

户用储能出海报告

目录

Contents

- 01. 储能的作用和分类
- 02. 户用储能的驱动因素
- 03. 美国户储市场
- 04. 欧洲户储市场
- 05. 澳大利亚户储市场
- 06. 其他户储市场
- 07. 户储产业链及典型企业案例

01

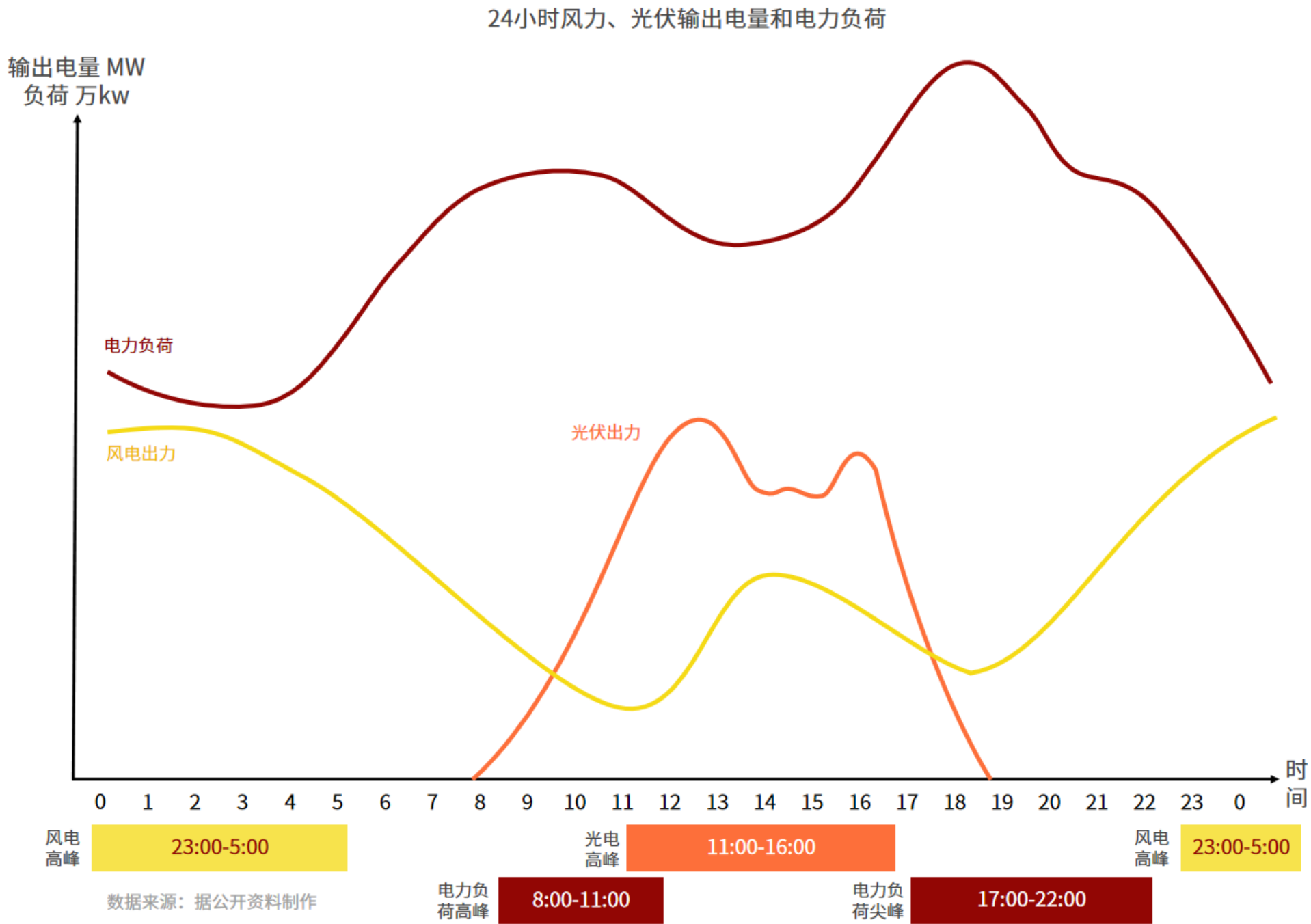
储能的作用和分类

是普及可再生能源应用的关键技术

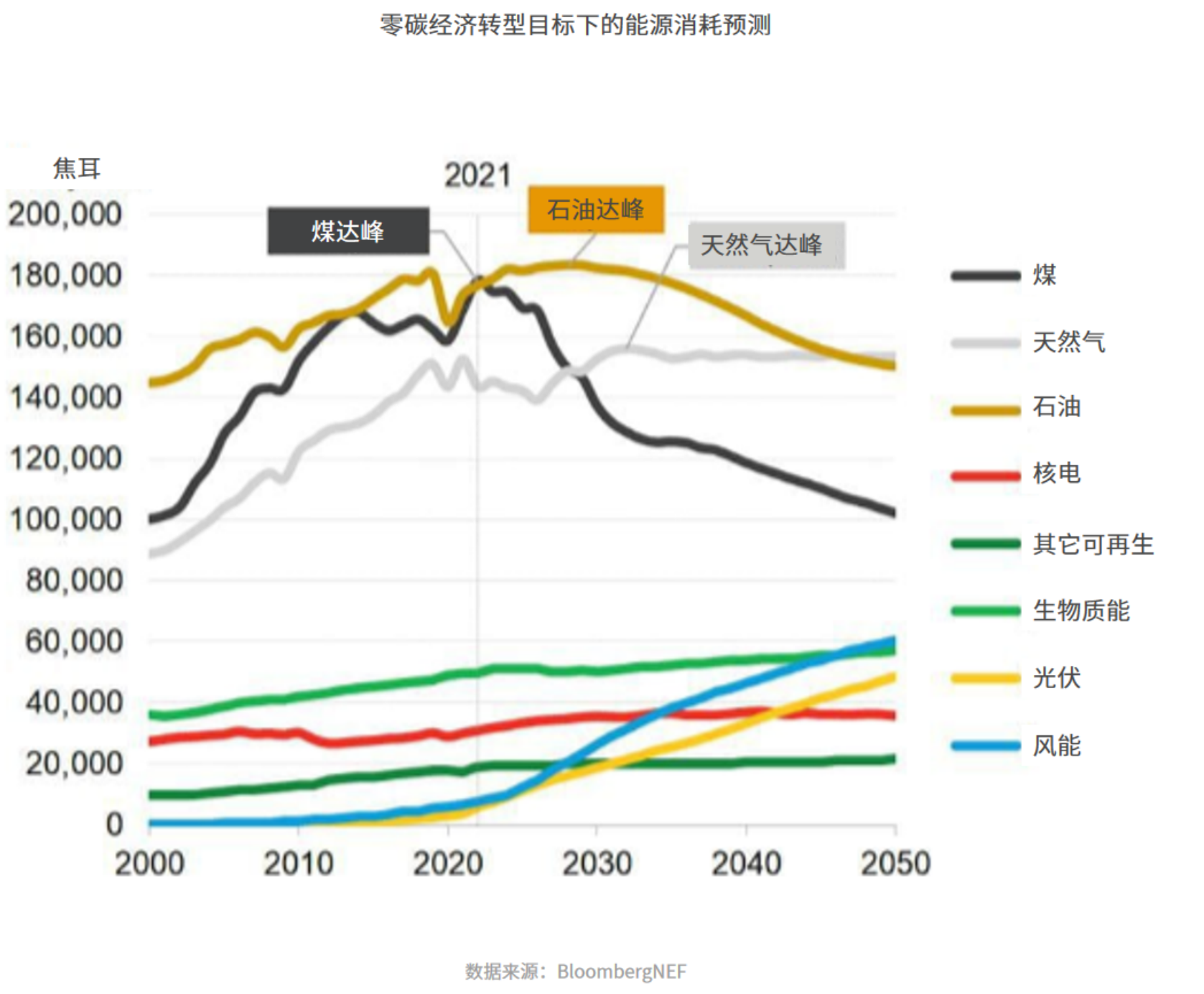
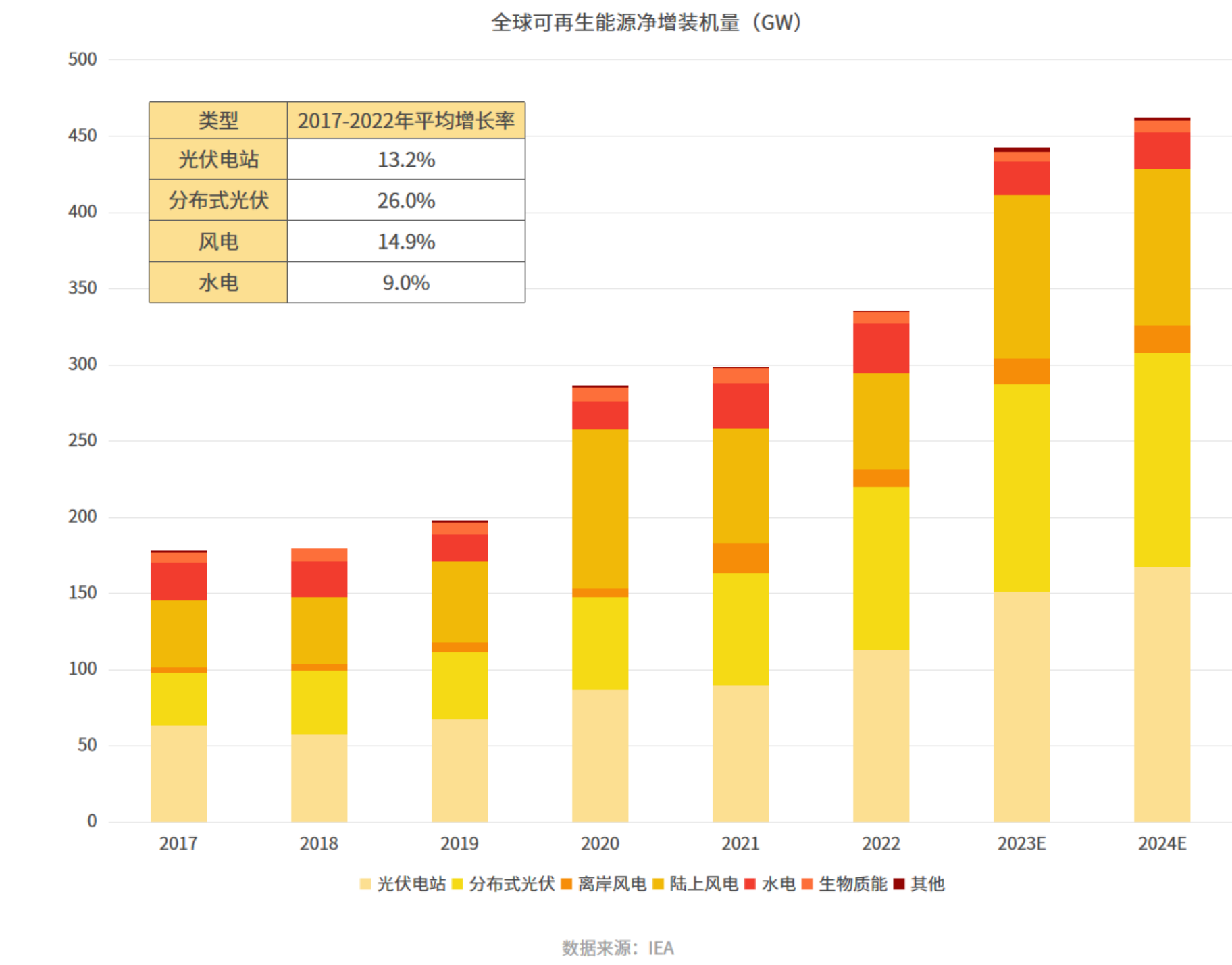
- 传统能源发电主要依靠化石燃料，可根据数据分析、节假日及不同季节负荷等预测未来用电负荷，同步调节燃料供电系统，匹配需求变化，维持电力的供需平衡。随着2050年零碳排目标的推进，以风光发电为主流的新能源发电方式开始逐渐替代传统发电。新能源发电虽然环保，但主要依靠太阳能风能等，受时间、天气、季节气候等波动因素影响，供电不稳定，难以按需调节电力供应。
- 风、光电的出力时间，与用电需求不匹配，如光伏的输出电量集中于午后，夜间无输出；风电输出则集中于半夜，白天出力较低，均呈间歇性特征。而用电高峰为上午和傍晚，且波谷时段仍有较高基荷。风光电的不可控性以及短周期波动不稳定性会产生弃风弃光，大规模并网后输出功率的频繁波动，也会对电网稳定和安全造成威胁。

各种发电方式灵活性对比			
	发电方式	发电原理	电力供应按需调整的灵活性
传统能源	火力发电	燃烧加热水成为水蒸气推动汽轮机带动发电机	高
	水力发电	水流推动水轮机带动发电机	较高
	核能发电	核裂变反应加热水成为水蒸气推动汽轮机带动发电机	高
新能源	风力发电	风力带动风轮驱动发电机	低
	光伏发电	通过半导体材料将太阳能直接转换为电能	低
	光热发电	集聚太阳能加热水蒸气推动汽轮机带动发电机	低
	生物质能发电	燃烧加热水成为水蒸气推动汽轮机带动发电机	较高
	海洋能、地热能等	利用潮汐海浪的水力或地热蒸汽发电	低
不可再生能源 可再生能源			

数据来源：据公开资料制作

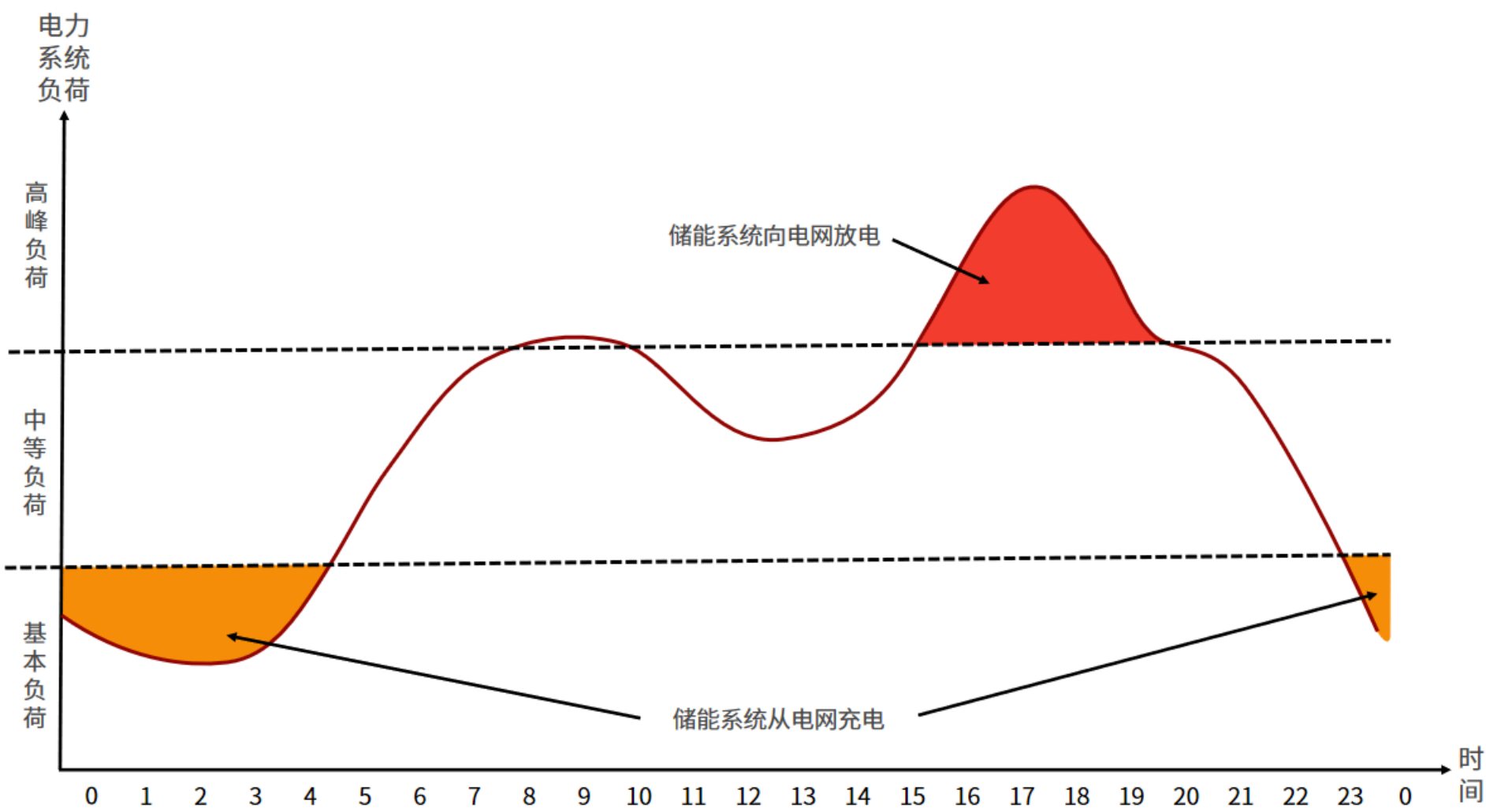


- 在零碳经济的目标下，可再生能源的发展将会提速，其中风、光电由于技术相对成熟、受地理限制相对更小，是代替化石能源的主力。
- 全球风光电增长势头强劲，2023年预测全球风光电装机量共计增长400GW以上，其中在近几年分布式光伏的增速最快，年平均增长率达26%，新装机量几近与光伏电站持平。
- 风光电的渗透率逐年提高，尤其是分布式光伏的普及，催生了储能的应用需求。针对风光电的间歇性出力特征，储能系统充当电力系统的“蓄水池”，在风光电出力时蓄电，用电高峰时放电，解决供需错位的问题。储能系统可以动态吸收能量并适时释放，使得实时平衡的“刚性”电力系统变得更“柔性”，有助于提高输出电能的稳定性、平滑用电负荷，从而提高供电质量和用电效率。



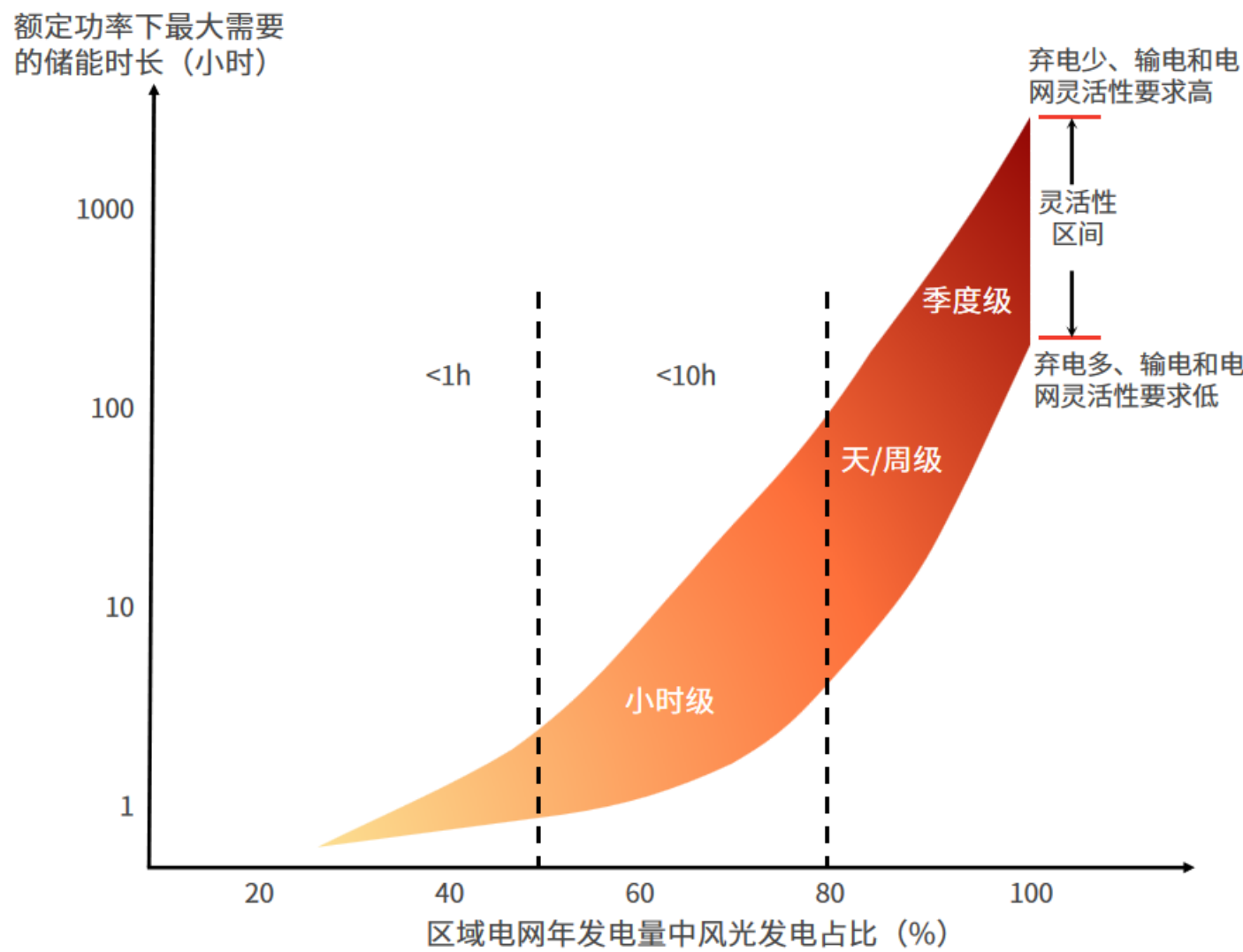
- 新能源大规模稳定并网需要配备调峰、调频装置，储能成为构建新型电力系统的关键环节。利用储能进行削峰填谷，可在低需求时段将多余电力储存起来，并在高峰时段再释放，达到平滑波动幅度的目的。
- 对于传统发电，储能系统通过充放电调节，可以减缓电力机组功率及电网输电配电的投入，提高电网利用率和发电负荷率，通过调峰、调频、备用等电力辅助服务稳定电网的整体运行。
- 对于可再生能源，储能可以增强对风光电的消纳能力，在更长时间维度上调节新能源发电波动，避免电网拥堵。风光发电占越高，需要的储能容量就越大、储能时长越长，根据马里兰大学等的研究报告，当风光发电占比达到50%-80%时，储能时长需要达到10h级。

储能在电力系统中的削峰填谷作用示意



数据来源：公开资料自制

风光发电占比与长时储能需求关系



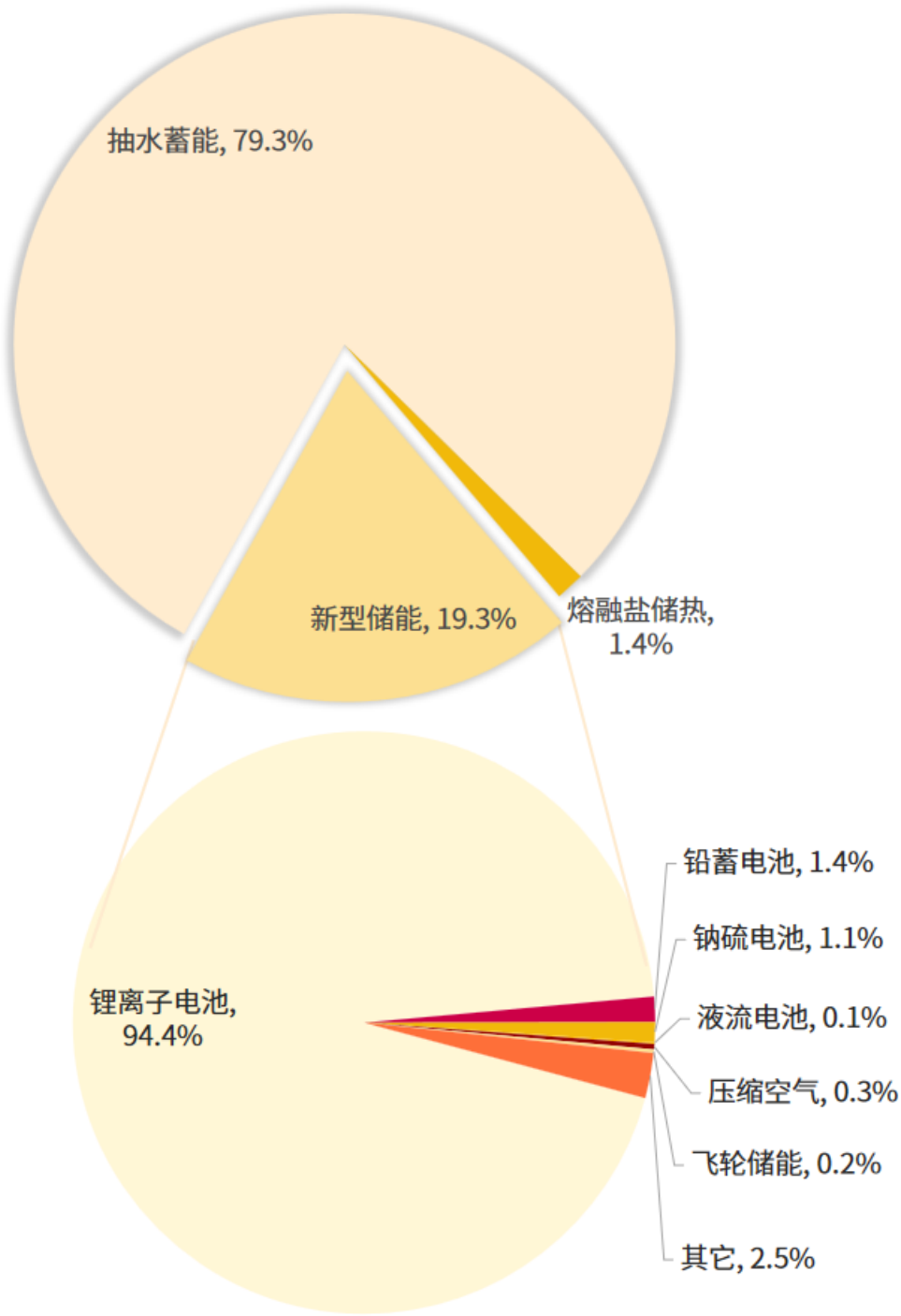
数据来源：Joule

储能技术分类：抽水蓄能仍占主流，电化学增长最快

- 储能技术路线按不同的能量储存方式，分为氢储能、热储能、机械储能、电化学储能和电磁储能，分别对应将电能转化为氢能、热能、动/势能、化学能和电磁能进行储存。按储能时长区分，国内一般定义储能时长在4小时以下的为短时储能，如电磁储能和飞轮储能，其它4小时以上的均为长时储能，电化学储能介于两者之间。
- 全球储能装机量由2013年的140GW增长至2022年的238GW。其中，抽水蓄能因其经济性、技术难度低，一直是第一大储能方式，其全生命周期度电成本为0.21元/kWh，相较于磷酸铁锂电池目前度电成本0.66元/kWh，经济性更优。但随着各类新型储能的兴起，抽水蓄能的装机量占比逐年加速下滑，于2022年跌破80%（2021年占比86.2%）。
- 新兴的储能技术如绿氢储能、飞轮、相变储热、液流电池、超导储能等，大多仍处于发展起步阶段，距离大规模商用仍有较长过程。但以锂电池为主的电化学储能，对比其它储能方式限制条件少，灵活性高，已成为第二大储能技术，并随着电池成本快速下降，近五年CAGR达80%，装机量占比由2013年的0.3%迅速提升至2022年的18.7%。

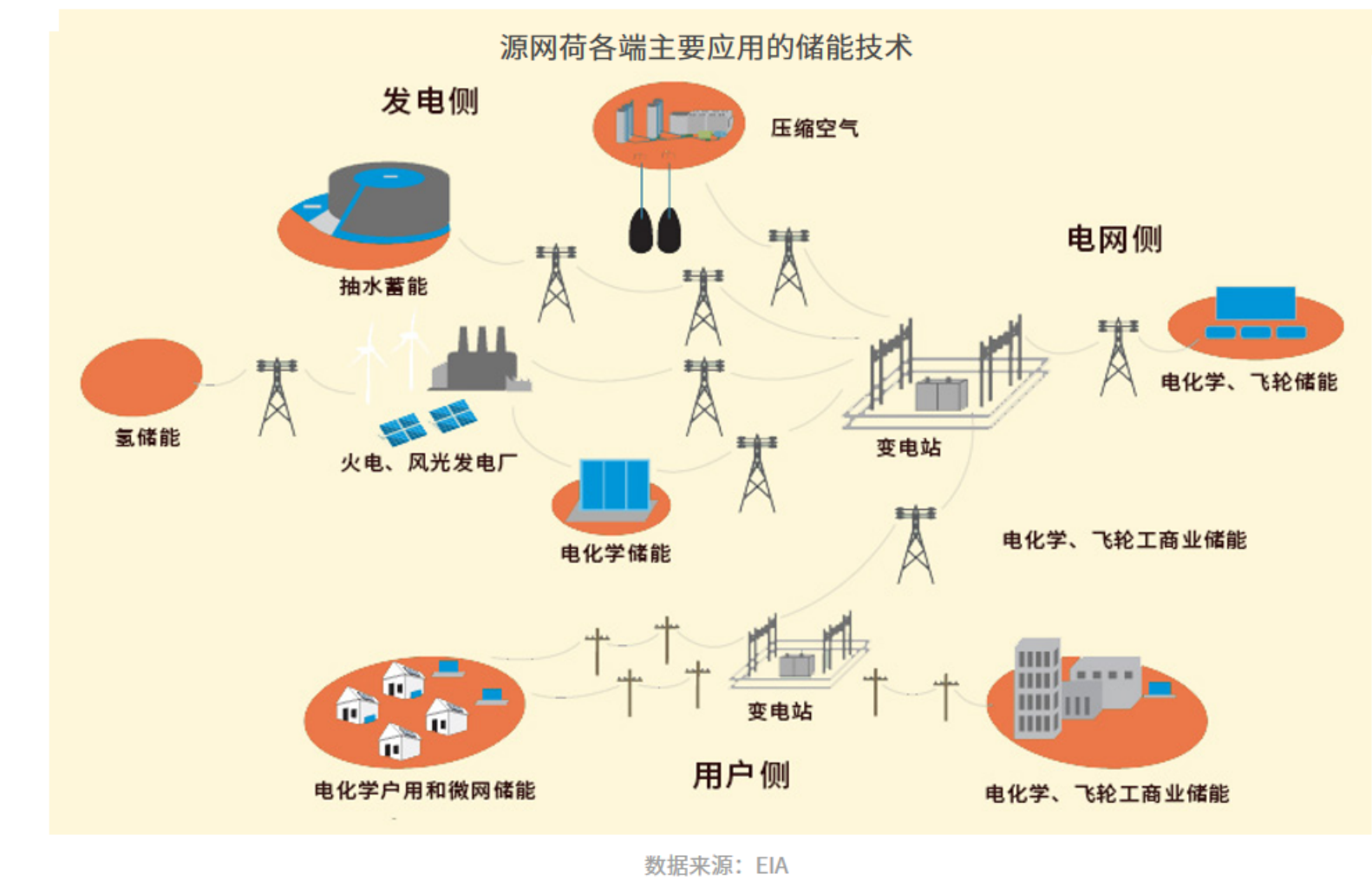
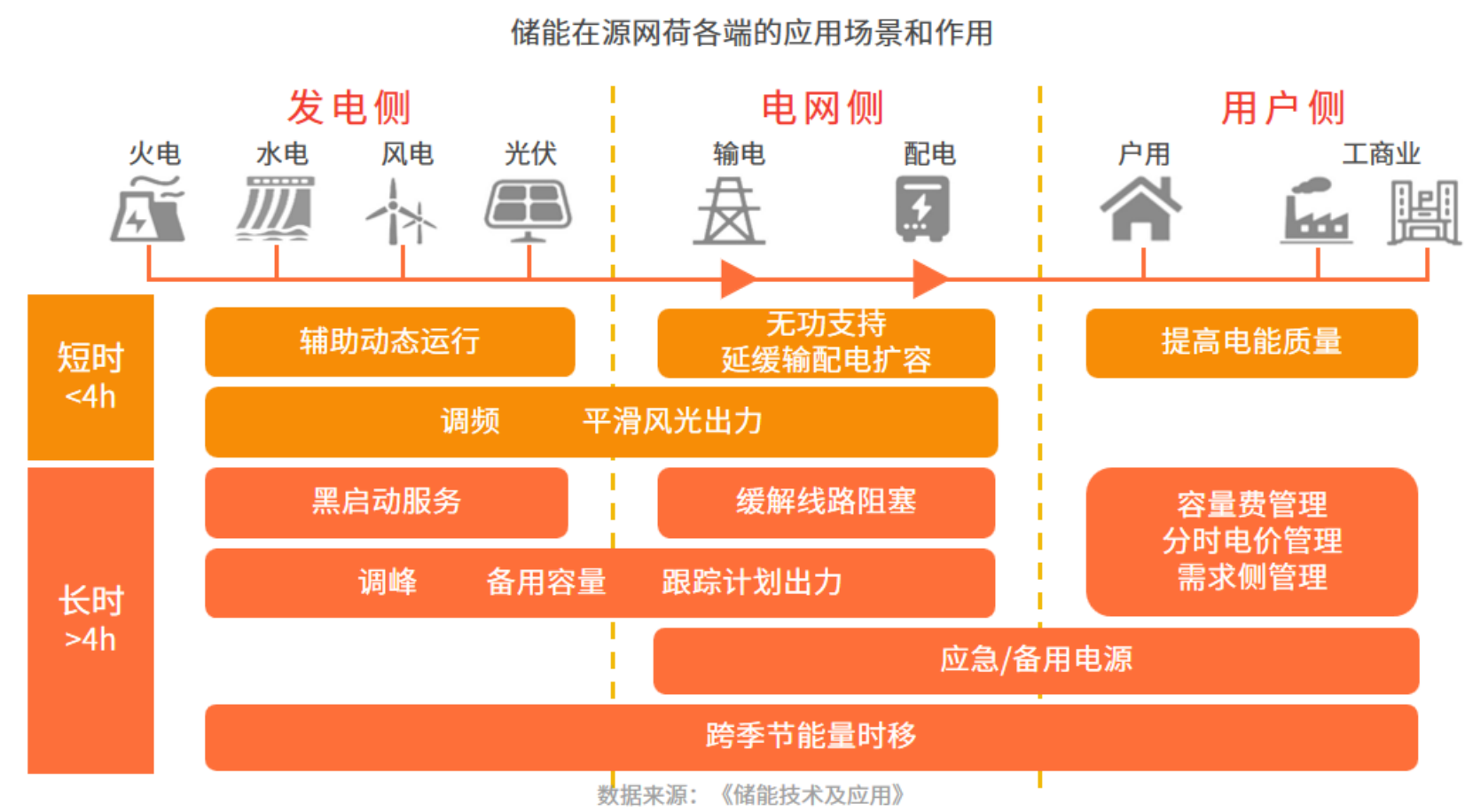
	技术分类	储能原理简述	功率规模	能量密度	优势	劣势	技术成熟度
机械储能	抽水蓄能	电机抽水形成高差储为势能，需时用水流发电	100-5000MW	0.5-2Wh/L	度电成本低	地理限制大 初始投资大	成熟 广泛应用
	压缩空气储能	电机压缩空气，需时释放空气驱动涡轮发电	10-1000MW	2-6Wh/L	容量大 寿命长	响应慢 需地下穴井 能量损耗大	成熟
	飞轮储能	电机旋转飞轮储为动能，需时用惯性发电	0.001-20MW	20-80Wh/L	瞬时功率大 寿命长	放电时间短 自放电率高	商业化早期
电化学储能	锂离子电池	电池蓄电	0.1-100MW	20-400Wh/L	灵活性高 性价比高	安全隐患 环保问题	商业化
	钠硫电池						
	液流电池						
	铅蓄电池						
电磁储能	超级电容器	用静电效应产生电位差	0.1-10MW	1-20Wh/L	充放电快 转换效率高	成本高 能量密度低 不能用于交流电路	商业化早期
	超导电磁储能	电流在超导线圈磁场内无损循环					开发阶段
氢储能	氢储能	电解水制氢，用氢燃料电池发电	0.1-1000MW	600Wh/L	储量巨大 可远程运输 寿命长	能量转换效率低	开发阶段
热储能	熔盐储热	用太阳能、电能等加热/制冷后存储，需时加热水蒸气发电或直接供暖/供冷	1-300MW	70-210Wh/L	转换效率高 安全性高	成本高 可靠性低	趋近成熟
	相变储热						
	固体储热						
	储冷						
	短时储能 长时储能		数据来源：EESI				

