

考虑先进绝热压缩空气储能的风力发电系统 成本/供电可靠性评估

吴晨曦,陈泽昊,张 杰,张新延,何章露

(杭州电子科技大学 自动化学院,浙江 杭州 310018)

摘要:风电的随机性会使得电力系统受到影响,先进绝热压缩空气储能(AA-CAES)技术具有大容量、低成本、高效率的特性,可作为平衡风力发电随机性的储能系统。为此,首先,考虑风力发电的随机性与AA-CAES电站的运行特性,构建AA-CAES电站运行与风力发电系统发电功率模型,采用蒙特卡洛仿真法对风力发电机的运行情况进行仿真;然后,将用户作为市场元素,计算可中断供电负荷的赔偿费用,并以系统综合成本与断电赔偿费用之和的总费用最小为目标,采用动态规划法优化AA-CAES电站的压缩/膨胀功率,建立含AA-CAES的风力发电系统的成本/可靠性评估模型;最后,通过仿真验证所提规划方法并分析AA-CAES电站容量对系统经济性及供电可靠性产生的影响。结果表明,当系统容量规模增加时,存在一个最优容量配置使得系统的总费用最低。

关键词:先进绝热压缩空气储能;风力发电;供电可靠性;断电赔偿;动态规划法;经济性

中图分类号:TM 614;TK 02

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202001025

0 引言

近年来,能源与环境问题日趋严峻,世界各国已开始聚焦于节能减排和可再生能源的开发利用。然而,可再生能源电力的消纳受其出力随机性、系统灵活调节电源等因素的影响^[1]。大规模储能技术的出现是实现平滑可再生能源出力随机性、提高灵活调峰电源以及可再生能源多能流形式综合消纳的主要措施之一^[2-3]。其中,抽水蓄能、蓄电池和压缩空气储能CAES(Compressed Air Energy Storage)是适用于存储大规模电能的3种储能技术^[4]。抽水蓄能的技术成熟、效率较高、成本较低,由于其受地形和水资源条件的限制,选址往往远离负荷,电能输送损耗大。蓄电池储能的转换效率高、响应迅速,但是受成本、寿命及环境等问题的影响,其大规模应用受到限制。传统压缩空气储能电站因具有容量大、寿命长、启动快、响应迅速及选址灵活等优点颇具应用前景,压缩空气储能技术被认为是目前最具有发展潜力的大规模储能技术之一,受到了广泛的关注^[5]。

传统压缩空气储能基于燃气轮机,压缩机通过电能驱动压缩空气并将其储存于储气装置中;高压空气从储气装置释放,进入燃气轮机燃烧室与燃料一起燃烧后,驱动膨胀机带动发电机做功发电。目前建成的2座大规模压缩空气储能电站分别为德国

Huntorf(1978年)和美国McIntosh(1991年)商业运行电站,循环效率分别为42%和53%,至今运行良好。然而,传统压缩空气储能电站主要存在以下2个弊端:①依赖于化石燃料,在天然气资源匮乏的地区及当前低碳能源系统中的应用受限;②系统的运行效率较低,难以显著提升系统的运行经济性^[6-7]。随着储热技术的成熟应用,学者们提出了先进绝热压缩空气储能AA-CAES(Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage)这一概念来解决上述2个弊端。AA-CAES是一种通过回收再利用空气压缩热能,摒弃常规压缩空气储能技术的化石燃料补燃环节,提高系统循环效率的清洁储能技术^[8]。在我国,多项示范工程先后推进,目前已建成1.5 MW先进压缩空气储能的集成实验系统并于2014年完成系统的运行及性能测试^[9],同年建成500 kW的AA-CAES实验系统,并成功实现储能发电^[10]。2017年国家能源局批复立项江苏金坛盐穴压缩空气储能发电系统国家示范项目并于2018年指出下一步的建设目标为100 MW压缩空气储能电站^[11]。

虽然已有一些示范项目,但关于如何确定AA-CAES的容量、如何控制AA-CAES以解决可再生能源发电随机性的研究并不多见。在此背景下,本文研究了基于成本/可靠性评估的系统容量规划方法。首先,考虑风力发电的随机性与AA-CAES电站的运行特性,构建AA-CAES电站与风力发电系统发电功率模型,采用蒙特卡洛仿真法对风力发电机的运行情况进行仿真。然后,将用户作为市场元素,计算可中断供电负荷的赔偿费用,并以系统综合成本与断电赔偿费用之和的总费用最小为目标,采用动

收稿日期:2019-03-06;修回日期:2019-11-28

基金项目:国家自然科学基金资助项目(U1766201);浙江省自然科学基金资助项目(LY20E070002)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(U1766201) and Zhejiang Provincial Natural Science Foundation(LY20E070002)

态规划法优化 AA-CAES 电站的压缩/膨胀功率,建立含 AA-CAES 的风力发电系统的成本/可靠性评估模型。最后,通过仿真验证本文所提规划方法并分析系统容量对系统经济性及供电可靠性产生的影响。

1 AA-CAES 电站与风力发电系统的发电模型

1.1 AA-CAES 电站模型

压缩空气储能系统中空气的压缩过程接近绝热过程,产生大量的压缩热。在理想状态下,压缩空气至 10 MPa,能够产生 650 °C 的高温^[7]。不同的压缩透平级数结构配置对 AA-CAES 效率有较大的影响^[12],附录 A 中的图 A1 给出了典型的 2 级压缩 2 级膨胀 AA-CAES 电站结构。整个系统由空气压缩机、储气系统、膨胀机和蓄热系统(换热器与储热系统)组成。储能时,空气压缩机利用低谷电、风电等驱动,经过 2 级绝热压缩回收压缩热,并解耦存储高压空气和压缩热能;释能时,通过膨胀机利用存储的压缩热能,将高压空气与压缩热能耦合释能发电^[13]。与非绝热压缩空气储能相比,AA-CAES 的综合效率最高可达到 70%^[7]。

本文基于以下假设建立 AA-CAES 电站模型:采用理想气体模型;所有环节不考虑漏气;忽略流体在流动、换热过程中的相变及化学反应;不考虑流体在管道中的热量损失和压力损失。

(1) 压缩阶段。

AA-CAES 电站中的压缩机通常采用多级压缩、级间冷却模式,每一级压缩过程可视为可逆绝热过程。以系统采用 N 级压缩为例,AA-CAES 电站在 t 时刻的第 i 级压缩功率 $P_{c,i}(t)$ 为^[14-15]:

$$P_{c,i}(t)\eta_c = m_a c_p \sum_{i=1}^N T_{c,i,in} [\beta_c^{(\gamma-1)/(\gamma N)} - 1] \quad (1)$$

其中, η_c 为压缩过程的效率; m_a 为通过第 i 级压缩机的空气质量; c_p 为空气的定压比热; $T_{c,i,in}$ 为第 i 级压缩机的进气温度; β_c 为压缩机的额定压缩比; γ 为空气的比热容。

