

青海电力现货市场 第三次结算试运行工作方案

为深入贯彻落实《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）文件精神，加快推进青海电力现货市场建设与全国统一电力市场体系接轨，结合青海新能源消纳需求与电力系统运行特点，现制定本工作方案。本方案旨在巩固前期结算试运行成果，保障现货市场平稳有序运行，更好发挥市场在电力资源优化配置中的作用，为构建适应新型电力系统的现货市场提供实践路径。

一、工作目标

- (1) 进一步检验评估市场交易规则和关键机制的有效性、合理性；
- (2) 检验电力交易平台和现货支持系统的稳定性、可靠性和适用性；
- (3) 检验市场出清边界数据的完整性、合理性和时效性，检验现货电能市场出清计算逻辑的正确性和合理性；
- (4) 检验市场化调度生产组织流程的适用性和市场化电力电量平衡机制的有效性，检验电网企业调度运行人员的市场化应急处置能力；
- (5) 检验市场各类结算科目计算方式、资金规模的合理性；
- (6) 进一步提升市场主体参与市场意识和规则的理解程度，为开展长周期结算试运行奠定基础。

二、工作计划

1. 交易品种

本次结算试运行电能量市场开展中长期交易，现货日前、实时交易。未参与现货结算的储能电站按现有模式参与调峰辅助服务市场，火电调峰交易与现货交易融合。

2. 运作模式

本次结算试运行包含现货电能量市场的交易组织、交易申报、交易出清、结果发布、实际调电控制和实际结算等全流程。

3. 时间安排

本次结算试运行时间为 2025 年 7 月 16 日至 29 日（2025 年 7 月 15 日至 28 日分别组织 7 月 16 至 29 日的日前现货交易），7 月 16 至 29 日开展调电及实际结算。

4. 参与范围

发电侧：青海省内参与中长期交易的统调燃煤火电机组、集中式新能源场站（扶贫、特许经营权、存量光热发电项目、分布式/分散式项目、直流配套电源及光伏应用领跑者除外）。

用户侧：青海省内参与中长期交易的电力批发用户、售电公司。

储能：满足现货市场计量条件的独立储能电站。

具体参与本次结算的市场主体名单详见附件 1。

三、组织流程

（一）组织方式

1. 中长期交易

采用“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的交易模式，中长期交易结果不作为发电机组调度执行依

据。中长期交易组织按照现有机制开展，由电力交易平台依据发用双方已签订的 24 时段合约电量采用均分方式自动分解形成中长期 96 点合约曲线，分解时电厂中长期合约曲线按照合约周期日均分，按机组额定容量比例分解到机组，作为中长期结算依据。目前，经营主体可通过中长期合同转让交易调整曲线，以双方确认的 D-2 日（D 为执行日）交易数据作为调整依据。

2. 现货交易采取“发电侧报量报价、用户侧不报量不报价”的模式组织日前电能量市场交易。

日前电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式组织开展。发电机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息，调度机构综合日前机组运行边界、日前电网运行边界条件等约束条件，以全网发电成本最小化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时电价。

实时现货电能量市场，电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，综合考虑超短期负荷预测、新能源超短期功率预测、最新联络线计划等边界条件，在日前调度计划确定的开机组合基础上，以全网发电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

（二）交易申报

竞价日（D-1）交易申报截止时间前，参与现货电能量市场交易的市

场主体需通过新一代交易平台完成运行日（D）的信息申报工作。若未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

发电侧市场主体按照市场运营机构要求完成机组运行参数的申报和核查，确保相关参数的完整性和正确性，机组运行参数见附件 2。

1. 申报信息

火电机组采用“报量报价”方式进行申报，申报信息为机组启动费用（元/次）和电能量报价（元/MWh）。

新能源场站采用“报量报价”方式进行申报，申报信息为运行日 96 点发电预测曲线（现有申报方式不变）、电能量报价。若场站未上报预测数据，则采用主站预测数据进行替代，若主站、场站均无预测数据，则认为预测数据为 0。

