

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
第十八期 2014年10月

目 录

总论	1
可再生能源配额制修改稿完成 风电、光伏或迎来“盛宴”	1
可再生能源发展速度强劲	1
能源制约问题突出 “分布式”能源或可破题	2
国际能源署《2014 可再生能源中期市场发展报告》权威发布	3
欧阳昌裕：推动能源体制革命是关键	4
统计全球化石能源储量	8
首部应对气候变化中长期规划获批	11
2014 年半年度能源行业报告分析	12
分布式破题能源可持续发展 发展仍瓶颈	13
联合国气候峰会开幕 潘基文呼吁 2015 达成新气候协议	15
《自然》称中国树立可再生能源标杆	15
应对气候变化绝非零和博弈	17
应对气候变化 中国在行动	18
构建全球能源互联网 统筹资源开发配置和利用	20
可再生能源面临配额管理 最高指标降至 10%	23
首部气候变化中长期规划问世	24
沙特未来将投 2400 亿美元用于发展核能及太阳能产业	25
解析美国《全面能源战略》	26
“十三五”能源规划:可再生能源补贴设总额限制	28
能源价格机制调节供需 实现已有机组有效利用与平衡	29
美国可再生能源前景	31
国家升级优化能源布局 加大可再生能源力度	32
能源“金三角”须统筹实施“一核两翼”一体化发展战略	33
从两方面同时推进能源结构改革	35
热能、动力工程	35
页岩气率先在重庆取突破 形成 15 亿方产能	35
三部委公布八大能源央企 2013 年减排考核情况 能源央企污染物排放量全面下降	36
分布式能源将从电网“负担”变“帮手”	38
2050 年可再生能源占一次能源消费比例超 60%	38
中国人均碳排放首超欧洲	39
“碳交易”市场关乎治霾成效	39
中国电改特色究竟“特”在哪里?	40
划定降耗目标我国“十二五”节能减排形势依然严峻	42
沿海可建天然气发电 为何不能新建“近零排放”煤电?	43

环保部：年度减排任务能完成.....	45
湖南页岩气资源量全国第六.....	46
张大伟：涪陵页岩气田勘探开发经验透析.....	46
页岩气产量下调背后的意义.....	49
中美领衔全球减排总动员.....	50
专家表示各地不宜盲目“去煤炭化”.....	51
地热能.....	53
美国多个州致力地热能开发.....	53
各国地热发电利用经验及近况.....	54
地热能应用迎来“第二春”.....	55
华东工程河北地热项目信誉家园 1 井通过完井验收.....	56
生物质能、环保工程.....	56
生物质化学利用国家工程实验室项目通过验收.....	56
有必要大力推进生物天然气.....	57
中国有望用生物新能源再造一个大庆油田.....	58
2013 年浙江生活垃圾焚烧发电达 29.8 亿千瓦时.....	59
潘岳：实施新环保法 加紧制度创新 推动绿色转型.....	59
上半年四项污染物排放量同比均下降.....	60
环境保护部办公厅关于界定生物质成型燃料类型有关意见的复函.....	61
太阳能.....	61
分布式光伏推广难在哪儿？.....	61
广州市光伏项目补贴意见稿：一度电拟补一角钱.....	63
“创新分布式光伏发电融资服务”重在创新.....	63
全球最大分布式光伏项目落户中山.....	64
把脉光伏产业发展 共赢新能源未来.....	65
国内首例光伏发电环保车间在长春落成.....	66
以色列研发太阳能发电站可 24 小时不间断运作.....	67
惠州建成首个分布式光伏屋顶电站.....	67
美纽约州将授予 142 座新光伏电站 9400 万美元资金.....	67
国内首个兆瓦级海岛智能独立电网南麂岛投运.....	68
晶澳多晶电池的转换效率达到 20%.....	68
国外太阳能光热发电政策形势分析.....	68
美国太阳能二季度报告显示产业正在蓬勃发展.....	71
电站建设及电价成本制约太阳能光热发电.....	72
沙漠光伏产业园将在宁夏中卫竣工.....	73
光伏发电系统租还是买？.....	74
光伏 406 号文第十二条位置应当提前 《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》学习之一.....	75
澳大利亚太阳能委员会推出储能对应机构.....	76
分布式光伏：不能错过的“蛋糕”与多元化的市场.....	76
分布式光伏示范区为何惹得能源局下“最后通牒”？.....	77
山东颁布多项促进分布式光伏发电的政策.....	79
国内首个离网光伏隧道照明系统运行良好.....	80
亚太地区 2014 年光伏市场需求将达 17.2GW.....	80
全球最大太阳能飞机环球将飞越中国.....	81

海洋能、水能	81
两部制电价为何首选抽蓄电站	81
水权制度建设难以一蹴而就	83
风能	84
安徽大唐来安唐龙风电场发电量超 500 万千瓦时	84
2014 年上半年中国风电建设统计评价报告显示：限电“弃风”率 10.5%	85
发改委酝酿风电价格下调 政策有望今年落地	86
八大风电场投产后每年节煤 30 万吨	87
挪威风电或错失繁荣良机	88
上网电价下调 风企难承之重	90
能源局：加强风电项目开发建设管理 促进风电健康发展	91
预计未来三年德国的风能将迎来爆发式增长	93
南澳风电场为中国沿海风电开发开创了先河	95
风能为德国再工业化进程添新动力	96
远景智慧风场全生命周期管理价值何在	98
核能	100
思考我国核电现状	100
因气候问题 近期国内外核能发展迎新发展	102
俄罗斯与泰国签署原子能合作备忘录	104

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

《能量转换科技信息》半月一期。联系方式：87057486，zls@ms.giec.ac.cn。我们十分乐意为您服务，更希望你对我们的工作提出宝贵意见。

总论

可再生能源配额制修改稿完成 风电、光伏或迎来“盛宴”

国家发改委能源研究所可再生能源发展中心主任任东明 9 月 11 日透露，8 月中旬，《可再生能源电力配额考核办法》讨论稿已经通过发改委主任会议，最后修改稿已经由国家能源局新能源司完成提交。《办法》将对各省市和电网公司可再生能源发电配额提出强制性要求。

任东明是在 2014 年光伏领袖峰会上做上述表示的。《办法》也提出了激励措施，在年度控制能源消费总量考核时，对完成配额制指标的各省（自治区、直辖市），其非水电可再生能源电力消费量，按照当年全国平均供电煤耗水平折为节能量，不计入能源消费控制量。对未完成配额指标的省（自治区、直辖市），视未完成部分折算的能源量为未完成节能任务，在其总节能量中扣除。

国家能源局局长吴新雄 8 月在嘉兴会议上已经明确表示，将重点研究和落实和再生能源配额制，引发了市场对该政策的期待。

齐鲁证券做过测算，通过分地区的总发电量减去火电、水电、核电发电量，大致测算出非水电可再生能源的发电量，进而测算各地区的消纳比例。结果显示，没有任何一个省市在 2012-2013 年连续两年达到配额制《征求意见稿》的指标要求，且大部分地区消纳比例与指标差距明显。分地区来看，东北差距较小，西北地区完成指标约一半，东部地区差距极大，因此，如果终稿与《征求意见稿》指标要求差异不大的话，那么东部地区的地方政府有极大的动力去新增可再生能源装机，分布式光伏势必首当其冲。

齐鲁证券认为，从存量装机的改善程度看，配额制最利好风电，从新增装机的拉动作用看，配额制最利好分布式光伏。2014 年上半年，除了新疆等局部区域，全国大部分地区的弃风率仍处于下降通道，配额制将使弃风限电问题进一步好转。2014 年装机量超过 18GW 的目标是大概率事件，目前逐渐进入开工旺季，局部制造环节甚至已出现供给短缺的现象，量价齐升将为风电制造创造较大的盈利弹性。

对于光伏行业，齐鲁证券认为，国家能源局局长吴新雄提出并网 13GW（装机 15-16GW 以上）的超预期目标为行业下半年的发展定下基调，分布式新政、配额制等“落地政策”即将出台，电站项目进入开工旺季，分布式商业模式将加速形成并有望逐渐成熟。

中国能源报 2014-09-15

可再生能源发展速度强劲

英国《卫报》近日报道，去年绿色能源已经占世界发电量的 22%。根据国际能源署最近发布的数据，2013 年，全世界绿色能源的投资总额超过 2500 亿美元，风能、太阳能以及其他可再生能源正在以前所未有的强劲速度增长。

不过，由于一些国家担心过高的可再生能源份额可能会增加政府财政补贴的负担，预计未来几年可再生能源的增长速度可能会放缓。

国际能源署总干事玛利亚·范德胡芬认为，各国政府对于新能源发展不应该顾虑过多，“可再生能源是能源安全的重要组成部分。然而，正当可再生能源越来越具有成本竞争力时，一些关键市场的政策和法规的不确定性却在增加，这源于对可再生能源入网成本的担忧”。她进一步解释：“随着新能源成本的下降，政府必须更清楚地认识到，许多可再生能源已经不再需要大力度的扶持。但是，鉴于其高投资的特点，许多新能源仍然需要能够保证投资者得到合理和可预测回报的市场环境。”

国际能源署在近日发布的《可再生能源市场中期报告 2014》中指出：2020 年水力发电等绿色能源技术可以生产世界电力的 26%，目前绿色能源发电能力已经和天然气发电能力相当。可再生能源目前的投资水平已经低于 2011 年 2800 亿美元的峰值，只要政府不做提高成本的政策调整，今后几

年的新能源平均年投资额预计将维持在 2300 亿美元的水平。

目前，虽然新建成的风电场和太阳能电场的数量增长很快，但国际能源署坚信，这仍然不能满足应对气候变化的需要。因此，一些绿色能源游说组织呼吁，欧盟应该采取更加强有力的措施限制二氧化碳排放。

欧盟委员会早先概括性地提出了温室气体减排目标，要求 2030 年 27% 的能源来自可再生能源。欧洲风能协会副首席执行官贾斯廷·威尔克斯说：“在关于雄心勃勃的国家可再生能源 2030 年目标的问题上，国际能源署的报告可谓切中要害。不仅 27% 的可再生能源目标太低，而且缺乏对成员国实际执行情况的制约力。如果要在改善欧洲能源安全、增强竞争力和应对气候变化的能力方面取得实质性的进展，欧洲国家领导人需要在今年十月就更具有约束力的 30% 可再生能源目标达成一致。”

国际能源署的报告显示，在巴西、智利和南非，陆上风力发电已经成为比化石燃料（如煤或天然气）更为经济实惠的能源。

中国科学报 2014-09-16

能源制约问题突出 “分布式” 能源或可破题

“解决能源资源制约问题的根本出路是发展可再生能源，可再生能源的根本发展途径是‘分布式’结构和能源服务的链接。”正在此间举行的第五届(太原)国际能源产业博览会暨 2014 低碳发展高峰论坛上，相关业内专家如此表示。

数据显示，中国近 30 年来的能源消费总量从 1980 年的 6 亿吨标煤到 2012 年的 36.28 亿吨标煤，成世界最大的能源消费国和生产国。

中科院煤化所副所长房倚天表示，中国以煤为主的能源结构短时间不会改变。煤炭占中国一次能源的 67%，但化石能源的储量是有限的。根据开采量与探明储量的比较，按 2011 年的开采量，中国 33 年之后就无煤可挖了。

中科院煤化所研究员李永旺也表示，我国目前总资源不考虑进口情况，只能支持 80 年，“而这个数字在俄罗斯是 800 年，美国(包括加拿大)是 300 年。”

分布式能源的基本概念是“藏能于民”，是分布在用户端的能源(电、热、冷)综合利用系统，以小型化和模块化为标志，通过就地生产、就地使用、就地控制，实现减少对远距离电的依赖，降低输配电成本，提高能源利用效率。

专家表示，解决能源资源制约问题的根本出路是发展可再生能源，可再生能源的根本发展途径是“分布式”结构和能源服务的链接。集中力量加快建设分布式能源体系，整体调整中国的能源结构，是实现中国能源可持续发展的重要抓手，它必将对中国的能源发展和安全产生深远的影响。

我国目前主要分布式能源光伏发电近年发展迅速，今年上半年，全国新增分布式光伏发电并网容量 99 万千瓦，这超过了 2013 年全年分布式光伏新增并网容量。

但与此同时，分布式能源在技术集成和管理上还有待于加强，还存在一些政策和制度性的障碍。

山西省长治供电公司客户经理申红岗说，目前他们已经按照国家电网去年 3 月份正式实施的《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》，将 34 位分布式户分布式用户入网报装。“用户分散，增加了电网运行的成本和管理、维护难度。分散的源头安全方面也存在一些问题。”他说。

针对分布式电源系统具有间歇性、随机性特点，天津大学教授、中国电机工程学会常务理事王成山说，这一特点不仅会对电网运行、维护带来困难，同时也会影响周边用户的正常使用。因此，分布式发电要想产生效益，关键是合理的能源配置。

王成山认为，微电网是一个不错的解决方案，它能把大量的分布式电源、用户负荷及储能等综合在一起形成网络，既是电网一部分，又是独立的用电单元，能够快速灵活响应用户需求，合理分配机组和储能容量。

申红岗表示，他们目前还不具备运行微电网的经验，应对一个地区分散太多源头，此外他建议国家尽快编制运行制度，加强管理规范。

国际欧亚科学院院士、科技部原副部长刘燕华表示，还需打破目前能源政策和经济政策不接轨问题，“比如现在搞电动汽车上不了路，有一些地方对电动汽车有地区性的保护，还有一些新型能源体系，由于成本高，规模上不去等等，能源政策和经济政策是不吻合的，要打破条块分割。”

新华社 2014-09-18

国际能源署《2014 可再生能源中期市场发展报告》权威发布

国际能源署《2014 可再生能源中期市场发展报告》近日发布。该报告自 2012 年开始，每年定期发布，对上一年度可再生能源市场发展情况做出评估，并对未来 5 年(中期内)可再生能源市场做出预测。该报告已经成为世界各国了解全球可再生能源市场发展的权威渠道之一，现将报告中精彩观点做以摘录：

1、2013 年，对于全球可再生能源而言是具有里程碑意义的一年。这一年，全球可再生能源电力持续快速增长，并且其发电量在历史上首次超过天然气发电量。

2、从近中期来看，可再生能源发展面临转型期。预计到 2020 年，可再生能源发电量、新增装机容量以及投资都将维持强劲增长势头。生物质能源在交通领域的应用以及可再生能源供热、制冷应用也会缓慢增长。

3、面对越来越激烈的竞争，激励政策对于刺激可再生能源投资将起到关键作用。可再生能源市场的更大规模发展，需要稳定、持续的政策框架和市场机制的设计。

2013 年可再生能源在整个能源构成体系中的份额继续扩大

2013 年，全球可再生能源发电量每年 5% 的增速增长到近 5070TWh,占全球总发电量的 22%。这其中，由于水电和光伏发电的大幅增长最大。特别值得一提的是，由于中国和日本市场的快速发展，太阳能光伏发电爆发式增长，装机超过 39GW。

市场发展驱动力强劲，中国市场表现出色

从近中期时间来看，全球可再生能源发电量预计增长 45%(或者是 2245TWh)，将在 2020 年超过 7310TWh(平均每年增长 5.4%)。中国仍然是可再生能源发展的重要市场，其市场容量将占到全球可再生能源增量的 40% 左右，甚至非 OECD 国家可再生能源市场增量的超过 60% 将来自中国市场的贡献。巨大的用电需求、污染防治目标以及为实现远大发展目标而营造出的良好激励政策环境共同促进了中国市场的发展。

可再生能源市场竞争力逐渐增强，市场和政策框架仍刺激投资关键

2013 年，全球可再生能源领域新增投资估计超过 2500 亿美元，比 2012 年略有下降，比 2011 年接近 2800 亿美元的投资额则有实质性下降。除了全球新增装机容量的影响因素外，太阳能光伏和陆上风电的单位投资成本下降也对投资总体水平的下降施加了一定的下行压力。

投资成本的下降使得一部分可再生能源技术在没有激励政策的刺激下在过去几年中实现了进步和发展。尽管可再生能源发电成本总体而言同其他传统发电技术相比仍然较高，但是这中间的差距在近中期有望变得越来越小。在成本下降的趋势下，一些可再生能源发电技术在某些特定国家(例如巴西、智利)的市场条件和政策框架下，已经表现出来越来越强的市场竞争力。

在这一过程中，稳定、长远的政策支持和市场设计对于投资的作用和影响不容忽视。

交通用生物质燃料和可再生能源供热市场规模值得关注

到 2018 年，世界生物柴油产量预计将 330 亿升，比 2013 年的预测高出 6 亿升，这一增长动力主要来自于非 OECD 成员国的亚洲国家。

全球可再生能源供热(包括传统生物质燃料)到 2020 年预计将达到 49.7EJ[1](每年 1% 的增长率)。以此同时，由于城镇化和现代供能手段的发展，传统生物质能源的使用量在大多数 OECD 国家中将大幅减少，新型可再生能源供热量将由 2013 年的 14.5EJ 增长到 2020 年的 17.9EJ。

中国光伏专委会 2014-09-19

欧阳昌裕：推动能源体制革命是关键

“推动制度创新，对现实的中国在新的时期，是极其重要的。实际上，最关键的是推动能源体制革命”。千言万语汇成一句话：当体制机制已经成为行业发展的障碍，并且逐渐加剧的时候，不改革不行了。

改革，是能源行业永恒的主题，更是今年的“热词”。尤其是近期有关电力体制改革的消息不绝于耳。电改十几年来，问题还是那些问题，可能并没有本质变化，但对问题认识的程度，却可以不断提升。改革如战场，知己知彼才能百战不殆。煤电、水电、核电、风电、太阳能、天然气……家家都有一本难念的经。且听中国电力企业联合会副秘书长欧阳昌裕对电力发展现状和问题一一道来。

电力供应“冰火两重天”

截止 2013 年年底，国内发电装机达到 12.57 亿千瓦，人均装机 0.92 千瓦。这个新数字是对之前快报数字 12.47 亿千瓦进行了修正。

从 1882 年中国有电力开始，实现第一个 1 亿千瓦装机花了 105 年时间，第二个 1 亿千瓦花了 8 年，第三个花了 5 年，第四个用了 4 年，以后基本上一年一个台阶。电网规模持续扩大，2013 年年底全国 35 千伏及以上输电线路回路长度 155.4 万公里，公用变电容量 48.3 亿千伏安。从结构上主要是配网，110 千伏及以下线路占总线路长度的 65%，占变电容量的 42.5%。

国外配网的比重一般大于主网。我国的电网投资结构是失衡的，配网投入远小于主网。这和国情有关，也和重视程度有关。

无论是电网并网还是发电总装机、全社会用电量、还是水电和新能源，国内电力行业的各项指标陆续成为世界首位。2013 年全社会用电量是 5.34 亿千瓦时，人均 3935 千瓦时。

现在国内基本上不缺电，但局部地区受电网制约和天然气供应紧张影响。2014 年电力供需总体平衡，部分地区电力富余，与局部供应紧张并存。今年海南和西藏缺电相当严重，而东北有 2000 多万装机送不出来。

核电和水电是解决能源问题核心

能源发展进入大调整大变革时期，既和经济发展密切相关，又和世界的能源技术革命、能源市场和能源地缘政治正发生重大变化密切相关。能源需求由高速增长向中高速增长转换。能源绿色转型加快。能源安全问题更显突出。油气对外依存度未来还会提高，对外依存度超过 50%是不是意味着能源不安全？什么比例安全还说不好，但进口渠道单一对能源安全很不利。

对电力系统来说，新一轮风电、太阳能的大发展对安全带来极大隐患。我们把这些能源叫做“优质能源劣质电”。它是环保的低碳的，但是昂贵的，对电力系统是不友好的。用户需要的时候往往发不出来，不想用的时候又很多，所以需要别的调峰电源支撑。

能源发展正在进入生产和消费革命新时期。2013 年的《大气污染防治行动计划》正在对电力工业的发展态势和布局带来深刻的变革，特别是对京津冀、长三角、珠三角三大经济带。但是形势也会发生变化。现在这些地区对煤电是严格控制的，以后是不是就不搞煤电了？新的近零排放电厂出现后，可能煤电又有一定的发展空间。

控制能源消费总量，长期靠行政、计划、考核的手段是不行的。可能带来的后果是，凡是考核的指标，就容易出现水分，不考核的，就比较真实。

能源供给革命，关键是核电和水电，这才是解决十年内中国能源问题最核心的东西。水电和核电能够做到全社会成本比较低，能促进经济发展，做到用户可承受，所以在可再生能源和非化石能源里，应该优先发展水电，大力发展核电。

大库容量水电站不是越多越好

水电是技术成熟，成本较低的绿色发电，安全性、经济性和灵活性都较高，要放在优先开发的战略位置。要提高水电开发程度，向西南水电基地转移，科学处理好移民安置和生态环境保护。能否确保 2030 年左右基本开发完毕？根据调研，2020 年达到 3.6 亿千瓦(67%)没什么问题，2030 年达到 4.5-5 亿千瓦，开发程度超过 80%，除西藏外水电资源基本开发完毕。

现在水电对生态影响最大的是什么？主要是引水式的发电。就是把一条河流的水拦蓄引水发电后，流入另一条河流，原来河流下游时常干涸。未来应该禁止开发引水式发电。过去的引水式发电，要根据情况逐步解决。此外，现在河流梯级开发立足于全部开发利用也可能产生负面影响。对未来水电开发进行规划，大库容量的水电站不是越多越好。大库容电站是需要的，但是对生态影响较大。在一些敏感地区，应该保持若干段生态河流，不再布局水电站，也是应该优先考虑的。比如西藏的水电资源技术储量一亿多千瓦，未来是不是一定开发到 100% 的程度？可能开发到 50% 就可以了。

还有经济性的问题，目前水电开发成本已经大幅上升，达到 0.4 元、0.5 元。但相对风电、光伏，水电的经济性还是比较好的，而且水电对电力系统是友好的。要超前谋划水电开发和规划外送通道。战略开发重点在西南水电基地和国际河流。科学规划布局抽水蓄能电站和储能设备。

核电也应该两条腿走路

要稳步提高核电比重，加大开工投产规模，2020 年应努力超额完成国家规划目标、争取达到 7000 万千瓦，2030 年达到 2.0 亿千瓦，最终达到 4.0 亿千瓦。如何实现这个目标，更重要的是加快体制机制的转型，要从顶层重新设计。比如，安全唯一化、投资多元化、运营专业化、技术设计集团化、制造市场化、施工社会化、核燃料循环一体化等。现在的体制要想实现前面的目标很困难。

要规划建设“东部核电带”。尽快启动东部沿海核电项目，稳步推进中部地区布局建设核电。此外要高度关注核电的小型化，小型核电可以建设在负荷中心，实现较好的经济性和安全性。核电也应该两条腿走路，大型化和小型化并举。

风电和太阳能要控制节奏，优化布局中东部

风电、光伏是战略选择，对能源供应也是极其重要的，但是有个过程，也要考虑经济可行性和承受力，需要综合判断。

风电和太阳能要控制节奏，特别是海上风电。

对于太阳能发电，光热路线更有优势。“三北”和西藏地区的集中式开发要优先发展光热。因为光热发电是有调节性能的。光伏发电除了额外增加储能，不能满足系统需要。而且“三北”地区，特别是西藏，非常适合开发光热发电。

为什么要坚持分散与集中开发相结合？西北地区风电度电补贴大都超过 0.2 元/千瓦时，中东部地区度电补贴在 0.09-0.17 元之间，明显低于西北部地区。不同度电补贴水平，导致社会资金更多流向三北基地，加剧了国家财政补贴困难，又因外送通道能力导致弃风。分散开发具有比较优势，减少电网投资能同步，就近上网易消纳。

风电未来还是要尽可能布局在中东部，不够的再布局西部，这是最经济的方式。光伏发电采取了策略，但也遇到很多问题，需要加快解决。

2020 年的目标是风电 2 亿千瓦，太阳能发电 7000 万千瓦。2030 年目标是，风电 3.5 亿千瓦，太阳能发电 3 亿千瓦。未来太阳能发电的最终规模可能要大于风电规模。

新能源发电要“五能”

积极有序发展新能源发电，分散和集中开发相结合，提高新能源发电质量和开发利用程度。切实提高新能源发电发展质量，要实现“五能”：

1 财政能支撑：开发目标能得到国家财政可持续补贴。2011 年以及以前还有几十亿的补贴资金没有到位。

2 电价能承受：实现开发目标所需的电价上调幅度能为经济社会发展所承受。

3 系统能消纳：坚持分散与集中相结合，近中期以分散为主。特别是东北地区，2015 年前严控所有电源项目核准开工，消纳现有发电能力。

4 成本能下降：要加快降低建设成本，逐步减少财政补贴，提高竞争力。

5 技术能自主：打造有国际竞争力清洁能源发电装备产业。

天然气发电要以分布式为主

天然气发电清洁，但是太贵，所以应该以分布式为主，原则上不再新建大型天然气纯发电项目。

分布式的优点是能效大幅提高，经济性好。由于分布式的利用效率高，即使装备价格比较高，综合起来，比大型化的要便宜。更重要的是，分布式是和用户直接挂钩的，适合与商业电价比较，这样就有价格优势了。另外也要有序发展大型的调峰机组。

考虑到天然气发电的环保价值，每度电增加 0.17 元。目前天然气发电成本远远高于煤电，也高于风电，甚至高于“三北”地区送过来的风电。现在天然气发电的大致价格在每度电 0.9 元左右，存量气的价格会低一些，但是存量气明年价格也要调整到位。现行价格体系下，相对燃煤机组发电，2020 年天然气发电规模达到 1 亿千瓦时需要补贴 760-880 亿元。目前天然气发电的补贴主要以地方负担为主。天然气发电规模要与各省区财政补贴能力直接挂钩。要加快制定全国统一的天然气发电价格补贴政策，由各地结合实际贯彻执行。

电网需要支撑电源，煤电要适度发展

未来如果没有重大的能源技术革命，煤电的基础作用还是存在的。

煤电要着力于“三提高”：提高电煤占煤炭消费的比重。提高煤电大基地大通道建设程度。结合 14 个大型煤炭基地、9 个大型煤电基地，实现输煤输电并举。提高煤电准入标准，首先是提高能效标准，要求新建机组煤耗低于 300 克。还要提高排放标准。解决同等的排放量问题，近中期把主要精力放在分散直接燃烧的煤炭上，投入是最低的，代价主要在于政策执行的难度，加上对现有居民的补贴。

从长远来讲，煤电需要推行近零排放。未来环保技术成熟后，成本会降低。东部地区的三个主要经济带，以后是否还需要发展煤电？现在是禁止或严格控制新建的，除非等容量替代。我的观点是，未来需要适度发展煤电。电网需要支撑电源，但规模要严格控制。

各地不应盲目“煤改气”。煤改气后，大幅度提高了电价水平，地方财政负担很重，也增加了市民负担。而且现有的煤电技术，完全可以达到节能减排的要求。负荷比较平稳的供热机组，如果用近零排放技术改造，每度电成本只增加 0.015-0.02 元，比煤改气一度电增加 0.25-0.3 元，要经济的多。

要适应新常态，保持平常心

经济正在进入新常态。电力工业要适应新常态，保持战略上的平常心。旧常态的特征是经济增长持续高速，高储蓄-高投资驱动，人口红利巨大，对房地产的依赖，扭曲的国民收入分配机制等。这种形态是难以为继的。人口老龄化，被抚养人口上升，人口红利在逐步消失，劳动力成本大幅上升。从资本投入看，高储蓄-高投资增长模式难以为继，随着储蓄率的下降，可用于投资的资金减少。随着和国外先进水平差距的拉近，技术继续进步变得缓慢，代表效率的全要素生产率也短时间难以大幅提高。

第三次工业革命是中国经济转向新常态的重要因素。里夫金的《第三次工业革命》，强调能源技术革命。他认为互联网技术和可再生能源新技术是第三次工业革命的强大基础。《经济学人》2012 年 4 月 21 日的封面文章，强调数字化制造和新材料的应用。此外就是德国政府发布的“第四次工业革命”。应该把三者结合起来看，不仅是互联网和可再生能源的问题，也包括数字化制造和新材料，是综合性的概念。比如 3D 打印技术，一方面使得依靠人力大大减少，而且是节能的，节约材料的。不仅是生产方式大变革，也是组织形态的变革。这种变化就会影响各国在全球工业体系中的分工和地位。发达国家，尤其是美国，很有可能在制造业中再度领先，以中国为代表的新兴市场制造业可能会丧失优势。

和第三次工业革命有关系的另外一个因素也很重要，就是制造业的回归和全球经济再平衡。这对中国经济影响非常大，也是中国经济转向新常态的重要因素。2008 年金融危机以后，发达经济体认识到长期以来的外包政策和国内产业空心化的重大影响，呼吁重新回归制造业。全球经济再平衡，也意味着对之前经济失衡发展的矫正。而且制造业的回归也促进再平衡的加快，也意味着外需对中国经济增长的贡献将减弱。

当一个国家或地区经历了一段时间的高速增长后，都会出现增速“换挡”现象，这是新常态的第一个特征。不少国家和地区经济增速都是从 8% 以上直接切换到 4% 左右。中国不会出现这种情况，

中国国土面积大，地区间发展极不平衡，有非常大的纵深，可以容纳经济转型，所以经济增速下降比较慢。

新常态的第二个特征是结构要优化，要发生全面深刻的变化。在产业结构方面，第三产业成为主体。消费需求成为需求主体。新常态下，服务业比重上升是长期趋势。这种情况下，传统产业要经历痛苦的过程。结构调整在所难免。新常态的第三个特征是从发展动力来看，从要素驱动、投资驱动转向创新驱动。经济转型是长期过程，要不断创新。新常态的第四个特征是，过去在高速增长长期掩盖的潜在风险，到这个阶段逐步显现。

电力工业六个大势

大势 1：能源发展以电力为中心越来越彰显。以前一直说，能源发展是以煤炭为基础，那时大家对以电力为中心还有异议，但是今天这种共识越来越大。主要原因是：转换为电能是清洁能源开发的基本形态。提高电能在终端能源消费中的比重能有效推进节能减排。比如，以电代油。提高电煤在煤炭消费总量中的比重是提升能源安全、改善生态环境的核心举措。

大势 2：用电需求增速进入“换挡期”。“十五”、“十一五”时期是工业化中期的前半段，用电增长很快。但 2014 年形势不太乐观，8 月份估计是负增长。（这个预言已经证实，9 月 16 日国家能源局发布的数据显示，8 月份全社会用电量 5025 亿千瓦时，同比下降 1.5%。）“十二五”用电增速是 7% 左右，“十三五”期间会下降到 5-6% 之间，到 2020-2030 年会变成 3-4%。2030 之后，我们判断是个饱和的拐点，全国用电基本进入饱和期，用电量增长在 1% 左右，甚至更低。这和发展有关。

在这种情况下，国内六大区域的增长形态不一样。比如，东北的用电增长速度一直很慢，到 2020 年以后，有可能会高于全国平均水平。东部地区会逐步下降。东部从 2005 年左右开始，无论经济还是用电，都进入拐点。西部开发经过五年的培育期，2005 年后开始发力，西部是用电增长的领头羊。

大势 3：电力结构的绿色化转型加快。去年非化石能源比重占三分之一，非化石能源电源投资占总投资比重上升到 75%。但这么快这么大比例对不对，需要打个问号。2030 年后全国不再新建燃煤电厂，新增电力需求全部由非化石能源发电或天然气发电满足。到 2050 年非化石能源发电比重达到 62%，发电量比重超过 60%。煤电还是基础，装机占 30% 多。这是比较中庸的预测，也有更激进的观点。

大势 4：电力空间布局调整加快。这种调整从上世纪 90 年代开始，最近几年在加速。大型电源布局从东部、中部加快向西部、北部转移。西部装机比重 2013 年达到 33.5%，而用电比重仅占 25.5%。常规水电，基本转移到西南、西北水电基地。煤电，向西部、北部煤炭基地转移。核电从沿海向内陆辐射等。

大势 5：电力发展形态调整加快。在发展态势上，集中和分散结合，大中小结合。大的是好的，传统能源发电继续沿着大型化、基地化发展，能更好的实现节能减排和提高经济性。小的是美的，客观需要和出现了小型化、分散化、分布式发展形态，同样更能提高转换效率、经济性和安全性。未来“大的”数量少但规模大，“小的”数量巨大但规模小，更多是双向流动，对电力系统影响大，客观上需要智能电网。

大势 6：互联互动加深，新型商业模式加快出现。用户知情权、参与权、选择权需求逐渐明显。从电力系统到用户的单向流动到双向乃至多向流动。用户侧引入竞争，大用户直购电到用户选择权。个性化需求驱动产生商业新模式和新型运营商。比如，电动汽车、储能、分布式能源、微网、非电需求……未来会出现家庭分布式储能，解决了用户的权利问题。

发展智能电网成为必然：只有科学有序的推进中国特色的智能电网发展，才能更好的实现电力系统与广大用户的互联互动，才能为新型商业模式提供基础平台。没有智能电网是很难实现的，比如分布式光伏发电，如果再大规模发展，现有的配网是难以承受的。“推动制度创新，对现实的中国在新的时期，是极其重要的。实际上，最关键的是推动能源体制改革”。千言万语汇成一句话：当体制机制已经成为行业发展的障碍，并且逐渐加剧的时候，不改革不行了。（根据中国电力企业联合会

统计全球化石能源储量

(一) 原煤

截至 2011 年底，世界原煤探明储量为 8615.3 亿吨，人均 123.5 吨，储采比大于 100。与 2010 年底相比，2011 年底世界原煤探明储量小幅增长 1%。世界原煤探明储量前五大国家依次为美国、俄罗斯、中国、澳大利亚、印度，合计占世界总量的 72.44%。世界原煤探明储量前五位国家情况如表 1 所示。

表 1 2011 年底世界原煤探明储量前五位国家

国家	探明储量 (亿吨)	占世界总量比例 (%)	人均 (吨/人)	储采比
美国	2372.95	26.62	761.6	>100
俄罗斯	1570.10	17.61	1106.2	>100
中国	1145.00	12.84	85.0	34
澳大利亚	764.00	8.57	3368.5	>100
印度	606.00	6.80	48.8	>100

【小编插话】这里出现了“储采比”这个概念，“储采比”是指年末剩余储量除以当年产量得出剩余储量，按当前生产水平尚可开采的年数。换个说法，是指上年底某种化石能源的剩余可采储量与上年的采出量之比，通俗讲，可以大致反映某种化石能源按照当前开采节奏还能够再用多少年。由于每年都有勘探新发现，储量可能不断增加，因此储采比基本上会保持稳定甚至提高。

(二) 原油

截至 2011 年底，世界原油探明储量为 2335 亿吨储采比为 56，人均储量为 33.8 吨。20 世纪 70 年代石油危机之后，石油“峰值论”甚嚣尘上，但现在人们对此的关注度下降了。与 20 年前相比，全球石油储量增加了约 60%，产量增加了约 25%。世界原油探明储量前五大国家依次为委内瑞拉、沙特阿拉伯、加拿大、伊朗、伊拉克，合计占世界总量的 63.19%。中国原油探明储量为 24 亿吨，仅占世界总量的 1.0%。世界原油探明储量前 5 国家情况如表 2 所示。

表 2 2011 年底世界原油探明储量前 5 位国家

国家	探明储量 (亿吨)	占世界总量比例 (%)	人均 (吨/人)	储采比
委内瑞拉	404.5	18.10	1886	>100
沙特阿拉伯	365.0	16.33	1503	69
加拿大	236.0	10.56	869	>100
伊朗	213.6	9.56	316	96
伊拉克	193.0	8.64	818	>100

根据美国能源信息署 2013 年评估数据，全球页岩油技术可开发量 3450 亿桶，页岩油约占原油资源总量的 10%。2013 年，世界页岩油资源技术可开发量前 10 位国家分别为俄罗斯、美国、中国、阿根廷、利比亚、澳大利亚、委内瑞拉、墨西哥、巴基斯坦和加拿大，见表 3。

表 3 2013 年世界页岩油资源技术可开发量前 10 位国家

排名	国家	技术可开发量 (亿桶)
1	俄罗斯	750
2	美国	580
3	中国	320
4	阿根廷	270
5	利比亚	260
6	澳大利亚	180
7	委内瑞拉	130
8	墨西哥	130
9	巴基斯坦	90
10	加拿大	90
	世界	3450

数据来源: An Assessment of 137 Shale formations in 41 Countries Outside the United States, EIA, 2013

(三) 天然气

截至 2011 年底, 世界天然气探明储量为 209.7 万亿 m³, 储采比为 60, 人均储量为 2.69 万 m³。与 2010 年相比, 世界天然气探明储量增加 3%。世界天然气探明储量前五大国家依次为俄罗斯、伊朗、卡塔尔、土库曼斯坦、沙特阿拉伯, 合计占世界总量的 66.74%。中国天然气探明储量为 3.1 万亿 m³, 仅占世界总量的 1.7%。世界原油探明储量前十位国家情况如表 4 所示。

表 4 2011 年底世界天然气探明储量前五位国家

国家	探明储量(万亿 m ³)	占世界总量比例 (%)	人均 (万 m ³ /人)	储采比
俄罗斯	47.75	22.77	49.2	>100
伊朗	33.79	16.11	23.2	55.6
土库曼斯坦	25.21	12.02	3060.1	>100
卡塔尔	25.20	12.01	366.1	>100
沙特阿拉伯	8.03	3.83	337.6	80.1

全球页岩气技术可开发量 7299 万亿立方米, 页岩气占天然气资源的比重为 32%。2012 年, 世界页岩气资源技术可开发量前十位国家分别为中国、阿根廷、阿尔及利亚、美国、加拿大、墨西哥、澳大利亚、南非、俄罗斯和巴西, 见表 5。

表 5 2012 年世界页岩气资源技术可开发量前十位国家

排名	国家	技术可开发量 (万亿 m ³)
1	中国	1115
2	阿根廷	802
3	阿尔及利亚	707
4	美国	665
5	加拿大	573
6	墨西哥	545
7	澳大利亚	437
8	南非	390
9	俄罗斯	285
10	巴西	245
	世界	7,299

数据来源：An Assessment of 137 Shale formations in 41 Countries Outside the United States, EIA, 2013

2011 年中国和世界化石能源探明储量对比如表 6 所示。

表 6 2011 年中国和世界化石能源探明储量对比

资源种类	单位	中国	世界	
探明储量	石油	亿吨	24	2335
	天然气	万亿 m ³	3	210
	煤炭	亿吨	1145	8615
储采比	石油	年	13	56
	天然气	年	29	60
	煤炭	年	34	>100
人均探明储量	石油	吨	2	34
	天然气	万 m ³	0.2	2.7
	煤炭	吨	85	124

注：人均指标根据计算结果得出。

数据来源：World Energy Council, World Energy Resources 2013 Survey。

(四) 可燃冰

据估算，全球可燃冰储量是现有天然气、石油储量之和的 2 倍，仅海底区域可燃冰的分布面积就达 4000 万 km²，占地球海洋总面积的 1/4，目前世界上已发现的可燃冰分布区多达 116 处，具有广阔开发前景。中国南海可燃冰资源量约为 1000 亿吨标准煤，约相当于中国目前陆上石油、天然气资源总量的 1/2，青藏高原远景资源量超过 500 亿吨标准煤。目前，可燃冰还处于资源调查和技术研发阶段，距离商业化利用还有较大距离，是重要的战略储备资源。2013 年 3 月，日本政府宣布成功从日本近海地层蕴藏的可燃冰中分离出甲烷气体，从而成为世界上首个掌握海底可燃冰采掘技术的

首部应对气候变化中长期规划获批

——2020年单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降40%-45%、非化石能源占一次能源消费的比重达到15%左右

9月19日，国务院正式批复同意《国家应对气候变化规划（2014-2020年）》（以下简称《规划》）。这是我国首部应对气候变化中长期规划。《规划》提出，要确保实现到2020年单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降40%-45%、非化石能源占一次能源消费的比重达到15%左右、森林面积和蓄积量分别比2005年增加4000万公顷和13亿立方米的目标等。

“十二五”目标能完成

“实现40%-45%的目标确实有相当大的困难。”国家发改委副主任解振华9月19日在国新办发布会上说，到目前为止，截止到2013年，碳强度已经下降了28.56%，相当于减少了25亿吨二氧化碳的排放。非化石能源占一次能源的比重，2013年已经达到了9.8%，森林蓄积量已经提前完成13亿立方米的任务，达到了20亿米。“进展还是达到了预期的目标，‘十二五’目标是可以实现的。”

解振华表示，我国现在的单位GDP能耗是世界先进国家水平的2倍，但是我们经过这么多年的努力，成效非常明显。世界银行公布的数据显示，从2005年到2013年，水电装机容量翻了一番，风电是提高了60倍，光伏发电装机提高了280倍，整个中国的可再生能源的装机容量占了全球的24%，2013年增量当中占了37%。

“积极应对气候变化不光是一种挑战，也为我们转方式、调结构、提高经济增长的质量和效益，也带来一个机遇。”解振华认为，从这个意义上说，经过节能减排和应对气候变化会派生出一个新的战略性的新兴产业，中国的节能环保产业现在发展的也是比较快。预计到2015年“十二五”结束的时候，每年的产值能够达到4.5万亿，吸纳的就业人口可能有3200-3300多万人，应对气候变化和经济发展并不矛盾，如果处理好了，可以双赢。

根据主体功能制定区域政策

这次规划的一个亮点是根据我国的主体功能区定位来制定区域应对气候变化政策。记者注意到，《规划》专门有一章内容来阐述区域应对气候变化政策。

“之所以借鉴主体功能区定位思路来制定差别化的应对气候变化政策，是基于我国地域辽阔、自然气候条件多样、地区发展不平衡的基本国情和不同地区在国家经济社会发展中的主体功能定位，本着因地制宜的原则，在不同地区建立分类指导的应对气候变化区域政策。”国家发改委相关负责人对记者表示。

《规划》分别针对城市化地区（包括优化开发区域和重点开发区域）、农产品主产区、重点生态功能区（限制开发的重点生态功能区和禁止开发区域），确定差别化的减缓和适应气候变化目标、任务和实现途径。为了体现差别化政策特点，《规划》对优化开发区域提出“确立严格的温室气体排放控制目标”，而对重点开发区域提出“坚持走低消耗、低排放、高附加值的新型工业化道路”。

逐步建立碳排放交易市场

《规划》明确提出，要借鉴国际碳排放交易市场建设经验，结合我国国情，逐步建立我国碳排放交易市场。具体而言，要在总结温室气体自愿减排交易和碳排放交易试点的经验基础上，研究全国碳排放总量控制目标地区分解落实机制，制订碳排放交易总体方案，明确全国碳排放交易市场建设的战略目标、工作思路、实施步骤和配套措施。做好碳排放权分配、核算核证、交易规则、奖惩机制、监管体系等方面制度设计，制定全国碳排放交易管理办法。

除了详细部署建立碳交易制度、建设全国碳交易市场外，《规划》还提出，到2020年建成150家左右低碳产业示范园区；2020年前创建低碳商业试点1000个左右；“十二五”末全国开展的低碳社区试点争取达到1000个左右。

而在国家层面应对气候变化规划下发之前，福建省就出台了《福建省应对气候变化规划（2014—2020年）》（简称《福建规划》）提到，到2015年，福建省单位地区生产总值二氧化碳排放比2010年下降17.5%，排放强度低于全国平均水平20%以上，控制温室气体排放取得成效；能源结构不断优化，煤炭占一次能源消费比重下降到52.2%，非化石能源占一次能源消费比重比全国平均水平高6个百分点。

《福建规划》具体措施指出，要安全高效发展核电，稳步推进福清、宁德核电建设，争取到2020年投产10台机组，装机突破1000万千瓦。到2020年全省输气管线超过3600公里，市、县城区全部用上天然气。

中国能源报 2014-09-22

2014年半年度能源行业报告分析

在各大能源公司交出的半年度报告成绩单中，煤炭这样的传统行业的衰落和新能源概念的复兴与爆发形成了鲜明的对比。这背后，是中国能源战略在转型时期的现实投射，国家政策对清洁能源相关产业的密集扶持，起到了推波助澜的作用。

又到了能源行业年中总结的时候。从已有的报告来看，几大板块此消彼长，传统行业持续低迷，而太阳能、风能、新能源汽车、电力则表现抢眼。

这背后的原因当然复杂，但最关键的不外乎几条：经济增长放缓影响了传统行业；环境保护、节能减排的压力给煤炭持续的打击；油气改革、反腐风暴使得相关民营企业获得了更多的机会；国家战略的转移，以及产业的重新洗牌让风电、太阳能和新能源汽车加速发展。

煤炭下滑火电收益

煤炭行业依然持续着连续下滑的势态。今年以来，全国煤炭市场供大于求的问题日益突出，库存居高不下，价格大幅下滑。中国煤炭工业协会在今年上半年煤炭经济运行情况通报中表示，全国煤炭价格已经降至2007年底水平，而煤炭企业的煤炭库存则创下历史最高水平。反映在今年上半年煤炭经济运行方面，则是煤炭工业运行情况更加不理想，企业经营更加困难。

报告数据显示，煤炭行业上市公司亏损面较去年同期以及去年全年而言都有所扩大，亏损公司的亏损金额也有大幅攀升。

国家在政策上的煤炭的限制，也使得煤炭产业很难重新抬头。中国政府“去煤炭”化的能源发展计划正在积极的进行，就在8月21日，国家发改委公布了《关于遏制煤矿超能力生产规范企业生产行为的通知》，要求各地管理部门和监管部门遏制煤矿超能力生产。

而煤价下滑使得火电受益。

火电行业得益于成本的低廉的煤价和社会用电量的稳步回升，业绩有了大幅增长。但这仍然不能改变其亏损面达到20%的现状。国企改革和电力改革的重启，或许才是电力企业持续增长的支撑。

向改革和海外要机会

受到改革惠及的，还有油气行业。一方面是国家战略上遏制煤炭消费使得天然气需求激增，使得中石化、中石油这样的巨头在天然气生产上维持了增长和业绩上的减亏；另一方面，垄断打破之后，必然会给民营企业更多的机会。

中石化作为国企改革的先锋，率先向社会开放资源，近期还爆出了和腾讯、1号店等互联网企业牵手合作的消息。受益于此，一些成品油销售企业、油服和装备企业交出了亮眼的成绩单，如广聚能源、海默科技、杰瑞股份等等。

此外，一些油服公司积极拓展海外业务，如杰瑞、海默科技、惠博普。其中海默科技今年上半年净利润同比增长达151.8%，海默科技称，业绩增长的主要原因之一是，公司投资的美国丹佛盆地Niobrara页岩油气区块开发项目保持稳定增长，仅2014年一季度实现油气销售1325.31万元，比上年同期增长136.73%。

油服公司的海外布局，是看重了海外巨量的市场，也是这些公司对资源渴求的选择，亦是中国

油服企业增强自身竞争力的绝好机会。但分析师认为，资产的管理能力是这些公司要面临的风险，只有拿到优质资产才能够真正获得好的业绩。

新能源的复兴

太阳能方面，今天的太阳能电池制造成本已经基本稳定，各个产业链的利润也趋于透明，龙头企业也已经脱颖而出。上半年的太阳能上市公司普遍以扭亏为盈，但幅度不复以往风光。这一切都在显示着这个昔日红极一时的新兴产业开始向传统回归。此外，中国自 2014 年以来对太阳能不乏政策性指导和支持文件，让太阳能又成为资本市场的争相投资的香饽饽，上半年以来资本正在向终端的太阳能电站密集进军。

下半年，太阳能的风险主要来自于行业因素。由于欧美市场对中国的集体防范和制裁，增长已经很难，而亚洲市场并不稳定。此外中国太阳能市场的问题依然很多，从商业融资到电站开发都需要在细节上进一步完善。

同为新能源，风电概念的表现比太阳能要好得多。随着海上风电政策的推出，风电业主素质的日益成熟，依靠产品质量和服务取胜的公司获益最大。这一切都昭示着，风电行业开始由过去的江湖混战转为健康发展。此外，海外市场的增长，尤其是中美洲和南美洲的新能源政策对风电的开放，对于中国风电公司是一个良好的信号。分析师认为，今年第四季度风电行业基本面仍将持续转好，行业净利润增速趋势回升。

政策助推明星产业

新能源汽车毫无疑问是上半年的明星产业，特斯拉概念在去年带来的旋风仍在继续，层出不穷的政策扶持又给市场加了一把火。据不完全统计，2014 上半年中国新能源汽车生产 20692 辆，销售 20477 辆，比上年同期分别增长 2.3 倍和 2.2 倍，产销量已超过 2013 全年数量。

相关的配套产业：充电桩、锂电池等产业相比整车产业增长更快。随着各地政府纷纷出台充电桩建设规划，加大投入完善充电桩等配套设施，国内充电桩建设进入实质性阶段，充电站、充电桩企业如国电南瑞、许继电气、奥特迅、森源电气、中恒电气、科士达、科陆电子、动力源等，上半年收入利润增长都十分可观。而锂电池等关键零配件在电动汽车需求爆发式增长拉动下，也将持续受益。（文/肖振）

《新能源经贸观察》 2014-09-23

分布式破题能源可持续发展 发展仍瓶颈

“目前已有 34 户报装并网，容量为 23000 千瓦”，山西省长治市供电公司客户经理申红岗说，自从去年 7 月山西省武乡县居民赵瑞星 18 千瓦的光伏发电并入国家电网，成为山西首个分布式光伏发电并网的居民用户后，长治市已陆续完成并网 21 户。

正在此间举行的第五届(太原)国际能源产业博览会暨 2014 低碳发展高峰论坛上，专家论述我国能源可持续发展问题时表示，解决能源资源制约问题的根本出路是发展可再生能源，可再生能源的根本发展途径是“分布式”结构和能源服务的链接。

“分布式”能源破题能源可持续发展

十八大报告明确提出了把生态文明建设纳入到中国特色社会主义建设的整体布局，而实现生态文明的最大障碍是“能源结构”病。专家表示，当前以“绿色技术”和“云技术”为标志的第三次工业革命正在发生，并对未来能源发展产生巨大影响。解决能源资源制约问题的根本出路是发展可再生能源，可再生能源的根本发展途径是“分布式”结构和能源服务的链接。

“集中力量加快建设分布式能源体系，整体调整中国的能源结构，是实现中国能源可持续发展的重要抓手，必将对中国的能源发展和安全产生深远影响。”国际欧亚科学院院士、原科技部副部长刘燕华说。

数据显示，中国近 30 年来的能源消费总量从 1980 年的 6 亿吨标煤到 2012 年的 36.28 亿吨标煤，成世界最大的能源消费国和生产国。二氧化碳排放总量从 2007 年开始，成为世界第一。2011 年中

