

海南电力市场绿色电力交易实施细则

1 总则

1.1 为贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰、碳中和的战略部署，加快建立有利于促进绿色电力生产和消费的市场机制，推进海南绿色电力交易工作有序开展，服务新型电力系统和海南清洁能源岛建设，依据《关于有序推进绿色电力交易有关事项的通知》（发改办体改〔2022〕821号）《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）等文件精神要求，制定本细则。

1.2 本细则适用于海南省内开展的绿色电力交易，所称绿色电力、绿色电力证书、绿色电力交易按以下定义：

1.2.1 绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量。

1.2.2 绿色电力证书（以下简称“绿证”）是我国可再

生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。

1.2.3 绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的绿证，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。

1.3 绿电交易应坚持绿色优先、市场导向、安全可靠的原则，充分发挥市场作用，合理反映绿色电力的电能量价值和环境价值。

2 市场成员

2.1 参与绿电交易的市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业。其中，经营主体包括发电企业、售电公司、电力用户等；市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

2.2 参与绿电交易的发电企业初期主要为风电、光伏等新能源企业，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

2.3 参与绿电交易的电力用户主要为具有绿色电力消费认证需求、愿意为绿色电力环境价值付费的用户。初期为直接参与电力市场的用户（包括直接与发电企业交易的批发用户和委托售电公司代理参加交易的零售用户）。

2.4 批发用户参与绿电交易须直接与发电企业交易。零售用户应通过售电公司参与绿电交易，在同一标的月份只能选择一家售电公司购买绿电，且需与中长期电能量市场零售

关系保持一致。

2.5 参与绿电交易的售电公司应具有参加电能量交易资格，与有绿色电力需求的零售用户签订绿电交易零售合同，并在交易标的执行月上一个月的 20 日前通过南方区域电力交易平台（以下简称“电力交易平台”）完成绿电交易零售合同备案，建立明确的代理关系。

2.6 电网企业应为参与绿电交易的电力用户提供公平的报装、计量、抄表、结算、收费等供电服务。

2.7 海南电力交易中心（以下简称“交易中心”）负责提供经营主体注册服务，优先组织绿电交易，汇总管理绿电交易合同，出具绿电交易结算依据，开展相关信息披露，建设和运营电力交易平台，配合广州电力交易中心、国家绿证核发机构完成绿证核发、划转等工作。

2.8 电力调度机构按照促进可再生能源电力消纳原则，应在确保电网安全的前提下，提供安全约束条件，开展绿电交易安全校核，合理安排运行方式，保障绿电交易合同执行。

3 注册登记

3.1 同一个经营主体需要以发电企业、电力用户、售电公司等不同的经营主体类别参与绿电交易的，应按照不同的经营主体类别分别办理市场注册登记。

3.2 电力用户、售电公司、发电企业按照海南电力市场注册管理实施细则等规定要求办理注册。

3.3 发电企业在参与绿电交易前应在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成可再生能源发电项目建档立卡，

具备绿证核发划转条件，在交易平台填报项目名称、项目代码及配套佐证材料等，提交交易中心审核，审核通过后正式获得参与绿电交易资格。

3.4 交易中心将参与绿电直接交易的经营主体名称和统一信用代码等信息推送至南方区域绿色电力交易系统，配合广州电力交易中心为经营主体设立绿色电力账户，绿色电力账户包括以下内容：

- （一）经营主体注册登记基本信息；
- （二）绿电交易、结算情况；
- （三）绿证交易、结算情况；
- （四）绿证的核发、划转、消费等情况；
- （五）发电企业账户信息还应包括项目名称、项目代码、项目容量、享受补贴情况等。

3.5 经营主体注册信息发生变更时，应及时向交易中心提出变更申请，具体参照海南电力市场注册管理相关实施细则执行。

4 交易组织

4.1 绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分，执行电力中长期交易规则，由电力交易机构在电力交易平台按照年（多年）、月（多月）、月内（旬、周、日滚动）等周期组织开展。电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向发电企业购买绿色电力。

4.2 发电企业原则上以发电项目作为交易单元参与绿色电力交易。对于暂无法拆分按发电项目作为交易单元的，

以接入同一个上网节点、执行相同标准补贴政策且属于同一法人单位的发电机组聚合为一个交易单元参与电力市场。

4.3 绿电交易方式包括双边协商、挂牌等，不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。为确保绿色电力全生命周期的追踪溯源，绿色电力交易结果应明确购、售电主体的对应关系。

