

高水电比重系统中梯级水电群与风光电站 协调调峰优化运行策略

魏明奎, 蔡绍荣, 江 栗

(国家电网有限公司西南分部, 四川 成都 610041)

摘 要:全球环境和气候问题的加剧,凸显了发展以水电、风能和太阳能为主的清洁能源的迫切性。在高水电比重系统中,梯级水电站需要同时承担峰荷和基荷,如何协调梯级水电站与间歇性风光电站的出力用以优化调峰能力具有重要意义。在此背景下,考虑风光电站出力的不确定性,提出梯级水电群与风光电站协调调峰优化运行策略,一方面利用梯级水电群出力可调的优势,增大系统接纳风光电站出力的能力,尽可能平抑负荷波动、减小系统的调峰压力;另一方面对非线性的水电转换函数进行线性化处理,方便模型求解。最后,以某高水电比重系统作为算例进行仿真验证,结果验证了所提优化策略的正确性和有效性。

关 键 词:高水电比重;梯级水电;调峰;优化运行;风光水协调优化

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.02.024 中图分类号:TM933 文章编号:1673-9140(2021)02-0199-10

Peak-shaving co-optimization strategies of cascaded hydropower and wind-photovoltaic generation in systems with high penetration of hydropower

WEI Mingkui, CAI Shaorong, JIANG Li

(Southwest Branch of State Grid Corporation of China, Chengdu 610041, China)

Abstract: With the emergence of global environmental and climate issues, the advantages of clean energy, such as hydropower, wind and solar energy are highlighted. In a power system with high penetration of hydropower, the cascaded hydropower station needs to serve the peak load and the base load at the same time. How to coordinate the peak-shaving optimization operation of the cascaded hydropower station and the uncertain wind-photovoltaic power stations is of great significance. This paper considers the uncertainty of the wind and photovoltaic power stations, and proposes a coordinated peak-shaving optimization operation strategy of cascaded hydropower stations and wind-photovoltaic power stations. On one hand, the adjustment capability of the cascaded hydropower stations is utilized to increase the accommodating generation of the wind-photovoltaic power stations, and the load fluctuation is minimized as much as possible to reduce the peaking pressure of the thermal power units. On the other hand, the nonlinear water-to-power conversion function is linearized to facilitate the model solution. The simulation analysis results of a system with high penetration of hydropower verifies the correctness and effectiveness of the proposed optimization strategy.

Key words: high penetration of hydropower; cascade hydropower plants; peak-shaving strategies; optimal operation; co-optimization of hydro-wind-photovoltaic

收稿日期:2019-10-15;修回日期:2019-12-01

基金项目:国家电网有限公司科技项目(SGTYHT/17-JS-201)

通信作者:魏明奎(1980-),男,硕士,高级工程师,主要从事电力系统规划和梯级水电优化研究;E-mail:wmk1666@163.com

随着全球经济的发展,各国都面临着化石能源枯竭、环境污染和全球气候变暖等问题,这严重影响到人类的生存和可持续发展。以风能和太阳能为主的新能源具有分布广、清洁环保和可持续性等优点,得到了大力地开发和利用。然而,风力发电的不确定性使得风电的消纳问题日渐突出^[1-2]。水电作为目前开发比例最高的清洁能源,具有较好的调峰特性,能够很好地提高系统接纳新能源的能力。

随着中国对西南地区水电资源的持续开发^[3-4],水电装机比重越来越大,梯级流域水电站以及沿岸风光电站不仅需要承担系统峰荷,甚至还需要承担一部分基荷。因此,如何协调梯级水电站与风光电站的调峰优化运行,充分利用水电以及风光资源,对高水电比重系统有重要意义。

传统水电“以电定水”和“以水定电”的调度方式会造成大量弃水或不能充分发挥水电的调节作用^[5]。文献[6]在水电站的总发电量约束基础上,考虑了水电机组对系统调峰的影响,对系统机组进行发电出力优化;文献[7]采用分段线性函数对水电转换曲线进行拟合,提出了基于混合整数线性规划方法的短期水火电机组组合模型。

文献[8]结合风、光、水时序发电互补及梯级水电站发电、储能双重特性,建立输电断面限制条件下的多能源补偿调节长期优化调度模型;考虑高水电比重系统,文献[9]以系统发电效益最大为目标,建立了计及水电机组振荡区间的高水电比重系统电力电量平衡模型;文献[10]利用水电的储能能力以平抑风电出力在负荷高峰时段的日间波动性,提出了在冬季枯水期水电—风电系统日间联合调峰运行策略;文献[11]利用水力发电快速、可调节的优点,提出联合补偿调节的2个原则:电力电量补偿平衡和避免弃水补偿原则;为平抑风电的出力波动,同时利用风电与水电的互补性,文献[12]提出了风电与梯级水电站的互补优化运行策略,建立基于机会约束的多目标随机优化模型。

文献[13]在分析水电和风电的自然与技术互补特性基础上,建立考虑水流时滞效应的梯级水电站水量平衡模型,构建以运行成本最小为目标的计及梯级水电的水火风互补发电系统短期优化运行模

型;以黄河上游5座百万千瓦级的梯级水电站与甘肃河西千万千瓦级的风电场为研究对象,综合考虑各种复杂约束条件,以弃风电量最小为目标,文献[14]建立了水电—风电互补运行优化调度数学模型;文献[15]建立了考虑了长期梯级水电站来水优化的机组组合,不确定性考虑了系统元件故障、负荷以及来水的不确定性;文献[16]考虑了风力发电的不确定性,提出了发电公司、风电场和梯级水电站之间的协调优化调度策略。

