

The following is a redacted version of the original report. See inside for details.

碳经济学

中国走向净零碳排放之路：清洁能源技术革新

中国计划到2060年实现净零碳排放，而中国在全球已经提出净零碳排放计划的国家碳排放总量（约占全球碳排放总量的48%）中占比三分之二。此项计划将从“十四五”规划开始推动中国经济转型。我们基于不同行业和技术对中国未来实现净零碳排放之路做出了展望，预计到2060年清洁能源技术基础设施投资规模将达到16万亿美元，创造4,000万个净新增工作岗位并推动经济增长。我们的碳经济成本曲线显示，净零碳排放有三项相互关联、且具有规模扩大潜力的技术：1) 在成本曲线的低端，通过新能源电力实现的电气化将占据主导，有望令中国一半左右的二氧化碳排放实现脱碳，预计到2060年新能源发电量将增至当前三倍（以风电和光伏发电为主），进而带动基本金属需求增长（例如铜，预计增长15%）和全国电网的整体重构；2) 清洁氢能是第二项最重要的技术，有望推动20%的脱碳，主要集中在工业和供暖领域；3) 碳捕集或将覆盖中国碳排放的15%，主要集中在工业领域。出口贡献了中国二氧化碳毛排放量的20%左右：全球消费者对产品碳足迹的意识逐渐增强，碳价边境调整机制若能引入则将令中国实施净零碳排放政策的紧迫性上升并凸显出碳市场的重要性。

Michele Della Vigna, CFA
+44 20 7552-9383
michele.dellavigna@gs.com
高盛国际

Zoe Stavrinou
+44 20 7051-2816
zoe.stavrinou@gs.com
高盛国际

季超
+86 21 2401-8936
chao.ji@ghsl.cn
北京高华证券
有限责任公司

陈群
+852 2978-2678
trina.chen@gs.com
高盛（亚洲）
有限责任公司

杨硕, Ph.D.
+86 10 6627-3054
shuo.yang@ghsl.cn
北京高华证券
有限责任公司

Shamini Chetwode, Ph.D.
+852 2978-1123
shamini.p.chetwode@gs.com
高盛（亚洲）
有限责任公司

高盛与其研究报告所分析的企业存在业务关系，并且继续寻求发展这些关系。因此，投资者应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。有关分析师的申明和其他重要信息，见信息披露附录，或参阅www.gs.com/research/hedge.html。由非美国附属公司聘用的分析师不是美国FINRA的注册/合格研究分析师。

AUTHORS

ENERGY - OIL & GAS, CARBONOMICS

Michele Della Vigna, CFA
+44 20 7552-9383
michele.dellavigna@gs.com
Goldman Sachs International

Zoe Stavrinou
+44 20 7051-2816
zoe.stavrinou@gs.com
Goldman Sachs International

ENERGY - UTILITIES

Chao Ji
+86 21 2401-8936
chao.ji@ghsl.cn
Beijing Gao Hua Securities
Company Limited

Chelsea Zhai
+86 21 2401-8679
chelsea.zhai@ghsl.cn
Beijing Gao Hua Securities
Company Limited

BASIC MATERIALS

Trina Chen
+852 2978-2678
trina.chen@gs.com
Goldman Sachs (Asia) L.L.C.

Joy Zhang
+852 2978-6545
joy.x.zhang@gs.com
Goldman Sachs (Asia) L.L.C.

FINANCIALS

Shuo Yang, Ph.D.
+86 10 6627-3054
shuo.yang@ghsl.cn
Beijing Gao Hua Securities
Company Limited

Nikhil Bhandari
+65 6889-2867
nikhil.bhandari@gs.com
Goldman Sachs
(Singapore) Pte

Amber Cai
+852 2978-6602
amber.cai@gs.com
Goldman Sachs (Asia) L.L.C.

ENERGY - OIL & GAS, REFINING & CHEMICALS

AUTO AND AUTO PARTS

Fei Fang
+852 2978-1383
fei.fang@gs.com
Goldman Sachs (Asia) L.L.C.

Olivia Xu
+852 2978-1521
olivia.xu@gs.com
Goldman Sachs (Asia) L.L.C.

Yi Wang, CFA
+86 21 2401-8930
yi.wang@ghsl.cn
Beijing Gao Hua Securities
Company Limited

Bill Wei
+86 21 2401-8946
bill.wei@ghsl.cn
Beijing Gao Hua Securities
Company Limited

REAL ESTATE



Sharmini Chetwode, Ph.D.
+852 2978-1123
sharmini.p.chetwode@gs.com
Goldman Sachs (Asia) L.L.C.

Polly Tao
+852 2978-6349
polly.tao@gs.com
Goldman Sachs (Asia) L.L.C.

Keebum Kim
+852 2978-6686
keebum.kim@gs.com
Goldman Sachs (Asia) L.L.C.

目录

中国净零碳排放之路：投资观点图解	4
中国净零碳排放之路：企业生态系统	8
投资摘要：中国2060年净零碳排放目标	9
中国的净零碳排放宏愿：全球碳中和拼图中最关键的组成部分	18
中国的碳排放规模、行业构成及路径有所不同	21
中国脱碳成本曲线十分陡峭，但凸显出广阔的低成本机会	26
构建中国的净零碳排放路径	30
中国的净零碳排放和投资：中国的碳中和目标将带来16万亿美元投资机会	31
中国的净零碳排放与工作岗位创造：到2060年有望创造约4,000万个工作岗位	33
构建中国的净零碳排放路径：行业深度研究	34
中国走向净零碳排放之路：碳封存的作用	60
中国走向净零碳排放之路：对自然资源需求的潜在影响	63
中国走向净零碳排放之路：气候变化时代中国的出口竞争力	65
中国走向净零碳排放之路：银行针对中国的碳中和目标采取了哪些行动？	68
中国的全国碳排放权交易体系：全球最大的全国性碳排放交易机制即将启动	70
附录：中国脱碳成本曲线详情	75
信息披露附录	77

*The following is a redacted version of Goldman Sachs Research's report "**Carbonomics: China net zero: The clean tech revolution**" originally published Jan. 21, 2021 (86pgs). All company references in this note are for illustrative purposes only and should not be interpreted as investment recommendations.*

China Net Zero

Story in numbers



China's pledge to achieve net zero carbon by 2060 represents **two-thirds** of the **c.48%** of global emissions from countries that have pledged net zero...



...as the country accounts for **c.30%** of global CO₂ emissions (2019), and **c.64%** of the increase in global CO₂ emissions since 2000...



...despite a substantial reduction of **c.40%** in the CO₂ intensity of its economic output (CO₂ emissions per GDP) since 2000.



China's net zero path leads, on our estimates, to a **US\$16 tn** clean tech infrastructure investment opportunity by 2060 and **c.40 mn** net new jobs.



Renewable power is the most important technology, potentially aiding the de-carbonization of **c.50%** of Chinese CO₂ emissions...



...and we expect China's power generation to **triple** to 2060, driven mostly by solar, wind, nuclear and hydro generation.



Electrification transforms road transportation, with almost **100%** penetration of new energy vehicles (NEVs) by 2060 requiring a **> US\$1 tn** investment opportunity in charging infrastructure...



...and a **c.15%** rise in annual copper demand, with notable increases in aluminium, lithium and nickel too.



Clean hydrogen drives **c. 20%** of the de-carbonization, mostly in industry, heating and long-haul transport...



...and we estimate that the market for hydrogen could increase **7x** by 2060, from c.25 Mtpa to **c.170 Mtpa**.



Carbon capture is another critical technology with a wide range of industrial applications, critical to decarbonize **c.15%** of the country's emissions.



Net international trade contributes **c.13%** of China's CO₂ emissions through net exports (and **c.20%** for gross exports)...



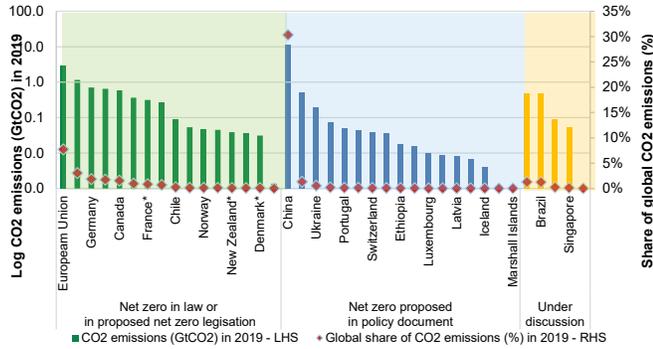
...whose competitiveness could be affected by a border adjustment of carbon taxes that could cost China up to **US\$240 bn pa** for a carbon tax of US\$100/tnCO₂ applied to the entire carbon footprint of gross exported emissions...



...highlighting the importance of a clear de-carbonization strategy and the implementation of carbon pricing schemes, with China's upcoming national ETS expected to be the **largest globally** and bring the total share of global GHG emissions covered by carbon schemes to **c.23%**.

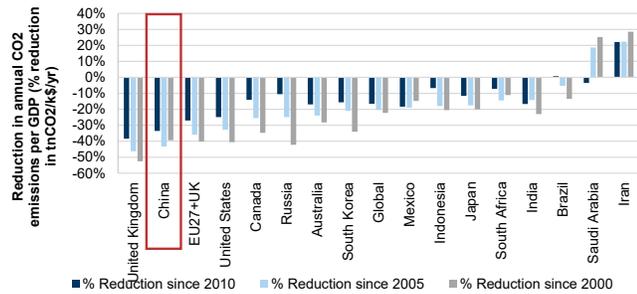
中国净零碳排放之路：投资观点图解

图表 1: 中国在全球已提出净零碳排放计划的国家碳排放总量（约占全球碳排放总量的48%）中占较大比例... 已提出净零碳排放计划的国家（包括已立法、已提案和已拟定政策的国家）



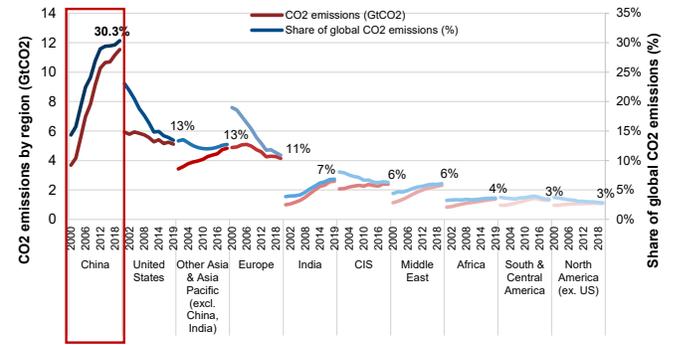
资料来源: Energy & Climate Intelligence Unit, 高盛全球投资研究部

图表 3: ...但中国单位经济产出的碳排放量大幅降低 年度单位GDP的二氧化碳减排幅度(%)



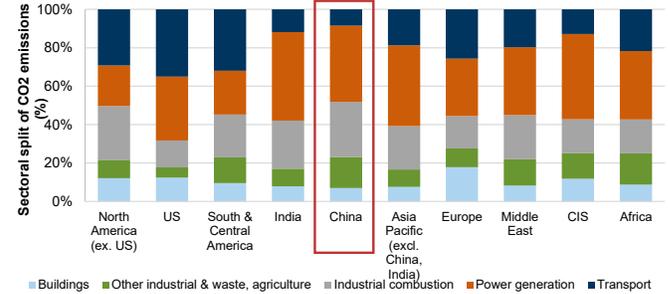
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 2: ...中国在全球二氧化碳排放量中占比30%，在2000年以来全球新增二氧化碳排放量中占比约64%... 各地区二氧化碳排放量（GtCO2，左轴）以及在全球二氧化碳排放量中的占比（%，右轴）



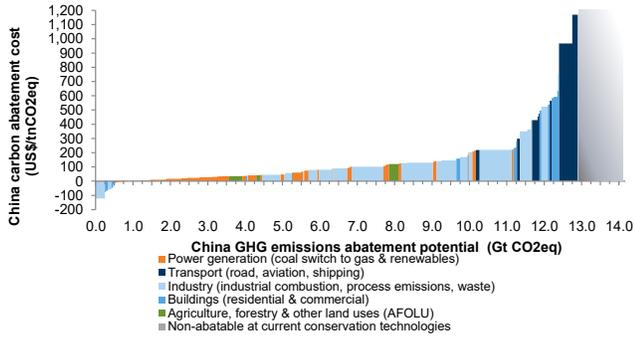
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 4: 中国二氧化碳排放主要集中在工业和发电领域（占总量的80%左右）... 全球各地区各行业二氧化碳排放量占比(%)



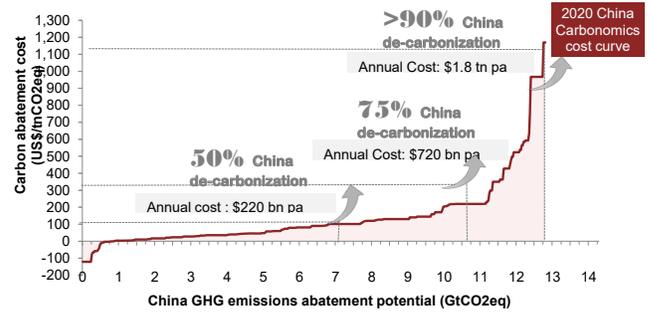
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 5: ...这两个领域在碳减排成本曲线中占比较高
中国的人类活动温室气体排放脱碳成本曲线，基于当前技术和当前成本



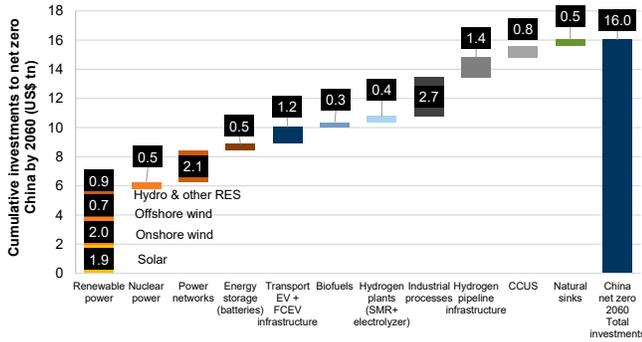
资料来源：高盛全球投资研究部

图表 6: 我们基于当前技术估算，75%的脱碳对中国而言意味着每年成本为7,200亿美元
中国的人类活动温室气体排放脱碳成本曲线，基于当前技术和当前成本



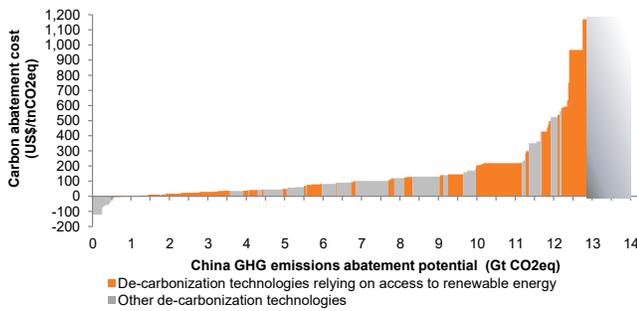
资料来源：高盛全球投资研究部

图表 7: 中国净零碳排放目标意味着到2060年清洁能源技术基础设施投资规模为16万亿美元...
中国2060年净零碳排放目标隐含的各行业累计投资机会 (万亿美元)



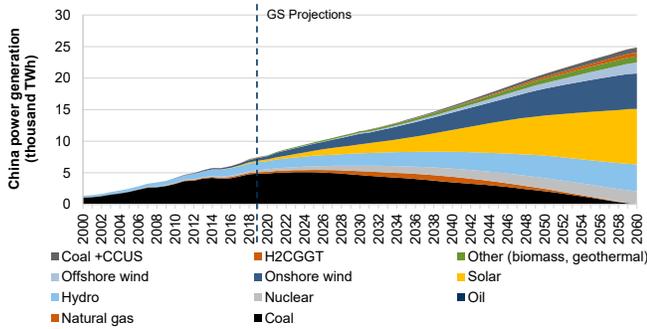
资料来源: 公司数据, 高盛全球投资研究部

图表 9: 可再生能源电力是最重要的技术, 有望令中国约50%的二氧化碳排放实现脱碳...
中国的人类活动温室气体排放脱碳成本曲线, 其中橙色代表依靠获取可再生能源电力的技术



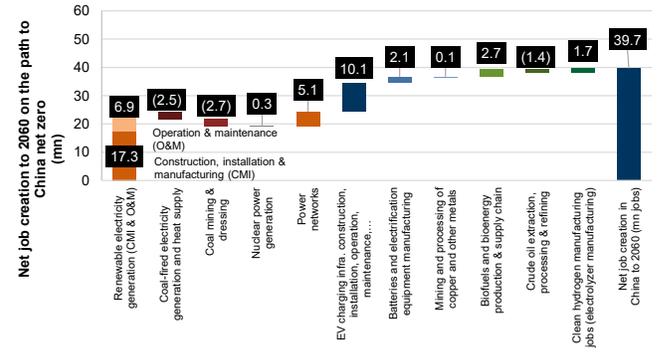
资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 11: ...主要由光伏发电、风电、核电和水力发电构成...
中国发电量 (千TWh)



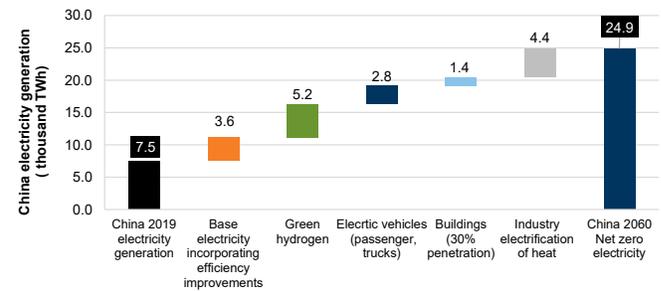
资料来源: BP Statistical Review, 高盛全球投资研究部

图表 8: ...将创造约4,000万个净新增就业机会
中国到2060年实现净零碳排放的过程中有望创造的净新增就业机会图示 (百万)



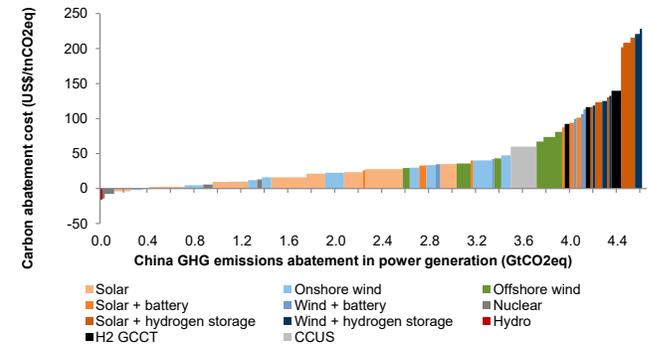
资料来源: UNEP - ILO - IOE - ITUC, EuropeOn, IRENA, NBSC, 高盛全球投资研究部

图表 10: ...我们预计到2060年中国发电量将增长至当前的三倍
2060年中国发电量预测图示 (千TWh)



资料来源: BP Statistical Review, 高盛全球投资研究部

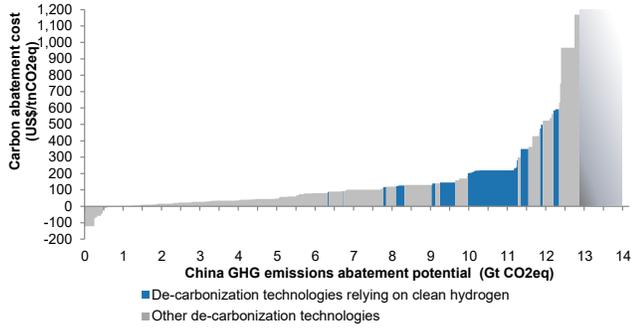
图表 12: ...这部分发电量在碳减排曲线的低成本部分占据主导
中国发电脱碳成本曲线



资料来源: 高盛全球投资研究部

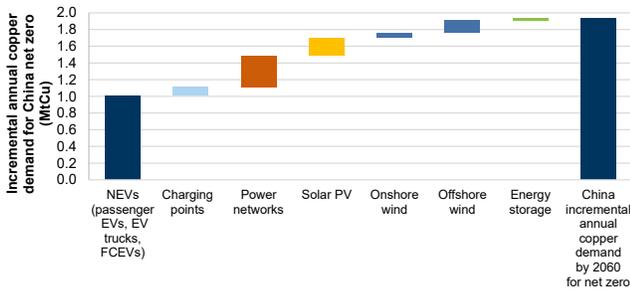
图表 13: 清洁氢能是第二重要的技术, 有望推动约20%的脱碳...

中国的人类活动温室气体排放脱碳成本曲线, 其中蓝色代表依靠清洁氢能的技术



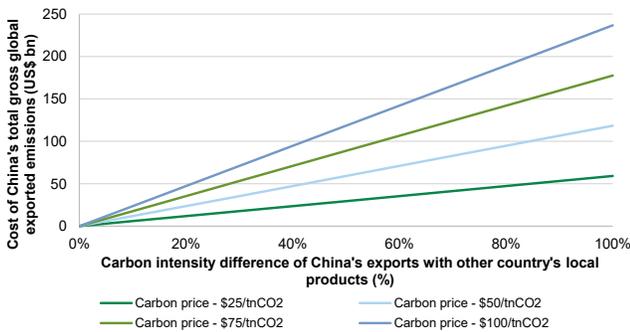
资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 15: 电气化将带动基本金属(例如铜)需求大幅上升中国净零碳排放目标隐含的年均新增铜需求(MtCu)



资料来源: IRENA, International Copper Association, 高盛全球投资研究部

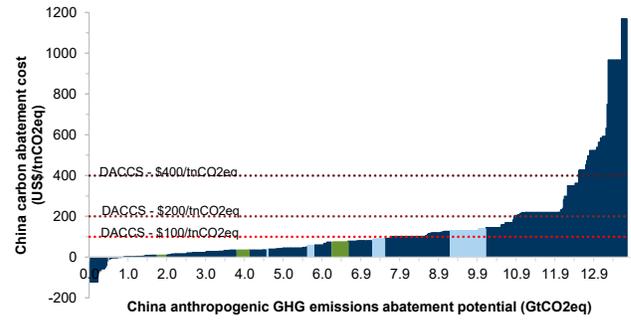
图表 17: ...出口竞争力可能受到碳边境调节税的影响...中国每年由出口产品产生的二氧化碳碳排放成本(10亿美元)



资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 14: ...之后是碳捕集, 此项技术是中国工业领域碳排放脱碳的关键

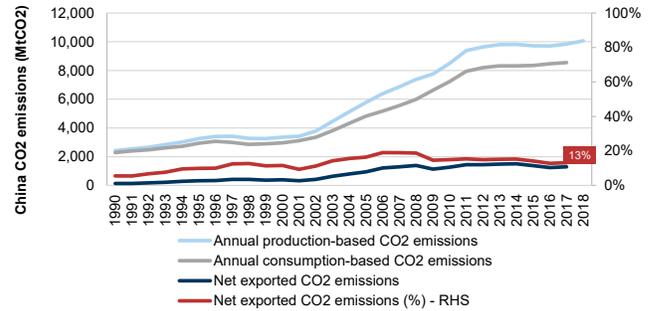
碳保存和封存综合成本曲线, 包括碳捕集、利用与封存(CCUS)和自然碳汇



资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 16: 中国二氧化碳排放量的13% (以及2000年以来增量的16%) 来自于净出口...

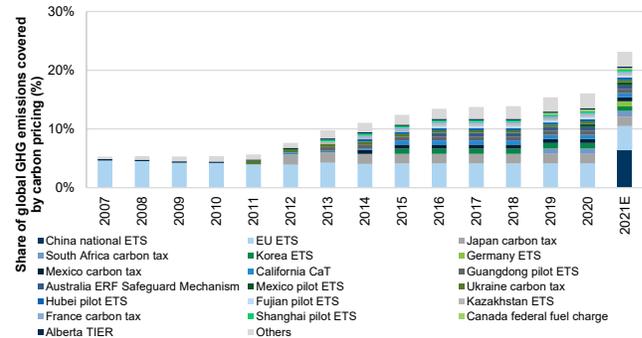
中国生产活动、消费活动和出口产品的二氧化碳排放量(Mt二氧化碳)



资料来源: Our World in Data

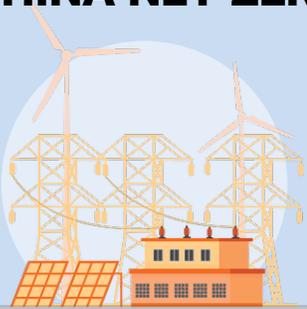
图表 18: ...因此有必要制定明确的脱碳战略并实施国内碳价机制

碳定价机制所覆盖的全球温室气体排放量比例 (%)



资料来源: 世界银行集团

CHINA NET ZERO Corporate Ecosystem



POWER GENERATION

Renewable power utilities & nuclear

Renewable

Longyuan power [0916.HK]
Datang Renewable [1798.HK]
Xinyi Energy [3868.HK]
Zhejiang Chint [601877.SS]

Nuclear

CGN power [003816.SZ]
China National Nuclear Power [601985.SS]

Utility-scale batteries and electrolyzer manufacturers

Yunnan Energy [002812.SZ]
Putailai [603659.SS]
Senior Tech [300568.SZ]
Sungrow [300274.SZ]
Zhejiang Narada Power Source Co Ltd [300068.SZ]

Wind turbines and supply chain

Wind turbines

Goldwind [002202.SZ; 2208.HK]
Mingyang Smart Energy [601615.SS]
Turbine parts
Sinoma Science&Tech [002080.SZ],
Titan Wind Energy [002531.SZ]
Jinlei Wind [300443.SZ]
Riyue Heavy Industry [603218.SS]

Solar panels and supply chain

Solar panels:

Longi [601012.SS]
Jinko Solar [JKS]
JA Solar [002459.SZ]
Trina Solar [688599.SS]
Solar poly/wafer/cell
Daqo [DQ]
Tongwei [600438.SS]
GCL-poly [3800.HK]
Xinte [1799.HK]
Longi [601012.SS]
Aiko Solar [600732.SS]
Zhonghuan [002129.SZ]

Equipment:

Shenzhen SC [300724.SZ]
Maxwell [300751.SZ]
Zhejiang Jingsheng [300316.SZ]
Solar glass/inverter
Xinyi Solar [0968.HK]
Flat Glass [6865.HK/601865.SS]
Sungrow [300274.SZ]
Ginlong [300763.SZ]
Goodwe [688390.SS]

INDUSTRY & WASTE

Metal miners

(lithium, nickel, copper)

Ganfeng Lithium [1772.HK/002460.SZ]
MMG [1208.HK]
Jiangxi Copper [0358.HK/600362.SS]
Zijin [2899.HK/601899.SS]

Hydrogen production distribution & transmission

Sinopec [0386.HK, 600028.SS, SNP]
PetroChina [0857.HK, 601857.SS, PTR]
CNOOC [0883.HK, CEO]

TRANSPORT

Electric vehicle manufacturers

NIO Inc. [NIO]
Li Auto Inc. [LI]
BYD CO. [002594.SZ, 1211.HK]
Guangzhou Auto Group [2238.HK, 601238.SS]
Great Wall Motor Co. [601633.SS, 2333.HK]
BAIC Motor Co. [1958.HK]

EV battery manufacturers

CATL [300750.SZ]
BYD CO. [002594.SZ, 1211.HK]
EVE Energy Co [300014.SZ]
Shanghai Putailai New Energy Co Ltd [603659.SZ]
Lead Intelligent [300450.SZ]
Fuel cell manufacturers
Weichai Power [300750.SZ]
SinoHytec Co [688339.SZ]

Biofuel producers

Cofco Biotechnology Co Ltd [000930.SZ]
Shandong Longlive Biotechnology [002604.SZ]
Sinopec [0386.HK, 600028.SS, SNP]
PetroChina [0857.HK, 601857.SS, PTR]
Longyan Zhuoyue [688196.SS]

Charging/refueling infrastructure

Qingdao Teld New Energy [300001.SZ]
SAIC AnYo Charging [600104.SS]
Shanghai Potevio [600680.SS]
State Grid [600131.SS]
Star Charge
EV Power
Jiangsu YKC New Energy Technology

BUILDINGS & AGRICULTURE

Heat pumps, boilers & efficiency

Sanhua Intelligent Control [002050.SZ]
Wasion Group [3393.HK]
Sinocera Functional Material [300285.SZ]

Agriculture & natural sinks

Xinghuan Forestry Development Company (private)
Guangxi Longlin Forestry Development Company (private)
Hesheng Forest Silviculture (private)

**We note that the corporate ecosystem presented above is not exhaustive*

投资摘要：中国2060年净零碳排放目标

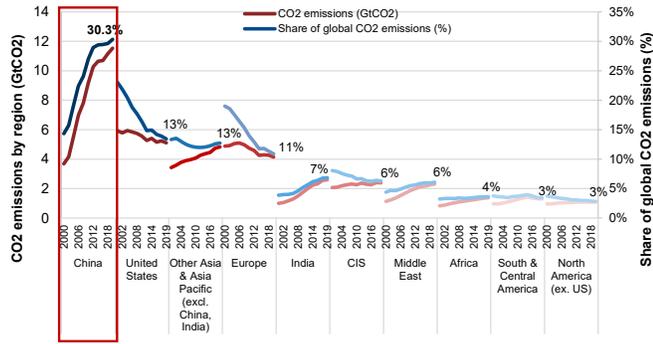
中国实现净零碳排放的承诺将从十四五规划开始重塑中国经济，并改变全球的脱碳进程

2020年9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话。习主席表示，中国将提高国家自主贡献力度，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。去年10月份，生态环境部应对气候变化司司长李高重申了发展目标，并表示“十四五”（2021-25年）是实现新的达峰目标和碳中和愿景非常关键的时期。10月底，中共第十九届中央委员会第五次全体会议审议通过了“十四五”规划建议，这是向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年规划，详细的规划草案将在2021年3月份“两会”期间提交全国人民代表大会审议。碳中和将成为政府决策的指导原则，全面融入结构性改革、投资政策和创新发展要务当中。

全球范围内已计划实现净零碳排放的国家数量迅速增加，中国宣布净零碳排放宏愿，令这一队伍进一步壮大。全球已计划实现净零碳排放的国家在全球碳排放量中占比约48%，若将拜登的美国净零排放计划计入在内，则这一占比达到61%。在气候变化和全球碳排放背景下，中国的碳排放规模（2019年在全球碳排放总量中占比30%）以及持续的经济扩张（中国在2000年以来全球碳排放增量中占比约64%）令其净零碳排放承诺不仅独树一帜，而且成为了全球脱碳进程的一个重要里程碑。虽然中国目前是全球最大的碳排放国，但过去20年中国已经成功将单位GDP碳排放量降低了约40%，减排幅度在全球重要经济地区当中位居前列（仅低于英国），实现了中国在主要气候变化协议中设立的目标（包括在《哥本哈根协议》中的承诺）以及“十三五”规划期间截至2020年的目标。

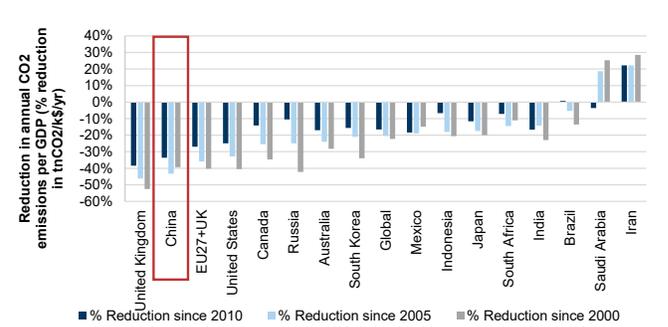
要实现净零碳排放，中国需要付出数十年的艰苦努力，推动经济和能源生态系统的转型。中国的碳排放具有独特性，不仅因其规模庞大，而且因其行业构成与其他国家不同。2019年，中国80%以上的碳排放来自于两大排放行业：发电、工业和工业排废（在承诺净零碳排放的另一个主要经济区欧盟，这一比例仅约为55%）。这凸显出能源对于中国的重要性（因为能源关乎发电、运输和建筑活动和较大比例的工业排放），意味着中国的能源结构转变成为短期和中期内脱碳进程的最重要决定因素之一。我们预计未来中国能源结构将包括可再生能源电力、清洁氢能和碳捕集。

图表 19: 中国在全球碳排放量中占比30%，在2000年以来全球碳排放增量中占比64%...
各地区碳排放量 (GtCO₂, 左轴) 和在全球碳排放量中的占比 (% , 右轴)



资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 20: ...但中国单位GDP减排幅度高于除英国以外的所有其他主要经济体
年度单位GDP减排幅度(%)



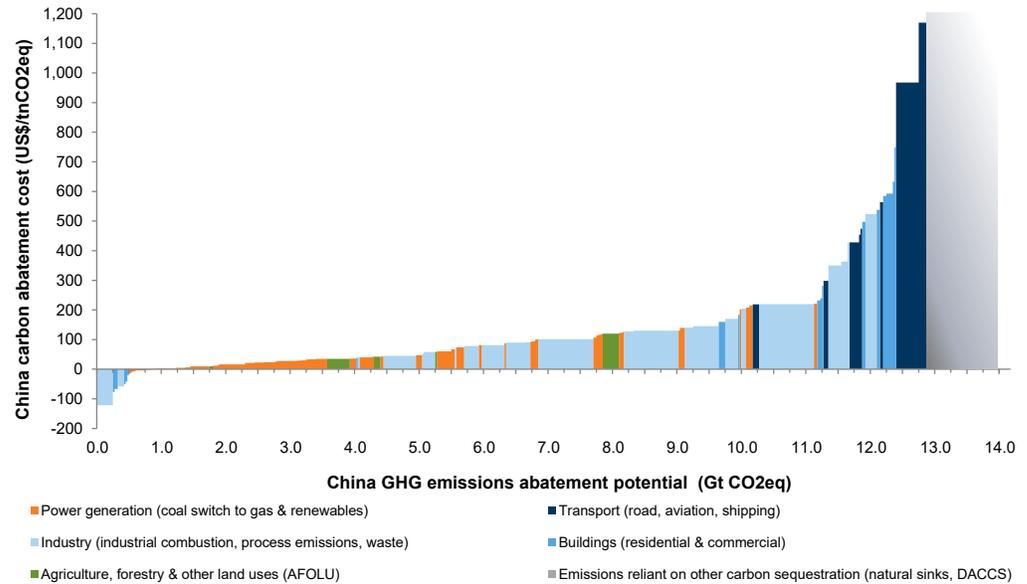
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

中国碳经济学成本曲线由电力和工业领域占主导，因此可再生能源、清洁氢能和碳捕集技术意义重大

在有关脱碳的深度分析报告“[Carbonomics: Innovation, Deflation and Affordable De-carbonization](#)”中，我们绘制了全球碳减排成本曲线。在本文中，我们专门绘制了中国的脱碳成本曲线，涵盖中国所有主要碳排放行业中温室气体减排技术的100多个不同应用领域。碳经济学成本曲线覆盖了目前已达到商用规模的脱碳技术，基于各项技术在大规模应用前提下的当前成本。我们预计，随着各项技术的应用范围扩大、规模效应和技术创新带动成本下降，在长期内这一成本曲线将是动态变化的。我们的分析包括了所有主要排放行业当中的碳保存技术（可避免碳排放的技术）和针对具体工业流程的碳封存技术（可将碳排放封存回排放来源工厂的技术），这些行业包括发电、工业（包括工业能源和流程排放）和工业排废、交通运输、建筑和农业。我们预计，中国最初50%的人类活动温室气体排放能够以每年2,200亿美元的成本减排，平均碳成本为32美元/吨。但成本曲线会快速变陡，尤其是跨越75%脱碳比例之后，在当前成本和可用技术下，完全脱碳需要花费每年1.8万亿美元。成本曲线变陡凸显出，若要在长期内令成本曲线变平、实现成本可承受的净零碳排放，技术创新、自然碳汇、直接空气碳捕集(DACC)和有效融资具有重要意义。

在向净零碳排放努力的过程中，脱碳流程将从单一维度（即可再生能源电力，在成本曲线上的低端部分主导了半壁江山）向多维度清洁技术生态系统发展演变，该系统涵盖了以下四项相互关联的关键技术：(a) 可再生能源电力：目前此项技术在“低成本脱碳”曲线上占据主导，有望支持中国45%以上的人类活动温室气体排放脱碳，在中长期内对于清洁氢能（“绿氢”）生产至关重要。(b) 清洁氢能：长期能源储存的变革性技术，能够支持更多的可再生能源发电，并可辅助部分减排难度较大的行业实现脱碳，在多个工业流程（炼铁炼钢和化工）、长途运输和建筑供暖等领域发挥重要作用。(c) 电池能源储存：在交通运输电气化和工业规模短期能源储存领域发挥重要作用。(d) 碳捕集技术：对于清洁氢能（“蓝色”）的生产至关重要，还能够帮助其他当前技术条件下无法减排的工业子行业（例如水泥）实现脱碳。

图表 21: 中国的脱碳成本曲线十分陡峭, 但呈现出范围较广的低成本投资机会
中国的人类活动温室气体排放脱碳成本曲线, 基于当前技术和当前成本, 假设技术在试点阶段能够产生规模效应



资料来源: 高盛全球投资研究部

描绘中国实现净零碳排放的潜在路径: 16万亿美元基建投资, 4,000万个净新增工作岗位

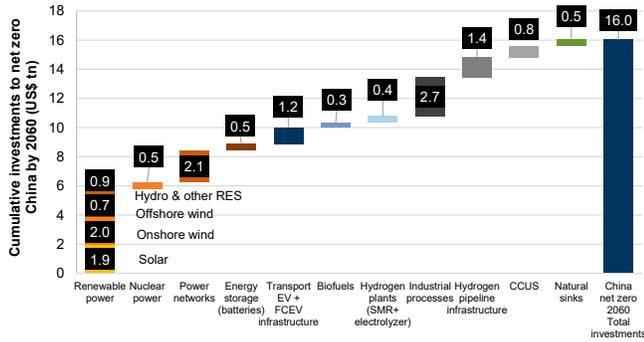
我们基于碳经济学成本曲线, 绘制了中国到2060年实现碳中和(力争于2030年前达到峰值)的潜在路径, 与中国宣布的长期宏伟目标相一致。需要注意的是, 这只是中国实现碳中和的多种可能路径之一。与中国的脱碳成本曲线相似, 这一路径依赖于当前现有的脱碳技术(假设技术在试点阶段能够产生规模效应), 并将随着清洁技术创新而发展演变。我们绘制的中国净零碳路径涵盖了中国的各个排放行业: 发电、交通运输、工业、建筑和农业(利用现有可用的低成本脱碳技术)。发电方面, 我们绘制的脱碳路径意味着到2060年非化石能源占比将超过95%; 道路运输方面, 我们假设到2060年新能源车(包括纯电动车、插电式混合动力车和燃料电池车)渗透率将接近100%; 工业领域, 我们计入了效率方面的变革性提升、清洁氢能和电气化以及碳捕捉的渗透率上升、循环经济的重要作用; 建筑方面, 我们假设化石燃料供暖将转向清洁氢能、电气化以及效率的大幅提升; 最后, 对于农业领域, 我们假设土地管理活动得到长足进步。

总体而言, 我们预计到2060年的总体“绿色”基础设施投资机会为16万亿美元: 其中9万亿美元将投向发电领域, 不仅指新能源电力, 还包括电网和电力储存的重大升级; 1.2万亿美元将投向新能源车交通运输基础设施; 约1.2万亿美元将投向碳封存(碳捕集和自然碳汇); 2.6万亿美元将投向交通运输系统、工业和供暖领域的氢能基础设施。如我们在报告“[Carbonomics: The green engine of economic recovery](#)”中所述, 清洁能源基础设施领域的资本密集度和劳动力密集度要高于传统化石燃料能源开发, 因此能够创造大量的净新增就业机会, 同时还受益于低成本资金, 成为促增长、保环境的成功样板。我们预计, 中国到2060年实现净零碳排放之路有望在各行各业创造出约4,000万个就业岗位。我们主要关注于整个供应链上的直接就业影响(我们在这一分析中不考虑间接和连带的就业机会)。我们预期中的新增就业机会主要集中在可持续能源生态系统当中, 以可再生能源

发电领域为主，其次是电网和电气化基础设施行业。煤炭开采和加工、燃煤发电、原油钻探和加工提炼行业将出现就业岗位净流失。需要注意的是，我们在这一分析中使用的就业数据基于现有可用文献，这些数据未必考虑了未来的劳动力效率改善和上述领域自动化程度的提高。

图表 22: 我们预计中国到2060年实现净零碳排放的目标隐含着16万亿美元基建投资机会...

