

考虑风电不确定性的风火储能源系统鲁棒优化调度研究

赵燃¹ 杨建¹ 宋冬然¹ 孟维琦¹ 常青¹ 王力¹

(1. 中南大学自动化学院, 长沙, 410083)

摘要 风电的不确定性使得其大规模并网存在弃风等诸多问题。为此, 针对风电不确定性, 本文考虑其预测误差的同时结合先进绝热压缩空气储能(AA-CAES)技术, 建立了风火储能源系统鲁棒优化调度模型。模型不仅考虑了AA-CAES电站的运行约束, 也针对其运行特性考虑了其在备用容量上的约束。同时, 基于极限场景法, 结合风险、运行、综合三种成本, 建立了最优风电不确定集, 实现了系统在鲁棒性与经济性上的最优。最后基于IEEE39节点系统进行算例仿真, 仿真结果验证了模型的有效性。

关键词 不确定性, 鲁棒优化调度, AA-CAES 电站, 备用容量, 极限场景

Robust Optimal Scheduling of Wind Thermal Energy Storage System Considering Wind Power Uncertainty

Zhao Ran¹, Yang Jian¹, Song Dongran¹, Meng Weiqi¹, Chang Qing¹, Wang Li¹

1. School of Automation, Central South University, Changsha 410000

Abstract The uncertainty of wind power makes its large-scale grid connection have many problems, such as wind abandonment. In view of its uncertainty, considering its prediction error and combined with advanced adiabatic compressed air energy storage (AA-CAES) technology, a robust optimal scheduling model of air-fire energy storage system is established. The model not only considers the operation constraints of AA-CAES power plant, but also considers the reserve capacity constraints according to its operation characteristics. At the same time, combined with the risk, operation and comprehensive cost, the optimal uncertainty set of wind power is obtained, and the robustness and economy of the system are optimized. Finally, an IEEE 39 bus system is simulated, and the simulation results verify the effectiveness of the model.

Key Words Uncertainty, Robust optimal scheduling, AA-CAES, Reserve capacity, Extreme scenario

引言

近年来, 为应对全球气候变暖以及能源危机等挑战, 风力发电迅速发展^[1]。在中国, 风电累计装机容量于 2019 年便达到了 2.1 亿千瓦, 占全球的陆地总装机容量的 37%^[2]。风电飞速发展的同时, 种种问题也随之而来。由于风电的间歇性和不确定性, 其大规模并网给电力系统的可靠性带来了巨大挑战。以中国为例, 2016 年全国平均弃风率达 17%, 2019 年虽降低至 4%^[3], 但装机容量的增大, 意味着弃风问题依旧急需解决。

储能是解决风电大规模利用, 减少弃风的关键技术。在各种解决弃风的方案中, 先进绝热压缩空气储能(AA-CAES)由于其寿命长、成本低、响应快、选址灵活等优点, 近期得到了广泛的关注^[4]。AA-CAES 是常规压缩空气储能(C-CAES)的改善。与 C-CAES 不同的是, AA-CAES 能够将压缩热存储起来, 减少了化石燃料的使用, 同时也

比 C-CAES 具有更高的效率^[5,6]。

当前, 国内外对于 AA-CAES 参与风电调度消纳的研究还不是很多, 而传统的 C-CAES 电站参与的调度已有不少研究。文献[7]提出了一种联合能量和储备的调度模型, 系统中考虑风电和 C-CAES。在文献[8]中, 通过研究 AA-CAES 调度模型, 估计了其在垄断电力市场、能源市场和备用市场中的价值。文献[9]提出了与 AA-CAES 集成的零碳排放微电网的优化调度模型, AA-CAES 既提供电力又提供热量。同样考虑其供热供电的文献[10]建立了一种包含 AA-CAES 的热电联储/供的 MIES 整体调度模型。文献[11]则从备用容量角度出发, 建立了含 AA-CAES 电站的实时调度模型。上述研究大部分还仅仅只是停留在将 AA-CAES 与传统能源相结合利用, 忽略了备用容量或可再生能源的不确定性等问题。

在考虑风电的不确定性优化调度方法

收稿日期: 2021 年 7 月 26 日

基金项目: 国家自然科学基金项目 (51777217) 和国家工业强基工程项目 (0714-EMTC-02-00443)

作者简介: 赵燃, 男 (1997.11), 河北唐山人, 研究方向: 风速预测及风电调度, 中南大学自动化学院, 410000, 1075554778@qq.com, 17871901694