各储能技术路线2000-2022年全球累计装机占比（MW%）

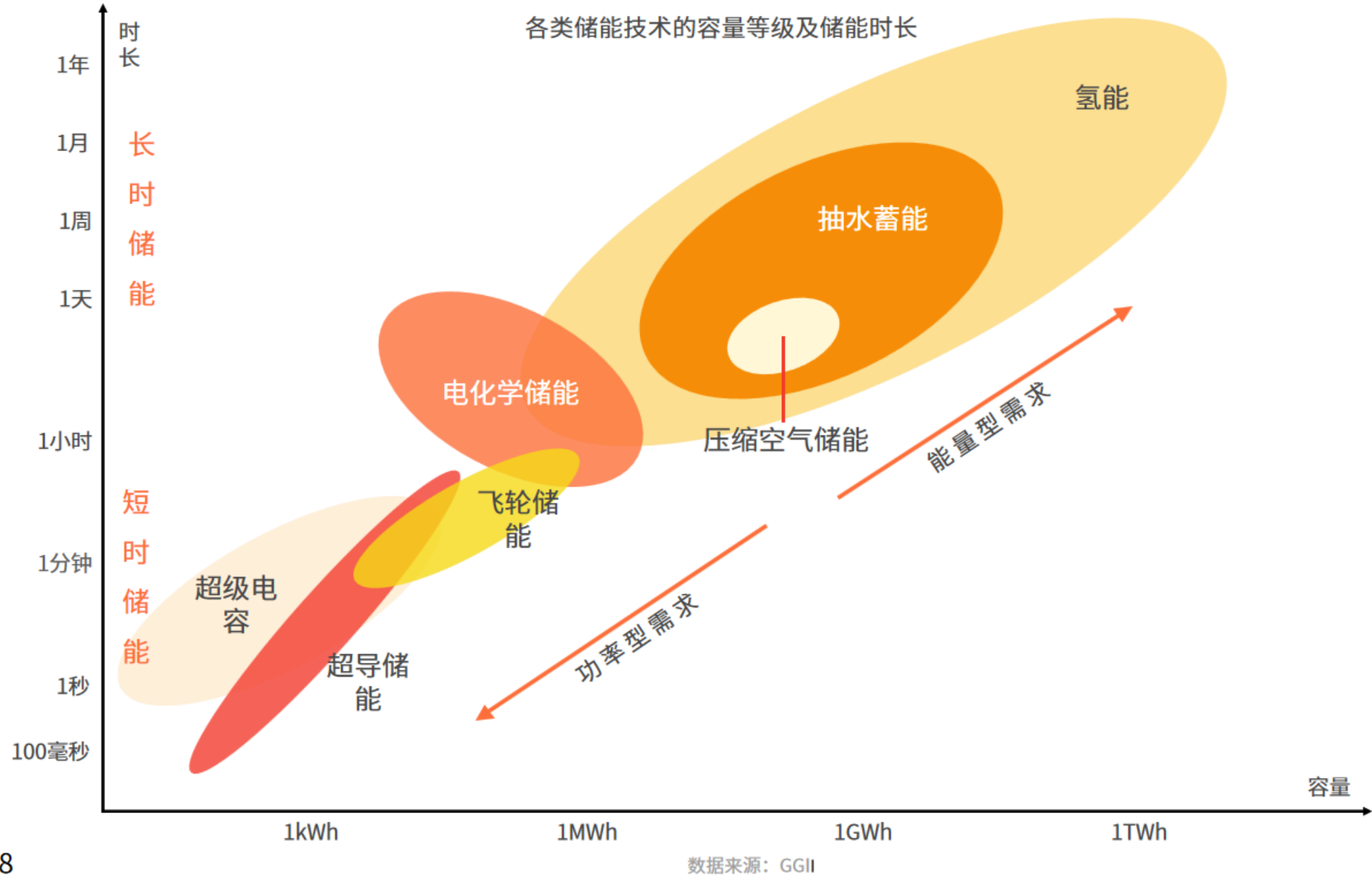


数据来源：CNESA

储能的应用场景：表前稳定并网、表后节约成本



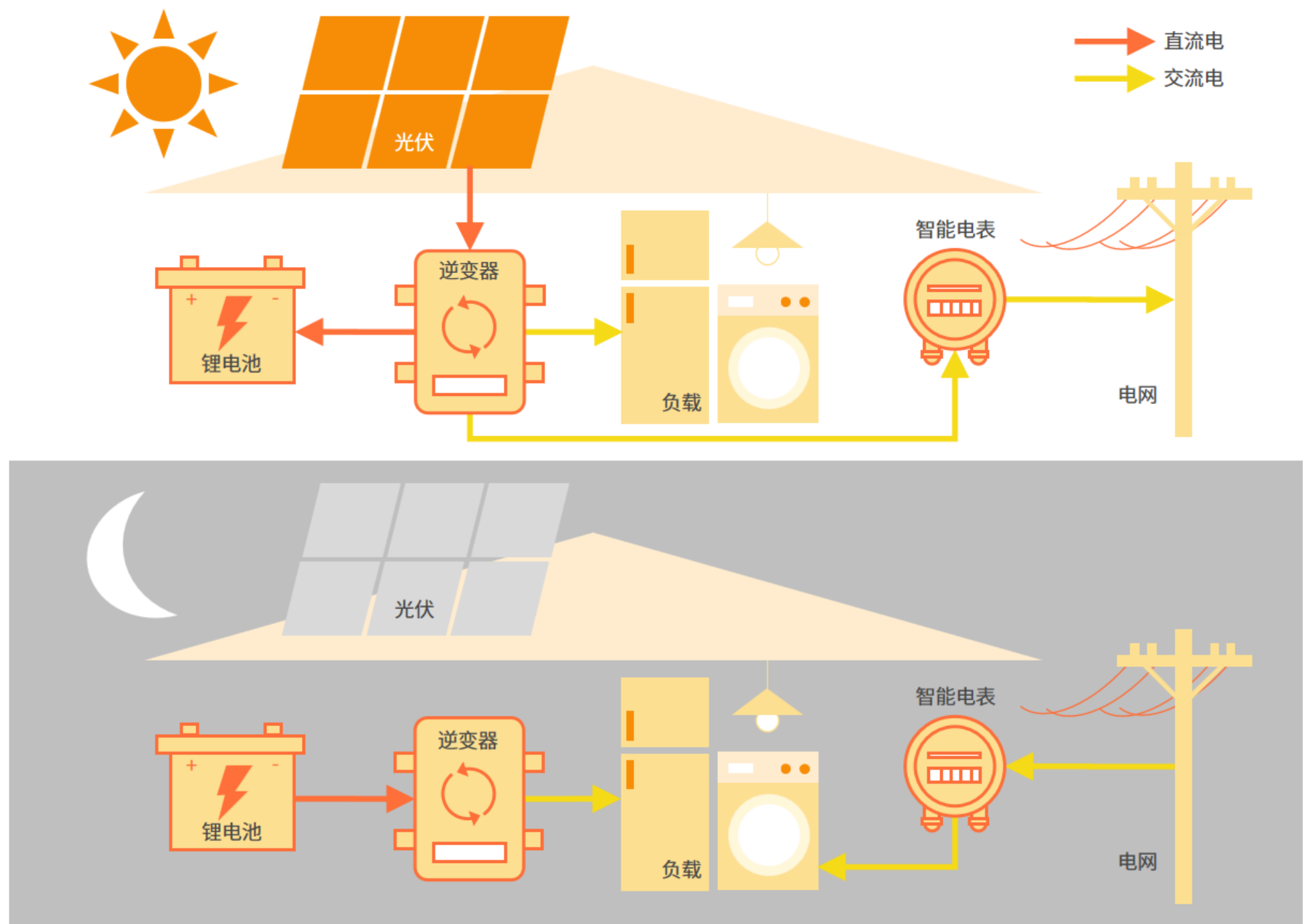
- 储能有源、网、荷三大应用领域，主要作用是提高可靠性、稳定性和风光电消纳水平：
 - 源：平滑风光电功率波动，削峰填谷减少充风充光；为火电提供二次调频辅助
 - 网：电网侧调频调峰，缓解电网阻塞，从而延缓电网扩容
 - 荷：电力自发自用、峰谷套利、降低最高负荷，减少用电成本；提高工商业用户的电能质量
- 储能按以上应用场景分三类：发电侧和电网侧统称为大储（即表前储能）、工商业储能和户用储能。
- 在细分应用场景中，调峰、备用电源、电价套利等能量型需求，需要较长的存放电时间（小时级以上），但对响应速度和瞬时充放电能力要求不高，这一类需求主要通过电化学、抽水蓄能和压缩空气等长时储能来满足。
- 而另一些应用场景，如调频、电能质量和负荷跟踪等功率型需求，对响应速度要求高（毫秒级），但充放电时间通常很短、频次更高，主要应用的是飞轮、电化学和超级电容器等短时储能。
- 电化学储能可兼顾响应快且瞬时功率大、及充放电时间长且容量大两种需求，被广泛应用于各种场景。



户用储能+光伏，电力自发自用，经济性突出

- 户用储能系统主要应用于安装了户用分布式光伏的家庭，白天，光伏发电优先供家用负载使用，多余的电能存储到蓄电池中，仍有富余的情况下可选择性并入电网；夜间，光伏系统无法发电时，电池放电供家用负载使用，不足部分从电网购电。
- 户储系统有助于户用光伏自发自用，大幅节约电费支出，也能作为应急电源，保障用电稳定性。特别是对于高电价、高峰谷价差或电网老旧地区的家庭，购置户储系统具备较好的经济性。
- 户储装机规模通常在10kWh级，单机装机规模小。因为电化学储能部署灵活、量产技术成熟、安装运维简便，目前户储均采用电化学储能技术路线。
- 居民用电方案可分为电网购电、仅光伏和光储系统三种，据欧洲2020年居民用电量数据，假定家庭用电为15kWh/天，安装3kW光伏设备发电量为12kWh/天，5kW光伏发电量为20kWh/天。在三种方案中，居民电价和上网电价越高、光储系统的度电成本越低，光储发电的经济性越强。

户用光储系统的典型工作场景



数据来源：据公开资料自制

居民用电方案示意（以欧洲为例）

方案	电力来源	每日用电成本
电网购电	全部电网	居民电价*15
仅光伏（3kW）	白天光伏发电 50%自用，50%上网，夜晚电网购电	居民电价*9-上网电价*6+光伏度电成本
光储（5kW光伏+10kWh储能）	完全自用，余电上网	光伏度电成本+储能度电成本-上网电价*5

数据来源：OECD

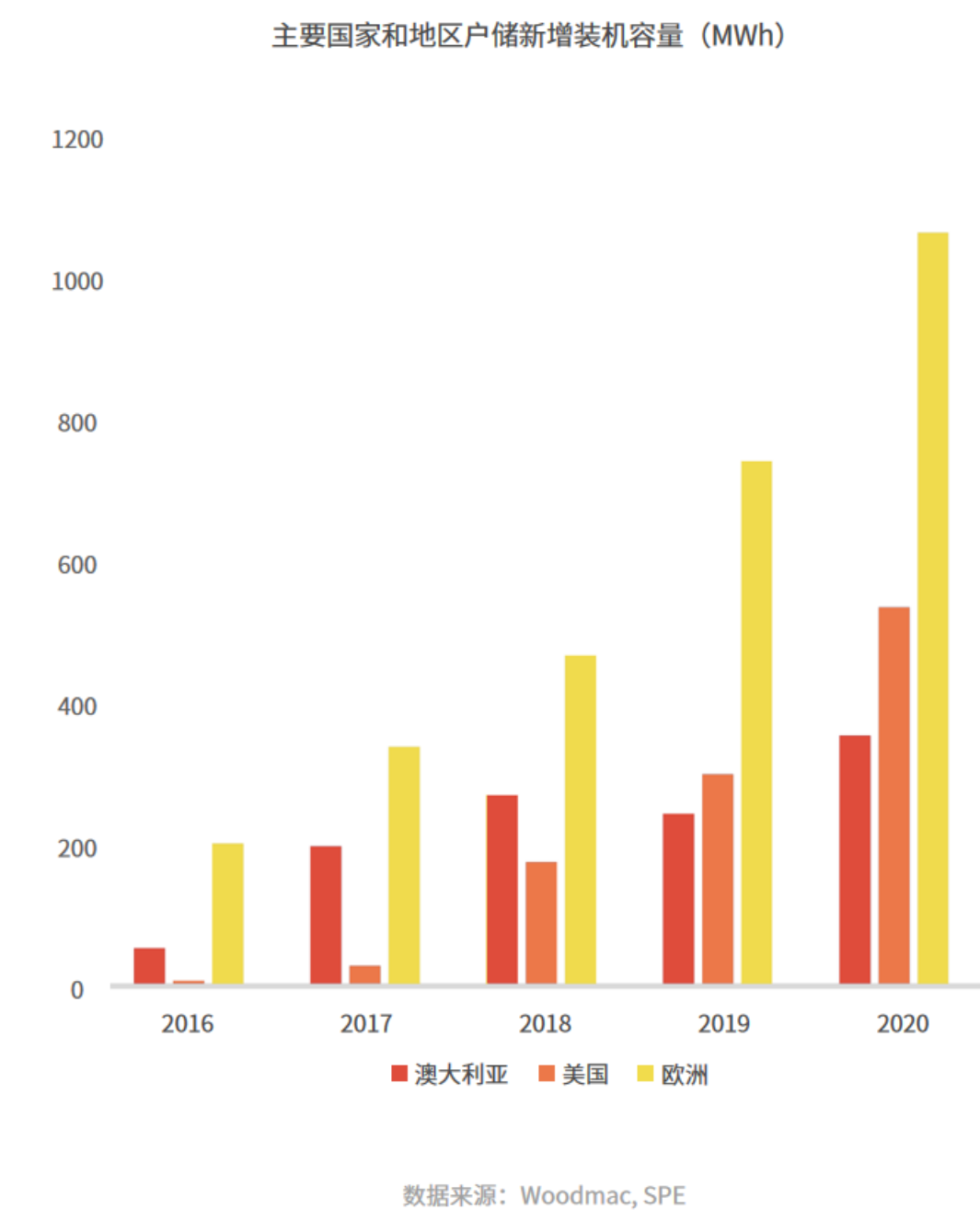
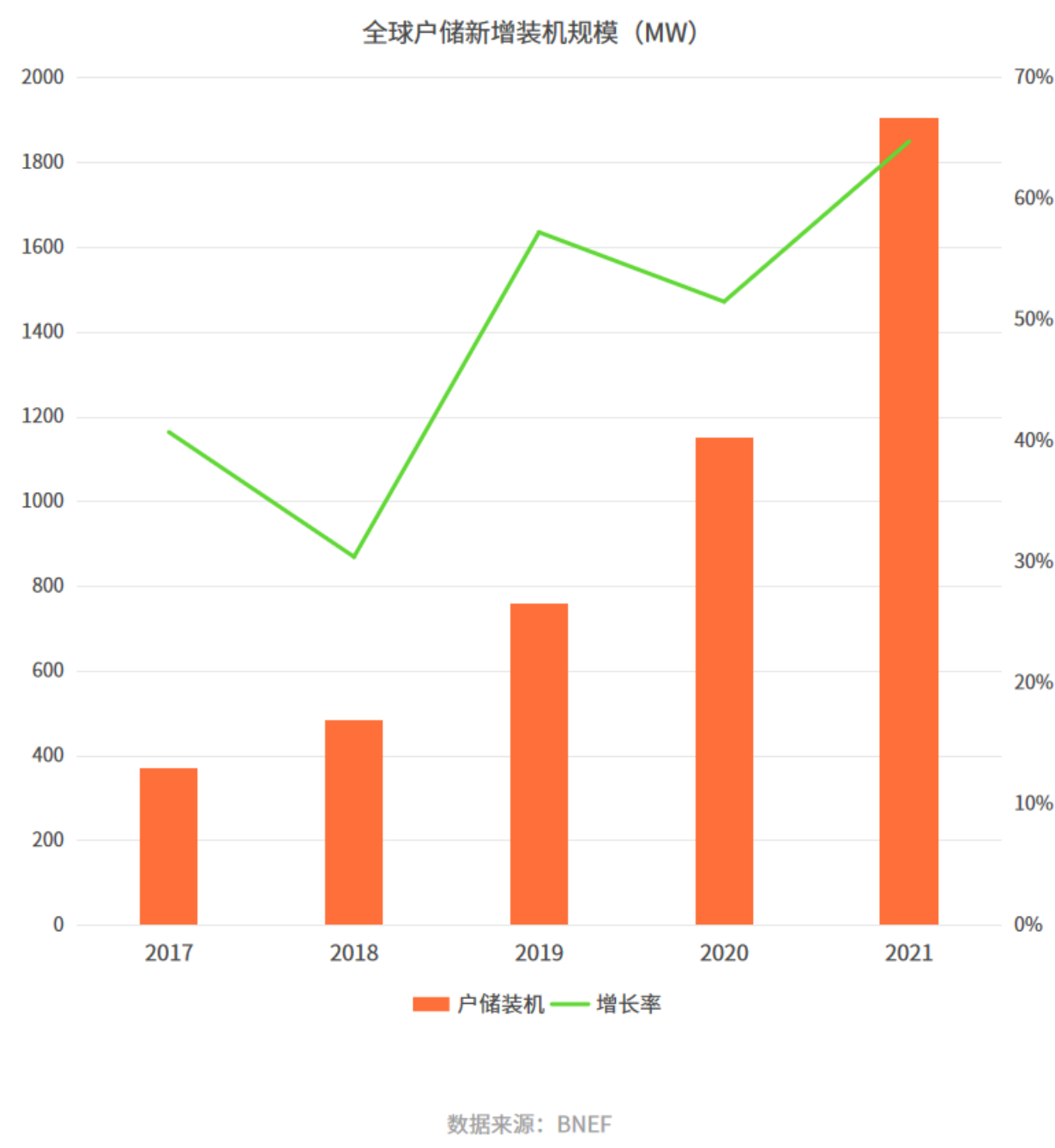
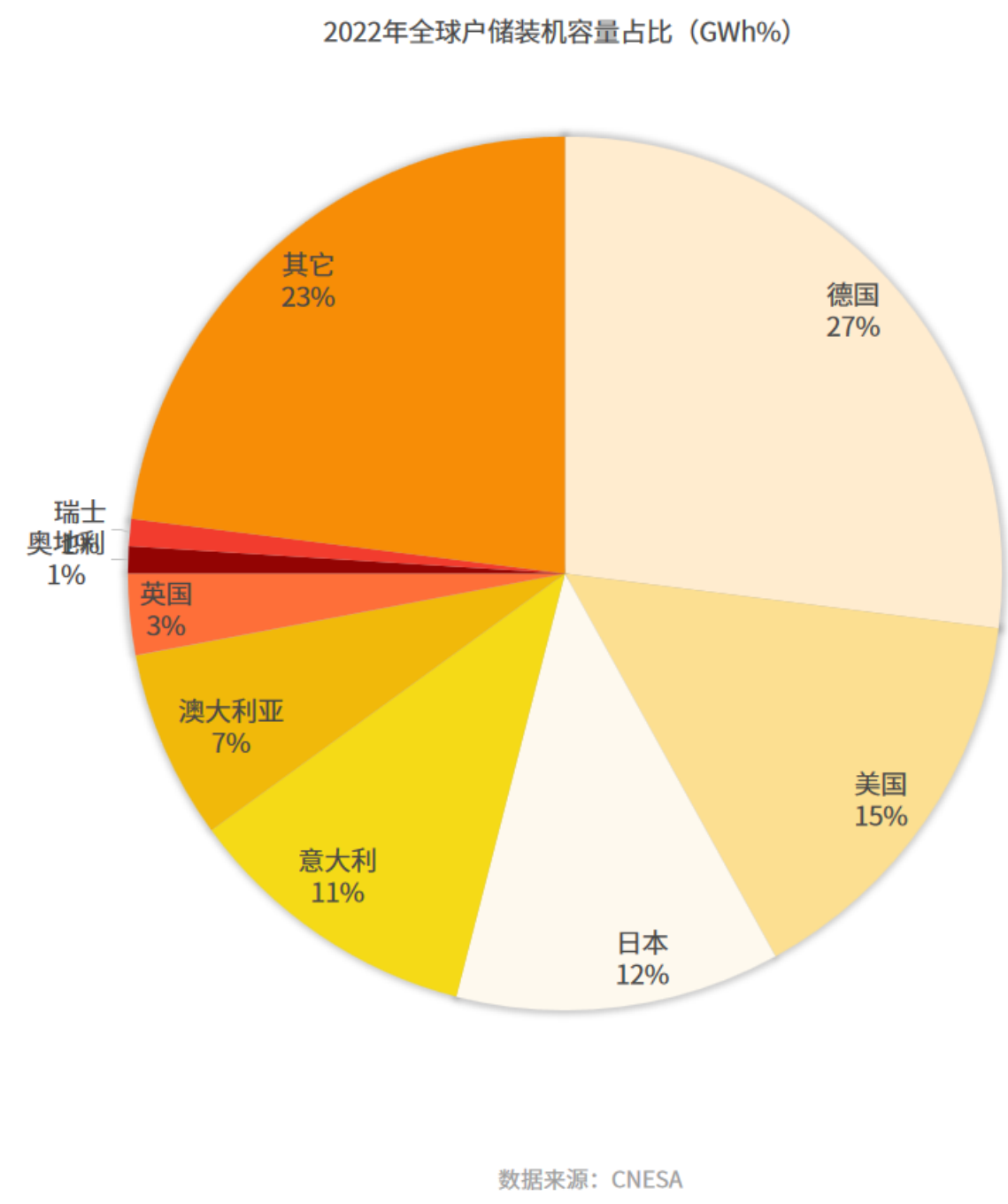
不同光照条件下的光储工作逻辑

光照条件	工作逻辑
光照充足，光伏供电，电池充电	$P_{\text{电池}} = P_{\text{光伏}} - P_{\text{负载}}$
光照不足，电池补充	$P_{\text{负载}} = P_{\text{光伏}} + P_{\text{电池}}$
无光照，电池供电	$P_{\text{负载}} = P_{\text{电池}}$
无光照，电网补充	$P_{\text{负载}} = P_{\text{电池}} + P_{\text{电网}}$
无光照，电网供电，谷时充电	$P_{\text{电池}} = P_{\text{电网}} - P_{\text{负载}}$

数据来源：据公开资料自制

户用储能发展现状：增长提速，由欧美日澳主导

- 全球户储市场于2017年左右进入快车道，至2021年装机规模CAGR超50%，新增装机容量五年CAGR超60%，2022年全球户储新增装机量7.1GW/15GWh，装机容量较2021年同比增长134%。
- 中国目前户储市场规模较小，海外户储市场均由发达国家和地区主导。欧美日澳四大市场合计占比全球户储装机量的80%以上，其中德国在所有国家中占比最高，而且优势仍在扩大，累计和新增装机量均位列全球第一，与意大利、英国等国一起，使欧洲在存量和增量维度上均成为全球最重要的户储市场。
- 美国户储起步晚于澳大利亚，但增长迅速，于2019年新增装机量超过澳大利亚；日本紧随其后位居三甲，占比12%，但日本作为最早普及屋顶光伏的市场，在经历了2013-2016年的疾速扩张后，后续增长乏力，其装机量全球占比逐年下滑。
- 近两年随着光伏渗透率提升、锂电池价格下探和全球能源紧张，户储发展已开始扩散至世界的其他地区，尤其是发展中国家，虽然目前的规模较小，但增长潜力巨大。2020年，德美日澳合计占比全球户储市场的80%，而仅两年后四国占比就下降至61%，显示市场将从先行者领跑的早期阶段至高速增长的普及阶段转变。



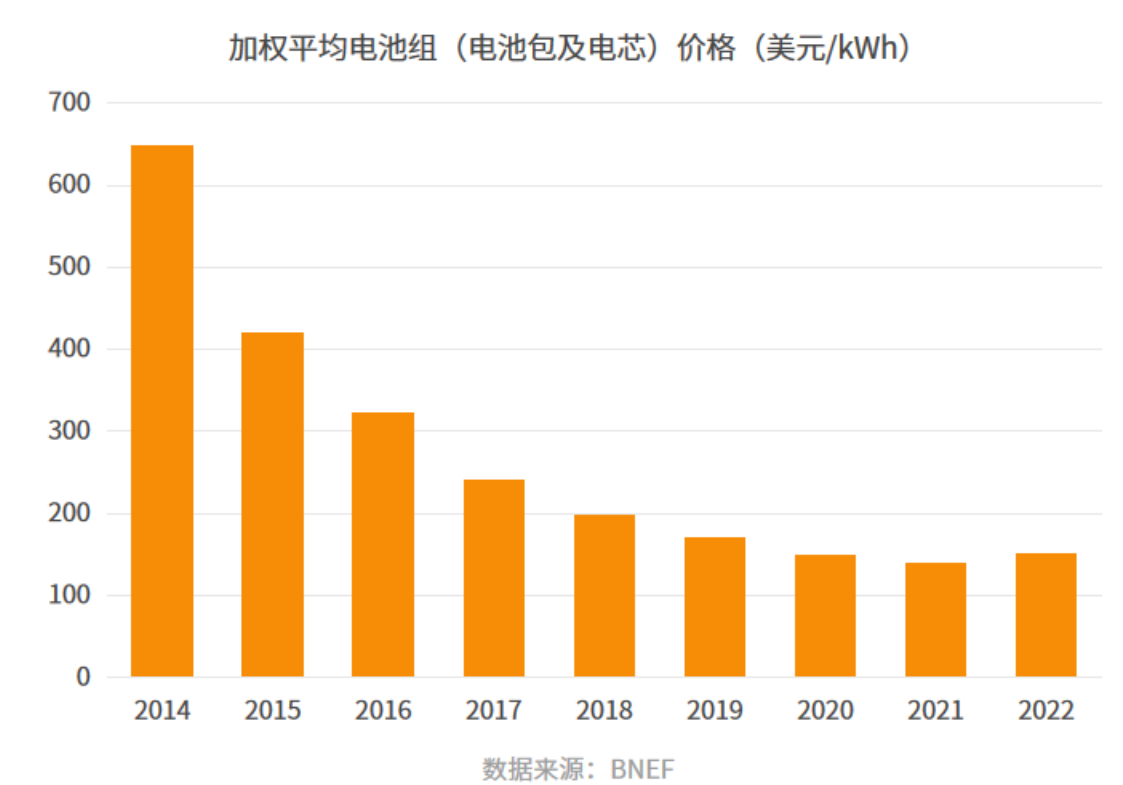
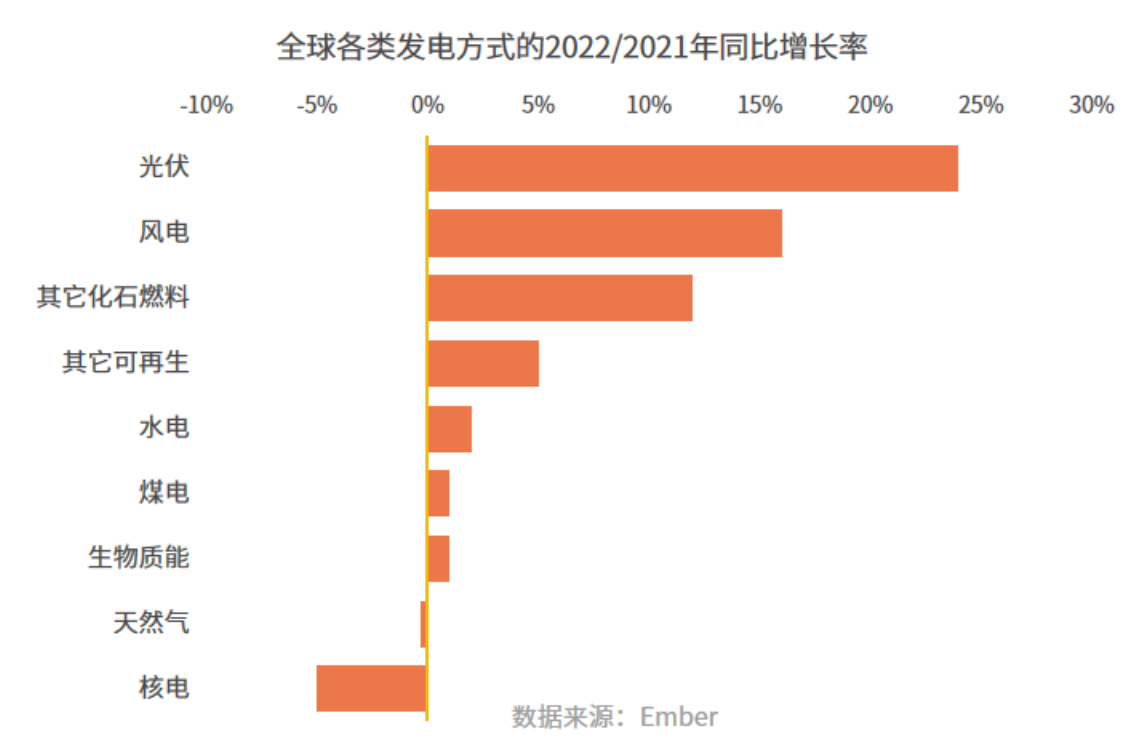
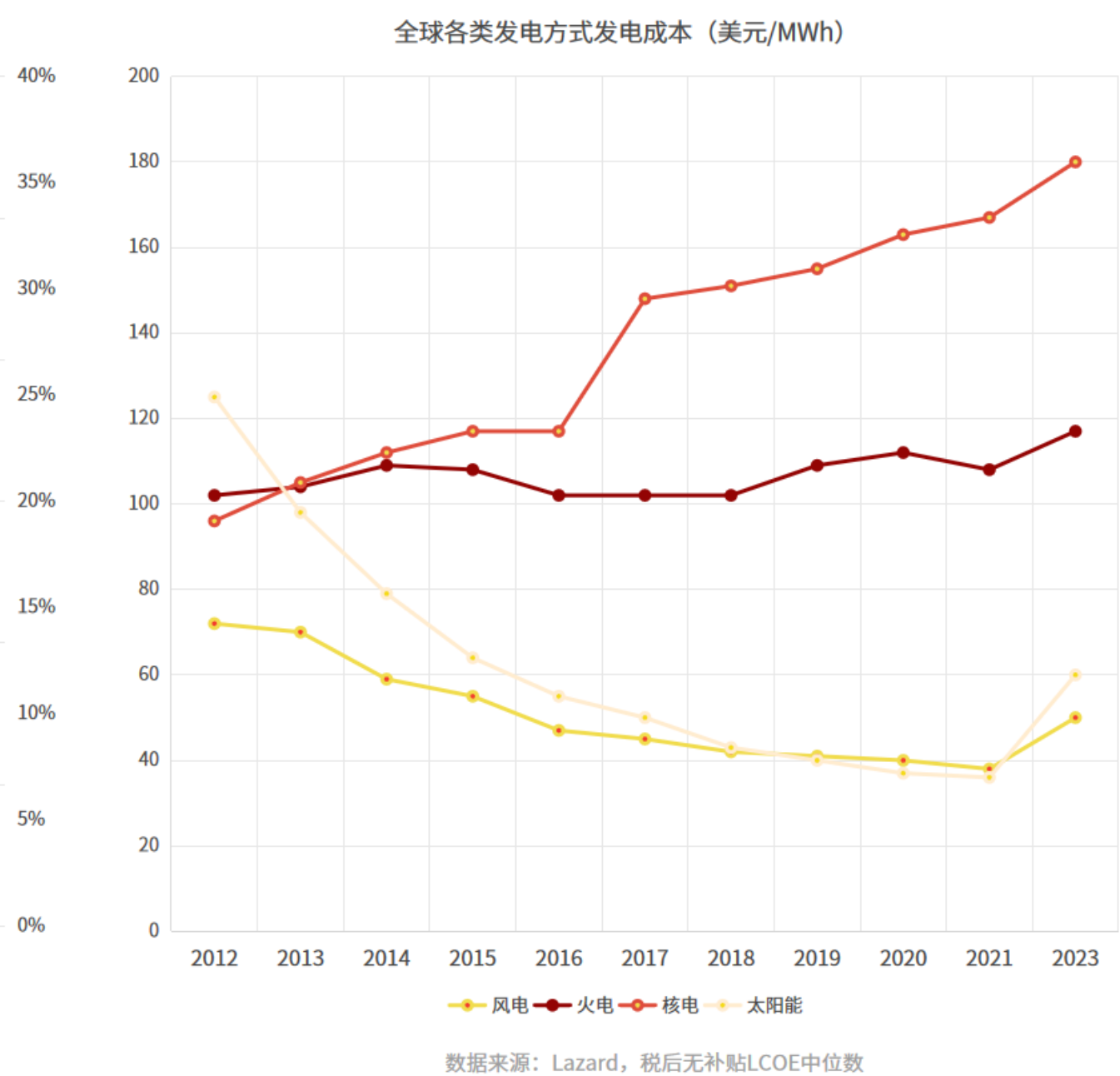
02

户用储能发展的驱动因素

经济性、用电稳定和政策激励

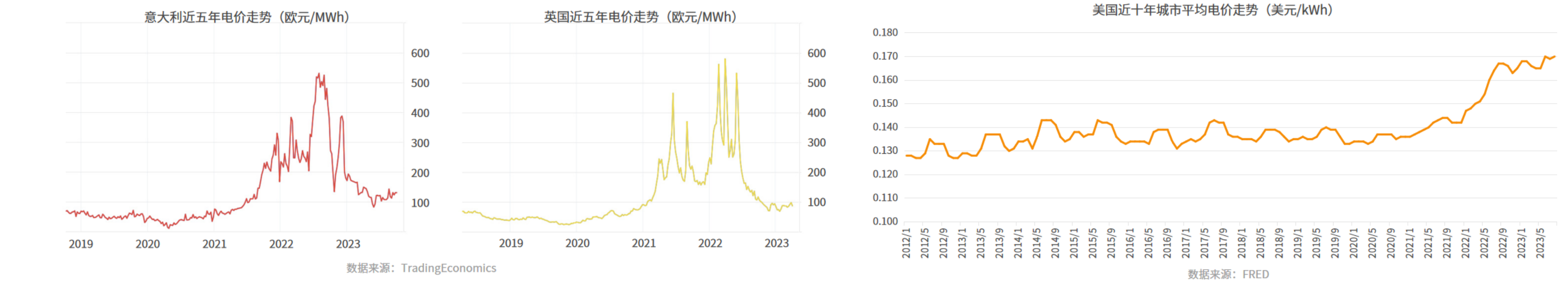
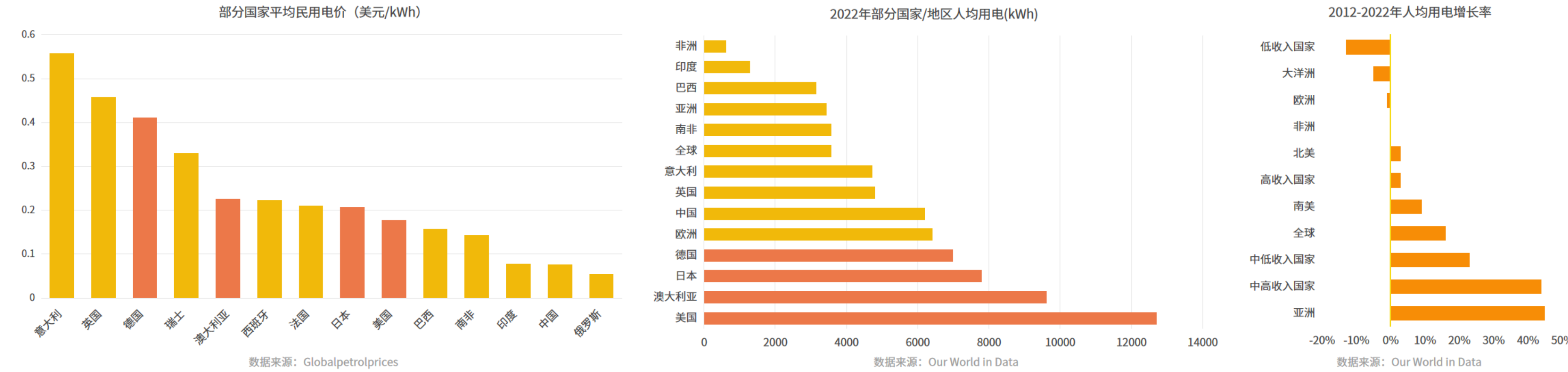
一、户用光伏的稳步发展和成本下降带动户储普及

