



中德能源与能效合作
Energiepartnerschaft
DEUTSCHLAND - CHINA

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

on the basis of a decision
by the German Bundestag

中国城市分布式光伏的 经济性探讨

中德能源转型研究项目



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

dena
German Energy Agency

Agora
Energiewende

版本说明

《中国城市分布式光伏的经济性探讨》是德国国际合作机构（GIZ）在中德能源转型研究项目框架下发布的一项研究分析报告。中德能源转型研究项目支持中德两国能源领域政府智库、研究机构之间的交流，加强中德能源转型的科研合作，分享德国能源转型的最佳实践经验。项目旨在通过加强能源转型智库之间的国际合作与互利政策研究和建模，推动以低碳为导向的能源政策，帮助中国构建更有效的低碳能源系统。该项目是中德能源与能效合作伙伴这一中德能源领域政府交流平台和机制的组成部分，受德国联邦经济和能源部（BMWi）委托，中国国家能源局（NEA）作为中方政府支持部门进行整体指导和协调。德国国际合作机构（GIZ）作为德方牵头实施机构，与德国能源署（dena）和 Agora 能源转型论坛联合负责项目实施。电力规划设计总院是该项目的中方牵头实施单位。

发行方:

中德能源转型研究项目
项目为中德能源与能效合作伙伴的重要组成部分，
受德国联邦经济和能源部（BMWi）委托
北京市朝阳区亮马河南路14号
塔园外交办公楼1-15
邮编：100600
c/o
德国国际合作机构（GIZ）
Torsten Fritsche
Köthener Str. 2
柏林10963



项目负责人:

Anders Hove（侯安德）
德国国际合作机构（GIZ）

作者:

Anders Hove（侯安德）、钱文昀、刘青阳、刘钰照
德国国际合作机构（GIZ）

图片:

Shutterstock\Roschetzky Photography (p. 3)
Shutterstock\Olivier Le Queinec (p. 3)
Shutterstock\sungsu han (p. 4)
Shutterstock\Kampan (p. 5)
Shutterstock\only_kim (p. 9)

版面设计:

Edelman.ergo (on commission of BMWi)

排版:

Flow.asia

flow.asia

©北京，2021年7月

本报告全文受版权保护。截至本研究报告发布前，德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对，但不对其中所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本报告仅代表作者的观点，而不代表项目合作伙伴的观点，如有任何信息遗漏或错误，报告作者负全责。本出版物中涉及到的外部网站发行方将对其网站相关内容负责，德国国际合作机构不对其内容承担任何责任。本文件中的观点陈述代表委托方的意见。文中使用的地图仅供信息参考，绝不构成对国际法规定的边界和领土的承认。GIZ对这些地图是否完全是最新的、正确的或完整的不承担任何责任。对于因使用这些地图而造成的任何直接或间接损失，不承担任何责任。

目录

1

摘要

2

引言

3

全球范围内，分布式储能与太阳能的结合在可再生能源高渗透率地区已蔚然成风

4

中国的分布式太阳能产业正在蓬勃发展

5

随着经济性的提高，对太阳能的补贴有所降低

5

分布式太阳能面临的诸多障碍

6

分布式存储也面临诸多障碍

7

中国分布式太阳能和储能的经济性分析

13

分析结论

13

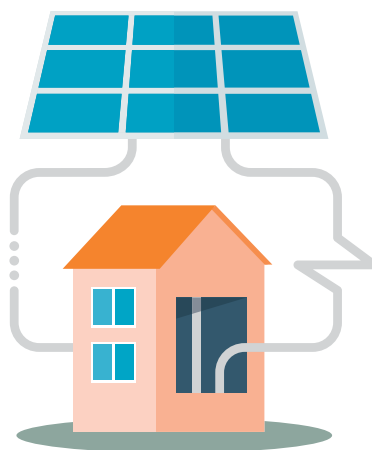
实施分时电价机制并鼓励提升灵活性通知的政策分析

14

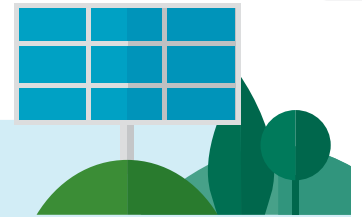
结语

15

参考文献



中国城市分布式光伏的经济性探讨



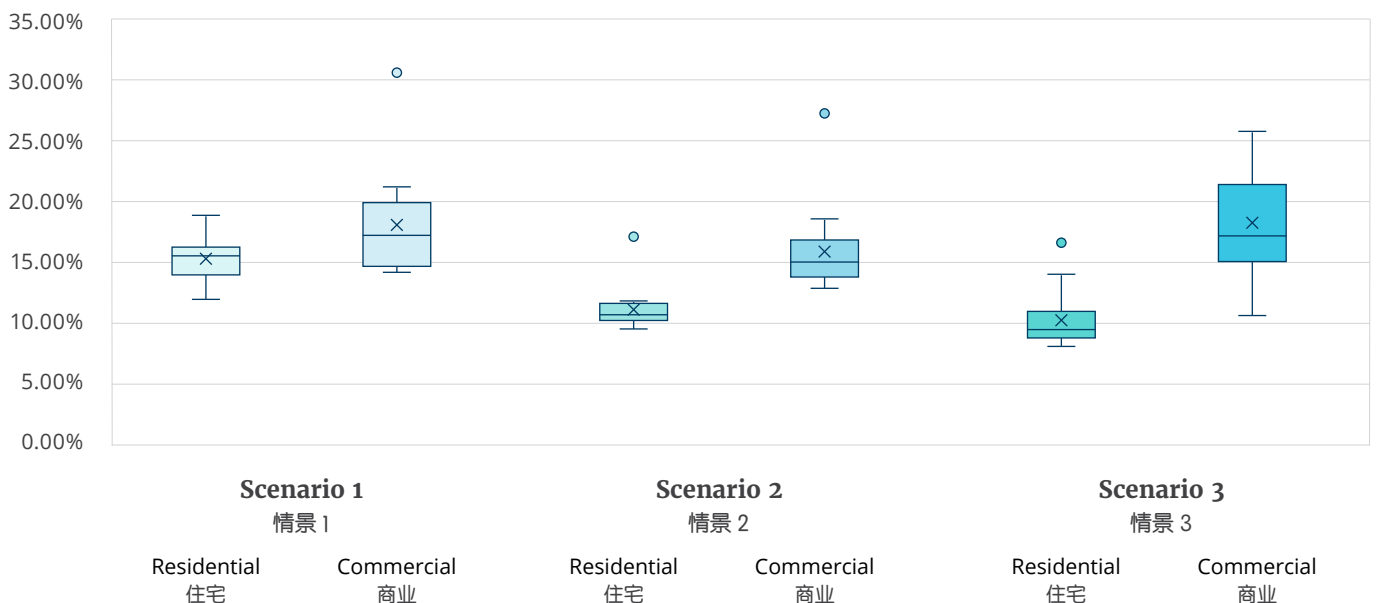
摘要

本报告总结了众多中国大城市分布式太阳能和太阳能加储能发电系统的相关经济性分析结果，并将目前居民和商业用户的分时定价情况纳入考量。随着储能和太阳能光伏价格的经济性日益提升，加配或不加配储能的分布式太阳能系统在中国变得越来越普遍。2020年，中国宣布力争碳排放放在2030年前达到峰值，并力争在2060年前实现碳中和。风能和太阳能将预计成为中国能源系统的中心。早在2020年末，分布式太阳能——特别是户用太阳能——已经出现显著的增长，且这一趋势在未来几年可能会延续下去。

在此分析中，我们对中国不同城市当前自用型分布式太阳能光伏发电——无论是仅用太阳能光伏还是太阳能光伏加配储能装置——的投资回报情况进行

了研究，并将分时定价，以及各地每小时日照量纳入考量在自用型分布式太阳能光伏发电——无论是独立式还是加配储能装置的太阳能光伏发电——的投资回报情况进行了研究。我们设定了15%的内部收益率，作为上述用户经济回报的门槛值。我们的结果显示，对于商业用户来说，在目前的分时电价、光伏成本和储能成本下，在大多数城市，可以一天循环两次的储能可以提供最高的回报，其次是独立式太阳能光伏。一天两次循环的储能，既可以储存高峰期的太阳能输出，也可以将下午的高峰负荷转移到晚上的非高峰时段。另一方面，对于大多数城市的居民用户来说，储能目前不具经济性。但仅光伏情景（不加配储能）对大多数地区的住宅和商业用户来说都具有经济性（高于15%）。

居民和商业分布式光伏发电在三种情景下的内部收益率（IRR）



注：情景1代表仅光伏情景（不加配储能），情景2代表带储能的光伏发电，每日中午充电一次，下午放电；情景3代表带储能的光伏发电，每日充电两次。数值范围代表了所研究的13个中国城市的回报情况。