中,鲁棒优化以其能满足不确定集范围内的所有波动而独具优势。为此,本文在现有研究基础上,综合考虑风电预测的不确定性、备用容量、AA-CAES 电站的动态特性、出力限制等问题,建立了基于极限场景法的风火储能系统的鲁棒优化调度模型。利用极限场景法结合综合成本、运行成本与风险成本得到了风电预测不确定集的最优范围,使系统在鲁棒性与经济性间得到了平衡。最后,基于 IEEE39 节点系统进行算例仿真,仿真结果验证了模型的有效性。

1AA-CAES 电站模型

AA-CAES 电站分为压缩和发电两种工作状态。在压缩过程中,利用电能将空气通过多级空气压缩单元压缩到储气罐中,产生的热量被载热介质吸收并存入储热器中;发电过程中,释放存储的高压空气、高温载热介质,在换热器中通过热量交换得到高温高压的空气,用于驱动多级空气膨胀单元发电。

1.1 AA-CAES 电站运行约束

为了便于分析,在建模过程中做了以下假设:I)空气为理想空气;II)忽略管道和热交换器中的压力损失;III)储气罐温度恒定;IV)每个压缩机和涡轮机的入口温度接近其额定入口温度;V)储热容器绝热;VI)末级压缩机恒定工作在额定压缩比下^[12]。

得到运行约束如下:

$$P_{CAESC}^t \eta_c = \dot{m}_c^t \frac{\gamma}{\gamma-1} R \left(\sum_{i=1}^{N_c-1} T_{c,in,i} (\beta_{c,i}^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} - 1) + T_{c,in,N_c} (\beta_{c,N_c}^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} - 1) \right) \quad (1)$$

$$P_{CAESC,\min} u_C^t \leq P_{CAESC}^t \leq P_{CAESC,\max} u_C^t \quad (2)$$

$$P_{CAESG}^t = \eta_g \dot{m}_g^t \frac{\gamma}{\gamma-1} R \sum_{i=1}^{N_g} T_{g,in,i} (1 - \beta_{g,i}^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}) \quad (3)$$

$$P_{CAESG,\min} u_G^t \leq P_{CAESG}^t \leq P_{CAESG,\max} u_G^t \quad (4)$$

$$u_G^t + u_C^t \leq 1 \quad (5)$$

$$\Delta Q_c^t = \dot{m}_c^t c_{p,air} \varepsilon \Delta t \left(\sum_{i=1}^{N_c-1} T_{c,in,i} \beta_{c,i}^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} + T_{c,in,N_c-1} \beta_{c,N_c}^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} - N_c T_{cold} \right) \quad (6)$$

$$\Delta Q_g^t = \dot{m}_g^t c_{p,air} \varepsilon \Delta t (N_g T_{hot} - T_{st}^t - \sum_{i=1}^{N_g} T_{g,in,i} \beta_{g,i}^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}) \quad (7)$$

$$Q_{HS}^t = Q_{HS}^{t-1} + \Delta Q_c^t - \Delta Q_g^t \quad (8)$$

$$0 \leq Q_{HS}^t \leq Q_{HS,\max} \quad (9)$$

$$p_{st}^t = p_{st}^{t-1} + \left(\frac{RT_{st,in} \gamma}{V_{st}} \dot{m}_c^t - \frac{RT_{st}^{t_0} \gamma}{V_{st}} \dot{m}_g^t \right) \Delta t \quad (10)$$

$$-(\alpha_{HT} + \beta_{HT} (\dot{m}_c^t + \dot{m}_g^t)) (T_{st}^{t_0} - T_{wall}) \Delta t$$

$$p_{st,\min} \leq p_{st}^t \leq p_{st,\max} \quad (11)$$

式中, P_{CAESC}^t, P_{CAESG}^t 分别为 AA-CAES 电站 t 时刻压缩、发电功率; η_c, η_g 分别为压缩、发电效率; R 为理想气体常数; \dot{m}_c^t, \dot{m}_g^t 为 t 时刻流入压缩机、膨胀机的流量; $T_{c,in,i}$ 和 $T_{g,in,i}$ 表示进入 i 级压缩机和膨胀机的空气温度; $\beta_{c,i}$ 和 β_{c,N_c}^t 为第 i 级压缩机的额定压缩比和时刻 t 末端压缩机的压缩比; $\beta_{g,i}$ 同理为 i 级膨胀机额定压缩比; γ 为空气比热比;

