陕西电力零售市场交易实施细则

（2027 年版）

2026 年 11 月

目　录

1. 概　述.....1
2. 适用范围.....1
3. 术语定义.....1
4. 成员权责.....4
5. 零售市场主体管理.....10
6. 零售市场交易.....14
7. 零售套餐选择及参数确定.....20
8. 零售合同管理.....34
9. 零售市场结算.....35
10. 零售市场服务管理.....37
11. 信息披露.....39
12. 市场监管和风险防控.....41

1. 概　述

为健全完善陕西省电力零售市场，规范售电公司、虚拟电厂、电力用户以及聚合资源等主体零售交易行为，维护电力零售市场秩序，促进市场健康有序发展，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令2024年第20号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《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》（国能发监管规〔2024〕76号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）等文件精神，结合陕西电力市场实际，制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于陕西电力市场中售电公司、虚拟电厂、电力用户以及聚合资源等主体，依托陕西电力零售市场开展的电能量、绿电等购售电交易结算。

3. 术语定义

批发市场交易：指发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）等主体之间通过市场化方式进行的电力批发交易活动的总称。批发市场包括电能量市场与辅助服务市场，电能量市场包含中长期电能量市场与现货电能量市场。

零售市场交易：指售电公司、虚拟电厂与电力用户、各类聚合资源主体等经营主体之间，通过标准套餐签约或定制套餐签约等方式，就零售套餐价格、合同期限、偏差考核等合同关键信息进行约定，并在零售交易平台完成电子零售合同签订、变更、解约确认的过程。

售电公司：指提供售电服务或配售电服务的经营主体。售电公司在零售市场与电力用户确立售电服务关系，在批发市场开展购售电业务。

虚拟电厂：指聚合具备负荷调节能力的市场化用户和分布式光伏、分散式风电、独立储能等调度未直接调管的分布式资源的聚合类经营主体，作为整体参与电力市场。虚拟电厂与其聚合主体之间的电力市场服务关系、电力交易合同签订及结算等统一纳入电力零售市场管理并与电力批发市场相衔接，参照售电公司执行。

批发用户：指通过批发市场直接参与中长期市场及现货市场交易的电力用户。

零售用户：指通过零售市场向售电公司购电的电力用户。

聚合资源主体：被虚拟电厂聚合的负荷类、发电类、储能类等各类资源对应的经营主体，其通过零售市场向虚拟电厂进行购电或售电。

电网企业代理购电用户：暂未直接从电力市场购电，由电网

企业代理购电的工商业用户。

零售交易平台：指售电公司、虚拟电厂与零售用户、聚合资源主体开展零售交易、签订零售合约、获取结算信息的技术支持系统，包括电力交易平台零售市场模块和“e-交易”APP。

零售套餐（含聚合服务套餐）：指售电公司、虚拟电厂与零售用户、聚合资源主体约定的包括但不限于电能量价格、电量曲线、偏差处理机制、履约期限、解约条款、适用对象、收益分享等要素构成的标准化套餐。售电公司、虚拟电厂可按照零售市场提供的套餐类型，根据自身经营特性确定相应的零售套餐参数，零售用户、聚合资源主体可自由选择购买。

零售套餐价格：指售电公司、虚拟电厂在零售交易平台上架的标的月的月度电能量价格，作为明确零售用户、聚合资源主体电价（电费）及售电公司、虚拟电厂售电收入的计算依据。

零售服务关系：指电力用户、各类聚合资源主体与售电公司、虚拟电厂通过电力交易平台完成零售交易后，形成的以年、月为期限的零售服务（或聚合服务）关系。同一电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司或虚拟电厂建立零售服务关系。

零售合同：零售市场经营主体参与零售交易，通过零售交易平台签订的电子合同，为零售交易相关事项的执行依据。零售合同经双方完成签章确认时成立并生效。零售合同均为电子化形式，内置于零售交易平台。虚拟电厂与聚合资源主体签订的聚合服务

合同纳入零售合同管理。电力交易机构根据经营主体在电力交易平台的成交结果，出具电子交易确认单，视为电子合同。

4. 成员权责

4.1 零售用户、聚合资源主体的权利和义务

（一）按照陕西电力交易中心（以下简称“交易中心”）相关规定提交注册资料(包括但不限于企业营业执照、法人身份证正反面、第一联系人授权文件、实际用电信息等)，在交易中心完成市场注册;

（二）按照规则参与电力市场交易，自主选择与售电公司或虚拟电厂确立零售服务或聚合服务关系并签订零售套餐合同(含聚合服务合同，下同)，保证提交交易平台数据及附件资料的真实性、有效性、一致性，按期申报确认与售电公司或虚拟电厂的零售套餐相关参数以及合同变更、参数调整等事项，在其结算依据发布后审核确认并反馈意见;

（三）按规定履行零售套餐合同，并承担违约责任;

（四）提供市场交易所必需的电力电量需求以及相关生产信息等;

（五）妥善保管交易平台账号、密码及电子签章授权，及时维护授权联系人信息;

（六）依法依规披露和提供相关市场信息，获得市场交易相关信息;

（七）按照国家和电网企业相关收费规定向电网企业支付电费;

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

4.2 售电公司（含拥有配电网运营权的售电公司，以下同）的权利和义务

（一）按照交易中心相关规定提供符合国家及陕西省有关准入条件的证明材料，在交易中心完成注册，并能够持续满足注册条件;

（二）按照规则参与电力市场交易，与零售用户确立零售服务关系并签订零售套餐合同，保证提交数据及附件资料的真实性、有效性、一致性，按期申报确认与零售用户的零售套餐相关参数，在其结算依据发布后审核确认并反馈意见;

（三）按规定在零售交易平台及时发布、更新、维护零售套餐;

（四）获取、查看结算依据和电费账单，按期核对并确认其准确性和完整性;

（五）按规定履行零售套餐合同，并承担违约责任;

（六）在合同有效期内，依据合同获取相关方履行合同的信息及资料，按要求提供零售用户注册信息变更情况、零售套餐合同等资料;

（七）按照规定向交易中心足额提交履约保函、保证金或其

他结算担保品；

（八）具备满足电力现货市场要求的日前负荷预测、分时电力需求量价信息报送的技术能力；

（九）依法依规披露和提供相关市场信息，获得市场交易相关信息，承担服务零售用户信息保密义务；

（十）与电网企业签订电费结算协议，向电网企业提供电费结算相关资料，包括但不限于结算申请函、信息登记表、银行开户许可证、营业执照等相关资料，并按月获取或者开具增值税专用发票，支付或收取结算电费；

（十一）向已签约的零售用户、聚合资源主体提供电力市场入市政策、交易结算规则、套餐结算说明、市场交易行情、用电指导等专业市场服务，不得提供虚假或误导性的信息；

（十二）法律法规规定的其他权利和义务。

4.3 虚拟电厂的权利和义务

（一）按照交易中心相关规定提供符合国家及陕西省有关准入条件的证明材料，在交易中心完成注册，并能够持续满足注册条件；

（二）按照规则参与电力市场交易，与聚合资源主体确立聚合服务关系并签订聚合服务合同，保证提交数据及附件资料的真实性、有效性、一致性，按期申报确认与聚合资源主体的聚合服务套餐相关参数，在其结算依据发布后审核确认并反馈意见；

