

电力辅助服务是什么

——储能行业专题报告 2

随着新能源发电并网加速，以风光为主的新型电力系统的波动性和随机性问题突出，影响电力系统的安全稳定运行，因此，电力辅助服务的重要性凸显。8月30日，国家能源局发布了《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》（以下简称“两个细则”），对电力辅助服务市场规则做了进一步明确。

核心观点

- 我国的电力辅助服务市场化加速。目前，我国的电力辅助服务市场提供的产品主要是调峰、调频，2019年上半年，电力辅助服务市场补偿费用共130.31亿元，占上网电费总额的1.47%。从产品类型看，调峰补偿费用占总补偿费用的38.44%，调频占20.73%，备用占36.38%，调压占4.23%。服务提供方主要是火电和水电机组，2019年上半年，火电机组的补偿费用占比为94.98%，水电站占比为3.42%。发电厂通过竞价方式取得权益，参与辅助服务可以获得补偿。过去补偿费用由电力系统中的发电机组分摊，2019年上半年，补偿费用主要来自发电机组分摊费用，占比为87.71%。
- 储能独立主体的市场地位明确，电力辅助服务市场化机制趋向合理。新版“两个细则”明确提出积极推进新型储能、用户可调节负荷、聚合商、虚拟电厂等资源参与电力辅助服务。市场机制方面，按照“谁提供，谁获利；谁受益，谁分担”的原则，辅助服务补偿费用电力系统内的发电企业、电力用户共同分担，真正体现出辅助服务的价值。
- 以美国、英国、澳大利亚、北欧为代表的国家电力市场发展成熟，主要产品是调频、备用、无功调节、黑启动等，市场通过竞价或长期协议的方式交易，服务费用通过输配电价传导到用户侧由终端电力用户承担。市场机制更为合理，更能体现电力辅助服务的实际价值。
- 我国电化学储能快速发展，在电力辅助服务市场应用潜力巨大。电化学储能以其灵活性高、响应速度快、环境资源约束小、技术进步空间大、与新能源发协同效应高的优势，在电力辅助服务市场有巨大的应用空间。根据BNEF统计，2020年中国电化学储能新增装机2.3GWh，同比增长156%。根据CENSA统计，2020年新增投运的电化学储能项目中，电网侧储能296.4MWh（37.8%），电源侧辅助服务201.5MW（25.7%）。未来伴随着我国能源结构的转型、电力市场的成熟和储能成本的降低，电化学储能将爆发出巨大的潜力。我们预计，全球2025年电网侧调频需求带动的储能需求为6.9GWh。

投资建议与投资标的

- 储能市场具有高成长性和确定性，我们推荐宁德时代（新能源汽车组覆盖）、隆基股份，建议关注逆变器行业阳光电源、科华数据、锦浪科技、固德威，系统集成企业派能科技、盛弘股份，EPC企业永福股份，新能源行业明阳智能，天合光能，电网相关企业南网能源、国电南瑞、国网信通、涪陵电力、许继电气等。

风险提示

- 储能需求不及预期
- 储能技术迭代不及预期
- 成本下降不及预期



东方证券
ORIENT SECURITIES

行业评级	看好 中性 看淡 (维持)
国家/地区	中国
行业	电力设备及新能源行业
报告发布日期	2021年09月01日

行业表现



资料来源：WIND、东方证券研究所

证券分析师 郑华航
021-63325888*6110
zhenghuahang@orientsec.com.cn
执业证书编号：S0860520100001

联系人 温晨阳
wenchenyang@orientsec.com.cn

联系人 严东
yandong@orientsec.com.cn

相关报告

政策推进电化学储能安全管理，助力行业高质量发展：——储能行业周报（2021/08/30）	2021-08-30
储能市场加速开启，商业模式未来可期：——储能行业专题报告 I	2021-08-25
新型储能 2021H1 高增长，行业景气确认：——储能行业周报（2021/08/21）	2021-08-21
政策推动自建或购买调峰能力，加快新型储能发展：——储能行业周报（2021/08/14）	2021-08-14
政策加码，技术迭代，储能发展迎来利好：——储能行业周报（2021/08/08）	2021-08-08

东方证券股份有限公司经相关主管机关核准具备证券投资咨询业务资格，据此开展发布证券研究报告业务。

东方证券股份有限公司及其关联机构在法律许可的范围内正在或将要与本研究报告所分析的企业发展业务关系。因此，投资者应当考虑到本公司可能存在对报告的客观性产生影响的利益冲突，不应视本证券研究报告为作出投资决策的唯一因素。

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

目 录

电力辅助服务市场：保障电网安全，市场化有待提升	4
电力辅助服务：保障电力系统安全稳定运行的重要方式	4
电力辅助服务市场：产品齐全，市场化加速开启	5
市场规则：发电企业为主体，固定补偿与市场化补偿机制，电力系统共同分担	7
他山之石：国际成熟市场调频为主，竞价或长期协议交易	10
储能：在电力辅助服务市场应用优势突出，未来市场空间可观	11
投资建议	16
风险提示	16

图表目录

图 1: 调频过程负荷曲线与发电曲线.....	5
图 2: 电力辅助服务市场发展历程	6
图 3: 2019 年上半年各类型机组电力辅助服务补偿费用占比	8
图 4: 2019 年上半年电力辅助服务补偿费用构成	9
图 5: 2019 年上半年电力辅助服务补偿费用来源	10
图 6: 中国电化学储能累计装机.....	12
图 7: 中国电化学储能新增装机.....	12
图 8: 2020 年我国新增投运电化学储能项目应用场景分布情况.....	12
图 9: 2020-2025 年全球储能调频调峰市场空间预测	16
表 1: 电力辅助服务分类	4
表 2: 电力辅助服务市场产品类型	6
表 3: 电力辅助服务各类品种补偿机制	8
表 4: 部分省份电力辅助市场交易方式	9
表 5: 各国电力辅助服务市场对比	10
表 6: 各省储能调峰相关政策	13
表 7: 各省储能调频相关政策	15

