

广西壮族自治区工业和信息化厅

广西壮族自治区发展和改革委员会 文件

国家能源局南方监管局

桂工信规范〔2022〕6号

**广西壮族自治区工业和信息化厅 广西壮族
自治区发展和改革委员会 国家能源局
南方监管局关于印发 2023 年广西
电力市场交易实施方案的通知**

各市工信和信息化局、发展改革委，广西电力交易中心，各电网企业、增量配电网，各相关发电企业、售电公司、电力用户：

根据国家电力体制改革工作部署和广西电力体制改革总体工作安排，按照《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕

889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)等要求,为稳妥有序推进广西电力市场建设,现将《2023年广西电力市场交易实施方案》印发给你们,请遵照执行。



2022年12月9日

公开方式：主动公开

抄送：自治区政府办公厅。

广西壮族自治区工业和信息化厅办公室

2022年12月9日印发

2023 年广西电力市场交易实施方案

为稳妥有序推进我区电力市场建设，逐步实现省级电力市场与南方区域电力市场、中长期电力市场与现货电力市场的有序衔接，根据《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）、《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《广西电力中长期交易规则》（南方监能市场〔2021〕200号）等相关文件要求，结合广西电力运行及市场交易实际，制订本实施方案。

一、市场规模

2023 年广西电力市场中长期电能量交易分为发用市场主体之间直接开展的电量交易（简称直接交易，下同）和合同电量转让交易。直接交易包括用户直接交易和电网企业代理购电交易。除绿色电力交易以外的直接交易视为常规电能量交易。2023 年广西电力市场交易电量预计 850 亿千瓦时左右。

二、市场主体

（一）电力用户

1. 暂放开 10 千伏及以上工商业电力用户（两部制用电）、已准入的现代服务业集聚区生产性服务业用户参与直接交易。
2. 参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户全部

电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。其中年度用电量 500 万千瓦时以下的电力用户仅可通过售电公司代理参与零售交易，年度用电量取 2021 年 11 月 1 日至 2022 年 10 月 31 日实际外购电量。执行留成电等特殊电价、参与跨区跨省交易的电力用户，特殊电价电量、跨区跨省交易结算外的剩余用电量须通过区内市场化交易方式采购。

（二）售电公司

售电公司按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）及广西电力市场主体准入注册管理办法等有关规定执行。

（三）发电企业

1. 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的燃煤（含兴义电厂#2 机组，下同）、燃气、核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业；丰水期期间视情况放开水电发电企业参与市场化交易；适时放开地方电网、增量配电网内的发电企业按国家有关规定和市场交易规则参与市场化交易；自备机组公平承担社会责任，符合相关条件后可参与市场化交易；分布式电源按有关规定参与市场化交易。

2. 燃煤、核电发电企业全电量进入市场。燃气发电企业自愿选择进入市场，符合条件的仍可根据政府文件享受补贴。风电、光伏超过等效上网电量的电量参与市场化交易，风电、光伏发电企业月度（周）等效上网电量= \min [该风电、光伏发电

企业当月（周）上网电量，该风电、光伏发电企业当月（周）上网电量×风电、光伏发电企业等效利用小时数/该风电、光伏发电企业近三年平均利用小时数]，该风电、光伏发电企业当月（周）上网电量=Σ该风电、光伏发电企业第*i*日上网电量，*i*为标的月（周）天数。风电发电企业等效利用小时数=800小时，光伏发电企业等效利用小时数=500小时。各风电发电企业近三年（2019-2021年）平均利用小时数由广西电网电力调度控制中心（以下简称“广西中调”）提供，详见附件1，未在附件1明确的，参照近三年广西中调调管风电发电企业平均利用小时数2325.7小时执行。各光伏发电企业近三年（2019-2021年）平均利用小时数统一按1118小时执行，详见附件2。纳入国家可再生能源发电补助项目清单范围的风电、光伏发电项目参与市场化交易的，相关电量补贴资金按照国家有关规定执行。后续将根据国家和自治区工作要求、优发电源界定、电网代理购电规模等情况适时调整电源入市要求。

（四）新兴市场主体

负荷聚合商、储能企业（包括新型储能、抽水蓄能电站，下同）等按有关规定参与交易。列入自治区储能发展规划或储能示范项目的储能企业，依法取得项目核准或者备案文件，签订并网调度协议和购售电合同后，可在交易中心办理注册手续，以发电企业、电力用户两种身份开通相应操作账户。储能企业以发电企业身份参与交易时，应承担发电企业权利和义务，暂只允许参与月度、周市场电量直接交易；储能企业以电

力用户身份参与交易时，应承担电力用户权利和义务，可选择由售电公司代理参与零售交易，也可选择直接参与批发交易。其他要求按《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）执行。

三、市场交易价格

（一）发电企业交易价格

1. 发电企业采用“基准价+上下浮动”的市场化上网电价机制。

2. 所有发电企业以广西内陆燃煤发电企业核定上网电价（422.7元/兆瓦时）上浮20%作为交易上限价格（507.24元/兆瓦时，以下简称上限电价），交易价格在上限电价基础上向下浮动，交易下限价格为各发电企业核定的上网电价下浮20%，具体浮动幅度由市场交易形成。各发电企业核定的上网电价详见附件3。

（二）电力用户市场购电价格

1. 直接交易用户用电价格由电能量交易价格、辅助服务费用、输配电价、政府性基金及附加、市场损益分摊或分享、峰谷浮动价格等组成。

2. 电网代理购电用户。电力用户代理购电价格由电网企业根据相关政策文件形成，电网企业通过市场化方式采购的电量价格按照标的月批发交易用户市场交易计划加权平均价格确定。

对于已参与市场交易、无正当理由改为电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，以及未参与市场交易由电网企业代理购电的高耗能企业，用电价格为电网企业代理购电价格的 1.5 倍加上输配电价、政府性基金及附加等。

原则上符合交易条件的电力用户应参与市场化交易，应于 2023 年 3 月 1 日前办理市场注册手续，通过参与市场交易直接购电。未办理市场注册手续、仍由电网企业代理购电的，2023 年 3 月 1 日起，其工商业用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加等组成；已办理市场注册手续的视同已参与交易用户，按市场规则执行。

对于 2023 年 3 月 1 日后接火送电的 10 千伏及以上两部制工商业电力用户，应自接火送电之日起的 3 个月内（含接火送电当月）办理市场注册手续。自接火送电之日后的第四个自然月起，未办理市场注册手续、仍由电网企业代理购电的，其工商业用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加等组成；已办理市场注册手续的视同已参与交易用户，按市场规则执行。具体接火送电时间以相关供电企业确认为准。

3. 高耗能企业交易价格按市场交易价格机制执行，但结算价格在前述价格机制上加收政策性附加价格，不受上浮 20% 限制。高耗能企业的结算价格在现价格机制上加收政策性附加价格 P_t ， $P_t =$ 标的月批发交易用户市场交易计划加权平均价格 \times

kg, kg、高耗能企业名单由自治区政府相关主管部门另行确定。

4. 市场损益分摊或分享、峰谷浮动价格、高耗能企业政策性附加价格等均在终端电力用户执行，售电公司不参与分摊或分享。储能企业不参与市场损益分摊或分享。

5. 批发交易用户月度市场交易计划加权平均价格不含绿色电力交易环境溢价（绿证价格）及合同电量转让交易价格。

（三）煤电价格浮动机制

鼓励各市场主体签订年度中长期交易合同时，须充分考虑电力供需平衡、燃料价格等因素，按照平等协商、利益共享、风险共担的原则，约定煤电价格浮动机制。采取煤电价格浮动机制后的交易价格应始终保持在上、下限范围内。