在上述背景下,该文提出高水电比重系统中梯级水电群与风、光伏电站协调调峰优化运行策略,以最大利用梯级水电群的调节能力,增大系统消纳风光电站的发电出力,并尽可能平抑系统负荷波动,减小系统的调峰压力。考虑到风电、光伏出力的不确定性,该文基于典型周负荷曲线,提出随机风光水电站协调调峰优化运行模型,得到梯级水电群与风光电站在典型周的出力期望值。研究发现,工作日和周末的负荷曲线差别较大,一周的风光出力也不相同,系统所需要的调峰也有区别,特别是对梯级水电群的发电流量与库容的影响。因此,该文利用典型周来进行调峰优化运行策略研究,可以更好地计及工作日和周末不同的负荷曲线对可调水电站库容。针对梯级水电站非线性的水电转换函数,通过引入辅助0-1变量和连续变量对其进行线性化处理,最终得到混合整数二次规划问题(mixed-integer quadratic programming, MIQP),利用Gurobi软件进行求解。在某高水电比重区域电网中进行仿真分析,结果表明,所提优化策略能够有效利用梯级水电群的调节能力,兼顾梯级水电的调峰效益与系统接纳风光能力。

1 风光水协调调峰优化运行模型

1.1 目标函数

为了更好地利用梯级水电站的优化调峰能力,增大风光等新能源的消纳,减小系统调峰压力,该文设置目标函数为系统剩余负荷的方差和弃风弃光惩罚最小:

$$\min \left[\sum_t (F_t - \bar{F})^2 \right] / T + C^{\text{cur}} \quad (1)$$

$$\bar{F} = \sum_t F_t / T \quad (2)$$

$$F_t = P_t^{\text{load}} - \sum_h P_{ht} - \sum_w P_{wt} - \sum_p P_{pt} \quad (3)$$

$$C^{\text{cur}} = c^{\text{cur}} \cdot \left[\sum_w (P_{wt}^{\text{fore}} - P_{wt}) + \sum_p (P_{pt}^{\text{fore}} - P_{pt}) \right] \quad (4)$$

式中 t 和 T 分别为调度时段及调度期内时段总数; F_t 为 t 时段的剩余负荷; \bar{F} 为剩余负荷均值; C^{cur} 为弃风弃光惩罚; P_t^{load} 为原始负荷; P_{wt}^{fore} 、 P_{pt}^{fore} 分别为风电场 w 、光伏电站 p 出力预测值; P_{ht} 、 P_{wt} 、 P_{pt} 分别为水电站 h 、风电场 w 和光伏电站 p 的调度出力。

1.2 水电站模型

水电转换函数表示水电站发电功率与水头、发电流量的关系:

$$P_{ht} = g \cdot \eta_h \cdot Q_{ht} \cdot H_{ht} \quad (5)$$

式中 g 为水电转换系数,一般取 9.81; η_h 为水电站 h 的发电效率; Q_{ht} 为水电站 h 在 t 时段的发电流量; H_{ht} 为水电站 h 在 t 时段的水头。

水电站发电功率分别受到机组出力上、下限约束以及爬坡约束:

$$P_h^{\min} \leq P_{ht} \leq P_h^{\max} \quad (6)$$

$$\Delta_h \leq P_{ht} - P_{h,t-1} \leq \Delta_h \quad (7)$$

式(6)、(7)中 P_h^{\min} 、 P_h^{\max} 为水电站 h 出力的最小和最大限制; Δ_h 为水电站 h 单时段最大出力升降限制。

1) 径流水电站。

由于径流水电站无库容调节能力,径流水电站的发电流量与其来水流量和最大发电流量有关^[17],即若径流量小于最大发电流量,则径流量全部用于发电,反之,则径流电站满发。具体为

$$-(1-f_{ht}) \cdot M + Q_h^{\max} \leq Q_{ht} \leq Q_h^{\max} + (1-f_{ht}) \cdot M \quad (8)$$

$$-f_{ht} \cdot M + R_{ht} \leq Q_{ht} \leq R_{ht} + f_{ht} \cdot M \quad (9)$$

$$-(1-f_{ht}) \cdot M \leq R_{ht} - Q_h^{\max} \leq f_{ht} \cdot M \quad (10)$$

式(8)~(10)中 M 为一个足够大的数; Q_h^{\max} 为水电站最大发电流量; f_{ht} 为 0-1 变量,表示水电站径

流量 R_{ht} 是否超过最大发电流量, f_{ht} 假如为 1,则表示水电站径流量超过最大发电流量,水电站发电流量 Q_{ht} 为 Q_h^{\max} , f_{ht} 为 0 时则相反,水电站发电流量 Q_{ht} 为 R_{ht} 。

径流电站的水头为常数,即

$$H_{ht} = h_h \quad (11)$$

式中 h_h 为水电站 h 的水头常数。

2) 可调水电站。

可调水电站具有较好的调峰功能,可以调节库容使得电站发电量最大或者电站出力跟踪负荷的变化,需要满足发电流量不等式、库容不等式、起始和末尾库容以及库容平衡约束,分别为

$$Q_h^{\min} \leq Q_{ht} \leq Q_h^{\max} \quad (12)$$

$$V_h^{\min} \leq V_{ht} \leq V_h^{\max} \quad (13)$$

$$V_{h,0} = v_{h,0}, V_{h,NT} = v_{h,NT} \quad (14)$$

$$V_{ht} = V_{h,t-1} + R_{ht} - Q_{ht} \quad (15)$$

式(12)~(15)中 V_{ht} 为水电站 h 在 t 时刻的库容; V_h^{\min} 、 V_h^{\max} 为水电站 h 库容的最小和最大限制; NT 为优化运行最终时刻; $v_{h,0}$ 、 $v_{h,NT}$ 为常数,分别代表水电站 h 的初始和最终时刻库容。