加快构建适应高比例可再生能源发展的新型电力系统是实现“碳中和、碳达峰”目标的重要路径。然而，可再生能源发电具有季节性、波动性，大规模的可再生能源发电并网，电力供需双方都不稳定且难以预测，影响电网的安全、稳定运行。因此，为了保障电力系统的安全、稳定、高效运行，电力辅助服务愈发重要。

电力辅助服务市场：保障电网安全，市场化有待提升

电力辅助服务：保障电力系统安全稳定运行的重要方式

根据新版“两个细则”的定义，电力系统辅助服务（以下简称电力辅助服务）是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网企业和储能设施、参与市场化交易的电力用户以及聚合商、虚拟电厂等第三方提供的服务。包括：一次调频、自动发电控制（AGC）、调峰、无功调节、备用、黑启动服务等。

根据电力辅助服务调节原理的不同，可以分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。有功平衡服务通过频率控制调节系统的有功出力，无功平衡服务即电压控制服务，事故应急及恢复服务包括稳控切机服务、快速切负荷服务和黑启动服务。其中，有功平衡服务特别是调频、调峰是我国电力辅助服务中应用最多的方式。

表 1：电力辅助服务分类

	调节方式	目的	服务类型
有功平衡服务	调节机组的有功出力	减少系统频率偏差、跟踪负荷峰谷波动或弥补可再生能源出力波动	一次调频、二次调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等
无功平衡服务	向系统注入或吸收无功	减少系统电压偏差、实现系统无功平衡	自动电压控制（AVC）、调相运行等
事故应急及恢复服务	预留发电容量或者发电机组提供无电源支持下的自启动服务	保障系统在故障情况下快速恢复	稳控切机服务、快速切负荷服务和黑启动服务

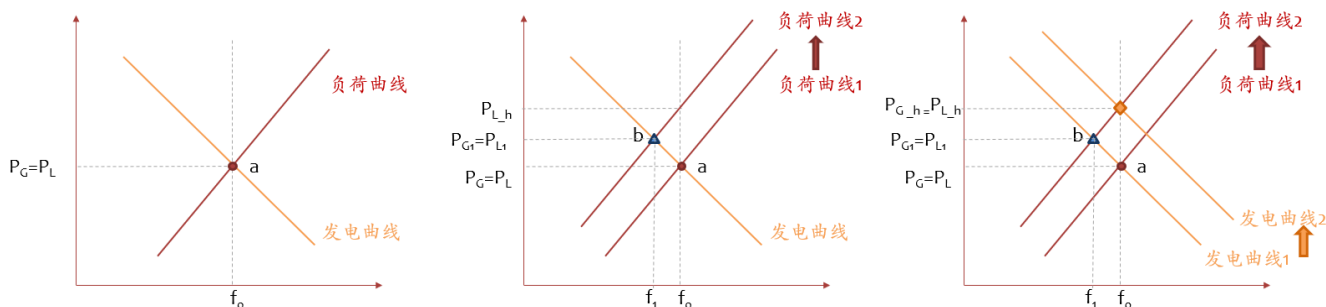
数据来源：《“双碳”目标下电力辅助服务发展方向解析》，《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》，东方证券研究所

目前，我国需求最多的是调峰和调频服务，两者本质上都是在电力负荷供需偏差时，通过调整机组出力减小系统偏差的手段，区别在于时间尺度不同，调频通常为几分钟，调峰通常几小时。

调峰是在用户负荷较低的时段，部分机组需要减少出力，但发电机组偏离额定工况运行时，发电效率会随负荷的降低而降低，导致发电煤耗增加，大幅增加单位发电成本，参与启停调峰的机组会产生额外的燃料成本，对机组造成额外的寿命损耗。目前，我国调峰的主力机组仍然是经过灵活性改造的火电机组。

调频是指由于用户负荷波动，引起电力系统供需不平衡，导致电网频率改变，为了维持频率稳定，需要发电侧调整功率。我国电网频率为 50Hz，允许的波动偏差为 $\pm 0.2\text{Hz}$ 。可以通过负荷特性曲线和发电特性曲线理解调频过程。

图 1：调频过程负荷曲线与发电曲线



数据来源：北极星储能网，东方证券研究所

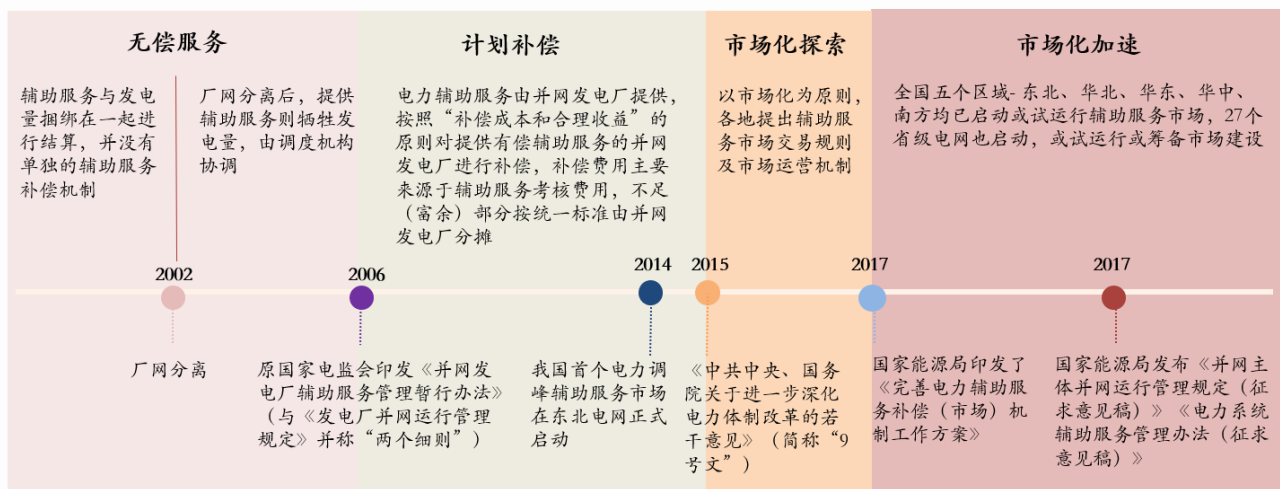
负荷侧功率越大，频率越高，可以看作一条右上方倾斜的线；发电侧功率越大，频率越低，可以看作一条右下方倾斜的线。当系统稳定运行时，系统的功率和频率处于负荷曲线和发电曲线的交点 a。

