

能量转换科技信息

广州能源研究所图书馆
广东省新能源生产力促进中心
第十五期 2014年8月

目 录

总论	1
日本积极开发自然能源发电以减少对核电的依赖	1
为何日本对可再生能源的“常识”与世界相反	1
湖南：能源结构调整需让能源多元化清洁化发展	3
未来十年将是中国能源战略的新机遇	4
彭博新能源发布 2030 年中国电力市场展望报告	7
“十三五”能源规划将在两年内完成编制	7
2014 上半年能源经济报	8
墨西哥能源改革取得实质性的进展	10
李俊峰：抑制不合理能源消费 控制能源消费总量	11
新能源战略争夺高地的有效手段	14
用户端推动能源革命的理想状态	15
热能、动力工程	16
页岩气革命胜利：美国石油禁运终结？	16
可燃冰海域开采存在风险 开发还需技术支持	18
2014 年上半年全国电力供需形势分析预测报告发布	20
石墨烯是新材料领域的重大突破	24
专家称电网发展将支持强化节能	24
发改委：推进碳排放交易市场建设和低碳试点工作	25
涪陵页岩气今年将实现 25 亿立方米产能	26
页岩气 2020 年产量目标减半 专家：需国家开发计划	26
2020 年产量目标下调 “页岩气革命”退烧	27
中国页岩气开发：环保应高起点	28
美媒：中国页岩气希望“撞上”多山现实	29
欧洲“松绑”页岩油气开发 对水力压裂法态度转变	30
“三桶半油”垄断页岩气对能源安全是不利的	31
页岩气减产引发各界猜测	31
安徽新能源发电量达 22 亿千瓦时 增长 52.7%	33
微电网解决东澳岛的用电难题	33
储能产业在技术研发 运用乃至推广仍存诸多问题	36
页岩气应逐渐回归理性发展	38
协调推进可再生能源发展和电网建设助力能源转型	39
中科院院士卢强：发展电力带动能源革命	40
地热能	44
地热能产业受助油气开发技术	44

生物质能、环保工程	45
收储运一体化解生物质瓶颈 成型燃料需规模化	45
泰国农场化身绿色能源工厂	47
国泰航空投资于美生物燃料发展商	47
烟台启动生物质供热 环保难题有望解决	48
我国秸秆纤维素制乙醇生产技术获得突破	49
地沟油变生物柴油创新方法 中国科学家首获“林内伯恩奖”	49
生物柴油行业举步维艰 九成涉足企业陷停产	50
限煤令助推新能源产业发展	54
甘肃第一个隧道式沼气工程实现集中供气	55
甘肃清水推广多功能互补的农村能源建设新模式	55
高效回收利用可让秸秆变成能源	56
“地沟油”转换成航空生物燃料进入“中试”投产阶段	56
粮食乙醇补贴将在 2016 年取消 纤维乙醇产能扩大	57
“废弃油脂”取得突破性进展 地沟油航油进入试产	58
太阳能	59
美 SEIA 深入探讨德太阳能光伏重大经验教训	59
吴新雄：确保今年新增光伏发电并网 1300 万千瓦以上	59
日本 XSOL 公司在屋顶上安装 CdTe 型太阳能电池	60
2014 年上半年光伏发电简况	60
青海多能互补耀光伏 生态修复绿荒漠	62
北京：推广光伏应用 缓慢无力缺乏诚意	62
遏制中国分布式光伏市场发展的三大障碍	63
2014 上半年光伏并网容量大增 能源局力促分布式	66
2020 年全球光伏发电相关市场将达到 1370.2 亿美元	67
嘉兴向全国传递分布式光伏发电经验	68
2014 年全球前五大光伏电站 EPC 企业排名出炉	69
“嘉兴会议”给分布式光伏带来什么	70
2014 年上半年光伏行业大事记	71
光伏电站到底怎么玩？不得不知的新趋势	73
从统计数据看光伏 EPC 项目机会	74
哈尔滨首个供暖改用太阳能天然气小区开工	77
光热发电示范项目上网电价将锁定	77
藏北草原将建大型太阳能发电项目	78
配额制有望成解决光伏消纳的新手段	79
全国各地光伏电价补贴政策	80
度电补贴促光伏电站开发商更关注电池转化效率和经济效益	84
能源局将出分布式光伏“新玩法”	85
解读吴新雄在嘉兴关于分布式光伏讲话	86
刘晓冰分析光热发电商业化“正途”	90
海洋能、水能	92
威尔士首个潮汐发电系统亮相	92
水权制度有利于水电全面市场化	93
风能	95

德国海上风电计划举步维艰	95
大瀑布电力将在德国北海建风电场	96
氢能、燃料电池	96
日本发布氢能源白皮书 将其列为第三大支柱	96
氢社会的真实（二、日本领跑家用燃料电池）	98
氢社会的真实（三、日本提倡的氢产业金字塔）	99
核能	100
王亦楠：我国核电发展必须稳中求进 确保安全	100
俄计划在哈尔滨建核电站	105
未来核能仍将是法国主要能源来源	106

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

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

总论

日本积极开发自然能源发电以减少对核电的依赖

据日本《朝日新闻》近日报道，目前正是日本境内所有核电站停止运行后的第一个夏季。日本生活协同组合联合会决定利用自然能源发电技术在电力市场中另辟蹊径，以减少对核电的依赖，并在将来向普通家庭提供电力服务。

2012年11月，大阪府和泉市市民生活组合联合会在市内一家物流中心屋顶设置约7000平方米，发电能力为1000千瓦时的太阳能发电站，其发电量可供约370户家庭使用。今年6月，日本生协决定在奈良和京都府建造大型太阳能发电站。到2016年建设完成后，预计发电能力将达到12000千瓦时，届时将会向普通家庭提供电力服务。

另外，日本生协还决定在秋田县建设风力发电场，预计在2015年开始发电，其发电能力将达到7500千瓦时，可供4500户家庭使用。与此同时，他们还将研究利用生物发电技术及建设小型水力发电站等措施为生协会员提供电力服务。日本生协表示，到2020年力争在全国建成合计10万千瓦时的自然能源发电站。

国际在线 2014-08-05

为何日本对可再生能源的“常识”与世界相反

可再生能源便宜在欧美是普遍常识。而日本的认识却与此截然相反。日本与其他国家的发电成本也存在巨大差异。为什么可再生能源所处的环境存在如此大的差别呢？

“为什么日本不使用便宜的可再生能源，而只是使用燃料费用较高的火力发电呢？”去欧洲的时候肯定会被人这样发问。

对各国可再生能源相关制度政策进行调查的德勤企业风险服务（Tohatsu Enterprise Risk Services）日本公司业务经理水野瑛苦笑着说道。

水野这样说的背景是，“光伏发电成本低于零售电价，风力发电成本与火力发电相当”在欧美称得上是“常识”。

日本的情况又是如何呢？东京电力福岛第一核电站发生事故之后，日本所有核电站停运，由此造成的电力缺口全部由火力发电来填补。

在火力发电的成本中，天然气、煤炭、石油等燃料费用约占6成。而日本资源匮乏，火力发电燃料几乎全部依赖进口。正因为如此，面向日本市场的燃料价格被称为“日本溢价”（Japan Premium），并成为电费高涨的主要原因。

虽然日本在2012年7月导入了可再生能源固定价格收购制度，但日本的“常识”依然是火力发电便宜，可再生能源发电贵。

对日本的发电成本进行计算就能发现，可再生能源发电成本确实比火力发电高出不少。

从日本政府2011年公布的火力发电成本来看，煤炭火力为每度电9.5日元，天然气火力为10.7日元。而在固定价格收购制度中，2014年度的光伏发电收购价格为32日元（不含税），风力发电为22日元。虽说收购价格是发电成本加上合理的利润，但可再生能源与火力发电的价格差竟然达到了2~3倍。

而根据美国能源部的介绍，2013年底美国的光伏发电平均成本（发电运营商与购买者的签约价格）为每度电11美分，2012年风力发电的平均成本只有3.83美分。

日本的可再生能源价格与欧美存在“天壤之别”的原因

日本与欧美的可再生能源价格确实存在天壤之别。为何会存在如此大的差别呢？

一位专家指出，“日本的太阳能电池厂商为了防止价格急剧下滑，定价时所作所为为近似串通报

价”。这位专家认为，日本的太阳能电池价格并未降低到进行合理竞争之后应该达到的水平。

也有意见称，海外厂商的低价太阳能电池“在日本销售时的认证等门槛较高”。而且，“并网工程等的费用居高不下，导致成本升高”。

价格调整跟不上成本降低的速度

另一个原因是，日本的制度设计缺乏周密性和灵活性。

固定价格收购制度的收购价格是要参考太阳能电池等的成本降低效果来调整的。但是，目前一年一次的价格调整跟不上成本降低的速度。结果就导致发电运营商的收益性高于制度设想水平的情况一直持续。

德勤日本的水野认为，“制度设计应该根据数据细致地进行，但日本的问题是采用了暧昧的制定方法”。

比如，德国是根据庞大的数据制定固定价格收购制度的。除了太阳能电池等设备的成本核算之外，还仔细收集了环境影响等数据并反映到制度中。而且，收购价格每月都会调整，还采取了根据导入情况设定上限值等措施。虽然操作起来十分麻烦，但德国却经过不断摸索在改善这一制度。

日本迎来重新设计制度的时期

从比日本更早就开始实行固定价格收购制度的各个国家的情况可以清楚地看出，这种制度是最有效的可再生能源导入促进政策。如果不断导入，发电成本就会降低。这使“可再生能源发电比火力发电便宜”在欧美成为常识。

东日本大地震之前，日本的可再生能源导入比例（不含大规模水力发电）只有 1% 多一点。在可再生能源方面，可以说日本是落后国。在这种情况下，日本出台了固定价格收购制度。

通过固定价格收购制度促进可再生能源导入的做法产生了非常惊人的效果，从 2012 年 7 月该制度实施之初到 2014 年 3 月，不到两年的时间，设备认证量就达到了 6864 万千瓦。虽然设备利用率不同，无法一概而论，但以设备输出功率来比较，这一认证量相当于 60 个核电机组。

制度推行 3 年之后，必须采取措施来促进市场竞争

制度实行的前 3 年被称为“加速期”，在收购价格等条件的基础上还增加了奖励金。要刺激长期纹丝不动的日本市场，必须加入强心剂，从这一点来考虑，不能认为截至目前的制度设计是错误的。

不过，日本的固定收购制度在 2014 年迎来其实施的第三年。从实际情况来看，大量导入的都是发电成本比风力等要高的光伏发电。笔者感觉，日本也到了必须进行周密的制度设计来降低成本，并推出刺激政策来促进竞争的时候了。

德国于 8 月 1 日开始修订可再生能源价格收购制度。此次修订包括下调收购价格、取消过剩的补贴、调整成本负担方法等。估计最大的变化是导入可再生能源竞争机制。

估计德国已经认识到，可再生能源发电成本与过去相比已经大幅降低，即便取消补贴政策，也有能力与其他电源展开竞争。虽然当前还是会继续设定收购价格，但关于可再生能源电力的买卖，德国政府要求发电运营商自己寻找买家交易。与此前只要发电就自动被收购的方式相比，这是一个巨大变化。

德勤日本的水野分析称，“此次修改价格收购制度，明确地反映出了德国政府希望可再生能源独立发展的意图”。导入竞争机制将会刺激以电力公司为代表的市场参与者，进而以降低电费等形式为消费者带来实惠。

导入可再生能源需要国家的支持

德国的可再生能源导入目标十分宏大。该国打算在 2025 年之前将可再生能源的比例提高至 40~45%，到 2035 年进一步提高至 55~60%。该国面临着必须对电费上涨及电网采取相关措施等课题。即便如此，德国仍对可再生能源导入促进措施没有丝毫懈怠。

而且，导入可再生能源时的成本负担方法也反映出了德国政府的想法。该国大幅减免了高能耗企业的负担，改为由国民负担。这样便可促进德国经济增长，维持德国国内的就业岗位。

在德国，核电成本高的观念已广泛普及。而且，人们还希望降低对俄罗斯天然气的依赖程度，

最终找到的解决方法就是发展可再生能源。

从兼顾能源安全保障和经济政策的德国可以看出，要导入可再生能源，必须有国家的支持。

如果日本也能灵活运用以固定价格收购制度为代表的政策，就能弥补资源缺口、降低电费，并促进电力市场进行合理竞争。甚至还有可能解开被认为“无解”的方程。

日本能源战略研究所所长山家公雄指出，“与电力自由化相比，以可再生能源为中心的分布式电源的导入才是迫使美国电力公司改变业务模式的主要因素。日本也极有可能通过推进可再生能源导入来促进电力市场进行合理竞争”。

推进可再生能源发展是一把双刃剑。继续日本的现有做法，或许只会使电费更高。要让可再生能源导入制度发挥其真正的价值，日本还需要做出更大的努力。

日经 BP 社-日经商务周刊 2014-08-06

湖南：能源结构调整需让能源多元化清洁化发展

高大“风车”转起发电，清洁能源多元发展

紧邻巢湖南岸，位于槐林镇境内的山坡上，33台旋转的“大风车”自北向南，分布在呈“川”字形的三座山顶上。这可不是普通的风车，它们是巢湖观湖风电场一期项目的建设内容，总装机容量49.5兆瓦，采用33台1.5兆瓦93米低风速智能风机，去年12月底正式并网发电。

据项目有关负责人介绍，巢湖观湖风电场项目总投资约30亿元，总装机容量约350兆瓦，共分四期建设，分别选址在巢湖市槐林镇、散兵镇、坝镇和苏湾镇等地。一期建成后，每年可节约标煤3.2万吨，节水3.17万吨。二期项目位于巢湖市槐林镇及相邻的散兵镇境内的几座山坡上，去年9月获得省发改委核准，预计今年10月底完成33台风机吊装，开始并网发电。

“巢湖观湖风电场项目是合肥市首个建成的风电项目，它不仅填补了合肥风力发电的空白，还能结合大电网供电，在一定程度上缓解巢湖地区的用电负荷压力，推动当地经济和绿色清洁能源发展。此外，这还让我省广大低风速区域的有效开发变成可能。”省能源局有关负责人表示。

我省新能源发展从无到有，逐步壮大，能源清洁多元发展持续推进。截至6月底，我省新能源和可再生能源发电装机规模423万千瓦，风电、分布式光伏发电、生物质发电等一批项目纷纷建成“上马”。天然气利用规模也在不断扩大，上半年天然气消费15亿立方米，同比增长14.5%。今年以来，我省建成淮北、铜陵等6座天然气储气站；天然气江南联络线、江南集中区支线完成管道敷设200公里；安庆石化炼化一体化项目配套成品油管道累计建成450公里；开工建设天然气黄山支线。

搭建平台创新交易模式，步入大幅减排之路

今年4月28日，我省电力直接交易平台正式上线，这是国内首个正式投入运营的直接交易平台。当天，全省共有神皖集团等18家发电企业，与铜陵有色等5家电力用户通过交易平台开展了直接交易，达成交易电量52亿千瓦时。

“电力直接交易试点，实现了发电企业和电力用户的自主协商交易电价，属市场化的价格形成方式，是对电价形成机制改革的有益探索。”省能源局电力处有关人士告诉记者，实践表明，这对节能减排也有促进作用。“电力用户更加注重用电负荷均衡性和计划性，推进电力需求侧管理，降低了电能消耗，促进了节能减排。电网企业用电计划性准确率提高，降低供电损耗，也实现了节能减排。”

除了创新交易模式，推进能源体制改革，今年以来，我省电力行业脱硝工作也大幅推进。目前，我省除循环流化床锅炉以外的30万千瓦以上燃煤机组均完成脱硝设施建设，提前完成了目标任务。

“我们还鼓励发电量计划指标转让，将已经关停机组和单机容量20万千瓦以下各类火电机组的年度发电量计划指标转让给省内大容量、低能耗、低排放的机组代发。”省能源局有关人士说，上半年，以大代小发电量21亿千瓦时，节约标煤9.2万吨，减排二氧化硫3942吨，减排二氧化碳23.9

万吨。我省供电煤耗由去年末的 312 克/千瓦时下降到 305 克/千瓦时，居全国前列。

念好“真经”引得来推得动，争取新一轮发展主动权

“新能源示范城市(产业园区)，意指充分利用当地丰富的太阳能、风能、地热能、生物质能等可再生能源，使可再生能源在能源消费中达到较高比例或较大利用规模的城市(产业园区)。”省能源局有关人士告诉记者，今年上半年，我省合肥市、亳州市获批创建国家新能源示范城市，马鞍山承接产业转移示范园区获批创建国家新能源应用示范产业园区。依照规划目标，到 2015 年，可再生能源利用量在城市能源消费总量中的比重芜湖达到 6.5%、合肥 6.6%、亳州 16.7%、马鞍山示范园区 9.4%。

今年以来，我省抓住国家调整能源结构的有利时机，积极争取国家项目和投资支持。国家发改委下达我省农村电网改造升级工程 2014 年中央预算内投资计划 31 亿元，其中中央预算内投资 3.4 亿元。淮南—南京—上海 1000 千伏交流特高压输变电工程、宣城电厂二期(66 万千瓦)、淮南平圩电厂三期 1000 千伏送出工程获得国家核准。龙源宿州??畔闵健11.?馨睬旄村??氏?2 个风电项目列入国家“十二五”第四批风电项目核准计划。

“念好真经，争得来还得推得动，下半年我们要继续推进能源结构调整，制定我省煤炭消费总量中长期控制指标，逐步降低煤炭消费比重，加快新能源和可再生能源开发利用。”省能源局有关负责人表示。

中安在线 2014-08-07

未来十年将是中国能源战略的新机遇

中国是世界能源资源版图变化的利益攸关者，世界能源资源格局变化对中国能源资源安全将产生全面而深远的影响，中国必须以前瞻性战略思维谋划应对举措。未来十年，中国将进入中等收入国家，工业化将进入后期阶段，城镇化率也将达到 60%，能源资源约束强化将成为影响中国经济可持续发展的关键。总体而言，未来十年全球资源能源需求增长趋势性放缓、新供给的结构性变化，以及消费增长重心转移将给中国资源能源的获取带来了新的机遇，但中国也不可忽视全球资源能源的潜在竞争性风险。

中国资源能源的进口依存度仍处于上升状态，除个别例外，绝大多数资源的进口来源局限于少数几个国家，且多为一般贸易进口

资源能源安全是重中之重

在中国经济的快速发展过程中，能源消耗增长率不断提高，导致能源供需缺口不断扩大，使得中国各种能源对外依存度不断提高。中国社科院《世界能源中国展望（2013-2014）》报告认为，中国能源对外依存度将由目前的 9% 上升到 2015 年的 11%，2020 年接近 26%。石油对外依存度将由 2011 年的 55% 左右上升到 2015 年的 60%。天然气对外依存度将由目前的 19% 左右上升到 2015 年的 35%，2020 年接近 40%。

(1) 石油。目前，中国进口石油最多的三个国家为沙特、安哥拉和伊朗。按地区分布，中东地区占中国石油进口总量比例 50.1%，居第一；非洲为 30.2%，居第二，以下依次为拉美、独联体和东南亚，进口风险仍过于集中。

(2) 铁矿石。中国是全球第一大铁矿石进口国，占全球海运铁矿石比重 50% 左右，而且来源高度垄断，仅集中于澳大利亚、巴西和印度几个国家。

(3) 天然气。天然气进口 80% 以上来自澳大利亚，而管道天然气进口至今尚未全面展开。

(4) 铜矿石。中国当前铜消费量占全球 17%，是全球第一大铜消费国和铜精矿进口国；铝土矿消耗量大，且主要集中于亚太。

(5) 铝土矿。中国铝土资源并不匮乏，但由于近年各地大量上马电解铝项目，造成消耗量剧增，已由铝土净出口国变成净进口国。

(6) 煤炭。从 2002 年中国煤炭进口量开始迅速增加，2011 年中国已经超越日本成为世界第一

大煤炭进口国。中国目前的主要煤炭进口国包括南非、美国、加拿大、哥伦比亚，亚太的澳大利亚、印尼、蒙古、越南以及俄罗斯。

综合以上分析，石油、铁矿石、天然气、铜矿石、铝土矿以及煤炭 6 种资源，都是中国经济目前所不可或缺的战略资源，从目前看来，中国资源能源的进口依存度仍处于上升状态，除个别例外，绝大多数资源的进口来源局限于少数几个国家，且多为一般贸易进口。因此，必须突破资源能源瓶颈，把保障资源能源安全作为中国未来十年战略的重中之重。

金融资本和投机资本导致能源资源金融化属性进一步增强，在很大程度上扭曲了原有资源能源供需关系以及价格走势

中国资源能源增长处于战略机遇期

未来十年，全球资源能源格局将呈现三大新趋势：需求增长趋势性放缓、新供给的结构性变化，以及消费增长重心转移，这些变化对中国而言将是实施全球资源能源战略的重要战略机遇期。

1.全球经济增长放缓以及“再工业化”周期带来机遇。全球经济增长和结构因素将持续影响全球资源能源需求的变化。一方面，发达国家债台高筑、消费萎缩、人口老龄化，以及总体增长低迷的趋势不会改变，对资源能源的需求量和人均消耗量也将趋势性下降；另一方面，未来十年以美欧为代表的发达国家正在启动“再工业化”周期，以新能源、环保、高附加值制造业、生产服务性制造业以及能够提高能源效率的高技术产业为代表的低碳经济将成为新一轮产业结构调整的主要推动力，这使得初级矿产资源以及基础大宗商品的需求也会趋于减少。

2.以美国“能源独立”为代表的全球能源供给冲击。全球能源效率的提高、新能源等替代能源的开发以及环境标准的提升，也大大改变了全球资源能源的供给结构。以能源为例，近些年，随着美国“能源独立”战略的有效推进以及“页岩气革命”溢出效应的重大影响，美国出现了一些标志性的变化：美国石油需求从升转降，已经彻底扭转了能源自给率下滑的态势。过去的 6 年里，美国能源自给率逐渐提高，在 2011 年达到 81.4%，美国能源信息署（EIA）预计在 2035 年将达到 87%。目前，除美国页岩气产量飙升外，加拿大油砂矿、墨西哥湾和巴西深海的油气资源潜力巨大，但大多数非常规油气资源因技术和经济原因尚未进行商业开发，这是未来十年可以加以利用的巨大机会。

3.能源资源消费重心转移带来全球经济秩序重塑机遇。随着全球经济增长重心“由西向东”转移，全球资源能源消费重心也随之转移。根据英国 BP 公司发布的《Energy Outlook2030》预测，未来二十年发展中国家将以更加迅猛的势头加速发展，2030 年发展中国家人口、GDP 总量和一次能源消费总量占全球的份额将分别达到 87%、60%和 70%，中国或成第一能源需求国。而根据最新发布《世界能源中国展望》报告，预计 2014 年后，世界新增能源需求在中国、印度、东南亚、中东、拉美和非洲等地进一步聚集，这会大大提高新兴大国的能源议价能力，也会成为其重构全球能源与贸易秩序的重要因素和“筹码”。

竞争的潜在风险

另一方面，我们也必须认识到，未来十年全球资源能源争夺可能演变为常态化趋势。

尽管与过去几十年间全球资源能源需求爆发式增长相比，总体需求有所放缓，但对一些战略资源的刚性需求还将持续增长。消费趋同正改变着全球资源的供求平衡，经济性短缺、区域性短缺、地缘政治导致的供给中断或短缺以及需求型短缺将会不同程度的存在。考虑到未来全球经济重心从发达经济体向新兴经济体转移，由于发达经济体的总人口是 10 亿，而新兴和发展中经济体的总人口近 50 亿，将产生大规模的消费需求和消费的升级换代需求。因此，新一轮消费势必推动对原材料等大宗商品和能源需求的上升，未来十年全球资源争夺将可能演变为常态化趋势。

资源能源价格波动及长期上涨趋势难以根本改变。由于深陷债务泥潭的发达国家都倾向于通过量化宽松等方式来维持债务循环，长期低利率和全球范围内的流动性泛滥可能成为价格上涨的推手，尽管短期内，全球价格上涨并不大，但全球产出缺口正在减小、劳动力成本以及生产成本进入上升周期，特别是金融资本和投机资本导致能源资源金融化属性进一步增强，在很大程度上扭曲了原有资源能源供需关系以及价格走势，未来全球资源能源价格长期上涨压力依然较大。

中国应积极推动亚洲或更大范围的“能源一体化”，创造一个更加一体化、相互联系和竞争的市场

中国须以前瞻性战略思维应对全球挑战

在多重因素影响下，世界能源资源格局正在发生新的重大变化。中国是世界能源资源版图变化的利益攸关者，世界能源资源格局的变化对中国能源和资源安全将产生全面而深远影响，中国必须以前瞻性战略思维谋划应对举措。

1.建立中国资源能源战略储备制度。目前，美国、日本、德国、瑞士等发达国家已制定了较为完备的矿产战略储备制度。美国从1939年开始实行物资储备，到1985年储备的战略资源就达到63类93种。日本在上世纪80年代制定了储备稀有金属的相关法律，规定国家和部分企业必须储备一定数量的钒、锰、钴、镍、钼、钨、铬等稀有金属。

中国作为最大的新兴大国，战略资源储备还处于起步阶段。尽管中国制定了石油储备计划，但其他重要资源储备尚未引起重视，形势十分紧迫。建议从经济承受能力考虑，首先应做好关系国家经济命脉的国内紧缺矿产的储备，如石油、铜、铁、铝、钾盐等，储备形式采取矿产品储备和资源储备相结合；同时加强优势矿产的资源储备，防止因竞相出口导致国际市场供过于求、优势价格下跌的局面。

2.要“走出去”，还要“拿回来”。未来中国必须充分利用全球能源资源，这是中国能源安全必须坚持的长期战略，不但要“走出去”，也要“拿回来”，也就是要通过能源资源勘探开发、贸易和科技合作，以及运输管道建设、能力建设，建设完善的资源能源贸易基础设施，真正把资源“拿回来”，增强对国际大宗资源能源市场的影响力和定价权。

3.将经略海洋作为中国未来全球资源能源战略的重点。应确立海洋资源开发战略，实现国家地缘战略定位由“陆上大国”向“陆海大国”的转变。中国是海洋大国，大陆海岸线达18000公里，面积较大的海岛有7000多个，海洋资源极为丰富，2005年第三次石油资源评价结果显示，中国石油资源量为1070多亿吨，其中海洋石油资源量为246亿吨，占总量的22.9%；天然气资源量为54.54万亿立方米，其中海洋为15.79万亿立方米，占29.0%。因此，未来可以考虑以“海陆立国，开海固权，营疆造域，择优出击”作为新的海洋开发原则，全方位推进海洋资源的开发。

4.全面深化资源能源外交。中国如何与资源供应国强化经贸联系，建新型供给体制，充分发挥能源国际合作机制的作用意义重大，比如建设丝绸之路经济带和21世纪海上丝绸之路，统筹国际国内两个大局、两个市场、两种资源，并通过油气勘探开发、油气通道、工业园区、服务区等重大合作项目，进一步提升能源资源国际合作水平。此外，目前俄罗斯能源业正在进行重大转型，石油出口正通过东部西伯利亚太平洋输油管向亚洲转移，这给中国提供了新的合作机遇。

5.加强能源“互联互通”。目前，全球能源市场分散，基础设施老化，各国能源政策缺乏透明度，中国应积极推动亚洲或更大范围的“能源一体化”，创造一个更加一体化、相互联系和竞争的市场。比如，建立面向未来的、包括天然气管道建设、供电网络建设、新能源网络建设在内的亚欧能源基础设施蓝图，加快发展新能源，提高清洁能源比重，减少二氧化碳排放，发展高压输电和智能电网，同时制定统一标准，并提供项目债券、风险资本或PPP等方式的融资框架。

6.争取在全球能源革命中不断塑造中国新优势。中国应充分考虑全球能源革命对中国向经济强国迈进的战略意义，争取在第三次产业革命中走在世界大国的前列。要加快发展清洁/替代能源，大幅提高能源利用效率。大力发展太阳能、风能、生物质能、地热能、海洋能、氢能等可再生能源技术，积极推动能源循环高效使用。同时，研究和跟踪重大能源技术的变化趋势，加大页岩气等非常规能源勘探、开发的科技投入，特别是提升关键技术的自主创新能力。（张茉楠 作者为中国国际经济交流中心副研究员）

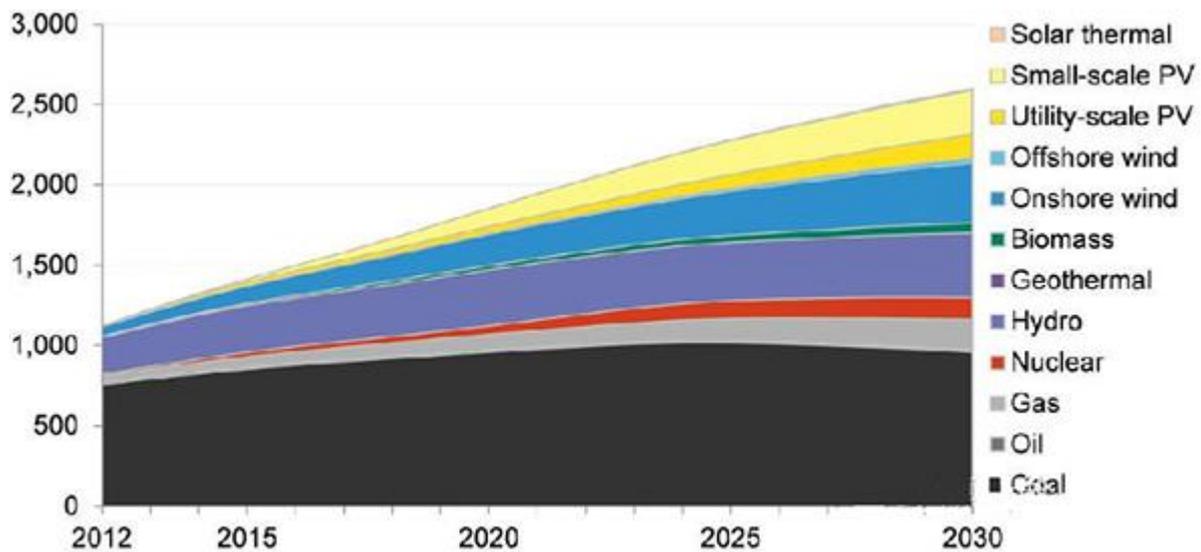
《中国经济报告》杂志 2014-08-07

彭博新能源发布 2030 年中国电力市场展望报告

中国是世界上用电量最大的经济体，也是碳排放量最大的国家，煤炭消耗量占全球一半。在一系列政策措施的推动下，其电力行业正在经历着巨大变革，这些措施包括：可再生能源发电和核电装机容量目标、更为严格的环境污染控制措施、碳价机制以及正在推行的电力市场改革。

根据彭博新能源财经的最新预测，到 2030 年，中国将新增电力装机容量超过 1,477 吉瓦（占全球同期新增装机的四分之一），以满足届时将达目前两倍的电力需求。可再生能源发电越来越出色的经济竞争力以及政府的持续支持意味着，它们将在中国的能源结构中发挥越来越重要的作用。从 2013 年到 2030 年，中国每年将平均新增 17 吉瓦的陆上风电（包括旧风场改造）和 24 吉瓦的太阳能光伏发电。新增的光伏发电中将有三分之二（16 吉瓦/年）来自小型分布式光伏。到 2030 年底，中国累计发电装机容量中将有一半为可再生能源发电来源。

2012-2030 年中国各种发电技术的累计装机容量预测（吉瓦）



到 2030 年，陆上风电将成为成本最低廉的电力来源，每兆瓦时的成本将在 41 美元至 63 美元之间。相比之下，由于投资成本不断攀升、燃料价格提高以及新污染控制措施的推行，煤电的平准化发电成本（LCOE）将从现在的每兆瓦时 40 美元攀升至 2030 年的每兆瓦时 137 美元。页岩气储备的开发将使天然气发电的成本降低 15%，达到每兆瓦时 61 美元，而大型地面光伏发电的成本则有望低至每兆瓦时 60 美元至 80 美元。

我们预计 2013 至 2026 年中国电力装机上的投资规模将超过 2 万亿美元，其中 72% 将投入到可再生能源发电上。太阳能光伏发电将吸引 5,210 亿美元，风电（包括陆上风电和海上风电）将吸引大约 4,370 亿美元。

到 2030 年，煤电发电量将仍占 46% 的份额，但相比 2013 年的 74%，这已经有所下降。可再生能源发电在中国的全部发电量中将占到三分之一，而在 2013 年尚仅占五分之一。引入核电意味着，在 16 年后 43% 的电力产出将达到零排放标准。

彭博新能源财经 2014-08-11

“十三五”能源规划将在两年内完成编制

记者获悉，“十三五”能源规划编制、上报时间表已经确定。目前，国家能源局已启动“十三五”规划编制，成立由能源局局长吴新雄为组长的规划领导小组，组建能源规划咨询工作组，计划用两年左右时间完成规划编制。

具体而言，第一阶段：2014 年 12 月底前，主要是开展前期基础工作，研究形成能源“十三五”规划基本思路；

第二阶段：2015年1月至2016年2月，开展能源“十三五”规划起草工作；

第三阶段：2016年3月至2016年5月，开展能源“十三五”规划上报等工作。

目前，“十三五”能源规划工作方案已经能源局局长办公会审议通过并印发。与“十二五”规划编制不同，“十三五”能源规划采用“开门做规划、科学编规划”的方式，邀请专业研究机构、社会公众参与。

今年4月，国家能源局委托电力规划设计总院牵头组建能源规划咨询工作组。中国工程院、水电水利规划设计总院、国网能源研究院、中国煤炭工业发展研究中心、中国石化经济技术研究院、中国石油经济技术研究院等机构是成员单位。

6月底，国家能源局组织“十三五”能源规划工作会议，部署动员能源规划编制工作。会上，吴新雄提出规划要重点关注九个方面问题，从根本上解决影响我国能源科学发展的长期性、深层次问题。

其中，“大力推进能源节约”置于第一位。即通过科学合理使用能源，大力提高能源效率，严格控制能源消费过快增长；通过“一挂双控”措施，将能源消费与经济增长挂钩，对高耗能产业和过剩产业实行能源消费总量控制强约束。

其他八个问题分别是：增强国内油气供应能力、清洁高效开发利用煤炭、提高可再生能源比重、安全发展核电、拓展能源国际合作、加强石油替代和储备应急能力建设、深化能源体制改革、增强能源科技创新能力。

参与规划工作会议人士指出，与以往规划相比，“十三五”规划将更加重视统筹衔接、可操作性和执行力。“十三五”期间，国家将强化规划引导，弱化项目审批，发挥规划在能源管理中的统筹协调作用，最大限度减少审批机关的自由裁量权，让权力在阳光下运行。

目前，我国初步形成了由国家规划、地方规划两级，总体规划、专项规划、区域规划三类组成的能源规划体系。按照国务院审改办公开的行政审批事项目录，省级能源规划需上报国家能源局审批，涉及全国布局、总量控制及跨省输送的区域能源规划也要报国家能源局审批。

所谓统筹衔接，即为能源规划与国民经济和社会规划纲要及相关专项规划衔接，煤、电、油、气、新能源和可再生能源等能源品种之间衔接平衡；地方能源规划服从国家能源规划，专项规划和区域规划要服从能源总体规划。

在操作层面上，“十三五”规划将确保每项指标都能实现任务分解，都能明确责任单位，都有具体时间进度，都能进行目标责任考核，防止规划和执行“两张皮”，保证各项指标实现。

目前，2020年各项能源发展指标基本确定。如非化石能源占能源消费总量比重达15%；在做好生态环境保护和移民安置的前提下，积极发展水电，2020年常规水电装机3.5亿千瓦左右；坚持集中式与分布式并重、集中送出与就地消纳相结合，到2020年风电和光伏发电装机分别达到2亿和1亿千瓦以上，风电价格与煤电上网电价相当，光伏发电与电网销售电价相当。

核电方面，在采用国际最高安全标准、确保安全的前提下，稳步推进核电建设，到2020年，核电运行装机容量达到5800万千瓦、在建达3000万千瓦。

在煤炭清洁利用上，通过实施煤电节能减排升级改造行动计划，新建燃煤机组供电煤耗低于每千瓦时300克标煤，污染物排放接近燃气机组排放水平，现役60万千瓦及以上机组力争5年内供电煤耗降至每千瓦时300克标煤。

21世纪经济报道 2014-08-11

2014上半年能源经济报

2014年上半年，受宏观经济增长放缓影响，国内能源消费只有3%左右的增速。国内煤电油气等主要能源品种供需相对平衡，能源投资除油气外，也相应处于低速增长，甚至负增长状态。

2000年以来，我国经济重型化一度带动能源需求高速增长。“十五”、“十一五”期间国内GDP平均增速分别为9.8%、11.2%，能源消费平均增速在7%以上。“十二五”前三年，全国GDP平均增

速为 8.2%，能源消费高增长态势随之改变。

21 世纪宏观研究院认为，目前国内煤炭行业仍处于下行周期，消费量短期内难以回升；油气产品对外依存度不断加大，在能源安全战略下，油气勘探开发、储气库及管网建设投资将持续增加；电力消费增速出现放缓态势，但从电力投资和消费结构看，清洁能源占比将继续提高，高耗能驱动下的电力消费模式正在改变。

能源消费增速趋缓

一、电力消费增速放缓，高耗能用电受限。

今年上半年，全社会用电量为 2.63 万亿千瓦时，同比增长 5.3%。其中，一、二季度同比分别增长 5.4% 和 5.2%。

电力工业统计显示，自 2012 年开始全社会用电量就跌破两位数的增长区间。今年上半年 5.3% 的用电增速与 2010 年、2011 年同期相比大为逊色。

从电力消费结构看，第二产业仍是用电大户，占社会用电总量 73%。值得注意的是，在国家产业结构调整、主动化解产能过剩等调控措施下，粗放的电力消费得到控制。上半年，第二产业用电比重同比下降 0.25 个百分点，四大高耗能产业用电占比降低 0.2 个百分点。

21 世纪宏观研究院预计，下半年电力消费增速将加快，一方面源于“微刺激”措施的效果，另一方面是受益于大客户直购电试点规模扩大，高耗能行业可以变相获得电价优惠。

二、煤炭最坏的时候还没到。

今年上半年煤炭市场持续低迷行情。全国煤炭产销量负增长，6 月末全社会库存已经持续 31 个月在 3 亿吨以上。6 月末，煤炭企业库存 9900 万吨，创历史最高水平；重点发电企业存煤 7906 万吨，可用 23 天。

行业统计数据显示，上半年煤炭采选业完成固定资产投资 1935 亿元，同比下降 5.6%，与“十一五”期间年均增速 26.7% 相比落差巨大。2013 年一季度，煤炭投资首次出现负增长，自此之后投资负增长几乎成为常态。

在国民经济增长回归理性，国家能源消费总量控制、大气污染治理等政策引导下，加之水电等非化石能源挤压，进口煤冲击等因素，国内煤炭消费量预计短期内难以回升，煤炭仍处于下行周期，尚未见底。

三、成品油天然气此消彼长。

上半年成品油表观消费量 13116 万吨，同比增长 3.6%。其中，汽油消费同比增长 9.7%，低于去年全年增速（14.7%）5 个百分点；柴油消费持续低迷，上半年同比下降 0.6%。

柴油消费与基建、制造业景气度息息相关。根据研究机构抽样调查，上半年制造行业、建筑施工行业、电力行业、采掘行业、公路运输行业、水上运输行业用油均出现了两位数的降幅。

由于国内天然气仍处于供应驱动阶段，与其他能源品种比，天然气消费增速相对较高。上半年，天然气表观消费量 887 亿立方米，增长 8.9%。尽管天然气需求旺盛，气价走高预计将抑制部分需求，尤其是工业需求。

能源投资预期

一、煤炭投资能力削弱，持续负增长。

根据国家统计局数据，上半年煤炭采选业完成固定资产投资 1935 亿元，同比下滑 5.6%，大幅低于同期全国固定资产投资增速（17.3%）。以 2012 年为拐点，煤炭黄金期的大规模投资加剧煤炭产能过剩，煤炭产能的不断释放使得煤炭行业失去价格话语权，投资能力衰减。以民资为主的小型煤炭企业不断退出市场，神华、中煤等中央企业正试图以减产的方式提振行情。

二、油气勘探开发需求庞大，投资维持高增速。

上半年石油和天然气开采业固定资产投资达 1250 亿元，同比增长 18.5%，增速较去年同期下降 7.2 个百分点，增长趋势有所放缓，但与煤炭、电力等相比，仍然处于投资黄金期。

为保证油气供应安全，页岩气、海洋油气开发和老油井增产等需要大规模的投资，再者国内油

气储备、管网等基础设施仍是短板，油气勘探开发投资预计仍将持续增加。

三、电力投资整体放缓，清洁能源一枝独秀。

由于新开工项目规模不足，水电、核电投资持续下降。上半年水电完成投资 334 亿元，同比下降 35%。随着西南水电基地溪洛渡等一批重点工程陆续进入投产阶段，水电在建规模大幅萎缩。

火电投资则延续负增长态势。上半年投资完成 355 亿元，较去年同期减少 29 亿元。值得注意的是，同期风电完成投资明显增加，上半年投资 276 亿元，同比增长 48.3%；光伏投资增加主要用于地面电站建设，新增光伏发电并网容量 330 万千瓦，比去年同期增长约 100%。

截至 6 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 12.5 亿千瓦，同比增长 9.4%。其中，水电 2.54 亿千瓦、火电 8.79 亿千瓦、核电 1778 万千瓦、并网风电 8275 万千瓦，并网太阳能发电 1814 万千瓦，同比分别增长 14.4%、5.4%、21.7%、22.6%、271.8%。

21 世纪经济报道 2014-08-13

墨西哥能源改革取得实质性的进展

1938 年，墨西哥宣布将 17 家欧美石油公司的产业收归国有，墨西哥国家石油公司从此成为该国唯一的石油生产运营商。

墨西哥参议院近日通过了能源改革二级法案，总统培尼亚签署后即生效。届时，自 1938 年便收归国有的墨西哥能源领域，将正式向私人 and 外国投资开放。自培尼亚去年 8 月提出改革提案，历时一年的能源改革纷争，终于尘埃落定。此番能源改革将打破该国长达 76 年的国有石油公司垄断经营局面，同时对日益变化的地区能源格局产生影响。

多家跨国公司表示将参与墨西哥能源投资，未来竞争将十分激烈

根据此次通过的能源改革二级法案细则，外国和私人企业将被允许参与墨西哥能源勘探、开采和冶炼等各个领域。合作模式由过去只能同国家石油公司签署服务合同，改为可以同墨西哥政府签署合同，采取利润、产量分成合作以及许可证合同等方式，同墨西哥国家石油公司展开竞争。招标工作将由墨西哥国家石油委员会负责，最快将于 2015 年初启动。

据墨西哥石油工业联合会预测，未来 3 年内，墨西哥在石油领域的投资将翻一番，每年将达到约 150 亿美元，创造 7 万—10 万个工作岗位，石油产量将得到大幅度提升。墨西哥央行行长卡斯滕斯也预测，墨西哥经济将在 2—3 年内实现年均增长 3%—5% 的跃进。德勤公司则透露，目前至少 30 家世界知名的能源企业对墨西哥能源投资表示感兴趣，这其中也有中国企业的身影。

经济学人智库能源分析师马丁·亚当斯表示，中国正在推进供给来源多元化以保障能源安全，如果墨西哥的能源改革进展顺利，将会释放巨大的红利，这对中国政府和企业无疑都具有相当益处。

在能源改革之前，中石油、中石化和中海油虽然都已经进入墨西哥，但仅限于石油贸易和油服领域，经营规模并不大。中国驻墨西哥大使邱小琪对本报记者表示，过去由于法律方面的限制，很多能源方面的合作努力都没有取得相应的效果。

邱小琪说，墨西哥参议院通过能源改革二级法案，是一个重要事件，表明广受关注的墨能源改革取得了实质性的进展。中国对墨西哥的能源改革非常关注，希望同墨西哥在能源领域开展大规模、深层次的合作，两国去年签署了多项能源合作协议。这次法案的通过，将为不少有意来墨投资的中国企业提供有利条件，也会使两国在相关领域的合作前景更加顺利，合作领域更加宽广，合作模式更加多元。

不过，中国企业面临的挑战也不容忽视。目前，包括雷普索尔、埃克森美孚、雪佛龙、皇家壳牌等跨国公司都表示将参与墨西哥能源投资，未来的竞争必将十分激烈。

中国社科院拉美所副研究员孙洪波表示，未来中墨油气合作应以务实为主，小步、稳步推进。墨西哥老油田较多，稳产增产压力大，中企可依靠成熟的老油田二次开发技术与墨方合作。

石油国有化带来丰厚收益，但沉重的负担影响技术更新和油田开发

在首都墨西哥城中心，有一组大型雕塑，被称为“石油国有化纪念碑”。1938 年，时任总统卡

德纳斯宣布将 17 家欧美石油公司的产业收归国有，墨西哥国家石油公司从此成为该国唯一的石油生产运营商。

石油国有化，在墨西哥历史上具有里程碑意义。墨西哥人将其视为民族和国家独立的象征，并制定了严格的石油法律：禁止私人及外国资本介入墨西哥石油、天然气开发或成立合资公司，甚至连加油站都在此列。记者在墨西哥出差，从都会中心到穷乡僻壤，所有的加油站一律都是红白绿三色的“PEMEX”（墨西哥国家石油公司）标识——这也是墨西哥国旗的颜色。

垄断经营的“一桶油”，给墨西哥带来了丰厚的石油收入，1/3 的联邦财政来自于此，墨西哥国家石油公司为世界主要石油生产商之一。

然而，危机也由此酝酿：长期没有竞争导致官僚气息严重，生产效率低下。同时，国家石油公司需上缴超过 70% 的收入，还有巨额债务和退休金缺口。日益沉重的负担，严重挤压了该公司用于技术更新和开发新油田的支出。

目前墨西哥潜力较大的新探明储量，多为深水油气田或页岩气，但受制于资金技术匮乏、勘探设备陈旧等因素，对这些新油田的开采力不从心。在墨美边境的页岩油富产区，虽然拥有几乎相同的地质条件，但墨西哥在 2012 年只开采了 3 口油井。数据显示，近 10 年间墨西哥石油产量已锐减近 1/3。

能源改革具有重要的地缘政治意义，可能影响西半球能源供应秩序

马丁·亚当斯对记者说，由于美国的能源进口需求正在下降，去年墨西哥对美国石油出口跌幅达到两位数，与此同时，墨西哥还大量进口美国的汽油和天然气。这一局面进一步恶化了墨西哥的能源格局。总统培尼亚曾表示，如果情况不得到改善，墨西哥到 2018 年将成为能源净进口国。

分析人士认为，此次墨西哥能源改革还具有重要的地缘政治意义，可能将影响西半球能源供应秩序。

众所周知，美国是墨西哥最重要的能源合作伙伴，墨西哥的原油出口 90% 面向美国，墨西哥的能源产业发展将直接关系美国的能源安全。2012 年 2 月，美墨两国就墨西哥湾的深水油气开发签署了《跨境碳氢化合物协议》，允许两国公司共同开发跨境油气资源。

马丁·亚当斯说，尽管美国需求下降对墨西哥石油出口产生一定冲击，但某种程度上被页岩油气革命所抵消。墨西哥出产的页岩油与美国的品类相同，非常适宜美国的炼油企业，能源改革也将为美国企业提供投资机会。

孙洪波认为，墨西哥能源改革的影响可能是双重的。一方面，如果改革获得成功，墨西哥油气持续增产，将有助于实现北美的能源独立；另一方面，如果墨西哥炼化产业获得发展，有可能使美国炼厂失去墨西哥的部分原油供应。此外，墨西哥对外开放油气产业，还将使拥有政治和地缘优势的美国公司面临较为激烈的市场竞争。

人民日报 2014-08-14

李俊峰：抑制不合理能源消费 控制能源消费总量

从能源变革到能源革命，中央对于能源安全战略的表述出现一字之差，引起业界广泛关注。其实在 2012 年底的十八大报告首次提出“推动能源生产和消费革命”，而今年 6 月 13 日中央财经领导小组第六次会议，习近平主席再提推进能源革命，并提出了 4 个方面的能源革命内容：能源消费革命、供应革命、技术革命、体制革命。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任李俊峰在接受《中国投资》采访时表示，把消费革命置于革命之首，提出要抑制不合理能源消费，坚决控制能源消费总量，这是重大变化，表明未来经济发展将要在环保和能源需求的严格约束下发展，同时要优化能源供应结构，优先加快发展非煤能源的发展。

《中国投资》：该如何理解“能源革命”这一提法的含义？什么样的变革可以成为革命？

李俊峰：十八大报告正式提出要进行能源生产和能源消费革命，中央财经领导小组第六次会议

又把能源革命的内涵进行了梳理，对于革命的要求有了新的诠释。

首先，把消费革命置于4方面革命之首，提出要抑制不合理能源消费，坚决控制能源消费总量，这是一个很重大的变化，过去我们认为能源是经济发展的基础，是国民经济发展的动力，能源必须保障经济的安全，所以保障能源供应是能源工作的一个主旋律，现在明确提出要控制能源消费，就是在能源的资源供应条件和环境的要求下，我们不能敞开肚子吃饭，用我的话说，就是我们给经济发展带上一个环保和能源需求的笼子，不能像脱缰的野马。

第二，第一次提出要优先加快发展非煤能源。在过去坚持以煤为主的方针下，煤炭消费占到能源消费总量的90%，现在虽然降到了70%左右，但和全球的能源结构比还是有问题的。全球煤炭消费在1920年左右达到了顶峰，后来一路下滑，1952年伦敦雾事件引起了对煤源污染的关注，深刻地影响了欧洲的能源发展战略，之后煤炭消耗开始下滑，特别是石油、天然气的发现加速了这一过程，到了1970年全球完成了石油天然气对煤炭的替代。煤炭的消费占全球能源消费比例最低降到了17%左右。目前我国70%的煤炭依赖度和全球能源供应方向不一致，要大幅度发展非煤能源。

第三，能源技术的创新。不管是能源消费技术还是生产技术，包括可再生能源、核电、水能、石油天然气、非常规油气资源等的开发，都需要技术进步。

第四，能源体制的革命。过去我们认为能源是国民经济的命脉、国民经济安全的基础，所以进行垄断和国家定价都是合理的。现在提出能源体制的革命，就是要回归能源的商品属性。这是一个很重要的变化。那意味着要打破垄断，进行市场化的改革，包括政府定价向市场定价过渡。

