

国网甘肃省电力公司文件

甘电司调度〔2023〕15号

签发人：李学军

国网甘肃省电力公司关于开展甘肃电力 现货市场 2023 年结算试运行 有关事项的请示

甘肃省工业和信息化厅：

2022 年，甘肃电力现货市场经受住全年全系统工况检验，在全国率先实现完整自然年结算运行。依据《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）及相关配套文件、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129 号）相关要求，为进一步巩固甘肃电力现货市场运营成效，继续实践适应新能源高占比特点的电力现货市场，以甘肃电力现货市场 2023 年不间断结算运行为目标，修订形成了《甘肃电力现货市场 2023 年结算试运行工作方案》，详细内

容见附件。现申请依据此工作方案及现有市场运营规则，继续开展 2023 年甘肃电力现货市场结算试运行工作。

妥否，请批示。

附件：甘肃电力现货市场 2023 年结算试运行工作方案


国网甘肃省电力公司
2023 年 1 月 10 日

（联系人：韩杰，联系电话：0931-2966575）

附件

甘肃电力现货市场 2023 年结算试运行工作方案

2022 年，甘肃电力现货市场经受住全年全系统工况检验，在全国率先实现完整自然年结算运行。依据《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）及相关配套文件、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129 号）相关要求，为进一步巩固甘肃电力现货市场运营成效，继续实践适应新能源高占比特点的电力现货市场，以甘肃电力现货市场 2023 年不间断结算运行为目标，制定本工作方案。

一、工作目标

（一）持续巩固甘肃电力现货市场运营成效，继续实践适应新能源高占比特点的电力现货市场。

（二）配合中长期市场做好零售市场研究和建设，继续扩大用户参与现货市场规模，引导用户侧资源按供需关系开展生产，进一步挖掘用户侧调峰潜力。

（三）推进储能等新型市场主体参与现货市场交易，促进新型主体健康发展。

（四）积累各种不同工况下的现货市场运行经验，为早日转

入正式运行创造条件。

二、连续结算试运行方案

（一）总体原则

以省内用电及中长期外送形成的总需求空间作为市场运行边界，发用双侧“报量报价”参与现货市场。依据各类电网安全约束，以社会福利最大化/全网购电成本最低为优化目标，通过日前、实时市场全电量集中竞价，出清运行日火电机组启停计划、发用两侧分时中标曲线和分时现货价格，并以此为结算依据，开展现货市场差价合约结算。

（二）运营规则依据

依据《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、行政法规，国家发改委、国家能源局《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、国家发展改革委办公厅《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、国家发改委、国家能源局《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号），甘肃省工信厅批准下发的《甘肃双边电力现货市场规则汇编 V2.5》，以及本工作方案，开展结算试运行工

作。

（三）中长期与现货市场衔接

1.参与现货市场交易的发电和用电主体，其签订的各类中长期交易合约（包括省内中长期和外送中长期交易），按照合同约定的曲线参与现货市场偏差结算。

2.省内保量保价发电量按“以用定发”、“分月平衡”原则安排，曲线采用典型曲线方式确定。典型曲线确定原则应考虑水电为新能源调峰，以及光伏发电特性。

3.市场化交易全部采用发用双方签定的合约作为偏差结算依据，鼓励发用双方协商约定中长期曲线或中长期曲线分解原则，未协商一致的，则按段内电量平均分配方式形成中长期曲线。

4.发电企业的市场化交易合约可在月内通过中长期连续交易方式，进行相同时段的电力曲线转让，具体交易要求以甘肃电力交易中心相关规则为准。

5.电网企业代理购电实际电量与月度计划的偏差，按照当月现货市场平均价结算，详细规则见《甘肃电力现货市场结算实施细则》相关条款。

6.发电企业签订的月度中长期合约（含优先发电）不应低于或超出其月度实际上网电量的一定比例（水电 95%~105%，其余电源 70%~130%）。对于低于允许下限或超出允许上限的电量部分，以月度为周期，按发电侧现货均价与中长期合约均价的差额进行超额收益回收或损失补偿。

(1) 具体价格计算公式:

某发电市场主体度电回收价格=MAX[(个体现货市场正偏差价格-参考价格), 0];

某发电市场主体度电补偿价格=MAX[(个体现货市场负偏差价格-参考价格), 0];

(2) 不同类型发电企业参考价格

水电参考价格=各厂批复上网电价执行; 新能源及火电厂参考价格=同类型电源月度中长期交易加权平均电价×考核系数; 考核系数暂定为 0.95。

(3) 上述回收或补偿费用按《甘肃电力现货市场交易实施细则》中“省内双轨制不平衡资金”分摊原则在发用两侧分摊或返还。

(四) 市场主体参与方式

1. 发电企业

火电、新能源“报量报价”参与现货市场。火电机组自主申报考虑低负荷运行后的最小发电能力, 最小发电能力优先出清, 不参与市场定价。火电机组还需申报机组启动费用, 最大出力限额等数据。

水电企业以“报量不报价”参与现货市场, 作为价格接受者, 在满足电网安全约束的前提下优先出清。政府有关部门确定的省内低价保供水电场站、各地区小水电、生物质发电、光热、特许经营和扶贫新能源作为市场边界, 依据其预测发电能力优先出

清，且不参与市场结算。

水电和新能源发电企业需申报日前短期和实时超短期预测。

2. 电力用户

电力用户以“报量报价”方式参与日前现货市场，在日前申报运行日每小时分段量价曲线，参与日前现货市场出清。

在实时现货市场中，用户作为价格接收者，以实际用电曲线参与实时市场偏差结算。

允许符合市场规则的主体通过聚合为一个单元参与现货市场交易。聚合主体所在节点必须处于同一价格分区，采用聚合方式参与需提前公平确定不同节点的电量分配比例。

3. 电网侧储能

(1) 满足电网接入技术规范的电网侧独立储能和共享储能电站，在优先满足新能源消纳和电网调节需求的基础上，可参与省内现货市场交易。

(2) 储能电站日前可通过申报运行日 96 点充/放电功率曲线，实时运行中可申报自调度计划功率曲线，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下现货市场予以优先出清。

(3) 储能电站作为价格接受者，其充电、放电电量均按照所在节点的节点边际电价(结算限价后)参与现货市场相关结算。

(五) 省内现货市场与省间现货市场、短期交易的衔接

省内现货市场预平衡后，富余发电能力或功率缺额继续参与省间现货市场交易以及各类短期交易。省间现货交易、各类短期

交易成交后，形成运行日联络线外送终计划，作为现货市场正式出清边界。

（六）火电开机方式确定

除安全约束必开机组外，其余火电机组在运行日的开机方式，依据火电企业日前报价，使用安全约束机组组合程序计算出机组组合优化结果，并经相关调度机构安全校核批准后，最终确定运行日火电机组开机方式和启停计划。

（七）现货市场出清

日前现货市场以系统短期负荷预测、日前外送电计划为边界，综合考虑各类检修计划、机组运行约束、电网安全约束条件，依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到日前现货市场交易结果，包括运行日的机组（交易单元）启停计划、发用两侧中标曲线、发电侧分时节点电价以及用户侧分时分区节点加权平均电价。

实时现货市场以 15 分钟为间隔，依据最新电网运行信息，综合考虑实时负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，滚动出清未来 15 分钟至 2 小时的电价和机组/场站发电计划。并依据出清结果开展调频市场出清调用，确定未来 15 分钟参与调频的常规机组或场站。

