

企业绿色电力消费指导手册

HANDBOOK: CORPORATE GREEN POWER CONSUMPTION IN CHINA

袁敏 苗红 马丽芳 于洋 彭澎 著

执行摘要

绿色电力泛指可再生能源发电项目所产生的电力，简称“绿电”。全球越来越多的企业从社会责任的角度自发提出了可持续发展目标，通过提高绿电的消费比重推行低碳发展。中国也在积极推动能源生产与消费革命。随着电力体制改革的重启，电力用户参与市场化交易的准入条件逐渐放宽，电力价格机制的转变、交易方式和品种的放开，更为电力用户参与市场化交易创造了条件。即将实施的可再生能源电力配额制（简称“配额制”）要求电力用户承担清洁能源配额的消纳责任。这些趋势为用户侧绿电消费提供了重大契机。然而，中国的绿电市场仍处于建设初期，用电企业对于有哪些可行的绿电消费途径、如何在这些途径中做出选择等问题尚存疑虑。因此，本手册基于现有政策，对三类绿电消费途径的适用条件、项目经济性影响因素、市场成熟度等方面进行了梳理和分析，针对企业如何选择和参与绿电消费提出了建议，旨在为有绿电消费需求的企业提供参考。

目前在中国的企业主要通过三种途径消费绿电。第一种途径是用电企业自行或通过第三方开发商投资建设分布式可再生能源发电项目。这种模式已经有了一些实践，市场较为成熟，可为企业带来多重收益。以在国内应用最广泛的分布式光伏发电为例，投资方利用建筑屋顶及附属场地建设分布式光伏发电项目，项目类型主要包括“自用为主、余电上网”和“全部自用”两种形式。企业可获得的收益来源包括目录电价¹基础上的电价优惠、设施运营期内的发电收益、补贴收入等。

第二种途径是用电企业直接向发电企业采购绿色电力。这种模式主要包括双边协商、集中竞价、挂牌交易、分布式市场化交易四种交易方式。其中，前三种交易方式在过去主要服务于火电交易，在电力体制改革的推动下，越来越多的绿电也正积极参与其中。分布式市场化交易也叫“隔墙售电”，目前处于试点阶段。分

目录

执行摘要	1
Executive Summary	2
企业绿色电力消费的背景	4
企业绿色电力消费的路径	4
建议	16
注释	18
致谢	19

“工作论文”包括初步的研究、分析、结果和意见。“工作论文”用于促进讨论，征求反馈，对新事物的争论施加影响。工作论文最终可能以其他形式进行发表，内容可能会修改。

引用建议：袁敏 苗红 马丽芳 于洋 彭澎 著. 企业绿色电力消费指导手册. 2019. 工作报告，北京：世界资源研究所. <http://www.wri.org.cn/publications>.

布式发电项目单位与配电网内就近电力用户进行电力交易，电网企业承担分布式发电的电力输送任务，按政府核定的标准收取“过网费”。分布式市场化交易方式又包含三种模式：直接交易、委托电网企业代售、电网企业按标杆上网电价²全额收购。从发电企业的盈利情况来看，直接交易模式最接近于自发自用，经济性最好。分布式市场化交易面临的障碍主要来自电网：由于分布式发电市场化交易会减少电网企业的售电量，改变电网的盈利模式，电网企业在行动上并不积极。如果能突破这一障碍，企业绿电采购将迎来一个新的局面。

第三种途径是用电企业采购绿色电力证书（简称“绿证”）。为倡导绿电消费，中国于2017年7月启动了绿色电力证书认购交易平台（简称“绿证认购平台”），对符合要求的陆上风电、光伏发电企业（不含分布式光伏发电）所生产的可再生能源发电量发放绿证。绿证买卖双方自行协商或进行竞价，以不高于证书对应电量的可再生能源电价附加资金补贴金额进行交易。这是企业实现绿电消费最为方便和快捷的途径。但是目前绿证与实体购电并无捆绑关系，且证书价格较高，因此市场对其多持观望态度。不过，在备受关注且酝酿多时的配额制政策下，绿证交易将是配额义务主体完成配额目标的方式之一。该政策在2018年3月、9月和11月发布了三次征求意见稿，并计划于2019年开始实施。配额制的落地，将为绿证市场注入新的活力。

结合现有的三种绿电采购途径的特点，我们建议有绿电消费需求的企业采用以下决策步骤来选择路径：

1. 首先，对于具备分布式可再生能源发电系统安装条件的用电企业，鼓励其投资建设自发自用的分布式可再生能源发电项目，如屋顶光伏项目、分散式风电项目等，作为绿电消费的首选途径。企业可根据自身资金和人员条件，选择自行投资或通过第三方投资建设后享受电价优惠的形式实现绿电消费。
2. 其次，对于缺乏分布式可再生能源发电系统安装条件或者资源不足以满足绿电消费需求的企业，建议根据当地电力交易市场提供的交易服务品种采购绿电。分布式发电市场化交易作为新型电力交易机制正处于试点阶段，建议企业保持政策敏感度，并与具备实力的综合能源服务商及售电企业建立合作，适时参与分布式发电市场化交易，采购绿电。
3. 最后，企业也可通过购买绿证实现绿电消费，此为绿电消费最便捷的途径。但当前自愿绿证的价格是基于补贴强度设定的，普遍较贵。未来如果将绿证价格与补贴强度脱钩，随着可再生能源成本的进一步下降，采购绿证的经济性将逐步得以体现。

EXECUTIVE SUMMARY

In the broad sense, green electricity refers to clean electrical power generated from renewable sources. A rising number of companies around the globe have set their own sustainable development goals as a gesture of showing social responsibility. An important method to fulfill such goals is to increase the share of green electricity in total power consumption. China has also been promoting energy revolution on both supply and demand side. The restart of Power Sector Reform also brings new opportunities for cooperate green power purchase. The lowering threshold for market entry and the shift toward a market pricing mechanism are both lifting the barriers for companies in their participation in the distributed transaction market. In addition, the renewable portfolio standard system will be launched stepson, requiring obligated entities to adopt a certain percentage of green power. These global and domestic trends are creating unprecedented opportunities for end-use green power purchase in China. However, China's green electricity market is still under construction, thus concerns occur among commercial power consumers in terms of possible options to procure green power, and the pros and cons of these options. As such, this handbook is going to examine and compare three major methods of corporate green electricity procurement under current policies, so as to make suggestions for companies regarding how to participate in green power consumption.

Currently there are mainly three options for power user companies to procure green electricity in China. The first one is to invest in distributed renewable energy projects, which has now developed the most mature market. Companies can adopt a “self-generation and self-consumption” mode by constructing on-site power generation projects either independently or through third-party developers. Profits come from various sources, including feed-in-tariff, saved expenditure that is otherwise spent on purchasing electricity from the grid, and in many cases, income from the surplus power fed to the grid. Take distributed photovoltaic power projects as an example. Corporate investors can utilize the rooftops of their company buildings to construct distributed PV power generation projects, and use the electricity generated for either “self-consumption, surplus feed-in grid” or “full self-consumption”.

The second option is to directly purchase electricity generated by renewable energy. This option mainly involves four means of transaction: bilateral negotiation,

centralized bidding, listed transaction, distributed market transaction. The first three means were mainly used in thermal power trading, while with the progress of power sector reform, more and more green power producers are going to participate in these transactions. The fourth means involves companies buying excess power from their neighbor's small- or medium-scale renewable sources via distribution lines. In this case, power grids are responsible for transmitting the electricity, and will only charge a certain amount of "network fee". Distributed market transaction further includes three modes of operation: direct transaction, commissioned transaction, as well as full acquisition and distribution by the power grid. Among these three modes, direct transaction yields the highest profits. Distributed market transaction is now still in the pilot phase, and is developing slowly due to the reluctance of power grids whose profits will be affected. If this obstacle could be overcome, corporate green power purchase would see new opportunities.

The third option is to purchase Green Electricity Certificates (GECs). China had launched its first voluntary trading platform for GECs in July 2017. Certificates are awarded to renewable energy generators such as onshore wind farms, solar power plants (excluding distributed solar generators). Transactions can be made through bilateral negotiation or centralized bidding, and the final price should not exceed the feed-in-tariff. However, GECs sold through the voluntary platform are not bundled with the physical delivery of electricity to buyers, and the price of certificates is at a high level, which resulted in a quiet market of GECs. New opportunities could lie in the renewable portfolio standard (RPS) system that is expected to be officially initiated in 2019. NEA has released three versions of consultation draft of RPS in 2018. This system requires obligated entities to include a certain amount of renewable power in its energy portfolio, which could increase the demand for GECs.

Considering the characteristics of the existing three green electricity procurement approaches, we recommend that corporates with green electricity consumption to take following decision steps to select the approach:

I. First of all, for power consumers who are qualified for investment in distributed renewable projects by themselves or by third parties, option one might be the first priority for green power procurement. Taking financial condition and expertise into account,

power consumers can either invest in the projects by themselves or invite a third party to invest in the projects and sale them green electricity at a discount.

- II. Secondly, for enterprises lack of conditions or resources for investment, we suggest them procure green electricity through bilateral negotiation, centralized bidding, or listed transaction, depending on the products provided by power transaction centers. In addition, peer-to-peer trading of distributed generation is in the pilot stage. It is recommended that enterprises keep an eye on the latest trend and explore cooperation with Integrated Energy Service Providers and power suppliers.
- III. Finally, purchasing green electricity certificates is the easiest way for enterprises to meet their goal of green power consumption. While the price of GECs is set according to the subsidy intensity, it's still quite expensive. With continued decline of renewable energy cost, if the price of GECs decouples with subsidy intensity, GECs will be more economic attractive.

