欢，而且一直以来如何有效处理废物都令英国市政当局头疼。现在，丹麦当局提供了一个解决问题办法：进口英国垃圾并焚烧，以此提供能源。

丹麦的媒体报道说，该国的垃圾焚化炉现在焚烧大量从英国进口的垃圾，为丹麦民居提供暖气。按照有关数据，这种做法日渐受欢迎。

丹麦环保机构所提供的数据显示，在 2013 年，丹麦一共从英国进口了大约 20 万吨垃圾。

报道说，进口的垃圾以无毒物品为主，包括来自建筑工地的材料，例如：木材、纸板和塑料，来源地包括英国曼彻斯特等。负责官员说从焚烧垃圾所产生的能源的价格比较燃气保暖的价格为低。

丹麦的官员说，英国方面对此感到兴趣是因为英国缺乏焚化炉，而且，使用垃圾掩埋区需要付出高昂的税款，因此，总体而言，焚烧垃圾让英国方面节省开支，而丹麦就可以获得廉价能源，互惠互利。

此前报道曾经显示，丹麦为英国和欧洲其他地方焚烧垃圾的做法可以为 95 万个家庭提供暖气，并为 26 万个家庭提供电力。

中国新闻网 2014-10-31

煤制天然气市场态度呈两极分化

自去年以来，国内煤制天然气项目备受追捧。不完全统计，国内在建或规划的煤制气项目 50 余个，总产能超过 2200 亿立方米/年。对煤制天然气的热衷，实际上是对稀缺天然气资源的渴望。

目前，国家对于煤化工产业政策相对谨慎——不能停止发展、不宜过热发展、禁止违背规律无序建设。在能源行业内，对煤制天然气的态度也呈现两极分化。

支持者认为，发展煤制天然气是大气污染治理的需求，也是煤炭清洁利用的主要途径。近期，中国煤炭工业协会等机构建议推动将煤炭从燃料向原料转变。国家能源委、中央财经领导小组会议也提出，促进煤炭集中高效利用代替粗放使用，保护大气环境。

反对者从水资源、环境的压力层面出发，对煤制天然气投反对票。其认为，我国大部分富煤地区水资源缺乏、生态环境脆弱，煤制油气对资源环境条件要求高，应定位于国内油气供应的重要补充。

一、煤制天然气政策基调：从严管理

今年初，国家能源局提初定“十三五”末煤制气产量 500 亿立方米/年的目标，占天然气总量 1/8。目前，国内投产天然气产量不过数十亿立方米，500 亿立方米的规模为投资企业和煤炭资源地提供庞大的预期。

但从国家政策看，煤制油气的审批仍然从严管理。年产超过 20 亿立方米的煤制天然气项目和年产超过 100 万吨的煤制油项目报国务院投资主管部门核准。禁止建设年产 20 亿立方米及以下规模的煤制天然气项目和年产 100 万吨及以下规模的煤制油项目。

从过去五年行业发展和政策沿革看，煤化工产业经历产能扩张——严控项目审批——重点项目示范——国家有限度放开三个阶段。

2009 年至 2011 年，国务院、国家发改委连续下发多份文件，以规范煤化工产业发展。地方政府不得擅自核准或备案煤制天然气项目，不安排新煤化工示范项目，煤化工项目进入阶段性冰封期。

2013 年之后，国内煤化工的发展基于大气污染治理需要，并释放出为煤化工松绑的信号。2013 年 9 月下发的《大气污染防治行动计划》提出，在满足最严格的环保要求和保障水资源供应的前提下，加快煤制天然气产业化和规模化步伐。同期，内蒙、新疆境内多个煤制天然气项目拿到开展前期工作的路条。

2014 年以来，为落实大气污染防治工作，增加天然气供应量，国务院常务会议、国家能源局专

题会议、相关专家咨询会先后研究煤制油气产业的发展问题。从政策导向看，从严管理是煤化工的基调。

2014年7月17日，国家能源局下发《关于规范煤制油、煤制天然气产业科学有序发展的通知》，要求“坚持量水而行、坚持清洁高效转化、坚持示范先行、坚持科学合理布局、坚持自主创新”的原则，申报的示范项目必须符合产业政策相关规定，能源转化效率、能耗、水耗、二氧化碳排放和污染物排放等指标必须达到准入值。

二、煤制气上马背后：资源省转型冲动和经济效益刺激

国家严控煤化工的政策导向挡不住资源省份的投资热情。尤其是在煤炭产能过剩、煤价大幅下滑的背景下，煤炭产地资源转型的诉求强烈，煤化工是延长煤炭产业链、增加附加值的集体选择。

加之，国家控制能源消费总量，严控京津冀、长三角、珠三角地区煤炭消费，新增能源需求原则上由西部地区调入。在这样的政策下，给西部资源省份提供增加电力、油气等二次能源输出的机会。山西、内蒙等资源大省也在调整能源输出结构，减少原煤输出，以适应雾霾治理新需求。

根据以往项目投资经验，一个40亿立方米煤制气项目投资额在250亿元左右。粗略计算，国内已经拿到“路条”或者计划建设的煤制天然气项目（2200亿立方米产能）可以拉动投资55万亿元的投资。对于资源省而言，可以短暂获取“雾霾经济”的红利。

以内蒙古为例，除示范项目外，内蒙古已有四个煤制天然气项目拿到“路条”，合计煤制气产能280亿立方米。其中包括，新蒙能源鄂尔多斯80亿立方米煤制天然气项目，准格尔旗3×40亿立方米煤制天然气项目，内蒙古华星新能源40亿立方米煤制天然气项目，内蒙古兴安盟40亿立方米褐煤制天然气。根据上述项目投资计划，将有1549亿元投资在内蒙古落地。

从企业投资层面看，低煤价、不断提高的天然气价格也为煤制天然气带来利润空间。根据相关机构测算，按内部收益率按10%考虑，当煤价在100-300元/吨区间内，对应煤制天然气价格1.57-2.22元/立方米之间。粗略计算，煤价每提高50元/吨，煤制气价格相应提高0.2元/立方米。

这样的价格与进口气、国产管道气和进口LNG相比有一定的价格优势，如果煤制气项目可以稳定生产，投资企业的利润相对可观。以大唐克旗煤制气项目为例，有关方测算显示，如果项目全部达产，在正常生产的条件下，包括煤制气主营产品、生产过程中的副产品在内，项目年可实现利润35亿元。

三、煤制气成败：煤气化技术与环境约束

受煤气化技术、管输、环境等因素影响，国内煤制天然气示范项目出现延期投产、投资规模增加、能耗强度高于预期等问题。

煤气化技术是煤化工的龙头，事关项目成败，必须根据煤种和下游产品选择煤气化技术路线。投资企业需要根据当地煤种特点选择煤气化技术，才能保证项目“安稳长满优”运行。如果项目所在地煤种不适合气化，项目上马的风险将加大。

高耗水、高排放是煤制天然气的特点，水资源约束和环境约束不能回避。从环境影响看，“量水而行”是煤制气的基本要求，从此前一些示范项目运行情况看，每千立方米天然气所需新鲜水消耗在7吨左右，一个40亿立方米/年的项目每年耗水在2800万吨。而煤炭资源丰富地区水资源相对短缺，国家能源局强调“严禁挤占生活用水、农业用水和生态用水，以及利用地下水发展煤制油（气）”。

从二氧化碳排放看，以采用鲁奇碎煤加压机化工艺、年产能40亿立方米煤制天然气项目为例，每年消耗煤炭约2000万吨，排放CO₂约1700万吨。在煤制天然气项目开展过程中，必须重视二氧化碳的捕获和收集，否则可能带来资源输入地碳排放减少，而资源输出地排放大量增加的状况，不利于减排。（21世纪宏观研究院研究员 王秀强）

21世纪经济报道 2014-10-31

全国可再生能源发电累计装机容量突破4亿千瓦

国家能源局30日发布数据，截至9月底，全国可再生能源发电累计装机容量突破4亿千瓦。

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

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

中国政府网 2014-10-31

生物质能、环保工程

河北将在农村推广新型生物质清洁采暖炉

利用天津大学国内唯一的燃烧模拟测试软件系统，河北冀州一家企业研制出氮氧化物排放量仅为国标10%的新型生物质炉具。河北省炉具协会已确定，将面向全省农村推广这种高效、清洁的采暖炉。

这款炉具采用了高温贫氧气化、富氧洁净燃烧技术，改变了国内传统采暖炉热效率偏低、一氧化碳及氮氧化物排放偏高等难题。记者了解到，将国际领先的高温空气燃烧技术与高校燃烧专利技术，结合应用于民用采暖炉，这在我国尚属首例。

9月25日至10月5日全国一周秸秆焚烧火点卫星遥感监测显示，河北省南部存在多个疑似起火点。秋收后，农村地区大量秸秆点燃污染空气，成为引发雾霾的重要原因。玉米、小麦、棉花秸秆等多种农产品废弃物可在压缩成生物质燃料后投入炉具，是一条减少污染的有效路径。

经河北省农业厅能源检测站检测，该产品各项指标超国家标准要求，与同类产品相比一氧化碳排放减少58%，氮氧化物减少65%，颗粒物减少55%，炉灰减少70%以上，碳及氮氧化物排放低于国家排放标准近10倍。

中国石油大学副教授陈少华全程参与了炉具研发与制造。他说：“农村大气污染治理在逐步加强，高效气化采暖炉具有洁净燃烧、低排放等优势，进行推广、带动农村全民参与，将有效缓解因为废弃秸秆利用和采暖引发的雾霾问题。”（杨帆）

新华网 2014-10-20

你敢坐地沟油动力飞机吗？

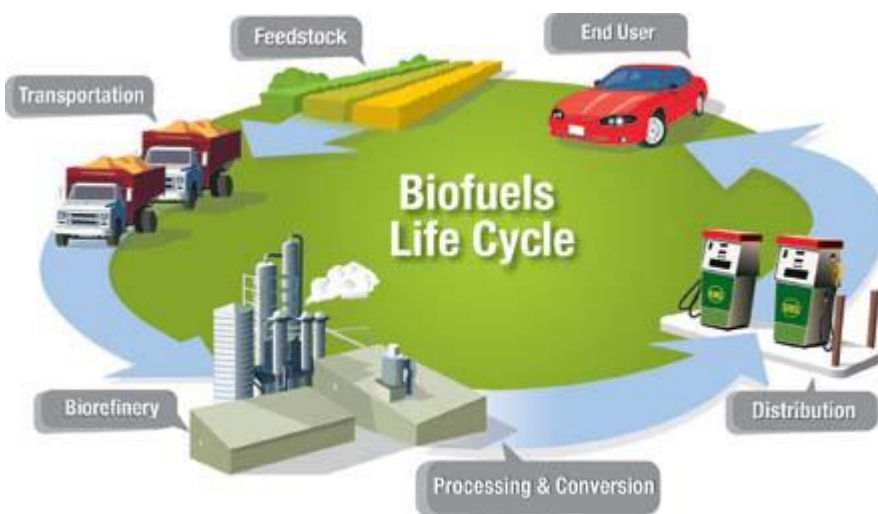
【推荐作者，刘疏桐，环境与能源管理硕士，国际环保及碳减排认证 ISCC 技术委员会成员，曾就职于世界第一家商业化生物航空燃料供应商 SkyNRG，目前在欧洲最大的生物燃料贸易批发商之一，做商务开发工作】 【推荐理由：臭名昭著的“地沟油”居然能带人飞跃千山万水？这是最近大家都在关注的一条消息。但到底什么是“地沟油”？通过什么技术手段把地沟油变废为宝？西方居然也有非法“地沟油”么？作者从发展历程和技术路径等多个角度为我们解答了以上问题。】近日，波音公司与中国商用飞机有限责任公司合作试产“地沟油”航空燃料，这个消息可能让大家对“地沟油”上天又有了兴趣。其实，世界上很多家航空公司也已经试飞过生物航空燃料了。“地沟油变燃油”这个话题曾经在2012年就爆发过，曾有传闻称荷兰航空准备在国内采购2000吨地沟油作为航油原料，但随后被相关公司出面否认。

“地沟油”变燃油并非不可能：地沟油改良后的燃油其实是一种以“地沟油”为原料制备的生物燃料，目前已经进入商业化运作阶段。想知道“地沟油”如何变废为宝，让我们先了解一下“生物航空燃料”。



什么是生物航空燃料？

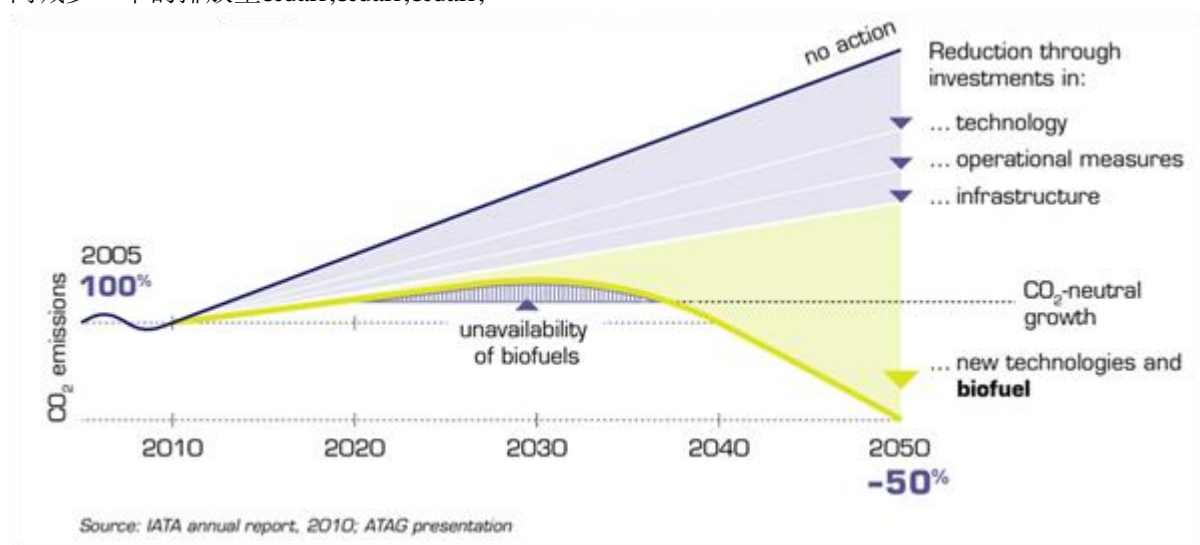
生物航空燃料（Aviation Biofuel 或 Biojet fuel）是生物能源之一。生物能源是我们运用最广泛的可再生能源，也是可再生能源开发利用的重要方向。现代生物能源主要分为三类：生物质（Biomass）直接燃烧，生物气（Biogas）和液体生物燃料(Liquid Biofuel)。目前应用最广泛使用的生物燃料包括生物柴油（Biodiesel）和燃料乙醇（Bioethanol），而用于航空飞行的生物航空燃料是这个行业里面最新的细分发展。



飞机选用生物燃料：为了环境，也为了省钱

虽然航空业每年排放的温室气体约占全球温室气体排放的 2% 左右，但却是目前排放量增长最快的行业之一。面对各个行业都在努力实现减排的大趋势，航空业也积极探索减少温室气体排放的途径。除了逐步提高燃油效率之外，生物质航空燃料成为了减排的最佳途径之一。除了环保，经济因素也是航空业转向生物质能的动因之一。虽然近期油价持续下跌，但面对油越采越少的事实，目前的下跌可能只是阶段性的，许多公司认为未来总有一天要面对如何控制能源成本的难题，而及早采用生物质能则是解决这一难题的手段之一。

以下图表显示的是国际航空运输协会（IATA）的二氧化碳减排战略,计划在 2005 年到 2050 年期间减少一半的排放量



图表来源 IATA 国际航空运输协会

用地沟油的飞机已经上过天啦

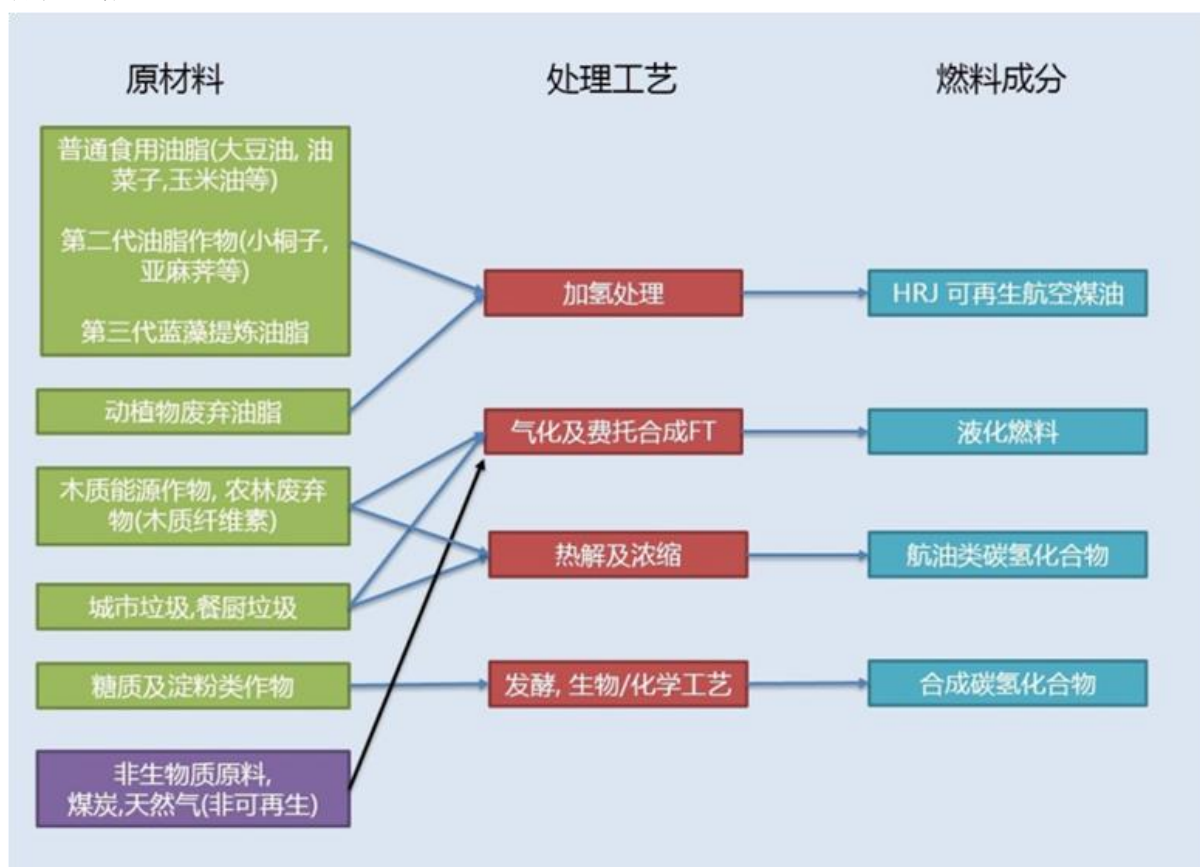
最早提出“替代航空燃料”（Alternative Jet fuel）这一理念的是美国空军。早在 2006 年，他们就试飞了用天然气为原料的替代型航空燃料。但最早试飞采用生物航空燃料飞机的是英国维珍大西洋航空公司（Virgin Atlantic）：2008 年维珍试飞的飞机采用的燃料是由 80% 普通燃油和 20% 椰子油调和而成的。

随后，多家航空公司都进行过类似的试飞活动：2009 年 11 月，荷兰航空（KLM）进行了第一次生物燃料飞机的载人飞行，并于 2011 年 6 月实现了全球首例采用生物燃料飞行器的商业飞行，将 171 名乘客从荷兰阿姆斯特丹运送到了法国巴黎。承担此次飞行任务的飞机的 1 个引擎使用了 50% 调和的生物燃料，而且其原料就是所谓的”地沟油”。到目前为止，已经有 20 多家航空公司进行了生物燃料飞行器的商业飞行。

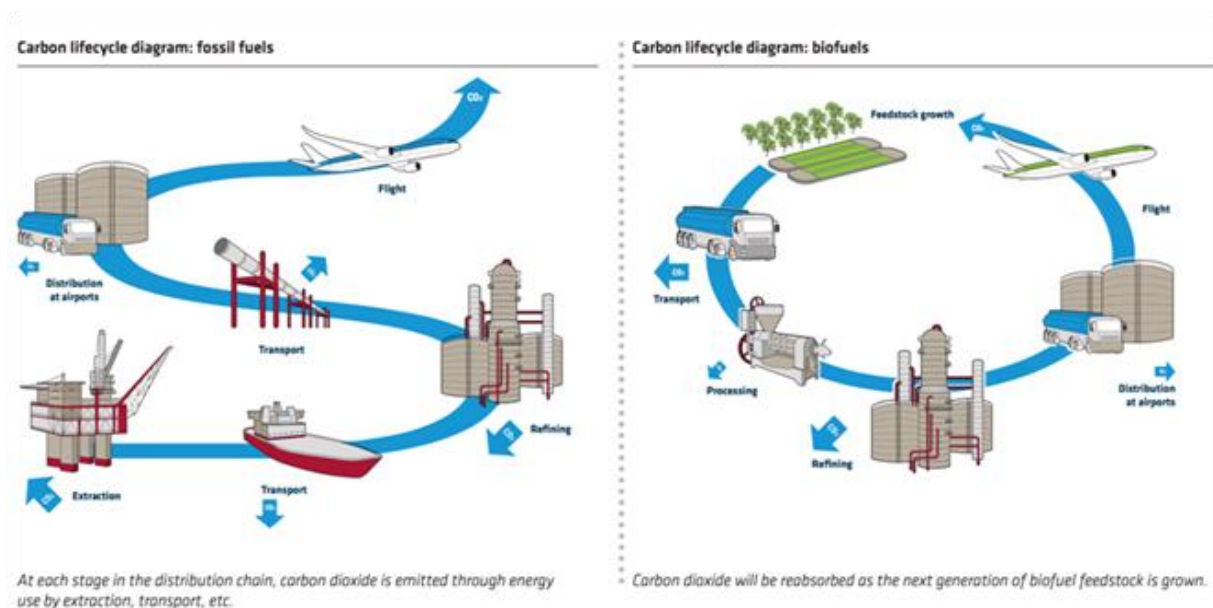


图片来源: SkyNRG 世界第一管商业飞行的生物航空燃料
地沟油是怎么变燃油的?

