

附件

关于加快储气设施建设和 完善储气调峰辅助服务市场机制的意见

为认真践行习近平新时代中国特色社会主义思想，加快推进天然气产供储销体系建设，落实《中共中央 国务院关于深化石油天然气体制改革若干意见》（中发〔2017〕15号）要求，补足储气调峰短板，制定本意见。

一、充分认识加快储气设施建设和完善储气调峰市场机制的必要性和紧迫性

截至目前，我国地下储气库工作气量仅为全国天然气消费量的3%，国际平均水平为12-15%；液化天然气（以下简称LNG）接收站罐容占全国消费量的2.2%（占全国LNG周转量的约9%），日韩为15%左右；各地方基本不具备日均3天用气量的储气能力。去冬今春全国较大范围内出现的天然气供应紧张局面，充分暴露了储气能力不足的短板。这已成为制约我国天然气产业可持续发展的重要瓶颈之一。

此外，储气和调峰机制上也存在诸多问题，制约天然气稳定安全供应。已有规定中储气责任界定不清，储气能力和调峰能力混淆，储气能力核定范围不明确，储气责任落实的约束力不够。辅助服务市场未建立，企业除在属地自建储气设施外，储气责任落实缺乏其他途径；支持政策不完善，峰谷差价等价格政策未完全落实，市场

化、合同化的调峰机制远未形成，各类企业和用户缺乏参与储气调峰的积极性。

加强储气和调峰能力建设，是推进天然气产供储销体系建设的重要组成部分。天然气作为优质高效、绿色清洁的低碳能源，未来较长时间消费仍将保持较快增长。尽快形成与我国消费需求相适应的储气能力，并形成完善的调峰和应急机制，是保障天然气稳定供应，提高天然气在一次能源消费中的比重，推进我国能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效能源体系的必然要求。

二、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中全会精神，统筹推进“五位一体”总体布局、协调推进“四个全面”战略布局，落实党中央、国务院关于深化石油天然气体制改革的决策部署和加快天然气产供储销体系建设的任务要求，遵循能源革命战略思想，着力解决天然气发展不平衡不充分问题，加快补足储气能力短板，明确政府、供气企业、管道企业、城镇燃气企业和大用户的储气调峰责任与义务，建立和完善辅助服务市场机制，形成责任明确、各方参与、成本共担、机制顺畅、灵活高效的储气调峰体系，为将天然气发展成为我国现代能源体系中的主体能源之一提供重要支撑。

三、基本原则

明确责任划分。供气企业和管道企业承担季节（月）调峰责任和应急责任。其中，管道企业在履行管输服务合同之外，重在承担

应急责任。城镇燃气企业承担所供应市场的小时调峰供气责任。地方政府负责协调落实日调峰责任主体，供气企业、管道企业、城镇燃气企业和大用户在天然气购销合同中协商约定日调峰供气责任。

坚持市场主导。推进天然气价格市场化，全面实行天然气购销合同。储气服务（储气设施注采、存储服务）价格和储气设施天然气购销价格由市场竞争形成。构建储气调峰辅助服务市场机制，支持企业通过自建合建、租赁购买储气设施，或者购买储气服务等手段履行储气责任。

加强规划统筹。建立以地下储气库和沿海 LNG 接收站储气为主，重点地区内陆集约、规模化 LNG 储罐应急为辅，气田调峰、可中断供应、可替代能源和其他调节手段为补充，管网互联互通为支撑的多层次储气调峰系统。

严格行业监管。加强对违法违规、履责不力行为的约谈问责、惩戒查处和通报曝光。将各地和有关企业建设储气设施、保障民生用气、履行同等行为分别纳入政府及油气行业信用体系建设和监管范畴。

四、主要目标

（一）储气能力指标。

供气企业应当建立天然气储备，到 2020 年拥有不低于其年合同销售量 10% 的储气能力，满足所供应市场的季节（月）调峰以及发生天然气供应中断等应急状况时的用气要求。

