

基于全景理论的分散式储能系统集群优化调度策略

王剑波¹, 李建林², 周喜超³, 米 阳¹

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 储能技术工程研究中心(北方工业大学), 北京 100144;
3. 国网综合能源服务集团有限公司, 北京 100050)

摘 要: 针对如何将“供有余力”的“小、散”分散式储能聚合形成“大、协同”的需求响应资源问题, 基于分散式储能间运行状态时序特征的关系研究, 提出一种基于全景理论的分散式储能集群优化调度策略。首先, 考虑不同应用场景下分散式储能间的互补性, 建立了储能系统响应能力互补模型, 定义了全景理论对应参数, 利用全景理论的能量函数将分散式储能进行分组聚合。然后, 在确定分散户储能聚合的基础上, 建立了分散式储能调用成本优化模型, 对聚合前后储能的调用成本的结果进行对比分析。案例分析表明, 所提的储能聚合管理方法具备可行性和经济性, 为多储能聚合运行提供了一种新思路。

关键词: 全景理论; 分散式储能; 聚合管理; 优化调度; 需求响应

Optimal Scheduling Strategy of Decentralized Energy Storage System Based on Panoramic Theory

WANG Jianbo¹, LI Jianlin², ZHOU Xichao³, MI Yang¹

(1. College of Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;
2. Energy Storage Technology Engineering Research Center, North China University of Technology, Beijing 100144, China;
3. State Grid Integrated Energy Service Group Co., Ltd., Beijing 100050, China)

Abstract: Due to the fact that the distributed energy storage (DES) application scenarios are diverse and the potential of energy storage can not be fully utilized under the established strategy, based on the relationship between the sequence characteristics of the operating state of DES, a strategy for DES based on panoramic theory is proposed. First, the complementarity between decentralized energy storage in different application scenarios was taken into consideration, so that a complementary model of energy storage system response capacity was established; moreover, corresponding parameters of the panoramic theory were defined, and the distributed energy storage was grouped and aggregated using the energy function of the panoramic theory. Based on the determination of decentralized household energy storage aggregation, a decentralized energy storage transfer cost optimization model was established, and the results of energy storage transfer cost before and after polymerization were compared and analyzed. The case analysis shows that the proposed energy storage aggregation management method is feasible and economical, and provides a new idea for the operation of multiple energy storage aggregation.

Key words: landscape theory; DES; aggregation management; optimize scheduling; demand response

0 引言

储能规模化应用是国家战略, 备受国家各部委高度重视, 储能的战略地位提到了空前高度^[1]。截止目前, 我国累计储能装机容量 1.7 GW 左右, 其中, 尤以江苏电网的储能最具有代表性^[2]。从用户侧的应用来看, 储能电站的建设、投运, 往往是用

户自发行为, 装机规模、布点位置均是业主按自身需求而定^[3-4]。这样, 势必会出现场景多元、点数众多的储能资源碎片化、分散式存在, 按各自既定控制策略独立运行的态势。聚合使得分散式资源间的合作成为可能, 储能资源的聚合管理可以较好的实现“闲余”资源的经济效益。

目前, 国内外学者针对储能资源的聚合管理做了如下研究。主要包括以下几个方面: 有文献^[5]基于负荷聚合商, 采用需求侧报价形式参与电网调度运行, 可为中小负荷提供参与市场调节的机会。有

基金资助项目: 国家自然科学基金(51777197); 国家电网有限公司科技项目(5278991900ML).
Project supported by National Natural Science Foundation of China (51777197), Science and Technology Project of SGCC (5278991900ML).

学者将需求响应资源作为虚拟机组, 研究需求响应参与的机组组合优化^[6-10]。其中, 文献[6]考虑居民需求, 基于电力市场的激励机制提出一种分层优化方法; 文献[8]考虑了电网运行风险, 提出一种发用电一体化调度方法; 文献[9]综合考虑供应侧资源与需求侧资源的最优组合, 提出一种可促进电力系统碳减排的新型机组组合模型。在负荷响应建模^[11-13]、负荷曲线聚类^[14-16]挖掘方面, 文献[11]在峰谷分时电价的背景下, 基于用户响应特性需求的研究, 提出一种用户响应行为的实时仿真流程; 文献[13]建立了一种计及激励型需求响应的微网可靠性评估方法; 文献[14]基于资源聚合商模式, 建立了分布式电源、储能与柔性负荷联合调度模型。控制策略方面^[17-19], 文献[17]在包含风、光、储能电站与电动汽车的微网中, 基于铅炭电池的全寿命周期, 提出一种双电池的充放电控制策略; 文献[18]商业园区储能电站为对象, 针对现有控制策略单一的问题, 提出一种多目标运行控制策略。在聚类评估方法方面, 有研究者基于统计学^[20-21]对广义储能资源的聚合潜力进行探讨。文献[20]基于层次分析法, 通过功率响应能力、容量响应能力、有效汇聚时间等指标研究了储能资源汇聚潜力进行评估。文献[21]构建了多用户负荷群的需求响应资源聚合模型, 开展了分散式多时间尺度需求响应资源的调控策略研究。上述文献大都是在确定的协作模式下进行需求响应资源的优化管理, 未考虑需求响应资源的聚合模式。

文章将聚合的全景理论应用于分散式储能聚合管理当中, 基于分散式储能系统的运行状态和调用经济性, 考虑调度周期内储能资源参与需求响应的最优聚合方式, 提出一种基于全景理论的分散式储能集群优化调度策略。案例分析表明, 所提方法具备可行性的同时能够提高储能资源的经济效益。

1 理论机框及基础

1.1 全景理论基础

电化学储能涉及发电侧、电网侧和用户侧, 涵盖不间断供电(uninterruptible power system, UPS)、新能源发电厂、通信基站、分散式户用储能以及汽车动力电池等应用场景。聚合是将系统中的分散存在的储能资源按照一定的规则组合在一起, 可以实现不同应用场景下“闲余”资源的聚合管理, 同时也解决了储能资源分散布置、难以集中调度弊端。全景理论作为一种聚合方法, 以系统能量函数减小

为基础, 通过不断的移动换组可以预测出资源聚合的最佳情况。

全景理论适用于含有 C 个分散式储能个体的系统, 每个个体有一个规模参数, 代表该个体在系统中的重要度, 规模参数可以由多种因素联合计算得出, 因素的选取按照不同的应用情况来决定。系统中任意两个个体间有一个匹配度参数 p_{ef} , 表示两个个体间的匹配程度, 这个数值越高说明两则汇聚在一起联合运行的潜力越大; 反之, 匹配度越小说明两者不适合汇聚在一起。通过匹配度的计算后将个体分成若干组, 然后依据分组的情况就确定了任意两个分散式个体间的距离 $d_{ef}(X)$ 。当两个成员 e 、 f 在同组时, $d_{ef}(X)$ 为 0, 反之, $d_{ef}(X)$ 为 1。建立损耗度计算式

$$F_e(X) = \sum_{f=1}^C s_f p_{ef} d_{ef}(X) \quad (1)$$

式中: X 表示分组情况; s_f 表示第 f 个个体的规模参数; p_{ef} 表示个体 e 与 f 间的匹配度; d_{ef} 表示个体 e 与 f 之间的距离。上述模型的物理意义: 当匹配度较大的两个个体不在同一组时, 会增大分组的损耗度; 反之, 会减少分组的损耗度。