$P_{CAESC,\min}, P_{CAESC,\max}, P_{CAESG,\min}, P_{CAESG,\max}$ 分别为电站压缩、发电的最小最大功率; u_C^t, u_G^t 表示电站压缩、发电运行的状态, 为二进制变量, 值为 1 时为运行状态, 反之为 0; $\Delta Q_c^t, \Delta Q_g^t$ 为换热器在时刻 t 的吸、放热量, Δt 为单位调度时间; $c_{p,air}$ 为空气的等压比热容; ε 为换热器能效系数; T_{cold}, T_{hot} 为压缩、发电过程中载热介质的温度; T_{st}^t 为 t 时刻储气室温度; $Q_{HS}^t, Q_{HS,\max}$ 为 t 时刻储热器的储热量以及最大储热量; $p_{st}^t, p_{st,\min}, p_{st,\max}$ 分别为 t 时刻储气室的气压变化率及其上下限; t_0 为初始时刻; $T_{st,in}, T_{wall}$ 分别为储气室进气口和储气室内壁的温度; α_{HT}, β_{HT} 分别为由自然对流和强制对流引起的传热系数。

上式(1-11)分别为 AA-CAES 电站的压缩功率及其上下限约束, 发电功率及其上下限约束, 工况运行状态约束, 换热器吸放热量约束, 储热器储存热量及其上下限约束, 储气室气压变化及其上下限约束。

1.2 AA-CAES 电站的备用容量约束

AA-CAES 电站有良好的动态特性: 启停时间短, 爬坡速度快, 因此非常适合为系统提供备用容量。其工作状态分为压缩、发电和停机三种状态, 因此不同工况间切换以及备用容量范围如图 1 所示。图中, $t_{CAESC,off}, t_{CAESG,off}$ 为 AA-CAES 电站从压缩/发电状态到停机状所需的时间; $t_{CAESC,on}, t_{CAESG,on}$ 为从停机到发电/压缩所需的时间。

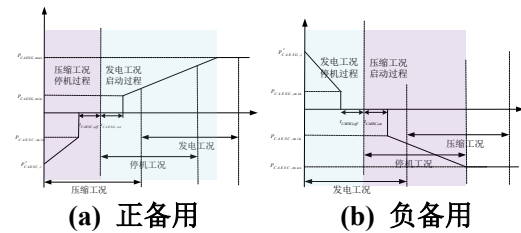


图 1 AA-CAES 电站正负备用调节范围图

从图 1 中可以看出, 当电站在压缩工况下运行时, 能够提供的正负备用容量范围如下:

$$0 \leq P_{CAES,Lup}^t \leq P_{CAESC}^t + \min[(\Delta t_b - t_{CAESC,off} - \frac{P_{CAESC}^t - P_{CAESC,min}^t}{r_{CAESC,Ldown}} - t_{CAESC,on})r_{CAESC,Lup} + P_{CAESC,min}^t, P_{CAESC,max}^t] \quad (12)$$

$$0 \leq P_{CAES,Ldown}^t \leq P_{CAESC,max}^t - P_{CAESC}^t \quad (13)$$

当电站在停机工况下运行时，能够提供的正负备用容量范围：

$$P_{CAESC,min}^t \leq P_{CAES,Lup}^t \leq \min[(\Delta t_b - t_{CAESC,on})r_{CAESC,Lup} + P_{CAESC,min}^t, P_{CAESC,max}^t] \quad (14)$$

$$P_{CAESC,min}^t \leq P_{CAES,Ldown}^t \leq \min[(\Delta t_b - t_{CAESC,on})r_{CAESC,Ldown} + P_{CAESC,min}^t, P_{CAESC,max}^t] \quad (15)$$

当电站在发电工况下运行时，能够提供的正负备用容量范围：

$$0 \leq P_{CAES,Lup}^t \leq P_{CAESC,max}^t - P_{CAESC}^t \quad (16)$$

$$0 \leq P_{CAES,Ldown}^t \leq P_{CAESC}^t + \min[(\Delta t_b - t_{CAESC,off} - \frac{P_{CAESC}^t - P_{CAESC,min}^t}{r_{CAESC,Ldown}} - t_{CAESC,on})r_{CAESC,Ldown} + P_{CAESC,min}^t, P_{CAESC,max}^t] \quad (17)$$

