

DOI: 10.7667/PSPC160884

含抽水蓄能的风水火联合机组组合研究

吕翔¹, 刘国静², 周莹¹

(1. 国网北京市电力公司城区供电公司, 北京 100031; 2. 国网江苏省电力公司经济技术研究院, 江苏 南京 210005)

摘要: 针对含抽水蓄能和风电系统, 基于风电功率概率分布特性, 并结合火电机组和抽水蓄能运行特性的差异, 提出了一种新的抽水蓄能和风电合作方式。其核心是对火电机组和抽水蓄能在应对风电不确定性过程中承担的作用进行区分, 通过抽水蓄能和风电的合作应对风电预测误差中出现的概率较小、幅值较大的部分。常规的风电波动仍由火电机组应对, 以节省抽水蓄能有限的调节资源, 提高火电机组备用响应有效性。在此基础上, 将抽水蓄能和风电合作纳入到机组组合决策中, 建立了含抽水蓄能的风水火联合机组组合模型。并通过 26 节点地区电网验证了该模型在减少火电机组启停, 提高系统消纳风电能力方面的有效性。

关键词: 抽水蓄能; 风电; 机组组合; 多时段联合概率密度预测

Research on combined unit commitment of wind power-hydro power-thermal power for the power system with pumped hydro storage

LÜ Xiang¹, LIU Guojing², ZHOU Ying¹

(1. State Grid Beijing Urban District Power Supply Company, Beijing 100031, China;

2. Economic Institute of Technology, State Grid Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210005, China)

Abstract: For the power system with pumped hydro storage and wind power, and based on the probability distribution characteristics of wind power, and combining the difference of operation characteristics between thermal power units and pumped hydro storage units, a new cooperation method between pumped hydro storage and wind power is presented. The core is to distinguish the role of thermal power units and pumped hydro storage units in the process of coping with the uncertainty of wind power. To save the limited regulatory resources of pumped hydro storage and improve the thermal power units reserve response effectiveness, the cooperation between the pumped hydro storage and wind power is used to deal with the wind power prediction error which the probability is small and the amplitude is large, and the conventional wind power fluctuation is still dealt by thermal power units. On the basis of above, the cooperation between pumped hydro storage and wind power is integrated into unit commitment, and a combined unit commitment model of wind power-hydro power-thermal power is built. The 26-node system is used to verify the effectiveness in the reduction of thermal power units' frequent startup and shutdown and the improvement of wind power accommodation.

Key words: pumped hydro storage; wind power; unit commitment; multi-time interval joint probability density prediction

0 引言

机组组合是电力系统运行决策中关键而核心的环节。其目的是在最小成本为目标的引导下, 制定日或周前的机组启停计划, 重在配置研究周期内各时段的备用容量, 并满足预期负荷及其波动的需要。一直以来, 机组组合决策主要在化石能源发电、可调节水电、核电等机组中进行, 目前已有若干成熟的决策方法^[1-3]。

近年来, 为应对生态环境日益恶化和能源清洁

化变革, 风电作为一种重要的可再生能源发电形式在世界范围内得到了迅猛发展。风电在带来明显的环保和节能减排效益的同时, 其具有的反调峰、可预测性差、功率变化速度快等特点也给电力系统的机组组合决策带来很大影响。大规模风电并网使得在机组组合决策中, 需要配置更多的备用容量, 并迫使机组频繁启停, 直接增加了系统运行成本, 若采取弃风电措施又降低了节能减排的效益。

为应对大规模风电并网, 抽水蓄能、电动汽车、超级电容器储能、蓄电池储能、飞轮储能等技术得

到了广泛的研究和应用^[4-6]。其中,抽水蓄能作为一种集中式的储能形式,具有可靠、经济、技术成熟等优点,不仅能够实现电能大容量的时空平移,还具有 min 级的功率响应速度。抽水蓄能和大规模风电间存在着明显的互补效应,通过两者合作可减轻大规模风电并网产生的影响^[7-10]。

为此,文献[11]针对实际电网研究了风电和抽水蓄能的联合优化问题,研究表明,在供热期内抽水蓄能适于满抽满发进行削峰填谷,而在非供热期适于提供辅助服务抑制风电波动。文献[12]假定抽水蓄能仅用风电抽水,以火电机组运行成本、净负荷方差最小,风蓄联合出力最大为目标,建立了风蓄火联合系统的多目标调度模型,并采用粒子群算法对模型进行求解。然而,文献[11-12]均采用了确定性的备用配置方式,对风电不确定性的处理尚显不足。文献[13]将风电出力表示成不确定性集合,提出了含风电和抽水蓄能系统的鲁棒机组组合方法,验证了在机组组合决策中抽水蓄能抑制风电波动的有效性。文献[14]以一定置信水平下的置信区间表示风电不确定性,建立了考虑风电极限场景约束的风蓄火联合机组组合模型,研究表明抽水蓄能可明显减少火电机组启停。但是文献[13-14]基于风电预测最坏情况作出的决策往往具有一定的保守性。

然而,相关研究对风电功率的概率分布特性考虑尚不够充分。同时,对火电机组和抽水蓄能在抑制风电波动过程中各自承担的作用也未详细区分,而实际两者的运行特性存在明显差异。

为此,本文在详细分析风电功率概率分布特性的基础上,结合火电机组和抽水蓄能运行特性的差异,提出了一种新的抽水蓄能与风电合作方式。通过本文抽水蓄能与风电的合作,可减少火电机组备用容量,提高其备用响应有效性,并能够节省抽水蓄能有限的调节资源。最后,本文将这一合作纳入到机组组合决策中,建立了含抽水蓄能的风水火联合机组组合模型。

