

引文: 谢旭光. 中国 LNG 进口产业与新型电力系统的融合发展[J]. 油气储运, 2024, 43(8):869-876.

XIE Xuguang. Integrated development of LNG import and new power systems in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(8): 869-876.

# 中国 LNG 进口产业与新型电力系统的融合发展

谢旭光

中海石油气电集团有限责任公司技术研发中心

**摘要:**【目的】目前中国进口 LNG 产业面临储备能力低、调节市场供需冗余能力低、进口成本偏高的困境。同时,中国新型电力系统发展面临“双高”(高比例可再生能源与高比例电力电子设备)现状,导致电力供应存在间歇性、随机性、转动惯量缺乏等问题。**【方法】**通过分析 LNG 基础存储设施现状、进口 LNG 价格发展趋势、LNG 发电优势等,阐述建立 LNG 战略储备的可行性与必要性。依据新型电力系统的 3 个不同发展阶段,探讨了可再生能源发电占比不断提高的现状下,新型电力系统所面临的潜在问题,以及进口 LNG、天然气发电在新型电力系统运转中的重要作用。**【结果】**在新型电力系统的发展过程中,进口 LNG 在低渗透率阶段可作为清洁能源代替以煤炭、石油为代表的传统化石能源成为发电燃料,在中渗透率阶段可为天然气管网与新型电力系统提供调峰及其他辅助服务,在高渗透率阶段可通过提供必要的转动惯量、备用服务、黑启动辅助服务以维持新型电力系统的稳定运行。**【结论】**在“双碳”目标引领下,可再生能源的发电占比将不断提高,并逐渐成为主要发电能源。天然气发电能够在新型电力系统发展的各个阶段提供必要的辅助服务,是构建新型电力系统的重要一环。当前,全球天然气市场供需宽松,可低价进口 LNG 形成战略储备,不断推动进口 LNG 产业与新型电力系统融合发展。(图 3, 参 28)

**关键词:** 进口 LNG; 新型电力系统; LNG 战略储备基地; 天然气发电厂; 融合发展

中图分类号: TE87

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2024)08-0869-08

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2024.08.003

## Integrated development of LNG import and new power systems in China

XIE Xuguang

Technology R&D Center, CNOOC Gas & Power Group Co. Ltd.

**Abstract:** [Objective] China's LNG import sector is facing challenges arising from low reserve capacities, limited capabilities in balancing market supply and demand, and elevated import costs. Concurrently, the development of new power systems in China confronts the “dual-high” bottleneck, characterized by significant proportions of renewable energy sources and power electronic equipment. Consequently, this bottleneck leads to power supply setbacks, including intermittency, randomness, and a lack of sufficient moments of inertia. [Methods] By scrutinizing the existing status of LNG storage infrastructure, the pricing trajectory of LNG import, and the benefits associated with LNG power generation, this paper articulates the viability and imperative nature of setting up LNG strategic reserves. It also illuminates the potential hurdles encountered in the progression of new power systems across three distinct stages, amidst the increasing share of power generation from renewable energy sources. The document emphasizes the crucial contributions of power generation from imported LNG and natural gas in propelling the operation of new power systems. [Results] In the initial low penetration stage of the development process of new power systems, imported LNG serves as a clean energy source for power generation, replacing conventional fossil fuels like coal and petroleum. As progress moves to the medium penetration stage, imported LNG finds utility in peak shaving and offering auxiliary services for natural gas pipeline networks and new power systems. In the advanced high penetration stage, imported LNG contributes to supporting the stable operation of new power systems through the provision of essential moments of inertia, standby services, and black start auxiliary services. [Conclusion] In alignment with the “carbon peaking and carbon neutrality” objectives, the proportion of power generated from renewable sources is set to rise steadily, eventually assuming a primary role in power

production. Natural gas power generation, offering crucial auxiliary services across the developmental stages of new power systems, is acknowledged as a significant component in the construction of these systems. In light of the current global market scenario characterized by a subdued supply and demand for natural gas, it is recommended to establish strategic reserves by importing LNG at competitive prices to foster the integrated development of LNG import and new power systems, ensuring bright prospects for progress. (3 Figures, 28 References)

**Key words:** imported LNG, new power system, LNG strategic reserve base, natural gas power plant, integrated development

2018年4月27日,国家发改委与能源局联合颁布《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》,要求中国供气企业具备不低于其年合同销售量10%的储气能力,城燃企业具有不低于其年用气量5%的储气能力,县级以上地方政府具有不低于保障本行政区域日均3天需求量的储气能力。目前,中国沿海LNG接收站已经具备天然气储备能力达 $1.83 \times 10^{10} \text{ m}^3$ 。然而,作为战略储备能源,进口LNG仍然面临进口成本偏高、资源获取保障性差、不易长期储存等问题<sup>[1]</sup>。