四、市场交易安排

（一）交易安排

2023年广西电力市场化交易主要按年度、月度和月内组织。其中，年度主要开展年度市场电量交易、年度电网企业代理购电交易；月度主要开展月度市场电量直接交易、月度市场合同电量转让交易、月度电网企业代理购电交易、月度代购合同电量转让交易；月内主要开展周市场电量直接交易；根据国家及广西有关规定开展绿色电力交易、绿证交易和需求侧响应交易，适时开展现货电能量交易。发电侧净合同电量上限调整系数、各发电类型交易单元市场化交易空间系数等相关交易参数详见附录4。

（二）交易要求

1. 2023 年发电企业、电力用户、售电公司、储能企业等以交易单元开展市场化交易，交易电量须分解至小时。中长期电能交易分时曲线在现货环境下应用，结算参考点按现货交易方案执行。

2. 作为参加交易并成交的必要条件，售电公司的履约保函有效期应覆盖交易标的（含批发、零售交易）的执行周期加 2 个自然月，且期间履约保函充足率均应不小于 100%。其中，零售交易标的的执行周期以线上签订零售合同的履行期限为准。

3. 年分月、月分日典型曲线包括统调负荷曲线（附录 5）、大工业用户负荷曲线（附录 6）；日分时典型曲线包括统调负荷曲线、大工业用户负荷曲线、日分时电量比例 D1、日分时电量比例 D2。采用双边协商、挂牌交易方式的，可采用自定义分解曲线或典型曲线；采用集中竞价、滚动撮合交易方式的，年分月、月分日典型曲线采用大工业用户负荷曲线，日分时典型曲线比例采用日分时电量比例 D1 或 D2。

4. 电力用户根据所属交易单元按年度选择参加批发交易或零售交易，新注册电力用户须在注册过程中完成选择，存量用户在年度市场电量交易前规定时间内完成选择，逾期未完成选择的视为零售用户。售电公司与电力用户所属交易单元按自然月开展零售代理关系的建立、变更或解除，可以建立多年零售代理关系。零售代理关系建立、变更或解除的时间周期为次月及后续月份。年度市场电量交易过程中不允许变更或解除代

理关系。零售合同采用线上电子签订方式，在开展零售合同线上电子签订前，各零售用户应完成企业认证及电子签章申领授权。

5. 电力用户交易单元在交易系统完成注册后，次月电量纳入市场交易；户号或计量点在交易系统发生变更业务的，其当月电量按变更前状态执行，次月起电量按变更后状态执行。

6. 发电合同电量转让交易应符合节能减排原则，原则上只允许煤耗高的机组转让给煤耗低的机组，燃煤机组可以转让给燃气机组，燃煤、燃气机组也可以转让给核电、风电、光伏机组；核电、风电、光伏机组之间可以相互转让。储能企业暂不参与发电合同电量转让交易。各发电企业交易单元合同电量转让优先级详见附录 7。

7. 2023 年各类交易品种的交易组织、交易结算及零售合同线上签订等业务统一在广西电力市场交易系统（以下简称“交易系统”）开展。

（三）交易品种

1. 年度市场电量交易

采用双边协商、挂牌交易方式，标的物为电力用户 2023 年外购电量，市场主体可开展多年交易。

2023 年年度市场电量交易规模为 650 亿千瓦时，设置竞争电量 30 亿千瓦时，即按照 680 亿千瓦时设置各发电交易单元上限，其中，燃煤发电企业 440 亿千瓦时、核电发电企业 160 亿千瓦时、风电发电企业 60 亿千瓦时、光伏发电企业 10 亿千

瓦时、燃气发电企业 10 亿千瓦时，各发电交易单元按所属发电类型的装机容量比例设定交易上限，装机容量以交易系统注册容量为准。

直接参与批发交易的电力用户（售电公司）年度交易分月电量上限=2021 年 11 月 1 日至 2022 年 10 月 31 日实际外购电量（代理零售用户 2021 年 11 月 1 日至 2022 年 10 月 31 日实际外购电量总和）×调整系数 y_1 （详见附录 8）。

电力用户年度交易电量原则上应高于前一年用电量的 70%，售电公司年度交易电量原则上应高于其所有代理用户前一年用电量的 70%。前一年用电量以电力用户 2021 年 11 月 1 日至 2022 年 10 月 31 日实际外购电量为准。

2. 电网企业代理购电交易

采用挂牌交易方式开展，按年度、月度组织。标的物为电网企业代理工商业用户年度、次月市场化购电电量。

电网企业须在交易系统申报交易需求电量等信息，电网企业根据填报的需求电量进行挂牌，采用一段式申报方式，以报量不报价的方式形成要约，摘牌电量上限按符合交易条件的发电交易单元装机容量占比分配。当电网企业代理购电交易挂牌成交不足部分由各发电交易单元按剩余可摘牌电量等比例承担。

广西桂东电力股份有限公司等其他电网企业（以下简称“其他电网”）、增量配电网“保量保价”的优先发电电源满足不了电网代理购电用户的用电量时，暂由省级电网（含广西

电网有限责任公司、广西新电力投资集团有限责任公司，下同）根据发、用电量预测情况统一开展电网代理购电。

3. 月度市场电量直接交易

采用集中竞价交易方式（具备条件后，可采用先开展集中竞价交易，后进行滚动撮合交易的方式），按月组织，标的物为电力用户次月外购电量。其中发电企业作为售电方参与交易，批发交易用户作为购电方参与交易。

4. 月度市场合同电量转让交易

包括发电合同、用电合同电量转让交易，采用双边协商方式，按月组织，交易价格为代发、代用绝对价格，标的物为当月月度合同电量（不含标的为周的交易）。其中出让的分月、分日、分时电量不允许超过原合同分解曲线。

5. 月度代购合同电量转让交易

仅开展发电合同电量转让交易，采用双边协商方式，按月组织，交易价格为代发绝对价格，标的物为当月月度代购合同电量（含电网企业年度代理购电交易分月计划电量）。月度代购合同电量转让交易须按原合同分解曲线转让。

6. 周市场电量直接交易

采用挂牌交易方式，具备条件后，可采用滚动撮合交易的方式开展。计量条件具备后，每周一次，如遇节假日，根据实际情况进行调整，标的物原则上为次周周一至周日新增用电量，当剩余标的日不足一周时，可与前序周合并开展交易。其中发电企业作为售电方参与交易，批发交易用户作为购电方参

与交易。计量条件具备前，每月开展一次月内交易，于每月下旬组织，标的物为电力用户当月新增外购电量。

7. 绿色电力交易

绿色电力交易方案按照国家、南方区域规则以及广西实施方案开展，交易方案另行制定。

8. 需求侧响应交易

按照广西电力市场化需求响应实施方案及相关规定执行。

9. 现货电能量交易

与区域电力市场配套的现货电能量交易方案另行制定。

五、交易结算

（一）结算原则

1. 交易结算及市场损益分配按交易单元开展。不满足按交易单元计量条件的发电企业，可按照总上网电量结合交易单元发电量比例，或以调度自动化系统采集计算的交易单元电量比例拟合分配形成。具体电量数据由电网企业提供。

