

# 考虑辅助服务含储能区域电网运行优化

孔昱凯<sup>1</sup> 温步瀛<sup>1</sup> 唐雨晨<sup>2</sup>

(1. 福州大学电气工程与自动化学院, 福州 350108;  
2. 国网福建省电力有限公司经济技术研究院, 福州 350012)

**摘要** 目前, 储能参与辅助服务的运行模式并不完善, 未能充分发挥储能的调节能力。针对该问题, 本文考虑储能电站同时参与调峰服务、调频服务与能量市场, 结合区域电网日前日内预测曲线, 以区域电网运行成本最低为目标, 构建区域电网优化模型, 采用 YALMIP 调用 CPLEX 在 Matlab 中进行仿真。算例表明, 在本文所提的运行模式下, 储能电站提升自身容量利用率, 增加储能系统收入, 并提高区域电网运行经济性。

**关键词:** 区域电网; 储能系统; 辅助服务市场; 运行优化

## Operation optimization for regional grid containing energy storage considering auxiliary service

KONG Yukai<sup>1</sup> WEN Buying<sup>1</sup> TANG Yuchen<sup>2</sup>

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108;  
2. Economic and Technological Research Institute of State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd, Fuzhou 350012)

**Abstract** The current operating mode of energy storage participating in auxiliary services is not perfect, which fails to give full play to the regulating ability of energy storage. To solve this problem, this paper considers that the energy storage power station participates in peak shaving service, frequency modulation service and energy market at the same time. Combined with the intraday forecast curve of the regional power grid and aiming at the lowest operating cost of the regional power grid, this paper constructs the regional power grid optimization model and use YALMIP to call CPLEX for simulation in Matlab. The calculation example shows that under the operation mode proposed in this paper, the capacity utilization rate of the energy storage power station improves, the income of energy storage system increases, and the economic efficiency of regional power grid improves.

**Keywords:** regional power grid; energy storage system; auxiliary service market; operation optimization

## 0 引言

随着储能相关技术的不断发展, 储能系统在电力系统中的应用更加广泛, 其对电网的重要性也日益提高<sup>[1-3]</sup>。负荷侧储能通过低储高放、充当应急备用电源、平抑电网波动<sup>[4-5]</sup>等提升电能质量; 电网侧储能通过削峰填谷<sup>[6-7]</sup>、调节网络传输能力、增加电网备用等提高电网运行稳定性; 电厂侧储能通过促进可再生能源消纳<sup>[8-9]</sup>、平滑出力、降低弃风弃光现象等提升电网运行经济性。储能系统因其自身反应

迅速、调节灵活的特性在电网中提供不同的服务, 已成为电力网络中不可或缺的一部分。

目前, 我国有关储能系统在电网中的运行政策并不完善, 相关的市场化体系仍在逐步搭建, 而储能的运行方式大多为单一市场交易, 即储能系统仅参与某一种市场交易模式, 诸如能量市场或调频辅助服务市场。该模式简单便捷, 但并未充分发挥储能的调节能力。国外的储能电站已经形成较为完善的市场化机制, 存在联合市场交易模式, 即储能系统在同一时间内同时参与能量市场、辅助服务市场

的模式。文献[10]从能量、备用市场角度出发,提出两阶段出清模型,实现了日前日内的有效过渡。文献[11]考虑系统中各资源最优分配,并以系统成本最小为目标构建模型,但未注重储能系统在辅助服务市场中的贡献。文献[12]考虑储能参与电力市场直接收益与间接收益,并以此建立考虑多目标的储能优化配置双层决策模型。上述文献均将储能电站视为电网的能量、备用资源,未考虑到储能电站参与辅助服务市场的优越性。

针对该问题,文献[13]考虑储能参与能量、调频市场,分析其出清电价耦合性,并提出考虑调频的市场出清模型。文献[14]中储能电站参与二次调频与可再生能源协调运行,以此构建风储优化模型,在提高储能利用率的同时,增加风储联合运行效益。文献[15]针对储能电站反应迅速的特性,建立储能跟踪自动发电控制(automatic generation control, AGC)变化的调度模型。文献[16-17]考虑储能与可再生能源的协调运行,量化储能系统运行收益,降低系统总运营成本。上述文献中储能系统参与调频服务,但未考虑储能系统同时参与调峰服务、调频服务与能量市场的运行模式。