储能电站按自然月自愿选择以报量不报价或报量报价的方式参与现货电能量市场。报量报价储能电站申报信息为电能量报价（元/MWh）、最大充电功率、最大放电功率、最大、最小允许 SOC 值。若迟报、漏报或不报，最大、采用缺省参数。报量不报价储能电站作为发电和用电的结合体，自主决策申报充放电曲线，存储电量状态 SOC 等。

2. 申报要求

（1）火电机组启动费用的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组在日前电能量市场中申报的冷/温/热态启动费用不能超过启动费用限价区间。

（2）电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点

(MW) 以及该区间报价 (元/MWh)，电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。需满足以下要求：

1) 对于火电机组，第一个报价段出力起点为机组的最小可调出力，由机组自行决定最小可调出力且不得高于最小技术出力，最后一个报价段出力终点为额定有功功率；对于新能源场站，第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率。

2) 对于报量报价储能电站，第一段出力区间起点为最大充电功率，最后一段出力区间终点为最大放电功率，出力区间不得跨越充电、放电功率。

3) 每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段。

4) 报价曲线必须随出力增加单调非递减。

5) 对于火电机组，每个报价段出力跨度不能低于机组额定有功功率与最小可调出力之差的 10%；对于新能源场站，每个报价段出力跨度不能低于装机额定有功功率的 10%；对于报量报价储能电站，每段报价段的长度不得小于最大充电功率和最小放电功率之差的 10%。

2025 年 7 月 14 日前各市场经营主体完成缺省参数申报。

3. 申报数据审核

市场主体申报信息、数据应满足申报要求，由青海电力交易平台进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交，直至符合申报要求。

(三) 市场力监测

本次试运行市场力监测设置事前监管机制。

日前电能量市场出清前，计算市场供需比和价格情况，初步判断市场内是否存在操纵市场力的行为。当发电主体市场出清均价小于等于事前监测参考价格时，该发电主体被认定通过事前监管；当发电主体市场出清均价大于事前监测参考价格时，该发电主体被认定不通过事前监管。随后逐时段计算各发电主体的剩余供给指数，若某时段发电主体剩余供给指数低于限定值，则计算该发电主体的受管制容量，并对受管制容量的报价高于事前替换价格的用事前替换价格进行替换，并保持对参考价格的动态更新。事前监管机制的具体实施步骤如下：

(1)计算事前监管参考价格：

当日前市场出清后，供需比范围内若各类型发电机组的节点电价按照市场出清电量加权计算的相应发电类型的市场平均电价高于对应的事前监测参考价格，则各发电主体进入报价替换环节，暂定标准如表 1 所示，供需比范围及对应事前监测参考价格由政府相关部门进行明确，后续进行调整。

表 1 市场供需比及触发市场力事前监测参考价格

现货市场供需比	现货市场供需比 ≥ 1.5	$1.1 \leq$ 现货市场供需比 < 1.5
事前监测参考价格	200 元/兆瓦时	420 元/兆瓦时

根据电源类型划分同类型主体，火电考虑装机容量划分。

(2) 计算每个发电主体剩余供给指数 $RSI_{j,t}$ ：

$$RSI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^N Q_{i,t} - Q_{j,t}}{D_t}$$

其中， $RSI_{j,t}$ 为第 j 个发电主体的剩余供给指数；N 为开机发电主体数量； $Q_{i,t}$ 为 t 时刻第 i 个开机发电主体的可发电容量； $Q_{j,t}$ 为 t 时刻第 j 个开

机发电主体的可发电容量之和； D_t 为 t 时刻总需求。

对于任一发电主体 i ，若 $RSI_{i,t} < RSI_0$ ，则发电主体 i 的剩余供给指数超标；反之，若 $RSI_{i,t} \geq RSI_0$ ，则发电主体 i 的剩余供给指数合格。剩余供给指数临界值 RSI_0 视青海电力现货电能量市场实际运行情况，由政府相关部门进行明确。

（3）计算发电主体超标临界容量和受管制容量

针对剩余供给指数超标的发电主体，计算其超标临界容量 $Q_{j,t}^{CBC}$ ，超出 $Q_{j,t}^{CBC}$ 的部分为受管制容量 $Q_{j,t}^{RBC}$ ，二者与该发电主体的可发电容量的关系为：

$$Q_{j,t} = Q_{j,t}^{RBC} + Q_{j,t}^{CBC}$$

其中：

$$Q_{j,t}^{CBC} = \sum_{i=1}^N Q_{i,t} - RSI_0 \times D_t$$
$$Q_{j,t}^{RBC} = Q_{j,t} + RSI_0 \times D_t - \sum_{i=1}^N Q_{i,t}$$

