

储能行业发展机遇和挑战

国电投天启智慧能源科技有限公司

沈 聪

CONTENTS



01 . 市场概况



02 . 发展机遇



03 . 主要挑战

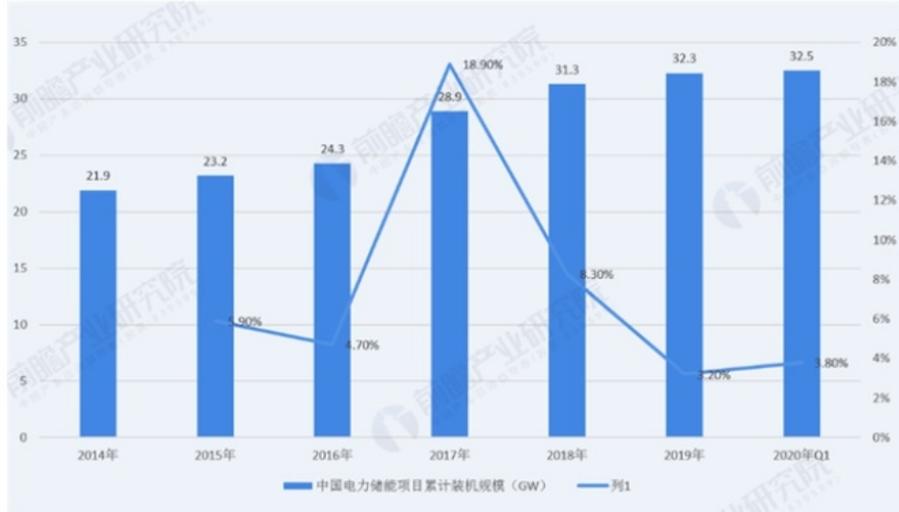


04 . 未来展望

01 | 市场概况

国内已投运储能项目概况

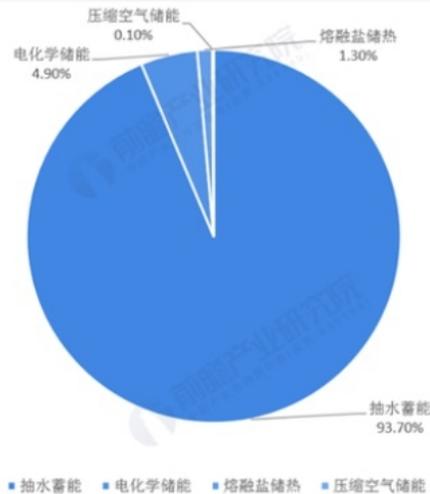
图表1：2014-2020年Q1中国电力储能项目累计装机规模及增速(单位：GW，%)



资料来源：CNESA全球储能项目库 前瞻产业研究院整理

@前瞻经济学人APP

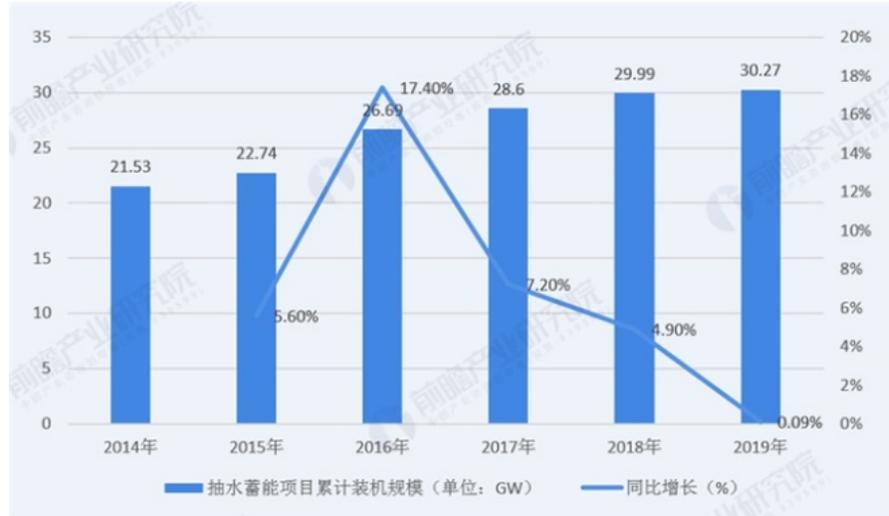
图表2：2019年中国储能市场规模分布(单位：%)



资料来源：CNESA全球储能项目库 前瞻产业研究院整理

@前瞻经济学人APP

图表3：2014-2019年中国抽水蓄能项目累计装机规模及增速(单位：GW，%)



资料来源：CNESA全球储能项目库 前瞻产业研究院整理

@前瞻经济学人APP

图表4：2014-2020年Q1中国电化学储能项目累计装机规模(单位：MW)



