

新型储能产业发展路径和投资机会



目 录

01

新型储能发展及政策趋势

- ✓ 新型储能主要国家、行业政策
- ✓ 发展规模情况

02

商业模式及收益来源分析

- ✓ 新能源+储能
- ✓ 共享储能方案
- ✓ 独立储能
- ✓ 压缩储能

03

结论及投资

- ✓ 结论
- ✓ 风险提示

一、新型储能发展及政策趋势



🏠 首页 > 工业和信息化部 > 机关司局 > 装备工业二司（国家重大技术装备办公室） > 文件发布

发文机关：工业和信息化部 财政部 商务部 国务院国有资产监督管理委员会 国家市场监督管理总局

标 题：工业和信息化部 财政部 商务部 国务院国有资产监督管理委员会 国家市场监督管理总局关于印发加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划的通知

发文字号：工信部联装装〔2022〕105号

成文日期：2022-08-24

发布日期：2022-08-29

发布机构：工业和信息化部

分 类：装备工业管理

工业和信息化部等五部门联合印发加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划

五部门：大幅提升电化学储能装备可靠性，加快压缩空气储能、飞轮储能装备的研制。

储能装备。大幅提升电化学储能装备的可靠性，加快压缩空气储能、飞轮储能装备的研制，研发储能电站消防安全多级保障技术和装备。研发储能电池及系统的在线检测、状态预测和预警技术及装备。

一、新型储能发展及政策趋势

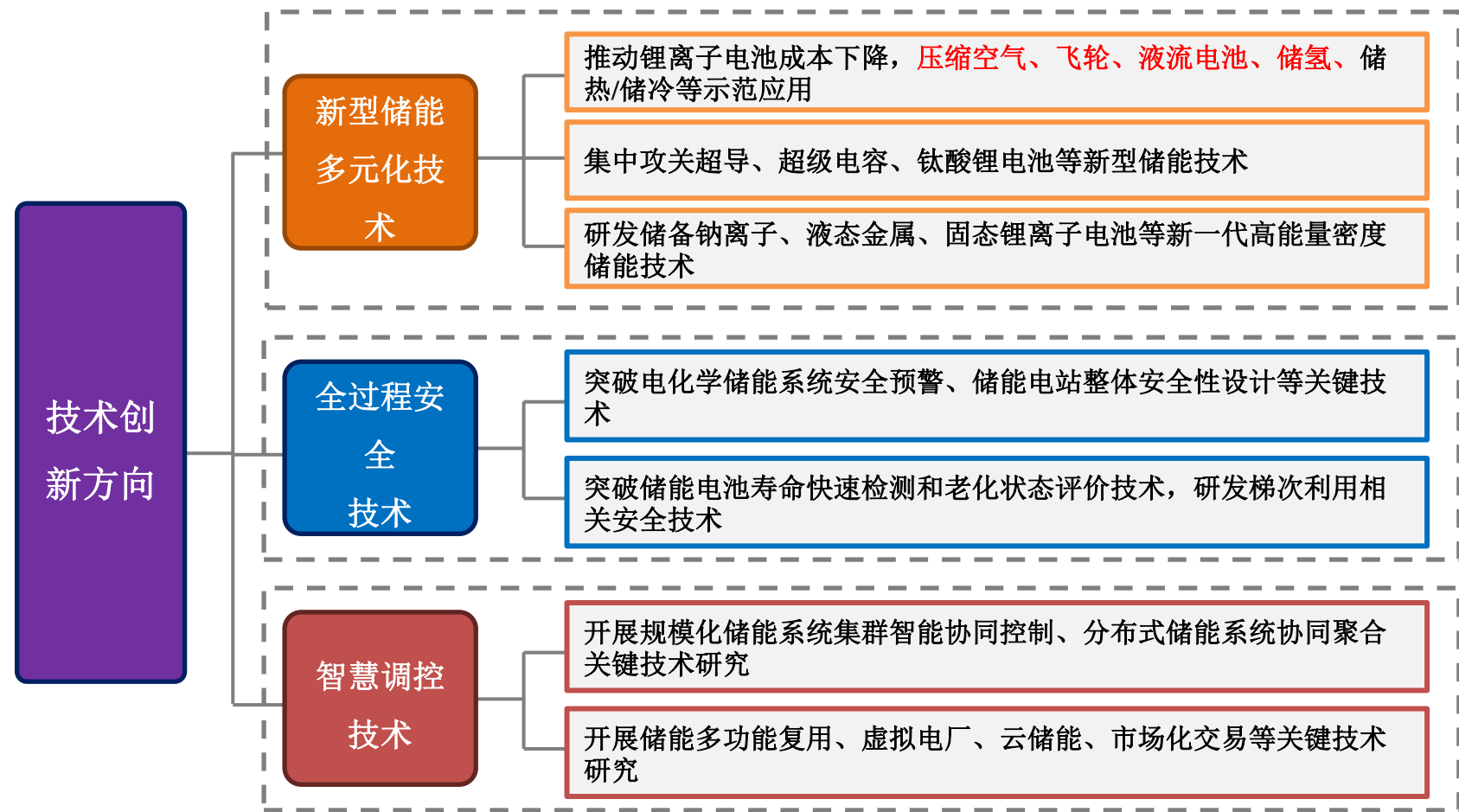
1.1新型储能主要国家、行业政策

类型	文件名称	部门	出台时间	主要内容
顶层设计	关于加快推动新型储能发展的指导意见	国家发改委，国家能源局	2021/7/23	30GW 发展目标 2025、2030 规划部署、重点任务
	《“十四五”新型储能发展实施方案》	国家发改委，国家能源局	2022.3.21	聚焦各类应用场景，关注多元化技术路线。开展不同技术路线分类试点示范。 重点建设更大容量的液流电池、飞轮、压缩空气等储能技术试点示范项目。 推动火电机组抽汽蓄能等试点示范，研究开展钠离子电池、固态锂离子电池等新一代高能量密度储能技术试点示范。拓展氢（氨）储能、热（冷）储能等应用领域，开展依托可再生能源制氢（氨）的氢（氨）储能、利用废弃矿坑储能等试点示范。结合系统需求推动多种储能技术联合应用，开展复合型储能试点示范。
	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	国家发改委，国家能源局	2022/6/7	对新型储能的总体要求、独立参与、联合参与、电网调峰、辅助服务、用户侧储能、电价机制等方面提出指引，储能发展迎来新机遇。
行业管理	新型储能项目管理规范（暂行）	能源局	2021/9/24	全生命周期管理；安全第一，明确权责；无歧视并网、科学调用
	电化学储能电站安全管理暂行办法（征求意见稿）	国家能源局	2021/8/24	
市场机制	电力辅助服务管理办法	国家能源局	2021/12/21	明确市场主体地位。增加品种，实现多重价值；建立分摊机制，扩大市场规模。
	电力并网运行管理规定	国家能源局	2021/12/21	
	储能并网协议（试行）	国家能源局 /国家市场监督管理总局	2021/12/28	
价格机制	关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见	国家发改委	2021/4/30	建立灵活的价格机制，拉大峰谷价差，用户侧储能更多盈利空间；探索电网侧储能价格机制
	国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知	国家发改委	2021/7/26	
可再生能源	关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知	国家发改委，国家能源局	2021/7/29	明确配置储能的比例及市场，形成更灵活的配置模式；奠定“十四五”时期源侧储能发展规模
技术&人才	《锂离子电池行业规范条件》	工业和信息化部	2021/12/20	单体能量密度>=145Wh/kg,电池组能量密度>=100Wh/kg, 循环寿命>=5000 次、容量保持率>=80%