（4）报价替换出清

将剩余供给指数不合格的发电主体报价由高到低排序，直至满足该发电主体的报价替换容量。将高于替换价格的报价进行替换。若报价被替代的发电机组除最后一段报价外其余分段报价也高于替换价格，则折减该机组前序出力区间的报价，直至该机组替换后的全容量段报价曲线满足单调非递减要求。

各发电主体进行报价替换后重新开展市场出清。若各发电类型的市场平均电价不高于事前监测参考价格，则作为出清结果开展市场信息披露与

安排发电计划。

若仍高于事前监测参考价格，则由市场运营机构根据市场实际运行情况，可从单一发电主体监管扩展到多发电主体监管（发电主体 $N \geq 1$ ），定义 N 个最大发电主体（例如断面机组群、发电集团）的集合为一个新的“虚拟寡头”，按照相应的负荷边界计算其剩余供给指数并对其竞价容量进行监管。

（四）电价机制

1.发电侧电价机制

发电侧以机组所在节点的实时节点电价作为相应时段的出清价格。

2.用户侧电价机制

用户侧结算电价由每 15 分钟的机组实时电能量市场总电费除以机组实时电能量市场总电量得到。计算公式为：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m=1}^M (Q_{m,t, \text{实时}} \times LMP_{m,t, \text{实时}})}{\sum_{m=1}^M Q_{m,t, \text{实时}}}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 时段的用户侧实时加权平均电价；

$Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示机组 m 第 t 时段的实时出清总上网电量；

$LMP_{m,t, \text{实时}}$ 表示机组 m 第 t 时段的实时出清价格。

（五）交易组织具体流程

1.日前市场时序组织情况

D-2 日 17:00 前：在运机组报送试验（调试）计划。需要在 D 日调试的在运机组向调度报送 D 日调试时段内每 15 分钟的试验调试计划。

竞价日（D-1）07:00 前：新能源上传预测曲线。各风电、光伏新能源

场站上传次日 96 点发电预测曲线。

竞价日（D-1）08:30 前：

1）确定机组状态约束。根据机组检修批复情况、调试（试验）计划批复情况以及发电企业燃料供应情况等，调度机构确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态。

2）确定机组出力上下限约束。根据机组的额定有功功率、检修和调试（试验）批复等情况，调度机构确定运行日 96 点机组出力上下限约束。

3）机组申报最早可并网时间。在竞价日处于停机状态且在运行日具备开机运行条件，该机组需申报运行日精确到 15 分钟时段的最早可并网时间。

4）供热电厂申报供热计划。供热电厂应通过调度技术支持系统向调度机构申报运行日的供热计划。

竞价日（D-1）9:30 前，省内现货市场事前信息发布。市场运营机构通过信息披露平台发布日前电能量市场事前信息。

竞价日（D-1）10:00 前，省内日前现货市场信息申报。所有市场机组（新能源为场站）须通过新一代电力交易平台完成日前电能量交易申报。

竞价日（D-1）10:30 前，省内日前现货市场预出清。调度机构将运行日 96 点统调负荷预测曲线、母线负荷预测曲线、省间联络线预计划、各机组申报信息、机组运行参数等作为输入信息，以全网发电成本最小为目标，考虑系统备用、断面极限等电网运行约束，以及最大最小出力、爬坡速率限制等机组运行约束，通过 SCUC、SCED 进行优化计算，出清得到

日前电能量市场预出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、发电侧分时节点电价以及用户侧加权平均电价。

竞价日（D-1）11:00 前，省内日前现货市场预出清结果发布。调度机构将日前电能量市场预出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度通过信息披露平台向市场主体发布。预出清结果主要包括机组启停计划、机组 96 点发电出力计划曲线等。