同时,国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书》<sup>[2]</sup>,对未来中国新型电力系统的发展进行了详尽的论述,提出未来新型电力系统在电网大比例接收风电与太阳能发电等新能源电力后,会面临波动性、间歇性、随机性增强及预测难度加大等问题<sup>[3]</sup>,需要加强电力系统的转动惯量、灵活性电源与系统支持能力建设<sup>[4]</sup>。基于上述问题提出一种综合解决方案,将进口LNG战略储备及配套天然气发电厂作为新型电力系统的灵活性电源,为大规模可再生能源并网提供调峰、调频及其他辅助服务,该方案可同时解决进口LNG

成本高、资源保障困难及可再生能源在新型电力系统中占比增大后所导致的电力供给不稳定等问题,以期促进进口LNG与中国新型电力系统的优势互补、融合发展。

## 1 LNG战略储备发展

### 1.1 中国LNG接收站储备能力

截至2022年,中国已建成LNG接收站的接收能力C为 $1.082 \times 10^8 \text{ t/a}$ ,LNG密度 $\rho$ 为 $430 \text{ kg/m}^3$ ,储罐容量V为 $1.393 \times 10^7 \text{ m}^3$ ,中国年平均LNG存储与接收能力比值 $P=\rho V/C$ ,计算得P为0.055。在LNG满负荷进口状态下,需平均至少倒换18次LNG储罐才能满足进口LNG的存储需求。目前,中国在建与扩建LNG接收站共31座,合计接收能力 $1.16 \times 10^8 \text{ t/a}$ ,建成后中国进口LNG接收站接收能力可达 $2.24 \times 10^8 \text{ t/a}$ ,储罐容量将增加 $2.308 \times 10^7 \text{ m}^3$ ,届时中国年平均LNG存储/接收能力比值为0.044,LNG满负荷进口转态下,平均至少倒换23次LNG储罐才能满足进口LNG的储存要求。与日韩相比(图1),中国LNG接收站储备能力偏低。

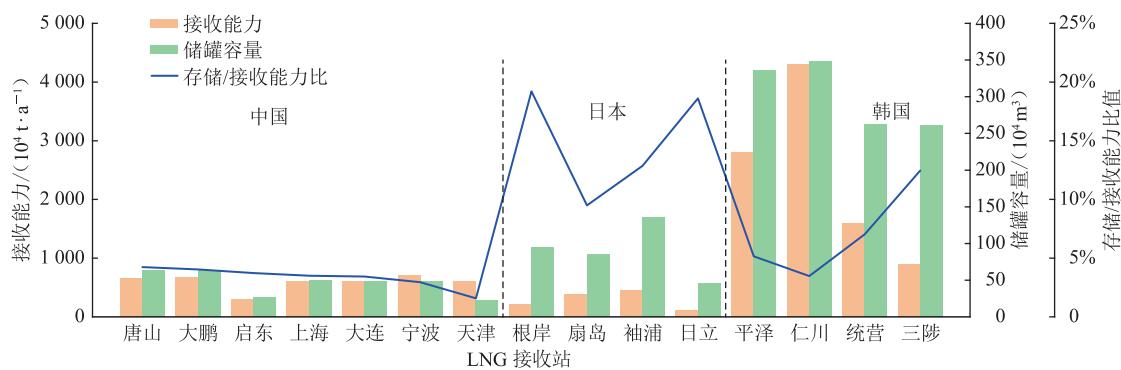


图1 中日韩部分LNG接收站存储与接收能力情况图

Fig. 1 Comparison of the ratios of storage and receiving capacities of LNG terminals among China, Japan, and South Korea

### 1.2 可行性分析

#### 1.2.1 基础设施

2022年中国天然气供应总量 $3.97 \times 10^{11} \text{ m}^3$ ,其中进口LNG约为 $9.91 \times 10^{10} \text{ m}^3$ ,占比约25%。2022年中国已建成LNG接收站的接收能力为 $1.082 \times 10^8 \text{ t/a}$ 。

2030年中国LNG接收站接收能力将达 $2.353 \times 10^8 \text{ t/a}$ <sup>[5]</sup>,而进口LNG总量仅为 $9.783 \times 10^7 \text{ t/a}$ <sup>[6]</sup>,LNG接收站的利用率将从目前的85%降至41%,导致大量LNG基础设施闲置,可为中国LNG战略储备提供LNG卸料码头、公用工程等基础设施。同时,需围绕LNG战略储

