

获取多场景收益的电网侧储能容量优化配置

余中平¹, 于国康¹, 辛超山¹, 关洪浩¹, 任娟¹, 余金¹, 欧明强^{2*}

¹国网新疆电力有限公司经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐

²华北电力大学, 北京

Email: 1019786828@qq.com, *1282354446@qq.com

收稿日期: 2021年3月21日; 录用日期: 2021年4月5日; 发布日期: 2021年4月20日

摘要

基于其快速调整和灵活性, 储能系统很快成为电力系统的重要组成部分。近年来, 虽然储能成本有所下降, 但是单一应用场景下, 储能项目仍然难以有效盈利或在短期内回收成本, 因此, 考虑多应用场合的储能容量优化配置逐渐受到业界关注。针对当前电网侧储能系统应用场景较为单一, 本文提出一种考虑结合分时电价的调峰辅助服务收益的电网侧储能容量配置方法, 以考虑储能建造投资、运维成本情况下的调峰收益、峰谷套利、延缓电网设备升级等利益最大化为目标函数, 构建储能容量优化配置模型。最后, 基于新疆地区电网数据, 通过python-gurobi仿真计算得出优化储能额定功率以及容量配置结果, 并分析其经济性指标, 验证该方法的有效性以及可行性, 为电网侧储能项目的投资提供了意见。

关键词

调峰辅助服务, 峰谷套利, 容量配置, 多场景收益

Optimal Allocation of Grid-Side Energy Storage Capacity to Obtain Multi-Scenario Benefits

Zhongping Yu¹, Guokang Yu¹, Chaoshan Xin¹, Honghao Guan¹, Juan Ren¹, Jin Yu¹, Mingqiang Ou^{2*}

¹Institute of Economic and Technological Research, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi Xinjiang

²North China Electric Power University, Beijing

Email: 1019786828@qq.com, *1282354446@qq.com

Received: Mar. 21st, 2021; accepted: Apr. 5th, 2021; published: Apr. 20th, 2021

*通讯作者。

文章引用: 余中平, 于国康, 辛超山, 关洪浩, 任娟, 余金, 欧明强. 获取多场景收益的电网侧储能容量优化配置[J]. 智能电网, 2021, 11(2): 118-129. DOI: 10.12677/sg.2021.112012

Abstract

Due to its rapid adjustment and flexibility, energy storage systems will soon become an important part of the power system. Although the cost has been reduced, the single application scenario of the energy storage system is still difficult to make profits effectively or recover the cost in the short term. Therefore, the optimal allocation of energy storage capacity has gradually attracted the attention of the industry. In view of the current grid energy storage system, application scenario is relatively single, we propose a grid side energy storage capacity allocation method that takes into account the superlinear benefits of peak regulation auxiliary services combined with TOU (Time of Use), to consider energy storage building investment and operational cost of peak shaving, peak valley arbitrage profits, the delay of benefit maximization as the objective function, such as network equipment upgrades the energy storage capacity of the optimizing configuration model is constructed. Finally, based on the grid data of Xinjiang region, the optimal energy storage rated power and capacity configuration results are obtained through Python-Gurobi simulation calculation, and the economic indicators are analyzed to verify the effectiveness and feasibility of the method, which provides advice for the investment of grid side energy storage projects.

Keywords

Peak-Shaving Auxiliary Services, Peak-Valley Arbitrage, Capacity Allocation, Multi-Scenario Benefit

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在能源危机与传统机组带来的环境污染压力下,以光伏、风电为代表的新能源快速发展,新能源发电不确定性给电网运行带了极大的挑战,其中调峰问题尤为突出。随着我国电力现货市场的不断建设,机制趋于完善,建立适应我国电力发展的容量市场机制能够为储能系统市场化发展创造机会,为间歇性可再生能源的大规模并网提供灵活的容量支持[1] [2] [3] [4]。同时,由于大规模的电池储能技术高速发展以及储能具备快速响应、灵活等特点,利用储能系统缓解电网调峰压力受到越来越多的关注。然而储能设备投资建设、运行维护成本较高[5] [6],市场机制不尽完善,导致储能投资者的利益无法得到保证、回报期偏长,这严重阻碍了储能的进一步发展。除了上述原因,储能应用场景单一也是储能项目发展滞后的原因之一。因此,如何科学地制定储能系统的应用以及配置储能容量,有利于储能项目的快速发展。

储能系统的规划与运行直接影响项目投资的经济性,国内外学者针对电池储能系统(battery energy storage station, BESS)的规划和运行因素进行了评估以及对储能容量进行优化配置。

