附件2

广东省可再生能源电力交易实施方案

（征求意见稿）

按照《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于印发省级可再生能源电力消纳保障实施方案编制大纲的通知》（发改办能源〔2020〕181号）、《广东省可再生能源电力消纳保障实施方案》等要求，为进一步促进可再生能源消纳，落实可再生能源电力消纳保障机制，有序推进可再生能源电力交易市场建设，制订本实施方案。

一、总体要求

（一）总体思路。

在确保电网安全以及全省可再生能源电力全额消纳的前提下，建立可再生能源电力交易机制，促进可再生能源发展和绿色电力消费。

（二）总体原则。

**1.统筹设计、分步实施。**将可再生能源市场化交易纳入全省电力市场体系，统筹考虑可再生能源电力交易与中长期电力市场、现货市场以及可再生能源电力消纳保障工作的衔接，逐步扩大参与主体范围，丰富交易品种，完善交易机制，稳妥推进可再生能源电力交易。

**2.统一规则、统一组织。**由广东电力交易中心按照统一的交易规则，在全省范围内统一组织开展可再生能源市场化交易，并通过广东电力市场交易系统开展市场注册、交易组织、结算和信息发布等工作。

**3.确保安全、促进节能。**在保障电网安全、电力有序供应和可再生能源全额消纳的前提下，组织开展可再生能源市场化交易。做好市场交易与电网安全运行的衔接，做好市场应急处置预案。

二、建设目标

引入有可再生能源电力消纳需求的市场化用户、售电公司、集中式风电和光伏发电企业开展交易。可再生能源电力交易采用价差模式签订年度、月度双边协商合同，用户侧可自主选择参加可再生能源电力交易和中长期电能量市场交易，可再生能源电力交易合同优先结算。在年度、月度双边协商交易基础上，研究增加月度挂牌等交易品种。

条件具备时，研究开展可再生能源电力参与现货市场交易。

三、市场机制

（一）交易主体。

**1.基本要求。**

参加可再生能源电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户，应当是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的电力用户经法人单位授权，可参与交易。

**2.发电企业**

参与可再生能源电力交易的发电企业应符合以下条件：

（1）由广东省地市级及以上电力调度机构直接调度的10千伏及以上集中式风电、光伏项目。其中风电全厂容量应达到30MW及以上。

（2）满足并网相关标准，已签订并网协议、并网调度协议、购售电合同，且已按备案容量全部投产。

纳入政府投产计划表的新投产机组需提交企业投产承

诺函、预注册基础资料、核准文件等，可安排参加年度、月度交易。机组按照承诺全部投产时间的次月开始安排交易电量上限。未按承诺时间全部投产的机组，全部投产前的年度交易合同不予执行、不能转让，全部投产前不能参与除年度交易外的其它交易，相关违约责任根据合同约定执行。

（3）按照省级电力调度机构相关要求，配置功率预测系统、网络安全防护设施、信息数据系统，并按GB/T19963和GB/T19964完成接入系统测试。

（4）按《电力系统网源协调技术规范》（DLT1870-2018）要求，110kV及以上新能源场站应完成高/低电压穿越、电能质量测试、电网适应性、电气模型验证等检查项目。

**3.电力用户**

电力用户分为电力大用户和一般用户。电力大用户指进入广东省直接交易目录的用电企业，可选择直接参与或通过售电公司参与可再生能源电力交易。一般用户指除电力大用户以外、允许进入市场的其他用电企业，必须通过售电公司参与可再生能源电力交易。参与可再生能源电力交易的电力用户须符合广东省电力市场准入条件。

直接参与可再生能源电力交易的电力大用户称为批发用户，通过售电公司参与可再生能源电力交易的电力大用户和一般用户称为零售用户。

**4.售电公司**

参与可再生能源电力交易的售电公司须符合广东省电力市场准入条件。

（二）批发交易机制。

**1.交易周期和方式。**

现阶段，交易品种包括年度双边协商和月度双边协商交易。发用双方采用双边协商的方式约定合同价差、月度电量等合同要素，并提交交易合同至交易中心。发电企业以风电场、光伏电站为交易单元参加可再生能源电力交易。后续研究增加月度挂牌等交易品种。现货运行期间，可再生能源合同电量参照历史用电特性曲线分解至小时进行结算。