- 在俄乌冲突和天然气短缺催化下，各国加速能源独立和能源多元化发展，以期减少对于单一能源的供应依赖，促进了光伏市场的蓬勃发展。光伏是增长最快的发电方式，2022年全球光伏新增装机量高达250GW，全球累计装机突破1TW大关，各区域市场总体保持逐年增长趋势，到2030年预计将达到1TW左右的新增装机量，累计安装量达到6TW。其中，户用光伏装机量占比近40%，虽然增速预计将放缓，但仍维持13%左右的年增长率，2025年预计累计装机量将突破200GW。从渗透率来看，目前澳大利亚、美国、德国、日本的户用光伏装机容量占总光伏装机的比例分别为66.5%、25.3%、34.4%、29.5%，为中国的十倍以上，具备良好的户储基础。
- 光伏系统的成本构成中，光伏组件占比超40%，虽然近两年因芯片紧缺、大宗商品上涨等影响，光伏LCOE首次出现上涨，但光伏度电成本的总体趋势是向下的，随着中国多晶硅的产能提升，此前供应链上下游的产能错配将有所改善，硅料成本将持续下行，光伏LCOE有机会在2030年达到23-29美元/MWh上下。
- 而作为储能系统最大的成本，锂电池组的价格不断下行，虽然在2022年首次同比上升，但2023年锂电池组加权平均价格预计再创新低，2024年有望突破100美元/kWh的关口。主要成本下探，将进一步突出光储系统的经济性，有利于户用光储下放至发展中市场。



二、全球人均用电稳步增长，居民用电成本攀升

- 能源危机下，欧美用电成本不断攀升，欧洲现货市场平均电价由2019年年底的约50欧元/MWh一度飙升至历史最高300欧元/MWh以上，即便2023年起天然气紧缺情况缓和后，欧洲电价仍高于于疫情前的水平，而美国城市电价综合通胀等多种因素，仍在持续上涨，将提升居民对自发自用的光储需求。
- 发达国家的人均用电量远高于亚非拉国家，户储主要四国美国、澳大利亚、日本和德国2022年人均用电量依次为14099/11195/8527/7819kWh，远超全球平均3577kWh的用量。虽然随着人口老龄化、传统电厂减容等影响，欧澳等地区人均用电持续收缩，但全球居民用电需求由亚洲引领，仍在稳步增长。从世界范围看，尤其在中等收入国家，零碳排叠加人均用电需求增加，将催化可再生能源及储能的民用市场。

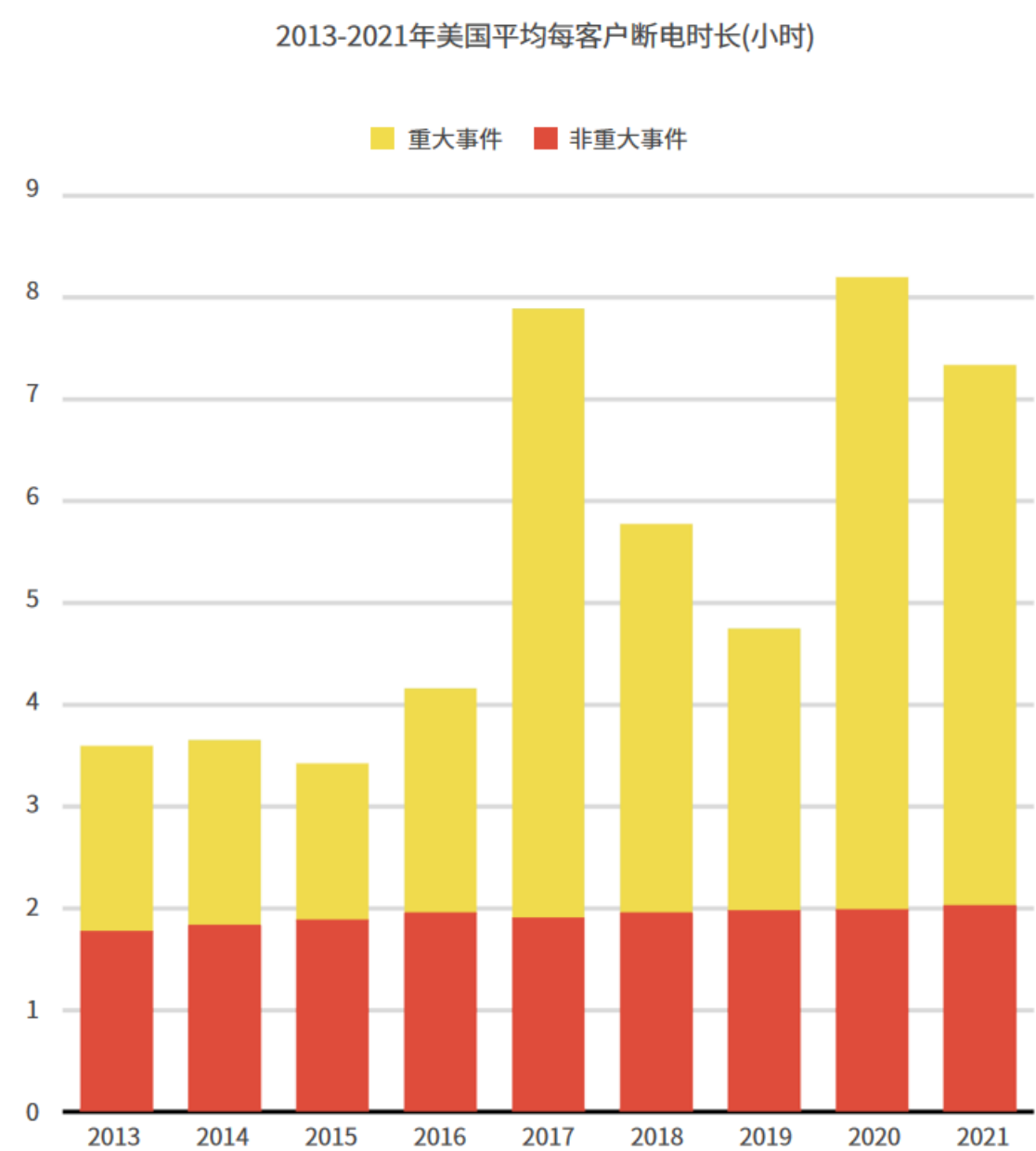


三、电网老旧、供电可靠性不足导致停电频发

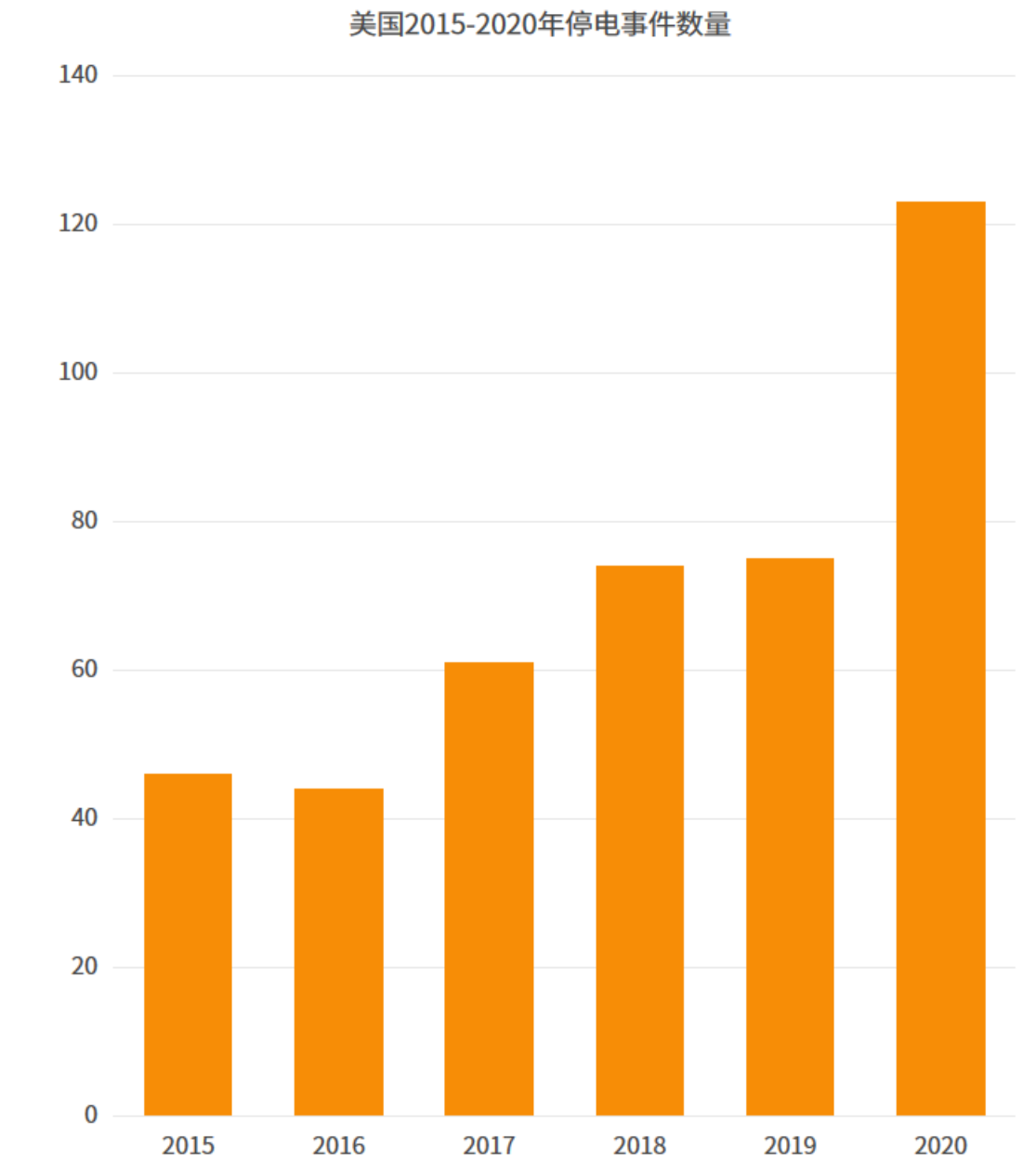
- 近年来全球范围大型停电事件频发，主要是因为极端天气影响，以及供电系统可靠性弱，近五年停电频发的国家包括美国、澳大利亚等发达国家，也包括南非、阿根廷、印度和巴基斯坦等发展中国家，北美、拉美和南亚是停电重灾区。
- 欧洲大力发展新能源，实行了激进的退煤、退核政策，2020年煤电占比为15%，对比2017年下降7%，核电占比20%，对比2017年下降2%。同时，欧洲新能源发电量占比大幅提升，2020 年可再生能源发电量占比43%，对比2017年提升10%。新能源占比的增加对电网稳定性造成冲击，面对极端情况和天气时缺乏弹性，储能作用愈加突显。
- 欧美电网建设高峰期在20世纪70-80 年代，目前已进入集中老化期。美国电网结构在上世纪 50 年代已基本成型，2021年ASCE将美国能源系统评为“C-”级，认为美国电网脆弱，部分零部件超过其预期使用寿命50 年，而70%的输配电线路进入寿命末期。电网老化导致电网维护成本飙升，输配电价格占总体电价40%以上，同时也带来更频繁和更长时间停电，加上飓风、洪涝、雪暴、山火等极端自然灾害频发，导致的停电波及范围较广，供电可靠性挑战巨大。2021年美国人均断电时长超过7小时，而且停电次数逐年增加，2020年发生超过120起重大停电事件。
- 澳洲由于天气炎热及山火等原因，夏季电网负荷较重、跳闸频繁，偏远地区断电时常发生。南非、印度等发展中国家由于电网基础设施建设不足，电力供应难以保障。户储可在电厂事故或者极端自然灾害事件中提供应急电源，提高用电稳定性，伴随光储成本下降，分布式的户用光储系统需求将快速增长。

全球大型停电事件频发			
地点	时间	原因	影响规模
突尼斯	2023/9/20	电厂故障	全国停电四小时
南非比勒陀利亚	2023/4/9	电网事故	影响行政首都2500万人
加拿大蒙特利尔	2023/4/5	冰雨暴	影响1100万户，其中数万户停电超过四天
孟加拉	2022/10/4	技术故障/燃料紧缺	影响全国1.4亿人，近年全球最大规模停电
波多黎各	2022/4/8	电厂事故	影响全国1/3家庭和企业
美国德州	2021/2/18	寒流	影响全美550万户，其中得州超过250万人
希腊雅典	2021/2/16	暴风雪	影响7万户
美国中东部	2020/4/12	飓风	影响德州到缅因共4300万户，约9300万人
美国加州	2019/10/9	提前预防山火爆发	影响72.6万户，约200万人
英国伦敦	2019/8/9	电网故障	影响100万人，高峰时段交通堵塞火车停运，航班停飞
美国	2019/7/23	雷暴	影响威斯康辛州和密歇根州80多万，纽约4.6万户
美国纽约	2019/7/13	电网故障	影响7.2万户，地铁运行受阻
阿根廷	2019/6/16	电网故障	影响4800万人，波及巴西、巴拉圭智利

数据来源：公开资料整理



数据来源：EIA



数据来源：UrbanClimateLab

四、税收减免和补贴激励政策，由余电上网转向自消费

- 分布式光储先行国家均出台了相关的激励政策，主要分为两类，一类是**税收减免**，如意大利将家储设备税收减免提升到110%，美国对于高于5kWh的储能系统，到2026年给予最高30%的投资税收减免；另一类则是**资金补贴**，如日本为装设锂电池的家庭和商户提供66%的费用补贴，德国巴伐利亚州为每个容量3kWh以上的储能系统提供500欧元的补贴。
- 当前并网型户用光伏电价主要有**上网电价政策(FiT)**、**净计量**和**自消费**三类政策。德、日、澳等国家近年来FiT补贴价格不断下降，德国FiT余电上网电价在过去15年下降超过80%，日本户用光伏FiT从2019年11月依次到期，到期后的补贴电价大幅降低。目前美国部分州已终止净计量计划，荷兰、意大利等国家也将退出净计量政策。德国自消费模式下，上网电价仅0.06欧元/kwh，而自用的部分相当于以电价0.4欧元/kwh盈利，因此配储后自用更能提高收益率，在FiT与净计量政策逐渐退坡的同时，自消费政策逐步推广，居民布局光储经济性继续提升。

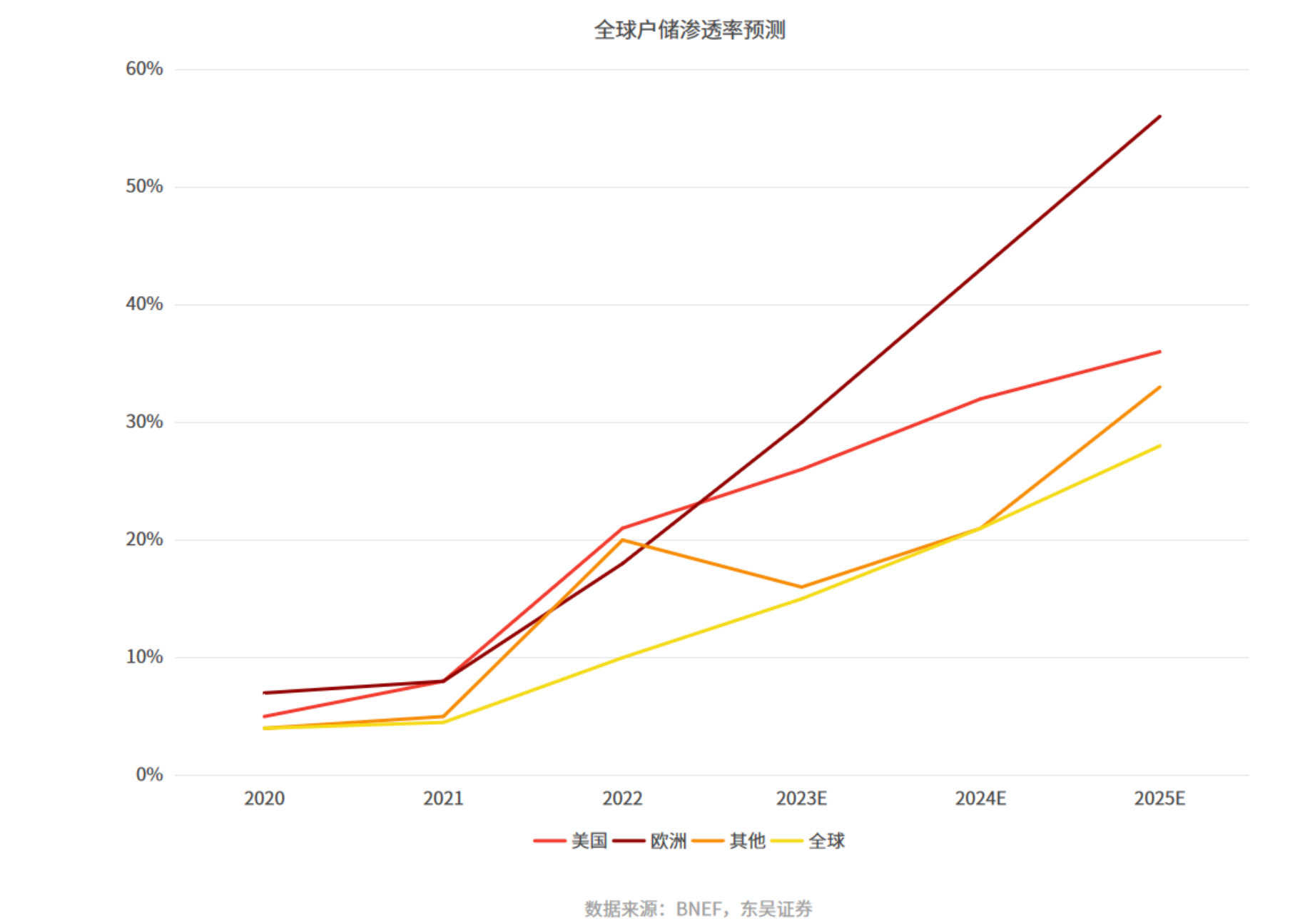
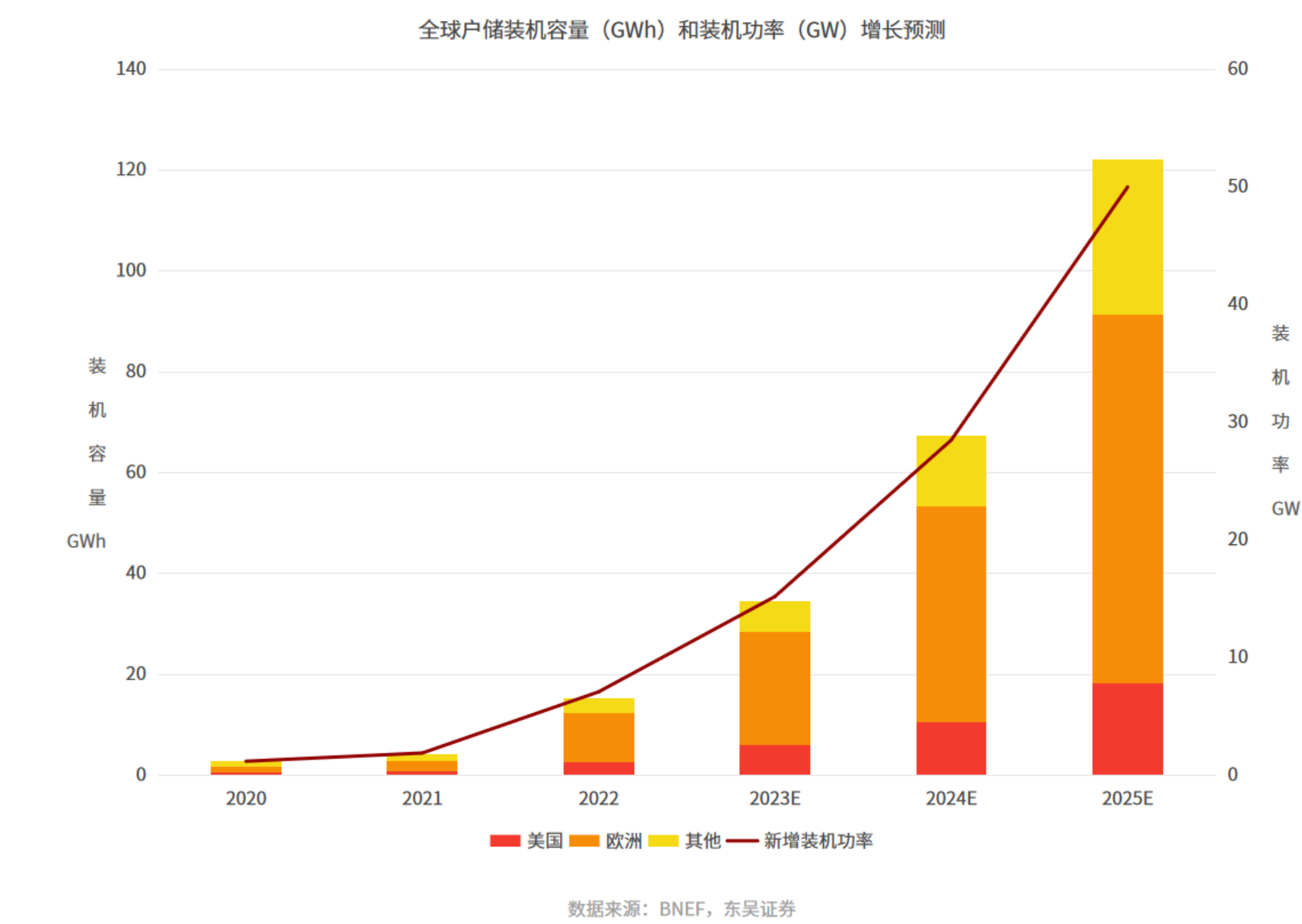
部分国家户用储能补贴政策梳理		
国家及地区	政策内容	上限
美国	美国对于高于5kWh的储能系统，到2026年给予最高30%的投资税收减免。加州SGIP，按照容量和时长补贴，2MWh以内全额补贴，持续到2026年。	30% 加州分档、容量、时长
日本	日本经济产业省(METD)出资约为9830万美元的预算，为装设锂电池的家庭和商户提供66%的费用补贴。	
比利时	储能系统补贴为250欧元/kWh，每个系统最高补贴为3200欧元。补贴金不应超过系统成本的35%，该计划总预算为3500万欧元。	
意大利	为推广“分布式光伏+储能”项目，政府将投入2000万欧元的直接补贴，工商业主和住宅用户“分布式光伏+储能”项目可直接获得项目成本50%的补贴。已安装的光伏系统配置储能设施可以享受100%的补贴。税收减免政策:与翻新项目相关的光伏装置将享受110%的税收减免。	10万欧元
比利时	安装电池容量的250欧元/kWh	35%，3200欧元
奥地利	在2020年到2022年期间每年拨出3600万欧元，为光伏和储能项目提供资金。政府在取消对屋顶安装太阳能电池板的住户征收太阳能税之余，太阳能屋顶发电还将获得250欧元/千瓦补贴，储能装置则将获得200欧元千瓦小时的补贴。	
瑞典	为255kW以上的太阳能系统推出租税减免制度，家用储能设备提供相当于成本6成的储能装置补贴，包括电池、BMS。	5600美元
瑞士	30%的太阳能安装补贴	
澳大利亚	电池储能支持计划按比例提供补助金，持有优惠卡的人每千瓦时补助600美元，其他人每千瓦时补助500美元。10kWh的电池最多可获补助6000美元，5kWh的电池最多可获补助3000美元。	
南澳大利亚州	贷款1亿和补贴,500美元/kwh,低保户，600美元/kwh	6000美元
澳大利亚维多利亚州	4000万澳币年收入少于18000美元,电池安装成本的50%	5000澳币

数据来源：中国能源网

光伏上网电价政策				
类别	政策阶段及电价	优点	缺点	适用地区
上网电价政策(FiT)	促进光伏装机	- 发电/用电分开，保证光伏电量全额收购 - 不存在发电时段与负荷不匹配的问题 - 购电合同 (PPA) 收益透明有保障，开发商容易介入 - 用户用电全部缴费，不影响电网营业额 - 电网企业仅承担标杆电价部分，差价由国家补贴 - 所有电量都经过正常交易，国家税收不受损失。	- 国家需要支付更多资金 - 大小客户都要与电网企业签订PPA，增加交易成本 - 中小用户需解决工商和税务等问题	奥地利 法国 德国 瑞典等
	光伏电价>电网零售电价			
净计量	光伏逐渐成熟，国家缩减补贴	- 节省国家资金 - 全年用电量大于光伏发电量时没有电量交易、额外服务和交易成本 - 不存在发电时段与负荷不匹配的问题 - 不存在中小用户工商税务问题	- 减少电网企业营业额 - 所有光伏电量都不经过交易，国家税收受损失 - 电网计费电表须设计成双向计量或允许倒转，失去防偷电功能	美国大多数州 比利时 匈牙利等
	光伏电价<=电网零售电价			
自消费	光伏成熟，国家无电价补贴	自发自用光伏电量抵消电网电量，不做交易，国家也不用支付电价补贴，节省国家资金	- 减少电网企业营业额 - 自用光伏电量不经过交易，国家税收受损失 - 反送电量需要交易，增加交易成本 - 中小用户需要、解决工商和税务等问题 - 电网计费电表须设计成双向计量或允许倒转，失去防偷电功能	德国 奥地利 法国 日本 澳洲等
	光伏电价<电网零售电价			

数据来源：PV Magazine

- 在户用光伏市场的持续发展、光伏和储能成本下降、人均用电需求和电价保持高位、欧美电网供应日趋不稳定、各国政策刺激等多方面因素的驱动下，全球户用储能装机将迎来高速增长，2025年户储新增装机功率和容量预计将达到50GW/122.2GWh，2021-2025年CAGR预计达到126%/130%，2025年全球户用储能出货80GW/195.5GWh，其中美国和欧洲户储装机容量分别为18.2GWh和73.1GWh，2021年-2025年CAGR分别为112%和145%。
- 全球户储渗透率有望加速提升，预计到2025年户储渗透率将达28%，其中美国和欧洲虽然是最大的两个增长市场，但目前渗透率水平仍处低位，预计即将进入加速增长阶段，美国户储渗透率有望从2021年的8%提升至2025年的36%，欧洲户储渗透率有望从2021年8%提升至2025年56%。



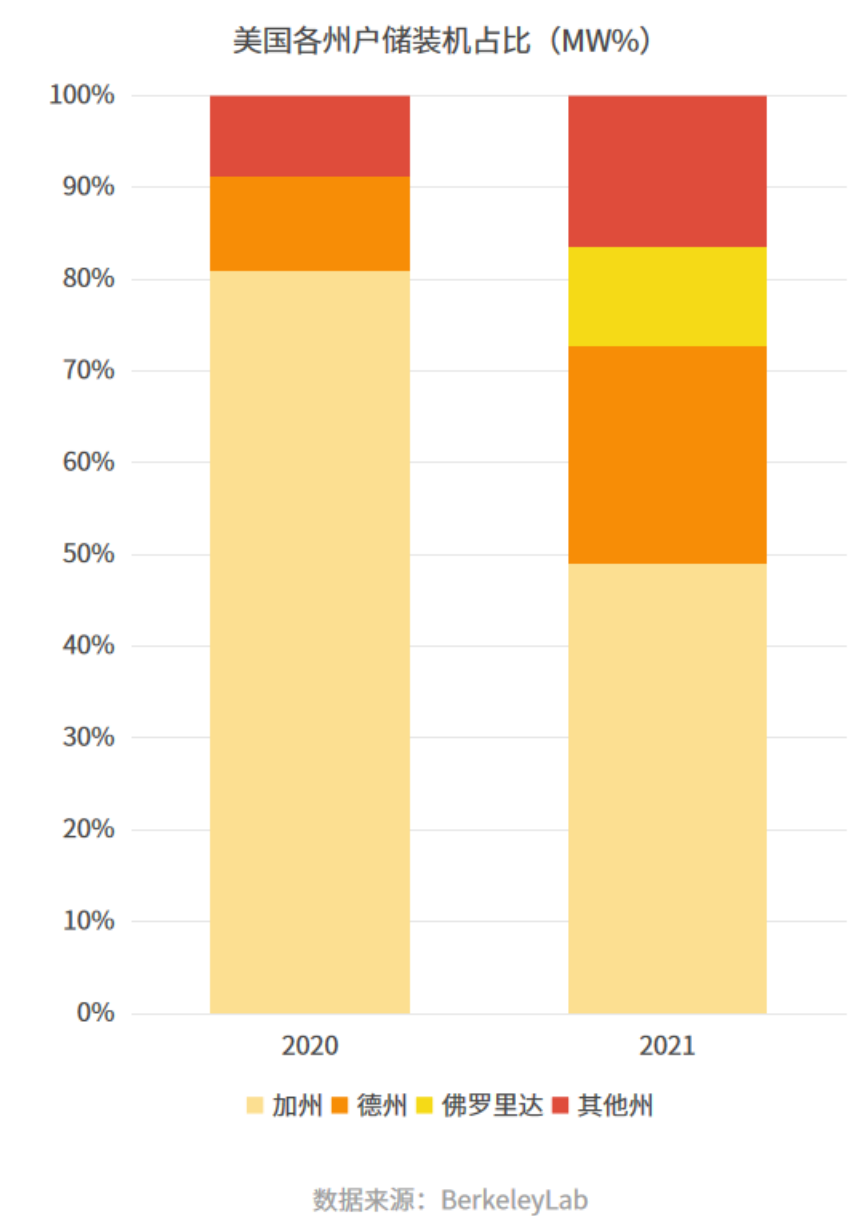
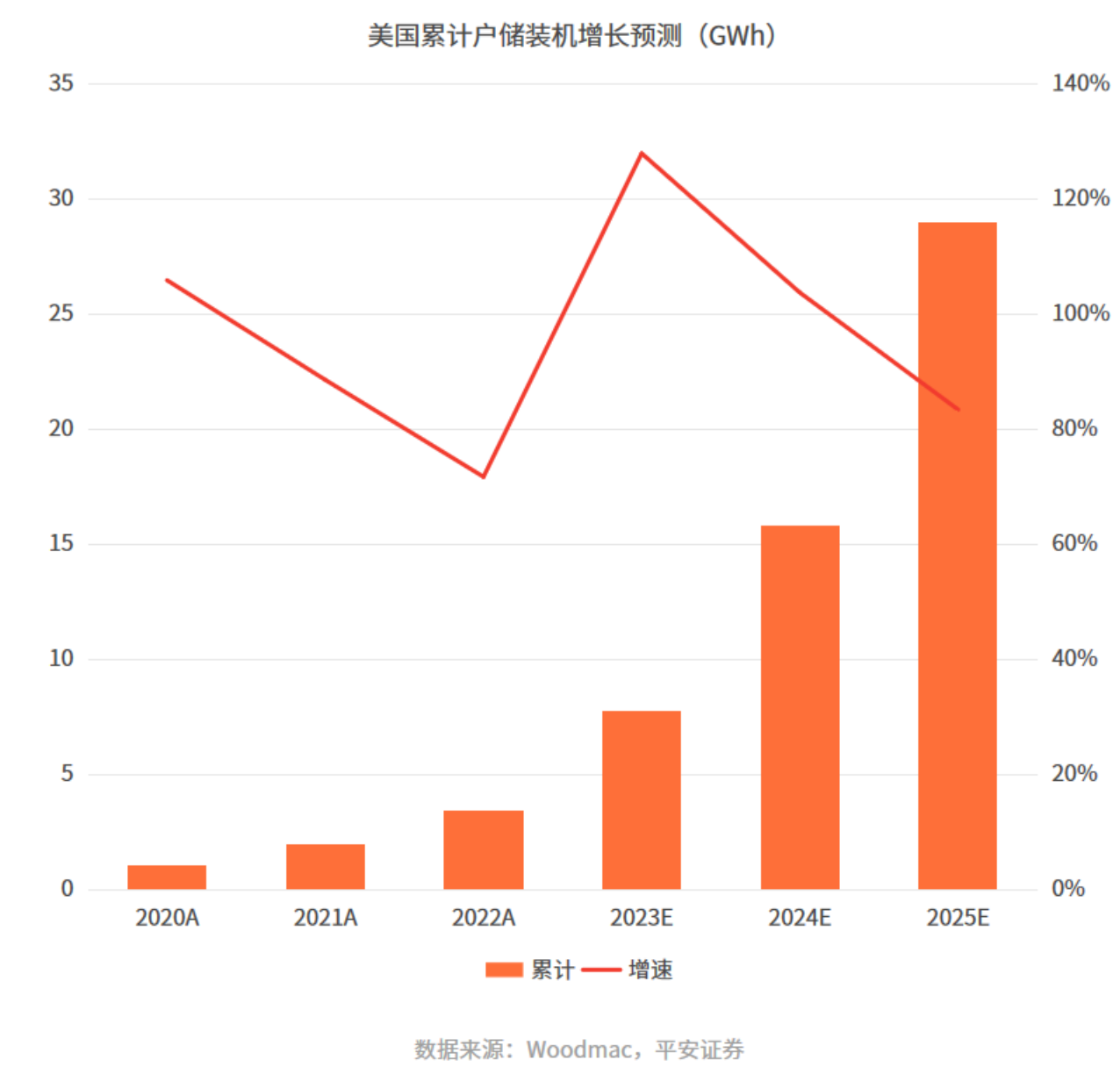
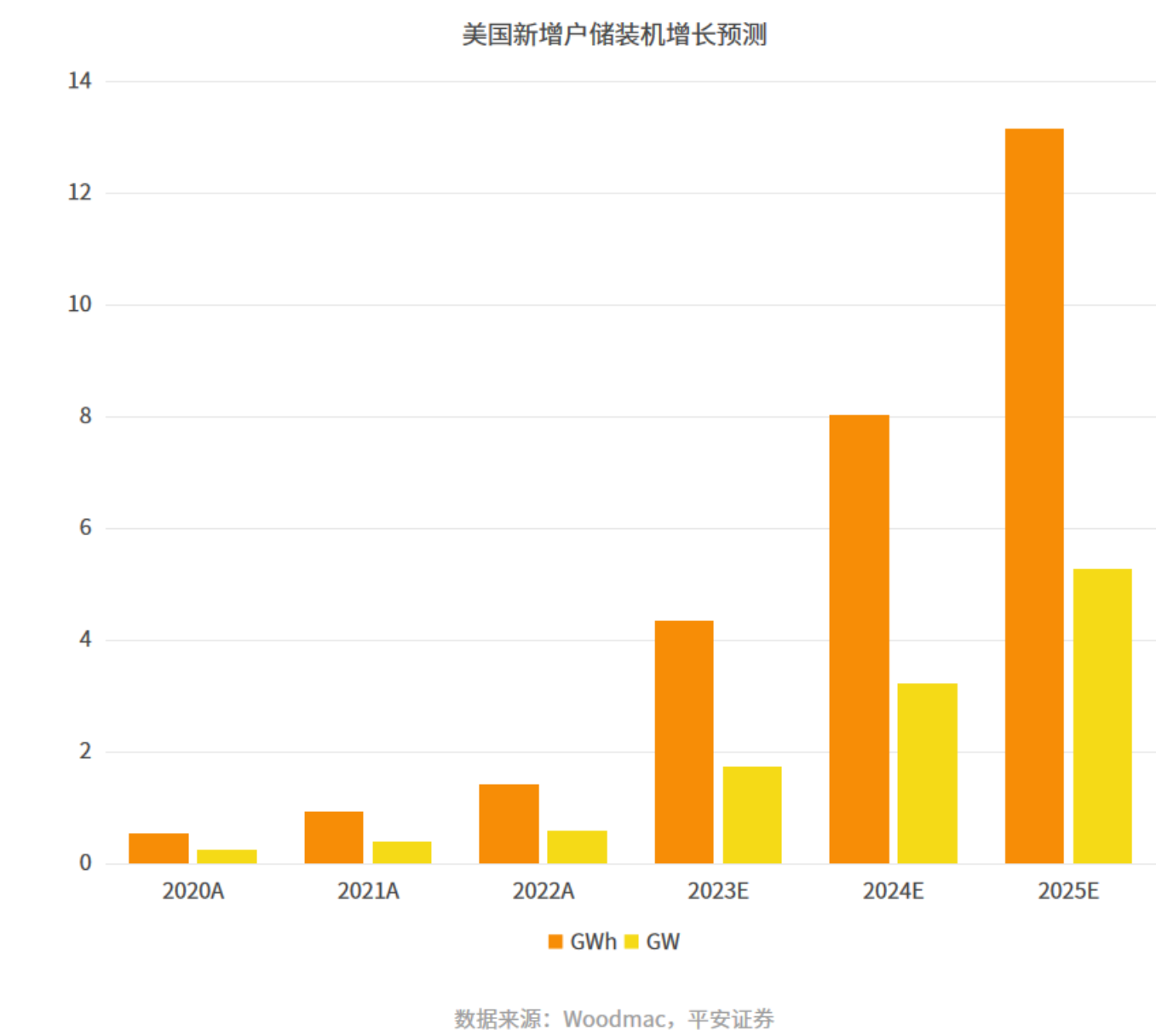
03

