

ON THE ROAD TO NET ZERO

迈向净零碳排之路



首席分析师的话

第21届气候变迁缔约国大会 (COP21) 于2015年通过《巴黎协定》，约定「将全球平均气温升幅控制在不超过工业化前水平之2°C以内，并致力于控制在1.5°C内之目标」。然而，政府间气候变迁问题小组 (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) 在2021年的报告中公布，1.5°C的限制约在2030年就会被超越，为气候变迁议题大敲警钟。

有鑑于此，各国纷纷加大气候行动力度，促使2020年至2022年成为全球积极迈向净零碳排的重要时期。2020年9月联合国代表大会中，中国国家主席习近平宣布中国计划在2060年前实现碳中和 (carbon neutral)、美国重返巴黎协定、以及COP26新的《格拉斯哥气候公约》 (Glasgow Climate Pact) 承认需要在这十年内大幅减少碳排，并首次将「逐步减少化石燃料」写入最终文本，皆标志了新能源时代的降临。

目前国际主要能源消耗大国多已订立于2050年至2060年间达到净零碳排的时程表，多数国家也在2030年至2040年间设下检视节点。与此同时，光伏与风力发电皆已降至与传统能源相比极具竞争力的成本水位，加上后疫情时代的经济情势、国际间的纷争与能源短缺，在2022年把再生能源推向高速增长。此现象除了揭示储能发展的势在必行，也显现光伏与风力搭配储能走向平价的趋势将带领各国往净零碳排目标前行。

作为再生能源领域的领先调研机构，InfoLink Consulting透过对比新能源与传统能源成本、梳理各国政府目标与再生能源产业情势，力求建立并深化资讯让世界更清楚看到现阶段能源转型的步调与风貌，也期望能帮助能源业界在全球转型浪潮把握趋势与机遇。



林嫣容

董事长暨首席分析师

InfoLink
CONSULTING

00	首席分析师的话	I
	关于 InfoLink	II
	产品服务	III
	序	01

	光伏	06	01
	1.1 需求	08	
	1.2 供应链	14	
	1.3 LCOE	26	
	1.4 IRA	35	

02	风力	43
	2.1 需求	45
	2.2 供应链	52
	2.3 LCOE	58
	2.4 IRA	71

	储能	74	03
	3.1 需求	76	
	3.2 供应链	83	
	3.3 LCOE	87	
	3.4 IRA	92	

SUM	结论	97
	名词解释	103
	图目录	104
	表目录	105

PREFACE

序

2050年前全球要增加多少再生能源装机量才够？

InfoLink根据《巴黎协定》的目标，测算「将气温控制在工业化前水平的2°C以内」及「致力控制在1.5°C内」两个情境，加上全球能源需求持续增加的背景下，到2050年前共需要增加的再生能源装机容量；同时，也将根据目前全球的再生能源预期装机量，来检视全球是否能够达到《巴黎协定》、甚至是更低的气温控制目标。

在经济持续发展下，全球对能源的需求持续提高。InfoLink以2019年的电力需求26,937 TWh、2050年前全球电力的年复合成长率约2.5%的假设进行测算，得出2030年的电力需求为35,343 TWh，2050年则会达到57,914 TWh。但根据统计，2019年全球的再生能源每年仅能提供9,928 TWh的电力，要满足新增的电力需求和减排目标，仍有相当大的提升空间。

以目前较多国家设下政策节点的2030年来看，要将温度控制在2°C、1.5°C分别需要减排888亿及2,076亿吨的当量二氧化碳；而当前发电所造成的碳排约佔总碳排的三成，即安装再生能源在两情境下最多可协助减少266亿及622亿吨的当量二氧化碳。以佔比较大的光伏、风力以及其他再生能源进行测算，若要达成2°C及1.5°C的减碳目标，2030年分别要达到3,409 GW及6,887 GW再生能源累计装机量。

以目前全球进度而言，InfoLink预估2030年全球的再生能源装机量有望达到9,145 GW，达成再生能源在2030年发电侧的减排目标。如果想要达到更高的减排目标，如将温度控制在1°C内，2030年则需要累计10,959 GW的再生能源装机量，以目前的进度仍有进步空间。

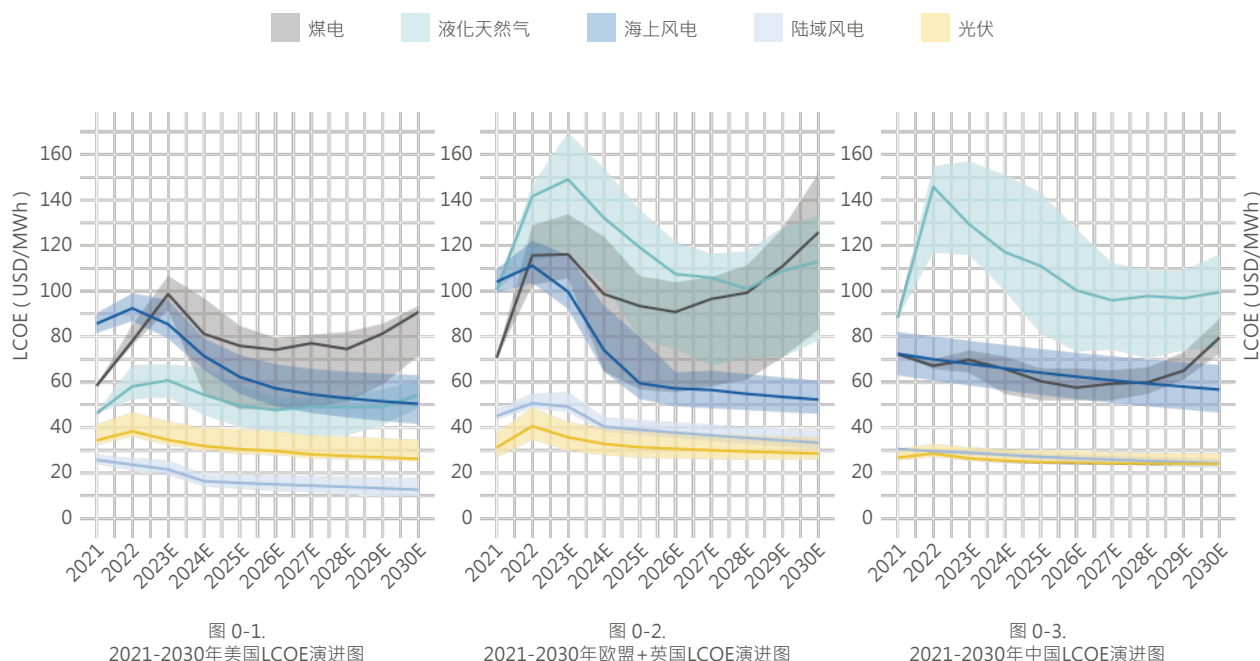
传统能源度电成本变化

目前国际上使用的传统能源以煤炭和天然气为大宗，但在能源转型的浪潮下，燃烧时会产生更多污染的燃煤电厂已被各国列入淘汰的时程；而天然气虽然可作为再生能源大量普及前过渡时期的替代能源，但在技术上并无更大的突破，成本下降也不明显。

然而，除了受到硬体技术、经济环境而影响财务成本外，目前传统能源面临发电成本波动最显著来自于其燃料成本的变化过大。天然气和煤炭皆为大宗商品，价格受到各式原因影响。首先是各市场的资源条件不同，如美国本身的天然资源丰富，煤炭和天然气的价格明显低于其他地区；而欧洲和中国的天然气依赖进口，价格较高且波动大。其他如国际政治经济、原油价格都会造成煤炭和天然气的价格波动，连带影响煤炭、天然气发电的成本。

2020年全球在新冠疫情的影响下，商品需求降低，天然气和煤炭价格也显著下降，但在全球政府宽松政策、疫情解封下，商品需求再起，再次带动大宗原物料价格上调，天然气和煤炭价格也跟着上涨。到了2022年，受到乌俄冲突影响，俄罗斯对欧洲的天然气供应大幅减少，欧洲转而从海外进口天然气和增加其他电力供应来源，以及国际制裁下停止采购俄国煤炭，都导致了天然气、煤炭的价格大幅飙升，ICE煤炭价格年涨幅近五倍，欧洲天然气涨幅更是高达十倍以上，燃料成本大幅上升的状况下，传统能源发电成本大幅上涨。

另一方面，近年环保意识的抬头，对于燃煤、天然气等温室气体排放量高的传统能源，国际纷纷祭出了碳税等措施，增加电厂营运的成本。虽然各国对传统能源征收碳税的态度明确，但是考量自身能源转型的速度、企业获利等，都有给予企业部分免费的配额。目前对碳税征收最积极为欧盟，但因提供免费配额，预估碳税实际对电厂营运成本的影响在2027年开始逐渐发酵，而其他尚未全国统一实施碳税的国家，则会受到欧盟碳关税的影响，为避免碳关税造成的贸易壁垒，预期未来也会加入征税的行列。因此，除煤炭、天然气等大宗原物料受到景气影响造成的波动外，预期在2027年前后，传统能源的发电成本将会因碳排而被课征碳税，成本再次提高，且政府为了达到实质的减碳目标，政府对于碳税的订价将逐步提高，造成传统化石能源的发电成本随之提升。



碳税计算说明

InfoLink碳税估算基础以2025前燃煤每度电产生0.82公斤，天然气每度电产生0.49公斤二氧化碳当量；2026年后燃煤每度电产生0.74公斤，天然气每度电产生0.41公斤二氧化碳当量。

中国政府目标在2030年碳达峰，因此目前预测碳价的变化将会以避免因碳税造成的贸易壁垒做标准，InfoLink碳价变化计算基准采用巴黎协定的减排目标并纳入通胀做计算，碳价基准则对标中国碳交易市场挂牌交易。

美国碳税估算以政策目标在2030年减排较2005年低50%为标准，因目前美国尚未统一全国的碳交易市场，碳税价格采用已在实施碳交易的加州碳价为基准，并纳入通胀作为考量。

欧盟对碳税的推动最为积极，锚定其政策目标，即在2030年减排40%的1990年碳排量。碳排量和价格间的关系则是采用过去欧盟的历史数据进行推估，并纳入通胀考量。

受到技术发展限制、大宗原物料价格、碳税等种种不利因素的影响，未来传统能源的发电成本下降空间较小，而再生能源则是持续有技术推进、规模放大、政府激励政策等利多，发电成本将持续下降。目前在各区域的光伏、陆域风力的发电成本都已经低于区域的传统能源，而发电成本较高的海上风力也预计在未来逐步低于传统能源，且成本差距有望持续加大，凸显再生能源的成本优势。

接下来的章节，InfoLink将盘点中国、美国、欧盟+英国三大区域的再生能源安装目标与实际进展、供应链的供需状况以及LCOE的下降进程、美国IRA政策的影响，来看全球是否能达成实际的减排目标。

此份白皮书主要探讨光、风、储三大面向，来了解再生能源进展：

- 即使是2022年大宗材料上涨及供应链价格上升，光伏在三大区域的LCOE仍是显著低于传统能源，光伏已经成为安装量最高的再生能源，且每年安装量仍在加快步伐。
- 风电则是随技术发展仍有降本空间，特别是近年加快开发的海上风电。
- 由于近年企业急速扩产电芯产能，2025年之后世界电芯有望供需平衡，带动储能成本进一步下降，近期光、风的累积安装量快速提升，储能的发展加速前行。

免责声明

本次白皮书的数据主要来自InfoLink数据库、以及平时与业界的面谈、电话访问或通讯软体等沟通管道讨论。也囊括财报、公用事业或政府单位信息等网路公开数据搜集所取得的数据。我们力求资讯的全面性与完整性，惟此资讯仅供参考使用，InfoLink及其员工、数据、相关企业、或其他第三方均不对此份报告的内容提供任何形式的保证，InfoLink也不承担任何使用此份报告内容所产生的责任与义务。

01 光伏



CH1 光伏 章节重点

需求

2022年全球光伏新增装机量高达250 GW，全球累计装机达到1TW大关。在2030年将达到单年1TW左右的新增装机量，光伏累计安装量也达到6 TW的水平。

2022年，中国共新增约87 GW并网量，较2021年增长32 GW，增幅达到58%。预期2023年随着组件价格回落，先前递延的大基地项目有机会拉动需求，2023年中国光伏装机将来到150GW。

2023年，欧洲市场预期将新增64 GW安装量，同比成长38%，并逐年成长，市场规模将在2030年达到年新增100 GW上下。

美国当前仍然因为禁用新疆料而无法得到充足的供应能力以满足国内需求，也因此尽管美国市场潜在需求热度有增无减，但2023年市场安装量仍然保守看待。

供应链

尽管2021年至2023一季度面临硅料的供应紧张势态，硅料价格屡屡突破新高，2023年已在供应扩张下价格出现转折，预期在产能的增量下2023下半年将加速上游价格跌幅。

在光伏产品近年的降本趋势中，硅片尺寸所带来的变化是其中关键。预估182/210mm尺寸将长期并存，并不会太快走到更大的新产品。

TOPCon的迅速扩张可能在2024年取代PERC成为市场电池主流技术，也推动N型电池在2024年市占超过P型。展望2030年，TOPCon、HJT在逐渐接近提效瓶颈时，搭配钙钛矿（perovskite）的技术会开始迈向量产，目前预期2027年开始，钙钛矿以及搭配钙钛矿技术的叠层电池会开始少量出现。

若非垂直整合，纯组件厂利润被上游材料挤压的非常拮据，因此是2022年四个环节中产能年增长率最小的一环，预期随着组件厂家的扩产增量，将于2030年底达到超过1,400 GW的供应能力。

LCOE

单看硬体，光伏组件佔据了最高的硬体成本，依各地区的组件价格不同，组件在硬体成本的占比约在三成到五成间，因此光伏组件的成本下降将显著影响度电成本的变化。

中国：2022中国光伏发电的LCOE为28.57 美元/MWh（205.40人民币/MWh），对比2021年LCOE的26.77美元/MWh反而上涨。

美国：美国2022年同样受到了光伏供应链和大宗原物料上涨的影响，InfoLink以26.0%的投资赋税抵减税务补贴下计算，美国光伏的LCOE也从2021年的34.36美元/MWh成长到38.38美元/MWh。

欧洲（欧盟 + 英国）：2022年，欧洲同样受到光伏供应链上涨的影响，组件价格均价落在0.311美元/W，在此价格下，2021和2022年欧洲光伏的LCOE落在31.22、37.11 美元/MWh。

1.1 光伏需求

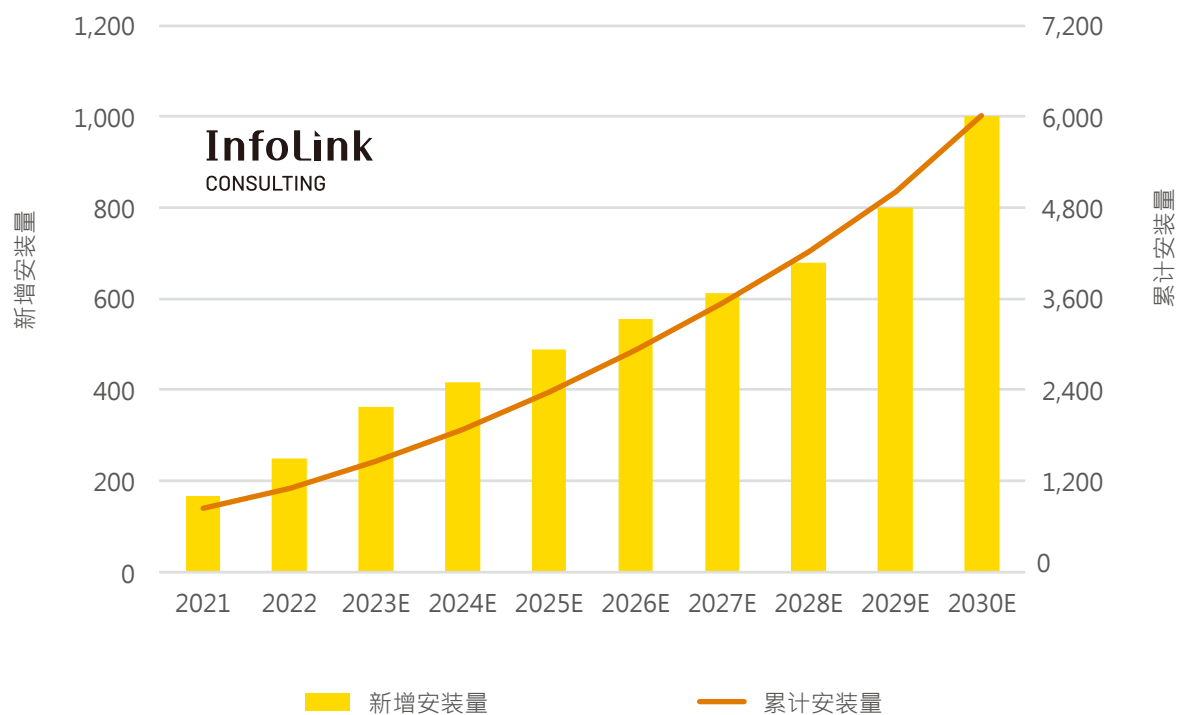


图 1.1-1. 全球光伏安装量，单位：GW

2022年在乌俄战争的催化下，各国加速能源独立与能源多元化发展以摆脱对于单一国家的能源供应瓶颈，同时，在全球天然气的短缺下以欧洲为首的电价持续飙升，使得能源转型成为国际显学，也因此促进了光伏市场的蓬勃发展。

2022年全球光伏新增装机量高达250 GW，全球累计装机达到1 TW大关，各区域市场总体呈现逐年增长的趋势而尚未出现疲态，在2030年将达到单年1 TW左右的新增装机量，光伏累计安装量也达到6 TW的水平。

中国、美国、欧洲(欧盟+英国)光伏市场分析

中国

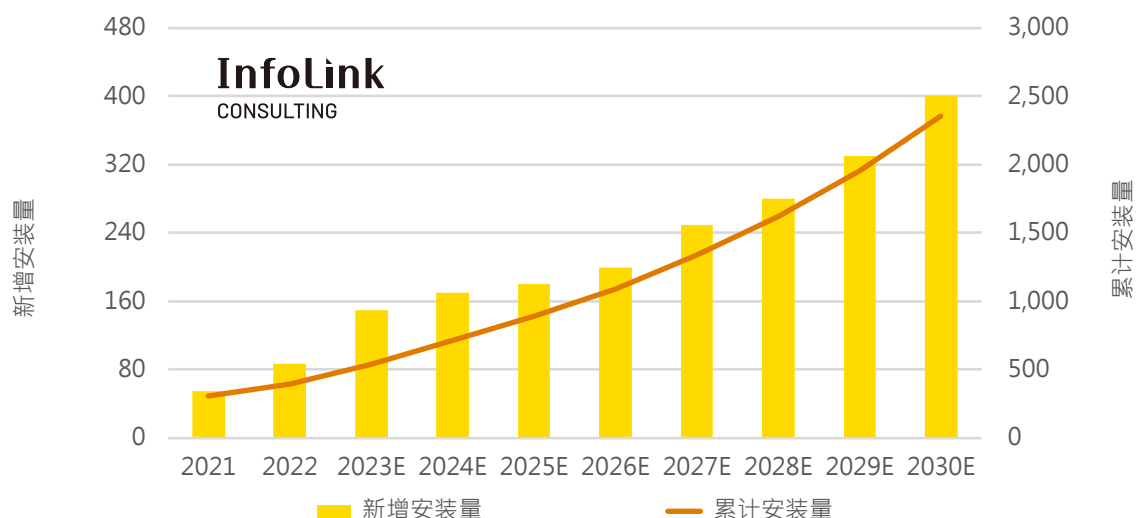


图 1.1-2. 中国光伏安装量，单位：GW

中国市场容量呈现逐年快速成长的趋势，中国2021年共新增53 GW的光伏并网量，同比成长10%，其中有55%的装机来自分布式项目，是中国历史上首次分布式占比超过集中式，为分布式项目的成长立下了重要的里程碑，预期分布式占比将持续逐年增量，持续成为中国光伏市场发展的一大重心。截至2021年底，累积并网量来到约306 GW。

在2022年，中国共新增约87 GW并网量，较2021年增长32 GW，增幅达到58%。其中，受到供应链高昂价格影响，一至三季度多由分布式光伏项目拉货支撑，原预期四季度会在供应链价格松动、组件厂家争抢市占与排名、以及叠加传统旺季的催化下迎来装机热潮，但受供应链价格仍维持在高位影响，增长幅度不如以往明显，四季度装机约34.8 GW；全年集中式装机仅约36.3 GW，户用及工商业装机则分别成长至25.2 GW与25.9 GW，分布式装机占比达到58%。InfoLink预期2023年随着组件价格回落，先前递延的大基地项目有机会拉动需求，2023年中国光伏装机将来到150 GW。

中国一直以来是全球光伏市场成长迅速的巨大推手之一，致力于在2030达到碳达峰、2060达到碳中和的远大目标，除了在2021年，中国市场已进入平价无补贴的阶段外，中国也目标可再生能源的电力消纳在2025年底前达到20%、2030年达到25%的电力消费和1,200 GW的风+光累积装机，经过InfoLink的测算，在2025年光伏累积安装量将达到893 GW，风力累积安装量达到474 GW，预期1,200 GW的累积安装量目标将会提前在2025年达标。而细部政策如整县推进政策、保护性项目、450 GW的荒漠大型风+光项目等也都是中国市场持续强健发展的相关政策，预期市场逐年增长，在2030年达到单年400 GW的新增装机量，维持全球最大光伏市场的地位。

美国

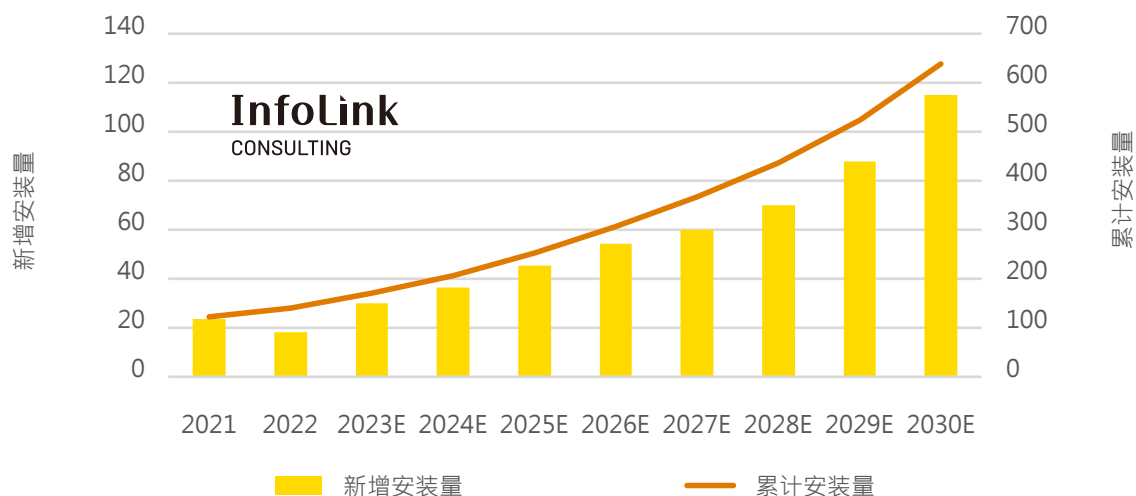


图 1.1-3. 美国光伏安装量，单位：GW

回顾历史，最初美国市场使用价格低廉、性价比高的中国产品来满足需求，然而随着中美贸易战的加剧，美国为了保护本土企业发展，陆续出台了反倾销、反补贴、201、301条款等关税壁垒举动，中国产品直接输入美国市场的量体势微。尽管因此部分美国制造厂家得以生存，但中国厂家也快速的反应，前往第三地国家布设厂房与基地，将制造端转往以东南亚国家为主的产区持续输入美国境内。为此，美国也展开行动，针对东南亚的中资企业进行调查，此为反规避调查。

目前，美国市场的需求仍然依赖东南亚产品来填补，仅管目前美国商务部针对东南亚暂缓课征进口反规避关税两年，但当地市场仍然遭受供应短缺的严重影响，从先前的暂扣令（Withhold Release Order, WRO），到2022年6月中起实施的《防止强迫维吾尔人劳动法》（Uyghur Forced Labor Prevention Act, UFLPA），大量东南亚光伏组件遭到海关扣押难以进入美国市场，甚至还要求提交非新疆的石英矿砂产证，美国当前仍然因为禁用新疆料而无法得到充足的供应能力以满足国内需求，也因此**尽管美国市场潜在需求热度有增无减，但2023年市场安装量仍然保守看待。**

另一方面，随着2022年三季度《降低通胀法案》（Inflation Reduction Act 2022, IRA）的上线，让美国光伏需求与制造都出现了新气象，在气候变迁和再生能源相关领域的投资达3,690亿美元，目标将在2030年达到全美国减少40%碳排（2005年为基准）。也同时在需求面延续《重建美好法案》（Build Back Better Act, BBB）投资赋税抵减（Investment Tax Credit, ITC）的期限延长和补贴税率提升，以及生产税收抵免（Production Tax Credit, PTC）等需求刺激方案，将有效刺激美国光伏的长期需求。而对于本土供应链制造也给予补贴鼓励本土光伏发展，**目前许多厂商积极评估美国当地的设厂制造。**

然而短期美国光伏的供应仍受到《防止强迫维吾尔人劳动法》的限制，市场呈现严重供不应求。2022年在新疆议题与供应链价格的影响下，全年装机仅约20 GW，虽分布式装机在高能源价格的推动下成长显著，但集中式装机却明显下滑，2022年美国的集中式装机仅11.8 GW，相较2021年下滑约31%。2023年随着美国海关及边境保卫局（U.S. Customs and Border Protection, CBP）公布更多关于海关执行的数据与细则，预期厂家在文件有迹可循之下针对海关扣押的准备将更加充足，供应链价格的松动与海关的放行将有助于地面型市场的复甦，下半年美国光伏市场有望迎来修复，预期2023年装机有望回升至30-40 GW。长期而言，美国的装机容量将受到《降低通胀法案》的推动而持续增加，预计到了2030年市场规模将成长至年装机量115 GW。

欧洲(欧盟+英国)

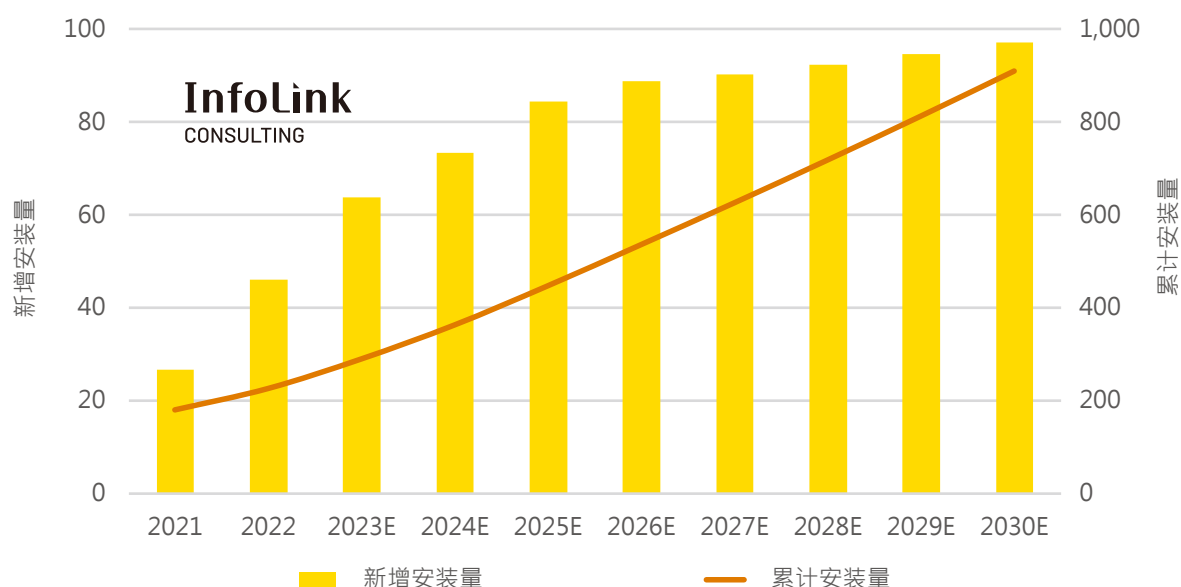


图 1.1-4. 欧盟+英国光伏安装量，单位：GW

欧洲市场在2022年面临了天然气价格的涨势，在需求加速推升了光伏与储能系统安装，欧盟成员国+英国在光伏部分共新增45 GW需求，累计安装量达到226 GW。

随着欧洲天然气电价的飙涨、乌俄战争下对再生能源的需求蒸蒸日上，2022年欧盟针对光伏市场大举布局，许多计划像是「REPowerEU」、「EU Solar Energy Strategy」、「European Solar Rooftops Initiative」、「European Solar Initiative」等在2022上半年相应提出，欧盟时间9月13日，欧盟议会以高票通过了《欧盟再生能源指令》（Renewable Energy Directive, REDII），延续「REPowerEU」对于再生能源的规划。欧盟整体目标在2025年达到320 GW、在2030年达到600 GW的光伏累积安装量，同时可再生能源占比提高到45%，而个别国家如德国、法国等也持续上调再生能源目标，欧洲光伏市场前景一片看好。

短期而言，欧洲市场仍有潜在问题，例如：欧洲议会在2022年6月9日通过反强迫劳动决议，要求欧盟各国海关禁止输入强迫劳工产品进入欧盟市场，欧盟执委会在2022年9月14日也提出在欧盟市场内禁用强迫劳动商品的草案，虽法案若正式通过后仍需两年的时间才能实际上路，但对于高度仰赖进口的欧洲光伏市场将会是一大冲击。尽管欧洲在2022年面临严重的工人短缺、全球逆变器芯片IGBT供货不稳而影响安装进程，然而长远趋势来看，欧洲市场仍然因为庞大需求容量与优秀的市场接受度前途一片璀璨。**2023年，欧洲市场预期将新增64 GW安装量，同比增长38%，并逐年成长，市场规模将在2030年达到年新增100 GW上下。**

对应美国《降低通胀法案》刺激本土产能发展，欧盟也于2023年初提出《绿色协议工业计划》（Green Deal Industrial Plan），预计将投入2,500亿欧元以达到先前「REPowerEU」的能源转型目标。在绿色协议工业计划中，为了达到更简化及可预测的监管环境，欧盟也于三月分别发布了《净零工业法案》（Net Zero Industry Act）及《关键原材料法案》（Critical Raw Material Act）两项提案，规范欧盟需求一定比例必须由本土制造能力满足（光伏为40%）、原材料供应不过度依赖特定来源。以上法案目前仍在提案阶段，仍须经过多次修改及审议，实际通过时间可能在一至两年后。

以下分别描述欧洲重点国家：

德国

德国联邦内阁在2022年6月根据副总理兼联邦经济事务和气候保护部长罗伯特·哈贝克（Robert Habeck）的提议，通过了「Easter Package」计划，现已提交给德国联邦议院，并在审核后将进入议会立法程序。该法案是一项综合法案，广泛修订了各种能源法，以加快推动可再生能源的扩张。

其中包括：

《可再生能源法》（RES法或EEG）the Renewable Energy Sources Act (RES Act, or EEG)
 《海上风力法》the Offshore Wind Energy Act
 《能源工业法》the Energy Industry Act
 《联邦要求计划法》the Federal Requirements Plan Act
 《电网扩张加速法》（NABEG）the Grid Expansion Acceleration Act (NABEG)

而光伏部分，经济事务和气候行动部（BMWK）将2023年的累积装机目标订在75 GW，意味着**2023年需新增9 GW的光伏装机，政策目标到2024年扩大到13 GW，2025年的18 GW，并提高到2026年的22 GW并维持到2030年，累积装机目标容量达到215 GW。**

2022年12月，欧委会更是通过了德国新的再生能源发展计划，预算金额总计280亿欧元，主要内容为增加标案容量、解决项目认购不足的问题；可见德国的光伏政策推动力极高，未来也可能有更多鼓励性的政策出台，将持续刺激德国光伏装机达到政策目标。

西班牙

西班牙市场一向以独立发电厂与大型项目交易活跃作为特点，虽以往新增装机以地面型项目为主，但也具有一定的分布式装机潜力，尤其在2022年受到高涨电价影响，分布式需求出现快速增长。目前西班牙已累积大量待建项目，但复杂、不统一的申请规范使得多数项目还在等待许可阶段，2023年随着供应链整体价格下滑有望推动这些项目的进程，预计需求将持续提升作为欧洲的主力市场之一。

法国

近年法国的地面型项目发展受到高供应链价格与土地取得的限制，但自2020年法国将FIT补助的装机规模上现由100 kW提升至500 kW后，分布式装机在近年出现增长。法国目标在2023年达到20.1 GW的累积安装量，且在2028年达到35.1-44 GW，意味着2023年需安装3.8 GW才能达到政策目标。

荷兰

荷兰2022年的新增了3.9 GW的光伏，相较2021年的3.8 GW只有微幅提升。受限于土地面积，荷兰的光伏发展一向以屋顶型光伏为主，但荷兰作为欧洲较早开始发展光伏的国家，已具备一定市场成熟度，即使荷兰通过在2023年取消对私人光伏系统的增值税企图刺激户用光伏装机，仍预计荷兰光伏市场在未来的成长十分有限。

波兰

自2019年推出的自用电力补贴Mój Prąd (My Electricity) 计划成功带动了当地的户用光伏装机，2022年波兰光伏装机高达4.5 GW，成为欧洲第三大需求来源。去年波兰不仅提高了Mój Prąd 4.0下的补助额，也将该计划下项目的申请期限由2022年12月底延长至2023年3月。2023年预计波兰的光伏需求将进一步增长到6.5 GW，且因其具有强大的光伏发展潜力，未来装机成长持续看好。

英国

英国市场尽管同样遭遇供应链价格问题导致安装成本上升，但在传统能源的价格危机使光伏项目成为当地蓬勃发展的投资机会，2022年全年共新增了约680 MW左右的安装量，其中分布式占比达到近60%，当前英国光伏市场已经步入了平价上网的阶段，2023将达成1.2 GW的需求规模并逐年增长，在2030年达到3.6 GW的新增安装量。

1.2 光伏供应链

随着各国在近年展现净零碳排的决心，纷纷设下2050年至2060年间的碳中和（Net Zero）目标，叠加乌俄战争造成的电价攀升，各国加速能源独立与能源多元化发展，使再生能源需求提升速度超乎预期。

纵向俯瞰光伏供应链，主要环绕在主材料硅料、硅片、电池、组件的生产，以及下游系统厂商。伴随着光伏市场需求逐年攀升，为了匹配装机需求与佔据市场主导地位，光伏行业不但整体供应链既有企业持续大幅扩产投资，高额的毛利以及并不高的进入门槛也持续湧入了许多新进者。

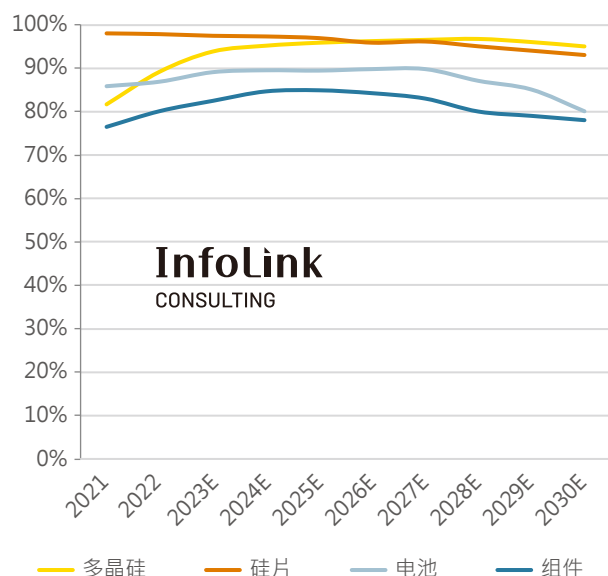


图 1.2-1.
2021-2030年各环节中国产能佔全世界比例

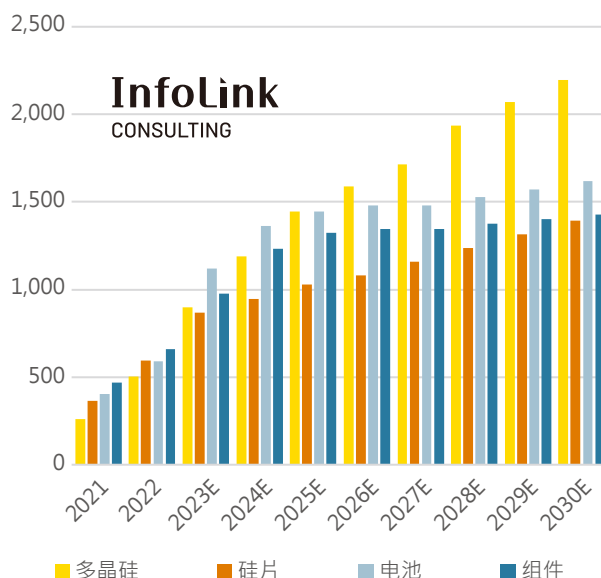


图 1.2-2.
2021-2030年各环节产能预估图，单位：GW

以光伏整体供应链来说，硅料与硅片由于需要稳定且便宜的供电，高逾九成的产能集中于中国。而电池与组件则是自2012年以来持续受到美国、印度等贸易战影响，部分生产基地外移至东南亚。长期来看，预期贸易战或未来各国的在地制造激励政策仍将持续，因此预期各环节中中国产能佔世界的占比仍会微幅下行。