第 i 级压缩机的出口空气温度 $T_{c,i,out}$ 为^[16]:

$$T_{c,i,out} = T_{c,i,in} \left[\frac{\beta_c^{(\gamma-1)/(\gamma N)} - 1}{\eta_c} + 1 \right] \quad (2)$$

(2) 换热阶段。

空气经过压缩机进入换热器完成换热过程。在换热过程中,引入换热器效能参数 ε ^[16-17],见式(3)。

$$\varepsilon = \frac{c'_{p1} m_1 (T_{in1} - T_{out1})}{\min\{c'_p m\} (T_{in1} - T_{in2})} = \frac{c'_{p2} m_2 (T_{out2} - T_{in2})}{\min\{c'_p m\} (T_{in1} - T_{in2})} \quad (3)$$

其中,下标 1、2 分别表示热流体和冷流体; m 为流体的质量; c'_p 为流体的比热; T_{in} 和 T_{out} 分别为流体进入

和离开换热器时的温度; $\min\{\cdot\}$ 表示取最小值。

假设热流体的比热容量等于冷流体的比热容量,那么根据效能参数的定义可以得到第 i 级换热器的出口空气温度,该温度也为第 $i+1$ 级压缩机的进气温度,如式(4)所示。

$$T_{c,i+1,in} = \begin{cases} (1-\varepsilon)T_{c,i,out} + \varepsilon T_{cm} & i > 0 \\ T_0 & i = 0 \end{cases} \quad (4)$$

其中, T_{cm} 为载热介质进入换热器时的入口温度,本文假设该温度等于环境温度 T_0 。

(3) 储热阶段。

压缩过程中产生的热量通过换热器后被载热介质吸收,并随后存储于储热器中。对于 N 级换热过程而言,整个储热阶段存储的热量值 Q_{TES} 为:

$$Q_{TES} = \sum_{i=1}^N Q_{c,i} = \sum_{i=1}^N m_a c_p (T_{c,i,out} - T_{c,i+1,in}) \quad (5)$$

其中, $Q_{c,i}$ 为第 i 级换热器存储的热量值。根据能量守恒定律,可以得到储热阶段储热器中存储热量的最高温度为:

$$T_{wc} = \frac{Q_{TES}}{Nm_{cm}c_{cm}} + T_{cm} \quad (6)$$

其中, m_{cm} 为载热介质的质量; c_{cm} 为载热介质的比热。

(4) 释热阶段。

储气室采用定压等温模型,即储气室内的压力恒定和温度不变;由于储气室与外界环境有热量交换,因此假设储气室内的温度近似等于环境温度,根据储气室模型的储/放气特点,在释能阶段,第 1 级换热器的进气温度可以近似认为等于储气室的温度 T_{as} 。所以,在释能阶段第 1 级膨胀机的进气温度 $T_{t,1,in}$ 为:

$$T_{t,1,in} = (1-\varepsilon)T_{as} + \varepsilon T_{wc} \quad (7)$$

第 $i+1$ 级膨胀机的进气温度 T_i (即第 i 级换热器的出口空气温度)为:

$$T_i = \begin{cases} (1-\varepsilon)T_{t,i-1,in} + \varepsilon T_{wc} & i > 1 \\ T_{t,1,in} & i = 1 \end{cases} \quad (8)$$

其中, $T_{t,i-1,in}$ 为第 $i-1$ 级膨胀机的进气温度。

(5) 膨胀阶段。

AA-CAES 电站中的膨胀机通常采用多级膨胀以及级间再热模式,每一级膨胀过程可视为可逆绝热过程。AA-CAES 电站在 t 时刻第 i 级膨胀功率 $P_{t,i}(t)$ 为^[13]:

$$P_{t,i}(t) = \eta_t m_a c_p \sum_{i=1}^N T_i [1 - \beta_t^{-(\gamma-1)/(\gamma N)}] \quad (9)$$

其中, η_t 为膨胀过程的效率; β_t 为膨胀机的额定膨胀比。

第 i 级膨胀机的出口温度 $T_{t,i,out}$ 为:

$$T_{t,i,out} = T_i \{1 - \eta_t [1 - \beta_t^{-(\gamma-1)/(\gamma N)}]\} \quad (10)$$

需要指出的是,相比于常规机组,压缩空气储能电站具有较快的动态响应,如美国McIntoch电站可在10 min内实现满功率发电,在5 min内实现满功率压缩;电站的爬坡率约为18 MW/min,大约为典型燃气轮机爬坡率的1.6倍;采用蓄热系统代替燃料补燃,同时压缩机与膨胀机一般不共轴,从而可减少压缩、停机、发电模式间的切换时间^[18]。因此,在短时间尺度下,AA-CAES电站的启停时间约束、爬坡率约束、工况转换时间约束均可忽略。

1.2 风力发电功率的概率密度函数

以双馈风力发电机为例,考虑其发电量随风速变化的不确定性,将每小时的平均风速描述为服从威布尔分布^[19],如式(11)所示。

$$f(v) = \frac{k}{c^k} v^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad (11)$$

其中, v 为每小时的平均风速,单位为m/s; c 为年平均风速,单位为m/s; k 为描述风速分布范围与形状的参数。

如果忽略风力发电机的机械损耗及风力发电机间发电功率的相关性,双馈风力发电机的发电功率可以用式(12)估计。

$$P_{WT} = \frac{1}{2} \rho S v^3 C_p \quad (12)$$

其中, P_{WT} 为风力发电机捕获的风能功率; ρ 为空气密度,单位为kg/m³;S为风轮扫风面积,单位为m²;C_p为风能利用系数,如式(13)所示。

$$C_p = 0.5(116/\lambda - 0.4\theta_p - 5)e^{-21/\lambda} \quad (13)$$

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta_p} - \frac{0.035}{\theta_p^3 + 1} \quad (14)$$

$$\lambda = \omega R/v \quad (15)$$

其中, θ_p 为桨距角; λ 为叶尖速比; ω 为桨叶端的角速度; R 为桨叶的半径。当风速小于风力发电机的切入风速时,风力发电机发出的功率为0;当风速介于风力发电机的切入风速与额定风速之间时, $\theta_p=0$,按式(11)~(15)计算风力发电机功率;当风速高于额定风速时,风力发电机的变桨控制系统工作,使风力发电机发出的功率为额定功率;当风速高于风力发电机的切出风速时,风力发电机退出运行。

2 成本/可靠性评估模型

本文使用的供电可靠性评价指标为传统的电力系统供电可靠性指标——电量不足期望量EENS(Expected Energy Not Supplied)。当系统发生故障导致用户断电时,供电公司每年将结算中断供电用户的赔偿费用,用以补偿用户的损失。建设大规模储能设备用于维持系统发生故障时用户的连续供电,从而提高供电可靠性,减少系统的停电损失。但是储能设备的建设运行需要进行大量的投资,因此