当系统负荷上升时，负荷曲线向上移动，此时负荷功率高于发电功率，若发电侧不做调整，则有部分用户负荷无法被满足，用户负荷会逐渐降低至原水平。发电机组有自动调节功能，在调节器的作用下，机组会降低频率，增加出力，负荷功率会逐渐降低，重新到达稳定的 b 点。这个过程是依靠机组自身的调节功能，所以称为一次调频，通常经历的时间在 15s 以内。然而，b 点的状态下，系统频率降低了，不能满足电网安全运行的需求。

因此，需要通过二次调频，机组接受 AGC 控制指令，增加出力，调节系统状态到达 c，频率回到初始的 f_0 。这个过程通常 15s-20min。

电力辅助服务市场：产品齐全，市场化加速开启

电力辅助服务市场是用市场化的机制，激励参与辅助服务的市场主体。电力辅助服务市场与电力市场密不可分，由于我国的电力市场体制还处于市场化的探索阶段，电力辅助服务市场也相对不成熟。我国的电力辅助服务市场大致经历了无偿服务、计划补偿、市场化探索、市场化加速四个发展阶段。

图 2：电力辅助服务市场发展历程


数据来源：《我国电力辅助服务市场建设的现状与问题》，《“双碳”目标下电力辅助服务发展方向解析》，东方证券研究所

目前在我国电力辅助服务市场的产品品种较为齐全，包括：基本辅助服务，一次调频、基本调峰、基本无功调节；有偿辅助服务，自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、热备用、黑启动。各省根据自身情况，产品略有差别。

电力辅助服务的提供方式分为基本辅助服务和有偿辅助服务。基本电力辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行，保证电能质量，发电机组必须提供的辅助服务，包括一次调频、基本调峰、基本无功调节。有偿电力辅助服务是指并网发电厂在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括二次调频、有偿调峰、自动电压控制（AVC）、备用、转动惯量、爬坡、黑启动等。

表 2：电力辅助服务市场产品类型

类型	定义
一次调频	当电力系统频率偏离目标频率时， 常规机组 通过调速系统的自动反应、 新能源和储能等 并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务
基本调峰	为了跟踪负荷的峰谷变化及新能源出力变化，并网主体根据调度指令进行的发/用电功率调整或启停所提供的服务
二次调频	并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下发的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服务
有偿调峰	发电机组超过基本调峰范围进行深度调峰，以及发电机组按电力调度指令要求在 24 小时内完成启停机（炉）进行调峰所提供的服务。
电压控制	为保障电力系统电压稳定，并网主体根据调度下发的电压、无功出力等控制调节指令，通过自动电压控制（AVC）、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布所提供的服务
备用	为了保证电力系统可靠供电，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务

转动惯量	在系统频率变化率超出阈值时，并网主体根据自身惯量特性通过有功功率的快速控制，提供响应系统频率变化率的快速正阻尼调节，阻止系统频率突变所提供的服务
爬坡	为应对间歇性可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强爬坡能力的并网主体根据调度指令要求调整出力，用以维持系统功率平衡所提供的服务
稳控切机服务	电网发生故障时，稳控装置正确动作后，发电机组自动与电网解列所提供的服务
快速切负荷服务	电网发生故障时，稳控装置正确动作切除部分用户负荷，用户以损失负荷来确保电网安全稳定所提供的服务
黑启动	电力系统大面积停电后，在无外界电源支持情况下，由具备自启动能力的发电机组或抽水蓄能、新型储能等所提供的恢复系统供电的服务

数据来源：国家能源局，东方证券研究所

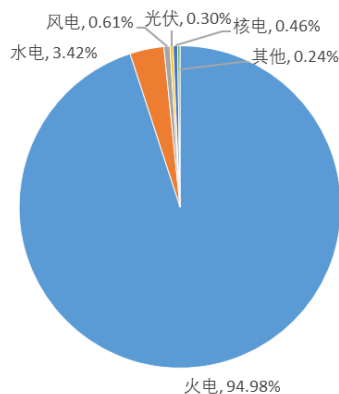
市场规则：发电企业为主体，固定补偿与市场化补偿机制，电力系统共同分担

电力辅助服务可以看作对于发电权的交易。以调峰为例，可以看成是调峰能力弱或调峰意愿不足的发电企业向调峰能力富裕且愿意提供更多辅助服务的发电企业购买了发电权。目前我国的电力辅助服务市场的主体是发电企业，但电力辅助服务的效果是电网的安全、稳定，受益的包括整个系统内的发电企业、电网企业和电力用户。

目前我国的电力辅助服务由发电侧提供，主要是火电厂，其次是水电厂。根据国家能源局公布的数据，2019年上半年，电力辅助服务市场补偿费用共 130.31 亿元，占上网电费总额的 1.47%。其中，火电机组的补偿费用占比为 94.98%，水电站占比为 3.42%。

为了适应新型电力系统的需要，建立“源网荷储联合协同互动”的电网调度模式，我国鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务。华北能监局 2020 年 11 月 11 日印发了《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场规则（试行，2020 版）》，明确运用市场机制激励第三方独立主体提供调峰资源，充分挖掘包括分布式储能、电动汽车（充电桩、充换电站）、电采暖、虚拟电厂（可控负荷）等负荷侧调节资源以及发电侧储能在内的第三方独立主体的调峰潜力。

新型储能市场地位进一步明确。2021 年，根据新版“两个细则”的规定，电力辅助服务提供主体包括火电、水电、核电、风电、光伏发电、抽水蓄能、新型储能等以及能够响应调度指令的用户可调节负荷（包括通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合的可调节负荷）等并网主体。新型储能和能够响应调度指令的用户可调节负荷被作为市场主体列入政策，政策积极推进新型储能、用户可调节负荷、聚合商、虚拟电厂等资源参与电力辅助服务。