1 风电功率概率分布特性

目前,国内外学者针对不同的风电场规模、预测时间尺度,提出了多种表征风电功率概率分布特性的模型,如柯西分布、 β 分布、正态分布、分段指数分布等^[15-17]。

对于大规模风电场群,在地域上分布一般较为广泛,并且在机组组合决策中预测时间尺度至少为 24 h。根据中心极限定理,此时风电功率可认为服从正态分布^[18-19]。然而,目前在机组组合决策中所

采用的风电功率分布多是逐时段预测获得,而实际上风电功率各时段间存在着相关性,不考虑时间关联特性容易导致风电功率预测值频繁大幅波动,从而降低机组组合决策结果的有效性。

为此,本文采用文献[20]提出的风电功率多时段联合概率密度预测方法,将多个时段内的风电功率用多元正态分布表示,概率密度函数为

$$f_{\mathbf{y}^*} = \frac{1}{(2\pi)^{\frac{NT}{2}} |\mathbf{B}|^{\frac{1}{2}}} \exp\left(-\frac{1}{2}(\mathbf{y}^* - \boldsymbol{\eta})^{NT} \mathbf{B}^{-1} (\mathbf{y}^* - \boldsymbol{\eta})\right) \quad (1)$$

式中: NT 为预测时段数量; \mathbf{y}^* 为 NT 维随机向量; $\boldsymbol{\eta}$ 为 T 维风电功率预测值向量; \mathbf{B} 为 $NT \times NT$ 维协方差矩阵。协方差矩阵 \mathbf{B} 能够反映风电功率各时段间的相关性。

本文在机组组合决策中假设风电功率服从式(1)所示的分布,能够更为有效地把握风电功率在研究周期内的动态变化过程,使机组组合决策结果更贴近实际。

2 抽水蓄能与风电的合作

风电具有反调峰、可预测性差、功率变化速度快等特点。风电的反调峰特性造成系统峰谷差增大,为消纳风电不得不迫使机组更加频繁地启停,目前系统中机组的容量不断增加,启停机组花费的代价也越来越大,机组频繁启停将显著增加系统运行的经济、环保成本。同时,为满足风电可预测性差、功率变化速度快的特点,对机组组合决策中配置的备用容量和备用响应速度都有了更高要求。

抽水蓄能具有储能功能,能够实现风电的时空平移,降低系统峰谷差,有助于缓解风电反调峰特性影响。同时,抽水蓄能还具有 min 级的功率响应速度,能够有效应对风电功率的快速变化,对应对风电不确定性十分有利。可见,抽水蓄能与风电间存在明显的互补效应,构成二者合作的基础。然而,抽水蓄能的建设受自然条件的限制,在系统中的规模相对火电机组一般较小。在实际运行中,受机组容量和水库库容的限制,抽水蓄能的调节能力是有限的,而风电的规模却在不断扩大。

在此背景下,在机组组合决策中如何使抽水蓄能有限的调节资源得到最有效的利用是亟待研究和解决的问题。特别是在应对风电不确定性过程中,抽水蓄能和火电机组均可发挥作用,但如果对两者不加区分,将原本可由火电机组应对的不确定性由抽水蓄能应对,就容易造成抽水蓄能有限调节资源

的浪费。

为此, 本文依据风电预测的概率分布特性, 结合火电机组和抽水蓄能运行特性, 提出了一种新的抽水蓄能和风电合作方式, 具体可通过图 1 进行说明。

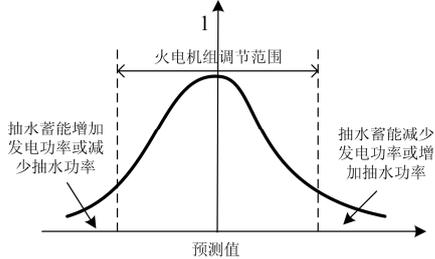


图 1 抽水蓄能和风电合作示意图

Fig. 1 Cooperation between pumped hydro storage and wind power

图 1 给出了某时段风电功率的边缘分布概率密度曲线。容易发现, 风电功率在预测值附近出现的概率较大, 随预测误差幅值的增大概率密度逐渐减小。以较大概率出现、幅值较小的风电预测误差, 对火电机组备用容量和备用响应速度的要求都较低。而应对以较小概率出现、幅值较大的风电预测误差, 则需要火电机组配置更多的备用容量。但是由于这部分风电预测误差实际出现的概率相对较小, 花费较大代价所配置的备用往往并不会真正使用, 造成火电机组调节资源的浪费, 不利于节能减排。

为此, 对于出现概率较小, 幅值较大的风电预测误差部分, 本文由抽水蓄能与风电合作的方式进行平衡。如图 1 所示, 当风电功率实际值高于预测值, 预测误差超出火电机组调节范围时, 可通过抽水蓄能减少发电功率或增加抽水功率的方式抑制风电波动, 实现功率平衡。类似, 当风电功率实际值低于预测值, 预测误差超出火电机组调节范围时, 可通过抽水蓄能增加发电功率或减少抽水功率的方式平衡。

上述抽水蓄能和风电的合作方式, 一方面直接减少了火电机组承担的备用容量, 在实际运行中使火电机组尽量贴近日前调度制定的发电计划, 避免发电计划大幅调整。若抽水蓄能调节能力不受限制, 在运行中可将火电机组日前发电计划锁定。另一方面, 火电机组所配置备用应对的对象将更加明确, 可减少“备而不用”的情况, 同时由于仅需要在限定范围内调节, 能够更好的与火电机组调节速率相对较慢的特性适应, 提高了火电机组备用响应的有效性。