国二氧化碳排放总量 85 亿吨，占世界的 70%。

中科院煤化所副所长房倚天表示，中国以煤为主的能源结构不可能在短时间得到改变，煤炭占中国一次能源的 67%；2012 年中国煤炭消费量已占世界总消费量的 51.2%，占了 2012 年全球增量的 3/4，石油、天然气很大程度上依赖进口(石油超 50%，天然气超 20%)。但是化石能源的储量是有限的，根据开采量与探明储量的比较，按 2011 年的开采量，中国 33 年之后就无煤可挖了。

中科院煤化所研究员李永旺也表示，我国目前总资源不考虑进口情况，只能支持 80 年，“而这个数字在俄罗斯是 800 年，美国(包括加拿大)是 300 年。”

刘燕华介绍，分布式能源的基本概念是“藏能于民”，是分布在用户端的能源(电、热、冷)综合利用系统，以小型化(规模在 KW 至 MW 级)和模块化为标志，通过就地生产、就地使用、就地控制，实现减少对远距离电的依赖，降低输配电成本，提高能源利用效率。

“开发利用可再生能源，不仅有利于减少二氧化碳和污染物排放，而且可以提高电力生产、供应和管理使用的均衡性，提高供电的安全性。正是因为其小型化和多样化的特点，能源间接损失少，动力和燃料来源多样化，有利于各种成熟技术的组合配置，既降低成本，又提高效率。”刘燕华表示，分布式能源非常适合于商业区、居民区、公共设施、企业以及乡村或偏远地区。分布式能源与智能电网的协同是增加供应量和有效供给的有效手段，两者是相辅相成的。

“藏能与民”尚存发展瓶颈

目前，我国已基本掌握各种分布式能源的单项技术，也已开展了试点和示范，如北京已实施了可再生能源并网的制度；上海市鼓励分布式能源建设，为 1 万千瓦及以下的项目提供 700 元/千瓦容量的设备投资补贴；国家制定了生物燃料的鼓励政策等。

我国主要分布式能源光伏发电近年发展迅速，今年上半年，全国新增分布式光伏发电并网容量 99 万千瓦，超过了 2013 年全年分布式光伏新增并网容量。

专家和业内人士表示，虽然我国大力发展分布式能源的条件逐步成熟。但在技术集成和管理上还有待于加强，还存在一些政策和制度性的障碍。

“如《中华人民共和国电力法》第 25 条规定：一个供电营业区内只设一个供电营业机构。这就使控制电网的公司一家独大，使分布式能源难以并网。”房倚天也表示，由于电力公司对于可再生能源的一些不足或者是一些缺陷没有足够的技术准备，也导致了上网难。

申红岗说，目前他们已经按照国家电网去年 3 月份正式实施的《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》，将 34 位分布式用户入网报装。“用户分散，增加了电网运行的成本和管理、维护难度。分散的源头安全方面也存在一些问题。”

分布式能源要求建筑物需要收集能源，富余的部分还需要存储，不足的部分可以从其他地方调，形成一个微电网，局域网，最后形成大电网，跟目前能源供应体系正好相反。中国目前能源供应体系是大发电、远距离传输，往下传，是自下而上的。在城市大范围开展，从建筑物的投资上来说，需要的力度很大。

刘燕华表示，还需打破目前能源政策和经济政策不接轨问题，“比如现在电动汽车上不了路，有一些地方对电动汽车存在地区性的保护，还有一些新型能源体系，由于成本高，规模上不去等等，这说明能源政策和经济政策是不吻合的，要打破条块分割。”

此外，专家表示，只注重生产，不太注重经营，不能够有效使供应端和需求端紧密联结在一起，我国能源服务业的数量和质量都有待提高。

多方合力实现转轨

刘燕华等专家表示，大力发展可再生能源，推动分布式结构已成为高效能源利用的大方向，它将对电力系统的产业结构调整和技术进步产生深刻影响。今后中国能源发展方向应该大、中和小型电站相宜发展，集中和分散供电相结合，远距离和近距离传输相配合。

刘燕华表示，首先在法律层面予以支持，把推动可再生能源和分布式能源建设纳入其中，鼓励全社会各个力量，开发和利用可再生能源，推动实现能源建设的一场“人民战争”。

除此之外，加大鼓励可再生能源生产和分布式能源建设的政策措施。包括激励政策、财税政策、体制机制等。在有条件和积极性的行业或地区开展试点，营造投资、规划、设计、运行、维护和服务等方面良好环境，推进可再生、分布式能源产业进入“高速路”。

针对分布式电源系统具有间歇性、随机性特点，天津大学教授、中国电机工程学会常务理事王成山认为微电网是一个不错的解决方案，它能把大量的分布式电源、用户负荷及储能等综合在一起形成网络，既是电网一部分，又是独立的用电单元，能够快速灵活响应用户需求，合理分配机组和储能容量。

针对中国许多传统高耗能产业投资大、转型慢，“关停并转”会带来经济损失和社会问题。专家建议可采取措施，鼓励企业发展可再生能源，以满足能源增量需求，以延长传统产业的利润周期和实现转轨。

经济参考报 2014-09-22

联合国气候峰会开幕 潘基文呼吁 2015 达成新气候协议

2014 年联合国气候峰会 23 日在纽约联合国总部开幕。联合国秘书长潘基文在峰会开幕式上呼吁国际社会采取行动，应对气候变化，致力于在 2015 年达成一项新的气候协议。

美国东部时间 23 日上午 8 时，气候峰会在联合国大会厅以一段由美国环保人士制作的气候变化短片拉开帷幕。潘基文随后发表开幕致辞说，气候变化正在威胁来之不易的繁荣和数十亿人应该拥有的机会，成为当今时代具有决定意义的问题。

潘基文说，气候变化所带来的人文、环境和财政代价正日益变得无法承受，成为人类面临的前所未有的挑战。他强调，所有人和国家都无法免受气候变化影响，因此他呼吁各国政府致力于在 2015 年巴黎气候变化大会上达成一项具有普遍意义的气候协议，为在本世纪末将地球的升温幅度控制在 2 摄氏度以内贡献应尽的力量。

本次联合国气候峰会持续一天。包括 120 多位国家领导人在内的政府、企业、金融机构和民间组织代表将在会上发言。

中国国家主席习近平特使、国务院副总理张高丽将出席此次气候峰会并在峰会上作主旨发言。

第 69 届联合国大会主席萨姆·库泰萨也在峰会开幕式上致辞。库泰萨说，气候变化是一个迫在眉睫的挑战，也可能成为一个不可逆转的威胁。它不但影响人类生活，而且会抑制消除贫困和实现可持续发展的努力。

他指出，本次峰会有两个目标：一是为 2015 年在巴黎达成气候变化新协议凝聚政治动力；二是促成减少温室气体排放和增加应对气候变化能力的大胆措施。为了保持应对气候变化的政治动力，库泰萨宣布将于明年 6 月举行联大气候变化问题高级别会议。

这次峰会不是《联合国气候变化框架公约》正式谈判的一部分，峰会期间也不举行任何谈判，但为期一天的峰会安排得十分紧凑。开幕式结束后，各国领导人将分 3 个会场举行会议，宣布各自应对气候变化的新行动。

此外，峰会将组织“行动会议平台”，介绍政府、企业和民间组织为在关键领域探讨对策而采取的新举措。另有 4 场专题会议将讨论与应对气候行动相关的重要问题和政策。联合国秘书长潘基文将在峰会结束时对峰会成果予以总结。

新华社 2014-09-24

《自然》称中国树立可再生能源标杆

中国在风力涡轮机、太阳光电的动力系统和智能电网技术的生产和使用领域领先于全世界。

由于燃煤，全世界公认中国已经成为最大的电力生产国。但相较于化石燃料和核能，《自然》杂志日前专门撰文指出，中国的可再生能源系统发展得更快。中国在风力涡轮机、太阳光电的动力系统和智能电网技术的生产和使用领域领先于全世界，其生成的水能、风能、太阳能相当于法国和德国发电厂产能的总和。2005 年以来，中国太阳能电池的生产已经扩大了 100 倍。

文章指出，随着中国制造业规模的增长，可再生能源设备的成本大幅下降。创新发挥了重要作用。但成本降低的主要原因是市场扩张。德国和韩国也在走相似的路。总而言之：工业化可以和脱碳齐头并进。

很多国家还没有注意到这一点。美国和欧盟执行的是适得其反的政策，例如对进口的中国太阳能光伏电板增加贸易关税。限制可再生设备的全球贸易只会放慢降低成本的速度，且降低全世界放弃化石燃料的速度。

作为结果，全球可再生能源利用率一直停顿不前，对减少温室气体排放和应对气候变化造成了负面影响。15年来，由于化石燃料工业的既得利益以及担心替代方案价格昂贵，很多国家未能实现其在《京都议定书》中的减排承诺。

对可再生能源的认知需要改变。《自然》认为，在中国，可再生能源被视作能源安全的来源，而不仅仅是减少碳排放。今天关于能源安全的讨论几乎只关注继续使用化石燃料。不同于石油、煤炭和天然气(其供应是有限的，且受制于地缘政治局势)，可再生能源设备可以在任何地方建造，只要有足够的水、风能和太阳光。

绿色增长

随着制造业规模和可再生能源使用的增加，市场力量将使它们更容易获取、更负担得起和更高效。因此，能源政策应该关注于促进制造业、贸易和低碳技术的竞争，而不是支持更加昂贵、危险和难以获得的化石燃料。

《自然》指出，中国生产了超过5万亿千瓦时(kWh)的电，比美国多约1万亿千瓦时。自2001年加入世界贸易组织(WTO)以来，中国经济的快速发展一直建立在化石燃料的基础上：中国约消耗了全世界23%的煤产量用于发电。但仅有化石燃料无法支撑中国快速的工业增长。

根据《自然》的数据，自21世纪以来，中国也一直在追求低碳能源战略。2008年至2012年，对水电、风能、太阳能和核能发电设施的投资增加了40%——从1380亿元人民币(约合220亿美元)增至2000亿元人民币。与此同时，化石燃料电力设施的投资比例在同时期从50%跌至25%。

作为结果，在过去4年来，中国的风力发电能力增长了5倍。2013年，水能、风能和太阳能的发电能力首次超过了化石燃料和核设施的发电能力。在中国，零碳能源贡献了9.6%的产能，比2000年增长了5.6%。这是一个相当大的成就。

2013年，中国提前两年实现了既定目标——30%的电力来自可再生能源。中国政府希望可再生能源的产能在2017年达到550千兆瓦(GW)，或者说和2013年的水平相比提高48%。没有任何其他国家在可再生能源领域投资如此巨大。

规模经济

《自然》指出，中国正在升级电网以防止供电不稳定的情况发生。在一个示范工程中，中国国家电网公司(SGCC)投资94亿元人民币将风能和太阳能光伏发电和存储设备并入主电网中。SGCC正在为智能电网元素制定国际产品标准，以支撑这些技术出口至其他国家，例如巴西。

中国的能源安全如何提高?1993年，中国成为一个石油净进口国。2007年成为天然气净进口国。2011年成为煤炭净进口国。如果达到2017年实现风能、水能和太阳能发电的目标，中国至少能节省45%目前进口石油、煤炭和天然气的费用。

《自然》认为，中国在可再生能源领域获得成功有两大关键：其一，集中性政策驱动投资，例如电网回购；其二，随着全球市场的扩张，工业动力学降低单位成本，例如，通过学习获得规模经济和效率。

可再生能源发电需要制造很多部件，例如风力涡轮机、太阳能光电板、电池、能量存储系统等。从2010年至2013年，全球光伏装机容量增长了两倍多——从40GW至140GW，中国光伏发电装机容量增长了22倍——从0.8GW到18GW。自2008年起，供应国际市场以及国内市场有助于降低太阳能光伏板的成本约80%。全球太阳能用户均受益于其较低的价格。

一些其他国家也采取类似的策略。韩国正在致力于“绿色增长”道路——扩大智能电网覆盖率

并关注新兴清洁能源领域的生产，例如零排放汽车。自 21 世纪初，根据 Energiewende 能源转型项目，德国一直在扩大对太阳能和风能的使用和建造，目标是用可再生能源取代核电。

同样的原则适用于美国工业生产领域，这也造就了一个世纪前美国在汽车制造业的独霸地位。1909 年至 1916 年，Henry Ford 降低了福特公司模型 T 的成本约 62%——从 950 美元到 360 美元。每年，销售额都翻番——从 1908 年的不足 6000 美元至 1917 年超过 80 万美元。

美国能源政策强调通过水力压裂和水平钻孔等创新手段开发国内煤层气和页岩油。但一直存在收益递减和化石燃料环境成本高等问题。英国也倾向于利用水力压裂建造煤层供应，并扩展核反应堆，学习其他国家的各项技术。

改变思路

从能源安全角度来看，重新架构针对排放的争论对《联合国气候变化框架公约》下的国际谈判有深远影响。12 月，各国代表将聚集在秘鲁首都利马，为 2015 年的巴黎会议作准备。议程主要包括通过协商使各国自愿减少碳排放，而不是促进可再生能源产业(最快的脱碳路线)。

但建立了强大可再生能源部门的政府能够实现这些减排目标，同时强化能源安全并建立制造业。以市场为导向的手段的另一个优势在于，一些批评者指出，基于技术的解决方案将带来诸多问题，例如工业原料的可获得性和用于建造太阳能和风能设备的场地。但计算显示，在现有工业规模的基础上，在未来 20 年内可实现利用全球现有可再生能源生产额外 10 太瓦的发电能力，到那时，全球能源系统可能发生巨大转变。利用可再生能源产生额外 10 太瓦的电量需要改变全球电力状况——这需要在超过 500 万平方公里的土地(是哈萨克斯坦面积的两倍)上装置约 300 万个风力涡轮机、14000 个集中太阳能发电设施。这些技术可能被设置在世界上的沙漠和半沙漠地区。尽管目标宏大，但却是可操作的——例如，现在全世界每年手机产量约为 17.5 亿部，汽车产量约为 8400 万辆。

中国科学报 2014-09-24

应对气候变化绝非零和博弈

创纪录的高温，海平面上升，极端天气频发……气候变化影响着地球上每一个人。但各国应对气候变化的谈判却步履艰难。为达成新的全球气候协议，各国需要及时抛弃相互制约的零和博弈心态，在可持续发展目标下共同推动减排行动。

零和博弈是博弈论的一个概念，指的是在严格竞争下，一方的收益必然意味着另一方的损失，参与博弈各方的收益和损失相加总和永远为“零”，不存在合作的可能。

在多年谈判中，发达国家与发展中国家始终没能在根本问题上达成一致。今年 6 月在德国波恩举行的气候谈判中，各国在新协议应对气候变化的贡献方面仍存在不少分歧，特别是在涉及温室气体减排量如何分配、所需资金怎么分担等关键问题时，谈判尤其艰难。

温室气体排放与经济发展、生活水平密切相关，各国出于自身国情考虑，有着不同经济诉求，一些发达国家不愿在减排方面多出一分力，往往也是担心自身经济发展受影响。不过，越来越多数据显示，减排与经济增长并不冲突。

全球经济和气候委员会最新发布的一份报告说，通过对清洁能源、优化的产业能效以及更高效的交通系统进行投资，可让全球经济保持增长的同时，避免气候变化带来的恶果。这个组织由超过 100 名来自多个国家的政商学界人士组成。

事实上，全球清洁能源产业近几年一直在加速发展。丹麦已提出要在 2050 年实现全国 100% 使用清洁能源，预计成本仅为每人每年 20 欧元。中国开发清洁能源的速度超越了许多发达国家，相关企业通过风力发电设备、光伏面板出口以及在其他国家修建清洁能源设施，创造了大量效益。

在美国，虽然政府在减排方面动作迟缓，但私营企业的相关投资却在增长。引领全球电动汽车产业的特斯拉汽车公司近期就宣布，将兴建一个完全使用清洁能源运作的超级电池工厂，有望创造 6500 个工作职位。这些都说明，推动节能减排与经济发展并不矛盾。

发展中国家基础设施大多还不够完善，这对发达国家来说其实意味着很好的投资机会，比如电

力设施，如果能获得更多的资金和新技术进行能效升级，不但可减少温室气体排放，发达国家的相关企业也能从庞大的电力需求中获得不错的投资回报。但前提仍然是政府间能否抛开短期利益冲突，达成共识，创造一个有利的政策环境，实现真正双赢的局面。

全球经济和气候委员会的报告指出，各国应通过多种政策手段来引导绿色经济的发展。但要推行这些措施，关键还要看各国政府是否能在政策导向上展开合作，让经济从目前的高能耗、高排放模式逐步转向低排放甚至“零排放”的可持续发展模式。

留给各国的时间已不多了。正如全球经济和气候委员会成员、墨西哥前总统卡尔德隆所指出的：“如果我们在接下来的数年里还不采取行动，（应对气候变化）成本将越来越高，实施起来也将更困难。”

新华网 2014-09-24

应对气候变化 中国在行动

9月23日，2014年联合国气候峰会在美国纽约联合国总部举行。此次峰会是自2009年哥本哈根气候峰会以来的首次气候峰会，预计有来自125个成员国的国家元首、政府首脑或高级官员参加。

从1992年的《联合国气候变化框架公约》，到1997年的《京都议定书》；从2009年的哥本哈根气候峰会，到2012年的多哈会议，再到纽约峰会，二十几年来，作为一个负责任的大国，中国积极参与国际社会应对气候变化进程，在国际合作中发挥着积极的建设性作用。

思路

减缓与适应并重

作为一个负责任的大国，中国为减缓气候变化采取了一系列措施：成立了国家气候变化对策协调小组，制定了有利于减缓气候变化的《节约能源法》、《可再生能源法》等，实施了植树造林等一系列有利于减缓温室气体排放的政策和行动，提出“十一五”期间单位GDP能耗降低20%的约束性指标，发布应对气候变化国家方案等。

2008年10月，国务院发布的《中国应对气候变化的政策与行动》明确，要坚持节约资源和保护环境的基本国策，以控制温室气体排放、增强可持续发展能力为目标，以保障经济发展为核心，加快经济发展方式转变。

《中国应对气候变化的政策与行动》突出了“共同但有区别的责任”原则，并提出要减缓和适应并重。减缓和适应气候变化是应对气候变化的两个有机组成部分。

减缓是一项相对长期、艰巨的任务，而适应则更为现实、紧迫，对发展中国家尤为重要。减缓与适应必须统筹兼顾、协调平衡、同举并重。

正确处理减缓与适应气候变化的关系，从根本上就是正确处理发展与环境的关系。中国仍属于发展中国家，2013年人均GDP不到3900美元，正处于工业化、城镇化加快进程中，同时面临着发展经济、消除贫困和控制污染、减缓温室气体排放等多重压力。很多长期积累的环境矛盾尚未解决，新的环境问题又不断出现。如何才能解决这一难题？

时间进入2012年，党的十八大把生态文明建设放在突出地位，融入经济建设、政治建设、文化建设、社会建设各方面和全过程，努力建设美丽中国，坚持走资源节约型、环境友好型的发展道路。

中国在经济快速发展的同时，也在降低能源消耗、减缓温室气体排放方面取得了巨大成就。2009年~2013年，中国经济保持了7.7%以上的增速。也是在2009年~2013年，中国单位GDP能耗分别下降了2.2%、4.01%、2.01%、3.6%和3.7%。

中国选择的加快转变经济发展方式、积极推动绿色发展的道路，为全球减缓温室气体排放做出了巨大贡献。世界银行公布的数据显示，1990年~2010年，中国通过节能提高能效，累计节能量占全球总量的58%。

中国在2011年底公布的“十二五”控制温室气体排放工作方案中承诺，到2015年，中国单位GDP二氧化碳排放比2010年下降17%，形成3亿吨标准煤的节能能力，单位GDP能耗比2010年

下降 16%。

事实上，中国已经提前实现了部分承诺。截至 2013 年，中国碳排放强度已下降 28.56%，相当于减少了 25 亿吨二氧化碳排放。

态度

抓住机遇积极应对

2010 年冬天，中国北方一些省份为了完成国家“十一五”节能减排任务，限电、停暖，引起人们关注。

几年过去了，尽管“十二五”节能减排任务更重、压力更大，却没有人再喊苦喊累，甚至一些省份还自加压力，超额完成任务。

这种转变，是中国对节能减排任务态度的转变，也是中国在应对气候变化挑战中主动承担国际责任的一种体现。

现在，在中国，积极应对气候变化不再只是一种挑战，它也为转方式、调结构、提高经济增长的质量和效益带来机遇，成为中国绿色转型、转变经济发展的重要契机。

传统的经济增长主要依靠增加要素投入、消耗自然资源、追求数量扩张来实现。随着资源环境矛盾日益突出，这种粗放型的增长模式越来越难以为继，因此必须加快经济发展方式转变，推动经济发展方式转型。

中国按照以人为本、全面协调可持续发展要求，围绕发展绿色经济，着力推动绿色发展，尤其是要加快形成有利于绿色发展的体制机制，通过政策的约束和激励机制来增强绿色发展的自觉性和主动性，抑制不顾资源环境承载能力盲目追求增长的短期行为，这也是中国深化经济体制改革的重要内容。

节能减排和应对气候变化派生出一个新的战略性新兴产业，中国节能环保产业发展迅猛，预计到 2015 年，其年产值将达到 4.5 万亿元，可吸纳 3200 万左右人口就业。

地方政府尝到了绿色 GDP 的甜头，看到了节能减排的前景，觉得经济转型有了奔头，纷纷主动淘汰落后产能、降低能耗、发展绿色经济。

2013 年，天津市淘汰钢铁水泥产能 369 万吨，江苏省压减钢铁产能 700 万吨……

数字的背后，是地方政府的努力和决心，也是中国政府的信心来源。

国务院日前印发的《关于国家应对气候变化规划（2014~2020 年）的批复》，明确表示，中国将确保实现到 2020 年单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 40%~45%、非化石能源占一次能源消费的比重达到 15% 左右、森林面积和蓄积量分别比 2005 年增加 4000 万公顷和 13 亿立方米的目标。

各地方政府也纷纷采取措施应对气候变化。截至目前，已经有 21 个省、市（区）发布了省级应对气候变化规划。

“距离 2020 年还有 6 年时间，中国进一步把已经公布的这些目标纳入到中长期发展规划中，这说明中国政府有决心、有信心确保 2020 年之前应对气候变化目标的实现。”国家发改委副主任解振华在《国家应对气候变化规划（2014~2020 年）》发布会上表明决心。

措施

无形之手发挥更大作用

气候变化问题不仅仅是单纯的减排，它还包括科学、技术、教育、经济、生产、生活、社会、外交、国家安全等诸多问题。

中国出台了一系列法律、经济、行政及技术等手段，推动减少温室气体排放，增强了适应气候变化的能力。

今年 5 月，国务院办公厅印发了《2014~2015 年节能减排低碳发展行动方案》，明确了推进节能减排降碳的 30 项具体措施。其中，积极推行市场化节能减排机制，建立碳排放权、节能量和排污权交易制度，开展项目节能量交易，推行能效标识和节能低碳产品认证等措施，强化了应对气候变化

中市场这只无形之手的重要作用。

9月，国家发改委发布《国家重点推广的低碳技术目录》；随后，国家发改委、环境保护部、国家能源局3部委联合下发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014~2020年）》。

这两个文件综合利用了行政手段和市场手段，加快低碳技术发展和燃煤发电升级改造，以达到减少污染排放、降低煤炭占能源消费比重的目的。

除了政策扶持，中国还加大对可再生能源的投资力度。2012年，完成水电投资1277亿元，核电投资778亿元，风电投资615亿元。为进一步激励对可再生能源发电并网收购，2012年3月，财政部、国家发改委、国家能源局联合印发了《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，对可再生能源电价进行全面的资金补助。2013年8月，国家发改委印发《分布式发电管理暂行办法》，提出对风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等新能源分布式发电的扶持政策。

2013年，中国非化石能源增速分别为：水电发电量同比增长5.0%；风电发电量同比增长36.3%；太阳能发电量同比增长143.0%；核电发电量同比增长14.0%。

节能减排、低碳技术的顺利发展，给碳交易市场的形成提供了动力。随即，碳交易市场被激活。

2011年，国家发改委发布《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，在全国设立了北京、天津、湖北等7个碳交易试点。

2013年11月28日，北京市碳排放权交易市场开市第一天，就取得了204.1万元的交易额，迎来开门红。截至2014年3月7日，北京市碳排放权交易平台达成交易77笔，成交额达到325.8187万元。

今年9月9日，湖北碳排放权交易中心、兴业银行和湖北宜化集团签订了碳排放权质押贷款协议，成为我国首单碳资产质押贷款项目。碳排放权交易市场进一步扩大。

应对气候变化，不仅是中国作为一个负责任大国作出的庄严承诺，也是加快转变经济发展方式和推进产业转型升级的必然抉择。

应对气候变化，我们正在积极行动。

中国环境报 2014-09-25

构建全球能源互联网 统筹资源开发配置和利用

未来几十年，全球电力需求仍将保持持续较快增长速度。除城镇化、工业化等传统电力消费拉动因素外，终端各领域电能对传统化石能源特别是煤炭和石油的替代进程将明显加快，全球电力需求增长将进入新的加速期。

今年7月，在电气与电子工程师学会(IEEE)电力与能源协会2014年会上，国家电网公司董事长刘振亚发表了署名文章《构建全球能源互联网，服务人类社会可持续发展》，提出只有树立全球能源观，构建全球能源互联网，统筹全球能源资源开发、配置和利用，才能保障能源的安全、清洁、高效和可持续供应。文章描绘了人类能源的未来蓝图。

能源低碳发展、清洁发展，为电力工业带来了新的发展契机，电力需求将长期处于较快增长时期，电力工业发展进入了又一个春天，重新成为朝阳产业。

文章提出，应对人类社会可持续发展面临的能源安全、环境污染、气候变化等诸多挑战，必须推动“两个替代”(即清洁替代和电能替代)。清洁替代是在能源开发上以清洁能源替代化石能源，实现化石能源为主、清洁能源为辅向清洁能源为主、化石能源为辅转变；电能替代是在能源消费上实施以电代煤、以电代油，提高电能终端能源消费的比重，减少环境污染和温室气体排放。

“两个替代”体现了闭环设计的思路，从终端消费看，逐步以电替代煤炭、石油等化石能源，扩大电力市场，提高电气化水平；从供应端看，发展足够数量的可再生能源发电，逐步替代化石能源发电，并能满足不断增长的电力终端消费。

据初步预测，2010~2020年全球电力需求年均增长2.8%，电力消费弹性系数0.9；2020~2030年全球电力需求年均增长3.3%，电力消费弹性系数1.0；2030~2040年全球电力需求年均增长3.8%，

电力消费弹性系数 1.3；2040~2050 年全球电力需求年均增长 2.6%，电力消费弹性系数 0.9。

可见，未来几十年，全球电力需求仍将保持持续较快增长速度。除城镇化、工业化等传统电力消费拉动因素外，终端各领域电能对传统化石能源特别是煤炭和石油的替代进程将明显加快，全球电力需求增长将进入新的加速期。

风电、太阳能发电等清洁可再生能源，将最有可能成为今后相当长时期支撑全人类能源需求的主力清洁能源。综合考虑开发利用规模、技术可行性、经济竞争力等，风能、太阳能等的开发利用方式必然是分布式开发、基地式集中开发相结合。

世界水能资源主要分布在南美、东北亚、北美和南部非洲等地区。尽管全球尚有大量未被开发的水能资源，但相对未来巨大的可再生能源发电需求而言，未来水电开发增量的占比将较为有限。世界核电发展经历了多次波折，几次严重核事故对全球核电发展带来重创。

出于对核电安全等的顾虑，瑞士、德国、意大利等国先后宣布放弃发展核电。中国、美国、法国、英国、俄罗斯等国表示将在最高安全标准下继续发展核电。可以判断，核电在满足未来人类清洁电力需求中将会占据较低的份额。其他诸如核聚变等新型发电，在近中期取得重大突破、投入商业化规模应用的可能性不大。

世界能源理事会(WEC)数据显示，全球陆地风能资源超过 1 万亿千瓦，太阳能资源超过 100 万亿千瓦。全球风能、太阳能具有资源分布广泛、可支撑装机规模大等特点。另外，大规模风电、太阳能发电开发，尚未发现有重大的不利生态环境影响。因此，风电、太阳能发电将最有可能成为人类未来相当长时期内可再生能源发电发展的重点。

我们经常会听到应该分散开发，还是集中开发风电、太阳能发电的争论。笔者认为，在一定时期内，在设定的开发目标情况下，应该综合考虑开发、输送和消纳成本，找到成本最低的开发组合方案。展望中远期，适于分散开发的优质资源将逐步开发完毕，基地式开发将成为风电、太阳能发电开发的主流。

北极、欧洲北海和波罗的海沿岸、北美中西部、非洲东部沿岸、中国西部北部等风能资源丰富，适合大型、特大型风电基地建设。北非、非洲南部、欧洲南部、北美西南部、南美赤道附近地区，中东、大洋洲、中国西部等太阳能资源丰富，适合大型、特大型太阳能发电基地建设。

除此之外，世界各国还有大量适合建设大型基地及分散开发的风能、太阳能发电资源。文章估计，到 2050 年，如果可再生能源占全球能源消费总量的比重达到 80%，届时风能和太阳能开发量还不到世界总资源量的万分之五。

构建全球能源互联网，需要技术创新支撑、政策机制的支持。

文章指出，全球能源互联网，是以特高压电网为骨干网架(通道)、以输送清洁能源为主导、全球互联的坚强智能电网。全球能源互联网由跨洲、跨国骨干网架和各国各电压等级电网(输电网、配电网)构成，连接“一极一道”(北极、赤道)等大型能源基地，适应各种集中式、分布式电源，能够将风能、太阳能、海洋能等可再生能源输送到各类用户，是服务范围广、配置能力强、安全可靠、绿色低碳的全球能源配置平台，具有网架坚强、广泛互联、高度智能、开放互动的特征。

在终端消费环节，推广应用电锅炉、电采暖、电制冷、电炊等，主要是把工业锅炉、工业煤窑炉、居民取暖厨炊等用煤改为用电，大幅减少直燃煤，实现以电代煤；推广电动交通、电动汽车、农业电力灌溉，实现以电代油。以电代煤，需要根据清洁能源发展、环境治理、温室气体减排目标，制定切实可行的替代规划，包括技术工艺改造方案比选、投资估算及电价激励政策等。

以电代油，除继续大力推广电动交通外，发展电动汽车是实现以电代油的有效途径。但目前电动汽车的成熟度还不够，影响规模化推广，主要瓶颈是储能电池，必须加大研发力度，鼓励科研攻关。另外，适应电动汽车的发展进程，规划建设好充换电网络。

在输送和配置环节，主要是规划发展好各级电网。特高压技术已成为成熟适用技术，是构建全球能源互联网的基础。全球各大洲之间、洲内能源基地与负荷中心之间的距离都在特高压交、直流电网输送范围内。

特高压交流主要用于构建坚强的国家、洲、洲际同步电网，以及远距离大容量输电；特高压直流主要用于大型能源基地超远距离、超大容量电力外送和跨国、跨洲骨干通道建设。可以预见的是，由于风电、太阳能发电相比传统电源，容量效益较小，还需要扩大灵活调节电源的建设规模；在大力发展风电、太阳能发电的情况下，相比传统发展模式，全球电力总装机将会大幅度增加，特高压电网、超高压电网、配电网的投资规模也将大幅度增加。

电网在全球范围内的强大输送和配置功能，将对风电、太阳能发电的大规模、高比例发展及高效率利用，起到举足轻重的作用。

在发电环节，随着风电、太阳能发电的发展，需要同步规划建设运行好常规电源，并大力研发、示范、规模化应用新型储能电源。

一是常规化石能源发电。就欧美国家而言，随着可再生能源发电及气电的发展，其燃煤火电已基本没有新增空间，存量煤电的角色也在发生改变，其年利用小时数会逐步降低，并承担更多的调峰及其他辅助服务功能，其运行状态将会频繁调节，健康寿命也会有所缩短；随着经济寿命期的到来，燃煤火电将会逐步退出历史舞台。

如果新型储能取得重大突破，燃油燃气发电也将逐步走上煤电的道路。发展中国家，以中国为例，在未来15年左右，煤电还有较大的新增空间，同时煤电的运行方式也将随着风电等可再生能源的发展而发生改变；在大约15年之后，中国煤电也将步欧美煤电的后尘。

二是灵活调节电源。要适应风电等可再生能源发电为主时代的到来，除了通过扩大电网互联，提高电力系统整体灵活调节能力，还需要各类灵活调节电源的加快发展。除了规划建设一定规模的灵活调节气电(如单循环燃气轮机)、充分开发利用优质抽水蓄能站址，还对新型储能提出了大规模发展要求。

以中国2050年开发利用风电、太阳能发电各10亿千瓦为例，在建设4000万千瓦灵活调节气电、1.3亿千瓦抽水蓄能电站的情况下，新型储能大约需要3亿千瓦；如果风电、太阳能发电各在20亿千瓦以上，需要的新型储能将达到10亿千瓦量级。但从新型储能技术过去几十年的发展来看，未来新型储能在电力系统中的规模化应用还面临着较大的不确定性，需要尽快解决其较常规电源寿命短、效率衰减快、单位投资高等问题，这些是电动汽车、新型储能电源面临的共同问题。近年来，世界各国对新型储能的研发高度重视，投入也很大，相信新型储能具备大规模工程应用的时间将不会太远。

发达国家市场经济发展较为完善，我国也明确了让市场在资源配置中起决定性作用。可以预期，在全球风电、太阳能发电规划发展总体目标给定的情况下，开发布局在很大程度上可能会有多种情景，重要决定因素之一将是经济竞争力。

大型风电基地、太阳能发电基地，通常远离电力负荷中心，输电成本可能会比较高，但通常基地式开发具有规模效益、发电小时数相对较高，全球互联网不但能够输送大型可再生能源基地的电能，还能取得巨大的联网效益，总体成本可能较各国、各洲就近满足可再生能源发电开发目标的方案更低。

因此，在未来研究构建全球能源互联网的过程中，可联合国内外多家研究机构，构建若干种可能的情景方案，并合理预计系统中每部分的成本变化，模拟每种情景方案的系统整体成本，从而找到技术可行、成本最低的情景方案作为推荐方案。近中期，一般国内、洲内可再生能源开发更具成本优势；中远期，随着与负荷中心较近的优质资源的开发完毕，北极、赤道等大型可再生能源的开发并输送到目标市场，将逐步具备价格优势。因此，全球能源互联网的发展，也将沿着国内—跨国—洲际—全球的路径，不断发展壮大。(文/新浪财经专栏作家 白建华 本文作者介绍：高级工程师，中国可再生能源学会可再生能源发电并网专委会秘书长，现任国网能源研究院副总经济师。)

新浪专栏 2014-09-25

可再生能源面临配额管理 最高指标降至 10%

近期在北京举行的“2014 光伏领袖峰会”上，国家发改委能源研究所可再生能源发展中心主任东明表示，8 月中旬，发改委主任会议已经讨论通过了《可再生能源电力配额考核办法(试行)》(以下简称《考核办法》)，最后的修订工作也在近期完成。下一步，这一文件将通过发改委提交给国务院进行批准。

在《考核办法》中，国家能源局等管理部门将对不同省份进行考核，完不成指标的将会受到“减少石化发电项目规模”等责罚；而对于完成的省份则明确了激励政策，如非水可再生能源电力消费可计入节能量，而不计入能源消费总量中。

配额实施“赏罚分明”

“可再生能源配额制如果实施，相当于国家要求对新能源发电生产和消纳打了保票。”北京慧能阳光电力科技有限公司创始人任凯告诉《中国经营报》记者。

记者了解到，《考核办法》将不同省区市按照地理位置，划分为华北、东北、华东、中南、西南、西北六个区域，明确了各省区市在 2015 年、2017 年和 2020 年的可再生能源电力配额的基本指标和先进指标。其中，配额制的考核主要包括了风电、太阳能发电、生物质能发电三项。

和此前征求意见稿中将地区划为四类、指标从 1%~15% 不同，本次文件设定了基本指标和先进指标。在 2015 年的基本指标中，内蒙古、东三省、甘肃、宁夏、新疆的最多为 10%，浙江、江西、重庆、四川、贵州这五省的配额指标最少，为 2%；北京、天津、河北、山西、西藏、青海这几个省指标为 7%，剩下的上海、江苏等十个省市指标为 4%。

在具体的操作上，实行奖惩制度。未达到配额指标或在年中进度明显落后的省市，将暂停或减少其新增石化发电项目。对超过配额基本指标的地区，超过部分的电力消费量不计入该地区能源消费总量的控制限额，对达到先进指标的地区，将给予示范项目、财政支持、优先进行电网建设等支持。

据任东明介绍称，国家能源局综合司此前已经将制定好的征求意见稿下发给包括国家电网、南方电网、五大发电公司、中广核、中节能等多家大型企业，今年 2 月份最终回收了 28 家企业的 60 多条建议。

“从地方和企业反馈的意见来看，都认为实施配额制是必要的，建议国家发改委在对部分问题完善后尽快实施。”任东明称，企业反馈的意见主要集中在提出责任主体、指标设定、交易机制等共同性问题，还包括了具体的核算办法、考核周期、配套措施等新情况。

在此之前，可再生能源寻求配额制已经将近 10 年。在 2007 年，国务院提出可再生能源配额制思路：对发电企业、电网企业、地方政府三大主体提出约束性的可再生能源电力配额要求。

但直到 2012 年 2 月，国家能源局新能源司制订《可再生能源电力配额管理办法(讨论稿)》(以下简称讨论稿)，才明确发电企业承担发展可再生能源义务、电网企业是保障性收购配额的义务主体、地方政府则承担消纳配额的义务。

但是，其中对于配额指标等具体问题各省市存在争议，上述文件经过了多次修改，且迟迟未能公布。

新能源利好

“目前已经到了实施可再生能源配额制的时机。”长期关注这一政策的厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强认为，近年来中国的风电、光伏等可再生能源装机量迅猛增长，企业的生产成本有了明显下降，市场化运作基本成熟，为推广可再生能源配额制提供了基础条件。

林伯强表示，在“弃风”“弃光”频发的新疆、甘肃、宁夏等电力富足区域利好更为明显。而配额制强制就是要求发电公司多用新能源、强制要求电网公司收购一定的可再生能源发电、强制要求地方支持可再生能源发电项目。这些“强制”在很大程度上，将解决可再生能源的上网问题，并进一步理顺市场。

在任东明看来，对光伏等新能源进行扶持，是中国刺激经济、治理雾霾的必然需求。

受到欧美双反冲击，中国的光伏企业在前几年出现了连续亏损、经营困难并连锁引发了债务危机，一些龙头企业破产，产业形势非常危机。所以，如何启动中国光伏市场也摆在政策制定者的面前；另一方面，化石能源是中国出现雾霾的主要原因，调整能源结构，鼓励多使用新能源也成为中国能源发展的战略之一。

“还有一个重要原因，我们国家最近两年经济放缓，经济下行压力比较大。”任东明认为，发展新能源，让各地建设新能源项目，也有利于刺激经济增长。

伴随着国家一系列的政策支持下，国内新能源企业发展势头强劲。以光伏发电总装机为例，2009年国内光伏装机市场才刚刚起步，2013年底已经达到了1500万千瓦的规模。与此同时，相关光伏企业开始恢复信心，并开始扭亏，经营状况开始得到改善，特别是去年中国光伏纠纷也出现了缓解。这都是国家政策为整个光伏产业走出困境提供了条件。

而国家能源局新能源可再生能源司新能源处处长董秀芬透露，后期政府还将加大对新能源并网的政策落地，包括金融政策的协调，发展目标的规模、地方配套政策等进行完善和调整。

任东明也建议，除了中央政府拿钱进行补贴之外，地方政府也应该出台相关政策，来支持分布式的光伏发展。

在多位行业人士看来，实施可再生能源配额制，重在政策进行落实。

中节能太阳能科技股份有限公司董事长曹华斌认为，在配额方面主要的问题在于，各个省的指标是否分配到下面、或者分给不同的项目上。对于各个省而言必须重点考虑今年能否完成国家下达的指标，如果当初批给企业的项目没有在限定时间内建成，可以考虑收回并给别的企业去做。

中国经营报 2014-09-28

首部气候变化中长期规划问世

应对气候变化，中国在行动。9月19日，国家发改委正式批复同意我国首部应对气候变化中长期规划——《国家应对气候变化规划（2014-2020年）》（以下简称《规划》），提出要确保实现到2020年单位GDP二氧化碳排放比2005年下降40%-45%、非化石能源占一次能源消费的比重达到15%左右、森林面积和蓄积量分别比2005年增加4000万公顷和13亿立方米等目标。

4天后，国家主席习近平特使、国务院副总理张高丽赴纽约联合国总部出席联合国气候峰会，重申中国将确保实现2020年碳排放强度比2005年下降40%-45%的目标，并在会见联合国秘书长潘基文时表示，中方愿意提供600万美元支持推动应对气候变化的南南合作。

2020年碳排目标首入规划

参与《规划》编制的国家应对气候变化战略研究和国际合作中心副主任徐华清对本报记者说，“40%-45%”的数据早在2009年国务院常务会议上就提出来了，这次以文件形式第一次写入《规划》，足见国家对节能减排工作的重视。

“《规划》显示了国家政策层面对于控制碳排放、实现经济转型的决心，对于中国未来经济社会的发展具有指导性作用。”宝钢工程技术集团有限公司高级工程师、环保部国家环境保护科技专家金亚鹰告诉《中国能源报》记者。但他同时强调，光有规划是不够的，必须还要有一系列、一整套后续政策的出台，并保证政策的延续性和有效执行。

关于“40%-45%”的目标，业内一致认为实现难度相当大，还需要很多努力。但从目前进展情况看，“十二五”减排目标可以实现。国家发改委副主任解振华说：“目前进展达到了预期的目标，截止到2013年，碳强度已经下降了28.56%，相当于减少了25亿吨二氧化碳的排放。非化石能源占一次能源的比重，2013年已经达到了9.8%，森林蓄积量已经提前完成13亿立方米的任务，达到了20亿立方米。”

值得注意的是，《规划》的一个亮点是根据我国的主体功能区定位来制定区域应对气候变化政策，分别针对城市化地区（包括优化开发区域和重点开发区域）、农产品主产区、重点生态功能区（限制开发的重点生态功能区和禁止开发区域），确定差别化的减缓和适应气候变化目标、任务和实现途

径。为了体现差别化政策特点,《规划》对优化开发区域提出“确立严格的温室气体排放控制目标”,而对重点开发区域提出“坚持走低消耗、低排放、高附加值的新型工业化道路”。

“借鉴主体功能区定位思路来制定差别化的气候政策,是基于我国地域辽阔、自然气候多样、地区发展不平衡的基本国情,本着因地制宜的原则,在不同地区建立分类指导的应对气候变化区域政策。”国家发改委相关负责人对记者表示。

排放峰值问题广受关注

“现在主要问题是 中国何时达到峰值,各国都在紧盯着我们,国外希望是 2020 年,而我們希望在 2030 年达到峰值。”英国碳专家协会会员、中国人民大学经济学博士陈波对《中国能源报》记者说。

国家发改委副主任解振华 9 月 19 日在国新办发布会上指出,中国一直在组织专家根据国情论证二氧化碳排放峰值问题,争取尽早宣布,并称“只要采取了积极的政策措施,走‘绿色低碳’发展的路径,可能会出现经济增长跟碳排放脱钩的情况”。

徐华清则指出,碳排放总量何时到达峰值存在很多不确定性,经济进入常态、稳定发展,碳排放峰值可能就会延后。但研究峰值的价值毋庸置疑,“研究提出我国二氧化碳排放峰值目标,既为我国温室气体排放总量控制划定了一条‘生态红线’,也为参与全球气候治理机制划定了一条‘谈判底线’”。

“积极应对气候变化不光是一种挑战,应对气候变化和经济发展并不矛盾,如果处理好了,可以双赢。”解振华认为,从这个意义上说,经过节能减排和应对气候变化会派生出一个新的战略性新兴产业,预计到 2015 年“十二五”结束的时候,每年的产值能够达到 4.5 万亿,吸纳的就业人口可能有 3200-3300 多万人。

不公平的比较

每逢国际性气候磋商谈判,中国总是被刻意关照的对象。9 月 23 日的联合国气候峰会召开前夕,多家外媒引用全球碳计划(Global Carbon Project)的数据称,中国目前是世界上最大的碳排放国,2013 年碳排放量占全球总量的 27.7%,超过了美国和欧盟的总和,同时人均碳排比全球平均水平高 45%,碳排放量的激增主要源自中国的工厂和发电厂。

多位接受本报记者采访的业内人士均认为,外媒的这种比较是不公平的,两者之间根本不应该有这样的比较。

“中国现在的碳排放量超过了美国和欧盟的总和,这不足为奇。”金亚颀说,“首先中国的总人口远超美国与欧盟的总和,且中国当前仍处于工业化过程中,而全球的制造业和初级产品加工业大部分都在中国,碳排放量当然高了,而美国和欧盟早已经完成了这个阶段。美国和欧盟一方面进口中国的高能耗、高污染且附加值低的产品为己用,一方面又将一些高能耗、高污染产业的技术和生产线转移到中国,又在大肆指责中国碳排放超标,同时还在向中国兜售他们价格奇高的低碳技术和产品。”

“如果一定要比较,应该将美国和欧盟在进行工业化时碳排放量占世界的比重,与中国工业化碳排放量占世界的比重来进行比较。”另一位不愿具名人士对本报记者说。

中国能源报 2014-09-28

沙特未来将投 2400 亿美元用于发展核能及太阳能产业

为了进一步满足能源需求,沙特近日宣布将推出刺激能源领域私人 and 公共投资计划。与以往不同,这次的推动将专注于非石油能源领域。

沙特政府希望在未来 20 年内投资 800 亿至 2400 亿美元,用于发展核能及太阳能产业,并令其分别占到沙特电力供应的 15%。在政府的有意推动下,这个能源转型即将上演。

沙特能源官员近日表示,希望将沙特打造成一个核能大国。但他同时也强调,沙特将保证和平利用核能,不发展核武器。据悉,沙特希望尽快开展其核电发展计划,核反应堆建造可能将于年底

开始。

沙特政府细化核电到 2020 年将占到沙特电力消费总量的 15%，太阳能发展也要占到电力消费总量的 15%。为了能够实现这一雄心勃勃的目标，沙特计划投资 800 亿美元尽快新建 12 个核电站。据悉，沙特首个核反应堆预计将于 8 年内上线。

沙特能源消费量近年来快速增长，是中东能源消费增速最快的国家。与此同时，其能源供应却较为单一，基本全部来自石油和天然气。沙特年电力消费总量超过 2000 亿千瓦时，预计到 2030 年这一数字将翻倍。

沙特超过 50% 的能源需求来自家用，人均年能源消费量超过 6000 千瓦时。由于都市化进程加剧，整个沙特的能源供应面临巨大压力，甚至连巨大的石油供应都难以满足。尽管沙特是全球最大的石油生产国之一，近年来也在不断加大本土石油供应，但能源供应仍然呈现更加紧张的趋势。

沙特如今每年需要燃烧超过 10 亿桶石油用于发电，这对沙特的经济发展来说影响很大。本土石油需求的增长意味着沙特不得不减少石油出口，而后者每年可为沙特带来巨大经济利益。此外，石油发电的成本也很高，石油发电量增长也拖累了沙特的经济发展。

为了改变这一局面，能源转型是必然选择。沙特希望通过刺激投资来推动非石油能源产业的发展，并调整其能源格局。政府如今允许工业消费者生产电力，并可将其剩余电量反售给政府。此外，国有企业海水淡化公司（Saline Water Conversion Corporation）也将部分私有化。

中国能源报 2014-09-28

解析美国《全面能源战略》

今年 5 月，美国白宫发布了《全面能源战略》报告，介绍了美国能源革命的内涵，阐述了美国能源革命对经济发展以及能源安全的影响，同时提出了美国未来低碳化发展的主要措施，成为新形势下美国发布的一份极为重要的能源战略。

能源革命内涵丰富影响深远

近年来，美国能源发展进入重大转折期，出现以能源效率不断提升、页岩气产量剧增以及可再生能源规模不断扩大为表现现象的能源革命，并对经济发展、就业增长、贸易平衡和能源安全等诸多领域产生了广泛而深刻的影响。

2013 年，一方面，美国煤炭消费量相比 2005 年降低 21%，石油消费量下降 13%；而另一方面，天然气消费量却增长 18%，风电、太阳能发电以及其他可再生能源发电量也增加 5 倍多。据美国能源信息署（EIA）预测，2040 年之前美国天然气产量将继续稳步增长，其中超过一半将来自非常规气。

美国能源革命促进了经济增长，增加了就业岗位。据美国经济顾问委员会估算，2012 年与 2013 年，仅油气生产就对美国 GDP 增长贡献了 0.2 个百分点。2010 年至 2013 年，美国油气开采行业增加就业人数十多万；若考虑油气开采对其他行业的拉动，如制造、运输、医疗、零售以及学校培训等等，2012 年非常规油气行业共计创造就业岗位 170 万个。同样，可再生能源快速发展也创造了大量的就业岗位，2010-2013 年，太阳能产业就业人数上涨 50%，风电产业就业人数也呈现出了大幅增长。

美国能源革命降低了贸易赤字，优化了能源结构。近几年，美国油气产量不断增加，国内石油消费量却逐渐减少，这使贸易赤字占 GDP 比重不断降低，从 2006 年的 5.4% 降至 2013 年的 2.8%，其中 0.6 个百分点的降幅来自石油进口的减少。美国页岩气革命的成功使得天然气价格急剧下降，2014 年上半年，天然气批发价格维持在每百万英热单位 4.5 美元左右，几乎为西欧价格的一半、日本的 1/4，民用天然气价格也比 2009 年下降近 20%；天然气作为燃料的竞争力大大提高，已经在市场上替代了部分燃煤发电，同时也使美国电力零售价格在 2007 年至 2012 年间保持了总体稳定。

另外，美国能源革命在降低石油和煤炭消费、提高国内能源自给率的同时，也弱化了石油价格波动对其他能源价格的影响，总体上增强了能源安全。美国亨利天然气交易中心与 WTI 石油现货价

格月度变化相关系数，从 2001 年至 2005 年间的 0.43 降至 2010 年至 2014 年间的-0.17；零售电价与石油价格的相关系数也从 2006 年至 2010 年间的 0.27 降至 2010 年至 2014 年间的-0.1。

