

# 加速天然气发电增长 迈向零碳未来

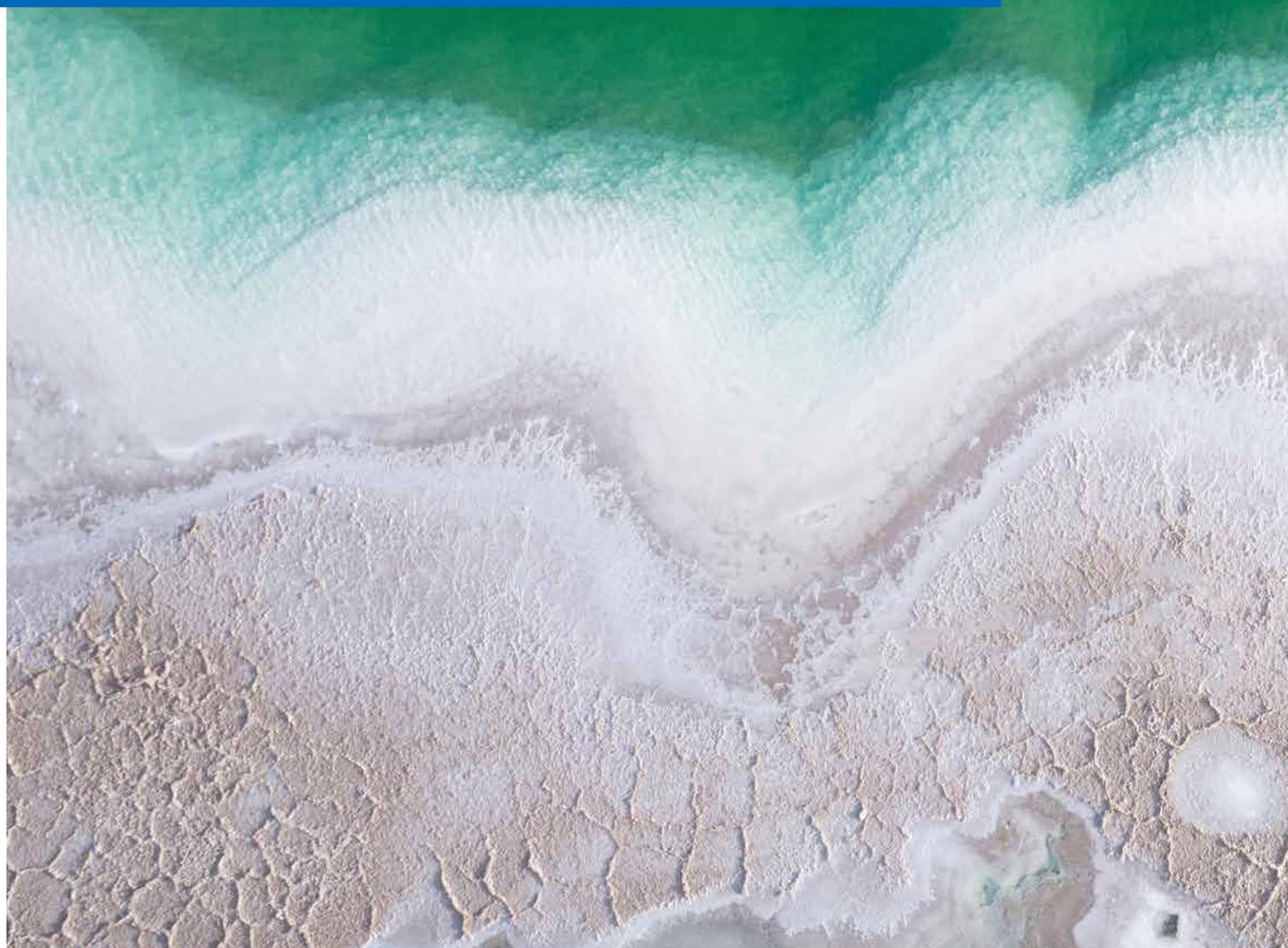
要了解 GE 对能源变革所持观点的更多信息，  
请访问：[www.ge.com/gas-power/future-of-energy](http://www.ge.com/gas-power/future-of-energy)

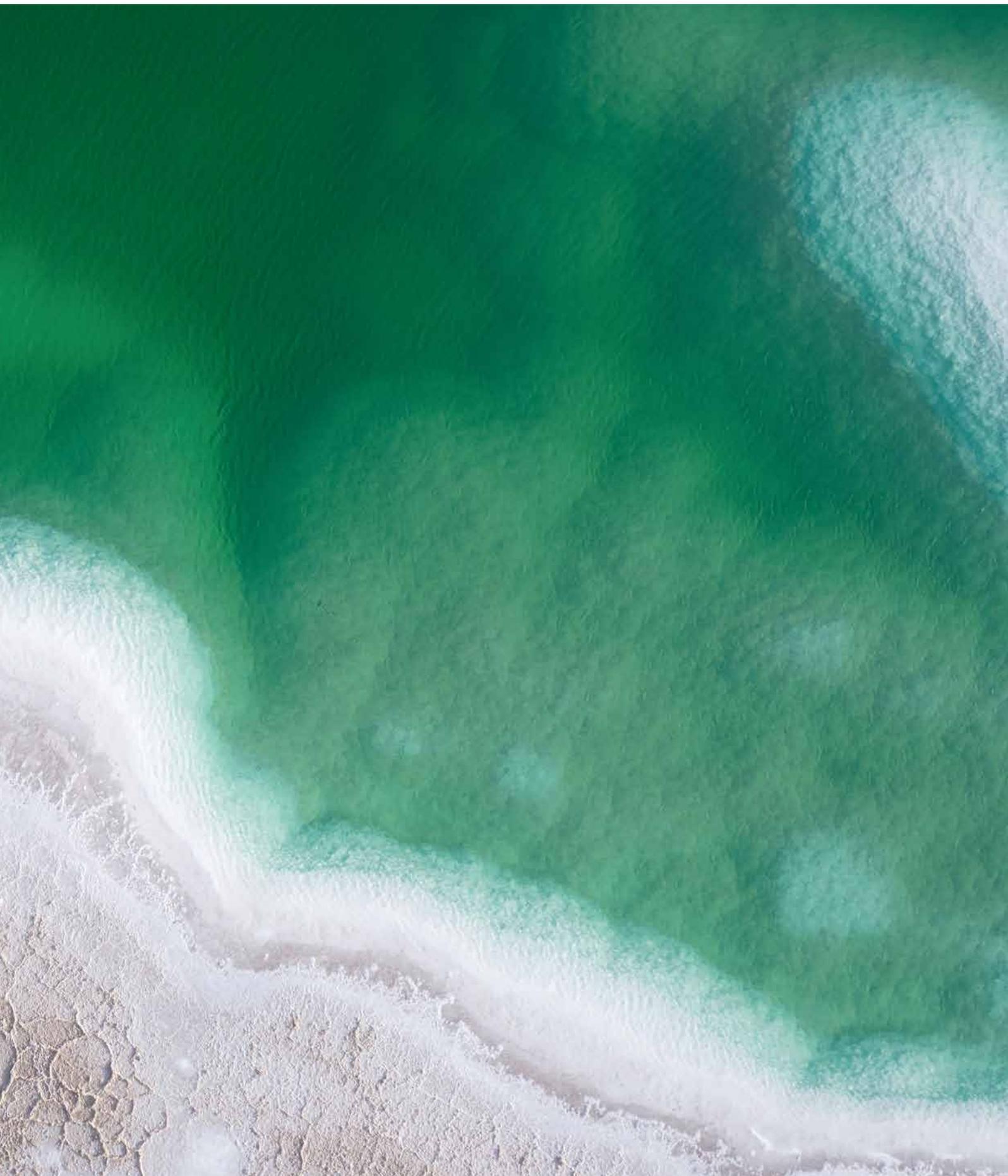


Building a world that works

## 摘要

气候变化是全人类面临的严峻挑战，关系到世界各国的可持续发展。站在“碳达峰、碳中和”的新起点上，GE 相信，加速天然气发电和可再生能源的战略部署，精进低碳或接近零碳的发电技术可快速地实现大幅度减排。



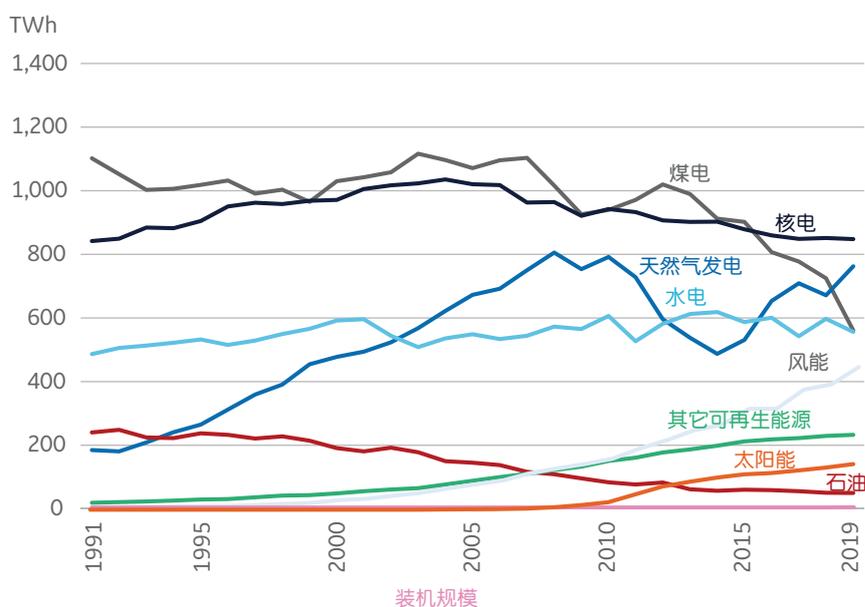


# 碳中和目标下的电力行业变革

越来越多的国家意识到温室气体含量上升会对气候变化产生一系列影响并纷纷采取相应的行动和对策以实现零碳未来的愿景。由于全球温室气体排放量的 41% 来自电力行业，因此，电力系统的低碳变革势在必行，而其中的关键在于用绿色创新技术替代传统技术。