此外, 抽水蓄能参与应对幅值较大的风电预测

误差, 可发挥其功率调节速度快的优势。同时, 由于这部分风电预测误差出现概率较小, 也可节省抽水蓄能有限的调节资源。

上述抽水蓄能和风电合作方式的基本原理并不复杂, 但是应对风电不确定性的备用如何在抽水蓄能和火电机组间进行量化分配, 以及抽水蓄能在参与削峰填谷和提供备用间的协调, 都需要统一建模求解。为此, 本文将抽水蓄能和风电的上述合作方式纳入到机组组合决策中, 建立了含抽水蓄能的风水火联合机组组合模型。

在机组组合决策模型中, 进一步根据式(1)所示概率分布生成离散场景, 以场景方式表征风电功率不确定性, 风电功率场景表示未来时段风电功率的随机时间序列。由于模拟生成的初始场景数量一般较大, 模型求解的计算量较大, 为此一般应采用场景消除方法减少场景数量。风电功率场景的生成与消除方法可分别参考文献[21-22]、文献[23]。

3 机组组合模型

为体现实现节能减排的效果, 以研究周期内火电机组运行成本最小为目标, 目标函数可表示为

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [a_{Gi} P_{Gi,t}^2 + b_{Gi} P_{Gi,t} + c_{Gi} u_{Gi,t} + S_{Gi,t}] \quad (2)$$

式中: T 为研究周期内划分的时段数量; N 为火电机组数量; a_{Gi} 、 b_{Gi} 、 c_{Gi} 分别为火电机组 i 二次耗量(成本)特性系数; $P_{Gi,t}$ 为 t 时段火电机组 i 输出功率; $u_{Gi,t}$ 为 t 时段火电机组 i 开停机状态, 0 表示停运, 1 表示运行; $S_{Gi,t}$ 表示 t 时段火电机组 i 启动成本, 是与停机时间相关的函数, 可将其转化为阶梯函数的形式, 如式(3)所示。

$$\begin{cases} S_{Gi,t} \geq 0 \\ S_{Gi,t} \geq K_i^j (u_{Gi,t} - \sum_{n=1}^j u_{Gi,t-n}) \end{cases} \quad (3)$$

式中, K_i^j 为火电机组 i 在停机时间 j 的启动费用。

约束条件主要包括以下几个方面。

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi,t} + \sum_{w=1}^W P_{w,t} + P_{gen,t} = \sum_{d=1}^D P_{d,t} + P_{pump,t} \quad (4)$$

式中: W 为风电场数量; $P_{w,t}$ 为 t 时段风电场 w 风电功率预测值; $P_{gen,t}$ 、 $P_{pump,t}$ 分别为 t 时段抽水蓄能发电、抽水功率; D 为负荷节点数量; $P_{d,t}$ 为 t 时段负荷节点 d 有功功率预测值。

2) 火电机组输出功率上下限约束

$$u_{Gi,t} P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi,t} \leq u_{Gi,t} P_{Gi}^{\max} \quad (5)$$

式中, P_{Gi}^{\max} 、 P_{Gi}^{\min} 分别为火电机组 i 允许的最大、最小输出功率。

3) 火电机组爬坡速率约束^[22]

$$P_{Gi,t+1} \leq P_{Gi,t} + r_{Gi} \cdot \Delta t \cdot u_{Gi,t} + P_{Gi}^{\max} (1 - u_{Gi,t}) \quad (6)$$

$$P_{Gi,t} \leq P_{Gi,t+1} + r_{Gi} \cdot \Delta t \cdot u_{Gi,t+1} + P_{Gi}^{\max} (1 - u_{Gi,t+1}) \quad (7)$$

式中: r_{Gi} 为火电机组 i 单位时间内的最大调整速率; Δt 为调度时段间隔。

4) 火电机组最小开停机时间约束

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=1}^{G_i} (1 - u_{Gi,t}) = 0 \\ \sum_{d=t}^{t+T_{Gi,on}-1} u_{Gi,d} \geq T_{Gi,on} (u_{Gi,t} - u_{Gi,t-1}) \\ \quad t = G_i + 1, \dots, T - T_{Gi,on} + 1 \\ \sum_{d=t}^T [u_{Gi,d} - (u_{Gi,t} - u_{Gi,t-1})] \geq 0 \\ \quad t = T - T_{Gi,on} + 2, \dots, T \end{array} \right. \quad (8)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=1}^{L_i} u_{Gi,t} = 0 \\ \sum_{d=t}^{t+T_{Gi,off}-1} (1 - u_{Gi,d}) \geq T_{Gi,off} (u_{Gi,t-1} - u_{Gi,t}) \\ \quad t = L_i + 1, \dots, T - T_{Gi,off} + 1 \\ \sum_{d=t}^T [1 - u_{Gi,d} - (u_{Gi,t-1} - u_{Gi,t})] \geq 0 \\ \quad t = T - T_{Gi,off} + 2, \dots, T \end{array} \right. \quad (9)$$

式中: G_i 、 L_i 分别为火电机组 i 在初始时刻必须开、停机的时间, 为已知常数; $T_{Gi,on}$ 、 $T_{Gi,off}$ 分别为火电机组 i 的最小开、停机时间。