来源：Anders Hove、刘钰照、刘青阳，GIZ，2021

引言

分布式能源是能源转型范式中的一个核心要素。根据这一愿景，能源生产和消费将逐渐从用户仅扮演纯粹被动式角色的粗放的、中心式布局转变为消费者和产消合一者（prosumers）积极参与的能源生产、储存和需求响应模式。尽管除了互联网等类似的分散式基础设施之外，这种转型几乎找不到什么先例，但在德国、加利福尼亚和南澳大利亚等几个国家和地区，已经见证了屋顶太阳能和户用储能的蓬勃发展。中国在可再生能源领域的扩张在大多数方面都领先于世界，但它主要依靠集中式、大型电站的发展。通常情况下，许多被归入分布式太阳能的光伏电站都是位于工业区附近的数兆瓦级的地面发电设施。尽管屋顶太阳能可以得到慷慨的政策补贴，但它仍处于早期的发展阶段，当然，这种情况也可能会发生迅速转变。



全球范围内，分布式储能与太阳能的结合在可再生能源高渗透率地区已蔚然成风

21世纪初，欧洲和北美许多地区支持太阳能发展的政策最初更偏向户用分布式光伏系统，尽管与大型地面太阳能光伏电站相比，屋顶光伏系统的成本相对较高。直到最近，这些地区才表现出对户用光伏与储能一体化系统的强烈兴趣。驱动储能快速发展的因素包括政策、公用事业电价设计，以及某些地区对停电的担忧等。电池储能成本的下降构成了这一发展的先决条件。用于居民能源消费的锂离子电池价格已在稳步下降，2019年达到1100欧元/千瓦时，但与车用电池相比仍有很大的溢价，表明可能还有进一步的降价空间。¹

德国分布式光伏储能市场的发展，部分是由于政策支持和电价设计。居民零售电价超过0.30欧元/千瓦时。光伏发电上网只能赚取零售电价的一小部分，这给了户用光伏系统所有者很大的动力来储存自产的光伏发电，而不是将其并入电网。此外，居民用户可从部分储能资本成本中获得返利，尽管随着时间的推移，补贴已在逐步减少。²

今天，在德国，几乎70%的新增户用太阳能光伏装置都配有电池储能。到2020年底，德国的户用储能市场装机容量约为230万千瓦时。德国储能协会的数字显示，现在德国居民家庭安装的电池储能系统超过30万个2019年和2020年的平均装机容量约为8-9千瓦时。³2021年德国安装的户用电池装置可能将达到15万组，按容量计算，约占该国2021年电池装机的三分之二——在210万千瓦时的总装机容量中占150万千瓦。⁴

澳大利亚也一直是领先的分布式储能市场，这与其庞大的户用光伏系统装机量有关。截至2020年，估计有15%的澳大利亚家庭都安装了屋顶太阳能光伏系统2020年，澳大利亚新增了约31,000个户用储能系统，令其户用储能系统装机总量达到约145,000个。建筑材料供应商Stoddart提供一种与光伏系统捆绑安装的电池系统，房地产开发商Stockland也与电池制造商Sonnen合作，向新建房屋提供电池系统。这种交易通常需要签署虚拟电厂（VPPs）协议，其目的是统筹管理数量庞大的户用太阳能+电池系统，在为业主带来经济利益的同时兼顾电网的稳定性。⁵

有三个因素推动了澳大利亚分布式储能市场的发展：优越的太阳能资源、偏远地区的高居民电价和对电力可靠性的考量。如果澳大利亚能源市场委员会（AEMC）决定在特定时间（例如在太阳能发电出力过剩的中午）对并网电力征收费用，储能可能还会得到进一步推动。通过新增储能装置，用户可以最大限度地利用其自发的太阳能电力，而不是将其并入电网，另外，在电网断电时还可以享受离网电力。受日益加剧的大规模森林火灾的影响，偏远社区的停电变得越来越频繁。⁶

类似的因素也在推动美国分布式储能市场的发展。在加州和德克萨斯州，最近的停电事件和未来可能的停电事件刺激了人们安装更多的储能装置，虽然这些装置并不总是与户用光伏相关。加州自发电激励计划为加配储能的太阳能发电提供



返利，特别是针对火灾多发地区，这些地区在火灾多发季节经常停电。⁷德克萨斯州也出台了相应激励措施。⁸电价设计（如分时定价制度）也推动了许多地区的太阳能光伏业主安装储能装置。在夏威夷，70%的新增光伏系统配有储能设备，在加州，40%的新增光伏系统配有储能设备。⁹一些州已经尝试为居民和企业提供创新计划，向虚拟电厂加配储能，以帮助平衡电网负荷。佛蒙特州为特斯拉Powerwall的业主提供以下项目：如果想要获得 Powerwall 的返利，业主需同意电力

公司在需求高峰时调度电池向电网供电，但会在同时保留电池向家庭提供备用能源的能力。¹⁰

在上述三个地区，户用和大型储能推动了储能市场的发展，部分是受电价设计的驱动。在中国，由于居民电价较低，商业电价较高，工商业市场作为早期驱动力，特别是加上对电池起火的安全性考量，其重要性可能要大得多。

中国的分布式太阳能产业正在蓬勃发展

截至2020年底，中国的太阳能光伏装机容量已达2.53亿千瓦。直至2017年，超过80%的光伏装机都是集中式、大型电站级电厂。但从2017年起，受当时部分省份弃风弃光及对新建建筑¹¹的限制措施影响，投资转向分布式太阳能，分布式太阳能在新增装机中的比例上升到25%以上。中国国家能源局（NEA）的数据显示，在2020年新增的4820万千瓦光伏发电装机中，分布式太阳能达1550万千瓦，占比达32%，¹²而在前几年，户用屋顶太阳能仅占所有分布式太阳能的一小部分。2020年户用太阳能新增装机量大增，全年新增达到惊人

的1010万千瓦。¹³几乎所有的新增装机都发生在第四季度，原因是人们赶在年底削减补贴之前入场抢装，以获得分布式太阳能补贴。¹⁴

根据行业估算，2021年户用太阳能装机可能达到1500万千瓦，而分布式太阳能可能达到2500万千瓦。¹⁵随着分布式太阳能市场份额的上升，在未来五年内，分布式太阳能平均每年可增加3000万千瓦。¹⁶



随着经济性的提高，使得对太阳能的补贴有所降低

政府从2013年开始对光伏实施补贴，当时分布式太阳能项目生产的所有电力，无论是自用还是送入电网的电力，都可以获得0.42元/千瓦时的直接补贴。这一补贴水平一直维持到2018年初，政府仅将补贴小幅降低到0.37元/千瓦时。¹⁷2019年年中，能源当局进一步改革了分布式太阳能补贴，将工商业用户分布式光伏补贴定为0.10元/千瓦时，户用分布式光伏补贴定为0.18元/千瓦时。¹⁸对于工商业用户分布式光伏自用的，补贴进一步下降到0.5元/千瓦时。而户用的补贴降至0.08元/千瓦时。¹⁹2021年，户用补贴继续维持，但仅有0.03元/千瓦时，而工商业分布式太阳能不再享有补贴。2022年，户用太阳能补贴也将停止。²⁰分布式太阳能面临的诸多障碍。