综上所述,储能电站以联合市场交易模式参与运行,是电网运行的必然趋势。本文考虑区域电网运行过程中储能系统对区域电网运行的作用,考虑储能电站同时参与调峰服务、调频服务、能量市场运行,从日前与日内两个角度出发,以区域电网运行收益最大化为目标,构建区域电网运行优化模型,并通过算例分析储能不同运行模式、运行状态对区域电网运行的影响。

## 1 求解思路

区域电网运行过程中,储能系统可提供多种多样的服务,包括参与辅助服务市场、控制系统频率、储能系统与可再生能源的协调运行等。其中,可再生能源的不确定性与波动性是造成电网频率不稳定的重要因素,通常通过预留一定百分比备用容量予以应对,这种方法相对粗放、保守,并在一定程度上增加了备用成本,储能系统可以更有效地解决上述问题。本文考虑独立储能电站,通过其参与辅助服务市场,可有效提升电网运行的稳定性与经济性。

对于某一区域电网而言,调峰与调频是由调度根据出力曲线进行调节,储能系统也是备用容量,参与调峰调频服务可以带来一定的经济效益。除储能

系统外,区域电网中各机组也参与调峰调频,均在一定范围内提供相应的备用容量来满足电网的需求。

根据文献[18]中关于备用响应时间的划分,调峰的时间间隔一般为 h 级,调频的时间间隔为 min 级,以此进行调峰与调频的划分。结合电网运行中日前与日内运行的预测功率的偏差,本文将区域电网的优化过程分为两部分,日前优化以 1h 为时间间隔,主要考虑调峰辅助服务市场;日内以 15min 为时间间隔,在日前优化的基础上进行调频辅助服务以满足电网的需求。具体的求解流程如图 1 所示。

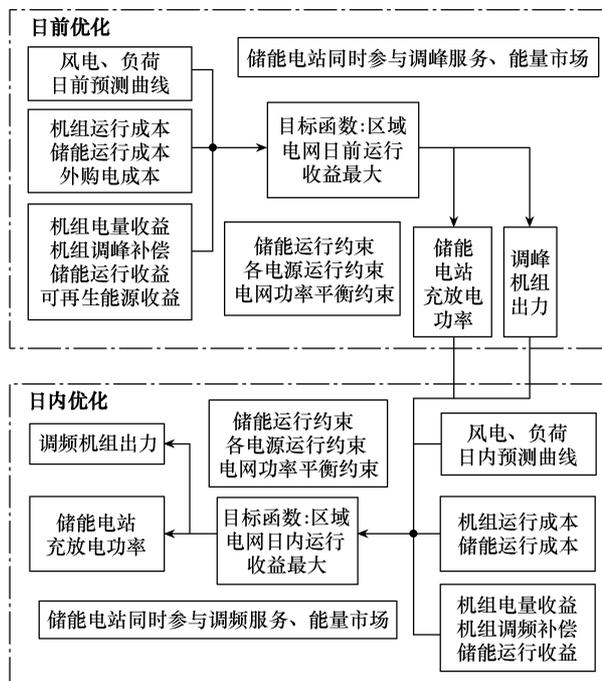


图 1 求解流程

在日前优化过程中,电网系统参与调峰辅助服务,根据负荷与可再生能源的预测曲线,优化储能与机组的计划运行状况。

日内优化过程中,在日前优化的基础上,考虑可再生能源与负荷的预测偏差,通过调节储能剩余的容量与调频机组,进一步优化储能与机组的出力情况,并根据最终的运行曲线,确定区域电网的运行方案。

## 2 目标函数

### 2.1 日前优化

日前优化中,以 1h 为时间间隔,储能电站以联合市场交易模式(同时参与调峰服务与能量市场)运行,考虑可再生能源消纳、火电机组调峰等因素,制定区域电网日前运行方案。

