

(上接10版)合理布局适度发展天然气发电,鼓励在电力负荷中心建设天然气调峰电站,提升电力系统安全保障水平。

提高天然气生产能力。加强基础地质调查和资源评价,加强科技创新,产业扶持,促进常规天然气增产,重点突破页岩气、煤层气等非常规天然气勘探开发,推动页岩气规模化开发,增加国内天然气供应。完善非常规天然气产业政策体系,促进页岩气、煤层气产业化应用。以四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地为重点,建成多个百亿立方米级天然气生产基地。2017年以来,每年新增天然气产量超过100亿立方米。

专栏1 非常规天然气勘探开发取得突破

页岩气、海相页岩气勘探开发取得重大突破,建设了四川长宁—威远、顺庆、重庆涪陵等国家页岩气示范区,推动页岩气规模化开发。2019年产量突破150亿立方米。

煤层气、致密砂岩气和煤层气大规模区工业化开发,为煤层气发展提供低成本条件并重要支撑。2019年全国煤层气(煤层瓦斯)产量突破180亿立方米。

致密气、致密砂岩气勘探开发取得重要进展,直接促进了鄂尔多斯盆地和川东北地区天然气产量的快速增长。

提升石油勘探开发与加工水平。加强国内勘探开发,深化体制机制改革、促进科技研发和新技术应用,加大低品位资源勘探开发力度,推进原油增储上产。发展先进采收油技术,提高原油采收率,稳定松辽盆地、渤海湾盆地等东部老油田产量。以新疆地区、鄂尔多斯盆地等重点,推进西部新油田增储上产。加强渤海、东海和南海等海域近海油气勘探开发,推进深海对外合作,2019年海上油田产量约4000万吨。推进炼油行业转型升级。实施成品油质量升级,提升燃油品质,促进减少机动车尾气污染物排放。

(三) 加强能源储备调控体系建设

统筹发展煤电油气多种能源运输方式,构建互联互通输配网络,打造稳定可靠的储运调峰体系,提升应急保障能力。

加强能源输配网络建设。持续加强跨省区骨干能源输送通道建设,提升能源主要产区与主要消费区区域间通达能力,促进跨区域互补、协调发展。提升既有铁路煤炭运输专线的输送能力,持续提升铁路运输比例和煤炭运输效率。推进天然气主干管道与省级管网、液化天然气接收站、储气库间互联互通,加快建设“全国一张网”,初步形成调度灵活、安全可靠的天然气输运体系。稳步推进跨省区天然气通道建设,扩大西北、华北、东北和西南等区域清洁能源配置范围。完善区域电网主网架,加强省级区域内部分电网建设。开展柔性直流输电示范工程建设,积极建设能源互联网,推动构建规模合理、分层分区、安全可靠的电力系统。

健全能源储备应急体系。建立国家储备与企业储备相结合、战略储备与商业储备并举的能源储备体系,提高石油、天然气和煤炭等储备能力。完善国家石油储备体系,加快石油储备基地建设。建立健全地方政府、供气企业、管输企业、城镇燃气企业各负其责的多层次天然气储气调峰体系。完善以企业社会责任储备为主体、地方政府储备为补充的煤炭储备体系。健全国家大面积停电事件应急机制,全面提升电力供应可靠性和应急保障能力。建立健全与能源储备能力相匹配的储备保障体系,构建规范化的收储、轮换、动用体系,完善决策执行的监管机制。

完善能源调峰体系。坚持供给侧与需求侧并重,完善市场机制,加强技术支撑,增强调峰能力,提升能源系统综合利用效率。加快抽水蓄能电站建设,合理布局天然气调峰电站,实施既有燃煤热电联产机组、燃煤发电机组灵活性改造,改善电力系统调峰性能,促进清洁能源消纳。推动储能与新能源发电、电力系统协同优化运行,开展电力储能等调峰试点。推进天然气储气调峰设施建设,完善天然气气调峰辅助能力。完善电价、气价政策,引导电力、天然气用户自主参与调峰、错峰,提升需求侧响应能力。健全电力和天然气负荷可中断、可调节管理体系,挖掘需求侧潜力。

(四) 支持农村及贫困地区能源发展

落实乡村振兴战略,提高农村生活用能保障水平,让农村居民有更多实实在在的获得感、幸福感、安全感。

加快完善农村能源基础设施。让所有人都能用上电,是全面建成小康社会的基本条件。实施全面解决无电人口问题三年行动计划,2015年底全面解决了无电人口用电问题。中国高度重视农村电网改造升级,着力补齐农村电网发展短

