

# 能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室  
广东省新能源生产力促进中心  
第四期 2018年2月

## 目 录

热能、动力工程 .....	1
一项国际公认的先进减排技术，为何在我国推行十年仍处起步阶段？ .....	1
日本离“可燃冰”商业开发还有多远？ .....	2
我国南海油气开发突破超高温高压禁区 .....	6
江苏扬州楼宇储能迎新春 .....	6
新负极材料让充电电池容量高寿命长 .....	7
河南省或将迎来新的能源变革期待“煤层气革命” .....	7
不能夸大新能源发展对石油产业的冲击 .....	8
生物质能、环保工程 .....	10
燃煤耦合生物质发电，大规模试点欠妥 .....	10
2018年中国生物质能源行业现状分析 分布式热电联产将成为主要支持的发展方向 .....	11
2018年一号文件发布 生物质气化综合利用的春天来了！ .....	14
生物质发电向热电联产转型 .....	15
燃煤耦合生物质发电迎来发展机遇 .....	16
法国大力发展生物质燃气推动生态转型 .....	18
“百个城镇”清洁供热示范项目启动，生物质供热该如何推进？ .....	18
风能 .....	20
黑龙江风能资源可开发量居全国第四位 .....	20
氢能、燃料电池 .....	21
中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟正式成立 .....	21
纳米材料新用途：制造出更便宜的的燃料电池！ .....	22
核能 .....	23
中核与中核建实施重组：产业将迎“新三角”格局 .....	23

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

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。  
联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。

## 热能、动力工程

### 一项国际公认的先进减排技术，为何在我国推行十年仍处起步阶段？

世界第三、亚洲首个——华润海丰电厂碳捕集测试平台日前开建，成为我国二氧化碳捕集、封存与利用技术（下称“CCUS”）发展进程中的又一标志。

这不是我国首次对 CCUS 技术展开探索。2008 年起，煤化工、石油、电力等行业便先后试水，希望借此推动减排。联合国政府间气候变化专门委员会甚至称，如不采用该技术，很难实现《巴黎协定》所设的 2 摄氏度控温目标。

遗憾的是，经过近 10 年培育，CCUS 技术在我国仍处起步阶段——已落地者规模受限、成本偏高，真正可持续的项目屈指可数。捕集封存后利用难，加之迟迟未能大规模推广，让 CCUS 陷入争议。

“我国以煤为主的能源结构仍将保持，CCUS 技术是煤炭规模化清洁利用的一个必然选择，若能在 2030-2050 年实现商业化发展，减排贡献率有望达 10%-15%。但目前在我国仍处起步阶段，规模较小，面临发展障碍。”谈及 CCUS 发展，国家应对气候变化战略研究和国际合作中心战略规划研究部主任刘强如此概括。

背负减排厚望，却处尴尬境地——从 2008 年华能北京热电厂上马捕集装置，到近日开建华润海丰电厂碳捕集测试平台，我国在运及规划的 CCUS 项目约 20 个。几乎缺失的市场机制、偏小的项目规模、及高出平均水平数倍的投运成本，让业界深感担忧。

探索十年仍在‘跟跑’

收集高耗能企业排放的二氧化碳，统一密封在废弃的油气田、煤层或盐碱水层等地表深处，需要时提取利用，企业从中获益，在不改变能源结构的情况下，自主实现减排目标——这就是 CCUS 的价值所在。

早在 2015 年，国际能源署就预测，要实现升温不超过 2 摄氏度的目标，该技术须在 2015-2020 年贡献全球减排总量的 13%。而我国作为二氧化碳最大排放国，排放量约占全球 1/4，《“十三五”控制温室气体排放工作方案》《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》等 10 余项国家政策，及陕西、广东等多个省级规划，均明确鼓励发展 CCUS 技术。

政策激发了各地的积极性。比如，据广东南方碳捕集与封存产业中心秘书长、爱丁堡大学商业与气候变化中心主任梁希介绍，2013 年开始，广东便下大决心推动 CCUS 应用，华润海丰电厂碳捕集测试平台与美国、挪威碳捕集中心并称世界三大碳捕集技术中等规模试验基地，未来将激活全省乃至全国 CCUS 产业。

类似正在运行或提上计划的 CCUS 项目，在我国还有 20 多个。但相比全球 300 多个示范项目，这一规模依然偏小，“而且已有项目仅运行 3-5 年，年份相对较短，很难积累经验。”刘强称。

好技术却未得到好应用。中国科学院地质与地球物理研究所研究员庞忠和感慨：“在全球 CCUS 领域，我国还处在跟跑或并跑阶段，目前甚至谈不上进入技术推广阶段，更准确地说只是一项为实现减排目标而‘储备’的技术。”

陷高成本低需求‘怪圈’

国际公认的先进减排技术，在我国为何难推广？多位业内人士表示，虽有国家鼓励和科研支持在前，落实到企业层面，却出现高成本、低需求的“怪相”。

庞忠和认为，“怪相”首先是因市场机制缺乏。“没有需求，自然难以推广。一方面，我国暂未强制性要求企业参与国际减排，企业多靠自愿，减与不减一个样，为何要多花钱？另一方面，捕集后的利用市场尚未真正形成，二氧化碳卖不动，企业无法从中获益，为何还要白花钱？”

西北大学地质学教授马劲风则认为，居高难下的建运成本是另一主因。“以运行成本较低的煤化工领域为例，二氧化碳捕集成本约为 100 元/吨。但在煤电、钢铁等行业，捕集成本高达 300-400 元/吨。既造成企业减排代价高、压力大，也导致二氧化碳定价高，下游用户不愿购买。长此恶性循环，难以形成商业化运营。”

“除捕集外，我国封存、运输等多个环节的成本也高于国际平均水平。一度备受关注的华能天津 IGCC 电站 6 万吨/年的燃烧前捕集项目等，就是因成本过高，导致建成后二氧化碳卖不出去。科技部去年在评估我国 CCUS 项目建设成本时发现，仅运输管道一项建设费就高出美国数倍，根本无法继续。”马劲风坦言。

梁希对此表示赞同：“若项目规模小于 10 万吨/年，且运输半径不超过 200 公里，可使用槽车。但长时间、大规模的稳定运输，必须依靠管道。建设成本过高，也导致配套设施难以完善。”

高排放项目先试先行

在马劲风看来，目前的重重障碍，或可从“他山之石”汲取经验。

“在 CCUS 技术相对成熟的加拿大、美国，多选择排放浓度高的项目优先试行，捕集成本相对较低。其实，也可转变思路，从煤化工、化肥、炼油等行业入手，先培养示范项目，积累经验降低高成本，让下游企业受益和接受后，然后再向二氧化碳浓度较低、成本偏高的燃煤电厂过渡。”马劲风称。

庞忠和认为，去年底启动的全国统一碳市场，一定程度上可助力 CCUS 技术推广。“随着碳市场逐步完善，强制减排将成趋势，今后或可通过碳税等方式引导企业。例如，排放 1 吨二氧化碳需缴税 200 元，捕集封存只需 100 元/吨。企业选择后者，通过自主减排抵消碳配额、减免税收，每吨还可倒赚 100 元。一旦有了收益，企业意识到碳减排的价值，市场需求渐渐就多起来了。”

庞忠和同时强调，因地质条件差异，不同地区的封存方式应因地制宜。但目前暂无全国统一的技术规范，这块空白也待完善。“地下能装多少二氧化碳？如何封存最科学安全？这些都应建立在长期观测、持续评估的基础上。但现有项目规模小、运行时间短，给评估带来难度，不足以得出权威结论。进一步发展 CCUS，还离不开技术、规范、监管的完善。”

值得一提的是，随着去年国家发改委与亚洲开发银行签订合作备忘录，业内呼声很高的资金支持，终于有了实质进展。亚行出资 550 万美元用于我国大规模 CCUS 研发推广。“国家层面的激励政策也已启动制定，计划 3 年内完成。”马劲风透露。

朱妍 中国能源网 2018-02-05

## 日本离“可燃冰”商业开发还有多远？

福岛核事故后，日本面对能源自给率破安全警戒线，化石燃料占比过高，可再生能源难以基荷，核电无法重启的难题，安倍政府不得不另寻出路，一手拿着可燃冰，一手握着氢能，试图以这两大“国产资源”为抓手，一举甩掉“缺油、缺气、又缺煤”的“资源小国”帽子，从而实现 150 年前明治维新以来一直孜孜不倦追求的能源自给日本梦。

2018 年是日本可燃冰开发计划承上启下的关键之年，为期 18 年的国家可燃冰开发计划行将到期，可燃冰能否复制美国的“页岩气革命”奇迹，成为日本能源革命的救世主？

规划先行分三步走

近年来可燃冰有点“热”。全球可燃冰储量预估达到 2800 万亿<sup>3</sup>，大约相当于全球已探明石油、煤炭和天然气总量的两倍，能满足人类上千年使用。不过目前世界上可燃冰都处在勘查和试采阶段，仍然没有被大规模商业开发和利用的成功先例。

所谓可燃冰是固态甲烷和水的水合物，甲烷分子在水分子组成的网状结构缝隙间留存，呈现为冰状的结晶体。可燃冰成分复杂，包括甲烷、乙烷、丙烷和二氧化碳。因其只能在高压低温环境下生成，一般存在于水深 500 米以上的海底和长年冻土之下。

日本近海的可燃冰资源主要有两大类，一类是深埋于海底地层的“砂层型可燃冰”，它存在海底

下几百米的砂层中，甲烷气充填在砂粒隙缝间，主要分布在太平洋海域；另一类是位于海底表层附近的“表层型可燃冰”，它是地下的甲烷气体喷出到海底表面后形成的结晶，主要分布在日本海海域。

可燃冰作为非常规天然气资源具有重大战略意义，因此，各大国都看上了这个能源革命的“新宠”。

日本是世界上最早进行可燃冰研究和开采的国家之一，十分重视可燃冰资源勘查、基础性研究和关键技术研发工作。

早在上世纪 70 年代就开始可燃冰的基础研究，1980 年日本发现四国南海海槽可燃冰存在的地理标志，1990 年在此海域采集到可燃冰样本。

1995 年政府实施了勘探南海海槽区域海洋可燃冰的五年计划，日本十大油气企业还联合成立了“可燃冰开发技术研究中心”。

2001 年日本政府启动了为期 18 年的可燃冰开发计划，并设立了“21 世纪可燃冰开发研究财团（MH21）”。

2008 年 3 月，日本根据海洋基本法制定的《海洋基本计划》将可燃冰开发计划上升为国家战略，还专门制定了《海洋能源与矿产资源开发计划》，进一步明确了可燃冰开发路线图。

2013 年安倍首相上台不久就让日本政策投资银行准备万亿日元投资可燃冰项目，到 2023 年要全面实现可燃冰商业化开采。

于是，日本政府修订了《海洋基本计划》以及《海洋能源与矿产资源开发计划》。修订计划提出：2018 年要完成“砂层型可燃冰”商业化技术储备，并探明“表层型可燃冰”资源储量、分布地区和特征，大举加速可燃冰投资开发。近年来日本可燃冰国家研究预算年年过百亿，从 2002 年到 2017 年已累计投入 1000 多亿日元。

日本可燃冰开发计划路线图分三个阶段：

第一阶段 2001 年至 2008 年为资源调查研究阶段，主要以资源粗探和陆地可燃冰试采为主；第二阶段 2009 年至 2015 年为试验开发阶段，主要以资源细探和海洋可燃冰试采为主；第三阶段 2016 年到 2018 年为商业化准备阶段，主要是继续海域试采，检验不同的稳定开采生产技术。