备基地建设基荷天然气发电厂与调峰天然气发电厂。

### 1.2.2 LNG 进口成本

天然气发电所面临的发展困境之一是燃料价格高,燃料成本占天然气发电整体成本的 75%以上,燃料的经济性决定着天然气发电的经济效益。

截至 2022 年底,已探明全球可采天然气的储量为  $2.11 \times 10^{14} \text{ m}^3$ ,全球天然气液化能力为  $4.57 \times 10^8 \text{ t/a}$ ,目前还有 20 项天然气液化项目正在建设中,预计集中于 2026—2028 年投产,新增天然气液化能力  $1.7 \times 10^8 \text{ t/a}$ ,2030 年前全球天然气液化能力将达到  $6.3 \times 10^8 \text{ t/a}$ ,可为中国 LNG 进口提供充足资源保障。中国气电集团技术研发中心研究(图 2)表明,2026 年后全球 LNG 供应量将大于需求量,并将长时间呈现供应宽松态势。



图 2 2021—2030 年全球 LNG 供需情况图  
Fig. 2 Diagram of global LNG supply and demand from 2021 to 2030

通过对国际 LNG 价格变化(图 3)分析可见,国际 LNG 价格(HH 现货价为美国亨利港天然气现货价格;JKM 现货价为日本与韩国进口 LNG 现货价格;TTF 现货价为欧洲荷兰产权转让设施天然气价格;JCC 指数为日本进口原油加权平均到岸价格指数;CLD 均价为中国大陆进口 LNG 平均到岸价格)长期处于剧烈波动状态,2021 年 4 月日韩基准液化天然气价格最低时 1 MMBtu(1 MMBtu= $1.055 \times 10^9 \text{ J}$ )LNG 价格

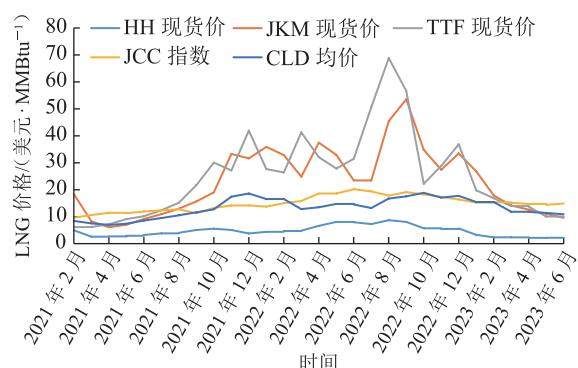


图 3 国际 LNG 价格变化趋势图  
Fig. 3 Fluctuation trend of international LNG pricing

不足 7 美元,2022 年 8 月份则高达 50 美元。

2022 年,中国进口现货 LNG 的到岸价已高达 32.64 美元/MMBtu,同比上涨 87.05%。2023 年后,LNG 价格持续走低,2 月欧洲 TTF 现货价格已跌至 15.54 美元/MMBtu,中国 CLD 月均价格跌至 15.28 美元/MMBtu,较 2022 年同期下跌 53.19%;5 月 15 日,亚洲现货 LNG 价格降至 10.45 美元/MMBtu;7 月中国 CLD 月均价格为 9.298 美元/MMBtu,相较 2022 年同期价格 21.362 美元/MMBtu 下降 56.47%<sup>[7]</sup>,国际 LNG 现货价格持续走低。

2020 年后,国际经济发展呈现持续低迷态势,天然气需求量整体下降。作为重要的 LNG 进口国,日韩 LNG 存储量较大且内部需求平淡,因此进口需求持续疲软<sup>[7]</sup>;欧洲主要经济体经济增长停滞,制造业规模持续收缩,整体用电量下降,与此同时风电、光电等可再生能源电力的装机量快速增长,抑制了天然气发电需求;在暖冬、工业复苏缓慢、可再生能源利用率增加等因素的影响下,美国天然气消费量增速明显变缓<sup>[8]</sup>。

全球天然气产量呈现持续增长态势,但国际经济发展动能不足,天然气供需宽松,天然气进口的主要增长点集中在以中国、印度为代表的新兴市场,未来 LNG 进口价格将回落至 5 美元/MMBtu 以下。以此推算,未来中国 LNG 进口成本将不足 1.25 元/ $\text{m}^3$ ,在当前美元与人民币汇率为 1:7 及 LNG 接收站加工费为 0.18 元/ $\text{m}^3$  的情况下,预估中国天然气发电厂的发电成本将不超过 0.35 元/(kW·h),具备较强的价格竞争力。在国际 LNG 价格的低谷阶段,可通过大量购买 LNG 保证中国进口 LNG 战略储备资源的经济性,为天然气发电厂提供相对廉价的燃料。通过建立 LNG 战略储备可有效降低中国天然气发电的成本,满足未来新型电力系统价格低、保障能力强的需求。

### 1.3 必要性分析

#### 1.3.1 协助电网调峰

进口 LNG 战略储备基地的调峰电厂日常处于备用状态,当本地电网处于尖峰状态或需要调峰电厂提供辅助服务时,LNG 战略储备基地会启动气化设施,按照电网需求提供调峰电厂所需要的燃料。按照 2025 年中国 LNG 战略储备量为  $1.41 \times 10^{10} \text{ m}^3$  计算,储备基地的调峰电厂将具备  $7.05 \times 10^{10} \text{ kW}\cdot\text{h}$  的调峰能力,2030 年将具备  $1.11 \times 10^{11} \text{ kW}\cdot\text{h}$  调峰能力。按照