**2.交易上限。**

（1）可再生能源发电企业的年度交易上限按以下方式确定：

发电企业分月可交易电量上限=近两年同期月份该交易单元平均发电小时数×装机容量×k1。

新投产发电机组按照近两年全省同类型机组平均发电小时数设置可交易电量上限。

（2）可再生能源发电企业的月度交易上限=发电企业年度交易分月上限-年度已成交分月电量。

（3）用户侧年度交易分月电量上限参照其历史用电量情况进行设定。

用户侧月度交易上限=月度用电总电量需求-年度已成交分月电量（含价差中长期交易和可再生能源交易电量）。

用户侧参加可再生能源交易与价差中长期交易共用电量上限，计算原则保持一致。

月度交易开始前，用户侧申报次月用电总电量需求。如申报月度总电量需求小于年分月总成交电量，经发用双方协商一致，可在需求调查截止前对可再生合同分月电量进行自主削减，协商削减电量不得大于用户侧申报需求与年度已成交分月电量的差额部分。用户侧年度合同分月电量扣减协商削减电量后仍超过申报需求的，则优先调减价差中长期合同交易电量，以调整后的年分月交易电量作为发用双方事后结算的依据。调减合同的差额，按《广东电力市场交易基本规则（试行）》相关规定考核。若用户侧月度总电量需求小于可再生合同分月电量，将价差中长期合同交易电量全部扣减后，按当月可再生合同电量比例对可再生合同进行削减。

**3.价格机制。**

现阶段采用价差模式开展交易，电费结算支付模式与现行价差中长期交易保持一致。

**4.调度执行。**

调度机构按照风电、光伏全额消纳的原则，在保障电网安全稳定运行前提下，合理安排发电。

**5.交易结算。**

（1）不开展现货运行月份

按照月清月结的模式开展可再生能源电力交易结算。发用电主体电量分为合同实际结算电量和偏差电量。合同实际结算电量是指每笔合同发用双方的实际发、用电量以及合同电量三者中的较小值，按照合同约定价差结算；偏差电量是指实际发、用电量与合同实际结算电量间的偏差电量，按照相应的偏差结算规则结算。具体如下：

发电侧，合同实际结算电量按照合同价差与不含补贴的批复上网电价之和进行结算；实际发电量与合同实际结算总电量之间的偏差电量按照不含补贴的批复上网电价结算。国家可再生能源电价附加资金补贴按照国家有关规定执行。

用户侧，可再生合同实际结算电量按照合同价差优先结算，实际用电量扣除可再生能源合同实际结算总电量后的剩余电量，按照《广东电力市场交易基本规则（试行）》开展结算。

（2）开展现货结算试运行月份

发电侧，以月度为周期开展结算。发电企业电量分为可再生合同电量和偏差电量。其中，可再生合同电量按照合同价差与不含补贴的批复上网电价之和进行结算；实际发电量与可再生合同电量之间的偏差电量按照不含补贴的批复上网电价结算。国家可再生能源电价附加资金补贴按照国家有关规定执行。

用户侧，按照日清月结的模式，每小时开展可再生能源电力交易结算。用电主体电量分为可再生合同电量和偏差电量。其中，可再生合同电量参照历史用电特性曲线分解至小时，按照合同价差优先结算；偏差电量为实际用电量扣除可再生合同分时电量后的剩余电量，按照广东电力现货市场相关规则开展结算。

现货月开展月度清算。根据每笔合同发用双方的月度实际发、用电量以及可再生合同电量三者取小，作为该笔合同实际结算电量，其不足合同电量的部分，视作未完成电量。发电企业需将未完成电量对应的价差电费返还至用户侧。

**6.与保障性收购、可再生消纳责任权重的衔接。**

电网企业可再生能源消纳电量指由电网企业全额保障性收购的可再生能源电量。

电力市场化交易的可再生能源电量，按交易结算电量计入市场主体的消纳量。

（三）零售交易机制。

售电公司与零售用户按现行规则签订零售合同，根据需要可单独约定零售合同中可再生能源电量和价格等。

售电公司根据零售合同条款向广东电力交易中心申报所代理零售用户每月消纳量完成情况，交易中心据此出具可再生能源消纳量证书。证书由售电公司发起申请，经相关用户确认，对应消纳量即在系统中冻结，不得转让或开具给其他用户。