由此可以定义系统能量模型

$$E(X) = \sum_{e=1}^C s_e F_e(X) \quad (2)$$

联合上述两式就可以得 X 分组情况下的系统能量

$$E(X) = \sum_{e=1}^C \sum_{f=1}^C s_e s_f p_{ef} d_{ef}(X) \quad (3)$$

上式表明, 系统能量由个体的规模参数、联合运行的匹配度和个体间的距离决定。当两个匹配度大的个体在同一分组而两个匹配度小的个体不在同一分组时, 系统的能量越低, 所以系统能量达到最小值时即为最佳分组情况。

1.2 基于全景理论的集群控制框架

对局域配电网内的多点布局的分散式储能系统开集群协调控制首先要开展分散式储能系统的分区理论研究, 将含有大量分散式储能系统的局域电网视为一个复杂网络, 针对分散式储能系统分区基于常规聚类理论基础且没有最优区域数目的先决条件, 采用全景理论, 建立考虑分散式储能设备的运行状态、既定运行策略、经济性等因素的匹配度模型, 将匹配度高的储能系统聚合划分为一个子区域, 分区后, 各分区可独立、并行进行控制调节。

基于 MAS 系统构建分散式储能系统的集群控

制框架如图 1 所示。框架分为设备层、设备汇聚层和调度层，基于全景理论得到储能设备群，每个设备群设有一个分散式储能汇聚代理商(distributed energy storage agent, DESA)。设备层的 DESA 实时采集各设备运行状态、荷电状态等信息上报给汇聚层的 DESA，汇聚层 DESA 依据上报的信息计算出储能单元的响应级别，然后上报给调度层。调度层根据电网的时序储能需求和经济性目标制定相应的调度计划。文章的研究重点为设备层多个分散式储能的协调出力。

2 全景理论在储能聚合管理中的应用

2.1 规模参数映射

要将全景理论应用到分散式储能，第 1 步就是将全景理论中的几个参数映射到分散式储能。分散式储能作为系统的个体。 s_i 表示设备层中第 i 个 DESA 所辖的储能规模参数，由该 DESA 中储能资源的额定容量总和决定，总和越大表示出力的可调节范围也越大，较其他储能聚合体的调节能力越强。

$$s_i = \sum_{j=1}^M E_{ij_rate} \quad (4)$$

式中： $i=1, 2, \dots, N$ ， N 表示设备层 DESA 的个数； E_{ij_rate} 表示设备层中第 i 个 DESA 第 j 个储能单元的额定容量； M 为 DESA 中储能系统的个数。

2.2 匹配度映射

文章通过储能系统的运行状态建立运行状态互补度模型筛选出具备双向需求响应能力的组合，同时考虑到储能系统聚合后具备可削减成本，建立经济性互补度模型，定义如下：

考虑储能系统不同时段运行状态，假设 $G_a=(2, 1, 0, -1, -2, \dots, q, \dots)$ ， $G_b=(2, 1, 0, -1, -2, \dots, r, \dots)$ 表示在储能既定策略下，两个分散式储能系统某一调度区间内的运行状态，不同的数字表示储能所处的运行状态不同。其中 -2、-1、0、1、2 分别表示储能系统在既定运行策略的基础上处于满功率充电状态、充电状态、不动作状态、放电状态和满功率放电状态。对于 $q \in G_a$ ， $r \in G_b$ ， q 、 r 分别表示 a、b 系统某一时段的运行状态，定义 g_{ab} 为 a、b 系统在该调度时段内的运行状态匹配度

$$g_{ab} = \sum_{q \in G_a, r \in G_b} g_q(r) \quad (5)$$

式中 $g_q(r)$ 是表示某一时段运行状态 q 与 r 之间的匹配度模型。

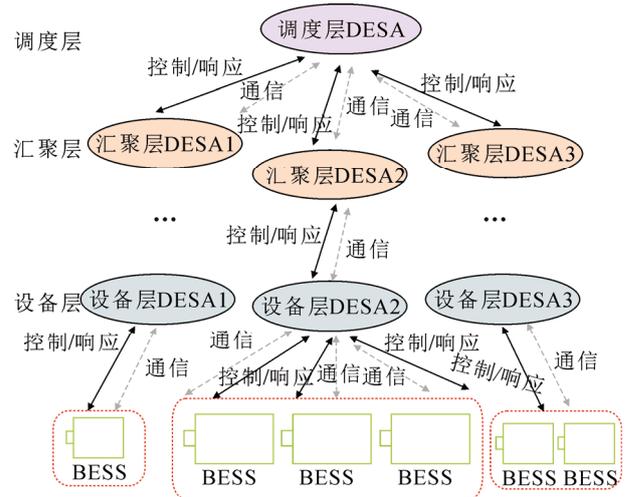


图 1 集群控制框架

Fig.1 Control framework

$$g_q(r) = \begin{cases} -1, & r = q \\ +1, & r \neq q \end{cases} \quad (6)$$

式(6)表示：当两个储能资源的运行状态不同时，依据与工作状态的差异性，来决定两者是否适合汇聚在一起。若适合汇聚在一起，则体现了两者的互补性，有 $g_q(r) > 0$ ；反之则体现两者不适合汇聚在一起，有 $g_q(r) < 0$ 。在算例分析部分，考虑了光储联合运行、风储联合运行以及火储联合调频等场景下的储能资源，因此 $g_q(r)$ 的模型将会复杂一些，具体将会在算例分析部分种进一步说明。

考虑不同储能系统的调用成本，假设 $P_a=(P_{a1}, P_{a2}, \dots, P_{am}, \dots)$ 、 $P_b=(P_{b1}, P_{b2}, \dots, P_{bn}, \dots)$ 以及 $P_{ca}=(P_{ca1}, P_{ca2}, \dots, P_{cam}, \dots)$ 、 $P_{cb}=(P_{cb1}, P_{cb2}, \dots, P_{cbn}, \dots)$ 分别表示 a、b 储能系统在调度周期内独立运行时储能出力结果集合 P_a 、 P_b 和剩余功率集合 P_{ca} 、 P_{cb} ，其中， P_a 、 P_b 大于零表示系统处于放电状态，小于零表示系统处于充电状态，等于零表示不动作状态。对于 P_{am} 、 P_{cam} 属于 P_a 、 P_{ca} ， P_{bn} 、 P_{cbn} 属于 P_b 、 P_{cb} ，定义 J_{ab} 为 a、b 系统在该调度周期内的经济性匹配度

$$J_{ab} = \sum J_m(n) \quad (7)$$

式中 $J_m(n)$ 为 a 系统 m 时段与 b 系统 n 时段的经济互补性参数。。

设 a 系统的单位调用成本小于 b 系统的单位调用成本，制定如下约束规则：

当 $P_{cam} > 0$ 、 $P_{cbn} > 0$ 时，此时 a、b 系统处于放电状态且两者未达到最大放电功率，可让调度成本较低的 a 系统多出力，这样就可以降低 b 系统调度成