光伏产业至今仍处在蓬勃发展的时候，为了满足长远的光伏装机目标，各环节持续相应扩增产能，以满足当前市场容量并匹配未来乐观装机需求。以下盘点主要环节的变迁预期：

硅料环节

硅料生产属于化工生产行业，由于其高温、高能耗、高风险特性，需要定时进行检修以确保设施运作安全。过往数年随着高速发展的光伏需求与其下游环节相继扩产提速，**硅料环节在2021年至2022年成为全产业链的供应瓶颈。**

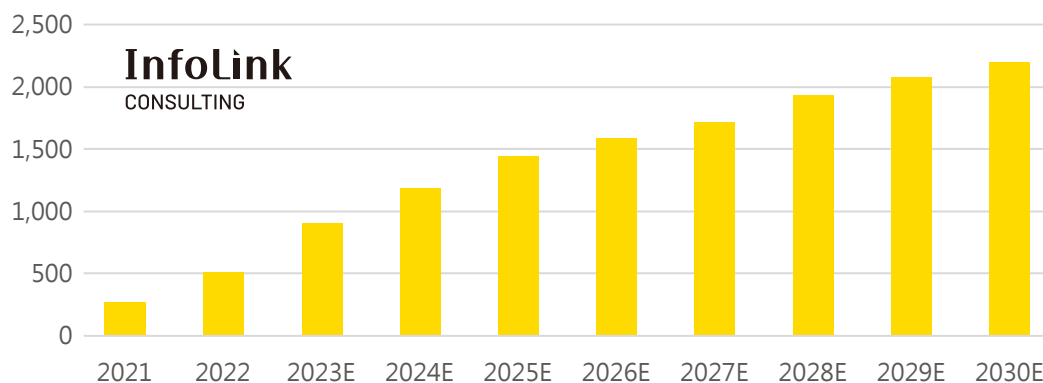


图 1.2-3. 2021-2030年多晶硅产能预估图，单位：GW

截至2022年底，硅料年产能达到1,241,300 MT（换算约507 GW）的水平，年成长率高达72%，并在2023年持续拥有高达75%的高度年增率，成为近十年年成长率最高的一年。庞大的产能底蕴将带领光伏全产业链步入产能过剩的阶段，在2030年底年化产能将达到4,831,148 MT（超过2,000 GW），对比2022年数据成长约4倍。

尽管2021年至2023一季度面临硅料的供应紧张势态，硅料价格屡屡突破新高，2023年已在供应扩张下价格出现转折，预期在产能的增量下2023下半年将加速上游价格跌幅。

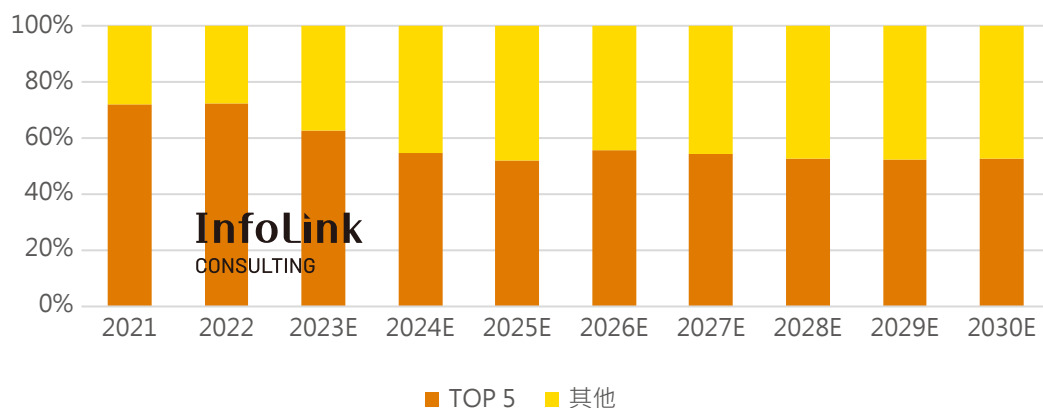


图 1.2-4. 硅料TOP 5厂家市占率

在硅料行业中，TOP 5企业¹主导了产能的扩增与释放，产能在2022年底累计达到898,000 MT (367GW)，佔整体硅料制造环节近72%的市占份额。由于硅料产业制造工艺已经趋于成熟，头部企业优异的成本把控能力在未来价格竞争中佔据优势，对新进入者而言，凭借技术革新实现翻转头部企业领导地位的可能性小。然而，随着2021年至2023年高昂的利润表现，许多新进入者涌入硅料行业，在扩产放量后让TOP 5厂商的市占率下降至65%至70%之间。但长远来看，预期在硅料成为长期产业中最过剩的环节后，又会再次出现洗牌，TOP 5企业占比将略为回升。

随着电池技术的迭代，P型技术已逐渐濒临降本瓶颈，企业逐渐寻求N型技术的导入与扩产，而N型技术相对需要更高的硅料纯度，硅料企业在未来需注意N型硅料的生产品质上的考验。

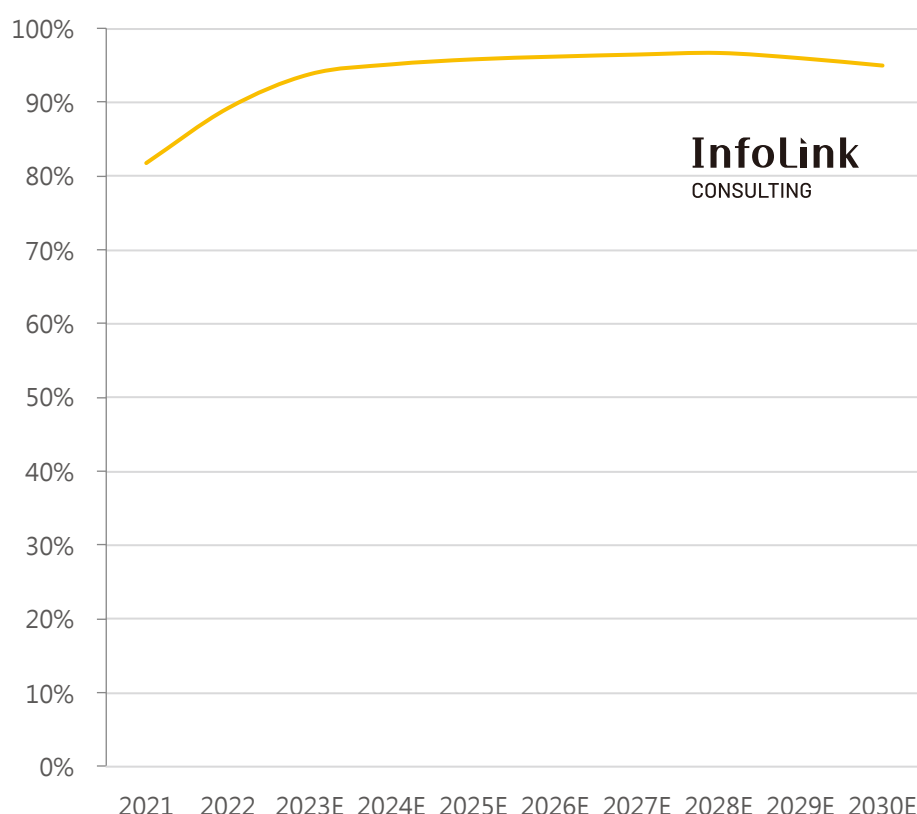


图 1.2-5. 硅料环节中国产能佔全世界比例

当前硅料厂在选择厂址上仍以中国产区为主，此现象归因于硅料生产需要庞大的电力支撑，中国地区以新疆、内蒙古省份的火力发电与、云南、四川一带的水力发电拥有全世界数一数二的低廉电力成本，成为企业设厂的首选。然而随着近年中美贸易战下，美国以新疆人权议题为由对于新疆地区生产的产品入关百般阻挠，从电池组件，到上游的硅料生产，甚至石英矿砂的产地溯源，都需要提供非新疆的产证。在美国的推动下，许多光伏市场包含欧洲、加拿大、墨西哥、德国、挪威等等也都在策划对于新疆来源的产品限制。因此，硅料行业出现了「新疆料」与「非新疆料」的分类，截至2022年底，源自中国新疆的硅料产能约355,000 MT (145 GW)，佔全中国境内生产比重约32%，佔据全世界也有29%左右的市场份额，由于新疆议题的影响，预期未来扩产规划将以非新疆地区为主，非新疆占比将呈现增长趋势，在2030年底新疆硅料产能佔全球比重将回落到21%左右的水平。

¹ 此处TOP 5厂家包含通威永祥、协鑫、大全、新特、东方希望。

而非中国的海外硅料厂也是特殊的存在，当前只有位在德国与美国的瓦克、马来西亚的OCI、以及美国的Hemlock与REC silicon四家，生产成本相比中国生产高上许多，非中国的海外硅料供应来源不但能不受新疆议题影响，也因为过程中使用干净电力如水电等，能用获取较高的低碳足迹分数供应低碳市场。预期**未来在美国市场需求增长及新疆议题影响区域可能扩大下，中国与非中国的硅料价差将在2023年开始扩大。**

技术方面，硅料环节在技术方面可以区分为改良西门子法（Siemens）与硅烷流化床法（fluidized bed reactor, FBR），两者有着本质上的区别，改良西门子法产出的是棒状硅，后需经破碎形成块状料和复投料；而硅烷流化床法产出的是颗粒硅，成品可直接应用于下游单晶拉棒环节。

尽管改良西门子法反应所需温度高、以及拥有高能耗等特点，但工艺路线成熟，生产过程风险也相对较小，同时品质可达电子用量级以上，也因此是目前硅料主流技术路线。而当前，硅烷流化床法下的颗粒硅因为生产过程含有硅烷，制造危险性相对高，仍然是以填补多晶硅用途为主，以及因为生产温度低可以作为低碳足迹产品的良好原料，生产方面以协鑫为代表性企业，截至2022年底颗粒硅产能达到160,000 MT，佔据全球硅料制造产能约13%、按出货量来看市场分额则约7%左右，而长期看来，由于低能耗的优势，预计能佔据略高于10%以上的市占率，实际增长需视龙头颗粒硅厂商的发展。

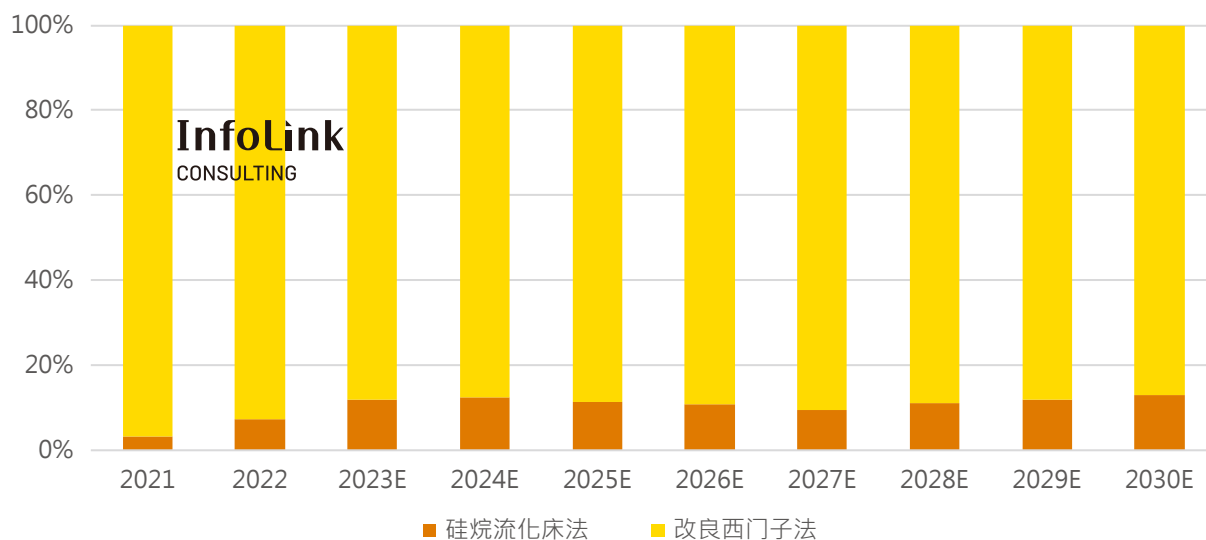


图 1.2-6. 改良西门子法与硅烷流化床法的佔比

硅片环节

在2016年至2020年间硅片环节出现了主流产品由多晶转换至单晶的快速替代，2021年多晶产品的市占率仅剩3%、2022年更是只剩1%，因此本环节的讨论以单晶硅片为主。硅片制造中由于长晶环节工序精细复杂，对于地震、断电等十分敏感，地震会导致硅片厂断线与墩锅情况发生，在中国往年地震灾情中往往首当其冲。

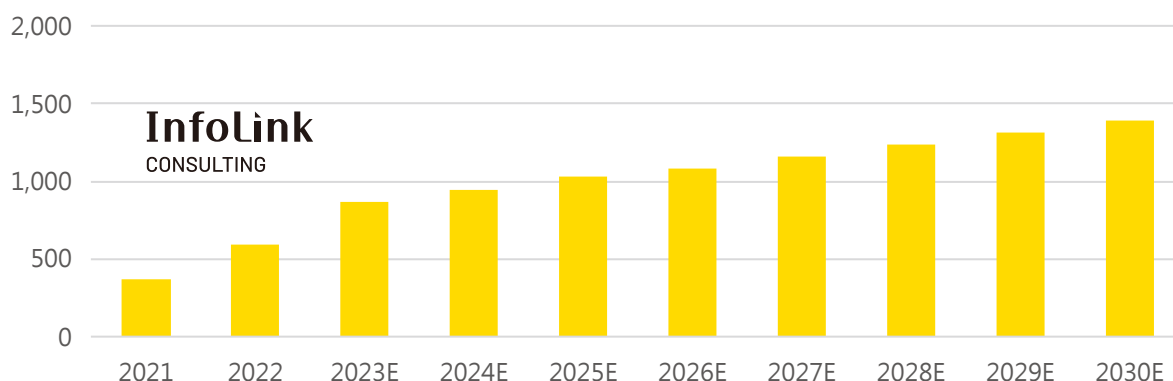


图 1.2-7. 2021-2030年硅片产能预估图，单位：GW

硅片稳定的高利润、以及垂直整合厂对于产品规格需保持主动权，带来2021年至2022年间的快速扩产。截至2022年底硅片年化产能达到近600 GW的水平，年成长率高达62%，庞大的新产能释放下对于硅料需求大增，在2022年大幅地影响硅料的价格走势。2023年开始硅片环节的扩产因庞大基数而趋缓，年增率约46%左右，2030年年产能达到将逼近1,400 GW。

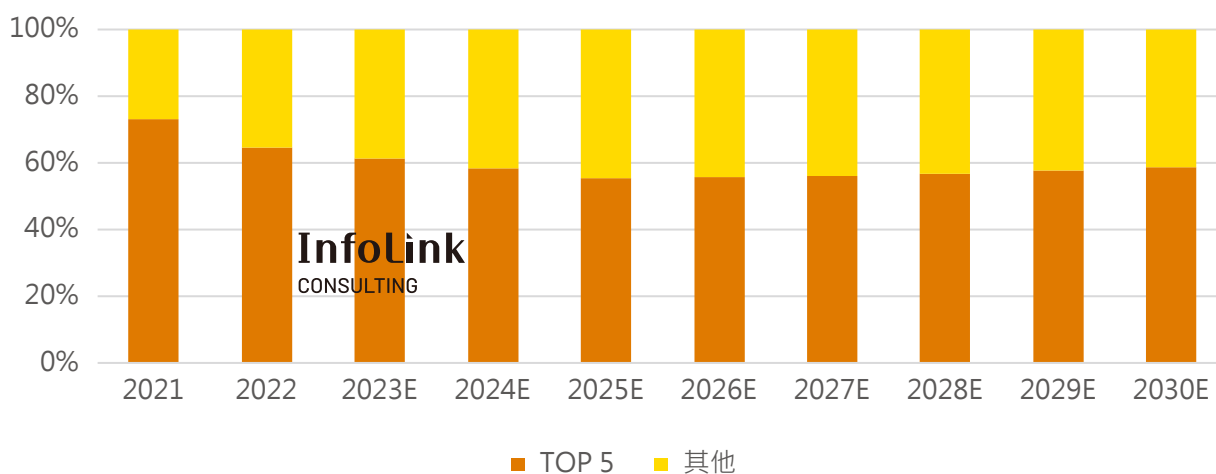


图 1.2-8. 硅片TOP 5厂家市占率

在硅片端，除了原先垂直整合的厂商外，从先前的协鑫、隆基、中环之后，近年持续出现许多专业硅片企业跨足硅片-组件的製造环节，垂直整合厂家能从上至下规划生产及产品规格、拥有更低的制造成本、创造自身出海口，同时，在短期供需不匹配的情况下也能透过自产自用以规避外部环境变化的风险。整体而言，TOP 5厂商²截至2022年底年化产能达385 GW左右，市占率高达65%。随着垂直整合厂家、专业电池厂家都有硅片的扩产计划，TOP 5厂家的产能占整体比例将出现小幅下降趋势。

当前由于制造成本的优势，硅片制造仍以中国产区为主，截至2022年中国产区硅片年化产能达到583 GW，全世界占比高达98%。其他产区分布包含马来西亚、越南、台湾以及欧洲。近年由于美国的本土制造激励，也有厂商思考美国当地设厂的可能性，值得密切关注。放眼未来，直到2030年底全球产能将增长到接近1,400 GW，预期届时中国仍占据95%左右，持续为各光伏市场原物料的主要供应来源。

技术方面，近年着重在硅片尺寸放大与厚度的降低，以及2023年至2025年间N型产出比重将出现快速的提升。

尺寸方面，大尺寸硅片由于单位面积增加，所需每单位成本下降，放在电池与组件亦有相同效应，从而降低LOCE。因此，近年硅片尺寸不断地快速更迭，从M2 (156.75mm)、G1 (158.75mm)、M4 (161.7mm)、M6 (166mm) 到现在M10 (182mm)、与G12 (210mm) 尺寸等，随着尺寸的变化带来的成本下降与每片组件瓦数提升，都有助于提高LCOE的表现。可以看到在**光伏产品近年的降本趋势中，硅片尺寸的变化是其中关键。**

随着尺寸的变革，大尺寸硅片在各环节成本优势凸显，硅片厂陆续提升M10、G12大尺寸硅片的产出比率，大尺寸硅片产出比率在2022年四季度已超过80%。截至2022年，随着M6尺寸加速退坡，市占分額仅剩约12%，主流尺寸转变为M10尺寸，占据总体组件产出约63%，而G12市占分額约来到23%。近期，各垂直整合厂商为了更有效的组件规划，再度发展出许多特规尺寸，如G12R (210*182mm) 等矩形硅片的发表，也是近年需要特别关注的部分。Info-Link预测在2030年底，M10尺寸仍将是市场的主流尺寸，占据市场约六成。

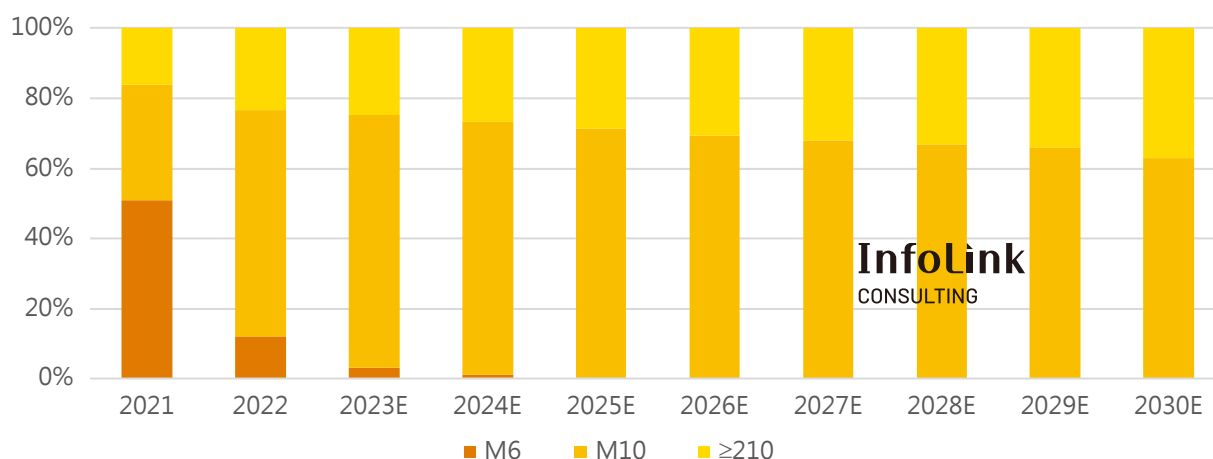


图 1.2-9. 各尺寸硅片下组件出货佔比

²硅片部分，TOP 5厂家包含隆基、中环、晶科、晶澳、上机

展望未来，电池片、组件以及设备厂家大多已准备220mm甚至230mm的向下兼容方案，以应变未来的大尺寸变化，预估182/210mm尺寸将长期并存，并不会太快走到更大的新产品。

厚度方面，透过更薄的硅片可以使硅成本有效降低，在昂贵硅料的驱使下，2022至2023年的主流厚度出现突破性的进展。**P型M10尺寸厚度从2021年的主流170 μm 下降至2022年160-155 μm ，2023年则已经降至150 μm ；主流的金钢线母线集中在33-36 μm 规格；M10尺寸A品率多集中在92%至97%之间。N型受限于成本压力，在薄片化的进程更加积极，从2021年的主流160 μm 下降至2022年140 μm ，2023年则正在跨向130 μm 。预期在2024年硅料跌回较合理的价格水位后，硅片厚度将重新趋于稳定，持续P型150 μm 、N型120-130 μm 的规格。**

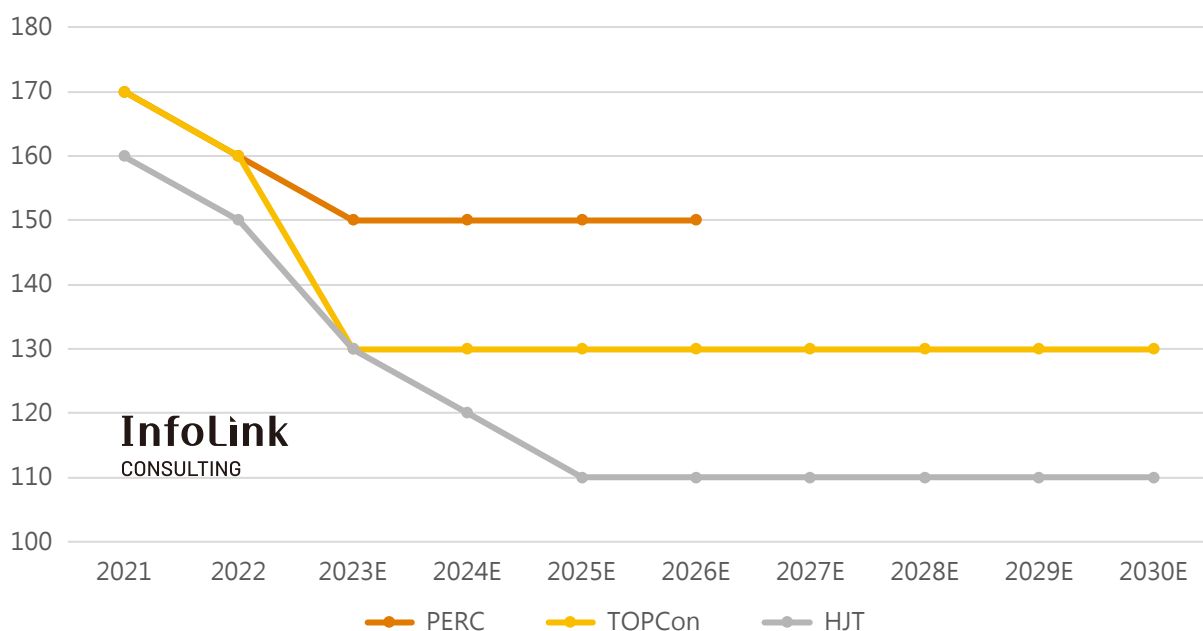


图 1.2-10. 硅片厚度进程，单位：μm

而为了细线化，硅片企业也发想透过钨丝金刚线替代传统金刚线，因为其线径较细可有效减少切割的硅损耗，在硅料价格水位较高的时期，钨丝因为较高的破断力以及韧性较佳在使用了更细的线径后断线率仍有优势，后续随着常规金刚线和硅料价格的降低，钨丝金刚线亦可通过降价和进一步细线化来保证其优势。然而，对于更薄片化的技术与应用速度端看硅料价格，若硅料厂家扩产增速明显，硅料价格逐年探低，将减少降本诱因，使后续薄片化进程放缓。

2022年开始TOPCon的进步带动N型的市占率一扫以往维持在3%至5%市占率的态势，由于P型转换至N型的进程目前看来重点视电池片环节的转换以及下游的接受度而定，硅片的转换在产能上不需太大调整，并不会形成技术瓶颈，因此N型的进展待后续电池环节深入讨论。

电池片环节

电池片夹在上游与中游之间、加上垂直整合厂的自有产能相当庞大，因此毛利润的波动并不如上游与下游明显。

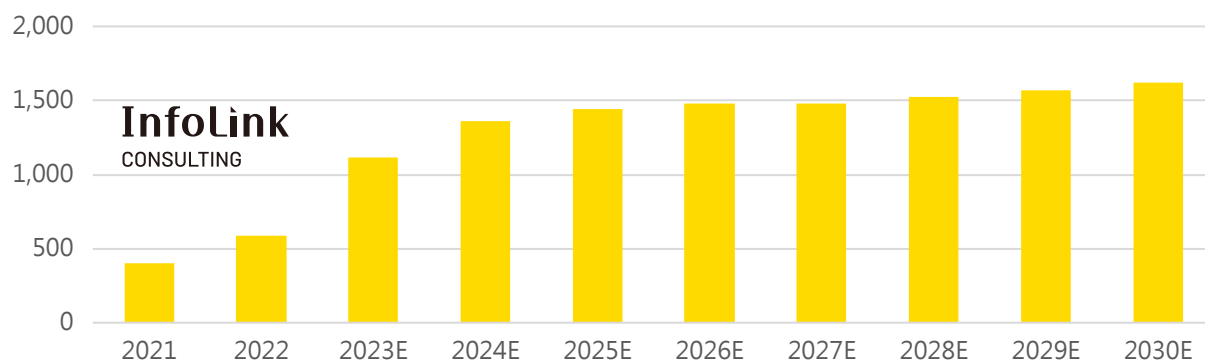


图 1.2-11. 2021-2030年电池产能预估图，单位：GW

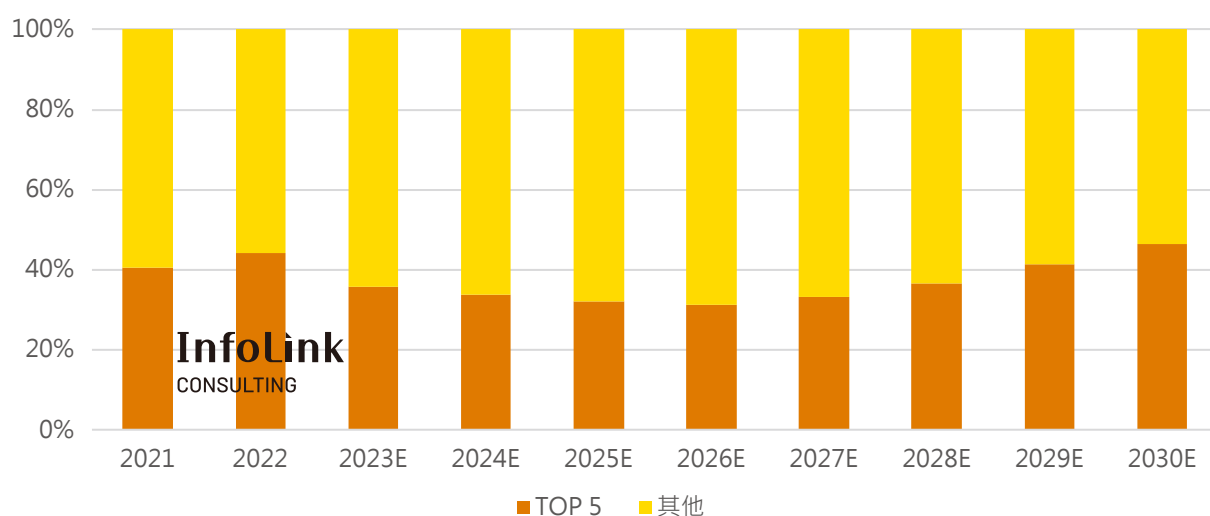


图 1.2-12. 電池片TOP 5 廠家市占率

截至2022年底，电池片年产能达到590 GW的水平，相比2021年的404 GW成长率高达46%，即使产能已相当充足，但受到2023至2024年间电池片将再度技术迭代，预期在2023年可能出现超过80%的产能年增量，TOPCon产能将开始排挤原先的主流PERC产能，若2023年至2024年间扩产顺利，预期后续扩产将趋缓，在2030年达到略高于1,600 GW左右的水平，年复合成长率约15%。

在电池片环节中，随着电池片龙头通威也大幅跨入组件业务，TOP 5企业³全是含有组件业务的垂直整合厂，截至2022年底TOP 5厂家产能达到260 GW，占比约44%。预期随着垂直整合厂的市占率扩大与产业集中，在2030年底 TOP 5厂家将有750 GW的产能规模。

³ 电池片部分，TOP 5厂家包含通威、隆基、晶科、天合、晶澳。

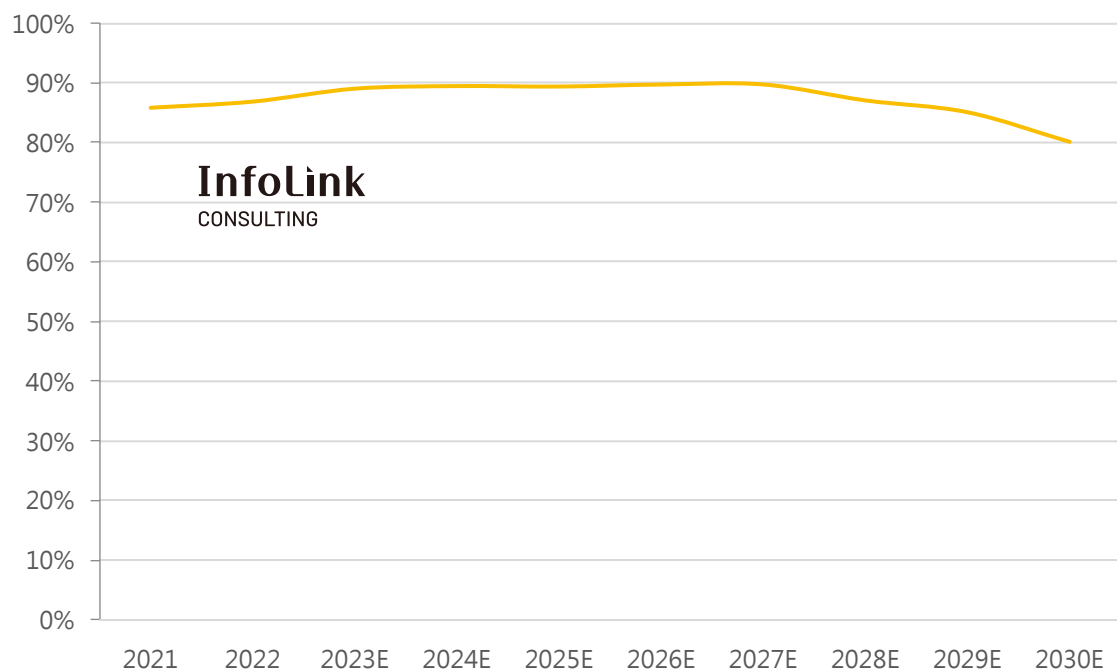


图 1.2-13. 电池片环节中国产能佔全世界比例

在电池片环节，由于进入门槛相对上游硅料、硅片环节容易，以及电价成本占比低，加上先前的贸易战干扰，生产地区遍及亚太地区，欧洲及美洲也有零星产能，而中国依然囊括最大的产地规模，截至2022年底，中国制造在电池片环节产能达到510 GW，佔据全世界87%的分额，预期随着部分区域保护本土制造的政策，在2030年底中国产能分额将略降至80%。

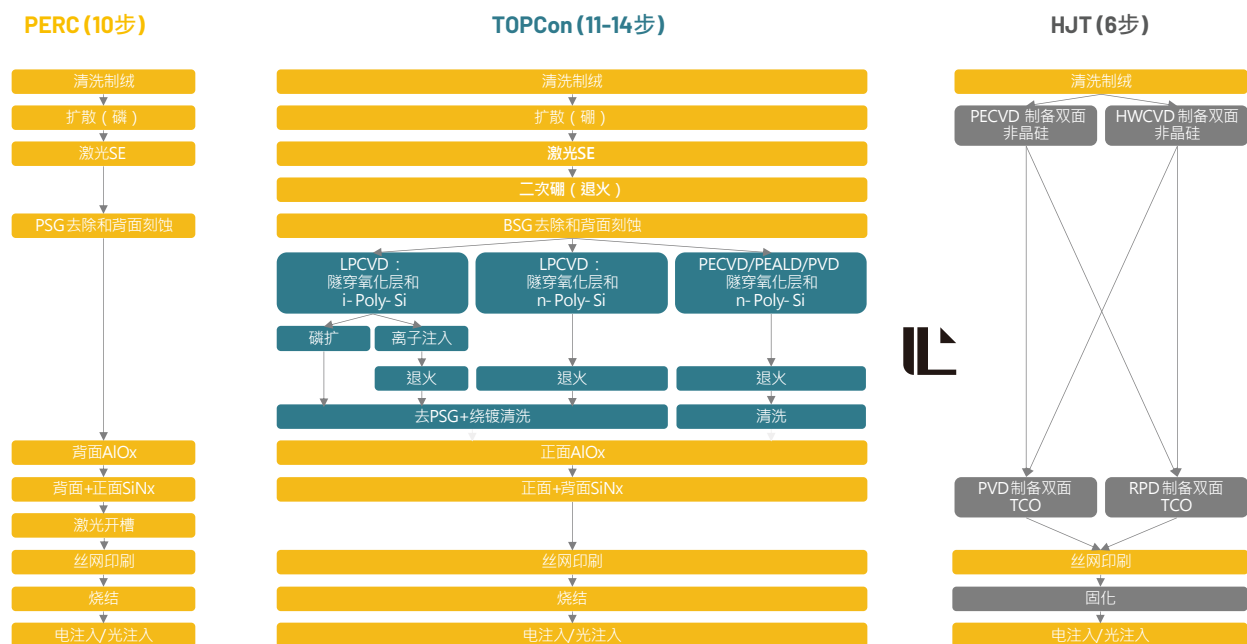


图 1.2-14. 电池工艺比较

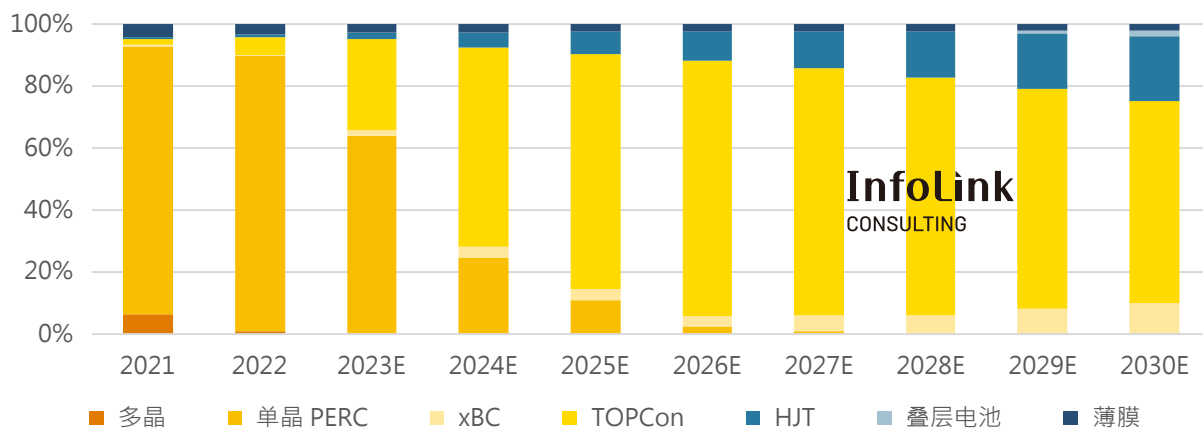


图 1.2-15. 2021-2030年各高效电池技术市场占比

技术方面，电池片环节可谓提升发电表现与光电转换效率的巨大功臣，从以往多晶技术转换到单晶PERC技术、以及现在从P型技术逐渐转换到N型技术，电池片厂家在研发制造过程都为转换效率的提升不遗余力。截至2022年，单晶PERC仍是主宰市场的主流技术，但N型电池在维持多年3%至5%市占率后在2022年提升至7%，被视为N型开始成长的起头，预计2023年N型佔有率将快速成长至三成左右。多晶市占率则在2022下降至1%左右，23年或完全被淘汰。

目前可量产的高效电池技术包含N型TOPCon、异质结（HJT）、背接触（back contact, xBC）等。近期P型PERC技术的效率提升逐渐接近理论极限，同时TOPCon也因为厂商积极的降本，因此高效率、趋近于PERC的低生产成本、技术相对成熟的TOPCon技术崭露头角，有别于以往的观望态势，2023年TOPCon成为产业普遍认定的下一代主流技术。在2022年至2023年N型TOPCon扩产增速明显，2022年末TOPCon产能从前一年的10 GW增长到81 GW，2023年预期将超过400 GW，推升N型总产出有望达从2022年的20 GW上下成长至超过120 GW。