（八）信息发布

依据国家能源局下发的《电力现货市场信息披露办法（暂

行)》(国能发监管〔2020〕56)有关要求,通过统一交易平台向市场主体及时发布现货市场信息,保证市场主体权利。

(九)酒钢置换调用

在新能源消纳受限时段,为进一步促进省内新能源消纳,可通过调整酒钢内部电网运行方式,开展酒钢与新能源电量置换调用,继续增加主网新能源场站发电空间。

1.酒钢需提前申报电量置换价格及每日可用调节能力,申报的置换价格需满足现货市场最小限价约束。

2.酒钢置换调用分为日前调用和实时调用。

(1) 日前调用

依据新能源短期发电预测以及全省发用电预平衡后新能源弃电情况,可通过日前调整酒钢内部电网运行方式,增加新能源消纳空间。酒钢内部运行方式调整后,置换电量以近5日平均正常下网负荷及时长确定。在当月运行结束后,优先从签订酒钢置换合约的新能源场站当月“辅助调频”增发电量中,等比例扣除酒钢日前置换电量,此电量按其签订的置换合约结算。若当月签约场站增发电量不足时,则从全网各新能源场站“辅助调频”增发电量中,等比例扣除酒钢日前置换电量,此电量按酒钢申报置换价格结算。

(2) 实时调用

在实时运行过程中,可通过实时现货市场出清调用,在日内实时增加酒钢下网电力,增加新能源消纳空间。在实时现货市场

出清后,若由于新能源预测偏差原因导致新能源弃电电力仍超过500MW,且预计持续时间超过30分钟,值班调度员可依据酒钢剩余可调空间,通过调度指令方式继续增加酒钢下网电力,增加新能源消纳空间。

开展实时调用过程中,优先满足与酒钢签订替代合约的新能源场站消纳需求,开展签约场站与酒钢的置换调用,新增发电空间按签约场站实时弃电量等比例分配;待签约新能源场站富余发电能力全部消纳完毕后,酒钢剩余调节能力继续按酒钢、新能源两侧价格开展价格匹配调用。若当月签约场站增发电量不足时,则直接开展酒钢、新能源两侧价格匹配调用。

价格匹配调用依据酒钢申报置换价格和新能源日前申报量价,当新能源弃电电力中日前申报价格低于或等于酒钢置换价格的部分,全部参与酒钢实时置换调用。若多家新能源场站弃电电力报价相同,且酒钢可调空间不能满足弃电电力全额消纳,则按各场站实时弃电等比例分配消纳空间。

酒钢与置换合约签约场站的实时置换电量,按照其签订的置换合约结算。未与酒钢签订置换合约的新能源场站,其通过两侧价格匹配方式成功调用产生的置换电量,按酒钢申报置换价格结算。

3.当酒钢正式参与省内现货市场交易后,此调用规则取消。

(十) 特殊情况处理

1.当出现联络线、断面越限等情况,可由当值调度值班人员

进行人工干预，保证电网的正常运行。人工干预时段及受干预厂站单独进行统计，在结算时按调度干预结算规则处理，详见《甘肃电力市场结算实施细则》相关条款。

2.当发生出清价格异常情况时，可在结算时采取价格限制措施，保证市场平稳。

（十一）市场中止及恢复

当现货市场出现以下情况时，可中止现货市场调电试运行，恢复传统调度模式，待异常状况消除后重新恢复现货市场运行：

1.电力供应出现严重紧缺情况，供需比小于 1.05 的时段连续出现超过 50 个，或需要执行有序用电方案时。

2.突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或引起电网设备大面积故障，威胁电网安全稳定运行时。

3.重要发、输、变电设备故障跳闸，引起相关断面裕度下降超过 50%，影响电力有序供应或电力系统安全运行时。

4.现货市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）运行异常，导致现货市场交易无法正常组织或市场出清结果异常，超过 2 小时无法恢复正常时。

5.其他影响电网安全运行的突发情况，需立即终止现货市场试运行时。

现货市场调电试运行中止后，调度机构以保证电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短

期负荷预测信息，对发电机组的发电计划进行实时调整。

导致现货市场中止运行的异常情况消除，现货市场具备投入运行条件后，市场运营机构报政府主管部门及能源监管机构同意后，立即恢复现货市场运行。

（十二）交易结算

运行日的市场出清和执行结果，以每 15 分钟为基本计算时段，按照日前/实时市场出清价格进行结算，结算规则详见《甘肃电力市场结算实施细则》相关条款。

（十三）执行偏差考核

现货市场中执行偏差分为火电机组临时非计划停运和实时发电计划执行偏差两类，详见《甘肃电力现货市场交易实施细则》执行偏差考核相关条款，考核费用可按甘肃能源监管办印发的《甘肃省电力辅助服务市场运行规则》，优先用于辅助服务市场相关费用平衡，剩余资金按照发电侧市场主体当月现货偏差电量等比例分摊。

