

DOI: 10.19666/j.rlfed.202405102

新型电力系统下构网需求储能的双层优化 选址方法研究

李建林¹, 康靖悦¹, 辛迪熙¹, 武亦文¹, 姜晓霞²
(1.国家能源用户侧储能创新研发中心(北方工业大学), 北京 100144;
2.国家电投集团科学技术研究院有限公司, 北京 102200)

[摘要] 提出了一种新型电力系统下构网需求储能的双层优化选址方法, 该方法考虑了储能在电力系统中对调峰调频的响应, 建立了多目标双层优化模型。其中, 运行层将弃风弃光量和网损计入经济惩罚中, 以系统的年运行成本最优为目标, 计及调峰、调频收益; 规划层评估系统的安全性, 并以系统的年综合运行成本最优为目标进行建模。利用改进的帝国竞争算法进行仿真分析, 通过多场景比较说明调峰调频经济性和最优场景下的储能选址。最后, 采用 IEEE-33 节点进行仿真, 验证所提模型的有效性, 并选取不确定性因素指标对总成本进行敏感性分析, 确定影响经济成本更需关注的指标。

[关键词] 构网型储能; 调峰; 调频; 储能规划; 敏感性分析

[引用本文格式] 李建林, 康靖悦, 辛迪熙, 等. 新型电力系统下构网需求储能的双层优化选址方法研究[J]. 热力发电, 2024, 53(8): 20-29. LI Jianlin, KANG Jingyue, XIN Dixi, et al. Research on double-layer optimization site selection method for energy storage with grid-forming demand in new power system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(8): 20-29.

Research on double-layer optimization site selection method for energy storage with grid-forming demand in new power system

LI Jianlin¹, KANG Jingyue¹, XIN Dixi¹, WU Yiwen¹, JIANG Xiaoxia²

(1.National User-Side Energy Storage Innovation Research and Development Center (North China University of Technology), Beijing 100144, China;
2.State Power Investment Corporation Research Institute, Beijing 102200, China)

Abstract: A double-layer optimization site selection method for energy storage with grid-forming demand in novel power system is proposed, which considers the response of energy storage to peak shaving and frequency regulation in the power system and establishes a multi-objective double-layer optimization model. The operation layer counts the wind and solar power abandonment and network losses into the economic penalty, and takes the optimal annual operating cost of the system as the objective, considers the benefits of peak shaving and frequency modulation. The planning layer evaluates the security of the system and models the system by taking the optimal comprehensive annual operating cost of the system as the objective. Simulation and analysis of the algorithms are carried out using the improved empire competition algorithm. The peaking and frequency regulation economics and energy storage siting in the optimal scenario are illustrated through multi-scenario comparisons. Finally, the IEEE-33 node arithmetic system is simulated and analyzed to verify the validity of the proposed model. Furthermore, uncertainty factor indicators are selected to conduct sensitivity analysis on total costs, and the indicators that need more attention to affect economic costs are determined.

Key words: grid-configured energy storage; peak shaving; frequency regulation; energy storage planning; sensitivity analysis

收稿日期: 2024-05-17

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(52277211); 北方工业大学科研启动基金项目(217051360024XN163-01)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (52277211); Research Start-up Fund of North China University of Technology (217051360024XN163-01)

第一作者简介: 李建林(1976), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为大规模储能, dkyjl@163.com。

通信作者简介: 康靖悦(2000), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为大规模储能, 1395368775@qq.com。

在新型电力系统建设中,电网适当增配储能装置可以提高新能源的消纳能力^[1-3]。在电网侧,储能可以作为一个独立系统对电网调峰需求做出响应。但储能的成本较高,造成储能的利用率有所降低^[4-7]。另外,新能源比例不断增加会使系统的调频能力及转动惯量持续减少,给电网的调峰调频带来了一定的压力。单独建设调频储能电站经济成本较高,且用于调峰的储能电站在运行时剩余一定的功率容量。因此,在非调峰时段利用储能进行惯量支撑和相对频率调节可以一定程度上提高储能的利用率。

目前,针对调峰调频参与辅助服务已有较多研究工作。文献[8]提出一种高比例新能源下的容量补偿机制,将可利用容量的成本缺额平均值作为容量补偿价格进行数据计算,但此方法误差相对较大。文献[9]提出一种依据随机期望值构建的调峰模型,目标函数为系统剩余负荷方差,方差期望值越小则最优,此方法一定程度上增加了算例结果的可靠性,但未考虑调频补偿带来的影响。文献[10]提出一种考虑调峰的风光储联合系统,并以成本最小为目标进行仿真分析,但未考虑调频对经济性的影响。文献[11]提出一种考虑调频辅助服务的经济运行策略,通过分析用户侧的电力需求来分析配给容量并测算经济性指标,但未考虑调峰辅助服务的影响。文献[12]提出一种风-储联合调频策略,考虑一次调频辅助服务,通过仿真分析测算模型有效性,但也未考虑调峰辅助服务的影响。

为此,本文基于高比例新能源的构网调峰调频需求储能的双层优化配置展开研究,首先,探究系统灵活性及调峰调频机理;其次,基于惯量构建储能系统双层模型,利用优化的帝国竞争算法求解最优方案;最后,通过 IEEE-33 节点进行分析,验证该方法有效性,并选取不确定性因素对总成本进行敏感性分析,得到使总成本更优的不确定性因素。