5) 火电机组备用约束

$$0 \leq R_{Gi,t}^{\text{up}} \leq r_{Gi} \cdot T_{10} \cdot u_{Gi,t} \quad (10)$$

$$0 \leq R_{Gi,t}^{\text{dn}} \leq r_{Gi} \cdot T_{10} \cdot u_{Gi,t} \quad (11)$$

$$P_{Gi,t} + R_{Gi,t}^{\text{up}} \leq P_{Gi}^{\max} \cdot u_{Gi,t} \quad (12)$$

$$P_{Gi,t} - R_{Gi,t}^{\text{dn}} \geq P_{Gi}^{\min} \cdot u_{Gi,t} \quad (13)$$

式中: $R_{Gi,t}^{\text{up}}$ 、 $R_{Gi,t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时段火电机组 i 上调、下调备用容量; T_{10} 为要求的备用响应时间, 本文取为 10 min。

6) 抽水蓄能功率约束

$$u_{\text{gen},t} P_{\text{gen}}^{\min} \leq P_{\text{gen},t} \leq u_{\text{gen},t} P_{\text{gen}}^{\max} \quad (14)$$

$$u_{\text{pump},t} P_{\text{pump}}^{\min} \leq P_{\text{pump},t} \leq u_{\text{pump},t} P_{\text{pump}}^{\max} \quad (15)$$

$$u_{\text{gen},t} + u_{\text{pump},t} \leq 1 \quad (16)$$

式中: $u_{\text{gen},t}$ 、 $u_{\text{pump},t}$ 分别为 t 时段抽水蓄能是否处于

发电、抽水状态的标志, 1 表示处于对应状态, 0 表示不处于对应状态; P_{gen}^{\max} 、 P_{gen}^{\min} 分别为抽水蓄能允许的最大、最小发电功率; P_{pump}^{\max} 、 P_{pump}^{\min} 分别为抽水蓄能允许的最大、最小抽水功率。式(16)保证抽水蓄能不能够同时处于发电或抽水状态。

7) 抽水蓄能库容约束

$$W_t = W_{t-1} + \eta_{\text{pump}} P_{\text{pump},t} - \eta_{\text{gen}} P_{\text{gen},t} \quad (17)$$

$$W^{\min} \leq W_t \leq W^{\max} \quad (18)$$

$$W_{\text{up},T} = W_{\text{final}} \quad (19)$$

式中: W_t 为 t 时段上水库水量; $\eta_{\text{pump},t}$ 、 $\eta_{\text{gen},t}$ 分别为抽水 and 发电时的平均水量/电量转换系数; W^{\max} 、 W^{\min} 分别为上水库最大、最小水量; W_{final} 为末时段上水库要求的水量。由于上下水库在抽发过程中库容之和不变, 上述约束实际上也考虑了下水库库容的约束。

8) 旋转备用约束

$$\sum_{i=1}^N u_{Gi,t} P_{Gi}^{\max} + \sum_{w=1}^W P_{w,t} + P_{\text{gen}}^{\max} \geq \sum_{d=1}^D P_{d,t} + R_t \quad (20)$$

式中, R_t 为 t 时段系统旋转备用需求, 一般取系统中最大一台机组容量, 或取一定的负荷百分比。

9) 线路传输容量约束

$$-L_{l,\max} \leq \sum_{m=1}^M G_{l,m} P_{m,t} \leq L_{l,\max} \quad (21)$$

式中: $L_{l,\max}$ 为线路 l 最大有功传输容量; $G_{l,m}$ 为节点 m 对线路 l 的发电转移分布因子; $P_{m,t}$ 为 t 时段节点 m 有功注入功率。

上述约束主要基于风电和常规负荷预测值, 火电机组启停方式和备用容量是否满足系统运行要求还需要进一步通过风电预测误差场景进行校验。为此, 需满足以下各场景下的约束。

10) 各场景下功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi,t}^s + \sum_{w=1}^W P_{w,t}^s + P_{\text{gen},t}^s = \sum_{d=1}^D P_{d,t}^s + P_{\text{pump},t}^s \quad (22)$$

式中, $P_{Gi,t}^s$ 、 $P_{w,t}^s$ 、 $P_{\text{gen},t}^s$ 、 $P_{\text{pump},t}^s$ 分别为场景 s 中 t 时段火电机组 i 输出功率, 风电场 w 风电功率, 抽水蓄能发电、抽水功率。

11) 各场景下火电机组输出功率约束

根据本文抽水蓄能和风电的合作方式, 火电机组主要应对风电限定范围内的波动, 具体由 $R_{Gi,t}^{\text{up}}$ 、 $R_{Gi,t}^{\text{dn}}$ 确定, 超出火电机组调节范围的风电波动, 将通过合作的方式予以平衡。为此, 火电机组输出功率的变化范围需满足式(23)。

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi,t}^s - \sum_{i=1}^N P_{Gi,t} = \begin{cases} -\sum_{i=1}^N R_{Gi,t}^{\text{dn}} & \text{if } (\sum_{w=1}^W P_{w,t}^s - \sum_{w=1}^W P_{w,t}) > \sum_{i=1}^N R_{Gi,t}^{\text{dn}} \\ -(\sum_{w=1}^W P_{w,t}^s - \sum_{w=1}^W P_{w,t}) & \text{if } -\sum_{i=1}^N R_{Gi,t}^{\text{up}} \leq (\sum_{w=1}^W P_{w,t}^s - \sum_{w=1}^W P_{w,t}) \leq \sum_{i=1}^N R_{Gi,t}^{\text{dn}} \\ \sum_{i=1}^N R_{Gi,t}^{\text{up}} & \text{if } (\sum_{w=1}^W P_{w,t}^s - \sum_{w=1}^W P_{w,t}) < -\sum_{i=1}^N R_{Gi,t}^{\text{up}} \end{cases} \quad (23)$$