式中， $P_{CAES,Lup}^t, P_{CAES,Ldown}^t$ 分别为 AA-CAES 电站在 t 时刻提供的正负备用容量； Δt_b 为备用容量的响应时间，本文选用 10 分钟； $r_{CAESC,Lup}, r_{CAESC,Ldown}$ 分别为电站发电状态下的上下爬坡速率； $r_{CAESC,Lup}, r_{CAESC,Ldown}$ 同理为电站压缩状态下的上下爬坡速率。

2 风火储系统鲁棒优化调度模型

鲁棒优化调度能够适应一定的风电预测偏差，不同于随机优化需要不确定变量的概率分布，鲁棒优化只需要给出不确定变量的集合，在集合约束下构建调度模型。本文基于极限场景法，建立了风火储鲁棒优化调度模型。

2.1 极限场景法

当风电场出力达到置信边界时，称为极限场景。本文基于极限场景法构建的风电预测不确定集为：

$$\begin{cases} P_{Wp,i,Down}^t \leq P_{Wp,i}^t \leq P_{Wp,i,up}^t \\ P_{Wp,i,Down}^t = (1 - \beta)P_{Wp,i}^t \\ P_{Wp,i,up}^t = (1 + \beta)P_{Wp,i}^t \end{cases} \quad (18)$$

式中， $P_{Wp,i}^t$ 为风电场 i 在 t 时刻的预测发电量； $P_{Wp,i,Down}^t$ 和 $P_{Wp,i,up}^t$ 为风电场 i 在极限时刻下出力的上下限。 β 为风电极限场景下实际发电与预测值的比例系数。

以两个风电场为例的极限场景如图2所示，两个风电场则对应共计有四个极限场景。

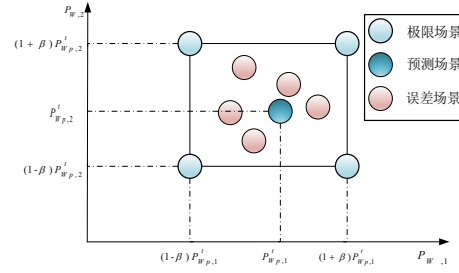


图2 风电出力极限场景

可以看出 β 值越小，风电预测不确定集的范围也就越小，意味着系统应对风电不确定性的能力越差。因此， β 的取值决定了系统的性能。

2.2 鲁棒优化调度模型

极限场景能够代表不确定集内所有误差场景，因此，鲁棒优化调度模型仅需满足所有极限场景，即可满足对所有场景的调度。

2.2.1 目标函数

鲁棒优化的目标函数包括风火储三能源成本、环境成本以及备用市场成本三部分组成，具体为：

$$\min C_O = C_F + C_W + C_{CASE} + C_E + (C_{Lup} + C_{Ldown}) \quad (19)$$

火电、风电以及 AA-CAES 电站的购电成本 C_F, C_W, C_{CASE} 、环境成本 C_E 和正负备用市场的购电成本 C_{Lup}, C_{Ldown} 分别如下：

$$C_F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} p_{f,i} P_{F,i}^t \quad (20)$$

$$C_W = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_W} p_{w,i} P_{W,i}^t \quad (21)$$

$$C_{CAES} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_C} p_{c,g,i} P_{CAESC,i}^t - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_C} p_{c,c,i} P_{CAESC,i}^t \quad (22)$$

$$C_E = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (\lambda_s \alpha_i^s P_{F,i}^t \Delta t + \lambda_c \alpha_i^c P_{F,i}^t \Delta t) \quad (23)$$

$$C_{Lup} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_C} p_{case,i,Lup} P_{CASE,i,Lup}^t + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} p_{f,i,Lup} P_{F,i,Lup}^t \quad (24)$$

$$C_{Ldown} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_C} p_{case,i,Down} P_{CASE,i,Down}^t + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} p_{f,i,Down} P_{F,i,Down}^t \quad (25)$$

式中， $p_{f,i}, p_{w,i}, p_{c,g,i}$ 分别表示从火、风、AA-CAES 电站的单位购电成本； $p_{c,c,i}$ 为电站压缩状态下买电所需的单位成本； $p_{case,i,Lup}, p_{case,i,Down}, p_{f,i,Lup}, p_{f,i,Down}$

为正负备用市场单位购电成本； λ_s, λ_c 为 SO_2, CO_2 气体排放的成本系数， α_i^s, α_i^c 为火电机组 SO_2, CO_2 气体排放系数； $P_{F,i}^t, P_{W,i}^t, P_{CAESG,i}^t, P_{CAESC,i}^t$ 分别为对应机组在 t 时刻的出力； $P_{F,i,Lup}^t, P_{F,i,Ldown}^t$ 为火电机组 i 在 t 时刻提供的正负备用容量。