虽然生物航空燃料的确处在技术领域尖端,但也并非外界传说的那么“逆天”。目前,生物航空燃料采用的主要工艺有加氢(Hydrotreated Esters and Fatty Acids, HEFA)和费托合成(Fischer & Tropsch, FT)。主要技术差别在于效率、能耗以及资源整合水平。以下是一些技术路线的整合和总结:



我们可以看到, 只要是油脂类的原料都可以经过加氢工艺转化成为生物航油。个人分析认为, 本次刚成立的中美航空生物燃料示范项目是将现有的“地沟油”进行一道预处理后再做加氢转化处理, 最终获得航空燃油。



图片来源 ATAG 作为可再生能源 生物航空燃料和传统石化航煤的碳循环对比

生物航空燃料可以达到并必须通过 ASTM Jet A1 标准认证后方可投入使用，而目前加氢技术和费托合成生产的生物燃料已经达到了此标准，即可以 0-50%的比例调和到普通燃油中进行“Drop-in”使用，未来有希望可以达到 100%使用。“Drop-in”是生物航空燃料的一个非常重要的特点，这代表可以直接作为替代燃料加入到普通飞机引擎中使用，飞机及发动机本身不需要做任何改动。

国内外“地沟油”大不同

抛开国内的情况不谈，在业界，“地沟油”其实是指废弃回收油脂（Used Cooking Oil），包括回收的煎炸油餐厨油等。但是在国内，地沟油的情况较为复杂，真的有从地沟里回收的名副其实的地沟油……前文可见，不同的技术路线需要搭配不同的原料，在加氢这条技术路线中，包括各种动植物油脂都可以作为原料使用。所以国内的“地沟油”的确需要进行一步预处理才能够进一步转化。

除了基本的技术工艺差异之外，所用原材料直接决定了成品生物燃料的环保性。生物柴油在欧美以及东南亚已经是非常成熟的产业了，但是目前主要是以一代粮食作物油脂作为原材料，比如棕榈油、大豆油、菜籽油等等，这些都与国际期货市场相连。于是，就产生了争议：很多人认为以食物为原料来生产能源变相抬高了国际食物供应的价格，也会产生荒漠化和土地用途变更等问题。所以，生物航空燃料业从最初开始就立志用更环保的“二代原材料”，包括废弃物和一些非粮作物等。同时，为了进一步的确保它的环保性，这些项目都有世界自然基金会参与，整个生物航空燃料供应链也通过了欧盟“可持续材料圆桌会议”（Round Table for Sustainable Material）认证。



再来看成本。目前，生物航空燃料成本大概是普通航空燃油的 2 到 3 倍左右。这样的高成本既和原材料有关也和市场有关。首先，由于没有规模化的炼厂进行大批量生产，很难聚集大批量的原材料，导致成本太高终端航空公司很难承诺大批量的采购，随后所以陷入一个死循环。要知道，一个产业从技术研发到正式商业化面临着巨大的转变挑战。

生物航空燃料产业在中国的发展

虽然国际上大的能源和石油公司目前还处于观望当中，但如此高大上逆天的产业中国企业怎么能落下呢？！中石油 2008 年就开始采用美国技术以小桐子（*Jatropha*）为原料进行研发生产，并于 2011 年试飞成功。中石化从 2009 年开始走自己研发的路线，并成功开发出具有自主知识产权的生物航煤生产技术。2011 年 12 月，首次生产出以棕榈油为原料的合格生物航煤。2012 年 10 月，中石油又成功将餐饮废油转化为生物航煤产品，并于 2013 年 4 月试飞成功。而这次波音和商飞的合作是针对中国特色的“地沟油”进行了积极的研发，是非常值得鼓励的。

生物燃料的发展的确面临着很多挑战，在我们解决和发展技术的同时，更要积极的发展原材料和供应链的可持续性。在中国，除了企业之外，政府部门也应积极参与，通过打击“地沟油”的非法倒卖，把它们引导到生物燃料的“正途”上来，既缓解了食品安全健康危机，又提供了清洁的可再生能源，一举多得。

正所谓好“地沟油”带你飞跃千山万水，坏“地沟油”让你的胃翻江倒海！

财新-无所不能 2014-10-28

环保法新规将出实施细则 行政追责等将陆续出台

环保法新规将出实施细则

行政追责、行政拘留等将陆续出台

明年 1 月 1 日，被称为“史上最严”的新《环保法》将实施。为了让新《环保法》确立的新规能得以实施，环保部启动了 54 项配套文件、规章制度的制定工作。近日，“按日计罚”“查封、扣押”“限产停产”等新规实施细则的征求意见稿已出台，而“行政追责”“行政拘留”等其他 50 项配套文件将陆续出台。

上周五，环保部将《环境保护按日连续处罚暂行办法》《实施环境保护查封、扣押暂行办法》《环境保护限制生产、停产整治暂行办法》《企业事业单位环境信息公开暂行办法》4 个配套文件公开并征求意见。目前环保部正在抓紧制订一系列实施细则，并将于年内印发。除了正在公开征求意见的 4 份文件，实施细则还包括“行政追责”“行政拘留”等环保法新规。

中国政法大学民商经济法学院副教授胡静表示：“《环保法》是基本法，不可能非常具体。如果没有别的配套的话，它就是一只‘纸老虎’。环保人员去执法的时候，需要这些实施细则，这些配套细则的作用就是让这个‘纸老虎’长出牙齿，活起来。”

>>释疑

为什么说新环保法被评价为“史上最严”环保法？

环保部环监局行政执法处罚处处长姬钢：比如说“按日连续处罚”，企业一天不纠正，处罚就不设上限；法律还赋予我们查封扣押权以及对企业停产、限产乃至报请政府进行关闭的权力；还有一条是正在制定的，就是限制人身自由的权力。这些基本体现了环保法的力度。

按日计罚周期为什么是 30 天，而不是三五天？

姬钢：从人力物力、监管范围来说，三五天回来复查不太可能。另外，不给企业“只要做好最近三五天就能通过复查”的心理预期，而是 30 天内你都要达标。

如何理解按日计罚罚无上限？

人民大学法学院副教授竺效：《水污染防治法》在 2008 年修改前的处罚上限是 100 万元，2005 年松花江水污染事故造成严重损害，但根据原来处罚的办法最多罚 100 万元，九牛一毛。2008 年《水污染防治法》修改后，造成重大损害的根据直接经济损失评估额的 20%-30% 处罚。紫金矿业污染后，

国务院评估的经济损失是 3300 万元，福建省环保厅按照 30% 的上限，最后开出了 900 多万元的罚单。新环保法实施后，启动按日计罚，那可能就是每天罚 900 多万元，这恐怕是任何企业都承担不起的。

如果企业能承担按日计罚，违法行为就可以继续？姬钢：并不是说企业有钱就可以边交罚款边排污。我们同时推出处罚、查封扣押、停产关闭 3 个文件，就是要打“组合拳”。不排除个别企业想交着罚款接着干，那我们可以查封扣押，可以停产关闭，甚至限制人身自由。

京华时报 2014-10-21

中美合炼“地沟油”：生物航油成本难关突破

如何消化中国每年新增的数百万吨“地沟油”？一个杭州建德的技术团队正在寻找突破口。

10 月 22 日，中国商飞有限责任公司外，还有成本相对低的淀粉类（如玉米、甘蔗、木薯等），但采用淀粉类原料进行燃料开发势必会出现“与民争粮”，因此一开始就被研究团队否定。

两倍于航油成本

而经济的可持续性正是生物燃料走向市场的最大阻碍。

朱萃汉介绍，目前主流的生物燃料是普通航油成本的 3-13 倍，而中美航空生物燃料示范项目所研发的生物航油成本是普通航油的两倍。对于航空公司来说，这仍然是一个难以让人接受的数字。

要多久才能继续降低成本，从而实现商业化？这个问题目前项目方也没有答案。伍东扬就委婉地表示，这还需要杭州能源领导的技术团队继续实验。事实上，接下来一段时期内，示范项目还需要验证，如果要进行大规模生产，能否保证此前实验阶段所得的“普通航油成本的两倍”这一成果。

成本是目前这一项目受到颇多关注的重要原因。此前荷兰皇家航空投资的 Sky NRG 公司研制的生物燃油已经是市场上最经济的产品，但价格仍然是普通燃油的三倍。

21 世纪经济报道了解到，按照步骤，收集到“地沟油”原料后，首先需要过滤掉残渣和香料，然后才能进行进一步的提炼。按照项目方的说法，由于过滤的环节，新技术也可以用于快餐店的废油回收。一般情况下，快餐店的废油杂质较少，更适合研发生物燃油。项目方之一的一位人士介绍，目前所用的“地沟油”来自于杭州周边正规搜集“地沟油”的企业。

相比庞大的“地沟油”产量，上述技术能转化吸收的量还很有限。在不同的统计口径中，中国每年新增的“地沟油”在 400 多万吨到近千万吨不等。而即使按照未来 18 亿升的“地沟油”转化量，换算下来这一技术最多可能消化 160 万吨“地沟油”。

但目前可以确定的是，这一新技术生产出的油品符合相关的技术标准。针对生物质原料转化，美国材料与试验协会标准（ASTM）D5766 批准了石化工、煤化工和发酵三类转化途径。伍东扬介绍，目前中美航空生物燃料示范项目属于石化类的转化途径，而运用到加氢脱氧的一些主流技术则是煤化工途径。

21 世纪经济报道 2014-10-24

明年底北京将可日处理垃圾 2.3 万吨

作为特大城市的北京，常住人口已突破 2200 万，每天产生生活垃圾 1.84 万吨，如果用装载量为 2.5 吨的卡车来运输这些生活垃圾，这些卡车连成一串，能够整整排满三环路一圈。令人担忧的是，生活垃圾的数量仍在不断增长。

当前在国际上垃圾处理的方式主要有卫生填埋、生化处理和垃圾焚烧三种。2009 年以前，北京市 90% 以上生活垃圾通过卫生填埋方式进行处理，每年要消耗掉 500 亩土地，按照每年 8% 的生活垃圾产量增长速度，几年之后全市现有垃圾填埋场将全部填满。

为此，北京将加快垃圾焚烧设施建设破解垃圾困局。

全市生活垃圾处理设施已达 37 座

此前，有市人大代表和政协委员分别在十三届二次会议和政协十一届委员会常务委员会第八次会议上，提出要加快垃圾焚烧厂的建设，进一步推进垃圾分类工作，建设宜居城市。

对此，2009 年 4 月 28 日，市委、市政府公开发布《关于全面推进生活垃圾处理工作的意见》。

提出了按照“增能力、调结构、促减量”的要求，到 2015 年底，实现新增生活垃圾日处理能力 18000 吨，处理能力达到每天 23100 吨的工作目标。

2009 年，高安屯垃圾焚烧厂投入运行，每天可以处理生活垃圾 1600 吨，每年可发电 2.2 亿度。2013 年，日处理 3000 吨生活垃圾的鲁家山焚烧发电厂投入运行。

目前全市有生活垃圾处理设施 37 座，日处理能力达到 2.2 万吨。其中，垃圾转运站 9 座，焚烧厂 4 座，卫生填埋场 16 座，堆肥厂 6 座，餐厨垃圾处理厂 2 座。生活垃圾处理结构不断优化，焚烧、生化等资源化处理能力达到了 50% 以上。

垃圾焚烧处理已成主流

据市市政市容委称，北京市近年来建成的高安屯、鲁家山焚烧厂，排放指标优于国家和北京市相关标准，定期对外开放，接受群众参观，已成为北京推进生活垃圾资源化处理 and 环保教育的宣传基地。

据市市政市容委有关人士表示，垃圾焚烧发电技术的主要优点：一是无害化处理充分，高温焚烧可使垃圾中有害成分得到有效分解，先进的焚烧技术可以通过控制炉膛温度、烟气在炉内的停留时间，以及对烟气进行处理，促进二噁英的完全分解；二是减容减量明显，焚烧后可使垃圾的体积减小 90% 左右；三是占地面积小，节约土地资源；四是资源化利用率高，焚烧 1 吨生活垃圾可发电 400 多度。

背景

生活垃圾处理体系已基本形成

一般来说，城市人均每天的垃圾生产量是 0.8 公斤到 1 公斤，而作为有着 2200 多万人口的北京，每位市民每天产生的垃圾数量十分惊人。

为了能够从源头有效控制垃圾产生量，2010 年，北京开始在 600 个小区开展垃圾分类试点工作，目前已经有 3000 多个小区实施了生活垃圾分类管理。为适应垃圾分类工作的开展，先后对 750 余座密闭式清洁站进行了改造，建成了 4600 多个可回收垃圾站点。初步形成了垃圾分类投放、分类收集、分类运输、分类处理的生活垃圾处理体系，再生资源回收率逐年提高。

废旧电器、废旧家具等通过二手交易，增加了物品的利用周期，避免形成垃圾，这些垃圾实现了再利用。

废旧纸张、金属、橡胶等通过分类回收，这些可回收垃圾得到了利用，作为原料进入了再生产环节。

同时，为了加快推进生活垃圾分类工作，全市还开展了周四垃圾减量日活动和垃圾文明一日游活动，建立完善了生活垃圾绿袖标指导员队伍。通过这些措施和活动，首都市民参与垃圾分类的热情逐年提高，生活垃圾快速增长的势头得到了遏制。

2011 年 11 月，北京通过《北京市生活垃圾管理条例》，提出了生活垃圾管理要遵循减量化、资源化、无害化的方针，要按照城乡统筹、科学规划、综合利用的原则，坚持政府主导、科学规划、社会参与、全市统筹和属地负责的要求，逐步建立和完善生活垃圾处理的社会服务体系，把生活垃圾处理确定为关系民生的基础性公益事业。

【释疑】

垃圾焚烧如何遏制二噁英

随着技术的改进和知识不断的更新，一些发达国家对二噁英产生来源有了科学认识；并且随着垃圾焚烧技术的进步，尤其是高温焚烧技术和更先进的烟气净化技术，在垃圾焚烧过程中已能充分控制焚烧过程中二噁英的产生。

事实上，科学专家经过检测发现，城市生活垃圾的焚烧并非产生二噁英的主要原因。有数据显示，大气环境中的二噁英 90% 来源于一些污染较重的工业，如炼钢、火力发电等工业锅炉燃烧、纸浆漂白过程以及医疗垃圾的低温焚烧等。其中，炼钢工业中产生的二噁英数量就远高于普通垃圾焚烧的数量。

他山之石

垃圾焚烧厂变身风景线

近年来，随着焚烧处理技术的进步，国外对生活垃圾焚烧厂实施了大规模的结构调整，通过更高的环保标准来改造旧的焚烧厂，关小厂、建大厂，使焚烧发电厂向规模化、大型化发展。

据统计，2010年，有35个发达国家和地区建有2000多座生活垃圾焚烧厂，主要分布在欧洲、美国、日本等发达国家和地区。有意思的是，很多垃圾焚烧厂不仅是垃圾处理设施，还因为新颖独到的外观设计，成为当地标志性建筑，成为一道亮丽的风景线。

截至2009年底，日本垃圾焚烧率已达到79.8%；整个欧洲拥有423座垃圾焚烧厂，人均焚烧量约为0.25千克/日；德国、加拿大等国，把埋在地下几十年的垃圾重新挖出来进行焚烧发电；美国现有焚烧炉共220台，总规模93943吨/日，垃圾焚烧处理能力是中国同期的2倍。

2010年数据统计，世界范围已有35个发达国家和地区建有2000多座生活垃圾焚烧发电厂，主要分布在欧洲、美国、日本等发达国家和地区，70%至90%的生活垃圾均焚烧处理。

中国新闻网 2014-10-30

湖北沼气业主试水碳交易

农户建沼气池，除了可获补贴，还可将碳排放指标拿到碳交所上交易。29日，第一期全省沼气开发中国核证减排量（CCER）项目培训会在武汉光谷召开，这标志着碳排放交易不再局限于有碳排放配额限制的企业之间，如果企业当年的配额不足，还可通过CCER购买，实现了碳排放配额的灵活流动。随着项目推动，我省农村沼气业主将每年增加4000—5000万元收入。

“为碳排放配额做补充”

所谓的CCER，即国家发改委签发，减排企业可以使用一定量的核证减排量来抵消企业排放的二氧化碳，“此次的沼气开发，也是为之前的碳排放配额做补充。”湖北碳排放交易中心市场总监王海告称，有碳排放配额的企业可用CCER的比例不能超过10%，以武钢为例，如果其碳排放配额为3000万吨，那么能从CCER中购买的仅有300吨，配额再不够，就需要通过碳交所购买。

湖北省农村能源办主任吴祝平介绍，湖北省清洁能源用户总数超400万户，农户年替代薪柴和秸秆约400万吨，年节省能源204万吨标煤，年减少1095万吨二氧化碳和9万吨二氧化硫的排放，加上农村碳排放比例占全省的10%，如果能将沼气纳入产权交易，空间巨大。

恩施成“沼气碳”首个卖家

今年4月29日上午，3万恩施农民已经当起了“卖碳翁”，通过与荷兰政府做碳排放交易，他们从两笔已结算的“卖碳”收入中获利850多万元。近年来，恩施州加大清洁生态能源的推广力度，全州累计建成户用沼气池54.5万口，位居武陵山区首位。每年因此可减少森林砍伐面积200万亩，减少二氧化碳排放100万吨。这项生态工程，引起世界银行关注并主动牵线，荷兰政府决定购买3.33万个沼气用户带来的碳排放指标以完成减排义务，协议期10年，交易价格14美元/吨，累计购买资金约5000万元人民币。由此，恩施成为中国“沼气碳”的第一个卖家。

此前，湖北碳交易就已经启动，目前为止，湖北碳市场累计开户已达到885户，其中省外投资人占比超过一半，吸引省外资金超过5000万元，同时，湖北将成立碳市场风险调控基金，用于防范市场风险。

长江商报 2014-10-30

曾备受青睐的生物质发电现在成烫手山芋

生物质发电领域备受青睐的消息在早前铺天盖地，但日前，众多企业却纷纷抛售旗下的生物质发电厂，生物质发电这个曾经被认为具有万亿元市场空间的新能源产业正在成为市场的弃儿。国内最大的新能源发电企业龙源电力集团股份有限公司决定甩卖旗下的两家生物质能源发电厂。

10月4日，龙源电力将国电汤原生物质发电有限公司和国电建三江前进生物质发电有限公司在上海联合产权交易所挂牌转让，两家企业去年分别亏损1.96亿元和3.84亿元，且均已资不抵债。

无独有偶。此前大唐、华能国电、京能等发电集团 2014 年陆续出售旗下生物质发电资产。

在风电、光伏等产业规模效应不断显现之后，生物质发电这个曾经被认为具有万亿元市场空间的新能源产业正在成为市场的弃儿。

长期亏损、盈利前景堪忧，成为生物质发电被抛弃的主因。国家能源委专家咨询委员会主任、国家能源局原局长张国宝告诉，“生物质电厂发展困难，因为燃料收集存在困难，如果不增加补贴，企业就没法继续经营。但当前给予生物质电厂的电价已经高于燃煤电厂，因此解决生物质发电经营问题还要靠市场，相关部门也拿不出别的办法。”

泥潭

颇为讽刺的是，3 年前，龙源电力还从各方收购了 4 家生物质发电厂，发电装机容量一度达到 14.4 万千瓦。

彼时，生物质发电由于能大量减少二氧化碳和二氧化硫的排放量，产生巨大的环境效益而备受推崇，顶着可再生清洁能源的光环，补贴后可获得高达 0.75 元/度的电价以及碳排放交易的收益。在 2011 年召开的中国首次农村能源工作会上，国家能源局官员宣布，到 2015 年中国生物质发电装机达到 1300 万千瓦，随后出台的《生物质能发展“十二五”规划》也明确了这一目标。

在这种诱惑之下，只要秸秆、树皮等农林废料充足的地方，都在搞生物质发电。众多央企纷纷进入生物质发电领域，投资动辄上亿元。

但好景不长，龙源电力买进 4 家生物质电厂一年后即萌生退意。2013 年初，时任龙源电力总经理谢长军说，旗下生物质发电项目亏损，将不再发展并择机转让。原因是生物质发电秸秆收集困难，发电设备国外引进后落地不成熟。2014 年 8 月，龙源电力转让其所持国电聊城生物质发电有限公司 52% 权益。

陷入困境的不只是龙源电力。一位安徽安庆从事木材加工生意的匿名人士告诉，他曾提供原料的大唐安庆生物质发电厂已经停产 2 年。

2014 年 3 月，华电国际旗下的宿州生物质能发电有限公司因经营亏损、现金流短缺，拟对其计提固定资产减值准备 2.26 亿元。7 月，因项目亏损，华能长春生物质热电厂发出转让相关生物质发电资产的公示。此前，国能生物发电集团有限公司的第二大股东国网新能源控股将所持有的 24.7% 的股权划转至新组建的国网节能服务有限公司。

仿佛在一夜之间，曾经备受青睐的生物质发电产业成了烫手山芋。

“把秸秆收集起来发电要争资源，运输起来难度大不说，发的电量实际非常有限。”中国工程院院士倪维斗此前说。早在几年前，倪维斗就对可能大规模推进秸秆和稻草用于发电的政策安排深表忧虑。为此，他还曾在 2010 年专门写信给国家相关部门。

国家应对气候变化战略研究中心主任李俊峰并不悲观，他告诉道，大型央企剥离生物质发电是正常经营调整，生物质发电本应该由专业的小公司精细化运作。对于亏损，他举例说，街边的煎饼摊赚钱，但是如果大饭店投资煎饼就容易亏损。这是一个道理。

样板

似乎所有的矛头都指向了燃料的短缺，但不是所有的生物质电厂都惨淡经营。国内另一家以运营生物质电厂为主业的企业武汉凯迪电力股份有限公司情况似乎要好得多。

最新的财报显示，凯迪电力上半年净利润 8385.69 万元，同期增长 80.91%。生物质能发电量 126948.46 万千瓦时，营业收入 5.9 亿元。与此同时，凯迪电力仅在 2013 年新投入生物质电厂就超过 10 个。

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

“上网价每度 0.40 元，国家财政补贴每度 0.35 元，燃烧物质根据季节选用不同的燃料。夏季用的是农作物秸秆，冬季用棉花秸秆，都是通过周边地区收购。”凯迪电力望江电厂人士表示。

2012年,凯迪电力也曾经因原料短缺而停产。促使这一状况得到改变的是,凯迪电力当年取消从中间商采购,直接从农村采购,从源头上保证秸秆原料的稳定供应。得益于此,电厂“发电利用小时数”直接翻了3倍,达6400小时/年。

从国际上来看,作为一种成熟的技术,生物质发电已在欧美等发达国家得以大力推广应用。“发展生物质能要创新,有些地方把秸秆做成块,压缩体积减少运输成本,这些都是很好的思路。”张国宝说。

对比“十二五”规划的1300万千瓦目标,最近国家发改委发布的《中国资源综合利用年度报告(2014)》显示,中国生物质发电装机规模仅850万千瓦。倪维斗认为,包括生物质能在内的各种新能源,应该有序、理性地发展,全国的能源发展规划应该是一盘棋,区域上因地制宜地布局,而且要根据各种能源形式自身的特点科学利用。

中国环保在线 2014-10-30

开阳建成贵州第一个农用生物质成型燃料生产基地

开阳县在农村大力推广生物质成型燃料生产、使用环保项目,并建成了我省第一个农用生物质成型燃料生产基地——广益鑫生物质能源示范项目。近日,记者来到这家企业了解他们是如何用秸秆、树皮、锯末等农林废弃物制成生物质成型燃料的。

在现场,记者看到一堆堆深棕色的、长度在15厘米左右的棒状固体颗粒。该项目负责人李江介绍说,这就是将秸秆粉碎后,经过混配烘烤成型制成的新型生物质燃料。

该示范基地与2000亩烤烟基地、30000亩油菜基地相邻,15公里范围内有3家木材加工厂,农林物秸秆及林产品加工剩余物每年可达4000吨,这里原料充足,运输方便。目前示范基地正在进行生产线扩建,年产能将从1200吨增加到2000吨。

据了解,这种新型燃料可以说是取之于民,用之于民。其原材料来自于周边农户种植农作物后的固体垃圾,制成生物质成型燃料后,又主要供给周边农户使用。

为了引导当地农户使用这种新型燃料,该县采取了补助一部分资金办法,让200户农户率先进行体验。据开阳县农业局农村能源办主任朱德江介绍,目前,200台高效低排节能炉和每户2吨的生物质成型燃料已经发放到农户手中。

领到了炉具与燃料的龙岗镇大鸭村大寨组村民周珍华告诉记者,“用上这种燃料以后,房前屋后干净了,厨房里也不烟熏火燎了,火力也不比烧煤、烧柴小。”他还说,等自家的包谷收割以后,要把秸秆都卖给这家企业,还能挣点钱呢。目前,该示范项目生物质成型燃料的销售价格为每吨420元,对秸秆的收购价为每吨230元。

