

天然气已经成为对中国能源结构转型贡献最大的能源品种,当前正处于极好的历史发展时期,下游需求大、供应能力强,此时正是理顺价格机制与市场化改革的最佳时期。

# 天然气价改须“快跑”

■本报记者 贺春禄

经历过“抢盐”等各种风暴洗礼的国人,眼下又陷入了另一场资源争夺战之中。

3月下旬以来,天然气零售终端价格会达到3-3.5元/立方米的消息见诸报端后,来势汹汹的“抢气风潮”席卷了全国大部分省份。更有甚者,竟然一次购买了足够维持普通家庭十年消费的天然气用量。

尽管目前国家发展改革委和各地燃气公司均已出面辟谣,但是这股抢购风并没有戛然而止。“空穴不来风”——4月1日吉林省长春市宣布上调燃气价格,抢购风可能有继续蔓延之势。

其实,从2012年下半年开始,能源价格改革尤其是天然气价改的消息已喧嚣尘上。何时改、如何改——由于决策部门尚未给出具体方案,这只迟迟未能落地的靴子最终导致此次由某媒体报道引起的恐慌性抢购。

那么,究竟天然气短期内会不会涨价、价改市场化的靴子何时能落地?记者试图通过采访业内诸多专家,找出答案。

## 涨价是个案

“我认为,天然气价格近期内不会大幅度涨价,发展改革委等部门出来辟谣其实就已否认了此次涨价的可能性。”厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强接受《中国科学报》记者采访时表示。

同样,华南理工大学天然气利用研究中心主任华贲也对《中国科学报》记者表示:“我不相信天然气近期会大幅度上调的消息,这只是背后垄断利益集团为自己利益所造的舆论。”

2010年6月,我国天然气价格首次上调,出厂基准价格每立方米提高0.23元,当时提价幅度接近25%。之后近3年间,尽管经常有涨价的消息被“放出”,但却一直“只闻楼梯响不见人下来”。

在2012年10月国务院发布的《天然气发展“十二五”规划》中提到,预计2015年我国天然气消费量为2300亿立方米左右,天然气占一次能源消费总量的比重将达7.5%。

目前,我国天然气消费分为民用气和工业用气,终端销售价格涵盖出厂价、长输管道价与城市输配价三部分。其中,天然气化肥用气所占整体比重约为22%,长期以来该行业用气一直享受着国家的优惠补贴政策。

“靠近气源的化肥用气价格过于便宜,这是不合理的。但不能因此就普遍上调天然气价格,我认为天然气价改不能单纯依靠涨价解决,而是应当理顺价格机制、建立天然气定价



今后天然气占比一旦升至8%左右,价格改革难度将相当大。图片来源:news.china.com.cn

市场机制。”华贲说。

不过,随着近年来我国天然气用气量的激增,天然气对外依存度也快速上升,其高昂的进口价格与较为低廉的销售价差确实导致了企业进口气业务的亏损。

因此,林伯强认为:“尽管垄断集团想涨价是毫无疑问的,但仍要对涨价是否有需要作出理智与准确判断。在当前天然气对外依存度已达30%的情况下,如果天然气定价仍未进行市场化改革,我认为适度的涨价确实有必要,也是有可能的。”

林伯强的预测果然得到证实。吉林省长春市日前宣布从今年4月1日起上调燃气价格。当地天然气价格每立方米由2元上调到2.8元。

不过,业内人士对记者指出,此次长春市上调应该只是个例,大部分省份近期内仍不会大幅上调天然气价格。

## 价格加码多

对于最受居民关注的天然气零售下游价格可能出现的变化,华贲指出,当务之急应去

掉价格中那些不合理的“加码”。

据业内人士对记者透露,目前天然气从“三桶油”运输到各省管网再到用户局域网的过程中,需要增加的实际费用并不高。在国家能源局相关的天然气基础设施建设文件中,从主干网到用户的支管网建设的投资收益回报率为8%-10%。

“按该回报率计算,任何一个省从主干网到大用户局域网的加价最多不超过1角钱,但现在各地天然气管网公司却动辄加价3-4角钱。”华贲说。

曾有某地天然气管网公司的负责人告诉华贲,公司制定的3-4角钱加价是经过该省物价局核定的。但华贲经过了解后得知,该公司的投资收益只按照4年时间计算:“事关民生且没有任何风险的国有投资怎能如此短的回报年限?通常应定为15-20年,他们完全就是牟取暴利。”

中投顾问能源行业研究员任浩宇也对《中国科学报》记者表示,长期以来,“三桶油”在天然气的上游勘探开发投入力度小,“他们多把实力投入到中游管道建设和下游终端销售——

因为赚钱和盈利相对比较容易,已形成一种较为懒惰的机制。”