一、新型储能发展及政策趋势

1.1 新型储能主要国家、行业政策

新型储能规划明确提出技术创新方向。 着力构建以企业为主体、市场为导向、产学研相结合的储能技术创新体系，加快推动成本下降、安全提升、效率提升，实现新型储能规模化应用。



一、新型储能发展及政策趋势

山东省发展和改革委员会 山东省能源局文件 国家能源局山东监管办公室

鲁发改能源〔2022〕749号

关于印发《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》的通知

各市发展改革委（能源局），各有关企业：

现将《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》印发你们，请抓好贯彻落实。



重点关注：

（一）依托现货市场，推动新型储能市场化发展。

包括4项措施：一是支持示范项目作为独立储能参与电力现货市场，获得电能量收益；二是允许示范项目容量在全省范围内租赁使用，获得容量租赁收益；三是对参与电力现货市场的示范项目按2倍标准给予容量补偿，获得容量补偿收益；四是支持参与调频、爬坡、黑启动等辅助服务，获得辅助服务收益。

（二）创新思路举措，鼓励新型储能规模化发展。

包括3项措施：一是通过优先并网、优先消纳政策，引导新能源项目积极配置新型储能设施；二是支持新建新型储能项目转为独立储能项目，鼓励发展大型独立储能电站；三是给予优惠电价政策，促进储能多元化发展。

（三）加强制度管理，促进新型储能规范化发展。

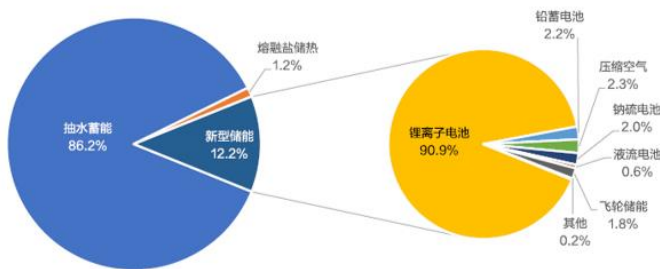
一、新型储能发展及政策趋势

1.2 发展规模情况

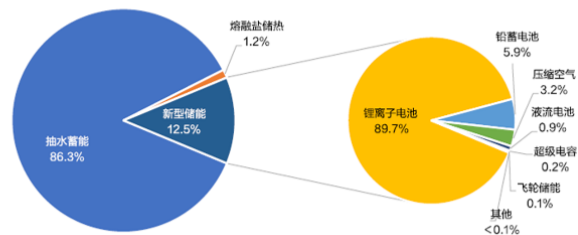
截至2021 年底，全球已投运储能项目累计装机容量达到209.4GW，同比增长9%，抽水蓄能在中国和全世界范围的储能占比都接近90%，但是该比例在逐年下降。新型储能中电化学储能的累计装机规模最大，占比接近90%。