本, 从而削减聚合体总的调度成本, 具体由式(8)确定 a、b 系统聚合后可以削减的运行成本。

$$J_m(n) = (p_{riceb} - p_{ricea}) \min(P_{cam}, P_{cbn}) \quad (8)$$

当 $P_{cam} > 0$ 、 $P_{cbn} < 0$ 时, 由式(9)确定削减的运行成本。

$$J_m(n) = (p_{ricea} + p_{riceb}) \min(|P_{bn}|, P_{am}) \quad (9)$$

当 $P_{cam} > 0$ 、 $P_{cbn} = 0$ 时, 若 $P_{bn} > 0$, 由式(10)确定削减的运行成本; 若 $P_{bn} < 0$, 由式(11)确定削减的运行成本; 若 $P_{bn} = 0$, 由式(12)确定削减的运行成本。

$$J_m(n) = (p_{riceb} - p_{ricea}) \min(P_{cam}, |P_{bn}|) \quad (10)$$

$$J_m(n) = (p_{ricea} + p_{riceb}) \min(P_{am}, |P_{bn}|) \quad (11)$$

$$J_m(n) = 0 \quad (12)$$

当 $P_{cam} < 0$ 、 $P_{cbn} > 0$ 时, 由式(13)确定削减的运行成本。

$$J_m(n) = (p_{ricea} + p_{riceb}) \min(|P_{am}|, |P_{bn}|) \quad (13)$$

当 $P_{cam} < 0$ 、 $P_{cbn} < 0$ 时, 由式(14)确定削减的运行成本。

$$J_m(n) = (p_{riceb} - p_{ricea}) \min(|P_{cam}|, |P_{cbn}|) \quad (14)$$

当 $P_{cam} < 0$ 、 $P_{cbn} = 0$ 时, 若 $P_{bn} > 0$, 由式(15)确定削减的运行成本; 若 $P_{bn} < 0$, 由式(16)确定削减的运行成本。

当 $P_{cam} = 0$ 、 $P_{cbn} > 0$ 或 $P_{cam} = 0$ 、 $P_{cbn} < 0$ 或 $P_{cam} = 0$ 、 $P_{cbn} = 0$ 时, 由式(12)确定削减的运行成本。

$$J_m(n) = (p_{ricea} + p_{riceb}) \min(|P_{am}|, |P_{bn}|) \quad (15)$$

$$J_m(n) = (p_{riceb} - p_{ricea}) \min(|P_{cam}|, |P_{bn}|) \quad (16)$$

式中: P_{cam} 表示调度周期内储能系统 a 第 m 时段功率值与该时段最大响应功率的差值; P_{cbn} 表示调度周期内储能系统 b 第 n 时段功率值与该时段最大响应功率的差值; P_{am} 表示调度周期内储能系统 a 第 m 时段功率值; P_{bn} 表示调度周期内储能系统 b 第 n 时段功率值; p_{ricea} 、 p_{riceb} 分别表示 a、b 系统在调度周期内的单位调度成本。

各储能系统的运行状态匹配度和经济性匹配度共同决定了储能系统联合运行的匹配度 p_{ef} 。最后, 结合运行状态匹配度和经济性匹配度, 依据制定的规则(规则如附录 A 所示), 建立各分组之间的匹配度。通过上述的定义就可以利用全景理论能量函数来求解某一时段分散式储能的最佳聚合组合, 其程序流程如图 2 所示。

3 分散式储能优化调度模型

以设备层 DESA 收益最大为目标, 计及聚合资

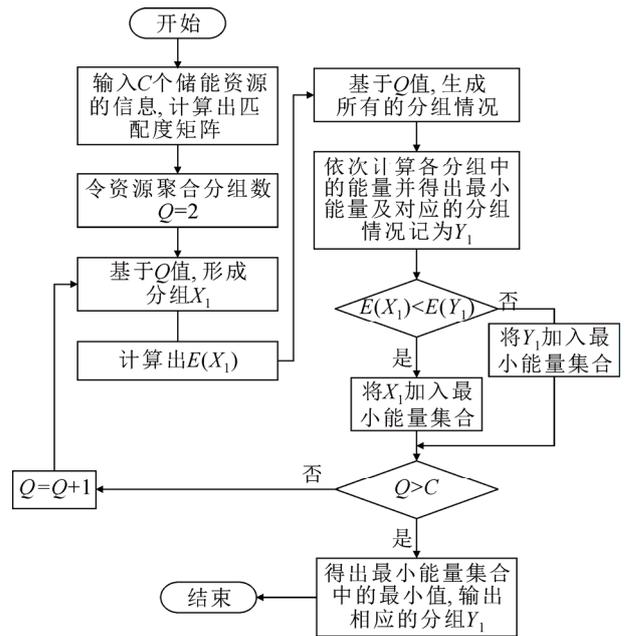


图 2 全景能量计算流程

Fig.2 Flow chart of the landscape theory

源的既定运行策略、调度容量、储能剩余电量等约束, 构建调用成本优化模型。

3.1 目标函数

将 24 h 划分为 1 440 个时间段, 以调度周期 T 内日收益最大为目标, 建立目标函数:

$$\max F = \sum_{t=t_0}^T (f_1(t) - f_2(t)) \quad (17)$$

$$\begin{cases} f_1(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M (f_3 - f_4) \\ f_2(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{b_ij}(t) k_2 \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} f_3 = P_{b_ij}(t) p_{rice}(t) \\ f_4 = (P_{ZL,i}(t) - P_{b_ij}(t)) k_1 \end{cases} \quad (19)$$

式中: F 表示收益目标; $f_1(t)$ 表示 t 时段分散式储能按照调度指令所获取的功率收益; $f_2(t)$ 表示 t 时段调度分散式储能系统的调用成本; f_3 为分散式储能按照调度指令的完成收益; f_4 为未完成调度指令的惩罚费用; $P_{b_ij}(t)$ 表示 t 时段设备层中第 i 个 DESA 第 j 个储能单元的功率响应, 当充电时有 $P_{b_ij}(t) < 0$, 放电时有 $P_{b_ij}(t) > 0$, $P_{ZL,i}$ 表示设备层中第 i 个 DESA 收到的调度指令; $p_{rice}(t)$ 表示 t 时段的电价, 用来表征已完成调度量的结算单价; k_1 表示未完成调度量的惩罚价格; k_2 表示调度该储能资源的成本价格; t_0 表示初始采样时间点。

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{ZL,i} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{b_ij}(t) \quad (20)$$

2) 储能出力约束

当功率指令为放电时有

$$0 \leq P_{b_ij} \leq P_{dis} \quad (21)$$

当功率指令为充电时有

$$P_{cha} \leq P_{b_ij} \leq 0 \quad (22)$$

式中: P_{dis} 表示放电功率; P_{cha} 表示充电功率。

考虑到储能系统荷电状态对于工作状态的影响, 依据储能系统荷电状态(如表 1 所示), 引入功率修正规则:

(1) 过放超限区。对储能既定策略的功率 P_{B_ij} 和再分配策略的功率 P_{b_ij} 进行判断, 放电为正, 充电为负。具体如下:

当 $P_{B_ij} > 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(23)所示; 当 $P_{B_ij} < 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(24)所示; 当 $P_{B_ij} = 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(25)所示。

$$P_{cha} = 0, P_{dis} = 0 \quad (23)$$

$$P_{cha} = -P_{max} - P_{B_ij}, P_{dis} = 0 \quad (24)$$

$$P_{cha} = -P_{max}, P_{dis} = 0 \quad (25)$$

(2) 过放警戒区。当 $P_{B_ij} > 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(26)所示; 当 $P_{B_ij} < 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(27)所示; 当 $P_{B_ij} = 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(28)所示。

$$P_{dis} = (P_{max} - P_{B_ij}) \cdot \frac{(S_{OC} - S_{OCmin})}{S_{OClow} - S_{OCmin}}, P_{cha} = 0 \quad (26)$$

$$P_{cha} = -P_{max} - P_{B_ij}, P_{dis} = 0 \quad (27)$$

$$\begin{cases} P_{dis} = P_{max} \cdot \frac{(S_{OC} - S_{OCmin})}{S_{OClow} - S_{OCmin}} \\ P_{cha} = -P_{max} \end{cases} \quad (28)$$