（三）按规定在零售交易平台及时发布、更新、维护聚合服务套餐；

（四）获取、查看结算依据和电费账单，按期核对并确认其准确性和完整性；

（五）按规定履行聚合服务套餐合同，并承担违约责任；

（六）在合同有效期内，依据合同获取相关方履行合同的信息及资料，按要求提供聚合资源主体注册信息变更情况、聚合服务套餐合同等资料；

（七）按要求配合电力负荷管理中心或电力调度机构开展可调节容量、调节性能、数据交互等功能测试，根据参与交易品种接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（八）按照规定向交易中心提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（九）具备满足电力现货市场要求的日前负荷预测、分时电力需求量价信息报送的技术能力；具备聚合资源实时监测能力，按要求主动提供调节能力变化情况；

（十）承担电网安全保供义务，按规定服从电力调度机构统一调度，不得擅自调整运行参数；

（十一）依法依规披露和提供相关市场信息，获得市场交易相关信息，承担服务聚合资源主体信息保密义务；

（十二）与电网企业签订电费结算协议，向电网企业提供电

费结算相关资料，包括但不限于结算申请函、信息登记表、银行开户许可证、营业执照等相关资料，并按月获取或者开具增值税专用发票，支付或收取结算电费；

（十三）向已签约的聚合资源主体提供电力市场入市政策、交易结算规则、套餐结算说明、市场交易行情、用电指导等专业市场服务，不得提供虚假或误导性的信息；

（十四）法律法规规定的其他权利和义务。

4.4 电力交易机构的义务

（一）负责向零售市场成员提供市场注册、信息变更和退出等相关服务；

（二）负责零售交易平台的建设、运维与管理；

（三）按职责做好零售市场建设运营、套餐模板配置及上下架管理、交易组织等工作；

（四）向电网企业提供电力用户新增参与市场交易或退出市场的变更信息；

（五）负责向相关市场成员出具结算依据；

（六）收取并管理售电公司、虚拟电厂履约保函（保险）；

（七）负责监测和分析零售市场运行情况，对经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为及时向政府主管部门、市场监管部门报告，配合政府主管部门和监管机构做好相关监管工作；

（八）配合政府主管部门和监管机构开展售电公司、虚拟电

厂信用管理和市场争议处理，协调零售市场出现的有关问题，维护市场秩序；

（九）负责电力市场信息披露的实施，按照相关政策规则要求，依法发布和披露信息，并承担保密义务；

（十）法律法规规定的其他义务。

4.5 电网企业的权利与义务

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、结算、收付费等服务；

（三）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度；

（四）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性；

（五）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（六）负责零售用户及各类聚合资源主体用电计量、电费结算、收取和发票开具等业务；按期向经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务；

（七）负责售电公司、虚拟电厂电费结算并出具电费账单，负责获取或者开具增值税专用发票，支付或收取结算电费；

（八）依法依规披露和提供相关市场信息，获得市场交易相关信息；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

5. 零售市场主体管理

5.1 基本要求

5.1.1 参与零售市场交易的零售用户、聚合资源主体、售电公司、虚拟电厂等应符合《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）文件要求，在电力交易平台完成注册。对于同时具备售电公司、虚拟电厂等多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。鼓励售电公司加强需求侧资源聚合调节或控制能力建设，接入电网企业调度或负荷管理系统，增项注册为虚拟电厂运营商，聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源全电量参与市场交易。虚拟电厂聚合负荷类资源时应同步聚合该资源主体配置的分布式电源、用户侧储能等资源。

5.1.2 参与零售市场交易的售电公司、虚拟电厂等需按要求递交履约保函（保险）且未被取消交易资格。

5.1.3 电力用户因国家及陕西省相关政策或交易规则要求，需明确“高耗能企业”“常规企业”等类别，对于用户存在不同类别用电户号的，暂形成单独交易单元进行零售签约，按单一类别分别参与交易。

5.1.4 售电公司应制定分时套餐供用户选择，并在零售平台

公示所有零售套餐。电力用户及各类聚合资源主体应具备分时计量条件，签订 24 时分时零售套餐，约定 24 时分时电能量价格。电气化铁路牵引用电用户可自主选择签订不分时或 24 时分时零售套餐，对于用户存在部分用电户号属于电气化铁路牵引用电的，暂形成单独交易单元分别进行零售签约；国家明确规定经营主体均应签订分时套餐后，取消不分时套餐品种。

5.1.5 针对已直接参与交易的市场化用户，电网企业动态更新相关电力用户是否属于电气化铁路牵引用电用户以及至少过去 12 个月（用电未满 12 个月按已用电月份，下同）的分时历史电量数据，并将以上信息推送至交易中心。针对新注册和已注册未参与交易的用户，经用户同意后，电网企业向交易中心推送用户至少过去 12 个月的分时历史电量数据。

5.2 电力用户、聚合资源主体身份管理及转换机制

5.2.1 电力用户、聚合资源主体在注册生效后应明确参与市场交易的身份类型（批发主体或零售主体），电力用户、聚合资源主体参加市场化交易（含批发、零售交易）的全部电量需通过批发或零售交易购买，且不得同时参加批发和零售交易。

确认零售主体身份的，可在每月 15 日前通过电力交易平台与售电公司、虚拟电厂签订执行周期包含次月的零售合同，自次月起直接参与零售市场。

聚合资源主体与虚拟电厂签订聚合服务合同前，需通过调节

能力测试，且虚拟电厂同步完成聚合能力、聚合范围信息变更。

5.2.2 电力用户、聚合资源主体身份转换机制

电力用户、聚合资源主体批零身份转换按自然月执行。电力用户、聚合资源主体可在每月交易中心明确的业务受理期限内，自愿转换次月身份类型，包括批发主体转为零售主体、零售主体转为批发主体2种情况。

（一）零售主体转为批发主体需要满足：从转换身份起始月份（即次月）至后续月份期间，没有存续的零售合同（含PPA合同），也没有相关零售交易申报。零售主体转为批发主体的，身份转换生效后可参与执行周期为次月及之后的批发市场交易；若身份转换后未签订中长期合同，实际发、用电量按偏差电量（现货电量）结算。

（二）批发主体转为零售主体需要满足：从转换身份起始月份（即次月）至后续月份期间，没有存续的批发交易合同（含PPA合同），也没有同期的批发交易申报。批发主体可优先通过合同转让等市场化方式，妥善处理未履约的合同电量（若合同转让后仍存在量差或费差，则不能视为合同处理完毕），也可通过自主协商方式终止后续月份的合同执行，并按照双方合同约定承担相应违约责任。批发主体转零售主体的，身份转换生效后可参与执行周期为次月及后续月份的零售市场交易，若该月零售交易截止时间仍未达成零售交易的，该次身份转换不生效，主体身份仍保

持批发主体不变。

非自主意愿入市交易主体。经政府执法部门或司法机关认定零售主体（电力用户或聚合资源主体）非自主意愿入市交易的，自零售主体向交易中心正式提交生效的法律文书后，由零售主体自主决定次月起是否继续入市。选择不继续入市参与交易的零售主体，经交易中心报陕西省发展改革委及西北能源监管局批复同意后，可将其身份转为电网企业代理购电用户（或由电网企业结算的分布式新能源等），并按照电网企业代理购电价格（或政府有关文件执行价格）结算。