（一）双边协商交易。经营主体自主协商交易标的的数量、价格等交易初步意向，通过交易平台进行申报确认成交，经安全校核后，形成正式交易结果。

（二）挂牌交易。经营主体通过交易平台申报交易标的的数量、价格等挂牌信息，其他经营主体摘牌确认成交，经安全校核后形成正式交易结果。

4.4 海南启动常态化开展中长期分时段交易后，应按照相关规则开展分时段或带电力曲线的绿色电力交易。

4.5 售电公司当月在批发市场中购买的绿电交易合约电量不应超过其代理零售用户分月绿电交易计划电量之和。在签订绿电零售合同时，委托售电公司参与绿电交易的，分月绿电交易计划电量须不小于1兆瓦时。基于绿证溯源要求，售电公司所代理的所有零售用户中均未有绿电交易需求的，售电公司暂不得在批发市场参与绿电交易。

4.6 交易中心应在规定时间内提前发布交易公告。交易公告内容包括交易标的、主体范围、申报起止时间、申报要求、交易关口、交易方式、价格机制等。

4.7 各经营主体应根据自身发电能力、实际用电需求进行绿电交易申报，并与其他电能量交易共用上限。

4.8 交易申报结束后，交易中心将无约束交易结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在规定时限内返回安全校核结果，有关时限按照中长期规则执行。安全校核未通过时，电力调度机构应书面说明有关情况，并向市场主体公布。

4.9 现货市场运行期间，绿电发电交易单元可以选择“报量报价”或“报量不报价”的交易模式参与现货市场。具体按现货运行相关方案要求执行。

4.10 海南省内经营主体参与跨省绿电交易的，参照南方区域绿电交易相关规则执行。

5 合同管理

5.1 电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力合同，应明确交易电量、价格（包括电能量价格、绿证价格）等事项。售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确上述事项。

5.2 绿电交易通过电子合同的方式签订交易合同，电子合同与纸质合同具备同等效力。交易中心通过电力交易平台出具的入市协议、交易公告、交易结果等视同为电子合同一部分。

5.3 根据电力中长期市场规则等相关规定，在合同各方协商一致、并确保绿电交易可追踪溯源等前提下，按照市场需求开展合同转让等交易，以促进合同履约。

5.4 启动现货市场结算试运行时，绿色电力交易合同作为中长期交易合同按照现货市场规则执行。

6 价格机制

6.1 绿电交易中，电能量价格与绿证价格应分别明确。其中：

（一）双边协商交易方式下，经营主体自行协商确定绿电交易整体价格，并分别明确其中的电能量价格与绿证价格。

（二）挂牌交易方式下，挂牌方申报绿电交易整体价格，并分别明确其中的电能量价格与绿证价格；摘牌方摘牌，则等同于接受绿电交易整体价格（包括电能量价格、绿证价格）。

6.2 参与绿电交易的电力用户，其用电价格由电能量价格、绿证价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。输配电价、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

6.3 绿色电力的绿证价格不执行峰谷分时电价政策，也不参与各类市场交易价格统计计算。

6.4 自主参与绿电交易且享受国家可再生能源补贴的发电企业，承诺放弃补贴的，参与绿电交易的全部收益归发电企业所有；不放弃补贴的，参与绿电交易的绿证收益在国家可再生能源补贴发放时等额扣减，具体由电网企业按照国家有关规定执行。

7 计量

7.1 原则上参与绿电交易的发电企业，需具备分时计量条件，满足参与现货市场要求。

7.2 电网企业应根据市场运行需要为经营主体安装符合技术规范的计量装置。计量装置原则上设置在产权分界点

和可再生能源电源接入点，产权分界点无法安装计量装置的，计算电量时考虑相应的变（线）损，由有关各方协商确定。

7.3 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

7.4 发电企业按照项目批次分别进行计量，不同项目批次共用计量点的，应改造至具备分别计量的技术条件。对于暂无法满足分别计量条件的，由发电企业与电网企业协商明确分别计量的方式。

7.5 电力用户、发电企业绿电交易电量的电能量计量装置校验和异常处理，分别按照供用电合同、购售电合同相关约定执行。

7.6 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业和电力用户电能计量装置记录电量，并根据相关交易规则，将电量及时推送至交易中心作为结算依据。