式中: P_{max} 表示最大充放电功率; S_{OC} 表示储能的荷电状态; S_{OCmin} 表示下限荷电状态; S_{OClow} 表示越下限警戒荷电状态。

(3) 正常工作区。当 $P_{B_ij} > 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(29)所示; 当 $P_{B_ij} < 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(30)所示; 当 $P_{B_ij} = 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(31)所示。

$$P_{cha} = 0, P_{dis} = P_{max} - P_{B_ij} \quad (29)$$

$$P_{cha} = -P_{max} - P_{B_ij}, P_{dis} = 0 \quad (30)$$

$$P_{cha} = -P_{max}, P_{dis} = P_{max} \quad (31)$$

表 1 储能装置运行状态工作区域分类

Table 1 State working area classification of energy storage

device		
荷电状态	工作区域	表征数值
$(S_{OCmax}, 1]$	过充上限区	1
$(S_{OChigh}, S_{OCmax}]$	过充警戒区	2
$(S_{OClow}, S_{OChigh}]$	正常工作区	3
$(S_{OCmin}, S_{OClow}]$	过放警戒区	4
$(S_{OClow}, 0]$	过放下限区	5

(4) 过充警戒区。当 $P_{B_ij} > 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(32)所示; 当 $P_{B_ij} < 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(33)所示; 当 $P_{B_ij} = 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(34)所示。

$$P_{cha} = 0, P_{dis} = P_{max} - P_{B_ij} \quad (32)$$

$$P_{cha} = (-P_{max} - P_{B_ij}) \cdot \frac{(S_{OCmax} - S_{OC})}{S_{OCmax} - S_{OChigh}}, P_{dis} = 0 \quad (33)$$

$$\begin{cases} P_{cha} = (-P_{max}) \cdot \frac{(S_{OCmax} - S_{OC})}{S_{OCmax} - S_{OChigh}} \\ P_{dis} = P_{max} \end{cases} \quad (34)$$

式中: S_{OChigh} 表示越上限警戒荷电状态; S_{OCmax} 表示上限荷电状态。

(5) 过充超限区。当 $P_{B_ij} > 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(35)所示; 当 $P_{B_ij} < 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(36)所示; 当 $P_{B_ij} = 0$ 时, P_{cha} 和 P_{dis} 约束如式(37)所示。

$$P_{cha} = 0, P_{dis} = P_{max} - P_{B_ij} \quad (35)$$

$$P_{cha} = 0, P_{dis} = 0 \quad (36)$$

$$P_{cha} = 0, P_{dis} = P_{max} \quad (37)$$

3) 荷电状态约束:

$$S_{OCij}(t) = S_{OCB_ij}(t_0) + \left(\sum_{t=t_0}^T P_{b_ij}(t) \Delta t \right) / E_{ij_rate} \quad (38)$$

$$S_{OCij_min} \leq S_{OCij}(t) \leq S_{OCij_max} \quad (39)$$

式中: $S_{OCB_ij}(t_0)$ 表示设备层中第 i 个 DESA 第 j 个储能单元 t_0 时段的荷电状态; $S_{OCij}(t)$ 表示设备层中第 i 个 DESA 第 j 个储能单元参与功率调度后的荷电状态; S_{OCij_min} 、 S_{OCij_max} 分别表示设备层中第 i 个 DESA 第 j 个储能单元的最小荷电状态和最大荷电状态。

4 案例验证

4.1 案例概况

针对上述控制策略在 Matlab 中进行仿真分析。设资源聚合区内储能系统配置参数及调度成本如表

2 所示, 其中 2 个光伏储能系统 PV₁、PV₂, 2 个风电储能系统 PW₁、PW₂, 1 个 1 MW 火电储能系统 TP 的 24 h 功率预测曲线分别如附录 A 图 A1、A2、A3 所示。图 3 为某地区典型的 24 h 电负荷、汽车负荷、光伏、风电曲线。

4.1.1 聚合分组

依据运行状态的规则, 建立 $g_q(r)$ 模型可以用一个 5×5 的矩阵 G 表示为

$$G = \begin{bmatrix} -1 & -1 & -1 & 10 & 10 \\ -1 & -1 & -1 & 10 & 10 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 \\ 10 & 10 & -1 & -1 & -1 \\ 10 & 10 & -1 & -1 & -1 \end{bmatrix} \quad (40)$$

式中: G 的行数和列数依次对应满功率充电状态、充电状态、不动作状态、放电状态和满功率放电状态。 G_{11} 表示两个满功率充电的系统聚合, 两者聚合后不具备功率响应能力, 聚合的积极性弱, 表现为 $G_{11}=-1$; G_{12} 表示两者聚合后仅具备单向的功率响应能力, 聚合的积极性较弱, 表现为 $G_{12}=-1$; G_{13} 表示满功率运行状态的系统和不动作的系统聚合后, 此时两者聚合后相当于只有一个系统动作, 不具备响应意义, 所以 $G_{13}=-1$; G_{14} 和 G_{15} 表示充电状态的系统和放电状态的系统聚合后具备双向的功率响应能力, 聚合的积极性较强, 表现为 $G_{14}=10$ 。通过这样的设置方式来体现不同运行状态之间互补性的强弱。结合上述模型, 选取时段 600—620 为例, 可以得出 PV₁、PV₂、PW₁、PW₂ 和 TP 等 5 种应用场景下储能系统之间的运行状态匹配度矩阵 g 和经济性匹配度矩阵 J 。

$$g = \begin{bmatrix} 0 & -20 & 13 & -20 & -20 \\ -20 & 0 & 2 & -20 & -20 \\ 13 & 2 & 0 & -20 & -20 \\ -20 & -20 & -20 & 0 & -20 \\ -20 & -20 & -20 & -20 & 0 \end{bmatrix} \quad (41)$$

$$J = \begin{bmatrix} 0 & 2.7975 & 15.8099 & 3.143 & 2.5905 \\ 2.7975 & 0 & 22.4039 & 1.5 & 0.3362 \\ 15.8099 & 22.4039 & 0 & 0 & 0 \\ 3.143 & 1.5 & 0 & 0 & 1.8504 \\ 2.5905 & 0.3362 & 0 & 1.8504 & 0 \end{bmatrix} \quad (42)$$

从运行状态互补度矩阵可以看出 $g_{13}=13$, $g_{23}=2$, 说明 PV₁ 场景下和 PW₁ 场景、PV₂ 场景下和 PW₁ 场景的储能系统聚合后, 分别存在 3 个时段和 2 个时段具备双向需求响应能力, 形成初始匹配度矩阵如式(43)所示, 再依据经济性互补度矩阵(如式(44))中各储能系统聚合后可以削减的运行成本的相