除了这4方面，还有一条是进行国际合作，这都是很重要的方面，虽然不是革命的内容，但是保障能源革命的基础，应把中国的能源安全放在全球的视野里安排。中国只能参与全球化的能源安全，只有全球的能源安全了，我们的能源才能安全，我们是一个经济大国，我们的经济总量占全球的接近1/5，我们的能源消费量占世界的1/4，所以我们必须以大国姿态参与全球的分工，确保全球的能源安全。

总量控制与多元供应

《中国投资》：能源消费总量如何控制？

李俊峰：就是根据总量目标，根据区域经济的不平衡设定每一个地区的能源消费总量目标，这是一个增量目标，例如给每一个省市自治区新增能源消费量设定上限。国家能源局一直在这么做，这是一个探索的过程，还需要讨论研究，如要照顾新兴产业的合理需求，要照顾到东西部发展不平衡，又要考虑到淘汰落后产能，做到公平与大家都满意是很困难的事情，但必须要去做。

对于控制能源消费总量，现在要做的是让节能合乎思维的惯性。可以说经济发展方式的转变更多的不是技术上的障碍，而是心理上的障碍。每年两会期间国家发展改革委和国家能源局被批的最多的就是缺电不给电，缺煤不给煤，但在现在的情况下，必须要理直气壮地控制总量。

《中国投资》：能源供应革命提出要建立多元供应体系指什么？是否也包括投资主体的多元？

李俊峰：一是从品种上要多元，从以煤为主向煤、油、气、核、新能源、可再生能源多轮驱动的能源供应体系过渡；二是来源多元化，包括国内国际两种资源以及国际资源来源的多元化；从技术上多元，包括规模化与分布式的结合，先进技术与适用技术结合，低碳能源和高碳能源低碳化的结合等；三是投资主体的多元化，鼓励民企、地方国有企业以及外资企业投资能源产业，近期主要抓好央企的垄断向混合所有制转变；四是能源供应渠道的多元化，既然能源是商品，大一统的销售渠道就应该改变，比如油品的供应是否考虑扩大民营与外资等？

《中国投资》：核电、新能源、可再生能源这些年发展受到不少质疑，会影响到政策，进而影响到这个多元结构的形成吗？

李俊峰：每一种能源都有自己的问题，比如水电会造成局部气候和生态问题，核电有安全风险，可再生能源有不稳定的问题，煤炭和石油污染物排放较多，所以才要提出多元发展。大家对问题的质疑恰恰是推动行业进步的一个重要力量，那么在水电开发的时候就要尽可能考虑它对生态环境的影响，可再生能源的发展尽可能实现稳定，煤炭和石油就要清洁利用和控制使用，核电发展安全至

上。所有的技术都是在批评中发展和进步。

实际上这些质疑也没有影响政策，转结构需要时间，比如风力和太阳能发电加在一起超过 1 亿千瓦。但和整个电力供应比起来呢还是微乎其微的。在发展新能源问题上和改善能源结构问题上，首先我们要有决心必须去做，第二有信心可以做好，第三是要有耐心，任何革命都不可能一蹴而就，今天提出革命，明天就革命成功了？革命是循序渐进的一个过程，要有持之以恒的耐心和恒心。

体制改革仍是渐进模式

《中国投资》：能源价格的改革会是一个什么样的渐进方式？

李俊峰：价格改革，大家都在讨论方案，首先承认能源的商品属性，有了商品，市场就有了用武之地。既然市场配置资源是决定性因素，那么价格是市场的基本信号，由供需关系决定就是自然的了。但是，这是一个变化的过程，要慢慢来，不要操之过急，不可能一下子改过来。电网是垄断的，石油是垄断的，主要的能源矿产资源也是垄断的，在现在的条件下怎么进行市场化的改革？这都需要认真地探索。

其现在在中国的能源安全问题和 技术发展问题不是特别大，总起来看，国际能源市场相对宽松，国际技术转让和 合作的渠道也比较畅通。我国最突出的问题是环境问题，能源的清洁化和低碳化是主要矛盾。2005 年以来，我国二氧化碳排放的增量，占全球的 70% 左右，2011 年以来，大气污染凸显，要把环境问题先解决好，然后再解决价格问题。因为我们经不起大的折腾。就需要统一的思想 和认识，找出社会都能满意接受的方案。中国有一个世界上最大的能源系统。这种系统就是牵一发而动全身的。我们必须慎行。我觉得先用 3~5 年的时间理出个头绪来。然后循序渐进地改革。

《中国投资》：电力体制改革中的输配电分开以后还会是方向吗？

李俊峰：输配分开是必须的。输配分开是电力市场化一个很重要的方向。但输配电分开是不是就把国家电网打碎，分成五六个区域网那是另外一个问题。分成五六个网输配也还是没有分开。输配分开和 解散国家电网是两码事。国内外的经验都是输电电网要进行管制。从电源这个方向，可以竞价上网来进行优化、来确定价格。这是一个大方向。这个方向说起来容易做起来很难。就是因为我们现在还有很多非市场的因素在里面。很难一步到位。

《中国投资》：如果竞价上网机制是未来的一个目标，现在要求多元化，要求发展可再生能源，您怎么看可再生能源的补贴？

李俊峰：竞价上网大的方向是对的。2003 年的电力体制改革提出同网同质同价的方向，这是一个大的方向。前两个是可以确定的，而对于同质是有争议的，虽然来自不同电源电的质量是一样的，但发电过程中的环境代价不同，例如火电造成的大气污染，那么火电与可再生能源发电，就不能算作同质。所以说对可再生能源进行的政府干预包括补贴，包括政策的扶植都是必须的。在能源这个问题上没有纯市场的，就像劳动力市场一样，这是一个充分竞争市场，可是国家还是要定义一个最低的保障性工资。如果没有政府政策的干预，太阳能、核电、天然气这些清洁和低碳的能源就不要发展了，即使在美国这样充分市场化的国家，对新能源、可再生能源也是补贴。

《中国投资》：您认为能源革命最关键的环节是什么？

李俊峰：最关键的有 3 点：第一点是我们能不能把消费的总量控制住？要尽快实现能源总量达到合理的范围。第二，我们能不能比较快地把对煤炭的依赖降下来。尽管还达不到全球平均水平的 20% 左右，但是我们可以降到 30%~40% 或更低一些来适应环境能源的需要。这是两个最大的难点。第三，我们在很多能源领域缺乏创新，例如发电技术、电力传输技术、复杂油气开采技术、清洁煤技术，包括大家热炒的页岩气和煤制气技术都严重依赖国外。这是个大的难题。技术上的差距可能比体制上的差距更大。这是最难的一件事情。

《中国投资》：您说到清洁煤，那么在能源革命的要求下，意味着清洁煤未来的发展会有较好机会？

李俊峰：也不见得。煤炭的消费总量控制是一个主旋律。煤炭可能首先要减少它的增产速度，逐步减少总量，实现总量上绝对下降，就是在能源量增长的同时煤炭消费量下降。这需要一个过程。

在这个过程中，煤炭要清洁化地利用，但不一定搞复杂的清洁化技术，比如我们有清洁化的发电技术，在比较严苛的发展条件下可以做到，不见得是新技术。

至于煤化工的前景和清洁技术，现在有 3 条路线是大家认可的：煤制油、煤制天然气和煤化工。这方面在煤炭消费中所占比例很有限，不到 10%，受到很大的市场挑战和制约。我们不可能指望大量的煤转换为石油和天然气，转成化工产品，这 3 个方面要有节制发展，不能大发展，否则有悖于全球能源的清洁化和低碳化。清洁煤技术几个方面是有快速发展前景的，比如煤炭的洗选、煤炭的清洁燃烧技术。

此外，我还认为，仅仅控制煤炭消费还不够，还需要控制石油消费，原因有二：一是石油的环境污染和碳排放仅次于煤炭，在一些大城市汽车尾气的排放是大气污染的主要来源，二是我国石油对外依存度高，是最不安全的能源品种之一。控制石油消费过快增长也是保障我国能源安全重要措施之一，其措施在于节约和替代，比如大幅度提高乘用车的效率，发展电动汽车等。

《中国投资》 2014-08-14

新能源战略争夺高地的有效手段

近年来，全球应对气候变化问题成为国际焦点。这一问题的加剧推动了西方发达国家、新兴国家与传统能源生产国在全球能源格局中相对位置的变化。与此同时，这种变化也影响着三大集团在应对全球气候变化治理的国际谈判上的基本态度与作为，两者表现出一种互动的关系。

作为新兴国家，中国需要在短期经济发展与长期可持续发展之间进行取舍与平衡。加强新兴国家之间气候政策的协调并与西方国家进行新能源技术、资金等多方面的合作，是缓解困境的一剂良药。

未来，以中国为代表的新兴国家与发达国家在可再生能源上和新能源开发技术的合作，将成为解决世界各国在应对气候变化博弈中分歧的重要推动力。

尽管在 2009 年哥本哈根气候大会之后，发达国家与发展中国家在应对气候变化合作方面存在较大分歧，但作为世界上最大的发展中国家，中国应强调与发达国家在应对气候变化、维护能源安全、促进新能源发展上拥有广泛共识和利益交汇点。

首先，中国必须避免单一的政治外交，需要积极开展经济外交和公共外交，通过能源环境领域合作，减少发达国家特别是美国对华的敌意。中国应将能源战略与外交战略结合起来，通过外交途径创造一个良好的外部能源环境。

在全球范围，中国应高调融入并争取引导全球能源治理。全球没有统一的能源安全组织。现有能源机制，既有全球性的，又有区域性的；既有消费国组织，又有生产国组织，机制之间缺乏协调并且十分松散。中国应该重点参与国际能源署的改革，加强 20 国集团在能源治理方面的宏观决策能力，积极参与石油输出国组织、天然气生产国论坛等资源国协调机制，在参与治理过程中，形成建章立制的能力。

随着全球能源生产轴心向北美转移，美国未来可能成为最大的能源生产国，中国则是最大消费国。中美两国在能源领域的互补显而易见，对于能源特别是油气领域的合作具有共同的需求和基础，双方完全可以求同存异。

中美两国应该避免在地缘政治竞争关系上向敌对方向发展，并在能源、经贸等各方面携手合作，促进全球能源市场规则稳定，促进能源市场成熟发展。美国在天然气、核能、煤炭、可再生能源等领域具有全球技术和资源优势，中国在这些领域对美国的依存度逐渐上升，因此争取美国的认同与合作，避免与美国的冲突，对中国的能源对外关系极为重要。

中美在能源环境领域已经形成机制性合作，但以往中美战略与经济对话多突出美国的能源环境诉求。我国应主动增加与美国关系密切的话题和合作方向，要求美方重视中国对外能源行为为国际能源安全带来的巨大收益，中美双方应支持彼此的海外投资和能源合作。

其次，气候变化是推动中国能源外交的主要力量。中国和欧美的合作不仅可以有效降低新能源

的成本，提高中国公司的竞争力，而且对全球推广绿色新政和提高能源效率具有重要意义。

在亚太地区，中国也应加强低碳合作。亚太各国在低碳和环境治理方面已取得一些成就，但是协同治理环境仍然面临许多尚未解决的问题。除了签订相关合作协定、联合发布宣言外，中国和亚太各国可在 APEC 框架内建立低碳发展工作组和清洁空气治理机构，方便各国协调跨地域的监控和协调，并客观中立地公布亚洲主要地区的环境污染现状。

再次，中国必须应对能源功利主义带来的地缘变化。在美国总统奥巴马余下的任期中，亚太地区毫无疑问成为美国战略重点，中美影响力和资源分配也成为关注焦点。

面对欧美能源功利主义，我们必须清醒地认识到，中国在国际体系中的地位取决于其能否在自主创新的基础上掌控新能源，而自主创新的能源技术是无法通过中美合作取得的。

面对美国可能遏制中国新能源发展的图谋，面对下一代能源的国际激烈角逐，面对国内节能减排的严峻形势，中国需要尽早统筹集中国内各种资源、落实融资信贷和技术转让政策及重组集团化政策，在最短的时间内实现中国能源结构的跳跃式发展，争取在未来二三十年后掌控全球新能源的战略高地。

因此，“内求绿色发展、外拓崛起空间”的战略需要始终与中国大国崛起同步发展。如同能源专家丹尼尔·耶金所说，将中国这样的巨人融入全球贸易和投资体系（包括能源体系）中来，而不是让他像小商贩讨价还价一样与各个国家分别打交道，将是非常明智的，实际上也是非常迫切的。这不仅对中国的能源安全有利，而且对全球能源安全体系的所有成员有利。（作者：于宏源，为上海国家问题研究院比较政治与公共政策所副所长，研究员）

中国石油新闻中心 2014-08-15

用户端推动能源革命的理想状态

6月13日，习近平主持召开中央财经领导小组第六次会议，研究我国能源安全战略。会议提出将推动能源生产和消费革命作为我国的长期战略。

能源革命在十八大报告中首次提出，几经摇摆后，上述会议明确了能源革命的战略。能源革命的对象是谁？突破口在哪儿？到底要建立什么样的新秩序？这些问题并没有标准答案。

从能源工业的更迭历史看，薪柴到煤炭、石油，每一次能源品种的替代，既有技术驱动，又有政策引导，既有偶然因素，也有历史必然。

我们正在试图设计、导演一场能源革命。在中央财经领导小组会议后，国家能源局、地方政府正在制定相关方案。在国家层面，计划出台2030年能源生产和消费革命战略等文件。

这种自上而下的顶层设计必不可少，可以保证能源革命稳步推进。但革命不同于变革，不是循序渐进式，而是一种爆发式的形态。在自上而下引导的同时，更需要自下而上的力量驱动。

笔者在吉林省农安县调研时发现，当地以玉米秸秆为原料的生物质颗粒燃料正在普及。长久以来，农民依靠薪柴燃烧取暖、供热的方式被彻底改变。在中国基层社会，一场能源生产和消费的革命正在酝酿，并将改变几代人的生活用能方式。

优奈能环科技公司是农安县生物颗粒燃料生产企业，玉米秸秆、木屑、树木枝桠材经过粉碎、压缩成型后，摇身变成热值为3500大卡的燃料。同热值生物燃料，与煤炭、天然气、汽柴油比有价格优势。

据介绍，一个5万吨/年的生物颗粒燃料项目，可以满足5000户农民生活用能，同时供应当地16万平米农户及工商业采暖需求。在颗粒燃料生产过程中，农民为企业提供秸秆资源，并可以参与到生产流水线中，既是生产者又是消费者。

在传统的电力、油气生产消费中，能源生产者与消费者割裂，能源流向自上而下。在农安的能源探索中，能源生产和消费可以双向互通，生产者与消费者之间关系正在调整。与顶层设计方案不同，这种调整由微观企业主体和个体推动，发生在偏远的边陲小镇。

这种来自基层的推动力，不应被忽视。中国能源革命首先是一种理念的革命，生产者应改变高

高在上的姿态，生产和消费是能源系统的组成部分，两者有平等的地位、权利、义务和责任。

除农安案例外，打通能源生产侧与消费侧的另一种业态是分布式能源。分布式能源既可以自发自用，又可以上网，改变电力流只能由主网到配网输送的方式，来自用户生产的电流反向输送。当分布式光伏规模足够大时，现有的电力交易秩序将被颠覆。

美国杰里米·里夫金在《第三次工业革命》中有这样的描述：未来，每一处建筑转都会变成就地收集可再生能源的迷你能量采集器；数百万的建筑家庭住房、办公场所、大型商场、工业园区将会既可作为发电厂，也可以作为住所；未来，利用互联网技术将全球的电力网转化为能源共享网络。

这些，或许就是用户端推动能源革命的理想状态。

21 世纪经济报道 2014-08-15

热能、动力工程

页岩气革命胜利：美国石油禁运终结？

7月25日，据媒体报道，一艘装载着美国凝析油的货船即将从美国东海岸起航，驶往东亚，并将在8月之前交付这批货物。这也将是40年来美国生产的原油首次销往海外。

同样，据美国《华尔街日报》上月24日报道，美国允许两家公司出口未精炼原油，此举将逐渐打破原油出口禁令，也标志着美国开始减少对外国原油供应的依赖。随后，很多美国能源公司纷纷提交原油出口申请，尽管美国商务部声明放松出口不代表改变1975年原油出口禁令，但这一话题仍然成为焦点。

凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油，为页岩气能源的重要组成部分。

“美国输出原油与页岩气革命有关，”中国社科院世界经济与政治研究所张春宇博士在接受《产经新闻报》记者采访时说，“国内能源价格下来了，所以有可能出口原油。”

世界上对页岩气资源的研究和勘探开发，最早始于美国，依靠成熟的开发生产技术以及完善的管网设施，美国的页岩气成本仅仅略高于常规气，这使得美国成为世界上唯一实现页岩气大规模商业性开采的国家。

那么，页岩气革命对于美国国内的石油进出口格局到底产生了怎样的影响呢？

页岩气革命胜利

美国页岩气革命的胜利得益于页岩气开发技术的突破，2009年，美国以6240亿立方米的产量首次超过俄罗斯，成为世界第一大天然气生产国，产量地位的更替使得美国天然气消费长期依赖进口的局面发生逆转。

有专家甚至声称，有了页岩气，美国100年无后顾之忧。那页岩气资源真的能够取代石油，实现能源独立吗？

“美国所谓的能源独立，不是真的不进口了，而是进口少了，进口来源也从中东非洲南美和加拿大转为主要靠南美和加拿大，也就是说，美国能源独立其实是美洲能源独立，生产不会饱和。”中国社科院世经政所张春宇博士分析认为，“至于取代煤炭、石油等，这是不存在的问题。另外，任何能源在短期内都无法取代煤炭、油气。”

从美国目前的各项行动举措中推断，美国的石油禁令似乎将有所松动。关于放宽原油出口禁令，可以说是有人欢喜有人忧。一方面，对于石油生产商来说，降低了石油价格，他们可以从获利更多；但另一方面，炼油企业和消费者保护人士却表示反对，他们担心与出口市场争夺原油可能推高原油价格，并最终将高油价转嫁给消费者。尽管受到来自国会和油企的压力，但美国原油出口禁令目前还仍未被取消，美国商务部仅以特别裁决的形式，允许出口凝析油。

第四次中东战争期间，中东阿拉伯地区利用石油，让西方发达资本主义国家领了一个狠狠的教训。石油的提价和禁运使西方国家经济呈现一片混乱的局面，加大了西方各国国际收支赤字。

面对美国的这次原油出口，国际油价以及世界能源格局又将带来怎样的冲击呢？

短期冲击有限

上世纪 70 年代以后，西方国家对石油的进口需求急剧增长，特别是美国，国内每年仅生产极少一部分石油供应国内的消费市场，而绝大部分都依靠进口，很大程度上也依赖于中东的石油，而恰恰当时，第四次中东战争爆发，阿拉伯国家纷纷要求支持以色列的西方国家改变对以色列的庇护态度，利用石油武器教训西方大国，中东阿拉伯产油国更是减少了石油生产，并对西方发达资本主义国家实行石油禁运，完全切断了输往美国的石油。为了抵御政局不稳定地区的风险，当时的一些大型跨国石油公司甚至试图用油轮从中东往美国运送石油。为了最终达到目的，这些石油公司还不得不提高油价，仅仅几个月，石油价格就增长了 4 倍多。

在 1970 年阿拉伯石油禁运期间，美国也颁布了禁止向北美以外地区出口石油的禁令。40 年后，美国首次打破此项禁令，开始向亚洲出口凝析油。

美国这次行为是否会影响国际油价，张春宇也给出了分析。“美国对日本出口一些凝析油，或者笼统地说石油，不会对国际油价造成什么可观的影响，国际油价主要由北海布伦特和美国库欣价格来定，这种小量的出口，对油价不会有很大的冲击，美国开发亚洲市场，从长期来看可能会影响油价，但短期不会有什么影响，对世界能源格局也不会有影响。”

此次船运计划也从另一角度凸显出亚洲能源需求的升温。美国、加拿大等迅速崛起的油气生产国，似乎相中了亚洲这个巨大的市场需求，日益增加出口，将其视为能源供应的目的地。

美国这次禁油 40 年后，首次向亚洲出口原油，尽管短期内对油价不会产生大的冲击，但对中国是否会造成影响呢？

启示

美国利用科学技术，推行替代能源计划，尝试着重塑全球能源市场格局，使中国逐渐取代美国，成为世界上最大的石油净进口国，也进一步为自己带来额外的全球影响力，对于国内的影响，张春宇给出了解答。

“美国凝析油出口亚洲，其实就是试水，亚洲主要进口凝析油来自卡塔尔、伊朗和澳大利亚，与这些国家相比，美国原油运进来的成本高很多，中国目前的凝析油应该是主要来自伊朗和澳大利亚。”张春宇说，“因此，美国出口日本，或以后出口韩国凝析油，对中国还构不成什么实质影响。”

美国通过页岩气革命，从石油进口大国转为石油出口大国，并开始向亚洲出口石油，在中美关系上似乎也拥有了额外的砝码。北京工商大学经济学院的胡俞越教授在接受本报记者采访时也给出了新的解读，“美国利用新能源的开发，由一个石油进口国一下子就成为石油出口国，我个人认为，这对中国总体是有利的。中国去年进口原油的数量是 2.8 亿吨，进口原油占国内原油的消费量达到 60% 以上。2011 年国际油价是 124.27 美金，而现在每桶油价在 100 美金左右，国际油价维持在 100 或 100 美金以下的相对合理水平上，对于中国无疑是有利的。”

胡俞越还表示：“阿拉伯国家富含石油，而东亚大部分国家石油量相对缺乏，美国向亚洲国家输出凝析油也许不主要是卖给中国的，更多是卖给他的那些盟友。中国缺油，我们需要在全球范围内配置能源，美国的‘中东战略’是其占据非常重要地位的战略，美国在中东阿拉伯地区投入了大量的财力、兵力，更多的就是为了维持石油安全，保障其自身的石油供给。美国现如今开发新能源，从原油进口国转为石油出口国，对中东的依赖程度就会逐渐降低，美国的‘中东战略’地位也会下降，随之，美国‘重返亚太’的‘美国梦’就有可能成为现实，凝析油出口的国家也许就是‘重返亚太’的一个步骤、一个举措、一个部分。从这一点上看，‘重返亚太’也许会对中国造成不利，中美之间也将面临着利益关系的高度相关。过去中东地区高，现在亚太地区高，中美之间就有可能产生冲突，对中国将会带来一定的负面影响。”

我国的能源结构是贫油少气富煤，为世界第一大石油天然气的进口国，中国能否借鉴学习美国

的方式进行改革？张春宇认为，“美国的页岩气革命确实成功了，在经济上和战略上都取得了成功，中国正在学习阶段，但对页岩气本身的了解比较浅，比如快速衰减的问题等，还有很长的路要走，但国内政策有问题，所以短期并不看好。所以中国也没有必要采取专门的应对措施。根本的还是搞好自己的能源规划，在页岩气，在煤炭清洁化利用，及在能源海外投资和贸易方面多下功夫。”

40 年的时间，全球能源格局变化很大。美国，由进口国摇身一变成为出口国。未来的国际能源格局值得期待。

中国产经新闻报 2014-08-07

可燃冰海域开采存在风险 开发还需技术支持

可燃冰开发再次吸引了全国资本的眼球。

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

在该消息刺激下有关概念股的股价均出现上扬，不过业内人士指出，可燃冰概念股目前只是题材炒作，因为国内有关可燃冰的开采仅处于起步阶段，离商业化操作仍有很大距离。

时代周报记者随即采访多家可燃冰概念公司的相关人士，大部分公司表示目前并无有关可燃冰的业务，不过也有公司认为可燃冰市场巨大，在适当时机下将进军这一新兴能源领域。

“可燃冰开采存在很多的困难。目前只是发现可燃冰是潜在的能源，但开采技术必须要保证其气体不泄漏，不影响环境。同时，开采钻探地表的时候容易造成地质灾害，如海床滑坡，相关地质研究也在研究当‘中’。”广州海洋地质调查局副所长梁金强向记者表示，将做好准备开张相关的技术研究，满足 2017 年国家的试开采项目的需要。

“可燃冰在‘十三五’期间里仍将处于科研攻坚阶段，预计 2025-2030 年才能进入商业开发阶段。”中国能源网首席信息官韩晓平向记者表示，可燃冰并不急于开采，目前国内天然气呈供过于求的局面，不过国家必须进行前期的投入推动有关调查和技术研发。

值得注意的是，我国海底可燃冰主要分布在南海，这一区域近来风波不断，开发可燃冰存在着一定的风险。

可燃冰产业进入试开采

在 7 月 29 日召开的第八届国际天然气水合物大会上，国家地质调查局相关负责人表示，中国计划于 2015 年着手开发“可燃冰”，并将在 2017 年首次试开采可燃冰。国际天然气水合物大会每三年召开一次，这是第一次在发展中国家举行，而本次会议规模远超历届，说明中国正试图向世界表达对于可燃冰的重视。

中国地质调查局基础调查部主任张海启接受采访时表示，作为全球少数几个掌握相关技术的国家之一，中国提出 2017 年试开采可燃冰的目标是“心中有数”。

可燃冰也称天然气水合物，作为新型一次能源，其在全球总储量大。研究表明，1 立方米的可燃冰可在常温常压下释放 164 立方米的天然气。全球天然气水合物的储量是现有天然气、石油储量的两倍，足够人类至少使用 1000 年，具有广阔的开发前景。据测算，中国南海天然气水合物的资源量为 700 亿吨油当量，约相当中国陆上石油、天然气资源量总数的二分之一。

可燃冰被认为是潜力较大的能源，目前不少国家已经将其列入国家级研发计划。但由于其开发过程困难重重：一方面要保证气体不泄漏影响环境，另一方面要确保钻探过程不引起海底不稳定造成的地质灾害。即便美国、日本曾先后向社会公开，2015、2016 年将实现商业开采，也由于一些核心技术尚未突破，可能推迟计划。

广州海洋地质调查局作为国土资源部中国地质调查局下属的海洋地质综合调查与研究机构，一直是我国海域可燃冰勘探和技术研究工作的主要承接方，其矿产所副所长梁金强作为天然气水合物项目组负责人，在研究勘探水合物的技术上超过 15 年。他向时代周报记者表示，项目组之前的主要工作只是通过勘探确定水合物的位置，利用调查的海底地质数据，然后评价所发现水合物的潜力。

从目前来看，我国之前对于可燃冰的勘探与研究均未大规模展开。事实上，在国外，可燃冰的商业开采也仅处于起步阶段，在业内人士看来，其中包含多方面的原因。

“可燃冰不急于开采，因为国内天然气的供应量足够，其中常规天然气、页岩气、煤层气的开采比较快。但国家必须进行前期的投入，特别是中国能够集中力量完成大规模的调查和技术研发。美国靠的是市场化的力量推动可燃冰的开采研究，所以进度比较缓慢。”韩晓平向记者表示。

可燃冰的“伪概念”

事实上，虽然我国的可燃冰项目仍处于纸面阶段，但是资本市场仍对于可燃冰概念多有炒作。

时代周报记者梳理发现，近年来，一旦有关可燃冰的消息被公布，都能引起资本市场的强烈关注，相关个股均受到游资的热烈追捧。根据时代周报记者的不完全统计，目前A股市场上已有十多个所谓的“可燃冰概念股”，其中江钻股份(000852)主要生产油气井钻头，天科股份(600378)掌握气体分离技术，而神开股份(002278)则从事钻井场测控设备、石油钻探井控设备、采油井口设备和石油产品规格分析仪器等四大类产品的生产和销售。

值得注意的是，当记者致电上述可燃冰概念股公司有关负责人时，大部分公司均表示目前并无可燃冰业务。“为了避免造成投资者损失，公司已经多次澄清可燃冰概念，但网上相关报道依然对股价造成大幅波动。”天科股份董秘魏丹在接受时代周报记者采访时表达着无奈。而魏丹也一再强调，目前天科股份没有可燃冰业务，亦无意涉足可燃冰市场。

另一方面，早在2009年9月，江钻股份亦因可燃冰消息股票价格持续两个交易日大涨，但随即公司公开澄清称，并未生产用于可燃冰勘探和开采的钻头产品。

梁金强亦向记者透露，当年在南海进行可燃冰探测时使用的钻探设备来自荷兰某家公司。他坦言，中国的钻探技术正紧随外国步伐开始攻坚，但还是需要依靠国外的一些技术，而我国的技术尚未完全成熟。

不过亦有公司表示将计划抢食可燃冰的巨大“蛋糕”。杰瑞股份的董事会秘书程永锋表示，国内主要参与可燃冰研究的是中科院的广州所，公司暂时没有在这方面做工作，而且可燃冰作为一个大的能源项目，如果未来公司有相关的人才积累，能与业务体系、营销体系、研发体系相对接，也有机会投入可燃冰行业。“全球都缺少这方面的研究人才，公司也暂时没有招揽到相关人才。”程永锋认为，可燃冰的商业化相当困难，我国的商业化将比欧美等国更晚，开展可燃冰业务还有很长的路要走。

争议海域开采存在风险

在全球新能源革命的背景下，太阳能、核能、地热能、风能轮番爆发，不过唯独可燃冰的新进展迟迟未见。事实上，开发技术问题成为可燃冰开采的“拦路虎”。在技术上，可燃冰的开采主要使用热激发开采法、减压开采法、化学试剂法和水力压裂法，但开采成本和可能涉及到的环境问题仍未有完善的解决办法。

目前在可燃冰开发上，日本和美、德等国均处于领先地位。2013年3月，日本宣布成功从爱知县附近深海可燃冰层中提取出甲烷，成为世界上首个掌握海底可燃冰采掘技术的国家。随后日本不断加快可燃冰的技术研究，特别是在福岛核电事故后，向来能源匮乏的日本更是在可燃冰上抱有极高的热情，希望能复制美国的页岩气革命，实现能源独立。

作为全球能源消费的第一大国，中国在可燃冰项目则起步较晚。国土资源部最早于1999年开始启动可燃冰资源调查，直到2007年成功获取可燃冰的实验样品。虽然中国成为继美国、日本、印度之后第四个通过国家级研发计划采到水合物实物样品的国家，但商业化进展缓慢，国内对于可燃冰开发的公司甚少，真正形成产业链还要走很长一段路。此外，尽管业内的呼声很高，不过可燃冰仍没有被纳入“十二五”能源发展规划中。

“可燃冰也不会纳入‘十三五’能源发展规划。”韩晓平向记者表示，可燃冰在“十三五”期间里仍将处于科研攻坚阶段，预计2025-2030年才能进入商业开发阶段。他认为，中国在陆地和海底都拥有巨量的可燃冰藏量，但陆地开采的难度较小，因此青藏高原和东北三省的冻土区域将会是中

国可燃冰开采的突破口。

“可燃冰是中日钓鱼岛之争的重要原因之一。”韩晓平进一步分析称，钓鱼岛附近海域同样拥有数量相当的可燃冰，但日本担心在钓鱼岛开采可燃冰一方面会激怒中国，另一方面是担心未来中国夺回钓鱼岛控制权将功亏一篑。

事实上，我国海底可燃冰主要分布在南海，这一区域近来风波不断。今年7月，中国南海981钻井平台即将完成海上作业任务时受到美方警告，而在此前，越南国内爆发大规模反华游行示威，其导火索亦指向南海。可以预见，我国海域的可燃冰开发仍然需要长期而完备的计划，从而规避各方面的风险。

业内人士指出，未来环保行业的利润将越来越依赖技术水平，这直接影响企业的市场份额和盈利水平。

时代周报 2014-08-07

2014年上半年全国电力供需形势分析预测报告发布

上半年，国民经济运行总体平稳，全国电力供需总体平衡，运行安全稳定。电力消费需求平稳增长，全社会用电量同比增长5.3%，二季度增速逐月回升；城乡居民生活用电同比增长6.6%，第三产业用电增长6.9%，第二产业用电增长5.1%，其中设备制造业用电较快增长，四大高耗能行业用电维持较低增长；西部地区用电增速继续领先、但增速同比回落，中部和东部地区增速同比提高，东北地区低速增长。电力供应能力总体充足，水电、火电和核电完成投资同比继续负增长，水电在建规模持续大幅萎缩，各类型发电设备利用小时同比降低。

下半年，我国经济有望保持平稳增长，用电需求增速稳中有升。预计全年全社会用电量同比增长6%左右，其中下半年增长6.5%左右、增速前低后高。年底全国发电装机13.5亿千瓦左右。预计下半年全国电力供需总体平衡，部分地区供需宽松与局部地区供需偏紧并存；东北和西北地区电力供应能力仍然富余，华北、华中和南方区域部分省份在迎峰度夏期间的用电高峰时段电力供应偏紧。

一、上半年全国电力供需情况分析

（一）全社会用电量增长总体平稳，二季度增速逐月回升 上半年，全社会用电量2.63万亿千瓦时、同比增长5.3%，增速同比提高0.2个百分点。其中，一、二季度同比分别增长5.4%和5.2%；二季度各月增速分别为4.6%、5.3%和5.9%，呈逐月回升态势，反映出当前宏观经济企稳，说明近几个月中央坚持定向调控，出台的一系列稳增长政策措施效果显现。



图1 2010-2014年上半年全社会及各产业用电量增长情况图

电力消费结构继续优化。上半年，第三产业、城乡居民生活用电占全社会用电比重同比分别提高 0.23 和 0.21 个百分点，而第一产业、第二产业用电比重同比分别降低 0.19 和 0.25 个百分点。

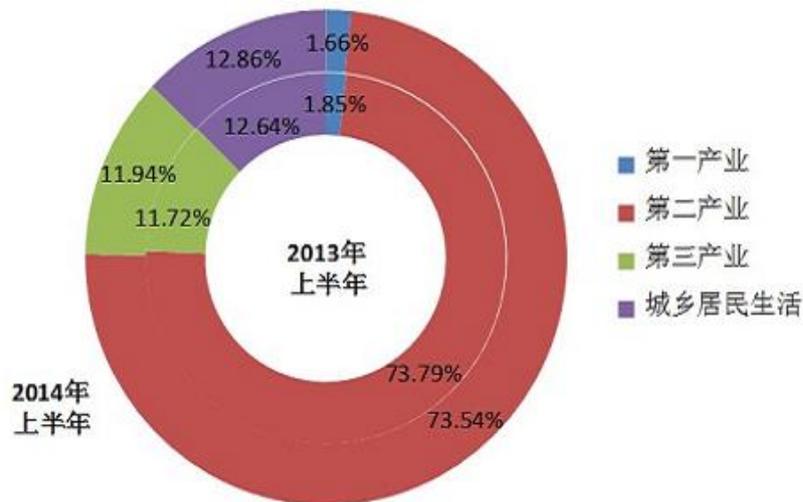


图 2 2013、2014 年上半年电力消费结构对比图

设备制造业用电较快增长，四大高耗能行业用电维持较低增长。第二产业用电同比增长 5.1%，工业用电同比增长 5.0%，制造业用电增长 5.5%。6 月份制造业日均用电量 86.5 亿千瓦时/天，创历史新高。设备制造业用电增长 9.8%、增速同比提高 6.3 个百分点，所占全社会用电比重同比提高 0.3 个百分点；四大高耗能行业用电增长 4.6%，所占全社会用电比重同比降低 0.2 个百分点。制造业用电结构的变化，反映了国家定向调控、主动化解部分行业产能过剩和优化调整产业结构等宏观调控政策的效果显现。

第三产业用电增速同比回落。第三产业用电量同比增长 6.9%、增速同比回落 2.4 个百分点。第三产业分行业、分地区增速分化较为明显，住宿和餐饮业、交通运输仓储邮政业用电增速偏低，信息业、金融房地产业保持较快增长；东北和东部地区低速增长，西部和中部地区增速高于 10%。

城乡居民生活用电增速同比提高。城乡居民生活用电量同比增长 6.6%、增速同比提高 2.7 个百分点，地区中，西部地区同比增长 11.7%，东北地区同比下降 0.2%。

西部地区用电增速继续领先、但增速同比回落，中、东部地区增速同比提高，东北地区低速增长。东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长 4.6%、5.1%、7.6%和 2.0%。其中，中部和东部地区增速同比分别提高 2.0 和 0.7 个百分点，而东北和西部地区增速同比分别回落 2.0 和 1.7 个百分点。



图 3 2013、2014 年上半年各地区用电量增速情况图

(二) 电力供应能力充足, 水电、火电和核电完成投资同比继续负增长, 各类型发电设备利用小时同比降低

上半年, 电力工程完成投资同比下降 6.1%, 其中电源同比下降 12.7%, 电网同比略降 0.6%; 基建新增发电装机 3670 万千瓦, 其中新增非化石能源装机占 60%。截至 6 月底全国 6000 千瓦及以上电厂装机为 12.51 亿千瓦、同比增长 9.4%。上半年全国规模以上电厂发电量 2.62 万亿千瓦时、同比增长 5.8%, 其中非化石能源发电量同比增长 10.9%。全国发电设备利用小时 2087 小时、同比降低 79 小时。

水电完成投资同比继续负增长, 水电在建规模持续大幅萎缩。上半年完成投资同比下降 35.0%, 新增装机 1301 万千瓦, 其中云南和四川新增合计占 85%, 截至 6 月底全国 6000 千瓦及以上水电装机 2.54 亿千瓦、同比增长 14.4%。发电量同比增长 9.7%, 设备利用小时 1430 小时、同比降低 101 小时。随着西南水电基地溪洛渡等一批重点工程陆续进入投产阶段, 水电在建规模大幅萎缩, 6 月底全国主要发电企业常规水电在建规模已降至 2750 万千瓦、同比减少 3100 万千瓦, 而上半年常规水电新开工规模不足 100 万千瓦。

风电完成投资明显增加、设备利用小时同比降低。上半年完成投资同比增长 48.3%, 新增装机 443 万千瓦, 截至 6 月底并网装机 8275 万千瓦、同比增长 22.6%。发电量同比增长 12.0%, 设备利用小时 986 小时、同比降低 114 小时, 其中除少数地区有弃风原因外, 部分地区来风少、风速下降是造成部分省份利用小时下降的重要原因。

并网太阳能发电装机容量及发电量同比大幅增长。截至 6 月底全国并网太阳能发电装机 1814 万千瓦 (绝大部分为光伏发电)、同比增长 271.8%, 与并网风电合计装机容量突破 1 亿千瓦。上半年发电量 107 亿千瓦时、同比增长 235.7%, 发电设备利用小时 632 小时、同比降低 36 小时。

核电完成投资同比继续负增长, 上半年新投产 3 台机组。上半年完成投资同比下降 9.3%, 3 月份广东阳江核电站 1 号机组投产, 5 月份福建宁德核电站一期 2 号机组和辽宁红沿河核电站一期 2 号机组投产, 截至 6 月底装机容量 1778 万千瓦、同比增长 21.7%。发电量同比增长 16.9%, 设备利用小时 3430 小时、同比降低 113 小时。

火电完成投资及新增装机同比下降。上半年完成投资同比下降 7.7%, 新增装机 1503 万千瓦, 截至 6 月底 6000 千瓦及以上火电装机 8.79 亿千瓦、同比增长 5.4%。发电量同比增长 4.7%, 设备利用小时 2375 小时、同比降低 26 小时。

跨省区送电量快速增长。上半年跨区送电量同比增长 14.8%; 跨省输出电量同比增长 9.9%, 其中南方电网西电东送电量同比增长 15.8%, 三峡电站送出电量同比增长 4.2%。

电煤供应持续宽松, 二季度天然气供应形势缓和。国内煤炭市场供应充足, 电煤供需总体宽松。随着供暖期结束, 二季度天然气供应缓和, 大部分燃机发电供气不受限。行业经营状况继续改善, 但上半年五大发电集团所属燃气发电厂亏损面仍达三分之一, 热电联产电厂供热亏损面高达 60%。

(三) 全国电力供需总体宽松 上半年, 全国电力供需总体宽松, 其中东北和西北区域电力供应能力富余较多, 南方区域电力供需平衡有余, 华北、华中和华东区域电力供需总体平衡。省级电网中, 山东、陕西、安徽、西藏和海南电网在部分高峰时段有一定错峰。

二、下半年电力供需形势预测

(一) 下半年电力消费需求有望稳中有升、增速前低后高 预计下半年我国经济将继续保持平稳增长, 电力消费需求有望稳中有升。预计全年全社会用电量 5.63-5.69 万亿千瓦时、同比增长 5.5%-6.5%, 预期 5.66 万亿千瓦时、同比增长 6.0% 左右, 其中下半年增长 6.5% 左右、增速前低后高。

(二) 电力供应能力充足, 非化石能源发电装机比重进一步提高 预计全年新增 9600 万千瓦左右, 其中非化石能源发电 5600 万千瓦左右。预计年底全国发电装机达到 13.5 亿千瓦, 其中非化石能源发电 4.5 亿千瓦、占总装机比重接近 34%。

(三) 下半年全国电力供需总体平衡 预计下半年全国电力供需总体平衡, 部分地区供需宽松与局部地区供需偏紧并存。东北和西北区域电力供应能力仍然富余; 受跨省区通道能力制约、华

中等部分地区高温天气、华中和南方地区部分省份汛期来水较常年同期偏少、煤电机组环保改造、新投发电装机少等因素影响，预计华北、华中和南方区域部分省份在迎峰度夏期间的用电高峰时段电力供应偏紧。预计全年发电设备利用小时 4400-4450 小时，其中火电设备利用小时 4910-4960 小时，低于上年。

三、有关建议

(一) 加快开工一批大型水电、核电和电网项目，增加电源在建规模，促进绿色转型 近年来新开工规模不足，水电和核电投资持续大幅下降，电源在建规模不足，将可能导致“十三五”期间再次出现电力供应紧张，同时，部分地区“弃水”、“弃风”现象仍然存在。为贯彻落实好中央精神，加快调整电力结构，转变电力发展方式，拉动经济平稳增长。

建议：一是尽快核准开工一批大型水电、核电等重点电源项目，增加优质电源在建规模，确保电力绿色转型和保障电力中长期稳定供应。

二是加快跨区跨省输电通道建设，尽快核准建设大型风电、太阳能基地以及西南水电基地的外送通道，确保新增电源及时送出、现有电源过剩能力得到有效消纳，以解决“弃风”、“弃光”及“弃水”难题。

三是加大财政资金对农网发展支持力度，加快配电网建设及智能化升级，提高电力系统对分布式能源的消纳能力，提高用电质量及可靠性。

(二) 加快理顺电价、热价形成机制，促进解决北方热电联产企业及天然气发电企业普遍亏损问题 一是加快建立独立的输配电价机制，输配电价采用过网费模式，平均输配电价由平均销售电价扣除政府性基金及附加、线损折价和平均上网电价形成。在此基础上，稳妥推进电力用户与发电企业直接交易。

二是针对华北、东北及西北地区热电联产企业供热连年大面积亏损的实际困难，建议有关部门应出台分区域供热价格指导政策，对供热亏损较大的地区按照成本加成原则重新核定热价，同时在热价中考虑供热中燃用成本的脱硫、脱硝、除尘等环保补贴电价；对热价倒挂严重、亏损严重的供热企业予以政策支持和财税补贴。

三是加快理顺天然气发电价格机制，尽快建立气电价格联动机制。

四是尽快研究云南等水电大省的火电价格形成机制，在地区内开展水、火电企业发电权交易，建立健全水电与火电互补机制，尽早启动实施火电机组两部制电价试点，补偿火电企业基本的固定经营成本，解决这些地区火电企业持续严重亏损、经营状况持续恶化而面临的企业生存问题。

(三) 高度重视我国光热发电产业发展，提高新能源发电发展质量 光热发电与风电和光伏发电相比，具有并网友好、储热连续、发电稳定等优势，是提高新能源开发质量的重要方向。目前我国某些企业光热发电技术已取得重大进展，自主研发并掌握了光热电站核心关键技术和装备技术，在光热发电设备系统集成、国产化方面取得了较大突破，转换效率提高，具有较强的竞争力，且目前已有稳定运行的试验项目。

建议：一是加强对已有光热发电科研成果的总结，组织高层专家对光热发电技术成果进行进一步认定，促进形成一套完整的具有自主知识产权的技术体系。

二是在有条件的地区推广应用光热发电，尽快实现技术成果的工业化转变。通过示范电站的建设，总结经验，形成完善的包括关键光热发电设备设计制造规程，形成设计、建设、施工、验收、运行维护等方面技术标准。

三是研究制定光热电站发展规划。重点研究建设河北、山西、陕西、内蒙乃至青海、西藏光热发电基地可行性。

四是出台电价、财税、融资等相关激励政策，大力推动光热发电及其关联产业发展，建立自有技术为主导的光热产业链，使之成为带动产业升级新的经济增长点。

新浪财经 2014-08-01

石墨烯是新材料领域的重大突破

石墨烯是由单层碳原子构成的六角形蜂巢晶格的平面二维材料，结构稳定，各项物理性质优异。石墨烯的发现颠覆了凝聚态物理学界既往的二维材料不能在有限温度下存在的观念。

石墨烯具备众多优异的力学、光学、电学和微观量子性质，是目前最薄也是最坚硬的纳米材料，同时具备透光性好、导热系数高、电子迁移率高、电阻率低、机械强度高众多普通材料不具备的性能，未来有望在电极、电池、晶体管、触摸屏、太阳能、传感器、超轻材料、医疗、海水淡化等众多领域应用，是最有前景的先进材料之一。

石墨烯材料分为两类，一类是由单层或多层石墨烯构成的薄膜，另一种是由多层石墨烯构成的微片。石墨烯薄膜又分为单晶薄膜和多晶薄膜。其中单晶薄膜可以用于集成电路等电子领域，但是产业化尚待时日。而多晶薄膜有望在 5-10 年内实现产业化应用，替代 ITO 玻璃用于制造触摸屏（特别是柔性制造屏）和其他需要透明电极的领域。除了纯石墨烯之外，另外还有很多石墨烯衍生物，未来也会有较为广泛的应用。

总体而言，石墨烯应用领域将主要集中在电子、新能源、生物医药、高精度制造业、水处理等高精尖技术领域。

传感器方面，纳米传感器尺寸小、精度高。原子级别的传感器与普通传感器相比，具备多种独有的微观性质，显著拓宽了传感器的应用领域。纳米传感器可广泛应用于生物、化学、机械、航空、军事等方面。纳米传感器主要包括纳米磁敏传感器、纳米生物传感器和纳米光纤传感器。纳米传感器尺寸主要取决于探针针头大小，传感器尺寸可显著减小，同时感应时间大大缩短，满足微观高精度测量需要。随着工业生产和环境监测的需要，纳米气敏传感器的研发获得了长足的进展，未来有望率先实现商业化应用。

目前已经有用化学气相沉积法在分散有催化剂的 SiO₂/Si 基片上制得的单个的单壁碳纳米管。此种碳纳米管使得传感器在复杂的气体环境中具有选择性，区分度和灵敏度较之传统的传感器显著提升。

单壁碳纳米管具有优异的电子、机械、力学等性能，但是纳米管制备一直是难点。实现结构和性质可控的制备是单壁碳纳米管应用的基础和关键，同时也成为碳纳米管研究和应用发展的瓶颈。

石墨烯良好的电导性能和透光性能，使其在透明电导电极方面有非常好的应用前景。试验证明，石墨烯比表面积高达 2600 平方米/克，导电性极高，且储能效率是现有材料的近两倍，是理想的电极材料。石墨烯在取代其他电极材料方面有广阔的应用前景，即便是目前商用超级电容器使用的活性炭等材料，比表面积也不过 1000-1800 平方米/克，石墨烯的电学综合性能显著超越当前的各种材料。

传统电极材料多采用 ITO（铟锡氧化物）。铟元素价格昂贵，且较为稀有。行业正在寻找一种成本更低材料以替代 ITO。石墨烯以其独有的导电透明性质成为备选材料。采用石墨烯制成的透明电极，不仅具备传统电极的导电特性，同时还可以弯曲折叠，在搭建过程中可与建筑构成一体化，更加经济和实用。透明导电电极不仅应用于太阳能领域，同时还可应用在触摸屏、液晶屏、发光 LED 和超级电容等多种光电领域。目前全球实验室将石墨烯电极应用至上述多类型产品，包括触摸屏和超级电容。若能成功商业化，未来有望改变电子行业制造格局。

中国证券报-中证网 2014-08-07

专家称电网发展将支持强化节能

7月24日至25日，2014年继电保护技术论坛在京举办。本届论坛主题为“继电保护与第三次工业革命”，26位业内专家受邀参加，就我国能源电力发展前景、智能变电站保护技术发展、智能变电站二次系统标准化设计、继电保护数据通信及处理技术、继电保护运行管理技术等方面展开深入讨论。中国科学院院士、中国电科院名誉院长周孝信在此次论坛上表示，未来电网发展将支持强化节能，提高能源利用效率，提高电能在终端用能的比重。

周孝信表示,2013年,我国人均年电力消费为3911度,清洁能源电量比重占23.78%。按照“推动能源消费革命”的理念,通过贯彻落实节能优先方针,推行强化节能措施,建议我国中长期(2030-2050年)电力需求按人均年用电量不超过8000度考虑,以清洁能源发电量占60%的供应方案作为发展目标。8000度以下的人均年用电量大致相当或稍高于法国、德国、日本当前水平,是我国2013年人均年用电量的2倍。将2030-2050年全国人口按照约15亿人计算,预测全国用电总量将达到12万亿度,是2013年全社会用电量5.32万亿度的2.25倍。

周孝信说,按强化节能和清洁化约束原则,推荐人均年消费电量8000度(清洁电量占60%)的优化电力供应方案如下:发电量总量约12万亿度,其中煤电占40%,水电占13.13%,非水可再生能源电(太阳能、风能、生物质能)占21.88%,核电占17.5%、天然气电量占7.5%。

周孝信认为,我国电网未来发展的目标是:在电源开发方面,支持清洁能源电量占总量60%以上目标的实现;在电能传输和分配方面,支持实现西电东送(含北电南送)规模达到4.5亿-5.5亿千瓦以上的目标,支持可再生能源和天然气分布式电源在配电网的规模化接入;在电能利用方面,支持强化节能,提高能源利用效率,提高电能终端用能的比重。

中国工程院院士、中国电科院院长郭剑波表示,中国电科院继电保护论坛致力于为继电保护领域的管理、运行、科研、制造、设计、试验等部门搭建一个沟通桥梁,为继电保护领域专家提供交流与合作的重要平台。

据了解,两年来,中国电科院协助国家能源局起草了《电力行业继电保护技术监督管理办法》,建立国家电网公司继电保护及安全自动装置统计分析体系和专业检测体系,全面参与特高压工程保护控制的配套研究、设备制造和调试等,在继电保护专业研究、技术咨询、标准制定、检验检测等方面取得了显著成果。