1 运行层模型

构建面向新能源构网需求的电力系统双层优化调度模型。目标函数考虑系统的年综合运行成本,对可再生能源的出力情况进行合理优化建立运行层模型。

1.1 目标函数

1.1.1 调峰收益

调峰收益指可以采用各种有效的调峰措施,平

衡电网中电力的供需应求关系,降低用电高峰期的用电需求,带来经济收益。其计算公式为:

$$F_p = \sum_{t=1}^{24} C_F(t)P(t) \quad (1)$$

式中: $C_F(t)$ 为调峰单价; $P(t)$ 为调峰功率。

1.1.2 调频收益

调频收益为利用调频服务来有效的维持电力系统的频率不受干扰,保持稳定,从而获得经济收益和系统运行产生经济效益。其计算公式为:

$$F_f = \sum_{t=1}^{24} C_P(t)[P_{\max} - P(t)] \quad (2)$$

式中: $C_P(t)$ 为调频单价; P_{\max} 为最大功率。

1.1.3 经济成本

运行层经济成本考虑主网购电成本、网络损耗成本及弃风弃光惩罚费用。其计算公式为:

$$\min F_i = F_p + F_f + F_g + F_{\text{loss}} \quad (3)$$

1) 主网购电成本

主网购电成本指用户从电力系统的主网侧购买电力需要支付的成本,受到用电量、季节及对应用户类型的影响。其计算公式为:

$$F_g = \sum_{h=1}^H c_{j,h} P_{j,h} \quad (4)$$

式中: $c_{j,h}$ 为主网购售电价格; $P_{j,h}$ 为主网购电量。

2) 网损成本

在电力系统中,一些电阻、电感会造成电能输送损耗,产生网损成本,造成浪费。其计算公式为:

$$F_{\text{loss}} = \sum_{h=1}^H c_{t,h,\text{loss}} P_{t,h,\text{loss}} \quad (5)$$

式中: $c_{t,h,\text{loss}}$ 为网损价格; $P_{t,h,\text{loss}}$ 为网损量。

3) 弃风惩罚费用

弃风惩罚费用指风机在风电系统的发电初期并且处于正常运行情况下时,由于电网对外接纳能力的不足、风电不匹配等问题导致电场风机暂停惩罚产生的费用。其计算公式为:

$$F_{t,s} = \sum_{h=1}^H \sum_{i \in Z_i} c_{t,h,\text{WT}} \Delta P_{t,h,s,i} \quad (6)$$

式中: $c_{t,h,\text{WT}}$ 为弃风惩罚价格; $\Delta P_{t,h,s,i}$ 为弃风量。

4) 弃光惩罚费用

弃光惩罚费用指对一些在高峰或低谷负荷时间段,电力过度使用却未能有效利用光源的用户收取其他额外的费用。其计算公式为:

$$F_{t,s,PV} = \sum_{h=1}^H \sum_{i \in Z_t} C_{t,h,PV} \Delta P_{t,h,s,i,PV} \quad (7)$$

式中： $C_{t,h,PV}$ 为弃电惩罚价格； $\Delta P_{t,h,s,i,PV}$ 为弃电量。

1.2 约束条件

运行层约束条件考虑潮流约束、节点电压约束、机组爬坡约束、电力电量平衡约束、线路过载约束、储能充放电及荷电状态（SOC）约束、反向潮流约束和其他约束。其他约束如下。

1) 支撑约束

当系统外部发生扰动或系统内部故障时，电力系统惯性可以维持系统的频率在一定安全波动范围内，使其不会越限。而电力系统惯量可以通过对电力系统惯性进行量化而得到，其表达形式具有多样性，常见的是通过能量形式进行表示，即：

$$E_T = E_G + E_M + E_{VS} + E_{CS} + E_P \quad (8)$$

式中： E_T 为用能量形式表示的系统的总惯量； E_G 为同步机组旋转惯量； E_M 为异步机组惯量； E_{VS} 为虚拟惯量； E_{CS} 为具有电流源特性的虚拟惯量； E_P 为负荷惯量。系统的惯性常数表达式为：

$$H_T = \frac{E_T}{S_T} \quad (9)$$

式(8)—式(9)表明：在系统扰动产生瞬间，惯量对系统的支撑情况不会同时产生。

在传统电力系统中，同步发电机转子惯性是惯量的主要来源，同时在运行过程中，转子遵循转子运动方程。系统频率变化率 R_{CoF} 与惯量成反比。当系统故障相同时，系统的惯量越低，系统 R_{CoF} 越高。

$$\begin{cases} H_i = J_i \omega_i^2 / 2S_{i,N} \\ J_i \omega_i \frac{d\omega_i}{dt} = P_{i,m} - P_{i,e} = P_{i,imb} \\ R_{CoF} = \frac{df}{dt} = \frac{P_{i,imb}}{2J_i \omega_i} \end{cases} \quad (10)$$

式中： H_i 为惯性时间常数； i 为节点； J_i 为转动惯量； ω_i 为转子角频率； $S_{i,N}$ 为节点 i 机组额定容量； $P_{i,m}$ 为机械功率； $P_{i,e}$ 为机组电磁功率； $P_{i,imb}$ 为不平衡功率； R_{CoF} 为系统频率变化率。

系统中的储能可提供一定的调节能力，系统惯性时间常数为：

$$H_{t,sys} = \frac{\sum_i \sum_k S_{t,i,k} H_{t,i,k}}{\sum_i \sum_k S_{t,i,k}}, \quad k \in \{G, S\} \quad (11)$$

式中： $H_{t,i,k}$ 、 $S_{t,i,k}$ 分别为时刻 t 节点 i 处设备 k 所提供的惯量和容量。

系统的惯性时间常数也可以从频率变化率的角度进行计算：

$$H_{sys} = \frac{P_{imb}}{2R_{CoF} \sum_i S_{i,N}} f_N \pi \quad (12)$$

式中： f_N 为系统额定功率。

当 R_{CoF} 达到最大值时，可将其记为 R_{CoFMAX} ； H_{sys} 达到最小值，记为 $H_{sys,min}$ ，即可以通过对 R_{CoFMAX} 的值加以限制，从而形成系统约束。

$$\frac{\sum_i \sum_k S_{t,i,k} H_{t,i,k}}{\sum_i \sum_k S_{t,i,k}} \geq H_{t,sys,min} \quad (13)$$

2) 风光发、弃电约束

采取一定约束来减少弃风弃光现象，即发电、弃电约束：

$$\begin{cases} \sum_{h=1}^H \sum_{i \in Z_{i,WTG}} \Delta P_{t,h,s,i,WTG} \leq \lambda_{t,s} P_{t,s,WTG} \\ \sum_{h=1}^H \sum_{i \in Z_{i,PVG}} \Delta P_{t,h,s,i,PVG} \leq \lambda_{t,s} P_{t,s,PVG} \\ \sum_{h=1}^H \sum_{i \in Z_{i,WTG}} (\Delta P_{t,h,s,i,WTG} + P_{t,h,s,i,WTG}) = P_{t,s,WTG} \\ \sum_{h=1}^H \sum_{i \in Z_{i,PVG}} (\Delta P_{t,h,s,i,PVG} + P_{t,h,s,i,PVG}) = P_{t,s,PVG} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $P_{t,h,s,i,WTG}$ 、 $P_{t,h,s,i,PVG}$ 分别为年度 t 场景 s 下风光发电总预测功率； $\lambda_{t,s}$ 为清洁能源在各季度的可弃电比例。