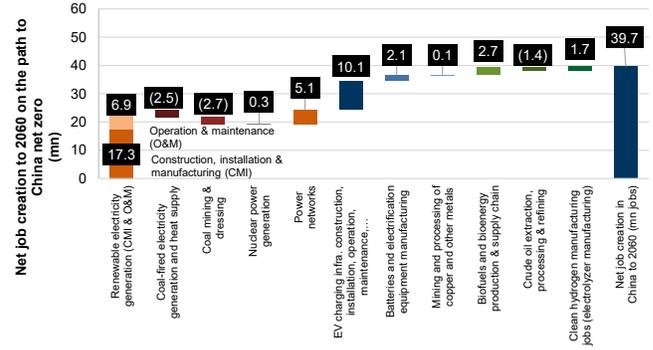
中国到2060年实现净零碳排放目标隐含的各行业累计投资机会 (万亿美元)



资料来源: 公司数据, 高盛全球投资研究部

图表 23: ...到2060年在各行业中有望创造总计约4,000万就业岗位

中国到2060年实现净零碳排放目标有望创造的净新增就业岗位 (百万就业岗位)



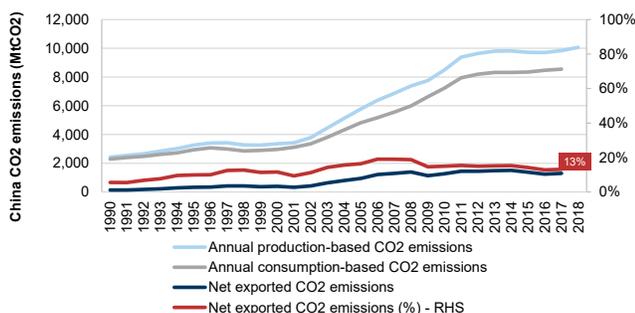
资料来源: UNEP - ILO - IOE - ITUC, EuropeOn, IRENA, NBSC, 高盛全球投资研究部

中国净零碳排放：气候变化时代关注中国的出口竞争力

净贸易在中国二氧化碳排放量中占比约13%（毛出口的占比约为20%），出口竞争力可能成为中国迫切推进净零排放的一项重要考虑因素，因为消费者对商品和服务的碳含量意识增强、欧盟可能要求开征碳边境调节税或将损害中国高碳出口的竞争力。在本报告中，我们试图分析对中国出口实施碳边境调节税的潜在意义，以及对出口竞争力的影响。我们使用2019年数据，假设约20%的排放来自于毛出口，在全球范围内实施碳边境调节税且碳税较高（为100美元/吨二氧化碳）的极端情况下，与中国向全球毛出口的排放相关总成本可能高达每年2,400亿美元。这一分析在我们考量中国对欧盟出口时尤其具有参考意义，因为目前欧盟提出了实施碳边境调节税机制的计划。我们估算，若对整体碳足迹征收100美元/吨二氧化碳的碳税，则中国毛出口被欧盟征收碳边境调节税所引发的成本将高达每年350亿美元。如果仅基于相较于欧盟本地产品的碳强度差异征收碳税，则成本的估算值将降至每年约150亿美元。

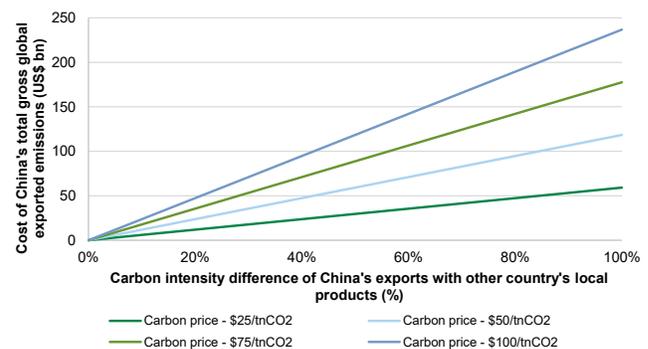
为了评估欧盟实施碳边境调节税的潜在影响，我们以中国向欧盟的钢铁出口为例展开分析。碳税将对钢铁出口价格产生不同程度的影响，具体取决于欧盟自产钢铁产品与进口自中国的钢铁产品的碳排放强度差异。若以燃煤高炉-转炉（BF-BOF）工艺下的碳排放强度（2.1吨二氧化碳当量/吨钢铁）作为当前中国产钢铁产品的碳排放强度，并与天然气DRI-EAF（直接还原铁-电弧炉，采用电网供电）工艺下的欧盟产钢铁产品的平均碳排放强度（1.1吨二氧化碳当量/吨钢铁）相比较，我们可以基于碳排放强度的差异得出钢铁产品出口的新增成本。结果显示，基于碳排放强度差异计算，100美元/吨二氧化碳的碳税将导致中国钢铁产品出口的成本增加约100美元/吨钢铁。或者，如果欧盟生产的普通钢铁产品依赖于净零碳排放电力，则天然气DRI-EAF工艺的碳排放强度将为0.6吨二氧化碳/吨钢铁，意味着中国出口钢铁产品的价格将上升150美元/吨。假设钢铁价格为500美元/吨，则这一价格涨幅相当于中国钢铁出口的成本上升约30%。

图表 24: 中国净出口产品碳排放占到年度生产活动碳排放总量的13%左右...
中国生产活动、消费活动和净出口产品的碳排放(MtCO₂)



资料来源: Our World in Data

图表 25: ...全球范围内对中国毛出口产品碳排放量实施碳边境调节税（100美元/吨二氧化碳）引发的成本高达2,400亿美元，具体取决于中国出口产品与进口国本地产品的碳排放强度差异
碳边境调节税机制潜在引发的中国年度出口产品排放成本（十亿美元）



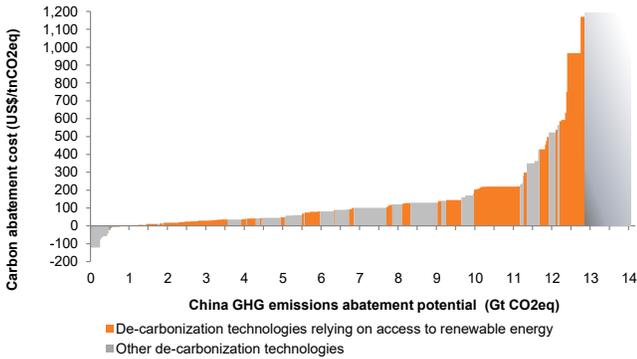
资料来源: 高盛全球投资研究部

发电行业的模式转变和发展有望推动中国约一半的碳排放量实现脱碳

电气化是实现净零碳排放的一项重要推动因素。我们估算，中国当前人类活动温室气体排放量脱碳的约50%将通过使用清洁电力来实现，包括交通运输系统的电气化、生产绿色氢能和各种工业流程的电气化。我们预计到2060年中国实现净零碳排放时的电力总需求可能达到2019年的三倍左右，进一步凸显出尽快实现发电脱碳的重要意义。可再生能源

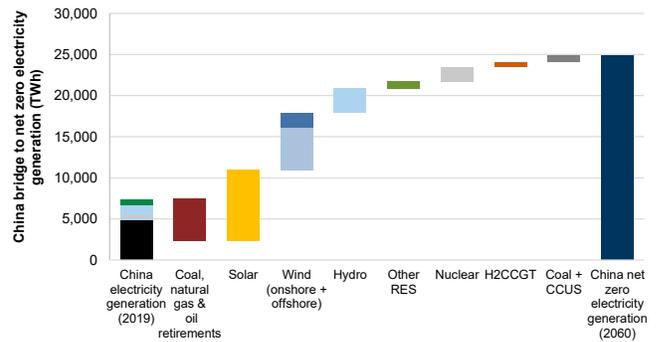
(光伏发电、风电、水力发电和生物质能)是发电脱碳的主要推动力并有望令当前中国的能源系统发生变革,而核电将发挥关键、但相对次要的作用。碳捕集可被用于辅助成立年头相对尚短的燃煤和燃气发电厂实现转型,但这一技术在脱碳路径上缺乏低成本替代的其他领域(如工业)至关重要,因此我们认为它在中国发电脱碳领域的作用有限。总体而言,若要实现净零碳排放,中国的能源结构和当前的能源生态系统需要作出重大调整:我们估算,当前约32%的非化石能源发电渗透率到2030年需要超过50%,到2040年需要达到约70%,到2050年/2060年需要超过85%/95%。这一演变对于中国发电体系的革命性重大影响不可估量,因为目前电力系统65%的发电量来自燃煤发电,在全国二氧化碳排放量中占比40%。发电脱碳加之发电量增至三倍,需要辅之以发电领域具有吸引力的监管政策和融资框架,还需要对电力网络和能源存储系统(工业规模电池和绿色氢能)进行整体重构,用以连接地理相距甚远并受制于较大时间和季节性错配的可再生能源发电和用电系统。

图表 26: 中国人类活动温室气体排放量脱碳的50%左右将通过使用清洁电力来实现...
中国的人类活动温室气体排放脱碳成本曲线,其中橙色代表依靠获取可再生能源电力的技术



资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 27: ...在实现净零碳排放的过程中,需要可再生能源电力的增长来支持电力需求的增加
中国2060年净零碳排放目标下2019-2060年发电量图示(TWh)

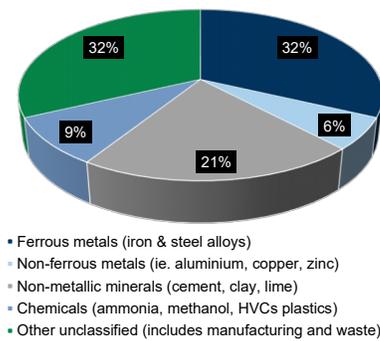


资料来源: BP Statistical Review, 高盛全球投资研究部

工业: 清洁氢能、CCUS (碳捕集、利用与封存)、效率、循环经济和电气化为清洁技术工业变革奠定了基础

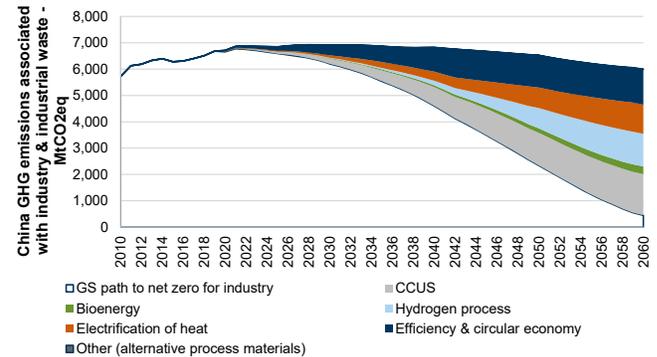
目前工业是在中国温室气体排放中占比最大(约48%)的行业,该领域50%以上的排放来自于重工业(黑色和有色金属冶炼、水泥等非金属矿物、化工)。我们认为四项关键技术将推动中国工业在提升效率的同时实现减排:清洁氢能、碳捕集(CCUS)、电气化和循环经济。特别是,氢能在诸多工业流程中都发挥着重要作用,包括在钢铁企业取代煤炭、作为一些主要化工原料的基础原料,以及在高温加热工艺流程中成为一种清洁能源选择。我们估算,清洁氢能将对我国脱碳产生约20%的贡献,潜在市场规模将从2019年的约25 Mt增长6倍,至我们净零碳情景假设下的约每年170 Mt。碳捕集(CCUS)也在我国工业脱碳进程中发挥重要作用。中国的工业CCUS应用可取得较好的成本效率,有望令中国的现代化工业设施和一些减排难度最大的行业(例如水泥生产和加工行业)释放出深度减排潜力。我们估算,中国人类活动温室气体排放的15%左右可通过碳捕集实现减排。碳捕集的一项主要优势是,它可以避免工业资产陷入进退两难的境地;中国很多工厂建成年头相对较短,只需要对现有工厂和工艺流程做出微小的改建即可。

图表 28: 中国工业领域碳排放的50%以上来自于重工业...
中国工业领域温室气体排放的大致构成, 2019年(%)



资料来源: Energy Transitions Commission, 联合国粮农组织, 国际能源署, 高盛全球投资研究部

图表 29: ...令清洁氢能、CCUS、电气化、效率和循环经济成为脱碳的必要条件
中国与工业、工业流程和排废相关的温室气体排放 (Mt二氧化碳当量)

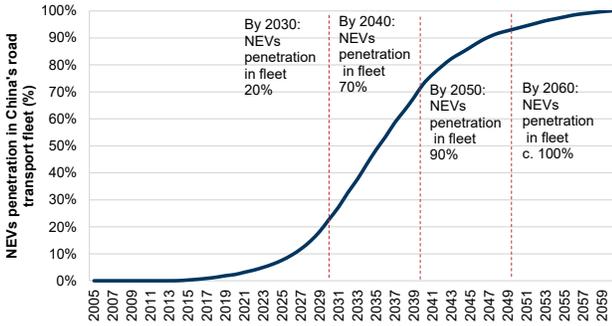


资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 联合国粮农组织, 高盛全球投资研究部

交通运输: 新能源车兴起和新建充电基础设施带来投资机遇

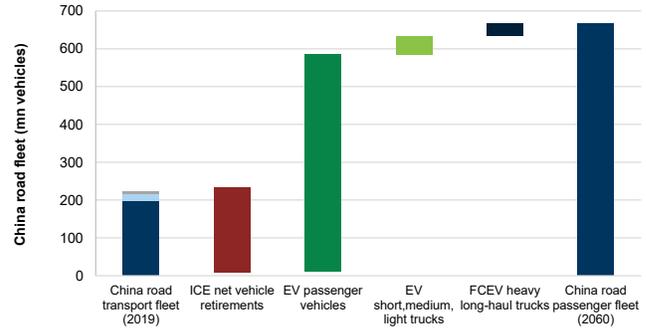
有别于发电的是, 交通运输基本处在脱碳成本曲线的高成本区间, 该行业在中国整体二氧化碳排放中占比9%, 低于其他主要经济区域。但是, 随着中国中产阶层的持续扩大, 我们预计交通运输需求也将保持增长, 乘汽车和飞机出行的需求增幅尤其明显; 我们估计到2060年中国的总体汽车保有量将增至当前的三倍。作为我们研究的一部分, 我们分析了交通运输在中国净零碳排放规划中的潜在路径, 全面涵盖了中短途陆路交通运输、重货长途运输、铁路、国内航空和国内船运等领域。对于轻载中短途交通运输(主要包括乘用车和中短途货车)而言, 我们认为电动化是主要的脱碳技术; 我们估算, 在道路交通运输全面电动化的前提下, 充电基础设施蕴含着超过1万亿美元的投资机会。对于长途重卡来说, 我们认为清洁氢能是理想的选择, 因为燃料加注速度较快、重量较轻且能量含量高。根据我们描绘的净零碳排放路径, 到2030年/2040年/2050年/2060年, 新能源车在整体车辆保有量中的渗透率需要分别达到20%/接近70%/90%/接近100%。我们在本报告中分析的是新能源车在整体保有量中的渗透率, 而非在新车销售中的占比, 因为我们认为保有量占比直接关系到交通运输排放情况。航空是最难脱碳的领域之一, 我们认为目前来看, 生物燃料(可持续的航空燃料, 即SAF)、合成燃料、优化飞行效率是解决方案的关键组成部分。机队更新是潜在的短期解决方案, 因为新一代机型的油耗比旧机型少约15%。从中长期来看, 我们认为生物质能、特别是SAF将是航空减排的主要方式。根据我们的中国净零碳排放路线, 我们预计到2060年, 交通运输领域所需的生物燃料接近250万桶/天。

图表 30: 我们预计新能源车（包括纯电动车和燃料电池车）在道路运输车辆整体保有量中的占比将接近100%...
根据中国实现净零碳排放的路径，新能源车在中国道路车辆保有量中的渗透率(%)



资料来源：高盛全球投资研究部

图表 31: ...电动车是乘用车和中短途轻卡的首选解决方案，清洁氢能是长途重卡的首选解决方案
中国净零碳排放路径对应的道路车辆保有量构成（2019-60年）

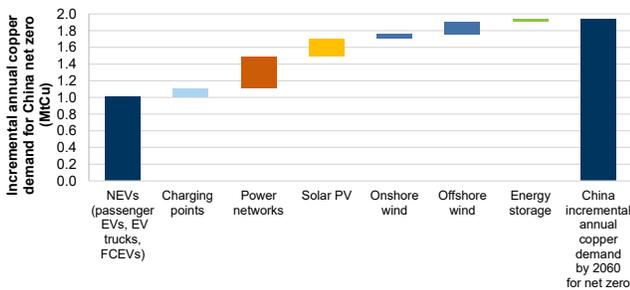


资料来源：NBSC, 高盛全球投资研究部

中国净零碳排放：基本金属需求将大幅增长（预计铜需求增长15%）

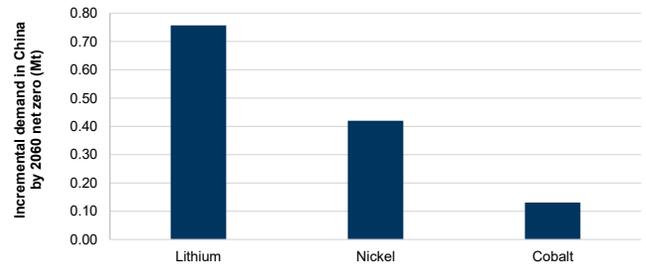
正如我们在此前章节所属，中国到2060年实现净零碳排放的核心在于使用清洁能源并加快交通运输和部分工业领域的电气化。电气化和清洁能源可能影响中国的自然资源整体需求，特别是铝/铜/锂/镍，因为这些金属的需求在很大程度上来自可再生能源等技术（光伏面板、风机制造）、电网基础设施、充电基础设施、电动车和电池制造等领域的加速增长。就像此前章节那样，我们尝试量化分析了中国2060年净零碳排放路径对于每种金属需求的影响。我们的分析是根据各清洁能源技术相对于传统技术带来的需求增量计算的，例如电动车的单位铜需求相对于传统燃油车单位铜需求的增量。我们的研究发现，中国的净零碳排放意味着每年铜需求将增长2.0 Mt，相比中国2019年铜需求提高约15%；在2020-2060的净零碳排放进程中的累计铜需求增量约为77 Mt。

图表 32: 我们预计，中国的净零碳排放意味着每年铜需求将增长2.0 Mt吨，相比中国2019年铜需求提高约15%...
中国基于2060年净零碳排放目标的新增铜需求



资料来源：IRENA, International Copper Association, 高盛全球投资研究部

图表 33: ...锂和镍等电动车动力电池金属元素的需求也将大幅增长
中国基于2060年净零碳排放目标的新增需求(Mt)



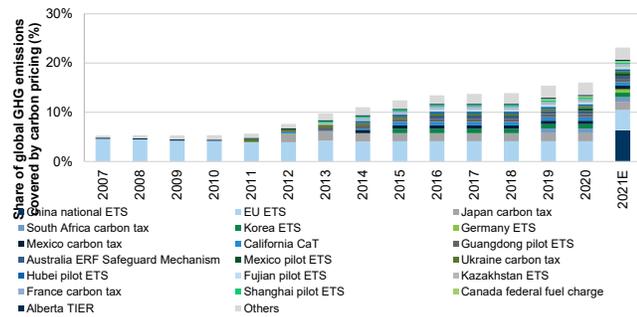
资料来源：公司数据, 高盛全球投资研究部

中国碳排放交易系统(ETS): 全球最大的全国性碳排放交易机制即将启动

我们认为碳定价将是所有净零排放措施的关键要素，还将激励脱碳技术的创新和进步。世界银行集团数据显示，目前全球已实施或规划中的碳定价机制共计64项，覆盖全球46个国家级司法管辖区，大多通过碳排放限额交易进行。碳定价机制日益成为大势所趋；其中，中国在2017年宣布启动全国碳排放权交易体系。这将是全球规模最大的全国碳排放权交易体系；将上述所有机制（包括中国）计入在内，将覆盖12Gt二氧化碳当量，约占全球温室气体总排放量的23%。

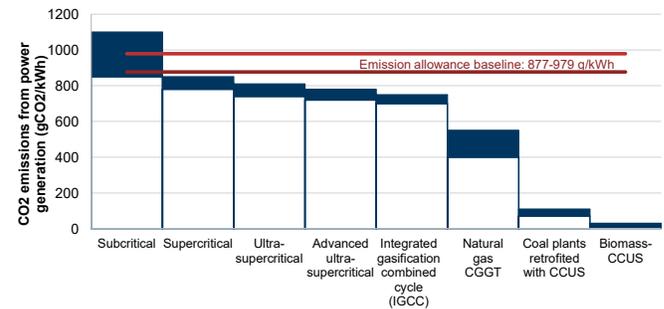
2021年1月5日，生态环境部举办了碳排放权交易管理政策媒体吹风会，全国碳市场第一个履约周期已于2021年1月1日正式启动。全国碳市场最初仅覆盖发电行业，将根据电厂发电量及其对应的基准线（基于机组燃料类型及发电技术）分配配额（又称许可证）。中国的全国碳市场覆盖将扩大至其他七个行业（民航、有色金属、钢铁、建材、化工、石化和造纸），并将成为全球最大的碳市场。归根结底，全国碳市场带来的利好来自于排放低于基准值企业的多余配额（如“清洁”煤电厂）或者公司CCER项目签发（如可再生能源运营项目）。后者还可能推高可再生能源项目需求，进而带动可再生能源设备需求增加，并利好上游企业。在煤电企业中，全国碳市场对应的基准值可能导致非对称的风险，部分企业可能从全国碳市场获益。我们的观点基于拟议基准值及行业目前的排放强度。当前对于常规燃煤机组拟定的碳排放基准值为0.877-0.979 kg/kWh（基于装机容量），这可能对亚临界燃煤电厂（热效率低、排放密度高）带来影响。

图表 34: 中国的碳排放交易系统将成为全球最大的全国性碳排放交易系统，将覆盖约23%的全球整体温室气体排放
碳定价机制所覆盖的全球温室气体排放量比例 (%)



资料来源：世界银行集团

图表 35: 全国碳市场拟议碳排放配额基准在短期内可能给低碳、高效燃煤电厂带来利好
各类电厂的二氧化碳排放量区间(gCO2/kWh)



资料来源：国际能源署，公司数据，高盛全球投资研究部

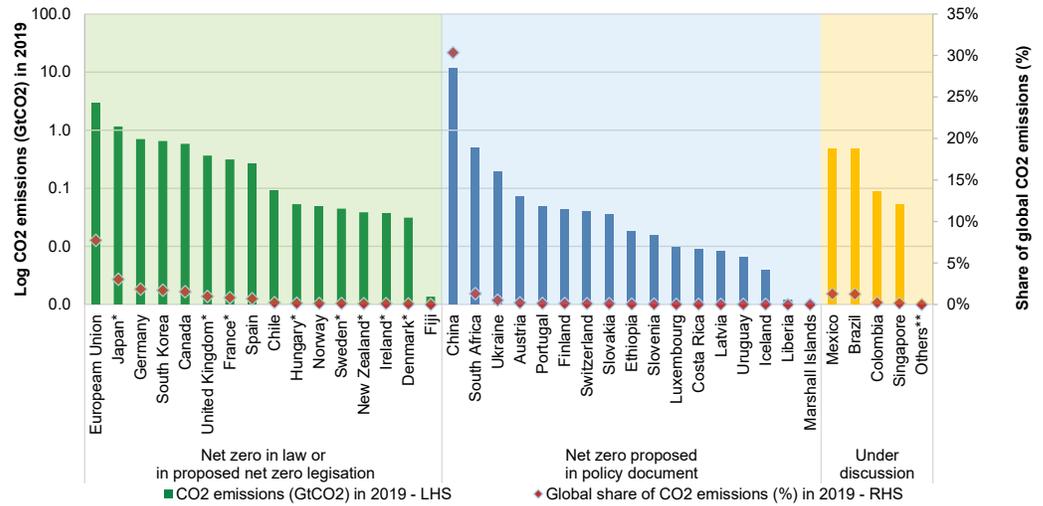
中国的净零碳排放宏愿：全球碳中和拼图中最关键的组成部分

2020年9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话，表示中国将提高国家自主贡献力度（即各国于2015年《巴黎协定》达成之前提交的2020年之后气候行动承诺），采取更加有力的政策和措施。习主席宣布中国的新目标是，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。生态环境部应对气候变化司司长李高在10月份重申了这一目标，并表示2021-25年的“十四五”规划是实现新的达峰目标和碳中和愿景非常关键的时期。正如我们在亚洲策略报告中所述，五年规划是中国自1953年开始发布的一系列社会 and 经济发展计划，是中国共产党以五年为时间段制定的经济发展策略以及增长和改革目标。虽然每个五年规划的重要性都不言而喻，但“十四五”规划（2021-25年）的战略意义在于，它是中国继实现“全面建成小康社会”的第一个百年奋斗目标（1921-2021年中国共产党建党一百周年）之后，朝向“全面建设社会主义现代化国家”的第二个百年奋斗目标（1949-2049年中华人民共和国建国一百周年）前进的启航阶段。中国共产党在2020年10月底的十九大五中全会上审议通过了“十四五”规划建议，十四五规划草案细则可能在2021年3月的“两会”期间交由全国人大审批。

全球范围内承诺净零碳排放的国家数量迅速增加，中国力争到2060年实现碳中和，令这一阵营进一步壮大（参见图表 36）。不过，由于中国在气候变化和全球排放中举足轻重（中国在2019年全球二氧化碳排放中占比约30%），再加之中国因增速领先而具备全球经济战略地位，中国的碳中和承诺不仅独树一帜，而且在全球脱碳进程中具有重要的里程碑意义。在此之前，尽管中国已实现了图表 38中设定的国家目标（包括在《哥本哈根协议》等主要气候协议中设定的目标）并在截至2020年的既定时间里完成了“十三五”规划目标，但并未承诺长期脱碳目标。

实现净零碳排放将是中国现代史的标志性事件，但我们认为实现这一目标的前提是，中国需在未来几十年大刀阔斧地推进经济和能源生态系统转型。碳中和将势必成为日后中国决策的指导方针，全面融入结构性改革、投资政策和创新发展要务当中。

图表 36: 全球范围内承诺净零碳排放的国家数量迅速增加, 中国力争到2060年实现碳中和, 令这一阵营进一步壮大; 目前这些国家约占全球碳排放总量的48%, 由于拜登表示美国可能做出碳中和承诺, 则这一占比将达到61%
已提出净零碳排放计划的国家 (包括已立法、已提案和已拟定政策的国家)



* Denotes net zero pledge is in law, ** Others under consideration includes many countries and regions (list not exhaustive)

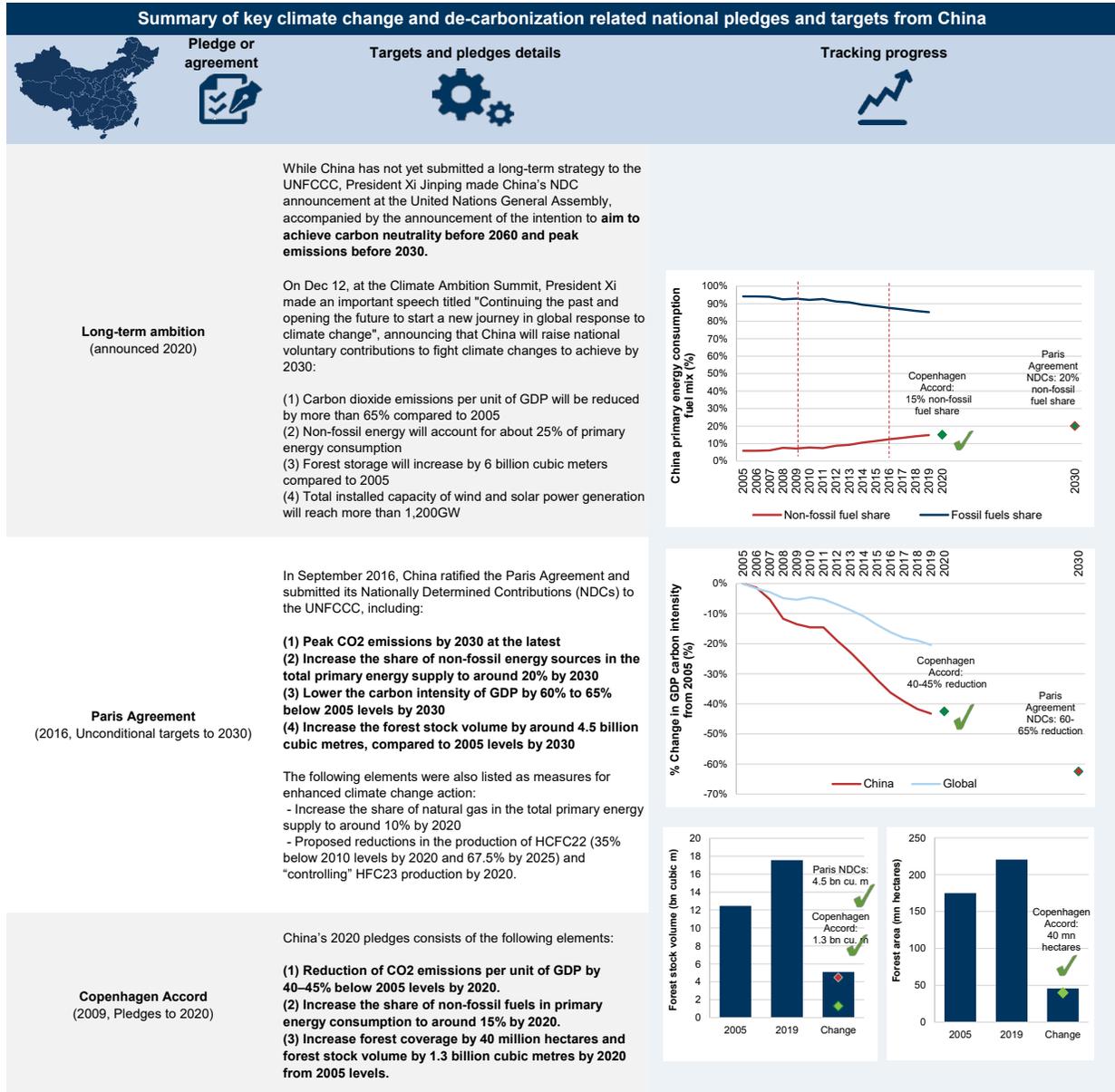
资料来源: Energy & Climate Intelligence Unit, 高盛全球投资研究部

图表 37: 中国主要的排放数据



资料来源: 世界银行, European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 38: 中国主要的气候变化和脱碳相关的承诺及目标概览



Summary of key energy and climate change policies and pledges from Five-Year Plans (FYP)

11th FYP (2006-2010)	Reduction of 20% in the energy intensity (energy consumption per unit GDP)	c. 19% reduction in the energy intensity by 2010
12th FYP (2011-2015)	<ol style="list-style-type: none"> Reduction of 17% in the carbon intensity (emissions per unit GDP) compared to 2010 Reduction of 16% in the energy intensity (energy consumption per unit GDP) compared to 2010 11.4% of non-fossil energy share Forest coverage of 21.7% and forest growing stock to 14.3 bn cubic meters 	<ol style="list-style-type: none"> 20% reduction in carbon intensity achieved by 2015 18.2% reduction in energy intensity achieved by 2015 12% non-fossil energy share achieved by 2015 21.63% forest coverage and 15.1 bn cubic m of forest growing stock achieved by 2015
13th FYP (2016-2020)	<ol style="list-style-type: none"> Reduction of 40-45% in the carbon intensity (compared to 2005 level) - consistent with the Copenhagen Accord. Therefore reduction of 18% compared to 2015 Reduction of 15% in the energy intensity (energy consumption per unit of GDP) from 2015 levels by 2020 15% of non-fossil energy share Coal power capacity limit at 1,100 GW Forest coverage of 23.04% 	<ol style="list-style-type: none"> >40% reduction in carbon intensity achieved in 2019 >14% reduction in energy intensity already achieved 15% of non-fossil energy share achieved in 2019 Below coal capacity threshold in 2019 22.96% forest coverage in 2019
14th FYP (2021-25)	FYP outline and "Vision 2035" expected to be released in March 2021.	

