

广东省价格和产业品牌发展协会

燃气分会

简 报

第 9 期

(总第 35 期)

会员服务中心编

2019 年 10 月 30 日

目 录

◆行业动态

1. 新奥能源总裁刘敏：中国城燃企业发展开启新征程…………… (1)
2. 国家管网公司挂牌或推迟至月底 天然气行业面临重塑…………… (6)
3. 管网公司成立在即 燃气公司开始洗牌…………… (9)
4. 保障采暖季 中国海油计划供应天然气 245 亿立方米……………(15)
5. 浙江省能源集团有限公司企业重大信息公开 2018 年度报告……………(17)

◆政策信息

1. 国家发展和改革委员会关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见..... (39)

广东省价格和产业品牌发展协会联系方式：

协会通讯地址：广州市越秀区环市中路 316 号金鹰大厦 619 室

协会网站地址：<http://www.gdpcbda.com>

协会联系电话：龙乔 020-22810050 刘红燕 020-83602661

新奥能源总裁刘敏： 中国城燃企业发展开启新征程

10月16日，新奥能源控股有限公司总裁刘敏在第五期陆家嘴“能源+金融”讲坛上表示，面对天然气体制改革给整个市场带来的新形态和新特征，城市燃气企业传统的经营模式将被颠覆，在业务模式、核心能力等方面呈现新的发展趋势。

刘敏表示，天然气作为主力清洁能源，在中国能源转型中具有举足轻重的作用和地位。天然气体制改革会为整个市场带来新形态和新特征，城市燃气企业传统的经营模式将被颠覆，在业务模式、核心能力等方面呈现新的发展趋势。

刘敏认为，未来城燃企业发展将有三大趋势。

趋势一：传统燃气分销模式难以为继，将会催生新型的燃气分销商。一是传统模式会被彻底颠覆。垄断被打破，用户拥有自主选择权，仅依靠特许经营权无法锁定客户；二是价格波动加剧。简单的买气、卖气赚差价的经营模式风险加大；三是数字平台连接用户与资源，聚合各类物流资源，解决气源的获取和输配问题，传统分销商的基本功能被彻底的取代。

新的市场环境会催生新物种。一是资产和资源不再是核

心竞争力，以数据智能驱动的智慧分销能力成为新的内核；二是在市场丰富、交易复杂的新形态下，聚合生态伙伴，开展气源的组合优化，管容、库容的预约，多级市场套利等新型业务模式将成为常态；三是企业的服务属性日益提升，依托智慧服务体系，开展多元创值服务，将提升差异化优势的关键。

趋势二，管网运营传统定位将会被打破，智慧升级是城燃企业的必由之路。城燃企业需要通过向第三方提供安全、高效的输配服务。智慧升级是必由之路，传统的经营模式难以为继，成本节省将持续收紧，企业需要利用物联网、大数据、人工智能等新技术开展精细化、智慧化的管网运营。同时，提供个性化的管容产品，开展智慧化的路径寻优，也是管网运营商的新型业务模式。

趋势三，增添新动力，打开新空间，发展模式从燃气向综合能源升级。而这种趋势体现在“三新”即新视角、新模式、新要求上。新视角，突破传统的单一天然气的思维局限，立足客户的能量需求，以综合能源视角进行价值的挖掘和价值的创造。新模式，从客户的能量需求出发，因地制宜，统筹多种资源，整体优化匹配，降低能源总帐单。新要求，技术是基础，深度的客户认知，最优的解决方案，高效的生态聚合，是发展综合能源的关键。

面向未来，挑战与机遇并存，刘敏为城燃企业推动企业升级发展方向提出了三点建议。

第一，要依托数据智能，持续提升核心能力，夯实发展基础。主要要从智慧分销能力、资产的智慧运营能力以及智慧调度能力着手。在智慧分销方面，一是要依托大数据，做好需求的预测，精准预测用气或用能需求，实现供应的低风险、高保障。二是要广聚生态，持续的优化气源路由等资源，降低供应的总成本。三是要改变被动满足需求的模式，释放气源的更大价值，四是要依托智慧算法，实现不同气源与需求的高效匹配，放大价值。在资产的智慧化运营方面，一是要利用智慧工具，实现管网的智慧规划，有效支撑管网的前瞻性布局。二是要利用管网仿真工具，实现高效的投资。三是要做好工程全流程的数字化升级，实现智慧的升级，提升质量和效率。四是要依托数字技术，实现智能化的寻线和维护、风险预警等智慧化运维，降低风险，提升安全的保障度。在智慧调度方面，依托数据智能，降低配气成本。二是要依托模型和算法优化，优化调度路线，实现高效的调峰。三是设计多元化的管容产品。

第二，持续创新模式，打开全新发展空间。主要要从优化资源组合，强化生态的协同，开展智慧服务三方面切入开展模式创新。在优化资源组合方面，一是要动态调整长协、现货气源的结构，降低成本，获取超额的收益；二是充分利用天然气的期货、现货市场，降低天然气的跨期风险和级差风险；三是要创新与用户的定价模式，利用天然气的价格和用户商品价格的关联性，实现跨商品的对冲，化解风险。在

强化生态协同方面，以开放共生的理念，广聚生态伙伴，开展多维度的联盟合作，提升资源的整合能力，持续做大业务规模。在智慧服务方面，立足终端客户，以需求为牵引，持续拓展多元的增值服务，提升客户黏性，打造新的增长点，同时探索管网托管运营及运维服务。

第三，要大力拓展综合能源，推动业务升级。顺应产业的演变趋势，企业要通过自我发育或生态合作，持续强化综合能源业务的核心能力。通过持续的能力提升，模式创新和业务升级，释放客户价值，带动产业升级，助推企业可持续发展。对客户可以有效的降低能源总帐单，确保用能安全可靠，实现用能的便捷智慧。对产业会助推能源结构的调整，提升能源的利用效率，实现投资与运营成本的双优，促进能源安全。对企业，会进一步拓展业务的边界，增强客户的黏性，提升企业的盈利水平。

刘敏表示，能源产业的清洁化、市场化、融合化、数字化是大势所趋。天然气体制改革的持续推进，既是挑战，更是机遇。新奥愿意与政府、机构及业界伙伴携手把握产业大势，全面深化协同，共筑清洁能源生态圈，加速天然气产业升级发展，助力国家能源转型，奏响时代强音。

10月16日，由中国能源研究会、中国城市燃气协会、上海银行同业公会、上海证券同业公会、上海保险同业公会、上海基金同业公会、上海股权投资协会、陆家嘴金融城发展局指导，由上海石油天然气交易中心、中国金融信息中心、

上海银行、申能集团和国焯集团联合主办的第五期陆家嘴“能源+金融”讲坛在中国金融信息中心举行。

国家发改委价格监测中心研究员、高级经济师刘满平，中国石油天然气销售东部公司协调监督部副主任赵旭，新奥能源控股有限公司总裁刘敏，中国石油大学(北京)工商管理学院教授刘毅军，上海石油天然气交易中心副总经理汪志新，北京世创能源咨询公司首席研究员杨建红，隆众资讯副总经理兼首席战略官闫建涛，中海石油气电集团贸易分公司LNG贸易经理魏琳，卓越金控控股有限公司董事长陆豪，龙口胜通能源有限公司董事长张伟等多位业界大咖将就“国家管网公司成立背景下，中国天然气市场体系的重构和趋势”话题和大家分享真知灼见，500多位能源界、金融界人士出席。

责任编辑：张秀秀

来源：上海石油天然气交易中心

发布时间：2019年10月22日

国家管网公司挂牌或推迟至月底 天然气行业面临重塑

10月18日原本是业内传闻的国家油气管网公司挂牌之日。尽管此前有报道称“这次应该不会再往后推”，但挂牌时间还是又推迟了。多位业内人士向上证报记者表示，其实筹备组已经到位，正在加班加点赶工，但因操作层面有些难度，挂牌时间预计要推迟到本月底前。