## 1) 目标函数

针对区域电网的日前优化,以区域电网运行经济性最优为目标。利用储能降低机组参与深度调峰的情况,并增大可再生能源利用率。综上,区域电网运行经济性以区域电网日前运行总效益  $F_s$  最大为目标,包括可再生能源运行收益、储能电站运行收益、火电机组运行收益及外购电成本,构建优化模型为

$$\max F_s = F_1 + F_2 + F_3 - F_4 \quad (1)$$

(1) 可再生能源的运行收益  $F_1$ 

$$F_1 = \sum_{t \leq T} P_W(t) p_{\text{time}}(t) \Delta t \quad (2)$$

式中:  $P_W(t)$  为风电上网功率;  $p_{\text{time}}(t)$  为  $t$  时段峰谷电价;  $\Delta t$  为时间间隔;  $T$  为运行周期。

(2) 电化学储能运行收益  $F_2$ 

储能同时参与能量市场与调峰辅助服务。

$$F_2 = \sum_{t \leq T} (P_{B,\text{dis}}(t) - P_{B,\text{cha}}(t)) p_{\text{time}}(t) \Delta t - P_{B,\text{cost}} \quad (3)$$

式中:  $P_{B,\text{dis}}(t)$ 、 $P_{B,\text{cha}}(t)$  为  $t$  时段的储能系统充、放电功率;  $P_{B,\text{cost}}$  为储能系统运行成本。

$$P_{B,\text{cost}} = \sum_{t \leq T} (P_{B,\text{cha}}(t) + P_{B,\text{dis}}(t)) P_s \Delta t \quad (4)$$

式中,  $P_s$  为储能电站单位电量运行损耗。

(3) 火电机组运行收益  $F_3$ 

火电机组的运行获利包括上网电量收益  $F_{\text{en},n}(t)$  与深度调峰的补偿收益  $F_{\text{deep},i,n}(t)$ , 运行成本包括燃料成本  $F_{\text{fuel},n}(t)$  与深度调峰损耗  $F_{\text{loss}}(t)$ 。

$$F_3 = \sum_{t \leq T} (F_{\text{en},n}(t) + F_{\text{deep},i,n}(t) - F_{\text{fuel},n}(t) - F_{\text{loss}}(t)) \quad (5)$$

①火电机组运行电量收益

$$F_{\text{en},n}(t) = \sum_{n=1}^N P_{G,n}(t) p_{\text{online}} \Delta t \quad (6)$$

式中:  $P_{G,n}(t)$  为  $t$  时段第  $n$  台火电机组出力;  $p_{\text{online}}$  为火电机组上网电价;  $N$  为火电机组台数。

②火电机组深度调峰分段补偿收益

$$F_{\text{deep},i,n}(t) = \sum_{i \in I} (\lambda_{i,\text{min},n} P_{G,n}(t) - P_{G,n}(t)) p_{\text{deep},i} \Delta t \quad (7)$$

式中:  $I$  为深度调峰区间集合;  $\lambda_{i,\text{min},n}$  为第  $n$  台深度调峰阶段  $i$  最大负荷率;  $P_{G,n}$  为第  $n$  台火电机组的

额定容量;  $p_{\text{deep},i}$  为阶段  $i$  深度调峰补偿单价。

③火电机组运行成本

常规调峰阶段, 机组运行成本主要为燃料成本

$$F_{\text{fuel},n}(t) = p_{\text{coal}} (a P_{G,n}^2(t) + b P_{G,n}(t) + c) \quad (8)$$

式中:  $p_{\text{coal}}$  为燃料价格;  $a$ 、 $b$ 、 $c$  为火电机组耗量特性函数的系数。为便于计算分析, 将二次函数式分段线性化为分段的一次函数进行表示。

④机组损耗成本

深度调峰阶段, 除了燃料成本外, 机组成本还包括损耗成本和投油成本, 即

$$F_{\text{loss}}(t) = F_{\text{loss},n}(t) + F_{\text{oil},n}(t) \quad (9)$$

其中损耗成本为

$$F_{\text{loss},n}(t) = L_{\text{oss}} \frac{C_{\text{th},n}}{2Z_{\text{th},n}(t)} \quad (10)$$