竞价日（D-1）11:30 前，省间现货申报。省内火电机组和新能源场站依据日前电能量市场预出清结果，参照自身各时段的富余发电能力，完成省间日前现货市场申报。

竞价日（D-1）11:45 前，省间申报数据校验。调度机构对申报数据进行合理性校验，并将省内各市场主体报价曲线通过省间现货交易平台上报至国调中心。

竞价日（D-1）12:30 前，省间日前市场出清。国调和网调组织并形成省间日前现货交易出清结果，经安全校核通过后，将包含省间日前现货交易结果的跨区发输电日前计划下发至相关调度机构和市场主体。

竞价日（D-1）15:30 前，省间辅助服务申报。相关机组参照富余出力，完成次日省间辅助服务市场信息申报。

竞价日（D-1）16:30 前，省间辅助服务交易结果发布。调度机构和发电企业接收省间辅助服务交易结果和省间联络线正式计划。

竞价日（D-1）22:30 前，省内日前现货市场正式出清及发布。调度机构根据联络线正式计划以及省间现货、省间辅助服务市场交易结果等最新边界条件，采用 SCUC 和 SCED 计算得到省内日前电能量市场正式出清结

果。

2.实时市场时序组织情况

T-110 分钟前，省间日内现货市场申报。省内火电机组、水电机组和新能源场站根据调度机构下发的最新发电计划计算富余发电能力，申报省间日内交易时段内的“电力-价格”曲线。

T-90 分钟前，省间申报数据校核。调度机构对省内发电企业申报数据进行合理性校验，并将发电企业报价曲线上报至国调中心。

T-60 分钟前，省间现货市场出清及发布。国调中心、网调组织并形成考虑安全约束的省间日内现货交易出清结果，将出清结果纳入联络线日内计划，经安全校核后，将包含省间日内现货交易出清结果的跨区发输电计划下发至相关调度机构及市场主体。

T-30 分钟前，省间辅助服务市场申报。调度机构根据省内实时富余新能源出力，完成 T 时段省间调峰需求申报。

T-25 分钟前，省间辅助服务市场出清及发布。调度机构和发电企业接收 T 时段的跨省辅助服务市场出清结果和省间联络线计划。

T-15 分钟，省内实时现货市场出清及发布。调度机构基于最新的电网运行状态、跨省联络线计划、省间日前及日内现货交易结果、超短期负荷预测、新能源超短期功率预测信息，出清形成 T~T+120 分钟的市场出清结果。

（六）交易执行

调控中心基于日前现货市场的发电侧出清结果(包含机组开机组合以及机组出力计划)编制日前发电调度计划，发电企业应根据日前发电调度

计划提前做好开停机准备，确保按时开停机。实时现货市场的发电侧出清结果即为机组需要实际执行的发电计划，发电企业要严格执行实时发电计划。

（七）风险控制

调度机构要切实加强度运行管理，全力保障市场有序出清和电网安全运行。当市场出清结果无法满足电网安全运行需要时，及时实施人工干预保障电网安全运行，干预措施包括但不限于调整市场出清边界、调整市场出清结果，调度机构应详细记录事件经过、市场干预调整情况等。当出现气候异常、自然灾害、重大电源或电网故障等突发事件影响电力供应或电网安全时，或技术支持系统出现异常无法正常开展交易时，调度机构应按照“安全第一”的原则处理事故和安排电网运行，必要时经报请青海省能源局同意后可中止现货市场结算试运行，恢复常规调度计划模式。

（八）结果发布

电力交易机构通过电力交易平台，按规定及时向市场主体披露日前、实时现货市场运营相关信息，若因省间联络线计划下发等前序流程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟，则发布时间顺延。

四、市场结算

发电侧以所在的节点电价进行结算，用户侧以实时加权平均电价进行结算。采用单偏差结算方式，即中长期合约全电量结算，日前市场不进行财务结算，实际上网电量（用电量）与中长期市场的偏差电量按实时市场价格结算。

