

附件

跨电网经营区常态化电力交易机制方案

为深入贯彻落实党的二十届三中全会精神，完善全国统一电力市场体系，实现跨电网经营区常态化电力交易，促进电力资源在全国范围内优化配置，提升跨电网互济互保能力，现制定以下方案。

一、总体要求

建立跨电网经营区常态化电力交易机制，要坚持安全优先、公平开放、灵活高效的原则，着力促进市场互联互通，降低交易成本，扩大交易规模，提升交易灵活性，提高电网间电力资源配置效率和互济互保水平，切实保障电力安全供应。国家电网、南方电网跨经营区交易由北京电力交易中心（以下简称“北交”）、广州电力交易中心（以下简称“广交”）、国家电力调度控制中心（以下简称“国调中心”）、南方电网电力调度控制中心（以下简称“南网总调”）联合组织开展，联合发布交易结果，联合开展交易结算。双方协商设计涵盖各类交易场景的跨经营区常态化交易机制，协同完善电力交易平台功能，实现交易平台互联互通。

二、中长期电能量交易

跨经营区中长期电力交易，按照“公平对等、分类组织、界面清晰、协同高效”原则组织开展。为适应全国电力生产力布局，区分大型直流工程送电、联网工程电能互济、相邻省区电源灵活转供

等送电交易场景，根据不同场景下电力电量平衡关系、参与市场成员特点，分类设计交易组织流程，保障各自经营区内的市场完整性和整体平衡。按照双方协商确定的交易组织时序开展交易组织工作，交易中考虑输电费用。

（一）大型直流工程送电

1.大型直流工程配套电源送电

场景为以落实政府间框架协议、国家指令性计划、国家明确的消纳方案为主要目标，依托大型直流工程，针对纳入受端电力电量平衡的配套电源，组织优先计划与市场化增量送电的跨经营区电力交易。配套电源送电交易由北交、广交联合组织，交易双方为配套电源和购电省电力公司，配套电源在送端电网经营区交易平台注册，购电省电力公司在受端电网经营区交易平台注册。交易方式为双边协商，要约方和确认方由双方协商确定。

配套电源发电企业（或购电省电力公司）在所属经营区交易平台发起跨经营区交易要约，要约信息传送至对方经营区交易平台，购电省电力公司（或配套电源发电企业）在所属经营区交易平台进行确认，相关信息回传至配套电源发电企业（或购电省电力公司）所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

2.其他电源利用大型直流工程送电

场景为利用大型直流工程输电通道富余能力组织除配套电源外其他电源的市场化交易。送、受端市场成员分别在所接入经营区

域的区域电力交易机构完成注册。交易方式可选择双边协商、挂牌及集中竞价交易，交易关口为大型直流工程产权分界点。交易周期包括年度、月度及月内，后续逐步缩短交易周期、提高交易频次。双方协调优化经营区内中长期交易开市周期，与跨经营区交易有序衔接。

(1) 双边协商交易。购电方市场成员在所属经营区交易平台发起跨经营区交易要约，要约信息传送至对方经营区交易平台，由送电方市场成员确认，相关信息回传至购电方市场成员所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

(2) 挂牌交易。若一方市场成员有购电或售电需求时，由该市场成员在所属经营区交易平台发起跨经营区交易挂牌，挂牌信息传送至对方经营区交易平台，按照摘牌方所属经营区市场规则出清，相关信息传递至挂牌方所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

(3) 集中竞价交易。购电方市场成员与送电方市场成员分别在所属经营区交易平台进行跨经营区交易申报，并统一推送至送出侧所属经营区交易平台，由送出侧经营区交易机构依据本侧市场规则开展出清，相关信息传递至购电方市场成员所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

(二) 联网工程电能互济交易

1.网对网优先计划送电

场景为以落实国家跨省跨区优先发电规模计划为目标，组织省（区）电网内电源，以“网对网”模式送电的跨经营区优先计划电力交易。送、受端发电企业、电网企业分别在所接入经营区域的区域电力交易机构完成市场成员注册。交易方式可选择双边协商或挂牌交易，交易关口为联网工程产权分界点。

（1）双边协商交易。购电方市场成员在所属经营区交易平台发起跨经营区交易要约，要约信息传送至对方经营区交易平台，由送电方市场成员确认，相关信息回传至购电方市场成员所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

（2）挂牌交易。若一方市场成员有购电或售电需求时，由该市场成员在所属经营区交易平台发起跨经营区交易挂牌，挂牌信息传送至对方经营区交易平台，按照摘牌方所属经营区市场规则出清，相关信息传递至挂牌方所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

2.利用联网工程富余通道组织市场化增量送电

场景为利用跨经营区联网工程富余能力组织市场化交易。送、受端发电企业、电网企业分别在所接入经营区域的区域电力交易机构完成市场成员注册。交易方式可选择双边协商、挂牌及集中竞价交易，交易关口为联网工程产权分界点。

