

基于平准化成本的大规模新能源基地混合储能容量优化配置分层迭代方法

魏小淤¹, 张君俊², 蔡佳铭¹

(1. 上海电力设计院有限公司, 上海 200025; 2. 国网上海市电力公司松江供电公司, 上海 201600)

摘要: 针对大规模新能源基地混合储能配置, 从工程实用出发, 兼顾求解效率, 提出基于平准化成本的分层迭代优化计算方法。顶层采用简化储能模型, 初步计算含新能源消纳率与联络线功率约束的储能经济容量总需求; 中层根据总容量需求与不同形式储能的特性, 计算备选类型储能平准化度电成本; 底层选取成本最小的储能形式, 进一步考虑规模限制、循环效率、充放电特性、循环寿命等约束条件进行校核计算, 并反馈至顶层模型迭代, 直至得到满足全部约束的结果。通过西北地区某新能源基地算例验证了方法的有效性。

关键词: 新能源; 混合储能; 优化配置; 分层迭代; 平准化成本

Layered iterative method for allocation of mixed energy storage capacity based on levelized cost of storage in large-scale new energy bases

WEI Xiaoyu¹, ZHANG Junjun², CAI Jiaming¹

(1. Shanghai Electric Power Design Institute Co., Ltd., Shanghai 200025, China; 2. State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 201600, China)

Abstract: This paper proposes a layered iterative optimization method based on levelized cost for the configuration of mixed energy storage in large-scale new energy bases, considering engineering practicality and solution efficiency. The top layer utilizes a simplified energy storage model to preliminarily calculate the total economic capacity demand for energy storage considering the new energy absorption rate and interconnection line power constraints. The middle layer calculates the levelized cost of alternative types of energy storage based on the total capacity demand and the characteristics of different forms of energy storage. The bottom layer selects the energy storage form with the lowest cost, considering constraints such as scale limitations, cycle efficiency, charge-discharge characteristics, and cycle life, and performs verification calculations, which are then fed back to the top-level model for iteration until all constraints are obtained. The effectiveness of the method is verified through a case study of a new energy base in the northwest region.

Key words: new energy; mixed energy storage; optimal allocation; layered iteration; levelized cost of storage

0 引言

随着大型新能源基地外送工程的加速实施, 为提升消纳能力及输电通道利用率, 配置储能系

统是送端发电基地的重要选项。但送端资源条件各异, 如何有效确定储能形式和容量是每个工程都需解决的问题。

对于储能容量配置有较多文献研究，通常以系统成本最小为优化目标，建立数学模型进行最优容量计算^[1-6]。文献[7]针对多种光伏组件组合光伏电站的混合储能容量优化配置问题，提出一种统计分析与数学模型相结合的配置方法，但仅采用典型日进行求解，无法反映更长时间尺度问题。文献[8]针对光储微电网混合储能容量优化配置的问题，提出一种改进的麻雀搜索算法（ISSA），对以经济性为目标建立的储能容量配置模型进行求解，但未考虑新能源外送情况。文献[9]针对风光和火电打捆外送，提出了计及储能寿命的风光火储打捆外送系统双层容量优化模型，但未涉及多种储能的情况。文献[10]针对由全钒液流和压缩空气储能组成的混合储能系统，建立了考虑大规模风电接入的优化配置模型，但储能形式有限。

针对以上不足，本文从工程实用出发，充分考虑外送能力和消纳要求，兼顾求解效率，提出基于平准化成本的分层迭代计算的混合储能容量优化配置方法。

1 系统结构及分层迭代方法

1.1 新能源基地并网系统结构

新能源基地并网系统结构如图1所示。其中电源基地包括风电、光伏等可再生电源，也包括火电、水电等常规电源，根据需求配置储能系统。新能源基地与本地电网通过联络线交换功率，再通过外送线路将电能输送至受端电网。