可调电站的水头随着库容的变化而改变,即水头为库容的线性函数:

$$H_{ht} = h_{0,h} + \alpha_h \cdot V_{ht} \quad (16)$$

式中 $h_{0,h}$ 、 α_h 为常数,由水电站 h 的大小决定。

3) 梯级水电站。

梯级水电站是一类特殊的可调水电站,由于当前一级可调水电站的来水入库流量包括自然来水量和上一级水电站的发电流量,故大大增强了可调水电站之间的联系与耦合。此外,还需考虑当前水电站和上一级水电站之间的距离,即上一级水电站的发电流量和水流时滞。

梯级水电站的发电流量、库容、起始和末尾库容约束与可调水电站一样,需要满足式(12)~(14)的约束。不一样的是,梯级水电站的库容平衡约束中需要考虑上一级水电站的发电流量和水流时滞,即

$$V_{ht} = V_{h,t-1} + R_{ht} + Q_{h-1,t-\tau_h} - Q_{ht} \quad (17)$$

式中 τ_h 为水电站 h 的水流时滞; $Q_{h-1,t-\tau_h}$ 为上一级水电站 $h-1$ 在 $t-\tau_h$ 时刻的发电流量。

1.3 风光电站模型

该文假设风电场和光伏电站的出力在一定程度

上是可以进行调度的,调度方式即可以通过适当弃风弃光来实现优化调峰,具体为

$$0 \leq P_{wt} \leq P_{wt}^{fore} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{pt} \leq P_{pt}^{fore} \quad (19)$$

2 随机风光水电站协调调峰优化运行模型

2.1 水电转换函数线性化处理

针对可调节水电站,将水头与库容函数(16)带入到水电转换函数(5)中,便得到了水电站发电功率与发电流量、库容之间的关系:

$$P_{ht} = g \cdot \eta_h \cdot Q_{ht} \cdot (h_{0,h} + \alpha_h \cdot V_{ht}) \quad (20)$$

由于式(20)中的发电功率为发电流量和库容相乘的二次函数,使得风光水电站协调调峰优化运行模型为非线性问题,给求解带来困难。可以通过引入辅助 0-1 变量和连续变量来对其进行线性化处理,从而使风光水电站协调调峰优化运行模型(1)~(19)转化为混合整数二次规划问题,方便求解^[18]。

为了讨论方便,将式(20)中的角标省略,得到通用的水电转换函数:

$$P = g \cdot \eta \cdot Q \cdot (h_0 + \alpha \cdot V) \quad (21)$$

将 Q 和 V 分成多个子区间,即 $[Q_i, Q_{i+1}]$ 、 $[V_j, V_{j+1}]$, 其中, $i = 1, 2, \dots, m-1, j = 1, 2, \dots, n-1$ 。这样一来,原来的水电转换函数就被分成了 $(m-1) \cdot (n-1)$ 的网格,其中每一个顶点即原来函数的值,每个顶点发电量计算为 $P_{i,j} = g \cdot \eta \cdot Q_i \cdot (h_0 + \alpha \cdot V_j)$ 。

每一个网格被分成 2 个三角形,即左上和右下三角形,用 0-1 变量 $\delta_{i,j}$ 、 $\xi_{i,j}$ 表征 2 个三角形中的位置,则式(21)可用其他公式近似,即

$$\left\{ \begin{aligned} Q &= \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n Q_i \cdot \phi_{i,j} \\ V &= \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n V_j \cdot \phi_{i,j} \end{aligned} \right. \quad (22)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (\delta_{i,j} + \xi_{i,j}) &= 1 \\ \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \phi_{i,j} &= 1 \end{aligned} \right. \quad (23)$$

$$\phi_{i,j} \leq$$

$$\delta_{i,j-1} + \delta_{i,j} + \delta_{i,j+1} + \xi_{i-1,j} + \xi_{i,j} + \xi_{i+1,j} \quad (24)$$

$$P = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n P_{i,j} \cdot \phi_{i,j}, \phi_{i,j} \geq 0 \quad (25)$$

$$\delta_{i,j}, \xi_{i,j} \in \{0, 1\} \quad (26)$$

2.2 紧凑形式的确定性调峰优化运行模型

文 2.1 中将非线性的水电转换函数进行了线性化处理,得到了混合整数二次规划模型。为了方便该文随机性风光水电站协调调峰优化运行模型的讨论,该文将确定性的风光水电站协调调峰优化运行模型式(1)~(26)写成抽象数学表达形式,即

$$\begin{aligned} \min & f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ \text{s. t. } & \mathbf{x} \in \{0, 1\} \end{aligned} \quad (27)$$

$$C\mathbf{x} + D\mathbf{y} \leq \mathbf{e}$$

式中 $f(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ 为目标函数,即式(1)~(4),其值与 \mathbf{x}, \mathbf{y} 相关;第 2 行 \mathbf{x} 为 0-1 变量,即水电转换函数线性化处理中的辅助变量;第 3 行表示模型中的全部约束,即式(5)~(26); \mathbf{y} 为连续变量,代表风光水电站的调度; C, D 和 \mathbf{e} 为抽象的矩阵和向量,表示目标函数和约束中的成本以及系数。