2025 年、2030 年中国电力需求量分别为  $8.9 \times 10^{12}$  kW·h、 $1.04 \times 10^{13}$  kW·h 计算, LNG 战略储备基地调峰电厂的电力供应量分别可以达到当年总需求量的 0.79%、1.07%, 可为电网提供必要的调峰、调频及黑启动等服务。

### 1.3.2 天然气发电优势

在 LNG 战略储备基地附近建设大型天然气发电厂形成大型无人清洁能源供应基地, 并与外部电网互联互通, 符合中国未来新型电力系统安全高效、清洁低碳、柔性灵活及智慧融合的要求:“安全高效”即在国际 LNG 低价窗口期获取充足资源储备, 形成大规模储备能力, 可有效避免国际 LNG 市场剧烈波动带来的不利影响;“清洁低碳”是指 LNG 作为较管道天然气更纯净的甲烷, 具有清洁能源的特性;“柔性灵活”是指 LNG 储备项目的日间最大气化能力远大于其他能源供应形式, 且燃气轮机启停速度快(重型机组启动时间为 5~10 min、轻型机组 1~5 min、微型机组 20~40 s<sup>[9-11]</sup>);“智慧融合”即无人化工厂、操作系统的人工智能控制、操作系统与外部电网的互联互通。

## 2 新型电力系统的阶段特征与面临的挑战

截至 2022 年, 中国可再生能源装机容量达到  $1.213 \times 10^9$  kW, 占全国发电总装机的 47.3%, 已正式超过全国煤电装机容量<sup>[12]</sup>。2023 年 1 月至 3 月全国可再生能源发电量  $5.947 \times 10^{11}$  kW·h, 占全国总发电量的 28.7%<sup>[13]</sup>。根据国家发改委能源所规划, 到 2050 年中国可再生能源在一次能源中的占比将达到 60% 以上, 在电力系统中占比达到 85% 以上, 超过 60% 的终端用能将通过电力提供<sup>[14]</sup>, 新型电力系统的本征特性将发生较大变化<sup>[15]</sup>。与当前电力系统相比, 新型电力系统具有高比例可再生能源接入及高比例电力电子设备的“两高”特征<sup>[16]</sup>。作为清洁灵活的调峰电源, 天然气发电的发展需符合“双碳”战略要求, 并与新型电力系统相适应<sup>[17]</sup>。

可再生能源在电网中的渗透率是指可再生能源的年平均发电量在全国总发电量中的占比。根据当前中国电力系统技术水平与可再生能源的间歇性出力特性评估, 以可再生能源渗透率作为划分工具, 将新型电力系统的发展划分为以下 3 个阶段:低渗透率阶段,

即可再生能源渗透率小于 30%;中渗透率阶段, 即可再生能源渗透率为 30%~50%;高渗透率阶段, 即可再生能源渗透率大于 50%。目前全球可再生能源平均渗透率约为 8%, 绝大多数地区的可再生能源平均渗透率低于 10%, 中国正处于低渗透率阶段<sup>[18]</sup>。

在低渗透率阶段, 新型电力系统的输出端电网较脆弱, 风电与太阳能发电的并网以局部集中为主, 输送端可再生能源占比较高, 而接收端占比较低。风电与太阳能发电需经过长距离输送至用电负荷中心, 可再生能源出力的随机波动性导致输出端电网较脆弱, 经常发生并网点周围电能质量波动与潮流阻塞问题<sup>[19]</sup>。为保障输送端电网系统稳定运行, 实现可再生能源电力远距离输送, 需要运用大量天然气发电进行调峰调频。

在中渗透率阶段, 新型电力系统将面临全网扰动问题。随着可再生能源渗透率增加, 可再生能源电力的并网方式从局部并网转变为多地区的集中式及分布式并网, 如德国 90% 以上的太阳能装机以分布式光伏的方式并入当地电网<sup>[20]</sup>, 因此可再生能源出力的不稳定性开始对电网的整体运行造成干扰。特别是可再生能源装机入网会导致电力电子接口控制量的时间尺度增加, 使得电网扰动频带更宽, 机组与机组、机组与网络之间的关系更复杂, 甚至可能发生宽频域内的超同步振荡, 电网的不稳定性大幅增大<sup>[21]</sup>。在中渗透率阶段的大量可再生能源电力必然会大幅度缩短火电的利用小时数<sup>[22]</sup>, 天然气发电与可再生能源发电之间除了灵活性调峰关系外, 更多表现为激烈的竞争关系。