需要综合考虑增加系统容量所带来的成本和系统供电可靠性问题。

2.1 成本评估模型

本文主要考虑发电成本,其由以下两部分组成:风力发电系统和AA-CAES电站的固定成本;风力发电机和AA-CAES电站的运行维护成本。

(1)固定成本。

风力发电系统和AA-CAES电站的固定成本包括设计、安装费用及土地成本等。如果贷款利率被认为是直线折旧,则每年的固定投资成本按式(16)计算。

$$C_A = \sum_{i=1}^2 A_i \left[\frac{\alpha(1+i)^n}{(1+\alpha)^n - 1} \right] \quad (16)$$

其中, C_A 为初始投资折算到等年值的固定成本总和; A_1 、 A_2 分别为风力发电系统和AA-CAES电站的固定成本; α 为年利率; n 为贷款年数。

(2)运行维护成本。

风力发电系统和AA-CAES电站的运行维护成本为 C_M ,包括设备更换、清洁、润滑等产生的费用, C_M 约为风力发电系统和AA-CAES电站年固定成本的2%。

(3)每年的综合成本。

考虑上述两部分成本后,每年的总费用 C_T 如式(17)所示。

$$C_T = C_A + C_M \quad (17)$$

2.2 负荷断电赔偿费用

供电公司每年结算中断供电负荷的赔偿费用,负荷断电赔偿费用与负荷类型及停电时间相关。负荷断电赔偿费用根据行业标准分为工业类、商业类、医药卫生类、政府机关类和公共事业类。调查各种类型负荷在不同断电时间内的断电成本,建立平均负荷断电成本模型^[20]如式(18)所示。

$$f_{AVE}(h, t) = f_c(h, t) / D_{peak}^h \quad (18)$$

其中, $f_{AVE}(h, t)$ 为 h 类型负荷与负荷断电时刻 t 的平均负荷断电成本函数; $f_c(h, t)$ 为 h 类型负荷在负荷断电时刻 t 下的负荷断电成本; D_{peak}^h 为 h 类型负荷的峰荷。

$f_{AVE}(h, t)$ 反映了单位电量 h 类型负荷的负荷断电成本与负荷断电时刻 t 的函数关系,在此基础上,按式(19)可求得综合负荷断电成本系数。

$$f_{com}(t) = \sum_{h \in L_{type}} \sigma_h f_{AVE}(h, t) L_h \quad (19)$$

其中, $f_{com}(t)$ 为负荷断电时刻 t 下的综合负荷断电成本系数,反映了电力系统单位电量负荷断电成本与负荷段断电时刻 t 的关系; L_{type} 为负荷类型集合; σ_h 为 h 类型负荷的用电量比例; L_h 为 h 类型负荷的负荷率。

通过蒙特卡洛仿真求得各个时段的风力发电机出力及负荷功率后,计算每次的电量不足期望量,然后根据式(20)计算当地第*i*次负荷断电造成的赔偿费用。

$$C_i = \sum_{h \in L_{type}} \frac{\sigma_h f_{AVE}(h, t)}{L_h} Q_{EENS, h} \quad (20)$$

其中, C_i 为第*i*次负荷断电造成的赔偿费用; $Q_{EENS, h}$ 为*h*类型负荷的供电不足量。

全年的负荷断电赔偿费用为:

$$C_1 = \sum_{i=1}^{N_{loss}} f_{com}(t) Q_{EENS} \quad (21)$$

其中, N_{loss} 为一年中的总断电次数; Q_{EENS} 为总供电不足量。

2.3 AA-CAES 电站的充放电功率优化

在本文中,AA-CAES 电站的额定容量用 E_{CAES} (单位为 MW·h) 表示。以式(22)所示一年内的等效负荷平方和最小为目标对 AA-CAES 电站每小时的压缩/膨胀功率进行优化^[21]。

$$f = \min \sum_{t=1}^{8736} (P_L(t) - P_{WT}(t) + P(t))^2 \quad (22)$$

其中, $P_L(t)$ 为*t*时刻的负荷功率; $P(t)$ 为*t*时刻 AA-CAES 电站的压缩功率($P(t) > 0$)或膨胀功率($P(t) < 0$),压缩时有 $P(t) = P_c(t)$,膨胀时有 $P(t) = P_t(t)$ 。电站的压缩、膨胀过程需满足下述约束条件。

a. 压缩功率上下限约束。

$$P_c^{\min}(t) v_c(t) \leq P_c(t) \leq P_c^{\max}(t) v_c(t) \quad (23)$$

其中, $P_c^{\max}(t)$ 、 $P_c^{\min}(t)$ 分别为*t*时刻压缩功率的上、下限; $v_c(t)$ 为二进制变量,用于表示*t*时刻 AA-CAES 电站是否处于压缩工况,当 AA-CAES 电站在*t*时刻处于压缩工况时有 $v_c(t) = 1$,反之有 $v_c(t) = 0$ 。

b. 膨胀功率上下限约束。

$$P_t^{\min}(t) v_t(t) \leq P_t(t) \leq P_t^{\max}(t) v_t(t) \quad (24)$$

其中, $P_t^{\max}(t)$ 、 $P_t^{\min}(t)$ 分别为*t*时刻膨胀功率的上、下限; $v_t(t)$ 为二进制变量,用于表示*t*时刻 AA-CAES 电站是否处于膨胀工况,当 AA-CAES 电站在*t*时刻处于膨胀工况时有 $v_t(t) = 1$,反之有 $v_t(t) = 0$ 。

c. AA-CAES 电站运行工况约束。

$$v_c(t) v_t(t) = 0 \quad (25)$$

该约束用于保证 AA-CAES 电站不同时工作在压缩工况和膨胀工况。

d. 储热器约束。

$$0 \leq Q_{TES} \leq Q_{TES}^{\max} \quad (26)$$

其中, Q_{TES}^{\max} 为储热器中储热量的上限。

e. 储气室约束。

$$SOC(t+1) = SOC(t) + \frac{v_c(t) P_c(t) \Delta t - v_t(t) P_t(t) \Delta t}{E_{\max}} \quad (27)$$

$$SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max} \quad (28)$$

其中, $SOC(t)$ 、 $SOC(t+1)$ 分别为储气室在*t*时刻、*t+1*时刻的储气状态; SOC_{\min} 、 SOC_{\max} 分别为储气室储气状态的最小值、最大值; E_{\max} 为 AA-CAES 电站的容量最大值; Δt 为时间间隔(本文设定为 1 h)。