2. 开展现货结算试运行时，按现货结算实施细则及现货市场结算试运行方案相关要求进行结算。

3. 零售结算按照广西电力市场零售结算管理办法执行，未建立代理关系的零售用户按批发交易用户结算原则开展结算及统计。

4. 组织开展周交易时，发电企业和批发交易用户的周交易负偏差电量按周计算，按相应市场主体月度偏差结算价格结算。在月度结算临时结果发布前，周结算临时结果暂不出具负

偏差电量的结算价格。

5. 各类型发电企业市场电量按以下方式计算：燃煤、核电、储能企业发电交易单元月度（周）市场电量=月度（周）上网电量；风电、光伏发电交易单元月度（周）市场电量=月度（周）上网电量-月度（周）等效上网电量；燃气发电交易单元月度（周）市场电量= \min [月度（周）上网电量，月度（周）交易电量]。

6. 电力用户用电交易单元月度（周）市场电量=用电交易单元月度（周）用网电量-用电交易单元月度（周）留成电量；储能企业用电交易单元月度（周）市场电量=用电交易单元月度（周）用网电量。

7. 满足交易条件，但未注册参与市场化交易的风电、光伏等发电企业，不再设置等效利用小时数，当月上网电量认定为自身原因造成的超发电量；对于新投产的风电、光伏等发电企业，自投产月份起三个自然月内（含投产月）应办理注册入市手续，注册后次月上网电量参与市场交易及结算，如未按期完成注册的，从第四个自然月起，其当月上网电量认定为自身原因造成的超发电量。广西电网根据发电企业交易价格成本平衡机制、发电企业偏差结算价格机制对超发电量进行结算，并作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。

为进一步落实风电、光伏等新能源发电企业“应并尽并”要求，新能源企业可以在交易中心注册参与电力市场交易，按照规定取得电力业务许可证（发电类），具体按照国家能源局

《电力业务许可证监督管理办法》《关于贯彻落实“放管服”改革精神优化电力业务许可管理有关事项的通知》等文件规定执行。

8. 在广西电网第三监管周期输配电价政策实行前，暂按广西电网第二监管周期输配电价执行。其中，参与市场交易的10千伏工商业用户延续执行平衡价格，具体价格参照《自治区工业和信息化厅关于调整2022年电力市场交易实施方案有关事项的通知》（桂工信运行〔2022〕777号）执行。

（二）发电企业偏差结算价格

根据发电交易单元产生电量偏差原因不同，将偏差电量分为非自身原因偏差和自身原因偏差。不同原因产生的偏差电量根据偏差率不同，分别设置不同发电偏差结算价格系数 $N_{正,t}$ 、 $N_{负,t}$ ，相关参数见附录9。

除本方案已明确的自身原因产生的超发电量外，发电交易单元其余因自身原因产生的偏差电量，由广西中调会同交易中心按有关操作规范进行认定，结果报政府主管部门和能源监管机构；对难以认定的情形，由广西中调会同交易中心研究提出处理意见建议，报政府主管部门和能源监管机构审定。未认定原因的电量均视为因非自身原因产生。

对于发电企业因恶意申报电量、电价产生的超额偏差收益，原则上需进行回收，具体认定原则及回收机制另行规定。

（三）批发交易用户偏差结算价格

批发用户交易单元偏差电量根据偏差率不同，设置不同用

电偏差结算价格系数 $U_{正,t}$ 、 $U_{负,t}$ ，相关参数见附录 10。

（四）电网企业代理购电交易偏差结算价格

1. 电网企业代理购电交易偏差结算价格参照批发交易用户偏差结算价格执行。

2. 省级电网非市场电源向市场反向供电电量对应的实际购电度电成本由省级电网进行测算，当出现省级电网非市场电源向市场反向供电时，省级电网应于次月 25 日前向交易中心提供当月省级电网非市场电源反向向市场供电的购电成本。

（五）其他电网及增量配电网趸售偏差结算价格

其他电网负偏差电量的结算价格参照广西电网现行平均购电成本（现阶段参照广西电网未代理购电时居民和农业以及未进入市场的工商业电量对应的平均购电价 330.9 元/兆瓦时）执行；增量配电网负偏差电量的结算价格参照区内风电、光伏核定的上网电价执行，即 420.7 元/兆瓦时。如有调整按最新标准执行。

六、市场关键机制

（一）发电企业成本平衡机制

为平衡不同类型电源成本差异，建立发电企业成本平衡机制。对于燃煤发电企业、燃气发电企业、储能企业的交易价格超出其核定上网电价上浮 20% 的部分纳入成本平衡费用（兴义电厂#2 机组参与广西区内市场交易价格超过 497.59 元/兆瓦时部分进行平衡）。其他类型（包括风电、光伏、核电，下同）发电企业成本平衡费用=其他类型发电企业结算电量×（上限

电价-发电企业核定上网电价 $\times K_s$)，其中，核电 K_s 值暂按1.1执行，享受国家可再生能源补贴的风电、光伏项目 K_s 值按1执行，平价上网风电、光伏项目 K_s 值按1.1执行。其中，对未按时限要求配置储能设施的市场化并网风电、光伏项目 K_s 值按0.75执行(暂执行至2023年6月30日)，完成储能设施配置后的次月，参照对应的 K_s 值执行。纳入国家可再生能源项目补助范围的风电、光伏发电项目名单、以及是否按时限要求配置储能等信息由自治区电力主管部门会同电网企业提供至交易中心，风电、光伏发电企业注册参与市场交易前应明确上述信息。为确保市场平稳有序，可根据各电源成交电量和电价等因素适时调整 K_s 。水电价格系数进入市场后再另行规定。

(二) 峰谷浮动价格机制

按照 $w_1:1:w_2$ (w_1 暂定为1.5， w_2 暂定为0.5， w_3 暂定为0.2，下同)，尖峰在峰段电价基础上上浮 w_3 的峰平谷比价，对电力用户设置峰谷浮动机制。电力用户按照实际分时段电量及峰平谷电价开展结算，具体执行范围参照价格主管部门相关文件要求，如遇调整按新规定执行。

交易价格的峰谷浮动以广西燃煤发电基准价(420.7元/兆瓦时)作为基准，峰段上调价格为燃煤发电企业基准价 $\times (w_1-1)$ ，即210.35元/兆瓦时，谷段下调价格为燃煤发电企业基准价 $\times (1-w_2)$ ，即210.35元/兆瓦时，尖峰上调价格=燃煤发电企业基准价 $\times (w_1 \times (1+w_3) -1)$ ，即336.56元/兆瓦时；电力用户峰段(尖峰)电量结算价格=交易价格+峰段(尖

峰)上调价格; 电力用户谷段电量结算价格=交易价格-谷段下调价格。

(三) 市场损益分配机制

1. 市场损益包括市场用户侧电量电费(含电网企业代理购电)与市场发电侧电量电费间的差额电费(含省级电网向市场反向供电的对应返还)、发电企业执行成本平衡机制产生的盈余、高耗能用户的市场政策性附加盈余、10千伏工商业用户执行平衡价格所需费用等。

2. 市场损益费用按照“取之于市场,用之于市场”原则结合市场主体经营情况进行分配或分摊。2023年市场盈余资金主要向用户侧倾斜,发电侧重点支持燃煤、燃气发电企业。具体分配系数见附录11。