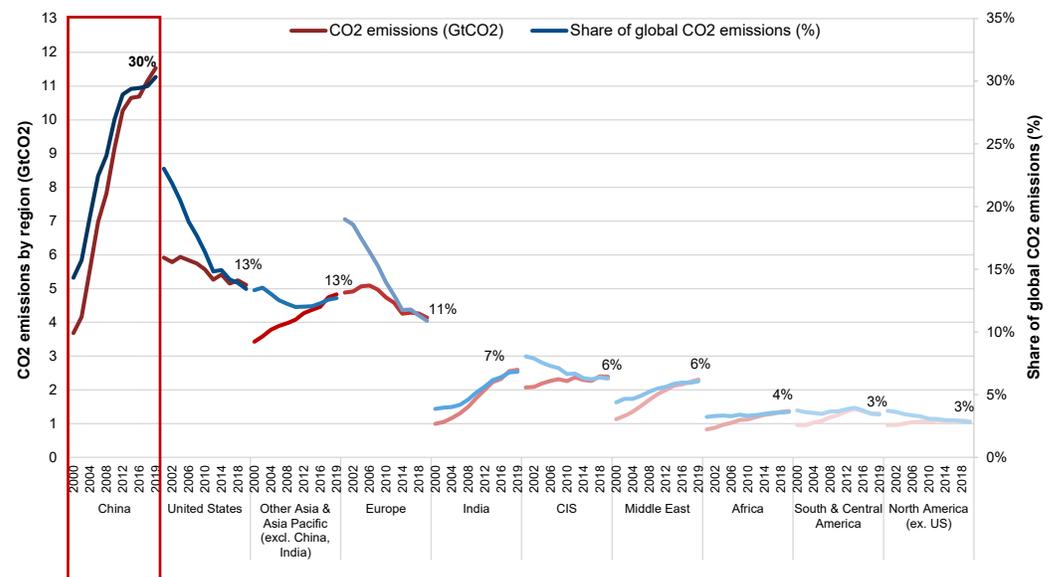
资料来源: 国家统计局, 联合国气候变化框架公约, 世界银行集团, NDC Registry, C2ES, 国家发改委, European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

中国的碳排放规模、行业构成及路径有所不同

中国的碳排放规模、路径和行业构成不同于全球其他主要区域

中国在全球二氧化碳和温室气体排放中的占比分别约为30%和26%，是2019年全球排放占比最高的单一国家，如**图表 39**所示。中国的排放路径有别于其他主要的地理和经济区域，中国的排放量在2000-2010年期间出现了最急剧的加速增长，当时正值中国经济飞快升温、而其他主要经济体的碳排放已经稳中有降。伴随着经济增长，中国的环境受到显著的负面外部冲击，因为高能耗增长模式和高碳能源供应相结合导致中国积累了庞大的碳足迹。我们估算，中国加速增长的碳排放在上世纪70年代以来全球新增温室气体排放中约占45%，如**图表 40**所示。

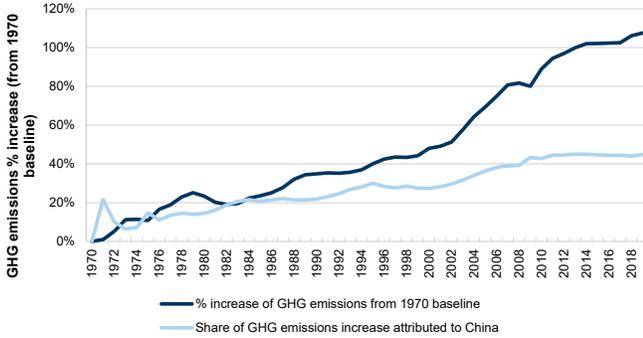
图表 39: 目前中国在全球二氧化碳和温室气体排放中的占比分别约为30%和26%，高于任何单一国家或主要地理区域，而且还持续呈上升趋势
二氧化碳排放量（GtCO₂，左轴）以及各区域在全球二氧化碳排放中的占比（%，右轴）



资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

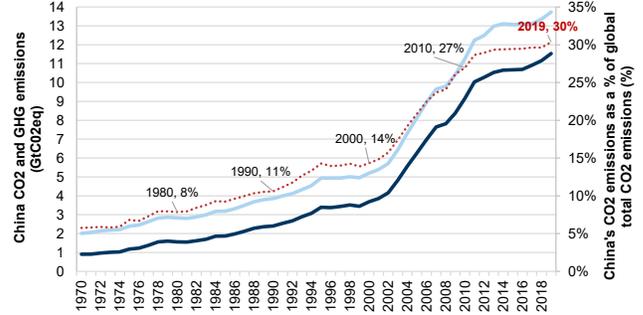
中国碳排放的特别之处不仅在于规模，还在于行业构成。2019年，中国约80%的排放来自于发电和工业（包括工业燃烧，工业过程和工业排废）这两大高排放领域。中国的发电和工业在排放中的占比高于其他主要地区，如图表 42和图表 43所示，而交通运输和建筑行业的排放占比小于其他地区。这凸显出能源对于中国的重要性（因为能源关乎发电、运输和建筑活动和较大比例的工业排放），这使得中国的能源结构演进成为了中短期内脱碳进程的最重要决定因素之一。

图表 40: 全球温室气体排放已较上世纪70年代翻倍，增幅中的45%来自中国
全球温室气体排放较之70年代基准水平的增幅，以及中国在排放增量中的占比



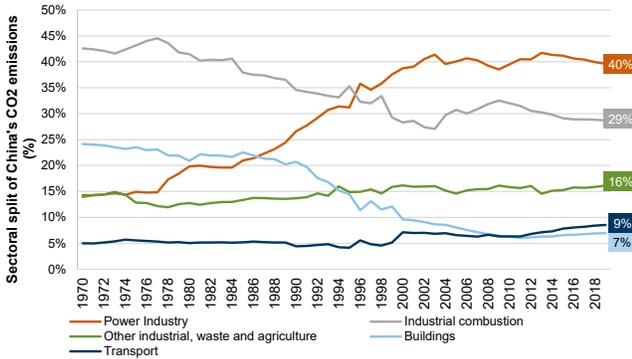
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 联合国粮农组织, 高盛全球投资研究部

图表 41: 中国的排放量在2000-2010年期间出现了最急剧的加速增长，当时正值中国经济飞快升温之时
中国的二氧化碳和温室气体排放 (GtCO₂eq, 左轴) 以及各区域在全球二氧化碳排放中的占比 (%) (右轴)



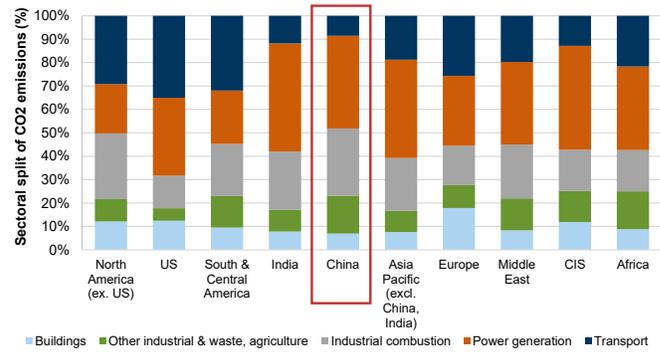
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 联合国粮农组织, 高盛全球投资研究部

图表 42: 中国碳排放的行业构成有所不同，2019年中国80%以上的排放来自于发电和工业...
2019年二氧化碳排放的行业构成(%)



资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 43: ...这两大领域在中国碳排放中的合计占比超过全球任何一个其他地区
2019年二氧化碳排放的行业构成(%)

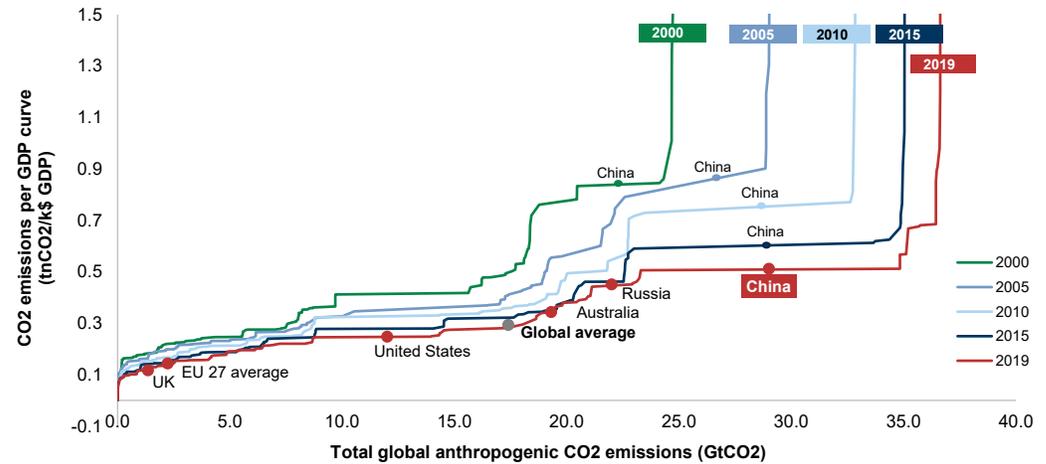


资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

尽管中国的绝对排放量上升，但中国在过去20年中成功地降低了碳排放强度，推动经济增长更具可持续性...

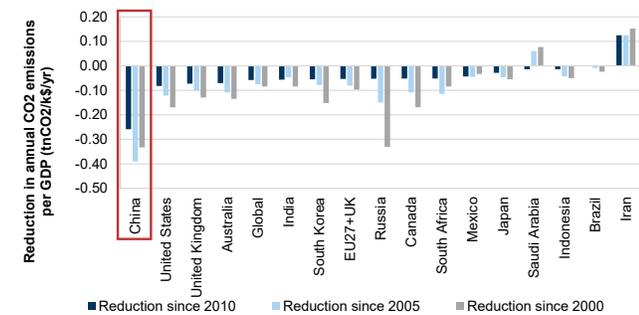
虽然中国是全球最大的二氧化碳排放国，但是在过去20年中成功地将碳排放强度（单位GDP的二氧化碳排放量）降低了约40%，减排幅度在全球排名第二，仅次于英国（参见图表45），而且同期中国碳绝对排放量的降幅也最大（参见图表45），推动全球碳排放强度曲线大幅下移（参见图表44）。因此，虽然中国的碳绝对排放量呈上行趋势，但是基于经济增速调整后，中国在过去20年中实现了更具可持续性的增长。

图表 44: 虽然中国目前的碳排放强度超过全球均值，但中国在过去20年中的碳排放强度降幅在全球居于前列，推动全球碳排放强度曲线大幅下移
碳排放强度曲线（各区域的吨二氧化碳/千美元 vs. 人类活动二氧化碳排放）



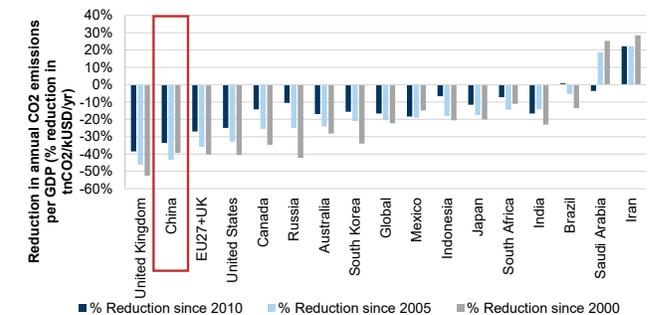
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 45: 过去20年，中国实现了最大的单位GDP二氧化碳绝对排放量降幅...
年度单位GDP二氧化碳减排（年均吨二氧化碳/千美元）



资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 46: ...而且在全球主要排放地区中，中国的碳排放强度百分比降幅全球排名第二，仅次于英国
年度单位GDP二氧化碳减排(%)

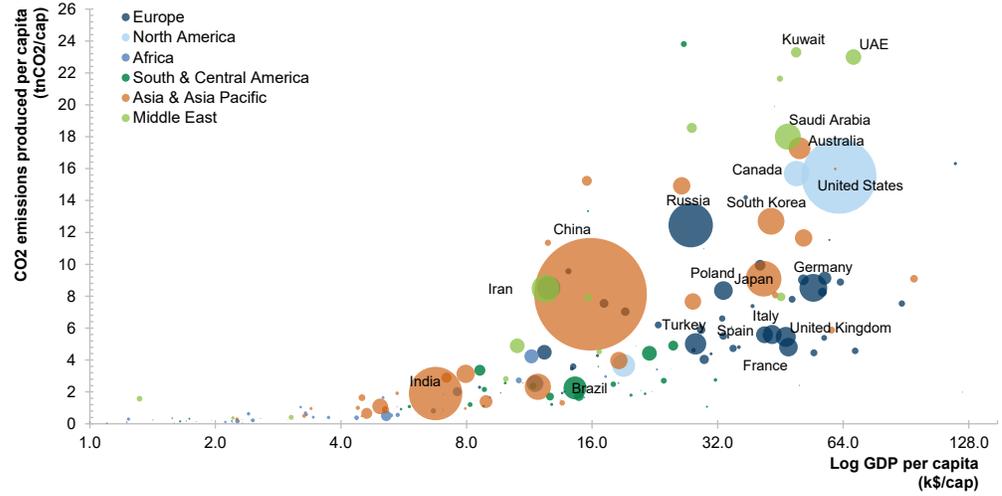


资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

...同时中国的人均碳排放强度低于全球许多主要经济区域，接近全球均值...

2019年，中国基于国家层面的人均二氧化碳排放基本符合全球均值，而且仍明显低于全球许多主要经济区域（参见图表47）。人均GDP较高的国家往往人均碳排放也偏高。这与过去20年里中国人均碳排放的上行趋势相符，参见图表48。

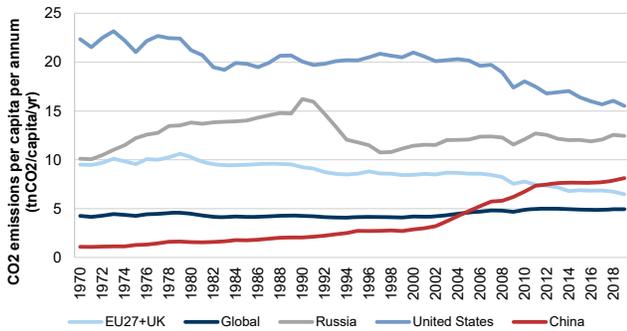
图表 47: 2019年, 中国的人均二氧化碳排放基本符合全球均值, 而且低于许多主要经济区域
2019年各国人均二氧化碳排放(吨二氧化碳/人)和人均GDP(千美元/人)



*Note: Bubble size represents the relative size of CO2 emissions produced in each country in 2019

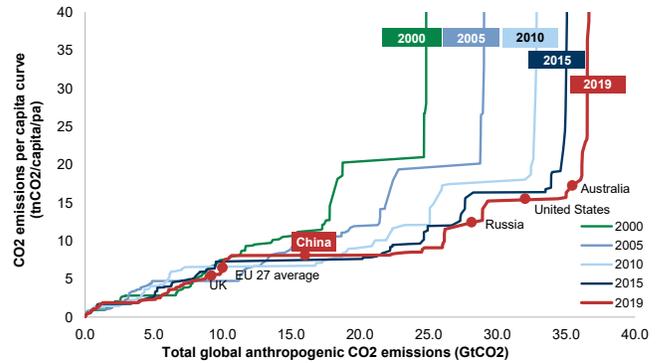
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

图表 48: 虽然中国的人均碳排放明显低于许多主要经济区域, 但在过去20年中明显上升...
每年人均二氧化碳排放(吨二氧化碳/人/年)



资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0

图表 49: ...在人均二氧化碳排放强度曲线上有所上移
人均二氧化碳排放曲线(各区域的吨二氧化碳/人vs.人类活动二氧化碳排放)

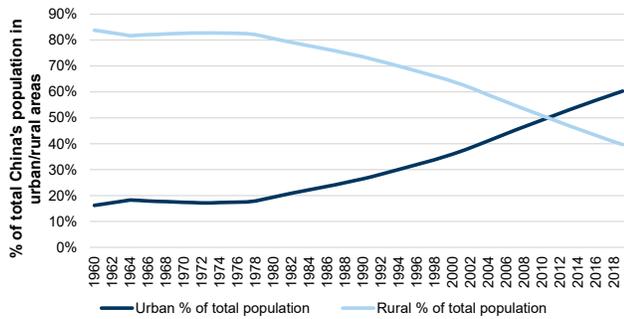


资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

在净零碳排放目标缺位的情况下，中国持续的城镇化进程可能推动人均二氧化碳排放朝向其他发达经济体靠拢

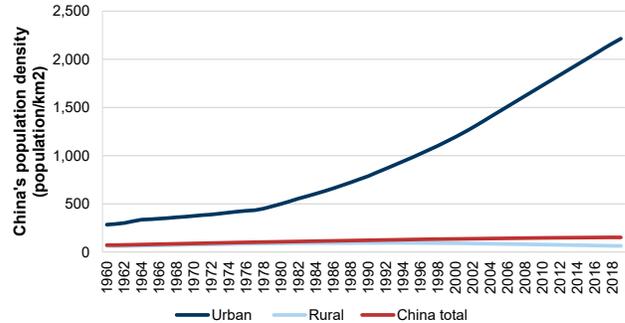
中国的城镇人口从1960年的约1亿人大幅增至2019年的逾8亿人，即约60%的中国人生活在城镇。因此，在过去30年里，中国城市的人口密度提高到了1990年时的将近三倍，参见图表 51，而且中国农村和城镇的人口密度差距之大在全球居前，参见图表 52。大规模城镇化在中国掀起了前所未有的城市扩张和基建建设。城镇化趋势和农村人口移居城镇往往伴随着可支配收入增长，消费支出也相应提高，参见图表 53，进而带动碳排放增长。

图表 50: 随着中国城镇化的推进，目前约60%的中国人生活在城镇，而在30年前的1990年，这一占比还不到30%... 中国的城镇和农村人口占比(%)



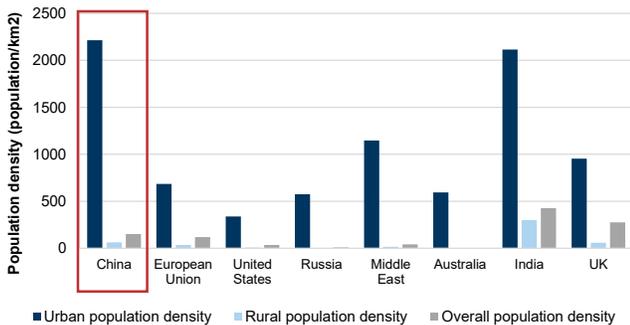
资料来源：世界银行集团

图表 51: ...而且中国城市的人口密度提高到了1990年时的将近三倍... 中国人口密度 (人/平方公里)



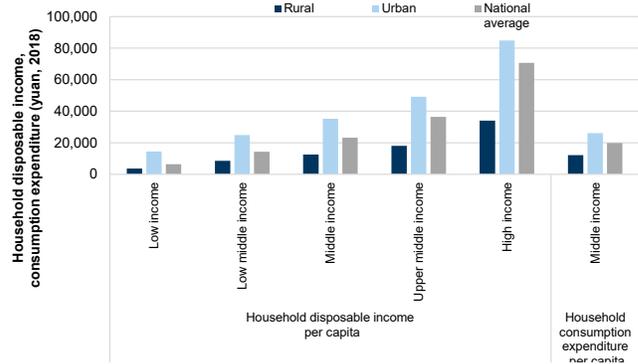
资料来源：世界银行集团, 高盛全球投资研究部

图表 52: ...导致中国农村和城镇人口密度差距之大在全球主要区域中居前 全球主要区域的城镇和农村人口密度，以及国家均值 (人/平方公里)



资料来源：世界银行集团, 高盛全球投资研究部

图表 53: 城镇家庭的平均可支配收入和消费支出是农村家庭的两倍，导致消费相关排放量上升 中国家庭的平均可支配收入和消费支出 (2018年，人民币元)

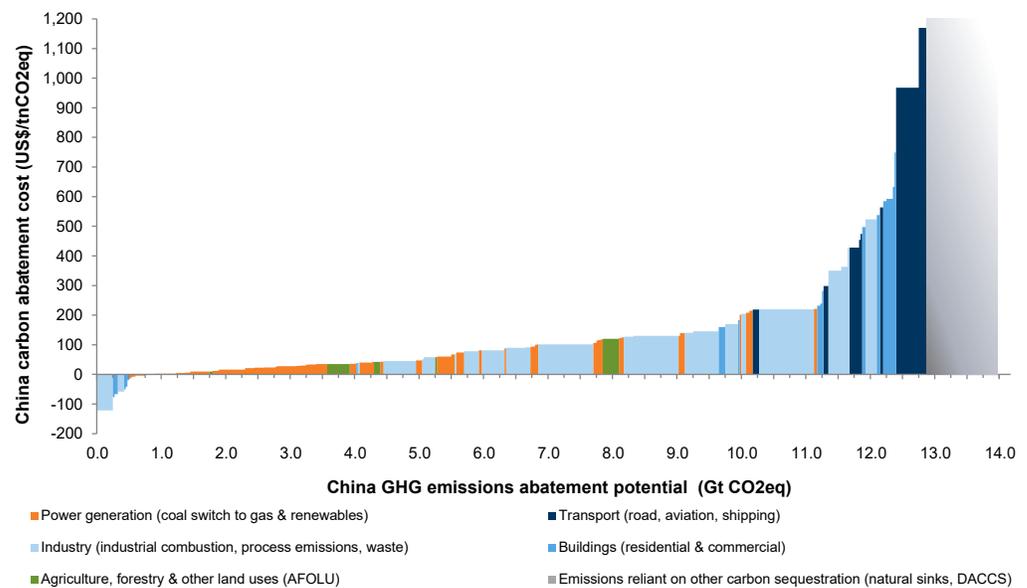


资料来源：国家统计局, 高盛全球投资研究部

中国脱碳成本曲线十分陡峭，但凸显出广阔的低成本机会

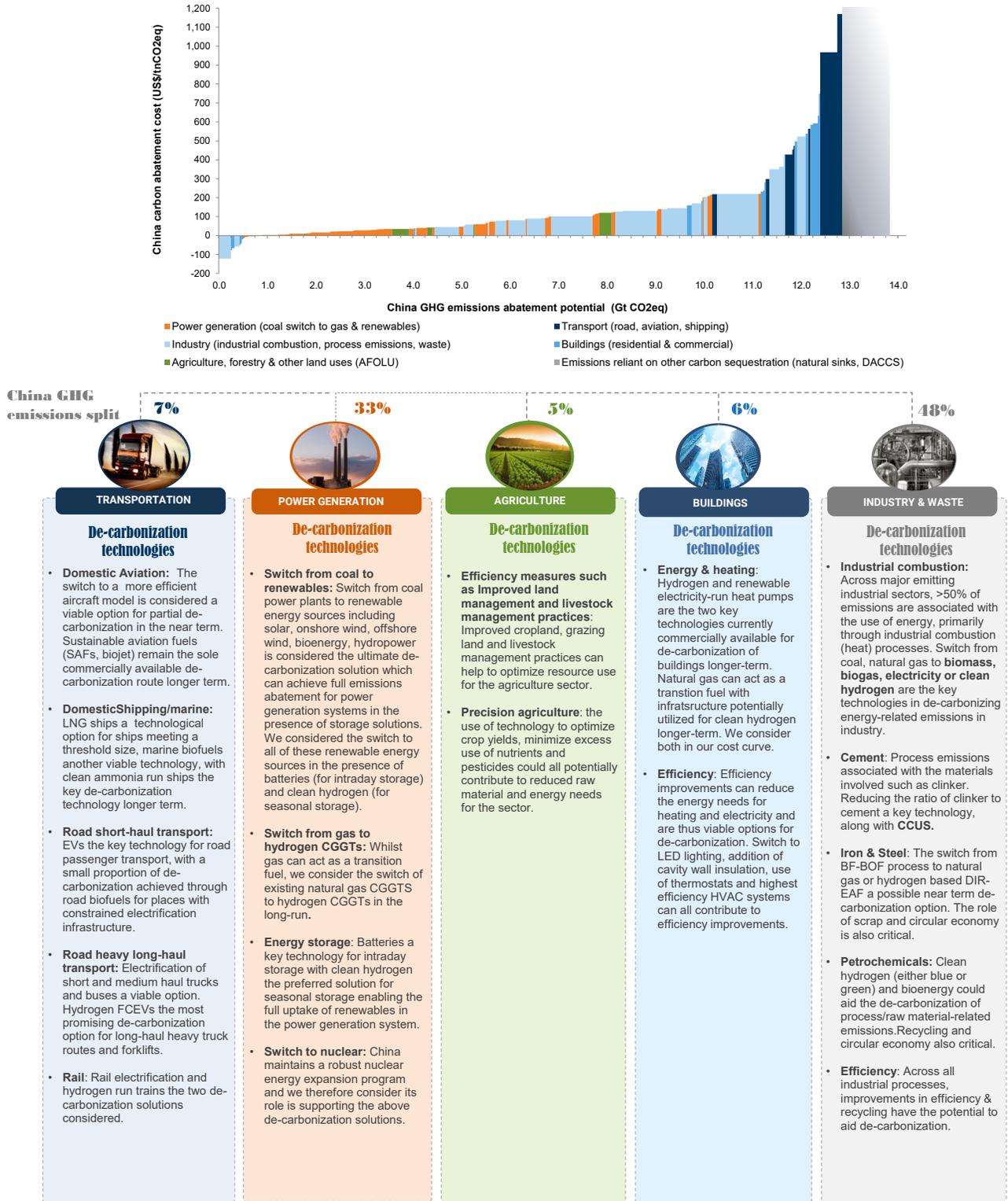
我们在有关脱碳的深度分析报告“[Carbonomics: Innovation, Deflation and Affordable De-carbonization](#)”中首次推出了全球碳减排成本曲线。在本报告中，我们首次推出区域性的、专门面向中国的脱碳成本曲线。碳经济学脱碳成本曲线显示出最新公布排放数据所隐含的中国人类活动温室气体减排潜力。这一分析主要涵盖目前已投入大规模商用（商业运营及开发）的脱碳技术，研究结果基于各项技术当前普及程度下的相关成本。我们将所有主要排放行业中的碳保存技术（旨在避免排放的技术）和具体工业流程中的碳封存技术（将碳排放封存以避免排放到大气中的技术，如工业碳捕集）包括在内，这些行业包括发电、工业（包括工业能源和流程排放）和工业排废、交通运输、建筑和农业。我们的中国脱碳成本曲线涵盖国内所有主要排放行业温室气体减排技术的100多种不同应用领域（[图表 54](#)）。需要注意的是，这一曲线基于各项技术当前成本构建，因此随着技术应用范围扩大、规模效应和技术创新推动成本下降，在长期内这一成本曲线可能呈现动态变化。

图表 54: 中国的脱碳成本曲线显示，低成本脱碳蕴含广阔机会（大多数技术与能源减排相关），但在实现净零排放过程中，跨越75%脱碳后成本曲线将变得十分陡峭
 中国人类活动温室气体排放得脱碳成本曲线，基于当前技术和当前成本，假设技术在试点阶段能够产生规模效应



资料来源：高盛全球投资研究部

图表 55: 构建中国脱碳成本曲线时所考虑的主要技术以及温室气体排放行业构成概览



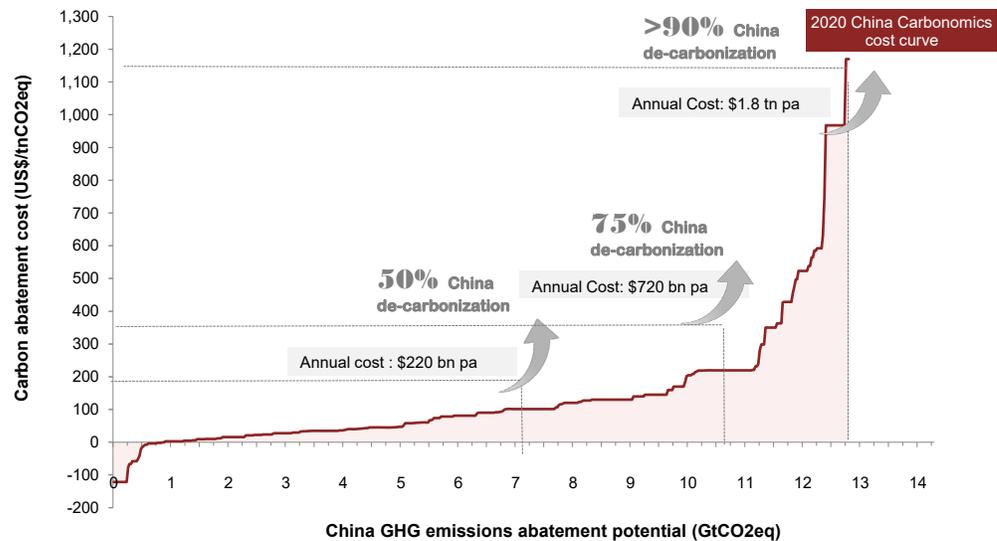
资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 联合国粮农组织, 高盛全球投资研究部

我们基于碳经济学成本曲线的预测显示中国净零碳排放目标隐含的总成本约为1.8万亿美元

通过构建中国脱碳成本曲线，我们可以估算出现该曲线覆盖范围内现有大规模商用脱碳技术所实现的温室气体年度减排的总成本（图55）。如图56所示，中国最初约50%的人类活动温室气体排放（我们将其划分为“低成本脱碳”）的年度减排成本估算值约为2,200亿美元。但考虑到成本曲线的陡峭程度，在达到75%脱碳后，曲线将进入“高成本脱碳”区间，在不计入非工业流程相关碳封存（自然碳汇和直接空气碳捕集）的情况下，实现90%脱碳的年成本可能高达约1.8万亿美元。总体而言，这意味着中国到2060年实现净零排放之际，年成本可高达约1.8万亿美元。我们注意到，如果没有新技术的支持，中国其余10%的人类活动排放需要依靠非工业流程相关的碳封存，即自然碳汇和直接空气碳捕集(DACCS)来实现减排，我们将在后续章节对此进行讨论。还需要注意的是，这一曲线基于各项技术当前成本构建，因此随着这些技术的应用范围扩大、规模效应和技术创新推动成本下降，在长期内这一成本曲线将呈现动态变化。

图表 56: 在实现净零排放的过程中，中国碳经济成本曲线隐含的年度成本约为1.8万亿美元，但蕴含大量的低成本脱碳机会；约50%的脱碳有望通过每年花费2,200亿美元实现

中国的人类活动温室气体排放减排成本曲线（曲线下方为累计区域），基于当前技术并假设技术在试点阶段能够产生规模效应

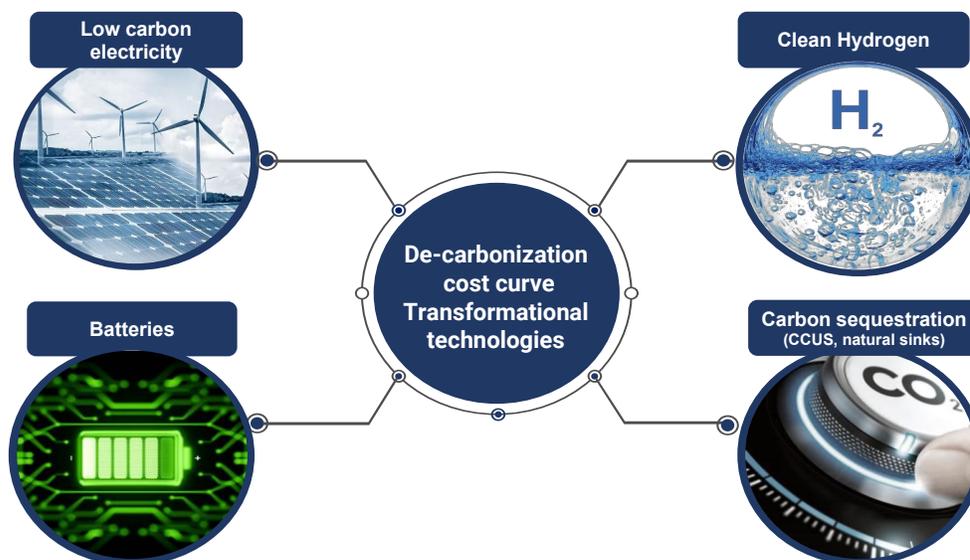


资料来源：高盛全球投资研究部

四大变革性技术有望重塑中国脱碳成本曲线的动态走势

我们在观察中国的脱碳成本曲线时发现，随着向净零排放迈进，能源结构的变革可能成为中国脱碳之路上最关键的决定性因素之一。正如我们在碳经济报告中所述，我们预计脱碳过程将从单一维度（可再生能源）向多维度生态圈演进。四大变革性技术应运而生，而且可能在中国成本曲线未来演进和净零排放之路上发挥主导性作用。值得注意的是，所有这些技术均相互关联：

- (a) 可再生能源电力：该技术目前在曲线的“低成本脱碳”部分占据主导地位，有望带动中国约50%人类活动温室气体排放的脱碳，并对诸多行业（包括发电和其他需要电气化的行业）构成支撑，而且在中长期内对于制备清洁氢能（“绿色”氢能）十分关键。
- (b) 清洁氢能：长期储能的变革性技术，能够帮助发电行业提升可再生能源占比，帮助部分较难减排行业实现脱碳，而且在诸多工业流程（钢铁和石化）、长途运输和建筑供暖中扮演关键角色。
- (c) 电池储能：可扩大储能能力，而且对于短途运输通过电气化和日间储能实现脱碳至关重要。
- (d) 碳捕集技术：短期内对于清洁氢能（“蓝氢”）制备至关重要，也有助于目前基于其他技术无法减排的工业子行业（如水泥）实现脱碳。



资料来源：高盛全球投资研究部

构建中国的净零碳排放路径

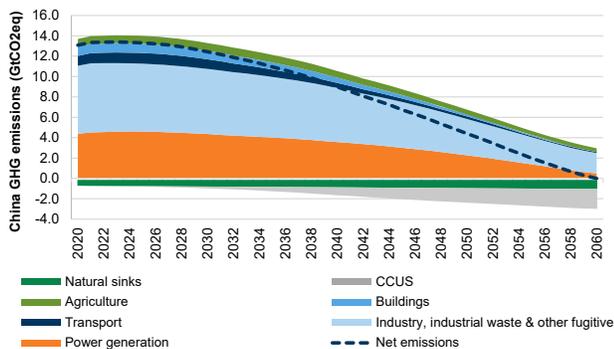
根据中国提出的长期目标，我们构建了2060年中国实现净零碳排放以及碳中和的可能路径

在本报告中，我们根据中国提出的长期目标，构建了中国到2060年实现净零碳排放以及碳中和（在2030年之前碳达峰）的可能路径。值得注意的是，该路径只是中国在脱碳过程中可能采用的多个路线之一，而且与中国的脱碳成本曲线（图表 54）类似，该路径依赖于现有的脱碳技术（假设相关技术能在试验阶段实现规模效益）。

我们采用自下而上（分别对各个行业进行分析）以及自上而下（综合分析）的方法构建中国的净零碳排放路径，并覆盖了中国的每个碳排放行业，即发电、交通运输、工业（包括工业燃烧、工业过程和工业排废）、建筑和农业。总体而言，我们预计脱碳成本曲线涉及的所有主要技术都能在相应的领域发挥作用，助力中国实现净零碳排放。发电方面，上述目标意味着到2060年，非化石燃料能源的比重应达到95%以上；道路运输方面，意味着到2060年，新能源车（包括纯电动车、插电式混合动力车和燃料电池车）的渗透率应接近100%；工业方面，当务之急是改善效率，提高清洁氢能、电气化和碳捕集的渗透率，以及发挥循环经济的重要作用；建筑业方面，意味着要从化石燃料供暖向清洁氢能供暖转变、实现电气化以及提升相关能效；农业方面，要求需要改进土地管理。由此，我们描绘了中国至2060年的碳中和排放路径，参见下文图表 57和图表 58。

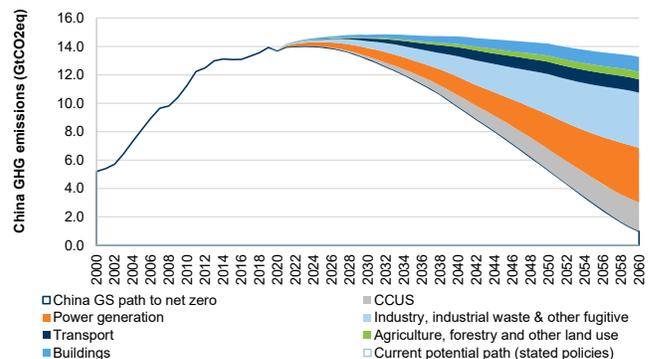
图表 57: 我们在本报告中构建了到中国2060年实现净零碳排放目标的可能路径...

