

信用等级公告

联合[2018] 2526 号

联合资信评估有限公司通过对天津能源投资集团有限公司及拟发行的天津能源投资集团有限公司 2018 年度第一期中期票据进行综合分析和评估,确定天津能源投资集团有限公司主体长期信用等级为 AAA,天津能源投资集团有限公司 2018 年度第一期中期票据信用等级为 AAA,评级展望为稳定。

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一八年九月七日



天津能源投资集团有限公司

2018 年度第一期中期票据信用评级报告

评级结果：

主体长期信用等级：AAA

评级展望：稳定

本期中期票据信用等级：AAA

本期中期票据发行额度：5 亿元

本期中期票据期限：5 年

偿还方式：每年付息一次，到期一次还本

发行目的：偿还子公司银行借款及支付存续债利息

评级时间：2018 年 9 月 7 日

财务数据

项目	2015 年	2016 年	2017 年	18 年 3 月
现金类资产(亿元)	108.17	92.59	93.52	81.56
资产总额(亿元)	567.57	559.42	562.99	554.92
所有者权益(亿元)	185.42	200.58	202.26	204.37
短期债务(亿元)	11.83	25.69	12.67	13.30
长期债务(亿元)	151.44	129.71	119.43	122.61
全部债务(亿元)	163.27	155.40	132.10	135.91
营业收入(亿元)	139.25	147.51	161.14	68.51
利润总额(亿元)	6.66	6.31	6.61	2.94
EBITDA(亿元)	28.87	29.95	29.55	--
经营性净现金流(亿元)	25.49	19.25	40.33	-11.11
营业利润率(%)	10.69	14.94	11.73	7.58
净资产收益率(%)	2.63	1.55	-1.66	--
资产负债率(%)	67.33	64.14	64.07	63.17
全部债务资本化比率(%)	46.82	43.65	39.51	39.94
流动比率(%)	130.34	119.11	128.58	139.25
经营现金流流动负债比(%)	17.60	13.09	29.14	--
全部债务/EBITDA(倍)	5.66	5.19	4.47	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.20	3.99	4.83	--

注：1、2018 年 1~3 月财务数据未经审计；2、长期应付款中融资租赁款已计入公司长期债务。

分析师

杨 栋 卢谋华 王 宁

邮箱：lianhe@lhratings.com

电话：010-85679696

传真：010-85679228

地址：北京市朝阳区建国门外大街 2 号
中国人保财险大厦 17 层（100022）

网址：www.lhratings.com

评级观点

联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）对天津能源投资集团有限公司（以下简称“公司”或“天津能源集团”）的评级，反映了公司作为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体，在资源获取与整合、规模优势、区域竞争力、产业链体系建设等方面具备的综合优势。近年来，随着公司控股电厂“煤改气”工程的实施，公司营业收入有所增长，经营方面较为稳健。联合资信同时也关注到天津地区用电需求增速放缓、电煤价格上涨、燃气板块资源掌控程度不高、供热板块存在经营压力等因素对公司信用基本面带来的不利影响。

未来，公司将围绕电源、气源、热源、新能源等产业，通过扩大规模、市场开发、内部挖潜、产业链延伸、资产证券化等方式，做大做强“四源”产业，提高公司对区域能源产业控制力，公司整体竞争力有望进一步增强。综合考虑，联合资信对公司的评级展望为稳定。

公司经营活动现金流量及 EBITDA 对本期中期票据保障能力很强。基于对公司主体长期信用状况以及本期中期票据偿还能力的综合评估，联合资信认为，公司本期中期票据到期不能偿还的风险极低，安全性极高。

优势

1. 公司作为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体，所获政府支持力度大。
2. 公司参控股电厂装机容量占天津市总装机容量 80%以上，区域优势明显。
3. 公司燃气市场份额占天津市 70%以上，市场占有率高，区域内用气需求的持续增加为公司燃气板块发展奠定了基础。
4. 公司供热板块产业链完整，热电联产集中供热能力强，区域覆盖面广，清洁供热程度高。

5. 公司相关产业所获政府补贴力度较大。
6. 公司债务负担适宜，债务压力不大。
7. 公司经营活动现金流量及 EBITDA 对本期中期票据保障能力很强。

关注

1. 区域内用电需求增速放缓及煤价上涨对公司电力产业带来了一定的负面影响。
2. 公司供热板块能源保障要求高，社会负担重，且受制于定价机制和折旧、运营成本增加等因素，存在一定的经营压力。
3. 非经常性损益对公司利润影响较大，大额资产减值损失对公司业绩形成了拖累。

声 明

一、本报告引用的资料主要由天津能源投资集团有限公司（以下简称“该公司”）提供，联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）对这些资料的真实性、准确性和完整性不作任何保证。

二、除因本次评级事项联合资信与该公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与该公司不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

三、联合资信与评级人员履行了实地调查和诚信义务，有充分理由保证所出具的评级报告遵循了真实、客观、公正的原则。

四、本报告的评级结论是联合资信依据合理的内部信用评级标准和程序做出的独立判断，未因该公司和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。

五、本报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议。

六、本次信用评级结果的有效期为本期债项的存续期；根据跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

天津能源投资集团有限公司

2018 年度第一期中期票据信用评级报告

一、主体概况

天津能源投资集团有限公司(以下简称“公司”或“天津能源集团”)系由天津市人民政府出资组建,成立于 2013 年 5 月 30 日,初始注册资本为 50 万元,天津市人民政府国有资产监督管理委员会(以下简称“天津市国资委”)根据天津市人民政府授权对公司履行出资人职责。根据天津市人民政府津政函[2013]49 号《天津市人民政府关于组建天津能源投资集团有限公司的批复》和天津市国资委津国资企改字[2013]166 号《市国资委关于组建天津能源投资集团有限公司的通知》的规定,原天津市国资委旗下的天津市津能投资公司和天津市燃气集团有限公司整体并入公司,成为公司全资子公司;同时,公司以资本公积 99.995 亿元转增注册资本,转增基准日为 2013 年 6 月 21 日,公司注册资本变更为 100 亿元。2017 年 4 月 1 日,公司将资本公积 4500 万元转增实收资本,公司注册资本增至 100.45 亿元,由天津市国资委全资控股。截至 2018 年 3 月底,公司注册资本 100.45 亿元,实收资本 100.45 亿元。

公司为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体,以电力、燃气、供热、新能源为主营业务,承担着保障天津市能源安全稳定供应和推动天津市能源结构调整优化的重任。

截至 2017 年底,公司拥有全资以及控股子公司合计 72 家(其中全资子公司 40 家、控股子公司 32 家)。公司将所属投资企业划分为五大产业,并设置电力产业部、燃气产业部、供热产业部、新能源产业部和资本运营部(金融产业部)对相关产业进行管理。同时,公司设置了 12 个业务保障部室,包括董事会办公室、经理办公室、人力资源部(党委组织部)、纪检监察室(审计部)、党群工作部(工会)、法规

部、财务部、资金结算中心、综合计划部、资产部、安全环保部和信息中心,负责对业务部门提供支撑、为公司运营提供保障。

截至 2017 年底,公司(合并)资产总额 562.99 亿元,所有者权益 202.26 亿元(包含少数股东权益 36.46 亿元);2017 年公司实现营业收入 161.14 亿元,利润总额 6.61 亿元。

截至 2018 年 3 月底,公司(合并)资产总额 554.92 亿元,所有者权益 204.37 亿元(包含少数股东权益 36.94 亿元)。2018 年 1~3 月公司实现营业收入 68.51 亿元,利润总额 2.94 亿元。

公司注册地址:天津市和平区马场道 142 号增 1 号;法定代表人:李庚生。

二、本期中期票据概况

公司本次拟注册 30 亿元中期票据,并拟发行 2018 年度第一期中期票据(以下简称“本期中期票据”),额度为 5 亿元,期限 5 年。公司计划将募集资金用于偿还子公司银行借款和支付存续债利息。

本期中期票据无担保。

三、宏观经济和政策环境

2017 年,世界主要经济体仍维持复苏态势,为中国经济稳中向好发展提供了良好的国际环境,加上供给侧结构性改革成效逐步显现,2017 年中国经济运行总体稳中向好、好于预期。2017 年,中国国内生产总值(GDP)82.8 万亿元,同比实际增长 6.9%,经济增速自 2011 年以来首次回升。具体来看,西部地区经济增速引领全国,山西、辽宁等地区有所好转;产业结构持续改善;固定资产投资增速有所放缓,居民消费平稳较快增长,进出口大幅改善;全国居

民消费价格指数（CPI）有所回落，工业生产者出厂价格指数（PPI）和工业生产者购进价格指数（PPIRM）涨幅较大；制造业采购经理人指数（制造业 PMI）和非制造业商务活动指数（非制造业 PMI）均小幅上升；就业形势良好。

积极的财政政策协调经济增长与风险防范。2017 年，全国一般公共预算收入和支出分别为 17.3 万亿元和 20.3 万亿元，支出同比增幅（7.7%）和收入同比增幅（7.4%）均较 2016 年有所上升，财政赤字（3.1 万亿元）较 2016 年继续扩大，财政收入增长较快且支出继续向民生领域倾斜；进行税制改革和定向降税，减轻相关企业负担；进一步规范地方政府融资行为，防控地方政府性债务风险；通过拓宽 PPP 模式应用范围等手段提振民间投资，推动经济增长。稳健中性的货币政策为供给侧结构性改革创造适宜的货币金融环境。2017 年，央行运用多种货币政策工具“削峰填谷”，市场资金面呈紧平衡状态；利率水平稳中有升；M1、M2 增速均有所放缓；社会融资规模增幅下降，其中人民币贷款仍是主要融资方式，且占全部社会融资规模增量的比重（71.2%）也较上年有所提升；人民币兑美元汇率有所上升，外汇储备规模继续增长。

三大产业保持平稳增长，产业结构继续改善。2017 年，中国农业生产形势较好；在深入推进供给侧结构性改革、推动产业转型升级以及世界主要经济体持续复苏带动外需明显回升的背景下，中国工业结构得到进一步优化，工业生产保持较快增速，工业企业利润快速增长；服务业保持较快增长，第三产业对 GDP 增长的贡献率（58.8%）较 2016 年小幅上升，仍是拉动经济增长的重要力量。

固定资产投资增速有所放缓。2017 年，全国固定资产投资（不含农户）63.2 万亿元，同比增长 7.2%（实际增长 1.3%），增速较 2016 年下降 0.9 个百分点。其中，民间投资（38.2 万亿元）同比增长 6.0%，较 2016 年增幅显著，主要是由于 2017 年以来有关部门发布多项政

策措施，通过放宽行业准入、简化行政许可与提高审批服务水平、拓宽民间资本投融资渠道、鼓励民间资本参与基建与公用事业 PPP 项目等多种方式激发民间投资活力，推动了民间投资的增长。具体来看，由于 2017 年以来国家进一步加强对房地产行业的宏观调控，房地产开发投资增速（7.0%）呈趋缓态势；基于基础设施建设投资存在逆周期的特点以及在经济去杠杆、加强地方政府性债务风险管控背景下地方政府加大基础设施投资推高 GDP 的能力受到约束的影响，基础设施建设投资增速（14.9%）小幅下降；制造业投资增速（4.8%）小幅上升，且进一步向高新技术、技术改造等产业转型升级领域倾斜。

居民消费维持较快增长态势。2017 年，全国社会消费品零售总额 36.6 万亿元，同比增长 10.2%，较 2016 年小幅回落 0.2 个百分点。2017 年，全国居民人均可支配收入 25974 元，同比名义增长 9.0%，扣除价格因素实际增长 7.3%，居民收入的持续较快增长是带动居民部门扩大消费从而拉动经济增长的重要保证。具体来看，生活日常类消费，如粮油烟酒、日用品类、服装鞋帽消费仍保持较快增长；升级类消费品，如通信器材类、文化办公用品类、家用电器和音响器材类消费均保持较高增速；网络销售继续保持高增长态势。

进出口大幅改善。2017 年，在世界主要经济体持续复苏的带动下，外部需求较 2016 年明显回暖，加上国内经济运行稳中向好、大宗商品价格持续反弹等因素共同带动了进出口的增长。2017 年，中国货物贸易进出口总值 27.8 万亿元，同比增加 14.2%，增速较 2016 年大幅增长。具体来看，出口总值（15.3 万亿元）和进口总值（12.5 万亿元）同比分别增长 10.8%和 18.7%，较 2016 年均大幅上涨。贸易顺差 2.9 万亿元，较 2016 年有所减少。从贸易方式来看，2017 年，一般贸易进出口占中国进出口总额的比重（56.3%）较 2016 年提高 1.3 个百分点，占比仍然最高。从国别来看，2017 年，中国对

美国、欧盟和东盟进出口分别增长 15.2%、15.5%和 16.6%，增速较 2016 年大幅提升；随着“一带一路”战略的深入推进，中国对哈萨克斯坦、俄罗斯、波兰等部分一带一路沿线国家进出口保持快速增长。从产品结构来看，机电产品、传统劳动密集型产品仍为出口主力，进口方面主要以能源、原材料为主。

展望2018年，全球经济有望维持复苏态势，这将对中国的进出口贸易继续构成利好，但主要经济体流动性趋紧以及潜在的贸易保护主义风险将会使中国经济增长与结构性改革面临挑战。在此背景下，中国将继续实施积极的财政政策和稳健中性的货币政策，深入推进供给侧结构性改革，深化国资国企、金融体制等基础性关键领域改革，坚决打好重大风险防范化解、精准脱贫、污染防治三大攻坚战，促进经济高质量发展，2018年经济运行有望维持向好态势。具体来看，固定资产投资将呈现缓中趋稳态势。其中，基于当前经济稳中向好加上政府性债务风险管控的加强，2018年地方政府大力推动基础设施建设的动力和能力都将有所减弱，基础设施建设投资增速或将小幅回落；在高端领域制造业投资的拉动下，制造业投资仍将保持较快增长；当前房地产市场的持续调控、房企融资受限等因素对房地产投资的负面影响仍将持续，房地产投资增速或将有所回落。在国家强调消费对经济发展的基础性作用以及居民收入持续增长的背景下，居民消费将保持平稳较快增长；对外贸易有望保持较好增长态势，调结构、扩大进口或将成为外贸发展的重点内容，全球经济复苏不确定性、贸易保护主义以及2017年进出口基数较高等因素或导致2018年中国进出口增速将有所放缓。此外，物价水平或将出现小幅上升，失业率总体将保持稳定，预计全年经济增速在6.5%左右。

四、行业及区域经济环境

公司主营业务包括发电、燃气、供热、工程四个产业板块和其他业务，其中，公司收入

和经营性利润主要来源于电力、燃气和供热业务。

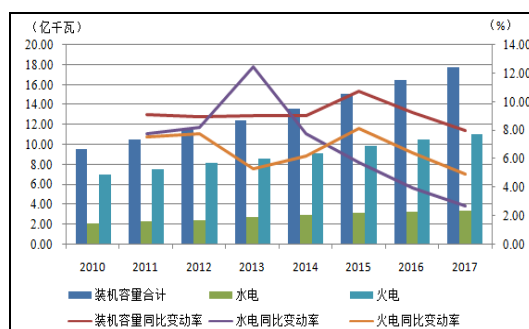
(一) 电力行业

1. 行业概况

根据国家能源局统计数据，2017年中国电源基本建设投资合计完成2700亿元，同比下降20.8%。其中火电完成投资740亿元，同比下降33.9%；水电完成投资618亿元，同比增长0.1%；核电完成投资395亿元，同比下降21.6%。同期，中国电网基本建设投资合计完成5315亿元，同比下降2.2%。整体看，2017年中国电源及电网投资有所缩减，火电装机投资下降快。