好事多磨的国家油气管网公司

此前，业内曾多次爆出国家油气管网公司的挂牌时间，均告落空。在近日举行的中国国际LNG和天然气峰会暨展览会上，多位业内人士表示，国家油气管网公司或于10月18日挂牌。

“其实股权都已经明确，成立文件也已经下发，还没挂牌只是操作层面的问题。”熟悉油气管网公司内情的一位高层人士向上证报记者说，筹备组都已到位，正在加班加点赶工，挂牌只是时间问题。

另一位交易中心人士则告诉上证报记者，他们得到的消息是月底挂牌。

上周，在上海石油天然气交易中心举行的陆家嘴(13.700, 0.07, 0.51%)“能源+金融”讲坛上，国家发展改革委价格监测中心研究员、高级经济师刘满平表示，管网公

公司的成立不仅是市场主体增加的问题，对整个天然气行业来说是真正意义上的重塑。

刘满平表示，当前管网突出的问题有两个，一是制约了主体进入市场及管网投资，导致管网建设出现短板；二是现有管网之间的互联互通。2017年底，三大油气巨头管网之间仅实现了三处互联互通，到2018年能源局制定了十项互联互通工程，加在一起也就是十三处。

在他看来，成立管网公司有四大目的：一是促进竞争，提高供给；二是公平开放，提高效率；三是吸引资本，加快管网建设；四是管住两头，放开中间，推进整个天然气市场化的改革。

成立后有助于加快互联互通及 LNG 接收站建设

刘满平认为，国家管网公司成立后，对天然气市场体系组成要素有不同的影响，例如，资源市场会有更多的市场主体进入勘探开发领域及进口 LNG 资源，对国内资源供应是个利好。原先，其他主体想进口 LNG 资源，即使进过来了，却运不出去，一点可能性都没有。成立管网公司后，至少有个机会，可以到国家管网公司去获得管容。

此外，由于管网能起到上游供给与下游终端的桥梁作用，如果向第三方供给开放的话，其他的供气方可以使用管网输送自己的气，扩大销售范围。从长远来看，也可使天然气市场竞争更加充分。

“我们的基础设施是短缺的，希望更多的资本进来。在

之前的体制下，社会资本进不来，存在隐性的竞争准入限制。而今后，管网投资要吸引社会资本进入，燃气企业、社会资本都可占有股份。”刘满平说。

此外，管网公司成立后，天然气整个产业链条的中间环节会大大减少。如果省级管网公司纳入国家管网公司的话，省级管网相当于没有了，对整个天然气产业链是一个很大的变化。下一步改革，肯定是省管网公司改革的问题。

中国石油(6.060, -0.01, -0.16%)大学(北京)教授刘毅军则告诉记者，管网公司成立会加快互联互通工作及LNG接收站建设和第三方开放。对储气设备也会进一步加强，因为市场化做得越好，大家越有积极性。此外，会加快管网模式的博弈。

责任编辑：张秀秀

来源：上海证券报

发布时间：2019年10月23日

管网公司成立在即 燃气公司开始洗牌

城市燃气企业近来所面临的压力越来越大

10月9日，深圳市博轶咨询有限公司总经理杨常新对经济观察报表示：“在国家坚定推进油气体制市场化改革的大背景下，特许经营权体制下的城燃公司正面临着来自宏观环境、微观市场、行业变革、跨界竞争四大方面的压力。”

7月初，国家发改委等三部委联合印发的《关于规范城镇燃气工程安装收费的指导意见》（下称《指导意见》）中即指出，应合理确定城镇燃气工程安装收费标准，原则上成本利润率不得超过10%，现行收费标准偏高的要及时降低。

另一方面，国家管网公司成立在即，对城市燃气公司而言，机遇与挑战究竟孰轻孰重，尚需时间观察。而城市燃气行业已经切实感受到“冲击”：来自上游企业对下游终端市场的强势进攻。面对重重考验，城市燃气行业正在尝试突围。

日子不好过

不同于其他的能源品类，城市燃气行业从产生之初就是“一盘散沙”，由各个城市自行解决。

一位在城市燃气行业具有十余年从业经历的人士告诉记者：“90年代之前，城市燃气公司大都是亏损的，是各个地方政府的包袱，改制之后这些公司开始赚钱，而且赚的钱还不少。”

但上述情况在近年出现了转变。杨常新告诉记者，自2017年5月，中共中央、国务院联合下发《深化石油天然气体制改革的若干意见》后，宏观层面对于城市燃气行业的监管愈发严格。而在“三去一降一补”的背景之下，配气价格和接驳费用都受到了相应的限制。

城燃企业在民用天然气销售业务方面利润偏薄，上述行业分析人士表示，一方面是存在价格管制，终端售价由政府确定，不能随便调动。此外还存在交叉补贴，“比如说从大客户那边多收的部分，又通过交叉补贴补到亏的那块去了”。

由此，燃气公司会开展一些别的业务如工程安装或者接驳增厚利润，燃气工程安装费(初装费、接驳费等)则是城燃企业的主要收入来源。但这一块的利润空间随着宏观层面的监管趋严变得愈发有限。

一位燃气行业分析人士表示：“原来这部分的利润率可不止是10%，能达到20%、30%或者更高，城燃公司想靠这块业务来补一补，但以后也越来越难了。所以对于这些公司而言，日子就不好过了，卖气本身就赚不了多少钱，其他的业务的利润空间也越收越紧。”

具体来看，燃气公司特许经营权少则25年多则30年，民用气开户费用约在2000~3000元，一次性收取上述费用之后后续30年的服务都是免费的，而民用气对全国大部分的燃气公司而言售气毛利微薄，甚至会有倒挂的情况。若将燃气工程费一次性计入财务报表，毛利率自然就很高，但如

果分摊到 30 年，则不尽然。

今年城市燃气行业发生了几件大事：其一是中石油将金鸿控股 17 家燃气公司收入囊中，后者在城市燃气公司中算是第二梯队的领头羊，其二是宏观层面对于初装费和接驳费利润的控制；随后在 9 月中旬，新奥股份发布的重组预案。

9 月 10 日，新奥股份发布公告称，拟通过资产置换、发行股份及支付现金的方式向新奥国际及精选投资购买其持有的新奥能源合计 3.69 亿股股份，并拟募集配套资金用于支付标的资产的现金对价。

新奥方面称此次重组旨在将其总体战略由此前的“定位于天然气上游资源获取，成为最具创新力和竞争力的天然气上游供应商”，进一步延伸为“成为创新型的清洁能源上下游一体化领先企业”。

多位行业观察人士对记者表示，上述重组虽是企业自身的资本运作行为，但在某种程度上也能反映出，头部企业面对城市燃气行业正在发生的变化作出相应的调整，即向增值服务转型。

“上下求索”

下游企业试图向上游进发是大势所趋，目的在于在获取气源的维度能有更大的话语权，但是难度极大。

一位不愿具名的行业人士告诉记者：“不管是参与上游的勘探开发，还是参股 LNG 接收站，难度都很大，一般的企业能够拿到路条或是参股接收站、新建接收站的比例都较

低，没有更多参与的空间资源留给下游的企业，尚存诸多的限制条件。”

他进而提出了几个问题：“下游企业进入上游领域进得再多，能有几个 LNG 站？现在主流的都在三大油手上，别人的项目都很小，就算是新建也不会那么快，在用力较大较快的情况下，最多三五年可以投入使用，但这对于下游几千家企业而言，能够做到的又有几家？大家报的项目很多，想投的项目很多，真正批下来的不会有那么多，而陆上勘探开发更是难上加难。所以说这个方向理论上说是没有问题的，大家都想自己能更好得掌控气源，不过在实际操作的过程中会比较难。”

与之相对的，上游企业向下游进发则相对容易。

以昆仑能源为例，根据其 2019 年半年报，在天然气销售板块，要“积极响应国家蓝天保卫战”号召，上下协同，大力推进燃气新用户的开发，积极扩大现有用户用气规模，提升销售效益，实现量效齐升。