美国户储市场

政策加码、需求上升，爆发在即

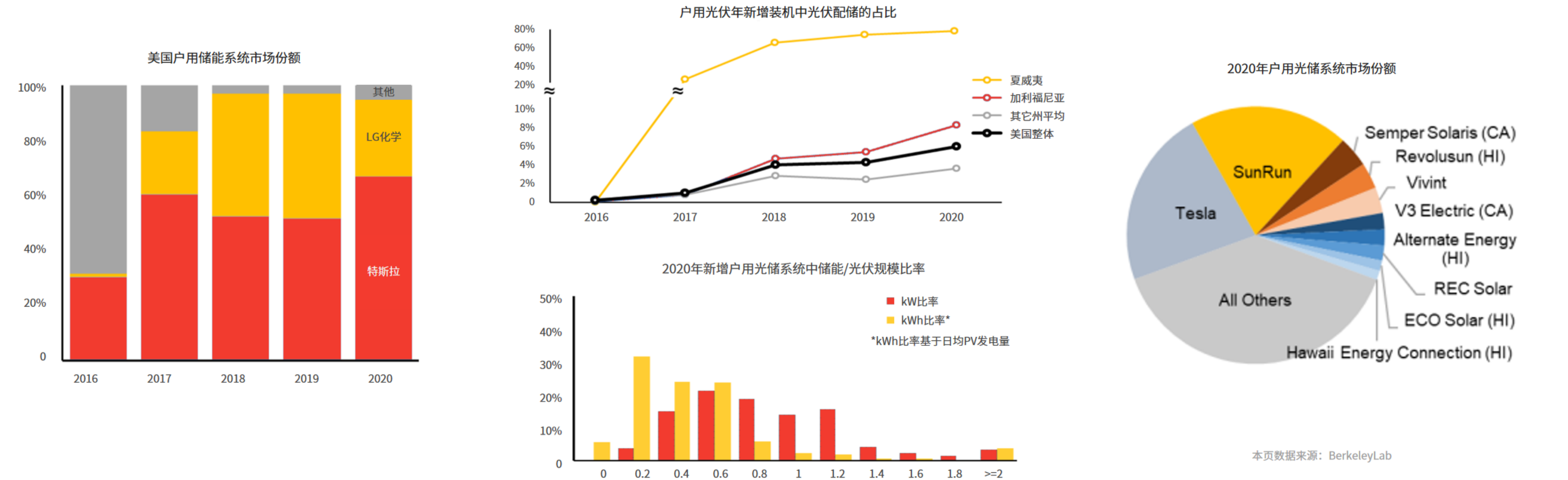
户储概况：新增户储持续翻倍，进入爆发轨道

- 美国是全球最大的储能市场，以表前大储为主，户储在2021年新增装机占比仅为9%，基数较小，增长潜力巨大。2022年户储新增装机593MW（同比+46.8%），2017-2022年CAGR达115%。
- 与欧洲互联互通的电网不同，美国本土电网由西部联合电网、东部联合电网、德州电网三大电网构成，区域电网的互联程度较低，也影响了美国储能市场的区域分布。加州、德州分别对应更高的光伏、风电发电占比，及加州无法实现电力完全自发自用、德州电网与外界互联程度较低，使得加州、德州成为美国储能主要装机市场。截至2021年加州储能累计装机量达到2339MW，占全国总装机量的44%，德州储能累计装机量797MW，占比15%，合计占到了全国总装机量59%。
- 在户储层面，预计至2025年美国新增装机容量将达到13.2GWh，累计户储装机将从2019年的0.51GWh高速增长至2025年的15.79GWh，2022-2025年CAGR预计接近110%，户储市场前景可观。
- 加利福尼亚是美国最早推广清洁能源的地区，拥有多座全球最大的太阳能电厂，2021年可再生能源发电占比达37%，也是美国最大的分布式光伏市场之一，2018年加州能源委员会要求四层以下的新住宅需安装屋顶光伏，电化学储能装机量也随之从2019年的250MW，增长近20倍到2023年的5000MW。2021年加州在美国户储装机量占比约一半，长期来看加州仍会是户用光储最大市场。



市场格局：地区差异大，储能市场份额集中

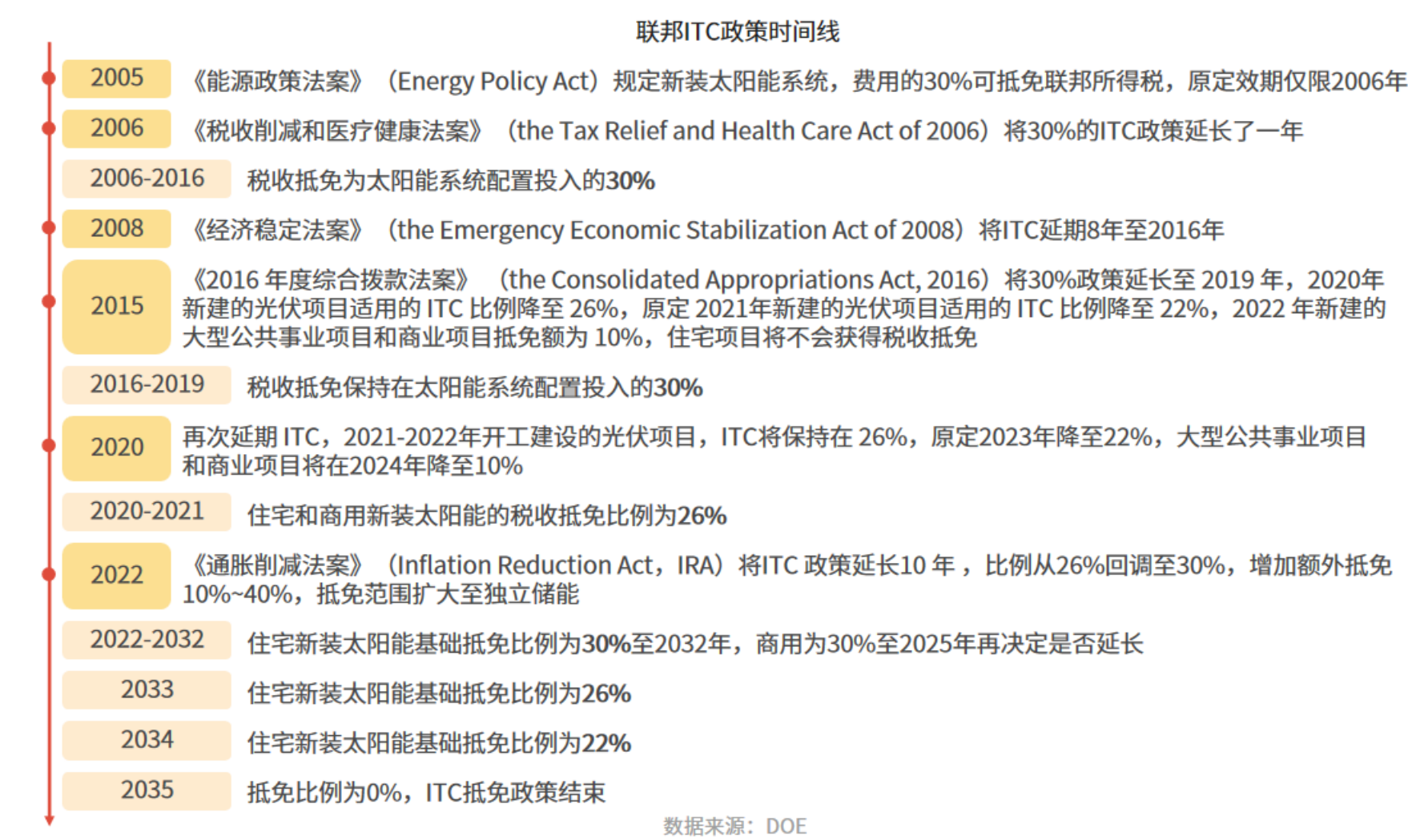
- 美国目前户用光伏安装配储的比例较低，2020年所有新增户用光伏系统只有6%配置储能。但各州差异较大，夏威夷因为净计量的退出刺激，有80%的户用光伏配储，加州受户储系统现金补贴和对山火引发停电的担忧影响，光伏配储率也数倍于其他州，作为最大的分布式光伏市场，拉高了全美平均水平。除加州对光伏安装有硬性要求外，部分州如马萨诸塞要求额定功率超过25%的光伏系统必须配储。这也反映，光照气候和灾害频率、各州政策差异、电网互联和老化程度等因素，导致各地区光伏渗透率、户储规模和光伏配储率差异较大。
- 户储市场高度集中，几乎被特斯拉的Powerwall和LG化学的RESU 10H两款产品瓜分，这两款产品都是典型的5kW功率，分别有2.7小时和1.9小时的储能时长。大部分户储系统可以满足30%~80%的日均光伏发电量。目前主流户储仍是单电池系统，功率在2~8kW之间，电池容量在15kWh以内，储能供电时长在3小时以内。随着光储系统经济性提升、对自发自用和应急备用电源需求加强，未来户储的装机电池数量、功率和容量将会增加。
- 光储市场相对集中，前十系统供应商占比美国市场的六成份额，特斯拉和SunRun各占20%左右，大部分前十的厂商都是加州和夏威夷的企业。



本页数据来源：BerkeleyLab

驱动因素：联邦和各州政策加码

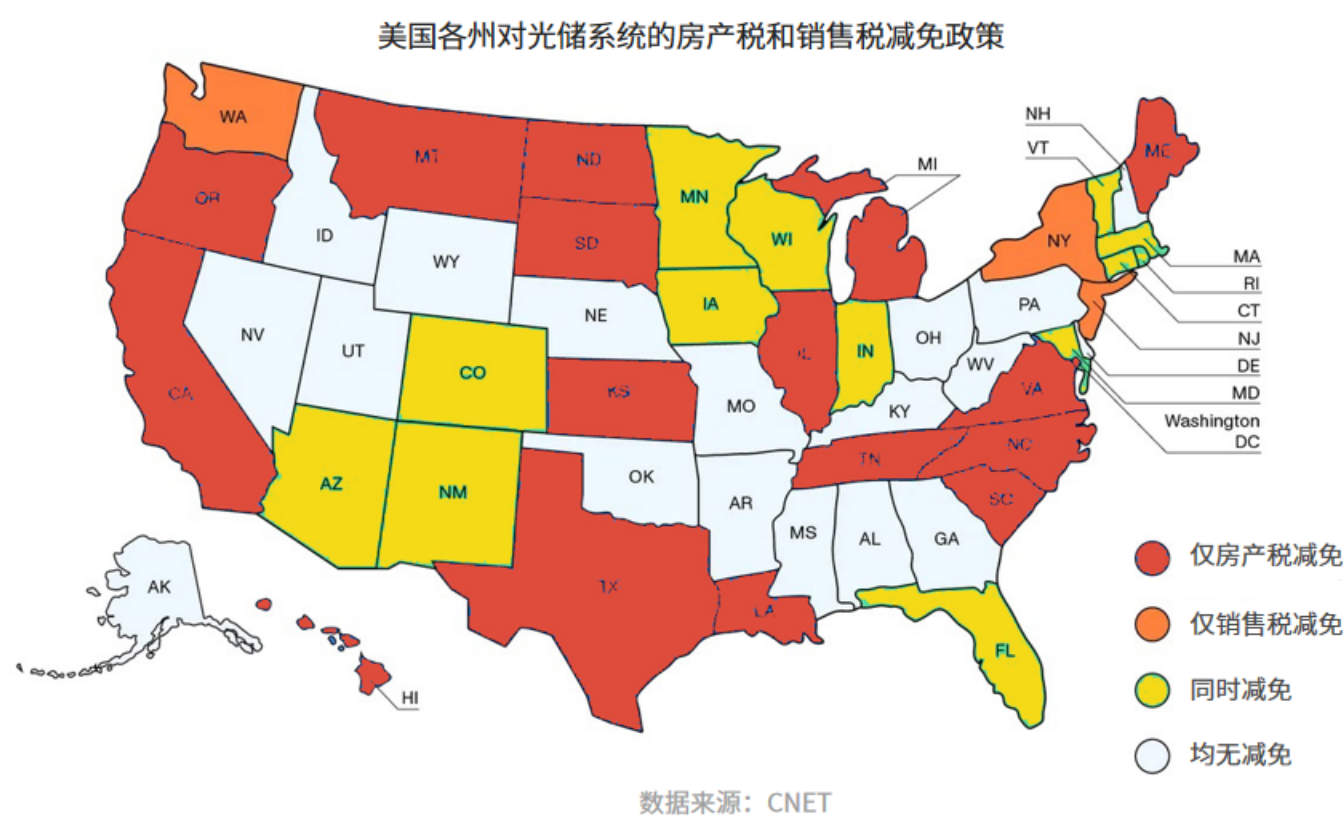
- 在光储用户端，联邦ITC和加州SGIP政策有着重大的推动作用。ITC（Investment Tax Credit，投资税收抵免）政策于2006年1月1日起实施，至今经历多次延期和细则调整，旨在通过联邦税收的抵扣，降低企事业和居民安装太阳能等可再生能源设施的成本。2022年IRA法案宣布政府将拨款3690亿美元用于能源安全和气候投资，加强了ITC力度，在30%的基础抵免外，对印第安人地区、低收入社区、油矿等能源社区或本土制造比例达标的光储系统提供额外的10%补贴，对低收入政府住宅项目提供20%额外补贴，最高合计抵免80%，有助于进一步提高储能渗透率。
- 自供电激励计划（SGIP）自2001年由加州三大电力监管机构之一加州公共事业委员会推出，作为全球执行最久的能源激励政策，见证了加州户用和工商业储能市场的引领性发展。该计划投入了12亿美元预算，分配给加州五大电力公司，用于激励用户配置分布式清洁能源和储能系统，申请通过的用户最高可免费安装储能系统，至2020年6月共计支持安装了750MW的分布式发电和620MW的储能系统，相当于加州约四分之一的累计储能装机量。在2020年再度新增10亿美元重点用于新增储能的激励，以应对日益频繁的山火和预防性停电。
- 针对分布式光储系统，各州政府也陆续推出了一系列激励政策，包括州所得税、房产税和销售税减免及直接补贴等，并允许与多项优惠叠加，大幅降低光储配置成本，充分利好户用光储发展。



美国对光储系统的激励政策一览

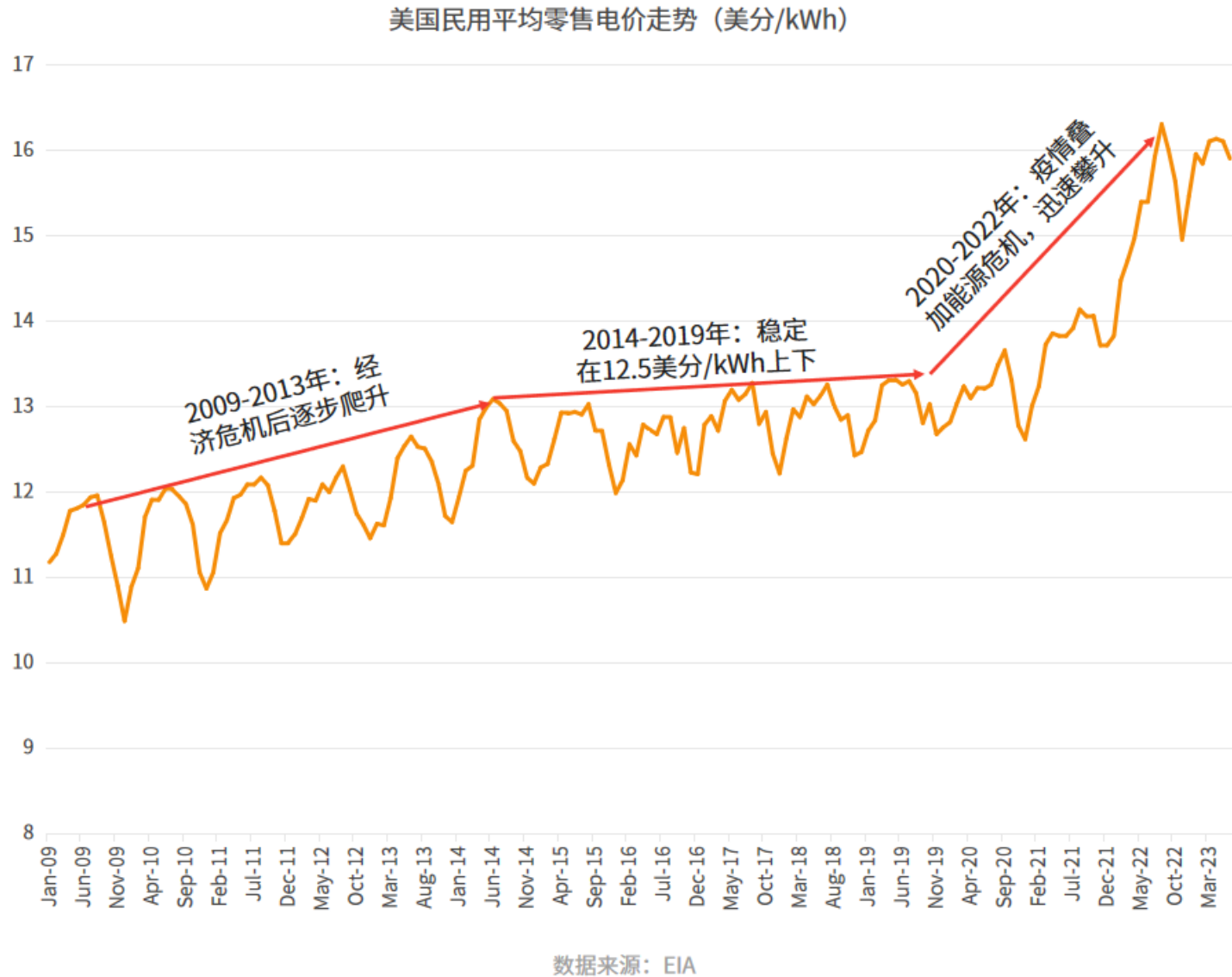
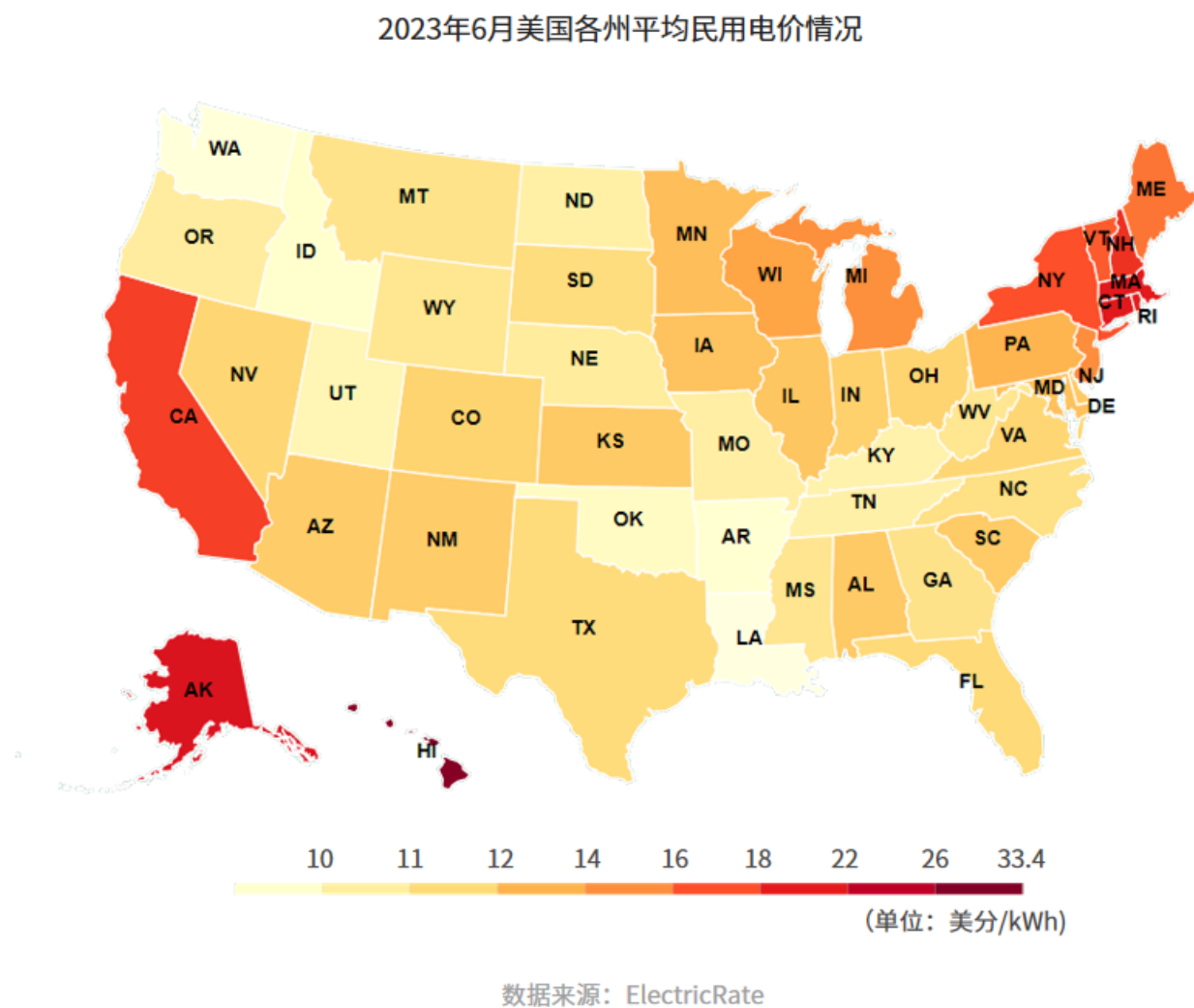
政策类别	政策主体	政策内容	减免比例/金额
联邦所得税抵免	联邦政府	部分安装光/储系统的费用可抵免联邦所得税	30%+额外10%~20%
州所得税抵免	州政府	部分安装光/储系统的费用可抵免州所得税	20%-40%
房产税减免	州政府	安装光/储系统的成本不收取或收取低比例房产税 房产税基=房产评估价格-（光储装设费用*减免比例）	20%-100%
销售税免除	州政府	为光储系统购置的设备不收取销售税	2.9%-7.25%
购置补贴	州政府/供电公司	由政府补贴，在安装费用上直接优惠	1500-5700美元
SREC	部分州政府	政府要求供电企业有一定比例的可再生能源发电，因而用户可以把自己的光伏发电额度（SREC）销售给供电企业	4-300美元/kWh
低息贷款	州政府/供电公司/清洁能源机构	为低收入家庭等符合条件的用户购置光/储系统提供贷款利息补贴	15年利率1-3%

数据来源：Forbes



驱动因素：光储经济性日益突显

- 美国的电力市场较为复杂，各地区电力系统独立性较高，市场化程度各异，电力供应方数量众多，导致美国国内各州甚至各城镇每户的电价差异较大。美国目前有18个州的电价是充分市场竞争的，用户可以自主选择不同售电商，售电商制定各种销售电价套餐吸引电力客户购电，包括罗德岛、马萨诸塞州、加州、纽约州、新罕布什尔州和康涅狄格州等，也名列美国电价最高的10个州。另外缺乏传统能源供应的州，如夏威夷等，电价也较高。这些州也是电力自发自用需求较大的地区。
- 自2020年以来，受通胀和能源危机等多因素影响，美国居民电价不断走高，2023年6月达16.11美分/kWh，比2019年的12.07美分/kWh上涨了33.5%，居民用电成本压力陡增。而ITC税收抵免优惠延长，居民安装户用光伏系统的优惠不减反增，也将随之提升用户配套储能的意愿。而且近年来，输配电设备老化及自然灾害频发导致的各州停电事故频发，居民用电安全缺乏保障，迫使更多用户考虑配备家用储能系统。以7KW光伏系统测算，光储一体系统的回收周期与单独光伏接近，但节约电费比光伏更多，而且在各州净计量逐渐退出的情况下，仅光伏的经济性愈低，更加强了户用光伏配储的需求。



美国7KW户用光储能系统经济性测算

	仅光伏	光储	
光伏自用电量	4.33	11.06	kWh/天
光伏上网电量	11.27	3.04	kWh/天
电网消费电量	7.67	0.94	kWh/天
净收益(上网+自用)	2.63	4.67	美元/天
电网用电成本	2.17	0.13	美元/天
年度收益	960.8	1703.03	美元/年
年化成本	588.65	1304.7	美元/年
年度净收益	372.14	398.33	美元/年
电费节省幅度	21%	23%	
回收周期	8.33	9.59	年
度电成本	10.24	30.64	美分/kWh

(零售电价为0.4\$/kw h, 光伏上网电价为0.08\$/kWh)

数据来源: TrendingEconomics

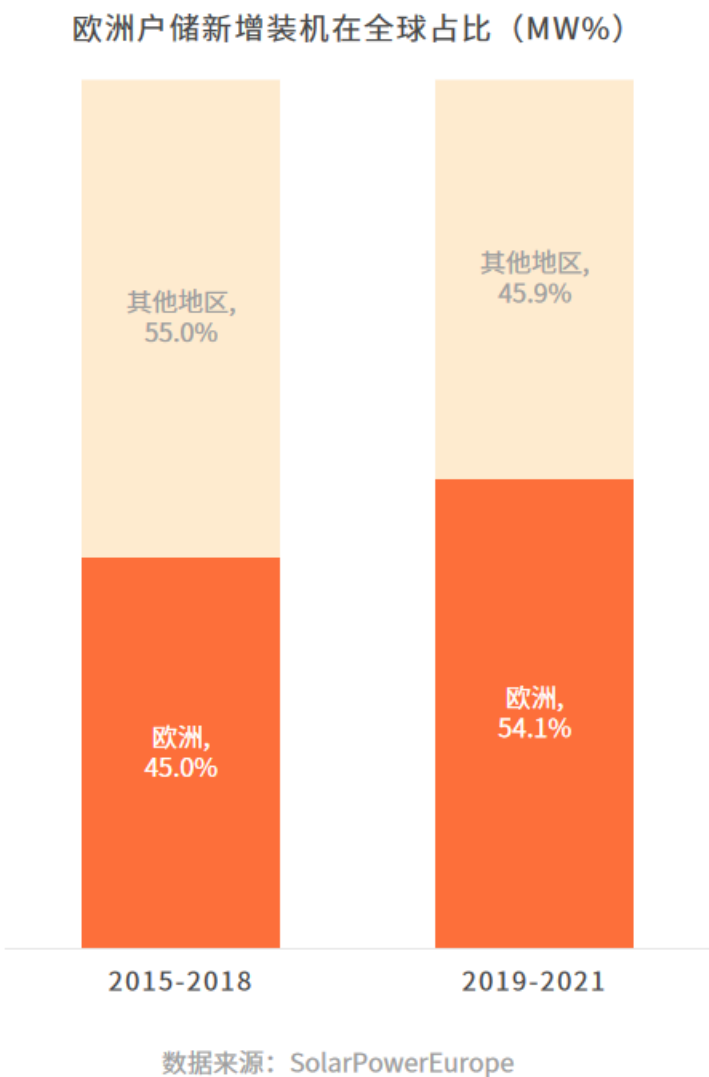
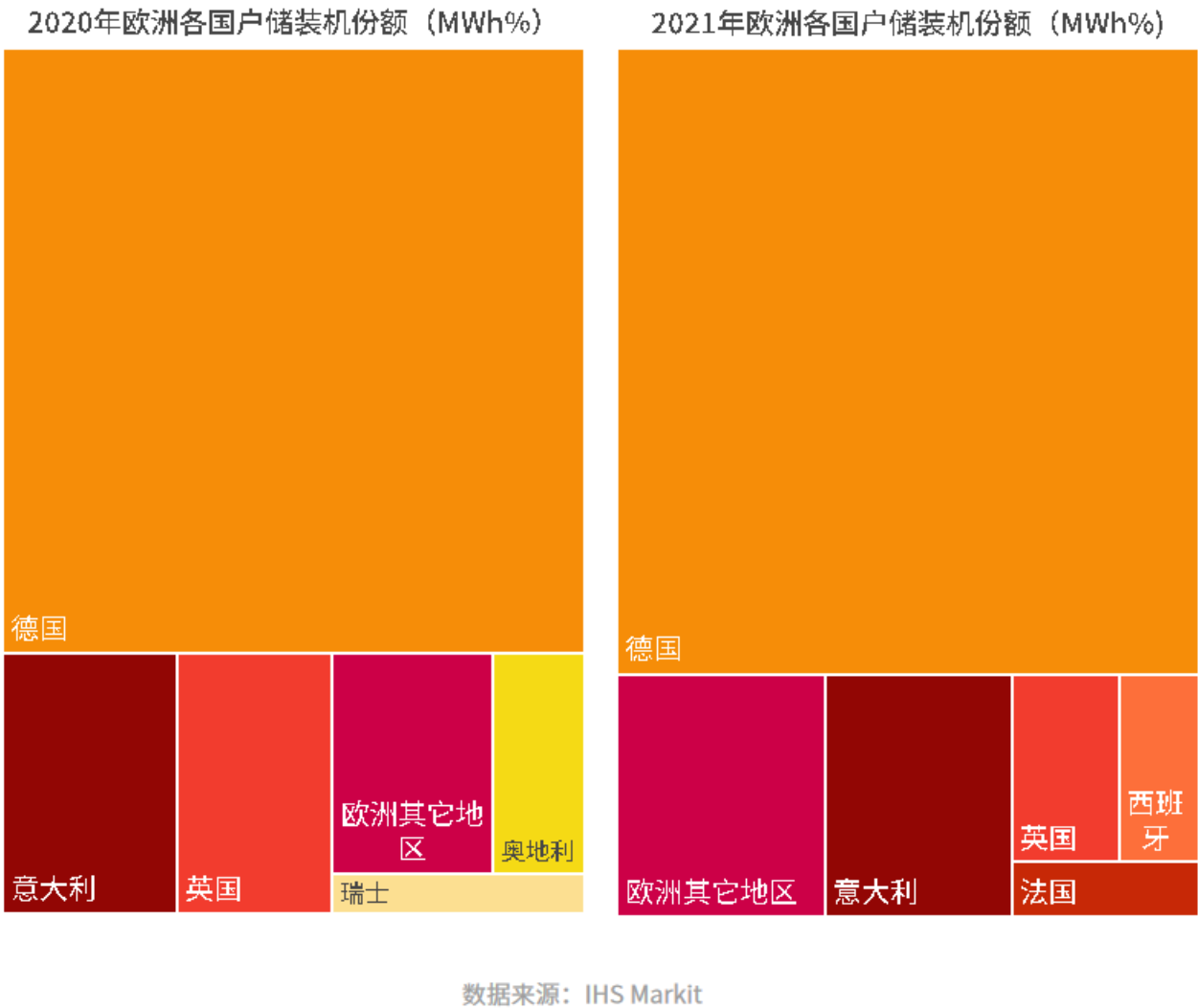
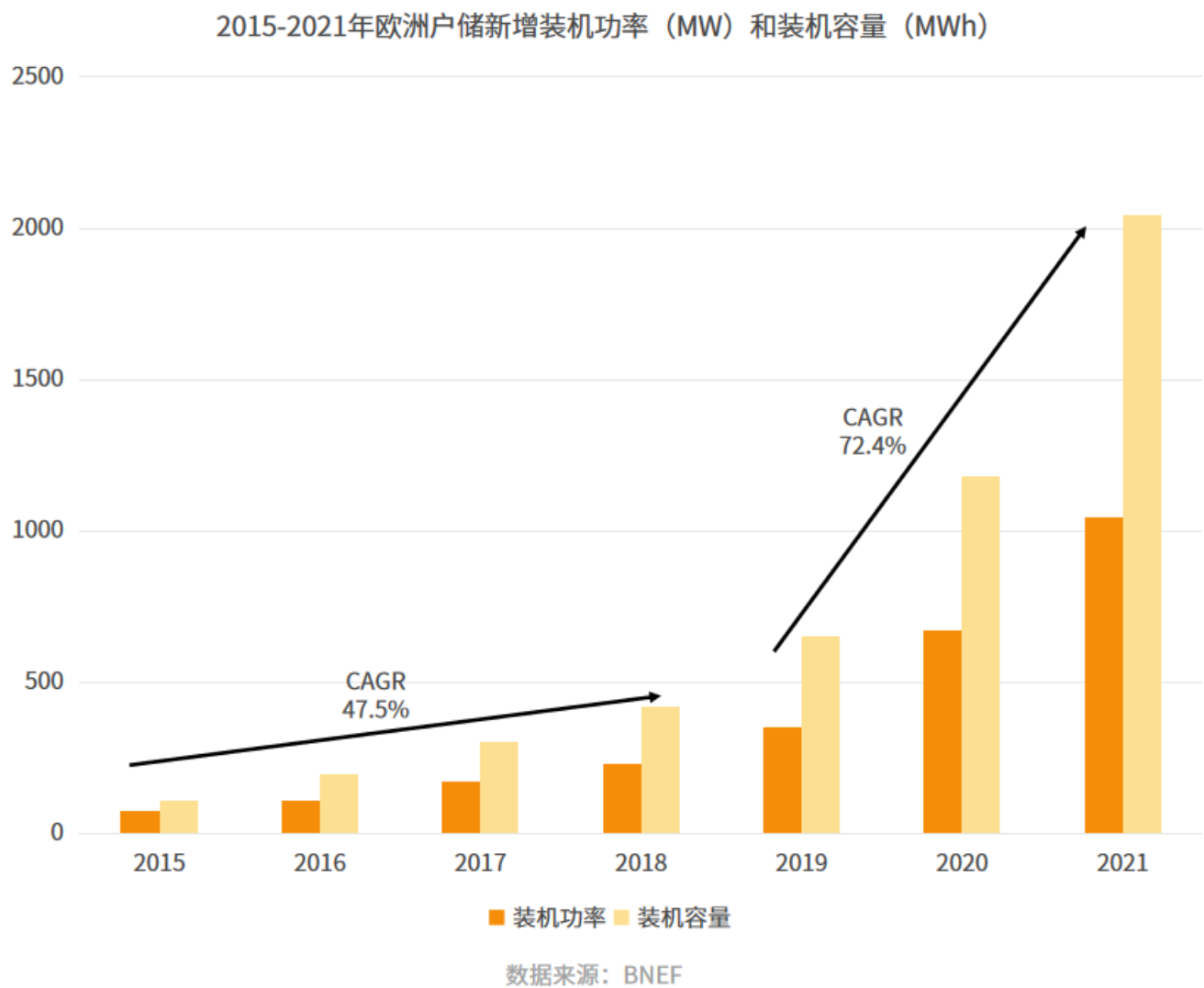
04