截至2017年底，中国全口径发电设备装机容量17.77亿千瓦，同比增长7.6%。其中火电装机11.06亿千瓦，同比增长4.3%；可再生能源发电装机达到6.5亿千瓦，同比增长14%。包括水电装机3.41亿千瓦（全国水电新增装机约900万千瓦，主要集中在四川、江苏和云南）、风电装机1.64亿千瓦（全国风电新增装机1503万千瓦，主要集中在中东部和南部地区，截至2017年底，风电装机中“三北”地区占比74.4%）、光伏发电装机1.30亿千瓦（全国光伏新增装机5306万千瓦，其中，集中电站3362万千瓦，同比增加11%；分布式电站1944万千瓦，同比增长3.7倍）和生物质发电装机1488万千瓦（新增装机274万千瓦），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，整体看，中国电力装机规模持续增长，可再生能源的清洁能源替代作用日益突显。

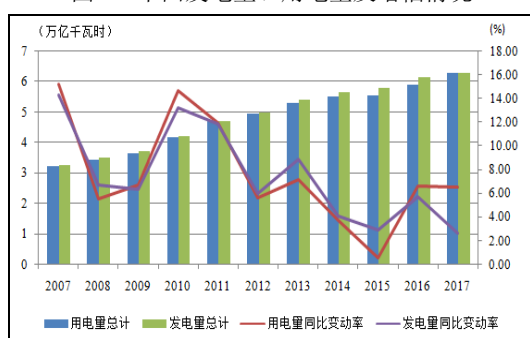
图1 近年中国发电装机容量变动情况



资料来源：国家能源局，联合资信整理

2017年,中国全口径发电设备发电量63093亿千瓦时,同比增长2.6%,6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3786小时,同比下降11小时。其中火电发电量46115亿千瓦时,同比增长4.6%,利用小时数4209小时,同比增长23小时;由于2016年开始火电机组审批大幅减少,再加上停建缓建,预计2017~2018年投产高峰过后,火电机组装机容量将保持相对稳定,设备利用小时数有望走出趋势性回升。同期,中国可再生能源发电量16978亿千瓦时,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。其中,全国水电发电量11945亿千瓦时,同比增长1.7%;平均利用小时数为3579小时,同比降低40小时。全国风电发电量3057亿千瓦时,同比增长26.3%;平均利用小时数1948小时,同比增加203小时(风电平均利用小时数较高的地区中,福建2756小时、云南2484小时、四川2353小时);2017年,全国风电弃风电量同比减少78亿千瓦时,弃风率同比下降5.2个百分点,实现弃风电量和弃风率“双降”。全国光伏发电量1182亿千瓦时,同比增长78.6%;全国弃光电量73亿千瓦时,弃光率同比下降4.3个百分点,弃光仍主要集中在新疆和甘肃。

图2 中国发电量、用电量及增幅情况



资料来源: 国家能源局, 联合资信整理

2017年全社会用电量63077亿千瓦时,同比增长6.6%。分产业看,第一产业用电量1155亿千瓦时,同比增长7.3%;第二产业用电量44413亿千瓦时,同比增长5.5%;第三产业用电量8814亿千瓦时,同比增长10.7%;城乡居民生活用电

量8695亿千瓦时,同比增长7.8%。

整体看,中国电源及电网建设投资有所放缓,电力装机容量持续提高,可再生能源装机占比进一步提高。同期,发电机组整体平均利用小时数较为稳定,清洁能源发电效率有所提高,限电率有所下降。

2. 行业关注

煤炭价格上涨及供暖期储量紧张

燃煤作为火电行业的主要原料,其采购及运输成本是火电企业生产经营支出的主要组成部分,因此煤炭市场的景气程度对行业的盈利能力影响显著。

受煤炭去产能和去产量政策的逐步推动以及煤炭下游需求2016年下半年有所回暖影响,煤炭行情于2016年下半年大幅复苏,截至2016年11月7日,秦皇岛港动力煤(Q5500k)现货成交均价(平仓交货)达到最高点700元/吨。2017年以来,秦皇岛港动力煤(Q5500k)现货成交均价(平仓交货)始终保持在550元/吨至670元/吨之间高位震荡。特别是进入冬季供暖季后,受天气、运输、节日等多方面因素影响,煤炭市场供不应求,导致煤炭价格居高不下,部分煤电企业煤炭库存下降快,易引发保供问题。

针对上述问题,2018年1月22日,华能、大唐、华电和国家电投四大国家发电集团联名向国家发改委提交了《关于当前电煤保供形势严峻的紧急报告》,报告指出当前煤价过高、运力紧张、库存吃紧,发电行业板块亏损严重,保供形势严峻等重要问题。鉴于此,秦皇岛下令限价,自2018年2月5日起,不允许有高于750元/吨的煤炭进港。

整体看,动力煤价格的持续、快速回升,明显加剧电力企业的经营压力。

煤电电价调整

受前期煤炭价格持续下跌以及煤电价格联动影响,国家发改委多次出台相关政策下调标杆上网电价,在电价管控的前提下,煤炭价格

于2016年下半年快速回升，造成了电力企业严重的成本压力。为缓和电力企业的经营压力，2016年11月，在发改委牵头下，煤、电企业再次签定了量价均有约束的长协合同。2017年，煤炭去产能计划进入严格执行的第二年，煤炭价格在全年大部分时间中高位运行。当年11月，发改委再次出台《关于推进2018年煤炭中长期合同签订履行工作的通知》，明确要求2018年中长期合同数量应达到自有资源或采购量的75%以上，而且要求全年合同履约不低于90%。这种限量限价的长协合同，一定程度上限制了煤炭成本的过快增长。

此外，2017年6月16日发改委正式下发文件，自2017年7月1日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金、将重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准各降低25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价。随后各省纷纷出台新的火电标杆电价，除少数部分省份未调整外，全国火电标杆电价平均上涨了近1分/千瓦时，在煤价高企的情况下缓解了火电企业的经营困难。

3. 行业展望

国家发改委陆续发布了电力发展“十三五”规划、推进电力体制改革等相关文件，内容涵盖水电、核电、煤电、气电、风电、太阳能发电等各类电源和输配电网，重点阐述“十三五”期间中国电力发展的指导思想和基本原则，明确电力发展的主要目标和重点任务。

供应能力方面：预计2020年全社会用电量6.8~7.2万亿千瓦时，年均增长3.6%~4.8%，全国发电装机容量20亿千瓦，年均增长5.5%，人均装机突破1.4千瓦，人均用电量5000千瓦时左右，接近中等发达国家水平，电能占终端能源消费比重达到27%。

电源结构方面：按照非化石能源消费比重达到15%的要求，到2020年，非化石能源发电装机达到7.7亿千瓦左右，比2015年增加2.5亿千

瓦左右，占比约39%，提高4个百分点，发电量占比提高到31%；气电装机增加5000万千瓦，达到1.1亿千瓦以上，占比超过5%；煤电装机力争控制在11亿千瓦以内，占比降至约55%。

电网发展方面：合理布局能源富集地区外送，建设特高压输电和常规输电技术的“西电东送”输电通道，新增规模1.3亿千瓦，达到2.7亿千瓦左右；电网主网架进一步优化，省间联络线进一步加强，形成规模合理的同步电网。严格控制电网建设成本。全国新增500千伏及以上交流线9.2万公里，变电容量9.2亿千伏安。根据国家电网2018年社会责任报告数据，国家电网计划电网投资4989亿元，开工110（66）千伏及以上线路6.1万千米，变电（交流）容量3.8亿千伏安（亿千瓦）；投产110（66）千伏及以上线路5.2万千米，变电（交流）容量3亿千伏安（亿千瓦）。

节能减排方面：力争淘汰火电落后产能2000万千瓦以上。

电力交易方面：2016年10月，国家发展改革委、国家能源局印发《售电公司准入与退出管理办法》和《有序放开配电网业务管理办法》的通知，标志着电力体制改革进入新层次，给售电公司进入电力交易市场给予明确规则，更多省份推出2017年电力交易规则明确售电公司作为市场主体可以参与电力交易。2017年，中国电力市场建设初具规模，交易电量累计1.63万亿千瓦时，同比增长45%，占全社会用电量比重达26%左右，同比提高7个百分点，为工商企业减少电费支出603亿元。

重组整合方面：2016年7月26日，国务院对外公布了《关于推动中央企业结构调整与重组的指导意见》（以下简称《意见》），规定石油天然气主干管网、电网等实行国有独资或绝对控股，同时明确表示推进电力行业并购重组。2017年初，国资委提出将通过深度整合重组，采取纵向整合、横向整合，加快推进钢铁、煤炭、电力合并，集中资源形成合力，更好发挥协同效应。2017年8月28日，中国国电集团公司（以

下简称“国电集团”)收到国务院国资委《关于中国国电集团公司与神华集团有限责任公司重组的通知》(国资发改革[2017]146号),同意国电集团与神华集团有限责任公司(以下简称“神华集团”)合并重组,神华集团更名为国家能源投资集团有限责任公司(以下简称“国家能投集团”),作为重组后的母公司,吸收合并国电集团。本次合并完成后,国电集团注销,国家能投集团作为合并后公司继续存续。截至目前,神华集团已更名为国家能投集团,并在工商行政管理机关完成变更登记(备案),国电集团和国家能投集团于2018年2月5日签署《国家能源投资集团有限责任公司与中国国电集团有限公司之合并协议》。本次合并的实施尚需履行必要的程序及获得其他有权机构必要的批准、核准及同意。但其首次尝试跨行业、上下游一体化重组的强强联手的整合模式,开创煤电央企重组先河,对火电行业的整合提供了可供复制的案例,示范效应凸显。

(二) 燃气行业

1. 行业概况

天然气作为一种热值高、燃烧稳定、清洁环保的优势能源,全球资源储量丰富。目前天然气与石油、煤炭共同构成一次能源的三大支柱,由于天然气在燃烧过程中产生的能影响人类呼吸系统健康的物质极少,产生的二氧化碳仅为煤的40%左右,产生的二氧化硫也很少,燃烧后无废渣、废水产生,相较于煤炭、石油等能源具有使用安全、热值高、洁净等优势,因此近年来天然气成为全球各国大力开发的新能源之一。

中国天然气产地集中,自产气占比高。中国天然气气源主要由国内自产气(包括常规天然气及非常规天然气,如页岩气、煤层气、致密砂岩气等)、进口管道天然气和进口LNG构成,主要用于城市燃气、工业燃料、化工以及天然气发电等四个领域。

从气源来看,2017年,中国国内自产气虽

然占比逐年下降,但仍占据中国气源61%左右;进口LNG和进口管道天然气分别占总气源供应的约22%和17%。从气田产量看,中国国内自产气主要来自中国的四川盆地气区、鄂尔多斯气区、新疆气区等几大常规气区;从地域分布来看,陕西、四川和新疆是中国天然气的主产地,2016年天然气产量合计占比超过73%,自产天然气气源分布十分集中。

自2004年西气东输天然气管道正式投入商业运营以来,中国的天然气开发与利用始终保持较高速发展,但由于行业的基础设施建设滞后及资源的对外依存度偏高,导致天然气在中国一次能源消费中的比例依然偏低,人均用气量仅为国际水平的三分之一。近年来,随着国家西气东输工程、中亚中缅天然气管道、俄罗斯天然气管道以及沿海各天然气接收站建设的陆续投产及国家大气污染综合治理和煤改气政策的实施,天然气在中国的消费量呈现逐年快速增长的态势。2014年前后,受到宏观经济增速放缓和国际油价暴跌影响,天然气相对石油经济性优势大幅削弱,国内天然气消费增速有所下滑,2015~2016年,中国天然气消费整体增速回落至2.9%和6.5%。进入2017年,随着宏观经济呈现稳中向好态势,工业、发电等用气需求也显著回升,天然气消费增长明显加快,加上蓝天保卫战、“煤改气”等政策带来用气增加,天然气消费量呈现两位数增长。根据国家发展和改革委员会的统计数据显示,2017年,全国天然气消费量达到2373亿立方米,同比增长15.3%,比上年增速快8.8个百分点,中国已成为世界第二大液化天然气进口国和世界第三大天然气消费国。

近年来,中国北方地区冬季空气重度污染日趋频繁,红色预警频发,空气污染有向南方扩散的迹象。为守护青山绿水、推进生态文明建设,中央政府对环境保护问题高度重视,各级政府纷纷拟定大气污染综合治理措施,着手改善空气品质。

2017年是中国大规模开展乡镇气代煤工程

的元年。环境保护部、发改委、财政部、国家能源局联合北京市、天津市、河北省、山西省、山东省、河南省人民政府与2017年2月17日印发《京津冀及周边地区2017年大气污染防治工作方案》，首次将“2+26”城市列入京津冀污染传输通道。方案提出加快京津冀一体化建设，实施冬季清洁取暖重点工程，全面加强城中村、城乡结合部和乡村地区散煤治理，北京、天津、河北的部分城市于2017年10月底前完成“禁煤区”气代煤建设任务。同年5月17日，住房城乡建设部、环境保护部、国家能源局等部委发布《关于开展中央财政支援北方地区冬季清洁采暖试点工作的通知》，开展中央财政支援北方地区冬季清洁取暖试点工作。这些环保政策的实施为乡镇“气代煤”工程的开展提供了政策指引和资金保障，对提高天然气在中国的使用量起到积极的推动作用。

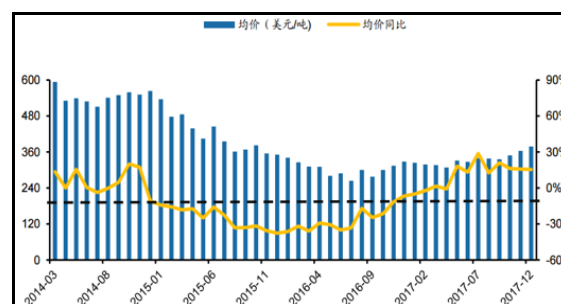
2. 行业上下游

天然气行业分为上游生产、中游输送及下游分销三个环节。上游生产主要包括天然气开采、净化，以及进一步进行压缩或液化加工。由于天然气属于重要的资源，目前中国天然气生产由中国石油天然气集团公司（以下简称“中石油”）、中国石油化工集团公司（以下简称“中石化”）和中国海洋石油集团公司（以下简称“中海油”）等大型天然气勘探企业垄断，行业壁垒非常高；中游输送主要为天然气储运、输配，包括天然气的干线、中长线管道输送、储存与调峰，以及液化天然气的运输、接收、储存和气化，体现出一定的垄断性和区域专属性，对地方政府和资源存在一定的依赖性，主要为中石油、中石化、中海油和地方燃气公司控制。下游分销主要由各城市燃气公司运营，市场化程度在天然气产业链中相对要高。

2017 年，中国全年天然气生产量 1487 亿立方米，同比增长 8.54%；天然气进口量 920 亿立方米，同比增长 27.6%，对外依存度升至 38.22%，其中进口 LNG 约 503 亿立方米，同比

增长 48.9%，进口管道气 417 亿立方米，同比增长 8.78%，主要进口国为土库曼斯坦、卡塔尔、澳大利亚等国家。目前，中国已经形成四大天然气进口通道，包括：中亚管道天然气、中缅管道天然气、中俄管道天然气，以及沿海进口液化天然气。天然气进口价格在 2017 年持续攀升，2017 年 12 月进口均价上升至 378.53 美元/吨，自 2016 年年初以来整体进口均价累计涨幅为 10.9%。

图 3 中国天然气进口均价情况



资料来源：公开资料整理

2017 年，中国天然气消费量 2373 亿立方米，同比增长 15.3%。2017 年天然气消费量保持快速增长，推动天然气消费的主要因素有以下几条：1）宏观经济总体向好，用气量随之增长；2）大气污染治理与环保督察倒逼一些排放不达标企业从燃煤、燃油等燃料改造成使用天然气；3）燃气电厂新增投产 1000 多万千瓦装机；4）居民清洁取暖煤改气；5）冬季气温较往年偏低。