Barriers



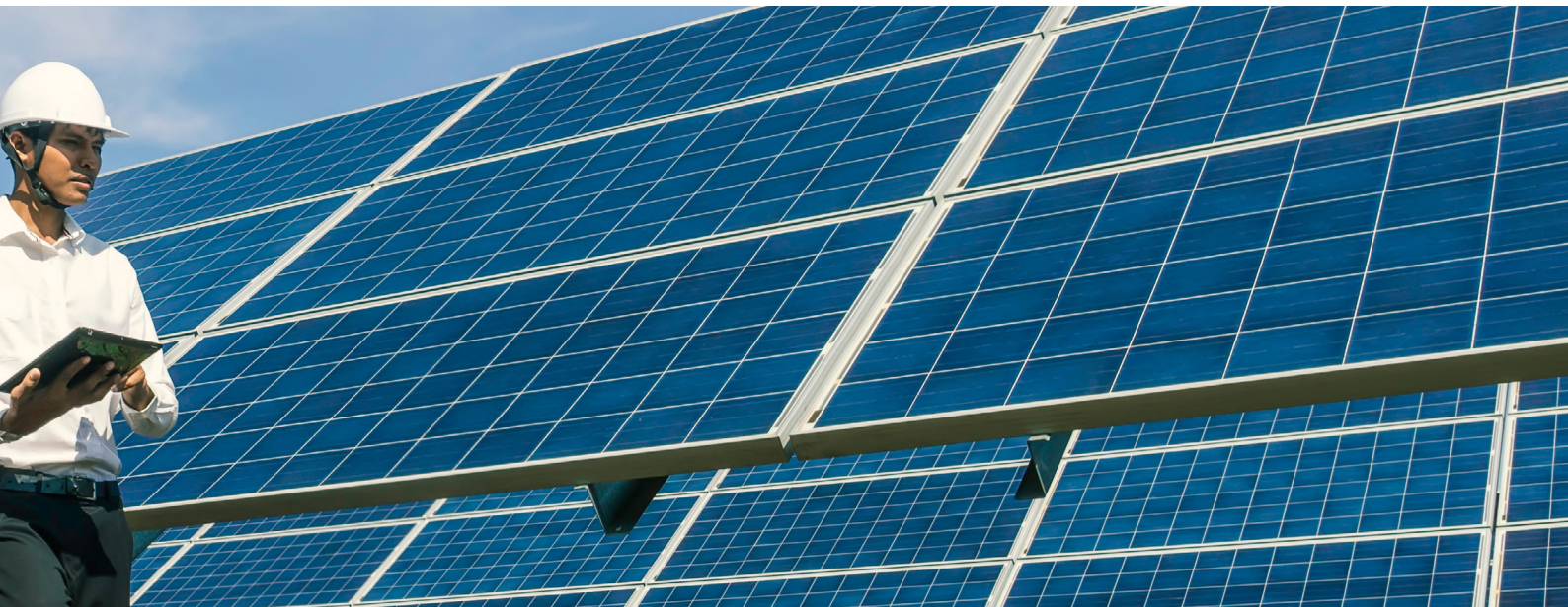
分布式太阳能面临的诸多障碍

虽然政策环境为分布式太阳能提供了许多有利条件，但其推广还是面临如下几个主要障碍：

- 由于软成本高企，导致户用光伏成本相对较高：²¹软成本包括屋顶租金、融资成本、系统设计、安装、运维等等。此外，地方当局和电网公司还可能需要进行游说和昂贵的研究，以获得安装和并网许可。²²
- 居民用户的低电价：在许多城市，居民电价平均约为0.45-0.50元/千瓦时，而商业电价则为0.65-0.70元/千瓦时。与商业和工业太阳能相比，较低的电价降低了户用太阳能可享有的结余。
- 融资选择有限：许多银行认为太阳能的收入风险较高，而投资回收期较长。²³众多太阳能项目的财务回报依赖于自用发电相对有利的经济性特征，由此，如果太阳能所有者不能完全消纳系统生产的所有电力，就将导致收入风险。²⁴对于户用太阳能而言，无法获得一个成熟的消费者借贷市场的支持也阻碍了太阳能融资。²⁵
- 业主和住户所面临的两难处境：对于出租单位而言，其住户通常是按年租赁，而这种投资需要数年时间方能获得回报，因此出租单位用户缺乏投资光伏的动力。大型商业地产的租户可能是根据建筑面积而非电表使用量来支付电费的，因此看不到安装太阳能的经济利益。在大多数国家，租户在选择租赁物业时都很少考虑能源或环境因素。
- 与租赁期不匹配：工商业建筑及屋顶的租赁期通常为5-10年，而太阳能电站则可能持续20年或更长时间。²⁶

- 屋顶所有权：在某些情况下，屋顶所有权不明确，或者工商业屋顶是由独立于物业使用者的实体所拥有的。²⁷在许多城市地区，住宅物业也面临着类似的问题。²⁸
- 工业园区政策：在许多地区，工业园区提供集中供热、蒸汽和电力补贴以吸引企业入园，这降低了采用太阳能的动力。²⁹通常情况下，工业园区拥有自己的燃煤电厂。为了保障这些设施的收入，可能会在某些情况下会以安全为由，阻止甚至禁止企业采用太阳能。³⁰
- 较低接受度：在许多情况下，要想在多单元住宅楼上安装屋顶太阳能，必须获得所有或大多数居民的许可。一些业主会对太阳能在大风或下雪情况下的安全性提出了反对意见，而另一些业主则会以太阳能会占用公共空间或有损于物业美观为由加以反对。³¹
- 许可和互连障碍：一些社区以安全或质量标准为由，限制安装住宅屋顶太阳能设施。³²并网也是一个障碍。³³在一些地区，并网过程需要完成多个申请和许可步骤，且该过程可能需要耗费一年或更长时间。³⁴

多年来，中国政府和电网公司采取了各种措施来解决分布式太阳能所面临的这些障碍。例如，在2017年，国家能源局设立了一条热线，以回应客户对分布式能源安装困难方面的投诉，同时还发现互联互通速度偏慢和补贴结算迟缓是最主要的问题。并网需要到供电局六次，以完成申请接入电网、调查现场用电情况、批准供购电合同，以及后续安装新电表等手续。在实践中，通常需要更多登门次数。³⁵其后，在2018年，中国最大的电网公司——国家电网，推出了一个旨在减少互联互通和结算障碍的分布式光伏移动应用程序。除了缓



解互联互通的困难外，该应用程序还提供场地评估、设备选择和采购、安装、电费结算、补贴支付以及运维等方面功能。³⁶通过简化流程，电网公司已经逐渐缓解了小型客户采用分布式能源的一些障碍。

分布式太阳能领域新“玩家”的涌现，也有利于市场的发展。考虑到与各个电网和地方政府实体协调的重要性，几家大型国有企业现在已参与到分布式光伏市场建设中来，这一

点很至关重要。国家电网和中国南方电网都设立了大型分布式太阳能子公司。此外，省级国有能源企业也设立了分布式能源子公司，主要的房地产和建筑公司（如正泰、以及传统太阳能公司阳光电源和隆基等）也都纷纷建立了分布式能源子公司。³⁷这些公司拥有庞大的资产负债表，也能接触到不同地域和类型的客户，它们的参与可以帮助降低大规模部署分布式太阳能的相关风险，提高客户意识，并减少营销开支。

Barriers



分布式存储也面临诸多障碍



在中国，由于分布式太阳能生产的自用电通常具有良好的经济性，分析师们长期以来一直将储能视为改善太阳能经济性的潜在途径。³⁸储能既可以储存中午的多余太阳能发电，以便在晚上消纳，同时也可以实现负荷转移和价格套利，从晚上的低电价中受益。然而，尽管自2010年以来，储能价格迅速下降，但分布式储能的经济性仍具挑战性。电价是原因之一：对许多客户而言不仅零售电价偏低，峰谷差价也过小，因此无法展现储能在负荷转移或调峰方面的如优势。³⁹

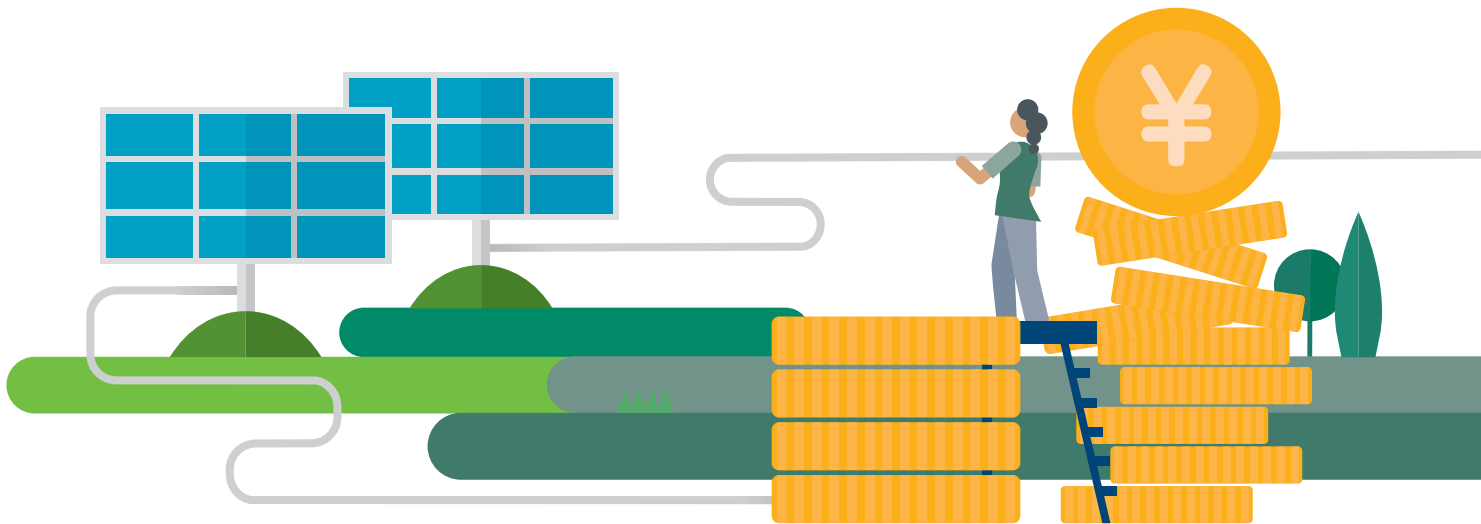
在未来，能源监管当局可能会利用分时电价来提高储能的采用。例如，2018年7月，国家发改委发布了一项关于利用峰谷电价的新政策，旨在通过扩大峰谷差价，鼓励签订基于分时电价的双边能源合同，以及提供辅助服务补偿等措施促进储能发展。⁴⁰2021年，国家发改委发布了关于实施分时电价的通知，以鼓励提升灵活性。⁴¹该政策表明，零售电价应将峰谷电价之间的差距扩大至高达4:1，而目前中国大多数城市约为