文献[7]在电网侧储能投资者的角度,提出一种考虑多市场交易模式的电网侧储能系统优化配置双层模型。文献对模型求解并分析,得出储能参与市场交易能获得多方面经济性收益的结论。由于储能成本高以及应用难度高的限制,投资者应先将储能系统服务于辅助服务电力市场,文献[8]建立了储能参与风电辅助调峰服务的综合经济效益模型,通过计算储能电站的投资回报率、投资回收期等经济指标评估该储能电站的效益优劣。文献[9] [10]分别研究了储能与风电容量配比关系以及分布式光伏发电中储能电站的实时调度,发现通过初步优化储能系统的容量及运行状态可使储能系统具有良好的经济性,并对新能

源进行调峰,能够有效改善弃风弃光现象。文献[11]提出了一种电网侧储能参与调峰辅助服务市场的交易模式,分析了电网侧储能参与调峰辅助服务的必要性,并计算带来的直接和间接经济效益。文献[12]为使储能系统(energy storage system, ESS)更好地辅助传统调频机组参与电网的自动发电控制(automatic generation control, AGC),提出了一种基于动态仿真滚动优化和多目标网格自适应搜索算法的优化控制策略。文献[13]针对电力系统提供多种功能服务的问题,提出了一种全生命周期规划的新方法。该模型旨在通过在每个应用程序的整个生命周期中战略性地分配电池容量,在延长 BESS 寿命和最大化其总收益之间实现平衡。文献[14]考虑到现阶段储能的高成本限制其规模化应用的现状,充分挖掘了储能辅助调峰在延缓升级改造等方面的效益。文献[15]评价了 BESS 辅助机组参与调频调峰的经济收益,相比仅单独作用于调频或调峰场景,拓宽了储能系统的收益空间。

通过对上述国内外文献调研可以发现,目前储能系统主要服务于风电场、光伏电站以及传统火电机组,即电源侧,应用场景大多为平滑风电、光伏出力曲线以及调频、调峰辅助服务等,而鲜有电网侧应用场景的研究。针对电网侧储能系统服务,国内外研究挖掘程度尚浅。文献[16]提到电网侧储能是实现储能规模化发展的重要途径。因此,结合储能技术经济特性和电力系统需求,电网侧储能应在能源电力规划中统筹考虑,综合衡量安全效益、经济效益和社会效益,优化总量规模、分区布局和技术类型,并针对保障安全场景、保障输配电功能场景、降低网络损耗场景、提高新能源利用水平场景,开展电网侧储能典型案例的应用价值和经济性研究。

基于以上分析,本文提出一种考虑结合分时电价的调峰辅助服务超线性收益的电网侧储能容量配置方法,以考虑储能建造投资、运行维护成本情况下的调峰收益、峰谷套利、延缓电网设备升级等利益最大化为目标函数,构造了储能容量优化配置模型。

文章结构如下:第一部分介绍结合分时电价的调峰辅助服务超线性收益架构,主要分析了现阶段的储能调峰以及峰谷套利收益情况,介绍了新疆地区的调峰辅助服务市场规则以及分时电价特点并总结出储能多场景收益模型。第二部分介绍投资储能项目的成本因素,为第三部分打下基础。第三部分介绍为实现第一部分所提出的超线性收益,搭建相应的数学模型。第四部分算例分析部分,分析了所搭建模型的有效性、储能初始投资金额限制对于项目收益的影响以及储能成本下降对储能项目收益的影响。第五部分是结论与展望。

2. 结合分时电价的调峰辅助服务收益架构

2.1. 考虑延缓变压器升级的调峰服务模型

储能系统辅助调峰收益包括直接和间接收益两部分。

直接部分为储能参与调峰辅助服务所收取的费用。根据新疆地区调峰准则,作为独立市场主体的电储能设施可与发电企业通过双边协商确定交易价格,也可以通过市场平台集中交易确定价格。当储能用户如合同履行合同时,电网企业按以下方式计算电储能设施的补偿费用,即,当储能用户未能如合同履行,若实际用电量大于合同电量时,成交电量为合同电量,仅对合同电量部分进行补偿;若实际用电量小于合同电量时,成交电量为储能用户低谷实际用电量。

其次,为规范市场运行机制,避免各发电企业盲目逐利的行为,对自身原因导致日内调峰能力与日前上报电价情况不符合的火电厂进行相应的考核:考核罚金 = 减少的有偿调峰电量 × 出清电价 × 2。