5.3 与电力批发市场的衔接

5.3.1 售电公司、虚拟电厂在电力批发市场电能量交易时，按照所代理的不同主体类别（常规、高耗能）及保底售电等情况形成单独的交易单元参与交易结算。

5.3.2 用户存在不同电网企业用电户号的，形成单独交易单元进行零售签约。售电公司代理不同电网企业用户时，应分别出具结算单，如在电力批发市场电能量交易时未按电网企业分别建立交易单元，售电公司批发侧各结算科目的结算电量或费用按售电公司代理该电网企业用户的实际上下网电量占比分劈。

5.3.3 虚拟电厂与聚合资源主体达成服务关系后，依据聚合资源主体性质分为节点交易单元和普通售电交易单元。其中，节点交易单元根据聚合资源主体类型和所在市场出清节点，细分为

实时直控型节点发电交易单元、实时直控型节点储能交易单元、实时直控型节点用电交易单元、日前响应型节点发电交易单元、日前响应型节点用电交易单元。其中，日前响应型节点发电交易单元主要聚合“自发自用、余量上网”的分布式新能源。负荷类资源及其配置的“自发自用、余量上网”分布式新能源，在参与交易时只能与同一家虚拟电厂建立聚合关系。普通售电交易单元聚合不具有调节能力的用电户号参与普通购售电交易。

6. 零售市场交易

6.1 交易原则

电力用户、各类聚合资源主体与售电公司或虚拟电厂通过交易平台选择零售套餐，签订零售合同，同步实现零售及聚合服务关系的确立。同一主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司或虚拟电厂建立服务关系。电力用户及聚合资源主体工商业电量全部通过该售电公司或虚拟电厂购买，不得再委托其他经营主体代理购电或单独参与电力批发市场。售电公司、虚拟电厂仅可代理与其建立服务关系的电力用户、聚合资源主体参与辅助服务市场交易以及需求响应等，不得代理已与其他主体建立服务关系的电力用户及聚合资源主体参与。

6.2 交易方式

零售套餐按照交易方式分为标准套餐签约、定制套餐签约。参与电力零售市场交易的售电公司可在零售交易平台发布标准套

餐，也可根据需要发布定制套餐。虚拟电厂聚合服务套餐交易方式参照执行。

6.2.1 标准套餐签约：指售电公司按照规定套餐模板明确各项套餐参数后，在零售交易平台上架公开挂牌，零售用户自主摘牌下单的交易形式。标准套餐签约流程为：

（一）售电公司套餐配置：售电公司根据零售交易平台套餐模板，选择套餐类型并配置套餐参数。

（二）售电公司套餐上架：零售交易平台自动对套餐参数进行规范校验，校验通过生成“待上架”套餐，售电公司经核对无误并确认后，在平台内发布上架。

（三）零售用户套餐下单：零售用户自主选定意向套餐后，根据自身用电需求自主选择填报总用电量及分月电量信息、绿电需求电量或绿电消费用电占比信息等，形成订单。

（四）零售用户合同签订：零售交易平台将根据订单信息生成合同文本。零售用户核对无误后，在规定时间完成合同签订流程。未在规定时间内完成签约的，订单自动作废。

6.2.2 定制套餐签约：指售电公司或零售用户以邀约的形式双方协商确定套餐各项参数后，售电公司定制套餐并推送给有关零售用户，零售用户下单成交的交易形式。具体包括零售用户邀约定制套餐签约和售电公司主动定制套餐签约。

零售用户邀约定制套餐签约流程：

（一）零售用户邀约发送：零售用户可根据自身需求，向售电公司发出邀约，邀请售电公司在规定的时间内为自己定制套餐。零售用户可指定售电公司进行邀约，或面向全部售电公司邀约，并决定是否向售电公司临时开放用电信息查询权限。

（二）售电公司邀约响应：被邀约售电公司可通过零售交易平台查询邀约信息，在规定的时间内选择是否响应邀约。

（三）售电公司套餐定制：售电公司响应邀约后根据邀约信息定制零售套餐，零售交易平台自动对套餐参数进行规范校验，校验通过生成定制套餐，售电公司对拟定套餐进行确认。

（四）零售用户套餐下单：零售用户自主选定意向套餐，根据自身用电需求自主选择填报总用电量及分月电量信息、绿电需求电量或绿电消费用电占比信息等，形成订单。

（五）零售用户合同签订：零售交易平台将根据订单信息生成合同文本。零售用户核对无误后，在规定时间完成合同签订流程。未在规定时间内完成签约的，订单自动作废。

售电公司主动定制套餐签约流程：

（一）售电公司套餐定制：售电公司可根据前期与零售用户协商洽谈情况，为零售用户定制零售套餐。

（二）售电公司套餐推送：零售交易平台自动对参数进行规范校验，校验通过生成定制套餐，售电公司对拟定套餐进行确认后，向相关零售用户推送定制套餐。

（三）零售用户邀约响应：零售用户通过零售交易平台查询邀约信息，在规定的时间内自主选择是否响应售电公司邀约。

（四）零售用户套餐下单：零售用户自主选定意向套餐，根据自身用电需求自主选择填报总用电量及分月电量信息、绿电需求电量或绿电消费用电占比信息等，形成订单。

（五）零售用户合同签订：零售交易平台将根据订单信息生成合同文本。零售用户核对无误后，在规定时间完成合同签订流程。未在规定时间内完成签约的，订单自动作废。

6.2.3 条件具备后，零售用户可通过电力交易平台零售商城发布挂牌信息，自行选择由全部或部分售电公司参与摘牌。零售用户挂牌时应谨慎确定套餐相关内容、参数及摘牌截止时间等，其中挂牌时间至摘牌截止时间不少于1日，售电公司在摘牌截止时间前申报摘牌意向。发布挂牌信息后，零售用户可在售电公司申报摘牌意向前撤销本次挂牌，如已有售电公司申报摘牌意向则不得撤销；售电公司已申报的摘牌意向不得取消。摘牌截止时间后（摘牌截止时间最晚不超过该场零售交易截止日前2日），由零售用户于2日内线上确认最终摘牌售电公司，按时确认后同步生成零售合同，如零售用户未自行确认，则以最早申报摘牌意向的售电公司为最终摘牌售电公司。

6.2.4 零售用户应根据自身用电需求合理填报用电量，交易平台根据零售用户历史用电水平折算电量额度对其申报电量进

行合理性提醒。具体计算方式如下:

零售用户历史用电水平折算电量额度=max（该用户上一年度同月份实际用电量×同比增长率系数 $R_{同比}$，该用户近 3 个结算月实际用电量之和的平均值×环比增长率系数 $R_{环比}$）

其中，同比增长率系数 $R_{同比}$、环比增长率系数 $R_{环比}$暂定 1.5 和 1.2，可适时调整。无历史电量数据的用户，可根据其报装容量及系统负荷上一年度当月平均小时数，确定上限计算所需的电量数据。