打造低碳发展之路

美国能源革命本质是低碳发展，2013 年美国二氧化碳排放量已经比 2007 年（历史峰值）降低近 10%，在此基础上，《全面能源战略》提出了美国未来低碳发展的重要领域和重要举措。

一方面，该战略强调提高能效。2012 年，美国出台严格的汽车能耗标准，2025 年前将轻型汽车燃油经济性比 2010 年水平提高近 1 倍，达 54.5 英里/加仑；2018 年前，将中型以及重型汽车能效提升 10%到 20%。此外，建筑、电器等方面也出台了能效提升计划。

另一方面，该战略还重视发挥天然气在清洁能源转型中的中心作用。2005 年至 2013 年，美国近一半二氧化碳减排量来自天然气发电、风电以及光伏发电等对燃煤发电的替代。未来，随着产量持续提升、气价保持低水平和发电碳排放标准的实施，天然气将继续发挥美国清洁能源转型的中心作用，也将促进风电、光伏等间歇性能源的大规模利用和消纳。同时，防止天然气泄漏和清洁生产也是重要减排举措。

再者，该战略还支持可再生能源、核电以及清洁煤技术发展。可再生能源方面，美国联邦政府出台了包括生产税抵免在内的一系列财税支持政策，各州政府则实施了以配额制为主的可再生能源支持政策，充分利用市场机制和竞争，促进可再生能源发展和技术进步。在核电技术方面，小型堆和大型堆并重。2013 年 12 月美国能源部宣布对小型堆的设计、验证以及商业化推广进行资助；2014 年 2 月又提供了 65 亿美元贷款担保支持先进压水堆建设。在清洁煤技术方面，奥巴马政府承诺投入近 60 亿美元，研发提高新建电厂效率和 CO₂ 捕集能效，进而提升各类电厂能效、以及降低 CO₂ 捕集能耗和投资成本。

此外，该战略还推动交通领域清洁化发展。电动汽车以及生物燃料是美国汽车领域重要的发展方向。目前，美国已广泛使用了生物燃料，未来，还将实施可再生能源燃料标准，支持先进生物燃料的推广应用。

启示和建议

美国能源革命是一场自下而上的革命，是由技术、市场和政策环境共同推动的结果。奥巴马执政以前，页岩气、可再生能源等技术积累时间较长，天然气价格大幅降低等市场力量推动了自下而上的变革，再加上政府财税金融等支持政策的推动，使得美国能源革命水到渠成。这与中国、德国以及丹麦等国政府主导推动的能源战略有显著不同，某种程度上也是不能简单复制和不可预见的原因，而且美国页岩气革命仍存在诸多不确定因素。

市场在美国能源革命中发挥了决定性作用。天然气管网系统发达、公平接入，开发商与网络运营商分离，机制健全、充分竞争的市场环境，是美国页岩气革命成功的关键。与此同时，美国可再生能源支持政策也更多地利用市场机制和市场竞争，可再生能源配额制是创造需求、让市场引导投资的制度设计，是需求导向的，要求需求侧的终端用电环节实现可再生能源配额目标，而不是发电侧，配额制义务的履行主要依靠可再生能源证书及交易市场。政府则在能效标准、环保标准等方面发挥有效的监管作用。

顺应能源发展大势，加快能源生产和消费革命。尽管美国能源革命非其几年前所能预见，但事实上却反而帮助美国重新扛起应对气候变化这杆政治大旗。未来国际气候谈判中，我国面临的压力将越来越大，倒逼能源生产和消费革命。当今世界，向低碳清洁能源转型已成为越来越多重要国家的共识和战略选择，我们要顺应大势、顶层设计，按照中央“四个革命”、“一个合作”的要求，抓紧制定中长期能源革命战略，明确能源革命路线图和战略目标，加快能源转型。

借鉴国外成熟市场经验，有效推进能源市场化改革。经过数十年的发展，世界各大洲都发展出拥有完善市场体系、充分竞争的能源市场，比如美国天然气市场和 PJM 电力市场、欧洲天然气市场和北欧电力市场 NordPool、澳大利亚和新加坡电力市场等等，为我们提供了各种体制和不同环境下能源市场建设、政府有效监管的有益经验，我们要立足国情、博采众长，切实推进能源市场化改革

"十三五"能源规划:可再生能源补贴设总额限制

国家能源局规划司有关人士 27 日在中国能源革命高峰论坛上透露,“十三五”能源规划将对国家能源布局进行优化。在能源生产布局方面,将从“十二五”规划的“五基一带”能源开发布局升级为“五基二带”布局。加大油气开发力度和大幅提高可再生能源比重。未来可再生能源补贴将设总额限制。

“十三五”能源规划编制今年 6 月启动,计划于年底形成基本思路,2016 年上报。上述人士透露,“十三五”能源规划将构建现代能源战略体系,提出提高国内能源产量、优化能源结构、大力发展可再生能源等七大战略任务。

优化能源生产布局

这位人士透露,“十三五”能源生产布局方面,将从“十二五”规划的“五基一带”能源开发布局升级为“五基二带”布局,其中近海油气开发带是“十三五”规划新增内容。

在能源输送方面,将形成“四横三纵”输送格局,内外衔接,海陆并举。到 2020 年,全国煤炭铁路运输能力达 30 亿吨,成品油输送能力达 2.5 亿吨,天然气输送能力达 4800 亿立方米,天然气主干道里程达 12 万千米,西电东送总规模力争达到 3 亿千瓦。

这位人士介绍,“十三五”能源规划将构建安全、清洁、高效、可持续的现代能源战略体系,提出七大战略任务:提高国内能源产量,推进节能提效,优化能源结构,大力发展水电、核电、风电、太阳能、地热能,鼓励能源国际合作,推进能源技术和体制创新,加强能源监管。目标是在能源安全、效率和清洁化三者之间找到平衡,实现能源可持续发展。

他说,“十三五”期间的一个新变化,就是以后省级能源发展规划和涉及全国布局、总量控制及跨省输送的区域性能源综合发展规划要上报国家能源局审批,以破解央地监管衔接难题。

常规能源“控煤增气”

作为合理控制能源消费总量的大头,“十三五”能源规划一项重点就是降低煤炭消费总量。发达地区进行煤炭减量替代,逐步实现煤炭由燃料到原料的过渡,做好煤炭清洁高效利用,适度发展现代煤化工。“十三五”的一大政策导向就是通过发电实现煤炭清洁高效利用。目前已有部分火电厂排放标准可达到天然气发电同等排放标准。

在煤炭开发方面,将以 14 个大型煤炭基地为重点集约开发煤炭,稳步开发 9 大煤电基地。推行区域差别化开发政策,“十三五”期间将优先开发蒙东、黄陇、陕北三个基地,鼓励发展宁东、神东、山西三个基地,限制发展冀中、鲁西、河南、两淮等区域,优化发展新疆作为储备。

在煤炭运输方面,“十三五”期间北煤南运中通道蒙华铁路将投产,将解决华中地区能源供应洼地问题,今后还可以在“两湖一江”地区布局一些火电集群。

“十三五”末,力争煤炭占一次能源消费比重下降到 60% 以内,2030 年下降到 50% 左右。

为解决关键的供给问题,“十三五”期间将加大油气开发力度。统筹推进八大石油生产基地开发和九大天然气生产基地开发,夯实稳产基础。“在八大石油生产基地中,传统的大庆、胜利都在减产,未来有增长潜力的是新疆的准噶尔、塔里木,长庆、陕北等地,还有海上油田。在天然气方面,“十三五”目标是 2020 年供应量达 4000 亿立方米,在一次能源消费中的比重上升到 10%。”这位人士介绍。

提升储备应急保障能力,加快石油和天然气储备建设。启动三期国家战略石油储备工程,建立企业义务储备,鼓励发展商业储备;加快布局新储气库建设、完善加气站及配套管网、提高应急调峰能力。

在天然气运输方面,“十三五”将重点加快西气东输三四线建设和五线的开工,同时计划建设一条新粤浙煤制气运输管道。

在电力方面，优化水电开发时序，重点建设西南大型水电基地，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。到2020年，力争常规水电装机达到3.5亿千瓦左右。

可再生能源补贴将设总额限制

“十三五”期间，将大幅提高可再生能源比重，到2020年，风电和光伏发电装机分别达2亿和1亿千瓦以上。前者是“十二五”目标的一倍，后者是“十二五”目标的五倍。

在风电方面，以市场需求引导风电开发，“三北”地区大基地和其他分散式相结合。加强集中风资源开发、稳妥推进海上风电、因地制宜开发分散风能。在光伏发电方面，扩大屋顶分布式光伏发电应用规模，有序推进光伏基地集中开发，未来分布式将占主导。

这位人士表示，“十三五”可再生能源面临的一大压力是经济性要求。2020年风电价格将与煤电上网电价相当，光伏发电与电网销售电价相当。这相当于风电从目前每度6毛钱降到每度4毛钱，太阳能从每度9毛多降到每度六七毛钱。目前风电价格降价已在酝酿，未来降价力度会更大。

“可再生能源补贴今后将有总额限制，以后每年都会有相关政策出台。新能源发电企业只有主动提高技术水平，把成本降低才能获得市场竞争力。”这位人士认为。

对于核电，这位人士表示，核电“十三五”还是要大发展优先发展。按照核电中长期规划，到2020年运行核电装机容量达到5800万千瓦，在建3000万千瓦。“现在进度略慢一点，2020年投产预计只有5300万千瓦左右。”

这位人士表示：“下一步，将从华龙1号、CAP1400中尽快确定我国三代核电技术路线。”十三五“规划正在论证”两湖一江“内陆核电能不能开建一两台。”

中国证券报 2014-09-29

能源价格机制调节供需 实现已有机组有效利用与平衡

在开始正题之前，让我们先来看一则经过篡改的寓意故事——话说很久以前，一个人挑着扁担担水，前面的桶大水多，后边的桶小水少，还一直漏。这可把这个人给难坏了，走起来前后不平衡，晃荡的厉害。路人看了，纷纷给出主意，有人说“你把前面的水舀出点来”，有人说“你在后边再加个石头或者桶”，有人更是直接人身攻击，说“你傻啊，你把扁担的位置挪挪不就行了”。这人满脸委屈，说“扁担的位置别人定的，我说了不算啊”。

当然，今天我们是谈论能源问题的，不是挑水。回到主题的话，这个挑水的就是目前的东北电力系统，面临着前桶（供给）与后桶（需求）的严重失衡困扰，据说不平衡的程度有2000万千瓦以上，而且随着核电的投产不平衡的程度会更深。

出主意，把前桶舀出一点来的，可以称为是“供给调整派”，比如说你东北把电送华北去，并且“严控新项目”，降低目前所有机组的出力（据说火电发电小时数不到3500小时）。这人犯嘀咕，我回家的路上有更好的泉水（风电、核电等无污染电力），难道我不能把这水的结构优化优化；送到更远的地方，路途遥远，成本很高，那边价格也不高，哪里有人要啊，降价给他们我的成本都收不回来；降低出力，这是没有办法的事情，不出力哪里有饭吃啊？

出主意，说把后桶加块石头或者桶的，可以称之为“需求衍生派”。加石头的这人也不干啊，说“我吃饱撑的，增加分量又没有用”，所以现实中就没有对应了；对于加个桶的建议，这人说“这个靠谱啊，可惜我担那么多桶水回去，卖不掉啊，周边邻居都是穷人，消费不起”。

到这里，笔者就不东拉西扯了，就此点题——这里的扁担指的是价格机制——它能够调节供需，短期实现已有机组的有效利用与平衡，长期激励更有竞争力的机组建设。

1. 不考虑价格水平谈论“窝电”是个伪命题

2014年9月，国家能源局专门出台《关于缓解东北地区电力供需矛盾的意见》(国能电力[2014]350号)，旨在采取各种措施，减少东北电网地区已建成机组缺乏足够需求、利用率不足的问题。这些措施，按照政府原文：一是科学规划外送通道建设；二是严控新增装机规模；三是多措并举增加系统

调峰能力；四是积极推进电力市场建设；五是落实责任，加强电力监管工作。

一方面是过剩的发电能力，另一方面，是高企的电价。翻翻东北三省以及蒙东的电价销售目录，主要工业与商业销售电价还高达 6-8 毛钱一度，这难道不很荒唐吗。这已经高出欧洲德国、法国大工业长期电力至少 50% 以上？这种高高在上的价格有任何意义吗？发电企业为何不能够稍微降低电价，电网企业为何不能下调电价，刺激一下电力需求，以获得更大的收益与利润呢？

外送还得到标杆电价不是比这更好？这又需要对比一下东北地区的标杆电价与华北地区的标杆电价水平了。辽宁标杆电价 4 毛，北京标杆电价才 4 毛。辽宁的电送到华北，还必须付出输送成本，华北如果要你的高价电，那的确这就不是一个经济问题了，送过来必然意味着整体的效率损失。更不要说地理位置更远的黑龙江以及蒙东偏西地区了。

东北的“窝电”问题，首先需要检讨的是：目前的定价水平是否偏高。只要高于目前机组的可变成本，通过下调电价，启动需求扩大市场的政策就会提高目前机组的利用率，增加全社会的福利。而如果电价能够调整，本地的企业将比外送远端的企业具有更大的优势，因为节省了电力输送成本，可以承受更高的出价。

负荷是确定价格下的需求，供给是确定价格下满足物理约束的产出。负荷跟供给不平衡，短期更多的可能在于连接供给与需求的价格出了问题。窝电，这一提法需要同价格——这一影响供求的杠杆联系起来讨论。

东北的销售电价，需要一次性下调 1 毛-2 毛，以提振电力需求，解决所谓“窝电”（脱离了具体的价格水平）的假问题。

3. 长期价格与供应分割的管理模式产生了诸多问题

从操作层面，之所以出现以上的问题，主要在于我国计划经济沿袭下来的数量与价格分开管理的政府组织体系。这种路径依赖的程度很深，以至于在方法论上都有了“中国特色”，长期产生了诸多的问题。

3.1 单纯的数量管理成了宏观能源管理成了“水多了加面、面多了加水”

因为有了价格的作用，那么需求成为了“拍脑袋”出来的“定下来”的结论，因此有“准确把握未来趋势”，“准确预测 2020 年电力需求”等说法，但是这些“准确”恰恰是无论如何也办不到的。

那么如何满足需求这张未来的“大饼”呢？就是不同供应方式的分饼游戏了，先来后到。需求多了，就供应紧张，就想办法扩大供给，上新的机组；供应多了，需求吃不了，就定位哪些机组是不好，想办法关停一部分供应能力。这就演变成为了“水多了加面”，“面多了加水”。

3.2 单纯的数量管理使得能源管理部门规划缺乏正确方法论 由于完全不考虑价格的作用，能源管理部门几乎失去了从学界借鉴任何成熟方法论（几乎都将价格作为重要的变量）的条件，发明了很多中国特色的方法论。典型的就“最大可支撑能力”，比如年度煤炭生产能力、年度水资源获得量、年度铁路运力、最大调峰深度等。

不考虑价格的规划，其对于供给的结构分析，必须依赖于这些前提。只有这些前提足够简化了（某些能源类型最大能力了，分饼的能力只能这么多了，其他资源类型补空才能推出结构），它才有进一步推导到规划目标的可能性。但是，这些方法论，就短期的项目层面而言是对的，而中长期来看，都是可以改变来满足或者适应需求发展的形势的（即使总量不会变，利用效率变了结论也会变化）。这些指标方面完全不存在决定性边界，而在规划中往往以一种武断的方式确定。这是影响规划科学性的重要因素。

3.3 单纯的价格管理使得价格部门越来越将价格作为一种手段，而不是连接供需的动态机制与能源部门管数量不同，价格管理部门只负责价格水平的制定以及变动，其变动的缘由越来越多的依赖成本变化与政策目的。从成本变化来看，由于地区间差异极大，行政管理的高分辨率注定了这种成本跟踪永远无法实时跟随实际情况的变化，典型的就省为边界的标杆电价制度。

政府确定的“标杆电价”一定程度上消灭了电力供求信号，由于信息不对称，各省的标杆电价

标准已经脱离了电力建设的各项成本实际，东部地区电厂的利润普遍地好于西部地区，其脱离成本的程度要更大，“电价余量”要更多。而现实中的环保执法不严，企业（特别是中西部的电力企业）通过节省环保成本等实现了电厂的正收益，这是我国环境排放数据失真的重要原因。

此外，由于操作性的影响，很多的价格体系都存在着效率上的“无谓损失”，成为了一种事实上的价格手段。典型的例子就是三峡的分电体系与价格设定。从其执行的电价来看，浙江距离比上海更近，其落地电价反而更高；而从出售来看，三峡卖给距离自己更近的江西，其价格比上海还低。理论上，三峡的电要就近消纳，吃饱了再往远处送，节省输电成本，这才是整体效率的要求。这一价格跟成本严重背离的体系，注定了在分电的争夺上充满着“灰色空间”。这一系统无疑需要系统性的大修。

4. 价格管理职能应交给能源局

短期内，以及作为电力体制改革推进过程中的过渡，电价管理职能应该充分赋予国家能源局。这将是一种管理体制性质的理顺工作。

这一机制如果能够理顺，相信诸如东北“窝电”，风电电价调整、水电“弃水”等问题都能得到更好的，而不是“水多了加面”、“面多了加水”式的解决。

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

财新-无所不能 2014-09-29

美国可再生能源前景

近日，2014 年联合国气候峰会在纽约拉开帷幕，减少温室气体排放、应对气候变化等议题再次成为各界关注的热点。美国总统奥巴马在本届气候峰会上呼吁其他国家加入美国行列，增加对可再生能源投入，减少全球温室气体排放。

那么美国在可再生能源领域到底做得如何呢？从增量上看，美国近几年在可再生能源方面的投资一直位居世界前两名，风能的装机容量从 2008 年到 2013 年翻了 4 倍，2014 年上半年新增发电量一半以上来自太阳能；但从存量上看，可再生能源在美国整体发电量中所占比重依然很低。统计显示，目前水力发电仍是美国最大的可再生能源发电门类，占到美国总发电量的 7%，风能约占 4%，太阳能则更少，而煤电依然占到美国总发电量的 40%。

不过，相比存量，增量更能说明一个行业的潜力和前景。如今美国各界对可再生能源的关注度正在不断升温，各大智库关于可再生能源发展的政策讨论也越来越多。19 日，美国著名智库布鲁金斯学会就举办了一场研讨会，发布了《改变发电格局——德国和日本在发展可再生能源方面的经验教训》的报告。

报告显示，德国作为目前可再生能源发展最好的国家之一，其可再生能源发电占总发电量的比例在 2000 年到 2012 年间翻了近四倍，从 6% 升至 23%。德国还计划到 2020 年将这一比例提升至 35% 以上，到 2050 年增加至 80%。日本在福岛核危机后也将发展可再生能源提高到极为重要地位，计划到 2020 年实现 20% 的发电量来自可再生能源。

报告的作者之一、布鲁金斯学会高级研究员约翰·邦克斯认为，德国的重要经验是政府、民众已就发展可再生能源达成共识，在发展可再生能源方面有稳定的政策框架。而德国、日本采取的上网电价补贴措施（feed-in tariff）也被证明是促进可再生能源发展的好办法，效果要优于由政府设定配额目标或者提供短期融资刺激。

但是其他国家是否可以照搬德国、日本经验呢？美国专家给出的答案是 No。首先每个国家的国情不同，传统化石能源的储量差异很大，而目前化石能源价格依然比可再生能源低，能源结构转型需要考虑本国经济发展程度和承受能力。与德国相比，美国目前就拥有非常廉价的天然气资源，而天然气的清洁程度比煤炭高出约 60%。

其次，发展新能源涉及现有发电产业格局变动，需要时间来平衡相关部门。日本在福岛危机后短时间内大范围放弃核能，导致能源供应紧张，火力发电大幅增加，温室气体排放也随之显著上升。

此外，发展可再生能源并非减少温室气体排放的唯一途径，以碳抓取、碳储存技术为代表的清洁煤技术同样能大幅减少温室气体排放。报告的另一位作者——布鲁金斯学会能源安全项目负责人查尔斯·埃宾格尔表示，煤炭能够变得更加清洁，在美国现有的技术条件下，煤电产业也能够减少25%到28%的碳排放，基本达到美国联邦政府今年6月最新公布的《清洁电力计划》提案的要求。

不过，专家们依然认为减少温室气体排放、促进可再生能源发展是发电行业未来发展的大趋势，因为传统化石能源依然会产生温室气体，而大量温室气体引发的气候变化，可能导致全球灾难，需要国际社会共同采取措施加以应对。正如埃宾格尔所言，“当涉及的是生存的问题时，成本将不再那么受到关注，如果我们没有选择，即使电价翻倍，我们也得支付。”

国际能源网 2014-9-29

国家升级优化能源布局 加大可再生能源力度

国家能源局规划司有关人士27日在中国能源革命高峰论坛上透露，“十三五”能源规划将对国家能源布局进行优化。在能源生产布局方面，将从“十二五”规划的“五基一带”能源开发布局升级为“五基二带”布局。加大油气开发力度和大幅提高可再生能源比重。未来可再生能源补贴将设总额限制。

“十三五”能源规划编制今年6月启动，计划于年底形成基本思路，2016年上报。上述人士透露，“十三五”能源规划将构建现代能源战略体系，提出提高国内能源产量、优化能源结构、大力发展可再生能源等七大战略任务。

优化能源生产布局

这位人士透露，“十三五”能源生产布局方面，将从“十二五”规划的“五基一带”能源开发布局升级为“五基二带”布局，其中近海油气开发带是“十三五”规划新增内容。

在能源输送方面，将形成“四横三纵”输送格局，内外衔接，海陆并举。到2020年，全国煤炭铁路运输能力达30亿吨，成品油输送能力达2.5亿吨，天然气输送能力达4800亿立方米，天然气主干道里程达12万千米，西电东送总规模力争达到3亿千瓦。

这位人士介绍，“十三五”能源规划将构建安全、清洁、高效、可持续的现代能源战略体系，提出七大战略任务：提高国内能源产量，推进节能提效，优化能源结构，大力发展水电、核电、风电、太阳能、地热能，鼓励能源国际合作，推进能源技术和体制创新，加强能源监管。目标是在能源安全、效率和清洁化三者之间找到平衡，实现能源可持续发展。

他说，“十三五”期间的一个新变化，就是以后省级能源发展规划和涉及全国布局、总量控制及跨省输送的区域性能源综合发展规划要上报国家能源局审批，以破解央地监管衔接难题。

常规能源“控煤增气”

作为合理控制能源消费总量的大头，“十三五”能源规划一项重点就是降低煤炭消费总量。发达地区进行煤炭减量替代，逐步实现煤炭由燃料到原料的过渡，做好煤炭清洁高效利用，适度发展现代煤化工。“十三五”的一大政策导向就是通过发电实现煤炭清洁高效利用。目前已有部分火电厂排放标准可达到天然气发电同等排放标准。

在煤炭开发方面，将以14个大型煤炭基地为重点集约开发煤炭，稳步开发9大煤电基地。推行区域差别化开发政策，“十三五”期间将优先开发蒙东、黄陇、陕北三个基地，鼓励发展宁东、神东、山西三个基地，限制发展冀中、鲁西、河南、两淮等区域，优化发展新疆作为储备。

在煤炭运输方面，“十三五”期间北煤南运中通道蒙华铁路将投产，将解决华中地区能源供应洼地问题，今后还可以在“两湖一江”地区布局一些火电集群。

“十三五”末，力争煤炭占一次能源消费比重下降到60%以内，2030年下降到50%左右。

为解决关键的供给问题，“十三五”期间将加大油气开发力度。统筹推进八大石油生产基地开发和九大天然气生产基地开发，夯实稳产基础。“在八大石油生产基地中，传统的大庆、胜利都在减产，未来有增长潜力的是新疆的准噶尔、塔里木，长庆、陕北等地，还有海上油田。在天然气方面，”十

三五“目标是2020年供应量达4000亿方立方米，在一次能源消费中的比重上升到10%。”这位人士介绍。

提升储备应急保障能力，加快石油和天然气储备建设。启动三期国家战略石油储备工程，建立企业义务储备，鼓励发展商业储备；加快布局新储气库建设、完善加气站及配套管网、提高应急调峰能力。

在天然气运输方面，“十三五”将重点加快西气东输三四线建设和五线的开工，同时计划建设一条新粤浙煤制气运输管道。

在电力方面，优化水电开发时序，重点建设西南大型水电基地，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。到2020年，力争常规水电装机达到3.5亿千瓦左右。

国际能源网 2014-9-29

能源“金三角”须统筹实施“一核两翼”一体化发展战略

中国能源“金三角”地区指宁夏宁东、内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林，近年来，该地区通过能源快速开发，大规模上马能源化工项目，创造了一系列“经济神话”，为中国经济增长提供稳定的能源供应。但是，区域能源快速开发引发的问题日渐突出，部分区域开发粗放，项目大规模盲目上马，同质化竞争严重，资源严重浪费，生态问题大。专家指出，能源“金三角”地区须统筹实施“一核两翼”一体化发展战略，推进一体化平台建设，使之成为中国能源安全保障核心基地、国际领先煤炭绿色开发转化示范基地和资源性地区综合改革试验区。

能源“金三角”地区为中国经济提供强大能源支撑

虽然能源“金三角”地区国土面积仅占全国1.4%，但能源产量却占全国1/4。其中，煤炭资源量1.41万亿吨，占全国煤炭资源总量的25.5%，石油地质资源量129亿吨，占全国的14.6%，天然气地质资源量15.2万亿立方米，占全国的29.2%。

据中国工程院院士谢克昌介绍，能源“金三角”地区是能源丝绸之路“承东启西”的关键节点，近年来，这个地区能源经济迅速崛起。据统计，过去12年间，能源“金三角”地区经济总量迅猛增长21倍。能源产业成为经济主体，在榆林市，能源及化工占规模以上工业总产值的比重甚至达到了93%。

毫无疑问，这个世界罕见、横跨三个省区的能源富集地区在为中国经济发展提供强大的能源支撑。记者在采访中了解到，能源“金三角”地区的矿区建设已具规模，共建成22个煤炭矿区，开采量突破10亿吨；一大批煤化工项目迅速上马，甲醇、焦化、煤炭液化、煤制天然气、聚氯乙烯、兰炭、电石、烯烃等重点煤化工项目密度分布，规模越来越大；煤电基地正在形成，装机达到28010兆瓦，占全国电力装机的4.3%；煤炭开发、煤炭发电和煤炭转化产业优势明显。

神华集团科技发展部总经理顾大钊说，能源“金三角”地区地理位置优越，比较优势非常明显，不仅能源资源储量特别丰富，而且已成为能源生产转化的重要基地，从煤炭、电力、煤化工发展等方面来看，能源“金三角”地区已经成为我国能源生产供应的战略核心区。

据了解，目前，该地区煤炭净调出量9.3亿吨，占到总产量的83%，是中国最大的煤炭调出区。电力外送达到1375亿度，近40%的电力外输，能够促进优化终端能源结构；对外输气500亿立方米，保障了京津冀供气安全。

能源快速开发带来种种“顽疾”

记者在采访中了解到，虽然能源“金三角”地区能源产业链不断延伸，能源深加工水平不断提升，正在从粗放开发向精细化应用发展。但是，区域能源快速开发引发的一系列问题也不容忽视。

由于部分区域开发粗放，资源浪费比较严重。据了解，能源“金三角”地区横跨三个省区，各自为政的问题突出，因为缺少整体规划，矿权叠加问题严重；整装资源条块分割，开发无序竞争；掠夺式开采导致煤炭资源浪费严重；资源和利益驱动下，产能过剩也愈加突出。比如，三个地区煤

炭总产量达到 10.2 亿吨，但是达到科学产能指标的仅为 6.5 亿吨，占比为 64%。

很多项目盲目上马，同质化竞争愈演愈烈。宁夏发改委经济研究中心的一位专家指出，三个地区资源禀赋类似，产业布局雷同，以煤化工项目为例，大家一哄而上，深加工项目集中在甲醇、煤焦化、烯烃等领域，迅速造成部分行业产能过剩。由于缺乏统筹，推动产业差异化举步维艰。

地区水资源十分匮乏，可供水量对已建和在建项目规模形成制约。据统计，该地区人均可利用水资源为 842 立方米，不到全国平均水平的一半。宁东、鄂尔多斯、榆林三地煤炭相关产业的可用水分别为每年 3.8 亿立方米、2.94 亿立方米、1.79 亿立方米，缺口超过 1 亿立方米。

生态环境非常脆弱，大规模能源开发引发的生态问题不容忽视。能源“金三角”地区干旱少雨，被几大沙漠包围，近年来的能源开发导致废渣、废油、废水、粉尘排放剧增；煤炭开采对水资源也造成一定破坏；采空区逐年扩大，自然灾害频发。

随着煤炭行业不断下行，地区经济受行业周期和资源价格波动的影响大，以鄂尔多斯为代表的能源“金三角”地区经济遭遇不少困境。单一依靠能源粗放开发的发展模式非常危险，类似德国鲁尔区的“资源诅咒”问题在“金三角”地区再次凸显，产业发展布局、优势产业培养、技术创新等措施有待进一步探索。

清华大学博士麻林巍说，能源“金三角”地区虽然各自做了规划，但是欠缺全球视野和国家高度。

推进一体化平台建设

近年来，宁、蒙、陕三省区已经意识到，要想破解能源输出地的发展困局，让资源红利能够高质量的释放，实现地区可持续发展，必须寻求合作共赢。

经过 28 个月的调查研究，中国工程院 8 月 29 日在宁夏银川正式发布了《能源“金三角”发展战略研究》项目研究成果。针对种种“顽疾”中国工程院项目研究组专家开出的“药方”是：中国能源“金三角”地区的三大基地——榆鄂基地、宁鄂基地、准达基地应统筹实施“一核两翼”一体化发展战略，统筹规划、科学开发、有序转化、优化输配、多能协同、生态低碳，推进一体化平台建设，把该区域打造成中国能源安全保障核心基地、国际领先煤炭绿色开发转化示范基地和资源性地区综合改革试验区。

一是把该地区发展为国家能源安全保障核心基地，重点保障华东、华南、西南等地区煤炭、油气和电力供应。采取“以水定产”、“以环境承载力定产”，控制煤炭总量。2020 年，煤炭控制在 12 亿吨，调出量 8.6 亿吨。2030 年，煤炭控制在 14 亿吨，调出量 9 亿吨。推进煤电基地建设，提供优质电力，2020 年，煤电装机控制在 4600 万千瓦，外送 3700 万千瓦。2030 年，煤电装机控制在 6500 万千瓦，外送 5000 万千瓦。开发其他能源，实现能源多样化，2020 年石油产量达到 1300 万吨，天然气产量达到 550 亿立方米，可再生能源发电装机达到 1800 万千瓦。

二是成为国际领先的煤炭绿色开发转化示范基地，建成国际领先煤发电、煤直接液化、煤间接液化、煤制烯烃、煤制甲烷等现代先进煤转化产业集群。为此，要全面提升煤炭科学产能，2020 年实现煤炭科学产能 10.8 亿吨，占比达到 90%，2030 年进一步提高到 95%。加强煤炭清洁转化，2020 年转化煤炭 3.4 亿吨，煤化工产能达到 4500 万吨，2030 年，转化煤炭升至 5 亿吨，煤化工产能达到 7500 万吨。

三是成为资源型地区综合改革试验区，通过积极探讨跨区域、多能源、多领域超大型能源基地发展的新模式、新体制、新机制，有效解决能源领域存在的突出问题，为全国能源改革和发展积累经验。到 2017 年，基本遏制能源开发中的突出矛盾，产业发展和区域协调发展等方面取得较大突破，改革和体制机制创新取得显著进展。2020 年，基本建立支撑区域能源科学发展的体制机制，推动建立我国能源中长期政策体系。

经济参考报 2014-09-15

从两方面同时推进能源结构改革

8月份，全社会用电量同比下降1.5%，是年内首次用电量出现负增长。

这是一个不寻常的数据。过去三十年，伴随着我国经济的快速发展，我国大部分时间都处于能源供应紧张的阶段，增加能源产品的产能、保障供应一直是我国能源工作的主要任务。

在这一时期，无论是工业用能还是居民用能，都在快速增长中，遇到供暖高峰还时有拉闸限电等措施，影响了经济的发展和群众的生活质量。

为了满足我国经济社会发展对能源的需求，我国能源行业可谓殚精竭虑，不遗余力增加供给，经过多年的努力，我国能源短缺的状况有所改变，各种能源产量稳定增长，能源的自给率始终在90%以上；能源大通道建设风生水起，进口不断增长，能源不平衡局面有所缓解，电力和煤炭供应紧张的时代可以说已经过去。

另一方面，能源快速粗放发展带来的环境污染等后遗症也不可小觑。在能源需求不满的情况下，进行能源结构调整一是没有空间、二是没有动力。

用电量的下降说明经济增速减缓，对能源供给的压力也大为减轻。在这种情况下，对能源结构进行调整，迎来了非常好的机遇，可以在供给增长压力不大的情况下抓紧实施改革，而且能源行业调整自身也是经济结构调整的重要一环。

这几年来，我国已经意识到能源行业转型的重要性，提前布局，能源结构有了新的变化，水电占比持续上升、风电装机容量世界第一、太阳能产能世界第一、28个核电站在建。截至2013年，非化石能源占一次能源比重已达到9.8%，但离到2020年非化石能源占一次能源消费的比重达到15%左右的目标还有一定距离。

要想进一步推进能源结构改革，要从两方面同时入手。

一是改善能源生产结构，目前我国能源自给率超过90%，但是煤炭占大头，石油的对外依存度超过一半。因此，必须要控制煤炭生产增速，化石能源方面大力开发利用煤层气、页岩气，加快煤制天然气产业发展。清洁能源方面，采取多种措施鼓励生产清洁能源，优先开发水电，大力发展核电，加快推进风电就地转化，积极开发利用太阳能、生物质能和其他可再生能源。

二是改善能源消费结构。当前，我国清洁能源使用率还不高，风电并网难弃风严重，太阳能产品出口比例过高等等。要加大宣传力度，并通过政策补贴等手段降低新能源使用门槛，鼓励用户积极使用新能源，推动新能源产品迅速落地、产业快速发展。

经济日报 2014-09-28

热能、动力工程

页岩气率先在重庆取突破 形成15亿方产能

9月12日，国土资源部举办找矿突破战略行动第一阶段成果新闻发布会。在发布会上，相关负责人表示，页岩气率先在重庆取得突破，形成15亿方产能。伴随着近期页岩气概念股走强，业内人士认为，页岩气概念有望重获市场关注。

>>事件

页岩气在重庆获突破

国土资源部地质勘查司司长彭齐鸣表示，国土资源部、发改委、科技部和财政部自2011年起，按照国务院批准的《找矿突破战略行动纲要（2011-2020年）》，开始组织实施找矿突破战略行动。行动实施三年来，累计投入找矿资金约3500亿元，和2008-2010年的三年投入相比，增长了28%，其中，社会资金投入占85%以上。

彭齐鸣介绍，三年中，全国能源和重要矿产资源找矿成果非常显著，新发现中型及以上矿产地

451 个（其中大型 162 个），其中天然气、铀、钼、钨等发现了一批世界级的大矿床。石油、天然气探明地质储量保持高位增长，新增石油 39.47 亿吨、天然气 2.3 万亿立方米，分别是以往累计探明储量的 12.57%、25.3%，在鄂尔多斯、塔里木和渤海湾盆地连续发现 8 个亿吨级油田，在鄂尔多斯、四川和塔里木盆地发现 6 个千亿方的气田。煤层气主要在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘新增 2877 亿立方米，比 2010 年底前累计探明量翻了一番。页岩气率先在重庆取得突破，探明首个千亿方整装页岩气田，形成 15 亿方产能。

>>分析

概念有望卷土重来

值得关注的是，上周五，页岩气板块强势爆发。截至收盘，该板块整体上涨 2.42%。其中，吉电股份、山东墨龙、神开股份 3 股涨停，湖南发展、海默科技等个股也集体走强。板块内无个股收绿。

财富证券首席投资顾问赵欢认为，页岩气率先在重庆取得突破，形成 15 亿方产能，将给页岩气市场带来新的关注度。近两年页岩气概念曾遭遇资金多次爆炒，存在一定泡沫；但经前一段时间的调整，已进入合理区间。随着政策力度的加大，页岩气概念股卷土重来是大概率事件，因此页岩气勘探和开采阶段相关上市公司将首先获益，如勘探设备及服务供应商恒泰艾普、压裂设备供应商杰瑞股份、测井设备供应商吉艾科技以及钻井设备与服务商通源石油等。（记者王浩娇 漫画覃超）

京华时报 2014-09-15

三部委公布八大能源央企 2013 年减排考核情况 能源央企污染物排放量全面下降

日前，环保部、国家统计局、国家发改委公布了 2013 年度各省、自治区、直辖市和八家中央企业主要污染物总量减排考核结果公告。公告显示，去年我国四项污染物排放量均比去年有所下降。全国化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物排放总量同比分别下降 2.93%、3.14%、3.48% 和 4.72%。

值得一提的是，三部委公布的八家央企均是能源企业，包括“两桶油”、“五大电力”和一家煤炭企业神华。

从公布的考核情况看，上述企业污染物排放总量控制均取得成效，包括化学需氧量、氨氮、二氧化碳和氮氧化物排放的各项指标较上一年出现明显递减。

“两桶油”减排取得进展

与电力企业及煤炭企业只涉及二氧化硫、氮氧化物不同，“两桶油”考核涉及主要污染物全部四项指标。就其中具有可比性的二氧化硫、氮氧化物两项指标来说，“两桶油”与其它企业比，在减排幅度上尚有一定差距，特别是在氮氧化物指标上，低于平均值 13.33% 达 10 个百分点左右。

不过，将“两桶油”与其自身作纵向比较，我们依然能发现有明显进展。

根据环保部此前发布的 2012 年全国主要污染物总量减排考核结果：在接受考核的 31 个省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团和八家央企中，绝大多数均实现了 2012 年度各项主要污染物总量减排目标，唯有中石油、中石化两家企业未能通过减排考核。其中中石油未完成化学需氧量减排目标，中石化未完成氮氧化物减排目标。在业内看来，“两桶油”在减排方面一直远远落后于全国。

环保部污染物排放总量控制司司长刘炳江曾表示，“两桶油”的减排是一个历史难题。比如，在环保部 2011 年度减排考核中，“两桶油”同样没有完成当年减排任务。据记者查阅资料，中石油和中石化 2011 年氮氧化物排放量分别为 19.55 万吨和 21.96 万吨，同比上升 4.86% 和 1.22%。

有央企内部人士对记者直言，目前，污染物减排已经不仅是一个经济问题，而是一项政治任务。据记者从国务院国资委了解到，节能减排目标完成情况不仅纳入地方政府官员业绩的考核，而且还纳入了央企负责人经营业绩考核体系，这迫使央企在推动节能减排上有更大的动力。

电力行业减排效果初显

电力行业在 2013 年减排中业绩不俗。电企 2013 年的二氧化硫、氮氧化物排放量均比上年有大幅下降。

在二氧化硫指标中,华能、大唐、华电下降幅度均在 10%左右,华能下降幅度最高,达到 11.55%;华电紧随其后,为 11.30%;五大电力中,中电投此项指标下降幅度最低,为 2.54%。

在氮氧化物指标中,华能、大唐、国电下降幅度均在 10%以上,华能下降幅度高达 17.64%;大唐紧随其后,为 16.62%;五大电力中,华电、中电投较低,分别为 8.91%、7.16%。

与 2012 年八家央企污染物减排考核结果纵向比较发现,2012 年只有大唐的氮氧化物排放量下降超过 10%,为 10.21%。

有业内人士向记者分析说,华能、大唐等电力央企氮氧化物排放均大幅下降或与脱硝装置集中上马有关。根据新修订的《火电厂大气污染物排放标准》,新建机组 2012 年 1 月 1 日开始、老机组 2014 年 7 月 1 日开始,其氮氧化物排放量不得超出 100 毫克/立方米。数据显示,去年电力脱硝工程规模达到 2.05 亿千瓦,累计达 4.3 亿千瓦,也就是说去年一年上马的脱硝工程规模达到了累计总量的近一半。而今年还将新增脱硝规模 1.3 亿千瓦。

“十一五”时期,1.5 分的脱硫电价补贴极大鼓励了企业减排,成为二氧化硫超额减排的重要法宝。但直到去年初才在地方试点 8 厘钱的脱硝电价补贴,并逐步推开增加到 1 分钱的补贴,业内认为这一政策有点姗姗来迟。但随着这一政策的持续发酵,电力企业氮氧化物减排效果将进一步显现。

央企减排面临“硬骨头”

早在 2011 年召开的中央企业节能减排工作会议就明确了央企“十二五”节能减排的总体目标。即到“十二五”末,万元产值综合能耗(可比价)下降 16%左右,二氧化碳、二氧化硫、化学需氧量、氨氮、氮氧化物等主要污染物排放总量降幅高于全国平均水平。

去年 9 月 22 日,国家能源局局长吴新雄与中石油、中石化、中海油和大唐集团等企业主要负责人签订了重大能源保障项目任务书,目的是除了增加天然气供应之外,加快油品质量升级和大力发展可再生能源,推动能源央企跟上全国节能减排的步伐。

国务院国资委综合局为《中国能源报》提供的数据表明,“十二五”前 3 年,央企节能量累计完成 8161 万吨标准煤,约占同期全国节能量的 23.3%;煤炭、电力等重点行业主要单耗指标达到国际先进水平,提前超额完成了“十二五”污染物减排目标任务。在“十二五”“万家企业节能低碳行动”中,央企及所属企业共有 1600 余户被纳入考核,占全国总数的 10%,承担全国“万家企业”总节能量目标任务的 30%以上。2013 年,央企二氧化硫、化学需氧量、氨氮和氮氧化物排放量与 2010 年相比大幅下降,提前超额完成了“十二五”污染物减排目标。

国务院国资委副主任黄淑和公开表示,“十一五”期间,央企为完成国家下达的节能减排目标,能减的已减,能降的已降,“剩下的大多是难啃的硬骨头。”

减排难度增大 资金压力增强

国务院国资委综合局一位相关人士对本报记者坦言,央企在节能减排工作中也遇到一些困难。“央企节能减排指标完成难度不断加大。”他说,一些节能减排重点行业如煤炭、电力、钢铁等行业的央企,其能耗水平本来就已经达到国际先进水平,“十二五”期间的节能减排空间越来越小。

与此同时,央企节能减排投入资金压力也不断增强。该人士表示,全球经济危机余波未平,我国部分行业经营绩效很不理想,企业的节能减排投入相比“十一五”有所减少;此外,近两年,国家加大对大气污染、土壤污染、水污染的治理力度,央企承担了重要任务,这也要求大量的资金投入。

不过,该人士认为,在当前各地区各行业通力合作向大气污染宣战的背景下,央企更要发挥排头兵的作用。一方面,央企在节能减排方面仍然要率先垂范,履行央企的社会责任,确保各项节能减排指标的完成;另一方面,央企也应把当前的压力转化为转变发展方式的动力和机遇,真正协调好发展与节能减排的关系。

中国能源报 2014-09-15

分布式能源将从电网“负担”变“帮手”

由于点多且分散、接入电压等级低，分布式电源大规模稳定有序接入电网一直是个世界性难题。9月9日，记者从广东电网公司获悉，该公司启动的全国首批“主动配电网示范工程”已完成5.5兆瓦光伏发电系统投运，复合储能装置等关键设备已全部完成研制生产与供货，现场已启动电缆线路、开关设备的改造和储能等设备安装工作，预计将于11月完成“主动配电网示范工程”建设。

今年7月，广东电网启动全国首批“主动配电网示范工程”建设，通过在配电网负荷侧以中低压形式接入多个分布式电源，并对其性能分析和管理控制，未来或将实现电网高效消纳分布式能源。

“将来我们可以因地制宜建设储能站，或利用工业冷库、电动汽车充电站，根据实时用电需求，决定接入的分布式能源何时并入电网、何时接入储能站、何时用于工业制冷、何时启动电动汽车充电，实现灵活有序地控制新能源接入和并网。”广东电网电科院相关负责人表示，主动配电网技术成熟后，居民屋顶分布式光伏、小型风机发电、发电机等产生的电量均可轻松“为我所用”，即能为不同的用电需求提供差异化的电力服务，实现分布式能源“全部吸收、超低损耗”的高效消纳，将分布式能源从电网的“负担”转变为“帮手”，解决大规模分布式能源接入配电网产生的影响。他表示，这已经成为近几年各国电力行业积极探索的热点领域。

记者了解到，该工程属于国家863计划“主动配电网的间歇式能源消纳与优化技术研究与应用”课题的工程实践部分，是国内首个关于主动配电网技术的国家级重大课题。该示范工程位于佛山三水工业园区内，将于今年年底完成建设并投运，届时将全面展示主动配电网技术和分布式能源的高效消纳，为我国主动配电网建设提供积极的探索和尝试，积累丰富的实践经验。(余南华 席佳)

■ 何为主动配电网？

主动配电网是当分布式能源大规模接入配电网后，以“分布式电源-电网-用电负荷”三元结构为特征的一种崭新的配用电技术。

与传统的“电网-用电负荷”二元结构配电网不同，主动配电网技术能够“主动”对分布式电源的性能进行分析和预测，并结合部署一些可控的分布式资源进行控制和管理，消除分布式能源对电网带来的影响，并实现分布式能源的高效利用。

南方电网报 2014-09-15

2050年可再生能源占一次能源消费比例超60%

9月15日，“电力转型国际研讨会：2050年高比例可再生能源情景及途径”在北京召开。国家可再生能源中心和能源基金会共同介绍了《中国2050年高比例可再生能源发展情景暨途径研究》项目的初步研究成果。研究成果显示，中国在2050年或是更早时间能够实现高比例可再生能源发展，即可再生能源占一次能源消费比例超过60%、可再生能源发电量占全社会用电量比例达到80%左右。

中国经济在高速发展的同时，生态环境问题也不断凸显，企业耗能急剧增大，且以煤炭、石油等化石能源为主要消耗能源。继1952年伦敦雾霾后60年，2013年在中国出现的严重雾霾再次引发了世界的关注和重视。为求经济发展，中国的能源需求量或一次能源供应量在2040年左右将达到峰值。另一方面，人类对化石能源的巨大消耗和其不可再生性导致化石能源逐渐走向枯竭。国务院参事徐锭明15日表示，能源革命迫在眉睫，已经不容选择，大力发展可再生能源已不仅仅是一个研究课题，已然成为了未来能源结构的必然方向。

就2050年可再生能源成为主导能源的设想是否有条件实现，国家可再生能源中心主任王仲颖介绍，可再生能源代替化石能源在能源供应中占主导地位随着时间逐渐达成。研究表明，煤炭消费总量将从2018年—2020年开始逐步下降。研究认为，实践中国式能源生产和消费革命的关键是电力系统转型，电力核心产业是风电和太阳能，从现阶段来看，太阳能成本在过去5年内下降了80%，此类清洁能源的经济成本将不再成为可持续能源发展的阻碍。风电、太阳能的装机量也会逐年上升，并且速度在中期呈现快速增长的趋势，最终在2050年满足80%的可再生能源供电需求。针对可再生

能源使用灵活性的问题，储能、智能电网和信息产业发展的有机结合、协调发展能够作为支撑。

研究以 2010 年为基年，至 2050 年，预计 40 年期间年均 GDP 增长 5%，在 2050 年达到 282 万亿元，人均 GDP 届时达到 30000 美元/人，而经济发展所需的一次能源供应量中，仅需要 70 亿吨标准煤左右，约合人均 5 亿吨。

清洁的可再生能源的使用不仅仅能为我国生态环境带来有利影响，减少煤炭使用 40%至 42 亿吨，分别减少氮氧化物和二氧化碳排放 40%和 55%，且未来能够创造就业岗位 560 万个，带动其他行业产值 7.6 万亿人民币。

新华能源 2014-09-18

中国人均碳排放首超欧洲

据彭博社报道，Global Carbon Project 的最新研究结果，中国去年人均二氧化碳排放量为 7.2 吨，欧洲为 6.8 吨，印度为 1.9 吨。这些经济体再加上美国约占全球二氧化碳排放量的 2/3，占全球新增污染的 80%。

据科学家们估计，人类向大气中排放的温室气体已经达到可导致地球发生不可逆变化的最大可排放量的 2/3。按照目前的污染速度，地球在 30 年内就会达到碳排放限度。

联合国气候峰会将于 9 月 23 日在纽约举行，与会各国元首、企业高管和环境专家将共同讨论如何应对气候变暖问题。美国总统奥巴马将出席此次为期两天的会议，中国、印度和德国的元首将缺席。

中国能源报 2014-09-22

“碳交易”市场关乎治霾成效

在碳排放中的 6 种温室气体，有 5 种与 PM2.5 相关。2013 年以来，我国 1/4 国土出现雾霾，受影响人口达 6 亿人，雾霾中的 PM2.5 是加重天气污染的主要原因。因此，引进“碳交易”的市场机制进而实现“碳排放”的有效控制，对于减少 PM2.5 减轻弥漫在空气中的雾霾，维持经济发展的可持续与人民生活水平不断提升，有极其重要的经济与社会意义。

“碳交易”源于制度经济学。一个例子：一个企业生产过程中向空气中排污，污染了周边的空气，影响了周边居民的健康生活。制度经济学认为，导致这种情况的原因在于产权不清晰。制度经济学提出的解决方案：由排污企业对受污染侵害的居民进行补偿；抑或由周边居民对排污企业支付费用，作为其停止排污遭致损失的补偿。

在制度设置层面，将“碳排放权”设置为经济主体拥有的一种商品，这种商品是可以量化的，初次获取由中央政府或地方政府在经济主体间进行分配；拥有这种商品的主体若消费这种商品，企业在增加生产效益的同时，会加剧空气的污染；但企业若通过市场转让这种商品，企业则在减排遭致损失的同时，也能通过市场得到相应经济补偿。

“碳交易”是指“碳排放权在不同主体之间的交易，通过市场机制实现减少和控制碳排放量之目的。金融机制是市场机制的最高境界。“碳交易”可以视作是商品在市場中的交易，而实体交易离不开金融的支持。碳交易中的市场风险需要相应的衍生品交易予以分散，碳交易中的价格需要衍生品交易来发现，碳交易中“碳排放权”资源的时空配置效率需要衍生品交易。从商品意义上的“碳交易”发展到基于“碳交易”基本商品衍生出的远期、期货、期权、互换等各类衍生品的“碳金融”，是碳排放市场机制发展的必然。