图 3：2019 年上半年各类型机组电力辅助服务补偿费用占比


数据来源：国家能源局，东方证券研究所

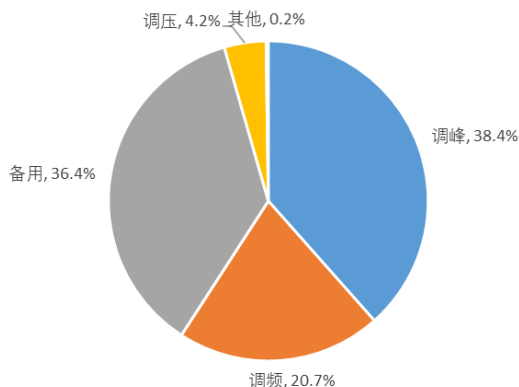
目前的电力辅助服务市场以省网为单位组织，各省制定相关的市场交易规则，因此，不同的区域规则略有差异。电力辅助服务市场采取补偿机制，新版“两个细则”对补偿的执行内容进行了规定，有偿电力辅助服务可通过固定补偿或市场化方式提供，固定补偿方式确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素制定，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度；市场化方式确定补偿标准应遵循通过市场化竞争形成价格的原则。

根据提供电力辅助服务的种类和性能，制定差异化的补偿标准，真正体现不同方式、不同电力辅助服务的效果和价值的差异。对于调峰调频的补偿，通常基于发电量或里程功率。根据国家能源局的报告，2019 年上半年，调峰补偿费用占总补偿费用的 38.44%，调频占 20.73%，备用占 36.38%，调压占 4.23%。

表 3：电力辅助服务各类品种补偿机制

电力辅助服务分类	具体品种	补偿方式	补偿原则	
			固定补偿参考因素	市场化方式
有功平衡服务	一次调频	义务提供、固定补偿、市场化方式（集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	电网转动惯量需求和单体惯量大小	通过竞争形成
	二次调频		常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量； 其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量	
	调峰		社会平均容量成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失	
	备用 转动惯量 爬坡			
无功平衡服务	自动电压控制 调相	按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则		
事故应急及恢复服务	稳控切机	义务提供、固定补偿、市场化方式（公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	稳控投资成本和机组启动成本	
	快速切负荷		用户损失负荷成本	
	黑启动		投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用	

数据来源：国家能源局，东方证券研究所

图 4：2019 年上半年电力辅助服务补偿费用构成


数据来源：国家能源局，东方证券研究所

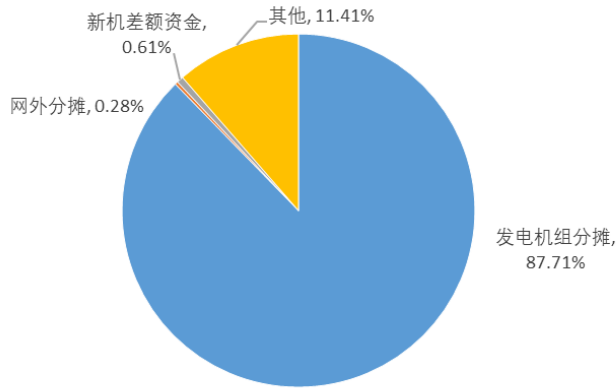
采用市场化补偿方式的地区，每种产品分开报价，独立于电力市场。产品报价一般采用卖方单向报价、集中竞争、统一价格出清的交易方式。调度方根据按需调用、按序调用、价格优先的原则进行调用。

表 4：部分省份电力辅助市场交易方式

区域	市场	交易方式
华北	调频	集中竞价、统一出清、边际价格定价
华北	调峰	日前集中竞价、日内统一出清的日内市场方式
山西	调频	集中竞价、边际出清、统一价格
山西	深度调峰	双向报价、集中竞争、滚动出清、统一价格结算
山东	调频调峰	日前集中竞价，日内按照“价格优先、时间优先、按需调用”原则调用的方式组织
湖南	抽水蓄能	双边协商交易和要约招标
东北	实时深度调峰	采用“阶梯式”报价方式和价格机制，发电企业在不同时期分为两档浮动报价 在日内调用时，电力调度机构按照电网运行情况根据日内竞价结果由低到高依次调用，按照统一出清价格结算

数据来源：《电力现货市场与辅助市场的衔接与规划研究》，东方证券研究所

电力辅助服务的付费方，即成本分摊的参与方，新版“两个细则”发布前，主要由发电机组分摊。根据国家能源局公布的数据，2019 年上半年，从电力辅助服务补偿费用来源来看，主要来自发电机组分摊费用，合计 114.29 亿元，占比为 87.71%。其他还有，跨省区（网外）辅助服务补偿分摊费用合计 0.36 亿元，新机差额资金 0.79 亿元，考核等其他费用 14.87 亿元，无分摊减免费用。这意味着，发电厂“既出力（承担辅助服务的责任）、又出钱（分担辅助服务补偿）”，市场化程度较低。

图 5：2019 年上半年电力辅助服务补偿费用来源


数据来源：国家能源局，东方证券研究所

然而，发电机组单向承担的成本分摊方式不尽合理。一方面，辅助服务作出的贡献由整个电力系统受益，原则上引发的成本应当由整个电力系统承担，从输配电价分担到用户侧。另一方面，对于调度机构调用辅助服务的效率没有量化，对其成本和定价没有具体的核算。

我国电力辅助服务市场成本分担机制走向合理化。“谁提供，谁获利；谁受益、谁承担”的原则，逐步建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制。新版“两个细则”规定，为电力系统运行整体服务的电力辅助服务品种，补偿费用由包括发电企业、电力用户在内的所有并网主体共同分摊。为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务品种，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务品种，补偿费用由相关电力用户主体分摊。