在高渗透率阶段, 新型电力系统将面临惯性下降及双向流动的问题。在此阶段, 电网出力以风能、太阳能等可再生能源发电为主, 火电占比大幅度缩小, 可再生能源不稳定性的影响将进一步扩大, 主要体现在以下 3 个方面:

1) 1996 年之后, 由于风电光伏大比例接入电网, 欧洲电力系统的惯性下降了 20% 以上<sup>[23]</sup>, 电力系统的惯性大幅度下降是高渗透率阶段的典型特征之一。由于电力系统的整体惯性与电力系统的频率稳定性及暂态稳定性密切相关, 在高渗透率阶段电力系统的频率失稳及暂态失稳概率将大幅度增加。

2) 由于风电与太阳能发电的容量系数较低, 为满足电力系统电量供应需求, 在高渗透率阶段可再生能源装机容量将远超电力系统的负荷峰值, 电力系统的

峰谷差将进一步放大，天然气发电的商业运行方式也将发生根本变化，其盈利模式不再以基荷发电为主，而是以为电网提供调峰、调频、黑启动等服务为主。

3) 在高渗透率阶段，终端的大量可再生能源电力也以分布式能源的方式接入电路系统，这些分布式能源既是能源生产者也是消费者，即产销共同体。大量能源产销共同体的出现，使得电力系统呈现双向流动特征，多样化电源与多能协同发展是高渗透率电力系统的最终发展方向<sup>[24]</sup>。

### 3 进口 LNG 与新型电力系统融合发展

通过 LNG 战略储备基地及其配套电厂建设，进口 LNG 与新型电力系统之间关系密切，在新型电力系统的各发展阶段起到不同作用。

#### 3.1 替代清洁能源

在低渗透率阶段，新型电力系统处于发展初始阶段，需要包括天然气发电在内的常规机组承担发电主力，并为负荷端的用电尖峰提供充足的调峰装机容量，同时可再生能源发电已取得较大进展。在此阶段，天然气发电至少应具备两方面功能：承担电力系统发电主力、为可再生能源电力的“打捆”远距离输送提供支撑。

在低渗透率阶段，进口 LNG 的市场开拓方向主要是作为清洁能源替代煤与油，即气电替代煤电与燃油发电。与燃油发电相比，燃气发电更具经济性与环保性。中国的燃气发电替代燃油发电主要集中在东南沿海地区，2006 年随着广东大鹏 LNG 投入运营，大量进口 LNG 进入中国东南沿海地区，在经济发展与环境保护的要求下，大量燃油发电厂改为燃气发电厂。

气电替代煤电的情况相对复杂，与煤电相比，天然气发电在污染物排放、碳减排效果、调峰性能及装机成本等方面都存在较大优势<sup>[25]</sup>，但其燃料成本高、资源保障难度大，气电替代煤电的经济性评估并不乐观。目前气电替代煤电更多发生在东南沿海地区，由于环保政策限制了煤电发展，基于实际用电需求与当地进口 LNG 接收站的发展，不得已使用气电替代煤电。

天然气发电可以为可再生能源富集地区提供“打捆外送”服务。天然气发电在可再生能源富集地区的调峰服务主要体现在两个方面<sup>[26]</sup>：①中国西北地区有丰富的风能、太阳能、天然气资源，在西北地区建设大量天然气调峰电厂可为当地电网向东南地区大规模输

送可再生能源电力提供“打捆外送”调峰服务。②东部沿海地区具有充足的进口 LNG 资源，且临近电力负荷中心，利用进口 LNG 发电可以为当地可再生能源发电提供调峰服务，形成就地消纳协同发展模式。

#### 3.2 提供双调峰服务

在中渗透率阶段，天然气管网已形成“全国一张网”格局，不但实现了物理连通，也形成了统一的运营模式。该阶段的典型特征为用电负荷中心有大量当地的风电及太阳能发电以分布式能源的形式并入电网，可再生能源出力的不稳定性对电网的影响显著增加，因此电网调峰需求急剧增加，需要在用电负荷中心配套建设更多的天然气发电机组，以维持用电负荷中心电网的稳定性。在该阶段，进口 LNG 将依靠丰富的国际资源市场实现为中国天然气管网及新型电力系统提供“双调峰”服务，“双调峰”成为进口 LNG 发挥功能的主要形式：

1) 进口 LNG 为天然气管网调峰。随着国家石油天然气管网集团有限公司的成立，“全国一张网”基本形成。管道本身具有一定容量，当管道压力大于 3.5 MPa 时，管道具备一定的调峰能力，但利用管道的容量调峰会导致管道输送时流量与压力产生明显波动。随着可再生能源在中渗透率阶段的占比逐渐增大，用于调峰的燃气机组必将进一步增多，电力天然气管网的异质能流耦合将逐渐加深<sup>[27]</sup>。为适应新型电力系统的调峰需求，急需发展更高效的调峰手段以实现天然气管网调峰。利用进口 LNG 接收站可以提供较高效的调峰服务，也可以克服管道输送时流量与压力变化的不利影响。同时，LNG 接收站具有占地少、金属耗费少、投资低等优势<sup>[28]</sup>，进口 LNG 在中渗透率阶段对中国天然气管网应对极端工况、小时调峰、月度调峰及季度调峰作用显著，有利于天然气管网的健康稳定运行。