2.3 随机风光水电站协调调峰优化运行模型

风光出力的随机波动和不确定性给调峰优化运行带来了一定的困难。随机优化模型通过 Monte Carlo 模拟,利用多个不同的风光出力场景来代表风光出力不确定性的影响。基于此,该文提出的随机风光水电站协调调峰优化运行模型为

$$\begin{aligned} \min & \rho^s \cdot f(\mathbf{x}^s, \mathbf{y}^s) \\ \text{s. t. } & \mathbf{x}^s \in \{0, 1\} \end{aligned} \quad (28)$$

$$C\mathbf{x}^s + D\mathbf{y}^s \leq \mathbf{e}$$

式中 s 表示不同的场景; ρ^s 为对应场景 s 的概率;目标函数为不同场景目标的加权平均;对于每个场景 s 来说,风光水电站的运行都需要满足自身的约束。

3 模型求解方法

3.1 风光出力场景生成

为了表示风光出力的不确定性,首先需假定风光出力的预测误差满足正态分布 $N(\mu, \sigma^2)$, 其中风光出力预测的均值为 μ , 方差为 σ^2 。利用 Monte

Carlo 模拟法可以生成大量的符合正态分布的风光出力场景,每一个生成场景的概率则是通过 1 除以场景总数而得到。

为了能够覆盖更大的采样空间以及具有更好的稳健性,该文利用拉丁超立方方法对风光出力场景进行抽样,采样结果比 Monte Carlo 法能够更好地逼近正态分布。若采样空间为 D 维,拉丁超立方采样方法如下:首先,将每一维变量划分为 N 个相等的区间;然后,在每个区间随机产生一个数,形成 N 乘以 D 维的采样矩阵 \mathbf{Y} ;最后,在 \mathbf{Y} 矩阵中每一列随机抽取一个数,组成向量。

3.2 风光出力场景消减

利用风光出力场景消减技术能大量地减少用于场景模拟的计算时间。场景消减能够有效地剔除那些概率较小的场景,并且将相近场景聚合到一起。当然,采用大量场景进行模拟计算时计算量巨大,若场景过少,则所得结果将是一个比较差的近似。因此,选择消减后合适的场景数能够在计算量和精度之间达到一个较好的折衷^[19]。

场景削减技术是通过测量概率分布的距离作为概率标准来控制近似拟合度。该文利用快进约简法(fast forward reduction method)进行场景消减^[20],具体步骤如下。

令 $\Omega^s (s = 1, 2, \dots, N)$ 表示 N 个不同的风光出力场景,每一个场景概率为 ρ^s , $DT^{s,s'}$ 表示 2 个场景 (s, s') 之间的距离。

1) 设 S 为最初的场景集合; DS 为需要删除的场景, DS 初始状态为空集。计算场景 s 和 s' 之间的距离: $DT^{s,s'} = DT(\Omega^s, \Omega^{s'})$, $s, s' = 1, 2, \dots, N$ 。

2) 计算 $PD_k(r) = \sum_{u \neq k} \rho_u \cdot DT(\Omega^s, \Omega^{s'})$, $k = 1, 2, \dots, N$, 其中 r 指代场景;选择 d , 满足 $PD_d = \min PD_k$, $k = 1, 2, \dots, N$ 。

3) $S = S - \{d\}$, $DS = DS + \{d\}$; $\rho_r = \rho_r + \rho_d$ 。

4) 重复步骤 2~4, 直至删除场景的数量达到设置的要求。

4 算例分析

4.1 算例系统介绍

为了验证该文提出的梯级水电群与风光电站协

调调峰优化运行策略的合理性和有效性,利用某地区的高水电比重系统作为算例。其中,最大负荷 750 MW, 水电总装机 465 MW, 风电场装机 140 MW, 光伏电站装机 100 MW。水电系统包含 4 个水电站,数据来自文献^[15, 21],其中有 2 个梯级水电站,分别为可调水电站和径流式水电站。弃风弃光惩罚设置为 1, 负荷和风光数据来源于网站^[22]。选取典型周 168 个时刻数据,具体为 2018 年 12 月 3—9 日的的数据,在 Matlab 环境下进行编程,调用 Gurobi 软件包对模型进行求解。典型周负荷曲线如图 1 所示,分别代表周一到周日的负荷曲线,可以看到,周二为负荷高峰期,傍晚时达到一周的负荷最高值 750 MW, 周末负荷明显低于工作日。典型周风光电站出力曲线如图 2 所示;径流式水电站来水曲线如图 3 所示,可以看出,径流式水电站来水的波动也给系统调峰增加了压力。可调水电站的来水设置为 $15 \times 10^4 \text{ m}^3$, 上游梯级水电站来水为 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$, 下游水电站来水为 $15 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