企业绿色电力消费的背景

当前，全球极端气候事件频发，给人类生产生活带来了严重的损失。工业革命以来大量化石燃料的粗放型使用是气候变化的主要诱因。根据联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）第五次评估报告，1970—2010年期间化石燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放量约占温室气体总排放增量的78%³。如何通过能源革命实现能源生产和消费的绿色化、低碳化，是人类面临的一项紧迫又极具挑战性的任务。《巴黎协定》的签署意味着全球主要排放国就2020年后应对气候变化行动达成了初步共识：本世纪末，把全球平均温升控制在工业革命之前水平之上2°C以内，并将努力限定在1.5°C内。IPCC近期发布的《全球1.5°C变暖特别报告》显示，若将温升控制目标调整为1.5°C，气候变化带来的损失与风险会大幅降低。而要实现该目标，必须在2030年之前将全球的温室气体排放总量削减一半，并在2050年达到净零排放。

中国政府在2014年6月召开的中央财经领导小组第六次会议表明，我国将把推动能源生产和消费革命作为长期战略，并于2016年底发布了《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》，提出到2030年，新增能源需求主要依靠清洁能源满足，到2050年，非化石能源占比超过一半⁴。2018年3月，国家能源局发布《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》，首次提出了2018年、2020年各省级行政区域的可再生能源电力总量配额指标、非水电可再生能源配额指标，以及相关考核办法⁵。2018年9月和11月，国家能源局第二次和第三次对该文件的修改征求意见。配额制对电力消费设定可再生能源配额，售电企业和电力用户协同承担配额义务。业界认为这是推动绿电消费的一个重大契机。

除了政府层面的推动，很多企业从社会责任的角度提出了可持续发展的目标并付诸行动，旨在最大限度地降低产品的环境影响。截至2016年度，63%的财富100强企业和48%的财富500强企业已经制定了可再生能源、能效和温室气体减排目标。一些非政府组织（NGO）也发起成立了绿电采购相关的平台/项目，如可再生能源买家联盟（REBA）和100%可再生能源项目（RE100）通过与发电企业、用电企业、公用事业公司等利益相关方开展合作，促进全球绿电消费。相比于国际大型企业，中国企业参与绿电消费的程度仍然较低⁶，主要是因为国内的绿电市场尚未完善，获取绿电的途径有限，此外也与企业低碳发展的意识薄弱有关。

在不同的政策背景下，绿电的范畴有所差别。从国际上看，绿电泛指可再生能源发电项目所产生的电力，但所涵盖的技术种类在各国/地区有所不同。在中国目前实施的可再生能源绿色电力证书自愿认购体系中，绿电指的是非水可再生能源发电量，试行阶段特指陆上风电、光伏发电项目（不含分布式光伏发电）所生产的发电量。2018年11月发布的《关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）》将所涉及的范围扩大到了所有可再生能源电力（包括水电）。本文所指的绿电范畴与该文件保持一致。

相较于欧美等国家比较成熟的绿电市场，中国的绿电市场仍处于建设初期。有绿电消费需求的企业对于如何在中国消费绿电存在诸多疑虑，包括绿电的获取途径、供电稳定性、项目经济性等多个方面。

在能源基金会的支持下，中国循环经济协会可再生能源专业委员会（CREIA）与世界资源研究所（WRI）、落基山研究所（RMI）、气候组织（TCG）组成联合研究小组，围绕电力用户绿电消费需求调研（TCG）、绿电市场机制及企业绿电采购的国际案例（WRI & RMI）、中国电力市场的政策跟踪与商业模式研究（CREIA）、企业绿色电力消费的路径（WRI & CREIA）四个议题开展研究。本指导手册是后两个议题的研究产出。

本指导手册对现有政策下三类绿电消费的途径及适用条件进行了梳理和比较分析，并结合国家推动绿色发展的战略规划和电力体制改革的趋势，针对企业如何选择绿电产品以及如何参与绿电交易提出建议，为有绿电消费需求的企业提供参考。

企业绿色电力消费的路径

目前国内已有的绿电消费途径主要包括企业自行或通过第三方投资建设分布式可再生能源发电项目、直接采购绿色电力和采购绿证三大方式。

2.1 自行或通过第三方投资建设分布式可再生能源发电项目

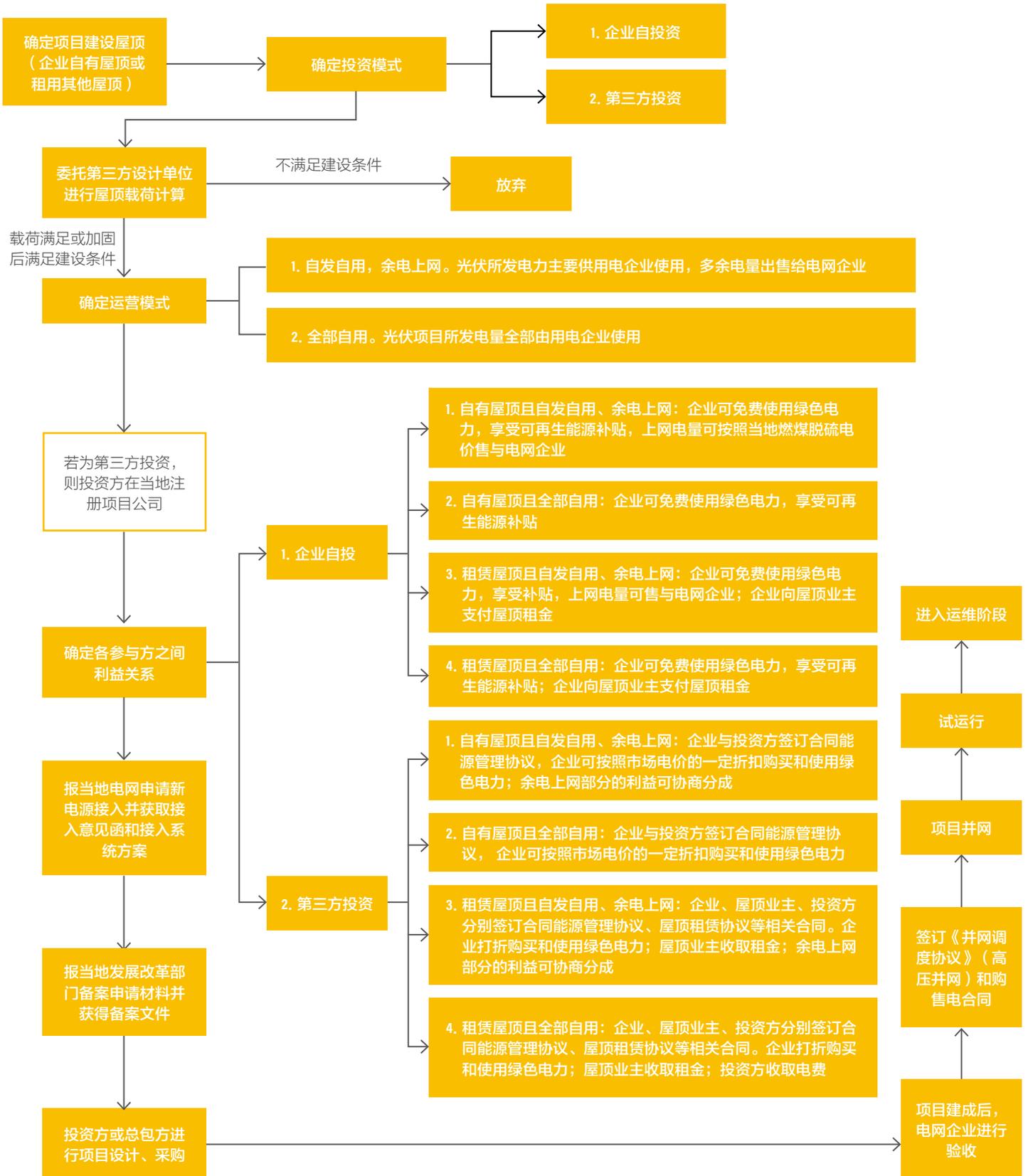
按照国家相关政策规定⁷，分布式可再生能源发电是指接入配电网运行、发电量就近消纳的中小型可再生能源发电设施。分布式可再生能源技术包括分布式光伏、分散式风电、小型生物质发电等。分布式可再生能源发电位于电力消费场所或与之相邻，无需远距离输送及升降压传输，可有效减少配电网系统用户侧的峰谷差，提高输配电网和变电网络的设备利用率，同时有利于改善用户侧能源使用结构。

目前，在分布式可再生能源应用领域，分布式光伏项目技术难度相对较低，投资规模相对较小，特别是在一系列鼓励和激励政策的扶持下，已经具备了良好的开发和应用基础，成为应用最广泛的分布式可再生能源发电形式⁸。本节以分布式光伏项目为例，对项目开发的关键步骤进行梳理。

分布式光伏发电系统主要应用于屋顶电站，包括企业、自然人、园区和公共建筑的屋顶光伏。企业利用建筑屋顶及附属场地建设的分布式光伏发电项目，在项目备案时可选择“自用为主、余电上网”或“全部自用”中的一种模式。项目开发流程如图1所示。

计量电量时，对于“自发自用、余电上网”的模式，分布式光伏发电项目并网点在电网用户电表的负载侧需使用两块电表：

图 1 | 分布式光伏发电项目的主要开发流程



单向电表记录分布式光伏设施的发电量，另一块双向电表测量余电上网的电量，以及当光伏设施无法满足需求时用户消耗电网的电量。用户自己消纳的光伏电量带来的收益体现在节省的电费中，反送电网的电量以规定的上网电价计算。无论自用部分还是上网部分均可享受国家及地方政府的补贴。

分布式光伏电费结算主要分为三个部分，一是根据项目所在地的燃煤脱硫脱硝标杆电价计量的电费，二是财政部的分布式光伏补贴⁹，三是各地方政府对当地分布式光伏项目的补贴，这部分的补贴强度、补贴年限及补贴流程根据各地的政策有所不同。