零售用户如需进一步增加购电规模，可在零售交易期间通过交易平台填报相关信息并进行电子签章确认。交易中心结合用户新增购电需求进行合理性校验。

6.2.5 售电公司可自主下架已上架的零售套餐，但此前用户已下单的订单仍然有效；售电公司已上架零售套餐到期后，交易平台将自动下架。

6.2.6 售电公司因各种原因被取消交易资格、被强制退出等情况，无法继续开展售电业务的，交易中心有权强制下架其已上架的套餐。此前用户已生效的合同仍然有效，经营主体可协商处理合同，如未按要求时限完成合同处理，则由保底售电公司提供保底售电服务。下架套餐不可恢复，仅保留历史信息。

6.3 时间要求

交易中心应合理安排交易时序，在交易平台发布交易日历，

提前明确零售用户与售电公司每月签约起止时间等时间安排及相关要求。零售套餐按照自然月为最小时间单位签约，超过 1 个月需按连续自然月签约，原则上签约起始月份不早于次月。

6.4 交易限额

6.4.1 售电公司、虚拟电厂应为零售用户做好用电需求预测服务，根据零售用户套餐合同电量增减情况参与批发市场交易，通过市场化手段灵活调整批发市场购电量。

6.4.2 为避免市场不正当竞争和金融套利行为，售电公司、虚拟电厂零售市场可交易电量应同时不高于资产总额对应年售电量（如有）、剩余履约保障额度折算电量等，并且应满足市场竞争有关要求。市场运营机构结合国家及陕西省有关履约保障管理制度，动态计算剩余可交易电量。

6.4.3 售电公司、虚拟电厂参与零售市场竞争有关要求，依据《售电公司管理办法》等文件执行。其中，同一实际控制人注册的售电公司在全省的售电量合计值，原则上不得超过全省电力零售市场交易总量的一定比例 $G_{\text{市场份额上限}}$，具体比例可适时调整。年度零售交易时，全省电力零售市场交易总量暂按近 12 个月零售市场结算电量确定；后续结合实际动态监测。

6.5 账号管理

6.5.1 经营主体应使用经实名认证的自身账号登录零售交易平台，完成身份验证后方可参与零售交易。经营主体以实名认证

账号登录，经交易平台以符合《中华人民共和国电子签名法》规定的可靠电子签名（电子签章）方式确认的交易操作，为经营主体的真实意思表示，经营主体应自行承担由此产生的交易后果及全部法律责任。经营主体需妥善保管电力交易平台账号、密码及电子签章授权，及时维护授权联系人信息。

6.5.2 零售主体在零售套餐下单环节及合同签约后，可授权相关售电公司或虚拟电厂在电力交易平台查询、下载其已有分时历史用电量等信息。售电公司、虚拟电厂应承担用户信息保密义务。

7. 零售套餐选择及参数确定

7.1 零售套餐基本内容

7.1.1 现阶段暂由交易中心统一确定零售套餐类型，并制定零售套餐模板，供售电公司、虚拟电厂及电力用户选择。年度零售市场开市前，交易中心应在零售交易平台公布可选择的零售套餐类型及相应零售合同示范文本。

7.1.2 零售套餐合同主要由电能量交易约定、偏差考核约定、绿电环境价值约定（可选）、日灵活调节约定（可选）、套餐执行期限、合同解约条款、套餐适用对象等部分组成。虚拟电厂与聚合资源主体参照零售套餐签订聚合服务套餐，纳入零售套餐管理，除约定以上内容外，还需约定调节收益分享方式。

7.1.3 售电公司确定零售套餐参数时应充分结合售电业务运

营成本、批发市场购电成本（含偏差部分成本）等因素合理确定套餐价格，并考虑自身交易能力、偏差处理能力等多方面因素及可能产生的风险。售电公司与零售用户的购售电费用全部包含在零售套餐合同内。

7.1.4 鼓励售电公司提供非市场购售电业务类的增值服务，包括但不限于合同能源管理、综合节能、能效管理、用电咨询、电能替代和用电设备运维等业务，由售电公司和其代理用户双方自行约定。增值服务合同中的服务内容、费用标准、结算方式以及安全责任等不纳入零售套餐合同管理，双方可将增值服务合同上传至零售交易平台。

7.2 电能量交易约定

7.2.1 售电公司与其代理的零售用户通过电能量交易约定确定零售套餐电能量及价格形成方式，用于零售用户实际电量电费结算。

7.2.2 电能量价格可按照以下两种方式确定:

（一）“批发均价+浮动价差”模式

批发均价按照所有售电公司当月在批发侧中长期市场、日前市场以及实时市场整体分时购电量价水平确定。浮动价差是指售电公司和零售用户可在批发购电均价的基础上度电约定一定的上浮价格或下浮价格。当分时电能量价格≤0 元/兆瓦时，暂按 0 元/兆瓦时结算。计算公式如下:

$P_{套餐价格,h}=P_{批发购电分时均价,h}+P_{浮动价差}$

$P_{批发购电分时均价,h}=K1_h\times P_{中长期,h}+K2_h\times P_{现货日前,h}+(1-K1_h-K2_h)\times P_{现货实时,h}$

其中：

$P_{中长期,h}$为该月时段h所有售电公司年度、月度及月内中长期批发市场净购入合同加权均价（不含高耗能用户、保底售电及绿色环境权益价值，不含明确对应到发电企业、售电公司和特定用户三方的省间及省内多年期交易合同，省间中长期交易合同按成交量纳入计算），h代表1、2……24小时时段，下同；

$P_{现货日前,h}$为该月时段h现货日前市场出清均价；

$P_{现货实时,h}$为该月时段h现货实时市场出清均价；

$K1_h$、$K2_h$分别为该月所有售电公司在时段h中长期市场合同电量（包括年度、月度及月内，省间中长期交易合同按成交量纳入计算）、日前市场出清电量占实际用电量的比例，以电网企业每月传递的用户侧月度分时电量数据为基础计算得出，在结算规则明确的相关月度差错电量调整条件下，$K1_h$、$K2_h$可不进行调整，$K1_h$、$K2_h$保留两位小数，按月计算公布；$P_{浮动价差}$为零售用户与售电公司约定的每度电的上下浮动价格，可为正也可为负。

（二）“批发均价+固定价格”组合模式

电能量价格按照一定比例的所有售电公司批发购电分时均价与一定比例的分时固定价格组合确定。其中分时固定价格是指售电公司与零售用户约定每月24个时段的电能量价格，由双方

在评估政策变化影响、市场供需和分时价格水平及自身需求的基础上合理确定。现货市场运行期间，可参考近 12 个已连续结算月份的实时市场分时出清均价水平确定。计算公式如下:

$$P_{套餐价格,h}=（1-K_{占比}）\times P_{批发购电分时均价,h}+K_{占比}\times P_{固定,h}$$

其中，$K_{占比}$为固定价格部分所占比例。

7.2.3 若电气化铁路牵引用电对应的用户选择签订不分时的零售套餐，其电能量价格也可参照上述分时零售套餐及有关参数，按照“批发购电加权均价+度电浮动价差”或“批发购电加权均价+固定价格”组合模式确定，具体如下:

$$P_{套餐价格}=P_{批发购电加权均价}+P_{浮动价差}$$

$$P_{套餐价格}=（1-K_{占比}）\times P_{批发购电加权均价}+K_{占比}\times P_{固定}$$

其中，$P_{批发购电加权均价}$为批发购电分时均价 $P_{批发购电分时均价,h}$ 与所有售电公司分时结算电量的加权计算得出；$P_{固定}$可参考近 12 个已连续结算月份的实时市场分时出清加权均价水平合理确定。