他指出:“三桶油”在国内勘探开发方面力度还是不够,技术也落后于国外。这需要从国家层面推动,迫使垄断国企去承担主要责任,保持供应稳定才能进行气价改革。”

## 改革的最佳时期

在当前煤炭清洁利用未获得重大突破,新能源贡献有限时,政府应对天然气在能源结构中应有的地位予以高度重视。近年来,天然气已经成为对中国能源结构转型贡献最大的能源品种。

“天然气在能源一次消费占比越来越大,2012年已达5.4%左右,我预计两三年后能达到8%左右。今后我国能源结构调整主要还得依靠天然气,光伏、风能等新能源所占比重还是太小。”林伯强说。

尤其在当前雾霾污染日益严重之际,国家亟须对能源结构进行调整,此时进行天然气定价市场化改革无疑是最佳时机。在当前占比仍不算高的情形下,阻碍天然气定价市场化改革的各种阻力也将相对较小。

华贲认为,现行的价格机制是天然气市场拓展的症结所在,“当前中国天然气正处于极好的历史发展时期,下游需求大、供应能力强,国内外开发供应都处于很好的阶段,是理顺价格机制与市场化改革的最佳时期。”

2011年年底,发展改革委在广东、广西两省区开展了天然气价格形成机制改革试点,将“成本加成”为主的定价方法,改为“市场净回值法”——即一种选取计价基准点和可替代能源品种,建立天然气与可替代能源价格挂钩的机制。

对于该试点,华贲给予充分肯定:“改革方向完全是正确的,而近日四川省单独推出的新定价机制比两广试点又更进了一步,各地应该继续推行改革试点。”

林伯强也指出,一旦今后天然气占比升至8%左右,改革难度将相当大。除利益集团的阻力外,今后天然气将逐步用于北方冬季取暖,届时再试图进行改革将遭遇城市居民更大的反对,“涉及取暖用气时,价改就真的‘触及灵魂’了”。

他表示,对能源整体价格改革而言,大的改革难度仍很大,“要将所有的定价权完全交还市场还比较遥远,但局部的改革如天然气价格可以尽快往前赶。但我认为能源价格最终要完全实现市场化也不太可能”。

任浩宇也认为,能源价格市场化很难完全实现,比较看好新能源领域的价格改革前景。

## 能源观察

# 日本能源开发瞄准自家门口

■竺望刚

不管中日双方围绕钓鱼岛主权之争的大义名分如何分歧,也不管外交喊话和相互示硬是否奏效,主权争夺背后的能源纠纷绝对是无法回避的现实冲突。尤其是对中日这样能源消费分占世界前列,且不断增加的消费国而言,说未来经济发展最大的瓶颈在于能源供应和开发也绝不为过。

不过,最近的一些发现似乎会令能源消费大国日本多少释怀,日本周边海域陆续发现了不少国产能源。日本有望摆脱能源几近一穷二白的赤贫状态,也更加担心一旦能源枯竭,可能向能源大国华丽转身。

## 能源匮乏阻碍发展

随着全球陆地化石能源的持续减少,很多国家开始将目光转向海洋,甚至包括北冰洋和南极洲的能源开发也被一些国家纳入先占先试的战略视野。原本资源匮乏,能源更是几乎百分之百依赖进口的日本,对能源的渴望似乎更加焦虑与着迷,也更加担心一旦能源枯竭,本国经济将会何去何从。

自上世纪70年代以来,日本能源实现了由煤炭向石油的转换,后来随着核电站的大量兴建,又开始由石油向核能的转变,如今核电已占总发电量的30%。然而,2011年的“3·11”大地震,使日本积极的核能政策被迫叫停,54座核电站中只有1-2座还在运营。

这就直接出现了电力紧张的局面,进而使夏季日本居民和企业用电受到限制,严重影响日本企业的产出和社会秩序的正常运转,出口为导向的制造业活力也受到抑制。

不仅如此,由于为弥补电力缺口而大量进口液化天然气等火力发电燃料等原材料,日本贸易机构出现40多年来少见的贸易赤字现象,连续两年以上贸易大幅赤字也开了二战后至今的先河。

为实施能源进口多元化和海外能源投资战略化,日本使出浑身解数,在俄罗斯等能源供应大国和传统的中东区域,加大能源外交和商业谈判力度,但迫于来自中、韩等能源消费国的激烈竞争影响,日本的诸多努力并没有与其心中的盘算吻合。