在异质结部分，异质结电池技术拥有极简的电池工艺流程，更好的温度系数，相比TOPCon电池技术更高的理论效率表现与良好的双面利用率。此外，受惠于低温工艺，异质结电池技术拥有低碳足迹优势，有望在低碳市场成为重点商品。然而，异质结目前的量产效率与TOPCon并未拉开差距，但成本仍远高于TOPCon，因此接单困难、盈利状况不佳，后续仰赖浆料、靶材和设备的成本进一步降低。

而背接触电池技术可以实现正面完全无栅线遮挡，从而消除金属电极的遮光电流损失，且拥有较好的美观性。特殊的结构使得其在降低光学损失、提升效率、改善电池性能，外观美观，可以结合P型、N型TOPCon、HJT等不同技术做结合形成HPBC、TBC、HBC等。而其劣势在于工艺过程较为复杂且成本较高、难以薄片化及难以做成双面组件，后续能否按照预期发展的关键仍是成本和良率能否达到预期水平。

总结以上，TOPCon的迅速扩张可能在2024年取代PERC成为市场电池主流技术，也推动N型电池在2024年市占超过P型。展望2030年，TOPCon、HJT在逐渐接近提效瓶颈时，搭配钙钛矿（perovskite）的技术会开始迈向量产，目前预期2027年开始，钙钛矿以及搭配钙钛矿技术的叠层电池会开始少量出现。

晶硅组件环节

晶硅组件环节的制造为最后拼装程序，使用原料如：玻璃、EVA胶膜、背板、铝边框等进行拼装、层压、封装等步骤已完成最终产品销售予终端客户。

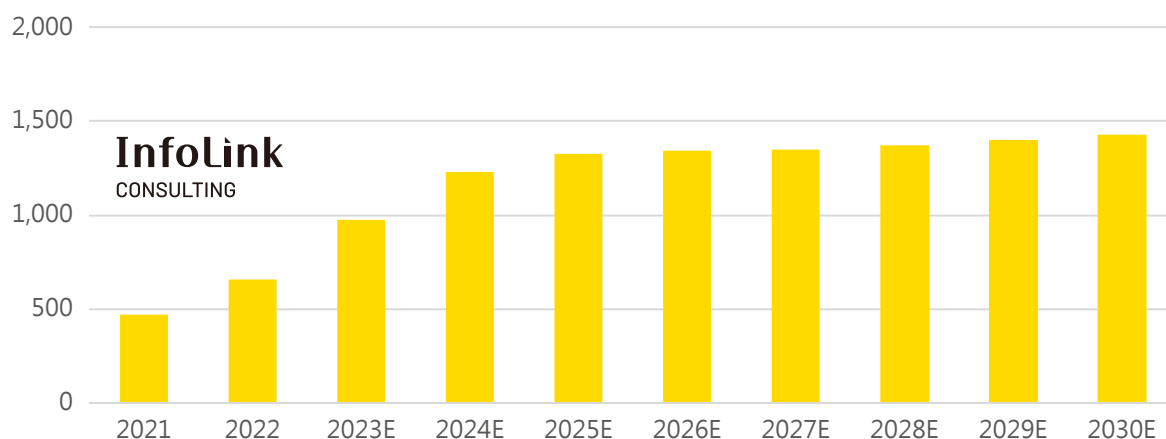


图 1.2-16. 2021-2030年组件产能预估图，单位：GW

在晶硅组件环节的产能截至2022年底来到660 GW，年增长率约40%，尽管扩产门槛不高，但技术与尺寸在两三年前就已有了大致方向，加上若非垂直整合，纯组件厂利润被上游材料挤压的非常拮据，因此是2022年四个环节中产能年增长率最小的一环，预期随着组件厂家的扩产增量，将于2030年底达到超过1,400 GW的供应能力。

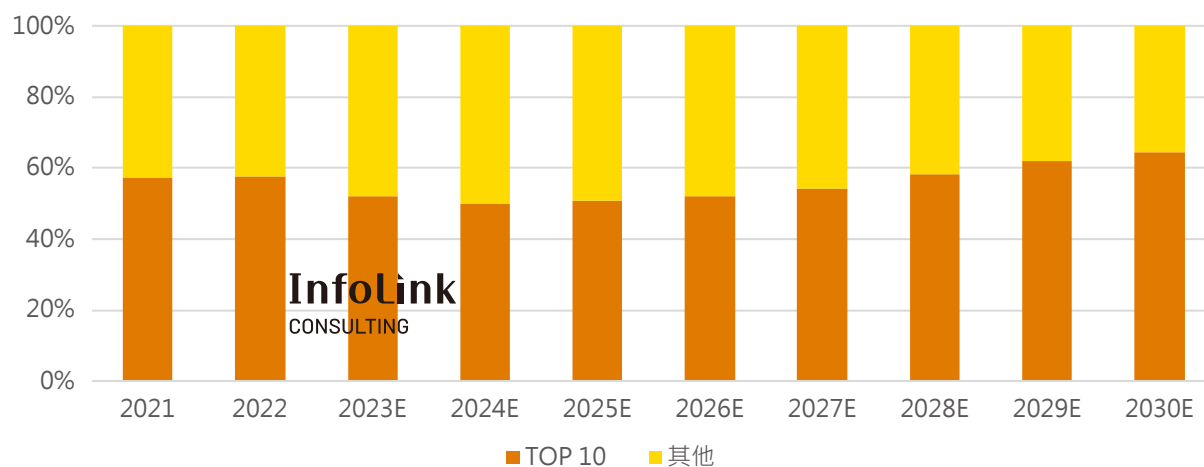


图 1.2-17. 组件 TOP 10 厂家市占率

而综观组件环节TOP 10厂家⁴涵盖了前十大跨足硅片、电池的垂直整合制造商，截至2022年产能达到380 GW左右，佔整体比重达到58%，但若从出货量来看，在2022年TOP 10厂家实际上已佔据85%以上的市佔。由于组件制造门槛较低，尤其属于终端产品，市场着重于品牌认知与市占率表现，是众大厂的兵家必争之地，预期TOP 10厂家的垂直整合、市场布局等竞争在未来持续激烈且因为大者恒大的情况将持续，在2030年TOP 10厂家产能达到六成以上。

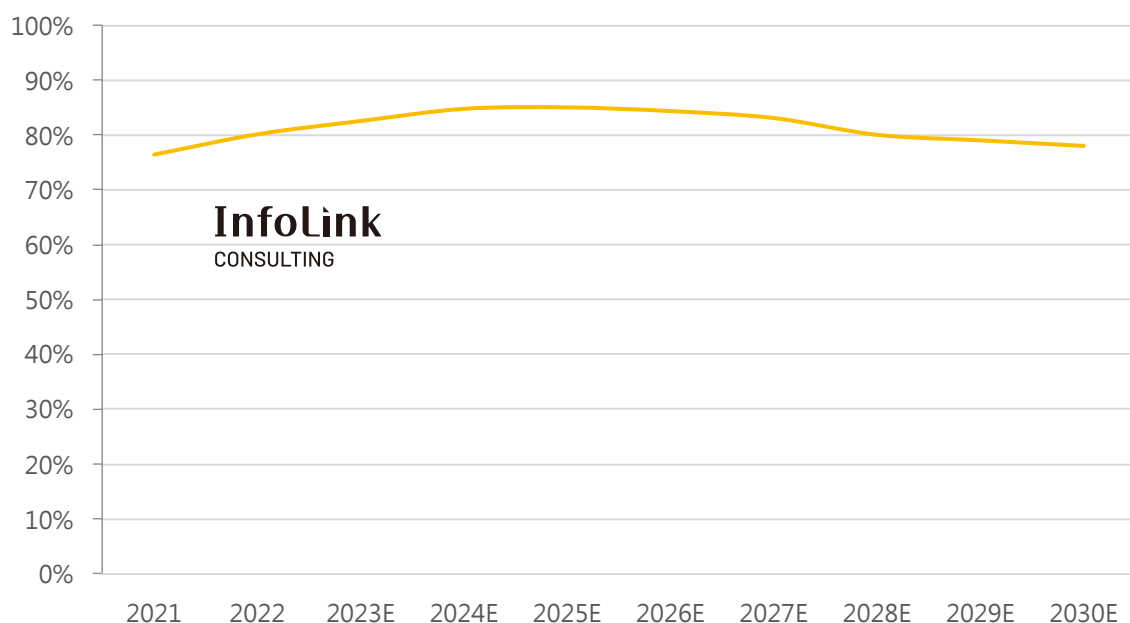


图 1.2-18. 组件环节中国产能佔全世界比例

在组件厂家生产分布中，产能呈现分散涵盖了全球五大洲，其中，中国产区产能截至2022年约528 GW，产能份额达到80%，但预期随着各国的在地生产激励，预期到2030年产能佔有率会落到八成以下。

技术方面，各厂家也积极研发在同样电池技术选型下能提升组件效率的技术，过去包含可有效降低银浆单耗和降低遮光面积的多主栅技术；分片设计则可有效降低电流带来的损失，有助于大尺寸薄片化推广，而当前半片设计为主流；高密度的封装技术则透过缩小间距，增加封装电池片数，其中小片间距因为工艺简单普及率最高；以及双面技术，透过双面组件进行两面的发电，在接受地面反射光束下，组件背面仍提供额外功率，目前在地面电站的普及率持续升高。目前光伏行业仍持续探究技术发展的可能性，期望为降本提效有所助益。

⁴ 此处TOP 10的晶硅组件厂家为隆基、晶科、天合、晶澳、阿特斯、东方日升、正泰新能、通威、韩华Q-Cells与英利。

1.3 光伏 LCOE

本章节计算能源成本采取电力均化成本 (levelized cost of electricity, LCOE)，透过将发电系统从规划开始到设施淘汰的生命周期中发生的所有成本平均摊提到发电系统所发的每一度电上，得出该系统的平均成本。

度电成本公式：

$$\frac{\text{资本支出} + \text{运维费用}}{\text{发电量}}$$

光伏LCOE测算限制

因光伏发电系统的LCOE除了受到成本影响外，另一重要影响因素为该发电系统于生命周期内所产生的发电量，其中影响发电量主要来自该系统所在地理位置的日照时数。本章节主要影响参数为该区域市场的电站成本变化，包括资本支出中的硬体、财务和系统维运等成本。

本章节测算市场为全球三大光伏需求市场，中国、欧洲（欧盟加英国）以及美国，发电时数以三区域个别平均年日照时数进行测算。

而光伏电站生命周期则是以目前市场上主流组件的生命周期25年进行测算，目前市场上主流厂家所推出的产品生命周期约在25至30年间，考量到产品的效率衰退，因此本章节测算模型采用25年作为生命周期依据。

产业概况

综观过去，光伏发电依靠系统的单位硬体成本快速下降，达成度电成本快速下降，并且在2020年左右，全球许多主要地区的度电成本已经追平甚至低于传统的煤炭、天然气等化石燃料发电技术。

在初始的光伏发电系统资本支出中，硬体方面除了光伏组件外，还包括了建设发电系统所需用到的支架、逆变器、馈线等，另外还有建设初期所需的非系统成本，如土地开发、各项规费，以及系统生命周期中所需的维运费用等。

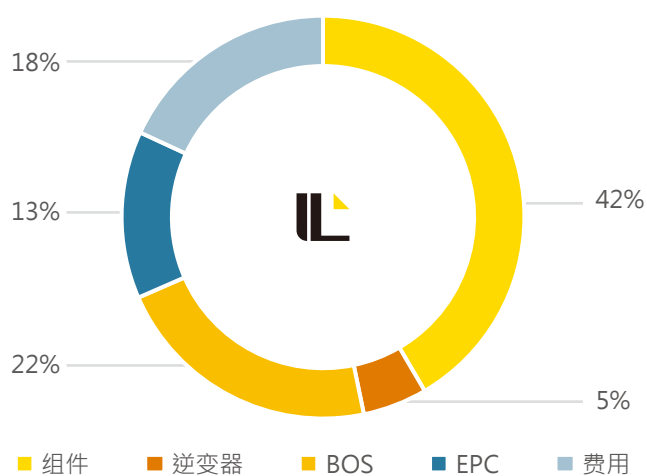


图 1.3-1. 2022年全球平均光伏系统成本结构

单看硬体，光伏组件佔据了最高的硬体成本，依各地区的组件价格不同，组件在硬体成本的占比约在三成到五成间，因此光伏组件的成本下降将显著影响度电成本的变化。

成本下降因子

因组件在光伏系统成本中佔据高比重，如何继续降低光伏组件成本的关键成为了发电系统降本的关键，目前产业界主要采取改变硅片尺寸、厚度以及电池技术革新等方式。

更大尺寸的硅片代表电池有更大的发电面积，在单块组件中产生更多的发电量，摊薄发电系统的度电成本。

而改变硅片厚度的做法，则是借由在硅片的切片阶段，采用更细的金刚线来进行裁切，降低硅片的厚度，如此一来相同的硅棒可以产出更多的硅片，降低整体组件中的硅成本。由于厚度的改变对于良率以及电池片转换效率影响大，过去硅片变化速度缓慢，然而从2021年起多晶硅料成本快速上扬，为有效减少硅耗量，硅片厚度在短时间内快速减薄，从2021年底的170 μm 快速演进至2023年初的150 μm 、N型140-130 μm ，显着减少了硅料成本在总成本中的占比。

另一有效降低系统度电成本的关键来自光伏电池技术的演进，早期的多晶电池片最高仅能提供18.7%的效率，但从单晶P型PERC技术优异的性价比使其成为市场的主流，过去两三年电池的扩产主要也都以PERC为主。而PERC技术在经过数年的研发后，2023年初的电池效率也来到约23.0%，但后续效率提升空间有限。能够提供更高电池效率的N型技术，如TOPCon（24.2%至24.9%）、HJT（24.3%至25%）等高效电池在经过多年的研发后，2022年开始较多具规模的产能投入。N型技术拥有的优势众多，如寿命长、光衰率低、杂质捕获能力低、弱光性能好、温度系数表现优异、双面利用率较高等，也因此理论效率更高，但过去受制于成本和良率的问题，导致产品价格较高，直到2022年才有比较具规模的新产能投放。2023年终于迎来技术迭代，在降本、良率及效率的提升下，TOPCon在N型中脱颖而出，后续仍期待效率随着技术演进而逐年提升，协助光伏发电达到进一步的降本。

各大光伏需求市场LCOE演进

光伏由于硬体成本快速下降，在全球许多区域已达成和燃煤、天然气等石化能源平价甚至更低的度电成本。未来实质影响各大市场光伏LCOE走势的变因主要分为两面向，（1）影响需求端的补贴政策（2）供应端的物料价格变化。

需求端的政策补贴主要包括了装机补助或是税务优惠等，可有效减低终端的采购或税务成本，补助可能来自各国的中央或地方政府，目前较具规模的补贴为美国在2022年8月通过的《降低通胀法案》法案。

供应端方面，当前全产业四个环节（硅料、硅片、电池、组件）在产能中国皆超过85.0%，甚至在辅材料的部分也以中国为最大宗生产国，因此全球的光伏供给主要受到中国供应链、或是国际间贸易壁垒的影响。

诚如前述，组件约佔据光伏电站成本的三成到五成，而组件成本最主要部分为硅成本，因此上游原料的多晶硅的价格变化将显著的影响组件的成本和价格。

在光伏供应链的快速扩产中，多晶硅环节因其工业化特性，扩产速度远慢于下游其他环节，完工速度的差异在2020年下半至2022年间造成上下游严重的产能错配，多晶硅价格在2020下半年一路上涨，单晶致密料价格从2020年6月的每公斤约6.7美元（换算约59元人民币）一路上涨，在2022年8月来到最高点每公斤43.1美元（换算约300-303元人民币），直到2022第四季才因硅料环节的新产能逐渐落地而开始下降。

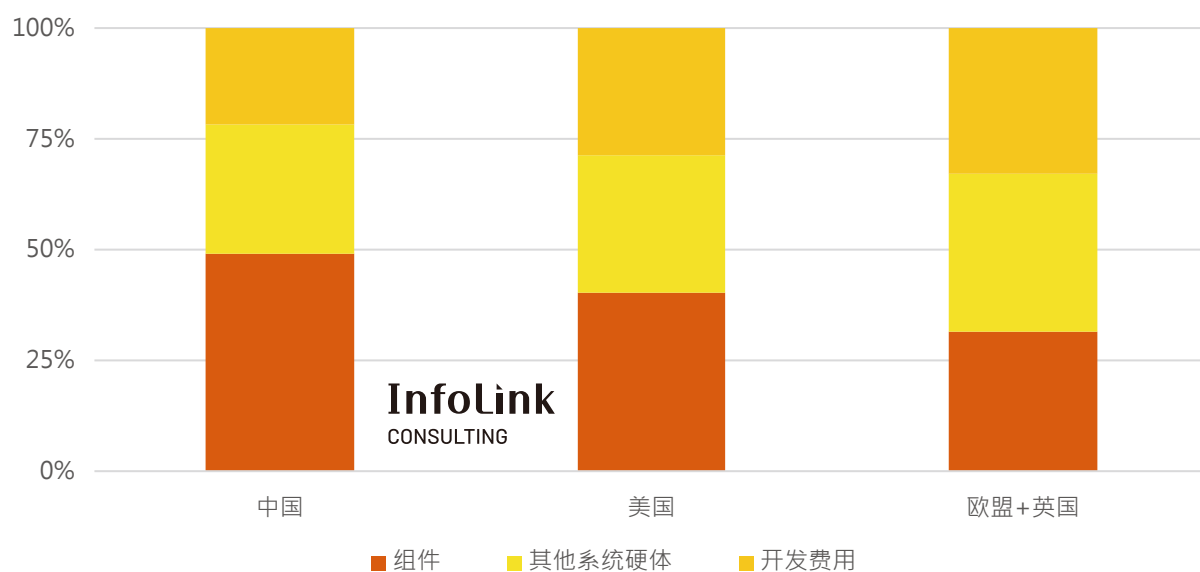


图 1.3-2. 各区域光伏系统成本占比

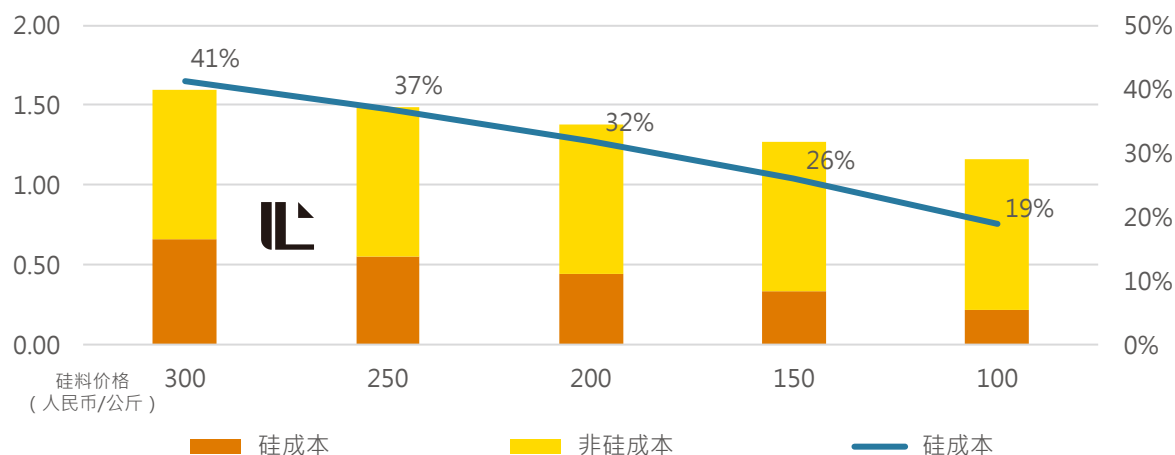


图 1.3-3. 光伏组件成本变化，单位：人民币/W

从图表中可观察，在其他成本不变化的状况下，以2022年多晶硅价格的高点每公斤41.72美元（300元人民币），硅成本将占据组件成本的四成，并且将组件的成本推到超过每瓦0.21美元（约1.6人民币/W）的高位；随着多晶硅产能在2022年底以来的明显提升，2023年4月多晶硅价格已下降至每公斤30美元（约200人民币），硅成本占组件成本的比例下降至33%。2023年在大规模的扩产下，多晶硅将逐渐从供应不足转为供过于求，并带动硅料价格的持续下行。

以下LCOE测算仅以当地中性状况作测算假设，不同区域的光照时数将显著影响LCOE，因此以下叙述中测算仅以该区平均日照时数为参考，图表则提供该地区不同日照时数下的LCOE情境。测算对象为规模100 MW的集中式电站。

中国

中国拥有全球最完整的光伏供应链，也享有低廉的电站建造成本。目前中国光伏发电基本上已经进入平价时代，来自中央政府的补贴已结束，仅剩小部分地方政府提供当地的补贴。

来自需求端的影响减少，供给端成为了中国光伏LCOE的主要变因，系统开发商的光伏发电系统占比最大的组件，以2021年M10组件平均1.85人民币/W进行测算，组件将占成本的49.0%，其他则是逆变器等系统硬体和开发费用组成。分别佔据了29.0%、22.0%。若以中国平均日照每年1,344小时进行测算，LCOE中性值为26.77美元/MWh（192.49人民币/MWh）。

然而到了2022年，供应链的上下游产能错配严重，造成了多晶硅价格持续上涨，到八月时已经突破了每公斤41.72美元（300.00元人民币），带动了整个供应链的价格上调，同时国际间大宗原材料价格上涨导致其他发电站设备成本增加。以2022年全年平均组件价格约1.97人民币/W进行测算，2022中国光伏发电的LCOE为28.57 美元/MWh（205.40人民币/MWh），对比2021年LCOE的26.77美元/MWh反而上涨。

而其他供应端的变因包括制造组件所需的辅材和发电系统的硬体，会受到大宗原物料的价格变化影响，电站开发时所需的规费则因不同地区规定不同等，整体而言佔据组件制造成本比重大的多晶硅新扩产能释放的时间点仍是影响中国及全球光伏LCOE下降的关键。近年多晶硅高毛利吸引了许多地市场的新旧厂家积极投入扩产，大规模的扩产使得硅料价格将在2023年下旬至2024年出现明显的下降，带动光伏组件价格下跌，**预计2023年组件平均价格将降低至每瓦1.66人民币，而光伏LCOE将下降至26.49美元/MWh（190.44人民币/MWh）。**InfoLink推估到了2025年，多晶硅价格将随产能释放下降到约22美元/公斤（约75人民币/公斤），届时光伏组件中的硅成本将显著下降，使得届时组件价格下降到1.31–1.37元人民币/W之间，在此情境下，中国光伏的LCOE约为24.74美元/MWh（177.91人民币/MWh）。

除了供应链价格外，从2024年开始，具备更高效率、更低衰退的N型电池技术将逐渐成为市场主流。N型电池能够提供比PERC电池更高的发电效率，让相同规模的电站在相同的生命周期中可产出更多的电量，进一步摊薄LCOE。**InfoLink预估随整体的成本下探，加上更多的发电量，中国的LCOE在2030年，有机会达到23.2–23.92美元/MWh（155.6–172人民币/MWh）。**

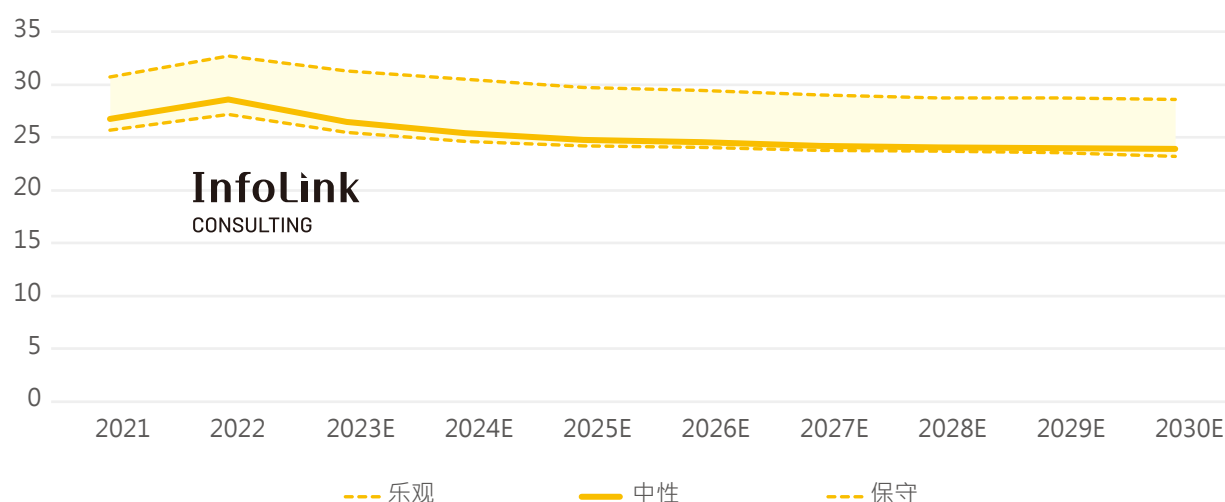


图 1.3-4. 2021–2030年中国光伏LCOE演进图，单位：美元/MWh

美国

与中国不同，美国本土并无完善的光伏产业供应链，主要透过进口来取得组件，也因物价和劳工成本高，其他硬体价格也高于中国。当前美国的光伏组件供应来源为东南亚国家，如越南、泰国、马来西亚等，成本略高于中国供应链，且受到关税壁垒影响，容易面临供不应求的状况。

成本和产业特性影响下，美国组件售价明显高于其他非中国地区，2022年当地大尺寸组件含运价格约在每瓦0.42美元上下，本地生产的组件价格甚至到0.5美元以上（受到美国当地高人工、水电费用、本土制造供应少影响），造成美国系统成本明显高于其他市场。但美国发展光伏的优势来自其全国的平均日照时数较高（每年平均日照时数约在2,190小时），较高的容量因数产出更多的电量降低整体的度电成本。美国另一个降低LCOE的优势来自于政府的补贴政策，如从过去数年一直是刺激美国当地需求的投资赋税抵减。美国在拜登政府上台后加速能源转型，最具代表的为2022年通过的《降低通胀法案》再次提高了投资赋税抵减补贴税率、并新增生产税收抵免。InfoLink在美国市场的LCOE测算以超过1 MW的电站，并且建设期间符合劳工条件（薪资、聘用等规定）做基准，因此可领取投资赋税抵减税务补贴进行2023至2030年的测算。

不只组件，美国由于人工、规费等各种成本也较高，使得组件在发电系统中的占比稍低于中国，但仍是占据了最大的比重。美国2022年同样受到了光伏供应链和大宗原物料上涨的影响，组件的平均上涨到0.42美元/W上下，其他的系统硬体也同样上涨，如受到芯片短缺影响的逆变器等，InfoLink以26.0%的投资赋税抵减税务补贴下计算，美国光伏的LCOE也从2021年的34.36美元/MWh成长到38.38美元/MWh。2023年由于美国组件供应仍受新疆议题影响，加上庞大的潜在需求将使组件价格在0.42-0.43美元间高档波动，预计2023年平均组件价格将落在0.423美元/W，但整体物价的下跌将减少光伏系统中其他硬体成本，进而降低LCOE，**预计2023年LCOE将降低至34.58 美元/MWh；而在2024年预计影响美国组件供应的新疆议题将有所缓解，届时价格有望开始下降，加上新版投资赋税抵减的补贴，中性情境下预估美国的LCOE将在2025年下降到约30.48美元/MWh。**

2026到2030年间，美国的LCOE将随组件成本的下降而持续减少。然而，美国《降低通胀法案》重点补贴美国本土制造，发电系统若采用特定比例的美国产品可额外多获得10%的投资赋税抵减补贴，整体投资赋税抵减补贴可达40%。InfoLink认为虽然美国本土产品供给会在补贴的帮助下增加，但生产厂家因成本高所以让利给下游电站机会较低，因此**在2030年前，美国的LCOE仍呈现稳定的下降，落在25-28美元/MWh的区间。若假设较乐观的情境下，美国本土有机会在2028年建设较完善的光伏供应链，且厂家愿意让利给终端开发商的话，美国的LCOE有机会加速降本，在2030年最低能达到25.22美元/MWh上下的低价。**

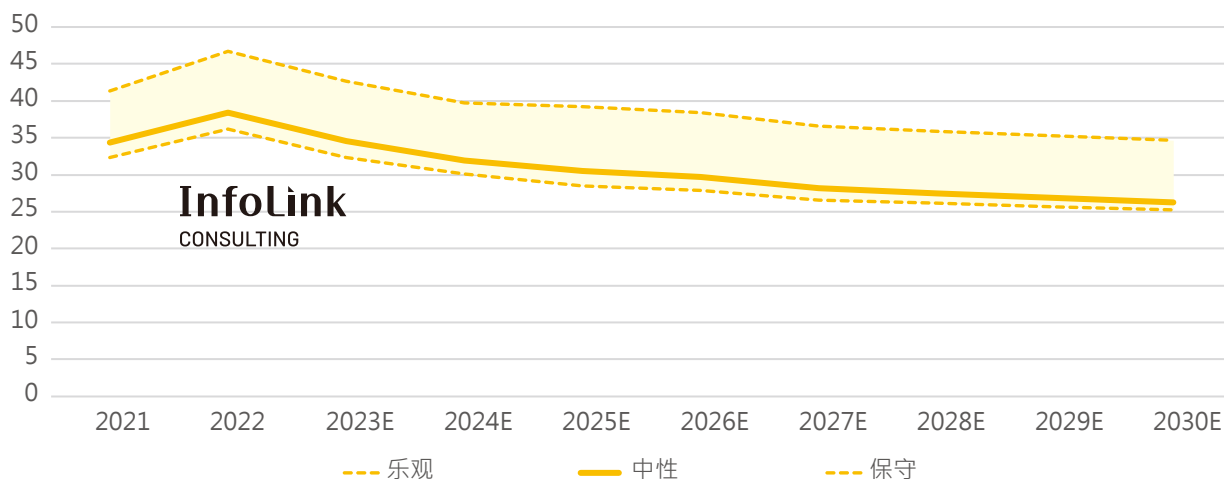


图 1.3-5. 2021-2030年美国光伏LCOE演进图，单位：美元/MWh

欧洲(欧盟+英国)

欧洲目前为全球再生能源转型最积极的地区，欧盟和其他欧洲国家都订下了相当积极的转型目标，如欧盟的「REPowerEU」、「EU Solar Energy」等，欧盟目标在2025、2030年前达到光伏累计装机320 GW、600 GW。另外，光伏的需求大国德国和法国也订下了明确的安装目标。2022年欧洲更是面对了区域冲突下的传统能源供应紧张，价格疯狂上涨，使得欧洲对于光伏等再生能源的需求持续提升。尽管欧洲当地的需求庞大，但是在装机上，欧盟等欧洲主要市场实质补贴已大幅下降，来自需求端的变因对欧洲光伏LCOE变化影响不大，但是对终端来说，光伏和近期价格暴涨的传统能源相比，仍具吸引力。

欧洲目前并没有针对光伏电池与组件的贸易壁垒，当地并无完整的光伏供应链，产品大多来自中国进口。因迫切的能源转型需求，欧洲是目前进口中国组件最大的区域市场，欧洲在2021年进口了40.9 GW的组件，2022年进口总量更是高达72 GW，对中国产品的需求庞大导致欧洲供给端成本受中国供应链价格变化影响大。

因气候缘故，欧洲LCOE模型测算采用年平均日照时数以约2,000小时进行模拟，略低于美国，由于欧洲的能源转型态度积极，因此对于光伏组件的价格接受度高(价格仍低于美国)，以2021年欧洲组件均价0.264美元/W测算下，欧洲组件在光伏发电系统硬体成本占比约在35%。2022年，欧洲同样受到光伏供应链上涨的影响，组件价格均价落在0.311美元/W，在此价格下，2021和2022年欧洲光伏的LCOE落在31.22、37.11 美元/MWh。欧盟未来虽有透过《绿色协议工业计划》在当地建立光伏供应链的规划，但考量到实际施行细则尚未公布且法案通过日程较长等因素，短期内主要的组件供应来源仍会是有成本优势的中国为主，因此中国的供应链价格将会持续的影响欧洲光伏LCOE变化。未来中短期，也就是2026年前欧洲的LCOE将会随中国的多晶硅产能释放，组件的成本降低而有比较高的降幅，当欧洲组件价格预估在2025来到每瓦约0.18-0.19美元上下时，LCOE可达到31.31 美元/MWh。2026年后，LCOE以缓降为主，若欧洲组件价格能够在2030达到0.17美元/W，可使欧洲光伏LCOE约落在28.55美元/MWh上下。

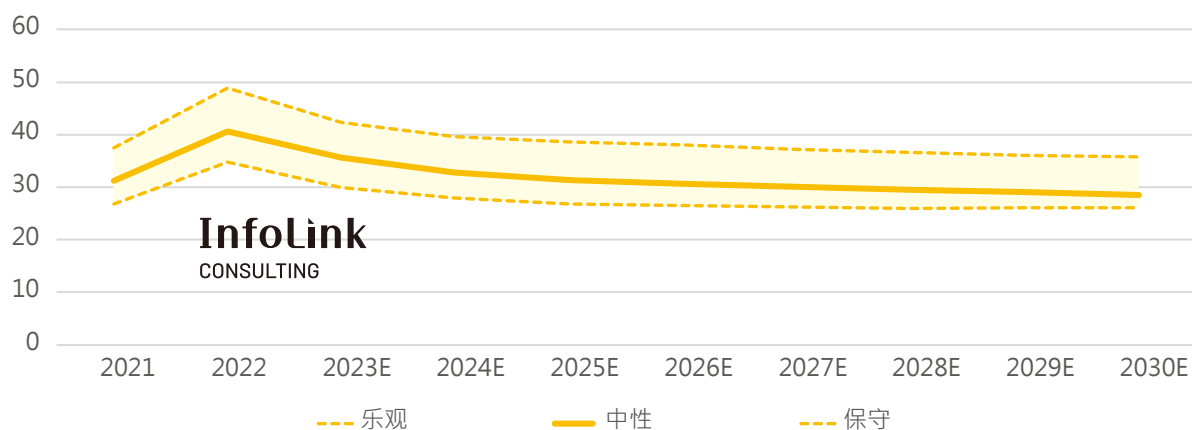


图 1.3-6. 2021–2030年欧洲光伏LCOE演进图，单位：美元/MWh

三大市场LCOE总结

中国、欧洲目前对光伏安装并无直接的补贴措施，LCOE主要受到供应链价格的影响。受到上游多晶硅产能的箝制，使得2022年的LCOE反而高于2021年，但未来几年内新多晶硅产能释放后预估有较大的降幅，中长期则观察高效产品的导入情况。美国因贸易壁垒因素，组件价格近年仍维持相对高昂，但未来十年内都将享有《降低通胀法案》带来的补贴效益，若电站开发商能够达到基本的要求下，至少可得30%的补贴，即使美国的光伏产品、其他系统硬体等成本都高于其他地区，LCOE仍有较大幅度的下降。

1.4 光伏 IRA

《降低通膨法案》

美国时间8月16日美国总统拜登签署执行《降低通膨法案》，代替去年无法通过参议院投票的《重建美好法案》（Build Back Better Act, BBB）。本次《降低通膨法案》在气候变迁和再生能源相关领域的投资达3,690亿美元，目标将在2030年达到全美国减少40.0%碳排（2005年为基准）的目标。

需求

分为延续并提升补贴额度的投资赋税抵减（Investment Tax Credit, ITC），以及重启生产税收抵免，补贴的期间都延长到了10年以上，才会进入退坡阶段，对于美国长期的光伏装机需求，达到有效的刺激效果。

Investment Tax Credit (ITC)

投资赋税抵减以建设系统的资本支出作为基准，提供项目业主折抵所得税额度。

相较于现行的投资赋税抵减方案（美国国会于2020通过的延长补贴版本，2023年将进入补贴退坡阶段），新版将区分为户用以及非户用项目，并且采取累加制度，满足各类不同的条件可逐步提高补贴。

户用项目

光伏户用项目的基本补贴额度为30.0%，虽不须附加其他条件，但同时也无法透过其他手段增加补贴额度。

相较现行之户用投资赋税抵减方案，2022年底前补贴26.0%，2023年将开始进入退坡，降到22.0%。而到了2024年，户用项目的补贴将结束，因此本次《降低通膨法案》在户用项目的补贴力度和时间都大幅提升。