资料来源：CNESA全球储能项目库 前瞻产业研究院整理

@前瞻经济学人APP

由于锂离子电池技术性能指标和规模化的价格优势使得它在电网的储能领域一直处于高速增长，其份额也在不断的增大。

随着大规模化学储能技术的不断创新，其度电成本的不断下降，使其成为最有潜力替代抽水蓄能电站的储能形式！

国内储能主要区域和应用场景

电源侧储能

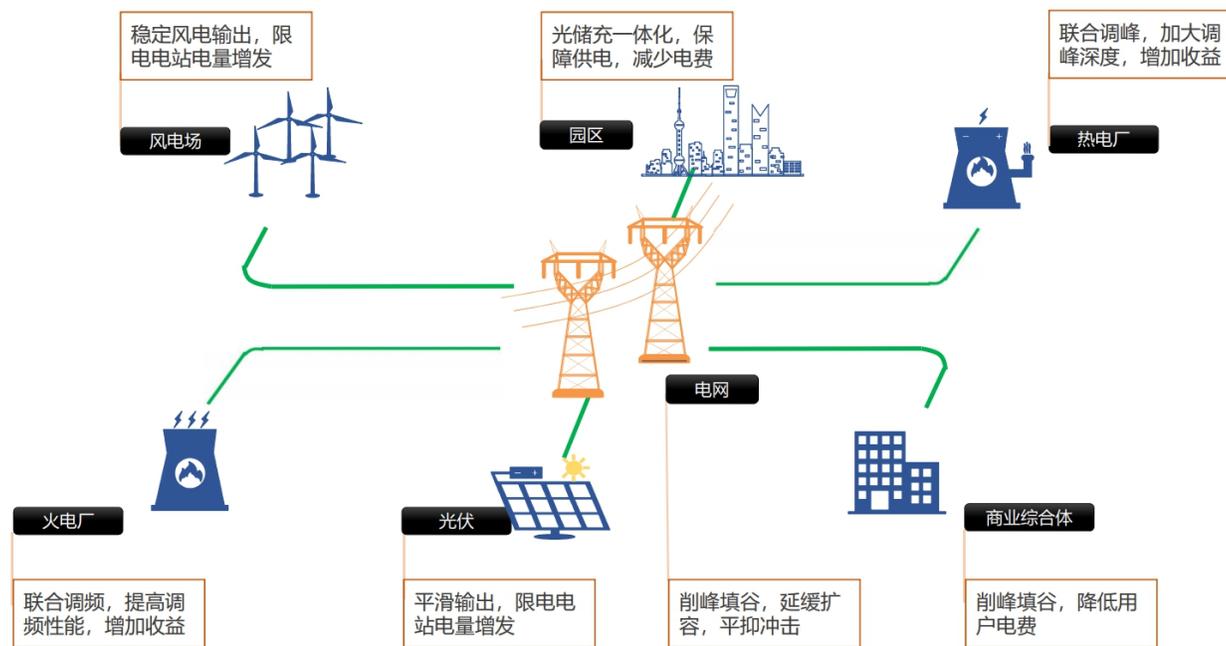
以广东，内蒙以及山西等火电联合调频项目。目前各省市推出的新能源配置储能政策。

电网侧储能

以湖南，甘肃和青海等共享储能的运行方式。

用户侧储能

以江苏，北京以及上海等峰谷电价差较大的地区为代表



无论储能系统安装在电源侧、电网侧和用户侧，其能够给电网提供的辅助服务的功能都是一样但侧重点不同。其商业模式应根据其侧重点量身定做，发挥储能应有的作用。

2020储能行业关键词

成本

- 储能系统中标价格低于1500元/kWh

技术应用

- 以百兆瓦级压缩空气储能项目、液流电池储能项目、锂电储能项目为代表的规模化储能项目开始批量出现。

商业模式

- 可再生能源配置储能率先实现了共享模式和租赁模式的新尝试和新探索。
- 随着5G基站建设高峰期的到来，基站储能需求有望高速增长。

政策

- 18个省份出台了新能源配置储能的政策

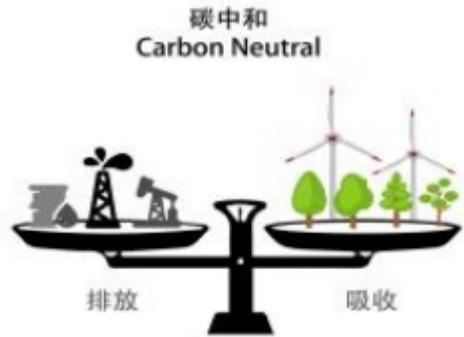
装机

- 2020年新增投运容量2.7GW；其中，电化学储能新增投运容量首次突破GW大关，达到1083.3MW/2706.1MWh（该数据为初步统计）

02 | 发展机遇

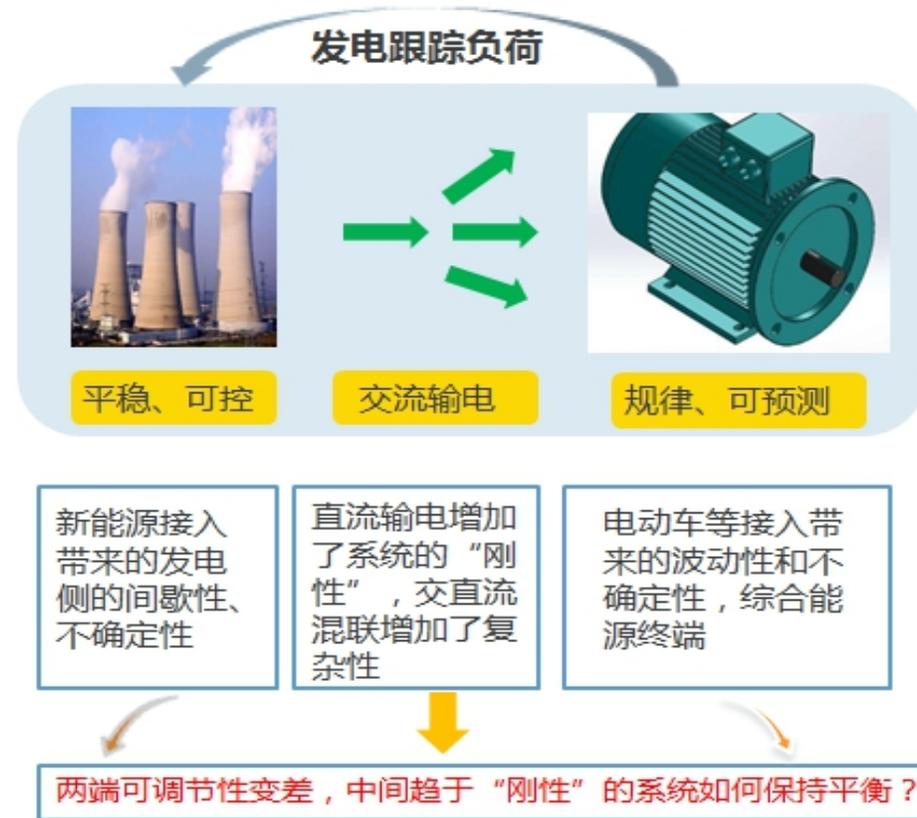
“30-60战略” 碳达峰、碳中和

随着“30-60 碳达峰-碳中和”战略的提出，可再生能源将得到大力发展。由火电为代表的化石能源将逐步被光伏风电为代表的可再生能源替代，可再生能源将成为能源主力。



碳达峰&碳中和

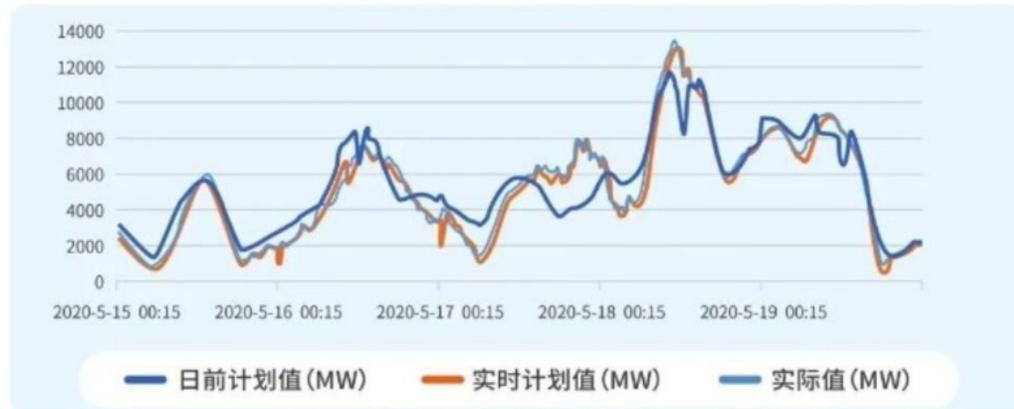
中国二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。



随着十四五规划的落地，新能源将迎来高速发展期，但随着新能源占比的不断攀升，对电网调度运行提出了前所未有的挑战。储能作为一个灵活性控制手段将有效解决电网安全运行问题，是实现碳达峰，碳中和的不可或缺的手段

电力系统灵活调节的刚需

新能源预测与实际出力



图：可再生能源出力曲线的预测难度较大
资料来源：储能100人

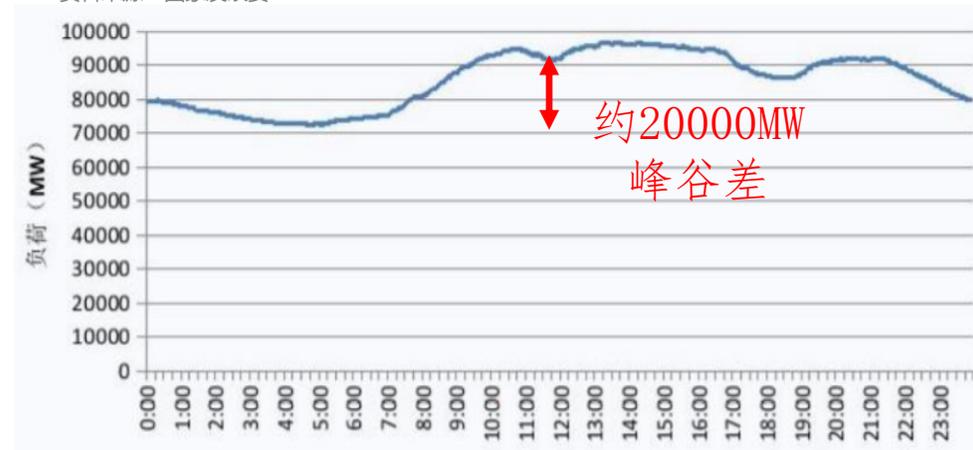
由于新能源出力和天气，季节等不可控因素相关，使得电网调峰、调频的难度进一步的加大。配置储能系统能够很好的解决电网的调峰、调频，以及各类的电网稳定问题。给电网调度提供了一个安全、可靠的控制手段。