式中:  $L_{\text{oss}}$  为火电机组运行损耗系数;  $C_{\text{th},n}$  为火电机组的购买成本;  $Z_{\text{th},n}(t)$  为  $t$  时段第  $n$  台火电机组的转子致裂周次, 该值与机组出力有关, 即

$$Z_{\text{th},n}(t) = 0.005778 P_{G,n}^3(t) - 2.682 P_{G,n}^2(t) + 484.8 P_{G,n}(t) - 8411 \quad (11)$$

投油成本为

$$F_{\text{oil},n}(t) = p_{\text{oil}} O_n(t) \Delta t \quad (12)$$

式中:  $p_{\text{oil}}$  为油价;  $O_n(t)$  为  $t$  时段第  $n$  台火电机组的投油量。

(4) 外购电成本  $F_4$ 

$$F_4 = \sum_{t \in T} P_{\text{buy}}(t) p_{\text{time}}(t) \Delta t \quad (13)$$

式中,  $P_{\text{buy}}(t)$  为区域电网与主网连接线传输功率。

2) 约束条件

(1) 功率平衡约束

$$\sum_{n=1}^N P_{G,n}(t) + P_W(t) + P_B(t) + P_{\text{buy}}(t) = P_L(t) \quad (14)$$

式中:  $P_L(t)$  为  $t$  时段的负荷功率;  $P_B(t)$  为  $t$  时段的储能充放电功率;  $P_{\text{buy}}(t)$  为外购电功率。

(2) 储能系统约束

①功率约束

由于储能同一时段只能有一种状态, 引入二进制变量对其充放电状态进行约束, 即

$$\begin{cases} 0 \leq P_{B,cha}(t) \leq U_{cha}(t)P_{B,cha,max} \\ 0 \leq P_{B,dis}(t) \leq U_{dis}(t)P_{B,dis,max} \\ U_{cha}(t) + U_{dis}(t) = 1 \end{cases} \quad (15)$$

式中： $U_{cha}(t)$ 、 $U_{dis}(t)$ 均为0-1变量， $U_{cha}(t)$ 取值为1代表储能处于充电状态， $U_{dis}(t)$ 取值为1代表储能处于放电状态； $P_{B,cha,max}$ 、 $P_{B,dis,max}$ 为储能充、放电的最大功率。

### ②荷电状态约束

将储能的剩余能量定义为荷电状态 (state of charge, SOC), 其数值为储能剩余容量和额定容量的比值。充放电时要考虑剩余电量, 则荷电状态约束为

$$SOC(t) = \frac{E_B(t)}{E_{BN}} \times 100\% \quad (16)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (17)$$

式中： $SOC(t)$ 为 $t$ 时段储能荷电状态； $E_B(t)$ 为 $t$ 时段储能剩余储存能量； $E_{BN}$ 为储能额定容量； $SOC_{min}$ 、 $SOC_{max}$ 为荷电状态最小值、最大值。

### ③储能系统SOC与充放电功率的关系

$$SOC(t+1) = SOC(t) + \frac{\left( P_{B,cha}(t)\eta_c - \frac{P_{B,dis}(t)}{\eta_d} \right) \Delta t}{E_{BN}} \quad (18)$$

式中， $\eta_c$ 、 $\eta_d$ 分别为储能充、放电效率。

### ④末状态约束

$$SOC(T) = SOC(1) \quad (19)$$

式中， $SOC(T)$ 、 $SOC(1)$ 为决策范围内电化学储能初始和末尾时段的荷电状态。

### (3) 可再生能源的出力约束

$$0 \leq P_W(t) \leq P_{W,max} \quad (20)$$

式中， $P_{W,max}$ 为可再生能源的出力上限。

### (4) 连接线路的传输约束

$$0 \leq P_{buy}(t) \leq P_{buy,max} \quad (21)$$

式中， $P_{buy,max}$ 为与主网联络线交互功率上限。

## 2.2 日内优化

而随着时间的不断推进, 对可再生能源与负荷的预测准确性也不断提高, 为了适应负荷与可再生能源发电的不确定性, 需要各电源参与调频服务, 以保证电网的平稳运行, 日内优化取15min为时间间隔, 以日前优化中确定储能系统日前充放电计划与调峰机组的运行状况为基础进行。