户用项目的补贴将在2033年开始进入退坡，每年减少4.0%，2035年补贴结束。

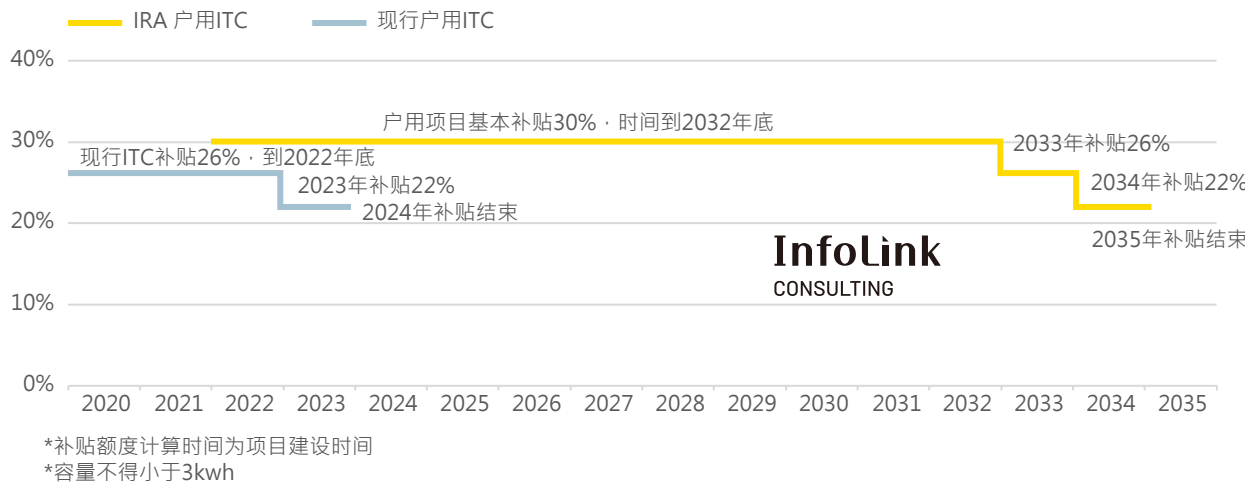


图 1.4-1. IRA 户用项目Investment Tax Credit (ITC) 比较

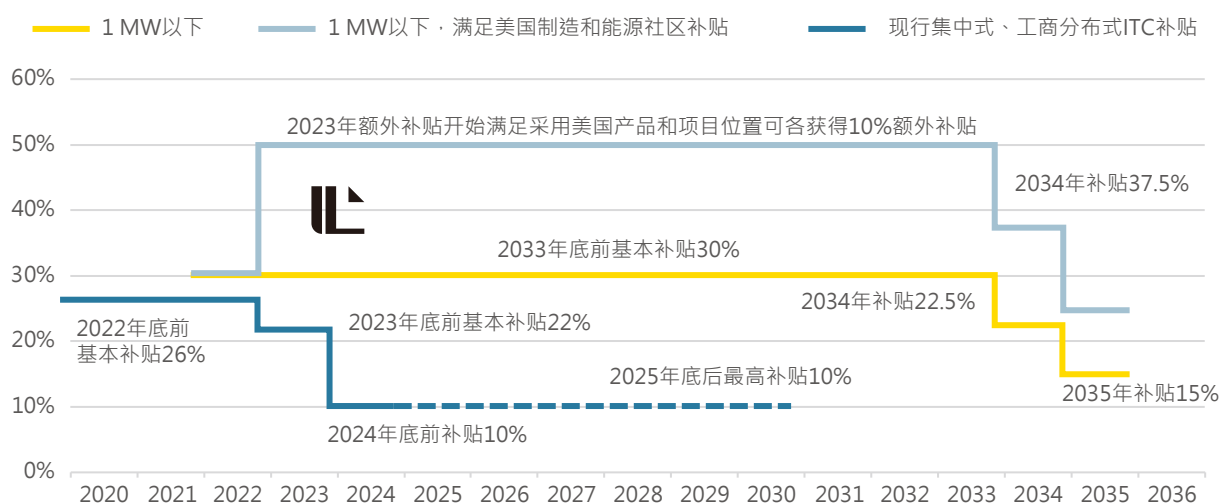
非户用项目

光伏的非户用项目包括了，集中式、工商分布式、社区和政府专案等，将以1 MW作为分界，而满足不同的条件下，可以获得额外的补贴。

1 MW以下

1 MW以下的项目基本补贴额度为30.0%，如果项目采用特定比例的美国制产品或位在政府指定的能源社区，则可以各获得10.0%的补贴，若是再参与低收入社区的计划，则可再多获得10.0%至20.0%的补贴。由于参与低收入计划的难度较高且有额度限制，每年额度有限，获得该补贴较不易，因此取得基本补贴加上国产设备、能源社区共50.0%的补贴可能性较高。

1MW以下项目ITC补贴	
基本补贴	30%
满足特定比例美国制造	+10%
项目位在能源社区	+10%
参与低收入计划	+10 – 20%
美国制造条件要求: 钢铁等原料须完全采用美国产品 2024年底前，成本40%须为美国制造，2025年45%，2026年50%， 2027年开始55%	



*补贴额度计算时间为项目建设时间
 *额外补贴为2023年开始投入营运的项目

图 1.4-2. 1MW以下项目 Investment Tax Credit (ITC) 比较

1 MW以上

超过1 MW以上的项目则须完成较多的条件方能取得较高的补贴，其中区分补贴额度主要依据为是否满足法案中的劳工条件，若是无法达成劳工条件，不管是基本补贴或是额外补贴额度都有较大的降幅。

基本的劳工条件包括了是否聘用合格劳工并符合提供较优异的薪资等规范，若是无法达成，基本补贴将从30.0%降为6.0%，满足能源社区和国产设备的额外补贴也将从10.0%降到2.0%，差距幅度大。1 MW以上专案同样可参与低收计划获得10.0%至20.0%的额外补贴。

由于是否满足劳工条件的补贴额度差距达到五倍，因此预估项目主会尽全力去达成劳工条件。而同样参与低收计划的难度高，因此预估项目业主会争取30.0%至50.0%的补贴。

非户用项目的补贴将在2034年开始，每年减少25.0%，直到2036年结束补贴。

1MW以上项目ITC补贴		
	满足劳工条件	未满足劳工条件
基本补贴	6% + 24%	6%
满足特定比例美国制造	2% + 8%	+2%
项目位在能源社区	2% + 8%	+2%
参与低收计划	+10% - 20%	+10% - 20%
劳工条件包括聘用合格劳工和薪资相关规定		

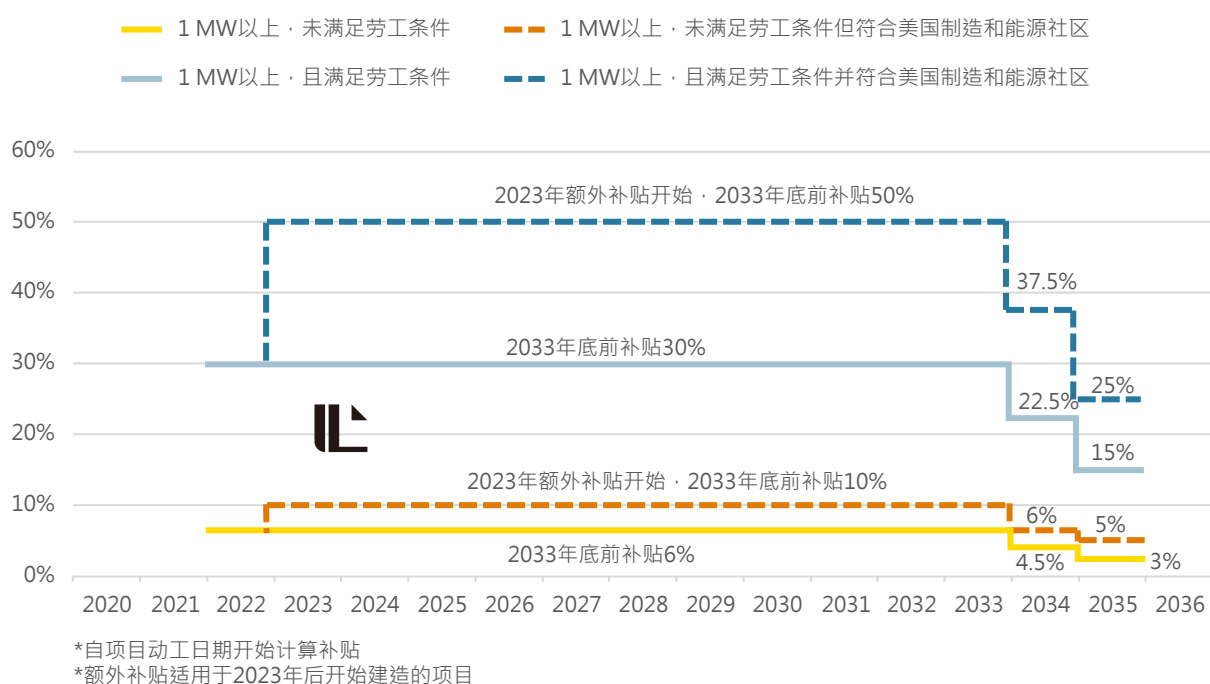


图 1.4-3. 1MW以上项目 Investment Tax Credit (ITC) 比较

除了按照安装成本的投资赋税抵减，《降低通膨法案》再次启动了依照项目发电量的生产税收抵免，依照光伏系统实际发电度数获得特定金额的补贴，补贴期间为十年，补贴金额随通膨进行调整。同样若符合满足国内制造或项目位在能源社区可各获得基本补贴10.0%的额外补贴。选择生产税收抵免将会以项目规模进行区分，分界同样为1 MW。

1 MW以下项目基本补贴为1.50分美元/kWh，可透过采用特定比例美国制产品和将项目建设在能源社区获得额外10.0%补贴。若是1 MW以上的项目，则须满足如同投资赋税抵减的劳工条件，才可以取得1.50分美元/kWh的补贴，否则仅剩20.0%，也就是0.3.0分美元/kWh，也会连带造成满足美国制造或是能源社区的额外补贴的减少（额外补贴的计算基准为基本补贴）。

生产税收抵免的补贴金额将随通膨做变化，补贴在2034年开始退坡，每年减少25.0%，2036年补贴结束。

表 1.4-1. IRA法案PTC补贴金额测算，单位：美分/kWh

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1 MW 以下	基本PTC	1.53	1.56	1.59	1.62	1.66	1.69	1.72	1.76	1.79	1.83	1.87	1.43	0.97	
	满足国内生产和位在能源社区	1.84	1.87	1.91	1.95	1.99	2.03	2.07	2.11	2.15	2.19	2.24	1.71	1.16	
1 MW 以上 满足劳动要求	基本PTC	1.50	1.53	1.56	1.59	1.62	1.66	1.69	1.72	1.76	1.79	1.83	1.87	1.43	0.97
	满足国内生产和位在能源社区	1.84	1.87	1.91	1.95	1.99	2.03	2.07	2.11	2.15	2.19	2.24	1.71	1.16	
1 MW 以上 未满足劳动要求	基本PTC	0.30	0.31	0.31	0.32	0.32	0.33	0.34	0.34	0.35	0.36	0.37	0.37	0.29	0.19
	满足国内生产和位在能源社区	0.37	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.34	0.23	

*补贴额度计算时间为项目建设时间。
*通膨暂时以每年2%进行估算，实际数据数据按当年公告通膨而定。2022年通膨调整后基本补PTC补贴为1 kWh 0.5美分、满足条件为2.6美分。
*额外补贴为2023年开始投入运营的项目。

供应面

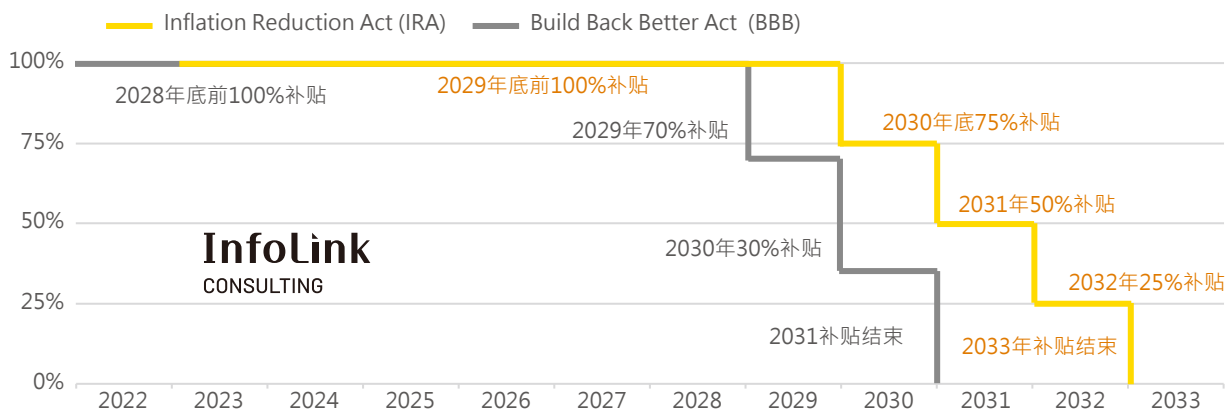
《降低通胀法案》大力补贴美国本土制造，希望未来在美国建立完整的光伏供应链，因此从光伏供应链的上游到下游产品，以及系统辅材料都有进行补贴。另外厂商也可以选择建厂资本支出的6.0% 投资赋税抵减税务补贴，满足劳工条件可将补贴提高到30.0%。产品生产补贴和建厂补贴为二择一。

表 1.4-2. 美国本土光伏制造补贴项目和额度

	Item	Subsidy	Note
光伏产品生产补贴 (Advanced manufacturing production credit)	补助生效日	2022年12月31日过后生产和销售的产品。	补助上限法案中尚未有说明，需等待细则明定。
	硅料	3 USD/kg	纯度8N以上多晶硅产品
	硅片	12 USD/m2	补贴金额换算 (包含晶硅和薄膜) M6每片补贴0.329元美金 M10每片 0.396元美金 G12每片0.529元美金
	电池	0.04 USD/W	适用于晶硅、薄膜电池
	组件	0.07 USD/W	适用于晶硅、薄膜电池
	背板	0.4 USD/m2	
	逆变器	Central inverter 0.0025 USD/W Utility inverter 0.015 USD/W Commercial inverter 0.02 USD/W Residential inverter 0.065 USD/W Microinverter 0.11 USD/W	集中型逆变器 (>1 MW) 大型逆变器 (> 125kW, <1MW) 工商业用逆变器 (>20kW, <125kW) 户用逆变器 (<20kW) 微型逆变器 (<650W)
	跟踪支架系统	Torque tube 0.87 USD/kg Structural fastener 2.28 USD/kg	
光伏供应链厂房补贴 (Extension of the advanced energy project credit)	Factory construction, equipment (重新配备、扩大、建立生产设施者)	法案颁布后180天内将制定细则，补贴将适用于2023年1月1日过后的项目，项目需在声请核准后两年内投产。预算上限明定总额度不超过100亿美元，其中不超过60亿美元可用在建置于非合格的能源社区的项目，适用税率抵免，非直接支付。 补助额度至少补助6%，符合薪资、劳工条件者可提高到30%。	

*补贴仅限美国本土制造、销售给非关联方
*产品生产补贴按照实际生产数量
*两者择一使用不能重复领取补贴

相比过去未通过的《重建美好法案》，《降低通胀法案》的退坡时间更晚，幅度更低，《重建美好法案》的生产补贴在2029年进入补贴退坡期，接下来两年的补贴幅度为70.0%、30.0%，2031年补贴结束。而《降低通胀法案》的补贴退坡开始于2030年，逐年减少25.0%，2033年才结束补贴，补贴的力度更胜《重建美好法案》。



*Applicable to products made and sold after Dec. 31, 2022.

图 1.4-4. 美国光伏本土制造补贴

当前估算下来美国本土制造若加上补贴，若拥有1.完整供应链2.硅片至组件3.电池片至组件产能，以现有成本来估算有机会优于东南亚产能。即便仅拥有组件产能，算上补贴后的制造成本也能与东南亚产能有抗争之力。

当前美国制造的讨论热度高涨，然而上游硅料以及硅片的产能扩张不似下游电池片与组件产能的自动化程度较高，需要考虑制造的限制因素。其中硅料建设周期约一年半至两年左右的时程，即便2023年初规划落地到实际投产爬坡也需等待至2024年下旬过后，此外硅料生产成本中电费占据约40.0%左右的份额，美国电费高昂也是未来生产的隐忧，因此2022至2023年新增产能以旧有厂重启为主，短期来看海外硅料产能新增仍旧有限。而硅片的产能是否能在美国建置需考虑人工品质，当前硅片环节的自动化尚未全面，长晶与切片对于人工的要求较高，其中引晶、放晶以及切片需要依靠人力。

总结以上，供应链的生产端看基础条件、建设成本、收益率等情势测算而定。短期来看，美国供应链完善尚需时日，美国制造仍难以摆脱高成本、高价格的影响。

《降低通胀法案》整体影响

《降低通胀法案》的通过无疑对于美国光伏的发展，不管需求或是供给面，都是一大利多。需求面来看，各类型项目的补贴提高能够吸引更多潜在需求；而补贴的时间延长则是可以调配安装时间，避免市场价格波动或是供给不足等不确定因素。其中，在投资赋税抵减补贴下能刺激更高需求的可能是以经营分布式项目为主的厂家，因项目可能位在能源或是低收社区，能够获得更高的补贴额度。长期而言，投资赋税抵减或生产税收抵免等装机补贴势必推升美国长期的光伏装机总量。然而短期的需求仍是受制《防止强迫维吾尔人劳动法》限制新疆产制产品影响，美国供应链完善尚需时日，因此一至两年内东南亚仍将会是美国组件的主要供应来源。

供给方面，建厂采购和产品生产补贴能够弥补美国本土目前较严重的成本过高问题，吸引本地或是外国厂家在美国进行扩产，完善供应链并增加本地产品的供给，解决当前贸易摩擦下进口不足造成供给缺乏。根据InfoLink调研，生产补贴不只使得本土厂家受惠重新评估加大扩产以外，也吸引了海外的投资者评估进入美国本地生产，目前已经有部份厂家开始评估在美生产的可能性，甚至已经进入洽谈组件设备采购的阶段。然而人工水电成本、税率补贴的细则等细项仍需评估以外，中美情势变化诡谲、政策稳定性也让厂家游移不定，因此中国品牌的厂家大多抱持观望态度。展望长期，美国本地产品供给增加能协助业主取得更多的补助，与需求补贴方案建立良好的回圈，将助力美国光伏产业长期发展。

本次法案通过对于当前美国光伏短期的实际装机需求可能影响不大，主因有三点：1.美国仍受限于《防止强迫维吾尔人劳动法》，东南亚光伏产品进口厂家的一线中国品牌仍无法顺利进港，主要仍受制在政治因素、上游追溯材料尚不全面，审批时间拉长等因素影响，当前美国组件的供应存在缺口。2.即使《降低通胀法案》中对于本地建厂和生产有优异的补贴，但厂家在评估和建厂等阶段仍需要较长的时间，短期来看1-2年内美国本土供应链的完善仍需等待时间逐渐成熟，且当前原材料仍大多依赖中国进口、运输成本也导致成本增加，此外人工成本仍相对其馀地区高昂，加总来看短期内美国制造仍难以摆脱高成本、高价格。3.投资赋税抵减、生产税收抵免的额外补贴也须等到2023年才会生效，对2022年的实际装机需求可能影响不大。

02 风力



CH2 风力 章节重点

需求

在2022年全球新增的风力装置容量为91.36 GW，其中82.01 GW为陆域风电约占九成，9.35 GW为海上风电约占一成。

InfoLink预估全球的风力的总装置容量从2021年的834.75 GW上升到2030年的1839.77 GW，将成长一倍以上。风力总装置容量中，陆域风电的占比将从2021年的93%下滑到2030年的85%，离岸风电的占比则是从2021年的7%上升到2030年的15%。

在陆域风电中，中国市场在接下来的十年内，总体规模与成长速度都将高过美国与欧洲市场，2021–2030年间CAGR为15%。海上风电中，美国市场将在降低通胀法案的支持下迅速成长，目标是从2022年的45 MW上升到2030年的30 GW。

供应链

2022年上半年西门子的风机平均价格较2021年上涨了20–30%，维斯塔斯则是上涨了约10–20%，且在第三季度再次调高陆域风机价格，来到106万欧元/MW。但即使调整风机价格，西门子与维斯塔斯仍承受亏损。

2021–2022年海上风机平均尺寸为6–9.5 MW，同时领先风机系统商例如维斯塔斯、西门子歌美飒及奇异等，皆开始引进14–15MW的大型风机技术，将用于2025–2026年完工之风场，InfoLink预计2030年17–18 MW的海上风机逐渐成为主流。

海上风电船舶市场遭遇到双重的挑战，分别是风机大型化与市场正在快速成长，2022年扣除中国市场，现有的风机安装船（Wind turbine installation vessel, WTIV）仅有两艘符合15 MW风机安装需求。

LCOE

2022年，标准情境下海上风电三大市场的LCOE分别为：中国70.01美元/MWh、美国92.41美元/MWh、欧洲111.1美元/MWh。陆域风电分别为中国29.66美元/MWh、美国23.68美元/MWh、欧洲51.51美元/MWh。

当前三个市场陆域风电、欧洲与美国的海上风电均已达成平价。中国海上风电由于当地低廉的煤炭发电将迟至2027年左右才能达成平价，我们认为近期的升息与通胀导致LCOE上涨将在2024年后缓解。

IRA

InfoLink预估IRA将可使美国海上风电LCOE降低22%，陆域风电LCOE降低31%，风场将扩散至原先容量因数较低或建置成本较高的区域。

IRA另外还提供海上风电的风机零组件与海上风电专用安装船提供10%的税收抵免、拨款一亿美元于区域间输配电规划的研究、并且扩大外缘大陆棚法，加速海上风电发展。

2.1 风力需求

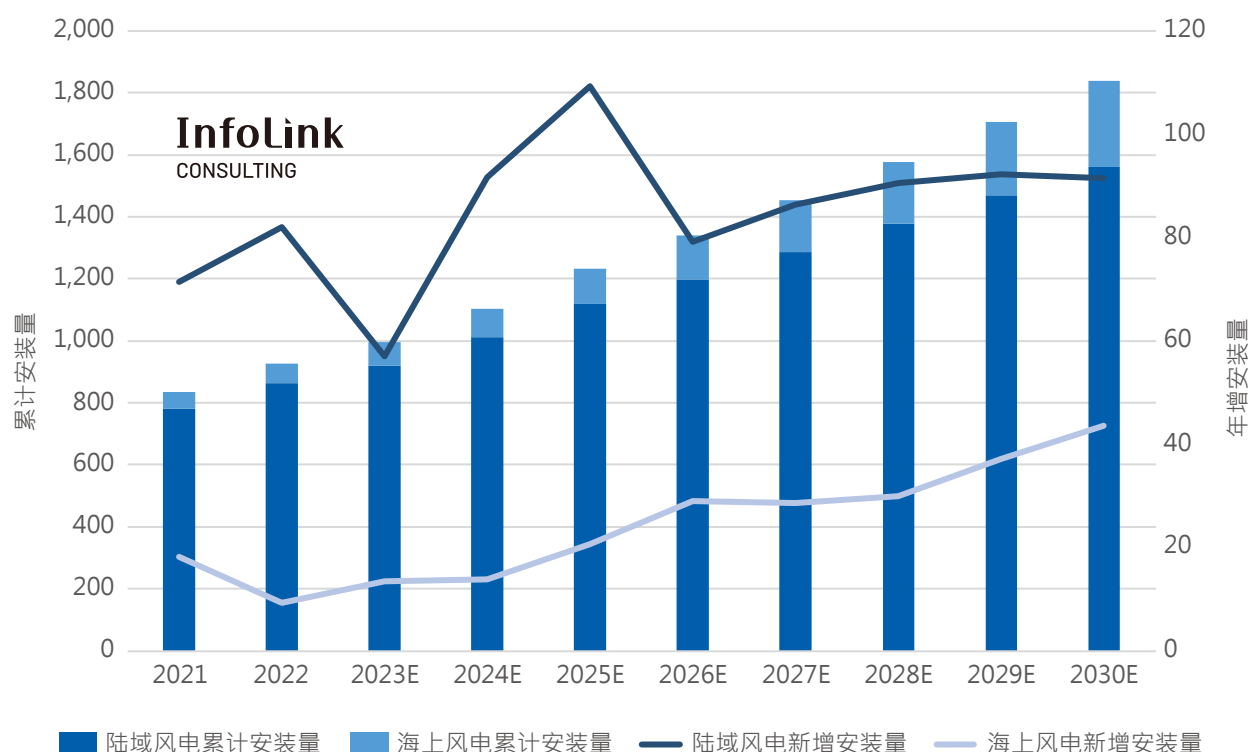


图 2.1-1. 2021-2030年全球风力装置容量，单位：GW

全球风电在这近十年来快速成长，在我们的预估中，陆域风电与海上风电加总的需求将从2021年834 GW成长至2030年1,839 GW，年复合成长率（Compound Annual Growth Rate, CAGR）大约是在9.18%。2021年风力新增安装量为89.60 GW，2022年全球新增的安装量来到91.36 GW，虽然中国2021年海上风电抢装潮后，2022年安装量大幅下滑，不过欧盟及英国与中国陆域新增安装量均成长4-5 GW抵销中国海上风电下滑的部分，且其他风力市场的新增安装量普遍都是增加的。不过，2023年新增的安装量则略为下降至70.41GW，2023年新增安装量下降的主因是美国陆域风电的「投资税收抵免」（Investment Tax Credit, ITC）预计会在2021年底退场，在此之前建设的风场可以享有1.5美分/kwh（更早开始的风场可以享有更高的抵免额度），而陆域风场建设仅需一年的时间，因此到2023年美国陆域风电就不再受到ITC刺激，但随着2022年《降低通胀法案》（Inflation Reduction Act, IRA）的推出，2023年之后美国的陆域风电安装量又会受到「生产税收抵免」（Production Tax Credit, PTC）再次反弹。

陆域风电仍然是风电产业装置容量成长的主因，特别是中国市场2021年的累积装置容量佔全球约39%，但接下来十年却仍能维持约10%的年复合成长率，让中国陆域风电佔全球的佔比到了2030年将高达45%，是全球陆域风电装置容量成长主要的动能。中国陆域风电已经达成平价以及政策上对于安装目标的持续推进是中国市场能如此蓬勃发展的主要因素。欧盟及英国市场的则因为风场相对饱和而缺乏动能，因此要达成政策目标的前提是风场审核流程的简化。

不过陆域风电佔整体风电的比例在未来十年会持续的下降，从2021年的93%持续下降到2030年的85%，主因是目前陆域风场相对饱和，海上风电则在欧洲之外都算是新兴产业，尚有许多潜在的风场正要被开发。像是美国的海上风电目标是在近十年内建设30 GW，这个目标非常具有野心，也是推动海上风电快速成长的动力来源之一。而且欧盟及英国市场虽然相对成熟，未来十年的年均复合成长率也有17%左右，因为像欧盟推出的「REPowerEU」，与英国浮式风场政策目标，都将进一步推升欧盟加上英国海上风电的装置容量，欧盟也致力于加快风场的审核速度。以下会就中国、欧盟加上英国、美国的风力装置容量成长做更详细的说明。

中国

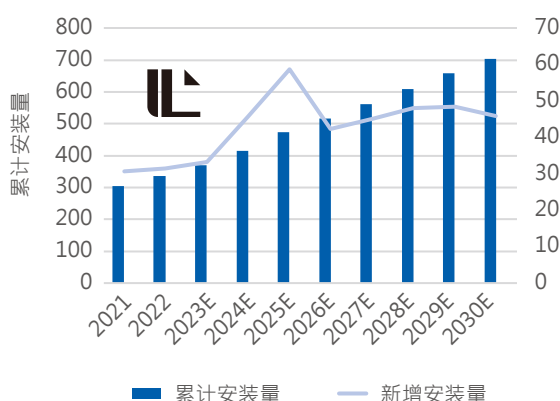


图 2.1-2.

2021-2030年中国陆域风电装置量，单位：GW

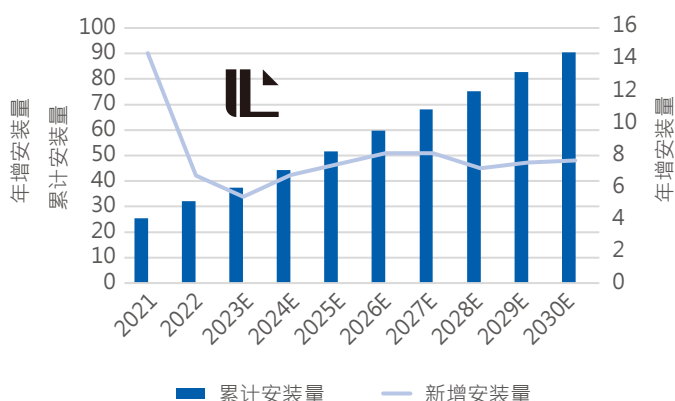


图 2.1-3.

2021-2030年中国海上风电装置量，单位：GW

中国延绵的海岸线为开发海上风电创造十分有利的条件，根据中国风力协会的估算，中国海上风电的开发潜力约在3,500 GW左右，水深20公尺以内约有500 GW的开发潜力，20-50公尺的开发潜力约有1,100 GW，50-100公尺水深若采用浮式与固定式海上风电基础则开发潜力超过2,000 GW。加上中国用电需求大的城市也都座落于沿海，分布在沿海的海上风电相较于集中在东北、华北及西北的陆域风电，能减少远距离传输的损失。

中国海上风电从正朝着平价上网迈进，由于中国政府要求所有享有保障收购费率的海上风场必须在2021年底完成并网，因此在2021年爆发了抢装潮，2021年单年度就新增超过14.4 GW的装置容量，中国累计装置容量从2020年的10.9 GW上升到25.3GW，相当于成长了230%以上，让中国的累积装置容量超过欧盟加上英国所有海上风场的总和，中央政府的电价补贴退场后，由各地方政府承担海上风电补贴压力。

预估在2023年至2025年间，地方政府会完成各自提出的「十四五规划」，其中广东在十四五海上风电目标新增安装量高达17 GW，其次则是目标9 GW的江苏，使得江苏累积安装量将从2021年的6 GW上升到15 GW，其余省份如福建、浙江、山东、辽宁等也都预计在十四五期间能新增约4-5 GW的装置容量，由于部分省份未明订海上风电目标，我们预估在「十四五」规划期间，总计的新增装置容量可超过50 GW，但在过往「十三五」的风力目标中，各省份制定的目标达成率，约在七至八成，而海上风电建设的难度又更胜陆域风电，因此我们保守预估各省「十四五」的政策目标会在2026年达成。

而随着基础建设与供应链成熟，在无其他额外补贴的诱因下，预估2026年至2030年间，中国每年新增装置容量应该可以达到7-8 GW，最终在2030年中国的累积装置容量将达到88.4 GW，并且会提早达成2035年目标累积装置容量71 GW。

回顾中国陆上风电发展早于海上风电，最早在1980年代中期开始试验，但直到2003年之前，因设备仰赖进口、本土设备制造商的品质尚不稳定，使得陆域风电成本难以压低，高昂的成本影响大规模的发展进程，更不利于成本下降。

中国后续透过「特许权方式」与「核准方式」推动陆域风电，「特许权方式」是由政府划设潜力场址，企业以公开投标的方式取得风场的所有权与经营权，并在合约中详订营运期限、经营期间的收购电价等条款，特许权结束风场的所有权和使用权会无偿转返还给政府，施行的期间在2003-2007年，2004年中国推出「核准方式」，前期一旦核可便可获得政府补贴，2009年后则是需要满足特定条件。

中国透过保障收购及补贴的方式降低风场投资的不确定性，同时扶植国产风机制造商，最终让中国的陆域风场与产业开始蓬勃发展，装置容量从2005年的1.3 GW一路成长到2018年的179.8 GW。**2018年后中国陆上风电逐渐达成平价，2019年国家能源局发布新的通知，要求陆域风电进入竞价并网阶段，而2021年起并网的风场则直接依照煤炭发电电价并网，正式进入平价阶段**，这也促成了2020年中国陆域风电的抢装潮，年度新增安装量74 GW。

在2020年的抢装潮之后中国陆域风电的成长依旧强劲，政府在2021年发布第一批大型风电光伏基地建设总规模约97 GW，其中风电项目约13.6 GW，风光项目61.6 GW，预计于2022、2023年完成。紧接着2022公布第二批大型风电光伏基地建设，总计超过450 GW。在政府的推动下，中国陆域风电的装置容量可望持续的成长，因而我们预估在2021-2030年间，中国陆域的CAGR约在7%左右，中国目前确定的陆域风电十四五计划共计新增安装量约200 GW，我们预估此目标会顺利在2025年达成，2026年装置容量可望达到516 GW，并在后续为达成中国2030年风加光累计装置容量1,200 GW的政策目标而持续逼近600 GW，加上光伏的装置容量，很可能在2025年或2026年便达成此政策目标。

美国

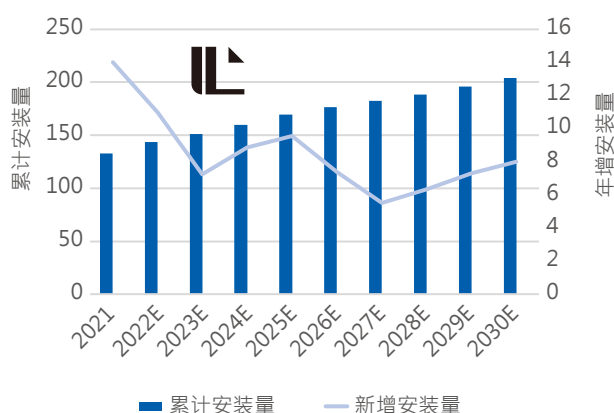


图 2.1-4.
2021-2030年美国陆域风电安装量，单位：GW

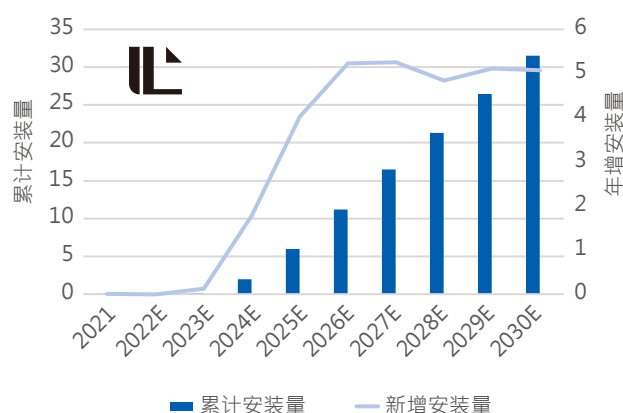


图 2.1-5.
2021-2030年美国海上风电安装量，单位：GW

美国有许多地广人稀且风况良好的区域适合发展陆域风电，例如中西部，在2021年美国陆域风场的平均容量因数为 35% 足以佐证，因而在爱荷华州、科罗拉多州、德州、怀俄明州等地都十分仰赖陆域风电。除了先天条件理想外，美国政府的支持力度强也是促使陆域风电蓬勃发展的因素，陆域风电享有「生产税收抵免」(Production Tax Credit, PTC) 优渥的补助。不过在政策规划上，美国当局现阶段侧重于海上风电的发展，陆域风电并无明确装置容量及成本下降幅度的目标。2012-2021这十年美国在陆域风电的发展非常卓越，CAGR高达22.5%，平均新增装置容量为8 GW，而PTC于2021年到期使当年度美国陆域风电装置容量有极大的成长，累计装置容量达 133 GW。

由于原PTC于2021年到期，我们预估2022-2023年美国陆域安装量将进入暂缓期，《降低通胀法案》于2022年8月公布后，PTC延长至2032年，且享全额补助，将使陆域风电再次进入蓬勃发展，2024-2025年风场陆续落成，2026后增长逐渐平缓，预计2022-2030年平均每年将有8 GW的成长动能。由于美国陆域风电的发展成熟，尽管有政策鼓励，在土地有限的情况下成长幅度不会太大，不过PTC仍使至2030年的累积安装量将比原预期的增加约3.6%。

美国海上风电市场在过往未受到重视，主因为以下三点，第一是海上风电初始的开发成本高，且美国有其他进入障碍低、更经济实惠的再生能源选项，无论是陆域风电、光伏、或是极具潜力的生质能及地热等等，多元的选择让美国没有非发展海上风电不可的压力。第二是因为政府的支撑力道不稳定，共和党虽然不全然反对发展再生能源，但海上风电潜期的投资金额巨大，需要提供保障收购费率或其他针对性的政策诱因才能吸引开发商进驻，开发商在欧洲海上风电市场饱和后，衡量前总统川普对风力发电的态度以及考量政策诱因无法稳定的情况下，美国并不会是首选的市场。最后，过去由开发商Energy Management Inc. (EMI) 负责的Cape Wind风场失败的开发经验，EMI在开发Cape Wind的过程中因影响海岸景观而受到多重的诉讼缠身，耗费16年的开发案最终功亏一篑，虽然提供了宝贵的经验，但也影响了开发商对美国市场的信心。

如今拜登政府喊出新的政策目标，包含2030年海上风电要达到30 GW，相较于2021年已经并网的42 MW是一个极具野心的目标，将唤醒开发商对美国市场的关注，尤其美国有许多优良的先天条件，如适合开发海上风电的漫长海岸线，无论在东岸或是西岸都有稳定的风资源，美国国内也有足够的油气产业背景可以应用在海上风电上，再加上IRA法案当中海上风电30%的「投资税收抵免」(Investment Tax Credit, ITC)更提供了充足的经济诱因，不过美国另外得面对基础设施可能跟不上风场建设、风机制造对港口腹地以及承载力的要求，或是海上风电基础安装船与风机安装船供给不足的问题，特别是在琼斯法案的限制下，一项于2022年四月发布的裁决判定只要零部件不是从美国本土取得，外国风机安装船可以在美国进行风场施做，因为船员不被视为乘客、零部件也不被视为商品，因此不违反琼斯法案，目前政府认可的变通的方法是由悬挂美国旗、在美国制造的拖船运送零部件，风机或基础安装船则停留于风场，但当气候恶劣时，零件从拖船转移到安装船会衍生额外风险，此流程的效率也较差。

因此美国若想加速风场开发，琼斯法案将会成为最大的阻碍，多数的船东担忧风机大型化、通胀、升息等因素而仍在观望，且美国制造成本较国际市场高出约50%，目前仅有Dominion Energy所订购的Charybdis符合琼斯法案的要求，但市场预估至少要六艘风机安装船才能符合政策目标。另外，拜登政府也提出要在2035年达成浮式风电装置容量达到15 GW，并减少70%的度电成本，此一政策主要针对美国西岸海域以及缅因州，当地由于急速下潜的水深使当地不适合发展固定式海上风电基础，漂浮式技术成长将有利于加州、俄勒冈州与缅因州的海上风电发展。