（四）建设完善可再生能源电力交易技术支持系统。

在现有广东电力交易系统的基础上，建设完善可再生能源电力交易技术支持系统（增加可再生能源电力交易模块），满足用户注册、申报、合同确认、交易、校核、信息披露、结果发布等功能;支持与南方区域跨省跨区可再生能源交易系统互联互通，满足省内及省间消纳量账户注册、消纳量核算、交易、监测统计等需求。

附件：广东省可再生能源电力交易细则

附件

广东省可再生能源电力交易细则

# 第一章 总则

1. 为落实可再生能源电力消纳保障工作，建立广东省可再生能源交易市场，根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于印发省级可再生能源电力消纳保障实施方案编制大纲的通知》（发改办能源〔2020〕181号）、《广东省可再生能源电力消纳保障实施方案》、《广东省可再生能源电力交易实施方案》等要求，制定本细则。
2. 本细则所指的可再生能源交易包括可再生能源电力交易和可再生能源消纳量交易等。现阶段，可再生能源电力交易是指发电企业、售电公司、批发用户等市场主体通过双边协商等方式开展的中长期电量交易；可再生能源消纳量交易（以下简称“消纳量交易”），是指广东省内承担可再生能源电力消纳责任权重的市场主体（以下简称“消纳责任主体”）按需求对可再生能源电力消纳量进行转让的交易。
3. 可再生能源交易由广东电力交易中心按照本交易细则，在全省范围内统一组织开展，并通过广东电力市场交易系统开展市场注册、交易组织、结算和信息发布等工作。
4. 市场主体应严格遵循法律法规、相关规章及交易细则，不得提供虚假信息、操纵市场价格、损害其他市场主体利益。
5. 广东省能源主管部门会同国家能源局南方监管局对可再生能源交易情况进行指导和监督。

# 第二章 消纳量账户注册

1. 广东电力交易中心组织市场主体消纳量注册工作，并向省能源局报送本年度本省承担消纳责任的市场主体清单。
2. 广东电力交易中心统一组织相关消纳责任主体在技术系统进行消纳量账户注册，并负责账户管理与维护。市场主体经完成相关承诺后，完成注册工作。账户信息包括以下内容：
3. 市场主体基本注册信息。
4. 售电量（用电量）。
5. 消纳责任权重考核指标、应承担消纳量。
6. 实际消纳可再生能源电量总量及明细，包括购买或自发自用。
7. 绿证折算消纳量总量及明细。
8. 由电网企业分配的全额保障性收购可再生能源电量对应消纳量。
9. 购买消纳量凭证总量及明细。
10. 消纳量交易的可交易量、实际交易量及明细。

# 第三章 消纳量核算

1. 可再生能源电力消纳量分为可再生能源电力消纳量总量（以下简称“总量消纳量”）和非水电可再生能源电力消纳量（以下简称“非水电消纳量”）两类，其中满足总量消纳量的可再生能源电力包括全部可再生能源发电种类，满足非水电可再生能源消纳量的可再生能源电力包括除水电以外的其他可再生能源发电种类。对总量消纳量和非水电消纳量分别进行核算。
2. 市场主体的消纳量按以下方式核算：
3. 由电网企业和省属地方电网企业全额保障性收购的可再生能源电量，对经营区内各承担责任权重的市场主体进行分配，按分配电量计入各市场主体的可再生能源电力消纳量；
4. 电力市场化交易的可再生能源电量，按照交易实际结算电量计入市场主体的可再生能源电力消纳量。
5. 自发自用的可再生能源电量，按电网企业计量的自发自用发电量（或经有关能源主管部门或国务院主管部门派出监管机构认可），全部计入自发自用市场主体的可再生能源电力消纳量。
6. 补充（替代）方式完成消纳量。购买其他消纳责任主体超额完成的消纳量或购买绿证折算的消纳量计入购买方的消纳量。承担消纳责任的市场主体售出或已转让的消纳量，以及出售绿证对应的消纳量，不再计入该市场主体的消纳量。
7. 电网企业按照可再生能源发电保障性收购要求统一收购的可再生能源电量，首先用于完成经营区内居民、农业、重要公用事业和公益性服务、非市场化用电量对应的消纳责任权重。如有剩余，电网企业按省能源局出台的相关方案，向各市场主体分配剩余的保障性收购电量。初期按无偿原则进行分配，后续根据电力市场化改革进展，适时进行调整。
8. 实际消纳可再生能源电量按以下方法确定：
9. 省内生产且消纳的可再生能源电量