8 结算

8.1 结算原则

8.1.1 交易中心按照省内结算实施细则相关结算流程和结算周期等要求，向绿电交易主体出具绿电交易电费结算依据，结算依据应包含以下内容：

- （一）电能量部分结算电量、价格、结算费用；
- （二）绿证部分结算数量、价格、结算费用；
- （三）电能量部分偏差结算费用。

8.1.2 绿电交易保持电网企业结算模式。根据交易中心出具的结算依据，电力用户向电网企业缴纳绿色电力的电能

量费用和绿证价格费用；电网企业向发电交易单元支付相应费用；售电公司按照交易中心出具的结算依据与电网企业进行结算。

8.1.3 绿色电力交易按电能量费用和绿证价格费用分开结算。

8.2 电能量费用结算

8.2.1 批发侧电能量费用按照市场交易规则或有关交易方案开展电能量费用结算。零售侧根据零售用户及其代理的售电公司签订的零售合同约定开展电能量费用结算。

8.3 绿证价格费用结算

8.3.1 交易中心以月度为周期开展绿证价格费用结算。

$$R_{\text{绿证价格费用}} = \sum (Q_{\text{绿证价格结算电量}, i} \times P_{\text{绿证价格}, i})$$

其中：

$R_{\text{绿证价格费用}}$ 为经营主体的绿证价格费用；

$Q_{\text{绿证价格结算电量}, i}$ 为经营主体第 i 份绿电交易合同的绿证价格结算电量；

$P_{\text{绿证价格}, i}$ 为经营主体第 i 份绿电交易合同的绿证价格。

8.3.2 售电公司批发侧绿证价格结算用电量按照其代理零售用户绿电交易计划电量与自身实际用电量二者取小的原则确定零售用户绿证价格可结算电量汇总，原则上以兆瓦时的整数倍取值，不足 1 兆瓦时的电量尾差暂不结算。计算公式如下：

$$Q_{\text{批发侧绿证价格结算用电量}} = \sum (\text{Min} (Q_{\text{零售用户绿电交易计划电量}, i}, Q_{\text{零售用户实际用电量}, i}))$$

其中：

$Q_{\text{批发侧绿证价格结算用电量}}$ 为售电公司在批发侧绿证价格结算用电量的汇总；

$Q_{\text{零售用户绿电交易计划电量}, i}$ 为售电公司代理的第 i 个零售用户的绿电交易合同电量；

$Q_{\text{零售用户实际用电量}, i}$ 为售电公司代理的第 i 个零售用户的实际用电量；

8.3.3 绿证价格结算电量按当月合同电量、发电交易单元绿证价格市场结算上网电量扣除机制电量、批发电力用户（售电公司）绿证价格结算用电量三者取小的原则确定结算电量，原则上以兆瓦时的整数倍取值，不足 1 兆瓦时的电量尾差暂不结算。

8.3.3.1 同一批发电力用户（售电公司）与多个发电交易单元签约，批发电力用户（售电公司）对于各发电交易单元的绿证价格结算用电量依据其总用电量（或批发侧绿证价格结算用电量），按照其每份合同占总合同电量比重调整。同一批发电力用户（售电公司）第 i 笔绿证价格结算用电量计算方式如下：

$$Q_{\text{绿证价格结算用电量}, i} = Q_{\text{总用电量（或批发侧绿证价格结算用电量）}} \times (Q_{\text{合同}, i} / Q_{\text{总合同}})$$

其中：

$Q_{\text{绿证价格结算用电量}, i}$ 为批发电力用户（售电公司）第 i 份绿电交易合同的绿证价格结算用电量；

$Q_{\text{总用电量}}$ 为批发电力用户总用电量；

$Q_{\text{批发侧绿证价格结算用电量}}$ 为售电公司批发侧绿证价格结算用电量；

$Q_{\text{合同}, i}$ 为批发电力用户（售电公司）签订的第 i 份绿电交易合同电量；

$Q_{\text{总合同}}$ 为批发电力用户（售电公司）批发市场签订的绿电交易合同总电量。

8.3.3.2 同一发电交易单元与多个批发电力用户（售电公司）签约的，发电交易单元对应于各批发电力用户（售电公司）的绿证价格市场结算上网电量扣除机制电量，按照其每份合同占总合同电量比重调整。同一发电交易单元第 i 笔绿证价格结算上网电量计算方式如下：

$$Q_{\text{绿证价格市场结算上网电量}, i} = (Q_{\text{总市场结算上网电量}} - Q_{\text{机制电量}}) \times (Q_{\text{合同}, i} / Q_{\text{总合同}})$$