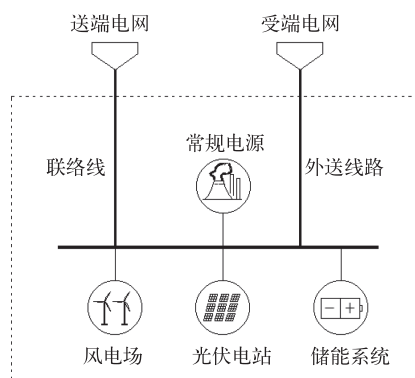


图1 新能源基地并网系统结构

Fig. 1 Structure diagram of grid-connected new energy system

1.2 分层迭代方法

本方法共分为三层，其中顶层采用简化储能模型，初步计算含新能源消纳率与联络线功率约束的储能经济容量总需求；中层根据总容量需求与不同形式储能特性，计算备选类型储能平准化度电成本；底层选取成本最小的储能形式，采用详细储能模型进一步校核计算，并反馈至顶层模型迭代，直至得到满足全部约束的结果。分层迭代方法流程图如图2所示。

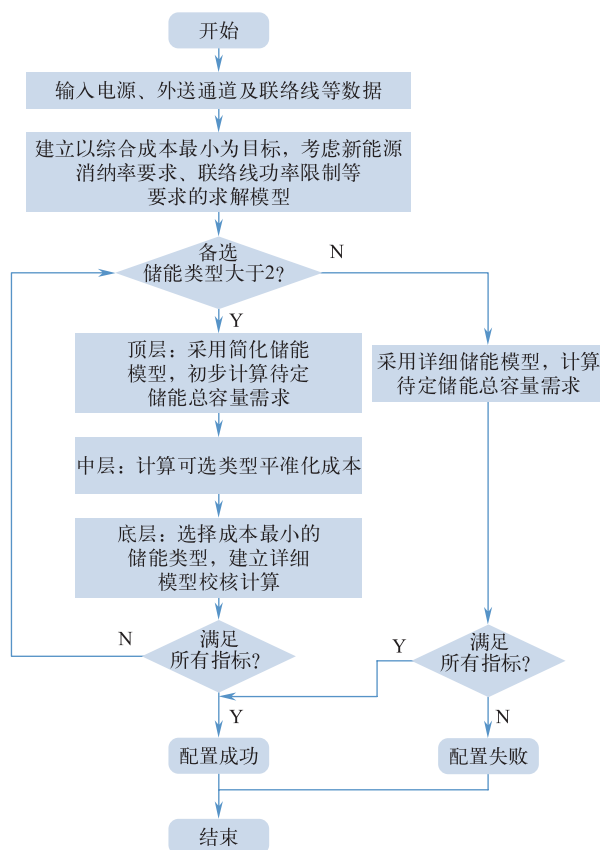


图2 分层迭代方法流程图

Fig. 2 Flowchart of layered iterative method

(1) 顶层

利用混合整数规划算法，建立以综合成本最小为目标，以新能源消纳率要求、联络线功率限制和外送通道曲线为约束条件的优化求解模型，待定容量的储能采用简化模型，初步计算总容量需求（包含功率和时长），求解模型具体如下。

1) 目标函数为

$$F = \min(C_v + C_m + C_f - V_{\text{res}}) \quad (1)$$

式中, C_v 为储能系统的投资, 含电池更换的投资; C_m 为储能系统的运检费用; C_f 为燃料成本; V_{res} 为储能系统残值。

2) 潮流平衡约束为

$$p_{\text{gen}_i} + p_{\text{exc}_i} + p_{\text{bess}_i} = p_{\text{grid}_i} \quad (2)$$

式中, p_{gen_i} 为*i*时刻所有电源的总发电功率; p_{exc_i} 为*i*时刻的联络线注入功率(可以为负值); p_{bess_i} 为*i*时刻的储能发出功率(放电为负值); p_{grid_i} 为*i*时刻的外送通道功率。

3) 联络线功率、电量约束分别为

$$p_{\text{exc}_\text{min}} \leq p_{\text{exc}_i} \leq p_{\text{exc}_\text{max}} \quad (3)$$

$$Q_{\text{exc}_\text{min}} \leq \sum_{i=1}^{8760} p_{\text{exc}_i} \leq Q_{\text{exc}_\text{max}} \quad (4)$$

式中, $Q_{\text{exc}_\text{max}}$ 为联络线的最大注入电量; $Q_{\text{exc}_\text{min}}$ 为联络线的最小注入电量(可以为负值)。

4) 新能源消纳率约束为

$$\frac{\sum_{i=1}^{8760} (p_{\text{re}_i} - p_{\text{loss}_i})}{Q_{\text{re}}} \geq \delta_{\text{min}} \quad (5)$$

