

附件 2

天然气发展“十三五”规划

目 录

前 言.....	1
一、规划背景.....	2
（一）发展基础.....	2
（二）发展形势.....	5
二、指导思想和目标.....	9
（一）指导思想.....	9
（二）基本原则.....	9
（三）发展目标.....	10
三、重点任务.....	12
（一）加强勘探开发增加国内资源供给.....	12
（二）加快天然气管网建设.....	14
（三）加快储气设施建设提高调峰储备能力.....	15
（四）培育天然气市场和促进高效利用.....	17
四、规划实施.....	19
（一）组织实施.....	19
（二）保障措施.....	20
五、环境保护.....	25
（一）环境影响分析.....	25
（二）环境保护措施.....	26

前 言

天然气是一种优质、高效、清洁的低碳能源，可与核能及可再生能源等其他低排放能源形成良性互补，是能源供应清洁化的最现实选择。加快天然气产业发展，提高天然气在一次能源消费中的比重，是我国加快建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的必由之路，也是化解环境约束、改善大气质量，实现绿色低碳发展的有效途径，同时对推动节能减排、稳增长惠民生促发展具有重要意义。

《巴黎协定》和 2030 年可持续发展议程为全球加速低碳发展进程和发展清洁能源明确了目标和时间表。随着我国加快推动能源生产和消费革命，新型城镇化进程不断提速和油气体制改革有力推进，天然气产业正迎来新的发展机遇。

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《能源发展“十三五”规划》的总体要求，为扩大天然气供应利用规模，促进天然气产业有序、健康发展，国家发展改革委、能源局组织编制了《天然气发展“十三五”规划》（以下简称《规划》）。

本《规划》包括上游资源勘探开发、中游基础设施建设和下游市场利用，涵盖了常规天然气、煤层气和页岩气等内容，是“十三五”时期我国天然气产业健康发展的指导纲领。在实施过程中，将根据实际情况对本《规划》进行适时调整、补充。

一、规划背景

（一）发展基础

天然气储产量快速增长。根据新一轮全国油气资源动态评价成果，截至 2015 年底，我国常规天然气地质资源量 68 万亿立方米，累计探明地质储量约 13 万亿立方米，探明程度 19%，处于勘探早期。

“十二五”期间全国累计新增探明地质储量约 3.9 万亿立方米，2015 年全国天然气产量 1350 亿立方米，储采比 29。“十二五”期间累计产量约 6000 亿立方米，比“十一五”增加约 2100 亿立方米，年均增长 6.7%。

非常规天然气加快发展。页岩气勘探开发取得突破性进展，“十二五”新增探明地质储量 5441 亿立方米，2015 年产量达到 46 亿立方米，焦石坝、长宁-威远和昭通区块实现了商业化规模开发。煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用规模快速增长，“十二五”期间累计新增探明地质储量 3505 亿立方米，2015 年全国抽采量 140 亿立方米，利用量 77 亿立方米，煤层气产量（地面抽采）约 44 亿立方米，利用量 38 亿立方米。

进口天然气快速增加。天然气进口战略通道格局基本形成。西北战略通道逐步完善，中亚 A、B、C 线建成投产；西南战略通道初具规模；东北战略通道开工建设；海上进口通道发挥重要作用。“十二五”期间累计进口天然气超过 2500 亿立方米，是“十一五”天然气进口量的 7.2 倍，2015 年进口天然气 614 亿立方米。

天然气在一次能源消费结构中占比提高，用气结构总体合理。

2015 年全国天然气表观消费量 1931 亿立方米，“十二五”期间年均增长 12.4%，累计消费量约 8300 亿立方米，是“十一五”消费量的 2 倍，2015 年天然气在一次能源消费中的比重从 2010 年的 4.4% 提高到 5.9%。目前天然气消费结构中，工业燃料、城市燃气、发电、化工分别占 38.2%、32.5%、14.7%、14.6%，与 2010 年相比，城市燃气、工业燃料用气占比增加，化工和发电用气占比有所下降。

基础设施布局日益完善。“十二五”期间累计建成干线管道 2.14 万公里，累计建成液化天然气（LNG）接收站 9 座，新增 LNG 接收能力 2770 万吨/年，累计建成地下储气库 7 座，新增工作气量 37 亿立方米。截至 2015 年底，全国干线管道总里程达到 6.4 万公里，一次输气能力约 2800 亿立方米/年，天然气主干管网已覆盖除西藏外全部省份，建成 LNG 接收站 12 座，LNG 接收能力达到 4380 万吨/年，储罐罐容 500 万立方米，建成地下储气库 18 座，工作气量 55 亿立方米。全国城镇天然气管网里程达到 43 万公里，用气人口 3.3 亿人，天然气发电装机 5700 万千瓦，建成压缩天然气/液化天然气（CNG/LNG）加气站 6500 座，船用 LNG 加注站 13 座。