其中：

$Q_{\text{绿证价格市场结算上网电量}, i}$ 为发电交易单元第 i 份绿电交易合同的绿证价格市场结算上网电量；

$Q_{\text{总市场结算上网电量}}$ 为发电交易单元总市场结算上网电量；

$Q_{\text{机制电量}}$ 为发电交易单元机制电量；

$Q_{\text{合同}, i}$ 为发电交易单元签订的第 i 份绿电交易合同电量；

$Q_{\text{总合同}}$ 为发电交易单元批发市场签订的合同总电量。

8.3.3.3 通过每份合同的合同电量、用电侧绿证价格结算用电量和发电侧绿证价格市场结算上网电量进行三者取小，确定每份合同的绿证价格结算电量，原则上以 1 兆瓦时的整数倍取值，不足 1 兆瓦时的电量尾差暂不结算。

$$Q_{\text{绿证价格结算电量}, i} = \text{Min} (Q_{\text{合同}, i}, Q_{\text{绿证价格结算用电量}, i}, Q_{\text{绿证价格市场结算上网电量}, i})$$

其中：

$Q_{\text{绿证价格结算电量}, i}$ 为经营主体第 i 份绿电交易合同的绿证价格结算电量；

$Q_{\text{合同}, i}$ 为经营主体签订的第 i 份绿电交易合同电量；

$Q_{\text{绿证价格结算用电量}, i}$ 为批发电力用户（售电公司）第 i 份绿电交易合同的绿证价格结算用电量；

$Q_{\text{绿证价格市场结算上网电量}, i}$ 为发电交易单元第 i 份绿电交易合同的绿证价格市场结算上网电量。

8.3.4 售电公司根据绿电在批发市场和零售市场的交易结算情况，实现绿电从发电交易单元到电力用户的溯源，溯源方式由以下两种方式：

8.3.4.1 由交易中心进行分配。具体步骤如下：

步骤一：以售电公司为单位汇总并计算其代理零售用户的绿证价格可结算电量比例；

零售用户的绿证价格可结算电量比例 = $Q_{\text{零售用户绿证价格可结算电量}} / Q_{\text{批发侧绿证价格结算用电量}}$ ；

$Q_{\text{零售用户绿证价格可结算电量}}$ 为零售用户绿电交易计划电量与自身实际用电量二者取小的电量；

$Q_{\text{批发侧绿证价格结算用电量}}$ 为售电公司在批发侧绿证价格结算用电量的汇总。

步骤二：售电公司批发侧绿证价格结算电量分配，按照其代理签订零售合同的零售用户绿证价格可结算电量的比例分配，以兆瓦时为单位取整数；

步骤三：将售电公司未分配批发侧绿证价格结算电量按照批发市场绿证价格由低到高，并按照零售用户绿证价格可结算电量与其在步骤二已结算的绿证价格电量差额由大到小进行分配，当差额相同时按其代理的零售用户实际用电量由大到小排序，差额须满足以兆瓦时为单位取整数，不满足的顺延至下一个零售用户，直至分配完成为止。

8.3.4.2 由售电公司进行分配。售电公司以批发侧绿证价格结算电量为依据，按照零售合同约定情况及零售市场结算电量进行分配至所代理的零售用户，并及时将结果提交至交易中心。

8.3.5 零售用户按照上述规则分配到的最终结算电量，计算及支付绿证价格费用。

8.4 退补结算

8.4.1 由于历史发用电量计量或抄表差错等原因需要进行电费退补调整的，由交易中心根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，在月底结算时重新计算有关市场主体的结算电费，并在最近一次结算周期中体现退补的金额。电量差错退补调整追溯期原则上不超过12个月。逾期超过12个月的电量差错，由电网企业按照差错月份的代理购电价格进行差错退补。

8.4.2 当月结算依据正式发布后，经营主体电量发生追退补时，其绿证价格结算电量不作调整。

8.5 绿色电力交易的结算依据的科目包括以下内容：电能量部分的结算电量、结算价格、结算费用、偏差结算费用、

分摊及返还电费，绿证部分对应的结算数量、价格、费用以及其他结算科目等内容。

9 绿证管理

9.1 绿电交易主体的绿证按以下方式流转：

（一）若绿电溯源方式为由售电公司分配，售电公司需在批发侧结算结果预发布的第二天中午 12 时前，在电力交易平台中明确上月绿证价格费用对应的发电企业或项目，作为后续零售用户绿证价格费用计算及绿证划转依据。