板。实施小城镇中心村农网改造升级、平原农村地区机井通电和贫困村通动力电专项工程。2018年起,重点推进深度贫困地区和低收入村农网改造升级攻坚战,加快天然气管网覆盖范围。在天然气管网未覆盖的地区推进液化天然气、压缩天然气、液化石油气供应节点建设,因地制宜开发利用可再生能源,改善农村供电条件。

精准实施能源扶贫工程。能源不仅是经济发展的动力,也是扶贫的重要支撑。中国合理开发利用贫困地区能源资源,积极推进贫困地区自身“造血”能力,为贫困地区经济发展增添新动能。在革命老区、民族地区、边疆地区、贫困地区优先布局能源开发项目,建设清洁电力外送基地,为所在地经济增长作出重要贡献。在水电开发建设中,形成了水库移民“搬得出、稳得住、能致富”的可持续发展模式,让贫困人口更多分享资源开发收益。加强财政投入和政策扶持,支持贫困地区发展生物质能、风能、太阳能、小水电等清洁能源。推行多种形式的光伏与农业融合发展模式,实施光伏扶贫工程,建成了成千上万座遍布贫困农村地区的“阳光银行”。

推进北方农村地区冬季清洁取暖。北方地区冬季清洁取暖关系广大人民群众生活,是重大民生工程、民心工程。以保障北方地区广大群众温暖过冬、减少大气污染为立足点,在北方农村地区因地制宜开展清洁取暖。依托企业为主体、政府推动、居民可承受的方针,稳妥推进“煤改气”“煤改电”,支持利用清洁能源物质燃料、地热能、太阳能供暖以及热泵技术应用。截至2019年底,北方农村地区清洁取暖率约31%,比2016年提高21.6个百分点;北方农村地区累计完成散煤替代约2300万户,其中京津冀及周边地区、汾渭平原累计完成散煤清洁化替代约1800万户。

(四) 依托重大能源工程提升能源技术装备水平

在全球能源绿色低碳转型发展趋势下,加快传统能源技术装备升级换代,加强新兴能源技术装备自主创新,清洁能源技术装备水平显著提升。依托重大装备制造业和重大示范工程,推动清洁能源装备制造攻关、试验示范和推广应用。完善能源装备计量、标准、检测和认证体系,提高重大能源装备研发、设计、制造和成套能力。围绕能源安全供应、清洁能源发展和化石能源清洁高效利用三大方向,着力突破能源装备制造关键技术、材料和零部件等瓶颈,推动全产业链技术创新。开展先进能源技术装备的重大能源示范工程建设,提升煤炭清洁智能开采选洗、深水 and 非常规油气勘探开发、油气储运和输送、清洁高效燃煤发电、先进核电、可再生能源发电、燃气轮机、储能、先进电网、煤炭深加工等领域装备的技术水平。

(五) 支持新技术新模式新业态发展

当前,世界正处在新科技革命和产业革命交汇点,新技术突破不断带动产业变革,促进能源新模式新业态不断涌现。大力推动能源技术与现代信息、材料和先进制造技术深度融合,依托“互联网+”智慧能源建设,探索能源生产和消费新模式。加快智能光伏创新发展,推动光伏发电与农业、渔业、牧业、建筑等融合发展,拓展光伏发电互补应用新空间,形成分布式光伏应用新模式。加快发展绿氢制取、储运和应用等氢能产业链技术装备,促进氢能燃料电池技术链、氢燃料电池汽车产业链发展。支持各环节各场景储能应用,着力推进储能与可再生能源互补发展。支持新能源微电网建设,形成发储用一体化局域清洁能源系统。推动综合能源服务新模式,实现终端能源多能互补、协同高效。在试点示范项目引领和带动下,各类能源新技术、新模式、新业态持续涌现,形成能源创新发展的“聚变效应”。

六、全面深化能源体制改革

充分发挥市场在能源资源配置中的决定性作用,更好发挥政府作用,深化重点领域和关键环节市场化改革,破除妨碍发展的体制机制障碍,着力解决市场体系不完善等问题,为维护国家能源安全、推进能源高质量发展提供制度保障。