式(23)中等式左侧表示各场景下系统中火电机组总输出功率的调整量, 其取值应根据等式右侧以保证在所配置备用的调节范围内, 火电机组调节范围外的风电波动将由抽水蓄能依据式(22)进行平衡。

对于单个火电机组还需满足如下约束:

$$-R_{Gi,t}^{\text{dn}} \leq P_{Gi,t}^s - P_{Gi,t} \leq R_{Gi,t}^{\text{up}} \quad (24)$$

12) 各场景下抽水蓄能功率约束

$$u_{\text{gen},t}^s P_{\text{gen}}^{\text{min}} \leq P_{\text{gen},t}^s \leq u_{\text{gen},t}^s P_{\text{gen}}^{\text{max}} \quad (25)$$

$$u_{\text{pump},t}^s P_{\text{pump}}^{\text{min}} \leq P_{\text{pump},t}^s \leq u_{\text{pump},t}^s P_{\text{pump}}^{\text{max}} \quad (26)$$

$$u_{\text{gen},t}^s + u_{\text{pump},t}^s \leq 1 \quad (27)$$

$$(1 - u_{\text{pump},t}^s) \cdot P_{\text{gen}}^{\text{min}} \leq P_{\text{gen},t}^s \leq (1 - u_{\text{pump},t}^s) \cdot P_{\text{gen}}^{\text{max}} \quad (28)$$

$$(1 - u_{\text{gen},t}^s) \cdot P_{\text{pump}}^{\text{min}} \leq P_{\text{pump},t}^s \leq (1 - u_{\text{gen},t}^s) \cdot P_{\text{pump}}^{\text{max}} \quad (29)$$

式中: $u_{\text{gen},t}^s$ 、 $u_{\text{pump},t}^s$ 分别为场景 s 中 t 时段抽水蓄能是否处于发电、抽水状态的标志。

式(28)、式(29)对负荷高峰和低谷时段抽水蓄能的发电和抽水模式进行了限制。在日前的机组组合决策中要求抽水蓄能在负荷高峰时段发电、负荷低谷抽水。在实际运行中, 即备用响应过程中, 应避免出现抽水蓄能在负荷高峰时段抽水、负荷低谷时段发电的情况, 使抽水蓄能的运行与电网调峰保持一致。

13) 各场景下抽水蓄能库容约束

$$W_t^s = W_{t-1}^s + \eta_{\text{pump}} P_{\text{pump},t}^s - \eta_{\text{gen}} P_{\text{gen},t}^s \quad (30)$$

$$W_t^{\text{min}} \leq W_t^s \leq W_t^{\text{up,max}} \quad (31)$$

式中, W_t^s 为场景 s 中 t 时段上水库水量。

14) 各场景下输电线路传输容量约束

$$-L_{l,\text{max}} \leq \sum_{m=1}^M G_{l,m} P_{m,t}^s \leq L_{l,\text{max}} \quad (32)$$

式中, $P_{m,t}^s$ 为场景 s 中 t 时段节点 m 有功注入功率。

至此, 式(2)—式(32)构成了本文抽水蓄能和风电合作的机组组合模型。其中, 式(23)为条件表达式, 无法直接进行求解, 附录 A 给出了将其转化为一般形式的方法。最终, 本文模型目标函数和约束均为混合整数凸形式, 该优化问题为混合整数凸规划, 本文通过 Cplex 软件包进行求解。

4 算例分析

为验证本文提出的抽水蓄能和风电合作方式在机组组合决策中的有效性, 以 26 节点某地区电网为例进行分析, 网络结构参数及各节点负荷参数见文献[24]。火电机组技术参数见表 1, 成本参数见表 2。

表 1 火电机组技术参数

编号	最大输出功率/MW	最小输出功率/MW	最小开机时间/h	最小停机时间/h
1	660	300	6	8
2	1000	500	8	8
3	600	300	6	8
4	600	300	6	8
5	110	20	3	4
6	110	20	3	4
7	300	120	3	4

表 2 火电机组成本参数

编号	成本二次项/(USD/MW ² h)	成本一次项/(USD/MWh)	成本常数项/(USD/h)	启动成本/USD	所在节点
1	0.0023	22.44	1200	30 000	4
2	0.0005	20.79	1000	50 000	25
3	0.0012	20.98	950	30 000	9
4	0.0023	24.72	840	30 000	21
5	0.0025	22.54	250	3000	21
6	0.0025	22.54	250	3000	21
7	0.0021	22.7	700	8000	1

采用某内陆风电场实际数据, 式(1)中协方差矩阵 \mathbf{B} 所对应的阴影曲面图如图 2 所示。风电场接入电网中的节点 3 和节点 8。

假设抽水蓄能接入电网中的节点 25, 最大发电和抽水功率均为 300 MW, 最小发电功率为 120 MW, 最小抽水功率为 200 MW, 发电和抽水时的平均水量/电量转换系数分别为 250 m³/MWh、160 m³/MWh。上水库最大库容为 1.949×10⁶ m³,

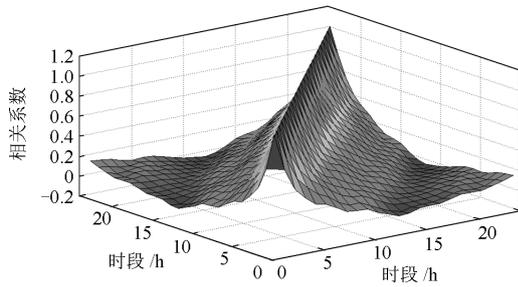


图2 协方差矩阵阴影曲面图

Fig. 2 Shadow surface of covariance matrix

最小库容为 $3.782 \times 10^5 \text{ m}^3$ ，初始库容和末时段库容均为 $9.782 \times 10^5 \text{ m}^3$ 。