式中, p_{re_i} 为*i*时刻的新能源总发电功率; p_{loss_i} 为*i*时刻的混合储能总损耗功率; Q_{re} 为新能源年预测发电量; δ_{min} 为新能源保障消纳率。

(2) 中层

根据送端基地资源条件及政策因素等, 确定待选储能技术路线范围, 结合储能容量需求, 采用平准化储能成本(Levelized Cost of Storage, LCOS)方法计算待选类型储能度电成本^[11]。

$$\text{LCOS} = \frac{C_0 + C_r + C_m + C_{\text{loss}} - V_{\text{res}}}{NQ} \quad (6)$$

$$C_r = \sum_{k=1}^K C_{r_k} \frac{1}{(1+r)^{T_k}} \quad (7)$$

$$C_m = \sum_{n=1}^N M_n \frac{1}{(1+r)^n} \quad (8)$$

$$C_{\text{loss}} = \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) P_c Q \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+r)^n} \quad (9)$$

$$V_{\text{res}} = \rho_{\text{res}} C_0 \frac{1}{(1+r)^N} \quad (10)$$

式中, C_0 为项目初始投资; C_r 为电池更换费用; C_m 为运检费用; C_{loss} 为储能系统损耗费用; V_{res}

为残值; N 为项目运行年限; Q 为储能年放电量; r 为折现率; K 为电池更换次数; C_{r_k} 为电池第*k*次更换费用; T_k 为电池第*k*次更换年; M_n 为第*n*年储能系统检修费用; η 为储能系统循环效率; P_c 为充电成本; ρ_{res} 为储能系统残值率。

(3) 底层

选择成本最小的储能类型, 并采用详细模型进行校核计算, 若满足项目所有边界, 则配置完成; 若优选出的储能类型在达到可建容量上限时, 指标仍不满足要求, 则以该储能最大容量作为基础, 回到顶层, 迭代计算下一类型储能容量需求。

2 储能模型

储能设备用于电力富余时从电网吸电, 并将电能转换为化学能或势能; 在电力不足时向电网馈入电能, 并将化学能或势能转换为电能。

2.1 简化模型

在计算顶层待选储能总容量时, 为提高求解速度与收敛性, 待选容量的储能采用简化模型, 既不考虑其能量转换过程中有损耗产生, 也忽略运行方面的限制, 模型如下。

1) 功率约束

$$0 \leq p_{i_in} \leq u_i p_{e_in} \quad (11)$$

$$0 \leq p_{i_out} \leq (1-u_i) p_{e_out} \quad (12)$$

式中, p_{e_in} 为储能额定充电功率; p_{e_out} 为储能额定放电功率; u_i 为*i*时刻的充放电状态变量, 1表示充电状态, 0表示放电状态; p_{i_in} 为储能*i*时刻的充电功率; p_{i_out} 为储能*i*时刻的放电功率。

2) 容量约束

$$\text{SOC}_{\text{min}} \leq \text{SOC}_i \leq \text{SOC}_{\text{max}} \quad (13)$$

$$\text{SOC}_i = \frac{(\text{SOC}_{i-1} S_e + p_{i_in} - p_{i_out})}{S_e} \quad (14)$$

式中, SOC_i 为储能*i*时刻的SOC; SOC_{max} 为储能运行允许的最大SOC; SOC_{min} 为储能运行允许的最小SOC; S_e 为存储单元额定容量。

2.2 详细模型

储能在实际能量转换过程中存在损耗, 对于

抽蓄、压缩空气储能等，其功率单元呈现部分火电机组的特点，而化学储能由于寿命的问题，受循环次数的限制。因此，为保证配置结果满足实际运行的要求，底层采用详细模型进行校核，模型如下。

1) 功率约束

$$u_{1i}P_{in_min} \leq p_{i_in} \leq u_{1i}P_{e_in} \quad (15)$$

$$u_{2i}P_{out_min} \leq p_{i_out} \leq u_{2i}P_{e_out} \quad (16)$$

$$u_{1i} + u_{2i} \leq 1 \quad (17)$$

式中， u_{1i} 为*i*时刻的充电状态变量，1表示充电状态，0表示非充电状态； u_{2i} 为*i*时刻的放电状态变量，1表示放电状态，0表示非放电状态。