整个计划设定了六大目标：

- ①查明日本周边海域可燃冰的产出条件和特征；
- ②估算可燃冰矿区甲烷气的数量；
- ③优选可燃冰资源赋存区并研究其经济可行性；
- ④在选定的资源赋存区进行可燃冰生产试验；
- ⑤研发商业性生产技术；
- ⑥建立环保的开采体系。

探明储量，反复试采

日本利用地震探测法测到可燃冰 BSR（海底模拟反射层）海域面积达到 122,000km<sup>2</sup>。据此推测，日本近海可燃冰储藏量约 12.6 万亿<sup>3</sup>，按现在日本天然气年消费量 1120<sup>3</sup>计算，此量可供日本消费 100 年以上。然而，并非所有蕴藏资源都可以被充分利用，只有从可开采量来计算才具实际意义。日本勘探太平洋海域可燃冰历史足有 20 多年，但目前仍没有可开采量的准确数据。

根据从南部海槽细长海沟中的取样和数据分析，查明此海域有 16 个富集区块，储量为 1.1415 亿 M<sup>3</sup>，可供日本使用 10 年左右。日本政府一开始就重点锁定太平洋海域的“砂层型可燃冰”开发。一方面是因为常规油气钻探技术有可能适用于砂层型可燃冰开发，另一方面是表层型可燃冰看上去开采简单，实际上环境风险更难评估。而且毗邻海区又存有领海和岛屿纠纷，更恐日后引发资源争夺大战。

2003 年日本在开采海洋油气田时就发现日本海的“表层型可燃冰”。之后，日本一些民间机构先行开始调查。如独立综合研究所与东京大学自 2004 年起就联合勘查日本海可燃冰，发现存有大量巨型可燃冰块，而且成功地利用鱼群探测器寻找甲烷气泡来勘探可燃冰的富集区块，大大降低了探查费用。

2012年包括新潟县和京都府在内的日本海沿岸10个府县成立了“日本海海洋能源资源开发促进联合会”，致力于日本海海域的可燃冰勘探和开发。2013年至2015年国家正式立项对日本海海域进行全方位勘探。

2016年9月，日本经济产业省公布了调查结果：表层型可燃冰储量为6亿M<sup>3</sup>，赋存层位于水深1000米左右的海底至海床下100米之间，为连续的块状结构。海底发现1742个气体柱矿点，气体柱直径为几百米不等，厚度为100米左右。由于可燃冰比重比水轻，表层型可燃冰一旦露出海底就可能自动漂浮至水面，非常容易自然分解，所以回收气体更为困难，人为搅动所带来的泄露风险也更加险恶。

2002年3月5日，日本在世界上第一个在陆地冻土层利用热解法成功开采可燃冰。日本利用80℃温水循环法连续5天在加拿大西北部长年冻土层下开发可燃冰，在907-970米深处成功分解可燃冰，最终只采气470M<sup>3</sup>，日均产气量不足100M<sup>3</sup>，但这是全球首次在陆地试采可燃冰的成功案例。尽管这一项目日本与加拿大、美国、印度和德国等国的国际合作开发项目，但技术上则主要以日本为主导，由于此法开采效率较低，而且生产时间越长出气量越少，日本转而重点攻关降压法技术。

2008年3月，日本又成为世界上第一个在陆地采用降压法开采可燃冰成功的国家。为了研发高效采气技术，日本与加拿大联合进行第二次陆地采气，共分为两期实施。

第一期为2006年12月-2007年4月，实验了12.5个小时，采气830M<sup>3</sup>，因出砂问题而中断。

第二期为2008年1月-2008年4月，利用降压法连续5天半采气13000M<sup>3</sup>，日均产气量达到了2400M<sup>3</sup>，降压法开采技术的可操作性得到了验证。

2008年8月，日本在世界上又第一个成功在湖底开采了“表层型可燃冰”。贝加尔湖是全世界最深的淡水湖，深处达到1642米。1997年日美俄三国联合科考取样曾发现1428米湖底深处存在可燃冰。

此次日本与俄罗斯科学界联合在贝加尔湖底水深400米处成功开采了表层型可燃冰，试采采用了新的回收技术，在湖底设置了分解装置，直接用水搅拌回收气体，100分钟采气1.4M<sup>3</sup>，为在日本海开采同类可燃冰积累了基础数据和经验。

2013年3月，日本还成为世界上第一个掌握海底可燃冰采掘技术的国家。日本“地球号”探测船于12-18日成功地在爱知县渥美半岛以南70公里、水深1000米处海底钻探330m，采用降压法技术把可燃冰转换成甲烷气体。连续6天稳定出气119,000万M<sup>3</sup>，平均日产量约为2万M<sup>3</sup>左右。井底压力降到30个标准大气压时产量骤增，远远超过了预期。但此次开采成本核算高达50美元/MMBTU，竟是进口天然气价格的3倍以上。由于海底砂流入开采井，再加遭遇恶劣天气，试验仅6天就被迫中断。

2017年5月4日，日本又开启第二次海域可燃冰试采，试采打了两口位于海底泥面以下350m的井。开采地点与第一次相同，第一口井原计划连续开采生产3至4周，目的是检验连续生产开采的稳定性，但因坑井底部大量泥沙注入又被迫再次中断，中断原因与第一次类似，连续生产12天只出气40,849.9M<sup>3</sup>。

6月5日，重新又启动第二口井的开采，原计划开采生产1周，目的是检验两套防沙装置的可靠性。实际到6月28日为止则连续开采了24天，回收天然气222,587.1M<sup>3</sup>。第二口井尽管解决了泥沙堵塞问题，但副作用是出气量明显减少，水量过大造成水气分离不畅，平均为9274.5M<sup>3</sup>/日，与第一次的2万M<sup>3</sup>/日相差很大。

如何提效增产及其影响降压分解诸多因素仍待进一步解明。日本科学界因未能按原定计划完成试验一直比较低调和自责，甚至有的科学家认为这是一次失败的开采。但此次开采由于采用不同压力条件测试，采用了强减压法技术，收集到大量有用数据，例如降压由最初的13.5MPa分为7→5→3MPa三段进行，数据显示并非减压程度越强出气量越多，应该说试采基本达到了预期。

7月7日，日本“地球号”勘探船完成第2次勘探性开采任务之后静悄悄地返回清水港。没有鲜花，没有庆功，没有豪言壮语，日本依然不敢宣称任何“第一”，因为商业化仍是遥遥无期。

## 放缓脚步 行稳致远

由于此次日本开采试验没有达到预定目标，日本不得不重新调整可燃冰商业化开发的时间表。2017年6月，日本经济产业省发布了“砂层型可燃冰商业化开发路线图”，制定了新的计划进程表，原定2019年启动的商业化开采目标再次往后推迟10年，预计2029年之后步入商业化开采。其实商业化开采计划推迟并非首次。2001年日本制定了2016年实现商业开发可燃冰的规划，但2008年“海洋基本计划”出台后，这一计划就被推迟到“今后10年以内”，这就表明最晚要推迟到2018年。

到了2013年4月，由于进展情况缓慢，“第二次海洋基本计划”又将商业开发计划推迟到2023年以后，拟在2023年至2027年间开始可燃冰商业化项目。但现在看来还需要时间研发相应技术。今年将出台的“第三次海洋基本计划”还会进一步推迟这一时间表。由此可见，虽然可燃冰储量巨大，但要经济、安全地开采，难度很大。当前商业化开发所面临的主要课题有：

### ① 突破开采技术，实现稳定产气。

可燃冰开采技术的最大难点是保证井底稳定，使甲烷气不泄漏、不发生井喷、不出沙。尽管热激发开采法、降压开采法和注入化学试剂法等传统技术基本成熟，二氧化碳置换开采法和固体开采法等新技术也取得较大进展。但真正实现开采技术突破，必须能保证连续几个月乃至1年的安全稳定采气。

每口井要保证5-10年能连续采气，每口井日产天然气须达5万M<sup>3</sup>/日以上才具商业开采价值。因此，突破开采技术就必须增加试采频度和以年为单位的试验时间。目前，在日本近海进行海洋产出试验所需费用高达日均7000至8000万日元，于是，日本不再“单干”，转而将重点放在国际合作上，准备陆地和海上同时开弓。

日本计划与美国在阿拉斯加州开始陆地生产试验，还将探讨与印度联手在气象条件较为稳定的印度洋进行海洋试采。这样既可以节省试采费用，还可以扎实地掌握相关开采技术，但合作前提条件是日本能够主导开发技术。三井造船已先行一步，去年6月与德国MH Wirth公司达成了共同开发“表层型可燃冰”的协议，准备尝试利用水下机器人开采。

### ② 探明富集区块，降低开采成本。

富集区块的存在是推进商业化的基本条件。目前仅利用地震波探测数据得出存在大量富集区存在的可能性，还须进行实际勘探和试采，才能进一步探明和确认富集区块的存在和分布。1M<sup>3</sup>的标准可燃冰重量约0.9吨，能转化为164M<sup>3</sup>天然气和0.86吨水。164M<sup>3</sup>天然气燃烧可产生热量6500MJ，相当于1桶原油的价值，即60多美元左右。

日本设定投资回收期的目标为10-20年，开采成本必须控制为10美元/MMBTU以下。但非常规油气采收率是很低的，从技术角度和经济角度看，可开采的可燃冰仅为赋存量的30%左右，但实际究竟能够得到何种程度的开采和利用尚不明确。因此，开采可燃冰天然气的直接成本因贮留层不同相差很大，约为46-174日元/1M<sup>3</sup>。

由于可燃冰光靠发掘不能实现自喷，而且埋藏在深海域，开采和运输的工程量十分巨大，自然会带来较大的成本开支和能源消费。而且，单井产量较低，必须实行井群生产工艺，为此须采用可多点移动开采的专用设备。再加上从可燃冰中分离的气体体积较大，需要建造管道或气体液化等基础设施。

所以，开采、储存以及运送到地面和使用地的费用都非常高昂。在目前油价走低的行情下，且有来自可再生能源的竞争。可燃冰综合开采成本很可能将大于其所能产生的效益。

### ③ 评估环境影响，控制海洋污染。

可燃冰又称之为“恶魔资源”。众所周知，先史时代的甲烷大爆炸假说说明可燃冰有可能是全球气候变暖的罪魁祸首，毁灭地球生物的祸手。尽管这些问题还有些争议，毕竟人类对于深海与地球认知还很有局限。而且，甲烷本身就是一种温室气体，甲烷排放的温室效应是二氧化碳的20倍以上。如果开采过程造成大量甲烷泄露会造成更严重的温室效应，加剧全球变暖又会造成海水温度上升进而导致可燃冰融化，从而引发更多的甲烷放出，形成恶性循环。

可燃冰本身就是一种不稳定的物质，人工采掘会破坏可燃冰堆积层而造成地基下沉，进而可能诱发地震或海啸的发生。此外，还要考虑环境变动对海底生物与渔业、水产业的影响。例如可燃冰分布的海底往往是北太平洋雪蟹及其它深海生物的多产区，甲烷过量泄漏则会导致海洋缺氧，生产开采污水还会影响海洋生态，使得海洋生物遭受毁灭性打击。

所以钻井船每每在试采过程中都要向海底打两口观察井以监测不同岩层温度和压力变化，保证海洋环境不受破坏。或许就因为如此，日本人对于发现和开发利用可燃冰资源又是欢喜又是忧。