表 2 资源配置参数

Table 2 Resource configuration parameters

资源场景	规模	k_1 /(元·kWh ⁻¹)	k_2 /(元·kWh ⁻¹)
PV ₁	200 kW+40 kW/60 kWh	1.6	0.62
PV ₂	200 kW+45 kW/60 kWh	1.6	0.45
PW ₁	600 kW+45 kW/45 kWh	1.6	0.68
PW ₂	600 kW+45 kW/45 kWh	1.6	0.55
TP	1 MW+20 kW/40 kWh	1.6	0.375

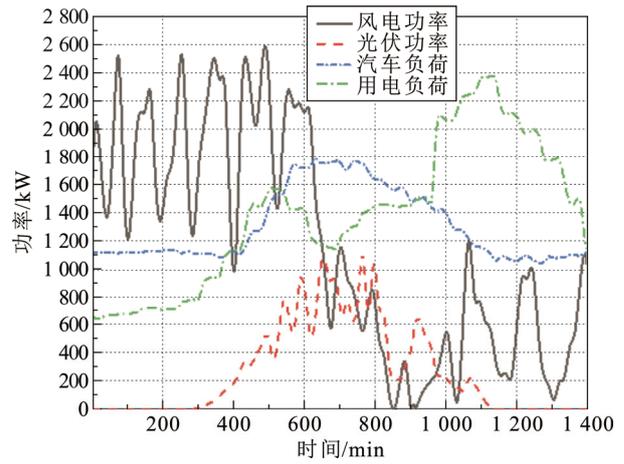


图 3 负荷、电动汽车、风电、光伏功率曲线

Fig.3 Load and electric vehicle and wind power and photovoltaic

对大小, 对匹配度矩阵进行修正得出匹配度矩阵 p 。

$$p_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 0 & 0 \\ 3 & 2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (43)$$

$$p_2 = \begin{bmatrix} 0 & 2 & 6 & 3 & 1 \\ 2 & 0 & 7 & 1 & 0 \\ 6 & 7 & 0 & -6 & -6 \\ 3 & 1 & -6 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & -6 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (44)$$

$$p = \begin{bmatrix} 0 & 2 & 9 & 3 & 1 \\ 2 & 0 & 9 & 1 & 0 \\ 9 & 9 & 0 & -6 & -6 \\ 3 & 1 & -6 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & -6 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (45)$$

4.1.2 可行性分析

参照图 2 流程, 得出能量计算结果如附录 B 表 B1 所示。结合图 4 和该调度区间内的分散式储能系统间的匹配度矩阵可以看出:

- 1) PV₁、PW₁ 场景下储能系统间的匹配度较高。

这是因为从运行状态匹配度矩阵和经济性匹配度矩阵都体现了两者聚合后呈现互补的特点, 表现为 $g_{13}=13$ 、 $J_{13}=15.809\ 9$, 由此可以得出 PV_1 、 PW_1 场景下储能系统聚合后能较大程度的削减成本, 有利于能量函数趋于 0, 所以得出的匹配度值 $p_{13}=9$ 。

2) PV_2 、 PW_1 场景下储能系统间的匹配度较高, 表现为 $g_{23}=2$ 、 $J_{23}=22.403\ 9$ 。同 1) 的分析, PV_2 、 PW_1 场景下储能系统聚合后亦能较大程度的削减成本, 有利于能量函数趋于 0, 所以两者的匹配度值 $p_{23}=9$ 。

3) PW_1 、 PW_2 场景下储能系统间的匹配度弱, 表现为 $g_{34}=-20$ 、 $J_{34}=0$ 。这是由于 1 到 10 时段(此时调度指令为充电), 但是 PW_2 不具备充电响应能力, 仅 PW_1 场景下的储能系统具备响应能力, 所以两者无法发挥互补的优势; 在 11 到 20 时段(调度指令为放电), 但 PW_1 在既定策略的约束下不具备放电响应能力, 仅 PW_2 具备放电响应能力, 所以有 $J_{34}=0$; 综上, PW_1 、 PW_2 场景下储能系统聚合无法削减运行成本, 不利于能量函数趋于 0, 所以两者的匹配度值 $p_{34}=-6$ 。

4) PW_1 、TP 场景下储能系统间的匹配度弱, 表现为 $g_{35}=-20$ 、 $J_{35}=0$ 。同 3) 分析, PW_1 、TP 场景下储能系统聚合无法削减运行成本, 不利于能量函数趋于 0, 所以两者的匹配度值 $p_{35}=-6$ 。

由附表 A1 可以看出: 将五个储能系统聚合在一起可以达到能量最低, 但是这种情况会使得分散式资源本身所具备的优势, 所以文章在计算分组模型的过程中将这种情况除去, 最后得出最优分组为 $X_{best}=\{PV_2\}$ 、 $\{PV_1, PW_1, PW_2, TP\}$ 。下面将对聚合后的效果进行优化和仿真分析。

4.2 分散式储能聚合优化运行

为研究不同约束条件对分散式储能聚合优化运行的影响, 设置了 4 个不同场景, 分别为:

1) 场景 1, 以平抑区域内负荷功率波动最小为目标, 选取 t_0 为 601, T 为 20、40、60 的情况, 对各分散式储能系统的出力进行优化。

2) 场景 2, 以平抑区域内新能源功率波动最小为目标, 选取 t_0 为 721, T 为 20、40、60 的情况, 对各分散式储能系统的出力进行优化。

3) 场景 3, 在场景 1 的基础上(确保储能系统总体出力与场景 1 一致), 在不考虑需求响应收益的情况下, 采取文章所提的聚合管理方法, 对各分散式储能系统的出力进行优化。

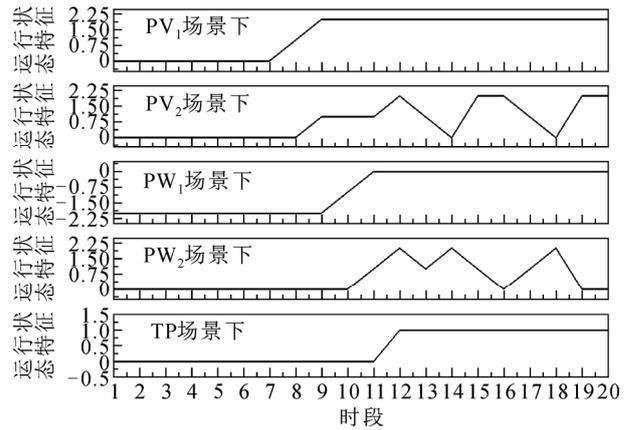


图 4 储能运行状态时序特征曲线

Fig.4 Time characteristics of energy storage operation status

4) 场景 4, 在场景 2 的基础上(确保储能系统总体出力与场景 1 一致, 所以此时不会产生惩罚费用), 仅以调度成本最小为目标, 采取文章所提的聚合管理方法, 对各分散式储能系统的出力进行优化。

场景 1、2、3、4 下各项成本如表 3 所示。当调度周期 $T=20$ 时, 相对于场景 1 和 2, 场景 3 和场景 4 中各调度周期的运行成本分别由原先的 397.65 元、397.06 元降低为 337.97 元、391.91 元; 当调度周期 $T=40$ 时, 运行成本分别由原先的 913.36 元、881.68 元降低为 850.91 元、871.096 2 元; 当调度周期 $T=60$ 时, 运行成本分别由原先的 1 512.88 元、1 161.12 元降低为 1 379.91 元、1 145.21 元。