（1）双边协商交易。购电方市场成员在所属经营区交易平台

发起跨经营区交易要约，要约信息传送至对方经营区交易平台，由送电方市场成员确认，相关信息回传至购电方市场成员所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

（2）挂牌交易。若一方市场成员有购电或售电需求时，由该市场成员在所属经营区交易平台发起跨经营区交易挂牌，挂牌信息传送至对方经营区交易平台，按照摘牌方所属经营区市场规则出清，相关信息传递至挂牌方所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

（3）集中竞价交易。购电方市场成员与送电方市场成员分别在所属经营区交易平台进行跨经营区交易申报，并统一推送至送出侧所属经营区交易平台，由送出侧经营区交易机构依据本侧市场规则开展出清，相关信息传递至购电方市场成员所属经营区交易平台，由各经营区电力交易机构分别向本经营区所属市场成员发布预成交结果。

（三）相邻省区电源灵活转供交易

场景为通过停机解网、并入对侧电网方式，将指定电源由一端电网平衡转为纳入另一端电网平衡以实现转供的交易。转供电源与受端省电力公司原则上仅由受端经营区电力交易机构根据受端市场规则组织开展跨省区中长期市场交易，不参与电力现货市场交易，中长期交易计划作为现货出清的边界条件，送受端省级电力交易中心配合相关工作。交易过程维持调度关系、交易计划管理、电

费结算关系“三个不变”，交易方式、交易关口根据受端经营区相关市场规则确定。

三、绿色电力交易

（一）准入条件

参与绿电交易的发电企业需满足电力市场基本规则要求，以单个可再生能源发电项目作为交易单元，同时可再生能源发电项目应完成建档立卡及相应省区营销档案信息匹配，明确项目是否享受国家可再生能源补贴，具备自动采集推送上网电量、绿电交易电量和自发自用电量的条件，确保绿证可按批次正常核发。有绿电需求的电力用户（可通过售电公司代理），可自主选择参与跨经营区绿电交易。

（二）交易方式

绿色电力交易按需开展，交易方式包括集中竞价交易、挂牌交易和双边交易，组织方式参照中长期电能量交易，交易中考虑输电费用，形成售方主体与购方主体一一匹配的交易结果。

绿色电力交易申报信息包括电量、整体价格（电能量价格与绿证价格之和）、电能量价格、绿证价格等。其中挂牌交易、双边交易中绿证价格由主体自行申报，可参考绿证单独交易价格合理设置绿证价格申报区间并在交易公告中公布；集中竞价交易中，北交、广交按各自交易规则计算交易组织前北交、广交绿证单独交易量价，绿证价格取以上两个价格的加权均价，绿证价格取值提前在交易公告中公布。

（三）绿证划转

北交、广交共享绿电交易溯源信息，共同形成溯源结果。发电企业市场注册所在经营区电力交易机构牵头汇总形成绿证划转台账，向国家能源局申请完成绿证核发和划转。

四、现货交易

跨经营区电力现货交易立足我国当前电力系统和电力体制基本格局，发挥两网经营区电力现货市场平台作用，利用跨经营区输电通道富余能力，促进电力资源在全国范围内优化配置和余缺互济。国调中心、南网总调联合开展跨经营区电力现货交易运营，允许双方市场成员平等参与，按照一方主体存在需求时，前往另一方现货市场进行购售电的方式组织交易，交易中考虑输电费用，交易关口为大型直流工程或联网工程产权分界点。根据两网经营区电力电量平衡管理特点，分场景设计交易组织流程，按照双方协商确定的交易组织时序开展交易组织工作。

（一）南方电网经营区主体参与省间电力现货市场

场景为南方电网经营区市场成员根据需要参与省间电力现货市场进行购售电的交易。市场成员在广州电力交易中心交易平台进行申报，经南方电网汇总后形成两网联络线关口处申报信息，推送至省间电力现货交易平台。国调中心依据申报信息，组织省间电力现货市场统一出清，确定跨经营区现货交易成交电力和价格分时曲线。南网总调将跨经营区现货交易电力曲线作为边界条件，进一步组织南方区域电力现货市场统一出清。

（二）国家电网经营区主体参与南方区域电力现货市场

场景为国家电网经营区市场成员根据需要参与南方区域电力现货市场进行购售电的交易。市场成员在北京电力交易中心交易平台进行申报，经国家电网汇总后形成两网联络线关口处申报信息，推送至南方区域电力现货交易平台。南网总调依据申报信息，组织南方区域电力现货市场统一出清，确定跨经营区现货交易成交电力和价格分时曲线。国调中心将跨经营区现货交易电力曲线纳入跨省跨区预计划。

五、安全校核与执行

对于双方联合组织的跨经营区中长期交易预成交结果，北交将预成交结果按国家电网经营区交易规则开展协同出清后，提交国调中心开展安全校核，广交将预成交结果提交南网总调开展安全校核，由国调中心和南网总调出具校核意见，北交、广交按规则对预成交结果进行调减，满足安全校核要求，其中具有通道优先使用权的交易相关方达成的交易应优先保障。安全校核结果由负责出清的电力交易机构按“双方取小”原则汇总，形成正式成交结果，并由北交、广交分别向本侧市场成员发布。