这种燃料的使用,环保效果十分显著。据朱德江分析,开阳农村每户冬季取暖平均需要用到2吨煤,改用生物质成型燃料后,其烧时氧化氮、二氧化硫的排放量很低。另外,从经济上看,按冬季每户烧3吨生物质成型燃料计算,都比烧2吨煤炭节约740元,这还没有算上农民卖秸秆获取的收入。

据悉,开阳县还打算在全县6个乡镇建设总规模为12万吨生物质成型燃料生产线,全部投产后可替代标准煤6万吨。

新型环保燃料——生物质成型燃料 生物质成型燃料,是用农作物秸秆、稻壳、花生壳、玉米芯、林业加工废弃物等作为原料,经过粉碎、烘干、挤压制作而成,这种燃料绿色环保,烧时氧化氮排放量仅为普通煤的1/5,二氧化硫仅为普通煤的1/10,二氧化碳的净排放量基本为零。这种燃料易燃、灰分少,可替代木柴、原煤等燃料,广泛用于取暖、生活炉灶、发电厂等。(能源新观察记者 李珊)

贵州日报 2014-10-31

太阳能

光伏电站建设将滚动调整

国家能源局近日印发通知提出，要加强光伏电站建设运行信息监测统计和公开，对弃光限电较严重的地区，暂停下达该地区下年度新增建设规模指标。

国家能源局印发的《关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知》（以下简称《通知》）指出，2013年以来，光伏电站建设规模显着扩大，但部分地区光伏电站与配套电网建设不同步、项目管理不规范、标准和质量管理薄弱的问题也很突出。

截至2013年底，全国22个主要省区市已累计并网741个大型光伏发电项目，主要分布在我国西北地区。累计装机容量排名前三的省份分别为甘肃、青海和新疆，三省区之和超过全国光伏电站总量的60%。《通知》明确，国家能源局根据国家可再生能源开发利用中长期总量目标，结合电力发展规划和电力市场消纳情况，在组织各地区对光伏电站建设条件研究论证的基础上，统筹制定全国光伏电站建设规划，并建立光伏电站建设规划实施和滚动调整机制。国家能源局根据大型光伏电站基地建设规划及电力送出等建设条件落实情况，适时将其纳入年度实施计划或在计划调整时增加相应建设规模。

在电网接入和并网运行方面，《通知》提出，电网企业应采取智能化运行调度技术和管理措施，统筹系统内火电、水电等调峰电源与光伏电站的配置和协调运行，深入挖掘系统调峰潜力，确保符合规划和技术标准的光伏电站的电力优先上网和保障性收购。

中国建设报 2014-10-30

晶硅产品仍将长期主导光伏市场

一直以来，太阳能组件路线的未来是薄膜还是组件备受业界关注，根据最新的市场研究报告，目前全球供应的组件中，晶硅太阳能组件占据总量超过90%；而First Solar、Solar Frontier、汉能等薄膜组件约8%。纵观目前的观点，汉能认为柔性化和薄膜化是未来的方向；而更多的晶硅从业者则认为，常规晶硅组件仍旧是未来不会更改的路线。

对于究竟薄膜还是晶硅组件是未来的太阳能路线？同济大学绿色建筑及新能源研究中心副主任谭洪卫教授接受记者的采访表示，晶硅和薄膜产品未来会长时间共存，共同占领太阳能市场。现在全球尤其是中国在大力发展分布式太阳能发电，这会给晶硅组件和薄膜组件都带来发展的机会。在太阳能市场爆炸式增长的市场中，薄膜和晶硅产品都会大大增长出货量，同时各种产品的整个产业链都会增加需求。

但就目前的发展形势、效率、性价比，还有利用方式来看，他认为晶硅产品还是会长期主导太阳能市场，特别是屋顶分布式市场。

效率方面，薄膜暂时无法战胜晶硅的优势。根据研究，目前太阳能晶硅组件的主流效率在18%左右，实验室的效率达到近25%。然而薄膜尽管目前的实验室效率是Manz集团的21.7%，主流效率依旧低于13%。低效对于安装面积有限的居民和工商业厂房屋顶，发电量不够会导致对长期的市场发展不利，不能充分利用屋顶面积资源。

根据Progress in Photovoltaics此前发布的最新世界高效太阳能电池效率列表，目前晶硅太阳能电池领域排名靠前的是UNSW的PERL电池(24.7%±0.5%，p型磁场直拉单晶，4cm²)和Sunpower公司的背结背接触电池(24.2%±0.7%，n型CZ单晶，155.1cm²)。

在利用方式及利用面积方面，两者也有区分。晶硅组件主要用于大型的集中式光伏电站和屋顶光伏发电系统等，主要通过设计最佳倾角等技术层面达到最大面积地接受太阳能照射；而薄膜主要是应用在幕墙等建筑体当中。薄膜产品目前的利用方式会导致发电收到一定的限制，包括光照面积和输出功率方面。晶科能源的钱晶对此也表示，BIPV幕墙是垂直于地面的，与太阳最强的即10-12点

之间的夹角非常小，几乎接近平行，受到的光照非常有限，也就是说它整片幕墙的光照时间最多 2 小时。12 点以后，太阳到另一侧，另一侧的幕墙再接受 2 小时照射，这意味着幕墙的安装可能接受到的阳光照射远不足同样面积的晶硅平面安装，甚至一半都不到。

钱晶称，随着薄膜产品的不断发展，薄膜幕墙可以兼顾遮阳、透光、降低玻璃光反射等美观功能，进行额外光伏发电补充。

谭教授认为，随着未来三年组件供应商陆续发布出货数据，将会强力佐证未来的太阳能技术路线。尽管长期来看，晶硅会是为来的主流，但薄膜也会有其存在的必要性和发展空间。建筑一体化当中，不可缺少屋顶太阳能光伏发电系统，同时幕墙等其他需要薄膜产品的地方依旧有强大的需求。

索比太阳能光伏网 2014-10-30

发展分布式光伏的希望在农村

棚里种菜，棚顶发电。种菜发电相得益彰，光伏大棚发的电除供棚内照明、灌溉、通风等使用外，多余的电全部卖给电网。光伏大棚的 LED 系统可在晚上利用白天发的电，延长光照时间，缩短蔬菜的生长周期，提高生产效率和效益。天下有这样的美事吗？

在青岛市即墨普东光伏大棚，光伏大棚顶上覆盖着一块块薄膜太阳能电池板，一座大棚就相当于一个 200 千瓦的发电站，一年能发电 28 万千瓦时。这两年，青岛市即墨普东中心社区兴起一种新的农业生产方式——光伏大棚，既提高了蔬菜大棚的生产效率和效益，又能带来额外的发电收入。在山东，分布式光伏发电发展迅猛。除了城市家庭电站、城市小区电站外，农村家庭电站、农村光伏大棚等成为新亮点。

近日，农村分布式光伏市场又受到了热炒，有人说，农民在自家屋顶安装光伏电站简单易行，没有产权纠纷，而且农村建筑物对电池板的遮挡少，农村空气好、透明度高，有利于提高电站的发电效率，所以在农村发展光伏发电有巨大的潜力。农村分布式光伏是中国光伏产业救世主，非农村市场不是中国分布式光伏之势。还有人则持反对态度，认为农村单户分布式光伏存在容量小、发用电时间倒置、家庭自身消纳不足、不稳定等问题，尤其是资金成为农村分布式光伏发展重要制约瓶颈，农民投资数万元投资未来 25 年收益的项目，不论是意识还是能力上都不太现实，还有在农村地区首要问题是电网结构等等，对于农村分布式光伏可谓是众说纷纭，莫衷一是！

一、前景广阔的农村分布式光伏

说起农村分布式光伏的前景，笔者认为，有如下两方面的重要因素值得考虑：

一方面，H3B 中国城市燃气协会如火如荼的城镇化和美丽乡村建设为分布式光伏提供了千载难逢的机遇。当前，我国转型发展的新阶段要求城镇化加速。这已成为顺应新常态下城镇化发展的必然要求，未来，小城镇建设如火如荼，城镇对分布式光伏需求将不断扩大，加上分布式光伏技术结构不断升级、建设成本的不断下降，小城镇和新农村住户对分布式光伏的投资将会增大，城镇化、美丽乡村建设将促进城乡分布式光伏稳定增长。随着城镇住宅建设仍在继续，对分布式光伏刚性需求仍然存在，我国分布式光伏增长就有了可靠的保证，美丽乡村建设将活跃农村分布式光伏建设，随着美丽乡村进程的加快，分布式光伏市场需求也必然加速。

目前城镇化水平在加快，加速发展我国小城镇已成为首要任务，我国经济社会发展的趋势基本是大批农村人口向非农产业和城镇逐步转移，与城镇化配套设施建设，尤其是小城镇住房建设及基础设施建设，对分布式光伏的增长将是一个极大的推动。同时，新农村和美丽乡村建设将会让村庄和小集镇建设规模宏大，进一步升温的新农村建设，逐步落实全面建成小康社会的目标，到 2020 年的将达到人均 30 平方米城镇人均住房面积，住房的需求必然带动新型节能房屋建设，这将为分布式光伏提供了千载难逢的机遇。

另一方面，光伏扶贫这一新型扶贫方式的兴起将助推分布式光伏发展。近年来，我国大力推动光伏产业发展，但受种种因素的制约，分布式光伏的发展却不甚理想。在国家对光伏业扶持政策相继出台后，各地为了进一步推动分布式光伏的发展，创新了许多实际有效的发展模式。如安徽合肥

市光伏扶贫下乡工程。该市在去年将光伏应用作为扶贫开发的重要手段，光伏加扶贫这一创举有效地解决了许多实际问题，如农村贫困问题以及屋顶资源的合理利用问题，通过扶贫促进了光伏，同时，也通过发展光伏促进了贫困地区农民的脱贫，这项举措实施后，光在农村贫困户的屋顶上面建光伏电站，不仅盘活了闲置资源，为农民找到了可持续增加收入的财路，也创新了扶贫手段，变过去的输血为现在的造血，找到了一条脱贫解困与发展光伏两全其美的好路子。

光伏扶贫，一次投入、长期受益。有位扶贫专家说，没有哪个产业比分布式光伏更适合扶贫。从光伏产业角度看，实现光伏应用与农村资源的有效利用，拉动分布式光伏产业发展。其带来的经济效益、环境效益、产业效益、社会效益，将是非常可观的。光伏扶贫的项目首先是能够解决贫困户用电问题，还可以帮助他们增收，此外，这些扶贫光伏项目在农村地区就是一个示范，有可能带动我国广大农村地区的分布式光伏电站建设。

安徽合肥市肥东县长临河镇罗家疃村是光伏下乡扶贫这一模式的起源地，最早先行试点是5家农户，赞助商是中南光电、阳光电源，他们都是合肥当地的企业，由他们出资和技术给每一家试点农户设计安装2.5千瓦小型家庭户用光伏电站，这样规模的光伏电站是比较适合每家每户的，从去年7月1日并网到今年7月底，5户家庭光伏电站运行良好，总发电量达到16600度，其中13817度输入外部电网。

这样的成绩是让人满意的。对此，阳光电源电站事业部市场总监李琛有自己的明白账，以上述5户农户为例，按照每年3000度平均发电量且都上网来算，大概有3000元的年收入，25年后，就有累计7万元左右的收益。这样看来，确实是个短平快项目。光伏下乡扶贫不仅解决了一部分农户的基本生活保障，更重要的是对光伏产业在农村市场的发展产生了极大的示范推动作用。

还有，电力供应偏紧、保障不力依然是目前我国大部分农村地区发展的短板，断电、限电等问题时有发生，给发展农村经济带来了很大的影响。而分布式光伏电站对于保障农村电力供应，促进和保障农民电力消费，发展农村经济，增加农民收入以及维护农村生态都具有现实和深远的意义。因此，光伏扶贫对于我国分布式光伏电站的建设而言，也是走出了很务实的一步。目前国家发展改革委和国务院扶贫办正在探讨光伏扶贫的具体操作办法，以期在全国示范推广。随着各项政策的积极推进，农村分布式光伏将会全面铺开，农民用自身屋顶资源、空闲土地、农业设施等建设光伏电站的积极性将会大幅提高。

二、农村分布式光伏发展瓶颈亟待打破

我国是农业大国，80%以上的人口在农村，农村、农民、农业是我国的经济和社会发展的重要特色。从太阳能可利用开发的地域来看，在我国西北地区农村太阳能资源丰富、人口稀少，存在大量可利用的土地，因此主要发展大型地面光伏电站，而在东部地区人口密、可利用土地少，主要发展分布式光伏电站。对于分布式光伏最为重要的屋顶资源而言，在我国主要分布在广大的农村，农村光伏市场将是一个十分有前景的市场，但我国农村地区分布式光伏项目推进中遇到了一些瓶颈。其大规模的启动还有许多问题需要解决，当前，农村发展分布式光伏各种问题如电网结构、投资资金、消纳能力等较为突出，还有农民观念的转变，资金的筹备技术水平等方面还存在诸多的不足。

首先，当前，一个十分重要且复杂的问题仍然是：如何启动农村光伏市场。关键是农民意愿问题。如何在农村宣传光伏，让农民群体相信光伏能帮助他们解决问题，给他们带来效益，从而让他们愿意安装光伏是非常重要的，但也是很困难的。因此，必须在农村村民中培养意见领袖作为发展农村分布式光伏的“口舌”。而在每个村子里，都会有那么几个乐于传播信息、较有威信，比较受大家信任的人物，如村干部、科技种植先进户、致富能手等，这部分人可以被称为村民的“意见领袖”。还要用事实说话。事实胜于雄辩。可以发挥示范户效应。所谓的示范户效应就是在建设区域内的一个村或几个村选取不同的户做示范或实验，可以免费建设供示范户农民试用。用事实说话，用数字让未建设光伏的农户了解、知道其投入收益及其利好和使用效果。在合肥罗家疃村，阳光电源建设的一家农户，屋顶装有10块250瓦的光伏板南向搭建。男主人告诉前来的村民说，现在发电效果非常好，自己家完全用不完，剩余的电还能卖给国家赚钱。每年收入约为3000元，25年总收益约7

万元左右。当他们发现这些的确有用、名副其实时，他们自然深信是好东西，那么他们自然会投入建设光伏电站。

其次，资金从哪里来。资金显然是发展农村分布式光伏的关键，电站建设资金的来源成为重要制约因素，虽然说农民现在比较富裕，但用数万元建站投资也不是小数目，再说未来 25 年收益能否有保障，是不是还有其他变故，别打了水漂呀，对此大部分农民还是有顾虑的，因此资金问题是个最现实的问题。另外，补贴资金迟迟不能到位又如何给农民一个交代呢？当前我国每年有 200 多亿元左右资金规模，用来补贴可再生能源，这些钱远远不能满足现有光伏电站的补贴，又如何启动农村市场？因此，需要多措并举，多种手段帮助农民解决资金问题，光伏扶贫只能正对少数农民，应探索更多的途径，如电费抵押、分期付款、企业共建等方式。

再次，电网技术及投入也是个不小的麻烦事。在农村地区首要问题是电网结构，相对来说，我国广大农村地区的电网是比较落后的，居住点也是分散的，相互间隔也比较大，这无疑也将增加电网改造的难度和投入。虽然说我国电网改造特别是农网已经取得了很大的进展，并且不少地区都有了不同程度的改善，但电网输入能力不足导致电力供应不足的问题依然在我国一些农村地区存在。所以，农网改造的成效影响着未来农村分布式光伏发展，没有农网这个坚强后盾，光伏就不可能有大的发展，为此，农网改造有序推进是根本，尤其是在一些农村地区。电网改造可以村镇为单元进行，可以微网系统建设为突破口，尽量消纳在本地，这样在节省电网改造投资的基础上，达到电力供应的最大化。再说，有着种种弊端的农村单户分布式光伏也必定要走消化在本地的途径，在电站小容量、不稳定，加上不一致的发用电时间、家庭自身消纳不足等问题，也必然要求小型储能系统的出现，如果通过小型储能系统来调节电力的输出，那就会解决一系列问题。

最后，农村选择光伏发电模式以及后期的售后服务问题也不能掉以轻心。由于农村市场比较分散，个体量小，气候、地形等自然资源条件复杂，光伏电站的后期维护所面临的问题将比较复杂，维护成本也较高，这对农村光伏市场的发展也将是一大挑战。农村选择光伏发电模式的问题。是采用余电上网模式，还是全部上网亦或完全自发自用模式？一般来说，生活用电是农村地区最主要的用电，而且一般晚上是用电高峰，这与光伏发电基本在白天是相反的。因此，用电高峰与发电高峰是错开的，采用何种模式对电网的要求和储能的需求将有很大的不同，从而对技术要求和资金需求也会有很大的区别。另外，可能影响到光伏电持续性的因素仍在，如农业人口市民化转移、新型城镇化建设、搬迁、危房改造等。因此，需要建立合理的机制来规避风险，如在农村地区分布式光伏电站建设，需要融资的项目应该建立严格的准入制度和审查手段。

当然，促进农村分布式光伏发展的关键还是国家政策，这是当前最最关键不能忽视的。从政策机制，捋顺市场秩序着手，如何尽早制定一套完善的农村光伏发展政策机制，以保障农民及相关参与者的利益，确保健康有序的发展农村光伏市场才是最关键的。启动农村光伏市场，机制、政策是根本，如果不进行完善和改革，那么不合理的机制就会阻碍其发展，那么规划的再好也是画饼充饥，说的再动听也是无用的，在推进农村光伏发展上也是缺乏动力和方向的，更不会让我国目前的光伏产业发展走上可持续的科学发展道路。因此，建立健全农村分布式光伏发展的国家政策机制是当务之急！

Solarzoom 2014-10-30

国标《地面用光伏组件光电转换效率检测方法》征求意见

关于国家标准《地面用光伏组件光电转换效率检测方法》征求意见的通知各生产企业、相关单位和专家：

根据国家标准化管理委员会发布的国标委综合【2012】50 号《关于下达 2012 年第一批国家标准制修订计划的通知》，国家标准《地面用光伏组件光电转换效率检测方法》(计划项目号：20120655-T-424)由中国标准化研究院归口，由国家太阳能光伏产品质量监督检验中心牵头组织起草。

本标准研究的光电转换效率是光伏组件生产工艺研制、产品发电性能研究、电站设计及评价的

重要关键数据,是光伏组件研究中最直接体现技术水平的指标;是推算光伏电站符合设计发电量要求所需的实际光伏组件数量的依据;也是评判企业综合质量技术能力是否满足国家主管部门要求的重要技术指标。

本标准的修订有利于规范地面用光伏组件的设计和生 产,保障光伏组件的产品质量,促进光伏组件的规模化应用,对国内光伏组件的发展具有重要意义。而统一组件光电转换效率的评判标准,能促进光伏产品生产和封装工艺水平的提高,推动我国光伏产业健康、有序发展。

编制过程:

2009 年 8 月,根据江苏省质量技术监督局苏质监标发【2009】189 号文件,由国家太阳能光伏产品质量监督检验中心(以下简称“国家光伏质检中心”)联系专家及江苏主要光伏生产企业组成了地方标准起草工作组。

2009 年 10 月~2010 年 11 月,标准起草工作组组织了标准草案讨论会,并完成大量验证试验,同时对专家及企业反馈意见的整理,完成了标准送审稿。

2011 年 6 月 15 日,江苏省地方标准 DB32/T 1831-2011《地面用光伏组件光电转换效率检测方法》由江苏省质量技术监督局正式发布,并于 8 月 15 日实施。

2012 年 8 月 16 日,国家标准化管理委员会下达了国家标准《地面用光伏组件光电转换效率检测方法》的立项制定计划。本标准的主要技术内容来源于江苏省地方标准。

2013 年 6 月~2014 年 2 月,国家光伏质检中心作为牵头单位组织公开征集《地面用光伏组件光电转换效率检测方法》标准起草单位,成立了国标制订工作组。工作组主要参编单位:连云港神州新能源有限公司、晶科能源有限公司、浙江环球光伏科技有限公司、英利能源(中国)有限公司、天津英利新能源有限公司、中利腾晖光伏科技有限公司。

2013 年 6 月~2014 年 6 月,国家光伏质检中心完成面积试验设备的整体研制并开展大量试验,随后着手开展标准起草。

2014 年 6 月 5 日,在国家光伏质检中心召开标准启动暨首次讨论会,就标准草案进行讨论,并就检测方法基本达成一致。

2014 年 9 月中旬,根据工作组第一次会议的精神,工作组完成了大量的验证试验,完成标准征求意见稿。

现标准征求意见稿已形成,特向各相关光伏企业、科研院所征求意见,望各单位、各专家给予意见和建议,填在意见汇总表(见附件),于 2014 年 11 月 15 日之前反馈至联系人邮箱。

索比太阳能光伏网 2014-10-30

青岛建成首个“太阳能村庄”

青岛建成首个“太阳能村” 村民用电免费还可获补贴 近日,凤凰网青岛在即墨普东的梁家荒村看见,村内不仅装上了崭新的太阳能 LED 路灯,村里 70 多户村民屋顶还装上了太阳能光伏发电系统。据悉,作为青岛建成的首个“太阳能小村”试点,村民家的太阳能发电设备安装和用电均免费,由政府补贴。不仅如此,除了供村民日常生活免费使用外,多出来的部分还可卖给国家电网。

据了解,利用光伏农业科技大棚在即墨普东社区建设的太阳能特色小镇,这种新型城镇化模式通过将农民手中的土地集中起来建设光伏农业科技大棚,棚顶发电,棚下种植,再雇用农民进棚工作,进一步提高农民收入,再通过发展光伏产业农业深加工聚集区振兴镇域经济,进一步拉动农民就业增收。目前整个梁家荒村已安装太阳能路灯 200 多盏,村内居民光伏用电改造也已完成,总年均发电量超过 1 万度,每户每天可发电 4 度,每年每户可节省几百元电费。而当地村民不仅用上了太阳发的电,还挣到了太阳的钱,真正尝到了新型城镇化建设带来的“甜头”。

李延明是个梁家荒村的一位村民。今年 2 月份,李延明进入普东光伏农业示范基地“华盛太阳能农庄”工作,成为一名农业工人,每月工资收入 2000 多块,再加上流转给企业 5 亩多农田的租金,他每年能拿到 3 万元的收入,比以前种自家地时的收入翻了几番。据初步统计,光“华盛太阳能农

庄”就已吸纳周边村落 300 多人就业，初步实现了当地农民的就业增收。

下一步普东太阳能小镇的建设将依托国家分布式光伏发电示范区，利用通济街道、大信镇、普东社区农用地，建设占地 9000 亩、装机容量 150MW 的光伏农业科技大棚，棚下种植菌菇、苗木、茶叶等，形成光伏农业特色种植区；完善都市产业园、光伏低碳产业园，建设农业深加工产业园，形成产业集聚，振兴镇域经济，进一步带动农民就业、创业，提高农民收入，真正实现当地居民的“乐业”。

目前，太阳能小镇内光伏农业基地吸纳的劳动力多以中老年人为主，主要是从事农业生产的工作。下一步，通过现代光伏农业大棚生产区与光伏产业农业深加工聚集区的建设，普东太阳能小镇将新增就业岗位 1.5 万个，吸引普东的青年人回到家乡就业、创业，有助于解决的空巢老人、留守儿童等社会问题。不仅如此，太阳能小镇建成后，年均光伏发电量可达 1.65 亿度，年节约标准煤 5 万多吨，年减排二氧化碳 13.5 万吨，年减排碳粉尘 540 多吨，节能环保效益显著。

凤凰网青岛 2014-10-30

甘肃玉门建成首个复合碟式太阳能热电联产项目

据了解，这个光热系统复合碟式太阳能热电联产项目是甘肃省第一家采用光热供暖和发电的热电联产项目，计划投资 5000 万元，建设光热发电的装备制造基地，配套 25 兆瓦光热发电示范场。