- 中国光伏行业协会预测，“十四五”期间，国内年均光伏新增装机规模中性预计为7000万千瓦。2020年400余家风能企业代表联合发布的《风能北京宣言》提出，“十四五”期间，须保证风电年均新增装机5000万千瓦以上。
- 单从数据来看，12亿千瓦的目标似乎能够轻松实现。但电力低碳化不是简单的做加法，要克服风电光伏的间歇性和波动性，整体电力系统都需要发生转变。储能，正是转型之中的关键技术。

新能源出力的曲线预测难度较大，储能的配置能很好的提升新能源出力的预测精准度。使其能够有类似传统火电机组的可调节性能。

图：典型的电力负荷曲线（以江苏为例）

资料来源：国家发改委



储能的技术优势

目前火电调频为主

- 目前电网需要调频、调峰等辅助服务，主要依赖火电厂的备用旋转机组
- 目前火电参与调频主要问题是，机组频繁调节燃料损耗大，机组损耗大，且响应速度仍然无法满足调频要求

储能调频成本低

- **建设成本对比：**1Mw储能可是实现的调频功能，需要25MW火电机组方可实现。建设成本火电是储能的62.5倍
- **运营维护成本对比：**备用火电等机组调频，成本较高，且对机组磨损较大。目前一般火电机组一年为调频付出成本超过2000万元

机组类型	发挥同等调频效果的机组功率 (MW)	投资成本
储能	1	150万
水电机组	2	3000万
燃煤机组	25	1.25亿

储能调频响应快

- 根据研究，电池储能机组对于调频响应时间远远快于其他传统机组，响应速度不在具有数量级差距
- 储能可实现毫秒级响应，更好满足调频需求

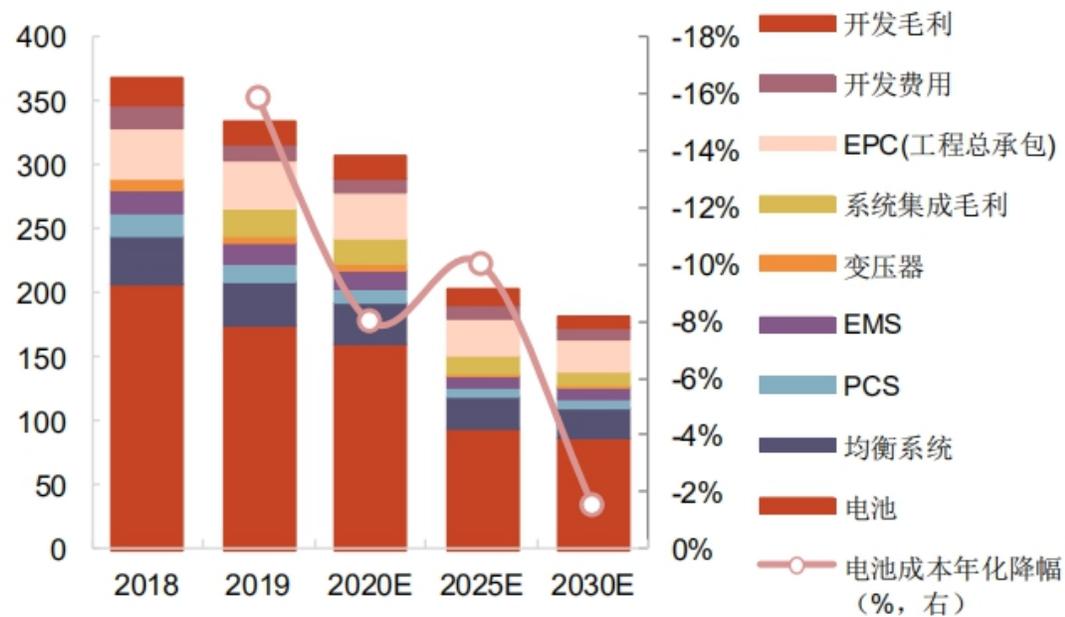
机组类型	响应时间
储能	1秒以内
水电机组	5分钟以内
燃煤机组	10分钟以内

相比于其他技术，电化学储能应用于电网辅助服务，成本更低，响应更快！

储能技术快速发展，成本显著下降

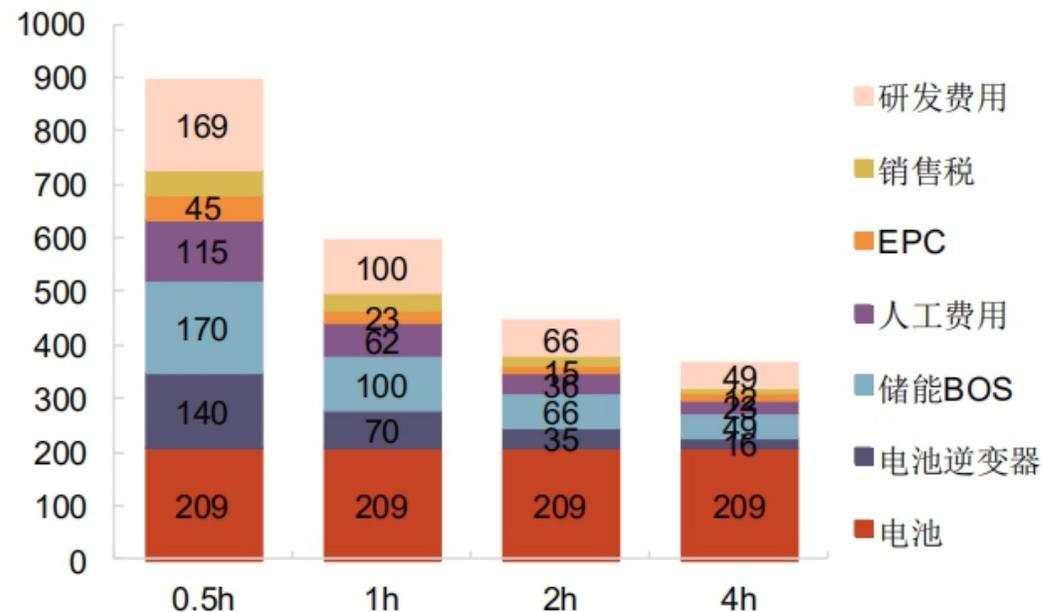
- 以下为彭博新能源财经统计的全球储能系统价格趋势，而从国内储能市场公开中标价格来看，2018~2019年，业主采购储能系统的价格在1.8~2.0元/瓦之间。2020年以来，由于减少亏损、消化产能等原因，储能系统市场公开招投标价格屡创新低。从目前储能系统的采购价格来看，国内市场储能应用于电力系统的成本已经达到甚至低于此前业界公认的规模化应用门槛——1.5元/瓦。

储能系统成本构成(美元/kWh)



资料来源: BNEF; 20MW/80MWh 电站级储能项目

不同容量下的锂电储能成本 (美元/kWh, 60MW 系统)