技术创新和装备自主化取得突破进展。初步掌握了页岩气综合地质评价技术、3500 米以浅钻完井及水平井大型体积压裂技术等，桥塞实现国产化。形成了复杂气藏超深水平井的钻完井、分段压裂技术体系。形成了高煤阶煤层气开发技术体系，初步突破了煤矿采动区瓦斯地面抽采等技术。自主设计、建成了我国第一座深水半潜式钻井平台，具备了水深 3000 米的作业能力。国产 X80 高强度钢

管批量用于长输管道建设，高压、大口径球阀开始应用于工程实践，大功率电驱和燃驱压缩机组投入生产使用。

体制机制改革取得阶段性成果。油气体制改革稳步推进，页岩气矿权以招标方式对多种主体开放，常规天然气上游领域改革率先在新疆进行试点。初步组建起行业监管队伍，基础设施向第三方公平开放开始实施，混合所有制改革力度不断加大，数条跨省主干管道引入多种投资主体。天然气价格改革步伐明显加快，实现了存量气与增量气价格并轨，理顺了非居民用气价格。

专栏 1 “十二五”时期天然气行业发展成就			
指标	2010 年	2015 年	年均增速
累计探明储量（万亿立方米）	9.1	13	7.4%
产量（亿立方米/年）	952	1350	7.2%
表观消费量（亿立方米/年）	1075	1931	12.4%
天然气占一次能源消费的比例（%）	4.4	5.9	6.0%
天然气进口量（亿立方米/年）	170	614	29.3%
天然气管道里程（万公里）	4.26	6.4	8.5%
管道一次运输能力（亿立方米）	960	2800	23.9%
LNG 接收能力（万吨/年）	1610	4380	22.2%
地下储气库工作气量（亿立方米）	18	55	25%

“十二五”期间我国天然气产业发展取得了很大成绩，同时也面临一些问题。勘探开发投入不足，效率偏低，勘探开发对象日益复杂，上产稳产难度大。非常规天然气开发经济性有待进一步提高。基础设施公平开放不够，储气调峰设施建设严重滞后，城市储气能力亟需加强。气田开发和天然气基础设施建设协调难度加大，管道

安全状况不容乐观。

总体来看，“十二五”前期我国天然气产业保持高速发展势头，从2013年下半年开始，受宏观经济增速放缓、国际油价大幅下跌、气价机制尚未理顺等因素影响，天然气需求增速出现阶段性放缓。

（二）发展形势

与过去十年天然气需求快速增长、供不应求的状况不同，“十三五”期间，随着国内产量的增加和进口能力的增强，天然气供求总体上将进入宽平衡状态。同时，受产业链发展不协调等因素影响，局部地区部分时段还可能出现供应紧张状况。随着油气体制改革深入推进，天然气行业在面临挑战同时迎来新的发展机遇。

1、发展机遇

能源生产和消费革命将进一步激发天然气需求。在经济增速换挡、资源环境约束趋紧的新常态下，能源绿色转型要求日益迫切，能源结构调整进入油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的更替期，优化和调整能源结构还应大力提高天然气消费比例。十八大提出大力推进生态文明建设，对加大天然气使用具有积极促进作用。

《巴黎协定》的实施，将大大加快世界能源低碳化进程，同时，国家大力推动大气和水污染防治工作，对清洁能源的需求将进一步增加。

新型城镇化进程加快提供发展新动力。“十三五”城镇化率目标为60%，城镇化率每提高一个百分点，每年将增加相当于8000万吨标煤的能源消费量。当前我国城镇化水平仍然偏低，新型城镇化

对高效清洁天然气的需求将不断增长，加快推进新型城镇化建设将积极促进天然气利用。

资源基础为天然气增产提供保障。我国天然气资源探明程度仅19%，仍处于勘探早期，剩余经济可采储量3.8万亿立方米，国内天然气产量仍将继续保持增长趋势。目前我国已相继发现并建成了四川、鄂尔多斯、塔里木、柴达木和近海海域等大型气区。四川磨溪气田已建成投产，南海陵水气田、川西彭州气田、川南页岩气田等一批大中型气田处于前期评价或产能建设期，这批气田将成为今后天然气上产的主要构成。页岩气等非常规气初步实现商业化开发。

国际天然气供应逐渐总体宽松。近年来，国际油气勘探开发技术不断取得突破，美国页岩气革命使世界天然气供需格局发生深刻变化，天然气供应宽松，价格大幅下跌，国际天然气供应宽松态势为我国引进境外天然气资源创造了良好外部条件。

油气体制改革步伐加快。油气体制改革将在放宽市场准入、完善管网建设运营机制、落实基础设施公平接入、形成市场化价格机制、完善行业管理和监管等方面深入推进，更充分发挥市场在资源配置中决定性作用，公平竞争开放有序的现代油气市场体系将逐步形成。

2、面临的挑战

大幅增加天然气消费量难度较大。“十三五”期间中国能源转型面临很大挑战，天然气是中国能源转型最为重要和现实的抓手，但相比于其他能源，其发展也面临严峻挑战。提高天然气在一次能