（十四）火电机组低负荷运行

根据国家能源局《电力现货市场试点工作指引》相关要求，现货市场与调峰市场融合运行。火电机组考虑自身低负荷运行能力，日前申报最小发电出力和量价曲线，现货市场依据火电机组日前申报和各时段新能源富余情况进行集中优化，实现调峰与现货一体化出清。相关成本补偿原则和方案按照甘肃能源监管办印发的《甘肃电力辅助服务市场规则》执行。

(十五) 不平衡资金

现货市场不平衡资金由双轨制不平衡资金(包含省内双轨制不平衡资金和省间双轨制不平衡资金)、分区价差不平衡资金组成,详见《甘肃电力现货市场结算实施细则》不平衡资金相关条款。

(十六) 市场运营费用

现货市场运营费用由火电正常开机补偿费用、火电紧急调用开机补偿费用、调频能量补偿费用、用户侧偏差收益回收资金、用户侧中长期合同履行不足回收资金、上月差错追补资金组成。详见《甘肃电力市场结算实施细则》市场运营费用相关条款。

(十七) 省间短期外送交易

现货市场结算试运行期间,调度机构依据省内/省间现货市场平衡交易结果以及未来电力平衡余缺情况,参与各种网对网短期外送交易。运行月结束后,甘肃电力交易中心综合考虑省内清洁能源消纳权重指标完成进度,确定当月参与省间短期交易结算相关场站,并以此为依据开展当月相关费用以及不平衡资金计算。

(十八) 现货市场用户相关事项

- 1.现阶段,暂不允许用户在直购电交易和现货市场交易中委托不同的售电公司代理其交易。
- 2.用户直购电交易代理服务费用与现货市场交易代理服务费用分别结算,现货市场用户中长期合同电量参与其委托的售电

公司相关偏差考核计算。

3.参与现货市场的用户可月度变更其代理中长期交易及现货市场交易的售电公司。

4.以上规则以省电力交易中心、省电力公司营销事业部具体解释为准。

三、市场运行参数

1.火电机组的启动费用补偿上限。机组申报的启动费用不得超过核定的启动费用上限，单位为：万元/次。

机组额定容量级别 (兆瓦)	补偿费用上限 (万元/次)
200 及以下	40
300	50
600	80
1000	100

2.申报价格上/下限，单位为元/兆瓦时。申报价格仅指电能量价格，不含输配、辅助服务费用、政府基金及附加等。当前暂设置为 40-650 元/兆瓦时，后期根据市场运行情况另行调整。

3.结算价格上/下限，单位为元/兆瓦时。结算价格仅指电能量价格，不含输配、辅助服务费用、政府基金及附加等。当前设置为 40-650 元/兆瓦时，后期根据市场运行情况另行调整。

四、结算试运行工作计划

(一) 结算试运行准备工作

1.甘肃电力现货市场运营规则（结算试运行暂行）经省工信

厅批准并发布执行。

2.现货市场技术支持系统各项功能运行正常，数据交互正常，模拟出清结果合理，具备结算试运行技术条件。

3.参与现货市场用户需向交易机构提供入市确认单，充分了解市场风险并承诺可承担市场风险。

4.《甘肃电力现货市场 2023 年结算试运行工作方案》经省工信厅批复同意后发布。

（二）结算试运行实施

日前市场：

1.竞价日前一日（D-2）8:00 前，水电企业申报运行日（D）预测上网电量。（D-2）12:00 前，获取市场主体运行日（D）中长期结算曲线。

2.竞价日前一日（D-2）20:00 前，市场主体和市场运营机构按规定发布事前信息。

3.竞价日（D-1）8:00 前，火电及新能源发电企业完成日前现货市场量价申报；12:00 前，用户完成日前现货市场分时量价申报。

4.竞价日（D-1）10:30 前，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序完成省内日前市场预出清，得到运行日（D）火电机组预启停计划安排及发电侧日前市场预出清结果。