（二）交易中心，在每月 18 日前将发电企业绿电交易的绿证部分结算数量推送至电网企业，同时将电量标的月份为上月的绿电交易、结算及绿证分配数量明细等数据提交至广州电力交易中心。

（三）电网企业，汇总交易中心报送的绿电交易结算绿证数量等数据后，在每月 20 日前向广州电力交易中心推送绿证核发所需的电量信息。

（四）广州电力交易中心，汇集各省绿电交易的绿证部分结算等数据后，推送至国家能源局资质中心审核，申请将相应电量对应的绿证核发或划转至相关的发电企业或电力用户。

（五）经营主体可注册并登录南方区域绿色电力交易系统（<https://gp.poweremarket.com>）查看绿证核发情况。

9.2 为确保绿色电力环境价值的唯一性，绿证只允许交易一次，不得重复计算或出售。

9.3 发电企业发现绿证核发数量存在问题的，可通过国

家绿证核发交易系统发起异议申请，核发数量存疑的绿证不得上架交易。国家能源局资质中心按照异议处理程序，组织相关方对异议数据予以确认，由广州电力交易中心组织核实并提出绿证数量调整建议、南方能源监管局核查，经国家能源局资质中心确认后，完成异议处理。对于少推送或多推送上网电量的项目，根据上网电量生产月份补发或扣减相应数量绿证，多核发已出售的绿证，相关电力用户应配合撤回相应交易、核销操作。

