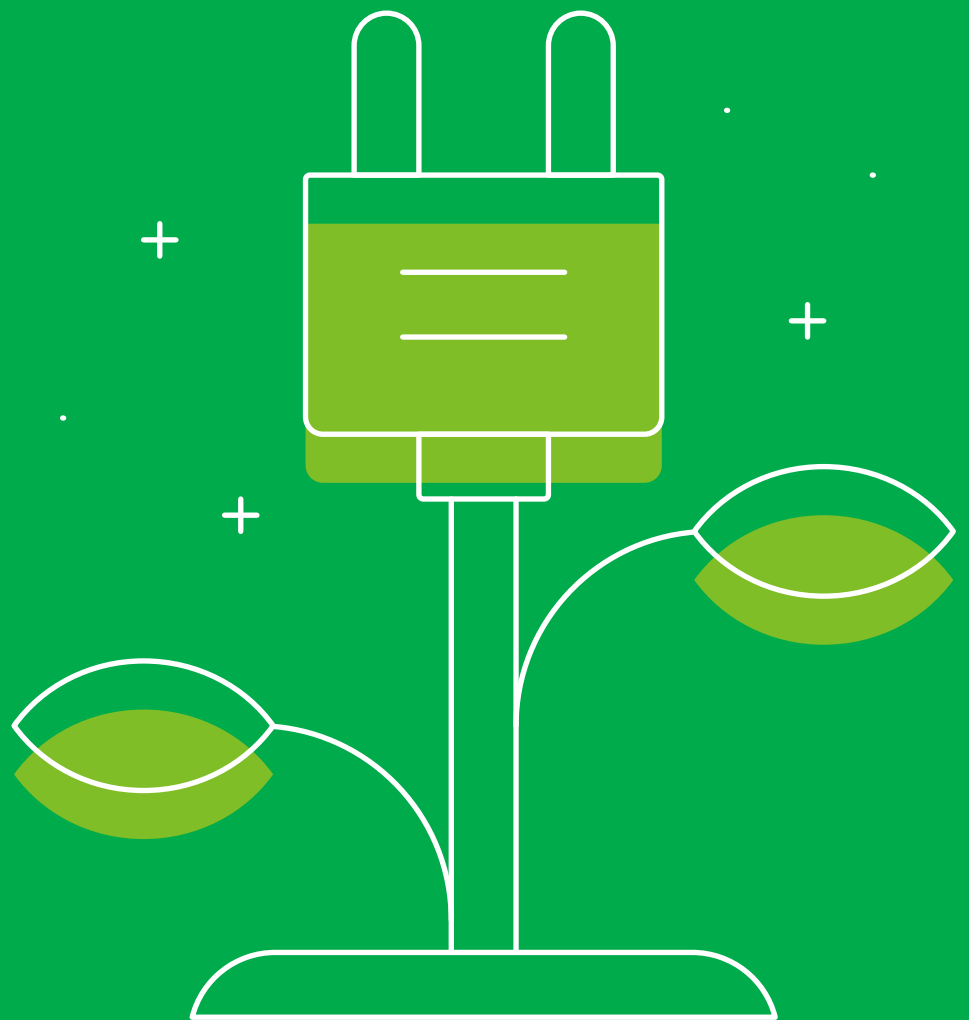


电能崛起激发跨领域变革	04
1.1 电能替代是能源转型的关键	05
1.2 电能时代的特点	06
电能崛起面临三大挑战	07
2.1 传统技术路线逼近能源效率阈值	08
2.2 供需矛盾叠加国际贸易政策扰动加剧资源供应链风险	10
2.3 供需错配造成能量浪费和供应不足同时存在	11
以技术创新迎接挑战	13
3.1 材料体系突破	14
3.2 资源循环利用	18
3.3 源网荷储用协同	19
新兴商业模式链接新技术与新需求	20
4.1 共享储能模式前景可期	21
4.2 重塑资源思维，释放碳生产力	23
4.3 数字化能源即服务（EaaS）模式百花齐放	25
4.4 助力全价值链拥抱变革	26
结语	27
作者及联系人	29



电能崛起激发 跨领域变革

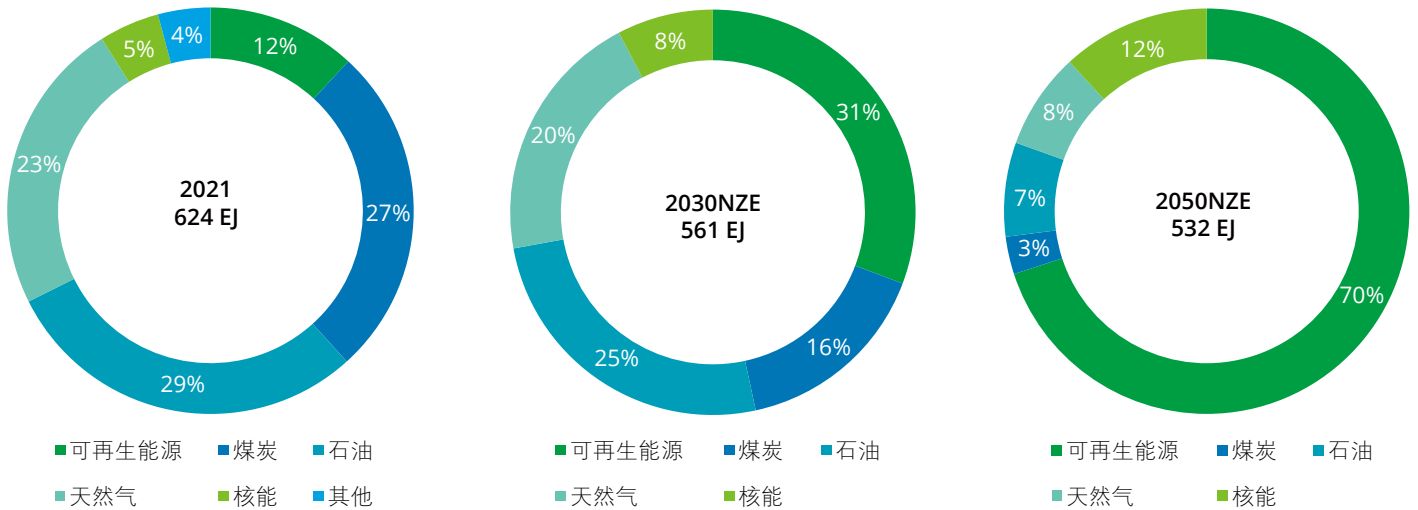


**1.1 电能替代是能源转型的关键
可再生能源开启新一轮能源革命**

当前风电、光伏、储能等新能源技术的快速崛起以及新材料、物联网等关联领域的技术突破正带领人类迈入新一轮能源革命，即以降碳、增效为导向，实现风、光、水、核等清洁能源对化石能源的有序替代，以更丰富、更清洁

的动力来源支撑构建起高效、智能且可持续的人类社会发展新模式。据IEA测算，2021年全球能源结构中可再生能源比重为12%，在2050年实现净零排放目标的情景下，这一比例需要将在2030年提升至31%，并在2050年达到70%，成为主导能源¹。

图1：2050年净零排放目标下全球能源结构变化



来源：IEA, 德勤研究

电能替代成为通往未来的关键路径

有别于化石能源是天然的易于运输和储存的能量载体，风能、太阳能等清洁能源往往是瞬时、不可控的，要实现大规模开发利用则需要将其转换为稳定的二次能源。电能作为清洁、高效、便捷的二次能源，既是当前新能源资源开发利用的主要形式，其在终端消费中的比重亦持续提升，凭借以下关键优势，将成为驱动此次能源变革的关键一环：

- **来源丰富，经济高效。**电能可通过风力发电、光伏发电、水力发电等多种方式获取，且随着技术的不断突破，发电成本持续降低。在消费环节，研究表明，电能的终端利用效率在90%以上，其经济效率是石油的3.2倍、煤炭的17.27倍。
- **安全便捷，技术及基础设施成熟。**电能生产及电气化技术经过多年积累，已能实现电能与化学能、机械能、热能等多种能源形式之间的相互快速转

换，并且支撑发电、输配电、用电的基础设施已较为完善。不仅能支持不同资源禀赋的地区选取适宜的技术获得安全、稳定的电力供应，亦可以满足工业制造、交通运输、日常生活等多种场景的用能需求。

- **清洁低碳。**在用电过程中不直接产生碳排放和污染排放，并且随着发电侧清洁能源装机规模的提升，电力的绿色属性进一步凸显。

1. IEA, World Energy Outlook 2022, 2022.10, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

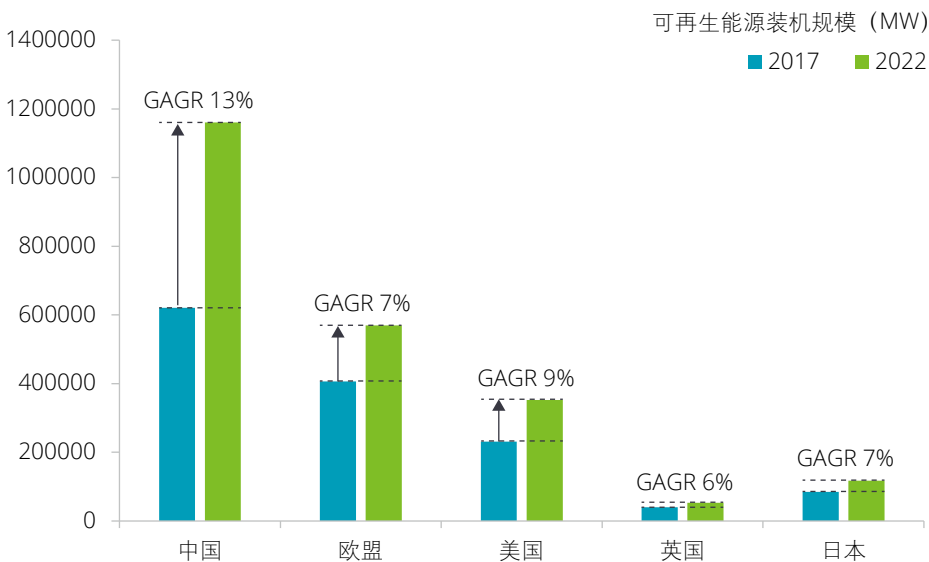
中国成为全球电能替代先锋

根据IEA公布数据，2021年全球能源终端消费中电能占比为20%，若以2050年实现净零排放为目标，届时这一比例需要达到52%²，这意味着近25万亿千瓦时的电能消费增量。全球主要经济体均将电能替代视为能源转型的关键，并制定了雄心勃勃的装机计划。美国和英国的

2050净零战略中均将2035年实现100%清洁电力供应作为关键目标，并在其后出台一系列针对可再生能源发电的财政支持政策。欧盟于2022年5月公布能源独立计划 (REPowerEU) 亦将2030年可再生能源总体目标从40%提高到45%，并明确到2030年完成600GW光伏装机部署。

过去五年中，中国创造了全球最快的新能源发电装机增速，截至2021年，风电及光伏发电累计并网容量均已突破3亿千瓦，可再生能源装机规模超过10亿千瓦，总规模和增幅均居全球首位³。按照中国的双碳目标，到2030年风电、太阳能发电总装机容量将进一步增长至12亿千瓦以上。从终端消费来看，2021年电能占中国终端能源消费比重约26.9%，亦处于全球前列⁴，而根据能源基金会研究数据，到2060年这一比例将提升至65%⁵。

图2：2017-2022年领先国家可再生能源装机规模变化



来源：Irena, 德勤研究

1.2 电能时代的特点

原材料：金属及矿产原料成为实现电能替代的基础支撑

锂、镍、钴、稀土、硅等关键金属及矿产原料因其爆发式增长的需求叠加高度不平衡的资源分布特征，成为清洁能源发展的一大痛点。未来钙钛矿、钒等新材料的应用将助力电能突破资源“天花板”。

技术体系：材料体系迭代带动能量效率的飞跃

随着技术迭代和材料应用创新加速，小型模块化核反应堆、固态电池等新兴技术将带来新的能量转换模式或提高现有能源生产到消费的效率，重新定义能量效率。

基础设施：新型电力系统打通电能替代最后一公里

未来能源供需两侧均呈现更高多样性和波动性，对电力系统的灵活性提出更高要求。在新型电力系统建设中，输配电网、储能、补能设施的部署将与数字化升级融合推进，更完善且智能化的基础设施支撑实现新的用能、补能模式，催生虚拟电厂、电力聚合商等新兴业态，推动消费端电能渗透加速。