1997 年 12 月通过的《京都议定书》是推进全球碳排放市场化机制运行的纲领性文献。发达国家在工业化进程中排放和累积了大量的二氧化碳（全球排放量的 77%），但发展中国家还处于工业化的初、中期阶段，需要增加必要的排放量。《京都议定书》对发达国家提出了减排的量化指标，同时要求发达国家对发展中国家提供用于“节能减排”资金和技术，对发展中国家的减排没有硬性要求。

《议定书》允许难于完成减排指标的发达国家从超额完成减排指标的发展中国家购买超出的额度，即所谓“碳交易”；“清洁发展机制”（CDM）指发达国家在帮助发展中国家加快建设步伐的同

时实现减排，发展中国家所实现的减排额度可用于“碳交易”；发达国家减排的成本远高于发展中国家，从发展中国家购买碳排放权比自身减排跟有利，这也激化了“碳交易”。

我国的“碳交易”主要是参与国际 CDM 机制的国际“碳交易”，如何将国际“碳交易”机制有效引入国内“碳交易”市场，通过“碳交易”“碳金融”市场机制有效控制和减少 PM2.5 排放，显著减轻弥漫在我国空气中的雾霾，这是广大人民群众期盼，也是各级政府的责任和目标、学界同仁的努力与担当。（作者系四川大学经济学院教授，博士生导师）

中国能源报 2014-09-22

中国电改特色究竟“特”在哪里？

有迹象表明，中国的电力体制改革有望开始提速。要实现这一提速的预期，改革的目标(target)、途径(approach)、时间表(timeline)、工作体系(task force)就需要明确。那么，这些要素都明确了吧吗，取得社会的一致认识了吗？

答案无疑不是肯定的。如果说时间表与工作体系属于操作性问题，如果明确了目标与途径，假以时日，就可以有序推进，那么明确改革的目标与途径无疑就必须首先解决。本文就此发表一些概要的看法，希望引发更多的争论。

改革的基本目标是“提高效率”--全世界都一样

这一点很容易理解，因为社会作为一个整体，其福利要不断上升，唯一的选择就是以尽量少的投入，获得尽量多的产出，从而有更多的剩余可供二次分配。最大化产出投入比，也就是“提高效率”的一个通俗表达，与“做大蛋糕”同义。纵观世界各国开展的、计划的电力改革，莫不如此。

那么，有没有其他的目标呢？严格的来讲，还真没有。

难道“保证安全”不是目标吗？这不是很重要吗？的确，安全很重要，但是它不是目标，否则电力行业应该全部军管，以实现最大程度的安全。

事实上，从效率角度，为了保证安全的投入也应该仅在一定的限度之内，这是一个必要的约束，而不是目标。从电力系统运行角度，其尖峰负荷（比如年小时数 30 以内的那部分）要 100% 满足，成本是相当高的。原因很简单，不论其运行小时数多少，要满足这部分，必须建设额外的机组，固定成本是一大块，即使是单位投资最低的天然气调峰机组。

从经济学学究角度，恰恰存在一个“最优停电时间”，也就是“最优的不安全程度”，这是追求的目标，其将显著的大于 0。因为人们用电的价值总在一个限度，电力价格超过了这个限度，用这一度电就得不偿失了，还不如断掉了事。在欧洲、美国的电力市场，负荷高峰时段，电力价格完全可以上涨 10 几倍乃至上百倍，如果没有涨价的限制（这种限价一般是存在的，比如西欧电力市场大概在 3 欧元/千瓦时），其可能一直涨下去，早就超过了一般用户的用电价值。这一“市场失灵”在智能电网与需求响应出现之后有望得到解决。

“节能减排”不是改革的目标？电力体制改革，顾名思义，是体制改革，是电力的产业组织、市场设计、机制设计，推进的好，可能可以更好地促进节能减排，但是应该跟“节能减排”没有直接关系。

改革的基本途径——全世界也一样

如果赞同提高效率是电力改革的唯一目标的话，那么如何实现这一目标我们也有一些初步的共识，这些共识包括：

1. 促进竞争

通过竞争，短期内提高成本优势生产商的市场份额，长期激励各厂商不断的技术进步与成本降低。

2. 无条件开放自然垄断性质的输电网

自然垄断是新古典经济学的概念，缺乏对动态变化与行为的分析，已经有些不合时宜。电网作为公共基础设施，无条件的开放将降低各种电源接入的难度与成本，潜在地寻找到最低的能源供应

模式。

3. 尽可能使得负荷与出力特性一致

这一点传统可控机组是一个提高预测能力、跟踪负荷变化的问题，是技术问题，在不可控的风电、太阳能越来越多的情况下，这将是双向互动的过程，技术的进步与新的机制设计是不可或缺的。

基于这些共识，各国开展了电力体制改革，进度不一，也存在路径依赖。但是，其共同的追求，以及如何实现追求的“路径”集合无疑是相同的。如果改革是个筐，无非是先后顺序与推进程度的区别。

改革要考虑本国国情--中国国情及其对改革顺序的影响

改革要考虑中国国情，这本是一句正确的废话。问题的关键是中国国情到底是什么，而这些特有的国情又是如何影响、或者决定改革的顺序的。在笔者看来，中国国情及其影响主要是以下几个方面：

1. 幅员辽阔、各地区差异极大

中国每个省的面积，都基本跟欧洲一个或大或小的国家相当，与美国的州差不多。而其各地区的差异，甚至要大过欧盟内部。我们有水电丰富的一塌糊涂的云南、四川、湖北，也有煤炭丰富的遍地都是的蒙西、宁夏、陕西“金三角”，同样，也存在基本没有什么化石能源赋存的中部与东部省份（但是可再生能源仍旧是丰富的）。一些“一刀切”的全国层面的政策，非常不合时宜。比如西部地区缺水，所以国家层面一刀切全部上空冷机组，但是殊不知，锡盟等局地的水资源是非常丰富的，这些地区上空冷完全是浪费；电解铝耗电大户，但是有些蒙西煤炭、云南水电资源丰富地区发电成本及其便宜，即使能源效率低一点，其仍极具竞争力，电解铝完全应该在这些地区集中。

这一点，体现在电力体制改革上，基本意味着电力行业组织体系破碎一点问题不大，因为越破碎各个地方越可以考虑本地的特点，做最契合自身特点的电力部门安排，甚至是政策标准。

2. 价格机制缺失，定价需要系统性大修

由于长期政府控制、行政定价的原因，在我国，电力价格在一定的程度上更像是一种政策工具，用来实现政策目的的“价格手段”。比如限制高耗能、补贴最贫困人口，甚至弥补电力建设支出（比如三峡基金）。电价并没有成为连接并且调整供需变化的机制，基础的电力系统规划对需求的分析缺乏对电力价格这一影响的显性考量。

目前的定价体系，基本延续着“定位”（这个用电目的还是坏）--成本考虑（成本大还是小）--给价格（好的低价、不好的高价、有何优先与特殊政策？），这其中存在着众多的整体“无谓”损失。

以“三峡”的分电模式与定价为例。三峡的水电上网电价低，在电力供应偏紧的时候成为了各个省份争抢的“香饽饽”。从其执行的电价来看，浙江距离比上海更近，其落地电价反而更高；而从出售来看，三峡卖给距离自己更近的江西，其价格比上海还低。理论上，三峡的电要就近消纳，吃饱了再往远处送，节省输电成本，这才是整体效率的要求。这一价格跟成本严重背离的体系，注定了在分电的争夺上充满着“灰色空间”。这一系统无疑需要系统性的的大修。

这一机制的建立非常复杂，对基础的能力要求较高，但是又非常重要，决定了电力体制改革必须以电价定价机制建立为一个优先的任务，也必须审慎推进。

3. 可再生能源接入的挑战与电力改革挑战并存

发达国家在这2个问题上是有时间差的，往往电力改革在前，可再生大规模接入在后，因此进一步的电力改革专注于如何更安全、经济的接入可再生能源上，包括智能电网的推进、灵活用电的支持、售电主体的培育等。而我国同时要处理这2个问题，其挑战非同一般。如何能够在二者之间取得协同，而不是互相抵触，是一个重大的考验。可再生可变成本几乎为零，在起作用的电力市场中，无疑会优先上网。因为建立竞价电力市场应该是电力改革的优先领域之一。

基于以上考虑的中国改革的途

径 基于以上的国情及其潜在的影响，笔者认为的改革顺序是：

1. 拆分电网，建立省（除南网独立试验田外）为实体的电力公司（这难道不会造成省间壁垒？应该不会，否则便宜的三峡水电就没人抢了）。成立专门公司负责省与区域间联络线。
2. 以省为边界，开展竞价电力市场试点，发现不同地区对应其区域特点的价格体系。
3. 在试点基础上，省级间电力市场连接并同步运行，价格趋近（考虑输电的成本与系统阻塞），发现电力潮流最优流向的特点。
4. 根据最优潮流的特点，鼓励紧密联系省间的合并与重组，建立区域乃至全国联合体。
5. 大用户直供从目前开始同步推进。
6. 其他输配与灵活用电层面改革的陆续推进。

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

财新-无所不能 2014-09-23

划定降耗目标我国“十二五”节能减排形势依然严峻

中国企业联合会、中国企业家协会、中国企业管理科学基金会联合发布了《2013 年中国企业节能减排状况报告》昨天在京发布。这是自 2011 年发布《“十一五”期间我国企业节能减排状况评估报告》之后，上述机构第四次发布有关中国企业节能减排状况的年度报告。本年度报告立足于 2013 年我国开展节能减排的宏观背景，以 2014 年 3 月—4 月期间国内数省地方企业的实地调研和问卷调查为基础，旨在推进企业确保完成“十二五”节能减排目标。

“十二五”以来，我国在完成“十一五”规划目标的基础上，继续大力开展节能减排。“十二五”规划了设定的到 2015 年的能耗降低目标是：单位 GDP 能耗下降 16%。时至今日，“十二五”规划执行已经接近四年。从“十二五”时期的前三年看，2011 年单位 GDP 能耗下降指标未完成，2012 年、2013 年均完成年初的预定目标。

2013 年，全国 GDP 能耗下降 3.7%，完成年初的预定目标。《2013 年中国企业节能减排状况报告》显示，从企业层面看，我国企业继续把节能减排作为向低能效浪费与环境污染宣战的目标任务，采取管理、技术“双轮驱动”，以重点项目为依托等一系列措施，节能减排取得新的进展，可持续发展能力进一步增强，但“十二五”节能减排形势依然严峻，任务的艰巨性不容小视。要全面完成“十二五”规划的节能减排目标，后两年单位 GDP 能耗须年均降低 3.9% 以上。企业还需要在未来两年中继续努力，力争在本行业节能减排的关键技术上继续有所突破，不断提升管理水平，更加有效运用新技术、新手段。

从本次企业调查来看，2013 年，我国大多数企业的节能减排工作进展态势良好，企业在“十二五”期间更加重视节能减排工作，普遍投入大于“十一五”时期，更多企业建立了节能减排的专门工作机构，完善了相应的规章制度，普遍重视运用技术、管理与政策的综合手段开展节能减排。大多数企业完成或超额完成本企业及国家的节能减排目标。

本次报告归纳出“十二五”时期以来企业开展节能减排的六大特点：

一、绝大多数企业完成、或超额完成计划进度

源于样本企业的调查显示(下同)，31.3% 与 61.7% 的企业分别认为，在“十二五”规划已经执行过半之时，本企业已经超过、等于本企业的“十二五”节能减排计划进度。两者共计 93%(余下 7% 的企业没有回答，或回答不明确)。从本次调查的样本企业看，绝大多数企业完成了计划进度。

二、大多数企业的能耗水平与排放情况大为改善，但与同行的国际先进水平相比仍有差距

调查显示，50% 与 40% 的企业分别认为，本企业的能耗与排放情况好于或等于国内同行业企业，而有 10% 的企业没有回答该问题。

32%、28% 与 40% 的企业分别认为，本企业的能耗与排放情况好于或等于落后于同行的国际先进水平，说明样本企业的能耗与排放情况在国内同行业中具有较大优势，而与国际同行业相比还有

一定差距。

三、绝大多数企业“十二五”的节能减排投入水平大于“十一五”时期

调查显示, 100%的企业在“十二五”前三年对节能减排技术、设备的投资额, 与“十一五”时期相比均有所增加。虽然 100%的比例可能不够精确, 但从大趋势看, 绝大多数企业在“十二五”对节能减排有更多的投入。

四、绝大多数企业更加突出以市场为基础, 综合运用各种手段开展节能减排

调查在问及“贵公司认为‘十二五’期间的节能减排中哪些因素更重要”时, 企业认为, 技术、管理与政策都很重要, 但三者的排序有所不同, 90%企业选择把技术、管理放在前面, 而把政策项放在最后, 表明企业认识到现阶段节能减排更多要靠企业自身发挥主体作用, 要靠技术、管理、市场因素的支撑, 而与之相比, 政策因素应当是辅助性与外推性的。该结论与 2012 年的调查结论基本一致。当时的结果是 90%以上的企业认可以企业为主、政策为辅开展节能减排的模式。

五、更多的企业在“十二五”时期建立完善了专事节能减排的组织机构与规章制度

调查显示, 56%的企业在“十一五”时期就成立了专门推进节能减排的机构, 36%的企业在“十二五”时期成立了专门推进节能减排的机构(这部分企业应当是“十一五”时期未成立专门机构), 两者共计高达 92%的比例, 而余下 10%的企业则基本是小型企业与初创时期的企业。该结论也与 2012 年的调查结论基本一致。当时的结果是 90%以上的企业均已成立了专司节能减排的组织机构(工作领导小组), 配备相关人员, 与有关部门协作指导、开展本企业的节能减排工作。组织机构按照“小分工、大合作”的原则, 实行层层责任制, 建立人、职、权、责相统一的工作机制, 落实详细职责。

调查显示, 66%的企业在“十一五”时期制定了推进节能减排相关制度, 100%的企业在“十二五”时期制定了节能减排的相关制度。

六、绝大多数企业有信心完成本企业与国家的“十二五”节能减排目标

调查显示, 50%、45%的企业认为, 本企业能够超额完成、基本完成本企业的“十二五”节能减排目标。余下 5%的企业没有回答, 或回答不明确。60%、35%的企业认为, 我国能够超额完成、基本完成国家“十二五”规划的节能减排目标。余下 5%的企业没有回答, 或回答不明确。

2013 年是落实“十二五”规划的中期之年, 也是完成“十二五”规划承上启下的关键之年。节能减排任务的年度完成情况, 为“十二五”规划未来两年的节能减排工作打下了坚实的基础, 对全面实现“十二五”规划所制定节能减排目标具有重要的意义。

中国企业联合会作为中国的雇主组织, 从“十一五”时期就开始进行节能减排状况的调查研究, 推出《中国企业节能减排状况报告》, 向有关政府部门建言献策, 积极推动中国企业节能减排工作。该报告旨在配合“十二五”期间国家节能减排政策的实施, 支持企业通过自主创新, 实现高水平的可持续节能减排。

按照计划, 《中国企业节能减排状况报告》每年发布一次, 逢五年规划的结束之年就出一份五年期的评估报告。2015 年将是“十二五”规划的结束之年。中国企业联合会准备在前四年报告的基础上撰写, 并发布《“十二五”期间我国企业节能减排状况评估报告》。

央广网 2014-09-24

沿海可建天然气发电 为何不能新建“近零排放”煤电?

雾霾笼罩下, 燃煤电厂一直备受诟病。中国煤炭资源及消费分配不均, 出于化解东部能源生产过度密集和环境容量瓶颈的矛盾, 目前能源布局原则是, 大力发展坑口电厂+长距离跨区域输电。但这可能让供电煤耗每度陡然上升 60 克左右, 如果全面推行, 或导致中国每年浪费数百亿元。

9 月 16 日, 在上海国际会议中心召开的第三届高效清洁燃煤发电技术国际会议(下称“清洁煤大会”)上, 北京国能中电节能环保技术有限责任公司常务副总裁江浩提出了另一个观点, 在燃煤电厂“近零排放”的前提下, 负荷中心建电厂更节能更经济。燃煤电厂“近零排放”是在现性排放标准的情况下, 通过技术优化和改造, 将排放标准进一步提高至燃气排放标准, 并能够降低气溶胶等污

染物的排放。

根据江浩测算，若将煤电方式从“燃煤+负荷中心电站(湿冷)+近零排放+热电联产”改为“坑口电站(空冷)+长距离输电”煤耗增长约 60 克/度。

60 克，不是小数目，这意味着中国煤电行业近 10 年来的节能努力付诸东流。中电联提供的数据，2013 年，中国火电的供电煤耗降为 321 克/度，比 2003 年下降了 59 克/度。

60 克，还相当于世界最高效电厂、上海外高桥第三发电有限责任公司(下称“外三”)供电煤耗(276 克/度，2013 年)的 1/4。在煤电界，10 克煤耗，一代技术。坑口气冷+远距离输电，相当于把煤电技术拖后了好几代。按 2013 年全国发电量 52451 亿千瓦时、煤电占比 73.8%，假设煤电全部来自坑口电厂来计算的话，则意味着每年将损失 2.32 亿吨煤，单从煤炭使用这块浪费资金近千亿元。

“坑口建电厂，所建的地方一般比较缺水，采用的空冷机组比湿冷机组的供电煤耗要高约克/度。”江浩介绍说，“去年看到的统计数据，国家电网主网架的线损大概在 6.3%左右。相对来说，若是采用供煤的方式，如果 100%的铁路运输能耗在 0.5%，如果是采用一半铁路一半汽车运输能耗在 2%左右。”

除了线损之外，长距离送电，一般采用的是超高压和特高压的方式，特高压的投资仍是一个大头，而所建设的电网仅能用来输电，其他什么也做不了。仅“十二五”期间，国家电网就规划投资近 5000 亿元，建设特高压输电线路 4 万公里、变电(换流)容量 4.3 亿千伏安。

另外，坑口电厂的热电联产条件较差，负荷中心要实现的可能性较大。而且，负荷中心，废气、废渣的利用率高，若是在中西部，堆积的可能性较大。

目前之所以推崇坑口电站+长距离跨区域输电，是迫于雾霾的压力。不过，随着更严环保标准的出台，煤电也能做到和燃气发电一样清洁。

事实上，中国的煤电环保已经走在了世界前列。截至 2013 年，全国已投运烟气脱硫机组容量约 7.15 亿千瓦，占全国煤电机组容量的 91%，比 2005 年提高了 75 个百分点，比美国高 30 个百分点；如果加上循环流化床锅炉的话，几乎 100%具备了脱硫能力。

烟气脱硝机组容量达到 4.3 亿千瓦，煤电脱硝比例达到 55%，比美国高 5 个百分点，仅 2013 年建成脱硝容量就接近美国火电脱硝总容量，预计 2015 年该比例将达到 85%以上。所有煤电机组都配置高效除尘设施，除尘设施平均效率由 2005 年的 98.5%上升到 2013 年的 99.65%。

其中，单位千瓦时二氧化硫排放量水平世界先进。煤电单位发电量的二氧化硫排放量(排放绩效)从 2007 年就开始低于美国，达到世界先进水平。2013 年煤电二氧化硫排放绩效降至 1.96 克/千瓦时，比美国 2012 年低 0.48 克/千瓦时。

在此基础上，中国还在继续提升煤电厂的环保指标。今年 7 月 1 日，号称“史上最严”的火电排放标准开始实施。而更高排放标准的《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020)》(下称“行动计划”)全文也于 9 月 19 日公布。行动计划称，东部地区 11 省市新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值。

越来越严的燃煤机组排放标准，使得燃煤电厂排放更清洁，能满足环保的要求。江浩在接受采访时说，“近零排放”每度电最高增加 1 分钱的成本，还是能够接受的，排放能够达到燃机机组的排放指标，“既然燃机都能建，为什么燃煤电厂不行呢？”

目前，中国的电力由各级电力调度中心进行调配，外来电和本地电若不能较好协调，也会大大影响本地电厂运行效率。

以外三为例，作为世界上供电煤耗最低的电厂，由于常常得以最低负荷运行，外三的煤耗有所上扬。就在清洁煤大会外三参观时，有国外专家问为什么外三以这么低负荷运行，高效节能的电厂，应该发挥最大的价值才对。外三总经理冯伟忠笑称，这个负荷已经是高的了，“这还是跟他们(电力调度中心)说今天让我们多发点电，有老外要来参观。平时的话，更低。”

“现在有各种各样的原因，主要是西电东送、上海买了太多的外来电，导致上海本地的电厂运行负荷率不断走低，常处于最低负荷运行。我们 100 万千瓦机组以最低负荷 40 万千瓦运行，与满负

荷运行的煤耗差不多要到 15 克以上。今年煤耗我估计 277 也撑不住。有好几天，煤耗大幅度上升都到了 290 多克，都是因为要低负荷运行。”冯伟忠抱怨说，“低负荷运行，使我们降低的煤耗又增加了，相当于我们又自废了武功。”

将雾霾的板子打在煤电上，并不公正。雾霾的主要贡献者，其实是散烧煤。中国的电煤占煤炭消费的比重多年来一直在 50% 左右，远低于国外甚至是世界平均水平(美国约占 93%、加拿大 85%、德国 84%、英国 75%、俄罗斯 64%，世界平均比例约 78%)。电力是实现燃煤高效、清洁利用的最佳方式。但现实中，中国仍存在大量煤炭被直接燃烧利用(如居民分散燃煤供暖)，这部分煤炭使用排放的污染物对环境质量的影响远远大于电力行业。

澎湃新闻 2014-09-24

环保部：年度减排任务能完成

(环保部：年度减排任务完成难度不大)

9月24日，环保部发布《2014年上半年各省自治区直辖市主要污染物排放量指标公报》。

环保部的核算结果表明，今年上半年全国化学需氧量排放总量 1172.2 万吨，同比下降 2.26%；氨氮排放总量 122.5 万吨，同比下降 2.67%；二氧化硫排放总量 1037.2 万吨，同比下降 1.87%；氮氧化物排放总量 1099.5 万吨，同比下降 5.82%，其中，氮氧化物减排创造了“十二五”以来最好成绩，也为全面完成“十二五”减排目标打下了良好的基础。

2014 年，国家确定的四种主要污染物的年度减排任务分别是：与 2013 年相比，二氧化硫、化学需氧量和氨氮排放量分别减少 2%，氮氧化物排放量减少 5%。

“对照这一目标，二氧化硫、化学需氧量和氨氮排放量已经超额完成全年减排任务，氮氧化物排放量已经超过了年度的减排进度任务。预计完成全年的减排任务难度应该不大。”环保部总量司大气总量处副处长严刚对 21 世纪经济报道称。

多项举措促氮氧化物减排

在纳入国家总量控制减排的四种污染物中，氮氧化物的总量控制是一个难点。

“今年上半年氮氧化物继续迅速下降，是多种因素作用的结果。”严刚解释，今年上半年国家出台了《燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》(以下简称《办法》)，这一政策有助于脱硫、脱硝电和除尘价补贴政策的落实，能够更好地促进电厂的脱硝，这会在很大程度上减少氮氧化物的排放。

严刚进一步指出，在燃煤电厂之外，机动车是氮氧化物排放的另一个主要来源。国家在机动车治污方面的政策越来越严，今年政府工作报告下达黄标车及老旧车淘汰任务 600 万辆，目前已分解落实到各省(区、市)，今年上半年已经淘汰黄标车和老旧机动车 220 多万辆，这对减少氮氧化物排放起到了很大的推动作用。

为了更好地控制机动车排放，9月18日，环保部联合发改委、公安部、财政部、交通运输部、商务部等五部门印发了《2014年黄标车及老旧车淘汰工作实施方案》(以下简称《方案》)，提出对非营运类高污染车辆“鼓励更新、限制使用”，对营运类高污染车辆“按期报废、强化监管”，采取综合措施，加强部门协调，完善配套政策，严格落实责任，促进大气质量改善。

“十二五”目标仍有待努力

尽管今年上半年氮氧化物减排进度喜人，但从“十二五”的进度目标来看，氮氧化物减排依然滞后。

根据统计，2013年全国化学需氧量、二氧化硫、氨氮、氮氧化物排放总量分别为 2352.7 万吨、2043.9 万吨、245.7 万吨、2227.3 万吨，与 2010 年相比分别下降 7.8%、9.9%、7.1%、2.0%。对照“十二五”的减排目标，氮氧化物只完成了进度的 20%，距离 60% 的进度目标相差很远，是四种主要污染物中唯一一个没有完成进度目标任务的污染物指标，因此有待继续努力。

“前三年氮氧化物进展相对滞后的原因，主要在于经济政策没有及时跟上。”环保部总量司司长

刘炳江对 21 世纪经济报道分析，国家在 2011 年才出台针对 14 个试点省的每千瓦时加价 8 厘钱脱硝电价补贴，2013 年年初将这一政策推广到全国，并于同年 8 月将补贴提高到每千瓦时加价 1 分钱，大大刺激了电力行业上脱硝设施的积极性。

根据统计，2013 年，全国新增火电脱硝装机容量是“十二五”前两年总量的 1.3 倍。水泥脱硝规模达到责任书要求的 1.6 倍。

严刚认为，氮氧化物减排的主要的政策已经全部到位，按照目前的减排进度，我们应该对接下来一年多时间的氮氧化物减排充满信心。“在氮氧化物的减排政策体系中，除了已经实施的《办法》和《方案》外，即将实施的减排新政策和标准也会大大刺激氮氧化物的减排。”

其中，最重要的是一项新的排污收费政策。9 月 5 日，发改委、财政部和环保部联合印发《关于调整排污费征收标准等有关问题的通知》，要求 2015 年 6 月底前，各省（区、市）要将废气中氮氧化物排污费征收标准调整至不低于每污染当量 1.2 元。这意味着比现有的排污收费标准提高了一倍，将刺激企业强化减排以实现达标排放。

“明年 7 月 1 日，《水泥业大气污染物排放新标准》将实施，新标准将其中一般地区水泥窑的氮氧化物排放限值从 800 mg/m³ 下调到 400 mg/m³，重点地区的限值为 320 mg/m³。”严刚指出，虽然新标准明年下半年才实施，但水泥企业已经开始准备减排工程了。这也将促进氮氧化物的减排。

21 世纪经济报道 2014-09-25

湖南页岩气资源量全国第六

据湖南省国土资源厅消息，张家界市页岩气井桑页 1 井近日在桑植县上河溪乡开钻。该井的开钻标志着油气调查中心探索南方复杂构造区页岩气资源迈出重要一步。

桑页 1 井为中国地质调查局利用国家资金组织的页岩气勘查开发项目，项目位于张家界市桑植县上河溪乡狮子坪村。近年来，中国地质调查局油气资源调查中心通过页岩气资源调查和地质综合研究，认为湖南省湘西北地区下志留统龙马溪组页岩气形成富集条件较好，为了更好地摸清湘西北地区页岩气资源禀赋情况，获取页岩气评价关键参数，力争湘西北页岩气发现，促进周边页岩气招标区块的勘查工作，油气调查中心在油气矿权空白区部署了一口页岩气参数井。

湖南省页岩气资源量达 9.2 万亿立方米左右，排全国第 6 位，其中，湘西北地区是全省最大页岩气资源区，约为 4.81 万亿立方米。中国地质调查局油气资源调查中心认为，桑植是湘西北页岩气资源富集县，在此首先开钻，对进一步查明全省页岩气成藏地质条件、资源潜力及加快工业开发均具有十分重要的意义。

长沙晚报 2014-09-25

张大伟：涪陵页岩气田勘探开发经验透析

涪陵页岩气田的诞生，是我国页岩气勘探开发史上具有里程碑意义的重大事件，标志着我国页岩气勘探开发实现重大突破

2014 年 7 月 8 日至 10 日，中国石化集团提交的涪陵页岩气田焦石坝区块焦页 1-焦页 3 井区五峰组-龙马溪组一段的探明地质储量报告，通过了国土资源部矿产资源储量评审中心石油天然气专业办公室的评审。这是我国诞生的第一个优质大型页岩气田，是我国页岩气勘探开发历史上一次具有里程碑意义的重大事件，标志着我国页岩气勘探开发实现重大突破，提前进入大规模商业性开发阶段。同时，也为中石化在该地区 2015 年建成 50 亿立方米产能，2017 年建成国内首个 100 亿立方米产能页岩气田，提供了资源保证。

涪陵页岩气田主体位于重庆市涪陵区焦石坝镇，属山地-丘陵地貌。这次评审通过的探明储量区为涪陵页岩气田焦石坝区块的一部分，探明含气面积 106.45 平方公里，提交探明地质储量 1067.5 亿立方米、探明技术可采储量 266.88 亿立方米、探明经济可采储量 134.74 亿立方米。随着该气田勘探开发的深入推进，还将陆续提交页岩气储量。

涪陵页岩气田是典型的优质海相页岩气田。气田储层为海相深水陆棚优质泥页岩，厚度大、丰

度高、分布稳定、埋深适中，中间无夹层，与常规气藏明显不同，具有典型的页岩气特征，与北美典型海相页岩各项指标相当。

涪陵页岩气田具有“两高”、“两好”的特征。一是地层压力高，天然气组分好。储气层平均埋深 2645 米，地层压力系数为 1.55，气体甲烷含量高达 98%，二氧化碳含量低，不含硫化氢，属于中深层、超高压、优质页岩气田。二是气井产量高、试采效果好。试采单井产量高，稳产时间长。截止 2014 年 6 月 30 日，29 口试采井合计日产气 320 万立方米，累计产气 6.11 亿立方米。其中，第一口探井焦页 1HF 井按日产 6 万立方米定产，已稳产一年半，累计产气 3769 万立方米。

涪陵页岩气田的诞生和规模化开发，给我国页岩气勘探开发带来了新的春风，起到了明显的示范效应。进一步表明我国页岩气资源富集条件和页岩含气量与北美相比，我国的页岩气资源潜力和储量毫不逊色。我国已初步掌握了页岩气勘探开发技术，诸如页岩气综合评价技术、水平井钻井技术、分段压裂试气工艺等技术都已经走在了世界前列，甚至达到国际领先水平。只要我们尊重地质工作规律和经济规律，真正投入力量、务实工作，我国页岩气勘探开发一定会相继取得重大突破和发展，由页岩气领跑的我国非常规能源资源大开发时代就在眼前。

涪陵页岩气田诞生的成功经验在于：决策部署到位，注重理论创新，攻关了核心技术

涪陵页岩气田作为我国第一个提交页岩气探明储量并通过国家评审、率先形成产能的大规模气田，走出了一条中国人自主勘探开发页岩气的新路子，为我国页岩气勘探开发积累了宝贵的经验。

决策部署到位。中国石化涉足页岩气始于 2008 年，首先从页岩气基础研究开始。2009 年，中国石化集团成立了专门的非常规勘探处，统一组织实施上游页岩油气勘探，并与埃克森美孚、康菲等国际实力雄厚的公司开展页岩气勘探合作。集团主要领导高度重视并积极推动页岩气勘探开发，2011 年 6 月明确提出：中国石化页岩气勘探开发要走在前列，要用非常规的思维实现非常规油气的快速发展，并明确了非常规领域会战的部署和目标。在页岩油气勘探开发和研究方面，中石化敢于投入，5 年来已投入数十亿元人民币，其所属的上游企业在山东、河南、湖北、四川、贵州、重庆等地完成了 40 余口页岩油、页岩气井，取得了良好的勘探和研究成果。其中，以焦页 1HF 井获得商业页岩气为标志，取得了中国页岩气开发历史性突破。

注重理论创新。2009 年 7 月，国土资源部在重庆启动了首个页岩气资源项目——“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区带优选”项目，吹响了页岩气资源勘探开发的号角。中石化在勘探南方分公司成立了页岩气勘探项目部，正式启动四川盆地页岩气勘探。2010 年，国土资源部设立“川渝黔鄂页岩气资源战略调查先导试验区”，在以海相地层为主的上扬子川地区，包括四川、重庆、贵州和湖北省（市）的部分地区，面积约 20 万平方公里，进行先导性试验，中石化承担了其中的“川东南、渝东、鄂西地区页岩气资源战略调查与选区”项目。2011 年，国土资源部组织开展“全国页岩气资源潜力调查评价与有利区带优选”项目，中石化勘探南方分公司联合成都理工大学、浙江大学、四川省煤田地质研究院等单位共同承担了其中之一的“上扬子及滇黔桂地区页岩气资源调查评价与选区”项目。中石化在所承担的国家项目中，认真组织实施，主动配套经费，抽调精兵强将，加强研究，历时数年明确了四川盆地及周缘页岩气主控因素，建立了海相页岩气高产富集理论认识。

通过学习借鉴国外页岩气勘探开发的成功理念和经验，深入研究国内外页岩气井资料，开展扎实的野外调查、分析化验以及老井复查工作，开展页岩气测井模型建立及解释、地震资料综合解释、页岩气富集研究，逐渐摸清了泥页岩发育和展布规律。以页岩厚度、有机质丰度、热演化程度、埋藏深度和硅质矿物含量为主要评价参数，优选出南方海相和四川盆地为页岩气勘探有利区。通过一系列研究和钻探评价认为：川东南地区志留系龙马溪组富有机质页岩分布面积广、厚度大、有机质丰度高、含气性好，具有良好的页岩气形成条件。自此，四川盆地页岩气勘探开始向川东南地区志留系龙马溪组聚焦，深化涪陵焦石坝页岩气藏地质研究，进一步明确页岩气藏特征和页岩气开发的重点层系作为重点，从找规律入手，优化页岩气微观评价预测，积极开展涪陵页岩气构造特征、层系沉积特征、地化特征研究，在此基础上，2011 年 9 月，在焦石坝部署了焦页 1HF 井，并获成功。总之，页岩气理论的突破、气藏认识的深化，为抓好开发试验，实现页岩气商业性开发奠定了理论

基础。

攻关核心技术。涪陵焦石坝地区地表地质条件复杂，溶洞多、暗河多、裂缝多，浅层气多、地层出水，易发生井漏、井喷，针对涪陵焦石坝地区勘探程度低的情况，开展了包括水平井优快钻井技术、长水平井段压裂试气工程工艺技术以及“井工厂”钻井和交叉压裂的高速高效施工模式的协同攻关，形成了水平井簇射孔、可钻式桥塞分段、电缆泵送桥塞、连续油管钻塞等配套工艺技术。

根据龙马溪组有机质类型好、孔隙发育、含气性好、可压性强的特点，改变了以往压裂的思路和做法，以树状裂缝为出发点，不断探索适合焦石坝地质特点的压裂工艺，压裂排量逐次增大，液量根据井眼规模该大就大，砂比根据地质需要合理增减，形成了“主缝加缝网”的压裂工艺理念和三段式压裂液体系、三组合支撑剂体系，有力提升了压裂质量。其中，焦页 12-4HF 井成功完成了 2130 米水平段、26 段超大型压裂，创造了国内页岩气水平井井段最长、分段数最多、单井液量最大、单井加砂量最大等新施工纪录。同时，研制并成功应用了抗 180 摄氏度高温低摩阻强携砂油基钻井液，实现了同一平台两井交叉钻完井作业，具备了“一台六井式”井工厂标准化设计能力，编制了 13 项页岩气工程技术标准，为页岩气经济、有效开发提供了有力技术保障。

加强国产压裂装备和完井工具的研发制造，页岩气商业开发的装备和工具研发取得重大进展。2013 年 3 月，自主研发的 3000 型压裂车，代表了压裂装备技术世界先进水平，已在涪陵焦石坝地区批量投入使用。设备各项指标达到设计要求，满足了“连续施工、大负载、长时间”的页岩气压裂需求，技术水平、安全性和自动化水平大幅提升，为深层页岩气开发提供了压裂装备保障。其中，高压系统检测设备、气密封检测设备的研发生产，有效保障了施工生产。自主研发的安全泵送易钻电缆桥塞也已取得成功，并在现场试验中实现了桥塞簇射孔联作工艺，与国外水平相当，具备了工业化应用条件。该项技术彻底打破了国外专业化公司在非常规油气开发领域的技术垄断，有效降低页岩气等非常规油气开发的成本，也为开拓非常规油气市场打造了尖端武器。

在页岩气勘探开发中还注重优化管理模式、最大限度保护环境

优化管理模式。在涪陵页岩气田开发实践中，中石化注重探索建立适合我国页岩气勘探开发的管理模式。由集团公司油田事业部高效协调，采取会战管理体制和机制，实行重大问题集中决策、统一协调、统一指挥，通过有效组织管理，使自身的各方面优势得以充分发挥。在勘探研究方面，由勘探南方分公司、江汉油田、华东油气分公司、西南油气分公司等单位抽精兵强将组成联合攻关团队承担科研任务，分工明确，责任清晰，成果共享，难题共克，形成了对该区页岩气理论的新认识和开发试验的技术思路，确保了涪陵焦石坝地区勘探开发井成功率 100%。在钻井施工方面，江汉石油工程公司、中原石油工程公司等队伍共同开展技术攻关，借鉴国内外成熟经验，摸索钻井新工艺、新流程，在钻进施工中取得了包括防漏失、防井塌等一系列技术突破。在地面工程建设方面，各单位共同研究地面工程建设方案，落实施工进度，严格按照设计方案的质量要求进行建设，实现了各项工程施工高起点、高水平推进。在试采工程建设方面，江汉油田与江汉石油工程公司、石油工程机械有限公司、中原石油工程公司、石油工程技术研究院及相关院校紧密配合，加快工作节奏，用最短的时间完成了土地征用、工农关系协调、试采方案编制、技术准备等工作，采取边建设边试采方式，实现从测试到投产的无缝衔接。

涪陵页岩气田建设注重引入竞争机制，采取市场化运作模式，将资质高、业绩优、信誉好的队伍引入工区，促进了提速提效，确保开发质量和效益。对申请进入工区页岩气施工的 300 多家国内外施工单位，通过建立公开、公正、规范的市场运行体系，严格按照“优胜劣汰”原则，对施工队伍整体素质进行审查，采取公开招投标、合同审核等多种措施，为 240 多家合格施工单位发放市场准入。

强化安全环保。中石化在页岩气开发过程中，坚持资源开发与生态保护并重的原则，最大限度保护环境。一是水资源合理利用。针对页岩气开发压裂用水量较大的特点，利用当地工业园现有供水设施从乌江提水保障压裂施工，避免影响当地生活、生产；钻井液、压裂液等做到循环利用减少耗水量。二是最大限度降低污染。在井场建立油基钻井液回收中转站，实现了油基钻井液的完全回

收、重复利用和无害化处理，有效保护环境；钻井岩屑、污水集中回收处理，工业“三废”零排放。三是最大限度减少环境影响。及时完成对环境敏感目标的影响评价，并注重对生态的保护和修复；增加导管下深，封隔浅层地下水；严格区分永久占地与临时占地，施工完成后临时占地全部恢复原貌。

为了保证安全生产、保证环境和生态不受破坏，勘探南方分公司在勘探初期就提出了“勘探发现是第一要务、安全环保是第一责任”等安全环保工作理念，并将这些理念体现在施工设计、承包商管理、监督检查、风险管理、应急建设、责任追究和教育培训等工作措施中，实现安全勘探和绿色勘探。编制了涉及安全、环保、职业健康管理，以及钻井、试气作业等多方面内容专业技术标准。针对焦石坝地区地下溶洞众多，暗流纵横，地下水系发达且埋藏浅，是当地居民的主要饮用水源的情况，在页岩气勘探开发中，将水资源的利用和保护作为环保工作的重点。为了避免页岩气勘探开发过程中产生的废水污染地下水，在确定井位前，由专门的水文勘测队对地下 100 米内暗河、溶洞的分布情况进行精确勘测，然后按照既能满足地质条件又能避开暗河、溶洞的要求确定井位。钻进到地下水层时，一律用清水钻进；钻过地下水层后，用套管将水层严密封固。压裂返排液则通过技术处理达标后，被重新配制成压裂液，用于下口井施工，实现循环利用。不断总结环保经验，全过程控制各类污染源。各施工单位对钻井、试气废物排放实行总量控制，采取污水重复利用和节水减排措施，有效减少了污水产生。工区所有井场按照最严格环保标准建设污水池、清污分流沟、截水沟等设施，经过防渗承压实验后方投入使用。

中国能源报 2014-09-26

页岩气产量下调背后的意义

我国第三轮页岩气招标进入倒计时之际，从媒体传来一个消息：国家能源局日前下调了 2020 年我国页岩气产量，从 600 亿立方米~1000 亿立方米下调至 300 亿立方米，规划目标产量下调了一半。

对此，媒体报道用了一句话来概括：国内页岩气开发的形势不太乐观。其采纳的依据是目前我国虽然页岩气可采资源量高达 25.08 万亿立方米，排名世界第一，占全球页岩气技术可采资源量 187 万亿立方米的 20% 左右，比美国多出 50%。但是目前中国只有 500 个页岩气井，且只有一半在生产。而美国目前有上千家企业进入页岩气开采领域，一年约有 1 万个井在进行页岩气的开采。

对照之下，我们的页岩气投资和钻井显然不够。按照原规划中 2020 年我国页岩气年目标产量 600 亿~1000 亿立方米，就需要钻两万口井，估计成本 950 亿美元。而据国土资源部地质勘查司官员介绍，截至 2014 年 7 月底，几年来我国页岩气勘探开发累计投资才 200 亿元，钻井 400 口，其中水平井 130 口。去年全国页岩气产量也只有两亿立方米，虽然同比增长近 8 倍，但距离 2020 年全国页岩气产量超过 300 亿立方米的目标显然有很大的距离。

我国页岩气开发形势为什么不太乐观？原因就在于资源赋存条件的制约，以及钻井平台整体水平较为落后。

中国开采页岩气的不利因素包括：地形崎岖、基础设施差，不利于开采施工；同时，气体深埋地下，对现有开采技术也是一项巨大挑战。据资料介绍，美国页岩气埋藏深度平均在 1000 米左右，储层厚度达数百米。而四川和重庆的页岩气埋深普遍在 2600 米~4000 米，储层平均厚度仅 70 米左右。美国打一口井只需 3 个月左右。而我们要半年甚至更长时间。由于资源条件差异太大，决定了开发成本差距也大。曾有官员称，在中国钻页岩气井，直井每米大约需人民币两万元，水平钻井每米 3 万元。一口 3000 米的井，资本近 1 亿元。而美国打一口井的平均成本不过 1100 万美元~1500 万美元。

不可忽略的是，页岩气开发过程中普遍面临水体污染、空气污染、地质破坏等诸多环境风险。由于页岩气开发在我国尚处于探索阶段，相关的环境防范措施尚没有提上议事日程。

因此，美国页岩气开发成功的经验不可能在我国完全复制，我们的页岩气开发如果继续照目前的操作模式按部就班地走下去，2020 年能否实现 300 亿立方米的产量目标也很难说。并且，页岩气

开发带来的环境问题会一直困扰着我们。

页岩气目标产量下调并非坏事。在页岩气开发上，我们需要回归冷静，不能头脑发热。如何化解页岩气开发中的难题，需要的不仅是下调规划目标，更应当对页岩气开发的体制、政策和技术进行冷静审视，找到问题的症结，并且有针对性地采取措施解决这些问题。（◆李北陵）

中国环境报 2014-09-26

中美领衔全球减排总动员

（原标题）

第二届联合国气候变化峰会在纽约召开

中美领衔全球减排总动员

图：./W020140929344804749190.jpg

9月23日，2014年联合国气候变化峰会在纽约联合国总部隆重开幕，来自120多个成员国的国家元首及政府代表参加。

气候变化议题近来逐渐降温，谈判进程也磕磕绊绊。此次峰会试图汲取哥本哈根峰会的经验教训，有意给峰会减压，将气候谈判的具体工作留给各国谈判代表，而将提升和凝聚政治意愿作为主要任务。其中，美国与中国的积极表态与承诺值得称道。联合国秘书长潘基文也用“成功”二字表达对峰会的肯定。

中美发挥榜样作用

潘基文致辞称，气候变化威胁着全人类来之不易的和平、繁荣和机会，任何人、任何国家都不能免于气候变化的影响；第六十九届联大主席库泰萨强调，气候变化是人类面临的一项紧迫的严峻挑战，世界必须实现转型；联合国政府间气候变化专门委员会主席帕乔里呼吁国际社会团结起来，共同应对气候变化。

在这场难以避免的、紧迫的、需要团结的减排行动中，中国和美国无疑是主力军。奥巴马在峰会上明确表示：“作为全球最大碳排国家，美国和中国应对气候变化有着特殊的责任。”

《华尔街日报》援引美国智库世界资源研究所气候问题专家摩根的话说：“我们今天看到，两个世界碳排大国对减排日益重视，他们明白人类所面临的风险。”

“没人能置身事外。”奥巴马说，“阻止全球变暖的责任需要世界各国共同努力承担。美国已经意识到在导致全球变暖问题上所承担的责任，我们要以身作则去解决问题，还将帮助其他发展中国家。”

奥巴马在演讲中称，已于当天发出行政命令，要求联邦各部门将气候因素纳入到国际发展项目和投资的考虑因素中，还将利用美国技术与数据库，比如气候变化数据搜集以及极端天气警告系统，帮助发展中国家应对挑战。

与此同时，他还称，到2020年美国将实现将碳排水平在2005年的基础上减少17%的目标，下一步减排目标将于2015年初公布。

有分析称，奥巴马在此次峰会上目的明确：不仅让国际社会看到美国在减排方面的努力，还希望借此推动其他碳排大国积极减排。

中国应对气候变化的决心更给力。中国国家主席习近平特使、国务院副总理张高丽坦言，中国高度重视应对气候变化，愿与国际社会一道，积极应对气候变化的严峻挑战，并将提供600万美元支持联合国推动应对气候变化的南南合作。

张高丽指出，作为一个负责任的大国，今后中国将以更大力度和更好效果应对气候变化，主动承担与自身国情、发展阶段和实际能力相符的国际义务。中国近期出台了《国家应对气候变化规划》，确保实现2020年碳排强度比2005年下降40%至45%的目标。

《基督教科学箴言报》积极评价中国出台的2020年减排计划，称随着中国对碳排影响的重视度日益增强，北京愿意在减排上做出重大承诺。这有助于带动其他国家加入应对气候变化大军。

岛国发声 民众名流齐参与

值得一提的是，在纽约峰会上出现了一些岛屿国家的声音。

塞舌尔总统詹姆斯·米歇尔称，小岛国家的命运掌握在那些大量使用煤炭、石油等化石燃料的碳排大国手中。“如果这些国家不做些什么，那么地球就将毁灭。”同时还呼吁发达国家继续履行承诺，为发展中国家提供资金支持、技术转让以及能力建设。

基里巴斯总统阿诺特·汤说，由于太平洋海面可能因气候变化加速升高，基里巴斯正着眼在海外购置更多土地，为不得已时的举国搬迁创造条件。

马绍尔群岛总统克里斯多佛·罗伊克在发言中敦促太平洋地区国家和国际社会共同采取行动。

此外，全球 166 国、2500 多个城市在会前举行大规模游行造势，社会名人、企业家等纷纷参与，掀起了一场反气候变化全球总动员。

纽约 9 月 21 日组织的 30 万民众大游行，是史上最大规模的应对气候变化游行之一。潘基文、纽约市长白思豪、法国外长法比尤斯、美国前副总统戈尔和著名生物学家珍妮·古道尔等国际名流均有参与。

另外，美国著名影星莱昂纳多·迪卡普里奥出席峰会，强调“各国必须立刻采取行动”；联合国环境规划署亲善大使、中国影星李冰冰以“有志者事竟成”寄望于应对气候变化；苹果公司总裁蒂姆·库克强调“对气候变化袖手旁观的长期后果将是严重的”。

资金落实难 多国不给面子

加拿大《国家邮报》评论称，本届峰会盛况空前，但还是“雷声大雨点小”，无法取得实质性进展。

《基督教科学箴言报》认为，难以取得实质性进展还是因为发达国家和发展中国家对“共同但有区别的责任”原则的理解不同，尤其在资金投入、技术转让和环保能力建设等问题存在分歧。

《卫报》援引爱尔兰前总统、联合国秘书长气候变化问题特使玛丽·罗宾逊的话表示，奥巴马虽然在纽约峰会上做出呼吁，但可能依旧不会对发展中国家提供资金支持做出承诺。

到目前为止，为“绿色气候基金”注资的发达国家并不多。德国和丹麦最先行动，分别向绿色气候基金注资 4000 万和 1500 万欧元。今年 7 月，德国承诺未来 4 年将注资 10 亿美元。

在此次峰会上，中方强调，气候变暖的最大原因在于发达国家，发达国家应对发展中国家做出必要的资金与技术援助；马来西亚总理也呼吁各国兑现减排融资和技术转让承诺。韩国承诺出资 1 亿美元，法国总统奥朗德则表示将提供 10 亿美元。

但并非所有国家都像韩国和法国这么配合。加拿大总理哈珀只派环境部长与会，俄罗斯仅派负责气候变化的总统顾问出席，印度也只有环境部长露面，澳大利亚总理阿博特更因废除碳税法案被拉入黑名单。澳大利亚环境保护组织甚至用一张“一大群人将头埋在沙中”的图片暗讽阿博特，对后者在应对气候变化方面取得的“成就”致敬。

中国能源报 2014-09-29

专家表示各地不宜盲目“去煤炭化”

近年来，基于节能减排考虑，我国一些地方出现取消、替代煤炭的热潮，煤制油、煤制气、煤改气等工程纷纷落地。近日，国家能源局下发规范煤制油、煤制气产业的通知，更是被市场解读为“肯定大方向”的行业“强心剂”，相关项目密集上马。

专家表示，在中国“富煤、贫油、少气”的现有条件下，煤炭仍将长期占据我国能源结构的主体地位；加之煤制气、煤制油等技术面临多重瓶颈，难以规模化发展。因此，各地不宜盲目“去煤炭化”，而应从煤炭的清洁高效利用入手实现节能减排目标。

“去煤炭化”项目一路狂飙突进

近年来，中国“去煤炭化”项目一路狂飙突进，主要有“加工”“替换”两种路径“加工”是指通过煤制油、煤制气等方式将煤炭转变为可燃的液态、气态石油石化燃料“替换”主要指“煤改气”，就是用天然气替代煤炭作为锅炉、电厂的燃料。

在煤制气领域，2012年发布的《天然气发展“十二五”规划》提出2015年我国煤制气产量将占国产天然气的8.5%至10.2%，极大提振了企业的热情，单是去年就至少有10余个新签约项目。据“中国煤炭网”统计，截至今年6月，全国共有不同阶段煤制气项目50个，总计划产能2250亿立方米/年，超过去年1700亿立方米的实际天然气消费。