分布式光伏项目成本与一般项目建设运营成本因素基本一致，可用以下基本公式作为参考（公式一）。

分布光伏项目收益主要包括自用电量节省的电费、售电电费以及各级可再生能源补贴，可用如下基本公式作为参考（公式二）。

以上分布式光伏发电项目的收益和成本公式均针对企业自行投资建设的项目。第三方开发商投资建设的项目中，用电企业无需承担项目成本，对应的项目收益仅有自用量的电价优惠，余电上网电费、国家补贴和地方补贴均归属于第三方开发商。对于具体项目，其经济效益的测算需考虑到当地电费计价方式和用电价格，以及企业的用电负荷情况。并且，光伏发电设备成本呈现不断下降的趋势，以及国家补贴政策的不断调整，均对项目投资回报产生影响。因此，建议用电企业在项目开发前期进行深入、详细的调查和测算。

公式一： 设备成本 + 人员成本 + 安装成本 + 运维成本 + 其他成本 = 项目成本

公式二： “自用电量”电费 + “余电上网”电费 + 国家补贴 + 地方补贴 = 项目收益

说明：

- “自用电量”电费：分布式光伏发电项目所发电量的实际使用方节省的电费，或根据合同能源管理的约定，由用电企业结算给投资方“打折用电”所节省的电费。
- “余电上网”电费：分布式光伏发电项目向电网企业出售的电量，按照当地脱硫标杆电价结算（由电网公司支付）的电费。
- 国家补贴：按照国家政策规定，对符合条件的分布式光伏项目的度电补贴。
- 地方补贴：根据当地政策申请发放，具体情况根据地方财政补贴情况而并。
- 项目收益：收益分配具体按照项目各相关方签订的合同条款确定。

案例 1 | 北京某商场的分布式光伏发电项目

北京市某商场屋顶安装分布式光伏发电项目，采用“自发自用、余电上网”模式实现企业绿色电力消费。项目基本信息见表1：

表 1 | 北京某商场的分布式光伏发电项目基本信息

信息项	数值	备注
项目规模	100kWp	
系统效率	80%	
初始投资	70 万元	
日用电量	2000kWh	
发电小时数	1540.9 小时	利用 Pvsyst 计算，安装倾角为 25°
自发自用比例	88%	商场 9:30 营业前所发电量需并网
当地脱硫燃煤标杆电价	0.3598 元 /kWh	
自用部分综合电价	1.03 元 /kWh	
当地补贴	0.3 元 /kWh	补贴期限：第 1—5 年
国家补贴	0.32 元 /kWh	补贴期限：第 1—20 年
运维费用	20000 元 / 年	

项目首年发电量为 12.32 万 kWh，按照首年衰减 2%，10 年衰减 10%，25 年衰减 20% 考虑，项目 25 年的生命周期中年平均发电量为 10.93 万 kWh。项目投资回收期预计在 5 年之内，项目生命周期的内部收益率约为 21%。

来源：CREIA 根据项目数据进行测算

除分布式光伏发电项目外，分散式风电项目也逐渐具备开发和应用的潜力。2017年、2018年国家能源局相继发布了《关于加快推进分散式接入风电项目建设有关要求的通知》¹⁰及《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》¹¹。随着低风速资源利用技术的不断提高，分散式风电项目可开发的范围也在不断扩大。在具备一定风资源和设备安装条件的地区，分散式风电也值得有绿电消费需求的企业关注。

另外，有一些用电企业选择在异地投资建设可再生能源发电项目，主要为风电站和光伏电站。这种模式在一定程度上能够促进可再生能源发电装机规模的增长，但实际上并不能直接贡献于用电企业自身的绿电消费。

2.2 直接向发电企业采购绿色电力

中国于2002年启动电力体制改革，《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》明确，在具备条件的地区开展发电企业向较高电压等级或较大用电量的用户和配电网直接供电的试点工作¹²。2004年3月，国家电力监管委员会、国家发展改革委发布《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》¹³，明确参加试点的大用户与发电企业自主协商购电价格与结算方法，大用户向发电企业直接购电在全国范围内逐步推行。此后十年间，直接购电的范围和交易规模不断扩大，许多省（区、市）组织开展了电力用户与发电企业直接交易的试点。

2015年3月，《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）印发¹⁴，新一轮电力体制改革揭幕。输配电价核定、区域和省级电力交易机构的组建、售电市场等方面的改革为电力直接交易的大范围展开奠定了基础。随后发布的《关于有序放开发用电计划的实施意见》等配套文件也指出，要逐步放大电力直接交易的比例，根据电压等级由高到低的次序，逐步放开工商业用户用电，积极推进直接交易。

2016年底，《电力中长期交易基本规则（暂行）》发布¹⁵，符合准入条件的市场主体可以通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式，按年度、季度或月度进行省内电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易和辅助服务交易，为全国各地的电力中长期交易制定了基本框架。

2018年7月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》¹⁶，要求2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材4个行业电力用户的发用电计划，全电量参与交易，通过市场交易满足用电需求，并支持重点行业电力用户与风电、太阳能发电等清洁能源开展市场化交易。

除了大型集中式的发电企业参与的市场化交易外，分布式发电的市场化交易也在寻求突破。2017年10月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》¹⁷，遵循中发〔2015〕9号文件及其配套文件的要求，开展分布式发电市

场化交易试点工作，加快推进分布式能源的发展，提高其市场化程度。同年12月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布《关于开展分布式发电市场化交易试点的补充通知》¹⁸，对试点组织及交易规则做出进一步说明。

在上述政策和市场背景下，绿电的直接交易成为企业电力消费的又一选择。

需要指出的是，各省（区、市）电力交易机构制定的交易规则不同且不断更新，绿电直接交易的执行首先取决于当地电力交易机构是否已开展相关的交易品种和交易方式。通过具体的案例，本节将对绿电的四种主要交易方式做进一步阐述。

2.2.1 双边协商

双边协商交易指购电主体（电力用户、售电企业）与售电主体（发电企业）之间自主协商交易电量（电力）和电价，达成初步意向后，经电力调度机构安全校核和相关方确认后形成交易结果。双边协商是电力中长期交易的主要方式，也是我国2004年启动电力用户与发电企业直接交易试点以来最常用的交易方式，过去被称为“大用户直供”，基本在场外完成。目前电力交易机构负责发布信息、收集意向协议、生成合同，以提高市场效率。

以山东省为例，图2简要概括了山东省月度双边协商交易的流程。其中，跨省跨区月度双边协商与省内月度双边协商的流程相同，具备条件时二者可同时组织开展。此外，符合准入条件的电力用户可以直接参与电力市场交易，也可以选择售电企业代理交易。

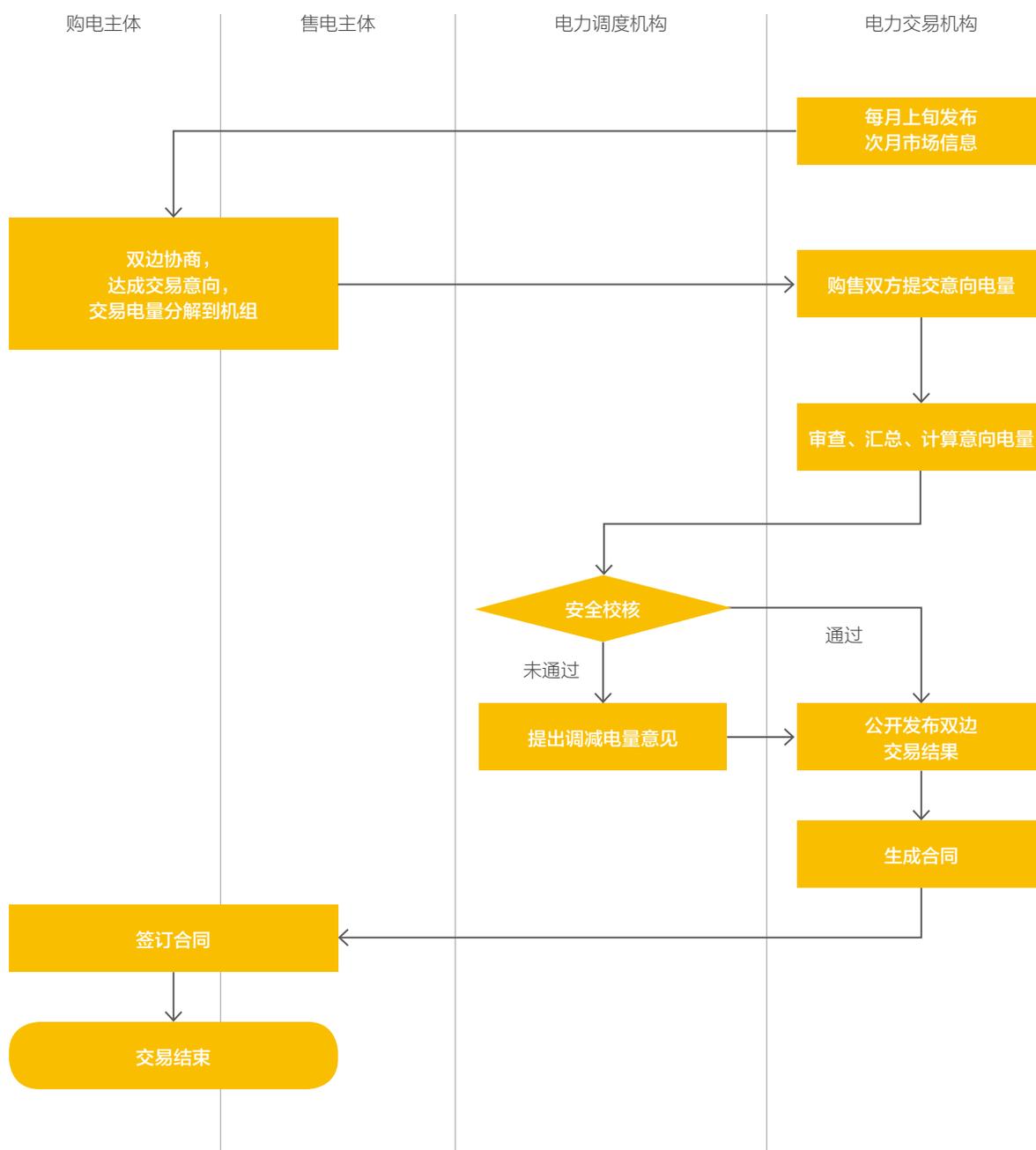
案例 2 | 山东省某制造企业点对点采购风电

2017年3月，国家能源局山东监管办公室修订了山东省电力直接交易规则，允许售电企业代理电力用户参与交易，山东成为国内首个允许售电企业参与跨省交易的市场。2018年一季度，北京电力交易中心、山东电力交易中心等平台组织了锡盟—山东特高压交流送山东电力直接交易，此次交易采取双边协商的方式并分月开展。满足条件的京津唐、山西地区的发电企业与山东电力用户、售电企业自主协商，并向北京电力交易中心分月提交交易意向。双边申报完毕后，调度机构统一进行安全校核，得到双边交易结果。