分别考虑以下两种情况：(1) 无抽水蓄能；(2) 有抽水蓄能。并与风电采用本文提出的合作方式。

对于无抽水蓄能的情况，在研究周期内共有5台机组投入运行，即机组1、机组2、机组4、机组6、机组7。上述5台机组启停计划如表3所示。

表3 无抽水蓄能时机组启停计划

Table 3 Unit commitment scheme without pumped hydro storage

时段	机组编号					时段	机组编号				
	1	2	4	6	7		1	2	4	6	7
1	1	1	0	1	1	13	1	1	1	0	1
2	1	1	0	1	1	14	1	1	1	0	1
3	1	1	0	1	1	15	1	1	1	0	1
4	1	1	0	1	1	16	1	1	1	0	1
5	1	1	0	1	1	17	1	1	1	0	1
6	1	1	0	1	1	18	1	1	1	0	1
7	1	1	0	1	1	19	1	1	1	0	1
8	1	1	1	0	1	20	1	1	1	0	1
9	1	1	1	0	1	21	1	1	1	0	1
10	1	1	1	0	1	22	1	1	0	0	1
11	1	1	1	0	1	23	1	1	0	0	1
12	1	1	1	0	1	24	1	1	0	0	1

火电机组总运行成本为 1 035 720 USD。在研究周期内除需要小容量机组参与启停外，还需要一台大容量机组参与启停，即机组4。

对于含抽水蓄能的情况，依据本文调度模型计算结果，在研究周期内仅需要3台大容量机组投入运行，即机组1、机组2、机组4。上述3台机组启停计划如表4所示。

火电机组总运行成本为 1 019 920 USD，相较无抽水蓄能的情况总运行成本降低了 1.53%。抽水蓄能在研究周期内预期的运行情况如图3所示。

表4 含抽水蓄能时机组启停计划

Table 4 Unit commitment scheme with pumped hydro storage

时段	机组编号			时段	机组编号		
	1	2	4		1	2	4
1	1	1	1	13	1	1	1
2	1	1	1	14	1	1	1
3	1	1	1	15	1	1	1
4	1	1	1	16	1	1	1
5	1	1	1	17	1	1	1
6	1	1	1	18	1	1	1
7	1	1	1	19	1	1	1
8	1	1	1	20	1	1	1
9	1	1	1	21	1	1	1
10	1	1	1	22	1	1	1
11	1	1	1	23	1	1	0
12	1	1	1	24	1	1	0

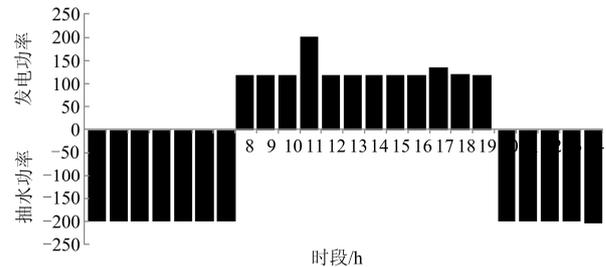


图3 抽水蓄能运行情况

Fig. 3 Operation of pumped storage

如图3所示，抽水蓄能在负荷低谷时段抽水，在负荷高峰时段发电，可起到降低系统峰谷差的作用。根据本文模型，抽水蓄能明显减少了火电机组启停，并且在研究周期内主要由经济性能较好的大容量机组承担负荷。

为应对风电不确定性，无抽水蓄能时备用显然完全由火电机组承担，含抽水蓄能时，依据本文模型，部分备用可由抽水蓄能承担。图4给出了两种情况下火电机组承担的备用情况。

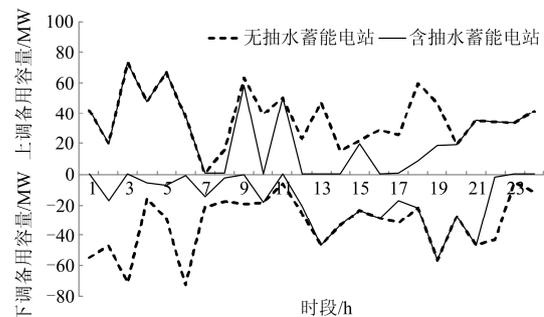


图4 火电机组备用情况对比

Fig. 4 Comparison of reserve for thermal power units

由图4可知,依据本文模型,抽水蓄能明显减少了火电机组备用容量,减轻了火电机组调节负担。

由于抽水蓄能提供备用,实际运行中发电或抽水功率会在预期功率的基础上调整,因此上水库水量相比预期也会发生变化。依据本文抽水蓄能和风电合作方式,可获得各风电预测误差场景下抽水蓄能实际功率,进而得到各场景下上水库水量在研究周期内的变化,图5给出了各时段上水库水量相比预期的最大偏差量情况。

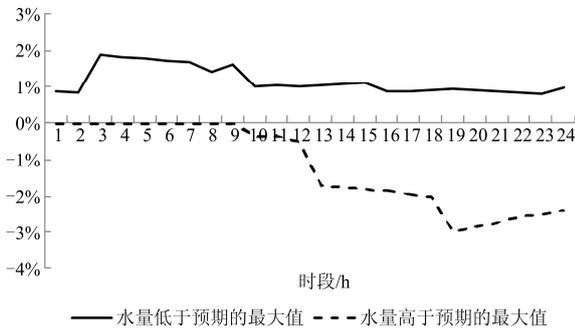


图5 各场景下上水库水量相比预期的最大偏差量

Fig. 5 Maximum deviation of the water quantity in the upper reservoir from the expected value

