

国家能源局西北监管局
青海省发展和改革委员会
青海省工业和信息化厅
青海省能源局

西北监能市场〔2021〕19号

国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会
青海省工业和信息化厅 青海省能源局
关于印发青海省电力中长期交易规则的通知

国网青海省电力公司，青海电力交易中心有限公司，青海省各有关发电企业、售电企业、电力用户：

为贯彻落实《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）及国家发展改革委、国家能源局《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）的要求，深化青海电力市场建设，进一步规范青海电力中长期交易行为，适应现阶段青海省电力中长期交易组织、实施、结算等方面的需要，我们在广泛听取各方意见的基础上对《青海省电力中长期交易规则（暂行）》（西北监能市场〔2017〕21号）进行了修订，现将修订后《青海省电力中长期交易规则》印发给你们，请遵照执行。



国家能源局西北监管局



青海省发展和改革委员会



青海省工业和信息化厅



青海省能源局

2021年9月1日

青海省电力中长期交易规则

第一章 总则

第一条 为规范青海省电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《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）及其配套文件、《国家发展改革委国家能源局关于印发电力中长期交易基本规则的通知》（发改能源规〔2020〕889号）和有关法律、法规规定，制定本规则。

第二条 本规则所称电力中长期交易指符合准入条件的发电企业、电力用户、售电公司、储能企业等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等日以上的电力批发交易。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本规则。

第三条 落实国家优先发购电制度，保障清洁能源发电、调节性电源发电优先上网，保障居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户用电。统筹推进全面放开经营性电力用户发用电计划工作，坚持规范有序稳妥的原则，坚持市场化方向完善价格形成机制。

第四条 电力中长期交易组织应坚持以下基本原则：

(一) 坚持市场化方向，在发电侧和用电侧引入市场竞争机制，公平开放电网，发挥市场在资源配置中的决定性作用；

(二) 坚持“安全第一”的方针，确保电力系统安全稳定运行和电力电量供需平衡；

(三) 坚持低碳环保、节能减排原则，落实可再生能源消纳要求，推动产业结构优化调整；

(四) 坚持积极稳妥、平稳推进的原则，兼顾各方利益，控制市场风险，促进可持续健康发展；

(五) 坚持依法合规、公平自愿原则，建立规范透明的交易机制，交易主体自愿参与、自主选择交易方式。

第五条 市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行。

第六条 国家能源局西北监管局和省政府电力管理部门根据职能依法履行青海省电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第七条 市场成员包括市场主体和市场运营机构。其中，市场主体包括各类发电企业、电网企业、售电公司（含独立售电公司和配售电公司）、电力用户和储能企业等；市场运营机构包括电力交易机构（指青海电力交易中心有限公司）和电力调度机构（指青海电力调度控制中心）。

第一节 权利与义务

第八条 发电企业的权利和义务：

- （一）按规定参与电力交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；
- （二）获得公平的输电服务和电网接入服务；
- （三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；
- （四）按电力企业信息披露和报送规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；
- （五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
- （六）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电力用户的权利和义务：

- （一）按规定参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及相关生产信息；
- （二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；
- （三）依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；
- （四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按电力调度机构要求安排用电；
- （五）遵守省政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，

执行有序用电管理，配合开展错避峰；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 售电公司的权利和义务：

（一）按规定参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

（二）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，定期公布公司年报；

（三）按规定向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 储能企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

(三) 签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

(四) 依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

(五) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电网企业的权利和义务：

(一) 保障电网及输配电设施的安全稳定运行；

(二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

(三) 建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

(四) 按电力企业信息披露和报送有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

(五) 按规定收取输配电费，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) 按政府定价或政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户（以下统称“非市场用户”）提供供电服务，签订供用电合同；

(七) 预测非市场用户的电力、电量需求等；

(八) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力交易机构的权利和义务:

(一) 参与拟定相应电力交易规则;

(二) 提供各类市场主体的注册服务;

(三) 按规则组织电力市场交易, 并负责交易合同的汇总管理;

(四) 提供电力交易结算依据及相关服务, 按规定收取交易服务费;

(五) 建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统(以下简称“电力交易平台”);

(六) 按电力企业信息披露和信息报送有关规定披露和发布信息, 提供信息发布平台, 为市场主体信息发布提供便利, 获得市场成员提供的支撑市场化交易及服务需求的数据等;

(七) 配合国家能源局西北监管局和省政府电力管理部门对市场规则进行分析评估, 提出修改建议;

(八) 监测和分析市场运行情况, 依法依规干预市场, 预防市场风险, 并于事后向国家能源局西北监管局和省政府电力管理部门及时报告;

(九) 对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查;

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力调度机构的权利和义务:

(一) 负责安全校核;

(二) 按调度规程实施电力调度, 负责系统实时平衡, 保障电网安全稳定运行;

(三) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据, 配合电力交易机构履行市场运营职能;

(四) 合理安排电网运行方式, 保障电力交易结果的执行(因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时, 由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任), 保障电力市场正常运行;