因此我们根据美国政府的目標以及現有的風場預估美國2023–2030年的每年新增安裝量，2025年开始每年新增安裝量可达4-5 GW。美国许多州份有提出自身的海上风电目标，如麻萨诸塞州、康乃狄克州、马利兰州、维吉尼亚州以及北卡罗莱纳州合计在2030年海上风电装置容量达16.8 GW，而纽约州与新泽西州则预计在2035年达成16.5 GW。而在2022年美国尚不会有新的风场落成，现在正在施作的麻萨诸塞州South Fork Wind Farm将在2023年并网并提供132 MW，美国直到2025年后装置容量才有爆炸性的成长，麻萨诸塞州在2025年共计将近有3 GW的风场进入商转，而新泽西州则是有一座1.1 GW的风场进入商转，在2026–2030年麻萨诸塞州、德拉瓦州、纽泽西州、纽约州等地都陆续有风场落成，平均每年新增并网容量约在5 GW上下，最终在2030年能够顺利达成美国30 GW的政策目标。

欧洲(欧盟+英国)

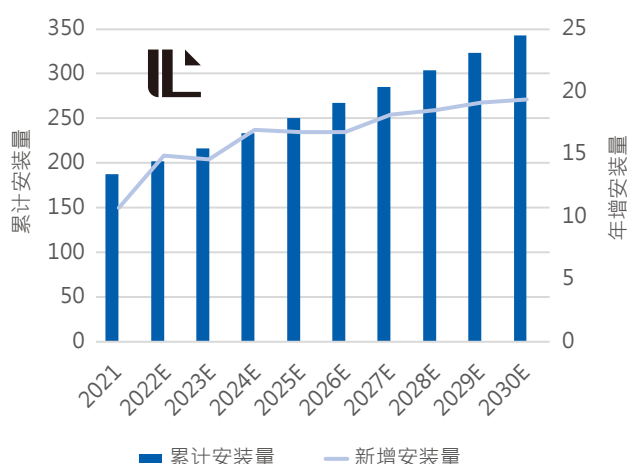


图 2.1-6.
2021-2030年欧盟及英国陆域风电装机容量，单位：GW

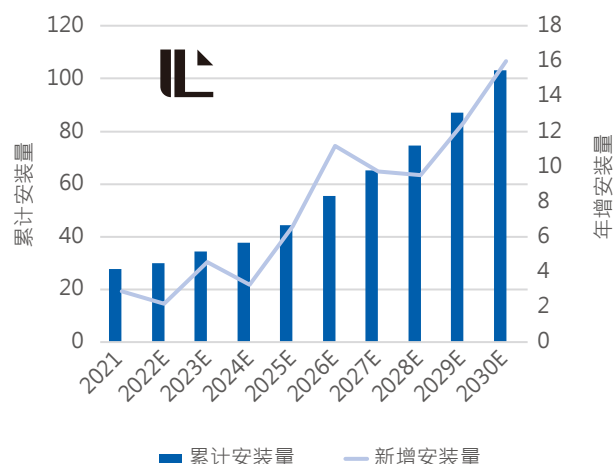


图 2.1-7.
2021-2030年欧盟及英国海上风电装机容量，单位：GW

2019年欧盟推出《欧洲绿色协议》（European Green Deal），目标是透过财政刺激再生能源发展、促进投资，以缓解新型冠状病毒对欧洲经济造成的冲击，并促成总体经济的复甦。基于2050年达成碳中和目标的基础，期望2030年相较1990年减少温室气体排放55%以上，而此协议在2021年做出修改，提高2030年再生能源在总体能源结构中的目标佔比，从原先2018年版本的32%拉高到40%。然随着2022乌克兰战争爆发，欧盟重新审视当前对石化燃料与对俄罗斯天然气的依赖问题，推出「REPowerEU」计划，强调节能、加速推动再生能源与减少运输及工业使用的石化燃料，在2027年停止对俄罗斯的化石燃料依赖，并再次调高再生能源总体目标佔比至45%，其中风力累计安装量需达到约510GW：陆域佔421 GW，每年平均新增28 GW；离岸佔89 GW，每年平均新增约10 GW。先前德国、荷兰、比利时及丹麦各国提出各自2030年离岸风力目标，分别为30 GW、10.7 GW、5.8 GW及12.9 GW，而2022年四国又联合公布离岸风力2030年达到65 GW的大规模离岸风力目标，较原先目标多出5.6 GW。另一方面，风力现为英国最重要的电力来源，英国亦持续设下新的政策目标，预计到2030年，英国的陆域风电的总装置容量将比2021年多出一倍来到30 GW、2035年达到35 GW；离岸风力则目标2030年累计安装量达到50 GW，其中5 GW将是浮式风力。

陆域风电方面，欧盟的「REPowerEU」计划与英国政策目标极具挑战性。若依照过去的装置容量目标作为预测，即使在政策起到激励作用的情况下，2022-2025年间欧盟加英国平均每年新增安装量约为15.8 GW，受到风场建置周期的局限，这段期间的风场受到政策激励而成长的装置容量有限。2026-2030年间预期欧盟与英国会尽力改善审核流程以加速风场并网，平均每年新增安装量约为18.4 GW，而在两个时间段都未能满足欧盟加上英国的2021-2030年的每年目标安装量30 GW，除非欧盟与英国能提早解决审核效能不足的问题，否则2030年的目标将难以达成。

海上风电方面，根据英国现竞标核准之项目将于2027年完成并网，累计安装容量上看28 GW，并预估2028-2030年每年将有4.5-6 GW的成长动能，至2030年，英国海上风力累计安装量有机会达43 GW，贴近原订政策目标。欧盟2021年累计安装量为12 GW，主要分布于德国、荷兰、比利时及丹麦，若四国要达成 2030 年65 GW，预估每年需新增5.9 GW，极具挑战性。根据现有项目的时程规划，2022及2023年将有约3 GW的风场并网，考量荷兰及丹麦2022年将不会核定新项目，预计2024年进展放缓。预期为达成政策目标，四国将于 2028-2030年集中发展，预计新增20 GW以上的装置容量，然而仍与目标有些微距离。而欧盟加上英国亦将有新的市场加入，预计波兰的第一个海上风力项目将于2026年并网，2026-2027年将为欧盟带来1-2 GW的成长，预计 2030 年欧盟海上风力累计安装量约64 GW，欧盟加上英国则约107 GW。

2.2 风力供应链

海上风电市场

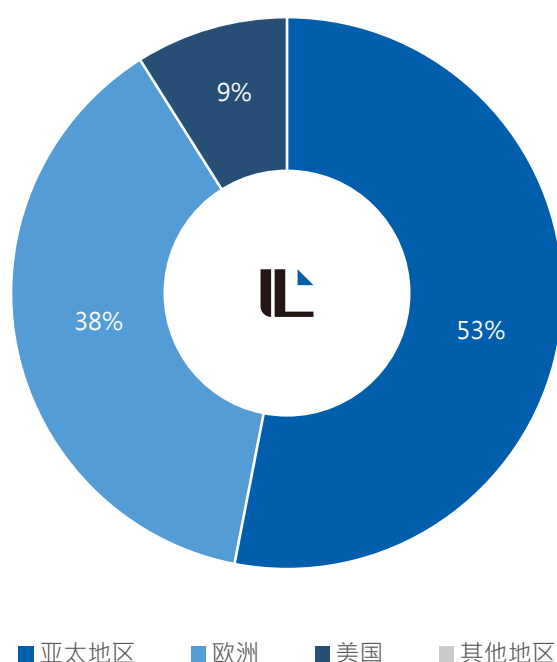


图 2.2-1. 2021 年风机产量分布占比

2021年风机产量高达53%聚集在亚太地区，其中以当年度历经抢装潮的中国为主。其次为欧盟加上英国地区，约佔38%，第三则为美国地区，约佔比9%。未来随着亚太海上风电市场例如台湾、日本、南韩及越南的兴起，风机系统商开始设立亚太地区的厂房，如西门子于2022年九月扩建位于台湾的风机组装厂，预计在2024年开始生产14 MW的直驱式风机，每年约可供应2 GW的装置容量。此外，印度拥有全球第四大风电装机容量，到2020年将达到近38 GW，加上中国在陆域及海上皆稳定发展，预计未来主要产量仍会供应于亚太地区。

2022年风机价格一改前几年的跌势出现反弹，主因为通货膨胀、供应链阻塞让风机厂商承受巨大压力。佔风机总重量近八成的钢铁（若纳入海上风电基础可达九成），从2020年美国、欧盟加上英国与中国的价格便开始上涨，相较于2019年的低点，美国钢铁价格在2022年上涨了三倍以上，欧洲的钢铁价格则上涨了二至三倍，中国钢铁的涨幅则相对温和，约在40-50%，中国出口集装箱运价指数（China Containerized Freight Index, CCFI）每个货柜价格从2020年约1,000欧元上涨到2022年初的5,000欧元，虽然近期钢铁与航运价格回落，但前段时间的涨幅已迫使风机厂商上调风机价格、重新与买方进行协商并加入风险分担条款以转移通胀压力。

2022年上半年签订风机协定的价格约较疫情前水平增长18%。西门子表示风机价格将重回2017年水平，2022年上半年西门子的风机平均价格较2021年上涨了20-30%，维斯塔斯则是上涨了约10-20%，且在第三季度再次调高陆域风机价格，来到106万欧元/MW。但即使调整风机价格，西门子与维斯塔斯仍承受亏损，西门子2022年Q1-Q3的核心业务毛利率为-5.9%，维斯塔斯的获利率则为-3.2%。

风力发电机技术差别

在风机技术应用上，双馈感应发电机（Double-fed induction generator）依旧是2021年的主流解决方案，市场佔额约55%，其次是直驱永磁发电机（Direct drive permanent magnet generator），市占约22%。双馈、直驱发电机在发电机、变频器等风机主要部件中都存在一定的差异，主要差别在于双馈型带齿轮箱，直驱式则不采用齿轮箱。

直驱式发电机主要透过发电机与叶轮直接连接来进行驱动，由于齿轮箱是在兆瓦级风力发电机易有过载或损坏的问题，因此直驱式风力发动机相较双馈式而言，发电机机械故障的可能性较低，故可以降低运维成本。

另一方面，直驱式风机在低风速下的运行情况下没有运行转速下限的限制，不过直驱式风机的全功率变频器，存在较高的功率损耗的问题，加上其全功率变频器的容量约为双馈式的三倍，因此功率器件和冷却等设备所消耗功率也较大。尽管没有转速限制，风电机组所能吸收的风能与风速的三次方成正比，因此在低切入风速的情况下可利用的风能其实非常有限。目前，直驱式发电机代表为西门子歌美飒及金风科技。

尽管双馈式为当前主流的技术选择，其单机容量小的设计并不契合风机大型化的趋势，且构造复杂使故障率以及维护成本皆较高，随着海上风机的高可靠性要求和价格的进一步降低，预估双馈发电机未来的发展前景一般。目前双馈式发电机代表厂家包括维斯塔斯、奇异、华锐、明阳、上海电气等。

半直驱结合直驱与双馈两方的优点，有机会成为主流，其故障率低、维护少的特点适合海上风

力，且成本较低，较能契合未来风机大型化发展的市场需求。目前有些系统商已经开始采用半直驱设计，例如明阳智能。

风机大型化

更大的叶片直径允许风力涡轮机扫过更多的区域，捕获更多的风，并产生更多的电力。与较短的叶片相比，具有较长叶片的涡轮机将能够捕获更多的可用风，即使在风相对较少的地区亦是如此。而约自2000年风机始有尺寸上的进展，2021–2022年海上风机平均尺寸为6–9.5 MW，同时领先风机系统商例如维斯塔斯、西门子歌美飒及奇异等，皆开始引进14–15 MW的大型风机技术，将用于2025–2026年完工之风场，InfoLink预计2030年17–18 MW的海上风机逐渐成为主流，平均尺寸将达到15 MW。

表 2.2-1. 海上风机大型化尺寸

	2021 - 2022	2023 - 2026	2027 - 2028	2029以后
风机尺寸，单位：MW	6 - 9.5	14 - 16	17 - 18	20
叶片直径，单位：m	150 - 164	222 - 236	240 - 250	250 - 300



风机大型化的目的在于增长叶片的长度以提高风机的扫掠面积，提高截取风能的能力，叶片的长度变为原先的两倍，风机所能撷取风能的面积将变为原先的四倍，让风机厂商得以提高风机额定容量。

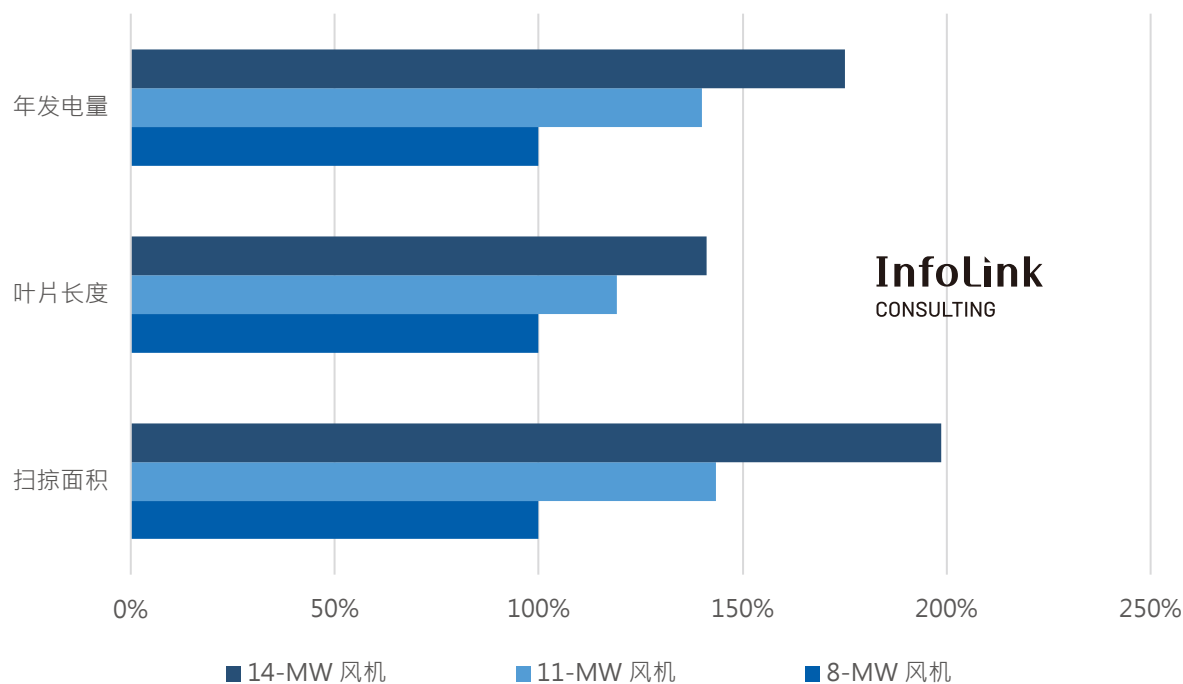


图 2.2-2. 海上风机效能对比（以西门子8 MW为基准）

以西门子歌美飒的风机为例，相较于8 MW风机，11 MW的风机扫掠面积多了43%，年发电量多了40%，而14 MW的风机扫掠面积几乎是8MW的两倍，年发电量则是增加了75%。预计2024年，西门子歌美飒的14 MW、维斯塔斯的15 MW与明阳风电16 MW风机便能够商业化量产，而通用电器14 MW原型机则是于2021年10月于荷兰运行，即将安装于英国外海的Dogger Bank C风场。

而风机大型化不仅有利于风能的截取，对于成本下降也有贡献。尽管单支成本提高，若在相同大小的案场使用较大的风机，期所需的风机数量下降将节省更多平衡系统例如海上风电基础的支出，进而压低均化能源成本。

船舶市场

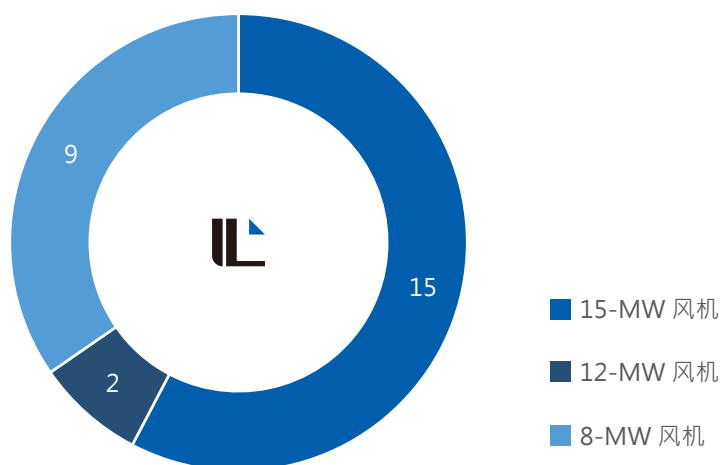


图 2.2-3. 2025年WTIV风机吊挂能力占比，单位：艘
*WTIV = 风机安装船

目前海上风电船舶市场遭遇到双重的挑战，第一是风机大型化，第二是海上风电市场正在快速成长。在大型化的部分，风机的机舱高度、塔架高度与海上风电基础的重量都随之提升，衍伸出现有的风机安装船的起重吊钩高度与海上风电基础安装船的起重吊装能力可能无法满足新一代14、15 MW的风机，举例来说8 MW的风机最低要求的吊挂高度大约是在140公尺，而吊装起重能力要求约是600吨，但是15MW的风机理想的吊挂高度则来到了175公尺，吊装起重能力则是 1,300吨以上，2022年现有的风机安装船 (Wind turbine installation vessel, WTIV) 仅有两艘符合需求，分别是Jan de Nul的Voltaire，此艘船有3,000吨的吊装能力以及187公尺的吊装高度，可以同时担负海上风电基础安装以及风机安装的任务；另一艘则是Fred. Olsen的Upgraded Bold Tern，此艘船在2021年于新加坡升级吊装能力以符合新一代15MW风机的需求，而近五年内已知道会投入营运且符合15MW风机的船舶还有18艘，虽然这个数字看起来相当惊人，但是由于风机大型化会迫使先前不符合需求的船舶退役或进行升级，因此若没有更多的WTIVs投入，在2025年后很可能会陷入供不应求的问题。

而海上风电基础安装船也因为风机大型化需要更大的吊装能力，针对15 MW的风机，所需的吊装能力大约是再1,500吨到2,000吨之间，而根据现有的资料，**到2025年时，全球大约会有45艘有能力安装海上风电基础的船只，但其中有15艘的吊装能力仅有1,500吨，而剩下的30艘中，有一半是也有能力进行15 MW风机安装的船只**，因此虽然在2025年能够满足15MW的海上风电基础安装的船舶看似相对充足，实则还必须与风力机安装共享部分的产能，情况并未想像中的理想，必要的时候可能需要使用非海上风电专用的基础安装船，也就是石油与天然气产业使用的重型起重船，但这类型的船只价格更为昂贵，营运成本也更高，将拉高风场的开发成本。

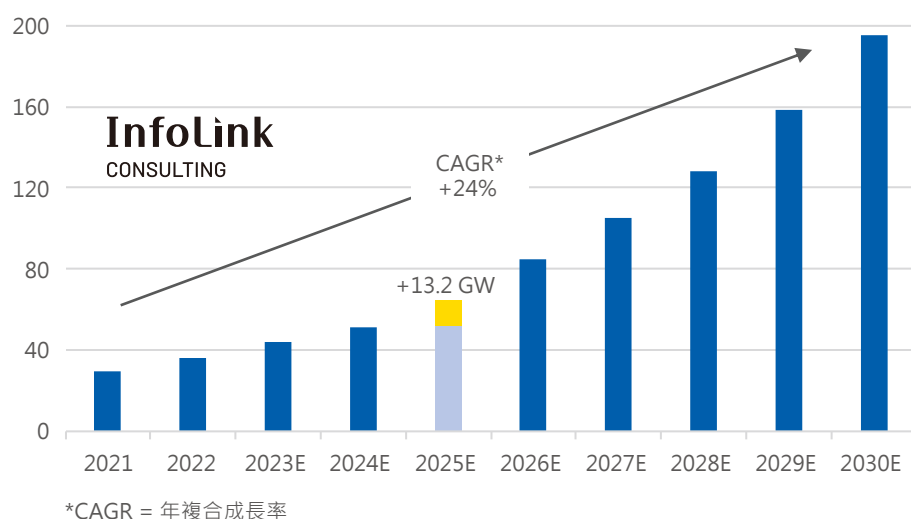


图 2.2-4. 全球海上风电扣除中国累积装置容量，单位：GW

风机大型化对发电效率提升与成本节约都十分显著，因此各家风机厂商纷纷投入这场军备竞赛，以西门子为例，从8 MW到11 MW商业化差了3年，11 MW到14 MW商业化生产只差了两年，虽然有部分意见认为风机制造商可能会共同停在15 MW，但一旦有人率先投入20 MW风机的研发无疑会立刻破坏平衡。这让船东与海上风电基础制造商都会担心风机大型化的速度是否会比预期更快，使原先的投资失去价值或被迫升级。

在市场快速成长部分，全球海上风电的爆发性成长带给供应链相当的压力，风机安装船很可能成为成长的瓶颈之一。根据InfoLink的预估，若扣除中国，2021-2030全球海上风电新增装置容量的CAGR高达27%，到了2025年，扣除掉中国市场全球的新增装量约为13.2 GW。依照2021的资料来看，每艘风机安装船每年的平均安装量大约是500 MW（大约是60只风机），换言之大约需要27艘风机安装船才能满足安装需求，不过到2025年新一代的14、15 MW风机商业化量产，将使得平均单支风机装置容量从2021年的8 MW上升到12 MW，若每艘WTIV每年能安装的数量维持在60只，则每艘船每年可以处理的装置容量上升到720 MW。换言之，依照13.2GW的新增安装量，2025年全球扣除中国市场后，将需要19艘WTIVs。而目前已知到2025年所有的风机安装船有26艘，有能力吊挂15 MW的WTIVs仅有15艘，而且这15艘绝大多数都是在2022-2025年建成的，若其余的船只未进行升级，风机安装船供不应求的状况会更加恶劣。

此外，安装船舶的建造大约需要四年，加上2021年钢铁价格大幅上涨、2022年各国央行为抑制蔓延全球的通货膨胀而升息，都延后船东决定投入建造的时间，都使得海上风电的船舶供给状况更加失衡。

2.3 风力 LCOE

计算方式

本研究估算海上风电发电成本是采用均化能源成本 (Levelized Cost of Energy, LCOE)，此公式很好的呈现了发电厂的单位成本，涵盖专案投资、融资与维运的成本。欧盟及英国与美国的模型主要由资本支出、维运支出、容量因数与固定费用率四大项共同组成，2021年为推估的基准。而中国的陆域风电与海上风电因为有较复杂的税务成本，我们以每年测算的方式进行，并假设中国的上网电价做为税务成本的依据，整体包含资本支出、运维支出、容量因数、所得税中的「三免三减半」⁵以及增值税中的「即征即退50%」，还有风机的系统衰退进行预估。

⁵中国海上风电享有政府提供的「三免三减半」政策，符合条件的企业从取得经营收入的第一年至第三年可免交企业所得税，第四年至第六年减半征收；以及增值税即征即退50%，但退税不包含原先增值税附加的城市维护建设税与教育费附加。

产业概况

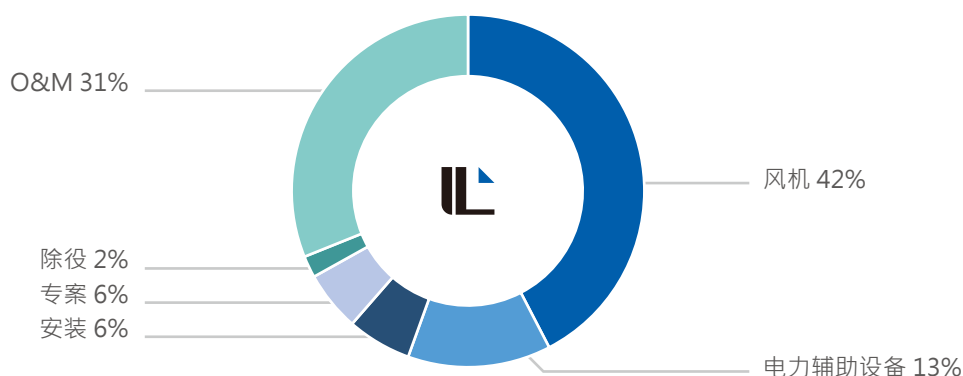


图 2.3-1. 陆域风电成本结构图

陆域风力发电以规模约200 MW的风场（73座2.8 MW风机）作为假设，资本支出占总体成本的68.9%，营运及维修总支出占31.1%。其中风机为案场开发当中资本成本最高的项目，高达42%，其次为电力辅助设备（13%）。

NOTE: 固定费用率（Fixed Charge Rate, FCR）用于年化资金成本，考量债务、股东权益回报率与专案周期。

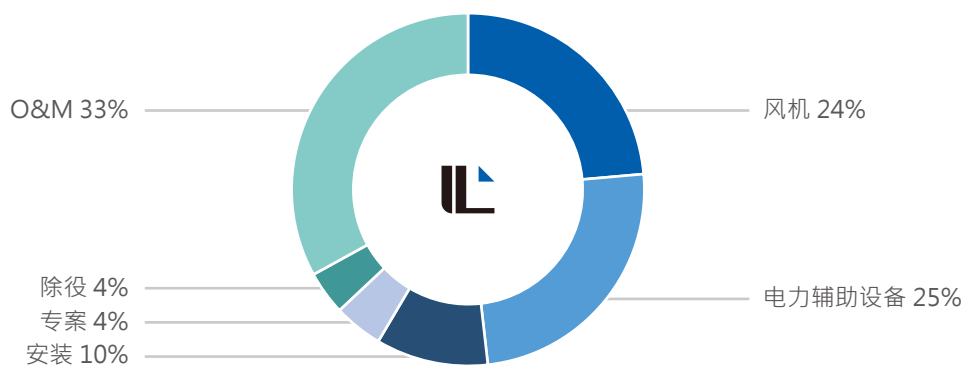


图 2.3-2. 海上风电成本结构图

海上风电所需要的资金与技术规模远高于陆域风电或是光伏等其他再生能源，因为风场设施如海上风电基础、风机、海上变电站成本高昂，风场建设所需要的特殊船只与技术人员，以及风场开发繁琐的审核流程，都让海上风电的进入障碍远高于多数其他的再生能源。规模1,000 MW（100座10 MW风机）资本支出项目占总体成本的78%，而运维支出则约佔22%。资本支出的项目中占比最高的是风机（21%），其次同陆域风电为电力辅助设备（15%），海上风电相较陆域风电成本结构分配较平均，考量海上施工相对困难，成本亦随之提高。

成本下降因子

从成本结构来看，无论是陆域还是海上风电，风机成本占比最高，故驱动海上风电成本降低主因的因素是风机大型化以及风机相关的技术革新，**2021到2022年间，陆域风电的全球加权平均平准化电力成本（LCOE）上涨了2.3%，从原先的33.85美元/千瓦时（kWh）升至34.64美元/千瓦时（kWh），而海上风电则是上涨了3.2%，从2021年的89.03美元/千瓦时（kWh）上升到91.86美元/千瓦时（kWh）**。2022年对于陆域风电与海上风电而言都是相当艰困的一年，2021年经济复甦导致的供应链阻塞与航运问题一陆蔓延到2022年上半，让2022年钢铁价格巨幅波涨幅在高峰时可达40%，导致风机与海上风电基础的制造成本大幅上升，迫使风机大厂如西门子歌美萨、维斯塔斯、诺德克斯调高风机价格已缓解自身成本上涨的压力，我们统计风机销售价格约上涨10–20%左右，将使得欧盟及英国与美国的风场资本支出增加。

长期来看，风力发电发展逐渐成熟，在风机的技术、制程及制造设备完善，加上供应链之间相互竞争，进而造成风机价格逐渐下降，不过风机的原料主要为钢铁、玻璃纤维、树脂或塑料，价格易受原料通货膨胀及贸易壁垒而产生波动。另外，由于相同规模的风场所需的风机数量也随之下降，也有助于减少风机与电缆安装费用及维修成本。因而国际上的风机系统厂也正致力于开发新一代的大型风机，如西门子歌美飒的6.6 MW陆域风机与14 MW海上风机、维斯塔斯的4.5 MW陆域风机与15 MW海上风机以及通用电器的12 MW海上风机。风机技术的改良及大型化下更高的轮毂高度、加长的叶片，造就了更大的扫掠面积，进而提升容量因素。全球陆域风电与海上风电容量因数都因风机大型化而逐年上升，然考量陆域发展趋于饱和，专案的风速条件将没有前面几年来得理想，2021年到2030年上升幅度相较前十年低，三大市场陆域风电容量因素预估成长1–3%，海上风电因风场尚未饱和，预估2021年到2030年三大市场的离岸风电容量因素可以再上升3–4%。

在海上风电方面，船舶与港口基础设施未能跟上如此快速增长的风机尺寸，现阶段全球仅有两艘具备安装15 MW风机能力的安装船，海上风机安装船不足可能会阻碍风机大型化的进程。

另外一个成本下降的因素是大量便宜的资金。LCOE估算的关键是加权平均资本成本 (Weighted Average Cost of Capital, WACC)，主要取决于投资项目的风险与市场利率以及股东要求的报酬率，风电受惠于各国央行的货币政策，热钱涌现在资本市场压低了借贷利率，举例来说，欧洲央行的主要再融资率从2016年中开始一路维持0%到2022年年中，使得欧洲许多陆域风场的借贷利率甚至可以压低到2%以下，风场WACC则可降到3–4%之间，在风险较低的国家如法国、德国最低甚至可以到1–2%之间，连带压低资本支出。但近期欧洲与美国央行升息抑制湧现的通膨，美国的基准利率到2023年五月初时已经超过5%，意味着风场不再能享有低廉的资金，依照先前的风险溢价来看，新的风场借贷成本可能会上升到6%左右，且这个趋势预期会一直维持到2023年，利率的波动影响开发商的成本估算，甚至影响到新风场的购电协议签订，如Iberdrola集团旗下的Avangrid在2022年10月也因利率快速上升与其他因素，向美国马萨诸塞州要求暂停购电协议的审查。

另外其他驱动成本下降的原因，包含政府政策明确促进供应链扩大投资规模、物流系统建立、风场的规模经济等等，以上都有助于减少资本支出，而维运团队之间的竞争、新开发的运维策略、风场群聚带来的规模经济则会压低维运的成本。

海上

中国

在标准情境下，中国2021年度电成本为每兆瓦时72.49美元（521.30人民币），到了2022年较2021年度电成本减少了3.5%，为每兆瓦时70.01美元（503.47人民币）。2022年开始，海上风电中央政府补助退场，改由地方政府提供补助或是走向平价上网电价。目前仅有广东与山东两个省分提出补贴政策，且力道相对薄弱。以广东为例，其补助办法为依照并网时间每千瓦补助69.52至208.59美元（500至1500人民币）；而原先的补贴办法为保障收购价格每度0.12美元（0.85人民币）。在平价上网电价的目标下，整个海上风电的供应链都承受着巨大的成本下降压力，其中风机首当其冲。举例来说，2022年浙能台州1号风电项目的风机含塔架价格仅每千瓦493.38美元（3,548人民币），相较于2020年的平均风机价格每千瓦973.41美元（7,000人民币）下跌将近一半。虽说惊人的降幅可能是厂商为掠夺市占率而出现的短暂现象，但随着风机的技术增进，如风机大型化、叶片长度增加并使用碳纤维复合材料代替玻璃纤维、中国供应链在地化、风机产业的规模经济等，都加速风机成本削减以达成平价上网电价目标。其余的项目如海上风电基础、电力设备等虽不须承受如此大的成本下降压力，但为达成平价目标，我们预计电缆及电厂辅助设备皆将有20%至30%的降幅。

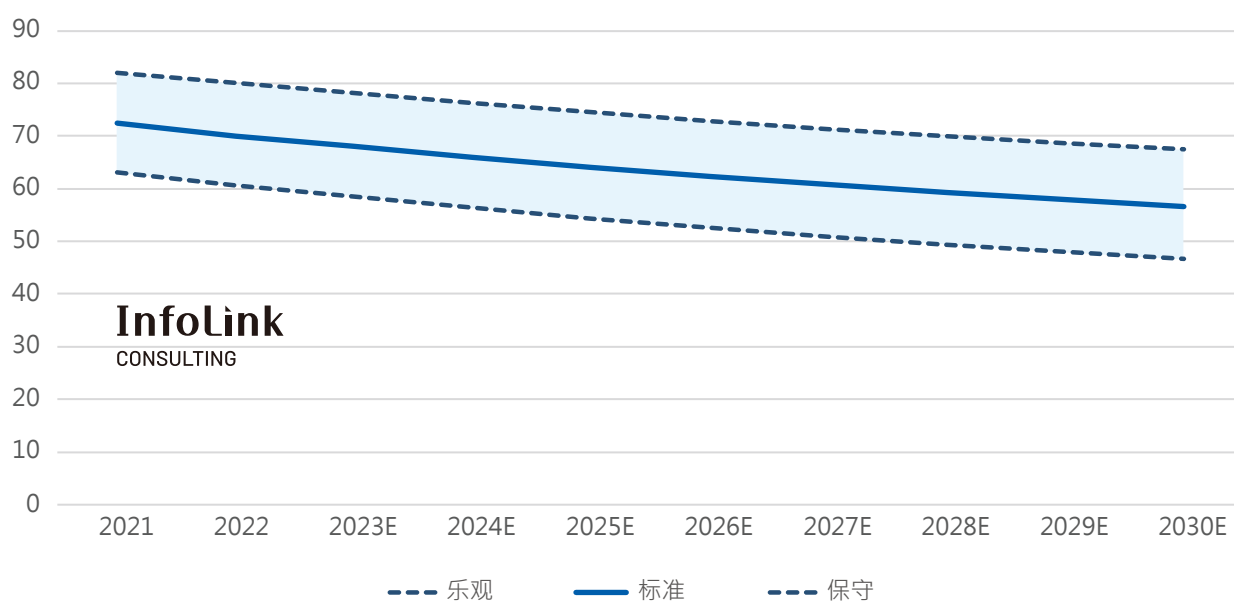


图 2.3-3. 2021-2030年中国海上风力LCOE演进图，单位：美元/MWh

在标准情境下，InfoLink假设风机的系统衰退率为1.6%；专案寿命为25年；专案的内部报酬率（IRR）约为6%至8%；并且考量到中国的所得税与增值税及其相关的税率优惠（如所得税优惠与即征即退50%），估算2025的度电成本将会降至每兆瓦时64.11美元（461.03人民币），并稳定下降至2030年的每兆瓦时56.68美元（407.61人民币）。

在这个情境中，我们**假设过去的降本不仅仅是因为风机厂商抢夺市佔率所致，而是随着技术积累以及规模化、专业化的生产，依循学习曲线而有的正常成本下降路径；故成本不再反弹**，会持续下降到2030年。其中资本支出的降幅中，风机与塔架贡献48%，占比将近一半，是中国离岸风电度电成本下降的主力。另外，容量因数预估会随着大型风机进入市场后以每年约1%的速度平稳成长。风况较好的省份将先达成平价上网电价目标，如邻近台湾海峡的福建。

保守情境则是假设先前的风机价格降低主因为争夺市佔率。2021年使厂商得以维持健康营运状态的风机及塔架平均价格应是每千瓦695.30美元（5000人民币）左右，风机系统的衰退率也较标准情境高0.2%。最终2030年的度电成本为每兆瓦时67.43美元（484.92人民币），并仅有少部分火力标杆电价较高的省分（如广东）达成平价上网。

乐观情境则是假设多数的降本其实是产业规模经济导致的成本自然下降。先前的补贴政策掩盖了风机与塔架的真实价格，在补贴退场后，供应链的激烈竞争让风机的成本得以下降至先前的一半，系统的年衰退率较标准情境低0.2%，最终2030年度电成本为每兆瓦时46.61美元（335.20人民币），并且多数的省分能实现平价上网。

美国

美国的能源市场中海上风电原先并未受到足够的关注；但在2021年初拜登政府设立2030年离岸风电装置容量达30 GW、2050年达110 GW的目标，加速美国东岸如纽约州、马萨诸塞州以及特拉华州等地的海上风电发展。再者，2022年政府新设立2035年浮式风电装置容量达到15 GW及浮式风电成本降低70%的目标，可望激励海床深度快速下潜的西部海岸如加州、缅因州、俄勒冈州等发展浮式风电，使美国海上风电迎来新一波的成长。另一方面，2022年的《降低通胀法案》延长海上风电享有30%税收抵免优惠（Investment Tax Credit, ITC）的效期至温室气体排放达成特定目标为止，原先2026年一月一日前开始建设的海上风场资本支出都可因此受惠。InfoLink预估在2023年之后，此法案将对美国海上风电影响显著，其中度电成本可降低超过10%。以Mayflower Wind在马萨诸塞州的800MW专案为例，其原先以每兆瓦时77.76美元得标，在法案推出后将把售电价格下调至每兆瓦时70.26美元，让美国居民可享有价格更低廉的海上风电。