2018年1月，北京某售电企业通过参与锡盟—山东特高压交流送山东电力直接交易，与位于山西的风电场达成协议并顺利通过安全校核，为代理的山东省某制造企业以不高于本省火电的价格采购了200万千瓦时风电，开创了国内由售电企业参与的点对点清洁能源跨省交易的先河。

案例来源：国内首宗跨省区风电双边交易实现突破性进展：多方共赢下的交易要点及注意事项。http://shouidian.bjx.com.cn/news/20180119/875362.shtml

图 2 | 山东省月度双边协商交易流程¹⁹

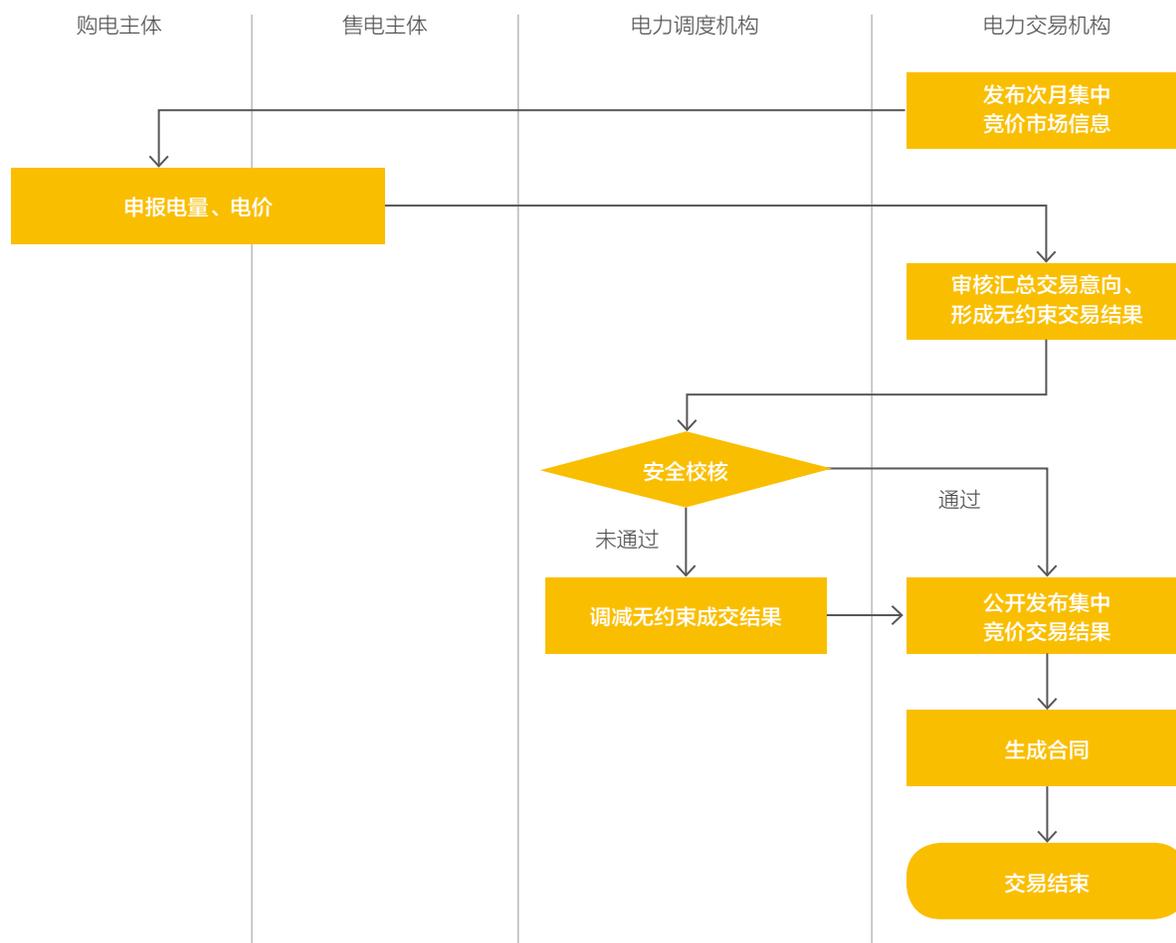


2.2.2 集中竞价

集中竞价交易是指购电与售电主体分别通过电力交易机构申报交易电量和电价，电力交易机构在考虑安全约束的基础上进行市场出清，经电力调度机构安全校核后确定最终的成交对象、电量和价格。月度集中竞价交易流程如图3所示。目前部分省份允

许风电、光伏项目参与集中竞价。为了促进可再生能源消纳、建立跨省跨区送受电新机制，2016年3月，国家发展改革委同意放开银东直流（银川—山东）输电线路的部分送受电计划，开展西北发电企业与山东电力用户的直接交易试点²⁰。通过参与银东直流的集中竞价，山东的电力用户可以向陕西、甘肃、青海、宁夏的风电、太阳能发电企业直接采购绿电。

图 3 | 月度集中竞价交易流程²¹



案例 3 | 银东直流集中竞价交易

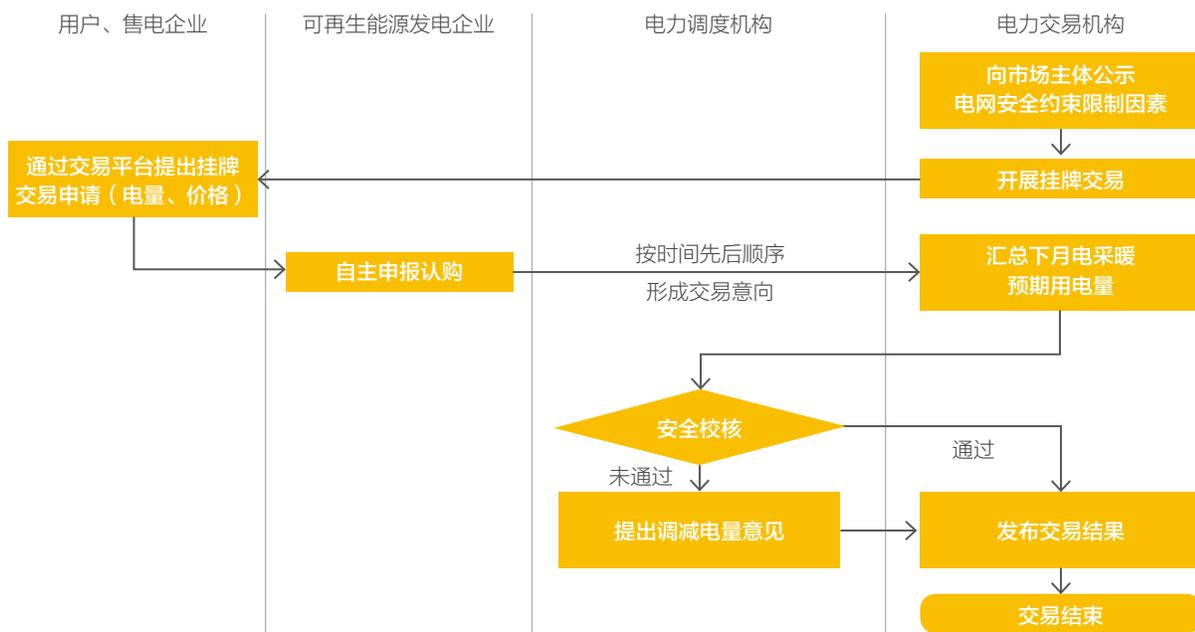
根据北京电力交易中心发布的《2016年度银东直流跨区电力用户直接交易试点公告》，2016年3—12月期间，陕西、甘肃、青海、宁夏参与集中竞价交易的发电企业（项目）共824个，其中风电、太阳能发电项目为754个，装机容量为37.53 GW；燃煤发电项目为70个，装机容量为58.91 GW。共有30家山东用电企业参与交易。为保障跨区跨省电网安全运行和交易结果的顺利执行，本次交易西北各省（区）新能源成交比例不超过40%。也就是说，参与银东直流集中竞价交易的用电企业，其采购的电量中即包括一定比例的绿色电力。

案例来源：2016年度银东直流跨区电力用户直接交易试点公告，<http://www.esccn.com.cn/news/show-303173.html#>

2.2.3 挂牌交易

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。自2017年11月起，冀北电力交易中心为张家口可再生能源示范区组织了数次月度清洁供暖挂牌交易，交易流程如图4所示。

