[储能]

电网侧独立电化学储能电站投资经济性的分析与研究

文/杨迪
广东粤电毕节新能源有限公司

随着光伏和风电等新能源项目的并网发电，电网的稳定性和调节能力面临严重挑战。电网侧独立储能电站是解决电网接入难题、维持电网稳定的重要手段。通过分析和研究独立储能电站调峰调频和租赁收入，探讨电站投资收益率，为独立式储能项目投资活动提供数据支持。

大规模储能是智能电网建设中的重要支撑环节，通过电能时移实现削峰填谷，增强电网的可再生能源并网消纳能力，并可解决电压跌落、浪涌电压、供电中断、电压波动和闪变等电能质量控制问题。

2022年，国家能源局南方监管局会同贵州省、云南省电监办下发了《南方区域电力并网运行管理实施细则》和《南方区域电力辅助服务管理实施细则》。该细则明确规定了电化学储能参与南方区域电网辅助调峰服务，鼓励电力市场主体投资建设储能设施，促进新型储能为电力系统运行提供调频、调峰、调压和黑启动等辅助服务。细则已于2023年1月1日正式实施。

项目规划

独立式储能定义。区别于新能源项目的配套储能，独立式储能以参与电网调峰调频为目的，接入电网负荷较重的变电站或枢纽变电站，是一种典型的虚拟发电站。

建设规模。为了达到调峰调频的目的，独立式储能电站应具备一定的装机容量，110 kV独立式储能电站典型规模为50 MW/100 MW·h，220 kV电站的典型规模为100 MW/200 MW·h，500 kV电站的典型规模为200 MW/400 MW·h。储能电站容量大小还与变电站的规模、日负荷变化率有很大关系。

接入点。作为一种虚拟电站，储能电站的吞吐能力决定了电站的容量和效益。因此接入负荷较大的大型变电站，日负荷曲线应能呈现明显的峰谷平特性，以保证储能电站有一定的放电深度和被调用次数。

储能电站容量可粗略匹配为

$$\text{独立储能电站容量}=\frac{\text{峰值负荷}-\text{谷值负荷}}{2}\times \text{额定功率}\times\text{功率因数}$$

以一座2×180 MV·A的220 kV变电站为例，峰值负荷为1.0，谷值负荷为0.4，电网功率因数为0.9，电站计算规模应为97.2 MW，配置100 MW/200 MW·h的储能电站，可完全满足该变电站削峰填谷调节要求。

国家发改委、国家能源局发布2020年贵州典型日负荷曲线图如图1所示。

储能电站的作用。独立式储能电站能改善电网调节性能，提高接入能力，为电网提供辅助运行服务，争取可观的调峰调频费用。此外，集中式储能电站能降低新能源公司后续项目的一次性投资，可大幅提高新能源电站收益率。

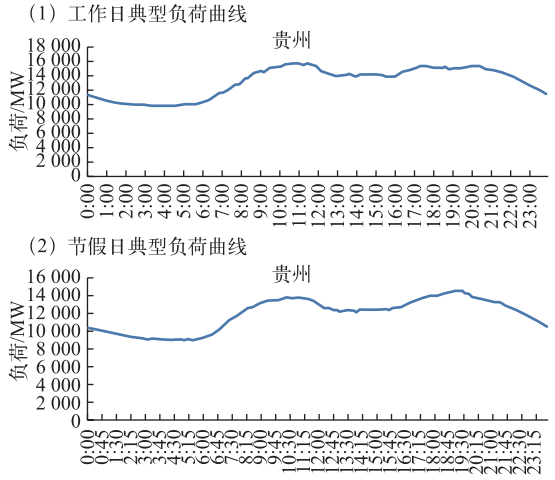

图1　国家发改委、国家能源局发布2020年贵州典型日负荷曲线图

储能电站的配置。经市场调研，可采用280 A·h磷酸铁锂电芯，配置高度自动化的调度系统和高效的无谐波充-储-逆系统，实现高精度的电功率跟踪及调节，争取将调度考核合格率提高至98%以上。根据最近的招标价格，独立储能造价取值1.85元/（W·h），建设周期5个月，20年寿期内选择性（具体视老化程度）更换一次电芯，造价约为0.9元/（W·h）。