2021年，中国压缩空气储能新增装机0.24GW，新增占比较小（2.57%）。液态空气储能也处在更为早期的示范阶段。

2021 年全球投运电力储能项目的累计装机规模



2021 年中国投运电力储能项目的累计装机规模

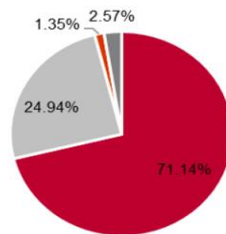


2011-2021全国储能累计装机量



2021中国新增储能装机结构

■ 抽水蓄能 ■ 电化学储能 ■ 蓄冷蓄热 ■ 压缩空气储能



目 录

01

新型储能发展及政策趋势

- ✓ 新型储能主要国家、行业政策
- ✓ 发展规模情况

02

商业模式及收益来源分析

- ✓ 新能源+储能
- ✓ 共享储能方案
- ✓ 独立储能
- ✓ 压缩储能

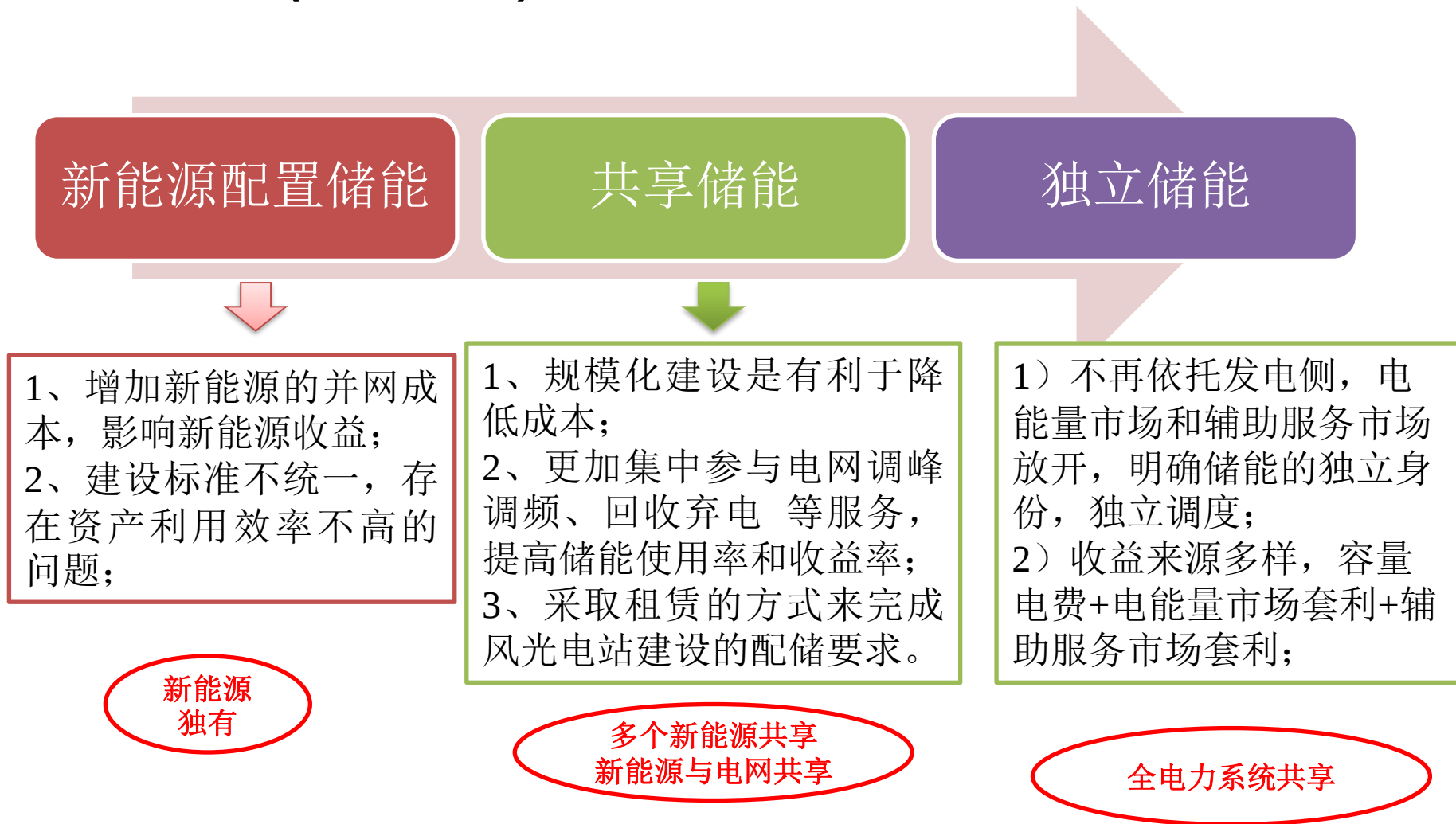
03

结论及投资风险提示

- ✓ 结论
- ✓ 风险提示

二、商业模式及收益来源分析

2.1 新型储能（电化学储能）商业模式演进



二、商业模式及收益来源分析

储能获取收益的主要模式



参与辅助服务获得补偿

因电化学储能具有响应快速的特点，能与火电机组较好地互补。在火电厂加装电化学储能可以大幅提升综合调节性能指标，加快储能投资成本的回收时间。



政府补贴性政策收益

南方能监局和新疆发改委针对本辖区管理范围内的储能提出不同的补贴政策；安徽省合肥市和江苏省苏州市出台了地方性补贴政策。



减少弃电增加电费收入

在新能源弃风弃光率较高的地区，利用储能设备将因送出受限而造成的弃风弃光电量进行储存，在其余时间放电上网，提高光伏和风电的利用率。

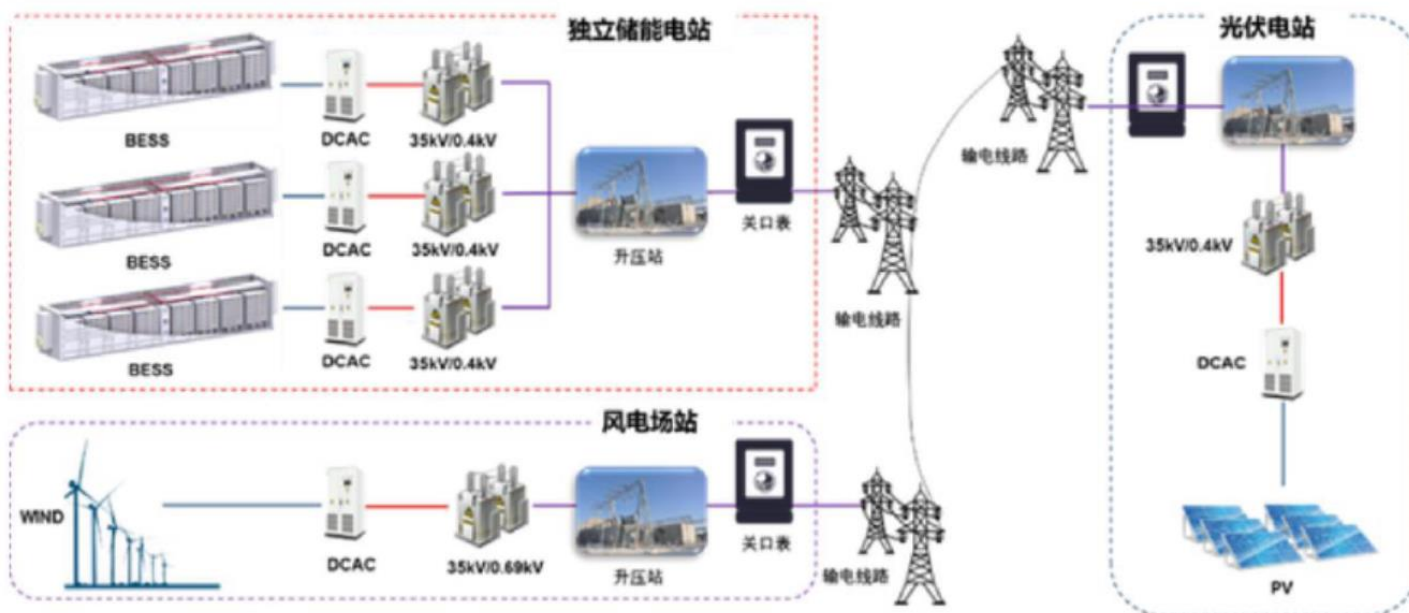


参与市场获得峰谷价差

用户侧储能主要依靠峰谷、峰平价差进行套利。目前在北京、江苏、广东等地具备一定盈利空间。

二、商业模式及收益来源分析

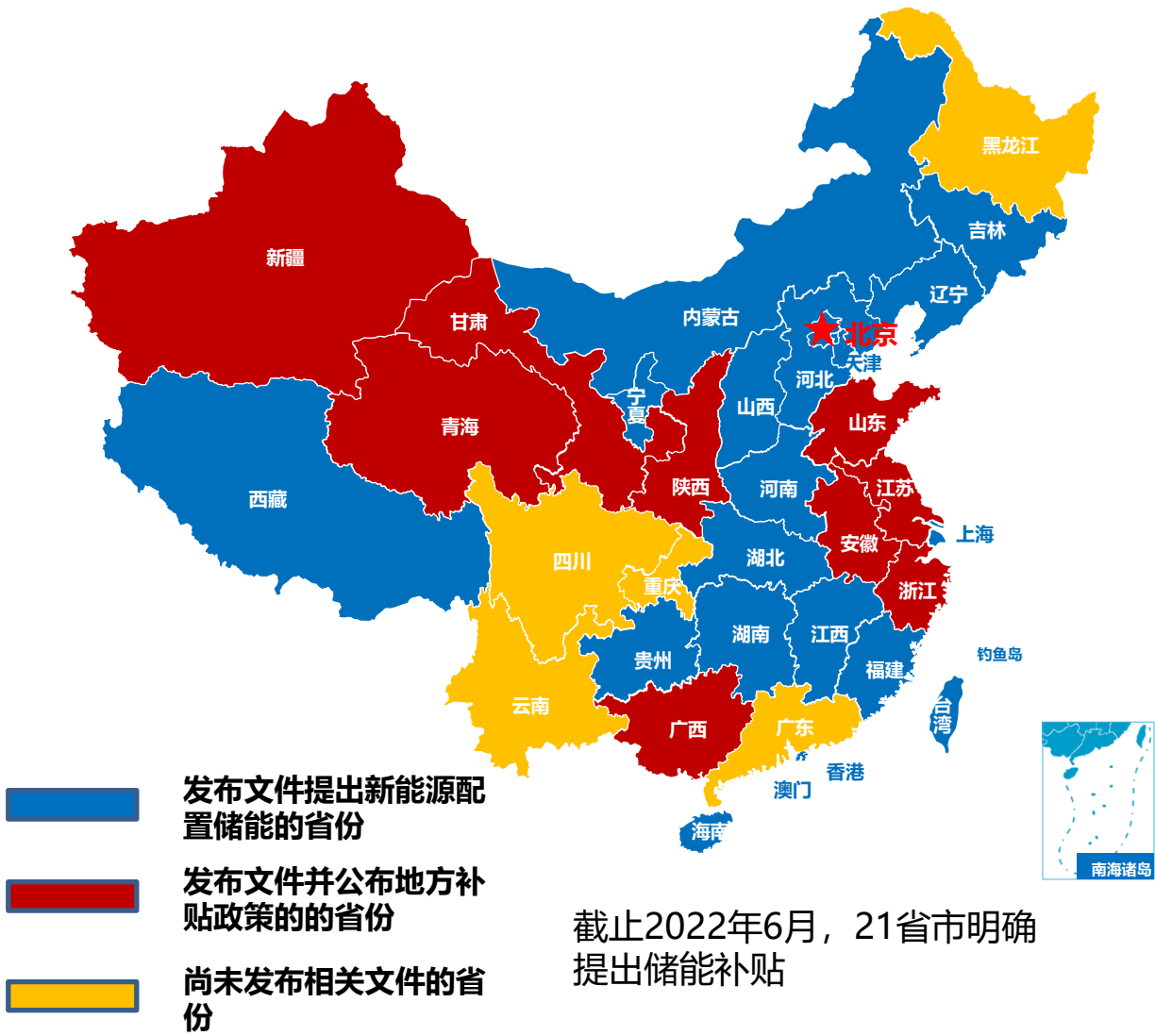
2.1 新型储能（电化学储能）商业模式演进



储能电站通过升压站接入输电线路，采用储能电站关口表单独计量，作为独立节点接受电网统一调度。

二、商业模式及收益来源分析

2.2 新能源配置储能



序号	省份	比例
1	青海	10%，2h
2	甘肃	5%-10%，2h
3	新疆	25%，4h
4	内蒙	15%，2h/4h
5	宁夏	10%，2h
6	山东	10%，2h
7	辽宁	15%，光3h/风4h
8	河北	10%-15%，3h
9	山西	部分地区10%
10	天津	光15%/风20%
11	陕西	部分地区10%，2h
12	河南	10%-20%，2h
13	湖北	10%，2h
14	安徽	5%，2h
15	江苏	8%-10%，2h
16	浙江	10%-20%，2h
17	江西	10%，1h
18	湖南	光5%/风15%，2h
19	广西	光15%/风20%，2h
20	海南	10%

二、商业模式及收益来源分析

2.2新能源配置储能

新能源配置储能在增加初始投资的同时，可以提高新能源消纳，减少弃光、弃风率。以南方五省为例，分析配置储能对光伏项目的影响。以100MWp光伏项目为例，分析结果如下：

	广东	广西	云南	贵州	海南