本文采用动态规划法优化电站的压缩和膨胀策略,将每小时 AA-CAES 电站的压缩和膨胀过程看作动态规划中的一个状态,初始状态为 $E(0) = 0.33E_{CAES}$,1 h 之后,初始状态由 $E(0)$ 变为 $E(0) + P(1)$,*t*时刻的递推方程为:

$$f(P(t)) = \min_{u(t) \in d(P(t))} \{f(P(t-1) + v_n(P(t), u(t)))\} \quad (29)$$

其中, $u(t)$ 为*t*时刻的决策变量; $d(P(t))$ 为由 $P(t)$ 和容量约束等确定的允许决策集合; $v_n(P(t), u(t))$ 为等效负荷的平方和。

利用动态规划法优化 AA-CAES 电站压缩/膨胀的路径示意图如图 1 所示。图中的每一个箭头都是一种可能的压缩/膨胀状态,顺序找到式(22)所示的最小值后,再逆序搜索每个时段 AA-CAES 电站的压缩/膨胀功率。

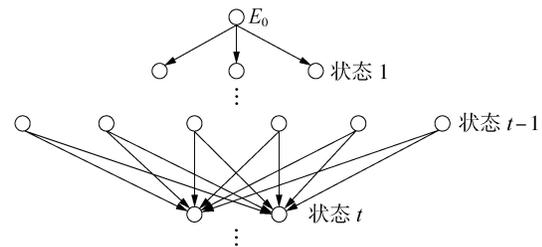


图1 基于动态规划法优化 AA-CAES 电站路径示意图
Fig.1 Schematic diagram of optimizing path of AA-CAES station based on dynamic programming method

2.4 目标函数

本文的优化目标是得到系统综合成本与负荷断电赔偿费用之和的总费用最小值,目标函数为:

$$\min C = C_T + C_1 \quad (30)$$

针对时间尺度为 1 a,求取总费用最小时的系统容量的步骤如下。

(1)读入相关的数据:负荷相关数据、风力发电机及 AA-CAES 电站数据。

(2)设置风力发电机的初始容量,以等效负荷平方和最小为目标采用动态规划法对 AA-CAES 电站进行压缩/膨胀控制。

(3)生成每小时的随机风速,再根据 1.2 节求得风力发电机的发电功率。然后通过比较负荷功率、AA-CAES 压缩/膨胀功率,得到每小时的供电不足功率 $P_1(t)$ 为:

$$P_1(t) = P_L(t) + P(t) - P_{WT}(t) \quad (31)$$

当 $P_1(t) > 0$ 时,表示*t*时刻的负荷断电功率。得到某时段内各小时的供电不足功率之后,累加该时

段内各小时的不足电量得到 Q_{EENS} 。计算一年中每一次的供电不足量,根据式(20)计算所有断电负荷的赔偿费用。然后根据式(21)计算系统的年赔偿费用。

(4)令 $S_{WT} = S_{WT} + \Delta S$ (S_{WT} 为风机容量, ΔS 为系统容量的增长步长),如果 S_{WT} 没有到达设定的最大容量,则返回步骤(2)。

(5)如果 S_{WT} 超出最大容量,则程序退出运行。

记录所有系统容量下的断电赔偿费用、综合成本、年总费用以及年总费用最小时的风力发电机容量、AA-CAES 容量。总体方案的流程见附录 A 中的图 A2。

3 算例仿真

3.1 参数及场景设置

本文采用文献[22]给出的方法计算系统各负荷节点一年 8736 h 的功率,以工业负荷为例验证所提成本/供电可靠性评估模型,且断电赔偿费用假设为 3 元/(kW·h)。

风力发电机单位功率建设成本为 8000 元/kW。年利率为 0.1,还贷年限为 20 a。设风电场中风力发电机的单机容量为 1.5 MW,切入风速为 3 m/s,额定风速为 12 m/s,切出风速为 25 m/s,空气密度 $\rho = 1.25 \text{ kg/m}^3$,三桨叶且桨叶半径为 37.5 m,风力发电机的控制系统能够取得最佳风能利用系数 C_p ,则叶尖速比 $\lambda = 8.5$ 。AA-CAES 电站的建设成本为 4700 元/kW,寿命为 40 a,每年的运行维护费用为建设成本的 2%。具体的运行参数可以参考文献[7]中对系统主要参数的取值,本文以附录 A 中表 A1 所示参数为例对单级压缩单级膨胀的 AA-CAES 电站进行分析。

为了比较容量规模对系统运行经济性以及供电可靠性的影响,本文根据 AA-CAES 以及风力发电机的容量变化对总费用的影响绘制了三维图,如图 2 所示。从图中可以看出,总费用随着 AA-CAES 容量以及风力发电机容量的增加有一个先下降再上升的过程,所以存在一个总费用最低点,该点即为系统经

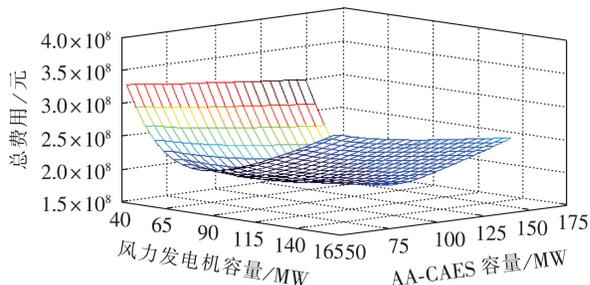


图2 AA-CAES和风力发电机容量对总费用的影响
Fig.2 Influence of AA-CAES capacity and wind turbine generator capacity on total cost

济性以及可靠性最优点,其对应的容量即为所寻找的系统最优容量。可以计算得到使总费用最小的 AA-CAES 与风力发电机组合:AA-CAES 的容量为 80 MW,风力发电机的容量为 91.5 MW,最小费用为 1.795×10^8 元。

设置 4 种系统容量场景对经济性 & 可靠性的影响做具体的对比分析,如表 1 所示。

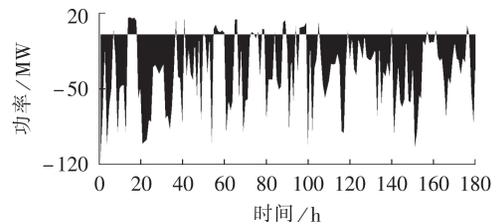
表1 场景设置

Table 1 Scene setting

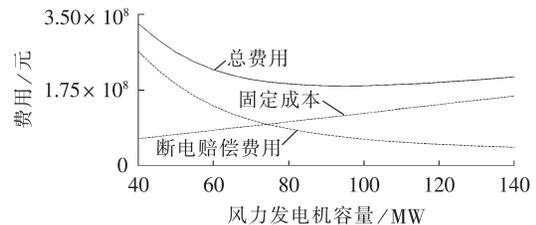
| 场景 | AA-CAES 容量 / MW | 风速威布尔分布参数 | |
|----|-----------------|--------------------------------------|-----|
| | | $c / (\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$ | k |
| 1 | 50 | 7 | 2 |
| 2 | 80 | 7 | 2 |
| 3 | 80 | 5 | 2 |
| 4 | 150 | 7 | 2 |