3) 潮流约束

在电力系统中，由于输电线路和变压器以及电力系统运行状态的限制，会导致电力系统中的电流受到一定的限制或约束的情况。潮流约束可能会导致电力系统的运行受到限制，影响电力系统的稳定性和安全性。

$$\begin{cases} P_i(t) = \sum_{j \in N(i)} U_i(t) U_j(t) G_{ij} \cos \theta_{ij}(t) + \sum_{j \in N(i)} U_i(t) U_j(t) B_{ij} \sin \theta_{ij}(t) + B_{ii} U_i(t)^2 \\ Q_i(t) = \sum_{j \in N(i)} U_i(t) U_j(t) B_{ij} \cos \theta_{ij}(t) - \sum_{j \in N(i)} U_i(t) U_j(t) G_{ij} \sin \theta_{ij}(t) - B_{ii} U_i(t)^2 \end{cases} \quad (15)$$

式中： Q_i 、 P_i 分别为系统中节点 i 的无功、有功功

率； U_i 、 U_j 分别为节点 i 、 j 的节点电压幅值； θ_{ij} 为节点之间电压的相角差。

4) 节点电压约束

在电力系统中，由于节点（如变电站、配电站等）的电压限制或电压稳定性要求，导致节点电压受到一定的限制或约束的情况。节点电压约束可能会影响电力系统的稳定性和安全性，甚至导致电压不稳定或电压失调的问题。

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (16)$$

式中： U_i 、 U_{\min} 、 U_{\max} 分别为节点电压及电压上、下限值。

5) 机组爬坡及主网约束

机组爬坡指发电机从停机状态到满负荷状态过程中的升功率速率，也就是发电机快速提高输出功率的能力。如果机组爬坡能力不足，可能导致发电机无法及时跟随负荷变化，造成频率偏离、电压波动等问题。而主网约束指电力系统中输电线路、变压器等设备的容量限制或潮流限制，导致潮流分布不均匀或潮流过载的情况。主网约束可能会影响电力系统的稳定性和安全性，甚至导致设备过载、损坏等问题。

$$\begin{cases} P_{t,i,MTG-\min} \leq P_{t,h,s,i,MTG} \leq P_{t,i,MTG-\max} \\ -P_{t,i,MTG-Ramp} \leq P_{t,h,s,i,MTG} - P_{t,h-1,s,i,MTG} \leq P_{t,i,MTG-Ramp} \\ P_{t,trans-\min} \leq P_{t,h,s,trans-\min} \leq P_{t,trans-\min} \\ -P_{t,i,trans-ramp} \leq P_{t,h,s,trans} - P_{t,h-1,s,trans} \leq P_{t,i,trans-ramp} \end{cases} \quad (17)$$

式中： $P_{t,h,s,i,MTG}$ 、 $P_{t,h-1,s,i,MTG}$ 为 MTG 出力功率； $P_{t,i,MTG-\min}$ 、 $P_{t,i,MTG-\max}$ 为 MTG 和主网出力限值， $P_{t,h,s,trans}$ 、 $P_{t,h-1,s,trans}$ 为主网出力功率； $P_{t,i,MTG-Ramp}$ 、 $P_{t,i,trans-\max}$ 、 $P_{t,i,trans-\min}$ 分别为 MTG 和主网爬坡率限值。

6) 储能充放电及 SOC 约束

储能系统的充放电控制指根据系统需求和运行状态，合理控制储能系统的充电和放电行为，以实现系统的平衡和优化。SOC 约束指储能系统在运行过程中需要遵循的充电状态范围限制。过高或过低的 SOC 都可能影响储能系统的性能和寿命，因此需要设定合适的 SOC 约束范围，以充分利用储能系统的容量和延长设备寿命。

$$\begin{cases} S_{\text{soc}-\min} \leq S_{\text{soc}} \leq S_{\text{soc}-\max} \\ E_{\text{ESS}}(n) = E_{\text{ESS}}(n-1) - \frac{P_{\text{ESS}}(n)\Delta t}{\eta_C}, P_i \leq 0 \\ E_{\text{ESS}}(n) = E_{\text{ESS}}(n-1) + P_{\text{ESS}}(n)\Delta t\eta_D, P_i > 0 \end{cases} \quad (18)$$

式中： $E_{\text{ESS}}(n)$ 为储能第 n 个序列的电量； $P_{\text{ESS}}(n)$ 为储能的第 n 个序列的充放电功率； Δt 为每次储能可持续充放电的时间； η_C 、 η_D 分别为储能的充电效率和放电效率。

2 规划层模型

规划层考虑运行层输出的总成本和全寿命周期成本。即：

$$\min F_o = F_1 + F_{\text{in}} \quad (19)$$

式中： F 为经济性指标； F_1 为运行成本； F_{in} 为全寿命周期成本。

2.1 目标函数

1) 全寿命周期成本

配置储能时应重点考虑储能系统投资成本因素，其成本年由全寿命周期理论进行测算，全寿命周期成本包含初始投资、运维成本和回收成本。

$$C_{\text{in}} = \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{MT}}} C_{\text{in,MT}} P_{i,MT} + \sum_{i=1}^{N_{\text{ESS}}} C_{\text{in,ESS}} E_{i,ESS} \right) \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (20)$$

式中： $C_{\text{in,MT}}$ 、 $C_{\text{in,ESS}}$ 分别为 MT 和 ESS 单位容量全寿命周期成本； $P_{i,MT}$ 、 $E_{i,ESS}$ 分别为第 i 节点安装容量； N_{MT} 、 N_{ESS} 分别为 MT、ESS 待安装容量； n 为资源的使用年限； r 为折现率。