国调中心、南网总调会同相关网省调，加强交易执行管理，保障交易结果执行。跨经营区中长期交易结果应物理执行，并作为各经营区内现货市场的运行边界。

南方电网经营区主体参与省间电力现货市场，按照《省间电力现货交易规则（试行）》相关要求开展安全校核。国家电网经营区

主体参与南方区域电力现货市场，按照《南方区域电力市场现货电能交易实施细则》相关要求开展安全校核。

六、交易结算

跨经营区交易按照调度实际执行结果（调度计划执行曲线）和物理（关口）计量电量，由北交、广交联合开展跨经营区交易日清分、月结算。两网共享跨经营区通道相关计量数据以及大型直流工程配套电源的相关上网侧计量数据，并通过平台交互。送出方所属经营区电力交易机构负责产权分界点各类交易清分，结算数据通过交易平台传送至对方，对方组织相关市场成员核对并将确认信息回传后，北交、广交各自负责出具本经营区相关结算依据。其中，产权分界点结算依据的完成时间应同时满足双方市场规则规定。

原则上北交、广交以大型直流工程或联网工程产权分界点划分，各自按照各自规则处理本经营区域偏差。双方协商并逐步推动规则对接。

绿电交易的绿证按照“三者取小”原则结算。受入方所属经营区电力交易机构按绿电交易合同电量、电力用户用电量“二者取小”后，将取小结果提供给送出方所属经营区电力交易机构，由送出方所属经营区电力交易机构结合相关信息按照“三者取小”原则确定结算数据并传送至对方，经市场成员确认后形成结算依据。

七、信息披露及市场服务

（一）信息披露

依据《电力市场信息披露基本规则》等国家政策文件要求，国

家电网、南方电网、国调中心、南网总调、北交、广交等信息披露主体分别在信息披露平台披露跨经营区交易相关信息。

（二）市场服务

北交、广交共同明确市场注册共享信息格式，市场成员存在跨经营区经营或交易需求时，根据交易组织需要，将注册信息推送至另一方交易平台，实现“一地注册、全国共享”。建立跨经营区客户诉求工单处理机制，若不涉及对侧，由属地经营区电力交易机构负责处理，对于交易纠纷等涉及对侧的客户诉求，通过线上推送至另一方交易平台共同处理。

八、交易平台

两网同步完善交易平台功能建设，制定信息交互清单、标准格式和交互接口，实现市场成员“一地注册、全国共享”，确保交易组织、校核调整、计量结算等信息及时、无误交互，为跨经营区交易协同高效开展奠定平台基础。

九、闽粤直流输电费用

在保障福建、广东之间的交易优先使用闽粤直流通道的的基础上，秉持“公平开放”原则，充分利用闽粤直流通道富余能力开展跨经营区交易。非福建、广东两省之间的交易，使用闽粤联网输电价暂按每小时 2.56 分/千瓦收取，网损折价暂按上一年综合线损率计算。输电费用由合资公司收取后，各按 50%冲减福建、广东两省容量电费。后续研究适应全国统一电力市场的输电权交易机制，在保障福建、广东两省利益的前提下，提升输电通道利用效率。

十、工作目标

（一）近期目标（2025年）

在落实优先发电计划的基础上，常规电能量市场化交易以双边、挂牌交易起步，实现年度、月度按期开市，月内逐步缩短交易周期，度夏、度冬期间试点基于闽粤直流周内按需交易，力争年底前开展闽粤直流输电权交易试点。绿电交易以挂牌交易起步，推动南方绿电送长三角、西北绿电送南方、蒙西绿电送南方等交易，探索达成多年期绿电交易签约，推动在全国范围内满足电力用户绿电消费需求。现货交易从日前起步，按日开市，实现两网间余缺互济。实现两网交易平台互联互通和市场成员“一地注册、全国共享”。

（二）中期目标（2026-2029年）

随着跨经营区输电通道陆续投产，国家电网、南方电网联系更加紧密，基于全国交直流混联大电网，进一步推动电力资源在全国范围内自由流动和优化配置。常规电能量市场化交易月内进一步缩短交易周期，提高交易频次，逐步实现按工作日连续开市，推动用户侧经营主体参与跨经营区常态化交易，实现电力资源在全国范围内自由流动和优化互济。绿电交易年度、月度按期开市，推动开展全国绿电交易。现货交易实现日前、日内连续开展。完善跨经营区交易各类偏差结算机制。

（三）远期目标（2030-2035年）

两网推动统一市场规则、交易品种和交易时序，国家电网、南方电网经营区内和跨经营区交易实现融合开市，全面实现各类经营

主体公平竞争，促进电力资源在全国范围内自由流动和优化配置。

后续根据运行情况，持续优化完善跨电网经营区常态化交易机制。