中国人类活动温室气体排放的净零碳排放路径（Gt二氧化碳当量，包括自然碳汇）



资料来源：高盛全球投资研究部

图表 58: ...各主要碳排放行业以及碳封存技术的贡献
中国人人类活动温室气体排放的净零碳排放路径（Gt二氧化碳当量，不包括自然碳汇）



资料来源：European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 联合国粮农组织, 高盛全球投资研究部

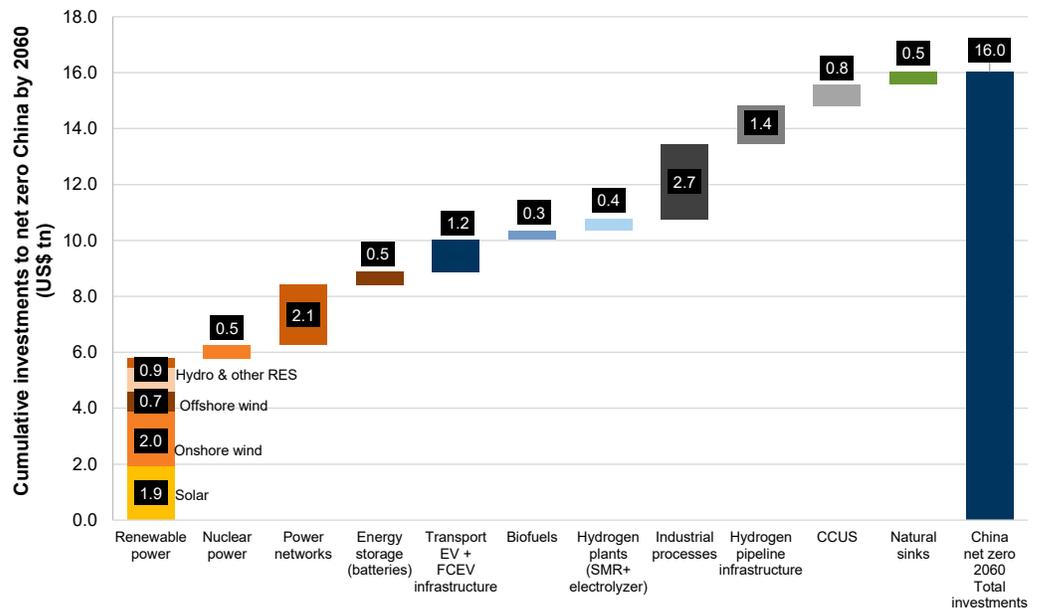
中国的净零碳排放和投资：中国的碳中和目标将带来16万亿美元投资机会

据我们估算，中国到2060年实现净零碳排放将带来约16万亿美元的投资机会

到2060年实现净零碳排放不仅有望彻底改变中国的能源生态系统和产业结构，还将提升民众生活水平。图表 59展示了我们认为与中国2060年净零碳排放目标所需主要技术相关的广泛投资机会。这些投资机会包括：可再生能源和生物能源的日益普及，对电网和充电站等基础设施投资的重视度提升（如我们在报告“[From Pump to Plug](#)”中所述，这有望开启电气化新时代），升级工厂以采用现有最清洁的替代技术，升级现有供热基础设施以加大天然气乃至清洁氢能等更清洁燃料的使用，以及最终，更加注重碳封存技术（包括自然碳汇和碳捕集）。

总体而言，基于前述的中国净零碳排放路径以及国家提出的脱碳目标，我们估算到2060年相关投资总规模约为16万亿美元。

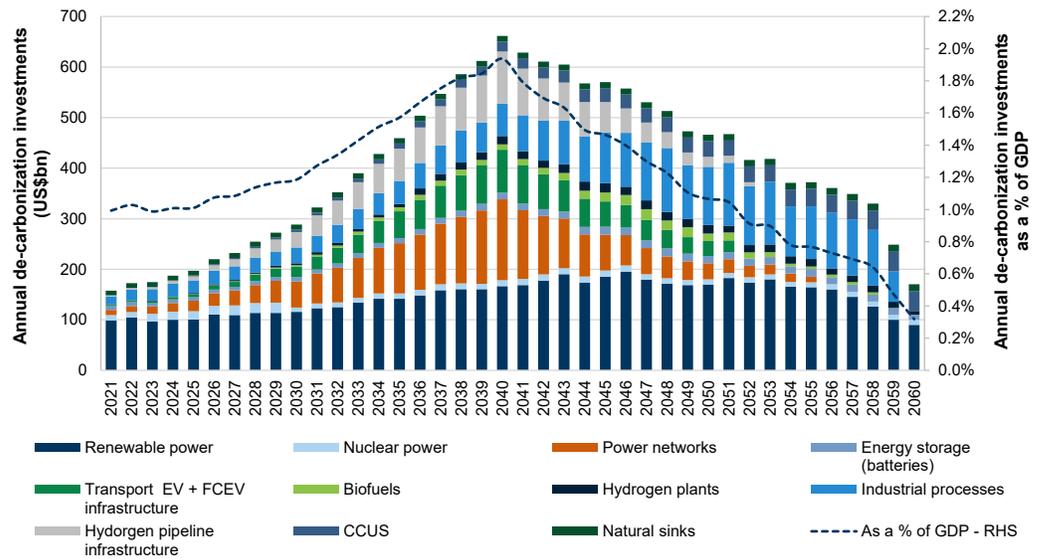
图表 59: 我们预计中国在2060年前实现净零碳排放将给各行业带来总计约16万亿美元的投资机会
中国到2060年实现净零碳排放给各行业带来的投资机会累计值（万亿美元）



资料来源：公司数据，高盛全球投资研究部

如图表 59所示，我们基于中国净零碳排放路径情景估算的到2060年相关投资总规模约为16万亿美元，但我们认为这些投资不会从现在到2060年按年均摊。我们预计年度脱碳投资规模将与图表 60所示的情形类似，即投资规模在2040年达峰前逐年增加，主要驱动因素是电网、充电基础设施和供暖管道基础设施的初期扩建，用于加快在交通运输、楼宇供暖和工业领域的电气化渗透与清洁燃料替代。总体而言，我们估计2021-60年期间的年均脱碳投资规模约为4,000亿美元（相比之下2019年国内可再生能源发电支出约为1,000亿美元），并将于2040年达到约6,500亿美元峰值，与我们经济学家预测的中国GDP之比为2%。

图表 60: 我们在下表中估算了与中国2060年净零碳排放路径相符的年度投资分布，预计投资峰值将出现在2040年，与中国预测GDP之比为2%
年度脱碳投资规模（10亿美元，左轴）及其与中国GDP之比

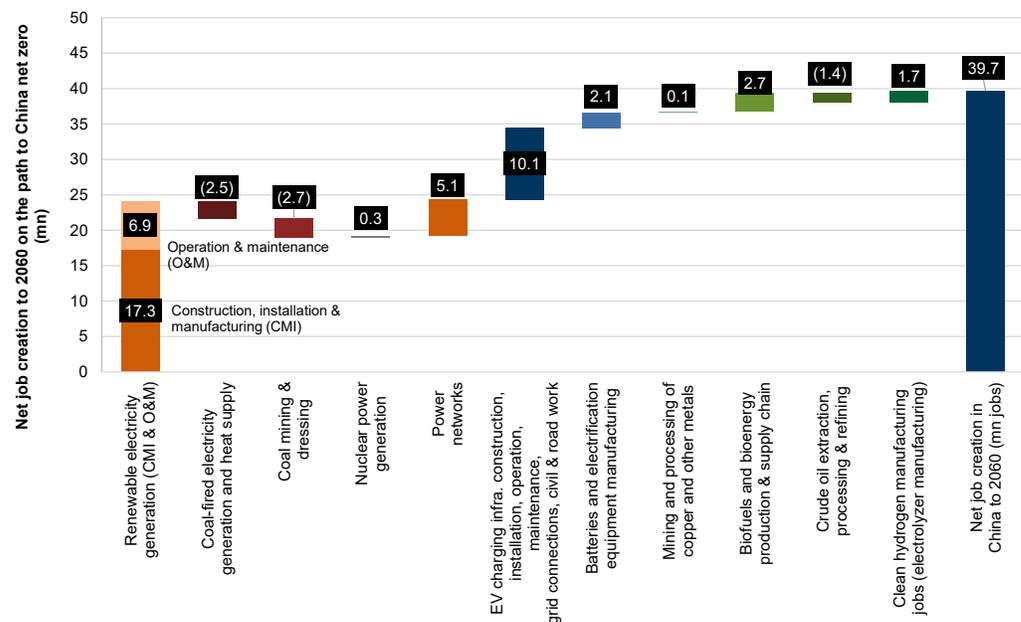


资料来源：高盛全球投资研究部

中国的净零碳排放与工作岗位创造：到2060年有望创造约4,000万个工作岗位

正如我们在报告“[Carbonomics: The green engine of economic recovery](#)”中所述，清洁能源基础设施可以在清洁经济转型和促进新增就业方面发挥主要作用，因其资本密集度和劳动力密集度要高于传统化石燃料能源开发，同时还能受益于低成本资金，成为促增长、保环境的成功样板。我们预计，中国到2060年实现净零碳排放之路有望在各行各业创造出约4,000万个就业岗位。我们主要关注于整个供应链上的直接就业影响（我们在这一分析中不考虑间接和连带的就业机会）。我们预期中的新增就业机会主要集中在可持续能源生态系统当中，以可再生能源发电领域为主，其次是电网和电气化基础设施行业。煤炭开采和加工、燃煤发电、原油钻探和加工提炼行业将出现就业岗位净流失。需要注意的是，我们在这一分析中使用的就业数据基于现有可用文献，这些数据未必考虑了未来的劳动力效率改善和上述领域自动化程度的提高。

图表 61: 我们预计中国到2060年实现净零碳排放的目标有望为各行业创造总计约4,000万就业岗位
中国到2060年实现净零碳排放目标有望创造的净新增就业岗位（百万就业岗位）



资料来源：UNEP - ILO - IOE - ITUC, EuropeOn, IRENA, NBSC, 高盛全球投资研究部

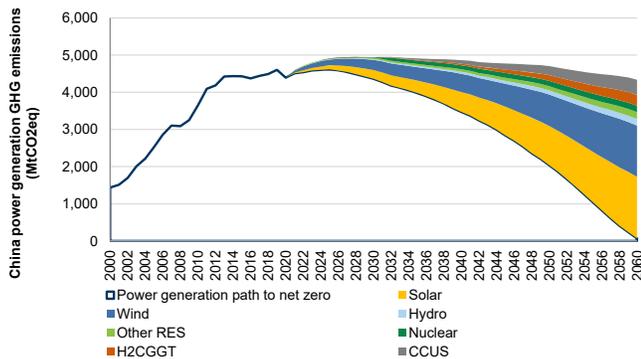
构建中国的净零碳排放路径：行业深度研究

1) 发电：清洁电力对中国实现净零碳排放的重要意义以及所需的能源结构变革

发电（与通用工业）是中国实现碳中和路径的最重要因素之一，约占中国二氧化碳和温室气体排放量的40%和33%，是应对净零碳排放挑战的主要领域。近几十年来，随着经济改革带来了前所未有的城镇化和经济活动水平，中国已成为全球经济增长的中心。由于中国的煤炭供应丰富，快速增长的电力需求带动了燃煤发电量的增长，燃煤发电目前在中国电力结构中约占65%（加上天然气和石油，化石燃料发电的比例约为68%）。

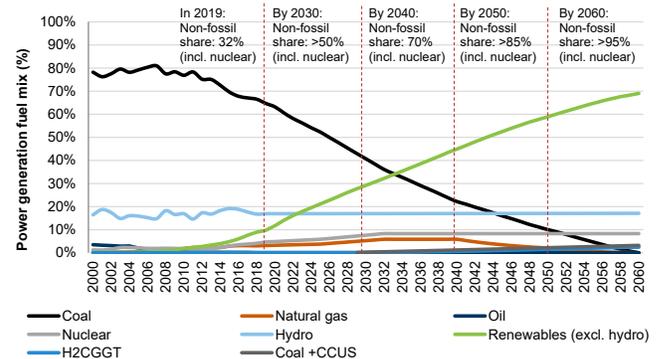
在本报告中，我们尝试构建了中国发电行业到2060年实现净零碳排放（在2030年之前碳达峰）的路径，如图表 62所示。我们还构建了发电行业实现净零碳排放所需的电力结构潜在演变路径（图表 63）。总体上我们认为，要实现净零碳排放，中国必须彻底变革能源结构和当前的能源生态系统：我们预计，非化石能源发电量占总发电量的比例到2030年需要超过50%，到2040年需达到约70%，到2050/60年需要超过85%/95%（目前约为32%）。

图表 62: 在本报告中，我们构建了中国发电行业到2060年实现净零碳排放以及在2030年之前碳达峰的路径…
中国发电行业温室气体的净零碳排放路径（Mt二氧化碳当量）



资料来源：European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 高盛全球投资研究部

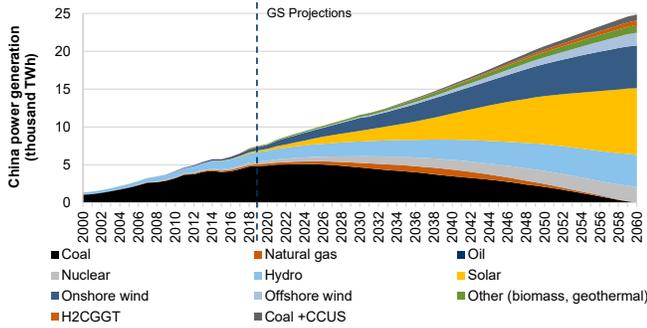
图表 63: …该路径要求中国变革当前的发电结构，将非化石燃料发电的占比从2019年的约32%提高到2060年的95%以上中国发电燃料结构(%)



资料来源：BP Statistical Review, 高盛全球投资研究部

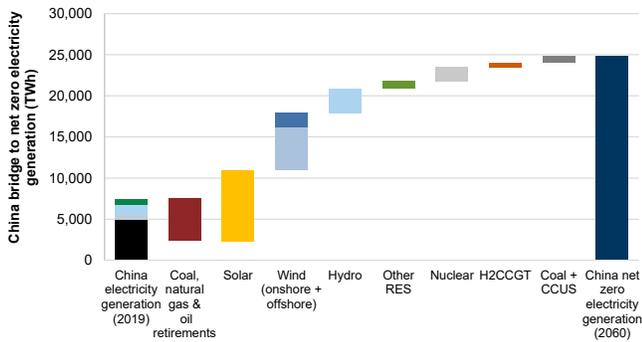
我们认为，电气化是中国实现净零碳排放路径的一个重要组成部分，有助于在道路客运、工业供热、建筑、一些工业应用领域所需的绿色氢能制备、长途运输、供暖、季节性储能等多个领域实现脱碳。总体上我们预计，中国到2060年实现净零碳排放时的电力总需求约是2019年的3倍，参见 图表 66。可再生能源（光伏发电、风电、水电、生物能源）无疑是发电行业实现脱碳的最重要因素，并有望为中国当前的能源体系带来变革（详见我们中国公用事业团队的报告）。我们认为，在已大力实施的核电扩容规划的辅助下（我们认为，随着可再生能源发电加速扩容、进一步受益于成本下降，以及实用规模电池、清洁氢能等替代储能方案的可行性增加，核电扩容规划的重要性可能会有所降低），我们认为中国有望实现雄心勃勃的净零碳排放目标。碳捕集技术可用于帮助运营历史较短的燃煤和燃气发电厂实现转型，避免资产浪费，但考虑到碳捕集在其他脱碳环节（如工业）的重要地位，我们认为2060年之前碳捕集在发电体系中发挥的作用较为有限。

图表 64: 根据中国到2060年实现净零碳排放目标的路径, 我们预计, 未来中国的电力需求有望增至当前的3倍... 中国的发电量 (TWh)



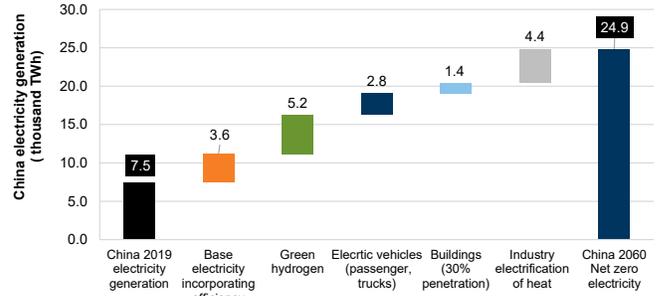
资料来源: BP Statistical Review, 高盛全球投资研究部

图表 66: 实现净零碳排放的过程中电力需求将显著增长, 需通过向可再生能源发电加速转型等举措才能满足... 中国实现净零碳排放所需的发电量构成 (2019-60年预期, TWh)



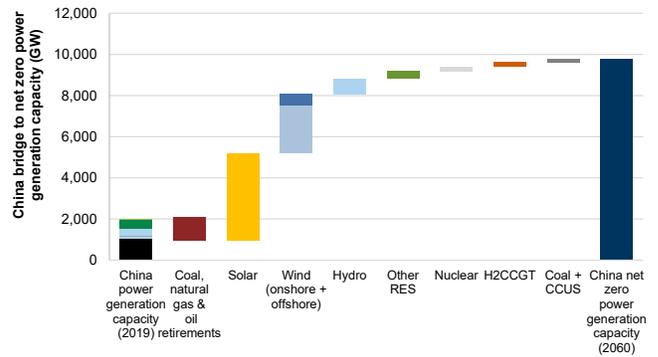
资料来源: BP Statistical Review, 高盛全球投资研究部

图表 65: ...因为电力是其他行业实现脱碳的重要组成部分, 例如交通运输电气化和建筑、绿色氢能制备、电气化工业供热等 2060年中国发电量构成 (千TWh)



资料来源: BP Statistical Review, 高盛全球投资研究部

图表 67: ...到2060年, 光伏发电有望扩容4,000GW以上, 风电有望扩容约3,000GW 中国实现净零碳排放所需的发电容量构成 (2019-60年, GW)



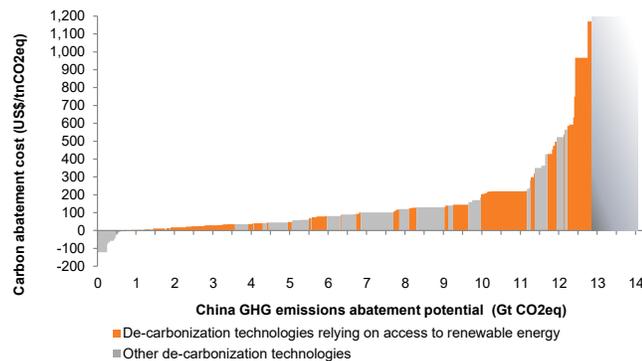
资料来源: 高盛全球投资研究部

可再生能源发电：低碳技术在“低成本脱碳”中占据主导地位，主要得益于规模效应以及高碳能源与低碳能源的资本成本差距

可再生能源发电已改变能源行业的格局，并代表着我们的脱碳成本曲线上最具经济吸引力的机会之一（如图表 69所示），因为随着行业受益于规模效应的显现和资本成本的下降，技术成本将会降低。我们预计，中国人类活动温室气体排放中约50%的脱碳将依赖于清洁能源发电（如图表 68所示），包括交通运输和各种工业过程的电气化、供暖用电等。

图表 68: 可再生能源发电的供应是最关键因素，对中国在当前基础上实现各行业人类活动温室气体减排约50%的脱碳目标至关重要

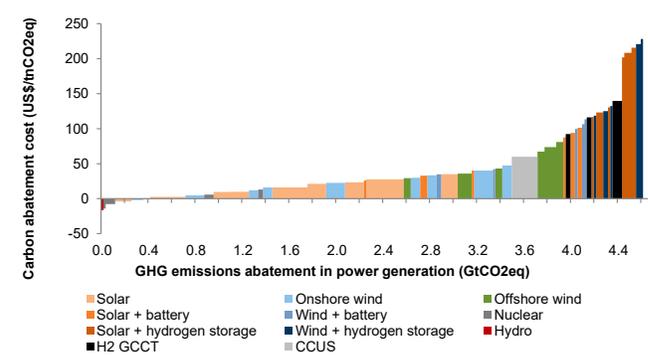
中国的人类活动温室气体排放脱碳成本曲线，其中橙色代表依靠获取可再生能源电力的技术



资料来源：高盛全球投资研究部

图表 69: 即使需要储能，通过可再生能源直接实现发电脱碳也是中国脱碳成本曲线上成本最低的技术之一

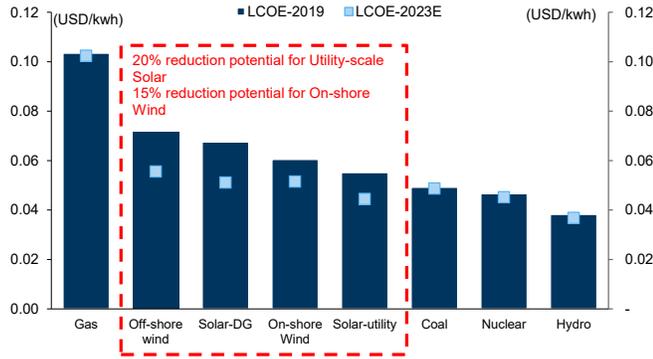
中国发电脱碳成本曲线



资料来源：高盛全球投资研究部

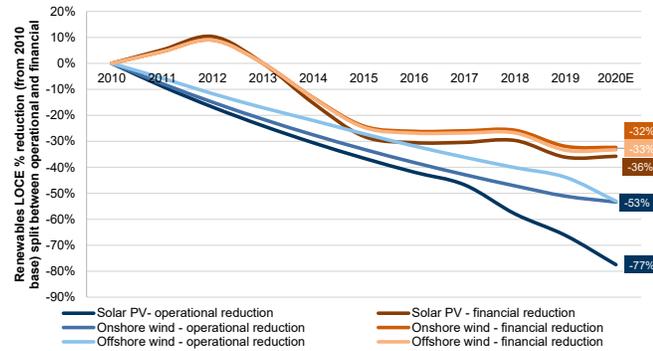
过去十年中，各种技术的可再生能源发电成本累计下降了70%以上，目前中国可再生能源发电的度电成本已接近煤炭等传统化石燃料发电，详见下文 图表 70。值得注意的是，随着过去十年来规模效益推动可再生能源的运营成本下降，这些低碳发展项目的资本成本持续下降（详见我们的报告“[Carbonomics: Innovation, Deflation and Affordable De-carbonization](#)”）也为清洁能源整体的成本可承受度和竞争力作出了较大的贡献。图表 72显示了自2010年以来，资本成本的降低是如何推动可再生能源技术的度电成本降低三分之一的。与此相反，我们认为长期化石燃料开采项目的融资环境持续收紧导致行业进入门槛提高、生产活动水平降低，最终将导致化石燃料供应减少。如图表 73所示，上述差异导致能源供应的资本成本出现了前所未有的分化；随着资本持续流出化石燃料投资项目，长期化石燃料开采项目要求的最低预期投资回报率已达到10%-20%，相比之下欧洲受监管投资项目仅约为3%-5%。

图表 70: 中国可再生能源的度电成本目前已接近煤炭等传统化石燃料发电的水平, 特别是光伏发电和陆上风电... 度电成本 (美元/千瓦时)



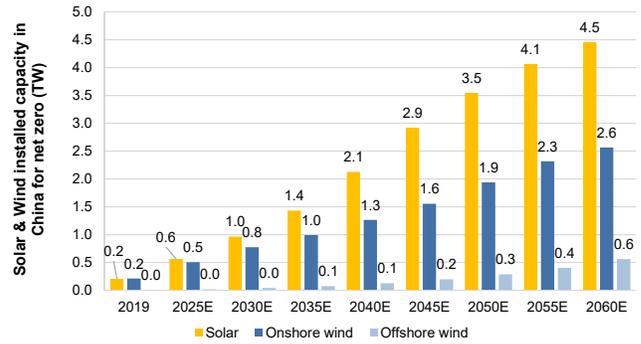
资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 72: 可再生能源发电各项技术的度电成本已累计下降70%以上, 得益于2010年以来这些清洁能源发展项目的资本成本下降导致成本降低了约三分之一。欧洲部分地区光伏发电、陆上风电和海上风电的度电成本 (欧元/MWh)



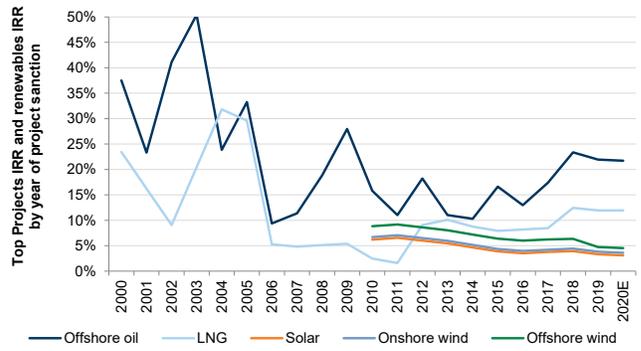
资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 71: ...我们预计, 在中国到2060年实现净零碳排放的过程中, 这两种技术的发电装机容量都将大幅增长。中国实现净零碳排放所需的光伏和风电扩容情况 (TW)



资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 73: 在投资者要求脱碳的压力下, 化石燃料开采与可再生能源发展项目的资本成本差距呈扩大趋势。油气Top Projects项目和可再生能源项目的内部回报率 (按项目批准年份列示)

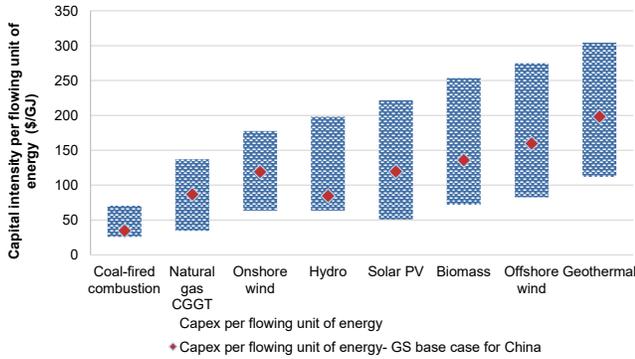


资料来源: 高盛全球投资研究部

可再生能源的资本和劳动密集度较高，在中国实现净零碳排放的过程中将成为主要的投资机会和新增工作岗位来源

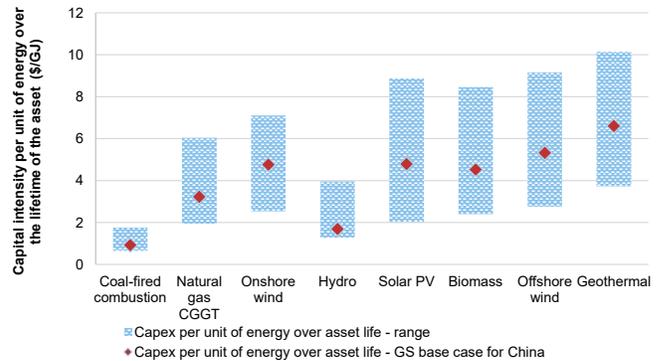
如本报告前文所述，我们指出，中国到2060年实现净零碳排放的路径将带来大量潜在投资机会和新增工作岗位。可再生能源发电是投资机会（[图表 59](#)）和新增工作岗位（[图表 61](#)）的主要来源。主要原因是与传统化石燃料能源的开发项目相比，这些技术及其相关基础设施的资本和劳动密集度较高。下文的图表列示了每种发电技术的单位输出能量所需的资本密集度（资本支出），相关结果分别以单位输出能量资本支出（最大发电容量条件下，美元/GJ）以及资产使用年限内的单位能量资本支出（美元/GJ）进行列示。由此显示，发电清洁化将推动单位能量的资本密集度提高。但这并不一定意味着消费者承担的成本增加，原因是与传统化石燃料发电相比，清洁能源发电项目可以获得非常便宜的融资（得益于优惠稳定的长期监管框架）并实现较低的运营成本。

图表 74: 以单位输出能量资本支出衡量，可再生清洁能源发电技术的资本密集度高于传统化石燃料…
单位输出能量资本支出（美元/GJ）



资料来源：公司数据, IRENA, 高盛全球投资研究部

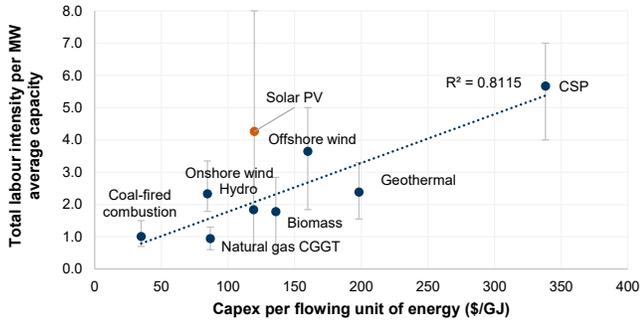
图表 75: …在资产使用年限内也是如此
各种技术在资产使用年限内的单位能量资本支出（美元/GJ）



资料来源：公司数据, IRENA, 高盛全球投资研究部

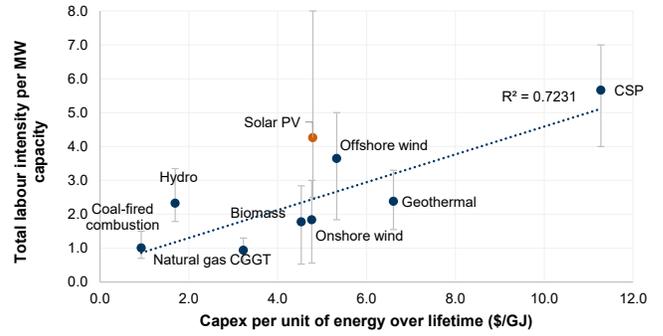
以单位输出能量资本支出以及资产/技术使用年限内的单位能量资本支出衡量，清洁能源发电技术的平均资本密集度都高于传统化石燃料发电。低碳经济的较高资本密集度有望增加工作岗位；如下表所示，单位能量资本密集度与劳动密集度（即资产使用年限内单位平均发电容量创造的工作岗位数量）之间具有较高的相关度。根据国际劳工组织(ILO)和国际可再生能源署(IRENA)的数据，尽管存多个影响劳动密集度因素（具体取决于大型地面电站还是屋顶光伏发电），光伏发电仍然是劳动密集度最高的清洁能源发电技术（包括建筑、制造、安装、运维环节）。

图表 76: 清洁能源发电技术的资本密集度与行业劳动密集度的相关度大于80%
资产使用年限内单位能量资本支出 vs. 平均每MW发电装机容量的总劳动密集度



资料来源: Wet et al. as illustrated by IRENA, UNEP - ILO - IOE - ITUC, 高盛全球投资研究部

图表 77: 光伏发电的情况与一般趋势存在较大偏离, 其劳动密集度依开发项目的类型而大不相同 (特别是屋顶发电与大型地面光伏电站的差异较大)
单位输出能量资本支出 vs. 平均每MW发电装机容量的总劳动密集度



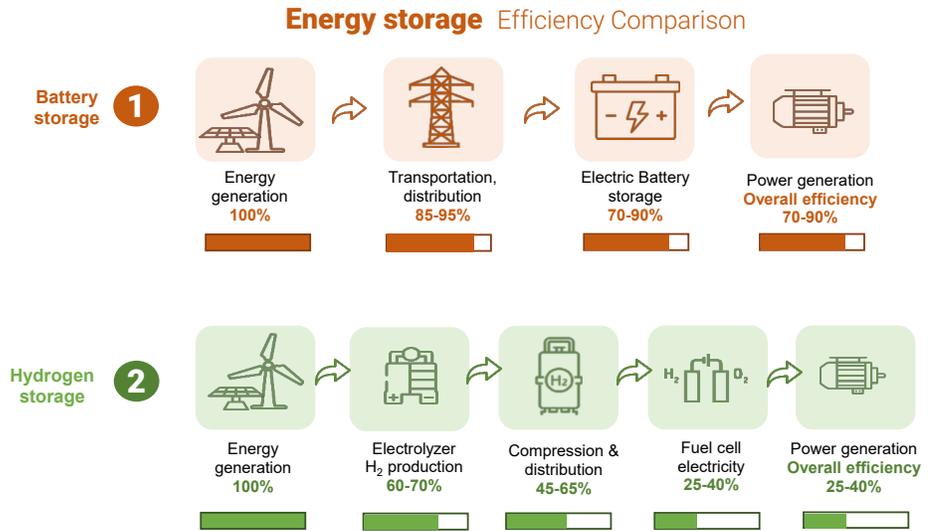
资料来源: Wet et al. as illustrated by IRENA, UNEP - ILO - IOE - ITUC, 高盛全球投资研究部

储能和广泛电网基础设施的重要性日益增加

随着可再生能源发电加速发展，必须通过储能解决方案来应对日间和季节性用电需求的波动。我们认为，为实现电力市场的完全脱碳，公用事业级储能电池和氢能这两项主要技术有望帮助解决储能技术面临的挑战，二者可以互为补充。我们将这两种技术纳入了中国实现净零碳排放的路径，并预计到2060年，公用事业级储能电池的规模将超过400GW，而基于清洁氢能的CGGT发电比重也将在相近时间达到约3%。储能和建设广泛电网基础设施的需求对中国是一个尤为重要的考虑因素，原因是光伏和风电发电潜力最大的地区往往远离电力需求最多的主要工业区和城市中心，详见图表 79。鉴于中国的地域复杂性，既需考虑在人口稀少地区（尤其是西北地区）开发风电和光伏资源的竞争力，也需解决整合和发展电网所面临的困难，并谨慎平衡二者的关系。

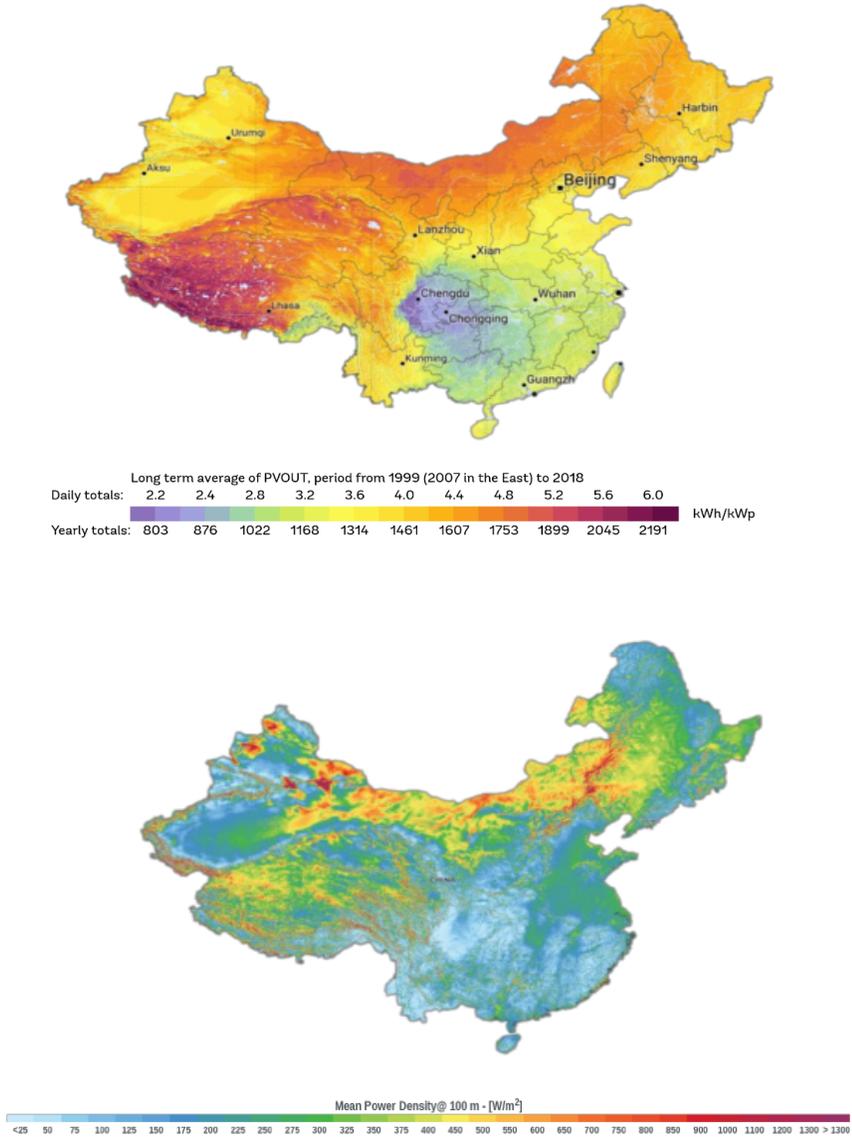
虽然电池是目前最先进的日间发电储能技术，但我们认为氢能是更适合季节性储能的技术，意味着这两种技术都需要创新和发展。例如，阳光充足的气候环境特别适合采用电池技术，这些地区光伏发电量全年基本稳定，可将电力储存起来供晚上使用。另一方面，氢能（以及以化学形式储能并通过燃料电池将其重新转化为电力的过程）可用来弥补电力需求与可再生能源发电量之间的季节性不平衡。但由于燃料电池的整体效率目前介于50%-65%之间，整体储能效率成为了氢能的弱点；我们估计氢能的整个生命周期储能效率约为25%-40%（相比之下电池可达到约70%-90%），详见 图表 78。

图表 78: 我们认为，公用事业级电池和氢能是应对储能挑战的两项主要互补技术



资料来源：公司数据，高盛全球投资研究部

图表 79: 中国西部和北部地区的光伏发电潜力和平均风电密度较高，但远离大多数电力需求较高的大城市中心，凸显了储能和广泛电网基础设施的重要意义
 中国光伏发电潜在资源分布（全球太阳辐射分布图）和平均风电密度分布（全球风资源分布图）



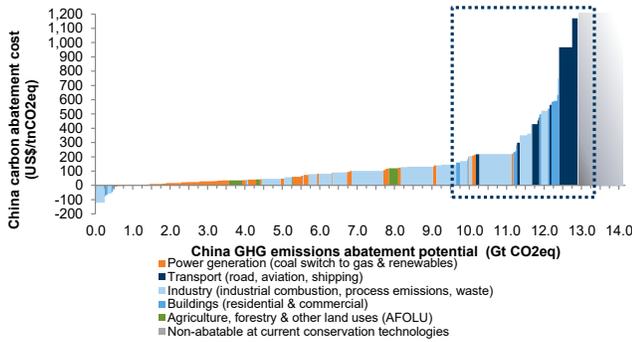
*The maps were obtained from the Global Solar Atlas 2.0, developed and operated by the company Solargis s.r.o. on behalf of the World Bank Group, utilizing Solargis data, with funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) and the Global Wind Atlas 3.0, developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU) and released in partnership with the World Bank Group, utilizing data provided by Vortex, using funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).