3.2 多场景下运行经济性与可靠性对比分析

场景 1 的仿真结果如图 3 所示。图 3(a)为第一周的供电功率,功率为正即表示功率缺额,从图中可以看出,场景 1 产生了较大的功率缺额。总费用、固定成本、用户断电赔偿费用曲线如图 3(b)所示,可见最小总费用期望值为 1.844×10^8 元,优化的风力发电机容量为 96 MW。



(a) 第一周的供电功率



(b) 总费用、固定成本、断电赔偿费用

图3 场景 1 的仿真结果

Fig.3 Simulative results of Scene 1

场景 2 的仿真结果如图 4 所示。图 4(a)以 1 月 1 日为例说明 AA-CAES 电站 24 h 的压缩/膨胀功率,压缩功率为正,膨胀功率为负,图 4(b)为对应的储气室的 SOC(t)。其中 AA-CAES 容量为 80 MW,单台风力发电机的容量为 1.5 MW,Weibull 分布的参数为 $c = 7 \text{ m/s}$, $k = 2$ 。附录 B 中图 B1(a)给出了第一周的供电功率分布图;总费用、固定成本以及用户断电赔偿费用见附录 B 中的图 B1(b),最小总费用期望值为 1.795×10^8 元,优化的风力发电系统容量为 91.5 MW。

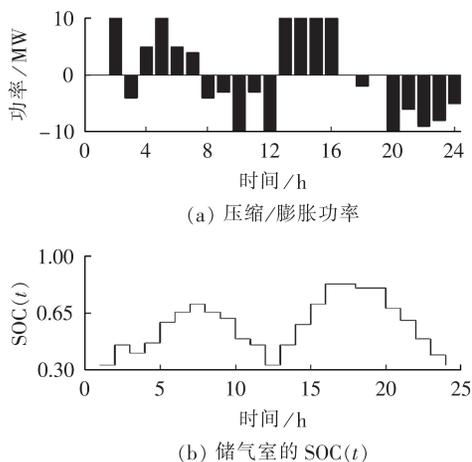


图4 场景2的仿真结果

Fig.4 Simulative results of Scene 2

与场景1进行对比可以看出,当AA-CAES容量增加时,供电功率缺额显著下降,总费用减少,表明AA-CAES的容量会对成本及供电可靠性造成影响:在一定的容量范围内,AA-CAES容量越大,则供电可靠性越高,经济性越好。

场景3的仿真结果见附录B中图B2。图B2(a)给出了第一周的供电功率分布;总费用、固定成本以及用户断电赔偿费用见图B2(b),最小总费用期望值为 3.037×10^8 元,优化的风力发电系统容量为139.5 MW。

与场景2进行对比可以看出,当AA-CAES容量不变,平均风速降低时,供电功率缺额显著增加,系统总费用大幅上升,表明在AA-CAES容量相同时,风力资源较差的地区,供电可靠性较低,经济性较差。

场景4的仿真结果如附录B中图B3所示。图B3(a)给出了第一周的供电功率分布;总费用、固定成本、用户断电赔偿费用如图B3(b)所示,最小总费用期望值为 1.994×10^8 元,优化的风力发电系统容量为84 MW。

与场景1、2进行对比可以看出,相较于场景1、2,当AA-CAES容量增加至150 MW时,场景4的供电功率缺额均有所减少,系统总费用增加,这进一步表明AA-CAES容量继续增加将会对成本及供电可靠性造成持续影响:在一定的容量范围内,AA-CAES容量越大,则供电可靠性提高,断电赔偿费用明显降低,年总费用减少;当AA-CAES容量继续增加时,供电可靠性改善有限,但年综合成本升高,年总费用随之增加,因此存在一个最优容量配置使得系统总费用最小。4种场景下的总费用及优化风力发电机优化容量如表2所示。表2所示结果也直观地证明了上述结论。

表2 4种场景下的总费用及优化风力发电机容量
Table 2 Total cost and optimized capacity of wind turbine generator under four scenes

| 场景 | 总费用/元 | 优化的风力发电机容量/MW |
|----|---------------------|---------------|
| 1 | 1.844×10^8 | 96.0 |
| 2 | 1.795×10^8 | 91.5 |
| 3 | 3.037×10^8 | 139.5 |
| 4 | 1.994×10^8 | 84.0 |

4 结论

受全球环境与能源问题的影响,各种清洁能源特别是风力发电不断地得到开发与利用。风力发电具有一定的随机性,大规模储能技术的出现使这一问题得到解决。在各种大规模储能技术中,AA-CAES具有成本低、寿命长、灵活性高、效率高、选址灵活等优点,从而得到了广泛的关注。本文建立了含AA-CAES电站的风力发电系统的成本/供电可靠性评估模型,采用动态规划法优化AA-CAES电站的压缩/膨胀功率来平衡风力发电的随机性,并进行了仿真验证,所得主要结论如下。

(1)含AA-CAES电站的风力发电系统的容量规模会对成本及供电可靠性造成影响:在一定的容量范围内,系统容量规模越大,则供电可靠性越高,断电赔偿费用越少;但随着系统发电容量的增加,风力发电或AA-CAES的综合成本会增加,因此存在一个最优容量配置使得系统的总费用最低,本文所得的最优配置为场景2。

(2)在本文的研究工作中,假设一年中每小时的平均风速服从威布尔分布。当平均风速发生变化时,优化的结果也不同,即系统所在地区的平均风速越高,则年总费用越小,系统供电可靠性越好,需安装的风力发电系统容量越小。

另一方面,在本文的成本/供电可靠性评估模型中,只考虑了年供电不足的情况,同时考虑负荷与风力发电机停运情况的优化结果将更符合实际。因此笔者后续的研究工作将考虑负荷及风力发电机停运的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 陈晓波,王国华,司杨,等.改进的光热复合压缩空气储能系统设计方案及其仿真分析[J].电力自动化设备,2018,38(5):20-26.
CHEN Xiaotao, WANG Guohua, SI Yang, et al. Improved design scheme of solar thermal compressed air energy storage system and its simulation analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(5): 20-26.
- [2] 胡娟,杨水丽,侯朝勇,等.规模化储能技术典型示范应用的现状分析与启示[J].电网技术,2015,39(4):879-885.
HU Juan, YANG Shuili, HOU Chaoyong, et al. Present condition analysis on typical demonstration application of large-