综上所述，技术可行、市场接受和环境允许是能否商业化开采的三个决定要因。目前仍然面临技术装备研发投入过大、开采成本过高，环境影响不可估量等难题。尽管离商业化的日子还有点远，但靠海吃饭的日本人还是怀揣着对海洋资源的敬畏之心，一步一个脚印地往前走，2020年东京奥运会在纠结，点燃圣火是用可燃冰还是氢？此话听起来似乎有点矫情。但日本人从美国页岩气革命中所学到的一个硬道理就是：未来谁拥有先进能源开发技术谁就掌控世界资源。

周杰 中国能源网 2018-02-09

## 我国南海油气开发突破超高温高压禁区

2月4日，中国海油旗下南海西部石油管理局在莺歌海盆地成功完成乐东10-2-1井的测试作业，显示出良好的储量前景。中国由此系统掌握了海上超高温高压钻完井核心技术，一举突破了南海超高温高压油气开发禁区。

本次钻探作业位于我国南海北部莺歌海盆地、距海南东方市西南115公里处。该井温度接近200℃，井底压力接近1000个大气压，属于超高温高压井；由记者所在的“海洋石油944”自升式钻井平台承担作业。

据南海西部局总工程师李中介绍，中国南海地处欧亚、太平洋和印澳三大板块交汇处，与美国墨西哥湾、英国北海并称全球三大海上高温高压海区，但南海的温度、压力更高：地层最高温249℃，压力系数2.38，相当于1平方米承重1.25万吨。按国际油气行业通行标准，以温度指标150℃、175℃、200℃、260℃和压力指标69兆帕、103兆帕、138兆帕、207兆帕分别对应四个区间，其中175℃至200℃、103兆帕至138兆帕属超高温高压区间，此前是全球业界公认的油气勘探开发禁区。

国土资源部《全国油气资源动态评价》显示，中国南海高温高压区域蕴藏天然气近15万亿立方米，约占南海总资源量的1/3，因此曾吸引6家跨国石油公司近10年在该区域钻探15口井，耗资近50亿元，但均以技术难度太大而失败退出。

中国海油依托国家科技重大专项、863计划等，展开近20年系统攻关和工程实践，突破四大技术瓶颈：以多源压力预测、连续循环压力控制，实现钻井成功率100%；以五防自修复水泥浆、多级井筒屏障，实现环空带压为零；以多因素多节点测试、环空自动平衡控制，实现测试成功率100%；以环保型钻完井液、耐高温提速工具，实现成本降低50%。系统掌握了海上超高温高压钻完井核心技术，同时创新发展了高温高压天然气成藏理论。

瞿剑 科技日报 2018-02-05

## 江苏扬州楼宇储能迎新春

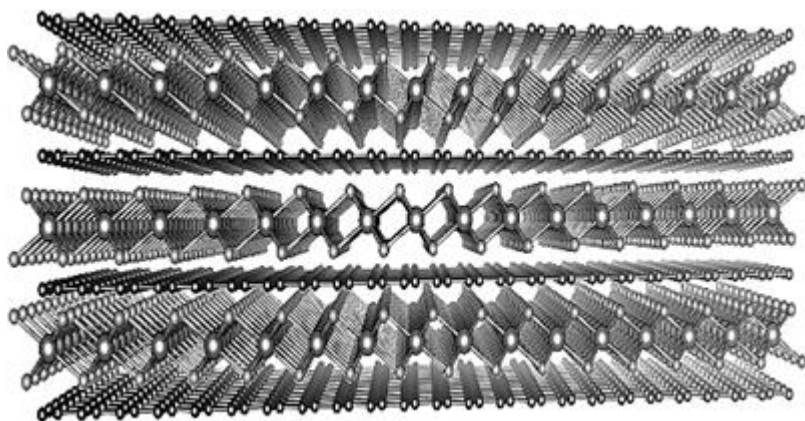
2月8日，工程技术人员正对江苏扬州仪征市工农路路东一服务企业楼宇内进行储能装置投运前调试。当日，该楼宇装机容量180千瓦的楼宇蓄热（冷）储能装置投运。装置使用凌晨0点至8点的谷期廉价电烧制热水储能，冬季每天可生产95℃热水逾百吨，储热量达6000多千焦，可满足该楼宇3750平方米的供热需求，原有65台分体式空调停用，日节约用电支出400多元。该装置夏季的日制冷储能量也可达4350多千焦。

据介绍，该项目是江苏省电力公司2018年投运的首批首个能源综合服务示范项目，这种夜间储

能白天使用的科学用能方式，不仅可满足高舒适度供热（冷）需求，且易安装、见效快、投资省，受用能单位的青睐。（赵传勇 濮良平）

中国能源报 2018-02-11

## 新负极材料让充电电池容量高寿命长



氧化锰纳米片与石墨烯的材料结构图

日本物质材料研究机构提供

日本物质材料研究机构(NIMS)日前公布，他们的一个研究小组成功合成了氧化锰纳米片和石墨烯交替重叠的材料。该复合材料作为锂及钠离子充电电池的负极材料，可将电池充放电容量提高两倍以上，且能延长重复使用寿命，解决了容量和寿命不可兼得的问题。

高容量化是二次电池的目标之一，目前其负极使用的是碳材料，理论上过渡金属氧化物具有高容量，有望成为碳材料的替代物。特别是具有分层结构的氧化锰，将其剥离制成单分子厚的纳米片，作为负极使用，表面全部呈活性，可大幅提高容量。但氧化锰的难点在于反复充放电容易破坏结构，纳米片也易于凝聚成团状。

研究小组在溶液中分散氧化锰纳米片并与石墨烯混合，合成了交互多层的层压复合材料。氧化锰与石墨烯都带负电，通常情况下会互相排斥。研究小组早在 2015 年通过化学修饰石墨烯使其带正电，解决了排斥问题，并实现了当时金属氧化物负极材料中最高容量和最长寿命。

此次通过把两种物质从分子水平复合，得到了单独材料难以实现的高特性。复合材料除用于充电电池之外，还可大幅提高超级电容器、电极催化剂等能量储存及转换系统的效能。

研究成果发表在近期美国化学协会杂志《ACS 纳米》网络版。

陈超 科技日报 2018-02-05

## 河南省或将迎来新的能源变革期待“煤层气革命”

河南省人民政府网站消息，河南省或将迎来新的能源变革。近日，在郑州参加构造煤煤层气及含煤地层非常规天然气研讨会的省内外专家表示：“十年内，河南可能会有一场‘煤层气革命’。”

一般的天然气分为常规天然气和非常规天然气。煤层气、页岩气、致密砂岩气等被称为非常规天然气，河南省煤田地质局局长王天顺打了个比方，常规天然气以游离态为主，像是储藏在气球里，插根管子就能采出来；非常规天然气以吸附态存在，像是藏在煤堆里、石头里，需要花大力气才能“挤出来”。“虽然开采方式不一样，但成分都是以甲烷为主，比如煤层气，其实就是瓦斯。”他说，老百姓用起来不存在什么差别。

河南省非常规天然气储量丰富，总量约为 7.5 万亿立方米，而目前全省每年天然气的消费总量



为 85 亿立方米。“可以说我们的地下，有个十分巨大的宝藏。”省煤田地质局副总工程师石彪说。

石彪认为，首先是经济效益巨大。瓦斯以前都排掉了，如果利用起来，开采一吨煤能节约 100 元左右，河南省目前的煤炭产能是每年 1 亿多吨，仅此一项就是 100 多亿元；国家对煤层气开采还有 0.3 元/立方米的补贴，再加上天然气自身的市场价值，效益非常可观。

另一方面，非常规天然气的利用能推动河南省能源产业结构的调整。目前在河南省一次性能源生产结构中，仍以煤炭生产为主，天然气占比仅 0.5%，如果煤层气能够尽快开发利用，清洁能源的比重必定会大幅提高。此外，开发利用煤层气对河南省的能源安全也有很大意义。“我们每年消费天然气 85 亿立方米，自己才生产 4 亿立方米，大部分靠买别人的，外地一紧张，我们肯定气荒。”石彪说，煤层气开发好了，我们基本上能实现“自给自足”。

与经济效益相比，与会专家表示，煤层气带来的社会效益将更加令人瞩目。“最直接的是环保效应。”国土资源部油气资源战略研究中心专家门相勇说，河南紧邻京津冀雾霾防治中心，环境污染防治任务艰巨，作为清洁能源，煤层气的开发利用对节能减排的帮助不言而喻。同时有研究表明，煤层气的温室效应是二氧化碳的 21 倍，直接排了不但浪费，更会破坏生态。

煤层气利用对煤矿企业的安全生产也是个重大利好。据不完全统计，瓦斯事故占我国煤矿特大事故的 80%以上，是名副其实的罪魁祸首。“生产中应该先采气，后采煤。国内外的开发经验表明，煤层气的开发利用能变害为宝，有效缓解瓦斯带来的安全生产风险。”门相勇认为。

煤层气的开发利用目前在河南省还是“看得见摸不着”。专家表示，河南大规模利用煤层气，可能要到“十四五”中后期。省煤炭煤层气重点实验室主任王德伟解释，这主要是受技术和资金制约。技术上，河南省的煤炭资源大多是构造煤，煤层松散，稳定性差，国内外都没有成熟的技术手段，“拿来主义”行不通；资金上，这个项目投入大、周期长，产出上有一定风险，所以企业参与积极性不高，需要政府层面的统筹和支持。“我们的近期计划是，2018 年至 2020 年分别在鹤壁、焦作、平顶山等地各施工直井 1 至 2 口，进行开发试验和可采性评价。”

张涛 河南省人民政府网 2018-02-07

## 不能夸大新能源发展对石油产业的冲击

当前，全球新能源产业发展势头强劲，其新增装机规模已超过传统化石能源，有研究认为，新旧能源交替的“拐点”正在来临，这一判断使石油产业感到压力。特别是从去年下半年开始，一些国家相继传出“燃油车禁售时间表”，我国也在大力推动新能源汽车发展。这一十分现实的“能源革命场景”，加剧了业界对石油产业发展前景的担忧。

近年来，我国能源结构调整速度进一步加快，可再生能源已经进入了规模化发展的新阶段。截至 2017 年底，我国可再生能源发电装机达到 6.5 亿千瓦，同比增长 14%。其中，水电装机 3.41 亿千瓦，风电装机 1.64 亿千瓦，光伏发电装机 1.3 亿千瓦，生物质发电装机 1488 万千瓦，分别同比增长 2.7%、10.5%、68.7%和 22.6%。可再生能源发电装机约占全部电力装机的 36.6%，同比上升 2.1 个百分点，可再生能源的清洁能源替代作用日益凸显。与此同时，我国可再生能源利用水平不断提高。2017 年，可再生能源发电量达 1.7 万亿千瓦时，同比增长 1500 亿千瓦时；可再生能源发电量占全部发电量的 26.4%，同比上升 0.7 个百分点。

具体到新能源汽车产业，2017 年，我国新能源汽车新注册登记 65 万辆，与 2016 年相比，增长了 24.02%；同年新能源汽车保有量达 153 万辆。

新能源产业快速发展、对可再生能源的加速利用，有助于我国解决好传统能源产能过剩、能源系统整体运行效率不高等问题，有利于推动我国经济实现高质量发展，是未来能源利用和发展的大势所趋。但现实地看，短期内，这一新趋势对石油产业的冲击不会太大，石油产业在我国经济发展中仍起支柱性作用，石油在能源消费中的地位依然重要。