## 技术优势正在形成

于是,在继续加快开拓国际市场的同时,日本一边通过技术手段勘探本国领海和大陆架蕴藏能源,一边运用先进技术探索制造新能源的可行性。

首先是强化用新技术勘探本国能源。最近1-2年,日本运用最新勘探技术先后在秋田县发现了页岩油,从爱知县周边海域海底发现了冰状、用手指挤压有甲烷溢出,并可点燃的可燃冰,并于今年3月首次在海底成功开采可燃冰。根据估算,此次爱知县海域的可燃冰量相当于日本使用11年的天然气储量。

另外,日本海洋研究开发机构与东京大学关于稀土类泥分布调查研究小组在3月21日宣布,其小组的科考船通过向日本小笠原群岛的南鸟岛海域日本的排他性水域水深5600-5800米海底的6个地点进行管状取样,在其中两个地方发现了高品位的稀土堆积物,从中国收到了最大含量6500PPM的高浓度稀土,比中国的500-1000PPM含量的稀土矿床高10倍。

其次是强化制造替代和新型能源。东京大学的相关研究室正在开展通过培养微藻子开发生物燃料的研究。所谓微藻子是植物和动物之间的生物,通过光合作用可以大量快速繁殖,最后可以用来生产油类。研究人员对多达120种微藻子进行含油种类、含量以及与环境关系的排查,选取其中出油量最多,合成可供飞机使用的航空煤油等能源。

由于在繁殖微藻子生物制造燃料时,可以大量吸收二氧化碳,如果混在其他燃料中使用还有抑制全球变暖的作用。日本通过产学研合作正在大力推进该项研究,预计2018年达到实用化,届时将弥补10%的燃料需求。

三是强化从海洋和地热等自然中寻找能源。随着开发技术和环境技术的不断发展,日本越来越意识到作为岛国的本国自然资源其实是一个自然能源的宝库。日本虽然陆地面积只排在世界第61位,但从排他性水域规划则位居全球第六,是典型的海洋大国。通过开发海洋资源,近年日本海上风力发电、潮汐发电、温差发电、波浪发电等不断出现。

此外,日本位于多个火山和地震带上,虽然自然灾害频繁,但地热能源位居世界第三,森林保有率也在发达国家第三位,生物质能源的开发潜力更大。

不难想象,在进口能源越来越受双边或多边关系、复杂地缘局势、传统安全和非传统安全博弈影响的今天,日本发展国产能源不仅关乎其本国安全保障,更是其能源战略高级化和危机意识的体现外,还能直接增强其在能源进口多元化谈判中的分量和筹码。

上述开发技术一旦形成领先优势,日本将像拥有节能环保技术一样,成为世界名副其实的能源制造和出口大国。

(作者系黑龙江省社会科学院东北亚研究所所长、研究员)

## 数字

全球能源需求  
将年均增长

1.6%

英国石油(BP)集团日前发布2013年版(BP2030世界能源展望)指出,全球能源需求到2030年间预计仍将每年增长1.6%。其中,93%的能源需求增长来自非经济合作与发展组织国家,中国和印度预计占全球增长总量的一半以上。

《展望》指出,预计到2020年,全球石油产量的净增长部分将全部来自致密油、油砂以及生物燃料等非常规能源,该比重在2020-2030年将超过70%。同时,燃料结构正在不断演化,化石燃料仍继续占据主导地位。(郭湘)

今年全国  
须淘汰煤炭产能

6418  
万吨

日前,国家能源局、国家煤矿安全监察局联合下发通知,促进2013年煤炭行业淘汰落后产能,要求坚持分类指导,通过改造升级、兼并重组、关闭退出等途径淘汰煤炭落后产能,2013年全国须淘汰落后产能6418万吨。

从2013年煤炭行业淘汰落后产能计划来看,贵州省今年将淘汰321处煤矿,淘汰落后产能2880万吨,分别占全部淘汰煤矿数和淘汰落后产能总量的25.6%和44.9%,淘汰的落后产能占贵州省消费总量的近30%。(郭湘)

## 热点

# 地热发电:油田可作突破口

■本报记者 李惠钰

地热对每个去过温泉的人并不陌生,然而,提及地热发电,许多人却只是略知一二。勘探风险高、技术不成熟、投资巨大等因素,成为地热发电市场化道路上不可忽视的障碍。

在接受《中国科学报》记者采访时,中国地质大学能源学院教授李克文表示,如何高效、低成本地利用地热发电是目前亟待解决的关键问题,而有效开发和利用油气田伴生的中低温地热资源,则具有明显的经济效益。

## 沉寂的地热能

我国是以中低温为主的地热能源大国,地热资源十分丰富。国土资源部发布的官方数据显示,我国的地热能资源潜力接近全球的8%,大陆地区3000米至1万米深处干热岩资源总计相当于860亿吨标准煤,是我国目前年度能源消耗总量的26万倍。