天然气消费具有明显的季节性，调峰需求大。中国天然气的主要消费终端可以分为城市燃气、工商业用气、发电用气和化工用气等，其中，后三者由于生产的持续性，天然气消费的季节性不显著。城市燃气由于冬季城镇居民采暖需求，消费特征上具有明显的季节性，夏季为需求淡季，冬季为需求旺季。自 2010 年来，城市燃气消费占比波动上升，2017 年城市燃气超越工业用气，居国内天然气用气结构之首，占比达到 37%。工业用气和发电用气分别占天然气消费的 31%和 20%。城市燃气消费的高占比导致了国内天然气消费供需峰谷差大、

调峰储备需求显著，该现象在中国北方地区尤其明显。

总体来看，2017年中国天然气总供给量（自产+进口）同比增加316亿立方米，其中自产气增加117亿立方米，进口气增加199亿立方米，进口气是增量供给的主力。进入到供暖季以后，部分地区出现了短时间的“气荒”情况，主要是在冬季每日最大用气需求高增的情况下，自产气源增速有限、中亚进口气意外减量、以及国内储气调峰设施不足。2017年中国天然气供给增量为316亿方，实际消费量为315亿方。中国天然气的供给限制了需求的增长。

3. 天然气价格

天然气价格分为城市门站价格和销售价格。门站价格实行政府指导价，供需双方可以国家规定的出厂基准价为基础，在规定的浮动幅度内协商确定具体结算价格；城市燃气销售价格由省级价格行政主管部门制定。

为理顺天然气定价机制，国家发改委于2012年10月出台《天然气利用政策》，明确提出建立并完善天然气上下游价格联动机制。2013年6月，国家发改委发布《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》，自2013年7月起，调整非居民用天然气门站价格，居民天然气价格不作调整；此次非居民用天然气价格调整，将天然气分为存量气（2012年实际使用气量）和增量气（2013年超出2012年实际使用气量的部分），各省份门站价格按存量气和增量气区别定价；对门站价格（出厂价+管道运输价）执行政府指导价。2014年8月国家发改委出台了《关于调整非居民用存量天然气价格的通知发改价格》（[2014]1835号），这次非居民用存量气价格调整是分步理顺存量天然气价格的第二步。2015年2月，国家发改委发布《关于理顺非居民用天然气价格的通知》，按照现行天然气价格机制，增量气最高门站价格每立方米降低0.44元，存量气最高门站价格每立方米提高0.4元，实现存量气与增量气的价格并

轨，理顺非居民用天然气价格；放开天然气直供用户（化肥企业除外）用气门站价格，由供需双方协商定价，进行市场化改革试点。2015年11月，国家发展改革委发布了《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》，决定非居民用气最高门站价格每千立方米降低700元。

2017年5月21日，中共中央、国务院印发了《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，明确提出：推进非居民用气价格市场化，进一步完善居民用气定价机制。2017年6月，国家发改委印发了《关于加强配气价格监管的指导意见》，指出：配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定，准许成本引入标杆成本，激励燃气公司降本增效，准许收益率为税后全投资收益率，按不超过7%确定。随着中国天然气进口量增加，低价气对国内现有气价格局形成较大冲击。市场化改革的推进有助于理顺国内天然气价格体系。2017年11月10日，发改委颁布《关于全面深化价格机制改革的意见》，明确提出：深化非居民用天然气价格市场化改革，适时放开气源价格和销售价格，完善居民用气价格机制。2018年5月25日，国家发改委发布《关于理顺居民用气门站价格的通知》，并将于2018年6月10日实施。从长期来看，该通知从以下两个方面利好天然气行业的发展，理顺居民用气门站价格，建立反映供求变化的弹性价格机制推行季节性差价政策，鼓励市场化交易。

整体来看，中国天然气定价机制不断完善，未来随着天然气价格改革的持续推进；城市门站的价格形成机制及价格的变化会使下游分销商面临采购成本上涨的风险，当下游需求偏弱时，公司存在成本上涨无法完全通过售价传导的风险。

表 1 近年来相关行业政策汇总

发布时间	部门	相关政策	政策描述及影响
2014.01	国家能源局	《2014 年能源工作指导意见》	以大气污染防治为契机，加快淘汰能源行业落后产能，着力降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源比重；降低煤炭消费比重；有序实施“煤改气”；提高天然气供气保障能力；
2014.04	国家发改委	《关于建立保障天然气稳定供应长效机制若干意见的通知》	2020 年天然气供应能力达到 4000 亿立方米，力争达到 4200 亿立方米。推进“煤改气”工程到 2020 年累计满足用气需求 1120 亿立方米。
2014.06	国务院办公厅	《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》	提出到 2020 年，基本形成统一开放竞争有序的现代能源市场体系，天然气在一次能源比例中不低于 10%。实施气化城市民生工程，城镇居民基本用上天然气。稳步发展天然气交通运输，适度发展天然气发电。加快天然气管网和储气设施建设，天然气主干管道里程达到 12 万公里以上。扩大天然气进口规模。
2014.08	国家发改委	《2014 年关于调整非居民用存量天然气价格的通知》	自 2014 年 9 月 1 日起非居民用存量气最高门站价格每千立方米提高 400 元；对出租车行业，由地方政府采取发放临时补贴等措施，缓解气价调整对出租车行业的影响；对城市公交和农村道路客运，继续按现行补贴政策执行。对供热企业，地方政府可给予适当补贴
2015.02	国家发改委	《关于理顺非居民用天然气价格的通知》	气价并轨；放开直供用户门站价格，由供需双方协商定价。
2015.08	全国人大常委会	《大气污染防治法》	调整能源结构，推广清洁能源的生产和使用
2015.11	国家发改委	《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》	自 2015 年 11 月 20 日起，非居民用气最高门站价格每立方米下调 0.7 元；推出新的价格形成机制，将现行的最高门站价格管理改为基准门站价格管理，降低后的门站价格作为基准门站价格，供需双方可在上浮 20%，下浮不限的范围内协商定价。
2016.10	国家发改委	《天然气管道运输价格管理办法（试行）》	明确了改革管输的计价方式、管道运输应按照“准许成本加合理收益”原则制定、大力推进信息公开，以构建公开透明的定价机制等内容。
2017.1	国家发改委、能源局	《天然气发展“十三五”规划》	规划提出以下重点任务：一是加强勘探开发增加国内资源供给；二是加快天然气管网建设；三是加快储气设施建设提高调峰储备能力；四是培育天然气市场和促进高效利用。
2017.5	中共中央、国务院	《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》	推进非居民用气价格市场化，进一步完善居民用气定价机制。依法合规加快油气交易平台建设，鼓励符合资质的市场主体参与交易，通过市场竞争形成价格。加强管道运输成本和价格监管，按照准许成本加合理收益原则，科学制定管道运输价格。
2017.6	国家发改委	《关于加强配气价格监管的指导意见》	一是坚持目标导向。《指导意见》按照“管住中间，放开两头”的改革目标，明确要求各地在理清供气环节的基础上，核定独立的配气价格，并切实加强监管。二是坚持问题导向。《指导意见》针对目前配气价格管理方面存在的突出问题，理清路子、开好方子，注重通过制度建设构建配气价格监管长效机制。三是坚持因地制宜。《指导意见》在设定总体原则和框架的前提下，正视各地天然气市场发展程度、承受能力等差异较大的现实情况，允许各地结合实际，因地制宜，确定配气价格监管的具体指标参数。
2017.11	国家发改委	《关于全面深化价格机制改革的意见》	深化非居民用天然气价格市场化改革，适时放开气源价格和销售价格，完善居民用气价格机制，加快上海、重庆天然气交易中心建设。
2018.5	国家发改委	《关于理顺居民用气门站价格的通知》	将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平（增值税税率 10%）安排，各省（区、市）基准门站价格见附件。供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接。居民用气门站价格理顺后，终端销售价格由地方政府综合考虑居民承受能力、燃气企业经营状况和当地财政状况等因素，自主决策具体调整幅度、调整时间等，调价前须按规定履行相关程序。

资料来源：联合资信整理

4. 未来发展

根据中国《能源发展十三五规划》、《天然气发展十三五规划》及《中国油气产业发展分析与展望报告蓝皮书（2017~2018）》等发展指引，天然气首次被确立为中国新一代的主体能源之一，并期望到 2020 年天然气在中国一次能

源消费结构中的占比力争达到 10%，到 2030 年力争将天然气在中国一次能源消费中的占比提高到 15%。预计 2040 年前天然气的消费比重将超越石油成为中国第二大主体能源。2017 年 12 月 5 日，中央十部委共同印发《北方地区冬季清洁取暖规划（2017~2020 年）》，要求，到

2019年,中国北方地区清洁取暖率要达到50%,替代散烧煤(含低效小锅炉用煤)7400万吨。到2021年,北方地区清洁取暖率达到70%,替代散烧煤(含低效小锅炉用煤)1.5亿吨。这意味着清洁能源取暖的推广、乡镇“气代煤”的推进将会在更长时间、更广阔的地域内得以贯彻落实,为天然气在中国的广泛利用提供强劲的政策保障。

总体看,天然气市场供需的持续快速增长将进一步推动天然气管网、储运、调峰、接收站等基础设施的建设,加速推动天然气体制和价格改革。长远来看,中国能源转型是比摆脱对煤炭消费的过度依赖、跨越石油时代,实现真正的绿色低碳的可持续发展。

五、基础素质分析

1. 产权状况

公司是天津市人民政府出资设立的国有独资企业,天津市国资委根据天津市人民政府授权,代表天津市人民政府履行出资人职责。截至2018年3月底,公司注册资本为100.45亿元。

2. 企业规模

公司为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体,根据天津市国资委津国资规划[2015]53号文件核定,公司定位为“能源产业开发建设、运营管理及相关服务,能源及相关产业投融资”,公司主营业务包括发电、燃气、供热和新能源四个产业板块和相关的投融资服务业。

发电领域,公司控股国内规模最大的燃气热电厂—天津陈塘庄热电厂,控股装机容量184.60万千瓦。同时,公司与华能集团、大唐集团、国投电力集团、国电集团、华电集团、国华电力集团等国家大型发电企业合作,投资建设了北疆电厂、杨柳青热电厂、东北郊热电厂、军粮城热电厂、大港电厂、盘山电厂、北塘热电厂等天津主力发电项目,截至2017年底,公司参股建成装机容量1299.30万千瓦,

参股电厂权益装机容量575.16万千瓦。公司参控股装机容量占天津市总装机容量的80%以上。

燃气领域,公司拥有集规划设计、气源开发、工程建设、管网输配、销售供应为一体的燃气产业链。截至2017年底,公司发展燃气用户368.82万户,居民用户占全市的90%;拥有燃气管网15213公里,供气区域覆盖天津市16个区。2017年,公司实现供气量43.31亿立方米,占天津市天然气总供应量的63%。同时,公司建设了大港气、陕北气、渤西气、华北气、临港LNG等接气输配项目,并投资建设大唐内蒙古克什克腾旗年产40亿立方米煤制气项目。

供热领域,公司积极推进和完善天津市供热“一张网”建设,打造热电联产和燃气供热为主体的联网、调峰供热体系,同时大力推进清洁供热发展,目前已建成了全国最大的集热电联产、燃气锅炉、清洁燃煤锅炉、地热等多种常规热源和新型热源于一体的联网调峰供热系统。公司目前具备供热能力1.6亿平方米,实现供热面积1.23亿平方米,公司供热面积占全市供热面积的30%;公司承担了天津市82万户居民、机关和企事业单位的供热任务,实现了100%清洁供热。

新能源领域,公司积极推进光伏发电、风力发电以及地热能开发应用。大神堂风电场是天津首个风力发电项目,天津西站光伏电站是天津首座屋顶光电建筑一体化示范项目,赛瑞公司5.8MW分布式光伏电站是天津首座采用“自发自用、余电上网”合同能源管理模式的示范项目。截至2017年底,公司风力装机容量3.8MW、光伏装机容量10MWp、地热供热面积81万平方米。

金融领域,公司积极推进产融结合,拥有香港主板上市公司津燃公用事业股份有限公司;是大唐国际发电内地A股第二大股东、香港H股第三大股东;参股渤海证券、渤海产业投资基金、泰达国际等金融企业和机构;成立财务公司,以加强集团资金集中管理和提高资

金使用效率，集团财务公司已于 2017 年 9 月 12 日获得金融许可证，并于 9 月 15 日获得营业执照。同时，公司与主要金融机构建立了稳固的合作关系，为公司主业发展和重点项目建设提供资金支持。

综上所述，公司定位为天津市能源保障与服务主体和公用事业性质企业，在区域发电、供气、供热领域占有重要地位，公司相关产业资产质量优良，具备较强的资源获取能力和行业整合能力，公司整体竞争实力强。

3. 人员素质

公司现有董事、总经理、副总经理等高层管理人员 6 人，均具有大学本科及以上学历，多数在各自的专业领域工作 20 年以上，从业经验丰富，管理能力优秀，整体素质较高。

公司董事长李庚生先生，博士研究生学历，博士学位，享受国务院特贴专家，教授级高级工程师、思想政治工作研究员。曾任天津华能杨柳青热电有限责任公司副总经理，天津市津能投资公司总经理，现任天津能源投资集团有限公司董事长。

公司董事、总经理赖振国先生，研究生学历，正高级工程师。曾任天津碱厂厂长，天津渤海化工集团公司副总经理，现任天津能源投资集团有限公司董事、总经理。

公司董事、工会主席焦葵先生，大学学历，硕士学位，高级政工师，曾任天津市人民政府国有资产监督管理委员会办公室主任、副巡视员，现任天津能源投资集团有限公司董事、工会主席。

公司董事、副总经理张天华先生，大学学历，硕士学位，享受国务院特贴专家，正高级工程师。曾任天津第一煤气厂副厂长，陕津天然气集输公司经理，天津市燃气集团有限公司总经理，现任天津能源投资集团有限公司董事、副总经理。

公司纪委书记郭卫东先生，大学学历。曾任空军某部团长、副师长、师参谋长，现任天

津能源投资集团有限公司党委常委、纪委书记。

公司副总经理王勇先生，大学学历，学士学位。曾任天津液压机械集团有限公司副总经理，天津市安全生产监督管理局办公室主任，现任天津能源投资集团有限公司党委常委、副总经理。

截至 2018 年 3 月底，公司在册员工总数为 912 人。其中，从专业构成看，技术研发人员占比 5.73%，市场营销人员占比 26.97%，生产采购人员占比 14.36%，行政管理人员占比 23.34%，其他人员占比 29.60%；从教育程度看，本科及以上学历占比 34.83%，大专学历占比 21.43%，中专及技校学历占比 25.63%，高中以下学历占比 18.11%；从年龄分布看，30 岁以下占比 12.90%，30 岁至 50 岁占比 51.87%，50 岁以上占比 35.23%。

总体看，公司高级管理人员管理经验丰富，领导能力强，整体素质高；公司员工整体文化素质较高。公司人员构成符合行业特点，能够满足公司经营管理需要。

4. 技术水平

自 2013 年公司成立以来，科技工作取得了长足的进展，累计完成新产品开发 53 项，拥有关键核心技术 28 个，拥有国家级高新技术企业 6 家、天津市级高新技术企业 1 家、天津市科技小巨人企业 3 家、科技型中小企业 13 家。截至 2017 年底，公司累计投入科技研发资金 40466 万元（2013 年 2967 万元，2014 年 8482 万元，2015 年 7527 万元，2016 年 9583 万元，2017 年 11907 万元）；共获得国家级科技成果及科技改进与推广应用项目 14 项，省市级科技成果及科技改进与推广应用项目 3 项，软课题研究成果 37 项，专利 121 项，其中国家发明专利 5 项。

公司及所属企业在能源规划、重大项目协同创新、煤炭清洁高效利用、智能供热、智能供气、智能表具制造、光伏电站运维机器人研发及其集群控制等方面，先后与天津大学、南

开大学、煤科院、市政华北院、丹佛斯集团、无锡感知集团等一大批知名院校和企业开展合作，充分发挥各自在科技、人才、产业等方面的优势，在共同开展创新平台建设，联合科技项目攻关，推进科研成果转化，促进公司“四源”产业发展上，迈出了坚实的一步，实现了产、学、研、用的紧密结合。