2) 进口 LNG 为电网调峰。进口 LNG 的电网调峰作用主要体现在为用电负荷中心地区数量众多的以分布式并网的可再生能源提供调峰服务。在中渗透率阶段，用电负荷中心地区电网呈现明显的双潮流特征，以可再生能源为主的分布式能源既是电力的生产者也是消费者。为了维护用电负荷中心地区电网的稳定，为分布式可再生能源并网提供良好的条件，需要大量天然气电站由基荷电站转为调峰电站。

#### 3.3 支撑新型电力系统稳定运行

在高渗透率阶段，中国沿海经济发达地区储存有

大量低价进口 LNG，利用这些战略储备及配套电厂可支撑天然气发电。除了为当地电力系统提供必要的转动惯量外，还可以为分布式能源提供调频、黑启动等辅助服务，为该地区电网在“双向流”情景下的稳定运行提供支撑。

1) 为新型电力系统提供必要的转动惯量。基于目前的常规控制，风电、光伏对并入电网无惯性作用。随着新能源并网比例与终端直流受电比例的不断提高，在高渗透率阶段，电力系统的同步转动惯量将呈现逐步减小的趋势，特别是在大量火电被新能源发电替代后，这一趋势将更加显著。同时，新能源出力受外部天气环境变化影响大，具有较强的随机性、间歇性，因此当期出力范围较大时，其并入的电网会由于缺乏惯量支持出现较严重的不稳定性，大大限制当地电网对新能源的接纳程度。此时，天然气发电的转动惯量支持作用尤为重要。

2) 为新型电力系统提供备用冗余。2023年6月2日，能源局发布的《新型电力系统发展蓝皮书》中提出，为维持新型电力系统稳定运行，需要加强保障性支撑体系建设，特别是负荷中心城市应加强应急备用能源设施建设。根据电网发展需求，作为备用电源的一次调频能力要足够大，能够满足大频差扰动下的一次调频需求。以 LNG 为燃料的调峰电厂具有优异的调峰调频特性，可以配合新能源的发展为新型电力系统提供备用冗余。

3) 为新型电力系统提供黑启动等服务。局域电网因故障停运后，在不依赖外部网络的协助下，可通过系统内部装机资源，由具备自启动能力的机组带动无自启动能力的机组运转，逐渐扩大电力系统载荷范围，最终实现整个局域电力系统恢复正常运转。LNG 储备调峰电厂就是这类具备自启动能力的机组，与煤电、核电相比，其具有辅助设施少、占地面积小、启动迅速、操作简便等显著优点。

## 4 结论

进口 LNG 产业与新型电力系统的发展面临着不同问题，基于中国 LNG 产业发展实际情况及国际政治格局，可在沿海地区建立大规模 LNG 战略储备及配套天然气发电厂。在新型电力系统发展的不同阶段，进口 LNG 具备不同功能定位，可满足新型电力系

统发展的需要，促进产业融合发展。

1) 当前中国 LNG 储备能力偏弱，为应对国际局势变化所带来的风险，需提高 LNG 战略储备能力，建设 LNG 战略储备基地及配套电厂具有重要意义。近年来，中国新建 LNG 接收站不断增加，进口 LNG 接收能力不断提高，但进口 LNG 接收站也面临基础设施利用率下降的问题。同时，在全球经济增速放缓、天然气产量增长等因素的影响下，国际 LNG 现货价格持续走低，未来进口 LNG 将进入低价窗口期，为中国建立 LNG 战略储备提供了契机。

2) 为响应“双碳”战略，助力推进能源革命，构建新型能源体系，中国电力系统正在向新型电力系统转变。然而，其在不同的发展阶段面临着诸多问题，如输出端电网脆弱、全网扰动、电力冗余、系统惯性下降及电力双向流动等，进口 LNG 通过为天然气发电提供经济环保的发电能源，在新型电力系统发展的不同阶段发挥不同作用，可助力新型电力系统的高效稳定运行。

3) 天然气发电具有优越的调峰及自动化操控能力，与新型电力系统的“清洁低碳、安全高效、智慧融合、柔性灵活”四大特征相契合。中国进口 LNG 产业可以通过建设战略储备基地及配套电厂，与中国新型电力系统实现融合发展。