一是新能源汽车发展对石油产业的冲击十分有限。尽管我国新能源汽车的发展非常迅速，但与

汽车总体数量的增长相比，仍是个不大的数字，对石油需求量的影响也不大。2017年，新能源汽车保有量占全部汽车保有量的比重只有0.7%，2015年因电动汽车的使用而替代的汽油消费量约为29.97万吨，约占当年汽油产量12103万吨的0.25%。根据工业和信息化部、国家发展改革委、科技部印发的《汽车产业中长期发展规划》，到2020年，新能源汽车年产销达到200万辆；到2025年，新能源汽车占汽车产销20%以上。有观点认为，综合考虑多方面因素，到2020年，我国因新能源汽车使用而替代的汽油约为251.10万吨，到2030年约为1225.49万吨，约相当于当年汽油产量的10%。另据中国石化石油勘探开发研究院专家的预测，我国乘用车保有量到2035年前后将达到4.95亿辆的峰值，电动汽车保有量将保持稳定增长，到2035年有望达到2500万辆，约占我国民用汽车保有量的5%，可大致替代1300万吨的汽油消费。可以看到，两方面对数据的预测大体相当。

二是其他交通工具的石油消费依然强劲。目前，我国石油消费有约三分之一用于汽车燃料消费，其中并不包括汽车生产过程中的石油消费。有专家预测，随着汽车产业发展和汽车保有量的不断增加，到2020年，我国汽车燃料消费占石油消费的比例将提高到57%左右，美国的这一比例为75%，相比之下，我国的这一数据还比较低。另据国家统计局的数据，我国民用汽车的84%为小型载客汽车即私家车，目前，电动汽车消费以私家车替代为主，所替代的车用燃油主要是汽油，但用油量较大的载重汽车电动化尚需时日。同时，飞机、船舶等交通工具在很长时期内也要依赖石油。自2010年以来，我国民航线路里程一直保持年均10%以上的快速增长，相应的，煤油消费也一直保持较快增长，船舶供油特别是保税船供油需求也在迅速增加。可以说，在相当长的一个时期内，我国能源消费的现状很难改变。

三是很多行业的石油消费将持续增长。国际金融危机以来，我国柴油需求增幅持续下降，但从分布上开始向物流业和农业两个行业集中。2016年，这两个行业的柴油消费量占柴油消费总量的79%。农业机械大量使用柴油，随着农业机械化水平的提高，用于农业的石油产品还会不断增加。同时，旅游业和服务业的快速增长，是拉动汽油消费增长的重要原因之一。2010年至2016年，我国第二产业占比由46.4%下降到39.8%，第三产业占比由44.1%上升到51.6%。旅游业和服务业使用汽油的增长趋势与我国第三产业占比超过第二产业占比的趋势是一致的。可以预见，旅游业和服务业将会出现一段持续较快发展期，这两个行业的汽油消费也将呈增长之势。

四是石油作为化工原料具有不可替代性。我国石油主要用于交通运输，也有一部分用作化工原料，生产乙烯、基本有机原料、合成树脂、合成橡胶、合成纤维、化肥等化工产品。近些年来，新型煤化工产业生产了一些化工原料和化工产品，替代了部分石油，但就规模、品种、经济性和技术成熟度而言，目前还很难找到一种能够取代石油的大宗化工原料。

五是高端清洁油品发展潜力巨大。近年来，从取消使用含铅汽柴油，到实施执行国I、国II、国III、国IV标准，再到2017年初升级至国V标准汽柴油，我国成品油质量升级步伐明显加快。到2019年，我国还将在全国范围内推广使用国VI标准汽柴油。同时，高品质润滑油、高等级沥青、高级石蜡等其他高端油品也将因科技进步有较大发展潜力。未来，高端清洁油品的应用前景广阔。

综上所述，今后一段时期，我国石油消费量还将继续增长，但增速将会放缓。有预测认为，我国石油消费到2030年将达到峰值，此后将缓慢下降，这与世界石油消费趋势大体相当。有世界能源专家提出，到2030年，包括石油天然气在内的化石能源占整个能源消费的比重仍将达75%，此后将逐步下降。因此，在可预见的未来，我国仍然是石油生产和消费大国。

对此，石油产业也应与时俱进、顺应趋势。一方面，要深化供给侧结构性改革，加快转型升级的步伐；另一方面，要推动能源工作的重点，从过去的高速增长转向高质量发展，从数量增长型转变为质量效益型，真正在提供清洁能源、低碳能源上下功夫，切实推动绿色发展。（作者单位：国务院国有重点大型企业监事会）

季晓南 经济日报 2018-02-08

## 生物质能、环保工程

### 燃煤耦合生物质发电， 大规模试点欠妥

国家能源局、环保部 2017 年底联合下发《关于开展燃煤耦合生物质发电技改试点工作的通知》已有两个月，但记者近日在采访中了解到，《通知》中明确的“试点项目由企业自主申报”及试点推进情况并不乐观。

记者采访得知，“不乐观”的主要原因在于：生物质电量与燃煤发电量无法明确、生物质电价政策未落地，导致生物质燃煤耦合发电成为个别燃煤电厂多发电的“挡箭牌”。

对于《通知》中提及的技改试点将优选热电联产煤电机组，以及燃煤耦合农林废弃残余物、垃圾、污泥发电项目，受访的业内人士普遍认为，从《通知》明确的“13 个粮食主产省，36 个重点城市”试点分布看，涉及范围十分广泛，产粮区、直辖市、省会市均在列，但燃煤耦合生物质发电目前只适合小范围试点，并不适合大范围推广。

#### 技术仍处起步阶段

作为在传统燃煤发电项目中采用农林剩余物作为燃料替代部分燃煤的发电方式，燃煤耦合农林生物质发电工程目前主要有三种模式：生物质与燃煤直接混燃发电、燃煤锅炉与生物质直燃锅炉并联发电、生物质气化后与燃煤混燃。

据了解，上述三种模式中，采取直接混燃发电模式的国内示范项目长期处于亏损状态，相关企业已停产。

信息显示，国电宝鸡第二发电厂 30 万千瓦机组生物质混燃项目掺生物质系统目前已经停运。此外，生物质直燃并联发电模式在国内暂无工程实例，而农林生物质气化后与燃煤混燃发电模式对锅炉影响小、燃烧系统改动不大。目前国内以农林生物质电价政策运行的燃煤与生物质混燃发电运行的项目，仅有国电荆门发电厂 64 万千瓦机组。

“国外耦合发电技术发展较成熟，但国内技术总体尚处起步阶段。与国外替代燃煤、降低燃煤使用量的出发点不一样，我国生物质燃煤耦合发电往往打着生物质耦合名义，提高煤电发电小时数。”生物质能联盟相关人士接受记者采访时表示。

据一位受访人士介绍，国外的燃煤耦合生物质发电主要偏重混燃、直接燃烧；国内则以气化为重，而气化存在很多弊端，如能源转化效率低、体量小、燃料适应性差，燃料含水超 20%就无法气化。

#### 发电量无法界定

目前，生物质燃煤耦合发电面临的最大问题在于，燃煤与生物质发电比例不明晰，二者发电量无法界定。

“目前最难的就是，不能科学精确测量火电机组耦合生物质发电量。”上述受访人士表示，“不过，要是按气化燃气热能、机组供电煤耗和厂用电率等进行核算，上网电量计算值与实际值间存在一定误差。所以，还需进一步加强耦合发电精确计量和监管体系研究，推动燃煤耦合在线监测、实时发电计量等信息共享和联动监督机制建立。”

“因无法实现对农林生物质与燃煤耦合发电的实时监测，生物质燃煤耦合发电由此成了诸多燃煤电厂多发电的借口和工具，明显背离了生物质耦合发电的本意。”业内专家透露。

一位不愿具名的业内知情人士对记者表示，在我国大力化解煤电过剩产能的背景下，国家能源局出台此政策的目的是希望通过技改帮助煤电企业寻找新出路。“然而，燃煤耦合生物质发电正处于发展初期，产业发展思路不明确，产业体系不完善，亟需与国家生物质能产业发展规划、政策和规范统一衔接管理。”

此外，主管部门划定不清，也在掣肘燃煤耦合生物质发电产业发展。

记者从多个渠道获悉，国家能源局新能源司和电力司对生物质燃煤耦合发电意见相左。在生物质、燃煤耦合发电分属新能源司、电力司管理的情况下，新能源司主张等量双替代（发电量替代和规划容量替代）发展燃煤耦合生物质发电试点，而电力司认为耦合发电只是技改项目。新能源司和电力司的认识分歧，导致燃煤耦合生物质发电在新能源司需要备案、审批和核准，而在电力司却不需要审批核准、备案。

上述受访人士表示，考虑原料有限，为避免恶性竞争，建议燃煤耦合生物质发电归口新能源主管部门管理，实行统筹规划。“不能为了发展燃煤耦合生物质发电，而影响了原有的生物质电厂生产运营和生物质能‘十三五’发展规划项目布局。”

电价政策模糊

据了解，企业申报“不积极”的关键，在于燃煤耦合生物质发电电价政策不明晰。

“政府文件白纸黑字，技改试点项目生物质能电量电价按国家相关规定执行。但国家对生物质燃煤耦合发电电价政策并不明确，让企业如何投资试点？”一位企业负责人告诉记者。

记者查阅资料发现，目前生物质电价政策有两份文件可参考。

2010年7月国家发改委发布的《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》规定：“农林生物质发电项目实行标杆上网电价政策。未采用招标确定投资人的新建农林生物质发电项目，统一执行标杆上网电价每千瓦时0.75元。农林生物质发电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网企业负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。”

国家发改委2012年3月发布的《关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知》规定：“以生活垃圾为原料的垃圾焚烧发电项目，执行全国统一垃圾发电标杆电价每千瓦时0.65元。垃圾焚烧发电上网电价高出当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分实行两级分摊。其中，当地省级电网负担每千瓦时0.1元，电网企业由此增加的购电成本通过销售电价予以疏导；其余部分纳入全国征收的可再生能源电价附加解决”。

到底是按照每千瓦时0.75元还是0.65元执行，政府部门并未给出确切答案。但国家发改委价格司态度很明确：既然是试点项目，计量问题、技改效果、技术水平均需观察。

而上述知情人士透露，为防止“挂羊头卖狗肉”的情况，生物质燃煤耦合发电不会给予每千瓦0.75元的电价，如果都按当地燃煤脱硫标杆电价计算，成本在0.5元/千瓦时的生物质燃煤耦合发电显然会亏本。“目前，国内燃煤机组主要在国企，而国企并不热衷燃煤耦合生物质发电这类小试点项目。”

“没有电价政策支持，火电厂不会赔本搞试点项目的。所以，燃煤耦合生物质发电可否获得电价补贴及政策支持，是试点推进的关键”。该知情人士称。

生物质能联盟相关人士也建议，燃煤耦合生物质发电要按照“最终去煤、等量替代、提高效率、县域为主、加强规划、保证国家资金安全”等原则有序推动试点项目建设。

“必须遵循规划容量等量替代和发电量等量替代原则，即规划新增燃煤耦合生物质发电装机同时，应等量消减燃煤发电装机规模，同时根据生物质发电量等量消减燃煤发电计划。”上述受访人士也表示，“只有这样，才能促进可再生能源等量替代燃煤火电，实现燃煤火电逐步退出电力市场。”

苏南 中国能源网 2018-02-13

## 2018年中国生物质能源行业现状分析 分布式热电联产将成为主要支持的发展方向

生物质能源发电量和发电装机容量均得到快速发展 生物质能源在我国可再生能源中的比重逐步扩大

根据前瞻产业研究院发布的《2018-2023年中国生物质能源行业市场前瞻与投资规划深度分析报告》监测的数据显示，到2016年底，全国生物质发电并网装机容量1214万千瓦(不含自备电厂)，占全国电力装机容量的0.7%，占可再生能源发电装机容量的2.1%，占非水可再生能源发电装机容量的5.1%。2016年，全国生物质发电量647亿千瓦时，占全国总发电量的1.1%，占可再生能源发电量的