7.2.4 对于分时类零售套餐，售电公司、零售用户在填报分时电能量价格时可以选择约定分时电量，也可以不约定分时电量。若选择不约定分时电量，双方无需填报分时合同电量及偏差考核相关信息。对未约定分时电量的套餐，在计算售电公司月度售电量时，已结算月份按照用户实际结算电量计入，未结算月份按照用户上年同月份分时实际用电量或近 3 个结算月分时实际用电量之和的平均值两者取大计入。

若无历史用电量，可根据用户变压器容量及系统负荷上一年度当月平均利用小时数计算确定，以此计入售电公司已成交售电量。

7.2.5 针对电能量交易约定，售电公司与零售用户需对全电量按月约定一个不分时的平均度电封顶价格 $P_{封顶}$，当零售用户电能量结算均价＞平均度电封顶价格时，在当月结算时将价差部分产生的费差返还至零售用户。平均度电封顶价格提供两种约定方式：

（一）按照“零售用户结算参考价+当月批发购电加权均价×合理差价率α”确定。其中，零售用户结算参考价由当月批发市场分时购电均价与该用户当月分时电量加权计算得出；当月批发购电加权均价由当月批发市场分时购电均价与当月所有售电公司分时结算电量的加权计算得出。具体算法如下：

$$P_{封顶}=P_{参考}+P_{批发购电加权均价}\times\alpha$$

$$P_{参考}=\sum(P_{批发购电分时均价，h}\times Q_{用户，h})/\sum Q_{用户，h}$$

$$P_{批发购电加权均价}=\sum(P_{批发购电分时均价，h}\times Q_{所有售电公司，h})/\sum Q_{所有售电公司，h}$$

其中，对签订不分时零售套餐的用户不考虑其分时电量影响，即 $P_{参考}$ 按照当月批发购电加权均价确定。因电量差错调整等原因造成 $P_{封顶}$ 变化的，若调整电量＞零售用户实际用电量的 5%，$P_{封顶}$ 予以同步调整；若调整电量≤零售用户实际用电量的 5%，$P_{封顶}$ 不再调整。

（二）平均度电封顶价格按照合理的固定价格确定。分月固定封顶价格参数，由经营主体结合市场行情逐季度确定。

首季度参数在签约时同步约定，各季度末月及之后约定次季度内未执行月的参数，后续不足一季度的，按剩余月约定。

未约定参数的月份，参数缺省值取 $P_{参考}+P_{批发购电加权均价}\times\alpha_{市场浮动水平}$，其中$\alpha_{市场浮动水平}$以年度零售交易所有“合理差价率”封顶套餐α参数由低到高排序前 50%数据的算术平均值计算。

若双方约定的固定封顶价格 $P_{封顶}\geq P_{参考}+P_{批发购电加权均价}\times3\%$，按 $P_{参考}+P_{批发购电加权均价}\times3\%$价格结算。

7.3 偏差考核约定

偏差考核约定主要用于对零售用户偏差电量的考核。

7.3.1 不按照分时价格进行电能结算时，零售用户偏差电量为其实际用电量与零售合同当月总合同电量之间的差值。差值为正计为正偏差电量，反之计为负偏差电量。

按照分时价格进行电能结算时，零售用户各时段偏差电量为其分时实际用电量与零售合同当月合同分时电量之间的差值。差值为正计为正偏差电量，反之计为负偏差电量。

7.3.2 零售用户的正、负偏差电量均纳入考核计算。考核期内零售用户正（负）偏差电量占当月总合同电量（或合同分时电量）U%以内时，视为允许偏差，不进行考核；正（负）偏差电量超出当月总合同电量（或合同分时电量）U%的部分，视为正（负）

偏差考核电量。U%为允许偏差比例，后续根据市场实际情况适时调整。U%可在合理范围内按套餐自行约定。

7.3.3 零售用户偏差考核费用计算方法如下:

非分时偏差考核费用=|零售用户正（或负）偏差考核电量|×正（或负）偏差考核标准 $P_{考核标准}$

分时偏差考核费用=∑（|各时段零售用户正（或负）偏差考核电量|×各时段正（或负）偏差考核标准 $P_{考核标准}$）。

其中，正（或负）偏差考核标准 $P_{考核标准}$由零售用户与售电公司自主约定，正、负偏差考核标准可不一致。

7.4 绿电环境价值约定

参与绿色电力交易的售电公司、虚拟电厂购买绿色电力，通过配置含绿电环境价值约定的零售套餐（即绿色电力套餐）销售给有绿色电力消费需求的零售用户。绿电环境价值约定主要用于确定零售用户绿电消费需求量价及偏差补偿等事项。虚拟电厂与其聚合的分布式资源主体可针对其机制电量外的电量开展绿电环境价值约定。

7.4.1 售电公司、虚拟电厂可在零售套餐中选择是否启用“绿电环境价值约定”选项（即形成绿色电力套餐）。启用该选项后，需在绿色电力套餐中明确绿电类型标识、绿电消费需求电量、绿电环境价值、绿电环境价值偏差补偿方式四部分内容。

（一）绿电类型标识:

分为“小时级绿电”、“常规绿电”两类标识，约定“小时级绿电”标识零售套餐的售电公司、虚拟电厂，可关联对应用户同时参与批发市场常规绿电交易和小时级绿电交易。否则默认为“常规绿电”标识，仅参与批发市场常规绿电交易。

（二）绿电消费需求电量:

零售用户下单绿色电力套餐时，同步填写分月分时绿电消费需求电量。绿电消费需求电量不得超过其零售合同电量以及套餐明确的上下限要求。

对于参与多年期绿电交易（PPA）的零售用户，在多年期绿电交易合同存续期间，其在省内零售市场签约的售电公司应与多年期绿电交易合同中的售电公司一致。终止零售合同、变更售电公司需先履行多年期绿电交易合同相关程序。同时，零售用户须在省内零售市场与对应售电公司签订绿电套餐，且省内零售合同的绿电电量不低于多年期绿电交易合同中的绿电电量（多年期绿电 PPA 交易出清前，以申报电量为准；多年期绿电 PPA 交易出清后，以出清电量为准）。

（三）绿电环境价值：可按月以固定价格约定，也可按月随省内绿电交易市场的环境价值均价联动。按月以固定价格约定时，固定价格应大于 0 元/兆瓦时。

零售用户月度绿电环境价值费用=月度实际绿电结算电量×零售套餐合同约定的当月绿电环境价值。

（四）绿电环境价值偏差补偿方式：售电公司、虚拟电厂与零售用户可根据绿电市场供需情况、用户绿电需求刚性要求、新能源企业协商情况等，自主协商确定绿电环境价值偏差补偿方式。双方可在以下两种补偿方式中选择一种：

