关于《贵州省新型储能参与电力市场交易实施方案》的起草说明

为贯彻落实国家和省委、省政府关于推动储能产业高质量发展的部署，建立健全新型储能参与电力市场机制，加快推动新型储能参与电力市场交易，不断完善我省新型储能商业运行模式，促进我省新型储能发展应用，促进新型电力系统建设，结合贵州实际情况，我们组织起草了《贵州省新型储能参与电力市场交易实施方案》（以下简称《方案》）。

一、起草背景

（一）国家政策要求

1.《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）文件明确，抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，对推动能源绿色转型、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展、支撑应对气候变化目标实现具有重要意义。建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场，研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。完善峰谷电价政策，为用户侧储能发展创造更大空间。

2.《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司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》（发改办运行〔2022〕475号）文件明确，加快推动独立储能参与中长期市场和现货市场。鉴于现阶段储能容量相对较小，鼓励独立储能签订顶峰时段和低谷时段市场合约，发挥移峰填谷和顶峰发电作用。

3.《省发展改革委关于完善峰谷分时电价机制有关事项的通知》（黔发改价格〔2023〕481号）文件明确，贯彻落实国家绿色发展要求，充分发挥电价信号在引导电力资源优化配置方面的作用，更好地服务以新能源为主体的新型电力系统建设，促进能源绿色低碳发展，提高电力系统运行效率。

（二）我省现实需要

根据我省新能源和可再生能源发展“十四五”规划，到2025年底，贵州新能源与可再生能源发电装机达6546万千瓦以上。随着电、光伏发电持续大规模接入电网，电力系统急需增加调节负荷，以提升新能源消纳能力和电力供应保障能力。

结合新能源的发展情况，我省今年5月已启动了新型储能产业中长期发展规划，目前已完成《贵州省新型储能产业中长期发展规划（2023—2030年）》初稿编制，规划到“十四五”末全省新型储能装机规模达300万千瓦左右，到“十五五”末全省新型储能装机规模达600万千瓦左右。

二、制定依据

（一）《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）

（二）《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司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》（发改办运行〔2022〕475号）

（三）《省发展改革委关于完善峰谷分时电价机制有关事项的通知》（黔发改价格〔2023〕481号）

三、必要性和可行性

（一）必要性

**一是贯彻落实国家有关政策的需要。**开展新型储能参与电力市场化交易是落实国家关于推动储能产业高质量发展的部署，是推动能源绿色转型，加快构建新型电力系统，稳步推进“双碳”目标落地落实，促进能源高质量发展的重要途径。

**二是促进新型储能高质量发展。**新型储能能够解决新能源消纳和波动性问题，调节负荷，具有平滑过渡、削峰填谷、调频调压等功能，大幅提高电力系统的安全性与稳定性，是构建新型电力系统不可或缺的组成部分。为促进新型储能健康发展，继续建立新型储能商业运行模式，亟待建立完善符合新型储能特点的电力市场体制机制，推动新型储能逐步进入市场交易。

（二）可行性

**一是电力交易系统和平台已逐步完善。**我省电力市场化交易经过多年的发展，目前我省电力交易系统、平台已具备多品种交易的能力，相关功能已逐步完善。

**二是通过市场交易方式疏导储能项目建设成本。**通过文件明确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，鼓励新型储能作为独立主体参与各类电力市场交易，通过参与中长期交易、现货交易、需求响应交易等市场获得收益，通过参与辅助服务市场提供调峰、调频、备用等辅助服务获得收益，疏导新型储能项目建设成本。

四、起草过程

结合国家相关办法、规程，我们从2023年二季度开始组织起草《方案》初稿，经反复讨论形成了征求意见稿。

6月15日，发函征求省发展改革委、国家能源局贵州监管办、省电网公司、贵州电力交易中心、各市（州）能源主管部门、有关发电企业、有关售电公司、有关市场用户等单位意见，共收到41条建议，其中，采纳9条；未采纳10条；无意见22条，具体情况见附件。

五、《方案》框架结构和主要内容

《方案》分为总体要求、独立储能（电网侧储能）交易方式、电源侧储能交易方式、用户侧储能交易方式、职责分工、组织实施等6个部分，具体为：

第一部分：总体要求。明确了贵州省新型储能参与电力市场交易的指导思想，建立新型储能价格市场形成机制，激励储能技术多元化发展应用，加快推进新型储能参与电力市场交易，保障电力安全可靠供应，促进清洁能源消纳，助力储能产业高质量发展。

