

关于印发《支持新型储能健康有序发展若干政策措施》的通知

鲁发改能源〔2023〕877号

各市发展改革委（能源局），国网山东省电力公司，山东电力交易中心：

现将《支持新型储能健康有序发展若干政策措施》印发给你们，请抓好贯彻落实。

山东省发展和改革委员会

山东省能源局

国家能源局山东监管办公室

2023年11月9日

支持新型储能健康有序发展若干政策措施

为支持新型储能健康有序发展，加强需求侧牵引，根据国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）等文件规定，提出以下政策措施。

一、电源侧储能

1.支持火电配建新型储能与所属电源联合参与电力市场。在火电企业内部以配建形式建成的新型储能项目，在站内计量、控制等相关系统符合有关技术要求情况下，可与火电机组视为一个整体，按照现有相关规则参与电力市场交易，上网电价按市场规则结算。

2.逐步提高新能源上网电量参与电力市场交易比例。以“2030年新能源全面参与电力市场交易”为目标，推动存量新能源联合配建储能高比例参与电力市场交易；逐步扩大新能源参与电力市场交易比例，通过市场化的方式，提升新能源配建储能利用率和场站综合收益水平。探索基于电力现货市场分时电价信号的分布式光伏分时上网电价机制，支持分布式储能聚合为“云储能”响应调度需求，参与市场交易，推动分布式储能健康发展。

3.鼓励新能源场站与配建储能全电量参与电力市场交易。新能源场站与配建储能自愿全电量一体化联合参与电力市场交易的，在满足电网安全运行以及同等报价条件下优先出清，新能源与配建储能作为一个主体联合结算，促进新能源与配建储能联合主体健康发展。

二、电网侧储能

4.合理确定储能区域布局和投运时序。省能源局组织国网山东省电力公司根据全省新能源项目推进、电力系统调节能力建设需求，定期测算分地区储能建设规模需求，合理确定储能区域布局和投运时序。各地制定新型储能年度建设方案需报省能源局备案，对于未按要求建设的储能项目，应及时移除年度建设方案。

5.明确新型储能调试运行期上网电价机制。新型储能调试运行期上网电量，按照同类型机组当月代理购电市场化采购平均价结算。同类型机组当月未形成代理购电市场化采购电量的，按照最近一次同类型机组月度代理购电市场化采购平均价结算。

6.完善新型储能市场化“两部制”上网电价机制。新型储能作为独立市场主体参与市场交易，执行基于市场化模式下的“电量电价+容量电价”两部制上网电价机制：

（1）电量电价。独立新型储能充电时作为市场用户，从电力市场中直接购电；放电时作为发电企业，从电力市场中进行售电。具体充（放）电价格通过市场交易方式形成。

（2）容量电价。新型储能向电网送电时，可根据月度可用容量获得容量电价补偿，具体补偿标准根据当月电力市场供需确定。经省能源局确定的示范项目，补偿费用暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准的2倍执行。

7.保障新型储能与新能源企业自主确定容量租赁价格。新型储能容量应在山东电力交易中心统一登记并开放，由省内新能源企业租赁使用。租赁价格由双方协商确定，任何单位和个人不得指定交易对象、限定交易条件、干预交易价格、保障租赁交易公平、公正、公开，确保储能容量在全省范围内共享使用。

8.降低新型储能市场化运行成本。支持独立储能参与中长期市场和现货市场。独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

9.引导新型储能参与辅助服务市场。充分发挥调节速率快的优点，鼓励独立储能根据电力市场交易规则参加调频辅助服务市场。研究开发更多适合储能的辅助服务交易品种，逐步开展爬坡、备用、转动惯量等辅助服务交易，支持独立储能在电能量市场之外获得更多收益途径。

三、用户侧储能

10.扩大峰谷分时电价政策执行范围。结合国家输配电价改革，将“抽水蓄能容量电费”“上网环节线损费用”纳入分时电价政策执行范围，进一步降低新型储能购电成本。

11.扩大电力市场用户零售套餐约束比例。结合山东电力系统供需，售电公司零售套餐在高峰、低谷时段峰谷浮动系数约束比例由最低 50% 调整为最低 60%，扩大终端用户峰谷价差，进一步提高新型储能利用率。

12.免除新型储能深谷时段市场分摊费用。新型储能在深谷时段充电电量，不再承担发电机组启动、发用双轨制不平衡市场偏差费用。发电机组启动、发用双轨制不平衡市场偏差费用实施月度分摊时，扣除新型储能当月深谷用电量，进一步增加新型储能经济性。

《支持新型储能健康有序发展若干政策措施》政策解读

为充分发挥价格引导作用，支持我省新型储能健康发展，省发展改革委、省能源局、山东能源监管办联合印发了《支持新型储能健康有序发展若干政策措施》（以下简称《政策措施》）。

一、出台背景

近年来我省光伏、风电等新能源发展迅猛，截至 2023 年 9 月底，新能源和可再生能源装机已达 8738.3 万千瓦(占全省总装机容量的 42.8%)，其中光伏 5228.5 万千瓦，居全国第一；风电 2430.3 万千瓦，居全国第四，随着我省新能源占比不断提高，新能源消纳压力将日益显现（2022 年我省消纳率为 98.2%）。同时，新能源发电特有的随机性、间歇性、波动性特点，将对我省电力系统稳定安全运行带来新的挑战。

为此，我省积极推动锂电池、压缩空气等新型储能建设，充分释放调峰、调频、爬坡能力，有效应对新能源大规模并网产生的消纳问题。目前，我省新型储能装机已达 353 万千瓦，成为新型电力系统的重要组成部分，但现阶段也存在利用率低、市场模式单一、盈利能力弱等问题，亟需配套相应的市场和价格机制推动发展；同时需加强需求侧牵引，有效防范盲目发展、大起大落等问题。

二、主要内容

《政策措施》立足储能在“发电侧”、“电网侧”、“用户侧”三种应用场景，坚持“问题导向”，着眼“能利用好”的原则，提出了 12 项具体措施，引导新型储能健康有序发展。

一是针对发电侧储能利用率低的问题，明确提出以“2030 年新能源全面参与电力市场交易”为目标，逐步提高新能源上网电量参与电力市场交易比例，鼓励新能源场站与配建储能全电量参与电力市场交易，通过市场化的方式，倒逼新能源企业提高配建储能利用率。

二是针对电网侧储能市场模式单一问题，提出研究更多适合储能的辅助服务交易品种，逐步开展爬坡、备用、转动惯量等辅助服务交易，支持独立储能在电能量市场之外获得更多收益途径。为提高其经济性，调整新型储能调试运行期上网电价机制，明确独立储能充电电量不承担

输配电价和政府性基金及附加。为鼓励创新，明确示范项目容量补偿费用暂按月度可用容量补偿标准的 2 倍执行。

三是针对用户侧储能盈利能力弱的问题，结合国家输配电价改革，将“抽水蓄能容量电费”“上网环节线损费用”纳入分时电价政策执行范围；结合山东电力系统供需，售电公司零售套餐在高峰、低谷时段峰谷浮动系数约束比例由最低 50%调整为最低 60%，提高新型储能经济性和盈利能力。明确新型储能在深谷时段充电电量，不再承担发电机组启动、发用双轨制不平衡市场偏差费用，降低新型储能购电成本。

我省政策措施主要以市场机制为主，相比单一的财政补贴政策更具可持续性。上述政策措施实施后，一方面将更好调动企业在我省投资储能的积极性；另一方面，政策措施坚持需求侧牵引，定期测算储能需求，合理确定布局和投运时序，有助于防范储能盲目发展。