应用领域：交通及工业领域迎接覆性变革

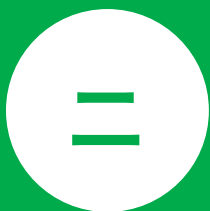
能源变革改变消费者习惯，从单一用能角色向“产消者”身份转变。交通、建筑、工业等高能耗领域率先迎接变革，新能源汽车、独立供能/储能设施等将成为消费者参与能源互动的主要载体，在循环经济、共享经济的商业模式下更多元化的主体将加入能源生态。

2. IEA, World Energy Outlook 2022, 2022.10, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

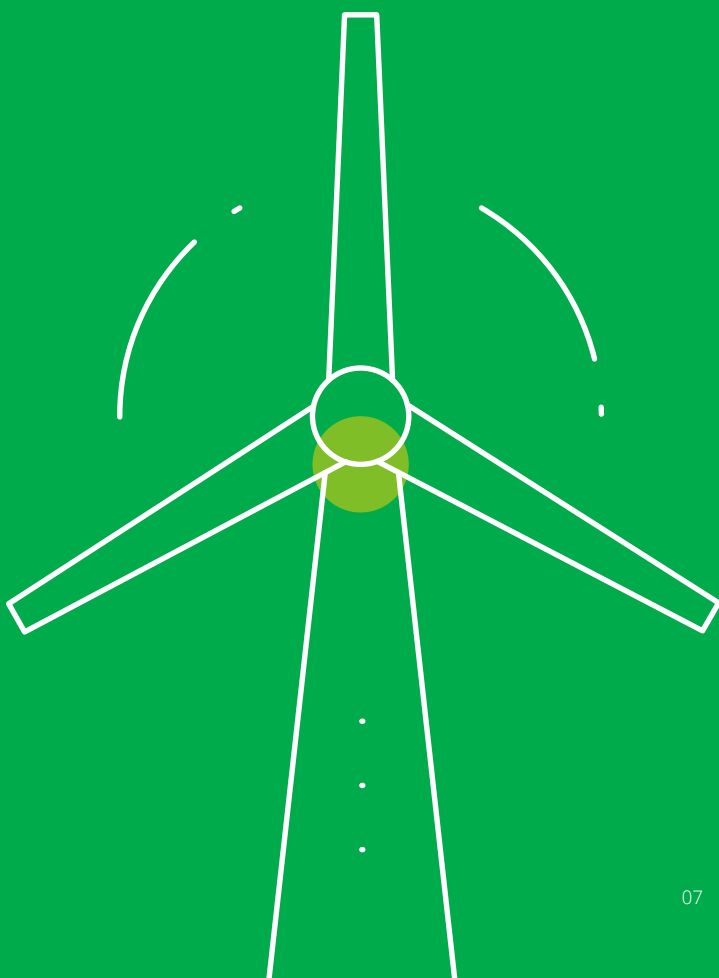
3. Irena, Online Data Query Tool, Installed renewable electricity capacity (MW) by Region/country/area, Technology and Year

4. 中电联, 《中国电气化年度发展报告2022》, 20230224

5. 能源基金会, 中国碳中和综合报告2022: 深度电气化助力碳中和, 2022年11月



电能崛起面临 三大挑战



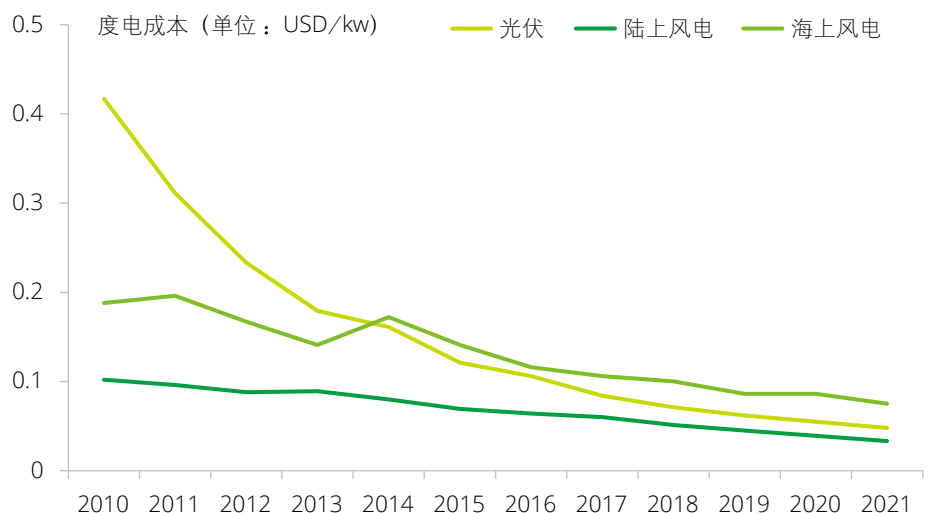
纵使前景广阔，在电能成为能源领域主导角色之前，仍需在三个方向上突破阻碍，分别来自于：1) 传统技术路线逼近能源效率阈值——近年来可再生能源装机规模的高速增长得益于技术变革带来的效率提升与成本下降，而当前发电、储能及用能端主流技术都面临着各自的效率瓶颈；2) 供需矛盾叠加国际贸易政策扰动加剧资源供应链风险，资源加速开发造成的碳排放量也是新能源发展过程中无法回避的问题；3) 供需错配造成能量浪费和供应不足同时存在——未来能源供应迎来全面变革，不仅要求电力基础设施具有更高灵活性，亦需建立支持个人、工商业用户、社区等主体参与能源互动的商业模式。

2.1 传统技术路线逼近能源效率阈值 新能源技术迭代主导清洁电力成本下降，而传统技术路线提升空间有限

近十年来，得益于光伏、风电等新能源技术加速迭代带来的效率提升与成本下降，全球范围内可再生能源装机规模高速增长。据Irena统计，自2011~2021年十年间光伏发电全球平均度电成本已下降超过80%，从约0.4美元/千瓦时来到约0.05美元/千瓦时，风电平均度电成本也到达0.1美元/千瓦时以下⁶。

然而，随着规模化效应的充分释放，留给传统技术进一步降本增效的空间已较为有限。以光伏领域为例，单晶PERC电池自商业化应用以来，量产转换效率逐年攀升，如今已逼近实验室最高效率记录。在降本增效压力下，主要厂商纷纷开始布局更高性能的产品，而未来清洁电力的渗透步伐很大程度正取决于Topcon、HJT等新一代技术何时实现大规模量产。

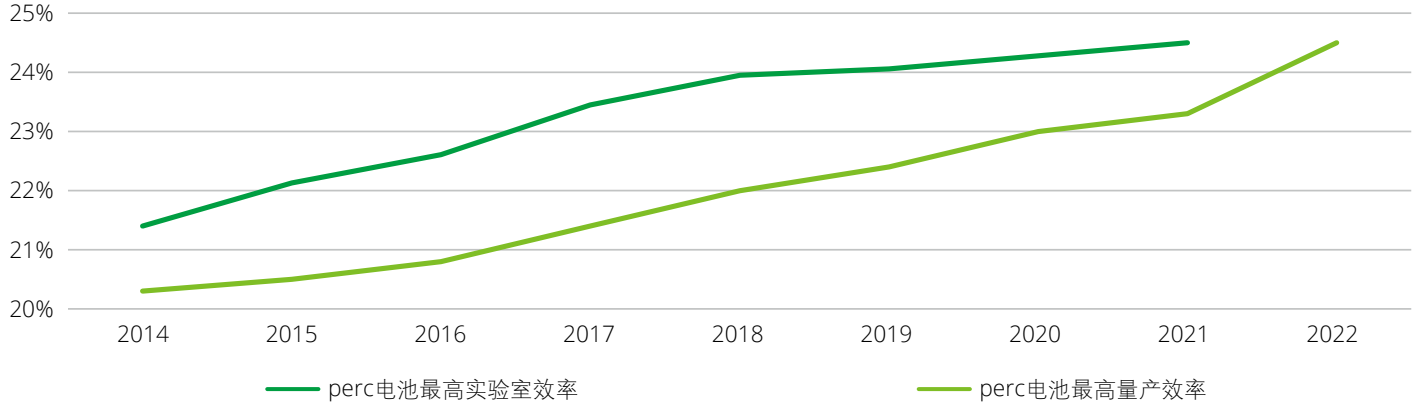
图3：近十年全球新能源发电度电成本变化



来源：Irena, 德勤研究

6. Irena, Renewable power generation costs in 2021

图4: Perc电池量产效率已逼近极限



来源：基于公开信息整理，德勤研究

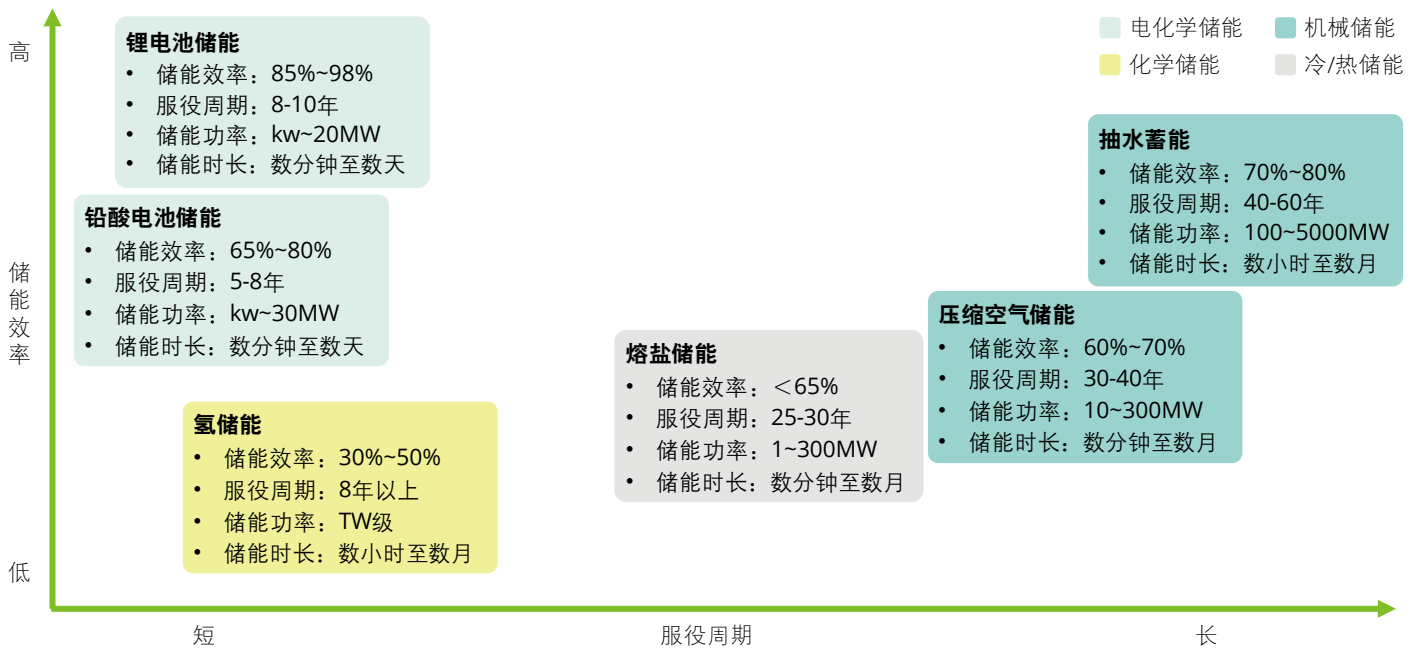
储能领域亟需寻找兼顾储能效率与经济性的长时储能方案

随着可再生能源在能源消费中比重持续提升，储能设施的重要性与日俱增，而能够支持4小时以上乃至数天、数月的充放电循环的长时储能技术则尤为关键。

当前应用较为成熟的储能技术中，抽水蓄能、压缩空气储能等技术路线具备较长的服役周期从而有利于压缩储能成本，然而前者往往受限于自然条件，后者偏低的储能效率则意味着较高的能量损失。锂电池储能因其优秀的储能效率以及快速充放电等优势而备受关注，但也不得不关注到潜在的安全风险以及原材料供应等问题。要保证电能替代的经济性，储能领域仍需进一步探寻理想的长时储能技术路线，以实现在成本和效率之间的平衡。