第二部分：独立储能（电网侧储能）交易方式。该部分共6条。明确了独立储能（电网侧储能）参与交易的准入条件、注册要求以及参与中长期电能量交易、现货交易、辅助服务交易、交易结算等具体方式。其中，准入条件明确要求，已选择市场交易的独立储能，全电量参与电力市场化交易，不得自行退出市场。新型储能参与中长期电量交易明确要求，独立储能可与其他市场主体开展中长期交易，在充电时段视同电力用户购买电量，在放电时段视同发电企业出售电量。新型储能参与现货电能量交易明确要求，独立储能全电量参与现货市场出清，具备条件时采用报量报价方式参与，不具备条件时可考虑采用报量不报价等其他方式参与。

第三部分：电源侧储能交易方式。该部分共3条。明确电源侧储能交易具体要求。在发电企业计量关口内并网的电源侧储能，保持与发电企业作为整体的运行模式，由对应发电企业整体参与电力市场交易，以及电源侧储能参与交易过程中电能量交易、辅助服务交易和交易结算的具体要求。

第四部分：用户侧储能交易方式。该部分共3条。明确用户侧储能交易具体要求。在电力用户计量关口内并网的用户侧储能，保持与电力用户作为整体的运营模式，由对应电力用户整体参与市场交易，以及用户侧参与交易过程中电能量交易、需求响应交易和交易结算的具体要求。

第五部分：职责分工。该部分共2条。明确新型储能参与电力市场实施过程中市场运营机构和电网企业履职分工情况。其中贵州电力交易中心组织新型储能参与中长期电能量交易，电网公司负责新型储能参与现货市场交易、辅助服务交易、安全校核等工作。