报告期内，昆仑能源实现天然气销量 125.95 亿立方米，同比增长 20.33%，其中城市燃气实现销量 89.95 亿立方米，同比增长 25.17%。期内新增用户数 32.7 万户，其中居民用户为 32.4 万户，新增工商业用户 2383 户，累计用户达 1000 万户以上。天然气销售收入为 440.69 亿元，同比增长 7.84%。

半年报中也提出“支线管道建设带动终端销售”的策略，上半年，有 3 条支线投产，5 条支线开工，8 条支线有序推进。

上述人士告诉记者：“对于昆仑燃气而言，收购金鸿股份意味着用户数和售气量将进一步提升，7月23日销售公司的半年工作会议气势很足，下面很多公司(燃气公司)都招架不住了。原来跟某些地方燃气谈说要收购小股份，现在对小股份也不感兴趣了，要收购大股份，这样一来，很多‘小不点’就很被动，毕竟前者掌握气源。”

从政策角度而言，对于上游下游的相互流动是不受限制的，但实际操作的结果来看，双方所能达到的效果肯定是有很大区别的。下游公司的确很想加速自身上下游一体化的进程，进一步锁定自己的用户，来进一步抵御竞争。

城燃公司也未放弃向上游进发的努力。杨常新举例，新奥舟山接收站2018年已经投产；港华金坛储气库亦于2018年投产，在山西经营多年煤层气液化工厂，还参股多家省网公司；北燃、上燃、深燃都已经投资建设自己的LNG接收站。

但是有行业观察人士向记者指出：“没有好的资源是关键，想做但受限于条件，效果会大打折扣，想做的很多，但是能成气候的不多。如若市场行情大转，光是靠接收站也是有问题的，资源池中可以灵活操作的空间很小。沿海到处都在报项目，当然很多项目也是三大油报的。”

在上述人士看来，多元化的气源对整个行业而言是好事，只不过能成气候的不多。天然气市场能根据供需形成价格的前提是上下游市场都应多元化，改革的核心就是要让上游主体多元化。但是光是多元化还不足够，还应注意市场结

构，市场结构要合理，不能一家独大，还应注意均衡的问题。

国家管网公司机会还是挑战？

国家管网公司成立在即，实质运行之后上下游企业的竞争格局会出现什么变化，下游企业应该提前做什么准备？

中国石油大学中国油气产业发展研究中心副主任刘毅军告诉记者：城市燃气公司加速上下游一体化的大背景是近年来天然气供应的宽松程度提高，结合未来的发展趋势，城市燃气公司掌握用户的渠道显得尤为重要，在管网分离之后需要更加注意跟用户建立更紧密关系的方式。

他认为，益处在于可以利用管道设施在更大的范围内采购资源，冲击在于上游企业直接争夺下游市场，进入存量市场竞争的时代的城市燃气公司由此也有了更加强大的对手，这也是城市燃气公司增加上下游一体化的原因。

尽管目前国家管网公司将以何种形式示人尚不可知，但是杨常新告诉记者：参照当年国家电网和铁塔公司的经验，国家管网公司的成立对整个天然气行业的影响肯定是非常大的，但具体影响如何，可能需要其运营 2-3 年后才能显现。

而针对未来的竞争格局，有油气行业资深观察人士告诉记者，届时大约会出现三种模式：上游企业可能供给还是跟现在供气一样，自己去跟管道公司打交道，然后把气送到下游的门站，这可能是比较主要的形式。

另外一种是下游企业，城燃公司去跟上游谈好气，然后再去管道公司打交道，自己把气运回去，这种形式对有全国

性布局的大公司而言采用的可能性较大，小公司用气量较小，不甚便捷。

第三种则是将来可能会出现一种新的公司，相当于中间商。上游由它为城燃公司找气源，下游谈用户，做一个资源池。未来肯定要出一些这样的公司，能在中间环节能把有人不愿干的活接了，赚取服务费，类似电力市场化改革出现的售电公司，当然产业也会有震荡有整合，“生一批公司，死一批公司”，就像售电公司的情况一样”上述人士告诉记者。

责任编辑：张秀秀

来源：经济观察报

发布时间：2019年10月12日

保障采暖季 中国海油计划供应天然气 245 亿立方米

中国北方地区采暖季即将来临，中国海洋石油集团有限公司 22 日发布消息称，今冬明春采暖季，中国海油计划供应天然气约 245 亿立方米，同比增加 15 亿立方米。

在资源方面，中海油作为国内最大的 LNG(液化天然气)进口商，已签署 2000 多万吨长协资源，并配置了一批中短

期资源合同。

在设施方面，中海油将继续在天津 LNG 接收站租赁浮式 LNG 储存再气化装置，可增加气化能力每天 1400 万立方米。加大 LNG 罐式集装箱多式联运的推动力度，力争成为提升天然气保供水平的重要新生力量。在市场方面，中海油表示，该公司年初即与用户签署了部分固定价合同，提前锁定用户冬季需求，年中根据市场情况持续落实冬季需求，目前中海油已提前完成国家要求的采暖季所有供气合同的签署。采暖季期间，中海油也将继续积极利用南方 LNG 接收站的富余能力，通过“南液北运”及时满足冬季用户的应急需求。

此外，国际 LNG 市场也为中国采暖季保供提供了有利的环境，今年国际多个 LNG 项目建成投产，新增项目产能近 4000 万吨，同比增长约 25%，预计国际 LNG 市场将延续整体宽松的局面。

中海油表示，虽然进入 10 月后，受前期价格较低、需求回升等因素影响，中国国内 LNG 市场价格有所上涨，但远低于去年同期水平。目前华北、华东 LNG 市场价格大幅低于 2018 年同期水平。中海油称，今冬明春采暖季，随着中国国家产供储销体系建设的不断完善，管道气资源供应将更加充足，LNG 作为补充资源，预计市场价格将在合理区间内波动。

编辑：郭泽华

来源：中国新闻网

发布时间：2019 年 10 月 22 日

浙江省能源集团有限公司企业重大信息公开 2018 年度报告

一、企业基本情况

浙江省能源集团有限公司成立于 2001 年，总部位于中国杭州，主要从事电源建设、电力热力生产、石油煤炭天然气开发贸易流通、能源服务和能源金融等业务。

经过 17 年的创业发展，浙能集团已成长为有一定发电装机容量、资产规模、能源产业门类、盈利能力的能源供应商，主要技术经济指标走在国内能源行业前列，连续 5 届当选“浙江省最具社会责任感企业”。

截至 2018 年底，浙能集团在职员工 23000 人，其中本科以上学历占 46.9%，中高级职称占 18%。总资产 2069 亿元，所有者权益 1060 亿元；控股浙能电力和宁波海运两家 A 股上市公司，管理企业 200 余家；年发电量 1435 亿千瓦时，占全省统调电量 50%以上；年供应煤炭 6638 万吨，占浙江省煤炭消费总量将近一半；年供气量 110 亿立方米（含代输），占浙江省天然气消费总量的 80%以上，供热 2028 万吨。

集团先后取得了国内中债资信和中诚信 AAA 主体评级，国际穆迪 A1 和惠誉 A 主体评级，为中国发电企业在海外获得的最高评级、地方国企最优评级。

当前，浙能集团高举改革创新旗帜，切实加强党的领导，

坚持大能源战略引领下的“四业”发展路径，打好转型升级攻坚战，为造就具有国际竞争力的一流综合能源服务商而努力奋斗。

二、主要会计数据和财务指标

截至 2018 年底，集团公司总资产 2106.85 亿元，所有者权益 1079.22 亿元，负债总额 1027.63 亿元，资产负债率为 48.78%。2018 年度，集团公司累计实现营业总收入 936.47 亿元，累计实现利润总额 61.7 亿元。