储能电站实际充电、放电电量按照实时节点电价结算。当电网出现供

应紧张或其他特殊运行情况时，储能电站由电力调度机构统一调度，其充电电量按照实时节点电价结算，放电电量按当天实时市场最高出清价进行结算。

发电侧电能量电费总收入包括中长期合约电能量电费、省间现货市场电能量电费、省内现货市场电能量电费。用户侧电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、现货市场电能量电费。本次机组运行补偿周清月结（统计时段 $N=7\times 96$ ）。本次暂不单独结算各主体的中长期合约阻塞费用，全网阻塞电费按照发电侧中长期合约阻塞电费计算方式单独计算后统筹处理，按日统计，暂由省内现货市场化机组按结算试运行周期内的上网电量（不含省间送电量）比例进行分摊或返还（统筹总费用为负表示分摊，为正表示返还）。

相应的电能量电费、补偿、考核、分摊及返还费用具体计算公式详见《青海电力现货市场规则汇编（V4.0 结算试运行稿）》。其中，规定按月统计或分摊返还的相关费用，本次结算按照结算试运行周期以及周期内相关电量进行统计、分摊或返还。

五、相关要求

（一）各市场主体要认真学习本工作方案，高度重视本次结算试运行工作，积极参与现货市场交易申报，工作开展过程中如有问题应及时反馈。

（二）结算试运行期间各厂站应严肃调度纪律，严格执行市场出清结果、发电计划安排和调度指令，对结算试运行期间无故不执行市场出清结果、发电计划安排和调度指令的行为，按照“两个细则”严格考核。

（三）结算试运行前青海电力调度控制中心要加强人员组织，做好结算

准备工作，确保结算试运行期间电网运行安全稳定，结束后要总结分析本次结算试运行情况，及时对规则等进行修改完善。各市场主体要加强方案学习，积极反馈本次结算试运行情况，提出合理化建议。

附件 1

一、发电侧市场主体参与结算名单

序号	厂站名称	类型	装机
1	汉东电厂	火电	1320
2	佐署电厂	火电	700
3	唐湖电厂	火电	270
4	大通电厂	火电	600
5	兴平光伏电站	光伏	50
6	向晖光伏电站	光伏	100
7	水电集团德祥尖扎光伏电站	光伏	30
8	华拓泰祥尖扎光伏电站	光伏	20
9	浙泰共和光伏电站	光伏	10
10	水电集团志元共和光伏电站	光伏	10
11	水电集团洪昇共和光伏电站	光伏	20
12	若蓝光伏电站	光伏	100
13	全盛共和光伏电站	光伏	20
14	齐帆共和光伏电站	光伏	50
15	其正共和光伏电站	光伏	100
16	柴台柴达木共和光伏电站	光伏	20
17	明晖广陌共和光伏电站	光伏	10
18	凌云共和光伏电站	光伏	50
19	聚亚睿智共和光伏电站	光伏	25
20	玖隆光伏电站	光伏	40.625
21	金峰共和光伏电站	光伏	20
22	华能共和兴旺光伏电站	光伏	25
23	华电华烁共和光伏电站	光伏	25
24	华电华顺共和光伏电站	光伏	10
25	和骏共和光伏电站	光伏	20
26	航程光伏电站	光伏	50
27	光科信和共和光伏电站	光伏	10
28	大唐蔚蓝共和光伏电站	光伏	10
29	大唐国际共和宇成光伏电站	光伏	20
30	晶盛晶鹏共和光伏电站	光伏	10
31	汉能汉尚共和光伏电站	光伏	10
32	港汇港洲共和光伏电站	光伏	10
33	映辉光伏电站	光伏	200
34	中安永泰泽烨共和光伏电站	光伏	50
35	蓓翔二期共和光伏电站	光伏	50
36	铸玛共和光伏电站	光伏	30
37	中南共和光伏电站	光伏	10
38	中利腾晖共和光伏电站	光伏	70