中国能源报 2014-08-07

发改委：推进碳排放交易市场建设和低碳试点工作

发改委6日发文表示,气候变化问题是全球性挑战,影响各国长远发展和根本利益,同时也为各国经济转型,实现可持续发展提供了重要机遇。中国作为负责任大国,高度重视气候变化问题,在国内探索推进低碳试点、建设碳排放交易市场、建立低碳产品标准标识和认证制度等工作,在国际上建设性地参与气候变化谈判,积极开展气候变化对话与合作,为全球应对气候变化做出了贡献。2014年上半年,我们主要在以下几个方面开展了相关工作:

一是深化研究建立碳排放交易市场。年初以来,我委继续通过备案管理的方式,推出了一批经国家认可的自愿减排方法学、交易机构、第三方审定核证机构以及自愿减排交易项目。2011年11月,我委在北京市、天津市、上海市、重庆市、湖北省、广东省及深圳市启动了碳排放权交易试点工作。按照国家统一要求,各试点省市都编制了试点工作实施方案,制定了交易管理办法,加快开展总量设定、配额分配、报告与核查体系建设、登记注册系统和交易平台建设等基础工作,取得了积极进展。目前7个试点已经全部启动上线交易。截至2014年6月29日,已启动交易的试点省市累计总成交量约856万吨二氧化碳,总成交额约3.38亿元。与此同时,我委着手开始全国碳市场的建设,已经启动制定全国碳排放权交易管理办法,研究全国碳交易总量控制目标及分解落实方案,继续研究制定重点行业企业温室气体核算与报告指南,开发建设国家碳交易登记注册系统。今年1月,我委下发通知组织开展重点企(事)业单位温室气体排放报告工作,为开展碳排放权交易等相关工作提供数据支撑。

二是进一步推进低碳省区和低碳城市试点。继续推动低碳省区和低碳城市试点,落实试点工作实施方案,加强对试点工作的总体指导和协调。组织开展低碳试点进展分析,研究制定关于深化低碳试点的指导意见。各试点省市以尽快实现试点地区的二氧化碳排放峰值目标或碳强度显著下降为目标,倒逼调整产业结构、节能提高能效、优化能源结构、增加森林碳汇。试点省市初步探索了碳目标逐级分解考核评估、投资项目碳评估、产品碳认证、企业碳排放报告制度及碳排放管理平台等

体制机制创新，较好地实现了控制排放与促进经济社会发展的“双赢”。

三是探索推进低碳工业园区和低碳社区试点。与工信部联合组织开展了国家低碳工业园区试点工作，组织低碳工业园区试点评审，研究制定相应的评价指标体系和配套政策。组织开展了低碳社区试点，正在编制《低碳社区试点建设指南》，争取尽快印发各地方。

四是实施低碳产品标准、标识和认证制度。组织制定低碳产品认证技术规范，并在广东、重庆、山西、辽宁等省市编制地方低碳产品认证实施细则，开展低碳产品认证推广和应用示范。为推动温室气体排放管理的标准化工作，全国碳排放管理标准化技术委员会于 2014 年 7 月成立，主要负责我国碳排放管理领域的国家标准制修订工作、相关国际组织在国内的标准技术归口及其他相关的标准化工作。

五是积极参加气候变化国际谈判与国际合作。全面参与联合国气候变化框架公约主渠道的谈判，在谈判中坚持联合国气候变化框架公约及京都议定书确立的“共同但有区别的责任”原则、公平原则和各自能力原则，坚决维护广大发展中国家的共同利益，与各方一道努力推动谈判进程。在气候变化对话与国际合作方面，通过各种双多边渠道与发达国家开展对话沟通和务实合作。中美两国气候变化对话合作取得新进展，在刚刚结束的第六轮中美战略与经济对话期间，中美双方召开了气候变化问题联合特别会议，发布了工作组进展报告，并达成了多项气候变化相关成果。与欧盟、澳大利亚、英国、法国、德国、瑞典等开展了双边对话和务实合作。通过开展“南南合作”，利用“基础四国”、“立场相近发展中国家”等磋商机制以及双边对话，维护发展中国家的整体团结。

下一步，我们将加快出台应对气候变化重大政策和法律文件，完善我国低碳发展制度框架。推进碳排放交易市场建设和低碳试点工作，确保实现“十二五”碳强度下降目标。建设温室气体统计核算体系，增强应对气候变化基础能力。按照《国家适应气候变化战略》的要求，推动适应气候变化工作。以积极建设性姿态参与气候变化国际谈判和国际合作，为今年年底联合国气候变化利马会议做好准备。扩大宣传，提高公众意识，全面展示我国应对气候变化和低碳发展的努力和成效。

财华社 2014-08-07

涪陵页岩气今年将实现 25 亿立方米产能

在重庆市与中石化公司的共同努力下，涪陵页岩气开发工作进展顺利。7 月，经国土资源部油气储量评审办公室评审，涪陵页岩气田焦石坝区块焦页 1 井-焦页 3 井区五峰组-龙马溪组一段，探明含气面积 106.45 平方公里，新增探明地质储量 1067.5 亿方，标志我国首个特大型页岩气田正式诞生。

目前，中石化共开钻 114 口井，日产气量 333 万立方米，日销售量 320 万立方米，累计产气量已达 6.77 亿立方米、销售量 6.5 亿立方米，已建成年产能 14.17 亿立方米，今年将实现 25 亿立方米产能的既定目标。相关 LNG、勘探开发、天然气管道和销售公司均完成工商注册，正式投入运营。

重庆日报 2014-08-08

页岩气 2020 年产量目标减半 专家：需国家开发计划

在最新公布的中国能源主管部门规划中，页岩气在 2020 年的产量目标与“十二五”规划相比下降了一半，对此业内专家认为，这表明了国内页岩气开发的形势不太乐观，除非实施大规模的国家级开发计划。

近日，国家能源局局长吴新雄在全国“十三五”能源规划工作会议上的讲话全文获得公布。吴新雄在讲话中提出，组织开展页岩气和海洋油气勘探开发“大会战”，重点突破页岩气等非常规油气资源和海洋油气勘探开发，“到 2020 年，页岩气和煤层气产量分别达到 300 亿立方米。”

而根据 2012 年国家能源局发布的《页岩气十二五发展规划(2011-2015 年)》，其中对页岩气产量的展望是“力争 2020 年产量达到 600-1000 亿立方米。”如今在“十二五”临近收尾之际，国家能源局却页岩气产量目标下调了 50%。

“页岩气产量目标下调很正常，表明当前国内页岩气开发的形势不太乐观”，卓创资讯分析师王晓坤认为，目前中国的页岩气开发并没有取得大的突破性进展，截至 2013 年中国页岩气的产量只有

2 亿立方米左右，只有中石化宣布旗下的涪陵页岩气田进入商业化生产，但是仍属于入不敷出，只有少量的井出气。

国土资源部一位页岩气开发领域的权威专家表示，按照当前的操作模式按部就班走下去的话，国家能源局下调产量目标是可以理解的，到 2020 年估计也就是只有 300 亿立方米产量。

而如果要实现“十二五”规划提出的目标，这位专家称，没有特殊的大动作是不可能的，前提是需要搞类似于页岩气特区式的国家级开发计划，通过大规模的投资，集中技术和资金等力量，并且在四川地区划出一定范围，重新划分矿权，再组织勘探开发，“由国家出面牵头开发的话，完成 1000 亿立方米没有问题。”

即便是 300 亿立方米的产量目标能否实现，目前看来也充满很多不确定性。王晓坤表示，中国页岩气开发的很多难题还没有克服，不仅是人力物力的问题，还包括技术以及社会资源条件的制约，“开采需要耗费大量的水资源，矿区周边能否满足这个条件都是未知数”。

根据页岩气开发“十二五”规划，到 2015 年要实现 65 亿立方米产量。对此，上述国土部权威专家称，他依然有信心完成这个目标。根据这位专家此前在多个场合的表态，65 亿立方米产量将主要通过中石化、中石油和延长石油这三家国有石油巨头来实现。

此外，对于业界期待的页岩气开发第三轮招标，日前有传闻称国土资源部将把招标权下放，由各页岩气资源省份自己组织。对此，上述国土部权威专家称，此说并不准确，第三轮招标怎么搞，目前还没有确定。

网易财经 2014-08-08

2020 年产量目标下调 “页岩气革命” 退烧

中国的页岩气革命还有很长的路要走。

近日，国家能源局局长吴新雄在全国“十三五”能源规划工作会议上表示，到 2020 年，页岩气和煤层气产量均达到 300 亿立方米。

这一数据比 2012 年国家能源局在页岩气“十二五”规划中提及的页岩气产量展望，已经减少了一半。事实上，当时的产量目标提出后，多位院士级专家在接受媒体采访时就曾表示目标可能过高。

300 亿立方米的信息透露出，政策层对页岩气的产量预期也在迅速下降。页岩气之热潮或许将降温。

就在两年前，国家能源局发布《页岩气发展规划（2011~2015）》时，国家能源局石油天然气司司长张玉清表示，我国页岩气可采资源量为 25 万亿立方米，现阶段的目标是到 2015 年，实现年产量 65 亿立方米，到 2020 年，实现年产量 600 亿~1000 亿立方米。

仅仅过去了两年，备受关注的页岩气产量目标为何被“拦腰斩断”？

先看一组数据，2012 年，中国页岩气产量为 2500 万立方米，2013 年尽管产量增加了数倍，但也仅为 2 亿立方米。2014 年，官方定下的产量目标是 15 亿立方米。这些数据显然离 600 亿相去甚远。

“我认为 300 亿是一个很客观的数字。”中石油一位页岩气专家对本报记者表示。以中石油为例，到 2015 年的产量目标是 26 亿立方米。

目前，我国的页岩气资源 80% 掌握在中石油、中石化、中海油和延长石油四家手中，这四家也被业界称为“三桶半油”。

页岩气开发投入大、成本高、回收周期长，数据显示，截至 2014 年 4 月底，中国页岩气开发累计投入超过 150 亿元。

中国真正意义上开始涉足页岩气领域的时间并不长，现在仍处于初步的勘探阶段，但在近日的 2014 年中国能源峰会上，国土资源部油气资源战略研究中心主任赵先良指出，中国页岩气等非常规油气的投入与美国、加拿大等国家相差甚远，依然投入不足，几大石油公司负有主要责任。

按国土部油气资源战略研究中心副主任张大伟此前的测算，页岩气产量达到 1000 亿立方米，需

要总投资在 4000 亿~6000 亿元。

业内人士认为，尽管“三桶半油”并不差钱，但高投入和低回报使页岩气短期内难以大规模工业化生产，市场价格也很难和常规天然气竞争，导致产量无法迅速增长。

另一方面，目前我国页岩气采收率过低的问题在技术上还难以解决。页岩气的采收率一般只有 5%~20%，而常规天然气的采收率则在 60% 以上。

记者获悉，在 2020 年页岩气产量 300 亿立方米的目标中，给中石化的任务是大头。

近年来，中石油和中石化在页岩气开发上一直是两强相争的状态。2006 年就已经涉足该领域的中石油，却被中石化后来居上。目前，中石油主攻两个国家级页岩气开发示范区——四川威远长宁和云南昭通；而中石化的页岩气开发集中在重庆市涪陵地区。

今年 3 月，中石化宣布，涪陵页岩气田提前进入规模化、商业化发展阶段，2014 年底涪陵页岩气田将实现产能 18 亿立方米，2015 年底将建成产能 50 亿立方米。

除了两大石油央企以外，“第二批页岩气中标的企业现在也没有太大的进展。”上述中石油专家表示。

从 2013 年下半年就开始传言的第三轮招标至今没有确切消息，据业内人士称，第三轮探矿权招标确有可能有下放到各省的可能。

不过，上述中石油专家对记者表示，现在其实并没有好的区块，即使进行招标了，这几年也不会有大的进展，因为勘探都要花费较长的时间和较高的成本。

此前有媒体报道称，原国土资源部将拿出四川省 20 万平方公里的区块放入第三轮招标区块中，占该省总面积 48.5 万平方公里的 41%，但是由于四川省地方政府和“两桶油”的反对而最终作罢。

由于我国页岩气开采难度大，业界普遍认为我国页岩气的开发成本是美国的四倍。

中海油总公司首席研究员陈卫东此前在谈到美国页岩气革命经验时表示，美国发展页岩气的三个步骤是：成本降下来，规模上去，并能持续发展。

“价格是能源结构调整的主要因素，规模性才是能源结构调整的基础。”国务院发展研究中心市场经济研究所副所长邓郁松说，中国的页岩气要看到成绩起码要到 2018 年。

第一财经日报 2014-08-11

中国页岩气开发：环保应高起点

“美国页岩气开发是在环保争议声中快速发展的，但美国人做到了页岩气在青山绿水间的开采，这是我们亲眼看到的。”8月8日，接受中国化工报记者采访时，中国石油大学教授冯连勇一行刚刚从位于美国宾夕法尼亚州的页岩气生产基地考察归来。他说，中国的页岩气开发应该学习美国保护环境的做法，从起步开始就应该高标准，这样才能实现我国页岩气产业的健康发展，才有可能复制美国的页岩气革命。

谨慎对待环境问题

冯连勇说，页岩气在全球范围内大量开采的同时，环境问题也日益凸显，有的甚至影响到了政府开采的决心。事实上，已有页岩气商业开采的美国、加拿大都存在对页岩气开采过程中环境影响的争议，部分州、地区也因环境问题中止了部分页岩气开发项目。

他介绍，除波兰外，欧洲的大部分地区尚未进行页岩气系统勘探，欧洲对页岩气开发还存在不小的质疑。2011 年法国成为第一个对页岩气开采说“不”的国家，英国也对页岩气开发持谨慎态度，至今已有许多国际环保组织开展了类似“反对页岩气开采”的活动。国际上这些对页岩气开采的慎重做法，我国应引以为鉴。

与冯连勇教授一同去美国考察页岩气的中国科学院能源经济研究中心主任范英告诉中国化工报记者：“随着国际上页岩气勘探的逐步推进，页岩气开发的诸多环境问题凸显，引发了国际众多领域学者的质疑和讨论，有的国家甚至因环保压力减缓了页岩气的开发进程。我国的页岩气勘探开发正

处于起步阶段，应谨慎面对页岩气勘探开发中的环保问题。唯有对其进行科学的分析和评估，探寻出适合我国国情的应对策略，才能推进该资源的有序、健康和快速发展。

范英认为，我国业界在该领域的研究尚属起步阶段，针对其中的关键问题，应客观分析现状，充分利用已有研究成果和国外先进经验，以积极的态度应对新型能源时代所带来的环境问题。

高标准起步防范污染

国土资源部油气战略研究中心博士王楠介绍说，我国页岩气资源潜力巨大，2011年12月30日，页岩气被国务院批准为我国第172种矿产，国土资源部也将按独立矿种制定投资政策，进行页岩气资源管理。页岩气作为一种新型能源，需要全新的勘查开采技术手段和管理方式，它的快速发展高度依赖于技术进步。

他表示，近年来，我国大力加强页岩气资源评价和开发技术攻关，尤其是加大页岩气调查评价力度，缓解我国油气资源短缺现状，形成油气勘探开发新格局。我国页岩气资源量与美国旗鼓相当，预计2020年产量将超过1000亿立方米，达到目前常规天然气生产水平；2030年产量有望与常规天然气相当，与美国接近。前不久，中石化重庆涪陵气井的成功开采，极大地提振了我国开发页岩气的信心。

王楠同时表示，目前，我国页岩气开发尚处于初级阶段，环境问题还未完全展现，但参照国际开发经验和教训，级有必要开展相关研究，做到未雨绸缪；要加大资源环保相关研究的投入，逐步认清和掌握其发展规律和变化趋势，确保新能源开发的顺利进行。

王楠建议，开发页岩气从环境保护的角度，应注重做好三个方面的工作：

一是积极开展页岩气国际交流与合作。2010年11月，中美政府签订合作开发中国页岩气的备忘录，中国公司开始投资北美页岩气项目，并引进壳牌等外国公司开发中国页岩气。我国政府希望通过国内页岩气的开采使中国能源结构发生巨大变化，并将促进中国能源安全、降低环境污染、减缓温室气体排放增长。

二是制定资源开发利用的系列环保规范和评估体系。我国尚处于页岩气发展初期阶段，具有很好的实施环境和社会协调发展的基础，因此在发展伊始就要把甲烷、有毒物以及水污染问题纳入管理体系，注重并加强页岩气勘查开发的环境保护相关制度的制定：跟踪研究页岩气勘查开发对地质环境、生态环境的影响，建立环境影响评估制度、压裂混合液化学成分报告和披露制度；加强页岩气勘查开发矿区的环境监测，对回流水处理实行严格的监督管理；对于示范基地建设，要率先建立起相应的环保制度，包括前期的环境影响评估、开发过程的环境检测、预防和紧急应对方案等。可以肯定的是，管理体系和监管水平决定页岩气资源的未来。

三是开展页岩气勘探开发环境问题研究。页岩气具有广阔的发展前景，页岩气开发的利弊之争还在持续高涨，其环境风险不容忽视。我国页岩气的勘探开发刚刚起步，在勘探开发的同时要兼顾到环境保护问题，进行页岩气勘探开发的环境问题综合研究，通过加强基础建设、提高环保基准、加强监管等手段，减少资源开发对环境造成的影响，并加大治理和监管力度，建立符合我国实际的页岩气勘探开发规范，使页岩气最终能以一种真正意义上的清洁、高效能源推动现代化进程。

中国化工报 2014-08-11

美媒：中国页岩气希望“撞上”多山现实

美国《商业周刊》网站8月8日文章，原题：中国页岩气希望“撞上”多山现实事实证明，开发中国页岩气的难度超过政府规划者们的预期。2012年，中国国家能源局展望，到2020年时国内页岩气年产量将达到600亿至800亿立方米。但国家能源局局长吴新雄近日将该目标减半，下调至2020年时年产300亿立方米。

美国能源信息署表示，中国坐拥世界上规模最大可开采页岩气储量，其中大部分被“锁在”中国西部山区。

尽管中国领导人担心能源需求将伴随快速城镇化而急剧上升，并迫切希望实现类似于美国的页岩

岩气大发展。但现实表明美国较中国具有多种优势。最重要的是，美国页岩气革命是在交通相对便利的地区展开的：得克萨斯州、北达科他州和宾夕法尼亚州的平原地带。

迄今为止，中国的勘探仅确定一处有光明前景的气田：位于重庆附近的涪陵页岩气田。气田“东家”中石化预测，2015年该公司将年产50亿立方米页岩气，2017年达到100亿立方米。

在未确定其他可与之相比的气田之际，尚不清楚中国目标里，“剩余”的200亿立方米页岩气来自何处。

新民网 2014-08-11

欧洲“松绑”页岩油气开发 对水力压裂法态度转变

虽然页岩革命给北美油气产业带来了一派繁荣景象，但一直以来，欧洲对非常规油气开发的态度始终有些纠结。页岩油气开发的主要技术水力压裂法，一直令欧洲谈之色变。然而，近年来，随着能源供应压力的加大，欧洲对于水力压裂法的态度起了变化。乌克兰危机爆发后，欧洲多国为了减少能源对外依赖，更是开始打起了自家页岩油气的主意。

首当其冲的就是英国。近年来，英国对解禁水力压裂法一直表现得很积极。英国政府多位部长都支持开发页岩油气，声称非常规油气开发有利于保障能源安全，同时对经济增长也有促进作用。英国首相卡梅伦也曾公开提出，英国将“全力以赴开发页岩气”。

英国政府还颁布了一系列刺激政策，包括减税、要求地方政府维持商业利率，并大力支持企业向受页岩气开发影响的土地所有者提供预付款和特许经营费用，以鼓励开发页岩气。同时，英国政府还积极修订一系列法规，为页岩气发展铺平道路。比如，去除法律中对于在房屋地下进行页岩气勘探开发活动需要通知房主这一条，并修改了非法侵入条款，以避免土地所有者阻挠页岩气开发。

今年7月末，英国更宣布要对陆上油气进行6年来首次招标，目标直指页岩油气。新上任的能源与气候变化部部长马修·汉考克明确表示：“鼓励本土页岩气开发，不仅能够保证国家能源安全，还能促进就业，且对经济增长带来正面影响。”为了鼓励企业参与竞标，英政府承诺为页岩钻探商提供税收减免，并会小幅度修改开发规则，让开发商在获得开发许可证后尽快展开行动。据《华尔街日报》报道，此次招标不仅吸引了许多国际大型油气公司，就连一些英国本土的小型油气开发公司都跃跃欲试。

除了英国，欧洲许多国家对页岩油气开发的态度都开始有所松动。

2013年4月，西班牙宪法法院否决了一项旨在禁止使用水力压裂法开采页岩油气的法律，支持在坎塔布利亚北部地区使用水力压裂法开采页岩气。西班牙政府表示，该国页岩气资源丰富，使用水力压裂技术将大大减轻其对国外能源的进口依赖，并有助于改善西班牙国内目前低迷的经济环境。国际能源署（IEA）的数据显示，在西班牙，从坎塔布利亚到巴斯克的一片地区，大约拥有8万亿立方英尺的技术可开采页岩气。

另外，丹麦也是欧洲少数对页岩油气开发持开放态度的国家之一。今年6月下旬，法国道达尔及其合作伙伴丹麦的Nords fonden公司，已经获准在丹麦钻探首个页岩气测试井。其实，这两家公司早在4年前就已经获得丹麦政府批准，在该国北部勘探页岩油气。

波兰和乌克兰也是开发页岩油气的“积极分子”。地质调查显示，波兰页岩气储量极其丰富，同时，公众对页岩气开发的支持率也达到78%。波兰政府对页岩气的发展做出许诺，希望成为欧洲页岩气开发的领头羊。2013年底，波兰立法部门对制约页岩气发展的法律法规进行了重新梳理与修订，进一步明确了财税方面的规定。波兰政府还委派一名环境部长专门负责页岩气开发。

另有罗马尼亚于2013年开始允许油气公司在境内勘探页岩气；立陶宛也于2013年开始讨论修改法律和财税政策，以鼓励页岩油气开发。荷兰则在去年8月，由经济事务部发布了一系列页岩气调查，表示只要依法办事、加强管理，页岩气开发的风险会相对降低。

就连一向谨慎的德国，最近也开始讨论解禁水力压裂法。德国政府正在制定新的指导方针，规范水力压裂法的使用。其实，早在上世纪60年代，德国就已经在致密气的开发中使用过压裂技术。

去年，德国政府还曾计划推出在环境敏感地区使用水力压裂法的法案。

今年7月初，德国环境部长芭芭拉·亨德里克斯表示，将于2021年重新评估对于水力压裂法的禁令。身为德国基民盟成员的欧盟能源专员欧廷格也呼吁德国政府，对开发页岩气保持开放态度。

中国能源报 2014-08-11

“三桶半油”垄断页岩气对能源安全是不利的

近日有报道称，中国“页岩气革命”出现了冷却势头，政府确定的到2020年页岩气与煤层气的产量目标，与2012年的规划相比，已经被砍掉一半，降为300亿立方米。

当前国内的所谓“页岩气革命”有夸大的成分；其实，中国页岩气开发还处于起步阶段，技术相对落后。数据显示去年的产量是2亿立方米，今年的官方目标是15亿立方米，这距离被砍掉一半后的300亿立方米的目标，仍然非常遥远。所以调低也可能是一种基于现实情况的调整，也无可厚非。但无论如何，国家在战略层面不应轻视页岩气开发。

有国土资源部官员表示，中国页岩气等非常规油气的投入与美国、加拿大等国相差甚远，依然投入不足，对此几大石油公司负有责任。目前八成的页岩气资源掌握在中石油、中石化、中海油、延长石油这“三桶半油”手中。若“三桶半油”垄断着资源但却没有开发积极性，对国家长久的能源安全是不利的。

虽然页岩气开发在法律上已经没有门槛，探矿权招标对民企开放，但因为页岩气田往往与传统油气田重合，所以资源继续被国企掌控，导致开采权的开放有名无实。这个问题应该通过整个能源领域的市场化改革来深入解决，应进一步简政放权，让更有盈利、风险与创新意识的民营主体更多投入到页岩气的技术研发与开采中，同时通过放开对外合作和明晰外商投资规则，在合理分担风险与收益基础上更多引入外资开发我国页岩气，推动我国技术进步。

当然，开发页岩气的主要目的是促进我国能源利用结构的转型，提高能源使用效率，降低单位能耗，同时减少温室气体的排放。因此发展页岩气也不可一味求速度，一味冒进，必须把页岩气开发的地质影响、环境影响等因素纳入考量，实现资源、技术与环境的协调发展。

从全球角度看，美国在国家层面高度重视页岩油气，这将成为一个前沿领域和美国在21世纪核心竞争力的来源，虽然说近年来的成果不像早先被渲染的“革命”那么神奇，但未来潜力依然不可限量。无论如何页岩油气技术都将是未来国际竞争的前沿，中国不应当在这方面落后得太多。

此外，中国传统上最为依赖的能源产地中东正在变得日益混乱，叙利亚、伊拉克等多国可能陷入大范围的无政府状态并对外蔓延，与此同时美国政府介入干预维持秩序的动力急剧下降，意味着中国所面临的地缘政治风险不断上升。近期奥巴马公开指责中国“搭便车”，这严格而言对中国颇不公平，因为伊拉克乱局很大程度上实系美国武断干涉造就，但从此番言论中透露出的美国日益想从中东“脱身”、袖手旁观的趋势，应得到严肃对待。

美国退出意味着中国在伊拉克的石油投资可能更受威胁，产自中东的油价可能上升等等，而美国通过油气革命占得先机之后，未来对中东石油的依赖会不断降低，对中东的兴趣也会降低。基于此，为了国家能源安全考虑，通过培育合理的激励机制，加快包括页岩气在内的所有新能源科技的研究与创新，都已成为当务之急。

21世纪经济报道 2014-08-12

页岩气减产引发各界猜测

大概在两个多月以前，“页岩气革命”的发源地美国传来这样一则消息：“美国能源信息署(EIA)大幅下调了加利福尼亚 Monterey 页岩油技术可采储量，下调幅度高达96%，预计储量只有原来的4%。”消息一出即刻引发国内油气业恐慌，甚至一度动摇业内人士对页岩气的信心。(事后该事件被指“乌龙”，第一，媒体过分强调储量，却忽略了重要定语“技术可采”；其次，被下调储量的 Monterey 产区仅代表美国页岩气总量一部分，并不是全部。)

两个多月以后的8月初，国家能源局局长吴新雄组织召开全国“十三五”能源规划工作会议，

并在会上发表讲话，其中一段关于页岩气未来开发产量的预计又一次惊动全行业。

吴新雄局长原文讲话如下：

“增强国内油气供应能力。我国油气勘探开发处于中早期，非常规油气勘探刚刚起步，开发潜力巨大。一是创新勘探体制机制，积极推进油气资源调查评价和勘探开发，大幅提高油气储采比。二是提高陆上原油产量，巩固老油田，开发新油田，加大低品位资源开发利用力度。三是组织开展页岩气和海洋油气勘探开发“大会战”，重点突破页岩气等非常规油气资源和海洋油气勘探开发。到2020年，页岩气和煤层气产量分别达到300亿立方米。”

这一数据与2012年能源局制定页岩气“十二五”的展望“600亿~1000亿立方米”相距甚远。

如果说美国页岩气储量“乌龙”事件为中国带来的是“警钟”效应，那么能源局局长此番讲话若成事实，带来的则远不是“警示”那么简单，而是货真价实的行业巨变。

事后，舆论对于减产的态度主要分为三派，一派乐观认为，“300亿”应该并非出自能源局油气司数据，该讲话内容也可能并不必然成为能源局未来的切实政策，国家是否真的会下调2020年产量预期，将最终取决于“十三五”计划的出台；另一派认为，减产正说明中国在页岩气问题上日趋理性，“十三五”最后产量预计于“300亿方”不会有太大出入；最后一派则消极的认为，即便目标定为300亿方我国页岩气产业都未必有能力实现。

而行业内各个环节的利益攸关者也开始在近期就此事频繁地向专家及官员寻求咨询，并各自作出了基于自身立场的猜测。

油气改革执行者猜测：页岩气成为油气改革突破口的通道很可能在未来被关闭。

地质勘探者猜测：中国页岩气25万亿立方米的技术可采资源量或成疑问，气源是否充足仍是问题。

希望借助页岩气入主上游区块的企业们猜测：国内油气上游区块开放无望。

资本市场猜测：能源局此次下调2020年页岩气产量很可能释放出一种消极的油气改革信号，国家将削减对页岩气产业的扶持力度，减少页岩气项目的总量。

而紧随猜测之后的便是资本市场对页岩气市场再一次的看空，这直接导致了一些投资者搁置甚至是取消已开展或是将要开展的页岩气投融资计划。这并不言过其实，资本市场的嗅觉和警惕性总是敏锐得叫人吃惊，他们不会放任任何一个细微的政策变动，让自己的金钱永眠。

而资本市场的再一次看空其实对我国年轻的页岩气产业来说也是一笔不小的损失，因为就在半年多以前，出于国内页岩气行业的诸多不确定性，包括中金，厚朴这样一些在国外拥有丰富页岩气项目经验的投资者在内的投资主体没有一个愿意给国内的页岩气项目投钱，而资本的力量却在大洋彼岸帮助美国实现了页岩气的“传奇”。

不过，资本市场反应相较于产业链中的企业可能确实有些超前或是过度，因为据记者了解到很多企业尚停留在咨询与猜测阶段，并未对此做出应对反应。

目前，仍没有能源局相关人士对此次“页岩气减产”一事作出进一步的说明，所以“猜测”；一事也大可适可而止，毕竟一切有待官方定调。但此事折射出的两点现象，在十八届三中全会“改革”的大背景仍值得仔细思考。

首先，行业潜力的发掘在一定程度上取决于能源改革能释放出多少红利。“改革红利”一词由现任国务院总理李克强最早提出。如今在十八届三中全会强调改革的大背景下，再谈能源改革红利也是应景之事。

为中国首创页岩气产量奇迹的中石化信心满满定下产量目标“到2017年实现页岩气产量100亿立方米”。这是中石化到2017年之前，在四川焦石坝有利区域打井500口所能完成的任务量，而这个目标被某些专家认为过于保守。中石化在四川盆地拥有7000多平方米的页岩气区块面积，而焦石坝只是其出气形势较好地区中的其中一块，占地面积200多平方公里，约为中石化四川盆地总面积的1/35，而另一块目前已获得可喜出气形势的丁山产区并未被划入这100亿立方米的目标内。

基于中石化2017年能够实现100亿立方米页岩气这一保守的产量目标的前提下，我们作出正面

的假设是，如果加上能源改革红利，如深化混改，全面引入民资，开放油气上游，管网开放成功提高运输效率，能源价格改革有效激励市场等等因素，那 300 亿立方米的目标，甚至是“十二五”计划制定的 1000 亿立方米的目标都是有可能实现的，毕竟以美国为镜，美国在 2006 到 2012 期间打井共计 17000 多口，在产量上实现了质的提升。

另一方面，负面的假设是，如果不改革，上游仍局限于三桶半油(中石油，中石化，中海油，延长石油)这四个主体，那么到 2017 年底，除了中石化这些 100 亿立方米的业绩外，其他三家很难有产量上质的突破。那么到 2020 年实现页岩气产量达到 300 亿立方米的目标，确实困难重重。

第二，计划与市场的关系在能源改革中值得被重心定位。从此次“页岩气减产”对行业所造成的影响来看，监管部门相关政策计划的出台将直接构成行业发展的决定性因素。在计划经济时代，出台量化规划的目的是为了制定生产计划，以产定销。我国实行市场经济改革后，市场中出现大量依供需而变的变量，固定生产目标很难适应市场化的发展。不过，必须承认能源具有一般商品不具备的公共属性和政治属性，完全市场化运作也可能造成无人投资，危害国家能源安全等一系列负外部影响。

十八届三中全会定调“能源改革”势在必行，要求“在资源配置中市场要起决定性作用”。能源改革也将进一步朝着向市场放权，既突出市场作用，又加强政府宏观调控能力的模式发展。由此，面对计划与市场这对天生的“冤家”，能源改革将改革出何种体制？改革到何种地步？未来我们是否仍需要国家为能源生产设定严格的产量目标？这些都是改革设计者所必须考虑的。

中国经济网 2014-08-14

安徽新能源发电量达 22 亿千瓦时 增长 52.7%

据安徽省能源局信息，截至 6 月底，安徽省新能源和可再生能源发电装机规模 423 万千瓦，其中，新能源发电装机达到 140 万千瓦，发电量 22 亿千瓦时，增长 52.7%，发电量首次超过水电。

今年以来，安徽省加大对新能源和可再生能源开发利用的支持力度，争取国家 2014 年度光伏发电建设指标 55 万千瓦，其中，地面光伏电站 25 万千瓦，分布式光伏发电 30 万千瓦。上半年，安徽省建成远景巢湖观湖、协合萧县官山和协合埇桥符离风电场项目，新增装机 15 万千瓦，风电并网装机达到 64 万千瓦，发电量 6.2 亿千瓦时，同比增长 48%。一批分布式光伏发电项目建成投产，新增装机 5 万千瓦，光伏发电装机达到 20 万千瓦，发电量 0.5 亿千瓦时。建成皖能淮南生活垃圾焚烧发电项目，新增装机 2.4 万千瓦，生物质发电装机达到 56 万千瓦，发电量 15.5 亿千瓦时，同比增长 77%。

据介绍，安徽省已先后出台《关于加快发展农作物秸秆发电的意见》《关于对农作物秸秆发电实施财政奖补的意见》和《关于支持生活垃圾焚烧发电项目建设的意见》等支持政策，新能源和可再生能源发展将进一步提速。预计下半年新增发电装机 60 万千瓦。其中，新增光伏发电装机 30 万千瓦，是安徽省已建成光伏发电装机的 1.5 倍。

新华网 2014-08-08

微电网解决东澳岛的用电难题

作为国内第一个成功商业化运作的微电网项目，珠海东澳岛项目曾经被业内视为标杆，而今，面临着岛上越来越大的用电需求，这个项目只能并入南方电网。蔚蓝的海水、金色的海滩、葱郁的树木、漂亮的海景房，这是东澳岛给人的第一印象。这座远离陆地的岛屿并不荒凉。

十年前的东澳岛就以风景秀丽著称，但因为缺电少有游客踏足。如今，微电网解决了东澳岛的用电难题，游客也慕名而来。

作为国内第一个成功商业化运作的微电网项目，珠海东澳岛项目一直备受业内关注，更被视为电力领域创新实践的一个突破。这个由中国兴业太阳能技术控股有限公司（以下简称兴业公司）于 2009 年投资兴建的项目，不仅解决了岛上居民的用电难题，更成为国内微电网项目建设的一个标杆，直接带动一大批同类项目落地生根。

“东澳岛项目把以前仅仅停留在纸上的幻想变成了实践，并且证明微电网是成功的、可行的。”该项目总负责人、兴业公司分布式能源中心主任李晟告诉《?望东方周刊》。

渴电孤岛的邀请

东澳岛位于珠海市东南部、面积 4.6 平方公里、人口 400 余。作为远离陆地的海岛，用电一直是困扰东澳岛的难题。

1995 年，湖南的两家公司联合香港的一名商人，投资兴建了东澳岛历史上第一座发电厂—东澳电厂。当时东澳电厂沿用的是传统的柴油发电，共有 2 台 250 千瓦装机量的柴油发电机，每年发电用油约 2000 吨。按照当时每吨柴油 2900~3000 元的价格，电厂每年仅发电成本支出就达 600 万元。实际上，东澳电厂每年的收入远远低于成本投入。

东澳村原村委会主任何华全告诉本刊记者，当时的电价是商业用电 3 元多、居民用电 2 元多，“这个电价在当时已经很贵了，但即使这样电厂也不赚钱。”何华全说，电厂自 1996 年建成运行后始终处于亏损状态，平均每年约亏损 40 万元。

后来，电厂为了降低成本开始逐渐减少发电时间。通常情况下，一天只发半天电，导致岛上时常停电。“一到用电高峰就停电，电价又高，民众怨言很多，干脆就把他们给赶走了。”何华全说，但他心里明白，电厂也属无奈，“光投资不赚钱，谁也不会干的。”

2004 年，在湖南投资方撤离后，东澳岛所属的万山镇政府接手了东澳电厂，并在原有的发电基础上投资新建了 2 台 300 千瓦的柴油发电机。不过，电厂的运营状况仍旧没有好转，亏损持续。“柴油机发电成本太高，电费又过低，不管谁运营都是只亏不赚。”李晟说。

2008 年，当地政府找到兴业公司，希望后者接手东澳电厂。作为土生土长的珠海企业，兴业公司此前已在珠海多个岛屿投资建设了路灯等基础设施。

“政府找兴业公司的目的很直接，就是希望甩掉东澳电厂这个包袱。”何华全说，万山镇下属的多个岛屿电厂均面临同样的亏本经营状况，政府早已不堪重负。

彼时，万山镇政府为促成双方的合作提供了丰厚的条件：一是低价将东澳电厂卖给兴业公司；二是无偿提供项目建设用地。

双方很快确定了合作方案：兴业公司收购东澳电厂，并在岛上建立清洁能源发电的微电网系统。

“对于我们来说，这是个很好的尝试，当时国内还没有这样的微电网项目。”李晟说。

计划赶不上变化

合作确定后，兴业公司邀请专家论证，专家的建议是：东澳岛要以风能和太阳能为主力电源，辅以适当的储能装置，建立独立的岛屿供电系统，以逐渐摆脱对柴油发电的依赖。

兴业公司于 2009 年开始在保留柴油机发电的基础上兴建太阳能和风能发电装置。最早开始建设的是东澳岛码头的 50 千瓦太阳能装置、东澳村文化中心的 350 千瓦太阳能装置以及东澳电厂海边的 5 台风电机组。上述三个项目均在 2010 年 7 月正式投入使用。

在实际运作过程中，李晟发现一个有趣的现象：原本被寄予厚望的风机装置几乎起不到作用，风能发电量少之又少。“海岛上风比较大，但是海风湿度大、盐度大，不仅发电量小，还对风机有很大腐蚀性。”李晟说，多数情况下，岛上的 5 台风机都处于停工状态，真正发挥作用的还是太阳能发电。

太阳能和风能投入发电后，居民用电问题得到很大缓解。

随着海岛旅游开发的推进，游客大量增加，用电量也随之猛增。2011 年，兴业公司再次在岛上兴建了 650 千瓦的太阳能发电装置。至此，东澳岛太阳能总装机量达到 1050 千瓦，总发电量达 105 万度。

“我们最开始预计的是建设 500 千瓦的风能装置和 500 千瓦的太阳能装置，但实际上装机量远大于计划量。”李晟说，随着游客的增加，太阳能发电装置有可能再次增加。

不过，东澳岛对于电能的需求随着游客的多少而变化。如此一来，储能便成了微电网系统中必不可少的应用。

一般情况下，微电网系统采用的是电源—储能—用户的运行模式。也就是说，清洁能源发电只有通过储能装置的中转才能输送到用户手中。这样做一方面能够调节新能源发电的不稳定性，另一方面还能确保电网输电的平衡性和可持续性。

东澳岛微电网项目使用的并非上述传统输电模式，而是电源—用户的直接输电模式，即太阳能发电直接上网输送到用户手中，并不一定经过储能系统的中转环节。“储能是为了存储多余的能量，但是在我们的系统中，一旦出现这种情况会直接关闭太阳能发电装置。”李晟说。

“储能最关键的作用是调节平衡。”按照李晟的说法，在东澳岛微电网系统中，当发电量小时，储能是个发电机，参与发电；当发电量大时，储能是个用电设施，能把多余的能量存储起来。

据了解，东澳岛微电网系统中使用的储能装置是铅酸电池，共4组960块，总价168万元，使用寿命10年。

并入南方电网

东澳岛微电网项目共计投资3000余万元，耗时3年建成。在该电网系统中，商用每度3.74元，民用每度2.6元，均比内陆电价高出许多。

为降低居民用电价格，兴业公司给每户居民每度电补贴0.8元。“从项目建成到现在，除了2011年，其他年份都是亏本经营。”李晟说，按照公司的估算，该项目要想回收成本至少需要8年。

不过，在项目运行的第三年就出现了让兴业公司意想不到的情况。2012年8月，南方电网正式进驻东澳岛，计划通过海底电缆的方式实现陆岛联网。当地政府给出的解释是，随着岛上用电量的增加，兴业公司建设的微电网项目已经不能满足需求。

在此之前，东澳岛为加快旅游开发，大力招商引资，成功吸引了格力等大企业的投资。据悉，格力在东澳岛投资建设了三个五星级酒店，再加上其他度假酒店的兴建，岛上用电量大增，已有的微电网项目已经满负荷运行。

对此，兴业公司曾提出解决方案，即增加20兆瓦的太阳能发电。“我们计算过，完全能解决这一问题。”李晟说。

但是，谁来出资却成了问题。兴业公司的想法是，新增加的设备投资应该由格力公司、村委会和兴业公司三方共同承担，但遭到了另外两方的否决。

“我们先前的投资成本还没有回收，现在还要增加大量的资金投入，公司负担太重，况且新建设备主要是为了满足格力酒店的需求。”李晟说，问题的关键还在于当地政府的態度，与此前相比，当地政府在项目用地和政策上不再给予任何优惠。

在南方电网正式进驻前，当地政府曾与兴业公司有过一次接触，并给出两个解决方案：一是被南方电网收购；二是微电网并入南方电网。

兴业公司选择了第二种方案。“南方电网的收购不仅包括电网设备，还包括技术，技术我们肯定是不给。”

根据双方协议，微电网所发的电除了公司自用外，其余全部以居民用电价格并入南方电网，并且不对并网量进行限制。“虽然并网的电价是居民的用电价格，不会赚我们钱，但还是需要交纳一定的管理费。”

按照计划，南方电网在2013年7月正式供电。但是一年过去了，供电目标仍未实现，目前东澳岛的用电仍由兴业公司的微电网系统提供。“南方电网还有很多技术性的问题没有解决，什么时候能供电还说不准。”

无论如何，不管是对兴业公司还是整个电力行业来说，东澳岛的微电网项目都是一个积极有益的尝试。事实也证明，这个尝试是成功的。

但是，东澳岛项目的现状仍然给微电网的未来投下了一抹阴影。

“微电网的发展，关键取决于国家政策，政府应该给予更多支持。”李晟说。

新华社·瞭望东方周刊 2014-08-12

储能产业在技术研发 运用乃至推广仍存诸多问题

储能发展面临千载难逢的机遇，而其技术研发、产业运用乃至行业推广还存在诸多问题

刮大风时发电多，无风时没有电，这是风电的严重缺陷。同理，阴晴也会影响光伏发电的稳定性。不稳定的电源对电网挑战巨大，因此，风电和光伏一直是不受电网欢迎的“客人”。

近几年来，风电的浪费损失非常明显。中国的风电装机容量为世界第一，但上网电量却不足总发电量的2%。据统计，仅2013年，弃风量高达162亿千瓦时，占全部风电上网电量的11%。

2014年6月13日，习近平在主持召开中央财经领导小组第六次会议时提出，要大力推动能源消费革命。意即要改变目前高污染、高能耗的能源消费状况，推广和应用可再生能源。

储能技术，正是解决新能源与电网矛盾的关键所在——在电网调度限电时段为储能装置充电，不限电时段向电网放电。

然而，相比欧美等发达国家，中国在储能技术的研发、产业的运用乃至行业的推广等各方面都严重滞后。相当长时间内，储能在中国的发展近乎停滞。

储能技术的产业化，是目前亟待破解的难题。

仍处技术示范阶段

按照业内的研究，储能技术大致分为三类：物理储能、化学储能和其他储能。

物理储能包括抽水储能、空气压缩储能和飞轮储能；化学储能主要指铅酸电池、氧化还原液流电池、锂离子电池。

抽水蓄能电站从上世纪60年代出现，目前已应用广泛、形成规模、技术也相对成熟；铅酸电池、锂离子电池、液流电池等化学储能技术虽然起步稍晚，近年来势头迅猛，已有众多示范性项目。超级电容储能、超导储能等以高端技术为主的储能技术，目前尚处于试点研究阶段。

根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)项目库统计的在建和已运行项目数据，全球储能市场在2008、2009、2011年三个时间点内实现较高增长，增长率分别为85%、254%和65%；中国在2010年和2011年的累计增长率也分别达到61%和78%。

2012、2013两年则相对坎坷，国内外储能示范项目的装机增长率都有回落。从2012年到2013年仅增长12%；相比之下，中国从2012到2013年增长率为36%，高于全球平均水平。

“储能产业的增长还非常不稳定，但这并不是商业原因。”CNESA秘书长张静告诉《?望东方周刊》，单从数据看，储能产业的增长完全因项目带动，“美国在2009年规划了16个储能项目，增长率就上去了；中国在2011年上了几个项目，增长率也上去了，然后两年又下来了。从这点上来看，储能还没有大范围商业推广。”

接受本刊记者采访的多位业内专家均表示，储能的发展还停留在第三阶段即示范项目上，没有真正进入市场。

“从这方面看，我们跟世界的差距并不大，都没有真正进入商业化运行，都处在一个创新、运用示范和总结经验阶段。”中国可再生能源学会理事长石定寰告诉本刊记者。

即使同样处在项目示范阶段，中外差异也很明显。“比如美国，多是综合性示范，包括商业模式和政策试验，不像我们仅仅是一种技术性示范。”石定寰说。

在国内，储能技术示范性项目大多集中在内蒙古、甘肃、青海等西北地区以及广东、贵州等南方地区。贵州潘孟村储能电站、南方电网宝清储能站、赤峰煤窑山风电厂储能电站等都属于政府主推的示范项目。

当然，这与储能技术的现状密不可分。就全球而言，储能技术仍需要通过大量示范性项目来不断完善和改进。

国家发改委能源研究所副所长王仲颖向《瞭望东方周刊》表示：“这是储能发展的必经阶段，也是储能技术大规模推广必需的前期准备。技术不成熟就不可能大范围推广，也就不可能实现规模化、产业化。”

商业推广尚需时日

储能在大规模商业推广上的停滞现状并非偶然，就其本身而言确实存在很多不足。其中，储能应用的投入和收益不平衡是阻碍其市场化的重要原因。

“为什么大家现在不愿意使用储能？因为还是太贵。主要有两个原因，一是技术还有待突破、提高效率；二是规模化效应不明显，成本就很难降下来。”天津大学建筑学院教授朱丽告诉本刊记者。

从技术上说，储能还不十分成熟，其不安全性、不稳定性、污染性、自放电等问题，以及在电力系统中所需要的较长磨合期，都使一些企业望而却步。

“如果储能本身的技术性问题解决不了，商业推广就无从谈起，这是前提条件。”朱丽说。

中广核太阳能开发有限公司工程管理中心经理谢斌在接受本刊采访时表示，企业在选择储能装置时最看重性价比。“清洁能源的成本比较高且不稳定，如果储能装置的价格太高，那开发者不用说赚钱了，连成本都很难收回。”

中广核太阳能公司目前在青海省玉树州曲麻莱县有一个清洁能源的微电网项目，已经开始运行。谢斌坦言该项目还在亏损，“包括储能装置、发电设备在内的投资成本很高，当地的电价又太低，如果国家补贴申请不下来，肯定坚持不住。”

而对于众多储能装置的生产者来说，成本过高并非他们所能控制。“前期研发、实验、后期投入生产的费用非常大，我们也不希望价格太高，因为影响销量，但是没有办法。”

业内共识是，虽然国家政策对储能产业的发展至关重要，但储能不能始终依赖政府的照顾，最终还需回归市场。如何找到一种合适的商业模式，使得储能能够吸引市场的极大兴趣，是行业必须思考的问题。

张静对本刊记者举例说，拉闸限电对企业造成的损伤很大，特别是一些高精度生产的企业。如果有“清洁能源+储能”这样一个相对稳定的电源来辅助供电，企业是非常欢迎的，因为这样不仅能够提高生产效率，还能降低生产成本。

但是，诸多商业模式都还处于构想阶段，实质性项目少之又少。张静和石定寰都强调现阶段应加快推进储能商业化的示范项目。

“技术上与国外差距不大，但由于国外综合管理比我们强，就能更快地投入应用、产生效益、占领市场。”石定寰说。

借势新能源

“一个风电场本来可能有 2000 小时发电量，如果弃风 30%~40% 话，就没有收益了。在此情况下，如果你投资的储能达到一定比例，是可以保证几年内收回成本的。”谢斌说，像中广核这样的新能源开发商，看重的还有储能对于投资成本的回收。

一个装机规模 80 兆瓦、储能容量 8 兆瓦/16 兆瓦每小时(效率 80%、循环寿命>10000 次)的风电存储项目，平衡输电的年收益能达到 224 万元。

据 CNESA 项目库不完全统计，截至 2013 年底，全球共有 40 个风电场储能项目(含运行、在建及规划中的项目)，总装机量约为 241MW。

“随着可再生能源在我国能源消费中的比例不断提高，储能势必会有巨大的市场，这既得益于国家的政策驱动，也与储能本身的技术性能相符合。”王仲颖说。

分布式发电及微电网也成为近年兴起的一种储能利用形式。分布式发电是指位于用户所在地附近，不以大规模远距离输送电力为目的，所生产的电力除用户自用和就近利用外，多余电力送入当地配电网的发电系统。

按照国家能源规划，到 2020 年，中国分布式发电的装机容量将达到 2.1 亿千瓦，占全国总装机容量的 11%。

CNESA 的数据显示，截至 2013 年底，分布式发电及微网已经成为储能最热点的应用领域之一，中国在项目数量及总装机容量方面仅次于美国，排名第二。

从全球已经开展的项目来看，包含储能系统的分布式发电及微网项目，主要应用于社区、偏远地区。其中，海岛和偏远地区分别占总项目的 12% 和 9%，主要分布在中国。

就中国来说，分布式发电及微网在青海、甘肃等西北高海拔地区，以及广东、海南等沿海省份的部分岛屿，都已有成功实践。

对于普通用户来说，储能系统在分布式发电及微网中的应用能够大大降低电费。这种系统一般配合太阳能屋顶工程承建，可存储中午多余电量用于夜间使用。以北京郊区的一个四口之家为例，每天耗电 8.5 度。如果配置 5 千瓦光伏、5 千瓦每时的储能装置，每年可为该用户节约电费 1642 元。

据了解，“十二五”期间，我国将在北京、上海、江苏、广东、山东等地区开展城市建筑屋顶光伏发电，在西藏、青海、内蒙古等偏远地区推广使用光伏发电系统或建设小型光伏电站。