3. 市场损益分配按“月结月清”原则开展,如市场损益分配后发生变化的,差额部分合并至后续月份进行损益分配。

七、其他

(一) 其他未尽事宜按《广西电力市场中长期电能量交易实施细则(非现货环境下)》、《广西电力批发市场结算实施细则(非现货环境下)》等执行。

(二) 各市场主体应依法依规开展2023年电力市场化交易工作,违规行为按照《南方区域电力市场监管实施办法(试行)》(南方监能市场〔2021〕156号)处理,失信行为纳入广西电力市场主体信用评价。

(三) 在落实省间扶贫电量协议的基础上,鼓励区内发电

企业、售电公司（批发交易用户）根据区内供需情况参与省间市场化交易；积极融入南方区域电力市场，按照区域市场有关方案和规则参与试运行。

（四）加强电力市场履约监管，做好履约风险监测预警。交易中心按照本方案要求，及时开展政策宣贯活动，组织我区电力市场交易各项工作，并将相关交易情况汇总反馈自治区工业和信息化厅。

（五）电网企业需做好参与交易用户分时段计量表计的安装维护，指导用户科学合理申报分时段用电计划，引导用户调整用电行为，错峰用电、削峰填谷，提升系统运行效率。

（六）各地市工信部门积极组织辖区内电力用户、发电企业参与全年电力市场交易，做好宣传和指导工作。

（七）本方案附录表格中有关参数，可由交易中心根据市场运行情况提出调整建议，报自治区政府主管部门和能源监管机构，按程序进行调整。

（八）本方案执行过程中，遇国家、自治区电力市场化改革相关政策调整的，按最新政策执行。

附录 1

各风电发电单元交易参数信息

单位：兆瓦、小时

序号	交易代码	发电单元名称	单元简称	是否享受补贴	是否应配储能	是否已配储能	装机容量	2019年	2020年	2021年	近三年平均利用小时数
1	FD111	恭城洁源新能源有限公司	广茂风电场	否	否	否	48	0	1642	1503	2325.7
2	FD112	平乐洁源新能源有限公司	承源风电场	是	否	否	51.2	0	8	1627	2325.7
3	FD115	国家电投广西宾阳新能源发电有限责任公司	黄兴风电场（一期）	是	否	否	50.4	0	992	2647	2325.7
4	FD117	全州优能风电有限公司	六字界风电场	是	否	否	49.5	844	2264	2122	2325.7
5	FD118	马山协合风力发电有限公司	水锦风电场（一期）	是	否	否	40.9	2898	3306	2314	2839
6	FD119	融安协合风力发电有限公司	东起风电场（一期）	是	否	否	48.4	211	2566	2293	2325.7
7	FD120	三江县协合风力发电有限公司	布央风电场	是	否	否	49.1	0	428	3024	2325.7
8	FD121	华电福新马山风力发电有限公司	宝山风电场	是	否	否	60	0	762	2155	2325.7
9	FD122	富川协合风力发电有限公司	富川协合风电场	是	否	否	96	1480	1985	2112	1859
10	FD123	富川协合新造风力发电有限公司	协合新造风电场	是	否	否	47.55	1480	1985	2112	1859
11	FD124	天等天润风电有限公司	佩光风电场	是	否	否	50	1431	2795	2391	2325.7
12	FD125	融安协合白云岭风力发电有限公司	东起风电场（二期）	否	否	否	48	211	2566	2293	2325.7
13	FD126	国家电投集团广西梧州新能源有限公司	岭脚风电场	否	否	否	50	0	0	1725	2325.7
14	FD127	华能贵港清洁能源有限责任公司	镇龙山风电场	是	否	否	50	0	1790	3467	2325.7
15	FD128	华能河池清洁能源有限责任公司	肯兰风电场	是	否	否	120	0	493	2547	2325.7
16	FD129	华能贵港清洁能源有限责任公司	平天山风电场	是	否	否	60	2024	3812	2601	2812
17	FD130	华能南宁清洁能源有限责任公司	麒麟风电场	是	否	否	70	0	920	1924	2325.7

18	FD131	华能富川风力发电有限公司	龟石风电场	是	否	否	199.5	3346	3527	2927	3267
19	FD132	灵川中核新能源有限公司	兰田风电场	是	否	否	50	0	0	2867	2325.7
20	FD133	富川新能风力发电有限公司	旭晖风电场（一期）	是	否	否	49.5	1637	2231	1988	1952
21	FD134	上电平南新能源有限公司	安华风电场	是	否	否	60.95	0	1123	2302	2325.7
22	FD135	国投广西风电有限公司	龙门风电场（一期）	是	否	否	94	2100	2579	2301	2327
23	FD136	国电电力广西风电开发有限公司罗城分公司	高帮山风电场	是	否	否	86	0	5	1576	2325.7
24	FD137	华润风电（象州）有限公司	润南风电场	是	否	否	50	0	32	2706	2325.7
25	FD138	防城港新天绿色能源有限公司	金谷风电场	是	否	否	50	0	5	2605	2325.7
26	FD139	国家电投集团广西兴安风电有限公司	月亮山风电场（一期）	是	否	否	49.85	2083	2585	2208	2325.7
27	FD140	国家电投集团广西兴安风电有限公司	坵坪风电场（一期）	是	否	否	447.5	1941	2254	1890	2029
28	FD141	国家电投集团广西灵川风电有限公司	福家田风电场 （灵田项目）	是	否	否	60	3171	2830	2442	2325.7
29	FD142	国家电投集团广西金紫山风电有限公司	马家风电场	是	否	否	80	0	120	2138	2325.7
30	FD143	国家电投集团广西金紫山风电有限公司	古田风电场	是	否	否	152.4	0	2011	1907	2325.7
31	FD144	国家电投集团广西金紫山风电有限公司	金紫山风电场	是	否	否	99	1621	2169	1761	1850
32	FD145	国电优能恭城风电有限公司	蜜源风电场	是	否	否	93.5	2454	2455	2039	2316
33	FD146	广西新天绿色能源有限公司	天武风电场	是	否	否	50	2249	3023	2383	2325.7
34	FD147	三峡新能源平南发电有限公司	朝新风电场	是	否	否	60	0	891	2268	2325.7
35	FD148	马山协合古零风力发电有限公司	水锦风电场（二期）	否	否	否	48	2898	3306	2314	2839
36	FD149	广西润电风能（北流）有限公司	隆润风电场（一期）	是	否	否	46.2	2666	3073	2646	2325.7
37	FD150	三峡新能源天峨发电有限公司	交连岭风电场	是	否	否	100	0	431	2073	2325.7
38	FD151	广西大唐桂冠新能源有限公司	碗窑风电场（一期）	是	否	否	100	1176	2458	2624	2086
39	FD152	广西大唐桂冠新能源有限公司博白分公司	凤屏风电场（一期）	是	否	否	50	0	113	1820	2325.7
40	FD153	大唐恭城新能源有限公司	洁源风电场（一期）	是	否	否	49	1875	2104	1599	1859
41	FD154	大唐富川新能源有限公司	龙头风电场	是	否	否	99	1108	1784	1442	1445
42	FD155	大唐桂林新能源有限公司	洁源风电场（二期）	否	否	否	49.5	1875	2104	1599	1859

