

第三方独立主体参与南方区域调频辅助服务 市场交易实施细则

(试行)

第一条 为落实国家发展改革委、国家能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》《关于加快推动新型储能发展的指导意见》和《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》等文件精神，构建有效的第三方独立主体参与南方区域调频辅助服务市场交易机制，更大范围优化配置调频资源，保障市场成员合法权益，提高新型储能、虚拟电厂等新技术在调频辅助服务中的应用，提升电力系统安全、稳定、经济运行水平，制定本细则。

第二条 本细则依据南方区域电力市场运营规则、南方区域调频辅助服务市场交易规则（以下简称“区域调频市场交易规则”）、南方区域统一调频辅助服务市场建设方案以及国家有关法律、法规及行业标准制定。

第三条 本细则适用于南方区域调频辅助服务市场（以下简称“区域调频市场”）开展的第三方独立主体调频辅助服务交易。本细则作为区域调频市场交易规则的补充。第三方独立主体参与区域调频市场根据区域调频市场交易规则和本细则执行。

云南调频辅助服务市场开展的第三方独立主体调频辅助服务交易相关实施细则另行制定。

第四条 第三方独立主体指满足市场相关准入条件，以独立储能电站或直控型可调节负荷形式参与交易的主体。

第五条 独立储能电站指具备调度直控条件，以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，并按照其接入位置与电网企业签订购售电合同，约定各方权利义务的储能电站。

现阶段，独立储能电站仅包括电化学储能电站。

第六条 直控型可调节负荷是指具备电力调度机构直接控制条件，以独立市场主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，并按照其所在位置或代理资源所在地与相应省级电网企业签订结算协议，约定各方权利义务的负荷侧调节资源。

现阶段，直控型可调节负荷包括传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等直接参与市场的负荷侧调节资源以及直控型聚合平台。直控型聚合平台通过负荷聚合商、虚拟电厂等形式代理相关发电侧和负荷侧调节资源参与市场。其中，直控型聚合平台代理资源不能包含由地市级及以上调度机构调管的独立储能电站。

第七条 第三方独立主体作为调频服务提供者参与区域调频市场交易，按区域调频市场交易规则获得调频里程收益，以聚合形式参与的，按公平合理的原则与其代理资源共享收益。现阶段，第三方独立主体参照区域调频市场交易规则和电力辅助服务费用有关疏导规定参与市场费用分摊。其中，第三方独

立主体不参与发电侧并网主体的费用分摊，直控型聚合平台所代理资源中的市场化电力用户，应参与用户侧相关费用分摊。

第八条 第三方独立主体按照区域调频市场交易规则要求，在相应市场运营机构进行市场注册。第三方独立主体为租赁/共享储能模式的，在市场注册前，租赁方与储能业主之间应该就参与调频辅助服务市场和相关收益分配等达成一致意见。

第九条 第三方独立主体参与区域调频市场需具备以下条件：

（一）根据区域调频市场交易规则，调频辅助服务提供者参与区域调频市场应具备的基本条件。

（二）与相关电力调度机构签订并网调度协议。

（三）具备连续响应电力调度机构 AGC 指令的技术条件，并通过相关测试。

（四）符合国家、行业及南方电网的网络安全等数据安全防护的技术标准或规范。

第十条 参与区域调频市场的独立储能电站的额定功率不小于 Q_{ss} 、额定功率充电/放电同向指令持续响应时间不小于 L_{ss} 小时，该准入技术参数根据市场交易情况适时调整。此外，允许 220kV 及以上电压等级并网且额定功率不低于区域调频辅助服务市场中火力发电单元标准调频容量最小值、额定功率充电/放电同向指令持续响应时间不小于 L_{ss} 小时的独立储能电站参与区域调频市场。

第十一条 参与区域调频市场的直控型可调节负荷最大上下调节能力不小于 Q_{sv} 、调节能力 Q_{sv} 持续响应时间不小于 L_{sv} 小时，该准入技术参数根据市场交易情况适时调整。以聚合方式参与区域调频市场的，应具有统一的聚合平台，实现聚合平台的有效网络安全管控和数据隔离；应保证聚合平台下分散调节资源的执行真实性和可调能力的准确性，按照相关要求能够实时监控和回溯分散调节资源的调节情况，可回溯期限不少于12个月，接受市场运营机构组织的真实性检查。