储能配置	10%， 2h	15%， 2h	10%， 2h	10%， 2h	10%， 2h
静态投资（元/W）	4.4	4.6	4.4	4.4	4.4
平均首年等效利用小时	1042.63	973.84	1300.29	836.51	1223.04
2021年弃光率	0	0	0.2	0.4	0
燃煤发电基准价	0.453	0.4207	0.3358	0.3515	0.4298
LCOE（7%）	0.456	0.496	0.358	0.556	0.386
LCOE（7%） 不配储能	0.422	0.44	0.33	0.513	0.356
LCOE增加	0.034	0.056	0.028	0.043	0.03

二、商业模式及收益来源分析

2.2新能源配置储能

以南方五省为例，分析配置储能对陆上风电项目的影响，以100MWp风电项目为例，分析结果如下：

	广东	广西	云南	贵州	海南
储能配置	10%， 2h	20%， 2h	10%， 2h	10%， 2h	10%， 2h
静态投资（元/W）	6.9	7.3	6.9	6.9	6.9
年等效利用小时	1741	2319.7	2648.7	1833.3	1672.3
2021年弃风率	0	0	0.1	0.5	0
燃煤发电基准价	0.453	0.4207	0.3358	0.3515	0.4298
LCOE（7%）	0.415	0.328	0.273	0.394	0.432
LCOE（7%） 不配储能	0.393	0.295	0.258	0.373	0.409
LCOE增加	0.022	0.033	0.015	0.021	0.023

二、商业模式及收益来源分析

2.3共享储能

2021年7月，国家发改委、国家能源局发布了《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，提出鼓励可再生能源发电企业以自建、租赁、购买的形式满足储能配额要求。在容量租赁+调峰补偿的商业模式下，部分省份已建成投运共享储能电站，以青海、湖南共享储能商业模式较为典型。

省份	收益来源	说明
青海 （市场化）	双边市场化调峰 辅助服务交易	共享储能电站与新能源场站通过双边协商或辅助服务交易平台开展调峰辅助服务交易
	电网调峰补偿	市场交易后剩余容量可参与电网调峰，获得电网调峰服务补偿，价格为 0.5元/kWh
湖南 （非市场化）	容量租赁	租赁可视同可再生能源储能配额，年租赁费市场价格约为 450-600元/kW
	电网调峰补偿	深度调峰储能电站按充电电量报价，报价上限为 500元/MWh

二、商业模式及收益来源分析

2.3共享储能——青海共享储能

纯市场化

《青海省电力辅助服务市场运营规则(试行)》(2020.12)

共享储能电站准入条件:

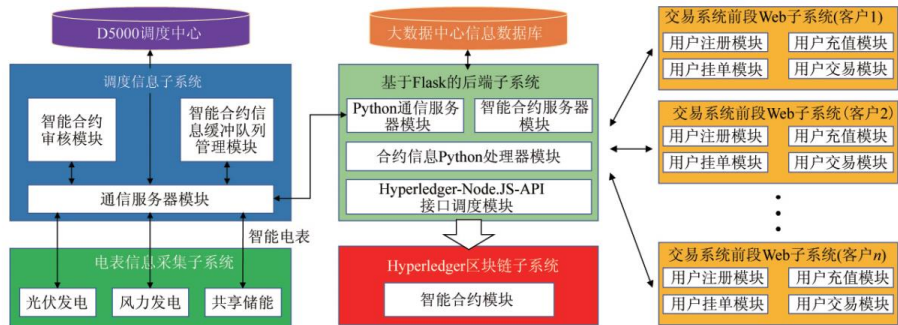
- 发电企业、用户计量出口外并网或直接接入电网侧的储能电站,满足电力调度机构监控、记录其实时充放电状态要求,具备作为独立主体参与市场交易资质
- 充电功率在10MW及以上、持续充电时间在2小时及以上。
- 具备自动发电控制(AGC)功能,能够可靠接收和执行调度机构AGC系统实时下达的充放电指令,其调节速率、调节范围、响应时间和调节精度等性能指标应满足相关要求。

