【石油观察家】能源体制改革背景下气电合作探讨

中国经济发展新常态环境下，能源需求呈现出“低增速、低增量和低碳化”的态势。随着国家加大对能源安全供应、生态环境保护及温室气体减排的政策力度，天然气开发利用短期需求不足、长期前景广阔，困境与机遇并存。目前，我国正在进行新一轮的电力体制改革，如何在国家能源改革的大背景下，实现天然气及电力扶持双赢的销售模式，笔者提出探讨和设想。

1 天然气利用发展方向

1.1 天然气发展长期前景向好

       从中长期来看，伴随我国转变经济发展方式、调整能源结构，天然气发展的良好前景是可以预期的。首先，我国天然气资源量丰富，开发潜力巨大。根据国土资源部2015年发布的全国油气资源动态评价成果，我国常规油气资源总量丰富且天然气资源潜力大于石油。此外，为了优化和保障资源配置，中国还从中亚等四大通道进口天然气。其次，大气治污、提高能源系统的整体效率、应对未来间歇性可再生能源调峰需求，都需要大力发展天然气。

       国务院《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》提出，到2020年天然气消费量将达到3 600×108m3，在一次能源消费中的比重提高到10 %以上，天然气发展将成为能源利用的主基调。

1.2 能源体制改革背景下的天然气发展方向

       能源局《2016年能源工作指导意见》及相关配套政策，进一步明确扩大天然气利用的重点方向，提出要将天然气培育成为中国现代能源体系中的主体能源，并促进完善油气价格机制及天然气价格市场化。在电力体制改革方面，将推进放开售电业务和增量配电投资业务，着力提升电网调峰能力，鼓励发展天然气调峰电站，积极发展分布式能源。“十三五”期间天然气高效利用，天然气发电、分布式能源、以气代煤，天然气动力的交通工具，将成为天然气市场发展的主要方向，成为产业结构调整过程中天然气销售量新的主要增长点。天然气与电力的合作，将促进中国天然气市场将迎来高速发展时期。

2 电力体制改革及天然气发电企业发展

2.1 发达国家电力体制改革情况

       20世纪90年代以来，英国、美国、日本等国家开展了各自的电力体制改革。英国、美国等采用高度市场化的改革模式，实行输电、发电和销售功能

分离；日本引入有限竞争的单一买家模式，在保证有稳定投资和可靠电力供应的前提下，在发电和售电环节实行有限竞争等。受国际能源格局变化影响，近年来国际电力体制改革出现了新趋势：低碳能源机制逐渐形成，在输配电环节发，智能电网发展加快；金融危机和国家能源安全需要促进电力资产并购重组；经济全球化催生跨区跨国的电力大市场和“超级电网”，针对垄断行为的电力行业监管内容和监管方式越来越丰富。为适应低碳经济发展要求，构建适合国情的电力企业产权模式，依法推进电力体制改革，建立健全电力监管机制，是国际电力体制改革经验之所在。

2.2 我国电力体制改革的相关解读

       降低电力成本、理顺价格形成机制，有序开放竞争性业务，实现供应多元化，提高能源利用效率，促进节能环保等，是我国电力体制改革的总体目的。以市场化交易为主线，主要架构是“管住中间、放开两头”，全社会用电量不再由电网公司统购统销。相关的售电侧改革政策提出向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧市场主体，在发电和配售电环节引入竞争，用户直接向电厂买电，或者向售电公司买电。一方面明确优先开放能效高、排放低、节水型的发电企业，以及单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用户参与交易。另一方面允许拥有分布式电源的用户可从事市场化售电业务，并加大能源互联网、分布式能源等技术创新，形成供需互动的良好氛围。

2.3 电力体制改革中天然气发电企业的发展机遇

天然气发电或天然气分布式能源项目，对天然气能源利用率可达到70 %左右，远高于天然气能源一般利用率为30 %～40 %。同时，燃气电厂具有启停迅速、运行灵活的特点。《中国天然气发展报告（2016）》指出未来中国天然气发电的发展方向主要包括3个方面：① 有序发展天然气调峰电站，提升能源融合水平；② 发展天然气热电联产，提升环境质量；③ 发展天然气分布式能源，提升能源品质，提升天然气综合利用效率。天然气发电将成为天然气市场发展的主要驱动力，预计到2020年，天然气发电装机占中国电源总装机的比重达到5 %以上；到2030年，力争这一指标翻倍。天然气发电行业正迎来良好发展机遇，气电协同成为中国未来大规模发展趋势。