源消费结构中的比例存在较大不确定性，按照原有发展模式显然无法实现，需各方强有力的协同，并研究制定大力鼓励天然气利用的支持政策。

国内勘探投入不足。国内天然气资源丰富、探明率低，还处在勘探早期，具备快速增储上产的物质基础。由于地质工作程度和资源禀赋不同，油气领域勘探开发主体较少，区块退出和流转机制不健全，竞争性不够等原因，石油公司勘探主要集中在资源丰度高的地区，新区新层系风险勘探，页岩气等非常规资源勘探投入不足。一些国内企业通过“走出去”已获得国外区块，积累了技术和管理经验，但国内准入仍存在诸多限制，制约了多元资本投入。同时，国际油价持续下跌，石油企业上游领域投资减少，更直接影响国内天然气储产量增加。

体制机制制约和结构性矛盾问题突出。随着天然气产业快速发展，产业结构性矛盾日益突出，部分原有政策已不适应新的发展形势，储气能力严重滞后，保供难度日益增加。勘探开发和管道输送环节主体少，竞争不足，管道运营不透明，难以实现第三方市场主体公平接入。行业行政垄断和区域分割比较严重，输配环节过多，费用过高，最终用户没有获得实惠。市场化体制机制不健全，竞争性环节竞争不够充分，价格变化难以完全真实反映市场供求关系。进口高价合同气难以消纳，企业背负经营压力，天然气供应风险加大。法律法规体系不健全不完善，行业监管越位和缺位现象同时并存。

基础设施建设任务繁重，管道保护工作难度加大。“十三五”期间天然气管道及储气设施建设任务艰巨，协调难度加大。随着城镇化率逐年提高，城镇范围不断扩大，管道建设运行过程中与城乡规划的矛盾时有发生，管道占压情况比较严重，第三方破坏、损伤现象突出，管道安全风险加大。

二、指导思想和目标

（一）指导思想

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，深入落实习近平总书记系列重要讲话精神，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，以能源供给侧结构性改革为主线，遵循“四个革命、一个合作”能源发展战略思想，紧密结合“一带一路”建设、京津冀协同发展、长江经济带发展战略，贯彻油气体制改革总体部署，发挥市场配置资源的决定性作用，创新体制机制，统筹协调发展，以提高天然气在一次能源消费结构中的比重为发展目标，大力发展天然气产业，逐步把天然气培育成主体能源之一，构建结构合理、供需协调、安全可靠的现代天然气产业体系。

（二）基本原则

国内开发与多元引进相结合。天然气供应立足国内为主，加大国内资源勘探开发投入，不断夯实资源基础，增加有效供应；构筑多元化引进境外天然气资源供应格局，确保供气安全。

整体布局与区域协调相结合。加强统筹规划，加快天然气主干管网建设，推进和优化支线等区域管道建设，打通天然气利用“最后一公里”，实现全国主干管网及区域管网互联互通。

保障供应与高效利用相结合。坚持高效环保、节约优先，提高利用效率，培育新兴市场，扩大天然气消费。加快推进调峰及应急储备建设，保障管道安全。以人为本，提高天然气安全保供水平，保障民生用气需求。

深化改革与加强监管相结合。加快油气体制改革进程，不断创新体制机制，推动市场体系建设，勘探开发有序准入，基础设施公平开放，打破地域分割和行业垄断，全面放开竞争性环节政府定价。加强行业监管和市场监管，明确监管职责，完善监管体系。

自主创新与引进技术相结合。加强科技攻关和研发，积极引进勘探开发、储存运输等方面的先进技术装备，加强企业科技创新体系建设，在引进、消化和吸收的基础上，提高自主创新能力，依托重大项目加快重大技术和装备自主化。

资源开发与环境保护相协调。处理好天然气发展与生态环境保护的关系，注重生产、运输和利用中的环境保护和资源供应的可持续性，减少环境污染。

（三）发展目标

1、储量目标

常规天然气。“十三五”期间新增探明地质储量3万亿立方米，到2020年累计探明地质储量16万亿立方米。

页岩气。“十三五”期间新增探明地质储量1万亿立方米，到2020年累计探明地质储量超过1.5万亿立方米。

煤层气。“十三五”期间新增探明地质储量4200亿立方米，到2020年累计探明地质储量超过1万亿立方米。

2、供应能力

2020年国内天然气综合保供能力达到3600亿立方米以上。

3、基础设施

“十三五”期间，新建天然气主干及配套管道4万公里，2020年总里程达到10.4万公里，干线输气能力超过4000亿立方米/年；地下储气库累计形成工作气量148亿立方米。

4、市场体系建设

加快推动天然气市场化改革，健全天然气产业法律法规体系，完善产业政策体系，建立覆盖全行业的天然气监管体制。

专栏2 “十三五”天然气行业发展主要指标				
指标	2015年	2020年	年均增速	属性
累计探明储量（常规气，万亿方）	13	16	4.3%	预期性
产量（亿方/年）	1350	2070	8.9%	预期性
天然气占一次能源消费比例（%）	5.9	8.3~10	-	预期性
气化人口（亿人）	3.3	4.7	10.3%	预期性
城镇人口天然气气化率（%）	42.8	57	-	预期性
管道里程（万公里）	6.4	10.4	10.2%	预期性
管道一次运输能力（亿立方米）	2800	4000	7.4%	预期性
地下储气库工作气量（亿立方米）	55	148	21.9%	约束性