3:1。这可以显著提高分布式储能的经济性，并为削峰填谷提供更大的动力。

分布式储能还面临着其他障碍，其中安全问题一直是一个主要关注点。例如，2021年4月，在北京郊区的一个购物中心，一个大型用户侧磷酸铁锂电池起火，导致几名消防员死亡。事件发生后，北京市政府暂停了对用户侧储能的审批。⁴²

中国迄今仍然缺乏储能的国家和行业标准，也缺乏统一的储能许可和审批程序。⁴³但近年来有了一些进展。2019年，住建部指定应急管理部天津消防研究所和其他组织起草一份国家标准。该标准草案包括与储能有关的要求，如储能间距和灭火设备设计等内容。⁴⁴2020年，国家能源局发布了关于建立新能源标准体系的新指导意见，其中包括储能的新标准。⁴⁵此外，中国的分析人士也建议，将美国的储能安全标准作为中国标准的潜在模式和参考规范。⁴⁶

中国分布式太阳能和储能的经济性分析



随着太阳能和储能价格的下降，分布式能源的经济性逐步提高，在中国的许多地区，分布式太阳能已经展现出良好的经济性。如上所述，由于相较零售电价而言，接入电网的太阳能价格仍然较低，因此自发自用型太阳能发电目前成为分布式太阳能的主要商业模式。

尽管中国正在逐步推行电力批发市场改革，但对大多数小客户来说，零售电价仍受国家发改委监管。地方电价因地而异，电价中通常包括依据该地区负荷曲线制定的分时电价。分时定价的试点始于20世纪80年代，并在90年代进一步普及。⁴⁷商业和小型工业客户通常采用分时电价，高峰期在上午和下午晚些时候/傍晚，中午有一个次高峰时段。居民用户通常享有较低的峰段电价，但不适用中午的次高峰价格时段。

中国目前的风时电价反映了减少峰值负荷，并鼓励用户拉平负荷曲线的需要，但大量波动性可再生能源的引入——包括分布式和集中式可再生能源——最终将导致对分时电价的调整，以满足负荷与能源生产相匹配的需要。2013年，加州电网运营商发布了一份关于太阳能发电的增长如何影响该州未来几年能源平衡的报告，其中引入了“鸭子曲线（duck curve）”的概念，描绘了由于太阳能发电导致中午净负荷下降，其后随着太阳能的消退和需求高峰的到来，傍晚负荷急剧增加的情景。⁴⁸加州的“鸭子曲线”被视为该州电网在未来十年的最大挑战，然而加州的风时电价系统未能对这种不断变化的情况做出适当调整。

在中国，随着分布式太阳能、大型太阳能电站和其他类型的可再生能源在国家能源结构中逐渐占据更大份额，中国的净

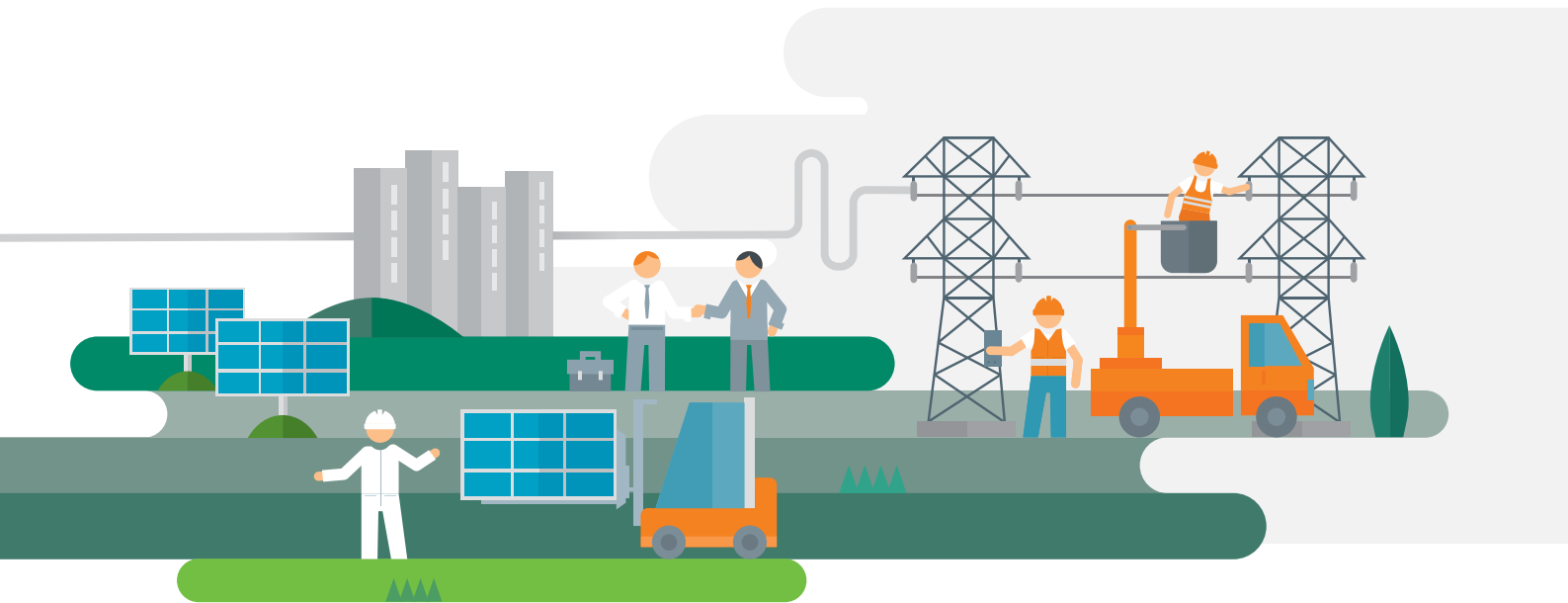
电力负荷可能逐渐发展为类似鸭子曲线的形状。在这种情况下，中国的峰谷电价时段可能发生相应演变，例如：在阳光最充足的日子中午时段，价格较低，以鼓励用户调整消费模式。这种定价上的调整也将鼓励公用事业级储能，特别是分布式储能的发展。

鉴于分布式光伏市场的发展和政府对储能的鼓励，本研究旨在调查中国东部省份在不同应用场景下分布式太阳能的经济性。研究结果将为分布式光伏的投资吸引力提供一个包含投资内部回报率（IRR）的示意图。测算中考虑了当地的光伏输出能量、资本成本、当地的风时电费价格、政府补贴和电池储能的使用等因素。

因为人口密集、经济繁荣的庞大沿海地区很可能最先优先考虑采用分布式太阳能，作为早日碳达峰的一项战略步骤，所以本分析将侧重于上述这些地区。

主要假设包括：

- 10千瓦分布式太阳能光伏系统；
- 最佳的电池板方向和倾角；
- 光伏的资本成本为5000元人民币/千瓦；
- 单充模式，采用4-10千瓦时（可用容量）的现场电池储能系统；