4.2%，占非水可再生能源发电量的 17.4%。

截至 2016 年底，共有 23 个省(区、市)投产了 254 个农林生物质发电项目，装机容量 636 万千瓦，占可再生能源发电装机容量的 1.1%，占非水可再生能源发电装机容量的 2.7%;年发电量 333 亿千瓦时，占可再生能源发电量的 2.1%，占非水可再生能源发电量的 9.0%;年平均利用小时数 5835 小时。数据显示，截止到 2016 年底，我国生物质发电项目达到了 665 个，仅 2016 年一年内就再添 66 个项目，成为投资领域的新宠。

2018 年 1 月 24 日，中国国家能源局新能源和可再生能源司副司长梁志鹏在北京出席发布会时作如上表示，2017 年，中国可再生能源发电量 1.7 万亿千瓦时，占全部发电量的 26.4%，其中，生物质发电 794 亿千瓦时，同比增长 22.7%。截至 2017 年底，中国可再生能源发电装机达 6.5 亿千瓦，占全部电力装机的 36.6%。其中，生物质发电装机 1488 万千瓦，同比增长 22.6%。

图表 1：2015-2017 中国生物质能发电量变化趋势图(单位：万千瓦，%)



资料来源：前瞻产业研究院整理

图表 2：2015-2017 中国生物质能装机容量变化趋势图(单位：单位：万千瓦，%)



资料来源：前瞻产业研究院整理

从我国能源结构的变化情况来看，我国生物质发电占可再生能源的结构不断上升，生物质发电的地位不断上升。2017 年我国生物质能源发电量占可再生能源发电量的比重上升了 0.5 个百分点，达到 4.7%;我国生物质能源发电装机容量占可再生能源发电装机容量的比重省市 0.2 个百分点，达到 2.3%。

图表 3：2016-2017 年生物质能源发电量占可再生能源发电量比重变化情况(单位：%)



资料来源：前瞻产业研究院整理

图表 4：2016-2017 年生物质能源发电装机容量占可再生能源发电装机容量比重变化情况(单位：%)



资料来源：前瞻产业研究院整理

我国生物质能发电资源丰富，生物质能的利用潜力大，分布式热电联产将成为主要支持发展方向

我国生物质能资源广泛，主要有农作物秸秆及农产品加工剩余物、林木采伐及森林抚育剩余物、木材加工剩余物、畜禽养殖剩余物、城市生活垃圾和生活污水、工业有机废弃物和高浓度有机废水等。

全国农作物秸秆年产生量约为 8 亿吨，除部分作为造纸原料和畜牧饲料外，大约 3.4 亿吨可作为燃料使用，折合约 1.7 亿吨标准煤;林木枝桠和林业废弃物年可获得量约 9 亿吨，大约 3.5 亿吨可作为能源利用，折合约 2 亿吨标准煤;甜高粱、小桐子、黄连木、油桐等能源植物(作物)可种植面积达 2000 多万公顷，可满足年产量约 5000 万吨生物液体燃料的原料需求;畜禽养殖和工业有机废水理论上可年产沼气约 800 亿立方米，全国城市生活垃圾年产生量约 1.2 亿吨。

目前，中国生物质资源转换为能源的潜力约为 4.6 亿吨标准煤，已利用量约 2200 万吨标准煤，还有约 4.4 亿吨可作为能源利用;今后随着造林面积的扩大和经济社会的发展，生物质资源转换为能源的潜力可达 10 亿吨标准煤。可见，我国生物质能的利用潜力巨大。

图表 5：中国生物质能的利用潜力(单位：万吨)

资源	可利用资源量(万吨)		已利用资源量(万吨)		剩余可利用资源量(万吨)	
	实物量	折合标煤量	实物量	折合标煤量	实物量	折合标煤量
农作物秸秆	34000	17000	800	400	33200	16600
农产品加工剩余	6000	3000	200	100	5800	2900
林业木质剩余物	35000	20000	300	170	34700	19830
畜禽粪便	84000	2800	30000	1000	54000	1800
城市生活垃圾	7500	1200	2800	500	4700	700
有机废水	435000	1600	2700	10	432300	1590
有机废渣	95000	400	4800	20	90200	380
合计	/	46000	/	2200	/	43800

资料来源：前瞻产业研究院整理

而根据我国《生物质能“十三五”规划》，到 2020 年我国生物质发电总装机容量将达到 1500 万千瓦，年发电量达到 900 亿千瓦时，其中农林生物质直燃发电 700 万千瓦，城镇生活垃圾焚烧发电 750 万千瓦，沼气发电 60 万千瓦，分布式热电联产将成为主要支持发展方向。

中国生物质能联盟的专家表示，生物质发电行业不仅仅能够带来经济效益，还能实现克霾减碳、清洁供暖。未来随着生物质行业自身发展和技术进步，将逐步向热电联产方向来提高效率以减少对国家补贴的依赖。同时，国家正在推进绿证购买形式的绿电指标，国家新能源补贴资金池短缺可以通过这种社会化的方式来运作、补助生物质发电产业，生物质发电行业未来发展前景是可期的。

前瞻产业研究院 2018-02-09

## 2018 年一号文件发布 生物质气化综合利用的春天来了！

2 月 4 日，2018 年中央一号文件《中共中央国务院关于实施乡村振兴战略的意见》发布。文件确定了实施乡村振兴战略的目标任务。

在这份文件中，与能源相关的内容有两处——

一是在“推动农村基础设施提档升级”部分中，提出要推进农村可再生能源开发利用；

二是在“持续改善农村人居环境”部分中，提出要推进北方地区农村散煤替代，有条件的地方有序推进煤改气、煤改电和新能源利用。

在农村新能源中，秸秆等生物质能源是重要组成。但当前，露天焚烧秸秆仍较为普遍，这导致空气质量降低、并易产生火灾隐患。

因此，如何有效利用秸秆等生物质资源，推进其有效利用，无疑是实现美丽乡村建设目标的关键一步。

而就在《意见》发布前的 2 月 3 日，农村生物质应用技术研讨会暨高效生物质气化发电技术经验交流会在北京举行。

会上，来自国家能源局、农业部等部委，国家可再生能源中心等机构的专家，以及高邮林源科技、江苏金通灵等企业的代表，就如何高效利用农村生物质能源，以实现“让农业成为有奔头的产业，让农民成为有吸引力的职业，让农村成为安居乐业的美丽家园”提出建议。

生物质气化，即在一定的热力学条件下，借助于空气和水蒸气，使生物质的低聚物发生热解、氧化、还原重整反应，最终转化为可燃气体。

国家发改委能源所可再生能源中心主任、国家可再生能源中心副主任任东明指出，与“十二五”相比，“十三五”生物质能源发展任务的最大变化，就是把生物天然气放在首位。不难看出，生物质气化综合利用或是未来几年发展的重点方向。

之所以会出现这样的变化，或与气化利用的效率更高、工业路线更灵活、价格更有优势有关。

从技术角度看，生物质能气化发电增加了“气化”的步骤，但其实它是一种技术“组合拳”。中国矿业大学(北京)化学与环境工程学院教授许德平认为，直接燃烧传统生物质，发热效率不够稳定，而先气化、再利用有助于提高原料的利用效率。

从利用模式看，生物质气化可以实现气、电、热、焦油、肥联产联供。当前，高邮市林源科技开发有限公司 10MW 高效生物质固定床气化发电工程项目，已实现发电上网。焦油回收应用，生物质燃气应用工业锅炉已市场化，利用气化后剩余碳粉年产 5 万吨生物碳基复合肥工程，将在今年 5 月投产。

从开发成本看，生物质成型燃料的燃烧性能与中质煤差不多，价格在 500~800 元/吨，如果用于替代燃煤，燃料成本会略有增加，但仍远小于“煤改气”的成本。对人均收入比较低的广大农村地区来说，低成本是生物质能源的突出优势。

有业内人士曾指出，困扰生物质能源利用的突出问题有二，一是原料收集困难，二是经济性有待进一步提高。而在上述生物质气化项目中，这两个问题已经获得初步解决。

对于前者，项目建立了生物质手机模式以及压块成型系统，由专业的收集队伍参与工作，并建立秸秆收储基地。对于村民，则组织秸秆经济人合作组织，有效将分散的资源集中利用，减少资源的浪费。

对于后者，气化后综合利用大大减少成本。以一座年秸秆收集量在 6 万吨的气、热、油、肥联产联供工程项目计算，可生产生物质气 1 亿立方米，同时向社会提供焦油 5000 吨，生产有机肥返还农业 5000 吨，企业仅 3~4 年即可收回投资。

在讨论会上，有不少业内人士认为，生物质气化的项目已经初见成效，但仍然需要探索长效机制，提高项目的可复制性，以实现更广泛落地。

在技术上，专家建议在目前基础上推进小型化、专业化生产。比如将收集秸秆的半径压缩到 5 公里范围之内，这样的好处是更有效地收集资源，为实现模块化应用奠定基础。

在应用上，业内人士建议在五联产的基础上，与分布式能源系统紧密结合，实现多能互补。中国可再生能源学会名誉理事长石定寰认为，生物质气化是多能互补调峰的重要来源，因此需要积极发挥其灵活性强的特点，使之在未来农村清洁能源系统建设中发挥作用。

张越月 能源评论 2018-02-09

## 生物质发电向热电联产转型

“呼吁全行业生物质发电企业向生物质热电联产方向转变，为清洁供热尤其是北方地区县域清洁供暖出一份力。”1 月 30 日，在全国“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目启动新闻发布会上，中国生物质能源产业联盟常务副理事长李林芝表示。

由中国生物质能源产业联盟主办的全国“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目启动新闻发布会，围绕国家能源局 2018 年 1 月 19 日下发的《关于开展“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目建设的通知》，就当前生物质能利用方式由单纯发电向热电联产和供热方向转变的顶层设计作了阐释，对生物质热电联产示范项目建设在组织、规划、监督以及技术难点和统计监测等多方面问题进行了解读，并从行业组织的角度对生物质能产业转型升级发出倡议。此次发布会的召开标志着“百个城镇”生物质热电联产示范项目建设工作正式启动。

清洁供热需求巨大

李林芝在接受《中国电力报》记者采访时表示，国家政策鼓励更多企业特别是生物质发电企业



依托这批项目的示范效应，向生物质热电联产方向转变，并在县域清洁供热中发挥生物质能内在的经济性和绿色低碳环保特性，形成替代县域燃煤，特别是替代农村散煤燃烧的产业格局。

根据《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021)》，到 2019 年，北方地区清洁取暖率要达到 50%，替代散烧煤 7400 万吨，而目前北方地区的清洁取暖率不足 20%。“也就是说在今后的一段时间里，我国能源需求是缺热而不缺电。对于生物质能而言，寻求产业升级，向热电联产和供热方向转变势在必行，因此这批示范项目的建设工作显得尤为必要。”李林芝表示。

据国家发展改革委能源所原所长周凤起介绍，截至 2016 年，我国生物质发电项目装机容量 1224.8 万千瓦，年发电量 634.1 亿千瓦时，已经相当于 2/3 个三峡电站。截至 2016 年底，我国北方地区生物质能清洁供暖面积约 2 亿平方米。

中国生物质能源产业联盟副秘书长张大勇解读了近期生物质能供热出台的主要政策文件，包括国家十部委编制的《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021)》和国家发展改革委、国家能源局联合下发的《关于促进生物质能供热发展指导意见的通知》，及本次下发的《关于开展“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目建设的通知》。“这几项文件的出台，标志着我国以发电为主的生物质能利用方式将发生重大转变，生物质热电联产是生物质能利用的必然趋势，生物质能清洁供热是当前和未来生物质能发展的主要方向，将是未来替代县域燃煤，特别是替代农村散煤的重要抓手。”张大勇表示。