第十二条 第三方独立主体接入市场、综合调频性能指标测试、AGC改造等要求按照区域调频市场交易规则执行。

第十三条 现阶段，第三方独立主体按照一套AGC子站控制的全部调频资源为一个发电单元参与区域调频市场。

第十四条 第三方独立主体准入后参与调频辅助服务市场应不少于90天。如需退出市场的，应提前15天向能源监管机构、电网企业、电力交易机构、电力调度机构报告，妥善处理交易相关事宜，并按合同约定等结清相关费用。

第十五条 第三方独立主体参与区域调频市场的权利和义务包括：

（一）按照自主意愿参与市场，自行承担市场风险，获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（二）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度。

（三）严格遵守市场规则，服从市场管理，维护市场秩序，接受能源监管机构、地方政府有关部门等的监督，履行法律法

规规定的权利和义务。

（四）按要求提供相关技术参数，确保提供调频辅助服务能力的真实性，接受能源监管机构组织的监管核查。

（五）按照区域调频市场交易规则完成市场申报。以聚合方式参与调频辅助服务的，应审核并汇总所代理资源相关信息后完成市场申报。

（六）按照并网管理有关规程规定向电力调度机构实时、准确传输运行数据和可调用第三方设备设施的具体信息。以聚合方式参与调频辅助服务的，需传输聚合运行数据并保存代理资源个体的运行数据。

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。按照电力调度机构的有关规定进行 AGC 装置管理，确保能够根据电力调度机构调度指令提供符合规定要求的调频响应。

（八）做好设备运行维护，防范安全生产风险。

（九）接受电力调度机构网络安全主管部门的技术监督和管理，确保符合国家、行业及调度机构的网络安全管理与技术要求。进入市场前需由具备等保测评资质的第三方测评（评估）机构开展网络安全等级保护测评和安全防护评估，入市后应严格按照等保测评定级的结果执行有关网络安全措施。

（十）执行市场出清结果，获得调频辅助服务收益。以聚合方式参与调频辅助服务的，由聚合商将调频控制指令分解下发至其代理资源并组织执行。

（十一）按照有关规定提供历史数据，披露和提供信息，

获得区域调频市场运营和交易相关信息。

（十二）第三方独立主体所获得的辅助服务收益与其应缴纳的电费分别结算，不得冲抵。以聚合方式参与调频辅助服务的，聚合商按照公平合理的原则与其代理资源共享市场收益。

（十三）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 独立储能电站和直接参与市场的负荷侧调节资源划归至并网点所在的调频资源分布区；直控型聚合平台按照调管关系和代理资源所在位置划归调频资源分布区。现阶段，暂不支持代理跨调频资源区调节资源的直控型聚合平台作为单一市场主体参与区域调频市场。

第十七条 第三方独立主体可在竞价日（即运行日的前一日）自行选择是否参与区域调频市场及当日参与的时段。

第十八条 在区域调频市场申报环节，第三方独立主体按照区域调频市场交易规则申报调频里程价格，并按照如下方式计算的限值申报调频容量（单位：兆瓦，最小单位：1兆瓦）。

（一）独立储能电站调频容量申报限值：

容量申报上限为： $\min$ （储能电站额定功率，调频资源分布区调频容量需求 $\times 20\%$ ）

容量申报下限为： $\min$ （ $\max$ （ $20\% \times$ 储能电站额定功率， Q_b ），调频资源分布区调频容量需求 $\times 15\%$ ）

（二）直控型可调节负荷调频容量申报上限为：

容量申报上限为： $\min$ （每分钟调节速率 $\times 5$ 分钟，最大调节能力，调频资源分布区调频容量需求 $\times 20\%$ ）

容量申报下限为: $\max(20\% \times \text{最大可调节调节能力}, Q_{lb})$

第十九条 初次入市时，独立储能电站额定功率与直控型可调节负荷每分钟调节速率、最大调节能力等参数取值以并网调度协议为准。实际运行中，直控型可调节负荷可根据实际情况向相应市场运营机构提出最大调节能力或调节速率的调整申请，并提交具有资质的检测机构对该直控型可调节负荷的测试报告，市场运营机构可不定期开展测试。