目前，全球已有超过 120 个国家和地区提出了碳中和目标，大部分计划在 2050 年实现，如欧盟、英国、加拿大、日本等国家和地区。综合来看，发达国家在全球低碳发展背景下对电力行业进行的变革重点在于，认可天然气发电在过去对环保和减碳的贡献，更重视天然气发电和可再生能源的互补性，持续发展天然气发电使其成为传统煤电替代的基荷能源和保障电力系统安全稳定可靠的灵活性能源，并积极布局氢能发电产业以最终实现清洁零碳发电。

图 1：欧洲不同发电形式装机规模及趋势<sup>1</sup>

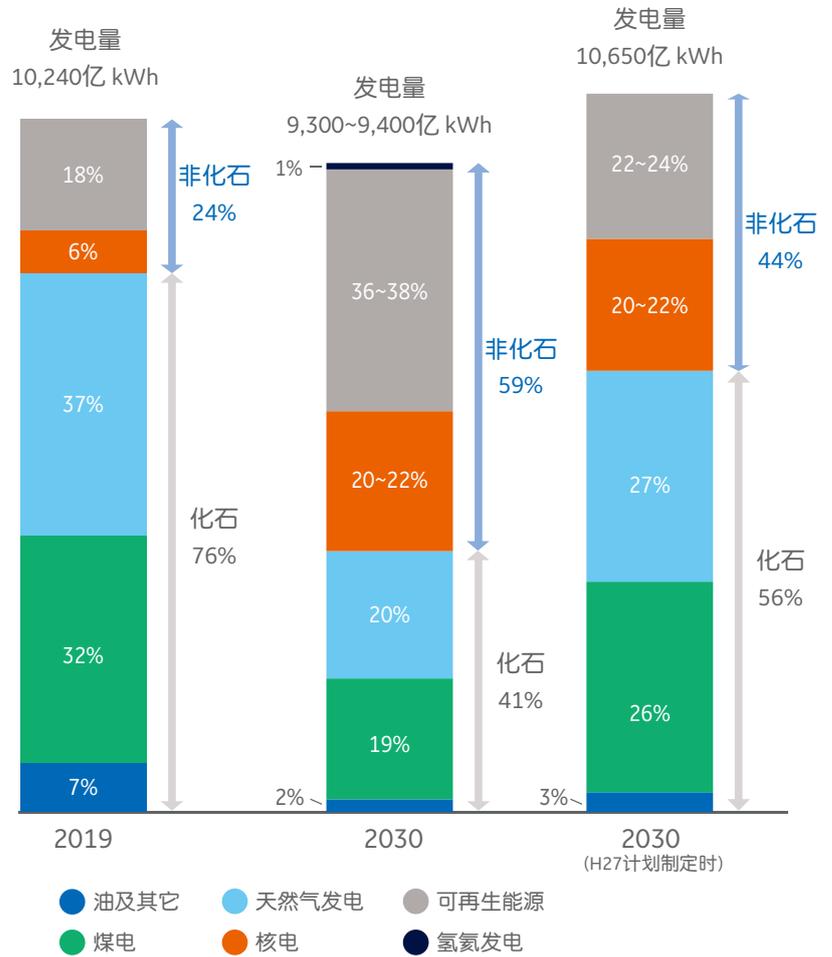


**欧盟：**在过去的 1990 年到 2018 年间，累计减排约 1400 兆吨二氧化碳当量。其中，电力行业减排了近 500 兆吨二氧化碳当量。在这段电力行业变革中，传统燃煤发电的发

电量从总发电量的 40% 减少到 20%；天然气发电量增长了 3 倍，从原先的少于 7% 增长至总发电量的 18%；风电和太阳能的发电量则从 0 增长至总发电量的 14%。

图 2：日本电源结构分析<sup>11</sup>

### 日本电源构成



由此可见，欧盟电力行业实现二氧化碳减排的关键原因在于持续推进天然气发电产业布局，利用天然气发电替代传统燃煤发电，实现热电联供和能源高效利用，并结合可再生能源实现多能互补。

同时，综合考虑到天然气发电未来可实现部分或全部氢燃料发电，且未来的成本和技术上的突破可能使氢气具有成本竞争力，欧盟一些国家正在采取政策激励措施，以促进氢能产业基础设施的发展并降低成本。与风能和太阳能光伏行业通过有针对性的政策激励措施所经历的情况类似，这些技术有可能显著提高氢的可用性和可负担性。

**日本：**是当前全球 LNG 第一大进口国，天然气发电已经成为其电力供应的主力军，发电量占比高达 37%，超过其它所有类型的发电形式。为实现 2050 年碳中和的目标，日本也在积极采取行动实施能源结构脱碳，其 2021 年公布的第 6 次《能源基本计划》的新目标是：大力部署可再生能源，到 2030 年其发电量在日本总发电量中所占比重大幅上调至 36%~38%；并对新建和在运行的天然气发电机组逐步要求掺氢燃烧的能力，积极发展氢能发电，2030 年，氢能发电量将达到 9300~9400 亿度。天然气发电作为灵活稳定低碳的发电形式，仍将被日本政府作为发电量占比最高的化石能源发电形式。



**中国:** 不仅是全球主要排放国里首个设定碳中和目标期限的发展中国家,也是世界电力生产和消费大国,随着 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和的目标的设定,中国提出 2030 年风电、光伏发电累计装机要达到 12 亿千瓦,电力系统正通过加快构建新型电力系统以实现快速深度转型。虽然当前中国发电结构中煤电仍占绝对主导地位,但煤电发电装机容量及发电量已从高速增长进入低速增长阶段,电网需要稳定低碳的基荷电源;同时,由于可再生能源发电存在间歇性、波动性和不稳定性特点,要求电力电网系统配置更高比例的灵活性电源作为支撑。电网需要更大规模的响应速度快、发电成本可承受、可持续供电的电源为其提供调峰、调频服务。

2020 年全国全口径发电装机容量达 220058 万千瓦,同比增长 9.5%,全国全口径火电装机容量达 124517 万千瓦,同比增长 4.7%,占全部装机容量的 56.58%。其中,煤电装机容量为 107992 万千瓦,同比增长 3.8%,占全部装机容量的 49.07%,首次降至 50% 以下;气电装机容量为 9802 万千瓦,同比增长 8.6%,占全部装机容量的 4.45%。