#### 生物质供热模式亟待建立

据悉，国家能源局在去年 8 月下发《关于开展生物质热电联产县域清洁供热示范项目的通知》，要求各省(区、市)及新疆生产建设兵团申报生物质热电联产县域清洁供热示范项目，生物质能联盟动员行业力量，配合各地能源主管部门组织项目申报工作。国家能源局和各省(区、市)能源主管部门审查后汇总形成共 136 个生物质热电联产县域清洁供热示范项目，即“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目。

“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目建设的主要目的，是建立生物质热电联产县域清洁供热模式，构建就地收集原料、就地加工转化、就地消费的分布式清洁供热生产和消费体系，为治理县域散煤开辟新路子；形成 100 个以上生物质热电联产清洁供热为主的县城、乡镇，以及一批中小工业园区，达到一定规模替代燃煤的能力；为探索生物质发电全面转向热电联产、完善生物质热电联产政策措施提供依据。示范项目涉及 20 个省(区、市)及新疆生产建设兵团，装机容量 380 万千瓦，年消耗农林废弃物和城镇生活垃圾约 3600 万吨。其中，农林生物质热电联产项目 126 个、城镇生活垃圾焚烧热电联产项目 8 个、沼气热电联产项目 2 个，新建项目 119 个，技术改造项目 17 个，总投资约 406 亿元。

按照国家能源局要求，中国生物质能联盟将密切跟踪示范建设进展情况，及时开展技术指导和阶段性评估，建立生物质能供热行业统计监测体系，促进生物质热电联产可持续健康发展。

冯义军 中国电力报 2018-02-05

## 燃煤耦合生物质发电迎来发展机遇

2017 年 11 月上旬，黑龙江省部分地区由于秸秆焚烧治理不力导致空气质量爆表。11 月 28 日，黑龙江省农业委员会和哈尔滨、佳木斯、双鸭山、鹤岗 4 市政府更是因空气污染问题被环保部约谈。秸秆露天焚烧直接污染大气环境，对重污染天气的形成和加重起到推波助澜作用。尤其是秋冬季节秸秆焚烧，对 PM2.5 日均浓度影响的贡献率在 14%至 55%之间。

解决秸秆焚烧问题，生物质发电是途径之一，但由于政策原因，我国生物质发电长期采用直燃发电技术，由于机组容量小、参数低，该技术发电效率一般不高于 25%，而且因为燃料收集经济性问题，导致在国家补贴持续十多年不变的情况下，技术得不到突破性进步，也没实现切实解决秸秆田间焚烧致霾的初衷。

燃煤耦合生物质发电是另一途径。国际上，作为一项成熟的技术，利用现役大容量、高效率燃煤机组，燃煤耦合生物质发电效率可达到40%~46%。在我国，利用现役煤电环保集中治理平台，生物质发电的大气污染物排放浓度可降至生物质直燃发电的六分之一。

#### 一项经济有效的技术

碳减排是我国经济社会绿色低碳可持续发展的客观要求，燃煤生物质耦合发电具有生物质能电力二氧化碳零排放的特点，可较大幅度消减煤电的碳排放。随着我国碳减排制度体系建设和碳排放交易市场建设的日趋完善，燃煤生物质耦合发电将迎来良好的发展机遇。

燃煤耦合生物质发电技术是指：生物质在循环流化床气化炉中完成高效气化，产生燃气经过净化系统除尘后，以热燃气的方式直接送入大型燃煤电站锅炉，与煤粉进行混烧，利用原有发电系统实现高效发电的技术。

该技术提供了一种经济有效的方法，利用大型燃煤电站机组的高参数，将生物质高效转化为电能，实现生物质的有效利用，以缓解能源危机和温室气体污染问题。

针对生物质难以在大型火力电站应用的问题，采取循环流化床气化方式与大型燃煤电站进行耦合高效发电的方法，进行了物质和能量平衡计算和循环流化床内流场组织，开发了系列循环流化床气化装置，实现了生物质在大型燃煤机组内稳定的耦合发电，生物质转化为电能的效率可超过37%，远高于现有的生物质直燃发电，并可获得生物质电价补贴，具有良好的经济、环境和社会效益。

#### 可实现超低排放

生物质气化耦合发电项目有诸多优点。生物质气化耦合发电效率35%~40%；生物质气化发电部分与电网单独结算，可精准计量，接受第三方监督，享受生物质电价补贴，目前运行项目已享受0.75元每千瓦时电价补贴；根据电价不同，灵活调整气化产品，保障项目高收益；生物质灰分进电站锅炉前被收集，避免了对电站锅炉受热面的腐蚀；高温燃气输送和燃烧过程无焦油析出；生物质气化耦合发电充分利用燃煤机组的烟气超低排放处理装置，实现超低排放，清洁发电；电力行业已纳入碳减排交易市场，每增加1兆瓦生物质耦合发电装机，减排二氧化碳0.826吨每小时。

以60万千瓦的燃煤机组为例，耦合3万千瓦的生物质量，按生物质发电每年运行5000小时计算，每年可以减少12.39万吨的二氧化碳排放，按照我国碳交易平均价格50元每吨，单二氧化碳减排就可以创造619.5万元的效益。

燃煤耦合农林生物质发电技术可破解秸秆田间直燃难题。燃煤耦合生物质发电技术是指秸秆经过简单预处理之后，以热解气化的方式产生燃气直接送入电站锅炉，与煤粉进行混烧，利用原有燃煤发电系统实现高效发电。燃煤电站耦合生物质发电建设周期、发电效率、工艺流程、环保特性、效益等多个方面优势突出，代表了生物质发电的方向，为我国的节能减排作出了突出贡献，创造了环保、高值、持续的运营模式，实现了社会效益、环保效益、经济效益的三翼齐飞。

同时，生物质气化耦合发电还破解了秸秆的社会治理难题。我国具备煤电耦合生物质发电的资源条件。我国每年产生的农林废弃残余物约12.5亿吨。其中，可供收集的农作物秸秆资源量约6.9亿吨，除肥料、饲料、基料、原料等产业消纳约3.5亿吨外，可供能源化利用的约3.4亿吨；还有可供能源化利用的林业加工剩余物约3.5亿吨。

#### 能源转型的必然选择

燃煤生物质耦合发电通过现役煤电机组的高效发电系统和环保集中治理平台，尽力消纳田间露天直燃秸秆，规模化协同处理污泥，实现燃料灵活性，降低存量煤电耗煤量，提升可再生能源发电量。

从煤电机组在电力结构中占主体地位的国情出发，燃煤生物质耦合发电是优化能源资源配置、破解污染治理难题、促进生态文明建设、推动经济社会绿色发展的有力举措。

针对秋冬雾霾，国家能源局和环保部联手出新政。2017年12月4日，国家能源局和环保部发布《关于开展燃煤耦合生物质发电技改试点工作的通知》，建议发电企业积极参与燃煤生物质耦合发电工作，试图破解秸秆田间直焚等环境治理难题，也是当前我国煤电转型升级的新路径。

为了实现中国能源的转型，力争 2030 年非化石能源发电量占比不低于 50%，大力发展燃煤生物质耦合发电是必然选择。

生物质与燃煤直接混合燃烧耦合发电技术虽然运行效率高、技术成熟，但是也存在生物质燃料应用量的在线监测难题。因此，国家要求，试点项目应建立生物质资源入厂管理台账，详细记录生物质资源利用量，采用经国家强制性产品认证的计量装置，可再生能源电量计量在线运行监测数值同步传输至电力调度机构，数据留存 10 年。这一要求有望克服此前业内比较担心的生物质资源利用量可能做假导致骗补的问题。

(作者系国家可再生能源产业技术创新战略联盟理事长)

张平 中国科学报 2018-02-02

## 法国大力发展生物质燃气推动生态转型

法国《世界报》1 月 31 日报道，30 日，法国环境和能源管理署发布研究报告，计划逐步让全法 1100 万家庭都使用可再生的生物质燃气，取代目前依赖进口的化石天然气。如今，生物质燃气只占法国燃气消耗的 0.1%，但发展迅猛，法国政府希望到 2030 年这一比例将增长至 30%，到 2050 年达到 100%。

生物质燃气可利用农作物秸秆、林木废弃物、食物菌渣、禽畜粪便等可燃性物质作为原料转换获得，此外风能和太阳能产生的多余电力用于产生可再生燃气，即通过电转气技术。

生物质燃气的主要优势，一是可以完全在法国生产，如今法国消耗的几乎全部燃气均是从俄罗斯、挪威和阿尔及利亚通过输气管道或运输船进口而来；二是用农业废弃物生产沼气可以为农民带来额外收入；三是该领域预计能创造 5 千至 1 万个就业岗位；四是减少生产和消耗天然气过程的温室气体排放。

然而，由于现阶段生物质燃气的生产成本比进口化石天然气高出四到五倍，其发展仍然受限。

中国日报网资讯 2018-02-02

## “百个城镇”清洁供热示范项目启动，生物质供热该如何推进？

生物质供热是指使用生物质燃料在供热市场为用户提供各类热力服务的产业业态。2017 年 12 月 6 日，国家能源局和发改委联合发布关于《促进生物质能供热发展的指导意见》；12 月 27 日，国家十部委联合发布《北方地区清洁取暖规划》，生物质供热排名靠前。昨天（1 月 30 日），全国“百个城镇”生物质热电联产示范项目启动（戳此查看详情：重磅 | 136 个示范项目，涉及 20 个省，国家能源局发布“百个城镇”清洁供热示范项目建设的通知）。生物质供热受到了前所未有的广泛关注。

那么，生物质供热作为一个新兴产业目前在国际上究竟发展得如何？发达国家的发展经验对我国有哪些启示？我国生物质供热产业发展的方向和潜力究竟怎样？

文 | 洪浩

国际生物质能协会常务理事

全球能源消费结构中，供热占比高达 50%，与发电和交通燃料占比总和相当（占比分别为 30% 和 20%），市场规模巨大。要谈国际生物质供热产业发展，就要从最发达的欧盟说起。上世纪七十年代石油危机爆发，各国相继开始寻找替代石油方案，由于历史上与俄罗斯关系不睦，北欧国家瑞典并未像欧洲大陆那样简单引进俄罗斯的天然气解决能源问题，而是依托其丰富的林业资源，开始了生物质能源的产业发展。

如今，瑞典终端能源消费结构中生物质能超过化石能源排名第一，占比达 36%，而燃油占比仅为 23%。2015 年瑞典供热总能耗 175540×10<sup>6</sup> MJ，其中生物质供热占比 56.4%，天然气仅占 3.3%，区域供热更是 90% 来自生物质。瑞典过去三十年以生物质能源增长 400% 支撑了其 GDP 增长 80%，

而温室气体排放比 30 年前还减少了 90%，因此，瑞典成为全球绿色发展的典范，位列全球可持续发展国家排名第一。

在瑞典的带动下，北欧的挪威、芬兰、丹麦等国相继实现了在供热领域以生物质为主的能源结构。其中，在以风能开发闻名世界的丹麦，其可再生能源结构中生物质能是风能的三倍，在供热领域生物质能排在第一占比 35.5%，天然气占比 18.4%；芬兰供热能耗总量 160476×10<sup>6</sup> MJ 排在第一位的仍然是生物质，占比 38.3%，天然气 14.3%。