- scale energy storage technology and its enlightenment[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 879-885.
- [3] MADAENI S H, SIOSHANSI R, DENHOLM P. How thermal energy storage enhances the economic viability of concentrating solar power[J]. Proceedings of the IEEE, 2012, 100(2): 335-347.
- [4] 徐玉杰, 陈海生, 刘佳, 等. 风光互补的压缩空气储能与发电一体化系统特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(20): 88-95, 144.
XU Yujie, CHEN Haisheng, LIU Jia, et al. Performance analysis on an integrated system of compressed air energy storage and electricity production with wind-solar complementary method[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(20): 88-95, 144.
- [5] 刘畅, 徐玉杰, 胡珊, 等. 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(2): 158-168.
LIU Chang, XU Yujie, HU Shan, et al. Techno-economic analysis of compressed air energy storage power plant[J]. Energy Storage Science and Technology, 2015, 4(2): 158-168.
- [6] 徐国栋, 程浩忠, 马紫峰, 等. 用于缓解电网调峰压力的储能系统规划方法综述[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 3-11.
XU Guodong, CHENG Haozhong, MA Zifeng, et al. Overview of ESS planning methods for alleviating peak-shaving pressure of grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 3-11.
- [7] 余耀, 孙华, 许俊斌, 等. 压缩空气储能技术综述[J]. 装备机械, 2013(1): 68-74.
- [8] JUBEH N M, NAJJAR Y S H. Green solution for power generation by adoption of adiabatic CAES system[J]. Applied Thermal Engineering, 2012, 44: 85-89.
- [9] 工程热物理研究所. “先进压缩空气储能系统理论研究与技术研发”成果通过鉴定[EB/OL]. (2014-01-03)[2019-03-01]. http://www.cas.cn/ky/kyjz/201404/t20140403_408-5514.shtml.
- [10] MEI S W, WANG J J, TIAN F, et al. Design and engineering implementation of non-supplementary fired compressed air energy storage system: TICC-500[J]. Science China Technological Sciences, 2015, 58(4): 600-611.
- [11] 梅生伟, 公茂琼, 秦国良, 等. 基于盐穴储气的先进绝热压缩空气储能技术及应用前景[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3392-3399.
MEI Shengwei, GONG Maoqiong, QIN Guoliang, et al. Advanced adiabatic compressed air energy storage system with salt cavern air storage and its application prospects[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3392-3399.
- [12] 李雪梅, 杨科, 张远. AA-CAES压缩膨胀系统的运行级数优化[J]. 工程热物理学报, 2013, 34(9): 1649-1653.
LI Xuemei, YANG Ke, ZHANG Yuan. Optimization design of compression and expansion stages in advanced adiabatic compressed air energy storage system[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2013, 34(9): 1649-1653.
- [13] AWAD B, CHAUDRY M, WU J, et al. Integrated optimal power flow for electric power and heat in a microgrid[C]//International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Prague, Czech Republic: IET, 2009: 1-4.
- [14] LUO X, WANG J H, KRUPKE C, et al. Modelling study, efficiency analysis and optimisation of large-scale adiabatic compressed air energy storage systems with low-temperature thermal storage[J]. Applied Energy, 2016, 162: 589-600.
- [15] 薛小代, 陈晓戎, 梅生伟, 等. 采用熔融盐蓄热的非补燃压缩空气储能发电系统性能[J]. 电工技术学报, 2016, 31(14): 11-20.
XUE Xiaodai, CHEN Xiaotao, MEI Shengwei, et al. Performance of non-supplementary fired compressed air energy storage with molten salt heat storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14): 11-20.
- [16] 张远. 风电与先进绝热压缩空气储能技术的系统集成与仿真研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院, 2014.
ZHANG Yuan. Study on system integration and simulation of wind power and advanced adiabatic compressed air energy storage technology[D]. Beijing: Graduate University of the Chinese Academy of Sciences, 2014.
- [17] 韩中合, 庞永超. AA-CAES中蓄热系统模型改进与分析[J]. 太阳能学报, 2018, 39(6): 1566-1573.
HAN Zhonghe, PANG Yongchao. Model modification and analysis of heat storage system in AA-CAES[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2018, 39(6): 1566-1573.
- [18] 梅生伟, 李瑞, 陈来军, 等. 先进绝热压缩空气储能技术研究进展及展望[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2893-2907, 3140.
MEI Shengwei, LI Rui, CHEN Laijun, et al. An overview and outlook on advanced adiabatic compressed air energy storage technique[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(10): 2893-2907, 3140.
- [19] YU H, CHUNG C Y, WONG K P, et al. Probabilistic load flow evaluation with hybrid Latin hypercube sampling and cholesky decomposition[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 661-667.
- [20] 王勇超. 应对风电功率不确定性的聚类预测和鲁棒优化调度研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2017.
WANG Yongchao. Study on clustering forecasting and robust dispatching method for wind power uncertainty[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2017.
- [21] 吴晨曦, 文福拴, 李梅. 计及储能系统充放电策略的风光混合发电系统容量优化[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2014, 41(4): 22-29.
WU Chenxi, WEN Fushuan, LI Mei. Determining the optimal wind turbine and photovoltaic installed capacities in a hybrid generation system[J]. Journal of North China Electric Power University, 2014, 41(4): 22-29.
- [22] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, 1989, 4(3): 1238-1244.

作者简介:



吴晨曦

吴晨曦(1978—),女,河北唐山人,副教授,博士,通信作者,研究方向为新能源发电与电动汽车、随机方法在电力系统中的应用等(**E-mail**: wuchenxi@hdu.edu.cn);

陈泽昊(1997—),男,安徽蚌埠人,硕士研究生,研究方向为新能源发电与电动汽车、储能的规划控制(**E-mail**: 850441951@qq.com);

张杰(1994—),男,浙江绍兴人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化与规划、新能源发电及电动汽车等(**E-mail**: 734249237@qq.com);

张新延(1992—),男,安徽阜阳人,硕士研究生,主要研究方向为风力发电运行与控制等(**E-mail**: 1045335052@qq.com);

何章露(1996—),男,安徽六安人,硕士研究生,主要研究方向为新能源发电与电动汽车以及储能的规划控制等(**E-mail**: hezhanglu817@163.com)。

(编辑 陆丹)

(下转第75页 continued on page 75)

海:上海交通大学,2011.

YAO Shitong. A survey of hidden Markov model based clustering algorithm on time series [D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2011.

[20] 徐杉杉,朱俊澎,袁越,等. 基于马尔可夫模型的光伏出力聚类与模拟[J]. 电力建设,2019,40(2):54-62.

XU Shanshan,ZHU Junpeng,YUAN Yue,et al. Clustering and simulation of photovoltaic output adopting Markov model[J]. Electric Power Construction,2019,40(2):54-62.