整体上看，公司注重技术创新以及科技成果转化，围绕“发电、燃气、供热、新能源”等领域以集团技术中心为平台，积极与国内外能源企业、科研机构进行交流合作，提升自身技术创新能力与水平。

六、管理分析

1. 法人治理结构

公司是天津市人民政府出资设立的国有独资企业。公司不设股东会，董事会是公司的决策机构，并按照国务院《国有企业资产监督管理暂行条例》以及有关法律法规的规定，接受天津市国资委的监管，公司董事会由天津市国资委委派的董事和职工代表组成，目前董事会成员 7 名（包含 1 名职工代表），其中 6 名董事按照有关规定由天津市国资委委派，1 名职工董事由公司职工代表大会选举产生，董事会设董事长 1 名。公司董事每届任期 3 年，经市国资委委派或者职工代表大会民主选举可以连任。公司章程未明确监事会成员人数及任期。根据天津市人民政府国有资产监督管理委员会 2017 年 9 月 12 日出具的《市国资委关于向天津能源投资集团有限公司换届派驻监事会的通知》及 2018 年 3 月 29 日出具的《市国资委关于调整天津能源投资集团有限公司监事会专职监事的通知》规定：公司监事会由 5 人组成，其中职工监事 2 名。公司实行董事会领导下的总经理负责制，总经理主持公司的日常经营和管理工作。公司已初步建立了现代化的管理体制，但由于公司董事会大部分成员参与公司经营，决策层与经营层重叠，法人治理结构符合国有企

业的特点。

公司拥有全资以及控股子公司 72 家。公司董事会设立董事会办公室作为董事会常设工作机构，董事会下设战略投资委员会、审计和风险控制委员会等专门工作机构。公司经理层下设电力、燃气、供热、新能源和金融 5 个产业部门，以及经理办公室、党委组织部（党委统战部）、人力资源部、纪检监察室、审计部、法规部、财务部、资金结算中心、资产管理部、综合计划部等 12 个职能部门，在总经理领导下进行生产经营管理和行政管理工作。公司下辖的子、分公司在各产业部门指导下负责生产经营，公司与下属子公司之间实行“母子公司”管理体系。目前公司直接管理企业较多，链条较长，仍具有一定的产业整合和治理压力。

2. 管理水平

近年来，公司进行了业务流程再造与机构重组，形成了工作层面、业务层面和支撑层面的三维工作体系，建立了“集团统领、产业主导、部门支撑、企业主责”的运转机制。公司建立健全了内部管理规定制度，基本形成了“分层负责、分类管控、整体覆盖”的制度管理体系，规范了经营管理中各项活动准则，各项管理工作有章可循，内部管理制度化、规范化、集中化程度有了很大提高。

财务与资金管理方面，公司建立了“统一财务制度、统一管理流程、统一核算体系、统一核算平台”四个统一的财务管理体系，实现了预算、决算、审计、考核的有效闭环。融资管理方面，公司根据“合法性、安全性、低成本、适度性”的原则，对集团融资和所属企业融资进行分类管理，资金结算中心负责拟定集团融资方案和间接融资工作的具体操作，并负责指导、协调所属企业间接融资业务的办理，所属企业间接融资业务办理由所属企业财务部负责执行。资金集中管理方面，公司按照“所有权不变、收支两条线、资金有偿占用”的原则管理归集到集团资金结算中心账户的资金，

目前资金结算中心已建成了资金综合管理平台,形成了账户管理成体系、资金归集有手段、大额结算联合审、高效利用多渠道、存贷规模严控制的科学管理模式。同时,公司成立了财务公司,以加强集团资金集中管理和提高资金使用效率,目前集团财务公司已于 2017 年 9 月 12 日获得金融许可证,并于 9 月 15 日获得营业执照。

投资管理方面,公司以国家和天津市发展规划、产业政策、经济布局和公司发展战略为导向,以提高企业核心竞争力和可持续发展为目的,对所属企业投资活动实行集中决策管理,各下属企业全部投资项目均须申报集团公司审批或备案。公司通过区分大中型基本建设项目、股权投资项目、其他类型投资项目、资本性支出项目和金融投资项目进行分类管理。公司投资管理流程按照立项申请、论证、审查批准、执行的程序进行;视投资项目的具体情况,实行集团董事会决策、总经理办公会决策以及下属企业自行决策并报集团备案的分级决策管理方式;董事会下设战略投资委员会负责对董事会负责决策的投资项目进行论证,项目执行监督则由各产业部门负责。

综合计划管理方面,公司遵循“量入为出、综合平衡、效益优先、风险可控、分级分类、全面管理、激励约束、公平考核”等原则,对涵盖投资、生产、经营等各个环节实行综合计划编制、审核、下达、执行控制、调整、考核监督的闭环管理。具体综合计划指标包含投资发展指标、资产质量指标、营业服务指标和经营业绩指标,公司按照绩效考核的有关要求,在次年 5 月底对各基层单位综合计划执行情况进行年度考核评价。

全面预算管理方面,公司按照“效益优先、资源统筹、全面预算、闭环管理、规范流程、落实责任”的原则对预算进行分级管理,并力求做到预算与综合计划有机衔接。公司预算由预算管理部门(综合计划部)归口管理,预算管理包括预算的编制、审核、下达、执行控制、

调整、考核监督等闭环环节。

人力资源管理方面,公司坚持“有为有位、共创共享”的管理理念,引进和培养了一批具有较高管理和技术素质的职工队伍,同时建立了激励与约束机制。但目前看,公司人才总量和结构仍不平衡,激励约束机制尚需进一步健全完成,人才培育、引进和配置与发展需求还存在一定差距。

总体看,公司管理体制合理,内部制度健全,运作较为规范,管理风险较低。

七、经营分析

1. 经营现状

公司为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体,主营业务包括电力、燃气、供热和工程四个产业板块和其他业务板块,其中发电、燃气和供热板块对公司营业收入贡献较大。

2015~2017 年,公司营业收入年均复合增长 7.57%。截至 2017 年底,公司实现营业收入合计 161.14 亿元,同比增长 9.24%,其中主营业务收入 158.29 亿元,同比增长 8.94%。

从收入构成来看,公司主营业务中电力板块实现收入主要为控股热电厂的电费收入,2017 年,电力板块收入为 41.51 亿元,较 2016 年同比下降 9.23%,系煤机被替代发电量有所下降所致。公司燃气板块实现收入主要包括天然气销售收入;天然气销售方面,区域内用气需求增加带来了天然气销量的持续增长,2017 年天然气销售收入 66.44 亿元,较 2016 年同比增长 19.41%。公司供热板块实现收入主要包括采暖费收入,近年来随着公司供热管网建设,公司供热能力和供热面积不断提高,公司热费收入持续上升,2017 年,公司采暖费收入为 23.96 亿元,较 2016 年增长 28.54%。公司工程板块收入主要包括燃气接驳的工程安装收入和分期确认的供热工程建设费收入,2017 年实现配套工程收入 15.57 亿元,较 2016 年增长

26.69%，主要系燃气接驳用户数量增加，相关工程收入增加所致。公司其他业务主要为管输业务、贸易、工程设计、物业等，业务规模较小，对主营业务收入影响有限。

毛利润方面，2017 年，公司电力板块和燃气板块毛利润分别为 10.65 亿元和 8.69 亿元，占当期公司毛利润的 57.17%和 46.64%，电力和燃气业务是公司主要的经营性利润来源，供热板块则对公司有所拖累。

从毛利率来看，2017 年，公司电力板块毛利率为 25.67%，较 2016 年下降 12.92 个百分点，主要系 2016 年度新增容量电费 8 亿元但未产生相应成本，而 2017 年无该项收入所致。燃气板块近年来毛利率持续上升，2017 年，公司燃气板块毛利率为 13.08%，较 2016 年上升了 7.03 个百分点，主要系 2017 年供暖季出现“气荒”，公司根据市场供需情况，上调非居民用

气价格所致。2017 年，公司供热板块毛利率为 -11.38%，较 2016 年进一步下降 4.81 个百分点，主要原因包括：供热板块本身定位为保本微利；采暖费已 10 年未进行调整，近年来供热成本已显著上升；近 3 年供热季均延长了供热时间（但采暖费仍按标准供热时长收取），成本上升的同时收入并未增加；热源电厂搬迁造成成本上升；供热联网造成成本上升；老旧管网改造增加了部分成本。工程板块毛利率波动较大，2017 年，公司工程板块毛利率 2.66%，较 2016 年大幅下降 63.04 个百分点，主要系 2017 年之前存在将政府补助直接重建成本的现象，导致毛利率较高，2017 年起相关政府补助计入其他收益，导致毛利率下降幅度较大。

整体看，2017 年，受电力板块和供热板块毛利率下降影响，公司主营业务综合毛利率下降至 11.77%。

表 2 2015~2017 年及 2018 年 1~3 月公司主营业务收入构成（单位：亿元、%）

业务板块	2015 年			2016 年			2017 年			18 年 1~3 月		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
电力板块	31.87	23.40	25.20	45.73	31.47	38.59	41.51	26.24	25.67	9.75	14.31	33.80
燃气板块	58.81	43.19	-5.48	55.64	38.30	6.05	66.44	41.97	13.08	34.90	51.24	-0.63
供热板块	16.94	12.44	1.41	18.64	12.83	-6.57	23.96	15.14	-11.38	14.22	20.87	-6.32
工程板块	12.71	9.33	59.60	12.29	8.46	65.70	15.57	9.84	2.66	4.63	6.80	48.12
其他板块	15.85	11.64	15.75	12.99	8.94	-49.69	10.81	6.83	23.29	4.62	6.78	16.36
合计	136.17	100.00	11.10	145.30	100.00	14.74	158.29	100.00	11.77	68.11	100.00	7.57

资料来源：公司提供

注：工程板块收入包括燃气接驳工程收入和供热工程建设费收入，其中，供热工程建设费的确认为公司根据市建委、财政、发改委于 2016 年 9 月下发的说明函及国际财务报告解释公告第 18 号相关确认原则，按照供热资产折旧年限 16 年，将热电联产企业收取的供热工程建设费分期确认为营业收入并进行追溯调整所致。

2. 电力板块

参控股电厂

公司控股电厂为天津陈塘热电有限公司（公司全资持有，以下简称“陈塘热电”），原厂址位于天津河西区陈塘庄工业区南端，原控股装机为 3 台燃煤机组（2010 年前关停了第一期装机 10 万千瓦机组），分别为 1 台 13.5 万千瓦机组和 2 台 30 万千瓦机组。为了加快推进低碳城市建设，并满足日益增长的采暖用热负荷要求，2010 年天津市政府第 56 次常务会议决

定实施《天津陈塘庄电厂煤改气搬迁工程》，会议确定了异地搬迁建设燃气机组，并关停原有燃煤机组的方案。陈塘热电搬迁后的新厂位于天津西青区小孙庄西北，搬迁工程规划建设 6 套 90 万千瓦燃气-蒸汽联合循环“二拖一”热电联产机组，一期工程建设 2 套 90 万千瓦机组（含 4 台三菱 M701-F4 重型燃机，单套发电出力 923.2MW，属国际领先水平）。一期工程第一套机组已于 2014 年 11 月 13 日投产，第二套机组于 2016 年 4 月 13 日投产，同时天津市发

改委于 2015 年 3 月 16 日发文对陈塘热电在役燃煤机组予以全面关停。

截至 2017 年底,公司控股的燃气机组装机容量为 184.60 万千瓦,2017 年实现燃机发电量 61.59 亿千瓦时,上网电量 60.00 亿千瓦时;2017 年,陈塘热电共实现营业收入 43.76 亿元,利润总额 3.30 亿元。

均股电厂方面,公司分别与国电集团和华电集团合作,投资建设了东北郊热电厂(国电津能热电)、北塘热电厂(国电津能滨海热电)、军电热电厂(军电热电公司),上述均股电厂未纳入公司合并范围,公司仅派驻财务总监进行监督指导。

参股电厂方面,公司与华能集团、大唐集

团、国投电力集团、国电集团、华电集团、国华电力集团等国家大型发电企业合作,投资建设了大唐盘山电厂、军粮城热电厂、国华盘山电厂、广安津能电厂、杨柳青热电厂、国投津能电厂(北疆电厂)等天津主力发电项目,并与华能合作建设了国内唯一整体煤气化发电示范项目—IGCC 电厂(华能煤气化发电公司)和市外的山西大唐神头电厂。

截至 2017 年底,公司参股、均股电厂建成装机容量 1299.30 万千瓦,参股、均股电厂权益装机容量 575.16 万千瓦。除滨海电力的 5.6 万千瓦燃气机组和 IGCC 电厂的 26.5 万千瓦煤气化机组外,公司其他参股、均股电厂均为燃煤机组。

表 3 公司参控股电厂基本情况

单位	股权 比率 (%)	装机容量 (万 千瓦)	发电量(亿度)		上网电量（亿度）		营业收入(亿元)		利润总额(亿元)	
			2016 年	2017 年	2016 年	2017 年	2016 年	2017 年	2016 年	2017 年
一、全资电厂										
陈塘热电	100	184.60	85.88	83.53	82.36	80.23	52.80	43.76	0.0675	3.3
二、均股电厂										
1、东北郊热电厂	50	66	28.13	30.83	26.30	28.67	9.33	10.5	0.1047	-1.58
2、北塘热电厂	50	70	29.68	32.27	28.24	30.06	9.74	10.6	0.0258	-1.35
3、军电热电厂	50	70	30.32	32.61	28.06	30.20	9.54	10.9	0.5856	-0.896
三、参股电厂										
1、大唐盘山电厂	25	120	50.52	52.63	47.34	49.13	16.09	15.8	3.9016	1.70
2、军粮城热电	49	80	33.57	19.25	30.69	30.69	16.13	18.1	-0.2770	-1.30
3、国华盘山电厂	35	100	52.93	51.45	49.58	48.12	17.52	18.6	0.5856	2.88
4、广安津能电厂	49	32.80	12.01	15.42	10.82	13.83	3.49	4.95	0.1013	0.442
5、国投津能电厂	34	200	97.25	99.69	91.73	93.85	29.67	30.89	5.2175	1.1743
6、杨柳青电厂	45	120	52.8	56.58	49.18	52.71	17.74	20.1	2.4021	1.62
7、IGCC 电厂	13.62	26.50	13.26	9.84	10.11	7.41	6.53	4.78	-1.3597	-1.94
8、滨海电力	30	5.60	2.30	1.90	2.19	1.81	1.77	1.5	0.3901	0.373
9、山西大唐神头电 厂	40	100	43.00	40.2	40.40	37.2-	11.58	10.81	2.2258	-0.52

资料来源:公司提供

注:陈塘热电发电量和上网电量中包含煤机被替代发电量及煤机被替代上网电量。

整体看,公司参控股装机容量占天津市总装机容量的 80%以上,区域优势明显;公司控股的燃气机组装机规模较大,技术水平先进,

承担着天津市主城区部分区域的主力供热任务;公司参股、均股的部分热电厂承担了天津市部分地区供热任务,由于在单机装机规模、

煤耗水平、固定费用、财务负担、上网电价、煤价水平等方面存在差异，经营效益相对分化，部分单机容量小、煤耗相对较高的参股、均股电厂经营效益相对较差；另外，IGCC 电厂作为国家煤气化发电示范项目，受制于制气成本、固定费用和财务成本高等因素影响，投产以来持续亏损。公司电力产业利润贡献主要来自包括大唐盘山电厂、国投津能电厂、国华盘山电厂等在内的参股电厂按权益利润核算的投资收益。

电力生产和销售

公司控股电厂原有在役的 3 台燃煤机组根

据天津市政府 2014 年 42 次常务会议要求在 2015 年 3 月予以政策关停，同时，根据《国家发改委办公厅关于京津唐电网关停煤机电厂有关政策的复函》、《市工业和信息化委关于对陈塘热电有限公司关停机组发电量指标事项的函》的有关规定，对关停的公司燃煤机组给予 3 年京津唐电网平均利用小时数作为补偿电量。三年过渡期的补偿电量允许进行发电权交易，每年度发电权交易电量以政府电力主管部门、华北电网公司、国网天津市电力公司联合商定下达的年度电力电量平衡计划中燃煤机组基数利用小时数为准，全年无调整。