近年来，生物质供热产业快速从北欧传向西欧、南欧，意大利、法国等相继成为生物质供热产业发展最快的国家。据欧盟可再生能源供热平台数据，2016 年生物质供热在欧盟可再生能源供热的占比达到 90%。欧盟根据自身的发展经验总结出了供热产业发展三趋势：从分散供热到集中供热、从集中供热到热电联产、供热燃料从化石能源到生物质。未来依靠生物质能源，欧盟预计 2040 年在供热领域将告别化石能源。

那么，北欧国家的生物质供热产业是如何实现今天的发展成就，有哪些经验值得借鉴？据了解，欧盟内部推动可再生能源发展有两种做法：一种是以德国为代表的“行政补贴为主，市场调节为辅”，具体而言是对可再生能源发展给予补贴，例如给予发电上网 20 年固定高额定价，高于市场部分最终转嫁给消费者，但 20 年下来德国消费者越来越不愿意承担这部分支出，这使得德国可再生能源发展面临市场萎缩。

另一种是以瑞典为代表的“市场调节为主，行政补贴为辅”，具体而言，能源市场价格放开，只对化石能源（包括天然气）征收高额碳税，为可再生能源发展创造市场空间，但所有可再生能源品种一律参与市场竞争。经过 30 年时间，生物质在供热领域依靠竞争获得市场空间，并获得迅猛发展，是市场的力量造就了强劲的瑞典及北欧生物质供热产业。

我国生物质供热产业发展基础扎实，装备水平虽逊色于欧盟，但更“接地气”，适应国情。

我国生物质供热产业规模化发展始于 2006 年，虽然晚于欧盟 20 年，但近几年呈现了迅猛发展的态势。回顾十余年的发展历史，除了 2011-2013 年国家给予生产环节短暂补贴以外，行业发展几乎完全由市场驱动，特别是在 2014 年新环保标准发布以前，除了广东因召开亚运会实施严厉禁煤政策带来了行业局部发展机遇而外，行业几乎是与燃煤在市场上同步竞争，生存空间极为有限。

这对于行业发展既是“坏事”也是“好事”。“坏事”是指，不征收碳税造成燃煤供热市场价格偏低，导致生物质供热行业发展空间极为有限，发展速度极为缓慢；说是“好事”，是因为正是由于外部无助力全靠自身在市场夹缝中求生存，行业发展以平和的心态，全力投入研发，行业涉及的成型燃料加工装备和配套热能装备功能不断完善，成本趋于下降，能源转化效率和对农业废弃物原料的适应性不断提升。以全产业链协作去市场上与煤“PK”价格，反而造就了行业突出的市场竞争力。

2014 年新环保排放标准实施后，燃煤正逐步退出分布式供热市场，生物质成为供热市场最便宜的燃料品种，因而获得爆发式增长的机会。虽然期间由于一些以生物质供热之名实际燃烧燃煤让生物质供热产业背了“黑锅”，但行业的代表性企业已经实现的“接近燃煤价格，接近天然气排放”为生物质供热大发展打开了大门。

例如，迪森股份 2011 年新建两台 40 吨蒸汽锅炉为中国纸业供气，并连续 7 年达到国标天然气排放标准，是首个规模化生物质供热项目。2014 年一汽动能与宏日新能源合作，将热水炉车间 6 台 80 吨 44 年历史的燃煤锅炉成功改造为生物质锅炉，满足一汽大众用热需求的前提下达到国标天然气排放标准，成为目前最具代表性生物质供热项目。另外，在医药、食品、化工、冶金等工业领域和工业园区，以及酒店、学校等公用建筑供热领域，生物质供热凭借经济和环保优势迅速取代燃煤成为工商业供热的优选能源品种。截止 2017 年，全国有一定规模的生物质燃料生产、供热服务企业已逾千家，小型企业逾万家，每年生物质成型燃料用量超过 1000 万吨，并以至少 50% 的增长率快速发展。

展望未来，我国生物质供热具有广阔的发展空间。根据锅炉统计数据推算，我国 61 万台 40 吨以下工业锅炉中 85% 燃煤，主要用于供热，每年燃煤总量 8 亿吨，随着新环保法的实施和环境税的

征收，燃煤将逐步退出分布式供热市场。

供热市场按用户分类有民用、工业、商业三类，总体工业用热占比 60%—70%，大约 5 亿吨燃煤。按用途分类则有供暖、工业蒸汽、导热油等。民用供暖市场，由于热负荷稳定，适合低温长供，相对而言热电联产（燃煤或生物质）电厂余热供暖最为经济，而工业用热因为负荷波动大，燃煤锅炉调整负荷能力弱，在生物质取代燃煤项目中，保障同样工业负荷前提下，采用专用设备，生物质成型燃料用量相比燃煤减少三分之一甚至一半的情况并不鲜见。对于工业负荷，生物质供热总成本可以与燃煤接近，而排放可以达到天然气国标。因此对于工业用热市场特别是负荷频繁变动的能源需求用户，生物质可以做到与天然气一样灵活，而价格仅相当于燃煤，对于满足客户用能需求和环保诉求是成本最低的解决方案。

另外，在可再生能源大家庭中，与风能、太阳能、地热等物理态的能源相比，生物质是唯一的化学能，可以储存、运输并与现有的能源系统接轨最为经济，即便以最保守的数据测算，工业供热市场仅燃料消耗每年就在 4000 亿以上，如果加上燃料生产、装备、物流、服务运营则是数万亿的大产业。

据环保统计数据，东北地区雾霾第一大因素是秸秆散烧，第二大因素是燃煤，发展这个产业对于东北、华北地区秸秆散烧、燃煤散烧导致的雾霾具有根治的作用。并且，产业发展还会带来农林业属地大量就业的社会效益。

对于生物质供热产业自身发展而言，政策层面曾经面临的制约因素正在逐步解除，但产业自身健康尤为关键，毕竟这是个全新的产业，任何一个失败的案例都会对区域产生短期难以消除的社会影响，从而制约产业发展。“打铁还需自身硬”。行业发展的过程中必须强调自律、自检、自查，必须同时满足用户用热需求和环保要求，才是成功的供热项目。任何打着生物质供热旗号而实际燃煤的做法必须得到坚决查处和清理，产业健康发展才能逐步得到社会认可和支持。

发展可再生能源是国际潮流，生物质供热是可再生能源领域重要的生力军，也是符合我国资源禀赋和国情，最有可能形成具备我国独特竞争优势的新兴产业。

洪浩 中国能源网 2018-02-01

## 风能

### 黑龙江风能资源可开发量居全国第四位

作为全国风能资源最丰富的九大风电基地之一，我省风能资源储量丰富，技术可开发量为 2.3 亿千瓦时左右，位列全国第四位。近几年，我省电力系统将发展清洁能源培植新经济增长点、扩大风电消纳保护“绿水青山”作为一号工程强力推进，风电装机容量始终保持快速增长，目前已经达到 568 万千瓦时，占全省发电总装机容量的 20%，成为继火电之后的第二大电源。

2017 年全省风电发电量首次突破 100 亿千瓦时，完成 108 亿千瓦时，同比增长 23%。在刚刚结束的 2018 年第一次东北送华北电量年度挂牌交易中，黑龙江合计获取交易电量 39.2 亿千瓦时，占全部交易电量的 23%，是上年首次送华北交易电量的近 4 倍。其中风电获取交易电量 12 亿千瓦时，占全部交易电量的 25.7%。

进入 2017 年以来，全省电力系统聚焦风电消纳，多措并举推进清洁能源利用。突出绿色发展，建立健全常态工作机制。省电力公司认真落实省委省政府推广清洁能源、治理大气污染的决策部署，建立风电运行分析例会制度，定期研究解决阻碍风电发展的问题。2017 年，全省风电机组发电利用小时数达 1907 小时，同比增加 241 小时，超额完成弃风电量和弃风率双降目标。突出精准调度，最大限度挖掘风电资源。全年共安排 112 台次火电机组调峰，多消纳风电量 25 亿千瓦时。全力争取国家电网公司东北分部支持，夜间低谷时段得到外送电力支援 200 余次，多送风电 7.8 亿千瓦时。突出

主动服务，全面保障风电大发满发。加装电网安全稳定控制装置和优化电网运行方式，提高我省东部地区风电外送能力 24 万千瓦时。合理安排风电发电企业检修计划，确保并网机组具备满发能力。尽量不在大风期安排对风电外送有影响的计划性检修，确保电网各主要断面稳定极限满足风电送出需要，多发风电量约 4200 万千瓦时。突出市场作用，全力拓展风电消纳空间。积极参与国家电网公司组织的弃风跨区域现货市场交易，2017 年将 15.9 亿千瓦时的风电送到华北电网。落实省政府清洁能源供暖部署，全省电供暖用户共 16302 户，多消纳风电 1.4 亿千瓦时。

岳宏巍 张桂英 黑龙江省人民政府网站 2018-02-05

## 氢能、燃料电池

### 中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟正式成立

2 月 11 日，中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟（以下简称中国氢能战略联盟）在北京正式成立。

成立跨学科、跨行业、跨部门的国家级氢能产业联盟，推动中国氢能及燃料电池产业的协同创新、资源整合、推广和应用和交流宣传，将全面助力提升我国氢能和燃料电池技术的市场成熟度和国际竞争力，也预示着中国氢能及燃料电池产业开始进入规范与加速发展新时期，构建中国特色氢能社会的进程将提质提速。

全国政协副主席、科学技术部部长、中国科学技术协会主席万钢，国家工业与信息化部部长苗圩，国务院国资委主任肖亚庆，中国工程院党组书记、中国工程院院士李晓红，国家发改委副主任、国家能源局局长努尔·白克力，中国氢能战略联盟指导部委、理事会成员单位负责人，部分地方政府与行业协会代表 200 多人参加联盟成立大会。

万钢认为，能是高效清洁能源载体，具有许多无可比拟的特点。清洁燃料，氢燃料使用中没有废气也没有碳排放，是零排放能源，应用广泛，氢能燃料电池发电效率高、启动快，除车用外还可作为分布式发电、备用应急电源等，氢氧燃料电池还可以作为深海载运工具的动力源，有着广阔的应用领域。

万钢强调，要规划建设氢能生产、储运和加氢基础设施网络，制定氢能供给在交通领域应用的技术路线和规划，支撑燃料电池汽车大规模商用化应用。要建设从氢能制取到燃料电池应用的全产业链示范和商业化项目，完善政府支持和投融资机制，吸引社会资金的投入，加快推动我国氢能和燃料电池产业发展向世界先进水平迈进。

肖亚庆认为，氢能源是中央企业发展新能源的重点领域之一。氢能源具有清洁无污染、资源丰富、来源多样，可储存性、可再生性好和适用范围广等明显优点，能够同时满足资源、环境和可持续发展要求，高度符合未来全球能源生产和消费的趋势和要求。我国氢能源及燃料电池技术的研发和产业化发展在过去几年中取得了积极进展，大规模商业化应用正在开启。

但总体来看，与国际先进水平相比仍然存在不小的差距，特别是基础研发与核心技术投入不足，很大程度上阻碍了产业生态的成熟。氢能源及燃料电池产业发展，事关我国能源发展战略，事关我国生态文明建设，事关我国战略性新兴产业布局，中央企业作为国民经济的骨干中坚，必须积极作为，在新一轮科技革命和产业变革中着力争夺战略高地，带头促进相关产业发展壮大。

据了解，氢能开发与利用已成为发达国家能源体系中的重要组成部分。如全球发展氢能最积极国家之一的日本，近年发布了一系列激励政策，并在氢燃料电池领域取得超过 1500 件专利。