资料来源: 美国可再生能源国家实验室

03 | 主要挑战

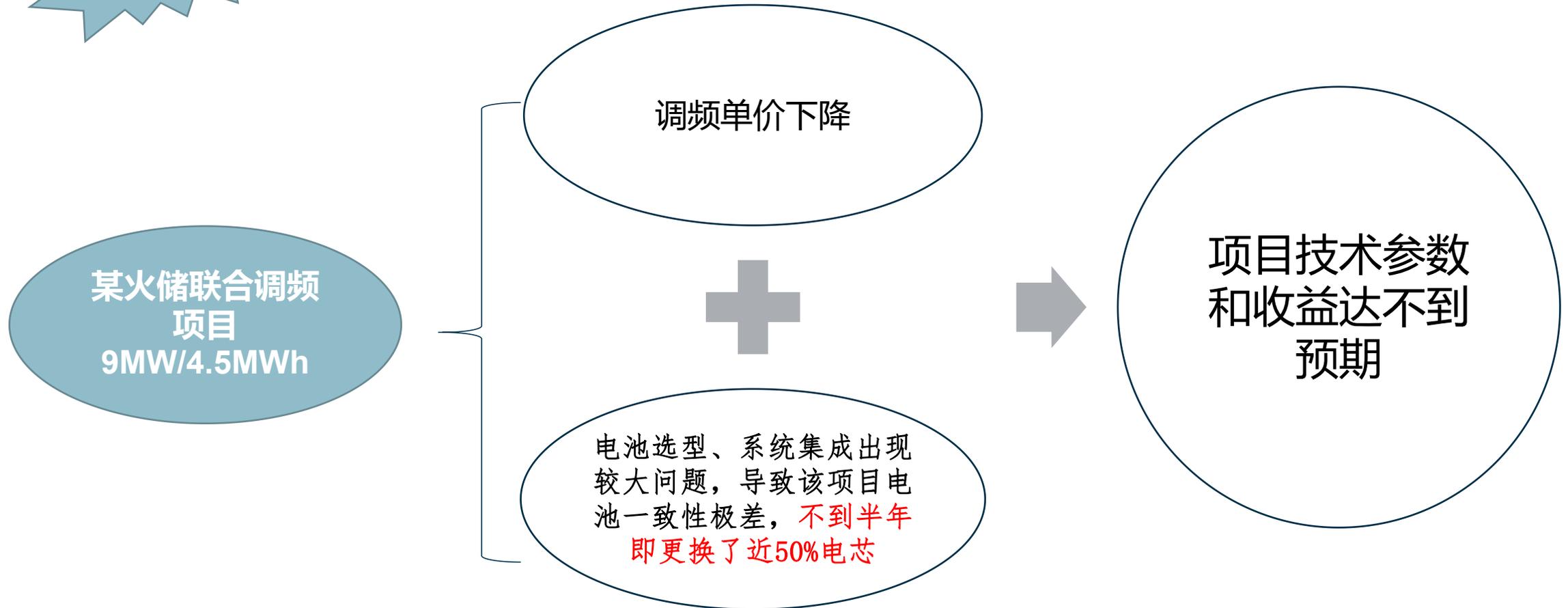
.

.

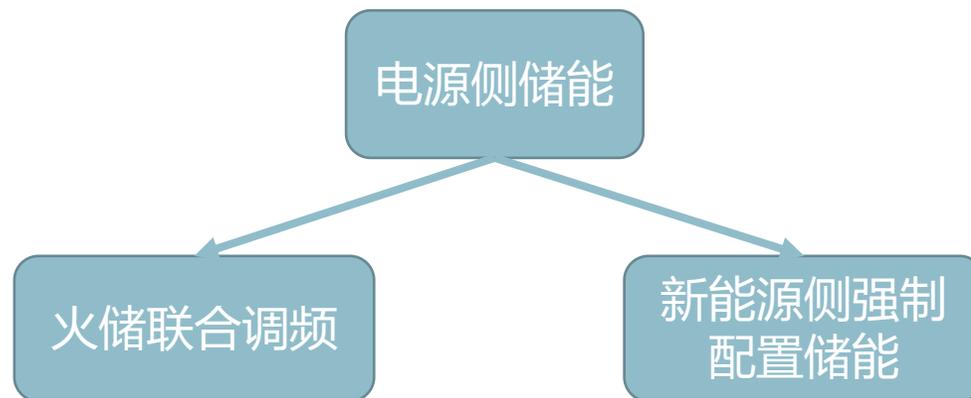
行业困难和典型案例

80%以上!

投运的储能项目未能够达到预期的技术要求和使用寿命，进而未能达到预期的收益，导致投资人对储能行业信心不足！



商业模式的挑战-电源侧储能



1. 两个细则的规定每隔一段时间进行修正，导致储能项目收益的不断下降。比如广东省火储联合项目从2021年开始Kp将开根号，项目收益率明显降低。储能的实际收益和预期收益相差较大。
2. 项目属于零和博弈，在一定范围内具有天花板。后续开发的项目风险将逐步提高。

1. 没有明确储能的运行方式，促使新能源投资方将储能系统视为额外成本。用最低的价格去购买，导致储能质量难以保证。
2. 没有明确储能系统的技术标准，储能技术的差异化在调频，调峰项目中得不到很好的体现。

商业模式的挑战-电网侧储能

电网侧储能

除湖南外，第三方投资的网侧储能都没有明确的商业模式。目前可能的商业模式为：1. 储能电站的配额租赁；2. 进行调频调峰获取收益。形成类似的两部制电价，但租赁费用和调峰调频收益标准还需要进一步明确。

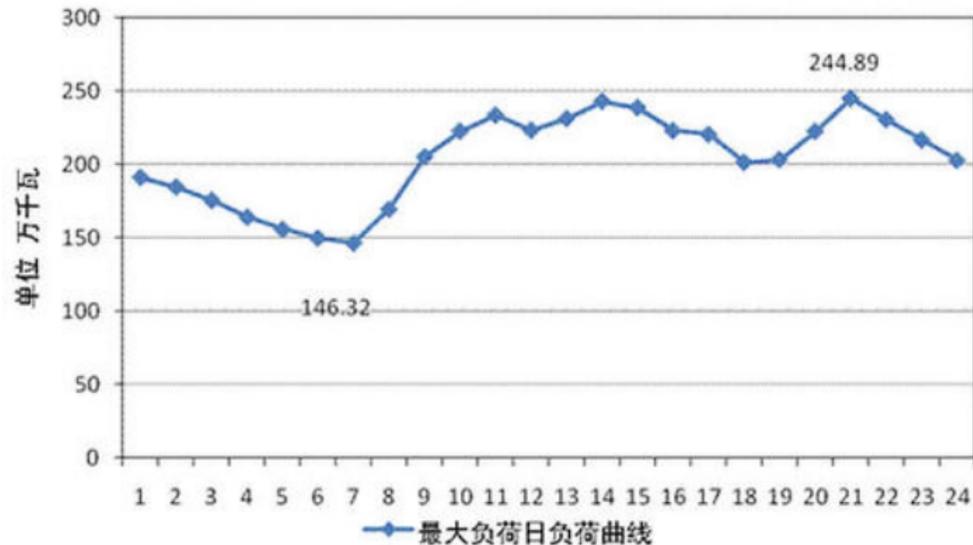
共享储能

1. 各地电网政策差异较大，项目非标性强。比如甘肃的共享储能项目能参与调峰和调频，而青海的共享储能项目仅能参与调峰。
2. 电网电力辅助服务政策结算规则、单价频繁修改，给项目收益带来不确定性，影响项目投融资。
3. 需要更多的省份地区放开政策，给储能参与电力服务服务以明确的身份。