资料来源: Global Solar Atlas 2.0 - World Bank Group, Solargis, ESMAP, Global Wind Atlas 3.0 - 世界银行集团, 丹麦技术大学, Vortex.

2) 交通运输：新能源车的兴起以及新建充电基础设施领域的投资机会

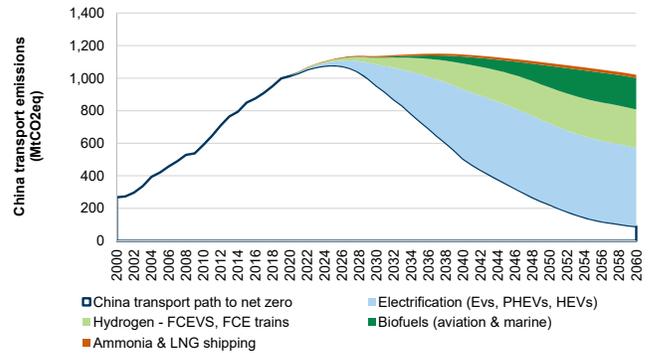
与发电相比，交通运输目前主要处于脱碳成本曲线的“高成本区”，但就中国而言，交通运输碳排放量占中国二氧化碳和温室气体排放量的比例分别约为9%和7%，低于其他主要经济区域（如图表 43所示）。作为我们分析的一部分，我们构建了中国交通运输业实现净零碳排放的路径（如图表 81所示），其中覆盖了中短途道路运输、长途重载运输、铁路、国内航空和国内航运。

图表 80: 中国交通运输业位于脱碳成本曲线的高端…
中国的人类活动温室气体排放脱碳成本曲线，基于当前技术和当前成本，假设技术在试点阶段能够产生规模效应



资料来源：高盛全球投资研究部

图表 81: …但通过综合运用电气化、清洁氢能和生物能源，中国有望成功推进到2060年实现净零碳排放的路径
中国交通运输业碳排放量（Mt二氧化碳当量）



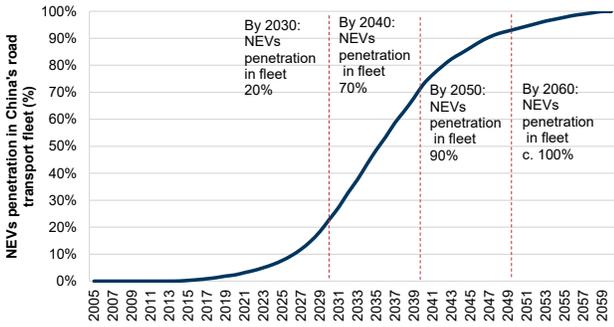
资料来源：高盛全球投资研究部

道路运输（乘用车和中短途卡车）：电气化是交通运输业演进的核心

我们认为，道路运输业正处于一个世纪以来最重大技术变革的起点，电气化、自动驾驶和清洁氢能将是应对脱碳挑战的核心。对于中短途轻载运输（主要包括乘用车和中短途卡车），我们认为电气化是主要的脱碳技术。对于长途重卡，我们认为清洁氢能是首选，原因是该技术的加氢时间较快、重量较轻、能量含量较高。总体上，根据中国到2060年实现净零碳排放以及在2030年之前碳达峰的路径，我们预计2060年中国的道路车辆保有量（包括乘用车、短途、中途和长途卡车）将增至2019年基数的三倍，新能源车（包括所有纯电车、插电混动车和燃料电池车）在道路车辆保有量中的渗透率将几乎达到100%（如图表 82所示）。该路径要求新能源车在道路车辆保有量中的渗透率至2030年达到20%，2040年接近70%，2050年达到90%，2060年几乎达到100%。我们在本报告中分析的是新能源车在整体保有量中的渗透率，而非在新车销售中的占比，因为我们认为保有量占比直接关系到交通运输排放情况。

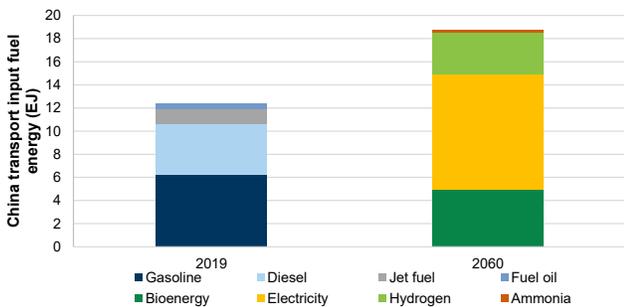
虽然我们预计纯电车将大幅增长（对净零碳排放的路径至关重要），但我们认为在未来15年内，多能源动力总成仍然是行业最大的需求。多能源车指插电混动车（绿牌，多为变速箱驱动）、增程电动车（绿牌，全电机驱动）以及轻排放混动车（蓝牌，全变速箱驱动）的统称。根据政府制定的销量目标，我们目前的预测（即当前路径）是到2025年，上述多能源车将占中国乘用车总销量的47%，相比之下纯电车将占13%，完全无电车（即传统燃油车）将占40%。我们认为，将电动动力总成（控制系统支持自动驾驶技术）与燃油系统（与现有的基础设施兼容）以具有竞争优势的方式整合在一起的方案有望吸引大多数用户，尤其是在大城市以外的地区（目前国内只有6个城市实施燃油车上牌限制，而全国共有600多个城市），进而能够在品牌和数据收集方面建立结构性优势。我们预计，理想汽车（全线产品均为增程车型）以及广汽集团与日本车企的合资企业（基于本田的i-MMD系统、丰田的混合动力协同驱动系统）凭借在混动知识产权方面的较强优势，将受益于上述趋势并实现长期扩张。

图表 82: 根据中国到2060年实现净零碳排放的路径，我们预计，新能源车（包括纯电车和燃料电池车）在道路车辆保有量中的渗透率将几乎达到100% ... 根据中国实现净零碳排放的路径，新能源车在中国道路车辆保有量中的渗透率(%)



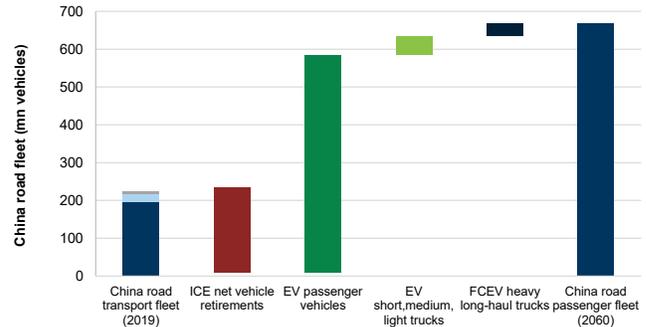
资料来源：高盛全球投资研究部

图表 84: 净零碳排放路径要求在交通运输和能效方面彻底变革当前的输入能量燃料结构，预计电气化、清洁氢能、生物能源和氨将在2060年交通运输业的燃料结构中占据主导地位 交通运输业的输入能量燃料结构 (Exajoules)



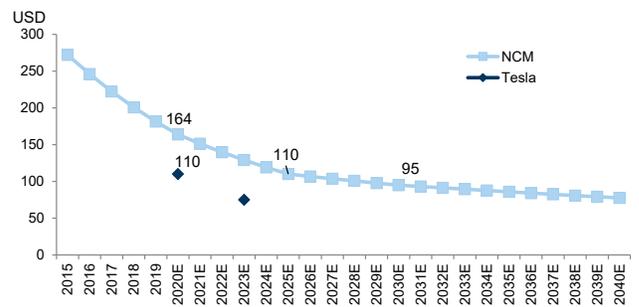
资料来源：高盛全球投资研究部

图表 83: ...电动车是乘用车和中短途轻卡的首选解决方案，清洁氢能是长途重卡的首选解决方案 中国净零碳排放路径对应的道路车辆保有量构成 (2019-60年)



资料来源：NBSC, 高盛全球投资研究部

图表 85: 电气化将受益于电池技术成本的持续降低，我们预计未来成本将继续下降，但2030年后的降速将放缓 电池包成本的演变 (美元/kWh)



资料来源：公司数据, 高盛全球投资研究部

中国已制定鼓励实施电气化的目标，详见我们亚洲汽车行业研究团队的报告。2020年10月27日，中国汽车工程学会公布《节能与新能源汽车技术路线图2.0》，制订了截至2035年的新能源汽车发展规划。路线图提出，2035年中国的燃油车销量比例将达到0%，显示

中国正在致力实现低碳社会的目标。2035年燃油车销量比例为0%的目标可细分为混动车占50%、新能源车（包括纯电车和插电混动车）占50%，显示中国汽车工程学会对纯电车市场扩张以及混动车销量增长的前景均抱有很大期望。我们认为，随着中国推进到2060年实现净零碳排放的路径，上述目标还有进一步提升的空间，例如进一步大力发展净零碳排放汽车，同时减少混动车的发展力度。

图表 86: 中国汽车工程学会预计，2035年中国新能源车/纯燃油车的销量占比将分别达到50%/0% 截至2035年的新能源车发展路线图

	~2025	~2030	~2035
Passenger Vehicle (PV)	- Fuel efficiency to be better than 4.6L/100km (WLTC) for new PV (incl. NEV)	- Fuel efficiency to be better than 3.2L/100km (WLTC) for new PV (incl. NEV)	- Fuel efficiency to be better than 2.0L/100km (WLTC) for new PV (incl. NEV)
Commercial Vehicle (CV)	- Freight car: fuel efficiency to be more than 8% better than 2019 level - Bus: fuel efficiency to be more than 10% better than 2019 level	- Freight car: fuel efficiency to be more than 10% better than 2019 level - Bus: fuel efficiency to be more than 15% better than 2019 level	- Freight car: fuel efficiency to be more than 15% better than 2019 level - Bus: fuel efficiency to be more than 20% better than 2019 level
Internal Combustion Engine (ICE)	- Fuel efficiency to be better than 5.6L/100km (WLTC) for new ICE - HEV accounts more than 50% of ICE	- Fuel efficiency to be better than 4.8L/100km (WLTC) for new ICE - HEV accounts more than 75% of ICE	- Fuel efficiency to be better than 4.0L/100km (WLTC) for new ICE - HEV accounts 100% of ICE
New Energy Vehicle (NEV)	- NEV accounts about 20% of total demand - FCV owned should be around 100k units	- NEV accounts about 40% of total demand - FCV owned should be around 100k-1mn units	- NEV accounts about 50% of total demand - FCV owned should be around 1mn units

资料来源：中国汽车工程学会

道路运输（长途重卡）：清洁氢能的地位

我们认为，虽然电动车将成为对乘用车和中短途运输最具吸引力的脱碳解决方案，但考虑到清洁氢能单位质量的能量含量高、加氢时间短，清洁氢能有望成为面向长途重载运输的主要技术。由于燃料电池车的车型有限、价格不具竞争力且基础设施较少，估计2019年中国仅有6,180辆燃料电池车（国际能源署），但我们认为，近期政策推动的脱碳已成为重新考虑燃料电池车发展潜力的一项理由。燃料电池车的绝对保有量很小但2019年其增长明显加快，2019年中国的加氢站数量增至61座，是原先20座的三倍，使中国成为了加氢站数量第四多的国家。中国已宣布计划到2030年部署100万辆燃料电池车，到2025年拥有超过1,000个加氢站、50,000辆燃料电池车和300多个加氢站。各地出台了利用氢能脱碳的进一步探索方案，武汉宣布计划到2025年成为中国第一个氢能城市，上海也已启动燃料电池汽车发展规划。有关未来货运行业的深入分析，请参阅我们全球团队发布的报告和演示文件。

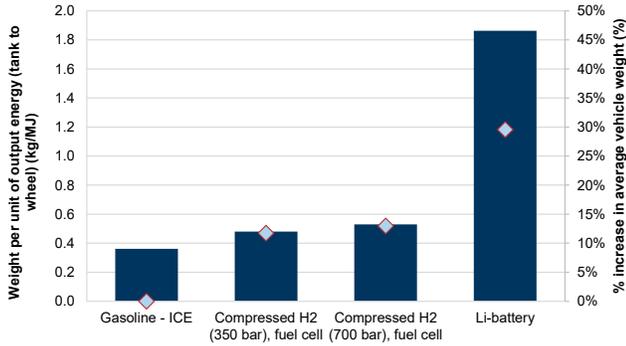
氢能具有重量轻、单位质量的能量含量高、加氢时间短、源于可再生能源时直接碳排放为零等主要特性，从而成为了一种较具吸引力的交通运输燃料。氢能不仅可以纯氢的形式用于燃料电池车，还可通过通常称作“电转液态”的过程转化为合成甲烷、甲醇和氨等氢基燃料，从而有望适用于航空、航运等直接使用氢能或电力难度相当大的领域。所有氢能应用目前仍面临着对车载储氢设备的体积要求较高的问题，此外按“油井至车轮”（或“发电至车轮”）基准，氢能应用的整体能量转换效率相对较低，这是目前氢能应用面临的两个主要挑战。

下文的图表对比分析了氢燃料电池车与其他大型商用车辆（纯电车和燃油车）的技术指标，包括氢燃料电池车在单位输出能量所需重量、单位输出能量所需体积方面的优势。图表 87 显示，对于满载（或充满电）的普通乘用车，压缩氢燃料电池车在单位输出能量所

需重量方面（按“燃料箱至车轮”的基准）优于锂电池。类似地，采用压缩氢形式的燃料电池车也在单位输出能量所需体积方面优于纯电动车。就本文的分析而言，我们评估了所有三类车辆中负责储存并转换输入能量至输出能量的系统的重量和体积，具体包括燃油用车的内燃机和油箱部件、电动车的锂电池，以及燃料电池车的燃料电池和高压储氢罐。

图表 87: ...采用压缩氢的燃料电池车在单位输出能量所需重量方面优于锂电池...

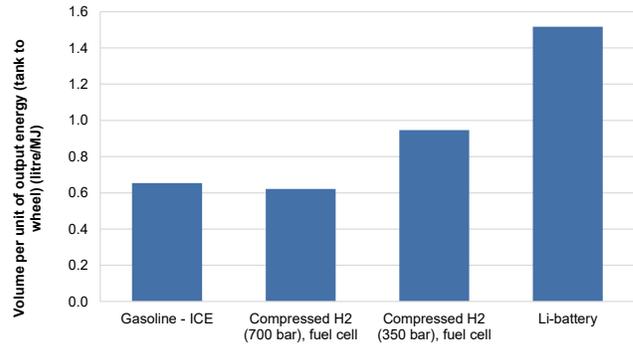
不同类别普通乘用车的单位输出能量所需重量（按“燃料箱至车轮”的基准，千克/MJ）以及平均车重的增加比例



资料来源: EIA, 公司数据, 高盛全球投资研究部

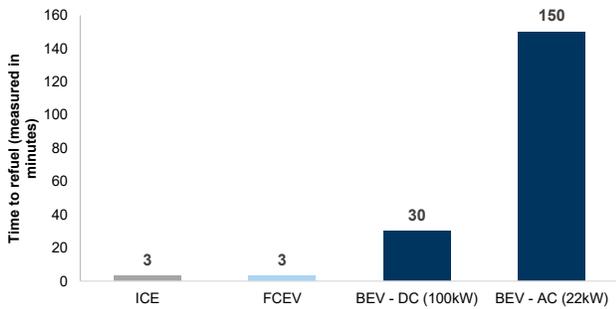
图表 88: ...考虑到燃料电池车采用压缩氢的形式，其单位输出能量所需体积的指标也较优

单位输出能量所需体积（按“燃料箱至车轮”的基准）（升/MJ）



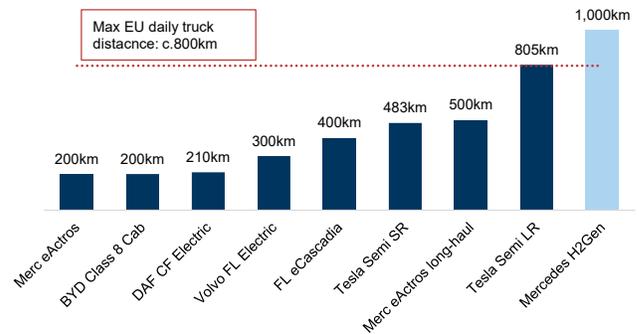
资料来源: 公司数据, 高盛全球投资研究部

图表 89: 对燃料电池车的加氢时间与相应额定充电功率下纯电动车充电时间的比较显示，氢能技术显著领先... 加氢时间 vs. 充电时间（分钟）



资料来源: 公司数据, 高盛全球投资研究部

图表 90: ...氢能技术在长途运输领域也具有续航里程优势 零排放8级(ZEV 8)卡车和续航里程（公里）



资料来源: Transport & Environment, EU, 公司数据, 高盛全球投资研究部

但燃料电池车在成本方面（以美元计）的优势较小。在长途重载运输方面，燃料电池车的单位输出能量所需成本指标更具竞争力，原因是其续航里程较长意味着所需的加氢次数较少，且电动车采用的大容量电池（300kWh以上）目前仍然成本高昂。因此，燃料电池车在长途运输领域（如公交车辆和卡车）较具优势，并具有通过提升规模效益进一步降低成本的空间。

图表 91: 根据当前的价格, 燃料电池卡车的总保有成本较高, 但具有较大的降低成本潜力
8级卡车的总拥有成本 (按15年使用年限)

Model	Hydrogen truck		BEV truck		Diesel Truck
	2020	2025	2020	2025	2020
Model					
Cost of Truck	\$250,000	\$210,000	\$250,000	\$190,000	\$120,000
Cost of fuel	\$6 per kg/H2	\$4.80 per kg/H2	0.10 \$ per kWh	0.10 \$ per kWh	\$2.58 per gallon
Fuel consumption	7.5 miles per kg	7.5 miles per kg	0.4 miles per kWh	0.45 miles per kWh	8 MPG
Fuel cost over 15 years	\$1,200,000	\$960,000	\$375,000	\$333,333	\$483,750
Maintenance costs	\$259,500	\$259,500	\$242,400	\$242,400	\$311,800
Battery costs	\$8,400	\$5,688	\$120,000	\$81,262	\$0
Payload losses	\$0	\$0	\$266,667	\$200,000	\$0
Total cost	\$1,717,900	\$1,435,188	\$1,254,067	\$1,046,996	\$915,550
\$ per mile	\$1.15	\$0.96	\$0.84	\$0.70	\$0.61
\$ per mile (ex-payload)	\$1.15	\$0.96	\$0.66	\$0.56	\$0.61

资料来源: 公司数据, 高盛全球投资研究部

充电基础设施：上万亿美元规模的投资机遇

要实现新能源车在道路车辆保有量中接近100%的渗透率，需要对电网和充电站进行大规模的基础设施投资。李克强总理在2020年两会期间所作的《政府工作报告》中首次提出，政府将着力加快新型基础设施的建设和发展。2020年年初以来，中国政府多次提到新基建。2020年3月4日，中央政治局常委会召开会议，提出要以七大基础设施领域为重点投资方向，包括：(1) 5G基站和网络；(2) 大数据中心；(3) 特高压；(4) 新能源车充电桩；(5) 人工智能；(6) 工业互联网；(7) 城际高速铁路和城际轨道交通；其中新能源车充电桩列为“新基建”。

因此，地方政府制定了相应的行动计划来推进“新基建”：

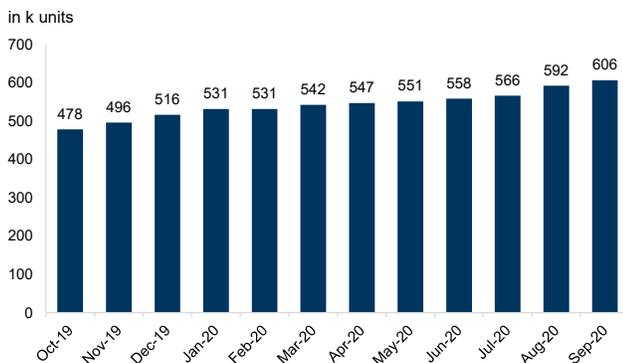
广州：2020年5月8日，广州市73个数字新基建重大项目签约，将引入华为、百度、京东等企业（预计2020-22年总投资人民币1,800亿元）。这一举措是广州市三年发展规划的第一步，旨在加快5G、工业互联网、新能源车充电桩和人工智能基础设施的发展。具体而言，全市计划到2022年至少建成新能源车充电桩7万个、充电站4,000个，充电能力达到3GWh。

北京：2020年6月10日，北京市发改委出台《北京市加快新型基础设施建设行动方案（2020-2022年）》，为5G基站、数据中心、新能源车充电桩、工业互联网、人工智能开发以及数字基础设施在各个行业的应用制定了目标。具体而言，全市计划在未来三年建成新能源车充电桩5万个、换电站约100个。

上海：2020年6月19日，上海市政府出台《推动工业互联网创新升级、实施“工赋上海”三年行动计划（2020-2022年）》，提出了物联网建设和终端应用的具体行动项目。具体而言，全市计划到2022年建成新能源车充电桩10万个、出租车充电站45个和加氢站20个。

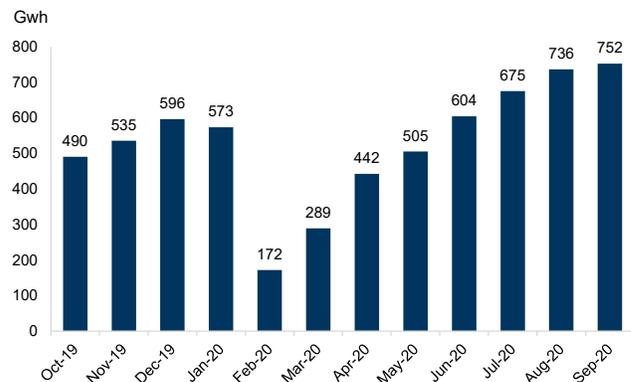
根据中国充电基础设施促进联盟(EVCIPA)的数据，截至2020年9月，中国已建成充电基础设施140万个（包括公共类充电桩60.6万个以及私人类充电桩81.2万个）。按省市划分，截至2020年9月，广东、上海、江苏、北京和浙江是公共充电桩/充电站保有量最多的前5个省市。

图表 92: 截至2020年9月，中国已累计建成公共充电桩60.6万个...



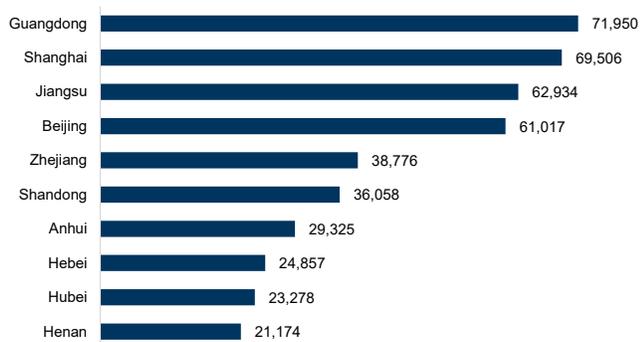
资料来源：中国电动汽车充电基础设施促进联盟

图表 93: ...期间国内的充电总用电量约为750GWh



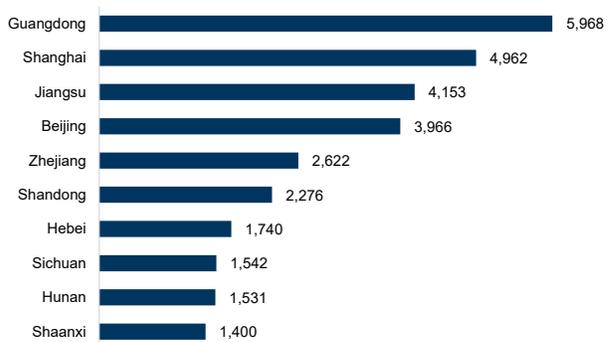
资料来源：中国电动汽车充电基础设施促进联盟

图表 94: 公共充电桩数量排名前十的省市 (个)



资料来源: 中国电动汽车充电基础设施促进联盟

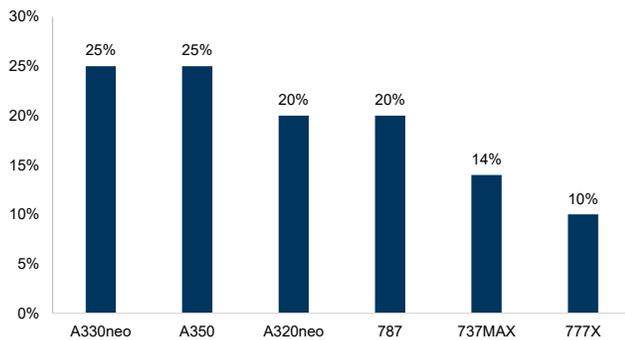
图表 95: 公共充电站数量排名前十的省市 (个)



资料来源: 中国电动汽车充电基础设施促进联盟

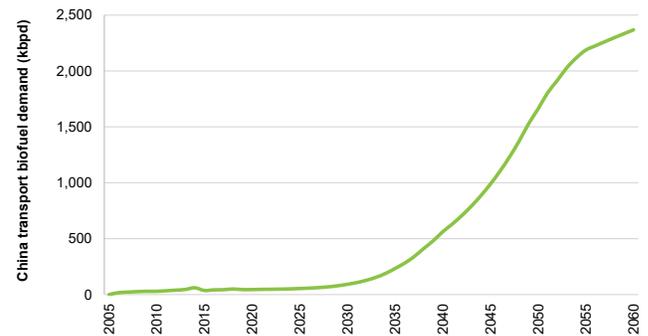
航空：航空业是脱碳难度最高的行业之一，我们认为，目前解决方案的关键在于生物燃料（可持续航空燃料）、合成燃料和提高飞机效率能效。短期看，机队更新可能是一个解决方案，新一代飞机的燃料消耗量比前代飞机约少15%。中长期看，我们认为生物能源（特别是可持续航空燃料）是减少航空碳排放的主要解决方案。可持续航空燃料可与飞机目前采用的航空煤油互换使用，且与航空煤油相比，最多可减排80%。不过，可持续航空燃料需要进行大规模投资才有可能被视为经济可行的替代燃料，目前其生产成本通常约为航空煤油的4倍。根据我们构建的中国实现净零碳排放路径，我们预计2060年交通运输业的生物燃料需求将达到近250万桶/天的水平。

图表 96: 短期看，改用更高效的飞机可能会成为航空业脱碳的补充手段…
根据公司数据，新一代飞机相比前代飞机的燃料效率改善情况



资料来源：公司数据，高盛全球投资研究部

图表 97: ...根据我们构建的中国到2060年实现净零碳排放的路径，生物能源将最终成为届时可用的主要清洁能源之一，推动生物燃料（可持续航空燃料）的需求达到约250万桶/天
中国交通运输业生物燃料需求（千桶/天）



资料来源：BP Statistical Review, 高盛全球投资研究部

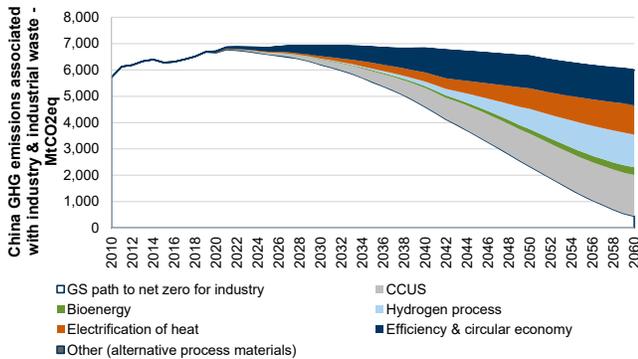
轨道交通：我们认为，电气化和清洁氢能是机车实现净零碳排放的两种主要技术，我们构建的净零碳排放路径分析了这两种技术。尤其是，氢动力列车可发挥上述主要优势（包括单位质量的能量含量高、加氢时间快、源于可再生能源时碳排放为零（“蓝色氢能”和“绿色氢能”），彻底变革目前的长途机车技术路线。2018年底，阿尔斯通生产的两列燃料电池列车在德国投入运营，公司已宣布另有14列将于2021年投入使用。2019年，燃料电池有轨电车在中国佛山投入运营，中国正在探索氢能轨道交通的进一步可能性。

国内航运：国内航运目前只占碳排放量的一小部分，我们认为液化天然气（短期看）和清洁氨（中长期看）是两个主要的脱碳解决方案。

3) 工业：清洁氢能、碳捕集(CCUS)、提高效率、循环经济和电气化将为新的工业革命奠定基础

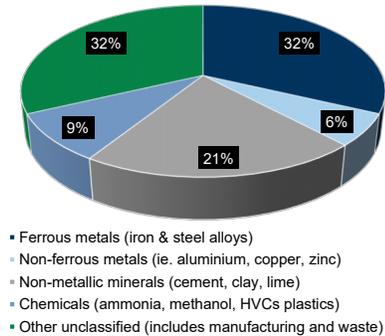
工业（包括工业燃烧、工业流程和排废）目前是在中国温室气体排放量中占最大比例（约为48%）的行业。工业排放通常分为三类，即与工业燃烧相关的能源排放、与工艺路线和原料相关的工业过程排放以及工业排废（包括无组织排放）。由于存在不同的排放源，在准确划分工业排放时存在不确定性；我们估计中国工业排放量的50%以上来自重工业，详见图表 99（包括黑色金属和有色金属冶炼、水泥等非金属矿物生产、化工）。我们认为，清洁氢能、碳捕集(CCUS)、电气化、提高能效与循环经济这四种主要技术将构成中国工业减排的主要支柱。

图表 98: 我们认为，清洁氢能、碳捕集(CCUS)、电气化、提高能效与循环经济这几种主要技术是中国工业减排的主要支柱...
与工业、工业流程和排废相关的中国温室气体排放量 (Mt二氧化碳当量)



资料来源: European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 联合国粮农组织, 高盛全球投资研究部

图表 99: ...全国工业排放量的50%以上来自重工业（包括黑色金属和有色金属生产、水泥等非金属矿物生产）
中国工业和废弃物温室气体排放量的构成（2019年）



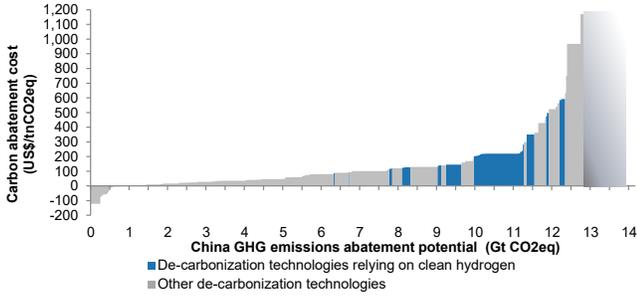
资料来源: Energy Transitions Commission, 联合国粮农组织, 国际能源署, 高盛全球投资研究部

清洁氢能蓬勃发展：能源拼图不可或缺的一块，连接了脱碳技术生态系统的两个重要组成部分（即碳封存和清洁能源发电）

氢能有助于将电力间接延伸到发电地点以外的区域，并且可以通过日益丰富的可再生能源来生产氢能，包括在中国西部地区。我们认为，氢能可在许多工业过程中发挥重要作用，包括在钢铁厂中取代煤炭、用作一些主要化工产品的原料，以及作为高温加热的一个清洁燃料方案。虽然清洁氢能的基本科学原理已广为人知，但目前应用于相关工业领域的大多数技术仍处于示范或试验阶段。我们预计，在中国实现净零碳排放的过程中，清洁氢能对中国脱碳成本曲线的贡献有望达到约20%，其潜在市场规模将增至约170Mt/年，相当于2019年约25Mt的7倍。

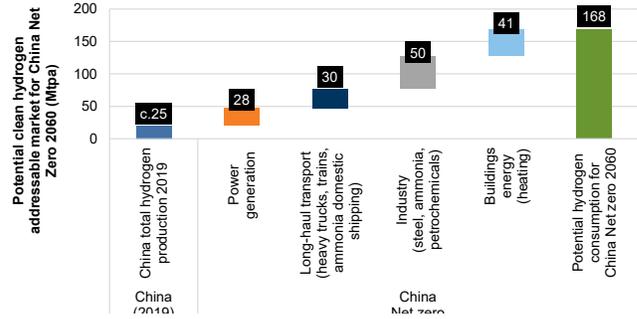
图表 100: 我们认为, 清洁氢能对中国脱碳成本曲线的贡献有望达到约20%...