共享储能调峰:

- 双边协商交易
由储能电站有风电场、太阳能电站开展协商确定**调峰交易时段、电价和交易电力、电量**,并通过调度机安全校核后执行的交易。
主要适用于**年度和月度中长期辅助服务交易**。
- 市场竞价交易
由储能电站与风电场、太阳能电站根据市场需求通过向辅助服务交易平台提交包含**交易时段、交易电力、交易电量、交易价格**等内容的交易意向,调度机构进行安全校核后执行的出清交易。
主要适用**短期辅助服务交易**。

- 目前已并网的共享储能项目,其电网调用调峰价格为0.5元/千瓦时;
- 共享储能调峰服务费用按月结算,由太阳能发电、风电共同分摊。
- 储能调峰结算费用=双边结算费用+单边结算费用。

共享储能的运营模式



青海省电力公司基于区块链技术的
辅助服务市场化运营平台

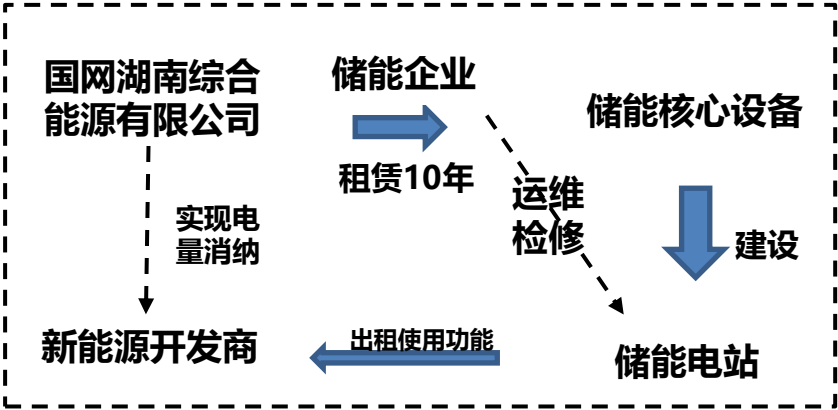
湖南新能源侧储能租赁

模式背景:

- 湖南新能源装机量迅速增长;
- 储能初始投资成本偏高;
- 辅助服务市场限价0.2元/千瓦时, 且峰谷价差较小, 进而导致盈利空间严重不足;



新能源侧储能租赁



湖南四个新能源配套电化学储能电站工程 电池舱（含BMS系统）、变流升压舱、二次设备租赁招标中标公示 制表：北极星储能网						
包号	招标项目	储能规模	最高限价 (万元)	中标候选人	投标价格 (万元)	投标单价 (元/Wh)
包1	郴州韭菜坪	22.5MW/45MWh	1450	南都电源	1150	0.26
				湖南三迅		
				华自科技		
				许继集团		
包2	永州蚂蟥塘	20MW/40MWh	1300	智光储能	1318.295	0.29
				上海电气	1260.72	0.28
				智光储能	1188.114	0.26
				许继集团	1180	0.26
包3	邵阳磨石	10MW/20MWh	670	智光储能	599.1714	0.30
				许继集团	618	0.31
				中车新能源	582.9	0.29
				桑顿新能源	523	0.35
包4	娄底九仑	7.5MW/15MWh	530	许继集团	519.8	0.35
				特变电工	480	0.32
				中天科技	480	0.32
合计		60MW/120MWh	3420.00		3532.89	0.29



二、商业模式及收益来源分析

2.4独立储能

具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目，可转为独立储能，作为独立主体参与电力市场。

(南方区域：容量为10MW/1 小时及以上，直控型负荷，容量不小于30MW，最大调节能力不小于10MW)

独立储能应用场景

大规模新能
源地区调峰

电网调峰

各类辅助服
务市场

虚拟电厂直
控

二、商业模式及收益来源分析

2.4独立储能

新型储能调峰定价模式

模式	代表地区/市场	文件	调度模式	补偿公式
固定补偿模式	南网区域	《南方区域电网新型储能并网细则及辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》	电力调度机构按照公平、公正、公开原则，结合系统调峰需要，下达调度计划或指令要求独立储能电站进入充电状态时，对其充电电量进行补偿。	充电电量*24*补偿标准R5 注：R5为常数，各省不同
调峰竞价模式	华北调峰市场	《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场规则》	调度机构根据市场运营规则，按照报价从低到高的原则调用第三方独立主体和火电机组，直至满足出清时段调峰需求，完成华北市场边际出清。市场出清结果作为充（用）电功率计划下发第三方独立主体。	调峰电量*市场出清价格
购电竞价模式	华中省间调峰市场	《新型市场主体参与华中电力调峰辅助服务市场规则（试行）》	卖方主体申报的省间调峰辅助服务价格从高到低排序，直至满足该时段的调峰需求，形成边际出清价格及中标电力	调峰电量*（服务卖出省省级电网企业代理购电价格-市场出清价-输电价格）

从定价机制划分，调峰补偿分为固定补偿和市场化补偿两种。我国早期主要对辅助服务进行固定补偿，2015年至今开启对辅助服务市场化的探索。市场化调峰流程主要为：服务提供方在日前申报调峰价格和电量，调度机构以服务成本最小为原则进行排序，形成出清价格（即最后一名中标者申报的价格），所有中标者均以出清价格结算。调峰当日，服务提供方执行调度指令并最终获得补偿。

二、商业模式及收益来源分析

2.4独立储能

各地新型储能调频规定

区域/市场	文件	准入门槛	AGC里程/电量补偿 (元/MW)	AGC容量补偿 (元 /MW)
江苏调频市场	《江苏电力辅助服务（调频）市场交易规则（试行）》	充电/放电功率 10 MW以上、 时长2h以上	0.1-1.2	2
福建调频市场	《福建省电力调频辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》	充电/放电功率 10 MW以上、 时长1h以上	0-12	960
山东调频市场	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2021年修订版）（征求意见稿）》	充电功率5MW以上、时长 2h以上	0-8	
甘肃调频市场	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》	充电功率10MW以上、时 长4h以上	0-12	
安徽调频市场	《安徽电力调频辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》	充/放电功率10MW以上、 时长2h以上	0-6	240
广东	《南方区域电网新型储能并网细则及辅助服 务管理实施细则（征求意见稿）》	容量为5MW /1h及以上	80元/MWh	12
广西			20元/MWh	5
云南			40元/MWh	5
贵州			80元/MWh	10
海南			80元/MWh	10