商业模式的挑战-用户侧储能

用户侧储能

1. 目前只能在峰谷电价满足收益的区域开展项目。
2. 项目收益随着用户的用电负荷改变而改变，从而导致收益具有不确定性。
3. 业主方的契约精神对项目的收益影响较大。
4. 项目的后续管理运维难度大，费用高。



小结

- 我国储能行业仍然面临困境，且都与市场建设的不完善相关。
- “谁受益，谁付费”的市场机制和补偿机制尚未形成，部分地区虽然已形成明确的电力辅助服务市场化交易机制，然而诸如调频价格、计算方式等的频繁修改给储能项目收益带来了不确定性。
- 可再生能源配置储能的成本尚无合理的机制进行疏导，储能独立的市场主体地位还需政策进一步细化予以保障在逐步完善峰谷分时电价政策的基础上，用户侧储能若想实现多重收益，还需进一步完善需求响应机制。

储能技术的挑战

80%
以上!

投运的储能项目未能够达到预期的技术要求和使用寿命!

主要原因:

1. 电芯衰减 (运行环境与测试环境的偏差导致衰减加速)

2. 电芯衰减的不一致性导致储能系统容量的加速衰减

储能系统集成商的最主要任务:

在不更换储能系统电芯的前提下,

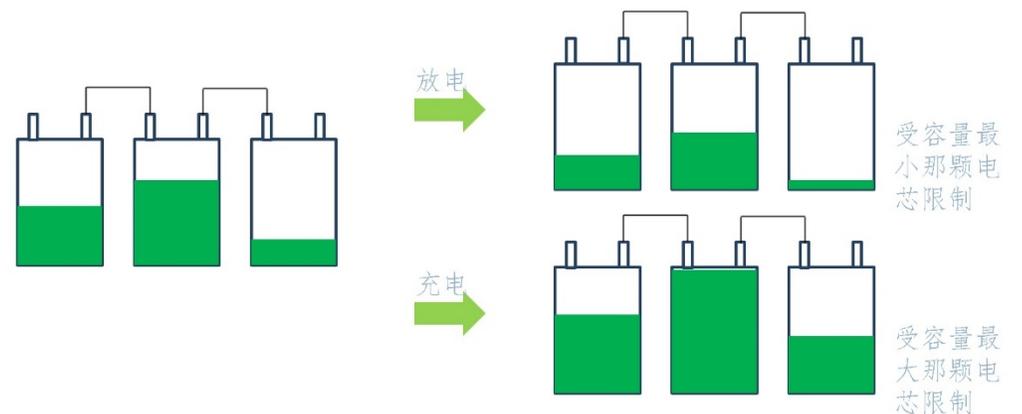
- 使得储能系统的循环寿命无限的接近于电芯的循环寿命
- 使得电芯的循环寿命接近于测试环境下的循环寿命

需要精准的电芯模型和智能的算法去实现上述两个目标

系统的循环次数 \neq 电芯的循环次数

系统的放电深度 \neq 电芯的放电深度 * 电芯个数

储能系统有短板效应, 容量最大和容量最小的那颗电芯直接影响系统的充放电量



储能技术的挑战 (智能化运维)