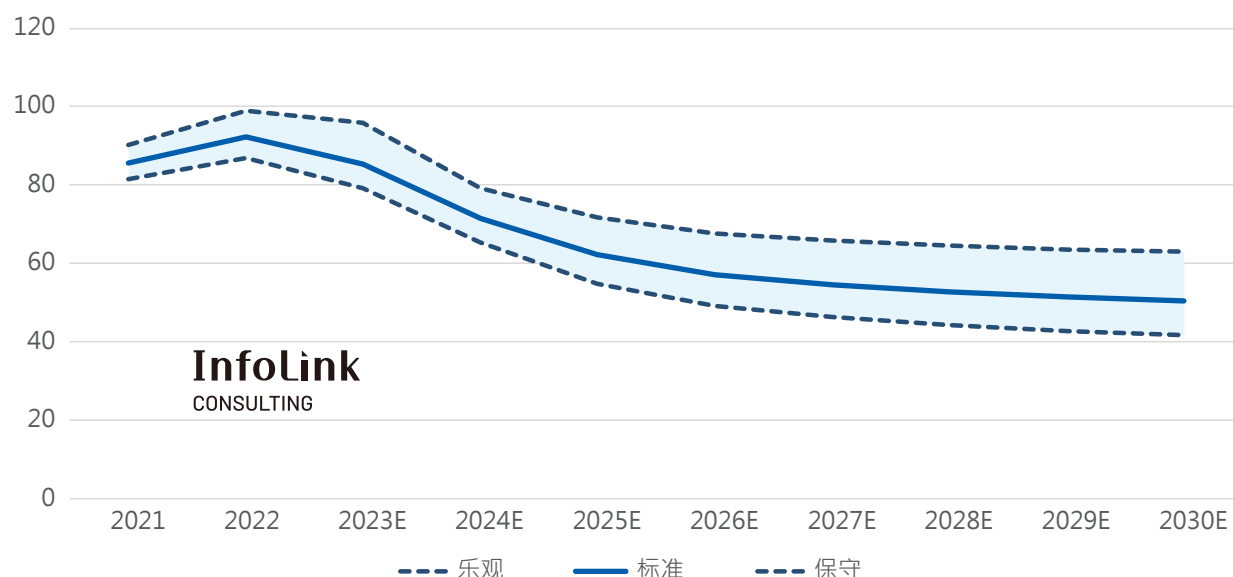


图 2.3-4. 2021-2030年美国海上风力LCOE演进图，单位：美元/MWh

在本次白皮书预估的标准情境中，美国海上风场的度电成本将从2021年的每兆瓦时85.68美元下降到2025年的62.25美元，直至2030年达到50.42美元。2022年间因利率与原物料价格波动，导致2022年的度电成本相较2021年上涨约8%，来到每兆瓦时92.41美元，故我们针对2022与2023年风场的资本支出与加权平均资本成本（WACC）做出调整。由于风机加上海上风电基础的重量中有近九成皆由钢材组成，在2021年到2022上半年的钢材剧烈波动以及供应链阻塞下，成本上涨的压力会反映在2022与2023年的风场。InfoLink预估2022年风场的资本支出将因风机售价上涨而较原先估算的情境增加9.55%；2023年情况则将有所缓解，上涨幅度缩小至4.83%。而度电成本还须纳入升息导致借贷成本上升的因素，最终2022年的度电成本较原先预估上升6.25%；2023则是上升3.21%。

不过长期而言，成本依旧呈现下降趋势，每千瓦的建造成本将从2021年的4,095.52美元下降至2025年的2,904.08美元，至2030年仅需2,378.50美元。其中，风机与海上风电基础的专业化生产与供应链间的竞争让成本得以大幅削减。我们预估资本支出的下降中，有25%是来自于风机的大型化与制造的专业化，是所有项目中的大宗；并且因风机大型化以及意外停机的机率下降，容量因数每年成长比例约在0.85%至1.41%之间，使每单位的资本支出能够摊提更多电力产出。

在运维方面，因周遭的风场聚集产生规模经济而压低了单位运维成本，预估能从原先2021年的每千瓦125.15美元，下降到2025年的88.74美元，直至2030年降至72.68美元。因此在资本支出与运维支出的减少下，2025年的度电成本为每兆瓦时62.25美元，2030则是50.41美元。在乐观情境与保守情境中，则是考量风机大型化的进程影响容量因数的成长速度、供应链学习与专业化带来资本支出，以及运维成本下降程度随着美国产业发展状况而调整等。最终在乐观情境下，2030年的度电成本可望下降至每兆瓦时41.64美元；而保守情境则是每兆瓦时62.96美元。

欧洲(欧盟+英国)

因乌俄战争对于欧洲能源市场的巨幅影响，导致能源总体价格上升并加剧原物料涨幅，使2022年资本支出比原预估增加9.6%；度电成本则相较2021年增加6.8%，从每兆瓦时104.07美元（102.43欧元）升至111.17美元（109.42欧元）。2022年至2023年的度电成本虽居高不下，不过待通胀缓解，预估2024年将逐渐好转。欧盟及英国区域因市场成熟，风场多以签订购电协议（PPA）形式售电。2023年至2025年并网之风场大多已完成PPA签订，例如英国的Dogger Bank计划，预计度电成本将开始下降以达到企业购电价格的水准。在2026年，随着技术革新使14 MW大型风机在欧洲普及化，加上规模经济，使度电成本将再度微幅下降。

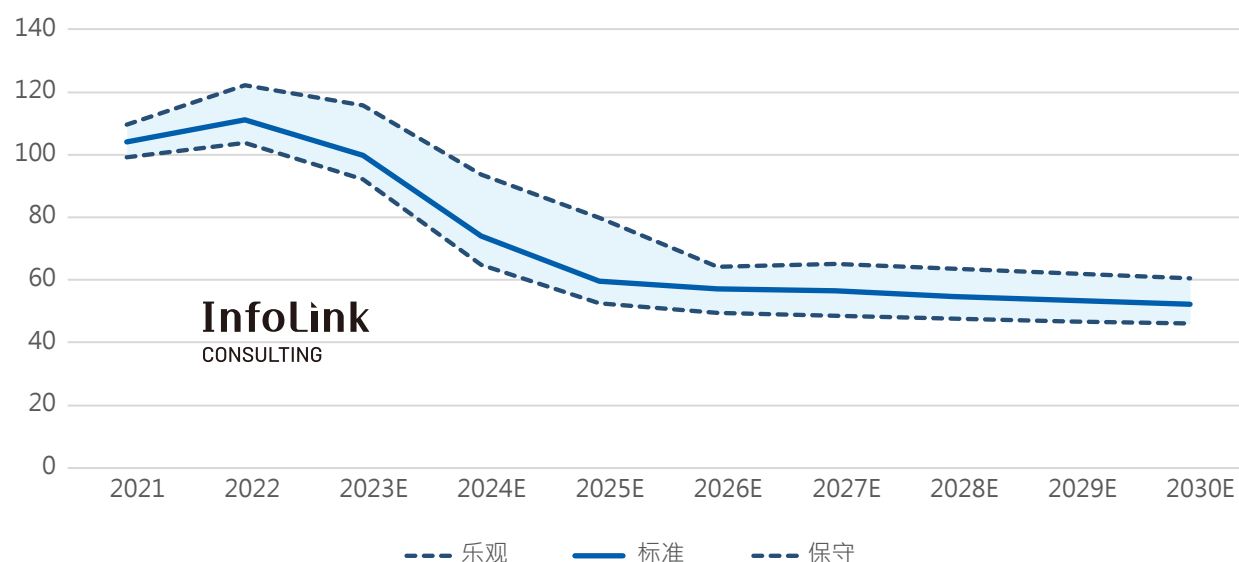


图 2.3-5. 2021-2030年欧盟海上风力LCOE演进图，单位：美元/MWh

根据InfoLink的预测，原物料价格将于2023年逐渐下滑，度电成本则将于2023年至2025年稳定下降，有望在2025年低于每兆瓦时60美元（58.55欧元）。然因应各国碳中和目标，2025年至2026年开始欧盟及英国绿电需求将持续上升，进而导致PPA价格高涨并大幅压缩度电成本下降空间。2030年度电成本预估约为每兆瓦时52.27美元（51.44欧元）。

在保守情境下，若乌俄战争的影响延续数年，欧盟及英国地区的度电成本将于2025年始大幅下降；且2027年绿电需求持续上涨，高价的PPA使成本下降压力变小。此外，德国及荷兰等国开始采用「负向竞标」，政府转向开发商征收风场开发费用，致使资本支出上升2.7%至18.8%（取决于负向竞标实施方式），2027年度电成本将比2026年增加1.1%。然而，2027年后因风机大型化等技术革新将使资本支出留有下降空间，预估2030年度电成本为每兆瓦时60.64美元（59.69欧元）。

陆域

中国

中国陆域风电发展成熟，早在1986年便开始探索陆上风资源的利用，且中国国务院于2021年设立风电、光伏总装置容量在2030年达到1,200 GW以上的目标，截至2021年总装置容量已达到320 GW。

中国目前已达成陆域风电的整个供应链的国产化，包含风机制造到运维，风机零组件国产化让中国的陆域风电度电成本快速下滑，2010–2020中国的陆域风电LCOE约下降了36%，并在2021年达成陆域风电平价上网。虽然在2011年到2018年弃风率居高不下，八年平均弃风率约为12.9%，一度影响风场开发意愿，近期已有显著改善，2019年后大多控制在10%以下。

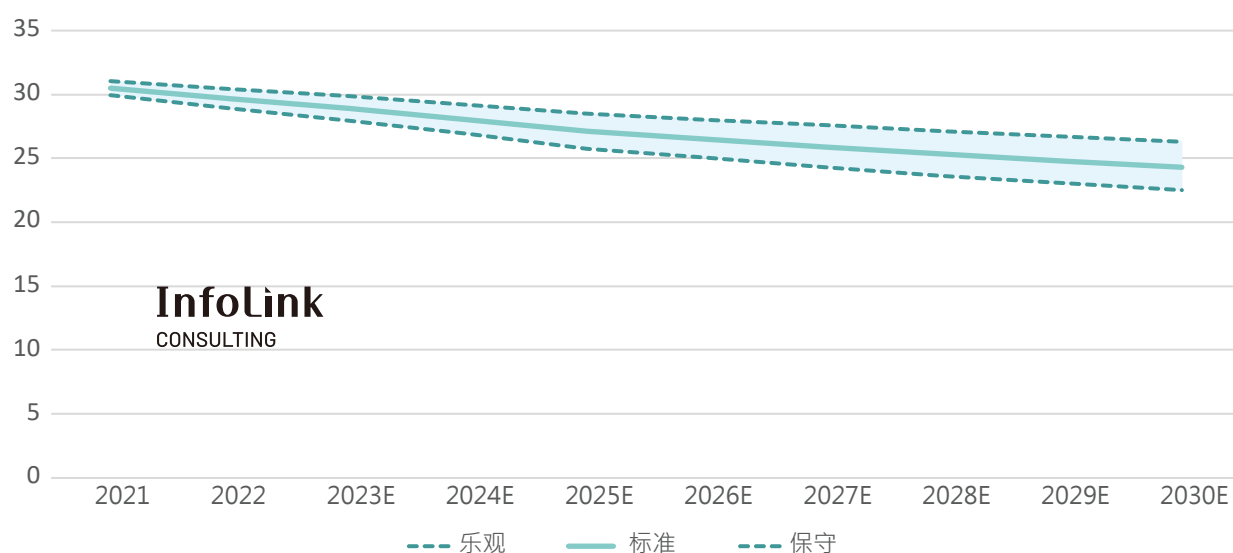


图 2.3-6. 2021-2030年中国陆域风力LCOE演进图，单位：美元/MWh

中国2022年的LCOE为29.66美元/MWh (213.31人民币/MWh)，较2021年的30.48美元/MWh (219.21人民币/MWh) 下降了2.69%，有别于欧洲与美国风机价格受到地缘政治与通胀影响而上涨，中国的陆域风机价格自2021年到2022年中均稳定下降，风机不含塔筒的中标价2022年年初为2,000人民币/kw，年中则降至1,700–1,800人民币/kw，而且目前也未听闻厂商表明要重新协商以转嫁通胀压力，这可以归功于中国风机零件实现国产化，不受国际政治以及国际航运价格飙升对供应链的影响，而风机厂商间过度竞争以及风机大型化对成本下降的力量超过了原物料上涨。

在三种情境下，我们均假设中国在2030陆域风电的装置容量会超过700 GW，在中国供应链国产化所节约的资本支出，及风机大型化使得安装成本与风场配套设备的成本下降下，标准情境中，**中国2025年陆域风电LCOE将降至27.12美元/MWh（195.2人民币/MWh），而到2030年LCOE可望来到24.32美元/MWh（174.93人民币/MWh），相较于2021年下降了21%，远低于中国火力发电的标杆电价51.8美元/MWh（370人民币/MWh）**；而在保守情境下则是假设更高的每年系统衰减与更低的改善率（improvement rate）、容量因数的成长，预计2030年LCOE约为26.32美元/MWh（189.26人民币/MWh），理想情况则是因风机大型化进展更快使得安装成本进一步下降，预计2030年LCOE约为22.49美元/MWh（161.73人民币/MWh）。

美国

美国现阶段侧重于海上风电的发展，在陆域风力发电的发展已成熟，并无明确装置容量及成本下降幅度的目标。供应链压力及技术成熟等因素导致降本空间极小，钢材等原物料价格上涨以及疫情后经济复甦导致更高的物流成本，将使风机制造成本些微上升，不过案场规模扩大将使整体资本支出持平，并无随着风机成本的增加变动，而经济规模驱使成本下降在装置容量达200 MW以上的风场最为明显。

然而IRA政策释出后，美国陆域风电的PTC补助延长至2033年。原PTC于2021年12月31日到期，2021年开始建设的案场可获得全额信贷的60%，根据IRA调整过后，PTC在2022年至2033年将采全额补助，故2022年至2030年建置之风场将享有PTC补助，使LCOE大幅下降。根据IRA政策，风电项目的基本信用额度为0.3美分/千瓦时，如果满足工资和学徒要求，则为1.5美分/千瓦时（根据适用的通货膨胀调整），2021年根据通膨调整后PTC金额为2.5美分/千瓦时，我们以每年通膨率2%作为假设进行2021年后LCOE的测算。

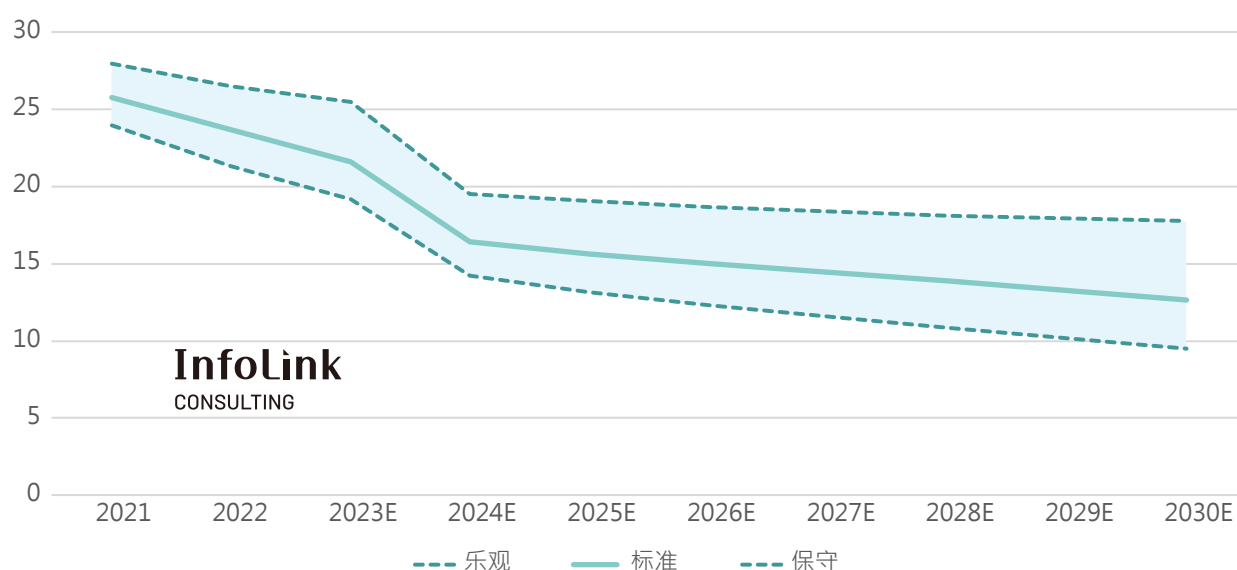


图 2.3-7. 2021-2030年美国陆域风力LCOE演进图，单位：美元/MWh

根据美国当局的风力规划，美国陆域风电至2030年装置容量将上看204 GW，由于美国地区陆域风电发展成熟，将透过经验曲线进行测算。2022年钢材因通货膨胀上涨许多，影响风机及基础的价格，使总资本支出将比原预估高7.3%。不过考量风机技术革新及尺寸变大，容量因素有1.0%左右的成长动能，2021至2022年间LCOE仍有些微下降空间，从25.76美元/MWh降至23.68美元/MWh，相比2021年降低8.1%。InfoLink预估原物料上涨问题有机会于2023年获得缓解。而PTC补助延长刺激发展的情况下将有更多风场投入建置，考量土地使用上趋饱和，风场的位置及风速皆不如过往理想，2025年开始容量因素至多有0.5%的成长动能，并于2029年进入平缓阶段，预估2025年LCOE约为14.65美元/MW，2030年稳定降至12.67美元/MW。

然而保守情境下，原物料上涨的影响将延续到2023年，假设较低的改善率，2022年LCOE约为26.68美元/MWh，并且风场条件变差的影响大于风机大型化及技术革新带来的正面效益，使容量因素在2024–2025年开始有下滑的趋势，预估2025年LCOE约19.31美元/MWh，2030年约为18.17美元/MWh。

欧洲(欧盟+英国)

风力在欧盟及英国已经成为电力来源的要角，欧盟为达成在2030年减少55%的温室气体排放，需要在2030年前累积陆域装置容量达343 GW，技术逐渐成熟以及风机大型化都让陆域风场竞标更为激烈，在2021年西班牙甚至出现20.32美元/MWh (20欧元/MWh) 的竞标价格，虽然在2021年欧盟及英国的陆域风场应为繁杂冗长的审查使成长放缓，但随着2022年乌克兰战争的爆发，各国应当会加速风场审查以应对电力缺口。

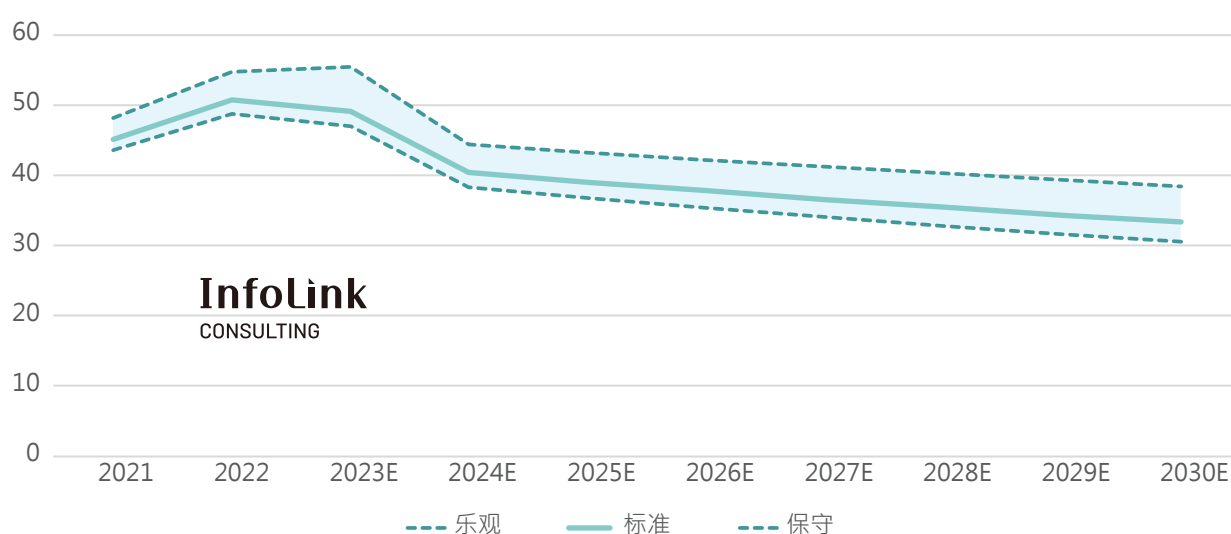


图 2.3-8. 2021-2030年欧盟陆域风力LCOE演进图，单位：美元/MWh

欧盟及英国2021年的平均LCOE为45.73美元/MWh (45.06欧元/MWh)，而2022则上涨到51.51美元/MWh (50.70欧元/MWh)，因为2021到2022上半年的原物料价格上涨，对风机价格与风机基础造成影响，**InfoLink估算在标准情境下原物料上涨导致2022的风场资本支出加10.39%，2023则增加5.40%，若进一步纳入欧洲央行升息导致借贷成本提升，最终2022年的度电成本较原先预估上升了7.77%，2023年则是上升4.09%，虽然2023年资本支出的涨幅缩小，但我们认为欧洲主要再融资利率会再提升以缩减与美国联准会的利差，因此度电成本仍会有一定的涨幅。**

在三种情境下，我们均假设欧盟及英国在2030陆域风电的装置容量会逼近342.51GW，在采用大型风机后，风场将享有更高的容量因数、更长的使用寿命以及减少风场所需的电缆、陆上基础、变电站等设施，而邻近除役的陆域风场也可望替换成新型风机。标准情境中，**欧盟及英国陆域风电的LCOE 2025年LCOE将下降至39.63美元/MWh (39.03欧元/MWh) 2030年可望来到33.86美元/MWh (33.23欧元/MWh)，相较于2021年下降了26%；**而在保守情境下则是假设低的容量因数成长与更低的改善率，预计2030年LCOE约为38.45美元/MWh (37.85欧元/MWh)，理想情况则是因风机大型化进展更快使得安装成本进一步下降，预计2030年LCOE约为30.52美元/MWh (30.05 欧元/MWh)。

2.4 风力 IRA

风力适用生产税收抵免（PTC）及投资税收抵免（ITC）补助。IRA法案释出后，风电项目的PTC与ITC延长至2033年，不过在2025年后归类将有所不同，所有有利于减少温室气体的技术都将被归类在「低碳发电技术税收抵免（technology-neutral credits for low-carbon electricity generation）」并与其他减税技术适用相同的PTC与ITC。因此无论是陆域风电或是海上风电，若满足工资和「注册学徒制（Registered apprenticeship）」要求，选用PTC可享有2.6美分/千瓦时的补助，额度将根据每年的通货膨胀进行调整，选用ITC则可享有30%的投资税收抵免，若2033年温室气体排放量降至目标水准，则2034年开始建设的专案仅能获得原先额度的75%抵免（已ITC为例，原先若有30%将降至22.5%），2035年降至50%，2036年降至0%，若排放水平未达标则时程会再研讨。

关于上述的注册学徒，是指风电项目必须满足设施建设、改造或维修中的任何承包商或分包商僱用的所有劳工和机械师的现行工资和注册学徒要求：（1）依当地税率（依据美国法典第40章第31章第IV小节）支付现行工资；（2）在整个项目进建设期间，加上商转后五年内（使用ITC补助的专案）或前十年（使用PTC补助的专案），其营运与维修皆须确保由合格学徒完成一定比例之工时，所需的工时百分比因施工开始的年份而异，不过在官方发布工资和注册学徒要求的条款后，60天以内开始建设的项目可以获得完整PTC（2.6美分/千瓦时）与ITC（30%）资格。

表 2.4-1. 学徒工时百分比时间变化

项目建设	学徒工时百分比
2023年1月1日前开始施工	10%
2023年1月1日或之后且于2024年1月1日之前开始施工	12.5%
2024年1月1日或之后开始施工	15%



法案亦设立对于未能遵守工资及学徒要求的惩罚机制。以若违反规定者欲保留100%的PTC资格，包括向劳工支付现行工资与已付工资之间的差额，加上利息；并向美国国税局支付每名劳工5,000美元的罚款，若故意无视新规则，则罚款将增加至每名工人10,000美元。未能雇用学徒也有罚则，需支付每工时50美元的罚款，故意无视则为每工时罚款500美元。

对于使用最少国内原材料的项目或位于特地区域的项目，可以获得额外的信贷。若满足国产化要求，得享有额外10%的额度，下表为国内含量百分比要求：

表 2.4-2. 本土化百分比时间变化

项目建设	要求的国内含量百分比	海上风电所需的国内含量百分比
2025年1月1日之前開始施工	40%	20%
2025年1月1日或之后 且于2026年1月1日之前开始施工	45%	27.5%
2026年1月1日或之后 且于2027年1月1日之前开始施工	50%	35%
2027年1月1日或之后 且于2028年1月1日之前开始施工	55%	45%
2028年1月1日或之后开始施工	55%	55%

若场址位于能源社区例如棕地，或低收入社区，亦享有10%额度。以2022年根据通货膨胀进行调整后2.55美元/MWh（2021年为2.5美元/MWh，并假设每年通膨率为2%）做计算的话，至多获得3.2美元/MWh。

海上风机由于高额的资本支出，ITC将提供充足的经济诱因。原先的ITC仅提供给在2026年1月1日前开始建设的风场，但IRA法案将ITC退场的时间放宽为「美国达成特定的减碳目标（如电力产业碳排下降为2022年碳排水平的25%）」，目前已知至少会延到2033年之后。新版的ITC中，开发商一开始仅能拿到6%的基本额度，若想增加到30%必须配合上述的注册学徒制度以及薪资水平要求，而在2022以后投入开发的离岸风场，有机会透过符合国产化要件获得额外10%的额度。

而为了扶植新兴的海上风机，IRA另外还提供离岸风电的风机零组件与离岸风电专用安装船提供10%的税收抵免、拨款一亿美元于区域间输配电规划的研究、并且扩大《外缘大陆棚法》（Outer Continental Shelf Lands Act），将更多的美国经济海域提供给离岸风电开发，包括波多黎各、关岛以及美属维京群岛、北马利亚纳群岛，也允许联邦政府在北卡罗来纳州，南卡罗来纳州，乔治亚州和佛罗里达州沿海地区发行风场开发许可。但另一方面也对风场开发做出限制，要求美国内政部所属的海洋能源管理局，在近十年内除非先发行至少6,000万英亩的外缘大陆棚土地供天然气与石油业者开采，否则不得发行离岸风电开发许可，这项保护化石燃料的限制主要在争取来自西维吉尼亚州民主党参议员曼钦的关键票⁶，而在海洋能源管理局所提出的排程中，特定的情境下是无法达成上述的目标的，成为海上风机成长的潜在威胁。除此之外，美国风场开发可能遭遇未知的法律诉讼、过慢的审核流程等问题，IRA并未提出一个明确的解决机制。

⁶ 曼钦本身是中间派的民主党人，他一方面认为这样大幅度的财政支出会恶化政府赤字，另一方面他的选区石化产业的产值很高，而IRA又会让产业结构转向再生能源，且离岸风场会与海上油田争夺开发空间，因此他有所顾忌，但他手上又握有最关键的第51票，为了拉拢他，IRA法案才会增添一项对离岸风场招标的限制。

03 储能



CH3 储能 章节重点

需求

2022年全球新增的电化学储能容量为44 GWh，其中七成为表前储能，而中、美、欧三者总建置量占全球约85%。

2021年全球储能累积装置容量为56.7 GWh，预估至2030年可突破1900 GWh，十年有望成长32.5倍，中国2022年单年建置量以15.8 GWh首次超过美国的12.18 GWh，预估2023年之后将成为全球储能安装量最多的国家。

中国表前储能市场占九成、美国占七成五、欧洲占五成，预估2030年累积规模分别为437GW/855GWh、175 GW/508 GWh及65 GW/245 GWh。

供应链

2021到2022年间，电芯及原物料价格大幅攀升，使欧美各国开始重视供应链本土化的重要性，InfoLink估计2022年至2030年间，中国电芯产能的全球佔比将从70%下降至52%、欧洲从14%上升至27%、美国则是从6%上升至18%。预期未来全球电芯产能将从2022年约1400 GWh成长至2030年约6000 GWh，9年间年复合成长率约20%。

2025年前欧美地区多数电芯仍须仰赖进口，2025年开始量产之后，磷酸锂铁及三元电池组价格估计每度分别落在93美元及113美元，2030则预计会落在82美元及98美元，此价格回落会直接影响储能度电成本。

LCOE

2022年中、美、欧大型储能度电平均成本为0.10美元、0.12美元以及0.16美元，中国由于供应链、人力以及产地优势，储能价格较低廉；欧美地区除了电池本身，土地及开发费用也较高。

由于近年企业急速扩产电芯产能，2025年之后世界电芯有望供需平衡，预估2030年中、美、欧储能度电成本分别会下降至0.04美元、0.05美元以及0.06美元。

IRA

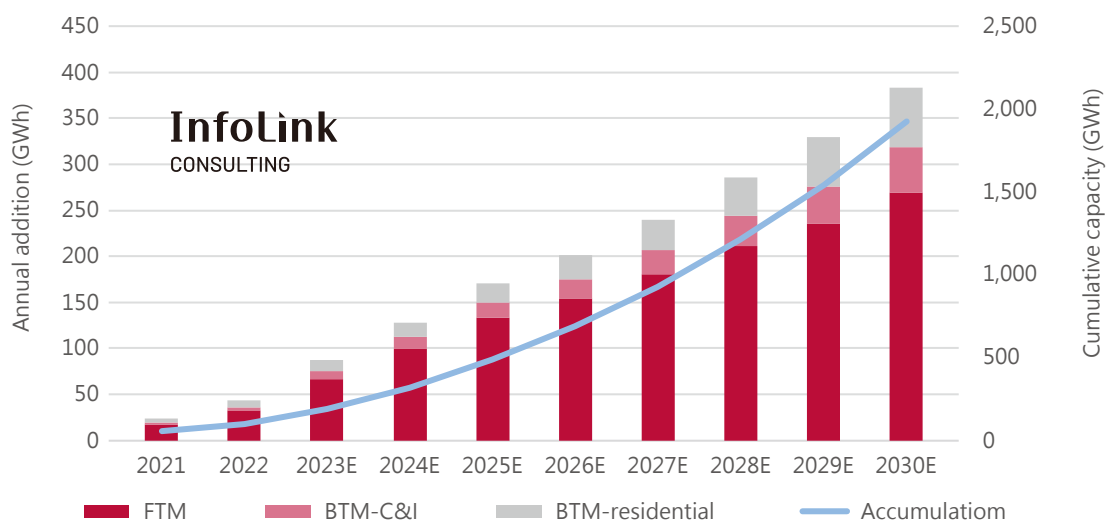
降低通胀法案扩大储能适用范围，过去需搭配光伏才能获得补贴，现在连独立储能（standalone BESS）也适用，若满足不同项目规范，工商储能可领取6%到70%的补贴；家用储能则是30%到70%的补贴，此政策有望提升美国光伏系统的配储率及长时储能的发展。

IRA为美国国内的先进制造提供生产税务抵免（Production Tax Credits, PTC），包含电芯的35美元/kWh、电池模组的10美元/kWh、电池材料或矿物成本的10%，全球电芯供应链在地化势在必行。

3.1 储能需求

在全球齐力迈向低碳的路途中，电力系统的灵活调度性是加速净零碳排的关键因素之一，全球储能约在2018年快速兴起，由于再生能源在各国安装的比重逐渐提升以及其强烈波动的特性，储能系统日益受到重视，其主要分为三个应用端，分别为表前、表后工商与表后住宅，表前储能除了能解决再生能源的间歇性、降低弃风弃光率之外，也能平稳电网的波动性，以减少电能损耗并提升电网的使用安全与寿命；而表后储能除了能透过峰谷价差或趸购费率进行电能套利，也能因此实现电力自发自用，以降低外部灾害带来的停电风险。**2022年，全球储能单年建置量首次突破44GWh，累计至2022年全球累积约41GW/98.8GWh储能建置量，其中表前市场规模最大，占比超过七成，累计至2022年建设储能最多的国家分别为中国、美国以及欧洲，三者储能总建置量佔全球约85%。**

根据InfoLink资料库统计，**2022年全球电化学储能新增16.2GW/44GWh，其中以中国新增约34%佔整体成长速度最快，其次为美国、欧洲、日本、韩国、澳大利亚等，光是上述国家2022年储能新增总和佔全球超过市场九成份额，因此累计至2022年底，电化学储能全球累计安装量为41GW/98.8GWh，之中约有16-17GWh搭配光伏系统，InfoLink估计光加储占比将会因政策及再生能源发展而逐年提升比重，此外，尽管现在储能增长速度每年已经以倍数成长，估计到2025年国际电芯厂纷纷扩产之后，储能系统会因电池价格下降因而再加速建置速度，预计2025年全球电化学储能市场有望超过100GWh，而2030年全球乐观有望累积建置250GWh，以下将针对全球佔比最多的中、美、欧市场进行更进一步描述。**



资料来源：InfoLink Consulting

图 3.1-1. 全球电化学储能市场规模

中国

中国累计至2022年储能总安装量为12.7 GW/25.3 GWh，2022年新增6.9 GW/15.3 GWh，目前中国表前储能比重约佔90%，这除了是因为表前储能功率及容量规模本身就比较大之外，再加上中国有多省祭出政策强力支持，强制规定或鼓励再生能源必须配比储能的缘故，截至2022年上半年，中国一共发布了27项再生能源配置储能的相关政策，平均来说新能源配储比例约10–20%，时长1–2个小时，而内蒙古新能源配储比例为15%，时长4个小时，为目前储能时长规范最高的省份，安徽省与海南省澄迈县的规定配储比则为27%与25%，时长2小时，为目前中国配储比规范最高的两个省份，此外，中国也有十馀省订立出2025年的储能建设目标，若全部目标顺利达成预计2025年可累积突破80 GW。

由于政策的强力规范使得中国表前市场发展蓬勃，而表后市场从2022年开始，中国陆续有几个省份开始针对分布式光伏强制规或鼓励配比储能，如浙江诸暨市就规定兴建分布式光伏项目时，需按照不低于装机容量8%的比例配置储能，虽然表后工商储能在2020年至2021年安装量增长超过一倍，但规模相较于表前仍相距甚远，其原因主要为中国平均用电成本非常低廉，再加上尚未发展出成熟的商业模式，因此除非有强力政策祭出，否则暂时看不到发展趋势。

目前中国政策以发电侧及电网侧为主，2021年光储系统佔总储能接近50%，由于中国是安装光伏系统的大国，因此储能系统的比重也会随光伏发展逐年提升，InfoLink估计未来中国搭配光伏的储能佔总体储能比重将会逐年增加，预计2030年有望增至70%左右，虽然中国各省目前在储能安全与回收规范尚未非常明确，但由于中国目前仍处于储能发展起步期，因此未来需求规模庞大，除了与再生能源搭配的表前储能有很多发展空间之外，共享储能的配套也是未来储能的走向之一，**2022年，中国年安装量首次超过美国，成为第一大储能市场，至2030年，中国总体电化学储能市场上看437 GW/855 GWh。**

美国

美国累计至2022年储能总安装量为11.4 GW/29.4 GWh，美国储能发展较早，2021年以前是新增储能量最多的国家，2022年新增4.8 GW/12 GWh，新增储能佔世界比重27%，仅次于中国，美国储能应用端以表前为主，表前储能佔总体美国储能超过85%。

美国储能发展如此迅速与联邦政府推出的投资税抵免（Investment Tax Credit, ITC）有很大的关联，尤其2022年8月通过的《降低通胀法案》（Inflation Reduction Act, IRA）让储能的ITC范围不限于工商及户用，其扩大到独立储能也适用，该法案将ITC延长十年，其对于2022年至2032年建设的储能系统能享有30% ITC补贴，并将于2033年逐渐退坡，更详细之影响可见第五章节，除此之外，美国也投入大量金额对于新型储能进行研究，例如2019年通过的完善储能技术法案（Better Energy Storage Technology, BEST）在2020年到2024年间，每年都会拨款6000万美元进行电网级储能研究，该研究包含储能材料（锂、钴、镍、石墨等）回收技术与标准流程的完善技术，并要求美国能源部（Department of Energy, DOE）至少要在2023年底前完成5个以上的并网级储能示范计划。不仅如此，美国各州也相继订立出储能容量目标值，如麻萨诸塞州、内华达州与密西根州都预计在2025年底前建设1 GW的储能，纽约州则是订下了1.5 GW的目标，为目前全美储能目标值最高的州。

美国由于电网的独立性，各地区有不同的独立发电商，调度电力相对困难，因此更需要储能辅助电力调度，使其表前市场庞大。2022年安装的表前光伏系统中有约50%的系统配有表前储能，InfoLink预估美国光伏系统的储能渗透率及储能配比率皆会逐年升高，在美国，各州安装储能的应用也有些许不同，如目前储能安装量最多的The California Independent System Operator, 简称CAISO（主要位于加州）主要应用于再生能源整合，其安装储能目的为增强电网可靠性，因此倾向于以功率不大但长时的容量型储能为主，平均储能时长为4个小时；而PJM Interconnection（主要遍布于宾夕法尼亚州、纽泽西州与马利兰州等）则是多应用于调频，其储能系统以快速响应为优先，因此以功率大但储存时长较短的功率型储能为主，其储能平均时长为45分钟。

美国表后市场目前佔比仅约为25%，虽然表后工商与表后住宅目前储能规模差距不大，相较于表前容易被忽略，但由于美国地广人稀，再加上某些地区有极端气候，许多地方非常适合建置储能系统，近年缅因州与夏威夷州也陆续推出表后的相关政策以刺激户用储能发展，如夏威夷州则因为当地政府推出Battery Bonus计划，鼓励屋顶光伏增设储能电池，并给予高额补贴，进而实现夏威夷在2045年100%清洁能源的目标，此计划补贴金额依照申请时间从500–850美元/kW不等，申请将于2023年6月20日之前，或者达50 MW的上限结束，夏威夷州由于开始建设储能的时间较早，因此也是最常被提及的州别之一，此政策期望能激励更多已安装光伏系统的用户加装表后储能。