第二十条 第三方独立主体按照区域调频市场交易规则计算综合调频性能评价指标 k_i 和归一化后的综合调频性能评价指标 P_i 。

第二十一条 为体现多个独立储能电站之间的竞争差异，各调频资源分布区引入边际替代率系数 F_m 。独立储能电站边际替代率系数计算方法见附录 1。

第二十二条 以归一化后的综合性能评价指标和边际替代率系数将独立储能电站的调频里程报价进行调整，作为其调频里程排序价格，计算公式为：

独立储能电站调频里程排序价格 = 调频里程报价 / ($P_i \times F_{m,i}$)

其中， P_i 为第 i 个独立储能电站的归一化综合调频性能评价指标； $F_{m,i}$ 为第 i 个独立储能电站边际替代率系数。

第二十三条 以归一化后的综合性能评价指标将直控型可调节负荷的调频里程报价进行调整，作为其调频里程排序价格，计算公式为：

直控型可调节负荷调频里程排序价格 = 调频里程报价 / P_i

其中， P_i 为第*i*个直控型可调节负荷的归一化综合调频性能评价指标。

第二十四条 第三方独立主体按照区域调频市场交易规则参与区域调频市场日前预安排和日内正式出清。独立储能电站在区域调频市场中标后，其基准功率应设定为0，调频容量原则上为其申报容量；直控型可调节负荷在区域调频市场中标后，其基准功率设定为基线负荷，调频容量原则上为其申报容量。

第二十五条 电力调度机构按照调管范围对第三方独立主体参与区域调频市场的出清结果进行安全校核，其校核条件参照区域调频市场交易规则执行。

第二十六条 独立第三方主体可自主选择运行日参与区域调频辅助服务市场的时段。调频辅助服务市场预安排中标的时段，不再参与现货电能量市场出清。

第二十七条 独立储能电站优先参与日前预安排，在预安排未中标时段，调度机构可根据其他市场品种交易结果和运行需求安排独立储能电站的日前充放电调度计划。该充放电计划作为独立储能电站在日内参与区域调频市场的边界，即日内正式出清过程中，在有充放电调度计划的时段，储能电站不再参与出清。

第二十八条 第三方独立主体可在同一运行日的不同时段参与南方区域跨省备用市场和区域调频市场。第三方独立主体在区域调频市场日前交易中标后，同时段不再参与跨省备用市场日前交易；在跨省备用市场日前交易中标后，同时段不再参

与区域调频市场日内正式出清。

第二十九条 运行日，独立储能电站应严格执行调度计划和区域调频市场交易结果，若中标时段开始前荷电状态不满足正常提供调频辅助服务的电量，需向调度机构申请恢复荷电状态，若无法恢复，需在下一个中标时段前向调度机构申请调减中标容量。因未及时申请或其他原因导致独立储能电站提供调频辅助服务过程频繁出现电量充满/耗尽导致无法正常参与调节的，市场运营机构可视情况调整该储能电站的中标容量。

第三十条 运行日，直控型可调节负荷需要严格执行需求侧响应计划（若有）和区域调频市场交易结果，因可调节空间不足造成下个中标时段调频能力不足时，需在下一个中标时段前向调度机构申请调减中标容量。

第三十一条 第三方独立主体考核参照区域调频市场交易规则相关条款执行。

第三十二条 独立第三方主体参与区域调频市场按照区域调频市场交易规则获得调频容量补偿和调频里程补偿。其中，独立储能电站的标准调频容量为其额定功率，直控型可调节负荷的标准调频容量为其最大单向调节能力。现阶段，第三方独立主体结算调频里程折算系数 μ 设定为 1。

第三十三条 本细则与国家最新政策、文件规定不符的，从其规定。

第三十四条 本细则自印发之日起执行。

附录 1:

因独立储能电站的调频特性与常规发电单元不同，引入边际替代率系数体现独立储能电站与常规发电单元之间，以及多个独立储能电站之间的竞争差异。本细则使用边际替代率曲线图表示（见附图 1），独立储能电站占比越大时，其边际替代率系数将下降。边际替代率曲线与 x 轴的交叉点为无效替代占比系数 U_x ；边际替代率曲线与 y 轴的交叉点为最大替代系数 U_y 。市场运营机构根据系统安全、市场运营和新兴业态培育动态调整 U_x 、 U_y 。

在每个出清时段，基于独立储能电站 i 的调频里程报价、申报调频容量、归一化综合调频性能评价指标 P_i ，按照以下流程确定对应的边际替代率系数 $F_{m,i}$ ：