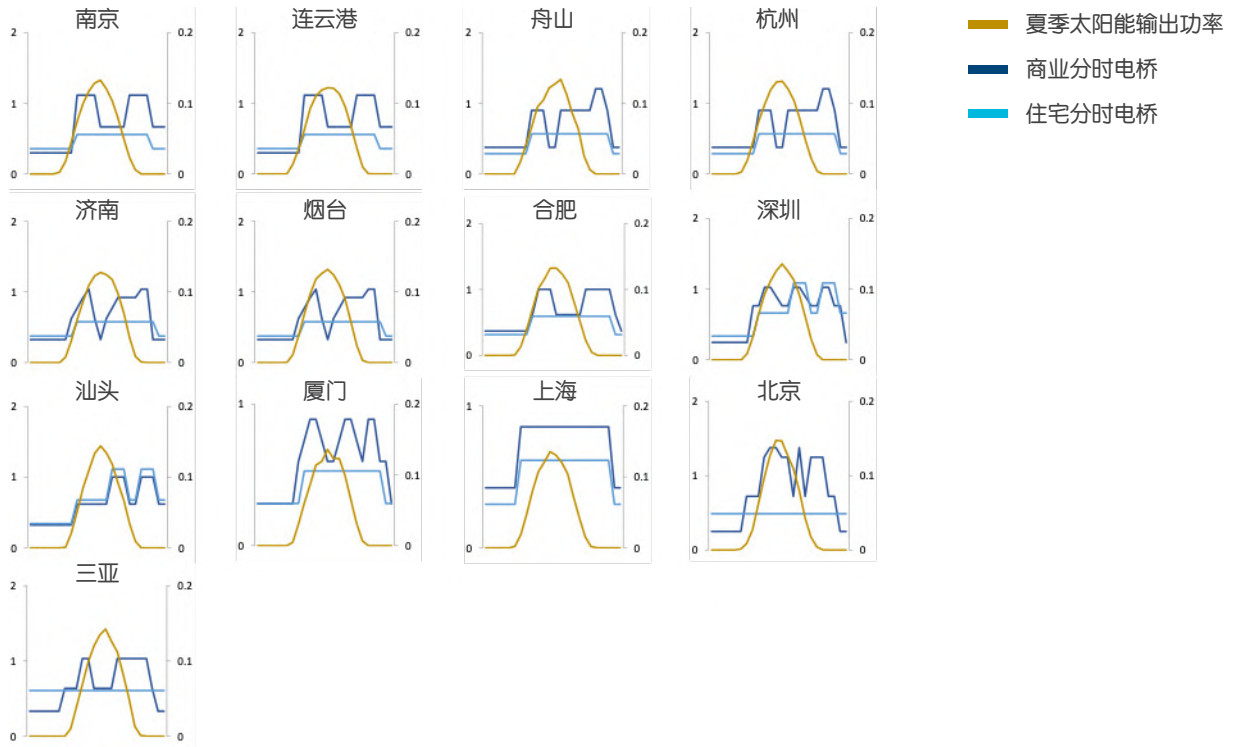
- 双充模式，采用20千瓦时（可用容量）的现场电池储能系统；
- 电池储能系统的资本成本为1500元人民币/千瓦时可用容量；
- 系统寿命为20年；
- 光伏系统每年的衰减率为1%；
- 20年后系统剩余价值为初始投资的20%；
- 电价每年上涨1%；
- 电池的充放效率为91%（一项研究中磷酸铁（LFP）电池、镍钴铝（NCA）电池和镍锰钴（NMC）电池的平均值）；⁴⁹
- 分时电价时段和峰谷差值保持不变；
- 2021年对分布式太阳能的补贴为居民0.03元人民币/千瓦时，对商业没有补贴。从2022年开始，对新增分布式太阳能将不再提供补贴；⁵⁰
- 不包括地方补贴；
- 依据PVWatts有关各地点每日和每小时的太阳日照量数据。

虽然分时电价对于分布式太阳能的经济性发挥着重要作用，但在计算太阳能的经济回报时，却往往忽视了它们的存在。特别值得一提的是，大多数城市分时电价在白天提供了较高的价格，这有利于太阳能的自发自用。对于一个典型的居民用户而言，我们的估算是，居民用户全年光伏生产加权平均分时电价比所有时段的居民全天平均电价高出22%。对于商业用户而言，光伏生产加权平均分时电价比全天未加权的平均价格高出21%。

峰段-次峰段-谷段的价格差异对于储能的经济性也起到关键作用。它等于峰段价格和谷段价格之差除以谷段价格。大多数城市为商业用户提供午时次峰段价格，而居民用户只有白天的峰段价格和晚间的谷段价格。在我们考察的城市中，商业用户的平均峰谷差价为227%，居民用户为86%。商业用户的平均峰段-次峰段差为109%。

许多城市提供基于季节的不同价格表，这通常包括一个冬季价格表和一个较短的夏季高峰季节价格表。例如，烟台市在6-8月实行较高的价格。在本分析中，我们考虑了每个季节太阳辐射的变化，使用各时期逐小时的月平均太阳能光伏输出数据。

居民和商业的夏日分时电价和光伏发电输出功率



来源：PVWatts, 各政府网站, 以及GIZ的分析, 2021



大多数城市的日发电量受当地的天气变化的影响极大，天气变化不仅导致发电量的增减，而且还影响储能系统完成一次或两次循环的能力。基于全年每小时的光伏发电计划，我们的单次充电分析假定在阴天，电池不一定充满电。出于这个原因，在单次充电情景下，我们依据以下假定设定了各城市

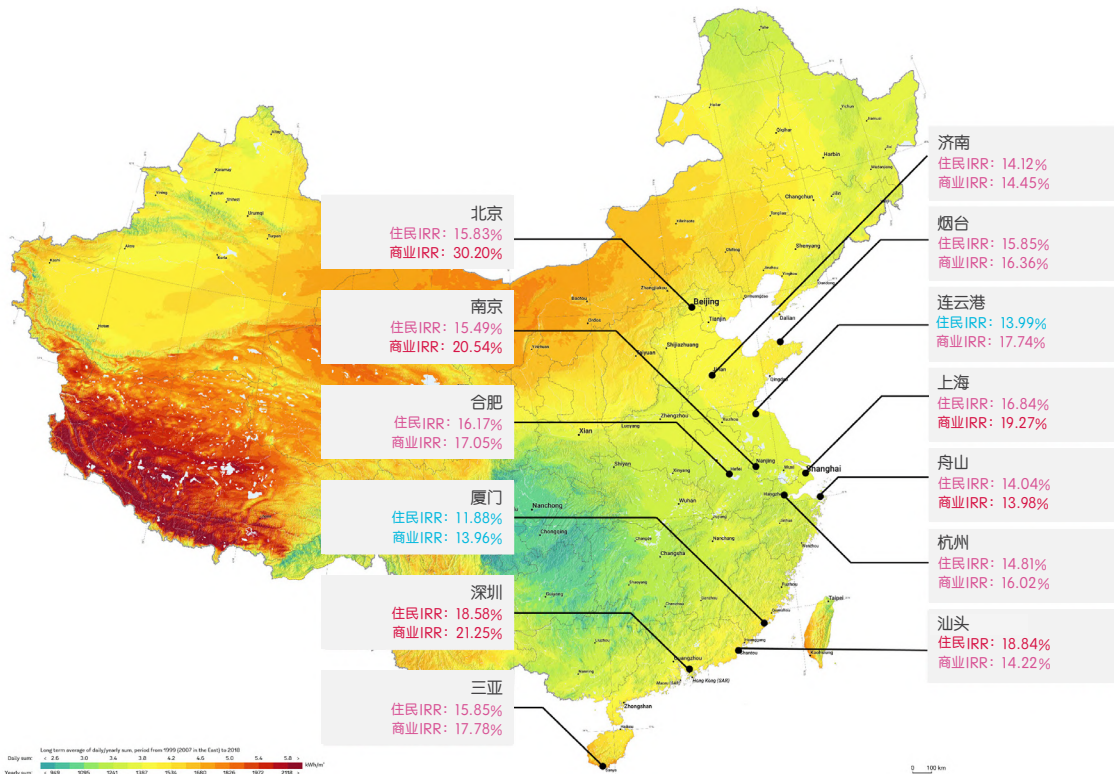
电池容量，即：电池在90%的日子里能通过太阳能输出充满电，最大电池容量设置为10千瓦

所模拟的情景如下：

- 情景 1** 仅光伏。该情景仅考虑4-10千瓦的太阳能装置的内部收益率（根据不同城市的太阳辐射度而变化），假设所有电力都是自发自用的。
- 情景 2** 光伏加储能，一日一充。在中午分时电价较低时对电池进行一次充电，直到充满为止，在晚上分时电价最高时，所充电力被用户消耗掉。在上午高峰时段太阳能出力不足，致使电池只能部分充满的日子中，仅考虑用这部分能量放电，换句话说，电池从不从电网充电。
- 情景 3** 光伏加储能，一日两充。在午夜，分时电价最低时，使用电网电力进行第一次充电，并在清晨分时电价较高时放电。第二次充电情况如下：首先像第2种情景中那样，在中午时段对电池充电，然后通过电网对电池充电，直到充满。当晚间分时电价最高时，用户将消耗掉所充电力。

在当前太阳能光伏价格和补贴水平下，分布式太阳能在我们研究的许多地区都呈现出良好的经济性。但太阳能与储能配对所呈现的经济性比较不平衡。一般情况下，对每日两充的商业用户来说经济性最佳。