他山之石：国际成熟市场调频为主，竞价或长期协议交易

国外的电力市场发展较成熟，电力辅助服务通常与电力系统调度联合运营。在产品方面，与我国情况不同，国外电力现货市场较为成熟，因此通常调峰不作为辅助服务产品，可以通过日内市场和实时市场竞价获得。国外市场中调频是主要的产品类型，此外也包括备用、无功调节、黑启动等。从市场组织形式看，采用集中竞价或长期协议，一般竞争程度较高的产品如调频、备用，采用竞价或招标的方式，其他服务如无功调节、黑启动则采用长期协议双边合同的模式。国外市场辅助服务的费用主要由终端电力用户承担。

表 5：各国电力辅助服务市场对比

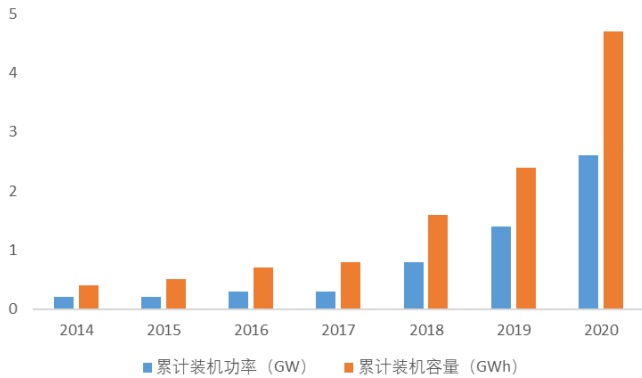
	英国	澳大利亚	北欧	美国
市场体系	电能量市场：远期合同交易、短期现货交易 辅助服务市场：平衡机制	国家电力市场（NEM）和批发市场（WEM）	以现货市场为基础，辅助服务和金融市场为补充的区域电力市场	按时限分为实时、日前及长期市场 按市场形式分为电能市场、容量市场、辅助服务市场及金融输电权市场

辅助服务交易品种	调频、备用、无功调节和黑启动	<p>NEM: 频率控制、网络支持控制辅助服务</p> <p>WEM: 负荷跟踪、旋转备用、甩负荷备用、系统重新启动服务及调度支持服务</p>	平衡服务产品及辅助服务其他产品	调频、备用、无功补偿和黑启动等
市场组织形式	招标和签订双边合同	<p>NEM: 频率控制采用招投标方式,网络支持控制及黑启动辅助服务签订长期协议。</p> <p>WEM: 集中竞价或双边合同的方式进行交易</p>	<p>集中竞价(日前市场,小时市场,年市场等)与双边协商</p> <p>市场化的平衡服务产品包括频率控制备用、频率恢复调频及替代备用,通过周前和日前的备用容量市场及调频市场竞价获得,辅助服务其他产品包括电压控制、黑启动等,过双边协商或公开竞标以长期合同的方式交易</p>	无功补偿和黑启动主要是通过签订合同或协议进行交易,备用服务在日前及实时市场中与电能联合出清,调频在实时市场中与电能联合出清
成本分担	英国电力系统辅助服务和平衡机制所产生的成本首先通过系统平衡使用(Balancing Services Use of System, BSUoS)回收,根据每一个市场成员的相对合同约定电力曲线的偏差对整个系统带来的影响向其收费,类似于国内的偏差考核,该部分费用由发电企业和电力用户共同承担。	由发电企业和用户共同承担	用户侧分担	PJM 将调频、备用辅助服务义务按照实际负荷量比例分配给负荷服务商(LSE),将辅助服务费用完全传导给终端用户。

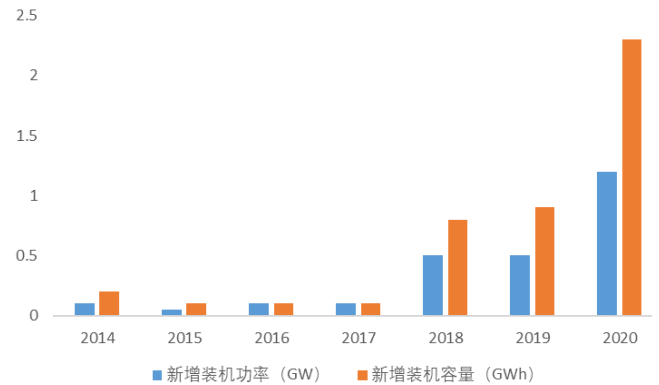
数据来源:《“双碳”目标下电力辅助服务发展方向解析》,东方证券研究所

储能: 在电力辅助服务市场应用优势突出, 未来市场空间可观

近年来,我国电化学储能应用逐渐增加,增速明显。2011年,我国第一个风光储输综合示范项目在张北建成投运。2015年全国电化学储能装机规模首次突破100MW。此后,电化学储能以其灵活性高、响应速度快、环境资源约束小、技术进步空间大、与新能源发协同效应高的优势得到快速发展。根据BNEF统计,2020年中国电化学储能新增装机2.3GWh,同比增长156%。

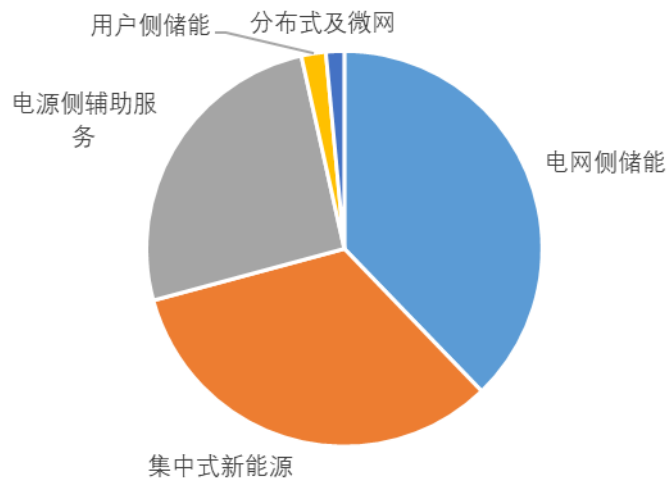
图 6：中国电化学储能累计装机


数据来源：BNEF，东方证券研究所

图 7：中国电化学储能新增装机


数据来源：BNEF，东方证券研究所

根据 CENSA 统计，2020 年新增投运的电化学储能项目中，按照应用场景分布，从高到低依次为：电网侧储能 296.4MW（37.8%）、集中式新能源+储能 259.4MW（33.0%）、电源侧辅助服务 201.5MW（25.7%）、用户侧储能 15.9MW（2.0%）、分布式及微网储能 12MW（1.5%）。