作者简介:

徐杉杉(1994—),女,辽宁营口人,硕士研究生,主要



徐杉杉

研究方向为配电网建模及消纳(E-mail: 161306030025@hhu.edu.cn);
朱俊澎(1990—),男,江苏徐州人,讲师,博士,通信作者,主要研究方向为主动配电网规划、运行与控制(E-mail: jzhu@hhu.edu.cn);
袁越(1966—),男,江苏南京人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统运行与分析、可再生能源发电系统等(E-mail: yyuan@hhu.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Mid- and long-term wind speed simulation method based on CEEMD-SE-MM

XU Shanshan,ZHU Junpeng,YUAN Yue

(College of Energy & Electrical Engineering,Hohai University,Nanjing 211100,China)

Abstract: Wind speed model with high precision is of great significance to the development and utilization of wind resources. A mid- and long-term wind speed simulation method based on CEEMD-SE-MM(Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition-Sample Entropy-Markov Model) is proposed. The CEEMD method is adopted to extract the characteristics of wind speed sequence and decompose the wind speed sequence into a set of IMFs(Intrinsic Mode Functions) and residual. The SE is taken as characteristic to classify the IMFs and synthesize new IMFs. Spectral clustering of fragments of new IMFs is performed based on MM. The bistratal multi-orbit wind speed model is obtained by fitting the duration of fluctuation fragments and integrating the clustering results. The bistratal sampling is adopted for wind speed simulation under the premise of considering the correlation among new IMFs. Compared with the results of MCMC(Markov Chain Monte Carlo) and improved MCMC, the proposed method well maintains the timing and probability characteristics of the original wind speed sequence with higher precision.

Key words: Markov model; complete ensemble empirical mode decomposition; spectral clustering; sample entropy; mid- and long-term wind speed simulation

(上接第 68 页 continued from page 68)

Cost / power supply reliability assessment of wind power generation system considering advanced adiabatic compressed air energy storage

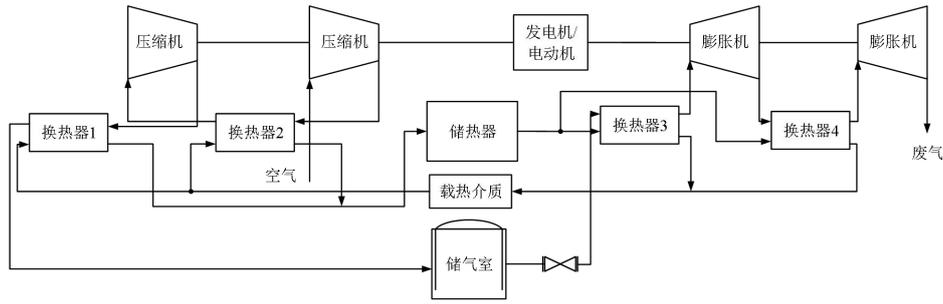
WU Chenxi,CHEN Zehao,ZHANG Jie,ZHANG Xinyan,HE Zhangu

(School of Automation, Hangzhou Dianzi University, Hangzhou 310018, China)

Abstract: The randomness of wind power will affect the power system. AA-CAES(Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage) technology has the characteristics of large capacity, low cost and high efficiency, which can be used as an energy storage system to balance the randomness of wind power generation. Therefore, firstly, considering the randomness of wind power generation and the operation characteristics of AA-CAES station, the operation model of AA-CAES station and the power generation model of wind power generation system are built, and the operation conditions of wind turbine generators are simulated by Monte Carlo simulation method. Then, the compensation costs for interruptible loads are calculated by taking the customers as the market element. The compression / expansion power of AA-CAES station is optimized by dynamic programming method with the minimum total cost of system composite cost and interruption compensation cost as the objective and then the cost / reliability assessment model of wind power generation system with AA-CAES is established. Finally, the proposed planning method is verified by simulation and the influence of AA-CAES station capacity on the system economy and power supply reliability is analyzed. The results show that when the system capacity scale increases, there is an optimal capacity configuration that minimizes the total cost of the system.

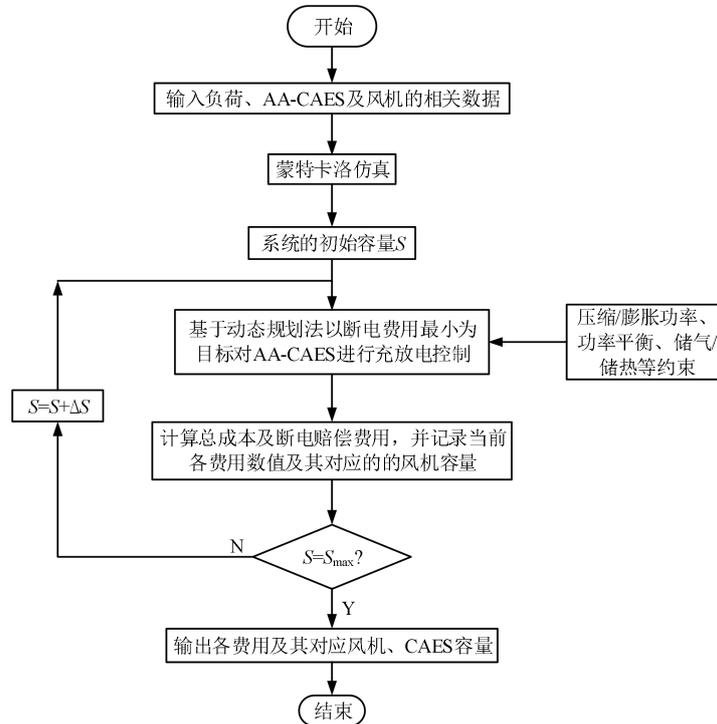
Key words: AA-CAES; wind power generation; power supply reliability; interruption compensation; dynamic programming method; economy

附录A



图A1 典型2级压缩2级膨胀AA-CAES电站结构图

Fig.A1 Structure of typical AA-CAES power station with two-stage compression and two-stage expansion



