

国家能源局四川监管办公室
四川省发展和改革委员会 文件
四川省能源局

川监能市场〔2025〕126号

关于印发《四川电力辅助服务市场交易
实施细则》的通知

国网西南分部、国网四川省电力公司，四川电力交易中心，有关地方电网企业，有关发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体：

为深入贯彻党中央、国务院决策部署，服务全国统一电力市场建设，加快建立健全四川电力辅助服务市场体系，规范辅助服务市场秩序，提升电力系统综合调节能力，促进清洁能源消纳和

绿色低碳转型，保障电力安全可靠供应和电力系统经济高效运行。按照《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196 号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力辅助服务市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕411 号）、《国家能源局综合司关于同意京津唐等 14 个地区电力辅助服务市场建设实施方案的复函》等相关文件要求，四川能源监管办会同四川省发展改革委、省能源局组织市场运营机构起草了《四川电力辅助服务市场交易实施细则》，现印发你们，请遵照执行。

附件：《四川电力辅助服务市场交易实施细则》

国家能源局四川监管办公室



四川省发展和改革委员会



四川省能源局
2025 年 12 月 12 日



附件

四川电力辅助服务市场交易实施细则

目录

第一章 总则.....	1
第二章 市场成员.....	3
第三章 市场衔接.....	7
第四章 低谷调峰市场.....	8
第一节 交易主体.....	8
第二节 交易组织.....	8
第三节 市场执行与违约责任.....	11
第四节 补偿费用.....	13
第五章 24 小时启停调峰市场.....	15
第一节 交易主体.....	15
第二节 交易组织.....	15
第三节 市场执行与违约责任.....	16
第四节 补偿费用.....	17
第六章 调频市场.....	19
第一节 交易主体.....	19
第二节 交易组织.....	20
第三节 市场执行与违约责任.....	26
第四节 补偿费用.....	28
第七章 备用市场.....	29
第一节 交易主体.....	29
第二节 交易组织.....	29

第三节 市场执行与违约责任.....	32
第四节 补偿费用.....	34
第八章 黑启动市场.....	36
第一节 交易主体.....	36
第二节 交易组织.....	36
第三节 市场执行与违约责任.....	39
第四节 补偿费用.....	39
第九章 计量与结算.....	40
第十章 信息披露及报送.....	43
第十一章 风险防控.....	44
第十二章 市场监管.....	46
第十三章 附则.....	47

第一章 总则

第一条 服务全国统一电力市场建设和新型电力系统建设，规范电力辅助服务市场运营管理，建立优化电力辅助服务市场机制，维护市场经营主体合法权益，加强电力辅助服务市场与电能量市场的统筹衔接，推动电力辅助服务价格规范形成、费用有序传导，服务四川社会经济高质量发展。

第二条 为规范四川电力辅助服务市场运营和管理，依法维护电力市场经营主体的合法权益，依据《中华人民共和国能源法》、《中华人民共和国电力法》、《电力监管条例》等有关法律、行政法规和《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）、《电力市场运行基本规则》（国家发改委 2024 年第 20 号令）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管〔2024〕76号）、《国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发发改〔2024〕93号）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）、《跨省跨区电力应急调度管理办法》（发改运行规〔2025〕1193号）、关于转发《发电机组进入及退出商业运营办法》

的通知（川监能行业函〔2023〕92号）、《国家能源局综合司关于同意京津唐等14个地区电力辅助服务市场建设实施方案的复函》等文件，制定本细则。

第三条 本细则所指电力辅助服务市场是指经营主体通过市场化机制提供辅助服务，并基于市场规则获取相应收益的市场运行机制。

第四条 本细则适用于四川电力辅助服务市场的设立、注册、运行、结算和监督管理等。

第五条 国家能源局四川监管办公室（以下简称“四川能源监管办”）负责四川电力辅助服务市场的监督与管理，负责监管本细则实施。

第六条 四川电力辅助服务市场建设坚持统一开放、公平公正、竞争有序的原则。坚持以安全为前提，保证电力系统安全稳定运行；以市场机制为导向，促进可调节资源高效优化配置；以绿色低碳为目标，助力新型电力系统建设、服务能源清洁转型。

第七条 辅助服务市场运行期间，通过市场获得补偿及承担相应违约责任的经营主体，不再执行“两个细则”内相应补偿及考核条款。市场未运行期间，按照“两个细则”相关规定执行。

第二章 市场成员

第一节 市场成员构成

第八条 本细则中辅助服务市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。其中，经营主体包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、智能微电网、车网互动运营企业等）。其中，提供电力辅助服务的经营主体是指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括水电、火电、新型经营主体等可调节资源（智能微电网、车网互动参照本细则中虚拟电厂相关规定参与辅助服务市场），其中可控指具备接受四川电力调度控制中心控制的能力。经营主体以计划单元（调频市场以调频单元）参与辅助服务市场。电网企业指国网四川省电力公司及省内其他为电力辅助服务市场建设运营提供必要的网架支撑及关联服务的主体。市场运营机构包括四川电力调度控制中心（以下称“电力调度机构”）及四川电力交易中心（以下称“电力交易机构”）。

第二节 市场成员权利与义务

第九条 经营主体的权利与义务主要包括：

- （一）按国家和行业标准装备相关设备，具备提供辅助服务能力和技术条件。
- （二）按规则参与辅助服务市场，按调度指令提供辅助服务。
- （三）按规则进行市场费用结算和分摊。
- （四）按规定披露和报送信息，获得市场交易相关信息。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业的权利与义务主要包括：

（一）为经营主体提供输配电和电网接入、计量采集、电费结算等服务。

（二）负责按相关规则认定虚拟电厂基线负荷、实际负荷采集、低谷调峰辅助服务效果计算，向市场运营机构提供支撑辅助服务市场交易、结算、补偿费用分摊所需的相关数据。

（三）按规定披露相关信息。

（四）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力调度机构的权利与义务主要包括：

（一）提出满足系统安全运行要求的电力辅助服务需求，统一采购各类电力辅助服务。

（二）负责辅助服务市场交易组织、市场出清、服务调用、费用计算、提出安全约束、开展安全校核等业务，开展辅助服务市场运营监控工作。

（三）向电力交易机构推送辅助服务结算相关计算结果。

（四）负责建设和维护辅助服务市场交易技术支持系统。

（五）协同电力交易机构，按规定披露辅助服务市场相关信息。

（六）负责辅助服务市场的风险防范；定期开展辅助服务市场运营情况分析。

（七）会同电网企业、电力交易机构，评估辅助服务市场运行状态，对市场交易规则提出修改意见。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力交易机构的权利与义务主要包括：

（一）向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

（二）负责辅助服务市场申报和信息披露实施。

（三）负责向经营主体出具辅助服务市场结算依据，并推送给电网企业。

（四）负责配合电力调度机构开展交易组织相关工作。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第三节 准入与退出

第十三条 参与辅助服务市场交易的经营主体应是具有独立法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（符合豁免政策除外）、财务独立核算、信用资质良好、能够独立承担民事责任的经济实体，与电力调度机构签订并网调度协议、接入调度技术支持系统（虚拟电厂按规定与相应电力调度机构签订并网调度协议、接入相应调度技术支持系统，下同）。

第十四条 参加辅助服务市场的主体，应具备提供相应辅助服务的能力，具备接收、执行调度指令的技术能力，具备相应辅助服务计量及电力、电量分时计量与传送条件，数据准确性、可靠性、时效性应满足要求。