39	中利腾晖Ⅱ期光伏电站	光伏	100
40	中广核共和光伏电站	光伏	30
41	正泰共和光伏电站	光伏	20
42	益鑫旭升光伏电站	光伏	10
43	亚晖宏图共和光伏电站	光伏	30
44	啸阳光伏电站	光伏	100
45	天华共融光伏电站	光伏	50
46	特变桑欧共和光伏电站	光伏	20
47	世能共和光伏电站	光伏	30
48	青柴投共和光伏电站	光伏	10
49	普天共和光伏电站	光伏	30
50	蓝天共和光伏电站	光伏	20
51	聚卓共和光伏电站	光伏	20
52	捷普绿能共和光伏电站	光伏	10
53	黄河晨阳共和光伏电站	光伏	90
54	华能Ⅴ期共和光伏电站	光伏	20
55	华能Ⅳ期共和光伏电站	光伏	20
56	华能Ⅲ期共和光伏电站	光伏	10
57	华能Ⅱ期共和光伏电站	光伏	50
58	华能共和光伏电站	光伏	20
59	华诚共和光伏电站	光伏	50
60	恒基伟业Ⅱ期共和光伏电站	光伏	40
61	恒光百昌共和光伏电站	光伏	10
62	汉能共和光伏电站	光伏	50
63	光科瑄淇共和光伏电站	光伏	50
64	大唐国际共和光伏电站	光伏	50
65	奔亚科技光伏电站	光伏	20
66	爱康共和光伏电站	光伏	10
67	源通田源共和光伏电站	光伏	10
68	京能置业共和光伏电站	光伏	10
69	汉能Ⅲ期共和光伏电站	光伏	50
70	汉能Ⅱ期共和光伏电站	光伏	50
71	晖海共和光伏电站	光伏	50
72	益鑫旭升Ⅱ期光伏电站	光伏	20
73	启晖光伏电站	光伏	1000
74	珠玉光伏电站	光伏	1000
75	云尚光伏电站	光伏	50
76	罗汉堂光伏电站	光伏	12
77	昊胜光伏电站	光伏	100
78	昭皓光伏电站	光伏	100
79	桐梓光伏电站	光伏	100
80	郎清光伏电站	光伏	100
81	揽月光伏电站	光伏	100

82	京英光伏电站	光伏	100
83	华琰光伏电站	光伏	100
84	华忠光伏电站	光伏	100
85	华瞻光伏电站	光伏	100
86	厚德光伏电站	光伏	100
87	冠纵光伏电站	光伏	100
88	鼎创光伏电站	光伏	100
89	德胜光伏电站	光伏	100
90	源通拓凯化隆光伏电站	光伏	20
91	亚硅明辉化隆光伏电站	光伏	40
92	瑞启达永舜化隆光伏电站	光伏	20
93	柴达木凌云化隆光伏电站	光伏	20
94	锦腾光伏电站	光伏	250
95	如东化隆光伏电站	光伏	20
96	华跃化隆光伏电站	光伏	10
97	和正光伏电站	光伏	400
98	兴阳光伏电站	光伏	200
99	融光光伏电站	光伏	400
100	小禹光伏电站	光伏	3.5
101	110kV 云驿光伏电站	光伏	60
102	35kV 万投光伏电站	光伏	10
103	35kV 创惠骄阳光伏电站	光伏	20
104	110kV 友仁光伏电站	光伏	30
105	35kV 碧峦光伏电站	光伏	20
106	110kV 宇明光伏电站	光伏	50
107	舒乘光伏电站	光伏	167
108	宛憬光伏电站	光伏	100
109	浩远光伏电站	光伏	100
110	炳粲光伏电站	光伏	100
111	秦川光伏电站	光伏	150
112	百科德令哈光伏电站	光伏	20
113	华电德令哈光伏电站	光伏	20
114	白鹿德令哈光伏电站	光伏	30
115	至美光伏电站	光伏	800
116	汇庆光伏电站	光伏	330
117	阳光能源日暄德令哈光伏	光伏	10
118	亚硅琼柯德令哈光伏电站	光伏	60
119	峡阳清芷德令哈光伏电站	光伏	20
120	时代浩宇德令哈光伏电站	光伏	20
121	三峡翠峰德令哈光伏电站	光伏	20
122	龙光兴冕德令哈光伏电站	光伏	20
123	华润赤阳德令哈光伏电站	光伏	20
124	铜普乌兰光伏电站	光伏	20