(五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息, 提供支撑市场化交易及市场服务所需的相关数据, 按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互;

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十五条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权, 可参与相应电力交易。

第十六条 市场准入基本条件:

(一) 发电企业

1. 依法取得发电项目核准或备案文件, 取得或豁免电力业务许可证(发电类), 满足系统安全稳定运行的技术标准要求, 符合并网运行管理规定;

2. 并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依

法依规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为市场主体参与电力市场化交易。

（二）电力用户

1. 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电合同（协议）；

2. 符合国家和地方产业政策及节能环保要求，不符合产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户原则上执行现有差别电价政策；

3. 经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。结合青海省电力供需和电力市场实际，针对全面放开经营性电力用户发用电计划设定一段时间的过渡期，按照电压等级、用电量逐步放开用户参与市场交易，具体按照省政府年度电力交易方案执行。中小用户可根据自身实际自主选择参与或不参与市场交易，对于符合准入条件但未选择参与直接交易或向售电企业购电的用户，由所在地供电企业提供保底服务并按政府定价购电。针对选择参与市场化交易但无法与发电企业及售电公司达成交易意向的中小用户，过渡期内执行原有购电方式，过渡期后执行其他市场化购电方式；

4. 鼓励新能源就地消纳，支持海西、海南地区新装（增容）用户与当地新能源企业开展电力直接交易；

5. 拥有燃煤自备电厂的用户应按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费；

6. 具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

(三) 售电公司

准入条件按照国家对售电公司准入与退出有关规定执行，拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）。

(四) 储能企业

1. 依法取得项目核准或备案文件，取得或豁免电力业务许可证(发电类)，满足系统安全稳定运行的技术标准要求，符合并网运行管理规定；

2. 具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

第十七条 参加批发交易的市场主体及参加零售交易的电力用户均实行市场注册。

第十八条 经营性电力用户全面放开参与市场化交易主要形式可以包括大用户直接参与批发交易、中小用户由售电公司代理参与交易等方式。原则上中小用户由售电公司代理参加市场化交易，中小用户需与售电公司签订代理购电合同，与电网企业签订供用电合同，明确有关权责义务。

第十九条 参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户通过批发或者零售交易购买电量，且不得同时参加批发交易和零售交易，同一自然年内电力用户的购电方式不得变更。年用电量在 1000 万千瓦时以下的电力用户，在一个交易周期内只

可自主选择一家售电公司代理参与市场交易；售电公司对所签约的电力用户在交易期内不得变更或解除。年用电量1000万千瓦时及以上的企业，可直接参与电力直接交易，或是在一个交易周期内，只能委托一家售电公司代理参与市场交易。

参加市场化交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件和规则选择参加批发或者零售交易。

第二十条 已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场。下述情况下，可办理正常退市手续：

1. 市场主体宣告破产，不再发电或用电；

2. 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

3. 因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家相关的发用电政策。售电公司退出条件按照国家对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司退出时，应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供保底供电服务。

第二十一条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，可进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等有关规定处理。

第二十二条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。无正当理由退市的市场主体，原则上原法人及其法人

代表三年内均不得再参与市场化交易。

第二十三条 无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价的 1.2-2 倍执行。

第二十四条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，不再按照政府目录电价结算。其中，参加批发交易的用户按照本规则进行偏差结算，参加零售交易的用户按照保底价格进行结算。

完成市场注册但未开展交易的电力用户，可执行政府目录电价。也可根据市场需要，探索公开招标确定售电公司提供零售服务等市场价格形成机制。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十五条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。

第二十六条 市场注册

(一) 市场注册基本原则

1. 市场主体参与电力市场化交易，应符合准入条件，在电力交易机构办理市场注册，按照有关规定履行承诺、公示、备案等相关手续，应保证注册提交材料的真实性、完整性；

2. 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电

户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等；参与批发交易的市场主体，应办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段；

3. 办理售电增项业务的发电企业，应分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册；

4. 当国家政策调整或者交易规则、电力交易平台发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续；

5. 发电企业、电力用户、配售电公司、储能企业在电力交易机构办理注册手续；售电公司根据交易需求自主选择一家电力交易机构办理注册手续，各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，按照青海省的准入条件和市场规则参与交易。电力交易机构根据市场主体注册情况向国家能源局西北监管局、省政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过政府指定网站和电力交易机构网站向社会公布。

（二）市场注册流程

1. 承诺：市场主体办理注册时，应按规定格式签署信用承诺书；

2. 注册：市场主体通过电力交易平台向电力交易机构提交注册资料。发电企业提交项目核准或备案文件、营业执照、电力业务许可证（发电类）、法人代表等信息资料；电力用户提交营业执照、法人代表、用电户号等资料；售电公司提交营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、售电范围等信息资料；

拥有配电网运营权的售电公司还需提供配电网电压等级、供电范围、电力业务许可证（供电类）等相关资料；储能企业提交项目核准或备案文件、营业执照、法人代表等信息资料；

3. 公示：完成交易平台注册后，电力交易机构通过电力交易平台、电力交易机构网站、“信用中国”等网站，将市场主体满足准入条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，售电公司公示期为 1 个月，发电企业和电力用户公示期为 7 天；