盈利模式

根据《南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则》规定，参与市场化运行辅助服务的独立储能电站有以下盈利方式。

1. 参与一次调频服务

1）小频差扰动。独立储能电站一次调频月度补偿=超过理论动作积分电量 70%的一次调频月度动作积分电量（MW·h）×0.5×R_1［元/（MW·h）］。

2）大频差扰动：独立储能电站一次调频月度补偿=超过理论动作积分电量 70%的一次调频月度动作积分电量（MW·h）×10×R_1［元/（MW·h）］。

2. AGC模式服务

1）按调节容量补偿费用=调节容量服务供应量×R_2［元/（MW·h）］，各种AGC 控制模式均可获得容量补偿费用。

2）AGC投调频控制模式。调节电量补偿费用=AGC实际调节电量（MW·h）×R_3［元/（MW·h）］。AGC投其他控制模式的，不对调节电量进行补偿。

3. 参与无功及调峰服务

1）独立储能电站无功电压补偿。对独立储能电站注入无功，维持系统电压水平的服务供应量按照 R_{11}［元/（MW·h）］的标准补偿。对独立储能电站吸收无功，防止系统电压过高的服务供应量按照5×R_{11}［元/（MW·h）］的标准补偿。

2）参与系统调峰。下达调度计划或按照市场出清结果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，具体补偿标准为8×R_5［元/（MW·h）］。

4. 收益模式

鉴于现阶段储能容量相对较小，鼓励独立储能电站积极参与电力市场和调度运用，签订顶峰时段和低谷时段合约（协议），发挥移峰填谷和顶峰发电作用。独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加费。根据浙江及其他发达省份的交易规则，填谷和削峰均可获得调节收入且免收电费和附加费。

1）参与调峰调频费用。2022年11月，国家能源局贵州监管办公室发布了《关于公开征求〈贵州电力调峰辅助服务市场交易规则（征求意见稿）〉的函》，为鼓励独立储能等能源新业态发展，初期暂不将其纳入调峰费用分摊，后续结合能源转型发展，逐步建立与其适应的分摊机制。但参与储能调峰的电储能装置仅限于独立储能装置，并以独立市场主体形式参与。部署在发用电市场主体内，属于一体化系统组成单元的电储能装置现阶段暂不支持参与储能调峰。独立储能须按照调度指令进行充放电，原则上严禁在低谷时段充电，因配合系统调频等充放电功率波动的情况除外。

2）储能租赁费。独立储能部分容量可以共享模式出租给其他需配建储能系统的新能源发电站，获取储能租赁费。

5. 经济性测算

正常情况下储能站可在参与次调频服务之间切换。但几种盈利模式参与次调频服务和AGC模式的电量需要大量的电网侧录波数据，无法预估准确的电量。以一个50 MW/100 MW·h的入门级独立式储能电站为例进行经济学测算。

（1）AGC补偿收入

参照电厂习惯，选择AGC自动控制模式，如图2所示，暂时不计入无功补偿收入。因贵州省内暂无储能电站数据可供参考，因此采取类化方式进行估

算。而通常50 MW/100 MW·h调节能力与2×600 MW的火电机组相当。根据贵州省《2022年贵州电网发电厂辅助服务补偿费用清单》，取西电东送稳定出力的某电厂50%（2022年1—5月合计384万元）收入进行计算，100 MW/200 MW·h储能电站AGC收入约为32万元/月。因该电厂部分时段进入旋转备用模式，且独立储能电站专门为电网调节而建设，其功率/频率响应速度及调节能力远超火电机组。因此，独立储能电站实际AGC模式收入应大于16万元/月，AGC年度保守估计收益为16×12=192万元。