2.2.2 约束条件

(a) 系统功率平衡及正、负备用容量约束：

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{F,i}^t + \sum_{i=1}^{N_W} P_{W,i}^t + \sum_{i=1}^{N_C} P_{CAESG,i}^t = P_{Load}^t + \sum_{i=1}^{N_C} P_{CAESC,i}^t \quad (26)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{F,i,Lup}^t + \sum_{i=1}^{N_C} P_{CAES,i,Lup}^t \geq R_{Lup,min}^t \quad (27)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{F,i,Ldown}^t + \sum_{i=1}^{N_C} P_{CAES,i,Ldown}^t \geq R_{Ldown,min}^t \quad (28)$$

(b) 火电机组出力上下限约束，正、负备用容量爬坡及启停约束：

$$P_{F,i}^t + P_{F,i,Lup}^t \leq u_{F,i}^t P_{F,i,max} \quad (29)$$

$$u_{F,i}^t P_{F,i,min} \leq P_{F,i}^t - P_{F,i,Ldown}^t \quad (30)$$

$$0 \leq P_{F,i,Lup}^t \leq r_{F,i,Lup} \Delta t_b \quad (31)$$

$$0 \leq P_{F,i,Ldown}^t \leq r_{F,i,Ldown} \Delta t_b \quad (32)$$

$$(t_{F,i,on}^t - t_{F,i,on}^{t-1})(u_{F,i}^t - u_{F,i}^{t-1}) \geq 0 \quad (33)$$

$$(t_{F,i,off}^t - t_{F,i,off}^{t-1})(u_{F,i}^t - u_{F,i}^{t-1}) \geq 0 \quad (34)$$

(c) 电站正、负备用容量上下限约束：

$$P_{CAESG,min}(1 - u_{G,i}^t - u_{C,i}^t) \leq P_{CAES,i,Lup}^t \leq P_{CAESC,i}^t - P_{CAESG,i}^t + \min[(\Delta t_b - \frac{P_{CAESC,i}^t - u_{C,i}^t P_{CAESC,min}}{r_{CAESG,i,Ldown}})] \quad (35)$$

$$-t_{CAESC,off}^t u_{C,i}^t - t_{CAESG,on}^t (1 - u_{G,i}^t) r_{CAESG,i,Lup} + P_{CAESG,min}, P_{CAESG,max}] \\ P_{CAESC,min}(1 - u_{G,i}^t - u_{C,i}^t) \leq P_{CAES,i,Ldown}^t \leq P_{CAESG,i}^t - P_{CAESC,i}^t + \min[(\Delta t_b - \frac{P_{CAESG,i}^t - u_{G,i}^t P_{CAESC,min}}{r_{CAESC,i,Ldown}})] \quad (36)$$

$$-t_{CAESG,off}^t u_{G,i}^t - t_{CAESC,on}^t (1 - u_{C,i}^t) r_{CAESC,i,Lup} + P_{CAESC,min}, P_{CAESC,max}]$$

(d) 风电出力及风电预测不确定集约束：

$$0 \leq P_{W,i}^t \leq P_{Wp,i}^t \quad (37)$$

$$(1 - \beta)P_{Wp,i}^t \leq P_{Wp,i}^t \leq (1 + \beta)P_{Wp,i}^t \quad (38)$$

$$\forall \beta \in [-30\%, 30\%] \quad (39)$$

式中， P_{Load}^t 为 t 时刻负荷值； $R_{Lup,min}^t, R_{Ldown,min}^t$ 分别为 t 时刻所需的最小正负备用容量； $r_{F,i,Lup}, r_{F,i,Ldown}$ 表示火电机组 i 的上下爬坡速率； $u_{F,i}^t$ 表示火电机组 i 的运行状态，为二进制变量； $t_{F,i,on}^t, t_{F,i,off}^t, t_{F,i,on}^{min}, t_{F,i,off}^{min}$ 表示 t 时刻火电机组 i 连续运行、停运的时间及其各自对应的最小值。