复合碟式太阳能热电联产项目采用高温集热与二维向阳跟踪技术，自动实现太阳直射光的全捕捉与高转换，解决了集热、换热、热传输等领域的技术瓶颈，具有光电转化效率高、发电量稳定等优点。

同时，架体用钢量较普通蝶式太阳能节省 30%，集热效果比普通的提高 20%，大大降低了整体生产成本。该项目的建设，不仅可以满足酒泉循环经济产业园供暖需求，而且对于优化玉门市新能源结构，实现光电产业规模化发展具有良好的示范带动作用。

甘肃日报 2014-10-20

太阳能产业发展提速

自 2011 年起，光热行业整体增速逐年下降。农村市场透支、房地产市场低迷、中低端市场产能过剩等一系列因素，导致一些人不再看好太阳能光热行业。

“光热行业增速放缓，并非市场饱和而是创新不足。”四季沐歌集团公司总裁李骏认为，行业整体增速放缓不能简单归结为市场饱和，创新是推动光热应用升级的关键。

实际上，太阳能应用与我们的生存环境息息相关。数据显示，我国建筑能耗已占社会总能耗 35% 左右，而且形成雾霾的很多颗粒物也直接源于建筑采暖用的燃煤锅炉，太阳能等清洁能源的应用势在必行。以产销量 1000 万台为例，如果一台太阳能产品平均生命周期为 10 年，1000 万台太阳能可替代标准煤约 3000 万吨，节电 834 亿千瓦时，还能减少 3400 万吨的二氧化碳排放。作为太阳能光热龙头企业，四季沐歌累计推广光热面积已居全球之首，太阳能累计产销量已率先突破千万台大关。但在李骏看来，“1000 万台太阳能只是一个阶段性的数量标志，光热企业的社会价值和生态贡献远高于经济层面的意义。”

随着家电下乡和节能惠民补贴的相继结束，被提前透支的光热零售市场出现了逐年下滑，行业洗牌之势加速。目前，行业前 20 强企业占据整个光热市场近 50% 的份额。相关主管部门明确提出，要推动光热行业优化升级，以发挥产业集群规模效应。到 2015 年，培育 3 家年产销量 250 万台以上的龙头企业。行业集中度、优势资源向龙头企业聚拢已成趋势。

在此背景下，龙头企业创新升级步伐加快，其创新思路备受关注。李骏认为，旧元素的新组合是创新，受消费者欢迎的技术革新是创新，新颖的市场投放也是创新。日前，在洛阳产业基地，四季沐歌在业界首创的光伏与光热跨界产品第 10 万台“电龙”正式下线。该产品通过在太阳能集热管中融入独创的发电管，集洗澡与照明功能于一身。除了“电龙”产品之外，今年四季沐歌新推出的“电光宝盒”和“太阳能家庭发电站”两款产品都是在互联网思维下，为满足渔业和林业等户外作

业的细分市场进行的多样化小众产品创新。与此同时，四季沐歌与德国斯图加特大学国际太阳能检测中心联合研发的太阳能跨季节储热采暖技术，达到国际领先水平。营销创新方面，四季沐歌与华铁传媒闪电签署了“六纵六横”高铁路网冠名战略合作协议，预计每年覆盖传播人数达 2 亿人次。借助高铁营销的拉动，四季沐歌预计 2015 年线上完成 1 亿元销售目标。

业内人士指出，在短期内市场需求不足与中长期前景看好相背离的环境之下，龙头企业需要通过产品创新、技术创新、市场融合等，进行短、中、长线优质资源配置和战略布局，从而带动整个光热行业从困境中突围，走出一片新天地。

国际能源网 2014-11-1

上澎展示全球首块 STC 下输出达 503 瓦特的双面双玻光伏组件

全球太阳能光伏电池和集电板设计与制造公司上澎(Sunpreme)宣布该公司正在展示全球首块标准测试条件(STC)下输出达到 503 瓦特的双面双玻光伏组件。

另外，性能方面组件转换效率的热系数低至 0.28%/摄氏度。该产品将为分布式发电应用产品节约大量的每瓦周边系统(Balance of System, BOS)成本。2014 年 10 月 20 日这周该集电板和四(IV)闪存数据将在拉斯维加斯举办的 Solar Power International 2014(SPI)展销会上澎展台展示。

上澎的新 500 瓦特集电板使用了与 Maxima GxB 当前产品相同的设计和材料技术。基础技术平台是上澎 5 年前设计的专有 SmartSilicon®混合电池技术(Hybrid Cell Technology, 简称: HCT)。它的设计理念是最大化地面安装和跟踪器配置的能量输出。该经验证的结构由密封在两块钢化玻璃之间的 156.75 毫米 AFS (美国铸造协会)标准电池组成。因为没有外框所以无需接地。实践证明这种创新的双层玻璃组件安装和维护简单,即使安装在多个兆瓦(MW)量时也是如此。该组件可靠性强,精美、透明的流线性外观,且性价比较高。

弗劳恩霍夫太阳能光伏系统研究所(Fraunhofer ISE)主任兼上澎全球顾问委员会(Global Advisory Board)的 Eicke Weber 博士表示:“我很高兴,上澎在无框密封双面双玻集电板混合电池技术方面正在取得快速的进展。上澎采用混合电池技术的电池及其模块是高科技产品的关键组成元素,直到最近才有 6 种不同的主流技术将组件的转换效率范围扩大到 14% 至 21%。”Weber 博士补充说:“双面提升令组件转换效率达到破纪录的 22%,在同类产品中上澎混合电池技术已经达到了新的顶峰。即使规模很小它也能以低成本的方式实现这样的转换效率。未来,上澎显然在降低成本方面还有很大的发挥空间。”

上澎董事会主席兼首席执行官 Ashok K Sinha 博士表示:“我们很自豪地宣布上澎 GxB 500W(STC)成为全球新的“重瓦”冠军。有效转换功率达到 575 瓦特、双面后转换效率提升相当于 22.2%个集电板的转换效率,前所未有地大幅降低大型分布式发电项目的补偿系统 (BOS)的成本。仅重 34 公斤,两个安装工可以不用再重复做向上举升动作。这一独一无二的产品让我们成为行业标准的制定者。我们的创新设计突破了 STC 的限制、超越了光伏发电系统(PVSyst)标准。我们帮助客户以较低的均化发电成本 (LCOE) 获得较高的能量输出。这些集电板的寿命在 25 年以上。同我们的其它产品一样,在向市场全面推出该产品时,慕尼黑再保险公司 (Munich Re) 将提供保险。我们最终的目的是为我们的客户和投资人带来出众的内部收益率 (IRR)。”

上澎全球工程和运营资深副总裁 Frank Pham 表示:“我们公司不断创新和精益运营的价值观念让我们能够快速展示像 GxB500W 这样的领先产品。将双面双玻组件建立在经过测试和证明的 HCT 平台上,我们能够展示一款 STC 闪存功率达到 503 瓦特。这些集电板与 GxB 产品系列的基因相同,如用于高效系统整合的可变输出电路较大、防火等级达到最高等级 A、积雪负荷和抗风能力更强。”Frank 补充说:“由于该产品的设计用途和独特的性能,我们将与特定的客户在应用工程方面紧密合作,包括兼容的机架和跟踪器的配置。”

美通社 2014-10-22

光伏之殇：德国放弃能源转型的承诺

德国是世界第四大经济体，拥有一直领先于世界的承诺条款，使其本身摆脱化石燃料并减少其温室气体排放量。该计划被称为 **Energiewende**，或者“能源转型”，在 2011 年被写进法律中。而能源转型背后的关键法律在十年前制定。

可再生能源的这一承诺已经不只是修辞。德国已经安装了比其他任何国家更多的太阳能，尽管拥有一个相当适中的太阳能资源，该国的风能直到最近也是世界领先。图 1 显示了 2013 年德国安装的可再生能源系统。

可再生能源现在占全德国电力需求的约 30%。在某些时候，太阳能发电可以提供电力需求总额的一半，而且值得说明的是德国在大约十年之前才开始安装太阳能系统。太阳能累计装机容量已超过 38 万千瓦。风电装机容量超过 35 万千瓦，而在德国生物质发电产生的电力仍然比太阳能多了近两倍，尽管我们很少听到这第三个主要的可再生能源，这也是基载电力。

德国从 2010 年至 2012 年安装了显著的 22GW 的太阳能(平均每年安装 7GW)，在 2013 年放缓至大约一半的年增长率，并在 2014 年进一步放缓到改革之前。成为其自身成功的牺牲品，2014 年德国的立法机构，国会大厦，在德国总理安格拉·默克尔的支持下，制定额外的长期 **Energiewende** 改革，旨在减缓的增长率和改变定价机制的新合约。

美国和其他英文媒体的众多报道宣布德国对可再生能源和减少温室气体排放的承诺已经毁灭。福克斯新闻网的评论员两眼发光地宣称这一转变，看似高兴的是，德国的激进环保政策已被证明是错误的，这个国家正在被迫走回头路。

但这是真的吗？确实在 2014 年颁布了改革，但他们的进化不是革命，德国正在撤销他们的长期承诺，这一点都没错。让我们来看看证据。首先，回顾一下历史。

能源转型的起源

仅次于德国的能源转型的主要法律(缩写为 EEG)最早设立于 2000 年，EEG 是一个上网电价补贴政策，仿照一项于 1978 年(PURPA)通过的类似的法律。EEG 允许生产者在设定价格的长期合约中出售电力给公用事业。这一直是德国成功的关键，因为它为重大投资提供了必要的确定性。EEG 已经被修改了很多次，变动最大的是在 2012 年和 2014 年，海因里希·伯尔基金会能源转型网站提供了对它的历史的简短总结：

德国能源转型不仅发生在 2011 年，它起源于 20 世纪 70 年代的反核运动，汇集了保守派和环保主义者——从环保到教堂。石油危机的冲击、切尔诺贝利的崩溃导致其寻找替代品——上网电价的发明。

EEG 落实上网电价制度的各种技术，价格设置管理发展水平被视为必要的刺激。价格自开始以来已经下调无数次了，设计一种机制，以促进早期发展和成本快速下降。图 2 显示了 10KW 以及低于 10KW 的太阳能上网电价系统的历史(利率相较于较大的系统较低，而比其他技术更低，如风能和生物质能)。从 2004 年到 2013 年上网电价补贴价格下降了 74%，其中，如下图所示，整个系统价格的相关性非常好(绿色方块)。

EEG2.0

这个 7 月份 EEG 有很大改变，德国议会的变化为它提供了强大的支持(本瑟姆·保罗写了关于这里变化的一个很好的总结，在这里也是可用的)。

关键变化，8 月 1 日生效，如下所示：

- 新的太阳能合约通常仅限于每年 2.5GW，而 2011 和 2012 年每年高达 7GW(可以签订更多的合同，如果激励下降超过这个目标)
- 新的陆上风电合约通常都限制在每年 2.5GW
- 新的生物质合约被限制为每年 100MW
- 一个试点方案将作为上网电价的替代品，在 2017 年开始进行测试招标/拍卖系统，但试点只适用于第一次在地面安装的太阳能项目

· 可再生能源发电目标的 80% 直到 2050 年都将维持，同样，直到 2025 年的 40%~45%，以及直到 2035 年的 55%~60% 的中期目标都将保持不变。

该初步步骤趋向于竞价系统而远离上网电价，对较大的系统(超过 500KW)来说，也许是最大的变化，但保罗指出，从现有的系统来说这其实不是一个大的变化，风力发电项目已经获得在公开市场上出售自己的能力，然后得到一个“市场红利”，以确保他们收到的市场利率相当于贴 FIT 价格。

与计划 2017 试点的大型地面安装太阳能的区别是，它将使用拍卖/招标程序，以确定合适的 FIT 同等价格，而不是行政上设定价格。因此，较大的改变，似乎是转向以市场为基础的价格制定过程，而不是行政设置的价格。

在此之前，新的太阳能系统将收到 FIT 价格，但根据不同的机制比以前还依赖于市场溢价的概念。所以实际上，FIT 还是很到位的，但在概念上，它已经在预期中修正，当“EEG3.0”被计划时 2016 的道路可能有较大的改变。

FIT 的一个关键特征是，在 20 年的合约期间的不变价，维持在新的系统中。因此市场肯定，既然提供了这个常量价格就会依然执行。

对市场规模的限制是在 2014 年以前，随着当前年度“走廊”的 2.5GW 至 3.5GW 的太阳能计划。其次，在年度安装中这种放缓是 FIT 获得显著成功的结果，而不是失败的标志。德国农民和企业都被简单地增加新的可再生能源，尤其是太阳能，比以往预期的要快，而且速度快到德国的电网运营商和其他人说服决策者放慢一下该过渡。这是可再生能源过快增长和对花费可能太多的过渡担忧的结果。

也许对成本事实和能源转型的政治最能说明问题的事实是德国的每个人仍然支持该计划。根据二月份的调查，今年发现几乎 89% 的德国人支持能源转型。这是对在美国一些夸大其词和耸人听闻的有关指控能源转型失败的报道的一个强烈反驳。例如，纽约时报的一篇文章谈到了由于能源转型的实施，在德国出现了一个新的“能源贫困”。然而，事实并不支持这篇文章的偏见。

德国能源转型对世界的影响是什么？

相关性不等于因果关系，但很强的相关性都是不错的因果关系的迹象。我们可以看看德国的 FIT 的重合时间，暴跌的太阳能紧跟随下滑的 FIT 价格，以及崛起，特别是中国的太阳能生产能力，可以画一个非常清楚的图形来解释为什么太阳能电池的价格下降得如此快。概括起来就是一句话，德国的强大和长远的 FIT 政策创造了世界，尤其是中国各地的太阳能，并促使国家的巨大需求，提高产量以满足需求。最终的结果是在短短几年的时间，太阳能模块的价格下降了接近 80% 甚至更多。

最后，也是必要的，促使俄罗斯在该地区地缘政治和能源政治的新自信。具体而言，俄罗斯与乌克兰和克里米亚的相互作用表现出愿意削减因为德国忧愁的天然气主要客户。如果德国要过渡到可再生能源，并提高其能源独立，它可能需要最终断奶，而断奶本身不仅来自煤炭和核能，也有来自俄罗斯的天然气。约三分之一的德国的天然气来自俄罗斯，但德国进口的能源占总的天然气需求的 90%(包括电力和热能，最大份额的天然气消费量)。这些数字突出了德国将在 2050 年和化石燃料划清界限的困难。笔者的感觉是，然而，随着俄罗斯将带来的新问题，如果有的话，加速德国推进能源转型。目前已经有一些证据表明这一点，笔者希望看到在未来几年有更多这方面的消息。

总之，EEG2.0 是 EEG 法律的实质性改革，但它并没有削弱德国的能源过渡的长期承诺。2014 年有一个明显的改变，对所有可再生能源来说改革远离 FIT 模式，而对大多数可再生能源则转向更为市场化的模式。这一点，在笔者看来是令人感到遗憾的，因为德国的政策，至今为止已经成功地将新的可再生能源成本低于电网电力成本，而且在很多情况下，低于批发电力的成本，所以新 FIT 合约可以越来越多地节省纳税人的钱。

FIT 过程中的确定性，无论是在长期的固定价格合约条款抑或提前知道价格，都是促使德国的显著节能改造的主要因素。德国有远见的政策已经成功地使太阳能成本大幅下降，到这种纳税人可以真正省钱的新合约的程度——那么为什么要撤销这个现在已经实现了重要里程碑的政策？

而新的改革将削弱之前 FIT 政策的主要特点，德国仍然以自己的方式实现能源转型目标，在最

我国分布式光伏新政频出 装机实现结构性变化

2014 年，国家能源局计划新增光伏发电装机 1400 万千瓦，其中分布式光伏 800 万千瓦，地面光伏电站 600 万千瓦。2013 年光伏新增装机中只有 80 万千瓦是分布式，剩下都是集中式地面电站。因此，要在短短一年时间内实现装机的结构性变化，无论对于国家能源局还是市场来说都很有压力。今年上半年的完成情况其实比 2013 年要好很多，截至 2014 年 6 月 30 日，我国分布式光伏新增装机 100 万千瓦，但仍不到新增总容量的三分之一。

目前看来，如果要完成 800 万千瓦的目标，四季度还需要开足马力。国家能源局正在积极准备，最近也出台了一些新政策，这些新政的重点集中在六个方面。

第一是把最低收益底线往上移。如果自用电显著减少或供用电关系无法履行，分布式光伏发电项目可以选择全额上网。这样能让用电负荷比较低、屋顶面积比较大、光照情况比较好的项目也具备开发价值。

第二是完善标准、加强管理，让分布式电站质量有所保障。国家能源局出台了关于光伏集中地面电站以及风电集中式开发的标准合同，未来也会进一步推动分布式光伏标准合同的制定。建设过程中，整个电站如果能有统一的参照标准，质量也会有稳定的提升。新能源在任何一个国家都是新的，美国市场也在通过实验室推动他们的标准合同以及电站标准化的运行，届时可以建立一个大联盟，把一些主要的开发商吸纳进来，大家统一使用一个标准或是一个合同，这能为未来资产证券化、电站出售打下很好的基础。中国将来也会一步一步走这个方向。

第三是 35 千伏及以下电压等级接入电网(东北地区 66 千伏及以下)、单个项目容量不超过 2000 千瓦的地面或利用农业大棚等无电力消费设施建设，也将纳入分布式光伏发电规模指标管理，执行当地光伏电站标杆上网电价。这能缓解东部分布式光伏电站不足的情况。

第四是新政策允许分布式光伏发电向同一变电台区的符合政策和条件的电力用户直接售电，电价由供用电双方协商，电网企业负责输电和电费结算。如果由电网统一解决，可以大大增强现金流的可靠性。电网企业结算脱硫电价一直非常准时，银行很信任电网企业。

第五是鼓励金融创新。可以通过设立公众担保资金、公共资金池，来缓解融资难的情况。由于各地政府比较了解当地情况，知道哪一个企业电费高或是生产经营情况比较好，所以如果各地政府能进行更深度的参与，就能大大降低当地光伏项目的风险。

第六是完善产业体系和公共服务，按照统一标准实施项目设计、施工等。因此，如果把最新政策作为指导性政策，其实是非常好的。

新政策出台之前，国家能源局在嘉兴会议上肯定了浙江嘉兴发展光伏的模式。嘉兴其实是一个很小的城市，只有几十万人口，但截至今年 7 月份，嘉兴的分布式光伏装机容量已经并网 26 万千瓦，因此部分政策也参考了嘉兴的成功经验。

嘉兴成功的关键点是更多收益、更低风险。首先浙江省除国家补贴之外，还有省一级补贴，是在国家补贴基础上每度电增加 0.1 元，还有市一级补贴，就再加上 0.1 元。此外还有区一级的补贴。而解决屋顶难谈问题，是由独立第三方统一与园区业主、投资方签订协议、制定规划，统一进行屋顶租赁。

此外，嘉兴市政府牵头成立了 10 亿元的光伏资金，设立资金池，一方面是提供担保支撑，另外就是资金不够的情况下可以从资金池垫付。

在维护难的问题上，浙江已能做到能源可视化管理，通过互联网对每一块发电的光伏组件进行监控，一旦出现问题就能锁定具体位置，方便开展维修等。

嘉兴经验被借鉴到新政策中，最关键的一点，就是更多的资金补贴。其实不仅是浙江，其他很多省份也都是通过财政对分布式光伏进行额外补贴，积极的当地政府在这个过程中扮演了重要作用。

除此之外，还有财税政策。江浙地区，对于风电、光伏产业的发展比较积极，因为它本身有很强的制造业，希望借此打开市场。而对于没有制造业的地区，怎么能够调动他们的积极性呢？无论是光伏还是风电，可再生能源的生产模式都是前端投入非常大，前五年内当地政府不太可能从此类项目获得财税收入。既然说绿色能源好，那能不能让当地从开发绿色资源中获益，是否可以通过上一级的财税政策给当地一定的税收减免或补贴。

除嘉兴模式，未来还能不能找到其他更好的模式？还可以多关注以下几方面：

首先是金融市场，虽然听起来跟光伏很远，但是金融是百业的根基。对于全新的能源生产模式，金融机构现在还不太熟悉，也不太适应。希望金融机构还是要把握能源方式转变的大趋势，继续发展煤电是不可持续的，国家“十三五”规划的目标还是期待在建设美丽中国、生态中国的基础上，进一步提高可再生能源的占比。

其次，目前发展分布式光伏的担保成本比较高。如能建立能源杠杆，让担保成本大大下降更好，比如资金规模 10 亿元，担保 100 亿元的项目开发，将不良率控制在 3% 或 5%，就没有什么问题。

此外，电力市场跟分布式光伏的发展有很大关系，未来我国电力市场开放后，如果实现竞价上网，将对分布式光伏产生积极影响。特别是电站容量特别大的情况下，与其弃光，不如以 0.2 元、0.3 元甚至更低的价钱上网。

在新能源并网的过程中，国家电网公司承担的压力很大，包括分布式光伏并网不收服务费用等。在分布式光伏发展过程中，国家电网公司已经做了非常多的工作，而且工作效率很高。新型的能源生产模式，不仅金融机构不太适应，传统电网也需要一段时间来适应并进行转型，所以我们期待国家电网未来可以承担更多的工作，但同时相关方也要考虑到国家电网的经济利益。（中国循环经济协会可再生能源专委会政策研究主管 彭澎）

中电新闻网 2014-10-24

Skycatch 开发无人机，从空中监控太阳能电池

美国光伏发电产业的主要运营商——美国第一太阳能公司和 SolarCity 公司相继开始利用无人机 (UAV: Unmanned Aerial Vehicle) 开展业务。UAV 及相关软件由 2013 年成立的新兴企业美国 Skycatch(加利福尼亚州旧金山)开发，该公司在创业种子期曾得到美国谷歌等的出资。

还可用于动植物保护

Skycatch 公司主要提供总承包服务，成套提供可航拍高精度图像的小型 UAV，以及对收集的图像进行处理和分析的软件。主要客户是建筑、矿山、农业、光伏发电等行业的大型企业。

UAV 在光伏发电领域的用途是，利用配备的红外相机，从几万或几百万张的大量太阳能电池模块中检测热点(异常发热)。与工作人员利用测量器逐一检查模块相比，可大幅削减人工费。

另外，UAV 还可用来保护大规模光伏电站里的野生动植物。在美国，建设大规模光伏电站时必须保护和管理野生动植物的栖息地。在建设规划阶段利用 UAV 在地面附近巡航，可确认规划区域生长的野生动植物，以采取适当的行动。而且在发电站建成后，还可以用 UAV 转移周围的野生动物。

第一太阳能公司是全球最大的 EPC 运营商(EPC 的意思是 Engineering(设计)、Procurement(采购)、Construction(施工))，也是 CdTe 型太阳能电池厂商。美国 SolarCity 公司的董事长是美国特斯拉汽车的 CEO 伊隆·马斯克。第一太阳能和 SolarCity 就利用 UAV 的服务与 Skycatch 签订了合同，不过没有公开具体的服务内容。

第一太阳能公司将在全球最大规模的 290MW 光伏电站“Agua Caliente”中，利用 Skycatch 公司的 UAV 服务。Agua Caliente 在 16km 的土地上设置了 520 万张太阳能电池模块。在如此宽阔的场所，UAV 应该能充分发挥其效果。

自动更换电池

Skycatch 公司自主开发的 UAV 是利用 4 个旋翼产生升力的四旋翼直升机。重量约为 2.3kg，根据用途为 UAV 配备不同的传感器和摄像头等。虽然还受传感器和摄像头的重量、飞行高度及风况等

影响,不过平均来说一次可飞行约 30 分钟,收集 15GB 的数据。能获得分辨率在 1cm/像素以下的“超高画质”。UAV 无需从地面远程操控,而是沿着程序设定的路径自主飞行。

结束一次飞行后,UAV 会自动返回称为“地面站”(Ground Station)的 61cm 见方、约 45kg 重的黑箱子中。利用配备的摄像头、GPS 和超声波传感器识别地面站的位置,同时利用地面站发来的无线信号支援 UAV 着陆。

UAV 着陆后,机器人手臂会从箱子中伸出,把 UAV 用过的电池换成新电池。电池上配备了保存航拍图像的存储卡,保存的图像经由无线 LAN 上传至 Skycatch 公司的服务器。

地面站的内部构造像旋转木马一样,存放有多块电池。能一直为电池充电,因此不会出现充满电的电池不够用的情况。也就是说,在大规模发电站项目中,UAV 可以飞行几十次。

UAV 飞行一次的时间在 30 分钟以内,每次结束飞行都会上传数据,因此 Skycatch 的客户几乎可以实时获得最新数据。Skycatch 会根据客户端的需求对收集的航拍数据进行处理和分析。

用途多样化

通过定期收集航拍数据,可管理和记录大规模、大范围的土木工程及建筑施工现场等的进展情况。建筑公司能够更加高效地施工。Skycatch 还以航拍数据为基础,提供建筑物和地形的 3D 制图。

从空中利用 LIDAR (Light Detection And Ranging)系统的话,能在广大范围内确定物体的位置、距离和形状,获得地上空间的数据,或用于地形和矿山的勘测。在矿山开采中,为开采难以到达的煤层,有时要使用炸药。利用 UAV 能从上空确认是否所有的炸药都已经爆炸,以保证安全。

另外,还可利用航拍数据计算“归一化植被指数(NDVI: normalized difference vegetation index)”,用于报告植物的生长势和密度监控、干旱及收割生产、森林采伐等情况。

Skycatch 计划除美国外,还在欧洲、中东及包含日本在内的亚洲开展业务。

日经 BP 社 2014-10-24

让光伏分担雾霾治理

10 月 19 日,北京迎来了一场大型体育活动:2014 年北京马拉松,简称北马。北马是一场众乐乐的群众体育盛会,总共吸引了 3 万名职业及业余选手参加。然而,雾霾又一次准时到来。面对如此严重的雾霾,主办方仍坚持当天比赛引发争议。不少网友要求改期或取消比赛,部分选手选择弃跑。

一篇《你是跑了北马的那个 SB 吗?》的文章引爆朋友圈,紧接着一篇《不跑北马就不是 SB 吗?》的文章同样引来无数关注。争锋相对的态势一如坚持跑完了北马的选手和选择了弃赛选手之间的讨论。世界上还没有一次马拉松能引发如此多的“声音”和争论,这一切都是因为雾霾。

《你是跑了北马的那个 SB 吗?》文中引用的大量论证雾霾对健康之伤害的数据:一次严重雾霾天 6 小时的马拉松,导致总量 0.07143%的肺泡被 PM2.5 颗粒物堵死失去功能并逐渐纤维化,但这还不是全部:PM2.5 指得的是空气中粒径小于 2.5 微米的所有悬浮颗粒物,一些粒径特别小的,还可以直接穿透肺泡进入人体血液循环,被带到心脏和别的器官。而这些颗粒物上面都附着有各类有毒有害物质。更糟的是,PM2.5 一旦进入人体,基本上无法被排出。

相信看了这些文字的人都会愤愤然,但是看了《不跑北马就不是 SB 吗?》之后又会让人沉静下来思考:谁都知道雾霾的厉害,但是你能放弃一场马拉松也能放弃一个北京城吗?最悲哀的是很多人没有选择。有些弃跑选手买了当夜回程的火车票。可是,北京人,北漂族们能去哪?