谢斌告诉本刊记者，中广核集团目前正与海南省三沙市政府合作，计划在西沙群岛部分岛礁建立微电网储能系统，以解决这些岛屿的供电问题。（记者王元元 特约撰稿蔡雯迪）

新华社-瞭望东方周刊 2014-08-12

页岩气应逐渐回归理性发展

日前，永泰能源一则页岩气储量报告点燃市场的激情。报告称贵州凤冈二区块页岩气项目根据一阶段的地质勘探成果估算出预测地质储量为 2000 亿立方米左右。虽然项目收益尚存不确定性，但页岩气行业再次风起云涌。

页岩气在涪陵等地区也有一些商业化生产，但距美国页岩气大规模商业化、产业化开采还有一定距离，与天然气产量相比也微乎其微。但中国页岩气资源的潜力巨大，资源储量与美国匹敌。中国页岩气不仅有强劲的需求，更有完整的石油工业体系，加之目前能源转型和产业结构的转型的迫切需要，发展前景十分乐观。通过对前两轮页岩气中标企业在实际勘探开发过程中暴露问题的总结，已炒热的页岩气发展现正逐渐回归理性并逐步走向正轨。

页岩气项目在现有基础上实现“爆发性”增长，需理性看待现有问题。首当其冲需要克服的就是页岩气开采的技术问题。美国页岩气之所以获得成功，其技术创新并非全新，而是在现有技术发展的基础上进行重新整合，并在长达 30 年的时间中不断进行现场操作总结经验和完善探索。页岩气发展应是通过现有技术不断进行组合并在工程实践过程中完善的产业，这样的理念所带来的启示，就是每当谈起我国页岩气发展瓶颈时，一味强调技术研发创新并不一定适应于此产业发展。技术掣肘的突破并不靠追求特别的高新的东西完成，往往需要借鉴以往经验和科技成果并在实际工作中不断组合摸索得以应用，从而发挥其最大价值。

拒绝闭门造车，加强页岩气装备制造发展并加强国际合作，设立国家重大科技专项发展页岩气装备制造制造业。从中低端装备来看，金融危机后受各方面影响，生产属于过剩状态，但是中高端装备，特别是 981 深水半潜式钻井平台就花费一亿多美金进口。曾有业内专家表示，页岩气发展下一步的成功发展，其中很重要因素就是装备的发展和提升，页岩气开发成本的下降，除了钻机以外，压裂技术的国产化也将起到较大作用。页岩气开发提速还将促进压裂设备及服务、定向井服务、封隔桥塞等井下工具、各种压裂液体等需求大幅增长，在页岩气发展整体提速的背景下，细分领域也将随之而动，迎来发展契机。此举双赢，在技术达到优化并成型配套后，开展有效推动页岩气快速发展的体制、机制和研究，探索形成低成本发展思路，待技术装备、政策、措施条件都进行完善，中国的页岩气大规模开发利用时机自然就会到来。

要想页岩气发展有质的飞跃，还需要法律法规和财政税收等优惠政策的保驾护航。虽然美国没有对页岩气有专门立法，但针对天然气的很多政策对页岩气同样有效。所以，中国页岩气勘探开发能否开局良好，政策扶持非常重要。

一方面，对页岩气勘探开发企业进行税费减免。在页岩气实现规模开发以前，将前期研究跟勘探开发的费用抵充，免交探矿权与采矿权的使用费；页岩气规模开发盈利后，前若干年免征企业所得税，对增值税实施先征后返，或即征即返。此外页岩气新技术，新工艺，研发费参照煤层气税费要给予非常规天然气财税优惠政策，对 2020 年以前企业在非常规天然气领域投入的勘探开发、关键设备、技术引进、开发与创新费用给予免税政策。

另一方面，政府介入前期投资，设立页岩气有利区带，分散并承担一部分企业前期开发风险，在真正探明是否有气之后，再让我们这些民营企业参与这些投资是最好的。

我国页岩气高效发展，还要重视企业热情并进行合理疏导。对于此前被扣上“圈而不探”罪名的企业要予以理解。美国页岩气产业的迅速发展是靠八千多家中企业和相关页岩气服务企业共同协作成果，因此在今后的发展中，应加强企业合作和工程实践积累，鼓励企业保持热情，并在现有发展模式上，通过促进央企、油企和地方国企以及民营企业外资企业之间的合作，激发企业的活力，共同克服成本劣势，实现各方面体制、机制方面的融合，进一步扩大产量，化“纸上谈兵”为硕果累累。

我国的地质条件比较有利于页岩气的形成，未来具有较为广阔的开发利用前景，政府、企业和相关服务公司应积极准备，加快开发利用，以加快经济和社会的发展，同时也应该认识到中国的地质条件跟美国有很大的不同，地表的环境，水资源的分布差异很大。因此美国已经取得了成功的经验跟技术不能完全照搬，需要结合中国的客观实际，创造性的开发适合我们中国特点的工程技术装备、技术、体制跟机制，实现跨越发展。

中国能源报 2014-08-13

协调推进可再生能源发展和电网建设助力能源转型

对中国而言，理想的光伏发电地区是在西部，而人口和工业密集区在东部，用电也集中在东部。所以，如果要把西部的光伏电力应用于东部，就必须通过长距离、大容量的电力线路来进行传输。德国能源转型的任务就像中国古代建造长城一样，十分艰巨。2010年，德国政府制定了本国到2050年的气候保护和能源发展的目标，提出在二氧化碳减排的同时，保证能源安全性、经济性。2011年，德国政府对这一目标进行了修订，增加了一条“将在2022年时全部退出核电”。这些目标指明了德国能源转型的方向：到2050年，二氧化碳排放量与1990年相比至少减少80%，一次能源需求相比2008年减少50%，在发展可再生能源的同时也开展大量节能工作。可再生能源到2050年将占全部能源消耗的60%以上，占发电能源的80%以上。

德国的电网规模没有中国的电网大，而且德国的电网发展日趋稳定，已形成一个非常稳定的电力系统，可再生能源的快速发展，对原有电力系统提出了很多新的挑战。

据统计，目前德国可再生能源发电的约97%都接入了配电网。如果不对电网进行大规模的改造，电网将无法满电力发展的需求。具体而言，可再生能源在配电网层面的大功率并网会带来以下挑战：

一、过去电流都是从高级电网向低级电网配送，但现在，如果低级电网无法把本级别的电能消耗完，电流就会传递给高级电网。也就是说，高级别电网中将产生双向负荷流，如果电流过大，就会产生安全隐患。

二、在电源供应方面，随着可再生能源发电的比例增大，当出现太阳落山、没有风等情况，就需要有巨大的后备电源作为保障。其次，太阳能、风能等可再生能源发电的出力情况以及负荷状态变化剧烈，这要求现有电源具备快速调节功率的能力。

三、可再生能源波动性大、负荷变化梯度大，为适应它们接入电网，传统发电厂需要进行改造，增强灵活性。这需要通过不断扩建电网和加强储能技术来实现。

为此，德国能源署进行了大量的研究工作，主要包括以下几个核心问题：可再生能源发展相关法律法规的修订；目前促进可再生能源发展作用机制的有效性；未来遇到挑战和问题时的解决办法。希望这些成果能对中国产生借鉴作用。

对德国可再生能源发展影响最大的就是德国《可再生能源法》。它主要由三部分组成：怎样促进可再生能源发展，怎样从财政政策上加以激励；可再生能源大量进入电网后，系统稳定性如何维持；促进可再生能源发展所产生的成本由谁负担。随着可再生能源的发展，德国政府对《可再生能源法》不断进行修订，2001年出了第1版，2004年、2009年以及2012年都陆续出过修订版。每一次修订都是可再生能源发展的拐点。

德国《可再生能源法》2014年修订版将在今年10月开始生效，相对于以前有了很大修改。首先，法案规定，要把每年的光伏装机量控制在一个固定范围内；其次，新的可再生能源发电设备投运后，所发的电不能再享受固定电价，必须像传统能源发电一样在电力市场上销售。再次，自发自用可再生能源的用户，同样也要承担可再生能源附加费。

在德国发展可再生能源的过程中，有个十分深刻的教训。过去，我们怀着雄心壮志，大力发展的同时却忽视了可再生能源并网对电网其他部分产生的巨大冲击，从而花费了巨大代价解决问题。

从2009年至今的5年内，德国光伏发电装机量从不足10吉瓦增加到37吉瓦。德国全境处于同一个时区内，东西时差只有30多分钟。德国目前有上百万个光伏电站，中午尖峰时，光伏发电出力会同时达到尖峰，必要时只能通过“弃光”，保障电网安全。现在，我们十分注重灵活性的变化，针对可再生能源并网采取了大量技术措施，保障整个系统的安全。我们对可再生能源发电设备加了很多控制装置，让30千瓦以上的光伏电站发电量都可测量和可控。另外，虽然主要靠市场调节，但还是把光伏装机量控制在一定范围内。

目前，可再生能源在德国的发电能源中的比例已达到25%，很多传统发电站的发电小时数和年发电量已受到影响。但为了保证整个电网系统的安全，传统发电站必须存在。现在它们多数保持待机状态，出力很小，但要比以前承担更为复杂艰巨的任务。据测算，2050年，德国传统电站要应对1小时内整个系统40%的电力波动，这要求发电机组能快速启动。这需要大量技术创新，如地区配电网中可调节的变压器、相关通信技术等新技术的支持。

以上经历表明，能源转型要对未来有前瞻性，不能出现问题再解决，应尽早研究和规划，把耗费的成本降到最低。比如，为适应可再生能源大规模发展的需求，电网规划应具有至少提前十年的前瞻性。

中国的电力需求还在不断增长，可再生能源还有非常大的发展空间，并且随着整个电网系统的发展而发展。中国正处于大规模推进分布式光伏发电并网的起步阶段。德国目前的光伏发电装机容量已到达37吉瓦，光伏已成为安装功率最大的能源载体。德国自2000年以来，针对光伏并网的技术要求和经济性出台了大量规定并不断加以完善。德国在解决光伏并网问题中获得的经验和教训，希望对中国产生借鉴作用。

对中国而言，理想的光伏发电地区是在西部，而人口和工业密集区在东部，用电也集中在东部。所以，如果要把西部的光伏电力应用于东部，就必须通过长距离、大容量的电力线路来进行传输。这一点和德国的风力发电情况很相似，德国风电的重点发电地区是北部，而重点用电地区在西部和南部。德国光伏发展过程中的挑战在中国个别地区也可能出现，这些地区的特点是不稳定发电设施所占的比例较高，同时传统发电站功率较低。

建议中国更好地协调推进光伏发展与电网扩建，更充分地利用中国西部丰富的光伏资源。掌握光伏渗透率较高地区可再生能源在保障系统稳定性方面的潜力；继续完善能够有效促进光伏发展的并网付费机制，研究市场奖励模式的可引入性，为以需求为导向的可再生能源发电并网创造动力；设计依赖于建设规模的并网电价的定价机制，提高光伏建设的可调控性。（文/新浪财经专栏作家 德国能源署安格睿科拉女士）

新浪专栏 2014-08-14

中科院院士卢强：发展电力带动能源革命

卢强：清华大学电机系教授，中国科学院院士，瑞典皇家工程科学院院士，第八、九、十届全国政协常委，民盟第八、九届中央副主席。著作有《电力系统最优控制》、《电力系统非线性控制》及《非线性控制理论与电力系统动态(英)》，被公认为电力系统线性最优控制和非线性最优控制学科体系的开拓者和奠基人。曾任973计划“电力大系统灾变防治”首席科学家，先后主持完成过“电力系统非线性鲁棒稳定控制”、“电力系统智能控制”、“三峡发电机组非线性励磁”等十余项重大科研项目。近年来，创建了电力系统混成控制理论，为建设我国智能调度系统提供了理论与方法，应

用于东北、上海电力系统和深圳电网智能调度自动化系统。

记者：您认为雾霾天气产生的原因是什么？跟煤炭、石油等化石能源的燃烧有何关系？

卢强：关于雾霾天气产生的原因是多种的：以燃煤为主的火力发电厂、汽车尾气排放(在道路堵塞时，其排放尾气是正常行驶的 4-5 倍)、建筑的野蛮施工(水泥、沙料乱堆放，“完工”后不加清理)、冬季分散式取暖方式等依然存在，再加上中国特有的大火热油的烹调方式以及遍布大街小巷的烤肉串等等。讲到煤炭的利用，我认为起码应该有五分之一或者四分之一的煤炭要变成煤气加以利用，应当多烧气而不是只烧煤粉，所以煤的气化和液化工程应当成为煤炭革命的主流。煤炭革命不是说不用煤炭，而是要用好的煤炭(含灰量和含硫量低的)，我们应当改变煤炭的利用方式。现在我们也跟很多国家进行了石油和天然气方面的合作。美国的页岩气革命使它对石油的依赖度降低约 30%，未来我们的第三次工业革命，也有可能变成煤气大国。有人说，煤的气化要花成本，这里有个根本问题要解决，就是我们发展究竟是为了什么？人民对蓝天白云的向往，就是我们的奋斗目标。

“开发西南水电不容耽搁”

记者：您认为电网在能源革命中应当发挥怎样的作用？

卢强：电网在能源革命中应该起到一个骨干的支撑作用，因为在一个国家终端能源的利用方式中，电能占的百分比越高，说明这个国家的经济、技术、社会发展越成熟。所以能源革命首先要关注电力，通过电力的推广应用来带动整个能源系统的革命。

记者：那电网与电源在整个革命中应当是怎样一种关系？

卢强：我认为电网和电源之间的关系就好比人的神经系统与消化系统、大脑的关系，是一个完整的系统，因此电源和电网在运行中不能割裂开，要谈革命，必须要谈电源。

记者：您对中国电源发展方面有怎样的看法或者建议？

卢强：未来的能源革命，我们应当弥补在过去的 10 年内，没有着重发展大水电的失策，比如说怒江和雅鲁藏布江的开发。我国总共还有约 5 亿千瓦的水电没有开发，水电是最清洁的可再生能源，没有任何碳排放，如果不把足够的人力、精力、财力投入到中国水电的积极开发中，空谈能源革命是没有意义的。

我大学毕业的时候，也就是上世纪 60 年代，怒江的地质勘探、厂址选择就开始了，但国外有一股居心叵测的势力一直阻碍着我国的开发，他们成立了所谓的环保基金打着环保的旗号来蒙蔽不明真相的群众。因为怒江一旦开发，它的总装机将不低于三峡，而它的移民仅仅是三峡的五十分之一到一百分之一，将来怒江梯级电站的开发将对我国能源的振兴起到巨大的作用。在过去的十多年间，怒江一直按着不动，我们的黄金发展期是没有多少个十年够我们耽搁的。

记者：但国内国外都有人质疑水电开发会对生态造成影响。

卢强：我去怒江看过，老百姓吃饭是要用火的，所以就上山砍柴，现在周围能砍的树已经都砍得差不多了，就开始到深山里去砍树，所以破坏怒江生态最严重的是贫穷和缺电。关于移民开发的问题，澜沧江的开发带了个好头，就是破坏一亩森林或草地要补种一亩甚至两亩。现在还有一个好的机制，跟经济学有关，给移民股份，这样就能使他们富起来，子子孙孙得益于怒江的开发。所以怒江必须要开发，这是我国的主权，有主权不用就等于丧失主权。即使现在开发，距离第一台机组投产发电还需要等 10 年左右的时间。

记者：是不是与以前水电开发的失败案例有关？

卢强：有些人现在质疑三峡出现了一些问题，实际上这些问题并不是不能解决的，也不是失控的问题。比如说鄱阳湖、洞庭湖在长江下游水位低的时候会出现“倒灌”现象，我们学水利的都知道，若经过计算和动态模拟试验给出一个“长江下流最低允许水位值”是可以解决这个问题的。

事实上，三峡并不以发电为主，它的主要功能是防洪、防旱和航运等。

关于三峡会不会出现三门峡的情况，我认为是不行的。三门峡是前苏联专家设计的，当时苏联专家把采集的资料拿到乌克兰，是在办公室里设计出来的。采集的资料对上游水土流失给出了一个最乐观的估计，比现在的流失量低了 10 倍，所以苏联专家就仿照伏尔加河的设计方法来设计三门峡，

这跟当时的历史条件和体制有关，现在是不可能发生了。

关于雅鲁藏布江的开发，应当与怒江同时进行，即使这样，它的第一台机组投产也会比怒江晚十年，因为工程量太大。关于地震的问题，其实也是有办法的，我们可以不用混凝土重力坝，而采用堆石坝，这种坝不怕地震，没有坍塌的风险，而且石材可以就地取材。顺便说一句，雅江开发的移民数还不到三峡的五分之一。

此外请不要忘掉核能利用。各国核电站出大事故的根源都是冷却水系统的破坏，可是“高温气冷堆”具有与生俱来的安全性，它不用冷却水，靠气体对流冷却，最坏的情况下是空气对流冷却。这种核电站的单体容量不宜太大，这种具备固有安全性的分布式核电站站址可更接近负荷，且无需选址于海边，随处可建。

“上海不宜有过多特高压直流落点”

记者：开发后就是送电的问题了。

卢强：对，这时候就和电网联系起来。怎么送？主要目的地一个是长三角，一个是珠三角，这就必须要用特高压。现在 1000 千伏交流特高压送电最大安全距离大约是 600 公里，最大功率 600 万千瓦，如果采用紧凑型线路可以送到 700 公里~800 公里，即使这样，距离仍然不够，所以必须采用特高压直流。±800 千伏直流线路可以送到 2000 公里以上，因为它没有同步稳定性问题。

当前的特高压直流输电只能是“点对点”的方式，在它路经的途中，不能就地配送电力，这是个大问题。此外，若在某种特殊情况下，送上海的特高压直流输电线中有两回同时发生“双极闭锁”，那么上海瞬间就会失去几百万千瓦功率，华东电网能否承受？还有，处于直流输电末端的上海交流电网需有足够数量的动态无功功率补偿容量的支撑。综上所述可知，华东电网应有强大的交流电网，以担其责。这样看来，将来西南再有更多的±800 千伏直流线路东送，分散落点为佳。还有一种思路，就是可以先用部分直流特高压送到华中，然后再用交流特高压送到华东，这亦不失为是一种较好的方案。

记者：从华中送华东的过程为什么必须是交流特高压？

卢强：因为这个距离是特高压交流最适宜的距离。我们需要考虑安全经济等综合因素，包括输电走廊的问题，因为特高压比较集约。未来我们还需要鼓励采用紧凑型特高压线路，现在我们的特高压输电走廊约是 20 米，而紧凑型的是 9 米~10 米。这项技术必须应用，已经有一些试验线路了，从总的造价来看并不高，只是很多施工单位还没有这方面的经验。

“智能电网的本质是优化”

记者：现在智能电网的概念比较热，您是怎样理解的？

卢强：到现在美国还没有对智能电网给出一个明确的定义，我认为智能电网的本质应当是优化。时至今日无论是高压电网还是低压电网都是通过调度人员进行控制的。以美国的“8·14”大停电为例，在美国，调度员如果下了错误的指令是要负法律责任的。一旦发生紧急事故，调度员应在 10 秒钟内作出正确决策，再往后就晚了。在这种情况下，调度员不敢决策，结果是 29 个小时内没有任何一个调度员发出任何一条有权威的指令。

因此未来的电网，我们不能主要依靠人来调度，必须要通过信息技术和计算机科学进行自动调控，实现全电力大系统的完全闭环。我国现在的调度是五级调度体系，上下联系是靠打电话等传统方式，一旦有重大事故，可能来不及调控。

下面讲一个多指标优化的问题，一件事情从“好”到“更好”到“最好”，这在数学上属于优化的范畴，智能电网的建立也属于优化的范畴。优化分为两种，一种是单指标优化，一种是多指标优化。电力系统的要求是安全、经济、高电能质量等，所以电力系统的优化是多指标优化。电力大系统的多指标优化在数学上是一个巨形的变分问题，因为每台发电机要用五至七阶微分方程来描述，一万台发电机就是五万至七万阶微分方程，再加上数万个节点的上下限非线性代数方程组的约束条件，然后求一个极值的解析解，这在数学上是解决不了的问题。

当电力系统已经复杂到纯数学无法解决的时候，我们要寻找一条新的思路。

我们提出了混成控制论，就是把人对电力系统的需求(安全、经济、质量等)全部都集中起来，写成多指标趋优化软件放到控制系统中。

第三次工业革命提出的是信息科学与传统科学相拥抱，因此我们要将电力系统的每一个发电厂、每一个重要节点的传感器等获悉的数据都集中到一个大数据库里，各级调度机的 SCADA 单元从数据库里取数据，取完后有一个去伪存真的过程，叫做状态估计。然后用这些可靠数据与事先约定好的最优状态一一比对，如果差值大于预定值，就形成一件“事故”，这时候必须启动控制。控制之前还需要测试一下，这个控制方案是否有效，如果效果好就可以控制发电厂、变电站、控制负荷、控制电动车的充放电、控制家用电器，控制后新的运行状态产生了，新的数据如果符合最优控制指标，就消除了事件。

所以变成一个最简单的理论：事件启动控制，控制消除事件。整个这一切，人并没有参加。

现在的通讯技术是能做到的，比如现在上海的调度，已经初步做到了。上海的调度员原来进行监控，现在变成了主要是监视。所以通讯和数学进入古典的电力系统，就产生了电力系统的第三次工业革命，产生了智能电力系统。

这个电力系统从本质上来讲就是一部“机器人”。因为机器人的本质是人所创造的自动化机电系统，而且这个机电系统要服从人的原始意志。能做到多指标自趋优的就称其为智能机器人。电力系统不是一般形态上的机器人，而是一个广域机器人，所以我们要完成的任务是要把中国的电力系统建成一个智能广域机器人，也就是我们的五级调度都要建立起智能调度系统。

记者：我们要建立的智能电网与国外有区别吗？

卢强：奥巴马先生提出的智能电网，主要是指相当于中国 110 千伏以下的电网，是配电网部分。而我们的大机组都是接到 500 千伏电网的，所以我们中国要建立的是智能电力系统和智能电网，并不仅仅是智能电网。现在上海大致实现了，原来上海的调度中心只有自动功率控制(AGC)，没有 AVC，现在实现了智能，两者协同控制，这就把上海电力系统发生事故的可能性，特别是电压崩溃灾难性事故发生的几率显著降低。最受调度员欢迎的一个人机界面是动态地、实时地标注出运行点和稳定域边界，如果有事故，调度机会自动给出和执行控制策略。调度员还有权进行手动调整。

“未来将是电网与微电网的结合体”

记者：随着微网的发展，以后自给自足的模式是否会取代现在的大电网？

卢强：微电网在局部区域是可行的，比如学校、家庭、大型游乐场、宾馆等。现在我国的功率要大于整个欧洲电功率的总和，所以未来中国电网的发展模式必定是超大型骨干电网和分布式微电网的结合体。

记者：那未来微电网会不会起到主导作用？

卢强：微电网将来会在调峰的时候占主导地位。我们现在后夜功率小，高峰时段又显得功率不足，需要用大型火电厂以及抽水蓄能电站来调整负荷曲线。

将来要过渡到以负荷为调峰的主体，让需求侧来主动响应大电力系统的经济运行和紧急控制的需求，从需求的角度来进行解决。

记者：这就对储能的发展提出了更高的要求。

卢强：现在建设抽水蓄能电站对地理条件要求比较严格，并不适合未来分布式储能发展的要求。而用蓄电池进行储能，缺点是价格高、寿命短。我们要储存三峡十个小时发的电能，就需要用为数众多的专用大楼来装蓄电池，三、四年又需要更换一次，显然不现实。

现在有一个比较好的思路就是用压缩空气机储能，用弃风、弃水、弃光的电来压缩空气，将空气压缩在一个能装 200 个大气压的容器内，等到要用的时候，再将压缩空气喷放出来，冲动涡轮机，带动机组进行发电。今年 9 月初，我们将在安徽芜湖国家级高新开发区进行一个压缩空气储能的试验。

现在有一个更好的工程方案是在地下建造一个大型压空储气室，经充分调查研究，这种地下工程对我国来说并不是一件困难的事。以上这项科学实验工程是国家电网公司支持的。

记者：您怎样看待未来电动汽车的发展？

卢强：电动汽车有一个不可替代的作用，就是锂电池是成熟的，虽然锂电池集中大规模储能不可行，但可以用到电动汽车这种分散式储能中。一辆电动车差不多是 5000 千瓦的蓄电功率，发展起来，全国就是一个很大的量。如果电动汽车在电网低谷的时候进行储能，效益就是巨大的。

但电动汽车必须要使用智能电表，可以显示以半小时为一个阶梯的电价曲线。

而且充电桩和充电站必须是双向的：车主可以高电价的时候卖电，低价的时候充电，这就变成了“钞票回来”车(cashbackcar)，这样极有利于实现电网调峰的目的。

记者：但现在锂电池的回收是个难题。

卢强：是。所以需要我国国家抓紧立项，研究锂电池的回收，防止污染。

记者：这种情况，电价制度也需要相应调整。

卢强：从经济学角度出发，电价将来应当类似于股票市场，每日有个日电价曲线，它的变动可以是以小时为单位，发到每个车主的智能电表上。

记者：全球范围内，您观察能源行业在生产消费观念和技术上正发生哪些让您印象深刻的变革或创新？

卢强：我觉得是美国的页岩气。美国的地质条件很好，将来发展的潜力非常大。

我国尚有 5 亿千瓦的水电亟待开发，再就是煤的气化和具有固有安全性的分布式中小型核电站的建立。

中国电力报 2014-08-15

地热能

地热能产业受助油气开发技术

来自地下深处的地热能虽然和风能、太阳能一样同为可再生能源，但却常常被人们遗忘。根据美国能源信息署（EIA）的数据，截至 2011 年，全球地热能发电量占总发电量的比例还不到 1%。

近年来，随着全球对可再生能源利用越来越重视，地热能产业也慢慢发展起来。美国地热能协会今年 4 月发布了一份报告称，2013 年，全球地热能发电量增长了 4% 到 5%。其中，美国、菲律宾、印尼、墨西哥、新西兰、冰岛等国成为全世界地热能利用的领军国家。此外，一些经济迅速发展的国家和地区由于能源需求日益增长，也开始涉足地热能产业。比如，东非地区就正在规划一些大型地热能发电项目；另有中南美洲一些国家，如智利等，也对地热能利用表现出了兴趣。还有一些国际银行，也表示愿意资助相关地热能项目。

美国达拉斯南卫理公会大学地热能实验室研究员玛利亚·理查兹指出：“如果要在全世界范围内进行选择的话，我们认为，未来非洲是一个不错的发展地热能的地区。”

地热能发电的原理就是利用地壳深处的热能，使水变成蒸汽状态，然后用其推动涡轮机发电。一般来说，在火山众多、地震频发的地带是获取地热能的最佳地方。除了发电，地热能还可以用于为住宅供热或是制冷。

作为电力来源，地热能相比其最主要的竞争对手太阳能和风能，都具有很大优势。首先，太阳能和风能发电有间歇性，地热能却可以 24 小时连续工作；其次，据国际地热能办公室（International Geothermal Office）主任 Eckehard Büscher 介绍，使用地热能几乎没有什么排放，对减排有很大帮助；另外，有些国家，比如非洲的肯尼亚和萨尔瓦多，为保护环境希望减少水坝的建设，就可以选择用地热能发电替代水电。

尽管地热能优点不少，但是一直以来，地热能产业发展都比较缓慢。有业内人士指出，利用地热能发电前期投入过高是影响该产业发展的一个主要原因。

首先，地热源的寻找就障碍重重。地热源由于在地壳之下，定位钻探地点十分困难。“就现在的

技术水平，要测量一个地方的风能、太阳能的相关数据，不仅有相应的仪器，还有较为成熟的测量方法。”理查兹指出，“但是，想要了解一个区域地下究竟有多少可用的地热源就很困难了，仪器、方法几乎都没有现成的，难以获得准确的数据。”

另据 Büsscher 介绍，地热井一般需要钻探数百甚至数千英尺深，对钻探技术要求很高。由于地热井很深，还存在腐蚀性过强、结垢等问题，现有的钻机往往无法在这种环境中使用。“目前的情况下，有 10%到 30%的测试井不能成功钻探。”他说。因此，地热井的钻探费用十分高昂。斯坦福大学地球科学学院的高级研究工程师里克文表示，一般情况下，钻探地热井的花费要占到整个地热能发电项目成本的 50%到 60%。

据路透社报道，近日在印尼新开工的一个大型地热能电厂，预计建设成本将达到 16 亿美元，地热能发电的前期成本之高可见一斑。

不过，地热能的开发技术和经验也在不断发展和完善。目前，已经可以实现从较低的温度中获取能量。特别值得一提的是，页岩油气开发技术的进步也为地热能产业发展做出了贡献。

“石油和天然气的勘探和开发为利用地热能提供了大量地质数据。”理查兹说，“这其中包括了地下温度、地下水的稳定性、三维地震数据等等。这些都是很有用的信息。”另外，页岩油气开发常用的水力压裂法，在开发地热能过程中也能发挥很大作用。

据悉，今年春天，美国完成了全国范围内地热能数据系统的建立，其中很大一部分数据就是从油气开发行业获得的。

还有一些地热能的研究人员提出，一些已经废弃的油气井可以用来开发地热能，建设小型地热能发电厂，为一定区域供电，以节省钻探地热井的费用，从而大大降低地热能发电的成本。

Büsscher 表示，目前全球许多国家都在积极研究地热能的开发利用，上述技术和开发模式未来将大有用武之地。比如德国的慕尼黑，计划 2025 年前供热全部采用可再生能源，其中很大一部分将利用地热能来实现。

中国能源报 2014-08-05

生物质能、环保工程

收储运一体化解生物质瓶颈 成型燃料需规模化

（原标题）收储运一体化破解生物质综合利用瓶颈 生物质成型燃料产业亟需走向规模化

“减少污染物的排放，根本在于改善能源消费结构。除传统的水能外，新兴的可再生能源中，一马当先的是生物质能。”中国工程院、中国科学院院士石元春如此形容我国发展生物质能所具有的先天优越性。但近年来，生物质原材料收集困难、生物质综合利用产业难成规模等因素制约着生物质能源难以真正做到“一马当先”。

作为农业生产大省，黑龙江省有着丰富的生物质资源，也承担着巨大的生物质资源综合利用压力。在解决上述两个瓶颈方面，黑龙江省近年来也在不断思索和探索。近日，记者采访了黑龙江省发展改革委和环保厅等部门，希望能够挖掘其在生物质综合利用过程中的闪光点，为全国的生物质综合利用提供借鉴和思考。

7 月初，国家能源局和环保部联合下发《关于开展生物质成型燃料锅炉供热示范项目建设的通知》，明确提出以生物质替代煤炭供热，并要求“拟今明两年在全国建设 120 个生物质成型燃料锅炉供热示范项目”，以及“建立生物质原料收集运输、成型燃料生产、生物质锅炉建设和热力服务于一体的产业体系”。

作为对两部委下达通知的回应，7 月 26 日，由黑龙江省节能减排协会主办，黑龙江省辰光能源科技有限公司承办的“黑龙江省秸秆收储运和成型生产与热力电力产业一体化研讨会”召开。会议要核心解决的问题，直指生物质原材料收集难及产业体系缺失两大瓶颈。

收储运各环节难以形成一体化

根据《黑龙江统计年鉴 2013》测算，黑龙江省生物质资源可利用量每年达到 6500 万吨，但如此大的量仍然难以满足生物质利用企业的需求，许多生物质发电厂都面临着“吃不饱”的处境。究其原因，黑龙江省发展改革委副主任彭介林告诉记者，原料收集是最大的瓶颈，尤其生物质资源的收、储、运、加工、利用各个环节脱节，难以形成一体化。他讲了一个案例，黑龙江省从国家申请到几千万元资金用于支持秸秆综合利用，结果下面申报上来的项目大多都是生物质压块，收储运环节涉及的很少，“于是，我们下定决心要在收储运方面整合合作社、农民、乡政府和下游的加工企业，打造成一条龙，建立一条完整的产业链。”对此，中国循环经济协会副秘书长侯建生表示，中国是生物质资源大国，生物质能源技术成熟，可以和农业现代化、绿色城市化、生态环保建设和发展循环经济协同推进发展。研究探讨生物质能源的收、储、运、加工、利用，可以为生物质发电前的体系建立提供一个借鉴。

而环保部门考虑更多的则是秸秆焚烧的问题。主抓秸秆焚烧工作的黑龙江省环保厅副厅长李北松说，目前黑龙江省的秸秆综合利用很不充分，造成了严重的大气污染，虽然焚烧工作持续了很多年，但屡禁不止。现在他们换了一个思路。“我们逐渐认识到，秸秆焚烧的关键在引导秸秆综合利用。

李北松向记者介绍，黑龙江省目前提出了建立秸秆焚烧示范区的构想。由一个独立的商业体负责和农民、乡政府签订条约，打包收、储、运、加工、销售等环节。该示范区从秸秆焚烧和秸秆利用的综合性考虑出发，能符合各方面的愿望和要求，如能调动农户积极地将秸秆提供出来，既减少了秸秆燃烧造成的大气污染，也能为农民增收，还可为用能企业建立一个及时、可靠的资源获取渠道。

“秸秆收储运和成型生产与热力电力产业一体化的提出尚属全国首个。”中国农村能源行业协会专家贾振航评价说。

生物质成型燃料产量获成倍提高

得到贾振航这位业内老专家肯定的，还有黑龙江省在技术创新和项目创新等方面可圈可点的表现。

拿生物质固化成型燃料技术来说，“目前成型燃料生产工艺有环膜压缩、平模压缩、螺旋挤压和活塞冲压等，以上工艺成型好，但是模具磨损较为严重，能耗高，生产率低，辰光能源公司改进了以上工艺，研发出生物质原料颗粒型煤造粒机，在成型机技术上又实现了一个创新。”对此，辰光能源公司董事长宋永春向记者介绍，该公司自主创新的生物质原料颗粒型煤造粒机，攻克了传统成型机的技术瓶颈，实现了生产率的提高和能耗的降低。“以往成型技术能够达到的产量是最高 5 吨/小时，经过创新后，成型燃料的产量每小时可以达到 30 吨。”可以说，其很好地解决了生物质资源综合利用过程中效率与成本这两个关键的共性问题。

生物质固化成型燃料技术的升级，有望为生物质成型燃料产业发展带来积极作用。贾振航表示，截至 2012 年，我国成型燃料的产量达到了 600 万吨。根据《可再生能源中长期发展规划》，到 2020 年，我国的生物质成型燃料的产量要达到 5000 万吨。

可以预见的是，生物质固化成型燃料作为清洁燃料，可以作为天然气、轻柴油的替代产品，有望在环保压力的地区，污染严重的地区，禁煤地区的中小型锅炉、中小型工业窑炉上大量应用，从而实现成型燃料的“规模化”，并推动生物质综合利用的大发展。

“当然，在这个过程中政策的功能不能忽略，第一，要确保已经制定的优惠政策宣传到位，真正落实到地方企业；第二，要让政策更加接地气，且有持续性。如果政策随时变动，企业就难以消除后顾之忧，难免对产业的发展壮大造成不利影响。”在采访中，来自黑龙江省一家生物质发电厂的人士如是说。

中电新闻网 2014-08-05

泰国农场化身绿色能源工厂

“清迈鲜奶公司”位于泰国北部南奔府的班洪县，这家奶牛饲养场占地 60 英亩，位于一片绿意盎然的芒果园旁。和部分奶牛饲养场臭气扑鼻不同的是，这家奶牛场环境整洁、空气清新，与周围的田园景色融为一体。这家奶牛场的工作人员潘自豪地对记者说，“我们整个农场运行所需电力消耗的一半依靠沼气发电来提供，而沼气发电剩余的残渣则被制成生物肥料，给农场周围的果树施肥。”

在奶牛饲养场内，记者见到两座巨大的黑色椭圆顶覆盖的池子，泰国清迈大学派驻饲养场的工程技术人员乌拉蓬告诉记者，这是沼气释放池，整个池子外部用黑色的塑胶材料密封，沼气池地下一端通向沼气发酵池，而另一端则通向沼气收集站。

来自奶牛饲养棚的牛粪用传送装置运送到发酵池，进行初步发酵后，被导向沼气释放池。乌拉蓬表示，目前该奶牛饲养场共饲养奶牛 500 头，每天能够生产鲜奶 8000 千克，而奶牛所排泄的粪便都被导入沼气池，每天农场产生的沼气达 2500 立方米。生产出来的沼气部分可以直接用于烹饪，绝大多数则被进一步加工，制成压缩生物燃气。而压缩生物燃气则可以用于发电，也可以为装备天然气发动机的汽车提供燃料。

乌拉蓬表示，目前饲养场有三部汽车就是使用压缩生物燃气驱动的，这里还有一座沼气发电站，沼气发电基本上可以满足饲养场运营所需 50% 的电力。

清迈大学能源和发展研究所副主任帕鲁克在接受本报记者采访时表示，像“清迈鲜奶公司”这样建立生物沼气池的农场在泰国目前已经十分普遍。泰国全国大约有 1000 多家农场建立了小型沼气池，占有农场数量的 80%。

帕鲁克表示，“清迈鲜奶公司”的沼气利用项目，是清迈大学与泰国能源部下属的能源政策和规划办公室合作建立的。泰国政府为项目启动提供了 1400 万泰铢（1 人民币约合 5.2 泰铢）的资金，清迈大学负责为奶牛场建立沼气池提供技术指导。泰国政府为了鼓励沼气的发展，对沼气池和发电设施建设提供 20% 的补贴。泰国全国目前有 68 家大型农场，所产生的沼气功率在 5 兆瓦左右，它们的电功率总计 240 兆瓦，这部分电力已经并入泰国国家电网。除了生物燃气外，泰国还大力发展生物质能源，鼓励利用狼尾草、木薯等生物质能源来发电。

“泰国能源结构不合理，发展绿色可再生能源对于泰国意义重大。”帕鲁克说。截至 2011 年，泰国对能源进口的依赖度为 60%，近 70% 的电力能源来自于天然气发电，而泰国天然气又大量依赖于进口。目前，包括水电、太阳能、风能、生物能等可再生能源在泰国电力结构中所占比例仅为 7.7%。沼气等生物能源属于绿色能源，无环境污染。尽管大力发展绿色能源短期内难以解决泰国能源结构过于依赖国外的情况，但却对泰国能源多元化具有重要意义。

据悉，泰国政府已经制定了雄心勃勃的计划，大力发展绿色能源。2013 年 7 月，泰国政府发布了“泰国可再生能源 10 年发展规划”，泰国计划在 2021 年将生物燃气发电功率从目前的 600 兆瓦提升到 3600 兆瓦，将生物质发电功率提升到 4800 兆瓦，增加可再生能源、绿色能源在泰国能源结构中的比例。

泰国国家维护稳定委员会主席巴育日前明确表示，泰国必须鼓励和大力发展可再生能源，泰国将致力于减少因进口天然气和石油所造成的财政负担。巴育表示，泰国需要应对能源安全的议题，发展绿色能源是泰国未来能源发展的重要方向。

人民网-人民日报 2014-08-08

国泰航空投资于美生物燃料发展商

国泰航空 7 日宣布投资于美国一家可持续生物燃料发展商——支点生物能源股份有限公司，据了解此举为落实国泰生物燃料策略的一部份，以期达成 2020 年起实现碳中和增长的目标。

国泰航空行政总裁朱国梁表示，生物燃料是公司可持续发展策略的重要一环，有助公司达成于 2020 年起实现碳中和增长的目标。

国泰航空同时与支点生物能源商议了一项有关燃料的长期供应协议，初步定于 10 年内由支点生

物能源供应 3.75 亿加仑符合国泰航空所有技术要求及规格的可持续航空燃料，总量约为目前国泰每年燃油用量的 2%。

国泰航空表示该公司是支点生物能源的首家航空公司投资者，此次国泰进行策略性股权投资，日后亦可选择作进一步投资，但未披露入股支点生物能源的作价及占股权比例。

支点生物能源预计将于年底开始兴建首座商业用厂房，并会拓展生产设施至北美多个地方，包括在方便国泰航空航点的地点，兴建大型厂房生产由废物转化成的再生航空生物燃料。

支点生物能源主席及行政总裁吉姆·马西亚斯表示，由支点生物能源将废料转化为的航空燃料，如用于飞机或地面运输交通上，相比以原油及其它矿物原料提炼的传统燃料能减低生命周期碳排放量超过 80%。这个过程亦可减少城市固体废物被送往堆填区，以及因此造成的甲烷排放。甲烷在造成地球暖化的效应上，比二氧化碳的威力强 21 倍。

新民网 2014-08-08

烟台启动生物质供热 环保难题有望解决

“这个专门的锅炉大概多少钱？”“可以对原有锅炉进行改造吗？”“原料供应怎么解决？”8月5日上午，在生物质燃料应用培训会上，各企业纷纷就自己关心的问题，向全国工商联新能源商会副会长、宏日新能源董事长洪浩博士寻求解答。

新考核办法，烟台遇难题

大气污染问题已经成为严肃的政治问题、严重的社会问题和基本的民生问题，各级党委政府高度重视。为此，国务院出台大气污染防治“国十条”（大气污染防治行动计划），环保部、国家发改委等六部位颁布实施京津冀及周边地区落实“国十条”的实施细则，山东省政府出台 2013-2020 年的大气污染防治规划和 2013-2015 年的一期行动计划，并将其纳入科学发展观考核和以奖代补考核。

多年来，烟台市空气环境质量在全省各项考评中都位居前列。在全省三大考核中，科学发展观考核和以奖代补考核都是现状与改善各占 50%，而今年省政府新出台“生态补偿考核”，只考核改善，不考虑现状。

“这个考核对我们极为不利，因为我们去年空气质量太好了，在一个好的基础上来改善，难度可想而知，质量数值的一点点提高，就会造成空气质量的显著恶化。”环保局局长车建波表示，去年 7 月份，烟台 SO₂ 月均值 0.015MG/M³，今年 0.018MG/M³，升高 0.003，就恶化了 20%，“我们压力是很大的”。

不让烧煤，谁来取代？

划定禁煤区，推广清洁能源是我市改善空气质量的重大举措。“说起清洁能源，大家可能都比较熟悉太阳能、风能，对生物质燃料较为陌生”。在洪浩博士看来，生物质燃料能否在烟台推广开来，困难在观念。

生物质供热在国际上已成为一项成熟的产业，在瑞典等先行工业化国家，生物质能已经取代化石能源成为主导能源，并成功实现绿色增长。“伦敦的昨天就是北京的今天，伦敦摘掉‘雾都’的帽子就是对生物质能源的使用。”

“不让烧煤，很多人就想用石油、天然气代替，然而我们究竟还有多少油气？为什么不直接使用可再生能源呢？”而作为可再生能源的太阳能、风能等无法取代煤供应所有产业，但生物质燃料可以做到。

生物质燃料，其实更省钱

目前，多数企业处于观望态势，蠢蠢欲动但又不敢放手尝试，原因在于：生物质燃料虽然好，但改燃料就得改设配，相应的配套设施成本高，而且原料供应也让人担忧，会不会出现原料供应跟不上。

洪浩博士表示，人们其实算错了一笔账，只看单位价格觉得生物质燃料的成本要比煤高，但是烧煤还包括脱硫除尘等的管理成本，这样算下来，其实生物质燃料是要比烧煤便宜的。“我们前期免

费给企业上设备，只有真正用了才知道效果怎样，再决定后期要不要继续合作。”

在国内，生物质能的发展也已初具规模。而在山东，青岛森溪美地社区、威海乳山染整工业园(工业蒸汽)等都是生物质能试水成功的典范。“蓝白餐饮有限公司是烟台的第一个试点。”发改委负责人林永宪表示，清洁能源重在环保，“过去有‘黑名单’，咱们可以弄个‘绿名单’嘛，生物质能在烟台落了地，大家顾虑也就少了。”

背景：生物质能源

生物质燃料是利用林业废弃物，即清林、抚育、加工所产生的“三剩物”包括枝桠材、果树枝、锯末等以及农业废弃物包括稻壳、花生壳、玉米芯、油茶壳、棉籽壳等经过粉碎、烘干、制粒加工产生的颗粒状低碳、经济、清洁环保新型燃料。

与传统的燃料相比，生物质燃料兼具经济优势和环保效益，符合可持续发展要求。资源储备丰富，发热量大、纯度高，灰渣少，CO₂ 零排放，可以实现本地化生产从而规避开采、长距离运输等带来的风险。

胶东在线 2014-08-07

我国秸秆纤维素制乙醇生产技术获得突破

日前从中国石油化工集团公司获悉，该公司研发团队历时 7 年攻关纤维素制乙醇生产技术获得突破，创新性地开发了适用于玉米秸秆等多种原料，形成全套纤维素制乙醇的生产技术。

据统计，我国每年可收集秸秆总量约 7 亿吨，除去用于造纸、饲料、造肥还田及收集损失外，按剩余 20% 秸秆计，每年约有 1.4 亿吨秸秆可用于生产乙醇，按照 5 吨秸秆产 1 吨乙醇，年产量可达到 2800 万吨。开发利用秸秆等农林废弃物生产燃料乙醇，以 1 吨秸秆净收入 200 元计算，每年还可为农民增收 280 亿元。

据介绍，我国于 2001 年开始试点使用燃料乙醇，现已成为世界上第三大生物燃料乙醇生产国和应用国。中国石化在 2007 年组建了纤维素制乙醇技术研发团队，对技术难题进行攻关，并对全套关键技术进行集成。2013 年底，中石化技术团队完成年产 5 万吨纤维素制乙醇工艺包开发，可为万吨级示范装置的建设提供技术支撑。

光明日报 2014-08-11

地沟油变生物柴油创新方法 中国科学家首获“林内伯恩奖”

用地沟油生产生物柴油，做法已经不新鲜。但中科院广州能源所研究院袁振宏团队创新了其中的催化剂技术和工业流程，并推广到全国多个大型生产企业，大大减少了二氧化碳的排放量。袁振宏在今年欧洲生物质能大会上荣获了 2014 年“林内伯恩奖”(Linneborn Prize)，成为中国首位获此殊荣的生物质能科学家。这一创新技术还获得 2013 年度广东省科技一等奖。

据袁振宏介绍，用地沟油生产生物柴油，国内一般是用化学催化法，利用地沟油中油脂与甲醇发生酯化、酯交换反应生成甲基酯、甘油、水的原理。在这个反应过程中需要添加一些酸碱催化剂。袁振宏介绍，传统液体催化剂存在原料适应性差、生产效率低等问题。他和团队从 2004 年开始研究这项催化剂的创新技术，在实验室中经过数百次尝试，最终把整个化学催化的反应方式作出全新调整。

从 2004 年到 2008 年，袁振宏把这项创新技术打包先后推广到了天津、厦门、佛山、温州等多个万吨级到 10 万吨级的生产企业。相关设备也推广应用于 8 个省市，累计生产生物柴油 35 万吨，减排 CO₂ 约 87.38 万吨。

据统计，国内餐厨垃圾可回收的“地沟油”资源量约在 1000 万吨左右，但真正变废为宝进入生物柴油领域的不到 8%。在袁振宏看来，比地沟油去哪儿了更难确定的是，生产企业所需的地沟油原料从哪儿来的问题。

袁振宏给记者算了一笔账，一吨地沟油卖给黑作坊的价码可以卖到 6000 元钱(这个油拿去勾兑直接卖还有暴利可赚)，而正规生产企业的保本价最多开到 4500 元钱一吨。“我不是卖啥吆喝啥，中

国环境污染如此严峻，绿色生产是必经之路，但是生物柴油企业的生存现状真的不理想。”一吨生物柴油市场价 6500~6800 元一吨，而加油站的成品柴油才卖 7000 元钱一吨。严重的缺来源缺销路，导致国内 200 多家生物柴油企业只有 10 多家在正常生产，好多生产力只用了三分之一。

知多 D “林内伯恩奖”成立于 1994 年，主要用于表彰世界范围内为生物质能源发展作出突出贡献、在生物质领域有杰出成就的个人，全球每年仅 1 个名额。自该奖项设立以来，共表彰了全球 16 位生物质能源领域的杰出科学家。

南方都市报 2014-08-08

生物柴油行业举步维艰 九成涉足企业陷停产

曾令人闻之色变的地沟油在一些特定的行业却能摇身一变成为“宝贝”，具体来讲，在经过过滤、加热、滤渣及脱水等一系列工序之后，地沟油就变成了生物柴油。而这些生物柴油可 100% 替代石化柴油，与石化柴油按不同比例混合后，还可以作为柴油车、大型工程机械动力用油。

用地沟油制生物柴油既可以减少废弃物的排放，又能够有效地替代石化燃料，缓解能源危机。另外，地沟油制生物柴油还比石化柴油便宜不少，更重要的是，在变废为宝的同时，还能够有效避免地沟油重返餐桌。

原本这是一个能够一举多得的好事情，但现实与期望往往是背道而驰。在经过了将近 10 年的发展，行业仍处于技术水平参差不齐，产业升级困难阶段；到目前，已有 90% 的涉足公司陷入停产或半停产的状态，全国只有两个城市在销售地沟油制生物柴油；“稳产”成为生物柴油公司最头痛的问题之一，生产出来后卖不出去更是让这些公司有苦说不出。原料瓶颈，无法进入“两桶油”销售体系等因素均成了生物柴油行业发展的“拦路虎”。

7 月 30 日，昆明中院开庭审理了一起特殊的案件——生物能源公司云南盈鼎生物能源股份公司（以下简称云南盈鼎）以“垄断地位”、“拒绝交易”为由，一纸诉状将中石化及中石化销售公司云南石油分公司告上法庭。

云南盈鼎是一家年产 1.5 万吨生物柴油的生物能源公司，同时也是云南唯一一家规模生产生物柴油的企业。公司相关负责人对《每日经济新闻》记者表示，由于没有销售渠道，已经导致公司库存高涨。

实际上，以地沟油制作生物柴油在国内已发展多年，国家也出台了相关的法律法规以及行业标准来确定生物柴油的合法地位和技术规范。

云南盈鼎公开叫板巨头的背后，却是整个生物柴油企业面临的生产窘境。走过了近 10 个年头的生物柴油产业，在经历原油涨价、地沟油乱局治理、新能源热潮等利好之后，企业数量已经缩水九成，并再次遭遇发展瓶颈。

目前，云南民企与中石化之间的“拒售”首案已按照程序进入调解程序，但业内对于这场纠纷的探讨，正慢慢演变为对生物柴油行业现状和问题的反思。

虽然大多业内人士都希望云南盈鼎能够胜诉，并痛诉着自己同样的“拒售”遭遇，但也有企业高管对《每日经济新闻》记者坦言，受原料、技术、规模等限制，生物柴油保质保量稳产确实还存在问题。

民企叫板石油巨头

上述案件起源于云南盈鼎生产的生物柴油无法进入中石化的销售系统。“由于没有销售渠道，已致使我公司库存高涨，生产开开停停，全年开工不足 3 个月。”云南盈鼎方面在接受《每日经济新闻》记者采访时表示。

