

[工商业储能]

基于电价因素的工商业用户侧储能优化配置研究

文/张代红 钟伟东 李春 何鹏斐 周康君

1. 国网浙江省电力有限公司嘉兴供电公司; 2. 天地电研(北京)科技有限公司

首先针对目前工商业用户常用的储能类型进行技术成本分析,从峰谷差套利、削减需(容)量电费、用户侧需求响应等角度提出具体的收益测算方法,构建用户侧储能优化配置模型,通过模型求解用户配置储能的最大收益值,求得用户最优配置储能容量。然后针对分布式光伏“自发自用、余量上网”模式分析光伏接入后对于用户侧储能收益的影响。最后,选取某地区多个典型大工业用户,对研究成果进行应用。

近年来,我国全社会用电量逐年攀升,电网中负荷峰谷差不断增加,导致电力供需不平衡的现象时常发生,给电力系统运行带来较大压力^[1]。此外国家提出要构建新型电力系统,新能源正在逐步成为主力电源,用户侧有源化特征凸显,但新能源出力具有多时空的强不确定性和不可控性,这直接增大电网的调峰、调频压力。单独依靠网架建设已不能解决大规模风、光等新能源接入造成的压力,亟需新增电网调节资源^[2]。

2021年7月国家发展改革委和能源局联合发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》,指出储能是支撑新型电力系统建设的重要技术和装备。储能技术可以对功率进行灵活双向快速调节,应对新能源出力波动,并有效促进消纳,具有应对电力供需不平衡的潜力^[3]。由于我国电力市场建设处于初期,储能参与市场的价格和机制尚不健全,这给表前储能发展带来一定的制约。但表后储能(即用户侧储能)不受此影响,通过分时电价引导以低储高发、需求响应等方式参与电网调节,达到削减峰值负荷的作用,同时能够通过峰谷差套利、减少需量电费等方式获得较为客观的收益^[4]。由此可见,用户侧储能具备良好的发展环境,其大规模开发势

在必行。

对于用户侧储能配置国内外学者都在进行积极的研究探索,文献[5]提出偏向解析方法的分段削峰模型求解方法,文献[6]分析储能运行策略及不同运营模式下的经济性,文献[7-8]提出基于场景线性化重塑的用户侧储能容量高效规划方法和城市电网用户侧储能需求评估模型。文献[9]考虑需求响应机制对于用户侧储能的影响,建立储能经济配置模型。以上文献在储能经济效益和容量配置上做出有益研究,但针对用户不同负荷特性缺乏适应性,无法指导筛选建设储能的合理用户。文献[10]研究分时电价对于光伏和储能系统的影响,文献[11]提出基于量子粒子群优化算法的经济优化模型,通过求解得出光伏与储能系统的最优容量。上述两个文献基于分时电价,将光伏和储能作为统一整体进行研究,然而在实际情况中,普遍存在因光伏和储能是不同建设主体而产生的利益分配问题,忽略了光伏本身上网模式与电价对于储能带来的影响。

本文基于用电负荷特性、工商业分时电价、分布式光伏上网电价等因素,针对用户侧储能研究优化配置的理论算法,构建简便、快速、通用的配置模型工具和用户筛选方法,为工商业用户投资建设

储能提供坚实可行的理论支撑。

储能技术成本分析

从储能存储介质角度划分，储能主要包括机械类储能、电磁储能、热储能、电化学类储能和化学类储能等几大类。对于用户侧应用场景来说，因为电化学类储能具有转换效率高、能量高密度化和应用低成本化等优点，正在成为广泛应用和示范的主要形式。电化学类储能是通过电池完成能量储存、释放与管理，目前主流应用的电池储能技术主要为铅酸电池、锂离子电池（磷酸铁锂电池、三元锂电池为代表）、液流电池（全钒液流电池为代表）和钠离子电池等，不同电化学储能的优缺点对比见表1。