煤制油产业下半年来呈升温态势。神华、伊泰、潞安和晋煤四大煤制油示范项目于2010年就已形成147万吨/年产能，此后受政策影响无新增产能。而今年下半年，受政策利好推动，几大项目相继获得进展。8月，陕西省工信厅和榆林市政府签订战略合作协议推进榆林煤制油产业化发展，计划2020年陕西省煤制油产能达1600万吨，相当于去年全省汽柴油总产量。同样在8月，国家发展改革委对新疆首个煤制油示范项目发放了“通行证”。

“煤改气”步伐提速。2013年出台的《大气污染防治行动计划》提出加强“煤改气”工程建设。中国10余省区市已出台“煤改气”计划，北京已基本实现中心城区“无煤化”，乌鲁木齐天然气供热范围占全市供热面积76%以上。

火电“西电东送”也是“去煤炭化”的一大方式。我国在煤炭资源丰富的西部地区设立了坑口电厂，将电能运往东部，变“运煤”为“送电”。京津冀的大量电能都来自山西、内蒙坑口火电厂。至今“西电东送”仍不断有新工程立项。

耗能、耗水、高成本，“去煤炭化”难成规模

中国中化集团公司原总地质师曾兴球、前中国石油天然气总公司油气资源管理局局长查全衡表示，适度发展煤制油、煤制气，对于能源安全、增加油气替代、清洁利用能源具有重要意义。然而，我国的能源结构以及煤制气、煤制油的技术瓶颈决定了中国不宜大规模推广“去煤炭化”。

首先，煤制气、煤制油能耗高，能源利用率低。煤制气、煤制油的过程需要消耗大量能源，同样发1度电，使用煤制天然气要比直接燃煤多消耗1/3的煤炭资源，反而降低了能源利用率。

其次，煤制气、煤制油以及“西电东送”建立坑口火电站耗水量大。一般1吨煤能生产1110立方米的天然气，需耗6吨水，排放的二氧化碳是普通天然气工厂的7倍。在煤制油过程中，耗4吨煤、10吨水才能转化1吨燃油，比原油精炼的二氧化碳排放高出近10倍。在煤炭富集地区建坑口火电站也需消耗大量地表水。值得担忧的是，我国全部的煤制油项目、70%以上的煤制气项目以及大部分“西电东送”的火电项目都位于缺水的西北地区。

第三，“煤改气”加剧天然气供应紧张局面。去年入冬后，由于“煤改气”，西安有10余万居民家庭取暖受影响。如在长春推行“煤改气”，天然气年消耗量将达30亿立方米，超过全省天然气总产量。专家指出，煤炭占我国能源消耗量的68%，进口依赖度约8%；而天然气占我国能源消耗量的6%，进口依赖度约32%。多用煤、少用气是最现实的选择。

基于上述原因，“去煤炭化”的能源成本居高不下，难以规模化推广。有关部门已意识到问题所在，为规范产业发展，2010年国家发展改革委发布了《关于规范煤制天然气产业发展有关事项的通知》。近日，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》，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。

多管齐下探索煤炭清洁利用之道

“去煤炭化”的本意在于摸索能源的清洁高效利用，然而，在现有技术条件下，“去煤炭化”反而降低了能源利用率、加重了环境负担。因此，政府在出台相关产业规范的同时，还需进一步科学规划煤制气、煤制油、煤改气等技术的研发与项目的实施，避免资源浪费；更重要的是，应从供应、生产、消费等环节入手，抓好煤炭的清洁利用。

首先，提高煤炭燃烧集中度。环保部环境与经济政策研究中心研究员王汉臣估计，我国约有20%的煤炭消费是分散燃烧的，用于工业锅炉、农村取暖、餐馆等，这些地方无法像火电厂一样采用环保装置脱硫、脱硝、除尘，造成了严重污染。因此，削减分散燃煤是节能减排的关键一步。

其次，保证煤炭生产的清洁高效。盘古智库学术委员、国能中电能源有限公司董事长白云峰表示，煤炭洗选加工不力是造成环境污染的重要原因。洗煤、选煤等工序可以去除煤炭中40%至70%

的粉尘、20%至 40%的全硫，减少煤炭运输、使用过程中的污染。而我国由于煤炭分散开采、技术滞后，洗煤、选煤力度仍有待加强。

第三，提高煤炭的清洁燃烧程度。盘古智库和国能中电近日发布的一份报告中提出，燃气未必比燃煤环保，通过综合治理，火电厂的大气污染物排放指标甚至低于燃气电站排放指标，实现“近零排放”，长期来看，还可因节能而降低电厂成本。目前，以国能中电公司在上海外高桥三电厂的示范性工程为起点，长三角地区各省、山东、河北等省以及各大电力集团纷纷开展了“近零排放”的研究和实施。

专家建议，我国应大力支持煤炭清洁利用示范项目的推广，尤其在人口密集、水资源丰富的东部地区发力煤炭清洁利用。同时，借“十三五规划”即将出台的契机加强顶层设计，建立国家级煤炭清洁利用协调机制，整体推进煤炭在全行业、全产业链的清洁利用。

经济参考报 2014-09-29

地热能

美国多个州致力地热能开发

美国能源信息管理局今日能源网站近日报道，地热发电不再只局限于加利福尼亚州，地热能源产业已经挺进西部多个州。美国 2001 年以来新建了 30 个 1 兆瓦以上的地热发电站，其中只有 7 个在加利福尼亚州，16 个位于内华达州，其余的则分布在俄勒冈州、爱达荷州、犹他州和夏威夷州。

从 1997 年开始，地热已经成为美国电力的一个虽然量小但是持续稳定的来源。虽然大部分新建成的地热发电站规模相对较小，然而在 2008 年到 2013 年之间，全国地热发电量还是增加了 11%。美国目前正在运行的常规发电站有 64 个，总发电装机容量近 2700 兆瓦，地热发电量占美国 2013 年总发电量的 0.4%。

地热资源在美国西部地区非常丰富，但大部分地热电站集中在加利福尼亚州。2013 年，全国地热发电量中超过 3/4 来自加利福尼亚，主要是因为该州拥有高品位的地热资源和有利的政策及市场环境。位于加利福尼亚南部距旧金山西北约 120 公里的盖塞尔斯地热田是世界上最大的地热发电站群所在地，拥有超过 700 兆瓦的地热发电装机容量。但是近年来，西部各州也高度重视地热能源开发，自从 2001 年开始，越来越多的新增地热发电站已经落户西部其他州。

与通过燃烧煤炭或其他化石燃料加热水产生蒸汽来驱动涡轮机的传统热电站不同，地热电站是通过开发地下储藏的地热蒸汽或热水中的热量来发电，发电方法同其他汽轮发电机一样。

迄今为止，世界上绝大多数地热能源项目开采的都是地下深处自然渗透岩层中的高温流体。过去近十年来，由美国科学家倡导研发的增强型地热系统技术与开采渗透岩层中的地热资源传统方法不同，它是通过人工营造地下热储，从本来不具经济价值的干热岩层中采集能量。

增强型地热系统发电站通过高压水力压裂不渗透性高温岩层来获得发电所需的地热流体，与页岩气开发类似，压裂可能引发有感地震。2009 年在瑞士的巴塞尔，一个增强型地热系统发电站就因为诱发了地震事件而被取消。虽然类似事件是罕见的，但是美国能源部已经为此制定了一系列防范措施。

美国第一个商业规模的增强型地热系统发电示范工程项目位于内华达州的 Desert Peak East，已于 2013 年正式投入运营。

地热发电基本上为零排放，而且有别于风能和太阳能等间歇性能源，地热电站提供的是便利、可调度的稳定基载电源。

中国科学报 2014-09-24

各国地热发电利用经验及近况

美国

美国南卫理公会大学地热实验室的研究人员最新测绘发现，美国境内地热发电能力超过 30 亿千瓦，是燃煤的 10 倍。美国地热资源协会统计数据表明，美国利用地热发电的总量为 220 万千瓦，相当于 4 个大型核电站的发电量。虽然美国地热资源储量惊人，但利用率不足 1%，主要原因是现有的地热开发技术成本太高，平均每钻入地下一英里(1 英里约合 1.6 公里)就需要几十个金刚石钻头，而一个钻头至少要 2000 美元，因此地热的发展相对较为缓慢。

冰岛

冰岛所有电力都来自水电、地热发电等清洁能源，同时该国还建起了完整的地热利用体系，所有供暖系统也都使用地热。按照冰岛国家能源局的数据，如果每年用在取暖上的石油为 64.6 万吨，用地热取代石油，冰岛可以减少 40% 的二氧化碳排放。得益于水力和地热资源的开发，冰岛现在已成为世界上最洁净的国家之一。

意大利

意大利是世界上第一个利用地热发电的国家。1913 年第一座装机容量为 0.025 万千瓦的地热电站建成并投入使用，标志着商业性地热发电的开端。截至 2005 年，意大利全国地热发电装机容量达到 79.1 万千瓦。意大利发电的主要区域是在托斯卡纳地区，地热发电能满足该地区 35% 的用电需求，占该地区电力生产的 40% 以上。

墨西哥

墨西哥是全球第四大地热发电生产国，装机容量为 95.8 万千瓦，占全球地热发电量的 7%。位于墨西哥墨西哥卡利谷地的 CERRO PRIETO 地热发电站是全球第二大地热发电站，其装机容量为 72 万千瓦，但目前产量为 54 万千瓦。

菲律宾

菲律宾是地热发电发达国家，该国地热发电量仅次于美国，位居全球第 2 位，接近其国内总发电量的 20%。菲律宾的地热发电开发始于 1977 年。菲律宾过去只有高温地热可以作为能源利用，借助于科技发展，人们已经可以利用热泵技术将低温地热用于供暖和制冷。2009 年，该国政府正就 10 处地热资源开发项目进行招标，同时还有 9 项合作正在与公司直接进行商讨，这些合作总共将开发 62 万千瓦的地热能源。该国政府还针对参加企业制定了优惠政策，相关业务顺利扩大。菲律宾能源部制定了在 2030 年之前将现有发电量增加到 1.7 倍左右的目标。

印度尼西亚

印度尼西亚地热能源已探明储量达 2700 万千瓦，占全球地热能源总量的 40%。但目前仅有不到 120 万千瓦的地热资源得到开发。印尼政府目前积极推动地热电站的发展，除了不对地热项目运营和建设所需的技术或设备征收关税外，还推出 198 亿美元的可再生能源投资预算，期望不久的将来利用地热产生 687 万千瓦的发电能力来缓解印尼紧张的电力供应。印尼哇扬文度地热发电站是目前世界领先的地热发电厂。电站拥有 40 个地热井、2 个机组，总装机容量为 22.7 万千瓦。印尼政府大力倡导使用地热能，政府已经定下指标，到 2025 年利用多样化能源，地热用量将增至 5%。

日本

日本作为火山岛国，地热资源量为 2347 万千瓦，是全球第三大地热资源国。东日本大地震引发的核电站事故以来，日本为了确保国内电力供应，大幅增加海外燃料用资源进口，随着国际能源价格的上涨，电力公司不得不上调电价。为了缓解企业和居民的用电负担，日本出台《再生能源法案》，鼓励自主发电的同时，加快了地热发电等再生能源开发利用步伐。

德国

2013 年 11 月 11 日，德国第一座利用地热发电的发电站正式投入运行。该发电站位于德国东北部，计划为该地区 500 户人家供电。电站在地下 2000 米、温度达 97 摄氏度，高温产生的能量转化为蒸汽，依次驱动水面的涡轮产生电能。德国境内土壤蕴藏着大量潜能，其地下 3000~4000 米深处

的温度在 100~170 摄氏度之间。目前德国的地热资源使用率仅占全国能源需求量的 0.0003%。

中国发电 2014-09-19

地热能应用迎来“第二春”

“我搞了大半辈子地热，每次听到大家把地热放在太阳能、风电等可再生能源的‘等’里，我特别不服气！”在日前于杭州举行的“第六届中国地源热泵行业高层论坛”上，中科院院士汪集旸的一句独白，点破了储量巨大、潜力无限的地热在能源，特别是发电领域“有名无实”的尴尬现状。但在非电领域，以地源热泵为代表的地热直接利用已进入规模化大发展的历史节点，而在举国治霾的大背景下，一系列利好政策的出台也明确昭示出一个信号——地热能产业已进入了一个崭新的春天。

地源热泵：地热利用的成熟范例

在地热能的实际应用中，地源热泵是一个重要而成熟的方向。浙江地源热泵系统制造商陆特能源的一名技术人员告诉记者，空调系统在建筑能耗中占比超过 50%，在举国治霾的背景下，其节能需求和潜力均十分巨大，而地源热泵恰能很好地胜任这一角色。地源热泵是一种利用地下浅层地热资源，既能供热又能制冷的高效节能环保型空调系统，通过输入少量的高品位能源（电能），即可实现能量从低温热源向高温热源的转移。

中国能源研究会地热专业委员会主任田延山指出，经过短短 20 年的发展，地源热泵产业已在中国能源市场取得了举足轻重的地位，在举国治霾的大背景下，这种具有清洁特性的地热利用方式非常值得期待，但这个前景无限的产业也面临着一些困扰。

据了解，上世纪 90 年代，地源热泵首次被引入中国，目前市值已从最初的不足数十万元增加到百亿元。截至 2013 年底，中国地源热泵利用面积已经超过 3 亿平方米，但其市场占有率仅为 8%，与发达国家 30%至 60%的数字相比仍有巨大差距。

田延山认为，关于地源热泵，国家的支持政策仍有加码空间。“老百姓家里安装的普通空调，用电是民电，但上了地源热泵就变成了工业电”。田延山还呼吁业内企业更多重视技术研发，“现在好的技术都是引用国外技术，我们能不能拥有具有中国特色的核心技术？”

地热发电值得期待

相较于方兴未艾的地源热泵，地热能另一个理论上的核心应用——发电，还未进入“方兴”的阶段。

汪集旸院士指出，地球已经存在了 45 亿年，根据我们对地球放射元素的测算，它还能活 45 亿年，“也就是说，现在的地球正处于壮年期，能量巨大，这几年地震频发就是例证，但这是负能量，地热能则是典型的正能量”。

汪集旸认为，地热能有四大优点：“一是资源量巨大，不比太阳能、风能小；二是能源利用效率高，是太阳能的 5.4 倍、风能的 3.5 倍，且发电稳定，不是垃圾电；三是具有成本竞争力，至少没有光伏那么费钱；四是干净，减排优势很明显，治霾为地热产业发展创造了一个非常好的发展机遇。”

据汪集旸介绍，除了西藏和云南腾冲，中国的浅层地热资源大部分属于中温（90 度至 150 摄氏度）和低温（低于 50 摄氏度）资源。目前中国的地热利用已成规模，但远远不够，因为“地热发电始终上不去，热泵占到了 70%”。“就高温地热发电而言，我国滇藏地热带差不多能有 300 万千瓦，现在的实际装机还不到这个数字的 1%，三、四十年都没变。”

好消息是，国家层面已开始重视不温不火的地热。今年 7 月 10 日，国家能源局和国土资源部联合下发通知，要求各地编制本省（区、市）地热能开发利用规划，并于 12 月底前上报。通知明确，地热能开发利用规划以浅层地温能供暖（制冷）、中深层地热能供暖及综合利用为主，同时具备高温地热资源的地区可发展地热能发电，远期发展则侧重中温地热发电和干热岩发电。国家能源局局长吴新雄更在公开场合给出了短期发展目标：到 2015 年全国地热能供暖面积力争达到 5 亿平方米、地热发电装机容量达到 10 万千瓦、地热能年利用量折合标煤 2000 万吨。

汪集旸认为，这份通知的下发意味着“地热的第二个春天到来了”。“第一个春天出现在上世纪70年代石油危机爆发期间，李四光部长提出要大力发展地热，后来慢慢又凉了，我们搞地热的都憋了一口气。”

完美破解南方供暖难题？

2012年冬和2013年春交接之际，社会和网络上掀起了我国南方冬季供暖问题的大讨论，但至今未见官方定论。中国能源研究会地热专业委员会主任郑克棧认为，南方不供暖是计划经济时代的遗物，已不适合时代发展，而地源热泵是解决南方冬季供暖难题的最佳选择。

世界卫生组织推荐的最低室内温度是16到18摄氏度，而我国南方很多省市一月份的平均低温在5摄氏度以下。郑克棧认为，南方不应也没有必要像北方一样搞区域集中供暖。

“从资源禀赋看，南方缺煤少油，如果供暖与发电争煤，显然是不可取的。另外南方供电本就紧张，所以不宜使用耗电量大的电阻采暖方式，应该尽量利用可再生能源，节省常规能源，同时减少二氧化碳等温室气体的排放，分散式地源热泵供暖是最佳选择，”郑克棧指出，“从性能系数来讲，燃煤的性能系数是0.6、燃油的是0.9、空调机是1.8，地源热泵则高达3.5。因此发达国家专家认为地源热泵是适用于任何地方的地热能源，也是最节能的单项技术。”

事实上，2013年3月，在欧俄日国土资源部联合召开的浅层地热能源座谈会上，与会专家和南方省市代表一致认为，地源热泵是解决我国南方冬季供暖的最佳选择。

关于地源热泵供暖的经济可行性，郑克棧坦言地源热泵系统的初期成本高于其他供暖方案，“但如果算上运行成本，地源热泵是最便宜的和最节能的”。

中国能源报 2014-09-23

华东工程河北地热项目信誉家园1井通过完井验收

9月17日，由华东工程六普30551井队施工的信誉家园1井完井，经过当地政府相关部门与中石化绿源公司现场验收，该井出水量74立方米/小时，出口水温85摄氏度，达到了信誉家园1井设计要求和钻探目的。

信誉家园1井是中国石化绿源地热能开发有限公司河北分公司在故城地区钻凿的第一口地热井，设计井深3000米，设计钻井周期52天。该井位于河北省衡水市故城县信誉家园小区，施工过程中30551井队不断强化员工安全意识和环保意识，坚持生产组织靠前，该井于8月30日完钻，完钻井深3000.33米，钻井周期46.88天，较设计提前5.12天，经过半个多月的测试，出水量与出口水温均达到了设计要求，圆满完成了这口井的钻探作业，得到了地方政府相关部门及甲方的认可，在河北地热市场赢得了好的评价。

中国石化新闻网 2014-09-25

生物质能、环保工程

生物质化学利用国家工程实验室项目通过验收

9月3日，国家林业局科技司组织由南京林业大学、北京林业大学、南京工业大学等单位技术、基建、财务专家组成的专家组对林化所承担的生物质化学利用国家工程实验室项目进行了验收，国家林业局科技司副司长杜纪山、中国林科院副院长储富祥出席验收会。

验收委员会专家参观了工程实验室公共服务平台、创新研发平台、以及工程化验证平台，听取了工程实验室负责人的项目汇报。生物质化学利用国家工程实验室项目实际完成投资3652.49万元，其中专项投资1000万元，中国林科院林化所配套2652.49万元，于2013年完成建设任务，建成由分析检测中心和产品评价中心组成的公共服务平台，由生物质定向热解气化实验室，生物质液化实验室，生物基材料实验室，生物基绿色化学品设计实验室，系统工程模拟与数控实验室等组成的创

新研发平台，以及由生物质热解气化和非木质资源绿色合成组成的工程化验证平台。

在农林剩余物多途径热解气化联产炭材料关键技术开发、生物质替代有害原料制备聚氨酯节能环保保温材料关键技术开发等方面开发代表性工程化成果 6 项，获得国家省部级科技奖励 14 项，其中国家科技进步二等奖 2 项，省部级科技奖励二等奖 6 项，梁希奖 4 项，第十五届中国专利优秀奖 2 项；制修订国家及行业标准 43 项；申请国家专利 371 件，授权国家专利 204 件，其中美国、瑞士、日本国际发明专利 3 件；服务行业企业 150 余家。整体成效显著。

听取汇报后，验收委员会经质疑、讨论，一致同意生物质化学利用国家工程实验室项目通过验收。并认为，工程实验室建设以来，以可再生生物质资源为对象，以资源综合高效高值利用为目的，通过热化学转化、绿色合成等化学资源化利用技术，开发生物质新材料、生物质化学品和生物质能源等环境友好型产品，重点突破关键技术和工程化技术集成开发，大幅度提高了我国生物质资源利用的技术水平，显著提高了本领域科技成果转化、技术研发能力、科技领军人才培养能力、技术辐射与服务能力等行业自主创新能力。

国家林业局科技司、计财司有关处室，中国林科院科技处、计财处有关负责人等参加了验收会。

国家林业局网站 2014-09-18

有必要大力推进生物天然气

我国天然气生产革命的路径选择究竟应该是煤制气、页岩气还是生物天然气，笔者认为，欧盟国家的成功经验值得我们高度重视。

鉴于采用水力压裂法开采页岩气，会对水 and 环境造成严重污染，美国的数个州，以及法国、瑞士、保加利亚和南非等国已通过立法，禁止开发页岩气。今年 7 月，德国政府也宣布未来七年中止页岩气钻探，并计划 2015 年初制定相关法令。

同样，对煤制天然气而言，因为其生产过程需要大量消耗水，还要大量排放 CO₂ 等温室气体，煤制天然气技术虽然早在 40 多年前就已获得突破，但一直没有得到推广应用。迄今为止，全球只有在美国的大平原合成气公司还在坚持利用当地盛产的低、劣质褐煤生产天然气，然而由于其成本仍缺乏与常规天然气的竞争力，该企业不得不将一部分产能转用于产值更高的合成氨（氮肥），才能维持正常运行。

不少欧洲国家，特别是北欧国家煤炭（尤其是褐煤）资源丰富，但他们从不考虑发展煤制天然气。相反，他们对发展生物天然气却情有独钟。

生物天然气是沼气经过净化和提纯、达到常规天然气的质量而成。后者来自畜禽粪便、工业有机废水、城市污水、生活垃圾和沼气能源作物的微生物发酵，也可来自木质化原料的热化学合成。

近 20 年来，生物天然气在不少欧盟国家已开始“成气候”。除了芬兰和瑞典等早在“二战”期间就有用沼气替代汽/柴油的经验之外，据欧洲生物质协会（AEBIOM）统计，2012 年，欧洲国家的沼气厂（发酵法）总数有 13812 家，沼气净化提纯厂有 232 家，年产用于发电和供热的沼气可折合 81 亿方生物天然气，制成的生物天然气（主要为车用）产量达到 14.5 亿方。据预测，到 2020 年，欧洲生物天然气的产业理论潜力可达 2000 亿方 / 年。

欧盟国家发展生物天然气的最主要经验是，高层决策者有大幅降低温室气体排放量和改善（空气、水）环境质量的强烈意愿，有摆脱天然气几乎全部依赖从俄罗斯进口困境的意愿。这种意愿被落实到生物天然气产业的一系列相关扶持政策当中，从而推动了其大力发展。不少国家如瑞典，德国，瑞士及荷兰等，都制定了开发生物天然气的中长期发展规划和目标，成为该国众多社会资本进入该领域的“定心丸”。生物发酵技术生产天然气技术比较成熟，原料数量毕竟相对比较有限，而原料来源非常广阔（林木类废弃物/下脚料和能源灌木）的合成技术生产天然气基础尚为薄弱，通过组织产学研结合，经十余年努力，目前，木质类原料气化-甲烷化生产合成生物天然气的技术合作攻关，已取得重大突破，进入商业化生产。

我国的沼气—生物天然气的资源潜力巨大。近几年来，中国国内也已开始出现一批敢想敢干的

生物天然气企业，起到良好的示范作用，正产生着越来越大的影响。

采用发酵法，1吨有机垃圾约可生产150-200方沼气。我国畜禽养殖场废水、工业有机废水和城市污水三项合计的COD排放量超过1亿吨，到2020年将增至2亿吨，届时每年至少可产生830亿方沼气。我国可用生产沼气的农作物秸秆有2亿吨/年以上，加上生活污水处理产生的剩余污泥4000万吨/年，以及种植的沼气能源作物，年产沼气总量可共计2000亿方，每年可替代约1300亿方天然气。至于用木质原料生产气化合成生物天然气，资源潜力更大，仅每年3.5亿吨的废弃的林业“三剩物”（抚育、砍伐和加工过程的下脚料及废弃物）可产出1100亿方的合成天然气。如果在边际性土地种植一部分能源灌木，合计可达2000亿方/年。因此，两大类生物天然气的总资源潜力高达年3300亿方。

为此，建议国家能源主管部门谨慎发展页岩气；严格控制煤制气；大力推进生物天然气；尽早上马合成生物天然气。

值得注意的是，页岩气当前之所以能在美国“一枝独秀”，是与美国国内学者和企业家长达一百多年的研发、在很长时期内并没有多少人看好，但坚持不懈有着密切的关系。一旦突破（2005年），在短期内产能即超过每年2500亿立方米（2013年），“非常规”的页岩气将占据美国天然气总量的“半壁江山”。真正体现出了创新的巨大作用。当前在欧盟国家，生物天然气产业的研发也在演绎着类似的情景，目前已开始显示出最终帮助欧洲摆脱依赖俄罗斯进口天然气的光明前景。

中国天然气产业要走出新路，也需要踏踏实实、敢闯新路的探索。生物发酵法和热化学合成法两类生物天然气十分符合我国国情，值得大力研发，扎扎实实下苦功夫。

（作者系中国农业大学教授，农业部原科技司司长）

中国能源报 2014-09-15

中国有望用生物新能源再造一个大庆油田

记者从17日举办的中国国际能源产业博览会上了解到，中国正大力推进从各种生物废料中“掘金”，未来有望用这种新能源再造一个大庆油田。

“目前技术已不是问题。”中国科学院院士李洪钟会议期间在有关论坛上说，但中国面临生物原料分散、能量密度低的现状，生物质新能源转化工厂的小规模、区域化将是发展趋势。

据李洪钟介绍，中国每年有2亿吨的林地废弃物、7亿吨的年作物秸秆和25亿吨的畜禽粪便及大量有机废弃物，生物技术产业潜力巨大。他引用有关数据说，未来中国若能建成1000个生物质转化工厂，年产石油能力预计在5000万吨左右，相当于一个大庆油田。

“生物质新能源的优点是分布广、储量大、环保，缺点是热值及热效率低。”他说，近年发展工业生物技术、寻求化石资源的替代已经成为中国社会经济可持续发展的重大战略方向，国家也做了相关规划，效果明显，但目前生物原料运输和收集成本较高、发酵效率低的问题仍然待解。

在中国，人们习惯于将秸秆用作柴火烧掉。近年来，一些农村地区采取了过度集中燃烧的做法，造成了严重的空气污染。

专家说，生物质燃烧产生的四氧化氢是重要的温室气体之一，其温室气体效应对全球变暖产生的影响是12%至19%，最好的做法是将其变成燃油和化学品。

中科院老科学家科普演讲团博士李皓称，把能源白白烧掉非常可惜，而中国目前掌握的技术在农村地区已经得到推广应用。

她说，在农村，人们用机器把秸秆、稻草、木屑等压成块状，把资源储存起来慢慢用，可以用来解决取暖、烧火、饲料等问题。这种机器体型较小，便于农民在家门口加工使用。而生物质炉灶的独特设计也使秸秆可以充分燃烧，不产生烟雾。

记者从能博会上了解到，生物质能源除了用来做燃料，还可以发电。世界上已有多个国家提出了明确的生物质能发展目标，这一领域的新技术发展空间巨大。

新华网 2014-09-18

2013年浙江生活垃圾焚烧发电达29.8亿千瓦时

24日，记者从2013年浙江省电力行业节能减排情况新闻发布会上获悉，截至2013年年底，浙江省城镇生活垃圾焚烧发电企业共38家，年发电量29.8亿千瓦时，比上年增长30.7%，年垃圾焚烧处理量约800万吨。

垃圾是放错了地方的资源。让垃圾变资源，焚烧发电是一条可选的道路。

今年7月，国家发改委发布《国家重点推广的低碳技术目录》，生活垃圾焚烧发电技术入选《目录》。媒体报道称，预计未来5年，国家将投入260亿元，生活垃圾焚烧发电技术在市政生活垃圾处理领域的推广比例可达30%，日处理垃圾量可达10万吨以上，可形成年碳减排能力765万吨二氧化碳。

2013年度《浙江省电力行业节能环保白皮书》显示，从2009年开始浙江城镇生活垃圾焚烧发电企业逐年提高，从25家发展到38家。作为发电种类之一，截至2013年底，38家发电企业年发电量29.8亿千瓦时，比上年增长30.7%，年垃圾焚烧处理量约800万吨。

“2013年浙江实际处理垃圾量1361万吨，垃圾处理方式已基本形成焚烧和填埋并重的格局。”浙江省环保厅副厅长虞选凌说。

垃圾焚烧发电兼顾无害化、资源化以及减量化等优点成为垃圾处理的新方向，但也遭遇到了邻避效应。近期，杭州余杭中泰垃圾焚烧厂在规划选址过程中，便遭到了一些当地民众的反对。

“浙江填埋空间有限，相比填埋，垃圾焚烧发电即可大幅减少占地面积，又能获得电力资源，减少地下水对土壤的污染。”虞选凌介绍说，目前中国垃圾发电成为垃圾处理的主要方式之一，全国在建的生活垃圾焚烧发电厂约380座。

另外，记者了解到，作为垃圾发电的种类之一，目前浙江有5家污泥焚烧发电企业，2013年发电量7.6亿千瓦时，比上年增长4.1%，年焚烧污泥量136万吨。

“焚烧发电的污泥，来自造纸厂、印染厂和生活污泥，污泥处理也是社会管理的一块。”浙江省经信委副主任蔡刚介绍，这是一种处理污泥的新途径，此外还可利用水泥厂一并处理，但目前还只开了头，接下来还将继续推进污泥资源化利用工作。

中国新闻网 2014-09-25

潘岳：实施新环保法 加紧制度创新 推动绿色转型

环境保护部副部长潘岳在22日召开的2014年全国环境政策法规制工作研讨会上强调，新修订的《环保法》贯彻了中央关于推进生态文明建设的要求，各级环保部门要以实施新《环保法》为抓手，加紧制度创新，推动国家绿色转型和经济结构调整。

潘岳指出，十八届三中全会明确要求必须建立系统完整的生态文明制度体系，这就要求我们环保系统要进一步加快制度创新。

环保系统要完善统一监管机制。新《环保法》明确赋予了环保部门统一监督管理等多项“统一”职能。目前，由于部门之间的相互制约等因素，环保部门在实行统一监管上存在较大困难。要加快完善相关配套机制，积极主动争取有关部门的配合和政府的支持，并试行落实职责的联合机制，为体制改革奠定基础。

环保系统要积极参与宏观综合决策。新《环保法》明确环保规划要与城市、土地等规划相衔接。环保部门要放眼长远，更深地介入目前的国家和地方规划体系，把环保的本质要求体现在所有规划中，抓住政策环评这一实现科学决策、推动绿色发展的重要制度，抓紧完善协同机制、建立评估规范；对区域限批既要用好用足，又要严格规范。

环保系统要切实强化环保部门监测职能。新《环保法》对环境监测给予了特别重视，不仅要求健全环境监测制度，而且要求建立环境资源承载能力监测预警机制、环境污染公共监测预警机制、环境与健康监测制度。要严格落实新《环保法》关于环境监测的要求，理顺环境监测和督查体制，切实履行环境监测职能，充分发挥环境监测的重要作用，加快环境监测专项立法。

环保系统要全面推进环境信息公开和公众参与。进一步完善建设项目环评、排污单位监管等方面的信息公开，健全举报违法、公益诉讼等公众参与的程序机制。

环保系统要充分发挥环境经济政策的作用。新《环保法》规定了一系列环境经济政策，国务院最近批准发布了关于排污权交易试点的指导意见。要借助新《环保法》的契机，进一步完善相关环境经济政策措施。

环保系统要加快推进配套立法和制度建设。新《环保法》明确授权地方立法可以针对按日计罚的适用范围作出补充规定，正在修订的《立法法》草案将地方立法权扩大到设区的市级城市。各地环保部门特别是有地方立法权的环保部门，应当充分利用地方立法权限，加快地方相关环境立法，以保障新《环保法》的有效实施。

潘岳说，我国经济社会发展面临新常态，环境保护工作面临诸多新问题。这次政策法制研讨会，就是要提出系列重大问题供大家讨论，通过讨论交流，推动环保领域的改革创新，在环保政策法制方面理出思路。

为此，潘岳提出一系列研讨题目：对新型环境污染问题是否有预研预判和应对策略？如何真正将资源消耗、环境损害、生态效益指标全面纳入地方各级党委政府考核评价体系并加大权重？是否应将一些与人体健康相关的指标尽快纳入减排指标体系？能不能通过政策环评、规划环评，实现城镇化更科学规划和更合理布局？如何通过强化环保准入和监管等一系列新政策大幅降低工业污染？如何探索新机制、新方法吸引更多社会资本参与到环保领域？如何通过加大信息公开力度促使排污企业从被动应付执法监管到主动接受社会监督？如何构建尊重生态系统方式的生态环境保护体制？如何应对西方今后的绿色壁垒和环保压力？

全国人大法工委行政法室主任袁杰、最高法院环境资源审判庭庭长郑学林、司法部司法鉴定管理局局长霍宪丹、中国环境规划院副院长王金南分别就《新〈环境保护法〉解读》、《环境审判专门化及环境公益诉讼若干问题》、《司法鉴定与纠纷解决》和《探索生态环境资产核算，构建生态文明制度体系》做了专题讲座。参加会议的各省（区、市）环保厅（局），新疆生产建设兵团环保局，解放军环保局，辽河保护区管理局，环境保护部环境监察局、应急中心、各环保督查中心、政研中心、环境规划院，及浙江省、重庆市、广州市相关负责人共 120 余人，围绕全力实施新《环保法》和新形势下的新问题，结合实际工作展开热烈研讨，发言十分踊跃，为推进生态文明制度创新建言献策。

中国环境报 2014-09-24

上半年四项污染物排放量同比均下降

西藏三项污染物排放指标均同比上升

环保部 9 月 24 日向媒体通报《2014 年上半年各省、自治区、直辖市主要污染物排放量指标公报》显示，上半年全国 4 项主要污染物排放量同比均下降。

氮氧化物减排创造最好成绩

环保部的核算结果表明，今年上半年全国化学需氧量排放总量 1172.2 万吨，同比下降 2.26%；氨氮排放总量 122.5 万吨，同比下降 2.67%；二氧化硫排放总量 1037.2 万吨，同比下降 1.87%；氮氧化物排放总量 1099.5 万吨，同比下降 5.82%。

2013 年上半年，全国化学需氧量、二氧化硫、氨氮、氮氧化物排放总量分别为 1199.3 万吨、125.9 万吨、1056.9 万吨、1167.5 万吨。对比数据发现，今年上半年氮氧化物减排创造了“十二五”以来最好成绩。数据显示，今年上半年全国氮氧化物排放量同比减少了 68 万吨。

环保部相关负责人指出，2014 年上半年，全国新增火电脱硝机组 1.2 亿千瓦，脱硝装机容量累计达 5.5 亿千瓦，占火电总装机容量 62.5%；2830 万千瓦现役火电机组脱硫设施实施增容改造；7500 万千瓦火电机组拆除脱硫设施烟气旁路，无旁路运行脱硫机组累计达 4.75 亿千瓦；6950 平方米钢铁烧结机新增烟气脱硫设施，已脱硫烧结机面积累计达 9.4 万平方米，占烧结机总面积 69%；1 亿吨水泥熟料产能新型干法生产线新建脱硝设施，脱硝水泥熟料产能累计达 8.2 亿吨，占全国新型干法总

产能 57%；3512 个畜禽规模养殖场完善废弃物处理和资源化利用设施，化学需氧量和氨氮去除效率分别提高 6 个和 26 个百分点；淘汰黄标车和老旧机动车 220 多万辆，持续推进造纸、印染、电力、钢铁、水泥等落后产能淘汰工作。

西藏、新疆四项指标低于全国水平

从公报来看，京津冀三省市今年上半年化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物等四项污染物均实现减排。其中，北京上半年氨氮排放 0.95 万吨，比去年同期减少了 5.95%，减排比例全国最高；天津是全国氮氧化物排放量下降最多的省份，上半年氮氧化物排放量 14.42 万吨，比 2013 年 16.14 万吨同比减少了 10.67%。

煤炭大省山西 2014 年上半年四项污染物减排量也均呈同比下降趋势。山西省 2014 年上半年化学需氧量排放总量 23.35 万吨，与 2013 年上半年相比下降 2.72%；氨氮排放总量 2.79 万吨，同比下降 2.05%；二氧化硫排放总量 64.57 万吨，同比下降 3.51%；氮氧化物排放总量 55.58 万吨，同比下降 8.01%。

值得注意的是，西藏、新疆四项指标污染物减排幅度均低于全国平均水平。其中，新疆自治区、新疆兵团二氧化硫和氮氧化物排放量均呈现同比上升趋势。其中，新疆兵团二氧化硫排放量和氮氧化物排放量均呈现 27.84%、37.8% 的两位数同比增长。

而西藏除了氨氮排放量没有变化外，其余三项污染物排放指标均是同比上升。化学需氧量排放量同比增 4.48%、二氧化硫排放量同比增 9.95%、氮氧化物同比增 2.44%。

中国能源报 2014-09-29

环境保护部办公厅关于界定生物质成型燃料类型有关意见的复函

环办函[2014]1207 号山东省环境保护厅：

你厅《关于界定成型生物质燃料类型有关问题的请示》（鲁环发〔2014〕110 号）收悉。经研究，现函复如下：

一、根据《关于划分高污染燃料的规定》（环发〔2001〕37 号），未将“生物质成型燃料”划分为高污染燃料。近年来，生物质成型燃料技术发展迅速，在使用专用锅炉并配套袋式除尘器的条件下，烟尘、二氧化硫和氮氧化物等污染物排放浓度较低，可以达到相关标准的限值要求。

二、生物质成型燃料在燃烧不完全或污染治理设施运行不正常的情况下，都有可能造成一定程度的空气污染。考虑到部分城市目前在燃煤锅炉清洁能源改造工作中存在的清洁能源保障不足问题，我部原则同意在使用专用锅炉并配套袋式除尘器的条件下，由城市政府结合本行政区实际情况决定是否允许生物质成型燃料在高污染燃料禁燃区内使用。

三、生物质成型燃料属于可再生能源，是一种较好的煤炭替代燃料。我部将与相关部门密切配合，进一步完善技术标准和政策法规，促进生物质燃料的推广使用。

特此函复。环境保护部办公厅 2014 年 9 月 21 日 抄送：其他各省、自治区、直辖市环境保护厅（局），环境保护部各环境保护督查中心。

环境保护部办公厅 2014-09-29

太阳能

分布式光伏推广难在哪儿？

一面是投入高成本努力寻找用户的服务商，一面是缺乏信息渠道和投资信心的普通用户，分布式光伏项目的推广过程中最应该解决的是形式还是机制？最缺乏的究竟是方案、服务还是行业准则和保障双方权益的第三方平台？

最近，笔者在新浪博客中看到一篇由浙江某光伏企业撰写的文章，文章开篇即写到“无论是在

媒体上狂甩广告，还是靠低价抢客户，都不如脚踏实地走进小区……我不太相信居民会因为广告而找到千里之外的公司来施工”。文章主要介绍该企业的一次路演，带上光伏组件和资料走进小区，跟用户面对面沟通，为用户进行光伏科普以开拓光伏应用市场。

服务商投入高成本却很难找到潜在客户

不知道英利、汉能的巨资广告有没有真正收到预期的效果，但从媒体的报道篇幅来看已经是狠刷了存在感，剩下的就是如何将“曝光率”转换为实实在在的收益了。其实如何推广分布式光伏一直是个老大难，特别是对于散落在各地的“小而美”的 EPC 企业们(注：EPC 指受业主委托，按照合同约定对建设工程项目的设计、采购、施工、试运行等实行全过程或若干阶段承包的企业)，他们不能动辄拿出几亿来要广告，甚至可能都没有在当地的主流媒体上露脸过。对于这样的 EPC 企业，他们如何拿到单子，如何支撑和持续整个公司的运营？

只有懒死的人，没有饿死的人。对于企业也一样，花不起大钱做大广告，就勤快一点到处跑，找到足够多的人开个讲座，到小区多去普及一下光伏知识，或者花点钱在天猫、淘宝等电商平台上放上自己的产品，或者挂一个单独的网页介绍，投资更多一点的还可以开个体验店啥的来吸引用户。但，这样的投入和收益回报是否对等呢？

就拿小区宣传这种接地气的推广方式来说，至少要三到四个以上的员工去小区宣传，每次应该安排三天左右的宣传时间，如若是一天根本没让小区居民留下啥印象，甚至都可能碰不到真正的潜在用户。而在时间选择上也是个难题，正常工作日去的话，基本碰不到小区居民，能碰到的基本上是老的老、小的小；而周末在小区闲逛的也基本以中老年人为主，有意向安装分布式光伏的人可能坐在车中呼啸而过，基本忽视小区内摆的“摊子”。EPC 企业们投入如此多的人力成本和时间成本能换回几个单子？

9 月初，上海某光伏企业在嘉定一别墅群较聚集的小区门口进行光伏推广活动，那天天气还算好，小区门口闲逛的居民也还算多，可是主动和被动前来咨询的也就 20 来个人左右，其中大部分还是“爷爷”级别的人物，他们询问时也主要是代替自己的孩子来问的，整整一天下来，就只有一两个人进行了深入了解和相关咨询。

当然，光伏推广这事还真不能只计成本和收益，若是将来中国有近一半的家庭都装上了光伏系统，那都是功利千秋的大事。正如有人在其博客中写道的“国人必须放眼长远、忧患未来，不要计较那一砖一瓦之得失。这需要国家动员所有能够动员的舆论工具，营造一个以使用新能源为荣的社会氛围。这项工作比政府发布一个新政策、制定一个新制度，难度大得多、艰巨得多，但又重要得多。”国家能够动员一切舆论工具来宣传一件事本身就是一件大的事，什么样的事件才会让国家如此大动干戈呢？至少从目前来看，国家应该不会动员一切力量来宣传光伏，所以宣传光伏的重任还是落到了光伏业内的每一个人身上。但问题是企业该如何以最小的成本达到最大的宣传效果。

缺乏信任和监督，如何保障双方权益

而另一方面，那些想安装光伏的普通用户也苦于各种阻碍，很难找到最适合自己的服务商。市面上有很多宣传“一站式”服务的 EPC，可真正做到“一站式”的却又少之又少。用户往往会通过朋友介绍或者在网站上找当地的服务商，可是到最后究竟能不能达到自己的预期还是要打上问号。因为除了业内人士和光伏爱好者，真的没有谁会去研究谁家的组件好，谁家的逆变器不错，哪个 EPC 更靠谱，除了电网验收最后并网发电，整个过程中几乎都没有第三方来监督，工程质量如何？系统质量如何？价格是否真的合理？这一切都没人来告诉用户，用户也无从得知，仅能从网站或者朋友，或者朋友的朋友口中略知一二。

一面是要为找用户而投入大成本的 EPC，一面是找不到 EPC 的普通用户，他们之间隔着的绝不仅仅是信息渠道的缺失，还有互相的信任。近期，在联合国开发计划署和世界银行集团等机构从事低碳行业的研究工作的倪欢女士在自家阳台上安装了一套薄膜发电系统。从报道中可以看到，她之前是想安装一个晶硅材料的，后来因为种种原因最终安装了薄膜的系统，而这其中起很大作用的应该是其在光伏薄膜方面创业一两年的校友。

如果倪欢女士恰好在晶硅方面有认识的校友，估计这个系统肯定也不会变成薄膜的了。而且，在安装过程中也还是没有得到真正“一站式”的服务，其支架是其请装修的师傅单独装的，其服务商连接什么标准做、用什么材质、以什么样子的倾角、建材的强度要多强等这些都没告诉倪欢女士，因为该安装服务商并没有做过庭院的项目。如果因为 EPC 自身经验的不足而造成用户的附加成本，这还能算是“一站式”服务吗？

倪欢女士尚还有一位光伏业内的校友，如果是一般的居民，根本不懂任何光伏知识，只是想赶时髦安装一套系统为节能减排做一点点小贡献，那么他该怎么确定自己找到的一定是能为其真正服务到底的 EPC 呢？

而 EPC 又该如何保障自己的权益？河南某 EPC 为了拿到一个家庭项目的单子不惜跋涉千里去外地安装光伏，本身已毫无利润可言的项目却因用户种种刁难到现在也还没拿到款。这种委屈又该向谁诉说？

结束语：

此前有人分析说推广国内分布式光伏的一大难题是分布式光伏发电承包方案与服务的缺失，但是笔者以为，真正缺失的不是方案甚至不是服务，而是缺乏确保 EPC 和用户之间维持信任关系的基本行业准则以及维护和保障双方权益的第三方中立平台。如果随着行业标准化和规范化，再有这样一个第三方中立平台提供独立、客观和全方位的服务，包括丰富及时的光伏系统供求信息，方便快捷的对接服务，项目工程各方面监督等服务，这样不仅可以轻松解决服务商和用户找不到对方的难题，且可以很好地保障双方的权益，促进行业更健康的发展。笔者期待这样一个平台的出现，更相信在市场的有力推动下，这样的第三方平台必将很快出现。

Solarzoom 光伏太阳能网 2014-09-19

广州市光伏项目补贴意见稿：一度电拟补一角钱

自建太阳能光伏发电项目，最高可获政府 200 万元的补贴。昨日，广州市发改委网站公布了《广州市太阳能光伏发电项目建设专项资金管理办法》(征求意见稿)(以下简称《意见稿》)，居民家庭、公共机构建筑和其他类型建筑的太阳能光伏发电项目将享受国家的资金扶持。

根据《意见稿》，如果是居民个人或者单位所属的公共机构建筑，建设太阳能光伏发电项目，将根据这个项目上一年度所发电量为基准，按照 0.1 元/千瓦时的标准进行补助，也就是每发一度电可获补一角钱。而对于建筑物权属人，将以建成的项目总装机容量为基础，按 0.2 元/瓦的标准确定补助金额，一次性发放给建筑物权属人。而单个项目最高补助金额为 200 万元。

目前该办法正处于公开征求意见阶段，公众在 9 月 28 日前可登录广州市发改委网站(网址：<http://www.gzplan.gov.cn>)提交意见，或者将书面意见寄至广州市发展改革委能源处。邮寄地址：广州市府前路 1 号 4 号楼 904 室，邮编 510032。

南都网 2014-09-19

“创新分布式光伏发电融资服务”重在创新

《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》学习之二

“创新分布式光伏发电融资服务”是《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》(国能新能[2014]406 号)一文第十二条的题目，也是笔者今年以来连发十一篇“光伏金融创新”研究所探讨、所呼吁的主要内涵。只要关注光伏融资，必然面对同样现实，难免得出同样结论：事关光伏终端市场，融资问题固然重要，创新融资更加重要。

业内都夸“406 号文”好，好在国家能源局不仅能够看到分布式光伏终端市场中的问题，而且能够提出解决问题的方法；不仅能够看到融资问题已经成为分布式光伏市场中的主要问题，而且指出解决问题的关键——用创新的思维和方式解决问题。

分布式光伏融资必须创新，一方面光伏作为新兴产业，应当尝试融资创新；另一方面现有金融环境的不支持，必须尝试融资创新。

先说前者，从时间上看，光伏的大规模商业化开始至今不过十几年时间，中国大规模终端市场建设开始至今不过三年时间，突出分布式规模化建设也只是今年才开始的事情；从投资形态上看，分布式光伏投资具有资金需求规模大、回收期限长的特征，传统的融资手段，对于那些希望进入这个市场的民营企业支持力度极为有限，于是，迫使他们通过银行融资之外的手段获得光伏终端市场建设资金来源。

再说后者，又基于两层原因：首先是部分传统金融机构仍旧停留在光伏产业产能过剩的观念中；其次是即使部分传统金融机构希望进入分布式光伏市场，但是“406号文”所说的“探索以项目售电收费权和项目资产为质押的贷款机制”，与现实还有很长距离。笔者寻问了几家银行的朋友，在现有的风险控制思维和机制下，“406号文”的美好愿望，对国有企业或可考虑，对民营企业则或难变为现实，或需等待数年。中国光伏发展是不等人的，它决定了分布式光伏融资手段必须创新。

分布式光伏融资创新具体表现在产品创新和方式创新。

产品创新：“406号文”所列举的“鼓励各类基金、保险、信托等与产业资本结合”，也是笔者历时半年的研究结果，理论上它非常适合分布式光伏融资特点，现实中大批民营企业主要采用的也就是这几类融资产品。

方式创新：“406号文”在此方面是下了功夫的，“鼓励银行等金融机构与地方政府合作建立分布式光伏发电项目融资服务平台，与光伏发电骨干企业建立银企战略合作关系……建立以个人收入等为信用条件的贷款机制，逐步推行对信用度高的个人安装分布式光伏发电设施提供免担保贷款”。任何一个研究过“406号文”的人，从字里行间不难体会国家能源局的努力与专业。

创新一定是艰难的，分布式光伏融资创新之难，难在挑战中国现行金融环境。融资难问题不仅是制约光伏产业发展的主要问题之一，也是制约中国经济发展的主要问题之一。为此国家多次高层会议探讨解决中小企业融资难问题，至今收效甚微。因为分布式光伏投资市场是理想的金融产品市场，金融机构的关注力度一定大于对一般产业的关注力度，于是分布式光伏融资创新，理论上会走在一般产业的前面，事实上承担着促进中国金融改革的重任。

国家能源局作为一个国家能源管理部门，能说的话和政策的有效性也就到此了，金融机构能否更多关注这个产业，则是金融机构的事情了。光伏企业此时可以做的事情，就是用最好的产品营造最好的分布式光伏融资创新环境。（作者系中国能源经济研究院首席光伏研究员）

中国能源报 2014-09-22

全球最大分布式光伏项目落户中山

日前，“全球单厂最大分布式光伏项目落户格兰仕”启动会在中山举行。据悉，该项目将利用格兰仕中山生产基地65万平方米厂房的屋顶资源建设，装机规模60兆瓦。采用合同能源管理模式，预计运行后每年可降低用电成本约300万—600万元，相当于每年减排二氧化碳约4万吨。记者采访得知，除格兰仕之外，位于南头镇的长虹中山基地也通过合同能源管理模式建设了分布式光伏项目，另外中山有多家注塑类制造企业也在意向当中。相较于去年9月的市场，合同能源管理项目在中山已有明显的“升温”迹象。

据了解，安装此项目的格兰仕中山基地，功能包括微波炉、空调、冰箱、洗衣机、洗碗机、生活电器等白色家电的研发、制造及漆包线、空调电机、空调压缩机等相关核心配件的研制，最大厂房面积超过3万平方米。格兰仕集团光伏项目负责人梁先生介绍，此次落户的单个厂区分布式光伏示范项目，充分利用了格兰仕中山生产基地65万平方米优质厂房屋顶资源建设，装机规模60兆瓦。

