



电力设备与新能源行业：储能 市场化机制日趋完善 国内市 场大有可为



行业事件:

6月7日,国家发改委、国家能源局联合发布《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》,《通知》中对于新型储能参与电力市场的独立身份、交易及价格机制、调度运行机制等多项关键问题予以明确。

定义独立储能身份,鼓励储能主体灵活参与市场明确储能在电力系统中的主体身份是决定其商业模式落地的重要基础。《通知》中首次明确了“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”等要求的新型储能项目可作为独立主体参与电力市场;鼓励以配建形式存在的储能项目与所配建的电源作为一个整体参与电力市场;同时鼓励探索同一、储能分主容量可以按照部分容量独立联合我们两种认方式相同对时灵活参与的市市场场参与模式。式能够较大范围覆盖我国储能项目,对于全国储能行业产生实际的积极影响。

充电电费成本解除,破解参与电力市场的关键阻碍《通知》,中明确鼓励独立储能电站向电网调送峰电时,其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。此前储能用于电网调峰时需承担充电过程中的电价成本,导致项目难以获利。我们认为此类成本的取消,将极大提升储能用于大容量能源服务的利润空间,充分发挥市场力量建设新型储能项目,释放国内储能装机更高的增量空间。

多措并举全方位完善储能成本分配及价格机制在辅助服务市场,《通知》

强调按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，由相关发电侧并网主体、电力用户合理分摊成本；针对用户侧，鼓励进一步拉大峰谷价差，增加用户侧储能的收益获取渠道，引导用户侧主动配储；针对电网侧，提出应建立独立储能电站容量电价机制，并。我们且认探为索，将此电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收次政策对于商业化储能面临的核心问题进行了全方位的明确指引，随着未来各地方政府相应政策的落地，国内储能的市场化机制将日趋完善。

国内储能规模化发展，市场前景广阔

据 CNESA 统计，21 年我国新型储能新增投运规模为 2.4GW，同比增长 54%，占全球新增投运规模的 24%；而 21 年国内新增规划及在建的新型储能规模达到 23.8GW，并且其中百兆瓦级的大型项目数量较以往明显增加。据工信部数据，21 年我国储能型锂电池产量为 32GWh；而 22 年 1-4 月储能电池产量超过 19.5GWh，已经达到 21 全年的 61%左右，行业高速发展的确定性较强。

投资建议

预览已结束，完整报告链接和二维码如下：

https://www.yunbaogao.cn/report/index/report?reportId=1_42740