在车用能源领域，氢能燃料电池被认为是实现车辆使用阶段“零排放”、全生命周期“低排放”的重要技术方案，是未来汽车产业技术竞争的制高点。目前，欧美日等发达国家已开发出多款氢燃料电池汽车，并配套建设加氢站。2017 年，宝马，奔驰、通用等公司都开始商业化发售氢燃料电池汽车。

自 2011 年以来，我国政府有关部门从战略、产业结构、科技、财政等方面相继发布了一系列政策，引导并鼓励包括氢燃料电池和相关产业在内的氢能产业发展。但目前国内在燃料电池技术发展、氢能产业装备制造等方面相对滞后，氢能产业发展速度落后于发达国家。

中国氢能战略联盟成立后，将探索形成中国特色氢能及燃料电池产业发展模式，为国家制定氢能源及燃料电池发展战略和实施路线图提供智库咨询建议；整合各方资源，吸纳社会资本，共同支撑和推动联盟成员产业技术创新；推动国家级和地方“氢能及燃料电池应用示范区”建设，促进我国氢能、燃料电池装备制造及应用技术的标准制定；提高社会公众对氢能产业的认知度，在国内形成有利于氢能经济发展的社会氛围。

作为中国氢能联盟首届理事长单位，国家能源集团在氢能源产业有着得天独厚的优势，目前煤化工板块年产超过 400 万吨氢气，已具备能供应 4000 万辆燃料电池乘用车的制氢能力，世界排名第一；煤制氢成本是天然气制氢成本的 70-80%，是重油或石脑油制氢成本的 60-70%；已成功示范 30 万吨二氧化碳封存（CCS）技术，为处理好煤化工制氢的碳排放奠定基础；拥有装机规模可观的风电、光伏等可再生能源，风电装机规模世界第一，利用可再生能源制氢可进一步降低成本和碳排放量。

目前该公司正在加快布局从制氢到加氢站的氢能利用全产业链，并参与氢燃料电池的研制与开发，正计划在江苏如皋、陕西咸阳、内蒙古包头等地投资建设氢能项目。

中国能源网 2018-02-11

## 纳米材料新用途：制造出更便宜的的燃料电池！

美国莱斯大学的科学家们正在探索一种方法：即如何通过优化阴极的纳米材料来提高燃料电池的成本效益，并说明了掺杂纳米材料催化氧化还原反应(ORR)的原子级机制。氮掺杂碳纳米管(CNTs)或改性石墨烯纳米带可以成为铂在快速氧化还原中的可行替代物，将化学能转化为电能，该过程是燃料电池的主要反应。

为了获得氧化还原反应的最佳性能，应用不同的掺杂方式得到的不同碳材料。图中灰色是碳，粉红色是硼，蓝色是氮和白色是氢。

由于它们具有良好的导电性和机械性，因此高性能、设计性好的碳材料是氧化还原反应的关键。正如研究人员 Xiaolong Zou 在“Materials Today”中所谈到的一样：“开发阴极氧化还原反应中的高效催化剂对于质子交换膜燃料电池的大规模应用是至关重要的。”据 Nanoscale 杂志[Zou et. al. Nanoscale (2017) DOI: 10.1039/C7NR08061A]可知，通过使用计算机模拟，研究小组研究了为什么石墨烯纳米带和氮/硼掺杂的碳纳米管反应太慢，以及该如何改善的问题。

导电纳米管或掺杂的纳米带改变了它们化学键的特性，这有助于它们在质子交换膜燃料电池中用作阴极。在标准燃料电池中，阳极加入氢燃料，然后将其分离成质子和电子。当负电子流出成为可用电流时，质子被拉入阴极与电子和氧气再结合生成水。

据发现，由于掺杂剂之间的相互作用以及化学键的变形，氮掺杂多的超薄碳纳米管能够最有效地发挥作用。纳米管在这方面比纳米带好，因为它们的曲率，扭曲了化学键的边缘使其更容易结合。他们发现半径在 7 至 10 埃之间的超薄纳米管是最理想的。

开发阴极氧化还原反应中的高效催化剂对于质子交换膜燃料电池的大规模应用是至关重要的。——Xiaolong Zou

还证明了具有丰富边缘，掺杂氮和硼的石墨烯纳米带显示了与吸收氧的纳米管相当的性能。在这里，氧气提供了形成双键的机会，因为它们可以直接连接到带正电荷的硼掺杂位点。正如 Boris Yakobson 所说：“虽然掺杂纳米管显示出良好的前景，但是在纳米带锯齿边缘取代氮可以暴露所谓的吡啶氮(其具有已知的催化活性)，因此可能实现最佳性能。”

现在，该团队希望开发出新的方法来实时的研究纳米级电化学过程，以及更好地进行掺杂物与

## 核能

### 中核与中核建实施重组：产业将迎“新三角”格局

1月31日，国务院国有资产监督管理委员会对外正式公布中国核工业集团有限公司与中国核工业建设集团有限公司实施重组消息。

“经报国务院批准，中国核工业集团有限公司与中国核工业建设集团有限公司实施重组，中国核工业建设集团有限公司整体无偿划转进入中国核工业集团有限公司，不再作为国资委直接监管企业。”

根据目前国资委网站公布的央企名录，中国核工业集团有限公司与中国核工业建设集团有限公司实施重组完成后，央企数量将由目前的98家减少至97家。

中核、中核建重组敲定，“中核总”再回央企方阵

核电产业将迎“新三角”格局

时隔19年，“中核总”重回央企方阵。

记者从多个权威渠道获悉，国务院已批准中国核工业集团公司（以下简称“中核”）与中国核工业建设集团公司（以下简称“中核建”）实施重组。但截至记者发稿时，国资委网站尚未公布这一消息。

#### 三大核电集团核电装机规模及核电品牌

核电企业	在运机组(台)	在建机组(台)	主要核电品牌
中核	17	8	华龙一号、ACP系列
中广核	20	8	华龙一号、ACPR系列
国家电投	等比控股4	4	CAP系列 中国能源报

作为央企名录中排名前两位的军工企业，中核与中核建重组将是能源行业继中电投与国家核电、国电与神华合并后，第三例落地的央企重组，98家央企由此将缩减至97家，军工央企减少1家，核电产业也将迎来“新三角”格局。

“新中核”：主业更强、业务更多元

1999年4月，国务院批准5个军工总公司改组为企业集团的框架方案，中国核工业总公司（中核总）改组为中国核工业集团公司和中国核工业建设集团公司。

“分家”后，中核保留了完整的核工业科研生产体系，承担核动力、核材料、核电、核燃料、乏燃料和放射性废物的处理与处置、铀矿勘查采冶、核仪器设备、同位素、核技术应用等核能及相关领域的科研开发、建设、生产和经营任务。而中核建的主业逐渐明确为“军工工程、核电工程、核能利用，核工程技术研究、服务”。

在过去近二十年发展中，两大集团除主业之外的业务领域都得到了很大拓展，重组之后，“整个盘子更大、产业链更齐全、多元化发展延伸的领域更多，属于真正的强强联合。”业内人士指出。

公开信息显示，中核目前的业务板块主要包括核动力、核电、核燃料、天然铀、核环保、核技术应用、核产业服务，以及新能源。除了具有投资建设和运营核电站的资质，中核还是我国主要的核电技术开发主体、核电设计及工程总承包商、核电运行技术服务商和核电站出口商，同时也是国内核燃料循环专营供应商、是核环保工程的专业力量和核技术应用主力。

而中核建是我国核工业产业建设的“国家队”，具有三十余年不间断从事核电建造的经验，代表了我国核电工程建设的最高水平，并拥有国际原子能机构授权设立的全球唯一一家核电建设国际培训中心。此外，该集团在核能利用、水力发电、投资、金融等业务板块也有涉及，也是我国自主四代



核电技术高温气冷堆海外推介的唯一责任主体。

业内专家向记者表示，从核能技术研发、核电发展的角度看，两大集团打了多年的“配合”，合并为一家后，核心竞争力将明显提升。“中国目前是核电大国而非核电强国，产业链还存在薄弱环节，但建造能力却是世界一流。一家核电企业既有设计研发，又有建造施工、工程管理和运营管理能力，全世界目前也找不出几家。”

记者梳理发现，仅就核电技术而言，中核目前在运在建、拟建的民用反应堆技术包括二代和三代压水堆、重水堆、海陆小型堆、快堆、池式低温供热堆，并多年深耕聚变堆。而中核建近年来力推高温气冷堆和一体化壳式供热堆产业化，积极从“承建方”向“业主”转型。

在核电“走出去”方面，两大集团已经合作建成巴基斯坦恰希玛核电一期工程。重组后，新集团“走出去”主打核电技术不光有华龙一号，还多了 60 万千瓦高温气冷堆，“两张牌”出海的优势将更加明显。

新格局：“新中核”话语权更重

从历史积淀、规模体量和产业板块看，中核集团是核电行业公认的“老大哥”。而过去十几年，随着中广核发展壮大、国家电投诞生，外界一度形容三大核电集团为“三足鼎立”。

与其他行业不同，核电行业运营资质门槛高，业主数量对产业格局和发展的影响十分明显，近年来包括华能、大唐等发电集团，以及中核建，都在积极争取核电运营“牌照”。但到目前，投资运营“牌照”的持有者，仍然仅限于中核、中广核、国家电投三家。

从核电装机规模看，中核目前拥有在运核电机组 17 台，在建核电机组 8 台；中广核拥有在运核电机组 20 台，在建核电机组 8 台；国家电投目前控股运行 4 台核电机组，在建机组 4 台。

从核电技术研发实力看，中核旗下有中国核动力研究设计院、中国原子能科学研究院、中国核电工程公司等主要研发单位，自主研发设计 ACP 系列核电品牌，建成实验快堆，并推出低温供热堆；中广核旗下有中广核研究院、中广核工程公司、苏州热工院等核心研发单位，自主研发设计 ACPR 系列核电品牌；国家电投旗下则有上海核工程研究设计院、中央研究院、国核电力规划设计研究院等研发单位，通过引进消化吸收 AP1000 技术，自主研发出 CAP 系列核电品牌，以及 HAPPY200 小型堆。

“装机规模、研发实力、拳头产品，是核电企业核心竞争力的直接体现。”上述业内专家表示，“中核与中广核几乎平分了国内在建在运机组份额，二者在这一点上，是有竞争力的核电运营商。但从研发能力看，三家目前的差别并不悬殊。”

而作为核电项目承建方，中国核建与三家业主都有合作。

信息显示，中核建目前拥有 10 多家核电工程建设专业施工下属企业，具有 30 万、60 万、70 万、100 万千瓦级各系列机组的建造能力，并已经具备华龙一号、AP1000、EPR 先进压水堆建造能力。

虽然建造能力进入了世界第一方阵，并已形成具有国际先进水平的核电建造管理模式，但中核建近年来也遇到竞争挑战。

上述业内人士指出，随着核电规模化发展，核电运营企业产业链不断延伸，中核建在核电工程，尤其核岛建筑领域原有的垄断地位面临着被打破的风险。“此前广东火电工程公司、中建二局进入核岛土建及安装领域，已经表明竞争存在。”

不过，中核建旗下中国核建股份公司去年发行首期超短期融资券时指出，国内核电核岛建设竞争进入适度竞争阶段，但核岛建设对建筑企业在施工技术及施工经验方面设有严格标准，加之我国不断强化核电建设工程的安全管理，短期内中核建依然在核岛部分建筑市场保有绝对竞争力。

“总之，单从核电角度看，中核与中核建的合并，重塑了三家业主组成的产业竞争格局。核电建造环节分量很重，‘新中核’在整体实力和产业话语权上再次与中广核、国家电投拉开了距离。”上述业内专家表示。（本报记者 朱学蕊 1 月 22 日报道）

中国能源网 2018-02-01