第六部分：组织实施。在省能源局和国家能源局贵州监管办充分发挥部门联合工作机制，积极做好政策宣贯解读培训，防范市场运行风险，确保储能电力市场平稳有序运行。

附件：《方案》（征求意见稿）意见汇总表

附件

《方案》（征求意见稿）意见汇总表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **单位名称** | **反馈意见** | **理由** | **是否采纳** | **未采纳理由** |
| 1 | 省发展改革委 | 将“二、独立储能（电网侧储能）交易方式；（四）现货电能量交易；4.现货市场价格”中“独立储能现货市场充放电价格均采用所在节电的分时电价”**修改为：**“独立储能现货市场充放电价格均采用所有节点的**现货市场**分时电价” | 表述更加准确，避免产生歧义 | 不采纳 | 在现货市场，应按照现货市场规定，执行所在节点的价格。 |
| 将“五、职责分工；（一）政府主管部门及能源监管机构”中“省能源局、国家能源局贵州监管办建立健全新型储能参与电力市场机制，依职责组织编制本实施方案、市场交易细则。组织新型储能参与电力市场交易工作。国家能源局贵州监管办、省能源局根据职能依法依规履行监管职责。”**修改为**：“省能源局、**贵州发展改革委、**国家能源局贵州监管办建立健全新型储能参与电力市场机制，依职责组织编制本实施方案、市场交易细则，组织新型储能参与电力市场交易工作，**省发展改革委组织实施新型储能价格政策。**国家能源局贵州监管办、省能源局根据职能依法依规履行监管职责，**省发展改革委依法履行价格监管职能。**” |  | 部分采纳 | 省发展改革委组织实施新型储能价格政策。 |
| 将“六、组织实施”中“在省深化电力体制改革部门间联席会议的统筹部署下，省能源局、国家能源局贵州监管办充分发挥部门联合工作机制，积极组织市场运营机构、电网企业和市场主体研究，...”**修改为：**“在省深化电力体制改革部门间联席会议的统筹部署下，省能源局、**省发展改革委、**国家能源局贵州监管办充分发挥部门联合工作机制，积极组织市场运**行**机构、电网企业和市场主体研究，...” |  | 部分采纳 | 运营机构不变 |
| 2 | 国家能源局贵州监管办 | 第（五）部分：“独立储能按照南方区域及贵州电力辅助服务市场交易规则相关规定，参与区域调频、跨省备用、调峰等辅助服务市场交易”**修改为：**“独立储能按照南方区域两个细则、南方区域调频及备用服务市场交易规则、贵州电力调峰及黑启动辅助服务市场交易规则等规定，参与区域调频、跨省备用、调峰等辅助服务市场交易” |  | 采纳 |  |
| 建议：统一方案中关于辅助服务的说法 |  | 采纳 |  |
| 3 | 贵州电网公司 | 二、独立储能（电网侧储能）交易方式（四）现货电能量交易：“独立储能全电量参与现货市场出清。”**修改建议：**“独立储能全电量参与现货市场出清，具备条件时采用报量报价方式参与，不具备条件时可考虑采用报量不报价等其他方式参与”。 | 原因：初期区域现货系统需要做储能参与的算法、模型等改造，若不具备条件可在初期考虑采用报量不报价等其他方式参与，具备条件后采用报量报价方式参与。 | 采纳 |  |
| 4 | 六盘水市能源局 | 无意见 |  |  |  |
| 5 | 遵义市工能局 | 无意见 |  |  |  |
| 6 | 国家电投贵州金元股份有限公司 | 二、独立储能（电网侧储能）交易方式；建议：增加储能示范项目，不参加中长期交易及现货交易 | 为推动储能示范项目，建议其不参与中长期及现货交易，稳定收益预期 | 不采纳 | 储能进入市场，需标准统一，区分对待不好操作。 |
| 三、电源侧储能交易方式（三）交易结算；建议电源侧储能与电网侧储能保持一致，明确向电网反送电的，其相应的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。 | 电源侧储能与电网侧储能一样具备向电网反送电的能力，为鼓励储能发展，建议明确建设初期其相应的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。 | 不采纳 | 电源侧储能保持与发电企业作为整体的运行模式，由对应发电企业整体参与电力市场交易。 |
| 7 | 大唐贵州发电有限公司 | 三、电源侧储能交易方式（三）交易结算电源侧储能联合发电机组的电能量市场电费作为对应发电企业市场交易电费的组成部分，按照贵州电能量市场规则结算；电源侧储能联合发电机组参与辅助市场相关费用按照辅助服务市场交易规则进行结算。建议修改：电源侧储能向电网送电的，其相应的充电电量不承担输配电价和政府性基金附加。 | 电源侧储能与电网侧储能一样具备向电网反送电的能力，为鼓励储能发展，建议充电电量不承担输配电价和政府基金及附加。 | 不采纳 | 电源侧储能保持与发电企业作为整体的运行模式，由对应发电企业整体参与电力市场交易。 |
| 8 | 贵州兴义电力发展有限公司 | 第二大条：独立储能（电网侧储能）交易方式第六条：交易结算，独立储能向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。修改为：独立储能向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价、线损电价、政府性基金及附加和基本电费 | 建立独立储能在不承担输配电价和政府性基金及附加的基础上，再减免线损电价和基本电费 | 采纳 |  |
| 9 | 贵州乌江水电开发有限责任公司 | 已选择市场交易的独立储能，原则上不得自行退出市场。建议修改：独立储能全电量参与电力市场，已参与电力市场交易的独立储能，原则上不得自行退出市场。 | 明确电储能企业参与电力市场相关规定。否则应明确不参与市场交易的相关电价政策。 | 采纳 |  |
| 二、独立储能(电网侧储能)交易方式（三）中长期电能量交易；独立储能可与其他市场主体开展中长期交易，在充电时段购买电量，在放电时段出售电量。**建议增加：**在省内电力现货市场常态化运行前，电网企业按峰时段电价与独立储能电站结算，由此产生的损益纳入峰谷分时电价损益按月由全体工商业用户分摊。 | 参照《关于开展我省 2023 年独立储示范项目建设的通知》，尽快推动独立储能示范项目年内建成并网发电。 | 不采纳 | 储能参与市场化，需按照市场化电价方式结算 |
| 四、用户侧储能交易方式(一) 电能量交易**建议增加：**电储能用电执行峰谷分时电价。 | 根据《省发展改革委关于完善峰谷分时电价机制有关事项的通知》（黔发改价格[2023]481号），明确电储能执行峰谷电价相关政策。 | 不采纳 | 用户侧储能，保持与电力用户作为整体的运营模式，由对应电力用户整体参与市场交易。是否执行峰谷，按国家规定执行。 |