2) 系统安全性

将系统安全性指标引入评判，该指标描述了系统故障后，从内部电源获取电力的能力。

$$F_{\text{SE}} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{N_s N_l \tau} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{l=1}^{N_l} \sum_{t=1}^H C_{\text{LSS},s,t,l} + \min_{s,t,l} \{ C_{\text{LSS},s,t,l} \} \right) \quad (21)$$

式中： F_{SE} 为系统综合安全性指标； H 为安全分析时段， $H=4$ h； $C_{\text{LSS},s,t,l}$ 为场景 s 中总时间内第 l 条支路故障的负荷安全率指标^[13]。

2.2 约束条件

1) 灵活资源容量约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,MT} \leq P_{i,MT,\max} \\ 0 \leq E_{i,ESS} \leq E_{i,ESS,\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中： $P_{i,MT,\max}$ 、 $E_{i,ESS,\max}$ 为节点 i 安装 MT 和 ESS 最大容量。

2) 系统的综合安全性约束

将综合安全性指标转化为约束条件，对配电系统灵活资源优化配置时系统安全性进行限制。

$$C_{\text{SE}} \geq \xi \quad (23)$$

式中： ζ 为系统综合性安全限值。

3 模型结构及求解算法

本文提出一种双层优化模型，运行层考虑系统运行成本以及调峰调频收益，规划层考虑系统总成本及全寿命周期成本。求解方法采用改进的帝国竞争算法。

3.1 模型结构

本文建立双层优化模型，具体结构如图 1 所示。运行层向规划层传递系统运行成本作为规划层的已知输入条件，规划层传递储能容量作为运行层的已知条件，在优化求解过程中，运行层和规划层进行交替求解，达到多目标优化过程的协调优化。

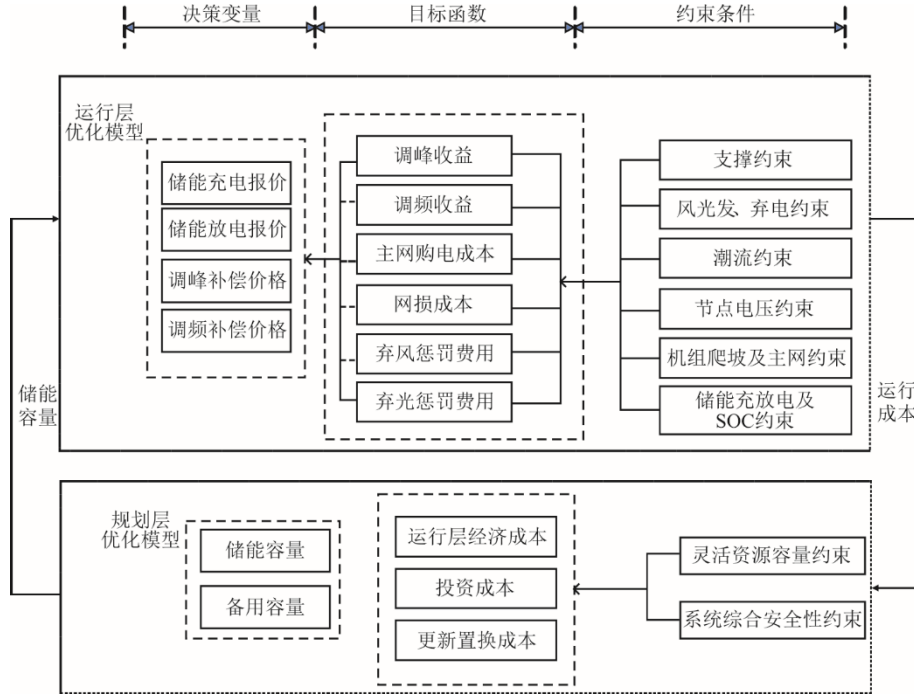


图 1 构网型储能双层优化模型结构

Fig.1 Structural diagram of the two-layer optimization model for grid-configured energy storage

3.2 模型求解算法

3.2.1 帝国竞争算法

帝国竞争算法 (imperialist competitive algorithm, ICA) 是根据帝国主义国家抢夺殖民地创建的一种智能优化算法^[4]，其主要步骤如下。

1) 初始国家建立

随机生成 N_{POP} 个初始国家，假设强势的帝国主义国家有 N_{qs} 个，其他 N_{gt} 个个体为殖民地，将所有生成国家定义为一组一维数组，具体为：

$$\text{country} = \{p_1, p_2, \dots, p_n\} \quad (24)$$

帝国主义国家代价函数越小，则代表势力越大，通过评估成本函数可以得到各帝国主义势力：

$$\text{cost} = f(\text{country}) = f(p_1, p_2, \dots, p_n) \quad (25)$$

$$C_n = c_n - \max\{c_i\} \quad (26)$$

$$P_n = \frac{C_n}{\sum_{i=1}^{N_{qs}} C_i} \quad (27)$$

$$N_{C_n} = \text{round}\{p_n, N_{gt}\} \quad (28)$$

式中： P_n 为各帝国标准化代价； c_n 为代价函数； C_n 标准化代价函数； N_{C_n} 为帝国 n 殖民地数量； N_{gt} 为殖民地总量。

2) 同化殖民地

将殖民地进行改善，帝国主义国家会将自己所拥有的殖民地全部向自己所在方向进行移动，移动距离为 x ，其中 x 为随机变量， x 满足：

$$x \sim U(0, \beta \times d) \quad (29)$$

式中： β 为方向系数， $\beta > 1$ ，其作用是使殖民地向着帝国的两侧进行移动；将帝国与殖民地间距离记为 d 。

将帝国周围不同点进行区分，将随机偏差 θ 引入殖民地移动方向上， θ 服从式(30)：

$$\theta \sim U(-\gamma, \gamma) \quad (30)$$

式中： γ 为分布系数。将 γ 和 β 分别取值为 $\pi/4$ 和 2。

3) 帝国竞争

将帝国势力按大小排序，且分析占领优势。各个帝国总势力的表达式为：

$$T_{C_n} = f(\text{imp}_n) + \zeta \cdot \left(\frac{\sum_{i=1}^{N_{C_n}} f(\text{col}_n)}{N_{C_n}} \right) \quad (31)$$