图 5 至图 6 分别为场景 1、3 下, 储能系统聚合优化运行前后的运行结果, 图 7 中 5 个子图从上至下分别为 PV_1 、 PV_2 、 PW_1 、 PW_2 、TP 等 5 个场景下储能系统聚合前后的出力对比图。

由图 5、6 可知, 在 601 到 607 时段, 储能系统总体出力曲线处于负半轴, 需求响应为储能充电, 此时只有 PW_1 场景下的储能具备充电响应能力; 608 时段到 620 时段, 需求响应为储能放电。结合附录 A 附图 A5, 对比图 5、图 6、图 7 可以看出聚合后 TP 场景下储能系统的出力周期延长了 3 个时段, PV_1 场景下的储能系统的出力周期也相比聚合前缩短了 3 个时段, PV_2 场景下, PW_2 场景下的储能系统的出力周期基本不变。这是因为 PV_1 、 PV_2 、TP 场景下的储能系统聚合后, 通过各储能系统间的互补性, 优化了某一时段的出力结构, 其中 608 到 611 时段的效果最为明显。608 到 611 时段, 由于 TP 场景下储能系统的调度成本最低, 所以 TP 场景下的储能系统在既定策略的基础上尽量多出力, 进

表 3 系统运行成本

Table 3 Comparison of system cost

场景	调度周期 T	运行成本/元
场景 1	20	397.65
	40	913.36
	60	1 512.88
场景 2	20	397.06
	40	881.68
	60	1 161.12
场景 3	20	337.97
	40	850.91
	60	1 379.91
场景 4	20	391.91
	40	871.096
	60	1 145.21

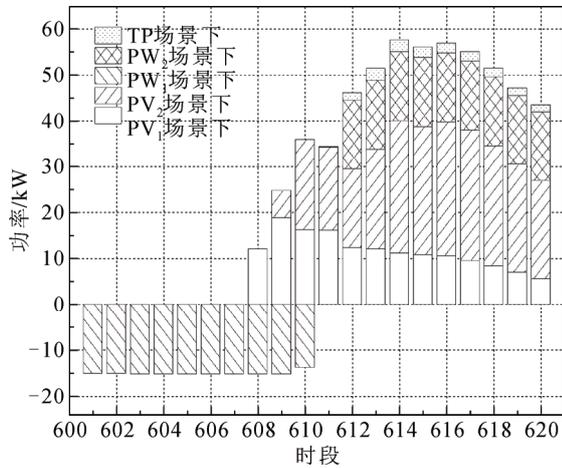


图 5 场景 1 下储能系统出力分布
Fig.5 Power distribution of the BESS in scenario 1

而减少调度成本较高的储能系统出力,从而达到降低储能调度成本;在 PW_1 、 PW_2 场景下储能系统的聚合体中,由于 PW_2 场景中的储能系统仅具备充电响应能力,所以聚合前后其出力基本不变。同理,通过附图 A5、A6、A7 也可以得出聚合后储能系统参与需求响应可以进一步提高经济性。综上,相比于储能独立运行响应电网需求,采用本文策略聚合后的储能资源可以减小储能系统运行成本,使多储能聚合协调运行更有利于系统经济运行。

5 结论

- 1) 将全景理论应用于多储能聚合优化运行具备可行性,计算结果中能量最低的分组情况对应为最佳分组。
- 2) 优化整合后的聚合资源,在兼顾需求响应的同时,也降低了储能系统的运行成本,为分散式

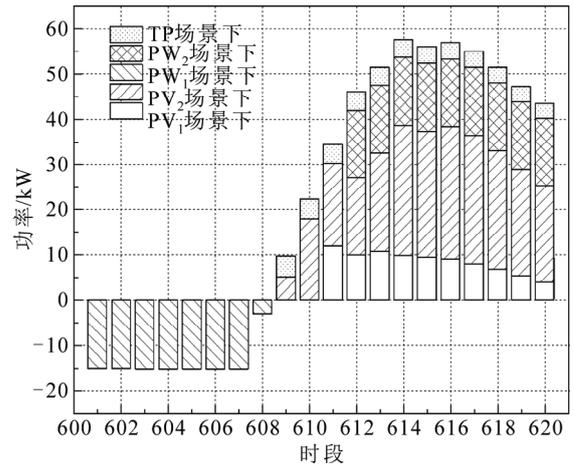


图 6 场景 3 下储能系统出力分布

Fig.6 Power distribution of the BESS in scenario 3

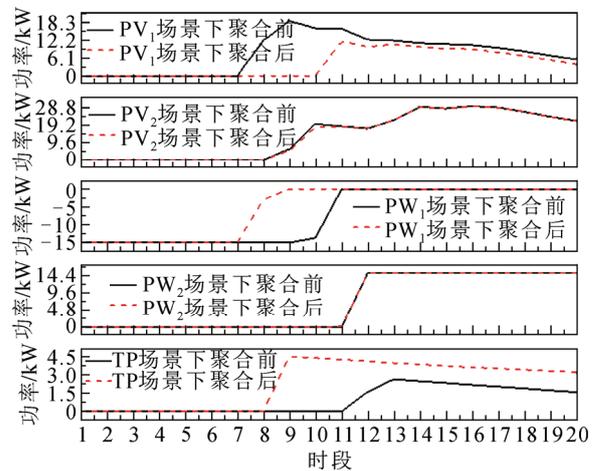


图 7 聚合前后储能系统出力对比

Fig.7 Comparison of output of BESS before and after polymerization

储能的聚合管理提供一种新思路。

3) 对储能设备进行合理的分区是集群协调控制的首要核心问题,文章下一步将基于所提的聚合管理方法,开展分散式储能系统多代理集群控制技术的研究。

附录见本刊网络版(<http://hve.epri.sgcc.com.cn/CN/volumn/current.shtml>)。

参考文献 References

- [1] 李建林, 马会萌, 惠东. 储能技术融合分布式可再生能源的现状与发展趋势[J]. 电工技术学报, 2016, 31(14): 1-10, 20.
LI Jianlin, MA Huimeng, HUI Dong. Present development condition and trends of energy storage technology in the integration of distributed renewable energy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14): 1-10, 20.
- [2] 李建林, 王上行, 袁晓冬, 等. 江苏电网侧电池储能电站建设运行