3 天然气销售企业与天然气发电企业合作的可能性

3.1 淡旺季需求峰差存在互补性

       冬春采暖期，天然气需求量增幅迅猛。特别是近年来，随着北方开启“煤改气”冬季采暖模式，全国天然气需求的季节性峰谷差越来越明显。以北京2016-2017年为例，其夏季需求为600 × 104m7／d左右，而冬季正常需求量大于7 200 × 104m7／d，季节性峰谷差近1∶13。在我国天然气市场最为成熟的川渝地区，2016年经供气调峰后的季节性峰谷差值约为1∶1.4。随着煤改气全面深入，预计天然气季节性峰差值将进一步加大。

       电力方面与天然气消费不同，川渝地区季节性用电最高峰值出现在夏季。以重庆市主城区为例，2016年夏季高峰期电力负荷最高达到1 800 × 104 kW，

与春秋用电平稳期的峰谷差比例约为1∶1.8。以自然年为时间单位，电能消费的峰值旺季，正处于天然气消费淡季。利用电能及天然气淡旺季需求峰值差

异，夏秋季节利用天然气多发电，通过能源形式转换，更好地满足市场能源需求，促进天然气和电量销售量共同增长，从市场需求上分析是可行的。

3.2 天然气季节性价差为发电企业提供经济可行性

       为提高天然气价格的市场化程度，国家发展改革委于2015年出台了相关天然气价格可进行季节性浮动文件。冬季，天然气销售企业根据煤炭、石油等替代能源销售价格，天然气下游产品销售价格及客户承受程度等因素，进行一定的天然气价格上浮，为削减季节性用气高峰起到积极作用。夏季，为有效刺激客户稳定用气、实现增量扩销，天然气销售企业按照“价高优先、量大从优”的原则进行淡季价格促销，以确保年度销售任务完成。以2016 年对某天然气发电企业进行阶梯用量促销为例，淡季优惠期间天然气均价下浮达15.7 %，该客户每度电减少生产成本0.07 元左右，生产成本下降20 %～25 %，较强刺激了该客户生产需求，期间增用天然气量达到其全年总用量的47.3 %。

       实行淡季天然气调价促销，有助于天然气销售量季节性“填谷”；用电负荷正处在夏季峰值状态，天然气发电的生产成本降低，有助于调动天然气发电企业的生产积极性，从经济性上分析是可行的。

4 天然气与电能销售合作模式探讨

       天然气淡季促销从供应上保证了发电所需要的天然气资源，从价格降低了发电企业生产成本，因天然气促销生产的大量相对低价的电力，又为符合电力直接交易条件的大型工业客户的降低购气购电成本提供了可能。作为天然气销售企业，除了有良好的天然气供应资源，还拥有天然气发电企业和分布式能源客户及一大批符合电力直接交易条件的大型工业客户。

       天然气与电能销售合作可以采取在天然气销售淡季开启气电互促，供用共赢模式。一是采取带气加工的方式，石油天然气生产企业用电需求量往往较大，夏秋季可采取天然气销售企业委托天然气发电企业生产再回购的方式，降低油气生产企业成本。二是采取气电夏秋联销模式，直接将天然气和天然气生产的电力销售到单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用气规模大、符合电力直接交易的工业客户，而这样的客户一般耗电量也相应较多，促进天然气和电力销量共同增长。甚至，打破传统发展桎梏，打造新的商业模式，按照“培育多元化售电主体，鼓励社会资本成立售电公司”的精神，天然气销售自行投资成立售电公司，扩大销售业务范围，从事市场化售电业务，与当下的智能

技术、互联网云平台、分布式应用模式等有机结合，使天然气销售企业最终发展成为社会化综合服务公司。

5 结束语

       当下，我国天然气发电仍然处在装机和发电量“双低”的困局中，虽然短时期内难以达到美国等发达国家以气电代替煤电的水平，但随着能源体制改革的推进，以市场交易为基础的电价和气价机制逐渐形成，相关法律法规和标准体系逐渐完善，可以预期天然气发电领域广阔的发展空间。能源体制改革将促进天然气利用与电力的可持续发展，天然气和电力联动互补的模式必将越来越成熟。

来源：中国石油西南油气田公司