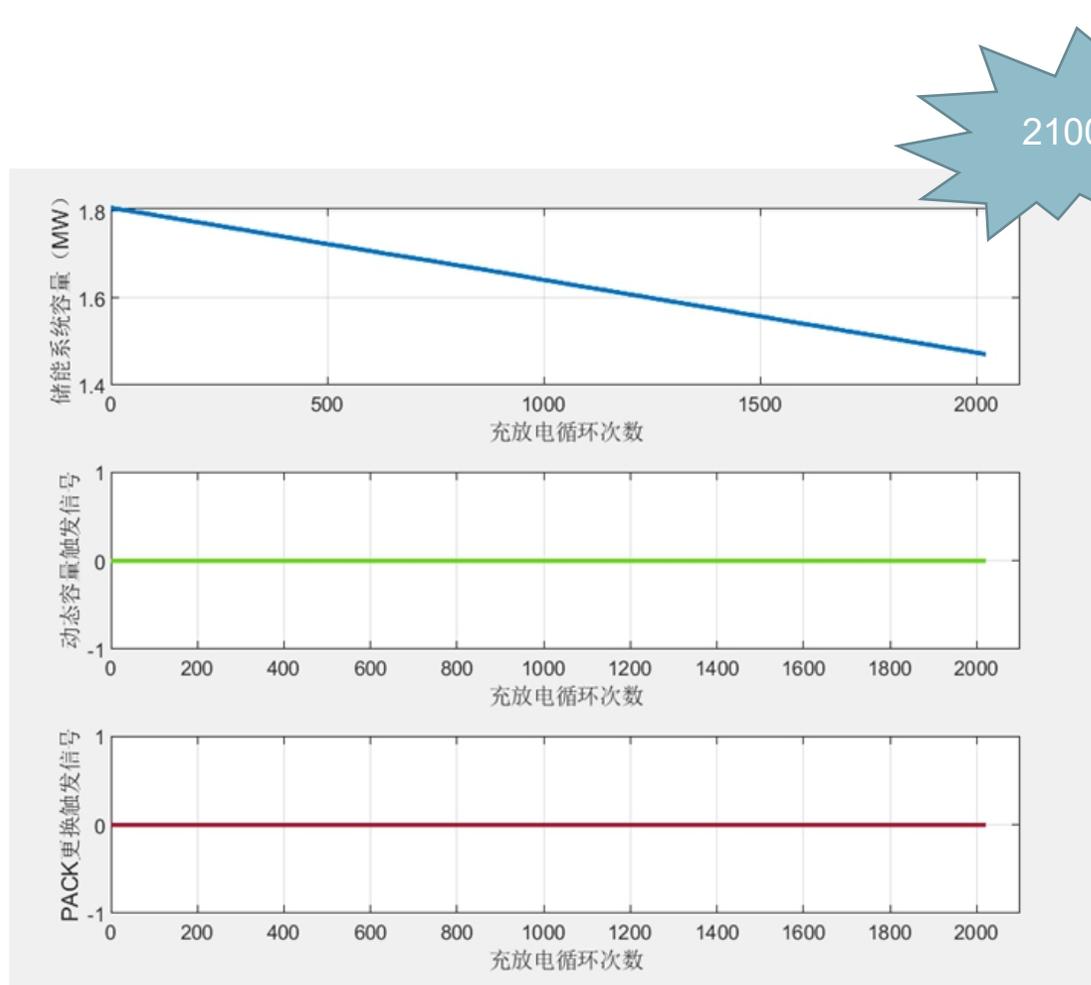


图 1: 未加入动态容量调整以及 PACK 更换策略

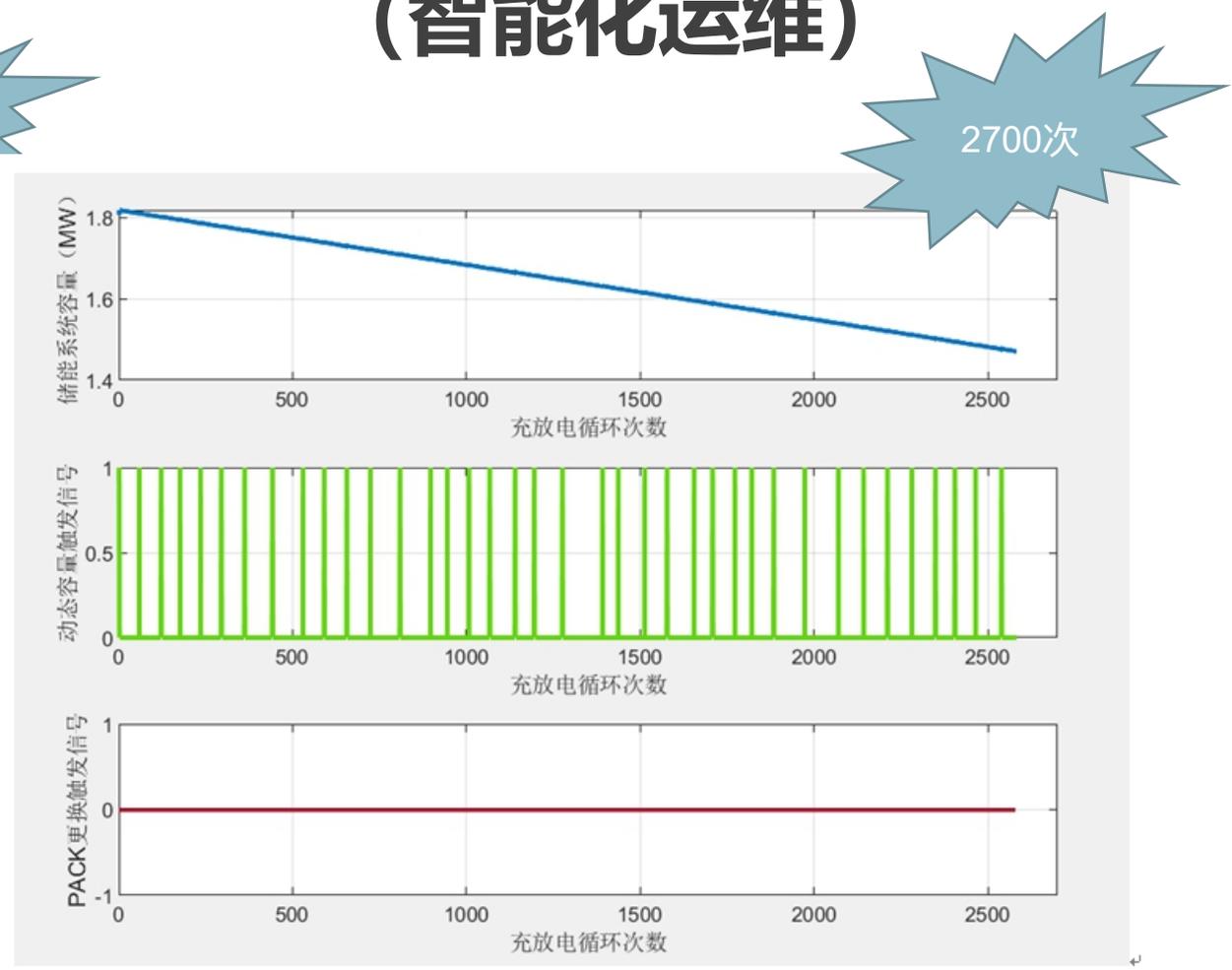


图 2: 加入动态容量调整未加入 PACK 更换策略

储能技术的挑战 (智能化运维)