| 10 | 贵州盘江电投发电有限公司 | 第二大条：独立储能（电网侧储能）交易方式：独立储能是指直接接入公用电网的新型储能项目（包括在发电企业、电力用户计量关口外并网），满足准入条件的，可作为独立主体参与市场交易。**修改为**：独立储能（电网侧储能）交易方式：独立储能是指直接接入公用电网的新型储能项目，有条件的允许接入发电企业计量关口内的母线上，电力用户须在计量关口外并网，满足准入条件的，可作为独立储能由电网企业直接调度。 | 目前独立储能作为新兴投资建设项目，回报率、收益率难以测算，建议独立储能有条件的允许接入发电企业计量关口内的母线上，以增加独立储能调度的灵活性和可靠性，减少投资，又不影响调度。 | 不采纳 | 独立储能接入发电企业计量关口内，会造成电量结算无法准确区分 |
| 第二大条：独立储能（电网侧储能）交易方式。**建议明确**独立储能不参与中长期及现货交易。在放电执行峰段电价、充电时执行谷段电价。 | 储能不适宜参与中长期交易及现货交易，用户也不愿意只签峰段交易给独立储能。 | 不采纳 | 独立储能不参与中长期及现货交易，即未进入市场，充放电执行什么价，由相关政策明确。 |
| 第二大条：独立储能（电网侧储能）交易方式，第六条：交易结算，独立储能向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。**建议修改为**：独立储能向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价、线损电价、政府性基金及附加和基本电费。 | 独立储能项目由于前期投资较大，结合黔发改价格〔2023〕359号文《省发展改革委关于第三监管周期贵州输配电价和销售电价有关事项的通知》文件，建议独立储能在不承担输配电价和政府性基金及附加的基础上。再减免线损电价和基本电费。 | 采纳 |  |
| 11 | 中广核新能源有限公司（发电企业） | 无意见 |  |  |  |
| 12 | 国投贵州新能源有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 13 | 中核汇能贵州能源开发有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 14 | 福能贵州发电有限公司（六枝电厂） | 无意见 |  |  |  |
| 15 | 国投盘江发电有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 16 | 国家能源集团贵州分公司 | 无意见 |  |  |  |
| 17 | 贵州盘江电投售电有限公司 | 第二大条：独立储能（电网侧储能）交易方式：独立储能是指直接接入公用电网的新型储能项目（包括在发电企业、电力用户计量关口外并网），满足准入条件的，可作为独立主体参与市场交易。**修改为**：独立储能（电网侧储能）交易方式：独立储能是指直接接入公用电网的新型储能项目，有条件的允许接入发电企业计量关口内的母线上，电力用户须在计量关口外并网，满足准入条件的，可作为独立储能由电网企业直接调度。 | 目前独立储能作为新兴投资建设项目，回报率、收益率难以测算，建议独立储能有条件的允许接入发电企业计量关口内的母线上，以增加独立储能调度的灵活性和可靠性，减少投资，又不影响调度。 | 不采纳 | 独立储能接入发电企业计量关口内，会造成电量结算无法准确区分 |
| 第二大条：独立储能（电网侧储能）交易方式。**建议明确**独立储能不参与中长期及现货交易。在放电执行峰段电价、充电时执行谷段电价。 | 储能不适宜参与中长期交易及现货交易，用户也不愿意只签峰段交易给独立储能。 | 不采纳 | 独立储能不参与中长期及现货交易，即未进入市场，充放电执行什么价，由相关政策明确。 |
| 第二大条：独立储能（电网侧储能）交易方式，第六条：交易结算，独立储能向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。**建议修改为**：独立储能向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价、线损电价、政府性基金及附加和基本电费。 | 独立储能项目由于前期投资较大，结合黔发改价格〔2023〕359号文《省发展改革委关于第三监管周期贵州输配电价和销售电价有关事项的通知》文件，建议独立储能在不承担输配电价和政府性基金及附加的基础上。再减免线损电价和基本电费。 | 采纳 |  |
| 18 | 国投贵州售电有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 19 | TCL配售电 | 无意见 |  |  |  |
| 20 | 大唐贵州能源营销有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 21 | 贵州华电乌江售电有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 22 | 贵州合创清源配售电有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 23 | 粤电贵州售电有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 24 | 国能贵州售电有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 25 | 黔南州都能售电有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 26 | 瓮安县成功磷化有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 27 | 贵州惠水利达建材公司 | 无意见 |  |  |  |
| 28 | 贵州省田宝米业有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 29 | 贵州众一金彩矿业有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 30 | 紫云县滇池水务有限公司 | 无意见 |  |  |  |
| 31 | 遵义凯发新泉污水处理公司 | 无意见 |  |  |  |