第十五条 符合辅助服务市场准入条件的各类经营主

体，在电力交易机构完成市场注册程序的次日起（发电类主体须完成启动试运行），可根据各类别辅助服务市场的相关要求参与市场交易。经营主体应保证注册提交材料的真实性、完整性，履行承诺、公示、注册、备案等相关手续后，电力交易机构及时向社会发布经营主体注册信息。

第十六条 进入辅助服务市场的经营主体原则上不得自行退出市场。因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供辅助服务的经营主体，可申请办理退市手续，经审核后方可退出辅助服务市场。经营主体退市信息由电力交易机构同步至电力调度机构。

第十七条 退出市场的经营主体应缴清辅助服务相关费用，未履约完的辅助服务合同应通过转让或终止等方式处理。

第十八条 经营主体注册信息发生变更时，应及时向电力交易机构提出变更申请，变更信息经公示无异议后，电力交易机构向社会重新发布相关经营主体注册信息。因故需退出辅助服务市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出退出申请，履行或处理完成已成交有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场信息并退出辅助服务市场。

第三章 市场衔接

第十九条 现货市场结算（试）运行期间，低谷调峰、启停调峰等各类具有类似功能的市场不再运行。

第二十条 初期，辅助服务市场和现货市场独立开展、分别优化，具体条件后，逐步探索联合优化。

第二十一条 独立储能及虚拟电厂按时段自主选择参与现货电能量市场、调频和备用辅助服务市场之一。独立储能参与调频、备用辅助服务市场时段，默认发电计划为 0MW。经营主体在提供辅助服务过程中产生的电量，按照电能量市场相关规定进行结算。

第四章 低谷调峰市场

第一节 交易主体

第二十二条 低谷调峰服务指经营主体为跟踪系统负荷的峰谷变化和可再生能源的出力变化，根据调度指令或出清结果调整发用电功率所提供的服务。

第二十三条 参加低谷调峰市场的经营主体应具备条件如下：

燃煤机组和燃气机组额定容量不低于 300 兆瓦。独立储能最大充/放电功率不低于 5 兆瓦、持续时间不低于 1 小时。虚拟电厂的负荷可调整容量不低于 5 兆瓦、连续调增能力不低于 30 分钟，调峰响应时间不大于 15 分钟。负荷类虚拟电厂不参与低谷调峰市场。

第二节 交易组织

第二十四条 预计 D 日（D 为运行日，下同）省内燃煤机组和燃气机组基本调峰能力用尽后，全天或部分时段负备用小于 100 万千瓦，存在清洁能源弃电风险时，可启动低谷调峰市场交易。低谷调峰市场按需开展，以 15 分钟为最小交易时段。

第二十五条 低谷调峰市场交易流程如下：

（一）开市前，电力调度机构通过电力交易平台发布低谷调峰市场信息。包括但不限于：D 日全网低谷调峰时段、低谷调峰容量需求（兆瓦）、申报开始和截止时间，以及其他必需的开市信息。电网企业披露虚拟电厂基线负荷，时间要求。

(二) 开市后, 经营主体按照规则要求, 在电力交易平台完成低谷调峰市场申报。

(三) 申报结束后, 电力调度机构进行低谷调峰市场出清计算, 开展安全校核, 形成低谷调峰市场出清结果, 并在电力交易平台进行发布。

(四) D 日, 电力调度机构根据低谷调峰市场出清结果, 按需调用低谷调峰服务。

第二十六条 低谷调峰市场交易标的物为全网低谷调峰容量需求, 原则上不低于交易时段内全网负备用最大缺额, 并留有 X%裕度, 初设 X 为 20。

第二十七条 经营主体提供方申报信息包括调峰容量和调峰价格, 以 15 分钟为颗粒度。调峰价格的最小申报单位为 1 元/兆瓦时, 并设置申报价格上限, 后期根据市场情况动态调整。在申报时间窗口内, 经营主体可以更改申报信息, 以最后一次有效申报为准。

(一) 燃煤机组申报要求

1. 申报价格

燃煤机组申报价格上限为 $P_1^{\text{低谷调峰}}$, $P_1^{\text{低谷调峰}}$ 初设为 350 元/兆瓦时。机组以基本调峰能力对应的最小技术出力为基础, 申报调峰深度及价格, 最多分三段, 每段价格非递减。

2. 申报容量

申报能够提供的调峰容量, 原则上等于最大深度调峰能力。

(二) 燃气机组申报要求

1.申报价格

燃气机组报价不进行分档，申报价格上限为 $P_2^{\text{低谷调峰}}$ ， $P_2^{\text{低谷调峰}}$ 初设为 80 元/兆瓦时。

2.申报容量

燃气机组申报容量采用默认值，原则上等于最小技术出力。

（三）其它经营主体申报要求

1.申报价格

独立储能、虚拟电厂报价不进行分档，申报价格上限为 $P_3^{\text{低谷调峰}}$ ， $P_3^{\text{低谷调峰}}$ 初设为 350 元/兆瓦时。

2.申报容量

独立储能、虚拟电厂申报容量为在基线负荷上可增加的用功率，最小申报单位为 1 兆瓦。其中储能申报容量原则上等于最大允许充电功率；虚拟电厂不大于最大调节容量。

独立储能基线负荷为 0 兆瓦。虚拟电厂基线负荷由电网公司计算并发布。

第二十八条 技术系统以低谷调峰补偿总费用最小为目标，按照经营主体报价由低到高的顺序进行出清，直至出清调峰容量之和满足低谷调峰容量需求值。报价相同时，按独立储能、虚拟电厂、燃气机组、燃煤机组的顺序出清；独立储能之间按申报容量比例分配出清调峰容量；虚拟电厂按申报容量比例分配出清调峰容量；燃气机组之间申报时间靠前的优先出清；燃煤机组之间按申报容量比例分配出清调峰容量。出清调峰容量无法满足全网调峰容量需求时，技术支持

系统按照独立储能、燃气机组、燃煤机组的顺序，对缺额调峰容量进行补充出清，直至满足调峰容量需求或经营主体调峰能力用尽。补充出清价格按同类型经营主体出清价格的 0.5 倍确定；同类型经营主体无出清时，以该类型主体申报价格上限的 0.5 倍确定。调度机构应合理安排独立储能运行方式，确保其调峰能力满足调峰需求。

第二十九条 电力调度机构综合考虑电网安全、机组安全、断面受阻情况、保供、消纳等因素，对市场出清结果开展安全校核，可在市场出清环节中予以前置。

第三十条 低谷调峰市场采用分类型主体边际出清的价格机制，即同类型经营主体中最后一个中标主体的报价为该类型经营主体的出清价格。

第三节 市场执行与违约责任

第三十一条 电力调度机构根据低谷调峰市场出清结果制定经营主体发用电计划。原则上，在满足电网安全稳定运行的前提下，独立储能、虚拟电厂的出清结果在 D 日物理执行。燃煤机组和燃气机组调峰出清结果作为 D 日运行参考，电力调度机构根据日内实际运行需求，原则上按日前出清顺序进行调用。由于正常开停机、非停或自身原因影响出力至有偿调峰范围的燃煤机组和燃气机组，不视为提供调峰服务。