表1 不同电化学储能的优缺点对比

电池种类	优点	缺点
铅酸电池	价格相对低廉；高倍率放电性能好；使用寿命长	能量密度低；容易造成环境污染
磷酸铁锂电池	能量密度高；循环寿命能达到5 000次；放电稳定；成本相对较低	生产工艺要求高；耐低温性能差；易过热燃烧
三元锂电池	能量密度高；自放电率较低、无记忆效应、无污染、寿命长、重量轻	过充电非常危险，对电池管理模块技术要求较高；安全系数低
全钒液流电池	放电深度可达100%；循环寿命最高可超过20 000次；容量高、使用领域（环境）广	单位投资成本大，占地空间大；充放电效率不高
钠离子电池	能量密度较高；常温下充电15 min电量可达80%以上；安全性好；成本较低	循环寿命差，低于2 000次；目前技术还不成熟；尚未真正产业化
燃料电池	能量密度高达2 000 W·h/kg；功率密度高；环保	系统复杂，技术成熟度差；需要燃料供应系统

从产业规模看，锂离子电池仍是目前占比最大的电池，受系统成本、能量及功率特性、循环寿命、可回收性等综合影响，目前磷酸铁锂电池优势突出。液流电池作为一种新型的蓄电池，具有容量高、使用领域（环境）广和循环使用寿命长的特点，全钒液流电池正在迎来一个快速发展的时期。因此本节着重对这两类电池进行成本分析。

储能系统成本除一次性投资成本外，还有一个核心参数，即全寿命周期度电成本。在具有特定收益模式的应用场景下，一次性投资成本越低，投资回报期越短，全寿命周期度电成本越低，利润空间

越大。在不考虑投资贷款的前提下，全寿命周期度电成本=全寿命周期内总投资/全寿命周期内可利用容量=全寿命周期内（设备总投资+运维总投资）/电池额定容量/放电深度/循环次数/储能放电效率/考虑衰减的总容量利用率。基于以上分析，对磷酸铁锂和全钒液流电池两类储能进行用户侧应用度电成本计算，计算结果见表2。全钒液流电池全寿命周期度电成本较低，约为0.278 9元/kW·h，磷酸铁锂电池全寿命周期度电成本约为0.402 6元/kW·h。

表2 不同用户侧储能电池度电成本

技术指标	磷酸铁锂电池	钒液流电池
系统一次性投资成本/[元/（kW·h）]	1 600	3 500
循环寿命/次	5 000	20 000
放电深度（%）	90	100
储能系统效率（%）	90	70
系统容量年衰减（%）	1.0	1.0
运维成本系数/（%/年）	0.5	0.5
利用年数/年	7.14	28.57
剩余容量（%）	92.86	71.43
考虑衰减下的总容量利用率（%）	96.43	85.71
度电成本/[元/（kW·h）]	0.402 6	0.278 9

注：用户侧储能按照单日两充两放考虑，年运行取350天。

用户侧储能经济最优配置方法

工商业储能是用户侧储能最主要的应用场景之一，工商业储能项目需求差异大、应用环境复杂且收益路径多元化。当前我国工商业储能主要通过峰谷差套利、削减需（容）量电费、用户侧需求响应等途径实现盈利。

（1）峰谷价差套利

在实施分时电价的区域，用户侧储能系统通过谷期充电、峰期放电的运行模式，减少电费支出，产生收益。以浙江省为例，现行分时电价在7月、8月时尖峰电价与低谷电价差最大，即度电最大收益可达0.822元/（kW·h）。

峰谷套利收益与储能充放电功率及运行时间有关。

第*i*天的峰谷套利收益计算公式为

$$E_i = \sum_{t=1}^m P_{fd,t,i} t e_{t,m} - \sum_{t=1}^n P_{cd,t,i} t e_{t,n} \quad (1)$$

式中， $P_{fd,t,i}$ 为第*i*天，第*t*个时刻的放电功率；*m*为一天内*m*个放电时段； $e_{t,m}$ 为放电对应时刻的电价；

$P_{cd,t,i}$ 为第*i*天,第*t*个时刻的充电功率; n 为一天内*n*个放电时段; $e_{t,n}$ 为充电对应时刻的电价;单日内应满足充电电量与放电电量相等,即 $\sum_{t=1}^m P_{fd,t,i}t$ 等于 $\sum_{t=1}^m P_{cd,t,i}t$ 。