表 4 公司控股电厂运行指标情况

指标		2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 1~3 月
发电量（亿千瓦时）	煤机基本发电量	9.31	--	--	--
	煤机被替代发电量	23.07	24.83	21.94	0
	燃机发电量	37.22	61.05	61.59	16.27
	小计	69.60	85.88	83.53	16.27
上网电量（亿千瓦时）	煤机基本上网电量	8.57	--	--	--
	煤机被替代上网电量	21.22	22.87	20.23	--
	燃机上网电量	36.21	59.49	60.00	15.77
	小计	66.00	82.36	80.23	15.77
平均利用小时数	煤机	1267	--	--	--
	燃机	4033	3307	3336	881
煤机基础电上网电价（不含税）		0.345	0.3432	--	--
被替代电结算电价（不含税）		0.3261	0.3005	0.3063	--
燃机上网电价（不含税）		0.6136	0.6054	0.5999	--
供电标准煤耗（克/千瓦时）		248	--	--	--
供电气耗（立方米/千瓦时）		0.190	0.1878	0.184	--
综合厂用电率（%）	煤机	8.17	--	--	--
	燃机	3.42	2.93	3.08	3.38
热电比（%）	煤机	81.62	--	--	--
	燃机	10.31	19.41	24.3	60.96

资料来源：公司提供

注：煤机基本发电量/上网电量和燃机发电量/上网电量系生产口径统计数据；煤机被替代发电量/上网电量系财务结算口径统计数据；热电比为热电厂供热量和发电量（折算为热值）的比值，计算公式为“热电比=供热量/发电量*3600KJ/W·H”。

发售电方面，2015~2017 年，由于公司控股电厂“煤改气”工程的实施，公司存在煤机和燃机并行发电，故公司发电量均包含了原有煤机自发的基本发电量和燃机发电量；2015 年，由于原有煤机的政策性关停，公司被给予

过渡期关停容量补偿电量。

随着公司原有煤机于 2015 年 3 月全面关停，以及公司规划燃机陆续投产，2016 年以来，公司发电量仅由过渡期被替代发电的补偿电量和燃机发电量构成。总体来看，2015~2017

年，随着公司“煤改气”一期工程2台燃气机组的相继投产，公司发电量实现快速增长，年均增长10.25%。2017年，公司实现发电量和上网电量83.53亿千瓦时和80.23亿千瓦时；其中煤机被替代发电量和上网电量相对稳定，2017年分别为21.94亿千瓦时和20.23亿千瓦时；燃机发电量和上网电量相对稳定，2017年分别为61.59亿千瓦时和60.00亿千瓦时。

2018年1~3月，由于公司煤机被替代发电量和上网电量未进行年终结算，公司发电量和上网电量统计中未包含该数据。同期，公司燃机发电量和上网电量分别为16.27亿千瓦时和15.77亿千瓦时，分别为2017年全年的26.42%和26.28%。

机组利用小时方面，近年来由于天津地区用电需求增速放缓，随着公司煤机于2015年3月全面关停，2015年，公司煤机全年利用小时数大幅下滑至1267小时。京津地区环保压力较大，燃机设计利用小时数均较高，为4500小时，不过包括公司在内的天津地区燃气机组由于电价疏导问题，实际利用小时数达不到设计要求，2016年公司燃气机组利用小时数为3307小时，2017年为3336小时，同比相对稳定。

单耗和厂用电率方面，2015年，由于煤机面临关停，公司对煤场库存燃煤进行盘点，并根据所盘盈的燃煤量对煤耗进行了调整，2015年煤机供电标煤耗为248克/千瓦时，综合厂用电率则为8.17%。公司燃机供电气耗和综合厂用电率则处于行业先进水平且呈现整体下降趋势，2016年分别为0.1878立方米/千瓦时和2.93%，2017年分别为0.184立方米/千瓦时和3.08%，同比相对稳定。

电价方面，公司上网电价包含煤机基础电上网电价、煤机被替代电上网电价和燃机上网电价。煤机基础电上网电价方面，2015年，公司原有在役煤机发电上网电价保持稳定，由于原有煤机在2015年3月停产，公司煤机自发电未受国家发改委于2015年4月20日下调煤

电上网电价的影响。煤机被替代电上网电价方面，受国家发改委分别于2015年4月20日和2016年1月1日下调煤电上网电价影响，公司被替代电上网电价持续下降，2016年降至0.3005元/千瓦时（不含税），2017年为0.3063元/千瓦时（不含税），保持相对稳定。燃机上网电价方面2015年，公司燃气机组上网电价则为0.6136元/千瓦时（不含税）；受天津市发改委于2016年5月下调燃气发电上网电价影响，2016年公司燃机上网平均电价为0.6054元/千瓦时（不含税），2017年燃机上网平均电价为0.5999元/千瓦时（不含税），保持相对稳定。

电款结算方面，公司原有煤机基本电量和燃机上网电量结算客户均为天津市电力公司，电款结算方式为货币资金加银行承兑汇票，结算周期为一个月，近年来均实现100%的回收率。公司煤机被替代发电交易方式为发电权交易；2015~2017年被替代发电客户均为京津唐电网30万千瓦及以上大型高效燃煤机组（含点对网机组）；被替代发电定价方式采用招标报价；结算方面，由公司与电力公司结算被替代发电上网电费收入，同时按照招标价格支付替代方成本电费，替代方在与电力公司结算时相应扣除其所替代发电的电量部分。

热电联产指标方面，近年来公司煤机保持了相对较高的热电比；2015年，由于供热期结束后对燃煤机组政策关停，当期煤机发电当量小，供热当量大，2015年煤机全年平均热电比大幅攀升至81.62%。2015年，已投产的第一套燃机仅承担部分供热任务，供热量相对较少，热电比仅为10.31%；2016年以来，随着公司燃气机组供热任务的增加和供热能力的提高，全年平均热电比指标也快速上升，2016年为19.41%，2017年为24.3%，2018年1~3月为60.96%，2016~2017年采暖季热电比则达到42%。不过，相比于国家关于热电联产热电比的要求和燃机设计供热负荷水平，公司当前燃机热电比较之仍存在一定差距。

燃机发电和供热成本分配方面，公司燃机发电与供热成本按照热电比进行分配，热电比则以发电和供热耗用的燃气量为确定依据。

整体看，随着公司原有煤电机组的政策关停和燃气机组的陆续投运，公司控股装机规模大幅上升，发电量和上网电量快速增加，公司电费收入持续增长。新投运的燃气机组单机容量大，设备技术水平先进，供电电气耗和综合厂用电率等指标位居行业前列，运行清洁高效，但天津地区用电需求放缓对公司燃机利用小时数造成一定影响，另外，2016年以来，公司燃气机组供热任务的增加一定程度上压缩了燃机发电效益。

原燃料采购

公司原有煤机发电所需电煤由天津能源

集团下属的天津市津能燃料有限公司负责采购，陈塘热电仅上报电煤需求计划。随着公司“煤改气”工程的实施和一期燃气机组的相继投产，公司燃机发电所需天然气开始通过与中石油天然气销售北方公司签订直供协议进行采购，所购气源为陕气的永唐秦输气管线及港清三线输气管线来气，接气门站均为集团控股子公司津燃华润所拥有，其中，永唐秦宝坻分输站距离陈塘热电约 90 公里，港清三线常流分输站距陈塘热电约 30 公里。由于与供气方在调峰方式、供气价格优惠等条款未能达成一致，导致双方没有签订长期供气协议，目前供气协议方式为临时供气协议。供气定价方面，由国家制定基准价格及价格上限，在允许范围内由供气方根据供需情况制定具体供气价格。

表 5 公司控股电厂原料采购情况（单位：万吨、元/吨、亿立方米、元/立方米）

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 1~3 月
标煤采购量	48.00	--	--	--
标煤采购均价（不含税）	502.30	--	--	--
天然气采购量	7.25	13.22	12.68	3.6
天然气采购均价（不含税）	2.397	1.929	1.974	2.034

资料来源：公司提供

注：公司天然气采购价格为到厂价。

2015 年，随着公司第一套燃气机组的达产，当期公司采购天然气大幅增长至 7.25 亿立方米，但受国家发改委下调天然气门站价格影响，公司天然气采购价格下降至 2.397 元/立方米。2016 年，随着第二套机组于 4 月投产，当期公司天然气采购量为 13.22 亿立方米，较 2015 年大幅增长 82.34%；采购价格方面，受国家发改委下调天然气门站价格影响，公司天然气采购均价继续下降至 1.929 元/立方米。2017 年，公司购气量为 12.68 亿立方米，天然气采购价格为 1.974/立方米。

2018 年 1~3 月，公司购气量为 3.6 亿立方米，为 2017 年全年的 28.39%，天然气采购价格为 2.034 元/立方米，较 2017 年全年均价上涨 0.06 元/立方米。

总体看，近年来，随着公司“煤改气”一

期工程两套燃气机组的陆续投运，公司天然气采购量快速增长，受益于国家下调非居民用天然气门站基准价格影响，公司天然气采购价格有所下降，燃气发电的盈利空间有所扩大；不过，由于公司与供气方未能签订长期供气协议，一定程度上影响了公司气源采购的稳定性。

3. 燃气板块

燃气板块概况及经营主体

在供气领域，公司形成集规划设计、气源开发、工程建设、管网输配、销售供应为一体的燃气产业链，拥有燃气用户 368.82 万户，居民用户占天津市的 90%。供气管网 15213 公里，覆盖全市 16 个区，2017 年供气量 43.31 亿立方米，占全市天然气总供气量的 63%。建设了

大港气、陕北气、渤西气、华北气、临港 LNG 等接气输配项目，投资了大唐内蒙古克什克腾旗年产 40 亿立方米煤制天然气等项目。

公司燃气板块经营主体为津燃华润燃气有限公司（以下简称“津燃华润”）、天津滨海燃气集团有限公司（以下简称“滨海燃气集团”）、天津津燃公用事业股份有限公司（以下简称“津燃公用”）、天津津燃燃气热力有限公司（以下简称“津燃热力”）等。

公司的燃气业务为天然气长输管道及城市燃气管网的建设及经营，属于天然气的输配环节。天然气长输管道一般由输气管线各管段、首站、中间气体分输站、压气站（压缩机站）、清管站、截断阀室、末站以及线路通过障碍的穿跨越部分组成，实现天然气从气田或国家级干线向下游消费地的输送。下游城市燃气公司自长输管线获取天然气后，通过城市燃气管网的低压、窄口径输配系统分配至终端用户。

燃气采购

公司在经营过程中与中国石油天然气集团有限公司（以下简称“中石油”）、中国海洋石油集团有限公司（以下简称“中海油”）等主要上游供应商建立了良好的合作关系，并与业务开展地区的地方政府建立了良好的合

作关系，在获得天然气指标方面具有一定优势。2017年，公司采购天然气总量为29.16亿立方米，其中从中石油采购量的天然气占总量的80.90%，从中海油（含中海油渤西高压及中海油渤西低压）采购量的天然气占总量的18.86%，公司上游气源稳定。

天然气气源采购主要来自于中石油、中海油，天然气采购价格由国家发改委的门站价格文件的基础上经双方协商议价。公司及其下属企业向上游供应商进行天然气采购主要依照行业惯例，采取签署“照付不议”合同的形式进行，即：采购方与资源方之间签署25年或20年的“照付不议”《天然气购买及输送合同》。天然气“照付不议”合同是随着天然气工业的发展而产生并逐渐完善的，是市场经济规律的产物，是行业特有的经营模式，上下游通过合同约定实现风险共担、利益共享。在“照付不议”合同的基础上，签署年度《天然气购销合同》或年度《用气计划》，对双方在天然气购销中的细节问题予以明确，进一步保障“照付不议”合同的顺利实施。

同时，公司亦与部分液化天然气（LNG）供应商签署中短期（多为1年）液化天然气（LNG）采购合同，将液化天然气（LNG）作为补充气源进行采购。

表 6 公司天然气采购情况（单位：亿立方米、%）

上游供应商	2015 年		2016 年		2017 年		2018 年 1~3 月	
	数量	占比	数量	占比	数量	占比	数量	占比
中石油	14.99	71.37	18.06	70.47	23.59	80.90	10.07	68.97
中海油	3.48	16.57	5.00	19.51	3.63	12.45	3.97	27.19
中海油渤西高压	1.16	5.50	1.16	4.51	0.75	2.57	0.55	3.77
中海油渤西低压	1.30	6.18	1.35	5.27	1.12	3.84	-	-
其他供气商	0.01	0.38	0.01	0.24	0.07	0.24	0.01	0.07
合计	21.00	100.00	25.62	100.00	29.16	100.00	14.62	100.00

资料来源：公司提供

燃气销售

在完成气源采购后，公司通过城市管网运营公司将天然气调压处理后向使用次高压天

然气的大型工业用户和使用中压天然气的居民、商业、公服用户进行输配。

表7 2015~2017年及2018年1~3月份公司销售量及销售价格情况

(单位: 亿立方米、元/立方米)

地区	2015 年		2016 年		2017 年		2018 年 1~3 月	
	销售量	销售均价	销售量	销售均价	销售量	销售均价	销售量	销售均价
居民	2.72	2.12	2.77	2.14	2.88	2.17	0.92	2.18
商业	3.98	2.93	4.23	2.40	4.71	2.56	2.90	2.20
工业	7.88	3.01	7.93	2.40	9.10	2.49	2.62	2.54
供热	5.44	2.50	9.55	2.21	11.18	2.30	7.86	2.20
合计	20.02	2.94	24.49	2.27	27.87	2.39	14.30	2.26

资料来源: 公司提供

注: 表中销量已扣除内部抵消数量; 受统计口径不一致影响, 上表计算出的收入与年报略有出入。

2015~2017年及2018年1~3月, 公司燃气销售量分别为20.02亿立方米、24.49亿立方米、27.87亿立方米和14.30亿立方米。其中工业用户的燃气销售量分别为7.88亿立方米、7.93亿立方米、9.10亿立方米和2.62亿立方米, 占总燃气销售量的39.35%、32.39%、32.65%和18.32%, 工业用户是公司燃气销售的主要用户, 但受“煤改气”政策影响, 公司供热用气量增长迅速, 使得公司工业用气占比呈下降趋势。2016年起供热用气量超过工业用气量, 供热用户成为公司主要用户。

公司在维护好现有客户的同时, 通过加大与其他可替代能源的竞争力度, 发展优良用户; 借助环保政策对高污染燃料的取缔, 和区域内政府部门结合对使用高污染燃料(如煤)的用户进行改造; 结合区域特点, 认真分析企业发展中面临的难点问题, 采用“一区一策”的方针, 具体分析所处区域竞争对手的优势和劣势, 强化与政府部门的沟通协调, 积极参与区域的开发开放等方式积极拓展下游客户。

公司与下游客户间的天然气销售价格区分居民用气和非居民用气按发改委相关规定定价。天然气门站环节方面, 目前居民和非居民用气价格已经并轨, 均为按照基准门站价格管理, 目前天津市基准门站价格为1.88元/立方米(含10%增值税), 供需双方可以基准门站价格为基础, 在上浮20%、下浮不限的范围内确定具体门站价格。终端销售环节, 天津市居民用气区分一般生活用气和壁挂炉采暖用气,

根据户年用气量区分三档价格。非居民用气用气区分管道天然气销售价格和趸售价格, 其中一般工商业及其它用气最高销售价格为2.66元/立方米, 集中供热用气最高销售价格为2.26元/立方米, 燃气经营企业结合购气价格和用户用气量情况, 可在不超过调整后的价格基础上, 自主制定具体价格; 趸售价格在综合考虑门站价格、输配成本和用气结构等因素后, 由供需双方协商确定。