三、工作报告摘要

2018 年是贯彻党的十九大精神的开局之年，是改革开放 40 周年。浙能集团全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中全会精神，认真执行省委省政府决策部署，坚持大能源战略引领下的“四业”发展路径，围绕第二次党代会提出的转型升级“八大攻坚战”，全面抓好各项工作落实，争做省属国企高质量发展排头兵，为打造“新浙能”奠定了良好基础。

（一）着力稳增长，落实“两个效益”责任

生产经营稳中有进。去年以来，面对错综复杂的发展环境，集团上下克难攻坚，经济效益保持平稳。全年实现销售收入 942.3 亿元，同比增加 128.9 亿元，实现利润总额 61.7 亿元，同比减少 8.9 亿元。截至 2018 年底，资产总额 2069 亿元，所有者权益 1060 亿元，分别增长 7.3%、2.4%。资产负债率 48.77%，上升 2.7%。全年完成发电量 1435 亿千瓦时，完成煤炭供应 6638 万吨，天然气供应 110 亿方（含代输），

供热 2028 万吨，同比分别增长 7.37%、10.11%、26.44%和 34.9%。

市场拓展稳中向好。在外来电大幅增长及“双控”条件下，积极争取发电量，集团省内统调煤机发电量同比增加 2.13%；大用户直购电竞得电量 319 亿千瓦时，让利幅度符合预期。完成市场煤销售 1920 万吨，同比增长 27.39%。新建投运天然气管网 310 公里，天然气管网干线总长达 1816 公里。

提质增效精准施策。受煤价高企、气价倒挂等因素影响，全年原材料采购成本同比增加 40 亿元，自行消化成本 29 亿元。继续实施成本领先行动，单位发电综合成本再下降 0.25 分，增加利润 3 亿元。平均融资成本 4.54%，节约财务成本超 2.5 亿元。

社会责任担当有为。切实做好重要会议、重大活动及全年能源保供工作，落实“蓝天保卫战”、“清洁能源示范省”行动计划，履行国企政治责任和社会责任。全年向社会让利 91 亿元。

（二）着力促转型，加快能源全产业发展

优化电力产业结构。集团控股管理装机容量 3434.23 万千瓦，非水可再生能源装机容量达 119.63 万千瓦，占比 3.48%，上升 2.45 个百分点。加快油气产业布局。甬台温、金丽温两条天然气主干线建成合拢，东阳支线、浙沪联络线一期、上虞-新昌管线建成，其余“县县通”工程有序推进，

全省“一环网”供气格局基本形成。综合供能站建设等规划发布实施，累计签订框架协议 68 份，投资协议 55 份，注册成立合资公司 42 家。

完善能源服务体系。初步形成智能化能源综合运输及销售系统的总体框架和实现路径，参与油品交易中心建设。加快发展金融资本服务，全年实现投资约 54 亿元。科技创新体系初步建立。

（三）着力筑基石，确保企业本质安全

安全生产可控受控。未发生省政府安全生产责任书考核范围内的各类人身死亡事故和设备事故，未发生集团年度安全生产目标中杜绝发生的各类事故（事件）。安全责任分解落实。安全风险分级管控及隐患排查治理双重预防机制初步建立。应急调度指挥中心年底上线试运行，安全生产系统性、科学性有效提升。

节能减排效果显现。集团控股管理火电机组平均供电标准煤耗 297.62 克/千瓦时，比年度目标下降 0.33 克/千瓦时；火电机组主要污染物达标排放水平稳定提升，二氧化硫、氮氧化物、烟尘三项污染物达标率均超过 99.9%，处于国内领先水平。长电 3 号机组、台二 2 号机组脱硫废水零排放项目投运。

（四）着力推改革，焕发体制机制活力

推进国资改革试点。编制形成首批国有资本投资公司改革试点实施方案，授权事项有序承接。董事会决策委员会有

序运转；以党建党风廉政建设责任制考核完全下放板块为标志，三项责任制考核实现全面下放。积极推进混合所有制改革，推出 5 项混改重点项目。

推进绩效考核改革。建立以市场和绩效为导向的考核体系，推进分级管理与分类考核。推进岗位绩效考核体系建设；实施超额净利润提成奖励、项目开发奖励、经营性并购奖励、科技成果奖励等办法，在市场化企业率先推行任期激励。

试点用工管理改革。调整优化三定方案，稳妥推进天然气运行公司等 8 家企业竞争上岗试点。根据产业进退开展系统内公开招聘和人员直接调配工作。拓展社会化市场招聘、新精尖项目团队引进等渠道，引进集团急需的各类成熟人才 40 余人。

提高资产证券化水平。落实“凤凰行动”，非公开发行 79 亿元可交换公司债券。高质量完成海运资产重组，水电集团和天然气集团有效推进不动产权证办理和项目规范工作。集团资产证券化率超 75%。

“四化管理”显成效。持续推进“规范化、集约化、精细化、信息化”管理，完成集团制度“立、改、废”，集团本级新增制度 48 项，修订 128 项，废止 38 项，总部规章制度和管理标准总数达 395 项，公司系统达 10849 项。对 14 家单位开展采购规范性巡回检查，针对发现的 163 条问题制定整改清单。

（五）着力强党建，切实加强党的领导

全面落实“两个责任”。以习近平新时代中国特色社会主义思想武装头脑，深入贯彻中央省委系列重要精神。严格落实党委主体责任，召开第二次党代会，完成集团党委换届工作。集团党委制定17件大事清单，建立重点工作、重大项目协调推进例会制度，严格落实年度重点任务。压实管党治党政治责任，落实省委巡视回头看要求，反馈的19项问题已完成整改15项，基本完成1项，持续推进整改3项。深化巡察工作，将各级党组织整改情况纳入责任制考核和党委书记述责述廉。完善党风廉政建设“三个清单”，开展作风建设年活动。省委专项巡视和回访检查中，对集团党风廉政建设及巡视整改工作予以了总体肯定。

强化政治思想武装。持续开展“千名书记带你学”十九大精神专题党课，展播优秀党课300余个。开展“不忘初心，牢记使命”等主题教育，巩固政治思想基础。以星级党组织创建为抓手，持续建强基层党组织。深化党群活动阵地建设，打造一批以“红咖啡馆”为代表的党群活动中心。采取支部共建、星级晋升等创新形式，促进基层党组织互促共进。依托“互联网+党建”，启动党组织、党员积分管理试点。列入省属国有企业意识形态试点单位，抓实意识形态责任制。发挥五大宣传平台合力，加强思想舆论引领。

启动“清廉浙能”建设。集团“清廉国企”建设得到省纪委肯定，承接省纪委正风肃纪反腐“八大行动”，制定“清廉浙能”建设实施方案。

提升干部人才队伍建设。开展 2016-2018 年度集团管理中层领导人员全面考察工作，对 71 家企业、322 名领导干部开展考察。完善职业经理人管理机制，实行外派高管兼任企业董事制。严格对照省委巡视组、选人用人工作专项检查组反馈意见，提出整改落实意见 35 条。

群团工作丰富多彩。加大对困难职工关爱帮扶力度，集团工会荣获“全国模范职工之家”。开展立功竞赛，滨海热电公司荣获“浙江省五一劳动奖状”。举行创新创意大赛，打造青年联谊品牌，集团团委荣获“全国电力行业团青工作优秀单位”。举办第一届职工运动会，改造浙能展厅，组织开展“庆祝改革开放 40 周年”等系列活动。精神上关怀、生活上照顾，切实做好离退休老干部服务工作。

四、财务会计报告和审计报告摘要

大华会计师事务所(特殊普通合伙)对集团公司出具《浙江省能源集团有限公司审计报告及财务报表》（大华审字〔2019〕007020 号），审计意见为标准无保留意见。

(一) 利润表及现金流量表相关项目情况

项目	本期金额	上期金额	增减变动
营业总收入	9,364,713	8,149,559	14.91%
营业成本	8,540,037	7,099,542	20.29%
税金及附加	95,122	104,300	-8.80%
销售费用	37,751	34,051	10.86%
管理费用	317,309	346,912	-8.53%