率以及快速充放电等优势而备受关注，但也不得不关注到潜在的安全风险以及原材料供应等问题。要保证电能替代的经济性，储能领域仍需进一步探寻理想的长时储能技术路线，以实现在成本和效率之间的平衡。

图5: 主流长时储能技术比较



来源：公开信息，德勤研究

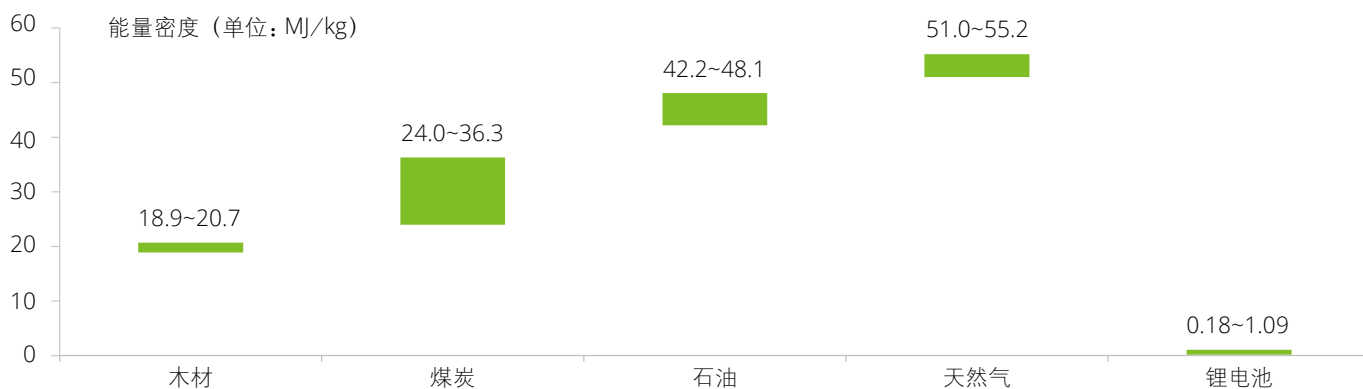
提升电能消费体验要求更高的能量密度
从木材到煤炭再到石油和天然气，人类历史不同阶段的主力能源更替以能量密度的上升为整体趋势，因为更高的能量密度即意味着更高的用能效率，为生产和生活提供便利。不同于化石能源天然

具备载体，在电能时代，能量的传递主要依靠电网和电池等载体实现，而载体的性能则决定了电能的消费体验。

以能源消费的重点领域——新能源汽车为例，电池能量密度直接影响车辆的续

航能力。当前主流电池技术能量密度普遍处于300wh/kg (1.09MJ/kg) 以下，远远低于传统燃油，也造成用户里程焦虑。如何通过技术创新突破能量密度天花板，是加快电能消费侧渗透的关键。

图6：主流能量载体能量密度比较



来源：Engineeringtoolbox, 公开信息, 德勤研究

2.2 供需矛盾叠加国际贸易政策扰动加剧资源供应链风险

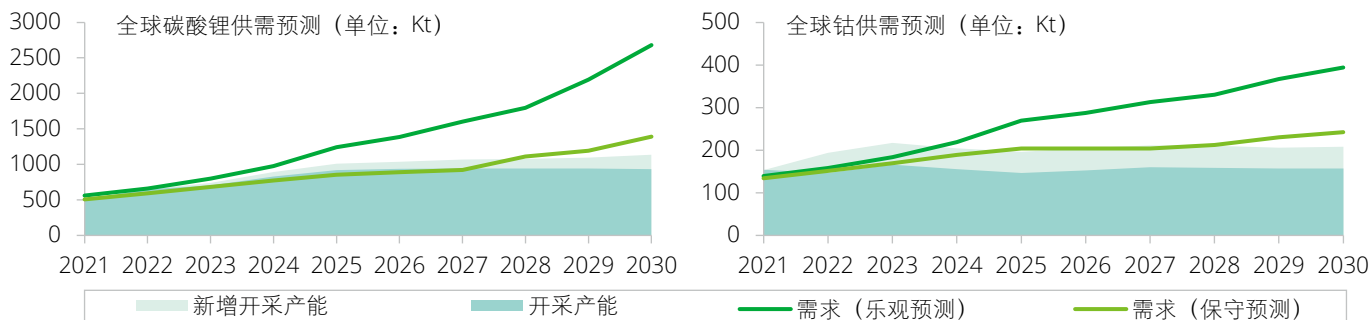
能源低碳转型激化关键矿产供需矛盾

一些关键性的金属矿物因其在新能源领域所发挥的重要作用而被称为“绿色金属”，例如锂、钴和镍等金属材料与电

池的充电性能和能量密度息息相关，钕、镝等稀土元素影响着风力涡轮机的性能和效率，硅元素的光电效应则支撑了光伏电池板将太阳能转换为电能。伴随全球范围内新能源的快速发展，这类矿产资源需求迎来爆发式增长。据

IEA预测，在全球积极推进转型的情况下，2030年碳酸锂需求将增长至268万吨，而总开采产能却难以大幅提升，这将带来近150万吨的供应缺口，其他绿色金属的情况也与此类似⁷。

图7：全球锂、钴供需走势预测



来源：IEA, 德勤研究

7. IEA, The Role of critical minerals in clean energy transitions, 2021-05, <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

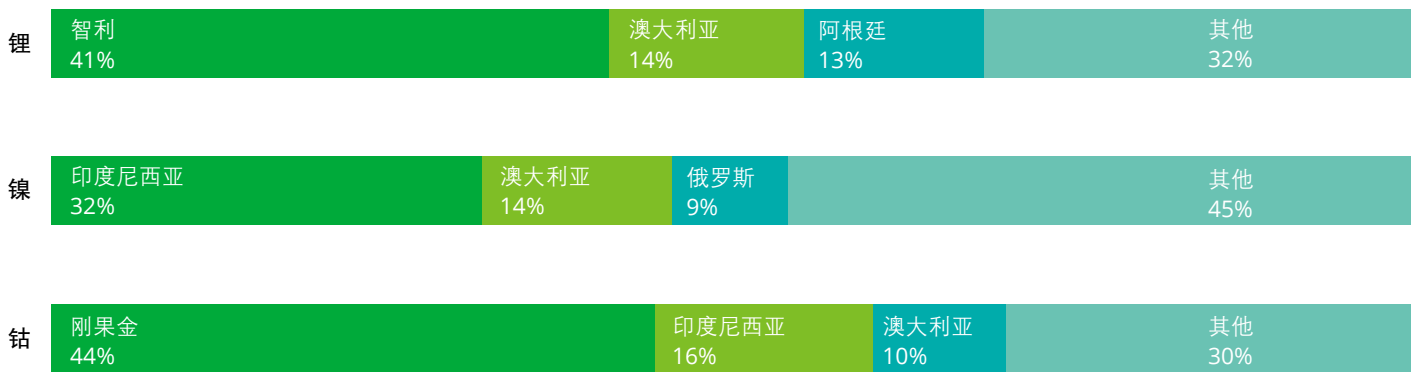
国际贸易稳定性低加剧供应链风险

绿色金属资源在地理空间上的分布极不均衡，跟据国家地质调查局统计，全球大部分锂矿资源集中于南美锂三角（玻利维亚、阿根廷、智利），全球44%的钴矿位于刚果金，印度尼西亚、澳大利亚与俄罗斯三个国家拥有的镍矿

同样占据全球储量半数以上。而当前资源需求最为旺盛的则是其他区域，包括中国、欧洲和北美地区。资源储备与需求的不对称使得关键金属的供应链极易受到国际环境和产出国政策变化的扰动。如阿根廷、智利、玻利维亚三国正尝试推动建立一个锂矿行业的石油输

出国组织，从而强化自身在锂价上的话语权。诸如此类的国际政策变动将本已十分紧张的供应格局进一步升温。自2020年以来，全球关键金属市场价格剧烈震荡。

图8：全球主要矿产国资源储量占比



来源：国家地质调查局，德勤研究

可持续性监管政策同样对资源供应环节提出考验

伴随全球对低碳及环境友好性的关注不断提升，碳税、ESG信息披露相关监管政策日趋严格。而关键金属的开采、冶炼等过程，却往往伴随着高污染排放和高能耗。以动力电池为例，其全生命周期碳排放大部分为来自于包含原材料获取过程的范围三排放。在可持续性监管范围开始逐步向产品全生命周期延伸的背景下，优化资源供应链条，采用具备低碳属性的矿产来源成为下游企业的当务之急。关键金属供应链在承受在供需压力之外，还将面临清洁低碳转型的考验。

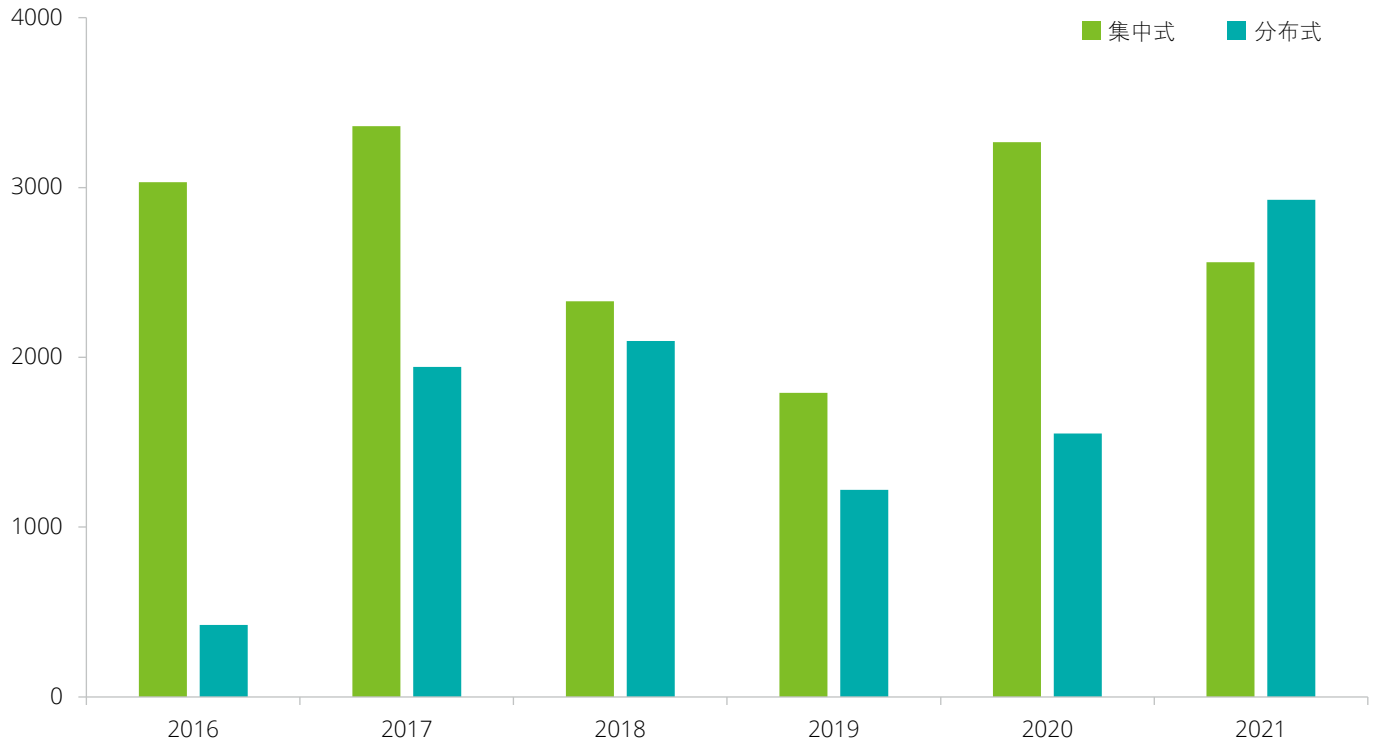
**2.3 供需错配造成能量浪费和供应不足同时存在
电力系统正发生全面变革，能源分配调度日益复杂**

电能的崛起为电力系统带来诸多变化。在供能端，光伏、风电等清洁电力比重的提升带来更高的波动性，消费端也随着终端用能电气化率提升而日趋多样化，例如交通行业过去一直是化石能源消费的主力之一，但近年来新能源汽车的崛起使其成为了电能消费的重要一员。而为适应这些变化，多地政府相继发布文件提出新能源配储要求，分布式能源、充电桩这些新型设施也纷纷加入，随着电力市场化的推进，源网荷储