如图5所示,各时段上水库水量相比预期的偏差量较小,这是由于根据本文抽水蓄能和风电的合作方式,抽水蓄能仅参与应对出现概率较小、幅值较大的风电误差部分,有利于节省抽水蓄能有限的调节资源。

若将风电渗透率定义为某时段系统中风电总功率占总负荷有功功率的比例,上述分析中风电渗透率最大为29.2%(时段1),最小为11.3%(时段13),平均渗透率为18.4%。为进一步验证本文模型在风电并网规模不断增加背景下的作用,逐步提高风电渗透率,并与不含抽水蓄能的情况对比,结果如表5所示。

表5 不同风电渗透率下对比

Table 5 Comparison of different wind power penetration rate

各时段风电 最大渗透率	总运行成本/美元	
	不含抽水蓄能情况	本文调度方法
29.2%	1 035 720	1 019 920
32%	1 016 300	999 108
34%	1 000 030	984 729
36%	979 493	969 983
38%	965 118	955 477
40%	无可行解	941 028

可见,随风电渗透率的增加,系统总运行成本

呈下降的趋势,这是风电节能减排效益的体现。然而,随着渗透率的增加,不含抽水蓄能的情况可能出现机组组合无解,一般需要采取弃风电或切负荷措施才能保证有解。这是由于火电机组无法应对峰谷差增大和风电波动增强的局面,而在相同的风电渗透率下本文方法均可保证机组组合有解,提高了系统消纳风电的能力。

5 结论

本文针对含抽水蓄能和风电系统,提出了一种新的抽水蓄能和风电合作方式,并将这一合作纳入到机组组合决策中,建立了含抽水蓄能的风水火联合机组组合模型。其结论为:(1)本文抽水蓄能和风电合作方式有助于减轻火电机组备用容量,提高其备用响应的有效性;(2)抽水蓄能和风电的合作主要参与应对出现概率较小,幅值较大的风电波动,可节约抽水蓄能有限的调节资源;(3)本文模型可避免火电机组频繁启停,提高系统消纳风电的能力。

本文在机组组合决策应对风电不确定性的备用配置中考虑了抽水蓄能和风电的合作,在线调度所对应的备用响应过程中如何实现这一合作,还需要进一步深入研究。

附录A 将式(23)转化成一般形式的方法

为便于表达,对式(23)进行变量替换。

$$\begin{cases} x = \sum_{i=1}^N P_{Gi,t}^s - \sum_{i=1}^N P_{Gi,t} \\ y = \sum_{i=1}^N R_{Gi,t}^{up} \\ z = \sum_{i=1}^N R_{Gi,t}^{dn} \\ C = \sum_{w=1}^W P_{w,t}^s - \sum_{w=1}^W P_{w,t} \end{cases} \quad (A1)$$

式(A1)中: x 、 y 、 z 包含决策量; C 为常量。式(23)可表示为

$$x = \begin{cases} -z & \text{if } C > z \\ -C & \text{if } -y \leq C \leq z \\ y & \text{if } C < -y \end{cases} \quad (A2)$$

易知式(A2)与式(A3)、式(A4)等价。

$$x = \begin{cases} -z & \text{if } C > z \\ -C \text{ 或 } y & \text{if } C \leq z \end{cases} \quad (A3)$$

$$x = \begin{cases} -C \text{ 或 } -z & \text{if } C \geq -y \\ y & \text{if } C < -y \end{cases} \quad (A4)$$

对于式(A3),引入0-1量 m ,并有

$$m = \begin{cases} 1 & \text{if } C > z \\ 0 & \text{if } C \leq z \end{cases} \quad (\text{A5})$$

式(A5)与式(A6)等价。

$$\frac{C-z}{M} \leq m \leq 1 + \frac{C-z}{M} \quad (\text{A6})$$

式(A6)中, M 为任一较大的数。

对于式(A4), 引入 0-1 量 n , 并有:

$$n = \begin{cases} 0 & \text{if } C \geq -y \\ 1 & \text{if } C < -y \end{cases} \quad (\text{A7})$$

式(A7)与式(A8)等价。

$$-\frac{C+y}{M} \leq n \leq 1 - \frac{C+y}{M} \quad (\text{A8})$$

当 C 大于 z 时, 由式(A2)、式(A5)可知, $m=1$, $x=-z$ 。可得:

$$0 \leq x+z \leq M \cdot (1-m) \quad (\text{A9})$$

简单分析后易知, 在其他情况下式(A9)仍满足。

当 C 小于 $-y$ 时, 由式(A2)、式(A7)可知, $n=1$, $x=y$ 。可得:

$$-(1-n)M \leq x-y \leq 0 \quad (\text{A10})$$

简单分析后易知, 在其他情况下式(A10)仍满足。

由于 m 、 n 均为 0-1 量, 当且仅当 $m+n$ 等于 0 时, $x=-C$ 。可得

$$-(m+n)M \leq x+C \leq (m+n)M \quad (\text{A11})$$

简单分析后易知, 在其他情况下式(A11)仍满足。

综上, 式(A2), 即式(23)可通过式(A6)、式(A8)、式(A9)、式(A10)、式(A11)表示。

参考文献

- [1] WOOD A J, WOLLENBERG B F. 发电、运行与控制[M]. 2 版. 北京: 清华大学出版社, 1996: 131-169.
- [2] PADHY N P. Unit commitment-a bibliographical survey[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2): 1196-1205.
- [3] 陈皓勇, 王锡凡. 机组组合问题的优化方法综述[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(4): 51-56.
CHEN Haoyong, WANG Xifan. A survey of optimization-based methods for unit commitment[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(4): 51-56.
- [4] 佟晶晶, 温俊强, 王丹, 等. 基于分时电价的电动汽车多目标优化充电策略[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(1): 17-23.
TONG Jingjing, WEN Junqiang, WANG Dan, et al. Multi-objective optimization charging strategy for plug-in electric vehicles based on time-of-use price[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(1): 17-23.
- [5] 栗然, 党磊, 周鸿鹄, 等. 基于费用效率法的风电场混合储能容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(24): 55-62.
LI Ran, DANG Lei, ZHOU Honghu, et al. Capacity optimization disposition of hybrid energy storage in wind field based on cost efficiency model[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(24): 55-62.
- [6] 张川, 杨雷, 牛童阳, 等. 平抑风电出力波动储能技术比较及分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(7): 149-154.
ZHANG Chuan, YANG Lei, NIU Tongyang, et al. Comparison and analysis of energy storage technology to balance fluctuation of wind power output[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(7): 149-154.
- [7] JAVIER G G, ROCIO M R M, LUZ M S, et al. Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 460-468.
- [8] 胡泽春, 丁华杰, 孔涛. 风电—抽水蓄能联合日运行优化调度模型[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(2): 36-41, 57.
HU Zechun, DING Huajie, KONG Tao. A joint daily operational optimization model for wind power and pumped-storage plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(2): 36-41, 57.
- [9] CASTRONUOVO E D. On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1599-1606.
- [10] 于佳, 任建文, 周明. 基于机会约束规划的风-蓄联合动态经济调度[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2116-2122.
YU Jia, REN Jianwen, ZHOU Ming. A chance-constrained programming based dynamic economic dispatch of wind farm and pumped-storage power station[J]. Power System Technology, 2013, 37(8): 2116-2122.
- [11] 徐飞, 陈磊, 金和平, 等. 抽水蓄能与风电的联合优化运行建模及应用分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 149-154.
XU Fei, CHEN Lei, JIN Heping, et al. Modeling and application analysis of optimal joint operational of pumped storage power station and wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 149-154.
- [12] 盛四清, 孙晓霞. 利用风蓄联合削峰的电力系统经济调度[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2484-2489.
SHENG Siqing, SUN Xiaoxia. An economic dispatching strategy of peak load shifting by wind farm and pumped

- storage plant[J]. *Power System Technology*, 2014, 38(9): 2484-2489.
- [13] JIANG R, WANG J, GUAN Y. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(2): 800-810.
- [14] 刘芳, 潘毅, 杨军峰, 等. 风电-火电-抽水蓄能联合优化机组组合模型[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(4): 766-775.
- LIU Fang, PAN Yi, YANG Junfeng, et al. Unit commitment model for combined optimization of wind power thermal power pumped storage hydro[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(4): 766-775.
- [15] FABRI A, GOMEZ T, ROMAN S, et al. Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005, 20(3): 1440-1446.
- [16] HODGE B M, MILLIGAN M. Wind power forecasting error distributions over multiple timescales[C] // *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE: IEEE*, 2011: 1-8.
- [17] 刘芳, 潘毅, 刘辉, 等. 风电功率预测误差分段指数分布模型[J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(18): 14-19.
- LIU Fang, PAN Yi, LIU Hui, et al. Piecewise exponential distribution model of wind power forecasting error[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(18): 14-19.
- [18] 张昭遂, 孙元章, 李国杰, 等. 计及风电功率不确定性的经济调度问题求解方法[J]. *电力系统自动化*, 2011, 35(22): 125-130.
- ZHANG Zhaosui, SUN Yuanzhang, LI Guojie, et al. A solution of economic dispatch problem considering wind power uncertainty[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2011, 35(22): 125-130.
- [19] BOUFFARD F, GALIANA F D. Stochastic security for operations planning with significant wind power generation[C] // *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE: IEEE, 2008: 1-11.
- [20] 杨明, 朱思萌, 韩学山, 等. 风电场输出功率的多时段联合概率密度预测[J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(10): 23-28.
- YANG Ming, ZHU Simeng, HAN Xueshan, et al. Joint probability density forecast for wind farm output in multi-time-interval[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(10): 23-28.
- [21] 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.
- [22] 雷宇, 杨明, 韩学山. 基于场景分析的含风系统机组组合的两阶段随机优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2012, 40(23): 58-67.
- LEI Yu, YANG Ming, HAN Xueshan. A two-stage stochastic optimization of unit commitment considering wind power based on scenario analysis[J]. *Power System Protection and Control*, 2012, 40(23): 58-67.
- [23] WU L, SHAHIDEHPOUR M, LI T. Stochastic security-constrained unit commitment[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22(2): 800-811.
- [24] 李智, 韩学山, 杨明, 等. 计及接纳风电能力的电网调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2010, 34(19): 15-19.
- LI Zhi, HAN Xueshan, YANG Ming, et al. Power system dispatching considering wind power integration[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2010, 34(19): 15-19.

收稿日期: 2016-06-16; 修回日期: 2016-08-15

作者简介:

吕翔(1988—), 男, 硕士, 主要研究方向为电力系统运行与控制; E-mail: elcs1988@163.com

刘国静(1988—), 男, 通信作者, 博士, 主要研究方向为电力系统运行与控制; E-mail: liu.guojing@qq.com

周莹(1986—), 女, 学士, 主要研究方向为配电网自动化。E-mail: 42835016@qq.com

(编辑 魏小丽)