1、接入公共电网且全部上网的可再生能源电量，采用并网计量点的电量数据。

2、自发自用（全部或部分）可再生能源电量（含就地消纳的合同能源服务和交易电量），按电网企业计量的发电量（或经有关能源主管部门或国务院主管部门派出监管机构认可）计算。

1. 区域外输入的可再生能源电量

区域外输入的可再生能源电量，按照广州电力交易中心核算的消纳量，计入相关消纳责任主体的消纳量账户。其中：

1、独立“点对网”输入

可再生能源发电项目直接并入受端电网，全部发电量计入受端区域消纳量，采用并网计量点的电量数据。

2、混合“点对网”输入

采取与火电或水电打捆以一组电源并入受端电网的，受端区域消纳的可再生能源电量等于总受入电量乘以区域外送电量中可再生能源电量比例。

外送电量中可再生能源电量比例=送端并网点计量的全部可再生能源上网电量÷送端并网点计量的全部上网电量。

3、省间“网对网”输入

通过电力交易方式进行的，根据相关电力交易机构的结算电量确定；通过省间送受电协议进行的，根据省级电网与相关电厂结算电量确定；无法明确的，按送端省级电网区域可再生能源消纳电量占区域全社会用电量比例乘以输入受端省级电网区域的总电量认定。

4、跨省际“网对网”输入

跨省际区域未明确分电协议或省间协议约定可再生能源电量比例的跨省跨区输电通道，按该区域内各省级行政区域全社会用电量占本区域电网内全社会用电量的比重，计算各省级行政区域输入的可再生能源电量。

1. 绿证是指在中国绿色电力证书认购交易平台购买的绿色电力证书。经电力交易机构校验后，当年核发绿证按照1MWh绿证等同1MWh消纳量计入消纳责任主体本年度的消纳量核算。
2. 电力交易机构按月对市场主体的可再生能源消纳量进行核算和汇总，并对消纳量账户信息进行更新。
3. 经核定的可再生能源电力消纳量实行凭证管理，按照统一的规则进行编码，形成消纳量凭证编码。其中：
4. 每1MWh可再生能源消纳量生成1个消纳量凭证编码；不足1MWh部分仅在账户中累积，暂不生成消纳量凭证编码。
5. 消纳量凭证编码应准确反映发电类型、核发机构、电量来源以及归属主体、购电售电公司等信息。

# 第四章 监测统计

1. 电力交易机构应按月对市场主体可再生能源电力消纳责任权重完成情况、消纳量交易情况进行统计，按季度将统计结果报送省能源局、国家能源局南方监管局。
2. 电力交易机构应动态维护市场主体消纳量账户，按月更新账户信息，同时提示市场主体查看。
3. 因不可抗力因素影响交易时，电力交易机构应按照最大限度维护市场主体权益的原则，认定交易结果有效或无效。市场主体违反本规则，严重扰乱或破坏正常交易秩序时，电力交易机构有权认定其交易无效或撤销，由此造成的损失由认定的责任方承担。

第五章 可再生能源电力交易

第一节 总体要求

1. 现阶段，交易品种包括年度和月度双边协商交易。适时考虑增加月度挂牌等交易品种。
2. 可再生能源电力交易主要采用双边协商方式进行。双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量、电价，形成双边交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。
3. 发电企业以风电场、光伏电站为交易单元参加可再生能源电力交易。

第二节 市场成员

1. 市场成员包括可再生发电企业、电网企业、售电公司、电力用户、电力交易机构、电力调度机构等。
2. 参加可再生能源电力交易的发电企业、售电公司、电力用户，应是具有独立法人资格、独立财务核算、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，可参与相应市场交易。
3. 参与可再生能源电力交易的发电企业、售电公司、电力用户应符合国家、广东省有关准入条件，并按程序完成注册后方可参与交易。
4. 参与可再生能源电力交易的发电企业应符合以下条件：

（一）由广东省地市级及以上电力调度机构直接调度的10千伏及以上集中式风电、光伏项目。其中风电全厂容量应达到30MW及以上。

（二）满足并网相关标准，已签订并网协议、并网调度协议、购售电合同，且已按备案容量全部投产。

纳入政府投产计划表的新投产机组需提交企业投产承

诺函、预注册基础资料、核准文件等，可安排参加年度、月度交易。机组按照承诺全部投产时间的次月开始安排交易电量上限。未按承诺时间全部投产的机组，全部投产前的年度交易合同不予执行、不能转让，全部投产前不能参与除年度交易外的其它交易，相关违约责任根据合同约定执行。

