

时隔一年，湖南 28 家承诺为新能源项目配套建设储能的企业，兑现者寥寥——

成本难疏导困住新能源配储

■本报记者 卢奇秀

核心阅读

根据“谁受益谁买单”的原则，相关部门探讨过 3:5:2 的分摊比例，即发电侧、电网侧、用户侧按此比例分担储能配套成本，但据知情人士证实，具体分摊方案仍未最终敲定，还有待进一步商榷。

去年 3 月，湖南 28 家企业承诺为新能源项目配套建设储能，但时隔一年，兑现承诺者寥寥无几。这一尴尬现象在引发舆论热议的同时，也引出另一个业内关注的话题：新能源为什么要配储能？配储后效果如何？建设的成本该由谁出？本报记者就此展开了调研。

“我们不愿意配储能，生生拔走利润。”

“如果不是强制并网要求，发电企业谁会愿意上储能呢。”

“说白了在发电、电网和用户里面，发电最弱势，所以让发电方承担配储成本。”

目前，多地在执行过程中将配套储能作为可再生能源并网或核准的前置条件，引发行业争议。可再生能源配储可以在弃风、弃光时削峰填谷，提升电力系统灵活性和可靠性，具有多重效益。但“多方都受益，却都不愿买单”，是当下可再生能源配储面临的尴尬局面。

盲目上储能 难达预期效果

截至目前，新疆、青海、湖北、湖南、内蒙古、山东、山西等地均出台了新能源配储的相关政策。多地要求可再生能源项目配置 5%—20%、1—2 小时的储能项目。

配储储能后将对新能源侧有多大帮助？水电水利规划设计总院新能源部主任赵太平直言，小时级的电化学储能能

应对风电消纳问题时的作用十分有限。“以某弃风严重区域风电配套储能站为例，配置额定功率 10%、4 小时的储能，弃风率为 20.6%，配置额定功率 20%、4 小时的储能，弃风率仍达 19.7%。”他解释道，在大风季或连续大风日，额定功率、有限容量的电化学储能能在风电大出力的前几个小时已快速充满，对超过额定功率或电量充满后的弃电无能为力，且充进去的电在连续大风日没有机会向电网放电。同样，集中式光伏消纳问题不仅是日内能量转移，更是季节性难题，用小时级电储能效果并不理想。

然而，配建储能却实实在在地增加了企业投资压力。阳光电源光储事业部副总裁汪东林算了一笔账：一座光伏电站配建装机量 20%、时长 2 小时的储能项目，其初始投资将增加 8%—10%；而风电场配建同样容量的储能项目，其初始投资成本将增加 15%—20%。

“只规定配套功率，不考核最终效果，有可能不利于储能产业的健康发展。”中关村储能产业技术联盟理事长陈海生坦言。在没有具体的使用和质量考核办法的情况下，储能系统安装之后使用的实际效果和收益难以保证。因此，部分企业很可能倾向于选择性能较差、初始成本较低的储能产品，使储能仅仅作为可再生能源优先并网的工具，不能达到促进风光消纳的目的，从而偏离政策初衷。

的，从而偏离政策初衷。

配建储能“有效”也要“有利”

既然如此，为何多地急于发展储能？业内人士坦言，“十四五”期间，新能源将在更多省份成为主力电源。届时，电力系统调峰能力不足将不是个别省份、局部地区的问题，储能将成为可再生能源发展的关键支撑技术。两者协同发展是大势所趋。

新能源发电具有波动性和间歇性，受气象因素影响较大，增加了电力系统平衡压力。在电力系统运行中合理应用大规模储能技术，可以确保新能源发电、电网电压、频率与相位变化相匹配，进而降低新能源电力波动对电网产生的不利影响，而且也可加强风电和光伏发电并网的安全性及稳定性，让电网吸纳更多的新能源。

“原来的电力市场结构中，用户端是波动的，发电端是可控的，当用户端波动的时候可以控制发电端实现动态平衡，但现在电力结构中用户端更加不可控，电网端还增加了大量不稳定、不可控的可再生能源接入。这样用户端和发电端两边都不可控了，怎么解决？谁来解决？这是整个电力系统的责任。”陈海生认为，新能源配储是当前最具可行性的解决方案，并已经成为行业公认的发展趋势。