图 3: 2011-2020 年中国发电装机容量和发电量 (按发电形式) <sup>III</sup>

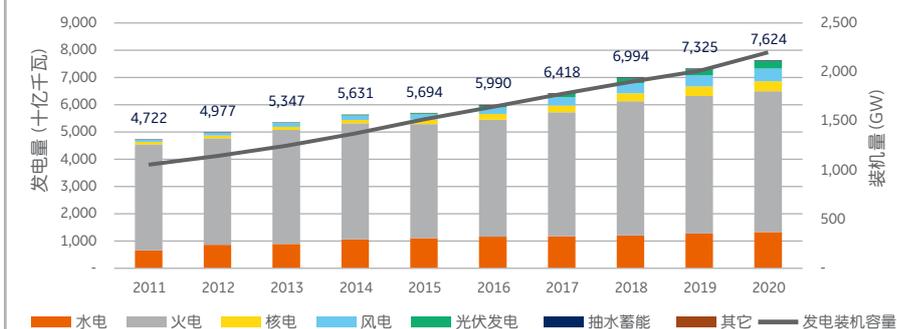
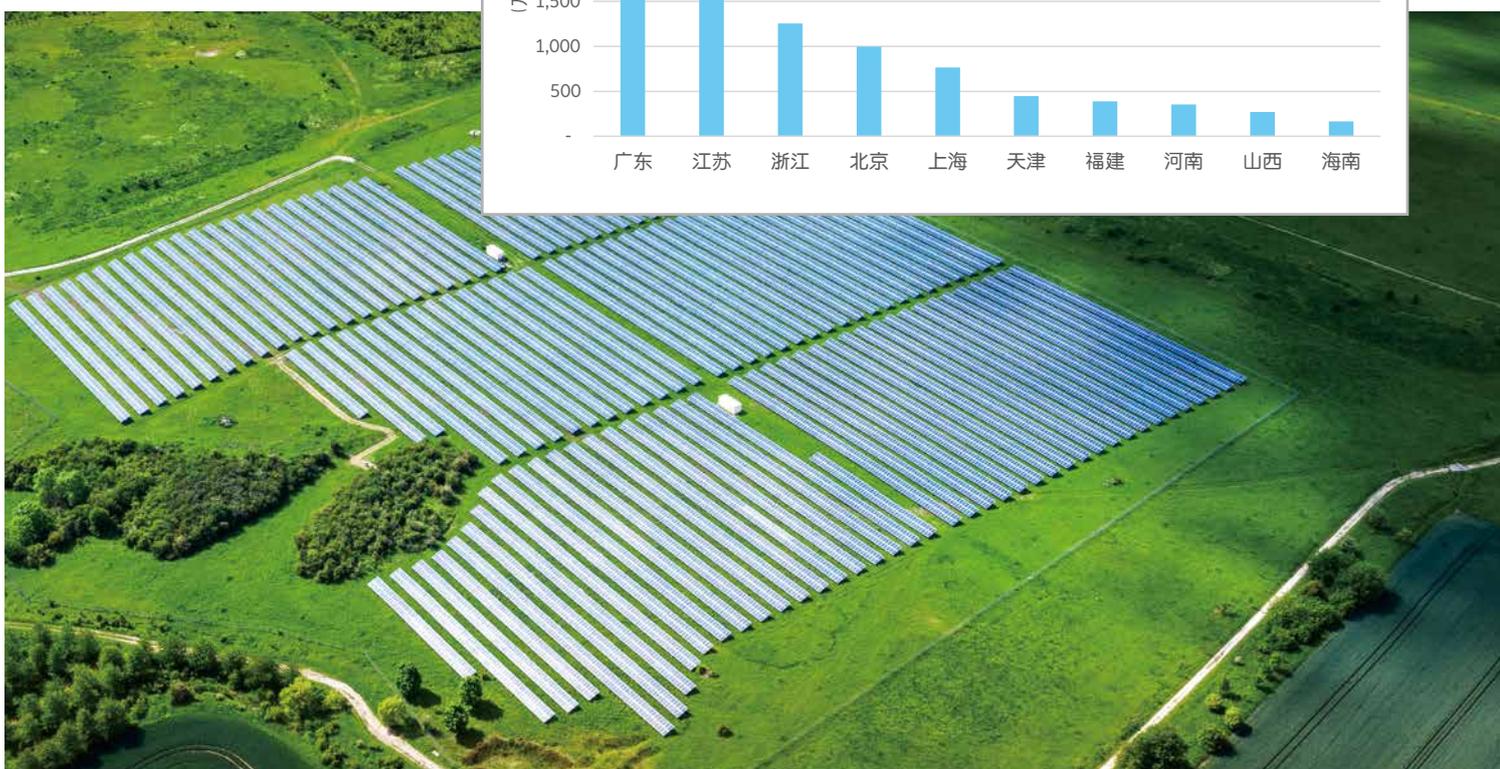
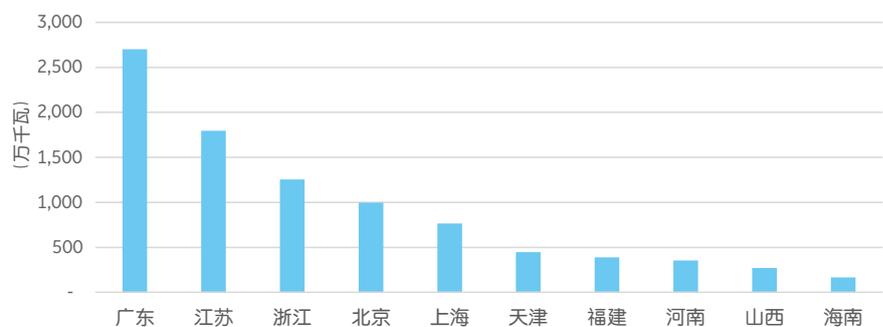


图 4: 2011-2020 年中国天然气发电装机容量和发电量 <sup>IV</sup>



图 5: 全国十大省份天然气装机容量 <sup>V</sup>





# 天然气发电是新型电力系统重要支撑

“双碳”目标下，作为未来新型电力系统的重要支撑，天然气发电的地位会愈发重要。作为调峰调频性能优良的电源，天然气发电是可再生能源发电的最佳补充，是电力部门低碳转型的可行技术路线。

**可靠容量系数高：**天然气发电灵活且可调度，可以快速可靠上网，调整出力水平，根据需要平衡供需。它们可以根据电力的供需在一天中、一周或一个月的时间内以及季节性（无论何时需要）的变化来提供更多或更少的电力。当部署更多不可调度的风能和太阳能时，这种灵活性对于保持电网稳定性尤其重要。无论什么时间、什么天气状况，需要多少时间，燃气电厂都可以运行并根据需求提供可靠的电力。而风能和太阳能的可用性并不总是与需求一致的。比如风场装机 100MW，但电网在需要时其由于风力较弱只能发 20MW，那么可靠容量系数只有 20%。GE 根据全球平均值制作了表 1 所示的“可靠容量系数”。

表 1：不同发电类型的平均可靠容量系数

发电类型	平均可靠容量系数
气电	84%
煤电	78%
核能	92%
水电	63%
风能	14% (陆上) 27% (海上)
太阳能	20-40%

**低碳清洁：**天然气主要成分是甲烷，也是含碳量最小，含氢量最大的烃。发同等电量时，天然气发电产生的 CO<sub>2</sub> 比煤电低 60% 以上。以使用天然气为燃料的 HA 级燃机联合循环发电机组为例，虽然同为化石能源，但每度电的 CO<sub>2</sub> 排放值仅为 320g。此外，天然气发电在能量利用的效率上也高出煤电 30% 以上。最先进的 9HA.02 联合循环发电效率 64%，折合每度电煤耗 192 克。燃机联合循环的碳强度比同等煤电少 60% 以上。

表 2：不同发电碳排放强度比较

	煤电	9F	9HA.01	可再生能源
碳强度 g/kW·h	838 <sup>VI</sup>	345	320	0

此外，燃机电厂与燃煤电厂 NO<sub>x</sub> 生成的原理是不同的。燃烧过程中所生成的 NO<sub>x</sub> 有三种类型，即热力型、燃料型和快速型。9HA 燃机燃烧温度在 1500℃ 以上，NO<sub>x</sub> 的形成基本上就是热力型。而在燃煤锅炉里，

大部分的 NO<sub>x</sub> 生成则是燃料型。燃机电厂是通过提高燃烧技术从燃机源头来实现低 NO<sub>x</sub> 排放，而燃煤电厂则是采用脱硝技术，此外，通过外在的技术来减少已经生成的 NO<sub>x</sub>。燃机电厂因燃气中含硫量少，所以尾气中 SO<sub>x</sub> 可以忽略不计。

以天津军粮城煤改气的 9HA.01 电厂为例，相较于原燃煤电厂（30 万千瓦标准脱硝至 25ppm），二氧化碳每年减排 180

万吨（全年利用小时 4500 小时测算），NO<sub>x</sub> 每年减排 270 吨，SO<sub>2</sub> 每年减排 260 吨，烟尘每年减排 280 吨。

可以看出，即使作为化石能源，**不管是用 CO<sub>2</sub>，SO<sub>x</sub>，NO<sub>x</sub> 颗粒物还是按汞来衡量，天然气联合循环发电厂都是排放最低的化石燃料发电厂，而且是源头主动减排，不是通过脱硫脱硝等被动的减排方式，避免了二次污染。**



此外，从度电成本角度看，效率越高的设备，发同等电量时消耗的燃料越少，度电成本就越低。以天然气价格 2.4 元 / 立方，标煤价格 800 元 / 吨为例，考虑投资和运维成本，对应的度电成本（包括燃料和运维及投资成本）见表 4。

当然，“双碳”目标之下，度电成本除了要考虑燃料成本、投资运营和维护成本之外，还要将污染成本和碳排放的成本考虑在内。而且，如果在自身发电的同时还需要其他电源或电网协调，调峰成本（协调贡献成本）也应计算在度电成本之中，反之，则应扣减。在电力辅助服务市场，调峰辅助服务费用一般由未进行深度调峰改造的火电厂以及风电、光伏这类不稳定的可再生能源发电厂共同承担。在不同的发电技术中，HA 级燃机有着更多的向下（低负荷率）和向上（峰荷）空间，以及更快的负荷调节速率，有机会享有更多的调峰补贴。随着新能源比重的增加及煤电容量的限控，补偿新能源的调峰成本会更加昂贵。

美国碳排放的综合社会成本约为 51 美元/吨，欧盟碳市场的碳排放权配额价格目前已经达到 56 欧元/吨<sup>vi</sup>，假设以 300 元人民币 / 吨作为未来国内碳交易价格的预估，按目前煤电，气电的碳排放强度来看，不同发电形

表 3：9HA 燃机电厂与同等级煤电污染物排放比较

	9HA 燃机电厂	660MW 燃煤电厂
NO <sub>x</sub> 排放 - 脱硝前 (g/kW-h)	0.24 (50mg/Nm <sup>3</sup> )	0.35 未脱硝 (250mg/Nm <sup>3</sup> )
NO <sub>x</sub> 排放 - 脱硝后 (g/kW-h)	0.07 70% 脱硝 (15mg/Nm <sup>3</sup> )	0.18 超低排放 80% 脱硝 (50 mg/Nm <sup>3</sup> )
SO <sub>x</sub> 排放 (kW-h)	0.02 (实际近于零)	0.12
烟尘排放 (g/kW-h)	0.02 (实际近于零)	0.04

表 4：不同发电技术的 LCOE 对比

	煤电	9F	9HA.01	可再生能源
LCOE CNY/kW-h	0.38	0.61	0.59	0.3 <sup>vii</sup>

表 5：不同发电技术的碳排放成本对比

	煤电 (CNY/kW-h)	9F (CNY/kW-h)	9HA.01 (CNY/kW-h)	可再生能源 (CNY/kW-h)
碳价 (50 元 / 吨)	0.04	0.015	0.01	0
碳价 (300 元 / 吨)	0.25	0.10	0.09	0