因此,建立以下储能调峰模型:

$$y_t = R_t^{dis} \cdot \omega_{ht} - (C_t^{peak} - R_t^{dis}) \cdot 2 \cdot \omega_{ht}, 0 \leq R_t^{dis} \leq C_t^{peak} \quad (1)$$

$$y_t = C_t^{peak} \cdot \omega_{ht}, C_t^{peak} \leq R_t^{dis} \leq R_{max} \quad (2)$$

$$K_1 = \sum_{t=1}^T y_t \quad (3)$$

式中, y_t 为单个时间段下的储能调峰收益, 元; K_1 是调峰日净收益, 为调峰收益与调峰容量不足的惩罚之差; C_t^{peak} 为调峰容量, MW; ω_{ht} 是合同电价, 取新能源上网电价, 元/MWh; $R_t^{shave,dis}$ 为调峰放电电量, MWh。

间接部分为延缓电网变压器升级的收益, 其模型为:

$$K_2 = r \cdot C \cdot \eta \cdot R^{rate} \quad (4)$$

K_2 为储能系统延缓设备投资效益, 元; r 为输配电设备的固定折旧率; C 为输配电设备的单位容量造价, 元/MW; η 为考虑并网设备与储能设备充放电损耗的储能效率; R^{rate} 储能设备的最大功率, MW。

2.2. 峰谷套利模型

目前, 我国普遍针对工商业用户实行分时电价政策, 部分省份对居民也执行了分时电价。通过价格激励, 可改变用户用电行为, 降低用户电费, 并实现移峰填谷, 保障电网安全稳定运行。新疆地区的分时电价如图 1 所示, 高峰电价时段集中在中午与晚上。

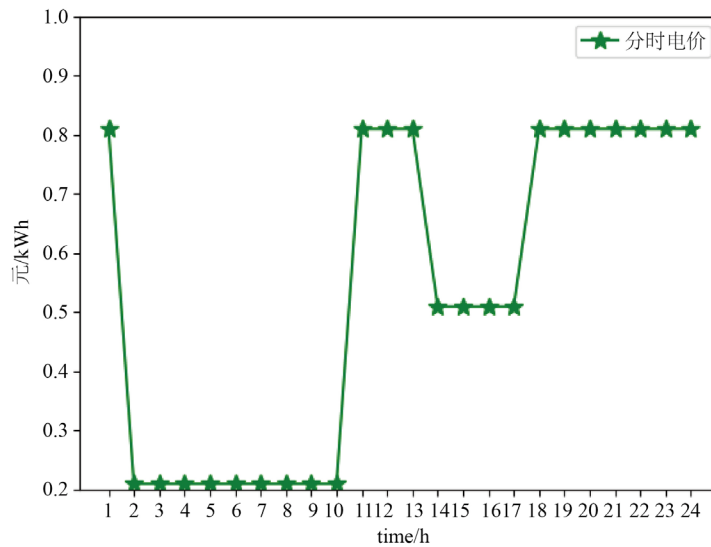


Figure 1. Xinjiang Region TOU electricity price schematic diagram
图 1. 新疆地区分时电价

储能系统的另一个主要应用是能量管理。储能系统可以参与电力市场作为一个卖家或者买家, 在非高峰负荷时段购买电力, 在高峰时段以峰价将电量售出。其收益计算公式如下:

$$K_1 = \sum_{t \in T} \omega_t \cdot (R_t^{dis} - R_t^{ch}) \cdot \Delta t \quad (5)$$

式中, R_t^{dis} , R_t^{ch} 分别为储能系统在 t 时刻售出电量以及购入电量, MW; ω_t 为 t 时刻对应的电价, 元/MWh; Δt 为时间间隔, 1 h。

3. 储能全生命周期成本模型

3.1. 储能建造投资成本

BESS 的初始投资建造成本通常包括换流器建造成本和电池容量成本。初始投资建造成本指储能工程

投建初期一次性投入的固定资金。全寿命周期内 BESS 的投资成本如式(6)所示。

$$C_{inv} = R^{rate} \cdot \varpi_{R_{inv}} + E \cdot \varpi_{E_{inv}} \quad (6)$$

式中, $\varpi_{R_{inv}}$ 为单位电池储能功率建设成本, 元/MW; R^{rate} 为待建的电池储能最大功率, MW; $\varpi_{E_{inv}}$ 为电池储能的单位容量价格, 元/MWh; E 为待建的电池储能装置容量, MWh。

因为初始投资建造成本为一次性投资, 需要将其转化到每年的成本上, 因此引入年金因子, 计算方式如下:

$$AF = \frac{r(1+r)^L}{(1+r)^L - 1} \quad (7)$$

AF 为年金因子, 无量纲; r 为折现率, 默认为 8%; L 为使用年限, 年。

3.2. 运行维护成本

储能系统运行规划的一个重要因素便是运行维护成本, 而该成本主要来源于反复充放电循环导致的电池退化退化的可变运行费用以及人员运行检修费用的固定运行费用。

1) 可变运行费用

不同的电池表现出不同的衰退行为, 对它们的理解和表征是一个主要的研究领域[17]。锂离子电池是目前应用最广泛的一种电池, 本文主要对其进行研究。目前为止电池退化建模是一项具有挑战性的任务, 没有一个单一的模型可以用于所有类型的化学电池。