各种基础设施之间的互动趋于频繁，共同构建起更加庞大也更加错综复杂的新型电力系统。

这无疑提升了系统调度的难度。中国的分布式光伏装机规模在2021年超越了集中式装机规模，达到近3,000万千瓦。如何将这些分布式能源系统与大电网有机融合，实现能量互补，具有重要意义。此外，如何平衡可再生能源在时间和空间上的不均衡，以及如何最大化利用供能设施等等，仍在期待更理想的解决方案。

图9：2016-2021中国光伏装机新增容量变化



来源：国家能源局，德勤研究

能源消费习惯转变将深刻影响能源生态

电力系统的变化也将重新定义能源消费者角色，屋顶光伏、工商业储能设施、私人新能源充电桩等产品的应用，使消费者从过往单一用能角色开始向“产消者”转变。相关制度正逐步完善，支持

新型储能作为独立储能参与电力市场、分布式发电“隔墙售电”的政策不断出台，个人、工商业用户、社区等主体可以通过优化用能策略，依托私人储能、储能设施参与能源互动从而提升用能效益。在此趋势下，能够支持对用能

设施聚合管理、对用能和供应趋势进行预测、支撑用户深入参与能源互动的技术，将成为未来能源生态中必备的核心竞争力。



以技术创新 迎接挑战



3.1 材料体系突破

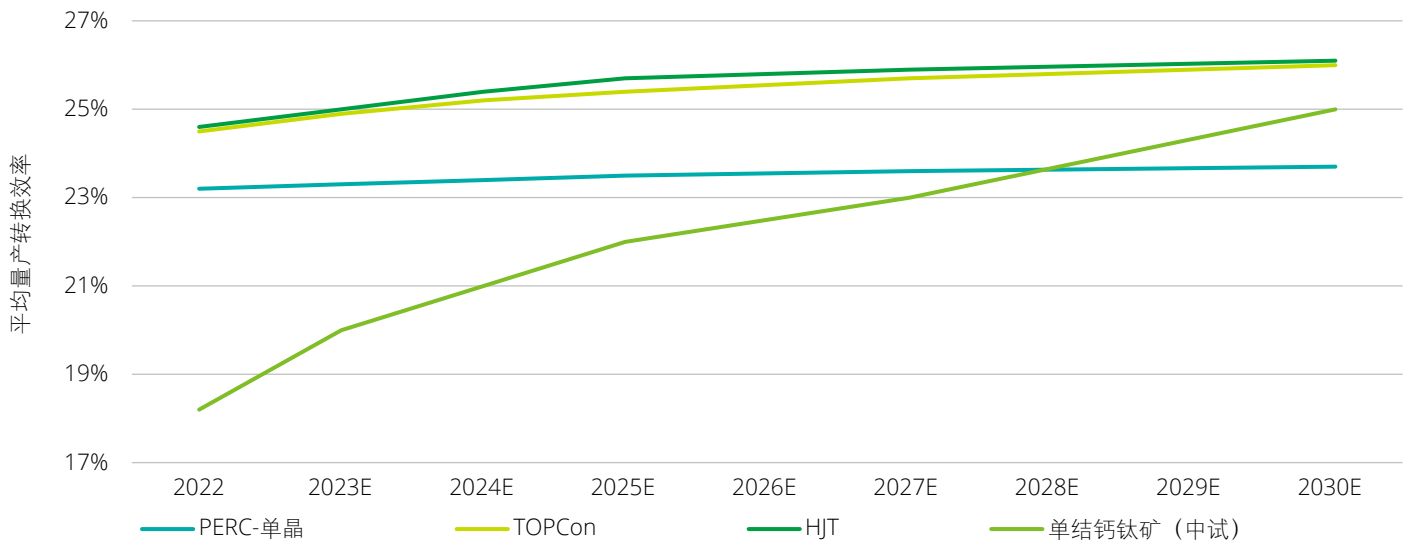
光伏：N型电池挖掘晶硅材料潜能，钙钛矿开启薄膜电池新机遇

为追求更高的转换效率从而压缩发电成本，晶硅电池历经了从多晶到单晶PERC技术的转变，当前PERC电池量产效率已达到24.5%，逼近效率极限，而TOPcon、HJT和IBC等N型电池技术支持进一步挖掘晶硅材料潜能，将转换效率提升至25%~30%，已吸引大量厂商布局，预计将在近两年内从实验室走向量产产线。

如今以钙钛矿材料为代表的新一代薄膜太阳能电池由于效率潜力高、原材料储量丰富、生产流程短等诸多优势有望为光伏产业带来新的变革。在实验室条件下，单结钙钛矿电池及钙钛矿/硅叠层电池最高转换效率已分别达到25.6%和32.5%，且在政策和资本市场的支持下，研发仍在持续取得突破。同时，作为新型薄膜技术，钙钛矿电池不仅适用于BIPV、车载光伏等场景，甚至可制备于柔性衬底表面从而为可穿戴电子设备提供支持，学术界已涌现大量研究

成果。技术优势与应用前景双重加持下，钙钛矿电池已成为光伏领域焦点赛道，继2021年初创企业纤纳光电和极电光能分别拿下3.6亿和2.2亿元融资之后，2022年又有协鑫光电、无限光能等多家企业获得融资。

图10：光伏电池主要热点技术路线量产效率预测



来源：CPIA，德勤研究

风电：碳纤维增强材料协同分段技术带领风电走向深远海

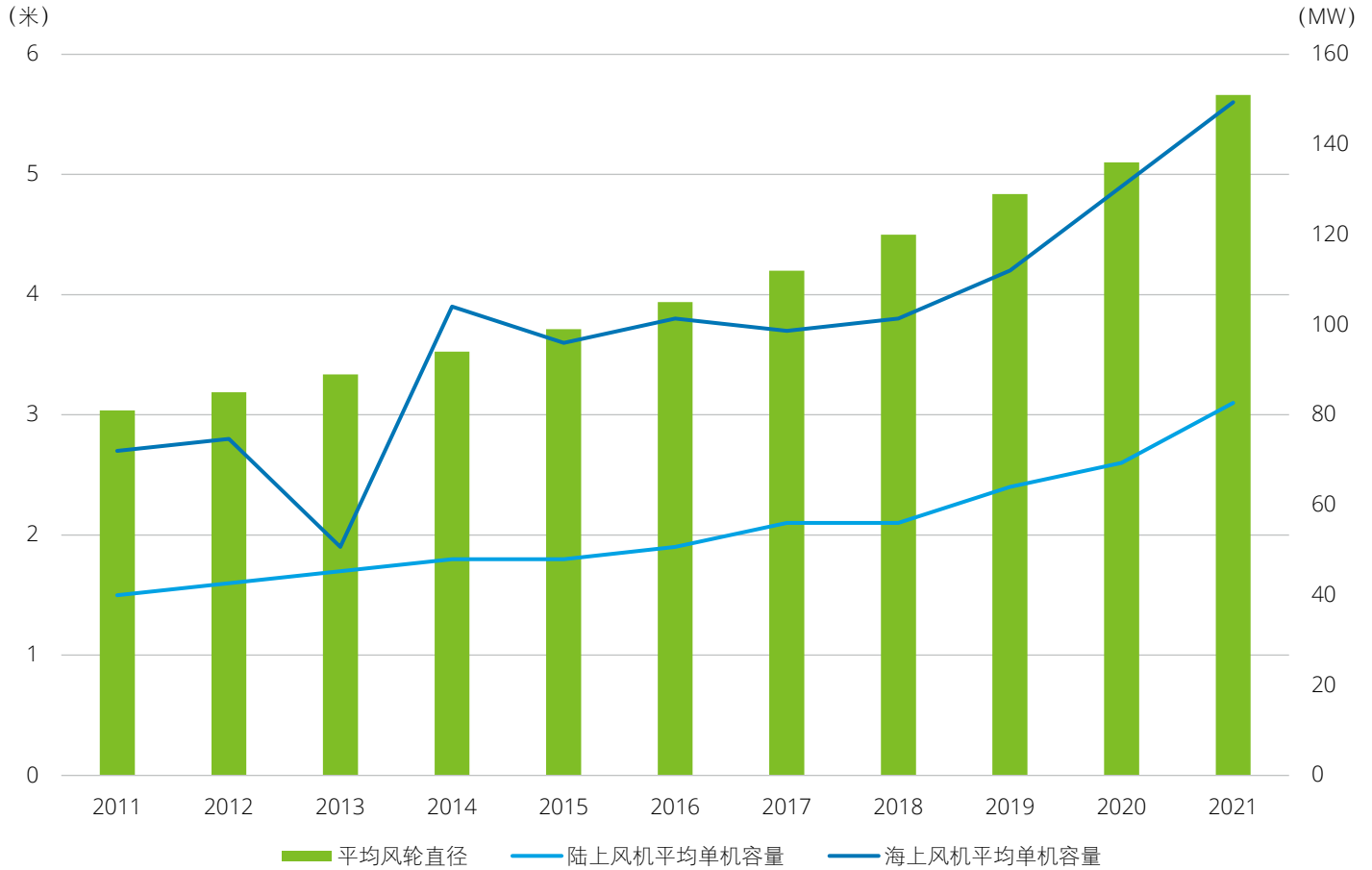
随着陆上及近海优质风能资源开发逐渐趋近于饱和，风电企业正相继踏上前往深远海的征程。而度电成本则是途中最重要的一道关卡——相比于陆风项目已

步入完全平价时代，海风开发依然面临着降本压力。

风电的发电原理决定了更大的风轮半径可实现更大的单机容量，从而压低度电成本。根据CWEA统计数据，近十年来

风轮直径维持上升趋势，在海风领域尤其如此。但风机的大型化趋势也对叶片的力学性能乃至生产制造、运输、安装等各个环节带来考验。

图11：2011-2021风机大型化发展趋势



来源：CWEA，德勤研究

碳纤维材料为叶片的性能提升提供了解决方案。相比当前风机叶片使用的主流增强材料玻璃纤维，碳纤维可带来更高的强度和抗疲劳性，同时支持叶片轻量化，从而降低运输和安装难度。自2015年丹麦风机巨头vestas将碳纤维主梁拉挤工艺应用于叶片以来，碳纤维在风电领域的应用规模稳步提升，CWEA

数据显示，2015-2021年间，全球风电领域的碳纤维用量从1.8万吨提升至3.3万吨。国内厂商亦已经实现生产使用碳纤维增强材料的风机叶片，如洛阳双瑞在2021年制造出国内首款超百米碳纤维叶片。随着Vesta碳纤维主梁拉挤工艺专利于2022年到期，其应用规模有望进一步增长。

展望未来，分段式叶片技术或将是完全化解大型叶片制造及运输难题的关键。海外领先企业如Enercon、Gamesa、GE均有相关示范项目，其中GE于2020年正式推出其采用两段式叶片的陆上风电机组平台，将其应用进一步拓展至陆上风场。

核电：小型模块化反应堆带来更高效的供能选择

核燃料拥有着高于传统化石燃料数百万倍的能量密度，一座核电设施可以在极少的占地面积上实现极大的能源供应规模，同时并不产生二氧化碳及其他污染气体。此外，由于核电设施小时利用率远远高于光伏设施和风机，更赋予了核电经济性。然而，纵使拥有如此多优点，安全性方面的短板使核能的开发利用往往伴随争议。

如今小型模块化核反应堆（SMR）技术正尝试将核能带到更多应用场景。小型模块化反应堆是指在工厂中按模块生产后，在部署地完成组装的小型反应堆，根据国际原子能机构（IAEA）的定义，其发电规模均在 300 MWe 以下，也因

此大大减少了安全风险，同时实现更低的项目初始投资以及更短的建造周期。作为灵活的分布式能源，小型核反应堆可为工业热电联产、海水淡化制氢、海岛开发利用等场景提供能源获取方案。

当前世界多国正加速推进小型核反应堆建设，技术路线也较为多样化。在2020年国际原子能机构发布的《小型模块化反应堆技术发展进展》中便已记录了70多种在建或处于设计阶段的技术方案。其中美国初创公司Nuscale的模块化小型核反应堆设计于2020年获得批准，预计第一个电厂将于2026年在爱达荷投入商运。而中国中核集团的玲龙一号已于2021年率先开工建设，成为全球首个开工的陆上商用模块化小型堆，预计将于2026年投入使用，届时