全年的峰谷套利收益计算公式为

$$E = \sum_{i=1}^d E_i \quad (2)$$

式中, d 为储能系统全年运行的天数。

储能度电收益计算公式为

$$E_1 = E / \left(\sum_{i=1}^d \sum_{t=1}^m P_{fd,t,i}t \right) \quad (3)$$

(2) 减少容量/需量电费

采用两部制电价的大工业用户,基本电价按变压器容量或最大需量计费。大部分用户采用最大需量计费。对于新投产用户,考虑安装储能系统,则变压器规划容量可适当降低,利用储能的削峰填谷作用可减小用户的最大需量,也就相应减少了用户每月所交纳基本电费。以浙江省为例,取需量电费48元/kW·月、储能均按照2h配置、单日两充两放模式,折算度电最大收益为0.412元/kW·h。

1) 按照容量计时,每年减少的电费 E_2 计算公式为

$$E_2 = 12(S_0 - S_1)e_s \quad (4)$$

$$\frac{S_0}{S_1} = \frac{P_{\max}}{P_{\max} - P_{es}} \quad (5)$$

式中, S_0 为用户运行容量; S_1 为加装储能之后的容量; e_s 为按容量计费时的每月基本电价; $P_{\max}$ 为全年最大负荷; P_{es} 为储能系统的功率。

2) 按照最大需量计时,每年减少的电费 E_2 计算公式为

$$E_2 = 12P_{es}e_d \quad (6)$$

式中, P_{es} 为储能系统的功率; e_d 为按最大需量计费时的每月基本电价。

需量电费是按照用户最大需求表中15 min内最大平均负荷的记录值来考虑作为用户当月需量计费值,因此其与单日充放电模式以及用户负荷特性密切相关。度电收益=全寿命周期内总收益/全寿命周期内放电总电量=需量电费 $\times 12 \times$ 储能利用年数 $\times$ 储能可减少最大功率/(储能配置功率 $\times$ 配置小时数 $\times$ 循环寿命)。充放电模式影响的是储能利用年数,理论上电池系统利用年数越长,收益越高。储

能可减少最大功率 $\leq$ 储能配置功率,当储能配置小时数合理时,理论上认为储能可减少最大功率=储能配置功率。

(3) 需求响应收益

按照往年的电力需求响应工作的通知要求,用户侧储能也可参与需求响应。以浙江省为例,主要试点“两部制补贴机制”,其中电量补贴按照年度固定单价4元/kW·h,本节按照年需求响应参与天数18天(旺季每月2天,淡季每月一天,填谷响应在同一天)进行测算,测算边界与容量电费相同,折算度电收益约为0.171元/kW·h。

(4) 小结

通过三类度电收益大小对比可知,正常情况下收益大小的排序为:峰谷价差套利>减少需量电费>需求响应收益。因此峰谷差套利是工商业储能最直接、最成熟也是应用最广泛的盈利模式。无论是否能够产生叠加收益,保证峰谷价差的收益是工商业储能获得收益的前提。

对于需量电费,选取需量计费值负荷为储能充放电行为之后。因此,在保证峰谷差套利的同时,计费值负荷存在增大或者减少的不确定性,需量电费的收益亦存在不确定性。

对于需求响应,响应负荷基线计算一般选取邀约日的前一段周期内(例如5天)正常工作日组成基线参考日集合,计算每一参考日在需求响应时段的加权平均值作为基线负荷。计算负荷同样为储能充放电行为之后,且一需求响应邀约日为日前。因此在保证峰谷差套利的同时,储能充放电行为在基线参考日已经发生,很难在邀约日有充足的容量再获得需求响应收益,即峰谷差套利与需求响应收益很难同时获得。