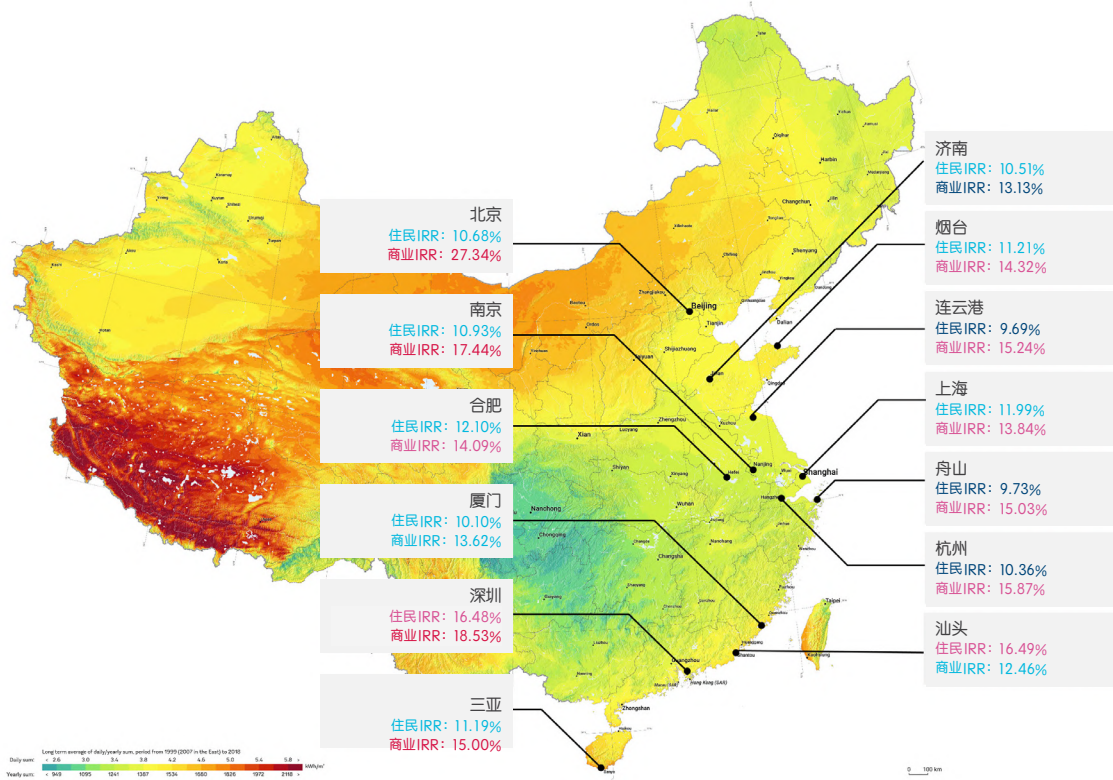
情景 1 2021年中国部分城市仅用分布式太阳能光伏系统的内部收益率



情景



2021年中国部分城市分布式太阳能光伏加配储能的内收益率，假设一日一充

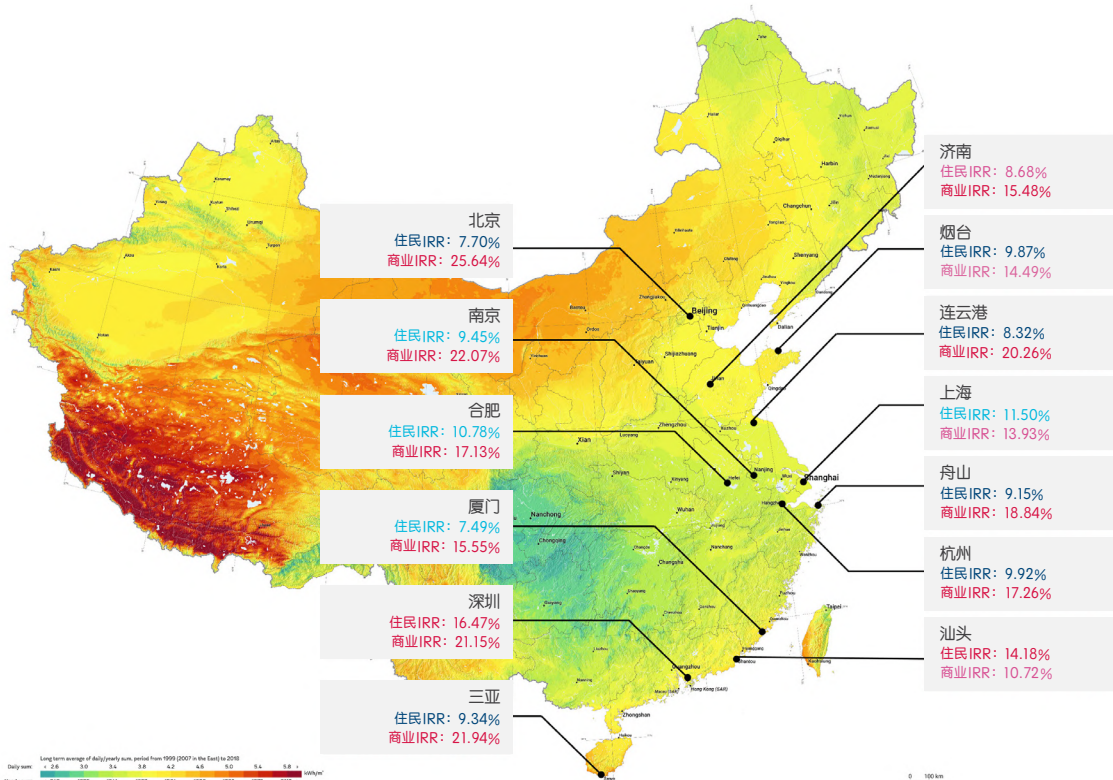


来源：Anders Hove、刘钰照、刘青阳，GIZ，2021

情景



2021年中国部分城市分布式太阳能光伏和储能的内收益率，假设一日两充



来源：Anders Hove、刘钰照、刘青阳，GIZ，2021

一般而言，商业用户仅用光伏发电的内部收益率为14-22%，居民仅用光伏发电则为11-19%。对于情景2，储能装置每日一充，商业用户的内部收益率在12-19%之间，而居民用户在9-12%之间。对于情景3，即每日两充情景下，商业用户的内部收益率为10-26%，而居民用户为7-15%。

有几个地方为配备20kWh储能的光伏发电商业用户提供了超过20%的内部收益率。这几个地方包括北京、深圳、三亚、连云

港和南京。北京、南京和深圳商业用户仅用太阳能系统的内部收益率也超过了20%。

在敏感性方面：

相较电池成本的变化，内部收益率对分时电价的变化更为敏感。在南京，在商业用户的内部收益率最高的情景3下，如果将分时电价的范围扩大一倍，并将电池成本降低到初始成本的一半时，内部收益率将增加10%。

敏感性分析

	商业				
		分时电价变动范围			
		原始	1.5倍	2倍	
南京	电池成本	750	27.27%	38.20%	48.04%
		1000	25.26%	35.45%	44.60%
		1250	23.51%	33.06%	41.62%
		1500	21.96%	30.96%	39.00%
北京	电池成本	750	33.49%	41.13%	49.76%
		1000	31.06%	38.17%	46.19%
		1250	28.95%	35.61%	43.10%
		1500	27.09%	33.36%	40.40%
杭州	电池成本	750	22.23%	25.67%	29.13%
		1000	20.54%	23.76%	27.00%
		1250	19.07%	22.10%	25.14%
		1500	17.77%	20.63%	23.50%
深圳	电池成本	750	25.25%	35.56%	44.67%
		1000	23.37%	33.00%	41.47%
		1250	21.73%	30.76%	38.69%
		1500	20.28%	28.80%	36.25%

分析结论

- 较大的高峰-次高峰电价差是令电池储能更有利可图的最重要因素，这导致城市的内部收益率更高。
- 各个城市所吸收的太阳辐射量是影响项目经济性的一个重要变量，在仅用光伏系统的情景下更是如此。年太阳辐照量超过1100千瓦时的地区仅用光伏系统的商业内部收益率可以超过15%。
- 一般来说，商业项目比户用项目更有利可图，这是因为商业用户的电价更高，而且高峰-次高峰电价差更大。
- 模型显示，对于商业和户用用途，考虑到电池和光伏面板的较高资本成本，以及中等的电费节省，单充情景的回报率最低。另一方面，双充模式结果显示，商业和居

民用户的路径各异。由于高峰和次高峰电价差很大，双充模式对商业用户会产生较高的内部收益率。由于许多城市居民用电高峰期和次高峰期电费几乎没有差异，双充模式对居民用户最无利可图。但有一个例外是广东汕头，该市的商业电价比居民电价更低，因此在三种情景下，居民的内部收益率都比较高。

- 如果中国的净负荷曲线逐渐演变为像加州那样的鸭子曲线形状，政府监管部门可以考虑为居民用户制定一个次高峰电价，以鼓励负荷从早晚高峰向中午转移。如果有了这样一个次高峰电价，对居民和商业用户来说，单充情景可能会变得更有吸引力。居民用户也可以采用较为经济的双充模式。