公示期满无异议的市场主体，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的市场主体纳入交易市场主体目录，实行动态管理并向社会公布；

公示期间存在异议的市场主体，注册暂不生效，暂不纳入交易市场主体目录。市场主体可自愿提交补充材料并申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，报请国家能源局西北监管局或省政府电力管理部门核查处理；

4. 备案：电力交易机构按月汇总市场主体注册情况，向国家能源局西北监管局、省政府电力管理部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过电力交易平台、电力交易机构网站、“信用中国”等相关网站向社会公布。

第二十七条 信息变更

（一）信息变更原则

1. 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公

示期满无异议的，电力交易机构向社会发布；

2. 电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在青海电力公司办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，青海电力公司需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

（二）信息变更分类

1. 信息变更包括一般信息变更与重大信息变更；

2. 重大信息包含以下内容：

公司股东、股权结构发生重大变化（第一大股东变化、股东持股数量发生超过三分之一比例的情况）；企业性质发生重大变化（独立售电公司变更为拥有配电网运营权售电公司或拥有配电网运营权售电公司变更为独立售电公司）；企业名称、法定代表人变化；营业执照经营范围变化；业务范围发生变化；结算账户发生变化；国家能源局西北监管局或省政府电力管理部门认定属重大信息变更的其他事项；

3. 重大信息之外的信息为一般信息。

（三）信息变更的流程

1. 市场主体发生一般信息变更后，应在5个工作日内向电力交易机构提交变更申请和变更支撑材料，电力交易机构应在5个工作日内完成完整性检验，确认无误后予以变更；

2. 市场主体发生重大信息变更，应在5个工作日内向电力

交易机构提交变更申请和变更支撑材料，并按照市场注册规定再次履行承诺、公示、备案等手续，重大信息变更公示期为 7 天。

第二十八条 市场注销

(一) 市场注销的基本原则

1. 退出市场的市场主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按要求进行公示，履行或处理完成交易合同有关事项后予以注销；

2. 需要退出市场的市场主体，应提前 30 个工作日向电力交易机构提出注销申请，按照要求进行公示、备案，申请退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

(二) 市场注销的基本流程

1. 申请：市场主体办理市场退出注销时，通过交易平台提交注销申请，电力交易机构在收到退出市场的申请后，对相关材料进行审核；

2. 公示：退出情况在电力交易平台、电力交易机构网站、“信用中国”等网站向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续；公示期间存在异议的市场主体，报请国家能源局西北监管局或省政府电力管理部门核查处；

3. 备案：电力交易机构按月汇总市场主体注销情况向国家能源局西北监管局、省政府电力管理部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过电力交易平台、电力交易机构网站、“信

用中国”等网站向社会公布。

第二十九条 零售用户与售电公司业务关系确定

(一) 业务关系确定原则

1. 售电公司在参与电力直接交易前 10 个工作日，须完成与零售电力用户的委托代理交易协议的签约，双方已建立代理参加市场交易的协议关系，并已向电力交易机构和电网企业提交所有委托代理交易协议及有关材料，完成协议登记、关系绑定和备案手续；

2. 售电公司与零售电力用户关系绑定申请，由市场主体提前 10 个工作日向电力交易机构提交申请并说明情况，由电力交易机构通过电力交易平台进行业务关系确定。主要内容包括直接交易用户与零售用户转换、绑定新注册零售用户、售电公司与零售用户代理关系续签、零售用户信息变更、售电公司与零售用户绑定关系解除。

(二) 业务关系确定流程

1. 申请：零售用户与售电公司绑定业务关系时，售电公司应提前 10 个工作日通过交易平台提交申请，电力交易机构在收到申请后，在 3 个工作日内对相关材料进行审核；

2. 公示：零售用户与售电公司业务关系情况在电力交易平台、电力交易机构网站、“信用中国”等网站向社会公示 5 个工作日；

公示期满无异议的，业务关系确立；公示期间存在异议的市场主体，业务关系暂不生效；

3. 备案：电力交易机构按月汇总售电公司与零售用户业务关系情况，向国家能源局西北监管局、省政府电力管理部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过电力交易平台、电力交易机构网站、“信用中国”等网站向社会公布。

第四章 交易品种和交易方式

第三十条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量和可再生能源责任权重超额消纳量等交易。探索建立辅助服务补偿机制，促进源网荷储共同协调发展。

（一）发电权交易（也称替代发电交易）是指符合准入条件的发电机组、发电企业之间，进行合同电量转让或优化的市场交易行为。发电权交易可分为关停机组电量转让交易和在役机组合同电量转让或优化交易。关停机组电量转让交易是指已关停火电机组将保留期发电量指标转让给在役机组代发的发电权交易。在役机组合同电量转让或优化交易是指在役机组将已获得的合同电量转让给其他在役机组代发的发电权交易。原则上由清洁、高效机组替代低效机组发电；火电机组中保障安全电量、调峰调频电量以及供热机组以热定电等电量不参与发电权交易；