(一) 构建有效竞争的能源市场

大力培育多元市场主体,打破垄断、放宽准入,鼓励竞争,构建统一开放、竞争有序的能源市场体系,着力清除市场壁垒,提高能源资源配置效率和公平性。

培育多元能源市场主体。支持各类市场主体依法平等进入负面清单以外的能源领域,形成多元市场主体共同参与的格局。深化油气勘查开采体制改革,开放油气勘查开采市场,实行勘查区块竞争出让和更加严格的区块退出机制。支持符合条件的企业进口原油。改革油气管网运营机制,实现管输和销售业务分离。稳步推进售电侧改革,有序向社会资本开放配售电业务,深化电网企业主辅分离。积极培育配售电企业、储能、综合能源服务等新兴市场主体。深化国有能源企业改革,支持非公所有制发展,积极稳妥开展能源领域混合所有制改革,激发企业活力动力。

建设统一开放、竞争有序的能源市场体系。根据不同能源品种特点,搭建煤炭、电力、石油和天然气交易平台,促进供需互动。推动建设现代化煤炭市场体系,发展动力煤、炼焦煤、原油期货和天然气现货交易。全面放开经营性电力用户发用电计划,建设中长期交易、现货交易等电能交易和辅助服务交易相结合的电力市场。积极推进全国统一电力市场和全国碳排放权交易市场建设。

(二) 完善主要由市场决定能源价格的机制

按照“管住中间、放开两头”总体思路,稳步放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

(三) 创新能源科学管理和优化服务

进一步转变政府职能,简政放权、放管结合、优化服务,着力打造服务型政府。发挥能源战略规划和宏观政策导向作用,集中力量办大事。强化能源市场监管,提升监管效能,促进各类市场主体公平竞争。坚持人民至上、生命至上理念,牢牢守住能源安全生产底线。

激发市场主体活力。深化能源“放管服”改革,减少中央政府层面能源项目核准,将部分能源项目审批核准权限下放地方,取消可由市场主体自主决策的能源项目审批,减少前置审批事项,降低市场准入门槛,加强和规范事中事后监管。提升“获得电力”服务水平,压减办

新时代的 中国能源发展

大型能源企业适应自身发展和行业需要,不断加强科技能力建设,形成若干专业领域、有影响力的研究机构。多种方式结合本地产业优势,采取多种方式加强科技能力建设。在“大众创业、万众创新”政策支持下,各类社会主体积极开展科技创新,形成了众多能源科技自主创新。

(三) 开展能源重大领域协同科技创新

实施重大科技项目和工程,实现能源领域关键技术跨越式发展。聚焦国家重大战略产业化目标,实施油气科技重大专项,重点突破油气地质新理论与高效勘探开发关键技术,开展页岩油、页岩气、天然气水合物等非常规资源经济高效开发技术攻关。实施核能科技重大专项,围绕三代压水堆和四代高温气冷堆技术,开展关键核心技术攻关,持续推进核电自主创新。面向重大共性关键技术,部署开展新能源汽车、智能电网技术与装备、煤矿智能化开采技术与装备、煤炭清洁高效利用与新型节能技术、可再生能源与氢能技术等方面研究。面向国家重大战略任务,重点部署能源高效洁净利用与转化的物理化学基础研究,推动以基础研究带动应用技术创新。

专栏2 重大能源技术装备取得突破

可再生能源技术装备,早期水能、风能、太阳能等能源装备制造技术,大型水轮机成套设计制造能力世界领先。风电、光伏发电产业规模全球领先,成本大幅下降,形成一批具有国际竞争力的企业。生物质能、储能装备制造取得重要进展。

电网技术装备,全球额定电压最高输电技术,性能优良、多电压等级交流输电技术装备广泛应用,智能电网、电网网架核心技术取得突破。输电技术装备处于国际领先水平。

核电技术装备,掌握具有自主知识产权的核电设计制造技术,自主研发三代核电技术并实现国产化,具有自主知识产权的“华龙一号”“玲龙一号”等三代核电技术取得重要突破。“国和一号(CAP1400)”非能动系统技术示范工程取得重要进展,“国和一号”全球首堆工程取得重要进展。

小水电技术装备取得重要进展。

储能技术装备取得突破,开展锂离子电池和铅酸电池开发,自主研发锂离子电池,实现技术突破,应用安全可靠并广泛应用,开发了超高压大容量储能技术,海洋平台储能开发取得重要突破,全球首座海洋平台自给能源系统“国和一号”取得2年运营,油力发电系统技术装备取得突破。