随着气象状况的改善,雾霾 20 日逐步消散,但在 23 日和 24 日左右,还会有一次雾霾的天气过程。雾霾来了一轮又一轮,今年的北马可以弃赛,明年的呢?尽量不要外出、尽量戴口罩或者等风来,这都不是在解决问题,只是在减少相对伤害,自欺欺人而已。你知道的,你跑或者不跑马拉松,雾霾都在那里不增不减!

治理雾霾,从生产清洁能源开始

治理长期“雾霾”,绝非“提头来见”那么简单,北京市长想在 2017 年就治理好,简直是在拿

自己的生命开玩笑。洛杉矶治理光化学烟雾污染用了半个多世纪，伦敦摘掉“雾都”的帽子用了 28 年，北京治理雾霾也绝不是短期内就能见效的。

治理雾霾也不是个别部门的责任，而是所有人应该共同承担的。笔者觉得万科集团执行副总裁毛大庆在其《我的 2014 北京马拉松之殇》一文中写的很好：每一个跑者也应该深思，我们每一个个体又应该为变革做些什么，我们以前又做过什么呢？所有问题都推到“有关部门”头上，无异于喊着“个人主义”的口号，用“集体主义”推卸着自己的责任！

治理雾霾必须从现在开始做起，从每个人做起，而不是让各国人民来一起吸雾。中国科学技术信息研究所发表过一篇文章《英国伦敦雾霾治理措施与启示》，其中第二条经验就是“利用清洁能源等技术，大力发展低碳经济”。不要以为发展低碳经济似乎又指向了国家发展战略层面，个人无法参与。事实上，每个人都可以成为清洁能源的生产者，而不是只能消费对环境伤害极大的传统能源。光伏，正在使每个普通居民成为清洁能源的生产者成为可能。

据了解，在欧洲，特别是德国，社区的协作、社区电力合作、消费者联盟整合在一起，每家每户在楼顶上安装太阳能电池板发电，形成合作社共同卖电。今年以来，大的电力公司发电数量不再增长，而是面临许多小型发电社区的竞争。而未来 15 年内，美国发电总装机将减少四分之一的化石燃料发电机组，而可再生能源发电装机容量将是目前的四倍，分布式光伏发电装机容量可能翻二十番之多。

《第三次工业革命》的作者里米·里夫金在近期的一次采访中说过：“我去年 9 月来中国访问过程中，国家电网发表了一个计划，要投入 820 亿美元资金用来建设分布式电源的并网和上网，以及智能电网的建设。这意味着中国会以国家的力量和行为让很多老百姓在自己家从事分布式发电，改变能源格局。”2013 年以来，国家频频发文鼓励和支持分布式光伏产业的发展，特别是今年 9 月份发布的《进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》，提出 15 条措施加强落实光伏发电有关政策，高度重视发展分布式光伏发电。

更重要的是，越来越多的个人开始了解和尝试安装光伏发电系统。2012 年起，各地陆续出现“光伏发电第一人”，北京的任凯、上海的党纪虎、青岛的徐鹏飞、江苏的朱启杰、安徽的孔庆斌等等，他们个人光伏发电过程中的事迹被转载报道，不仅一定程度上促进和引导规范了分布式光伏发电的发展，也让更多人的看到了光伏发电的魅力。用光伏太阳能发电，不再是一件新鲜事，也不再像前几年那么昂贵，它变成了一种人人都可以尝试、人人都可以参与的生活方式。

结语：

不管是以“自我牺牲、自强不息”的行为艺术去抗击雾霾的北马参与者，还是以巨大的勇气去表达自己“要健康不要雾霾”的奔跑人员，还是备受争议的北马组委会，甚至是一遇到问题就被抬出来的“相关部门”，他们都不应因此次北马事件的而受到责备。真正应该反省的是每一个污染了环境的我们。同样，治理雾霾，改善环境的责任也不应仅仅落到几个部门几个组织身上，我们每一个人都可以生产清洁能源，可以为自己和身边每一个人的健康负责。

Solarzoom 2014-10-24

美国 SunEdison 获得加州共计 17.7MW 分布式光伏项目

SunEdison 计划在旧金山港湾区——SunEdison 的大本营——为九大公共机构开发 30 座光伏系统。

美国光伏开发商 SunEdison 近日宣布，基于加州阿拉梅达县推出的区域可再生能源采购项目(R-REP)，公司被授予共计 17.7 兆瓦的分布式光伏项目。

SunEdison 表示将与分布于阿拉梅达县(Alameda)、康曲柯士达县(Contra Costa)及圣马特奥县(San Mateo)九大公共机构展开合作，联合开发这批光伏项目。

SunEdison 将部署屋顶、顶篷及地面安装系统技术，以适应 30 个不同地点的具体特征。

SunEdison 预计，所有项目均于今年年末开建，明年末竣工。建成后，所有系统每年可生产 2770

万千瓦时的太阳能电力,并归 SunEdison 旗下的 TerraForm Power 公司持有,但由 SunEdison Renewable Operation Center (ROC)运营与维护。

SunEdison North America 总裁 Bob Powell 表示:“能够与分布于阿拉梅达县、康曲柯士达县及圣马特奥县的九大公共机构建立合作关系,SunEdison 深感自豪。鉴于运营总部位于贝尔蒙特(Belmont),SunEdison 许多员工居住于这三个县。本次合作无疑赋予他们宝贵机会服务于当地社区。”

阿拉米达县行政长官 Susan S. Muranishi 评论道:“能够在可再生能源区域收购领域扮演‘领头羊’的角色及与当地政府合作伙伴建立合作,我们深感自豪。”

Solarzoom 2014-10-24

【独家专访】澳维多利亚州太阳能屋顶发展迅速

(原标题)澳维多利亚州太阳能屋顶发展迅速

——专访澳大利亚维多利亚州能源及资源部长 Russell Northe

中国能源报:请简单介绍一下维多利亚州的褐煤情况?

Russell Northe: 维多利亚州拥有得天独厚的条件,我们的褐煤储量大约为 150 亿吨,与其它黑煤相比,褐煤的特点是含硫量、灰分量以及重金属量都较低,并且在本州还有很有煤矿资源未对外界公布开采。例如,我们现在就有 130 亿吨的煤还未进行分配,尽管目前维州的褐煤主要用于发电,但这些储量也可以有其它应用。此外,维州褐煤的优点是较容易挖掘,深度浅,正因如此,它作为用于发电的商品价格更为低廉。

中国能源报:目前中国企业在澳投资褐煤的意向如何?维州政府有何鼓励政策?

Russell Northe: 可以肯定的是,目前有多家中国企业对维州的褐煤非常感兴趣,我们正在进行相关的讨论。

对于投资澳大利亚的煤炭事业,维多利亚州政府有一系列的鼓励举措来协助包括中国在内的海外投资者。例如近年来州政府与联邦政府一起,总共针对三个高阶褐煤项目发放了 7500 万澳元的支持资金。这三个成功项目的提议方使用褐煤资源都有不同的应用目的,一个是用于钢材领域、一个是肥料领域,还有一个是做成型煤。在今年 6 月,在我们的举措下,中国上海电力股份有限公司就成为了项目的成功申请人之一。

中国能源报:您对前来投资澳洲矿业的中国企业有什么建议?

Russell Northe: 首先是要确保与政府尤其是商务部门建立良好的联系,对于社区保护的规章制度要格外留心,同时也要兼顾社会环保团体的看法与建议。另外一点就是要确保项目有足够的基础设施,便于产品的市场营销与运输。维州政府设有维多利亚投资局,可为来自中国的潜在投资者提供咨询服务,为他们创造商业机会,从而可进一步确保业务取得成功。

中国能源报:在基础设施建设方面,维州政府有哪些具体举措?

Russell Northe: 在基础设施方面,州政府已拿出了 270 亿澳元用于建设各类货运公路的使用项目,而且我们也在开发黑斯廷斯港(Hastings)。除此之外,对于褐煤项目,我们与相关提议方在进行对话时会说的很清楚,就是如果对资源感兴趣,那就要在基础设施方面给予协助。

中国能源报:今年上半年,澳大利亚政府相继取消了矿产租赁税和碳税,现在有何效果吗?

Russell Northe: 现在就说产生效果似乎还为时过早,因为这两项税费也刚取消不久,但是我了解到,众多矿业公司对于税费的废除都感到非常高兴,我也相信这一趋势会有力促进澳大利亚的矿业投资。

中国能源报:目前维州的电力构成结构情况是怎样的?

Russell Northe: 总体来讲,维多利亚州 83.5%的电力需求是由褐煤来提供的,其余 5.2%来自风能,4.5%来自水电,4%来自燃气,2.7%来自太阳能等其它可再生能源。维州在地热能方面也有进行相关研发,但至今还未产生发电记录,也还未涉足海上发电。

中国能源报:政府有无未来加大可再生能源占比的具体目标?

Russell Northe: 州政府目前在可再生能源方面目前还没有明确具体的目标，中央政府对于整个国家的可再生能源的发电占比是有具体目标的。联邦政府官员目前也正在对可再生能源占比的问题进行重审。在过去的五年当中，维州的太阳能装机量飞快增长，特别是有越来越多的城市居民和企业的建筑屋顶都安装了太阳能电池板。

中国能源报：请简单介绍一下维州政府目前在能源领域的鼓励政策？

Russell Northe: 在矿业领域，我宣布了一项价值 1500 万澳元的勘探项目。该项目由维多利亚州政府和企业共同出资建设，将会对维多利亚州的铜矿、锌矿等矿物资源进行勘探。我们还针对中小型企业提供了名为“矿业设备与技术服务”的项目支持。此外，对于有意落户维多利亚州的海外矿企，我们也会提供相关的财政支持。

在新能源领域，州政府有提供名为“能源科技革新”的支持项目，通过与企业合作的方式对太阳能、风能、生物能以及地热能领域投资。近年来，我们通过该项目一共投入了 1.03 亿澳元。

【相关链接】

澳大利亚维多利亚州投资局官方链接：<http://www.invest.vic.gov.au/cn/home>

中国能源报 2014-10-27

京瓷计划在日本建设 60MW 水上光伏电站

据悉，由日本京瓷株式会社与东京盛世力租赁公司(Century Tokyo Leasing Corporation)共同出资成立的“京瓷 TCL 太阳能联合公司”，计划在日本建设共计 60MW 水上光伏电站。而建设水上光伏电站施工所需的水上架台将从法国 Ciel et Terre International 购买。

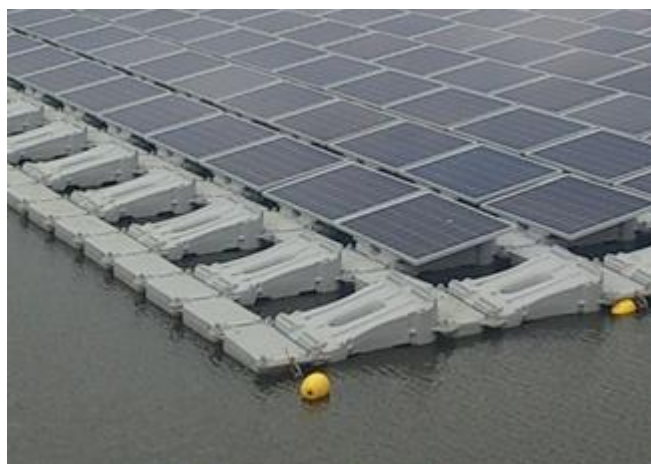
水上架台是用于水上设置太阳能电池板的浮体构造物，由 Ciel et Terre 开发并拥有专利，已经在法国运行三年以上。Ciel et Terre 的水上架台用耐紫外线、耐腐蚀性强的高密度聚乙烯制造，可以 100% 回收利用。

作为该计划的第一个项目，计划于 2014 年 10 月底开始在日本兵库县加东市的东平池和西平池建设共计 2.9MW 水上光伏电站。

自 2012 年 7 月日本出台可再生能源收购制度(FIT)以来，京瓷 TCL 太阳能在日本 28 个地方开发了共计 92.8MW 光伏系统，其中 11 个地方共计 21.6MW 光伏系统已经投入运行。

目前，日本各地纷纷引进光伏系统，百万瓦级光伏电站的用地日益减少。在这种情况下，京瓷除了此次水上光伏电站计划外，还积极开发利用闲置土地以及工厂和仓库屋顶的光伏系统。

百万瓦级水上光伏电站由于安装在水面上，具有冷却效果，比起在地面或者在屋顶安装，有望获得更高的发电量。此外，将太阳能电池覆盖在水面上，还具备减少蓄水池的蒸发量和防止藻类大量繁殖等优点。



【百万瓦级水上光伏电站效果图】

澳门“太阳能法”2015年1月26日正式生效

澳门特区政府公报 27 日刊登《太阳能光伏并网安全和安装规章》行政法规。

规章主要规范在公共或私人建筑物安装太阳能光伏发电系统及相关设备，订定太阳能光伏发电系统直接或经配电系统与公共电网连接的应遵安全技术条件，以及在建筑物安装光伏系统的要件。

按照规章内“公布后满 90 日起生效”的规定，《太阳能光伏并网安全和安装规章》将在 2015 年 1 月 26 日正式生效。

为了确保公共电网的安全稳定，规章对光伏系统并网时的电能质量，以及系统出现异常情况或故障时的人身安全和设备安全方面都有规范。

除了相关的电气和并网安全技术要求，规章亦针对澳门楼宇实际环境，提出在建筑物安装的安全要求，例如太阳能光伏板与建筑物安装表面之间的散热间距、支架和基座的牢固和防水要求等。

除了技术要求外，在申请的行政程序上，法规订定由土地工务运输局负责接收申请、审批申请和监管执行。

中国新闻网 2014-10-28

汉能集团进军光伏建筑市场

27 日，汉能集团发布建筑光伏一体化（BIPV）产品，进军国内光伏建筑市场。BIPV 技术可以把建筑物打造成独立的太阳能发电站，欧洲发达国家 BIPV 在太阳能发电中的比重超过 80%，美国也达到 67%，我国仍属空白。

目前，汉能总部 BIPV 建设项目一期工程投入使用，该项目融合了建筑幕墙、连廊、采光顶、柔性屋顶、车棚等 BIPV 一体化建筑方式，总装机 3MW。一期装机 600KW，可解决集团总部 20% 的能源需求，二期完成后，将实现集团总部 100% 的能源自给。

据统计，建筑能耗约占全球总能耗的 30%。在未来五年，中国城市建筑 BIPV 可应用面积将达 17.9 亿平米，预计每年可发电约 615 亿度。可为二氧化碳减排贡献 5200 万吨，相当于多种 29 亿棵树，减少 1600 万辆汽车的尾气排放。（记者赵嘉妮）

新京报 2014-10-28

广州积极推动太阳能应用 加快屋顶光伏建设

为积极推动太阳能光伏发电应用，加快屋顶光伏发电项目建设，广州市能源工作领导小组办公室近日公布《广州市分布式光伏发电项目管理办法》称，2020 年前在广州市行政辖区内建成的符合条件的太阳能光伏发电项目，均可享受太阳能光伏发电项目建设专项资金支持。

分布式光伏发电特指通过采用光伏组件将太阳能直接转换为电能的分布式发电系统，因清洁高效、分散布局、又就近利用当地太阳能资源，替代和减少化石能源消费等特点，而被广泛推广。

广州市能源工作领导小组办公室方面介绍，广州出台《分布式光伏发电项目管理办法》，将在 2014 年至 2020 年期间，由广州市本级财政资金中安排专项资金支持全市太阳能光伏发电推广应用。

记者留意到，目前广州制定的支持鼓励分布式光伏发电项目管理办法中，涵盖在广州市辖区内利用工业园区、企业厂房、物流仓储基地、公共建筑以及居民住宅等建筑物屋顶或外立面建设的太阳能光伏发电项目。

根据《办法》，分布式光伏发电项目业主可以是单位，也可以是居民家庭。其并网接入方式有全部上网、全部自用和自发自用余电上网三种，亦可由项目业主自行选择。但分布式光伏发电项目管理内容涉及到的主要内容，包括项目备案、项目建设、项目验收、并网接入及电量计量、电费收取、补贴支付、运行管理等，需要纳入每年的监督检查和绩效评价。

广州对分布式光伏发电项目的支持鼓励，采取后补助方式。从 2014 年至 2020 年期间，在广州市行政辖区内建成的符合条件的太阳能光伏发电项目，均可享受太阳能光伏发电项目建设专项资金

支持。

按照《办法》，对符合申报《广州市太阳能光伏发电项目建设专项资金管理办法》的光伏发电项目业主，财政局将负责补助资金预算管理、支付有关规定核拨资金等；分布式光伏发电项目并网接入、电量计量、电费和补贴结算等，业主单位可具体联系供电部门、参照《南方电网公司分布式光伏发电服务指南（暂行）》执行。

《办法》称：“所有项目并网或运行满一年后，原则上每年 11 月底前，资金申请单位或个人可向市发展改革委提出补助申请，次年第一季度前下达资金计划。”

记者了解到，业主单位的分布式光伏发电项目，也同时需要接受每年的监督检查和绩效评价。在年度指导规模指标范围内的分布式光伏发电项目，自备案之日起两年内未建成投产的，在年度指导规模中取消，并同时取消享受国家资金补贴的资格。

另外，对于在现有建筑屋顶或外立面建设的分布式光伏发电项目，自签署屋顶或外立面使用协议之日起半年内未开工以及未按要求报送运行信息的项目，将取消享受市相关政策支持资格。同时，分布式光伏发电项目所涉及的建筑物，应不影响其原结构安全和使用功能，相关的设计、施工和运维须符合有关规范标准的要求；参与分布式光伏发电项目建设的设计、施工、检测和运维企业须具备相应的资质。分布式光伏发电项目须采用经国家认监委批准的认证机构认证的光伏产品。（记者/陶达嫔 实习生/左妮）

南方日报 2014-10-28

英国欲建世上最环保的太阳能发电场

英国太阳能发电场运营商 Primrose Solar 正与太阳能公司 Solarcentury 合作，将在英国的朴茨茅斯市费勒姆的 Southwick 庄园（Southwick Estate）建造一个 48MWp 的太阳能发电场，该发电厂将会为 1.1 万家庭提供清洁电能。但好消息还不止如此，两大公司还计划融合一系列环保措施，如生态选址、施工过程中使用太阳能和生物柴油发电机等，把该发电场建成世界上最环保的地面太阳能发电场。

Solarcentury 公司的首席执行官 Frans van den Heuvel 说道：“我司的太阳能发电场建造技术加上 Primrose Solar 公司的长期投资，将使 Southwick 太阳能发电场成为环保的重要标志。根据我们的废物与能源管理规划，我们将在工程建造过程中应用各种创新性环保技术，这些技术还将应用在以后的其它项目中。”

其它的可持续计划包括野生动物与栖息地管理计划；种植野生花本植物以帮助恢复传粉物种，如蜜蜂和蝴蝶；在土地上种植粮食作物，秋冬季牧羊；整个项目地址都进行循环再利用，包括厨余垃圾；安装永久性堆肥厕所；汽车公用规划；靠氢燃料电池供电的视频监控系统等。

当工程完工、太阳能发电场开始产生可再生能源以后，Primrose 公司还将与当地的学校合作，对学生推出可再生能源教育计划，教育孩子们“太阳能发电场的工作原理，可再生能源的重要性，以及怎样提高生物多样性。”

绿色未来 2014-10-29

解读《光伏扶贫工程》重点内容

10 月 11 日，国家能源局联合国务院扶贫办联合下发关于实施光伏扶贫工程工作方案的通知。通知重点内容摘要及解读如下：

一、工作目标

2014-2020 年期间，开展两种模式光伏扶贫工程：

1. 分布式光伏扶贫：通过增加片区县和贫困县内贫困户安装分布式光伏； 2. 光伏农业扶贫：利用贫困地区荒山荒坡、农业大棚或设施农业建设光伏电站； 相比城市，农村地区户用屋顶产权清晰，也有理想的户用分布式屋顶资源。由于很农村多地区处于电网末端，电力供应能力不足，一些地区为了保障城市电力供应，也存在断电、限电问题。实施光伏扶贫工程，对于拥有屋顶资源、