式的碳排成本估算见表 5。

无疑，污染物排放的大幅降低、能效的大幅提升、极低的碳排成本等都将使得天然气

联合循环发电厂优势显著，并在新型电力系统的构建中占据极为重要的地位。

# 中国天然气发电发展现状和展望

## 中国天然气发电处于高速发展期

作为天然气利用的重要领域之一，天然气发电产业正面临着难得的发展机遇。自2014年7月以来，国家发改委陆续发布了一系列鼓励和促进天然气发电发展的相关政策。2017年6月，国家发展改革委发布的《加快推进天然气利用的意见》中提出，将天然气培育成为中国现代清洁能源体系的主体能源之一。与此同时，天然气发电行业的改革和发展也在不断推进。“十三五”期间，中

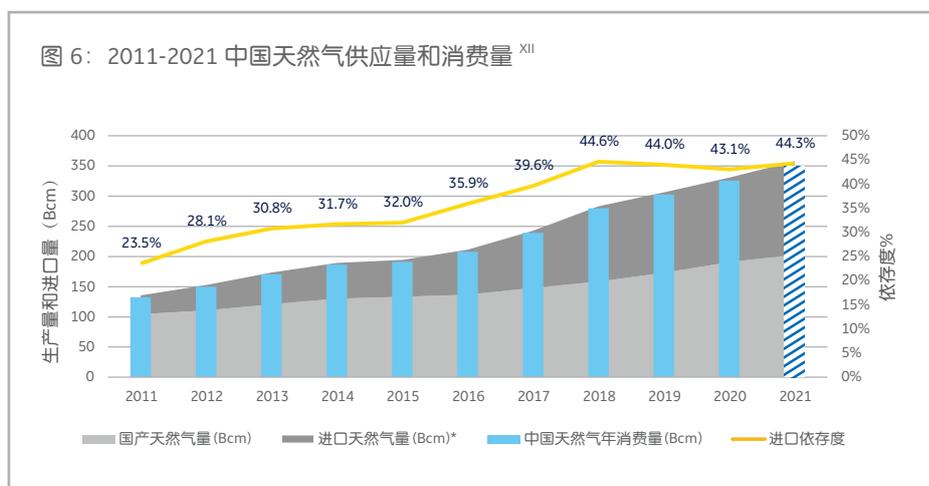
国天然气发电年均增长9.69%。截至2021年6月，全国6兆瓦及以上燃气发电装机容量达到10588万千瓦。随着中国天然气资源的大规模开发利用，国家“西气东输”、近海天然气开发和引进国外液化天然气等工作全面铺开；随着供给宽松期叠加市场化改革加速期，天然气发电成本将会逐步下降。在碳达峰、碳中和的目标背景下，环保低碳灵活性强的气电发展正当其时。

一方面，天然气发电将继续为负荷中心煤电机组的淘汰提供替代；同时，灵活高效的天然气分布式能源站将为产业园区、物流园区、旅游服务区、大型商业设施、交通枢纽、学校、医院等区域供能提供可靠支撑；此外，未来天然气发电将与风电、光伏发电等其他可再生能源相结合实现多能互补，成为电网灵活性调峰资源的重要组成。

## 中国天然气供应实现多渠道稳定供给

国家继续全面构建安全可靠、有弹性有韧性的天然气产业链、供应链体系，积极融入国际天然气市场发展。中国天然气可采资源量为 $85.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，世界排名第二<sup>IX</sup>，“十三五”天然气年均增量超百亿立方米，年均增速超过7.4%<sup>X</sup>，据IEA 2021年最新统计，中国天然气生产量居全球第四。自“十三五”规划以来，天然气产供储销体系建设稳步推进，天然气储产量和国产天然气生产量快速增长，天然气进口量持续增加，“全国一张网”基本成型，为天然气发电可持续发展奠定坚实基础。

中长期看，国际国内供应宽松的市场环境、油气改革的持续推进，天然气供应可以得到保障，天然气价格将逐渐趋于合理。据IHS市场预测，亚洲现货市场天然气价格和欧洲市场趋势接近，目前正在建设的全球LNG液化项目会使得新增供应量大幅增长，可能会超过需求增长量，导致价格长期走软并有助于刺激额外的天然气需求，预计亚洲现货价格将在多年内大幅低于亚洲长协价格。<sup>XI</sup>



不可忽视的是，天然气供应对外依存大、环保低碳政策、电力市场改革有待完善等问题也让气电的发展道路不是一帆风顺。如2020年以来天然气价格不断上涨，上游资源供应不确定性和下游市场波动性导致气电在电力交易市场中处于劣势。尽管燃气电厂较燃煤电厂单位发电量碳排放低50%~60%，且污染物排放显著低于燃煤电厂，但当前碳交易和用能权交易的市场行为尚未完全成熟，天然气发电环保低碳等

环境价值尚未得到市场认可。同时，天然气发电突出的调峰调频性能的被认可，对于未来建立安全稳定的以高比例可再生能源为主体的新型电力系统也至关重要。

## “十四五”将是发展天然气发电产业的战略“窗口期”

预计到 2025 年，我国天然气发电装机容量将会突破 1.5 亿千瓦，占总装机容量的 6% 左右。国家双碳目标下，减煤提气是未来 10-20 年能源结构调整降碳的重要举措。国家能源局、国务院发展研究中心、自然资源部等部门联合发布的《中国天然气发展报告（2021）》预测，2025 年中国天然气消费规模将达到 4300~4500 亿立方米，2030 年达到 5500~6000 亿立方米，其后天然气消费稳步可持续增长，2040 年前后进入发展平台期。对比发达国家天然气产业发展路径来看，天然气市场进入成熟期后消费增长动力主要来自于发电。2021 年初，我国气电装机容量突破 1 亿千瓦，占发电总装机比重的 4.5%，远低于四分之一左右的全球平均水平；发电量占比仅为 3.26%，也远低于全球平均数 23%。

天然气发电环保低碳，同时具有运行灵活，机组启动快，既可基荷发电，也可以调峰发电，且便于接近负荷中心，提高供电可靠性。此外，从国家构建新型电力系统对气电的定位和需求看，气电不仅是替代煤电减少碳排放的重要组成（国际经验亦是如此），还将是可再生能源比例增加后支持电网灵活性和安全可靠的重要依靠。目前，中国灵活性电源比重仍较低，抽水蓄能、燃气发电等灵活调节电源比重仅为 6%，亟需效率高、排放小、灵活性强的气电来“加油打气”。

天然气发电目前主要布局在经济较为发达、天然气供应充足、环保低碳方面要求较高的长三角、珠三角和京津冀等区域。“十四五”期间，还将继续推进煤改气进程，在具备条件的人口密集的大城市负荷中心布局大规模和高效的天然气发电；并且，在新型产业园区和大中城市大型商业区，积极发展天然气分布式能源，实现气、电、冷、热一体化集成供应，统筹协调发展。同时，在天然气和风光资源富集区配套建设

表 6：不同等级燃气轮机的负荷灵活性比较

	9HA.02 燃机电厂	9HA.01 燃机电厂	9F 燃机电厂	储能电池
负荷变化率 (MW/分钟)	88	65	24	NA
满足排放的燃机 最小负荷 (%)	35	35	50	NA
出力调整范围 (MW)	273-826 @ISO	217-660 @ISO	212-314 @ISO	(目前容量最大 Vistra Energy 美国), 300MW/1200MWH
100% 负荷效率 (%)	64	63.4	60.7	NA
调峰时长	持续	持续	持续	满容量 4 小时, 通常 10 小时以内
LCOE CNY/kW·h	0.58	0.59	0.61	0.90

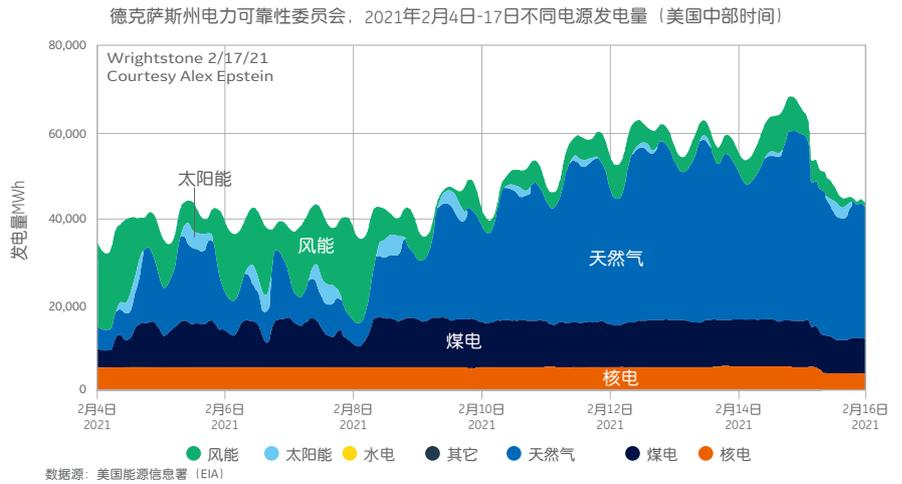
一批燃气调峰电站，保证足够容量且灵活启停的电厂来调节电网负荷峰谷，对电网提供调频服务。通过建立协同配合的气—风互补或气—光互补发电形态、风—光—氢—气耦合发电的新形式，提升新能源和可再生能源发电总出力水平和电网运行可靠性以及电源外送能力，实现气电与新能源融合发展。