三、重点任务

（一）加强勘探开发增加国内资源供给

按照“海陆并进、常非并举”的工作方针，加强基础调查和资源评价，持续加大国内勘探投入，围绕塔里木、鄂尔多斯、四川和海域四大天然气生产基地，加大新区、新层系风险勘探，深化老区挖潜和重点地区勘探投入，夯实国内资源基础；在加强常规天然气开发的同时，加大致密气、页岩气、煤层气等低品位、非常规天然气科技攻关和研发力度，突破技术瓶颈，实现规模效益开发，形成有效产能接替。

1、加强基础地质调查和资源评价

加强常规、非常规天然气资源调查评价，重点加强主要含油气盆地的地质勘查，进一步深化成熟勘查区块的精细勘查，加强老气区的新领域深度挖潜。坚持新地区、新领域、新深度、新层位油气地质调查，提交一批后备选区。加强页岩气、煤层气等非常规资源地质调查工作，推动基础理论创新和复杂地区勘查技术突破。

2、加快常规天然气增产步伐

陆上常规天然气。以四川、鄂尔多斯、塔里木盆地为勘探重点，强化已开发气田稳产，做好已探明未开发储量、新增探明储量开发评价和目标区优选建产工作，2020年产量约1200亿立方米。加强东部深层勘探开发，保持稳产力争增产。加快鄂尔多斯、四川两大盆地致密气上产步伐，2020年产量达到370亿立方米。

海域天然气。加快勘探开发，力争形成百亿方级天然气生产基

地。

专栏 3 常规天然气勘探开发重点项目

陆上常规天然气：四川盆地加强磨溪地区龙王庙组气藏动态跟踪评价和高石梯地区震旦系气藏勘探开发一体化，加快川东北、普光、元坝、彭州海相等气田开发，努力保持既有气田稳产；塔里木盆地以克拉 2 气田、迪那气田和大北气田稳产、库车地区克深气田项目上产为重点；鄂尔多斯盆地以老区靖边和榆林、大牛地、杭锦旗气田开发为重点，保持苏里格气田“5+1”稳产。

致密砂岩气：以鄂尔多斯盆地上古生界、四川盆地须家河组、松辽盆地登娄库组、渤海湾盆地深层、塔里木盆地深层为重点。

3、非常规天然气重点突破页岩气、煤层气

以南方海相为勘探重点，推广应用水平井、“工厂化”作业模式，全面突破海相页岩气效益开发技术，实现产量大幅增长；探索海陆过渡相和陆相页岩气勘探开发潜力，寻找新的核心区，为进一步上产奠定基础。2020 年页岩气产量力争达到 300 亿立方米。

重点开展沁水、鄂尔多斯盆地煤层气勘查工作，努力在新疆等西北地区低阶煤煤层气获得新的突破，探索滇东黔西含气盆地群高应力区煤层气资源勘查，为全国范围煤层气大规模开发提供坚实的资源基础。加快煤层气地面抽采，推进煤矿瓦斯规模化抽采利用。2020 年，煤层气（地面抽采）产量 100 亿立方米。

推进煤制气产业示范。推动已建成的煤制天然气示范工程系统优化完善，在高负荷条件下实现连续、稳定和清洁生产。新建示范项目至少承担单系列生产规模的自主甲烷化技术工业化示范任务。

专栏 4 非常规天然气勘探开发重点项目

页岩气：加快四川长宁-威远、重庆涪陵、云南昭通、陕西延安等国家级示范区建设，威远-荣县、荣昌-永川、贵州黔北、黔东北、湖南湘中、江西修武等其他潜力区块勘探开发。

煤层气：建设沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘和贵州毕水兴等煤层气产业化基地；加快内蒙古、新疆等地区煤层气勘探开发，扩大资源后备阵地。

（二）加快天然气管网建设

“十三五”是我国天然气管网建设的重要发展期，要统筹国内外天然气资源和各地区经济发展需求，整体规划，分步实施，远近结合，适度超前，鼓励各种主体投资建设天然气管道。依靠科技进步，加大研发投入，推动装备国产化。加强政府监管，完善法律法规，实现管道第三方准入和互联互通，在保证安全运营前提下，任何天然气基础设施运营企业应当为其他企业的接入请求提供便利。

1、完善四大进口通道

西北战略通道重点建设西气东输三线（中段）、四线、五线，做好中亚D线建设工作。东北战略通道重点建设中俄东线天然气管道。西南战略通道重点建设中缅天然气管道向云南、贵州、广西、四川等地供气支线。海上进口通道重点加快LNG接收站配套管网建设。

2、提高干线管输能力

加快向京津冀地区供气管道建设，增强华北区域供气和调峰能力。完善沿长江经济带天然气管网布局，提高国家主干管道向长江中游城市群供气能力。根据市场需求增长安排干线管道增输工程，提高干线管道输送能力。