文献[18]表明, 锂锰氧化物(LMO)电池的容量对循环次数和循环放电深度(DoD)都很敏感。结果表明, 为避免过充、过放电效应, 将电池运行限制在一定的 DoD 区域内, 循环深度增加的边际成本是恒定的。此外, 循环 DoD 是电池充放电量的线性函数。

为了简化计算模型, 现在定义电池容量退化边际成本如下:

$$\varpi_b = \frac{\varpi_{cell} \cdot 10^6}{2N_{cycle} \cdot (SOC_{max} - SOC_{min})} \quad (8)$$

式中, ϖ_{cell} 为电池容量单位价格, 元/W·h; N_{cycle} 是电池储能在 SOC 在 $[SOC_{min}, SOC_{max}]$ 范围内运行时的循环次数, 约为 5000 次; SOC_{min} 为 SOC 的下限, SOC_{max} 为 SOC 的上限。

因此定义电池退化成本为:

$$C_{de}(R_t^{dis}, R_t^{ch}) = \varpi_b \cdot \sum_{t=1}^T (R_t^{dis} + R_t^{ch}) \cdot \Delta t \quad (9)$$

$C_{de}(R_t^{dis}, R_t^{ch})$ 为电池容量退化成本, 元, T 为 24。

因此储能系统的运行维护成本表达式为:

$$C_{om} = C_{fix} + C_{var} = R^{rate} \cdot \varpi_{R_{om}}^F + 365 * C_{de}(R_t^{dis}, R_t^{ch}) \quad (10)$$

C_{om} 为储能设备的运行维护成本, 元; $\varpi_{R_{om}}^F$ 为单位电池储能每天固定功率运行维护成本, 元/(MW·年); R^{rate} 为节点 i 上电池储能功率, MW。

4. 获取多场景收益的储能容量配置模型

4.1. 目标函数

本文考虑到分时电价与调峰时段有重叠的部分时段, 因此, 同时考虑峰谷价差套利与调峰辅助服务

收益，此外储能系统还有延缓电网变压器升级的间接收益，因此能够获取最大的收益。以储能系统的年净收益最大为目标函数，目标函数表达式如下所示：

$$\max f = \max \left((K_1 + K_3) \cdot 365 + AF \cdot K_2 - AF \cdot C_{inv} - C_{om} \right) \quad (11)$$

式中， K_1 为储能调峰收益，元/天； $AF \cdot K_2$ 为延缓电网变压器升级部分，由于这部分是一次性收益，需要均摊至年收益； K_3 为峰谷价差套利收益，元/天； $AF \cdot C_{inv}$ 为均摊至每年的投资建造费用，元/年； C_{om} 为年运维费用，包括固定运行维护费用和可变运行维护费用。

4.2. 约束条件

储能充放电 SOC 状态：

$$e_t = e_{t-1} + \Delta t \cdot R_t^{ch} \cdot \eta_{ch} - \Delta t \cdot R_t^{dis} / \eta_{dis} \quad (12)$$

式中， e_t 为当前时刻的储能能量，MWh； e_{t-1} 为上一时刻的储能能量，MWh； Δt 为时间间隔； R_t^{ch} ， R_t^{dis} 分别为储能系统充放电功率，MW， η_{ch} 、 η_{dis} 分别为充放电效率，无量纲。

SOC 上下限约束：

$$SOC^{\min} \cdot E \leq e_t \leq SOC^{\max} \cdot E \quad (13)$$

式中， SOC^{\min} 、 SOC^{\max} 分别为 SOC 的上下限约束； E 为待建储能设备容量，MWh。

每天的初始电池状态不变：

$$e_0 = e_T \quad (14)$$

式中， e_0 为储能设备初始时刻电量，MWh； e_T 为储能设备末端时刻电量，MWh

单个储能充放电功率上下限约束：

$$0 \leq R_t^{ch} \leq x_{1,t} \cdot R^{rate} \quad (15)$$

$$0 \leq R_t^{dis} \leq x_{2,t} \cdot R^{rate} \quad (16)$$

$$x_{1,t} + x_{2,t} \leq 1 \quad (17)$$

储能规划对储能设备的功率、容量约束以及储能设备数量约束：

$$R^{\min} \leq R^{rate} \leq R^{\max} \quad (18)$$

$$E^{\min} \leq E \leq E^{\max} \quad (19)$$

R_i^{\max} 、 R_i^{\min} 为待安装储能的功率上下限； E^{\max} 、 E^{\min} 分别为待安装储能的容量上下限。

总投资金额的约束：

$$R^{rate} \cdot \varpi_{R_{inv}} + E \cdot \varpi_{E_{inv}} \leq \gamma \quad (20)$$