由于负荷调节的复杂性，煤电超临界机组的负荷变化速率为额定功率的 1.5% 左右。由于负荷受到锅炉和汽轮机以及其它辅机的综合影响，比如缸体热应力，实际 60 万等级煤电负荷调节速率约 20MW/分钟左右。而燃气轮机由于是靠直接调节燃料来调节负荷，缸体适应热应力的变化，有着快速的升降负荷能力，9HA.01 升降负荷率为 65MW/分钟，为同等煤电的 3 倍以上。



2021年2月15日-21日这一周，美国德克萨斯州受到寒潮冲击，在严寒情况下，光伏的太阳能电池板冻结、风力发电也由于冰冻故障而出力不足，80%风力发电的产能无法实现。同时用电需求急剧上升，供电缺口导致大部分地区陷入黑暗和寒冷。突发状况让德州能源部门措手不及。从图中的美国德州极端天气的供电结构图可以看出，在寒潮期间，风电和光伏发电能力都严重受限，而供电需求大幅上升，气电在支持电力恢复，维持电网稳定上发挥了重要作用。

图 7：美国德州极端天气的供电结构图<sup>XIII</sup>



## 体制改革改革推进天然气发电产业可持续发展

天然气发电产业涉及的上下游两个产业都处于市场化改革不断推进的进程中，只有持续推动上游天然气和下游电力市场改革，建立公平、开放、透明、有序的市场环境，完善气电联动和电力辅助服务市场化机制，气

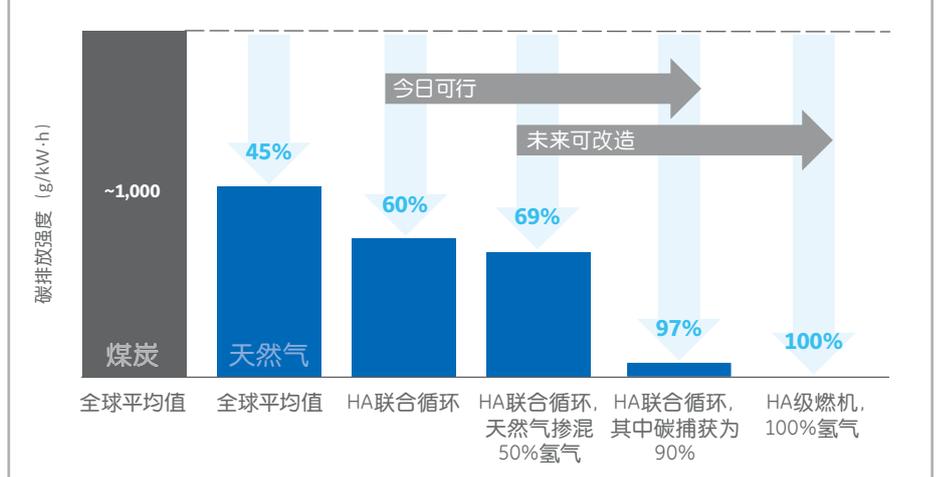
电产业才能可持续发展。碳交易市场的不断成熟和壮大，也将为气电产业发展提供有力的外部发展环境。天然气产业上中下游相关各方应加强合作，协同发展，共建良好产业生态圈，共同促进产业健康稳定。实

施天然气产业纵向一体化可以提升全产业链效率和竞争力，从而实现产业协调可持续发展，有助于实现上下游协同减排。

# 天然气发电零碳技术的探索应用

零碳技术是天然气发电未来发展的重要技术选择，零碳技术的突破，可以为天然气发电行业发展换取新的空间。碳捕集、利用和封存（CCUS）技术将捕集的二氧化碳广泛应用于各种领域，可实现资源化利用，具有现实操作性。近年来，天然气掺氢逐渐成为研究热点。天然气掺氢可以提高天然气燃烧效率，同时具有节能环保效益，是天然气发电未来实现零碳排的关键路径之一。燃气轮机已用高氢/低热值的气体运行了数十年。当前，最先进的HA级燃气轮机能够燃烧天然气掺混高达50%的氢气（按体积计），并且在2030年前有望实现100%氢气燃烧。

图 8：燃机轮机实现低碳或近零碳的途径<sup>XIV</sup>





氢气的特性与天然气相比有着显著差异。与甲烷相比，氢气单位体积热值是甲烷的30%，而单位质量热值是甲烷的2.4倍。同样热值，燃料体积大幅增加，但华白指数与甲烷相比变化不大。另外，氢气的燃烧速度非常快，是甲烷的5~10倍。而且氢气燃烧温度高，比甲烷燃烧高出约170摄氏度，NO<sub>x</sub>排放高。

在基于氢气上述固有特性之上，GE HA级燃机的燃烧器DLN2.6e采用微孔预混燃烧技术，该燃烧技术源于GE和美国能源局在2005年开始研发的专门针对氢气燃烧应用的技术。图9为DLN2.6e的剖面图。灰白颜色的管束部分为先进的预混器，红色部分为预混器的壳体。轴向燃料分级燃烧的喷嘴分布在燃烧筒过渡段一体件的上

下部。一体件的后半部分与1级喷嘴入口连接。压气机排气逆流围绕整个燃烧室。空气逆流进入燃烧器端盖然后再进入预混管束，与管束外空腔的燃料过管壁微孔后在微管内均相混合。

### 该设计可以解决掺氢燃烧的一些问题：

- 燃料适应性强。华白指数变化范围最大可做到 +/-15%，这就很好解决了同一款燃烧器既可以烧纯甲烷，也可以烧纯氢气的需求。
- 预混效率高。相比于以往带旋流器的大尺寸喷嘴，DLN2.6e采用不带旋流器的小尺寸喷嘴（直径为毫米级别），不仅预混充分，而且可以保持燃料速度快的特点，当燃料速度快于燃烧速度时，可以很好避免回火的发生。
- NO<sub>x</sub>排放控制能力强。采用小尺寸喷嘴，预混充分，将燃烧器与过渡段结合成一体，减少高温烟气滞留的时间，采用分级燃烧，使火焰高温区域更加均匀，降低NO<sub>x</sub>排放。

燃气轮机采用100%氢气或混合氢气为燃料，只需对燃机和辅机系统进行一定范围改造。因此，如今建造的燃气电厂并不意味着电厂整个生命周期的CO<sub>2</sub>排放量会一直维