结算方式方面, 对于安装IC卡表的客户, 由客户自主到营业厅进行购气; 对于尚未安装IC卡表的工商用户每月入户抄表核算, 具名用户每双月入户超标结算。

总体看, 公司与上游供应商合作时间较长, 下游客户数量逐年增长; 价格方面, 随着居民用气价格的理顺, 逐步建立反映供求变化的弹性价格机制, 为公司燃气板块收入稳定增长奠定了良好基础。

4. 供热板块

供热主体及供热能力

公司具备集规划设计、工程管理、运营服务、设备制造为一体的供热产业链。目前, 公司供热板块大力发展以热电联产集中供热为主和锅炉房调峰为辅的联网、调峰供热体系, 同时持续推进清洁供热发展。

截至2017~2018年采暖季, 公司热电联产集中供热能力达到1.17亿平方米(含外部间接采购热电联产供热能力800万平方米); 公司

共有 27 座锅炉房热源和 6 座地热井热源，具备供热能力 3900 万平方米；公司合计具备供热能力约 1.56 亿平方米。

热电联产集中供热方面，公司全资的天津市热电有限公司（以下简称“热电公司”）和控股的天津市城安热电有限公司（以下简称“城安热电”）、天津市津安热电有限公司（以下简称“津安热电”）为天津市主城区主要的三家热电联产供热企业。其中，热电公司以东北郊热电厂和军粮城热电厂为主要热源进行供热管网建设和供热运营；城安热电以搬迁后的陈塘热电为热源进行供热管网建设和供热运营；津安热电以杨柳青热电厂为热源进行供热管网建设和供热运营。

另外，公司全资持有的天津市津能滨海热电有限公司（以下简称“滨海热电”）主要承担滨海新区热电联产集中供热管网建设和供热运营，目前以北塘热电厂和神华国能天津大港发电厂有限公司（以下简称“大港电厂”）为供热热源，实现供热面积约 1280 万平方米；未来随着临港热电厂供热管网主干线工程、南疆北干线及南疆与北塘联网工程的建成投产，滨海热电热源将新增临港热电厂和南疆热电厂，届时供热能力将超过 2000 万平方米。

锅炉房辅助供热方面，公司全资持有的天津市热力有限公司（以下简称“热力公司”）为主要的锅炉房供热单位，另外，天津港益供热有限公司和天津地热开发有限公司也承担部分锅炉房供热任务。热力公司目前拥有燃煤锅炉房 3 座（其中 1 座为清洁化高效粉煤炉；另有 2 座已改为燃气锅炉，但仍保留燃煤炉的双热源锅炉；合计含燃煤锅炉 12 台）、燃气锅炉房 16 座（含燃气锅炉 62 台）以及地热井 3 座，总供热能力 1806MW，实现供热面积 2249 万平方米，热用户超过 16 万户，供热范围涵盖主城区及滨海新区。

整体看，公司供热板块产业链完整，热电联产集中供热能力强，并辅助燃气和清洁燃煤锅炉房供热，供热区域覆盖面广，清洁供热程

度高，在天津市区域供热市场中占据重要地位，为天津市主力供热企业。

供热管网构成及分布

截至 2017~2018 年采暖季，公司供热管网方面拥有 6 座大型中继泵站，一次供热管线长度 2500 公里，拥有 2158 座热力站，其中，热电联产供热管网主干线分布如下：

表 8 公司热电联产供热主干线

热源		供热管网	最大管径	供热类型	主要供热区域
主城区	杨柳青热电厂	杨柳青热电厂供热管网一期、二期	DN1200	热水	和平区、南开区、红桥区、西青区
	陈塘热电	陈塘热电供热管网一期、二期	DN1200	热水	河西区
	东北郊热电厂	东北郊热电厂供热管网一期	DN1200	热水	河东区、河西区、和平区、河北区、东丽区
	军粮城热电厂	军粮城热电厂供热管网一期、二期	DN1200	热水	河东区、东丽区
滨海新区	北塘热电厂	北塘热电厂东干线、南干线、黄港主干线	DN1400	热水	滨海新区核心区
	大港电厂	大港电厂蒸汽主干线	DN400	蒸汽	轻纺经济区

资料来源：公司提供

供热管网规划建设方面，为缓解杨柳青热电厂管网供热能力饱和，管网末端流量、热量不足，负荷发展受限等问题，公司已开始实施杨柳青热电厂供热管网玉门路支线工程。项目建成后，杨柳青热电厂两期供热管网总循环水量将达到 17157 吨/小时，管输能力将增加 33%；按照 45 瓦/平方米热指标计算，可实现供热面积 2660 万平方米，较核准能力增加 780 万平方米，较现状供热面积增加 497 万平方米，可满足全部杨柳青热电厂热源输出要求。

同时，为扩大滨海新区市场占有率，公司在 2017 年计划建设临港热电厂供热管网主干

线工程、南疆电厂出口、穿越海河隧道、南疆北干线及南疆与北塘联网工程，规划建设主、支干线全长 31.4 公里，上述管网项目建成投产后，公司将实现北塘、南疆和临港三个热电厂在滨海新区核心区多热源联网的“一张网”供热格局。

“十三五”期间，公司还计划建设北郊热电厂供热管网和东北郊热电厂二期供热管网，进一步扩大公司在北部新区、东丽及北辰地区的供热覆盖范围，为公司供热市场开拓提供热源保障。同时，为进一步改善供热管网锈蚀严重、超期运行的状况，公司将大力实施旧网改造及管网优化改造，进一步提升管网供热效果和运行水平。

公司前期陆续进行了供热管网主干线建设，并在近年来大力推进燃煤锅炉房改燃并网工程、调峰工程、热电联产供热管网联网工程和散煤治理工程建设，投资力度较大，随着上述工程项目陆续建成投运，公司供热能力持续提升，供热保障水平不断提高。不过，供热板块折旧和运营成本压力增大；而且公司多数管网运行年限较长，管网老化、腐蚀严重，公司供热板块维修、检修费用逐年上升。

热源采购

截至 2017~2018 年采暖季，公司热电联产

集中供热采购热源包括 7 大热电厂，其中主城区采购热源为 4 大热源厂，滨海新区采购热源为 3 大热源厂，除大港电厂为外部热源外，其他热源均为公司参控股电厂。

表 9 近年公司热电联产购热情况（单位：万吉焦、元/吉焦）

项目	2015 年	2016 年	2017 年
购热量	1750	1996	2726.4
购热均价	28	28	28

资料来源：公司提供

注：以上购热量未统计 2014~2016 年期间蓟州热电股权退出部分。

近年来，随着天津市用热需求的增长和热源供热能力的上升，以及公司供热管网的加快建设，公司热电联产购热量持续增长，2015~2017 年，购热量年均增长 24.82%，其中，2017 年，公司购热量达到 2726.4 万吉焦。热力采购方式为各热电联产供热企业直接向对接的热电厂采购，采购热力定价执行天津市发改委统一热价 28 元/吉焦。

热力销售

公司热力销售包括集中供热、热力趸售和自产蒸汽对外销售三种方式，其中，公司以集中供热业务为主。

表 10 近年公司热力销售情况

指标		2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 1~3 月
供热范围	居民及非居民用户数（户数）	684827	743948	825900	825995
	趸售用户数（户数）	6	7	7	7
	蒸汽用户数（户数）	18	18	18	19
供热量	集中供热规模面积（万平方米）	10852	10675	12288	12288
	热电联产集中供热规模面积（万平方米）	8109	8464	9802	9802
	集中供热收费面积（万平方米）	6268	6613	7225	7240
	热电联产集中供热收费面积（万平方米）	4172	5012	5316	5331
	趸售热量（万吉焦）	214.01	239.11	552	540.5
	售汽量（蒸汽、万吨）	83.62	86.62	156	47.8
供热均价	集中供热均价	平米计量：居民 25 元/m ² ，公建 40 元/m ² 。 热计量：居民——基本热价 7.5 元/m ² ，计量热价 36 元/GJ； 公建——基本热价 12 元/m ² ，计量热价 70 元/GJ。			
	趸售均价（元/吉焦）	25.66	41.97	36.11	34.87
	售汽均价（元/吨）	228.89	216.51	138.86	124.64

资料来源：公司提供

注：供热计量收费方面，用户热费=基本热价*计费面积+计量热价*用热量。

集中供热方面，公司集中供热包含热电联产部分，燃煤和燃气锅炉房部分，以及地热供热部分，其中，公司集中供热以热电联产集中供热为主，目前，公司热电联产集中供热范围已涵盖天津市主城区和滨海新区核心区。

近年来，随着公司供热管网建设和供热能力的提高，公司集中供热用户和供热规模面积均持续增长，2017年，公司实现集中供热用户82万户（含居民和企事业单位），实现集中供热规模面积1.23亿平方米，其中，热电联产集中供热规模面积为0.98亿平方米。集中供热收费面积方面，2017年，公司集中供热收费面积为0.72亿平方米，其中，热电联产部分为0.53亿平方米。集中供热定价方面，公司集中供热收费面积定价区分居民建筑和公共建筑，按平米计价，居民供热收费价格为25元/平方米（2008年制定），公建供热收费价格为40元/平方米（2013年制定）；另外，公司对少数新建节能建筑群采取热计量定价和收费，目前采用热计量收费占比较小。

热力趸售方面，公司通过外购热电联产热源（含热水和蒸汽），然后向其他供热企业/蒸汽用户趸售热力，热力趸售实质上为热力批发贸易。趸售业务经营主体为滨海热电，其趸售热水客户包括天津渤化永利化工股份有限公司（原天津碱厂，以下简称“天碱”）、中新天津生态城；趸售蒸汽客户主要包括科迈化工股份有限公司、天津大港新泉海水淡化有限公司、中矿（天津）海外矿业服务有限公司等。趸售定价方面，除天碱为政府协商定价外，其他客户均为供需双方协商定价；结算方面，滨海热电根据实际趸售量，按照一月一抄表的方式进行记录，结算周期由双方协商确定，原则上为一月一结算，近年来除天碱热费回收存在滞后外，其他客户热费均实现正常回收。2015年，由于趸售热量占比较大的天碱因价格不确定未能付款，公司未全额计入趸售收入，导致公司趸售结算均价较低；2016年，对天碱趸售量开始确认收入，公司全年趸售均价大幅上

升。

自产蒸汽对外销售方面，公司下属的二级子公司天津市热力有限公司（以下简称“热力公司”）和三级子公司天津津能临港热电有限公司（以下简称“临港热电”）通过自有锅炉生产蒸汽对外供应。

热力公司自产蒸汽来源均为燃气锅炉，供汽能力为50蒸吨/时，供汽范围为华苑产业园区，主要用汽客户包括天津中环半导体股份有限公司、天津中环领先材料技术有限公司、天津市环欧半导体材料技术有限公司等。临港热电自产蒸汽供气能力为50蒸吨/时，供汽范围为临港经济区，主要用汽客户包括中粮佳悦（天津）有限公司、京粮（天津）粮油工业有限公司、金天源食品科技（天津）有限公司等。公司自产蒸汽对外销售定价方式均为政府协商指导定价，具体结算周期由双方协商确定（原则上一月一结算），近年来售汽回款率均为100%。

5. 工程板块

公司工程板块公司工程板块收入主要包括燃气接驳的工程安装收入和分期确认的供热工程建设费收入。主要包括为客户提供的燃气接驳服务收入，即公司将燃气从城市中低压管网向庭院管网输送至各住宅用户、工商业用户的业务等。

住宅用户接驳费收费标准主要执行津价管【2010】137号《关于规范新建住宅小区及公建燃气工程建设费收费标准的通知》文件规定的收费标准，居民用户28元/平米，工商福利用户按图纸工程造价收费。

2015~2017年及2018年1~3月，公司燃气接驳工程安装收入分别为9.34亿元、8.89亿元、8.20亿元和2.09亿元。其中，2017年接驳客户数量下降，主要受外部房地产市场等因素影响。

6. 其他板块

公司其他板块主要为管输业务、贸易、工程设计、物业等，业务规模较小，对主营业务收入影响有限。

截至 2017 年底，公司管网总长度为 15213 公里，其中长输管线 1 条，为由河北省永清至天津市第一煤气厂，全长 67 公里；蓟汕联络线 21 公里；其余均为城市管网。公司管输费的收取以当时与下游及合作企业签订的协议标准收取，按月结算。

2015~2017 年，公司管输费营业收入分别为 1.10 亿元、1.16 亿元和 1.39 亿元。

公司其他板块还包含部分产品销售业务收入。公司供热板块产品销售业务运营主体主要为天津市津能管业有限公司（以下简称“管业公司”）和天津市津能双鹤热力设备有限公司（以下简称“双鹤公司”）。

管业公司业务模式为从集团外采购原料生产保温管，然后向供热企业销售。双鹤公司业务包括换热机组生产销售、检修服务业务和阀门机组代理。2017 年，双鹤公司实现收入 1.48 亿元，其中检修收入和阀门代理收入占比约 100%，两项业务毛利率均在 58%以上。

7. 经营效率

2015~2017 年，公司销售债权周转次数持续下降，存货周转次数波动中有所上升，总资产周转次数逐年上升，三年均值分别为 7.70 次、11.83 次和 0.27 次，2017 年分别为 7.17 次、12.83 次和 0.29 次，公司销售债权和存货周转效率较好，总资产周转效率较低，整体经营效率一般。

8. 资本支出计划

公司主要资本支出项目包括电力板块的北疆电厂二期工程、供热板块的北塘热电厂、南疆热电厂供热管网工程。

北疆电厂二期工程在建 2 台 100 万千瓦超超临界燃煤发电机组，同步建设高效烟气脱

硫、脱硝装置，配套建设 30 万吨/日海水淡化装置，兼顾供应 1000 吨/时采暖用气和 1400 吨/时工业用气。该项目由国投电力有限公司（持股 64%）、天津市津能投资公司（持股 34%）和天津长芦汉沽盐场有限责任公司按持股比例出资建设，项目资本金比例 20%，其余为银行贷款。该项目已经获得国家发展改革委关于天津国投北疆电厂扩建工程项目核准的批复（发改能源【2013】2604 号）、关于天津北疆电厂二期扩建工程建设用地预审意见的复函（国土资预审字【2012】173 号）、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证、环境影响评价审批-关于天津北疆电厂二期扩建项目环境影响报告书的批复（环审【2012】95 号）、固定资产投资节能审查-国家发改委办公厅关于天津北疆发电厂二期扩建工程节能评估报告的审查意见（发改办环资[2013]909 号）。

公司供热板块在建项目主要为北塘和南疆电厂管网工程项目，以扩大滨海新区供热市场占有率和供热能力。截至 2017 年底，北塘和南疆电厂供热管网项目分别完成投资 11.09 亿元和 10.89 亿元，完工进度分别达到 31%和 29%。

总体看，公司资本支出项目主要为电力产业参股在建项目和供热产业的管网工程项目，总体投资规模较大。公司电力产业参股在建项目按协议约定的资本金出资已全部到位，剩余投资大多为项目并表方依托项目获取的外部融资，公司资本支出压力不大。公司供热产业管网工程项目目前完工程度不高，未来仍具有一定的资本支出压力。

随着公司参股在建的电厂项目和控股在建的管网工程项目陆续投产运营，公司电力产业投资收益及供热板块供热能力和收入均有望进一步增长。

表 11 公司重点参控股在建项目情况（单位：亿元）

项目	持股比例	项目简介	总投资额	建设日期	2017年末 已完成	公司应投 资金额	投资规划		
							2018 年	2019 年	2020 年
北疆电厂二期工程	34%	2*100 万千瓦超超临界燃煤发电机组，配套建设 30 万吨/日海水淡化装置，兼顾供应 1000 吨/时采暖用气和 1400 吨/时工业用气	110.32	2014~2017	64.59	7.50	2.08	--	--
北塘热电厂供热管网工程	100%	结合北塘热电厂项目工程进行供热管网敷设和供热站建设	35.96	2010~2030	11.09	11.09	0.20	0.10	0.10
南疆热电厂供热管网工程	100%	结合南疆热电厂项目工程进行供热管网敷设和供热站建设	37.81	2010~2030	10.89	10.89	0.10	0.10	0.10
合计	--	--	184.09	--	86.57	29.48	2.38	0.20	0.20