9.4 电力用户或售电公司对绿证数量有异议的，可以联系海南电力交易中心，由海南电力交易中心报广州电力交易中心共同处理。

10 市场服务

10.1 参与绿电交易的收费标准参照交易中心现行收费标准执行。

10.2 电力交易平台依托区块链技术可靠记录绿电交易全业务环节信息，为经营主体提供绿电交易申报、交易结果查看、结算结果查看及确认等服务。

10.3 交易中心通过电力交易平台开展绿电交易相关信息披露工作，并为其它电力市场成员创造良好的信息披露条件。

10.4 交易中心可依据绿色电力消费核算结果，适时开展绿色电力消费情况的数据汇总、统计、排名。

11 附则

11.1 本细则未尽事宜根据相关的法律法规、政策规则、政府文件等办理。国家或省内出台相关政策规则后，若有新

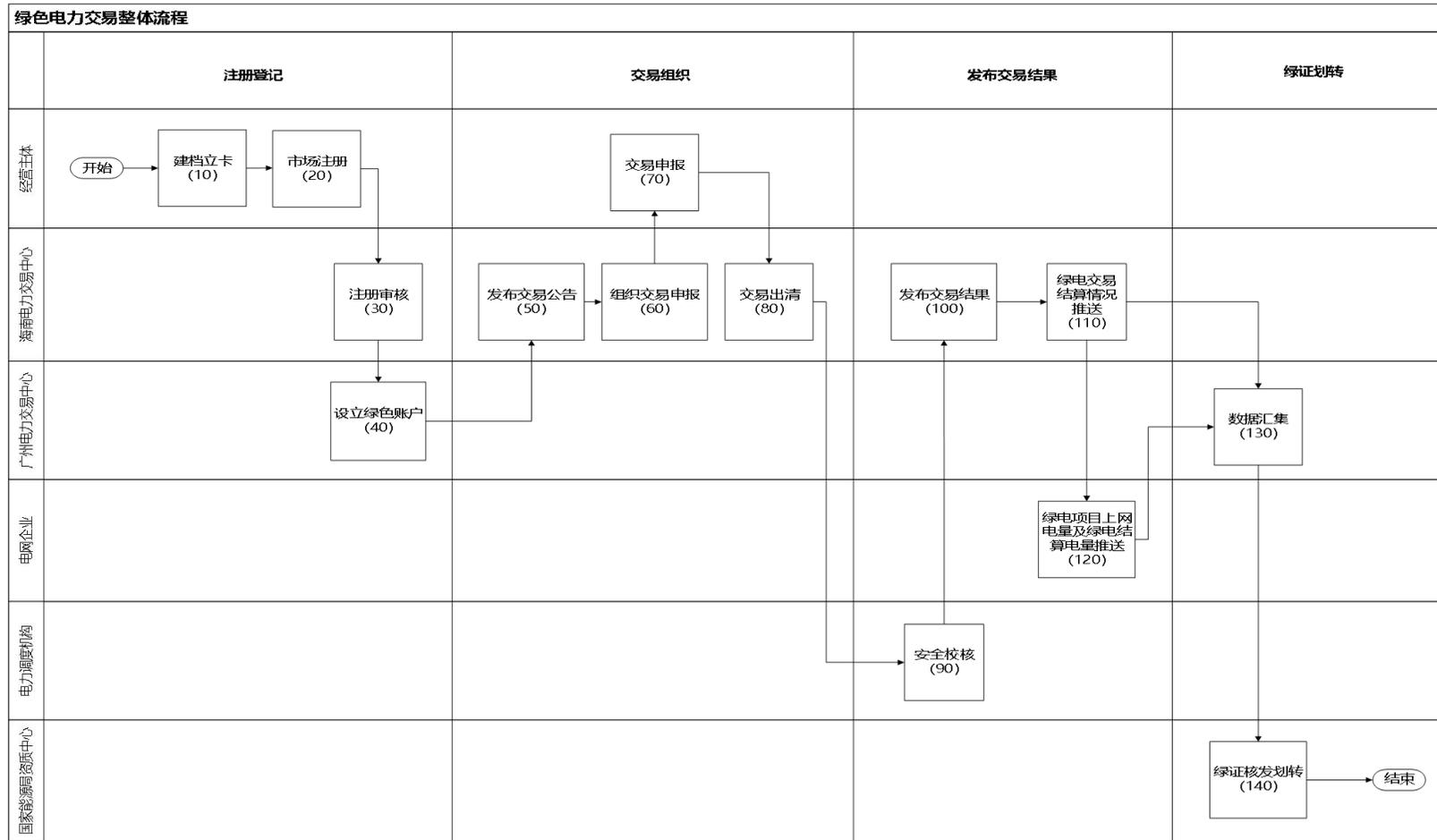
规的从其规定。

11.2 本细则由交易中心制定并负责解释，经海南电力市场管理委员会审议通过后，报能源监管机构和政府主管部门审定后执行。

11.3 本细则自印发之日起生效。

附录 1

绿色电力交易流程图



绿色电力交易流程说明

流程节点编号	流程节点名称	节点说明	重点关注事项	时间要求	责任单位
10	建档立卡	发电企业应在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成可再生能源发电项目建档立卡，具备绿证核发划转条件			经营主体
20	市场注册	参与绿电交易的发电企业、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，并完成注册手续	同一个经营主体需要以发电企业、电力用户、售电公司等不同的经营主体类别参与绿电交易的，应按照不同的经营主体类别分别办理市场注册。	参与市场交易前	经营主体
30	注册审核	海南电力交易中心对经营主体提交的注册申请资料进行审核		5个工作日内完成	海南电力交易中心
40	设立绿色账户	广州电力交易中心为经营主体设立绿色电力账户			广州电力交易中心
50	发布交易公告	每场交易开始前，在南方区域电力交易平台发布交易公告	交易公告内容包括交易标的、主体范围、申报起止时间、申报要求、交易关口、交易方式、价格机制等	每月10日前	海南电力交易中心

流程节点编号	流程节点名称	节点说明	重点关注事项	时间要求	责任单位
60	组织交易申报	提醒经营主体交易申报	电话提醒未自主申报的经营主体	交易窗口期间	海南电力交易中心
70	交易申报	经营主体根据交易公告按交易场次申报		交易窗口期间	经营主体
80	交易出清	根据交易规则进行无约束出清	交易窗口期内不得出清	交易申报截止时间后1个工作日内	海南电力交易中心
90	安全校核	根据发电机组上下限和电网安全运行要求进行安全校核		5个工作日内完成年度交易安全校核，2个工作日内完成月度及季度交易安全校核	电力调度机构
100	发布交易结果	发布交易结果		安全校核通过后1个工作日内	海南电力交易中心
110	绿电结算电量推送	将绿电交易结算电量等报送至电网企业，同时将绿电交易、结算及绿证分配数量明细等数据提交至广州电力交易中心		每月18日前	海南电力交易中心
120	绿电项目上网电量及绿电结算电量推送	汇总海南电力交易中心报送的绿电交易结算电量等信息后推送广州电力交易中心		每月20日前	电网企业
130	数据汇集	汇集省内绿色电力交易结算等数据，推送至国家能源局资质中心审核			广州电力交易中心