清洁能源技术装备,具备超超临界燃煤机组自主研发制造能力,发电效率创下56%左右纪录,实现发电效率、二次发电效率两项突破,超超临界技术突破应用于超临界火电,建设1000兆瓦煤电机组实现利用并运行。

煤炭安全绿色开采利用技术装备,煤炭安全绿色开采技术达到国际先进水平,煤炭生产实现智能化、机械化、无人化转变,形成具有自主知识产权的智能化煤矿建设和施工关键技术。

专栏3 电力领域市场化改革取得重要突破

建立全国统一电力市场体系,基本确立“管住中间、放开两头”的输配电成本监审制度,改变电网企业盈利模式,加快推动电力市场化改革进程。

健全电网结构优化配置,组建北京、广西两省区区域电网机构和33个省(自治区、直辖市)交易机构,实现交易机制统一,突破跨区域电力市场建设。

规范电力市场秩序,鼓励社会资本参与增量配电网业务,鼓励符合条件的企业从事售电业务,赋予用户更多自主选择权。截至2019年底,推出300个增量配电网改革试点项目,电力交易机构挂牌的售电公司达4500家。

规范电力市场秩序,有序开发应用云计算、大数据、人工智能,在多个领域开展电力市场应用,在5个区域电网交易,27个省区实现电力市场应用。

开展电力市场建设,2019年,全国市场化交易电量达2.71万亿千瓦时,约占全社会用电量37.5%。

专栏4 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏5 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏6 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏7 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏8 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏9 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏10 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏11 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏12 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏13 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏14 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏15 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏16 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏17 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏18 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏19 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏20 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏21 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

专栏22 油气领域市场化改革取得重要突破

推进油气体制改革,推进“管住中间、放开两头”总体思路,稳步推进放开竞争性领域和竞争性环节价格,促进价格反映市场供求,引导资源配置;严格政府定价成本监审,推进科学合理定价。

有序放开竞争性环节价格。推动分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成,电力用户或售电主体可与发电企业通过市场化方式确定交易价格。进一步深化燃煤发电上网电价机制改革,实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。稳步推进以竞争性招标方式确定新建风电、光伏发电项目上网电价。推动按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化方式形成跨省跨区送电价格。完善成品油价格形成机制,推进天然气价格市场化改革。坚持保基本、促节约原则,全面推行居民阶梯电价、阶梯气价制度。

科学核定自然垄断环节价格。按照“准许成本+合理收益”原则,合理制定电网、天然气管网输配价格。开展两个监管周期输配电价成本监审和电价核定。强化输配气价格监管,开展成本监审,构建天然气输配领域全环节价格监管体系。

电时间、环节和成本。推行“互联网+政务”服务,推进能源政务服务事项“一窗受理”“应进必进”,提升“一站式”服务水平。

专栏13 电力领域市场化改革取得重要突破

优化用电营商环境是提升市场主体和人民群众“获得感”的重要途径和重要内容。在全国范围内降低小微企业用电报装“三环节”效率,受理“零”服务。2019年底,全国范围内小微企业用电报装“三环节”效率,办电时间压减至30个工作日内。世界银行报告显示,2017年至2019年,企业办电平均由5.5个工作日减至2.2个工作日,办电平均成本大幅下降,“获得感”指标排名从第99位跃升至第12位。

专栏14 能源领域外商投资准入持续放宽

2017年,修订发布《外商投资产业指导目录》,首次提出全面开放境外投资准入领域。2018年起,外商投资准入负面清单领域(负面清单)从事中国禁止类产业,负面清单之外的领域按照内外资一致原则实施管理。

2018年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 电网投资运营(中方控股)。
- 核电领域装备制造、开发(中方控股)。
- 新能源汽车整车制造的中方股比不低于50%。
- 船舶(同一外国投资者设立超过30家企业,销售来自多个不同品牌不同种类和品牌产品的成品油)的中方控股建设。

2019年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 石油、天然气(含煤层气)钻井、开采、液化(气除外)的勘探、开发(中方合资、合作)。
- 服务人口50万以上城市燃气和热力管网建设,运营(由中方控股)。

专栏15 能源领域外商投资准入持续放宽

2017年,修订发布《外商投资产业指导目录》,首次提出全面开放境外投资准入领域。2018年起,外商投资准入负面清单领域(负面清单)从事中国禁止类产业,负面清单之外的领域按照内外资一致原则实施管理。