（二）合同转让交易是指对市场主体将已经拥有的合同电量全部或部分转让给其他市场主体的行为，主要是向具有同类

功能的市场主体转让合同的权利与义务，主要包括优先发电合同、基数电量合同、直接交易合同等转让交易；直接交易合同只能在符合市场准入条件的发电企业、用户、售电企业之间进行转让交易，转让交易不得对市场其他交易主体的利益造成损失，不得违反节能减排的原则，并经电力调度机构安全校核；

（三）可再生能源责任权重超额消纳量交易是指承担可再生能源电力消纳责任权重的市场主体通过市场化交易方式，对可再生能源超额消纳量的出让和受让；

（四）输电权交易是指以市场方式获得允许输送一定容量的权利，赋予其所有者使用相应输电容量的权利或取得与其相关经济利益的权力，具有锁定输电费用或保证电力传输的功能；

（五）容量交易是指以系统发电容量为标的，以市场化方式保障电力系统容量的充裕度、可靠性和以系统灵活调节资源容量（发电机组或需求响应负荷）为标的，以市场化方式保障系统灵活调节资源的充裕度和可调节性。

第三十一条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年）电量交易（以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量交易。

第三十二条 电能量交易包括双边协商交易和集中交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂

牌交易三种形式。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量、电价，形成双边协商交易意向后提交电力交易平台，经安全校核和相关方确认后形成交易结果；

（二）集中竞价交易指电力交易机构组织市场主体通过电力交易平台申报电量、电价等信息，按照市场规则进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，形成最终成交结果。集中竞价交易采取购方（用电方、受让方）、售方（发电方、出让方）双向申报的方式；

（三）滚动撮合交易指电力交易机构组织市场主体通过电力交易平台在规定的交易起止时间内，随时提交购电或者售电量信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。经电力调度机构安全校核后，形成最终成交结果。滚动撮合交易采取购方（用电方、受让方）、售方（发电方、出让方）双向申报的方式；

（四）挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合要求的另一方提出接受该要约的申请，按照提交时间优先或等比例原则形成预成交结果，经安全校核和相关方确认后形成最终交易结果。

第三十三条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易可连续或定期开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易定期开市。双边合同在双边交易申报截止时间前均可

提交或者修改。

第三十四条 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。

为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

除电网安全约束外，为保证发用电特性相一致，市场主体购入或者售出电能量原则上应向同行业企业或同类型电源交易。市场主体购、售电量交易，不得影响电网安全及市场公平

第三十五条 探索建立容量补偿机制，在省内发电企业之间利用跨区跨省外送电等市场交易收益，对上网电价超出省内平均购电价格的火电、水电企业进行容量补偿。

第五章 价格机制

第三十六条 除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

电能量市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第三十七条 因电网安全约束必须开启的火电机组，约束上

电量超出其合同电量（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）的部分，优先参与市场交易确定价格。

第三十八条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。辅助服务费用收取标准由省政府价格主管部门确定。

第三十九条 双边交易价格按照双方合同约定执行。集中竞价交易采用统一边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易按照高低匹配法，采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易按照挂牌价格结算。

第四十条 集中交易采用统一边际出清或者高低匹配价格形成机制。交易申报按照“申报价格优先、节能环保优先”的原则进行排序，如果以上条件均相同，按照申报电量等比例原则分配成交电量。

（一）统一边际出清法

1. 购、售双方报价按照电厂侧上网电价（或出让价格）进行申报；

2. 购电方报价由高到低排序形成购方申报曲线，价格相同时按照节能环保指标排序，当以上条件均相同时，按其申报电量的比例分配成交电量；

3. 售电方报价由低到高排序形成售方申报曲线，价格相同时按照节能环保指标排序，当以上条件均相同时，按其申报电

量的比例分配成交电量；

4. 所有成交电量均采用统一边际价格进行出清：

(1) 当购方申报曲线与售方申报曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格；报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交；如果等于边际出清价格的购电方申报电量与售电方申报电量不相等，按照较小的申报电量成交；

(2) 当购方申报曲线与售方申报曲线没有交叉，且买方报价始终大于卖方报价时，成交总电量为购电方与售电方申报总电量的较小者，边际出清价格为成交电量中最低的购电方报价与最高的售电方报价的算术平均值；

(3) 当购方申报曲线与售方申报曲线没有交点，且购电方报价始终小于售电方报价时，没有成交电量；

5. 根据市场交易主体的出清计算优先顺序将成交的购电主体与售电主体进行配对，确定直接交易合同的购电方、售电方、成交电量、执行时间等要素，即将排序第一的购电方与排序第一的售电方配对，以此类推；如果采用购电售电电量解耦结算，则不需要对购电主体与售电主体进行配对；