式中： ζ 为帝国势力系数，取值为 $0 < \zeta < 1$ 。

4) 帝国消亡

当某帝国的殖民地全部失去时，此帝国为消亡状态，剩下一个最强大的帝国。

3.2.2 改进后的帝国竞争算法

原 ICA 算法在进行帝国迭代更新过程中，会出现殖民地长期不变的现象，导致出现相似度较高的帝国，对算法寻优的性能影响颇深，对帝国竞争算法做如下改进。

1) 自适应改革概率

在原帝国竞争算法中，改革概率为固定值，将改革概率随迭代次数不断自适应变化后，可使群体多样性不断提升^[15]，具体如下：

$$P_{ir} = P_0 \left(1 - \frac{C_{\text{impi}}}{\max\{C_{\text{imp}1}, C_{\text{imp}2}, \dots, C_{\text{imp}n}\}} e^{-\frac{t}{T_{\text{max}}}} \right) \quad (32)$$

式中： P_0 为改革概率基础值； t 为当前迭代的次数； T_{max} 为最大迭代次数。

2) 基于 PID 控制器的 ICA-PID 算法

为了提高帝国竞争算法的性能，对其进行优化，本文采用文献[16]方法对帝国竞争算法进行改进，具体算法原理说明详见文献[13-21]，本文改进流程如下。

a) 设置光伏、储能群体个数 N_{newpop} ，引力常熟值，最大迭代次数、衰减指数，确定光伏、储能的上下限范围 $[x_{\text{min}}, x_{\text{max}}]$ 。

b) 根据目标函数，并求出最优光伏、储能选址位置，即 $F_{\text{best}} < F_{\text{best_c}}$ 、 $F_{\text{best}} = F_{\text{best_c}}$ 、 $L_{\text{best}} = L_{\text{best_c}}$ 。

c) 计算光伏、储能的选址区域及出力情况。

d) 更新光伏及储能的选址位置、寻优速度。

e) 设置光伏、储能上下限，越限即与最优区换位，并通过 PID 校正进行择优。

f) 当选出最优选址位置时，结束竞争，最后得出最优 F_{best} 及 L_{best} 。

具体求解流程如图 2 所示。

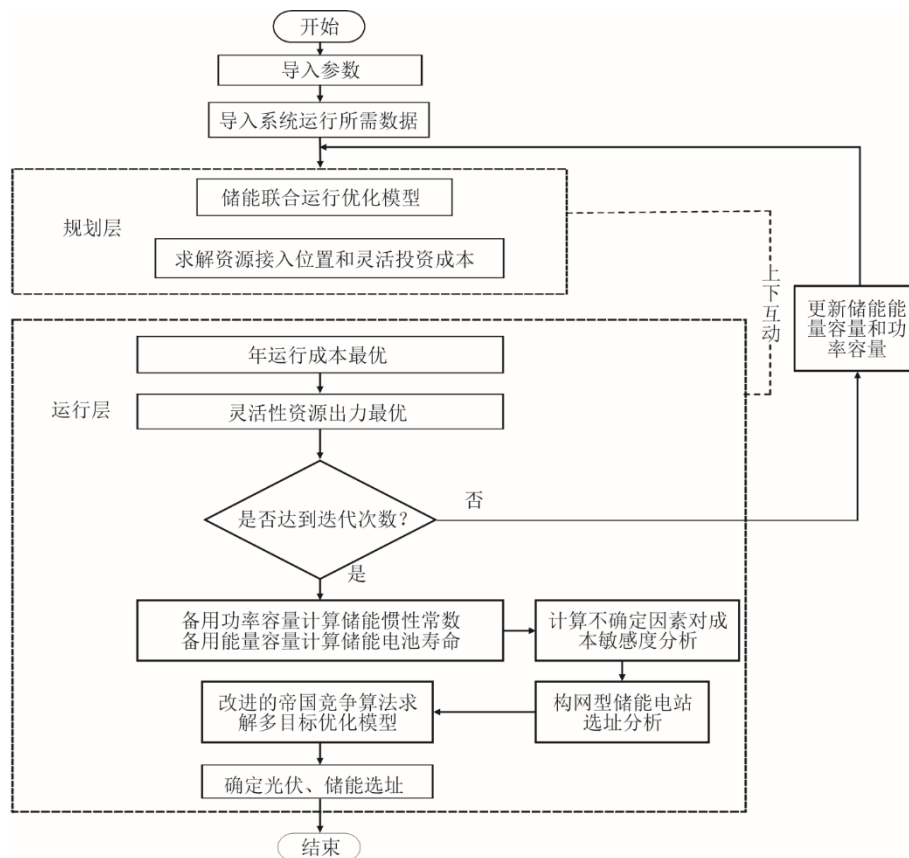


图 2 改进帝国竞争算法求解流程

Fig.2 Solution process of the improved Empire competition algorithm

4 算例与结果分析

4.1 算例设置

采用 IEEE-33 节点系统进行验证, IEEE-33 节点为典型的配电网拓扑, 本文研究主要关注在分布式储能及光伏参与调峰、调频辅助服务的经济收益及运行规划, 研究的内容与 IEEE-33 节点的场景相匹配, 故选用 IEEE-33 节点进行研究。IEEE-33 节点拓扑如图 3 所示。采用某大规模新能源接入大电网场景进行仿真研究, DRE 容量渗透率设置接近 50%。采用典型夏季峰谷平电价(表 1), 具体参数设置见文献[22-25]。本文调峰调频补偿根据《华东区域电力辅助服务管理实施细则》, 均按备用容量补偿, 一次调频补偿价格为 400 元/(MW·h), 调峰补偿为 160 元/(MW·h)。