用户侧储能优化配置模型

1. 目标函数

经过上文分析,对于工商业用户而言建议通过需量电费收益和峰谷分时电价一起发挥价格经济杠杆的作用。储能容量优化模型以储能项目每月收益扣除月折算成本最大为目标函数

$$\max F = E_1 + E_2 - C \quad (7)$$

式中, E_1 为该月峰谷价差产生收益; E_2 为该月减少用户基本电费; C 为该月储能成本(包含初始投资

成本与运维成本)。

采用需要电费计费方式的用户与电网企业签订合同后,按照合同最大需量计收基本电费。合同最大需量核定值变更周期为1个月,考虑用户以月为周期申请变更最大需量核定值,此时

$$E_2 = eP'_c - eP_c \quad (8)$$

式中, e 为需量基本电费单价; P_c 和 P'_c 分别为用户加装储能前后月最大需量(E_2 可以为负值)。

2. 约束条件

储能电池充放电需要满足一些基本约束条件。

(1) 荷电状态约束

$$S_{\min} \leq S_{i,t} \leq S_{\max} \quad (9)$$

式中, $S_{i,t}$ 为储能第*i*天*t*时刻的荷电状态; $S_{\min}$ 和 $S_{\max}$ 分别为储能荷电状态的下限和上限值。

(2) 充放电状态约束

$$B_{d,i,t} + B_{c,i,t} \leq 1 \quad (10)$$

式中, $B_{d,i,t}$ 和 $B_{c,i,t}$ 为0或1的整数变量; $B_{d,i,t}$ 为1表示储能能在第*i*天*t*时刻为放电状态; $B_{c,i,t}$ 为1表示储能能在第*i*天*t*时刻为充电状态,储能不能在同一时刻同时处于放电或充电状态。

(3) 充放电功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{d,i,t} \leq B_{d,i,t} P_B \\ 0 \leq P_{c,i,t} \leq B_{c,i,t} P_B \end{cases} \quad (11)$$

式中, $B_{d,i,t}$ 为储能能在第*i*天*t*时刻的放电功率; $P_{c,i,t}$ 为储能能在第*i*天*t*时刻的充电功率; P_B 为储能最大充放电功率。

3. 配置方法

第一步:提取用户负荷特性曲线。

储能优化模型的构建需要有拟安装储能的用户基础负荷数据做支撑,用户数据的不同选择会导致优化的结果产生不同的结果。一般来说,优化模型中的基础数据覆盖时间范围越宽,代表性越强,则优化结果更具有可靠性。然而,时间范围越宽导致数据及计算量成倍增长,也致使优化模型的复杂度越高。为解决上述问题,通常采用典型曲线用于描述优化对象的用电特性。典型负荷曲线的提取是储能优化配置和运行方法研究的前提。

本文采用均值法提取负荷特性曲线,为不同时间相同时刻负荷的平均值,即第*j*时刻点的典型数据 $\bar{P}_{ij}$,计算公式为

$$\bar{P}_{ij} = \frac{\sum_{k=1}^N P_{i,k,j}}{N} \quad (12)$$

式中, N 为第*i*月的天数之和; $P_{i,k,j}$ 为第*i*月第*k*天第*j*时刻点的数据。

第二步:不考虑需量电费的基本边界确定。

在不考虑需量电费影响时,表明用户基本电费计费执行容量电费方式。此时用户储能收益为峰谷差套利,并以加装储能不增加容量电费为边界条件。

(1) 容量约束条件

$$\begin{aligned} S_{\min} &\leq S_{i,t} + P_{c,i,t} B_{d,i,t} \eta_c \Delta t / E_B \\ &\quad - P_{d,i,t} B_{c,i,t} \Delta t / (\eta_d E_B) \leq S_{\max} \end{aligned} \quad (13)$$

式中, η_c 和 η_d 分别为储能充电效率和放电效率; E_B 为储能容量。

(2) 功率约束条件

$$0 \leq P_{L,i,t} - P_{d,i,t} B_{d,i,t} + P_{c,i,t} B_{c,i,t} \leq P_{\max} \quad (14)$$

式中, $P_{L,i,t}$ 为用户加装储能前第*i*天*t*时刻的电力需求; $P_{\max}$ 为用户允许最大电力需求(可取用户变压器满载功率或满载80%的功率)。