但是，在实际操作过程中如何配储能，决定着储能是否能发挥最大效用？在陈海生看来，“有效”和“有利”是可再生能源配储的首要原则。“有效”指的是通过储能能够实现可再生能源的优化利用，尽可能减少弃风弃光，保障电网安全运行，提高电能质量；“有利”指的是储能要有经济性，通过配置储能，使得发电、电网、用户得到的收益最终高于储能的成本投入。只有如此，可再生能源配储才能具备大面积推广的条件。

受益方买单 实现成本合理分摊

尽管各地出台多项政策鼓励配建储能，但在实际推广中，对“谁来买单”的问题各方争执不下。

“都站在自己立场上，不愿意出钱。发电企业依据《可再生能源法》，认为电网应当尽发尽收；电网企业认为，自己就是一个过路通道，可再生能源上网会造成的波动，应该自己解决好再上网；用户觉得自己买电一直是即插即用，凭什么要多加钱。”上述知情人士坦言，“如果投资成本不能引导出去，就没人愿意投资。”

据记者多方获悉，为破解这一难题，国家发改委相关部门已多次召开储能成本分摊的会议，试图让发电、电网和用户侧按一定的比例，共同承担储能的建设成本。

去年全国两会，全国政协常委、正泰集团董事长南存辉带来了优化电网侧储能成本疏导机制的相关提案。他指出，储能尚处于早期开发阶段，目前存在的一些规定在一定程度上抑制了储能成本通过输配电价进行疏导，影响了相关企业建设储能电站的积极性，制约了储能技术的扩散应用和产业持续发展。希望由国家相关部门牵头，电网企业配合设计更为合理的电网侧储能商业模式，建立基于市场化的开放型输配电价格机制，推动储能成本分摊疏导。

成本分摊可行吗？陈海生认为，安装储能对发电、电网和用户均有利，但在现有的市场机制下，如果把储能的成本仅仅强加在某单一市场主体身上，就会存在收益小于投入的情况。在电力现货市场构建之前，多主体的分摊储能成本机制或是一个有效方法。

业内流传相关部门探讨过 3:5:2 的分摊比例，即发电侧、电网侧、用户侧按此比例分担储能配套成本。知情人士向记者证实，相关部门对储能成本分摊机制已经探讨了很久，普遍认可“谁受益谁买单”的原则，如果达成共识将会对可再生能源和储能行业产生颠覆性影响，但具体分摊方案仍未最终敲定，还有待进一步商榷。

捋顺价格机制 凸显储能价值

成本分摊短时间难以落地，储能产业该如何良性发展？

陈海生认为，可再生能源配建储能最终应该通过电力市场建立“谁受益谁补偿”的机制，靠市场来发展；中期靠合理的价格机制；近期需要加快示范项目建设和财税政策的支持，给予储能电站独立身份。

“储能干了多份工作，却只拿了一份工资。”在陈海生看来，储能具有多重价值，但收益却很单一。他进一步表示，现在储能发展最根本的问题是储能价格机制问题，可再生能源配置储能后，从不可控电源成为可控、可调度的电源，在价格上应该有所区分。可再生能源配储储能可探索多重收益，比如参与调峰、调频等辅助服务，获得辅助服务补偿；减少弃风、弃光电量，增加电费收入；减少电网考核费用；参与电力市场交易获得电价收益等。

市场也在实践中探索出了一些可行的商业模式。北京能高自动化技术股份有限公司总经理金成日介绍，青海共享储能方案对行业有借鉴意义，由第三方投资，在新能源汇集站、升压站配建储能让周围光伏电站共享共用，集中调度、集中管理、集中结算。“谁受益谁买单，反过来说更合适一些，如果谁买单谁受益了，储能的春天才会真正到来。”