43	FD156	大唐桂林新能源有限公司	南山风电场（一期）	是	否	否	49.5	1684	1883	1650	1739
44	FD157	灵山县宇阳风电有限公司	宇阳风电场	是	否	否	100	2542	4485	3830	2325.7
45	FD158	华润风电（玉林）有限公司	祥甜风电场（一期）	是	否	否	42	0	152	2448	2325.7
46	FD159	广西华业新能源有限公司	马子岭风电场（一期）	是	否	否	50	2507	2890	2147	2515
47	FD160	广西华业马子岭新能源有限公司	马子岭风电场（二期）	否	否	否	50	2507	2890	2147	2515
48	FD161	国电优能全州风电有限公司	迅风风电场（三期）	否	否	否	60	2698	2872	2307	2626
49	FD162	国电北投灌阳风电有限公司	国电俊风风电场	是	否	否	110	1701	1253	1929	1628
50	FD163	国家能源集团广西电力有限公司容县分公司	天堂顶风电场（二期）	是	否	否	80	3591	3652	3260	3501
51	FD164	柳州融水优能风力发电有限公司	梓坪风电场 （梓山坪项目）	否	否	否	36	0	1	1672	2325.7
52	FD165	华润新能源（容县）风能有限责任公司	隆润风电场（二期）	是	否	否	44	2666	3073	2646	2325.7
53	FD166	广西国能能源发展有限公司贵港分公司	百花山风电场	是	否	否	80	0	23	2753	2325.7
54	FD167	中广核钟山风力发电有限公司	东岭风电场	是	否	否	49.6	2804	2874	2424	2325.7
55	FD168	兴业中广核新能源有限公司	葵阳风电场（龙安一期）	是	否	否	48.7	2191	2627	2164	2327
56	FD169	中广核兴业风力发电有限公司	葵阳风电场（一期）	是	否	否	129.8	2191	2627	2164	2327
57	FD170	北流大冲山风电有限公司	冲山风电场	是	否	否	46.2	2225	2653	2295	2391
58	FD171	中广核贵港港南风力发电有限公司	木格风电场（一期）	是	否	否	80	9	1957	1886	2325.7
59	FD172	华润新能源（苍梧）有限公司	润堡风电场	是	否	否	50	0	833	2233	2325.7
60	FD173	广西灵山大怀山新能源有限公司	怀山风电场（一期）	是	否	否	100	661	2915	2488	2325.7
61	FD174	北流望江风电有限公司	六林冲风电场（一期）	是	否	否	48.4	1602	2162	1831	1865
62	FD175	北流远博风电有限公司	六林冲风电场（三期）	是	否	否	30.8	1602	2162	1831	1865
63	FD176	合浦天源风电有限公司	乐樟风电场	是	否	否	100	0	324	2086	2325.7
64	FD177	永福县中翔能源有限公司	登云山风电场（一期）	是	否	否	99.9	2612	3019	2784	2805
65	FD178	陆川凤凰岭风电有限公司	宏景风电场	是	否	否	58.3	0	713	2495	2325.7
66	FD179	国电优能玉林风电有限公司	大容山风电场	是	否	否	25.5	2983	3531	2911	3142
67	FD180	华能怡海（钦州）新能源有限责任公司	牛景岭风电场	否	否	否	200	0	0	22	2325.7

68	FD181	中节能风力发电(广西)有限公司	云飞风电场	否	否	否	99.96	0	0	2354	2325.7
69	FD182	中节能钦州风力发电有限公司	珠光风电场(一期)	是	否	否	50	0	3	2358	2325.7
70	FD183	大唐全州新能源有限公司	黄花岭风电场	是	否	否	50	1384	3457	2800	2325.7
71	FD186	龙源玉林风力发电有限公司	四方岭风电场	是	否	否	96.8	0	2563	2494	2325.7
72	FD187	广西龙源风力发电有限公司	霞义山风电场(一期)	是	否	否	48	2751	3016	2534	2767
73	FD188	龙源钦州风力发电有限公司	笔架山风电场	否	否	否	3	0	27	2245	2325.7
74	FD189	华电福新柳州新能源有限公司	九元山风电场	否	否	否	100	0	11	2245	2325.7
75	FD190	南宁华电福新风力发电有限公司	泽丰风电场	否	否	否	59.4	0	22	2247	2325.7
76	FD191	钦州华电福新风力发电有限公司	沃岭风电场	否	否	否	50	0	18	2674	2325.7
77	FD192	中广核新能源乐业有限公司	全达风电场	否	否	否	111	0	0	0	2325.7
78	FD198	国家电投广西宾阳新能源发电有限责任公司	黄兴风电场二期	否	否	否	50	0	992	2647	2325.7
79	FD200	国投广西风电有限公司	龙门风电场(二期)	否	否	否	100	2100	2579	2301	2327
80	FD202	国电优能全州风电有限公司	国电迅风风电场 (一期、二期)	是	否	否	100	2698	2872	2307	2626
81	FD205	中广核兴业风力发电有限公司	昌鸿风电场	否	否	否	72.6	0	0	0	2325.7
82	FD214	广西合山市中电投新能源发电有限责任公司	合山洛山风电场	否	否	否	48.3	0	0	0	2325.7
83	FD215	柳州融水优能风力发电有限公司	梓坪风电场 (摩天岭项目)	否	否	否	44	0	1	1672	2325.7
84	FD217	融安协合狮子岭风力发电有限公司	狮子岭风电场	否	否	否	47.45	0	0	0	2325.7
85	FD218	华润风电(贺州)有限公司	鸿润风电场	否	否	否	80	0	0	0	2325.7
86	FD221	北流望江风电有限公司	六林冲风电场(二期)	是	否	否	41.8	1602	2162	1831	1865
87	FD222	大唐桂林新能源有限公司	南山风电场(二期)	是	否	否	49	1684	1883	1650	1739
88	FD223	富川新能风力发电有限公司	旭晖风电场(二期)	是	否	否	40	1637	2231	1988	1952
89	FD224	广西大唐桂冠新能源有限公司	碗窑风电场(二期)	是	否	否	100	1176	2458	2624	2086
90	FD225	广西大唐桂冠新能源有限公司博白分公司	凤屏风电场(二期)	是	否	否	42	0	113	1820	2325.7
91	FD226	广西灵山大怀山新能源有限公司	怀山风电场(二期)	是	否	否	100	661	2915	2488	2325.7