（三）按照省级电力调度机构相关要求，配置功率预测系统、网络安全防护设施、信息数据系统，并按GB/T19963和GB/T19964完成接入系统测试。

（四）按《电力系统网源协调技术规范》（DLT1870-2018）要求，110kV及以上新能源场站应完成高/低电压穿越、电能质量测试、电网适应性、电气模型验证等检查项目。

1. 符合广东省电力市场准入条件并完成注册的售电公司、电力用户可参与可再生能源电力交易。
2. 电力用户分为电力大用户和一般用户。电力大用户指进入广东省直接交易目录的用电企业，可选择直接参与或通过售电公司参与可再生能源电力交易。一般用户指除电力大用户以外、允许进入市场的其他用电企业，必须通过售电公司参与可再生能源电力交易。
3. 直接参与可再生能源电力交易的电力大用户称为批发用户，通过售电公司参与可再生能源电力交易的电力大用户和一般用户称为零售用户。
4. 零售用户同一时期只能选择一家售电公司购电。

第三节 价格机制

1. 交易中的成交价格由市场主体通过市场化的交易方式形成，第三方不得干预。
2. 现阶段，采取保持电网购销差价不变的方式。相关政府性基金与附加按国家有关规定执行。
3. 电力大用户购电价格按以下方式执行：

（一）适用两部制电价的电力大用户，其购电价格由容量电价和电量电价组成。大用户购电的容量电价保持不变，电量电价为该大用户适用目录电价中的电量电价与交易价差之和。

（二）适用单一制电价的电力大用户，其购电价格为该大用户适用目录电价的电量电价与交易价差之和。

（三）原执行峰谷电价政策的电力大用户，交易价差不随峰谷电价浮动。

通过售电公司购电的用户参照上述条款执行。

1. 条件具备时，广东电力市场转入绝对价格模式后，可再生能源电力交易同步转入绝对价格模式。
2. 国家可再生能源电价附加资金补贴和绿证交易按照国家有关规定执行。

第四节 交易组织

（一）年度双边协商交易

1. 可再生发电企业与售电公司、批发用户经过双边协商形成年度交易意向并签署书面合同，通过技术支持系统提交至电力交易机构。
2. 签订的年度双边协商交易意向协议包括年度总量及各月份分解电量、交易价差。
3. 组织开展年度双边协商交易前，电力交易机构会同电力调度机构，通过广东电力市场交易系统发布相关市场信息，包括但不限于：

（一）市场主体基本信息；

（二）电力电量供需预测；

（三）交易时间、流程安排；

（四）关键输电通道网络约束情况；

（五）交易基本单位电量；

（六）市场主体可交易电量上限。

1. 可再生能源发电企业的年度交易上限按以下方式确定：

发电企业分月可交易电量上限=近两年同期月份该交易单元平均发电小时数×装机容量×k1。

新投产发电机组按照近两年全省同类型机组平均发电小时数设置可交易电量上限。

1. 用户侧年度交易分月电量上限参照其历史用电量情况进行设定。
2. 用户侧参加可再生能源交易与价差中长期交易共用电量上限，计算原则保持一致。
3. 电力交易机构对市场主体签订的年度双边协商交易合同进行交易校核，并送电力调度机构进行安全校核。电力调度机构原则上10个工作日内完成安全校核，并将校核结果返回电力交易机构。电力交易机构发布经安全校核后的年度双边协商交易结果。交易结果确认后，自动生成年度双边协商交易合同，相关市场主体通过技术支持系统签订。

（二）月度双边协商交易

1. 原则上在每月的25日前，电力交易机构组织市场主体提交次月的月度双边协商交易合同，具体以交易通知为准。
2. 可再生能源发电企业的月度交易上限=发电企业年度交易分月上限-年度已成交分月电量。
3. 用户侧月度交易上限=月度用电总电量需求-年度已成交分月电量（含价差中长期交易和可再生能源交易电量）。

月度交易开始前，用户侧申报次月用电总电量需求。如申报月度总电量需求小于年分月总成交电量，经发用双方协商一致，可在需求调查截止前对可再生合同分月电量进行自主削减，协商削减电量不得大于用户侧申报需求与年度已成交分月电量的差额部分。