中国科学院院士汪集旻表示,从能源开发利用角度来看,地热发电远比地热直接利用来得划算:前者的能源利用系数平均可高达73%,而后者仅为23%。

“能源利用系数”是衡量能源利用效率的一把尺子。据了解,在可再生能源大家族中,地热能平均利用系数是风电的3-4倍,太阳能的4-5倍,生物质的1.5倍。因此,地热能完全可以作为一种基础负荷加以利用。

另外,同样作为可再生清洁能源,太阳

能、风能的利用直接取决于天气,而储存在地下的地热能却不受任何天气状况的影响,因此其电站的稳定性更高。

然而,遗憾的是,我国地热发电却并不尽如人意。

在日前举行的第二届中深层地热资源高效开发与利用会议上,中国能源研究会地热专业委员会郑克核对记者表示,20年来,中国中低温地热资源直接利用的能量保持世界第一,但地热发电的现状全球排名却越来越靠后。

据了解,目前,地热能在我国能源结构中所占比例不足0.5%。因受资金投入大、关键技术未突破、开发利用缺乏统一规范等因素的制约,我国在地热发电方面仍处于初级阶段。

如今,社会对清洁能源的呼声愈发高涨,地热能重回公众视线。不过,业内人士表示,受制于现实中的种种困难,在当前技术条件下,地热能源开发难度依然很大,其商业利用价值还没有得到应有的重视。

## 钻井成本高是最大障碍

在目前化石能源价格条件下,地热发电的总成本(包括勘探和钻井等)通常要比常规化石能源发电站高得多,尤其是钻井成本。

“前期的勘探、钻井的投入大约占到整个地热发电项目成本的2/3。”李克文说,地热发电的初期投资,特别是单位千瓦发电功率的初期投资成本相对较高。

目前国际地热钻井成功率约为50%-60%,

而对于我国一些复杂的地质条件,钻井成功率要远低于这一比例。以西藏羊八井电站为例,当初为进一步勘查地热资源,钻井队打下了四口3000米深的钻井,其中仅有一口井成功发现地热。

可以说,勘探、钻井存在的风险及高昂的初期投资拉高了地热发电的装机成本。由于经济性问题,国内曾经建立的地热电站陆续被迫关停。

另外,对地热资源不科学、破坏性的开采,也是我国现有地热利用存在的主要问题。例如,常见的地面沉降、热储温度不可逆降低;将地热水采出取热后不进行回灌,而是直接地面排放,对环境造成污染等。

也有业内人士表示,我国地热能利用开采设备较为陈旧,对较深地热资源的开采能力严重不足。除此之外,由于浅层地热能开发管理部门众多,也拉低了其开发利用的速度。

其实,地热早已是全球各国节能减排,调整能源利用结构的重要选择。因此,如何顺应潮流推进我国地热能的发展,在高效利用发电的情况下降低成本,就成为国内地热界亟待解决的首要问题。

## 从油田寻找突破口

对比高温地热发电,中低温地热发电存在的主要问题是发电效率较低,因此通常采用一些特殊技术,如双工质发电技术等。由于这些原因,采用中低温地热发电在技术、经

济和规模上的可行性备受质疑。

事实上,我国可供发电的地热资源,尤其是油田伴生中低温地热发电资源非常巨大。据近几年的初步统计,我国的中小型油田可供发电的中低温地热资源就能够建成2000兆瓦以上规模的发电能力。

在李克文看来,利用油田伴生中低温地热资源发电是经济可行的。据研究,油田伴生地热资源温度为120℃左右时,利用产出水地热的投资回收期在3-5年之间。

李克文表示,利用油田伴生中低温地热发电有着先天的优势,可以很好地解决成本这一关键难题,因为地热发电站所需要的配套设施,如井、公路、输电线路等,油田基本完备。

不仅如此,大量不具备油气开发价值报废油气井或勘探评价阶段的“干井”也可以对其充分利用,采取一定的措施后就能成为地热井,甚至起死回生变成“热井”或“油-热-电”联产井,甚至还可以采用先进的分布式方法解决边远地区的用电问题。

根据初步测算,中国主要油田区5000米以内地热资源总量约为6000×10<sup>8</sup>吨标准煤。考虑到地温-深度度的对应增加关系,1万米以下的地温更高,地热资源总量将更大。

但不可否认的事实是,由于国家没有相应的支持政策,确实阻碍了开发者的投资热情。对此,诸多专家呼吁,中国地热发电的发展,更需要从国家层面予以足够的政策保障和科研投入。