5.竞价日（D-1）11:00 前，发布省内日前现货市场预出清

结果。

6.竞价日（D-1）11:30 前，组织完成省间现货市场分时量价申报。11:45 前完成申报数据合理性校验并上报。

7.竞价日（D-1）日 11:45-14:30，依次参与省间日前现货交易和短期市场交易，接收省间现货市场、短期市场出清结果以及最新联络线外送计划。

8.竞价日（D-1）14:30-17:30，基于上级调度机构下发的联络线计划及发用两侧日前量价申报信息，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序完成省内日前现货市场出清，得到日前市场火电机组组合、发用两侧中标电力曲线、分时节点电价、分区节点加权平均电价等信息，作为省内日前现货市场结算依据；其次，基于调度机构负荷预测以及发电侧量价申报信息，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序完成省内可靠性发电计划编制，包括可靠性机组组合安排和可靠性机组出力计划曲线，作为运行日（D）机组发电调度计划依据。

9.竞价日（D-1）18:00 前，发布省内日前现货市场出清结果，下达发电计划。

实时市场：

1.运行日（D）T-120 分至 T-110 分钟（交易时段起始时刻为 T，下同），市场主体依据实时现货市场滚动出清结果以及富余发电能力，完成日内省间现货量价申报。

2.运行日(D)T-90分前,完成省内市场主体申报数据合理性校验,并上报。

3.运行日(D)T-60分,调度机构依据日内省间电力现货交易出清结果和富余发电能力,完成省间短期市场交易申报。

4.运行日(D)T-30分前,现货市场技术支持系统读取T时刻系统超短期负荷预测、最新联络线外送计划、新能源超短期预测、实时断面限额、设备及机组状态等信息,作为实时现货市场出清计算的边界和约束条件。同时读取水电及新能源企业T时刻最新预测发电能力/自调度计划修正,以及发电机组日前报价信息,进行实时现货市场安全约束经济调度(SCED)一体化出清计算。

5.运行日(D)T-30分,实时现货市场出清形成T至T+120分钟的市场出清价格以及各机组/场站的实时发电计划,并依据出清结果开展调频市场出清调用,确定T至T+15时段参与调频的常规能源机组或场站,并向市场主体发布出清结果。

6.运行日(D)T-15分,现货市场技术支持系统下发T至T+15时段各场站实时发电计划。投入自动发电控制的电源发电计划通过插值法下发。

五、风险防控

(一)技术支持系统风险

现货市场技术支持系统风险可能包括现货市场无出清结果、出清计划值发送异常等情况。

1.对实时现货市场连续 2 小时无出清结果(如优化不收敛),以及出清发电计划发送至 AGC、新能源有功控制系统异常等情况,应及时中止实时现货市场调电运行,将发电机组/场站控制方式由现货市场控制模式切回至传统 AGC/新能源有功控制系统控制模式,并及时分析排查异常原因。

2.若现货市场出清计划值发送或接收功能异常,导致 AGC 或新能源有功控制系统无法执行现货市场出清发电计划时,调度机构应以保证电力有序供应、保障电网安全运行为原则,对发电机组的实时发电计划进行人工干预调整。从而确保电网频率、电压在合格范围内,相关控制断面不超过安全稳定极限,直至相关控制系统功能恢复正常。

(二) 输变电设备检修操作风险

现货市场结算试运行期间,电网输变电设备检修工作开展时,可能存在临时控制相关断面潮流,以及输变电设备操作时间提前或推后等情况。为防范以上情况对电网运行带来风险,值班调度员应密切监视电网的运行状况和输变电设备检修工作进展,必要时人工干预现货市场出清计划,保证电网频率、电压在合格范围内,相关控制断面不超过安全稳定极限。