图 4 | 张家口可再生能源示范区清洁供暖挂牌交易流程²²



案例 4 | 张家口可再生能源示范区清洁供暖挂牌交易

为促进京津唐电网可再生能源消纳，推进冀北地区可再生能源市场化交易，确保最低保障性收购年利用小时数以外的电量以市场化的方式有效利用，2017年10月，国家能源局华北监管局、河北省发展改革委联合印发了《京津唐电网冀北（张家口可再生能源示范区）可再生能源市场化交易规则（试行）》。

按照交易规则，初期参与交易的用户为电采暖用户，每年11月到次年4月组织交易，期间全部电量原则上进入市场，取消目录电价。准入的可再生能源发电企业可以对超出月度保障性收购电量范围的电量，通过市场竞争的方式获得优先发电权（初期采用挂牌交易方式），预期无法完成保障小时数的可再生能源发电企业不参与交易。根据规则，参与市场化交易的用户和售电企业需通过交易平台提出挂牌交易申请（交易电量和交易价格），可再生能源发电企业进行自主申报认购，按照时间先后顺序形成交易意向。用户购电价格由交易价格、输配电价和政府性基金及附加组成。

在2017年11月的挂牌交易中，挂牌交易电价（电厂侧）为0.05元/千瓦时，用户挂牌电量规模为1930万千瓦时。22家供暖用户由国网张家口供电公司统一代理，28家风电企业的37个风电项目参与摘牌，申报交易电量超出挂牌电量22%。最终22家风电企业的30个风电项目达成交易，挂牌电量全部成交。电采暖用户11月的实际用电量为775.6万千瓦时，低于交易结果总电量（1930万千瓦时），根据交易规则，最终风电企业的结算电量进行了等比例调减。在2018年1月的清洁供暖挂牌交易中，用户实际用电量超过了交易结果总电量，超出部分在风电企业申报但未成交的电量中进行等比例分配。

案例来源：河北省发展改革委，关于印发《京津唐电网冀北（张家口可再生能源示范区）可再生能源市场化交易规则（试行）》的通知（华北监能市场〔2017〕517号）；冀北电力交易中心有限公司，2017年11月冀北地区电力直接交易月报；冀北电力交易中心有限公司，2017年11月张家口可再生能源电力直接交易风电企业结算情况的说明；冀北电力交易中心有限公司，关于张家口可再生能源示范区“清洁供暖”2018年1月市场化交易风电企业结算情况的说明

2.2.4 分布式发电市场化交易

分布式发电市场化交易也称“隔墙售电”，指的是分布式发电项目单位（含个人）与配电网内就近电力用户进行电力交易，电网企业（含社会资本投资增量配电网的企业）承担分布式发电的电力输送，并配合有关电力交易机构组织分布式发电市场化交易，按政府核定的标准收取“过网费²³”。参与分布式发电市场化交易的项目应满足以下要求：接网电压等级在35千伏及以下的项目，单体容量不超过20兆瓦（有自身电力消费的，扣除当年用电最大负荷后不超过20兆瓦）；单体项目容量超过20兆瓦但不高于50兆瓦的，接网电压等级不超过110千伏且在该电压等级范围内就近消纳²⁴。

交易模式包括以下三种：

一是直接交易模式。分布式发电项目与电力用户进行电力直接交易，向电网企业支付“过网费”。分布式发电项目自行选择符合交易条件²⁵的电力用户，并以电网企业作为输电服务方签订三方供用电合同，约定交易期限、交易电量、结算方式、结算电

价、所执行的“过网费”标准以及违约责任等。直接交易模式如图5所示。

二是委托电网企业代售电模式。分布式发电项目单位委托电网企业代售电，电网企业对代售电量按综合售电价格²⁶扣除“过网费”（含网损）后，将其余售电收入转付给分布式发电项目单位。双方约定转供电的合作期限、交易电量、“过网费”标准、结算方式等。委托电网企业代售电模式如图6所示。

三是电网企业按标杆上网电价收购模式。电网企业按国家核定的各类发电的标杆上网电价全额收购上网电量，但国家对电网企业的度电补贴要扣减配电网区域最高电压等级用户对应的输配电价。该模式实际上是将电网企业作为分布式电源的购电方。电网企业按标杆上网电价收购模式如图7所示。

从发电企业的盈利情况来看，以分布式光伏为例，这三种模式中，直接交易的盈利方式最接近于自发自用，是经济性最好的一种模式²⁷。电网企业按标杆上网电价收购模式需要电网企业先行垫付补贴，对电网企业的积极性有一定影响；此外，由于光伏项

图 5 | 直接交易模式

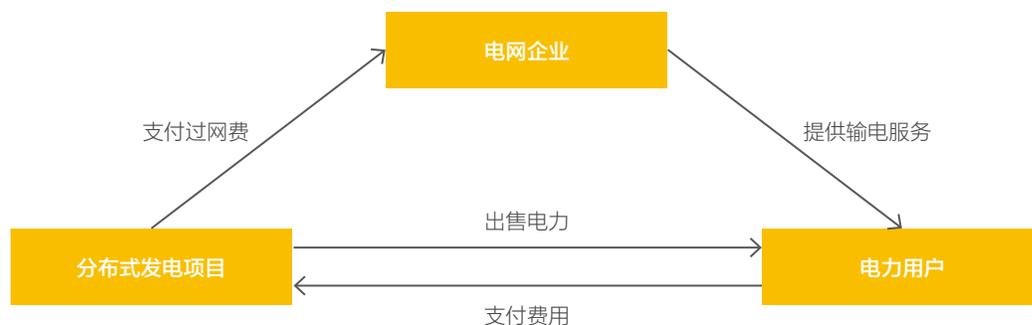


图 6 | 委托电网企业代售电模式



图 7 | 电网企业按标杆上网电价收购模式



目的上网电价也在持续退坡，项目经济性是三种模式中最差的一种；唯一的好处是无需等待国家的补贴。委托电网企业代售电模式的经济性介于前面两种模式之间。

分布式发电市场化交易试点进展非常缓慢，尚未有案例进入到实施阶段。分布式发电企业在申报试点方案的同时，还需要获得当地电网企业出具的《电网接入及消纳意见》、《电网服务承诺》等书面材料。由于分布式发电交易需要电网企业提供分布式电源并网、输电等技术支持，以及发用电计量、电费收缴等服务，增加了电网企业的运营成本；并且，分布式发电交易不支付未使用的上一级电压等级的输电价格，直接导致电网企业的售电(或输配电)收入减少。因此，电网企业并没有积极性参与分布式发电市场化交易试点。如何提高电网企业参与的积极性成为分布式发电市场化交易顺利推进的关键。

2.3 采购绿色电力证书

为倡导绿电消费、促进清洁能源消纳、逐步完善风电和光伏发电的补贴机制，降低可再生能源发电企业对补贴的依赖，中国于2017年7月启动了绿色电力证书自愿认购交易平台，鼓励各级政府机关、企事业单位、社会机构和个人在平台上自愿认购绿证，作为消费绿电的证明。

在试行阶段，绿证仅针对符合要求的陆上风电、光伏发电项目（不含分布式光伏发电）的上网结算电量发放，1个证书对应1兆瓦时结算电量。发电企业出售绿证后，相应的电量不再享受国家可再生能源电价附加资金的补贴。绿证认购价格由买卖双方自行协商或者通过竞价确定，但不得高于证书对应电量的可再生能源电价附加资金补贴强度。

绿证自愿认购交易涉及的主要参与方及其职责如图8所示，具体包括：

1. 国家能源局：监管绿证核发与自愿认购活动；组织派出机构和国家可再生能源信息中心等相关机构对影响证书认购秩序的事件进行调查。
2. 国家可再生能源信息中心：审核证书核发资格申报材料；复核企业项目的合规性和月度结算电量；按照国

家能源局相关管理规定，通过可再生能源发电项目信息管理平台向符合资格的发电企业核发绿证；建设和运行绿色电力证书自愿认购交易平台；定期统计并向全社会发布绿证的出售和认购信息。

3. 可再生能源发电企业：通过可再生能源发电项目信息管理平台向国家可再生能源信息管理中心申请绿证权属资格；在认购平台挂牌出售绿证。
4. 绿证认购方：包括政府机关、企事业单位和自然人等，可在认购平台自由购买挂牌出售的证书。
5. 电网企业：负责补贴核减工作，并协助做好发电项目结算电量的复核。