空闲土地的贫困地区农民不仅可以有效解决用电问题，还可实现收入增加。国外以往也有开展农村与电力公司及融资机构的合作模式可以借鉴。但同时农村地区电气化水平落后，电网结构及配套设施不完善，用电需求不高及屋顶分散可能造成的成本增高等问题也都是需要进一步解决的。相比而言光伏电站扶贫模式较为简单，因此竞争会相对激烈，地方政府可能会考虑采用要求企业部分投资建设户用光伏来换得光伏电站指标的施行模式。

2012 年中央财政用于农村贫困地区使贫困农民直接受益的综合扶贫投入 2996 亿元，比上年增长 31.9%。2011 年中央财政综合扶贫投入约 2272 亿元，2010 年约 1618 亿元。通过网上公布的数据可以看出，国家近几年加大力度投入到扶贫事业中，财政拨款在短短的三年中就翻了一番。以河北省为例，2011 年国家下达河北省财政扶贫资金 41,697 万元，同时还有各类贴息贷款。2013 年合肥市、县财政安排 300 万元专项资金在全市选择了 105 户农村贫困家庭开展分布式光伏。至于光伏扶贫补贴资金会从千亿体量的资金中占到多少，还有待进一步明确。

二、工作原则

国家能源局与扶贫办将根据贫困户增收需求与电网配套情况，集中规划光伏扶贫项目，先开展户用扶贫，在具备条件地区开展光伏农业扶贫和光伏电站扶贫。可以看出户用光伏扶贫很有可能是未来获得地面电站项目的先决条件与切入点。

明确未来将进一步统筹细化相关扶贫政策、光伏政策、金融税收、电网配套等政策。不仅需要国家地方配合政策落地，更要依靠引入市场化机制来实现工程建设目标。并鼓励企业履行社会责任，协力解决资金问题。

三、工作内容

以县为单位摸清具体情况，包括贫困县区产业经济、人口、能源、电力发展现状，特困户屋顶、荒山荒坡及土地资源利用条件，初步确定户用光伏或村级光伏电站场址。初步考虑优先支持用电量较大、电网接入和消纳条件较好的地区作为优先扶贫对象。每个贫困县选择 2-3 个具备建设条件的光伏设施农业、光伏农业大棚或荒山荒坡的光伏电站场址，作为光伏农业扶贫的重点项目。

整合扶贫政策和分布式光伏政策，通过政府补贴、农户出资、银行优待、可再生能源基金、电网服务等多种形式支持光伏扶贫。后续除明确国家扶贫基金等政府补贴外，可能还会引入社会资金开展多种商业模式的合作开发。

在宁夏、安徽、山西、河北、甘肃、青海 6 省 30 县开展首批试点，选择有积极性的企业参加试点项目。以省为单位提出光伏扶贫工作方案和实施方案，争取年底前批复实施。

贫困县名单如下：

河北省（39 个）

石家庄（3）：平山县、灵寿县、赞皇县；

张家口市（10）：康保县、张北县、阳原县、赤城县、沽源县、怀安县、崇礼县、尚义县、蔚县、万全县；

承德市（6）：平泉县、滦平县、隆化县、丰宁县、围场县、宽城县；

秦皇岛市（1）：青龙县；

保定市（4）：阜平县、涞源县、顺平县、唐县；

沧州市（6）：东光县、海兴县、盐山县、南皮县、献县、孟村县；

衡水市（2）：武强县、武邑县；

邢台市（3）：临城县、广宗县、巨鹿县；

邯郸市（4）：魏县、大名县、涉县、广平县。

山西省（35 个）

太原市：娄烦县

大同市：天镇县、灵丘县、阳高县、广灵县、浑源县

朔州市：右玉县

长治市：平顺县、武乡县、壶关县
忻州市：神池县、五寨县、五台县、偏关县、静乐县、繁峙县、河曲县、保德县、岢岚县、代县、宁武县
晋中市：和顺县、左权县
临汾市：大宁县、永和县、隰县、汾西县、吉县
运城市：平陆县
吕梁市：交口县、临县、方山县、岚县、石楼县、兴县
安徽省（19个）
阜阳市：临泉县、阜南县、颍上县、颍东区
亳州市：利辛县
安庆市：太湖县、宿松县、岳西县、潜山县
六安市：寿县、霍邱县、裕安区、舒城县、金寨县
池州市：石台县
宿州市：砀山县、萧县、灵璧县、泗县
宁夏回族自治区（8个）
吴忠市：同心县、盐池县
固原市：原州区、西吉县、隆德县、泾源县、彭阳县
中卫市：海原县

四、组织和政策保障

光伏扶贫工程由国家能源局刘琦副局长牵头，新能源司具体负责。

国务院扶贫办由欧青平副主任牵头，发展指导司具体负责。水规总院最为技术支撑单位。文件中明确相关负责人与组织合作机制，将有助于政策的进一步落实。建立国家统筹、地方配套、银行支持、用户出资多种资金筹措机制。光伏扶贫优先列入光伏发电年度开发计划并单独下达。要求电网企业按月与用户结算电费，鼓励企业进行直接投资。

五、工作进度安排

2014 年 10 月，以省为单位、县为单元、村为单体、户为单位完成户用光伏扶贫和光伏电站场址调查。10-11 月，扶贫办会同能源局制定关于开展光伏扶贫的指导意见，11-12 月组织编制全国光伏扶贫规划，12 月底下达首批光伏扶贫项目。2015 年 1-2 月，组织地方编制并上报 2015 年光伏扶贫年度实施方案，统筹光伏发电规模和国家扶贫资金后组织下达并实施。

PV-INFO 2014-10-29

美国 Stem 将开发大量采用光伏发电时的分布型蓄电系统自动控制技术

美国能源相关企业 Stem 公司 10 月宣布，入选了美国能源部(Department of Energy: DOE)扶助企业家及中小企业的 “SunShot Initiative” 计划，获得了 93.5 万美元的资金。

Stem 将使用这些资金，开发能源储存评估软件，平台，以及光伏发电采用率较高地区所需的分布型蓄电系统自动控制技术。

这些技术的确立，既可削减将光伏发电大量接入电网时所需的成本，又可令接入后电网的稳定性提高。

此提案是在萨克拉门托市电力公司的协助下制定的。

国际能源网 2014-10-29

海洋能、水能

水电发展迎来新机遇期

编者按

10月16日至17日，中国大坝协会2014学术年会在贵州贵阳召开。与会专家普遍认为，中国水库大坝建设和水电建设将迎来新的发展高潮。

期间，贵州省副省长刘远坤表示，贵州省不缺水，但是由于水利设施严重滞后，造成了工程性缺水问题突出。“十一五”以来，贵州省水利建设思路更加清晰，目前建设已大步提速。146座大中型水库、250多座小型水库纳入建设规划。

今年3月，习近平总书记提出了“节水优先、空间均衡、系统治理、两手发力”的治水思路，强调要通盘考虑重大水利工程建设，更多运用成熟适用技术等10个方面重大问题。今年5月，国务院常务会议决定提出今年和“十三五”期间加快推进纳入规划的172项重大水利工程建设。此后国务院多次召开会议部署具体工作，6月，中央财经领导小组第六次会议专题研究我国能源安全战略，强调要推动能源供给革命，大力发展非煤能源，建立多元能源供给体系。水利部原部长汪恕诚会议期间表示，我国水利水电行业迎来了新的发展机遇。

整体来看，到2015年全国水电装机容量将达2.9亿千瓦，其中常规水电2.6亿千瓦，已建成常规水电占全国技术可开发容量的48%。到2020年，全国水电总装机容量将达到4.2亿千瓦。即未来五六年时间内，水电容量将增加1.3亿千瓦。

不过，新时期的水电发展形势依然严峻。例如，目前很多项目的移民资金就超过工程建设资金，也就是说，移民问题变得更为突出了。这需要水电行业从规划、设计、研究、建设、施工等各个方面，大力发展和创新水电科学技术与机制。

《中国能源报》水电版本期摘编部分与会代表发言刊发。

水利部总工程师汪洪：

水利基础设施薄弱状况未根本改变

当今世界，随着人口持续增长、城市化进程加快和全球气候变化，水资源短缺问题日益突出，水灾害频繁发生，水安全形势日趋严峻。我国特殊的地理、地形和气候条件，决定了我们必须建设并依靠水库大坝等基础设施，对自然界的水进行合理调蓄，防治水患，有效开发、合理配置水资源。

中国政府高度重视水库大坝建设，新中国成立以来特别是改革开放以来，水库大坝建设取得巨大成就。全国水利普查显示，中国已建成各类水库大坝9.8万座，总库容9300多亿立方米，其中坝高15米以上的就有3.8万座。本世纪以来，针对水库大坝存在的病险问题，政府投入巨资实施了大规模病险水库除险加固，目前已累计完成3000余座大中型、28000座小型病险水库除险加固任务。遍布全国的水库大坝在抗御洪旱灾害、调蓄利用水资源、提供清洁电能、修复补偿河流生态等方面发挥了重要作用。

但是，应该看到，我国水利基础设施薄弱的状况尚未得到根本改变，水资源综合调控能力仍然比较滞后，水资源短缺、水旱灾害频繁、可再生能源占比较低等问题还较为突出。随着国民经济快速发展和对资源、能源需求的增长，对水库大坝安全建设和运行管理等提出了更高的要求。

2012年5月，水利部、国家安监总局、国家能源局和原国家电监会等四部委，共同组织开展了全国大型水库水电站大坝安全调研。从调研情况看，我国大型水库水电站大坝建设、运行和监管比较规范，各项管理制度执行良好，工程运行性态基本正常，在设计标准和设计运用条件下，大型水库水电站大坝安全状况总体良好。调研同时也反映出工程建设和管理中还存在一些问题和不足，亟需进一步加强研究、强化管理。

一是我国大量水库大坝工程建于上个世纪60年代至80年代，虽然实施了除险加固工程，仍然

面临着加固和更新改造的重大需求，需要继续加大投入，确保工程安全。二是当前我国正处于水利水电建设的高峰期，西南部地区正在建设和规划一大批高坝大库，不论工程规模，还是技术难度均处于世界前列，急需开展高坝建设关键技术、安全保障技术、高坝大库及大水电站运行风险管理技术研究，特高坝经验的总结和技术标准补充完善尤为紧迫。三是水库大坝的应急预案不完善，组织协调性差，需要制定考虑不同风险等级的水库水电站大坝应急管理办法，全面提升水库水电站大坝安全风险控制和预警能力，保障梯级水库群安全。四是需要开展水利水电工程可持续发展相关理论和技术方法研究，构建生态友好的水利水电工程技术体系。这些都是当前水利水电行业最为关注的问题，亟须水利水电领域的专家进行共同探索、深入研究，协力推进技术发展和管理创新，促进水库大坝建设技术进步和水利水电科学发展。

国家能源局总工程师杨昆：

我国正处于水电开发中期阶段

6月13日，习近平总书记主持召开中央财经领导小组第六次会议，研究我国能源安全战略，会议强调指出，能源安全是关系国家经济社会发展的全局性、战略性问题，对国家繁荣发展、人民生活改善、社会长治久安至关重要。面对能源供需格局新变化、国际能源发展新趋势，必须推动能源生产和消费革命，必须从当前做起，加快实施重点任务和重大举措，保障国家能源安全发展。在这之前的4月18日，李克强总理主持召开了新一届国家能源委员会首次会议，强调指出：“当前能源关系深刻变化，能源仍是国际政治、金融、安全博弈的焦点，能源供应和安全事关我国现代化建设全局，清洁发展成为能源的首要任务。”

水能是可再生的清洁能源，在我国能源可持续发展战略中具有重要地位。在能源发展“十二五”规划和可再生能源发展“十二五”规划中，国家都高度重视水电发展，并把水电放在能源优先发展的重点领域。

我国近年来水电发展迅速，取得了可喜成就，开发规模稳居世界第一，坝工技术迈入世界领先水平，水电装备水平显著提高，较好地处理了水电开发与环境保护的关系。但从国家能源发展战略和水电资源潜力看，我国正处于水电开发的中期阶段，在当前及今后一段时间内，我国的能源结构仍将以化石能源为主，能源结构调整压力巨大；同时，能源需求也将持续增加，能源供给形势十分严峻。在这种形势下，推行能源结构优化，科学有序地推进水能资源开发，是国家能源战略的必然要求。

展望“十三五”能源规划，随着我国水能资源开发速度和强度的逐步加大，水电规划方案是否合理、干支流开发是否得到统筹考虑、生态环境风险可否得以规避、生态环保措施是否科学有效、移民活动产生的环境与社会问题能否得到及时解决等一系列重点与难点问题也将进一步凸显。

为此，在启动“十三五”能源规划的编制之际，结合本次会议议题，对我国今后水电开发中应进一步做好的工作谈几点看法。

一是加强流域科学管理，统筹有关部门的管理行为以及协调相关方的利益。要注意统筹水电、水利、交通、渔业等不同行业的责任，充分发挥行业组织、企业协会、专业机构等在水电建设中的技术支撑、行业自律、沟通协调作用，构建和谐有序的水电开发管理服务体系，政府各相关的各部门要各司其职、各负其责，建立好部门间的协调沟通机制，加强部门间的协作，齐心协力，实现共赢。

二是加强水电舆论宣传，提升开发水电的认识，为水电开发营造良好的发展氛围。要引导社会各界对水电开发的认知和判断，做好舆论宣传工作，全面客观的认识水电开发。水电不仅是能源工程，还是环境工程，更是民生工程。要深入研究水电开发的特性，科学分析利弊得失，趋利避害，认真整改水电建设中出现的问题，接受舆论监督。认真处理好开发与环境的关系，特别是跨境河流国家之间的利益关系，努力营造良好的社会舆论和国际舆论环境。

三是处理好水电开发与生态环境保护之间的关系，协调多元利益诉求，可持续地发挥水库大坝的多功能作用。水库大坝不仅具有防洪、发电、灌溉、供水、航运等多方面的社会与经济效益，同

时，还可对流域资源、环境、生态系统产生有益的调节效果，在社会、经济与环境的可持续发展中发挥着多功能的作用。要统筹大坝建设的水资源综合利用、生态环境保护、区域社会发展等多项目标，充分发挥好水电站的骨干工程作用，发挥发电、防洪、水资源调配等综合效益，实现水电开发与流域生态及地方经济发展的共赢。使水电资源开发既造福一方，也造福子孙后代。

四是努力攻克技术难题，解决复杂地质条件下建设高坝大库问题，为未来水电发展创造好条件。我国正在规划设计或建设的一批 200 米级 300 米级高坝、上百座百万千瓦级大型水电站大都集中在大江大河的上中游。高海拔和高寒地区建设大型水电工程，需要研究破解一系列复杂技术难题，诸如流域梯级水电站的洪水安全问题，高水头大流量泄洪消能难题，高坝工程筑坝技术难题，高边坡及深覆盖层地基处理难题，高边墙大跨度地下工程的技术难题等。解决这些问题需要不断完善水电科技创新体系，大力开展科技攻关，通过重大技术、装备研究，重大示范工程建设，为开发建设和和谐水电，提供技术支撑和保障。

中国大坝协会副理事长周大兵：

大型水电基地是“十三五”建设重点

水是维系生命的源泉，电是社会发展的命脉。化水患为水利，变水流为电流，充分利用水能这一清洁可再生能源，是全球经济可持续发展的重要课题，是实现资源优化配置的必由之路，也是科学发展的必然选择。

改革开放 30 多年来，我国水电事业得到了快速发展，可谓日新月异、成就斐然。其中，我国的水电坝工技术在科学技术的引领下，以电力建设为主战场，以国家重大工程为依托，取得了全面突破。2013 年底，我国水电总装机容量达到 2.8 亿千瓦，同比增长 12.3%，约占全国电力总装机容量的 22.5%；水电年发电量 8963 亿千瓦时，占全国总发电量的 17%。在这一过程中，我国的大坝建设技术也取得了重要突破，建成了三峡、二滩、小浪底等一批具有世界水平的工程。近几年，向家坝、糯扎渡、溪洛渡、锦屏 I 级和锦屏 II 级等大型水电工程也相继投入运行。

水电开发给国民经济和社会发展带来了巨大的综合效应：除发电带来巨大的直接经济效益外，其在建设社会主义新农村、发展区域经济、改善大气环境、减少河道泥沙淤积、改善水质、保障电网安全经济运行，以及防洪、交通、灌溉、供水、养殖等方面的综合效益同样不可估量。

当前，我国的水电开发程度与发达国家相比还比较低，尤其是在西南部地区，还有相当大的发展空间。因此，为了增加能源供给、改善能源结构、保障能源安全，减排温室气体、保护生态环境、应对气候变化，实现水资源的优化配置、支撑经济社会的可持续发展，还需继续建设水库大坝和跨流域的调水工程，开发利用水能资源。

“十三五”期间，我国水电发展的重点为大型水电基地建设，按十三大水电基地划分，在 2015 年和 2020 年十三大水电基地的总体开发程度分别达到 55% 和 70%。可以说，我国水电建设的任务仍十分艰巨。

根据水库大坝建设和水利水电发展中面临的新形势和新要求，我国水电开发必须以科学发展观为指导，切实转变发展理念，从单纯的工程水电转变到生态水电，从纯粹的技术工程转变到社会工程、民生工程，更加重视移民利益和生态环境保护，更加重视利用现代化科技手段保证水库大坝建设的抗震安全，把水电开发与水资源综合利用、生态工程建设和地区经济发展有机结合起来，以水电开发推动经济社会的可持续发展。

中国能源报 2014-10-27

印度最大水坝引发环境担忧

印度最大的水电项目、发电规模可达 3000 兆瓦的 Dibang 水坝，自启动以来一直备受争议。这个项目曾经因为可能令大片森林淹没水底而被两次否决，但不可否认的是，这个水电项目将给印度带来大量的清洁电力。然而，来自当地民众的反对和抗议可能将成为该项目的最大阻碍。

近年来，印度大力发展水电，计划在未来数年里新建超过 160 个水坝。Dibang 水坝是印度最大

的水坝项目，位于阿鲁纳恰尔邦东北部，横跨 Diband 河。6 年前，时任印度总理的曼莫汉·辛格在出席 Diband 水坝奠基仪式时曾对该项目大加赞赏。

事实上，Diband 水坝的作用并不仅仅是用于发电，按印度政府的计划，它还能解决临近阿萨姆邦平原洪水泛滥的问题。但是，修建 Diband 水坝预计会令 5000 公顷左右的土地沉没，而这部分位于 Diband 河谷的土地，正是印度森林密集的地区。印度森林顾问委员会（FAC）在对项目进行环境评估后，认为该项目将给当地环境带来难以想象的破坏，并对该项目亮出红牌。

对一个如此大规模的项目来说，未能通过环境评估自然影响很大，Diband 水坝也因此饱受争议和批评。民众普遍认为，政府对项目可能给当地环境带来的影响预计不足，决定十分草率。与此同时，印度政府对当地野生动植物影响的评估更像是一个笑话。据了解，印度政府的这份评估报告可谓漏洞百出，有些生物根本就不曾出现在当地，如塔尔羊；甚至还有一些闻所未闻的动物名称，如棕色杂斑犀鸟；更离谱的是，评估报告甚至根本不清楚一些动植物究竟是什么，报告中将捕蝇草形容为“一种尾部类似植物叶片的飞行生物”。

专门研究印度东北部野生动植物的生物专家 Anwaruddin Choudhury，撰文对印度政府这一不负责任又令人啼笑皆非的报告进行了严厉的批评和讽刺。

体现印度政府不负责任的还不止这一处。印度政府在评估报告中称，仅有 301 人可能因建造大坝受到影响。一个规模如此之大的水电项目居然只会影响到几百人，那么它为何会遭到如此多的强烈反对？事实上，反对之声自 2008 年项目奠基仪式之后就从未停止过，与之相关的抗议行动也常常见诸报端。在 2011 年 10 月 5 日，警方对正在进行抗议活动的人群开火，造成 10 人受伤。当地政府给这些抗议者扣上了反政府的帽子，更是激怒了民众。

为了满足经济发展和民用要求，印度各地尤其是北安恰尔邦的小型水电站如雨后春笋般地涌现。水电站项目需要新建大量的道路、发电机房、变电设施和线路等，这些工程在实施过程中，大量的森林被砍伐，土地被侵蚀，动植物群落受干扰，山陵的地理结构也被改变。印度专家们对此忧心忡忡，但是能源需求日益高涨，抑制水电站建设不符合印度经济利益，专家们呼吁建立有效机制，在降低对生态环境冲击的前提下发展小水电。

在阿鲁纳恰尔邦，Idu Mishmi 和 Adi 两个部族受影响最大。他们担心建造水坝会使他们失去牧场土地及渔场。另外，水坝对当地地质环境的影响也令人担忧。FAC 第一次对该项目叫停是在 2013 年 6 月，该组织认为，大坝会给当地环境带来极大冲击，而这些正是当地居民赖以生存的根本。“项目所需的生态环境及社会成本远大于大坝给印度带来的好处。”

迫于巨大的公众压力，阿萨姆邦首席部长 Tarun Gogoi 于今年 7 月向印度总理莫迪报告了这个问题。“我们敦促政府能够以安全为前提进行该水电项目建设，全面考虑可能带来的各种影响，以消除当地民众的担忧和质疑情绪。”

中国能源报 2014-10-28

风能

海上风电遇尴尬：首轮招标项目四年“零开发”

[第一轮特许权项目招标价格接近陆地风电价格，几乎是没有什么盈利可能的，但是也没有开发商是奔着特许权项目盈利去投标的，都是为了拿资源，这样才能在未来的发展中占得先机，风电企业对此也早已默认]

四年前，中国第一轮海上风电特许权项目实施招标，这意味着海上风电开发历程正式启动。然而，四年后，当初招标的四个项目仍是“零开发”状态。

记者独家获悉，四个海上风电项目中，虽然已经有三个获得全面核准，随时可以开工建设，但由于电价太低，直至目前中标企业也未有动作。因而当初故意以低价中标也成为这些企业“跑马圈

海”的重要手段。

一位曾参与投标的企业人士也表示，企业为了抢占海上风电资源，特许权项目投标时一般报低价，待拿到资源之后，可以借审批流程繁琐、时间长等理由拖着不干，但必须先把资源抢到手，能否真正开发就是后话了，没有开发商是奔着盈利去投标的。

四年“零开发”

2010年10月，我国公布首轮海上风电特许权中标结果，这四个项目全部位于江苏省，总规模达到100万千瓦。

在第一轮投标中，大唐新能源股份有限公司中标滨海近海30万千瓦项目；中国电力投资有限公司联合体拿到大丰潮间带20万千瓦项目；山东鲁能集团拿到的是东台潮间带20万千瓦项目。

到去年，上述四个项目中已经有大唐新能源、龙源电力、山东鲁能三个获得开工“路条”，这表示我国海上第一期风电特许权项目可以开工建设了。

不过，直到现在，这些项目仍未动工。一位曾投标的企业负责人透露，2010年特许权招标的项目已经被核准大部分，但因为电价问题一直没有干，之前的中标价格是0.62元~0.74元/千瓦时，现在的标杆电价则为0.85元/千瓦时，所以特许权的项目大家都“耗着”。

中国海上风电项目此前主要通过特许权招标的形式确定电价。风电特许权招标是指开发商通过向政府投标的方式确定电价。上海东海大桥项目因为是中国第一个海上风电项目，具有示范意义，采用的审批电价。

当年投标时，这4个项目的投标价普遍低于0.8元/千瓦时，平均分别为0.7779元/千瓦时、0.7070元/千瓦时、0.6881元/千瓦时和0.6882元/千瓦时，均远低于上海东海大桥海上风电项目最终确定的上网电价0.978元/千瓦时。

不过，顺利拿到资源的四家企业，最后的中标价格则更低。在第一轮投标中，大唐新能源的中标电价为0.7370元/千瓦时；中电投联合体为0.7047元/千瓦时；龙源电力项目为0.6396元/千瓦时；而山东鲁能东台潮间带20万千瓦项目的电价则低至0.6235元/千瓦时。