3、加强区域管网和互联互通管道建设

进一步完善主要消费区域干线管道、省内输配气管网系统，加强省际联络线建设，提高管道网络化程度，加快城镇燃气管网建设。

建设地下储气库、煤层气、页岩气、煤制气配套外输管道。强化主干管道互联互通，逐步形成联系畅通、运行灵活、安全可靠的主干管网系统。

专栏 5 长输管道重点项目

“十二五”结转项目：西气东输三线（中段）、闽粤支干线、西气东输四线、中俄东线天然气管道、新疆煤制气外输管道、陕京四线、楚雄-攀枝花天然气管道、青藏天然气管道。

完善四大进口通道：中亚 D 线、西气东输五线。

干线管网建设：川气东送二线、鄂尔多斯-安平-沧州管道、青岛-南京管道、国家主干管道向长江中游城市群供气支线等。

区域管网和互联互通管道：建成中卫-靖边、濮阳-保定、东仙坡-燕山、武清-通州、海口-徐闻、建平-赤峰、杭锦旗-银川、重庆-贵州-广西、威远-荣昌-南川-涪陵等天然气管道；加强省内供气支线建设，扩大市场覆盖范围。

储气库、煤层气、页岩气、煤制气外输管道：文 23-豫鲁支干线、陕 43-靖边配套管道，适时启动蒙西、蒙东煤制气配套管道。（见附表）

（三）加快储气设施建设提高调峰储备能力

储气设施与天然气管道相连，是天然气管网系统重要的组成部分，是保障天然气安全、稳定供应的重要手段。依据全国天然气管网布局建设储气设施，主干管道应配套建设地下储气库，地下储气库和 LNG 接收站应与全国管网相联通，加强城市燃气应急调峰能力建设，构建储气调峰服务市场。

1、重点推动天然气储备调峰能力建设

围绕国内主要天然气消费区域，在已初步形成的京津冀、西北、西南、东北、长三角、中西部、中南、珠三角等八大储气基地基础上，加大地下储气库扩容改造和新建力度，支持 LNG 储气设施建设，

逐步建立以地下储气库为主，气田调峰、CNG 和 LNG 储备站为辅，可中断用户调峰为补充的综合性调峰系统，建立健全由供气方、输配企业和用户各自承担调峰储备义务的多层次储备体系。到 2020 年形成地下储气库工作气量 148 亿立方米。有序发展 LNG 接收站调峰，加快建立和完善城市应急储气调峰设施，鼓励多种主体参与储气能力建设。加强需求侧管理，利用调峰气价、阶梯气价等价格手段，拓展可中断用户，激励各类用户参与调峰。

专栏 6 地下储气库重点项目

已建、在建储气库扩容达容：中石油大港、华北储气库群、呼图壁、板南、苏桥、相国寺、陕 224、双 6、金坛、刘庄盐穴储气库、中石化中原文 96、金坛盐穴储气库等。

新建地下储气库项目：逐步建成中石油文 23、中石化文 23、江汉盐穴、卫城、朱家墩，研究推进适时建设陕 43、克 75、淮安、长春气顶、双坨子、应城、樟树、平顶山盐穴、赵集、光明台及中俄东线天然气管道配套储气库等。

2、推进液化天然气（LNG）接收站及分销设施建设

根据全国天然气资源流向和各消费区域市场实际需求，结合港口规划统筹优化沿海 LNG 接收站布局。在天然气需求量大、应急调峰能力要求高的环渤海、长三角、东南沿海地区，优先扩大已建 LNG 接收站储转能力，适度新建 LNG 接收站。

已建 LNG 接收站扩建项目优先考虑增加储气能力，以满足中心城市及辐射地区的应急调峰需求，鼓励在已有站址上进一步扩大规模。

新建 LNG 接收站优先考虑投资主体多元化、第三方准入条件落实、承担应急调峰任务、装备本地化的项目。加强项目储备，根据

市场需求与项目条件适时启动。

综合考虑 LNG 资源供应、船用加注需求、港口规划和通航等条件，在沿海港口、湖泊和内河船舶污染物排放超标、环保要求高的水域布局 LNG 船舶加注站码头，加大船用 LNG 燃料推广力度，开展 LNG 江海转运试点。

（四）培育天然气市场和促进高效利用

加大天然气利用、推动天然气消费工程对产业健康发展具有重要作用，“十三五”要抓好大气污染防治重点地区等气化工程、天然气发电及分布式能源工程、交通领域气化工程、节约替代工程等四大利用工程，天然气占一次能源消费比重力争提高到 10%左右。

1、大气污染防治重点地区等气化工程

以京津冀、长三角、珠三角、东北地区为重点，推进重点城市“煤改气”工程，扩大城市高污染燃料禁燃区范围，大力推进天然气替代步伐，替代管网覆盖范围内的燃煤锅炉、工业窑炉、燃煤设施用煤和散煤。在城中村、城乡结合部等农村地区燃气管网覆盖的地区推动天然气替代民用散煤，其他农村地区推动建设小型 LNG 储罐，替代民用散煤。加快城市燃气管网建设，提高天然气城镇居民气化率。实施军营气化工程，重点考虑大型军事基地用气需求，为驻城市及周边部队连通天然气管网，支持部队开展“煤改气”专项行动。