- 的启示[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(21): 1-9, 103.
- LI Jianlin, WANG Shangxing, YUAN Xiaodong, et al. Enlightenment of construction and operation of grid side battery energy storage station in Jiangsu power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(21): 1-9, 103.
- [3] 李建林, 徐少华, 靳文涛. 我国电网侧典型兆瓦级大型储能电站概况综述[J]. 电器与能效管理技术, 2017(13): 1-7.
- LI Jianlin, XU Shaohua, JIN Wentao. Summary of typical large-scale megawatt-scale energy storage power stations on the grid side in China[J]. Electrical & Energy Management Technology, 2017(13): 1-7.
- [4] 孙玉树, 杨敏, 师长立, 等. 储能的应用现状和发展趋势分析[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 80-89.
- SUN Yushu, YANG Min, SHI Changli, et al. Analysis of application status and development trend of energy storage[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 80-89.
- [5] WONSUK K, HAMSAKUTTY V, SEUNG-HO S, et al. Implementation of a demand-side management solution for South Korea's demand response program[J]. Applied Sciences, 2020, 10(5): 1751.
- [6] ZHANLE W, RAMAN P, ZHIKUN C, et al. Layered stochastic approach for residential demand response based on real-time pricing and incentive mechanism[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(3): 423-431.
- [7] XIAO Z, JING S, SHUJIAN L. Optimal control strategy of load aggregators with demand response[J]. The Journal of Engineering, 2019(16): 1033-1036.
- [8] 曹斌, 刘文霞, 王睿睿, 等. 考虑电网运行风险的发用电一体化调度方法[J]. 电网技术, 2015, 39(9): 2578-2584.
- CAO Bin, LIU Wenxia, WANG Ruizhe, et al. A generation and load integrated scheduling method considering grid operation risk[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2578-2584.
- [9] 张宁, 胡兆光, 周渝慧, 等. 考虑需求侧低碳资源的新型模糊双目标机组组合模型[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 25-30.
- ZHANG Ning, HU Zhaoguang, ZHOU Yuhui, et al. A novel fuzzy bi-objective unit commitment model considering demand side low-carbon resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 25-30.
- [10] 米师农, 张建成, 郭伟. 基于改进 FPA 算法的互联微电网优化调度模型[J]. 高电压技术, 2019, 45(9): 2849-2856.
- MI Shinong, ZHANG Jiancheng, GUO Wei. Optimal scheduling model of interconnected microgrids based on modified FPA algorithm[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(9): 2849-2856.
- [11] D'HULST R, LABEEUW W, BEUSEN B, et al. Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances: Experiences from large pilot test in Belgium[J]. Applied Energy, 2015, 155: 79-90.
- [12] 屈星, 李欣然, 盛义发, 等. 考虑电池储能系统的配电网广义综合负荷建模[J]. 高电压技术, 2020, 46(2): 490-501.
- QŪ Xing, LI Xinran, SHENG Yifa, et al. Generalized composite load mode of distribution network considering battery energy storage system[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(2): 490-501.
- [13] 周保荣, 黄廷城, 张勇军. 计及激励型需求响应的微电网可靠性分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 70-78.
- ZHOU Baorong, HUANG Yancheng, ZHANG Yongjun. Reliability analysis on microgrid considering incentive demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 70-78.
- [14] 袁晓冬, 费骏韬, 胡波, 等. 资源聚合商模式下的分布式电源、储能与柔性负荷联合调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(22): 17-26.
- YUAN Xiaodong, FEI Juntao, HU Bo, et al. Joint scheduling model of distributed generation, energy storage and flexible load under resource aggregator mode[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(22): 17-26.
- [15] DENGIZ T, JOCHEM P, FICHTNER W. Demand response with heuristic control strategies for modulating heat pumps[J]. Applied Energy, 2019, 238: 1346-1340.
- [16] 王侨侨, 曾君, 刘俊峰, 等. 面向微电网源-储-荷互动的分布式多目标优化算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1421-1432.
- WANG Qiaoqiao, ZENG Jun, LIU Junfeng, et al. A distributed multi-objective optimization algorithm for resource-storage-load interaction of microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5): 1421-1432.
- [17] 严干贵, 李洪波, 段双明, 等. 基于双铅碳电池储能系统的微电网优化运行控制策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(13): 46-59.
- YAN Gangui, LI Hongbo, DUAN Shuangming, et al. Optimal operation control strategy of microgrid based on double lead carbon battery energy storage system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(13): 46-59.
- [18] 李相俊, 马锐, 王上行, 等. 考虑电池寿命的商业园区储能电站运行控制策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 62-70.
- LI Xiangjun, MA Rui, WANG Shangxing, et al. Operation control strategy for energy storage station after considering battery life in commercial park[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 62-70.
- [19] 陈薇, 狄那, 邱亚, 等. VRB 储能系统多目标优化功率分配策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(5): 1518-1527.
- CHEN Wei, DI Na, QIU Ya, et al. Power distribution strategy on multi-objective optimization of vanadium redox battery energy storage systems[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1518-1527.
- [20] 靳文涛, 牛萌, 吕洪章, 等. 客户侧分布式储能汇聚潜力评估方法[J]. 电力建设, 2019, 40(4): 34-41.
- JIN Wentao, NIU Meng, LŪ Hongzhang, et al. Evaluation method for convergence potential of distributed energy storage on customer side[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(4): 34-41.
- [21] 沈瑜, 岳园园, 闫华光, 等. 地区电网需求响应资源聚合与调控策略研究[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3341-3348.
- SHEN Yu, YUE Yuanyuan, YAN Huaguang, et al. Research on aggregation and optimization strategies of demand respond resources for district power grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3341-3348.



WANG Jianbo
Corresponding author

王剑波(通信作者)