图 8：2020 年我国新增投运电化学储能项目应用场景分布情况


数据来源：CENSA，东方证券研究所

目前我国参与电力辅助服务的机组以火电和抽水蓄能为主。为了实现碳中和、碳达峰的目标，火电机组面临转型压力，电化学储能与火电相比，碳排放少，更加清洁，响应时间更短，调节更灵活。抽水蓄能是比较优质的灵活性资源，但抽水蓄能受到地理条件的限制，装机规模增长有限。因此，未来增长的电力辅助服务需求将有很大的空间由电化学储能替代。

我国逐渐开始重视电化学储能的发展，尤其是为了电化学储能在电力辅助服务市场的应用，新版“两个细则”中将新型储能作为独立市场主体提出。各省市都出台了配套政策，支持储能发展。储能参与调峰的政策中，大部分省份对于可以参与调峰的储能规模进行了限定，但目前我国的规模限制远高于美国的规定（0.1MW），不利于小规模储能的应用。对储能调频的政策中，规定了储能的补偿机制，目前大多数省份采用里程补偿，部分省份采用容量补偿+里程补偿的方式。

表 6：各省储能调峰相关政策

省份	政策文件	储能规模	政策内容
福建	《福建省电力调峰辅助服务交易规则（试行）（2020年修订版）》	不小于 10MW/40MWh	电厂侧储能调峰：在电厂计量出口内建设的电储能设施，作为电厂储能放电设备改善机组调峰调频等发电性能，可与机组联合参与调峰调频，或作为独立储能主体参与调峰服务交易。 用户侧储能调峰：在用户侧建设的电储能设施作为用户的储能放电设备既可自用也可参与调峰市场交易 独立电储能调峰：作为电力市场主体参与电储能调峰交易，其充放电状态接受电力调度统一调度指挥
青海	《青海省电力辅助服务市场运营规则》	10MW 及以上、持续充电时间在 2 小时及以上。	2020 年 12 月，西北能监局发布《青海省电力辅助服务市场运营规则》（征求意见稿），调整了储能参与电网调峰的价格，每度电的补偿价格由 0.7 元下调至 0.5 元，电网调用调峰费用计算方式也由之前的充电电量换成放电电量结算。
湖南	《湖南省电力辅助服务市场交易规则》		2020 年 12 月，湖南能监办网站发布《湖南省电力辅助服务市场交易规则》（征求意见稿），与今年 5 月印发的《湖南省电力辅助服务市场交易模拟运行规则》相比，最大的变化在于下调了火电、抽蓄、储能电站参与深度调峰的报价限额。其中储能参与深度调峰的报价限额，由原来的不超过 0.5 元/KWh 下调至不超过 0.2 元/KWh。
山东	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2020年修订版）》	储能设施包括独立储能设施、集中式新能源场站配套储能设施等可以参与调峰辅助服务，门槛标准暂定为 5MW/10MWh。	1) 根据文件，市场初期，设置火电机组降出力调峰最高上限，储能调峰价格上限按照火电机组降出力调峰价格上限执行为 0.15 元/KWh。 2) 若当日发生直调公用火电机组停机调峰，储能设施有偿调峰出清价格按照 0.4 元/kWh 执行。
新疆	《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》	在火电厂、风电场、光伏电站发电上网关口内建设的、充电功率 5MW 及以上、持续充电 2 小时及以上的电储能设施	1) 在火电厂、风电场、光伏电站发电上网关口内建设的、充电功率 5MW 及以上、持续充电 2 小时及以上的电储能设施。 2) 电储能设施根据电力调度机构指令进入充电状态的，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为 0.55 元/千瓦时。
东北三省	《东北电力辅助服务市场运营规则》	10MW/40MWh 以上	1) 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商投资建设电储能设施，10MW/40MWh 以上的电储能设施，可参加发电侧调峰辅助服务市场，报价范围为 0.4 元-1 元/KWh。 2) 用户侧电储能设施充放电量的购售电价按照有关规定执行。在用户侧建设的电储能设施，须在省级及以上电力调度机构能够监控、记录其实时充放电状态的前提下参与辅助服务市场，不得在尖峰时段充电，不得在低谷时段放电，否则不予补偿。 3) 在风电场和光伏电站计量出口内建设的电储能设施，其充电能力优先由所在风电场和光伏电站使用，由电储能设施投资运营方与风电场、光伏电站协商确定补偿费用。 4) 用户侧储能可与风电、光伏企业协商开展双边交易，市场初期交易价格上下限为 0.2、0.1 元/kWh。在用户侧建设的电储能设施