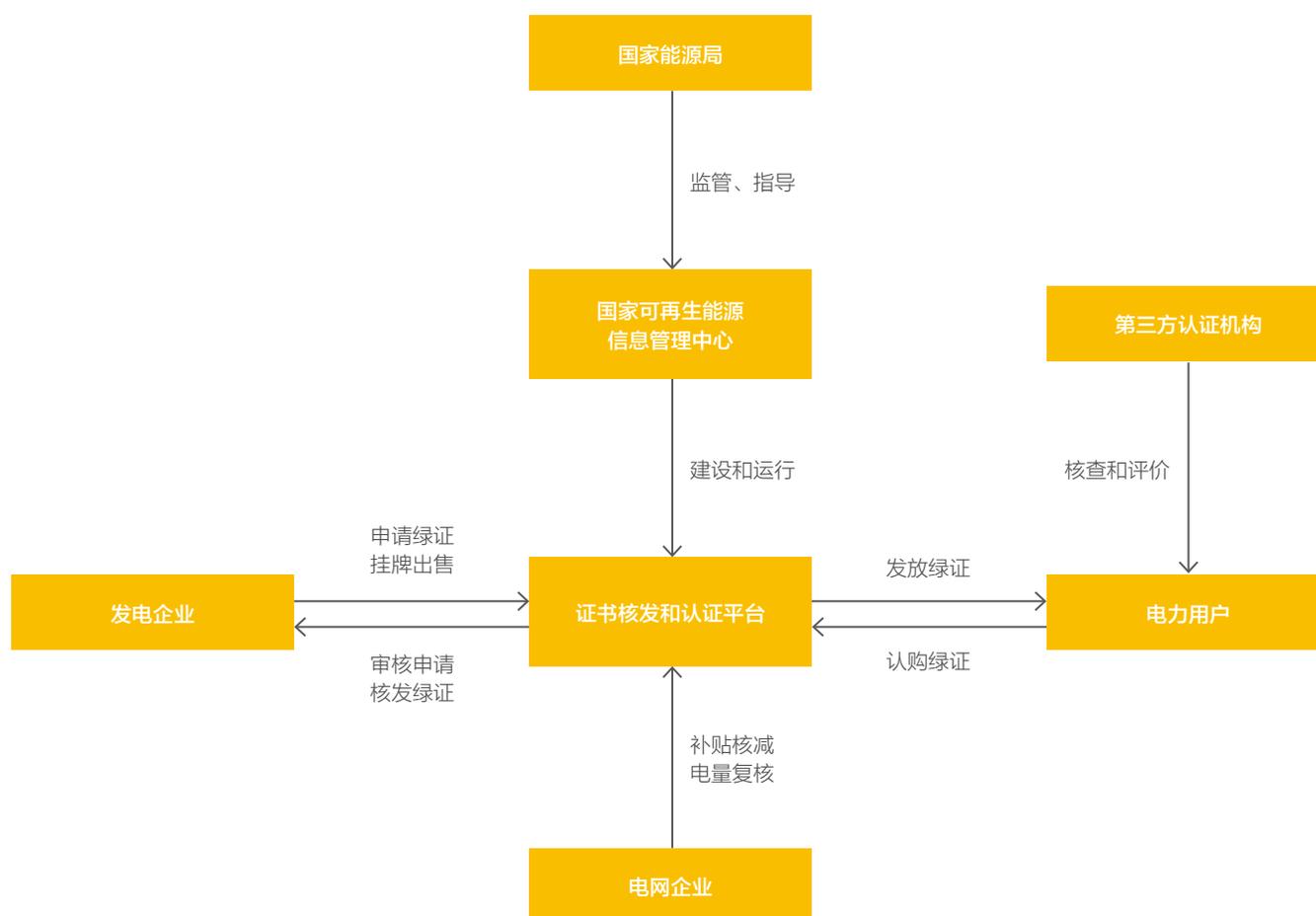
然而，在绿证自愿认购机制下，绿证主要是与电价补贴这一因素捆绑在一起，与是否进行了实体购电没有关系；并且证书价格较高，使得企业普遍缺乏采购自愿绿证的积极性，市场缺乏活力。酝酿多时的配额制在2018年3月、9月和11月分别发布了三次征求意见稿，并预期在2019年正式开始实施。在该机制下，售电企业和电力用户协同承担配额义务。由于绿证交易是配额义务主体完成配额目标的一种重要手段，因此配额制的实施可能会激发绿证的市场需求。

案例 5 | 绿色电力证书交易进展及案例

绿色电力证书自愿认购交易平台启动一年半，累计核发绿证2447.5万个，其中风电2188.5万个，光伏259万个。截至2018年12月，共有70家企事业单位/机构采购了绿证，加上个人认购部分，累计交易证书29984个，其中99.5%都是风电项目。风电绿证的价格为137.2至330元，光伏绿证的价格为586.6至872.8元。

世界资源研究所（美国）北京代表处通过绿色电力证书自愿认购交易平台采购了某风电项目的32张绿证，实现了2016年100%绿色电力消费。北京鉴衡认证中心有限公司为此次认购提供了核查和评价服务。

图 8 | 绿证采购的参与方及其关系



2.4 企业消费绿色电力途径对比

本节针对上述三种企业消费绿电的途径进行了归纳、对比，从而进一步为有绿电消费需求的企业提供决策分析的参考。

在投入方面，只有投资分布式可再生能源发电项目需要实际进行项目建设，其他方式只需直接或通过交易平台购买绿电或绿证。

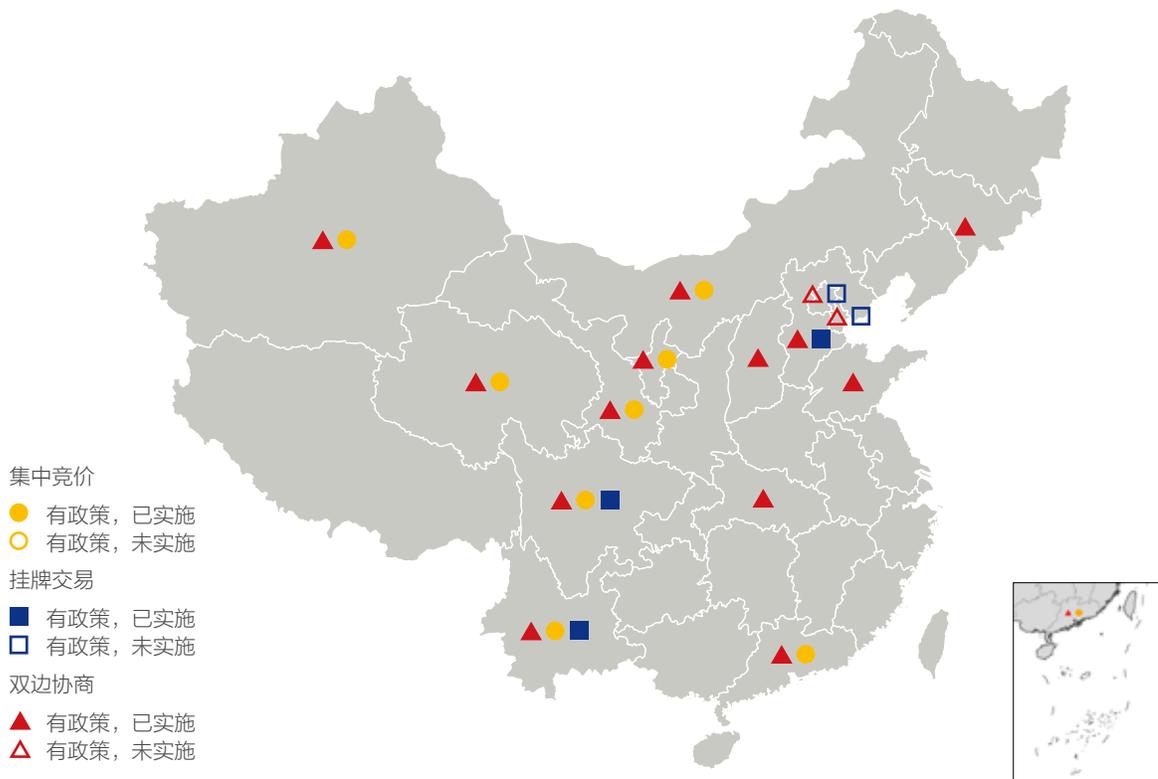
在收益方面，投资分布式发电项目的收益来源较为多样，自行投资的项目收益主要包括自发自用节省的电费、余电上网的电费收入、国家和地方的度电补贴，第三方投资的项目收益来自于电价的优惠、屋顶租金；直接购买绿电的收益主要来源于交易电价与目录电价的价差；由于配额制尚未实行，购买自愿绿证目前并不能获得收益。收益的具体情况根据各地补贴政策、电力买卖双方协议内

容等差异也会有所不同，企业需结合实际情况综合考量。

在市场发展程度方面，经过近些年的发展，投资分布式可再生能源发电项目已形成较为成熟的开发和运营模式，而绿电、绿证的市场交易机制仍有待进一步完善。

从上述途径在各地的政策适用性来看，第一种和第三种途径，以及第二种途径中的分布式发电市场化交易对各地都适用。双边协商、挂牌交易和集中竞价这三种交易模式仅在部分地区适用。据不完全统计，截至2018年底，新能源双边协商交易政策已在山西、山东、四川等13个省份实施；北京、天津等地已明确了这一政策，但尚未实施；挂牌交易政策已在四川、冀北、云南等地实施，北京、天津等地已明确了这一政策，但尚未实施；集中竞价交易政策已在广东、云南等8个省份实施，其他省份尚未明确这一政策。上述途径在各地的进展如图9所示。

图 9 | 新能源双边协商交易、挂牌交易、集中竞价在各地的进展



注：基于可获得的信息整理

企业消费绿电的三种途径对比、总结如表2所示：

表 2 | 绿电消费途径对比（一）

绿电消费途径	资金投入	发电项目所有权人	经济收益	第三方提供服务	电费	稳定性	电力获取形式（物理连接 / 虚拟采购）	合同周期	市场成熟度	适用条件	影响经济性的因素
自行或通过第三方投资建设分布式可再生能源发电项目	自有投资	投资方	包括电站运营期内的发电收益、补贴收入等	投资方自行完成项目，无需第三方服务	自发自用部分无需向电网企业支付电费（或根据能源合同和管理合同享受电价优惠）；“余电上网”	与大电网连接，稳定性较好	物理连接	/	成熟	拥有自有厂房或者物业，能长期稳定生产的大型企业	当地燃煤脱硫脱硝标杆电价、补贴额度、发电量、融资成本、项目成本，以及政策稳定性等
	第三方投资	开发商	在目录电价的基础上享受电价优惠，或向开发商出租屋顶收取费用	开发商负责项目建设、运维。若屋顶出现问题，容易产生纠纷	电费由电网公司按照脱硫标杆电价与项目方结算	与大电网连接，稳定性较好	物理连接	双方商定	成熟	非自有厂房或者物业，由开发商直接与物业业主谈判开发屋顶	用电电价折扣额、用电量，以及购电合同执行情况