调频补偿主要分为里程补偿和容量补偿，各地补偿标准差异较大。从价格机制看，调频市场化程度总体上低于调峰，部分区域未设立调频市场，且未明确储能的市场主体地位。在明确储能可参加调频的区域/市场中，调频主要补偿包括里程补偿和容量补偿两种，部分地区还有现货补偿等其他形式，其中里程补偿主要依据调频里程计算，容量补偿主要依据调用容量计算。各地的补偿标准差异较大，且补偿的计算方式也存在差异。

二、商业模式及收益来源分析

独立储能盈利模式

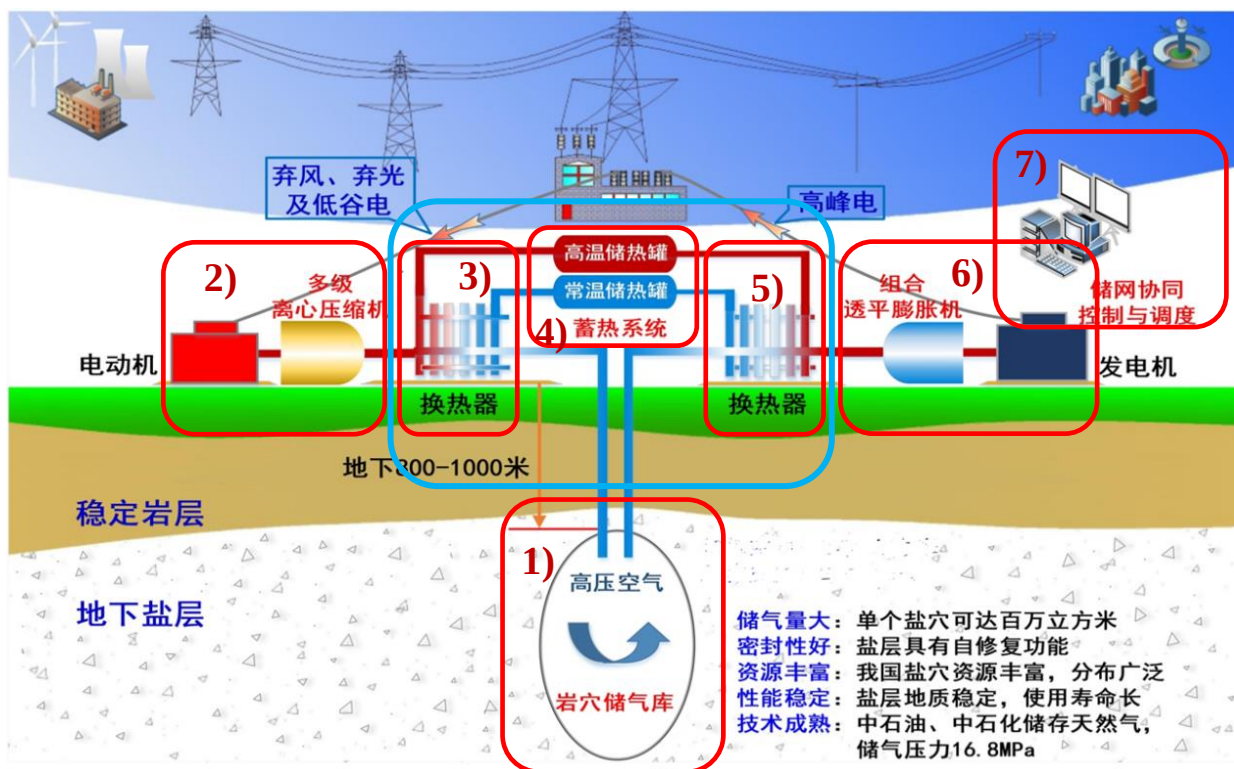


收益模式	推广程度
深度调峰补偿模式	全国普遍推广
调峰补偿+容量租赁模式	湖南, 宁夏, 河南, 广西等
现货市场+容量租赁+辅助服务补偿	山东, 广东 (待落地)

二、商业模式及收益来源分析

2.5 压缩空气储能

压缩空气储能系统(Compressed Air Energy Storage, CAES)在储能阶段通过消耗电能将空气进行压缩储存,在释能阶段将高压空气释放通过膨胀机做功发电,是一种新型大规模电力储能系统。



1)高压储气系统

2)空气压缩系统

3)压缩换热系统

4)热量存储系统

5)膨胀换热系统

6)膨胀发电系统

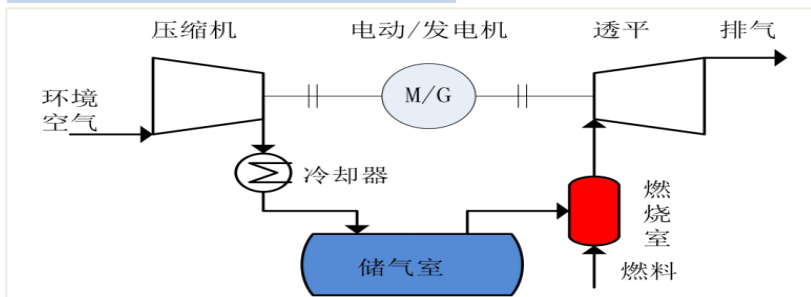
7)发电并网系统

二、商业模式及收益来源分析

2.5 压缩空气储能-技术原理

压缩空气储能电站

补燃式（无蓄热）



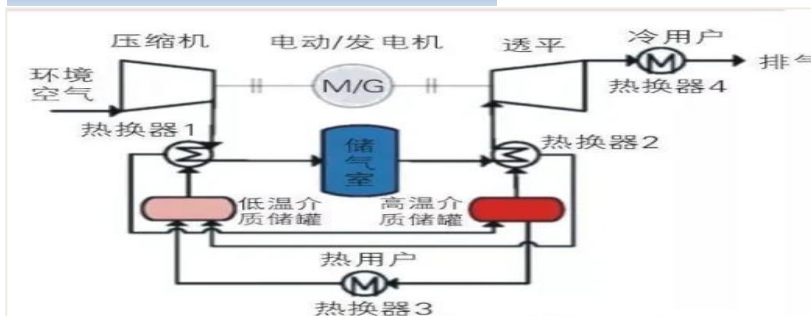
投资低

需燃料

有排放

效率低

非补燃式（蓄热式）



投资较高

绿色低碳

工艺复杂

效率较高

(1) 当储能时，电动机驱动多级压缩机将空气压缩至高压并储存至储气装置(可选用天然或人工盐穴、管线钢阵列等)中，完成电能到空气压力能的转换，实现电能的储存，在这过程中各级压缩机的压缩热通过换热器回收并储存在蓄热介质中，回收热量后蓄热介质储存在热罐中。

(2) 当释能时，压缩空气从储气装置中释放并通过节流阀将压力降至膨胀机进口压力，随后通入多级透平膨胀做功，完成空气压力能到电能的转换，在此过程中，来自热罐的蓄热介质通入各级膨胀机的级前换热器，加热各级膨胀机进口空气，释放完热量的蓄热介质储存在冷罐中。