$\varpi_{R_{inv}}$ 为单位电池储能功率建设成本，元/MW； R^{rate} 为待建的电池储能最大功率，MW； $\varpi_{E_{inv}}$ 为电池储能的单位容量价格，元/MWh； E 为待建的电池储能装置容量，MWh

4.3. 模型线性化

考虑到式(1)、(2)的分段函数以及(15)、(16)的变量之间相乘，引入了非线性因素，本文拟采用引入中间变量的方式将其转化为线性化。

通过引入 3 组连续变量以及 2 组 0~1 变量，可以实现对分段函数的线性化，具体表达如下式所示：

$$R_t^{dis} = k_{1,t} \cdot 0 + k_{2,t} \cdot C_t^{peak} + k_{3,t} \cdot R_{max} \quad (21)$$

$$y_t = k_{1,t} \cdot (-2C_t^{peak} \cdot \varpi_{ht}) + k_{2,t} \cdot C_t^{peak} \cdot \varpi_{ht} + k_{3,t} \cdot C_t^{peak} \cdot \varpi_{ht} \quad (22)$$

$$k_{1,t} \leq z_{1,t}, k_{2,t} \leq z_{1,t} + z_{2,t}, k_{3,t} \leq z_{2,t} \quad (23)$$

$$k_{1,t} + k_{2,t} + k_{3,t} = 1 \quad (24)$$

$$z_{1,t} + z_{2,t} = 1 \quad (25)$$

通过引入中间变量代替式(15)~(16)中的变量相乘部分，在不等式约束下，中间变量与线性化前的变量相乘部分等价。具体简化如下式所示：

$$R_{1,t} = x_{1,t} \cdot R^{rate} \quad (26)$$

$$R_{1,t} \leq x_{1,t} \cdot R_{max} \quad (27)$$

$$R_{1,t} \leq R^{rate} \quad (28)$$

$$R_{1,t} \geq R^{rate} - R_{max} \cdot (1 - x_{1,t}) \quad (29)$$

$$R_{2,t} = x_{2,t} \cdot R^{rate} \quad (30)$$

$$R_{2,t} \leq x_{2,t} \cdot R_{max} \quad (31)$$

$$R_{2,t} \leq R^{rate} \quad (32)$$

$$R_{2,t} \geq R^{rate} - R_{max} \cdot (1 - x_{2,t}) \quad (33)$$

式中， $R_{1,t}$ ， $R_{2,t}$ 分别是式(26)以及(30)中变量乘以变量部分的中间变量，通过(27)~(29)以及(31)~(33)的不等式约束，可以去掉式(15)~(16)的非线性因素。

因此，本文所描述的获取多场景收益的储能容量配置模型由式(3)~(33)所组成。经过线性化，本文的储能容量优化配置模型为混合整数线性模型，这类型的模型可以由商业求解器 Cplex、Gurobi 等求解。本文通过在 Python 上调用 GUROBI 求解器对所提优化模型进行求解，能够得出最优解。

测试系统的硬件环境为第六代英特尔酷睿处理器 i5-6300 HQ 四核处理器，8GB 内存，操作系统为 win 10 64 bit，开发环境为 Python 3.6。

5. 算例分析

5.1. 数据说明

本章选取新疆典型日负荷曲线，本文设定负荷峰值为 100 MW，调峰目标简单设定为将峰值负荷调至 90 MW，并将其作为调峰信号加置调峰模型之中，如下图 2 所示。按照西北地区的调峰规则，当储能用户履行合同时，电网企业按照调峰补偿价格给予补偿；当储能用户如为如约履行合同，若实际用电量大于合同电量时，成交电量按照合同电量部分进行补偿；若实际用电量小于合同电量时，成交电量为储能用户实际用电量。按照最新规定，新疆地区工商业及其它用电峰谷分时段划分为：高峰时段：10:00~13:00，19:00~0:30；低谷时段：0:30~8:30；其余时间为平段。下表 1 给出容量市场合同数据。

5.2. 算例结果分析

1) 储能优化配置结果

电网侧储能优化配置结果见表 2 所示。通过不设置投资资金上限，对储能的额定功率和容量进行迅速，得到用户净收益最大时储能额定功率为 10 MW，额定容量为 51.4 MWh，此时储能作用于电网的削