据记者了解，根据 2006 年 1 月 1 日实行的《可再生能源法》，国家鼓励生产和利用包括生物柴油在内的生物液体燃料，“石油销售企业应当按照国务院能源主管部门或者省级人民政府的规定，将符合国家标准生物液体燃料纳入其燃料销售体系。”违反此项规定的石油销售企业应当承担赔偿责任。

2012年,云南省在全国率先推出《关于做好地沟油制生物柴油工作的指导意见》(以下简称《意见》)。该《意见》提出,成品油销售企业要按照《可再生能源法》的规定,将符合国家或地方标准的地沟油制生物柴油纳入其销售体系,不改变原有的配送、销售流程,利用其现有储运、终端销售设施进行销售,并积极主动地解决采购、检测、混配、销售、结算等问题。

云南盈鼎在庭审中提出,其生产的生物柴油已符合纳入销售体系的法定条件,中石化作为成品油销售企业,却不履行义务,滥用市场支配地位,无正当理由拒绝收购云南盈鼎提供的生物柴油,致使云南盈鼎生产的生物柴油难以进入市场,造成巨大经济损失,同时也阻碍了可再生能源产业的发展。

事实上,国家2007年制定了生物柴油的国家标准BD100(GB/T20828-2007)即100%生物柴油,2011年又出台了《含5%生物柴油的柴油机调和燃料(B5)国家标准》(又称《B5标准》)。

中石化方面则认为,云南盈鼎未能提供该燃料符合国家标准的有效依据,缺少对发动机破坏性试验和道路经济性试验以及消费者是否可以安全使用的报告;生物柴油作为新能源产品,要经历封闭运行和全面推广两个阶段,云南省尚未到全面推广阶段。更为重要的是,现在将生物柴油推广到市场,缺乏明确的配套政策。

云南盈鼎董事长吕勃认为,生物柴油生产企业只对所供应的生物柴油是否符合BD100的标准负责;成品油销售企业通过采购符合BD100标准的生物柴油并与石化柴油进行混配后,一定要符合《B5标准》。成品油供应商要对其所销售的生物柴油调合燃料是否符合《B5标准》负责。

双方各执一词。按照民事诉讼程序,此案目前已进入双方调解阶段。

云南盈鼎代理律师陈维镖告诉《每日经济新闻》记者,云南盈鼎当庭调解的意见是“中石化及其云南销售公司将云南盈鼎符合国家标准的生物柴油纳入其燃料油销售体系,并将原本主张赔偿降低。”中石化方面虽然同意进入调解程序,但并未对云南盈鼎的调解意见做出回应。

“这个是正常纠纷,我们尊重法院判决。”针对此案,中石化新闻发言人吕大鹏在庭审后接受《每日经济新闻》记者采访时表示,“我们是以保证质量为前提,要给车主提供信得过的产品。现在生物柴油也是一个新东西,我们也很谨慎,主要是这个原因。”

此后,记者注意到,认证为“中石化销售有限公司云南石油分公司”的微博发布了一条“不能将风险转嫁给消费者”的消息,并称“生物柴油虽好,但毕竟是新产品,不同的生产企业、不同的原料、不同的工艺,其产品指标、性能各不相同,对不同车型发动机的影响需要全面评估与试验,确保合格后才能进入市场。”

生物柴油行业举步维艰

吕勃的另外一个身份,是刚刚成立的中国生物柴油集团公司的董事长及发起人,同时他还是中国可再生能源行业协会会长。在他看来,状告中石化及其分公司,是整个生物柴油行业生存困境的一个缩影。

在近10年前,清洁可再生的替代燃料——生物柴油就已进入国家有关部门、各能源企业和民营企业的视野中。由于油价上涨及资源紧张,寻找廉价且来源稳定的柴油替代燃料成为关注焦点。

与常规柴油相比,生物柴油在环保、润滑性、安全性、燃料性和可再生性等方面,均具有一定优势,可100%替代石化柴油,同时减少30%的温室气体排放。由于面临粮食危机的巨大压力,我国生物柴油生产企业将原料锁定为餐厨垃圾之一的地沟油。

用地沟油制生物柴油既可以减少废弃物的排放,又能够有效替代化石燃料,缓解能源危机。从经济效益上考虑,每吨地沟油制生物柴油比石化柴油便宜1000元。更重要的是,在变废为宝的同时,还能够有效避免地沟油重返餐桌。

尽管《可再生能源法》早已确定了生物柴油的合法地位,但时至今日,这个“前景美好”的可再生能源非但没能进入加油站主渠道,还在数度起伏后,落入经营惨淡的境地。

据记者了解,2006年左右,生物柴油项目开始在中国各地兴建,全国各地大大小小的生物柴油项目近百个。在最初的两年里,生物柴油的销售利润几近翻番,良好的回报率和国际原油价格高速

攀升，刺激了投资者的信心。2007年底，中国生物柴油行业年产能超过300万吨。

进入2008年后，由于原料短缺及价格高涨等原因，生物柴油产量大幅下滑，仅有约25万吨，产能利用率不足10%。许多企业不得不关停部分生产线，甚至全面停产。

此后，国内大力整顿地沟油，生物柴油企业感受到一丝利好，但销售渠道未打开始始终让各大生物柴油企业感到头痛。2010年底，中石化旗下海南加油站开始封闭运行试点销售生物柴油，而产品则来自中海油新能源投资有限责任公司投资建设的6万吨/年国家级生物柴油示范项目。这让其他生物柴油企业似乎看到了曙光，然而，海南的试点并没能挽回行业颓势，目前仍在封闭运行。

在生物柴油发展的黄金期，国内涉足企业数量一度达到了300多家，而截至目前，这一统计数据缩水了90%。“现在国内生物柴油生产厂家全线生产的不足30家，其他的厂家基本都已经是停产或半停产的状态。”成都益优生有限公司总经理杨丽鸿告诉《每日经济新闻》记者。

倒下的企业中不乏巨人的身影。曾号称是中国最大生物柴油企业的古杉环保能源有限公司，在短短6年间从辉煌走向停工、变卖工厂的困境，这被外界称为“生物柴油领域的滑铁卢”。

2014年6月，由于连年亏损，在控股6年之后，中海油决定公开转让海油碧路(南通)生物能源蛋白饲料有限公司74%的股权。这意味着，中海油拟退出生物柴油业务。根据北京产权交易所挂牌信息显示，其2013年度净利润亏损8444万元，今年第一季度亏损1777万元。

吕勃告诉《每日经济新闻》记者，截至目前，全国只有两个城市在销售地沟油制生物柴油，一是海南；另一个则是上海。上海的应用也只是在公交车上使用，也是封闭运行，而且是以规范地沟油渠道为目的，由食品安全部门推动。

部分产品流入灰色地带

记者调查全国多个地区生物柴油企业发现，生物柴油产品并非销售无门，有的地区甚至“供不应求”。但亦有业内人士坦言，现在的销售模式大部分属于“灰色地带”。

生物柴油作为柴油发电机、农用机械、工业等燃料用油，可100%替代石化柴油。与石化柴油按不同比例混合后，可以作为柴油车、大型工程机械动力用油。虽然零售渠道不畅通，但也有生产企业为了出售生物柴油，自己成立了销售部门，直接进行市场推广，主要面向工程建设方、运输车队等大客户。

杨丽鸿也采取了上述方式暂时稳定了公司的销售。“最开始尝试进入‘两桶油’销售系统，但希望落空。”其对《每日经济新闻》记者表示，“也找民营加油站，但对方不敢接受。”几经周折也无法打开零售市场，杨丽鸿便自己建立了一批营销队伍，去推广生物柴油。

“刚开始市场认可度不高，就让客户免费用。”杨丽鸿透露，经过市场培育，公司已经拥有很多稳定的大客户，每天产销量都在六七十吨左右。但杨丽鸿也承认，这种方式并不稳定，而且在合规性上也很尴尬。

不仅如此，这种销售对于企业的长期发展也非常不利。“因为没有议价权，利润空间狭小。”北京清研利华石油化学技术有限公司董事长鲁希诺告诉《每日经济新闻》记者，“卖给某一个工程建设方，工程做完对方就可能不再需要你的生物柴油了，这不是一个稳定的销售渠道，带有一定的不确定性，风险较大。”

除此之外，部分生物柴油还会流向更灰色的地带。

“我们的产品不进入‘两桶油’，在一定区间范围内也能销得掉。”一位多年从事生物柴油生产的企业高管告诉《每日经济新闻》记者，“但这意味着要通过非正常渠道卖给民营加油站或是其他性质的加油站。”

上述企业高管透露，这些加油站在按照适当比例将生物柴油混合、调配后，再以正常石化柴油的价格将其销售，销售时也并不会按照规定标明所售柴油里含有生物柴油。

据他透露，2013年整个行业一共销售出130万吨生物柴油，“大部分都是通过非正常渠道流入灰色地带。”造成这种现象存在的原因，“自然是销售渠道的不畅通。”

据《每日经济新闻》记者了解，现有的民营加油站或社会渠道油品批发商，在向生物柴油企业

私下批发产品时，价格会压得较低。从生产加工到销售，每吨生物柴油只有 200~300 元利润。

这也是为什么生物柴油企业“挤破头”都想进入“两桶油”销售体系的原因。鲁希诺向记者解释，“首先，加入以后整个流通渠道更加通畅，因为使用量大；其次，可以卖一个相对较好的价格。”

在他看来，当生物柴油企业进入“两桶油”的大渠道时，对方会按照标准产品的价格来采购，这意味着利润每吨将再增加 300~400 元。鲁希诺告诉记者，“利润上来了，企业的效益也就上来了，那整个行业就发展起来了。”

焦点问题

每吨利差超 3000 元 制生物柴油不如卖地沟油

既然相关法律早已明确其合法地位，生物柴油行业又因种种优势被看好，那为何到如今会全线溃败？

在业内人士看来，之所以“两桶油”不愿意对生物柴油敞开怀抱，主要原因在于其难以做到稳产。“中石油、中石化往往会对生物柴油企业提出两个基本要点，第一是要有稳定的质量保证；第二则是可持续的数量保证。”

实际上，在 7 月 30 日开庭审理时，中石化一方亦表示，由于云南生物柴油产品目前在原料供给和技术环节上不稳定等因素，存在市场风险，因此中石化云南分公司一直拒绝销售生物柴油产品。

原料瓶颈待破

“中国每年柴油用量是 1.7 亿吨，即便按照 B5 标准 5% 的混配比例，也需要 800 多万吨生物柴油，而现在的年产量就在 100 万吨左右，市场缺口非常大。”全国生物柴油行业协作组常务副主任宁守俭告诉《每日经济新闻》记者。

北京清研利华石油化学技术有限公司董事长鲁希诺同样证实，“2013 年全国产能达到 5 万吨以上的生产厂不超过 10 家。还没有一家企业年产量能够超过 10 万吨，2014 年全国产量也不会超过 150 万吨。”而云南盈鼎年产量仅为 1.5 万吨。

一位长期经营生物柴油的企业家甚至直言，“市场要的并不是产品水平多高，就是一个稳定，稳定下来才有供应商、客户。”

但据《每日经济新闻》记者调查发现，对于生物柴油企业而言，要保证可持续的稳定量产非常困难，原料瓶颈、技术水平参差不齐等多重因素都制约着企业的发展。

以原料问题为例，这仍然困扰着当前的生物柴油企业，由于地沟油回收产业的暴利，导致每年大部分地沟油“不知所踪”。

业内人士为《每日经济新闻》记者算了一笔账。目前，生物柴油企业按照提炼地沟油 5500 元/吨、提炼潲水油 6800 元/吨的收购价收购地沟油后，再按照 1000 元/吨的加工成本提炼，最后以 7500 元/吨的价格销售给市场，每吨生物柴油获取利润在 0~1000 元之间。而如果不法商贩按照同样的价格收购地沟油，再按照每吨 10000 元的价格销往食用油市场，则每吨利润空间高达 3200 元~4500 元。

生物柴油不如地沟油赚钱的窘境，造成了原料供应的不稳定。此外，运送半径也对原料供应产生了不同程度的影响，而且生物柴油在低温下容易结晶的问题也是生物柴油企业难以翻越的障碍。

技术参差不齐

此外，“我国的生物柴油企业技术水平参差不齐。”宁守俭告诉《每日经济新闻》记者，“得用一些成熟的生产技术和工艺去整合它们，把一些不规范的细节规范起来。”

鲁希诺则直言，一些企业目前还停留在技术升级和改造这个升级的槛上。他表示，由于大部分生物柴油企业从 2006、2007 年起步，彼时行业标准和规范还不太完善，生物柴油技术市场比较乱，企业的厂房、设备各方面都需要改进。

技术在决定产品质量是否达标的同时，也决定了生物柴油企业的生产成本。“技术越先进，生产时的中间费用就越低，成本越低，利润就越大。”鲁希诺告诉记者，“但国内尚没有一家企业年超过 10 万吨，更别提打通产业链。”

此外，业内人士也指出，尽管国家出台了相应的 BD100、B5 标准，但这两项标准并非强制性，

而是一种推荐标准。民营企业在参与制订上述标准时，提出各种困难，导致标准出台时相对宽松，一些比较关键的指标，比如气味就没有被纳入，“生物柴油的气味是油脂香味，虽无异味，但对于习惯使用柴油的用户而言，这种气味给人一种不是柴油的感觉，在一定程度上制约了销售推广。”宁守俭表示，很多业内企业强调外因的影响，没有反思自己的不足，产品做得好了，在利润驱使下肯定会得到市场接受。

每日经济新闻 2014-08-12

限煤令助推新能源产业发展

“向雾霾宣战!”面对近年来大面积频发的雾霾天气，去年9月，我国出台了《大气污染防治行动计划》，此后，该计划逐步落地，先是环保部与全国31个省(区、市)签署《大气污染防治目标责任书》，紧接着进一步明确京津冀鲁四省市到2017年底削减煤炭消费8300万吨的目标，而山东省更是提出到2020年全省大气污染治理总投资将达到9000亿元……治霾利剑频频出鞘，一方面昭示着国家下大力气治理雾霾的决心，另一方面也表明在防治目标面前，一系列硬碰硬的防治措施将不打折扣的实施。

毫无疑问，在这场治霾大战中，替代煤炭的新能源产业将扮演着重要角色。而我市企业在国内独自拥有自主知识产权生物质能源上、中、下游专利产品的青岛世帮生物质能源有限公司、青岛世帮生物质能源与热力研究所蛰伏已久，欲借机勃发。“世帮公司其上游产业是利用农业桔杆、林、果业枝桠材回收加工制成生物质固体燃料，中游产业是生物质(固体燃料)专用锅炉以及下游产业的生物质锅炉灰渣变有机肥等产品已全部具备了规模化生产的条件，目前只待资金的撬动。而就在7月31日由青岛市人大财经委、青岛市工商联组织的企业调研会上，我们呼吁：希望政府部门能给予新能源产业有力的专项政策支持，在打赢这场治霾战役中献出一份力量。”青岛世帮生物质能源有限公司董事长龚水明表示。

治霾“达摩克利斯之剑”

近年来，雾霾天气频扰中华大地，消除PM2.5成为上至国家领导人下至普通百姓的共同愿望。

在刚刚结束的生态文明贵阳国际论坛2014年年会上，国务院总理李克强在发来的贺信中强调：“要下大力气防治空气雾霾和水、土壤污染，推进能源资源生产和消费方式变革。”而在今年的两会上，李克强总理在回应记者提问时表示：“向雾霾等污染宣战，要铁腕治污加铁规治污。”

防治大气污染已上升到国家战略的高度。从《大气污染防治行动计划》提出大气污染防治的总体要求、奋斗目标和政策举措，到环保部与全国31个省(区、市)签署《大气污染防治目标责任书》，进一步明确到2017年年底，京津冀鲁四省市削减煤炭消费8300万吨，其中仅山东省就削减2000万吨。

而任务艰巨的山东省更是行动迅速，及时出台了《山东省2013-2020年大气污染防治规划》，山东省政府还与17市签订了大气污染防治目标责任书，并将环境空气质量改善和任务措施完成情况纳入考核内容……

治霾“达摩克利斯之剑”已高高举起，在治理雾霾这场大战役面前，各省市不可谓不高度重视、严阵以待，正如北京市市长向国务院立的“生死状”——“如果空气污染(治理目标)到2017年实现不了，‘提头来见’。”

限煤硬指标重压耗能大省

根据国务院《大气污染防治行动计划》，环保部之所以将限煤省市进一步落实到京津冀鲁，其中原因不言而喻，河北是煤炭大省，而山东更是全国耗能第一大户。

有数据显示，山东省每年煤炭消费量高达3.8亿吨，约占全国的十分之一。

其结果就是，集中在能源和产业结构偏重的电力、建材、钢铁、化工、炼化五大行业消耗了80%的煤炭，却排放了80%的二氧化硫和近90%的氮氧化物。按照国家2012年空气质量标准，山东省17个市中，只有1个市达标。

面对环保部限煤的硬指标，山东省政府制定了在煤炭利用方面的硬措施——全面淘汰燃煤小锅炉、实行煤炭消费总量控制、全面推进煤炭清洁利用；所有工业园区以及化工、造纸等产业集聚的地区，逐步取消自备燃煤锅炉，改由清洁能源替代。到 2017 年底，山东省净消减原煤 2000 万吨。

关掉小煤炉、发展新能源产业，重压之下的山东省急需找到更好的解决之道。

新能源产业欲借机勃发

一直以来，燃煤发电占据着电力生产的主导地位，而生产型锅炉也以燃煤为主，这些都直接或间接影响我国新能源产业的发展速度。

“这次环保部下发的限煤令，对大力发展新能源无疑会起到助推器的作用。而推动新能源产业化必将提档加速。”龚水明表示。

搞生物质产品研发生产已有十年之久的龚水明可以说对该领域了如指掌。他告诉记者，生物质固体燃料，在国际上被称为第四大能源洁净燃料，而山东具备生产生物质固体燃料得天独厚的优势。据统计，山东省各类农作物秸秆年产量达 7700 万吨，约占全国总量的十分之一，居全国首位。而对农作物秸秆的开发利用，即可解决取代燃煤锅炉的生物质专用锅炉的原料问题，也可减少因农作物秸秆焚烧产生的大气污染问题，而锅炉的废渣还可变成有机肥还于农田，可谓一举多得。

正是看好新能源的发展前景，龚水明成为国内最早进入生物质产品研发领域的先行者。

据龚水明介绍，由他一手打造的青岛世帮生物质能源有限公司是山东省首家主营和推广生物质系列锅炉、生物质燃料、生物质有机化肥的专业研发企业，而青岛世帮生物质能源与热力研究所多年来也研发出了十余项国内独有的生物质能上、中、下游专利技术。“此次我省整治大气污染，限煤是重点，而淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉是措施之一，这就给生物质锅炉得以广泛应用以绝好契机。”

青岛财经网 2014-08-12

甘肃第一个隧道式沼气工程实现集中供气

日前，甘肃省第一个隧道式沼气集中供气工程在庄浪县通化乡野赵村顺利建成并实现集中供气。全村已有 240 户农户使用上了管道沼气，预计 8 月底可实现全村 300 户农户供气目标。

该工程是在借鉴外省隧道式沼气集中供气工程建设和运营经验的基础上，结合当地养殖业由分散养殖向规模化转变的实际，在当地政府的支持和县农村能源办的指导下，由通化乡野赵村村委会利用国家农村沼气补助投资、积极投工投劳兴建的。

建成厌氧发酵池总池容 1000 立方米，日处理粪污 10 吨，日产沼气 400 方，集中供气农户 300 户，采用地下隧道式沼气发酵工艺，地上建设日光温室保温，设有进出料、厌氧发酵、净化储存、沼气输配和沼气利用五个系统，供气计量采用 IC 卡式智能化流量计，一户一表，操作简单，管理方便。

中国甘肃网-甘肃经济日报 2014-08-12

甘肃清水推广多功能互补的农村能源建设新模式

清水县以农村沼气项目建设为支撑，积极推广多功能互补的农村能源建设新模式，探索生态农业发展新途径，实现了资源的循环利用。清水县丰望乡陈马村群众以前做饭用柴草，自从实施了农村沼气建设项目以来，家家户户建起了沼气池、卫生厕所，安装了太阳能、太阳灶，也用上了清洁优质的沼气能源。“通过沼气项目，我们建一个沼气池，厨房、厕所、卫生间都建好了，每一家农户的吃饭、洗澡都方便了。

”丰望乡陈马村党支部书记辛旭日细数着农村沼气项目建设带来的实惠。在农村沼气建设中，清水县坚持把沼液、沼渣的综合利用作为重点工程。在干鲜果基地、畜牧养殖小区建设沼气池，大力推广以沼气为纽带的“猪—沼—果”、“猪—沼—菜”的生态农业模式，形成了上连养殖业，下连种植业的循环农业新格局。

近年来，清水县不断加大农村沼气项目建设，已形成了南部山区柏树村为中心，“畜—沼—果”

的优质苹果生产科技示范点，以城郊川道地区安坪村为中心的“猪—沼—菜”无公害蔬菜生产科技示范田，以东部山区赵尧村为中心的“畜—沼—果”优质核桃生产多能互补示范点，示范带动清水县沼气建设由单一炊事能源向多能综合利用转变，由注重建设向注重后续管理、综合利用转型。

截至目前，全县建成农村沼气网点 63 处，建成农村户用沼气 21208 处，涉及 18 乡镇 243 村。

中国甘肃网 2014-08-13

高效回收利用可让秸秆变成能源

全国每年约产生 8 亿吨秸秆。秸秆随意堆放，影响村容村貌，燃烧污染空气。其实，秸秆具有饲料、燃料和肥料功能，开发利用方式多。自 2012 年起，围绕着高效回收利用秸秆的课题，我先后到黑龙江、河北等地展开调研。随着调研的深入，我逐渐意识到，小小的秸秆利用起来却是大学问。

比较而言，秸秆的饲料应用受畜禽保有量限制，难以大量消耗秸秆；秸秆制油、糖、醇等，需要专业复杂的设备，特别是糖、醇转化过程中所用的酶依赖进口，关键技术国内不掌握；秸秆发电投资是正常电厂的两到四倍，经济效益不理想，燃烧秸秆的烟气和灰尘污染环境；秸秆颗粒燃料只改变了物理形状，对环境的污染与秸秆直接燃烧相同，造粒过程耗能和燃烧产生的能量比较看也不划算。

对比的结论是秸秆制沼气应该是今后大力推广的方向。

但为什么户用沼气池发展到 4000 多万口的今天，沼气既没有在农村普及也没有走出农村，始终没有做大呢？其中最重要的原因是沼气在传统观念里是小能源，没有受到足够的重视；沼气的主要成分是甲烷，沼气提纯净化就能得到优质天然气也没有得到足够的重视。

沼气主要成分与天然气相同，8 亿吨秸秆完全转化成沼气再提纯至少可获得含甲烷 95% 以上的天然气 2000 亿立方米，超过全国一年的用气总量。如果将秸秆厌氧发酵得到沼气再提纯成天然气作为生物质资源转化利用的终极目标，就能轻松解决天然气短缺的现实问题。

因此，全社会要转变沼气是“小能源”的传统观念，将生物质资源的沼气转化纳入到国家能源战略中来，建设分布式的清洁能源基地。国家应通过财政和税收政策引导、鼓励社会资本进入，形成多元投资主体参与生物质资源转化的格局。沼渣沼液除做有机肥外，沼液还可浸种、沼渣可做食用菌棒，一些沼渣还可做鱼饲料。

将小秸秆变成“大能源”可以提高天然气自给能力，缓解能源短缺的压力，提高我国在国际能源市场的话语权和议价能力。从能源角度说，其战略意义十分重要。（全国政协常委 王天戈）

人民日报 2014-08-13

“地沟油”转换成航空生物燃料进入“中试”投产阶段

航天生物燃料技术新发展为“地沟油”谋得新出路，由波音公司及中国商飞共同合作研发的“地沟油”航油有望最早在本月底进入“中试”投产阶段。

“民以食为天”，中国人痛恨“地沟油”危害食品安全，却不得不为了吃上那些享誉了几千年的中国传统菜色每天制造出成千上万吨的餐饮废油。如今能源技术的进步，为打小就离不开食用油烹饪的中国人带来了福音——“地沟油”转换成航空生物燃料，因为每多一斤“地沟油”转化成航空油，也就意味着餐桌上少了一份用“地沟油”回收做出来的“口水菜”！

2014 年 8 月 14 日，波音中国公司再北京召开航空生物燃料油研讨会，会上中国商飞—波音航空节能减排技术中心资深研究员胡忠民博士宣布，波音与中国商飞合作的“废气油脂”（包括地沟油、食用油边角料、餐饮废油等）研究项目正式进入到了筹建“中试车间”阶段，最早于本月底开通一条日产 0.5 吨航空生物燃料的生产示范线，2012 年 8 月 16 日，波音公司正式与商飞合作成立了节能减排技术中心，中心的第一个项目就是研究如何将“地沟油”转化成航空燃油。该项目在此前的一年当中均处于试验阶段，试验目的是为了打通“地沟油”转变成航空油的技术路线。然而餐饮废油变航油波音—商飞并非首例，国外油荷兰航空的成功案例，国内也有中石油 1 号生物航煤的技术先例，波音与商飞之所以耗费一年多时间打通技术路线，是因为中国的“地沟油”与其他生物油脂不

同的特性。

荷兰航空旗下 SkyNRG 与中石油 1 号生物航煤采用的多为石油化工技术路线，比较适用于结构较稳定，成份较纯的餐饮废油，如肯德基，麦当劳炸鸡剩下的油。而波音与商飞此次针对具有“中国特色”的“地沟油”采用油脂化工技术路线，其目的是为了适应中国八大菜系，蒸煮炒爆涮等各式各样烹饪手法所遗留下来废油。如全国闻名的重庆火锅，最地道的做法就是用一锅被重复利用多回的老油涮食，试想火锅废油的成份会何其复杂！

解决这些“成份复杂”这一难题的最佳办法就是“去除杂质”。胡忠民博士表示中国商飞一波音航空节能减排技术中心对此已研发出向适应的解决技术路线：“我们将首先对其进行去杂质处理，得到成份较纯的中间产品，之后再利用优化过的催化剂工艺对其进行转换。”

目前，中国商飞一波音航空节能减排技术中心已成功利用“地沟油”转换出了一定量的航空油，转换比例在 40% 左右，即 1000 吨“地沟油”可转化成 400 吨航空油。但不得不承认，该转换技术在成本上仍需进一步优化，因为相对普通航油，“地沟油”转换航油的成本是其 2 倍左右。

在大多数人眼中，那些脏乱差的“地沟油”应该是一文不值，但事实并非如此。胡忠民博士介绍：“目前“地沟油”的收购并不容易，价格也远非我们想象的那么廉价。从食堂、餐馆回收的泔水价格很低，但现在并没有形成行业性的集中回收，而是被一些不法商贩零散回收炼制成泔水毛油获利，转手又卖回餐馆，扰乱食品安全环境。

对于民众一直期盼的“地沟油”转航油，其成熟商业化运作仍需要企业技术研发，社会自觉回收，政府政策扶植等多方面得持续努力。但好消息是通过诸如波音中国，中国商飞于中石油这类由社会责任感的企业的不懈努力，该事业离商业投产又更进了一步。

新华能源 2014-08-15

粮食乙醇补贴将在 2016 年取消 纤维乙醇产能扩大

为解决石油短缺、消化陈化粮、推进生态环保，我国从 2003 年开始，在吉林、安徽、黑龙江、河南等省陆续封闭推广使用乙醇汽油，即在普通无铅汽油中调配加入 10% 比例的燃料乙醇。2012 年车用乙醇汽油推广范围已覆盖 9 省 27 个地市，我国已成为继美国、巴西之后的世界第三大燃料乙醇生产使用国。

然而，随着粮食的短缺和价格的上涨，出现乙醇汽油“与人争粮、与粮争地”的新问题。中石油经济技术研究院发布的《2013 年国内外油气行业发展报告》称，部分企业新粮使用比例甚至高达 80%，封闭运行维持了庞大市场需求，汽车保有量、成品油消耗量的快速增长，将使这一矛盾更加加剧。

一、处于粮食安全考虑，国家限制粮食乙醇产能扩张

2006 年 12 月，《国家发展改革委关于加强玉米加工项目建设管理的紧急通知》首次提出“坚持非粮为主，积极稳妥推动生物燃料乙醇产业发展”。自 2007 年至 2010 年期间，国家发改委三次发文要求全面清理玉米深加工项目。在中央强调粮食安全的背景下，政策开始全面限制生物燃料尤其是玉米乙醇的大规模推广，补贴额度不断下调。2013-2015 年，中央财政对已核准项目以粮食为原料的生物燃料乙醇补贴标准分别为：2013 年 300 元/吨、2014 年 200 元/吨、2015 年 100 元/吨，2016 年以后不再补贴。

同时，自 2015 年 1 月 1 日起国家将取消以粮食为原料的变性燃料乙醇定点生产企业的增值税先征后退政策，同时以粮食为原料生产用于调配车用乙醇汽油的变性燃料乙醇也将恢复征收 5% 的消费税。

二、发展纤维乙醇意义重大

在全球气候变暖的背景下，发展低碳经济成为全世界共同关注的重点。为应对全球气候变化的严峻挑战，各国大力推进以高效能、低排放为核心的“低碳革命”，着力发展低碳技术，纷纷把节约能源、发展清洁能源、可再生能源和新能源作为能源领域发展的战略方向，出台了一系列政策举措。

美国、加拿大、欧盟等发达国家和地区已经在生物燃料领域制定了若干政策，鼓励本国发展纤维素乙醇的研究与生产。

国家发展改革委、国家能源局和环境保护部三部委联合发布《能源行业加强大气污染防治工作方案》(简称《能源大气方案》)，对能源领域大气污染防治工作进行全面部署，要求按照“远近结合、标本兼治、综合施策、限期完成”的原则，通过加快重点污染源治理、加强能源消费总量控制、着力保障清洁能源供应以及推动转变能源发展方式等多种措施，显著降低能源生产和使用对大气环境的负面影响，为全国空气质量改善目标的实现提供坚强保障。

生物燃料尤其是以纤维素乙醇为代表的第二代生物燃料正在成为最富活力、最具发展前景的新兴产业，发展纤维燃料乙醇对保护生态环境、促进农业发展、增加劳动力就业机会、改善人们生活水平、提供战略物资、增加国防力量具有重大意义。

三、粮食乙醇补贴 2016 年取消，纤维乙醇产能将大幅提升

因“与人争粮”矛盾突出，我国《可再生能源中长期发展规划》指出，今后将不再增加以粮食为原料的燃料乙醇生产能力，积极发展非粮生物液体燃料。政策全面限制玉米乙醇的大规模推广，补贴也被不断下调，又因玉米价格上涨，中国燃料乙醇产业的总体规模缩减，玉米乙醇的产量呈下滑态势。据调查，国内燃料乙醇 2010、2011、2012 三年总产量分别为 180 万吨、177 万吨、166 万吨，离产业规划的总体目标还有不小差距。

我国这样一个农业大国，每年有 7 亿吨左右的秸秆可以利用，生产原料易得并且成本低廉，还可以实现循环利用，以秸秆等作物的纤维素为原料生产乙醇，应该是我国乙醇产业发展的方向。据机构相关资料，“十二五”期间燃料乙醇年度使用量目标将达到 300-500 万吨左右，由于粮食乙醇的扩建受到限制，新增的 130-330 万吨将由 1.5 代非粮乙醇和 2 代纤维素乙醇填补空缺。近期，国家下发了纤维燃料乙醇的补贴标准，每吨补贴 800 元，远高于今年粮食燃料乙醇 200 元/吨的补贴标准，进一步说明国家在推动纤维燃料乙醇方面的支持力度，纤维乙醇的产能将大幅提升。

目前国内生产纤维乙醇主要以木薯、甜高粱和玉米芯废渣为主，以龙力生物为代表的秸秆生物炼制 2 代纤维乙醇项目产能将得到释放。

齐鲁网 2014-08-15

“废弃油脂”取得突破性进展 地沟油航油进入试产

饱受指责的地沟油如今正在华丽转身。记者 14 日获悉，美国波音公司与中国商飞联合研发的“废弃油脂”项目已取得突破性进展，利用国内“年产”500 万吨的地沟油等油脂类原料制成的航空生物燃料目前已进入工厂中试阶段，将于 9 月初在国内正式生产。不过，这种航油的成本约为普通石化航油的 2 至 3 倍。

与取材于肯德基、麦当劳成分较为单一的炸鸡油不同，国内餐厅的地沟油成分复杂，但取材成本低、原料来源广，适用于中国本土。商飞公司民用飞机先进材料与结构实验室副主任胡忠民告诉记者，目前“地沟油变航油”技术在全球尚属首个，实验室阶段已经实验成功，进入工厂中试阶段。“目前中试基地已经建好，现阶段地沟油航油的产量为每天 1000 斤。到 9 月初该航油将正式开始生产。”

事实上，“地沟油航油”虽取材便宜，但由于生产工艺复杂，成本比普通的石化航油高出不少。波音技术院士伍东扬表示，目前地沟油航油的成本是传统航油的 3 倍，最低也要在 2 倍左右。但是鉴于目前国际航油供应的紧张和飞机需求量的增加，生物质航油在未来 10 年将会是发展趋势。

“目前我国正在制定碳配额政策，企业有强制性使用可再生能源的指标，尽管目前成本较高，但在国内仍有很大发展前景。”胡忠民表示。

中国新闻网 2014-08-15

太阳能

美 SEIA 深入探讨德太阳能光伏重大经验教训

作为太阳能发电的早期推广国，德国一直被其它国家视为榜样。近日，美国太阳能产业协会(SEIA)委托咨询公司布雷托集团(Brattle Group)撰写一份报告，深入探讨过去十年德国太阳能光伏部门中的重大经验教训。

据报告显示，德国太阳能扶持项目有助于不断削减光伏发电的成本。自 2007 年，平均安装成本从原先的每瓦 5.00 欧元下降至每瓦 1.00~2.00 欧元。

不过，报告警告称，将德国高昂的住宅零售电力价格与光伏发电及其它可再生能源扶持项目单纯的联系在一起是一种误导。目前，德国住宅、商业及小工业用户的零售价格约为每千瓦时 0.30 欧元——属于全球最高，而可再生能源税也已超出每千瓦时 0.06 欧元——足以“媲美”其它其它税率，例如税费。

与此同时，报告还声称，过去数年，太阳能发电支付费用显著增长。2007 年前，基于 FIT 项目下的太阳能设施年支付额仍低于 20 亿欧元，而 2013 年则已接近 100 亿欧元，预计在平衡及下滑之前，年开支额可增至 110 亿欧元。FIT 开支额超出原先预期主要受到 2009-2012 年光伏部门扩张的驱动。

报告表示，无论如何，光伏发电的使用率不可完全归罪于德国近期的经济困难。重型工业部门的电力消费者已被免征绝大部分可再生能源税率，并普遍面临符合甚至低于其它欧洲竞争者的电价。基于此，没有理由认为德国太阳能扶持项目损害德国工业的竞争性地位(包含相对较少的能源密集型工业部门)。

虽然优化过的 FIT 设计有可能削减德国零售客户太阳能项目的成本影响(排除工业用户)，但依然高昂的成本不应是摒弃太阳能项目的借口。由于光伏发电成本已大幅下降(很大程度上得益于 FIT 项目)，开发余下的光伏产能(16 吉瓦)以实现 2020 年的目标(德国计划 2020 年太阳能发电装机量将达到 52 吉瓦)只会导致小额成本的增加，报告补充称。

报告声称，德国经验中最核心的部分即 FIT 政策——非常有效的推动太阳能发电的发展。由于全球多国(包含美国)实施“雄心壮志”的温室气体减排目标，报告认为，当类型各异的可再生能源逐步壮大，德国电力系统及规则的应对方案可以作为一种参考的经验。

“当审视所有的事实与现象，你可以发现德国拥有值得学习的经验。” SEIA 总裁兼首席执行官 Rhone Resch 说道，“不可否认，德国可再生能源扶持项目——包含太阳能光伏——的成本高昂，甚至高于预期，但这仅仅只是故事的一部分。正如报告所示，大量的证据证明太阳能发电及其它可再生能源不仅驱动了德国批发市场价格的下落，还有助于减少污染。美国理应学习这点，增加太阳能扶持规划，而非削减它们。这也是本次报告的重点所在。”(译者：Krystal)

新浪财经 2014-08-05

吴新雄：确保今年新增光伏发电并网 1300 万千瓦以上

8 月 4 日，国家能源局在浙江省嘉兴市组织召开分布式光伏发电现场交流会，深入贯彻落实《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》和中央领导的一系列重要指示批示精神，总结交流典型经验，努力破解发展难题，进一步促进分布式光伏发电健康发展。浙江、江苏、河北、江西省政府分管领导，以及各省(区、市)能源主管部门、能源监管机构、电网企业、主要电力投资企业、光伏制造企业和金融机构代表 150 余人参加会议。国家发展改革委副主任、国家能源局局长吴新雄到会并讲话。

吴新雄指出，大力推进分布式光伏发电发展，有利于促进战略性新兴产业持续健康发展，有利于优化能源结构、保障国家能源战略安全，有利于改善生态环境、转变城乡用能方式，有利于切实

提高太阳能发电、用电的效率和竞争力，有利于落实稳增长、调结构、促改革、惠民生政策，培育新的经济增长点。能源主管部门和各地方、各企业要进一步统一思想、提高认识，更加深刻地把握发展分布式光伏发电的本质意义，把思想和行动统一到党中央、国务院的决策部署上来，切实提高责任感、使命感和紧迫感，总结经验，主动作为、善谋实干，努力推动分布式光伏发电持续健康发展。

吴新雄指出，去年以来，各地认真贯彻落实《国务院关于促进光伏产业发展的若干意见》，迎难而上，开拓创新，涌现出许多好经验、好做法，值得学习借鉴，总结推广。一是地方政府主动加强组织协调，统筹规划屋顶资源，平衡各方利益矛盾，有效解决屋顶难题；二是地方政府加强规划指导、标准引导和产业监测，形成政府主导发展模式；三是光伏制造龙头企业向下游延伸产业链，参与光伏发电建设和运营，完善龙头企业引领发展模式；四是电网企业健全完善分布式光伏发电并网技术规范和网规，有效提高并网服务质量和计量结算效率；五是地方政府健全完善项目建设、施工安装、安全管理等规范性文件，有力保障项目质量；六是政府搭建平台、企业优化融资条件、金融机构创新服务模式，多方协作解决“融资难”；七是能源监管机构加强项目设计、安装施工、电网接入、并网运行、电费结算和补贴发放等全过程监管，以监管促发展。

吴新雄强调，在肯定成绩的同时，还要清醒地看到，分布式光伏发电还面临亟待解决的现实问题，主要是：屋顶落实难、贷款融资难、并网接入难、电费回收难等。下一阶段，能源主管部门、地方政府和企业三方要明确责任，各司其职。国家能源局将重点研究和落实可再生能源配额制、“新城镇、新能源、新生活”行动计划，以及绿色能源县的非化石能源使用比重等相关政策措施，加强对重要环节的监管，为分布式光伏发电做好服务；各地方政府要切实发挥主导作用，重点抓好规划与协调、政策配套与落地、试点示范与推广，为分布式光伏发电提供全方位保障；广大光伏企业要强化机遇意识，多措并举，依靠科技，降本增效，努力提高企业和产品的竞争力。各方要齐心协力，密切配合，扎扎实实做好各项工作，共同推动分布式光伏发电取得更大发展，确保全年新增光伏发电并网容量 1300 万千瓦以上。

中国能源报 2014-08-05

日本 XSOL 公司在屋顶上安装 CdTe 型太阳能电池

从事光伏发电系统销售的日本 XSOL 公司在日本太阳能电池展会“PVJapan2014”上展示了在住宅屋顶安装 CdTe 型太阳能电池的概念。

XSOL 公司于展会开幕前的 2014 年 7 月 28 日，与 CdTe 型太阳能电池制造商——第一太阳能公司签订了模块供应协议。以前，CdTe 型太阳能电池主要被用于欧美的百万瓦级光伏电站等，现在日本的百万瓦级光伏电站也逐渐开始采用。XSOL 公司希望利用 CdTe 型太阳能电池外形美观、质量轻、高温时发电量下降幅度小等特点，推进其在住宅屋顶上的应用。

这次展出的 CdTe 型太阳能电池模块的转换效率为 13.9%，最大输出功率为 100W。

日经电子 2014-08-06

2014 年上半年光伏发电简况

2014 年上半年，全国新增光伏发电并网容量 330 万千瓦，比去年同期增长约 100%，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。

光伏发电累计上网电量约 110 亿千瓦时，同比增长超过 200%。甘肃、新疆和青海累计光伏电站并网容量最多，分别达到 445 万千瓦、367 万千瓦和 365 万千瓦。

新疆新增并网光伏电站容量最大，达到 90 万千瓦。浙江、江苏和广东累计分布式并网容量最多，分别达到 70 万千瓦、53 万千瓦和 42 万千瓦，其中，江苏新增分布式光伏并网容量最大，为 27 万千瓦。全国各省（区、市）2014 年上半年新增光伏发电并网容量详见附表。

附表：

2014年上半年新增光伏发电并网容量

单位：万千瓦

	新增光伏电站	新增分布式	新增合计
全国	233	99	332
天津	1		1
河北	14	5	19
山西	17	1	18
内蒙古	22		22
辽宁	2	3	5
上海	5	2	7
江苏	12	27	39
浙江	10	17	27
安徽	2	5	7
福建	1		1
江西		7	7
山东	3	6	9
河南		10	10
湖北	1	1	2
湖南	1		1
陕西		1	1
甘肃	15		15
青海	17		17
宁夏	8		8
新疆	90		90
广东		14	14
海南	5		5
云南	7		7

国家能源局 2014-08-07

青海多能互补耀光伏 生态修复绿荒漠

在共和塔拉滩的 320 兆瓦太阳能光伏电站，人工种植的牧草发芽生根，使得电站充满了绿色和希望。

在青海共和塔拉滩，大型太阳能光伏电站“变身”成为水电站的“编外机组”；而在大片的电池板下面，昔日的茫茫戈壁又“变身”为草原牧场。7 月 15 日，当记者来到全球最大的水光互补项目实施地时，一片绿意盎然的景色令人欣喜。

在“黄河第一坝”——龙羊峡水电站的不远处，320 兆瓦的太阳能电池板铺展在方圆 9.6 平方公里的塔拉滩上。这是青海第一个水光互补光伏电站，也是目前全球最大的水光互补光伏电站。

据介绍，装机 320 兆瓦的光伏电站可视为龙羊峡水电站扩建的第 5 台机组，通过水轮机组的快速调节，将原本不稳定的锯齿型光伏电源，调整为均衡、优质、安全，更加友好的平滑稳定电源。随后，电站以 330 千伏电压等级输电线路送至龙羊峡水电站，通过水电调节后送入电网。自去年 12 月 6 日光伏电站并网发电以来，这一水光互补的能源组合开发模式发挥了良好的示范效应，进一步促使青海光伏发电产业走在世界前列。此外，黄河水电公司还创造性地引入“牧光互补”模式，即在光伏电站种植牧草，实现“一草两用”。

在建成水光互补光伏电站之后，黄河上游水电开发有限责任公司委托中国科学院寒区旱区环境与工程研究所开展“光伏产业带动生态建设项目”，在 320 兆瓦水光互补光伏电站中种植牧草，将生态修复与特色产业开发相结合。

由于光伏电站多建在戈壁、沙漠等闲置土地，在光伏电站种植牧草不仅能够修护生态，还能起到防风固沙的作用，有利于环境和气候的改善。

共和塔拉滩的 320 兆瓦太阳能光伏电站地处我省的高寒干旱沙质草原地区，这里正在种植适合当地生长的披碱草、固沙草、针茅等荒漠化草原植被。这一举措不仅推动了土地资源高效利用，而且能在一定程度上改善水土流失和涵养水源。植被形成的绿色屏障还能改善光伏电站周边环境，降低风沙对光伏电站造成的损失，最终建成一个具有特色的光伏产业带动生态建设基地。目前，最早出苗的披碱草已经有 5 厘米高了，一片片绿色的植被使得光伏电站看起来充满了生机和希望。

除此之外，黄河上游水电公司还在格尔木选取光伏电站试点开展光伏产业带动生态建设项目。在高原砾石戈壁地带的光伏电站种下的是经济灌木黑果枸杞。目前，试点种植的 60 亩黑果枸杞中，发芽率为 35%，预计成活率可达到 65%。

青海日报 2014-08-07

北京：推广光伏应用 缓慢无力缺乏诚意

北京市发改委位于西城区月坛南街，其业务主管部门-国家发改委位于西城区复兴门南大街，百度地图显示两者相距仅 3.8 公里，开车约 11 分钟路程。可是，市发改委贯彻国家发改委政策的速度却是整 8 个月。如此近，又如此漫长。

国家能源局 2013 年 11 月 18 号就发布了《分布式光伏发电项目管理暂行办法》（国能新能[2013]433 号）。这是国家层面关于分布式光伏项目管理办法的指导文件，文件要求各地方能源局“请遵造执行”。

文件中规定：

10、省级及以下能源主管部门依据国务院投资项目管理规定和国务院能源主管部门下达的本地区分布式光伏发电的年度指导规模指标，对分布式光伏发电项目实行备案管理，具体备案办法由省级人民政府制定。

在业界苦苦期待中，直到 2014 年 7 月 29 日，北京市发改委才发布了《北京市分布式光伏发电项目管理暂行办法》（京发改规[2014]4 号），国家的政策才算落地北京。而在此之前，已经有近 10 个省（直辖市）发布了地方管理办法。北京离中央这么近，却不是近水楼台先得月？

通读一遍文件，办法基本贯彻了国家要求简化分布式光伏项目备案手续的精神，达到了简少光

伏项目的审批环节，减轻业主审批成本的目的。不左不右。文件中三处提到“鼓励”，三处提到“补贴”，口号响亮，雄心勃勃。遗憾的是，北京市并没有出台省级光伏补贴政策，而只是说“鼓励区（县）政府在国家电量补贴政策的基础上制定本地区的分布式光伏补贴政策”。鼓励停留在口头上，真心令人失望和不解。

2013年7月国务院发布《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号），文件提出：大力开拓分布式光伏发电市场。优先支持在用电价格较高的工商业企业、工业园区建设规模化的分布式光伏发电系统。支持在学校、医院、党政机关、事业单位、居民社区建筑和构筑物等推广小型分布式光伏发电系统。开放用户侧分布式电源建设，支持和鼓励企业、机构、社区和家庭安装、使用光伏发电系统。

对分布式光伏发电实行按照电量补贴的政策。此后在国务院常务会议上，多次提到要着力推进分布式光伏发电，鼓励单位、社区和家庭安装、使用光伏发电系统，有序推进光伏电站建设。习近平总书记于6月13日在中央财经领导小组会议上指出，“面对能源供需格局新变化、国际能源发展新趋势，保障国家能源安全，必须推动能源生产和消费革命。推动能源生产和消费革命是长期战略，必须从当前做起，加快实施重点任务和重大举措。”

在国家战略方针的指引下，上海、安徽、江苏等多个省市积极部署，在国家光伏补贴政策（每度电0.42元）的基础上，纷纷推出省市级地方补贴政策。这些地方分布式光伏市场明显呈上升态势，居民安装光伏的积极性大幅提高。可是，北京市对于推广光伏市场，除了发文件喊口号，并没拿出一点真金白银，缺乏诚意。

北京差钱吗？众所周知，自2013年以来，中国中东部大部分城市，发生了有历史气象记录以来程度最严重、覆盖范围最广、持续时间最长的雾霾天气。其中，北京雾霾尤为严重。作为应对，市政府发布了《北京市大气污染防治条例》，宣布将投7600亿治理雾霾，市长立下“生死状”。这说明北京不差钱。

问题出在那？根本原因是因为北京市没有大型光伏制造企业，不愿意让其他光伏制造大省揩北京补贴的油。眼光何其短浅，气度何其狭隘。这和北京作为首都的地位极不相称。要知道，没有兄弟省市的大力支持，没有全国人民的齐心协力，当年北京奥运会能够如此成功吗？北京想传达怎样的响应中央号召的示范作用？

治霾的7600亿元，哪怕只要拿出1%作为市可再生能源基金，就足够支持13GW分布式光伏的度电补贴发放。这将极大地增加可再生能源在市消纳能源总量中所占比例，改善首都空气质量。北京市不缺钱，不缺建设分布式光伏的工商业企业/园区/公共建筑的屋顶，不缺阳光辐照度，更不缺技术和人才，就缺少诚意，缺少开拓的眼界，缺乏长远的能源安全战略眼光。同样是国家特大型城市，上海雾霾程度远小于北京，上海的阳光光照资源远小于北京，上海也没有大型光伏制造企业，可是上海市政府在上月就已经发布了省级光伏补贴政策。这就是北京和上海的差距。

北京市，推动光伏应用，请不要只停留在发文件和喊口号的阶段了，请拿出你的诚意。（作者 和海一样的新能源微博）

中国新能源网 2014-08-07

遏制中国分布式光伏市场发展的三大障碍

面对欧美的双反制裁，无论是政府官员还是光伏业内企业领袖，以及经济界的专家学者，大家不谋而合地在一个问题上达成共识：立即启动国内分布式光伏市场。

打开国内市场的重要性

近几年，中国光伏产业快速崛起，通过规模、技术和产业链发展，极大地促进了光伏能源成本下降。悲哀的是，国内用户并没有享受到光伏产业增长的益处，光伏产品的80%都出口到海外。

欧洲光伏行业协会(EPIA)的数据显示，2013年全球光伏发电系统新增装机容量超过37GW，截至2013年底累计装机容量为136.7GW。2013年中国光伏新增装机容量10GW，截至2013年底中国

累计装机容量为 17GW。我们看到，在政府出台的一系列鼓励政策下，2013 年中国光伏新增装机量跃居世界首位，成绩突出。但是客观的说，这个装机量相对于中国巨大的组件产能，海量的可装机屋顶/荒地资源，仍然十分不足。中国的组件产能约为 40GW，产量为 20GW。中国控制了世界光伏 65%的产能，占据约 80%的市场份额，中国的总装机量不到世界总装机的 12%。中国光伏国内市场远远落后于行业发展，和我们在世界光伏制造业所处的领导地位完全不匹配。

中国光伏市场潜力巨大

难道中国没有市场需求吗？错，中国光伏市场潜力巨大。我给大家提供一组数据：

1.1GW 光伏电站约 20 平方公里，1000GW 约需 2 万平方公里，刚柴达木盆地的 1/10 面积。以中国目前组件产能 40GW，这就需要生产 25 年。