储能电站参与调频辅助服务市场的收益分为两部分, 即备用收益与里程收益。备用容量是指储能功率介于最大充、放电功率之间时具有的上、下可调动裕量, 如图2所示, 某时段储能参与调峰辅助服务的运行出力为 $P_1$ , 此时储能仍可以向上调节 $P_{2c}$ , 向下调节 $P_{2d}$ 参与调频辅助服务市场。对于里程收益, 目前或使用实际运行数据, 或采用历史数据确定其余备用容量的比例, 这里通过参与调频运行电量进行计算。储能系统同时参与调频服务与能量市场, 以充分调动储能的调节能力, 提高储能系统运行收益。

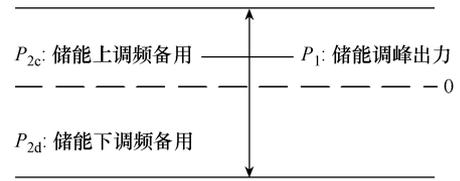


图2 调频备用容量

### 1) 目标函数

以日内运行收益最高为目标, 目标函数为

$$\max F_f = F_{Gf,n} + F_{Bf} \quad (22)$$

式中： $F_f$ 为日内运行总效益； $F_{Gf,n}$ 为调频机组参与调频运行效益； $F_{Bf}$ 为储能系统参与调频服务与能量市场的运行效益。

#### (1) 储能电站运行收益 $F_{Bf}$

$$F_{Bf} = \sum_{t \leq T} \left[ P_{Bf,r}(t) p_{fr} + (P_{Bfx}(t) + P_{Bfs}(t)) p_{fl} \right] + P_{Bfx}(t) p_{time}(t) - P_{Bfs}(t) p_{time}(t) - P_{B,cost} \quad (23)$$

式中： $P_{Bf,r}(t)$ 为 $t$ 时段储能系统参与调频备用的充放电功率； $P_{Bfs}(t)$ 、 $P_{Bfx}(t)$ 为 $t$ 时段储能系统调频过程中充、放电功率； $p_{fr}$ 为调频容量补偿价格； $p_{fl}$ 为调频里程补偿价格。运维成本与前文一致。

#### (2) 调频机组运行收益 $F_{Gf,n}$

$$F_{Gf,n} = \sum_{t \leq T} F_{en,n}(t) + F_{f,n}(t) - F_{fuel,n}(t) \quad (24)$$

##### ①火电机组运行电量收益

调频过程中运行电量可增可减, 电量收益 $F_{en,n}(t)$ 见式(6)。

##### ②火电机组调频收益

$$F_{f,n} = P_{G,nr} p_{fr} + P_{G,nl} p_{fl} \quad (25)$$

式中： $P_{G,nr}$ 调频火电机组备用容量； $P_{G,nl}$ 调频火电机组调频里程。

③第  $n$  台火电机组运行成本  
主要为燃料成本, 见式 (8)。

## 2) 约束条件

### (1) 功率平衡约束

电化学储能系统参与调峰的常规机组出力、储能出力、可再生能源及负荷功率之间的功率平衡。

$$\sum_{n=1}^N P_{Gf,n}(t) + P_{Bfx}(t) + P_{Bfs}(t) = \Delta P_L(t) + \Delta P_W(t) \quad (26)$$

式中:  $\Delta P_L(t)$  为  $t$  时段的负荷的预测误差;  $\Delta P_W(t)$  为  $t$  时段的风电的预测误差。

### (2) 储能系统约束

储能系统的约束与日前优化目标中的储能约束相同, 这里不再赘述, 具体如式 (15) ~ 式 (19) 所示。

## 2.3 模型求解

上述模型中存在 0-1 变量与整数变量相乘, 或分段函数等非线性部分, 通过文献[19]中的线性化方式将其线性化处理后, 利用商业优化软件 CPLEX 与 YALMIP 求解工具箱在 Matlab 中编程求解。