2、天然气发电及分布式能源工程

借鉴国际天然气发展经验，提高天然气发电比重，扩大天然气

利用规模，鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目，有序发展天然气调峰电站，因地制宜发展热电联产。在可再生能源分布比较集中和电网灵活性较低区域积极发展天然气调峰机组，推动天然气发电与风力、太阳能发电、生物质发电等新能源发电融合发展。2020年天然气发电装机规模达到1.1亿千瓦以上，占发电总装机比例超过5%。

3、交通领域气化工程

完善交通领域天然气技术标准，推动划定船舶大气污染物排放控制区并严格执行减排要求，研究制订天然气车船支持政策。积极支持天然气汽车发展，包括城市公交车、出租车、物流配送车、载客汽车、环卫车和载货汽车等以天然气（LNG）为燃料的运输车辆，鼓励在内河、湖泊和沿海发展以天然气（LNG）为燃料的运输船舶。2020年气化各类车辆约1000万辆，配套建设加气站超过1.2万座，船用加注站超过200座。

4、节约替代工程

鼓励应用先进工艺、技术和设备高效利用天然气。鼓励低浓度瓦斯、通风瓦斯发电或热电联供，高浓度瓦斯力争全部利用。天然气生产企业要采取措施加强油田伴生气回收利用，努力提高天然气商品率；天然气运输企业要研究采用移动压缩机回收管道计划性维检修时放空气，减小放空量，避免浪费；优化大口径长输管道燃气轮机运行方式，降低燃气消耗。出台环保政策鼓励天然气利用。

四、规划实施

（一）组织实施

1、加强组织领导

加强全国天然气管网统筹规划，完善全国天然气规划体系。在国家发展改革委统筹指导下，国家能源局作为规划的组织实施部门，推动各项指标和任务落实。国务院各有关部门要按照职能分工，加强沟通配合，制定和完善相关配套政策措施，为规划实施创造有利条件。省级发展改革、能源主管部门要切实履行职责，组织协调实施。

2、细化任务落实

研究制定《油气规划管理办法》，加强国家规划与省级规划、企业规划间的衔接，确保发展指标、重点任务、重大项目落地。各省（区、市）要将本规划确定的各项指标、主要任务和重大工程列入本地区能源发展规划和天然气发展专项规划，分解落实目标任务，明确进度安排协调和目标考核机制，精心组织实施。各企业作为规划的实施主体，根据本规划确定的主要目标和重大任务，细化调整企业实施方案，积极有序推进规划项目论证实施。

3、做好评估调整

规划实施过程中适时对规划执行情况进行梳理、评估，结合实施情况对规划项目进行微调。坚持规划中期评估制度，严格评估程序，委托第三方机构开展评估工作，对规划滚动实施提出建议，及时总结经验、分析问题、制订对策。规划确需调整的，国家发展改

革委、能源局根据经济社会发展和规划执行情况，适时修订并发布。

（二）保障措施

1、加大政策支持力度

对非常规、低丰度、深水天然气资源落实差别化税费政策。进一步完善油气资源税费在中央与地方之间的分配方式和比例，促进形成资源开发惠及地方的机制。研究延长页岩气补贴政策并研究给予致密气开发、生物天然气一定财政补贴。引导多种主体建设储气调峰设施。清理不适应新形势的政策措施，研究出台推进天然气利用的指导意见。

2、全面深化油气体制改革

实行勘查区块竞争出让制度和更加严格的区块退出机制，公开公平向符合条件的各类市场主体出让相关矿业权，允许油气企业之间以市场化方式进行矿业权转让，逐步形成以大型国有油气公司为主导、多种经济成分共同参与的勘查开采体系。

鼓励改革试点和模式创新。持续推进新疆油气勘查开采改革试点，总结经验、完善制度并加快向全国推广。加大页岩气矿业权出让，鼓励多元投资主体进入。总结和发展新疆、川渝、鄂尔多斯盆地等地区常规油气、页岩气、致密气勘探开发企地合作、合资混改、引入竞争等创新模式。支持有条件的省（区、市）开展天然气体制改革综合试点或专项试点。在资源开发和基础设施建设运营领域积极有序发展混合所有制经济。

推动天然气管网运输和销售分离，大力推进天然气基础设施向

第三方市场主体开放。放开非居民用气价格，进一步完善居民用气定价机制，加强天然气管输价格和成本监审，有效降低输配气成本，扩大天然气利用规模。建立完善上中下游天然气价格联动机制，加大天然气下游市场的开发培育力度，供气企业合理承担普遍服务义务，形成终端市场的竞争环境。依据市场化原则允许符合条件的企业参与天然气进口。鼓励符合产品质量标准的生物天然气进入天然气管网和车用燃气等领域。