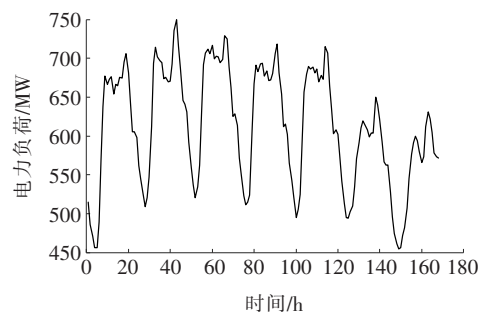


图 1 典型周负荷曲线

Figure 1 Typical week load curve

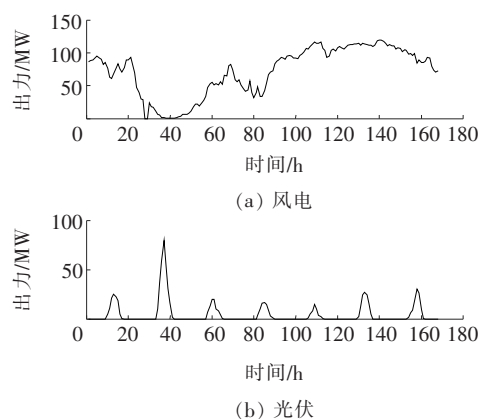


图 2 典型周风、光出力曲线

Figure 2 Typical week wind/photovoltaic generation curve

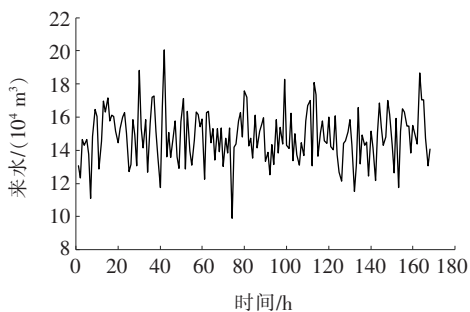


图3 典型周径流式水电站来水曲线

Figure 3 Typical week runoff hydropower inflow curve

4.2 算例分析

为了研究梯级水电群对风光等新能源发电出力的接纳能力以及梯级水电群的调峰能力,设置3个算例:①弃风弃光惩罚设置为1;②弃风弃光惩罚设置为0.1;③弃风弃光惩罚设置为0。算例中惩罚系数越大,系统接纳风光比例也会越大,惩罚系数越小,系统就可以适当的弃风弃光来降低调峰压力。

算例1~3的仿真结果如表1所示。得到的剩余负荷曲线如图4所示,可以看出,在周二有2个时刻出现比较明显高峰。对比图1、2可以发现,这2个时刻的风电场出力几乎为0,而可调梯级水电站也几乎满发,风光水系统不能再提供更多的功率。结合表1和图4可以发现,随着弃风弃光惩罚的变小,系统逐渐出现弃风弃光,剩余负荷也更加平滑。

表1 算例1~3仿真结果

Table 1 The results of cases 1-3

算例	剩余负荷方差	弃风量/(MW·h)	弃光量/(MW·h)
1	2 258.05	0	0
2	922.64	5 373.26	258.53
3	165.35	9 520.66	416.89

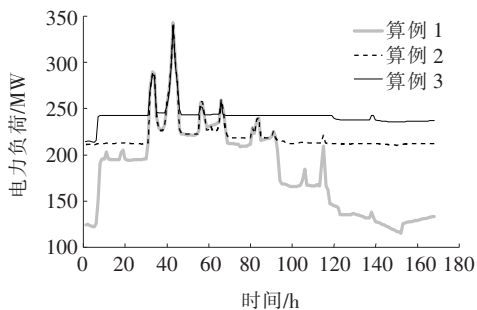


图4 算例1~3剩余负荷曲线

Figure 4 System net load of cases 1-3

在算例1中,当需要尽可能地多接纳风光等新能源时,风光水协调调峰能力大幅减弱。特别是在周末,系统负荷较小的时候,风光等新能源出力较大,使得剩余负荷方差较大,为2 258.05。

在算例2中,弃风弃光惩罚有所减小,即系统可以在风光水协调调峰和新能源接纳之间找到一个平衡。算例中典型周弃风量、弃光量分别为5 373.26、258.53 MW·h。

在算例3中,风光水系统可以随意弃风弃光来尽可能地跟随负荷波动,使剩余负荷趋于平滑,减小了系统的调峰压力。算例中得到的剩余负荷曲线最平滑,剩余负荷方差为165.35,弃风弃光量也最大。

算例1~3中风光电站和2个梯级水电站的调度结果如图5~8所示。从图5、6中可以看出,当弃风弃光惩罚设置为1时,惩罚较大,风电场和光伏电站出力全部接纳。当弃风弃光惩罚减小时,此时便出现了弃风弃光现象。特别是周末负荷较小时弃风弃光现象比较严重,但是,周二负荷较大时风光出力全部接入并网。当弃风弃光惩罚进一步设置为0时,弃风弃光大幅增加,以保证剩余负荷更加的平滑,减小系统调峰的压力。从图7可以看出,梯级水电站1的来水较少,远低于其最大发电流量,故梯级水电站1的作用主要是调峰,梯级水电站1的调度出力波动较大,根据负荷和风光电站出力波动,在10~115 MW之间调度。梯级水电站2来水比较充足,其出力波动较小,在100 MW和最大出力之间调度,如图8所示。

为了进一步研究风光电站出力不确定性对风光水协调调峰优化运行策略的影响,该文利用拉丁超立方采样,生成5 000个场景,根据文3.2节中风光出力场景消减技术,最后得到5个典型周的风光出力曲线。该文再设置3个算例:④风光电站的预测误差区间为预测值的20%;⑤在算例4基础上,弃风弃光惩罚设置为0;⑥在算例4基础上,增大风光电站的预测误差区间至40%。以此3个算例体现梯级水电群对间歇性的风光电站出力的平滑作用。