资料来源：公司提供

注：公司控股在建项目只进行未来一年的投资预算和计划。

9. 未来发展

公司整体战略可概括为“四三二一”战略，即为发展电源、气源、热源、新能源“四源”产业，发挥“保障、服务、创效”三大功能，实现产业经营和资本运作双轮驱动，打造一条大能源产业链，建设中国一流综合能源集团。

“四源”产业是公司获取资源、政策优势的基础，公司将积极开展电源、气源、热源和新能源产业投资建设与运营，聚集资源做强做大主业，掌握天津地区能源产业绝对控制力，大力提升公司能源保障水平。

电力产业是基础产业，发展思路为提升总量、扩大规模、改善结构。通过本地和“外电送津”基地建设，扩大装机规模，增加电源总量，保障天津电力供应。通过洁净煤电、清洁能源、可再生能源应用，优化电力投资结构，增强可持续竞争力。

燃气产业是重点发展产业，发展思路为多渠道气源保障，丰富业务领域增收益。上游积极增强多渠道、多气源保障，中游大力推进输配“一张网”布局，加强储备设施与调峰能力建设，全力开拓下游天然气市场与综合利用领域，导入“互联网+智慧燃气”。

供热产业是重点发展产业，发展思路为着力加强供热稳定性、安全性和环保型。以热电

联产集中供热为主，调峰锅炉为辅，积极发展超净排放燃煤、天然气、地热、太阳能等清洁能源，做好余热回收利用，开展供热市场整合，推进全市供热“一张网”建设，导入“互联网+智慧供热”，打造供热上市公司。

新能源产业是新的业务增长点，发展思路是挖掘潜力、政策导向、示范发展、注重持续。优先发展地热应用、光伏发电、光热应用，将外部并购与内部滚动发展相结合，探索能源综合解决方案、综合能源站、分布式能源等模式。

公司在“四源”产业发展的同时，积极发挥“保障、服务、创效”三大功能。一是保障，为天津市能源安全提供坚强保障；二是服务，为客户提供优质的能源服务；三是创效，优先创造社会效益，在此基础上为企业可持续发展创造良好的经济效益。

公司以产业经营为根本，努力做强能源产业。同时，也计划充分利用资本市场，拓宽融资渠道，推进资产证券化，强化资本运作，最终实现产业经营和资本运作的双轮驱动。

公司始终致力于打造一条涵盖上游能源资源开发、中游能源生产和供应、下游能源利用和服务的大能源产业链，以能源全产业链来支撑天津市经济和社会发展，努力建设成为国内一流的综合能源集团。

八、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供了 2015~2017 年合并财务报表，中审华会计师事务所（特殊普通合伙）对该财务报表进行了审计，并出具了标准无保留意见审计结论。公司提供的 2018 年 1~3 月财务数据未经审计。

截至 2018 年 3 月底，公司纳入合并范围的子公司共 72 家。

截至 2017 年底，公司（合并）资产总额 562.99 亿元，所有者权益 202.26 亿元（含少数股东权益 36.46 亿元）；2017 年公司实现营业收入 161.14 亿元，利润总额 6.61 亿元。

截至 2018 年 3 月底，公司（合并）资产总额 554.92 亿元，所有者权益 204.37 亿元（含少数股东权益 36.94 亿元）；2018 年 1~3 月公司实现营业收入 68.51 亿元，利润总额 2.94 亿元。

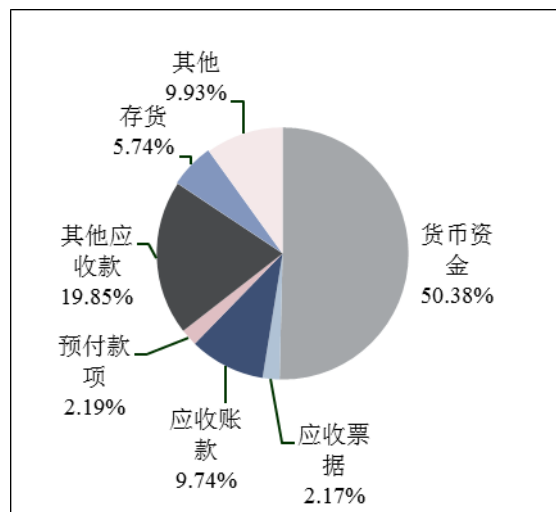
2. 资产质量

2015~2017 年，公司资产总规模保持相对稳定，年均复合下降 0.40%。截至 2017 年底，公司（合并）资产总额 562.99 亿元，其中流动资产和非流动资产占比分别为 31.61% 和 68.39%。

流动资产

2015~2017 年，公司流动资产有所波动，年均复合下降 2.90%。截至 2017 年底，公司流动资产合计 177.94 亿元，同比增长 1.58%；流动资产构成以货币资金（占 50.38%）、应收账款（占 9.74%）、其他应收款（占 19.85%）、存货（5.74%）和其他流动资产（占 9.48%）为主。

图 4 截至 2017 年底公司流动资产构成



资料来源：公司财务报告

2015~2017 年，公司货币资金有所波动，年均复合下降 2.64%。截至 2017 年底，公司货币资金为 89.65 亿元，主要是银行存款，货币资金中受限资金为 0.46 亿元，受限制比例较低。

2015~2017 年，公司应收账款波动增长，年均复合增长 25.93%。截至 2017 年底，公司应收账款 17.33 亿元；从账龄分析看，公司按信用风险特征组合账龄分析法计提坏账准备的应收账款中，账龄在 1 年以内占比 72.61%，账龄在 1~2 年占比 12.66%，账龄在 2~3 年占比 11.59%，账龄在 3 年以上占比 3.14%；公司应收账款的账龄适中；前五名债务人应收账款合计占比 30.69%，集中度一般；公司共计提坏账准备 0.50 亿元。

2015~2017 年，公司其他应收款波动中有所下降，年均复合下降 11.87%。截至 2017 年底，其他应收款 35.33 亿元，主要为往来款、代付工程款以及保证金等，账龄在 1 年以内占比 50.58%，账龄在 1~2 年占比 0.32%，账龄在 2~3 年占比 13.44%，账龄在 3 年以上占比 35.66%，账款的账龄较长；前五名债务人其他应收账款合计占比 2.67%，集中度较低。公司其他应收款共计提坏账准备 2.21 亿元。

2015~2017 年，公司存货波动中有所下降，

年均复合下降 4.90%。截至 2017 年底，存货 10.21 亿元，主要为原材料（占 19.81%）、库存商品（占 37.32%）、工程实施（占 41.37%）等。

2015~2017 年，公司其他流动资产快速增长，年均复合增长 314.28%，主要系理财产品增长所致。截至 2017 年底，公司其他流动资产为 16.88 亿元，其中委托贷款 7.50 亿元（占 44.43%）、理财产品 6.62 亿元（占 39.22%）。

非流动资产

2015~2017 年，公司非流动资产保持相对稳定，年均复合增长 0.82%，2017 年底为 385.05 亿元，同比增长 0.21%。非流动资产构成主要以可供出售金融资产（占 7.83%）、长期股权投资（占 11.86%）、固定资产（占 67.32%）、在建工程（占 8.46%）为主。

2015~2017 年，公司可供出售金融资产快速下降，年均复合下降 27.55%。截至 2017 年底，可供出售金融资产 30.16 亿元，其中按成本计量可供出售权益工具 27.37 亿元（占 90.75%），主要包括对大唐国际发电股份有限公司投资 18.69 亿元。

2015~2017 年，公司长期股权投资波动增长，年均复合增长 39.29%，主要系对外投资增加所致。截至 2017 年底，长期股权投资 45.69 亿元，其中对联营企业投资 41.47 亿元（占 90.75%），主要包括对天津国投津能发电有限公司投资 12.64 亿元，对天津华能杨柳青热电有限责任公司投资 8.20 亿元。

2015~2017 年，公司固定资产不断增长，年均复合增长 12.16%。截至 2017 年底，固定资产账面价值为 259.23 亿元，主要由专用设备（占 75.54%）、房屋及建筑物（占 10.97%）和生产设备（占 8.89%）等，累计计提折旧 92.05 亿元，固定资产成新率 73.61%。

2015~2017 年，公司在建工程快速下降，年均复合下降 30.84%，主要系管网工程和天然气工程完工转为固定资产所致。截至 2017 年底，公司在建工程 32.58 亿元，主要为管网工程（占 62.31%）和天然气工程（占 24.93%）

等。

截至2018年3月底，公司资产总额为554.92亿元，较2017年底下降1.43%，同比变化不大。流动资产占比 30.86%，非流动资产占比 69.14%。

总体看，公司资产以固定资产为主，成新率一般，货币资金较为充足，但其他应收款金额较大，账龄较长。公司资产流动性一般，整体资产质量尚可。

3. 负债和所有者权益

所有者权益

2015~2017 年，公司所有者权益有所增长，年均复合增长 4.44%。截至 2017 年底，公司所有者权益合计 202.26 亿元（含少数股东权益 36.46 亿元）。归属母公司所有者权益 165.80 亿元，其中实收资本 100.45 亿元、资本公积 23.28 亿元、未分配利润 40.42 亿元、其他综合收益 1.65 亿元。

截至2018年3月，公司所有者权益合计 204.37亿元（含少数股东权益36.94亿元），较2017年底增长1.05%。

总体看，所有者权益稳定性较强。

负债

2015~2017 年，公司负债总额有所波动，年均复合下降 2.24%。截至 2017 年底，公司负债合计 360.73 亿元，同比增长 0.53%；其中流动负债和非流动负债占比分别为 38.36%和 61.64%，负债结构中非流动负债占比较高。

2015~2017 年，公司流动负债保持相对稳定，年均复合下降 2.24%。截至 2017 年底，公司流动负债 138.39 亿元，构成主要为短期借款（占 4.15%）、应付账款（占 31.66%）、预收款项（占 35.05%）、其他应付款（占 21.31%）、一年内到期的非流动负债（占 4.74%）。

2015~2017 年，公司短期借款波动中有所下降，年均复合下降 13.37%。截至 2017 年底，公司短期借款 5.74 亿元，全部为信用借款。

2015~2017 年，公司应付账款有所增长，

年均复合增长 9.15%。截至 2017 年底，公司应付账款 43.81 亿元，主要为应付材料款、天然气费等，其中 1 年以内的应付账款占 70.91%，1~2 年的占 15.88%。

2015~2017 年，公司预收款项波动中有所增长，年均复合增长 5.75%。截至 2017 年底，公司预收款项 48.51 亿元，主要为预收工程款和气费，其中 1 年以内的占 86.02%。

2015~2017 年，公司其他应付款快速下降，年均复合下降 20.18%。截至 2017 年底，公司其他应付款 29.49 亿元，主要为集团外往来款（占 79.33%）、工程和基建款（占 11.42%）等。

2015~2017 年，公司一年内到期的非流动负债波动增长，年均复合增长 26.75%。截至 2017 年底，公司一年内到期的非流动负债 6.56 亿元，主要为一年内到期的长期借款（占 99.05%）。

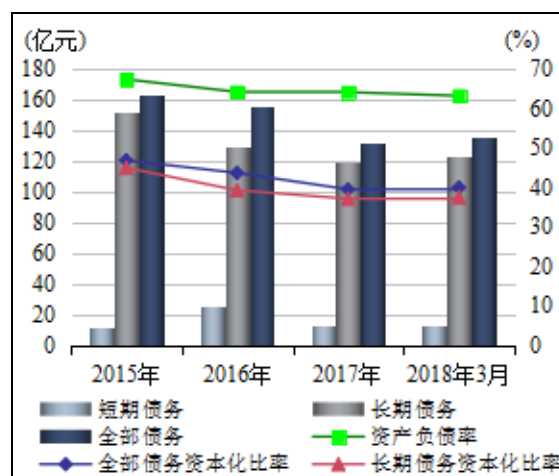
2015~2017 年，公司非流动负债波动中有所下降，年均复合下降 3.21%，主要由长期借款（占 47.65%）、专项应付款（占 22.39%）和递延收益（占 23.53%）构成。

2015~2017 年，公司长期借款有所下降，年均复合下降 8.86%。截至 2017 年底，公司长期借款 105.94 亿元，其中质押借款 44.87 亿元（占 42.35%）、保证借款 33.88 亿元（占 31.98%）和信用借款 27.09 亿元（占 25.57%）。

2015~2017 年，公司专项应付款有所波动，年均复合下降 1.88%。截至 2017 年底，公司专项应付款 49.78 亿元，主要由改燃工程补贴资金 29.92 亿元（占 60.11%）和供热工程补贴资金 8.19 亿元（占 16.45%）构成。

2015~2017 年，公司递延收益快速增长，年均复合增长 25.31%，主要系政府补助增加所致。截至 2017 年底，公司递延收益 52.32 亿元，其中政府补助 52.34 亿元。

图 5 公司债务负担情况



资料来源：公司财务报告

2015~2017 年，公司全部债务规模不断下降，年均复合下降 10.05%。截至 2017 年底，公司全部有息债务为 132.10 亿元，同比下降 14.99%；其中短期债务占 9.59%，长期债务占 90.41%。债务指标方面，2015~2017 年，公司资产负债率、全部债务资本化比率及长期债务资本化比率近三年加权平均值分别为 64.75%、42.22% 和 39.34%。截至 2017 年底，上述三项指标分别为 64.07%、39.51% 和 37.13%。

截至 2018 年 3 月底，公司负债总额为 350.54 亿元，较 2017 年底下降 2.82%。同期，全部债务为 135.91 亿元，较 2017 年底增长 2.88%，其中短期债务占 9.79%，长期债务占 90.21%，有息债务结构仍以长期债务为主。2018 年 3 月底，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为 63.17%、39.94% 和 37.50%。

总体看，公司债务负担适宜，有息债务规模期限以长期为主，短期支付压力不大。

4. 盈利能力

2015~2017 年，公司营业收入有所增长，年均复合增长 7.57%，2017 年营业收入为 161.14 亿元，同比增长 9.24%，主要系采暖费收入和天然气销售收入增加所致。近三年，营业成本年均复合增长 7.02%，增长幅度小于同

期营业总收入的增长幅度；2017年，公司营业利润为6.69亿元，利润总额为6.61亿元。

2015~2017年，公司期间费用有所波动，2017年为14.27亿元，期间费用率为8.85%。2017年公司期间费用构成以管理费用为主，2017年公司管理费用为8.91亿元。

非经常性损益方面，公司非经常性损益主要为资产减值损失和投资收益。2015~2017年，公司资产减值损失快速下降，年均复合下降57.03%，其中，2015年，公司资产减值损失15.92亿元，主要是公司煤电机组关停计提的固定资产减值损失8.17亿元和持有至到期投资减值损失¹5.60亿元；2016年，公司资产减值损失14.22亿元，主要是公司煤电机组关停计提的固定资产减值损失9.98亿元和可供出售金融资产减值损失²3.99亿元；2017年，公司资产减值损失2.94亿元，主要是不再计提与煤电机组关停相关的固定资产减值损失。2015~2017年，公司投资收益快速下降，分别为13.61亿元、7.32亿元和3.29亿元，系公司参股电厂受煤价波动和煤电上网电价调整导致盈利波动所致，其中，受煤价上涨和上网电价下调影响，公司参股电厂盈利下滑，公司投资收益持续下滑。总体看，非经常性损益对公司利润影响较大。

营业外收支方面，2015~2017年，公司营业外收入分别为8.88亿元、5.13亿元和0.81亿元，年均复合下降69.81%，主要系2017年与资产和收益相关的政府补助本期计入其他收益所致，公司营业外收入主要为非流动资产处置利得、获得的政府补助等。2015~2017年，公司营业外支出分别为0.78亿元、0.38亿元和0.88亿元，年均复合增长6.57%。