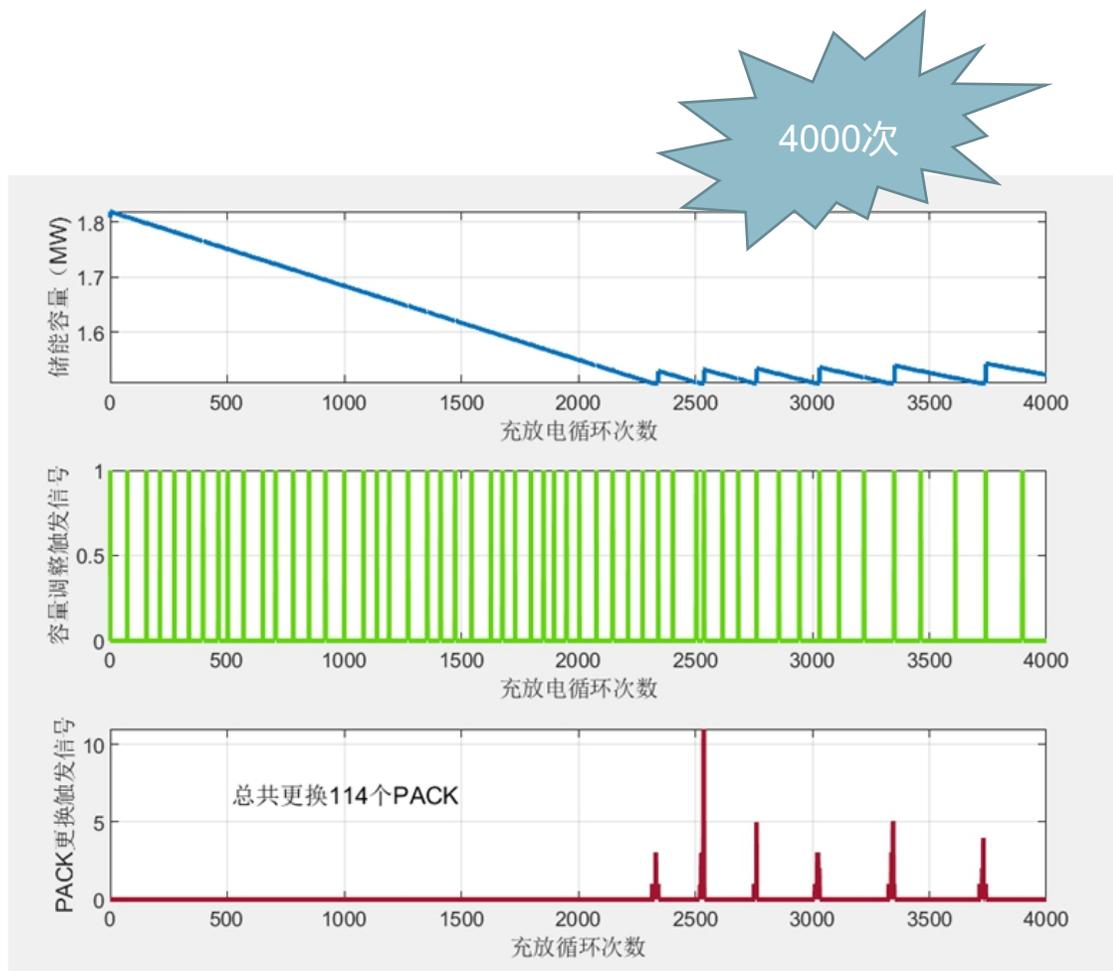


图 3: 加入动态容量调整以及 PACK 更换策略。

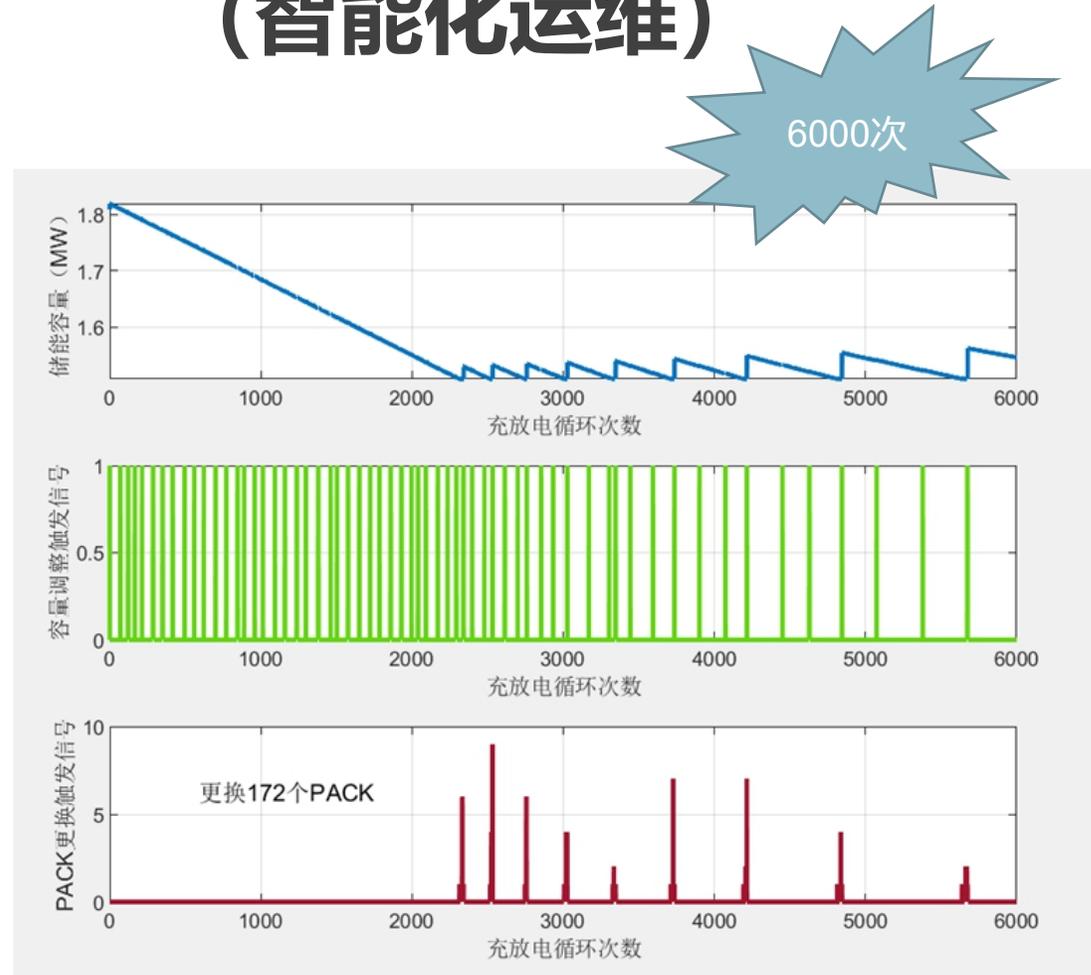


图 4: 循环 6000 次加入动态容量调整以及 PACK 更换策略。

储能系统集成是一个系统性工程，不能简单的将储能各个元件组合搭建。需要从顶层设计开始，细化到每个PACK设计，BMS管理系统，热管理系统，PCS控制模式，系统消防，EMS集中控制等多个环节。只有充分考虑到每一个环节，才能集成一个高效低成本长期稳定运行的储能系统。

EMS系统

目前主流厂家的EMS只是被动的接收BMS上传的电芯数据，完成削峰填谷/AGC/AVC响应等简单的功能。

挑战1：电化学的外特性随时循环次数的变化而不断变化，如何准确的评估的电芯运行状态？

挑战2：百万颗电芯的数据，即使非常专业的运维人员也难以做到实时监控，怎么嵌入智能化算法对每颗电芯状态进行准确判断？

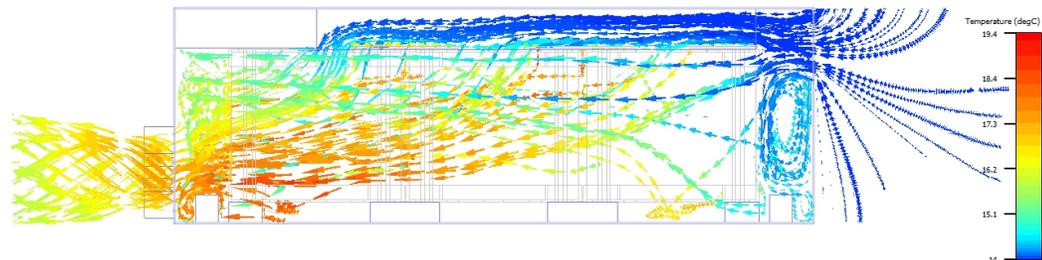
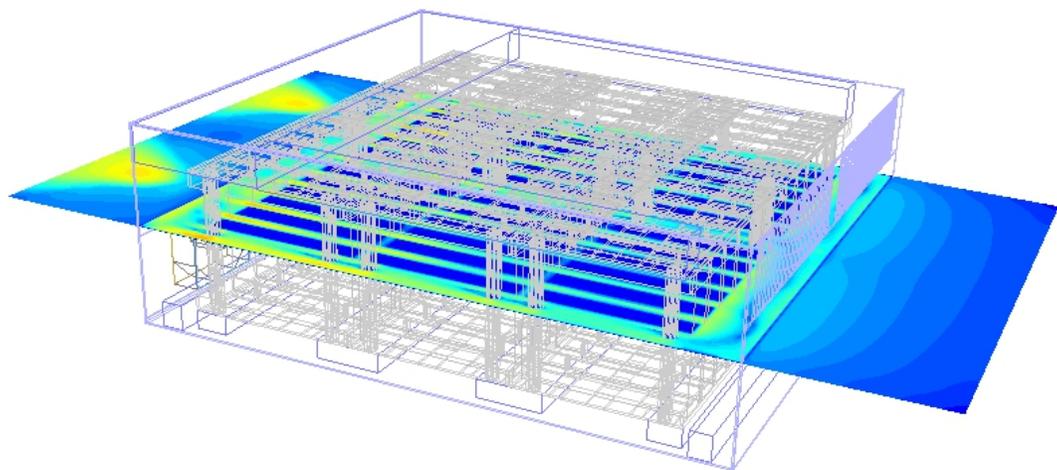
挑战3：对于大型储能系统来说，每秒处理的数据量在千万级别，怎么样对这些上传数据准确性进行判定？

挑战4：…

直流侧系统

电芯成模组，模组成PACK，PACK成簇等一致性和循环特性需要经过一系列的测试，并将相关测试数据建立模型植入EMS系统中。EMS依据数据将建立初始的模型。

- 挑战1: 系统一致性的要求，并对电芯，模组，PACK，电池簇分选成组的标准制定。
- 挑战2: 对PACK的内部设计，满足热管理的整体需求，即PACK内模组温度的差异性。
- 挑战3: 对整个集装箱内的风道设计，热管理控制系统设计，如何降低自用电，同时满足集装箱内的温度的差异的要求。
- 挑战4: 高效精准的均衡策略
- 挑战5: 智能化运维，电芯更换策略，容量重组…