第三十二条 日内运行中，当有新增调峰需求且经营主体有剩余调峰容量（剩余调峰容量=最大调峰容量-已调用调峰容量）时，电力调度机构可增加调用燃煤机组、燃气机组、

独立储能的剩余调峰容量。日前启动调峰市场时，增加调用的调峰容量补偿价格按日前出清价格执行；日前未启动调峰市场时，补偿价格按最近一次出清价格执行。

第三十三条 各经营主体调峰电量认定如下：

（一）调峰电量

1.燃煤机组、燃气机组

中标时段内机组相较于基本调峰能力对应的负荷率，少发电量为调峰电量，小于 0 时按 0 处理。

2.独立储能

中标时段内累积充电电量为调峰电量，小于 0 时按 0 处理。

3.虚拟电厂

中标时段内相较于基线负荷减少的上网电量为调峰电量，小于 0 时按 0 处理。

（二）有效调峰电量

对经营主体调峰电量设置允许偏差系数 R 。调峰电量 $\leq$ 电力调度机构要求调用的调峰电量 $\times (1+R)$ 的部分，均为有效调峰电量，正常结算调峰费用。调峰电量 $>$ 调度指令要求的调峰电量 $\times (1+R)$ 的部分为无效调峰电量，不予结算调峰费用。初期，燃煤机组、燃气机组、独立储能设置 R 为 0.02，虚拟电厂设置 R 为 0.2，后期根据市场情况动态调整。电力调度机构要求燃煤机组、燃气机组调用的调峰电量指综合考虑出清结果和调令调整后的最终要求调峰电量（下同），虚拟电厂以出清调峰容量为依据进行计算。

第三十四条 经营主体未足额提供调峰服务需承担相应违约责任，具体如下：

（一）单时段（每 15 分钟）调峰违约费用计算

$$S_{\text{调峰违约},i,t} = \max(E'_{i,t} \times (1-R) - E_{i,t}, 0) \times P_{i,t} \times 0.5$$

其中：

$S_{\text{调峰违约},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的调峰违约费用。

$E_{i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的调峰电量。

$E'_{i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段内，电力调度机构要求调用的调峰电量。

$P_{i,t}$ 表示经营主体 i 第 t 个交易时段的调峰价格。

（二）日调峰违约费用

$$S_{\text{调峰违约},i} = \sum_{t=1}^N S_{\text{调峰违约},i,t}$$

其中： N 表示低谷调峰市场交易时段总数。

（三）违约责任执行

1. 已纳入四川“两个细则”计划曲线考核的经营主体，本细则不再承担违约责任。

2. 经营主体因非自身原因调整出力/用电负荷，导致未能在相应时段足额提供调峰服务的，不承担违约责任。

第三十五条 各经营主体的违约费用按月汇总后，优先抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月提供调峰服务的经营主体中，按补偿费用比例分享。

第四节 补偿费用

第三十六条 调峰补偿费用计算方式如下：

（一）单时段调峰补偿费用计算

$$S_{\text{调峰补偿},i,t} = E_{i,t}'' \times P_{i,t}$$

其中：

$S_{\text{调峰补偿},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的调峰补偿费用。

$E_{i,t}''$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的有效调峰电量。

（二）日调峰补偿费用

$$S_{\text{调峰补偿},i} = \sum_{t=1}^N S_{\text{调峰补偿},i,t}$$

第三十七条 月度补偿费用和违约费用的差额资金由发电企业按上网电量比例分担。

第五章 24 小时启停调峰市场

第一节 交易主体

第三十八条 24 小时启停调峰服务指经营主体为跟踪系统负荷的峰谷变化和可再生能源的出力变化，根据调度指令或出清结果，在 24 小时内完成停机、启机所提供的服务。主要应对一天内消纳和保供需求快速转换。

第三十九条 参加 24 小时启停调峰市场的经营主体为额定容量不低于 300 兆瓦的燃煤机组。

第二节 交易组织

第四十条 24 小时启停调峰市场按需开展，D 日按需调用。当低谷调峰市场结束后，预计 D 日部分时段负备用仍小于 100 万千瓦，存在清洁能源弃电风险时，可启动 24 小时启停调峰市场交易。

第四十一条 24 小时启停调峰市场交易流程如下：

（一）开市前，电力调度机构发布 24 小时启停调峰市场信息。包括但不限于：D 日 24 小时启停调峰市场容量需求值（兆瓦）、申报开始和截止时间，以及其他必需的开市信息。

（二）开市后，经营主体按照规则要求，完成 24 小时启停调峰市场申报。

（三）申报结束后，电力调度机构进行 24 小时启停调峰市场出清计算，开展安全校核，形成 24 小时启停调峰市场出清结果，并按规则发布。

（四）D 日，电力调度机构根据 24 小时启停调峰市场

出清结果，按需调用 24 小时启停调峰服务。

第四十二条 电力调度机构综合全网负备用缺额、电力供应以及电网安全运行需要，结合已出清的低谷调峰容量，确定 24 小时启停调峰容量需求，原则上不低于全网低谷调峰容量需求-低谷调峰市场出清容量。

第四十三条 24 小时启停调峰交易由 D-1 日在运燃煤机组参与（含已参与低谷调峰市场的机组，次日计划停机的机组除外），最小报价单位为 1 元/兆瓦，报价上限为 $P^{\text{启停调峰}}$ ， $P^{\text{启停调峰}}$ 初设为 2200 元/兆瓦，后期根据市场情况动态调整。在申报时间窗口内，经营主体可以更改申报信息，以最后一次有效申报为准。

第四十四条 技术系统以 24 小时启停调峰费用最小为目标进行出清，直至 Σ （基本调峰能力对应的最小技术出力-低谷调峰出清容量）满足启停调峰容量需求为止，或全部申报机组均已出清。当相同容量的机组报价相同时，申报时间靠前的机组优先出清。

第四十五条 电力调度机构综合考虑电网安全、机组安全、断面受阻情况、保供、消纳等因素，对市场出清结果开展安全校核，可在市场出清环节中予以前置。

第四十六条 24 小时启停调峰市场采用按报价补偿的价格机制，经营主体的申报价格即为各自的出清价格。

第四十七条 在 24 小时启停调峰市场中出清的机组，其低谷调峰市场出清结果不予执行、结算及统计。

第三节 市场执行与违约责任

第四十八条 电力调度机构综合考虑系统电力电量平衡情况、电网安全运行需求等因素，结合 24 小时启停调峰出清结果，按需调用 24 小时启停调峰辅助服务。调用 24 小时启停调峰辅助服务以日前计划安排为主，原则上电力调度机构在日前通过技术支持系统将调用安排通知发电企业，并以此为基础编制运行日发电计划。日内运行中，电力调度机构可根据天气变化、电力电量平衡和电网安全运行等实际情况，调整机组启停安排，包括部分或全部不安排解列停机、停机后部分或全部不再安排开机并网、提前/推迟开机并网等。在满足电网运行需求的基础上，不安排机组解列停机或停机后不再开机并网时，原则上按机组申报价格由高到低顺序进行调整，当相同容量的机组报价相同时，申报时间靠后的机组优先调整。

第四十九条 电力调度机构应详细记录机组解列、并网调令时间和实际时间。原则上经营主体解列、并网时间偏离调度规定时间 1 小时内的，视为全额提供 24 小时启停调峰服务，全额补偿。因经营主体自身原因，导致解列、并网时间偏离调度规定时间在 1 小时-2 小时的，视为部分提供 24 小时启停调峰服务，部分补偿；偏离调度规定时间超过 2 小时的，视为未有效提供 24 小时启停调峰服务，不进行补偿，并按两个细则相关规定承担违约责任。非电厂自身原因导致的上述情况，根据实际运行结果进行补偿。