持在初始水平。未来的成本和技术上的突破可使氢气具有竞争力，可用作零碳可调度燃料来补充可再生能源。

图9: DLN2.6e的剖面图

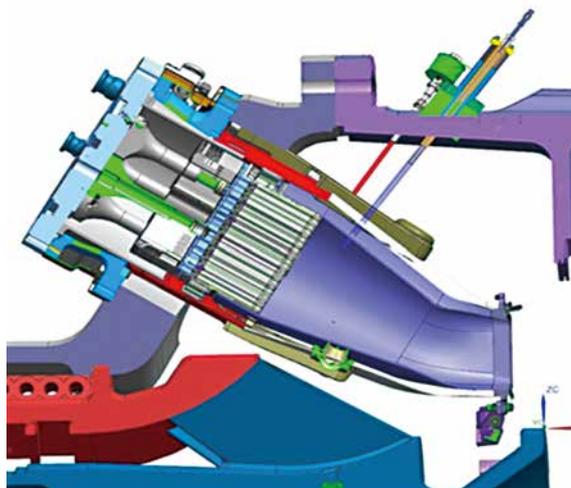


图 10: GE 燃气轮机氢燃料燃烧经验



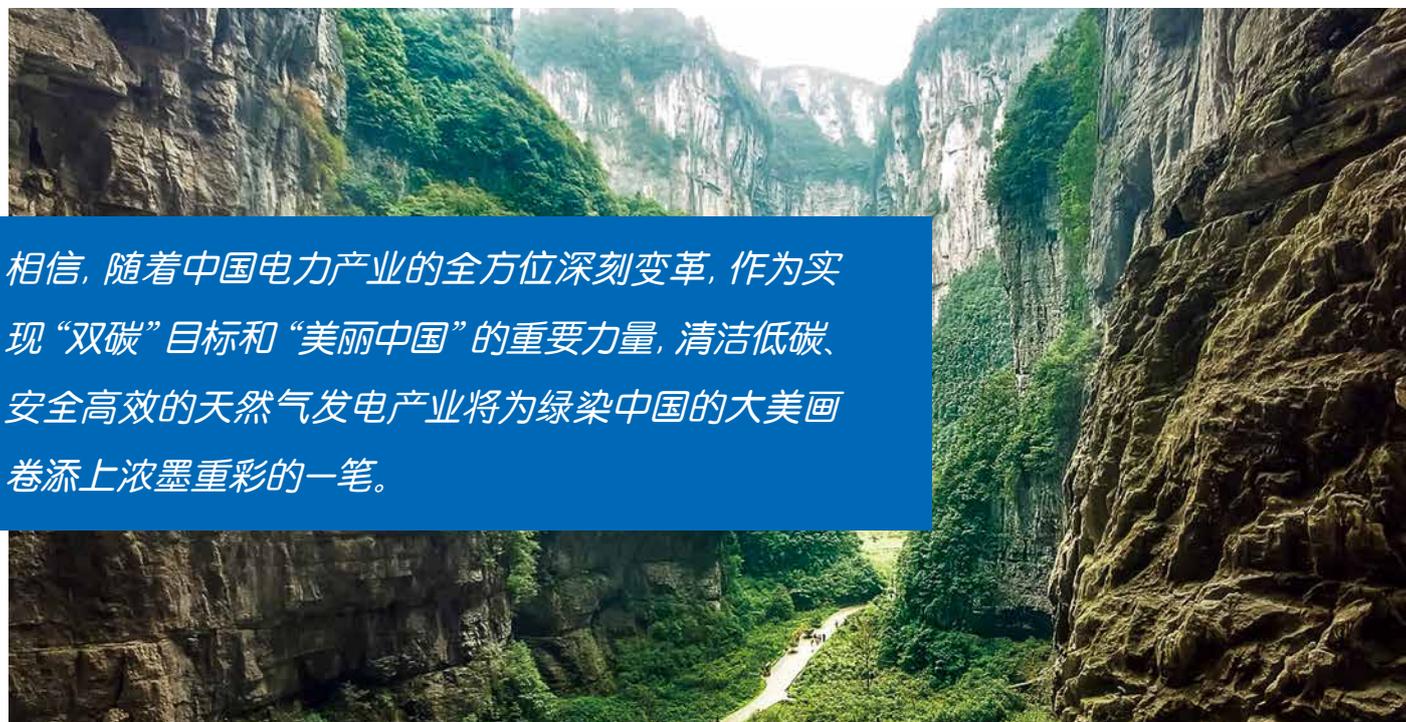
在掺氢燃烧方面，全球已有超过 100 台 GE 燃氢及低热值燃料机组在运行，累计运行小时数超过 800 万小时。美国 Long Ridge Energy 旗下位于俄亥俄州的一座 HA 级燃气电厂，正尝试通过向天然气燃料中混合氢气的方式来实现低碳转型。这不仅是美国首座氢燃料燃气电厂，也是全球首座实现掺氢燃烧的 HA 级联合循环燃气电厂。电厂配备 GE 7HA.02 燃气轮机，装机容量 485 兆瓦，预计可满足 40 万户当地家庭的用电需求。Long Ridge Energy 开创了行业应

用的先河，机组当下已实现 15%-20% (按体积计算) 比例的掺氢燃烧，并计划在 2030 年具备 100% 燃氢能力。除了为电网供电，Long Ridge Energy 还计划将这种“低碳”电力供应给周边一些耗电量极高的数据中心，助力其尽早实现碳中和目标。

中国首座掺氢燃烧 9HA 电厂也将落地广东惠州。该电站由广东省能源集团旗下的惠州大亚湾石化区综合能源站打造，包括两台 9HA.01 重型燃气轮机的联合循环机

组。2023 年项目投产后，两台燃机将采用 10% (按体积计算) 的氢气掺混比例与天然气混合燃烧。

科学规划氢能发展路径，加大氢能产业链各个环节关键材料和关键技术的研发，实现技术自主可控，大幅降低氢能使用成本是中国走向零碳未来的必由之路。另外，中国还应大规模发展新能源发电制氢，发挥绿氢快速功率调节特性和长周期储能特性，为电力系统“削峰平谷”。



相信，随着中国电力产业的全方位深刻变革，作为实现“双碳”目标和“美丽中国”的重要力量，清洁低碳、安全高效的天然气发电产业将为绿染中国的大美画卷添上浓墨重彩的一笔。

# 粤港澳大湾区的需求和机遇

粤港澳大湾区作为新型能源系统转型的“桥头堡”，电力工业发展成效显著，区域电网互联水平、供电能力、质量和可靠性水平全国领先，天然气电厂规模快速增长，约占全国天然气发电装机总量的29%，广东省更是全国气电装机容量最高的省份。因此，作为天然气发电多元化发展的重要舞台，粤港澳大湾区尤其是广东省气电发展的现状、限制因素、优势条件以及前景发展的分析对全国其它区域的气电发展也具有一定参考意义。

**能源需求情况。**中长期来看，粤港澳大湾区经济和产业结构将向低碳、零碳深度转型，新产业、新业态和新商业模式经济拉动效应明显，服务业和高端先进制造业比重不断上升，高耗能和高碳资产企业加速淘汰并逐步向区外转移，绿色技术进步贡献率不断上升，能源效率明显提高，交通业、服务业和居民生活电气化水平持续上升，氢能等零碳能源将成为新的能源增长点。因此，粤港澳大湾区能源需求尽管仍将随着经济持续增长的过程进一步增加，但增速与近十年相比会大为减缓。到2025年，粤港澳大湾区能源消费总量将控制在3.1亿吨标煤左右（比“十三五”末期增加约4800万吨标煤），其中电力消费量约7000-7200亿千瓦时（比“十三五”末期增加约1600亿千瓦时）；到2035年能源消费总量将控制在3.25亿吨以下，电力消费约8000亿千瓦时左右。<sup>xvi</sup>

**环保减碳情况。**粤港澳大湾区非化石能源消费占比将逐步提升，电能占终端能源消费比重会稳步提升。预计到2025年，煤炭和非化石能源比重分别为16%和42%左右，2035年，将进一步优化到6%和52%。碳排放强度下降显著。整体来看，粤港澳大湾区碳排放总量将在2025年左右达到峰值。

图 11: 大湾区电源容量<sup>xv</sup>

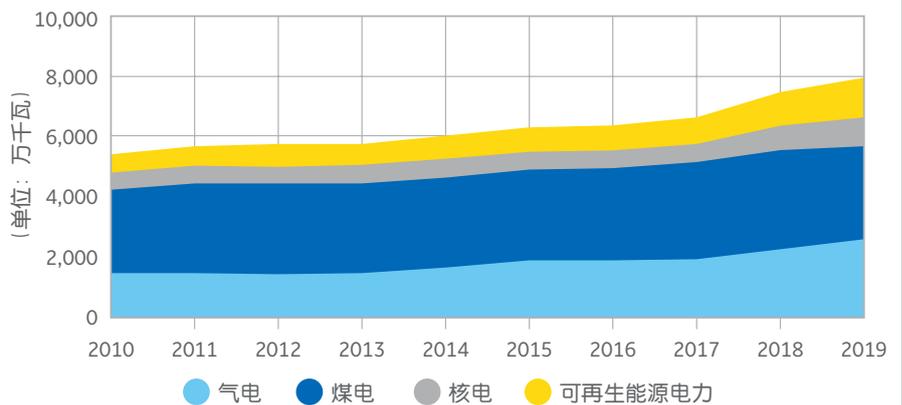
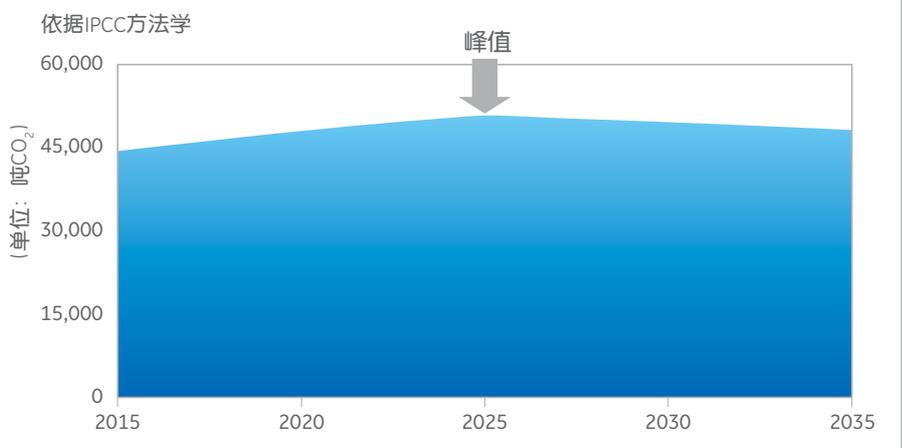


图 12: 湾区二氧化碳排放量预测<sup>xvii</sup>

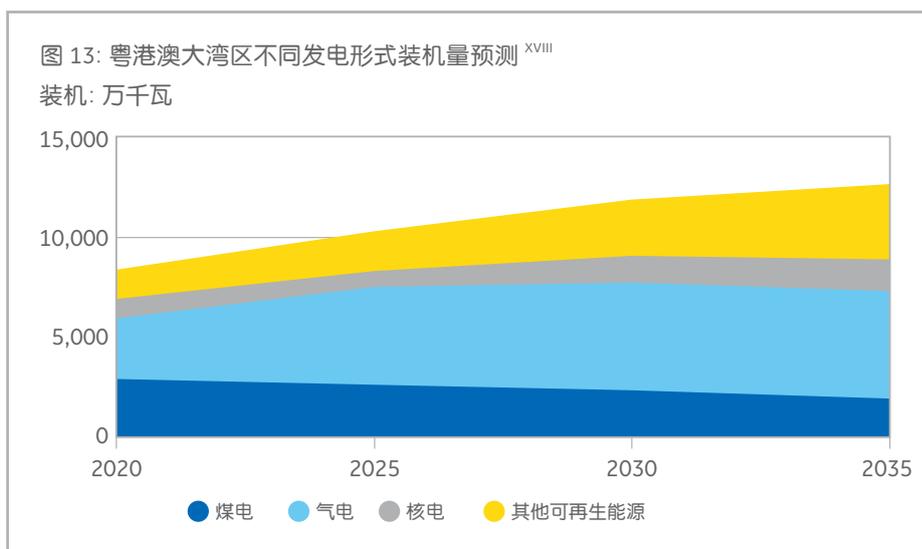


**电力供应情况。**粤港澳大湾区电源装机容量将逐步提升,其中可再生能源发电装机和天然气发电装机增幅最大。到2025年,大湾区电源装机容量将近1亿千瓦,其中气电发电占比将达到46%左右;到2035年,将进一步达到1.3亿千瓦,其中,由于可再生能源装机占比大幅提升,气电装机将达到5000万千瓦以上,占比回落至42%左右。