中国人类活动温室气体排放脱碳成本曲线, 其中蓝色代表依靠获取可再生能源电力的技术



资料来源: 高盛全球投资研究部

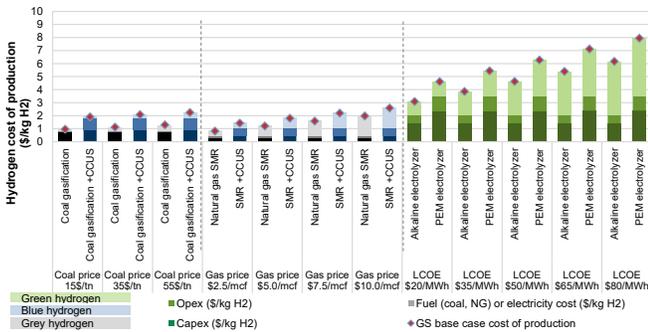
图表 101: ...根据中国实现净零碳排放目标的路径, 我们预计, 氢能的潜在市场规模到2060年将增至7倍即约170Mt/年中国净零碳排放路径对应的清洁氢能目标市场规模 (Mtpa)



资料来源: 高盛全球投资研究部

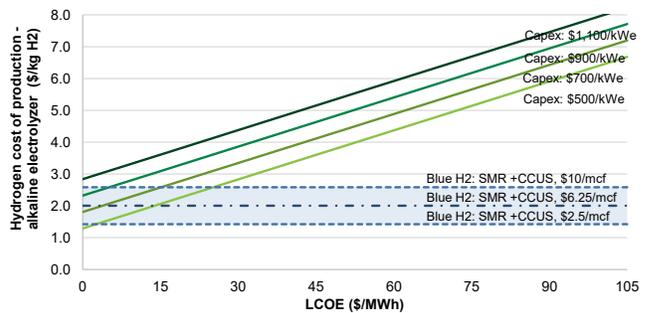
过去50年来, 氢能的发展经历了几次热潮, 但都未能转化为持续增长的投资, 也未能在能源体系中广泛普及。不过, 近几年来各国日益重视脱碳和应对气候变化的解决方案, 并已再次出台旨在推动清洁氢能普及的政策行动。目前看来, 政策支持有望与低成本可再生能源和电气化基础设施的加速发展形成合力, 在氢能应用方面创造前所未有的发展势头, 为氢能的加速部署和投资铺平道路。我们认为, 中国有必要制定国家氢能战略, 引导新兴氢能产业的可持续发展。目前低碳强度的制氢路线包括“蓝色氢能”和“绿色氢能”, 均可以让氢能发挥自身的独特优势, 受益于碳捕集和可再生能源发电这两项清洁能源技术生态系统中的主要技术。“蓝色氢能”指与碳捕集相结合的传统天然气制氢过程(采用甲烷蒸汽重整(SMR)或自热重整(ATR)技术), 而“绿色氢能”指通过水电解来制氢, 其中所需的电力来自零碳排放的(可再生)能源发电。

图表 102: 蓝色氢能和绿色氢能是两条清洁制氢的路线... 各种制氢方法的平准化氢气成本(LCOH) (美元/千克氢)



资料来源: 公司数据, 高盛全球投资研究部

图表 103: ...有望受益于碳捕集、可再生能源发电和电解成本的降低 不同电力和电解成本条件下的平准化氢气成本

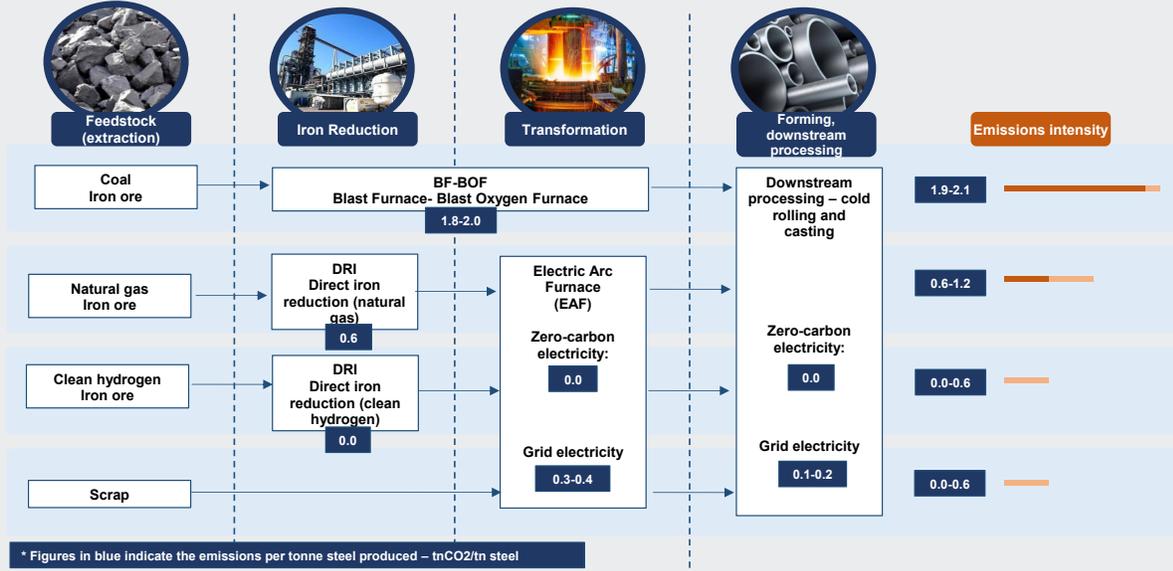


资料来源: 高盛全球投资研究部

清洁氢能及其对钢铁行业脱碳的意义

如上节所述，近期引发工业界兴趣的清洁氢能的主要工业应用之一是净零碳排放炼钢，以期在降低碳排放的同时满足日益增长的全球钢铁需求。这一技术对中国尤为重要，中国黑色金属（钢铁合金）生产行业的温室气体排放量约为2Gt二氧化碳当量（约占中国工业温室气体总排放量的32%）。

图表 104: 可能的钢铁生产路线示意图和相应的排放强度（吨二氧化碳当量/吨钢）



资料来源：Energy Transitions Commission, 公司数据, 高盛全球投资研究部

目前业内正在实施多个项目，以发展上述工艺路线并推动商业化，详见下文。

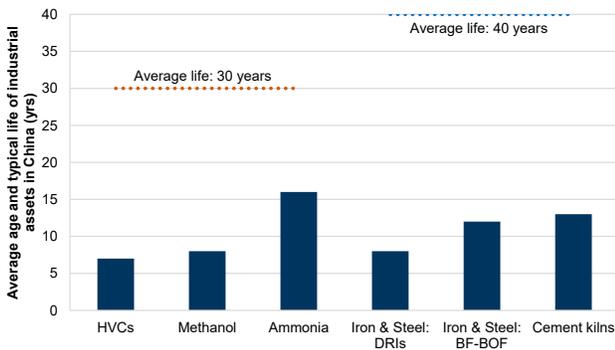
- **HYBRIT项目**：2016年，瑞典钢铁集团(SSAB)、瑞典卢基矿业公司(LKAB)和瑞典大瀑布电力公司(Vattenfall)设立了通过改良的直接还原铁-电弧炉法(DRI-EAF)实现炼钢脱碳的合作项目，旨在首创净零碳排放足迹的无化石燃料炼钢技术。2018年，项目在瑞典吕勒奥动工建设了一个无化石燃料试点炼钢厂。试验阶段的总成本估计为14亿瑞典克朗。瑞典能源署将在试验期间为项目提供超过5亿瑞典克朗的资金，三家股东SSAB、LKAB和Vattenfall将各自提供相当于项目剩余成本三分之一的资金。瑞典能源署之前曾为预可行性研究和一个为期四年的研究项目提供6,000万瑞典克朗的资金。
- **SALCOS项目**：该项目由Salzgitter AG和Fraunhofer Institute实施，旨在开发出一种利用DRI-EAF路线并基于氢基燃料的铁矿石还原工艺。该工艺的初步成果是利用天然气将铁矿石还原为铁，并在直接还原反应炉中增加氢基燃料的用量。运营方表示，基于这一方法，铁还原率可达到85%，理论上在初期可减排50%的二氧化碳。
- **ΣIDERWIN项目**：为安赛乐米塔尔(ArcelorMittal)的一个研究项目，目前处于试验阶段。该项目利用可再生能源供电的电化学过程将氧化铁转化为钢板，大大降低了能耗。
- **COURSE 50项目**：该项目由日本钢铁联合会实施，旨在提高铁矿石还原过程中的氢基燃料用量比例并捕集工艺流程中的二氧化碳排放，从而减少钢铁生产的碳足迹。
- **Hlsarna项目**：2004年，几家欧洲钢铁公司（包括塔塔钢铁公司）和研究机构成立了超低二氧化碳排放的炼钢公司ULCOS。公司的目标是探索有望到2050年实现吨钢碳减排50%的技术。Hlsarna是此类技术之一，基于升级改造后的冶炼还原工艺，可实现一步法炼铁。该工艺不需要生产高炉工艺所需的球团矿和烧结矿等铁矿石团块，也无需生产焦炭。

碳捕集：是对于一些减碳难度较高的工业过程非常重要的一种技术，但目前仍在很大程度上未得到充分利用

碳捕集不仅有助于电力行业减碳（我们预计，随着可再生能源蓬勃发展，碳捕集对电力行业的作用将相对有限），对中国工业的意义尤为重大。中国的工业碳捕集应用通常可实现成本效益，并有望在中国的现代工业设施和一些减排难度最高的领域（如水泥生产和加工过程中）实现深度减排。如图表 58所示，我们预计中国人类活动温室气体排放量的约 15%可通过碳捕集来实现减排。鉴于中国许多工厂的运营历史较短（如图表 105所示），碳捕集主要优势之一是可避免工业资产出现浪费，只需要对现有工厂和生产工艺进行少量改造。对于大多数碳捕集技术应用领域，中国大致处于成本区间的低端，主要得益于原材料和人工成本较低、而工业流程的碳排放强度较高。

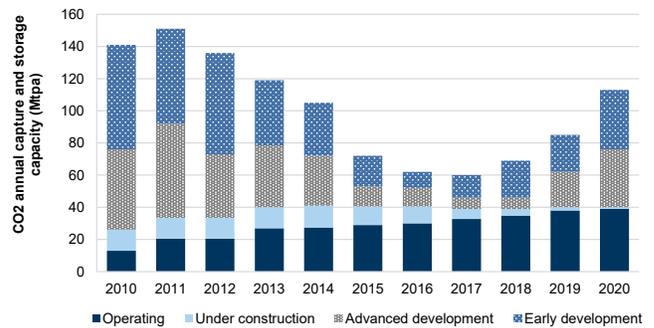
中国的碳捕集市场潜力最大，但考虑到其工业规模庞大、生产设施的运营历史较短，需要大力推进当前的碳捕集部署政策，才能实现中国的净零碳排放目标。2020年7月8日，人民银行与国家发改委、中国证监会共同发布的《绿色债券支持项目目录》2020年第35版首次纳入了碳捕集与封存(CCS)，为这些项目拓展了融资渠道。在目前全球运营的约26个大型碳捕集项目中，只有3个位于中国，而在全球40多个在建碳捕集项目中，只有4个位于中国。碳捕集的发展高度依赖于政策；我们认为中国有必要建立一个适当的投资框架，提供与其他地区相当的激励措施（如美国的45Q税收优惠政策）。

图表 105: 对于减排难度较高的许多工业排放场景，碳捕集是一个主要的脱碳解决方案，特别是考虑到中国大量工厂基地的运营历史较短…
中国工业资产的平均运营历史和一般使用年限（年）



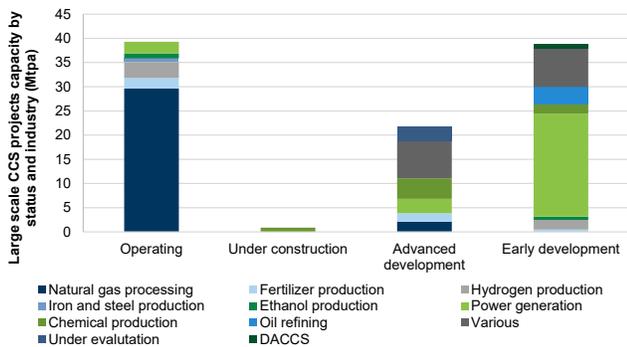
资料来源：国际能源署

图表 106: …在经历了“失去的十年”之后，全球的大型CCS设施正在重拾发展势头…
大型CCS设施的年二氧化碳捕集和封存能力



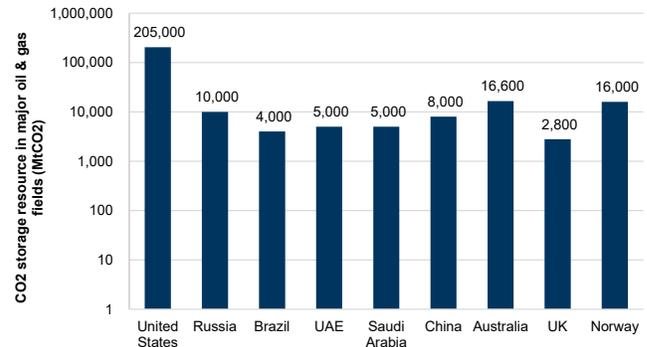
资料来源：Global CCS Institute Status report 2020.

图表 107: ...原因是较多的在建项目开始专门服务于二氧化碳流集中度较低的行业（即工业和发电行业，而不再是天然气加工）
大型CCS项目的构成，按建设状态和碳捕获面向的行业划分（Mtpa, 2019年）



资料来源: Global CCS Institute, 高盛全球投资研究部

图表 108: 根据全球碳捕集与封存研究院的最新状况报告, 目前中国仅仅是油气田的二氧化碳封存潜力（不包括大型盐层的封存潜力）就足以满足脱碳需求
主要油气田的二氧化碳封存资源 (MtCO₂)

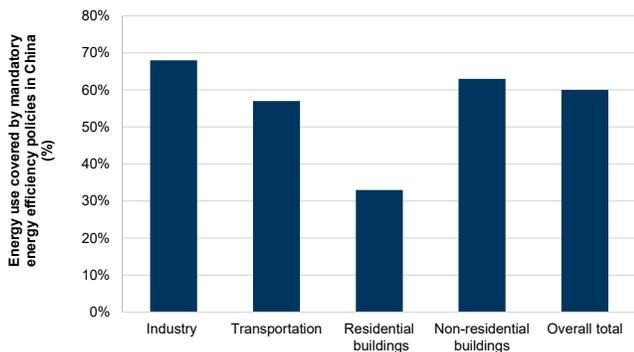


资料来源: Global CCS Institute status report 2020.

能源效率与循环经济

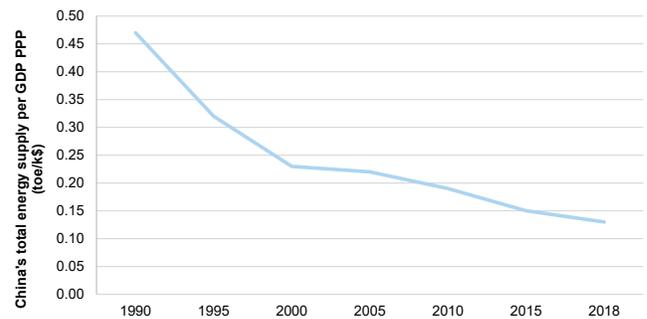
我们认为，能源效率是中国脱碳战略的主要组成部分。过去十年中，中国在提高能源效率方面一直处于全球领先地位，能效提升大部分来自工业领域。过去十年中国的政策已证明是行之有效的，根据国际能源署的数据，目前60%的最终能耗都受强制性能效政策监管。工业领域的政策覆盖率更高，接近70%，原因是国家通过千家企业和万家企业计划制定了强制性能效提高目标。中国一直将降低单位GDP能耗作为一项重要政策，并在上一个五年规划制定了量化目标，详见图表 38。除提高能效之外，在我们构建的工业净零碳排放路径中，我们还考虑了在工业生态系统中鼓励发展循环经济的技术。这些例子包括利用废旧的钢、铝和其他金属，以及塑料回收利用。

图表 109: 在能耗和能效方面，工业是政策覆盖率最高的行业之一...
中国强制性能效政策覆盖的能耗比例(%)



资料来源: 国际能源署

图表 110: ...过去三十年来，中国GDP的整体能耗强度呈下降趋势
中国单位GDP（按购买力平价）所需的能源供应总量（吨油当量/千美元）



资料来源: 国际能源署, 世界银行集团

供暖电气化和其他替代性清洁能源

工业燃烧供热占工业排放量的比例相当大（超过60%）。可通过改变燃料来减少这些排放量，例如改用基于生物能源、清洁氢能或零碳电力的窑炉、锅炉和热泵。在一些场合，实现供热电气化时可能需调整生产工艺，例如制备乙烯时，需要安装电炉和电动压缩机。供

热电气化的最大挑战是一些生产工艺对能源的要求极高（例如水泥等生产工艺需要超过1,000摄氏度的温度）。因此，能否获得100%无碳电力对确保实现减排更显得格外重要。虽然供热电气化已成功应用于低温和中温生产工艺，但对于一些高温生产工艺，目前仍处于研究和试验/示范阶段。对于此类高温生产工艺，采用清洁氢能等替代燃料可能会有助于提高能源的经济性和技术可行性。

图表 111: 主要工业排放领域的重要脱碳技术摘要

Industrial sub-sector	 Hydrogen fuel or feedstock	 Bioenergy fuel or feedstock	 Carbon capture, utilization, storage	 Electrification of heat	 Other innovative technologies
Iron & Steel	●	●	●		Efficiency gains, Circular economy - recycling, Electrical iron reduction
Cement	●	●	●	●	Clinker to cement ratio reduction (alternative feedstocks), Efficiency gains, Circular economy - recycling
Ammonia	●	●	●		Efficiency gains, Methane pyrolysis for hydrogen
Petrochemicals (incl. ethylene)	●	●	●	●	Efficiency gains, Alternative process design
Other industrial (heat)	●	●	●	●	Efficiency gains, Industrial heat pumps

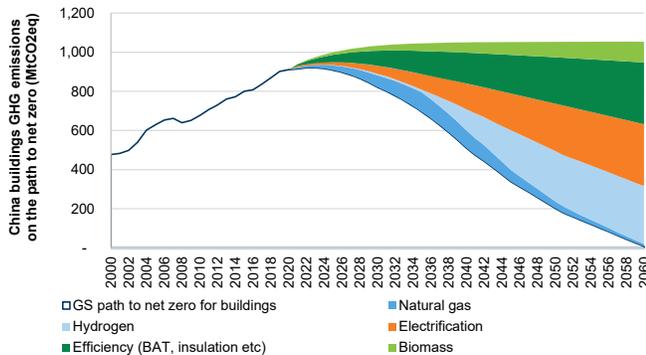
● Applied at large industrial sites
● Applied in pilot phase
● Applied in research phase

资料来源：公司数据, 高盛全球投资研究部

4) 建筑业和农业：通过改变燃料和提高能效来管理减排进程

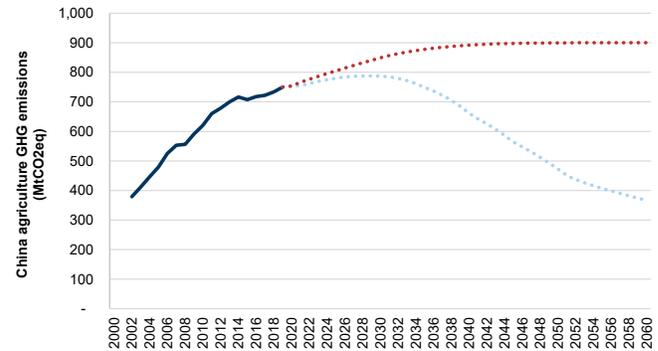
最后，我们构建了中国建筑业和农业实现温室气体净零排放的潜在路径，这两个行业占中国年排放总量的比例最小（分别约占6%和5%）。值得注意的是，这些路径并不是中国实现净零碳排放的唯一可能的脱碳路线，但反映了我们认为一些技术有望成功应用于上述领域的看法。

图表 112: 我们构建了中国建筑业到2060年实现净零碳排放的建议路径，主要手段包括电气化、提高能效和改变燃料（即改用清洁氢能和生物能源）……
中国建筑业温室气体排放量以及实现净零碳排放的路径（Mt二氧化碳当量）



资料来源：European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 联合国粮农组织, 高盛全球投资研究部

图表 113: ……同时构建了农业的减排路径；农业的排放主要是非二氧化碳排放物，在没有天然碳汇封存的情况下较难实现减排
中国农业的排放量（Mt二氧化碳当量）



资料来源：European Commission Joint Research Centre (JRC). Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) release version 5.0, 联合国粮农组织, 高盛全球投资研究部

建筑业方面，我们预计中国将综合采取各种措施，包括提高能效（已在业内实施相关举措，如图表 109所示）；中国的目标是新建建筑中绿色建筑面积占比至2022年达到70%，如图表 109所示）、提高电气化程度（热泵）以及改用其他替代性清洁燃料（如清洁氢能、生物质能、太阳热能、废热），以促进向净零碳排放的建筑生态系统转型。我们认为，虽然短期内可将天然气当作一种主要的过渡燃料，但清洁氢能最终很可能成为首选的净零碳排放燃料；因此我们认为，天然气管道基础设施的设计和建造从过渡阶段和基建阶段起就应该与氢能兼容。

由于供暖和供冷是建筑物的主要能耗，根据不同的热工设计要求，中国通常分为五大气候区¹，需针对定的气候区和城乡地区采用不同的设计规范。北方地区需要空间供暖系统，而这一需求在农村和城镇地区的实现程度有所不同。城镇地区的人口密度大（如本报告图表 52所示），因此适合采用集中供暖系统，而农村地区通常采用独立的家庭供暖系统。另一方面，供冷是全国的普遍需求，住宅建筑通常采用独立的空调机组，商业建筑往往是采用集中供冷系统。

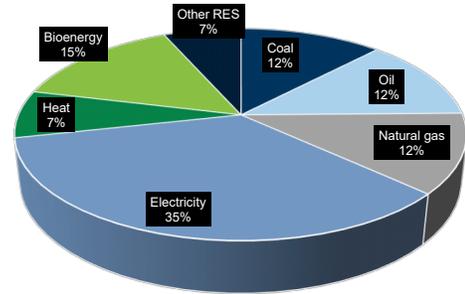
¹ Assessment of Energy Saving Potential by Replacing Conventional Materials by Cross Laminated Timber (CLT)—A Case Study of Office Buildings in China, by Yu Dong, Xue Cui, Xunzhi Yin, Yang Chen, Haibo Guo. Appl. Sci. 2019, 9(5), 858; <https://doi.org/10.3390/app9050858>

图表 114: 根据不同的供暖和供冷需求, 中国通常分为五大气候区...
中国的五大气候区分布图



资料来源: MDPI.

图表 115: ...我们预计, 根据中国到2060年实现净零碳排放的路径, 需要彻底改变目前家庭燃的料能源结构, 增加电力依存度、提高能效, 并在中长期内用清洁氢能取代煤炭、石油和天然气
中国建筑能耗的燃料构成(%, 2019年)



资料来源: 国际能源署, 高盛全球投资研究部

图表 116: 中国的目标是到2022年新建建筑中绿色建筑面积占比达到70%

Target	In Jul 2020, China's central policymakers announced that green buildings shall account for 70% of all new buildings by 2022		
Additional requirements of Star-rated green buildings evaluation			
	1-Star	2-Star	3-Star
(a) Decoration	Basic decoration for all buildings		
(b) % of improvement from basic national standards			
Building envelope thermal performance	5%	10%	20%
Air condition capacity	5%	10%	15%
Heat transfer coefficient of exterior windows in cold and severe cold regions	5%	10%	20%
Water efficiency of sanitary appliances	Grade 3	Grade 2	
Indoor air pollutant concentration	10%	20%	
Airtight performance of external windows	Sealed attachment of the glass panel and window frame		

资料来源: 高盛全球投资研究部

我们认为, 农业是脱碳难度最高的行业之一, 绝大多数排放是非二氧化碳排放物, 来自动物肠内发酵和农田管理。但我们认为, 目前在能效和土地管理实践方面仍有提升空间, 其中包括改进农田、牧场和牲畜管理, 利用精准农业提升作物单产, 尽量减少肥料和农药的过度使用, 并减少农业废弃物。最终, 为使农业达到净零碳排放, 我们认为需要重视林业(再造林、造林和农林复合经营, 统称为通过天然碳汇实现碳封存), 我们将在本报告的下一节讨论这一问题。

天然气：中国实现净零碳排放过程中的过渡燃料

在中国经济迈向电气化和脱碳目标的进程中，天然气是首选的过渡燃料之一。与燃煤发电相比，燃气发电可减少50%-60%的碳排放量，在可再生能源暂时不可用的情况下，天然气的供应能力可迅速扩大。此外，现有的天然气基础设施有助于在中长期内促进天然气向绿色氢能或蓝色氢能转变。例如，低压天然气管道通常采用聚乙烯(PE)材料，也可用于输送氢气与天然气的混合物，而不需要追加投资。

我们预计，与2017-19年中国天然气需求平均同比增长14%相比，2022-24年中国天然气需求将年均复合增长8%，增速有所放缓。尽管市场较关注中国的煤改气政策，但鉴于工业占天然气总需求的40%且工业需求的周期性较强，我们认为中国经济增长一直是天然气需求的主要驱动因素。因此我们预计，在2020年基数较低和经济持续复苏的推动下，2021年中国天然气需求将稳步增长。但在2022-24年，随着中国的经济结构向服务业倾斜（根据我们经济学家的预测），工业增长可能会放缓，进而降低工业用气需求的增长速度。加上通气家庭数减少导致农村煤改气进展放慢的影响，我们预计未来三年天然气总需求的增长将放缓。

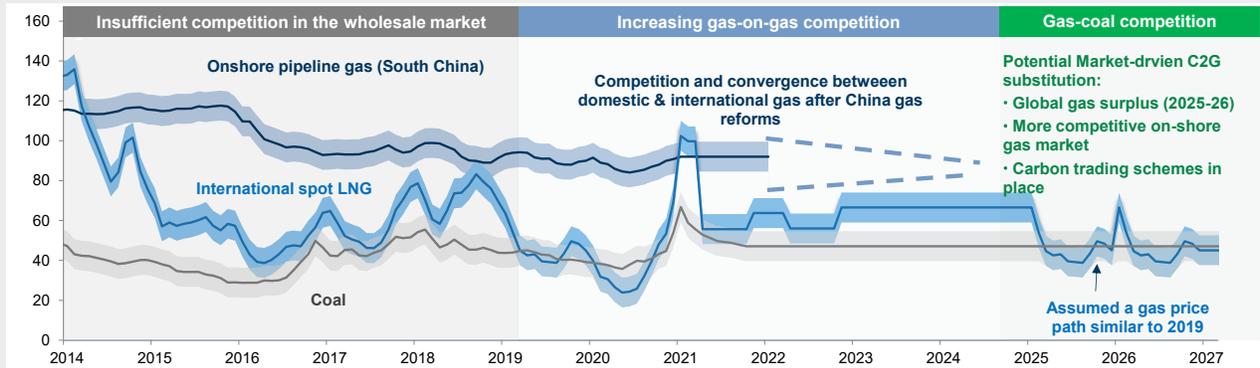
不过，持续推进的改革将大幅改变中国的天然气行业格局，包括中国有望在未来十年的中期左右（2025-26年）引入市场化煤改气机制。新成立的国家管网公司将从今年冬天起向社会开放液化天然气码头，并将建造更多的管网和码头供社会使用。这将逐步降低国有企业在国内天然气市场的市场支配力，有助于陆上与海上天然气价格逐步趋同（图表 117）。我们预计在未来十年的中期左右，新一轮全球液化天然气供应过剩将导致天然气价格走低，并促进中国的市场化煤改气进程，从而有望推动天然气需求加速增长（图表 118）。

图表 117: 随着行业改革持续推进，中国的天然气批发市场正在逐步放开...



资料来源：CEIC, 公司数据, 高盛全球投资研究部

图表 118: …因此, 我们预计中国的天然气行业将经历两个发展阶段: 先是天然气市场的内部竞争, 然后有望发展为天然气与煤炭的竞争
 华南地区的发电成本 (脱碳前成本)



资料来源: 万得, Refinitiv, 高盛全球投资研究部

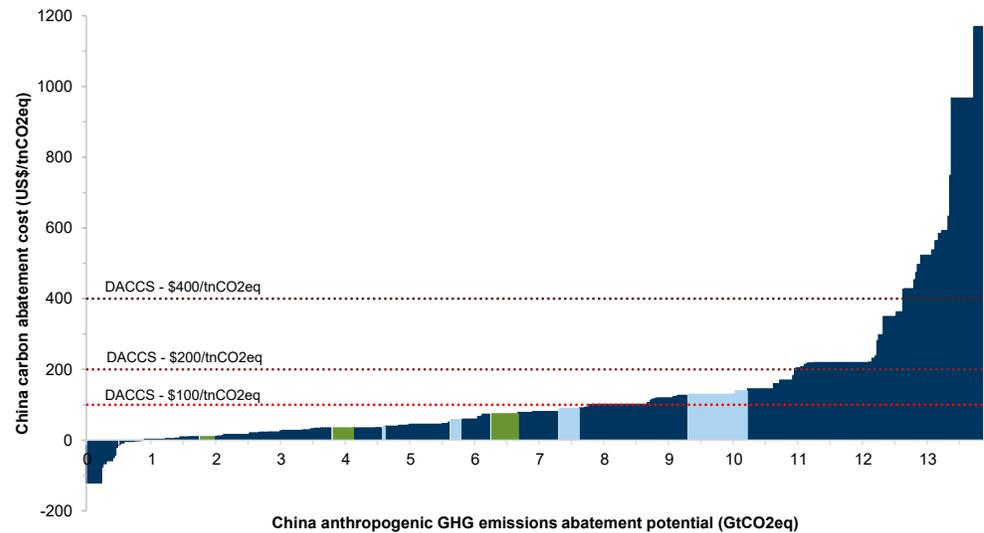
本节天然气相关内容由中国油气行业分析师Amber Cai提供。

中国走向净零碳排放之路：碳封存的作用

我们认为有两个互补途径可以使中国和全球达到净零碳排放：碳保存和碳封存。前者是指利用所有技术来降低温室气体的毛排放量；后者是指通过自然碳汇和CCUS（碳捕集、利用与封存）技术从大气中去除碳，从而降低净排放量。我们已在图表 55 的中国脱碳成本曲线中计入了碳保存技术以及各领域具体的碳捕集技术。中国目前人类活动温室气体排放尚无法通过碳保存技术来消除的部分需要借助技术突破来实现解锁，因此碳封存对于应对气候变化挑战和引领中国以最低成本实现净零碳排放而言变得至关重要。作为对全球脱碳分析的一部分，我们对碳保存和碳封存（包括自然碳汇）技术构建了一个碳减排合并成本曲线，如图表 119 所示。总之，我们估测约有 15-20% 的排放量可以通过碳封存（如下文所示，包括碳捕集和自然碳汇）来缓解。

图表 119: 中国脱碳的合并成本曲线涵盖了碳保存和碳封存（碳捕集和自然碳汇）技术，表明约 55% 的碳排放能够以低于 100 美元/吨二氧化碳的成本来消除，主要通过发电和工业领域使用清洁能源以及自然碳汇来实现

中国通过碳保存和碳封存技术应对人类活动温室气体排放的合并脱碳成本曲线，基于当前技术和相关成本



资料来源：高盛全球投资研究部

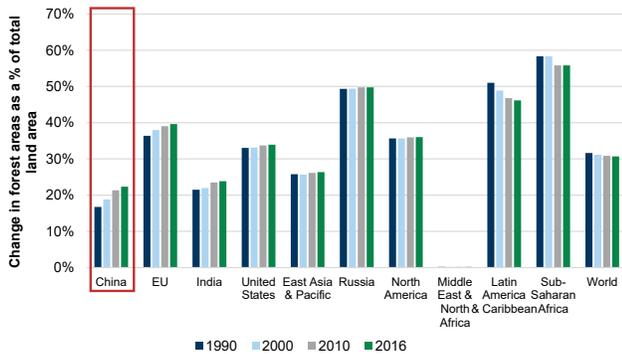
碳封存举措可以普遍分为三大类别：

- 1) 自然碳汇，包括能够吸收二氧化碳的自然碳库。举措有再造林、造林和农林复合经营。
- 2) 碳捕集、利用与封存技术(CCUS)包括全部碳捕集技术，应用于工厂所排放二氧化碳的捕集、碳利用和封存。我们在本报告之前的章节（构建中国的净零碳排放路径：行业深度研究）已经分析了中国在工业应用领域的碳捕集潜力。
- 3) 直接空气碳捕集和储存 (DACCS)是试点碳捕集技术，可以回收大气中的二氧化碳，几乎可以释放无限的脱碳潜力，无论二氧化碳的来源如何。

自然碳汇：中国已取得显著进展，未来还将更进一步

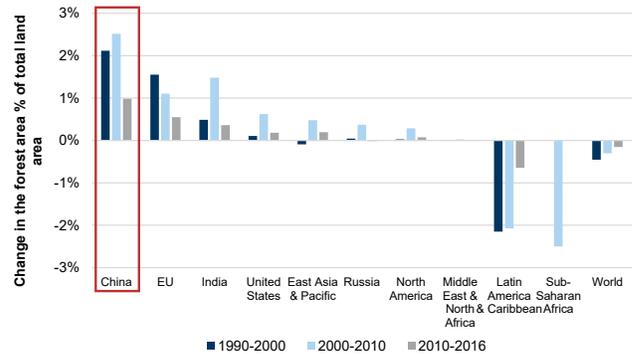
虽然中国的森林覆盖率在全球主要经济区域中的排名处在最低之列，但过去30年植树造林的努力取得了显著成果。根据世界银行集团的数据，1990年以来中国增加了超过52万平方公里的森林面积，提高幅度约34%；目前中国约有23%的土地面积为林区，而1990年仅为17%。这与全球均值的下行走势相反，因为拉丁美洲和撒哈拉以南非洲地区的森林面积大幅下降（[图表 120](#)和[图表 122](#)）。中国取得的成果得益于政府政策的持续支持，中国在《哥本哈根协议》、《巴黎协定》以及国家五年规划中都纳入了对森林覆盖面积和森林保有量的量化目标（简述见[图表 38](#)）。考虑到这些自然解决方案的成本较低（我们估测基本不到50美元/吨二氧化碳），我们认为自然碳汇有助于缩小净零碳排放情景下依然存在的总排放量（因缺乏可用的替代清洁能源）和绝对零排放之间的差距。我们在预测到2060年实现净零碳排放的路径中计入了自然碳汇因素。

图表 120: 虽然中国的森林覆盖率在全球主要经济区域中的排名处在最低之列... 森林面积占总土地面积的比例



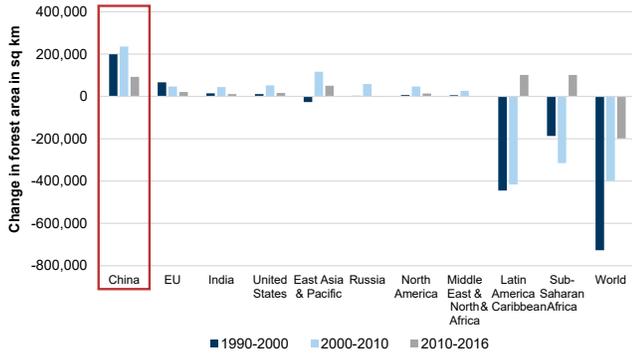
资料来源：世界银行集团, 高盛全球投资研究部

图表 121: ...但在过去30年里，中国提高了森林覆盖面积占总土地面积的比例，增幅高于全球其他的主要经济区域 森林面积占总土地面积比例的变动



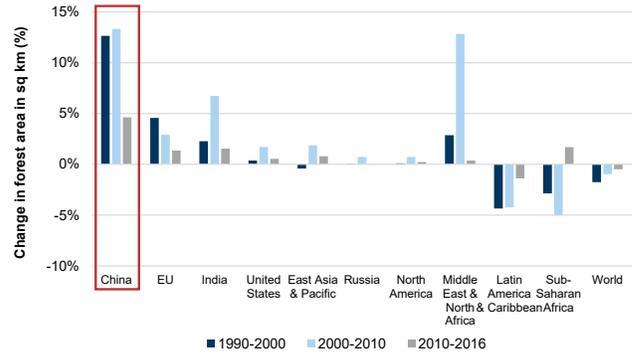
资料来源：世界银行集团, 高盛全球投资研究部

图表 122: 1990年以来, 中国的森林面积增幅超过52万平方公里...
森林面积的变化情况, 平方公里



资料来源: 世界银行集团, 高盛全球投资研究部

图表 123: ...这段时期, 中国森林面积 (平方公里) 增长了约34%
森林面积 (平方公里) 的变化情况(%)