2.目前中国有 480 亿平方米建筑屋顶面积，如果在其中的 10%屋顶建光伏系统，就将形成 500GW 太阳能电池市场。

面对如此大的市场潜力，为何中国国内市场迟迟无法释放，生产厂家非要舍近求远？2010 年以来，光伏电池组件价格下跌了约 50%，光伏产品成本快速下降。以目前光伏电池效率和价格来看，国内分布式屋顶光伏系统，在能够并网且满足年发电 1200 小时的前提下，投资回报率 IRR 为 9.3%，大约 8 年可回收成本。开启国内光伏市场的时机已经成熟。

目前制约国内光伏市场的瓶颈不是成本和技术，而是政策滞后。政策滞后体现在：并网难、审批难、结算难。2013 年以来，虽然国家层面陆续出台针对以上问题的一系列政策，但在地方实际执行层面，进展较缓慢，政策完全落地不容乐观。

一、并网难

无论是光伏，还是风电，任何新能源项目最终的投资收益途径是依靠发电。发电使用有两种途径：1.自发自用 2.出售给电网，就是并网上网。并网的受限极大地限制了光伏市场的发展：

1.对于分布式屋顶光伏电站，如果只能自发自用，电站的建设容量必须受业主本身最大耗电量的限制，否则过多的发电只能浪费。这会造成业主的屋顶资源无法充分利用。

2.如果想存储过多的光伏发电，一种方案是增加储能单元。可是目前蓄电池成本昂贵，维护成本高，一般的业主是承担不起的。多余的电上传电网是最经济的消纳渠道。

并网的难度遏制了民间资本对光伏电站投资的积极性。屋顶光伏电站实际上一个稳定的投资回报产品。它会给业主源源不断地发电创造价值，风险比证券产品低，维护起来很简单，比经营一家餐馆、公司等实业容易得多。本来应该有很大的市场潜力。

不能确保光伏电的并网，就无法保证光伏系统投资者的利益，必然限制市场发展，最终导致中国国内市场大大落后于制造产能。

这个问题在欧美双反的倒逼下，我们终于看到了曙光。国家电网于 2012 年 10 月 26 日公布了《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见》（简称《意见》）的新政，对分布式并网的态度 180 度大转身，从完全排斥改为“支持、欢迎、服务”。支持分布式并网，承诺全额收购富余电力。6MW 以下免收接入费用。并网权限明确下放到地市公司。

《意见》新政执行两年来，全国各大城市涌现了一批居民私人光伏系统成功并网的吃螃蟹者，起到一定积极示范作用。但是，总体来说，政策落实并不乐观。主要问题体现在：

1、各地执行不统一。由于国网《意见》是比较笼统的政策大纲，缺乏操作细则，各地电网在执行中对并网尺度掌握有偏差。希望国网尽快出台细则，统一解读，规范操作。有漏洞就会有人转空子，暗箱操作。

2、整个并网申请流程时间过长，手续复杂。《意见》里制定的是 45 个工作日并网，可是实际流程一般会超过 60 天。希望国网能够进一步简化并网流程，提高并网效率。

3、门槛设置过高。电网要求光伏系统施工单位需要承装（修、试）电力设施许可证、建筑施工许可证、安全生产许可证，这些门槛大大提高光伏的推广应用的资质要求和难度。比如：承装（修、试）电力设施许可证至少要求 1000 万注册资金，可是一个普通居民光伏项目工程也就 3-5 万元左右，

这么高的门槛是没有必要性的。

4、特殊物业项目的并网问题仍未得到解决。比如，小产权房屋为何不能并网？原则上说，电网只要给小产权房通了电，安装了售电表，就表示电网认可了该业主为合法购电业主，那这个业主就应该有并网卖电的权利。还有，高压直管小区（由物业代收电费的）业主，由于上传电量会涉及到电网、物业、业主的三方结算，比较麻烦。目前北京市电网要求，高压直管小区业主只能选择“全部自用”的并网方式，剥夺业主并网卖电的权利。

并网的执行问题还很多，让我们一起继续关注国网新政的执行力度和落实情况。

二、审批难

这个问题关键不在电网，而是发改委。2014年以前，光伏电站的项目审批执行的是核准制。按照国务院2004年发布《政府核准的投资项目目录》，能源类电站项目的投资建设项目需要取得政府相关部门的核准。核准的文件要求，“由具备甲级资质的工程咨询机构编制的项目申请报告一式5份”。据了解甲级资质的项目申请报告大约20万一套，还要城市规划、环境评价、土地等审批报告。这些报告全下来，估计需要50万。通常一个50KW分布式光伏电站的全部投资才50万，而一个3KW的分布式光伏电站就基本能满足一户普通居民家庭的日常用电需求。如此高的审批费用和繁琐的审批程序，这不是一个笑话吗？

显然，这个核准制度已经无法适应分布式新能源的发展要求。原来的项目核准程序是针对法人投资的大型能源类投资项目。作为普通居民在自己屋顶建立分布式光伏电站，1.不是法人 2.不影响城市规划 3.不影响土地使用，房屋是自己的私人产权 4.不影响环境。所以，发改委的项目核准政策也必须与时俱进，和电网的并网新政相配套。

直到2013年12月，国家能源局发布了《关于分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》，明确分布式光伏发电项目审批改为备案制，并明确项目备案权力从国家下放到地方。文件提到，“省级以下能源主管部门依据国务院投资项目管理规定和国务院能源主管部门下达的本地区分布式光伏发电的年度指导规模指标，对分布式光伏发电项目实行备案管理，具体备案办法由省级人民政府制定。”此政策出台，原则上解决了分布式光伏电站审批的问题。但是由于政策刚刚出台，各地能源主管部门传达和消化政策尚需一定时间。据了解截止目前，只有山东、河北、河南少数几省发布了备案办法，多数省仍未发布。对于自然人项目，由电网并网完成后统一登记备案，但是对于法人项目（工厂企业项目），必须完成当地发改委备案才能领取度电补贴（0.42元）。由于各地备案办法迟迟未能出台，导致很多法人光伏项目无法领取补贴。

分布式光伏项目由核准改为备案，是国家为了简化光伏项目的审批环节，减少业主审批成本的重要措施。文件特别要求，备案工作应尽可能简化程序，免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。反观已出台项目备案办法的省区，对项目备案所需文件要求繁简不一。有的省仍然要求设计院出具的可研报告，报告费用昂贵，实际是换汤不换药，打备案之名，走核准之时。有的省完全简化备案程序，参照自然人项目，统一由电网并网后登记备案，比如河北省。为促进光伏终端市场的发展，必须简化行政审批手续，清除项目审批上的障碍，彻底解除电站投资者的疑虑。

三、结算难

分布式电站不是为了并网而并网，而是要把多余发电量卖给电网。所以后续财政部的分布式光伏发电的电价补贴政策就将是国内光伏市场是否能够真正打开的一个关键。

2013年以前，国家对于分布式光伏系统的补贴主要是“金太阳”政策。由于是事前补贴，执行几年中，陆续发现骗补、项目检查和审核管理等问题。为提高国家投入的经济性，2013年后，国家停止金太阳政策，改为以实际所发电量作为激励政策的计量标准，实行度电补贴政策。将事前装机补贴变为事后度电补贴，以核定电量为依据发放补贴资金。这也是与国际接轨的讲求发电实际效果的事后补贴方式。补贴更为透明、客观。

但是在实际操作中，光伏发电业主碰到主要问题是如何取得售电和补贴增值税发票。没有发票，

电网无法支付上网电费和发电补贴。国税局 2014 年 6 月针对性地出台了并网卖电发票由电网代开的政策，给居民业主简化了结算环节，算是及时雨。但是，光伏补贴和上网电费被扣税问题仍然没有得到解决。

1、国网代开光伏卖电发票，直接扣除 17% 增值税。可是依据财政部 13 年发布财税[2013]66 号文件，2013 年 10 月 1 日起实施光伏发电增值税即征即退 50% 政策，所以光伏上传电费不应该按 17% 扣税，而是只能扣 8.5%（一半）

2、国网在转付分布式光伏的补贴时，也扣除了 17% 的增值税。原每度电补贴 0.42 元，扣 17% 增值税后，每度电补贴 0.359 元。可是按照国税总局去年 2 月发布的《关于中央财政补贴有关问题的公告》（国税[2013]3 号）文件，“纳税人取得中央财政补贴不属于增值税应税收入，不征收增值税”。但是国网解释，由于补贴属于国网转付给光伏业主，财政部在划拨补贴时，就已经扣税了。所以问题不是出在国网，而是财政部。

光伏上网电费和度电补贴扣除 17% 的增值税率将极大地削弱项目的投资回报率，减少项目投资吸引力。显然，这和国家主张大力推动分布式光伏国内市场发展的大方向是背道而驰的。这个问题需要电网、国税、财政等部门共同洽谈协商解决，贯彻落实国家对于新能源的支持政策。否则必然会打击投资人的积极性，对推动光伏市场发展非常不利。

结语

只要以上三大障碍完全解除，国内光伏市场将立即打开，过剩产能至少吸纳一半。何须看欧美脸色？！面对光伏危机，政府应该救光伏，但是要救光伏行业，不是去救某个光伏企业。光伏目前最需要的不是钱，不是地，而是政策和市场环境。政府通过规制引导，宏观协调，给新能源创造一个畅通、公平、开放、透明的市场竞争环境和电网平台就是救光伏。企业可以让市场去选择。（作者和海一样的新能源微博）

中国新能源网 2014-08-07

2014 上半年光伏并网容量大增 能源局力促分布式

国家能源局 7 日公布，2014 年上半年，全国新增光伏发电并网容量 330 万千瓦，比去年同期增长约 100%，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。光伏发电累计上网电量约 110 亿千瓦时，同比也增长超过 200%。

此外，8 月 4 日的嘉兴光伏闭门会议上，国家能源局局长吴新雄对分布式光伏发电的一席讲话，也使近期光伏股价大幅拉升。在新增并网量和有关部门的力挺下，预计第三季度起，国内光伏市场尤其是分布式业务将变得更加活跃。

并网量大增

国家能源局的数据显示，排名前三的累计光伏电站并网区域分别为甘肃、新疆和青海，达 445 万千瓦、367 万千瓦和 365 万千瓦。而新疆新增的地面电站并网光伏电站容量也高达 90 万千瓦，高居榜首。

2014 年 1 月 14 日，国家能源局已敲定了今年的国内光伏新增装机 14GW。14GW 的分配比例是：分布式占比 60% 基本不变（为 8GW 左右），地面电站 6GW 左右。

那么，为何今年上半年的光伏并网容量，与国家能源局今年年初敲定的 14G 瓦装机量有差别呢？原因在于：并网和装机容量是两个概念。有一些并网的光伏项目，是在去年已装机的基础上、各类配套措施落定后实现的。

就分布式并网情况看，沿海地区——浙江、江苏和广东的累计分布式并网容量，分别为 70 万千瓦、53 万千瓦和 42 万千瓦，名列前三。其中，江苏新增的分布式光伏并网量最大，为 27 万千瓦。

8 月 4 日，吴新雄在出席嘉兴分布式光伏现场会时谈到，力争全年光伏发电并网容量达到 13 GW，并将配套分布式新政。

分布式业务受追捧

“下半年，估计分布式业务会有更多的看点，”一位新能源行业分析师告诉《第一财经日报》记者，吴新雄在4日的讲话中也谈到了不少对于分布式项目的支持政策。如光伏备案可以多选（余额上网或者自发自用）、增加分布式应用（鱼塘及农业大棚），鼓励在火车站含高铁站、高速公路服务区、候机楼等做分布式项目的推广；期望电网公司配合光伏业务，简化审核。而融资难问题，吴新雄也提到，期待各地政府会同人民银行，银监会指导银行等金融机构合作，建立光伏应用融资机制，开展金融服务创新。

申银万国分析师韩启明表示：“目前分布式项目的实际装机规模，可能已超市场预期，全年有望达3GW规模。而紧接着的第三季度，分布式电站项目可能会有较好的表现。”

但航禹太阳能执行董事丁文磊也告诉本报，分布式业务还需要解决一些问题。“现在，这类项目没有固定的商业模式，都是各自公司开工建设，投资方与业主也对于分布式没有统一的认识，这会让银行一头雾水，无法提供贷款。”

而且，虽然政府鼓励人民银行和地方政府合作，建立融资机制，但渠道该怎么建，有什么好的范本，是否可能实现政府管制下企业的直接担保？这些也值得考虑。

“再如，并网备案的审批流程都是各自为政，是否可以做一个全国性的统一规定。如果大家都有自己的一套流程要走，对于在各地开展分布式业务的投资方和建设方来说，有点浪费时间。”他也表示，目前部分的分布式项目无法及时拿到补贴，也会阻碍分布式项目的进程，“毕竟该类项目的回收期较长，而且投资方也都是通过每隔一段时间的电费收入，来逐步回本的。钱若早一点到位，当然是好事。”

第一财经日报 2014-08-08

2020年全球光伏发电相关市场将达到1370.2亿美元

新报告预计，2020年，太阳能产业总营收有望达到1370.2亿美元，较2013年的598.4亿美元高出近一倍。报告指出，光伏产业的蓬勃发展受到温室气体减排、能源自给及能源安全的驱动。

据咨询机构Frost & Sullivan最新报告指出，虽然光伏发电成本已有所下滑，太阳能产业持续发展，但该产业依然需要政府补贴。

Frost & Sullivan预计，2020年，太阳能产业总营收有望翻番。相比于光伏产业过去十年的突飞猛进，部分分析师认为这一预测偏于保守。

这份名为《全球太阳能市场报告》指出，2020年内，政府政策依然会对光伏市场产生深远影响。对于可再生能源部门而言，推出清洁能源法案及提供足够的补贴依然至关重要。

据Frost & Sullivan透露，太阳能发电的潜力一直受制于光伏系统高昂的安装维护成本。此外，光伏电力的间歇供应与光伏系统的低投资回报率也令太阳能在与风电、生物能源的竞争中处境尴尬。

“一直以来，全球太阳能发电市场受惠于类型各异的激励政策，例如可交易绿色能源证书、FIT政策、补贴政策及退税政策。”Frost & Sullivan能源与环境产业部门分析师Pritil Gunjan在声明中指出，“然而，各地激励政策并不相同，类型繁杂，直接导致各地区的光伏发电普及率并不相同。”

报告预计，中国、日本、印度及澳大利亚是亚太地区光伏市场的主要驱动力。2014年，上述国家的市场份额将占年需求的46%。2020年，德国、法国、西班牙、意大利及英国新增光伏装机量有望达到75吉瓦。

报告声称，由于美国对华征收反倾销与非法补贴关税，中国输美光伏产品出货量开始下滑，直接导致光伏系统价格下跌。基于此，美国已经成为一个利润丰厚的市场”。

最后，Frost & Sullivan总结道，业内诸多人士一致认为政府激励政策应该明确化且保持稳定，如此这般，开发商、投资者及客户才不会被误导，做出正确的投资决定。

日经BP社 2014-08-08

嘉兴向全国传递分布式光伏发电经验

8月4日上午，国家能源局在浙江省嘉兴市召开全国分布式光伏发电现场交流会，推广分布式光伏发电嘉兴经验。来自国家能源局、全国30个省市的相关领导、全国28家能源企业以及金融和媒体界共500多人参加了此次会议。这意味着，嘉兴自2012年底开展光伏产业“五位一体”创新综合试点工作以来（“五位一体”是指光伏产业基地建设、技术创新、商业模式创新、智能电网局域网建设和政策集成创新），一年多的创新实践获国家层面认可。

有专家指出，嘉兴“政府引导、市场运作、统一管理”的创新模式有效解决了分布式光伏发电发展中的一系列共性难题，经验可复制可推广，对加速启动国内光伏市场、优化能源生产消费结构具有重大意义。

2012年12月，浙江省政府决定在嘉兴市开展光伏产业创新综合试点，嘉兴市便开始了分布式光伏发电的探索。并逐步走出一条以应用带动产业、以产业促进创新、以创新推动发展的新路子。

据了解，分布式光伏发电是指利用零碎的屋顶资源进行光伏发电，用户以自发自用为主，多余电量并入电网。到目前，嘉兴全市光伏发电累计装机容量达到260兆瓦，相当于秦山核电一期的装机容量，居全省首位，处全国前列，累计发电量达6573万千瓦时。据科学测算，可节约发电燃煤2.62万吨，减少SO₂排放1962.9吨，减少温室气体CO₂排放6.55万吨。

当天上午，现场交流会的与会人员首先来到福莱特光伏玻璃集团有限公司，参观了该公司12.3万平方米屋顶上一排排多晶硅分布式光伏发电装置。据悉，福莱特光伏玻璃集团有限公司总投资6000万元的8.364兆瓦分布式光伏发电项目于今年6月30日并网发电。据福莱特集团总裁办公室常务副主任苑飞介绍，他们自投自建的光伏分布式发电项目，不仅有效缓解了企业生产的用电需求，其节能降耗效益也十分显著。

去年11月，浙江省首个光伏发电村——沙家浜村并网发电成功，沙家浜村位于秀洲区新塍镇，首期为100户农家屋顶安装光伏发电设备，每户装机容量为2000瓦，年发电量为2000千瓦时。

今年2月和5月，秀洲区行政中心和嘉兴市行政中心的屋顶光伏发电项目并网成功，电量主要用于办公照明。

今年6月，海宁皮革城屋顶开发了约7万平方米用于光伏发电，年均发电量为350万千瓦时。

如今，嘉兴市的屋顶成了稀缺资源，企业、医院、学校、大型市场，直至农民家的屋顶，都被有效地征集起来，统一配置。据统计，嘉兴全市已有350万平方米的有效屋顶在用于光伏发电。从减少碳排放的角度来看，安装1平方米光伏发电系统相当于植树造林100平方米。到目前，嘉兴市累计光伏发电6573万千瓦时，从减少碳排放的角度来说，相当于造就了52.5万亩森林。

投资商积极性如何调动？在国家对分布式光伏发电每千瓦时补贴0.42元的政策基础上，浙江省、嘉兴市分别再给予每千瓦时0.1元的补贴，秀洲区对光伏高新区内项目还给予1元/瓦的建设补贴。

如此政策集成吸引了一批投资企业纷纷入驻，争相做项目。“补贴力度大、投资回报快，我们考察后很快就决定入驻。”中广核嘉兴公司总经理杜文源说，他们投资6800万元建设的龙腾科技8.93兆瓦分布式光伏发电项目，年均电价收入674万元，预计投资回收期为6年，而一般分布式光伏电站至少要8年。按照合同能源管理模式，屋顶业主可享受9折电价及“绿色企业”评定加分等政策，他们的积极性也被调动起来。“有了屋顶电站，我们一年可节约电费近百万元。”龙腾科技常务副总经理高广亮告诉记者。

屋顶资源如何分配？“哪些屋顶适合建站，怎么跟屋顶业主沟通合作，我们初到嘉兴时‘两眼一抹黑’。”杜文源说，屋顶难找是重要制约因素之一，如果投资商一家一家跑，实在费时费力。而嘉兴光伏高新区统一规划、统一收储、统一标准、统一管理的“四统一”模式，使这个难题迎刃而解。光伏高新区集中排摸、全面掌握园区内屋顶资源，提前与屋顶业主签订安装协议，并编制规划，为分布式光伏发电项目迅速铺开绘制出详细“作战图”。“园区管委会以市场化为主，兼顾公平，作为见证方与屋顶方、投资方签订三方协议，协调集中连片‘大’屋顶与零落分散‘小’屋顶分配，统一屋顶租赁、合同能源管理政策标准，有效避免了屋顶资源无序竞争。”园区光伏应用办徐凯平说。

光伏电站建成后，运维难题如何破解？7月1日，在位于嘉兴光伏高新区的浙江电腾云光伏科技有限公司内，一个基于云计算、物联网等技术的分布式电源智能管控系统正式上线试运行。通过该系统，嘉兴各县(市、区)106个并网电站的整体情况、实时发电量等信息一目了然。“通过实时监测各电站运行情况，我们可以对各电站进行及时运行维护。”该公司总经理齐世强介绍说，作为光伏高新区专门引进的第三方专业运维公司，他们负责分布式光伏电站的融资、营运、安全、计量、信息等系列服务，有效解除投资方、屋顶业主的后顾之忧。

金融支持上，探索融资新模式；人才支撑上，大力建设研发平台；技术突破上，近两年新申请专利200多项，制定系列技术标准；管理制度上，建立“1+5”屋顶光伏发电项目管理体系；风险控制上，积极引入知名保险机构提供保险方案……以问题为导向突破重重障碍，形成分布式光伏发电市场链条，嘉兴分布式光伏发电应用去年以来得以快速推进。截至今年7月底，全市光伏发电装机260兆瓦，并网158兆瓦，成功摘得全省“双冠王”。全市光伏发电量已累计6572万千瓦时。

“分布式光伏发电的系列共性难题，很多在嘉兴得到突破，并已经看到实际效果。”7月12日，国家发改委副主任、国家能源局局长吴新雄在嘉兴专题调研时，充分肯定嘉兴试点工作，并表示“嘉兴经验可复制可推广”。

去年开始，嘉兴光伏产业扭亏为盈。今年上半年，嘉兴全市规模以上光伏企业实现主营业务收入94.59亿元、同比增长31.1%，利润3.2亿元、同比增长9.3倍。与此同时，全市光伏产业集群化趋势明显，产业链日趋完整，还涌现出昱辉阳光、晶科能源、福莱特等一批龙头企业。

“新城镇、新能源、新生活”——作为重要清洁能源，光伏发电潜力无限。据嘉兴市委副书记、市长肖培生介绍，嘉兴将继续加快试点创新，优化应用环境，打造产业高地，力争到2015年全市分布式光伏发电总装机容量达到500兆瓦，全市光伏全产业链总产值突破600亿元，到2020年突破1000亿元。

中国经济新闻网 2014-08-08

2014年全球前五大光伏电站 EPC 企业排名出炉

根据 IHS 的新分析，预计世界十大太阳能设计、采购和施工(EPC)公司今年总光伏安装量达8GW。

IHS 预计的2014年顶尖EPC公司排名显示中美公司之间在排名顶端正在进行的竞争，最终达到势均力敌。

IHS 预计，今年五大公司中三家来自美国，逆转了2013年的情况。然而，2014年十大公司，六家来自中国。

2014年 IHS 五大 EPC 公司

较五月 IHS 此前预测发生变化，First Solar 似乎将在2014年再一次保留其作为世界顶级EPC公司的位置。IHS 最初预计，其将把这一位置拱手让给呈上升之势的中国主导 EPC 参与者特变电工(TBEASolar)。

前五名中其他公司，SunEdison 预计将上升两位成为第三，而 SunPower 将挤进前五挤掉上海太阳能(ShanghaiSolarEnergy)。

鉴于预计在2014年他们将完成8GW的项目，十大公司将占今年新非住宅光伏安装量的20%。

IHS 高级分析师约瑟芬-伯格(Josefin Berg)表示，顶级EPC公司以扩大国内需求建立起自己的成功，除了 SunEdison，其今年约950MW光伏一半的安装在美国之外。

欧洲EPC公司由于其国内市场萎缩而正在面临的相对困难时期印证了这一趋势。预计领先的欧洲EPC公司 Abengoa 和 Belectric 在2014年都跌出前十。

南非避风港

IHS 表示，南非正在证明成为欧洲公司的一个避难所。

南非蓬勃发展的光伏市场有望在今年新增600MW的装机容量。IHS 预计，该装机容量的70%将由欧洲公司完成——西班牙的 ACS Cobra、正在与意大利 Enel Green Power 合作的 Terni Energia

以及 Siemens Energy。

伯格指出：“南非等新市场的机会对于 EPC 公司而言是至关重要的。这是由于欧洲光伏需求将在 2014 年下滑至 10GW，因此南非及新市场代表该行业的增长机会。”

其他通过主要的 EPC 合同已经将重点转到南非的欧洲整合商包括 Scatec Solar、juwi 和 Gestamp Solar。

PV-Tech 2014-08-08

“嘉兴会议”给分布式光伏带来什么

8 月 4 日，酝酿已久的全国分布式光伏发电现场交流会在浙江省嘉兴市召开。会议现场交流了嘉兴在推动分布式光伏发展过程中破解各个难题的诸多创新做法，同时分享了江西、广东、江苏以及上汽集团等企业分布式光伏发展的推广经验。

此次会议不仅吸引了来自全国各地能源系统近 200 人参加，还受到业内人士前所未有的高度关注。受访业内专家表示，嘉兴模式将对我国分布式光伏发展有所启示，而会议传递的政策调整信息，也将为今后分布式光伏发展带来利好。

扩大分布式技术可利用范围

会上，国家能源局局长吴新雄对此前国家能源局下发的《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知(征求意见稿)》中的关键条款予以确认。他明确表示，利用荒山弃地、湖泊、滩涂、鱼塘、农业大棚等入地资源建设的光伏发电项目，在 35 千伏以下电压等级接入电网，项目容量不超过 2 万千瓦的，可执行当地光伏电站标杆电价政策。

此外，“自发自用”比例较低、用电负荷不稳定或光伏企业与电力用户无法履行能源服务合同的项目，可执行光伏电站标杆电价政策，光伏发电量由当地电网企业按国家规定的当地光伏电站标杆电价政策全额收购，不再享受国家分布式光伏财政补贴政策。

国家能源局相关人士表示，综合考虑国内光伏市场特点，此次调整扩大了分布式发电的技术可利用范围，有利于打破当前分布式光伏发展的瓶颈，提高和调动投资者的积极性，推动光伏产业的良性发展。

业内企业积极评价认为，这是政府相关主管部门充分考虑分布式发电系统各利益相关方的实际情况，根据产业发展实际进行的政策微调，有利于光伏产业可持续发展。阳光电源股份有限公司总经理曹仁贤表示：“政策调整有利于那些光照资源好，但负荷不足的项目建设，将释放较大规模的市场容量。”

上汽集团上海安悦节能技术有限公司总经理赵新红告诉记者：“上汽集团的整车物流停车场遍布沿海发达地区，占地超过 5000 亩，用地性质为工业用地，适合大面积建设停车棚，但用电负荷不足。政策调整扩大了我们的可建设范围，上汽集团计划三年内建设分布式光伏 200 兆瓦，2020 年建成 500 兆瓦。”

另有权威人士指出，此次政策调整并不影响“自发自用”的开发形式，自发自用仍是国家鼓励分布式的重要方向，国家补贴政策不变。只是针对“自发自用”比例较低、用电负荷不稳定或光伏企业与电力用户无法履行能源服务合同的项目，执行光伏电站标杆电价政策，为投资人提供合理、“托底”的利润回报预期，增加融资吸引力。

后续还将强化政策支持

“嘉兴会议”给分布式光伏带来正能量，但接下来仍需多方努力、各司其职。据悉，国家能源局已与财政部、发改委就确保上网电量和国家补贴资金按月（或双方约定）结算，进行多次会商，“让投资者看到国家政策的切实效果，激发出广大投资者的积极性”。

吴新雄表示，国家能源局会后要做好六项工作抓政策落地。其中包括重点研究和落实可再生能源配额制，推动“新城镇、新能源、新生活”行动计划，开展集中式和分布式光伏发电财政补贴微调的调研、探讨可能性及办法，绿色县市受牌标准中加入非化石能源使用比重等，建立设备组件企

业评价制度，促进企业优胜劣汰，组织开展分布式能源规划、计划、并网服务等重要事项的监管。

“各方要齐心协力，密切配合，共同推动分布式光伏发电取得更大发展，确保全年新增光伏发电并网容量 1300 万千瓦以上。”吴新雄说。

一家组件企业负责人告诉记者，当前正处于分布式产业发展初期，产业管理也处于摸索阶段，要对产业发展坚定信心。

地方政府或将加大支持力度

让地方政府发挥主导作用，是此次会议传递的重要信息之一。一方面，国家能源局高度肯定嘉兴秀州模式，肯定当地政府主动组织协调、解决屋顶使用问题的做法（相关报道见 24 版）；另一方面，河北、江苏、浙江、江西等四省常务副省长重量级官员参会并现场表态，各省份能源主管部门主要负责人悉数到场，会后或将掀起地方政府推动光伏分布式的小高潮。

国家能源局此前文件中也明确，地方政府要抓好重点领域的分布式光伏推广应用。重点鼓励屋顶面积大、用电负荷大、电网供电价格高的开发区和大型工商企业率先开展光伏发电应用。鼓励各级地方政府在国家电价补贴政策基础上制定配套财政补贴政策，对学校、医院等公共机构、保障性住房和农村分布式光伏发电应用适当加大支持力度。鼓励在火车站（含高铁站）、高速公路服务区、飞机场航站楼、大型综合交通枢纽建筑、大型体育场馆和停车场等公共设施系统推广分布式光伏发电应用。

江西一家分布式开发企业负责人告诉记者，地方能源主管部门对于分布式光伏的支持力度和管理能力千差万别。“有的能源处只是简单起一点协调作用，如果下一步能建立起长效工作机制，打通流程，会更加有利于我们的工作。”江苏一家企业也表示，地方政府的支持不应仅限于能源主管部门。

“如果地方政府率先垂范，在当地政府相关机构办公楼屋顶铺设光伏板，并给企业屋顶优惠，更能显示政府支持的态度和决心。”

中国能源报 2014-08-11

2014 年上半年光伏行业大事记

2014 年已经过去一半。在过去的这半年里，光伏行业发生了哪些大事？哪些光伏新鲜事又引起了人们的热列议论？国家又出台了哪些政策来扶持光伏的发展？著名光伏企业又有哪些新动态？在此带大家回顾一翻。

【事件篇】

1、“双反”事件全角度对比解析美国对华光伏两次“双反” 华企应对光伏“双反” 招式一览
美国光伏双反 2014 年 1 月 23 日，美国商务部发布公告，对进口自中国的光伏产品发起反倾销和反补贴合并调查，同时对原产于中国台湾地区的光伏产品启动反倾销调查。这是美自 2011 年 11 月以来第二次对我光伏产品发起双反调查。6 月 3 日美国商务部再次裁定，初步认定从中国进口的晶体硅光伏产品存在补贴行为，要求对从无锡尚德和其关联公司进口的太阳能组件征收 35.21% 关税，对从天合光能进口的太阳能组件征收 18.56% 的关税，对从其他中国制造商进口的太阳能组件征收 26.89% 的关税。澳洲光伏反倾销 5 月 14 日，澳大利亚反倾销委员会发布公告，决定对自中国进口的光伏组件和面板发起反倾销调查。印度光伏反倾销 2014 年 5 月 22 日，印度对原产于马来西亚、中国、中国台湾和美国的太阳能电池作出反倾销终裁，涉及中国光伏企业的反倾销税在 0.64-0.81 美元/瓦之间。欧盟光伏双反 6 月 4 日，欧盟指责中国光伏企业违反当初的价格承诺，要无条件对中国光伏产品实施之前的终裁税率。

2、个人建光伏电站不再难：发票已解决国家税务总局发布《关于国家电网公司购买分布式光伏发电项目电力产品发票开具等有关问题的公告》，明确自 7 月 1 日起，国家电网公司所属企业从分布式光伏发电项目发电户处购买电力产品，可由国家电网公司所属企业开具普通发票。

3、光伏互联网金融电站投融资模式创新风暴来袭 2 月 20 日，招商新能源集团旗下联合光伏携手国电光伏和网信金融(众筹网)等在深圳共同启动光伏互联金融战略合作，并召开发布会，通过互联

网众筹的新模式在深圳前海新区联合开发全球第一个兆瓦级的分布式太阳能电站项目，这是国内光伏电力行业与互联网金融的第一次牵手。这也无疑将成为光伏行业的里程碑事件。

4、德国首次超过 50%的用电来自光伏德国首次在 6 月 9 日中午超过 50%的电能来自太阳能。这条消息不仅是在中国和德国，甚至在整个欧洲乃至美洲和大洋洲都被广泛传播，引起了行业内外的广泛关注，但也有专家认为，没有综合考虑发电负荷、用电负荷、电力交换等因素，就不能全面理解德国含高比例光伏发电的电力系统运行特性。

5、中国光伏行业协会成立天合光能董事长高纪凡当选理事长 2014 年 6 月 27 日，中国光伏行业协会成立大会暨第一届会员大会在北京召开。中国光伏行业协会的成立，标志着我国光伏行业将逐步走上行业自律、协调可持续发展之路。天合光能董事长兼首席执行官高纪凡当选中国光伏行业协会第一任理事长。目前会员单位已达 149 家。

【人物篇】

1、汉能李河君荣登 2014 新财富中国首富光伏业的汉能控股集团李河君以 870 亿元的身家首次登顶 2014《新财富》500 富人榜首富，堪称近年富人榜上最大的“黑马”。

2、史玉柱投资光伏产业公司命名为绿巨人自从去年 4 月份宣布退休以来，史玉柱一直以大闲人自称。但在业内人士看来，这些可能都只是表象。不间断旅游的史玉柱，实际上并没有闲下来，而是在资本市场上频频出手。目前，史玉柱进军光伏业，投资的光伏产业公司名为绿巨人能源有限公司，注册资本 2 亿美元，主要从事光伏电站及电力资产开发、并购、建设、运营维护、投资管理等主营业务。

3、董明珠联手王健林力推格力光伏空调日前，董明珠与万达董事长王健林联袂出演广告，推广格力电器不用电费的光伏中央空调。董明珠表示，光伏中央空调目前已具备生产能力，万达百分之百会使用这一产品，但目前大订单还不多。

4、丁文磊：我这辈子只干分布式光伏了在光伏行业持续低迷的市场环境下，丁文磊放弃名企的高薪厚职，2013 年 7 月毅然返回家乡创办航禹太阳能科技公司，搞起了并不为人熟知的分布式光伏发电系统。他克服种种磨难，不到一年时间，成为中国分布式光伏先行者。

5、郑建明：200 亿美元太阳能帝国能否转身事实上，即使是在接连出手三家光伏企业之后名声大震的今天，人们仍然难以搞懂郑建明的到底是一个怎样的人。他如同一个隐藏在幕后的掌控者，通过资本操作来遥控领导着他的商业帝国日渐成型。而当人们想一窥究竟的时候，却始终感觉隔着一层：这个人太神秘了！

【企业篇】

1、英利连亏 3 年为何仍赞助世界杯英利与世界杯的结缘应该上溯到 2006 年德国世界杯。当时，英利将自己生产的全套太阳能电池产品销售给了凯泽斯劳滕球场，该光伏发电工程是 2006 年德国世界杯足球赛的一个重要绿色环保项目。

2、*ST 超日四大迷局：钱都去哪了*ST 超日在连续亏损三年、股票暂停上市和债券终止上市的情况下启动破产重整程序，而这仅离其成功上市不到四年。今年 58 岁的公司董事长倪开禄一度资产腾挪、长袖善舞，如今却从疯狂融资数十亿元的巅峰跌落至谷底，而银行、股民、债民、供应商们都深陷*ST 超日泥潭，连地方政府、证监会以及上市保荐机构也不堪其苦。

3、杜邦太阳能年底将终止薄膜光伏组件业务 4 月 29 日，杜邦太阳能有限公司(简称“杜邦太阳能”)宣布将于年底终止其非晶硅薄膜光伏(太阳能)组件业务。该公司是杜邦公司在 2008 年成立于香港和深圳的全资子公司。杜邦此举这也意味着，其深圳的一个 50 兆瓦薄膜电池生产线在不到 5 年的时间内，就要撤出中国。杜邦称，这决定符合公司持续检视业务组合，与着重于高增长、高利润的原则一致。杜邦太阳能将继续致力于履行与客户的合同义务。

4、汉能太阳能更名推出薄膜发电移动电站解决方案汉能所掌握的 CIGS 技术是目前市场上公认的最具工业化前景的薄膜发电技术。与多晶硅组件相比，该技术具有透光性好、可弯曲、弱光效应好、温度系数较小等特点，且重量上较传统组件轻，每片组件仅 4 公斤重，可以折叠方便运输，因

此可以广泛应用于移动电站、汽车等民用产品上，是主导未来太阳能市场的领先技术。

【评论篇】

1、王斯成：8GW 分布式能源装机规模可期自去年底政策发布以来，业界一直对“2014 年我国新增分布式光伏装机要达到 8GW”的目标能否实现持怀疑态度。国家发改委能源研究所研究员王斯成在“IntersolarChina2014”研讨会上表示，基于政策将逐步解决分布式的阻碍，今年实现 8GW 的分布式装机规模可期。

2、德银：中国不可能完成 14GW 光伏装机目标德意志银行发布研报称，在调研中国甘肃和青海等西部省份的可再生能源基础设施后，德银更为确定中国今年不可能完成 14GW 的太阳能设备安装目标。

3、沈辉：中国光伏要激活国内市场中山大学太阳能系统研究所所长沈辉表示，光伏发电是世界能源发展的必然趋势。美国、欧盟采用“双反”措施的原因之一，就是要保护本国企业。而激活国内应用市场和发展核心技术，是我们应该从“双反”里学习到的深刻教训。

4、红炜：政府应推动光伏金融创新当前中国光伏发展虽然遭受美国和欧洲的恶意反倾销，但发展势头凶猛，行业未来前景一片看好。与此同时，当前制约中国光伏发展的最大因素融资问题却至今没有明朗的解决方法。中国光伏研究中心主任红炜表示，我国政府应该发挥更大作用，推动光伏金融创新工作，这样可以增大光伏产业的资金活力。

【应用篇】

1、光伏农业新思路水下养鱼水上发电在可利用土地资源缺乏、经济较发达地区，光伏产业面临无地可装的困境。如何结合地方经济生产需要，在节能同时带来经济上的长期收益，则需要走出传统的光伏发电路子，尝试新点子。

2、特斯拉光伏电站能否梦想成真在中国，特斯拉似乎要复制北美的超级充电网络的扩张路径。而马斯克在华首秀时就不遗余力地给中国消费者描绘一幅美丽图景，声称遍布各地的超级充电站可以在 40 分钟内为用户的 ModelS 跑车补充 80% 的电能，并且强调“特斯拉的充电站可以独立于电网，并全部使用太阳能作为能量来源”。绿色、免费、快捷……似乎这一切已经触手可及。

3、广东三水工业园将建光伏主题公园三水工业园区将建光伏主题公园，规划面积达 155 亩，建成后将成为乐平最大的城市休闲公园。目前，该公园已进入设计阶段。可以说，这是乐平光伏产业蓬勃发展的一个缩影。

【政策篇】

自国家能源局 2 月宣布，2014 年中国新增光伏发电装机规模 14GW，其中分布式光伏发电 8GW，地面光伏发电 6GW。为了促进我国光伏行业的健康快速发展，完成装机目标，国家和各地方政府不断出台光伏政策进行扶持。

Solarzoom 2014-08-11

光伏电站到底怎么玩？不得不知的新趋势

近日能源观察与大家分享能源局局长吴新雄先生在嘉兴现场演讲的万字长文。讲话可谓深入浅出，干货不断。未来十年、二十年我国光伏产业到底怎么发展？文章给出了诸多判断。

为了帮助各位理清行业发展脉络，我们研究吴局讲话后，做出如下判断：

1，中东部地区是未来分布式光伏主战场

分布式光伏发电的重点是：中东部电价较高，负荷较大，经济性好的各类工业园区。这些地区一有市场需求，二有太阳能制造企业。

鼓励在火车站(含高铁站)、高速公路服务区、飞机场航站楼、大型综合交通枢纽建筑、大型体育场馆和停车场等公共设施系统的推广分布式光伏发电应用。

2020 年，光伏发电装机 1 亿千瓦以上，光伏发电与电网销售电价相当。

2，分布式光伏既可执行度电补贴，也可享受光伏标杆电价

分布式光伏在电力用户用电量显著减少或者消失的情况下，可以转为“全额上网”，执行光伏电站标杆电价，二者可以选其一。

3，扩大分布式光伏范围，不以是否自发自用判断

利用废弃土地、荒山荒坡、农业大棚、滩涂、鱼塘、湖泊等土地资源建设的光伏发电项目，在 35 千伏及以下电压等级接入电网(项目容量不超过 20MW)且所发电量在并网点变压台区消纳，可执行当地光伏电站标杆电价政策。

4，光伏补贴 20 年政策不变，但标准可能调整

按照发改委价格政策：“光伏发电项目自投入运营起执行标杆上网电价或电价补贴标准，期限原则上为 20 年。”

此次吴新雄强调：二十年的补贴政策是不会变的。“当然随着时间推移，补贴标准有什么变化，那是另外一回事。”

5，依据项目执行情况分配下年指标

为加强管理，国家能源局下发年底计划，并分解到各省区。明年制定计划以各地区今年计划执行情况为基础，执行不好的地区，相应减少年度规模。对于计划执行不好的地区，不再增加其光伏发电规模指标。

6，分布式光伏试点项目可以卖电

计划选择部分示范区开展分布式光伏发电区域电力交易试点，允许分布式光伏发电项目向同一变电台区的符合政策和条件的电力用户直接售电，电价由供用电双方协商，电网企业负责输电和电费结算。

7，分布式光伏补贴标准可能提高

能源局将调研集中式和分布式实际发电的财政补贴政策、微调的可能性及办法。对新能源的总补贴政策不变，但是对集中式和分布式的每度电的补贴进行微调。集中式的补贴可能要适当低一点降一点，分布式的要适当提一点。

8，建筑光伏发电量将纳入考核

地方政府可以将建筑光伏发电运用纳入节能减排的考核及奖惩制度，而且允许分布式光伏发电量折算成节能量和减排量参与相关交易。国家将出台配额制管理办法。

9，地方保护主义受严控

各地方不能搞地方保护主义，不得限制外地符合国家标准和市场准入条件的产品进入市场，不得向项目单位提出采购本地产品的不合理要求，不得以各种方式为低劣产品提供市场保护。

能源观察 2014-08-11

从统计数据看光伏 EPC 项目机会

8 月 4 日，国家能源局局长吴新雄在浙江嘉兴分布式会议的讲话中提出：力争全年光伏发电新增并网容量达到 1300 万 kW 以上。

8 月 7 日，国家能源局网站上发布了“2014 年上半年光伏发电简况”：2014 年上半年，全国新增光伏发电并网容量 330 万 kW。其中，新增光伏电站并网容量 230 万 kW，新增分布式光伏并网容量 100 万 kW。

不是备案容量，也不是装机容量，并网容量是要建成并实实在在发电的项目容量。当然，也存在 20MW 的项目只有 1MW 并网了，统计容量的时候算成 20MW 的情况，但建设工作应该都完成了。

全年并网 13GW，上半年并网 3.3GW，这样算下来，下半年需要并网 9.7GW，约是上半年的 3 倍！似乎做光伏项目 EPC 的公司的春天来了！

把国家能源局年初发布的各省备案容量的分配额度与上半年的完成情况对比一下看吧。

序号	省份	备案额度	上半年并网容量	差值	2014年备案
1	新疆	80	90	-10	
2	内蒙古	50	22	28	
3	青海	50	17	33	
4	山西	35	17	18	
5	甘肃	50	15	35	
6	河北	40	14	26	40
7	江苏	20	12	8	
8	浙江	20	10	10	37.5
9	宁夏	40	8	32	77
10	云南	10	7	3	
11	海南	9	5	4	
12	上海		5	-5	
13	山东	20	3	17	
14	安徽	25	2	23	
15	辽宁	5	2	3	
16	福建	5	1	4	
17	湖北	20	1	19	3
18	湖南	5	1	4	
19	天津	2	1	1	
20	广东	10		10	8
21	河南	20		20	121.5
22	江西	8		8	
23	陕西	40		40	
24	北京	10		10	
25	广西	5		5	5
26	贵州	3		3	
27	黑龙江	5		5	
28	吉林	5		5	
29	四川	8		8	
30	西藏	5		5	

表 1 地面电站的额度与上半年完成量对比(单位：万 kW)

序号	省份	备案额度	上半年并网容量	差值	2014年备案
1	江苏	100	27	73	
2	浙江	100	17	83	97.2
3	广东	90	14	76	61
4	河南	55	10	45	94
5	江西	30	7	23	
6	山东	100	6	94	
7	安徽	30	5	25	
8	河北	60	5	55	
9	辽宁	20	3	17	
10	上海	20	2	18	
11	湖北	20	1	19	1.6
12	山西	10	1	9	
13	陕西	10	1	9	
14	福建	30		30	
15	甘肃	5		5	
16	海南	2		2	
17	湖南	20		20	
18	内蒙古	5		5	
19	宁夏	10		10	
20	青海	5		5	
21	天津	20		20	
22	新疆	5		5	
23	云南	1		1	
24	北京	20		20	
25	广西	10		10	
26	贵州	3		3	
27	黑龙江	5		5	
28	吉林	10		10	
29	四川	2		2	
30	西藏	1		1	
31	重庆	1		1	

表2 分布式项目的额度与上半年完成量对比(单位: 万 kW)

新疆的容量已经超过配额容量。内蒙古、青海下半年肯定会迎来建设高峰期。另外，地面电站容量差距较大的甘肃、河北、宁夏、山西、陕西也应该是建设热点!