流程节点编号	流程节点名称	节点说明	重点关注事项	时间要求	责任单位
140	绿证核发划转	将可再生能源发电项目上网电量、绿电交易结算电量对应的绿证核发划转至相关的发电企业和电力用户			国家能源局资质中心

附录 2

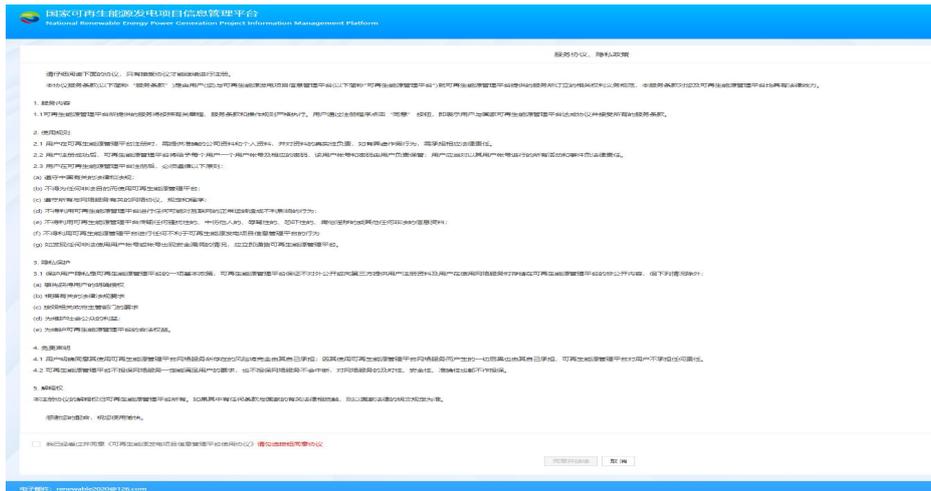
可再生能源发电项目建档立卡操作指引

一、发电企业账号注册

1. 使用谷歌浏览器访问国家可再生能源发电项目信息管理平台 (<https://sso.renewable.org.cn>)，点击“注册账户”按钮进入注册页面。



2. 勾选按钮同意协议，点击“同意并继续”。



3. 在法人机构注册页面，填写法人机构信息并上传营业执照后，点击“下一步”。



4、填写信息员信息并上传信息员授权文件后，点击“下一步”。注意信息员授权文件需加盖公章。



3. 完成账号密码设置后，点击“完成注册”，弹出“注册成功”提醒。注册提交后需等待审核，审核结果通过短信通知。





二、发电企业建档立卡信息填报

1. 登录账号后点击“建档立卡”进入建档立卡系统。



2. 点击“+新建项目”进入项目创建页面。



3. 按要求完成项目信息录入。

The screenshot displays the 'National Renewable Energy Project Archiving System' interface. The main section is titled 'Project Basic Information' (项目基本信息) and includes the following fields and options:

- Project Name (项目名称): Text input field.
- Approval Number (审批文号): Text input field.
- Project Type (项目类型): Dropdown menu with 'Wind and Photovoltaic Integrated' (风光一体化) selected.
- Approval Status (审批状态): Radio buttons for 'Completed' (核准备案), 'Under Construction' (开工建设), 'Production' (投产运行), and 'Archived' (归档). 'Completed' is selected.
- Project Sub-type (项目子类型): Dropdown menu.
- Responsible Company (负责单位): Text input field.
- Region (地区): Radio buttons for 'Onshore' (陆上) and 'Offshore' (海上). 'Onshore' is selected.
- Approval Method (审批方式): Dropdown menu.

At the bottom, there are three buttons: 'Save' (保存), 'Cancel' (取消), and 'Delete' (删除). Below the form, there are three expandable sections: 'Project Location Information' (项目地址信息), 'Project Main Information' (项目基本信息), and 'Sub-project Information' (子项目信息).

子项目填报提示:

- 1、如项目为多类型能源项目（以审批核准备案为准，如风光一体化项目），除填报上述基本信息外，需分别新增填写子项目信息，生成各自项目编码。
- 2、水电一体化项目需单独建档立卡（另行新建项目）。
- 3、单一能源类型项目无需填报子项目信息。