6. 计算购电方实际购电价格：

电力用户(售电公司)实际购电价格=边际出清价格+对应的输配电价(含线损)+对应的政府性基金及附加+辅助服务费

合同转让交易受让价格=边际出清价格

7. 计算售电方的实际售电价格：

发电企业实际售电价格=边际出清价格

合同转让交易出让价格=边际出清价格

(二) 高低匹配法

1. 购、售双方按照电厂侧上网电价（或出让价格）进行申报；

2. 根据购方报价和售方报价，先将最高的购买价与最低的售出价进行比较，若购买价高于或等于售出价则匹配成交，成交价格为配对双方报价的算术平均值，成交电量为买方与卖方申报电量的较小值，由此确定交易对象、成交电量、执行时间等合同要素；再在剩余未匹配的买卖申报中，按以上同样的方法进行交易匹配，直到所有申报购电量（或售电量）均已成交或最高购方报价低于最低售方报价为止；

3. 对于报价相同的购电申报和报价相同的售电申报，按照以下原则确定成交优先顺序：

(1) 节能环保指标优者优先成交；

(2) 当以上条件均相同时，按其申报电量的比例分配成交电量。

4. 计算购电方的实际购电价格：

电力用户（售电公司）实际购电价格 = 成交价格 + 对应的输配电价（含交叉补贴及线损）+ 对应的政府性基金及附加 + 辅助服务费用

合同转让交易受让价格=成交价格

5. 计算售电方的实际售电价格：

发电企业实际售电价格=成交价格

合同转让交易出让价格=成交价格

第四十一条 参与直接交易的两部制电价用户，基本电价按对应的电价标准执行。执行峰谷分时电价的电力用户，在参加市场化交易后继续执行峰谷分时电价，直接交易购电价作为平段电价，峰、谷电价按现有峰平谷比价计算。探索中长期带曲线交易，形成分时交易价格，相关电力用户不再执行政府核定的峰谷分时电价，按分时交易价格结算。

第四十二条 除国家明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价、滚动撮合交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可对报价或者结算价格设置上、下限。价格上、下限原则上由电力市场管理委员会提出，经国家能源局派出机构和政府有关部门审定。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第四十三条 省内电量需求预测综合考虑全省经济社会发展形势、经济结构、政策调整、电能消费增长、新增用电负荷等因素，采用电力弹性系数法、年平均增长率法或用电单耗法等进行多维度预测，综合测算合理确定。

第四十四条 省政府电力管理部门原则上每年11月底前确定并下达跨区跨省优先发电计划、省内优先发电计划和基数电

量。

第四十五条 省内直接交易电量规模，原则上根据国家有序放开发用电计划实施意见，按照市场准入电力用户与发电企业交易电量需求等预测确定，具体依据省电力管理部门有关文件执行。

第四十六条 市场主体通过年度（多年）、季度、月度和月内（多日）等交易满足发用电需求，按年度、季度、月度定期开市，并向月内延伸，促进供需平衡。

第四十七条 省间交易先于省内交易开展，其结果作为省内交易的边界条件。在省间交易开展前，预先进行省内电力电量供需平衡测算，在保证省内电力电量供需平衡的基础上，申报省间外送或外购交易电量。

第四十八条 符合市场准入条件的各类机组包括优先发电（保量竞价）机组均可参与市场化交易。

第四十九条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告提前至少1个工作日发布；对于不定期开市的交易，提前5个工作日发布。交易公告发布内容包括：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间；

（二）交易出清方式；

（三）价格形成机制；

（四）关键输电通道可用输电容量情况。

第五十条 交易的限定条件事前在交易公告中明确，原则上

在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的由电力交易机构公开说明原因。

第五十一条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第五十二条 对于签订市场化交易合同的机组，分配基数电量时不再进行容量剔除。

第五十三条 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易前，应向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第二节 年度（多年）交易

第五十四条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的电量（或者年度分时电力电量）。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第五十五条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第五十六条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供

的关键通道年度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第五十七条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则进行削减和调整。

第五十八条 市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第三节 月度交易

第五十九条 月度交易的标的物为次月(多月)电量(或者月度分时电力电量)，月度交易可通过双边协商或者集中交易等方式开展。

第六十条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第六十一条 采用集中交易方式开展月度交易时，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第六十二条 月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则进行削减和调整。

第六十三条 市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第六十四条 电力交易机构根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四节 月内（多日）交易

第六十五条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电力电量），月内交易通过双边或集中交易方式开展。

第六十六条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月内（多日）交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内（多日）可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第六十七条 月内集中交易中，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成

集中交易预成交结果。

第六十八条 电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在1个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。

第六十九条 市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

第七十条 月内交易结束后，电力交易结构应根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第五节 偏差处理机制

第七十一条 鼓励市场主体通过月内（多日）交易或合同转让交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

第七十二条 允许发用双方在协商一致的前提下，可在月度合同执行一周前进行调整，调整需求通过交易平台上报电力交易机构，经安全校核后，作为合同电量调整、月度发电安排和月度交易电量结算的依据。