年发电量将达10亿千瓦时，可满足52.6万户家庭一年生活所需⁸。

在推进小型核反应堆应用的同时，中国也在引领着先进核燃料体系的探索。据报道，2021年中国在甘肃省建造的世界首个钍基熔盐核反应堆启动试运行。该核反应堆功率仅有2MW，但足以供应约1000住户所需电能。由于钍的储量远大于铀，这一技术有望带领核能突破资源天花板，同时该技术无需使用大量冷却水来去除余热，这使其能更好的适应沙漠等缺水环境。作为这一新技术的引领者，中国希望在2030年前建造一个可为数十万户家庭供电的钍基熔盐核反应堆，从而将其推向商业化。

图12：全球代表性小型核反应堆技术路线

类型	型号	功率	单位/企业	国家	进展
LWR—SMR	CAREM	30MWe	CNEA	阿根廷	在建
	ACP100	125MWe	CNNC	中国	2019开始建设
	BWRX-300	300MWe	GE-Hitachi	美国	通过安全评估
	Nuscale	50MWe	Nuscale	美国	设计认证
移动式SMR	ACPR50S	60MWe	CGN	中国	在建
	KLT-40S	35MWe	Afrikantov OKBM	俄罗斯	商业运营
第四代SMR	IMSR	190MWe	Terrestrial Energy	加拿大	设计阶段
	HTR-PM	210MWe	中国华能/CNEC/清华大学	中国	在建
	KP-FHR	140MWe	Kairos power	美国	预概念设计
微型反应堆（MMR）	eVinci	0.2-5 MWe	Westinghouse	美国	基本设计
	U-battery	4MWe	Urenco等	俄罗斯	基本设计

来源：IAEA，德勤研究

8. 国家能源局，小身躯、大用途 玲龙一号不只是核能“充电宝” http://www.nea.gov.cn/2021-09/18/c_1310196316.htm

电池：储能电池和动力电池电化体系分头突破

长期以来，电池技术围绕效率、安全性、成本“不可能”三角不断升级突破，而新型材料体系是诸多技术路径中备受关注的焦点。在动力电池领域，锂电池凭借比铅酸电池高出2-5倍的能量密度获得主导地位，而固态电池技术则被认为是解决锂电池安全短板并支持在

能量密度上进一步寻求突破的最有潜力的技术方案——固态电池支持使用高压正极材料，有望将电池能量密度提升到500kWh/kg，同时，固态电解质替代了原本的液态电解质和隔膜，从而避免了电解质泄露风险。海外车企高度重视这一技术，如丰田公司是最早布局硫化物固态电池的企业之一，于2019年宣布与松下成立合资公司共同推动固态动

力电池的研发及量产，大众集团计划在2025年之前实现固态电池的量产。国内一批电池厂商亦已进入研发以及中试阶段。值得关注的新兴技术的出现也带来了新的玩家，如辉能科技——一家在消费电子领域已实现固态电池商业化量产的企业，近年来也加入了动力电池领域的竞争。

图13：电池技术路线关键指标比较

主流技术路线	安全性	循环寿命 (千次)	储能成本 (元/kwh)	原材料供应	储能效率 (%)	回收难度	充放电效率 (%)	能量密度 (wh/kg)	应用成熟度
锂离子电池	低	4~5	1500~2000	受限制	85~90	较复杂	90~95	150~250	广泛应用
钠离子电池	一般	4~5	2000~2500	丰富	80~85	较复杂	90~95	100~150	MWh级应用
全钒液流电池	高	10~15	3000~5000	丰富	60~70	易回收	65~80	15~50	百MWh级应用
锌溴液流电池	较高	≈ 6	2500~3000	丰富	75~80	易回收	65~80	65~85	百MWh级应用

来源：根据公开信息整理，德勤研究

与动力电池领域高度关注能量密度不同，储能电站在强调安全的同时，更加追求高储能效率以及循环寿命以降低储能成本。全钒液流电池因其在安全性、循环寿命等指标上的优秀表现被寄予厚望，虽然在储能效率上弱于其他技术路线，通过组合多种电池构建混合电池储能系统，以全钒液流电池作为响应前

端，则可以在保证储能效率的同时充分发挥钒电池的优势。钒原材料供应的稳定性亦是其一大优势，不仅储量丰富，并且可从钢铁冶金的富钒炉渣中提取，这意味着可以通过构建跨行业资源循环链条，同步实现降低原材料成本与降碳贡献。据统计，2021年3月至2022年5月，国内已有10个正在规划或建设的

全钒液流电池储能示范项目，总规模约3.74GWh。飞速变革的电化学技术甚至有望为钒电池补齐能量密度这一块短板。美国初创企业Influit Energy宣布研发出一种新型液流电池，其能量密度比同体积的锂电池高出23%，而成本仅为后者的一半。

3.2 资源循环利用

新能源设备退役潮来临，回收利用兼具经济效益和环境效益

当前动力电池的平均使用寿命为5-8年，由此推算，动力电池已在2021年进入大规模退役期，当年退役规模约为24Gwh，而到2025年，这一数字可能扩大至173Gwh⁹。按照风机和光伏组件20-30年的设计使用寿命，风电及光伏设备也分别将在2025年和2030年迎来退役潮，预计到2040年风电和光伏的累计退役规模将分别达到280GW和252GW¹⁰。要将规模如此庞大的废弃新能源设备以焚烧、填埋等方式进行处置，不仅耗资巨大，还存在着由重金属、复合树脂等原材料带来的环境污染风险。回收利用能有效减轻固废处置的压力，并且将成为碳排放监管日趋严格的背景下，实现减排的关键路径。以风机为例，据测算，一台1.5MW的风机若被100%回收可以减少约600吨二氧化碳排放⁴。

构建循环经济链条的价值不仅在于减少污染和碳排放，亦是关键原材料供需矛盾下的破局关键。一般而言当动力电池剩余容量到达80%以下即进入退役阶段，若直接将之进行拆解回收，意味着大部分容量价值被浪费。若将退役动力电池重新整合组装，再利用于对能

量密度等性能指标要求更为宽松的储能领域，有助于缩减一部分重新生产电池带来的原材料需求。对于达到利用终点的电池模组，通过再生工艺提取其中的锂、镍、钴、锰等金属元素，则可进一步弥补原材料供应的短缺。构成风机和光伏组件的钢材、铝材、铜、复合树脂材料等同样具有回收价值，以到2040年风电及光伏累计退役量全部被100%回收测算，可获取的原材料累计价值将分别达到1.4千亿元和1.1千亿元。

新兴回收处理技术不断涌现，成本、安全性以及环境友好性是实现商业化的关键

相关的资源循环技术正在成为热点，动力电池回收技术路线已较为明晰。对于达到利用终点的电池，可通过火法、湿法回收等回收拆解工艺提炼出有价值的金属。目前行业内对镍、钴、锰的回收率最高可达99.3%，锂的最高回收率已超过90%。在工艺上进一步提升锂回收率以强化盈利能力以及降低再生过程中的能耗与污染排放是下一步技术攻关的方向。而在此之前，将退役电池梯次利用于储能可充分利用电池剩余容量，具有更高的经济效益，但受限于电池性能监测与评估体系尚不完善，安全性、稳定性难以保障等因素，目前应用范围有限。中国铁塔将退役动力电池梯次利用

替代铅酸电池作为基站备电，截至2021年底已累计使用梯次电池51万组，在商业化上走出关键一步。

风机舱罩、塔筒主要由铜和钢构成，回收利用路径较为成熟，制造风机叶片所用的复合树脂材料在固化成型后不可再熔化、重塑或自然降解，回收成本较高，尚在起步阶段，缺少成熟商业化模式。垃圾回收管理公司Geocycle旗下水泥厂通过协同处置技术，将叶片废料的有机含量作为热能回收、废料的矿物部分作为灰砖集成到工厂生产水泥熟料的原料中，1吨叶片废料可减少110公斤二氧化碳排放，节省461公斤原材料。国内风机巨头金风科技尝试将回收的叶片废料通过3D打印，制成与混凝土有相同机械性能和耐用性的产品，实现就地再利用从而降低运输成本，该技术已在金风科技亦庄智慧园区示范应用。

针对全行业共同面对的难题和挑战，譬如风机叶轮（叶片和轮毂）中复合材料难以回收利用，以及复合材料的回收成本收益如何平衡，需要建立行业联盟，在联盟分享平台上更加开放地相互学习借鉴在零废弃物的价值链的设计、生产、服务和寿命终止的不同阶段采用的技术创新和运营创新，行业才能如期实现零废弃物的循环经济。

9. 信达证券《电池回收系列专题—电池回收成本和盈利拆分模型》20220816

10. Greenpeace《可再生能源零废未来：风电、光伏回收产业发展研究》20220706 http://science.china.com.cn/2022-07/11/content_42031925.htm

图14：退役新能源设备回收利用技术及应用进展

设备类型	再利用技术	商业化阶段	用例
 退役光伏组件	<ul style="list-style-type: none"> 原材料回收 	研究示范	<ul style="list-style-type: none"> 澳大利亚Deakin University开发出从太阳能电池板废料中提取硅，并将其重新配置为纳米硅的技术，可用于制造锂电池阳极
 退役风机	<ul style="list-style-type: none"> 水泥厂协同处置技术 3D打印回收技术 	研究示范 研究示范	<ul style="list-style-type: none"> 垃圾回收管理公司Geocycle旗下水泥厂通过协同处置技术将叶片废料的有机含量作为热能回收，灰烬集成到工厂生产水泥熟料的原料中，1吨叶片废料可减少110公斤二氧化碳排放 金风科技在回收的叶片废料中加入一定比例的其他材料，通过3D打印，制成与混凝土有相同机械性能和耐用性的产品
 退役电池	<ul style="list-style-type: none"> 原材料回收 原材料回收 	商业应用 商业应用	<ul style="list-style-type: none"> 中国铁塔将退役动力电池梯次利用替代铅酸电池作为基站备电，截至2021年底已累计使用梯次电池51万组 格林美与国内外超500家整车和电池厂商签署回收合作协议，其电池材料再制造收入2021年占比71%

来源：德勤研究，基于公开信息整理

二氧化碳再利用技术再造资源价值

在绿色低碳的浪潮中，能源行业对资源循环的理解也不再限于原材料本身，直接空气碳捕集、二氧化碳电解、人工光合作用等前沿技术正探索着将二氧化碳收集并转化为能源产品的途径。

2007年成立于冰岛的冰岛碳循环国际公司（Carbon Recycling International）是全球首家实现二氧化碳制甲醇技术商业化的企业。该技术利用从工业生产中排放的废弃物中捕集到的二氧化碳，与通过可再生电力电解制备的氢混合，最终催化转化为甲醇，可作为交通运输、工业生产等领域的燃料。该公司已获得吉利控股集团投资，双方共同推动由二氧化碳制备的甲醇作为汽车燃料的应用。河南顺成集团同样引进了该项技术，并即将在安阳市建成全球最大的示范项目，预计项目投产后每年可回收约15万吨二氧化碳，相当于数万辆汽车的排放量。

而一些科学家们正在研究的人工光合作用技术则更具挑战性。与普通光合作用从二氧化碳和水产生碳水化合物不同，芝加哥大学的化学家们最新研发的人工光合作用系统可以直接生产乙醇、甲烷等燃料，并且效率比之前的人工系统高出一个数量级。事实上，当前我们广泛使用的化石燃料正是来自于数亿年的自然光合作用。如果能以更高的效率人工实现这一过程的话，或将重新定义能源供应格局。

3.3 源网荷储用协同

在以可再生能源为主导的能源图景中，电力系统将从“源随荷动”转向“源网荷储多向互动”，随着分布式新能源、储能设施、多元化用能设备的加入，以及电力市场机制建设的推进，各环节之间的协同调度日趋错综复杂，“云大物移智链边”等新一代数字化技术将为源网荷储深度融合打通数据壁垒，以海量数据驱动电力供应的智能调控和结构转型。

新一代数字化技术促进电网“数智化”