实施分时电价机制并鼓励提升灵活性通知的政策分析

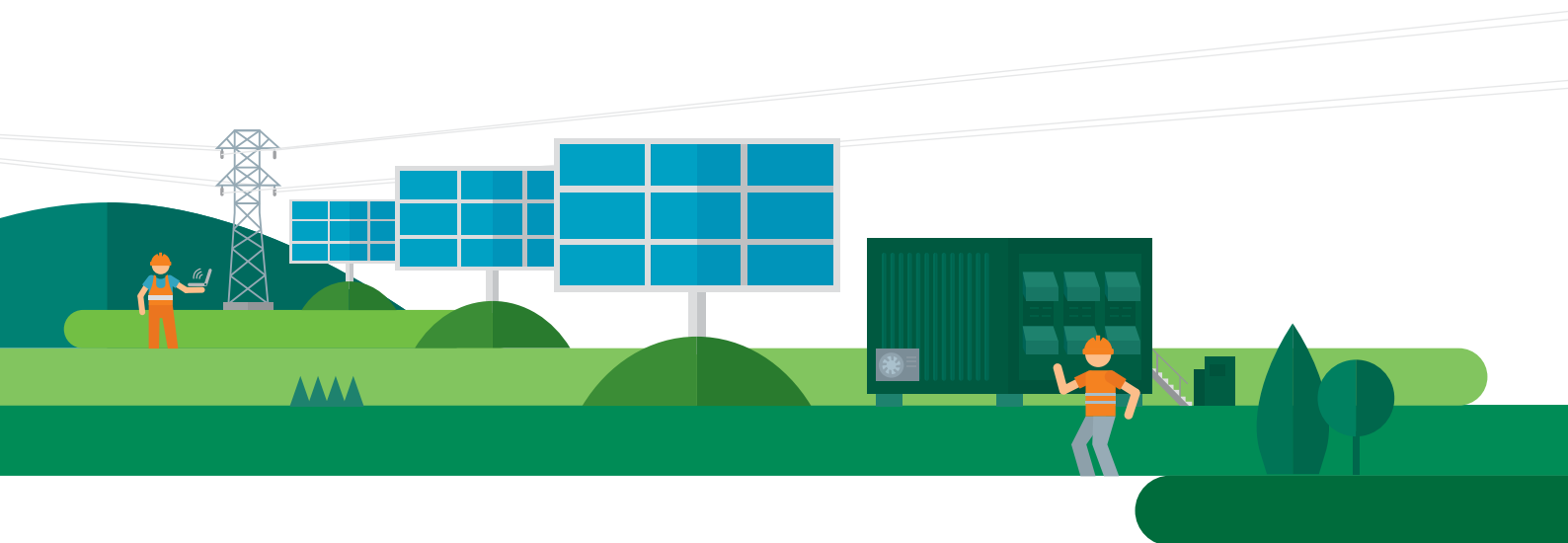
新的分时电价政策可以促进提升供需双方的灵活性，并对各种可再生能源份额不断上升的情况做出及时应对。⁵¹国家发改委7月29日发布的政策通知建议，零售电价应设置更高的峰谷比值，特别是在电力系统峰谷差率大于40%时，该比值应至少应达到4:1。

中国仍有一些省份没有设置分时电价，例如东北地区的黑龙江省和辽宁省。通知指出，季节性和丰枯季用电变化较大的地方应建立分时电价方案。在分时电价机制下，电价不是静态的，而可以动态调整，以反映实时净电力负荷和现货市场的电价信号。

该政策还建议，目前占电力市场大多数的发电企业与大电力用户之间的中长期市场交易合同应将分时电价的浮动考虑进来。如果分时电价机制完全实施，这将符合Regulatory Assistance Project最近一份报告中的一项建议，该报告建

议调整中长期交易合同，来融合进分时因素，以确保这些合同不会成为提升电力系统灵活性的障碍。⁵²目前，发电企业和电网公司都倾向于将扁平基荷与供给稳定的发电机组相匹配，从而阻碍了一体化的电力系统的发展。一体化的新型电力系统奖励灵活性，而不是为稳定但不灵活的负载或发电机组支付溢价。单一供给的电力系统与目前浮动变化的电网条件与多种可再生能源的高渗透率并不兼容。

使用本报告中的相同方法，我们计算了新政策下分布式太阳能与储能配对的IRR变化。计算表明，如果南京和杭州的商业电价峰谷率比值从目前的水平提高到峰谷比超过4:1，南京分布式太阳能光伏的IRR将从22.24%提高到23.80%，而杭州的IRR将提高从17.26%到19.19%。此政策也将提高热能存储的经济性，例如在数据中心上的应用。



结语

中国的分布式能源和分布式储能市场已经到达了一个拐点。光伏和储能的成本已稳步下降，按当前的零售分时电价计算，太阳能光伏加储能目前已具经济吸引力，或在未来几年有具备经济吸引力的潜力。此外，在国家层面和部分省份的支持政策下，最近分布式光伏装机量激增，这一趋势可能会延续下去。尽管分布式太阳能加储能不适合在高楼林立的城市中心地带使用，但中国的城市周边地区有大量的工商业和郊区住宅区，能提供充足的屋顶面积支持分布式能源的发展。

在中国，分布式能源一直面临着诸多障碍，其中只有少部分得到了解决。业主与住户之间的矛盾、并网困难、安全法规以及官方缺乏动力等因素将继续为分布式光伏加储能在户用和商用领域的发展带来麻烦。上述问题在一段时间内不可能在全国范围内得到解决，这意味着某些地区（如那些拥有本地太阳能加电池制造业的地区，以及那些拥有现成安装和服务商网络的地区）更有可能率先发展。促进分布式能源试点项目的新政策也将有助于发挥区域层面的带头示范作用。

最后，分布式能源和分布式储能市场将取决于电力市场改革。当前正在开展的现货市场改革可以在几个方面帮助促进分布式能源发展，如果分布式能源能够通过聚合服务公司或虚拟电厂参与现货市场，则效果更好。在乡村或社区层面促进分布式可再生能源资源共享的改革工作，可以激励用电负荷不稳定用户安装相应设备，从而极大地扩展市场。

与此同时，零售电价改革既可以促进，也可能阻碍储能的发展，这取决于分时电价政策产生了何种影响。如果中国部分地区形成了一个中午太阳能发电的鸭子曲线，并采用分时电价鼓励将发电量转移到夜间时段，这将大大扩大分布式储能的市场规模。另一方面，较平坦的分时电价或自愿加入（opt-in）的分时电价政策可以抑制分布式能源和储能的积极性。

最终，经济性将决定分布式光伏和分布式储能的发展轨迹。如果太阳能和电池成本继续下降，全球分布式能源市场将呈指数级发展。作为世界上最大的太阳能发电和电池制造国，中国一定会投身这一历史大潮的。



参考文献

- 1 Sandra Enkhardt, "价格下降推动了德国储能市场的发展", 《光伏杂志》, 2020年12月4日, 详见<https://www.pv-magazine.com/2020/12/04/growing-german-storage-market-buoyed-by-falling-prices/>.
- 2 Jason Deign, "德国储能: 胆小者勿入", 绿色科技传媒, 2015年3月13日, 详见<https://www.greentechmedia.com/articles/read/german-energy-storage-not-for-the-faint-hearted>.
- 3 Andy Calthorpe, "德国家庭安装了超过30万个电池储能系统", 《储能新闻》, 2021年3月23日, 详见<https://www.energy-storage.news/news/more-than-300000-battery-storage-systems-installed-in-german-households>.
- 4 Sandra Enkhardt, "德国今年可能安装15万组户用电池设备", 《光伏杂志》, 2021年5月20日, 详见<https://www.pv-magazine.com/2021/05/20/germany-may-install-150000-residential-batteries-this-year/>.
- 5 Natalie Filatoff, "SunWiz太阳能咨询公司 2020年澳大利亚电池储能市场综述——稳中有升", 《光伏杂志》, 2021年3月22日, 详见<https://www.pv-magazine-australia.com/2021/03/22/sunwiz-2020-australian-battery-energy-storage-market-round-up-steady-as-she-grows/>.
- 6 Oliver Forsyth, "澳大利亚储能装机容量到2030年将增长五倍以上", 《光伏杂志》, 2021年, 详见<https://www.pv-magazine.com/2021/05/31/australias-energy-storage-installed-base-to-grow-more-than-five-times-by-2030/>.
- 7 Eric Wesoff, "加州推出最新改版的丰厚储能自发电激励计划——详细指南", 《光伏杂志》, 2020年4月6日, 详见<https://pv-magazine-usa.com/2020/04/06/californias-lucrative-energy-storage-incentive-is-new-and-improved-heres-a-guide/>.
- 8 Andy Calthorpe, "针对德州用户的补贴, 铁基液流电池及其他", 《储能新闻》, 2021年3月13日, 详见<https://www.energy-storage.news/news/residential-roundup-rebates-for-texas-customers-residential-iron-flow-batte>.
- 9 Eric Wesoff, "爆炸式增长: BNEF预计加州户用电池安装量今年将翻两番", 《光伏杂志》, 2020年2月11日, 详见<https://pv-magazine-usa.com/2020/02/11/explosive-growth-bnef-expects-california-residential-battery-volumes-to-quadruple-this-year/>.
- 10 Julian Spector, "从试点到永久: 绿色山区电力公司的家庭电池网络将继续运营", 绿色科技传媒, 2020年10月16日, 详见<https://www.greentechmedia.com/articles/read/from-pilot-to-permanent-green-mountain-powers-home-battery-network-is-sticking-around>.
- 11 "2020年中国分布式光伏行业市场现状及发展前景分析 全年装机容量或达到7000万千瓦", QianzhanResearch Institute, 16 October 2020, at <https://bg.qianzhan.com/trends/detail/506/201016-5c31ec94.html>.
- 12 "集中式32.68GW、分布式15.52GW! 国家能源局公布2020新增光伏装机规模", Beijixing, 29 January 2020, at <http://guangfu.bjx.com.cn/news/20210201/1133448.shtml>.
- 13 "户用光伏持续火爆", Beijixing, 31 March 2021, at <https://guangfu.bjx.com.cn/news/20210331/1144954.shtml>
- 14 Zhong Rui, "预计“十四五”期间, 上网电价将持续走低, 技术迭代更新加快, 年均新增装机规模可达到70-90GW—光伏全产业链谋变革", China Energy Reports, 29 March 2020, at http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2021-03/29/content_2040911.htm.
- 15 "CPIA: China To Install Up To 65 GW New Solar In 2021", Taiyang News, 1 March 2021, at <http://taiyangnews.info/markets/cpia-china-to-install-up-to-65-gw-new-solar-in-2021/>.
- 16 "十四五”展望系列——光伏迎来更快发展速度", Energy Magazine, 8 February 2021, at <http://222.74.213.232:8085/nmgsite/xny/5358.jhtml>.
- 17 "国家发展改革委关于2018年光伏发电项目价格政策的通知", National Development and Reform Commission, 29 December 2017, at https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/201712/t20171222_960932.html.
- 18 "深度图解8点: 2019年光伏补贴政策", Solar Of Week, 13 May 2019, at <https://solar.ofweek.com/2019-05/ART-260006-8480-30326917.html>.
- 19 "2020光伏补贴标准出台, 户用0.08元/度", China5e, 2 April 2020, at <https://www.china5e.com/news/news-1086028-1.html>.
- 20 "光伏上网电价“天花板”确定 2022全面进入平价时代", Huaxia Energy Net, 9 April 2021, at <http://hxny.com/nd-55635-0-46.html>.
- 21 Jinyue Yan, "City-level analysis of subsidy-free solar photovoltaic electricity price, profits and grid parity in China," Nature Energy 4, 2019, at <https://www.nature.com/articles/s41560-019-0441-z>.
- 22 Emiliano Bellini, "Commercial solar at grid parity in China but a hard line is needed on soft costs," PV Magazine, 15 August 2019, at <https://www.pv-magazine.com/2019/08/15/commercial-solar-at-grid-parity-in-china-but-a-hard-line-is-needed-on-soft-costs/>.
- 23 Zhang Sufang, "Analysis of Distributed Solar Photovoltaic (DSPV) Power Policy in China," in in Kimura, S., Y. Chang and Y. Li (eds.), Financing Renewable Energy Development in East Asia Summit Countries, ERIA Research Project Report 2014-27, August 2016, at https://www.eria.org/RPR_FY2014_No.27_Chapter_5.pdf.
- 24 Xie Xuxuan and Gao Hu, "当前制约我国分布式光伏发展的问题调研及建议", China Jingmao Magazine, April 2015, at <https://www.ixueshu.com/document/9e34d7aac0ae6f10ec703b6b3c7183d318947a18e7f9386.html>.
- 25 Shen Mei and Lin Mingche, "光伏发电装机的新型融资模式——探索美国分布式光伏发电第三方融资模型", High Technology and Industrialization, Oct 2012, <https://www.ixueshu.com/document/83b73e57dd554a551c20d83dc5905ae3318947a18e7f9386.html>.
- 26 Eric Martinot et al., "Distributed energy in China: Review and perspective 2020-2025," World Resources Institute,