研发费用	27,513	16,445	67.30%
财务费用	290,959	155,704	86.87%
资产减值损失	47,641	2,620	1718.08%
其他收益	52,388	31,453	66.56%
投资收益	432,602	275,845	56.83%
公允价值变动收益	-448	726	-161.68%
资产处置收益	6,283		
营业利润	498,797	697,740	-28.51%
营业外收入	184,657	17,283	968.42%
营业外支出	66,430	36,064	84.20%
利润总额	617,025	678,959	-9.12%
净利润	468,966	546,392	-14.17%
归属于母公司所有者的净利润	469,630	397,288	18.21%
经营活动产生的现金流量净额	558,762	1,504,191	-62.85%
投资活动产生的现金流量净额	-1,158,820	-2,112,164	-45.14%
筹资活动产生的现金流量净额	507,908	256,645	97.90%

(二) 资产负债表相关项目情况

项目	期末余额	期初余额	增减变动
货币资金	1,145,451	1,380,905	-17.05%
应收票据及应收账款	1,004,231	670,383	49.80%
预付款项	193,747	110,774	74.90%
其他应收款	252,429	266,638	-5.33%
买入返售金融资产	200,850	52,420	283.16%
存货	727,521	1,072,674	-32.18%
其他流动资产	501,460	292,120	71.66%
可供出售金融资产	1,164,378	1,604,164	-27.42%
长期应收款	82,006	68,851	19.11%
长期股权投资	3,844,896	2,713,259	41.71%
固定资产	9,864,674	9,476,571	4.10%
在建工程	945,766	607,207	55.76%
无形资产	863,165	706,727	22.14%

商誉	32,907	25,003	31.61%
长期待摊费用	48,057	38,227	25.72%
递延所得税资产	48,923	41,537	17.78%
其他非流动资产	75,444	41,945	79.86%
短期借款	371,902	238,687	55.81%
吸收存款及同业存放	54,903	19,868	176.34%
应付票据及应付账款	1,110,764	1,120,452	-0.86%
预收款项	183,498	394,360	-53.47%
应付职工薪酬	56,911	54,349	4.71%
应交税费	132,936	124,508	6.77%
其他应付款	909,090	772,022	17.75%
一年内到期的非流动负债	645,592	863,525	-25.24%
其他流动负债	456,856	1,300,000	-64.86%
长期借款	3,841,514	3,040,852	26.33%
应付债券	2,240,000	600,000	273.33%
长期应付款	24,489	24,348	0.58%
递延收益	49,306	56,302	-12.42%
递延所得税负债	95,291	140,667	-32.26%
其他非流动负债	96,790	87,800	10.24%
实收资本(股本)	1,000,000	1,000,000	0.00%
资本公积	1,184,913	1,112,387	6.52%
其他综合收益	124,769	276,622	-54.90%
盈余公积	127,333	90,683	40.42%
未分配利润	5,060,560	4,726,970	7.06%

五、关联交易情况

(一) 关联方交易

1. 从关联方采购货物、接受关联方提供劳务

单位：人民币元

单位名称	定价政策	本期发生额	上期发生额
大同市南郊城区发煤站有限责任公司	协议价	1,611,441,559.02	955,744,305.83
国电浙江北仑第一发电有限公司	协议价	130,132,277.29	143,228,639.87
浙江天创环境科技有限公司	协议价	55,667,735.59	42,791,642.88
浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	协议价	25,165,050.71	23,497,610.88

单位名称	定价政策	本期发生额	上期发生额
司			
浙江鸿程计算机系统有限公司	协议价	15,330,400.02	5,710,285.26
温州燃机发电有限公司	协议价	2,914,832.98	
宁波海江物流有限公司	协议价	1,784,739.27	
淮浙煤电有限责任公司	协议价	470,941.53	
宁波港海船务代理有限公司	协议价	417,302.54	
松阳大岭坪水电开发有限责任公司	协议价	280,000.00	
衢州市能源有限公司	协议价	47,169.81	
浙江景宁云雁电力有限公司	协议价		10,651,748.50
宁波市北仑精细磨石粉开发有限公司	协议价		24,549,970.98
合计		1,843,652,008.76	1,206,174,204.20

2. 向关联方销售货物、向关联方提供劳务

单位：人民币元

单位名称	定价政策	本期发生额	上期发生额
杭州华电半山发电有限公司	协议价	1,389,036,342.60	
浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	协议价	769,858,237.05	731,664,673.37
浙江浙能长兴天然气热电有限公司	协议价	269,090,856.89	40,520,083.22
淮浙煤电有限责任公司	协议价	251,425,446.02	324,737,865.21
衢州市能源有限公司	协议价	249,427,826.53	171,130,406.42
温州燃机发电有限公司	协议价	74,194,363.12	315,456,850.82
国电浙江北仑第三发电有限公司	协议价	72,103,198.74	45,019,417.45
浙江国华浙能发电有限公司	协议价	24,639,507.30	216,225.00
国电浙江北仑第一发电有限公司	协议价	16,913,258.54	194,936.30
神华国华宁东发电有限责任公司	协议价	14,862,068.96	
浙江大唐乌沙山发电有限责任公司	协议价	10,786,480.82	
长兴远大能源服务有限公司	协议价	3,482,052.09	3,807,424.08
大同市南郊城区发煤站有限责任公司	协议价	3,391,210.17	283,018.87
浙江鸿程计算机系统有限公司	协议价	279,567.02	
浙江浙能绿色能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）	协议价	141,509.43	
秦山核电有限公司	协议价	87,307.69	
江西省赣浙能源有限公司	协议价	48,820.75	
浙江中石化浙能油气发展有限公司	协议价	4,716.98	

单位名称	定价政策	本期发生额	上期发生额
浙江天创环境科技有限公司	协议价	3,754.73	
临安青山殿水电开发有限公司	协议价	2,349.06	
合计		3,149,778,874.49	1,633,030,900.74

3. 与关联方签订的租赁协议

单位：人民币元

(1) 经营租赁

单位名称	定价政策	本期发生额	上期发生额	备注
衢州市能源有限公司	协议价	200,000.00	200,000.00	承租
浙江浙能长兴天然气热电有限公司	协议价	190,476.20	190,476.20	出租
浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	协议价	583,288.81		出租
临安青山殿水电开发有限公司	协议价	485,749.06		出租
合计		1,459,514.07	390,476.20	

(2) 融资租赁

融资承租方	租赁资产	租赁起始日	租赁终止日	租赁费定价依据	本期确认租赁费及服务费等
华能宁夏大坝电厂四期发电有限公司	汽轮机设备、发电机设备	2015/12/18	2020/12/18	协议价	8,396,335.90
合计					8,396,335.90

4. 为关联方提供担保

担保单位	被担保单位	担保事项	本期担保额(万元)	担保期限
水利集团	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	借款	US\$2,806.44	2000/3/15-2020/3/15
本公司	伊犁新天	融资租赁	24,749.97	2016/4/26-2019/4/25
本公司	伊犁新天	借款	400,000.00	2018/7/23-2033/7/29
水利集团	武强水电	借款	127.50	2010/9/17-2021/11/20
海运集团	江海运输	融资租赁	7,975.32	2011/9/29-2021/8/28
海运集团	宁波北仑船务有限公司	借款	1,000.00	2018/6/30-2019/6/30
海运集团	宁波北仑船务有限公司	借款	950.00	2015/12/17-2018/12/16

担保单位	被担保单位	担保事项	本期担保额 (万元)	担保期限
海运股份	海运新加坡公司	借款	US\$1,400.00	2018/3/19-2019/3/15
海运股份	海运新加坡公司	借款	US\$1,400.00	2018/8/22-2019/8/16
广厦能源	舟山寰宇码头	融资租赁	61,834.39	2017/8/31-2027/8/31