根据目标客户的历史用电数据或预测用电数据,以典型月峰谷收益最大,求得用户储能基本配置容量。

第三步:考虑需量电费收益叠加后的筛选。

若用户基本电费执行需量电费方式,此时需要在第二步的基础上进一步明确需量电费收益对其的叠加作用,是正向作用还是反向作用。通过对比负荷特性曲线与分时电价曲线的匹配程度,按照不增加需量电费的原则,最终求解用户配置储能的典型月最大收益值,同时求得用户最优配置储能容量。

分布式光伏接入对用户侧储能峰谷差收益的影响

部分工商业用户具有良好的屋顶资源,通常用户有愿意建设一定容量的屋顶分布式光伏来减少电费支出,产生收益。本章针对目前常见的分布式光伏“自发自用、余量上网”模式进行分析。

1. 分布式光伏接入后电费计量结构

当工商业用户建设分布式光伏系统同时配置了用户侧储能,其典型的电费计量结构如图1所示。

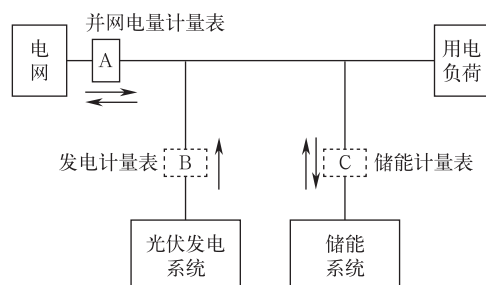


图1 典型电费计量结构示意图

表A为用户并网电量计量表，用于计量用户与电网的电量交换，包括下网电量和上网电量，因需要执行分时电价，要求电量计量表计必须具备分时计量的能力。表B为并网光伏发电计量表，主要计量上网电量（光伏停运自身逆变器与变压器少量用电消耗本文不考虑），通常不需具备分时计量能力。表C为储能系统计量表，用于计量储能的充电电量和放电电量，当储能为用户自己投资建设时，无需参与电费结算，主要为用户提供用电数据，帮助用户了解用电情况，实现合理用电、节约用电。

2. 电价对储能收益的影响分析

基于上述电费计量结构，当用户含有分布式光伏系统后，对于用户侧储能峰谷差收益的影响有两个方面。

(1) 光伏出力的影响

当光伏系统全时段出力均小于用电负荷，即未产生倒送电量时，对于储能峰谷价差收益没有影响，此时储能经济最优容量需根据光伏出力后的净负荷曲线，按照上文配置模型方法测算即可。

当光伏系统部分时段出力大于用电负荷，即产生倒送电量时，若倒送时储能并未执行充电策略，则对于储能峰谷价差收益没有影响；若倒送时储能执行充电策略，此时光伏倒送部分电量相当于储能充电电价为光伏上网电价，对于储能峰谷价差收益将产生影响。

(2) 光伏上网电价的影响

光伏出力大于负荷情况下，储能峰谷差收益除了跟储能充电时刻是否重叠有关系之外，还与光伏上网电价有关。

按照前文分析，储能峰谷差收益为固定值，度电收益为该地分时电价所确定的高峰电价与低谷电价之差，即 $e_m - e_n$ ， e_m 为高峰电价， e_n 为低谷电价。当光伏出力大于负荷恰好是分时电价的谷时

段，对于储能而言若此时系统功率小于光伏出力减去负荷的差，则充电电量来自于光伏系统而非电网，度电收益为高峰电价与光伏上网电价之差，即 $e_m - e_f$ ， e_f 为光伏上网电价；若此时系统功率大于光伏出力减去负荷的差，容量超出部分度电收益仍为 $e_m - e_n$ 。

因此峰谷差收益与储能容量关系为两段度电收益折线所形成的包络线，折线斜率即为度电收益，拐点为光伏出力与负荷的差值，如图2所示。图2中靠下位置的虚线代表典型储能度电成本，靠上位置的虚线代表无光伏影响下储能正常度电峰谷差收益。