（一）各调频资源分布区计算独立储能电站的内部排序报价：

$$\text{内部排序报价} = \text{调频里程报价} / P_i$$

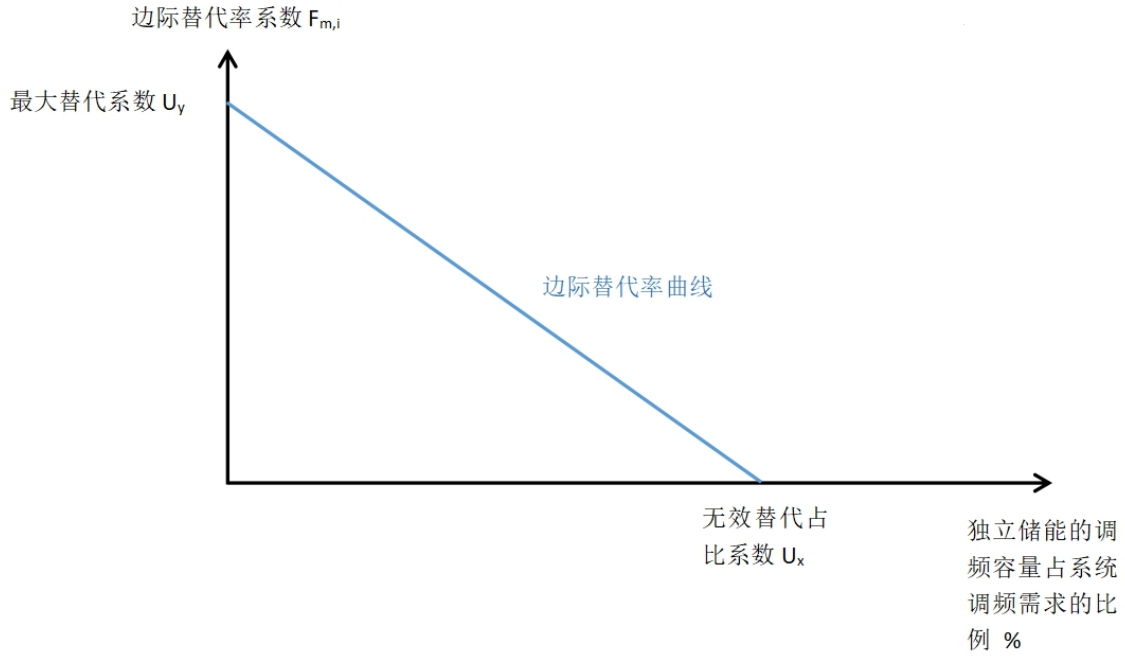
（二）各调频资源分布区计算独立储能电站的调频容量占系统调频需求比例：

$$\text{各调频资源分布区调频容量占比} = \frac{\text{各调频资源分布区申报调频容量}}{\text{各调频资源分布区系统调频需求}}$$

（三）各调频资源分布区按照独立储能电站内部排序报价由低到高的顺序，将对应调频容量占比在边际替代率曲线图 x 轴上累加排列（不参与区域调频市场或不能正常提供调频服务的独立储能电站不进入该累加序列），并依次映射到边际替代率曲线上。内

部排序报价相同时， P_i 较高的独立储能排名靠前；若两个或多个独立储能电站内部排序报价相同且 P_i 相同时，将这些储能电站容量求和并在边际替代率曲线图的 x 轴上累加排列。

（四）各调频资源分布区根据边际替代率曲线上每个独立储能电站的映射点（若两个或多个独立储能电站内部排序报价相同且 P_i 相同，则按它们的容量之和确定映射点），找到 y 轴上对应的值，即为该调频资源分布区每个独立储能电站的边际替代率系数 $F_{m,i}$ 。



附图 1：独立储能调频的边际替代率图

边际替代率系数 $F_{m,i}$ 只影响独立储能在出清环节的调频里程排序价格，并不影响独立储能在结算环节的调频里程补偿；归一化综合调频性能评价指标 P_i 同时影响独立储能在出清环节的调频里程排序价格和结算环节的调频里程补偿。