第四节 补偿费用

第五十条 24 小时启停调峰补偿费用计算方式如下：

（一）常规补偿费用计算

经营主体被调用提供 24 小时启停调峰辅助服务，且在 24 小时内完成一次完整的停机解列和启动并网运行状态转换时，对经营主体进行常规补偿。

$$S_{24\text{小时启停常规},i} = \begin{cases} D_i \times P_i, & \text{全额补偿} \\ D_i \times P \times 0.8, & \text{部分补偿} \end{cases}$$

其中：

$S_{24\text{小时启停常规},i}$ 表示经营主体 i 的 24 小时启停调峰常规补偿费用。

D_i 表示经营主体 i 的额定装机容量。

P_i 表示经营主体 i 的 24 小时启停调峰出清价格。

（二）保底补偿费用计算

根据电网实际需求，机组被调用停机解列后，24 小时内按调令要求不再启动并网时，对其进行保底补偿。

$$S_{24\text{小时启停保底},i} = S_{24\text{小时启停常规},i} \times 0.5$$

第五十一条 月度 24 小时启停调峰补偿费用由发电企业按上网电量比例分担。

第六章 调频市场

第一节 交易主体

第五十二条 本细则中调频辅助服务为二次调频服务，指经营主体为减少系统频率偏差（或联络线、断面控制偏差），通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，提供的有功出力调整服务。

第五十三条 参加调频市场的经营主体应具备以下条件：

（一）与电力调度机构签订并网调度协议，接入调度技术支持系统。调频单元可以为单一计划单元，也可以为经电力调度机构审核通过的具备 AGC 控制功能，且满足同一集团、同一流域、同一并网点多个计划单元聚合而成。

（二）按国家和行业标准具备 AGC 功能并通过电力调度机构联调试验合格。以调频单元为单位统计，AGC 综合调频性能系数原则上不小于 γ （初设为 0.2），性能参数以四川电力调度控制中心直调范围内性能最优水电为基准进行计算。

（三）参与主体范围包括：含单机容量不低于 40 兆瓦水电机组的调频单元；装机容量不低于 300 兆瓦的燃煤火电；充/放电功率不低于 5 兆瓦的独立储能；具备快速响应电网频率变化能力的虚拟电厂，能够在秒级到 1 min 以内及时做出调整，调节容量不低于 5 兆瓦、调节速率不低于 10%可调节容量/分钟，日调节次数能力不低于 50 次。

（四）独立储能参与调频辅助服务市场时，应确保荷电

状态保持在合理区间，具备稳定提供调频服务的能力。

第五十四条 调频控制区分为全网控制区和局部控制区，局部控制区根据电网实际运行情况划分。全网控制区以四川电网省际联络线及电网频率为控制对象，局部控制区以四川电网内部断面（不含满足电厂自身水风光互补控制要求的场景）为控制对象。

第五十五条 现货市场运行后，初期，调频市场与电能量市场分步出清，具备条件时采用联合出清。

第二节 交易组织

第五十六条 调频市场在备用市场之前组织，按照日前分时段出清、日内按需调用方式开展。

第五十七条 调频市场交易流程如下：

（一）开市前，电力调度机构发布调频市场信息。包括但不限于：D 日全网分段调频容量需求值（兆瓦）、申报开始和截止时间，以及其他必需的开市信息。

（二）开市后，经营主体按照规则要求，完成调频市场申报。

（三）申报结束后，电力调度机构进行调频市场出清计算，开展调频市场安全校核，形成调频市场出清结果，并按规则发布。

（四）D 日，电力调度机构根据调频市场出清结果，按需调用调频服务。

第五十八条 调频市场交易标的物为调频容量需求。电力调度机构根据系统运行实际需要，综合考虑历史运行经

验、超短期负荷波动、超短期新能源波动以及合理的置信概率和裕度系数等因素，测算全网调频容量需求，原则上不超过 D 日预计最大用电负荷 Y%，Y 初设为 4。电力调度机构根据电网实际运行情况，按需发布局部控制区调频需求，并作为出清时考虑的约束条件。

第五十九条 调频里程指调频辅助服务提供者每次响应 AGC 调频控制指令结束时刻的实际出力值与下发指令时刻出力值之差的绝对值；某一时间段内的总调频里程为调频辅助服务提供者在该时段内响应 AGC 控制指令产生的调频里程之和，单位为兆瓦。

第六十条 经营主体申报信息包括调频里程价格和可调频容量，可调频容量上下限根据经审核的可用容量计算得到。在申报时间窗口内，经营主体可以更改申报信息，以最后一次有效申报为准。

（一）申报调频里程价格要求

调频里程价格的最小申报单位为 0.01 元/兆瓦，申报价格上限为 $P^{\text{调频}}$ ， $P^{\text{调频}}$ 初设为 5 元/兆瓦，后期根据市场情况动态调整。

（二）申报可调频容量要求

可调频容量最小申报单位为 1 兆瓦。原则上各类电源申报可调频容量上下限约束设置如下，后期可根据运行情况动态调整。

水电：可调频容量申报上限=可用容量（可用容量指考虑检修、故障等因素后的容量，下同） $\times A1\%$ ，下限=可用容

量×A2%。初设 A1 为 20、A2 为 10。

火电：可调频容量申报上限=可用容量×B1%，下限=可用容量×B2%。初设 B1 为 7.5、B2 为 5。

独立储能：可调频容量申报上限=可用容量的 C1%，下限=可用容量的 C2%，初设 C1 为 100、C2 为 0。

虚拟电厂：可调频容量申报上限=可用容量的 D1%，下限=可用容量的 D2%，初设 D1 为 20、D2 为 0。

第六十一条 综合考虑经营主体历史调频性能系数，对其申报价格进行排序，具体方式如下：

（一）计算综合调频性能系数 K

综合调频性能系数 K 用于衡量经营主体 AGC 响应调频控制指令的综合性能表现，包括调节速率系数 K_1 、响应时间系数 K_2 、调节精度系数 K_3 三个分项系数。

1. 调节速率因子

第 i 个 AGC 单元的调节速率因子 K_1^i ：

$$K_1^i = v_i / v_{sv}$$

v_i 指第 i 个 AGC 单元执行某次 AGC 控制指令的实测速率。

v_{sv} 指所有具备市场准入条件 AGC 单元联调测试速率（以联调试验报告数据为准）的算术平均值。

2. 响应时间因子

第 i 个 AGC 单元的响应时间因子 K_2^i ：

$$K_2^i = \begin{cases} T_N / t, & t > T_N \\ 1, & t < T_N \end{cases}$$

$$t = T_E - T_S$$

t 是第 i 个 AGC 单元执行某次 AGC 控制指令的实际响应时间。

T_N 是第 i 个 AGC 单元的标准响应时间。火电标准响应时间为 60 秒，水电标准响应时间为 10 秒，新型主体标准响应时间为 2 秒。

T_E 是第 i 个 AGC 单元执行某次 AGC 控制指令跨出与调节方向一致的调节死区的时刻， T_s 是第 i 个 AGC 单元执行某次 AGC 控制指令调节开始的时刻。

3. 调节精度因子

第 i 个 AGC 单元的调节精度因子 K_3^i :

$$K_3^i = \begin{cases} e_0 / e, & e > e_0 \\ 1, & e \leq e_0 \end{cases}$$

其中， e 为调节过程调节精度， e_0 为第 i 个 AGC 单元的调节死区，由联调试验结果决定。

$$e = \frac{\sum_{i=1}^N \text{abs}(\Delta P)}{N} \quad (1 \leq N \leq 6)$$

ΔP 为机组出力点与指令的差值，取机组有功首次进入调节死区前后的 N 个值，若因新的指令原因，导致本次调节过程不能够继续保持，则相应取两个点的均值，若仍然取不到，则取首次进入死区点的比值。