二、商业模式及收益来源分析

2.5 压缩空气储能-技术特点

目前国内压缩空气技术，以中国能建、中国科学院工程热物理研究所、清华大学、东方电气集团为代表对压缩空气储能电站进行了研究。

新一代压缩空气储能系统由压缩空气、高压储气、多级回热、透平发电四个子系统构成。

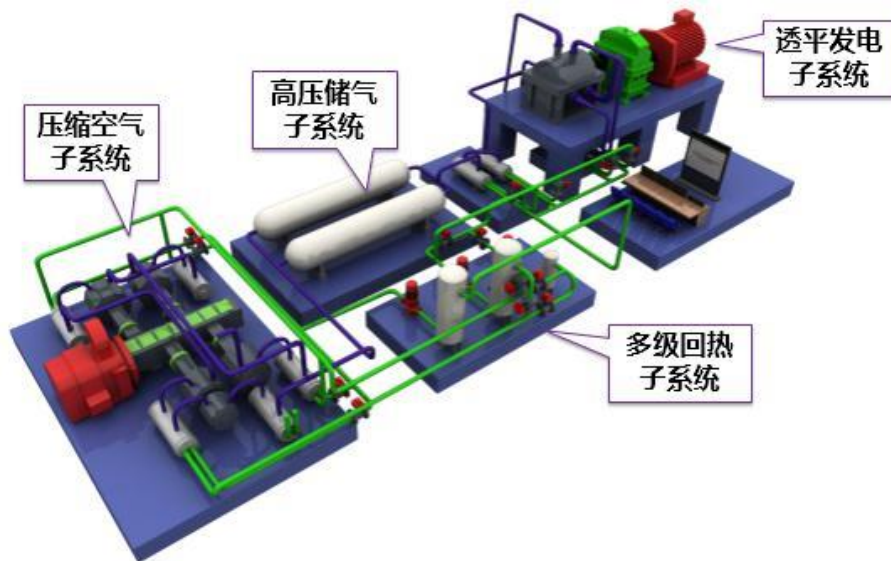
(1) **选址灵活，可选择多种的储气装置**：可选用天然或人工盐穴、管线钢阵列等，随着建造成本降低，可以逐步摆脱地理条件限制。

(2) **零排放，不需要燃烧燃料**：由于采用储热设备，将空气压缩过程的压缩热存储回收，从而不再需要燃烧燃料提供热源(补燃型机组需掺入少量天然气)。

(3) **储能效率较高**：额定运行效率可达50-70%，比同等规模的国外压缩空气储能电站高出约10%-20%。

(4) **单位成本较低**：系统大规模产业化后的成本可达4000-6500元/kW或1000-1500元/kWh，同抽水蓄能系统单位成本基本相当，低于其他储能技术。