欧洲户储市场

受电价和政策影响，户储增长提速

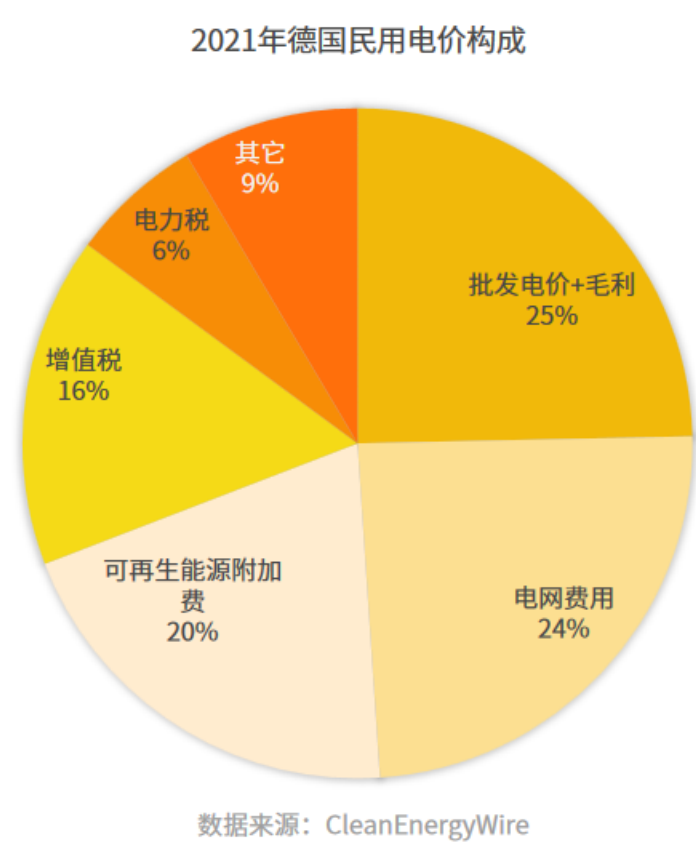
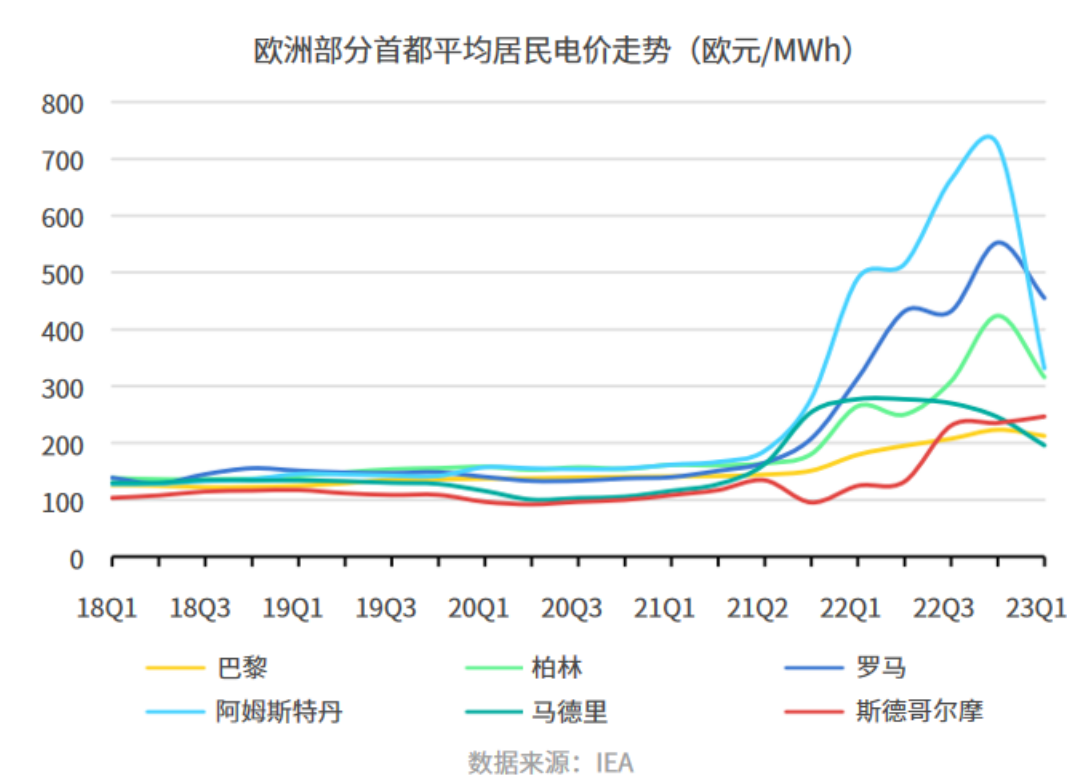
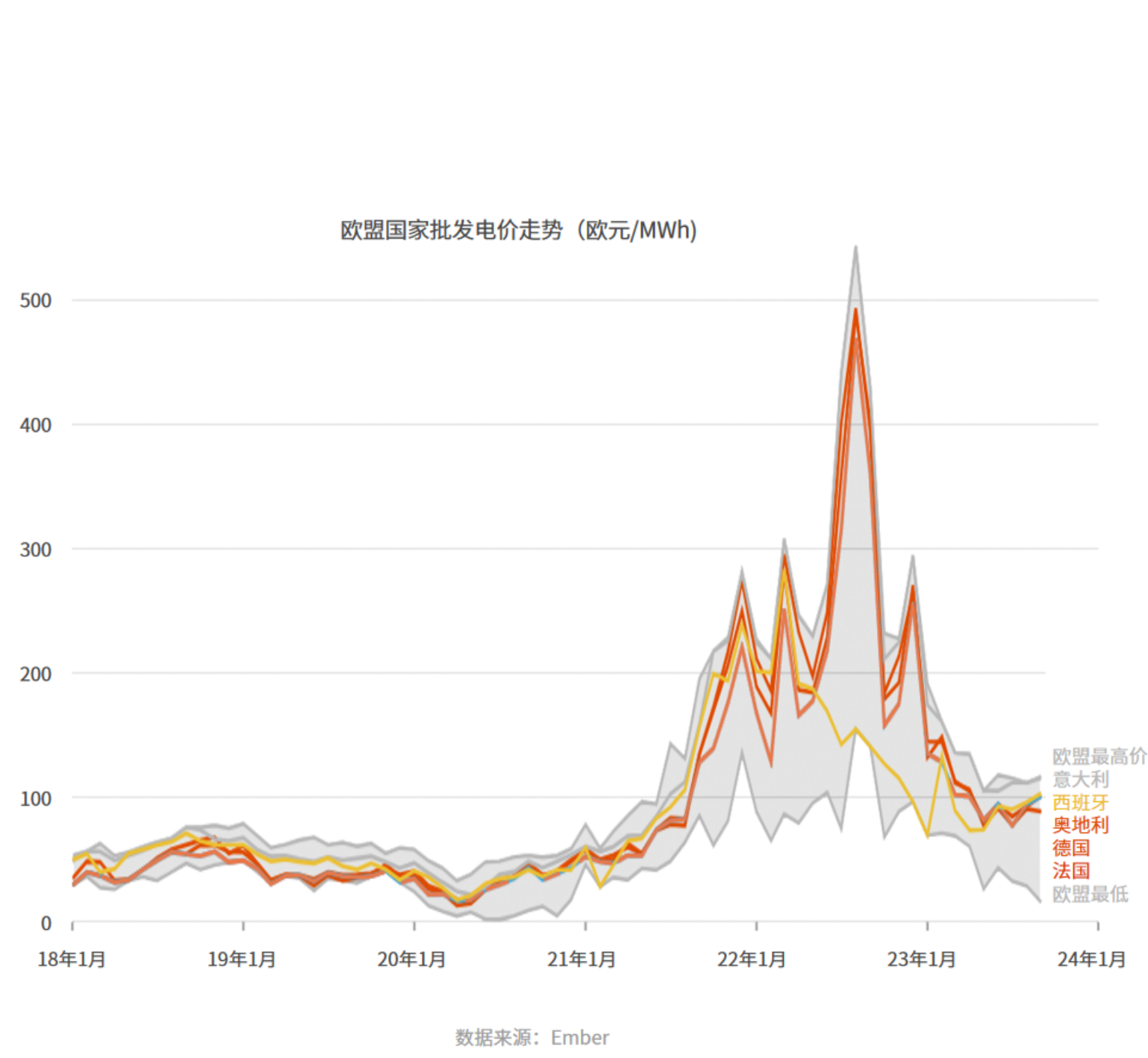
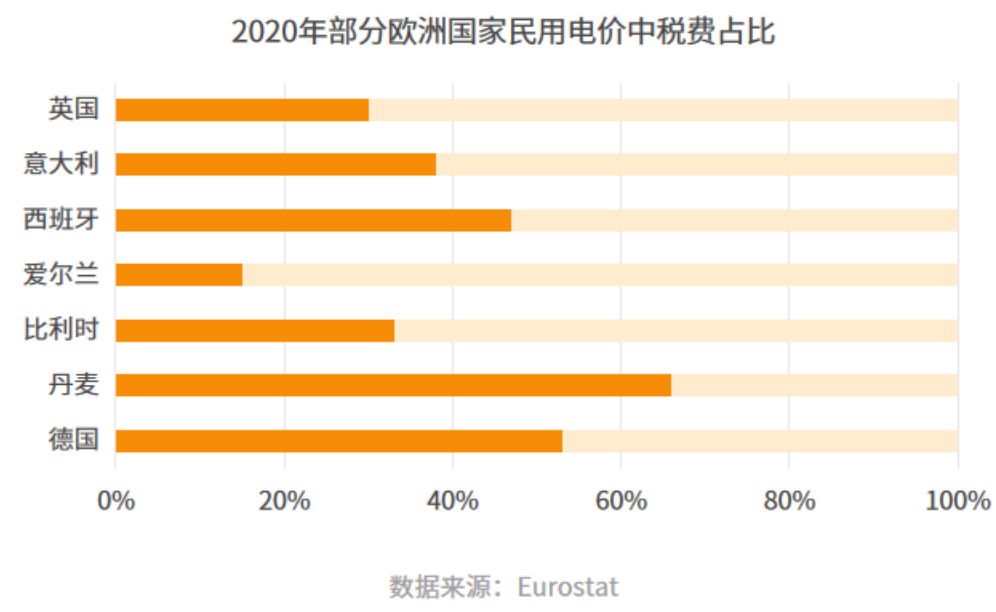
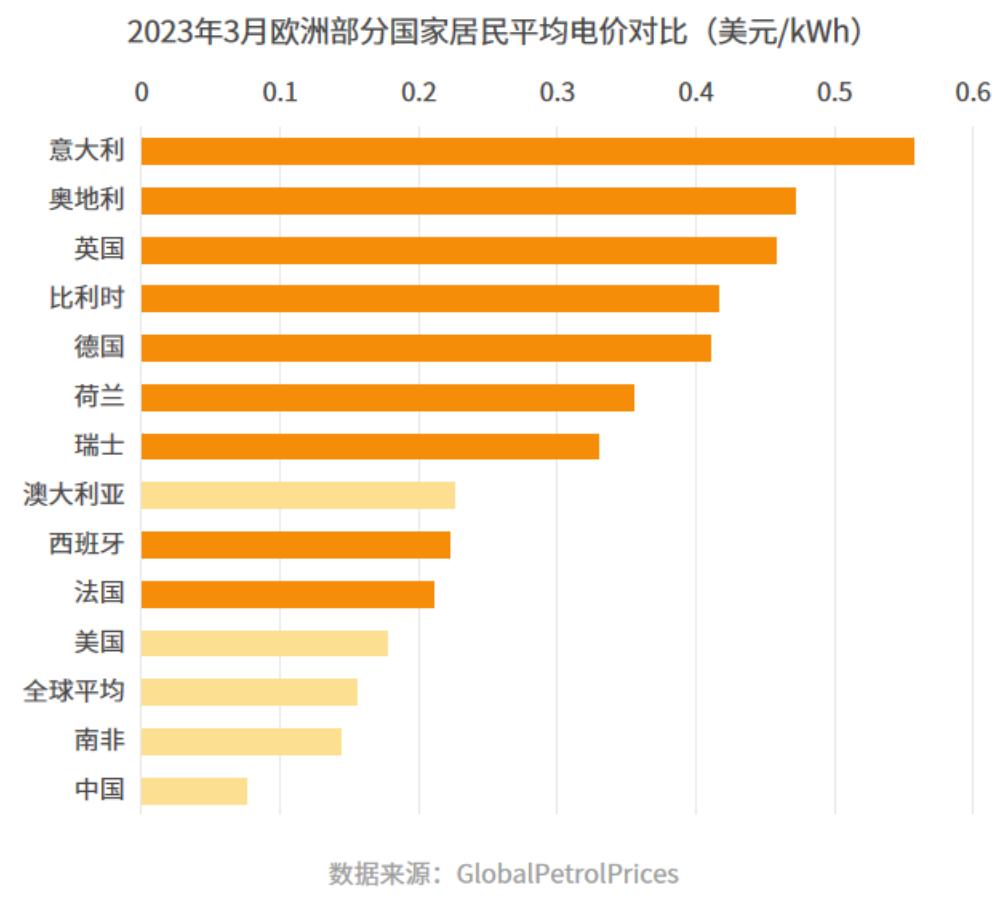
户储概况：全球最大户储市场，增速提升，德国引领

- 由于欧洲电网联通程度高，对表前大储的需求不如其他地区强烈，因而与其他市场大储占比绝对优势的情况不同，欧洲市场呈现表前和表后储能占比接近1：1的独特情况，成为全球第一户储市场，新增装机规模在全球占比持续提升，已超过一半。
- 由于欧洲积极推进能源转型，欧洲户储装机规模增速仅次于美国，累计装机由2018年1.2GW增长数倍至2021年的5.1GW。其中德国和意大利的户储装机增速高于欧洲平均，份额分列第一、二名。德国占比超过70%，是全球户储市场规模最大的国家。
- 欧洲户储市场目前集中度较高，前五名国家份额占比90%左右，但随着欧洲其它各国户储逐渐普及，先行国家增长步调出现差异，法国、西班牙超过奥地利和瑞士，跻身欧洲户储份额前五。法国发电主力为核电，2020年核电累计装机 61.4GW，占比 45%，目前光伏也以地面电站为主，但近年来分布式光伏增速较快，也将带动户储增长。



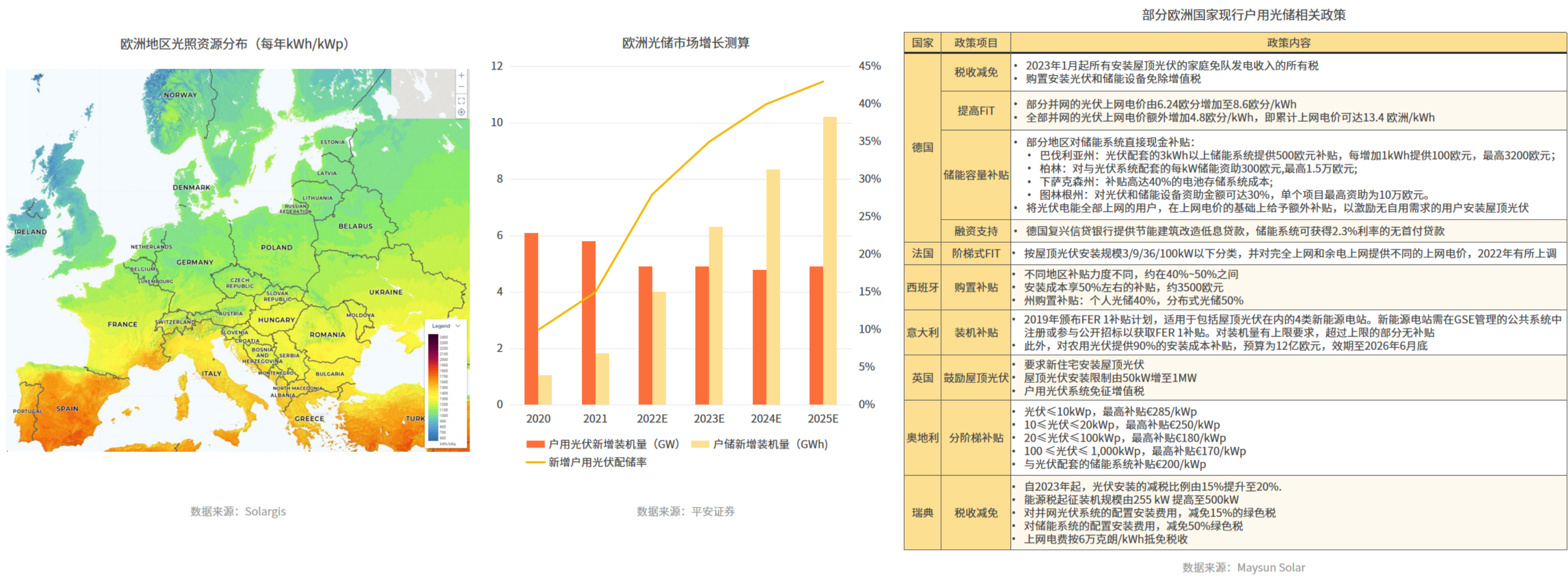
驱动因素：电价全球最贵，用电成本高居不下

- 欧洲由于能源主要依赖外部供应，而且居民电电价远高于全球平均水平，也高于其它地区的发达国家，如意大利是全球电价最高的国家之一。欧洲电力现货价格与天然气密切相关，而受能源危机带动，2022年电价飙升至历史最高点，居民电价在罗马最高超过0.7欧元/kWh，约为中国民用电价的10倍，2023年天然气价格虽然明显回落，但用电需求也恢复至疫情前水平，主要欧洲国家的居民电价仍数倍于2020年。
- 除批发电价和电力公司毛利外，民用电价还包括电网费、各项税费等组成部分，购电成本高昂。以德国为例，民用电价中电网输配电费用占1/4，而可再生能源附加、增值税、电力税等各项税费共计占比一半以上。英德意等国税费占电价 30%~60%。受天然气价影响、电网和税费存在一定刚性的情况下，欧洲家庭用户电价高于户用光储度电成本。



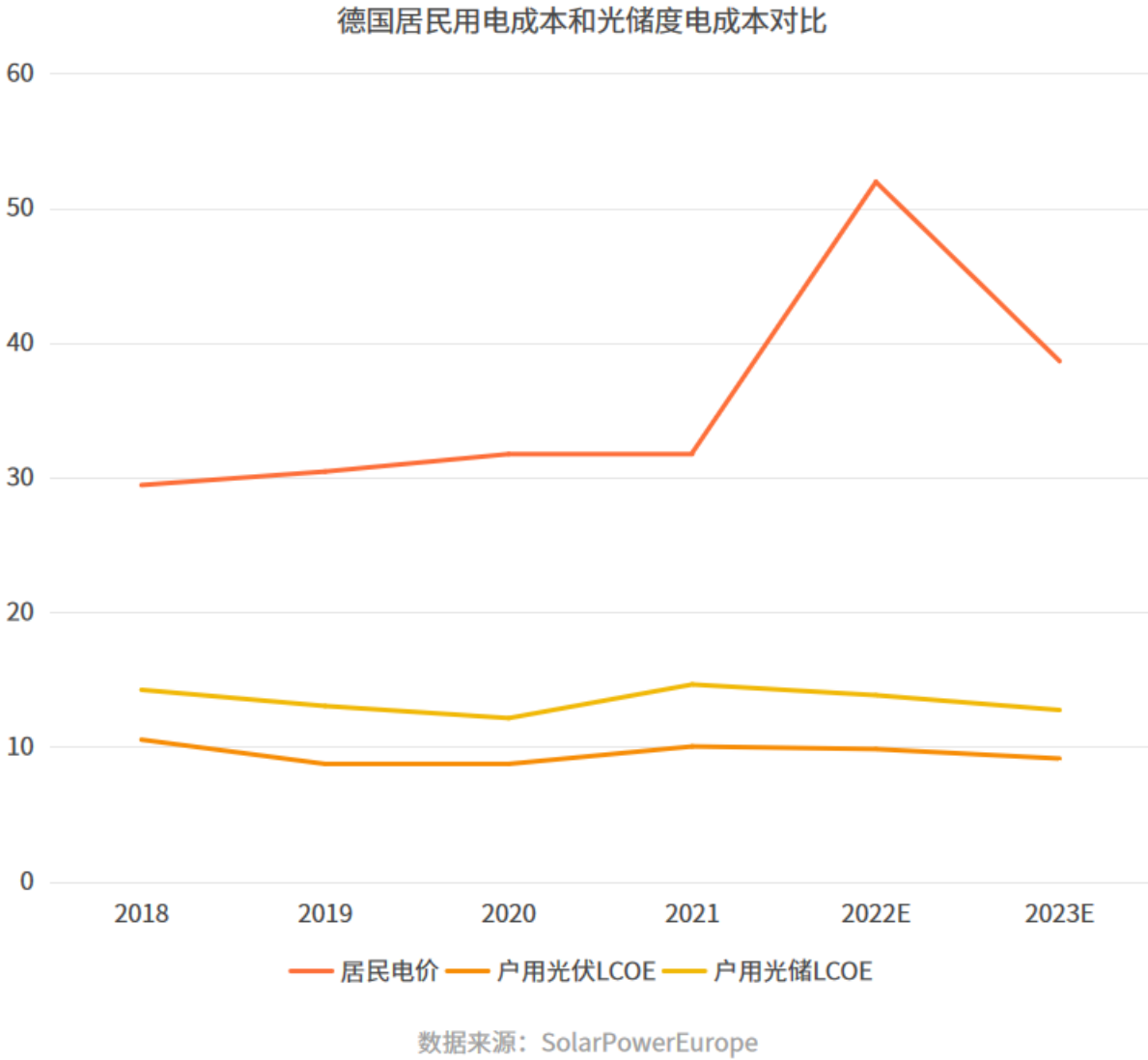
驱动因素：政策刺激户用光伏发展及配储率提升

- 2021年欧盟和德国户用光伏渗透率仅为2%和5%，潜在增长空间广阔。欧洲大陆的独立屋顶均适宜安装光伏，其中地中海沿线的法国南部、伊比利亚半岛、巴尔干半岛和亚平宁半岛等地区太阳能资源丰富，且目前渗透率低，仍有较大可开发潜力。
- 欧洲各国积极出台政策鼓励用户安装屋顶光伏，激励措施包括税收减免、上网电价和购置补贴等，有助于维持光伏安装增长势头，而且政策向光伏配储倾斜，将提升户用光伏配储率，预计2025年新增光伏将有40%以配以储能系统，加上原有光伏加装储能，预计2025年新增户储规模将为2020年的十倍以上。
- 由于欧洲各国分处于光储发展的不同阶段，政策的侧重点也有所不同。部分国家的电价补贴将逐步退坡，如英国的上网电价和上网电价补贴政策于2019年结束，英国正式进入无补贴时代。英国商业、能源和工业战略部公布了一项“智能并网保障”新政策以取代上网电价政策。西班牙坐拥欧洲最好的光照资源，2022年底累计光伏装机容量超25GW，位居欧洲第二，但与其它欧洲国家不同，西班牙的光伏发展主要是建设光伏电站，而分布式光储起步较晚，随着政策构架的完善，西班牙的户用储能市场有望追赶意大利。2021 年波兰新增光伏装机 3.7GW，同比增长 57%，累计装机达 6.3GW，其中户用光伏占比约七成，预计至2025年每年保持4GW以上的新增光伏装机。波兰分布式光伏基础低，起步晚但发展势头迅猛，是户储需要重点关注的成长型市场之一。



驱动因素：净计量退出+成本下行，户储经济性提升

- 随着户用光伏系统及储能系统成本下行，户用光储一体化系统的度电成本也随之下降。由于居民电价较高，两者价差不断拉大，光储一体化经济性显著。
- 在光伏普及的初期，并网价格一般采用净计量方式，对用户余电上网进行高额补偿（一般等于用电电价），主要目的是鼓励安装户用光伏，但这一模式对财政产生较大压力，成本将转嫁给所有电网用户，这也是欧洲高额可再生能源税的原因之一；因此在户用光伏达到一定规模，净计价模式就成为主流，上网电价低于用电电价，此时用户余电上网动力减弱，光伏配储的需求增强。目前欧洲户储装机的主要市场如意大利、英国、奥地利等，均采用净计价政策，比利时、荷兰等国也考虑退出净计量，而且如德国部分地区已开始更进一步，鼓励用户发电全部用于自用，不再对上网余电进行补偿。随着上网电价的迅速降低，用户将提高光伏发电自用率，推动户储市场的发展。
- 假设用户采用8kW光伏系统，全年发电量 9000kWh，配备5kW/10kWh储能系统，用户全年用电量7000kWh，德国可抵免19%增值税；居民用电按价格0.45欧元 /kWh，上网电价0.09欧元 /kWh。在以上假设下，户用光储的投资回收期为6.34年，20年使用周期（第10年再次投资储能）IRR为12.8%，有较好的经济性。考虑各国逐步退出上网电价政策，鼓励完全自消费，户用光储的成本优势更明显。
- 光储系统成本的下降及政府补贴对经济性有较大影响，与基准情形（电价0.40欧元，光储系统成本22000欧元）相比，若系统成本降低1000欧元，则IRR提升1.3%，投资回收期减少0.34年。目前各国对户储系统有不同程度的激励政策，10kWh储能系统在部分地区可获得1000-3000欧元的补贴，加之电价处高位，更突出户储投资效益。



光伏发电并网计价政策	
净计量	上网余电按用电电价的100%~80%比例抵算电费账单，按净用电量付费
净计价	FIT（经补贴的可再生能源上网电价） 余电以补贴后的可再生能源上网电价实时计费，抵扣用电支出
	FiP（经补贴的市场上网电价） 余电以补贴后的市场上网电价实时计费，抵扣用电支出
	市场上网电价 余电以市场上网电价实时计费，抵扣用电支出
自消费	余电不上网，纯发自自用

欧洲户用光储系统经济性测算（以德国为例）			
	场景1：无光储系统	场景2：户用光伏	场景3：光储系统
光伏系统规格		8kW	
储能系统规格		5kW&10kWh	
光储系统总价（欧元）		12000	22000
EEG税收抵免金额（欧元）		1916	3513
初始投资成本（欧元）		10084	18487
发电自用率		25%	69%
年净购电成本（欧元）	3150	1530	234
投资回收期（年）		6.22	6.34
IRR		15.1%	12.8%

数据来源：BVES，平安证券

德国户用光储系统IRR和投资回收期的敏感性分析						
IRR（%）		用电价格（欧元/kWh）				
		0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
光储系统成本（欧元）	18000	11.4%	13.9%	16.3%	18.6%	20.9%
	19000	10.0%	12.4%	14.7%	16.9%	19.1%
	20000	10.0%	11.0%	13.3%	15.5%	17.5%
	21000	10.0%	9.8%	12.00%	14.1%	16.1%
	22000	7.5%	8.6%	10.8%	12.8%	14.8%
	23000	6.3%	7.5%	9.6%	11.6%	13.6%
	24000	1.8%	6.50%	8.6%	10.5%	12.4%
	25000	3.3%	5.5%	7.60%	9.6%	11.3%

投资回收期（年）		用电价格（欧元/kWh）				
		0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
光储系统成本（欧元）	18000	7.11	6.22	5.52	4.97	4.52
	19000	7.6	6.64	5.9	5.31	4.83
	20000	8.09	7.07	6.28	5.65	5.14
	21000	8.58	7.5	6.67	6	5.45
	22000	9.07	7.93	7.05	6.34	5.76
	23000	9.56	8.36	7.43	6.68	6.07
	24000	10.05	8.79	7.81	7.03	6.39
	25000	10.54	9.22	8.19	7.37	6.7

数据来源：BVES，平安证券

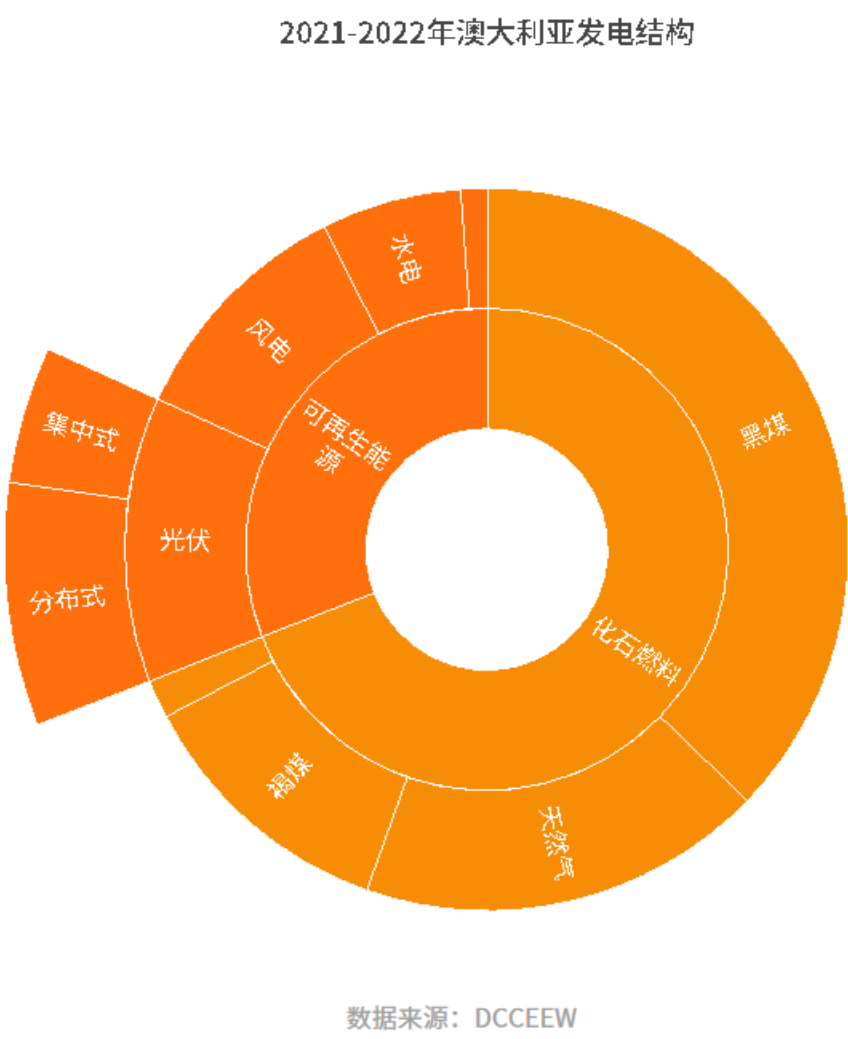
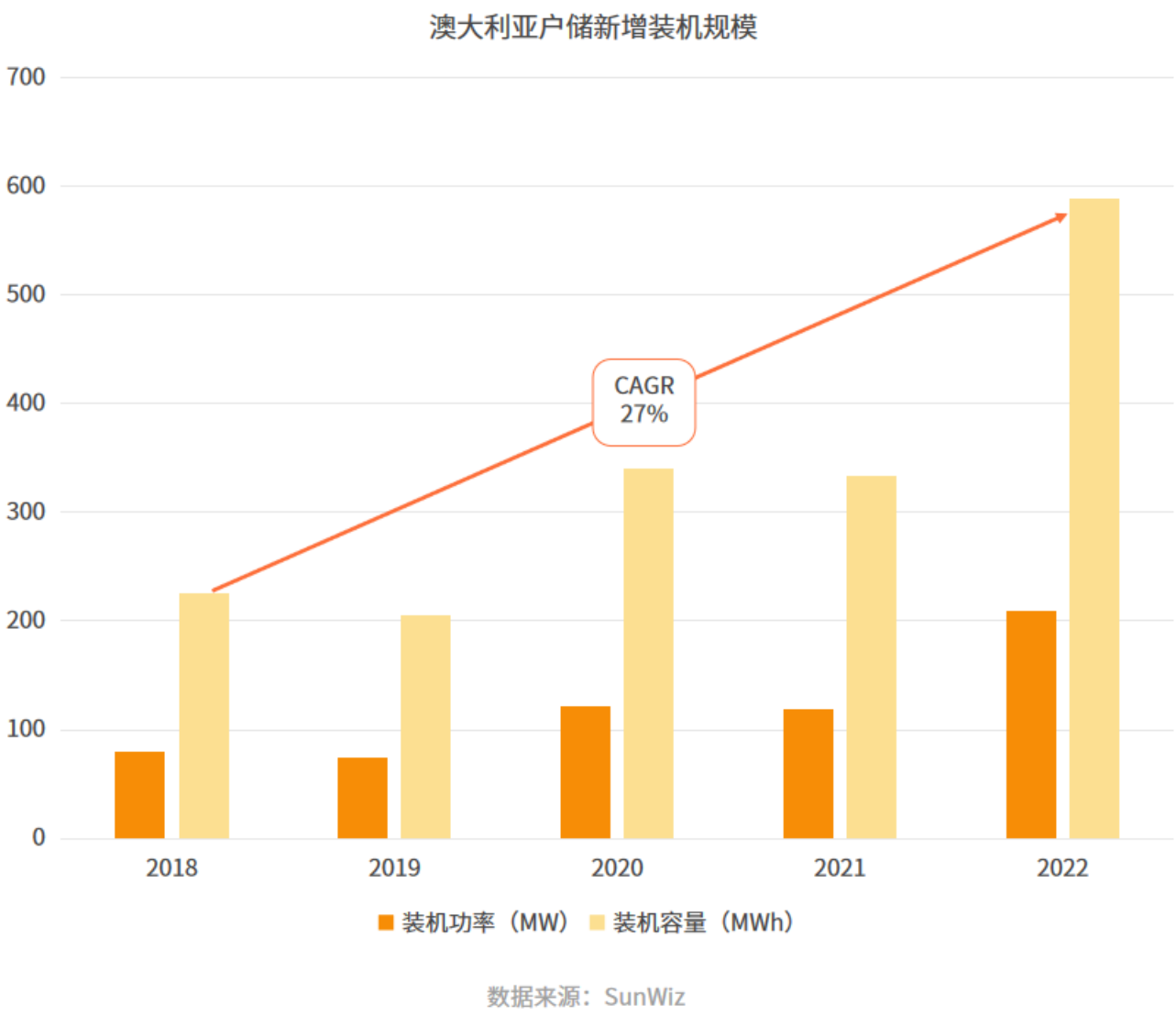
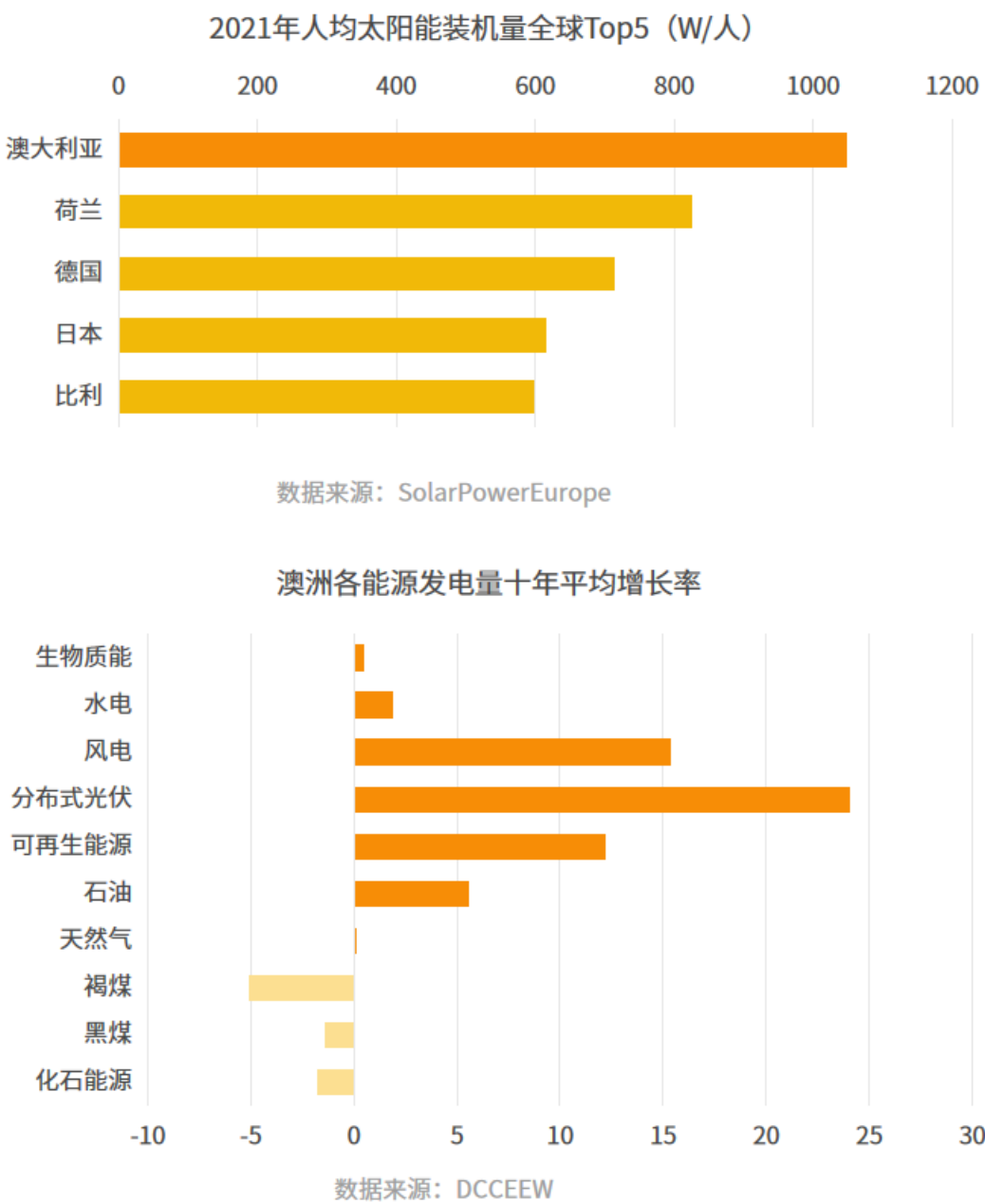
05