需要紧急控制断面时,调度机构可以将部分机组控制模式切回传统控制模式,或直接进行人工干预,事后对干预时段相关场站进行现货市场免结算及执行偏差免考核处理。

(三) 电网运行风险

现货市场结算试运行期间，电网可能由于负荷突变，发、输、变电设备紧急缺陷或故障跳闸等临时原因，出现系统备用不足、电力供需不平衡、以及局部断面过载等紧急情况，威胁电网的安全稳定运行。调度机构应按照“安全第一”的原则及时处理事故和调整电网运行方式，保证电网频率、电压在合格范围内，相关控制断面不超过安全稳定极限。若电网出现严重异常情况，可及时中止调电试运行，恢复传统控制模式，直至异常状态消除。

（四）市场边界条件异常

现货市场结算试运行期间，应确保实时现货市场边界条件准确。若系统边界条件在实时现货市场两个计算周期间发生变化，如联络线计划临时变更，可能导致实时现货市场当前交易时段的出清结果与系统运行边界不一致，电网短时运行异常的情况，调度机构可按照保证电网安全稳定运行的原则，直接进行人工干预，事后对于干预时段相关场站进行现货市场免结算及执行偏差免考核处理。

（五）网络安全风险

现货市场结算试运行期间，应按照国家网络安全有关规定，做好现货市场交易相关网络安全防护工作。若出现黑客攻击、恶意代码执行、干扰和破坏等紧急情况，相关业务部门可立即采取断开异常用户连接、停用相关业务端口或网络等措施，避免影响现货市场正常运行。若网络攻击已导致现货市场技术支持系统中运行数据破坏或系统运行异常，应立即中止实时现货市场调电运

行，将发电机组/场站控制方式切换至传统调度控制模式。待网络安全风险消除，系统运行数据及相关功能检查无异常，实时现货市场具备重新投入运行条件后，及时恢复现货市场正常运行。

六、工作要求

1.市场运营机构做好市场运行监视和技术支持系统运维，确保现货市场交易出清功能运转正常。做好风险管控措施和紧急情况的应急处置，按相关规则开展现货市场结算，按有关要求进行市场运营信息披露。

2.各市场主体应加强对现货市场规则体系的学习，提高对现货结算试运行相关工作的重视和掌握，积极反馈市场规则及技术支持系统等的意见和建议。

3.各市场主体应提前检查测试现货市场技术支持系统场站端页面是否显示正常，确保交易期间系统登录正常，申报功能正常，按要求及时参与现货日前交易申报。

4.严肃调度纪律，对结算试运行期间发电企业无故不执行发电计划指令或调度指令行为，按照“两个细则”违反调度纪律相关考核规定进行处罚。

5.发电企业在申报时应充分考虑机组实际运行情况，新能源企业需确保短期、超短期发电预测上传，并根据实际发电能力及时更新自调度计划，避免因预测偏差造成弃电或收益损失。用电企业在申报时应充分考虑实际用电情况和中长期签订情况，避免

过度投机造成损失。

6.各市场主体应加强人员管理和培训，做好市场申报用户名及密码管理，因密码失窃或被非授权人员使用造成的损失，由市场主体自行承担。

7.各市场主体应按照国家网络安全有关规定，做好网络安全防护工作。因网络安全防护不到位造成的相关损失，由市场主体自行承担。

七、现货市场模拟运行期间电网调度原则

现货市场因各种原因临时终止结算试运行并转入模拟运行后，按以下原则开展发电侧日前及日内调度工作：

（一）水电依据来水全额消纳。新能源在保证电网调峰、调频、断面等安全稳定运行的情况下，尽最大能力发挥常规水、火电的调峰能力、优先消纳新能源发电；在常规能源调峰能力用尽时，新能源参与全网调峰。火电厂依据月度计划完成进度调整开机方式，日内实时出力调整参考火电月度计划完成进度。

（二）酒钢自备电厂置换按照现货模式开展调度，参与酒钢自备电厂置换交易的新能源电站按弃电比例分配置换空间开展差异化调度。

（三）富余新能源发电能力继续参与各类省间短期交易。

（四）依据新能源弃电情况，按《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》中相关条款开展火电低负荷运行实时调用。

（五）调频辅助服务市场暂停运行，所有发电机组/场站按

照AGC、新能源有功控制系统实时控制指令参与电网实时运行控制。

（六）储能仍按《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》相关条款开展调用。

本方案自批复之日起执行。