受益方买单已成新能源配储的共识，但受益程度和买单分摊比例分歧大——

“谁受益谁买单”界定难

■本报记者 韩逸飞

2 月 19 日，山东省能源局印发《2021 年全省能源工作指导意见》，提出建立独立储能共享和储能优先参与调峰调峰机制，新能源场站原则上配置不低于 10% 储能设施。全省新型储能设施规模达到 20 万千瓦左右。

“新能源+储能”并非全新的赛道，但在过去几年，其发展势头一直被用户侧储能和电网侧储能所压制，直到去年全面爆发。根据中关村储能产业技术联盟的数据，2020 年前三季度，可再生能源侧储能装机占比已从去年 17.4% 攀升至 29%，增速十分迅猛。显然，要保持新能源配储能的持续发展，必须有合理的盈利模式。目前，虽然业内基本形成“谁受益谁买单”的共识，但究竟怎么买单，怎么分摊，仍是一笔扯不清的账。

■ ■ 掰扯不清的“谁受益谁买单”

在 2018 年的高速增长之后，电化学储能市场在 2019 年遭遇“寒流”，新增装机规模下滑。而在 2020 年，疫情影响之下的储能产业逆势增长，这很大程度上得益于新能源配储能的爆发。

截至目前，10 余个省份和地区出台相关政策，要求新能源装机配置储能。阳光电源副总裁吴家貌表示，“新能源+储能”并网正在成为行业标配。

据国网能源研究院预测，我国新能源装机规模到 2035 年将达到 9 亿千瓦，超越火电成为主力电源。如果按平均 10% 的容量配置储能，可带动亿千瓦级的储能市场。

业内人士普遍认为，中国储能市场能否持续健康发展，最终取决于买单机制的建立。

虽然业内基本达成共识，谁受益谁买单，但谁才是配置储能的真正受益者，各方观点并不一致。

在华能集团清洁能源技术研究院储能项目开发部主任刘明义看来，目前，让发电企业额外分摊储能成本，却不具备调用储能主动权的做法并不合理。“电网作为配置储能的受益者，理应为储能买单。”

鲁能集团青海广恒新能源有限公司副

总经理祁万年则表示，新能源开发企业是配置储能的受益者。新能源配储能，有利于提升上网电量，同时可以更好参与调峰，赚取额外利润。

此外，还有不少受访人士认为，配置储能是为了提供更高品质的电力，终端用户才是真正的受益者。

■ ■ 各方均不情愿为储能买单

在“谁受益”环节的争执不下，直接导致了在“谁买单”环节的激烈博弈。各方均不情愿为储能买单。

沈阳微控新能源技术有限公司物理储能技术研究院院长江卫良认为，市场各方均不愿为储能出钱的主要原因在于，现阶段新能源配储没有收益机制。当前，储能主要由新能源企业配套建设为主，但由于储能本身并不能产生电力，储能的收益只能来自辅助服务市场，而我目前辅助服务市场尚无法满足储能商业化运行的要求。

威胜集团有限公司微网储能事业部总经理黎朝晖告诉记者，各方都不愿买单的主要原因在于，当前，储能对于各环节来说都不算真正的刚需。

“新能源配置储能的当量等级大小，不足以改善发输电侧的电能质量。储能电池寿命较短也间接抬高了度电成本。”黎朝晖表示，“最重要的是，目前全国范围内，储能难以通过峰谷电价获利，缺乏持续的盈利模式。”

此外，有专家提出，即使储能的成本一降再降，对一些应用场景来说仍是不必要的额外支出。因此，经济模型和商业模式才是启动这一市场的关键。

以西北光伏为例，丰富的资源使得当地光伏已基本实现平价上网，但是配建储能设施使发电成本大大提高，目前缺乏有效的成本回收渠道。

■ ■ 用市场疏导储能成本

在各方僵持不下的背景下，多地也在探索一些可行的商业模式，如共享储能、容量租赁、辅助服务等，尽可能地推动储能单位造价下降、使用频率增加。

对于如何根据“受益”程度确定“买单”方案，郑州大学电气工程学院副教授金阳认为，如果配置的储能，使得源、网、荷侧均受益，那么就应按照储能配置对各利益主体的贡献度，为储能“买单”。特别是，未来我国电力市场建设成熟后，在辅助服务领域，储能参与电力市场竞价，其受益主体将更为明确。届时谁有储能调节需求，谁买单。