## 3 算例分析

### 3.1 算例参数

本文以某虚拟区域电网为例进行计算, 区域电网中包括储能电站、燃煤火电机组、可再生能源发电厂与负荷。由于电厂侧储能的部分收益归算到火电机组侧, 无法明确计算储能的收益, 本文储能设置为电网侧的独立储能装置。本文负荷上限为 200MW·h, 风电机组的最大发电量为 40MW·h, 火电机组的最大出力为 100MW·h, 储能系统参数和火电机组参数分别见表 1 和表 2。典型日负荷、风电出力日前预测曲线如图 3 所示。日内预测误差主要为可再生能源与负荷的不确定性影响所致, 本文通过在日前预测曲线叠加正态分布的白噪声模拟预测误差。

表 1 储能系统参数

参数	数值
额定功率/MW	10
额定容量/MW·h	40
最大充/放电功率/MW	10/10
SOC 最大值/最小值	0.9/0.15
充/放电效率/%	92
初始容量/MW·h	20
运行损耗/[元/(MW·h)]	120

表 2 火电机组参数

参数	数值
机组额定功率/MW	100
火电机组最大/小出力/MW	100/20
火电机组爬坡功率上/下限/MW	20
煤炭价格/(元/t)	685
耗油量/(t/h)	4.8
油价/(元/t)	6 130
上网电价/[元/(MW·h)]	375
火电机组运行损耗系数(不投油)	1.2
火电机组运行损耗系数(投油)	1.5
火电机组的购买成本/(万元/MW)	346.4

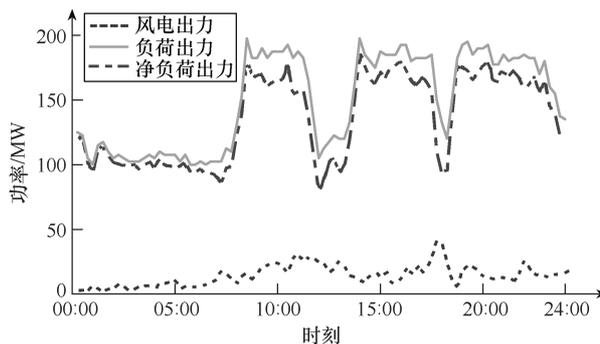


图 3 典型日负荷、风电出力日前预测曲线

储能电站设定不同的工作模式, 在深充深放模式下, 在调峰交易的初始阶段, 储能处于最小荷电状态, 在交易周期内, 储能进行单次充电, 当储能系统处于最大荷电状态时停止充电。在浅充浅放模式下, 储能每个交易日的初始运行荷电状态要求其 SOC 在 0.5 左右波动。

火电机组在正常调峰范围之外, 采用分层报价确定其深度调峰补偿, 以机组有偿调峰基准负荷率为起点, 采用下调容量比例形式报价。以下调机组 5% 的额定容量比例作为一个报价区间, 随调峰深度增加依次递增报价, 而深度调峰到达一定程度需要进行投油。设置火电机组有偿调峰补偿基准负荷率为 60%, 投油调峰的负荷率为 45%。有偿调峰补偿价格见表 3。

表 3 有偿调峰补偿价格表

下调容量比例	申报价格/[元/(MW·h)]
(0%, 5%]	100
(5%, 10%]	200
(10%, 15%)	400
(15%, 20%]	500
20%及以上	600

针对调频过程, 调频里程与调频容量的报价分别取 12 元/(MW·h)、960 元/MW/月进行计算。

研究对象所在区域售电分时电价见表 4。

表 4 售电分时电价

时段	价格/[元/(kW·h)]
谷时段	23:00~次日 7:00 0.303 434
平时段	7:00~8:30; 11:30~14:30 17:30~19:00; 21:00~23:00 0.579 7
峰时段	8:30~11:30; 14:30~17:30 19:00~21:00 0.855 966

### 3.2 算例分析

#### 1) 不同运行模式对比

储能可在区域电网中以不同运行目标运行的收益不同, 见表 5。

表 5 不同运行目标收益计算

储能运行目标	收益计算
调峰辅助服务	峰谷电价收入
调频辅助服务	容量收入+里程收入
能量市场	峰谷电价收入
多目标运行	以上全部

为了体现储能系统不同运行目标所带来的经济效益的差异, 设置对比场景进行分析: ①场景 1, 储能电站仅参与能量市场; ②场景 2, 储能电站参与调峰服务、能量市场; ③场景 3, 储能电站参与调频服务、能量市场; ④场景 4, 储能电站参与调频服务、调峰服务、能量市场多目标的角度出发, 优化储能运行。