### 参考文献：

- [1] 武洪昆, 季元旗, 王晓庆, 姜睿睿, 罗慧慧. 中国进口 LNG 产业分析及展望[J]. 国际石油经济, 2019, 27(3): 67–72. DOI: 10.3969/j.issn.1004-7298.2019.03.010.  
WU H K, JI Y Q, WANG X Q, JIANG R R, LUO H H. Analysis and prospect on LNG import industry in China[J]. International Petroleum Economics, 2019, 27(3): 67–72.
- [2] 国家能源局. 国家能源局组织发布《新型电力系统发展蓝皮书》[EB/OL]. (2023-06-02)[2023-08-01]. [http://www.nea.gov.cn/2023-06/02/c\\_1310724249.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-06/02/c_1310724249.htm).  
National Energy Administration. The National Energy Administration has organized the release of the Blue Book on the Development of New Power Systems[EB/OL]. (2023-06-02)[2023-08-01]. [http://www.nea.gov.cn/2023-06/02/c\\_1310724249.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-06/02/c_1310724249.htm).
- [3] 黎博, 陈民铀, 钟海旺, 马子明, 刘东冉, 何钢. 高比例可再生能源新型电力系统长期规划综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(2): 555–581. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.212716.

- LI B, CHEN M Y, ZHONG H W, MA Z M, LIU D R, HE G. A review of long-term planning of new power systems with large share of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 555–581.
- [4] 黄雨涵, 丁涛, 李雨婷, 李立, 迟方德, 王康, 等. 碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(增刊 1): 28–51. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.211016.
- HUANG Y H, DING T, LI Y T, LI L, CHI F D, WANG K, et al. Decarbonization technologies and inspirations for the development of novel power systems in the context of carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1): 28–51.
- [5] 周淑慧, 梁严, 王占黎. 中国 LNG 接收站公平开放实践与展望[J]. 油气与新能源, 2022, 34(3): 1–10.
- ZHOU S H, LIANG Y, WANG Z Y. Fair opening-up and outlook of China's LNG terminal[J]. Petroleum and New Energy, 2022, 34(3): 1–10.
- [6] 刘筠竹. LNG 接收站的发展趋势[J]. 煤气与热力, 2021, 41(9): 11–15, 45. DOI: 10.13608/j.cnki.1000-4416.2021.09.011.
- LIU Y Z. Liquefied natural gas development trend of liquefied natural gas terminals[J]. Gas and Heat, 2021, 41(9): 11–15, 45.
- [7] 李玲. 亚洲 LNG 现货价格创两年来新低[N]. 中国能源报, 2023-05-29(19).
- LI L. Asian LNG spot prices hit a two-year low[N]. China Energy News, 2023-05-29(19).
- [8] 段兆芳, 张晓宇, 吴珉颉, 崔子健, 段天宇. 2023 年国内外天然气市场回顾与 2024 年展望[J]. 国际石油经济, 2024, 32(3): 19–28. DOI: 10.3969/j.issn.1004-7298.2024.03.003.
- DUAN Z F, ZHANG X Y, WU M J, CUI Z J, DUAN T Y. China's natural gas markets review in 2023 and outlook for 2024[J]. International Petroleum Economics, 2024, 32(3): 19–28.
- [9] 蔚叶. LNG 接收站 BOG 产生量的静态计算方法[J]. 石油与天然气化工, 2023, 52(1): 69–73. DOI: 10.3969/j.issn.1007-3426.2023.01.011.
- YU Y. Static calculation method of BOG generation in LNG terminal[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2023, 52(1): 69–73.
- [10] 张希良, 黄晓丹, 张达, 耿涌, 田立新, 范英, 等. 碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究[J]. 管理世界, 2022, 38(1): 35–51. DOI: 10.3969/j.issn.1002-5502.2022.01.003.
- ZHANG X L, HUANG X D, ZHANG D, GENG Y, TIAN L X, FAN Y, et al. Research on the pathway and policies for China's energy and economy transformation toward carbon neutrality[J]. Management World, 2022, 38(1): 35–51.
- [11] 季鹏飞. 燃气轮机在风光电站中调峰特性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2016.
- JI P F. The research of apply gas turbines to manage wind farm and photovoltaic power variability[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2016.
- [12] 王轶辰. 可再生能源装机超煤电意味着什么[N]. 经济日报, 2023-03-30(6).
- WANG Y C. What does installing renewable energy beyond coal-fired power mean[N]. Economic Daily, 2023-03-30(6).
- [13] 国家能源局. 国家能源局组织召开 2023 年 4 月份全国可再生能源开发建设形势分析会[EB/OL]. (2023-05-09)[2023-08-01]. [http://www.nea.gov.cn/2023-05/09/c\\_1310717089.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-05/09/c_1310717089.htm). National Energy Administration. The National Energy Administration organized an analysis meeting on the development and construction situation of renewable energy in China in April 2023[EB/OL]. (2023-05-09)[2023-08-01]. [http://www.nea.gov.cn/2023-05/09/c\\_1310717089.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-05/09/c_1310717089.htm).
- [14] 国家发展和改革委员会能源研究所. 中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究[EB/OL]. (2015-04-20)[2023-06-20]. <https://www.efchina.org/Reports-zh/china-2050-high-renewable-energy-penetration-scenario-and-roadmap-study-zh>. Energy Research Institute of the National Development and Reform Commission. Research on the development scenarios and pathways of high proportion renewable energy in China by 2050[EB/OL]. (2015-04-20)[2023-06-20]. <https://www.efchina.org/Reports-zh/china-2050-high-renewable-energy-penetration-scenario-and-roadmap-study-zh>.
- [15] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 147–158. DOI: 10.7500/AEPS20151215008.
- LU Z X, LI H B, QIAO Y. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 147–158.
- [16] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 黄彦浩, 马士聪, 赵强. 能源转型中我国新一代电力系统的特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893–1904. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.180067.
- ZHOU X X, CHEN S Y, LU Z X, HUANG Y H, MA S C,