虽然某些省份下半年的分布式项目容量也比较大，但一般的 EPC 公司还是愿意做地面电站项目的。

虽然北京、广西、贵州、黑龙江、吉林、四川、西藏、重庆上半年都没有并网项目，但项目机会应该不大。

哈尔滨首个供暖改用太阳能天然气小区开工

道里区河柏小区“既有建筑绿色化改造关键技术与示范”示范工程日前正式开工，记者从河柏小区既有建筑绿色化改造指挥部了解到，目前楼体安装苯板、居民家增装塑钢窗、屋顶防水工程同步开工，9月底一期工程15栋居民楼将完成“绿改”。

绿色供暖

太阳能天然气取代燃煤锅炉

此次“绿改”工程中，洁净环保的太阳能和天然气采暖设备将取代原有的燃煤锅炉，两者交替使用既节能又可以保证室内温度。

太阳能、天然气采暖设备将于9月初安装调试，供热期前将如期开栓。孙洪磊说，此次河柏小区“绿改”一期工程中，将安装太阳能集热器3400平方米，安装在楼顶的太阳能将通过阳光把集热器中的油晒热，然后输送到一个直径为80厘米、长3米的圆柱形壳管换热器中，并且在换热器内把水烧热，最后输送到居民家中。

在夜晚没有阳光时，屋内如何供暖？孙洪磊说，太阳能和天然气采暖设备是一个智能系统设备，当居民家回水温度达到天然气锅炉启动值时，天然气锅炉通过智能模块自动启动，通过天然气将供热管网中的水烧热后，输送到居民家中，“太阳能+天然气”的供热方式，可以实现24小时连续供热。这种供热方式供热价格将不会变化。

哈尔滨新闻网 2014-08-12

光热发电示范项目上网电价将锁定

中国证券报记者日前获悉，备受瞩目的光热发电示范项目上网电价，最终有可能锁定在1.2元-1.25元/千瓦时之间，相关文件有望于近期发布。业内人士分析，按照风电和光伏行业发展的规律，上网电价确定之后，行业开始出现爆发式增长。按照这一逻辑，从今年下半年开始，光热发电行业有望复制光伏、风电启动黄金时期。

电价或锁定1.2元左右

中国证券报记者了解到，此次出台的光热发电示范项目上网电价，将根据示范项目的融资成本，采取“一事一议”的方式进行核定，但电价价格区间预计将在1.2元-1.25元/千瓦时之间浮动。

早先，根据行业内调研，业内预期即将出台的光热示范项目上网电价区间在1.3元-1.6元/千瓦时之间。尽管如此，一位光伏业内人士认为1.2元/千瓦时的电价仍可盈利。据该人士预测，根据这一电价，预计相关示范项目平均内部收益率可与目前光伏项目齐平。而根据目前情况，我国央企光伏项目的内部收益率普遍在8%-10%之间。

国家发改委能源研究所副研究员胡润青曾表示，最终确定光热发电标杆电价定价难度很大，原因是缺乏实际的案例支撑，不确定的因素非常多，包括资源数据、系统集成设计、设备产品性能、设备产品性能、电站运营维护。

首个示范电价或花落青海

今年6月5日，国家能源局向电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国家太阳能光热产业联盟下发了《关于委托开展太阳能热发电设备能力情况调查的函》，以更好地了解国内光热发电重点技术装备水平和制造能力，为推进太阳能热发电产业化发展打好基础。

6月13日，电力规划设计总院组织召开了光热发电设备能力情况调查工作启动会，国家能源局新能源与可再生能源司相关人士、电力规划设计总院副院长兼总工程师、光热联盟秘书长等出席会议。国家能源局在上述函件中要求，应于2014年7月15日前形成国内太阳能光热发电设备能力情况的调查报告，并将中间成果及时上报至国家能源局新能源司。业内人士分析，上述举动都是在为出台光热发电上网电价做准备。

据了解，浙江中控位于青海的光热电站，有可能成为首个获批光热上网电价的示范项目，该项目上网电价可能定在1.2元/千瓦时。

据公司网站介绍,浙江中控太阳能技术有限公司是中国第一家商业化运营 CSP 电站(青海德令哈 50MW CSP 电站)的投资者、设计者、建设者及运营商。公司青海德令哈 50MW 塔式太阳能热发电站,总装机容量为 50MW,是中国第一座商业化运营的太阳能热发电站。

项目场址位于青海省海西州德令哈市西出口太阳能工业园区,距德令哈市区约 4 公里,占地面积约 3.3 平方公里。项目采用中控太阳能公司自主研发的塔式太阳能热发电技术。建成后将实现年发电 1.21 亿度,项目一期 10MW 工程于 2013 年 7 月 5 日成功上网发电,并实现连续、稳定运行。

行业迎来黄金时段

我国分别于 2013 年和 2009 年出台了光伏和风力发电上网电价的标杆电价,二者都是按资源区划分的固定电价。其中,光伏上网电价按三类光照资源区,分别为 0.9 元/千瓦时、0.95 元/千瓦时和 1 元/千瓦时。风力发电上网电价按照风力资源,将全国分为四类风能资源区,分别规定每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元四个电价。

上述电价政策出台后,国内风电和光伏产业迎来了几年高速发展的黄金发展期。东兴证券认为,光热发电具备基础负荷特征,有望成为未来新能源中的“暴风级”行业,行业处于启动期,将复制光伏、风电开始启动时最为辉煌时刻。

根据国际能源署(IEA)预测,到 2015 年全球光热发电累计装机将达到 24.5GW,五年复合增速为 100%。同时考虑到 2020 年、2030 年、2050 年等光热发电装机目标的实现,光热发电将是数万亿元市场规模的行业。

据 CSPPLAZA 研究中心统计,截至今年 5 月,除了中广核和浙江中控在青海德令哈的两个工程,国内不少项目都还处在前期准备阶段,或是因为经济性考虑,前期阶段完成后就已经搁浅,短期内没有动工的迹象。

分析人士认为,国内发展滞后的关键仍然是电价等扶持政策没有到位,使得投资方和运营方都在观望。需要特别注意的是,即将出台的光热发电示范项目上网电价,不等同于光热发电标杆上网电价。示范项目的选择,是国家将根据光热发电发展规划,通过横向比较筛选出技术先进、设备本地化成本高、成本低的示范项目。

尽管如此,在此基础上出台的示范项目电价,将成为今后出台统一的光热发电标杆电价的重要依据,对整个行业也将带来一针强心剂。

中海阳公司董事长薛黎明在接受中国证券报记者采访时表示,5 年以后光热发电单位千瓦造价应较现在降低 50%左右,度电成本和上网电价应该小于等于同一时期光伏发电的度电成本和上网电价。据了解,目前美国已经有光热发电站将发电成本做到 0.6 元/千瓦时。

中国证券报-中证网 2014-08-12

藏北草原将建大型太阳能发电项目

西藏那曲地区 10 日举行该地区招商项目推介暨项目签约仪式,共有 12 个项目成功签约,总投资达 190.42 亿元(人民币,下同),其中包括中国广核集团(简称中广核)投资的大型风力、太阳能发电项目。

那曲地区地处西藏自治区北部,位于青藏高原腹地,是长江、怒江、拉萨河、易贡河等大江大河的源头。该地区平均日照时间在 2886 小时以上,具有日照时间长、日照率高、太阳辐射力强等特点,发展太阳能具有得天独厚的优势。尼玛县和双湖特区许多企事业单位和城乡居民家庭已利用风能、太阳能采暖、照明。

此间的招商项目推介暨项目签约活动是今年“赛马节”的主要活动之一,当日来自中国内地及西藏当地的数十名企业家集聚那曲,共同见证并签订了中广核风力发电项目、中广核太阳能发电项目、50 兆瓦太阳能并网发电项目、绿色环保新型建材项目、年产 3000 吨保健酒项目、那曲地区旅游资源开发项目、班戈县生态农业开发项目、那曲南粤商贸城建设项目等 12 个项目。

据介绍,中广核电力有限公司西南分公司拟投资 150 亿元,在那曲建设 60 千瓦风力发电项目。

该项目符合国家产业政策及西藏自治区新能源建设规划。而中广核太阳能西南分公司则拟投资 20 亿元，利用先进的光伏发电技术，采取独资、合资或合作等多种方式，建设 100 兆瓦太阳能光伏发电项目。

与此同时，拟投资 10.63 亿元的“50 兆瓦太阳能并网发电项目”，将采用技术先进的多晶硅太阳能电池组建产品，分别在那曲地区那曲县、聂荣县、班戈县建设 50 兆瓦太阳能并网发电项目。据悉，本项目是可再生能源发电项目，有利于改善地区能源利用结构，符合国家环境保护及能源可持续发展战略要求。

中国新闻网 2014-08-12

配额制有望成解决光伏消纳的新手段

配额制有望成为解决新能源消纳的新手段。国家能源局局长吴新雄日前在浙江嘉兴召开的现场交流会上表示，国家能源局将重点研究和落实可再生能源配额制。这一讲话被市场视为光伏、风能等新能源行业的一大利好。

据了解，早在 2007 年国务院就曾经提出过可再生能源配额制，之后再无消息，吴新雄的上述表态令市场对该制度出台的预期变得强烈起来。

证券时报记者采访业内人士和相关企业后发现，不少上市光伏企业在期待配额制兑现的同时，也对绿色证书交易机制有了更多设想。

重提配额制

8 月 4 日，国家能源局在嘉兴召开了全国分布式光伏发电示范应用现场交流会。会上能源局局长吴新雄在讲话中称，将重点研究和落实可再生能源配额制，“新城镇、新能源、新生活”行动计划，加强对重要环节的监管，要求确保全年新增光伏发电并网容量 13GW 以上。

可再生能源配额制的基本思路是：国家对发电企业、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。即强制要求发电企业承担可再生能源发电义务，强制要求电网公司承担购电义务，强制要求电力消费者使用可再生能源电力。目前国际上已有英国、澳大利亚、荷兰、日本、德国等 18 个国家和美国部分州实施了可再生能源配额制。

配额制的提出其实跟当下较为严重的弃风弃光现象有关。国家能源局数据显示，2013 年仅甘肃弃光电量就达到 3.03 亿千瓦时，弃光率约为 13.78%；今年上半年，全国风电弃风电量 72 亿千瓦时，平均弃风率 8.5%，造成经济损失接近 35 亿元。

对此，多家国内券商发布研报将这次政策变化解读为利好，普遍认为由于今年上半年新增光伏发电并网容量只有 1GW，此次装机扩容预期无疑将极大刺激光伏市场。

不过，北京诚晟资产的新能源研究员刘忠政的观点较为谨慎：“一方面，配额制从长远看必然利好光伏行业，将保障光伏企业的市场潜力，但政策变数较大，短期内兑现不容易；另一方面，装机容量 13GW 更多地将依赖分布式光伏，因此后续政策将更多利好分布式光伏企业，比如爱康科技这类中小型的分布式光伏股。”

绿证交易受期待

据了解，早在 2007 年，国务院就提出了可再生能源配额制，就是强制要求能源企业在其所生产销售的能源产品中，可再生能源达到一定的比例。如对大型发电企业，配额制规定到某一时间点必须拥有一定比例的可再生能源(5%)，然后逐年提高份额。对达不到标准的企业，将受到政策的制约和惩罚。

不过随后几年配额制并没有再被提出来，光伏行业对于配额制的态度如何呢？陕西一家光伏企业董秘办的工作人员表示：“配额制对于企业来说约束了市场各方，保障企业的市场需求，但额度标准能否达标我们还不知道。”

海润光伏证券部的一位工作人员则表示：“配额制在国内是否能顺利实施还需要看后续的配套政策，目前国外比较流行的就是绿证交易，让不同企业的配额实现均衡。”

可交易的绿色证书机制的具体做法是：政府对责任主体所完成的可再生能源电力生产或电量消费进行核准，并颁发相应的绿色证书，以此凭证来与配额相匹配。未完成配额的责任主体，可以购买超额完成配额的责任主体多余的绿色证书，以弥补其应尽的配额责任。

厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强告诉记者：“现行的光伏补贴容易导致企业骗补或者政府补贴不到位的情况，未来配额制与绿证交易结合，可以弥补补贴政策的缺陷，而其市场化的做法将抵消此前政府干预上网电价的副作用。”

证券时报网 2014-08-12

全国各地光伏电价补贴政策

2013年8月26日，国家发改委明确了全国范围内分布式光伏补贴标准为0.42元/千瓦时，这一标准较征求意见稿中的0.35元/千瓦时的补贴标准提高了20%。光伏业界期待的光伏电站补贴政策最终落地。一时间，很多企业开始跑马圈地，在各地掀起建电站的热潮。同时，各地政府为了吸引更多企业到本地投资建电站，促进产业的健康发展，也加快脚步出台一系列优惠政策。而企业最关心的如果到某一地区建电站，最终能拿到多少补贴金额？

在国家给予的固定补贴0.42元/千瓦时基础上，加上各省、各地的补贴以及一次性装机补贴，是企业最终拿到的补贴金额，但各地、各省的补贴金额和补贴方式不一样，甚至有些地区没有一次性装机补贴。以下是各地分布式光伏补贴情况，政策持续更新.....

一、江西省

参考文件：《江西省人民政府办公厅关于印发加快推进全省光伏发电应用工作方案的通知》赣府厅字[2014]56号

摘要：建成投产并通过验收的光伏发电项目按发电量每度电给予0.2元补贴，补贴期20年。补贴资金由省承担，省电力公司按月代发。具体补贴发放办法由省财政厅、省发改委和省电力公司另行制定。

二、山东省

参考文件：鲁价格一发〔2013〕119号

摘要：2013-2015年并网发电的光伏电站上网电价确定为每kWh1.2元(含税，下同)，高于国家标杆电价部分由省级承担。已享受国家金太阳示范工程补助资金、太阳能光电建筑应用补助资金以及我省新能源产业发展专项资金扶持项目不再享受电价补贴。

三、河南省洛阳市

参考文件：《关于加快推广分布式光伏发电的实施意见》

摘要：对2015年底前建成并网发电、且优先使用洛阳市企业生产的组件的分布式光伏发电项目，按其装机容量给予0.1元/W奖励，连续奖励3年。

四、安徽省合肥市

参考文件：合政〔2013〕76号

摘要：在肥新建光伏发电项目，且全部使用由当地企业生产的组件和逆变器，除享受国家补贴外，按年发电量给予0.25元/kWh补贴；屋顶、光电建筑一体化等光伏电站，按年发电量给予0.02元/kWh补贴；连续补贴15年。家庭投资建设光伏发电项目等，按装机容量一次性给予2元/W补贴，不享受市级光伏kWh电补贴政策。

五、江苏省

参考文件：苏政办发〔2012〕111号

摘要：在国家统一上网电价基础上，该省明确2012年-2015年期间，对全省新投产的非国家财政补贴光伏发电项目，实行地面、屋顶、建筑一体化，每kWh上网电价分别确定为2014年1.2元和2015年1.15元。

六、河北省

参考文件：无文号

摘要：对采用省内生产光伏组件建设的光伏电站项目，优先并网，全额收购。装机容量在 1MW 及以上，未享受中央财政资金补贴，且在省级电网并网销售的光伏电站，2014 年底前建成投产的，上网电价 1.3 元/kWh，2015 年建成投产的为 1.2 元/kWh，上述上网电价自项目投产之日起暂执行三年。

七、上海市

参考文件：沪发改能源〔2014〕87 号和《上海市发展和改革委员会关于下达 2014 年度分布式光伏发电年度新增建设规模的通知》沪发改能源〔2014〕161 号

摘要：分布式光伏的“度电补贴”金额为工商业用户 0.25 元/千瓦时，个人用户 0.4 元/千瓦时，期限为 5 年。2014 年度上海市新增享受国家补贴资金的分布式光伏发电规模为 200 兆瓦。

八、浙江省

参考文件：浙政发〔2013〕49 号

摘要：光伏发电项目所发电量，实行按照电量补贴的政策，补贴标准在国家规定的基础上，省再补贴 0.1 元/kWh。

1、温州市

参考文件：温政发〔2013〕75 号

摘要：

1)凡屋顶安装光伏发电系统的，按其发电量给予 0.05 元/kWh 的补贴，自发电之日起补五年；
2)2014 年底前建成并网发电的，给予 0.15 元/kWh 补贴；2015 年底建成并网发电的，给予 0.1 元/kWh 补贴；居民家庭屋顶光伏发电项目，给予 0.3 元/kWh 补贴，自发电之日起，一补五年(连续补贴五年)。(已享受国家“金太阳”、“光电建筑一体化”项目投资补助的光伏发电项目，不再补贴。)

2、温州市永嘉县

参考文件：永政发〔2013〕282 号

摘要：1)对县域内除民居外装机达到 50kW 以上的光伏发电项目，除按政策享受国家、省、市有关补贴外，按其发电量自发电之日起连续补贴五年，补助标准为 0.40 元/kWh；

2)居民家庭屋顶安装光伏发电系统的，按装机容量给予 2 元/W 的一次性奖励，建成投产后前五年给予 0.3 元/kWh 的补贴。

3、嘉兴市

参考文件：嘉政发〔2013〕87 号

摘要：自 2013 年起到 2015 年底，对市本级 200MW 分布式光伏发电项目进行电量补贴，补贴标准为 0.1 元/kWh，连续补贴 3 年。(已享受国家“金太阳”、“光电建筑一体化”项目投资补助的光伏发电项目，不再补贴。)

4、嘉兴市秀洲区

参考文件：秀洲政发〔2013〕31 号

摘要：对列入国家分布式光伏发电应用示范区的光伏发电项目，按期建成并网发电后，按装机容量给予一次性 1 元/W 的补助(鼓励优先采购本区光伏产品，对本区产品占设备投入 30%及以上的项目给予 100%补助，低于 30%的给予 80%的补助)。

5、海宁市

参考文件：海政办发〔2013〕260 号

摘要：对市域内实施的光伏发电项目，经申报批准，装机达到 0.1MW 以上，在国家、省财政补助基础上，实行电价地方补贴。对在 2014 年底前建成的按 0.35 元/kWh 标准给予补贴，连续补助五年；对屋顶资源提供方按装机容量给予 0.3 元/W 一次性补助。

6、桐乡市

参考文件：桐经信产〔2013〕148 号

摘要:

1)对实施项目按装机容量给予 1.5 元/W 的一次性奖励(已获得国家政策扶持的项目不补);
2)2014 年以前建成投产,前两年按实际发电量 0.3 元/kWh 补助,第三至五年给予 0.2 元/kWh 补助;

3)对屋顶出租方按实际使用面积给予一次性 30 元/平方米的补助;

4)采购本市光伏企业生产的产品,按采购价格的 15%给予奖励。

7、杭州市

参考文件:杭政函〔2014〕29 号

摘要:在国家补贴 0.42 元/kWh、浙江省补贴 0.1 元/kWh 的基础上,根据项目建成后的实际发电效果,再给予 0.1 元/kWh 的补贴,补贴期限暂定为 2014-2015 年。

8、杭州萧山区

参考文件:萧政办发〔2013〕209 号

摘要:

1)屋顶业主使用部分光伏发电量,按用电价格给予 15% 的优惠;

2)已列入区级以上太阳能应用(示范)计划的项目,按照上级要求配套资助,未列入计划资助且装机容量不小于 30kW 的太阳能应用项目,按照实际发电量给予 0.2 元/kWh 补助。

9、富阳市

参考文件:富政函[2014]58 号

摘要:经确认,在国家、省有关补贴的基础上,在建成投产后,前两年按 0.3 元/千瓦时标准对项目投资主体给予补贴,第三至五年按 0.2 元/千瓦时标准给予补贴。对居民住宅的光伏发电项目按装机容量给予 1 元/峰瓦的一次性补助,不再享受发电补贴。

10、衢州市

参考文件:衢政发〔2013〕53 号

摘要:在本市绿色产业聚集区开展屋顶光伏发电集中连片开发试点,暂定 5 年内,对采购本地光伏产品的项目,在省上网电价 1.0 元/kWh 的基础上,给予 0.3 元/kWh(已享受国家、省各类补贴政策的项目,按上述标准折算评估后核定电价补贴)。

11、衢州市龙游县

参考文件:龙政发〔2013〕35 号

摘要:

1)对县域内实施的装机达到 1MW 以上的项目给予 0.3 元/W 的一次性奖励;

2)暂定 5 年内,对县域内建设的光伏发电项目,在省定上网电价 1.0 元/kWh 的基础上,给予 0.3 元/kWh 的上网电价补贴。(已获得国家、省级补助的项目不补)

12、衢州市江山市

参考文件:江政发〔2014〕2 号

摘要:

1)光伏电站项目:按装机容量给予 0.3 元/W 的一次性补助,上网电价在国家标杆电价和省级补贴的基础上,再给予 0.2 元/kWh 的补助;

2)分布式光伏发电项目:按装机容量给予 0.3 元/W 的一次性补助,对自发自用电量,在国家 and 省级补贴的基础上,再给予 0.15 元/kWh 的补助;

3)鼓励年综合能耗 1000 吨标煤以上的企业建设屋顶光伏发电项目,对自身屋顶面积不够,租用周边企业屋顶建设的,按实际使用面积给予一次性 10 元/m² 的补助。

13、浙江安吉县

参考文件:安政发〔2014〕18 号

摘要:对光伏发电项目所发电量,实行按照电量补贴的政策,补贴标准在国家、省政策优惠基

基础上，县级再补贴 0.1 元/千瓦时，自发电之日起，连续补贴两年。已享受国家项目投资补助的光伏发电项目不再补贴。对企业等单位安装光伏发电等新能源产品的，按 15 元/平方米标准给予补助。

14.绍兴市

参考文件：绍市委发〔2013〕53 号

摘要：在绍注册企业投资新建并于 2015 年底前建成并网发电的分布式光伏发电项目，根据项目建成后的实际发电效果，除按政策享受国家 0.42 元/千瓦时、省 0.1 元/千瓦时补贴外，自发电之日起按其实际发电量由项目所在地政府(管委会)再给予 0.2 元/千瓦时的补贴，补贴期限为五年。

15、宁波市

参考文件：宁波甬政发〔2014〕29 号

摘要：该项目发电补贴额在国家、浙江省确定发电量补贴标准基础上，自项目并网发电之日起，我市再给予 0.10 元/千瓦时的补贴，补贴年限为 5 年。

九、陕西商洛市

参考文件：《关于加快光伏发电产业发展的意见》

摘要：意见从价格政策、土地政策、金融政策、财政政策、项目政策、并网政策、技术政策、审批政策、配套政策九个方面提出了具体扶持政策。

1)对在商洛市注册并全部使用市内企业生产的电池板、组件的发电企业，除享受中省有关补贴外，市县财政再按发电量给地面光伏电站和分布式光伏电站补贴 0.01 元和 0.05 元每度；

2)在我市注册、缴纳税金且累计在市内安装光伏发电装机达到 50 兆瓦以上、管理维护光伏发电装机超过 100 兆瓦的公司，按其劳务报酬计征的个人所得税的 5% 给予一次性奖励；

3)在我市注册、缴纳税金的逆变器、光伏电缆、变压器及光伏玻璃等配套产品生产企业，按其缴纳地方本级次税金的 5% 予以返还。

十、山西省

参考文件：《关于加快促进光伏产业健康发展的实施意见》

摘要：以鼓励政策为引导，以推广应用为抓手，以科技创新为动力，以产业发展为目标，建立适应山西的光伏产业发展的规划、政策、标准和秩序，积极推进大型地面电站和分布式光伏电站的建设，重点拓展分布式光伏发电应用。2015 年底，光伏发电总装机容量力争达到 200 万千瓦，2020 年底，力争达到 500 万千瓦。

十一、广东省佛山市

参考文件：《佛山太阳能发电应用实施意见》

摘要：为了推广光伏发电，佛山重点推广分布式光伏发电在工业园区、产业集聚区的应用，先易后难逐步推向公共建筑、商业楼宇、家庭社区、保障性住房、“三旧”改造等方面的应用。

另外在各类土地招拍挂时，《实施意见》建议，可针对特定项目(如工业厂房、商业建筑、学校、医院、居民社区建筑和构筑物等)，将建设分布式光伏发电项目作为附属条件纳入土地出让合同。

十二、黑龙江省大庆市

参考文件：大庆市人民政府关于促进光伏产业发展的若干意见(试行)庆政发〔2014〕8 号

摘要：

坚持示范引领合力发展。在党政机关、学校、油田等建筑物推广分布式发电系统；利用盐碱地、废弃地等未利用地建设大型地面光伏电站；结合农业生产、新型城镇化建设、棚户区改造、住宅小区开发等，

推广光伏建筑一体化、光伏农业、风光互补等多种形式应用示范工程。

pvp365 2014-08-12

度电补贴促光伏电站开发商更关注电池转化效率和经济效益

“通过 1 个月的试验，同样瓦数的单晶硅光伏电池比多晶硅电池的发电效率高 6% 以上。”近日在山东省即墨用于试验的三个不同技术路线的微型电站旁，隆盛晶硅科技的潘志明经理对《第一财经日报》记者称。

国家鼓励光伏发电的政策出台后，2013 年国内终端市场开始启动。一年超过 10 吉瓦（1 吉瓦=1000 兆瓦）的装机，也成为产业链上企业争夺的目标。

在国家的规划中，鼓励分布式光伏发电，并对光伏发电实行度电补贴，即根据实际发电量进行补贴。而改变以往直接对项目实行补贴的做法，这促使电站开发商更加关注电池的转化效率和经济效益，单晶硅产品优势凸显。

千亿市场争夺 路线决定收益

2013 年起，国内不断出台鼓励光伏发电和并网的政策，并明晰电价补贴标准。国内市场短期内启动，2013 年国内新增并网光伏发电装机达 11.3 吉瓦，中国成为年度全球最大的光伏市场。

而截至 2012 年底，国内累计光伏装机不过 700 兆瓦，可见市场快速启动。能源局规划，2014 年全国光伏新增装机目标为 14 吉瓦，其中地面电站 6 吉瓦，分布式光伏发电 8 吉瓦。按照目前每瓦 8 至 10 元的综合投资成本计算，将拉动超过 1000 亿元的市场。

据本报记者追踪了解，1000 亿元的投资仅单纯计算结果，一般而言，还是大型地面电站更受投资者青睐。分布式电站受到屋顶产权不清晰、装机规模小、预期收益不够明确影响，建设并不顺利。

大型地面电站都是由发电企业经营，目前的补贴政策都是补给电站开发商。行业调整造成材料、电池和组建的成本下降，则由制造企业承担，制造企业在电站开发中相互竞争提供组件和电池。

制造企业一直想分享政策补贴，但就目前的政策而言，只有直接做电站，否则难以分享补贴。当然，制造企业直接涉足下游建电站，也是现在的趋势。

电站的主要投资方有两类：一是五大电力集团为首的央企。二是一些光伏制造企业主动延伸产业链到终端电站。笔者更看好央企，因为央企有更好的融资能力，更低的融资成本，更便利的上网条件。但是制造型企业可以消化自己的库存，短期来看对企业起到正面影响，长期来看由于民营企业融资成本的高昂，势必难以得到理想的收益率。

在目前的政策和市场机制下，光伏行业的竞争压力转嫁到上游材料、中游制造业领域。材料和制造相关度高，捆绑在一起争夺每年超过 1000 亿的市场。

技术路线之争 谁能多发电

目前全球的太阳能电站市场上，主要有晶硅电池和薄膜电池两类。薄膜电池产品的光电转化效率还在提高过程中，加之规模化不足，成本下降速度慢。晶硅电池占市场近 90%，薄膜电池占 10% 左右，最大的薄膜组件供应商为美国的 Firstsolar 公司。

而在晶硅电池领域，又有多晶硅电池和单晶硅电池的区别。2013 年的光伏市场，电池片需求共 34.7 吉瓦，其中多晶硅供应了 21.9 吉瓦，是光伏电池的主流，单晶硅电池占比不高。未经核实的数据显示，国内光伏市场上，单晶硅目前仅百分之几的份额，其余主要为多晶硅电池。

长江证券公司分析师对记者分析说，单晶硅和多晶硅的市场份额的差异，主要是因为多晶硅产品门槛较低且在光伏产品稀缺时更容易扩产，导致当前单晶硅生产规模比不上多晶硅，国内早期电池企业和硅材料企业多是多晶硅路线，所以在国内市场上占得先机。

不过受中国光伏市场快速启动的影响，在中国市场占比较小的单晶硅拉低了全球市场的比例。但一位业内人士对本报记者称，从全球的视野看，单晶硅电池的占比是逐渐提高的。中银国际的一份研究报告显示，单晶硅电池的市场份额一直在 30% 到 40% 之间徘徊。业内普遍预计，未来几年单晶硅电站占比将迅速提升。

隆盛单晶硅组件、单晶硅双玻组件、多晶硅组件三种路线的微型电站试验数据显示，在一个月的时间内，同样瓦数的单晶硅组件发电量比多晶硅平均高出 6%，高的时候达到 8%。单晶硅电池发电效率普遍高过多晶硅电池。

某西部采用单晶硅电池的大型地面电站的运行数据也显示，单晶硅电池的发电效率高于多晶硅电池。同时单位单晶硅电池比多晶硅电池发电效率高，本报记者在现场还发现，同样面积的组件，单晶硅组件比多晶硅多 15 瓦的功率。

不过当前，每瓦单晶硅组件比多晶硅成本高出 10% 左右。但单晶硅发电效率高，同样的装机占地小，连带也会节约支架、电缆等系统周边成本。综合投入与多晶硅产品相差不多，即电池以外的投资能抵消电池 10% 的成本差距，单晶硅电池将占据优势。

潘志明对记者说，单晶硅确实效率高，未来将采用单晶硅电池建电站。适应于国家鼓励分布式电站的政策，单晶硅效率高意味着同样面积内，装机规模会比较大，发电量转化为业主的收益。

上述分析师称，单晶硅一旦上了规模，还有成本下降空间，未来肯定会成为趋势。目前地面电站单晶成本高于多晶硅 0.15 元，分布式单多晶硅成本已经持平。

降成本游戏 与时间赛跑

开发商关心的集中在成本和质量上，一家大型新能源开发商人士对本报记者称，电站采购产品主要看成本，其次看质量，往往是最低价竞标成功。质量好能维持 20 多年的运营，收益稳定，质量不好成本再低也转化不成效益。国内电站投资者对质量的要求不及国外投资者。究其原因，还是国内市场启动才短短两三年，很难有国外投资者的经验。

所以技术路线的竞争也成为降成本的赛跑。“目前主要的问题，在于单晶硅产能供给偏紧，但各大厂家也在持续上马单晶硅生产线。”上述业内人士称。

据记者梳理，国内主要有五家单晶硅片制造商，分别是隆基股份、卡姆丹克、中环股份、河北晶龙、阳光能源，去年到今年不断推出标准化的单晶硅片新品。传统多晶硅生产商保利协鑫早前也公开称，将会上马单晶硅厂，加强公司在单晶硅领域的能力。

上述分析师认为，一旦规模到位，单晶硅成本降低后，将更具竞争力。对于电池厂家而言，一向是随着成本走，多晶硅单晶硅都有产品。

而从 2010 年开始的一轮光伏行业调整，起因就是产业过剩，材料价格大幅下滑，虽然降低成本是光伏发展的长远要求，但制造企业无法承受就会陷入危机。成本下降客观上使得光伏发电更具经济性，也促使国内市场启动，在国内消化光伏产品。

但降低成本的过程会持续，国家制定的大型地面电站标杆电价政策也会周期性调整，今年以来就有消息说，年底标杆电价调整，引发了开发商的“抢装潮”。

“提供材料的上游企业，虽然因价格下降会对总体营业规模有影响，但效益一直持续向好，需求一直在上升，相信未来也是如此。”上述业内人士对本报记者称。

目前两端挤压，处于中游的光伏电池和组件商已经出现向下游，即转身为电站开发和运营商的趋势，享受国家的补贴，同时传导到生产环节。包括天合光能、晶科等企业已经运营着光伏电站，其他企业也在陆续进入。

第一财经日报 2014-08-13

能源局将出分布式光伏“新玩法”

根据能源局统计，今年上半年分布式光伏新增装机 100 万千瓦，山西、湖北、陕西新增分布式只有 1 万千瓦，天津、福建、湖南等中东部地区新增装机为零。这与国家能源局确定的年内新增 800 万千瓦装机目标相去甚远。

基于这样严峻的形势，国家能源局选择在“红色阵地”嘉兴召开分布式光伏现场应用推广会，讨论研究促进光伏发展方案。原计划 100 人的会议，最终有 500 人参加。足见，能源企业、投资者、政府部门对分布式光伏的追捧。

追捧，实际上是一种投资预期。尽管如此，观望仍是不少项目业主、投资者的态度。分布式光伏项目业主需要协调屋顶资源、发电用户、电网企业、融资主体、政府管理部门等多个主体，涉及到的对象越多，项目投资收益受到的钳制越大。

屋顶资源难协调，电费回收难，贷款融资难，质量保证难，这是分布式光伏面临的四大难题。解决这些症结，才能避免分布式光伏零增长的尴尬。

按照集中开发与分散利用的思路，中东部地区是分布式光伏的主战场。中东部地区电价承受力高、负荷较大，各类工业园区为分布式光伏提供了空间。

国家能源局局长吴新雄在嘉兴会议上透露，能源局即将下发《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》，对光伏政策进行细化和调整。对于分布式光伏发电项目，在项目备案时，既可选择“自发自用、余电上网”，也可选择“全额上网”。

这意味着，分布式光伏不再以是否“自发自用”为标准，只要是集中、分散式利用的项目都可以享受度电补贴，或者执行标杆电价。

基于此，分布式光伏在电力用户用电量显著减少或者消失的情况下，便可以转为“全额上网”，执行光伏电站标杆电价，以保证投资这回报。但两者只能选择其一。

未来，分布式光伏不限于屋顶项目。在国家层面，已经明确扩大分布式光伏范围。即，利用废弃土地、荒山荒坡、农业大棚、滩涂、鱼塘、湖泊等土地资源建设的光伏发电项目，在 35 千伏及以下电压等级接入电网（项目容量不超过 20MW）且所发电量在并网点变压台区消纳的项目，可以纳入分布式光伏发电规模指标管理，执行当地光伏电站标杆电价政策。

换言之，原来被定义为地面电站的装机将进入分布式的盘子。

财政补贴仍是国家扶持光伏产业的手段。按照发改委价格政策：“光伏发电项目自投入运营起执行标杆上网电价或电价补贴标准，期限原则上为 20 年。”这意味着，补贴可以伴随分布式光伏项目的全生命周期。当然，随着时间推移，光伏补贴标准可能会调整。

来自决策层的消息是，能源局将调研对地面电站、分布式光伏补贴政策进行微调。调整思路是：对新能源总补贴政策不变，地面电站补贴适当降低，分布式补贴则提高。再加上地方财政补贴政策，这对于观望中的分布式光伏是绝佳利好。

在分布式光伏的管理上，国家能源局仍将延续年度计划管理的方式，进入年度计划的项目才可以享受财政补贴。这种管理方式仍以传统的分配指标为主，但在行业发展初期，对于解决补贴不足、电网不配套的问题相对有效。

今年以来，各地光伏指标落地情况并不理想，大多数项目还没开工建设。一方面电网接入审查难，另一方面项目投资收益不明确，企业建设投资热情不高。

按照国家能源局的安排，明年制定年度计划时以各地区今年执行情况为基础，执行不好的地区，相应减少年度规模。对于今年抢占较多指标资源，而又未能开工建设的地区，下半年将紧张了。

更何况，国家能源局已经制订了清洁能源配额管理办法，文件下发只是时机问题。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。

目前的形势下，下半年分布式光伏在有望摆脱观望的气氛，在投资回报预期相对明确、行政约束倒逼下，进入装机大幅增长的新阶段。

21 世纪经济报道 2014-08-14

解读吴新雄在嘉兴关于分布式光伏讲话

8 月 4 日国家能源局局长吴新雄在嘉兴分布式光伏发电交流会上洋洋洒洒说了一大堆干货，光伏发电各个方面的问题和对策也都提到了，对策也相对具有操作性。那目前光伏发电的实际情况到底如何，今年光伏装机容量有多少？分布式光伏项目投融资难点在哪里？

(一)吴新雄讲话内容有这么几个主要观点：

一、分布式光伏发电大方向方面

1、国务院及能源局高度重视光伏产业，花费好大力气和成本来推这个事。国家在国际上能够左右市场的产业并不多，光伏产业是其中为数不多的一个，目前欧美双反围剿我们，这个光伏产业国际话语权我们会保住。要保住就要大力推国内市场，我们 40GW 产能，国内市场提到 15GW 就可消

化 4 成。(第二个意思：你们老外老借碳减排来打我们的脸，我们要用光伏反打你们的脸)

2、中期能源战略是煤清洁高效利用、提高烧气比例、2020 年非化石能源占比 15%。非化石能源目前占比 9.8%，水电现在 2.8 亿，2020 年要达到 3.2 亿千瓦装机，风电现在 7500 万千瓦，2020 年要达到 2 亿装机容量，太阳能现在 1500 万千瓦，2020 年要达到一亿千瓦的装机容量。(未来增速排序估计：太阳能、风电、天然气、水电、煤)

3、分布式能源是新城镇化的重要组成部分。城市人口多，靠几个天然气管道集中用气，高峰差、低谷差大。方向是，将城市分成一个个居住 5000~20000 人的建筑群，用 ARG 气化、三联供，集中制能，集中制热，屋顶上有太阳能发电，这样小区完全清洁化了。这是未来的新城镇、新能源、新生活。

4、从西部集中式转向东中部分布式。西部 3000 小时光照，东中部 1000 多小时光照，为何转？西部自身消化不了，输电损耗大，东中部太阳能发电全是高峰电，电价高，经济条件好，设定的补贴已使得投资回报率比西部高。(早该转了。分布式光伏项目天然亲民，以后可成为居民看得见摸得着的、稳定收益的养老投资资产)

5、计划择时推出各省用电清洁能源配额制。文件已拟好，会择时下发，清洁能源各个省要作为碳排放、能源考核的依据。(是继初装补贴和 FIT 之后的重磅政策，要动某部分利益集团的奶酪；补贴+强制性配额，可撬起更大的市场)

6、强调二十年补贴政策不变。但随着时间推移，补贴额度有可能微调。新能源总补贴政策不变，集中式补贴可能要适当降低一点，分布式补贴要适当提一点。(政策稳定性很重要，光伏项目现金流证券化首要条件是收益稳定性)

二、今年推动分布式光伏发电发展方面

1、扩大分布式光伏发电市场

1)对于利用地面场所或农业大棚等无电力消费的设施建设、在 35 千伏及以下电压等级接入电网、单个项目容量不超过 2 万千瓦且所发电量在并网点变电台区消纳的光伏电站项目，可以纳入分布式光伏发电规模指标管理，执行当地光伏电站标杆上网电价。(分布式光伏发电上半年备案完成率太低了，荒山荒坡、农业大棚、滩涂、鱼塘、湖泊等地面电站转过来充数)

2)增加一条措施，在电力用户用电量显著减少或者消失的情况下，可以转为“全额上网”，执行光伏电站标杆电价，解除投资者对电费回收的后顾之忧。

3)鼓励有条件的地方，强制耗能较高的企业新建建筑屋顶安装光伏发电。

2、落实今年光伏发电装机容量 年初已将 2014 年新增备案规模下达到各地区(14GW，分布式 8GW)，但半年只执行了 3.3GW，会后，各地方要加大执行力度，力争全年光伏发电新增并网容量达到 13GW 以上。对于计划执行不好的地区，不再增加其光伏发电规模指标。

3、多措并举解决好屋顶分布式光伏项目问题 ……各种细节……(细节略，可看原文，其中并网简化、电费收入保障、光伏电站质量保证、项目融资创新等都很重要)

提一下落实屋顶项目的两条措施：

1)工业园屋顶项目。鼓励工业园管委会成立公司统一开发园区内屋顶光电项目，解决扯皮问题。(根据官方统计数据，目前全国适用的建筑屋顶可建成 300GW 分布式光伏电站，其中工业园区 80GW；园区内企业资金实力强，园区屋顶项目将最先大规模铺开)

2)能源央企屋顶项目。要求每家能源央企至少要与一个地方政府合作，成建制地开发建设一个分布式光伏示范区。(117 家能源央企，每家今年仅落实 30MW，就有 3.5GW)

4、PPA 试点

计划选择部分示范区开展分布式光伏发电区域电力交易试点，允许分布式光伏发电项目向同一变电台区的符合政策和条件的电力用户直接售电，电价由供用电双方协商，电网企业负责输电和电费结算。(未来发展方向)

(二)吴新雄的讲话相当全面，将分布式光伏发电各个方面的问题和对策都提到了，对策也相当有

操作性。顺着吴局的思路，再讲讲两个方面的实际情况。

一、今年光伏装机容量有多少？

吴局说力增 13GW 以上，业界普遍预测 13~15GW，我更乐观一点，15~17GW。除开上半年的 3.3GW，下半年 12~14GW 主要来自于这几个方面：

1、享受标杆电价的地面光伏电站。这部分电站上半年并网 2.3GW，下半年力度可能稍大，预计 3~4GW。

2、纳入分布式指标的地面光伏电站(滩涂、荒山等)。这部分光伏电站单体规模一般 2~20MW，范围广。该类项目无就地消纳荷载，实际执行分布式补贴，收益率低，审批也较难，执行标杆电价后，投资收益率提升，应该有量出来。该部分弹性较大，可预测为 1~3GW，中值 2GW。

3、工业园屋顶项目+工业企业屋顶光伏项目。这部分是分布式光伏屋顶主力，主要为自发自用(比上网收益高)。实际操作中，项目单体规模可高于 6MW。上半年分布式光伏发电备案完成率低主要原因在于地方政府在制定地方细则，细则集中在 6~8 月出来，备案也在此时间段大体落实完毕。少数地方就执行国家统一的分布式补贴，大部分地方还有额外的补贴，所以今年这部分放量是可明确预期的。预计 5~6GW。

4、商业屋顶光伏项目。吴局鼓励地方政府额外补贴学校、医院等公共机构分布式光伏发电项目，也鼓励在火车站、高速公路服务区、飞机场航站楼、大型综合交通枢纽建筑、大型体育场馆和停车场等公共建筑推广分布式光伏发电应用，加上商业写字楼等，这部分预计 500MW~1GW。

5、居民屋顶光伏项目。居民用电时间与光伏发电时间不匹配，自发自用率低，仅 0.42 元/度补贴的话，收益率低，初始投资意愿也低，所以这部分是分布式光伏发电工作的难点，目前仅有别墅类项目有小分量，预计 300~500MW。

二、分布式光伏项目投融资难点

吴局也谈了这方面的内容，但说得不深。目前光伏发电项目市场约 1200 亿元左右(15GW×8 元/瓦)，市场主要靠企业项目资本金+国开行贷款来启动(业主靠发电收入+政府补贴来回收投资)，民间财务资本、商业银行基本没有介入进来。实际上投融资已是继并网难之后的最大的光伏发展难题。

难点主要如下：

1、参与光伏项目的民营企业，融资渠道单一，贷款相对较难，利率较高

民营企业光伏项目资本金来源有限，一是靠企业自有经营积累资金，二是来自于股票融资(操作性较难较差)。光伏项目资金需求量大，而且资金很容易被沉淀，所以持续发展很困难。

在贷款方面，国有开发企业实力强大，且有集团母公司担保，易取得银行授信，一般可以拿到持平基准利率的贷款，民营开发企业则贷款相对较难，利率也会上浮。利率是影响项目收益率的重要因素，所以项目收益率比不上国有开发企业的项目，国有企业也凭借这个因素大包大揽光伏开发市场。

2、民间财务资本、商业银行不介入，光靠国开行贷款覆盖面远远不够 国开行规模再大，人力也会有限，目前只能覆盖一些大的光伏项目，中小型光伏项目较难以顾及。目前保险和租赁企业正在介入进来，但还在起步阶段。分布式光伏项目光靠资本金投入，没有债务资金进来，是启动不起来的。

原因分析如下：

1、政策制定有偏差

2012 年新增光伏装机容量中，分布式占比 47.4%，2013 年由初装补贴改为度电补贴后，当年分布式占比下降到 6.2%(0.8GW)。2014 年初国家指导意见是分布式占比 57%，但实际上上半年分布式占比仅 30%(1GW)，与预期差距较远，而且这些项目大部分是由上年转过来的，扣除这部分，上半年新增分布式光伏电站非常少。

主要原因在于政策制定与实际情况有偏差，初装补贴政策转向度电补贴政策中没有平稳过渡。

在初装补贴政策中,光伏电站装机容量每瓦补贴标准逐年下滑速度跟不上光伏组件及 EPC 价格的下滑速度,使得分布式光伏电站项目投资回报过于丰厚(一是由于补贴标准没有前瞻性,二是拖工期骗补现象严重)。以 BAPV 为例,2009 年、2010 年、2012 年、2013 年上半年 BAPV 每瓦补贴分别为 15、13、7.5、5.5 元,2013 年 EPC 价格已下滑 8~9 元/瓦,使得项目资本金投资回收期在 2 年左右。

由于可再生能源专项基金有限(目前约为 80 亿元),初装补贴模式出现问题过多,2013 年下半年补贴模式改为度电补贴,分布式光伏电站每度电补贴 0.42 元,补贴 20 年,项目资本金投资回收期拉长至 7~11 年。有些项目因为测算中年现金回收额抵不过利息开支而启动不了。投资回收期过长,投资资金意愿一下子降低。

简单测算在度电补贴模式下,东中部分布式光伏电站项目实际每瓦补贴额:每瓦 20 年平均发电量为 1 度/年, $0.42 \times 1 \times 20 = 8.4$ 元/瓦(不考虑通胀),大于 2013 年上半年的补贴标准 5.5 元/瓦。即度电补贴模式下,对光伏电站项目的补贴实际上比初装补贴高(考虑到通胀,可能持平)。

说起这个不是说批评度电补贴模式,而是说在政策上可以有更灵活和更平稳的考量,如采用“部分初装补贴模式+部分度电补贴模式”,或在度电补贴模式下,前 5 年补贴额大一些,后 15 年补贴额小一些。起码要让投资者现金回收得快一些,这样民间资本也会有意愿介入进来,分布式光伏发电的商业模式也会丰富起来。

2、商业模式不清晰

在靠政府补贴撬动的产业,政策决定了商业模式。目前在操作中,地面光伏电站和部分工业屋顶分布式光伏电站(业主自营)是有商业模式的。商业屋顶分布式光伏电站的商业模式比较模糊,投资收益率与贷款利息大体持平。居民屋顶分布式光伏电站几乎可以说没有商业模式,项目基本无法贷款,而自发而起的项目回收期也在 10 年以上。

除了政府补贴水平因素外,很多分布式光伏项目没有商业模式的关键原因在于成熟的分布式光伏项目安装质量评估机制和保险机制还没有出现,这些项目的各项风险和现金流无法被定价,收益无法被抵押,故项目在前期的投资回报评估阶段都通过不了。有了评估和定价基础,才会有后面的融资创新。

如在德国(20 年固定 FIT 政策)的分布式发电项目商业模式中,项目贷款主要通过政策性银行(复兴银行)及商业银行(来自于复兴银行的贷款)评估后 100% 发放。该债务融资为有限追索权贷款,由上网电价和光伏电站项目资产作为抵押,完全由电费收入产生的现金流进行偿还。由于有清晰的商业模式,各路民间资金纷纷流入独立开发商(SPV)。

如在美国(投资税务减免+可再生能源配额政策)SolarCity 的 PPA/租赁商业模式中,20 年的 PPA 协议/租赁合同中存在现金流分布不平衡的问题,分期向用户收取的电费或租金无法解决巨额初期投资压力,SolarCity 通过融资创新,将 PPA/租赁合同的未来现金流进行货币化,吸引税务投资机构,并通过巧妙的合资模式和售后回租模式,获得了(由税务投资者出资的)持续开发光伏项目的资本金。在这里,SolarCity 自己承担了光伏资产的评估和定价工作。

(三)综上所述,小建议

一、培养成熟的分布式光伏项目安装质量评估机制和保险机制。

除了要求光伏设备必须采用经国家认监委批准的认证机构认证的光伏产品外,还需实施光伏电站质量评估机构准入制,由批准的评估机构为每个光伏电站发放评估证书,证书可将光伏电站质量分个三六九等,给保险公司、租赁公司和商业银行统一使用,作为光伏电站定价的基础。评估机构借此取得收入,但被发现作假,可禁入及罚款。

二、微调度电补贴。

将 20 年不变的度电补贴,微调为:前 5 年(或前 10 年)补贴额大一些,后 15 年(或后 10 年)补贴额小一些。借此缩短投资回收期,吸引民间财务资本。

对居民屋顶分布式发电项目的度电补贴,在上面微调的基础上,再把度电补贴额度适当提高一

下，使之有行之有效的商业模式。

三、对商业银行实施可再生能源信贷配额。

依靠自发的商业行为，商业银行对光伏电站项目放贷意愿很低。即使学习德国复兴银行做法，再贷款给商业银行，也会收效不高，因为商业银行的收入太丰厚了。在光伏电站可 bankability 之后，对商业银行实施强制性的可再生能源信贷配额，可大幅促进光伏电站的发展。

Solarzoom 光伏太阳能网 2014-08-15

刘晓冰分析光热发电商业化“正途”

“国内太阳能光热发电产业是‘起了个大早，却赶了个晚集’。”国家太阳能光热产业技术创新联盟秘书长刘晓冰在接受中国证券报记者专访时介绍，国内光热发电早有技术储备和项目落地，却一直到今天才即将获得国家实打实的激励政策。

他指出，正因为看过了众多新兴产业过去几年所走过的产业化“弯路”，在充分总结前车之鉴后，国内光热发电行业已经为未来大规模商业化勾勒出了较为清晰的“路线图”：建设实验电站，打通系统流程，发现供应商；建设示范电站，建立产业链基础，打通产业链；建设规模化电站，完善产业链，降低发电成本；建设商业化电站，实现无补贴的竞争式发展。

相对优势明显

刘晓冰指出，当前国内光热发电产业发展处于起步阶段，仍存在一系列亟待解决的问题。主要问题来自两方面：一是技术成熟度不高，尤其是电站建设的系统集成能力不足；二是上网电价定价机制的不明确及不完善。

不过，刘晓冰介绍，相对光伏发电而言，在热能储备完善的情况下，光热发电通过前端生热后端与传统热工艺联产，可以实现 24 小时连续发电，这种方式输出的电能质量要远甚于日利用小时数不足 12 小时的光伏发电。此外，由于热发电避免光伏发电工艺中的晶硅光电转换环节，无需昂贵的晶硅材料投入，其潜在成本下降幅度要远甚于光伏。

他说，更为重要的是，光热发电在替代传统一次能源消费中的潜力不可小觑。按照资源统计，我国太阳能热发电装机潜力约为 16000GW，发电潜力约为 42000TWh/年，折合年发电量可达 420000 亿 kWh，这一数字对比我国 2012 年 49555 亿 kWh 的全年用电总量来讲，意味着可替代当前逾 8 成的电力消费，这一潜力其他能源替代形式无法比拟。

此外，太阳能热发电技术具有优异的环境特性。根据数据统计，以电站的全寿命周期计算，每发一度电，传统火电带来 900 毫克的碳排放，天然气 435 毫克，光伏 110 毫克，风能 17 毫克，而光热发电仅为 12 毫克。光热发电整个工艺流程中的环境友好性可见一斑。

“四步走”战略

刘晓冰表示，光热发电的未来商业模式为，通过电价形成机制与技术发展机制的融合，重点发展和完善电站集成运维技术，从而牢固掌握设计技术。光热发电产业要实现的是自主知识产权的商业化目标，构建完整产业链，直至不依赖补贴的商业化。

他说，为实现这一模式，我们联盟研究总结出光热发电产业“四步走”战略：第一步建设实验电站，打通系统流程，发现供应商；第二步建设示范电站，建立产业链基础，打通产业链；第三步建设规模化电站，完善产业链，降低发电成本；第四步建设商业化电站，实现无补贴的竞争式发展。

刘晓冰介绍道，当前光热发电产业发展处于从实验到示范的过渡阶段，这一时期行业的主要任务是开展槽式、塔式和蝶式等不同技术路线的实验，每种技术类型不少于 2 个，这一阶段对应的电站建设总规模目标 700MW。在此过程中，要培育一批专业的电站 EPC 队伍，以 10 家左右为宜。

他预计，到 2025 年后，也就是完成上述第三个阶段任务，国内光热发电度电水平可降至 0.6 元/度，与传统电力形式成本相当，届时，光热发电商业化发展阶段才可正式开启。

他说，当前国内光热发电成本电价约为 1.38 元/度，单位投资 0.299 亿元/MW。预计通过 4 年时间，到 2018 年，可将成本电价降至 1.15 元/度，这期间需要政府投入补贴 35 亿元。到 2021 年前后，

发电成本可降至 0.9 元/度，这期间需要政府补贴预计 80 亿元。到 2025 年前后时，国内光热发电装机量可突破 5000MW，度电成本将降至 0.6 元/度。前后三个阶段需要的政府补贴额度总计不到 300 亿元，便可推动光热发电正式进入“平价上网”时代。

度电成本下降很关键

对于光热发电近段时间市场关注度的持续升温，也有不少研究员持相对谨慎态度。中国证券报记者在采访中发现，他们所指出的光热发电当前最致命的短板便是成本问题。“尽管任何新能源发电形式都会获得政策青睐，但放眼未来，随着国家补贴政策逐渐下调直至取消，它们都要被推向市场，到时候，决定其竞争力的关键因素还在于发电成本。”

当前来看，太阳能热发电的成本，无论是相对于火电，还是与其“同根生”的光伏发电来说，均存在较大劣势。综合行业多个研究报告的权威说法，目前国内光热发电的初始投资成本在 2.9 万元/千瓦左右，度电成本为 1.38 元/度上下。对比传统火电和光伏发电，光热发电的初始投资成本和度电成本均相当于传统火电的 4 倍，是光伏发电的 2 倍。

刘晓冰也坦承，目前摆在光热发电全行业面前的最关键问题便是，如何推动行业整体投资和度电生产成本的迅速下降。

有光伏行业分析师对中国证券报记者表示，曾经一度是市场“宠儿”的光伏行业，经过长达数十年的规模化扩张，技术几轮升级换代，制造业产品价格一路下跌，目前其度电成本也仅降至 1 元/度，最低也在 0.8 元/度上下。以此进程来类比分析光热发电，其当前装机规模不及光伏 1/10，且制造业技术水平整体偏低，并缺乏成功商业化案例，如此现状下，要实现度电成本下降，显然并非易事。

不过，刘晓冰表示，未来随着国家政策扶持力度的不断加大，凭借自身的天然优势，光热发电还是有望在新能源发电领域实现“弯道超车”的。

刘晓冰解释称，光热发电行业未来成本下降的空间十分巨大，这主要体现在技术路线优化升级以及关键部件国产化替代上。

在技术路线问题上，目前国内外均以槽式和塔式为主流，其中槽式光热发电站的装机规模为塔式的数倍，处于绝对优势地位。但刘晓冰认为，从行业发展趋势上，目前槽式发电技术的成本下降空间已经饱和，未来最具成本竞争优势的是塔式技术。他解释道，塔式光热电站其吸热器中的工作介质的温度在 500-1000℃，高温决定了高热值转化效率。同时，相对于槽式系统，由于省掉了管道传输系统，热损失小，系统效率高，也更便于存储热量。这一技术优势决定了在同样规模的投资水平下，塔式比槽式电站的单位投资可下降一大截。

而在光热设备方面，刘晓冰指出，仅以光热发电的聚焦集热管这一关键部件为例，其在全球发展近 30 年，一直以来被德国肖特和西门子两家企业垄断，产品售价居高不下。近两年，随着国内光热发电开始起步，已有十余家企业试制出样管，其规模化生产后的价格可较国外产品下降一半以上。“这意味着光热设备全面国产后的替代成本下降空间潜力十分可观。”

按照中信证券的研究分析，在国内市场，光热发电单位投资如果在 5 万元/千瓦以上，市场难以推广；如果降到 3 万元/千瓦，市场开始出现；如果再降到 1.5 万元/千瓦，有较大市场；若降到 1 万元/千瓦，市场不可估量。