2018年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 电网投资运营(中方控股)。
- 核电领域装备制造、开发(中方控股)。
- 新能源汽车整车制造的中方股比不低于50%。
- 船舶(同一外国投资者设立超过30家企业,销售来自多个不同品牌不同种类和品牌产品的成品油)的中方控股建设。

2019年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 石油、天然气(含煤层气)钻井、开采、液化(气除外)的勘探、开发(中方合资、合作)。
- 服务人口50万以上城市燃气和热力管网建设,运营(由中方控股)。

专栏16 能源领域外商投资准入持续放宽

2017年,修订发布《外商投资产业指导目录》,首次提出全面开放境外投资准入领域。2018年起,外商投资准入负面清单领域(负面清单)从事中国禁止类产业,负面清单之外的领域按照内外资一致原则实施管理。

2018年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 电网投资运营(中方控股)。
- 核电领域装备制造、开发(中方控股)。
- 新能源汽车整车制造的中方股比不低于50%。
- 船舶(同一外国投资者设立超过30家企业,销售来自多个不同品牌不同种类和品牌产品的成品油)的中方控股建设。

2019年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 石油、天然气(含煤层气)钻井、开采、液化(气除外)的勘探、开发(中方合资、合作)。
- 服务人口50万以上城市燃气和热力管网建设,运营(由中方控股)。

专栏17 能源领域外商投资准入持续放宽

2017年,修订发布《外商投资产业指导目录》,首次提出全面开放境外投资准入领域。2018年起,外商投资准入负面清单领域(负面清单)从事中国禁止类产业,负面清单之外的领域按照内外资一致原则实施管理。

2018年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 电网投资运营(中方控股)。
- 核电领域装备制造、开发(中方控股)。
- 新能源汽车整车制造的中方股比不低于50%。
- 船舶(同一外国投资者设立超过30家企业,销售来自多个不同品牌不同种类和品牌产品的成品油)的中方控股建设。

2019年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 石油、天然气(含煤层气)钻井、开采、液化(气除外)的勘探、开发(中方合资、合作)。
- 服务人口50万以上城市燃气和热力管网建设,运营(由中方控股)。

专栏18 能源领域外商投资准入持续放宽

2017年,修订发布《外商投资产业指导目录》,首次提出全面开放境外投资准入领域。2018年起,外商投资准入负面清单领域(负面清单)从事中国禁止类产业,负面清单之外的领域按照内外资一致原则实施管理。

2018年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 电网投资运营(中方控股)。
- 核电领域装备制造、开发(中方控股)。
- 新能源汽车整车制造的中方股比不低于50%。
- 船舶(同一外国投资者设立超过30家企业,销售来自多个不同品牌不同种类和品牌产品的成品油)的中方控股建设。

2019年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 石油、天然气(含煤层气)钻井、开采、液化(气除外)的勘探、开发(中方合资、合作)。
- 服务人口50万以上城市燃气和热力管网建设,运营(由中方控股)。

专栏19 能源领域外商投资准入持续放宽

2017年,修订发布《外商投资产业指导目录》,首次提出全面开放境外投资准入领域。2018年起,外商投资准入负面清单领域(负面清单)从事中国禁止类产业,负面清单之外的领域按照内外资一致原则实施管理。

2018年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 电网投资运营(中方控股)。
- 核电领域装备制造、开发(中方控股)。
- 新能源汽车整车制造的中方股比不低于50%。
- 船舶(同一外国投资者设立超过30家企业,销售来自多个不同品牌不同种类和品牌产品的成品油)的中方控股建设。

2019年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 石油、天然气(含煤层气)钻井、开采、液化(气除外)的勘探、开发(中方合资、合作)。
- 服务人口50万以上城市燃气和热力管网建设,运营(由中方控股)。

专栏20 能源领域外商投资准入持续放宽

2017年,修订发布《外商投资产业指导目录》,首次提出全面开放境外投资准入领域。2018年起,外商投资准入负面清单领域(负面清单)从事中国禁止类产业,负面清单之外的领域按照内外资一致原则实施管理。

2018年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入限制:

- 电网投资运营(中方控股)。
- 核电领域装备制造、开发(中方控股)。
- 新能源汽车整车制造的中方股比不低于50%。
- 船舶(同一外国投资者设立超过30家企业,销售来自多个不同品牌不同种类和品牌产品的成品油)的中方控股建设。

2019年《外商投资准入特别管理措施(负面清单)》取消了以下准入