92	FD227	广西龙源风力发电有限公司	霞义山风电场（二期）	是	否	否	47.5	2751	3016	2534	2767
93	FD228	国家电投集团广西灵川风电有限公司	福家田风电场 （海洋一期项目）	是	否	否	50	3171	2830	2442	2325.7
94	FD229	华润风电（玉林）有限公司	祥甜风电场（二期）	是	否	否	42	0	152	2448	2325.7
95	FD230	兴业中广核新能源有限公司	葵阳风电场 （龙安二期）	是	否	否	39.2	2191	2627	2164	2327
96	FD231	永福县中翔能源有限公司	登云山风电场（二期）	是	否	否	50	2612	3019	2784	2805
97	FD232	中广核贵港港南风力发电有限公司	木格风电场（二期）	是	否	否	41.6	9	1957	1886	2325.7
98	FD233	中广核钟山风力发电有限公司	花山风电场	是	否	否	50	2804	2874	2424	2325.7
99	FD234	中节能钦州风力发电有限公司	珠光风电场（二期）	否	否	否	80	0	3	2358	2325.7
100	FD235	国家电投集团广西兴安风电有限公司	头岭风电场	是	否	否	99	1941	2254	1890	2029
101	FD236	国家电投集团广西兴安风电有限公司	坵坪风电场（二期）	是	否	否	50	1941	2254	1890	2029
102	FD237	国家电投集团广西兴安风电有限公司	月亮山风电场（二期）	是	否	否	49.98	2083	2585	2208	2325.7
103	FD238	华润新能源（容县）风能有限责任公司	杨村风电场（二期）	是	否	否	48	2284	2688	2196	2389
104	FD239	华润新能源（容县）风能有限责任公司	杨村风电场（一期）	是	否	否	38	2284	2688	2196	2389
105	FD240	国家能源集团广西电力有限公司容县分公司	天堂顶风电场（一期）	是	否	否	50	3591	3652	3260	3501
106	FD241	田阳深能风力发电有限公司	九头岭风电场	否	否	否	50	0	1	1812	2325.7
107	FD243	钦州华电福新风力发电有限公司	沃岭风电场二期	否	否	否	100	0	18	2674	2325.7
108	FD245	广西田林锐航新能源有限公司	锐航风电场	否	否	否	50	0	0	0	2325.7
109	FD246	华润风电（田东）有限公司	润佳风电场	否	否	否	100	0	0	0	2325.7
110	FD248	合浦丰能风力发电有限公司	鹰斗岭风电场	否	否	否	100	0	0	24	2325.7
111	FD249	合浦远阳风力发电有限公司	黑石岭风电场	否	否	否	100	0	0	99	2325.7
112	FD253	中节能来宾风力发电有限公司	宿邓风电场	否	否	否	50	0	0	0	2325.7
113	FD254	广西武宣粤风新能源有限公司	晴岚风电场	否	否	否	50	0	0	1520	2325.7
114	FD259	融安协合孟公岭风力发电有限公司	狮子岭风电场 二期工程	否	否	否	42	0	0	0	2325.7

115	FD264	国投广西风电有限公司	合福风电场	否	否	否	50	0	0	0	2325.7
116	FD265	融安协合红紫岭风力发电有限公司	狮子岭风电场 三期工程	否	否	否	48	0	0	0	2325.7
117	FD266	国能藤县能源发展有限公司	劲风风电场	否	否	否	146	0	0	0	2325.7

备注：1. 风电发电单元投产时间为 2019 年 1 月 1 日后的，以及后续完成准入注册的，取近三年广西中调调管风电发电企业平均利用小时数 2325.7 小时；

2. 装机容量以实际注册容量为准；

3. 享受补贴政策发生变化后，按最新政策进行市场结算，并根据执行时间按月开展清算。

附录 2

各光伏发电单元交易参数信息

单位：兆瓦、小时

序号	交易代码	发电单元名称	单元简称	是否享受补贴	是否应配储能	是否已配储能	装机容量	近三年平均利用小时数
1	FD184	广西象州航桂能源有限公司	丰收光伏电站（三期）	否	否	否	70	1118
2	FD185	广西西江集团投资股份有限公司	古顶光伏电站	否	否	否	20	1118
3	FD193	龙州沃合新能源科技有限公司	吉龙光伏电站	否	否	否	150	1118
4	FD194	富川新能风力发电有限公司	旭晖光伏电站	否	否	否	60	1118
5	FD195	马山中核新能源有限公司	烈阳光伏电站	否	否	否	7.8	1118
6	FD196	田林中核新能源有限公司	南甲光伏电站	否	否	否	8.38	1118
7	FD197	大唐桂冠合山新能源有限公司	柳花岭光伏电站	否	否	否	103	1118
8	FD199	广西玉柴农光电力有限公司	玉柴光伏电站（平价项目）	否	否	否	20	1118
9	FD201	隆安英利光伏电力开发有限公司	英利光伏电站（二期）	否	否	否	18.53	1118
10	FD203	广西钦州民海新能源科技有限公司	民钦光伏电站（发电平价项目）	否	否	否	300	1118
11	FD204	宾阳县天晴新能源科技有限公司	暖阳光伏电站	是	否	否	100	1118
12	FD206	合浦县信义光能有限公司	钓鱼台光伏电站（一期）	否	否	否	40	1118
13	FD207	大唐桂冠隆林新能源有限公司	者显光伏电站	否	否	否	60.11	1118
14	FD208	环江中核新能源有限公司	江滨光伏电站（一期）	否	否	否	100	1118
15	FD209	东兴市浩阳新能源有限公司	骄阳光伏电站	否	否	否	150.02	1118
16	FD210	钦州鑫奥光伏电力有限公司	鑫奥光伏电站	否	否	否	60	1118
17	FD211	钦州金安新能源有限公司	英学光伏电站	否	否	否	100	1118

18	FD212	贵港市光荷新能源发电有限公司	古平光伏电站（二期）	是	否	否	20	1118
19	FD213	钦州鑫金光伏电力有限公司	横山光伏电站（二期）	否	否	否	20	1118
20	FD216	梧州国能水电开发有限公司	旺村光伏电站	否	否	否	10.1	1118
21	FD219	广西玉柴农光电力有限公司	玉柴光伏电站（三期）A区	是	否	否	40	1118
22	FD242	广西光泰新能源开发有限公司	振国光伏电站（一期）	否	否	否	20	1118
23	FD244	华电福新环江新能源有限公司	华阳光伏电站（一期）	否	否	否	150	1118
24	FD247	广西玉柴农光电力有限公司	玉柴光伏电站（三期）B区	是	否	否	40	1118
25	FD250	龙州县百熠新能源科技有限公司	小湾光伏电站（二期）	否	否	否	30	1118
26	FD251	广西光泰新能源开发有限公司	振国光伏电站（二期）	否	否	否	40	1118
27	FD252	龙滩水电开发有限公司藤县新能源分公司	35kV 西江机场光伏电站	否	否	否	37.56	1118
28	FD255	钦州通威惠金新能源有限公司	通威光伏电站（四期）	否	否	否	60	1118
29	FD256	国能永福发电有限公司（光伏）	永福光伏站	否	否	否	45	1118
30	FD257	华电福新环江新能源有限公司	华阳光伏电站（二期）	否	否	否	150	1118
31	FD258	合浦县信义光能有限公司	钓鱼台光伏电站（二期）	是	否	否	60	1118
32	FD260	贵港市绿色方舟新能源有限公司	岑西光伏电站（一期）	是	否	否	60	1118
33	FD261	贵港市绿色方舟新能源有限公司	岑西光伏电站（二期）	是	否	否	20	1118
34	FD262	广西田东吉电新能源有限公司	吉江光伏发电站	否	否	否	100	1118
35	FD267	中广核新能源百色有限公司	全达光伏电站	否	否	否	20	1118
36	FD268	横县江南发电有限公司隆安新能源分公司	楼林光伏发电站	否	否	否	3.15	1118

备注：1. 各光伏发电企业近三年（2019-2021年）平均利用小时数统一按1118小时执行；
2. 装机容量以实际注册容量为准；
3. 享受补贴政策发生变化后，按最新政策进行市场结算，并根据执行时间按月开展清算。