黎朝晖则认为，想要市场为储能买单，就需要在政策上将储能电价纳入输配电价，并且实现市场化交易。

国家发改委曾发文，要求所有受益的市场主体都来承担储能辅助服务成本，这样辅助服务的价值才能从市场中得到较好体现。对于发电侧储能来说，这意味着未来将有参与电力市场辅助服务的更大积极性。

“目前，一些地方有新能源投资主体租赁电网公司的储能设备来满足配储要求，所以在新能源配储的形式上可以多样，但责任主体必须明确；同时，在新项目投建时，要将配储投资成本进行核算，提升新能源投资商的项目选择和管理能力。”业内人士表示。

观点

配储不是解决新能源消纳的灵丹妙药

■张子瑞

去年以来，多地大力推动新能源配储。配建储能成为新能源场站并网或优先调度的前置条件。“新能源+储能”大有成为标配之势。

当前，各省面临着可再生能源电力消纳的压力，积极提升可再生能源消纳比例的初衷无可厚非。但是，对技术的采用需要采取审慎的态度，切忌病急乱投医。配置储能也并非解决新能源消纳的灵丹妙药。同时，更要提防在实际操作过程中“一配了之”，使储能沦为新能源并网的工具和手段，而无法发挥其应有的价值。

首先，从系统层面讲，电化学储能的确有新能源“稳定器”的作用，能够平滑波动，有助于提高新能源的消纳能力。但这并不意味着，储能是解决新能源并网消纳问题的必要条件和最优选。业内有个形象说法，当前，小时级的储能配置犹如“水库边上挂水桶”，虽然成本投入巨大，但对于解决新能源消纳而言收效却甚微，投入产出比较低。

储能作为技术手段，固然有助于解决弃风弃光等新能源消纳问题，但是技术手段不能解决所有困扰。当前面临的新能源消纳难题，更是深层次的机制问题所致。储能解决不了市场机制问题，其发挥作用反而依赖于市场机制。

因此，实现更大比例的可再生能源消纳，不是配置一个储能硬件所能解决的，也不是仅在电网运行的物理特性上做出改变就能解决的，更关键的是要在电网运行策略、规则和程序上做出改变。

其次，即使确有必要配置储能，那么，为了发挥其最大价值，也必须探索合理化针对性配置方案，避免简单复制，杜绝“千人一面”。

电力系统固然需要调峰手段，让风电场、光伏电站配储能，利用的是电量型储能，而从世界范围内来看，储能都是以功率型应用为主，即通过短时间放电，来响应系统峰谷价差，并非大规模用于电量存储。

显然，电力系统当前急需的不是完整的“充放”能力，而是调节能力，也就是把负荷时变大变小的能力和把发电时变大变小的能力。

即使在新能源内部而言，风电和光伏对储能配置的需求也不尽相同。实践表明，光伏发电配置储能的效益要优于风电配置储能，在新能源汇集区配置储能要优于在各个新能源场站配置储能。

忽视新能源场站之间、不同地域之间、更大范围内的电力系统平衡能力，简单要求每一个新能源场站加装储能来平衡自己的出力，既无必要，也不经济。相反，集中利用系统提供的辅助服务，才是最经济性的调峰手段。

最后，配置储能并不能直接带来新能源消纳能力的提升，用好储能才是关键。这需要严谨的流程和标准。

当前，电化学储能装置在电力系统中的大规模应用，在国际上没有先例，在国内相关技术标准和国家标准也不完善，包括消防标准、电力系统接入标准都处于缺失状态。

储能装置若作为一个独立项目，无法取得安全消防手续，也不具备运行资质。若与新能源项目配套，则将所有安全风险全部转嫁到新能源企业身上。因此，需要尽快完善相关标准，为新能源配储能的安全运行堵上漏洞。

如果仅仅为了满足并网的硬性要求“一配了之”，只盯着配建，不着眼用好，那么，无论对于新能源行业还是储能行业都是不可估量的损失。