对比不同的储能运行模式对运行效益、储能利用效率的影响, 分析储能参与运行的效益。上述不同场景中, 储能的收益计算方式并不相同, 计算储能电站参与不同运行目标收益见表 6。

表 6 场景 1、场景 2、场景 3、场景 4 优化结果

场景	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
总收益/万元	106.13	105.85	90.44	106.71
调峰机组收益/万元	27.67	27.65	18.67	27.65
调频机组收益/万元	29.78	29.32	28.58	29.29
可再生能源收益/万元	20.90	20.76	20.30	20.76
外购电收益/万元	27.83	27.83	19.28	21.52
储能收益/万元	-0.04	0.30	2.66	0.19
储能电量/(MW·h)	129.23	118.14	66.00	93.59

从系统运行的角度出发, 由场景 1 与场景 2、场景 3、场景 4 的对比看出, 储能在能量市场的基

础上, 参与调峰辅助服务市场或调频辅助服务市场时, 其运行总收益均有一定的下降 (-0.28 万元、-15.69 万元), 储能以多目标运行时, 系统总的运行收益增加 (+0.58 万元), 表明考虑多目标运行的优化方式有利于提升系统运行效益; 外购电的收益中场景 4 略大于场景 3, 处于较低的水平, 表明考虑多目标运行的优化方式有利于降低联络线路的传输功率; 可再生能源收益方面, 场景 4 大于场景 3, 多目标运行可适度提升可再生能源的消纳。综合考虑, 储能以多目标运行是更优的选择。

从储能自身的角度出发, 场景 3 的运行电量最小, 场景 1、场景 2 至场景 4 中运行电量逐步降低, 场景 4 中的储能运行电量较小, 表明同时参与多个不同运行目标的情况下, 有效降低运行电量, 提升运行效率; 而场景 3 中储能运行电量较低, 加上从成本收益中看出, 储能参与调频有额外的补偿, 场景 3 中储能的运行效益远大于其他场景, 就目前而言, 储能参与调频自身获利最大。

综合来看, 储能系统参与不同的市场交易模式带来的运行收益不同, 而储能系统以联合市场交易模式参与运行, 可充分利用不同市场之间时间差异性, 充分调度储能电站的调节能力, 增加储能电站参与不同市场的运行量, 提升储能电站的利用率, 为系统稳定运行提供优质服务, 同时降低联络线传输功率, 提升可再生能源的消纳量, 增加系统运行的经济性与稳定性。

#### 2) 储能不同运行状态对比

目前, 储能系统参与调频辅助服务市场有补偿机制, 推动储能系统参与调频市场。储能参与调峰辅助服务市场时, 系统总运行成本也有下降, 也应给予相应补偿, 以激励储能参与调峰辅助服务市场。本文增加储能参与辅助服务补偿以促进储能参与调峰服务, 分析储能调峰补偿对于储能运行优化的影响, 统一采取 500 元/(MW·h)时的补偿价格。并考虑储能系统不同的运行状态, 增设 3 个场景, 分析储能调峰补偿、状态改变对储能运行的影响。

场景 5 为在储能多目标优化的基础上, 考虑储能调峰补偿进行系统优化。

场景 6 中进一步对储能进行限制, 令储能在浅充浅放的状态下运行, 第一阶段充放电深度 50%~75%, 第二阶段充放电深度 50%~75%。

场景 7 为电池储能电站深充深放运行状态, 第一阶段充放电深度 75%~90%, 第二阶段充放电深度 50%~75%。不同场景优化结果见表 7。

表7 场景4、场景5、场景6、场景7优化结果

场景	场景4	场景5	场景6	场景7
总收益/万元	106.71	108.81	108.11	108.83
调峰机组收益/万元	27.65	27.56	27.55	27.55
调频机组收益/万元	29.29	30.29	30.29	30.29
可再生能源收益/万元	20.76	20.63	20.77	20.63
外购电收益/万元	21.52	27.83	26.82	27.83
储能收益/万元	0.19	2.51	1.67	2.52
储能电量/(MW·h)	93.59	118.14	101.03	102.97