理顺资源开发税费关系，在统筹研究相关税费改革的基础上，研究建立矿产资源国家权益金制度，实施好资源税政策，合理确定负担水平。改革管道运营企业税收收入分配机制。加强行业管理，推动建立独立第三方行业研究机构。研究推动油气大数据平台建设。

3、进一步深入推进石油企业改革

完善国有油气企业法人治理结构，规范投资管理、强化风险控制，提高项目决策和运营管理水平。优化国有企业考核机制，加强对服务国家战略、保障国家油气供应安全和国民经济运行任务的考核，监管和推动石油企业可持续发展。

鼓励具备条件的油气企业发展股权多元化和多种形式的混合所有制。推进国有油气企业工程技术、工程建设和装备制造等业务进行专业化重组，作为独立的市场主体参与竞争，促进内部资源优化高效配置，瘦身健体，降本增效。

推进配套改革，加快剥离国有企业办社会职能和解决历史遗留

问题，为国有企业公平参与市场竞争创造条件。中央财政通过安排国有资本经营预算支出等方式给予必要支持。

4、保障勘探开发和基础设施建设

落实《找矿突破战略行动总体方案（2016-2020年）》，加大财政资金基础地质调查投入力度，加快资源勘查市场开放，引导和鼓励社会资本投入，强化矿业权监管和科技支撑，通过激发市场活力使勘查和勘探投入保持在较高水平。油气企业要立足国内，切实保障“十三五”勘探工作量投入不低于“十二五”，加快储量探明和经济高效动用，推动天然气快速增储上产。

加强管网、储气库等基础设施投资建设，加强管网互联互通，提高天然气区域互济及应急调峰能力。统筹衔接天然气基础设施布局规划与土地利用、环保、水利、城乡规划等相关规划，健全西北、东北“管廊带”，集约节约利用资源。各省（区、市）应统筹勘探开发、天然气基础设施用地，确保用地需求纳入各省土地利用总体规划。各省（区、市）要简化核准办理手续，支持国家重大基础设施建设。建立用海协调机制，解决近海海域油气勘探开发用海矛盾。

创新天然气基础设施项目管理机制，开展通过招投标等方式选择投资主体试点工作。开展地下储气库库址普查筛选和评价。加大企业债券等对基础设施建设支持力度。研究推动利用金融手段支持天然气基础设施建设的措施。推动基础设施项目在符合条件的前提下向经济欠发达、民族地区、革命老区等优先安排并给予支持。

5、保障管道安全运行

各省级人民政府要加强对本行政区域管道保护工作的领导，督促本行政区域内的市级、县级人民政府指定主管管道保护工作的部门，县级以上地方人民政府主管管道保护的部门要依法履行职责。要落实管道保护企业主体责任，严格依法开展管道建设和维护工作，加强检测与巡查。研究制定石油天然气管道保护法实施细则、海洋石油天然气管道保护条例，加大管道保护法的执行力度。建立中央与地方各部门上下联动保护机制，确保管道安全运行。加强管道与铁路、公路等其他重大建设工程相遇相交关系处理。加大管道安全隐患整改支持力度。

6、加快市场体系建设

加快推进油气体制改革进程，鼓励各类市场主体有序进入天然气行业，形成多元化主体公平竞争局面，提高效率增强活力。打破垄断，有序放开竞争性业务，完善价格形成机制，发挥市场对资源配置的决定性作用，推动天然气交易中心建设，提高国际定价话语权。深入推进简政放权，加强简政放权后续监管，督促国家产业政策和标准规范落地。健全监管机制，加强事中事后监管和对市场准入、交易行为、垄断环节、价格成本等重点环节监管，加大区域管网及配气市场监管力度。

7、加强科技创新和提高装备自主化水平

依托大型油气田及煤层气开发国家科技重大专项，推动油气重大理论突破、重大技术创新和重大装备本地化，全面实现“6212”（6大技术系列、20项重大技术、10项重大装备、22项示范工程）

科技攻关目标。重点攻克页岩气、煤层气经济有效开发的关键技术与核心装备，攻克复杂油气田进一步提高采收率的新技术，同时加强科研项目与示范工程紧密衔接。依托大型骨干企业，吸收包括民企在内的全社会优势力量，以企业为主体、产学研相结合，发挥示范项目引领作用。加快高层次人才培养和创新团队建设，提高油气科技自主创新能力。加快燃气轮机研发制造自主化进程，燃机核心技术研发能力和关键部件生产能力取得重大突破，有序推进自主燃机国产化应用。进一步提升天然气长输管线压缩机组和 LNG 接收站关键装备技术等水平并推动示范应用，进一步提高海洋油气装备研发制造能力。加强天然气水合物基础研究工作，重点攻关开发技术、环境控制等技术难题，超前做好技术储备。

8、深入推进国际合作

深化双边、多边天然气合作，落实“一带一路”建设，加强与天然气生产国的合作，形成多元化供应体系，保障天然气供应安全。建立完善跨境天然气管道沿线国家保证供应多层次协调机制，重视跨境管道安全保护，保障安全平稳供气。促进与东北亚天然气消费国的合作，推动建立区域天然气市场，提高天然气价格话语权。积极参与全球能源治理，加强与国际组织的合作，为我国天然气发展创造更好的国际环境。