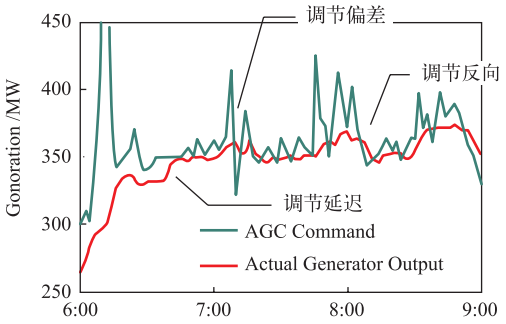

图2　AGC调频

（2）调峰收入

电化学储能调峰原理如图3所示，储能电站最大放电功率为50 MW，充放电能力倍率为0.5C，电池经济充电时间为4 h，电池放电深度取80%，电池电芯寿命为6 500次，根据《南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则》规定，仅计算交流侧输入端充电电量，不用考虑储能系统综合效率。电站每天充电电量为80MW·h。充电时间为0:00—4:00，放电时间为9:00—12:00、16:00—21:00，其余时段投AGC调频模式，每年正常运行时间320天（被调用次数）。电站年充电收益为50 000×2×0.8×0.648×320=1 658.88万元。

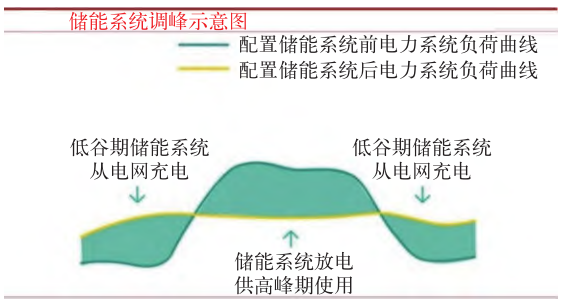

图3　电化学储能调峰原理

来源：国家电网，中泰证券研究所。

（3）电站投资收益

综上可知，50 MW/100（MW·h）每年电费综合收益为192+1 658.88=1 850.88万元，电站寿命20年，电站一次性投资1.85元/（W·h），运营成本其他边界条件参照风电项目。选用新能源常用的风电项目经济性模型进行类化测算，项目资本金财务内部收益率（税后）为6.78%。

独立储能电站还能以共享模式参与新能源配套储能租赁业务，储能租赁价格取20万元/（MW·h），出租率50%。在此条件下，IRR可提升至29.65%。

考虑到0.648元/（kW·h）为申报最高价格，保守决策综合调峰电价取0.324元/（kW·h），储能租赁价格取20万元/（MW·h），出租率50%。则IRR仍有11.71%。

结束语

1. 独立储能的意义

1）综合调峰及租赁收入，项目收益率可观，落地快，建设周期短，手续简单。

2）能够解决光伏和风电项目收益率低的问题，新能源项目整体造价降低0.3～0.4元/W，新能源项目收益率可大幅提高。

3）解决了接入点附近新能源项目系统接入问题，可有效改善周边电站的接入情况。

4）储能电站集中布置，可针对性设计消防设施，制定管理制度，解决了配套建设的新能源项目储能系统带来的高风险源分散布置问题，便于集中管理，降低了事故率。

2. 存在的风险

1）单独考虑调峰收入项目投资仍有亏损风险，需结合储能租赁收益才能确保满足10%以上的收益率。虽然本报告中的测算方式偏保守，但调频、调频电量结算仍需出台细则予以明确。

2）火灾风险。以50 MW/100（MW·h）电站为例，储能电站仍为火灾高风险单位，需采取针对性预防措施。

3）电站的调度和运维对电站收益率影响很大，需要高度专业的运营人员，对投资项目的公司及人员的专业性提出了更高的要求。EA

（收稿日期：2022-04-27）