对比场景4、场景5可以看出,在储能调峰补偿显著增加系统运行收益,刺激储能参与调峰过程,储能运行电量提升,同时其运行收益显著增加;对比场景6和场景7,场景7储能以深充深放的运行模式运行,会导致运行电量的小幅度上升(1.92%),增加储能运行成本,但储能运行收益增长约50%,反而场景6中储能电站以浅充浅放的状态运行导致经济性下降,表明深充深放的运行模式经济性更好。

综上所述,增加储能调峰补偿后,可以提升储能参与调峰的积极性,而深充深放的模式在提升储能利用率的同时,增加区域电网运行效益,可以参照火电机组深度调峰梯级补偿政策,制定储能参与调峰梯级补偿措施,充分发挥储能运行的特性,提升区域电网运行经济性与稳定性。

## 4 结论

由于储能系统具有响应速度快、调节范围广等优点,其已经成为电力系统中不可缺失的一部分,而目前储能系统运行方式单一,并未发挥储能系统运行全部潜力。本文考虑储能电站同时参与调峰服务、调频服务、能量市场联合市场交易,从日前日内两个时间尺度构建含储能区域电网优化模型,并通过算例分析证明所提方案有效性,得到以下结论:

1) 联合市场交易模式是储能系统未来的发展趋势,本文所提的储能系统同时参与调峰服务、调频服务与能量市场的运行模式,可以提升储能电站的利用率,并增加区域电网的运行效益。

2) 目前储能参与调频辅助服务收益较高,导致储能更偏向于调频辅助服务,需建立调峰服务补偿机制,促进储能电站参与调峰服务,更充分地发挥储能电站参与辅助服务市场的潜力。

3) 储能电站深充深放的运行状态,更有利于区域电网的经济性。可参考火电机组深度调峰补偿,

构建储能电站调峰梯级补偿机制,进一步提升储能电站容量的利用率。

## 参考文献

- [1] 颜宁,潘霄,张明理,等.基于复合储能的多互联微电网日内调度研究[J].电工技术学报,2018,33(增刊2):577-585.
- [2] 胡泽春,罗浩成.大规模可再生能源接入背景下自动发电控制研究现状与展望[J].电力系统自动化,2018,42(8):1-15.
- [3] 郭国伟,刘鹏祥,徐欣慰,等.含可再生能源的配网中储能容量优化配置方法及软件设计[J].电气技术,2020,21(4):56-60.
- [4] 杨建林,黄一超,费斐,等.不同商业运营模式下储能技术经济效益分析研究[J].电气技术,2018,19(3):80-84.
- [5] 陈浩,贾燕冰,郑晋,等.规模化储能调频辅助服务市场机制及调度策略研究[J].电网技术,2019,43(10):3606-3615.
- [6] 丁逸行,徐青山,吕亚娟,等.考虑需量管理的用户侧储能优化配置[J].电网技术,2019,43(4):1179-1186.
- [7] MAHMUD K, MORSALIN S, KAFLE Y R, et al. Improved peak shaving in grid-connected domestic power systems combining photovoltaic generation, battery storage, and V2G-capable electric vehicle[C]// IEEE International Conference on Power System Technology, 2016.
- [8] 刘国静,韩学山,王尚,等.基于强化学习方法的风储合作决策[J].电网技术,2016,40(9):2729-2736.
- [9] 伍俊,鲁宗相,乔颖,等.考虑储能动态充放电效率特性的风储电站运行优化[J].电力系统自动化,2018,42(11):41-47,101.
- [10] KHAZALI A, KALANTAR M. Optimal dispatch of responsive loads and generic energy storage units in a co-optimized energy and reserve market for smart power systems[J]. Electric Machines & Power Systems, 2016, 44(20): 2285-2297.
- [11] KUNC L U, CONSTANTINESCU E M. Flexible operation of batteries in power system scheduling with renewable energy[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 685-696.
- [12] 姜欣,郑雪媛,胡国宝,等.市场机制下面向电网的储能系统优化配置[J].电工技术学报,2019,34(21):4601-4610.

(下转第77页)