表 2 | 绿电消费途径对比（二）

绿电消费途径	资金投入	发电项目所有人	经济收益	第三方提供服务	电费	稳定性	电力获取形式（物理连接/虚拟采购）	合同周期	市场成熟度	适用条件	影响经济性的因素	
直接发电企业采购绿色电力	双边协商	发电项目非自建，无需自己投入	开发商	与目录电价的价差	可以找售电企业代理，并按照协议支付费用	购电方与发电企业协商电量、价格	由电力调度机构进行安全校核后形成最终交易结果，稳定性好	物理连接（间接获取），与发电企业一对一协商	可按年度、季度或月度开展	初期	用电企业须满足电力市场交易的准入条件	协商采购的电价及电量
	集中竞价	发电项目非自建，无需自己投入	开发商	与目录电价的价差	可以找售电企业代理，并按照协议支付费用	向电力交易机构申报电量、电价	由电力调度机构进行安全校核后形成最终交易结果，稳定性好	物理连接（间接获取），依托电力交易机构撮合	可按年度、季度或月度开展	初期	用电企业须满足电力市场交易的准入条件	交易电量及电价
	挂牌交易	发电项目非自建，无需自己投入	开发商	与目录电价的价差	可以找售电企业代理，并按照协议支付费用	购电方向电力交易机构提出挂牌申请（电量、电价）	由电力调度机构进行安全校核后形成最终交易结果，稳定性好	物理连接（间接获取），依托电力交易机构挂牌	可按年度、季度或月度开展	初期	用电企业须满足电力市场交易的准入条件	交易电量及电价
	分布式发电市场化交易	发电项目非自建，无需自己投入	开发商	三种交易模式中，第一种模式收益最好	电网企业作为输电服务方	模式一：买卖双方自行协商；模式二：电网企业对代售电量按综合售电价格扣除“过网费”；模式三：按标杆上网电价	由电力调度机构安全校核后形成最终交易结果，稳定性好	物理连接（间接获取）	买卖双方自行协商	试点阶段	接网电压等级、项目单体容量及消纳范围均需满足试点要求 ²⁸	交易电价、过网费、补贴费用以及政策稳定性
采购绿色电力证书	按照交易平台价格进行购买	发电项目由开发商所有，绿证由购买者所有	尚不能进行二次交易，不能产生收益	无需第三方服务	目前证书和用电量并不捆绑，只是在账面上有绿证的消费	不涉及	虚拟采购	/	处于自愿采购阶段	在经济上有一定预算的大型企业，是目前中国政府官方认可的绿电消费途径	证书价格、可否多次交易、是否与电量捆绑等	

建议

3.1 企业如何选择合适的绿色电力消费途径

企业通过消费绿电可以获得经济效益、社会形象等多方面的收益。然而，由于中国长期处于发用电计划模式，用电企业缺乏对电力品种和购电途径的选择权，随着市场的逐步开放，用电企业在电力市场的主动权正在逐步加强。综合考虑企业用电的便捷性、经济性以及配合市场化的进度，建议用电企业在选择消费绿电途径方面可遵循先易后难、逐步过渡的原则。

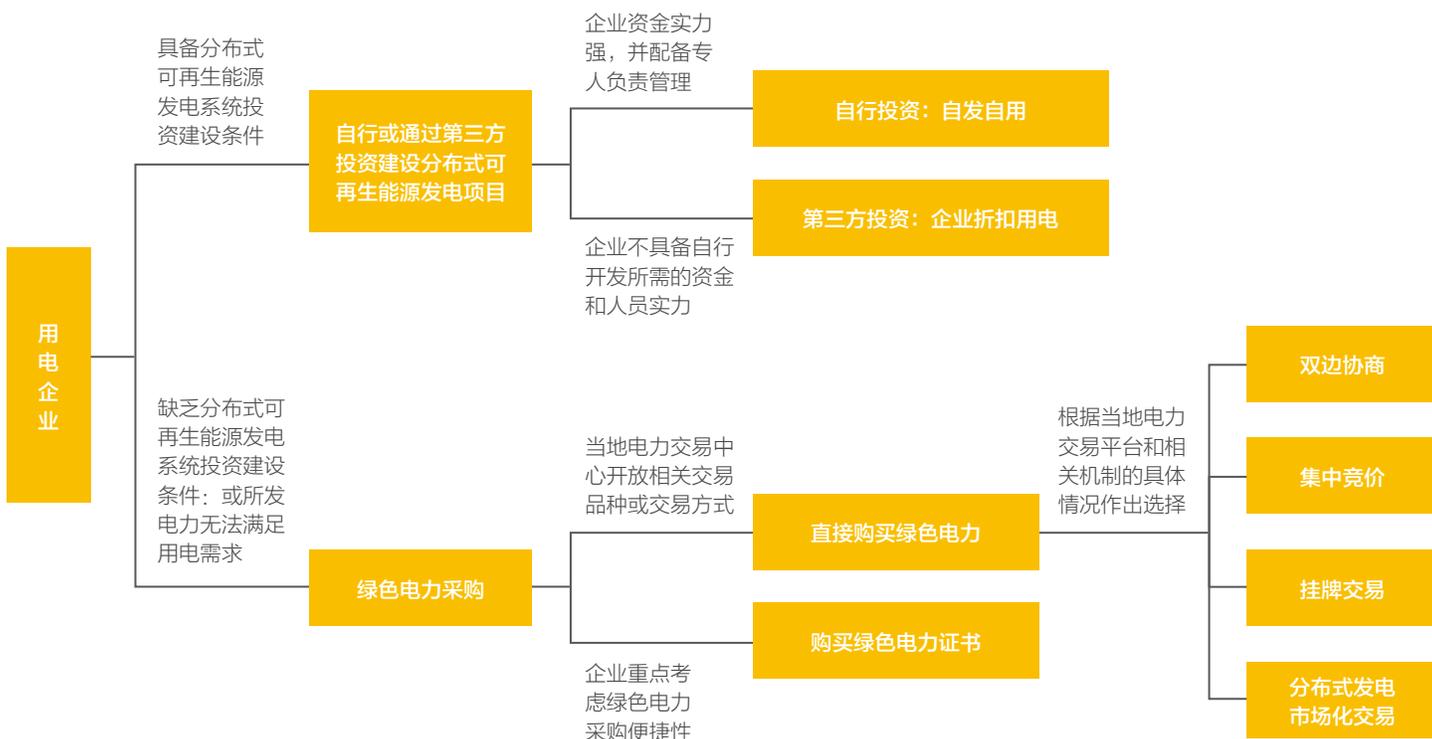
首先，鼓励具备分布式可再生能源发电系统安装条件的用电企业将自行或通过第三方投资建设分布式发电项目作为绿电消费的首选途径。此途径以分布式屋顶光伏项目为代表，从技术成熟度、商业模式可行性和政策支持力度方面均具吸引力。按照一般分布式光伏项目投资回收期为5—11年，项目生命周期为25年计算，分布式光伏项目将生产十年以上的零成本绿电。此外，分散式风电开发应用的条件也逐渐成熟。建议企业可以根据自身资金和人员条件，选择自行建设或通过开发商投资建设的形式实现绿电消费。

其次，对于缺乏分布式可再生能源发电系统安装条件的企业，建议可通过购买绿电实现绿电消费。一方面，用电企业可通过当地交易平台提供的双边协商、集中竞价、挂牌交易等途径购买和消费绿电，具体交易品种和形式随各地电力交易平台和电力市场长期协议的建立情况而异；另一方面，在省级电力交易中心，已具备交易资格的大型电力消费企业可通过与售电企业谈判以双边协商的模式直接与其旗下的可再生电力项目签订购售电合同。随着电力市场改革的深入和政策的发展，分布式发电市场化交易机制也将逐步完善，参与分布式发电市场化交易也可以成为企业消费绿电的一个良好选择。总之，在此途径下，建议用电企业保持政策敏感度，与具备实力的售电企业建立联系，通过更为便捷、价格合理的交易方式获取绿电。

最后，企业可以通过购买绿证实现绿电消费。这种途径是当前政策和市场环境下企业实现绿电消费最为便捷的方式，但现阶段，绿证与绿电并未实行捆绑交易，证书价格和流通性尚不完全具备金融属性，建议用电企业密切关注绿证交易制度的动态。此外，配额制落实后，采购绿证是企业履约的一种重要方式。

企业绿电消费路径的选择流程如图10所示。

图 10 | 企业绿电消费路径的选择流程



3.2 电力体制改革对绿色电力消费的机会

除了上述三点建议，电力体制改革的进程也值得关注。随着电力体制改革的重新启动和深入推进，电力市场有序放开，也将给企业绿电消费带来更多的机会。主要体现在以下几个方面。

1. 电力用户参与市场化交易的准入条件逐渐放开

如前文所述，从推行试点到《电力中长期交易基本规则（暂行）》的实施，电力直接交易工作已基本进入常态化运行。本轮电力体制改革启动以来，市场化交易对电力用户的准入条件逐渐放宽，各地市场化交易电量的比重也不断上升。国家主管部门不断推进市场主体开展直接交易，并在2018年选择煤炭、钢铁、有色、建材等部分重点行业电力用户，率先全面放开发用电计划试点，通过市场交易满足全部用电需求。对于用电企业而言，目前正处于政府目录电价向市场化价格形成机制的过渡期，企业用户应认清这种趋势，深入了解当地电力市场的建设情况和交易规则，及时关注地方发改、经信、工信、能源、物价等主管部门发布的电力市场化工作方案和实施细则，主动与发电企业、售电企业、电网企业、电力交易机构、电力调度机构等市场成员建立联系，尽快做好市场化交易的准备。