4. 综合性能系数 K

以性能最优水电机组分项为基准，对每个 AGC 单元分项系数 K_1 、 K_2 、 K_3 进行归一化处理，并用归一化后的分项系数计算综合性能指标 K 。

第 i 个 AGC 单元的综合调节性能指标 K^i :

$$K^i = (2K_1^i / K_1^b + K_2^i / K_2^b + K_3^i / K_3^b) / 4$$

其中， K_1^b 、 K_2^b 、 K_3^b 为性能最优水电机组的分项性能参数（根据上一年实际运行数据计算，每年初更新并公布）。当 K^i 大于 $K^{\max}$ 时，取值为 $K^{\max}$ ， $K^{\max}$ 初设为1.2。

（二）计算历史综合调频性能指标 K_h

指经营主体 i 在竞价日之前最近100次调节过程中的综合调频性能指标的算术平均值。调节次数不足100次的，以实际次数为准。

$$K_h^i = \frac{\sum_{j=1}^{100} K^{i,j}}{100}$$

其中：

K_h^i 为经营主体 i 的历史综合调频性能指标。

$K^{i,j}$ 为经营主体 i 在第 j 次调节过程的综合调频性能指标。

（三）计算调频里程排序价格

根据历史综合调频性能指标 K_h^i ，对经营主体 i 申报的调频里程报价进行调整，作为经营主体 i 的调频里程排序价格。

$$P_i = \frac{C_i}{K_h^i}$$

其中：

P_i 为经营主体 i 的调频里程排序价格。

C_i 为经营主体 i 的调频里程报价。

第六十二条 每个分段周期内，技术系统根据经营主体调频里程排序价格由低到高的顺序开展第一轮出清，当调频里程排序价格相同时，按申报调频容量比例分配出清调频容量，直至出清调频容量之和满足调频容量需求，或已申报调

频容量全部出清。当第一轮出清调频容量无法满足调频容量需求时，开展第二轮出清，按照历史综合调频性能系数由大到小的顺序（历史综合调频性能系数相同时，额定容量大的经营主体优先）补充出清其余经营主体，补充出清调频容量为其可调频容量申报下限，直至满足调频容量需求。第二轮出清价格按第一轮出清调频里程出清价格的 0.5 倍确定（如第一轮出清环节无出清经营主体，则采用最近一次市场第一轮出清价格）。

第六十三条 为保障电力系统安全稳定运行，原则上，每个分段周期内，任一经营主体中标调频容量不超过全网调频容量需求值的 $G\%$ ，独立储能、虚拟电厂等新型经营主体中标调频容量之和不超过调频容量需求的 $H\%$ ， G 初设为 30， H 初设为 30，后期根据运行情况进行调整。

第六十四条 电力调度机构综合考虑电网安全、机组安全、机组出力上下限、系统备用、断面受阻情况、保供、消纳、蓄水、水利综合利用、社会福利等因素，对市场出清结果开展安全校核，可在市场出清环节中予以前置。其中，安全保供支撑电源参与调频市场后存在弃电风险时，原则上不纳入出清范围。

第六十五条 每个分段周期内，调频市场采用边际出清的价格机制，最后一个出清的经营主体调频里程排序价格为调频市场的调频里程出清价格。因满足约束条件必须出清的经营主体，作为价格接受者。对调频里程出清价格、调频里程结算价格设置上限，最大不超过 $P^{\text{调频结算}}$ ， $P^{\text{调频结算}}$ 初设为 5

元/兆瓦。

第三节 市场执行与违约责任

第六十六条 运行日根据市场出清结果，电力调度机构按照先投后退的原则切换调频单元，切换过程应避免网内断面、系统频率及联络线异常波动。原则上按照调频单元中标顺序依次下发调频控制指令。现货市场未运行期间，电力调度机构在经营主体日前发/用电计划中预留调频容量；现货市场运行期间，经营主体现货出清电力上、下限根据其调频容量进行调整。中标经营主体在日内运行中，原则上基于发电计划曲线及调频容量，跟踪调频控制目标，并考虑发电计划、机组运行振动区等，及时调整开机容量，确保满足可调容量满足调频需求。当中标经营主体因电网安全、机组安全、系统备用、断面受阻、保供、消纳、蓄水、水利综合利用等原因无法提供调频服务时，中标经营主体应按调度指令暂停提供调频服务，期间不承担违约责任，待条件允许后继续提供。

第六十七条 在日内运行阶段，因电网安全、机组安全、系统备用、断面受阻、保供、消纳、蓄水、水利综合利用、社会福利等原因而产生新的局部控制区调频需求时，电力调度机构综合考虑经营主体性能、系统运行约束、清洁能源消纳、水库综合运用等因素，对应分段周期内，原则上优先调整已出清的经营主体的调频控制区，若仍有需求，再调用未出清经营主体（包括未参与市场的新能源经营主体）。被调用的未出清或未申报的局部控制区经营主体作为价格接受者，接受对应分段周期的第一轮出清价格，按照调频市场规

则进行补偿和结算。

第六十八条 日内运行中，因电网运行边界发生变化、局部控制区调频需求影响全网调频容量、经营主体发生非计划停运或设备故障等原因，导致已出清调频资源无法满足电网运行调频需求时，电力调度机构综合考虑经营主体性能、系统运行约束和经济性等因素，在对应分段周期内，合理调整已出清经营主体的调频容量、调整经营主体的调频控制区、调用未出清经营主体等，满足电网运行需求。被增加调用的经营主体接受对应分段周期的第一轮出清价格，按照调频市场规则进行结算，以调整后的调频容量调整实时市场各经营主体出清上下限范围。

第六十九条 经营主体调节速率和调节精度满足在最大等待时间内达到标准调节精度且响应时间不大于标准响应时间时算调节合格，不合格的调频里程承担违约责任，违约单价为 $P^{\text{调频违约}}$ ， $P^{\text{调频违约}}$ 初设为 5 元/兆瓦。

$$\text{AGC违约费用 (元)} = \text{abs} (P_0) \times K \times P^{\text{调频违约}}$$

其中， P_0 (MW) 为单次调节过程的不合格调频里程， K 为对应的综合调频性能系数。

第七十条 AGC 投运、可控信号未经调度同意不得擅自退出，若单台机组或全厂 AGC 投运、可控信号未经同意投退次数之和 < 3 次，每次承担违约费用 2 万元；若 AGC 投运、可控信号未经同意的月投退次数之和 ≥ 3 次，每次承担违约费用 5 万元。

第七十一条 各经营主体的违约费用按月汇总后，优先

抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月提供调频服务的经营主体中，按补偿费用比例分享。

第四节 补偿费用

第七十二条 调频补偿费用计算方式如下：

$$S_{\text{里程补偿},i} = \sum_{t=1}^n D_{i,t} \times P_{\text{里程},i,t} \times K_d^i$$

其中：

$S_{\text{里程补偿},i}$ 表示经营主体 i 的调频里程补偿费用。

$D_{i,t}$ 表示经营主体 i 在 t 分段周期内提供的合格调频里程。

$P_{\text{里程},i,t}$ 表示经营主体 i 在 t 分段周期的调频里程出清价格。

K_d^i 为经营主体 i 的实际调频性能系数。

第七十三条 现货市场连续运行前，月度补偿费用和违约费用的差额资金由发电企业按上网电量比例分担。现货市场连续运行后，月度补偿费用和违约费用的差额资金暂由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。