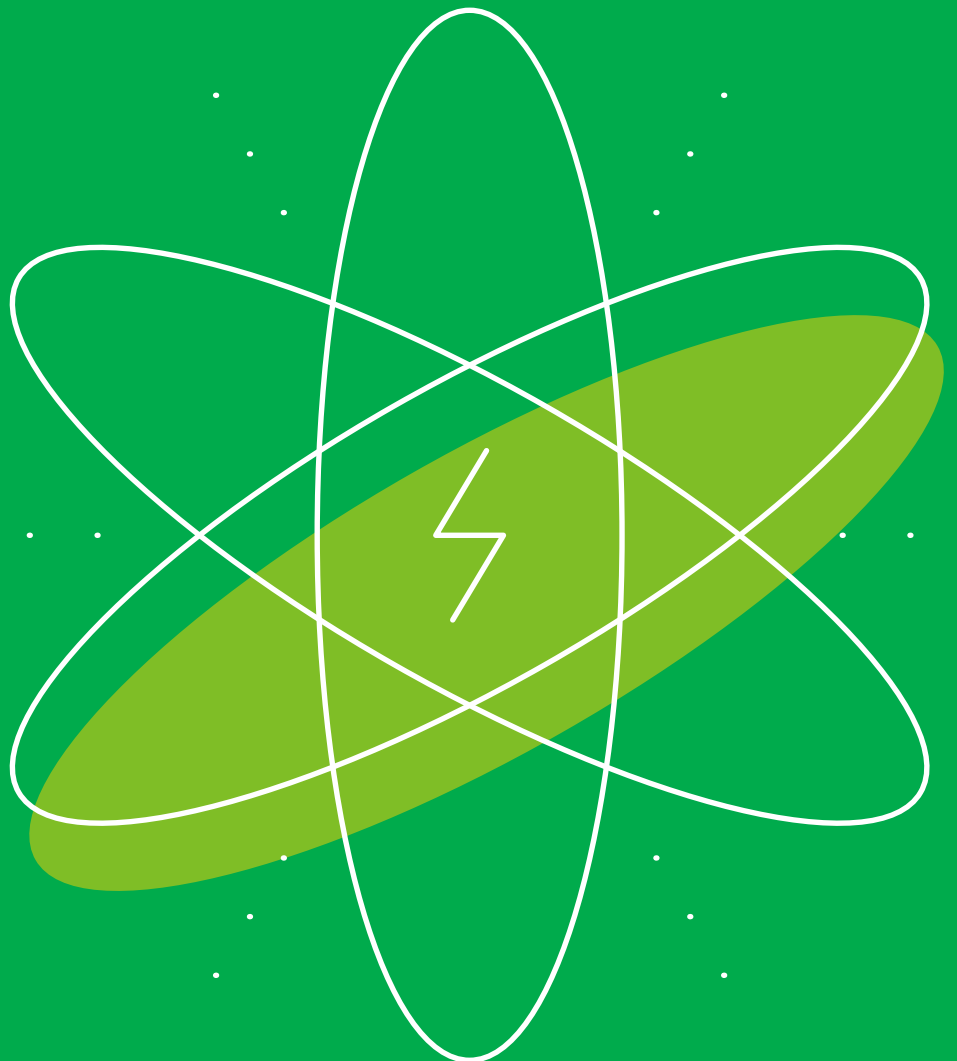
物联网技术将赋予电力系统泛在感知能力，而边缘计算的发展有望将部分数据处理任务下沉至终端设备，从而实现局部自治；5G网络高速率、低时延、广联接、高可靠的特征，为电力物联网的海量实时数据的传递提供了条件；在云边协同的模式下，运用大数据和人工智能，开展负荷实时分析预测，实现削峰填谷、混合储能利用、多能互补协同等场景，从而提高电力系统灵活性和可靠性；区块链技术则凭借其可追溯、实时共享、不可篡改的特性为数据安全保驾护航。

多元互动惠及能源消费者

未来数字化技术的应用价值并不限于赋能传统电力业务，随着数字化技术向能源消费侧逐步渗透，可通过对海量数据中用能特性与潜力的挖掘，实现能源用量预测分析、用能策略优化、能源市场交易等创新服务。

四

新兴商业模式链接 新技术与新需求





我们在上一章重点探讨了能源领域一些正在发生或可能发生的技术创新。毫无疑问，能源领域的技术创新令人期待。但我们还须认识到越硬核的技术创新越需要适用的商业模式支持，从而让新技术在适当的应用场景中落地、迭代，乃至颠覆原有生态系统并创造巨大价值。目前，电化学储能、资源循环和数字能源领域的新兴商业模式正在兴起，这些商业模式链接新技术和新市场需求，推动我们迈向未来能源。

4.1 共享储能模式前景可期

随着电化学技术和材料技术迭代，可再生能源有望突破现有能效瓶颈，迎来新一轮高速增长。在这一预期下，储能作为新型电力系统支撑之一重要性愈加凸显。与此同时，电化学储能技术发展迅速，储能电池的能量密度、功率密度和循环寿命大幅提升，系统成本有望持续下降。

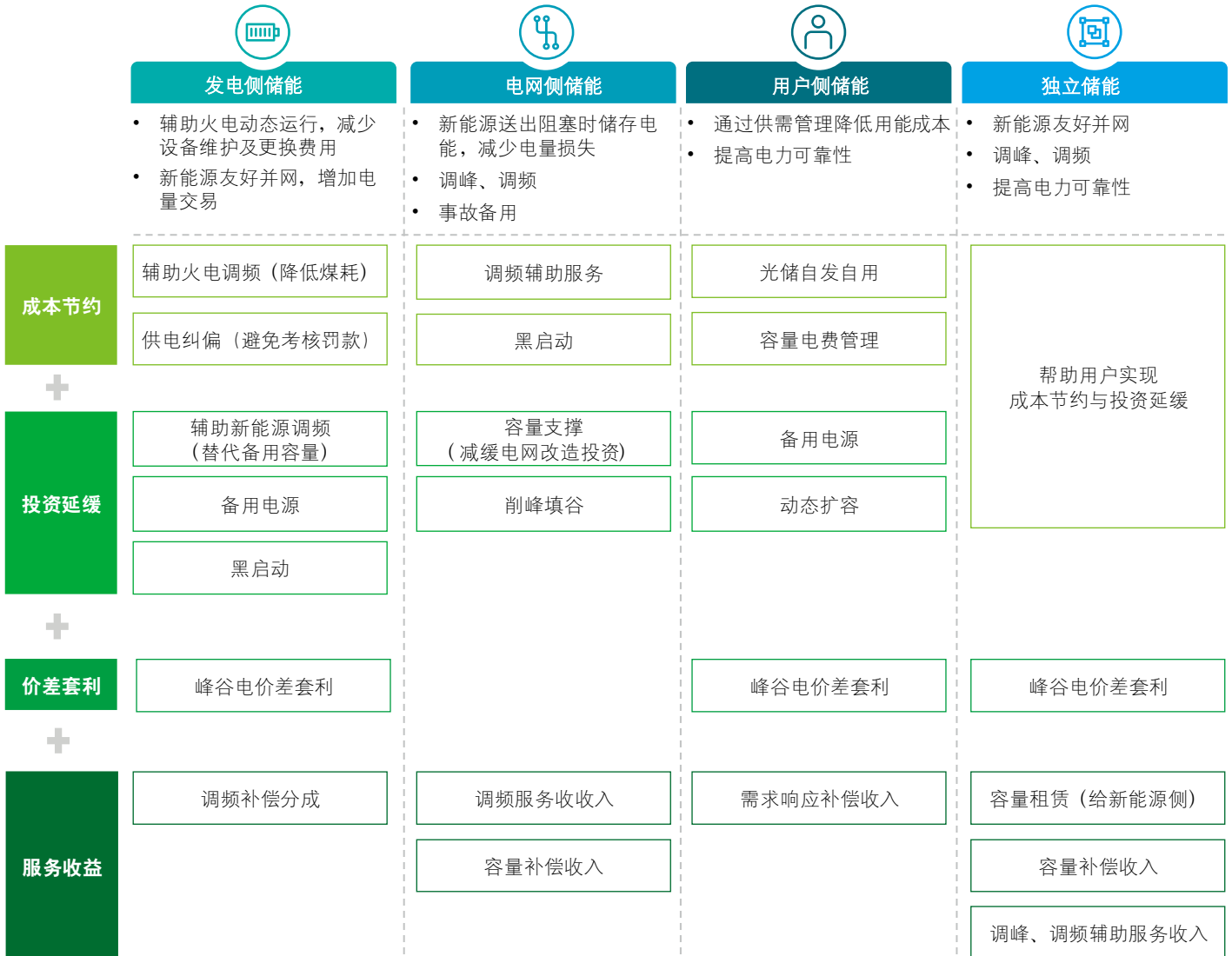
锂电厂商利用新技术，推出差异化电芯产品，开发储能专用300Ah以上大容量，10000次以上长循环寿命的磷酸铁锂电芯。钠离子电池BOM成

本较锂电池低30%左右，其产业化加速为储能市场提供具备性价比优势的新技术路径，2022年国内最大规模钠离子电池项目落地安徽阜阳，规模30MW/60MWh。液流电池具备高安全性、循环寿命长、扩容性强、可回收环保等优势，在长时储能领域应用空间巨大。2022年国内首个百兆瓦级全钒液流电池项目并网运行，首个吉瓦时级全钒液流电池项目正式开工。《“十四五”新型储能发展实施方案》提出，到2025年电化学储能技术进一步提升，系统成本降低30%以上。随着储能电池成本下降和独立储能市场地位明确，储能

电站经济性提升，为储能的商业模式推广应用提供有利条件。

储能作为平衡电力供需的主要手段，应用场景丰富，可满足发电企业、电网企业和电力用户的不同需求。如在发电侧辅助火电动态运行，减少设备维护及更换成本；或辅助可再生能源友好上网，增加电量交易。电网侧可以帮助电网出现阻塞时储存电能，减少电量损失；或参与调峰、调频，平衡负荷、提升供电质量。在用户侧则可以通过供需管理降低用电成本乃至创造收入。

图15：储能服务应用场景及潜在收益



来源：德勤研究












在多元的应用场景驱动下，独立储能成为国内储能电站的主要发展方向。独立储能电站通常采用共享储能模式进行运营。共享储能是指由第三方或用户投资、运维，并由用户共享储能电站容量或功率的商业模式。共享模式下，独立储能电站的收入来源更加多元，包括容

量租赁、峰谷电价差套利、容量电价补偿，以及辅助服务收益。

从实际应用情况来看，根据中关村储能产业技术联盟不完全统计，独立储能接近2022年新增投运新型储能装机规模的50%。由于地方储能政策差异，独立储

能项目商业模式也有所不同。未开展电力现货市场的省份以容量租赁、辅助服务为主；在开展了电力现货市场试点省份，有“价差套利+容量租赁+容量电价补偿”、“价差套利+一次调频”、“价差套利+调峰容量市场”多种模式。

图16：共享模式运行的独立储能电站盈利模式

收入来源	具体应用	前景	用例
 容量租赁	将储能容量租赁给有配储需求的新能源电站，获取租赁费收益	<ul style="list-style-type: none"> 新能源配储比例与时长呈上升趋势，新能源电站效益承压 共享储能为新能源电站节省自建储能成本，市场需求可期 	未开展电力现货市场省份 (湖南、宁夏等)  +  电力现货市场建设试点* (山东)  +  +  (山西、甘肃、浙江等)  + 
 价差套利	通过参与电力现货市场和中长期零售市场（分时电价）实现价差套利	<ul style="list-style-type: none"> 峰谷电价差将逐步扩大，电价差套利的经济性提高 以10kV一般工商业用户为例，全国16省峰谷价差超过0.7元/kWh 	
 容量电价	以规模和单位系统造价为计算基础，根据储能电站的容量获得补偿	<ul style="list-style-type: none"> 国家将推出电网侧独立储能电站容量电价机制 	
 辅助服务	管理短期系统平衡（如调峰、调频、备用）获得收益	<ul style="list-style-type: none"> 更多可再生能源纳入电力系统带来辅助服务需求上升 辅助服务补偿费由发电机组分摊向电力用户承担转变 	

* 第一批电力现货市场建设试点：南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃
第二批电力现货市场建设试点：上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北

来源：德勤研究

尽管前景可期，共享储能目前仍处于由示范应用向商业化过渡的阶段，未来该模式扩大应用规模还取决于以下几方面条件支持：

- **经济效益：**储能电站建设和运营成本在可控范围，并在电力市场机制下获得合理回报；
- **技术可行性：**实现高效充放、长寿命、低维护成本，与电力系统运行和管理相适应；
- **政策执行：**新能源配储、储能电站参与电力市场、新型储能参与电能量市场、辅助服务市场机制、容量电价等政策推进情况。