峰率为 11.1%。可以看出, 电网侧的峰谷套利与辅助服务调峰联合作用, 实现了对峰值负荷的有效削减, 与此同时, 投资商也获得最优的经济效益。

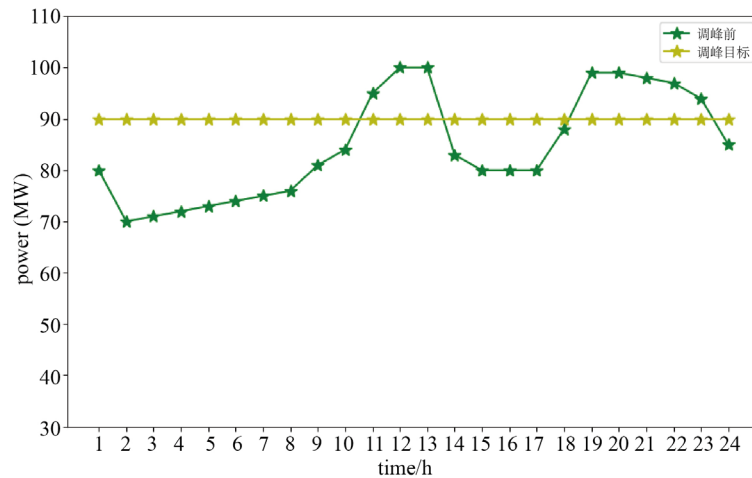


Figure 2. Schematic diagram of peak regulation before and target of peak regulation

图 2. 调峰前以及调峰目标示意图

Table 1. Revenue parameters related to peak regulation

表 1. 调峰相关收益参数

参数	数值
调峰放电电量单位补偿价格	0.3 元/kWh
调峰放电电量不足惩罚价格	0.6 元/kWh

Table 2. Optimal configuration results of energy storage

表 2. 优化配置结果

配置结果	数值
储能配置功率/MW	10
储能配置容量/MWh	51.4
削峰率/%	11.1
储能投资商初始投资/万元	5940
峰谷价差套利/万元	908.36
调峰补贴/万元	678.9
延缓变压器升级(均摊至每年)/万元	103.7
年维护费/万元	712
投资商年净收益(不考虑建设费)/万元	978.96
回报周期/年	6.06

2) 优化模型的有效性分析(从充放电行为、削峰填谷效果进行分析)

从图 3 可以看出, 储能设备的充电行为基本集中在早上以及下午的谷价时段以及平价时段, 并且放

电行为遵循调峰指令，在负荷高峰时段都给予放电，以缓解用电高峰。在此同时，储能放电行为既享有调峰辅助服务带来的调峰补贴，又在高峰时段将电能售出，获取了峰谷价差的收益，为系统带来了超线性的收益，最大化储能系统的经济性。除了以上的峰谷价差套利以及响应调峰辅助服务，储能设备还能延缓电网设备的建设，提高电网设施的利用率。

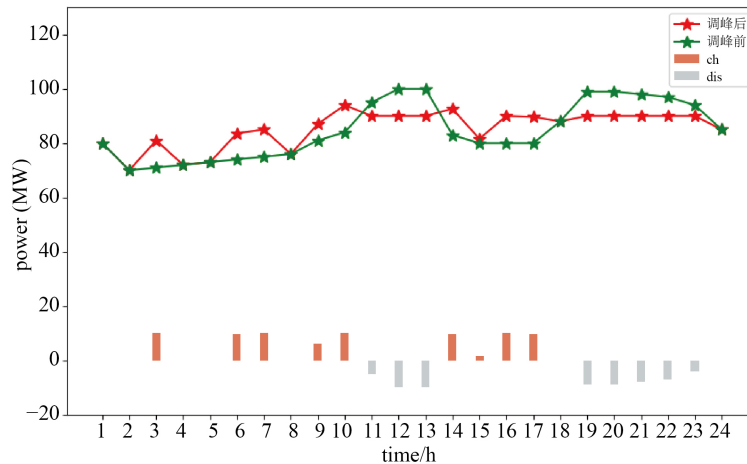


Figure 3. Comparison diagram before and after peak regulation and energy storage charging and discharging behavior

图 3. 调峰前后对比图及储能充放电行为

3) 初始投资总额限制对于收益以及初始回报期的影响

考虑到储能投资商的初始投资金额问题，进一步分析初始投资金额限制对于储能优化配置的影响。本算例通过改变初始投资，观察投资回收期，年净收益等的变化，从而帮助投资商根据初始投资金额的数量进行最有效的投资。结果如表 3 所示。