125	盛阳光伏电站	光伏	250
126	中规 I 期光伏电站	光伏	50
127	昱辉乌兰光伏电站	光伏	20
128	尚德乌兰光伏电站	光伏	10
129	黄河乌兰光伏电站	光伏	50
130	骅麦光伏电站	光伏	214.2
131	嘉冠光伏电站	光伏	50
132	特变桑欧格尔木光伏电站	光伏	20
133	日芯格尔木光伏电站	光伏	60
134	湾沙光伏电站	光伏	50
135	盼阳光伏电站	光伏	50
136	钊琨光伏电站	光伏	50
137	浙美光伏电站	光伏	50
138	淦昌光伏电站	光伏	100
139	智惠光伏电站	光伏	100
140	耘烁光伏电站	光伏	100
141	玄辉光伏电站	光伏	100
142	青皎光伏电站	光伏	100
143	敏学光伏电站	光伏	100
144	曙光光伏电站	光伏	700
145	启烁光伏电站	光伏	1000
146	凯驰光伏电站	光伏	1000
147	宏耀光伏电站	光伏	50
148	未央光伏电站	光伏	100
149	求是光伏电站	光伏	50
150	盐桥风电场	风电	100
151	钦布口风电场	风电	50
152	华扬风电场	风电	200
153	众明风电场	风电	50
154	禹疆风电场	风电	50
155	央秀风电场	风电	50
156	守正风电场	风电	50
157	申祥风电场	风电	50
158	强盛风电场	风电	50
159	彭措风电场	风电	50
160	昆云风电场	风电	50
161	吉耀风电场	风电	50
162	吉昂风电场	风电	50
163	东阁风电场	风电	50
164	宝海风电场	风电	50
165	驰航风电场	风电	50
166	瑞泽风电场	风电	100
167	和润风电场	风电	100

168	观华风电场	风电	100
169	草雄风电场	风电	100
170	110kV 枫岚风电场	风电	52.25
171	110kV 御风风电场	风电	105.3
172	沃悦风电场	风电	50
173	茂和风电场	风电	50
174	碧柯风电场	风电	50
175	凌风风电场	风电	50
176	昱骁风电场	风电	170
177	努尔德令哈风电场	风电	99
178	柴达木能源和顺天峻风电场	风电	50
179	西北水电乐邦诺木洪风电场	风电	49.5
180	吉电羌海诺木洪风电场	风电	49.5
181	国电电力莱丰诺木洪风电场	风电	49.5
182	修远风电场	风电	50
183	品源风电场	风电	100
184	辰旭风电场	风电	50
185	诺栋风电场	风电	49.5
186	大雪山朗坤诺木洪风电场	风电	49.5
187	西海长风风电场	风电	50
188	广祯风电场	风电	50
189	广湛风电场	风电	100
190	兔儿台风电厂	风电	15

二、新型市场主体参与结算名单

序号	厂站名称	类型	装机
1	仕林储能电站	独立储能	225/900

三、用户侧市场主体参与结算名单

序号	用户名称	用户类型	售电公司
1	青海西部水电有限公司	直接交易	无
2	青海丽豪清能股份有限公司	直接交易	无
3	青海盐湖海纳化工有限公司	直接交易	无
4	青海熠晖冶金有限责任公司	直接交易	无
5	青海际华江源实业有限公司	直接交易	无
6	青海物产工业投资有限公司	直接交易	无
7	青海佳韵铝业股份有限公司	直接交易	无
8	青海鑫恒铝业有限公司	直接交易	无

9	青海桥头铝电有限责任公司	直接交易	无
10	海东市乐都鑫丰铁合金有限公司	直接交易	无
11	西宁特殊钢股份有限公司	直接交易	无
12	青海华铁金属有限公司	售电公司代理	潮流能源科技有限公司
13	青海亚洲硅业多晶硅有限公司	售电公司代理	中广核青海电力销售有限公司
14	青海高景太阳能科技有限公司	售电公司代理	青海国投配售电有限责任公司
15	海东市长源特种硅业有限公司	售电公司代理	河南盛能售电有限公司
16	青海鸿利通金属科技有限公司	售电公司代理	
17	青海世纪奥凯矿冶发展有限公司	售电公司代理	
18	青海强通水泥有限公司	售电公司代理	青海嘉航售电有限公司
19	青海乐都烁华铁合金有限公司	售电公司代理	国家电投集团电站运营技术（北京）有限公司
20	青海乐都华夏水泥有限公司	售电公司代理	青海中能联合电力有限公司
21	青海长源特种硅业有限公司	售电公司代理	国投甘肃售电有限公司
22	青海汇能冶炼有限公司	售电公司代理	西宁经济技术开发区黄河配售电有限公司
23	青海福海新材料有限公司	售电公司代理	青海煜宁售电有限公司
24	青海通力铁合金有限公司	售电公司代理	大唐青海能源营销有限公司
25	民和祁连山水泥有限公司	售电公司代理	天津安捷物联科技股份有限公司
26	青海民和金圆水泥有限公司	售电公司代理	平高集团能源发展有限公司
27	青海泰宁水泥有限公司	售电公司代理	青海察宏售电有限公司
28	青海互助金圆水泥有限公司		