例子：

假设 $U_x=50\%$ ， $U_y = 2$ 。

市场中有六家独立储能 A、B、C、D、E、F 参与。

下表为某调频资源分布区六家储能的报价、调频性能、以及计算出的内部排序报价：

	报价（元）	调频性能 P	内部排序报价（元）
独立储能 A	12	1	12.0
独立储能 B	10	0.8	12.5
独立储能 C	11	0.8	13.8
独立储能 D	12	0.8	15.0
独立储能 E	12	0.8	15.0
独立储能 F	14	0.9	15.6

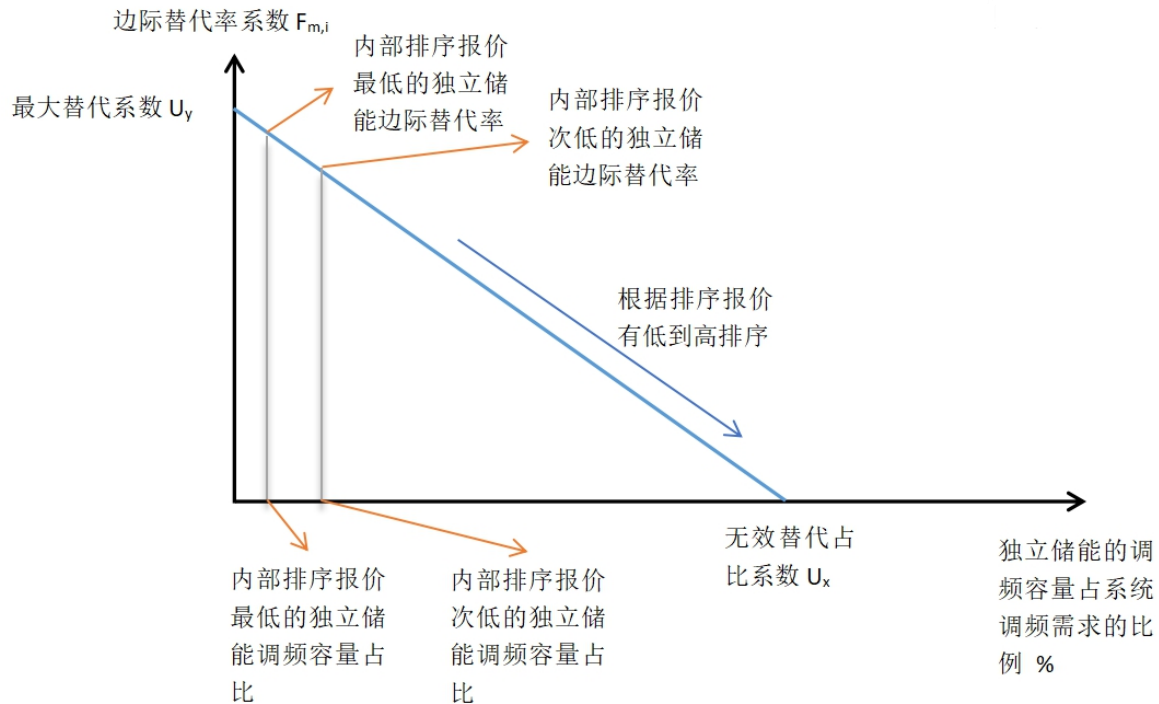
内部排序价格中从低到高依次为 A、B、C、D 和 E、F。

该调频资源分布区调频总需求为 1200 兆瓦。下表为各储能的申报容量和计算容量占比：

	申报量 (MW)	容量占比	累计占比
独立储能 A	50	4.2%	4.2%
独立储能 B	100	8.3%	12.5%
独立储能 C	50	4.2%	16.7%
独立储能 D	180	15%	35.8%（因内部排序报价相同，独立储能 D 和 E 按其容量之和确定累计占比）
独立储能 E	50	4.2%	
独立储能 F	50	4.2%	40%