在许多政策的催化下，近年全美储能建设最积极的州分别为加州、德州，加州于2001年启动的自发电激励计划（Self-Generation Incentive Program, SGIP），其在2011年就将储能纳入每瓦补贴2美元的标准，该法案也在2018年获得10年的延长期限，以鼓励更多分布式储能的建设，而该补贴针对火灾及停电高风险地区与低收入户分别投入6.13亿及1亿美元加强补助；其次，德州储能规模庞大则是因为近年光伏安装规模大量增加、常规发电机报废以及电网老旧等原因，再加上2021年的冬季风暴使德州发生大规模停电，该事故使当地独立电网商 Electric Reliability Council of Texas（简称ERCOT）以及民众对于储能系统之必要性重新重视，此外，特斯拉也于德州推出虚拟电网计划，鼓励住宅安装光伏以及家用储能电池，以减轻电网负担，与此同时，特斯拉也正在呼吁ERCOT改变用户参与电力的收益机制，若获得批准，特斯拉将于一年内推出住宅发电计划，此举点亮了德州表后储能发展之前景。长远来看，美国表后储能市场具有庞大潜力，在光伏系统的蓬勃发展之下，储能市场也随之高速增长，预计至2030年美国总体电化学储能市场上看175 GW/508 GWh。

欧洲(欧盟+英国)

欧洲累计至2022年储能总安装量为12 GW/18 GWh，2022年新增5 GW/8.3 GWh，其年安装量相较2021年增长超过100%，与中、美不同的是，欧洲是属于大电网，多数国家可以互相配电，因此对于表前储能的需求相较于其他国家没有那么急迫，再加上欧洲民生电价高涨，峰谷价差够大、储能商业模式也成熟，使得居民安装储能系统意愿高，因此表前表后储能占比大约1：1。

欧洲的表前储能有超过五成位于英国，目前英国即将建成的储能电站中有超过百分之六十都大于30 MW，其中约有65%是搭配再生能源，另外35%则是应用于电力辅助，因为英国属于岛型独立电网，储能系统可以有效地协助稳定电力负载，经历几次大停电过后，英国也陆续推出许多电网相关的商业模式，例如必备型频率反应（Mandatory Frequency Response, MFR）、频率遏制备转容量（Firm Containment Reserve, FCR）以及2022年上线的动态遏制（Dynamic Containment, DC）等，使得电网型储能在英国应用及营利上更加灵活，此外，2017年英国修订电力法，明确了储能系统在电力系统中的地位，2020年更是取消规模50 MW以上的发电项目需申请牌照的限制，以及取消过往储能系统需要同时支付系统使用费及平衡系统服务使用费的双重收费规范，上述一连串的政策都有助于大型储能在英国持续被推动与发展。

至于欧洲表后储能则是有超过60%位于德国，其比例远高于排名第二的义大利，这除了是因为德国再生能源风气盛行，民众接受度高之外，政府推出许多相关高额补贴与免税政策，以及银行推出的低利贷款服务都是推动表后储能大力发展的原因，例如2020年为了支持疫情下的经济，德国柏林推出电力储存资助计划，让新安装的光储系统安装每度电可以获得300欧元的补贴；德国巴伐利亚州2021年也推出住宅储能补贴，提供3 kWh以上的光储系统500欧元补助，每增加1 kWh再提供100欧元，补助最大容量为30 kWh，此外，德国复兴信贷银行（KfW）更是推出光加储贷款年利率1.03%优惠，其最高信贷额度为5000万元，由于种种的光储优惠与补贴使得在德国建设光伏系统的用户有近半数都会搭配储能，此举大幅拉高欧洲表后住宅的光储系统渗透率。

近年在乌俄战争的催化下，能源危机与高涨的电价也让欧洲居民再度意识到能源自发自用的重要性，如欧盟执委会为了降低对俄罗斯的能源依赖，于2022年5月18日提出REPowerEU计划，此计划不仅订立未来欧洲光伏装置容量目标战略计划，也透过立法强制要求要分阶段在新的公共建筑、商业建筑及住宅建筑上安装光伏系统，使政策也间接推动储能于欧洲的发展，若电价持续高涨、政策持续推动，估计2030年欧洲总体电化学储能市场规模有望达到65 GW/245 GWh。

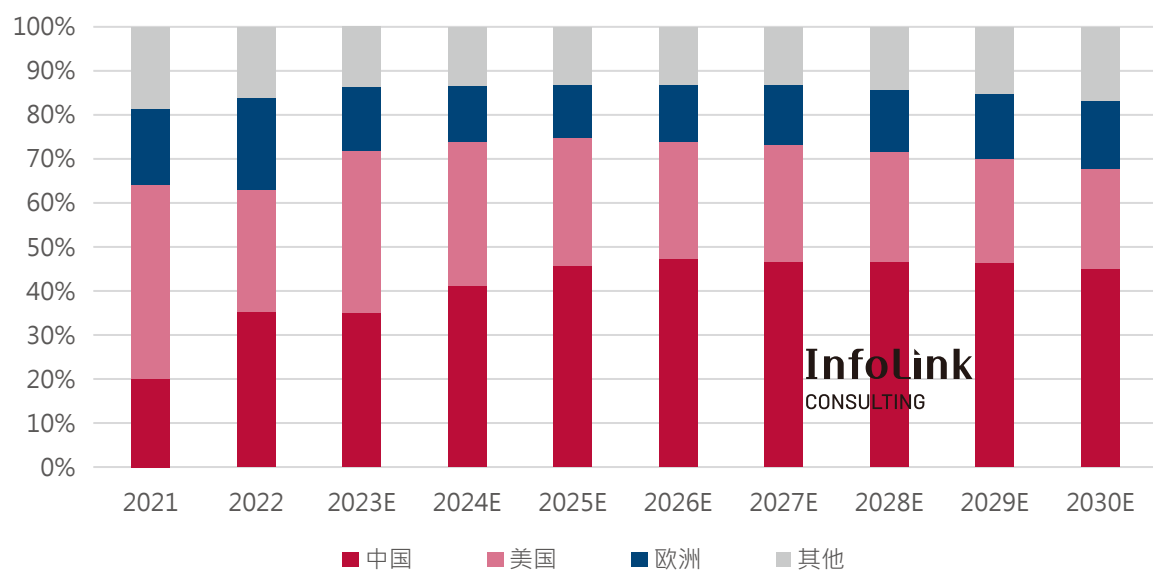


图 3.1-2. 储能年新增安装量百分比图

结论

总结中、美、欧储能发展，目前中国仍属于储能起步期，在表前方面因为政策对于光储配比有强力规范，估计未来有很大机率高速起飞，但表后因为电价过于低廉，除非政策强制要求配套，否则目前仍看不到发展迹象；美国则是储能发展最早的国家之一，但是各州对于储能态度不一，因此各州之间安装量差异甚大，但由于美国属于独立电网系统，再加上许多地区处于极端气候事发地，在近年政府极力推广下，美国之表前或表后储能市场都极具发展潜力；欧洲则是因为电力自由化，表后储能具有经济性，因此为表后储能发展最好的地区，此现象同时也显现出欧洲储能市场发展成熟，未来政府极力推动净零碳排并发展大量再生能源也会使表前储能比例再度被拉高。电力市场交易模式越成熟的地区，表后储能也会发展得较好。

由上述储能发展最兴盛的三大地区可以发现，目前储能需求主要是随政策发展，尤其在光伏不断蓬勃发展的同时，储能渗透率也逐年增加，而政府给予的补贴通常都会是安装储能最强的驱动力，此外，电力自由化再加上各国推动的净零排放政策以及再生能源目标，还有政府投入大量的产业研究资金等，都是使储能加速发展的关键。

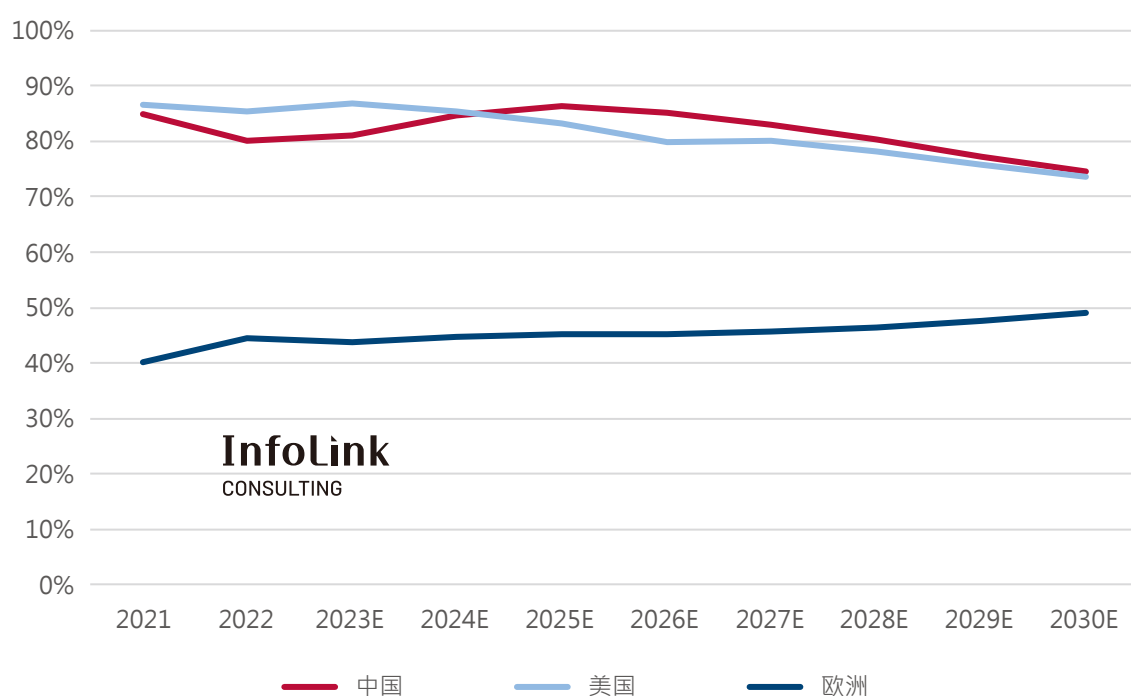
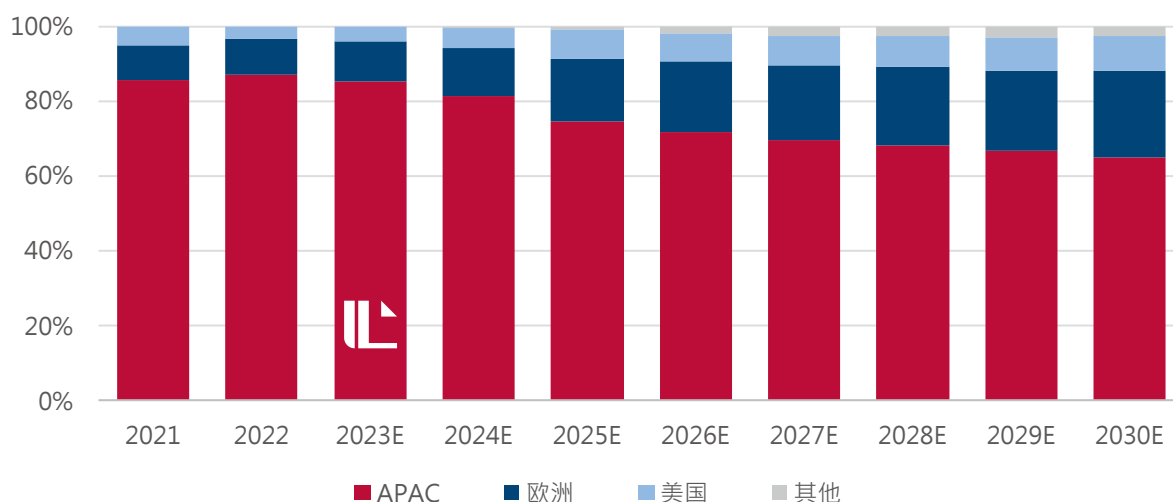


图 3.1-3. 中美欧表前储能占比

3.2 储能供应链



资料来源：InfoLink Consulting

图 3.2-1. 储能电芯出货量分布占比预测

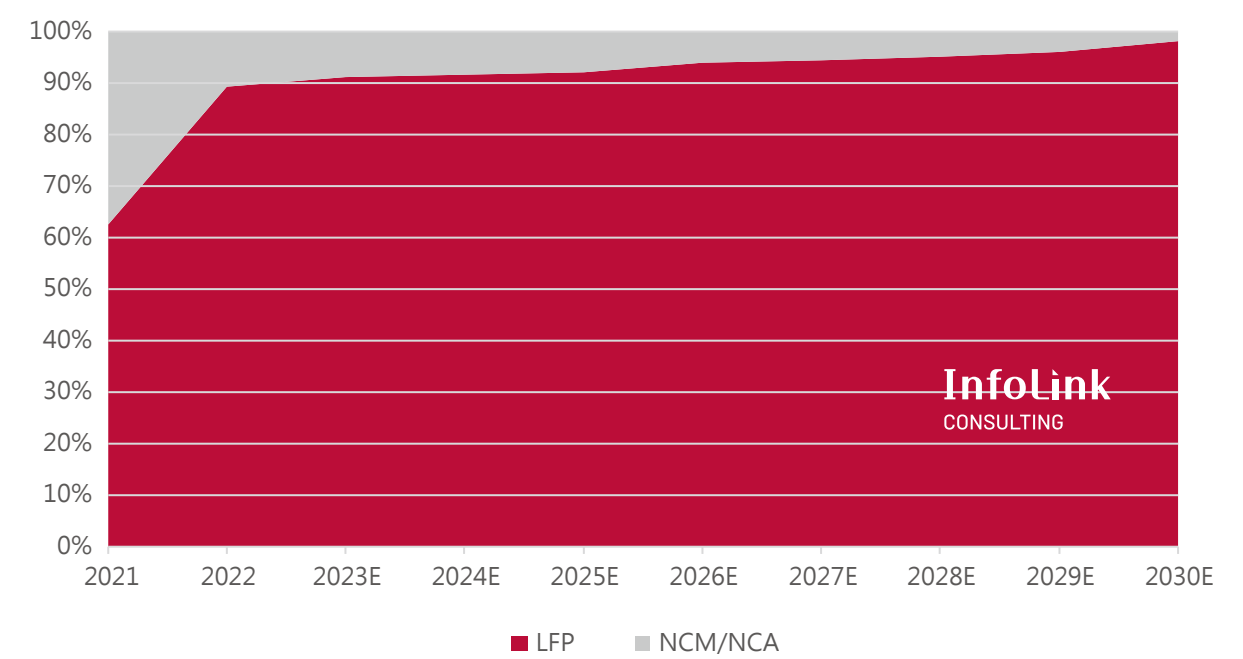
目前储能电池芯的产能仍集中在中国、韩国及日本为主的亚太地区，随着储能产业以及电动车近年爆发，各国政府思考将来废弃电池处理问题，甚至从能源安全角度考量后，要求电池在地供应的政策逐渐出台，欧/美地区正在电池产业发展急起直追。InfoLink预估欧洲地区随着Northvolt、Freyr等电池新进业者陆续在2023–2024年后开出产能，以及既有韩国电芯大厂扩产计划，欧洲在地出货占比将逐步提高。电芯产能集中在亚洲加上中国严格的疫情控管政策，在2021–2022年影响电芯即时生产排程和运输电池的能力，下游储能系统业者如Fluence也于2022年Q2法人说明会提到，该公司的供应链管理目标在2023年非中国制造电芯占比将提高至30%，2024年提高至50%。美国随着既有大厂已公布的产能计划如LG Energy Solution在美设立供应储能的磷酸锂铁电芯产线在2023–2024年开始量产以及美国政府对电芯在地化要求，我们预计储能电芯将由集中在中国，逐渐转变为一定比例的在地供应。**我们预计亚太地区的储能电芯占比，将从2021年的86%降低到2030年的65%，欧洲与美国的供应占比则分别将从2020年的9%与5%上升到2030年的23%与9%。**

锂电池储能系统的材料趋势

表 3.2-1. 锂电池储能系统的材料趋势

电芯种类	锂三元 (NCM, NCA)	磷酸锂铁 (LFP)
工作电压 (V)	3.7	3.2
能量密度 (Wh/kg)	240 ~ 280	150 ~ 170
价格 (USD/kWh)	100 ~ 120	80 ~ 100
循环寿命 (次)	~ 2000	3000 以上
热安定性	尚可	优
安全性	普通	优
用途	中高阶电动车、电子产品	平价电动车、储能

目前储能系统采用的锂电池主要可分为磷酸锂铁电池 (LFP) 以及锂三元电池 (NCM/NCA) ，中国大陆以磷酸锂铁为主，日韩则以锂三元为主，一般来说锂三元电池能量密度较高 (240–280 Wh/kg) 但安全性与磷酸锂铁相比较差、成本稍贵且循环寿命较低。磷酸锂铁能量密度虽较低 (150–170 Wh/kg) 但安全性较锂三元佳、价格便宜约20-30%且循环寿命较高。

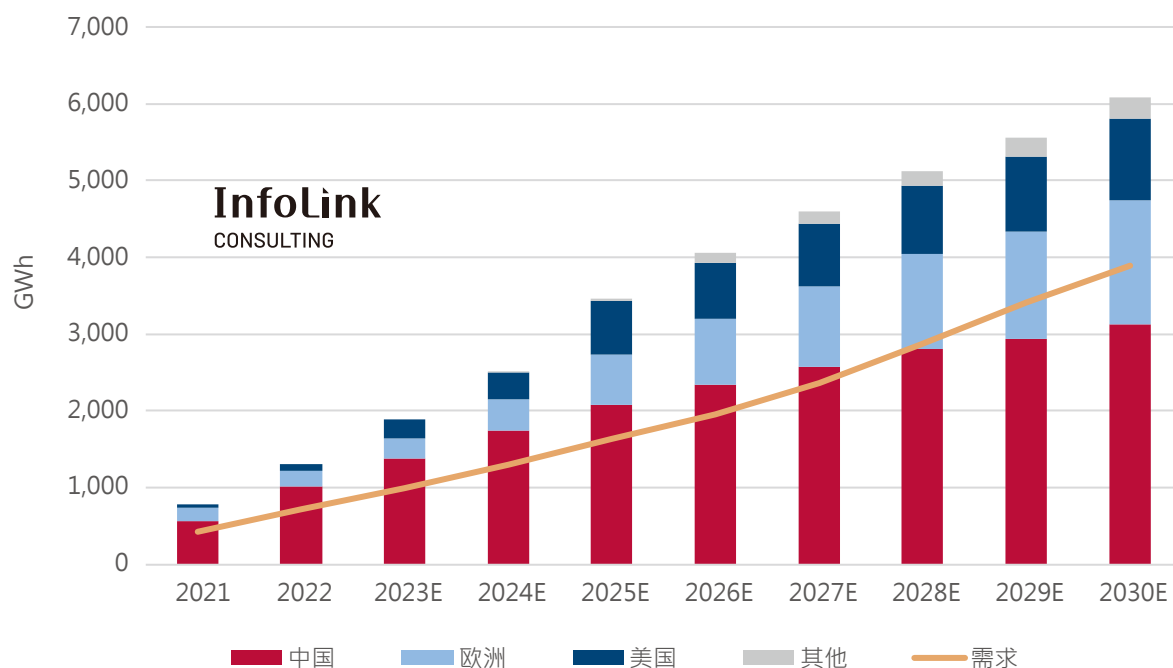


资料来源：InfoLink Consulting

图 3.2-2. 全球储能系统依材料佔比预估

2021年磷酸锂铁电池（LFP）在全球储能系统佔比首度超过锂三元（NCM/NCA），InfoLink预估磷酸锂铁渗透率在2030年前将持续提高至98%，由于供应的地域性以及终端应用偏好，将有少数的储能系统使用锂三元电池。过去十多年来，电动车的快速发展使得锂电池成本下降近90%，由于能量密度以及性能要求，电动车发展早期主要采锂三元动力电池，2018年逐渐开始发展的储能，受惠于其带来的电池成本下降也采锂三元动力电池为主，尤其中国市场过去补贴政策设计的因素，使得为符合补助规范，市场采能够提供较高续航里程、能量密度较高的锂三元电池为主流，然而由于前面所述的产品特性、锂三元电池供应逐渐紧绷、成本下滑趋缓、中国大陆补助退场以及大量磷酸锂铁电池供应，磷酸锂铁电池于2020年开始渗透锂三元电池于储能系统与平价电动车的市佔率，磷酸锂铁储能应用于2021年首次超越NCM/NCA，由于磷酸锂铁材料的专利于2022年到期，除了既有中国的磷酸锂铁电池外，日本及韩国大厂乃至部分欧洲电芯新创，也相继计划在2023年后投入磷酸锂铁电池的开发与生产，如LG Energy Solution预计 2023年于美国Michigan开始生产磷酸锂铁电池、ElevenEs 计划于2023年开始在欧洲生产磷酸锂铁电池、Freyr计划于2024年挪威开始生产磷酸锂铁电池，InfoLink预估磷酸锂铁电池在储能系统的渗透率将持续上升，锂三元则主要用于调频应用的功率型储能以及电动车用动力电池。

全球电芯供需预估



资料来源：InfoLink Consulting

图 3.2-3. 全球电芯供需预估

由于储能系统以及电动车的明确需求，全球电芯制造产能在大量资本投入下快速成长，从电芯制造的产能来看甚至有供过于求的疑虑。InfoLink整理各大电芯厂扩产计划，预期全球电芯产能从2022年约1400GWh成长到2030年约6000GWh，在2022-2030年的年复合成长率约20%。随着全球电芯在地化的趋势，InfoLink预估中国佔全球电芯产能的佔比从2022年的70%下降至2030年的52%、欧洲从2022年的14%上升至2030年的27%、美国从2022年的6%上升至2030年的18%。

3.3 储能 LCOE

产业概况

储能度电成本测算运算项目包含电池、逆变器（PCS）、能源管理系统（EMS）、工程总承包（EPC）以及其他，其中成本占比电池占50–70%，其次为PCS、EMS以及EPC各占约5–15%不等，其他项目则包含土地、租金、开发费用等杂项，本白皮书以30MW/120MWh的表前储能系统为基准，电池充放电深度固定为90%，系统循环效率及电池使用寿命预计会因技术增长而逐年渐渐提升，其储能均化成本计算公式如下。

$$\frac{\text{Capex} + \{\text{Operation and Maintenance (O\&M)} * \text{Battery Life}\}}{\text{Life used energy}}$$

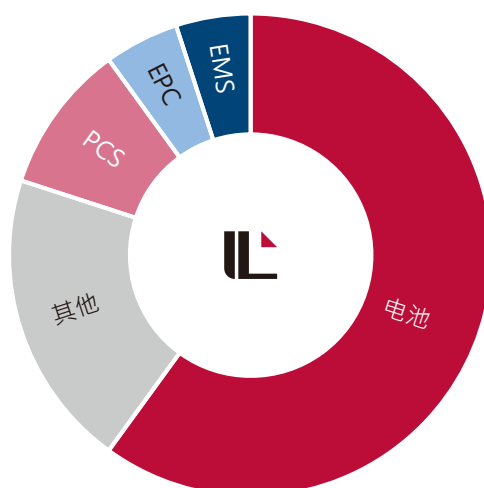


图 3.3-1. 储能系统成本结构

成本下降因子

储能系统成本组成最主要含电池、逆变器及安装费，其中逆变器及安装费会因为技术成熟以及规模逐渐扩大使价格以缓慢平稳的速度下降，而电池成本才是影响储能系统成本的最主要因素，这是因为电池占储能系统比重最多，在加上电动车市场同时也正在快速崛起，因此电芯供应链的涨幅以及电动车的发展是影响储能价格的主要因素。过去十年来锂电池成本下降90%，且能量密度不断提升，目前全世界的储能系统多以锂铁电池为主，主要因素为锂铁电池热稳定性好，于安全性上更加可靠，并且具有成本优势，值得注意的是近两年锂电池行业因下游需求庞大，除了储能产业的崛起，电动车的快速发展也直接导致电芯上游供货短缺，供需失衡引发整体供应链价格上涨，使储能系统价格也受影响。

2021年因为芯片及电芯供应不足，加上电池价格上升，进而导致需求下降，甚至低于预期，若电芯或芯片持续供应不足，估计2022年储能需求也会低于预期，虽然电芯价格在近年飙涨，但由于锂电池在实际应用上效能逐年提升，循环寿命为计算电池度电成本很重要的关键因素之一，因此储能度电成本仍以稳定速度逐渐下降，加上近期国际电芯大厂都积极规划扩大产能，如LG及宁德时代在2023年目标产能合计超过600 GWh，光是这两间龙头企业一年所产的电芯就足以制造约900万至1,200万台电动车，扩大电芯厂平均建置期约二年，待近几年全球电芯产能扩张后，电芯产量将足以应付电动车及储能产业需求，而2026年之后由于产能释放加上锂电池技术已近纯熟，锂电池及储能系统等产业链价格将会因为供需平衡而下降逐渐趋缓。**Infolink预估2023下半年至2024年供应链有机会达成供需平衡，电芯价格也会开始明显下降，锂三元电池组平均价格从2021年的131美元/kWh上升到2022年的172美元/kWh，乐观预期2025年及2030年有望滑落至113美元/kWh及98美元/kWh；而磷酸锂铁电池组平均价格从2021年的93美元/kWh上升到2022年的131美元/kWh，乐观预期2025年及2030年有望滑落至93美元/kWh及82美元/kWh。**

除了电动车与电芯供应会影响储能价格之外，长时间的能量型储能也能让系统的度电成本更低，目前许多国家开始发展长时储能，例如美国就计划在2030年前将长时储能的度电价格降到0.05美元，此外，虽然磷酸铁锂电池技术已近乎抵达上限，但相较三元，锂铁电池有较高的热稳定性以及低廉的价格，使得许多储能厂商视其为第一首选，加上该类电池专利将于2022年至2023年到期，届时可能在中国以外地区将拉高占比，不过由于磷酸锂铁技术已纯熟，长期而言，若是未来三元电池或固态电池技术提升，并且在使用上更加安全、效率更高且便宜，市场将会有更多种储能电芯类别的选择，此状况也有机会使储能系统成本再降低。

以下LCOE测算仅以电池中性状况作测算假设，储能系统价格受电池循环寿命、充放电深度及电池容量影响深远，本白皮书测算对象为30 MW/120 MWh的表前储能系统。

中、美、欧市场LCOE差异

中国

2022年中国储能度电价格中性预估约0.10美元，低于美国与欧洲市场，使中国具有度电成本优势主要原因有三，首先，中国电芯大厂能够透过规模化生产大幅提高产品良率以及压低电芯成本，第二，由于电芯供应链本身就在中国，因此中国能借由本身的地域优势使得材料运输及人力成本也随之下降，最后，中国储能系统多以磷酸铁锂（LFP）电池为主，相较于三元材料2021年价格约130–150美元/kWh，磷酸铁锂价格则是约100–120美元/kWh，由于电芯价格佔储能系统比重超过半数，因此**中国借由供应链优势取得较低廉的电芯价格即能大幅度降低储能系统价格。**

目前中国的电芯大厂都在纷纷规划电芯扩产，中国借着自身的供应链优势能大幅压低电芯价格，其扩产速度极为惊人，如宁德时代2020年储能系统仅出货2.38 GWh，2021年增长超过7倍，共出货16.7 GWh，而2022年更是迅速增长至59.8 GWh，预计2024年后电芯总产能可达500 GWh，储能用电芯更是会超过125 GWh，全世界目前有70%电芯都依赖中国进口，由于中国产能极为庞大，甚至能直接影响世界各地电芯及储能价格。

2021年，快速成长的电池需求使上游供应链短缺，金属原材料价格上涨加上疫情封城造成的供应链危机使得大家原先预期电池价格持续下降的趋势遭受挑战，因此2022年储能度电成本约持续落在0.1美元，不过，InfoLink估计尽管是在最保守的情境下，中国储能系统度电价格最晚在2025年就能低于0.1美元，若中国各大电芯厂扩产计划都顺利达标，其供应不仅能满足电动之快速增长，同时也能满足储能所需，乐观预计2025年价格就能落在0.05美元/kWh左右，而2026年以后，即使电芯厂建厂速度不如预期，市场上的电芯也足以满足市场需求，届时市场供需平衡，电池与储能系统下降的幅度将会受限，因此价格会下降得较缓慢，估计2030年储能系统均价会约落在0.04美元/kWh左右。

美国

美国因光伏政策的激励以及地理气候因素等使得储能市场相对庞大且成熟，2022年中性预估每度电成本为0.12美元，美国虽发展成熟，但储能度电价格仍略高于中国是因为相较于中国使用较便宜的磷酸锂铁电池，欧美使用三元电池比例较高，再加上美国开发、人力与安装费用也比较高，佔整体储能近五分之一，因此度电平均价格会稍高于中国，不过此现象在2021年反转，因2021年较便宜的锂铁电池的使用量已比三元电池佔比更高，特斯拉也宣布开始采用部分磷酸铁锂电池，**全球电芯锂铁化趋势明显，此现象也让美国度电成本有机会快速下降。**

美国近期电芯供应链本土化趋势明显，首先是2022年拜登签署的降低通膨法案鼓励再生能源厂商使用本土制造的产品，不仅给予本土电芯制造商优渥补贴，对储能的建设更是给予投资税

收抵免，其次是因为电动车产业对电池需求庞大，使得电池原材料上涨，以及疫情导致的航运费用增加，带动储能价格的波动，也导致开发商要说服银行融资相对困难，种种因素让许多电芯厂考虑将供应链本土化，降低因国际事件所引发的供应链危机，但由于美国在电芯供应链方面缺乏天然的上游材料，尽管电芯厂可在两年左右设置完成，但上游材料厂的设立需花费更长的时间，因此短期内电芯供应还是需要仰赖进口，此外，美国在电池回收方面也尚未建立较完整的制度，对于电芯供应链在地化也是一项挑战。

InfoLink估计因降低通胀法案作用于2024年12月31后建制的储能系统，再加上电芯及上游材料场需一些扩厂时间，因此预计在2024年后美国本土电芯供应才会较宽裕，达到供需平衡，中性预估2023年不含补贴的储能成本仍约落至0.10美元/kWh，2025年本土供应链设厂完成并有稳定产出后，2025年储能度电成本将落在0.078美元/kWh，此外美国能源部积极推动长时储能政策，期望在2030年能达到每度0.05美元的目标，也有利于储能系统成本下降，在乐观情境下，预计在2025年储能度电成本就能降至0.05美元左右。

欧洲(欧盟+英国)

英国是欧洲表前储能安装量最多的国家，其多应用于电网辅助服务，据Infolink估计欧洲大型独立电站的建设成本每度电约320至530美元，2021年中性预估平均度电成本为0.16美元，欧洲储能度电价格较高之原因如同美国，因目前欧洲电芯仍须倚赖进口，其产能主要来自LG Energy Solution、Samsung SDI以及SK Innovation，多为成本较高的三元电池，加上欧洲本身人力、土地成本较高，导致电站维护等其他费用也相对较高，种种原因让欧洲储能度电成本高于全球其他地区，加上疫情、航运等影响，预计欧洲2023年储能度电成本仍落在0.14美元/kWh的高位。

虽然欧洲度电成本高于全球其他地区，但由于欧洲电力市场自由化，使电力价格易受到国际情势波动，近年电价节节高升，再加上多种的电网营利模式与政策的大力推动，许多企业也考虑往供应链在地化发展，待2023年既有韩厂陆续扩充产能后，当地供应比重将快速被拉高，但InfoLink估计在2025之前欧洲电芯供应仍需仰赖进口，届时储能度电成本约落在0.1美元/kWh，而在2025年之后欧洲电芯厂陆续设置完成，有望使当地电芯达供需平衡让价格降幅逐渐趋缓，预计2030年度电成本约落在0.06美元/kWh。

结论

储能系统分为表前跟表后，表前因规模庞大，价格会比表后系统便宜许多，此次度电成本计算以30MW/120MWh的表前储能系统为准，在计算LCOE时，电池的循环次数是度电成本下降的关键因素，而由于电池佔总成本比重最高，因此电芯选择会大幅度影响储能系统价格，目前全世界应用在储能系统的电芯种类主要为磷酸铁锂以及三元，而中国为磷酸铁锂电池主要生产地，因此借由本身的地利优势，让中国成为中美欧三地里面度电成本最低的区域，因新冠疫情影响，造成许多电池交货延期、价格上涨，使得许多国际电芯大厂纷纷规划往其他地方扩产，国际上电芯供应本土化趋势明显，待电芯大厂扩建完成，Infolink估计电芯数量将足以同时应付电动车及储能的庞大需求，因此，**全球储能系统建置成本将因各大电芯场的扩产计划趋于稳定**，预计2025年及2030年平均将落在0.07美元/kWh及0.04美元/kWh。

3.4 储能 IRA

储能篇

降低通胀法案发布之前，储能系统需搭配光伏才能获得投资税收抵免，如户用储能系统经由光伏充电比例须达100%才能获得补贴，而表前商用储能则是需达75%以上才能依比例获得ITC补贴，如表3.4-1所示，以2021年最高补贴总额为26%为例，若储能系统仅有75%之电力源自于光伏，其获得ITC比例则为19.5%，以此类推。在IRA发布之后，储能系统从过去需搭配光伏才能获得ITC，到现在扩大到适用于独立储能（standalone BESS），对储能发展影响重大。

表 3.4-1. IRA发布前储能系统ITC比例

经由光伏充电比例	75%	80%	90%	100%
表前与工商ITC	19.5%	20.8%	23.4%	26%
户用ITC	0%	0%	0%	22%



IRA适用于2022年12月31日之后建设的储能项目，表前及工商用储能额定容量 (nameplate capacity) 需在5kWh以上，户用储能的额定容量则是需在3kWh以上，如表3.4-2所示，在法案颁布之前原本表前及工商用储能在2022年仅能获得26% ITC，并于2023年开始逐退坡；而户用储能则是在2021年已经剩下22% ITC，2022年已无法获得抵免，法案发布后，ITC维持30%并延长十年，至2033年才开始逐渐退坡至26%，户用储能在2035年补贴结束，不过表前及工商用在2035年仍能有15% ITC，在2036年工商及表前补贴结束。

表 3.4-2. IRA发布前后储能ITC比较

ITC法案	储能种类	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2032	2033	2034	2035	2036
更新前	工商用	26%	26%	26%	22%	10%	10%	10%	10%	10%	N/A
	家户用	26%	26%	22%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
更新后	工商用	26%	26%	30%	30%	30%	30%	26%	22.5%	15%	N/A
	家户用	26%	26%	30%	30%	30%	30%	26%	22%	N/A	N/A

在表前及工商储能方面，小于1 MW的储能系统不需符合劳工与薪资要求，只要安装容量大于5 kWh即可获得30%基本ITC，而大于1 MW的储能系统不仅需满足容量要求，还需满足美国现行的劳工条件，否则只能领取6%基本ITC，如表3.4-3所示，除了基本ITC之外，为了将供应链在地化，若满足特定比例之材料源于美国本土，则能额外领取2%至10% ITC，若项目位于法案颁布之能源社区，则能再领取2%至10% ITC，在不同情境下，总计能获得6%至50%不等之ITC补贴。

表 3.4-3. IRA发布后储能ITC补贴条件

	1 MW以上项目		1 MW以下项目
劳工条件	未满足	满足	无须满足
基本补贴	6%	30%	30%
满足特定比例美国制造	2% - 10%	2% - 10%	10%
项目位在能源社区	2% - 10%	2% - 10%	10%
低收入社区 (5MW以下)	10% - 20%	10% - 20%	10% - 20%
补贴总额	4% - 46%	30% - 70%	30% - 70%
			

此外，在加速折旧方面原本储能系统也是依据储能与光伏充电比例进行5至7年调整，在IRA通过之后，2024年12月31日之后营运的500 kWh以上储能系统皆纳入5年加速折旧之范围，这是由于设备的使用过程中会有无形耗损，设备的使用效能会因为年限而逐渐将低效率，而加速折旧法会依据比例原则，在设备使用的初期将无形的耗损纳入较多的折旧，以利固定资产能尽早获得补偿，同时也有利于企业尽早回收成本并加速设备的更新，除了新增储能系统折旧范围之外，其折旧办法与现行法规相同。

IRA法案对于储能最大之影响为将独立储能也纳入补贴范围，过去表前及工商用储能由于需要与一定比例之光伏配合，因此充电时间会受限，也无法用时间电价进行能源套利，在法案通过后，由于不需要连结电网，储能系统在运用上也更加灵活；在户用储能方面，过去同样因为储能系统需与光伏配套之限制，尽管参与社区光伏计划的用户也不符合储能补贴资格，但是由于IRA法案的通过，未来参与社区光伏计划的用户也能在家里配套独立储能，同时获得补贴，此法案无论对于表前或表后储能系统安装量之增长皆有一定程度之助益，也因为该法案使储能初期投资成本更低，将有利于建设成本较高的长时储能发展，使储能时长从2小时往4小时发展，让美国的储能系统在各项应用上更加灵活友善。

电芯供应链篇

在Section 45X中，IRA为美国国内的先进制造提供生产税务抵免 (Production Tax Credits, PTC)，其中包含电芯的35美元/kWh、电池模组的10美元/kWh、电池材料或矿物成本的10%等等，并且只有在美国进行生产的企业才有资格获得这些生产税收抵免，向制造商传达「美国生产」的溢价，此税务抵免适用于生产过程的每个环节，也就是说制造商可以在电池的各个矿物、加工或组装的各个阶段获得税务抵免。

在下游的部分，IRA也透过支持美国本土生产制造的电动车补贴对电芯的供应链进行限制，如下表，该7,500美元的补贴分成两部分： 1) 电池中矿物原料供应40% 以上来自美国或与美国有自由贸易协定的国家中开采或加工，可获得 3,750美元补贴 2) 电池模组有50% 来自美国或与美国有自由贸易协定的国家，可获得3,750美元补贴，上述供应比例限制将逐年调升10%至2027年的最高80%。