图A2 总体方案的流程图

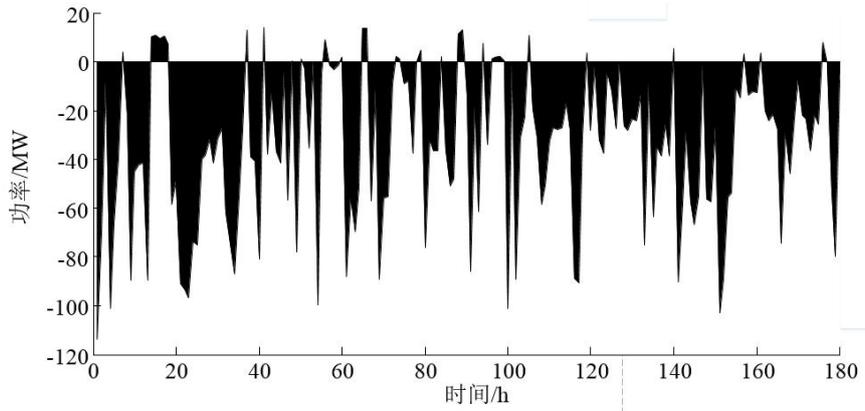
Fig.A2 Flowchart of overall scheme

表A1 AA-CAES参数设置

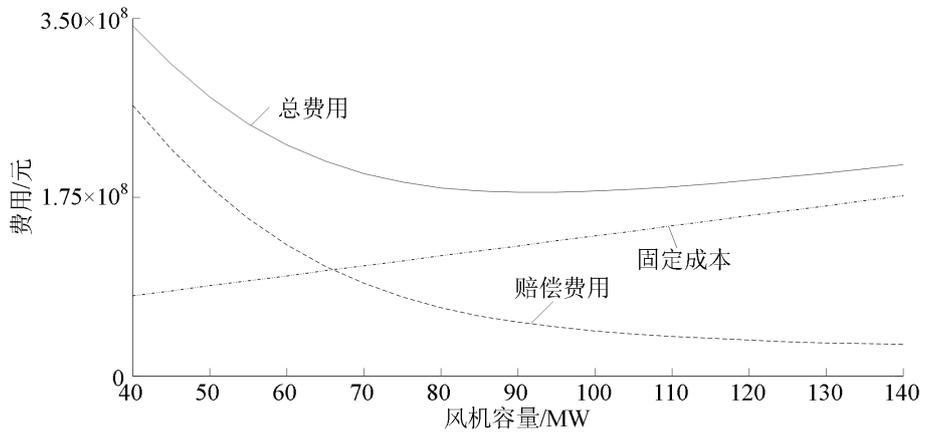
Table A1 Setting of AA-CAES parameter

| 参数 | 取值 |
|--|-----------------|
| 环境温度 T_0/K | 293 |
| 压缩比 β_c | 5 |
| 膨胀比 β_e | 5 |
| 换热器效能 ε | 0.8 |
| 压缩机效率 η_c | 0.75 |
| 膨胀机效率 η_e | 0.8 |
| 储热器储热量上限/MJ | 2×10^6 |
| 空气定压比热容 $c_p/(J \cdot (kg \cdot K)^{-1})$ | 1000 |
| 载热介质(水)的比热容 $c_{cm}/(J \cdot (kg \cdot K)^{-1})$ | 4200 |
| 空气质量 m_a/kg | 1 |
| 空气的比热容 γ | 1.4 |
| 系统级数 N | 1 |

附录B



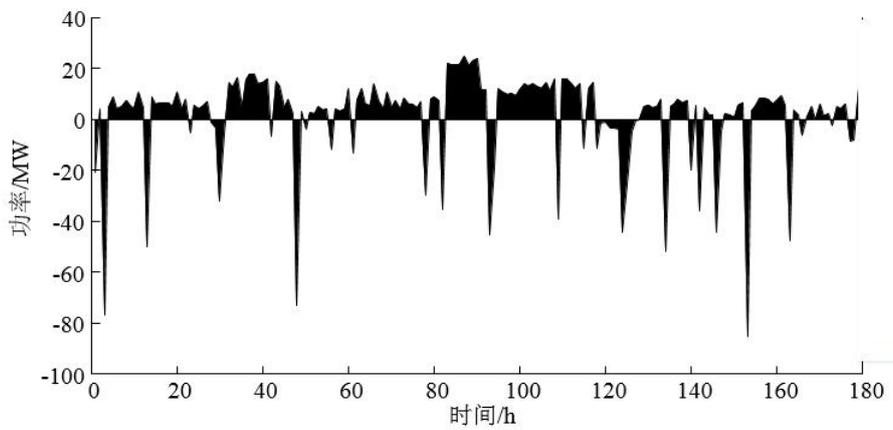
(a) 第一周供电功率



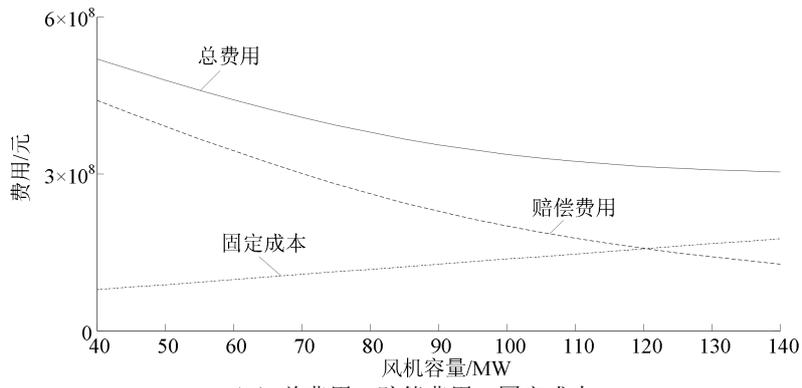
(b) 总费用, 赔偿费用、固定成本

图 B1 场景 2 的仿真结果

Fig.B1 Simulative results of Scene 2



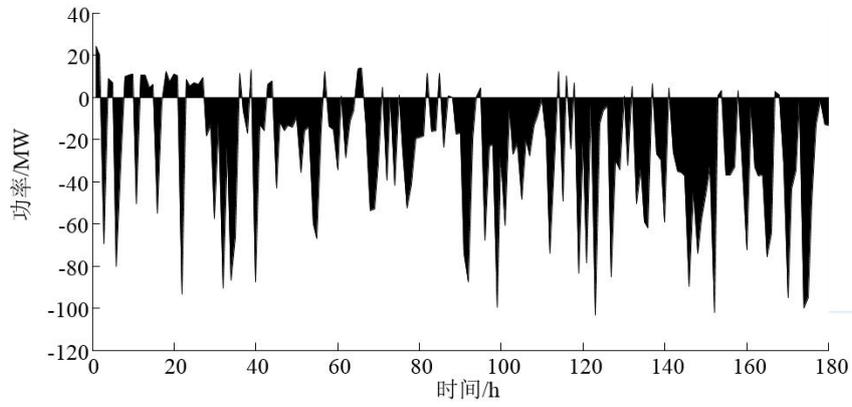
(a) 第一周供电功率



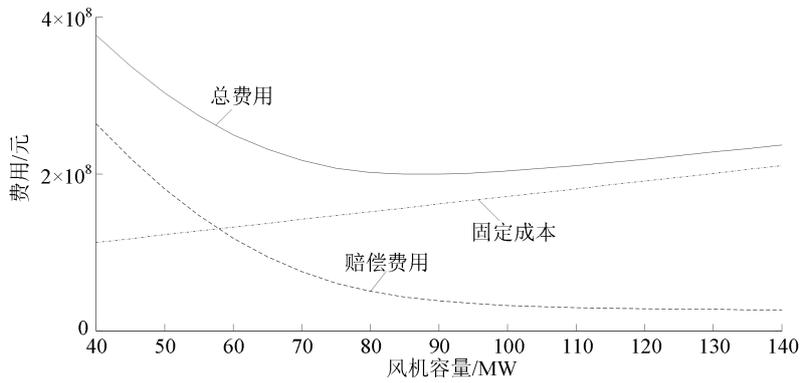
(b) 总费用, 赔偿费用、固定成本

图 B2 场景 3 的仿真结果

Fig.B2 Simulative results of Scene 3



(a) 第一周供电功率



(b) 总费用, 赔偿费用、固定成本

图 B3 场景 4 的仿真结果

Fig.B3 Simulative results of Scene 4