(5) **系统寿命长**：系统寿命为30-50年，其中间无需新增大规模投资。



二、商业模式及收益来源分析

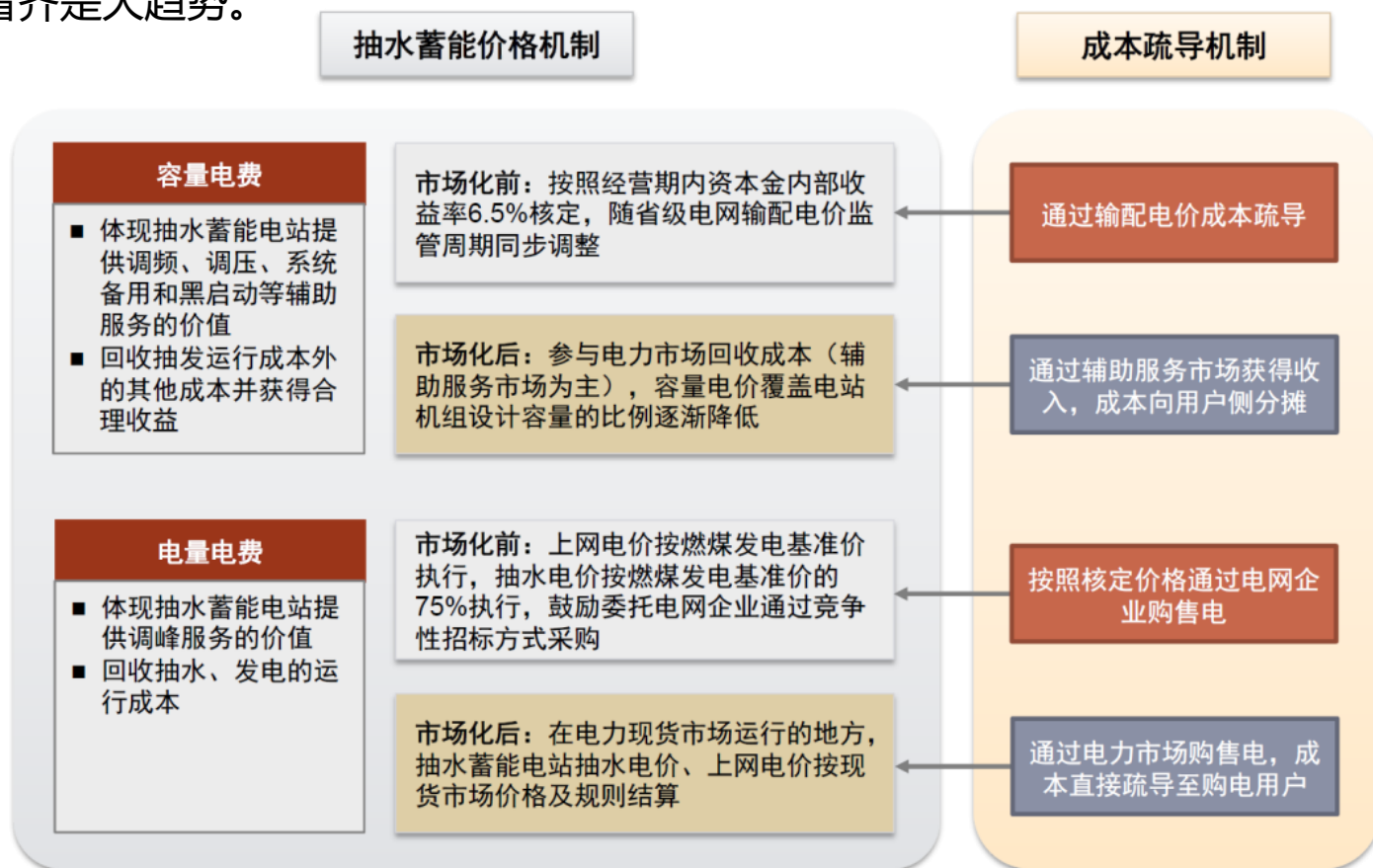
2.5 压缩空气储能-国家层面政策

发布时间	文件内容
2019年12月	工信部《首台（套）重大技术装备推广应用指导目录（2019年版）》，压缩空气储能系统也被列入，要求每套额定功率≥100MW；系统效率≥65%；寿命≥30年。
2020年3月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》明确指出,构建现代能源体系,在氢能与储能等前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划，谋划布局一批未来产业。要实施电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能等储能示范项目。
2021年7月	发改委、能源局印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确，坚持储能技术多元化，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期。
2021年10月	中共中央、国务院《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》要求，加强绿色低碳重大科技攻关和推广应用，加强电化学、压缩空气等新型储能技术攻关、示范和产业化应用。
2021年11月	能源局、科学技术部《“十四五”能源领域科技创新规划》提出要突破能量型、功率型等储能本体及系统集成关键技术和核心装备，满足能源系统不同应用场景储能发展需要，其中就包括开展大规模压缩空气储能电站的示范试验。
2021年12月	国家能源局《电力辅助服务管理办法》明确，将电化学储能、压缩空气储能、飞轮等新型储能纳入并网主体管理。鼓励新型储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。增加服务品种、建立更加明确的成本疏导机制
2022年1月	发改委、能源局《“十四五”现代能源体系规划》提出，加快新型储能技术规模化应用，拓宽储能应用场景，推动电化学储能、梯级电站储能、压缩空气储能、飞轮储能等技术多元化应用，探索储能聚合利用、共享利用等新模式新业态。
2022年1月	发改委、能源局《“十四五”新型储能发展实施方案》指出，到2025年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件，百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用、关键技术是“十四五”新型储能核心技术装备攻关重点方向，依托利用废弃矿坑储能等试点示范。国家能源局《<“十四五”新型储能发展实施方案>解读》中指出，“十三五”以来，压缩空气储能等技术创新取得长足进步，研究探索对发挥系统调峰作用的新型储能，参照抽水蓄能管理并享受同样的价格政策。
2022年5月	发改委办公厅、能源局综合司《进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，进一步明确了新型储能市场定位，完善了相关市场机制、价格机制和运行机制，有利于提升新型储能利用水平。

二、商业模式及收益来源分析

2.5 压缩空气储能-商业模式和盈利机制

由于压缩储能空气储能项目在国内处于示范阶段，国家暂无电价政策，在构建新型电力系统的大背景下，长远角度看，压缩空气储能此类大规模、长时间储能很大概率能获得合适的电价政策支持，考虑到压缩数能与抽水蓄能在功能与技术特性上的相似性，因此向抽水蓄能商业模式看齐是大趋势。



三、结论及投资建议

结论

- 1、新能源平价项目，光伏强配储能将导致大部分地区光伏发电成本大于上网电价。部分省份强配储能导致风电度电成本大于上网电价。
- 2、新型电化学储能的商业模式势由新能源强配，共享储能逐步过渡至独立储能，地区给予新型储能的补贴政策频发，新型电化学储能迎来发展风口。
- 3、独立储能各地区政策及盈利模式差异较大，目前已经浮现较为完整的盈利模式：容量电费+电能量市场套利+辅助服务市场收益。收益能满足行业基准投资收益。南方区域还需等待政策发文明确，可提前筹划布局。
- 4、压缩空气储能正处于起步阶段，随着技术发展，盐洞空间探明，压缩空气储能将作为抽水蓄能的强力补充，成为新型电力系统灵活性资源的重要成员，未来有较大发展空间，发挥专业集成优势，可提前研究布局。

三、结论及投资建议

- 1、储能上游设备涨价风险：**储能电站初始投资成本受上游设备端价格影响程度较高，若未来上游电池及设备价格大幅上涨，则可能对储能电站项目收益水平造成显著影响。
- 2、相关政策出台及落地不及预期风险：**储能电站运营及收益模式受政策影响较大，若未来相关政策出台及落地效果不及预期，则可能对电站运营与盈利造成显著影响。
- 3、储能电站收益渠道拓展不及预期风险：**目前全国各地区储能电站收益模式仍未统一，根据对储能电站收益率的测算结果，是否进行容量租赁、是否参与电力现货交易以及是否参与调频辅助服务等均对电站收益水平影响较大，若项目收益渠道拓展不及预期，则可能对其收益水平造成显著影响。
- 4、现货市场下电费价差不及预期风险：**现货市场下储能电站主要依靠电费价差获取收入，若价差水平不及预期，则可能导致项目收益率被拉低。

附件：各地新型储能调峰（深度）规定

各地新型储能调峰（深度）规定

区域	文件	储能准入门槛	补偿标准（元/kWh）	结算电量
青海	《青海电力辅助服务市场运营规则（试行）》	充电功率10MW以上、时长2h以上	0.5	放电电量
宁夏	《宁夏电力辅助服务市场运营规则》	充电功率10MW以上、时长2h以上	0-0.6	充电电量，损耗电量按标杆电价结算由电网回收
福建	《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）》	按火电深度调峰出清价格结算，火电报价区间为0-1	0-1	充电电量
山东	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2021年修订版）（征求意见稿）》	充电功率5MW以上、时长2h以上	0-0.4	放电电量
河北南网	《河北南网电力辅助服务市场运营规则》	调节容量不小于2MW、调节总量不低于2MWh	报价上限不超过华北市场	充电电量
华北区域	《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）》	调节容量不小于10MW、调节总量不少于30MWh	0-0.6	充电电量
华中区域	《新型市场主体参与华中电力调峰辅助服务市场规则（试行）》	调节功率不小于5MW、调节容量不小于2.5 MWh	报价下限0.12	充电电量
湖南	《湖南省电力辅助服务市场交易模拟运行规则》	调节容量不小于1MW、调节总量不少于1MWh	0-0.6	充电电量
广东	《南方区域电网新型储能并网细则及辅助服务管理实施细则》	容量为 5MW /1h及以上	0.792	充电电量
广西			0.396	充电电量
云南			0.6624	充电电量
贵州			0.648	充电电量
海南			0.5952	充电电量

银创服务

基于自身的研究和咨询能力，银创智库为创业公司、大型企业、政府机构、机构投资者等客户提供针对性的服务。

01 市场研究

1. 细分行业研究报告
2. 可行性研究报告
3. 尽职调查报告

02 企业咨询

1. 企业管理咨询
2. 企业并购咨询
3. 投融资咨询

产业规划

1. 区域产业规划
2. 产业园区规划

◆ 关于我们：

深圳银创新兴产业智库是产业研究、政府政策及产业载体等“三位一体”的企业服务平台。为新能源、新材料、高端装备制造等领域机构及企业提供行业研究、政策咨询、投融资咨询及企业扩产投资咨询等服务，为政府机构提供产业规划、招商规划、招商引资等服务。

◆ 欢迎合作需求方联系我们，一起携手进步；电话 13510607570



深圳银创新兴产业智库
行研 | 政策 | 招商 一站式服务平台

电话：135-1060-7570（同微信）
地址：深圳市南山区西丽街道松坪山社区朗山路
13号清华信息港科研楼403室