（1）免于补偿；

（2）零售用户实际用电量大于绿电消费需求电量时，绿电环境价值结算电量少于绿电消费需求电量的差额部分，售电公司和虚拟电厂暂按已约定的绿电环境价值的 V%对零售用户进行补偿；零售用户实际用电量小于绿电消费需求电量时，其实际用电量小于绿电消费需求电量的差额部分零售用户暂按已约定的绿电环境价值的 V%对售电公司进行补偿。

7.4.2 售电公司、虚拟电厂所有批发市场绿色电力交易合同电量均须关联至与其签订绿电环境价值约定的零售用户和聚合资源主体，确保批发、零售两级市场绿色电力溯源关系一致，零售用户及聚合资源主体绿色电力环境价值费用结算按照零售套餐约定的要素执行。

7.5 日灵活调节约定

7.5.1 现货市场运行期间，售电公司、虚拟电厂可结合电力供需形势、预测市场价格走向等情况，与其服务的具备 24 小时计量条件的用户（或聚合资源主体）签订日灵活调节约定，发挥灵活调节作用。根据调节行为的不同将日灵活调节约定分为上调

型和下调型两种。

7.5.2 日灵活调节约定的签订流程为:

（一）售电公司、虚拟电厂提前 3 天（即 D-3 日）在零售交易平台向与其确立服务关系的零售用户（或聚合资源主体）发布 D 日灵活调节邀约。

（二）被邀约的零售用户（或聚合资源主体）可通过零售交易平台查询邀约信息，在规定时间内选择是否响应邀约。

（三）若响应邀约，零售用户（或聚合资源主体）与向其邀约的售电公司、虚拟电厂双方协商填报 D 日上（下）调时段、各时段调节电量、分时合同电量和激励价格四项参数内容，双方经电子签章确认后完成日灵活调节约定签订流程。

（四）交易中心于 D-2 日向调控中心推送 D 日灵活调节交易结果，与现货市场预测和需求响应组织时序相衔接。

7.5.3 日灵活调节约定仅在现货市场运行月份开展，初期各售电公司每月暂可选择 10 个执行日进行发布，发布时间为工作日，后续发布天数随市场运行情况适时调整。

7.5.4 日灵活调节费用按每一个调节日单独计算，按月由售电公司、虚拟电厂补偿给对应的零售主体。日灵活调节费用具体计算方式如下:

日灵活调节费用=∑（各时段上（下）调电量×激励价格）

各时段上调电量=各时段实际用电量-各时段合同电量

各时段下调电量=各时段合同电量-各时段实际用电量

实际调节电量大于约定调节电量的30%时，零售主体实际调节电量视为有效调节，否则为无效调节。若判定为无效调节，则零售主体该时段调节电量认定为0。若实际调节电量大于约定调节电量的130%时，则调节电量按照约定调节电量的130%结算，具体比例范围参数可适时调整。

7.5.5 售电公司、虚拟电厂与零售用户（或聚合资源主体）的分时合同电量应采用客观且相对确定的方式认定。双方可参照以下方法计算：工作日分时合同电量为前5个正常工作日对应时段的平均电量，非工作日分时合同电量为前3个同类非工作日对应时段的平均电量。

7.6 套餐执行期限

7.6.1 售电公司、虚拟电厂应在零售套餐中设置套餐执行周期，包括起始年份、起始月份、结束年份、结束月份。参与多年期绿电交易的电力用户、售电公司等主体，应依据合同周期确定多年期服务关系，并可按年确定零售套餐及相关参数。

7.6.2 套餐执行期限需设置为连续自然月，开始时间为起始月首日0时，终止时间为终止月最后一天24时。套餐最小执行周期为1个完整自然月。

7.6.3 虚拟电厂与聚合资源主体签订的套餐执行期限原则上不得低于6个月，或者截止到当年年底。

7.7 合同解约条款

7.7.1 零售套餐应设置明确可执行的解约条款。售电公司、虚拟电厂除法定合同解除条件解约、期满自动解约情形以及双方友好协商解约外，还可设置单方解约条款:

若零售用户前一月电能量结算均价超过用户自身的零售用户结算参考价的N倍时（具体由双方协商确定），零售用户可于当月零售合同解约期内行使单方解除权，终止次月及后续月份的零售合同。

7.7.2 零售合同执行期间，任何一方因自身原因导致合同无法履行且未按套餐解约方式执行的，交易中心可根据零售合同解约约定、法律法规、政府部门的处理决定、司法判决、仲裁结果等，强制终止零售套餐合同。

7.8 套餐适用对象

售电公司可发布适用于同一类别全部零售用户的标准套餐，也可设置适用于针对具体适用对象的标准套餐，具体适用对象可设置条件如下:

（一）零售用户是否具备分时计量条件;

（二）零售用户主体类别（常规、高耗能）;

（三）零售用户用电电压等级区间范围;

（四）零售用户可申报电量区间范围;

（五）零售用户配建储能、分布式光伏、自备电源情况;

（六）零售用户所在地市地理位置、电网节点(或电网分区)。

7.9 虚拟电厂聚合服务套餐

7.9.1 虚拟电厂与各类聚合资源主体参照零售套餐约定聚合服务套餐参数，各类聚合资源主体电能量交易约定方式如下:

（一）负荷类资源：参照普通零售用户按照“批发均价+浮动价差”或“批发均价+固定价格”组合模式确定套餐价格，按照“零售用户结算参考价+当月批发购电加权均价×合理差价率α”或固定价格两种方式合理确定平均度电封顶价格。

（二）发电类资源（含负荷类资源主体配置的分布式新能源）：可选择以固定价确定24个时段的套餐价格（24个时段价格可不同），或选择按“该发电类资源所在节点的实时市场出清价格+度电浮动价差”确定套餐价格。虚拟电厂与发电类资源应按照我省新能源入市相关政策合理设置套餐价格。

（三）储能类资源:可选择参照负荷类和发电类资源约定其月度电能量充放电结算价格。储能类资源暂不参与绿电交易。

7.9.2 虚拟电厂与负荷类资源依托聚合服务合同协商确定调节收益分享方式。每个执行月，双方可在以下两种方式中任选一种:

（一）按月分享

月分享费用随次次月电费向其聚合的负荷类资源传导。月分享费用计算方式具体如下:

$C_{月分享费用}=\Sigma[Q_{负荷类资源，h}\times（P_{虚拟电厂聚合套餐，h}-P_{虚拟电厂所在节点电能量结算，h}）\times K_{调节贡献，h}]$

其中，$C_{月分享费用}$为负荷类资源主体可获得的月分享费用；$Q_{负荷类资源，h}$为当月负荷类资源在调节时段各时点实际用电量；$P_{虚拟电厂聚合套餐，h}$为当月负荷类资源与虚拟电厂签订的聚合服务套餐在调节时段各时点电能量价格；$P_{虚拟电厂所在节点电能量结算，h}$为当月虚拟电厂在该负荷类资源所在节点调节时段各时点电能量结算价格(不含虚拟电厂市场运营费用、绿电环境价值费用、年度（年内）签约激励机制回收费用)，调节时段为虚拟电厂在该负荷类资源所在节点的月内每日实际调节时段的合集，日合并至月的整体时段不足整小时的按整小时计算，不再与能力测算时段关联，现行其他细则条款与本细则不一致的，按本细则执行；实际调节时段由相关运营机构向交易中心提供，同步作为批发、零售市场结算的基础数据。调节贡献比例系数$K_{调节贡献，h}$为按月按小时确定。