从盈利指标看，2015~2017年，公司营业利润率呈波动上升趋势；2017年营业利润率为

11.73%。2015~2017年，公司净资产收益率和总资产收益率三年平均值分别为0.16%和1.81%，2017年分别为-1.66%和0.76%。

2018年1~3月，公司营业收入和营业成本分别为68.51亿元和63.02亿元，分别为2017年全年的42.51%和44.73%；实现利润总额2.94亿元，营业利润率为7.58%。

总体看，随着公司控股电厂燃气机组的陆续投产运行、集中供热用户和供热规模面积均持续增长，公司收入规模有所增长；由于公司供热业务社会责任较重，受定价机制和折旧、运营成本增加等因素影响，存在一定的经营压力；工程板块中供热建设工程费由其他应收款分期确认至收入对公司利润具有一定贡献。非经常性损益对公司利润影响较大，较大规模的资产减值损失和参股电厂盈利能力下滑造成的投资收益减少对公司业绩形成拖累。公司整体盈利能力较弱且近年来盈利水平有所下滑。

5. 现金流分析

2015~2017年，公司经营活动现金流入量快速增长，年均复合增长39.92%，其中销售商品、提供劳务收到的现金保持相对稳定，年均复合增长1.81%，收到其他与经营活动有关的现金快速增长，年均复合增长128.55%；同期，公司经营活动现金流出量均快速增长，年均复合增长41.77%，其中购买商品、接受劳务支付的现金有所增长，年均复合增长4.96%，支付其他与经营活动有关的现金快速增长，年均复合增长124.70%。公司经营活动现金净流量近三年呈波动增长趋势，三年复合增长率为25.79%，2017年公司经营活动现金流量净额为40.33亿元。2015~2017年，公司现金收入比持续下降，三年加权均值为108.40%，2017年为104.92%，公司经营活动收现质量尚可。

2015~2017年，公司投资活动现金流净额持续呈现净流出状态，分别为-29.31亿元、-13.51亿元和-14.45亿元，投资活动主要净流出项目为购建固定资产、无形资产等支付的现

¹ 公司持有至到期投资减值损失为下属的津能投资公司对尤尼索拉委贷9600万元和对津能电池委贷4.69亿元所计提，计提原因为企业濒临破产、现金流紧张、委贷预计无法收回。

² 公司可供出售金融资产减值损失主要包括对克什克腾煤制气项目股权减值2.55亿元和对中海油天津液化天然气公司股权减值8500万元，计提原因均系被投资企业经营亏损、资不抵债。

金。由于公司近年进行了“煤改气”工程建设，并持续推进“供热一张网”和燃气板块配套工程建设，公司购建固定资产、无形资产等支付的现金规模较大，三年分别为 28.03 亿元、18.54 亿元和 20.88 亿元。随着主要在建项目陆续完工并投入运营，公司当前资本支出压力已有所减轻，投资活动现金净流出规模也有所降低。

2015~2017 年，公司筹资活动现金流量净额分别为-7.62 亿元、-12.31 亿元和-25.51 亿元。2015 年筹资活动呈现净流出主要系当期偿付债务支出现金较多所致；2016 年筹资活动净流出规模扩大主要系当期收到其他与筹资活动有关的现金大幅下降导致筹资活动现金流入量下滑所致；2017 年，筹资活动现金流入量同比大幅下降，使得筹资活动现金流量净流出规模进一步扩大。

2018 年 1~3 月，公司经营活动现金流量净额为-11.11 亿元，呈净流出状态，现金收入比为 74.84%，收现质量有所下滑；投资活动现金流量净额为 0.22 亿元，呈净流入状态；公司筹资活动现金流量净额为-0.39 亿元，仍保持净流出状态。2018 年 1~3 月，公司现金及现金等价物净增加额为-11.28 亿元。

总体看，公司经营活动现金流入量快速增长，收入实现质量尚可；随着主要在建项目陆续完工并投入运营，公司当前资本支出压力已有所减轻，对外部融资依赖性有所下降。不过，公司经营获现规模呈现波动下降趋势，公司经营获现能力有待进一步提升。

6. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2015~2017 年，公司流动比率和速动比率加权平均值分别为 126.09%和 118.44%，其中 2017 年底以上两项指标分别为 128.58%和 121.20%。公司流动比率和速动比率适宜。2015~2017 年，公司经营现金流流动负债比分别为 17.60%、13.09%和 29.14%，经营活动现金流净额对流动负债的保障能力较弱。2015~2017 年，公司现金类资产

分别为 108.17 亿元、92.85 亿元和 93.52 亿元，现金类资产充裕。总体看，公司短期偿债能力较好。

从长期偿债能力指标看，2015~2017 年，公司 EBITDA 有所波动，2017 年为 29.55 亿元，受此影响，公司全部债务/EBITDA 呈下降趋势，2015~2017 年分别为 5.66 倍、5.19 倍和 4.47 倍。2015~2017 年，公司 EBITDA 利息倍数呈上升趋势，分别为 3.20 倍、3.99 倍和 4.83 倍。总体看，公司长期偿债能力较强。

截至 2018 年 3 月底，公司存在一笔对参股的临港石化码头借款按持股比例进行的担保，担保金额为 6051.50 万元，除此以外，公司合并口径无其他对外担保，或有负债风险较低。

截至2018年3月底，公司获得银行授信额度共计198.80亿元，已使用140.85亿元，剩余未使用授信额度57.95亿元，公司间接融资渠道畅通。

公司下属的天津津燃公用事业股份有限公司是香港联交所上市企业（1265.HK），具备直接融资渠道。

7. 过往债务履约情况

根据中国人民银行企业信用报告（机构信用代码：G1012010404024350E），截至 2018 年 8 月 13 日，公司无未还清和已还清的不良信贷记录，过往债务履约情况良好。

8. 抗风险能力

基于公司作为天津市能源产业投资主体所具备的平台优势和整合能力，以及对公司主要产业未来发展趋势、公司经营及财务风险识别，公司在政府资源倾斜、政策支持等方面的综合评估，公司整体抗风险能力极强。

九、本期中期票据偿债能力分析

1. 本期中期票据对现有债务的影响

公司本期中期票据拟发行额度为 5 亿元，

占公司 2018 年 3 月底长期债务的 4.08%，全部债务的 3.68%，对公司现有债务结构影响不大。

截至 2018 年 3 月底，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为 63.17%、39.94%和 37.50%。以 2018 年 3 月底财务数据为基础，本期中期票据发行后，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率将分别上升至 63.50%、40.81%和 38.44%，公司债务负担将有所上升。考虑到本期中期票据募集资金主要用于偿还子公司银行借款，本期中期票据发行后，公司实际债务指标要低于前述测算值。

整体看，本期中期票据对公司现有债务影响不大。

2. 本期中期票据偿还能力分析

2015~2017 年，公司经营活动现金流入量分别为本期中期票据的 41.90 倍、72.80 倍和 82.04 倍；经营活动现金流量净额分别为本期中期票据的 5.10 倍、3.85 倍和 8.07 倍。公司经营活动现金流量对本期中期票据覆盖程度很高。

2015~2017 年，公司 EBITDA 分别为 28.87 亿元、29.95 亿元和 29.55 亿元，分别为本期中期票据的 5.77 倍、5.99 倍和 5.91 倍，公司 EBITDA 对本期中期票据覆盖程度很高。

总体看，本期中期票据发行后，对公司现有债务水平影响小，公司经营活动现金流量及 EBITDA 对本期中期票据的保障能力很强。

十、结论

公司作为天津市能源产业投资建设与运营管理的统一主体，在资源获取与整合、规模优势、区域竞争力、产业链体系建设等方面具备综合优势。公司电力产业参控股装机容量大，区域优势明显；燃气板块已形成围绕城市管道燃气业务的产业链布局，市场份额突出，区域竞争力强；供热板块产业链完整，热电联

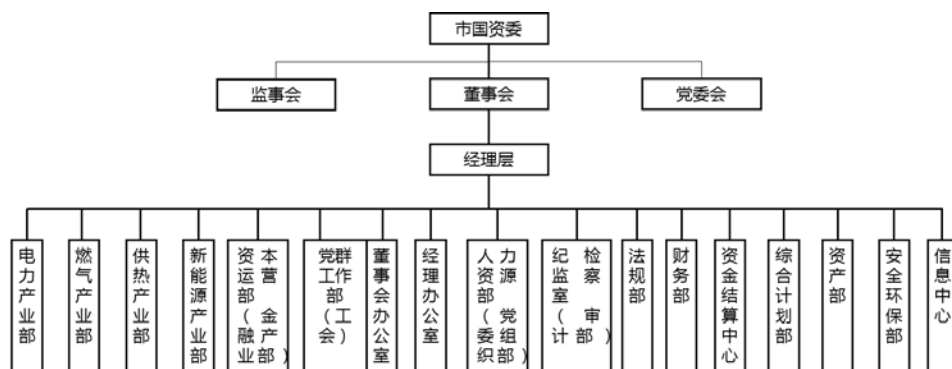
产集中供热能力强，供热区域覆盖面广，天津市主城区市场占有率高；同时，公司积极布局新能源产业，持续推进风、光、地热能利用。总体看，公司在区域发电、供热、供气领域占有重要地位，区域能源产业控制力强；公司整体经营相对稳健。

近年来，随着公司控股电厂“煤改气”工程的实施，公司营业收入有所增长；公司资产流动性一般，整体资产质量尚可；公司电力板块和燃气板块为主要的经营性利润来源，不过整体盈利水平较弱；公司期间费用占比偏高，对经营性利润有一定程度侵蚀，且非经常性损益对利润总额影响较大；公司债务负担适宜，有息债务主要为项目建设配套的长期债务，短期支付压力不大，整体偿债能力良好。

本期中期票据发行额度对公司现有债务影响不大，公司经营活动现金流量及 EBITDA 对本期中期票据保障程度很高。

综合评估，联合资信认为，公司本期中期票据到期不能偿还的风险极低，安全性极高。

附件 1 公司股权结构及组织机构图



附件 2 主要财务数据及指标

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 3 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	108.17	92.59	93.52	81.56
资产总额(亿元)	567.57	559.42	562.99	554.92
所有者权益(亿元)	185.42	200.58	202.26	204.37
短期债务(亿元)	11.83	25.69	12.67	13.30
长期债务(亿元)	151.44	129.71	119.43	122.61
全部债务(亿元)	163.27	155.40	132.10	135.91
营业收入(亿元)	139.25	147.51	161.14	68.51
利润总额(亿元)	6.66	6.31	6.61	2.94
EBITDA(亿元)	28.87	29.95	29.55	--
经营性净现金流(亿元)	25.49	19.25	40.33	-11.11
财务指标				
销售债权周转次数(次)	9.21	7.59	7.17	--
存货周转次数(次)	10.90	10.78	12.83	--
总资产周转次数(次)	0.25	0.26	0.29	--
现金收入比(%)	117.12	108.40	104.92	74.84
营业利润率(%)	10.69	14.94	11.73	7.58
总资本收益率(%)	3.31	2.55	0.76	--
净资产收益率(%)	2.63	1.55	-1.66	--
长期债务资本化比率(%)	44.96	39.27	37.13	37.50
全部债务资本化比率(%)	46.82	43.65	39.51	39.94
资产负债率(%)	67.33	64.14	64.07	63.17
流动比率(%)	130.34	119.11	128.58	139.25
速动比率(%)	122.54	111.11	121.20	132.37
经营现金流动负债比(%)	17.60	13.09	29.14	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.20	3.99	4.83	--
全部债务/EBITDA(倍)	5.66	5.19	4.47	--

注：1、2018 年 1~3 月财务数据未经审计；2、长期应付款中融资租赁款已计入公司长期债务。

附件 3 主要财务指标的计算公式

指 标 名 称	计 算 公 式
增长指标	
资产总额年复合增长率	
净资产年复合增长率	(1) 2 年数据: 增长率= (本期-上期) / 上期×100%
营业收入年复合增长率	(2) n 年数据: 增长率=[(本期/前 n 年) ^{1/(n-1)} -1]×100%
利润总额年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	营业收入/ (平均应收账款净额+平均应收票据)
存货周转次数	营业成本/平均存货净额
总资产周转次数	营业收入/平均资产总额
现金收入比	销售商品、提供劳务收到的现金/营业收入×100%
盈利指标	
总资本收益率	(净利润+费用化利息支出) / (所有者权益+长期债务+短期债务) ×100%
净资产收益率	净利润/所有者权益×100%
营业利润率	(营业收入-营业成本-营业税金及附加) /营业收入×100%
债务结构指标	
资产负债率	负债总额/资产总计×100%
全部债务资本化比率	全部债务/ (长期债务+短期债务+所有者权益) ×100%
长期债务资本化比率	长期债务/ (长期债务+所有者权益) ×100%
担保比率	担保余额/所有者权益×100%
长期偿债能力指标	
EBITDA 利息倍数	EBITDA/利息支出
全部债务/ EBITDA	全部债务/ EBITDA
短期偿债能力指标	
流动比率	流动资产合计/流动负债合计×100%
速动比率	(流动资产合计-存货) /流动负债合计×100%
经营现金流流动负债比	经营活动现金流量净额/流动负债合计×100%

注: 现金类资产=货币资金+交易性金融资产/短期投资+应收票据

短期债务=短期借款+交易性金融负债+一年内到期的非流动负债+应付票据

长期债务=长期借款+应付债券

全部债务=短期债务+长期债务

EBITDA=利润总额+费用化利息支出+固定资产折旧+摊销

利息支出=资本化利息支出+费用化利息支出

企业执行新会计准则后, 所有者权益=归属于母公司所有者权益+少数股东权益

附件 4-1 主体长期信用等级设置及其含义

联合资信主体长期信用等级划分为三等九级，符号表示为：AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC、C。除AAA级，CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。详见下表：

信用等级设置	含义
AAA	偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低
AA	偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低
A	偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，违约风险较高
B	偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高
CCC	偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高
CC	在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务
C	不能偿还债务

附件 4-2 评级展望设置及其含义

联合资信评级展望是对信用等级未来一年左右变化方向和可能性的评价。联合资信评级展望含义如下：

评级展望设置	含义
正面	存在较多有利因素，未来信用等级提升的可能性较大
稳定	信用状况稳定，未来保持信用等级的可能性较大
负面	存在较多不利因素，未来信用等级调低的可能性较大
发展中	特殊事项的影响因素尚不能明确评估，未来信用等级可能提升、降低或不变

附件 4-3 中长期债券信用等级设置及其含义

联合资信中长期债券信用等级设置及含义同主体长期信用等级。

联合资信评估有限公司关于 天津能源投资集团有限公司 2018 年度第一期中期票据的跟踪评级安排

根据相关监管法规和联合资信有关业务规范，联合资信将在本期债项信用等级有效期内持续进行跟踪评级，跟踪评级包括定期跟踪评级和不定期跟踪评级。

天津能源投资集团有限公司应按联合资信跟踪评级资料清单的要求及时提供相关资料。联合资信将在本期债项评级有效期内每年至少完成一次跟踪评级，在企业年报披露后 3 个月内发布跟踪评级报告。

天津能源投资集团有限公司或本期债项如发生重大变化，或发生可能对天津能源投资集团有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的重大事项，天津能源投资集团有限公司应及时通知联合资信并提供有关资料。

联合资信将密切关注天津能源投资集团有限公司的经营管理状况、外部经营环境及本期债项相关信息，如发现天津能源投资集团有限公司出现重大变化，或发现存在或出现可能对天津能源投资集团有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的事项时，联合资信将就该项进行必要调查，及时对该项进行分析，据实确认或调整信用评级结果。

如天津能源投资集团有限公司不能及时提供跟踪评级资料，导致联合资信无法对天津能源投资集团有限公司或本期债项信用等级变化情况做出判断，联合资信可以终止评级。

联合资信将指派专人及时与天津能源投资集团有限公司联系，并按照监管要求及时出具跟踪评级报告和结果。联合资信将按相关规定报送及披露跟踪评级报告和结果。