具体来看,由于大湾区受到资源条件限制,可再生能源发展规模难以有效支撑地区用能需求;核电作为重要的零碳能源,在选址、审批、建设等方面存在周期长、选址难等现实困难;因此,气电作为清洁、低碳、高效的发电方式,未来在大湾区能耗双控和碳排放达峰将起到重要的作用,必然成为大湾区未来电力发展的重要方向之一。此外,随着可再生能源发展规模的不断加大,对电网调峰提出了更为苛刻的要求,气电作为灵活调峰的清洁、低碳发电方式,对未来大湾区电网的安全运行和电力供应保障也将起到极其重要的作用。具体而言:

**未来大湾区气电发展的总体政策定位:**气电作为大湾区煤电关停后的重要骨干电源,在支撑大湾区负荷中心电力负荷平衡和安全稳定保障方面发挥重要作用。通过与省级天然气主干管网和LNG接收站协同布局,有序推进已核准天然气调峰电站建设,结合区域负荷增长和电力系统灵活调峰要求,适度建设气电项目。在重点用能区域和工业园区,积极发展天然气分布式能源,推进区域冷热电三联供,减轻电网输电和电网建设压力,优化和调整区域电源结构和电网运行稳定性。

**未来电网智能化对气电的发展要求:**随着大湾区用电的不断低碳化发展、大湾区经济社会发展和生产生活智慧用电的需求,迫切需要全面提升电网供电可靠性、电能质量和服务水平,这都要依靠智能化的电网来提供最终支撑。气电作为未来大湾区智能调峰的重要手段,必将发挥最重要的作用。电网智能化的发展也必将倒逼气电向智能化



方向发展,以自动化、智能控制、多能互补和大数据融合技术为支撑,以新时代电力“安全、绿色、高效”发展为目标的气电发展技术方向将构建大湾区气电的最终布局。

**未来碳交易与用能权交易促进气电发展:**大湾区未来将加快完善电力市场交易规则,同时加快推进南方区域统一电力市场建设,建立电力资源区域配置市场平台,电力市场将对更加清洁的供电方式给予更多的保障和支持。加快建立用能权交易,进一步完善碳市场机制,突出气电在用能权和碳排放权交易中清洁、低碳、高效的显著优势,通过更多途径支持天然气调峰机组健康发展。

**未来气电电价政策逐步完善。**为了更好地推动气电发展,广东省出台了一系列政策,环保政策方面,出台了《广东省大气污染防治行动方案(2014—2017年)》、《广东省打赢蓝天保卫战实施方案(2018—2020年)》等;电价政策方面,出台了《广东省发展改革委关于天然气发电机组超限定小时数上网电价问题的通知(粤发改价格函〔2021〕1007号)》(各类型机组超过限定年利用小时数的上网电价统一为每千瓦时0.463元的规定,即各类机组的电量均执行限定年利用小时数内的天然气发电上网电价),在煤电之上补贴0.3元左右/度电;集中供热政策方面,出台了《广东省发展改革委关于印发推进我省工业园区和产业集聚区集中供热

意见的通知》和《广东省发展改革委关于印发广东省工业园区和产业集聚区集中供热实施方案(2015-2017年)的通知》(粤发改能电488号)等指导意见或实施方案;此外,广东省还出台了推动天然气扩大利用,建立健全天然气产供储销体系等相关政策。

气电机组的上网电价主要受气价和年利用小时数两大因素影响。大湾区的气源对外依赖程度高,主要受国际气价影响大,特别是2021年初春以来随着气价相对走高,一定程度上正在传导至气电的上网电价,需要疏导气价上升带来气电经营困难等压力,广东省据此已经疏导气价上涨和用电需求增长的双重压力进而调高气电上网电价。但中长期来看,未来天然气供需市场总体趋于宽松,气价大概率逐步回落,进而增加气电上网电价下降的可能性。另外,气电的年利用小时数主要受到大湾区整体用电需求、煤电、新能源发电以及外来电力等供需两侧多方面因素综合影响,从中长期经济增长与绿色低碳转型发展的宏观要求层面分析,大湾区用电需求稳定增长、煤电发电量逐步回落、新能源发电量逐年新增、外来电量稳中有升,则气电在及时疏导气价与电价的政策调节机制下,仍将获得较大的发电量份额,这是支撑气电上网电价的一个重要基本面,需要在高比例可再生能源接入地区合理布局气电调峰项目。而且,考虑到电力市场特别是现货市场对气电交易的影响,

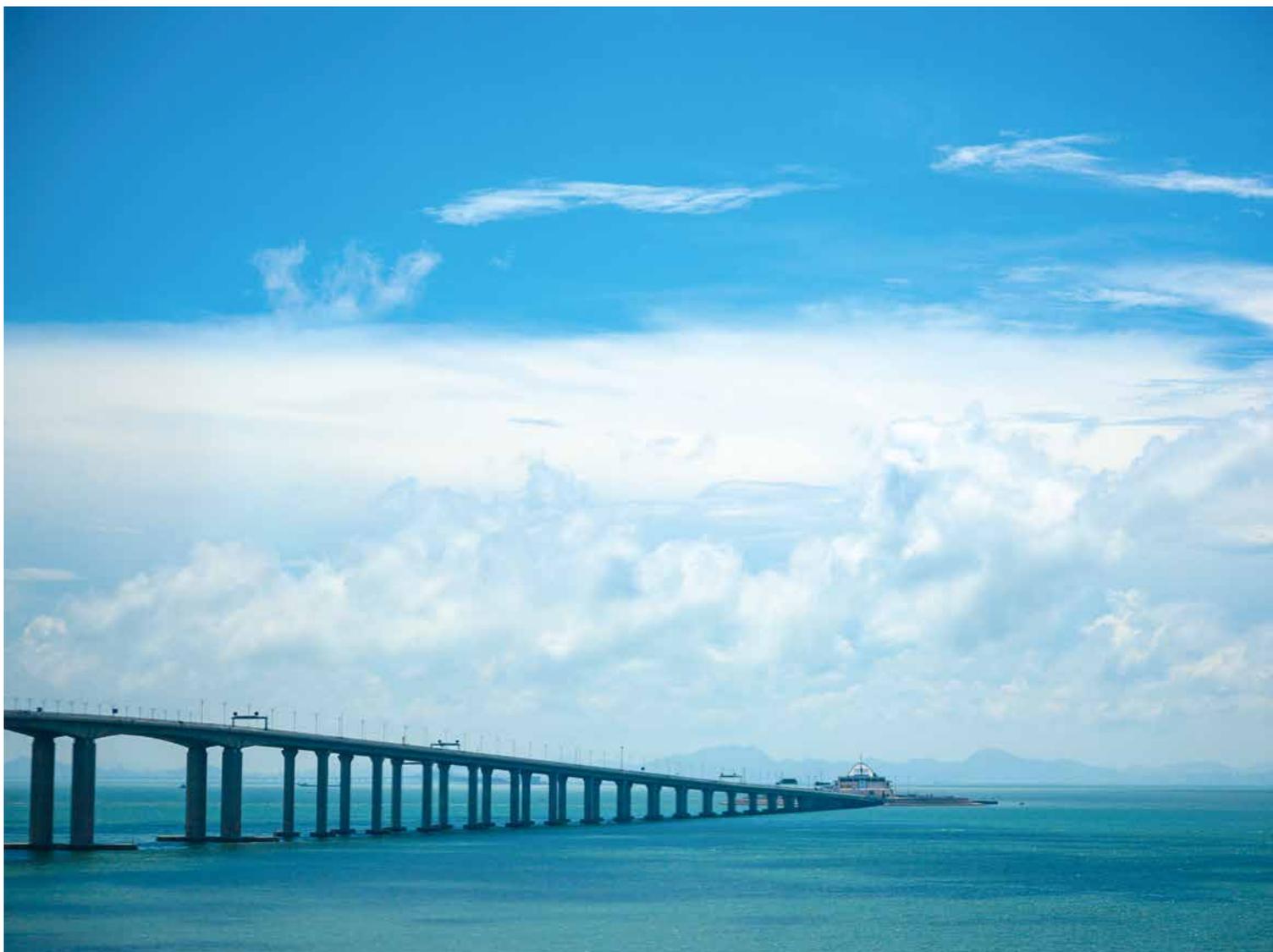
也有利于气电发挥启停灵活和清洁高效的优势从而维持较高的电价，特别是用电高峰期进一步研究制定支持气电上网电价的补贴以及市场报价的支持政策。可见，气电上网电价有待于破解气价受国际市场决定和电价由政府指导及电力市场交易形成的多重矛盾，从而充分反映气电的应有价值。

**未来天然气供应充分保障。**粤港澳大湾区陆上天然气资源匮乏，不具备天然气生产能力，本地天然气主要通过国际和国内两个市场获得。目前，粤港澳大湾区已经规划新建深圳迭福北 LNG 调峰接收站、珠海黄茅岛 LNG 接收站、惠州 LNG 接收站、珠海 LNG 接收站（新建）和加快推进广州南沙、