澳大利亚户储市场

分布式光伏渗透率高，户储潜力大

户储概况：户用光伏市场成熟，但户储渗透率较低

- 澳大利亚光照资源充足，2021年光伏新增装机量 6.0GW，居全球第五位。2021年澳大利亚人均光伏装机量1.05kW，居全球首位，由于澳洲地广人稀，住宅以独立房屋为主，适宜安装屋顶光伏，因而分布式光伏占主体，2021年澳大利亚6.0GW的光伏装机中，屋顶光伏（户用和工商业）占3.2GW。根据SPE数据，澳大利亚住宅屋顶光伏安装率已超过32%，户用光伏渗透率处于较高水平。
- 作为产煤大国，澳大利亚的可再生能源迅速发展，发电占比超过了30%，其中分布式光伏是十年增长最快的发电能源，按IEA 预计，保守情况下2025年澳大利亚户用光伏累计装机将达到22.3GW。若按照20%比例*1.5小时配储时长粗略估算，2025年澳大利亚户储累计装机有望达到6.7GWh，相较目前市场具有较大的成长空间。
- 2022年户储装机量4.71万台，比2021年增长55%，新增装机规模589MWh，比2021年的494MWh同比增长20%，户储市场增长达到了新高。但澳洲户用光伏配储率处于较低水平，据SunWiz估算，2022年底澳洲累计有18万台光伏配储系统装机，约1.92GW，而受全球能源危机的影响，户用光伏配储的动力增强，2022年新安装的所有光伏系统中约有15%配备储能，虽高于2021年的8%，但户用光伏配储仍存在较大的渗透空间。
- 澳大利亚的户储单机容量较高，2022年平均户用储能装机容量为12.5kWh/户，而且大部分新增户用光储都已并网。这主要由于澳洲仍采取FiT并网电价，补贴户储安装等政策激励。



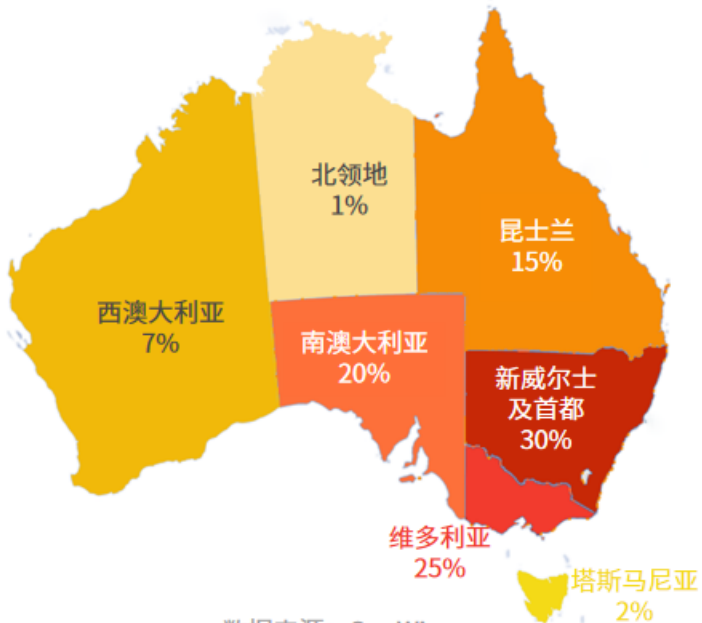
市场格局：东南部地区引领，市场竞争激烈

- 由于人口分布极不均衡，澳大利亚各州的分布式光伏市场发展也呈现较大差异，昆士兰此前一直是第一大光伏市场，但近年逐步被新威尔士追赶。截至2022年8月，全澳洲累计约有319万台分布式光伏，各州纷纷制定了可再生能源的占比目标，除南澳以水电为主外，预计东部各州到2030年光伏装机量将翻番。
- 除南澳州外，澳大利亚各州的新增户储装机量均在2022年达到新高，其中维多利亚州和新威尔士州是新增户储装机量最多的州，维多利亚为户储系统的购置提供最高2950澳元的补贴，推动了户储增长。西澳大利亚和塔斯马尼亚虽然目前规模较小，但近年来表后电化学储能增速居全澳前列，是重要的户用光储增长型市场。
- 澳大利亚光伏产业成熟，光储市场参与者众多，竞争较为激烈，Redflow、GiantPower、Redback和Evo等本土光储制造商占据重要市场地位，特斯拉和Sonnen等欧美品牌是中高端市场的引领者。比亚迪在户用和商业储能领域也是主要市场参与者之一。

澳大利亚户用储能/光储市场主要参与者

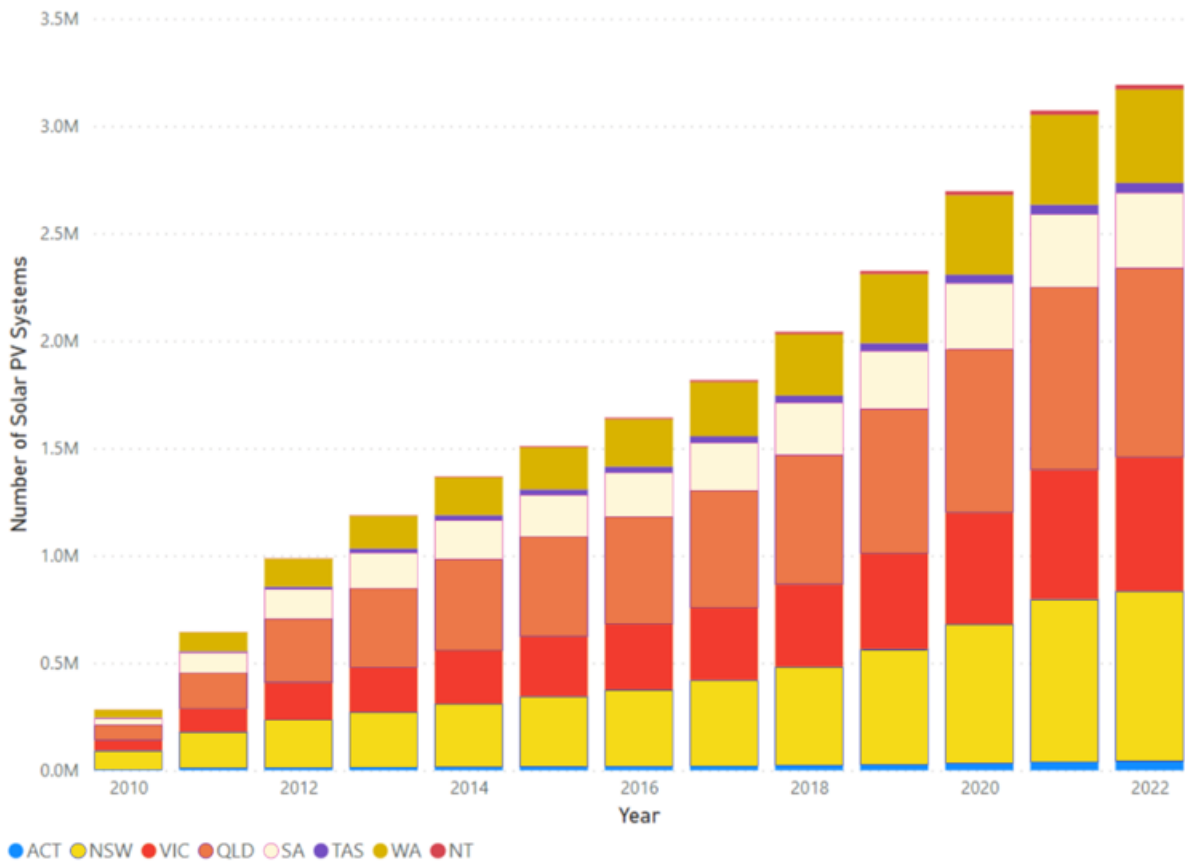


澳大利亚各州表后储能累计装机量占比



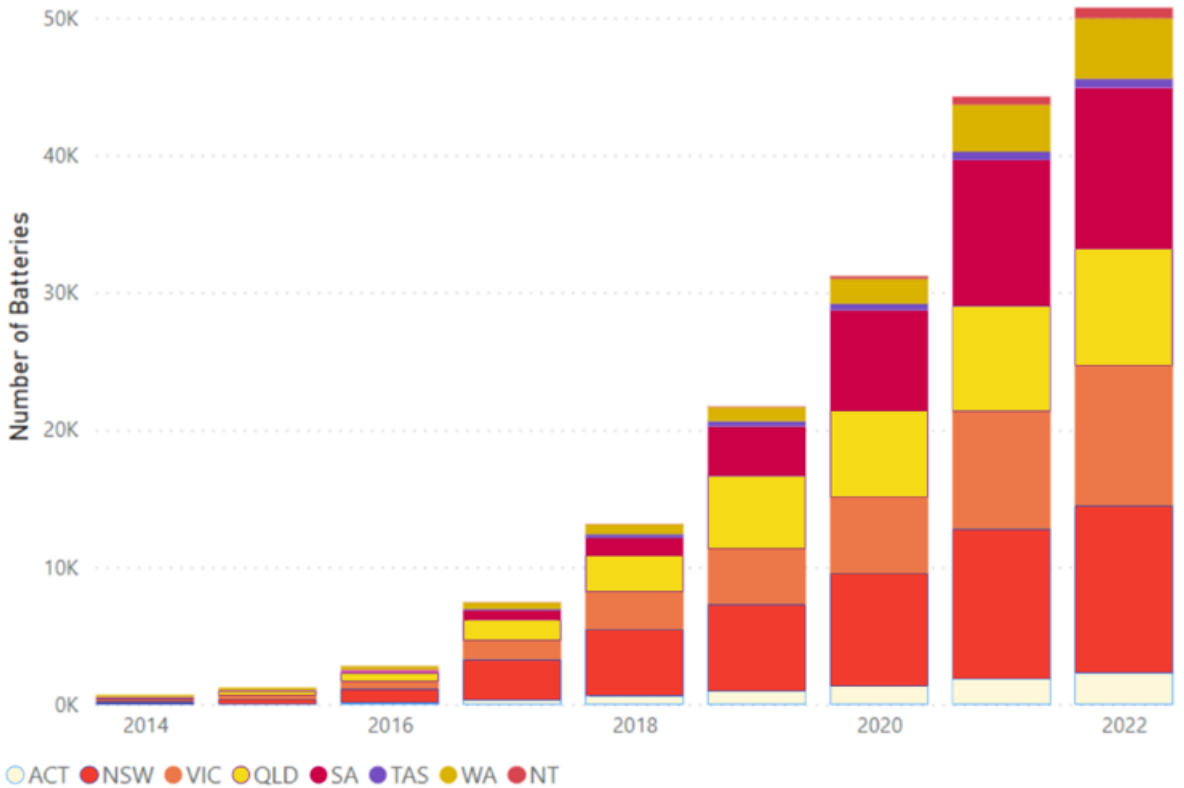
数据来源：SunWiz
截至2022年底

澳大利亚各州分布式光伏累计装机数量占比



数据来源：AEMO

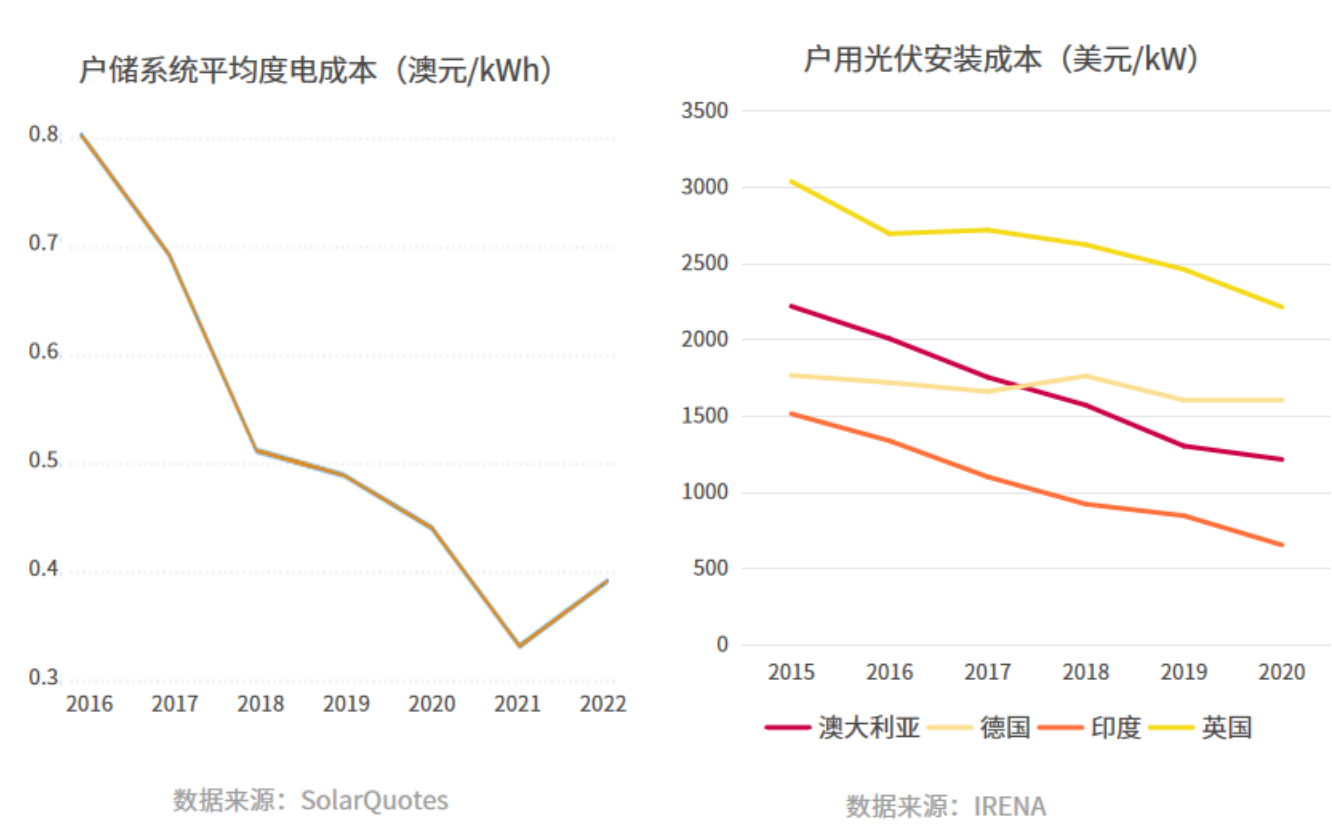
澳大利亚各州累计户储装机数量占比



数据来源：AEMO

驱动因素： 日间FiT降低+政策激励，户储经济性提升

- 澳大利亚户用屋顶光伏的LCOE在2013-2020年间显著下行，度电成本由2013年0.165美元/kWh降至2020年的0.069美元/kWh，而安装成本也降至2020年的1219美元/kWh，降幅高于德国等欧美国家。户储的度电成本下降更为迅速，最底价格仅为2016年的三成，2022年受全球通胀和原材料成本上涨的影响略有上浮，但随着锂电池价格降低，户储购置门槛将进一步下探。
- 除了生产成本下降，政策性补贴也是加速户储成本下降的重要助力，目前各州在联邦STC的光伏补贴政策的基础上，增加了向户储系统倾斜的补贴政策，并通过免息贷款、放宽申请条件囊括租房和搬家用户等措施，激励用户安装户储。
- 另一个影响户储经济性的主要因素是并网电价FiT，目前是由各州电力监管机构限定FiT最低价格和分时定价方案，各电力零售商自行制定具体FiT费率。虽然各州各运营商的费率差异较大，但总体来说FiT正逐年下降，越来越多州开始采用分时FiT，拉大不同时段的FiT差异，鼓励日间发电自用，夜间余电上网，日间FiT已远低于用电电价，用户的自发自用和储能需求越来越强，而且2024年起，已并网的户用光伏在日间电量上网不仅没有奖励，反而需要缴纳并网费用，进一步增强了户用光伏配储的需求。
- FiT的退坡、分时费率差距拉大、电价上升和购置成本的下降，共同作用使得户用光伏配储的经济性日益突显。



5kW光储系统回收周期测算				
	购置成本（澳元）	净收益（澳元/kWh）	回收周期（年）	电池质保（年）
2016	10,349	0.2	19.05	8.35
2022	8,491	0.24	10.11	9.79
2025	8,491	0.3	7.47	9.79
假设负载5000kWh，折扣率7%，以上数据为平均值				

数据来源：AEMC

澳大利亚联邦和各州现行光储激励政策盘点		
主体	政策类别	政策内容
联邦政府	STC 小型技术积分	• 安装可再生能源系统并符合条件的用户可申请STC，按安装年份、地区和容量获得（约为1MW一个STC），如南澳州2020年安装5kW户用光伏可得77STCs。 • STC可在公开市场上销售，而电力公司有指标压力，需购买STC抵扣，一般由光伏安装商充当中介买卖 • STC价格由市场供需决定，上限为40澳元，目前价格在30澳元-40澳元之间浮动
	FiT 并网电价	• 为用户余电上网提供补偿，各州采用净计量和净计价两种不同方式，但净计量逐渐退出，现行大部分FiT要求先满足自用后余电才能并网获利 • 并网电价各州各电力公司均有不同，分为分时并网电价和固定电价两种，但总体趋势是逐年下降的
新南威尔士州	储能无息贷款	新装光储系统，可免息贷款最高14000澳元，还款期限8年； 原有光伏后增配储能，可免息贷款最高9000澳元，还款期限10年
	光伏免费安装	符合条件的低收入家庭可申请免费安装3kW光伏系统
维多利亚州	光伏购置补贴	安装光伏系统的家庭可获得最高1400澳元补贴，直接减免安装费用，租房用户和搬家后重装也可申请
	储能无息贷款	在补贴基础上仍可申请安装光伏配储的贷款，最高免息金额8800澳元，还款期限为四年，每年限额数千名
南澳大利亚州	储能购置补贴	为储能电池的购置花费提供最高2000澳元补贴，补贴对象主要为低收入家庭
首都领地	光伏补贴和无息贷款	为低收入人群提供最高2500澳元的屋顶光伏购置补贴，并可申请三年无息贷款
	光伏购置费用减免	安装屋顶光伏系统可享825澳元/kW的费用减免，上限为30kW。为屋顶光伏增配储能，减免后仅需支付8千~1万澳元；新装光储，减免后仅需支付1.3~1.8万澳元
北领地州	储能购置补贴	为家庭和商业用户提供针对储能电池和逆变器费用的补贴（450澳元/kWh），最高上限为6千澳元

数据来源：InstyleSolar

维多利亚州FiT最低限价（澳分/kWh）				
2023.7-2024.6	固定费率FiT	4.9		
	分时FiT方案一	凌晨 • 工作日：10pm-7am • 周末：10pm-7am	日间 • 工作日：7am-3pm, 9pm-10pm • 周末：7am-10pm	晚间 • 工作日：3pm-9pm • 周末：无
		11.3	4.4	9.3
	分时FiT方案二	平时：9pm – 10am; 2pm-4pm	谷时：10am-2pm	峰时：4pm-9pm
		5.5	3.9	10.6
	固定费率FiT	5.2		
2022.7-2023.6	分时FiT	凌晨 • 工作日：10pm-7am • 周末：10pm-7am	日间 • 工作日：7am-3pm, 9pm-10pm • 周末：7am-10pm	晚间 • 工作日：3pm-9pm • 周末：无
		7.1	5.0	6.9
	固定费率FiT	5.2		

数据来源：EnergyMatters

澳洲各运营商价格下的户储净收益（澳元/kWh）					
零售电力运营商	20-21年平均FiT	21-22年平均FiT	21-22年峰时平均电价	21-22年净收益	24-25年净收益
Ausgrid	0.07	0.05	0.448	0.398	0.443
Ausnet	0.102	0.067	0.314	0.247	0.301
CitiPower	0.102	0.067	0.233	0.166	0.219
EndeavourEnergy	0.07	0.05	0.314	0.264	0.309
Energex	0.06	0.05	0.265	0.215	0.26
EssentialEnergy	0.07	0.05	0.328	0.278	0.323
Evoenergy	0.095	0.095	0.341	0.246	0.313
Jemena	0.102	0.067	0.258	0.191	0.245
Powercor	0.102	0.067	0.24	0.173	0.226
SAPower	0.105	0.105	0.418	0.313	0.385
TasNetworks	0.094	0.065	0.299	0.234	0.286
UnitedEnergy	0.102	0.067	0.264	0.197	0.25
平均	0.09	0.068	0.31	0.243	0.297

数据来源：AEMC
假设安装5kW光伏，负载5000kWh，谷时上网收费0.02澳元/kWh。21-22电价以2022年6月为准

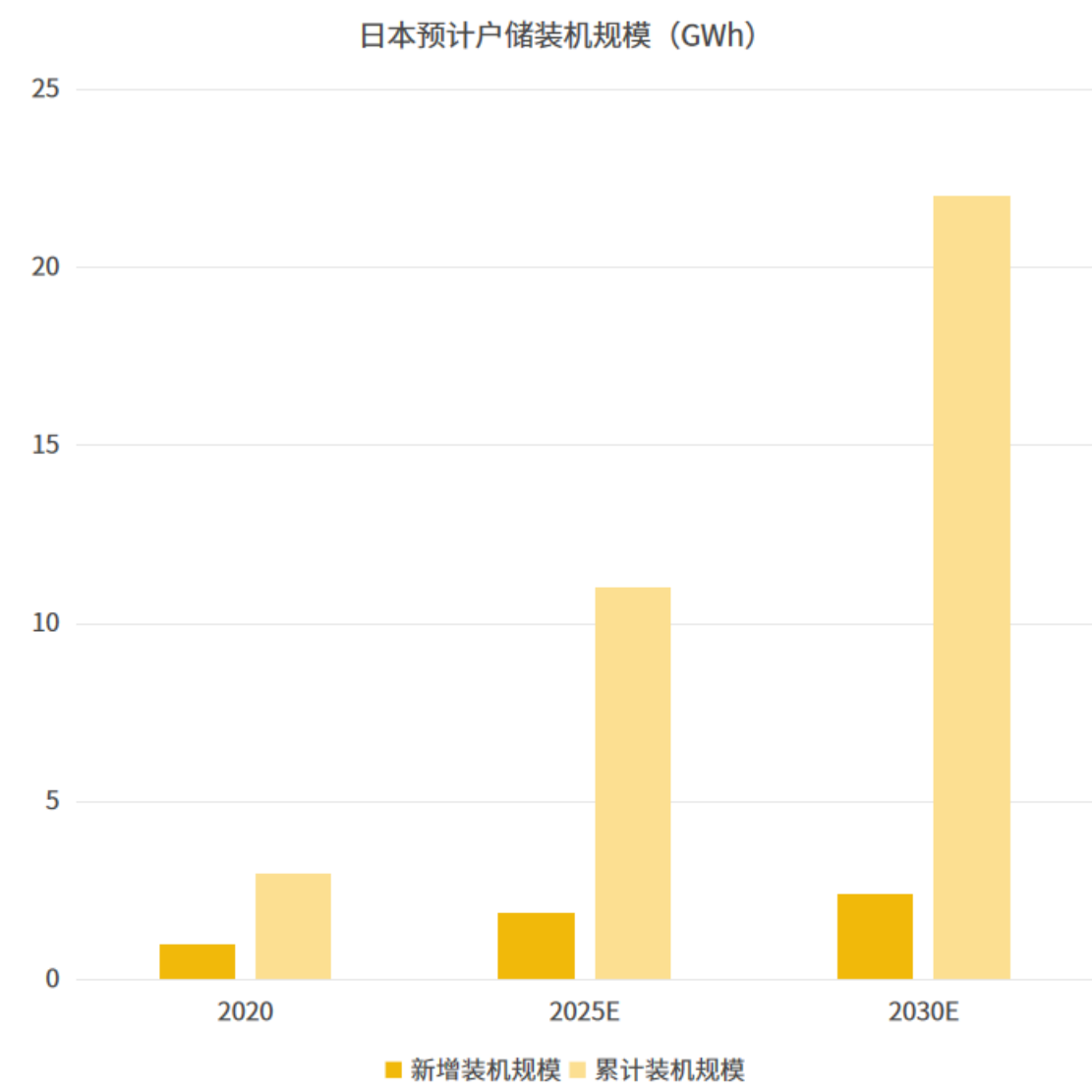
06

其它户储市场

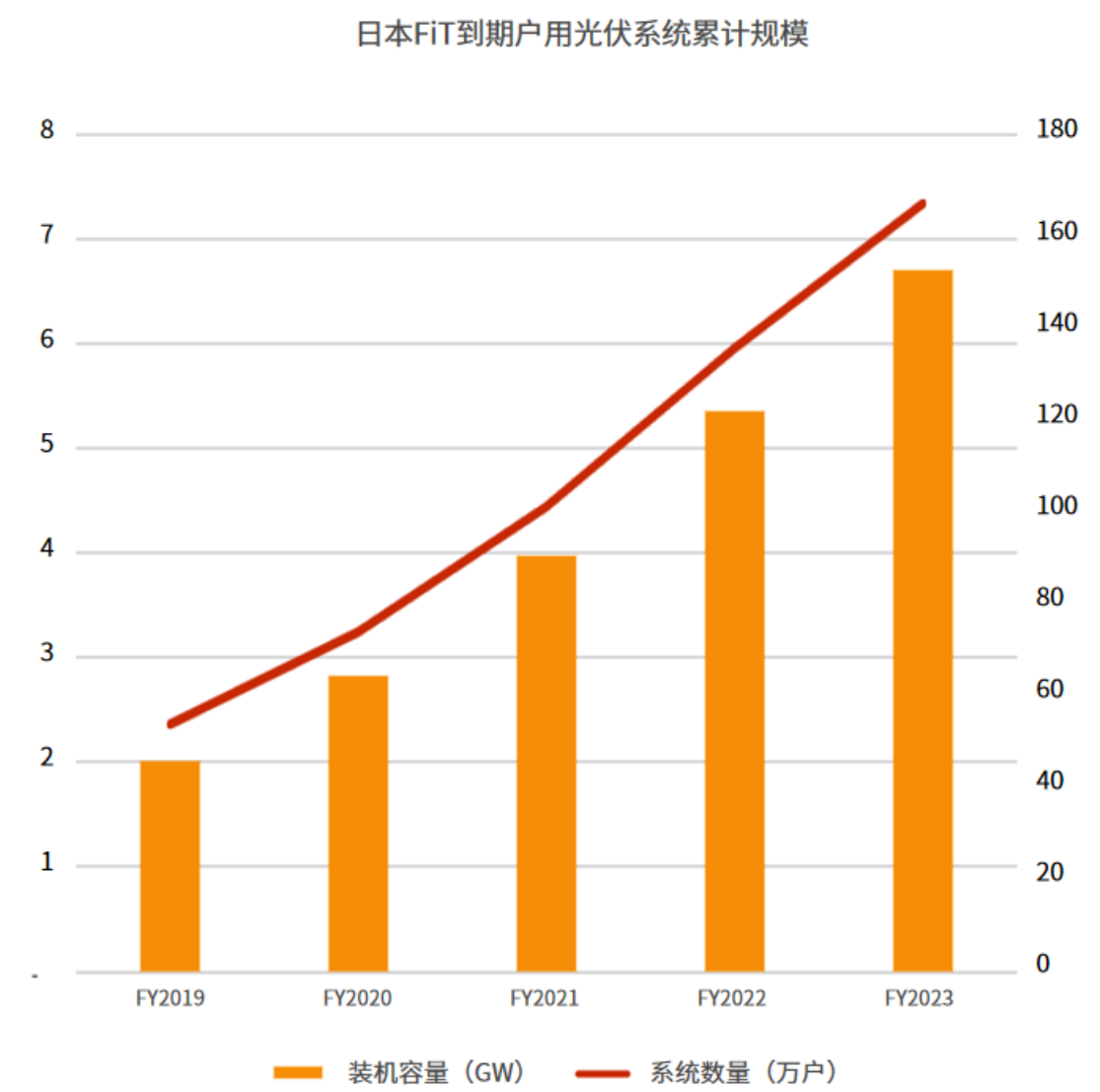
日本、拉美和非洲

日本：户用光伏渗透率高，FiP启用+电价暴涨

- 日本户储市场起步较早，2019年底累计装机 2.4GWh，全球居首。2021年日本市场户储系统出货量972MWh（同比+9.8%），户用储能占表后储能的90%。日本重视户用储能发展，一方面由于分布式电源和储能系统抵御灾害保障供电的能力更强，另一方面由于日本地形多山较难发展集中式光伏，户用光伏安装比例较高。
- 日本一户建房型占据全国住房的 50%以上，天然适合发展户用光储。根据Infolink调查统计，日本适合安装PV的住宅数量超过2500万户，截至2020年，已安装光伏与储能的比例约为10%/2%，即使是户用光伏发展已相对成熟的日本，未来仍有很大扩展空间，2021年光伏中配备储能的比例为20.7%，仅次于德国，预计2025年渗透率可达到38.5%。
- 日本最早在2009年就开始要求电力公司向10kW以下的户用光伏购买余电，自2019年FiT逐渐到期，并于2021年7月开始FiP制度，按市场价格回收电力，用户向电网售电的单价由42日元/kWh减少到8日元/kWh，减少光伏发电收入11.65万日元/年，引导用户购置户储系统，提高自用比例。预计2023年FiT到期的住宅用户累计将达到170万户，促进户储市场持续增长。
- 日本家庭电价过去十年涨幅超过20%，而2022年日本十大电力公司由于能源成本上涨导致巨额亏损（合计亏损超1万亿日元），于2023年6月起七家集体上调电价，除东京电力外，其余电力公司涨幅均在20%以上，普通家庭每月电费增加约900~2000日元（约合40~100元人民币），此后电价回落，10月因政府电费补贴到期，电价再度上涨，户用光储自发自用动力增强，到2025年预计日本户储市场空间1.9GWh，累计装机将达到11GWh。