5. 与关联方的资金拆借

拆出方	拆入方	期末拆借余额	本期计收利息
本公司	浙江浙能宁波天然气科技开发有限责任公司	148,000,000.00	6,501,558.33
财务公司	淮浙煤电有限责任公司	240,000,000.00	10,123,584.89
	合计	388,000,000.00	16,625,143.22

6. 子公司财务公司吸收关联方存款

关联方	期末余额			利息支出
	活期存款	协定存款	定期	
温州燃机发电有限公司	73,225,954.48		130,000,000.00	800,283.93
淮浙煤电有限责任公司	500,000.00	260,076,620.06		1,345,367.25
浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	370,439.87			1,124.70
淮浙煤电有限责任公司 凤台发电分公司	229,657.70			20,377.66
浙江浙能长兴天然气热电有限公司	1,036.46			3.14
同煤浙能麻家梁煤业有限责任公司	20.61			0.08
浙江浙能宁波天然气科技开发有限责任公司	1,252,400.51			14,289.71
衢州市能源有限公司	500,000.00	7,364,220.85		37,842.16
国核浙能核能有限公司	4,272.58			12.98
浙江浙能投资管理有限公司	500,000.00	8,535,078.00		45,091.42
合计	76,583,782.21	275,975,918.91	130,000,000.00	2,264,393.03

(二) 关联方应收应付款项余额

1. 应收关联方款项

项目名称	关联方	期末余额		期初余额	
		账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备
应收账款					

项目名称	关联方	期末余额		期初余额	
		账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备
	淮浙煤电有限责任公司	103,935,875.13	419,502.91	67,573,558.95	77,051.18
	杭州华电半山发电有限公司	98,889,121.44		4,882,020.80	
	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	63,406,173.10	48,951.94	52,066,129.61	39,230.57
	温州燃机发电有限公司	7,620,713.18	37,226.25	15,552,579.29	29,600.00
	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司	4,564,617.76	22,823.09		
	浙江天创环境科技有限公司	4,716,477.50			
	浙江浙能长兴天然气热电有限公司	4,020,122.36	19,360.63	3,798,368.45	18,537.12
	衢州市能源有限公司	2,063,794.68		263,528.19	
	国电浙江北仑第一发电有限公司	1,886,701.90		20,600.00	
	伊犁新矿煤业有限责任公司	789,152.00			
	长兴远大能源服务有限公司	626,040.00	3,130.20		
	浙江国华浙能发电有限公司	252,635.40	1,263.18		
	华能宁夏大坝电厂四期发电有限公司	242,656.45			
	国电浙江北仑第三发电有限公司	149,748.30	748.74		
	合计	293,163,829.20	553,006.94	144,156,785.29	164,418.87
预付账款					
	浙江鸿程计算机系统有限公司			709,617.50	
	合计			709,617.50	
其他应收款					
	国电浙能宁东发电有限责任公司	80,705,900.00	-		
	金华沙畈水库	28,500,000.00		28,542,670.83	
	丽水玉溪水电有限公司	4,800,000.00		9,540,000.00	
	淮浙煤电有限责任	1,319,633.50	90,449.46	240,000.00	

项目名称	关联方	期末余额		期初余额	
		账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备
	公司				
	浙江天创环境科技有限公司	445,920.34			
	温州燃机发电有限公司	189,367.75	6,133.84	89,238.05	375.31
	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司	11,788.16	58.94		
	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	-	-	3,161,000.00	15,805.00
	景宁畲族自治县雪花际水电开发有限公司			1,348,940.39	
	中核浙能能源有限公司			59,930.18	
	浙江省煤炭运销公司			42,662.99	42,662.99
	国电浙江北仑第三发电有限公司	-	-	23,000.00	115.00
	浙江浙能长兴天然气热电有限公司	-	-	17,600.00	
	神华国华宁东发电有限责任公司			7,681.53	
	合计	115,972,609.75	96,642.24	43,072,723.97	58,958.30
长期应收款					
	华能宁夏大坝电厂四期发电有限公司	133,333,333.32		200,000,000.00	
	合计	133,333,333.32		200,000,000.00	

2. 应付关联方款项

项目名称	关联方	期末余额	期初余额
应付账款			
	国电浙江北仑第一发电有限公司	51,147,911.70	5,343,849.45
	浙江天创环境科技有限公司	27,285,205.19	12,291,547.70
	浙江鸿程计算机系统有限公司	11,543,506.98	93,000.00
	淮浙煤电有限责任公司	470,941.53	
	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司		11,099,036.79
	浙江景宁云雁电力有限公司		1,492,090.04
	浙江国华浙能发电有限公司		50,000.00

项目名称	关联方	期末余额	期初余额
	合计	90,447,565.40	30,369,523.98
其他应付款			
	浙江天创环境科技有限公司	782,000.00	
	浙江鸿程计算机系统有限公司	156,500.00	19,700.00
	淮浙煤电有限责任公司	62,429.30	
	上海鸿汇置业有限公司		40,303,203.04
	上海鸿发房地产发展有限公司		35,387,530.00
	浙江省煤炭运销公司		388,247.39
	浙江国华浙能发电有限公司		138,122.71
	合计	1,000,929.30	76,236,803.14
预收账款			
	淮浙煤电有限责任公司	4,583,465.13	2,394,367.41
	伊犁新矿煤业有限责任公司	189,798.90	
	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	91,464.28	91,464.28
	合计	4,864,728.31	2,485,831.69

六、企业负责人任职情况及年度薪酬情况、经营业绩考核结果情况

(另发)

七、获得大额政府补贴或拨款等情况

无

八、“三重一大”事项

(一) 重大人事任免

集团公司党委副书记陆翔同志担任集团董事职务，耿平同志到龄退休不再担任董事职务。

(二) 重大决策

2018年，浙江省能源集团有限公司全年共审议重大事项265项。其中包括：

1. 天地（天达）公司吸收合并后分子公司优化设置方案
2. 浙能长兴地面光伏电站项目建设规模指标调整

3. 投资建设浙能宁波金田铜业分布式光伏发电项目
4. 投资建设嘉兴发电厂分布式光伏发电项目
5. 投资建设浙江浙能北仑发电有限公司分布式光伏发电项目
6. 德清分布式能源重大设计变更
7. 修订集团公司本级《董事会投资委员会工作规则》及审议投资委员会专家名单
8. 集团公司 2018 年度预算
9. 集团公司 2018 年度综合计划
10. 投资建设浙江长兴新能源小镇冷热能源站、光伏子项目并组建项目公司
11. 玉环市沙门滨港工业城污水厂纳入玉环玉坎河水系水环境综合整治 PPP 项目
12. 建设浙能智慧能源科技产业园孵化园区
13. 建设浙能智慧能源科技产业园综合展示馆
14. 投资泰顺县城市燃气项目
15. 合资成立浙江浙石油嘉能可贸易有限公司
16. 成立浙江浙能综合能源生产调度研发中心有限公司
17. 浙江富兴海运有限公司购置船舶
18. 龙瑞能源光伏项目融资租赁业务
19. 大洋山渔光互补生态高效养殖示范基地建设项目
20. 浙江浙能长兴新能源有限公司申请固定资产贷款
21. 煤炭板块 2018 年-2020 年海运运价方案
22. 2018 年煤炭订货及运输中转方案