刘晓冰乐观地表示，光热发电进入“平价上网”时代，有望在十年左右时间内实现。

中国证券报-中证网 2014-08-15

海洋能、水能

威尔士首个潮汐发电系统亮相

地球大部分表面都被海洋所覆盖，科学家也不止一次表示人类可以向海洋索取更多的东西，除了生物之外，还包括能源。

英国《每日邮报》报道称，威尔士即将投入首个潮汐发电系统，目前首台 400kW 试验机已经组装到位，待整个发电系统建成将能够为 10000 户家庭提供电力保障。

这组潮汐发电系统名为 DeltaStream，其水下发电部分重达 150 吨，主体由固定在一个 16 米-20 米三角形框架上的三台螺旋桨发电机共同组成，工作时它们将被沉入 15 米深的水下，靠涨潮、退潮的海水流动来驱动发电。

据研制 DeltaStream 的公司代表介绍，目前的试验机组将经过 1 年的测试，如果切实可行，那么未来将在附近位置再部署多台相同设备，并最终形成 10 兆瓦发电能力。

据英国资源部门预测，到 2035 年，海洋能源产业规模将达到 103 亿美元规模，并将创造近 2 万个工作岗位。





驱动之家 2014-08-11

水权制度有利于水电全面市场化

2005年，水利部颁布《水权制度建设框架》，同年，水利部出台了《关于水权转让若干意见》，标志着我国正式进入水权制度建设和实施时期。2011年中央1号文件也提出了“建设和完善国家水权制度”的要求。水权制度是水资源的界定、配置、使用、流转和监管等一系列制度的总称，其实是水资源的市场化配置和水资源的有偿使用，它是具有中国特色社会主义市场经济体制建设的组成部分和重要内容。水权制度的实施将会对发电企业和水电电价改革产生重要的影响。

水权制度的实质是水资源的

有偿使用和水资源的市场化配置

水权是水资源的取水权和使用权，也有学者认为是水资源的所有权和使用权。《中华人民共和国水法》规定“水资源属于国家所有，水资源的所有权由国务院代表国家行使”，“国家对水资源依法实行取水许可证制度和有偿使用制度”。国家的所有权如何演变为企业和个人的使用权？在计划经济时代是通过计划分配和行政划拨实现的，在市场经济条件下，只有通过交易和有偿使用获取水资源

的使用权。水权制度就是实现国家所有权下的水资源使用者的有偿使用，是市场经济发展的必然结果。在市场经济较发达的美国、加拿大、日本、澳大利亚、俄罗斯、法国、英国等国家已经充分地实施了水权制度。

水资源不均匀地分布在地球的表面上，人们赋予了保护和管理水资源的一般人类劳动，因而水资源具有价值和使用价值，具有了作为商品交换的一般条件。在明确界定水权和分配配额的前提下，在市场经济体制完善的地方，市场会促使水资源向效率高的行业 and 用户流转，从而实现水资源的市场化配置，这是水资源的稀缺性和市场配置资源的有效性决定的。

水权制度是实现水市场的基础，建立和发展水市场是实现水资源优化配置的必然要求，市场对水资源的配置起基础性的作用，水资源的利用不再是计划经济体制下的“一平二调”。

1998年浙江省内相邻的余姚市和慈溪市以3500万元达成了我国第一笔前3年每年供水1000万立方米，后12年每年供水2000万立方米的水权交易。

水权制度有利于电企全面市场化

目前，我国电力企业获取的水电资源开发权由各级政府授予，水资源的利用以行政审批方式取得使用权，企业发电销售价格按国家或地方政府审批的价格执行。实际上，这种由各级政府配置资源，产品价格由各级政府确定，企业所用来自生产电力的水资源未进入企业的生产资料范畴作为产品成本核算，企业则是无偿地使用了本属于国家的水资源。尽管国家规定审批取水许可证时企业应向政府缴纳水资源费，但从实际执行和统计情况看，缴纳水资源费的主体是一般工业用水和城市生活用水企业，中央直属电厂用水和火电厂的循环冷却用水暂未征收水资源费。全国已经执行的其它行业水资源费收缴情况差异也较大，标准不一致，已经收取的未按实际用水量收取，很多地方只是象征性地一次性收取，还有很多地方未收取水源费，水资源费的征收未有实质性的进展。水电企业的生产资料未进入成本，产品未按市场规则销售，这充分说明现阶段我国电力企业未完全充分地进入市场，带有极浓厚的计划经济色彩。

水权制度要求水资源的有偿利用，即使是国家通过审批获得的水资源，也是必须实行有偿使用和可以进行交易的。各水电企业作为市场经济的主体，应遵守市场经济规律和相关规则，不管其经济所有制性质和股份结构如何，都有其自身的利益诉求和独立的利益主体，即使是国有独资企业也一样，不能无偿占有和使用属于国家产权的水资源。水电企业生产电力的水资源有偿取得并进入电力生产成本，水电商品将增加资源成本，电力企业增加营运成本，电力商品的价格也将会体现水资源价格的成本，实现国家宏观调控下的电力价格市场化，从而促使水电发电企业全面进入市场。

水权制度下的水权价格是国家宏观调控下的“准市场”价格，属国家指导价格，是国家在资源开发中获得的产权收益，也是国家的财产性收益。同时由于水资源这种商品的物理和化学特性，水资源在发电过程中不存在减少和污染，水的质和量不会发生变化，但用于发电的水资源可能会出现空间和时间的转移，已有一些地方按照每千瓦时0.0025--0.005元收取水资源费即水权费，参照物价因素和水资源的稀缺程度性，用于发电的水资源费千瓦时应在0.005-0.01元之间上下浮动。当然，按照每千瓦时发电用水量收取水权费更直观一些，按千瓦时收取更便于操作和计算。

水权制度有利于电价体制改革

我国水电价格长期处于偏低的状态，与火力发电电价相比，两者价格相差在40%以上。其实，火电站建设成本、建设难度、建设时间、移民量一般都低于水电，单位成本较水电低，但其价格却比水电高，其上网价格都把用于发电的煤、油进行了成本核算，火电在能源消耗、环境污染上都高于水电。同质同量无本质差别的电力千瓦时在价格上却实行的是同网不同价，同地区不同价，同用户不同价的政策，保护了火电，损伤了具有生态性的水电，形成价格歧视和投资偏好，造成资源消耗大，环境污染严重。较低的水电价格掩盖了高昂的水电开发成本和资源的无偿占用实质，损害了国家资源所有权利益，损害了库区移民群众的利益。

水资源费用一旦进入水电生产经营成本重新核算电力价格，必然引起水电成本价格的变动，促使调整水电的上网价格，必然提出水、火电同网同价，水火同价的利益诉求，推动已经呼吁多年的

电价体制改革。

全面实施水权制度，水电企业必然按市场规律获取生产资料和按市场销售电力商品，用于生产电力的水资源价格必然进入电力生产成本，是水资源市场化配置的必然选择和必然结果。水火电力同网同价后，水资源成本费用短期内还不会直接波及到终端用户，一定时期后用户将最终承担水资源成本，这有利于推动深化电力企业改革，真正把企业推向市场，形成市场的主体。促进电力水权市场化和电力价格体制改革，会调整原有因无偿利用水资源而形成的利益格局，这需要完善相关的配套政策和制度层面的设计。

（马国忠 作者系四川甘孜州国资委主任）

中国能源报 2014-08-15

风能

德国海上风电计划举步维艰

Meerwind 项目的支持方已投资 16 亿美元开发风电。该项目共有 80 个大型西门子风机，项目进度较原计划落后一年左右。项目的推迟在两年时间里给西门子造成 10 亿美元成本。

多年来德国雄心勃勃的开发海上风电的计划举步维艰，一直处于亏损之中。现在像黑石集团(Blackstone)这样的投资者以及西门子(Siemens AG)等供应商则希望扭转这一势头。

由于大海上几乎总是有风，因此海风具有开发丰富且环保电力资源的巨大潜力。但自从德国在本世纪初开始规划海上风电项目投资以来，遭遇了重重阻力，包括缺少配件供应商、没有连接风力涡轮和国家电网所需的设备。即便是在开放水域建设所需的船只也无从获得。

因此早期的海上风电项目预算严重超标，投产也被延迟，因为开发商需要为港口、专用船只及电力连接设备投入数十亿美元。

全球第一大海上风电涡轮生产商西门子及其合作伙伴承认，他们低估了海上风电项目背后的挑战。上周这些挑战对财务的影响得到了印证。西门子表示，公司新计入 1.28 亿欧元(合 1.71 亿美元)与连接海上风电场和电网相关的支出。西门子称运输、安装以及启动涡轮组件的成本高出了预期。

不过该公司表示，在这一过程中他们学到了新的技能。

私募股权公司黑石集团和德国项目开发商 WindMW 已在这个位于北海、距离德国海岸 50 多英里(约合 85 公里)的海上风电项目上投入了 12 亿欧元。这个名为 Meerwind 的项目共有 80 个大型西门子涡轮机，预计将在今年年底开始发电，比原定时间推迟了一年左右。

Meerwind 项目在德国位于北海的海域，预计年内开始发电。

虽然处于浅水，但 Meerwind 的建设异常艰难。工程师必须将涡轮机、变压器和换流站的底座固定在水面以下 130 多英尺处。这个过程难度被证明比预期大得多。

另一个问题是给这个系统装电线，以便将海上发的电输送给陆地的消费者。这需要建设规模有工厂那么大的海上换流站。每建一个换流站花掉西门子大约 10 亿欧元。

西门子称，过去两年在制造和准备换流站方面的拖延使公司损失近 9 亿欧元，其中包括周四宣布计提的支出。西门子在 7 月份终于安装完了最后两个换流站。

西门子输电子公司的首席执行官 Tim Dawidowsky 说，西门子为建造离岸换流站安排的时间增至五年，延长了近一倍。

尽管存在上述挑战，但在德国用更环保电力来源取代核电厂和化石燃料电厂的策略中，风电仍占有重要地位。在 2011 年 3 月海啸导致日本福岛核电站发生事故后，德国加快了退出核电的步伐。福岛核电站事故发生后，德国立即关闭了八座最老旧的核电站，并计划到 2022 年关闭余下九座核电站。

其他风电站在建设中，包括德国公共事业公司 RWE AG 开发的 Nordsee Ost 项目。

去年，可再生能源发电量占德国发电量的 24%。能源业游说团体 BDEW 说，风电占德国可再生能源发电量的比例超过三分之一，是德国“绿色”电力的最大来源。

海上风力发电在德国再生能源发电中仅占很小的一部分——不到 1%，然而在这个人口密集的国家，最有前景的陆上风力发电项目已经瓜分完毕，所以投资者们只好将目光投向海上风力发电。

迄今为止，德国的海上风力发电量约为 630 兆瓦，德国计划使海上风力发电能力到 2020 年提高到 10 倍，达到 6.5 千兆瓦；到 2030 年达到 15 千兆瓦。

海上风力发电在技术上日趋成熟，但从经济角度来考虑，仍令人踌躇。海上风力发电的成本最高可达 0.18 欧元/度，而太阳能发电和陆上风力发电的成本分布为 0.11 欧元和 0.08 欧元，煤炭和天然气发电的成本则低至 0.04 欧元。

咨询机构 HIS Energy 的高级分析师戴尔(Magnus Dale)表示，要弥补以上差距需要有长期补贴项目。

德国正在向该行业提供长期支持，为海上风电场提供最长 12 年的补贴，尽管该国已经把到 2030 年的装机容量目标下调了 40%，以遏制不断上升的成本。

德国仍预计，今年可再生能源补贴总额将升至大约 240 亿欧元，而这笔钱将由电力消费者买单——通过额外收取电费的形式。

该行业认为，工业化的进一步发展和科技的进步，将有助于削减海上风力发电的成本。

西门子风电部门的负责人汉尼拔(Michael Hannibal)称，海上业务的目标是到 2020 年将成本降低 40% 左右。届时这一成本水平仍将比现今的陆地风电成本要高 35% 左右，比煤炭和天然气发电成本高出 1.7 倍，但是预计未来还将继续下降。为了实现这一目标，西门子正在考虑研发更大、更高效的风力涡轮机。

汉尼拔称，西门子最大风力发电机的装机容量是 6 兆瓦，但是该公司需要开始考虑 8 兆瓦的机组。西门子的竞争对手阿海珐(Areva SA)和维斯塔斯(Vestas A/S)已经有 8 兆瓦的产品了。

汉尼拔称，长期目标是降低成本，使得海上风力发电可以与煤、气发电竞争。

新浪财经 2014-08-08

大瀑布电力将在德国北海建风电场

据瑞典日报新闻网 8 月 12 日报道，瑞典能源巨头大瀑布电力公司将与德国 Stadtwerke München 联合投资 110 亿克朗（约合 16.4 亿美元）在德国北海建设风电场，瑞方投资为 56 亿克朗（约合 8.4 亿美元）。

该风场预计装机 72 台，年发电量 1.4 太瓦时，可供 40 万户家庭电力消费，该工程预计将于 2015 年动工。

据了解，风电投资在欧盟国家内部获得的支持力度和盈利前景不一，德国和英国盈利前景较好，但瑞典离岸风电开发成本较高，风电投资一直停滞不前。

商务部网站 2014-08-15

氢能、燃料电池

日本发布氢能源白皮书 将其列为第三大支柱

日本新能源及产业技术综合开发机构（NEDO）发布了旨在实现氢社会的《NEDO 氢能源白皮书》，目的是将其作为实现氢社会相关讨论的基础及技术开发方针。2014 年 7 月 30 日以后可登陆 NEDO 的网站下载该白皮书。

在日本，家用燃料电池正在普及，燃料电池汽车不久将上市。另外，2014 年 4 月日本内阁会议通过的《能源基本计划》也大量涉及到氢能源。因此 NEDO 称，“在实现氢社会的举措上，日本走

在了世界前沿”。

不过，要想全面实现氢社会，尤为重要的是要确立可使氢的需求量实现飞跃性扩大的新的利用技术。该白皮书称，在氢利用方面，以氢为燃气轮机燃料的氢发电技术有望成为家用燃料电池和燃料电池车之后的第三大支柱。据介绍，日本的氢能源整体市场规模到 2030 年将达到 1 万亿日元，到 2050 年将进一步增至 8 万亿日元。

此外，该白皮书还系统整理了全球围绕氢能源的各类信息，包括氢的特点、作为能源利用的意义、政策动向、与制造/运输/储藏/利用相关的技术动向以及当前的课题和今后的发展方向等。（记者：河合 基伸，《日经电子》）

日经 BP 社 2014-08-06

丰田、松下和软银都已经正式涉足氢资源业务。日本企业将力争在自己的优势领域，构筑日本原创的产业金字塔。作为能够在日本国内生产的能源，氢气在保障能源安全方面的重要度也在不断上升。

东京奥运会是个绝好橱窗



2020 年夏季。燃料电池巴士将静悄悄地从东京京门大桥驶向东京湾中漂浮的“海之森”公园。承办东京奥运会、残奥会的自行车等赛事的海之森公园是废弃物填埋而成的人工岛。比赛场馆集中的东京湾临海区域一直缺乏公共交通设施，这次也没有配合奥运会进行新建。

在“紧凑而清洁”的口号下，东京奥运会尽可能压缩了场馆建设投资。取而代之的，是以氢气为燃料的燃料电池巴士在公路的专用车道上驰骋，接送成千上万的观众。

在东京有明国际会展中心和台场周边，各国的展览馆鳞次栉比，成为了绝佳的观光景点。充好氢气的燃料电池巴士和 FCV（燃料电池车）一辆接着一辆地从紧挨展览馆的加氢站驶出。

看着没有尾气的 FCV 静悄悄地飞驰而过，来自世界各地的游客不禁瞪大了双眼。而且，制造氢气使用的电能来自于海之森公园架设的风车。听到这样的介绍，游客们不由地发出了欢呼。

6 年后东京奥运会举办时，这样的“氢社会”将成为现实。在过去，每当能源短缺趋于严重的时候，日本都会掀起氢能源热潮。在有了东京奥运会这个明确的目标后，一鼓作气发展氢能源的时机成熟了起来。

日本经济产业省 6 月 19 日出台了实现氢社会的日程纲要。6 月 24 日，安倍政府在内阁会议上通过“新成长战略”，大声发出了建设氢社会的呼吁。次日，也就是 6 月 25 日，丰田宣布在本财年内上市 FCV。官民呼应的一连串动向预示着日本氢社会的到来。

本田和日产也将上市 FCV

与以往的氢热潮相比，最大的不同点是此次以丰田为首的汽车行业开始全力推动 FCV 普及。

丰田开始开发 FCV 要追溯到约 20 年前，据说投入的开发费用累计已经接近 1 万亿日元。即使实用化备受质疑，丰田也没有放弃开发。此次的发表更是出乎大多数人的预料。

丰田过去一直坚称“FCV 市售要等到 2015 年，价格在 1000 万日元附近”。此次提前 1 年上市与

东京奥运会不无关系。在此举之中，隐藏着“通过第一代 FCV 梳理问题，在东京奥运会召开之前，向市场投放完成度更高的第二代 FCV，吸引全世界目光”（丰田高管）的愿望。

车辆价格也降低到了 700 万日元出头。有着“终极环保车”之称的 FCV 估计可以获得日本政府和地方政府的高额补贴。多数看法认为，落地价估计会在 450 万~499 万日元之间。

还有其他证据可以证实丰田这次动了真格。比方说位于福冈县系岛市的氢能源产品研究试验中心。这是日本唯一一家能够使用 FCV 的燃料“高压氢”实施耐久试验的设施。这座专业设施最近不断有丰田集团的高管前来视察。

丰田及集团旗下的部件企业和销售公司的高管们纷纷采取行动，开始增加自己的 FCV 知识。集团上下显示除了坚定推进 FCV 普及的姿态。

不只是丰田。本田也已经宣布将于 2015 年上市 FCV，日产汽车宣布的上市时间则为 2017 年。韩国现代汽车已经在 2014 年 4 月率先推出了 FCV，德国戴姆勒、德国宝马目前也在开发之中。全世界的大型车企围绕 FCV 开发展开了混战。（未完待续，记者：山根小雪、江村英哲、坂田亮太郎）

日经 BP 社 2014-08-06

氢社会的真实（二、日本领跑家用燃料电池）

日本领跑家用燃料电池

日本是最接近氢社会的国家。这并不单单是因为 FCV。而是因为在全世界，燃料电池进入千家万户的国家只有日本。

2009 年，家用燃料电池“ENE-FARM”的上市开创了全球先河。这种电池利用煤气和煤油提取氢气，注入燃料电池中发电。发电时产生的废热用来烧水，供洗澡和地暖使用，能源效率超过 9 成。

ENE-FARM 的主机由松下和东芝制造，通过东京瓦斯、大阪燃气、吉坤日矿日石能源等销售。东日本大地震发生后，受到电力短缺的推动，以首都圈为中心，其销量一路攀升。上市 5 年以来，累积销量已经达到 7.2 万台，2014 财年末预计将超过 12 万台。

ENE-FARM 最初的价格为 330 万日元，即使加上 140 万日元的补贴，也是亏本买卖。但在上市的 5 年时间里，通过不断改进，其制造成本不断降低，功能则得到了提升。

现在，主机价格已经跌破 200 万日元，通过活用国家和住宅公司的补贴，用户的初始负担金额如今只有 100 万日元左右。这样一来，借助节能对照明和取暖费用的压缩，大约 10 年即可收回成本。

2014 年，松下又在德国上市了 ENE-FARM。欧洲的燃气费用相对低廉，容易体现出压缩照明和取暖费用的效果。除德国外，该公司还计划逐步把销售区域扩大到法国、奥地利以及英国。

面对如此商机，嗅觉灵敏的企业自然不会放过。软银也向燃料电池送上了秋波。



“我们发现了清洁而且高效率的分散电源”。2013 年 1 月，软银社长室长三轮茂基（现任 Bloom

Energy Japan 社长) 接到了一封邮件, 发信人是正在美国出差的社长孙正义。仅仅 4 个月之后, 软银与世界上唯一生产商用燃料电池的美国 Bloom Energy 合作, 成立了该公司的日本法人。

燃料电池不同于太阳能电池和风力发电, 能够 365 天 24 小时稳定供应清洁电力。地震发生后, 孙社长开始尽心竭力发展百万瓦级太阳能等可再生能源, 但发电量不稳定一直是他的一块心病。

正因为如此, 拥有苹果、谷歌、沃尔玛等 100 多个成功案例的 Bloom Energy 的燃料电池才深深吸引了孙社长。

6 月 17 日, 软银所在的东京汐留的写字楼安装了 Bloom Energy 的燃料电池。孙社长与担任该公司外部董事的前美国国务卿科林·鲍威尔 (Colin Powell)、美国驻日大使卡罗琳·肯尼迪 (Caroline Kennedy) 一同出席仪式, 孙社长充满自信地表示, “我们要把清洁而又稳定的电力与通信配套销售”。(未完待续, 记者: 山根小雪、江村英哲、坂田亮太郎)

日经 BP 社 2014-08-06

氢社会的真实 (三、日本提倡的氢产业金字塔)

日本提倡的氢产业金字塔

氢社会最大的特点在于环境负荷小。不仅废气为零, 而且节能性能优异。不过, 担任自由民主党“促进氢社会实现研究会”事务局长的众议院议员福田峰之坚决认为, “力推氢能源发展不只是出于这样的理由”。

放眼八字尚无一撇的氢社会, 丰田和松下率先投入了研发, 在他们的背后, 少不了日本国内部件和材料企业的协助。通过合作, 在与氢相关的领域, 构筑起了以丰田和松下为顶点的产业金字塔, 日本国内企业占据了金字塔的主要位置。也就是说, 氢社会越扩大, 日本国内就越赚钱。按照德勤咨询公司 (Deloitte Tohmatsu Consulting) 的合作伙伴国分俊史的估算, “当 FCV 普及到 100 万辆的时候, 带来的经济连锁效果约为 12 万亿日元”。

由上图可知, 包括 FCV 和家用燃料电池使用的重要部件和材料、加氢站的构成要素和氢气运输技术在内, 构建氢社会需要的技术几乎都与日本企业有关。不只是日本产品, Bloom Energy 的燃料电池也使用了约 10 家日本企业供应的部件和材料。

以 FCV 和燃料电池必不可少的催化剂——铂为例, 经营稀有金属的田中贵金属工业供应的铂拥有全球 6 成的份额。2013 年 3 月, 该公司在神奈川县新建了为燃料电池生产铂的专用工厂。

包括丰田与宝马、本田与美国通用汽车 (GM) 联手在内, FCV 的开发已经建立起了全球合作体制。因为汽车安全行驶需要 5000 小时的耐久性能, 与日本企业合作的欧美汽车企业拜访田中贵金属的机会也在逐年递增。

日清纺控股是世界上最大的 ENE-FARM 燃料电池隔板供应商。现在, 该公司把目光投向有望大幅压缩 FCV 部件成本的碳合金催化剂, 正在大力进行开发。虽然距离实用化还路途遥远, 但作为原料的碳材料将从日本采购。而且, 因为开发和制造需要先进的技术, 生产也预定放在日本国内。

FCV 和加氢站使用高压氢。高压氢会导致金属劣化, 因此, 二者需要的部件对耐久性的要求高于通常部件。这也将成为日本企业大显身手的舞台。

制造气阀的 Fujikin 拥有世界第一的高压氢气阀份额。而且, Fujikin 掌握着延长 FCV 续航里程的重要技术。该公司利用从 1970 年代积累至今的火箭部件开发技术, 成功开发出了使氢气罐的储氢量增加到 3 倍的技术。

在日本, 经营氢相关部件和材料的企业不胜枚举。如果把在日美欧申请的 FCV 和燃料电池的专利总数设为 100, 日本占到了其中的 6 成。随着氢气利用在全世界的推广, 日本原创的氢产业金字塔或许将更显强大。

氢气发电使需求增加 8 倍

FCV 和燃料电池的普及还将给氢气供应带来商机。虽然氢气制造目前还是以使用化石燃料为主, 但在今后, 企业也可以选择从海外大量进口氢气。

千代田化工建设与川崎重工业第一时间开展了大项目。千代田化工计划利用在海外开采油田时舍弃的燃气制造氢气并运往日本。为了向日本运输气态氢，该公司开发出了“SPERA 氢”技术。通过利用甲苯吸附氢气，实现了常温下的大量运输。

现在的氢气价格为 1 立方米 30 日元。千代田化工氢链事业推进单元代理总经理兼氢事业推进部门主任白崎智彦说：“当降到 17 日元的时候，氢气的价格将低于化石燃料。到那时，氢气将在资源的版图中占据一席之地。”

川崎重工业则把目光瞄准了澳大利亚地下大量沉睡的低品质煤炭“褐煤”。该公司希望利用在澳大利亚没有用武之地的褐煤提取氢气，冷却到零下 253 度，制成液态氢。利用专用的轮船，像运输 LNG（液化天然气）一样运往日本。

川崎重工依托 LNG 运输船技术，从 2009 年开始研究液态氢运输船技术，试制船计划在 2017 年之前下水。之所以急于投入实用，是为了打赢国际标准竞争。

只要率先拿出安全航行的成绩，就能成为国际海事组织（IMO）力挺的标准。海外企业也已经开始着手开发液态氢运输船，2017 年有可能成为国际标准之争的最后期限。



实际上，LNG 运输船的标准掌握在欧洲企业手中。川崎重工在制造时要向欧洲企业支持高昂的专利费。该公司氢项目部长坚定地表示，“氢运输船绝不能重蹈覆辙”。运输到日本的氢气也作为发电燃料使用。川崎重工还在开发氢气发电使用的燃气轮机。

瑞穗信息综研环境能源第 2 部首席顾问斋藤文指出：“应用于发电是氢气正式占据日本能源战略一角的前提”。

如果日本国内有稳定的用电大户，会比较容易构筑供氢体制。只要氢气的流通量增加，价格走低，建立起良性循环，就能够促进氢社会的实现。

而且，通过扩大可以在日本国内制造的氢气的利用范围，还能减少化石燃料的进口量。正面迎击在东日本大地震中再次凸显的能源课题。（全文完，记者：山根小雪、江村英哲、坂田亮太郎）

日经 BP 社 2014-08-06

核能

王亦楠：我国核电发展必须稳中求进 确保安全

编者按：今年上半年，我国领导人关于核电发展的数次表态，让中国核电发展成为中外关注的热点之一。核电的发展关乎国家发展和安全。习近平总书记强调，任何以牺牲安全为代价的核能发展都难以持续，都不是真正的发展。如何在确保安全的前提下发展核能事业，如何把握我国核电产业发展的规模和速度等问题，成为政府、企业、学界思考、探索的重点。欢迎就此问题发表您的

观点。

一、核电安全事关“总体国家安全观”的贯彻落实

今年3月，习近平主席在海牙国际核安全峰会上首次阐述中国核安全观时，强调“要使核能事业发展的希望之火永不熄灭，就必须牢牢坚持安全第一原则”、“任何以牺牲安全为代价的核能发展都难以持续，都不是真正的发展”。4月，习近平主席首次提出了“总体国家安全观”，内容除了政治、国土、军事、经济、社会、生态等10方面的安全之外，还特别提出了“核安全”。

核电作为核能利用的重要途径之一，确保安全的重要性已然超过其他所有能源品种。人类历史上三次重大核事故的严重后果表明，核电安全直接关系到一个国家的政治稳定、国土安全、经济发展、社会安定和生态文明。

1979年美国三哩岛事故导致20万人在惊恐不安中大撤离，卡特总统视察事故现场时宣布“美国不会再建核电站”。其后30多年时间里，尽管美国几度经济低迷和能源紧张，但从未启动新的核电站建设。这个仅为5级、堆芯仅是部分熔毁的核事故已经让美国人深受伤害：三哩岛事故耗时11年才完成燃料碎屑的回收，而损毁的机房在去除放射性物质后被封锁起来，至今还处于严密监控之中，拆除时间未定。

切尔诺贝利事故20周年时，苏共总书记戈尔巴乔夫承认“这场事故是压倒苏联的最后一棵稻草，民众对政府产生了极度不信任感和幻灭感”。今日的乌克兰仍然无法摆脱核事故的梦魇：一个方圆30公里、总面积约3000平方公里的无人区，当年的石棺已无法阻止核污水流入湖泊，乌克兰不得不斥巨资集全世界之力，设计建造一个巨大拱顶来包裹石棺。而要让这座灾难遗址真正安全，工程人员预计至少需要100年时间。在此期间，如何防止放射性物质渗入地下水、危及基辅300万居民的供水，始终是悬在乌克兰政府头上的利剑。

日本福岛核事故已经过去三年，至今也无法止住核污水以每天400吨的速度激增（目前厂区和机房核污水量已高达52万吨），31万难民无家可归。面对诸多难题，东电公司不得不坦承“处理核事故的核心工作至少要到2045年才可能完成（还不算反应堆机房和核废料的安全处置）”、“电站报废至少需要40年时间，今后任重而道远，将是一场终点遥远的马拉松”！前事不忘，后事之师。核电安全事关重大，不仅关系着“总体国家安全观”的贯彻落实，更关系着中华民族实现伟大复兴的“中国梦”。核电发展不仅要确保当代人的安全，还要保证子孙后代的安全！对核事故的风险和严重后果不能有任何低估和轻率。

二、发达国家的核电实践于我国是宝贵的前车之鉴

我国核电建设起步比发达国家晚得多，目前以“运行堆年”为指标的实践经验尚不及美国的1/33、法国的1/15、日本的1/14、俄罗斯的1/11。在保障能源安全、应对气候变化、保护生态环境等多重压力下，对于“核电该在我国能源转型中担当何种角色”这一重大问题，我们完全有条件通过发达国家的多年实践和最新认知，结合国情来权衡利弊、审慎抉择，以免把人家已经得到教训、证明是弯路的路再重走一遍。

发达国家核电大规模发展于上世纪六七十年代，当时水电资源已基本开发完毕，风能太阳能还十分昂贵，为解决能源问题，几乎都选择了发展核电。然而几十年实践下来，随着三次重大核事故的发生，以及核废料处理、核电站退役成为沉重负担，发达国家对核电的“双刃剑”效应认识得越来越深刻：核电虽然有能量密度高、无火电污染物排放等优点，但也有远远超乎人们想象的无穷后患；随着可再生能源技术突飞猛进，核电并不是“安全、清洁又经济”的能源。

目前除个别国家有少量在建机组外，发达国家呈现出明显的“弃核”态势，纷纷转向技术难度更小、建设周期更短、环境代价更小、成本也并不比核电高的能源品种。

一直以来拥护核能的德国总理默克尔在福岛核事故后感言：“即便日本这样的高科技国家，都无法避免核电风险。如果政治家有这个认知，就该负起责任。”并毅然决定“2022年前德国全面弃核”，开始以可再生能源为核心的能源大转型。意大利、瑞士随后也决定弃核。法国总统奥朗德明确表示，不希望法国继续保持对核电的依赖，承诺在2025年前将法国核电比重从75%降到50%。瑞典最新民

意调查显示，50%以上民众对核电持怀疑态度、希望淘汰这种有争议的能源，瑞典正考虑效仿德国、瑞士和意大利，逐步取缔核电。

发达国家所遭遇的种种难题是我国思考核电发展走向时不能忽视的宝贵前车之鉴：

1.现阶段的科技水平还未能使核电“已经安全可控”。核电在现阶段之于人类，“可以做到安全”不等于“已经做到安全”，“可分析、可认识”不等于“已分析、已认识”，“可驾驭、可控制”更不等于“已驾驭、已控制”。美国、苏联和日本三次重大核事故警示人们：直到目前，人类的核安全是建立在核电站本身“不出事”的基础上的！尽管技术进步把核事故发生概率一降再降，然而一旦天灾人祸导致核电站出了“万一”，最先进的核国家也没有好办法！连控制污染扩散都很难，更别提彻底消除核污染了。

日本作为核电强国和机器人最发达的国家，至今无法接近高放射性污染的机房，无法阻止地下水不断流入，无法取出熔毁脱落的堆芯，除了不断注水冷却反应堆，别无他法。真正控制住污染、完成机组报废，还有太多科技空白。日本已向全世界征求方案，但至今无解，未来何时能有，不得而知。

关于号称“安全系数比第二代提高了百倍”的第三代核电技术，目前在全世界尚无运行实践，所谓的“更安全”仍然是概率安全，而且只是理论计算结果。“实践”才是判定核电安全与否的最重要标准，正如国际核电界早已形成的共识：“核电安全性完全依靠经验，技术先进并不能代表更可靠和更安全，除非有若干堆年经验证实”、“核电技术创新风险很大，必须从若干实验试点开始，经过若干年实践证明后才能推广。”

2.核废料处理已成为全世界无法摆脱的危险重负。如果说重大核事故只是小概率的极端恐慌事件，那么核废料污染则是一直伴随人类的难以卸掉的危险重负。目前全世界 443 座核反应堆已积累了 36 万吨致命的高放射性核废料（致命放射性污染可持续 10 万年以上），而且还在以每年 1.2 万吨的速度增长。

目前全世界没有一个国家找到了绝对安全、永久处理高放射性核废料的方法，核废料泄漏事故更是时有发生。今年 2 月 14 日美国位于地下 655 米深处的军用中低放核废料储藏室就发生了一起严重的泄漏事故。因许多存放乏燃料的冷却池已饱和，存在比福岛核电站更大的火灾隐患，美国核管理委员会 2012 年决定“新核电站无法获得许可，现有的许可也不能更新，直到美国想出处理核废料的办法”。德国“弃核”后电价暴涨，然而大部分德国民众仍鼎力支持，因为“不想留下核废料给小孩，不想让后代再面对核电厂的风险”。

由于核废料处理压力越来越大，国际社会公认“核电能否复苏，先决条件之一是乏燃料安全处置”，欧美科学界频频发出警告：“核废料处理已成世界性天价难题”、“核废料为后代造成的隐患远远超过我们的想象”，并特别提醒当前积极建设核电站的国家“不要忽视核电站退役和核废料处理等可能遗患无穷的重大问题”、“核电要发展，前提是想好核废料处理，否则这个问题最终会成为挥之不去的梦魇”。

3.核电站退役周期漫长且成本非常昂贵。废弃的核电站若不进行“退役”处理，遇到海啸、地震、恐怖袭击等天灾人祸，核威胁仍在。然而直到有核电厂需要退役时才发现，“安全退役”耗时又耗钱！从停止反应堆到彻底完成“退役”的时间长达 10~80 年。

荷兰多德瓦德核电站 1997 年关停，要到 2047 年才能完成退役。原来人们估计一座核电站的退役资金只占最初投资的 10%~15%，而法国布雷尼力核电站退役金从 2001 年占最初投资的 26% 升至 2008 年的 59%，总金额超过原始预算的 20 倍，且还在上涨。俄罗斯仅为 5 兆瓦的奥布宁斯克核电站从 2002 年开始退役，目前仍在进行中，仅 2008 年卸载核燃料、2013 年拆卸厂房和设备就耗资人民币 0.897 亿，相当于核电站投资成本至少要增加 1.8 万元/千瓦。

截至 2012 年 1 月，全球共有 19 个国家的 138 座核反应堆已关闭，但目前只有 17 座核反应堆的退役工作彻底完成，而未来 10 年全世界还将有 80 个民用核反应堆面临关闭。所以联合国开发计划署说：“数目不断增长的到期核反应堆的退役问题，正成为令全世界担忧的问题。”

4.内陆核电因为缺少冷却水而运行困难、前景黯淡。欧美国家建设了很多内陆核电站，跨国科学家团队耗时 10 年对这些内陆核电的运行情况进行跟踪调查，于 2012 年 6 月发表了研究报告《核电、火电面临气候变化的风险研究》，指出“在气候变暖趋势下，缺少冷却水正成为欧美在运核电站的严重约束。2003—2009 年的夏季，欧美多个内陆核电厂出现了因为缺少冷却水而被迫停运的状况”，该报告同时预测“因为冷却水的缺乏，2030—2060 年核电和火力发电能力将在美国下降 4%~16%、在欧洲下降 6%~19%”，并特别强调“严重的水资源约束使内陆核电难以持续发展，建设新的核电厂时，选址放在海边是应对气候变暖有效的、重要的策略”。

三、亟须高度重视的、影响我国核电安全的“短板”

核电产业发展是一个庞大而复杂的系统工程：一是产业链包含前端天然铀资源的勘探储备、中端核电机组建设和后端核废料处理，三个环节需要同步发展；二是每个环节特别是对核电机组建设而言，选址再可靠，技术再先进，如果管理跟不上去，一个小小失误都可能 100% 导致一场核事故。国际经验表明，技术并非万能，随着核电设备软硬件水平的提高，人为因素已成为最重要的潜在事故源。

习总书记在核安全峰会讲道：“一个木桶的盛水量由最短的那块板决定。”因此，我国核电产业应该以什么速度发展、应该发展到什么规模，不能取决于第几代核电技术的先进性如何如何，而应取决于核电产业链各个环节以及核电设计、制造、调试、运行、管理维护、事故处理等各方面的能力能否协同发展。只有稳中求进，才能最大限度地降低核事故风险，才能让“核能事业发展的希望之火永不熄灭”。

以“总体国家安全观”为指导和“确保安全”的前提下，我国核电产业尚有以下几大“短板”亟须高度重视和解决：

1.核废料处理已成为我国核电产业最薄弱的环节。因为在运机组数量较少且绝大部分投运时间不长，所以当前核废料数量有限。但是在建的 29 台机组 2020 年全部投入运行后，乏燃料处理压力将马上凸显出来，大亚湾核电站到 2018 年就将面临乏燃料无法外运的难题。根据中国核能协会的数据，现有 48 台机组将使我国 2020 年乏燃料数量累计达到 1 万吨，并以每年 1200 吨的速度继续增加，而我国乏燃料运输能力仅为每年需求量的 16%。虽然我国计划 2030 年建设一个年处理能力 800 吨的核废料储藏水池，但这远远不能满足需要。

而且，将乏燃料从东部沿海地区长途运输到西北，是一件非常危险的事情，必须确保运输容器在任何“天灾人祸”下都安然无恙。目前我国还没有相应技术和设备来满足这种高难度的运输要求。如果购买国外技术，又要面对成本奇高的问题。所以，2020 年已经离我们很近，现有 48 台机组的乏燃料处理——谁来取、怎么取、运到哪儿、怎么处理已是无法回避、迫在眉睫的难题，如果核电规模继续扩大到 80 台机组甚至更多，又该是何种压力呢？

此外，我们还需要为核废料的天价处置费用做好资金准备：目前国际上乏燃料后处理成本为 1000 美元/公斤，按全寿命周期产生量折算后，一个百万千瓦核电机组的投资要增加 9000 美元/千瓦。乏燃料后处理后仍需要寻找高放废物永久处置库，美国和日本的高放废物处置计划分别耗资 575 亿美元和 3 万亿日元。而遗憾的是，由于全世界尚没有一个永久处置库建成，人们至今也不知道在目前天价投资基础上还要再投入多少才能封顶，而美国尤卡山地下永久处置库工程在 2010 年累计烧钱高达 400 亿美元后正式终止。

2.我国核电安全监管能力建设严重滞后。核电天使与魔鬼身份的突变，关键因素之一是安全监管系统。美国、日本、法国、德国、瑞典、瑞士于 2009 年联合进行的大规模核电厂事故调查显示，人为因素失误造成的核电厂事故占比平均超过 60%，最高则达 85%。法国原子能委员会和核安全局反复强调：“技术进步固然重要，但杜绝人为操作隐患更是核电安全的关键。”所以法国核安全局每年对大型核用户的 700~800 次核查中，除了涉及核电站的设计、设备，更重要的是检查评估核电运营商的组织管理、操作程序等反映核安全文化水准的指标。

与国际水平相比，我国核电安全监管能力建设严重落后：监管人员数量不足且普遍缺乏实际经

验，安全监管经费投入也严重不足。根据环保部核与辐射安全中心的数据：1990年我国每个核电机组监管人员33人，达到国际平均水平，但随后逐年下降，2009年已降至3.8人，仅为国际水平的1/10。2009年我国单台核电机组的监管经费是233万元人民币，而法国是983万美元、日本678万美元、美国788万美元。我国核电安全监管能力亟待提高。

3.核电人才培养速度跟不上核电规模增长速度。核电站高级管理人员的短缺正严重制约着中国核电发展。基于安全考虑，核电人才培养一般周期很长。一个符合条件的核电站主控室操作员通常需要8~10年时间，除参加各种严格培训外，正式上岗前需要3000个小时实践操作。一台百万千瓦级核电机组需要人才上千，如果1年建设10个机组则需要1万人。目前国内有核电专业的院校仅30来所，每年毕业2000余人，远不能满足需求，而且专业严重不平衡，学核电厂设计的多，学设备制造、工程建设、运行管理的少。据了解，我国目前施工力量和人才数量仅够支撑每年建设4~5个机组。人才培养不是一朝一夕之事，如果跟不上核电发展速度，没有足够合格的管理人才上岗，无异于给核电安全埋下了巨大隐患。

4.天然铀资源严重依赖国际市场使我国受制于人。目前全世界可经济开采的铀资源（开采成本低于130美元/公斤）仅够530座百万千瓦级核电机组运行60年，而我国铀资源情况更不乐观，已探明的经济可开采储量仅供40座核电机组使用60年。目前48台核电机组已经使我国天然铀资源年需求量的对外依存度超过85%，远远超过了当前石油进口依存度和50%这一国际公认的“安全警戒线”。虽然利用海外铀资源发展本国核电是目前国际通行做法，但在国际铀资源储量有限且市场一直供不应求的情况下，核电规模继续扩大将使我国的资源能源安全严重受制于人。天然铀是稀缺的战略资源，我国有限的铀资源应优先保证国防舰艇、海岛防御所需的核动力，而没必要像法国等国家那样，为核电背上沉重的包袱。

四、我国不应冒内陆核电建设的巨大风险

目前除新疆、内蒙古、青海、西藏等7个边远省份外，我国所有内陆省份均已部署了核电站（总共26座，其中长江沿岸有22座），福岛核事故使这些项目审批在“十二五”期间搁浅，我国核电发展也从之前的追求规模与速度转向安全与质量。但是，核电企业希冀重启内陆核电的呼声却从未停止，甚至有意无意地通过舆论把这种希冀演绎成“国家既定战略方针”。

尽管李克强总理和习近平主席分别在今年4月的国家能源委员会会议和6月的中央财经领导小组会上，讲的都是“在东部沿海地区启动新的核电项目建设”，并特别强调“在确保安全的前提下”，但却被力主内陆核电大发展的人士曲解为“内陆核电项目建设迎来新的曙光、核能产业新一轮快速发展定调”，甚至7月14日媒体发布了“中广核集团与贵州省发改委、能源局签订投资意向协议，拟投资380亿元在贵州铜仁等地建两座核电站，建设时间从2014年至2020年”的重磅新闻。内陆核电破土动工俨然已迫不及待！

从安全性、清洁性、经济性任何一个角度来说，发展内陆核电都不是我国能源结构转型的优选，而且与欧美相比，我国内陆省份发展核电有三大“先天缺陷”：

1.我国是世界上地震灾害最为严重的国家。中国地震局地质研究所的地质研究和历史记载表明，我国是三大板块交汇地，是世界上地震灾害最为严重的国家：20世纪以来共发生6级以上地震近800次，破坏面覆盖到除浙江、贵州、香港特别行政区以外的所有省、自治区和直辖市。我们以占世界7%的国土承受了全球33%的大陆强震，是全球大陆强震最多的国家。福岛核事故后，国内外核电专家都认同“日本的地质条件不适合建设核电站”，同理，在地震频发的我国内陆，核电站也将面临同样的危险。很多业内专家现在主张“核电厂选址应该在1000年历史上没有4级以上地震的地方”，按此标准，则更没有适宜建设内陆核电的场址。

2.我国是水资源严重短缺的国家。我国人均淡水拥有量只有世界平均水平的1/4，近些年旱情范围和程度愈发加大，江西、湖南、广西、云南等多地大旱，很多湖泊出现干裂。发展内陆核电必须“万无一失”、“绝对可靠”地保证源源不断的冷却水供应（为火力发电站的数倍）。即便停止运行，核能热量仍然在释放，仍要不断注入冷却水。一旦断水，就可能发生福岛那样的重大核事故，且放

射性污染物只能排向附近的江河湖泊，污染几亿人赖以生存的水源。在缺水地区，第三代核电技术并不比当前依靠电源驱动的第二代技术更安全。欧美国家水量充沛、风调雨顺尚且出现内陆核电的水资源困境，我们不应重蹈覆辙。

3.我国内陆核电厂址的大气弥散条件比美国差得多。大气弥散条件是核电环境影响评估的重要方面之一，风速和静风频率则是与之最相关的两个气象要素。美国内陆核电厂址的年平均风速几乎都在3米/秒以上，年静风频率仅为1%~2%（即每年无风期仅1周左右），大多数内陆核电厂方圆80公里内人口较少，与我国人口稠密度相差甚远。根据中国核能行业协会2013年5月发布的报告《内陆核电厂环境影响的评估》，我国目前选定的26个内陆核电厂址中，15个厂址的年平均风速不到2米/秒（其中包括湖南桃花江和湖北咸宁），14个厂址的年静风频率高达10%~30%，相当于每年无风期长达37~100天。与美国相比，我国大部分内陆核电厂址的大气弥散条件太差，美国的“高斯烟流模式”也并不适合我国小风速条件下的环境评价和风险分析。因此，拿美国密西西比河建有核电厂来佐证我国长江沿岸布局22座核电厂的合理性，是站不住脚的。

三次重大核事故残酷地证明了墨菲定律——“只要发生事故的可能性存在，不管这种可能性多么小，这个事故迟早会发生”、“灾难的发生往往不是在意料之中而是在意料之外”。在我国内陆核电问题上，不能因为“第几代技术发生事故概率已低至× ×”而心存任何“小概率事件”的侥幸。

核事故的严重后果非任何其他事故可比，所幸苏联地广人稀、日本福岛地处海边，如果发生在我国内陆地区，灾难性后果不堪设想！严重而持久的放射污染和心理恐慌，将是我们政治稳定、经济繁荣、生态保护所无法承受之重。

因此，在人类对核能还未达到“已控制、已驯服、已安全”的现阶段，在发达国家已认识到内陆核电运行困难的今天，在可再生能源已能做到“物美价廉”的形势下，我国不应冒内陆核电建设之巨大风险。（国务院发展研究中心研究员 王亦楠）

中国经济周刊 2014-08-05

俄计划在哈尔滨建核电站

商务部网站8月11日援引俄24小时新闻频道消息称，俄国家原子能集团公司投资部总经理萨哈罗夫表示，该公司正在研究中方关于拟在哈尔滨建设两台核电机组的提议，并计划于近期派专家组赴华进行实地考察。

对此，萨哈罗夫表示，俄在内陆腹地建设核电站方面经验丰富，愿与中方分享成功经验并加强该领域合作。

暂且搁下俄方“内陆腹地核电建设经验”不论，光是所谓的“中方”和该核电项目最终成行的可能性，就充满蹊跷意味。

澎湃新闻查阅公开资料发现，俄媒所称的“中方”并没有明确指向，可能性较大的是中国华能集团公司。

2010年6月，华能黑龙江发电有限公司曾分别与黑龙江省的海林市、方正县、通河县人民政府签订《核电站选址及开发合作协议》。核电审查专家组对候选厂址进行了实地勘察之后，经分析、论证和比较，初步拟定黑龙江省境内松花江、牡丹江流域的通河一屯厂址、通河县民生厂址、方正县侯印厂址和二道河子三站厂址作为初可研最佳厂址。上述厂址中，通河县、方正县正是隶属于哈尔滨市。

受随之而来的日本福岛核泄漏事故影响，中国核电项目审批遭冻结，黑龙江核电项目也暂被搁置，再无后续消息。

然而，今时不同往日，如今的东北三省不仅与“电荒”一词毫不搭边，而且正面临着史上最严重的窝电。受经济增长乏力和电力装机严重过剩的双重影响，在当地现有发电机组都“吃不饱”的情况下，再新建核电站只能将电力过剩推向下一个制高点。

中电联数据显示，2013 年底全国火电装机 8.6 亿千瓦，发电量 4.19 万亿千瓦时，设备平均利用小时 5012 小时，而东北三省火电设备平均利用小时数远低于全国平均水平，其中辽宁省 4353 小时、吉林省 3433 小时、黑龙江省 4134 小时，排在吉林省之后的仅有西藏。

长期广遭诟病的风力窝电同样未见根本性好转。2013 年，辽宁、吉林、黑龙江风电平均利用小时分别仅有 1924、1725、1951 小时，全国平均水平为 2080 小时。

核电方面，2013 年 6 月正式投产的辽宁红沿河核电 1 号机组，在去年冬季供热期间为省内热电联产的火电让路，尚无法满发，这样的情况在国内核电运营史上绝无仅有。考虑到 5 月 13 日已正式投运的红沿河核电站 2 号机组，加上预计于明年 9 月投运的红沿河 3 号机组以及今年内有可能开工建设的辽宁徐大堡核电站，东北地区的电力过剩情况已然难以解决，如若再新建核电站，只能是雪上加霜。

据国内专业财经媒体统计，在辽宁有 292 万千瓦火电机组、200 万千瓦核电机组正在建设，此外还有 800 万千瓦火电机组和 450 万千瓦核电机组取得路条；在吉林，60 万千瓦火电在建，260 万千瓦取得路条；在黑龙江，195 万千瓦火电在建，97 万千瓦取得路条。这意味着在“十三五”期间，东三省预计将有 2350 万千瓦机组投建。届时如果东北经济没有飞跃式发展，窝电情况将进一步加剧。

在此之前，中俄在核电领域的合作仅有江苏田湾核电站一例。一个有趣的细节是，田湾核电原定采用中核三代核电技术，但在中俄两国“加深政治互信、发展经济贸易、加强两国战略合作伙伴关系”方针的影响下，最终选择了俄罗斯 AES-91 型压水堆核电机组。

人民网 2014-08-12

未来核能仍将是法国主要能源来源

欧盟动态消息。2030 至 2050 年，核能占法国能源比重将呈下降趋势，但仍将成为法国主要能源来源。

预计到 2025 年核电占电力消费比重将从当前的 75% 降至 50%。法电力企业 RTE 报告显示，2013 年法国 73.3% 的电力产自核能，而可再生能源的贡献率为 18.6%。

日本核电危机后，德国准备停止使用核能，但与德国不同，法国能源生产仍将严重依赖核能。

法环境部长 Ségolène Royale 表示，法国不得不选择核能，核能仍将在该国能源结构中处于关键地位。

据悉，法国能源转型法律设定的目标是，到 2030 年可再生能源占法能源消费比重提升至 32%，二氧化碳排放较 1990 年降低 40%，石化能源消耗降低 30%。

截至 2050 年的目标是能源消费减少 50%，二氧化碳排放比 2012 年减少 25%。

商务部网站 2014-08-14