将独立储能 A 到 F 根据附图 2 的逻辑进行排序和映射在

边际替代率曲线图中。



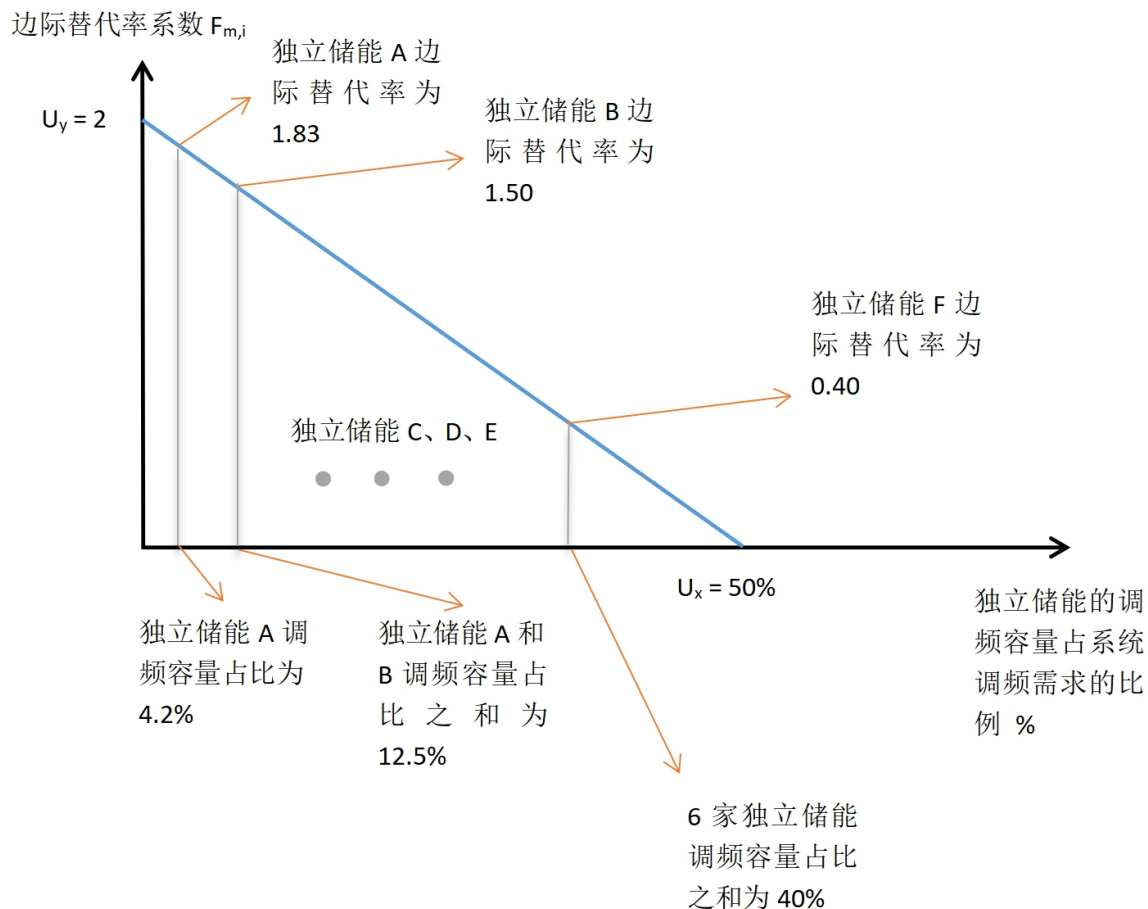
附图 2：独立储能映射在边际替代率曲线图的逻辑

因此，如附图 3，独立储能 A 排在最左侧，映射在边际替代率曲线为 1.83；独立储能 B 排在独立储 A 的右侧，映射在边际替代率曲线为 1.50；独立储能 C 排在 B 的右侧，映射在边际替代率曲线为 1.30。因为独立储能 A、B、C 的边际替代率均大于 1，在该调频资源分布区更容易出清，更具竞争力。

独立储能 D 和 E 因为内部排序价格相同，映射在边际替代率曲线均为 0.6。

独立储能 F 因内部排序价格最高而排在最右边，六家调频容量占比累计为 40%，因此独立储能 F 映射在边际替代率曲线

为 0.4，边际替代率小于 1，其实际排序价格会增大 $1/0.4 = 2.5$ 倍，在该调频资源分布区更难出清，不具有竞争优势。



附图 3：独立储能的边际替代率结果

附录 2:

第三方独立主体参与区域调频市场参数表

独立储能电站额定功率准入下限	Q_{ss}	50 兆瓦
可调节负荷最大调节能力准入下限	Q_{sv}	10 兆瓦
独立储能电站额定功率响应时间准入下限	L_{ss}	1
可调节负荷最大调节能力响应时间准入下限	L_{sv}	1
第三方独立主体申报容量下限	Q_{lb}	5 兆瓦
边际替代率曲线与 x 轴的交叉点	U_x	50%
边际替代率曲线与 y 轴的交叉点	U_y	2