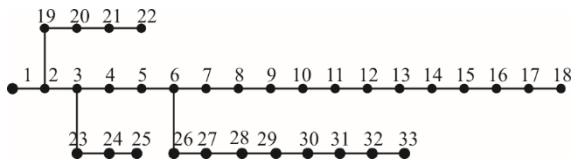


图 3 IEEE-33 节点拓扑
Fig.3 The IEEE-33 node topology diagram

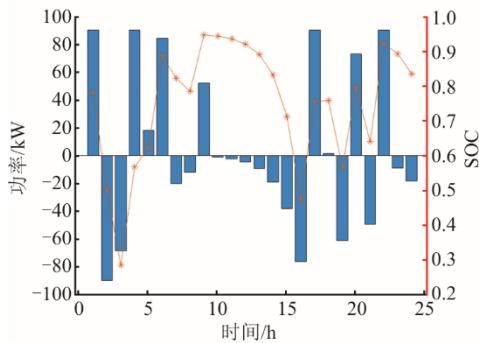


表 1 夏季峰谷平电价
Tab.1 The peak and valley leveled electricity price in summer

分类	时段	电价/(元·(kW·h) ⁻¹)
高峰时段	10:00—13:00	1.348 0
	17:00—22:00	
低谷时段	01:00—07:00	0.236 5
	23:00—24:00	
平峰时段	07:00—10:00	0.788 3
	13:00—17:00	
	22:00—23:00	

4.2 场景设置与分析

本文设置 3 个场景, 对比分析所得结果有效性, 场景设置如下:

场景 1: 考虑分时电价, 且加入调峰调频。

场景 2: 考虑分时电价, 只加入调峰。

场景 3: 不考虑分时电价, 加入调峰调频。

4.2.1 运行层仿真结果分析

对不同场景进行仿真分析验证, 不同场景下储能功率、SOC 及充放电曲线如图 4—图 6 所示, 表 2 为总成本运行结果, 依据表 2 分析系统经济性。

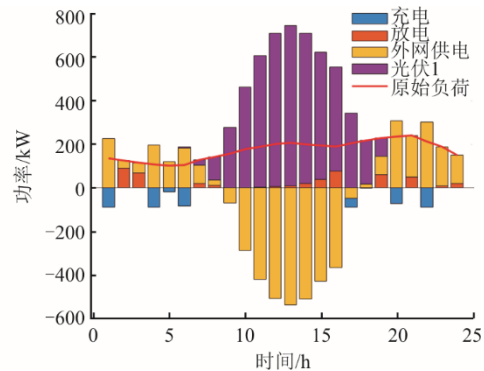


图 4 场景 1 储能功率、SOC 及充放电曲线

Fig.4 The energy storage power, SOC and charge/discharge curves in scenario 1

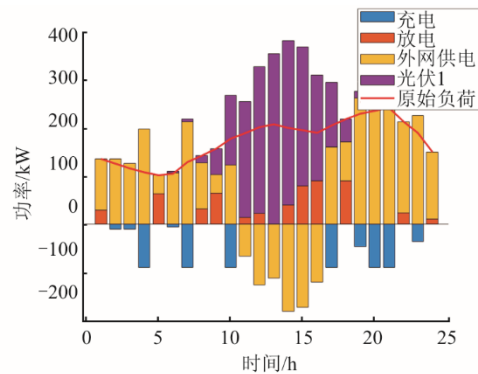
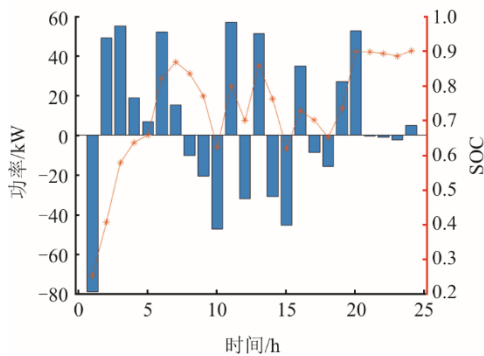


图 5 场景 2 储能功率、SOC 及充放电曲线

Fig.5 The energy storage power, SOC and charge/discharge curves in scenario 2

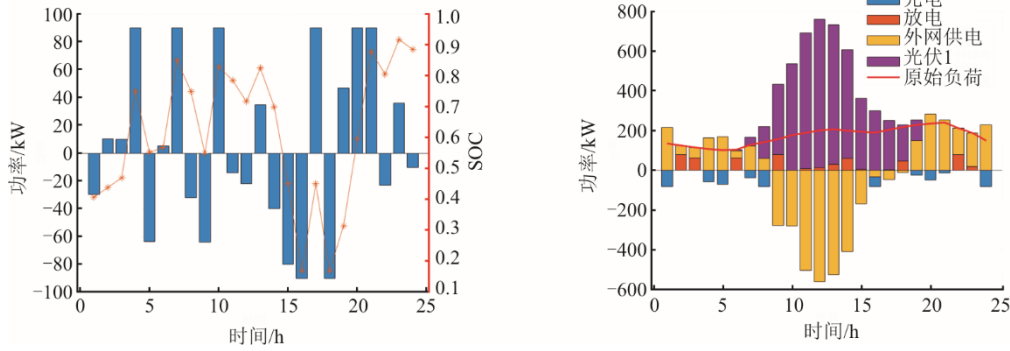


图 6 场景 3 储能功率、SOC 及充放电曲线

Fig.6 The energy storage power, SOC and charge/discharge curves in scenario 3

表 2 不同场景下运行层各指标结果 单位: 万元

Tab.2 The indexes of operational layer in different scenarios

指标	场景 1	场景 2	场景 3
调峰收益	19 025	19 708	19 474
调频收益	1 872 436		1 871 314
网损成本	2 502	2 439	2 672
主网购电成本	-2 599	-662	950
运维成本	1 136	954	1 157
弃风弃光惩罚费用	2 738	2 738	2 738
总成本	3 778	5 469	7 516

从表 2 可以看出, 场景 1 的调峰调频总收益超过场景 3, 场景 1 调峰调频总收益比场景 3 多 673 万元, 多赚了 0.04%, 即在考虑分时电价时, 调峰调频的收益更好。在主网购电成本这一经济性指标中, 场景 1 少于场景 2、场景 3, 为-2 599 万元, 场景 1 可以通过对外售电赚取收益 2 599 万元。即对比与场景 2, 场景 1 即在考虑分时电价且调峰调频均参与时, 场景 1 可以通过向外售电降低成本, 且收益高于考虑分时电价和只加入调峰这一情况。总成本指标中, 通过表 2 可以发现, 场景 1 比场景 2 总成本低了 1 691 万元, 场景 1 比场景 3 的总成本低了 3 738 万元。场景 1 的经济性更好。也就是说, 在考虑分时电价和系统调峰调频均参与时, 可以通过主网购售电拉开经济差异, 通过对外售电来获得额外收益, 从而降低系统的总成本。通过算例分析可发现, 场景 1 的经济性最好, 最优成本为 3 778 万元。