附录 3

部分电源核定的上网电价一览表

单位：元/兆瓦时

序号	电源类型	核定上网电价（含税）	交易价格上限	交易价格下限	备注
1	内陆燃煤电厂	422.7	507.24	338.16	
2	沿海燃煤电厂	414.7	507.24	331.76	
3	核电	406.3	507.24	325.04	
4	风电、光伏	420.7	507.24	336.56	不含补贴电价
5	燃气机组	420.7	507.24	336.56	不含补贴电价
6	兴义#2 机组 (燃煤电厂)	426.61	507.24	341.29	落地广西上网电价。送端核定上网电价为 354.9 元/兆瓦时, 跨网电价 71.71 元/兆瓦时。
7	储能企业	420.7	507.24	336.56	储能企业核定上网电价暂参照燃煤电厂基准电价 420.7 元/兆瓦时执行, 后续根据自治区价格主管部门相关文件进行调整。

备注：1. 发电合同电量转让交易价格上下限根据受让方电源类型参照执行；

2. 用电合同转让交易价格上限暂定为内陆燃煤发电企业核定上网电价（422.7 元/兆瓦时）上浮 20%，即 507.24 元/兆瓦时，交易价格下限为核电核定上网电价（406.3 元/兆瓦时）下浮 20%，即 325.04 元/兆瓦时。

附录 4

2023 年广西电力市场中长期电能量交易基本参数表

序号	交易参数名称	参数取值	说明
1	发电侧净合同电量上限调整系数 f_1	1.2	用于计算发电侧月度净合同电量上限
2	各发电类型交易单元市场化交易空间系数	风电市场化交易空间系数 $k_\alpha=1-\text{风电发电企业等效利用小时数}/\text{近三年广西中调调管风电发电企业平均利用小时数}$ 2325.7 小时。其他发电类型市场化交易空间系数 k_α 为 1。	用于计算发电侧月度净合同电量上限
3	批发交易用户交易单元年度交易月度净合同电量上限调整系数 y_1	详见附录 8	用于计算批发交易用户年度交易分月净合同电量上限
4	电力用户历史用电量调整系数 y_2	0.9	用于计算交易系统无历史用电量数据的电力批发用户/电力零售用户历史同期月份实际用电量
5	批发交易用户交易单元月度净合同电量上限调整系数 y_3	1.2	用于计算批发交易用户月度净合同电量上限
6	需求申报偏差下限 $k_1\%$	90	用于计算批发交易用户需求电量申报偏差允许范围，需求申报偏差率=批发交易用户交易单元月度实际用网电量/批发交易用户交易单元月度需求电量。
7	发电侧累计合同电量上限调整系数 f_2	2	用于计算发电侧月度累计合同电量上限
8	用电侧累计合同电量上限调整系数 y_4	2	用于计算用电侧月度累计合同电量上限

附录 5

2023 年中长期电能量交易统调负荷典型分解曲线比例

年分月权重					
1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
7.95%	5.68%	7.53%	7.53%	8.89%	9.03%
7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
10.05%	9.42%	8.82%	8.00%	8.05%	9.05%
月分日权重					
日期类型	工作日	周六	周日	法定节假日	调休节假日
日权重	1	0.97	0.97	0.84	0.90
日分时权重					
时点	工作日	周六	周日	法定节假日	调休节假日
0:00	0.0372	0.0380	0.0383	0.0403	0.0383
1:00	0.0352	0.0358	0.0361	0.0373	0.0359
2:00	0.0337	0.0343	0.0346	0.0353	0.0341
3:00	0.0328	0.0333	0.0336	0.0340	0.0330
4:00	0.0322	0.0327	0.0329	0.0333	0.0325
5:00	0.0327	0.0329	0.0332	0.0334	0.0327
6:00	0.0351	0.0347	0.0348	0.0351	0.0346

7:00	0.0379	0.0373	0.0373	0.0377	0.0372
8:00	0.0416	0.0410	0.0406	0.0405	0.0408
9:00	0.0444	0.0437	0.0433	0.0424	0.0433
10:00	0.0456	0.0450	0.0446	0.0432	0.0445
11:00	0.0458	0.0454	0.0451	0.0434	0.0448
12:00	0.0433	0.0431	0.0430	0.0422	0.0428
13:00	0.0432	0.0433	0.0431	0.0419	0.0425
14:00	0.0438	0.0441	0.0440	0.0420	0.0430
15:00	0.0445	0.0445	0.0445	0.0426	0.0435
16:00	0.0455	0.0455	0.0457	0.0441	0.0446
17:00	0.0476	0.0477	0.0476	0.0466	0.0472
18:00	0.0478	0.0479	0.0478	0.0477	0.0483
19:00	0.0484	0.0482	0.0483	0.0492	0.0497
20:00	0.0485	0.0482	0.0484	0.0495	0.0497
21:00	0.0474	0.0471	0.0474	0.0487	0.0487
22:00	0.0448	0.0449	0.0448	0.0465	0.0461
23:00	0.0410	0.0414	0.0410	0.0431	0.0422

备注：1. 上述年分月、月分日、日分时曲线根据 2019 年至 2021 年统调平均负荷历史曲线确定；

2. 法定节假日为：元旦当天（1 月 1 日）、春节 3 天（农历正月初一、初二、初三）。清明节当天（农历清明当日），劳动节当天（5 月 1 日），端午节当天（农历端午当日），中秋节当天（农历中秋当日），国庆节 3 天（10 月 1 日至 3 日），共计 11 天。具体日期安排以政府正式发布的 2023 年度节假日安排为准；

3. 调休节假日为：全年节假日对应的假期安排中，除法定节假日外的部分，具体日期安排以政府正式发布的 2023 年度节假日安排为准。

附录 6

2023 年中长期电能量交易大工业用户典型分解曲线比例

年分月权重					
1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
8.64%	5.71%	9.02%	8.57%	9.26%	9.20%
7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
9.20%	8.30%	7.41%	8.07%	8.38%	8.24%
月分日权重					
日期类型	工作日	周六	周日	法定节假日	调休节假日
日权重	1	0.99	0.98	0.92	1
日分时权重					
时点	工作日	周六	周日	法定节假日	调休节假日
0:00	0.0419	0.0413	0.0408	0.0427	0.0381
1:00	0.0419	0.0412	0.0407	0.0420	0.0394
2:00	0.0426	0.0420	0.0416	0.0433	0.0411
3:00	0.0431	0.0418	0.0415	0.0432	0.0418
4:00	0.0423	0.0413	0.0421	0.0415	0.0390
5:00	0.0423	0.0427	0.0422	0.0401	0.0396
6:00	0.0426	0.0421	0.0425	0.0399	0.0392

7: 00	0. 0424	0. 0413	0. 0423	0. 0385	0. 0405
8: 00	0. 0418	0. 0420	0. 0424	0. 0419	0. 0402
9: 00	0. 0443	0. 0437	0. 0430	0. 0422	0. 0415
10: 00	0. 0443	0. 0437	0. 0423	0. 0451	0. 0423
11: 00	0. 0451	0. 0447	0. 0434	0. 0445	0. 0419
12: 00	0. 0436	0. 0446	0. 0430	0. 0455	0. 0429
13: 00	0. 0435	0. 0459	0. 0429	0. 0464	0. 0438
14: 00	0. 0443	0. 0463	0. 0440	0. 0456	0. 0446
15: 00	0. 0445	0. 0445	0. 0441	0. 0462	0. 0454
16: 00	0. 0412	0. 0411	0. 0411	0. 0424	0. 0454
17: 00	0. 0386	0. 0382	0. 0395	0. 0387	0. 0408
18: 00	0. 0372	0. 0379	0. 0396	0. 0364	0. 0399
19: 00	0. 0370	0. 0366	0. 0391	0. 0373	0. 0420
20: 00	0. 0376	0. 0383	0. 0398	0. 0383	0. 0411
21: 00	0. 0378	0. 0379	0. 0400	0. 0383	0. 0410
22: 00	0. 0394	0. 0397	0. 0402	0. 0396	0. 0441
23: 00	0. 0407	0. 0412	0. 0419	0. 0404	0. 0444