2.3 风险成本与综合成本

β 的取值决定了系统鲁棒性与经济性的好坏。本文通过枚举法，计算风险成本与综合成本，最终得到使综合成本最小的 β 值。

风险成本为风电实际出力与预测值偏差极大至难以调度时产生的成本，包括弃风成本和切负荷成本两种。

综合成本为系统运行成本和风险成本的总和，其公式为：

$$C_{Total} = C_O + C_{Risk} \quad (40)$$

式中， C_{Total} 为综合成本， C_O 为运行成本，即 2.2 节目标函数值， C_{Risk} 为风险成本。

(a) 弃风成本

当风电出力大于系统所能消纳的最大风电时，便产生弃风。鲁棒优化能适应调度内一定风电预测偏差，通过建立风电出力概率分布模型，对不能调度的风电出力范围积分求期望值，即可得到风电弃风电量和切负荷电量。

假设风电的概率分布呈以预测值为均值的正态分布^[13]，如图 3 所示，图中， P_{max} 为系统所能调度的最大风电量，其值一般大于风电不确定集的上限， P_{min} 为系统所能调度的最小风电量， P_e 为风电所能发出的最大电量。图中蓝色和灰色阴影部分即为风电的弃风电量和切负荷电量期望值。

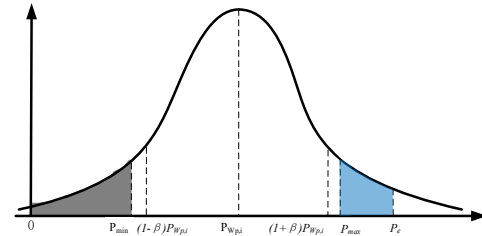


图 3 风电功率概率分布图

因此可以得出弃风电量的公式为：

$$Q_{W,ab}^t = \int_{P_{max}}^{P_e} f_{P_W}(P_W^t - P_{max}) dP_W^t \quad P_W^t > P_{max} \quad (41)$$

式中， $Q_{W,ab}^t$ 为 t 时刻风电弃风的期望电量； f_{P_W} 为风力发电的概率密度函数； P_W^t 为 t 时刻可能的风力发电量。

若这部分电量能够顺利消纳，就可以等量的减少火电的发电量，因此，以火电的燃料成本和环境成本等效为弃风成本：

$$C_{W,ab} = \sum_{i=1}^T (a_i Q_{W,ab}^t + b_i Q_{W,ab}^t + c_i + \lambda_s \alpha_i^s Q_{W,ab}^t + \lambda_c \alpha_i^c Q_{W,ab}^t) \quad (42)$$

式中， a_i, b_i, c_i 为燃料成本系数。

(b) 切负荷成本

当风电出力过小至供电不足时，便要考虑切断负荷以实现平衡。切负荷的电量公式：

$$Q_{W,cut}^t = \int_0^{P_{\min}} f_{P_W}(P_{\min} - P_W^t) dP_W^t \quad P_W^t < P_{\min} \quad (43)$$

式中, $Q_{W,cut}^t$ 为 t 时刻切负荷电量的期望值。

可得切负荷成本和风险成本为:

$$C_{W,cut} = \sum_{t=1}^T p_{cut}^t Q_{W,cut}^t \quad (44)$$

$$C_{Risk} = C_{W,cut} + C_{W,ab} \quad (45)$$

式中, p_{cut}^t 为 t 时刻切断负荷所需的单位成本。

2.4 模型求解

经过 1.1 节的假设后, AA-CAES 电站模型所有约束已成为线性约束, 优化调度模型已转化为混合整数线性规划问题, 采用 CPLEX 对该优化问题求解。求解流程如图 4 所示。

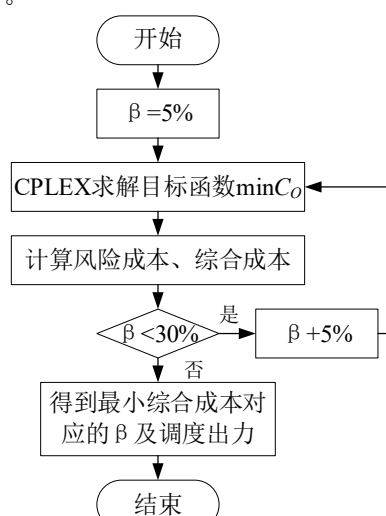


图 4 求解流程图

3 算例实验与分析

3.1 算例实验

本文参考我国某地区某日电网系统, 对 IEEE39 节点系统进行适当修改, 其结构图如图 5 所示, AA-CAES 电站和风电场 1 从节点 9 接入系统, 风电场 2、3 从节点 2 接入系统。