数据来源：METI

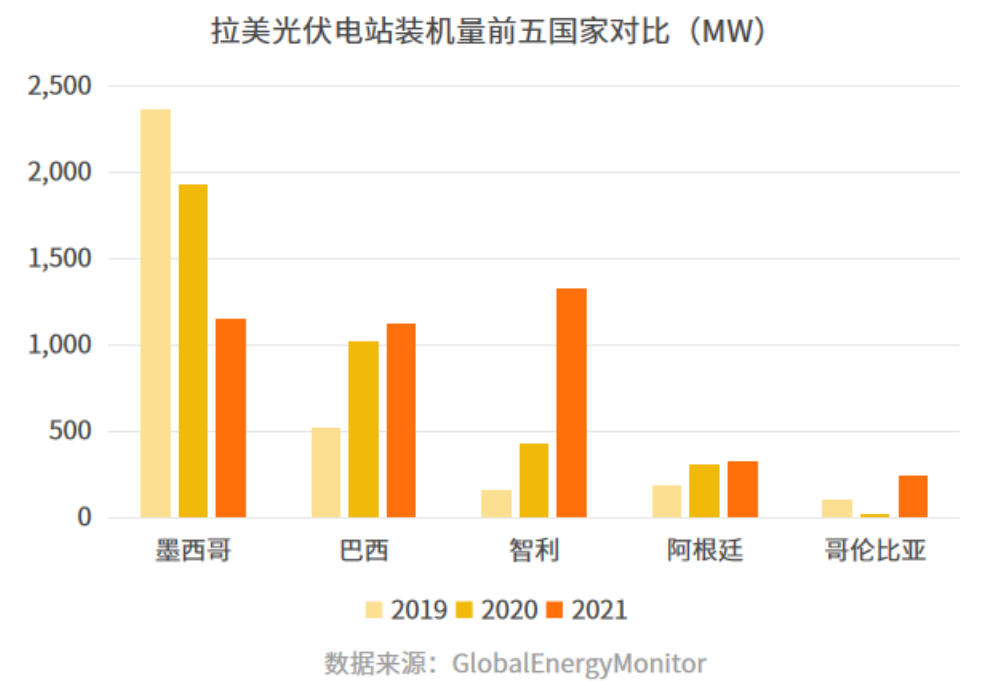
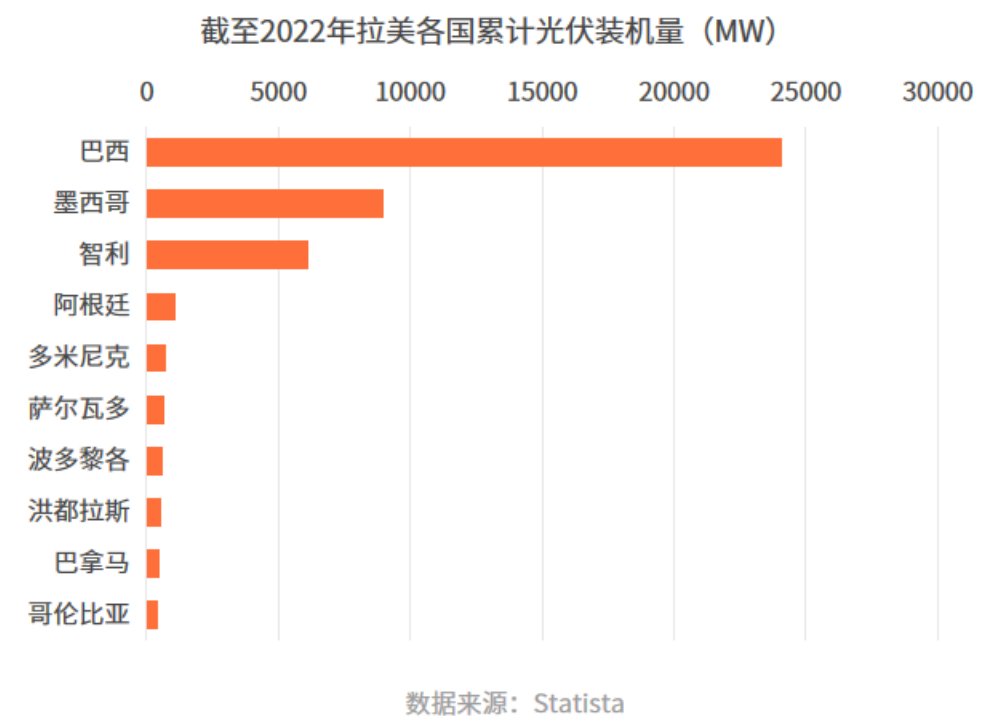
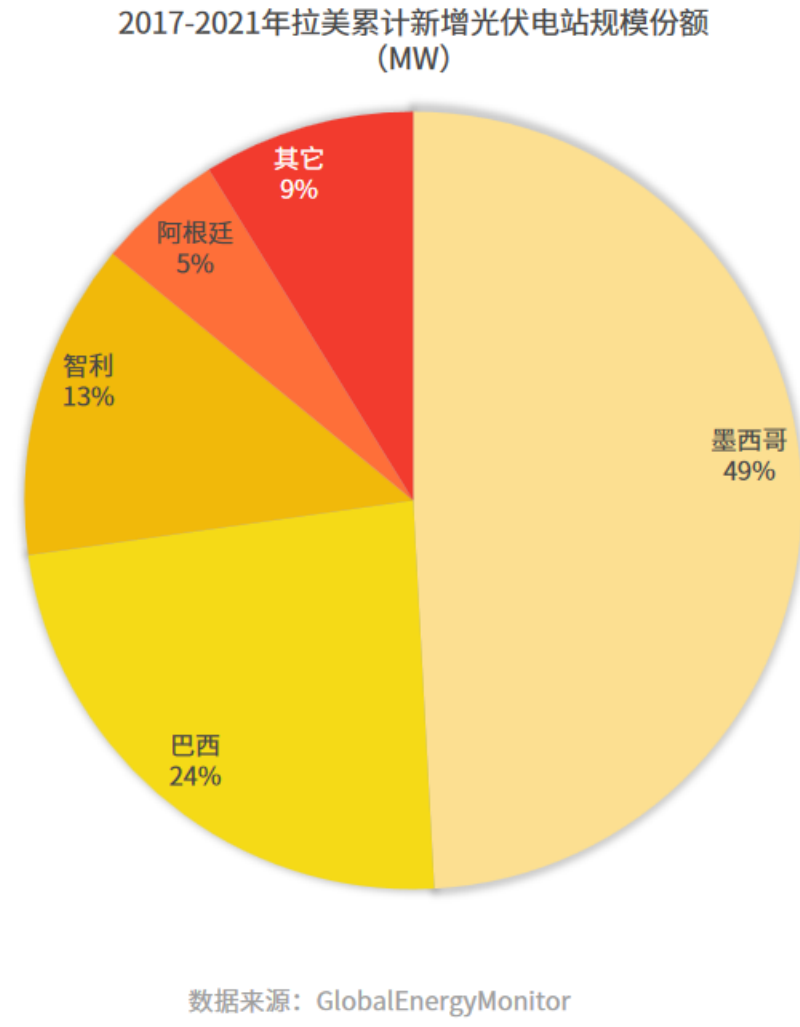
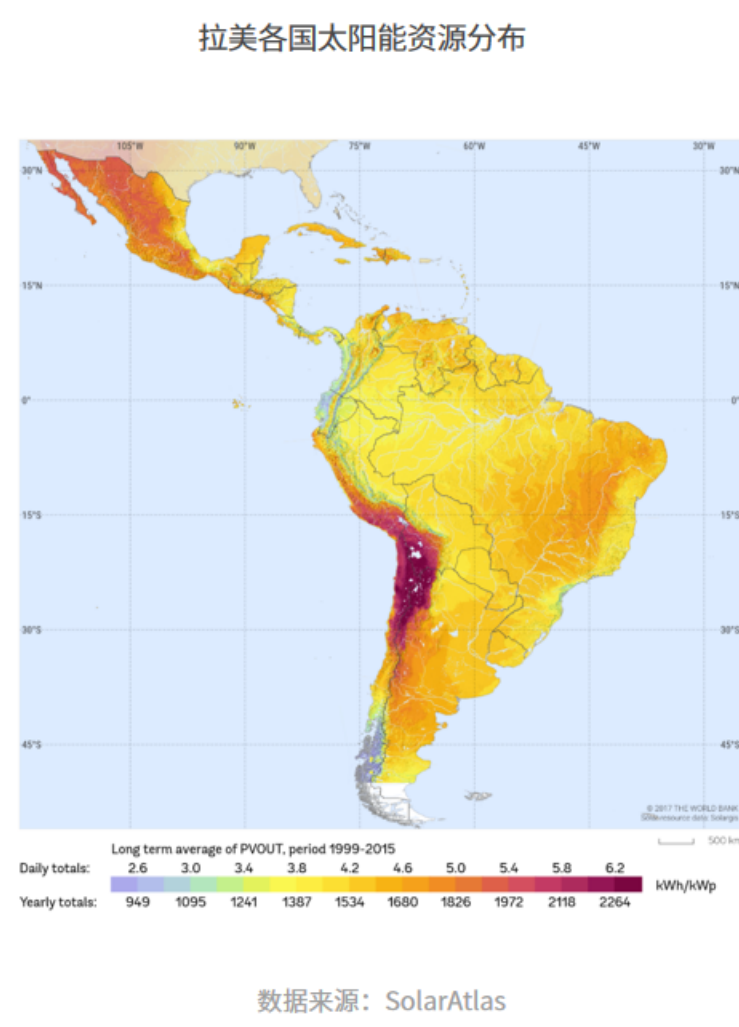
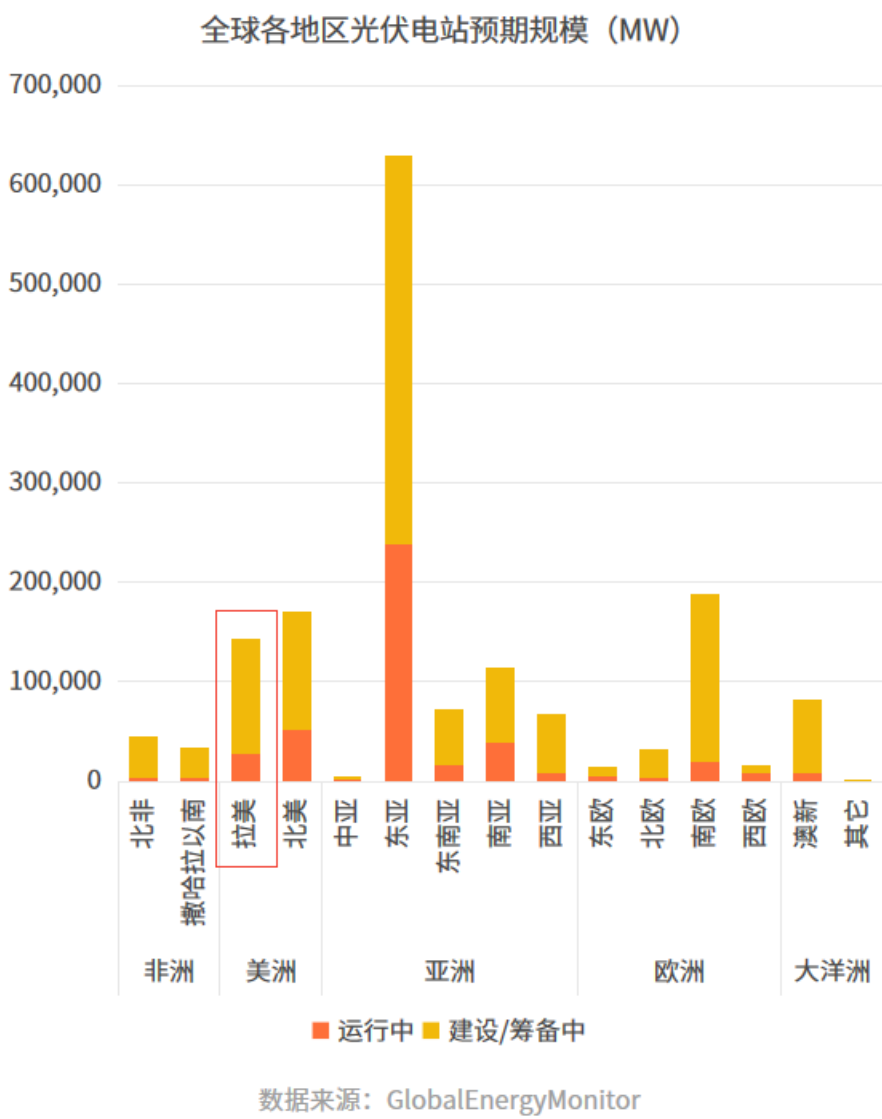


数据来源：METI

2023年十大电力公司两次涨价（日元）				
电力公司	6月居民标准电价	环比涨幅	10月居民标准电价	环比涨幅
北海道	8299	22.4%	8373	8.8%
东北	7833	26.1%	7641	10.7%
东京	7690	12.1%	7573	11.4%
中部	6945	0.0%	7181	12.2%
北陆	6786	46.1%	6763	10.5%
关西	5236	0.0%	6146	17.4%
中国	7720	26.6%	7434	10.1%
四国	7345	32.1%	7425	11.2%
九州	5251	0.1%	6126	16.7%
冲绳	9265	42.7%	8202	14.2%

数据来源：KYODONEWS

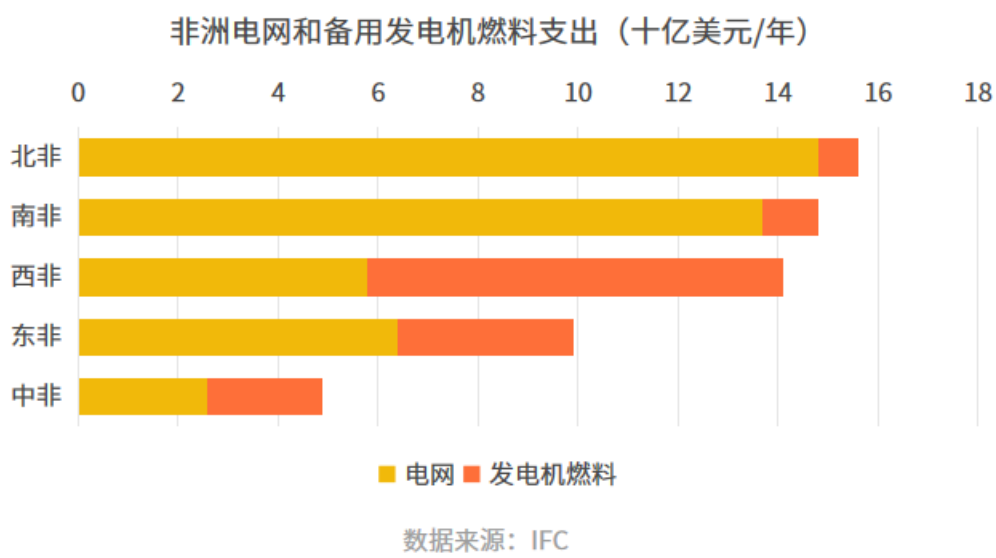
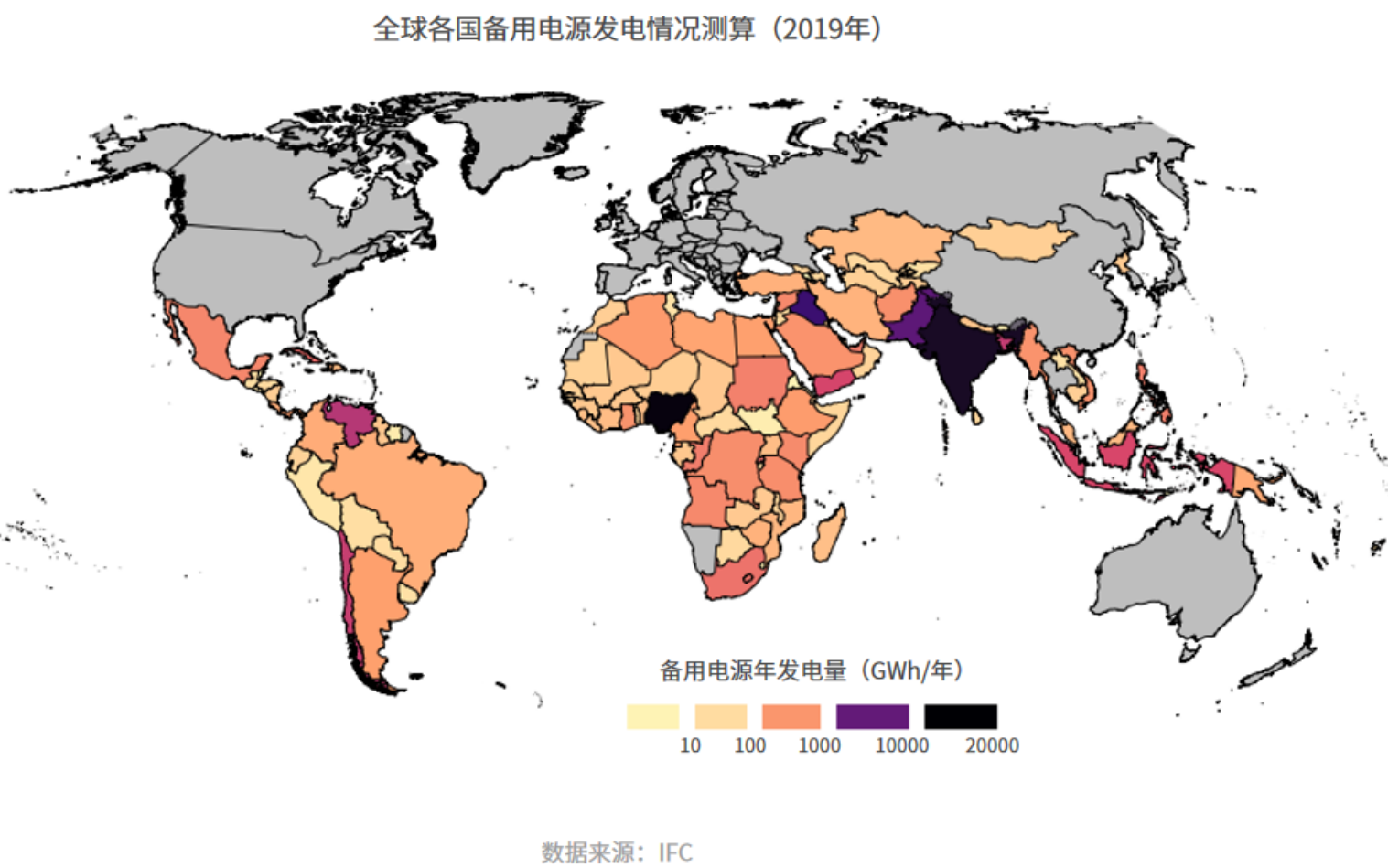
- 拉美的太阳能资源丰富，但Ember数据显示，目前拉美光伏发电占比仅为3-4%，基础较低，但在建/计划中的光伏电站项目共计有250个，装机量合计近20GW，如果全部项目完工，拉美的光伏发电装机量将至少增长70%。按目前运行中和建造中的预期光伏电站规模，拉美在全球各地区中排名第四。拉美人口分布不均，有充足土地可以用于大规模光伏建设，但同时独立住宅占比较小，因而目前光伏市场以集中式电站为主，分布式光伏发展尚未起步。
- 光伏装机存量最高的国家为巴西，但近几年新增装机量较低，墨西哥在2017年和2021年新增光伏装机量中占比近一半，但增速逐年放缓，智利作为拉美日照条件最好的国家，光伏装机量迅速提升，已成累计装机量第三的国家。墨西哥市场规模较大，经济发展较好，新能源投资政策环境友好，与巴西、智利一起，将成为拉美光伏主要的三大市场。



- 拉美的储能市场还在相当初级的起步阶段，目前以建设表前储能为主。拉美水电等可再生能源极其丰富，对单一化石燃料的依赖相对较小，因而风光发电在所有发电方式中的装机规模占比较高，乌拉圭等前五名国家风光电占比均超过20%，其中智利的风光电占比超过三分之一，居全球前列。但是拉美的电网建设普遍落后，巴西和智利停电频繁，联通性和可靠性不足，可再生能源的发展将造成更多的弃光弃风，因而首先要解决发电侧的储能问题。预计至2030年，巴西、墨西哥和哥伦比亚等拉美各国储能的增长绝大部分为表前大储。
- 巴西和智利电网覆盖率低，但人均用电量高，且电价处于中高水平，下一步户用离网储能将成为重要增长点，但目前巴西的储能系统成本中有80%是进口税，实现本地制造将对区域储能市场产生重大改变，同时税收政策也将影响户储市场发展，目前而言储能系统尚不具备经济性。
- 大部分国家暂未出台储能相关政策，在这一方面智利走在了前面，近期已推出关于可再生能源储能的相关政策。因此储能项目数量上，智利也领先于其它拉美国家。预计到2030年，智利需要新增1.6-2GW储能，以达到80%可再生能源占比目标，而目前在运行的储能仅有64MW，差距较大，发展空间广阔。而且大部分可再生能源距离高用电需求地区较远，但南、中、北部互通性弱，更需要储能作为缓冲。总的来说，智利电力市场私有化，政策法规透明，项目开发环境好，随着新能源占比的大幅提升，发电侧与输配电侧储能的市场需求潜力巨大，高昂电价也将促进工商业储能发展，但由于贫富差距原因，户用储能市场空间较小。

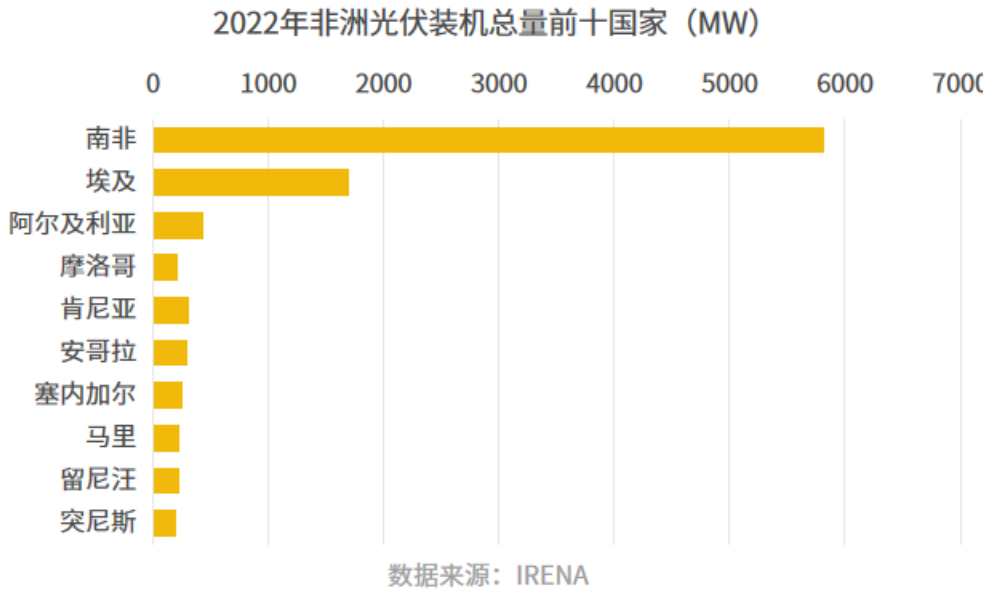
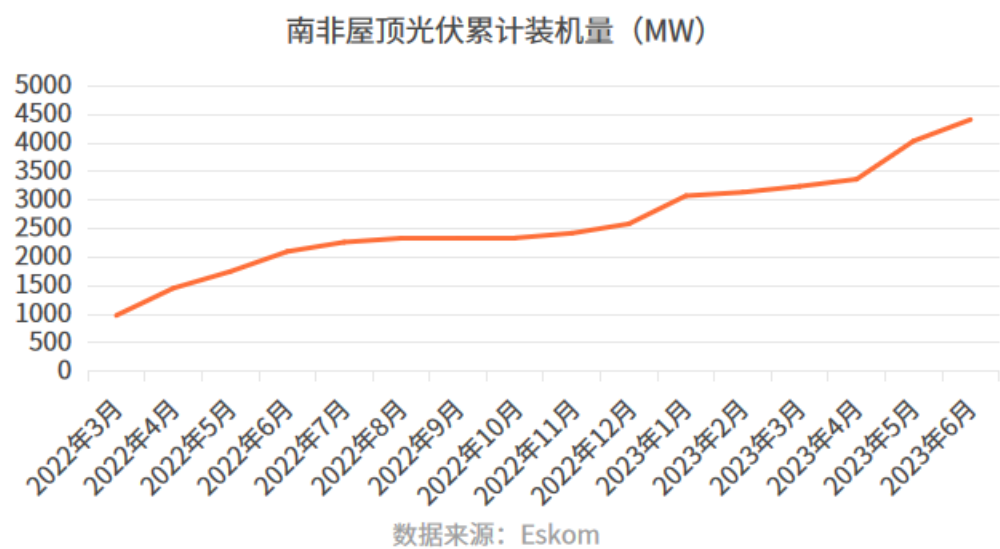


- 非洲公用事业长期面临管理不善、投资不足等问题，将导致整个非洲大陆新增发电装机量放缓，2020年非洲新增太阳能光伏装机大幅下降，输配电网投资陷入停滞，导致电网出现频繁的、计划外的停电，因此终端用户普遍发电自给，特别是大型商业和工业企业。所以非洲是全球拥有最多备用发电机数量的地区，预计每年有100-170TWh电量是由备用发电机产生的，有38个非洲国家的备用发电机装机量甚至大于当地电网装机量，如尼日利亚备用发电机为15-20GW，而电力装机5-15GW。而全非洲用于发电的化石燃料中，有24%被用于备用电源，但仅提供了7%的电力。备用发电机的边际燃料成本介于0.2-0.5美元/kWh，显著高于公用电网电价。根据IFC数据，西非地区在发电机燃油上的支出甚至超过电网。备用电源发电效率低，成本高，在非洲部署分布式光储可以优化发电结构，减少对柴油发电机的依赖。
- 非洲国家没有欧美国家一样广泛的化石燃料基础设施，他们更有能力跨越到以新能源为中心的经济体。背后是两方面因素共同作用的结果，一是新能源和储能的成本快速下降；二是国际社会宣布停止为非洲国家燃煤电厂提供资金，非洲中低收入国家缺乏相应的资金和技术实力重走以火电为中心的传统能源电力发展路径。因此非洲国家有望经历新能源跨越式发展，相应迎来分布式储能加速发展。
- 根据ESMAP于2022年估计，全球共有4800万人连接到约21500个微型电网中，其中一半是光伏微网，目前计划在建的微网约29400个，其中95%在非洲和南亚，99%为光伏微网。光伏微网成本有望低于大部分国家公共电网，2018年微电网的度电成本(LCOE)为0.55美元/kWh，2021年仅为0.38美元/kWh(负荷率22%)，预计2025年进一步降至0.30美元/kWh(负荷率22%)。相应地，当前38%的非洲国家公共电网度电成本在0.30美元/kWh及以上。以ESMAP的典型系统为例，对于稳定负荷为230kW，平均日用电量758kWh的微网，若91%-94%电量由新能源供应，则配置的光伏和储能规模分别为286kW和690kWh，相应光伏微网将驱动分布式储能需求。
- 目前南非走在非洲可再生能源发展的前列，非洲光伏装机量第一，截至2022年累计装机量5.8GW，远超埃及等其它非洲国家，屋顶光伏累计装机量在近一年内翻倍。尽管如此，火电仍占比90%上，目前南非光储市场基础弱，增速快，是海外主要成长型市场之一。



光伏混合微网经济性测算

	2018	2021
初始CAPEX(\$)	1,160,000	847,000
客户数量	1099	793
光伏容量(kWp)	228	286
电池类型	铅酸电池	铁锂电池
电池容量(kWh)	887	690
平均日用电量(kWh)	890	758
恒定负荷(kWfirm)	207	230
单位投资(\$/kWfirm)	5,604	3,659
LCOE(\$/kWh)	0.55	0.38

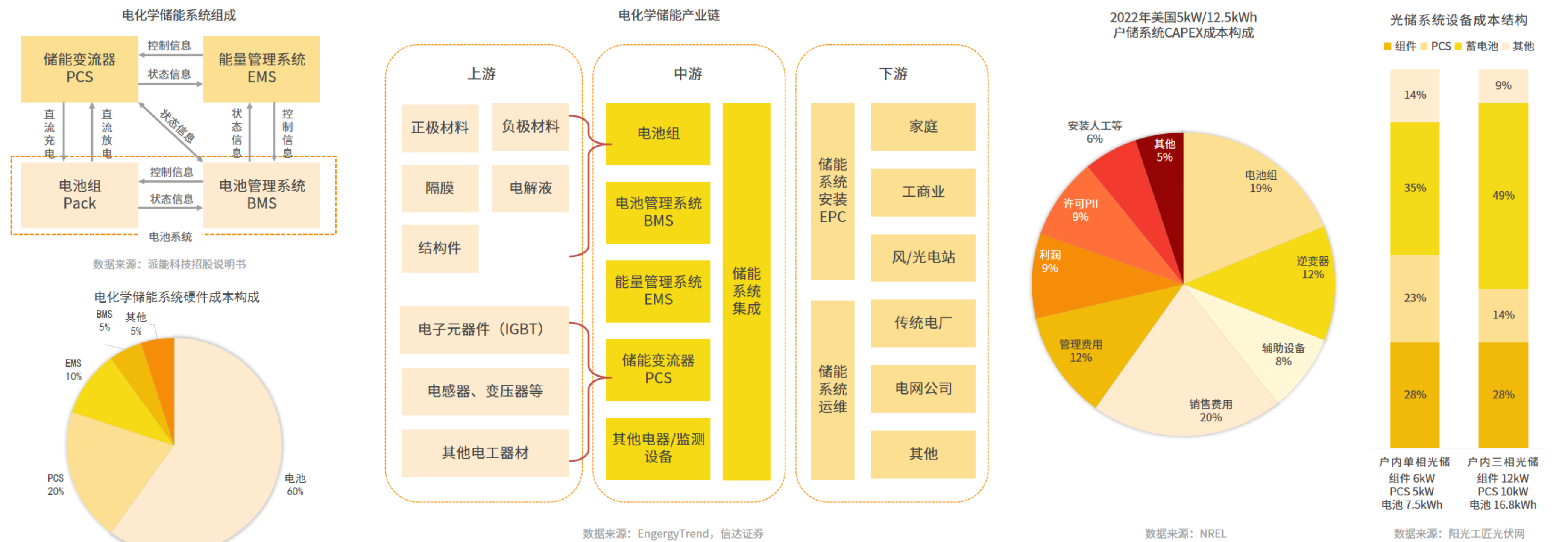


07

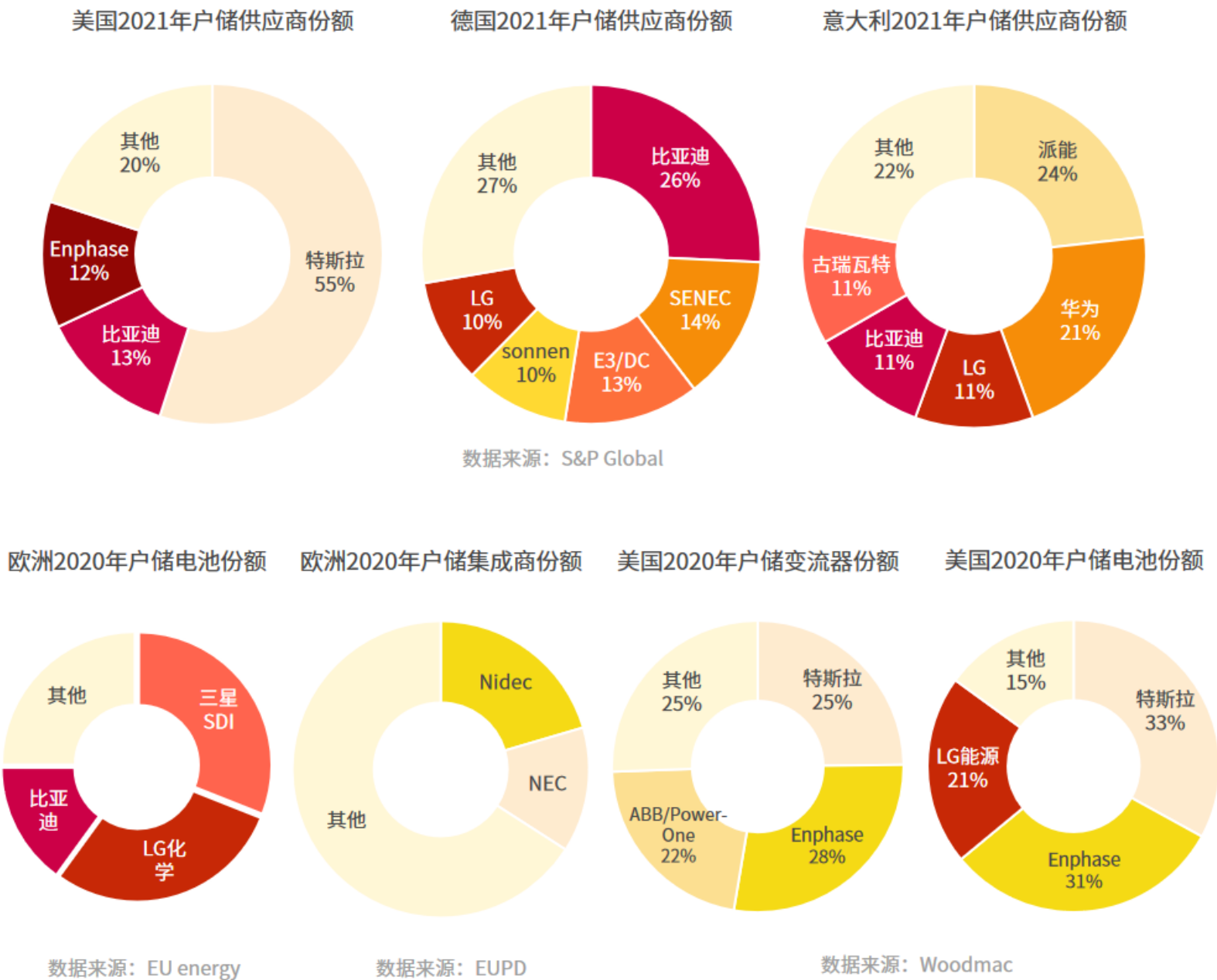
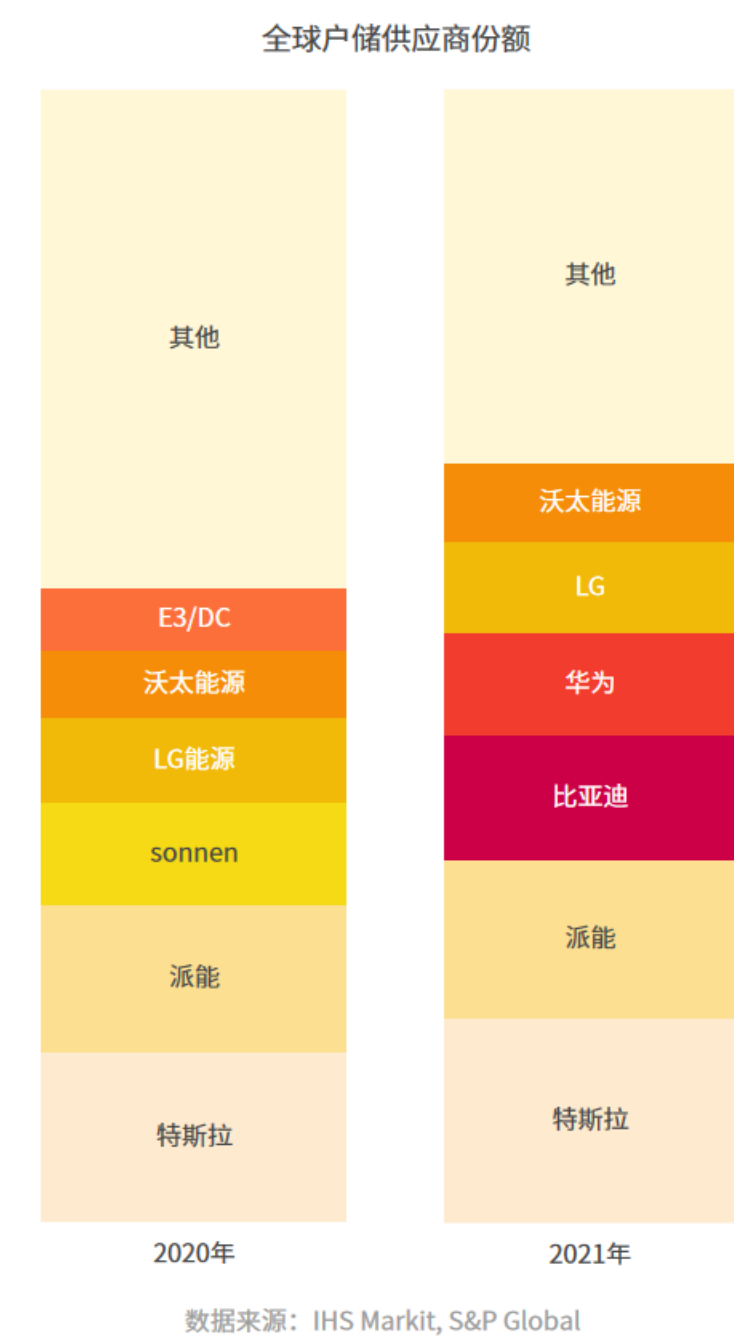
户储产业链及典型企业案例