第七章 备用市场

第一节 交易主体

第七十四条 备用辅助服务指为满足电力系统安全运行需要，经营主体通过预留调节能力，并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务。本细则中涉及的备用不包括四川“两个细则”中的稳定旋转备用。

第七十五条 参加备用市场的经营主体应具备以下条件：

（一）与电力调度机构签订并网调度协议，接入调度技术支持系统。

（二）参与主体包括含季调节及以上调节能力水库、且计划单元装机容量不低于 50 兆瓦的水电计划单元，以及其余装机容量不低于 450 兆瓦的水电计划单元；装机容量不低于 300 兆瓦的燃煤机组；独立储能充/放电功率不低于 5 兆瓦、持续时间不低于 1 小时；虚拟电厂的负荷可调整容量不低于 5 兆瓦、连续调减能力不低于 2 小时，响应时间不大于 15 分钟。

（三）经营主体应具备保持稳定备用容量的能力，确保需要时投入运行。

第七十六条 现货市场运行初期，备用市场与电能量市场分步出清，后期具备条件时联合出清。

第二节 交易组织

第七十七条 备用市场在调频市场出清之后、省内现货市场日前正式出清之前开展。按照日前分时段出清、日内按

需调用方式执行。

第七十八条 备用市场交易流程如下：

（一）开市前，电力调度机构发布备用市场信息。包括但不限于：D 日全网分段备用容量需求值（兆瓦）、申报开始和截止时间，以及其他必需的开市信息。

（二）开市后，经营主体按照规则要求，完成次日备用市场申报。

（三）申报结束后，电力调度机构进行备用市场出清计算，开展备用市场安全校核，形成各经营主体备用出清容量，并按规则发布市场出清信息。

（四）D 日，电力调度机构根据备用市场出清结果，按需调用备用服务。

第七十九条 D 日备用容量需求按照西南电网运行备用管理相关规定确定。电力调度机构统筹考虑用电负荷需求、电网运行边界条件（其中，区域内相关网调机组可纳入的 D 日分时段备用容量原则上按照该时段 D 日可用容量与现货市场日前预出清结果之差确定）等因素，确定 D 日各时段市场化备用需求。市场化备用需求扣除经营主体预留的调频容量后，用于备用市场出清。电力调度机构根据电网实际运行情况，按需发布分区备用要求，并作为出清时考虑的约束条件。

第八十条 多个计划单元聚合为一个调频单元参与调频市场的，在备用市场中以相同的聚合范围参与。经营主体申报信息为分时段的备用容量及备用价格，备用容量上下限根据经审核的可用容量计算得到。在申报时间窗口内，经营主

体可以更改申报信息，以最后一次有效申报为准。

（一）申报备用价格要求

备用辅助服务的申报价格最小单位为 0.1 元/兆瓦时，统筹考虑提供备用服务的机会成本（因预留备用容量、不发电产生的损失）等因素，申报上限为 $P^{\text{备用}}$ ， $P^{\text{备用}}$ 初设为 126.8 元/兆瓦时，后期根据市场情况动态调整。

（二）申报备用容量要求

水电：备用容量申报上限=可用容量 $\times E1\%$ ，下限=可用容量 $\times E2\%$ 。初设 $E1$ 为 30， $E2$ 为 10。

火电：备用容量申报上限=爬坡率 $\times F1$ 分钟，下限=爬坡率 $\times F2$ 分钟)。初设 $F1$ 为 30， $F2$ 为 15。

独立储能：备用容量申报上限为自身可用容量，下限为 5 兆瓦。

虚拟电厂（可调节负荷）：备用容量申报上限为最大可调节容量，下限为 5 兆瓦。

第八十一条 各主体以申报的备用容量扣减已中标调频容量后参与出清。每个分段周期内，技术系统以备用补偿总费用最小为目标，按照备用提供方报价由低到高的顺序依次出清，报价相同时，申报容量大的经营主体优先出清，直至出清满足备用容量需求。当出清备用容量无法满足全网需求时，按照发电侧经营主体剩余备用容量（日前申报出力上限-日前申报出力下限-出清调频容量-出清备用容量）由大到小的顺序，同时需满足各类型备用容量申报上下限规定，对缺额备用容量进行补充分配。补充分配的备用容量价格按出

清价格的 0.5 倍确定。

第八十二条 为保障电力系统安全稳定运行，原则上，每个分段周期内，独立储能、虚拟电厂等新型经营主体合计中标备用容量之和不超过备用容量需求的 $H\%$ ， H 初设为 20。

第八十三条 电力调度机构综合考虑电网安全、机组安全、机组出力上下限、断面受阻情况、分区备用要求、保供、消纳、蓄水、水利综合利用、社会福利等因素，对市场出清结果开展安全校核，可在市场出清环节中予以前置。其中，安全保供支撑电源参与备用市场后存在弃电风险时，原则上不纳入出清范围。

第八十四条 每个分段周期内，备用市场采用边际出清的价格机制，最后一个出清的经营主体报价为备用市场出清价格。因满足约束条件必须出清的经营主体，作为价格接受者。

第三节 市场执行与违约责任

第八十五条 现货市场未运行期间，电力调度机构在经营主体日前发/用电计划中预留备用容量；现货市场运行期间，经营主体出清电力上限根据其备用容量进行调整，并作为现货市场出清的约束。电力调度机构可通过不定期抽检的方式，测试评估经营主体备用响应情况。

第八十六条 日内运行中，因电网运行边界发生重大变化、经营主体发生非计划停运或设备故障等情况，导致电网运行备用需求发生变化或已出清经营主体无法提供或足额提供出清备用容量时，电力调度机构综合考虑经营主体剩余

备用容量、系统运行约束和经济性等因素，采取增加或减少已出清经营主体的备用容量、调用其他申报未出清或未申报的经营主体备用容量等方式，满足电网运行需求。被调整的经营主体接受对应分段周期的出清价格，按照备用市场规则进行结算，以调整后的备用容量调整实时市场各经营主体出清上下限范围。

第八十七条 通过备用率评估备用执行情况。其中，独立储能的备用率等于中标初始时段的荷电状态电量（考虑放电电能量转换效率）除以中标备用容量和最大功率持续放电持续时间的乘积；其他经营主体的备用执行情况由电力调度机构进行不定期抽检测试，抽检测试时长为 30 分钟至 1 小时，测试期间，将经营主体调令设置为执行日内固定计划，备用率等于实际出力（或计划指令负荷）积分电量除以计划指令出力（或计划指令负荷）的积分电量。备用率小于 95% 视为备用不合格，经营主体一天内出现备用不合格情况达到 3 次，取消全天备用补偿。

第八十八条 经营主体未足额提供备用服务的承担违约责任，具体如下：

（一）未足额提供备用服务的情况

1. 单时段（每 15 分钟）备用违约费用计算

$$S_{\text{备用违约},i,t} = Q_{\text{备用违约},i,t} \times P$$

$$Q_{\text{备用违约},i,t} = \begin{cases} \max(Q'_{i,t} \times 0.98 - Q_{i,t} \times \eta, 0) & \text{对于独立储能} \\ \max(S_{i,t} \times 0.98 - S'_{i,t}, 0) \times 0.25 & \text{对于独立储能之外的其他经营主体} \end{cases}$$