2) 容量约束

$$SOC_{min} \leq SOC_i \leq SOC_{max} \quad (18)$$

其中

$$SOC_i = (SOC_{i-1}S_e + p_{i_in} - p_{i_out} - p_{i_loss}) / S_e \quad (19)$$

$$p_{i_loss} = (1 - \eta_{in})p_{i_in} + \frac{1 - \eta_{out}}{\eta_{out}}p_{i_out} \quad (20)$$

式中， p_{i_loss} 为储能*i*时刻的损耗； η_{in} 为充电效率； η_{out} 为放电效率。

3) 循环寿命约束

$$n_{cycle} \leq N_{cycl_max} \quad (21)$$

$$n_{cycle} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} (p_{i_in} + p_{i_out})}{2S_e} \quad (22)$$

式中， n_{cycle} 为储能年循环次数； N_{cycl_max} 为储能允许的最大年循环次数。

3 算例分析

以西北某规划新能源基地通过直流外送南部区域项目为例，计算验证所提方法的实用性和有效性。

3.1 项目基本情况

(1) 送端新能源基地开发规模

风电为400万kW，光伏为1 200万kW，火电为4×100万kW（最小技术出力30%）。

(2) 直流输电曲线

拟采用±800 kV特高压直流送出，直流额

定输送容量为1 000万kW，设计年利用小时数为5 000 h，外送直流通道输电曲线如图3所示。

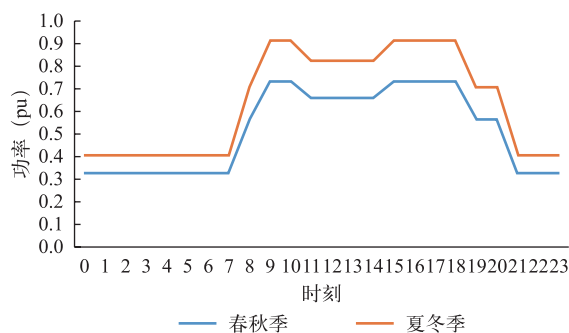


图3 外送直流通道输电曲线

Fig. 3 Transmission curve of HVDC

(3) 相关要求

送端新能源消纳率应不低于90%，项目运行25年，新能源上网电价为0.25元/（kW·h）。送端与西北电网弱连接，联络线最大功率为250万kW（西北电网至基地单向流动），年输送电量不大于直流电量的2%（10亿kW·h）。

(4) 送端储能建设条件

1) 具备建设一座4×40万kW抽水蓄能电站（抽8 h发6 h，综合效率约为75%）的场址条件，单位造价约7 000元/kW，设计寿命50年，25年残值率为50%，年运检费率为1.5%。最小抽水功率为60%，最小发电功率为10%。

2) 具备建设一座40万kW×5 h压缩空气储能电站（综合效率约为60%）的场址条件，单位造价约6 000元/kW，设计寿命40年，25年残值率为35%，年运检费率为2.5%。最小压缩功率为70%，最小发电功率为20%。

3) 具备建设电化学储能的条件（锂电池，综合效率为90%），规模不受限制，变流器单位造价为600元/kW，电池单位造价为1 400元/（kW·h）。25年项目周期内，分别于第8、第16年底更换一次电池，更换成本均为1 000元/（kW·h）。年允许循环400次，25年残值率为5%，年运检费率为0.5%。

3.2 储能容量优化计算

在配置储能前，新能源综合消纳率不满足90%的要求，西北电网供电量也超过10亿kW·h，

配置储能前运行情况见表1。

表1 配置储能前运行情况

Tab. 1 Operating Status without energy storage

电源类别	发电量 / 亿 kW·h	消纳率 (%)
风电	73.8	85.2
光伏	177.4	80.8
新能源合计	251.2	82.1
煤电	223.6	-
联络线供电	25.2	-

为实现设定目标，本案例共进行了三轮计算，各轮次计算详细结果见表2和表3。

由表2可知，第一轮顶层计算需配置储能总容量240万kW、1 000万kW·h，增加24.4亿kW·h消纳量；根据表3中层LCOS计算结果，抽蓄成本最小；底层将其最大规模160万kW×7 h代入校核计算，新能源有效消纳率为88.1%，需进行第二轮迭代。