Table 3. Influence of investment amount on energy storage allocation

表 3. 投资金额对储能配置的影响

初始投资费用	3000	4000	5000	5940	7000	8000
储能配置	6.4 MW/ 24.8 MWh	9.2 MW/ 32.6 MWh	10 MW/ 42 MWh	10 MW/ 51.4 MWh	10 MW/ 61.2 MWh	10 MW/ 72 MWh
峰谷价差套利/万元	441	588.23	772	908.36	1011	1109
调峰补贴/万元	-11.07	366.110	456.8	678.9	678.9	678.9
延缓变压器升级 (均摊至每年)/万元	66.8376	95.82	103.7	103.7	103.7	103.7
年总收益	496.7676	1050.16	1332	1690	1794	1891.6
年净收益(不考虑建设费)	27.7676	441	689.5	978.96	1082	1179.6

由表 3 可知随着投资商初始投资金额的逐渐变大，储能配置的配置比例在逐步增大，可以看出，当投资金额到达一定值时，所配置的储能功率不在发生变化，大致为 10 MW。这是由于本算例设置调峰要求为削减至最高负荷的 90%，最高负荷设置为 100 MW。

本算例设置联合调峰 + 峰谷价差套利同时进行，但并未设置峰谷套利的功率上限，从优化结果可知，配置到达调峰的最大要求 10 MW 时，储能功率便不再增大，功率大于 10 MW 后不能带来更大的收益。

由图 4 可知, 初始投资额过大或者过小都会使投资回收期变长, 但初始投资金额为 3000 万时, 储能项目的回报周期为 108 年, 此时回报周期过长, 此时, 当初始投资金额在一定范围没逐渐增长时, 回收期先减少后增加。通过对比可知, 单纯的峰谷价差套利商业模式在当前的储能成本以及峰平谷电价下, 并不能带来收益, 必须依赖同时进行调峰补贴以及更多的应用才能将储能项目的利益最大化。

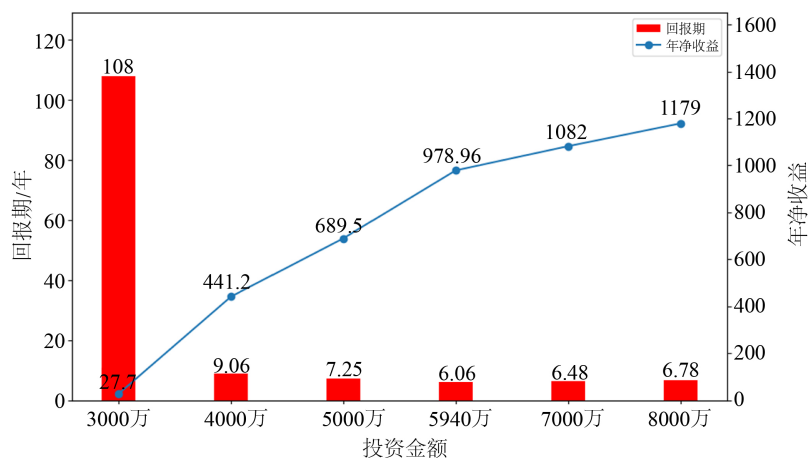


Figure 4. The influence of investment amount change on annual net income and return period

图 4. 投资金额改变对年净收益以及回报期的影响

4) 储能成本变化对储能投资商的影响

储能设备建造成本是储能项目投资的重要因素, 由于换流器技术较为成熟, 未来成本下降空间不大, 而未来储能电池容量成本还有较大的下降空间, 因此, 本节通过改变电池容量成本, 分析储能对投资商的影响, 其结果如表 4 所示。

Table 4. The impact of energy storage investment cost reduction on energy storage project investment

表 4. 储能投资成本降低对储能项目投资的影响

储能配置	10 MW/51.33MWh	10 MW/51.4MWh	10 MW/51.4MWh	10 MW/90MWh	15 MW/135MWh
单位功率建造成本(万元/MW)	80	80	80	80	80
单位容量建造成本(万元/MWh)	120	100	80	60	50
初始投资(万元)	6967	5938	4911	6200	6200
年净收益(万元)	852	978	1155	1332	21,879,154
投资回收期(年)	8.17	6.06	4.24	4.65	3.63

从表 4 中可以看出, 当储能单位功率建造成本为 100 万元/MW, 120 万/MWh 时, 储能的投资回收期较长, 为 8.17 年。本节考虑储能设备在 10 年后退役, 此时的储能电池需要更替, 则此价格投资该项目则收益过低。当储能单位容量成本下降至 80 万元/MWh, 这时候的储能项目投资回收期能进一步降低, 为 4.24 年。储能建造成本继续下降至 60 万/MWh 时, 可以看出, 储能的容量配置较其他几组有了提高, 这是因为, 此时的储能容量成本较低, 可以通过提升容量在低谷时购买更多的低价电通过峰谷价差进行获利, 但此时的投资回收期却有所提高, 这是因为容量提高然而功率并没有提升, 峰谷套利相对于前面几组的吸收量增加并不多, 此时的盈利程度有所下降, 导致投资回收期会稍稍上升。当电池容量成本进