第七十三条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，可采用中长期合同电量滚动调整偏差处理机制。

第七十四条 中长期合同电量滚动调整偏差处理机制可采用发电侧合同电量（年度合同、季度合同）按月滚动调整，用户侧合同电量主要采用月结月清，也可以按月滚动调整。合同原则上按照月度分解、滚动调整，在保证合同总量不变的前提下，年度合同年度滚动、季度合同季度滚动；月度合同月度清

算、月内多日合同按日清算。

电力市场交易双方根据年度（季度）交易合同，在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，应于每月 15 日前对年度（季度）交易合同中次月分解计划提出调整要求，通过交易平台上报电力交易机构，经安全校核后，作为合同电量调整、月度发电安排和月度交易电量结算的依据。

第七十五条 交易机构按照“月结月清”的处理原则，按月开展偏差电量的认定与考核。多个交易合同出现偏差电量时，累计进行偏差计算。

第七章 安全校核

第七十六条 电力调度机构负责省内各种交易、配合开展省间各种交易的安全校核工作。安全校核的主要内容包括但不限于：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。

第七十七条 电力调度机构应及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

第七十八条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，电力调度机构根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

其中，对于年度交易，应在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于关键通道输电限额的 80% 下达交易限额。

对于月度交易，应在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照不低于关键通道输电限额的 90% 下达交易限额；发电设备利用率应结合调峰调频需求制定，并向市场主体公开设备利用率。

对于月内的交易，参考月度交易的限额制定方法，按照不低于关键通道输电限额的 95% 下达交易限额。

第七十九条 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易，按时间优先、等比例原则进行削减；对于集中交易，按价格优先原则进行削减，价格相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。对于约定电力交易曲线的，最后进行削减。

执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳调整中长期交易计划后，应详细记录原因并向市场主体说明。

第八十条 安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通

过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第八十一条 各市场主体应根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。购售电合同中应明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

第八十二条 购售电合同原则上应采用电子合同签订，电力交易平台应满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第八十三条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场主体可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第二节 优先发电合同

第八十四条 对于省内优先发电计划，结合电网安全、供需形势、电源结构、保障优先购电用户用电需求、稳定交叉补贴和跨区跨省的政府间协议电量规模等因素，科学安排优先发电电量。省内优先发电电量，采用“保量保价”和“保量竞价”

相结合的方式，促进优先发电电量参与市场交易。

第八十五条 对于“保量保价”优先发电电量，由发电企业和电网企业签订厂网间优先发电合同，约定年度电量规模以及分月计划，执行政府定价。对于“保量竞价”优先发电电量，优先通过中长期交易满足保量需求，签订直接交易合同，约定交易周期内电量规模以及分月计划、交易价格等。

年度交易开始前仍未确定“保量保价”优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第八十六条 根据非市场用户年度用电预测情况，扣除各环节优先发电电量后，可安排年度基数电量在燃煤等发电企业中进行分配。

第八十七条 优先发电电量和基数电量的分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认。偏差电量可执行合同滚动调整处理机制。

第三节 合同执行

第八十八条 电力交易机构汇总省内市场主体参与的各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同、跨区跨省交易合同），形成省内发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。电力调度机构根据经安全校核后的月度（含调整后的）发电计划以及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

第八十九条 年度（季度）合同的执行周期内，每月15日前，在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行

的基础上，允许通过电力交易平台调整次月及后续各月的合同分月计划（合同总量不变），调整后的计划需通过电力调度机构安全校核。

第九十条 全部合同约定交易曲线的，按照合同约定曲线形成次日发电计划；部分合同约定交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要，安排无交易曲线部分的发电曲线，与约定交易曲线的市场化交易合同共同形成次日发电计划。

第九十一条 电力交易机构按月跟踪和公布月度（含多日交易调整后的）发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第九十二条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向国家能源局西北监管局、省政府电力管理部门报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十三条 市场主体应根据市场运行需要，安装符合国家技术规范的计量装置和电量采集装置；电网企业为市场主体安装符合技术规范的计量装置提供技术服务；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应

的变(线)损。

第九十四条 同一计量点应安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第九十五条 计量周期和抄表时间应保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第九十六条 电网企业应根据电力市场结算要求定期抄录发电企业(机组)上网电量和电力用户用电量数据，并通过电量采集系统向电力交易平台及时传送准确可靠的每15分钟及小时、日、月等多周期的发用电量数据，电网企业应保证定期抄录的发用电量数据和采集系统传递的发用电量数据准确一致。

对计量数据存在疑义或纠纷时，由具有相应资质的电能计量检测机构核查、确认并出具报告，由电网企业组织相关市场主体协商解决。

第九十七条 电网企业应及时向电力交易机构提供市场主体计量装置更换、采集装置升级、电流/电压互感器变比变更、表计名称变更等信息，保证发用电计量数据采集准确、连续、可靠。

第九十八条 新建发电机组应在其计量点处规范安装独立的计量装置。对于多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例计算