用户侧年度合同分月电量扣减协商削减电量后仍超过申报需求的，则优先调减价差中长期合同交易电量，以调整后的年分月交易电量作为发用双方事后结算的依据。调减合同的差额，按《广东电力市场交易基本规则（试行）》相关规定考核。

若用户侧月度总电量需求小于可再生能源交易分月电量，将价差中长期合同交易电量全部扣减后，按当月可再生合同电量比例对可再生合同进行削减。

1. 组织开展月度双边协商交易前，电力交易机构会同电力调度机构，通过广东电力市场交易系统发布相关市场信息，包括但不限于：

（一）市场主体基本信息；

（二）电力电量供需预测；

（三）交易时间、流程安排；

（四）关键输电通道网络约束情况；

（五）交易基本单位电量；

（六）市场主体可交易电量上限。

1. 电力交易机构对市场主体签订的月度双边协商交易合同进行交易校核，并送电力调度机构进行安全校核。电力调度机构原则上2个工作日内完成安全校核，并将校核结果返回电力交易机构。电力交易机构发布经安全校核后的月度双边协商交易结果。交易结果确认后，自动生成月度双边协商交易合同，相关市场主体通过技术支持系统签订。

第五节 计量和抄表

1. 电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为市场主体安装计量装置；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，如有异议按相关制度执行。
2. 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置记录电量，并提交给电力交易机构作为结算依据。

第六节 结算和电费

1. 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，电网企业出具结算凭证并开展电费结算。

（一） 非现货模式下的结算

1. 不开展现货的月份，按月对发用合同进行结算。
2. 每月，根据每笔合同发用双方的实际发电量Q发电、用电量Q用电以及合同电量Q合同的大小关系来确定该合同的实际结算电量Q合同实际。

（一）依据发电企业第i笔合同电量Q合同i占该企业当月所有合同电量Q合同总的比例，分解该企业当月实际发电量Q发电，作为该笔合同对应的实际发电量Q发电i。

Q发电i=(Q合同i/Q合同总)×Q发电

（二）依据用电主体第i笔合同电量Q合同i占该主体当月所有合同电量Q合同总的比例，分解该主体当月实际用电量Q用电，作为该笔合同对应的实际用电量Q用电i。

Q用电i=(Q合同i/Q合同总)×Q用电

（三）取每笔合同对应的实际发电量Q发电i、对应的实际用电量Q用电i以及合同电量Q合同i三者的较小值，作为每笔合同当月的实际结算电量Q合同实际i。

Q合同实际i=min(Q发电i, Q用电i, Q合同i)

1. 发电企业的电费收入R由市场电量电费R市场、偏差电量电费R偏差、补贴电费三部分构成。结算方法如下：

（一）市场电量结算。

第i笔合同实际结算电量Q合同实际i，按照合同价差与不含补贴的批复上网电价之和P合同i结算。

R市场=Σ(Q合同实际i×P合同i)

（二）偏差电量结算。

发电企业实际上网电量Q发电与合同实际结算总电量Q合同实际间的偏差电量Q偏差，按照不含补贴的批复上网电价P上网结算。

R偏差= Q偏差×P上网

（三）补贴结算。

国家可再生能源电价附加资金补贴按照国家有关规定执行。

1. 批发用户可再生能源电力交易的每笔合同实际结算电量按照该合同价差优先结算，实际用电量扣除可再生能源电力交易合同实际结算总电量后，按照《广东电力市场交易基本规则（试行）》开展结算。结算顺序如下：

（一）根据月度实际用电量以及对应的目录电量价格计算批发用户电费支出。

（二）根据以下各项计算批发用户价差电费，其中负值为收入项，正值为支出项：

1.每笔合同实际结算电量Q合同实际i，按该合同约定的交易价差结算。

2.实际用电量与合同实际结算总电量的偏差，按照《广东电力市场交易基本规则（试行）》开展价差电费结算。

（三）上述第一至第二款结算费用之和为批发用户净支出。

1. 售电公司按照以下程序结算电费：

（一）与售电公司签订零售合同的用户，其实际用电量之和为售电公司的实际用电量。售电公司参照批发用户结算其参与批发市场的价差电费。

（二）按售电公司与用户签订的零售合同约定的售电价格套餐以及用户实际用电量，计算售电公司参与零售市场的价差电费，其中负值为支出项。

（三）上述第一款和第二款结算费用之和为售电公司的净收益。

（二）现货模式下的结算

1. 开展现货的月份，可再生能源合同电量按照售电公司或批发用户的历史用电特性曲线分解至小时。
2. 用户侧，按照日清月结的模式，可再生合同分时电量按照合同价差优先结算，实际用电量扣除可再生合同分时电量后的剩余电量，按照广东电力现货市场交易规则开展结算。批发用户结算顺序如下：