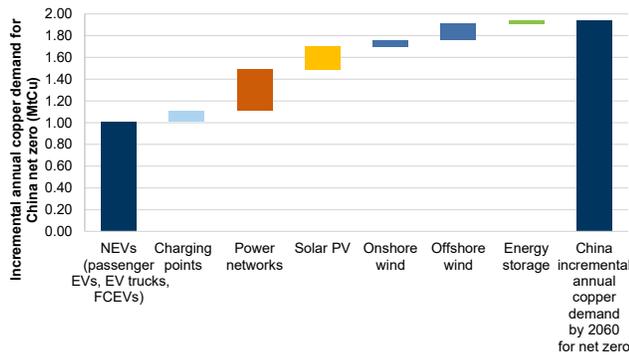
资料来源: 世界银行集团, 高盛全球投资研究部

中国走向净零碳排放之路：对自然资源需求的潜在影响

如我们在本报告前文所述，中国到2060年实现净零碳排放的核心在于使用清洁能源并加快交通运输和部分工业领域的电气化。电气化和清洁能源可能影响中国的自然资源整体需求，特别是铝/铜/锂/镍，因为这些金属的需求在很大程度上来自可再生能源等技术（光伏面板、风机制造）、电网基础设施、充电基础设施、电动车和电池制造等领域的加速增长。就像此前章节那样，我们尝试量化分析了中国2060年净零碳排放路径对于每种金属需求的影响，参见下文图表。

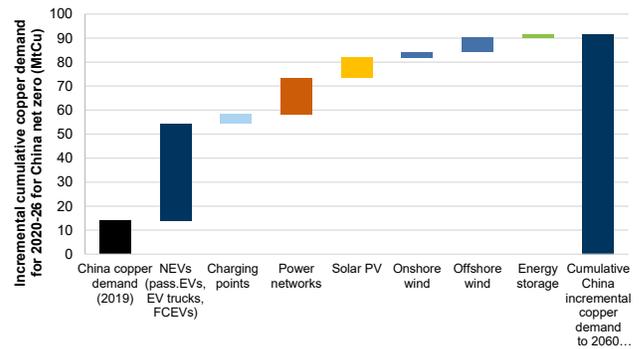
我们的分析结果是根据各清洁能源技术相对于传统技术带来的需求增量计算的，例如电动车的单位铜需求相对于传统燃油车单位铜需求的增量。我们的研究发现，中国的净零碳排放意味着每年铜需求将增长2.0Mt，相比中国2019年铜需求提高约15%；在2020-2060的净零碳排放进程中的累计铜需求增量约为77Mt。

图表 124: 我们预计到2060年中国实现净零碳排放期间铜需求将年均新增约2.0Mt，较2019年铜消耗量增长15%左右...
2060年中国实现净零碳排放所带来的铜需求增量



资料来源：IRENA, International Copper Association, 高盛全球投资研究部

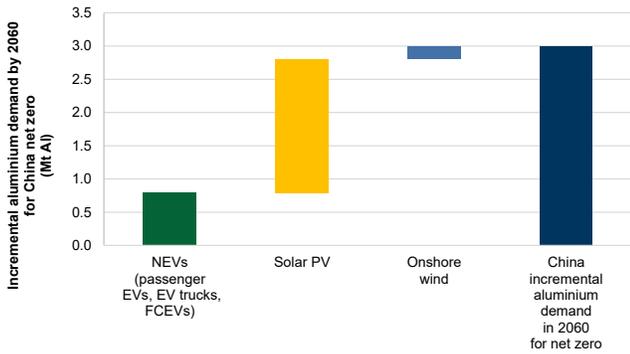
图表 125: ...在2020-60年实现净零碳排放的道路上累计新增铜需求约为77Mt
中国累计铜需求增量 (Mt)，2020-60年



资料来源：IRENA, International Copper Association, 高盛全球投资研究部

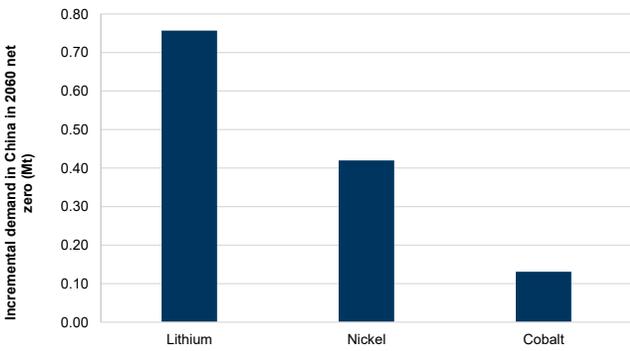
同样地，如下列图表所示，我们预计电气化趋势将令铝、锂、镍、钴等金属的需求显著增长。整体而言，我们估测到2060年期间铝需求将年均新增约3.0 Mt，意味着较2019年中国年度铝消耗量上升8%左右。我们预计到2060年期间中国锂需求将新增约0.76 Mt，是2019年全球锂产量的10倍，镍需求将上升0.42 Mt，较2019年中国镍消耗量增长32%左右。

图表 126: 我们估测到2060年中国实现净零碳排放期间铝需求将年均新增约3.0Mt, 较2019年铝消耗量增长8%左右... 2060年中国实现净零碳排放所带来的铝需求增量(Mt)



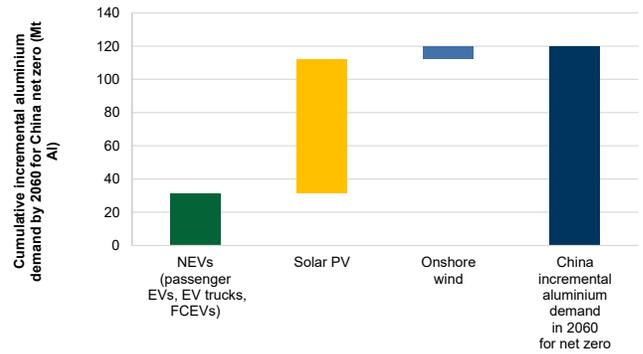
资料来源: IRENA, 世界银行, 高盛全球投资研究部

图表 128: 我们估测到2060年中国对锂、镍、钴的需求将增长0.76Mt/0.42Mt/0.13Mt, 取决于所使用的镍钴锰电池类型... 2060年中国实现净零碳排放带来的镍、锂、钴需求增量(Mt)



资料来源: 公司数据, 高盛全球投资研究部

图表 127: ...在到2060年实现净零碳排放的道路上累计新增铝需求120Mt 中国实现净零碳排放带来的累计铝需求增量(Mt), 2020-60年



资料来源: IRENA, 世界银行, 高盛全球投资研究部

图表 129: ...因为电动车电池产量继续增长 中国和欧盟锂电池的指数化产量



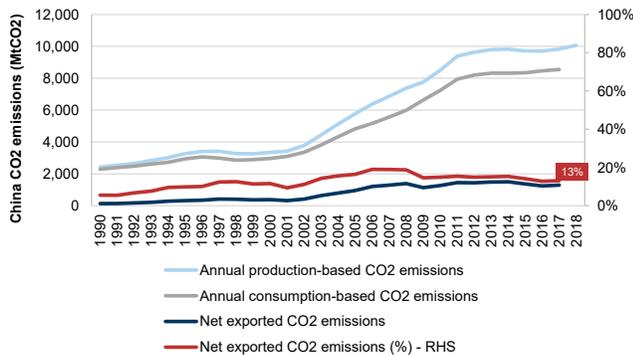
资料来源: Haver Analytics, 高盛全球投资研究部

中国走向净零碳排放之路：气候变化时代中国的出口竞争力

经国际贸易因素调整，约13%的中国碳排放来自向全球其他国家的净出口（若以毛出口计，则为20%左右）...

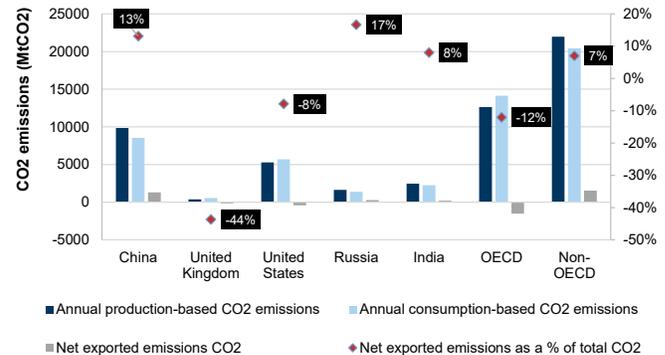
官方统计的碳排放数据（本报告使用的数据）通常是一个国家境内发生的碳排放量，称为“境内排放”。然而这带来了一个关键问题，即直接排放较少的国家可能因该地区消费的产品而成为碳排放的净进口国。相反，中国等国家往往是碳排放的净出口方（参见我们亚洲宏观经济分析团队的分析），其生产商品的碳排放量高于国内产品消费的碳排放量。因此，为了能够估测各国与“消费”相关的碳排放，需要计入国际贸易因素进行调整（国际贸易货物自身涉及的碳排放）。我们在本报告中参考的两项研究均试图量化分析国际贸易对碳排放的影响（使用跨国货物输入输出表，追踪货物的国际贸易情况），包括经合组织发表的工作论文²以及“*Our World in Data*”数据库³。两项研究的结果大体一致，表明中国净出口碳排放占比约为13%左右（2018年），而且过去几年基本保持在这个水平上（图表 130）。中国是碳排放净出口比例最高的国家之一，位列俄罗斯之后。若以毛出口（而非净出口）计算，出口碳排放量达到中国碳排放的20%左右。

图表 130: 中国净出口碳排放约占全年国内总碳排放的13%...
中国产生、消费及出口的碳排放（Mt二氧化碳）



资料来源：Our World in Data

图表 131: ...是净出口碳排放占比最高的国家之一，位列俄罗斯之后
碳排放以及净出口碳排放占比

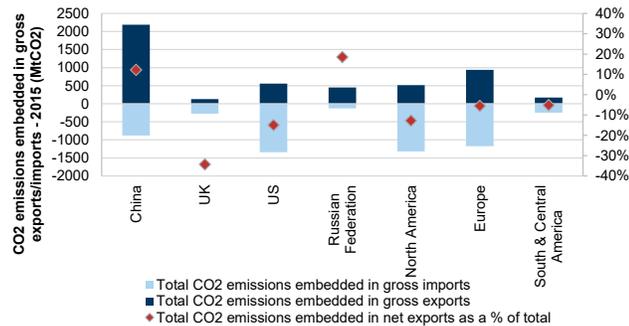


资料来源：Our World in Data, 高盛全球投资研究部

² Wiebe, K. S. and N. Yamano (2016), “Estimating CO2 Emissions Embodied in Final Demand and Trade Using the OECD ICIO 2015: Methodology and Results”. OECD Science, Technology and Industry Working Papers, No. 2016/5, OECD Publishing, Paris.

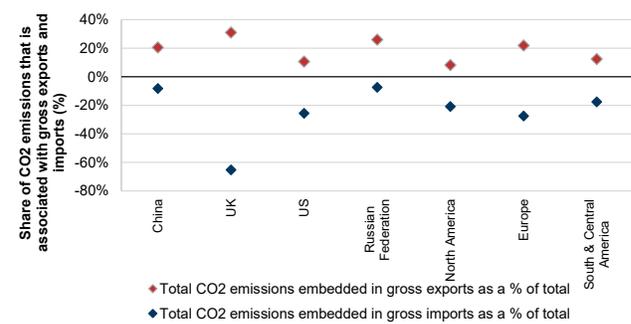
³ H. Ritchie (2019) “How do CO2 emissions compare when we adjust for trade”. Published online at OurWorldInData.org. Retrieved from: ‘<https://ourworldindata.org/consumption-based-co2>’ [Online Resource] Based on Global Carbon Project; Carbon Dioxide Information Analysis Centre; BP; Maddison; UNWPP

图表 132: 各项研究显示的中国净出口碳排放占比基本一致, 而且过去几年相对稳定在13%左右... 各地区毛出口/进口所涉及的碳排放 (2015年, Mt二氧化碳), 来自经合组织的一份工作论文



资料来源: OECD Stat, 高盛全球投资研究部

图表 133: ...毛出口 (而非净贸易) 相关的碳排放量占比则接近 20% 与毛出口和毛进口相关的碳排放占比

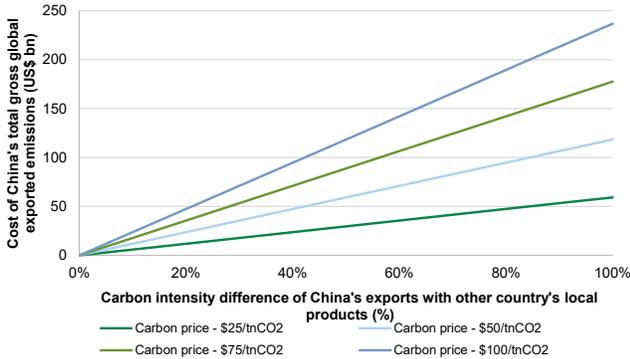


资料来源: OECD Stat, 高盛全球投资研究部

...100美元/吨二氧化碳的全球碳边境调节税可能给中国每年增加高达2,400亿美元的成本

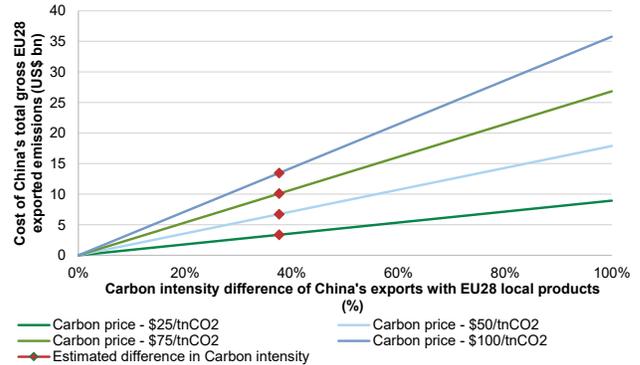
在本报告中, 我们试图分析对中国出口实施碳边境调节税的潜在意义, 以及对中国出口竞争力的影响。为了进行分析, 我们认为中国毛出口 (而非净贸易) 碳排放是更适用的指标, 并假设2019年毛出口仍占全国二氧化碳总排放量的20%左右 (与上文所述根据经合组织工作论文得出的比例一致)。这意味着2019年约有24 Gt二氧化碳当量的排放与中国毛出口相关。应用不同的碳价并假设与进口国本土产品碳含量的不同差异水平, 我们可以估测与中国的全球毛出口碳排放相关的总成本。如图表 134所示, 100美元/吨二氧化碳的碳税可能每年会带来高达2,400亿美元的成本, 具体取决于中国出口和进口国本土产品之间的碳强度差异。这一方法和分析在我们考量中国对欧盟出口时尤其具有参考意义, 因为目前欧盟提出了实施碳边境调节税机制的计划。我们估测, 如果应用100美元/吨二氧化碳的碳税并假设欧盟产品净零碳排放, 那么欧盟碳边境调节税给中国对欧盟毛出口带来的年成本可能高达350亿美元。我们估测, 欧盟本土生产产品和中国出口产品的碳强度差异接近40-50%左右 (完全取决于这两个地区工业生产过程的能源强度差异, 并且基本符合煤炭与天然气之间的碳强度差异)。在这种情况下估算成本将降至每年约150亿美元。

图表 134: 100美元/吨二氧化碳的全球碳边境调节税可能给中国毛出口碳排放每年增加高达2,400亿美元的成本, 具体取决于中国出口和进口国本土产品之间的碳强度差异... 中国毛出口碳排放的年成本 (10亿美元)



资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 135: ...具体就欧盟而言, 该成本可能高达350亿美元 中国对欧盟毛出口碳排放的年成本 (10亿美元)

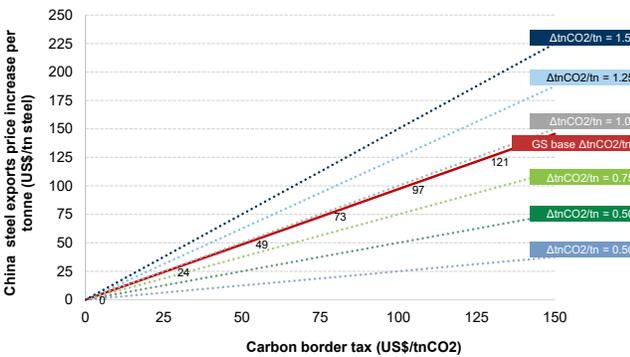


资料来源: 高盛全球投资研究部

案例分析: 碳边境调节税对中国钢铁出口欧盟的影响

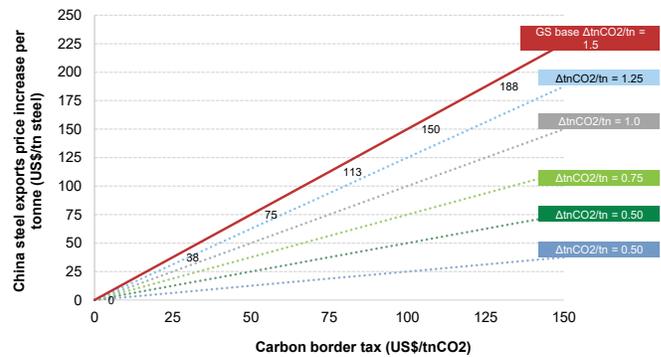
为了评估欧盟实施碳边境调节税的潜在影响, 我们以中国向欧盟的钢铁出口为例展开分析。碳税将对钢铁出口价格产生不同程度的影响, 具体取决于欧盟自产钢铁产品与进口自中国的钢铁产品的碳排放强度差异。若以燃煤高炉-转炉 (BF-BOF) 工艺下的碳排放强度 (2.1吨二氧化碳当量/吨钢铁) 作为当前中国产钢铁产品的碳排放强度, 并与天然气 DRI-EAF (直接还原铁-电弧炉, 采用电网供电) 工艺下的欧盟产钢铁产品的平均碳排放强度 (1.1吨二氧化碳当量/吨钢铁) 相比较, 我们可以基于碳排放强度的差异得出钢铁产品出口的新增成本。如图表 136所示, 100美元/吨二氧化碳的碳税将导致中国钢铁产品出口的成本增加约100美元/吨钢铁。或者, 如果欧盟生产的普通钢铁产品依赖于净零碳排放电力, 则天然气DRI-EAF工艺的碳排放强度将为0.6吨二氧化碳/吨钢铁, 意味着 图表 137 所示的中国出口钢铁产品的价格将上升150美元/吨。假设钢铁价格为500美元/吨, 则这一价格涨幅相当于中国钢铁出口的成本上升约30%。

图表 136: 将中国生产钢铁所使用的标准化煤炭高炉工艺与欧盟一般使用的天然气DRI-EAF工艺进行对比, 碳边境调节税可能会使中国出口钢铁的价格上升100美元/吨... 不同碳边境调节税和碳强度水平下中国出口钢价的涨幅



资料来源: 高盛全球投资研究部

图表 137: ...如果欧盟钢铁生产使用净零碳排放电力, 那么100美元/吨二氧化碳的碳税可能会使钢价涨幅高达150美元/吨 不同碳边境调节税和碳强度水平下中国出口钢价的涨幅



资料来源: 高盛全球投资研究部

中国走向净零碳排放之路：银行针对中国的碳中和目标采取了哪些行动？

中国政府实现2030年前二氧化碳排放达到峰值、2060年前实现碳中和的长期目标，需要整个社会和经济体系作出根本性变革，而金融系统在这一过程中发挥着关键作用。作为重要金融媒介，银行是中国推进绿色金融发展的最主要金融机构。尽管银行在积极响应全国碳中和目标的过程中面临机遇，但也需要应对一些挑战。

2021年1月6日，中国人民银行在提出重点工作时，将落实碳达峰、碳中和的重大决策部署放在了重要位置，以完善绿色金融政策框架和激励机制。据我们所知，这是央行首次将碳排放议题与货币政策、金融稳定一道列入重点工作部署。央行将引导金融资源向绿色发展领域倾斜，增强金融体系管理气候变化相关风险的能力，推动建设碳排放权交易市场、为排碳合理定价。我们认为这些政策将逐步健全绿色金融标准体系，明确金融机构监管和信息披露要求，并完善绿色金融产品和市场体系。

中国央行数据显示，截至2020年三季度，绿色贷款余额为人民币11.6万亿元，较年初上升16%，同比上升17%，较同期贷款总额增速高出4个百分点。2020年底，绿色债券余额为人民币1.1万亿元，同比上升32%，增速较2019年的77%放缓。

与此同时，绿色债券市场结构出现重大变化：以前银行是绿色债券的主要发行主体，但从2019年开始，银行帮助承销的非金融企业为发行主体的绿色债券规模已超过其自身的绿色债券发行规模。

“胡萝卜加大棒”：政策在碳中和过程中发挥重要作用

我们认为，在推进市场化的碳交易方面，中国采取行动的时间比大多数市场参与者要早得多：

- 2011年：成立了两家本土的碳排放权交易所，试水碳交易，此举得到了全国经济发展改革机构国家发改委的支持。
- 2017年：建立全国性碳排放权交易所，进一步统一和整合全国性碳交易市场。
- 此后，政府出台了更多有关碳交易、清算和会计处理的政策方案，向着全面碳交易继续推进。

在金融领域，人民银行在2018年发布政策指引，制定了银行绿色金融业绩评价方案，内容包括：

- 绿色金融增速
- 不良贷款
- 将绿色金融业绩纳入银行的宏观审慎评估
- 人民银行将绿色债券纳入中期借贷便利(MLF)合格担保品范畴。

我们预计，为了实现2030年碳达峰、2060年碳中和的目标，绿色金融的监管指标将作出更多调整，在2021年银行宏观审慎评估中可能进一步增加对绿色金融的考核。

银行有何反馈？不良贷款是决定绿色金融健康增长的最重要因素

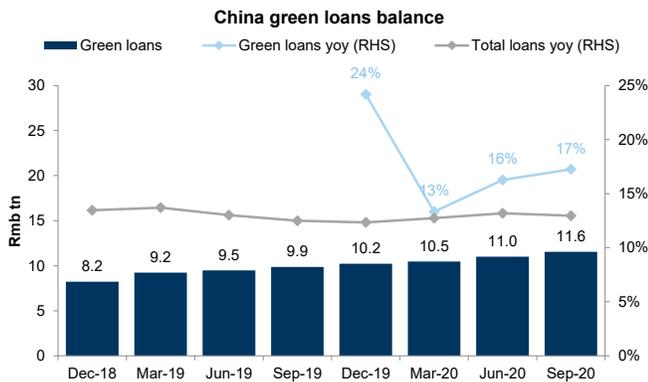
一方面，非金融企业发行的绿色债券规模超过银行自身发行规模应推动新业务增长，但需要考虑以下因素：

- 绿色债券承销的息差较低（尽管银行向央行质押绿色债券从而获得低成本资金可起到部分抵消作用）；
- 考虑到商业周期的波动性，绿色行业的不良贷款周期无法进行平滑处理；
- 绿色金融供给增加可能意味着非绿色金融的供给减少。在新融资和现金流方面，原材料和其他传统行业等“旧经济”行业可能会面临更多挑战。

碳排放权交易可能有助于规范碳排放管理，因为此举对碳排放进行了定价，而且获得碳排放额度对企业构成额外成本，尤其是那些“旧经济”企业。从银行的角度来看，在实现碳中和的过程中，不良贷款将发挥至关重要的作用：不良贷款不仅将决定绿色金融的可持续性和健康增长，也将对非绿色金融的有序退出发挥决定性作用。

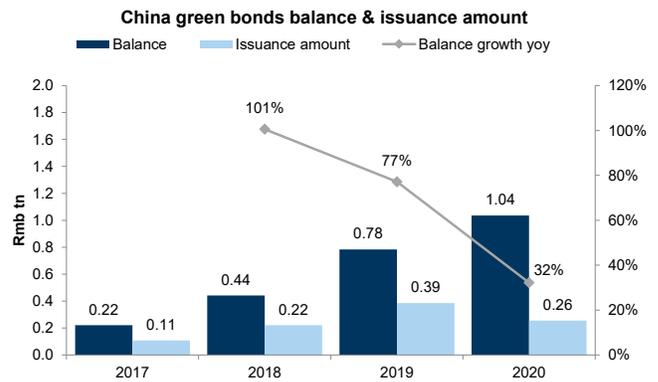
我们认为这将给中国银行业带来挑战，但未必会构成威胁，因为政府旨在实现碳中和目标的“胡萝卜加大棒”政策立场与央行自2017年以来通过“去杠杆”来缓解系统性风险并鼓励合理风险定价的做法相一致。

图表 138: 截至2020年三季度，中国绿色贷款余额为人民币11.6万亿元，同比上升17%
中国绿色贷款余额



资料来源：中国人民银行

图表 139: 中国绿色债券余额增速在2020年放缓，但仍维持32%的高增长
中国绿色债券余额和发行量



资料来源：万得

图表 140: 在经历近10年的试点和讨论后，中国可能在2021-25年正式推出全国碳排放权交易体系



资料来源：新华社，路透社

* 本章节内容由中国金融行业分析师杨硕，Ph.D提供。

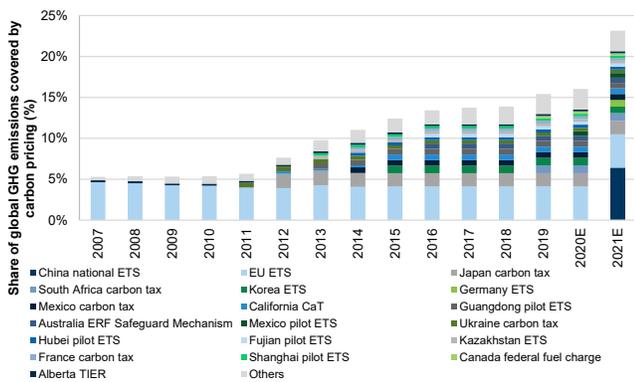
中国的全国碳排放权交易体系：全球最大的全国性碳排放交易机制即将启动

碳定价是脱碳的关键要素，中国全国碳排放权交易体系（全国碳市场）规模在全球居首...

我们认为碳定价将是所有净零排放措施的关键要素，还将激励脱碳技术的创新和进步。中国十分陡峭的碳减排成本曲线意味着有必要深化科技创新、部署封存技术并实施有效的碳定价。目前排放水平仍高于更温和的全球变暖趋势所对应的路径，因此脱碳的两种方式（即保存与封存）对于实现净零碳排放至关重要。短期内，我们认为碳价足以激励创新和保存与封存技术间的良性竞争，但在中长期内，随着技术创新和规模效应显现，碳均衡价格可能下滑。

世界银行集团数据显示，目前全球已实施或规划中的碳定价机制共计64项，覆盖全球46个国家级司法管辖区，大多通过碳排放限额交易进行。碳定价机制日益成为大势所趋；其中，中国在2017年宣布启动全国碳排放权交易体系。世界银行集团表示，这是全球规模最大的全国碳排放权交易体系；将上述所有机制（包括中国）计入在内，将覆盖12Gt二氧化碳当量，约占全球温室气体总排放量的23%。

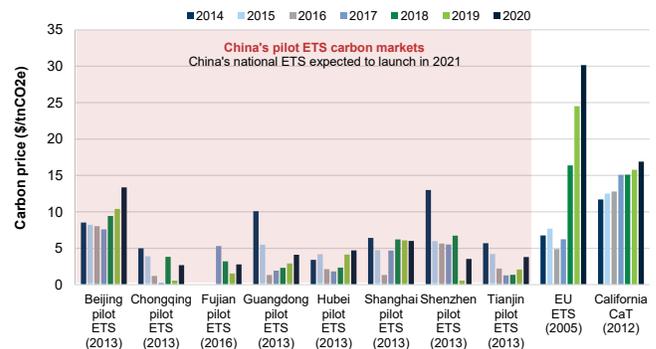
图表 141: 计入中国全国碳排放权交易体系后，碳定价机制将覆盖全球总排放量的23%左右...
碳定价机制所覆盖的全球温室气体排放量比例 (%)



EU includes the UK.

资料来源：世界银行集团

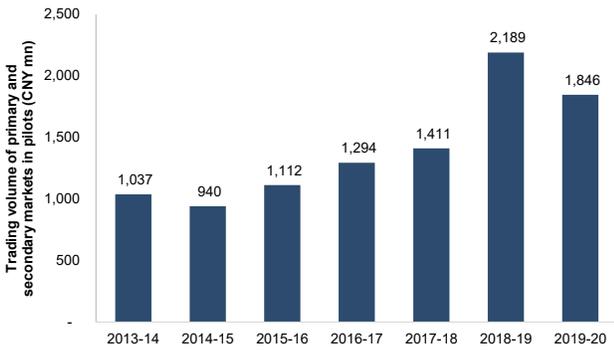
图表 142: ...中国全国碳市场建设正在多地展开试点
全国碳市场试点碳价 (美元/tnCO2eq)



EU includes the UK.

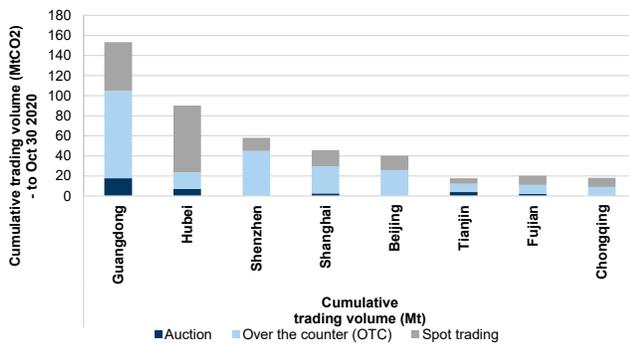
资料来源：世界银行集团

图表 143: 中国全国碳市场试点省市成交额上升, 全国碳市场成交额可能跳跃式上升...
中国全国碳市场一级和二级试点市场的成交额 (人民币百万元)



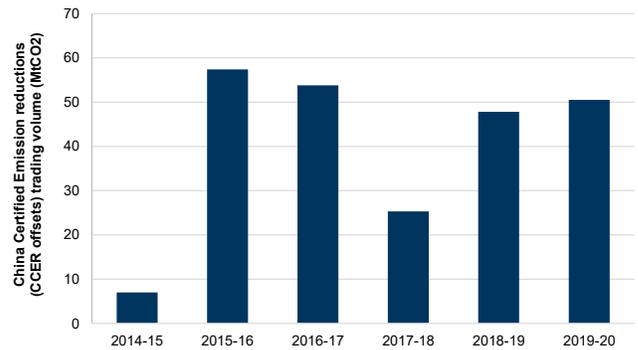
资料来源: 《2020年中国碳价调查报告》

图表 145: 以成交量衡量, 广东省目前在中国全国碳市场试点中规模最大...
中国全国碳市场试点省市累计成交量 (截至2020年10月30日)



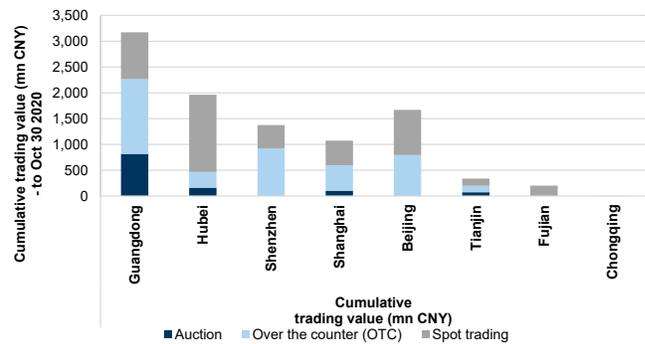
资料来源: 《2020年中国碳价调查报告》

图表 144: ...CCER注册项目数也有所上升, 一、二级市场CCER累计成交量2.56亿吨
核证自愿减排量交易平台(CCER)抵销排放量(MtCO2)



资料来源: 《2020年中国碳价调查报告》

图表 146: ...以成交额来看也如是
中国全国碳市场试点省市累计成交额 (截至2020年10月30日)



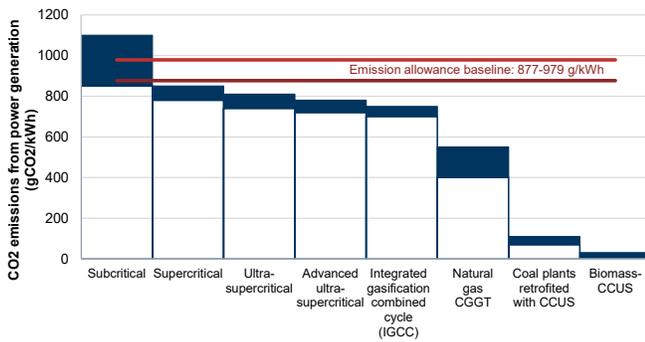
资料来源: 《2020年中国碳价调查报告》

...并且即将启动, 近期公布了多项进展

生态环境部在2021年1月5日举行的媒体吹风会上表示, 全国碳市场第一个履约周期已于2021年1月1日正式启动。全国碳市场最初仅覆盖发电行业, 将根据电厂发电量及其对应的基准线 (基于机组燃料类型及发电技术) 分配配额 (又称许可证)。中国的全国碳市场覆盖将扩大至其他七个行业 (民航、有色金属、钢铁、建材、化工、石化和造纸), 并将成为全球最大的碳市场。

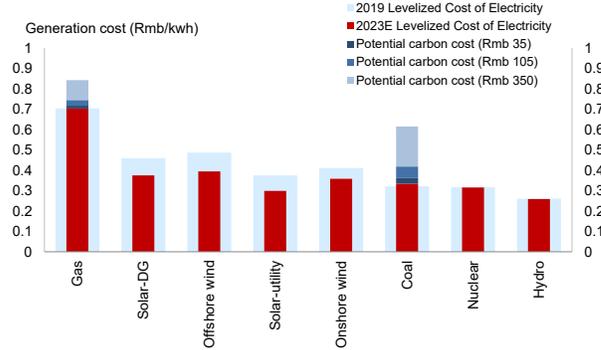
归根结底，全国碳市场带来的利好来自于排放低于基准值企业的多余配额（如“清洁”煤电厂）或者公司CCER项目签发（如可再生能源运营项目）。后者还可能推高可再生能源项目需求，进而带动可再生能源设备需求增加，并利好上游企业。在煤电企业中，全国碳市场对应的基准值可能导致非对称的风险回报，部分企业可能从全国碳市场获益。我们的观点基于拟议基准值及行业目前的排放密度。当前对于常规燃煤机组拟定的碳排放基准值为0.877-0.979 kg/kWh（基于装机容量），这可能对亚临界燃煤电厂（热效率低、排放密度高）带来影响。

图表 147: 全国碳市场拟议碳排放配额基准在短期内可能给低碳、高效燃煤电厂带来利好，对亚临界燃煤电厂最为不利... 各类电厂的二氧化碳排放量区间(gCO₂/kWh)



资料来源：国际能源署，公司数据，高盛全球投资研究部

图表 148: ...也给可再生能源企业带来利好（碳信用还可能使得光伏和风电企业更具财务吸引力），并给化石燃料发电企业带来中长期的成本影响 度电成本（人民币元/kWh）



资料来源：高盛全球投资研究部

生态环境部制定的时间表显示，发电行业首批2,225家企业的2019-20年履约周期截止到2021年12月31日。生态环境部随后发布了两个重要文件（《碳排放权交易管理办法（试行）》和《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》）。生态环境部计划加快建设全国碳市场注册和交易体系。我们的中国清洁能源行业分析师认为，中国上游清洁能源厂商有望受益于习近平主席2020年12月12日在气候雄心峰会上宣布的新的脱碳目标（到2030年，非化石能源占比从20%提升至25%左右）。

基于此前研究，我们的GS SUSTAIN研究团队将这些政策的重点内容概要如下：

- 发电行业是首个纳入全国碳市场第一个履约周期（2021年1月1日启动，截至到2021年12月31日）的行业，并需在履约周期内完成其2019-20年碳配额清缴。
- 在12月30日发布的实施方案中，生态环境部表示首个履约周期涉及首批纳入的2,225家发电行业企业（机组类别范围包括燃煤机组）。而11月20日发布的征求意见稿涉及2,267家排放单位，尽管主要集中在发电行业，该名单还包括化工和造纸等其他行业的自备电厂。
- 12月30日发布的实施方案中，常规燃煤机组的碳排放配额分配基准值为0.877-0.979 tCO₂/MWh，非常规燃煤机组（燃煤矸石、水煤浆）的基准值为1.146 tCO₂/MWh。
- 常规燃煤机组新的基准值比最初提出的基准值更加严格，但我们认为燃煤电厂面临非对称性风险回报的看法仍保持不变。我们预计效率更高的运营商可能从多余配额中获利，因而有望获益于全国碳市场，而少数效率较低的企业则面临更高的履约成本。

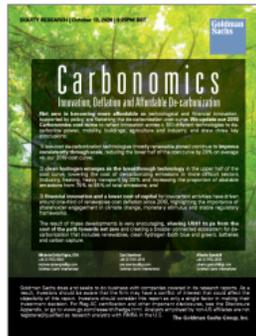
- 2021年1月5日，生态环境部宣布《碳排放权交易管理办法（试行）》将自2021年2月1日起施行（[链接](#)）。如我们此前报告所述，通过引入企业法律责任，此举为排放披露建立起更严格的透明和治理措施。我们的中国清洁能源行业分析师仍然认为，从该管理办法来看，中国上游清洁能源生产商有望获益。
- 各省生态环境部将在2021年1月29日前决定各企业分配配额情况。

资料来源：高盛全球投资研究部

我们还看到，有许多低碳试点省市已提出达峰年份目标：

- 国家低碳省市试点工作于2010年启动，主要由国家应对气候变化战略研究和国际合作中心(NCSC)负责推动。
- 中国在第25次缔约方大会上承诺2030年前达峰之后，试点城市纷纷公布达峰目标，多数提出在2025年前达峰。
- 截至2020年，NCSC表示，共有82个试点省市提出达峰目标，其中提出在2020年和2025年前达峰的分别有18个和42个。

Related Research: Carbonomics



Carbonomics: Innovation, Deflation and Affordable De-carbonization

Oct 13, 2020

Net zero is becoming more affordable as technological and financial innovation, supported by policy, are flattening the de-carbonization cost curve. We update our 2019 Carbonomics cost curve to reflect innovation across c.100 different technologies to de-carbonize power, mobility, buildings, agriculture and industry.