各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次或多个发电企业共用计量点的机组，各发电项目需分别结算时，应在各发电项目或机组计量点分别安装符合结算要求的计量装置，通过每个项目的实际发电量按比例计算各自上网电量，也可按照额定容量比例计算各自上网电量。

第九十九条 处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第二节 结 算

第一百条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体根据相关规则进行电费结算。其中，跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构(北京电力交易中心)向青海电力交易机构出具结算依据；青海电力交易机构向省内市场主体出具结算依据。

第一百零一条 电网企业(含配售电企业)之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第一百零二条 电力交易机构负责出具电费结算依据，发电企业和售电公司按照电力交易机构出具的结算依据，与电网企业进行结算；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险。

第一百零三条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，

上述费用均由电网企业根据国家以及青海省有关规定进行结算。

第一百零四条 交易结算顺序为“先省间合同、后省内合同；先中长期合同、后短期合同；先优先发电合同，后市场交易合同”。

第一百零五条 电力交易机构向市场主体提供的结算依据包括但不限于以下内容：

（一）实际结算电量、电价和电费；

（二）各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；

（三）偏差电量、电价和电费等信息；

（四）分摊或返还的市场交易不平衡资金差额或者盈余等信息；

（五）新机组调试电量、电价、电费；

（六）接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第一百零六条 市场交易主体因偏差电量等原因引起的发电侧偏差电费考核资金和市场交易不平衡资金，由电力交易机构清算并在电费结算依据中单项列示。电力交易机构将电力用户侧偏差考核费用、发电侧偏差考核费用及市场交易不平衡资金，按照当月上网电量或者用电量占比分摊或者返还给所有市场交易主体，月结月清。

第一百零七条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算。未开展多日交易前，按月清算、结账；开展多日交易后，按照

交易周期清算，按月结账。

第一百零八条 偏差电量按照以下原则结算：

（一）发电企业偏差电量指发电企业因自身原因引起的超发或者少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用；

偏差电量=发电企业实际上网电量-（各类交易合同售出电量-各类交易合同购入电量）

超发电量结算价格=同类型机组月度内交易最低成交价（或者统一出清价） $\times K1$ 。 $K1$ 为发电侧超发电量惩罚系数， $K1 \leq 1$ 。水电、火电发电企业偏差电量占合同电量比例5%以内部分不考核（超发电量结算价格执行合同价格），超出5%部分， $K1=0.9$ ，超发电量结算价格按上述公式计算；新能源发电企业偏差电量占合同电量比例10%以内部分不考核（超发电量结算价格执行合同价格），超出10%部分， $K1=0.9$ ，超发电量结算价格按上述公式计算；

少发电量结算价格=同类型机组月度内交易最高成交价（或者统一出清价） $\times K2$ 。 $K2$ 为发电侧少发电量惩罚系数， $K2 \geq 1$ 。水电、火电发电企业偏差电量占合同电量比例5%以内部分不考核（少发电量结算价格执行合同价格），超出5%部分， $K2=1.1$ ，少发电量结算价格按上述公式计算；当新能源发电企业偏差电量占合同电量比例10%以内部分不考核（少发电量结算价格执行合同价格），超出10%部分， $K2=1.1$ ，少发电量结算价格按上述公式计算。

(二) 参与市场交易的批发电力用户(售电公司)偏差电量是指因自身原因引起的超用电量和少用电量,超用电量支付购电费用,少用电量获得售电收入;

用户偏差电量=用户实际用电量-(各类交易合同购入电量-各类交易合同售出电量)或用户偏差电量=用户实际用电量-用户计划用电量。售电公司实际用电量为所有签约用户月度实际用电量之和;

超用电量结算价格=同行业用户月度内交易最高用电价格(或者统一出清价) $\times U1$ 。 $U1$ 为用电侧超用电量惩罚系数, $U1 \geq 1$ 。偏差电量占合同电量比例5%以内部分不考核(超用电量结算价格执行合同价格),超出5%部分, $U1=1.1$,超用电量结算价格按上述公式计算;

少用电量结算价格=同行业用户月度内交易最低用电价格(或者统一出清价) $\times U2$ 。 $U2$ 为用电侧少用电量惩罚系数, $U2 \leq 1$ 。偏差电量占合同电量比例5%以内部分不考核(少用电量结算价格执行合同价格),超出5%部分, $U2=0.9$,少用电量结算价格按上述公式计算。

(三) 偏差电量考核费用=|偏差考核电量 \times (合同价格-偏差电量结算价格)|

第一百零九条 电力用户拥有储能,或者电力用户参加特定时段的需求侧响应,由此产生的偏差电量,由电力用户自行承担。

第一百一十条 拥有配网运营权的售电公司,与省级电网企

业进行电费结算，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百一十一条 电力调度机构应对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。对于电力调度机构为保障电网安全运行和清洁能源消纳对发电机组的运行方式进行调整而产生的偏差电量，相关发电企业免于承担违约责任，由此造成的发电企业未完成或超出合同电量滚动调整执行。对于不服从调度命令，机组擅自增发或减发的电量视为偏差电量，应纳入考核范畴。