（一）第i笔可再生合同分时电量Q合同i，按照合同价差与合同转换基准价之和P合同i结算。

（二）实际分时用电量与合同分时电量的偏差，按照广东电力现货市场交易相关规则开展电费结算。

（三）将上述第一至第二款结算费用之和按日加总，记为批发用户t日日清净支出电能量电费R日清t。

1. 月度，根据每笔合同发用双方的实际发电量Q发电、用电量Q用电以及合同电量Q合同的大小关系来确定该合同的实际结算电量Q合同实际：

（一）依据发电企业第i笔合同电量Q合同i占该主体当月所有合同电量Q合同总的比例，分解该主体当月实际发电量Q发电，作为该笔合同对应的实际发电量Q发电i。

Q发电i=(Q合同i/Q合同总)×Q发电

（二）依据用电主体第i笔合同电量Q合同i占该主体当月所有合同电量Q合同总的比例，分解该主体当月实际用电量Q用电，作为该笔合同对应的实际用电量Q用电i。

Q用电i=(Q合同i/Q合同总)×Q用电

（三）取每笔合同对应的实际发电量Q发电i、对应的实际用电量Q用电i以及合同电量Q合同i三者的较小值，作为每笔合同当月的实际结算电量Q合同实际i。

Q合同实际i=min(Q发电i, Q用电i, Q合同i)

（四）其中当月实际结算电量Q合同实际i不足合同电量 Q合同i的部分，视作未完成电量。发电企业将未完成电量对应的价差收益返还至相应用户。按以下公式计算返还电费R，其中负值为收入项，正值为支出项。

R返还i=（Q合同实际i-Q合同i）×P合同价差i

1. 批发用户月度电能量电费为每日日清净支出电能量电费与合同返还电费之和。
2. 售电公司按照以下程序结算电费：

（一）与售电公司签订零售合同的用户，其实际用电量之和为售电公司的实际用电量。售电公司参照批发用户结算其参与批发市场的电能量电费。

（二）以月度为周期开展电能量零售结算，根据实际用电量及交易系统固化的零售结算模式计算零售用户电能量电费。

（三）售电公司在零售市场中应收取的零售用户电能量电费总额，减去售电公司在批发市场应支付的电能量电费，为售电公司的净收益。

1. 发电企业以月度为周期开展结算，电费收入R由市场电量电费R市场、偏差电量电费R偏差、补贴电费三部分构成。结算方法如下：

（一）市场电量结算。

市场结算电费包括合同电费R合同和返还电费R返还两部分。发电企业第i笔合同电量Q合同i，按照合同价差与不含补贴的批复上网电价之和P合同i结算；第i笔合同返还电费，按照合同价差P合同价差i结算。

R市场=ΣR合同i+ΣR返还i=Σ（Q合同i×P合同i）+Σ[（Q合同实际i-Q合同i）×P合同价差i]

（二）偏差电量结算。

发电企业实际上网电量Q发电与该企业当月所有合同电量Q合同总间的偏差电量Q偏差，按照不含补贴的批复上网电价P上网结算。

R偏差= Q偏差×P上网

（三）补贴结算。

国家可再生能源电价附加资金补贴按照国家有关规定执行。

1. 市场主体在收到电力交易机构出具的电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在2个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同无异议。