县级以上地方人民政府指定的部门会同相关部门建立健全燃

气应急储备制度，到 2020 年至少形成不低于保障本行政区域日均 3 天需求量的储气能力，在发生紧急情况时必须最大限度保证与居民生活密切相关的民生用气供应安全可靠。北方采暖的省（区、市）尤其是京津冀大气污染传输通道城市等，宜进一步提高储气标准。

城镇燃气企业要建立天然气储备，到 2020 年形成不低于其年用气量 5% 的储气能力。不可中断大用户要结合购销合同签订和自身实际需求统筹供气安全，鼓励大用户自建自备储气能力和配套其他应急措施。

以上各方的储气指标不得重复计算。2020 年以后各方储气能力配套情况，按以上指标要求，以当年实际合同量或用气量为基数进行考核。作为临时性过渡措施，目前储气能力不达标部分，要通过签订可中断供气合同，向可中断用户购买调峰能力来履行稳定供气的社会责任。同时，各方要根据 2020 年储气考核指标和现有能力匹配情况，落实差额部分的储气设施建设规划及项目，原则上以上项目 2018 年要全部开工。

（二）指标核定范围。

储气指标的核定范围包括：一是地下储气库（含枯竭油气藏、含水层、盐穴等）工作气量；二是沿海 LNG 接收站（或调峰站、储配站等，以下统称 LNG 接收站）储罐罐容（不重复计算周转量）；三是陆上（含内河等）具备一定规模，可为下游输配管网、终端气化站等调峰的 LNG、CNG 储罐罐容（不重复计算周转量，不含液化厂、终端气化站及瓶组站、车船加气站及加注站）等。合资建设

的储气设施，其储气能力可按投资比例分解计入相应出资方的考核指标，指标认定的具体方案应在相关合同或合作协议中明确约定。可中断合同供气、高压管存、上游产量调节等不计入储气能力。

五、重点任务

（一）加强规划统筹，构建多层次储气系统。

1.加大地下储气库扩容改造和新建力度。各企业要切实落实国家天然气发展专项规划等对地下储气库工作气量的约束性指标要求。加快全国地下储气库的库址筛选和评估论证，创新工作机制，鼓励各类投资主体参与地下储气库建设运营。

2.加快 LNG 接收站储气能力建设。鼓励多元主体参与，在沿海地区优先扩大已建 LNG 接收站储转能力，适度超前新建 LNG 接收站。以优化落实环渤海地区 LNG 储运体系实施方案为重点，尽快完善全国的 LNG 储运体系。推动 LNG 接收站与主干管道间、LNG 接收站间管道互联，消除“LNG 孤站”和“气源孤岛”。LNG 接收站要形成与气化能力相配套的外输管道。鼓励接收站增加 LNG 槽车装车撬等，提高液态分销能力。

3.统筹推进地方和城镇燃气企业储气能力建设。针对地方日均 3 天需求量、城镇燃气企业年用气量 5%的储气能力落实，各省级人民政府指定的部门要统筹谋划，积极引导各类投资主体通过参与 LNG 接收站、地下储气库等大型储气设施建设来履行储气责任（含异地投资、建设）；在此基础上，结合本地实际情况适度、集约化的建设陆上 LNG、CNG 储配中心，确保储气能力达标。县级以上

地方人民政府或其指定的部门要在省级规划统筹的基础上，将储气设施建设纳入本级规划体系，明确储气设施发展目标、项目布局和建设时序，制定年度计划。

4.全面加强基础设施建设和互联互通。基础设施建设和管网互联互通两手抓，加快完善和优化全国干线管网布局，消除管输能力不足和区域调运瓶颈的制约。加快管网改造升级，协调系统间压力等级，实现管道双向输送，最大限度发挥应急和调峰能力。县级以上人民政府指定的部门要加强规划统筹和组织协调，会同相关部门保障互联互通工程实施以及储气设施就近接入输配管网，并推动省级管网与国家干线管道互联互通。