这些企业的中标价格当时已经接近陆上风电的价格，但海上风电的投资成本却是陆上风电成本的两倍多。一位新能源行业人士表示，第一轮特许权项目招标价格接近陆地风电价格，几乎是没有盈利可能的，但是也没有开发商是奔着特许权项目盈利去投标的，都是为了拿资源，这样才能在未来的发展中占得先机，风电企业对此也早已默认。

包括“不盈利”的最大阻碍，现在我国海上风电发展在施工技术、建安成本、设备维护、配套服务系统缺失等方面的问题，在此情况下，“跑海圈风”占资源也就成为企业进军海上风电的首要目标。

但由于第一轮特许权招标电价过低，开发商无法形成获得合理的投资收益，也因此导致此后我国海上风电发展缓慢甚至停滞。到目前已建成的海上风电装机容量仅为40万千瓦左右，占全国风电装机总容量的约0.5%。

抢滩6000亿市场

中国海岸线长约18000多千米，岛屿6000多个。近海风能资源主要集中在东南沿海及其附近岛屿，有效风能密度在300W/m²以上。其中，5~25米水深、50米高度海上风电开发潜力约2亿千瓦；5~50米水深、70米高度海上风电开发潜力约5亿千瓦。

今年6月，国家发改委正式下发关于海上风电电价政策的文件。其中规定，2017年以前，投运的近海海上风电项目上网电价为0.85元/千瓦时，潮间带风电项目上网电价为0.75元/千瓦时。

电价明确之后，许多企业加快了海上风电布局。龙源电力明确表示，力争2017年之前增加1000兆瓦海上风电项目。

紧接着，8月份，国家能源局发布了《2014-2016全国海上风电开发建设方案》，涉及44个海上风电项目，共计1027.77万千瓦的装机容量，其中包括已核准项目9个，容量175万千瓦，正在开展前期工作的项目35个，容量853万千瓦。

这表示在未来的两年时间里，将有近 1028 万千瓦海上风电项目投产，而到 2020 年末我国海上风电规划装机容量将达到 3000 万千瓦。

中国风能协会报告认为，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。

这更加刺激了企业抢滩海上风电资源的信心。上述企业人士表示，现在大家采取的策略就是抢占资源，抓紧核准，为明年和后年的大规模开发做好准备，而且在现有标杆电价下，如果成本和工期控制得好，海上风电项目盈利还是非常可观的。

在风电场核准方面，目前陆上风电只需要取得各省能源局的核准便可，但海上风电有使用海域问题，除了能源管理部门，还要获得海洋海事等方面核准，得有海洋环评、海缆路由等支撑性文件。

五大电企下属新能源公司一位人士也表示，一个海上风电项目审批做下来要一年到一年半的时间，现在企业的积极性很高，采取的模式基本都是“大规模圈资源、谨慎建设”，公司也储备了一些资源，其中也有获得“路条”的项目，但由于回报率达不到公司的要求，目前还没有开发。

第一财经日报 2014-10-20

风电十三五规划框架雏形渐显 陆上风电是重头戏

国家能源局新能源和可再生能源处长李鹏在 10 月 22 日举行的 2014 北京国际风能大会上表示，目前新能源各领域“十三五”规划正在编制中，风电有望逐步改变当前广被视作“替代能源”的地位，上升为未来扛鼎国家能源结构调整主体的地位。

李鹏透露，鉴于当前国内风电行业发展的整体状况，未来将挖潜“三北地区”大风电基地输电能力，大力推进陆地中低风速资源区风电项目开发，而备受业界关注的海上风电，未来发展定位则调整为“积极稳妥”。

他指出，当前国内风电行业仍存在规划不完善、资源摸底不详尽、并网受阻等一系列问题，“十三五”期间政策方还将在化解行业瓶颈方面完善一系列体制机制。

“替代能源”将升格

在 10 月 22 日举行的风能大会上，与会专家纷纷指出，无论从当前治理雾霾的现实需求，还是从国家能源结构调整的长远需要来看，大力发展可再生能源比以往任何时候都显得重要和紧迫。风电作为国内可再生能源发电形式中最具规模和效率比较优势的新能源门类，未来理应承担起我国能源替代战略的中坚作用。这也是中国正在推进的“能源革命”的最大注解。

上述呼吁已经开始得到政策制定方的呼应。李鹏在会上表示，综合当前国内可再生能源发电各领域的现状，风电“十三五”开始有望逐步改变当前的“替代能源”地位，转为进入能源消费的主体地位。他指出，截至 2013 年底，风电发电量在我国能源消费总量中仅占比 2.6%，而同期德国和丹麦风电消费量占比却均超过 20%，已成为各自国内主体能源。即便在国内，独立于国家电网[微博]体系之外的蒙西电网，2013 年风电发电量占全网发电量比例也高达 13.4%。

河北建投一位负责人也对中国证券报记者表示，当前的京津冀雾霾治理方案中，一项重要任务就是提高清洁能源的替代作用，到 2017 年，京津唐电网风电等可再生能源电力占电力消费总量比重将提高到 15%。而当前这一比例却仅为 4%，其中风电贡献了八成比重。因此，要实现 15% 的既定目标，迫在眉睫的任务就是要大力发展风电。

国家可再生能源中心副主任任东明在会上表示，理论上预计，到 2020 年，国内风电累积总装机可达 3 亿千瓦；到 2050 年，总装机规模将在此基础上增长 9 倍达到 300 亿千瓦，其所消费电量将占据国内能源总消费量的 80%，成为名副其实的主体能源。

陆上风电仍是重头戏

尽管风电在我国能源消费中的战略地位越来越受重视，但李鹏表示，“十三五”规划对于国内风电开发的整体布局仍将因地制宜地安排。

李鹏介绍道，根据规划思路，“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。据国家能源局市场监管司副司长黄少中介绍，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%。李鹏表示，“十三五”期间，国家将针对这些问题针对性地制定提高其电网消纳能力的措施，例如完善电力交易机制，建设一批风火互补调峰电源，提高其就地消纳能力，同时加快启动特高压外输通道建设。

李鹏指出，国家能源局目前正酝酿出台《可再生能源发电配额管理办法》，通过对电企及地方政府实施可再生能源发电量最低配额指标制度，刺激相关方发展可再生能源积极性。

中国可再生能源学会一位专家表示，配额制一旦付诸实施，首先受益的无疑将是成熟度更高的风电行业，特别是属于低风速区域的中东部省区。

海上风电定调谨慎

今年 6 月，国家发改委出台 0.75-0.85 元/千瓦时的海上风电上网标杆电价，业内普遍认为这预示着 2014 年成为国内海上风电的“元年”。有券商研究员分析，以海上风电“十三五”拟定的新增 1000 万千瓦的装机目标计，其对应的将是新增 1000 亿元的市场蛋糕，前景值得期待。

与市场乐观情绪有所不同的是，政策方目前拟定的“十三五”规划思路中，对于海上风电的开发定位是“稳妥推进”，坚持以资源定规划，以规划定项目。李鹏表示，尽管此前国家规划了到 2015 年海上风电装机 500 万千瓦的目标，但从目前实际现状来看，实际装机数字可能只能达到 200 万千瓦，与目标差距不小。

近来，风电行业最引热议的政策动向是风电上网标杆电价酝酿下调，不少业内人士直陈，一旦此政策出台，将给行业带来不小利空。

有国内大型风电开发商对中国证券报记者表示，目前国内风电场开发的现状是，由于弃风限电、资源条件不稳定等因素制约，投资风电场项目的收益率水平只能维持在 10% 左右的水平。一旦上网电价下调，则是对风电开发的釜底抽薪之举，将直接导致连 10% 的收益水平都很难保证，极大影响开发商的投资热情。

李鹏表示目前下调上网电价仍未有定论，他提醒业界对此不要过于悲观。

中国证券报 2014-10-23

能源局人士：年底我国风电装机容量将达 9000 万千瓦

记者从 10 月 22 日的北京国际风能大会上获悉，截止今年上半年，我国累计装机容量已经接近 1 亿千瓦。不过，尽管装机容量增长迅速，风电特别是海上风电的发展现阶段仍然面临诸多问题。

据国家能源局新能源和可再生能源司人士透露，截止 9 月份，我国风电装机容量约 8700 万千瓦，今年年底将达到 9000 万千瓦。不过，风力发电的整体增速却落后于装机的增速。数据显示，上半年，我国累计风力发电量为 773 亿千瓦时，同比增长 11%，这个增速远低于装机容量超过 30% 的增速。上述能源局人士称，预计到今年年底，风力发电量占总发电量的比大概约 3%。“从它占整个能源消费的比例来看，中国风能利用还是非常低的，还是有很大的提升余地。”此外，该人士还透露，今年的弃风率将下降 6.4%，预计在总量增加的情况下，弃风的总电量不会比去年超过太多。

据统计，去年有约 162 亿千瓦时的风电因无法并网外送或被当地消纳而弃用。而“弃风限电”的主要区域还是东北、华北和西北地区，其中，蒙东电网弃风电量达到 34 亿千瓦时。今年 4 月，国家能源局发出通知，弃风限电较严重的地区，在问题解决前原则上不再扩大风电建设规模。不过，目前来看，消纳的问题并没有得到有效的解决。

除了并网消纳的问题，上述能源局人士还表示，风电在能源发展战略中的优先地位有待进一步提高。目前由于风电直接成本高、利用小时数低、出力不稳定等特征导致发展受到限制。但欧盟的

一份最新分析报告表明,从长远看来陆上风电的实际成本价格低于常规煤电。此外,风电补贴的基金来源单一,补贴资金发放滞后,部分风电开发企业出现了资金周转困难和亏损等问题,企业对电价补贴的依赖度较高,补贴资金的拖欠对风电企业带来了严重的资金压力。

在谈到未来风电发展规划时,该人士表示,到2020年底,风电装机容量要达到2亿千瓦,即在2015年完成1亿千瓦装机容量的基础上,中东部地区再新增3000万千瓦,三北地区通过特高压输电通道外送6000万千瓦,海上风电完成1000万千瓦。目前,我国风能资源主要分布在“三北”及沿海地区。其中,全国陆上70米高度风能资源技术开发量约25.7亿千瓦,近海100米高度5~25米水深范围内技术开发量约1.9亿千瓦、25~50米水深范围约3.2亿千瓦。

对属于中低风速的内陆风能资源还没有进行系统的摸底。能源局的思路是,对于三北地区,集中开发大型风电基地建设,借助大气污染防治计划和特高压输电通道实现跨区域外送消纳;对于中东部和内陆风电,全面开展分散资源开发利用;对于海上风电,通过技术提升、产业进步、管理升级等方式,稳妥推进。同时要提高海上风电、低风速风电项目经济性。此外,还要实施可再生能源电力配额制,制定风电等可再生能源电力占到当地电力消费比例的配额指标,为可再生能源发展提供稳定的政策环境,提供量化的考核体系。据透露,目前相关文件已经由国家发改委制定完成。对于备受关注的海上风电项目,上述国家能源局人士表达了审慎乐观的态度。按照规划,全国2015年建设海上风电规模500万千瓦,开展前期工作1000万千瓦,但该人士称,从目前实际情况来看,预计仅能建成200万千瓦左右。截至2013年底,我国海上风电项目累计核准容量222万千瓦,主要位于上海市、江苏省和浙江省,已投产的海上风电项目容量约39万千瓦,主要位于江苏省和上海市。

—财网 2014-10-24

“电网友好型大型风电场关键技术研究”获验收

近日,国网吉林电力“电网友好型大型风电场关键技术研究”科技项目通过国家电网公司验收。项目对提高吉林电网的风电并网消纳能力具有重要意义,同时其具有良好的示范意义,为我国大型风电场建设和运行提供技术支撑。

“电网友好型大型风电场关键技术研究”项目是国网吉林电力近年来单个项目研究成果最多的科技项目。项目于2011年申报,2012年开展研究,参与单位还包括清华大学、北京四方继保自动化股份有限公司、东北电力大学、中国电力科学研究院等。

近几年来,风力发电迅猛发展。按照国家《新能源产业振兴规划》,我国将在吉林等地区建成7个千万千瓦级风电基地。吉林省拥有丰富的风能资源,按照吉林省政府制定的风电发展目标,全省风电装机容量2015年将达到1000万千瓦,2020年将超过2000万千瓦以上。而风功率随机波动性使得风电并网问题成为当前公认的制约风电发展的瓶颈。

国网吉林电力调控中心副主任郑太一介绍,风力发电的波动性难以准确预测,其接入电网后给电网安全运行、多能源发电协调、备用容量优化、频率调节、电压调节及负荷跟踪等带来了许多新挑战。其产生的根本原因是大型风电场存在出力预测不准、可控性不足、难以调节等问题。

风力发电的随机性、间歇性,以及吉林省电源结构不合理、负荷峰谷差大、风能资源集中地区电网薄弱等特点,给吉林电网的调峰、调频、调压及电能质量等带来了一系列困难。当风电大发时,吉林省不得不采取弃风的措施。电网缺乏消纳大规模风电的能力已经成为吉林风电发展最大的瓶颈。

因此,国网吉林电力以吉林电网为示范基地,开展了电网友好型大型风电场关键技术与示范研究。通过项目研究,形成电网友好型大型风电场较完整支撑技术,建立起大型风电基地实时监测网络、安全防御体系和运行协调控制系统。同时揭示了大型风电基地发生连锁故障机理,构建了预防大型风电基地发生连锁故障预防体系。可解决大型风场预测不准、可控性不足,难以调节等关键技术难题,全面提高大规模风电基地的并网技术性能,使大规模风电基地主要并网技术指标达到或者接近常规电源水平,为我国大型风场建设和运行提供技术支撑。

项目取得了丰富的研究成果,项目共发表核心及以上论文25篇、申请发明专利22个、软件著

作权 7 个、完成 3 项国网标准规范的编制、开发应用系统/装置 10 个。项目的研究成果已在吉林电网全面应用和推广，提高了吉林电网风电调度运行管理水平。

吉林日报 2014-10-27

周大地：政策托底新能源 助力雾霾治理

中国新能源产业在 2006 年《可再生能源法》实施后进入了发展快速道。短短几年时间里，我国的风电新增装机容量占到全球三分之一以上，成为当之无愧的领头羊。

在霾深雾重的日子里，风电被赋予了特别的期待，但是囿于输送“公路”并不通畅，原本可以助力蓝天的风电，依旧免不了“窝电”的窘境。其实不只是风电，在过去几年里，不少新能源制造业受政策刺激作用影响出现了迅猛的增长，又因为失去政策的青睐而陷入低谷。

风能、光伏能否弥补“减煤压煤”后的能源消费缺口？新能源产业如何走出产能过剩仍急速增长的怪圈？针对这些问题，《每日经济新闻》（以下简称 NBD）记者专访了国家发改委能源研究所前所长周大地。

NBD：建设新能源特区真的能缓解雾霾吗？

周大地：我们治理雾霾，中心的问题就是控制煤炭或者直接燃烧类化石能源的使用量，甚至出现明显的下降。而我们的能源消费量却还是需要有所增长，这样一增一减就必须有替代的新能源。风电、太阳能发电等可再生能源对治理雾霾肯定会起到积极作用，但我想现在的雾霾问题不是靠一个基地就能完全解决的。

NBD：我国风电装机量很大，但弃风限电却非常普遍，这个问题怎么解决？

周大地：弃风的主要原因还是价格问题。要想治理雾霾，就要增大能源使用成本。煤炭便宜，但对环境污染大，造成的雾霾治理起来很困难。这是一个政策问题，电力调度方面是不是以可再生能源、清洁能源为中心，其他围绕着可再生能源发电进行调整。如果我们还是像现在这样采用利益均摊的方式，大家都有配额，好坏都要上，情况肯定难以好转。不过我相信，随着雾霾治理压力越来越大，电力调度政策会做出调整。

NBD：我国对新能源产业发展的支持政策有很多，这些政策真的落到实处了吗？

周大地：应该说目前政策不配套的部分还是很多，这个不能慢慢调整，而是要尽快调整。新能源的发展需要社会多方面取得共识，变成明确的政策。比如十八届四中全会强调法治，那我们的能源法就要根据能源发展战略和现在治理雾霾的要求进行必要的修改。这不是一个企业的问题，这是一个大政策，要实现可再生能源为中心来调度，产生的各种成本怎么分摊，还需要做很多工作，解决现实的经济问题。

NBD：政策应该调整的方向在哪？

周大地：目前我们的政策之间协调性还是有问题，既有鼓励新能源发展的政策，又有一些政策卡住了发展的路径，政策之间不是往一个地方使劲。在我国，过去电不够用，现在一些地方出现了电力富裕甚至过剩，那再发展新能源，就必然面临着要关掉其他产能的问题，这就需要政策的支持。新能源利用率比较高的国家，比如德国，对于发展可再生能源有统一的目标和认识，即使一部分人的利益受到损失，全社会对于发展新能源的认识都是统一的，总体来说就不会有大的问题。

NBD：所以风电上不了网不是因为电网安全或者电网建设问题？

周大地：我认为核心问题不是。德国的可再生能源占到能源结构的百分之六七十，电网安全也是有保证的，所以核心还是调度问题。

NBD：这两年关于降低风电上网电价的议论很激烈，您怎么看？

周大地：如果能保证风电上网，其实价格低一些风电企业也可以承受，关键还是上不了网的问题。

NBD：风电电价高，这也是个现实问题。

周大地：利用可再生能源发电电价肯定是要高一些，但是可以同时做好节能。在我国，除了少

数高耗电产业，比如电解铝之外，电力成本在大多数企业成本中并不高，提高电价对于企业的运行不会有太大影响。而在居民电价这块，涨价可能只会对少部分人造成影响。（记者 王辛夷）

每日经济新闻 2014-10-28

DNV GL 表示海上风电成本降低 25%非妄言

10月22日，全球最大独立可再生能源咨询服务提供商 DNV GL 在“2014 北京国际风能大会暨展览会”上发布了最新《海上风电：降低成本报告》。报告强调，这个受到广泛支持的行业降低 40% 成本的目标是可以实现的。DNV GL 明确表示，将通过 14 项具体承诺降低 25% 的海上风电成本。

过去 5 年，降低成本一直是海上风电行业的口号，也是技术商、投资商、运营商、服务供应商，乃至各国政府之间的一场博弈。在 DNV GL 看来，海上风电是其所有核心业务的交汇点，其在船舶、海上工程、可再生能源、电力传输和海上作业方面的深厚积淀，意味着能够理解整条价值链，发现成本降低的方方面面，以更广阔视野描绘一条可行的路线。

报告发布会上，DNV GL 能源部门亚太地区经理 Mathias Steck 坦言：“海上风电对于中国在 2020 年实现能源结构中包含 15% 非化石燃料这一目标是重要组成部分，如何降低成本是当下最重要的问题。这份成本降低报告，不仅仅是明确并量化降低成本的机会，更是直面了我们所要迎接的挑战，并承诺在最关键问题上付诸于行动。”

报告中列出的成本降低策略可分为 3 个基本类型：降低风险和避免错误，可将成本降低 7%；完善现有流程的效率，可将成本降低 6%；把创新带入市场，可将成本降低 12%。DNV GL 将这 3 个类型共细分了 14 项具体承诺，旨在从降低海底电缆安装风险到加快海上浮动式风力发电技术方面加快商业化步伐。

“实现这 14 项承诺，我们有望将海上风电成本降低 25%，成本的降低，加上供应链效率、延长设计使用期等方面的提高，预计总共能降低 40% 的成本。” Mathias Steck 自信地称，“这点在许多利益相关方看来是保障行业未来发展必须达到的水平，我们希望到 2020 年前完成降低 40% 成本这一艰巨任务。”

据 Mathias Steck 介绍，在“降低风险和避免错误”方面，将启动联合工业项目（JIP），在安装和运行阶段提高海上运营；成立电缆安装联合工业项目，降低海底电缆的风险；把操作数据作为一个关键的 SPARTA 技术咨询（系统性能，可利用率和可靠性趋势分析）进行分享；为行业提供界面风险管理；落实评估人员转让技术的方法，以及确保 HVDC 技术的安全和有效应用。

“完善现有流程的效率”方面，DNV GL 将启动“海上联合（Offshore UNITED）”项目，推动以合作、综合方法进行项目开发、设计和工程制造；优化单桩设计标准；通过一系列增强型规划和优化工具，实现更好的场址设计；帮助行业优化输出电力系统的选型；帮助推动导管架建造朝着批量生产的方法发展。

在创新方面，DNV GL 将把 FORCE 合作研发项目中的潜在成本降低机会应用到实际项目当中，FORCE 启动于 2013 年，主要研究将“一体化设计”理念应用到典型海上风电项目的风力发电机组和支撑结构设计时，可能实现的成本缩减。

DNV GL 风机设计业务主管 Tim Camp 博士表示，FORCE 项目团队通过一系列技术的联合使用可至少降低 10% 的度电成本，而这些技术都可在未来数年内实现。但他强调，FORCE 虽然成功确认了成本缩减的潜力，但这仅是一个过程的开始，绝非结束，仍然要采取进一步行动研究其它各个技术领域和法规对成本的影响。

DNV GL 最后的两项承诺分别是打破风机设计的技术限制，特别是在大型风机方面，以及继续推动浮动式风力发电的商业化。Mathias Steck 表示，增加风机风轮直径和额定功率，可使每兆瓦电场配套设施和运营成本相应降低，加上容量效率显著提高，给降低海上风电成本带来了最大的机会，“我们的风机工程团队参与了一系列海上风机的设计，容量最高的达到 10 兆瓦”。

在实现浮式风能商业化方面，DNV GL 的目标是为风电在海上油气作业中的应用扫除风险和技

术壁垒。去年，该公司推出了全球首个漂浮式风机结构设计标准，并计划打造一个不依靠补贴的漂浮式风机市场。

“海上风电可以实现比目前低得多的价格，这一点已经得到反复的证明。” Mathias Steck 最后总结称，“为实现大幅成本下降，为未来铺路，海上风电行业需要三样东西：决心、合作和专注。”

中国能源报 2014-10-28

海南海上风电总装机容量规划为 395 万千瓦

国家能源局近日批复海南省海上风电规划报告。报告提出我省远期规划总装机容量为 395 万千瓦，包括东方海域 70 万千瓦、乐东海域 165 万千瓦、临高海域 50 万千瓦、儋州海域 30 万千瓦、文昌海域 80 万千瓦。

海南省发改委相关部门负责人今天表示，395 万千瓦的总装机容量是一个长期规划目标，将根据海南的实际情况逐步开发。

截至 2014 年上半年，海南省陆上风电总装机 30.27 万千瓦，风电和光伏发电占全省电源总装机的比例达到 9.24%，高于全国 7.8% 的平均水平。

我国海上风电产业尚处于发展初期。自 2009 年我国启动海上风电规划工作以来，上海、山东、河北、广东、江苏等地海上风电场工程规划已获国家批复。2010 年，我国第一个大型海上风电场——上海东海大桥 10.2 万千瓦海上风电示范项目成功并网。2013 年 8 月，省发改委下发文件，同意东方海上 35 万千瓦风力发电项目开展前期工作，这标志着我省首个海上风电项目获得“路条”。目前，海南尚未建成海上风电项目。

受技术、政策、认识和管理等多方面因素影响，我国海上风电项目建设进程不太理想，截至今年 3 月，仅建成装机容量 39 万千瓦，实现国家提出的“十二五”期间装机 500 万千瓦的目标有一定难度。