23. 天地环保投资 ATCS 全自动胶球清洗装备和 SRS 全自动零化学水处理装备产业化项目并组建合资企业

24. 天地环保公司开展船舶柴油机尾气脱硫项目并组建合资公司

25. 投资建设杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目

26. 投资建设中远公司 19.9MWp 屋顶分布式光伏发电项目

27. 设立嵊泗 2 号海上风电项目公司

28. 要求解决可再生能源板块 2018 年第四季度资金需求

29. 参股投资开发衢江抽水蓄能项目

30. 浙能能服公司与国网综合能源服务公司合作组建湖州长广配售电公司

(三) 重大项目投资及境外投资情况

浙能集团 2018 年全年获得核准备案项目 47 个，计划总投资约 441.45 亿元；在建重大建设项目 36 个，其中省重点项目 21 个；全年累计完成有效投资 297.82 亿元，其中控股项目 111.72 亿元。镇海电厂搬迁改造项目 8 月份完成主厂房第一方混凝土；滨电三期项目获得核准；平湖独山港环保能源项目及其配套管网工程、台州、兰溪、乐清电厂等配套管网工程全面进入基建阶段；嘉兴 1 号海上风电项目、嵊泗 2 号海上风电项目项目获得核准；江苏竹根沙海上风电项目完成收购投资决策；参股衢江抽蓄项目。温州 LNG 接收站项目 9 月 18 日正式开工；萧山-义乌天然气管道工程 10 月获

得省发改委核准。

（四）大额资金的调动及使用情况

集团本部向伊犁新矿煤业有限责任公司出资 1.6 亿元；浙江省石油股份有限公司出资 6 亿元成立浙江浙石油综合能源销售有限公司，出资 1 亿元成立浙江浙石油储运有限公司，出资 0.7 亿元成立浙江浙石油贸易有限公司；浙能资本控股有限公司向中国三峡新能源有限公司出资 19.5 亿元，向浙江富浙投资有限公司出资 4.9 亿元，向浙江浙能绿色能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）出资 13.5 亿元；浙江浙能电力股份有限公司向浙江浙能绿色能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）出资 13.5 亿元 6.8 亿元；浙江能源天然气集团有限公司向中国石化新疆煤制天然气外输管道有限责任公司出资 1.1 亿元。

九、社会责任履行

（一）认真执行劳动法律法规，在劳动用工管理、劳动合同管理和年休假管理方面制定了多项制度，保证劳动法律性法规的贯彻实施。职工劳动合同签订率为 100%，无发生无故解除劳动合同事件。

（二）全面加快人才队伍培养，加快加大培训投入。

——积极推进用工管理改革，挖潜开发人力资本

推进用工管理改革，激活企业经营机制。统筹协调，积极稳妥推进 8 家试点企业的竞争上岗试点工作，发布《关于开展竞争上岗试点工作的指导意见》，制定《竞争上岗试点工作推进方案》，调整优化三定方案，完善薪酬考核机制，

构建人员能进能出、岗位能升能降、收入能增能减的良性动态、竞争择优、充满活力的用人机制，全面搞活企业经营机制。完善用工管理相关制度，发布集团《火力发电企业定员标准》，完成发电企业三定的重新核定及其他新设企业的三定核定；编制《派驻海外机构工作人员管理办法》，明确规范驻外员工的薪酬、福利与社会保障等待遇。

发挥人力资源调配中心作用，挖潜内生人力资本。根据集团产业发展状况与人力资源情况，制定集团三年人力资源平衡计划，通过内部消化、系统内调动、业务发展等方式，进行全面综合平衡，挖掘人力资本价值，严控人工成本。重点挖掘现有人力资源优势和潜力，推进人员合理流动，全年调配人员近 500 人次。

规范人员进口关，大力引进高端紧缺人才。规范人员招聘方式，推行以笔试、面试、择优录用为主要流程的招聘选用机制，切实保障引才质量。结合集团战略发展需要，积极拓展社会化市场招聘、高端产学研对接、新精尖项目团队引进等渠道，组织海外引才活动，引入高端职业经理人 1 名，公开招聘技术研究院科研副院长，引进集团急需的各类成熟人才 40 余人。

——落实教育培训产业规划，促进人才队伍素质提升

加快教育培训产业化布局，推进培训工作体系化建设。编制印发《集团公司教育培训产业化发展规划》，整合集团培训资源，组建培训公司。系统规划 2018-2020 年培训课程体系，明确重点培训项目。集团系统全年职工培训逾 4 万人

次，其中集团层面共组织各类培训班 60 余，继续推进“四业”人才专项培训工作，共开展国际业务、市场营销等专项培训 20 期，培训 1000 余人次；完成绩效管理、财务骨干、保密、新闻骨干、党支部书记、纪检干部等专题培训，共开班 58 个，培训近 6600 余人次。

制订人才新政，全面强化人才队伍建设。制订出台《关于深化人才机制改革坚决打赢人力资源优化攻坚战若干意见》（人才新政 21 条），全面推动集团公司人才体制机制创新，明确人才工作的目标、路径，在人才引进、培养、使用方面加大改革力度，创造鼓励人才发展的良好环境，提供制度保障。

（三）高度重视职工劳动、安全、保护。按国家规定安排工作和休假，对职工超时工作安排补休或发放超时工资；全员参加工伤保险；及时发放高温津贴和劳保用品；对职工进行安全和劳动保护培训。

安全生产可控受控。未发生省政府安全生产责任书考核范围内的各类人身死亡事故和设备事故，未发生集团年度安全生产目标中杜绝发生的各类事故（事件）。连续 16 年获评省安委会年度安全生产优秀单位。发电机组等效强迫停运率为 0.15%，平均非计划停运次数为 0.24 次/台年，分别同比下降 0.09%、0.19 次/台年。宁波海运 3 艘船舶被评为安全诚信船舶。省级天然气主管网、城燃管网和新天煤制气持续安全运行，分别达 3675 天、2975 天、1000 天。

节能减排效果显现。集团控股管理火电机组平均供电标

准煤耗 297.62 克/千瓦时,比年度目标下降 0.33 克/千瓦时;北海水电水能利用提高率 12.57%,同比上升 4.66%;海运公司船舶营运率 98.05%,千吨海里能耗 5.776 公斤标煤,同比下降 0.76%。火电机组主要污染物达标排放水平稳定提升,二氧化硫、氮氧化物、烟尘三项污染物达标率均超过 99.9%,处于国内领先水平。推进废水治理工作,长电 3 号机组、台二 2 号机组脱硫废水零排放项目投运,为“美丽浙江”建设作出新贡献。

(四) 遵守商业道德情况。

1. 杜绝商业贿赂。2018 年,集团修订了《领导人员廉政档案管理办法》《廉洁风险防控管理办法》《廉洁从业承诺管理办法》等制度。多方面、深层次强化集团廉洁内控,以高压态势预防、打击职务犯罪。编制下发《党风廉政建设微经验》手册。梳理汇总十八大以来违纪违法典型案例和典型问题,着力强化警示教育,开展对照自查,杜绝商业贿赂。

2. 未受到行政处罚。2018 年,集团未受到任何行政处罚。

3. 强化招投标监督。2018 年,集团修订《招投标监督管理办法》,分两批次对集团所属 14 家单位开展采购规范性巡回检查,掌握招投标及采购管理现状,严格对照要求开展自查。全年开展集团层面招投标监督 670 余次,进一步强化了招投标过程监督和规范管理。

4. 合同履行正常。集团将 2018 年定为“合同履行监管年”,持续推进合同管理信息化工作,累计 94 家所属企业

上线合同管理系统。合同风险管理进一步完善，实现移动线上审批，合同管理系统履约监管体系初具架构。全年合同履行情况正常。

5. 喜获国家级知识产权保护荣誉。2018年，集团战略管理与法律部被授予“国家知识产权战略实施工作先进集体”荣誉称号，浙能集团是浙江省唯一省属国企获奖单位。

6. 持续推进商标保护与品牌建设。浙能集团始终致力于企业商标战略的探索与实践，加强商标保护。经过多年的努力，目前拥有注册商标284件，基本实现了企业商标的全类保护。

7. 取得高主体信用评级。2018年，集团先后取得了国内中债资信和中诚信AAA主体评级，国际穆迪A1和惠誉A主体评级，为中国发电企业在海外获得的最高评级、地方国企最优评级。