在算例4中,场景消减后得到的5个典型周的风电场出力曲线如图9所示,5个典型周的光伏电站出力曲线如图10所示,每个场景的概率如表2所示。

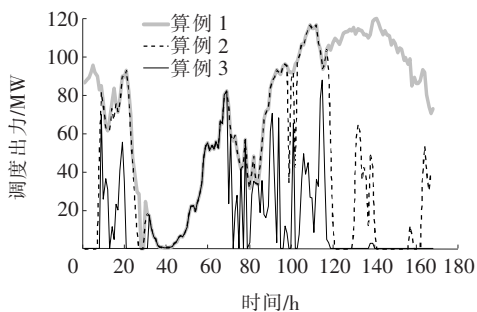


图 5 算例 1~3 风电场调度结果

Figure 5 Dispatch of wind farm of cases 1-3

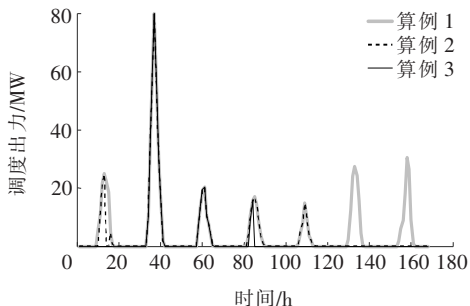


图 6 算例 1~3 光伏电站调度结果

Figure 6 Dispatch of photovoltaic plant of cases 1-3

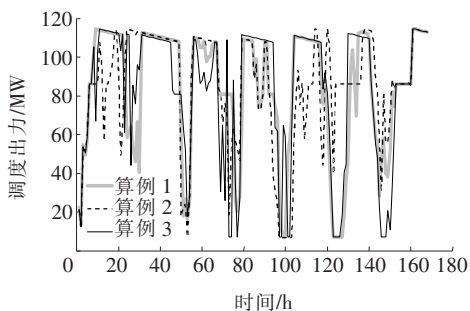


图 7 算例 1~3 梯级水电站 1 调度结果

Figure 7 Dispatch of cascade hydropower plant 1 of cases 1-3

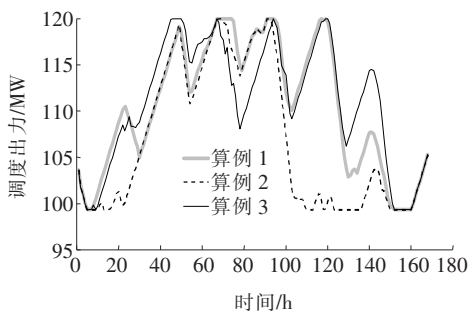


图 8 算例 1~3 梯级水电站 2 调度结果

Figure 8 Dispatch of cascade hydropower plant 2 of cases 1-3

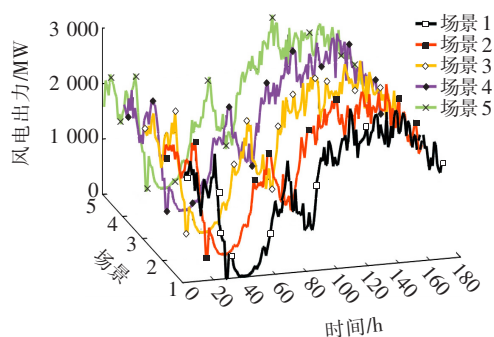


图 9 典型周风电场 5 个场景出力曲线

Figure 9 Five scenarios of typical week wind generation

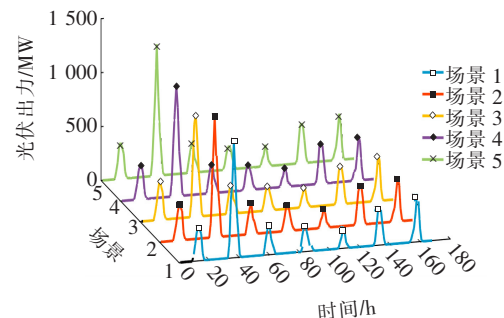


图 10 典型周光伏电站 5 个场景出力曲线

Figure 10 Five scenarios of typical week photovoltaic generation

表 2 算例 4 中不同场景概率

Table 2 Probability of different scenario in case 4

场景	概率	场景	概率	场景	概率
1	0.296 2	3	0.118 6	5	0.190 0
2	0.130 8	4	0.264 4		

利用该文提出的梯级水电群与风光电站协调调峰优化运行策略进行调峰优化分析后,得到的 5 个不同场景的剩余负荷如图 11 所示。从图 9、10 中可以看出,周五到周日时光伏出力较大,相应的波动范围也较大,风电场出力波动为 50 MW,光伏电站波动较小一些,在 5 MW 左右。对比分析图 9~11,当梯级水电群对风光电站的出力进行协调调峰后,剩余负荷的波动较为平滑,剩余负荷的波动为 15 MW 左右,大大降低了间歇性风光电站出力不确定性,充分发挥了梯级水电群的调峰特性。

在算例 5 中,假设风光电站也可以适当弃风弃光使得剩余负荷更加平滑,仿真结果如图 12 所示,可以看到,此时剩余负荷曲线非常平滑,并且不同的场景得到的剩余负荷曲线也几乎一致,充分体现了梯级水电群的调峰特性。

在算例6中,进一步增大风光电站的预测误差区间,得到的5个典型周的风电场出力曲线如图13所示,5个典型周的光伏电站出力曲线如图14所示,可以看到,风光出力的波动范围更大了。当采用梯级水电群与风光电站协调调峰优化运行策略后,得到的不同场景下剩余负荷如图15所示,对比图11可以看出,当风光出力波动范围增大一倍之后,梯级水电群也能发挥自身较好的调峰特性,使得不同场景下剩余负荷曲线较为平稳,较算例4并没有明显增加。