从表面上看，工厂屋顶安装太阳能光伏板后，保护屋面不受日晒雨淋，降低厂房的维修成本，延长了厂房屋面的寿命，同时也起到很好地隔热降温作用。据国内同类项目经验，夏季室内温度可降低3—5℃，能减少空调能耗16%，明显改善工人工作环境。

更为核心的是，格兰仕中山基地全年用电1.8亿千瓦时，该项目年均发电量近6000万千瓦时，约占全年用电量的1/3。仅电费一项，每年可为格兰仕节能降低用电成本约300万—600万人民币，

相当于每年减排二氧化碳约 4 万吨。

据悉，该项目采用合同能源管理模式建设，由南方电网综合能源公司投建，总投入超过 5 亿元，将在 10 月动工建设预计明年 6 月前并网发电。按照此前的测算，估计 8—10 年才可收回投资。

科技日报 2014-09-24

把脉光伏产业发展 共赢新能源未来

9 月 11 日至 12 日，由中国循环经济协会可再生能源专业委员会、中国可再生能源企业家俱乐部、英大传媒投资集团有限公司共同主办的“2014 光伏领袖峰会”在北京召开，此次峰会的主题为“创新、共赢、可持续——共筑光伏未来”。诸多行业专家和企业领袖纷纷为推动中国光伏产业持续健康发展建言献策。“中国是一个光伏制造大国，希望中国的光伏产业为中国的能源革命和全球的能源革命做出新的贡献。”中国循环经济协会可再生能源专委会主任委员李俊峰在对光伏产业未来发展憧憬时，更是做出上述表态。

2004 年到 2013 年这十年，既是中国光伏产业蓬勃发展的十年，也是跌宕起伏的十年。在历经了三次波峰、两次波谷，或者说两次大的过山车之后，光伏产业正在逐步回暖。如今光伏产业从小到大、从弱到强，得到了社会业界的认可。

政策引导促光伏市场健康发展

2013 年，由于光伏产业受到产能过剩，欧美“双反”政策的影响，我国出台了一系列的政策，所有政策都是围绕着“救市”两个字。在利好的产业政策扶持下，光伏市场迅速扩大。今年，政策的主题由“救市”变成了“治霾”。近几年来，严重的雾霾波及我国中东部大部分地区，影响面积约 143 万平方千米，百姓饱受十面“霾”伏的困扰。治理雾霾，根本出路是能源发展转方式、调结构，重点是降低煤炭消费比重，大力发展清洁能源，优化电源结构和布局。关键是要加快发展特高压电网，转变能源发展方式，实现我国能源从以化石能源为主、清洁能源为辅，向以清洁能源为主、化石能源为辅的战略转型。这就是光伏产业的光明。光伏产业是一项朝阳产业，并不需要别人救，而是需要中国对环境的重视，对整个可再生能源的重视。

从 7 月份开始，为了推动光伏产业的发展，中国出台了一系列政策，涉及发展规划、电价和补贴、资金来源、补贴发放、并网、融资、税收、工程示范以及项目备案和管理等方面，各地媒体纷纷表示分布式光伏有一个爆发式增长，可能会赢来一个小高潮。

国内光伏市场正处在大发展的阶段，9 月 2 日，国家能源局发布了《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》，指引分布式光伏产业向多元化方向发展，分布式光伏市场迎来了大好的发展机遇。从行业各主要企业公布的今年上半年季报数据来看，政策的利好已经反映在企业的销售业绩和经营业绩上，行业还是持续了去年下半年以来总体转好和复苏的态势。

电网为光伏提供优质服务

今年 6 月，中央财经领导小组第 6 次会议指出，要积极推动我国能源生产和消费革命。当前，第三次工业革命方兴未艾，包括太阳能在内的清洁能源，正迎来难得的发展机遇。而智能电网作为承载和推动第三次工业革命的重要基础，正在为各类清洁能源的飞速发展和利用提供坚强支撑。光伏产业正在有利地推动能源革命的进程。值得期待的是，随着未来智能电网的进一步发展，必将为光伏产业在内的风能、太阳能、海洋能等可再生能源的发展提供无限可能。

“光伏产业迎着朝阳，汇聚着阳光，折射出能源发展的未来和希望，我们相信此次峰会一定会取得丰硕的成果，为我国能源行业的安全、清洁、环保、友好发展集聚阳光般力量，为我们的生活更便捷、更智能、更绿色带来新希望。”英大传媒集团相关负责人在致辞中介绍。数据显示，截至 2013 年年底，国家电网公司调度范围光伏发电装机 1604 万千瓦，占全国光伏发电装机的 82.6%。今年 8 月份，国家电网公司经营区域新增并网光伏发电容量 35 万千瓦，累计并网的光伏发电容量达到 1848 万千瓦。

我国清洁能源丰富，目前水电装机容量和风电装机容量均居世界第一，也是全球光伏发电增长

最快的国家。然而，我国 70% 以上的清洁能源集中在西部、北部地区，本地难以完全消纳，而且距离东中部负荷中心一般超过 1000 千米，大规模开发后将面临突出的弃水、弃风、弃光问题，只有依托特高压电网，将西部、北部地区丰富的清洁能源大规模送出，在全国范围内消纳，才能实现我国清洁能源的大规模高效开发。为此，国家电网公司致力于发展特高压电网，输送大型水电、风电、太阳能基地能源，新能源的大规模开发利用不再是遥不可及的梦想。

李俊峰在接受记者采访时讲到：“电网要建立一个对新能源友好的电网，新能源要自己去适应电网体系。”他说，如果将光伏产业比喻成毛细血管，那么国家电网公司应该是主动脉，确保每一个毛细血管良好的微循环。国家电网公司应该拥抱光伏产业，同时增加其智能化服务，扩大其服务范围，增加其附带价值。我们可以建立一套完整的服务链，从前期安装、技术服务到后期维修，使个人和企业都可以建光伏电站，改变电力生产体制与思维方式。

当记者和英国驻华大使馆可再生能源与能源转型部门负责人克里斯坦·罗米阁谈到电网公司在光伏发电并网的过程中所起到的作用时，克里斯坦指出：“英国电网公司接纳光伏发电是一项法律规范，他们有义务与责任去接纳光伏发电。”

金融改革创双赢新局面

目前，光伏发电已经迈入了规模化应用阶段。前年我国新增光伏发电装机容量只有 500 万千瓦，去年超过 1000 万千瓦，今年预计是 1400 万千瓦，基于此，国家能源局提出在 2020 年达到 1 亿千瓦的目标。随着中国光伏产业的发展，对于融资的需求也逐渐显现出来。因此，必须通过体制改革，特别是借助金融平台，为光伏发展注入新活力。

诚然，光伏的收益并不是一个暴利的，它的期限相对比较长，光伏电站建设的前期投资大。但是，也恰恰是这样的特性，如果建成以后，将会形成一个稳定的现金流。从本质上来讲，光伏电站是一个符合国家政策的、具有稳定现金流的、寿命期在 25 年的、全投资内部收益率大概 10% 左右的资产。在这种情况下，如何提高流动性，使得光伏产业在融资市场上能够向前再走一步，是这个行业持续活跃发展的重要基石之一。

钱总是不够，钱在哪儿呢？在解决融资问题上，国家能源局新能源与可再生能源司副司长梁志鹏提出了自己的看法。目前，由于金融机构缺乏对分布式光伏的深入了解和认识，融资形式单一，商业模式尚未明晰等原因，资本目前对其观望态度居多。为此，我们应该建立一个银行和企业沟通的平台，让银行了解光伏产业。光伏发电作为新能源，受国家《可再生能源法》的保护，得到国家的支持，风险相对低，是值得投资的领域。一直以来，金融企业都喜欢大项目，而对一些只有十几千瓦的小型光伏电站项目来说，由于项目小，贷款数额小，银行往往不愿意贷款给这些项目。金融企业应该建立稳固的评级体系，进行金融创新，改变传统的金融方式，适应分布式能源的发展，将金融产品变为现实生产力，这也是能源发展的新形态。

金融的创新模式，将迎来制造业、发电企业以及金融行业的共赢新局面，因此，在金融机构、保险机构、企业如何进一步互动，建立一个符合光伏行业的金融融资模式需要实业和金融业共同去探索、去研究。

国家电网报 2014-09-24

国内首例光伏发电环保车间在长春落成

近日，国内首例光伏发电环保车间在扶余鑫龙宜门窗有限责任公司内落成。

位于扶余工业集中区的鑫龙宜门窗有限责任公司，是一家集设计、制造和营销为一体的大型木制品生产企业，主要生产各种木制家具、实木门窗等产品。今年，该公司与苏州欧姆尼克新能源有限公司合作，引进德国先进技术，共同开展了光伏发电环保车间及年产 20 万平方米新型智能环保节能门窗项目。

该项目占地面积 2.2 公顷，建筑面积 9043 平方米，门窗车间 6553 平方米，中空玻璃车间 2490 平方米。项目总投资 4500 万元，年发电量 25 万千瓦时，年产新型智能环保节能门窗 20 万平方米，全

部达产后年可实现销售收入 1.5 亿元，利税 1200 万元。该项目车间为环保节能一体化建筑，屋面为光伏发电材料。

“光伏发电产生的电流将先进入国家电网，然后再按我公司使用量回流到公司。利用这间光伏发电车间，不仅能够满足公司生产、照明用电，还能利用太阳能给车间供热。使用光伏发电这样的方式，有国家支持补助政策，再加上多余的部分电量并入国家电网产生的收益，我公司除了正常进行生产之外，还能利用发电赚钱。”该公司负责人高兴地说。

该车间除了可进行光伏发电，还具备雨水收集系统，可对收集的雨水进行循环利用。目前，该车间主体工程已经完工，正在进行内部设备安装和装修，预计 10 月末即可正式投入使用。

松原日报 2014-09-24

以色列研发太阳能发电站可 24 小时不间断运作

一家以色列太阳能公司 Brenmiller 能源公司表示，公司已经开发了一个更加创新高效的方式，通过使太阳能发电站 24 小时不间断运作，储存热能，进而促进太阳能热电产业发展。

公司创始人阿维表示，明年在内盖夫沙漠，公司将建设成一个 1.5 兆瓦的 15 英亩的太阳能发电站，并与以色列国家电网相连，另外，在国外，该公司还将建设几个 10 兆瓦到 20 兆瓦的试点项目，届时，这些太阳能发电站所产生的电力价格可以与火电厂电力价格竞争。

阿维指出，“从现在开始往后的几年时间内，我们会将各种大小规模的商业发电站都投入运营。因为，现在我们所用的基础技术银行是可以负担其成本的，我很确定银行对于投资这些项目不会犹豫。”

很多企业和机构都试图找出方法，想要实现太阳能热电发电机在黑夜中也能正常运作，但是现今的技术仍然有缺陷，这种做法的性价比并不高。

通常来说，太阳能发电最直接的方式是通过太阳能板，而不是将太阳热能传输到热电站，后种做法需要更多空间，并且不适合小型太阳能项目。

但是，Brenmiller 能源公司的新型太阳能发电站项目，是通过在灼热的内盖夫沙漠中装置一排抛物面反射镜，集中太阳能射线，生成水蒸气进而推动涡轮机运作发电。

电缆网 2014-09-25

惠州建成首个分布式光伏屋顶电站

昨日,TCL 与晶科能源的合作项目“分布式光伏屋顶电站”在惠州市开工。该项目位于 TCL 瑞智(惠州)制冷设备有限公司厂房屋顶,装机容量为 2.82MW,将有助于缓解当地工业用电压力,同时每年将减少二氧化碳排放 2929 吨、减少顶层空调能耗约 30%。根据广东省太阳能光伏发电发展规划(2014-2020 年),到 2015 年该省光伏装机容量将达到 1GW 以上,而其中工业园区的光伏项目发展空间尤其大,广东省有各类工(产)业园区近 200 个,集中连片屋顶资源丰富。

新快报 2014-09-26

美纽约州将授予 142 座新光伏电站 9400 万美元资金

美国纽约州宣布通过竞争性招标向 142 座新光伏电站提供约 9400 万美元的资金。这些太阳能项目将分布于纽约州的企业、中学、大学、政府及非营利性机构的建筑楼之中。美国纽约州州长安德鲁·科莫(Andrew Cuomo)近日宣布通过“NY-Sun 竞争性光伏项目”向 142 座新光伏电站授予总额 9400 万美元的资金。

科莫声称，这笔资金将用于支持 142 个共计 214 兆瓦的新光伏电站。科莫州长办公室表示，截止 2013 年末，纽约州光伏装机及储备总量为 316 兆瓦。这批新电站建成后，总量将增长 68%。

2012 年 8 月，纽约州启动为期 10 年的“NY-Sun 竞争性光伏项目”，通过竞争性招标向装机量高于 200kW 的太阳能项目提供资金。该项目隶属于 NY-Sun 倡议，通过公立部门与私人之间的合作推动纽约州太阳能产业的发展。

科莫办公室指出，竞争性招标下 NY-SUN 项目获得的补贴正持续下跌。一年前，在电力供应商 ConEdison 供电区域（包含纽约市），纽约州提供每瓦约 1.00 美元的补贴，而最新一轮补贴发放中，补贴金额已降至每瓦 0.55 美元。纽约州其它地方的补贴水平则从每瓦 0.68 美元下跌至 0.41 美元。

“本州太阳能产业正向‘自力更生’转型，将来不再需要州政府的补贴。” NYSERDA 通信部助理司长 Dayle Zatlin 表示。

科莫办公室指出，本轮招标项目的平均产能较上一轮翻番，最大的项目是一座地面安装电站。绝大部分项目位于企业、学习及学区。此外，政府设施规模达 36 兆瓦。（译者：Krystal）

Solarzoom 光伏太阳能网 2014-09-28

国内首个兆瓦级海岛智能独立电网南麂岛投运

9 月 26 日，南麂岛上的光伏发电设备在运行。

当日，兆瓦级海岛智能绿色独立电网在浙江省温州市南麂岛正式投运。该海岛独立电网自成一体，系统运用风能、太阳能和储能电池，由风力、光伏等发出的清洁能源可以满足岛上所有居民的日常用电。

由于远离大陆，多年来南麂岛仅依靠四台柴油发电机发电，随着岛内渔业和旅游业的发展，如果柴油发电容量持续增加，将对海岛的生态环境产生不小的负面影响。新华社记者 徐昱 摄

北京日报 2014-09-28

晶澳多晶电池的转换效率达到 20%

全球最大的高性能太阳能产品制造商之一晶澳太阳能控股有限公司（简称“晶澳太阳能”或“该公司”）今天宣布，该公司的多晶硅（简称“多晶”）太阳能电池的太阳能转换效率达到了 20%。通过使用自主研发的先进的陷光和表面钝化技术，晶澳太阳能研究团队在宣布公司多晶电池转换效率达到 19% 仅 9 个月之后，就实现了这项无可置疑的 1% 转换效率增长。

晶澳太阳能首席运营官刘勇先生对此评论说：“通过突破 20% 的转换效率障碍，晶澳太阳能为多晶电池转换效率创造了新的全球纪录。取得这项成就再次表明晶澳太阳能在推进光伏（PV）技术发展方面具备无与伦比的能力，而且能够通过增加发电量和降低安装成本，为我们的客户创造价值。”

晶澳太阳能首席科学家及研发中心总经理单伟博士补充说：“我们的多晶太阳能电池连续打破纪录，这是晶澳太阳能研发团队取得的一项重大成就。但是，我们也只是才刚刚开始而已。我们有信心让转换效率在今年超过 20%，而这种信心现在又发展成为我们预计能在未来几个季度实现更大幅度的效率提升。此外，以这些新的高性能电池为基础，我们预计在不久的将来，我们将能创造组件级别的性能表现新纪录。”

晶澳太阳能计划在 2015 年利用新技术进行多晶电池的批量生产，并将新的高效多晶电池运用到组件生产中。

晶澳太阳能有限公司 2014-09-29

国外太阳能光热发电政策形势分析

2012 年国家能源局发布的《太阳能发电“十二五”规划》提出：到 2015 年底，我国太阳能热发电完成总装机容量 100 万千瓦。然而现在看来要达到这个目标的可能性微乎其微。2011 年，大唐新能源以每千瓦时 0.9399 元的电价中标国内首个光热发电特许权招标项目，中标电价的过低导致项目收益无法保障，致使项目开工一拖再拖。国家对光热发电相关政策迟迟未能出台，更是导致国内光热发电进展缓慢的直接原因。2014 年以来，国家能源局、电力规划设计总院等先后就光热发电示范项目建设的相关问题于 2 月 18 日组织召开了“光热发电示范项目电价政策座谈会”、4 月 29 日组织召开了“光热发电示范项目技术要求及申请报告大纲征求意见讨论会”。种种迹象表明，下半年也可能出台相关太阳能热发电鼓励政策，并确定若干个太阳能热发电示范项目，光热发电商业化大发展序幕即将拉开。本文着重对光热发电发展较好的美国、西班牙等国的相关政策进行介绍分析。

二、总体发展现状

目前，常规可再生能源水电、光伏发电、风力发电等发电技术都存在季节性、间歇性、稳定性的问题。光热发电与储热系统或火力发电结合，可实现连续稳定发电，具有可调节性，易于并网，并且全生命周期内环境影响较小。光热无需无功补偿、电能质量高。故近十年来光热发电发展步伐迅速，尤其以太阳能资源丰富的美国、西班牙两国，无论在技术上还是商业化进程，都在全球位列前茅。可再生能源政策网络发布了全球可再生能源 2014 年现状报告，对光热发电发展现状进行了研究与分析。报告显示截止 2013 年底，全球光热发电实现已投产装机容量与 2012 年相比新增近 90 万千瓦，增幅达 36%，光热发电已投产装机总容量超过 340 万千瓦。十年间光热发电的投产装机容量增长了近 10 倍。从 2008 年底到 2013 年底的 5 年间，全球光热发电装机容量年均增速保持在 50% 左右。

三、典型国家光热发电电价政策分析

光热发电政策主要包括上网电价、可再生能源配额制、净计量电价、财政税收支持政策以及绿色电力价格等，其中上网电价与配额制应用最为普遍。上网电价机制(FIT)，即政府强制要求电网企业在一定期限内按照一定电价收购电网覆盖范围内可再生能源发电量。上网电价形式通常包括固定电价和浮动电价。西班牙是第一个采用 FIT 补贴机制促进光热发电产业发展的国家。PPA 即购电协议，该协议定义了电力公司（一般为公共事业单位）以何种价格和规则收购可再生能源发电量。作为全球光热电站装机总容量第二的美国，大部分光热电站采取与电网公司签订长期购电协议（PPA）。美国建设最早规模最大的槽式光热电站 SEGS 电站就是与当地电网公司签订为期 30 年的长期购电协议，上网电价 13~14 美分/千瓦时。而全球装机容量最大的电站——39.2 万千瓦的美国 Ivanpah 光热电站与太平洋燃气和电力公司(PG&E)以及南加州爱迪生电力公司（SCE）签订了为期 25 年的 PPA 购电协议，1 号 12.6 万千瓦电站和 3 号 13.3 万千瓦电站所发电能由 PG&E 收购，2 号 13.3 万千瓦电站所发电能由 SCE 收购。

（一）西班牙

据西班牙电网运营商 REE 发布的数据显示：

2013 年度光热发电满足全国电力总需求的 1.8%。2014 年前 4 个月，西班牙光热发电满足了该国 1.6% 的电力需求，5 月份，西班牙光热发电更是满足了该国电力需求的 3.7%。西班牙 2013 年光热发电新增装机 35.0 万千瓦，增速 18%，至 2013 年底已投产总装机容量达到 230 万千瓦，高居全球第一。西班牙更是投建全球首个实现连续 24 小时持续发电的 Gemasolar 光热电站，配置高达 15 小时储热系统。这是光伏发电无法比拟的。

1. 电价政策

西班牙在光热发电政策方面主要通过 FIT 补贴机制，主要分两种电价方式，可二选一：

（1）固定电价：前 25 年内 0.27 欧元/千瓦时，25 年后 0.22 欧元/千瓦时（皇家法案 661/2007 号）。

（2）可调电价：普通电价+额外补贴（最高不超过 0.3673 欧元/千瓦时，最低不低于 0.2712 欧元/千瓦时（皇家法案 661/2007 号）。

（3）皇家法案 661/2009 号又对上述政策进行了修订，固定电价：前 25 年内 0.28 欧元/千瓦时，25 年后 0.23 欧元/千瓦时；可调电价：普通电价+额外补贴（最高不超过 0.36 欧元/千瓦时，最低不低于 0.26 欧元/千瓦时）。

（4）2012 年取消对新建光热电站的电价补贴，对原有电站的辅助燃气发电部分也取消了电价补贴，同时要求征 7% 能源税。

2. 政策解析

西班牙是第一个采用 FIT 补贴机制促进光热发电产业发展的国家，2002 年规定的光热发电上网电价补贴为 0.12 欧元/千瓦时，2007 年其又将该额度上调至约 0.27 欧元/千瓦时。得益于该 FIT 补贴政策的实施，光热发电项目开发在西班牙成为可显著盈利的可再生能源项目，电站的融资和部署得

以快速实现，短期内西班牙光热发电装机容量获得跳跃式大幅度增长，总装机容量长期占据全球第一。然而近几年西班牙的发展已明显心有余而力不足，一些早前宣布将要建设的光热电站被迫中止。这其中就包括了装机容量 5 万千瓦的 Andasol4 光热电站，Bogaris 的两个 5 万千瓦电站，还有 4 个大约 20 万千瓦的光热电站项目。原因在于因 FIT 补贴政策造成的国家财政支付危机，迫使西班牙政府 2012 年取消了对新建光热电站的电价补贴，对原有电站的辅助燃气发电部分也取消了电价补贴，同时加征 7% 能源税。

较高的固定 FIT 补贴机制的缺陷在于难以促进光热发电技术的长期发展和成本的持续下跌，因为如果现有技术水平已经可以保障项目显著收益率的情况下，开发商对推动技术革新就不积极。所以西班牙 FIT 补贴机制未能很好地引导产业向更低电价成本的方向发展，2012 年底西班牙政府迫于财政危机终止了 FIT 政策机制。最近西班牙政府宣布或将采取新的补贴机制，并将对此前 FIT 政策的实施进行追溯性替代，具体是设定光热发电项目回报率大约在 7.4%，比政府原先提议的 7.5% 略低一些。但该政策尚未最终确定。

（二）美国

美国是最早建设太阳能热发电的国家，早在 20 世纪 80 年代初，Luz 公司就开发了槽式太阳能热发电系统的关键部件，并进行了测试。随后在 1983 年到 1991 年的 8 年间，Luz 公司在美国加利福尼亚州 Mojave 沙漠相继建成了 9 座槽式太阳能热发电电站 SEGS I~SEGS IX，总装机容量达 35.38 万千瓦，并入加州爱迪生电网运营至今，充分证明了光热发电无论是商业化还是技术上都是可行的。随着全球装机容量最大的光热电站 Ivanpah 电站正式投运，截至 2014 年 3 月底，美国已投产光热发电总装机容量达到 143.5 万千瓦，居全球第二。美国可再生能源咨询公司 Bernard Chabot 日前发布一份最新关于加州可再生能源的分析报告，报告显示 2014 年 5 月份光热发电满足了加州电力需求的 0.6%。

1. 电价政策

美国在光热发电政策方面比较特殊，不采用项目招标方式来开发光热电站项目，也不像西班牙那样有明确的统一的上网电价激励政策，而是通过对光热电站的融资推行贷款担保制度、联邦投资税收抵免(ITC)及可再生能源配额制政策。如美国联邦能源投资税收抵免政策对太阳能电站建设成本给予最高 30% 的税收优惠，并使这一计划的有效期持续 8 年，到 2016 年年底到期。

2. 政策解析

到目前为止，美国能源部的贷款担保计划共支持了 5 个光热发电项目，总计获支持额度为 58.35 亿美元，总支持装机容量达 128.2 万千瓦。Solana 槽式电站与 Ivanpah 塔式电站就分别得到美国能源部 14.46 亿美元和 16 亿美元的贷款担保。这些贷款担保计划为后续大规模意义重大的光热发电项目树立成功的融资案例。贷款担保计划既可降低投资风险，使项目得以完成，又可加快新兴技术尽快进入商业化进程。但是想要得到贷款担保支持很难，只有少量具有重大意义的才能获得贷款担保支持。同时贷款担保计划也存在无法追回债务的风险，2011 年光伏创新企业 Solyndra 的破产导致美国能源部 5 亿多美元债务无法追回，从而导致可再生能源项目的贷款担保支持计划当年被迫中止。30% 投资税收抵免的 ITC 政策也即将于 2016 年到期，这都将给如火如荼的美国光热发电产业的发展带来不确定性因素。

四、中国光热发电形势政策分析

和国外相比，虽然缺乏有效的激励政策，中国的光热发电市场尚未启动、投资前景不甚明朗，然而在国家发展新兴战略性产业的框架下，随着可再生能源配额制的实施，几大发电集团及数个民营企业已开始布局，数个数十兆瓦级的商业化光热发电项目在西北、西南地区相继确立。目前国内已基本可生产太阳能热发电的主要装备，一些部件具备了商业化生产条件，太阳能热发电产业链初步形成。国家发改委、国家能源局和国家科技部持续关注和支持太阳能热发电项目。2006 年科技部颁布实施的《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020)》、2007 年国家发展与改革委员会颁布的《可再生能源中长期发展规划》和 2011 年国家能源局颁布的《国家能源科技“十二五”规划》

中均把太阳能热发电明确列为重点和优先发展方向。但是国内光热发电的商业化进程还显得滞后。目前国内已建成投产的总装机量只有区区十几兆瓦，加上在建的也没有达到 10 万千瓦，远远没有达到《太阳能热发电“十二五”规划》要求的 100 万千瓦。究其原因，大致可归于：1 电价政策迟迟未能出台，投资收益无保障，无法实质深入推进；2 各大央企欲在光热发电市场爆发之前抢先圈占资源；3 项目实施面临的技术等各方面的困难远远大于规划之初的设想，难以按预期推进。

在光热发电政策方面，应认真反思美国、西班牙及印度等光热发电政策教训，西班牙 FIT 电价政策和美国的能源投资税收抵免、贷款担保等政策应有效结合起来，同时避免印度那样设置过低的上限电价导致的无序竞争，这样可更大程度上有利于促进发展光热发电产业。因此不要只选择其中一种方式，FIT 和贷款担保都是推进光热发电发展的不错手段。贷款担保可以很好地促进项目前期快速启动，FIT 可以在投产后保障该项目收益率。但是 FIT 应该设置在合理的标准之上，需要考虑行业远期发展目标，符合市场预期并引导其向更好的方向发展。贷款担保政策则需要谨慎评估项目的风险性，避免类似美国能源部无法追回债务的风险。

自从上世纪 80 年代全球第一座光热电站美国 SEGS 电站投产开始，光热发电发展至今已有 30 多年，技术依然有较大创新优化空间，LCOE（每度电成本）也有大幅度的下降幅度。光热发电作为一种政策导向型产业，应基于中国实际情况，制定发展光热发电本土化政策，对中国光热发电产业的长期有序发展无疑具有决定性作用。

国际能源网 2014-9-28

美国太阳能二季度报告显示产业正在蓬勃发展

上周，美国绿色技术媒体公司（Greentech Media）与美国太阳能协会共同发布了《2014 年第二季度美国太阳能市场透视报告》（简称《太阳能二季度报告》）。报告显示，美国第二季度新增太阳能发电 1133 兆瓦，同比增长 21%；全国太阳能发电总量增至 15.9 吉瓦（1 吉瓦=1000 兆瓦），足够 320 万户家庭使用；而 2014 年上半年美国 53% 的新增发电量来自太阳能。报告同时预测，2014 年美国全年太阳能新增发电量将再创历史新高，达到 6.5 吉瓦，同比增长 36%，是 2010 年的 6.5 倍多。

美国近年来虽遭遇金融危机，但太阳能产业一直保持较快发展势头。美国太阳能协会的数据显示，目前太阳能产业为美国创造了 14.3 万个就业岗位，年产值近 150 亿美元。美国太阳能发电领域的骨干企业 SolarCity 8 月份的数据显示，今年春季该公司平均每天要在房顶上安装 1.2 兆瓦太阳能电池板。

为应对不断扩大的太阳能发电市场，各大太阳能企业也在积极拓展太阳能板的生产能力。今年 6 月份，SolarCity 买下太阳能电池板生产公司 Silevo，并宣布在美国纽约州水牛城新建大型太阳能板生产工厂，计划未来 2 年生产超过 1 吉瓦的太阳能板。7 月，美国第二大太阳能板生产商 Suniva 宣布在密歇根州新建工厂，将自身产能扩大一倍，达到 370 兆瓦。

美国太阳能产业的蓬勃发展有多方面的原因。首先，美国民众保护环境意识以及对可再生能源的认可度越来越高。美国知名调查公司盖洛普去年的一份调查显示，76% 的美国人认为应该更加重视太阳能，71% 的人认为应该更加重视风能，而认为应该重视传统化石能源的仅有 4 成。《太阳能二季度报告》则显示，在没有任何政府补贴的情况下，二季度美国住宅太阳能板的安装量首度突破 100 兆瓦。

其次，太阳能板成本大幅下跌带动太阳能发电价格不断走低。与 2010 年相比，目前美国太阳能板的价格下跌了 60%。同时，联邦、州政府为太阳能发电提供了重要的政策支持，投资太阳能可获得税收减免，并且联邦及很多州都为可再生能源占总发电量的比例设定了目标。

最后，太阳能发电企业积极创新商业模式。例如 SolarCity 公司为了鼓励用户安装太阳能电池板，会首先免费为用户安装太阳能发电系统，然后与用户签署 20 年的用电协议，用户用不完的电还可以卖给电网，所得收入用于抵消电费。

当然，美国的太阳能产业同样潜藏着风险。首先，由于今年美国再度对中国产太阳能板发起反

倾销、反补贴调查，导致占市场份额过半的中国产太阳能板价格上升。

其次，美国当前府会分治的政治局面让美国的可再生能源优惠政策充满不确定性，如《联邦可再生能源发电税收减免法》今年就再度面临延期问题。

再次，家庭安装太阳能发电系统存在一定技术风险。有媒体报道说，由于安装系统较为复杂，有的家庭因为安装错误导致电费大增。

另外，当家庭将太阳能板发出的剩余电量输入电网后，电网的维护成本会上升。在夏威夷州，电力公司已开始要求用户必须承担这笔维护费用才可安装太阳能板，这对当地的太阳能发展造成阻碍。

中国证券报 2014-09-15

电站建设及电价成本制约太阳能光热发电

太阳能光热发电商业化应用出现在上世纪七八十年代的欧美国家和地区，作为一种新型可再生能源利用方式引起各方关注。我国光热发电产业至今已经历了 10 年的发展，然而，光热发电在中国并未取得实质性进展。从技术上看，我国与国外差距不大，近几年在研究领域有不少突破性进展，有些方面还走在了前面。但从商业化运作来看，由于电站建设及电价成本上居高不下，制约了我国太阳能光热发电的产业化进程。

企业争相布局

8 月 27 日，全球最大光热发电储能材料基地在青海省柴达木盆地循环经济试验区德令哈工业园正式启动建设，该项目由深圳市爱能森科技有限公司计划分三期投资 80 亿元建成 100 万吨熔盐项目。而就在距此不远处，由中国核电行业的领军企业、中国广核集团有限公司进军光热发电的中广核青海德令哈 50 兆瓦槽式光热发电示范项目刚刚在 7 月 1 日正式动工，该项目也是国内光热发电产业近年来首个开工建设的大型商业化项目。

8 月 28 日，记者驱车在德令哈工业园采访时发现，就在中广核青海德令哈 50 兆瓦槽式光热发电示范项目一路之隔，由浙江中控技术股份有限公司投资兴建的我国第一家实现工业化运行的太阳能光热发电项目已于去年底正式并网发电。对从央企到民企接二连三的光热发电及相关产业链企业开始兴建的现象，我国第一位太阳能光热发电博士、首航节能光热技术股份有限公司董事总经理姚志豪兴奋地说，我们认为 2014 年将是中国光热发电起步的元年，这个巨大的市场在等待着投资者。

青海省海西蒙古族藏族自治州州长兼柴达木循环经济试验区管委会主任诺卫星在接受记者采访时说，柴达木盆地属于太阳能资源充足的地区，适合发展太阳能发电项目，仅德令哈地区适合太阳能开发的面积就在 500 平方公里以上。

近年来，这里布局的一批太阳能光伏发电项目已成功实现商业化并网发电，下一步海西州将大力推动太阳能光热发电这一新的发展形式。他表示，深圳爱能森在德令哈建光热发电储能材料基地，是青海新能源产业整体发展战略的重要步骤，这拉开了光热材料制造、光热装备制造、光热产业支撑服务体系等光热发电系列产业链落户青海的序幕。事实上，据记者了解，不仅在青海，去年以来在我国西北部沙漠及沙漠化地区，东起内蒙古西至甘肃，有关部门已批准 20 多个光热发电项目，目前多个项目已在前期准备中。

商业化前景可期

太阳能光热发电商业化应用出现在上世纪七八十年代的欧美国家和地区，作为一种新型可再生能源利用方式引起各方关注。2007 年，西班牙政府颁布了合理的太阳能光热发电上网电价，催生了太阳能光热发电技术应用热潮，全球太阳能光热发电市场开始进入快速发展期，太阳能光热发电装机容量稳步上升。

我国太阳能光热资源丰富，西北大面积的地区处在“太阳带”上，有得天独厚的条件，通过地理信息系统（GIS）分析，占我国总面积 2/3 以上的西北地区太阳能光热发电可装机潜力约 16000 兆瓦，我国的这个储量与美国相当。以年发电量来讲，我国潜在的太阳能光热发电量为 42000 兆千瓦

时，而目前我国年各类发电量约为 5000 多兆千瓦时。

中国华电工程（集团）公司总工程师、国家“973”计划项目首席科学家黄湘兴奋地向记者介绍说，我国广大西北地区荒漠化面积超过 330 万平方公里，如果以 10 万平方公里的荒漠面积布局光热发电，就可以满足目前全国的用电量。中国工程热物理学会副理事长、北京工业大学传热强化与过程节能教育部重点试验室主任、博士生导师马重芳教授说，从技术上看，我国与国外差距不大，近几年在研究领域有不少突破，有些方面还走在了前面，特别是熔融盐蓄热与传热关键技术获得突破，确保了中国站太阳能光热发电的制高点上。

中国科学院电工研究所研究员、国家“973”项目专家组组长、中国科学院太阳能光热利用与光伏系统重点实验室主任王志峰在接受记者采访时说，太阳能光热发电的产业优势在中国，是中国的强项，国内太阳能光热发电产业链已初步形成，我国企业已进入产业链的上下游环节，在关键部件开发方面涌现出一批企业，国内已基本可全部生产太阳能光热发电的关键部件和主要装备。而且太阳能光热发电产业链长，加速发展可以推动我国相关产业转型升级。

太阳能光热发电站在建设过程中可以消化钢材、铝材、玻璃、水泥等当前的过剩产能，并可拉动矿料、保温、机电、机械、电子等行业的转型升级，并能推动发电装备制造业的高端发展，扩大就业。姚志豪说，这是中国制造业的一次机遇，一旦撬动了产业，将会是一个上万亿的装备制造业大市场，且有可能是又一个可以走向世界的高端装备制造业。

千亿元市场待开发

据记者了解，我国光热发电产业至今已经历了十年的发展，然而，光热发电在中国并未取得实质性进展。十年前我国就已有首个商业光热发电运作项目。当时，光热发电先驱“德国太阳千年公司”总部技术人员和中国区代表积极推进鄂尔多斯 50MWe 槽式电站的前期工作。2011 年，该项目由一家央企中标投资建设。然而，由于定价方式不尽合理、中标电价明显远离理性数值，该项目长期处于搁置状态。

不过，今年以来，国家能源局、发改委价格司、电力规划设计总院等职能部门先后召开了两次关于光热发电的座谈会，对推进我国光热发电示范项目建设的相关问题进行了重点研讨。政府将光热发电业的发展重新提上日程，也使光热发电开发商们重拾了信心。

目前，手握多地项目资源的五大电力公司和中控等民营开发商正摩拳擦掌。有分析认为，经过前期的示范阶段，太阳能光热产业有望迎来爆发期。按照我国政府此前规划，到 2020 年实现 3 吉瓦光热发电装机的最低目标，以单位千瓦投资成本下降到 3 万元计算，到 2020 年，我国光热发电市场规模将超过千亿元。中广核太阳能总经理韩庆浩表示：“未来前景看好，现在的重点是想办法把德令哈这个项目做好。”

经济日报 2014-09-15

沙漠光伏产业园将在宁夏中卫竣工

9 月 11 日，参加全国网络媒体宁夏行的 60 余名记者来到宁夏中卫市沙漠光伏产业园。该产业园位于中卫市腾格里沙漠南缘，目前项目正在建设中，如果整个项目全部完工，将会对中卫市域内沙漠生态治理、旅游产业发展和宁夏“西电东送”电源点建设都具有积极的推动作用。

据该项目负责人介绍，中卫市沙漠光伏产业园规划面积 6.5 万亩，分为光伏制造产业区、光伏发电区、光伏农业大棚区和观光旅游区 4 个规划区，概算总投资 200 亿元。其中旅游观光区规划占地面积 2500 亩，计划建设观光塔及农家乐、度假酒店、马术中心、猎场等为主题的沙漠绿洲旅游项目。

正在建设的 88 米观光塔，是该园区的一座观光旅游的综合项目。据介绍，该塔建成后，将成为中卫市一个标致性建筑，同时也有一塔观三省、看三景之说，即观宁夏回族自治区、内蒙古自治区和甘肃省，看大漠、光伏园和黄河。观光塔内既有步行梯，又有电梯。塔顶共有三层，每层可容纳游客 100 人。

据了解，该项目全部完成后，预计每年可新增上网电量 27.93 亿度，实现产值 71 亿元，年可节约标准煤 111.7 万吨，减排二氧化碳 278.5 万吨、二氧化硫 8.4 万吨、氮氧化物 4.2 万吨。（记者马哲）

河北新闻网 2014-09-15

光伏发电系统租还是买？

编者按

一段时间以来，国内嘉兴分布式光伏项目成为国内光伏发电的关注重点，它是在政府、企业、群众，以及金融机构等多方共同努力下得以推行。当前，国内光伏项目融资问题依然不容乐观。对光伏电站选择租赁还是购买模式一直在困扰着行业发展，其实在一些发达国家，已经走过了很长一段探索路程，他山之石可以攻玉，不妨看看澳大利亚和美国两种不同的模式，从中获取答案。

《世界可再生能源》8月25日发表的文章阐述光伏电站运营模式探析。当前，澳大利亚有超过90%的普通居民房屋屋顶上的光伏发电系统为他们私人拥有，而在美国，约66%的普通居民房屋屋顶上的光伏发电系统是从第三方企业（例如 SolarCity）租赁而来的。同样是发达国家且对光伏产业也都非常重视，为何选择性差异如此巨大？这就是由于不同的经济体系、社会体系以及文化体系带来的不同。

美国平均每个家庭有10万元人民币的信用贷款，他们的生活几乎与租赁不可分割，他们租房子、租汽车、租移动电话，而现在只是再租屋顶上的太阳能电池板而已。虽然只是租电池板但却能获得电力，美国人也乐此不疲。美国光伏产业的增长是突飞猛进的，今年也终于超过了德国成为世界年度新增发电装机国家之首。居民光伏用户的迅猛增长与光伏系统租赁规模的不断扩大有着直接的关系，而第三方企业提供的租赁政策可以让居民免于提前支付光伏系统，这也更进一步的促进屋顶光伏在普通居民中的普及。因此，美国第三方租赁企业预测租赁规模今年可达到68%。

两种不同的选择模式

在对澳大利亚潜在的光伏用户进行调查时发现，第三方融资是被认为获得光伏发电可行性最低的一项选择（虽然这种态度在缓慢的改变），而提前支付购买光伏系统则被当地人视为最好选择。与美国情况相反，澳大利亚居民对第三方介入和拥有他们自身的能源系统非常反感和怀疑，例如：如果第三方企业破产怎么办？如果我搬家了怎么办？假如有更好的选择政策出台了怎么办？这些问题都让澳大利亚居民更加肯定地认为获得光伏系统的所有权会让他们更加放心。

当澳大利亚政府在2009年提出安装光伏发电奖励计划时，这让用户提前购买系统变为可能。在2009年~2010年，一套装机容量4千瓦的光伏系统成本为1万美元，算上政府回扣和补贴，客户在2~3年内就能将成本回收，而系统能向用户提供数十年的电力。但是目前整个光伏市场已经非常成熟了，政府的激励政策也随之终止，因此澳大利亚居民的想法也开始发生改变。

然而美国政府就完全不会像澳大利亚政府那样大力激励发展光伏产业，因此光伏产业也不会迅速扩张，光伏系统的价格也很难大幅降低，从而用户需要花上5~10年才能将之前的投资补偿回来，这是大多数用户不愿意去等的。此外，由于光伏市场还相对不成熟，大多银行机构在向光伏系统贷款时，考虑的也非常谨慎，所提供的可选择方案也比较少。在以上的情况下，第三方融资就为光伏市场和客户搭建了可行的桥梁，并扩大了用户使用光伏系统在经济上的可行性。

当然，随着光伏价格的降低，以及政策的变化，光伏市场也在改变。实际上，越来越多的澳大利亚居民选择租赁光伏系统，而尝试购买光伏系统的美国用户也在不断增多（一些专家也认为，到2014年美国光伏系统租赁也将达到峰值）。

两种方式各自的优点

美国使用光伏系统的用户热衷第三方融资参与的原因，有一部分是因为他们并不在乎系统本身是怎么运作的，他们只在乎设备是否能提供电力。虽然购买一套4千瓦的系统需要花2万美元，且需要10~15年才能补偿回来，但购买整个系统从长远利益来看也许是节约资金的，可是美国人的传

统一思想就是宁可今天花少点钱，也不愿意等到明天省多点钱，而租赁对客户来说就是为今天省钱。除此之外，光伏系统存在的潜在问题也为购买用户带来顾虑和担忧。购买系统后，系统的维护都是客户自己的责任，而想获取回扣、使用可再生能源的政府补贴、上网电价以及其他奖励都需要填写大量的书面文字。

第三方融资可以让太阳能公司去处理以上的这些繁琐的事务，他们更有经验且能更充分地利用货币化激励机制。此外，由于安装和维护系统的成本越来越少，零售商也可能将节省下来的多余资金返还给用户。

既然租赁有这么多优点，为何大家却还不愿意选择它呢？美国有 30% 以上的用户仍然是选择购买光伏系统，而在澳大利亚几乎所有人都是选择购买方式。

首先，如果客户家庭纳税较高，他们就可享有联邦和州政府为激励安装屋顶光伏所推出的税收优惠政策。其次，租赁会增加系统的成本（包括协商租赁的管理费用和租赁后外加的利息）。这也就是为何美国光伏系统成本比澳大利亚和德国高出一倍的主要原因。美国光伏系统有一半的成本都用于融资管理费用上，而澳大利亚和德国只占用成本的 10%。因此，直接购买系统，将资金提前投入来消除这些不必要的成本开支会让系统价格更合理。

是选择第三方融资租赁还是直接购买作为最好解决办法，答案是不确定的。这完全要根据用户的经济基础、社会环境以及文化传统综合考虑。但最根本的是要让用户自由的去选择他们认为最合适的方式，并为他们提供最低价格和最便捷的方式。

中国能源报 2014-09-15

光伏 406 号文第十二条位置应当提前 《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》学习之一

《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》（国能新能[2014]406 号）终于出台了，业内无不欢呼雀跃。笔者以为，“406 号文”就其内容而言，涵盖分布式光伏相关重要问题，解决方案很接地气，是国家政策中的难得好文；就其顺序而言，“创新分布式光伏发电融资服务”只是排位十二，或许这是本文的最大遗憾。

过去一两年来，为了促进光伏产业的健康发展，国家、地方先后出台了数十份文件，金融问题作为支持手段和突出问题多是位列文中的，但无一例外置于结尾之处。

一个事关产业推动的文件，金融问题可以谈也可以不谈，“406 号文”也是一个事关产业推动的文件，但是金融问题必须要谈，而且应当放在重要位置来谈，这是由光伏终端市场性质决定的。

首先，光伏产业属能源行业，能源行业是规模经济，金融是基础；其次，未来一段时间内，国家补贴政策的确切性，奠定了光伏电价的确切性，也奠定了发电产品的金融属性。分布式是光伏终端市场的重要部分，谈分布式光伏，金融问题应是重点内容。

在政策和技术一定的前提下，分布式光伏产业主要因金融强大而强大。总结光伏产业不长的历史，大致形成了两大路线：国家补贴拉动和金融市场拉动。前者以德国为代表，后者以美国为代表；前者的功效有待观察、讨论，后者的功效正在日益凸显。以往的中国光伏属于前者，现在我们面临抉择，我们应当选择后者。

当前的光伏终端市场，德国已经盛极而衰，中国正在蒸蒸日上，美国始终不温不火。虽然今天的全球最大安装国是中国，明天的最大安装国会否是美国也未可知。有专业分析公司说：当前的光伏电站储备量，中国为 26GW，美国为 35GW。

分析美国光伏的竞争力，论及环保意识其不如德国，论及组件产能其不如中国，论及国家补贴力度其不如德国和日本，但是论及金融市场强大，所有国家不如美国，于是美国光伏发展迅速而稳健。对于这一点，坚持小众技术却又最大市值但善用资本的 Firstsolar 是证明，起步晚但发展快却完全金融运作的 Solarcity 是证明，被各国最大程度关注却只能最小程度复制的美国页岩气神话更是证明。

对于那些希望规模化进入光伏分布式市场的老板们来说，全新产业是机会均等的，补贴政策是普惠的，产品和 EPC 队伍是可以购买的，商业模式是因人选择的，只有资金规模和持续融资能力一定是不可同日而语的。有多少钱？一定是每个想要进入光伏终端市场的老板首先考虑的问题。最近有篇文章的题目叫《中民投的光伏逻辑：钱搞定一切》，真可谓“话糙理不糙”，一语道破在光伏产业中金融的位置。

总之，建议将第十二条提至“406 号文”前面，不仅是因为强调金融重要，而是因为它确实重要；不仅是因为金融的简单排序问题，而是因为它在体现着管理者对这个市场本性的认知问题。

一段时间来，笔者不断呼吁光伏企业家们要加速完成从产业思维到金融思维的转变，此时笔者难免认为光伏产业政策的制定者们也需要强调金融思维。

（作者系中国能源经济研究院首席光伏研究员）

中国能源报 2014-09-15

澳大利亚太阳能委员会推出储能对应机构

在澳大利亚太阳能委员会的支持及共同创立下，日前在澳大利亚为储能推出一个新的行业代表机构，澳大利亚储能委员会。

澳大利亚储能委员会十二日上午正式启动。澳大利亚太阳能委员会最初将利用资源支持该新机构，太阳能委员会主席约翰·格兰姆斯(John Grimes)还担任其负责人。

格兰姆斯表示：“能源公共部门尽早结合储能部门是重要的。”

“能源领域往往忽视新兴技术趋势，当新兴技术趋势得以广泛部署就会遭受意外打击。那就是储能委员会首先做的事情之一是，聚焦于为将储能嵌入能源网络制定标准和条款的原因。”

各方日前呼吁整个储能行业的标准化，其中包括专业学者和电池制造商。

该储能委员会将是一个非营利组织，通过会员资格、培训活动和举办行业活动支付。根据该委员会，其还将寻求联系本地成员与全球行业合作伙伴。

SunPower 首席执行官汤姆·维尔纳(Tom Werner)最近在接受 PV-Tech 采访时表示，储能的经济利益还可以支持该国提高可再生能源装机容量。尽管澳大利亚对于可再生能源政府层面的支持基础似乎不够稳定，并且总理托尼·阿博特(Tony Abbot)似乎怀疑其好处。SunPower 日前推出一个试验计划，为澳大利亚住宅客户安装储能，除此之外在加州还有一个类似计划。

维尔纳表示：“正当澳大利亚政策环境移至一个不利位置，经济正在获利，我认为在澳大利亚仍有一个非常引人关注的价值主张。事实上，(澳大利亚)将成为世界其他地区的一个试点。”

PV-Tech 2014-09-15

分布式光伏：不能错过的“蛋糕” 与多元化的市场

“如果我国农村地区有 2 亿户安装屋顶光伏，即使每个屋顶只有 3 千瓦，那这个市场也是巨大的。

近几年，全球光伏市场的格局发生变化。2013 年，亚太地区已经取代欧洲成为全球光伏应用市场增长速度最快的地区。国内光伏市场也出现了新的增长点，分布式光伏越来越受到重视。在新的市场格局下，相关制造企业正积极布局，以满足光伏应用市场的需求。

企业看好分布式 光伏市场潜力大

对江苏省连云港市青湖镇青南村的 129 户村民来说，自家屋顶上的那些“黑板板”，可真是个宝。

2014 年 1 月 8 日，“新农村光伏产业应用示范项目”在青湖镇青南小区实现并网。村民口中的“黑板板”，就是太阳能光伏发电板。青湖镇是江苏省六大扶贫片区石梁河库区的重点扶贫乡镇之一，当地政府将发展分布式光伏与扶贫项目相结合，由政府出资在青南小区建设了总共 381.22 千瓦的农民屋顶光伏发电项目。据承建方天合光能集团董事长高纪凡介绍，这个项目采用“自发自用、余电上网”的发电方式，所发电量 80%由居民使用，剩余 20%电量则卖给电网，年平均发电量 39.33 万度。

今年9月初，国家能源局发布《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》，其中就提出因地制宜，在农村发展分布式光伏发电项目，鼓励分布式光伏发电与农户扶贫、新农村建设、农业设施相结合，促进农村居民生活改善和农业农村发展。

“如果我国农村地区有2亿户安装屋顶光伏，即使每个屋顶只有3千瓦，那这个市场也是巨大的。”高纪凡说，有很多光伏企业已经密切注意到这个市场，青湖镇的项目起到了一定的示范作用。

不少光伏制造企业看好我国分布式光伏发电市场。2013年，我国1292万千瓦的新增光伏发电装机容量中，分布式光伏仅有80万千瓦，占比仅为6.4%。而根据国家能源局发布的《关于下达2014年光伏发电年度新增建设规模的通知》，今年分布式光伏的增长目标是800万千瓦，截至6月30日只完成了100万千瓦，市场前景巨大。