（二）按日分享

虚拟电厂与其聚合的负荷类资源通过日灵活调节约定按日确定上（下）调时段、各时段调节电量、分时合同电量和激励价格，按每个调节日单独计算调节收益，虚拟电厂日灵活调节约定发布执行日天数不受限制。

7.9.3 虚拟电厂与发电类和储能类资源主体暂以“按日分享”形式进行调节收益分享。双方通过日灵活约定确定调节日的上

（下）调时段、各时段调节电量、分时合同电量和激励价格，虚拟电厂日灵活调节约定发布执行日天数不受限制，发布时间为工作日。

8. 零售合同管理

8.1 零售用户已注册用电户号全部纳入已签订的零售合同，原则上不重不漏。市场经营主体在工商注销、吊销以及分布式电源机组关停等正当退市情形时，应首先在交易中心完成其已有交易合同的处理，并在符合退市条件后办理注销手续。市场经营主体发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时，应首先在交易中心完成其已有交易合同的处理，然后在电网企业办理业务变更，并同时在交易中心办理注册信息变更手续。业务办理期间，电网企业将变更情况、分段计量数据等推送至交易中心，交易中心根据用电信息变更情况，对其进行分段结算，并将结算依据推送至电网企业，电网企业据此开展电费结算。

8.2 零售用户新增用电户号，或发生并户、销户、过户、分户等信息变更业务，在电网企业办理完成相关手续后，在当月15日前于电力交易平台完成新增（或变更）手续并通过审核的，新增（或变更）后的用电户号在零售合同次月及后续月份数据中自动更新；当月16日至下月15日前完成手续并通过审核的，新增（或变更）后的用电户号在零售合同次次月及后续月份数据中

自动更新。

8.3 售电公司须在每月20日前在电力交易平台确认后续月份零售合同关联的用电户号信息，作为售电公司批发交易限额计算、零售交易结算的依据，逾期自动确认。交易中心动态更新市场化用户名单（含用电户号），于每月22日前推送至电网企业。

8.4 零售用户在与售电公司协商一致，在套餐电能量价格、偏差考核标准等参数不变的前提下，可于当月规定时间内在零售交易平台提交后续月份的合同电量变更申请；套餐其他参数的调整周期参照执行。经对方确认后，零售套餐合同电量同步调整。如拒绝或未进行变更申请确认操作，零售套餐合同电量不变。

8.5 售电公司与零售用户如需同时调整零售合同电量与零售套餐参数时，应履行合同变更程序，具体如下：

双方协商一致，任一方通过零售交易平台维护新的套餐合同参数并形成合同变更协议，平台校验通过并确认后，推送至另一方。另一方核对无误后，在规定时间完成合同变更协议确认，确认后双方按变更后的零售套餐合同执行；如拒绝或未进行变更申请确认操作的，仍按原零售套餐合同执行。

8.6 零售合同签订、变更、解约等确认环节，原则上应通过电子营业执照、数字证书验证等方式进行电子签章，按规定进行身份认证，履行相关签章手续。

9. 零售市场结算

9.1 零售市场以月度为周期进行结算，按月出具结算依据。零售用户全部工商业用电量按照零售套餐合同电能量交易约定价格执行。偏差考核费用按照零售套餐合同偏差考核约定计算，未约定偏差考核的零售套餐合同不计算偏差考核费用。绿电环境价值费用、绿电环境价值偏差补偿费用按照零售套餐合同的绿电环境价值约定计算。日灵活调节费用按照日灵活调节约定的激励价格和认定的调节电量计算。零售用户因参与日灵活调节而产生的偏差考核费用，可与售电公司协商零售套餐中的偏差考核约定来进行灵活调整。

9.2 虚拟电厂各类聚合资源主体全部上下网电量按照聚合服务套餐合同电能量交易约定价格进行结算。偏差考核费用按照聚合服务套餐合同偏差考核约定计算，未约定偏差考核的聚合服务套餐合同不计算偏差考核费用。绿电环境价值费用、绿电环境价值偏差补偿费用按照聚合服务套餐合同的绿电环境价值约定计算。调节收益分享按照聚合服务套餐约定的分享方式计算。

9.3 与电力用户、聚合资源主体等相关的市场运营费按照次次月结算基础数据向全体电力用户、聚合资源主体分摊或返还，因电量差错调整等原因产生的市场运营费用的差费，按上述原则滚动向后续月份疏导。

9.4 省内售电公司、虚拟电厂及电力用户、聚合资源主体等参与省间、省内各类市场交易的结算，均须以电网企业提供的计

量（拟合）电量数据为依据开展。

9.5 若零售用户及各类聚合资源主体结算至各用电户号，则其总偏差考核费用、日灵活调节费用、调节收益分享等按照零售用户和各类资源主体对应类别的用电户号当月实际上下网电量比例分劈至各个用电户号。

9.6 零售市场结算流程

（一）结算准备。电网企业（含各配售电公司，以下同）应按结算最小时段和周期要求向交易中心推送参与市场交易的零售用户及各类聚合资源主体的电量数据。零售用户月度实际用电量与月度累计日用电量的差值按照现货日累计形成的分时曲线分解。

（二）结算依据编制。交易中心按结算周期要求进行量价清分，出具参与市场交易的零售用户、聚合资源主体、售电公司以及虚拟电厂等经营主体的结算依据。

（三）结算依据发布及确认。交易中心生成各经营主体的结算依据，结算依据的核对、异议处理和发布等按照《电力市场计量结算基本规则》有关要求执行。

（四）电费结算。电网企业根据交易中心发布的结算依据对各经营主体开展电费结算相关工作，相关要求按国家规定执行。

10. 零售市场服务管理

10.1 交易中心负责受理处置市场主体对零售市场相关意见

建议；负责指导售电公司、虚拟电厂开展一般性咨询服务，引导售电公司、虚拟电厂规范服务流程，提升服务水平。

10.2 售电公司、虚拟电厂应具备与售电规模相适应的客服代表，为零售用户、聚合资源主体提供一般性问题咨询、套餐价格咨询、适当性管理等售电服务，并接受交易中心的规范性管理。

10.3 规范售电公司、虚拟电厂参与零售市场行为。售电公司、虚拟电厂要以服务用户为核心，坚持自主经营、自担风险、自负盈亏，依法依规参与陕西电力市场竞争。不得以伪造虚假注册材料、冒用用户身份签约、用信息不对称诱导用户签约等方式侵害零售用户合法权益；不得以明显低于市场价格下限的超低价格抢占零售用户，以签订“阴阳合同”、线下返利等方式开展场外交易规避监管；不得以散布虚假信息、制造舆情等方式扰乱电力市场秩序；不得滥用交易权利或信息不对称等谋取非正常超额收益。