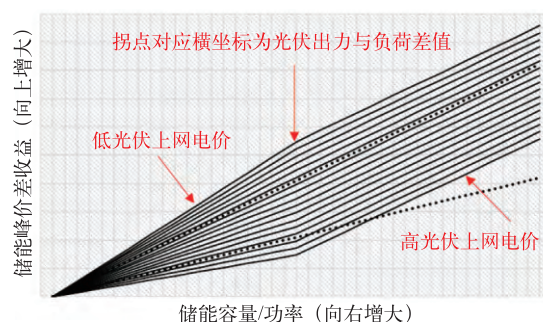


图2 峰谷差收益与储能容量关系图

考虑分布式光伏出力大于负荷情况下，储能峰谷差收益与容量关系式为

$$\begin{cases} (e_m - e_f) P_{es} & (\text{当 } P_{es} \leq P_p - P_c \text{ 时}) \\ (e_m - e_f)(P_p - P_c) + (e_m - e_n)(P_{es} - P_p - P_c) & (\text{当 } P_{es} \geq P_p - P_c \text{ 时}) \end{cases} \quad (15)$$

式中， P_{es} 为储能系统的功率； P_p 为光伏出力； P_c 为用电负荷。

通过图2和式（15）可知，随着光伏上网电价的逐渐增加，峰谷差收益逐渐降低。当光伏上网电价小于低谷电价时，储能收益优于正常度电峰谷差收益，可选择配置储能；当光伏上网电价大于等于低谷电价时，储能峰谷差收益将会有所减少，甚至在上网电价超过高峰电价与储能度电成本差值之后，收益将低于储能度电成本，此时需要谨慎选择配置储能。

应用算例

1. 用户筛选分析

通过前文分析，当用户负荷特性曲线较为契合

分时电价曲线时,此时需量电费收益最高;反之,甚至可能存在配置储能增加需量电费从而产生负收益的情况。这为筛选合适建设储能的用户提供了理论依据。选取浙江嘉兴地区69家大工业企业作为分析的对象,通过对比负荷特性曲线与分时电价曲线的匹配程度,按照四类标准对用户进行划分。

第一类:负荷特性曲线与分时电价曲线匹配程度很高,负荷低谷出现在夜间及中午11:00—13:00时,负荷峰值出现在9:00—11:00以及15:00—17:00,峰谷差明显,负荷低谷/高峰持续时间基本覆盖分时电价曲线中低谷/尖峰时段,判断条件为

$$\begin{aligned} t_{\max} &\in (9:00-11:00 \cup 15:00-17:00) \\ t_{\min} &\in (11:00-13:00 \cup 22:00-7:00) \\ \begin{cases} 0.8P_{L\max} \leq \overline{P_{L,i,t}}, t \in (9:00-11:00) \\ 0.8P_{L\max} \leq \overline{P_{L,i,t}}, t \in (15:00-17:00) \end{cases} \\ \begin{cases} \overline{P_{L,i,t}} \leq 0.5P_{L\max}, t \in (11:00-13:00) \\ \overline{P_{L,i,t}} \leq 0.5P_{L\max}, t \in (22:00-7:00) \end{cases} \end{aligned} \quad (16)$$

式中, $P_{L\max}$ 为用户负荷峰值; $t_{\max}$ 为负荷峰值对应时刻; $t_{\min}$ 为负荷谷值对应时刻; $\overline{P_{L,i,t}}$ 为 t 时段内的负荷平均值。

第二类:负荷特性曲线与分时电价曲线匹配程度较高,负荷低谷出现在夜间及中午,负荷峰值出现在8:00—11:00或13:00—17:00,峰谷差明显,负荷低谷/高峰持续时间覆盖部分分时电价曲线中低谷/尖峰时段,判断条件为

$$\begin{aligned} t_{\max} &\in (9:00-11:00 \cup 15:00-17:00) \\ t_{\min} &\in (11:00-13:00 \cup 22:00-7:00) \\ \begin{cases} 0.7P_{L\max} \leq \overline{P_{L,i,t}}, t \in (9:00-11:00) \\ 0.7P_{L\max} \leq \overline{P_{L,i,t}}, t \in (15:00-17:00) \end{cases} \\ \begin{cases} \overline{P_{L,i,t}} \leq 0.6P_{L\max}, t \in (11:00-13:00) \\ \overline{P_{L,i,t}} \leq 0.6P_{L\max}, t \in (22:00-7:00) \end{cases} \end{aligned} \quad (17)$$