- September 2020, at https://www.wri.org.cn/en/working_paper/2020/10/DISTRIBUTED_ENERGY_IN_CHINA_REVIEW_AND_PERSPECTIVE_2020_2025_EN.
- 27 Luan Xiangke, “新能源之分布式光伏 完不成目标的背后,” China Academic Journal Electronic Publishing House, March 2015, at <https://www.ixueshu.com/document/889d1a6efed6edd874e24136c0be00de318947a18e7f9386.html>.
- 28 “制约中国分布式光伏发展的四大因素,” Century New Energy Network, July 2016, at <https://www.ne21.com/news/show-78346.html>.
- 29 Yang Shuai, “工业园区召开供供热蒸汽工程协调会议,” Meilechuan News, 13 April 2018, at <http://www.nmgclc.cn/a/tuyouxinwen/tuyouxinwen/2018/0413/11430.html>.
- 30 “关于严禁在厂区屋顶安装光伏发电设备的通知,” Solarbe, 28 August 2017, at <https://news.solarbe.com/201708/28/134010.html>; Meng Lingqi, “开发分布式光伏项目制约因素研究——以CS公司开发分布式光伏项目为例,” College of Economics and Management, Nanjing Agricultural University, May 2015, at <http://cdmd.cnki.com.cn/Article/CDMD-10307-1017042284.htm>.
- 31 “屋顶建设光伏到底是否属于违建? 终于有了结论,” Electricity Reports, 25 November 2018, at https://www.sohu.com/a/277733540_805678.
- 32 “被投诉! 青岛某街道禁止安装分布式光伏发电设施,” Qingdao Daily, 30 September 2018 at <https://news.solarbe.com/202009/30/330914.html>.
- 33 Liu Hongli et al., “分布式光伏发电项目面临的阻碍与挑战,” Economic Technology Research Institute of State Grid Shanxi Power, December 2016, at <http://www.doc88.com/p-7078644398525.html>.
- 34 “分布式光伏发电并网有点难,” Energy News, 12 September 2018 at <http://www.energynews.com.cn/show-55-15127-1.html>.
- 35 “按这四步走 家用光伏电站申请不再难,” Beijixing, 19 September 2017 at <http://guangfu.bjx.com.cn/news/20170920/851170.shtml>.
- 36 “光伏并网难? 电网拖欠补贴怎么办? ?,” PVtimes, 30 January 2018, at https://www.sohu.com/a/219874491_595960; “喜讯! 只要一个手机 就能卖电给国家电网,” Beijixing, 2 May 2018 at <http://shoudian.bjx.com.cn/html/20180502/895052.shtml>.
- 37 Cang Zhao, “2020年分布式光伏投资“玩家”更迭: 央/国企加速入局, 业主自投比例攀升,” China5e, 29 January 2021, at <https://www.china5e.com/news/news-1109104-1.html>.
- 38 Anna Parker, “破解分布式光伏五大技术瓶颈,” Solar.ofweek.com, March 2017, at <https://solar.ofweek.com/2017--03/ART-260009--8420--30115410.html>.
- 39 “户用储能发展为何举步维艰,” ESCN, 7 September 2016, at <http://www.escn.com.cn/news/show-342935.html>.
- 40 国家发展改革委关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见,” Central People’s Government of the People’s Republic of China, 2 July 2021, at http://www.gov.cn/xinwen/2018-07/02/content_5302737.htm.
- 41 National Development and Reform Commission (NDRC), “国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知,” July 26th, 2021, at http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/29/content_5628297.htm.
- 42 “北京储能电站爆炸! 行业要付出的代价太大了,” Solarbe, 19 April 2021, at <https://m.solarbe.com/21-0-337436-1.html>.
- 43 Li Jianlin, et al., “国内外电化学储能产业消防安全标准对比分析,” Modern Electric Power 37:3, June 2020.
- 44 Li Jianlin, et al., “国内外电化学储能产业消防安全标准对比分析,” Modern Electric Power 37:3, June 2020.
- 45 “国家能源局: 在储能等新兴领域率先推进新型标准体系建设,” ESCN, 2 February 2021, at <http://www.escn.com.cn/news/show-1173735.html>.
- 46 “NFPA 855储能系统安装标准正式发布 国内可参考借鉴哪些内容,” Beijixing, 17 September 2019, at <http://chuneng.bjx.com.cn/news/20190917/1007463.shtml>.
- 47 Zhao Ziyuan, “电改又现峰谷电价倒挂,” People’s Daily, China Energy Paper, 10 November 2020, at <http://energy.people.com.cn/nl/2020/1110/c71661-31925265.html>.
- 48 Jeff St. John, “The California Duck Curve Is Real, and Bigger Than Expected,” GTM, 3 November 2016, at <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-california-duck-curve-is-real-and-bigger-than-expected>.
- 49 Kai-Philipp Kairies, “Battery storage technology improvements and cost reductions to 2030: A Deep Dive,” International Renewable Energy Agency Workshop, 17 March 2017, at https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Mar/15/2017_Kairies_Battery_Cost_and_Performance_01.pdf?la=en&hash=773552B364273E0C3DB588912F234E02679CD0C2.
- 50 “户用补贴3分 集中式、工商业无补贴! 发改委就2021风光上网电价征求意见,” Beijixing Solar PV network, 8 April 2021, at <https://guangfu.bjx.com.cn/news/20210408/1146217.shtml>.
- 51 “国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知,” National Development and Reform Commission (NDRC), July 26th, 2021, at http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/29/content_5628297.htm.
- 52 “Road Map for Power Sector Transition and Coal Generation Retirement in Northwest China,” Regulatory Assistance Project (RAP), May 2021, at <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2021/05/rap-road-map-power-sector-transition-coal-generation-retirement-northwest-china-2021-may-en.pdf>

网站



微信