（二）构建规范的市场化调峰机制。

1.以购销合同为基础规范天然气调峰。全面实行天然气购销合同管理，供用气双方签订的购销合同原则上应明确年度供气量、分月度供气量或月度不均衡系数、最大及最小日供气量等参数，并约定双方的违约惩罚机制。鼓励企业采购 LNG 现货、签订分时购销合同（调峰合同），加强用气高峰期天然气供应保障。超出合同的需求原则上由用气方通过市场化采购等方式解决，但应急保供情况下供气方和管道企业在能力范围内须予以支持并可获得合理收益，额外产生的费用由用气方承担。供气方不能履行合同供应，用气方外采气量超额支出原则上由供气企业承担。

2.积极推行天然气运输、储存、气化、液化和压缩服务的合同化管理。基础设施使用方应与运营方签订服务合同，合理预定不同

时段、不同类型的管输服务等。设施使用及运营方应共同加强用气曲线的科学预测，提高基础设施运营效率。设施运营方不能履行服务合同的，保供支出（含气价和服务收费）超出正常市场运行的部分原则上由设施运营方承担。基础设施尚有剩余能力，且存在第三方需求时，基础设施运营企业应以可中断、不可中断等多样化服务合同形式，无歧视公平开放基础设施并可获得合理收益。

（三）构建储气调峰辅助服务市场。

1.自建、合建、租赁、购买等多种方式相结合履行储气责任。鼓励供气企业、管输企业、城镇燃气企业、大用户及独立第三方等各类主体和资本参与储气设施建设运营。支持企业通过自建合建储气设施、租赁购买储气设施或者购买储气服务等方式，履行储气责任。支持企业异地建设或参股地下储气库、LNG接收站及调峰储罐项目。

2.坚持储气服务和调峰气量市场化定价。储气设施实行财务独立核算，鼓励成立专业化、独立的储气服务公司。储气设施天然气购进价格和对外销售价格由市场竞争形成。储气设施经营企业可统筹考虑天然气购进成本和储气服务成本，根据市场供求情况自主确定对外销售价格。鼓励储气服务、储气设施购销气量进入上海、重庆等天然气交易中心挂牌交易。峰谷差大的地方，要在终端销售环节积极推行季节性差价政策，利用价格杠杆“削峰填谷”。

3.坚持储气调峰成本合理疏导。城镇区域内燃气企业自建自用的储气设施，投资和运行成本纳入城镇燃气配气成本统筹考虑，并

给予合理收益。城镇燃气企业向第三方租赁购买的储气服务和气量，在同业对标、价格公允的前提下，其成本支出可合理疏导。鼓励储气设施运营企业通过提供储气服务获得合理收益，或利用天然气季节价差获取销售收益。管道企业运营的地下储气库等储气设施，实行第三方公平开放，通过储气服务市场化定价，获得合理的投资收益。支持大工业用户等通过购买可中断气量等方式参与调峰，鼓励供气企业根据其调峰作用给予价格优惠。

（四）加强市场监管，构建规范有序的市场环境。

各地在授予或变更特许经营权时，应将履行储气责任、民生用气保障等作为重要的考核条件，对存在不按规定配套储气能力、连年气荒（或供气紧张）且拒不签订购销合同等行为的城镇燃气企业，应要求其加强整改直至按照《城镇燃气管理条例》等法律法规吊销其经营许可，收回特许经营权，淘汰一批实力差、信誉低、保供能力不足的城镇燃气企业。供气企业储气能力不达标且项目规划不落地、不开工、进度严重滞后的，视情研究核减该企业的天然气终端销售比例，核减的气量须井口、接收站转卖给无关联第三方企业，不得一体化运营进入中下游或终端销售。对供气企业利用产业链优势，强行转嫁储气调峰责任的，各类企业在用气高峰期存在实施价格垄断协议、滥用市场支配地位等垄断行为的，各类企业不制定不落实应急预案的，以及管道企业、基础设施运营企业不提供公开公平的接入标准和服务的要加大查处和通报力度。