为促进海上风电产业发展，国家发改委近日出台《关于海上风电上网电价政策的通知》，明确了海上风电价格政策。

海南日报 2014-10-28

“十三五”期间风电有望成为我国主体供应能源

2020 年装机目标翻番，陆上风电仍是重头戏；分类补贴酝酿取消，风电“市场化”成共识 “十三五”期间，风电有望改变“替补能源”的地位，成为我国的主体供应能源。

这是 10 月 22 日，国家能源局新能源与可再生能源司副司长朱明在 2014 北京国际风能大会上传递的信息，他同时表示，预计 2014 年底，中国风电装机量将超过 1 亿千瓦，提前完成“十二五”风电发展目标。

数据显示，截止今年 6 月，全国风电累计并网容量 8304 万千瓦，名列世界第一。风电发电量占我国发电比重由 2008 年的 0.38% 增长到 2014 年的 2.52%，连续两年超过核电，成为国内第三大电源。

《中国能源报》记者从会上获悉，陆上风电仍将是“十三五”期间风电发展的重头戏，而今年最受业界关注的海上风电的定位则调整为“积极稳妥”。面对风电消纳、规划缺乏、财税政策不完善等问题，国家将出台一系列政策，最大程度化解产业发展瓶颈。

“十三五”风电装机目标翻番

当下，我国既有治理雾霾的现实需求，又有能源结构调整的长远需要，风电在我国能源消费中的战略地位越来越重要。与会专家表示，风电作为国内可再生能源发电形式中最具规模的新能源门类，未来理应替代化石能源、成为我国主要的能源供应来源。

“截至 2013 年底，风电发电量在我国能源消费总量中仅占比 2.6%，而同期德国和丹麦风电消费量占比却均超过 20%，已成为各自国内主体能源。”中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩告诉本报记者，“在国内，蒙西电网 2013 年风电发电量占全网发电量比例已高达 13.4%，这表明，我国风电仍有较大发展空间。”

政府部门也已开始为实现这一目标而努力。“此前预测 2020 年我国风电发展目标为 2 亿千瓦，现在，我们准备将这一数字作为‘十三五’风电发展规划的最低目标。”国家能源局新能源与可再生能源司处长李鹏谈及“十三五”风电发展规划时表示，“这就意味着，接下来的五年，我国风电每年新增装机要达到 2000 万千瓦。围绕这个目标，我们将会出台系列支持政策。”

根据规划思路，“十三五”期间，国内风电新增装机将达 1 亿千瓦，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装机 3000 万千瓦，海上风电新增装机 1000 万千瓦。

这一目标意味着，“十三五”期间，风电发展的重头戏仍然在九大千万千瓦级风电基地。

“对于‘三北’大型基地，我们将分区域采取针对性措施，加强电网接纳风电能力。结合大气污染防治计划和特高压输电通道建设要求，在‘三北’地区建成一批风、火电力联合协调运行、跨区域外送的新能源发电基地，扩大消纳范围，实现‘三北’风电持续大规模协调开发。”李鹏说。

对于今年最受关注的海上风电，政府方面的发展定位是“稳妥推进”，坚持以资源定规划，以规划定项目。李鹏表示，尽管此前国家规划了到 2015 年海上风电装机 500 万千瓦的目标，但从目前实际现状来看，装机数字与目标差距不小。

国家能源局数据显示，截至 2013 年底，我国已投产海上风电项目容量约为 39 万千瓦。目前，我国已核准海上风电 222.03 万千瓦，获得同意前期工作复函的项目 17 个，总规模 410 万千瓦。

风电亟需“市场化”

据了解，风电并网消纳问题仍是制约风电发展的最大瓶颈。国内风电弃风限电问题 2013 年虽然有所好转，但是今年上半年仍然较为严重。数据显示，2014 年上半年，我国风电场等效利用小时数 976 小时，同比减少约 83 小时，“弃风”限电损失电量 91 亿千瓦时，“弃风”率约为 10.5%，同比上升约 0.5 个百分点。

部分重点区域弃风率甚至远超上述数字。一位甘肃省风电行业人士告诉本报记者，今年甘肃部分地区风电最大受限比例在 45% 以上，“有些甚至超过 50%”。已有数据显示，2013 年甘肃省弃风电量 31.02 亿千瓦时，占全国弃风电量的 19.11%，占西北地区弃风电量的 85.86%，弃风率 20.65%。

对此，国家能源局市场监管司副司长黄少中明确表示，将加快产业转移、建设输电通道、完善区域电力市场补偿机制、完善可再生能源产业政策和管理规定，以提高风电的消纳能力，解决弃风问题。

除了弃风限电问题外，多数企业对可再生能源电价附加补助资金的问题也提出了异议。北京一家风电企业负责人告诉本报记者，目前风电补贴资金结算周期一般滞后 3 到 5 个月，电网企业每月只能按火电上网的标杆电价计算，企业出现资金周转困难和亏损等问题。

“无论是弃风限电，还是补贴不到位，风电发展过程中多种问题的最根本解决方案都只有一种，就是推进体制机制改革。”一位可再生能源行业资深人士告诉本报记者，“只有市场化运行，才能保证风电行业持续发展与繁荣。”

值得注意的是，国家能源局方面对此亦持认同态度。李鹏表示，目前风电市场基本由政策塑造而成，“希望电力系统积极推进市场化改革。”

黄少中的建议则更为具体。他认为，在电力通道建设方面，“完全可以借鉴石油管道的经验，充分吸引多元化投资来进行通道建设，加大资金的投入。”

在风电补贴方面，国家能源局也正在考虑完善价格补贴机制，促进风电进入市场。“我们现在是在上网电价的基础上，制定一个附加补贴。将来我们可以将价格补贴固定，让被补助的企业进入市场竞争。”黄少中说，“此外，分类补贴的办法也正在酝酿改变。比如，对所有的可再生能源企业，我们不再按类别补贴，而是设计一个总的金额，让风电、光电、水电等行业来竞争，谁的成本低谁先开发。这样能够节省资金，提高补贴效率。”

中国能源报 2014-10-28

河北张北弃风率已达 30% 每年损失超 10 亿度电

“工作还是要一步一步做。”对于将在张北建设新能源“特区”的消息，张北县新能源办公室副主任王学斌表示，“我们也不知道这新闻是哪来的。”

“炒作的成分较大。”王学斌说。在这位扎根张北新能源事业十多年的老风电人看来，如今动辄百亿元投资水平的项目存在着很多问题。

王学斌当然希望张北的新能源项目能够发展得更好，但现实情况是，张北的风电资源早就被充分利用，且已经建成的风电企业大多面临着限电弃风的无奈，挣扎在亏损的边缘。“产能明显过剩，问题一时间又解决不了。”对于媒体盛传的“投资盛宴”，王学斌颇感无奈。

弃风率已达 30%

据记者了解，张北县今年有近 20 个新建、续建项目，其中今年新签约大型新能源项目 5 个，包括风机制造及 50 万千瓦风电项目，光伏发电项目 265 万千瓦。

“去年这时都已经下大雪了。”河北省建设投资集团张家口区域公司副总经理王建华告诉记者，今年是小风年。

即使是小风年，张北的风场仍没有满负荷运转。在记者采访的前一天，中信风电场限电 31 万度；国华沽源坝缘一期风电场限电 18000 度，二期限电 27000 度；而河北省建投所有的大西山风电场被限电 13 万度。

河北省建设投资集团分别于 2008 年和 2012 年在张北投资建设了曹碾沟风电场和大西山风电场，两个风电场目前的装机容量为 5 万千瓦和 10 万千瓦。据王建华介绍，集团和张北县签订的协议还有 30 万千瓦。“当年谁也没想到会限电啊。”王建华说，赚钱还是能赚点，但是投资这个项目的时候有财务测算，当时计划回本的年限肯定实现不了。

王学斌介绍，目前张北县的风电场有一半多都处在限电的状况。2012 年张北县的弃风率还只有 20%，现在已经达到 30%。也就是说，200 万千瓦的装机量中，有 60 万千瓦的发电能力被浪费。按照有效利用 2000 小时算，张北每年因弃风而损失的发电量就超过 10 亿千瓦时。

目前已建成投产的风电企业大多面临着限电弃风的无奈，挣扎在亏损的边缘。主要原因是这些企业发的电都要经过沽源 500 千伏变电站，而这个变电站的输电量只有 160 万千瓦，“就好比高速公路堵车，车太多，就会过不去。”

到去年底，张家口风电装机量超过 600 万千瓦，主要集中在张北、康保、沽源和尚义四个县，而每年能够输出的电只有 200 万千瓦，“这主要是因为风场的建设远远提前于电网建设。”王学斌说，“一个风电场从签约到核准再到建设，快的话半年就建起来了，但是电网需要整体规划，建设相对滞后，这也是正常的。”

等待“特高压”

王建华颇有微词，“电网公司打着保障电网安全的旗号，找各种理由限制企业发电。”

而在王学斌看来，电网公司的担心并非没有原因。他介绍，风电是不稳定电，需要火电来调节，可是风电发电量难以预测，装机容量越大，火电的调节压力就会越大。

不仅如此，前几年频发的风电脱网事故也给产业蒙上了一层阴影。国家能源局新能源与可再生能源司副司长梁志鹏曾说过这样一段话：“中国风电 5 年干了国外 20 年的事。虽然发展速度赶上了，但在风电技术与管理方面与国际先进水平尚存在差距。”

为了解决张家口地区的风电电力输出问题，国家电网公司于今年 3 月开工建设了“三站四线”工程，包括张北、尚义、康保三座 500 千伏变电站及与之配套的线路。“今年底建成后，未来三到五年都不太需要担心输出问题了。”尽管要三到五年，王学斌对此仍充满期待。

另一个看起来更能从根本上解决输电问题的消息是“张北-武汉 特高压输电工程”。有专家分析，张北地处京津唐地区电力负荷中心，且作为国家新批建的“张北-武汉”特高压输电工程的送出点，无论是资源保有量还是电网未来送出能力，都具备了构建“大型新能源基地”的条件。

“说了好多年也批不下来。”王学斌无奈地说，对于解决输出问题，当地政府也没有什么办法。

面临如此尴尬的绝不止是张北。内蒙、新疆、甘肃等新能源产业较发达的地区，都被夹在一面限电弃风，一面扩大产能的尴尬之间。去年，全国有约 162 亿千瓦时的风电因无法并网外送或被当地消纳而弃用。

每日经济新闻 2014-10-29

国家电网：风电扩容 1 亿千瓦系误传

日前有媒体报道称，国家电网公司为风电企业“发红包”，2015 年将接纳风电 1 亿千瓦。此消息一出，引得数只风电概念股在 10 月 27 日和 28 日连续上涨。

10 月 29 日，《每日经济新闻》记者向国家电网公司求证得知，1 亿千瓦的数字为国家规划的 2015 年国内风电总体接纳能力，是包括国家电网、南方电网与内蒙古电力公司在内三家公司的总和，而非国家电网单家公司。

近两年国家在风电并网问题上的重视，使得风电并网容量一直在扩大，弃电问题相应有所缓解。2013 年以来，国内风电市场回暖，而近期风电上网价格将下调的消息，则使得不少风电厂商开始加速装机。

明年国内风电装机量将超过 1.2 亿千瓦，而 1 亿千瓦的规划消纳能力，使得风电的并网，仍将有不小的缺口。在风电回暖、厂商加速的背景下，作为风电发展的最主要瓶颈，风电面临的并网消纳问题，在 2015 年可能会更加严峻。

调价传闻致厂商“抢装”

日前，有媒体报道，在山东举行的“新型城镇化与一流配电网”主体传播活动会议上，国家电网公司发展策划部规划二处处长黄震介绍，到 2015 年底，国家电网供区内将接纳风电能源 1 亿千瓦入网。

对此，国家电网有关人士昨日告诉记者，上述表述并不准确：“1 亿千瓦指的是国家层面之前规划的数值，即到 2015 年末风电的整体消纳能力，接纳单位包括国家电网、南方电网与内蒙古电力三家公司，而非国家电网一家公司”。

据了解，该人士指出的“国家层面之前的规划数值”，即为国家能源局在 2012 年发布的《可再生能源发展“十二五”规划》，其中提出 2015 年风电的发展指标是“累计并网运行风电 1 亿千瓦”。

虽然 1 亿千瓦并非国家电网一家公司的风电并网数值，但是近两年国家电网公司在风电并网上一直保持着较高增速。“这两年国家层面以及国家电网对风力发电并网的事情一直很重视，因此风电并网困难的问题相对有了一些改善。”中国能源网首席信息官韩晓平告诉《每日经济新闻》记者。

而自今年 9 月以来，厂商受上网电价将下调消息影响，开始抢装风机，这也使得风电面临的并网消纳问题仍然存在。

湘电风能有限公司副总经理龙辛昨日在接受《每日经济新闻》记者采访时表示，结合经营情况来看，风电上网电价的一刀切并不合理。“福建等地的风电运营情况较好，这些地区超出一定范围限值后调价是相对合理的，但是电价下调并不适用于所有地区。”

尽管运营厂商对于风电上网电价的下调并不情愿，但厦门大学能源经济协同创新中心主任林伯强认为，风电上网电价下调已经是大概率事件。“风电上网应该逐年下调才对，我们已经 5 年没有变化了，明年下调风电上网电价的可能性很大”。

目前中国风电上网电价执行的是 2009 年 7 月公布的电价政策。国家发改委在 2009 年发布的《关于完善风力发电上网电价政策的通知》中，将风电资源区划分为四类，标杆电价分别执行 0.51 元/千瓦时、0.54 元/千瓦时、0.58 元/千瓦时和 0.61 元/千瓦时，而传闻中价格将调整为 0.47 元/千瓦时、0.5 元/千瓦时、0.54 元/千瓦时和 0.59 元/千瓦时。

“价格下调的预期，导致厂商可能在今年四季度到明年初抢装风电。”林伯强分析道。

金风科技有限公司董秘办投资者关系专员王蔚祺告诉记者，由于担心上网电价下调的消息落实，公司的一些订单被要求提前交货。

龙辛亦向记者证实，尽管消息没有影响到公司的装机规划，但是有客户要求将产品提前出货。解决风电并网难题需靠市场

“目前国内装机速度大概在每年 2000 万千瓦，2015 年国内风电装机 1.2 亿千瓦应该没有问题。相比起来，1 亿千瓦的规划接纳能力有点滞后。”韩晓平告诉记者。

国家能源局 2014 年的目标是全年新增装机容量 1800 万千瓦。截至 2014 年 6 月，国内装机容量已经达到 9858 万千瓦。若 1800 万新增装机容量实现，今年风电装机容量将达到约 1.1 亿千瓦。

在林伯强看来，随着风电厂商抢装风机，风电并网的难题，将在明年更加严峻，弃风量将进一步加大。

卓创资讯分析师王晓坤告诉记者，风电项目的接入与消纳难题，导致每年有大量的风电资源被浪费。弃风量居高不下的原因是风电装机主要在东北、华北和西北的“三北”地区，但是这三块区域电力消纳能力比较小，电网建设不足，风电并网困难，造成浪费。

对于风电的并网问题，国家电网新闻发言人张正陵此前在接受媒体采访时表示，风电并网难的原因主要有两个方面，首先是风电的规划和电网的规划衔接不够；其次是风电建设周期短、建设简单，而电网建设复杂、工期长，审核也相对麻烦。

卓尔德环境研究与咨询中心首席能源经济师张树伟认为，风电并网消纳不畅在世界各地都会出现，但是在我国尤其严重。“原因包括市场、技术等多方面因素，但是最主要的原因是集中开发、升压上网、远距离传输这种模式，并不适用于中国风力发电的条件。这种模式使得风力发电的调峰电源、电价调节都不够灵活，也制约了风电并网的一些解决途径。”

“包括五大发电公司与风电厂商的利益博弈，火电与风电效益差别等，都制约着风电的发展。”韩晓平说道，“但是对于风电这样的新能源来说，国家规划的数值慢慢就不那么重要了，未来最终靠的还是市场。”

林伯强则认为，对于国内目前的风电市场来说，市场化是解决风电并网的最关键途径，同时还需要审批、政策等同步发力，风电市场才能更为有序地发展。（记者 师烨东）

每日经济新闻 2014-10-30

2014 前三季度全国风电新增并网 858 万千瓦

国家能源局 30 日发布数据，今年 1 到 9 月，全国风电新增并网容量 858 万千瓦，到 9 月底，全国累计并网容量 8497 万千瓦，同比增长 22%。

国家能源局透露，今年 1 到 9 月，全国风电上网电量 1060 亿千瓦时，同比增长 7.6%。受国家一系列宏观调控措施影响，1 到 9 月全国风电弃风限电形势继续好转，风电弃风电量 86 亿千瓦时，同比下降 28.3 亿千瓦时；平均弃风率 7.5%，同比下降 3.36 个百分点。受今年以来风情况较小影响，1 到 9 月全国风电平均利用小时数 1336 小时，同比下降 196 小时。

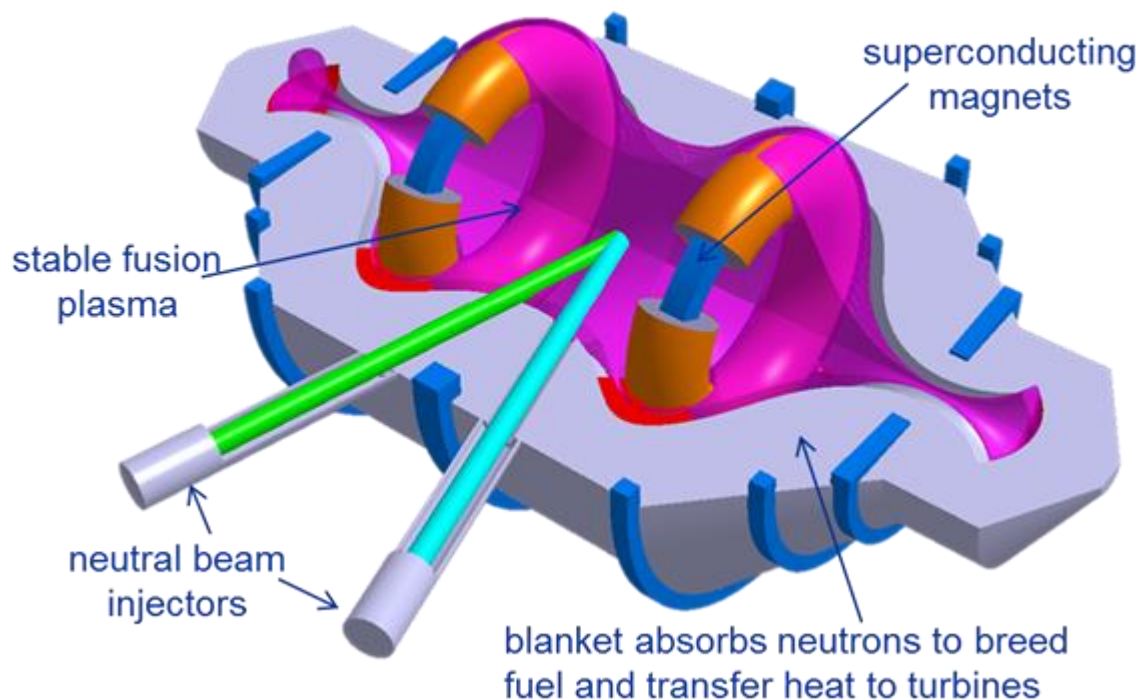
数据显示，今年 1 到 9 月，新增并网容量较多的省份是新疆（192 万千瓦）、山东（82 万千瓦）、山西（75 万千瓦）、宁夏（67 万千瓦）和云南（52 万千瓦）。（记者齐慧）

经济日报 2014-10-31

核能

洛克希德马丁的核聚变突破遭质疑

洛克希德马丁公司的臭鼬工厂上周公布了它的紧凑聚变反应堆细节，但质疑之声很快就出现。洛克希德马丁称它的测试聚变反应堆长 2 米高 1 米，远远小于现有的研究反应堆。反应堆已经点火了 200 次，但研究人员没有展示任何数据。



研究负责人 Thomas McGuire 只是说和预想中的一样工作。McGuire 说，洛克希德马丁能在五年内研发出完整的原型，十年内实现商业应用。洛克希德马丁甚至谈论了将紧凑聚变反应堆用于驱动舰船和飞机。

但科学家并没有被说服。MIT 的核科学和工程教授 Ian Hutchinson 说，洛马描述的等离子体约束类型已经研究了很长时间但未取得过成功，他对此表示高度怀疑。

solidot 2014-10-22

能源危机促印度转向核能开发

由于取消了数百个煤矿开采许可证，印度面临新的能源危机，新任总理莫迪的处境可谓雪上加霜，他转向寻求核能发展，但同时面临国内和国外的质疑。

能源匮乏的印度依赖煤炭生产三分之二的电力，但是断电现象很常见，由于经济发展和中产阶级的扩张，电力需求增长很快。

近日，由于取得开采许可证的过程涉嫌违法，印度最高法院取消了超过 200 个煤矿的开采许可证。这使得寻找替代能源成为当务之急。

积极寻求国际合作

莫迪将核能列为优先发展的替代能源，他试图履行当初的竞选承诺，希望重振萎靡的经济。

为了推进这一计划，他需要说服持怀疑态度的公众，强调核能的安全性，还需要消除国际核扩散条约的制约，以确保印度能够进口需要的铀和核能技术，唯此才能顺利发展原子能。

“印度最高法院对煤矿问题的裁决引起社会对电力中断的广泛关注，再次证明了依赖于单一能源是多么的不健康。”孟买智库能源与环境研究员阿密特·班达里说，“投资于核能是很明智的选择，它能提供清洁能源，并且对抗煤炭短缺带来的冲击。”

世界银行的数据显示，将近 5000 万印度人不能用上电。目前印度的 20 个核发电站只提供不到总供应量的 2%，但是政府希望到 2050 年将这个数字提高到 25%。

莫迪迅速着手实现这一目标。在访问日本的时候，他获得了日本首相安倍晋三关于加快讨论核

协议的承诺，此后他又与澳大利亚总理托尼阿博特签署了相关协议，此举为国际社会将铀燃料卖给印度铺平了道路。

国际社会仍保持警惕

虽然印度目前拥有世界上最大的钍储量，这是一种比铀更安全的核原料，但是印度还没有掌握能够使用钍基反应堆创造能量的技术。

在此之前，印度政府仍然需要继续进口铀燃料，因为他们自己的放射性元素的矿石储量很有限。

“印度想要从中国自给自足的反应器设计和适应技术中获取成功的经验。”在新德里国防研究与分析研究所的中国问题专家阿维纳什·哥波力说。

一个长期存在的边界争端意味着北京将与之保持距离，尽管印度希望从中国获得相关技术。

保持警惕的国际盟友仍然对此有所担心，尤其是为没有签署《不扩散条约》的拥核国家提供了如此大力的协助。日本想要确保没有更多的核武器投入测试，但印度不太可能公开给出这个承诺答案。

民间投资积极

印度拥有世界第五大煤矿储量，但是这个产业发展简直是蜗牛的速度，初级的采矿方法和腐败诈骗等因素都导致煤矿开掘严重滞后于需求，以至于不得不每年从国外进口上百万吨煤炭。

专家说，煤炭短缺导致发电成本上升，这让构建可替代能源的想法受到青睐。

“很多公司都在等待对此进行投资。”前印度原子能委员会主席阿尼尔卡·科德卡说，“一旦责任政策问题明确下来，项目的脚步会迎头赶上。”

印度尚未明确一旦发生事故供应商的责任范围，因此还不能改善核能安全的负面形象。

辐射泄漏和对生计的担忧已经导致了昆丹库兰附近的渔民抵抗运动，这个核能发电厂位于南部的泰米纳度州，由俄罗斯帮助建设。

“核能一直有一个形象的问题，人们只要提到‘核’这个词，首先想到的就是爆炸现场的蘑菇云。”班达里这样说。（记者 房琳琳）

科技日报 2014-10-24