据《中国光伏发展报告2014》描述的基本情景：2004年~2013年，我国光伏市场发展迅速，平均年增长率为45%。保守推断，2020年前，我国光伏市场平均年增长率为35%，到2050年光伏累计装机将会达到10亿千瓦，占全国总电力装机容量的25%左右。“由此可见，中国光伏市场潜力非常大，对光伏组件的需求量也会很大。”李俊峰说。

不能错过的“蛋糕”与多元化的市场

随着光伏应用市场中新兴市场的不断发展，几乎所有的制造企业都认为，全球光伏产业未来将面临更大需求。

面对如此大的市场，国内的光伏制造企业已经开始行动，谁都不想错过这个市场“蛋糕”。

针对中国分布式光伏市场的巨大空间，国内的设备制造企业已经逐渐开始向下游延伸，业务范围由以往单纯电池组件制造，向为客户提供整套的分布式光伏系统集成方案，甚至直接运营光伏电站发展。记者在与来自英利、天合光能等企业的人士交流时了解到，国内制造企业“亲自”建设光伏电站的并不在少数，他们普遍希望通过电站建设拉动自身光伏组件产品的销售，另一方面，企业寄希望于促进业务多元化，通过电站投资与运营带来更高的投资收益率。

更为关键的是，分布式光伏目前还没有比较成熟的商业模式，中小项目面临着融资难的客观现实，光伏制造企业希望能用自己的力量，参与到分布式光伏市场的培育中。

我国光伏企业对全球市场的开拓也正在朝多方位、多元化和多样化方向发展，而不再局限于欧洲市场。

虽然美国和欧盟的“双反”已告一段落，但在全球经济复苏缓慢的大背景下，未来有关新能源产品的贸易争端将有增无减。

为应对国际贸易壁垒，我国光伏生产企业正在实施产业全球布局计划，通过到海外建厂等方式规避潜在的贸易风险。比如到终端市场建厂贴近市场、到成本洼地新建工厂以降低成本、让国外企业代工等。

高纪凡告诉记者，2010年，天合光能只有约10%的产量销往了国内市场，90%以上的产量都需要依赖欧洲市场。而现在，国内市场销量已经占到了企业销售额的30%以上，对外出口的部分也不再以欧洲为主。“市场的多元化，降低了企业的风险。”他说。

亮报 2014-09-18

分布式光伏示范区为何惹得能源局下“最后通牒”？

继9月4日下发《国家能源局关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知(国能新能[2014]406号)》这一新政后，9月10日，国家能源局再发文“关照”分布式，正式下发《关于加快培育分布式光伏发电应用示范区有关要求的通知》，以加快落实国务院稳增长、促改革、调结构、惠民生有关政策，并在已有分布式光伏发电应用示范区建设工作基础上培育一批分布式光伏发电示范区，进一步加大分布式光伏的推进力度。

《通知》在开建时间、园区统一协调、区域电力交易商业模式创新等方面做了细化规定，并要求各示范区方案于9月30日前备案，确保今、明两年分布式光伏装机目标完成。《通知》明确表示，

对于 2014 年 9 月底前未开工建设，或年底建成规模低于 2 万千瓦的示范区，取消其示范区称号。

通知一出，分布式光伏示范区的发展问题果不其然的成了业界围观的大事。为何能源局会突然发出“最后通牒”？

示范区出炉 “欢宠时代”开启

2013 年 8 月，国家能源局正式公布了第一批分布式光伏发电示范区名单，该批名单涉及 7 省 5 市、总共 18 个示范区项目，分别为：北京海淀区中关村海淀园、北京顺义、上海松江、天津武清、河北高碑店、河北保定英利、江苏无锡、江苏南通、浙江绍兴、浙江杭州、安徽合肥、江西新余高新区、山东泰安高新区、山东淄博高新区、广东三水工业园、广东从化明珠工业园、深圳前海、宁波杭州湾新区。

在分布式光伏示范区名单出炉之后，光伏分布式补贴价格、四类资源地区标杆电价、涉及国税总局退税等国家光伏扶持政策陆续出台。在最近(9 月 4 日)更是在业界的无限期待下发布了《国家能源局关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知(国能新能[2014]406 号)》这一给力新政。

从这 18 个示范区名单可以看出，分布式示范项目主要放在光伏大省和经济发达的沿海区域，似乎既有扶持当地光伏产业的考虑，大概也考虑到了当地的财力——毕竟补贴也会是一笔不小的资金。

政策的扶持与业内的吹捧，一时令分布式光伏发电升为“宠儿”，行业内甚至出现了“分布式光伏发电应用迎来黄金十年”的言论，光伏企业也蠢蠢欲动，“圈地”屋顶。在 2014 年的 2 月 11 日，国家能源局更是宣布 2014 年中国新增光伏发电装机目标是 14GW，其中分布式电站 8GW，超过了 6GW 的地面电站。分布式上位“做正”了？

然而，也正是因为这 8GW 的提出，将分布式光伏推至了舆论的风口浪尖上。事实上，分布式光伏能不能完成 8GW 的安装目标，到现在也还是“骑驴看唱本——走着瞧”的戏码。

“黄金十年”？冷暖自知！

与大型电站相比，分布式光伏实现了每座建筑、每片适宜的土地都能分散生产、就地使用，尤其适合土地资源受限、电价相对较高、工业规模更大的中东部地区，不仅能够改善能源结构，也将成为我国光伏行业新的增长点。

政策利好，企业买账，中国可再生能源学会副理事长孟宪淦也表示：“如今，已到了分布式光伏电站投资的最好时机了。”分布式光伏发电真是“黄金十年”了？

事实上，距离名单公布一月有余之时，记者走访发现第一批 18 个国家分布式光伏发电应用示范区项目，绝大部分未动工。屋顶产权复杂、合同能源管理的履约率问题、不同屋顶的技术成本等，都成了推进分布式光伏示范项目的“拦路虎”。直到今年 2 月，由阳光电源股份有限公司建设的合肥分合肥荣事达三洋屋面光伏电站一期项目正式并网发电，成为全国 18 个分布式光伏示范区中首个并网发电项目。

从 18 个示范项目的发展情况来看，分布式光伏发电在实际运营中主要存在三方面的问题。

第一，电费结算及回收难度较大，投资回报风险大。目前采取的投资者与用电企业直接进行电费结算，存在很多不可控因素，用电企业经营不善或信誉不高导致拖欠电费，缺乏相应法律约束，终止供电后用电企业仍可从网上购电，不利于电站投资方回收资金。

第二，屋面资源难以落实。经过调查排摸，符合“载荷充分”、“电量自发自用 90%以上”、“25 年企业经营状况良好”、“电价合理”等所有条件的优质屋顶资源较少，基本符合条件的屋顶业主在洽谈中又对是否产生安全、防漏等问题存在较多顾虑，参与积极性不高，尤其是一些国企，内部程序繁杂，沟通困难。还不排除业内的无序竞争问题，毕竟优质的屋顶资源有限，各家抢夺时难免会不计成本地压价。

第三，融资平台仍不完善。因为前车之鉴，很多银行对于光伏仍然谈虎色变。对于 18 家示范区原本说国开行有支持，但怎么明确、怎么推进目前还没有细则。

此外，路条难题、投入高成本却难找潜在客户、缺乏信任和监督难以保障双方权益等问题也都消磨着企业及普通民众的积极性，也都在考验着分布式光伏发电的执行效果和前景。

仔细看来，国内光伏市场依然是纯政策驱动的市场。一系列问题的出现本应是会大大增加政策的出台及执行压力，但分布式推广过程中的不少问题却也因政策而引发。宏观政策再全面，若难接地气也枉费。

“最后的通牒”

从全球范围来看，分布式发电是光伏应用的主流。截至 2014 年上半年，我国分布式光伏发电项目累计备案(核准)容量 918 万千瓦，约占全国光伏项目总备案规模的 20%。其中,上半年分布式光伏发电项目新增备案(核准)容量 431 万千瓦,达到全年新增建设规模的一半。上半年全国新增光伏发电并网容量 330 万千瓦，虽然同比大增 100%，却远低于业界预期;其中，新增光伏电站并网容量 230 万千瓦，新增分布式光伏并网容量 100 万千瓦。

在今年 7 月初，有消息称为加快落实国务院稳增长、促改革、调结构、惠民生有关政策，进一步加大分布式光伏的创新工作力度，国家能源局决定在已有分布式光伏发电应用示范区建设工作基础上培育一批分布式光伏发电示范区。

也是在 7 月，吴新雄在安徽召开经济形势座谈会并走访阳光电源，称将推动一批重点能源项目开工建设。此外，国家能源局发文要求各省推荐上报分布式光伏示范区。

9 月 11 日，能源局下“最后通牒”，正式下发《关于加快培育分布式光伏发电应用示范区有关要求的通知》，要求各示范区方案于 9 月 30 日前备案，确保今、明两年分布式光伏装机目标完成。已有示范区必须在今年 9 月底前开工或年底建成规模不低于 2 万千瓦，否则取消示范区称号。

为什么会下“最后通牒”？

笔者觉得，第一批示范区项目已经公布一年有余了，却还是进展缓慢，这对原本兴致勃勃的能源局与其政策而言，是一种“忤逆”，对“指令”的无视怠慢，面子上过不去，也不利于能源局往后的“发号施令”。光是舆论压力就已经山大。况且，如今的光伏行业又处在外患逼迫扩内需的大环境下，更是容不得怠慢。

再者，分布式光伏发电已经被捧成了“香饽饽”，利好频出，被寄予厚望的分布式新政也已发出来，新一批示范园区项目将基于新政成为行业标杆，新账旧账一起算，进一步发现和解决项目建设中出现的问题，并探索创新的商业模式和投融资模式，推动行业加速建设。

另外，据悉未来各地非化石能源装机、清洁能源消费量将纳入国务院硬考核，分布式光伏也将在考核之列。8GW 的装机目标，上半年分布式光伏才新增并网容量 100 万千瓦，全国新增光伏发电并网容量也只 330 万千瓦(目标 14GW，保底也得 13GW)，下半年的装机压力之重可想而知。去年就点名了的你们，还好意思再拖吗？

OFweek 太阳能光伏网 2014-09-18

山东颁布多项促进分布式光伏发电的政策

从多方了解到，山东省颁布了多项促进分布式光伏发电的政策，其中，2013 年至 2015 年，纳入国家年度指导规模的分布式发电项目，所发全部电量在国家规定的每度 0.42 元补贴标准基础上，省级再给予每度 0.05 元的电价补贴，每度电总补贴达到 0.47 元。

山东省还设立 1 亿元省级分布式光伏发电应用专项资金，择优对光伏发电项目给予支持。落实税费优惠政策，2015 年之前光伏发电增值税即征即退 50%，对分布式光伏发电自发自用电量免收针对电量征收的政府性基金以及系统配用容量费和相关服务费用。

山东省将有序推进光伏电站建设，利用荒山荒地、盐碱地、滩涂等未利用地及采矿废弃地，积极稳妥推进各类光伏电站建设。同时，大力发展分布式光伏发电，优先支持在用电价格较高的工商企业、工业园区建设规模化的分布式光伏发电系统，支持在机关、学校、医院、居民社区建筑等推广小型分布式光伏发电系统。

大智慧阿斯达克通讯社 2014-09-18

国内首个离网光伏隧道照明系统运行良好

张花高速魏家湾隧道采用了由湖南联智桥隧研发的国内首个完全脱离电网的智能光伏照明系统，至今已顺利运行逾 8 个月，未出现任何故障。

自今年 1 月中旬投入使用以来，由湖南联智桥隧技术有限公司(以下简称“湖南联智桥隧”)研发的国内首个采用完全脱离电网的智能光伏照明系统隧道——张花高速魏家湾隧道至今已顺利运行逾 8 个月，照明系统状况良好，未出现任何故障。

根据原有设计供电方案，张花高速魏家湾隧道将架设专用输电线路和安装变电设备，但由于其地处偏远山区，市电接入需要耗费大量人力、物力、财力。充分研究论证后，设计方决定将照明系统变更为具有安全、节能、低成本等优势的道路隧道智能光伏照明系统。

负责研发这一照明系统的湖南联智桥隧是国家高新技术企业，业务范围涉及检测、设计、监理、桥隧加固施工等，拥有雄厚的技术实力。为落实国家节能环保产业规划，支持国家光伏产业发展，建设资源节约、环境友好型的“两型社会”，湖南联智桥隧组织研发人员进行技术攻关，发明了“智能调节太阳能供电 LED 公路隧道照明技术”，并首次在张花高速魏家湾隧道中应用。

魏家湾隧道管理方介绍，智能光伏照明系统实现了完全脱离电网、零能耗和零二氧化碳排放，运营期间每年将减少减少 210 吨的二氧化碳排放、19 万元电费支出和 7 万元的维护费用。按照设计使用寿命 30 年计算，加上所有前、后期成本，较传统照明系统而言，魏家湾隧道照明系统可创造 620 万元的经济效益，同时社会效益显著，也为今后隧道建设照明技术方面提供了可借鉴的优质样本。

湖南联智桥隧技术有限公司总经理梁晓东介绍，“智能调节太阳能供电 LED 公路隧道照明技术”的发明，使我国智能光伏照明技术迅速达到了国际先进水平。“但我们并不满足于此，目前公司正着手对这一技术进行进一步改良优化，为隧道建设全面推广应用这项技术做好准备。”

红网 2014-09-19

亚太地区 2014 年光伏市场需求将达 17.2GW

有该地区两个最大的市场中国和日本帮助，根据市场调研公司 NPD Solarbuzz，亚太区，其中包括印度、澳大利亚和泰国，预计将支持光伏市场需求在 2014 年下半年达到 17.2GW 左右。

根据 NPD Solarbuzz，预计亚太区将占今年后半年全球太阳能光伏需求的近 60%，该需求的 95% 来自这些关键国家。

NPD Solarbuzz 资深分析师廉锐表示：“中国、日本、印度、澳大利亚和泰国有望登上全球十大光伏市场排名。中国和日本正在主导需求，今年增加所有新光伏装机容量的约一半。”

尽管国家能源局最近公布新政策来支持分布式发电光伏项目的开发，尤其是屋顶项目，但最新的 NPD Solarbuzz 亚太区主要光伏市场季度报告显示，今年下半年中国约 80% 的光伏需求将为地面安装项目，此前目标在今年早些时候设立。

至于日本，该市场调研公司预计，今年下半年需求将超过 5GW，指出该国获得批准的光伏项目储备量达 59GW。

根据 NPD Solarbuzz 分析师 Holly Hu：“光伏系统成本不断下滑，加之高上网电价补贴费率，继续在日本光伏市场提供具有吸引力的光伏项目经济性。尽管日本政府审查批准的项目储备的进度，但是未来几个季度光伏安装项目将继续快速加速。”

最近，经济贸易产业省(METI)旗下自然资源和能源局证实取消日本 1.82GW 的项目。

Hu 表示：“印度政府最近根据该国的国家太阳能计划第二阶段第二批，为光伏项目开启招标流程;然而，政策的不确定性已经在过去六个月推迟印度太阳能光伏需求。从积极方面，印度政府最近避免如果对进口的中国硅基光伏组件征收反倾销税可能出现的潜在问题。”

根据 NPD Solarbuzz，鉴于最大的需求来自中国，亚太区将保持其领先地位。

PV-Tech 2014-09-19

全球最大太阳能飞机环球将飞越中国

9月12日，中国科协党组成员、书记处书记徐延豪在中国科技馆会见瑞士阳光动力公司首席执行官安德烈·博尔施博格一行。双方就太阳能动力飞机环球飞越中国期间的科普活动及推广进行了商讨。

徐延豪表示，他非常赞赏太阳能动力飞机环球飞行计划，这是一次向公众普及太阳能技术的好机会。中国科协愿意积极参与太阳能动力飞机环球飞行计划的科学普及工作。中国科协将按照具体飞行方案配合制定向公众传播的计划。

安德烈·博尔施博格表示，由瑞士阳光动力公司研发的太阳能动力飞机将首次执行昼夜环球飞行计划。该飞机在设计理念上注重新材料、设备、发电、储能、节能等多方面技术的综合应用，环球飞行主要是为了向公众推广普及太阳能应用、可再生能源、清洁技术等。希望在中国航段飞行期间，开展各类太阳能应用相关的科普活动，由此大力宣传太阳能可再生资源的持续稳定应用。

瑞士阳光动力公司设计研发的“阳光动力二号”飞机计划2015年3月开始首次太阳能环球昼夜飞行，中国作为其重要目的地之一。“阳光动力二号”计划于2015年3月15日前后先后飞抵重庆、南京，停留2-3周后飞离中国。

中国科协科普部副部长辛兵，国际部相关工作人员，阳光动力公司营销董事总经理格里哥力·布拉特、瑞士驻华大使馆一秘裴雅珍等参加会见。

中国科学技术协会 2014-09-19

海洋能、水能

两部制电价为何首选抽蓄电站

相比以往电价机制，完善在哪？

导读：国家核定租赁费模式有其明显的缺点，即每年的租赁费是固定的。也就是说干与不干、干多干少都一样，这调动不了抽水蓄能电站的积极性，无法发挥其调峰、填谷、调频、调相的作用。但两部制电价模式并不能“包治百病”，也有其负面作用。

图：./W020140917322847511873.jpg

日前，国家发改委对外颁布《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》（以下简称《通知》），指出在形成竞争性电力市场以前，对抽水蓄能电站实行两部制电价。那么抽水蓄能电站此前实行的电价机制是什么样的？遇到了哪些困难？两部制电价又完善在哪呢？从整个电力行业来讲，两部制电价在国内并未广泛推开，为何“花落”抽水蓄能电站？意义何在？

发展形势良好，电价机制掣肘

抽水蓄能电站的主要作用是解决电网峰谷之间的供需矛盾，其主要工作原理是通过电能、水能的转化达到储蓄和释放电能可控的目的，被形象地比喻为“电力储备粮库”。从电站运行的统计数据来看，抽水蓄能电站的能量转换比率一般在75%左右，即消耗4千瓦时电能抽蓄的水量，能发出电能3千瓦时，所以也俗称为“抽四发三”。

“快，环保。”一位业内人士在提及抽水蓄能电站的优势时，对《中国能源报》记者说。据介绍，抽水蓄能电站运行灵活，启停方便，从启动到满负荷只需1-2分钟，由抽水运行转换到发电工况仅需3-4分钟，是电力系统最佳的紧急事故备用和“黑启动”电源。与燃煤发电机组相比，抽水蓄能的调峰能力是燃煤机组的4倍，功率调节速度是燃煤机组的50倍。

数据显示，截至2013年底，我国抽水蓄能电站投产容量已达2154.5万千瓦。根据国家能源局印发的《水电发展“十二五”规划》，在“十二五”期间全国新开工抽水蓄能0.4亿千瓦，到2015

年抽水蓄能装机达到 0.3 亿千瓦，约占水电总装机的 1/10；到 2020 年水电总装机容量达到 4.2 亿千瓦，其中抽水蓄能 0.7 亿千瓦，占水电总装机的 1/6。

近年来，我国抽水蓄能电站发展较快。在这过程中，也面临着不少问题。据介绍，经营模式便是此前抽水蓄能电站发展的主要制约因素，这也是此次完善抽水蓄能电站价格形成机制的原因，因为电价机制是影响抽水蓄能电站经营业绩的最重要因素。

两部制电价对症，副作用或存

那么此前我国抽水蓄能电站的经营模式、电价政策是什么样的呢？据了解，目前我国相当数量的电站采用的是国家核定租赁费模式，即国务院价格主管部门按照补偿固定成本和合理收益的原则，核定抽水蓄能电站的年租赁费（定额），不再核定电价。

“这种模式有其明显的缺点，即每年的租赁费是固定的。也就是说干与不干、干多干少都一样，这调动不了抽水蓄能电站的积极性，无法发挥其调峰、填谷、调频、调相的作用。”一位不愿具名的电力监管人士说，“同时，该模式明确了租赁费如何分摊，一般由电网企业承担 50%，发电企业和用户各承担 25%，保证了抽水蓄能电站的还本付息和合理收益，但是没有明确规定抽水蓄能电站运行的主要费用如何分摊，即运行过程中产生的电能损耗该如何分摊？这个问题也已经成为掣肘抽水蓄能电站综合效益发挥的重要因素。”

据介绍，“抽四发三”的抽水蓄能电站在能量转换过程中存在 25% 的能量损失，而且电站启停次数越多、利用小时数越高，那么产生的损耗也就越多。这一运行成本由电网承担，必然影响其调度积极性。“由于目前电力调度机构归属电网公司，从经济利益出发，电力调度机构对抽水蓄能电站自然采用了‘能不用就不用’的调用方式。”相关研究认为，这突出表现在电站的利用小时数上，数据显示，采用国家核定租赁费模式的电站的利用小时数只有一两百小时，远远低于单一电量电价、两部制电价等模式。

“两部制能够较好地解决上面的问题。”一位来自国网能源研究院的专家对记者说，因为在两部制电价中，容量电价能够弥补抽水蓄能电站固定成本和准许收益；而电量电价则弥补了抽水蓄能电站抽发电损耗等变动成本，即明确了运行费用的补偿机制，解决了抽水蓄能电站运行费用分摊原则不明的问题。

但据了解，两部制电价也不能“包治百病”，也有其负面作用。抽水蓄能电站电价包括发电上网电价和抽水用电电价，一个是产出收益，一个是投入成本。研究认为，“抽水蓄能电站运行成本的回收是通过上网电价高于抽水电价实现的。此时电站抽水越多，发电越多，收益就越高。因此，这种经营模式下的电价机制就驱使抽水蓄能电站投资运营者争取多抽水、多发电，通过两者差价赚取更多利润，而不是考虑按电网实际需求提供抽水发电服务，导致不必要的能源浪费。”

两部制电价试水，配套政策待续

“就目前来说，两部制电价可以说是一个很好的政策。但是相关的落实情况，还有待观察。”上述专家说，“最终还是看抽水蓄能电站在电网系统中有没有起到其应有的作用。”据他介绍，从电力行业来看，此前并没有针对抽水蓄能电站行业的电价机制，有的采用单一电量电价模式，有的采用电网全资建设、经营模式，也有的采用了两部制电价模式，但这些都只是对个别项目制定电价，“此次推行的两部制电价，可以说是对该行业独立的电价机制的探索。”

对此，华电集团政法部主任陈宗法也对记者表达了类似的观点，“抽水蓄能电站始终没有独立的电价，现在应该是也借机做两部制电价的试点。”另外，他认为，首先选择抽水蓄能电站作为推广两部制电价的对象，还有另一方面的原因，即抽水蓄能电站有其特殊性。“因为抽水蓄能电站与电网的关系格外紧密；同时，因为需要建设上水池、下水池，抽水蓄能电站造价相对较高，能量转换时的能量损失也使得其运行成本相对较高。”

发改委表示，抽水蓄能电站两部电价的实施，以及《通知》鼓励采用招标、市场竞价等方式确定抽水蓄能电站项目业主、电量和电价，将有利于抽水蓄能电站建设引入社会资本投资，并对提高电站利用效率将发挥积极作用。对此，陈宗法表示，“这有利于打破电网在这方面的垄断。但就目前

情况来说，还需要更多的细则和具体措施的出台，也就是说配套性的政策需要完善。”

中国能源报 2014-09-17

水权制度建设难以一蹴而就

编者按

为积极稳妥地推进水权制度建设，水利部日前印发了《关于开展水权试点工作的通知》。其中，明确了在工作基础好、代表性强、地方积极性高的 7 个省区开展不同类型的水权试点工作，力争用 2-3 年的时间，在水资源使用权确权登记、水权交易流转、相关制度建设等方面率先取得突破，为全国层面推进水权制度建设提供经验借鉴和示范。日前，《中国能源报》记者就水权制度建设相关问题对中国工程院院士、中国水科院水资源所所长王浩进行了专访。

中国能源报：水权是水资源配置的一个制度问题。水权制度的建立核心是什么？

王浩：水资源的所有权是指国家、单位（包括法人和非法人组织）和个人对水资源依法享有的占有、使用、收益和处分的权利，是一种绝对的物权。在我国，水法明确规定，水资源所有权为国家所有。澳大利亚、日本、法国、南非等国家，也都是由国家掌有水资源的所有权。水资源使用权是派生于水资源所有权，又区别于水资源所有权的一种独立的物权，是对水资源的使用获益权。水资源使用权从所有权中抽离开来正是为了配置资源，实现物尽其用，以保障非所有人的生存发展利益。

我国推行水权制度建设，是为应对日趋尖锐的供需矛盾，在水资源所有权国家所有的基础上对水资源使用权进行管理与分配，即通过水权的明晰，增强政府、企业、团体乃至个人对水资源有限性和水权财产性的认识，强化水资源的管理。通过水资源使用权的明晰和分配来规范以往用水与节水权责不分的用水方式，通过市场经济调节机制的建立来引导公众高效用水习惯的形成，同时强化政府的社会管理和公共服务职能，形成与水资源承载能力相适应的集约型的生产模式和自律型的生活方式。

水权制度主要包括水资源使用权确权登记、水权交易流转、相关制度建设等三个方面。初始水权的分配是水权制度整体实施的基础和先决条件，所以说水权制度建立的核心是水资源使用权确权登记。

中国能源报：水权制度涉及水资源管理和开发的方方面面，内容也极为广泛，在我国早已有过讨论。2005 年水利部已出台相关文件，距今已经有 10 个年头了，才开始试点。

王浩：我国水权制度从实践探索到制度建设已经经历了相当长一个阶段。我国最早的分水方案是 1987 年制定的《黄河干流水量分配方案》。2000 年东阳义乌进行的水资源使用权交易是我国水权交易的首次成功尝试。2004 年，宁蒙两区在水利部、黄河水利委员会的指导下，实施了大规模、跨行业的“投资节水，转换水权”，2004 年 5 月，水利部特别下发了《水利部关于内蒙古宁夏黄河干流水权转换试点工作的指导意见》给予积极引导和规范。2005 年水利部颁布了《关于水权转让的若干意见》、《关于印发水权制度建设框架的通知》，对推进我国水权制度建设具有重要的意义。

为了全面推动我国江河水量分配工作，2010 年水利部批复了《全国主要江河流域水量分配方案制订任务书（2010）》，明确了第一批启动水量分配工作的 25 条河流名录和有关工作要求，水利部 2011 年编制《水量分配工作方案》，全国范围的江河水量分配工作全面启动，2013 年第一批 25 条河流的水量分配方案基本编制完成，并启动了第二批河流水量分配方案编制工作。2011 年水利部组织编写了《江河流域水量分配方案制订技术大纲》，研究提出了水量分配技术大纲，初步确定了江河水量分配的基本技术路线。但目前的江河水量分配主要是基于供需平衡的水量配置，对于权利分配准则考虑较少。

中国能源报：水权制度建立难在哪？您认为最先需要解决哪些问题？

王浩：总体来讲，我国水权制度建设还处于探索阶段，面临着不少困难，亟需要解决的问题，具体包括以下四方面。

第一，水资源具有特殊的自然属性和社会属性，决定水权制度建设是一项非常复杂的系统工程，而不是一蹴而就的。由于水的特殊物理和生化特性，其服务功能贯穿于经济社会发展的全过程，渗透在经济社会系统的方方面面，是“生命之源生产之要生态之基”，其重要性决定了水权分配需谨慎再谨慎。此外，水具有流动性，加剧其使用权力边界确定及监管的难度。

第二，目前对于水权的概念、分配原则与机制尚不清晰，相关的法律政策也极不完善。《宪法》、《水法》和《物权法》等法律虽然明确了水资源所有权和取水权，但对水资源占有、使用、收益、处置等权利缺乏具体规定，如何界定水资源的使用权更没有明确。现有的一些规定仅对取水权转让作出原则规定。随着水资源管理逐步走向精细化和法制化，对水权制度体系建立的诉求越来越强烈，必须从概念上进行明确，从法制上做出规定，才能有效推进水权制度建设。

第三，初始水权分配缺乏统一的概念与技术方法，以及法规上的界定，现有几种口径的分配方案缺乏有效对接。目前没有明确统一的水资源使用权初始分配的方法与技术方法，而相近的工作有三个方面：一是我国实施最严格水资源管理制度，将用水量指标进行了省、市、县逐级分解；二是正在进行的跨省江河水量分配；三是各流域、省区开展的水资源综合规划工作。三种方法在分配对象（用水量、耗水量）、分配方法、分配方案实施路径上都存在差异，哪一种可认定为初始水权分配，或者三种方案能不能有效的统一，都尚不明确。

第四，水权交易制度、规则与技术支撑体系尚未建立。水权交易的主体、范围、价格、期限，市场交易机制等要素都没有明确，缺乏法律依据与科学技术支撑。且现有的水权交易案例，过于强调政府的作用，市场机制的作用空间被挤占。

中国能源报：目前我国对于水资源配置，主要采用什么手段？水权制度与现有水资源配置方式有何异同？

王浩：水权制度建设是水资源配置的一种方式，是通过用水权力确定对水资源配置方案进行固化，并在此基础上利用市场进行优化调节。我国现行的水资源配置，是政府采用行政手段通过计划分配和行政划拨实现的，在灵活性和高效性方面存在一定的欠缺。

基于水权制度的配置方式是政府和市场相结合的配置方式，包括以政府主导的初始水权分配和以市场主导的水权交易，两种配置方式相互促进、相互完善，在水资源初始分配不能满足时，发挥市场的调节作用对水资源配置进行进一步优化，更有利于水资源的节约与高效利用。

中国能源报：水权应该是制度经济学的范畴。水权会不会与现行的税费重叠？

王浩：我国水法规定“国家对水资源依法实行取水许可制度和有偿使用制度”、“直接从江河、湖泊或者地下取用资源的单位和个人，应当按照国家取水许可制度和水资源有偿使用制度的规定，向水行政主管部门或者流域管理机构申请领取取水许可证，并缴纳水资源费，取得取水权”。也就是说，不论是否通过水权制度建设来进行水资源配置，凡是符合水资源费征收条件的用户，只要取用水，都要按照规定缴纳水资源费。而水权分配则是对用户的取用水权力范围进行法律界定。

中国能源报 2014-09-26

风能

安徽大唐来安唐龙风电场发电量超 500 万千瓦时

2014年9月10日，安徽省来安电力工程技术人员正在大唐来安唐龙风电场维护输电线路。

该风场是大唐新能源公司在安徽地区自主建成的首个风电场，装机总容量为 4.8 万千瓦，每年可为安徽电网提供清洁能源电量 8700 余万千瓦时，节省燃煤 3 万余吨。

目前，一期工程安装 24 台单机容量为 2000 千瓦风力发电机组，实发电量 502 万千瓦时。（徐 斌）

经济日报 2014-09-15

2014年上半年中国风电建设统计评价报告显示：限电“弃风”率10.5%

日前，记者从水电水利规划设计总院、国家可再生能源信息管理中心获悉，2014年上半年全国风电新增并网容量584万千瓦，同比增长约21%；累计并网容量8299万千瓦，在建容量6671万千瓦，并网容量占核准容量的55%。全国风电场等效利用小时数为976小时，同比减少约83小时。

值得关注的是，2014年上半年全国由于限电因素而产生的“弃风”限电损失电量91亿千瓦时，全国“弃风”率约为10.5%，同比上升约0.5个百分点。

“十二五”前四批拟核准计划项目核准进度超过60%

数据显示，国家“十二五”风电前四批拟核准风电项目计划(不含第一批已取消项目，含第二批增补计划)共安排风电项目1770个，装机容量10651万千瓦。截至2014年6月底，已核准项目1024个，容量6540万千瓦，约占总计划容量的60%。其中，吉林、黑龙江、海南已经完成了所有批次核准计划；内蒙古和新疆的核准计划已经超过了本自治区总计划容量的85%；北京、江苏、浙江、福建、广东、重庆、青海等地区核准计划完成率低于40%，相对较慢，主要原因是当地风电场工程接网和用地等条件尚待进一步落实。

分批次来看，第一批拟核准计划项目总容量为2494万千瓦，截至6月底已核准2480万千瓦，核准完成率达到99%以上（山东省个别项目为部分核准，湖南省个别项目已进入核准程序）。

第二批拟核准计划项目总容量为1923万千瓦，已核准1628万千瓦，核准完成率为85%。

第二批“增补”计划中包括15个省(市、自治区)，项目总容量为602万千瓦，已核准474万千瓦，核准完成率为79%。其中，云南、山西、河南和贵州已经全部完成核准计划；福建、湖南等省份核准计划推进较慢，核准计划执行率不超过50%。

第三批拟核准计划项目总容量为2872万千瓦，已核准1457万千瓦，核准完成率为51%。其中湖南省核准完成率100%，北京、天津、辽宁等省推进较慢，执行率低于35%。

第四批核准计划项目总容量为2760万千瓦，已核准501万千瓦，核准完成率为18%。其中宁夏和新疆核准完成率超过50%，工作推进较快。由于第四批计划今年年初才下达，多数项目正在落实前期工作，核准完成率偏低。

上网电量占全国各类电源总上网电量的3%

数据显示，2014年上半年全国风电装机容量增长较快。截至6月30日，上半年全国新增并网容量584万千瓦，同比增长约21%。新疆和山东上半年新增并网容量居全国前两位，分别为124万千瓦和57万千瓦。

截至2014年6月底，全国风电累计并网容量8299万千瓦，在建容量6671万千瓦，并网容量占核准容量的55%。其中，内蒙古风电并网容量突破1800万千瓦，领跑全国；河北、甘肃、新疆、辽宁、山东、黑龙江、吉林、山西、宁夏等10个省(区、市)累计并网容量均超过300万千瓦。

数据显示，2014年上半年，全国风电上网电量为773亿千瓦时，同比增长11%，约占全国总上网电量的3%。

2014年上半年全国风电上网电量超过50亿千瓦时的省份有内蒙古、河北、新疆、甘肃、山东和辽宁六个省(自治区)。内蒙古今年上半年风电上网电量以176亿千瓦时继续保持全国第一，约占全国风电总上网电量的23%。

风电利小时数同比减少83小时

2014年上半年，全国风电场等效利用小时数同比减少约83小时。其中，云南省风电场等效利用小时数1717小时，为全国最高，同比增长约332小时；吉林省最低，为727小时，同比减少约108小时。

2014年上半年全国由于限电因素而产生的“弃风”限电损失电量91亿千瓦时，全国“弃风”率约为10.5%，较2013年同比上升约0.5个百分点。

全国风电运行形势与去年基本持平。东北地区限电比例仍然较高，河北“弃风”限电状况稍有缓解，西北地区特别是新疆“弃风”率同比增长较大，初步分析是由于新疆近两年风电项目大规模

并网，而配套电网建设无法满足风电快速增长的进度所致。

中国能源报 2014-09-15

发改委酝酿风电价格下调 政策有望今年落地

酝酿两年之久的风电上网电价下调政策有望今年落地。

记者从知情人士处获悉，近日国家发改委价格司下发了调整风电上网电价的征求意见稿，并开会征求各方意见。

“初步设定风电标杆电价原先 0.61 元/千瓦时的地区每度下降 2 分钱，其他区域每度下调 4 分钱，今年年底前实施的可能性比较大，但这一下调幅度也遭到五大电企和参会的部分省物价局的反对，均认为下调太多。”上述知情人士透露。

不过，多位风电行业人士则认为，从国内风电市场发展形势来看，由于存在电价下调的缓冲期，只要没有调低至没有盈利的程度，而且再加上可再生能源配额制的出台，不管是对风电设备制造企业还是风电场运营商来说，都不算是坏消息。

四类地区均下调

在国家发改委价格司通报的调价设想方案中，将四类资源区标杆电价从 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，分别调整为每千瓦时 0.47、0.5、0.54、0.59 元。此外，还将福建、云南、山西三省由每千瓦时 0.59 元资源区域调到 0.54 元资源区；将吉林、黑龙江省统一调整为 0.54 元/千瓦时。

目前，国内风电场执行的电价是国家发改委在 2009 年公布的。当年 7 月，下发的《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，按照风资源划分出上述四类标杆电价。

新疆和内蒙古等大部分风资源较好的地区被划分为第一类资源区，实行最低的上网电价；而除河北、甘肃、吉林、黑龙江、宁夏回族自治区以及新疆、内蒙古等少部分资源情况略差地区被划分到第二类 and 第三类资源区，实施中等上网电价外，其他各省均为第四类资源区，执行 0.61 元/千瓦时的最高电价。

在过去的两年中，国家发改委早已多次对风电上网电价进行评估，并召集相关风电企业召开座谈会，征询下调风电上网电价的时机是否成熟。

一位风电行业分析人士对记者表示，发改委考虑下调风电上网电价主要是考虑到风电行业技术进步，风电机组设备价格已经明显下降，企业风电场运营情况逐渐向好。

自 2013 年以来，针对风电行业产能过剩、补贴拖欠、并网困难、弃风限电严重等问题，国家出台了一系列扶持政策，使风电产业回暖，风电场运营商扭亏为盈，风电设备制造企业的盈利也大幅改善，由此国家相关部门再次对电价下调征求意见。

而在今年 3 月份召开的全国两会上，国家发改委《关于 2013 年国民经济和社会发展计划执行情况与 2014 年国民经济和社会发展计划草案的报告》提出，要继续进行资源性产品价格改革，其中将“适时调整风电上网价格”放在首位。

金风科技一位负责人也坦言，从长期来看，风电电价确实是要下调的，现在的高电价对财政有很大压力，政府期望用市场化的方式来消化。

抢装潮

此外，从本次座谈会还了解到，以上风电价格的调整只针对 2015 年 6 月 30 日后投产的新投资项目，也就是说这一时间点之前投产的项目仍然执行原来的标杆电价。

多位风电行业人士认为，如果不出意外，这一缓冲期将带来风电场新一轮的抢装潮。“只要没有下调到大家都不挣钱，对于整机和零件设备厂商就是利好。”前述风电行业分析人士表示。

该人士还介绍，因为电价一经下发便会带来风电场的抢装，那么今年下半年与明年上半年的风机出货量会非常大，整机企业和市场份额比较集中的零部件企业的业绩会非常好，比如上游的齿轮箱、叶片和轮毂。

从国内设备制造企业来看，整机厂包括金风科技、湘电股份、明阳风电等；零部件龙头生产企业则有中国高速传动、中材科技、吉鑫科技等。

不过，这一调价设想方案却由于被认为变动太大，遭到五大发电集团和部分省物价局的反对。初步测算，电价每千瓦时下调 1 分钱，会降低风电场净资产回报率（ROE）1 个百分点。

龙源电力一位负责人认为，风电行业发展需要投资企业有积极性，如果电价下调幅度过大，企业就没有积极性了，而且现在整体电价并不高，龙源电力上半年税前平均电价是 0.583 元/千瓦时，而国外都是 0.7~0.8 元/千瓦时，因此较大幅度下调电价是与国家调整能源结构政策不适应的。

“目前业内存在分歧主要集中在：一是区域里实行统一的标杆电价，却忽略了区域内部的资源禀赋差异；二是大部分区域，如三北地区，曾经历过长时间的弃风限电，现在吉林省某些月份还能限电 50%，在这些问题没有解决之前就下调电价是不现实的。”上述金风科技人士表示。

然而，风电电价下调也还只是征求意见，最后的调价幅度可能与这一幅度有差别，加之近期《可再生能源电力配额考核办法》最后修改稿已经由国家能源局新能源司完成提交，也可能在今年内公布实施的另一重影响下，风电上网电价下调带来的未必都是不利消息。

一位持谨慎观点的风电行业人士就表示，下调幅度和实施时间是两个关键指标，但现在只是预期确定，讨论细节尚有点早。“如果下调幅度 4 分钱/千瓦时，那么实施时间就可能向后推，如果幅度没有那么大，实施时间反而可以提前，所以我认为没有利空之说，而且如果加上配额制，可能还会成为利好。”该人士说。

第一财经日报 2014-09-15

八大风电场投产后每年节煤 30 万吨

9 月 12 日，国家能源局对淄博高新区光伏发电应用示范区项目进行调研。9 月 15 日，记者从淄博市发改委获悉，淄博市积极发展新能源，除了推动光伏发电项目建设，还大力开发利用风能。今年底淄川薛家峪风电项目预计将带电投产，而淄博市在建和已经批复的风电项目已达 8 个，全部投产后预计一年节省燃煤约 30 万吨，少排放约 76 万吨二氧化碳。不仅可以充分开发域内的风力资源，为地区提供大量清洁能源，推动地区的可持续发展，同时对于域内环境改善也将起到积极作用。

山风有望一年“吹来”7 亿千瓦时电力

近日，淄川区因超标排污被区域限批，其中超标排放大户山东大龙电力股份有限公司成为“罪魁祸首”之一。关于热电企业的排放成为社会关注的焦点，而充分利用新能源，对于环境改善所起到的作用非常明显。

9 月 15 日，记者从淄博市发改委获悉，淄博南部山区风力资源丰富，适合进行风力发电。从 2006 年西班牙歌美飒公司在博山区开展测风工作以来，先后有 9 家公司到淄博市考察建设风电项目。截至目前，共有 8 个项目开发工作取得实质进展，总容量达 39.15 万千瓦。中广核博山岳阳山风电场、淄川薛家峪风电场和华电淄博淄川昆仑风电场一期工程项目已开工建设，装机容量达 14.7 万千瓦，预计年底将带电投产。天润淄川摘星山、阿法诺淄博石马风电场项目已获得核准，正在办理开工前的各项手续。国风沂源、华电淄博沂源徐家庄、中广核博山文武山风电场项目列入国家十二五第四批项目核准计划，预计年底前可通过核准。全部投产后预计年发电量达 7 亿千瓦时。

高新区光伏年发电量预计达 5500 万千瓦时

9 月 12 日，国家能源局对淄博高新区光伏发电应用示范区项目进行调研。记者了解到，2013 年 8 月，淄博高新区被列为国家首批分布式光伏发电应用示范区。项目由中兴能源光能技术有限公司开发建设，总投资约 5 亿元，利用高新区内工业厂房屋顶安装 50MW 多晶硅电池组件，建成后年发电量约 5500 万千瓦时，90% 以上企业自用。

与此同时，积极实施太阳能路灯照明工程。结合道路升级改造和村容村貌提升工程，大力推广应用太阳能路灯，今年共安装太阳能路灯 2000 余盏。支持鼓励居民利用自有房屋建设小型光伏发电项目。去年 7 月至今年 8 月，淄博市已有 95 户居民安装了屋顶光伏发电系统，装机容量 185 千瓦，

年发电量可达 26 万千瓦时。

又一垃圾焚烧发电项目正在建设

采访中记者了解到，对生物质资源的能源化利用是改善淄博市能源结构的一个重要组成部分，为了规范生物质发电项目建设，淄博市发改委组织编制了《淄博市农林生物质发电发展规划(2010-2015)》。明确了当前和今后一个时期淄博市生物质燃烧发电的发展目标、项目布局和建设规模。截至目前，淄博市共有淄川浩源、高青腾飞 2 个生物质发电项目获得核准，装机容量 4.5 万千瓦，每年可利用各类生物质原料 31 万吨，发电 29000 万千瓦时。

随着城市建设步伐的加快，城市生活垃圾处理成了困扰城市发展的一个难题。经各方努力，淄博市 2.4 万千瓦垃圾焚烧发电项目于 2007 年 7 月投入运行。日处理城市生活垃圾 1000 吨，年供热 96 万吉焦、年上网电量 11000 万千瓦时。然而随着淄博市经济的发展和人民生活水平的不断提高，城市生活垃圾量迅速增加，大大超出了公司的处理能力，为此，淄博市又在淄川区新建 3 万千瓦生活垃圾焚烧发电项目，于 2014 年 3 月获省发改委核准，现已开工建设。

鲁中晨报 2014-09-16

挪威风电或错失繁荣良机

让挪威始料不及的是，北欧地区电价的下跌令可再生能源电力开发商们开始重新审视项目成本。据瑞典电网运营商 Svensk Kraftmaekling 公司的彼得·朱迪称，2012 年以来，北欧地区电力价格已经下降了 21%。“那些在挪威的项目情况不容乐观。许多新项目的利润被严重挤压，挪威的税收也和瑞典有很大差别，让开发商们有点担忧。”朱迪接受电话采访时说。



(原标题)

政策不给力；引资魅力不敌邻国

挪威风电或错失繁荣良机

挪威作为西北欧地区最大的石油和天然气生产国，在发展可再生能源方面也不甘落后。凭借优

越的地理位置，挪威提出，要在未来 10 年内将风电装机量翻两番。为了更好地实现其在可再生能源领域的宏图伟志，挪威还与同在斯堪的纳维亚半岛的紧邻瑞典，签署了分享可再生能源电力的协议，希望一起发展相关产业。

然而，由于税收、补贴等政策上的差异，挪威风电市场魅力却有些不及瑞典，甚至其本国风电开发商也愿意跑去瑞典开发项目。

政策影响投资热情

风电本来也是挪威可再生能源领域十分重要的一项。据欧洲风能协会预计，到 2030 年，风电产业可以拉动挪威的就业增长 3 倍。两年前，挪威与邻国瑞典正式启动了跨国的“绿色认证”系统，对包括风能、太阳能、水力发电等在内的可再生能源电力进行认证，并建立了统一的认证市场，旨在借此展开合作，提升可再生能源电力产量。

根据双方协议，针对可再生能源电力生产商的首个设施，其生命周期的前 15 年生产的每千瓦时电力，挪威和瑞典都将授予可贸易证书，电力供应商必须根据需求购买此证书。当然，这项成本最终都将转嫁到当地纳税人身上。

然而，自协议实施以来，挪威的风电开发商却都跑去瑞典建设项目。瑞典每 7 台风机中就有 1 台是挪威开发商建设的。根据协议规定，挪威目前只完成了到 2020 年需要完成的风机安装总量的 10%。

以挪威国有电力公司 Statkraft 为例，截至 2013 年，该公司在挪威国内已经 8 年没有建设任何风电项目；但是，与之形成鲜明对比的是，在此期间，该公司却花费了高达 75 亿挪威克朗（约合 12 亿美元）的资金，在瑞典建设风电项目。

“我们必须马上做出改变，否则未来可能不会有大批投资进入挪威可再生能源领域，所有的钱都将跑去瑞典。”挪威议会的能源与环境委员会负责人奥拉·艾尔维斯图在接受电话采访时不无担忧地表示。

产业发展不及邻国

根据挪威风能游说团体 Norwea 的统计数据，自从与邻国瑞典签署了“绿色认证”系统合作协议，挪威的消费者已经为这一系统支付了大约 18 亿挪威克朗，以当前价格计算，15 年内这一数字将上升至 400 亿挪威克朗，而这其中大部分都将流入瑞典电力生产商的口袋。

Norwea 指出，挪威 97% 的电力来自水力发电，之所以与瑞典合作开发可再生能源电力，主要是为了保证在冬季结冰期，以及枯水期的供电安全。另外，挪威计划到 2020 年，实现 68% 的能源需求包括交通和供暖，来自绿色能源，与瑞典一道发展可再生能源电力也有助于实现这一目标。

与瑞典合作前，挪威计划建设风电装机约 3000 兆瓦，至少需要投资 360 亿挪威克朗。与瑞典合作后，两国共同的目标是，到 2020 年，实现每年新增可再生能源发电 26.4 太瓦时，占到两国 2013 年发电总量的 9%。

另据瑞典能源署的统计，2013 年，瑞典风电产能增长了 38%，达到了前所未有的 9.9 太瓦时，这比目前北欧电力市场上最大的核反应堆、意昂旗下的 Oskarshamn-3 的发电量 9.4 太瓦时还多。

然而，让挪威始料不及的是，北欧地区电价的下跌宕可再生能源电力开发商们开始重新审视项目成本。据瑞典电网运营商 Svensk Kraftmaekling 公司的彼得·朱迪称，2012 年以来，北欧地区电力价格已经下降了 21%。“那些在挪威的项目情况不容乐观。许多新项目的利润被严重挤压，挪威的税收也和瑞典有很大差别，让开发商们有点担忧。”朱迪接受电话采访时说。

不过，挪威能源与石油部高级顾问莉莎·里斯特表示，与瑞典共用的“绿色认证”体系的设计初衷，就是要把投资吸引到最适合的地方去，至于挪威或瑞典最终将获得多少投资份额并不是最重要的，挪威政府并不担心投资都去了瑞典。“最终应该由市场决定，应该建设哪些项目。”里斯特曾在电子邮件中表示。

尽管如此，相比瑞典，挪威风电的进展还是不太乐观。根据挪威能源署的数据，自 2012 年以来，挪威和瑞典共增加了 7.9 太瓦时的可再生能源发电量，瑞典在此期间，安装了 771 台风机，发电量

占到新增发电总量的 85%，而挪威只安装了 112 台风机。另据瑞典 Svenska Kraftnaet 公司的统计，今年 1 月至 7 月，瑞典为风电共颁发了 580 万个绿色认证证书，挪威仅颁发了 9.5 万个。

Norwea 的顾问安德烈亚斯·阿什姆此前在接受采访时曾表示：“从一开始，我们就知道可能会落后。过去两年的实际情况，让我们更清晰地看到两国间的差异有多大。”

挪威 Statkraft 风电与通信技术负责人托博霍恩·斯蒂恩指出：“挪威的税收、补贴，甚至机器的折旧等法规必须加以修改，与瑞典的保持一致，这样才能确保投资者在两国获得的利益对等，从而不再影响对挪威的投资。”

不过，也有业内人士指出，即使没有政策上的劣势，挪威的地理条件相比瑞典也不是很受风电开发商“待见”。挪威可再生能源公司 Scanergy 就曾表示，瑞典的气候和风力比挪威更适合开发风电项目。目前，该公司已经在瑞典安装了 16 台风机。

据了解，挪威有 2.5 万公里海岸线，是欧洲最长的海岸线，但是自 2012 年以来，在建风电项目装机总量却只有 45 兆瓦，外加一个陆上风电公园，装机容量为 2 至 3 兆瓦。

“其实，就风力资源而言，挪威确实比瑞典好得多，但是，挪威风电项目建设为什么却不敌瑞典呢？现实表明，大风对风电项目来说并不一定是好条件。” Scanergy 首席执行官托尔阿恩·佩德森在一封电子邮件中表示，“风速太快、风力太强对风电设施也会是种负担。”

中国能源报 2014-09-17

上网电价下调 风企难承之重

发改委价格司报出风电上网电价下调设想方案后，业界反响强烈

近日，陆上风电上网电价将下调的声音再次搅动了风电行业回暖的春水。

“风电本来就不赚钱，还要降低电价，看来这是要让我们亏损呀！”大唐集团一位负责新能源开发的副总经理这样对《中国能源报》记者表示。他所说的降低电价是指，国家发改委价格司在近日召开的“陆上风电价格座谈会”上通报了调价设想方案，将风电四类资源区标杆电价从目前的 0.51、0.54、0.58、0.61 元/千瓦时，调整为 0.47、0.5、0.54、0.59 元/千瓦时，并在此调整基础上区别对待，将福建、云南、山西三省电价由 0.59 元/千瓦时调整为 0.54 元/千瓦时，将吉林、黑龙江省电价统一调整为 0.54 元/千瓦时。