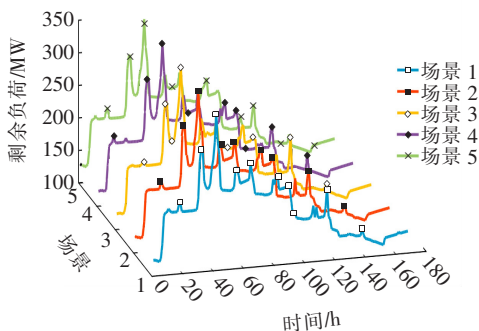


图11 算例4中不同场景剩余负荷曲线

Figure 11 System net load of case 4 in different scenarios

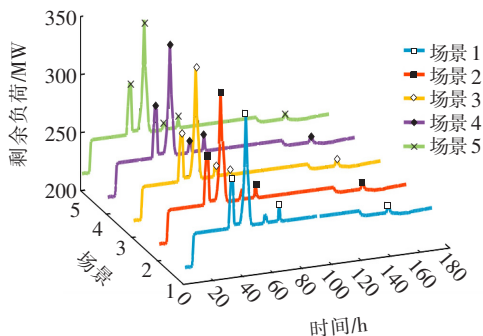


图12 算例5中不同场景剩余负荷曲线

Figure 12 System net load of case 5 in different scenarios

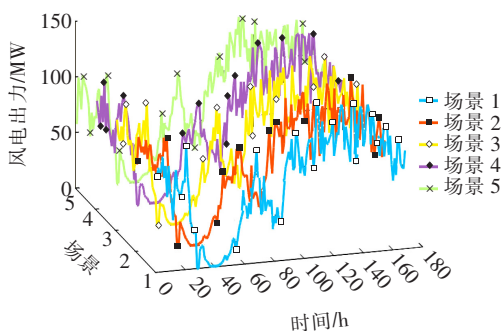


图13 算例6典型周风电场5个场景出力曲线

Figure 13 Five scenarios of typical week wind generation in case 6

为了对比梯级水电群与风光电站协调调峰优化运行策略对剩余负荷的影响,可以对算例4~6中场景间的平均距离,如表3所示。对比算例4、5可以发现,当可以通过弃风来进行调峰优化时,可以最大限度发挥系统的调峰能力,降低风光波动的影响。当算例6中的风光场景间距离增大为原来4倍时,在梯级水电群的调节作用下,不同场景之间的距离没有明显增大,说明了该文提出调峰优化运行策略的有效性,能够较好应对风光出力的不确定性。

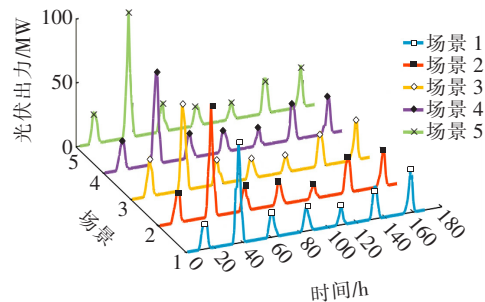


图14 算例6典型周光伏电站5个场景出力曲线

Figure 14 Five scenarios of typical week photovoltaic generation in case 6

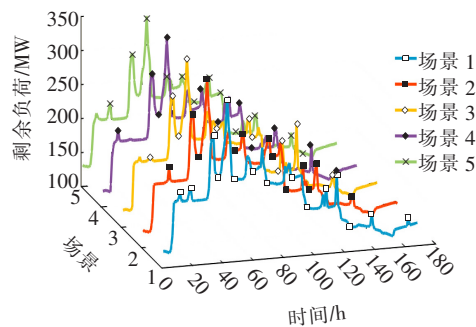


图15 算例6中不同场景剩余负荷曲线

Figure 15 System net load of case 6 in different scenarios

表3 算例4~6中场景间平均距离

曲线类型	场景间平均距离 $DT^{s,s'}$		
	算例4	算例5	算例6
风电场出力	60.53	60.53	232.77
光伏电站出力	1.13	1.13	4.48
剩余负荷	10.10	0.32	36.33

5 结语

该文提出的计及风光电站出力不确定性的梯级

水电群与风光电站协调调峰优化运行策略,利用梯级水电群较好的调峰能力,能更多地接纳风光等新能源发电出力,同时减小系统的调峰压力。对非线性的水电转换函数进行线性化处理,方便模型求解。

仿真分析结果验证了所提优化策略的正确性和有效性。利用典型周负荷曲线进行调峰优化,安排梯级水电群和风光电站各时刻的出力,能够尽可能发挥风光水电站跟随负荷能力,最大程度减小剩余负荷的波动。考虑风光电站出力的不确定性,梯级水电群也能发挥自身较好的调峰特性,使得不同场景下剩余负荷曲线较为平稳。

参考文献:

- [1] 李茜,刘天琪,何川,等. 含风电系统的有功和备用协调优化方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):7-14.
LI Qian, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Coordinated optimization of active power and reserve capacity for power grid with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7):7-14.
- [2] 曾雪婷,刘天琪,李茜,等. 基于动态调峰裕度的风电并网协调优化调度[J]. 电网技术, 2015, 39(6):1685-1690.
ZENG Xueting, LIU Tianqi, LI Qian, et al. A dynamic peak load regulation margin based coordinated optimal dispatching under grid-connection of wind farm[J]. Power System Technology, 2015, 39(6):1685-1690.
- [3] 谭政宇,陈仕军,黄炜斌,等. 基于四川水电调峰外送情景下的受端电网接纳空间分析[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(12):67-74.
TAN Zhengyu, CHEN Shijun, HUANG Weibin, et al. Receiving space analysis of receiving power grid based on sichuan hydropower peak load regulation scenario[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(12):67-74.
- [4] 张立锋,何志强,张金枝. 西藏"十四五"电力发展重点探讨[J]. 中国电力, 2020, 53(11):111-115+138.
ZHANG Lifeng, HE Zhiqiang, ZHANG Jinzhi. Discussion on focus of power development in Tibet during the 14th Five-Year Plan[J]. Electric Power, 2020, 53(11):111-115+138.
- [5] 叶秉如. 水资源系统优化规划和调度[M]. 北京:中国水

利水电出版社,2001:220-221.

- [6] 丁军威,胡旸,夏清,等. 竞价上网中的水电优化运行[J]. 电力系统自动化,2002,27(3):19-23.
DING Junwei, HU Yan, XIA Qing, et al. Hydro power optimization in competition with thermal generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 27(3):19-23.
- [7] Alberto B, Claudia D A, Andrea L, et al. An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir[J]. IEEE Transactions on Power systems, 2008, 23(3):1115-1124.
- [8] 陈锴,钟浩,李世春,等. 考虑输电断面限制的风—光—梯级水电站长期优化调度[J]. 智慧电力, 2020, 48(5):27-33.
CHEN Kai, ZHONG Hao, LI Shichun, et al. Long-term optimal scheduling of wind-photovoltaic-cascade hydropower stations considering transmission section constraints[J]. Smart Power, 2020, 48(5):27-33.
- [9] 曾雪婷,刘天琪,李茜,等. 高水电比重系统电力电量平衡混合整数二次规划模型及算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(4):1114-1125.
ZENG Xueting, LIU Tianqi, LI Qian, et al. An mixed integer quadratic programming model and algorithm study for power balance problem of high hydropower proportion's system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(4):1114-1125.
- [10] 静铁岩,吕泉,郭琳,等. 水电—风电系统日间联合调峰运行策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22):97-104.
JING Tiejian, LU Quan, GUO Lin, et al. An inter-day combined operation strategy of hydro and wind power system for regulating peak load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22):97-104.
- [11] 畅建霞,王义民,黄强,等. 水电与风电联合补偿调度机理研究与应用[J]. 水力发电学报, 2014, 33(3):68-73+80.
CHANG Jianxia, WANG Yimin, HUANG Qiang, et al. Compensation operation mechanism of hydropower plant and windpower plant[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2014, 33(3):68-73+80.
- [12] 刘德顺,董海鹰,汪宁渤,等. 基于多时空尺度协调的多源互补发电场群优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12):73-83.

- LIU Deshun, DONG Haiying, WANG Ningbo, et al. Optimization scheduling for multi-source complementary power plants group based on multiple temporal and spatial scales coordination[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(12): 73-83.
- [13] 肖欣, 周渝慧, 何时有, 等. 含流域梯级水电的水火风互补发电系统联合运行优化[J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(2): 100-108.
- XIAO Xin, ZHOU Yuhui, HE Shiyong, et al. Optimal joint operation of hydro-thermal-wind hybrid power system with cascaded hydro power[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(2): 100-108.
- [14] 安源, 黄强, 丁航, 等. 水电—风电联合运行优化调度研究[J]. *西安理工大学学报*, 2016, 32(3): 333-337.
- AN Yuan, HUANG Qiang, DING Hang, et al. Research on the joint operation of hydropower and wind power system[J]. *Journal of Xi'an University of Technology*, 2016, 32(3): 333-337.
- [15] Wu L, Shahidepour M. Optimal coordination of stochastic hydro and natural gas supplies in midterm operation of power systems[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2011, 5(5): 577-587.
- [16] Lisias V L A, Mohammad E K, Mohammad S, et al. Risk-constrained coordination of cascaded hydro units with variable wind power generation[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012, 3(3): 359-368.
- [17] 张程翔, 刘天琪, 曾雪婷. 基于高比重水电调峰能力的电站优化运行策略[J]. *水电能源科学*, 2017, 35(10): 72-76.
- ZHANG Chengxiang, LIU Tianqi, ZENG Xueting. Optimal operation strategy of power station based on high proportion of hydropower peak-shaving capacity[J]. *Water Resources and Power*, 2017, 35(10): 72-76.
- [18] Wu L, Shahidepour M, Li Z. GENCO's risk-constrained hydrothermal scheduling[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2008, 23(4): 1847-1858.
- [19] Wang J, Shahidepour M, Li Z. Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2008, 23(3): 1319-1327.
- [20] 印月, 刘天琪, 何川, 等. 风—光—水—火多能互补系统随机优化调度[J]. *电测与仪表*, 2020, 57(16): 51-58.
- YIN Yue, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Stochastic coordinated scheduling for hybrid thermal-hydro-wind-photovoltaic multi-energy complementary system[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2020, 57(16): 51-58.
- [21] Yin Y, Liu T Q, He C. Day-ahead stochastic coordinated scheduling for thermal-hydro-wind-photovoltaic systems[J]. *Energy*, 2019, 187: 115944.
- [22] Elia. Grid data [EB/OL]. <http://www.elia.be/en/grid-data>, 2019-09-15.