Carbonomics: The Rise of Clean Hydrogen

July 8, 2020

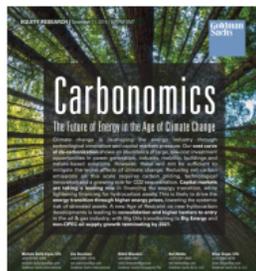
Clean hydrogen is gaining strong political and business momentum, emerging as a major component in governments' net zero plans such as the European Green Deal. This is why we believe that the hydrogen value chain deserves serious focus after three false starts in the past 50 years. In this report we analyze the clean hydrogen company ecosystem, the cost competitiveness of green and blue hydrogen in key applications and its key role in Carbonomics: the green engine of economic recovery.



Carbonomics: The green engine of economic recovery

June 16, 2020

Clean tech has a major role to play in the upcoming economic recovery. Leveraging our Carbonomics cost curve, we estimate that clean tech has the potential to drive US\$1-2 tn pa of green infrastructure investments and create 15-20 mn jobs worldwide, through public-private collaboration. Renewable power will become the largest area of spending in the energy industry in 2021, surpassing upstream oil & gas for the first time in history, driven by bifurcating cost of capital. Rising capital markets engagement in climate change is driving this seismic shift in capital allocation, charging an implied carbon price of US\$40-80/ton for new hydrocarbon developments.



Carbonomics: The Future of Energy in the Age of Climate Change

Dec 11, 2019

Climate change is re-shaping the energy industry through technological innovation and capital markets pressure. Our cost curve of de-carbonization shows an abundance of large, low-cost investment opportunities in power generation, industry, mobility, buildings and nature-based solutions. However, these will not be sufficient to mitigate the worst effects of climate change. A new Age of Restraint on new hydrocarbon developments is leading to consolidation and higher barriers to entry in the oil & gas industry, with Big Oils transitioning to Big Energy and non-OPEC oil supply growth terminating by 2021.

Explore our dedicated theme page:
[Carbonomics >](#)

附录：中国脱碳成本曲线详情

图表 150: 中国脱碳成本曲线，碳减排成本区间（美元/吨二氧化碳当量）和各行业减排潜力（GtCO₂当量）

Conservation carbon abatement routes	Industry	Carbon abatement price - base case	Carbon abatement price - low case	Carbon abatement price - high case	Carbon abatement potential
		(US\$/tnCO ₂ eq)	(US\$/tnCO ₂ eq)	(US\$/tnCO ₂ eq)	(GtCO ₂ eq)
Power generation					
Hydroelectric power, low cost scenario, high coal price	Power generation	-16	-19	-13	0.00
Nuclear power, low cost scenario, high coal price	Power generation	-14	-17	-11	0.03
Hydroelectric power, high cost scenario, high coal price	Power generation	-11	-13	-9	0.00
Hydroelectric power, low cost scenario, base coal price	Power generation	-10	-11	-8	0.00
Nuclear power, low cost scenario, base coal price	Power generation	-8	-9	-6	0.06
Hydroelectric power, high cost scenario, base coal price	Power generation	-4	-5	-3	0.00
Solar power, low cost scenario, high coal price	Power generation	-4	-5	-3	0.15
Hydroelectric power, low cost scenario, low coal price	Power generation	-2	-3	-2	0.00
Onshore wind power, low cost scenario, high coal price	Power generation	-2	-2	-2	0.08
Nuclear power, high cost scenario, high coal price	Power generation	-1	-1	-1	0.03
Nuclear power, low cost scenario, low coal price	Power generation	-1	0	-1	0.03
Solar power, low cost scenario, base coal price	Power generation	3	2	3	0.31
Hydroelectric power, high cost scenario, low coal price	Power generation	3	2	4	0.00
Onshore wind power, low cost scenario, base coal price	Power generation	5	4	6	0.16
Nuclear power, high cost scenario, base coal price	Power generation	6	5	7	0.06
Solar power, medium cost scenario, high coal price	Power generation	10	8	11	0.15
Solar power, low cost scenario, low coal price	Power generation	10	8	12	0.15
Onshore wind power, low cost scenario, low coal price	Power generation	12	10	14	0.08
Nuclear power, high cost scenario, low coal price	Power generation	13	10	16	0.03
Onshore wind power, base cost scenario, high coal price	Power generation	16	13	19	0.08
Solar power, medium cost scenario, base coal price	Power generation	16	13	19	0.31
Solar power, high cost scenario, high coal price	Power generation	21	17	25	0.15
Onshore wind power, base cost scenario, base coal price	Power generation	23	18	27	0.16
Solar power, medium cost scenario, low coal price	Power generation	23	19	28	0.15
Solar power with battery storage, low cost scenario, high coal price	Power generation	26	21	31	0.03
Solar power, high cost scenario, base coal price	Power generation	28	22	33	0.31
Wind power with battery storage, low cost scenario, high coal price	Power generation	28	23	34	0.02
Offshore wind power, low cost scenario, high coal price	Power generation	29	19	40	0.05
Onshore wind power, base cost scenario, low coal price	Power generation	30	19	40	0.08
Solar power with battery storage, low cost scenario, base coal price	Power generation	33	21	44	0.05
Onshore wind power, high cost scenario, high coal price	Power generation	34	22	45	0.08
Wind power with battery storage, low cost scenario, base coal price	Power generation	35	23	47	0.04
Solar power, high cost scenario, low coal price	Power generation	35	23	47	0.15
Offshore wind power, low cost scenario, base coal price	Power generation	36	23	48	0.11
Solar power with battery storage, low cost scenario, low coal price	Power generation	40	26	54	0.03
Onshore wind power, high cost scenario, base coal price	Power generation	40	26	54	0.16
Wind power with battery storage, low cost scenario, low coal price	Power generation	42	27	57	0.02
Offshore wind power, low cost scenario, low coal price	Power generation	43	28	58	0.05
Onshore wind power, high cost scenario, low coal price	Power generation	47	31	64	0.08
Coal power CCUS	Power generation	60	39	81	0.22
Offshore wind power, high cost scenario, high coal price	Power generation	67	44	91	0.05
Offshore wind power, high cost scenario, base coal price	Power generation	74	48	100	0.11
Offshore wind power, high cost scenario, low coal price	Power generation	81	53	109	0.05
Solar power with battery storage, high cost scenario, high coal price	Power generation	87	57	118	0.03
Hydrogen CCGT, switch from low gas price	Power generation	92	60	125	0.03
Solar power with battery storage, high cost scenario, base coal price	Power generation	94	61	127	0.05
Wind power with battery storage, high cost scenario, high coal price	Power generation	100	65	135	0.02
Solar power with battery storage, high cost scenario, low coal price	Power generation	101	66	137	0.03
Wind power with battery storage, high cost scenario, base coal price	Power generation	106	69	144	0.04
Wind power with battery storage, high cost scenario, low coal price	Power generation	114	74	153	0.02
Hydrogen CCGT, switch from base gas price	Power generation	116	75	157	0.03
Solar power with hydrogen storage, low cost scenario, high coal price	Power generation	117	76	157	0.03
Onshore wind power with hydrogen storage, low cost scenario, high coal price	Power generation	119	77	160	0.02
Solar power with hydrogen storage, low cost scenario, base coal price	Power generation	123	80	166	0.05
Onshore wind power with hydrogen storage, low cost scenario, base coal price	Power generation	125	81	169	0.04
Solar power with hydrogen storage, low cost scenario, low coal price	Power generation	130	85	176	0.03
Onshore wind power with hydrogen storage, low cost scenario, low coal price	Power generation	132	86	179	0.02
Hydrogen CCGT, switch from high gas price	Power generation	140	91	189	0.07
Solar power with hydrogen storage, high cost scenario, high coal price	Power generation	202	131	272	0.03
Solar power with hydrogen storage, high cost scenario, base coal price	Power generation	208	135	281	0.05
Onshore wind power with hydrogen storage, high cost scenario, high coal price	Power generation	214	139	289	0.02
Solar power with hydrogen storage, high cost scenario, low coal price	Power generation	216	140	291	0.03
Onshore wind power with hydrogen storage, high cost scenario, base coal price	Power generation	221	144	298	0.04
Onshore wind power with hydrogen storage, high cost scenario, low coal price	Power generation	228	148	308	0.02
Transport					
Switch aircraft to one of highest efficiency	Transport	40	6	91	0.01
LNG in shipping	Transport	68	21	115	0.01
Hydrogen FCEV truck, long-haul	Transport	219	164	273	0.11
Marine biofuels	Transport	235	215	254	0.00
Biofuels on road transport	Transport	268	179	357	0.01
City Buses to electric buses	Transport	299	260	324	0.07
Clean ammonia fuel-run ships	Transport	319	250	393	0.02
Truck to electric, short-haul	Transport	428	389	454	0.14
Truck to electric, medium-haul	Transport	454	415	480	0.02
Switch to hydrogen FCE train	Transport	474	232	717	0.03
Aviation biofuels	Transport	564	498	630	0.06
Gasoline vehicle to EV, urban	Transport	967	720	1,226	0.34
Gasoline vehicle to EV, rural	Transport	1,170	776	1,721	0.14

资料来源：高盛全球投资研究部

Conservation carbon abatement routes	Industry	Carbon abatement price - base case	Carbon abatement price - low case	Carbon abatement price - high case	Carbon abatement potential
Industry & industrial waste					
Non-ferrous metals secondary production through scrap/recycling	Industry & waste	-121	-146	-97	0.23
Efficiency gains and circular economy (plastics recycling) in chemicals	Industry & waste	-58	-70	-46	0.09
Switch from coal to natural gas+CCUS based process in ammonia	Industry & waste	39	31	47	0.04
Textiles manufacturing efficiency gains	Industry & waste	45	32	59	0.40
Switch from coal to natural gas+CCUS processes in chemicals (HVCs, methanol)	Industry & waste	52	41	62	0.03
Efficiency gains and waste reduction in manufacturing processes (low cost)	Industry & waste	58	41	75	0.19
Inert anodes for non-ferrous metals processing	Industry & waste	68	55	82	0.03
Switch from BF-BOF (coal) to natural gas DRI-EAF (with zero carbon electricity) in steel	Industry & waste	79	63	94	0.22
Fuel switch to biomass & waste in cement	Industry & waste	81	65	97	0.35
Other industrial CCUS	Industry & waste	90	60	130	0.32
Retrofit BF-BOF (coal) with charcoal/biomass furnace for fuel/feedstock in steel	Industry & waste	91	73	110	0.06
Switch from BF-BOF (coal) to scrap-EAF process in steel	Industry & waste	102	81	122	0.85
Switch to electrolysis hydrogen process in chemicals (HVCs, methanol)	Industry & waste	127	102	153	0.13
CCUS in cement	Industry & waste	130	104	156	0.70
Non-ferrous metals CCUS	Industry & waste	140	98	182	0.12
Electrification of heat in industrial processes	Industry & waste	145	75	345	0.39
Efficiency gains and waste reduction in manufacturing processes (medium cost)	Industry & waste	170	119	221	0.19
Switch to electrolysis hydrogen process in ammonia	Industry & waste	205	123	287	0.07
Switch from BF-BOF (coal) to hydrogen DRI-EAF process in steel	Industry & waste	220	176	264	0.85
Efficiency gains and waste reduction in manufacturing processes (high cost)	Industry & waste	350	245	455	0.19
Reducing clinker to cement in cement process	Industry & waste	363	290	435	0.10
Switch to biogas/biomass fuel and feedstock in ammonia	Industry & waste	427	341	512	0.03
Switch to biogas/biomass for fuel and feedstock in chemicals (HVCs, methanol)	Industry & waste	523	419	628	0.18
Buildings					
LED and increased efficiency, commercial buildings	Buildings	-77	-96	-58	0.03
LED and increased efficiency, residential	Buildings	-67	-83	-50	0.05
Insulation (cavity and wall), commercial buildings	Buildings	-58	-72	-43	0.02
Insulation (cavity and wall), new build	Buildings	-50	-63	-38	0.02
HVAC Systems/thermostat & smart meters efficiency gains, commercial buildings	Buildings	-48	-60	-36	0.01
HVAC Systems/thermostat & smart meters efficiency gains, new builds	Buildings	-42	-52	-31	0.01
HVAC Systems/thermostat & smart meters efficiency gains, retrofit	Buildings	-32	-40	-24	0.01
Insulation (cavity and wall), retrofit	Buildings	-20	-25	-15	0.02
Solar thermal renewable heat, commercial buildings	Buildings	38	29	48	0.01
Solar thermal renewable heat	Buildings	45	34	56	0.10
BACS systems/efficiency gains/BAT appliances residential	Buildings	159	120	199	0.11
BACS systems/efficiency gains/BAT appliances commercial	Buildings	183	138	229	0.02
Switch from coal boiler to natural gas boiler, retrofit	Buildings	232	174	290	0.04
Switch from coal boiler to natural gas boiler, commercial buildings	Buildings	239	179	299	0.02
Switch from coal boiler to natural gas boiler, new build	Buildings	281	211	352	0.02
Heat pumps for water heating (ground source), commercial buildings	Buildings	317	238	396	0.00
Heat pumps for water heating (ground source)	Buildings	373	280	466	0.00
Switch from coal boiler to hydrogen boiler, commercial buildings	Buildings	497	373	622	0.05
Switch from coal boiler to heat pump (renewable electricity), commercial buildings	Buildings	538	404	673	0.03
Switch from coal boiler to hydrogen boiler, new build	Buildings	585	439	731	0.05
Switch from coal boiler to hydrogen boiler, retrofit	Buildings	593	444	741	0.10
Switch from coal boiler to heat pump (renewable electricity), new build	Buildings	633	475	791	0.03
Switch from coal boiler to heat pump (renewable electricity), retrofit	Buildings	749	562	936	0.02
Agriculture, Forestry and Other Land uses (AFOLU)					
Fire & disaster improved management practices	Agriculture, forestry & other land uses	10	6	14	0.04
Reduced soil erosion, salinization and compaction	Agriculture, forestry & other land uses	35	21	49	0.34
Improved cropland management practices	Agriculture, forestry & other land uses	42	25	59	0.10
Improved grazing land management practices	Agriculture, forestry & other land uses	58	35	81	0.02
Improved livestock management practices	Agriculture, forestry & other land uses	120	72	168	0.25

资料来源：高盛全球投资研究部

信息披露附录

申明

我们, Michele Della Vigna, CFA, Zoe Stavrinou, 杨硕, Ph.D., Amber Cai, 在此申明, 本报告所表述的所有观点准确反映了我们对上述公司或其证券的个人看法。此外, 我们的薪金的任何部分不曾与, 不与, 也将不会与本报告中的具体推荐意见或观点直接或间接相关。

本报告首页所列作者为高盛全球投资研究部分析师, 除非另有说明。

高盛要素概要

高盛要素概要部分通过将一只股票的主要指标与市场(即我们的覆盖范围)和可比同业相比较来评价该股的投资背景。四个主要指标是增长、财务回报、估值倍数(估值)和综合状况(增长、财务回报、估值倍数的综合情况)。增长、财务回报和估值倍数是运用每只股票具体指标的标准化排名计算。随后取这些指标标准化排名的均值并转化为相关指标的百分位。每项指标的具体计算方式可能随着财务年度、行业和所属地区的不同而有所变化, 但标准方法如下:

增长指标是基于一只股票的预期销售增速、EBITDA增速和每股盈利增速(金融股仅采用每股盈利和销售增速), 较高的百分位表示公司增长较快。财务回报是基于一只股票的预期净资产回报率、ROCE和CROCI(金融股仅采用净资产回报率), 较高的百分位表示公司的财务回报较高。估值倍数基于一只股票的预期市盈率、市净率、股价/股息、EV/EBITDA、EV/FCF、EV/DACF(EV/经债务调整的现金流)(金融股仅采用市盈率、市净率和股价/股息), 较高的百分位表示公司的估值倍数较高。综合状况百分位为增长百分位、财务回报百分位和(100%-估值倍数百分位)的平均值。

财务回报和估值倍数使用高盛分析师在财政年度末对未来至少3个季度的预测。增长使用未来至少7个季度的财政年度预测与未来至少3个季度的财政年度预测的比较(所有指标均使用每股数据)。

如需了解高盛要素概要更具体的计算, 请联络您的高盛代表。

并购评分

在我们的全球覆盖范围内, 我们使用并购框架来分析股票, 综合考虑定性和定量因素(各行业和地区可能会有所不同)以计入某些公司被收购的可能性。然后我们按照从1到3对公司进行并购评分, 其中1代表公司成为并购标的的概率较高(30%-50%), 2代表概率为中等(15%-30%), 3代表概率较低(0%-15%)。对于评分为1或2的公司, 我们按照研究部统一标准将并购因素体现在我们的目标价格当中。并购评分为3被认为意义不大, 因此不予体现在我们的目标价格当中, 分析师在研究报告中可以予以讨论或不予讨论。

Quantum

Quantum是提供具体财务报表数据历史、预测和比率的高盛专有数据库, 它可以用于对单一公司的深入分析, 或在不同行业和市场的公司之间进行比较。

信息披露

评级分布/投资银行关系

高盛投资研究部的全球研究覆盖范围

	评级分布			投资银行关系		
	买入	持有	卖出	买入	持有	卖出
全球	49%	35%	16%	64%	57%	54%

截至2021年01月1日, 高盛全球投资研究部对3,072种股票评定了投资评级。高盛给予股票在各种地区投资名单中的买入和卖出评级; 未给予这些评级的股票被视为中性评级, 根据FINRA的披露要求, 这些评级分别对应买入, 持有及卖出。详情见以下“公司评级, 研究范围和相关定义”部分。投资银行关系表反映了高盛在过去12个月已提供投资银行服务的公司在各评级类别中所占的比例。

法定披露

美国法定披露

任何本报告中研究企业所需的特定公司法定披露见上文: 包括即将进行交易的承销商或副承销商, 1%或其他股权, 特定服务的补偿, 客户关系种类, 之前担任承销商或副承销商的公开发行, 担任董事, 担任股票做市及/或专家的角色。高盛担任或可能担任本报告中所涉及发行方的债券(或相关衍生品)的交易对手。

以下为额外要求的披露: 股权及重大利益冲突: 高盛的政策为禁止其分析师、分析师属下专业人员及其家庭成员持有分析师负责研究的任何公司的证券。分析师薪酬: 分析师薪酬部分取决于高盛的盈利, 其中包括投资银行的收入。分析师担任高级职员或董事: 高盛的政策通常禁止其分析师、分析师属下人员及其家庭成员担任分析师负责研究的任何公司的高级职员、董事或顾问。非美国分析师: 非美国分析师可能与高盛无关联, 因此可以不受FINRA 2241条FINRA 2242条对于与所研究公司的交流、公开露面及持有交易证券的限制。

评级分布: 见上文评级分布披露。价格表: 见上文价格表, 其中包括之前的评级变化和价格目标的变化, 若为电子报告, 或本报告分析对象包含多家公司, 请参阅高盛网站: <https://www.gs.com/research/hedge.html>。

美国以外司法管辖区规定的额外披露

以下除了根据美国法律法规规定作出的上述信息披露之外其他司法管辖区法律所要求的披露。澳大利亚: Goldman Sachs Australia Pty Ltd及其相关机构不是澳大利亚经授权的存款机构(1959年《银行法》所定义), 因此不在澳大利亚境内提供银行服务, 也不经营银行业务。本研究报告或本报告的其他形式内容只可分发予根据澳大利亚公司法定义的“批发客户”, 在事先获得高盛许可的情况下可以有例外。在撰写研究报告期间, Goldman Sachs Australia 全球投资研究部的职员可能参与本研究报告中所讨论证券的发行公司或其他实体组织的现场调研或会议。在某些情况下, 如果视具体情形 Goldman Sachs Australia 认为恰当或合理, 此类调研或会议的成本可能部分或全部由该证券发行人承担。如本报告内容包含任何金融产品建议, 则该建议仅为一般建议, 且高盛提出该建议时并未考虑客户的目标、财务状况或需求。客户在就此类建议采取行动之前, 应结合其自身目标、财务状况和需求来考虑该建议的适当性。高盛澳大利亚和新西兰的利益披露, 以及高盛澳大利亚卖方研究独立性制度声明请参见

<https://www.goldmansachs.com/disclosures/australia-new-zealand/index.html>。巴西: 与CVM Instruction 598相关的信息披露请参阅

<https://www.gs.com/worldwide/brazil/area/gir/index.html>。根据CVM Instruction 598第20条, 在适用的情况下, 对本研究报告内容负主要责任的巴西注册分析师为本报告开头部分标明的第一作者, 除非报告末另有说明。加拿大: Goldman Sachs Canada Inc. 是高盛集团的关联机构, 因此被包含在高盛相关的特定公司信息披露中(定义见上文)。如果Goldman Sachs Canada Inc. 向其客户分发该研究报告, 则Goldman Sachs Canada Inc. 已批准本报告, 并同意承担有关责任。香港: 可从高盛(亚洲)有限责任公司获取有关本报告中研究公司的证券的额外资料。印度: 可从高盛(印度)证券私人有限公司

(分析师 印度证券交易委员会(SEBI) 编号INH00001493, 地址951-A, Rational House, Appasaheb Marathe Marg, Prabhadevi, Mumbai 400 025, India, 公司编号 U74140MH2006FTC160634, 电话 +91 22 6616 9000, 传真 +91 22 6616 9001) 获取有关本报告中研究对象或所提及公司的额外资料。高盛可能持有本报告中研究对象或所提及公司的证券(1956年印度《证券合同(管理)法》条款2(h)之定义)的1%或更高比例。日本: 见下文。韩国: 除非高盛另行同意, 本报告无论以何种方式取得, 仅供《金融服务与资本市场法》定义的“专业投资者”使用。可从高盛(亚洲)有限责任公司首尔分公司获取有关本研究报告所研究公司的额外资料。新西兰: Goldman Sachs New Zealand Limited及其关联机构并非1989年新西兰储备银行法定义的“注册银行”或“存款机构”。本研究报告以及本报告的其他形式内容只可分发给2008年财务顾问法案定义的“批发客户”, 在事先获得高盛许可的情况下可以有例外。高盛澳大利亚和新西兰的利益披露请参见 <https://www.goldmansachs.com/disclosures/australia-new-zealand/index.html>。俄罗斯: 在俄罗斯联邦分发的研究报告并非俄罗斯法律所定义的广告, 而是以产品推广为主要目的的信息和分析, 也不属于俄罗斯法律所界定的评估行为。研究报告不构成俄罗斯法律所定义的个性化投资建议, 并非针对某个具体客户, 在报告准备阶段也未分析客户的财务状况、投资特征或风险特征。高盛不对某个客户或任何其他人基于本报告可能做出的任何投资决策承担责任。新加坡: 高盛(新加坡)私人公司(公司编号: 198602165W)(受新加坡金融管理局监管)为本研究报告承担法律责任, 若有由本研究报告所引发或与本研究报告相关的任何事宜, 请联系高盛(新加坡)私人公司。台湾: 本信息仅供参考, 未经许可不得翻印。投资者应当谨慎考虑他们自身的投资风险, 投资结果由投资者自行负责。英国: 在英国根据金融市场行为监管局的定义可被分类为私人客户的人士参阅本报告的同时应当参阅高盛以往对本报告研究企业的研究报告, 并应当参考高盛国际已经发给这些客户的风险警告资料。该风险警告资料副本, 以及本报告中采用部分金融术语的解释可向高盛国际索取。

欧盟和英国: 与欧盟委员会实施条例(EU) (2016/958)(欧盟议会和欧盟理事会条例(EU) No 596/2014的补充条款, 规定了有关投资建议或其他投资策略的推荐或建议之信息的客观陈述, 以及对特定利益或利益冲突进行披露的技术安排应达到的监管技术标准; 英国脱离欧盟和欧洲经济区之后该实施条例被纳入英国国内法律法规)第6(2)条相关的披露信息可在<https://www.gs.com/disclosures/europeanpolicy.html>上获取, 该网址介绍在处理和投资研究有关的利益冲突时应参照的欧洲政策。

日本: 高盛证券株式会社是依据《金融工具与交易法》、在关东财务局注册(注册号: No. 69)的金融工具交易商, 同时也是日本证券业协会和日本金融期货业协会的成员。股票买卖需要缴纳与客户事先约定的佣金及消费税。关于日本证券交易所、日本证券交易商协会或日本证券金融公司所要求的适用的信息披露, 请参见与公司有关的法定披露部分。

公司评级、研究范围和相关定义

买入、中性、卖出: 分析师建议将评为买入或卖出的股票纳入地区投资名单。一只股票在投资名单中评为买入或卖出由其相对于所属研究范围的总体潜在回报决定。任何未获得买入或卖出评级且拥有活跃评级(即不属于暂停评级、暂无评级、暂停研究或没有研究的股票)的股票均被视为中性评级。每个地区投资评估委员会管理着地区强力买入或卖出名单, 该名单以总体潜在回报规模和/或实现回报的可能性为主要依据确立各自研究范围内的投资建议。将股票加入或移出此类强力买入或卖出名单并不意味着分析师对这些股票的投资评级发生了改变。

总体潜在回报: 代表当前股价低于或高于一定时间范围内预测目标价格的幅度, 包括所有已付或预期股息。分析师被要求对研究范围内的所有股票给出目标价格。总体潜在回报、目标价格及相关时间范围在每份加入投资名单或重申维持在投资名单的研究报告中都有注明。

研究范围: 每个研究范围的所有股票名单可登陆<https://www.gs.com/research/hedge.html>通过主要分析师、股票和研究范围进行查询。

暂无评级(NR): 在高盛于涉及该公司的一项合并交易或战略性交易中担任咨询顾问时并在某些其他情况下, 投资评级和目标价格已经根据高盛的政策予以除去。暂停评级(RS): 由于缺乏足够的基础去确定投资评级或价格目标, 或在发表报告方面存在法律、监管或政策的限制, 我们已经暂停对这种股票给予投资评级和价格目标。此前对这种股票作出的投资评级和价格目标(如有的话)将不再有效, 因此投资者不应依赖该等资料。暂停研究(CS): 我们已经暂停对该公司的研究。没有研究(NC): 我们没有对该公司进行研究。不存在或不适用(NA): 此资料不存在或不适用。无意义(NM): 此资料无意义, 因此不包括在报告内。

全球产品; 分发机构

高盛全球投资研究部在全球范围内为高盛的客户制作并分发研究产品。高盛分布在其全球各办事处的分析师提供行业和研究, 以及宏观经济、货币、商品及投资组合策略的研究。本研究报告在澳大利亚由Goldman Sachs Australia Pty Ltd (ABN 21 006 797 897) 分发; 在巴西由Goldman Sachs do Brasil Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.分发; Ombudsman Goldman Sachs Brazil: 0800 727 5764和/或 ouvidoriagoldmansachs@gs.com。工作日(假期除外)上午9点至下午6点。Ouidoria Goldman Sachs Brasil: 0800 727 5764 e/ou ouvidoriagoldmansachs@gs.com。Horário de funcionamento: segunda-feira à sexta-feira (exceto feriados), das 9h às 18h; 在加拿大由Goldman Sachs Canada Inc或高盛集团分发; 在香港由高盛(亚洲)有限责任公司分发; 在印度由高盛(印度)证券私人有限公司分发; 在日本由高盛证券株式会社分发; 在韩国由高盛(亚洲)有限责任公司首尔分公司分发; 在新西兰由Goldman Sachs New Zealand Limited 分发; 在俄罗斯由高盛OOO 分发; 在新加坡由高盛(新加坡)私人公司(公司号: 198602165W)分发; 在美国由高盛集团分发。高盛国际已批准本研究报告在英国和欧盟分发。

欧盟: 高盛国际(由审慎监管局授权并接受金融市场行为监管局和审慎监管局的监管)已批准本研究报告在欧盟和英国分发。

自英国脱离欧盟和欧洲经济区生效之日(“英国脱欧日”)起, 分发机构将包括:

高盛国际(由审慎监管局授权并接受金融市场行为监管局和审慎监管局的监管)已批准本研究报告在英国分发。

欧洲经济区: 由高盛国际(由审慎监管局授权并接受金融市场行为监管局和审慎监管局的监管)向欧洲经济区内的以下司法管辖区分发研究报告: 卢森堡大公国、意大利、比利时王国、丹麦王国、挪威王国、芬兰共和国、葡萄牙、塞浦路斯共和国和爱尔兰共和国; 由GS - Succursale de Paris (巴黎分公司); 自英国脱欧日起, 该机构将由法国审慎监管管理局授权并接受审慎监管管理局和金融市场管理局的监管)在法国分发研究报告; 由GSI - Sucursal en España (马德里分公司); 在西班牙由国家证券委员会授权)在西班牙王国分发研究报告; 由GSI - Sweden Bankfilial (斯德哥尔摩分公司); 由瑞典金融监管局按照瑞典证券法(Sw. lag (2007:528) om värdepappersmarknaden)第4章第4节作为“第三国分公司”授权)在瑞典王国分发研究报告; Goldman Sachs Bank Europe SE是一家在德国注册成立的信贷机构, 在单一监管机制下接受欧洲央行的直接审慎监督, 在其他方面接受德国联邦金融监管局(Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, BaFin)和德国联邦银行的监督, 由该机构向德意志联邦共和国和欧洲经济区内高盛国际未获授权分发研究报告的司法管辖区分发研究报告, 此外, 由GSBE哥本哈根分公司filial af GSBE, Tyskland (接受丹麦金融监管局的监督)在丹麦王国分发研究报告; 由GSBE - Sucursal en España (马德里分公司; 在有限范围内接受西班牙银行的地方监督)在西班牙王国分发研究报告; 由GSBE - Succursale Italia (米兰分公司; 在相关适用范围内, 接受意大利银行(Banca d'Italia)和意大利金融市场监管局(Commissione Nazionale per le Società e la Borsa “Consob”)的地方监督)在意大利分发研究报告; 由GSBE - Succursale de Paris (巴黎分公司; 接受金融市场管理局和审慎监管管理局的监督)在法国分发研究报告; 由GSBE - Sweden Bankfilial (斯德哥尔摩分公司; 在一定范围内接受瑞典金融监管局(Finansinspektionen)的地方监督)在瑞典王国分发研究报告。

一般性披露

本研究报告仅供我们的客户使用。除了与高盛相关的披露, 本研究报告是基于我们认为可靠的目前已公开的信息, 但我们不保证该信息的准确性和完整性, 客户也不应该依赖该信息是准确和完整的。报告中的信息、观点、估算和预测均截至报告的发表日, 且可能在不事先通知的情况下进行调整。我们会适时地更新我们的研究, 但各种规定可能会阻止我们这样做。除了一些定期出版的行业报告之外, 绝大多数报告是在分析师认为适当的时候不定期地出版。

高盛是一家集投资银行、投资管理和证券经纪业务于一身的全球性综合服务公司。高盛全球投资研究部所研究的大部分公司与我们保持着投资银行业务和其它业务关系。美国证券经纪交易商高盛是SIPC的成员(<https://www.sipc.org>)。

我们的销售人员、交易员和其它专业人员可能会向我们的客户及自营交易部提供与本研究报告中的观点截然相反的口头或书面市场评论或交易策略。我们的资产管理部、自营交易部和投资业务部可能会做出与本报告的提议或表达的意见不一致的投资决策。

本报告中署名的分析师可能已经与包括高盛销售人员和交易员在内的我们的客户讨论，或在本报告中讨论交易策略，其中提及可能会对本报告讨论的证券市场价格产生短期影响的推动因素或事件，该影响在方向上可能与分析师发布的股票目标价格相反。任何此类交易策略都区别于且不影响分析师对于该股的基本评级，此类评级反映了某只股票相对于报告中描述的研究范围内股票的回报潜力。

我们以及我们的关联机构、高级职员、董事和雇员，不包括股票分析师和信贷分析师，将不时地对本研究报告所涉及的证券或衍生工具持有多头或空头头寸，担任上述证券或衍生工具的交易对手，或买卖上述证券或衍生工具。

在高盛组织的会议上的第三方演讲嘉宾（包括高盛其它部门人员）的观点不一定反映全球投资研究部的观点，也并非高盛的正式观点。

在此提到的任何第三方，包括销售人员、交易员和其它专业人士或其家庭成员，可能持有本报告提及的且与本报告分析师所表达的观点不一致的产品头寸。

在任何要约出售股票或征求购买股票要约的行为为非法的司法管辖区内，本报告不构成该等出售要约或征求购买要约。本报告不构成个人投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及(若有必要)寻求专家的意见，包括税务意见。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。过去的表现并不代表未来的表现，未来的回报也无法保证，投资者可能会损失本金。外汇汇率波动有可能对某些投资的价值或价格或来自这一投资的收入产生不良影响。

某些交易，包括牵涉期货、期权和其它衍生工具的交易，有很大的风险，因此并不适合所有投资者。投资者可以向高盛销售代表取得或通过

<https://www.theocc.com/about/publications/character-risks.jsp>和

https://www.fiadocumentation.org/fia/regulatory-disclosures_1/fia-uniform-futures-and-options-on-futures-risk-disclosures-booklet-pdf-version-2018取得当前期权和期货的披露文件。对于包含多重期权买卖的期权策略结构产品，例如，期权差价结构产品，其交易成本可能较高。与交易相关的文件将根据要求提供。

全球投资研究部提供的不同服务层级：根据您对接收沟通信息的频率和方式的个人偏好、您的风险承受能力、投资重心和视角（例如整体市场、具体行业、长线、短线）、您与高盛的整体客户关系的规模和范围、以及法律法规限制等各种因素，高盛全球投资研究部向您提供的服务层级和类型可能与高盛提供给内部和其他外部客户的服务层级和类型有所不同。例如，某些客户可能要求在关于某个证券的研究报告发表之时收到通知，某些客户可能要求我们将内部客户网上提供的分析师基本面分析背后的某些具体数据通过数据流或其它途径以电子方式发送给他们。分析师基本面研究观点（如股票评级、目标价格或盈利预测大幅调整）的改变，在被纳入研究报告、并通过电子形式发表在内部客户网上或通过其它必要方式向有权接收此类研究报告的所有客户大范围发布之前，不得向任何客户透露。

所有研究报告均以电子出版物的形式刊登在我们的内部客户网上并向所有客户同步提供。并非所有研究内容都转发给我们的客户或者向第三方整合者提供，高盛也并不对由第三方整合者转发的我们研究报告承担任何责任。如需了解可向您提供的有关一个或多个证券、市场或资产类别的研究报告、模型或其它数据（包括相关服务），请联络您的高盛销售代表或登陆<https://research.gs.com>。

披露信息可以查阅<https://www.gs.com/research/hedge.html>或向研究合规部索取，地址是200 West Street, New York, NY 10282。

高盛版权所有 © 2021年

未经高盛集团公司事先书面同意，本材料的任何部分均不得(i)以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或(ii)再次分发。