值得注意的是，该调价方案仍为设想方案，处在意见征求阶段，而且，即便能够顺利出台，该方案也只适用于 2015 年 6 月 30 日后投产项目，此前建设的风电场仍执行原有电价。

风电开发商喊日子难

在外界看来，风电行业赚的是“大风刮来的钱”，言下之意，风电行业赚钱肯定很容易，上网电价下降几分钱肯定不成问题，然而，这次陆上风电上网电价下调的意向却触动了风电业内人士的“一肚子苦水”和“冤情”。

面对即将到来的调价，上述大唐人士告诉《中国能源报》记者：“风电开发企业现在基本上处于盈亏平衡点上，如果再降低上网电价，恐怕很多风电开发企业都会不做了，有钱还不如放到银行吃利息呢。”

华能新能源股份有限公司辽宁分公司的一位专家也认同上述大唐同行的看法。她在接受《中国能源报》记者采访时表示，由于弃风限电问题没有得到有效解决，很多风电开发企业都在盈亏分界点也就是生死线上挣扎，如果这个时候降低上网电价，企业的运营压力会非常大，企业开发新项目的积极性会严重受挫。

同时她还指出，此次征求意见的调价设想方案看似是只作用在明年 6 月 30 日后上马的风电项目上，其实，对已建成项目、在建项目都有很大影响。她说：“对当前在建的项目来说，发电运营商可能已经做了一些前期的准备或投入，如果这些项目无法在明年 6 月 30 日之前建成，开发商很可能就会因无利可图而放弃项目，这就可能让前期投入成为坏账；而上网电价下调会影响风机整机制造商和其他产业链上的设备制造商的盈利情况，如果这些制造商无利可图就很可能放弃某种型号设备的

生产或者转而从从事其他利润率更高的行业，那么，已建成风电场的风机要想更换个配件都可能很难找到，从长远来看，会影响整个风电行业的健康发展。”

据悉，我国目前执行的是2009年发布的风力发电上网电价政策。当时，划分四类风力资源区，并以此为依据而制定了0.51元、0.54元、0.58元和0.61元/千瓦时的风电上网电价。电价出台伊始，发改委价格司也明确表示，每隔一段时期会重新评估电价并调整，最终使其与常规能源接轨。

不难看出，风电上网电价政策设计的初衷是要不断调价；风电业界也普遍认为，调整风电上网电价是大势所趋。然而，从当前的风机造价和利用小时数来看，要实现“风火同价”尚需要时日。当前，我国风电的装机造价大约是火电的两倍，而风电的利用小时数国内一般在2000小时附近，火电的利用小时一般平均都在5000小时。

所以，在“弃风”问题没有得到根治之前，我国的风电上网电价5年来原封未动。2011年、2012年，甚至今年3月，国家发改委价格司都释放过要降低风电上网电价的政策信号。但出于支持新能源稳步发展等原因，风电上网电价仍保持了5年未变的格局。

运维成本走高不容忽视

中国风电集团一位负责东部沿海地区运维业务开发的经理告诉《中国能源报》记者，我国风电机组产品质量标准及保证体系不够完备，同时我国风电机组制造企业数量众多、产品质量参差不齐，通常风电设备产品质量和制造缺陷在5年左右开始逐步显现，对于我国风电开发商来说，质保期过后，风电场运行维护的风险将大幅增加，同时由于前期过分依靠风电制造商的维护团队，其人员能力、经验和装备明显不足。

同样，华能新能源的专家也建议要把运维成本考虑到风场运行的费用中来，她表示，当前，大批风机出质保期之后的运维费用到底是多少，还尚未反映在电厂运行的成本上，毕竟，更换一个大部件，每台吊车进场维修费用就是十几万，而随着风机运转时间增长，国产风机的问题不断暴露出来，此时降价无异于给风电发展“断油”，现有项目的运维投入都会成问题。

有类似担忧的还不仅限于风电开发运营商，中国农机工业协会风能设备分会理事长杨校生在日前召开的全国风电后市场专题研讨会上表示，目前国内在运行的风机已达7万多台，未来每年新增的风电装机数量大约为1万台左右，根据目前风电整机制造商与开发商的合同约定，风机的质保期一般在3-5年。越来越多的风机已经出质保期，后续的维修维护业务将很繁重。

杨校生建议，要完善我国的风电发展政策，大力实施保障各方利益、促进风电良性发展的税收、电价等方面优惠政策，进一步增强企业和地方发展风电的积极性。

还有专家建议，新项目可以重新审核收益率，原有项目的收益率在8%以上的可以开工建设，比如，现在可以规定收益率水平9%或者10%的风电项目方可通过审核，这样就可以让风电项目开发更加慎重，或者等到时机成熟再开发，这样就能达到控制总体规模的目的。价格调控手段使用好了是杠杆，而使用不当对整个产业来说都是灭顶之灾。

中国能源报 2014-09-22

能源局:加强风电项目开发建设管理 促进风电健康发展

近期，为了深入贯彻《可再生能源法》，完善风电项目管理，促进风电产业有序健康发展，国家能源局发文要求各发电集团、电网公司及电力设计单位加强风电项目开发建设管理工作。并从规划管理、开发质量、年度方案实施、统筹协调等多个方面予以指导，全面提升风电开发整体水平。

通知从五个方面对风电开发项目管理提出了要求：一、加强风电规划管理，以规划引领风电开发。二、做好项目前期工作，着力提高风电开发质量。三、明确责任分工，统筹制定风电年度实施方案。四、督促推进落实，确保年度计划有效实施。五、督促推进落实，确保年度计划有效实施。

通知要求：各省(区、市)能源主管部门要根据全国风电发展规划，结合本地区风能资源和电力市场条件，明确本地区风电发展规划，目标、项目布局和保障措施。项目建设单位要根据各省(区、市)能源主管部门制定的前期工作管理要求，认真做好资源评估、土地利用、环境保护、水土保持等前

期工作，逐一制定工作方案，认真抓好工作落实。能源主管部门要综合考虑本省(区、市)风电运行情况和电力市场特点，确定年度开发建设风电项目。

电网企业要根据风电发展规划和风电项目前期安排认真开展风电消纳市场评估，周密论证电网接入系统技术方案，为风电开发建设提供良好的服务。

此外，通知对弃风现象也做出规定：坚持把风电运行状况作为风电开发建设的基本条件。对市场消纳能力充足，不存在弃风限电情况的省(区、市)，不限制新建项目规模;对局部地区存在弃风限电情况的省(区、市)，限制新建项目建设规模，并避免新建项目在弃风限电地区的布局;对弃风限电情况较为严重的省(区、市)，原则上不安排新建项目规模。鼓励建设分散式接入风电项目。并统筹推进重点项目和示范项目。对跨省或跨区消纳的大型风电基地建设，由国家能源局根据资源条件和消纳能力，统筹安排开发规模和送出方式。大型风电基地所在的区域坚持统一规划、统一开发的原则。同时，积极支持风电供暖项目。风电供暖是促进风电消纳、实现节能减排、治理大气污染的有效手段。

中国电力网 2014-09-16

预计未来三年德国的风能将迎来爆发式增长



德国勃兰登堡州的一个陆上风电场。本报记者 管克江摄

首届汉堡国际风能展 9 月 23 日—26 日举行。德国副总理兼经济和能源部长加布里尔表示，发展风能如同海边淘金，它不仅仅是能源战略，而且是经济战略。作为可再生能源的“载重马”，它将驱动德国再工业化进程，带来新的能源方式、新的增长途径和新的工作岗位。汉堡公私合营机构“能源集群”执行总裁扬·里斯本斯对本报记者表示，预计未来 3 年德国的风能将迎来爆发式增长，欢

迎中国企业参与合作。

调整补贴政策，推动风能技术不断革新

德国 2000 年推出的《可再生能源法》被认为是全球可再生能源，特别是风能和太阳能迅猛发展的催化剂。该法案及其陆续修订，核心内容是锁定上网电价补贴，扶植可再生能源产业。但高额补贴导致电价不断上涨，引起民众不满。今年 8 月 1 日生效的最新版《可再生能源法》对能源补贴政策做出了调整。

首先是把固定上网电价改为灵活定价、补贴封顶。从 2014 年到 2016 年，德国将根据每月电力交易市场的平均电价，给可再生能源发展商适当增加一部分补贴，但补贴规定了限额。其次是逐步减少补贴，从 2017 年起通过市场公开招标来确定补贴金额。总体而言，德国政府对可再生能源的补贴不断削减。但里斯本斯对本报记者说，业界最担心的不是补贴减少，而是政策的不确定性。这也是前两年德国风能投入停滞不前，现在又遍地开花的原因。

德国风能协会统计显示，德国风能产业年产值 106.7 亿欧元，其中风能设备的 67% 用于出口，直接创造 14 万个就业机会。加布里尔表示，海上风电已经带动了钢铁业和造船业的复兴。风能作为可再生能源的“载重马”，将驱动德国再工业化进程，带来新的能源方式、新的增长途径和新的工作岗位。

截至 2013 年，德国风电装机容量达到 34 吉瓦（3400 万千瓦），排在中国和美国之后，位居世界第三位。德国风能协会公关部负责人拉斯·韦尔泽指出，政策走向仍然是困扰风能产业的重要因素。比如，风能招标如何开展？当前德国风电项目中一半以上由合作社投资，即农民或中小企业合资建造。大型电力公司可能依靠雄厚的资金和技术资源垄断招标，打破原有平衡。对此，德国联邦外贸与投资署专家伊斯特·弗赖女士对本报记者表示，业界的疑虑能够理解，但德国能源转型不可逆转，政府修改能源补贴政策的用意，就是要倒逼业界革新技术、降低成本。

降低风电成本，注重社会效益和经济效益

根据德国政府的能源转型规划，到 2050 年德国将有 80% 以上的发电量来自于可再生能源，其中一半以上来自风电。从绝对价格比较，目前德国的陆上风电成本已经能同硬煤发电竞争，每发一度电平均成本 8 欧分。但海上风电成本仍然居高不下，一度电成本高达 16 欧分。韦尔泽对本报记者表示，风电可持续发展的关键是压低成本，使它不仅具有社会效益，而且具有经济效益。

本次汉堡国际风能展上，各大厂商纷纷拿出看家本领，从风电设备和系统的设计、建造和运营等方面提出技术革新方案。两叶片风机重受追捧，这种风机由于叶片比传统风机少一个叶片，运输、吊装、维护成本可降低 20%，适合海上风电。德国一家公司推出装机容量 8 兆瓦（8000 千瓦）的两叶片风机。考虑到陆地上风机设备运输的难度，英国一家公司提出了空中潜艇思路，即把所有设备都装在大气艇里，飞到指定地点安装。不少厂商还在研发智能风轮。被动型智能风轮，能根据风速和风力大小自动“变形”。主动型智能风轮，则可以提前预测风的变化，相应调整各项指标。

西门子公司的一项研究显示，未来 10 年，风能建设的成本将在现有基础上降低 40%。全球风能理事会总干事史蒂夫·索耶表示，15 年前，各国发展新能源的目的是保护环境、应对气候变化。今天，经济考量和能源安全已经成为主要推动力，最后的赢家将出现在技术和成本控制领先的国家和企业中。

中国优势明显，德方期待与中企开展合作

虽然参加此次风能展的中国风电企业不是很多，但关于中国风电的话题备受关注。史蒂夫·索耶表示，中国目前是风能发展的领军力量，全球风电市场在 2013 年的停顿后复苏，到 2018 年可望翻一番，装机容量达到 600 吉瓦。此前两名澳大利亚科学家在《自然》杂志撰文，指出中国风电装机在过去 4 年中增加了 5 倍以上。2013 年，中国新增水电、风电和太阳能装机超过了新增火电装机，发电量超过法国和德国发电量的总和。文章强调，中国的低碳发展战略改变了对可再生能源的叙事方式，树立了新模板。即可再生能源不仅可以帮助减少碳排放，而且应该被视为强化国家能源安全的重要途径。

中国国电联合动力技术有限公司总经理褚景春对本报记者说，经过几年的发展，中国的风电厂商已经全面赶超国际水平，特别在成本控制方面独具优势。正是由于中国企业的参与，风电机组的市场价格从五年前的每千瓦 6000 元人民币降到了 4000 元人民币以下。

该公司总经理助理邹长宁表示，中国厂商在应用技术方面的成就更值得称道。比如去年他们在西藏那曲建设的 5 台 1.5 兆瓦超高海拔风电机组并网发电，实现了西藏高原大型风电设备“零”的突破，这也是世界上海拔最高的风力发电场。“海拔 4500 米的高原上，空气稀薄，对风电设计提出了新要求。如何强化绝缘能力？怎样更好地捕捉风？建设那曲风场，也让我们的技术研发能力得到了检验。”

韦尔泽表示，中国风电市场的发展机遇让德国厂家心动，但他们需要克服法律和文化上的差异。弗赖女士则对本报记者说，她目前正为几家来自中国的投资商提供咨询，寻找在德国的风能投资机会。德国市场欢迎来自中国的合作。（记者 管克江）

人民日报 2014-09-25

南澳风电场为中国沿海风电开发开创了先河

在广东省最东端的海面上，一座穿云破雾，势若长虹，连接汕头市区和广东唯一的一座海岛县南澳岛的跨海大桥刚刚合龙，将这座南海小岛和大陆紧紧地连在了一起。

南澳岛由散落在南海海面的大大小小 23 个岛屿组成，位于广东、福建、台湾三地交界处。这里不仅有碧海蓝天、热带雨林等美丽的自然海岛风光，有历史悠久的名胜古迹等众多人文景观，还有亚洲排名第一的岛屿风电场——南澳风电场，为中国沿海风电开发开创了先河。

战略海防地

自然风光和人文景观交织，是南澳岛的一大特色，这得益于南澳独特的地理位置和悠久的人文历史。

南澳岛西距广东汕头仅 11.8 海里，东南距台湾高雄 160 海里，东北距福建厦门 97 海里，西南距香港 180 海里，处在高雄、厦门、香港这三大港口城市之间的中心点，濒临西太平洋国际主航线，地理位置十分优越。自古以来，南澳就是东南沿海一带通商的必经泊点和中转站，早在明朝就已经是名闻遐迩的“海上互市”。

南澳岛的历史，可以追溯到距今 8000 多年前的新时期时代初期，岛上的东坑仔遗址和象山遗址，是那时人类活动的重要见证。至秦始皇设关梅岭，修筑古道沟通中原岭南，随着时代的发展和海上贸易的繁荣，南粤的地域优势日益凸显。

南澳岛本为闽越地，后秦汉为了削弱闽越，把它划给南越管辖，南朝梁朝普通四年，即公元 523 年，划入福建，南澳岛全岛属福建，并一直沿至明代。

《隋书》炀帝纪：“大业六年二月乙巳，武贲郎将陈棱，朝请大夫张镇洲击流求，破之，献俘万七千口，颁赐百官。”《陈棱传》：“大业三年拜武贲郎将，后三岁，与朝请大夫发东扬兵万余人，自义安汎海击流求国。”《流求国传》：“帝遣武贲郎将陈棱，朝请大夫张镇洲率兵自义安浮海击之。至高华屿，又东行二日至句辟屿，又一日便至流求。”

高华屿，就是现在的南澳岛。由于位于粤东和闽南之间，其海防军事战略要地的重要性也渐渐彰显出来。明代时，海禁严格，南澳设立总兵府，成为对外抗击倭寇，对内打击海盗的重要军事基地，抗倭名将戚继光和俞大猷都曾在这里战斗过。军事上的重要性，使得当时的朝廷担心派驻的总兵拥兵自重，将仅有 126 平方公里的小岛划为两部分，以雄镇关作为分界线，分属广东和福建管辖。清朝沿革了这一做法，直到 1914 年，南澳全岛才划归广东。

明朝万历四年建造的总兵府，现在已经成为岛上著名的旅游景点，和南宋败亡南逃后建立小朝廷时修建的宋井、太子楼等，以及掩映在青山之间的南山古刹一道，交织出南澳岛秀丽的海、山、史、庙立体画卷，成为游客必去参观的历史遗迹。

海岛风电场

南澳独特的地理位置，不仅造就了小岛美丽迷人的人文自然景观，也蕴含着丰富的自然资源。

每年9月，经台湾海峡南下的气流直逼广东东部的南澳岛，给这座地处台湾海峡喇叭口西南端的小岛带来长达8个多月的强劲东南季风。

作为台风光顾最多的广东省的一部分，南澳岛每年遭遇的台风也不在少数。千百年来，世代生活在南澳、靠出海捕捞为生的岛民，对南澳的风既熟悉又敬畏。在渔民们眼里，风并不是什么好东西，历史上几次较大的海难，都因强烈气流所致。

1986年，风能专家到南澳岛考察时发现，南澳岛年平均风速达8.54米/秒，有效风速时数超过7000小时/年，有效风能密度1103瓦/平方米，远远超过世界平均水平，可以称得上是南海的“风柜”。一位来自荷兰的风电评估专家评价说：“南澳风况属于世界最佳之列。”让渔民们为之色变的“风”，成了南澳取之不尽、用之不竭的清洁能源。

1988年，南澳启动中国第一个风力发电示范场项目，开始对风能进行开发。通过风力发电机，化风为电，为人们的生活提供便利，为生产提供动力。1999年，华能汕头风力发电有限公司开始在岛上建设风力发电机，2000年，第一台发电机投入运营。现在，南澳全岛已安装的各型风力发电机组约300台，总装机容量约13万千瓦，年发电3亿千瓦时，被称之为亚洲最大的海岛风电场。地面上，一桥飞架，将小岛和大陆紧密相连；在地下，海底电缆还把岛上的清洁风电，源源不断地送到隔海的汕头。

南澳岛的风电建设，是我们风电开发，尤其是沿海风电开发的成功范例。广东拥有全国最长的海岸线，4300多公里海岸线的近岸10公里区，具备4亿千瓦的装机容量，占全国沿海地区风资源的五分之一。从南澳向西，广东沿海的大部分区域均属风能资源丰富区，年平均风速6~7米/秒或以上，风能资源达到3~6级，年平均风功率密度为300~600瓦/平方米。

广东能源矛盾日益突出，陆域土地资源紧缩，已威胁到经济安全。因此，向海域寻求清洁能源被视为广东的战略性转折，能源消费占全国8%的广东启动大规模“向海”要电计划。南澳岛的风电建设，不仅开创了广东风电建设的先河，也拉开了广东沿海大规模风电开发的序幕。根据广东省“十二五”规划，2011至2015年，投产海上风电4座，共计55万千瓦，开工项目180万千瓦左右。

能源评论 2014-09-25

风能为德国再工业化进程添新动力

首届汉堡国际风能展9月23日—26日举行。德国副总理兼经济和能源部长加布里尔表示，发展风能如同海边淘金，它不仅仅是能源战略，而且是经济战略。作为可再生能源的“载重马”，它将驱动德国再工业化进程，带来新的能源方式、新的增长途径和新的工作岗位。汉堡公私合营机构“能源集群”执行总裁扬·里斯本斯对本报记者表示，预计未来3年德国的风能将迎来爆发式增长，欢迎中国企业参与合作。

调整补贴政策，推动风能技术不断革新

德国2000年推出的《可再生能源法》被认为是全球可再生能源，特别是风能和太阳能迅猛发展的催化剂。该法案及其陆续修订，核心内容是锁定上网电价补贴，扶植可再生能源产业。但高额补贴导致电价不断上涨，引起民众不满。今年8月1日生效的最新版《可再生能源法》对能源补贴政策做出了调整。

首先是把固定上网电价改为灵活定价、补贴封顶。从2014年到2016年，德国将根据每月电力交易市场的平均电价，给可再生能源发展商适当增加一部分补贴，但补贴规定了限额。其次是逐步减少补贴，从2017年起通过市场公开招标来确定补贴金额。总体而言，德国政府对可再生能源的补贴不断削减。但里斯本斯对本报记者说，业界最担心的不是补贴减少，而是政策的不确定性。这也是前两年德国风能投入停滞不前，现在又遍地开花的原因。

德国风能协会统计显示，德国风能产业年产值106.7亿欧元，其中风能设备的67%用于出口，直接创造14万个就业机会。加布里尔表示，海上风电已经带动了钢铁业和造船业的复兴。风能作为

可再生能源的“载重马”，将驱动德国再工业化进程，带来新的能源方式、新的增长途径和新的工作岗位。

截至 2013 年，德国风电装机容量达到 34 吉瓦（3400 万千瓦），排在中国和美国之后，位居世界第三位。德国风能协会公关部负责人拉斯·韦尔泽指出，政策走向仍然是困扰风能产业的重要因素。比如，风能招标如何开展？当前德国风电项目中一半以上由合作社投资，即农民或中小企业合资建造。大型电力公司可能依靠雄厚的资金和技术资源垄断招标，打破原有平衡。对此，德国联邦外贸与投资署专家伊斯特·弗赖女士对本报记者表示，业界的疑虑能够理解，但德国能源转型不可逆转，政府修改能源补贴政策的用意，就是要倒逼业界革新技术、降低成本。

降低风电成本，注重社会效益和经济效益

根据德国政府的能源转型规划，到 2050 年德国将有 80% 以上的发电量来自于可再生能源，其中一半以上来自风电。从绝对价格比较，目前德国的陆上风电成本已经能同硬煤发电竞争，每发一度电平均成本 8 欧分。但海上风电成本仍然居高不下，一度电成本高达 16 欧分。韦尔泽对本报记者表示，风电可持续发展的关键是压低成本，使它不仅具有社会效益，而且具有经济效益。

本次汉堡国际风能展上，各大厂商纷纷拿出看家本领，从风电设备和系统的设计、建造和运营等方面提出技术革新方案。两叶片风机重受追捧，这种风机由于叶片比传统风机少一个叶片，运输、吊装、维护成本可降低 20%，适合海上风电。德国一家公司推出装机容量 8 兆瓦（8000 千瓦）的两叶片风机。考虑到陆地上风机设备运输的难度，英国一家公司提出了空中潜艇思路，即把所有设备都装在大形气艇里，飞到指定地点安装。不少厂商还在研发智能风轮。被动型智能风轮，能根据风速和风力大小自动“变形”。主动型智能风轮，则可以提前预测风的变化，相应调整各项指标。

西门子公司的一项研究显示，未来 10 年，风能建设的成本将在现有基础上降低 40%。全球风能理事会总干事史蒂夫·索耶表示，15 年前，各国发展新能源的目的是保护环境、应对气候变化。今天，经济考量和能源安全已经成为主要推动力，最后的赢家将出现在技术和成本控制领先的国家和企业中。

中国优势明显，德方期待与中企开展合作

虽然参加此次风能展的中国风电企业不是很多，但关于中国风电的话题备受关注。史蒂夫·索耶表示，中国目前是风能发展的领军力量，全球风电市场在 2013 年的停顿后复苏，到 2018 年可望翻一番，装机容量达到 600 吉瓦。此前两名澳大利亚科学家在《自然》杂志撰文，指出中国风电装机在过去 4 年中增加了 5 倍以上。2013 年，中国新增水电、风电和太阳能装机超过了新增火电装机，发电量超过法国和德国发电量的总和。文章强调，中国的低碳发展战略改变了对可再生能源的叙事方式，树立了新模板。即可再生能源不仅可以帮助减少碳排放，而且应该被视为强化国家能源安全的重要途径。

中国国电联合动力技术有限公司总经理褚景春对本报记者说，经过几年的发展，中国的风电厂商已经全面赶超国际水平，特别在成本控制方面独具优势。正是由于中国企业的参与，风电机组的市场价格从五年前的每千瓦 6000 元人民币降到了 4000 元人民币以下。该公司总经理助理邹长宁表示，中国厂商在应用技术方面的成就更值得称道。比如去年他们在西藏那曲建设的 5 台 1.5 兆瓦超高海拔风电机组并网发电，实现了西藏高原大型风电设备“零”的突破，这也是世界上海拔最高的风力发电场。“海拔 4500 米的高原上，空气稀薄，对风电设计提出了新要求。如何强化绝缘能力？怎样更好地捕捉风？建设那曲风场，也让我们的技术研发能力得到了检验。”

韦尔泽表示，中国风电市场的发展机遇让德国厂家心动，但他们需要克服法律和文化上的差异。弗赖女士则对本报记者说，她目前正为几家来自中国的投资商提供咨询，寻找在德国的风能投资机会。德国市场欢迎来自中国的合作。

国际能源网 2014-9-28

远景智慧风场全生命周期管理价值何在

(原标题)

风电产业链管理进入精益时代

远景智慧风场全生命周期管理价值何在

近来，走出低谷的国内风电产业一改此前“粗放型”的发展管理方式，把提高效率作为企业“稳增长”的当务之急。业内资深专家表示，我国风电产业正步入“精益管理”时代。精益管理需要在精细化上做文章，体现在风电场的全生命周期管理之中，既包括前期的设计、投资、风险评估精细化，也包括中期通过合理的风机选型提高发电效率，还包括后期的智能化运维和资产优化管理，提升风电场的能量可利用率。

“远景能源对于风电产业精益管理的需求早有准备，从硬件到软件，为客户提供全生命周期一揽子的智慧能源管理解决方案，包括基于云平台的风电场设计优化和投资风险管理软件‘格林威治’、Wind OSTM 智慧风场管理平台以及智能风机都是远景智慧风场全生命周期管理的产品。”远景能源战略业务负责人孙捷说。

“格林威治”：

风电场设计、投资再精准一些

远景能源“格林威治”云平台，是基于与国家高性能计算资源的强强联手，将超过千万亿次的高性能计算资源引入到风力发电行业实现高精度流体仿真和气象模式，并且基于大数据架构和云服务模式使之分享到整个行业，帮助风电投资商实现全过程把控项目投资风险、可靠优化资产投资的方案。

具体来说，远景能源综合解决方案负责人李恒表示，与传统的风电场设计软件相比，除了充分利用高性能计算，大数据和云服务等现代化信息手段之外，远景“格林威治”旨在基于风电场全过程的不确定性管理，依靠气象模式，CFD 流体仿真和优化引擎的核心技术进步为风电场投资评估和风险管理提供一套标准化工具方法，为风电产业的健康发展提供一个精确的方向。

中广核风电枣庄山亭 300 兆瓦低风速复杂山地风电场，是远景“格林威治”实际测试的首个重点项目。该风电场项目相当于 6 个 50 兆瓦常规项目的体量，项目位于低山丘陵地区，地形复杂项目设计难度较大。远景“格林威治”通过测试发现了 48 个机位风的负切变问题，引起了主管该项目总体设计的山东电力工程咨询院和业主中广核风电的高度重视。

远景能源为枣庄山亭风电场配置两种机型，“格林威治”的机组排布引擎可以在 32 秒的时间中完成宏观选址规划；在 30 分钟内完成高分辨率的流体仿真；在 10 分钟时间内完成支持多机型混排的高精度的高度定制优化微观选址，并且可以将远景智能风机特有的风电场协同控制策略融入到风机的微观选址排布方案，可以实现超过 10% 的发电量提升，进而实现用户指定经济性指标最优。在一个风电场设计专业人员的把控下，整个风电场设计过程在 1 小时内全部完成。同时，基于格林威治平台规划设计全过程管理，可以将风资源数据误差控制到 0.5%，可以将机位风资源误差控制到 5%，可以有效规避常见的 12% 的发电量评估错误。

中广核组织山东电力工程咨询院、中水顾问集团中南院、法国美迪公司 (WT)、维斯塔斯、远景等 6 个单位的专家齐聚上海，对远景“格林威治”发现的 48 个机位风的负切变现象进行评审。最终，评审专家一致认可了远景的结论。

李恒说，在整个风电场开发设计和投资决策过程中，“格林威治”正是基于云服务实现风场开发全过程的信息化支持控制了过程中的风险源，同时借助超级计算资源的引入让我们可能实施更高精度的风场 CFD 仿真，同时基于标准化的设计与资产后评估模块实现对风场设计和设备选型的闭环，真正实现对风电场开发投资的风险控制和有效的设计优化。“格林威治”可谓是为控制风电场投资风险而生。

智能风机选型：

效率提升 15% 看得见

来自中电投江苏滨海风电场的数据显示,今年以来,该风电场月平均风速仅 5.3m/s,但远景 2MW 智能风机 1-8 月累计利用小时数达到 1608 小时,全年预计风电累计可利用小时数将超过 2700 小时,这个数字不仅在江苏省数一数二,在全国看来,也是一个令人羡慕的数字。若要去掉 1、2 月份的调试阶段数据,其结果更令人惊讶。

在场址地形越来越复杂,投资商越来越关注投资收益水平和长期运营风险控制的情形下,智能风机的选用是效果体现最为直接的方式。“远景风机不仅有先进的硬件传感器,更有大量的软件传感器和在航空航天以及汽车行业成功应用的先进控制算法,相比传统风机几万行的控制软件代码,远景智能风机控制系统搭载的软件系统代码超过 200 万行。远景智能风机控制系统的目的就是,个性化地满足各种风资源的要求,通过提供定制化解决方案实现了业主的投资收益的最大化。”远景能源产品开发工程副总裁刘曙源博士说。

以使机组准确地感知自身的状态和外部环境条件,通过优化调整控制策略和运行方式,始终运行在最佳工况点。“这也是为什么远景在智能风机上采用了先进的测量技术、数据分析专家系统、主动性能控制和基于可靠性的决策算法以及智能控制等多项技术的原因。”刘博士这样告诉记者。

远景能源的智能控制技术与先进的激光雷达测风技术相辅相成,让传统的基于“点风”的控制升级为基于“面风”的智能控制,这不仅能在空间上识别多变的风,还能预测风在未来时间上的变化趋势,加快机组的响应速度。对于桨距角和偏航角的积累误差,智能风机能够自动补偿和寻优,还可以不受瞬时风速波动的影响,使电能的转化贴合风能的实际变化,即便遭遇高风速的载荷波动冲击也可以自行将其卸载,而且做到高风速持续运行发电。

Wind OSTM 智慧风场管理平台:

一场知识创造价值提升效率的竞赛

当国际工业巨头们还在为即将到来的“工业互联网”时代摇旗呐喊时,远景已经将物联网、能源互联网的概念付诸实践了。通过接入远景 Wind OSTM 管理平台,全球任何一个风场的风机和变电站的运行表现都将被实时数据化。管理者不仅仅可以在远程监视控制风机和变电站设备,还能通过这个平台开发的标准高级应用 Wind AppTM 或自定义开发的高级应用实现对于价值亿计的资产进行资产管理和优化。

据了解,远景能源全球首创基于智能传感网、大数据和云计算的 Wind OSTM 智慧风场管理平台,管理着包括北美、欧洲、中国等在内的超过 1000 万千瓦的全球新能源资产。2012 年,远景 Wind OSTM 智慧风场管理平台在美国击败 IBM、OSI Soft PI、Instep 等多家国际知名软件供应商,赢得了美国最大的独立能源公司 Pattern 能源以及美国大西洋电力公司等全球共 5000MW 新能源资产管理的订单,成为第一家为美国风电场提供能源资产管理服务的中国公司,也宣布其全球战略首战告捷。目前, Wind OSTM 及其风功率预测,投资管理高级应用已经在美国大西洋电力的风电场运行一年以上,数据显示可有效提高风场运营效率 15% 以上。

今年 6 月底,远景能源备受瞩目的国内第一个集团级智慧风场项目——中广核风电(以下简称中广核)智慧风场项目已经顺利完成 46 个风场和 3 个集控中心的全部部署工作,管理中广核风电各种类型风机 3000 多台、装机容量达 400 多万千瓦。预计到今年年底,远景能源智慧风场 Wind OSTM 系统平台将对中广核所有风电装机进行监控,风场数量接近 70 个,区域集控中心接近 10 个,管理风机数量将达 4000 多台、装机容量扩至 600 多万千瓦。

“这是远景能源国内第一个风电运营商集团级的智慧风场管理项目,规模宏大,挑战巨大,现实意义也非同寻常。该项目的成功签约及实施,将是远景能源成为全球领先的智慧能源管理专家道路上的一个重要里程碑。”孙捷说。

据悉, Wind OSTM 真正做到了管理平台的统一,将不同厂家的风机、变电站、测风塔等所有风电场的核心资产纳入同一个信息系统平台,消灭信息孤岛,并在电网调度的指令下统一做出优化、及时的能量管理响应。基于 Wind OSTM 平台的智慧风场高级应用,诸如风功率预测、风场协调控制、亚健康状态监测、智能故障诊断、风场全工作流程的移动端应用管理、风场投资后评估与优化等,

总系统功能远超过业界其他竞争对手，将成为帮助客户实现风电场发电量提升的核心抓手。

与国外不同，中国的风电场常常密集成片，通常来说，今天一个5万千瓦的风场通常需要10余名运行人员、3到4名检修人员。仅仅在中国就有上千个风场，这些风场通常位于人烟稀少的荒郊野岭。“一方面，大量的人员配置给风场运营商增加了运营成本；另一方面，风场值守者也不得不忍受艰苦甚至恶劣的条件。”行业已经认识到，传统风电场运营的人海战术，不仅在人员管理上，在质量控制、成本控制和安全风险防范上都已经不可持续。

“利用远景的智能风机和智慧风场管理平台，结合物联网、云计算技术，风场完全有可能实现无人值守。”远景能源云服务副总监赵清声说。在山西广灵，他正带领团队，紧锣密鼓地调试由远景自行投资建设的10万千瓦风电场。该风场实现的不是简单的集中监控，而是通过”格林威治“和Wind OSTM进行全生命周期的设计、建设与运营，依靠平台减轻电网顾虑的同时，进一步突破电网规范，在保证风场设计发电量的同时，完全实现风电场本地无人值守，将风场的运营成本降低40%，将风场全生命期的度电成本降低20%以上。

中国能源报 2014-09-29

核能

思考我国核电现状

日本福岛核事故过去已三年多，世界核电目前正走出事故阴影。阿联酋、约旦、波兰、越南等核电新兴国家在逐步回归正常发展轨道；美国、英国、韩国、印度、南非等对发展核电仍表现积极；俄罗斯更是及时总结反馈事故经验，推陈出新并凭借成熟的自主技术和良好的性价比，成功开拓并占领大量国际市场。相比之下，中国核电至今仍显疲弱。尽管2012、2013年我国先后有7台新机组开工，但这些机组均为福岛事故以前国务院已审批批准的项目，核电新项目重启尚未真正开始。

面对能源结构优化和生态环保压力，鉴于核电的独特优势，新一届党和国家领导人多次传递出积极发展核电、开工新项目的信号，并在多、双边重要外交场合下，积极推广中国核电。而且，中国确实不缺先进的核电技术，我们有运行业绩良好并有大批机组在建的二代改进技术，有先进的AP1000（美国）、EPR（法国）机组在建、有中核和中广核的自主三代技术、有高温气冷堆，实验快堆等向四代核电进军的标志性技术……遗憾的是，2014年几近尾声，但至今未见新项目获批。中国核电新项目进入上热下冷的尴尬境地。

中国核电如何借鉴国际经验、如何布局，才能尽快走出目前的困境？

俄罗斯经验的启示

如前述，近年来，俄罗斯核电的确是世界核电发展中的一个成功典范。据悉，目前俄罗斯在国内外有21台核电机组在建，国内有9台机组在建，核电成为当下俄罗斯产业发展中少有的亮点。如何学习俄罗斯的经验，业内有各种观点，其中不乏真知灼见。笔者认为，其经验有两条尤为重要。

首先，坚定不移的核能发展战略。俄罗斯核电经历了前苏联时代切尔诺贝利核事故的切肤之痛和沉重打击，但其坚持核能发展的国家战略并未因此动摇。近年反而有了加强的态势。决不动摇的核能战略，造就了政府层面核能发展的集中统一管理，为今天俄罗斯独树一帜的核电成功模式奠定了坚实的战略基础。

其次，坚定不移的核电自主技术路线。俄罗斯核电同俄罗斯其他工业门类一样，自成体系而又独树一帜，可能不甚美观，但绝对实用，经得起市场检验。历经坎坷但投运后业绩优异的田湾核电站就是最好的例证之一。

俄罗斯核电没有因切尔诺贝利事故而放弃自己的核电自主路线，去单纯引进他国先进技术来提升自己的技术水平，而是在充分吸取各种核事故经验教训的基础上，取长补短，迅速推出新的自主技术，加之其灵活的市场开拓手段，很快赢得了国际核电市场的广泛认可。同样，在核燃料领域和

下一代技术研发方面，俄罗斯自主步伐走得依然扎实有效。坚定不移地走自主技术路线，是俄罗斯核电成功的技术基础。

对我国核电的思考建议

树立科学理性的核安全观。核电安全问题是影响核电持续发展的首要问题。福岛事故后，核安全的重要性上升到了一个前所未有的高度。但是，如何科学理性认识核电的风险和安全确是一个值得深入思考的问题。

安全风险无处不在。一般而言，能量/能力越大的事物，风险也越大。人类对大自然的利用程度，取决于人类控制风险的能力，对能源利用的规律也是如此。1克铀 235 核裂变所释放的能量约为 2.5 吨煤完全燃烧所产生的能量，裂变比燃烧产生的能量高很多，风险和控制难度也要大很多。人类在数千年的历史中没有能利用核能，是因为对自然的认知有限，更因为自身控制力达不到安全利用的水平。而如今，人类可以和平利用核能，核能也成为世界三大能源支柱之一，这让我们看到大规模替代化石能源，为人类提供清洁、廉价能源的可能。

事物在发展中总会面临风险，发展利用核能亦如此。如果仅因为出现过核事故，发生了核安全问题，就采取消极态度，甚至选择放弃，实际上有违人类社会追求科技进步的一般规律，也是对子孙后代的不负责任。高度重视核安全，不断提升人类驾驭核能的能力，让核能安全地为我所用，是人类持续发展的要求，也是我们应该具备的、积极利用核能的一种理性态度。

亟需重新确立核能发展的国家战略地位。回顾我国核工业 60 年发展历程，不难发现，凡是在战略定位清晰的阶段，其发展之路都铿锵有力。上世纪六七十年代，我国以优先发展核工业的国家战略，依靠举国机制迅速制造出原子弹、氢弹，掌握核潜艇技术。而在发展核电的三十年来，由于国家核电战略的起起伏伏，发展之路走得甚是艰难。要说明的是，发展核电的国家战略不能等同于核电发展规划或计划。战略不稳，再好的规划或计划都可能最终成为一张白纸；战略不稳，一遇挫折和问题就会摇摆不定。

上世纪八十年代中期，我国自主建设秦山核电站，引进法国成熟核电技术，建造大亚湾核电站，核电起步并不算晚，但因对核电战略定位的不清晰不坚定，直到进入新世纪，也仅有几台机组并网发电，秦山核电站还曾一度面临中止。因此，要重振我国核能事业，必须首先重新确立核能发展的战略地位。国际原子能机构对于新兴核电国家，有 19 项关于基础设施的要求，其中第一项便是必须确立明确的发展核电的国家立场，并以国家法律或总统令等形式向世人公开承诺。

建立高层次、集中统一的行业发展政府管理体制。集中统一管理是俄罗斯核电取得成功的启示之一，而我国也不缺这方面的成功经验。在第二机械工业部和核工业部时代，由于核战略在国家战略中的坚实地位，核行业实现了集中统一管理，也正是在这个时期，我国取得“两弹一艇”的辉煌业绩，并逐步建起较为完整的核工业体系。上世纪八十年代中后期，核电建设开始后，核电姓核还是姓电的争论不断，其管理也进入多头时代，以致于造成今天核能行业产业不大，政府管理部门不少的局面。可以说，核能行业管理的层次不高、缺乏统一协调的管理体制是形成今天尴尬核电的一个不可忽视的原因。

建立分工明晰、有序竞争的核能行业运作机制。我国核电产业不大，但从事核电的企业不少。中核集团拥有完整的核燃料循环体系和半壁核电江山，正在向国际水准的优秀核能集团迈进；拥有另外半壁核电江山的中广核集团，近年在核电建造、运营方面成效显著，也在朝着建立独立完整的核电体系努力；中电投集团在参股核电的同时，凭借在运在建项目开始了核电业主的征程；国家核电技术公司虽然面临 AP1000 建设不顺的局面，但公司发展迅速且扩张很快。

此外，中国核建集团与华能集团、清华大学合作，也在由建造核电向运营核电方向努力，而华能集团凭借对高温气冷堆示范工程的控股优势，迈出了建设和运营核电的第一步。另外，大唐、华电、国电、三峡电力也通过参股等方式，努力向核电靠拢。核电行业真正进入了“战国时代”，不良竞争由国内延伸到国外，深受国人诟病。核电行业运营机制改革势在必行。但是怎么改、如何改，值得深思。

考虑到未来我国核电发展预期，应致力于建立分工明晰、竞争有序的核能行业运作机制。首先，坚持专业化原则，可考虑将核电运营和建设分开，根据核电堆型和技术特征，逐步成立一至数个核电运营集团，作为核电业主，承担最终的核安全责任，每个核电运营集团可以运营多达 40-50 台机组；其次将核燃料循环和核电建设纳入一个集团，统筹负责核电研究设计、建造、燃料供应和后端处理，包括国外市场的开拓和建设。上述企业集团采取互相参股的方式，逐步形成利益和风险共担的格局。

坚持自主化核电发展路线。没有自主知识产权的技术，核电发展摆脱不了受制于人的局面。无论是自主创新，还是学他人之长，最终的要求是，必须形成具有自主知识产权的自主技术，自主创新，自主发展。

让核电回归市场。截至目前，我国在运 20 台、在建 28 台核电机组，几乎都是计划的产物，市场没有在核电的技术选择方面发挥应有的作用。从确保核安全的角度来看，核电首先姓核，即发展核电必须严格满足国家核安全的监管要求。反过来，只要满足国家核安全监管要求的核电技术都应是市场选择的范畴，由行政决策来指定必须上哪种技术、哪种机型的做法，实在与市场经济的基本要求相去甚远。

按照上述思路，结合目前状况，如果我们能够继续考虑在同一厂址建造同种技术的核电机组（包括红沿河、福清、防城港、田湾厂址，这样方便集中管理和安全运营）；允许中核、中广核各开一个新厂址，建设自主三代技术的示范堆；给 AP1000、EPR 机组留出足够的时间和空间，让相关单位集中精力，做好首堆或首批工程攻关。多采用一些务实的作法，或许可以缓解目前核电的尴尬局面，为实现 2020 年核电规划目标打下坚实的基础。（作者为中国核能行业协会副秘书长兼核电厂同行评估及经验交流委员会秘书长，文中所叙仅代表个人观点）

中国能源报 2014-09-29

因气候问题 近期国内外核能发展迎新发展

近期，无论是在欧洲，还是在亚洲，都有一些国家对于核能表示出浓厚的兴趣，其中，波兰、亚美尼亚、约旦、乌克兰等国的核能发展动向尤值得关注。

波兰：建设核电站的民众支持率高至 64%

根据波兰 8 月底发布的一份 2050 年前能源政策的意见征集草案显示，波兰将通过引进核电和可再生能源降低对棕色与黑色煤炭的依赖。波兰政府提出了两个未来能源供应的方案，并都包括将在 2020 年引入核电，并使其与可再生能源一起“在 2025 年后成为能源行业中的重要一员”。

其中的方案 1 预计从 2035 年开始，核电年发电量达到 50 万亿千瓦时，这意味着波兰将建造两座容量均为 3000 兆瓦的核电站。而在方案 2 中，核电增长速度更快，到 2050 年年发电量达到 74 万亿千瓦时。两个方案的共同点是，到 2050 年，波兰核与可再生资源总的低碳年发电量约为 125 万亿千瓦时，而煤炭消耗降低近 40%。

而据消息透露，目前，波兰能源集团已计划从备选的三个厂址中选出一个，规划筹建功率约为 3000 兆瓦的核电站，首台机组预计于 2025 年前投入运行。

建设核电站，离不开公众支持，最近的一项调查说明，波兰的核电建设或迎来一个好时机。自从 2011 年日本福岛核电站事故以来，波兰关于建设核电站的民意支持率一度受到影响。据波兰国内 8 月底的一份研究显示，波兰民众对于建造本国第一座核电站的支持率飙升至 64%。

该调查由波兰国际事务研究院进行了量化研究，他们随机选取 1000 名具有代表性的波兰民众进行了面对面的采访。研究表明，64% 的波兰民众支持波兰建造核电站的计划，57% 的支持者认为核电站建造将增强波兰的能源独立性，42% 的支持者认为核电站建设将增加就业机会，26% 和 24% 的支持者分别认为这将为波兰的技术进步或波兰公司参与该项目创造机会。

PISM 的报告称，由于波兰过于依赖俄罗斯的能源资源，如石油和天然气，因此越来越多的人认识到了能源独立性的重要性，这是“可以理解的”。报告还指出：将页岩气开采和燃煤技术开发作为

保证能源安全的潜在方案得到的支持率相对较低，这意味着波兰民众已被说服并意识到，不管政府方面做出何种努力，若继续依赖化石能源将不可避免地导致波兰长期依存于俄罗斯的能源资源。大约 63% 的核电支持者表示，即使波兰可以依靠从邻国购买低价能源来满足其能源需求，他们仍会支持波兰在核能领域进行投资。

不过，PISM 呼吁，有必要将公众舆论重新聚焦到更为广泛的、和核能的经济利益密切相关的议题上：“只有这样，支持核电的观点才能长久地站得住脚，这些支持才能更加稳定，对外部事件的依赖程度也会降低。”据该研究表明，在支持建设核电站的人员中，占主导地位的是拥有高学历、高收入、住在大城市的一群年轻人。

亚美尼亚：核电是成本最低的能源选择

稍早前，亚美尼亚能源与自然资源部长扎哈良称，该国新核电站建设需要 45 亿~49 亿美元，融资计划安排为：俄罗斯提供 35% 的资金建设核岛部分，其余 65% 的资金需要在 2017 年前找到其他投资者，确定之后核电站将开工建设。而据 8 月初的一则报道显示，俄罗斯已经确定向亚提供 3 亿美元贷款用于维修亚核电站，资金将在 2017 年之前到位。

亚美尼亚是一个内陆小国，唯一的能源依靠就是其国内的梅察莫尔核电站，该核电站由两个核反应堆组成，始建于 1973 年，1979 年完工投入使用。由于已超过了预定寿期，设备老旧，关于其“去留”也成为了一个焦点，但目前该核电站的 2 号核反应堆仍在运转中，其为亚美尼亚提供 45% 的电力需求。由于该核电站已经老旧，延期运行是亚美尼亚不得已的选择。

亚美尼亚东邻阿塞拜疆，西邻土耳其，占据石油和天然气输送的要道，然而土耳其和阿塞拜疆对其的封锁延续至今，这在经济上无异于是往“亚美尼亚的伤口上撒盐”。这个能源短缺的国家，冬季电力供应极度短缺，严重影响到了民众生活：“甚至有过一天只供电一小时的时候，有时甚至一个星期都没电，公寓里就像和大街上一样的寒冷。”为此，在完成了近 1400 项改进以及一系列的升级之后，梅察莫尔核电站得到重启。

此前，亚美尼亚做出了各种努力来获得其他来源的燃料，比如在 2007 年开通了一条从南边的邻国伊朗进口天然气的管道，但是燃料进口的配额依旧是个问题，同时，水电等能源对亚美尼亚来说也不现实。也正因为此，一项美国国际开发署自主的研究表明，新的核电站是亚美尼亚成本最低的能源选择。

乌克兰、约旦宣布将建新核电机组

新能源高纯生铁白炭黑城市燃气磷矿加油站和加气站福建燃气分布式能源生物燃油复合钙基润滑脂钙钠基润滑脂钠基润滑脂

目前，核电约占乌克兰总发电站的一半。9 月初，乌克兰政府宣布将建造数个新的核电机组，“用于提高核电站的输电总量”。乌克兰总理亚采纽克称，今年年底前将签署新的核发电机组建造合同。不过，亚采纽克并未透露乌克兰将与哪个公司签署核电机组的建造合同。消息称，乌克兰未来可能不会同俄罗斯签订相关建造合同。据透露，此前乌克兰已经与美国西屋公司签订核燃料供应合同，乌克兰政府未来还将大规模投资建设输电线路。

与乌克兰同样对核电站寄予期望的，还有约旦。日前，国际原子能机构代表团在约旦考察时表示，约旦在开发核基础设施方面获得了“显著进步”，该代表团主要职责是“综合核基础设施审查”，旨在帮助 IAEA 成员国评估引进核电所需的国家基础设施状态。约旦也是继阿联酋和埃及之后，第三个寻求和平使用核能的阿拉伯国家。

约旦 90% 的能源需求依靠进口，该国已计划在阿姆拉区建造一座核电站，包括 2 台 1000MWe 的机组，预计 1 号机组 2021 年投入运行，2 号机组 2025 年投入运行。约旦已经选定俄罗斯国有企业 Rosatom 作为核电站的项目中标者，项目的建设和运营成本约为 100 亿美元，Rosatom 将以“建设—拥有一运营”模式为条件承担 49% 的费用，约旦政府承担 51% 的费用并控股。约旦原子能委员会主席 Toukan 日前宣布，约旦将于近期在莫斯科与俄罗斯签署关于建设约旦第一个核电站的相关研发协议，相关研究工作包括环境影响评估、反应堆冷却、建设反应堆费用、发电费用及融资等，该

工作计划于两年内完成。

国际能源网 2014-9-28

俄罗斯与泰国签署原子能合作备忘录

据越南媒体报道，9月23日，在奥地利维也纳举行的国际原子能机构（IAEA）会议期间，泰国与俄罗斯共同签署了一份原子能合作备忘录。据此，俄罗斯国家原子能集团（Rosatom）将协助泰国发展原子能和核开发领域的基础研究。

据备忘录，双方将成立一个专责工作组，旨在确定与泰国合作的原子能发展项目。俄罗斯国家原子能机构官员表示，俄方愿为泰国和平发展核能提供全方位支持，其中包括基础研究、放射性同位素的安全管理、放射性废物管理、人员培训等领域的合作。

30年前，泰国政府就开始启动核研究，以服务于国内不断增加的能源需求。目前，泰国仍需要从老挝购买电力。按计划，泰国将在距离首都曼谷东南方100公里的春武里（Chonburi）府是拉差（Siracha）县建设首个核研究中心和首座核电站。

国际能源网 2014-9-28