- ZHAO Q. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893–1904.
- [17] 徐东, 冯敬轩, 宋镇, 万宏. 天然气发电与可再生能源融合发展研究综述[J]. 油气与新能源, 2023, 35(1): 17–25. DOI: 10.3969/j.issn.2097-0021.2023.01.003.
- XU D, FENG J X, SONG Z, WAN H. Research summary of the integrated development of gas power generation and renewable energy[J]. Petroleum and New Energy, 2023, 35(1): 17–25.
- [18] IRENA. Renewable capacity highlights[EB/OL]. (2020-03-31)[2021-02-17]. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Highlights\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf).
- [19] SØRENSEN P, UNNIKRISHNAN A K, MATHEW S A. Wind farms connected to weak grids in India[J]. Wind Energy, 2001, 4(3): 137–149. DOI: 10.1002/we.52.
- [20] 黄碧斌, 李琼慧, 蒋莉萍. 德国分布式电源的发展经验及其启示[J]. 中外能源, 2013, 18(6): 26–30.
- HUANG B B, LI Q H, JIANG L P. German experience in developing distributed power systems and lessons for China[J]. Sino-Global Energy, 2013, 18(6): 26–30.
- [21] 袁小明, 程时杰, 胡家兵. 电力电子化电力系统多尺度电压功角动态稳定问题[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(19): 5145–5154, 5395. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.161247.
- YUAN X M, CHENG S J, HU J B. Multi-time scale voltage and power angle dynamics in power electronics dominated large power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(19): 5145–5154, 5395.
- [22] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 李浩志, 康重庆. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171–191. DOI: 10.7500/AEPS20200922001.
- ZHUO Z Y, ZHANG N, XIE X R, LI H Z, KANG C Q. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171–191.
- [23] FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN A, GÓMEZ-LÁZARO E, MULJADI E, MOLINA-GARCÍA Á. Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 115: 109369. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109369.
- [24] DEASON W. Comparison of 100% renewable energy system scenarios with a focus on flexibility and cost[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82(Part 3): 3168–3178. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.026.
- [25] 单彤文. 天然气发电在中国能源转型期的定位与发展路径建议[J]. 中国海上油气, 2021, 33(2): 205–214. DOI: 10.11935/j.issn.1673-1506.2021.02.025.
- SHAN T W. Positioning and development path suggestions of natural gas power generation in China's energy transition period[J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(2): 205–214.
- [26] 周淑慧, 王军, 梁严. 碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展[J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 171–182. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.02.020.
- ZHOU S H, WANG J, LIANG Y. Development of China's natural gas industry during the 14th Five-Year Plan in the background of carbon neutrality[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 171–182.
- [27] 杜蕙, 林涛, 张效宁, 李君, 李轻言, 付希越. 面向燃气机组调峰的天然气管网动态安全域[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(5): 1881–1893. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.222660.
- DU H, LIN T, ZHANG X N, LI J, LI Q Y, FU X Y. Natural gas network dynamic security region for gas-fired units peak regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(5): 1881–1893.
- [28] 论立勇, 谢英柏, 杨先亮. 基于管输天然气压力能回收的液化调峰方案[J]. 天然气工业, 2006, 26(7): 114–116. DOI: 10.3321/j.issn:1000-0976.2006.07.037.
- LUN L Y, XIE Y B, YANG X L. LNG peak-shaving proposal based on pressure energy recovery of pipe gas[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(7): 114–116.

(编辑:赵佳雄)

**作者简介:** 谢旭光, 男, 1973 年生, 高级经济师, 2013 年博士毕业于中国石油大学(华东)石油与天然气工程专业, 现主要从事天然气工程碳中和方向的研究工作。地址: 北京市朝阳区太阳宫南街 6 号院 C 座 905 室, 100028。电话: 010-84526017。Email: xiexg@cnooc.com.cn

- Received: 2023-07-17
- Revised: 2023-09-07
- Online: 2024-05-21