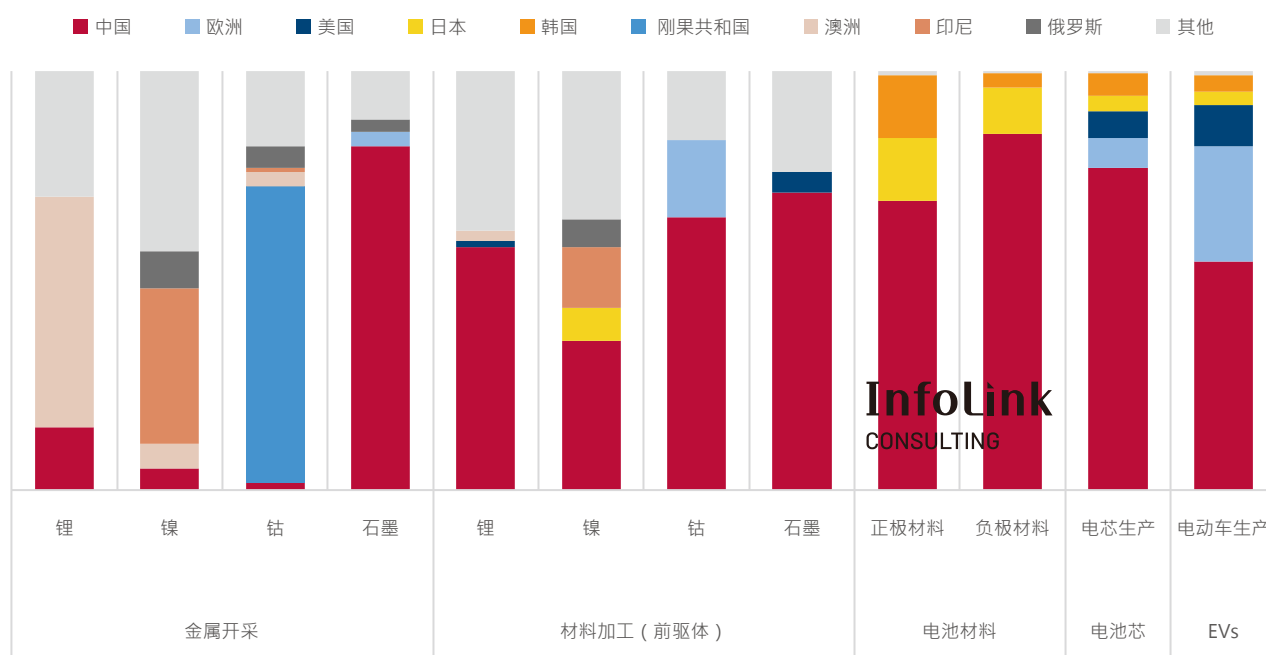
除此之外，1) 从2024年开始，使用来自「有疑虑国家」电池模组的电动车不能适用补贴2) 从2025年开始，任何电池采用的主要金属原料来自「有疑虑国家」开采、加工或回收亦不适用补贴。因此，我们预期降低通胀法的通过势必推动全球电芯供应链往在地化发展。

表 3.4-4. IRA对电动车之补贴，单位：美元

	补贴金额	所得限制	电动车售价限制	车厂 销量限制	供应链限制				
					2023	2024	2025	2026	2027
现行补贴政策	\$7,500	N/A	N/A	200,000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
IRA 电动车补贴政策 (适用2023- 2032年)	\$3,750	电动车买家年收入低于15万美元 (家户联合申报30万美元)	轿车低于55,000美金； SUV/货车/货车低于80000美金	N/A	40%矿物材料 (critical minerals) 来自美国与美国有自由贸易协定的国家中开采或加工	50%	60%	70%	80%
	\$3,750	电动车买家年收入低于15万美元 (家户联合申报30万美元)	轿车低于55,000美金； SUV/货车/货车低于80000美金	N/A	50%电池组件 (battery components) 来自美国或与美国有自由贸易协定的国家	60%	60%	70%	80%



如下图，根据IEA所发表的全球电动车电池供应链报告指出，目前电池材料前驱体、电池材料以及电芯生产的产能皆集中在中国，这也使得中国以外地区在建置电芯厂时由于缺乏相关材料供应链，乃至从评估、设计、建厂到达成目标产能所需时间远高于在中国建厂及扩厂的速度，例如宁德时代在中国扩建一个电芯厂耗时不到一年，而在德国设厂则需耗时超过三年。**该法案补贴可能造成全球电池供应链往在地化的趋势发展，特别是在中国之外，如美国本土或是与美国签署FTA的地区。**



资料来源：IEA, 2022

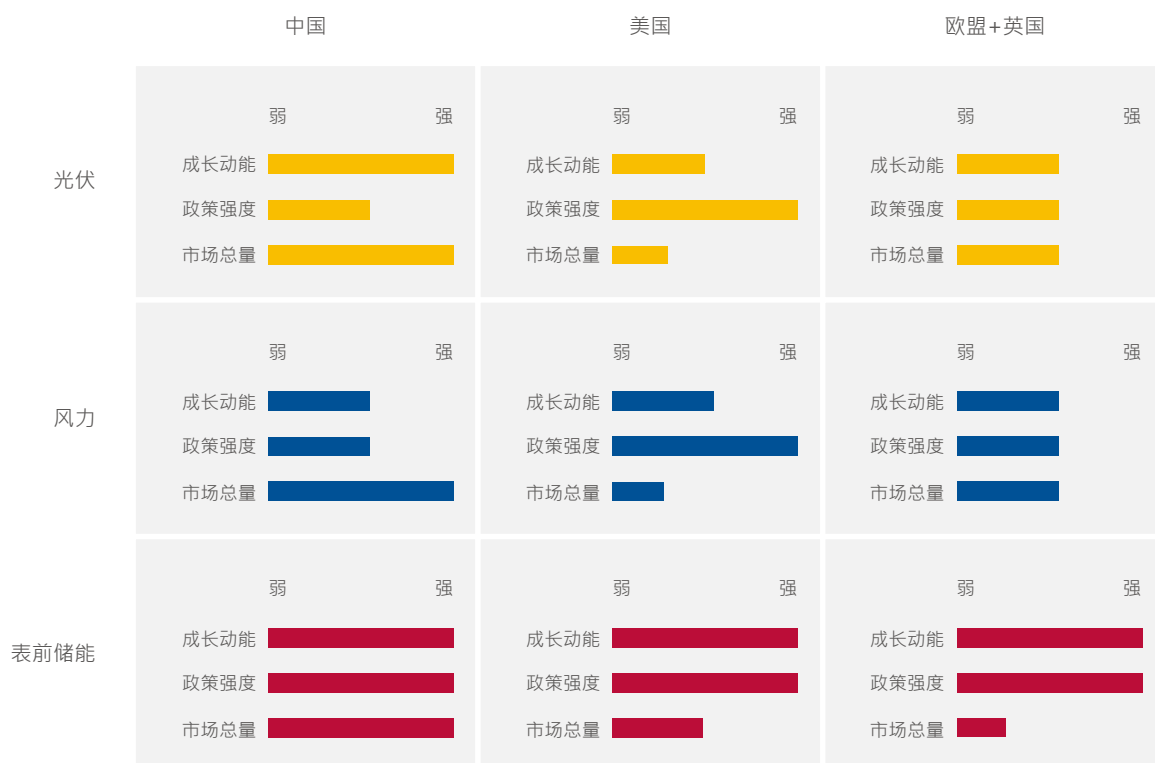
图 3.4-1. 全球电芯供应链分布



SUMMARY

结论

装置容量成长



成长动能：弱 - CAGR < 10% 中 - CAGR 10~20% 强 - CAGR > 20% （风力：弱 - 两者均 < 10% 中 其中之一 > 10% 强两者均 > 20%）

政策强度：弱 - 无政策目标 中 - 有政策目标 但无大幅补贴 强 - 有明确的扶植政策与补贴

市场总量：依照2030年累计装置容量总量将市场强制排序强中弱

成长动能、政策强度与市场总量均为市场间比较而非跨能源比较

图 S-1. 三大市场再生能源进展预估

以上的九宫格可比较不同市场的再生能源发展潜能。中国市场整体成长速度最快，不仅在2021是全球最大的光伏与陆域风电市场，同时2021–2030光伏装置容量的年复合成长率（CAGR）为24%、陆域风电为10%、储能设备为39%，均是三市场之首。但中国强大的成本优势让进入中国市场挑战性十足，而且除了海上风电与储能还有部分的地方政府补贴，太阳光电与陆域风电政府已不再提供补助，当前要进入中国市场将处在相对劣势，且获利空间有限。

美国市场有着三个区域最强力的补贴政策，也就是《降低通胀法案》针对风光储等再生能源全面性的补贴，将显著的减少LCOE/LCOS并刺激装置容量的成长，特别是在海上风电，过往美国因为有其他再生能源替代方案、传统能源蕴藏丰富、失败的开发经验抑制了海上风电的发展，但随着拜登政府上台，设下2030累积装置容量30 GW的目标，意味着美国将成为全球发展最快的市场之一。储能也同样受益于降低通胀法案，不仅是因为其扩大适用范围，纳入独立电网的储能，加快评估流程；另一方面也因为光伏的安装与投资受到降低通胀法案刺激，连带拉抬储能的动能。

最后是欧洲市场，虽然欧洲市场在总装置容量以及成长动能上并不特别亮眼，也不再针对光伏、陆域与海上提出大幅的补贴政策，但欧洲的投资环境相对稳健，加上欧盟加速再生能源以及能源独立性的进程，且居高不下的石化燃料价也加速欧洲民众自发性的安装光伏设备，因此在再生能源建设的急迫性上，欧洲政府或民众已经达成共识，不仅刺激了欧洲光伏的装置容量增长，也可望改善风场审核过于冗长的问题。

LCOE

从以上针对光伏以及风电的估算，我们可以发现无论是中国、欧洲或是美国市场，光伏与陆域风电早在2021年的平均度电成本就已经低过传统能源，欧洲两者的发电成本约在30–50美元/MWh，美国约在20–40美元/MWh，而中国则在25–30美元/MWh。其中陆域风电、太阳光电与传统能源差距最大的是在欧洲市场，最极端的情况光伏与天然气的发电成本可差到110–120美元/MWh，燃煤发电以及天然气发电的成本因为通膨以及乌俄战争而大幅上涨，相较于2021年，2022–2023年间天然气与燃煤发电大约上涨50%，中国短期内天然气同样是上涨了约50%，但由于本身有煤炭矿藏，因此燃煤发电的价格几乎没有影响，且未加入西方制裁俄罗斯的行列，将扩大两国的天然气管道，之后可接收原先输往欧洲的天然气，而美国本身有生产页岩油以及天然气因此受到的冲击相对较小。

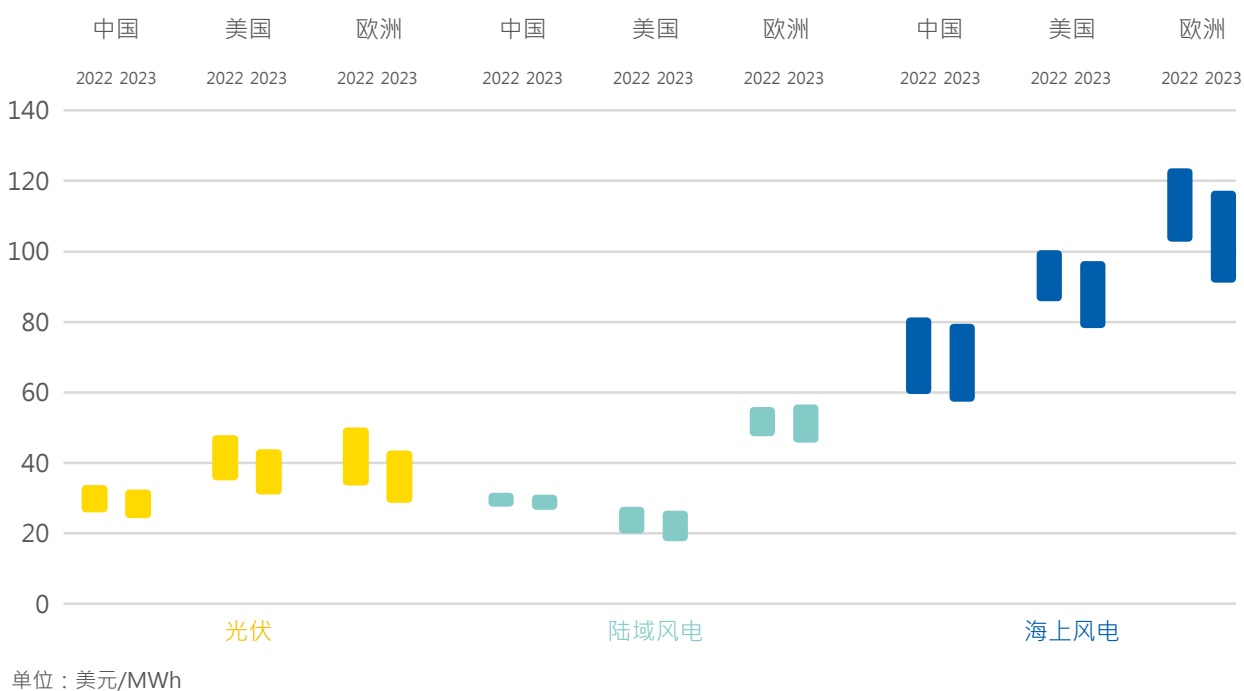
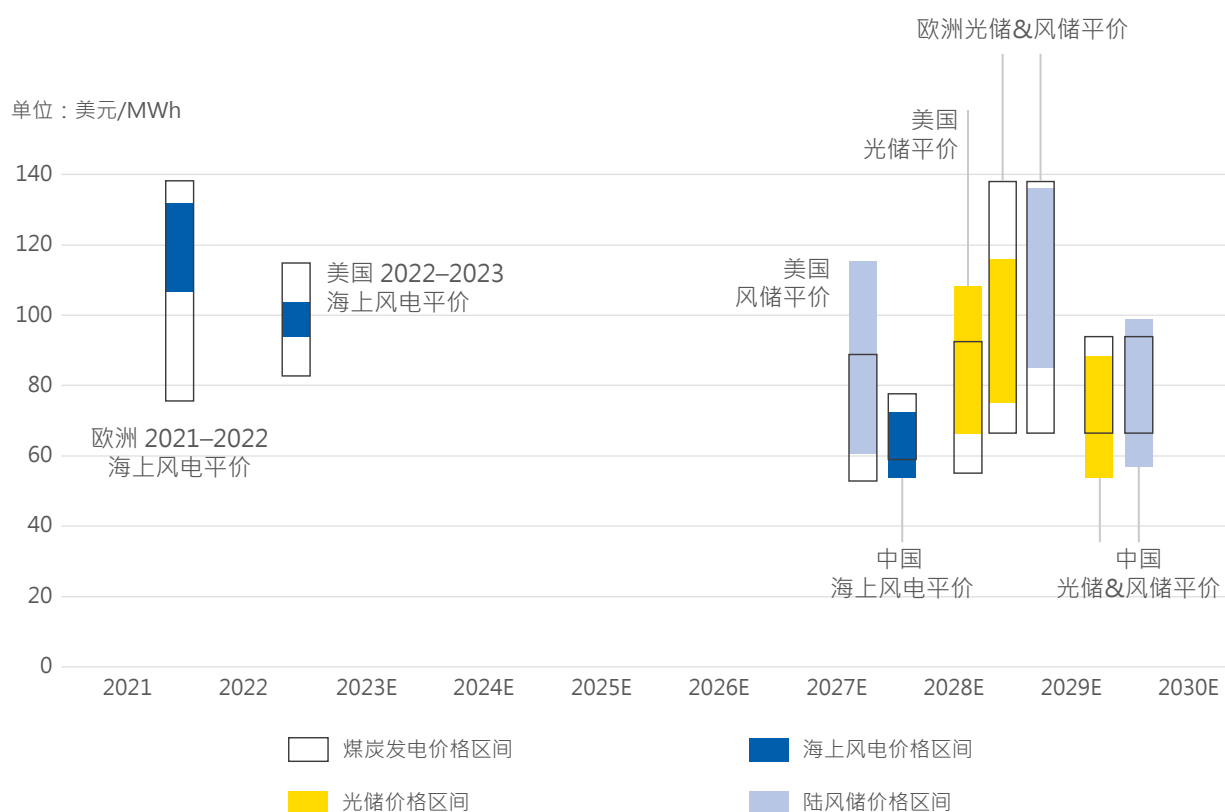


图 S-2. 三大市场2022与2023 光风度电成本

对再生能源而言2022年极为特殊，这是近十年来陆域风电与光伏少数度电成本上升的一年，建造成本的上升来自三方的压力，其一是乌俄战争对再生能源的供应链产生冲击，影响航运以及原物料供给，其二则是通胀迫使各国央行升息导致资金成本上升，最后则是欧洲能源转型进程加速，使需求增加推升价格。如欧洲的光伏案场从2022年初便开始一路攀升，并在2023年初达到顶峰，中国作为光伏组件的主要生产地也感受到了由需求带动的价格攀升，不过这样的动能在2023年就开始逐渐消退，因此InfoLink推测2023年全球光伏的LCOE都整体回归跌势。

而在风电欧美与中国的状况却截然不同。欧美风机厂商在原物料飙涨、因航运受阻导致的高额罚金，而不堪亏损后逐步将成本压力移转到开发商，最终2023年初风机价格相较2021年平均约上涨30–40%，大幅推高陆域风电与海上风电的建置成本，欧美都有开发商对已经取得的PPA价格提出异议，表示以当前的建造成本与利率，先前的PPA价格可能无法支持风场建设，虽然目前认为2023年风机价格可能还不会有显著的下滑，但至少钢材价格的回落有助于风场建设成本的下降。但在太平洋的彼端，中国风机厂商间的竞争似乎永无止境，塔架与风机的价格在2022年仍在持续下降并持续到2023年，由于中国拥有完整的风机制造供应链，仅有部分零组件需要透过进口，使其受到航运壅塞的冲击远小于欧美市场。



根据InfoLink的研究，三大市场都将在2030前达成海上风电以及风光加储的平价，确切的时间如上图所示，欧洲与美国的海上风电与风储、光储都早于中国达成平价，中国的海上风电更是比美国晚了五年才达成平价，以下将说明各地达成平价的时间点。

欧洲的海上风电成本已经低于因乌俄战争而上涨的燃煤发电，但2027年开始的负向竞标使资本支出上升，也就是政府转向开发商征收一笔风场开发费用，拉大了海上风电与陆域风电及太阳能的成本差。光储与风储成本可望在2028–2029年间低于燃煤与天然气，主要是受益于储能的成本下降，因为我们预估2025年欧洲的储能供需会趋近平衡，让成本得以进一步下降。

美国海上风电尚在起步阶段，但受惠于投资税收抵免（Investment Tax Credit, ITC）而享有低于理论上的LCOE，估算ITC降低了20%以上的海上风电度电成本，因而在2022–2023年间低于燃煤发电。美国的风储因为陆域风电低廉的度电成本得以提早在2027年低于煤炭发电，陆域风电在降低通胀法案的生产税收抵免（Production Tax Credit, PTC）补助下，度电成本可能会逼近12.9美元/MWh。而光伏的度电成本略高于陆域风电，因此光储在2028–2029年才低过煤炭发电。

中国海上风电将在2027–2028年达成平价，风储与光储则在2029–2030年间达成，中国相较欧洲与美国晚达成风加储与光加储的平价，是因为中国的煤炭发电相当低廉，否则除去政府补助，中国的海上风电、陆域风电与光伏的度电成本是三个市场中最便宜的，而且储能设备则有大规模生产、供应链在地化、多采用磷酸铁锂电池三大成本优势。

供应链

光伏的成本下降来自供应链上中下游技术的提升。上游硅料2022年到2023年产能飙升72%，2023将使硅料成本开始显著下跌，而在大尺寸硅片成为市场主流后，薄片化的进程持续拉动成本的降低。2023–2024可持续关注N型电池的快速推展，其较高的转换效率及背面率预计能带来更好的性价比，N型取代P型的时代可能在2024年提早来临。

风机大型化是风电的成本下降的关键，风机的叶片长度增加将使扫掠面积提升，始能撷取的面积增加，同时可以减少所需的阵列电缆长度与海上风电基础数量等，近期15 MW的风机正迈向商业化，InfoLink预计2030年17–18 MW的海上风机逐渐成为主流，平均尺寸将达到15 MW。而供应链冲击让西门子与维斯塔斯承受亏损，西门子2022年Q1–Q3的核心业务毛利率为-5.9%，维斯塔斯的获利率则为-3.2%，并被迫调涨风机价格，2022年上半年西门子的风机平均价格较2021年上涨了20–30%。

而储能方面，电芯在储能与电动车需求的推动下大量制造，有供过于求的疑虑，InfoLink预估在2022–2030年的年复合成长率约20%，且产地将从中国稍微分散到美国与欧洲。电动车的快速发展也导致过去十年锂电池的成本下滑近90%，不过使用的电池种类不再仅限于锂三元电池，磷酸锂铁价格便宜约20–30%，随着磷酸锂铁的专利到期，中国之外，日本与南韩都相继计划投入开发与生产，也有助于储能建置成本的下降。

美国《降低通膨法案》

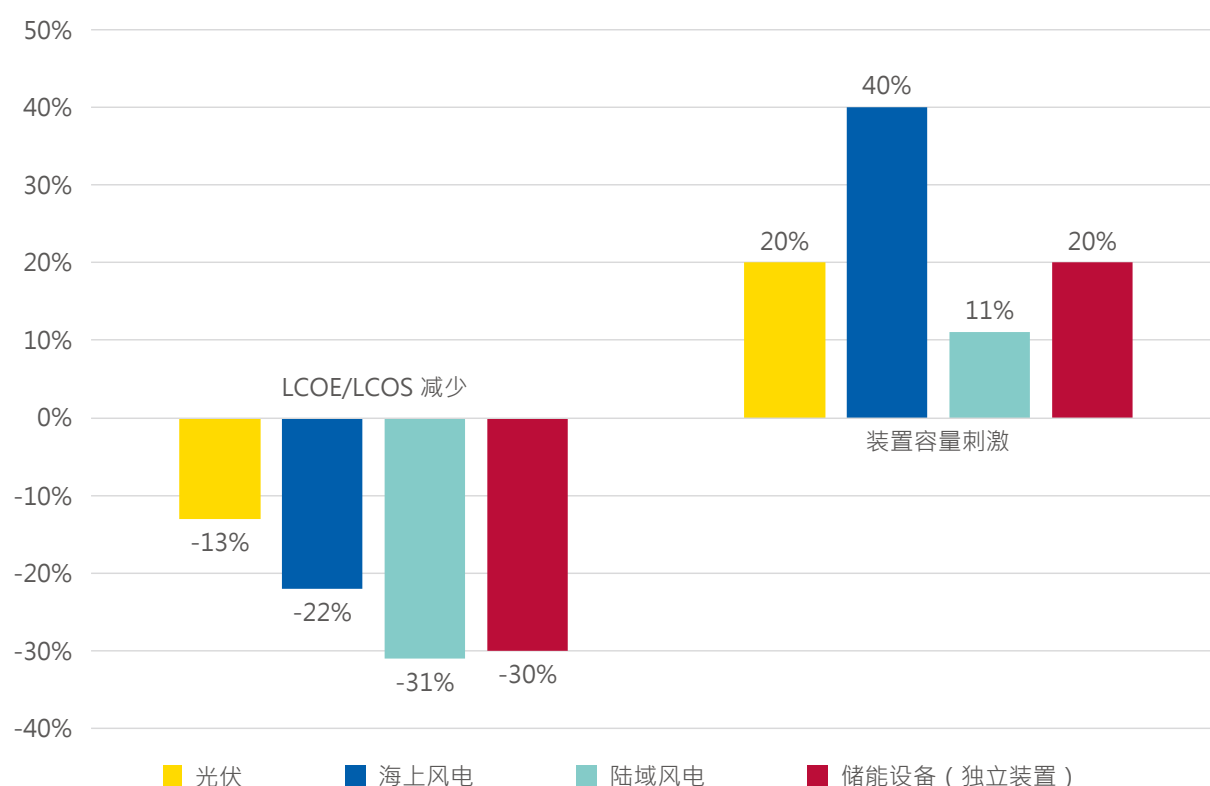


图 S-4. 美国IRA对装置容量与LCOE/LCOS影响

整体来看，降低通膨法案对于再生能源有着长期的影响，第一是提升再生能源的投资诱因：一共投注了3,690亿美元用于气候解决方案和环境正义，并针对多种再生能源的生产税收抵免与投资税收抵免，在我们的预估中降低通膨法案将刺激光伏、风能与储能的装置容量成长10%至40%，这也会显着降低美国再生能源与储能的LCOE/LCOS，下降幅度从10–30%不等。第二点是提供产业在地化诱因，若厂商满足薪资要求与人才培养计划可获得抵税额度，若能达成国产化项目则有额外的租税抵免，不过这也引来欧洲国家的挞伐，担心此法案会掏空欧洲的再生能源制造业；最后是为了减少传统能源反弹，若能协助仰赖传统能源的社区转型，在降低通膨法案中被称之为能源社区⁷，将提供额外抵税额度，另外也有针对碳捕捉和封存技术提供租税抵免。

⁷ 能源社区是指在化石燃料产业达一定就业人口或税收的地区或是有关闭的煤矿场、燃煤电厂，都算是能源社区。

名词解释

馈线 Feeder

接入電網的線路

平价 Grid parity

再生能源发电成本与煤炭相同

逆变器 Inverter

将光伏发电产生的直流电转换为交流电的设备

投资賦稅抵減 Investment Tax Credit (ITC)

Investment Tax Credit (ITC) 補貼以建設系統的資本支出作為基準，提供項目業主折抵所得稅額度。

度电成本 Levelized Cost of Energy (LCOE)

发电设施生命周期中所有成本摊提至生命周期中所发的所有电量

生产稅收抵免 Production Tax Credit (PTC)

Production Tax Credit (PTC) 依照光伏系统实际发电度数获得特定金额的补贴，补贴期间为十年，补贴金额随通膨进行调整。

防止维吾尔强迫劳动法案 Uyghur Forced Labor Prevention Act (UFLPA)

美国2021通过的新将法案，限制新疆共应链产品进入美国。

图目录

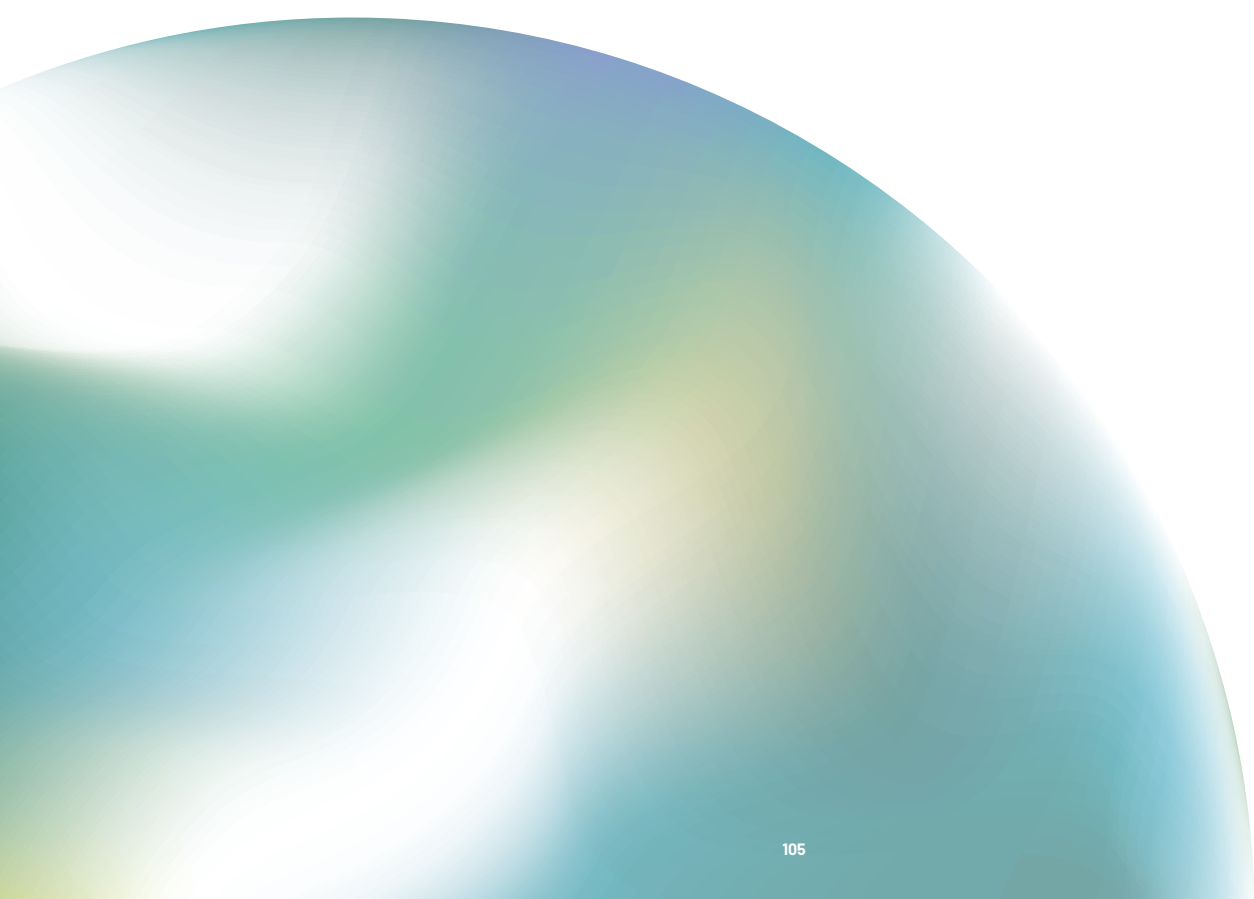
图 0-1. 2021-2030年美国LCOE演进图	04
图 0-2. 2021-2030年欧盟+英国LCOE演进图	04
图 0-3. 2021-2030年中国LCOE演进图	04
图 1.1-1. 全球光伏安装量	08
图 1.1-2. 中国光伏安装量	09
图 1.1-3. 美国光伏安装量	10
图 1.1-4. 欧盟+英国光伏安装量	11
图 1.2-1. 各环节中国产能佔全世界比例	14
图 1.2-2. 2022-2030年各环节产能预估图	14
图 1.2-3. 2021-2030年多晶硅产能预估图	15
图 1.2-4. 硅料TOP 5厂家市占率	15
图 1.2-5. 硅料环节中国产能佔全世界比例	16
图 1.2-6. 改良西门子法与流体化床法的佔比	17
图 1.2-7. 2021-2030年硅片产能预估图	18
图 1.2-8. 硅片TOP 5厂家市占率	18
图 1.2-9. 各尺寸硅片下组件出货佔比	19
图 1.2-10. 硅片厚度进程	20
图 1.2-11. 2021-2030年电池产能预估图	21
图 1.2-12. 電池片TOP 5 廠家市占率	21
图 1.2-13. 電池片环节中国产能佔全世界比例	22
图 1.2-14. 電池工艺比较	22
图 1.2-15. 2021-2030年各高效电池技术市场佔比	23
图 1.2-16. 2021-2030年组件产能预估图	24
图 1.2-17. 组件 TOP 10 厂家市占率	24
图 1.2-18. 组件环节中国产能佔全世界比例	25
图 1.3-1. 2022年全球平均光伏系统成本结构	27
图 1.3-2. 各区域光伏系统成本佔比各区域光伏系统成本佔比	29
图 1.3-3. 光伏组件成本变化	30
图 1.3-4. 2021-2030年中国光伏LCOE演进图	31
图 1.3-5. 2021-2030年美国光伏LCOE演进图	33
图 1.3-6. 2021-2030年欧洲光伏LCOE演进图	34
图 1.4-1. IRA 户用项目Investment Tax Credit (ITC) 比较	36
图 1.4-2. 1MW以下项目 Investment Tax Credit (ITC) 比较	37
图 1.4-3. 1MW以上项目 Investment Tax Credit (ITC) 比较	38
图 1.4-4. 美国光伏本土制造补贴	41
图 2.1-1. 2021-2030年全球风力装置容量	45
图 2.1-2. 2021-2030年中国陆域风电安装量	46
图 2.1-3. 2021-2030年中国海上风电安装量	46
图 2.1-4. 2021-2030年美国陆域风电安装量	48
图 2.1-5. 2021-2030年美国海上风电安装量	48
图 2.1-6. 2021-2030年欧盟及英国陆域风电安装量	50
图 2.1-7. 2021-2030年欧盟及英国海上风电安装量	50
图 2.2-1. 2021年风机产量分布佔比	52
图 2.2-2. 海上风机效能对比 (以西门子8 MW为基准)	55
图 2.2-3. 2025年WTIV风机吊挂能力佔比	56
图 2.2-4. 全球海上风电扣除中国累积装置容量	57
图 2.3-1. 陆域风电成本结构图	59
图 2.3-2. 海上风电成本结构图	59
图 2.3-3. 2021-2030年中国海上风力LCOE演进图	62
图 2.3-4. 2021-2030年美国海上风力LCOE演进图	64
图 2.3-5. 2021-2030年欧盟海上风力LCOE演进图	66
图 2.3-6. 2021-2030年中国陆域风力LCOE演进图	67
图 2.3-7. 2021-2030年美国陆域风力LCOE演进图	68
图 2.3-8. 2021-2030年欧盟陆域风力LCOE演进图	69
图 3.1-1. 全球电化学储能市场规模	76
图 3.1-2. 储能年新增安装量百分比图	81
图 3.1-3. 中美欧表前储能佔比	82

图目录

图 3.2-1. 储能电芯出货量分布占比预测	83
图 3.2-2. 全球储能系统依材料占比预估	84
图 3.2-3. 全球电芯供需预估	86
图 3.3-1. 储能系统成本结构	87
图 3.4-1. 全球电芯供应链分布	96
图 S-1. 三大市场再生能源进展预估	98
图 S-2. 三大市场2022与2023 光风度电成本	99
图 S-3. 各区海上、风储、光储平价时间点	100
图 S-4. 美国IRA对装置容量与LCOE/LCOS影响	103

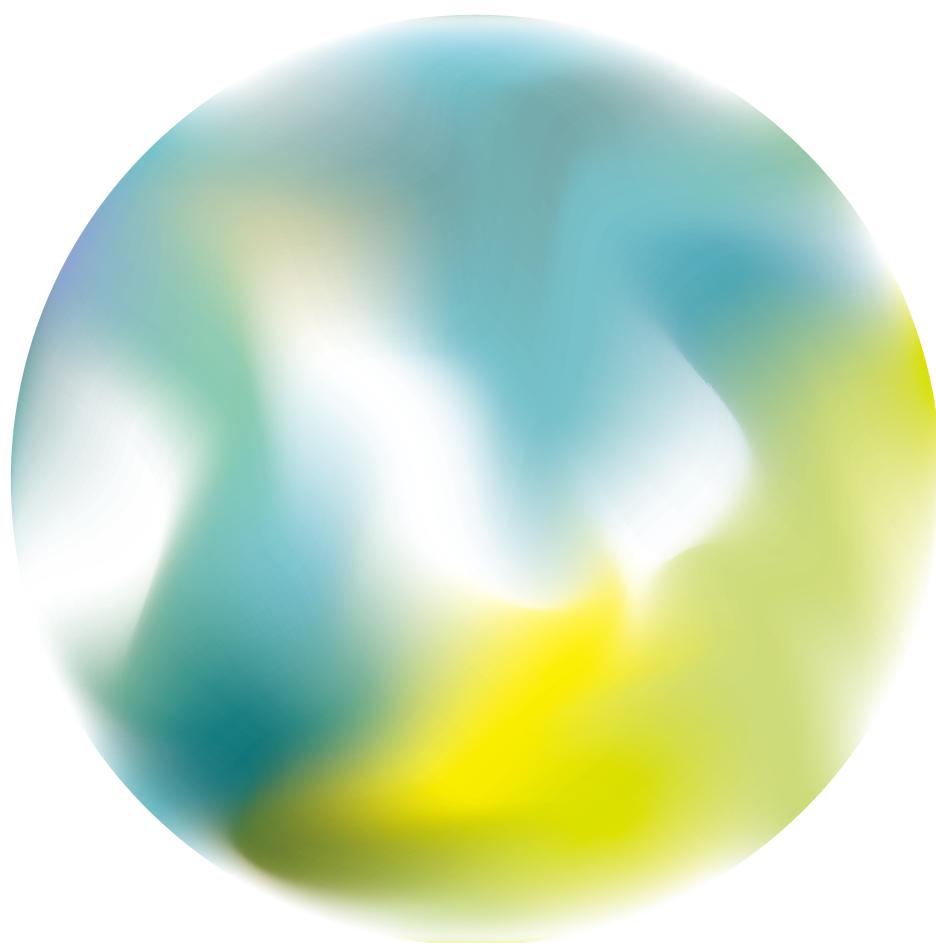
表目录

表 1.4-1. IRA法案PTC补贴金额测算	39
表 1.4-2. 美国本土光伏制造补贴项目和额度	40
表 2.2-1. 海上风机大型化尺寸	54
表 2.4-1. 学徒工时百分比时间变化	71
表 2.4-2. 本土化百分比时间变化	72
表 3.2-1. 锂电池储能系统的材料趋势	84
表 3.4-1. IRA发布前储能系统ITC比例	92
表 3.4-2. IRA发布前后储能ITC比较	93
表 3.4-3. IRA发布后储能ITC补贴条件	94
表 3.4-4. IRA对电动车之补贴	95



ON THE ROAD TO NET ZERO

邁向淨零碳排之路



WHITE PAPER JUNE 2023