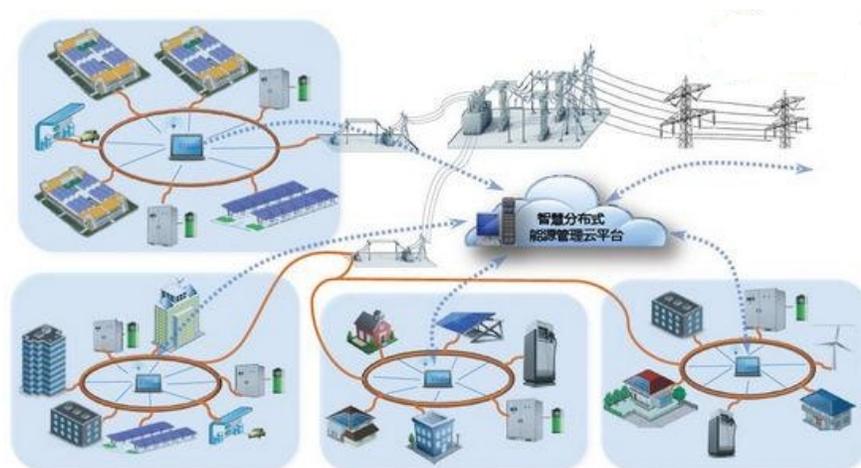


储能技术的挑战

交流侧系统

对应的控制环参数和EMS系统进行全面的优化，提升整个系统的效率。EMS依据电网AGC/AVC，一次调频结合储能系统运行状态进行优化调节。

- 挑战1: 模块化PCS内部控制环的快速无缝切换，对外特性表现的一致性。
- 挑战2: AGC与储能SOC状态的协调控制策略，如何消除电池堆的短板效应？
- 挑战3: 如何计算出精准的储能系统的可充、可放电量/最大可充、可放功率上传给调度部门？
- 挑战4: 虚拟电厂优化控制策略与未来电力市场的对接
- 挑战5: ...



人工智能

控制调度、运行最优化
需求侧管理



04 | 未来展望

总体趋势

1) 规模化

- 大容量集中式储能电站以及分布式储能的广域协同聚合是规模化储能的两种形式

2) 数字化

- 利用集约化、一体化的数字信息技术,提高储能系统运维的智能化和储能资源的利用效率

3) 技术创新

- 安全、低成本、长寿命、大容量储能技术持续创新

4) 商业模式创新

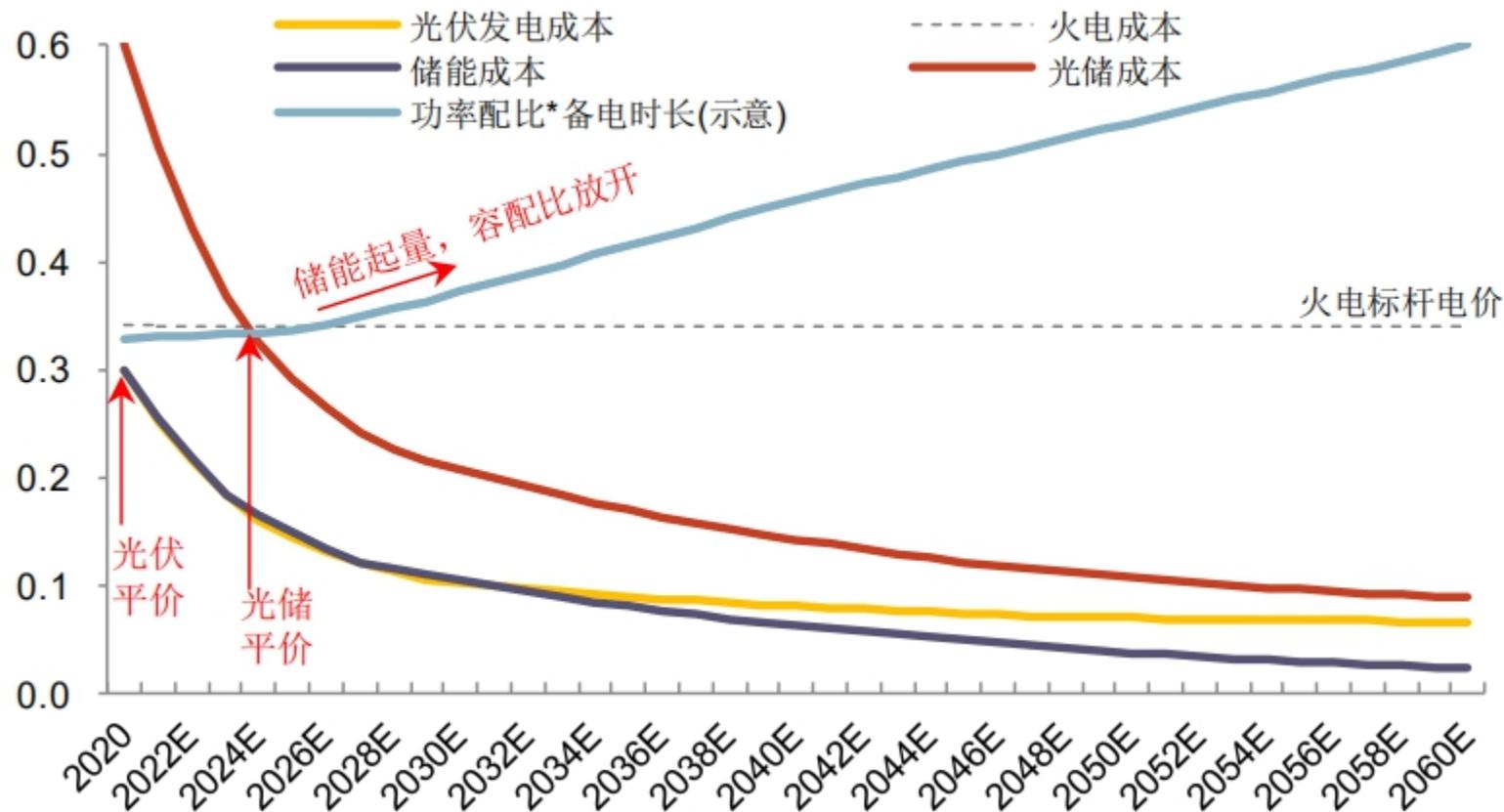
- 服务、共享和聚合

新能源+储能逐渐成为标配

省份	时间	政策	要点
甘肃	2020.01.20	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（2020年修订版）	新能源储能设施调峰申报价格上限0.5元/千瓦时
新疆	2020.03.25	关于征求《新疆电网发电侧储能管理办法》意见函	储能调峰给予0.55元/kWh补贴
湖南	2020.05.13	《湖南省电力辅助服务市场交易模拟运行规则》	储能有偿调峰按600元/MWh执行
山西	2020.06.02	《关于2020年拟新建光伏发电项目的消纳意见》	建议新增光伏发电项目配备15~20%的储能
	2020.08.13	关于征求《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则（试行）》意见的函	开启储能调峰试点，每度电0.75元~0.95元
	2020.12.16	《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则（试行）》	正式出台独立储能参与调峰市场交易细则
安徽	2020.09.21	《关于公开征求对电化学储能电站参与安徽电力调峰辅助服务市场规则条款意见的公告》	储能调峰申报价格最高不超过800元/MWh
东北三省	2020.9.22	关于印发《东北电力辅助服务市场运营规则》的通知	用户侧储能市场初期交易价格上下限为0.2、0.1元/kWh
山东	2020.10.20	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2020年修订版）》（征求意见稿）	储能设施有偿调峰出清价格按照400元/MWh执行
广东	2020.11.30	《关于征求〈广东电力市场容量补偿管理办法（试行，征求意见稿）〉等文件意见的函》	储能参与市场交易，削峰最高补偿4.5元/度电

光储有望在2025年左右进入平价时代

光伏、储能度电成本与功率配比、备电时长的示意图 (单位: 元/Wh)



资料来源: 光大证券研究所预测; 度电成本: 基于全生命周期内处理的电量, 单位电量的投资成本

谢谢观看