第三类:负荷特性曲线与分时电价曲线匹配程度不高,峰谷差不明显,负荷曲线平稳,负荷低谷/高峰持续时间与分时电价曲线中低谷/尖峰时段不重合或无规律,判断条件为

$$\begin{aligned} P_{L\max} - P_{L\min} &\leq 0.1P_{L\max} \\ \begin{cases} \overline{P_{L,i,t}}, t \in (9:00-11:00) - \overline{P_{L,i,t}}, t \in (11:00-13:00) \leq |0.1P_{L\max}| \\ \overline{P_{L,i,t}}, t \in (11:00-13:00) - \overline{P_{L,i,t}}, t \in (15:00-17:00) \leq |0.1P_{L\max}| \\ \overline{P_{L,i,t}}, t \in (15:00-17:00) - \overline{P_{L,i,t}}, t \in (22:00-7:00) \leq |0.1P_{L\max}| \end{cases} \end{aligned} \quad (18)$$

式中, $P_{L\min}$ 为用户低谷负荷。

第四类:负荷特性曲线与分时电价曲线匹配程度极低或者相反,负荷低谷在尖峰时段,负荷高峰在低谷时段,负荷曲线波动较为频繁,判断条件为

$$\begin{aligned} t_{\max} &\in (11:00-13:00 \cup 22:00-7:00) \\ t_{\min} &\in (9:00-11:00 \cup 15:00-17:00) \\ \max \left[\begin{aligned} &\overline{P_{L,i,t}}, t \in (9:00-11:00) \\ &\overline{P_{L,i,t}}, t \in (15:00-17:00) \end{aligned} \right] \\ &\leq \min \left[\begin{aligned} &\overline{P_{L,i,t}}, t \in (11:00-13:00) \\ &\overline{P_{L,i,t}}, t \in (22:00-7:00) \end{aligned} \right] \end{aligned} \quad (19)$$

按照上述原则对选取的用户进行划分,其中一类用户14家,二类用户18家,三类用户32家,四类用户5家。建议一类和二类用户配置储能,该类用户具有较好的双重收益;三类用户主要以峰谷价差套利收益为主,储能配置以用户自愿配置为主且功率不宜过大;四类用户不建议配置储能。

2. 典型用户测算

(1) 参数选取

采用磷酸铁锂电池配置储能,电池技术参数如下:①储能系统0.5C放电,整套系统投资成本为2.25元/W·h;②电池放电深度DOD为90%;③整套系统的充放电全循环效率为85%;④系统容量年衰减取2.5%;⑤电池循环5000次,剩余容量80%;⑥运维系数取1%/年;⑦年运行340天,对典型用户储能收益进行测算。

(2) 收益测算

选取前文分析对象中的某汽车零部件及配件制造企业进行储能最优容量配置及收益测算,结果见表3。

表3 某汽车零部件及配件制造企业储能配置收益

某汽车零部件及配件制造企业	不含屋顶光伏厂区	含屋顶光伏厂区
容量/kW	6 600	2 500
电压等级	交流10 kV	交流10 kV
分类	第一类	第二类
屋顶光伏装机/kW	-	1 000
最优配置储能功率/kW	550	250
最优配置储能容量/(kW·h)	1 100	500
总投资(不含贷款)/元	34 731 83	1 578 720
基本收益(仅峰谷价差套利)	收益/元	4 710 872
	投资回收期/年	5.42
	内部收益率(%)	8.14
最大可能收益(峰谷价差套利+最大需量电费收益)	收益/元	6 497 142
	投资回收期/年	3.93
	内部收益率(%)	18.46

基本收益为储能峰谷价差套利,最大可能收益为基本收益+最大需量电费收益,其中最大需量电费收益表示全年12个月均可通过储能减少需量电费,实际收益视用户负荷特性波动可能有所降低。