4.2 重塑资源思维，释放碳生产力

据预测在2050全球能源净零情境下，清洁能源技术所需矿产需求将为现有水平的六倍，需求激增导致关键矿物和金属资源价格高企。从前开采越多收入越多的资源思维已经不再适用，循环经济理念正受到越来越广泛的关注和认可。

循环经济改变传统的线性经济模式，通过促进资源再生和废弃物再利用提高资源产出率，使发展与资源开采解绑，催生新技术和新应用场景。关键矿物和金属循环利用、循环经济产业园、碳循环等新兴商业模式带动跨能源、化工、交通、制造等多行业的资源循环利用。

关键矿物和金属循环利用模式下，电池循环再造成为电池厂、整车厂和第三方回收企业的共同战场。电池循环再造不仅关注末端处理，其核心理念是将循环嵌入产品生命周期，涉及绿色材料、产品设计、生产、梯次利用、末端回收及再制造。如动力电池企业与电网企业合作，对车用退役电池进行处理后，运用到电网储能。第三方回收企业格林美与国内外超过500家整车和电池厂商签署了回收合作协议，其电池材料再制造收入2021年占比71%。为了提升资源回收率，越来越多企业开始采用模块化设计、智能化回收管理、精细化拆解等方式，进一步促进关键矿物和金属循环利用模式的效率。

循环产业园也是比较受关注的新兴商业模式，旨在实现资源的循环利用和环境的可持续发展。其核心理念是将不同产业领域的企业集合在一起，形成一个相互协作、资源共享、产业链完整的生态系统。在这个生态系统中，废物被视为资源，通过多方合作进行回收和再利用，从而实现资源的循环利用和降低环境污染的目的。循环产业园模式也在实践中成功应用。例如，以废旧金属回收和再生利用为主要业务的广东佛山循环经济园，涵盖了多个产业链的企业，包括废旧金属回收、炉渣处理、废旧金属加工等。这些企业之间实现了资源的共享和互补，提高生产效率并降低了生产成本。

除了上述两种模式，二氧化碳循环利用作为一种全新的商业模式，不仅对应用气候变化意义重大，而且蕴含巨大商业机遇。长久以来，碳被当作导致气候变化的元凶，气候行动主要减少关注碳排放。但是，减少碳排放量仅仅是工作的一部分。当我们不再把碳当作排入大气

的废弃物，而是可以进行利用的资源，我们会发现二氧化碳也可以制成产品并创造价值。随着可再生能源发电效率上升和成本下降，借助可再生能源将二氧化碳直接转化为燃料或化学品，表现出极具潜力的应用前景。

IEA数据显示，目前全球每年约使用2300万吨二氧化碳。从行业分布来看，化肥行业为最大消费者，每年约消耗1,300万吨二氧化碳用于生产尿素，其次为油气行业，每年约使用700-800万吨用于提高开采率 (for enhanced oil recovery)。其他商业化应用还包括食品与饮料生产，金属拆解、冷却、以及用于促进植物和农产品生长。可以看出，目前的二氧化碳利用主要是直接利用。

二氧化碳转化再利用，即通过化学或生物技术将二氧化碳转化为液体燃料、化工材料或固体成品，为利用二氧化碳提供新途径。尽管目前市场规模尚小，但已经吸引企业和投资机构开展市场用例。2015-2021年间，全球CCU初创

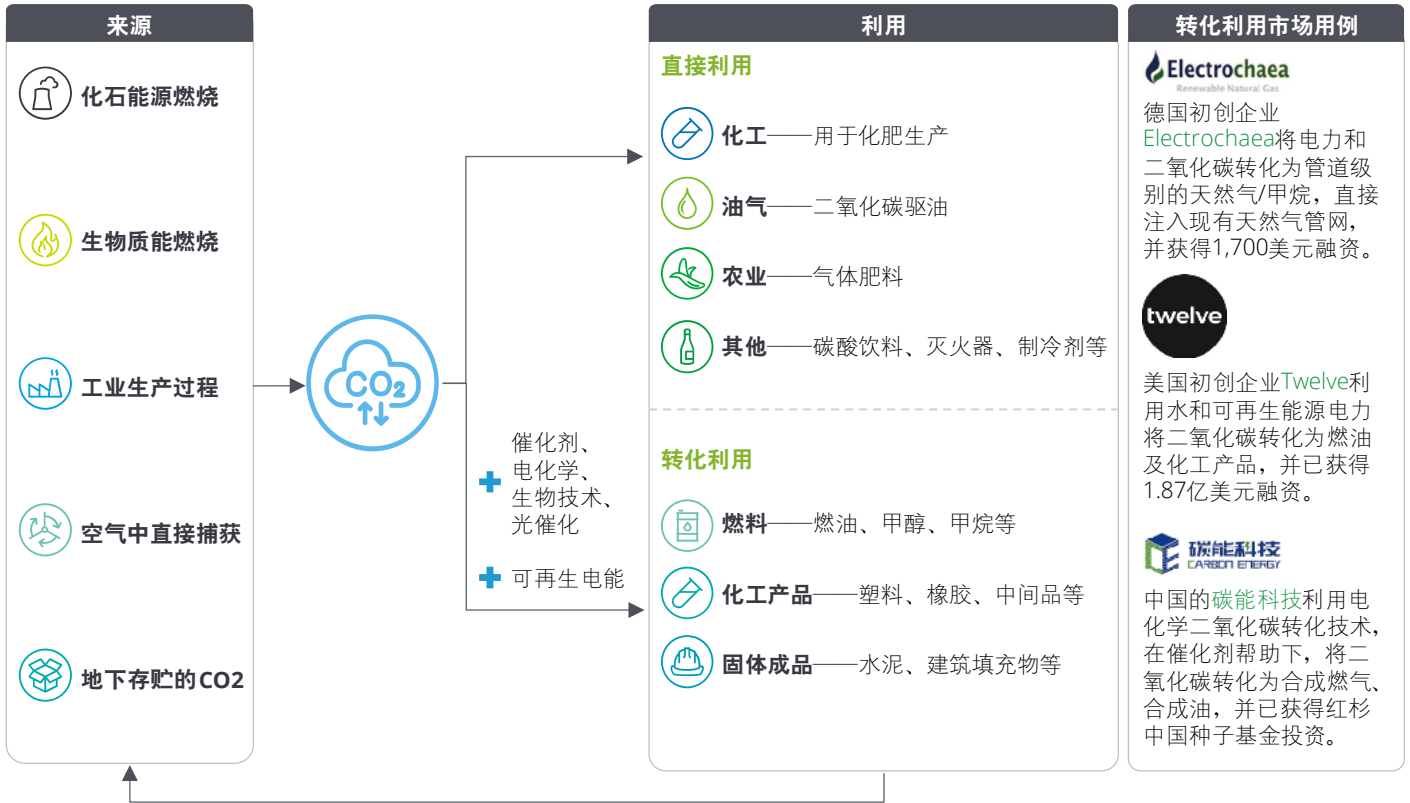
企业融资大幅增长，融资金额由2015年的1,300万美元上升到2021年的2.3亿美元。成立于旧金山湾区的碳转化公司Twelve，只使用水和可再生电力，将二氧化碳转化为传统上需要化石燃料才能制成的化学材料，副产品只有氧气。Twelve已经实现应用的包括：为美国宇航局提供工具、燃料和火星上的新鲜空气；与美国空军合作生产无化石燃料E-Jet；为Virgin Voyages 提供船用燃料E-Marine并减少90%的碳排放等。

未来随着二氧化碳捕获量上升和清洁能源发电成本持续下降，二氧化碳转化再利用的成本也有望下降。全球CCUS市场规模预计未来5年年均增长15%。全球CCUS市场规模在2022年约为24亿美元，并预计将在2027年增长至49亿美元（2022-2027 CAGR 15.1%。¹²）。根据IEA估算，目前全球300多个CCUS项目每年约共计捕捉二氧化碳4,500万吨，随着未来200多个新建项目陆续建成，预计到2030年，全球CCUS项目将每年可以捕捉2.2亿吨二氧化碳。

11. CCUS: Tracking Progress 2022, IEA <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>

12. Carbon Capture, Utilization, and Storage Market, MarketsandMarkets, 2023-02

图17：二氧化碳循环利用示意图



来源：德勤研究

碳循环经济模式不仅有助于实现净零，还从传统意义上的废旧物中解锁新的价值来源，但该商业模式扩大应用规模还需以下条件支持：

- **重塑资源思维：**由采集、生产、消费、废弃的“线性模式”转变为采集、生产、消费、回收、再利用的“循环模式”，转变把二氧化碳作为副产品的思维，探索二氧化碳转化再利用方案；
- **成本效益：**以创新推动循环技术和设备的价格竞争力；
- **市场培育支持政策：**如建立二氧化碳转化产品功能表现的标准，将二氧化碳转化产品引入公共采购目录，对相关产品研发和示范项目给予支持等。
- **产业链和生态系统：**如碳循环扩大规

模将需要建立完整的产业链包括上游稳定、大量且低成本的二氧化碳、中游可再生能源伙伴为碳转化设备提供动力、以及有意愿购买技术产品的下游客户。

4.3 数字化能源即服务（EaaS）模式百花齐放

数字化EaaS(能源即服务)针对多样化的市场需求，提供广泛供需平衡服务。在供应侧包括现场和异地能源供应解决方案，如电力采购协议（PPA）、储能及管理；也涉及对客户能源采购、融资和运营的战略指导；以及优化客户能源组合。在需求侧包括传统的节能服务、分布式能源管理和需求响应。随着能源交易市场的发展，EaaS服务种类愈加丰富，包括可以进行P2P交易、批发合同的平台，以及实时绿证服务等。

多样化的市场需求和服务催生全球范围内虚拟电厂、V2G、智能化能源“订阅服务”、随用随附(Pay-as-you-go)、点对点能源交易平台、智能价格服务、绿证追踪服务等多种新兴商业模式。如2022年5月，部署于国电投深圳能源发展有限公司的虚拟电厂平台，完成参与电力现货市场试验，平均度电收益0.274元，成为我国首个虚拟电厂调度用户负荷参与电力现货市场盈利的案例。2022年4月，河北建设投资集团基于区块链技术的I-REC国际绿证跨国交易在总部位于香港的Very Clean Planet数字化碳资产OTC平台上完成10万张交割。德勤中国已经与河北建设投资集团建立了战略合作关系，参与解决数据真实性和准确性等核心问题。

数字化EaaS模式扩大应用取决于：

• **技术成熟度**：数字化能源技术涉及到能源采集、传输、存储、分配和监测等多个方面，需要支持实时监控和远程控制等功能，以实现能源的高效管理和利用；

• **数据安全和隐私保护**：EaaS需要处理大量的敏感数据，包括能源消耗、设备状态、用电负荷等，须建立健全的数据安全和隐私保护机制，以保障用户数据的安全性和私密性；

• **资源整合**：数字化EaaS模式需要整合能源设施、数字技术、各类服务提供商等资源，这需要能源服务提供商具备资源整合能力，以构建可持续的数字化能源服务系统。

图18：数字化EaaS细分商业模式

商业模式	针对市场需求或痛点	应用场景
 虚拟电厂整合分布式电源并参与电力市场	<ul style="list-style-type: none"> • 单个分布式电源收益能力有限 	<ul style="list-style-type: none"> • 数字系统提供监控、预测、交易服务 • 聚合资源以获得规模效应
 V2G允许电动车主向电网卖电	<ul style="list-style-type: none"> • 财务回报不明显或投资回报周期长 • 分布式电源降低电费、减少高峰, 电力需求或电容与频率要求 	<ul style="list-style-type: none"> • APP和数字平台绑定不同的收入来源以提高经济性, 可以增加收入或缩短投资回报期
 智能化能源“订阅服务”（如智能化充电、制冷、取暖等）	<ul style="list-style-type: none"> • 初始投资高或资金有限 	<ul style="list-style-type: none"> • 使用APPs,平台或授权软件, 而非购买或投资固定资产 • 远程监控
 随用随付(如仓库制冷、家庭用热)	<ul style="list-style-type: none"> • 偏远地区缺乏能源、智能技术、付费能力的家庭和拥护 	<ul style="list-style-type: none"> • 智能供能设备 • 移动支付平台或APP
 点对点能源交易平台 (P2P)	<ul style="list-style-type: none"> • 电力交易积极性和能力有限 	<ul style="list-style-type: none"> • 交易平台允许多方卖家和买家按需、按意愿交易
 智能价格服务	<ul style="list-style-type: none"> • 能源价格高企且波动频繁 	<ul style="list-style-type: none"> • 价格风险提醒为用户提供实时、按供需变化电价 • 用量风险控制为用户规定用电高峰期的总用电量 • 管理充放电时间
 实时智能绿证服务	<ul style="list-style-type: none"> • 漂绿问题 	<ul style="list-style-type: none"> • 绿证交易