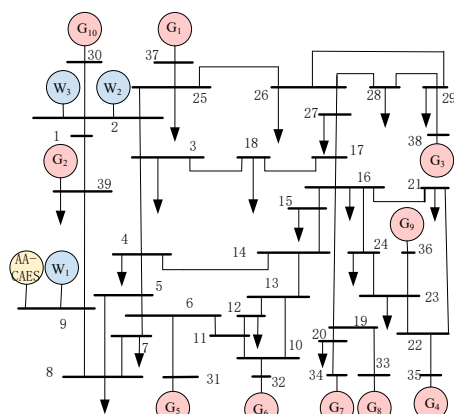


图 5 修改版 IEEE39 节点系统

系统某日风电场预测发电曲线以及负荷曲线如图 6 所示。

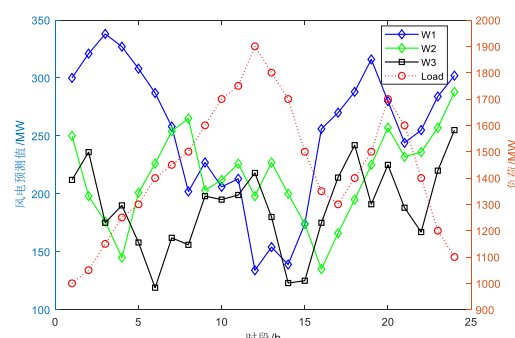


图 6 各风电场出力预测值及日负荷曲线

3.2 结果分析

鲁棒优化调度能够应对不确定集内的风电波动, 因此不确定集的建立决定着模型的鲁棒性与经济性。首先便是确定 β 的最优值, 不同 β 值下系统各成本结果见图 7 和表 1 所示。从图中可以看出, 随着 β 值的增大, 风险成本逐渐降低, 运行成本逐渐增大, 表明系统鲁棒性的增强要相应的减少系统的经济性。综合成本随着 β 取值的增大呈先减少再增加的趋势。在 5%-15% 间有最小值, 在此区间 β 按 1% 步长增大。最终, 当 β 取值为 11% 时, 综合成本最小, 此时的目标函数运行成本为 13990559 元。

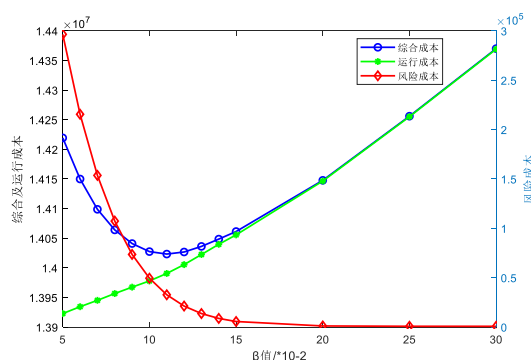


图 7 不同 β 下各成本对比图

表 1 不同 β 下成本

β	运行成本	风险成本	综合成本
5%	13922856	296503	14219360
10%	13977913	49515	14027428
11%	13990559	32733	14023292
12%	14005467	21313	14026780
15%	14055681	5660	14061341
20%	14146581	1153	14147735
25%	14255191	833	14256025
30%	14369212	805	14370017

为了进一步证明本文方法的合理性、有效性, 比较了不同方法确定不确定集的综合成本, 如表 2 所示。可以看出, 本文所用方法综合成本更小, 证明了本方法的有效性。

表 2 不同方法确定不确定集结果对比

	置信区间(95%)	本文方法
综合成本	14168945	14023292

在 $\beta=11\%$ 下,得到各调度资源出力计划和备用容量购买计划如图 8 和图 9 所示。当 AA-CAES 电站处于压缩工况时,其出力情况用负数表示。从图中可以看出, G1 和 G2 在火电机组中担任主要出力,但因其爬坡、单位备用成本等原因,备用容量方面,只在负备用市场承担主要出力,而正备用市场出力相对较少; G4、G5 分担剩余火电大部分调度出力,同时因其爬坡快、备用成本低的优点,承担主要的正备用容量以及部分负备用容量;其余火电机组因其容量小,成本高,缺乏竞争优势,大部分时间处于停机状态。AA-CAES 电站成本低、响应快,因而在正负备用容量市场承担主要角色,此外,其在负荷低谷、风电出力高峰时段处于压缩状态,促进了风电的消纳,起到了削峰填谷的作用。