五、环境保护

（一）环境影响分析

1、提高能效和节能减排效果显著

目前，我国一次能源消费结构仍以煤炭为主，二氧化碳排放强度高，环境压力大。“十三五”期间，随着天然气资源开发利用加快，天然气占一次能源消费的比重将提高，可有效降低污染物和二氧化碳排放强度。发电和工业燃料上天然气热效率比煤炭高约10%，天然气冷热电三联供热效率较燃煤发电高近1倍。天然气二氧化碳排放量是煤炭的59%、燃料油的72%。大型燃气-蒸汽联合循环机组二氧化硫排放浓度几乎为零，工业锅炉上二氧化硫排放量天然气是煤炭的17%、燃料油的25%；大型燃气-蒸汽联合循环机组氮氧化物排放量是超低排放煤电机组的73%，工业锅炉的氮氧化物排放量天然气是煤炭的20%；另外，与煤炭、燃料油相比，天然气无粉尘排放。若2020年天然气消费量达到3600亿立方米，比2015年增加1670亿立方米，同增加等量热值的煤炭相比，每年可减排二氧化碳7.1亿吨、二氧化硫790万吨。

2、可持续发展作用重大

天然气广泛使用对保护生态环境，改善大气质量，提高公众生活质量和健康水平，实现可持续发展具有重要作用。天然气覆盖面的扩大和天然气普及率的提高，使越来越多的人民群众能共享天然气的清洁性，生活质量得到提高，对我国经济社会可持续发展将发挥重要作用。

（二）环境保护措施

坚持统筹规划、合理布局、保护环境、造福人民，实现天然气开发利用与安全健康、节能环保协调发展。认真执行环境影响评价制度和节能评估审查制度，加强项目环保评估和审查、节能评估和审查。加强国家重要生态功能区或生态脆弱区等生态保护重点地区环境监管力度。加强建设项目防洪影响和水资源论证工作，切实落实建设项目水土保持方案制度和“三同时”制度，认真实施水土保持预防和治理措施，控制人为水土流失。加强集约化开发力度，尽量减少耕地、林地占用。大力发展生物天然气，促进农作物秸秆、畜禽粪便等农业废弃物资源的利用。完善高酸性气田安全开发技术，加强对常规天然气开采及净化等过程大气污染治理，减少无组织排放和非正常排放，确保满足环境管理相关要求。加强对页岩气开发用水和煤制天然气生产用水及其处理的管理及环境监测。大力推广油田伴生气和气田试采气回收技术、天然气开采节能技术等。采取严格的环境保护措施降低对环境敏感区的影响，优化储运工艺，加强天然气泄漏检测，减少温室气体逃逸排放。加大LNG冷能利用力度。

附表

天然气主干管道规划表

序号	管道名称	长度	管径	设计输量	设计压力	备注
		公里	毫米	亿方/年	兆帕	
1	西三线	3807				
	东段干线（吉安—福州）	817	1219/1016	150	10	在建
	中段干线（中卫—吉安）	2062	1219	300	12	
	闽粤支干线	575	813	56	10	
	中卫—靖边支干线	353	1219	300	12	
2	西四线（伊宁—中卫）	2431				
	伊宁—吐鲁番段	760	1219	300	12	
	吐鲁番—中卫段	1671	1219	300	12	
3	西五线（乌恰—中卫）	3200				
	乌恰—连木沁段	1495	1219	300	12	
	连木沁—中卫段	1705	1219	300	12	
4	中亚 D 线（含境外段）	1000	1219	300	12	
5	陕京四线	1274	1219	300	12(10)	
6	中俄东线					
	黑河—长岭（含长春支线）	737/115	1422/1016	380	12	
	长岭—永清	1110	1422/1219	150	12	
	安平—泰安	321	1219	200	10	
	泰安—泰兴	715	1219	200	10	
7	楚雄—攀枝花管道	186	610	20	6.3	
8	新疆煤制气外输管道	8972	1219/1016	300	12(10)	
9	鄂尔多斯—安平—沧州管道	2422	1219/1016	300	12(10)	
	濮阳—保定支干线	443	1016	100	10	
10	青岛—南京管道	553	914	80	10	
11	川气东送二线管道	550	1016	120	10	
12	蒙西煤制气外输管线	1200	1219	300	12	
13	琼粤海口—徐闻管道	265	914	100	10	
14	青藏天然气管道	1140	610	12.7	6.3	
15	重庆—贵州—广西管道	780	1016	100	10	
16	广西 LNG 配套管道	1106	813/610	40	10	在建
17	天津 LNG 配套管道	475	1016/813	40	10	在建
	武清—通州支线	56	711	30	10	
18	深圳 LNG 调峰接收站配套管道	65	813	107	9.2	
19	唐山 LNG 接收站外输管道复线	161	1219	200	10	
20	威远—荣昌—南川—涪陵	440	711/813/1016	50/60/80	10	