来源：德勤研究

4.4 助力全价值链拥抱变革

技术和商业模式的双重作用下，价值链上各个环节都需要展开行动。发电环节加强对清洁发电技术的投资，推动清洁发电技术效率提升并扩大应用规模，以支撑电能时代高涨的用能需求。输配电

环节同步推进储能、变电、配电等硬件设施的建设升级与数字化转型，提升供能质量与供能效益。电能消费环节发展新商业模式，针对工商业用电和家庭用电的差异化需求打造综合能源服务，提高用能体验和经济性。非传统电力企业

在电能崛起的趋势下结合自身资源优势与业务模式，加强与电力企业的合作乃至开发相关业务，共同推动电能加速渗透，如汽车厂商与电力企业合作推动换电站建设、软件厂商发展电力聚合服务等。

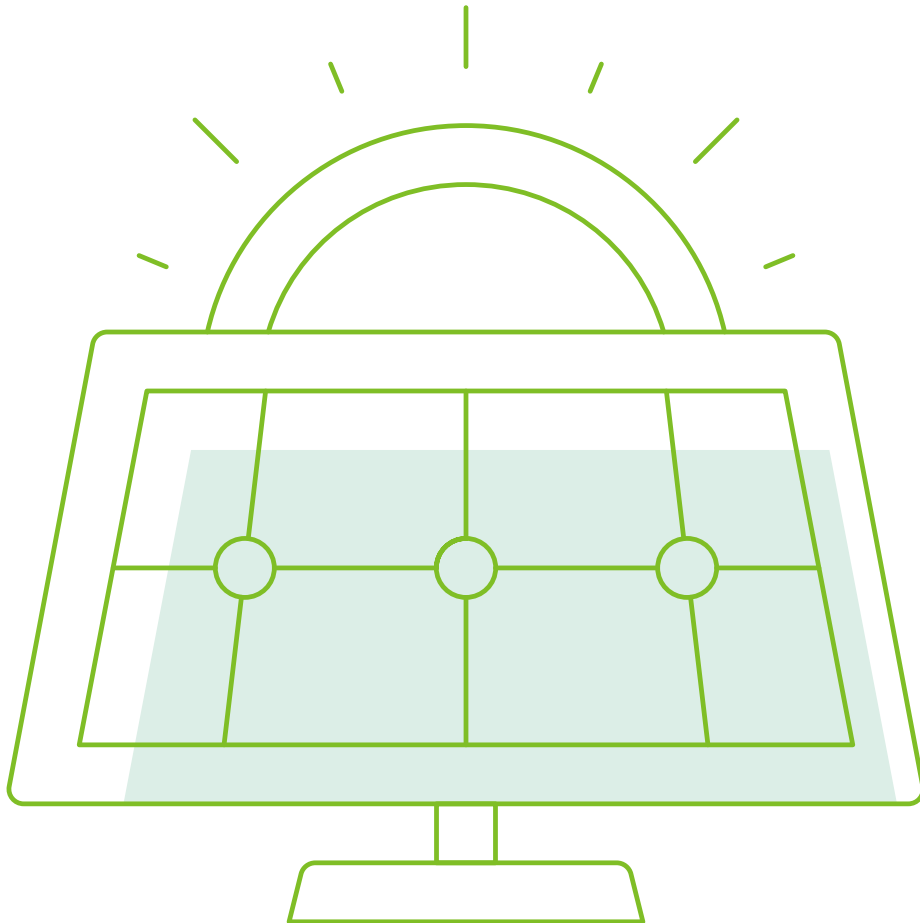


结语



近年来许多行业人士认为锂的重要性堪比化石能源时代的石油，因而将锂称为电能时代的“白色石油”，同时随着工业、交通、建筑等重点用能行业电能替代的持续推进，以可再生能源、电化学技术推动的电能作为清洁、高效、便捷的二次能源正逐步扩大应用并在部分领域替代石油，本文标题中所采用的“白色替代黑色”，是我们借用发展储能电池和动力电池的核心材料中锂的“白色”和化石能源中石油的“黑色”，来引申表明二次能源替代一次能源的能源变革时代的到来。

在这场能源变革中，电能替代对能源转型起到关键作用，并推动清洁能源技术的巨大创新及引发商业模式的持续创新。而随着电能替代的广度和深度不断拓展，未来能源体系和世界能源格局也将呈现不同的面貌，从而加速产业更新迭代，乃至创造新的业态。在能源革命与技术变革大潮下，全价值链应共同迎接挑战、拥抱变革，携手踏上通往可持续能源未来的道路。



作者及联系人

郭晓波

能源、资源及工业行业主管合伙人

电子邮件: kguo@deloitte.com.cn

电话: +86 010 8520 7379

张杰

电力、公共设施及可再生资源行业管理咨询主管合伙人

电子邮件: mickzhang@deloitte.com.cn

电话: +86 021 2316 6648

胡毅飞

电力、公共设施及可再生资源行业财务咨询主管合伙人

电子邮件: marchu@deloitte.com.cn

电话: +86 010 8512 5501

屈倩如

德勤研究总监

电子邮件: jqu@deloitte.com

电话: +65 6800 2123

徐欣馨

德勤研究高级研究员

电子邮件: xinxxu@deloitte.com.cn

电话: +86 010 8520 7020

办事处地址

北京

北京市朝阳区针织路23号楼
国寿金融中心12层
邮政编码：100026
电话：+86 10 8520 7788
传真：+86 10 6508 8781

长沙

长沙市开福区芙蓉北路一段109号
华创国际广场3号栋20楼
邮政编码：410008
电话：+86 731 8522 8790
传真：+86 731 8522 8230

成都

成都市高新区交子大道365号
中海国际中心F座17层
邮政编码：610041
电话：+86 28 6789 8188
传真：+86 28 6317 3500

重庆

重庆市渝中区民族路188号
环球金融中心43层
邮政编码：400010
电话：+86 23 8823 1888
传真：+86 23 8857 0978

大连

大连市中山路147号
申贸大厦15楼
邮政编码：116011
电话：+86 411 8371 2888
传真：+86 411 8360 3297

广州

广州市珠江东路28号
越秀金融大厦26楼
邮政编码：510623
电话：+86 20 8396 9228
传真：+86 20 3888 0121

杭州

杭州市上城区飞云江路9号
赞成中心东楼1206室
邮政编码：310008
电话：+86 571 8972 7688
传真：+86 571 8779 7915

哈尔滨

哈尔滨市南岗区长江路368号
开发区管理大厦1618室
邮政编码：150090
电话：+86 451 8586 0060
传真：+86 451 8586 0056

合肥

安徽省合肥市蜀山区潜山路111号
华润大厦A座1506单元
邮政编码：230022
电话：+86 551 6585 5927
传真：+86 551 6585 5687

香港

香港金钟道88号
太古广场一座35楼
电话：+852 2852 1600
传真：+852 2541 1911

济南

济南市市中区二环南路6636号
中海广场28层2802-2804单元
邮政编码：250000
电话：+86 531 8973 5800
传真：+86 531 8973 5811

澳门

澳门殷皇子大马路43-53A号
澳门广场19楼H-L座
电话：+853 2871 2998
传真：+853 2871 3033

南昌

南昌市红谷滩区绿茵路129号
联发广场写字楼41层08-09室
邮政编码：330038
电话：+86 791 8387 1177
传真：+86 791 8381 8800

南京

南京市建邺区江东中路347号
国金中心办公楼一期40层
邮政编码：210019
电话：+86 25 5790 8880
传真：+86 25 8691 8776

宁波

宁波市海曙区和义路168号
万豪中心1702室
邮政编码：315000
电话：+86 574 8768 3928
传真：+86 574 8707 4131

三亚

海南省三亚市吉阳区新风街279号
蓝海华庭（三亚华夏保险中心）16层
邮政编码：572099
电话：+86 898 8861 5558
传真：+86 898 8861 0723

上海

上海市延安东路222号
外滩中心30楼
邮政编码：200002
电话：+86 21 6141 8888
传真：+86 21 6335 0003

沈阳

沈阳市沈河区青年大街1-1号
沈阳市府恒隆广场办公楼1座
3605-3606单元
邮政编码：110063
电话：+86 24 6785 4068
传真：+86 24 6785 4067

深圳

深圳市深南东路5001号
华润大厦9楼
邮政编码：518010
电话：+86 755 8246 3255
传真：+86 755 8246 3186

苏州

苏州市工业园区苏绣路58号
苏州中心广场58幢A座24层
邮政编码：215021
电话：+86 512 6289 1238
传真：+86 512 6762 3338 / 3318

天津

天津市和平区南京路183号
天津世纪都会商厦45层
邮政编码：300051
电话：+86 22 2320 6688
传真：+86 22 8312 6099

武汉

武汉市江汉区建设大道568号
新世界国贸大厦49层01室
邮政编码：430000
电话：+86 27 8538 2222
传真：+86 27 8526 7032

厦门

厦门市思明区鹭江道8号
国际银行大厦26楼E单元
邮政编码：361001
电话：+86 592 2107 298
传真：+86 592 2107 259

西安

西安市高新区唐延路11号
西安国寿金融中心3003单元
邮政编码：710075
电话：+86 29 8114 0201
传真：+86 29 8114 0205

郑州

郑州市金水东路51号
楷林中心8座5A10
邮政编码：450018
电话：+86 371 8897 3700
传真：+86 371 8897 3710



关于德勤

德勤中国是一家立足本土、连接全球的综合性专业服务机构，由德勤中国的合伙人共同拥有，始终服务于中国改革开放和经济建设的前沿。我们的办公室遍布中国30个城市，现有超过2万名专业人才，向客户提供审计及鉴证、管理咨询、财务咨询、风险咨询、税务与商务咨询等全球领先的一站式专业服务。

我们诚信为本，坚守质量，勇于创新，以卓越的专业能力、丰富的行业洞察和智慧的技术解决方案，助力各行各业的客户与合作伙伴把握机遇，应对挑战，实现世界一流的高质量发展目标。

德勤品牌始于1845年，其中文名称“德勤”于1978年起用，寓意“敬德修业，业精于勤”。德勤专业网络的成员机构遍布150多个国家或地区，以“因我不同，成就不凡”为宗旨，为资本市场增强公众信任，为客户转型升级赋能，为人才激活迎接未来的能力，为更繁荣的经济、更公平的社会和可持续的世界而开拓前行。

Deloitte（“德勤”）泛指一家或多家德勤有限公司，及其全球成员所网络和它们的关联机构（统称为“德勤组织”）。德勤有限公司（又称“德勤全球”）及其每一家成员所和它们的关联机构均为具有独立法律地位的法律实体，相互之间不因第三方而承担任何责任或约束对方。德勤有限公司及其每一家成员所和它们的关联机构仅对自身行为承担责任，而对相互的行为不承担任何法律责任。德勤有限公司并不向客户提供服务。

德勤亚太有限公司（即一家担保有限公司）是德勤有限公司的成员所。德勤亚太有限公司的每一家成员及其关联机构均为具有独立法律地位的法律实体，在亚太地区超过100个城市提供专业服务。

请参阅<http://www.deloitte.com/cn/about>了解更多信息。

本通讯中所含内容乃一般性信息，任何德勤有限公司、其全球成员所网络或它们的关联机构（统称为“德勤组织”）并不因此构成提供任何专业建议或服务。在作出任何可能影响您的财务或业务的决策或采取任何相关行动前，您应咨询合格的专业顾问。

我们并未对本通讯所含信息的准确性或完整性作出任何（明示或暗示）陈述、保证或承诺。任何德勤有限公司、其成员所、关联机构、员工或代理方均不对任何方因使用本通讯而直接或间接导致的任何损失或损害承担责任。德勤有限公司及其每一家成员所和它们的关联机构均为具有独立法律地位的法律实体。

© 2023。欲了解更多信息，请联系德勤中国。

Designed by CoRe Creative Services. RITM1377035