一步下降至 50 万/MWh 时,发现,储能的功率配置以及容量配置都进一步增大,因为此时的储能成本价格较低,可以通过增大对峰谷套利的投资,从而获取更多的收益,而此时,投资回收期也变得更短。

6. 结论与展望

本文主要结论和贡献如下两点:

1) 本文分析了新疆地区的调峰辅助服务以及该地区的分时电价分布特点,提出考虑分时电价政策的储能调峰辅助服务超线性收益理论,该理论对于指导储能投资商投资、管理项目有一定的指导作用。

2) 基于第一点提出的考虑分时电价政策的储能多场景收益理论,搭建了对应的模型,通过 `gurobi + python` 进行仿真计算,证明了所提模型的合理性。与此同时,算例分析了投资金额限制以及未来阶段储能电池价格大幅度下降对该多场景收益模型的影响,算例说明,一方面投资金额在某一数值时,项目能在最短时间内回收成本,另一方面,未来储能价格下降会导致回收周期缩短,甚至改变储能盈利的重点。

展望部分:

电网侧储能是未来储能市场化发展的重要战场,本文所考虑的应用场景并不够全面而且并没有涉及到安装位置的选址,接下来的研究会集中在将本模型融入到更多应用场景中,如储能辅助调频中以及可以开拓到储能安装位置的选取上。

参考文献

- [1] 王敏. 我国可再生能源发展面临挑战[N]. 社会科学报, 2019-11-14(002).
- [2] 赖昌伟, 黎静华, 陈博, 黄玉金, 韦善阳. 光伏发电出力预测技术研究综述[J]. 电工技术学报, 2019, 34(6): 1201-1217.
- [3] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.
- [4] 葛晓琳, 金言, 夏澍, 符杨. 面向调峰调频需求的风水火电协调优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3917-3926.
- [5] 刘冰, 张静, 李岱昕, 等. 储能在发电侧调频调峰服务中的应用现状和前景分析[J]. 储能科学与技术, 2016, 5(6): 909-914.
- [6] Zakeri, B. and Syri, S. (2015) Electrical Energy Storage Systems: A Comparative Life Cycle Cost Analysis. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **42**, 569-596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>
- [7] 王良缘, 江岳文, 王杰. 考虑参与多市场交易的电网侧储能优化配置[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(11): 30-38.
- [8] 马美婷, 袁铁江, 陈广宇, 蔡高雷, 彭生江, 张增强. 储能参与风电辅助服务综合经济效益分析[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3362-3367.
- [9] 梁亮, 李建林, 惠东. 大型风电场用储能装置容量的优化配置[J]. 高电压技术, 2011, 37(4): 930-936.
- [10] 刘皓明, 陆丹, 杨波, 姚艳, 叶季蕾, 薛金花. 可平抑高渗透分布式光伏发电功率波动的储能电站调度策略[J]. 高电压技术, 2015, 41(10): 3213-3223.
- [11] 南国良, 张露江, 郭志敏, 何洋, 刘萌, 秦嘉翼, 姜欣. 电网侧储能参与调峰辅助服务市场的交易模式设计[J]. 电气工程学报, 2020, 15(3): 88-96.
- [12] 路小俊, 伊建伟, 李炎. 基于多目标网格自适应搜索算法的储能系统参与 AGC 优化控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 2116-2124.
- [13] Zhang, Y., Xu, Y., Yang, H., et al. (2019) Optimal Whole-Life-Cycle Planning of Battery Energy Storage for Multi-Functional Services in Power Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, **11**, 2077-2086.
- [14] 黎静华, 汪赛. 兼顾技术性和经济性的储能辅助调峰组合方案优化[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 44-50+150.
- [15] Oudalov, A., Chartouni, D., Ohler, C., et al. (2007) Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems. *IEEE Power Systems Conference & Exposition*, Atlanta, 29 October-1 November 2006, 2206-2211. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296284>
- [16] 黄碧斌, 胡静, 蒋莉萍, 李琼慧, 冯凯辉, 元博. 中国电网侧储能在典型场景下的应用价值评估[J/OL]. 中国电

-
- 力: 1-8. <https://kns-cnki-net.webvpn2.ncepu.edu.cn/kcms/detail/11.3265.tm.20200806.1807.008.html>, 2021-03-11.
- [17] Ortega-Vazquez, M.A. (2014) Optimal Scheduling of Electric Vehicle Charging and Vehicle-to-Grid Services at Household Level Including Battery Degradation and Price Uncertainty. *IET Generation Transmission & Distribution*, **8**, 1007-1016. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0624>
- [18] Xu, B.L., *et al.* (2016) Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, **9**, 1131-1140.