（五）加强储气调峰能力建设情况的跟踪调度，对推进不力、

违法失信等行为实行约谈问责和联合惩戒。

国家发展改革委、能源局会同相关部门对储气调峰能力建设情况进行跟踪检查，视情对工作推进不力的政府部门、企业及相关责任人约谈曝光。加强对各地和有关企业建设储气设施、保障民生用气、履行合等同情况的信用监管。对未能按照规定履行储备调峰责任的企业、出现较大范围恶意停供居民用气的企业，根据情形纳入石油天然气行业失信名单，对严重违法失信行为依法实施联合惩戒。有关信用信息归集至全国信用信息共享平台，经主管部门认定后，相应纳入城市信用监测和石油天然气行业失信联合惩戒范畴，通过“信用中国”网站向社会公布。

六、保障措施

（一）强化财税和投融资支持。研究对地下储气库建设的垫底气采购支出给予中央财政补贴，对重点地区应急储气设施建设给予中央预算内投资补助支持。在第三方机构评估论证基础上，研究液化天然气接收站项目进口环节增值税返还政策按实际接卸量执行。支持地方政府、金融机构、企业等在防范风险基础上创新合作机制和投融资模式，创新和灵活运用贷款、基金、租赁、证券等多种金融工具，积极推广政府和社会资本合作（PPP）等方式，吸引社会资本参与储气设施建设运营。

（二）强化用地保障，加快项目推进。各企业要切实加快国家规划的地下储气库、LNG接收站及配套管道建设，各省（区、市）相关部门要给予大力支持。各省（区、市）相关部门要做好本地区

应急储气设施建设规划与土地利用、城乡建设等规划的衔接，优化、简化审批手续，优先保障储气设施建设用地需求。各级管道企业要优先满足储气设施对管网的接入需求。鼓励储气设施集约运营、合建共用，支持区域级、省级应急储气中心建设，减少设施用地，降低运行成本。

（三）深化体制机制改革，强化政策配套。加快放开储气地质构造的使用权，配套完善油气、盐业等矿业权的租赁、转让、废弃核销机制以及已开发油气田、盐矿的作价评估机制。鼓励油气、盐业企业利用枯竭油气藏、盐腔（含老腔及新建）与其他主体合作建设地下储气库。严格执行管道第三方公平准入，加快 LNG 接收站第三方开放。加强天然气管道输配价格管理和成本监审，输配价格偏高的要尽快降低。鼓励有条件的地区先行放开大型用户终端销售价格。探索储气服务两部制定价，适时推进天然气热值计价。鼓励用户自主选择资源方和供气路径、形式，大力发展区域及用户双气源、多气源供应。加强储气领域技术和装备创新，推动出台小型 LNG 船舶在沿海、内河运输，以及 LNG 罐箱多式联运等方面的相关法规政策。天然气、燃气相关标准规范中关于储气调峰的相关规定，有冲突的以本意见为准。

（四）加强应急保障，确保运营安全。县级以上人民政府指定的部门应建立完善重大突发情况下的天然气保障应急预案，建立联动应急机制。在重大突发情况下，由地方政府指定的部门启动应急预案，相关方应给予配合。建立应急保供的责任划分和成本分担机

制，应急调度过程中发生的气量采购、基础设施服务等成本，原则上由高出合同量的用气方、低于合同量的供气方、基础设施服务的违约方等按责任分比例或全额承担，保供方可获得合理收益。天然气领域从业企业要严格履行安全生产主体责任，严格执行相关技术、工程、安全标准规范，加强检查巡查，及时排查处置安全隐患，确保设施安全运行。

（五）加强宣传引导。各方要利用多种媒介，主动宣传天然气季节性供需现状，积极回应社会关切，加强政策解读。加强经验总结和典型示范，推广复制成功经验，积极营造良好有利的社会环境和氛围。

七、附则

本《意见》中供气企业是指从事天然气销售业务，直接与城镇燃气企业、其他终端用户（不含城镇燃气企业终端用户）签订购销合同的企业。其中，自主拥有国产或进口气源且气源销售未实行财务独立核算的各类企业视为供气企业，其全部的自产、进口气量纳入该企业当年销售合同量核定。供气企业是子公司、分公司的，可纳入母公司、总公司等整体考核。