表2 各轮次顶层、底层详细计算结果

Tab. 2 Detailed results of the top-layer and bottom-layer for each iteration

电源类别	顶层（第一轮）		底层（第一轮）		顶层（第二轮）		底层（第二轮）		第三轮	
	发电量 / 亿 kW·h	消纳率 (%)	发电量 / 亿 kW·h	消纳率 (%)	发电量 / 亿 kW·h	消纳率 (%)	发电量 / 亿 kW·h	消纳率 (%)	发电量 / 亿 kW·h	消纳率 (%)
风电	78.1	90.0	79.7	92.1	77.9	90.0	84.7	97.8	77.2	89.1
光伏	197.5	90.0	197.5	90.0	205	93.3	197.5	90.0	208.3	94.9
储能损耗	0	-	7.7	-	7.3	-	10.1	-	9.9	-
新能源合计	275.6	90.0	269.5	88.1	275.6	90.0	272.1	88.9	275.6	90.0
煤电	218.2		219.5		218.8		219.8		217.8	
联络线供电	6.2		10		5.6		8.1		6.6	
储能规模（万 kW/ 万 kW·h）	240/1 000		160/1 120		80/250		40/200		40/160	

表3 中层 LCOS 计算结果

Tab. 3 LCOS results of middle-layer

储能类别	最大规模	第一轮 [元 / (kW·h)]	第二轮 [元 / (kW·h)]
抽水蓄能	160 万 kW×7 h	0.322	-
压缩空气	40 万 kW×5 h	0.358	0.448
锂电储能	无限制	0.443	0.458

第二轮顶层计算需再配置储能总容量80万kW、250万kW·h，增加6.1亿kW·h消纳量；根据表3中层LCOS计算结果，压缩空气储能成本最小；底层将其最大规模为40万kW×5 h代入校核计算，新能源有效消纳率为88.9%，需进行第三轮迭代。

第三轮仅剩余一种可选储能形式，直接一步计算出再配置化学储能总容量40万kW、160万kW·h，增加3.5亿kW·h消纳量，可满足所有设定条件。

由以上计算与分析可知所提算例储能容量最终配置结果，见表4。

表4 本算例储能容量配置结果

Tab. 4 The results of energy storage capacity

储能类别	配置规模
抽水蓄能	160 万 kW×7 h
压缩空气	40 万 kW×5 h
锂电储能	40 万 kW×4 h

4 结束语

针对大规模新能源基地混合储能配置，本文从工程实用出发，提出基于平准化成本的分层迭代优化计算方法。

1) 顶层采用储能简化模型，提高了求解效率。

2) 中层采用LCOS进行储能类型选择，实现了常规思维逻辑与数学优化计算的兼容。

3) 底层采用详细模型，校核计算结果，消除了简化模型带来的计算误差。

仿真案例表明，所提方法可得到简便高效的储能组合配置，具有较强的逻辑性和良好的工程实用价值。

参考文献

[1] 曾志辉, 刘云鹏, 等. 基于改进蝙蝠算法的混合储能系统容量优化配置[J]. 河南理工大学学报, 2023, 42(5): 130-136.

[2] 李伟, 刘立, 等. 基于两阶段模型的风光互补系统储能容量配置优化方法[J]. 水电与新能源, 2023, 37(1): 74-78.

[3] 陆秋瑜, 马千里, 等. 基于置信容量的风场配套储能容量优化配置[J]. 电工技术学报, 2022, 37(23): 5902-5910.

[4] 谢毓广, 李金中, 等. 考虑消纳水平的新能源配套储能和输电通道容量协调优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 51-57.

[5] 代倩, 吴俊玲, 等. 提升局部区域新能源外送能力的储能容量优化配置方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(3): 67-73.

[6] 梁帅, 张新燕, 等. 用于提高电网中风电渗透率的混合储能容量优化分析[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(28): 12432-12439.

[7] 马超, 董森, 等. 多种光伏组件组合光伏电站的混合储能容量优化配置研究[J]. 天津大学学报, 2020, 53(11): 1128-1135.

[8] 王依妍, 陈景文. 基于ISSA的光储微网混合储能容量优化配置[J]. 储能技术, 2023, 51(4): 23-29.

[9] 吴雄, 贺明康, 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.

[10] 齐晓光, 姚福星, 等. 考虑大规模风电接入的电力系统混合储能容量优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 11-19.

[11] 刘阳, 滕卫军, 等. 规模化多元电化学储能度电成本及其经济性分析[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(1): 312-318.

作者简介

魏小淤（1987—），男，硕士，高级工程师，研究方向为电力系统规划。
(收稿日期：2024-04-09)