- 备注：1. 上述年分月曲线根据 2021 年 1 月至 2021 年 12 月大工业用户历史用电量确定。月分日、日分时根据 2022 年 5 月广西电网大工业用户用电量确定；
2. 法定节假日为：元旦当天（1 月 1 日）、春节 3 天（农历正月初一、初二、初三）。清明节当天（农历清明当日），劳动节当天（5 月 1 日），端午节当天（农历端午当日），中秋节当天（农历中秋当日），国庆节 3 天（10 月 1 日至 3 日），共计 11 天。具体日期安排以政府正式发布的 2023 年度节假日安排为准；
3. 调休节假日为：全年节假日对应的假期安排中，除法定节假日外的部分，具体日期安排以政府正式发布的 2023 年度节假日安排为准。

附录 7

2023 年发电企业交易单元合同电量转让优先级

序号	发电企业名称	装机 (万千瓦)	机组编号	合同电量转 让优先级
1	风电、光伏发电企业	-	-	1
2	广西防城港核电有限公司	2 × 108.6+118	#1、#2、#3	1
3	燃气发电企业	-	-	2
4	华润电力(贺州)有限公司	2 × 104.5	#1、#2	3
5	国能广投北海发电有限公司	2 × 100	#1、#2	3
6	国投钦州发电有限公司	2 × 100	#3、#4	3
7	国投钦州发电有限公司	2 × 63	#1、#2	4
8	国能南宁发电有限公司	2 × 66	#1、#2	4
9	中电广西防城港电力有限公司	2 × 63+2 × 66	#1、#2、 #3、#4	4
10	中国华电集团贵港发电有限公司	2 × 63	#1、#2	4
11	龙滩水电开发有限公司合山发电公司	1 × 67	#3	4
12	龙滩水电开发有限公司合山发电公司	2 × 33	#1、#2	5
13	广西投资集团来宾发电有限公司	2 × 36+2 × 30	#1、#2、 #3、#4	5
14	国能广投柳州发电有限公司	2 × 35	#1、#2	5
15	广西桂旭能源发展投资有限公司	2 × 35	#1、#2	5
16	广西投资集团北海发电有限公司	2 × 32	#1、#2	5
17	国能永福发电有限公司	2 × 32	#3、#4	5
18	贵州兴义电力发展有限公司	1 × 60	#2	4

附录 8

2023 年用户侧年度交易电量上限计算参数表

2023 年月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
上限电量参考月份	2022 年 1 月	2022 年 2 月	2022 年 3 月	2022 年 4 月	2022 年 5 月	2022 年 6 月
调整系数 y_1	1.2	1.4	1.2	1.2	1.2	1.2
2023 年月份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
上限电量参考月份	2022 年 7 月	2022 年 8 月	2022 年 9 月	2022 年 10 月	2021 年 11 月	2021 年 12 月
调整系数 y_1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

备注：2023 年用电需求根据 2021 年 11 月至 2022 年 10 月历史用电量考虑 20%用电增长后确定。考虑春节影响，因此 2023 年 2 月调整系数有所差异。

附录 9

2023 年广西电力市场中长期发电交易单元偏差电量结算价格系数表

发电类型	偏差类型	偏差率区间		偏差结算价格系数	偏差价格系数值	
					非自身原因	自身原因
煤电、核电、气电 发电企业	正偏差	第一阶	(0, 5%]	$N_{正, 1}$	1	1
		第二阶	(5%, 20%]	$N_{正, 2}$	0.98	0.95
		第三阶	(20%, +∞)	$N_{正, 3}$	0.96	0.9
	负偏差	第一阶	[-5%, 0)	$N_{负, 1}$	0.95	1
		第二阶	[-20%, -5%)	$N_{负, 2}$	0.95	1.05
		第三阶	(-100%, -20%)	$N_{负, 3}$	0.95	1.1
风电、光伏发电企业、 储能企业	正偏差	第一阶	(0, 10%]	$N_{正, 1}$	1	1
		第二阶	(10%, 20%]	$N_{正, 2}$	0.98	0.95
		第三阶	(20%, +∞)	$N_{正, 3}$	0.96	0.9
	负偏差	第一阶	[-10%, 0)	$N_{负, 1}$	1	1
		第二阶	[-20%, -10%)	$N_{负, 2}$	1.025	1.05
		第三阶	(-100%, -20%)	$N_{负, 3}$	1.05	1.1

备注：1. 发电交易单元因非自身原因的偏差率=因非自身原因的偏差电量/合同电量，当合同电量=0 时，视为偏差率区间位于第三阶。

2. 发电交易单元因自身原因的偏差率=因自身原因的偏差电量/合同电量。当合同电量=0 时，视为偏差率区间位于第三阶。

附录 10

2023 年广西电力市场中长期用电交易单元偏差电量结算价格系数表

偏差类型	偏差结算价格系数	偏差率区间		偏差价格系数值
正偏差	$U_{正, 1}$	第一阶	(0, 5%]	1
	$U_{正, 2}$	第二阶	(5%, 20%]	1.05
	$U_{正, 3}$	第三阶	(20%, +∞)	1.1
负偏差	$U_{负, 1}$	第一阶	[-5%, 0)	1
	$U_{负, 2}$	第二阶	[-20%, -5%)	0.95
	$U_{负, 3}$	第三阶	(-100%, -20%)	0.9

备注：用电交易单元因非自身原因的偏差率=偏差电量/合同电量，当合同电量=0 时，视为偏差率区间位于第三阶。

附录 11

2023 年发电企业市场损益资金分配系数表

序号	损益资金分配系数名称	参数取值		说明
		损益资金为正时	损益资金为负时	
1	市场损益资金分配比例 $k_{\text{用户}}$	0.7	0.7	用于计算发电企业、电力用户市场损益资金分配占比
2	发电企业损益资金分配基准系数 j_0	0	1	
3	发电类型调节系数 j_1	核电、风电、光伏发电企业设定为-0.2； 内陆燃煤发电企业设定为 2.5； 燃气设定为 3； 沿海煤电发电企业设定为 0。	0	考虑各发电类型变动成本、煤炭运输等成本等差异设置不同的系数。
4	月度市场化电量占比调节系数 j_2	月度市场化电量占比调节系数 j_2 =发电企业月度市场化合同电量（含周交易）/发电企业月度实际上网电量 $\times k_{\text{调节}}$ ， $k_{\text{调节}}$ 暂定为 0.1。	0	月度市场化电量占比调节系数 j_2 取值上限暂定为 0.5
5	信用评价结果系数 j_3	根据信用评价结果设置不同系数： AAA 暂定为 0.1；AA 暂定为 0.05；A 暂定为 0； B 暂定为-0.05；C 暂定为-0.1；D 暂定为-0.2。	0	发电企业 2022 年年度信用评价与批发侧用户的 2022 年四季度信用评价一并开展，2023 年发电企业信用评价按季度开展。

备注：1. 送广东扶贫电量按市场化合同电量纳入测算；
2. 发电企业实际分配系数小于 0 时，按系数为 0 取值；
3. 根据结算月份前最近一次信用评价结果设置不同系数。