			不得在尖峰时段充电，不得在低谷时段放电，否则不予补偿。
安徽			1) 电化学电站可作为安徽省电力调峰辅助服务的市场主体（可被电力调度机构管辖，接入 35 千伏电压等级）。 2) 电储能调峰的定义：电网调峰能力不足时，电储能设施根据调度指令，减少放电电功率或者增加充电功率。 3) 电储能包括：电源侧电储能、负荷侧电储能，或者公用电储能。 4) 火储联合的电储能：与机组联合调峰，按深度调峰管理。 5) 公用电储能报价：分放电降功率、充电加功率两种情况报价，充电加功率报价不低于放电降功率报价。深度调峰时，与燃煤机组同台竞价。
江苏	《江苏电力辅助服务（调峰）市场启停交易补充规则》	符合准入条件且充电/放电功率 20 兆瓦以上、持续时间 2 小时以上的储能电站，可以直接注册调峰辅助服务市场成员。鼓励综合能源服务商汇集储能电站，汇集容量达到充电/放电功率 20 兆瓦以上、持续时间 2 小时以上且符合准入条件的，可以注册调峰辅助服务市场成员。	根据《江苏电力辅助服务（调峰）市场启停交易补充规则》，符合准入条件且充电/放电功率 20 兆瓦以上、持续时间 2 小时以上的储能电站，可以直接注册调峰辅助服务市场成员。鼓励综合能源服务商汇集储能电站，汇集容量达到充电/放电功率 20 兆瓦以上、持续时间 2 小时以上且符合准入条件的，可以注册调峰辅助服务市场成员。 在调峰辅助服务市场注册的储能电站、综合能源服务商，以及除供热最小方式以外的燃煤机组、燃气机组原则上应参与启停调峰市场报价
江西	《江西省电力辅助服务市场运营规则（试行）》		发电侧储能调峰：在发电企业计量关口内建设的储能设施，作为电厂储能设备改善机组调频调峰等发电性能的手段之一，可与机组联合参与调峰辅助服务交易。 独立储能调峰：鼓励独立储能设施企业参与电力调峰辅助服务市场。根据火电调峰报价，最低档不超过 0.2 元/KWh，最高档不超过 0.6 元/KWh。
河北南网	《关于征求第三方独立主体参与河北南网电力调峰辅助服务市场方案与规则意见的函》	第三方独立主体约定时段调节容量不小于 2MW/2MWh，聚合商约定时段调节容量不小于 5MW/5MWh。	第三方独立主体参与调峰：根据《关于征求第三方独立主体参与河北南网电力调峰辅助服务市场方案与规则意见的函》，第三方独立主体包括分布式、发电侧储能装置、电动汽车(充电桩)、电采暖等负荷资源，第三方独立主体约定时段调节容量不小于 2MW/2MWh，聚合商约定时段调节容量不小于 5MW/5MWh。 市场初期，上述主体获得调峰服务费用与中标火电机组获得调峰服务费用统一按市场规则由新能源企业和未中标火电机组分摊。
湖北	《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》	1 万千瓦及以上、持续充电时间 4 小时及以上	独立储能调峰：《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》，鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等投资建设电储能设施。具备独立计量装置的电储能设施以独立市场主体身份参与调峰辅助服务市场。 独立储能参与调峰要求充电功率 1 万千瓦及以上、持续充电时间 4 小时及以上，其充放电量的电价、结算按照国家相关规定执行。 电储能交易模式为日前申报，日内调用。由湖北省调根据电网运行

			需要, 根据日前竞价结果由低到高在日内依次调用, 出清价格为对应储能设施企业日前的申报价格。
甘肃	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》(2020年修订版)		在新能源场站计量出口内建有储能设施的新能源场站称为储能新能源, 且电储能设施与新能源场站视为整体, 储能充电能力在弃风弃光时优先使用, 此部分充电电量视为新能源场站增量电量。 在新能源场站或虚拟电厂中的储能设施参与调峰辅助服务交易, 申报价格上限 0.5 元/千瓦时。

数据来源: 各省政府官网, 储能 100 人, 东方证券研究所

表 7: 各省储能调频相关政策

省份	政策文件	政策内容
福建	《福建省电力调峰辅助服务交易规则(试行)(2020年修订版)》	鼓励储能设备、电站等以第三方提供调频辅助服务, 暂定储能设备、储能电站容量不少于 10MW, 并参照常规机组标准参与调频市场。对于提供调频服务的市场主体, 采用“容量补偿+里程补偿”的方式进行补偿, 参与调频市场的报价上限由 8 元/MW 提升至 12 元/MW, 下限为 0.1 元/MW
山东	《山东电力辅助服务市场运营规则(试行)(2020年修订版)》	参与 AGC 调频辅助服务的储能设施不再参与有偿调峰交易竞价。
蒙西	《蒙西电力市场调频辅助服务交易实施细则(试行)》	调频补偿计算公式中综合性能指标进行开根号处理。 调频性能指标 K1 上限设置为 5。 综合调频性能归一化调节系数由 1 调整为 0.8。
京津唐电网		目前没有开展市场化的竞价来决定服务提供者。调度机构依据机组的调节性能, 优先选用性能领先的机组, 以周为周期, 每周五公布下周的调用机组。具体的调用数量, 依据市场需求, 以及调度习惯决定。
浙江	《浙江电力现货市场第三次结算试运行工作方案》	AGC 调频辅助服务在试运行期间, 进行了申报、出清试运行, 调频容量申报价格上、下限分别建议为 10 元/兆瓦时和 0 元/兆瓦时; 调频里程上、下限分别建议为 15 元/兆瓦和 0 元/兆瓦。
甘肃	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》(2020年修订版)	按每天 96 个点进行报价(每 15 分钟一个调节周期), 报价范围为 0-15 元/MW, 最小申报单位 0.1 元/MW, 火电厂、水电厂、电储能资源均可参与申报调频里程价格。
云南	《云南调频辅助服务市场运营规则(试行)》	AGC 调频市场补偿分为里程补偿与容量补偿两部分, 其中未中标、未被调用的发电单元, 容量补偿标准为 4 元/MW, 中标、或因电网需求被调用的发电单元, 容量补偿标准为 5 元/MW; 里程报价上下限为 3 元-8 元/MW, 最小申报单位 0.1 元/MW。
四川	《四川自动发电控制辅助服	要求综合调节性能指标 k 大于 1 的发电单元必须参与申报 AGC 辅助服务市场, 综合调节性能指标 k 大于 2 的发电单元必须参与申报全网控制区。申报补偿价