附件 2

机组运行参数表

序号	申报内容	备注
1	机组额定有功功率	与发电业务许可证保持一致
2	机组深调极限出力	与试验报告保持一致
3	机组最小可调出力	机组申报的可调出力下限，应小于最小技术出力。
4	机组有功功率调节速率	上升调节速率和下降调节速率
5	机组综合厂用电率	与试验报告保持一致
6	机组冷态启动时间	停机时间 72 小时以上
7	机组温态启动时间	停机时间 24 小时（含）至 72 小时（含）
8	机组热态启动时间	停机时间 24 小时以内
9	机组典型开机曲线	从并网至最小技术出力期间的升功率曲线
10	机组典型停机曲线	从最小技术出力至解列期间的降功率曲线
11	最小连续开机时间	表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，申报范围为 0-72 小时
12	最小连续停机时间	表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，申报范围为 0-24 小时

附件 3

电能量费用结算示例

本算例仅用于介绍理清电能量电费构成和结算过程。

假设市场化机组 A、B，市场化用户 X、Y 参与现货交易，发电侧：
中长期合同电量合计 300MWH，实际上网电量合计 310MWH；用电侧：
中长期合同电量合计 300MWH，实际用电量合计 310MWH。发、用两侧

	中长期				实时现货			总结算电费	结算均价
	电量	电价	合约阻塞电费	电费	电量	电价	电费		
市场机组 A	200	400	-6452	73548	110	700	-63000	10548	95.89
市场机组 B	100	400	1774	41774	200	750	75000	116774	583.87
	中长期				实时现货			总结算电费	结算均价
	电量	电价	合约阻塞电费	电费	电量	电价	电费		
市场用户 X	140	400	0	56000	130	732.26	14645.2	48677.4	374.44
市场用户 Y	160	400	0	64000	180	732.26	-7391	78645.2	599.64

结算电费如下表所示：

①实时分时均价=（机组 A 实际电量×实时电价+机组 B 实际电量×实时电价）/（机组 A 实际电量+机组 B 实际电量）=（110×700+200×750）/（110+200）=732.26 元/兆瓦时

②机组 A 中长期合约阻塞电费=中长期合约电量×（实时出清电价-中长期结算参考点现货电价）=200×（700-732.26）=-6452 元

③用户 X 中长期合约阻塞电费=中长期合约电量×（实时加权平均电价-中长期结算参考点现货电价）=140×（732.26-732.26）=0 元

④机组 A 结算电费=中长期合约电费+中长期合约阻塞电费+实时现货
电费=中长期合约电量×（中长期合约价格+实时节点电价-中长期结算参考
点电价）+（实际上网电量-中长期合约电量）×实时节点电价
=200×(400+700-732.26)+(110-200)×700=10548 元

⑤用户 X 结算电费=中长期合约电费+中长期合约阻塞电费+实时现货
电费=中长期合约电量×（中长期合约价格+实时市场统一结算点电价-中
长期结算参考点现货电价）+（实际用电量-中长期合约电量）×实时市场
统一结算点电价=140×(400+732.26-732.26)+(130-140)×732.26=48677.4
元

注：算例输入数据为单时段数据，仅举例说明。实际结算中，
用户侧以发电侧每 15 分各节点电价的加权平均作为该时段的统一
结算点价格进行结算。中长期结算参考点现货电价为实时市场统一结算
点电价。