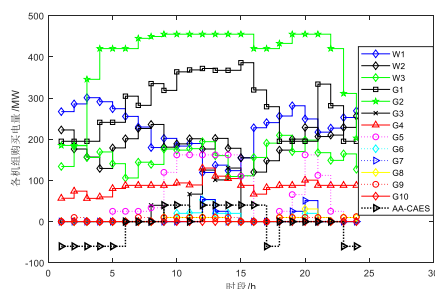
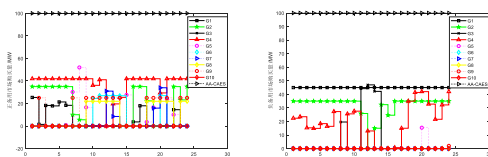


图 8 各电厂调度出力计划



(a) 正备用容量 (b) 负备用容量

图 9 各电厂正负备用容量购买计划

为了进一步比较本文风火储系统的优越性,比较了不同模型下成本的大小,结果如表 3 所示。

表 3 不同模型运行成本

	综合成本	最优 β	运行成本
风火	15163609	7%	15130876
风火储	14023292	11%	13990559

从表 3 明显可以看出加入了 AA-CAES 电站的风火储能系统成本明显更低。减少了火电的出力,意味着减少燃料使用的同时也减小了环境的污染。同时,风火系统只用火电机组提供备用容量,运行成本随着 β 值的增大而增长得更快,最优 β 值减小至 7%,但这就意味着系统鲁棒性过差,难以应对风电的不确定性。因此可以看出 AA-CAES 电站在鲁棒优化中有着重要作用,在促进风电

消纳、提供备用容量方面有广阔的前景。

4 结论

本文为减弱风电不确定性带来的影响,考虑其预测误差的同时结合 AA-CAES 电站特性,建立了风火储鲁棒优化调度模型。通过极限场景法构建风电不确定集以及利用储能进行削峰填谷,促进了风电的消纳。仿真结果表明, AA-CAES 电站在鲁棒优化中有着广泛应用,其动态性能、低成本的特性能很好的提供备用容量,保证系统鲁棒性的同时,提高了系统的经济性。

参考文献

- [1] M.B.迈克尔罗伊.能源与气候[M].北京:科学出版社,2018-06.
- [2] 魏锋.中国风电行业现状及前景展望[J].今日工程机械,2020(04):24-25.
- [3] 国家能源局. 2019 年风电并网运行情况[E/B/OL]. http://www.nea.gov.cn/2020-02/28/c_138827910.htm. [2020-02-29].
- [4] 刘畅,徐玉杰,胡珊,陈海生.压缩空气储能电站技术经济性分析[J].储能科学与技术, 2015,4(02):158-168.
- [5] Ghady Dib, Philippe Haberschill, Romuald Rullière, et al. Thermodynamic simulation of a micro advanced adiabatic compressed air energy storage for building application[J]. *Applied Energy*, 2020, 260.
- [6] 韩中合,刘士名,周权,庞永超.恒壁温储气模型下先进绝热压缩空气储能系统性能分析[J].中国电机工程学报, 2016, 36(12):3373-3381.
- [7] Sedighzadeh M, Esmaili M, Mousavi-Taghiabadi S. Optimal joint energy and re-serve scheduling considering frequency dynamics, compressed air energy storage, and wind turbines in an electrical power system[J]. *J Storage Mater* 2019;23:220-33.
- [8] Ding J, Xu Y, Chen H, et al. Value and economic estimation model for grid-scale energy storage in monopoly power markets[J]. *Appl Energy* 2019;240:986-1002.
- [9] Li R, Chen L, Yuan T, et al. Optimal dispatch of zero-carbon-emission micro energy internet integrated with non-supplementary fired compressed air energy storage system[J]. *J Mod Power Syst Clean Energy* 2016;4(4):566-80.
- [10] 蔡杰,张世旭,廖爽,等.考虑 AA-CAES 装置热电联储/供特性的微型综合能源系统优化运行策略[J].高电压技术,2020,46(02):480-490.
- [11] 李姚旺,苗世洪,尹斌鑫,等.含先进绝热压缩空气储能电站的电力系统实时调度模型[J].电工技术学报, 2019, 34(02):189-199.
- [12] Bai Jiayu, Wei Wei, Chen Laijun, et al. Modeling and dispatch of advanced adiabatic compressed air energy storage under wide operating range in distribution systems with renewable generation[J]. *Energy*, 2020, 206.
- [13] 娄素华,王志磊,吴耀武,等.基于机会约束规划的含大规模风电电力系统协调经济调度[J].电工技术学报, 2013, 28(10): 337-345.