储能电池及PCS产业链和分类特点

- 户储系统主要由电池PACK、BMS、EMS和PCS四大部分构成。其中电池是户储的核心，BMS是电池的“卫士”，PCS充当光伏、储能与负载之间的枢纽，EMS则是储能的“大脑”。BMS负责监控、评估电池充放电和温度状态，保护和均衡控制电池组；EMS负责数据采集、网络监控以及能量调度。由于电池组使用直流电，如需接入负载，则需要变流器PCS进行直流/交流电的转换，并控制储能电池组的充放电。四大部分中，电池成本占比最高，达六成，其次为PCS，两者是户储系统的关键元件。
- 户储上游主要为电池和PCS的原材料及生产设备厂商；下游主要为系统集成商和安装商，负责采购储能电池系统、PCS和其它零部件，集成终端系统向家庭用户进行销售、安装，并提供售后服务。目前储能电池出于耐久和安全考虑，大部分采用磷酸铁锂电池，上游材料包括正极、负极、电解液、隔膜和结构件；PCS作为电气设备，原材料为IGBT、电感器、变压器等。电池组、PCS的生产及系统集成是目前户储产业链中价值较高的环节。
- 从户储的安装成本结构来看，电池仍是最大的单项成本。由于海外人工和销售费用日益增加，安装商相关成本约占用户投入的一半，而硬件成本仅占四成。在安装光储一体系统的情况下，装机规模越大，电池成本占比越高。对比两种光储系统，一是6kW的光伏组件、5kW的PCS、7.5kWh的储能电池，二是12kW的光伏组件、10kW的PCS、16.8kWh的储能电池。电池成本随着规模增大，由占比35%增至49%，而PCS占比由23%降至14%，这是因为PCS作为电气设备，容量增大，则单位容量成本下降，但光伏发电规模变大，就需要更大容量的储能减少弃光。



- 据IHS Markit的户储产品出货数据，2021年全球户储出货首位是特斯拉，第二三名分别是派能科技和德国Sonnen，三家合计市场份额占比约为43%。由于户储系统往往与光伏系统一同装配，各部分设备的厂商各不相同，因此直面消费者的安装商推荐更为重要，各国户储市场消费者普遍更信赖本土品牌，因此中国储能企业一般采取经销商合作模式打通海外市场。
- 中国企业在全球户储市场表现突出，从出货量上看，储能产品和逆变器均有多家中国厂商排名前十。派能是全球户储的领先品牌，仅次于特斯拉，比亚迪2021年异军突起，在欧洲和美国市场都占据重要地位，在意大利，派能、华为和比亚迪三家中国厂商合计份额超一半，欧洲相比澳洲和美国，对日韩等非本土品牌的接受度较高。但下游To C的分销渠道被本土企业牢牢掌控，欧洲户储集成装商Top3均为本土企业，且市场份额接近45%。在美国市场中，由于政府对中国企业的进入设置了较高的壁垒，因此美国户储市场中特斯拉和Enphase两家本土企业占比近7成，中国企业只能通过嵌入美国储能头部厂商的供应链条，间接参与市场竞争。
- 从美国市场也能看出整合型厂商具有更大优势，提供电池PCS等一体化方案有助于品牌认知度的提升，也进一步向下游整合成为系统集成商直面消费者，能够在市场初期建立品牌壁垒。

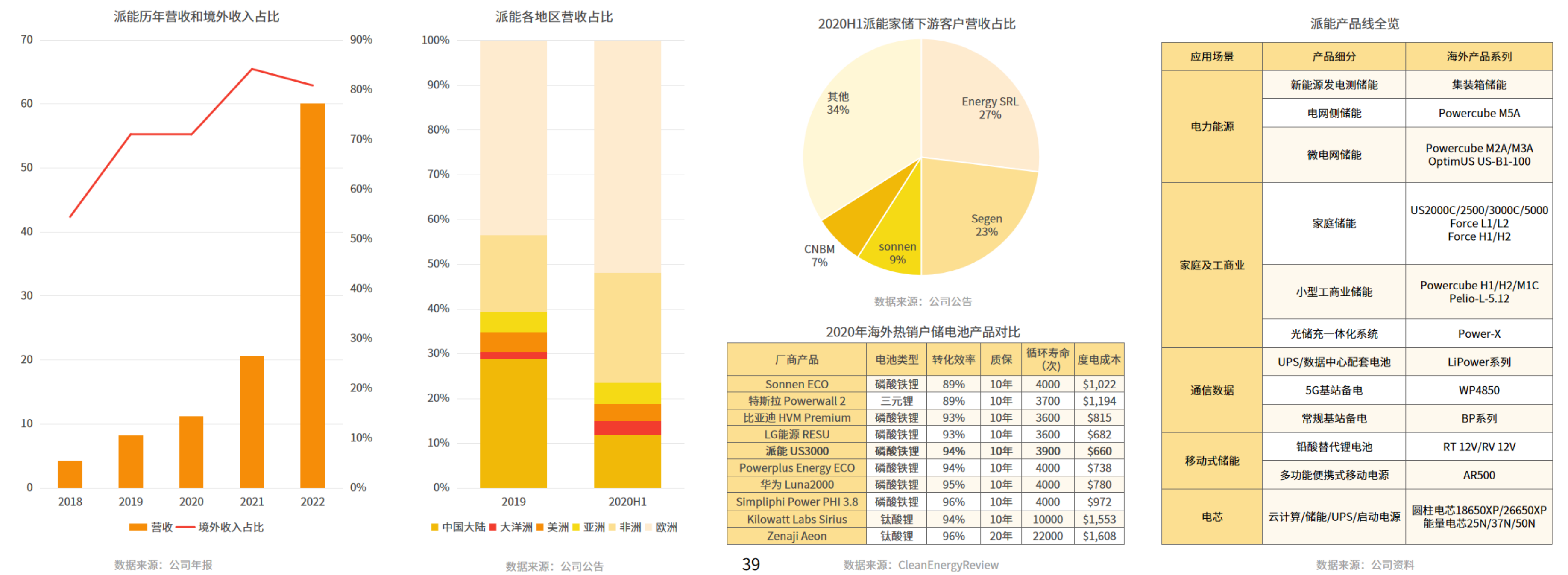


2021年全球户储出货量排名

序号	储能产品	储能变流器
1	特斯拉	古瑞瓦特
2	派能科技	SolarEdge
3	Sonnen	Enphase
4	LG新能源	华为
5	沃太能源	SMA
6	比亚迪	固德威
7	Enphase	锦浪科技
8	E3/DV	Fronius
9	松下电池	首航新能源
10	Generac	Deye

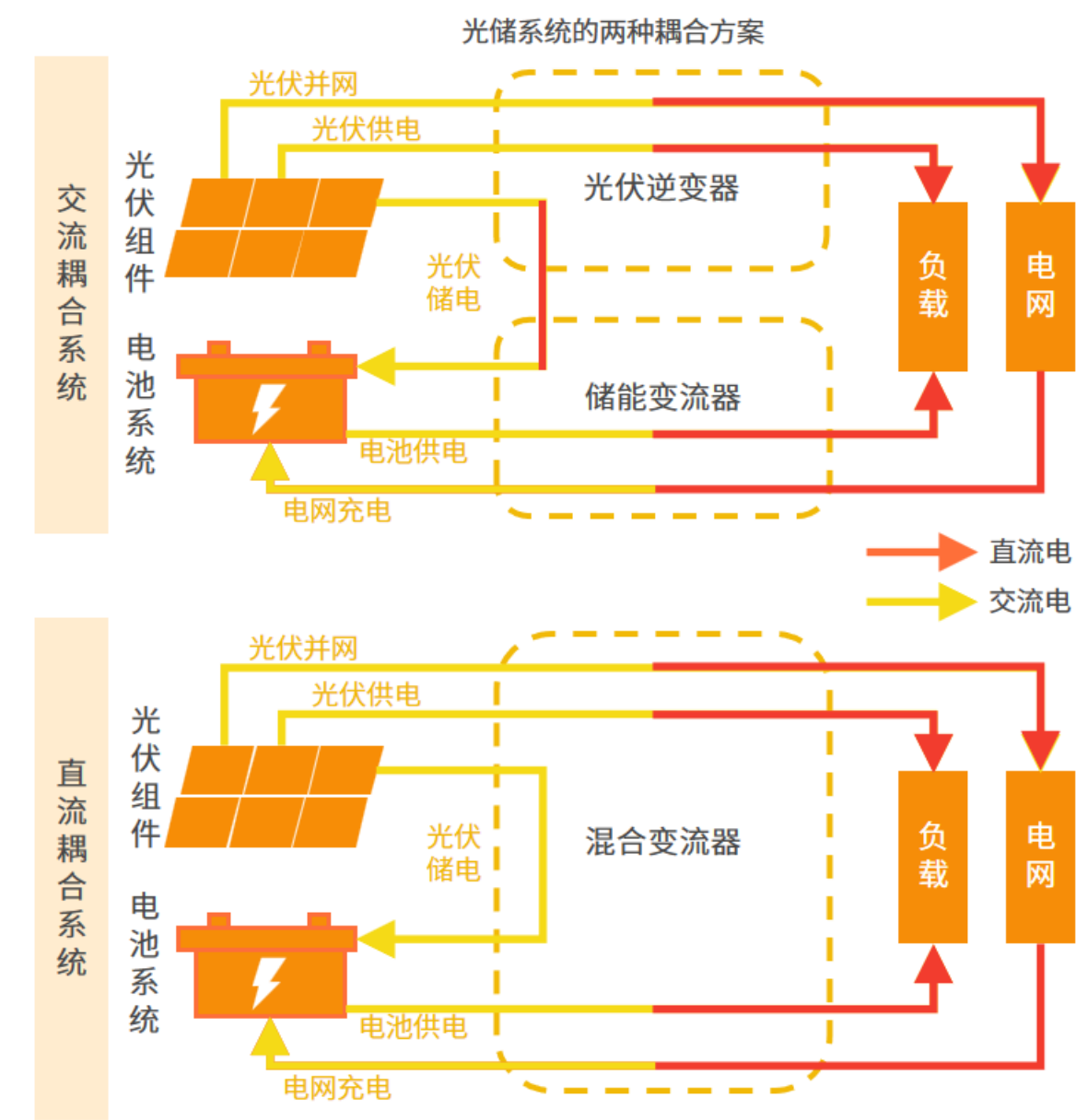
数据来源：IHS Markit

- 派能为全球户用储能TOP2，2021年户储市占率为14%，业务增长亮眼，2018-2022年营收 年复合增长率达292%，其中主要为海外营收，占比逐年提高，已超80%，而海外市场中，又以欧洲和非洲为主。从产品结构上，几乎所有营收来自于储能产品，尤其是户储产品占比70%以上。2021年其海外储能产品毛利率达35%，领先于同类国内厂商。
- 派能专注于海外To B户储业务，主要模式为向下游集成厂商供应储能电池系统，核心下游客户包括意大利头部储能系统厂商Energy SRL、英国最大的光伏系统厂商Segen，中建国际装备公司（南非），西班牙头部光储系统厂商Solar Rocket，以及澳洲厂商Solar+Solutions等，并为德国sonnen提供贴牌代工服务，前四大客户占比派能户储产品营收的66%。目前产品出口至意大利、英国、德国、西班牙、南非、澳大利亚、墨西哥、沙特、越南等近30个海外国家。
- 派能储能产品采用软包铁锂路线，具备电芯-电池模组-BMS-储能电池系统的完备生产能力，自2020年起实现储能电芯全部自主供应，是国内少数可实现自主研发与供应电芯+Pack的储能厂商，有助于保持较低的储能系统成本。派能可提供5-1500V全系列电压等级全场景储能系统及定制化解决方案，覆盖新能源发电、电网辅助服务、微电网、工商业园区、充电桩、数据中心、通信基站等各种场景储能应用。产品通过国际IEC、欧盟CE、欧洲VDE、美国UL、澳洲CEC、日本JIS、联合国UN38.3等安全认证，并符合REACH、RoHS和WEEE等环保指令要求，是行业内拥有最全资质认证的储能厂商之一。其研发投入维持在7%以上，高于国内主要竞争对比。据2022年CleanEnergyReview发布的长期横向评测，派能户储主力产品的可循环次数高、充放电效率高，且度电成本仅为660美元/kWh，低于竞品，在热销户储产品中性价比最优。派能凭借其研发和生产技术优势，以及在下游渠道的数年沉淀，有望持续高速发展，保持海外户储龙头地位。



逆变器/变流器的分类和特点

- PCS包括储能变流器和光伏逆变器，其中光伏逆变器是单向地将光伏发电由DC直流转换为AC交流电，而储能变流器一般可以DC-AC/AC-DC双向逆变。Hybrid混合一体变流器，是把光伏逆变和储能变流的功能整合到一起的PCS。
- 光储系统有交流耦合和直流耦合两种连接方案，技术都比较成熟，各有优劣，区别在于在交流耦合中有两个PCS，光伏发电先经逆变器转为交流电，再由变流器转回直流给储能充电，而直流耦合只。在户储中，交流耦合只有一个PCS，光伏产生的直流电可直接给电池充电。因此交流耦合主要用于为已有光伏增配储能，直流耦合用于新装户用光储。
- 光伏逆变器可分为集中式、组串式以及微型逆变器三类。其差异在于逆变器的前置程度，影响最大功率点跟踪MPPT的颗粒度，进而影响发电效率。其次是电压范围影响发电时长。
 1. 集中式逆变器一般用于集中式地面光伏电站，功率较大，单机容量基本在500kW以上，需要先将大量光伏组件产生的直流电汇流，再转换为交流电后并入电网，优点是技术成熟、可靠性高，本成低。但由于其最大功率跟踪电压范围较窄，一旦单个组串出现故障将会影响整个光伏系统的发电效率。
 2. 组串式逆变器是将单串或多串光伏组件产生的直流电先逆变为交流电，再汇后并入电网，单机容量一般在200kW以下，因而用于分布式中大型工商业和户用光伏。优点是组件配置灵活，最大功率跟踪电压范围较宽，发电时间长。
 3. 微型逆变器是单个微型逆变器对应单块或数块光伏组件，可对每块光伏组件进行单独的最大功率点跟踪，一般单体容量在5kW。即便部分组件产生故障，仍能获得比前两者更高的发电效率，但目前成本较高，主要用于小型分布式光伏如小规模工商业和户用光伏。



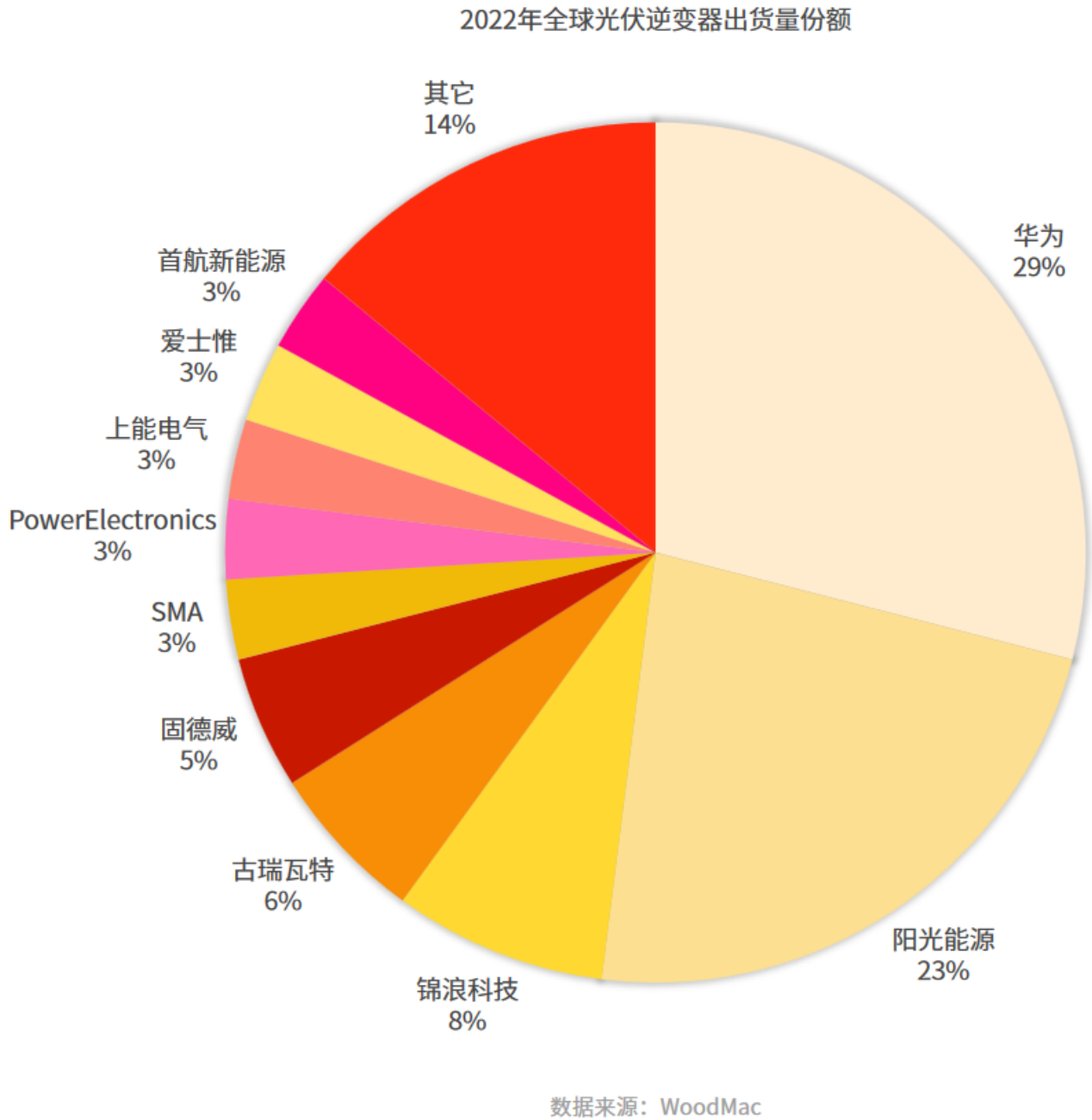
数据来源：公开资料

光储PCS分类及特点

	光伏			储能		
	集中式逆变器	组串式逆变器	微型逆变器	储能变流器	Hybrid	一体机
应用场景	大型地面电站	工商业/户用	工商业/户用	地面电站/工商业/户用	工商业/户用	工商业/户用
系统差异				交流耦合系统	直流耦合系统	Hybrid + 电池系统
优势	输出功率大，技术成熟，可靠性高，成本低	可室外安装，易于维护，MPPT电压范围宽，能延长发电时间	安装简单，可拓展性强，具备组件级MPPT，组件级关断和组件级监控，发电效率高	适用于大储或已有光伏的配储	适用于新装光伏配储，系统更简化，整体成本更低	集成电池和PCS，节约空间，安装便捷
局限	MPPT精度不够，多云遮阴或单个组串故障时将影响整体效率，MPPT电压范围窄发电时间短，需专用机房	不具备组件级MPPT，组件级关断和组件级监控，发电质量略差	成本高、故障后难以维护	逆变器+储能变流器比混合变流器成本高，系统更复杂，更容易出现故障	不适用于已有光伏配储	成本高，部件更换难
代表产品	阳光电源SG系列	科士达 BLUE-S系列	禾迈股份单相微逆	派能US2000C	锦浪科技S5系列	特斯拉 Powerwall
单位价格	0.20元/W	0.43元/W	0.73元/W	0.54元/W	0.82元/W	5.86元/W

数据来源：天风证券

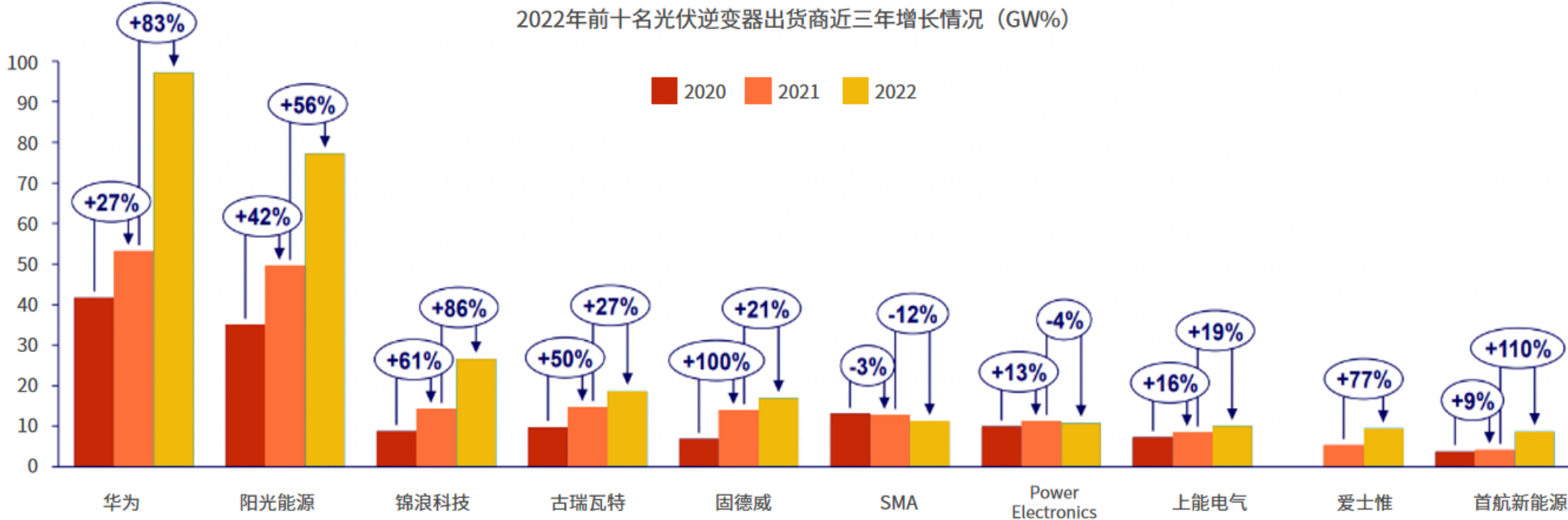
- 据Woodmac数据，2022年光伏逆变器全球出货量达330GWac，同比增长了48%。其中出货量前五名厂商份额占比71%，合计出货达200GWac，前十名厂商合计份额86%，对比去年的82%，光伏逆变器市场越来越集中，代表市场竞争更加激烈。因而每年前十名排名变动较大，从出货量增速也能看出，华为、锦浪科技和首航新能源在2022年出货量几乎翻倍，而SMA、Power Electronics则停滞不前，增长情况两极分化，表明市场将持续洗牌，在增长型市场，小厂商仍有机会，头部厂商的地位也并不稳固。
- 在全球出货量前十名中，中国厂商占据了8名，几乎垄断光伏逆变器市场。阳光电源、德业、固德威等大部分中国逆变器厂商的产品线完备，包括储能、组串式和微逆产品，在集中式、分布式工商业和户用光伏领域均有涉足。由于光伏产品比储能产品利润率更高，因而大部分厂商营收大头仍来自于光伏逆变器，少数厂商如古瑞瓦特的储能产品占比较高，国内的禾迈股份与昱能科技则类似美国的Enphase，是以微逆业务为主。
- 中国逆变器厂商目前的商业模式主要是自主品牌，代工为辅，作为下游光储系统的供应商，并不直面终端消费者，品牌几无终端露出，面对海外市场依赖于本地经销商，而海外户储用户在选择产品时，对品牌的信赖因素起到决定性作用，这将成为中国厂商出海的重要阻碍。



2022年全球部分头部逆变器厂商出货情况

出货量	阳光电源	上能电气	爱士惟	SolarEdge	Enphase	德业股份	锦浪科技	固德威	古瑞瓦特	禾迈股份
光逆	77GW	10GW	7GW	10.5GW (户用5.3GW 工商5.2GW)	-	105.93万台	94.23万台	46.10万台	93.05万套	-
储逆	7.7GW	-	-	-	-	29.9万台	-	22.73万台	55.57万套	-
微逆	-	-	-	-	5.9GW	80.24万台	-	-	-	116.4万台

数据来源：各公司公告

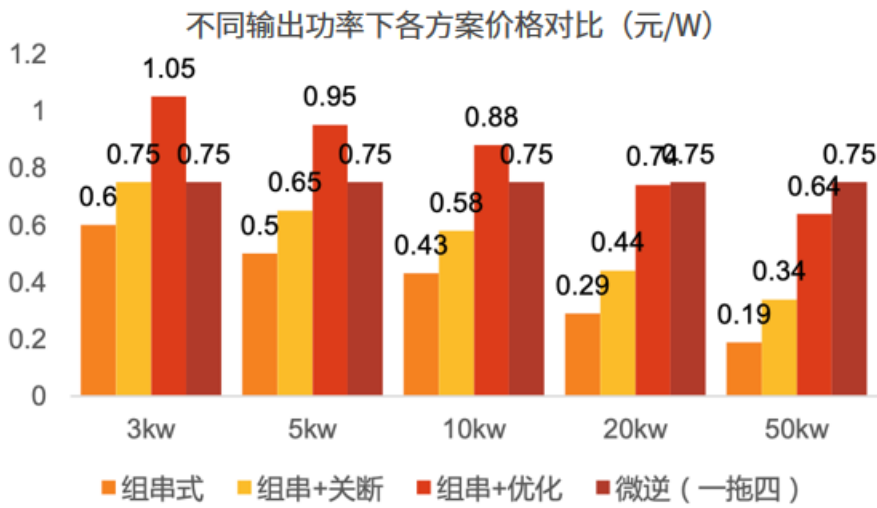


数据来源：WoodMac

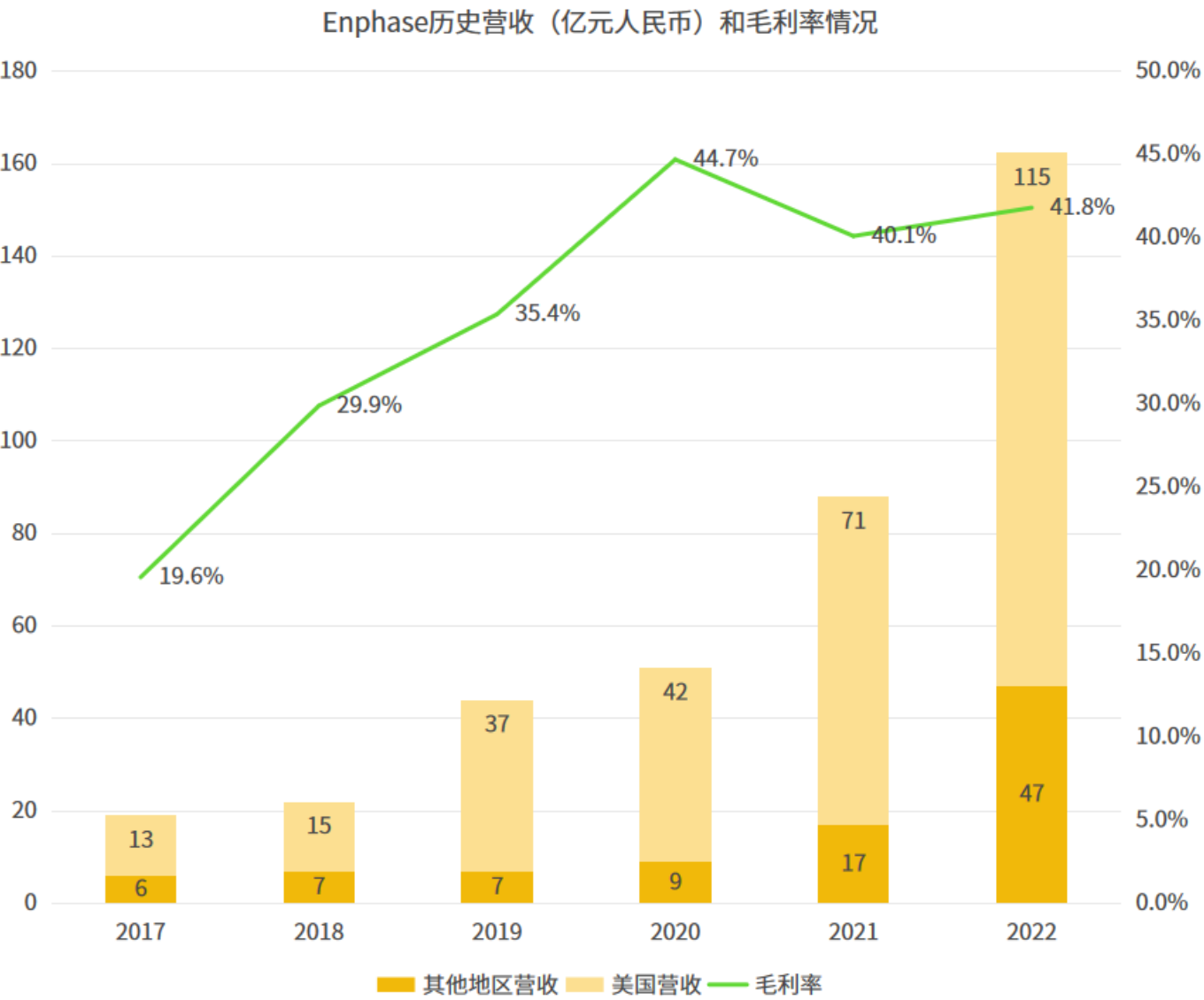
- 美国NEC新版安全规范标准于2019年发布后，要求户用光伏实现“组件级关断”，避免火灾施救风险。实现组件级关断，有三种方案：组串+关断、组串+优化器和微逆。因此2020年户用光伏装机中有94%采用优化品或微逆方案。主打组串+优化器方案的SolarEdge和主打微逆的Enphase直接受益，目前分布式光伏装机中逆变器市场由两者主导。而2022年美国IRA法案针对小于650Wac的一拖一微逆抵免额为11美分/Wac，而Enphase符合清晰的抵免要求条件，精准利好Enphase。
- 随着一拖四微逆产品的规模化应用，在低功率段的微逆价格已有较强竞争力。假设一拖四微逆价格0.75元/W，关断器0.15元/W，优化器0.45元/W，则在20kw以下，微逆的单瓦价格较组串+优化低，经济性更高；在3kw时，微逆与组串+关断的单瓦价格同为0.75元/W，3kw以下微逆比组串+关断更具经济性。因而从经济性和政策角度，Enphase均直接受益。
- Enphase自2008年推出全球首款微逆M175以来，14年间依次推出M190/215/250、S230/280、IQ6/7系列等微逆产品，每1-2年即进行产品迭代升级，不断提高微逆效率、MPPT电压范围、功率适配及可靠性。2021年发布的IQ8系列更是革命性产品：白天停电时IQ8可以安全断开电网，并利用阳光形成微电网，即使无储能也能继续为家庭供电，而不用像传统产品那样必须关停。积极的产品研发和更新，使Enphase在微逆产品中具有引领地位，帮助其市占率不断提升至2022年的46%，成为美国第一微逆厂商。
- Enphase借助在微逆领域的品牌基础，横向扩展至户用电池储能系统、光储通讯设备、AC光伏模块、电动汽车充电桩等多个领域，已初步具备完整的光储充产品线，并收购Sofdesk等企业，为安装商提供方案设计、提案软件、预测性软件等服务。可以看出，Enphase的产品线覆盖2C的终端用户、2B的安装商及设备集成商等多种客户，其终端产品有助于建立用户市场的品牌，进而影响安装商和集成商，反之为安装商提供售前售后服务，也有助于其向终端用户推荐Enphase产品。
- Enphase凭助政策利好、产品优势和横向扩张模式，营收在近五年取得了瞩目的增长，毛利率也稳步上升，自2018年起开始盈利，净利率和净利规模逐年提高，已是全球微逆领头羊。

Enphase终端产品线全览		
类别	产品和服务	
微逆	IQ8系列、IQ7系列 M250/M215/S280	
储能	三代	IQ电池5系列、IQ系统控制器3系列
	二代	IQ电池10/3系列、IQ系统控制器1/2系列、IQ负载控制器
通讯	IQ一体机3/4/5系列、AC汇流箱、IQ网关、移动通信连接器、EnvoyS系列、通讯组件2	
配件	系统开关、固定器、线夹、封口盖、外壳、上墙背板等	
EV充电	IQ40/50/60/80家用充电桩、HCS-40/50/60/80商用车充电桩、CS-100充电站、移动充电头	
线缆和接头	IQ线缆、微逆面板连接头、转接头	
AC面板	IQ7+Qcells系列光伏微逆一体面板	
用户服务	方案设计和报批服务、3D绘图和报价、免费维保延长服务	

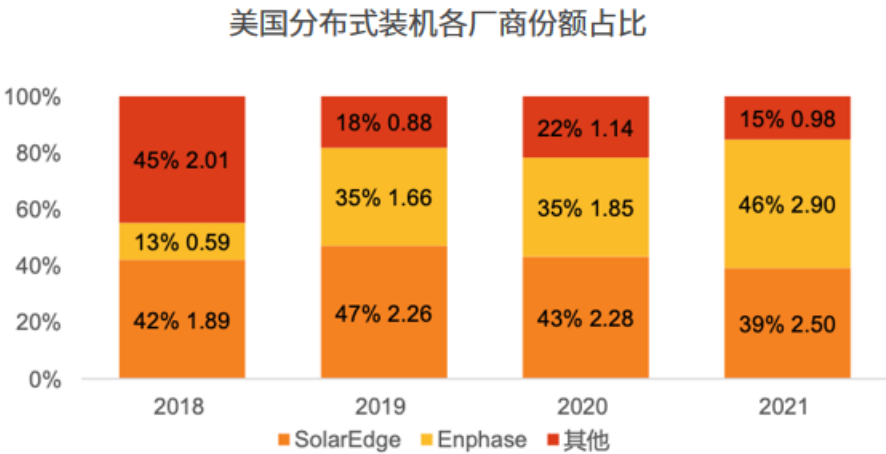
数据来源：Enphase



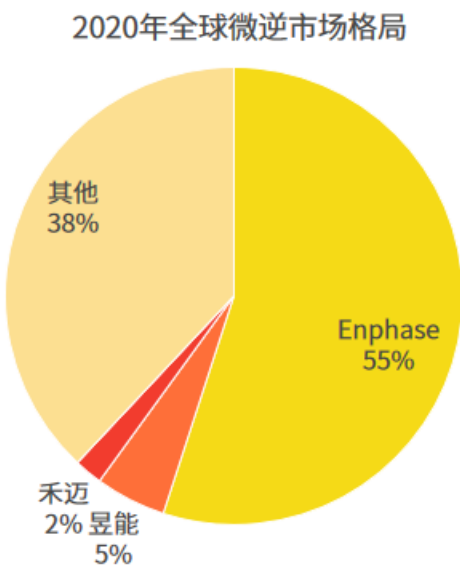
数据来源：ENF



数据来源：Enphase财报



数据来源：Enphase和SolarEdge公司公告



数据来源：Enphase公告

版权声明

本报告为霞光智库制作，没有经过霞光智库的书面许可，任何组织和个人不得以任何形式复制、传播或输出中华人民共和国境外。任何未经授权使用本报告的相关商业行为都将违反《中华人民共和国著作权法》和其他法律法规以及有关国际公约的规定。

免责声明

本报告所涉及的观点或信息仅供参考，不构成任何证券或基金投资建议。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告或证券研究报告。本报告的数据、信息来源于公开资料，霞光智库对该等数据、信息的准确性，完整性或可靠性不做任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映霞光智库于发布本报告当日的判断，过往报告中的描述不应作为日后的表现依据。在不同时期，霞光智库可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告或文章，霞光智库均不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，霞光智库对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，读者应当自行关注相应的更新或修改。任何机构或个人应对其利用本报告的数据、分析、研究、部分或者全部内容所进行的一切活动负责并承担该等活动所导致的任何损失或伤害。

霞光智库

霞光智库2023年全面升级，将以中国制造业的全球化进程为主轴生产研究报告。

报告将聚焦“海外市场、垂直行业、出海企业”三大方向，以此为有出海需求的企业、投资人、从业者等群体提供服务。

联系我们 Contact Us

- ☎ 17810278392
- ✉ xgzk@xiaguangshe.com
- 🌐 www.xiaguangshe.com



霞光社公众号



霞光智库公众号



联系我们