2. 重点关注绿电的市场化交易

国家能源主管部门对可再生能源发电企业参与市场化交易的准入和支持力度不断加强。前文提及的发改运行〔2018〕1027号文件指出，要支持重点行业电力用户与风电、太阳能发电等清洁能源开展市场化交易，推进风电、光伏等可再生能源在保障利用小时数之外的电量参与市场化交易，章节2.2.3中提及的张家口可再生能源示范区也是将超出月度保障性收购电量范围的电量进行挂牌交易，既增加了上网电量，又使用电企业享受到了较低的电价。参与市场的企业用户可以将部分电量进行绿电市场化交易的尝试，重点行业电力用户还可以适当减免交叉补贴，进一步降低用电成本。

除此之外，根据2018年11月发布的《关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）》，参与市场的电力用户需按要求承担清洁能源配额的消纳责任，履行清洁能源消纳的义务。进一步而言，拥有燃煤自备电厂的用电企业更应积极参与绿电的市场化交易。

用电企业应在正式的强制政策出台之前尽早参与，提高对绿电的认知，制定绿电消费的目标和计划，了解通过电力市场采购绿电的途径，并尽早参与绿电市场化交易，初期可以将少部分电量进行绿电市场化交易尝试，并不断扩大规模。选择向售电企业购电的用电企业，也可以主动与售电企业进行沟通，要求其组织采购一定比例的绿电。用电企业应把握绿电自愿市场的机遇，避免在配额要求和强制市场中陷入被动局面。

3. 售电企业、电力交易中心为用电企业参与交易降低了门槛

售电企业是本轮电力体制改革孕育的新兴市场主体。对于多数用电企业而言，电力交易和绿电采购并非主营业务，而电力市场化交易又具有较高的专业性。用电企业可以与售电企业展开合作，要求售电企业为企业组织采购绿电，从而节约非主营业务的人力投入和成本支出，并将售电企业作为市场化交易中的保障机制，避免用电偏差带来的考核风险。

另一方面，电力交易机构的组建也提高了市场化交易的效率。电力交易中心负责拟定交易规则，集中进行信息发布、收集意向协议、审查计算意向电量、公开交易结果、生成合同，并对市场主体进行注册管理。规范化的运行旨在保证公平、透明，调动各类市场主体的积极性。售电企业、电力交易中心为用电企业降低了参与电力市场化交易的门槛，这为用电企业进入电力市场、采购绿电提供了便利。

注释

1. 目录电价是指国家按生产行业分类所规定的电价标准。
2. 标杆上网电价是指国家按各类发电技术的区域平均成本对发电项目统一定价的电价政策。例如，火电是按省制定的燃煤脱硫标杆上网电价，风电和光伏发电是按资源区制定的标杆上网电价。
3. IPCC第五次评估报告综合报告（2014），<http://www.ipcc.ch/report/ar5/>
4. 国家发展改革委、国家能源局，《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》，http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201704/t20170425_845284.html
5. 国家能源局，《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》，http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201803/t20180323_3131.htm
6. 根据绿证认购平台（<http://www.greenenergy.org.cn/>）的数据，截至2018年6月，仅有60家中国企业参与了绿证自愿认购，认购的绿证占当年电力消费量的比重微乎其微。
7. 国家发展改革委、国家能源局《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源[2017]1901号）http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201711/t20171113_3055.htm
8. 截至2018年6月，全国分布式光伏发电项目装机容量占光伏发电装机总容量的27%。来源：http://www.nea.gov.cn/2018-08/02/c_137363846.htm
9. 根据国家发展改革委、财政部、国家能源局于2018年5月31日发布的《关于2018年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823号），自发文之日起，新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低至每千瓦时0.32元（含税）。
10. 国家能源局关于加快推进分散式接入风电项目建设有关要求的通知。http://www.gov.cn/xinwen/2017-06/06/content_5200366.htm
11. 国家能源局关于印发分散式风电项目开发建设暂行管理办法的通知。http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201804/t20180416_3150.htm
12. 国务院关于印发电力体制改革方案的通知（国发〔2002〕5号）http://www.gov.cn/zhengce/content/2017-09/13/content_5223177.htm
13. <http://fgcx.bjcourt.gov.cn:4601/law?fn=chl300s033.txt>
14. http://tgs.ndrc.gov.cn/zywji/201601/t20160129_773852.html
15. http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201701/t20170112_834884.html
16. http://bgt.ndrc.gov.cn/zcfb/201807/t20180718_892668.html
17. http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201711/t20171113_3055.htm
18. http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201801/t20180103_3094.htm
19. 山东省电力中长期交易规则（试行）。http://www.sdfgw.gov.cn/art/2017/7/12/art_4452_166796.html
20. 国家发展改革委关于放开银东直流跨区部分送受电计划的复函（发改运行〔2016〕441号），http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201603/t20160309_792400.html
21. 国家发展改革委国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》的通知，http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201701/t20170112_834884.html
22. 华北能源监管局 河北省发展改革委关于印发《京津唐电网冀北（张家口可再生能源示范区）可再生能源市场化交易规则（试行）》的通知。http://www.hbdc.gov.cn/web/web/tj_zywji/4028818b5f5d-0804015f6ad50cdf42c4.htm
23. 过网费是电网企业为回收电网网架等基础设施的投资和运行维护费用，并获得合理的资产回报而收取的费用。过网费核定前，暂用计算公式：过网费=电力用户接入电压等级对应的输配电价-交易所涉最高电压等级输配电价。
24. 国家发展改革委 国家能源局《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201711/t20171113_3055.htm
25. 购电方应符合国家产业政策导向、环保标准和市场准入条件的用电量较大且负荷稳定企业或其他机构。
26. 综合售电价格指的是对所有用户按照售电收入、售电量平均后的电价。
27. 以江苏的某分布式光伏项目为例，三种交易模式下，发电企业每日收益分别为39368.3元、2439702元和14715元。来源：https://mp.weixin.qq.com/s/waVjamjYC_tulp6hxAAC8g
28. 接网电压等级在35千伏及以下的项目，单体容量不超过20兆瓦（有自身电力消费的，扣除当年用电最大负荷后不超过20兆瓦）。单体项目容量超过20兆瓦但不高于50兆瓦，接网电压等级不超过110千伏且在该电压等级范围内就近消纳。

致谢

作者感谢以下专家（排名不分先后），他们在本论文的撰写过程中提供了宝贵的专业建议和意见：

马川	北京天润新能投资有限公司
乔天	落基山研究所
时璟丽	国家发展改革委能源研究所
杨小山	北京鉴衡认证中心低碳节能事业部
贾立雄	北京洁源新能投资有限公司
李来来	世界资源研究所
付晓天	世界资源研究所
金露婷	世界资源研究所
奚文怡	世界资源研究所
温华	世界资源研究所

在本论文的撰写过程中，研究团队还咨询了一部分新能源发电企业、正在或即将开展绿电消费行动的用电企业、电力交易中心等相关机构，在此对他们的支持一并表示感谢。

感谢实习生帅筱桐在文献收集整理过程中提供的帮助，感谢实习生欧阳沁怡在论文评审过程中帮助收集整理评审意见。感谢谢亮对本论文的文字编辑和张烨的排版设计。

最后，感谢能源基金会（美国）北京办事处为本项目提供了资金支持。同时感谢荷兰外交部（Netherlands Ministry of Foreign Affairs），丹麦皇家外交部（Royal Danish Ministry of Foreign Affairs）和瑞典国际发展合作机构（Swedish International Development Cooperation Agency）为本工作论文的出版提供联合资金支持。

关于作者

袁敏是世界资源研究所（美国）北京代表处能源项目研究员。电子邮件：minyuan@wri.org，电话：[+86 10 64165697](tel:+861064165697)分机63

苗红是世界资源研究所（美国）北京代表处能源项目主任。电子邮件：hongmiao@wri.org，电话：[+86 10 64165697](tel:+861064165697)分机63

马丽芳是中国循环经济协会可再生能源专业委员会政策研究部主管。电子邮件：malifang@criea.net，电话：[+86 10 68002617](tel:+861068002617)分机101

于洋是中国循环经济协会可再生能源专业委员会政策研究部研究专员。电子邮件：yuyang@criea.net，电话：[+86 10 68002617](tel:+861068002617)分机114

彭澎是中国新能源电力投融资联盟秘书长。电子邮件：48604951@qq.com

关于世界资源研究所

世界资源研究所是一家独立的研究机构，其研究工作致力于寻求保护环境、发展经济和改善民生的实际解决方案。

我们的挑战

自然资源构成了经济机遇和人类福祉的基础。但如今，人类正以不可持续的速度消耗着地球的资源，对经济和人类生活构成了威胁。人类的生存离不开清洁的水、丰饶的土地、健康的森林和安全的气候。宜居的城市和清洁的能源对于建设一个可持续的地球至关重要。我们必须在未来十年中应对这些紧迫的全球挑战。

我们的愿景

我们的愿景是通过对自然资源的良好管理以建设公平和繁荣的地球。我们希望推动政府、企业和民众联合开展行动，消除贫困并为全人类维护自然环境。

我们的工作方法

量化

我们从数据入手，进行独立研究，并利用最新技术提出新的观点和建议。我们通过严谨的分析、识别风险，发现机遇，促进明智决策。我们重点研究影响力较强的经济体和新兴经济体，因为它们对可持续发展的未来具有决定意义。

变革

我们利用研究成果影响政府决策、企业战略和民间社会行动。我们在社区、企业和政府部门进行项目测试，以建立有力的证据基础。我们与合作伙伴努力促成改变，减少贫困，加强社会建设，并尽力争取卓越而长久的成果。

推广

我们志向远大。一旦方法经过测试，我们就与合作伙伴共同采纳，并在区域或全球范围进行推广。我们通过与合作伙伴交流，实施想法并提升影响力。我们衡量成功的标准是，政府和企业的行动能否改善人们的生活，维护健康的环境。

支持机构



Copyright 2019 World Resources Institute. This work is licensed under the Creative Commons Attribution 4.0 International License.
To view a copy of the license, visit <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>