因受黄委调令导致月内龙羊峡水库出库变化的情况，黄河梯级电站可依据黄委调令提报免考核申请。

第一百一十二条 风电、光伏发电企业的电费结算，“保量保价”电量按照政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。“保量竞价”电量通过市场交易方式消纳和结算。

第一百一十三条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照国家可再生能源补贴管理相关规定执行。

第十章 信息披露

第一百一十四条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向

特定的市场主体披露的信息。

第一百一十五条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费以及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交量、价格情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况等；

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第一百一十六条 市场公开信息包括但不限于：

（一）市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

（二）发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

（三）电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

(四) 市场交易类信息, 包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况, 非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解, 各类交易的总成交电量和成交均价, 安全校核结果以及原因等;

(五) 交易执行信息, 包括交易计划执行总体情况, 计划执行调整以及原因, 市场干预情况等;

(六) 结算类信息, 包括合同结算总体完成情况, 差额资金每月的盈亏和分摊情况;

(七) 其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百一十七条 市场私有信息主要包括:

(一) 发电机组的机组特性参数、性能指标, 电力用户用电特性参数和指标;

(二) 各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息;

(三) 各市场主体的各类市场化交易的成交电量以及成交价格等信息;

(四) 各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百一十八条 市场成员应遵循及时、真实、准确、完整、易于使用的原则, 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可依法依规纳入失信管理, 问题严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百一十九条 电力交易机构、电力调度机构应公平对待

市场主体，无歧视披露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。

第一百二十条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会以及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构应及时向电力交易机构提供市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等支持市场化交易开展所需的数据和信息。同时市场主体应及时向电力调度机构提供支持市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百二十一条 市场信息披露可以按照信息分类通过社交媒体、电力交易平台系统、电力交易机构网站等方式进行。披露渠道应保证信息的安全有效发布。

电力交易机构负责建设、管理和维护电力交易平台系统、电力交易机构网站，为其他市场成员通过电力交易平台系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力交易平台、电力交易机构网站安全等级按照国家信息安全三级等级防护要求设防。

第一百二十二条 市场主体如对披露的相关信息有异议或者疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。

第一百二十三条 国家能源局西北监管局、省政府电力管理

部门对信息提供和披露情况监督实施。

第十一章 市场监管和风险防范

第一百二十四条 国家能源局西北监管局负责建立健全交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百二十五条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防范等职责。根据国家和青海省的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防范措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向国家能源局西北监管局、省政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

第一百二十六条 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局西北监管局、省政府电力管理部门调解处理，也可提交当地仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第一节 市场违规行为处理

第一百二十七条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由国家能源局西北监管局会同省政府电力管理部门查处。

(一) 提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入或注

册资格;

- (二) 滥用市场力, 恶意串通、操纵市场;
- (三) 不按时结算, 侵害其他市场交易主体利益;
- (四) 市场运营机构对市场交易主体有歧视行为;
- (五) 提供虚假信息或违规发布信息;
- (六) 违反调度纪律的行为;
- (七) 其他严重违反市场规则的行为。

第一百二十八条 对于市场成员的违规行为, 国家能源局西北监管局会同省政府电力管理部门按照相关法律法规进行处罚, 同时可采取降低企业信用等级、取消市场准入资格, 强制退出市场、将企业列入违约失信联合惩戒“黑名单”等处罚措施。

第二节 市场干预

第一百二十九条 当出现以下情况时, 电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施:

- (一) 电力市场未按照细则运行和管理, 出现重大问题的;
- (二) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为, 并严重影响交易结果的;
- (三) 电力交易市场支持系统发生重大故障, 导致交易长时间无法进行的;
- (四) 因不可抗力市场交易不能正常开展的;
- (五) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的;
- (六) 国家能源局西北监管局和省政府电力管理部门作出

暂停市场交易决定的；

(七) 电力市场发生其他严重异常情况的。

第一百三十条 市场干预手段包括但不限于窗口指导、发布临时条款、设置交易价格上下限、暂停市场交易等。

市场干预期间，电力交易机构、电力调度机构应详细记录市场干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报国家能源局西北监管局和省政府电力管理部门备案。

第一百三十一条 当发生供需严重失衡、重大自然灾害、突发事件时，政府有关部门可依法宣布进入应急状态或紧急状态，暂停市场交易，全部或部分免除市场交易主体的违约责任。

第一百三十二条 市场秩序满足正常交易时，电力交易机构应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

第十二章 附 则

第一百三十三条 本规则根据市场运营适宜性情况，结合青海省电力市场发展实际，参考市场主体反馈意见建议，由国家能源局西北监管局会同青海省发展改革委、省工业和信息化厅、省能源局适时组织进行修订。

第一百三十四条 本规则由国家能源局西北监管局和省政府电力管理部门负责解释。

第一百三十五条 本规则自正式颁布之日起实施，有效期 5 年。

国家能源局西北监管局综合处

2021年9月16日印发