4.2.2 规划层仿真结果分析

表 3 为不同场景下规划层各指标结果。由表 3 可见, 场景 2 对比于场景 1, 全寿命周期成本上涨 21 万元, 上涨了 1.1%; 场景 3 对比于场景 1, 全寿命周期成本上涨了 49 万元, 上涨了 2.4%; 即场景 1 的全寿命周期成本较场景 2 和场景 3 更少, 经济

性更好。从总成本角度来分析, 场景 2 比场景 1 的总成本多 1 712 万元, 上涨了 29.4%; 场景 3 比场景 1 的总成本多 3 787 万元, 上涨了 65.1%。综上所述, 场景 1 的总成本更少, 经济效益更好, 即最优场景为考虑分时电价, 且调峰调频均参与, 规划层最优经济成本为 5 821 万元, 光伏最优选址为节点 26, 储能最优选址为节点 18。

表 3 不同场景下规划层各指标结果

Tab.3 The indexes of planning layer in different scenarios

指标	场景 1	场景 2	场景 3
全寿命周期成本/万元	2 043	2 064	2 092
运行层总成本/万元	3 778	5 469	7 516
规划层总成本/万元	5 821	7 533	9 608
光伏选址	节点 26	节点 12	节点 8
储能选址	节点 18	节点 28	节点 33

4.3 敏感性分析

分时电价、调峰补偿价格、一次调频补偿价格这 3 个不确定因素会对储能电站的典型日运行成本造成影响。图 7 为 3 个不确定因素对运行层经济成本的敏感性分析曲线。

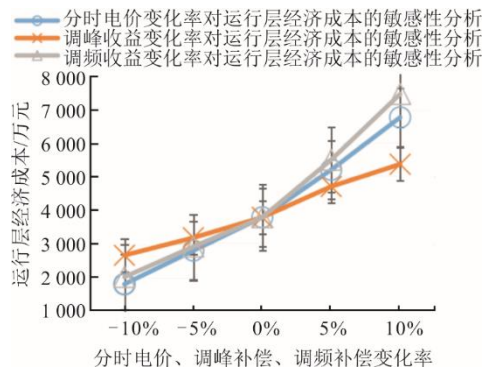


图 7 敏感性分析曲线

Fig.7 The sensitivity analysis curves

将这 3 个因素在初始值的基础上分别按照

-10%、-5%、0、5%、10%价格变化进行仿真分析。由图7分析可知,一次调频补偿价格对运行层经济成本的影响最大,当其他因素不变时,一次调频补偿价格平均每变化1.0%,最终成本变化9.8%。分时电价对运行层经济成本的影响程度相对较大,当其他因素不变时,分时电价平均每变化1.0%,最终成本变化7.5%。而调峰补偿价格对运行层经济成本的影响程度相对最小,当其他因素不变时,调峰补偿价格平均每变化1.0%,最终成本变化4.2%。所以,从运行层经济成本最优角度来讲,应更关注一次调频补偿价格,其次为分时电价。

5 结 论

针对新型电力系统中构网型储能经济性与敏感性的需求,本文提出了一种新型电力系统多场景构网型储能优化选址方法;提出一种按容量补偿的调峰收益、调频收益构网型储能电站双层优化选址模型。其中,可根据购电电价不同与调峰调频是否参与电网运行设置不同情景,联合调度优化选址模型主要结论如下。

1) 考虑分时电价、调峰补偿价格和一次调频补偿价格这3个不确定性因素对运行层经济成本的影响,得到一次调频补偿价格对运行层经济成本的影响程度最大,一次调频补偿价格平均每变化1.0%,最终成本变化9.8%。而调峰补偿价格对运行层经济成本的影响程度相对最小。

2) 通过本文算例研究,当储能中考虑调峰、调频补偿和分时电价时,即本文场景1,所得的经济性最优,最优成本为3 778万元,此时光伏选址为节点26,储能选址为节点18。

[参 考 文 献]

- [1] 周光东,周明,孙黎滢,等.含波动性电源的电力系统运行灵活性评价方法研究[J].电网技术,2019,43(6):2139-2146.
ZHOU Guangdong, ZHOU Ming, SUN Liying, et al. Research on the evaluation method of power system operation flexibility containing fluctuating power sources[J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 2139-2146.
- [2] 卓振宇,张宁,谢小荣,等.高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J].电力系统自动化,2021,45(9):171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and development challenges of high percentage renewable energy power systems[J]. Power System Automation, 2021, 45(9): 171-191.
- [3] 叶伦,姚建刚,杨胜杰,等.含高比例可再生能源电力系统的调峰成本量化与分摊模型[J].电力系统自动化,2022,46(15):20-28.
YE Lun, YAO Jiangan, YANG Shengjie, et al. Quantification and apportionment modeling of peaking costs for power systems containing a high percentage of renewable energy[J]. Power System Automation, 2022, 46(15): 20-28.
- [4] 李建林,郭兆东,曾伟,等.面向调频的锂电池储能建模及仿真分析[J].电力系统保护与控制,2022,50(13):33-42.
LI Jianlin, GUO Zhaodong, ZENG Wei, et al. Modeling and simulation analysis of lithium battery energy storage oriented to frequency modulation[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 33-42.
- [5] 吴雄,贺明康,何雯雯,等.考虑储能寿命的风-光-火-储打捆外送系统容量优化配置[J].电力系统保护与控制,2023,51(15):66-75.
WU Xiong, HE Mingkan, HE Wenwen, et al. Optimal capacity of a wind-solar-thermo-storage-bundled power transmission system considering battery life[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(15): 66-75.
- [6] 裴善鹏,林华,王炎,等.电力现货市场背景下的山东新能源储能应用模式研究[J].热力发电,2021,50(8):30-38.
PEI Shanpeng, LIN Hua, WANG Yan, et al. Study on new energy storage application mode in Shandong under the background of electricity spot market[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 30-38.
- [7] 高嵩,李军,宋辉,等.提升火电机组一次调频性能的火电-储能一体化系统研究[J].电力系统保护与控制,2023,51(21):116-125.
GAO Song, LI Jun, SONG Hui, et al. An integrated thermal power-energy storage system for improving primary frequency regulation performance of thermal power units[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 116-125.
- [8] 刘硕,于松泰,孙田,等.面向高比例可再生能源电力系统的容量补偿机制研究[J].电网技术,2022,46(5):1780-1789.
LIU Shuo, YU Songtai, SUN Tian, et al. Research on capacity compensation mechanism for high percentage renewable energy power system[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1780-1789.
- [9] 张俊涛,程春田,申建建,等.考虑风光不确定性的比例可再生能源电网短期联合优化调度方法[J].中国电机工程学报,2020,40(18):5921-5932.
ZHANG Juntao, CHENG Chuntian, SHEN Jianjian, et al. A short-term joint optimal dispatch method for high- percentage renewable energy grid considering wind- scenery uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(18): 5921-5932.
- [10] 李雄威,王昕,徐家豪,等.考虑火电深度调峰的风光火储系统分层优化调度模型[J].油气与新能源,2023,35(6):74-81.
LI Xiongwei, WANG Xin, XU Jiahao, et al. Hierarchical optimal scheduling model of wind-fire-storage system considering thermal power deep peaking[J]. Oil and Gas and New Energy, 2023, 35(6): 74-81.
- [11] 官裕达,杨苹,蒋建香.考虑能量-调频辅助服务下的用户侧储能经济运行策略[J].电气自动化,2024,46(1):39-42.
GUAN Yuda, YANG Ping, JIANG Jianxiang. Considering the economic operation strategy of user-side energy storage under energy-frequency regulation auxiliary service[J]. Electrical Automation, 2024, 46(1): 39-42.