该企业有两个厂区,电费分别开户计量,负荷特性基本相同,其中一个厂区安装有1 000 kW屋顶分布式光伏并存在倒送现象。不含屋顶光伏厂区最优储能配置容量为550 kW/1 100 (kW·h),在最大可能收益情况下,投资回收期为3.93年,内部收益率为18.46%;含屋顶光伏厂区最优储能配置容量为250 kW/500 (kW·h),在最大可能收益情况下,投资回收期为4.43年,内部收益率为14.92%。

含屋顶光伏厂区光伏上网电价执行浙江标准为0.415 3 元/(kW·h),基本收益相较于不含屋顶光伏厂区有所下降。但因为屋顶光伏的原因改变了净负荷特性曲线,增加一定需量电费收益,使得最大可能收益降低的不明显。与前文分析结论一致。

结束语

本文以工商业用户侧储能为研究对象,基于技术成本分析,构建用户侧储能收益测算方法与优化配置模型,同时考虑用户接入分布式光伏的情况,分析光伏出力、上网电价对于储能收益的影响。本文研究内容为工商业用户是否配置储能、配置多少容量的储能提供一套方法。通过实际案例应用,表明该方法有较强的可操作性,具有较好的推广应用价值。EA

(收稿日期:2025-06-25)

参考文献

- [1] 叶健鹏.大规模储能技术在新型电力系统的应用场景[J].自动化应用,2023(1):43-49.
- [2] 王茁宇.新型电力系统建设背景下促进用户侧储能服务电网运行的优化配置研究[J].科学技术创新,2023(15):199-203.
- [3] 刘英军,刘亚奇,张化良,等.我国储能政策分析与建议[J].储能科学与技术,2021,4(10):1463-1473.
- [4] 张恒,张宇,张庆丰.储能技术在电力系统中的应用[J].城市建设理论研究,2024(12):7-9.
- [5] 高广帅,李新国,曾海燕,等.基于分段削峰

的用户侧储能容量优化配置启发式方法[J].电工电能新技术,2023,42(1):70-78.

- [6] 钟小燕,王凯,李喜兰,等.福建省用户侧储能运行策略及经济性研究[J].能源与环境,2022(3):18-21.
- [7] 江昇,文书礼,朱森,等.基于场景线性化重塑的用户侧储能容量高效规划方法[J].电力系统自动化,2024,48(5):30-36.
- [8] 李伟,周天,董绍光,等.考虑多运行场景的城市电网用户侧储能需求评估方法[J].浙江电力,2024,43(2):96-103.
- [9] 蒋棹骏,向月,谈竹奎,等.计及需求响应的高比例清洁能源园区储能容量优化配置[J].中国电力,2023,56(12):147-155.
- [10] 迟海,陈菊红.分时电价对光伏和储能系统的影响研究[J].电气技术与经济,2024(5):249-251.
- [11] 马汇海,宋金鹏,康家玉.基于分时电价的用户侧光伏储能系统容量配置[J].科学技术与工程,2023,23(31):13387-13393.
- [12] 梁珩,黄耕,侯宾,等.工业用户连续参与需求响应的用户基线负荷精准计算方法[J].中国电力,2024,57(3):34-42.
- [13] 黎冲,王成辉,王高,等.规模化储能技术发展分析与思考[J].电气时代,2021(9):22-28.
- [14] 陈海生.“双碳”目标下的储能发展[J].中国电力企业管理,2021(22):23-24.
- [15] 王瑞.储能技术在电力系统中的应用现状与前景初探[J].电力设备管理,2022(12):85-87.
- [16] 蔡福霖,胡泽春,曹敏健,等.提升新能源消纳能力的集中式与分布式电池储能协同规划[J].电力系统自动化,2022,46(20):23-32.
- [17] 李翠萍,东哲民,李军徽,等.提升配电网新能源消纳能力的分布式储能集群优化控制策略[J].电力系统自动化,2021,45(23):76-83.
- [18] 贾龙,胡泽春,宋永华,等.储能和电动汽车充电站与配电网的联合规划研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1):73-84.
- [19] 王仁顺,赵宇,马福元,等.受端电网高比例可再生能源消纳的运行瓶颈分析与储能需求评估[J].电网技术,2022,46(10):3777-3787.