10.4 发售一体的售电公司、虚拟电厂要确保发电业务与售电业务在人员、财务、信息等方面的独立性，严禁利用“发售一体”关联关系操纵市场价格，进行不正当竞争。

10.5 适时在零售交易平台建立零售用户向售电公司、虚拟电厂打分机制。零售用户、聚合资源主体可围绕诚实守信度、零售套餐满意度、交易信息透明度、服务能力、专业实力五个方面对售电公司、虚拟电厂进行打分。

11. 信息披露

11.1 各市场成员应当遵循及时、准确、完整、易于使用的原则，按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）文件要求，披露电力市场信息，对其披露信息的真实性、准确性和及时性负责。对于违反信息披露有关规定的市场成员，纳入电力交易信用评价，国家能源局西北监管局可依法依规将其纳入失信管理，采取有关监管措施，并根据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

11.2 交易中心应当公平对待经营主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取或泄露私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息，交易中心可结合市场运行实际情况向有关经营主体发布市场风险提示信息。

11.3 零售市场需披露的公众信息:

（一）交易中心及时披露新增注册售电公司名单;

（二）售电公司、虚拟电厂注册后及时披露企业基本信息、关联信息、资产信息、从业人员信息、企业年报、零售套餐产品信息、重大经营信息及技术参数变更等;

（三）电力用户注册后及时披露用户基本信息、关联信息及重大经营类信息变更等。

11.4 零售市场需披露的公开信息:

（一）交易中心按月披露批发市场交易及结算总体情况，包括各类经营主体在批发市场的月度成交电量、成交均价，月度结算电量、结算均价。

（二）交易中心按月披露零售市场交易及结算总体情况，包括零售用户月度交易结算电量、价格情况，各类套餐交易结算情况等；按日披露发电上网电量及上网均价（分电源类型）；及时披露零售套餐关键参数等信息。

（三）交易中心按月披露各售电公司履约保障凭证缴纳、执行情况，结合资产总额确定的售电量规模限额；按月披露售电公司代理用户数量；经能源监管机构、政府主管部门认定后披露售电公司关联交易量价、异常经营信息。

（四）交易中心及时披露经能源监管机构或者地方政府电力管理部门认定的售电公司违规行为通报、市场干预情况。

（五）电网企业按月披露用户平均到户电价。

（六）新型主体（包括独立储能、虚拟电厂）注册后及时披露储能设备信息及主要技术参数。

（七）电力用户注册生效后及时披露用电类别、接入地市、变压器报装容量以及最大需量等信息，如有变化及时变更。

（八）按照国家政策要求披露的其他信息。

11.5 零售市场需披露的私有信息：

（一）用户可查看其用电量信息，包含每日分时用电数据；

（二）用户和售电公司可查看其已成交合同信息;

（三）售电公司可查看其月度结算信息;

（四）售电公司默认可查看与其签订合同用户在合同有效期内的用电信息，经用户授权后，售电公司可查看该授权期限内用户历史用电信息。

12. 市场监管和风险防控

12.1 陕西省发展和改革委员会会同陕西省市场监督管理局、国家能源局西北监管局建立电力零售市场监管机制，加强信息共享、线索移送、联合调查等方面的协调配合。国家能源局西北监管局会同陕西省发展和改革委员会负责售电公司参与电力批发市场的监管。对于零售市场中的违法违规行为，相关部门按照职责分工依法依规予以处置。

12.2 交易中心负责本细则的具体实施工作，根据陕西省发展和改革委员会和国家能源局西北监管局要求，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。

12.3 零售市场参数阈值确定

零售市场参数原则上由经营主体通过市场形成，为避免市场操纵、欺诈风险及不当竞争，应对关键参数设置合理阈值。交易中心结合零售市场实际运行情况提出零售市场参数阈值设置建议，相关阈值应经陕西省电力市场管理委员会审议通过，由陕西省发展和改革委员会、国家能源局西北监管局达成一致后依职能

审定同意确定（见附件）。

12.4 价格风险预警机制

交易中心应根据“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，加强对零售市场各类交易活动的风险防范和监测。对零售套餐签订的电能量价格和绿电环境价值超过预警值的，交易中心应在零售交易平台设置价格风险告知提醒，通过平台弹窗确认、短信提醒、上门告知等方式对签约零售用户进行提醒确认。

12.5 交易组织和结算中发生争议时，市场成员可自行协商解决；协商无法达成一致时，可提交陕西省发展和改革委员会及国家能源局西北监管局或者由政府主管部门统筹组织设立的调解机构申请协调调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

争议处理期间，不停止交易组织和结算的执行。但有下列情形之一的除外：（一）交易数据、结算依据存在明显错误，或者因系统故障、网络攻击、异常交易等情形，可能导致结算结果明显错误或者款项无法追回的，电力交易机构可以暂停或者暂缓结算争议部分，并及时报告陕西省发展和改革委员会和国家能源局西北监管局；（二）仲裁机构或者人民法院依法作出财产保全、中止执行等裁定的；（三）陕西省发展和改革委员会或者国家能源局西北监管局依法依规决定暂停交易、结算的；（四）其他法定情形。

市场结算体系不因争议结果自动调整已经完成的结算。经协商、协调达成一致，或者经仲裁、诉讼生效法律文书确定的权利义务和款项给付，由争议当事方按照协议或者生效法律文书履行；负有给付义务的一方不履行的，另一方可以依法申请仲裁或者向人民法院申请强制执行。

13. 附则

13.1 本细则由陕西省发展和改革委员会会同有关部门制定，由陕西省发展和改革委员会负责解释。

13.2 因国家及省内政策调整，使得本细则条款与最新政策规定不一致的，以及本细则未尽的事项，遵照国家及省内相关政策执行。

附件

陕西电力零售市场参数表

序号	参数	参数说明	暂定数值
1	$K_{占比}$	“批发均价+固定价格”组合模式中固定价格部分所占比例	≤40%
2	α	选择按照“零售用户结算参考价+当月批发购电加权均价×合理差价率α”确定零售套餐封顶价格	0≤α≤5%
3	U%	零售套餐允许偏差范围，即正（负）偏差电量占当月总合同电量（或合同分时电量）的比重	10%-20%
4	$P_{考核标准}$	零售套餐正（或负）偏差电量考核标准	0-15 元/兆瓦时
5	α 预警值	零售套餐合理差价率α高于一定水平进行价格预警	＞3%
6	固定 价格 预警值	“批发均价+固定价格”组合模式中（分时）固定价格超出一定水平进行价格预警	＞近 12 个已连续结算月份的实时市场分时出清加权均价的 140%
7	绿电环境价值预警值	绿电套餐中绿电环境价值超出一定水平进行价格预警	高于本年度所有售电公司已执行月份绿电环境价值均价的 1.3 倍（不含售电公司多年期交易，年度交易时按上一年度已执行月份平均水平计算）
8	V%	绿电环境价值补偿系数标准	25%
9	$K_{调节贡献，h}$	虚拟电厂调节贡献分享比例	＞50%
10	$R_{同比}$	同比增长率系数	1.5
11	$R_{环比}$	环比增长率系数	1.2

12	$G_{\text{市场份额上限}}$	同一实际控制人在本省售电业务规模上限占全省规模的比例	20%