其中：

$s_{\text{备用违约},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段的备用违约费用。

$Q_{\text{备用违约},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段的备用违约电量。

$Q'_{i,t}$ 表示独立储能 i 在第 t 个时段的中标备用容量和最大功率持续放电持续时间的乘积。

$Q_{i,t}$ 表示独立储能 i 在第 t 个时段的初始荷电状态电量。

η 表示独立储能 i 的放电电能量转换效率。

$s_{i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段（指每 15 分钟的整点）的上网调令值（负荷类虚拟电厂为负值）。

$s'_{i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段（指每 15 分钟的整点）的上网实际值（负荷类虚拟电厂为负值）。

P 表示经营主体 i 第 t 个时段的备用价格。

2. 日备用违约费用

$$S_{\text{备用违约},i} = \sum_{t=1}^{96} S_{\text{备用违约},i,t}$$

（二）违约责任执行

1. 已纳入四川“两个细则”计划曲线考核的经营主体，本细则中未足额提供备用服务的不再承担违约责任。

2. 经营主体因非自身原因调整出力/用电负荷，导致未能在相应时段足额提供备用服务或荷电状态不满足要求的，不承担违约责任。

第八十九条 各经营主体的违约费用按月汇总后，优先抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月提供备用服务的经营主体中，按补偿费用比例分享。

第四节 补偿费用

第九十条 以聚合方式参与备用市场的经营主体，用于计算补偿费用的备用容量按装机容量占比分解到计划单元。

备用补偿费用计算公式如下：

$$R_i = \sum_{t=1}^n C_{i,t} \times T \times P$$

R_i 为经营主体 i 的备用补偿费用；

$C_{i,t}$ 为经营主体 i 在 t 时段纳入补偿的备用容量（综合日前出清结果和日内备用容量需求变化产生的调整）；

P 为备用市场补偿价格；

n 为经营主体 i 纳入备用补偿的时段数（综合日前出清结果和日内备用容量需求变化产生的调整）。

T 为各时段长度，即 15 分钟。

第九十一条 现货市场连续运行前，月度备用补偿费用和违约费用的差额资金由发电企业按上网电量比例分担。现货市场连续运行后，月度补偿费用和违约费用的差额资金暂由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。

第八章 黑启动市场

第一节 交易主体

第九十二条 参加黑启动市场的经营主体应具备以下条件：

（一）与电力调度机构签订并网调度协议，接入调度技术支持系统。

（二）具备黑启动能力的 220kV 及以上电压等级并网的水电机组。

（三）机组调速系统完成参数实测，性能满足要求，具备孤网运行模式。

（四）机组调速系统完成进相试验，进相能力满足相关规程和标准要求。

（五）经营主体每次参加黑启动辅助服务市场前，应委托具备资质的试验单位开展黑启动测试试验并出具相应试验报告，确认机组具备黑启动能力，技术性能指标应达到规定的标准；黑启动测试试验报告应包含黑启动耗时的试验结果，黑启动耗时不应超过 20 分钟；提供黑启动辅助服务的经营主体大修后必须进行一次黑启动试验。黑启动测试试验报告有效期须涵盖次年全年，且应在每年开市前报电力调度机构备案。

第二节 交易组织

第九十三条 黑启动市场原则上以年度为周期开展交易。电网或黑启动机组情况发生较大变化时，经四川能源监管办同意，可开展补充交易。

第九十四条 黑启动市场交易流程如下：

（一）每年 12 月，电力调度机构发布次年黑启动辅助服务交易相关信息，包括但不限于：开闭市时间、次年系统黑启动子网分区、参与机组的指标性能要求。

（二）每年 12 月，电力调度机构组织黑启动市场交易，在闭市后 1 个工作日内完成合规校核。

（三）电力调度机构在距年底 7 个工作日内公布安全校核结果并公布。安全校核不通过时，按规则重新出清，直至安全校核通过。

第九十五条 电力调度机构根据电网结构特点和系统安全运行需要划分黑启动子网区域，原则上按照每个区域安排 1 至 2 台（不同电厂）黑启动机组确定次年黑启动辅助服务需求。

第九十六条 黑启动市场采用功能补偿+调用补偿的价格机制。功能补偿价格由市场出清形成，调用价格采用固定价格机制。

第九十七条 经营主体申报信息为功能补偿价格（申报上限为 $P^{\text{黑启动}}$ ， $P^{\text{黑启动}}$ 初设为 2 万元/月）、黑启动耗时、机组容量及台数（市场出清需要信息）并上传黑启动试验报告、具备孤网运行能力等佐证材料，并对相关信息、材料的正确性负责。在申报时间窗口内，经营主体可以更改申报信息，以最后一次有效申报为准。

第九十八条 黑启动辅助服务交易按以下原则形成交易结果：

（一）黑启动子网分区内申报价格低的优先出清。当第一轮出清无法满足需求时，开展第二轮出清，按照黑启动耗时由少到多、机组容量由大到小、并网电压等级由高到低、全厂机组台数（不含生态机组）由多到少顺序出清，直至满足最低需求。第二轮出清价格按第一轮出清价格的 0.5 倍确定（如第一轮出清环节无出清经营主体，则按申报价格上限的 0.5 倍确定）。

（二）申报价格相同时，黑启动耗时少的优先出清；黑启动耗时相同时，机组容量大的优先出清；机组容量相同时，电厂并网电压等级高的优先出清；并网电压等级相同时，全厂机组台数多（不含生态机组）的优先出清；以上条件均相同时，申报提交时间靠前的优先出清。

第九十九条 电力调度机构依据黑启动相关规定、标准开展安全校核，可在市场出清环节中予以前置。安全校核内容包括但不限于：

（一）电网恢复初期，在恢复电厂近区主网架或其他电源过程中，满足自励磁校核，机组进相能力及低励限制的无功定值应满足电网要求。

（二）恢复主网架过程中，能抵御大型变压器合闸带来的冲击。

（三）恢复主网架过程中，机组满足孤网稳定校核。

（四）黑启动过程中的电网频率安全、低频振荡及特殊稳定问题等校核。

第一百条 黑启动市场采取分区边际出清的价格机制，

最后一个出清的经营主体报价为市场出清价格。

第三节 市场执行与违约责任

第一百〇一条 系统发生大面积停电需恢复运行时，电力调度机构根据系统实际情况，按交易结果调用黑启动辅助服务。同时为加快系统恢复进程，电力调度机构可按需临时调用区内其他具备条件的未出清经营主体提供黑启动服务。

第一百〇二条 出清经营主体在被调用时，无法达到对应的黑启动技术标准，对其当年已结算的补偿费用进行回收，并按 24 个月的黑启动辅助服务月度补偿费用承担违约责任。

第一百〇三条 各经营主体的违约费用按月汇总后，优先抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月获得黑启动补偿的经营主体中，按补偿费用比例分享。

第四节 补偿费用

第一百〇四条 依据市场出清价格对出清经营主体进行黑启动功能补偿，按月结算。调用黑启动成功且满足相关规定要求的经营主体（含临时调用经营主体），可获得 100 万元/次的调用补偿，在调用黑启动的次月进行结算。

第一百〇五条 现货市场连续运行前，月度补偿费用和违约费用的差额资金由发电企业按上网电量比例分担。现货市场连续运行后，月度补偿费用和违约费用的差额资金由全省工商业用户和发电企业按电量比例共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。

第九章 计量与结算

第一百〇六条 计算辅助服务补偿、违约责任的相关计量数据来自调度自动化系统以及新型负荷管理系统（虚拟电厂调峰电量、实际电量等来自新型负荷管理系统），应满足辅助服务结算最小时段和周期要求。电网企业及电力调度机构应根据市场经营主体询问及争议，对计量数据问题分类管理，并按规定处理。当计量装置缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