(五) 对外大额捐赠。向浙江省残疾人联合会捐赠。

十、国家审计等有关部门对企业开展监督检查后的整改落实情况

2018年没有发生国家审计对企业的监督检查情况。

来源： 本站原创

发布时间： 2019年5月23日

国家发展和改革委员会关于深化燃煤发电上网 电价形成机制改革的指导意见

发改价格规〔2019〕1658号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委（物价局），华能集团、大唐集团、华电集团、国家能源集团、国家电投集团、国投电力有限公司，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》、《中共中央 国务院关于推进价格机制改革的若干意见》精神，加快推进电力价格市场化改革，有序放开竞争性环节电力价格，提升电力市场化交易程度，经国务院同意，现就深化燃煤发电上网电价形成机制改革提出以下意见。

一、改革必要性

2004年以来，燃煤发电标杆上网电价及煤电价格联动机制逐步建立，并成为上网侧电价形成的重要基准，对规范政府定价行为、促进不同类型上网电价合理形成、优化电力行业投资、引导电力企业效率改善、推动电力上下游产业健康发展发挥了重要作用。近年来，随着电力市场化改革的不断深化，竞争性环节电力价格加快放开，现行燃煤发电标杆上

网电价机制已难以适应形势发展，突出表现为不能有效反映电力市场供求变化、电力企业成本变化，不利于电力上下游产业协调可持续发展，不利于市场在电力资源配置中发挥决定性作用。

党中央、国务院关于电力体制改革和价格机制改革的相关文件明确提出，要坚持“管住中间、放开两头”，有序放开输配以外的竞争性环节电力价格；2018年中央经济工作会议也明确要求提升电力市场化交易程度。当前，输配电价改革已经实现全覆盖，“准许成本+合理收益”的定价机制基本建立；各地电力市场化交易规模不断扩大，约50%的燃煤发电上网电量电价已通过市场交易形成，现货市场已开始建立；全国电力供需相对宽松、燃煤机组发电利用小时数低于正常水平，进一步深化燃煤发电上网电价形成机制改革已具备坚实基础和有利条件，应抓住机遇加快推进竞争性环节电力价格市场化改革。

二、总体思路和基本原则

（一）总体思路。坚持市场化方向，按照“管住中间、放开两头”的体制架构，进一步深化燃煤发电上网电价机制改革，加快构建能够有效反映电力供求变化、与市场化交易机制有机衔接的价格形成机制，为全面有序放开竞争性环节电力价格、加快确立市场在电力资源配置中的决定性作用和更好发挥政府作用奠定坚实基础。

（二）基本原则。

坚持整体设计，分步推进。按照市场化改革要求，既要强化顶层设计，凡是能放给市场的坚决放给市场，政府不进行不当干预；又要分步实施，有序扩大价格形成机制弹性，防止价格大幅波动，逐步实现全面放开燃煤发电上网电价，确保改革平稳推进。

坚持统筹谋划，有效衔接。充分考虑不同类型、不同环节电价之间的关系，统筹谋划好核电、水电、燃气发电、新能源上网电价形成机制，以及不同类型用户销售电价形成机制，确保深化燃煤发电上网电价机制改革措施有效衔接。

坚持协同推进，保障供应。充分认识改革的复杂性，广泛听取意见建议，强化配套保障措施，确保改革有序开展。加快推进电力市场建设，协同深化电量、电价市场化改革，确保电力系统安全稳定运行，保障电力供应。

坚持强化监管，规范有序。按照放管并重的要求，加强电力价格行为监管，建立价格异常波动调控机制，健全市场规范、交易原则、电力调度、资金结算、风险防范、信息披露等制度，确保燃煤发电上网电价合理形成。

三、改革举措

（一）为稳步实现全面放开燃煤发电上网电价目标，将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。对电力交易中心依照电力体制改革方案开展的现货

交易，可不受此限制。国家发展改革委根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整。

（二）现执行标杆上网电价的燃煤发电电量，具备市场交易条件的，具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价（含挂牌交易）等市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，并以年度合同等中长期合同为主确定；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量，仍按基准价执行。

（三）燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。

（四）燃煤发电电量中已按市场化交易规则形成上网电价的，继续按现行市场化规则执行。

（五）燃煤发电上网电价形成机制改革后，现行煤电价格联动机制不再执行。

四、配套改革

（一）健全销售电价形成机制。通过市场化方式形成上网电价的工商业用户用电价格，包括市场化方式形成上网电价、输配电价（含交叉补贴和线损，下同）、政府性基金，不再执行目录电价。由电网企业保障供应的用户用电价格，继续执行各地目录电价。其中，居民、农业用电继续执行现行目录电价，确保价格水平稳定。

（二）稳定可再生能源发电价补机制和核电、燃气发电、

跨省跨区送电价格形成机制。纳入国家补贴范围的可再生能源发电项目上网电价在当地基准价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算，高出部分按程序申请国家可再生能源发展基金补贴。核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制等，参考燃煤发电标杆上网电价的，改为参考基准价。

（三）相应明确环保电价政策。执行“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电电量，基准价中包含脱硫、脱硝、除尘电价。仍由电网企业保障供应的电量，在执行基准价的基础上，继续执行现行超低排放电价政策。燃煤发电上网电价完全放开由市场形成的，上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

（四）规范交叉补贴调整机制。以2018年为基数，综合考虑电量增长等因素，在核定电网输配电价时统筹确定交叉补贴金额，以平衡电网企业保障居民、农业用电产生的新增损益。

（五）完善辅助服务电价形成机制。通过市场机制形成燃煤机组参与调峰、调频、备用、黑启动等辅助服务的价格，以补偿燃煤发电合理成本，保障电力系统安全稳定运行。对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制，容量电价和电量电价通过市场化方式形成。

五、实施安排

（一）各地要结合当地情况组织开展燃煤发电上网电价

机制改革，制定细化实施方案，经省级人民政府批准后，于2019年11月15日前报国家发展改革委备案。尚不具备条件的地方，可暂不浮动，按基准价（即现行燃煤发电标杆上网电价）执行。现货市场实际运行的地方，可按现货市场规则执行。

（二）实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升。国家发展改革委可根据情况对2020年后的浮动方式进行调控。

（三）国家发展改革委动态跟踪实施情况，结合电力体制改革总体进展，适时开展评估调整。

六、保障措施

（一）强化居民、农业等电力保障。居民、农业用电量以及不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户电量，由电网企业保障供应，主要通过优先发电计划保障，不足部分由所有参与电力市场的发电企业机组等比例保障。

（二）规范政府行为。各地要坚持市场化方向，按照国家制定的市场规则和运营规则来开展市场建设和电力交易，对用户和发电企业准入不得设置不合理门槛，在交易组织、价格形成等过程中，不得进行不当干预。

（三）加强电力市场价格行为监管。充分依托各地现有电力交易市场，积极发挥市场管理委员会作用，完善市场交易、运行等规则，规范市场主体交易行为，保障市场交易公

平、公正、公开。积极配合市场监管部门及时查处电力市场中市场主体价格串通、实施垄断协议、滥用市场支配地位等违法违规价格行为，以及地方政府滥用行政权力排除、限制竞争的行为。鼓励市场主体参与价格监督。依托市场信用体系，构建市场主体价格信用档案，对价格违法行为予以联合惩戒。

（四）建立电价监测和风险防范机制。价格主管部门定期监测燃煤发电交易价格波动情况，评估价格波动的合理性。当交易价格出现异常波动时，依法及时采取干预措施，确保燃煤发电价格形成机制改革平稳有序推进。

（五）加强政策解读引导。采取多种方式全面、准确解读深化燃煤发电上网电价形成机制改革政策，加强舆情监测预警，积极回应社会关切，做好应急预案，为改革营造良好舆论环境。

本指导意见自2020年1月1日起实施。各地价格主管部门、电网企业、发电企业要充分认识深化燃煤发电上网电价形成机制改革的重要性、紧迫性和复杂性、艰巨性，切实担当起主体责任，精心细化改革实施方案，认真抓好落实，确保改革平稳实施。

国家发展改革委

2019年10月21日