- [12] 李军徽, 李婧, 朱星旭, 等. 风储联合系统分风速一次调频协同控制策略[J]. 吉林电力, 2023, 51(6): 7-12.
LI Junhui, LI Jing, ZHU Xingxu, et al. Cooperative control strategy for wind-storage combined system with split wind speed and primary frequency regulation[J]. Jilin Electric Power, 2023, 51(6): 7-12.
- [13] 符杨, 廖剑波, 李振坤, 等. 考虑时序特性的主动配电网静态安全分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(24): 64-70.
FU Yang, LIAO Jianbo, LI Zhenkun, et al. Static security analysis of active distribution networks considering timing characteristics[J]. Power System Automation, 2016, 40(24): 64-70.
- [14] HUANG K, LI Y, ZHANG X, et al. Research on power control strategy of household-level electric power router based on hybrid energy storage droop control[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 1-13.
- [15] 陈燕. 基于改进帝国竞争算法的微电网优化调度研究[J]. 东北电力技术, 2023, 44(8): 9-13.
CHEN Yan. Research on optimal dispatching of micro grid based on improved imperial competition algorithm[J]. Northeast Electric Power Technology, 2023, 44(8): 9-13.
- [16] KHALOIE H, ABDOLLAHI A, SHAFIE-KHAH M, et al. Coordinated wind-thermal-energy storage offering strategy in energy and spinning reserve markets using a multi-stage model[J]. Applied Energy, 2020, 259: 114168.
- [17] 周建中, 赵峰, 李超顺. 基于 GSA 的水轮机调速系统非线性 PID 控制参数优化方法研究[J]. 水电能源科学, 2014, 32(12): 127-130.
ZHOU Jianzhong, ZHAO Feng, LI Chaoshun. Nonlinear PID parameter optimization for hydraulic turbine governing system based on GSA[J]. Hydropower Energy Science, 2014, 32(12): 127-130.
- [18] LI C S, ZHOU J Z. Parameters identification of hydraulic turbine governing system using improved gravitational search algorithm[J]. Energy Conversion and Management, 2011, 52(1): 374-381.
- [19] RASHEDI E, NEZAMABADI-POUR H, SARYAZDI S. GSA: a gravitational search algorithm[J]. Information Sciences, 2009, 179(13): 2232-2248.
- [20] JIANG C, MA Y, WANG C. PID controller parameters optimization of hydro-turbine governing systems using deterministic-chaotic-mutation evolutionary programming (DCMEP)[J]. Energy Conversion & Management, 2006, 47(9/10): 1222-1230.
- [21] 李超顺, 周建中, 肖剑. 基于改进引力搜索算法的励磁控制 PID 参数优化[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2012, 40(10): 119-122.
LI Chaoshun, ZHOU Jianzhong, XIAO Jian. PID parameter optimization of excitation control systems by using improved gravitational search algorithm[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2012, 40(10): 119-122.
- [22] 刘昌玉, 李崇威, 洪旭钢, 等. 基于改进粒子群算法的水轮机调速系统建模[J]. 水电能源科学, 2011, 29(12): 124-127.
LIU Changyu, LI Chongwei, HONG Xugang, et al. Modeling of water turbine governing system based on enhanced particle swarm optimization[J]. Water Resources and Power, 2011, 29(12): 124-127.
- [23] 孙伟; 周阳花, 奚茂龙. 非线性 PID 控制器参数优化方法[J]. 计算机工程与应用, 2010, 46(28): 244-248.
SUN Wei, ZHOU Yanghua, XI Maolong. Method for parameter optimization of nonlinear PID controller[J]. Computer Engineering and Applications, 2010, 46(28): 244-248.
- [24] 寇攀高, 周建中, 何耀耀, 等. 基于菌群-粒子群算法的水轮发电机组 PID 调速器参数优化[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(26): 101-106.
KOU Pangao, ZHOU Jianzhong, HE Yaoyao, et al. Optimal PID governor tuning of hydraulic turbine generators with bacterial foraging particle swarm optimization algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(26): 101-106.
- [25] 李则衡, 陈磊, 路晓敏, 等. 基于系统灵活性的可再生能源接纳评估[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2187-2194.
LI Zeheng, CHEN Lei, LU Xiaomin, et al. Renewable energy admission assessment based on system flexibility[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2187-2194.

(责任编辑 杜亚勤)