第一百〇七条 辅助服务市场结算采用“日清月结”的方式，按日对交易结果进行清分，生成日清分依据；按月对交易进行月结算，出具月结算依据，并开展电费结算。各品种辅助服务费用应在结算单中单独列示，不与其他费用叠加打捆。

第一百〇八条 经营主体参与辅助服务市场单元与计划单元、结算单元存在不一致的，应分解至结算单元。若一个辅助服务市场参与主体对应多个计划单元，由调度机构按照计划单元实际上网电量占比分解辅助服务费用。当单一计划单元对应多个结算单元，由交易机构按照结算单元实际上网电量占比进行分解。若多个计划单元对应单一结算单元，则由交易机构累加合并后按结算单元结算。

第一百〇九条 电网企业原则上于D+1日12:00前将虚拟电厂主体辅助服务费用计算相关数据发送至电力调度机

构。电力调度机构于D+1日完成经营主体D日辅助服务补偿、违约费用计算，并在辅助服务市场运营平台向经营主体发布每日辅助服务市场补偿、违约责任计算结果。若存在基础数据偏差、程序计算等原因导致的错误结果，应对计算结果进行更正后，及时再发布。经营主体对每日发布的相关信息存在异议的，应于发布后三个工作日内反馈，逾期视为已确认。

第一百一十条 为保障月度结算衔接，主体对M月的所有异议应于M+1月第1个工作日前完成反馈，逾期视为已确认。运营机构于M+1月第2个工作日前完成异议应答。因异议处理无法按时达成一致或错误结果无法及时更正的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不影响无争议部分的电费结算。

第一百一十一条 M+1月第2个工作日前，电网企业将M月参与调频辅助服务费用分摊的发电侧各省调直调电厂上网电量、调试电量和工商业用户（含电网企业代理购电用户）总用电量，电力交易机构将国网调电厂留川电量、外送电量，推送至电力调度机构。电力调度机构应结合异议处理情况，于M+1月第3个工作日之前完成各经营主体M月辅助服务补偿、违约费用计算。电力调度机构于M+1月第3个工作日前完成M月发用两侧各需分摊的辅助服务费用总额及发电侧各经营主体分摊费用明细计算，并将费用计算结果推送至电力交易机构。电力交易机构会同电网企业于M+1月第5个工作日前根据费用计算结果，与其他交易费用合并出具结算依据，向经营主体公开，并推送至电网企业。电网企业负责开展辅助

服务费用收付。

第一百一十二条 因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算、清算。因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

第一百一十三条 由于计量、电价差错等原因需要进行追退补的，原则上应由市场运营机构按照规则在1个月内完成电力辅助服务费用追退补工作。若发电侧或用电侧市场当月电量差错累计值小于等于该月发电侧或用电侧市场总电量累计值 α 时（ α 初设为0.1%），原则上发用两侧辅助服务分摊费用、发电侧个体分摊费用均不做调整，用电侧个体偏差电量对应的辅助服务分摊费用纳入次月用电侧辅助服务分摊费用总额。若发电侧或用电侧市场当月电量差错累计值大于该月发电侧或用电侧市场总电量累计值 α 时，重新计算当月发用两侧分摊总额，发电侧对应月份重新分摊，用电侧差额费用纳入次月用电侧辅助服务分摊费用总额。

第一百一十四条 独立储能在结算时段内按上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊或分享。发电类虚拟电厂参与发电侧辅助服务费用分摊或分享，负荷类虚拟电厂参与用户侧辅助服务费用分摊或分享。

第十章 信息披露及报送

第一百一十五条 电力调度机构、电力交易机构和电网企业应通过电力交易平台，向市场主体披露辅助服务市场相关信息。辅助服务市场信息按时间尺度分为日信息、月度信息，内容包括但不限于辅助服务需求计算方法、辅助服务需求、交易申报、出清信息，服务补偿和分摊总体情况等信息，满足市场交易、运行、结算需求以及《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）等规则要求。

第一百一十六条 日信息分为事前信息和事后信息。事前信息包括市场组织信息和出清信息。市场组织信息由电力调度机构、电网企业（主要为虚拟电厂基线负荷）在交易组织前披露，市场出清信息由电力调度机构在市场出清后及时披露。事后信息由电力调度机构在D+2日17:00前披露，主要包括D日辅助服务市场执行以及补偿、违约费用情况等。

第一百一十七条 月度信息主要包括经营主体月度辅助服务补偿、违约费用、分摊费用情况，由电力调度机构于M+1月第3个工作日前（如遇节假日顺延）披露M月相关信息。

第一百一十八条 各市场主体如对相关信息有异议，应当于发布后5个工作日内通过电力交易平台提出复核申请。电力交易机构在接到复核申请5个工作日内，会同电力调度机构进行核实并予以答复。

第十一章 风险防控

第一百一十九条 市场运营机构负责履行市场监测和风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

第一百二十条 辅助服务市场风险类型主要包括：

（一）辅助服务供需风险，指辅助服务供应紧张，较难满足辅助服务需求的风险。

（二）辅助服务市场力风险，指具有市场力的经营主体操纵辅助服务市场价格的风险。

（三）辅助服务市场价格异常风险，指部分时段或局部地区辅助服务市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（四）辅助服务市场技术支持系统风险，指支撑辅助服务市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

（六）其他影响辅助服务市场正常运行的风险。

第一百二十一条 市场运营机构加强对辅助服务市场各类交易活动的风险防范和监测，按程序对市场风险进行预警，并报告四川能源监管办、省发展改革委、省能源局。

第一百二十二条 市场运营机构对市场风险发生可能性、引发后果严重性进行评估和预测，并根据引起后果的严

重性可划分为：

低风险：发生一般市场风险，市场持续 48 小时以上无法正常运行，预计可在 120 小时内恢复的情况。

高风险：发生严重市场风险，市场暂停时间超过 120 小时仍未恢复运行，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态。

第一百二十三条 市场风险发生时，各方按照调度机构报四川能源监管办、省发展改革委、省能源局审定的风险处置预案执行，调度机构应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，详细记录应急处置期间的有关情况，并报告四川能源监管办和省发改委、省能源局。应急处置的主要手段包括但不限于：

（一）低风险发生时，由调度机构根据电网实际需求调用辅助服务资源，尽快解决引发风险的问题，必要时报请四川能源监管办和省发改委、省能源局明确风险处置措施，待问题处理和解决后恢复市场运行。

（二）高风险发生时，由调度机构根据电网实际需求调用辅助服务资源，同时报请四川能源监管办和省发改委、省能源局作出中止辅助服务市场的决定，按要求中止辅助服务市场运行，并向经营主体公告中止情况。待问题解决后，根据四川能源监管办和省发改委、省能源局意见重新启动市场。

第十二章 市场监管

第一百二十四条 电网企业应按月向四川能源监管办和省发改委、省能源局等报送辅助服务市场运行情况，包括交易量价和费用分摊情况、各类经营主体收益等。

第一百二十五条 经营主体对辅助服务交易存在争议时，可向市场运营机构提出书面申诉意见，市场运营机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可通过市场管理委员会调解，也可提交四川能源监管办依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第一百二十六条 四川能源监管办对本细则实施情况进行监管，对市场主体和市场运营机构违反相关规定的行为进行处理。

第十三章 附则

第一百二十七条 本细则由四川能源监管办、省发展改革委、省能源局负责解释。

第一百二十八条 本细则自发布之日起实施。国家有新规定的，从其规定执行。