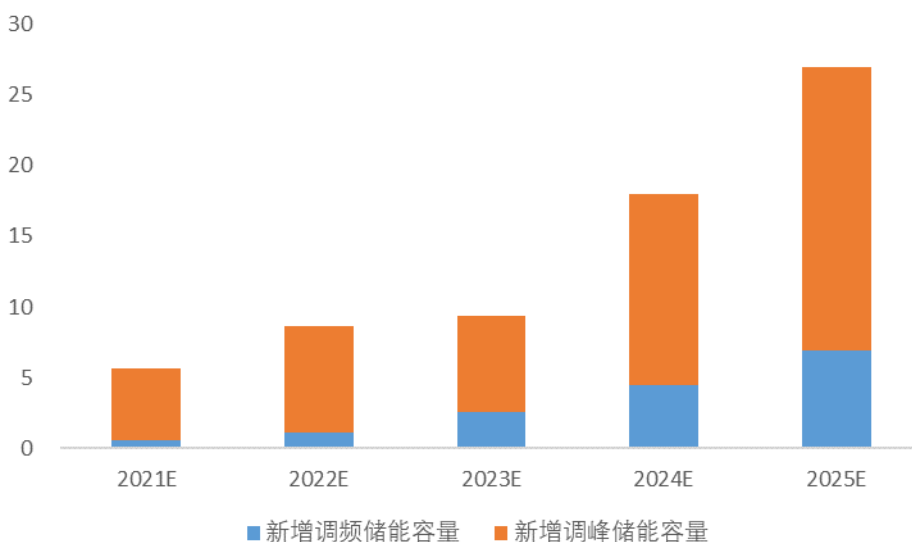
务市场交易细则（试行）》	格最小单位 0.1 元/MWh，上限 50 元/MWh。
--------------	------------------------------

数据来源：各省政府官网，储能 100 人，东方证券研究所

随着可再生能源渗透率不断提高，电化学储能成本不断下降，电化学储能在电力辅助服务市场的应用空间正在扩大。随着对储能参与辅助服务的市场机制设计逐渐完善、国内电力市场的逐步成熟以及相关监管的完善，电化学储能将有巨大潜力。

根据我们的测算，全球 2025 年电网侧调频需求带动的储能需求为 6.9GWh，复合增长率达 65.7%，电网侧调峰需求产生的储能需求为 20GWh，复合增长率达 31.3%。具体测算过程可以参考《储能市场加速开启，商业模式未来可期——储能行业专题报告 1》。

图 9：2020-2025 年全球储能调频调峰市场空间预测



数据来源：东方证券研究所

投资建议

推荐宁德时代(300750, 买入) (新能源汽车组覆盖)、隆基股份(601012, 买入)。建议关注阳光电源(300274, 未评级)、科华数据(002335, 未评级)、锦浪科技(300763, 未评级)、固德威(688390, 未评级)、派能科技(688063, 未评级)、盛弘股份(300693, 未评级)、永福股份(300712, 未评级)、明阳智能(601615, 未评级)、天合光能(688599, 未评级)、南网能源(003035, 未评级)、国电南瑞(600406, 未评级)、国网信通(600131, 未评级)、涪陵电力(600452, 未评级)、许继电气(000400, 未评级)。

风险提示

- **储能需求不及预期。**目前储能市场尚未成熟，受政策影响大，电力辅助服务市场补偿与分担机制的制定和落实将影响储能参与调峰调频的意愿，进而影响储能装机需求。

- **储能技术迭代不及预期。**目前储能技术路线多样，以锂电池储能为主，需要关注技术发展趋势，如钠离子电池、固态电池等的发展，对行业格局有潜在影响。
- **成本下降不及预期。**储能系统的经济性依赖于成本进一步降低，若成本下降不及预期，可能影响下游对配置储能的接受度，影响市场空间。

信息披露

依据《发布证券研究报告暂行规定》以下条款：

发布对具体股票作出明确估值和投资评级的证券研究报告时，公司持有该股票达到相关上市公司已发行股份1%以上的，应当在证券研究报告中向客户披露本公司持有该股票的情况，

就本证券研究报告中涉及符合上述条件的股票，向客户披露本公司持有该股票的情况如下：

截止本报告发布之日，东证资管仍持有明阳智能(601615)股票达到相关上市公司已发行股份 1%以上。

提请客户在阅读和使用本研究报告时充分考虑以上披露信息。

分析师申明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的研究分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本研究报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

投资评级和相关定义

报告发布日后的 12 个月内的公司的涨跌幅相对同期的上证指数/深证成指的涨跌幅为基准；

公司投资评级的量化标准

买入：相对强于市场基准指数收益率 15%以上；

增持：相对强于市场基准指数收益率 5% ~ 15%；

中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；

减持：相对弱于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级 —— 由于在报告发出之时该股票不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该股票的研究状况，未给予投资评级相关信息。

暂停评级 —— 根据监管制度及本公司相关规定，研究报告发布之时该投资对象可能与本公司存在潜在的利益冲突情形；亦或是研究报告发布当时该股票的价值和价格分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确投资评级；分析师在上述情况下暂停对该股票给予投资评级等信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该股票的投资评级、盈利预测及目标价格等信息不再有效。

行业投资评级的量化标准：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5%以上；

中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；

看淡：相对于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级：由于在报告发出之时该行业不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该行业的研究状况，未给予投资评级等相关信息。

暂停评级：由于研究报告发布当时该行业的投资价值分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确行业投资评级；分析师在上述情况下暂停对该行业给予投资评级信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该行业的投资评级信息不再有效。

免责声明

本证券研究报告（以下简称“本报告”）由东方证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告的全体接收人应当采取必要措施防止本报告被转发给他人。

本报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的证券研究报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的证券研究报告之外，绝大多数证券研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。

本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。过去的表现并不代表未来的表现，未来的回报也无法保证，投资者可能会损失本金。外汇汇率波动有可能对某些投资的价值或价格或来自这一投资的收入产生不良影响。那些涉及期货、期权及其它衍生工具的交易，因其包括重大的市场风险，因此并不适合所有投资者。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面协议授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容。不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

经本公司事先书面协议授权刊载或转发的，被授权机构承担相关刊载或者转发责任。不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

提示客户及公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告，慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

东方证券研究所

地址：上海市中山南路 318 号东方国际金融广场 26 楼

电话：021-63325888

传真：021-63326786

网址：www.dfzq.com.cn