# 第六章 消纳量交易

第一节 总体要求

1. 消纳量交易的交易品种包括双边协商交易和挂牌交易两种。
2. 消纳量交易按月或按年组织开展。
3. 双边协商交易指市场主体之间自主协商消纳量、价格，形成双边交易初步意向后，经广东电力交易中心确认后形成交易结果。
4. 挂牌交易是指市场主体通过交易系统挂牌提出卖出或买入消纳量的价格和可交易数量，其他市场主体根据需要进行摘牌，确认摘牌时的数量和价格形成交易结果，经系统正式发布后生效。
5. 交易时序上，首先组织双边协商交易，然后组织挂牌交易。具体交易时间、交易方式等以交易公告为准。
6. 消纳量交易标的是已获得统一编码的消纳量，分为水电消纳量和非水电消纳量两种。
7. 绿证折算的消纳量不参与消纳量交易。由电网公司无偿分配所得消纳量不参与消纳量交易。
8. 市场主体在完成自身消纳责任权重前提下，可出售超额完成的消纳量。
9. 消纳量交易的基本交易单位为1MWh消纳量。市场主体按照基本单位的整数倍进行交易。
10. 同一消纳责任权重考核周期内，每一消纳量凭证在消纳量市场中只允许交易一次。
11. 双边协商交易原则上不进行限价。挂牌交易对挂牌价格设置上下限。

第二节 参与主体

1. 参加消纳量交易的市场主体为省内承担可再生能源电力消纳责任的市场主体，包括：各类承担可再生能源电力消纳责任的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司（简称“配售电公司”，包括增量配电项目公司）、批发用户、拥有自备电厂的企业等。
2. 新建售电公司、新进入市场的批发用户在完成准入注册程序后，方可参与消纳量交易。

第三节 双边协商交易

1. 双边协商交易的合同内容应包括消纳量总量、编码范围、价格。合同消纳量应满足双方可交易消纳量约束。合同价格采用绝对价格形式，满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。
2. 广东电力交易中心在交易开始前3天发布省级可再生能源消纳量交易公告。内容包括但不限于：

（1）申报起止时间、交易标的（含消纳量种类、周期等）；

（2）交易方式、价格机制、交易限制等；

（3）省内消纳责任权重完成情况和市场主体消纳责任权重完成情况；

（4）省内市场主体消纳责任权重完成情况。

1. 双方协商达成交易意向后，签订双边协商交易合同，由卖方在交易系统上填报交易信息并上传合同，由买方对合同进行确认。
2. 广东电力交易中心根据已发布的市场主体交易消纳量约束对合同内容进行校核，通过交易校核后合同生效。未通过交易校核的合同，由广东电力交易中心通知相关市场主体协商调整后提交，协商未能达成一致的，按合同违约条款处理。

第四节 挂牌交易

1. 挂牌交易的消纳量数量、编码范围、交易价格等信息由挂牌方确定。
2. 市场主体可以只挂牌或摘牌，也可同时挂牌和摘牌。但同一挂牌交易双方不能为同一市场主体。
3. 同一交易日内，同一市场主体累计最多可挂三个牌；同一交易日内，同一市场主体摘牌次数不限。
4. 挂牌交易开市前1个工作日，广东电力交易中心通过广东电力市场交易系统发布市场相关信息，包括但不限于：

（一）本次挂牌交易的基本单位、最小变动价位、交易价格约束等；

（二）可参加本次挂牌交易的市场主体范围及可申报消纳量额度。

1. 挂牌交易采用匿名机制，主要包括挂牌申报、摘牌交易、结果发布等环节。

（一）挂牌申报

市场主体在交易时段内申报挂牌，挂牌内容包括消纳量数量、交易价格等内容。

消纳量挂牌数量应为基本单位量的整数倍，且满足交易量约束。挂牌价格采用绝对价格形式，满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。

（二）摘牌交易

市场主体根据交易系统发布的挂牌信息进行摘牌操作，接受挂牌方挂牌量、挂牌价格等信息。

（三）初步结果发布

摘牌操作生效后形成初步结果，由广东电力交易中心即时发布。

1. 挂牌交易的成交价格为挂牌价格。
2. 当日挂牌交易结束后，广东电力交易中心对挂牌交易初步结果进行校核，未通过交易校核的异常成交结果按照相关规定处理。
3. 广东电力交易中心通过广东电力市场交易系统发布挂牌交易正式结果。挂牌交易不再另行签订合同，以交易正式结果作为结算依据。

第五节 交易结算

1. 交易结束后，广东电力交易中心负责向市场主体出具成交的消纳量及价格等交易结果及结算凭证，市场主体参照现行电费结算方式进行资金结算，各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。
2. 消纳量交易买方支出或卖方收入费用R（单位：元）=消纳量成交价格（单位：元/MWh）×消纳量的成交量（单位：MWh）。

# 第七章 附则

1. 本细则由广东省能源局会同有关单位组织实施。
2. 本细则自印发之日起实施。