1995—, 男, 硕士

主要从事分散式储能汇聚效应方面的研究工作

E-mail: 18871731787@163.com

收稿日期 2020-05-26 修回日期 2021-03-10 编辑 陈蔓

附录 A

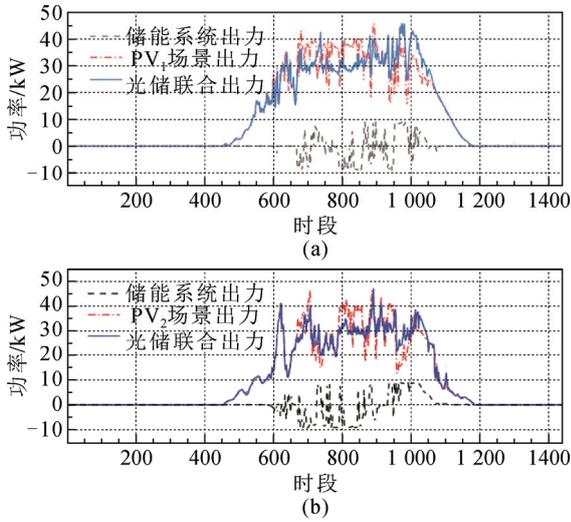


图 A1 光储系统功率曲线

Fig.A1 Power curve of photovoltaic energy storage system

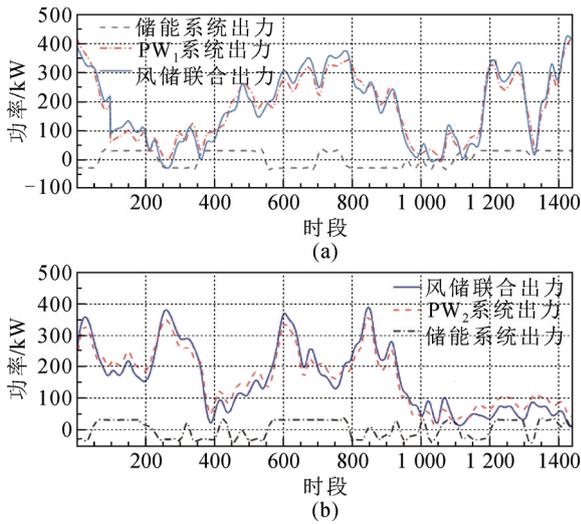


图 A2 风储系统功率曲线

Fig.A2 Power curve of wind energy storage system

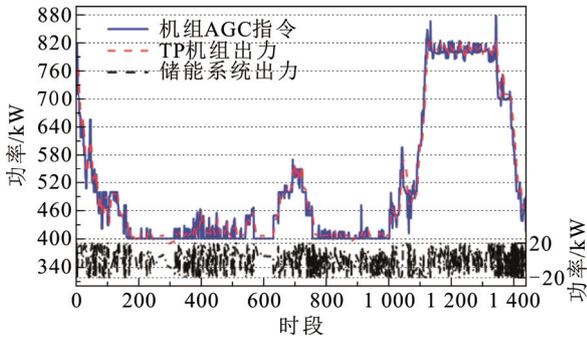


图 A3 火储系统功率波动曲线

Fig.A3 Power curve of thermal power energy storage system

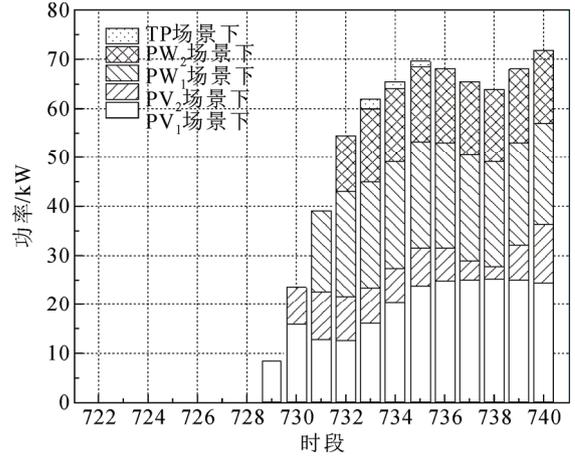


图 A4 场景 2 下储能系统出力分布($t_0=720, T=20$)

Fig.A4 Power distribution of the BESS in scenario 2

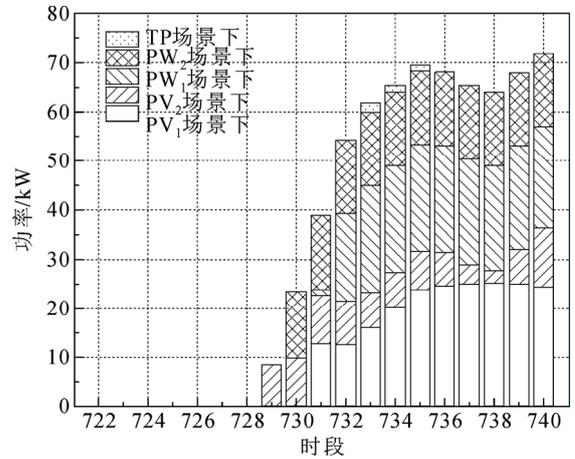


图 A5 场景 4 下储能系统出力分布($t_0=720, T=20$)

Fig.A5 Power distribution of the BESS in scenario 4

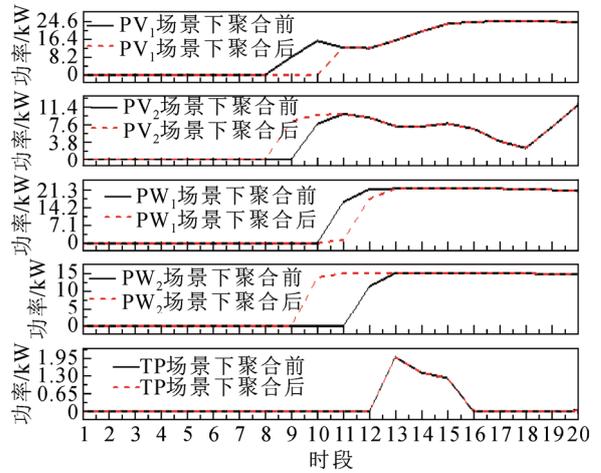


图 A6 聚合前后储能系统出力对比($t_0=720, T=20$)

Fig.A6 Comparison of output of BESS before and after polymerization

表 A1 储能聚合能量结果

Table A1 Energy of BESS aggregation

编号	分组方式	能量	编号	分组方式	能量
1	1 [2 3 4 5]	44 400	26	1 [2 3] [4 5]	-2 100
2	2 [1 3 4 5]	1 200	27	1 [2 4] [3 5]	50 100
3	3 [1 2 4 5]	2 700	28	1 [2 5] [3 4]	42 600
4	4 [1 2 3 5]	-47 700	29	2 [1 3] [4 5]	-7 500
5	5 [1 2 3 4]	-8 400	30	2 [1 4] [3 5]	39 300
6	[1 2] [3 4 5]	31 200	31	2 [1 5] [3 4]	42 600
7	[1 3] [2 4 5]	-6 900	32	3 [1 2] [4 5]	12 300
8	[1 4] [2 3 5]	-14 100	33	3 [1 4] [2 5]	12 900
9	[1 5] [2 3 4]	26 400	34	3 [1 5] [2 4]	23 700
10	[2 3] [1 4 5]	-39 300	35	4 [1 2] [3 5]	37 500
11	[2 4] [1 3 5]	18 300	36	4 [1 3] [2 5]	-8 700
12	[2 5] [1 3 4]	-16 800	37	4 [1 5] [2 3]	-3 300
13	[3 4] [1 2 5]	3 600	38	5 [1 2] [3 4]	40 200
14	[3 5] [1 2 4]	37 500	39	5 [1 3] [2 4]	1 500
15	[4 5] [1 2 3]	-63 300	40	5 [1 4] [2 3]	-3 900
16	1 2 [3 4 5]	65 400	41	[1 2] 3 4 5	15 900
17	1 3 [2 4 5]	20 100	42	[1 3] 2 4 5	-3 900
18	1 4 [2 3 5]	18 300	43	[1 4] 2 3 5	17 700
19	1 5 [2 3 4]	31 200	44	[1 5] 2 3 4	18 300
20	2 3 [1 4 5]	9 300	45	[2 3] 1 4 5	1 500
21	2 4 [1 3 5]	12 900	46	[2 4] 1 3 5	28 500
22	2 5 [1 3 4]	15 000	47	[2 5] 1 3 4	18 300
23	3 4 [1 2 5]	6 300	48	[3 4] 1 2 5	47 400
24	3 5 [1 2 4]	15 900	49	[3 5] 1 2 4	44 700
25	4 5 [1 2 3]	-32 700	50	[4 5] 1 2 3	19 500

表中：数字 1 表示 PV₁ 场景下的储能系统；数字 2 表示 PV₂ 场景下的储能系统；数字 3 表示 PW₁ 场景下的储能系统；数字 4 表示 PW₂ 场景下的储能系统；数字 5 表示 TP 场景下的储能系统。

匹配度矩阵建立规则：

1) 参考运行状态互补度矩阵 \mathbf{g} ，确定各储能系统聚合后有多少时段具备双向需求响应能力。首先，确定调度周期 T ，计算判断矩阵 \mathbf{g} 中各元素是否大于 $-T$ ，当结果为真，按照式(A1)计算出具备双向需求响应能力的时段总数 $p_{1(ij)}$ ；结果为非， $p_{1(ij)}=0$ ；最后，得出匹配度修正矩阵 \mathbf{p}_1 。

$$10T - 11p_{1(ij)} = g_{ij} \quad (\text{A1})$$

2) 参考矩阵 \mathbf{J} ，将矩阵元素进行归一化，然后划分为 7 各区间，每个区间分别对应为 1 到 7，依据各元素所处的区间将元素进行常数化，得出矩阵 \mathbf{p}_2 。当矩阵元素为 0 时，直接赋值 -6；当矩阵为对角元时，直接赋值为 0。

3) 重构匹配度矩阵。令 $\mathbf{p}=\mathbf{p}_1+\mathbf{p}_2$ ，即可得到匹配度矩阵。