珠海高栏岛等天然气调峰储备库项目建设，同时，广东还将新建粤西、汕头、汕头、潮州 LNG 接收站以及阳江、潮州闽粤经济合作区天然气调峰储备库项目，建设西三线、新粤浙管线和粤东西北天然气管网、LNG 接收储备项目配套管线，同时加强天然气主干管网互联互通，全面完成天然气管网“2021”工程，“十四五”期末完成“县县通工程”，大力增强粤港澳大气天然气储运能力。总体来看，未来大湾区天然气供应模式将呈现来源地多元化、供应主体多元化和供应方式多元化的特点。根据未来粤港澳大湾区天然气消费需求，预计到 2025 年广东省天然气供应能力将达将超过 800 亿立方米/年，可以满足天然气消费量 430 亿立方米/年

的需求，同时将推动全部县城和重点城镇普及利用天然气，天然气占全省能源消费比重提高到 14%。

简而言之，面对国家和广东省不断加强能耗双控约束力度和大力推动碳达峰碳中和工作的决策部署，大湾区气电发展政策将主要着眼于以下几个方面：一是充分发挥气电的调峰功能，突出大型高效气电在双碳目标下的保供作用；二是推动气电与可再生能源的融合发展；三是保障天然气的安全、稳定供应，加快完善大湾区天然气管网体系建设；四是推动气价、电价的联动，疏导气价给天然气电厂可能带来的成本压力。



# 结论与建议

## 天然气发电是实现“双碳”目标的重要组成和电网安全可靠的重要支撑

电力系统的低碳和清洁发展是中国实现双碳目标的重要组成。为构建“以可再生能源为主体”的新型电力系统，气电将发挥不可或缺的作用。一方面，燃气发电具有清洁低碳的特点，在煤电有序退出的过程中，将成为重要的清洁、低碳替代电源；另一方面，气电具有启停速度快、升降负荷能力强、调节性能出色的优势，相比较储能、抽水蓄能等灵活性电源，是发电成本、供电持续性综合最优的调峰电源，同时具有长周期持续调节能力，以及跨季节调峰能力。气电还可以为局部区域天然气储备和调峰做出贡献。

## 因地制宜发展高能效燃机电厂，精准布局分布式仍是天然气发电重要发展途径

目前天然气发电发展较快的地区主要是在环境质量要求高、电价承受力强、多气源保障的区域，比如长三角、珠三角、京津冀及周边。随着经济发达的重点区域环境保护要求提高、碳达峰和碳中和实施方案的制定，上述具有多气源保障、以及一定价格承受能力的中心城市区域，仍然是气电发展的最主要地区，如长三角、珠三角、山东半岛城市群等经济发达地区及沿海城市或冷热电负荷中心，以及天然气产地及管输侧、LNG接收站周边、北方推进清洁供暖的省会城市。随着燃气发电技术的进步，这些区域的燃气发电也顺应国际趋势，向更高效的HA级燃机过渡，为未来实现更高的效率、更大的碳减排、以及更低的发电成本提供保障。同时，在工业园区、新型产业园区和大中城市大型商业区，积极发展气、电、冷、

热一体化的天然气分布式能源站，将为城市低碳能源供应和节能减排做出贡献。

## 加强气电与风电、光伏、氢能等多种能源的融合，实现气电产业协同发展

到2030年中国将新增8亿千瓦以上可再生能源装机，大规模的可再生能源发电装机并入电网，对于电网的灵活性电源提出了巨大需求。目前，各区域正在研究在天然气和风光资源富集区配套建设一批燃气调峰电站，建立协同配合的气、风互补或气、光互补发电形态，同时积极探索并建成以氢能为核心的风—光—氢—气耦合发电的新形式，既有效解决弃风弃光问题，也提升可再生能源发电总出力水平、电网运行可靠性以及电源外送能力，最终实现气电与可再生能源融合发展，加快促进双碳目标的实现，掺烧氢气也可部分解决天然气供给问题，进一步保障能源安全。这其中，国家能源局发布文件明确提出“支持煤炭、油气等企业利用现有资源建设光伏等清洁能源发电项目，推动天然气发电与可再生能源融合发展项目落地，促进化石能源与可再生能源协同发展”<sup>xix</sup>，为煤炭、油气企业积极参与上述融合项目提供了政策机遇。为此，国家和地方需要紧密协调，探索融合发展的支持政策体系和新模式，这对于保障新型电力系统安全稳定和电力系统碳达峰具有重要意义。

## 保障天然气供应，建立健全气电上下游产业协调发展机制

近年来，国家和地方能源部门和企业做了大量工作，增加天然气产量以及多渠道多元化供应，为天然气持续稳定供给提供了保障。

未来，仍将继续增加国内天然气产量，并持续通过多种渠道保障天然气供给，增加天然气储备和调节能力。从全球市场看，虽然天然气价格短期受到冲击，中长期看，总体供应宽松。随着国家油气改革的推进，各个区域天然气基础设施的建设，天然气多渠道的稳定供给可以得到保障，价格回归合理区间。在政策机制方面，建议建立健全上游资源供应、中游管网运输、下游用户消费之间协调可持续发展的市场运行机制，降低因上游天然气资源供应不确定性和下游市场天然气价格波动性带来的风险。继续协调与平衡天然气产供储销体系，建立公平、开放、透明、有序的市场环境，搭建天然气监管、交易和运行模拟平台，推动基础设施、资源供应全面开放。

## 持续完善天然气发电上网电价形成机制，支持气电发展

全国范围内多个区域有天然气发电的市场需求，亟需深化天然气发电上网电价形成机制改革，加快推动天然气发电参与电力市场竞争，保障天然气发电回收成本、获得合理收益；支持天然气发电发挥优越的调节能力，提升电力系统灵活性，促进新能源发展和消纳。建议完善不同类型的天然气发电市场化形成机制，实现上下游价格有效联动，在电力现货市场中为低碳能源和调峰资源建立促进和支持的价格体系，体现调峰等价值；加强辅助服务市场体系的建设，包括容量市场的构建，体现备用容量价值。同时，电力市场全国碳交易已启动，未来政策设计应使低碳能源的价值得到市场认可和体系，激励清洁能源投资。

## 积极探索天然气发电由“低碳”向“零碳”能源的过渡

燃机电厂通过使用氢气作为燃料或者采用碳捕获、利用与封存 (CCUS)，将可实现燃气电厂从低碳到零碳电源过渡。全球 CCUS 技术不断发展，部分燃气电厂已经开始 CCUS 示范，随着未来技术进步和成本下降，CCUS 有望成为燃机电厂实现更低碳排放的重要方式。同时，GE 燃气轮机采用高氢 / 低热值气体已经运行了数十年。目前，最先进的 HA

级燃机已具有掺烧 50% 氢气的的能力，并且有望在 2030 年前实现 100% 掺氢燃烧。欧洲、美国、日本等国大力发展氢能产业，并积极开展燃气轮机掺氢燃烧示范。中国积极发展氢能产业，燃气轮机掺氢将成为未来氢气利用的重要渠道。在有条件的地区，建议支持率先开展燃气轮机掺氢示范或 CCUS 示范，并通过完善电力市场和碳市场等多种机制政策支持促进相关技术应用，推动和支持天然气发电由“低碳”向“零碳”的过渡。

道阻且长，行则将至；行而不辍，未来可期！加速天然气发电增长是一项任重道远的工作，让我们携手奋力前行，共同迈向零碳未来。



### 参考文献

- I. GE 白皮书《加速可再生能源和天然气发电增长，及时有效应对气候变化》
- II. 日本《战略能源计划》草案，2021 年 7 月 21 日公布
- III. IHS Markit: China Electric Power Data Tables
- IV. 广东省能源研究会项目组
- V. HIS Markit: China Provincial Power Demand and Supply Outlook - November 2020
- VI. 中国电力行业年度发展报告 2020
- VII. 中国光伏产业发展线路图 (2020 年版)
- VIII. 第一财经报道, <https://www.yicai.com/news/101112812.html>
- IX. 戴金星等, “十四五”是中国天然气工业大发展期——对天然气勘探开发的建议, 天然气地球科学, 2021-2-10, <http://www.chinacqpx.com/hy/shownews.php?id=6088>
- X. 国家能源局石油天然气司等, 中国天然气发展报告 (2021), 2021.8
- XI. IHS Markit: Benchmark gas price outlooks: December 2021
- XII. IHS Markit: China Natural Gas Data Tables
- XIII. U.S. Energy Information Administration
- XIV. GE 白皮书《加速可再生能源和天然气发电增长，及时有效应对气候变化》
- XV. 广东省能源研究会项目组
- XVI. 广东省能源研究会项目组
- XVII. 广东省能源研究会项目组
- XVIII. 广东省能源研究会项目组
- XIX. 2021-9-14, 国家能源局综合司, 《关于能源领域深化“放管服”改革优化营商环境的实施意见 (征求意见稿)》, [http://www.nea.gov.cn/2021-09/24/c\\_1310207300.htm](http://www.nea.gov.cn/2021-09/24/c_1310207300.htm)



扫描关注 GE 发电  
微信公众号

[www.ge.com/gas-power](http://www.ge.com/gas-power)

© 2022 通用电气公司  
版权所有。GEA35079\_CN (03/22)

