

文章编号:0559-9350(2021)06-0712-11

嵌套短期弃电风险的水光互补中长期优化调度研究

明 波^{1,2}, 李 研¹, 刘 攀², 王义民¹, 马川惠¹, 黄 强¹

(1. 西安理工大学 西北旱区生态水利国家重点实验室, 陕西 西安 710048;

2. 武汉大学 水资源与水电工程科学国家重点实验室, 湖北 武汉 430072)

摘要:传统水光互补中长期调度模型未考虑光电的短期随机波动性,忽略了短期弃电风险,由此制订的调度规则难以有效协调光电消纳与流域水资源综合管理。本文提出嵌套短期弃电风险的水光互补中长期优化调度方法。首先,分析水电与光电联合运行过程中可能产生的弃电情形,并对弃电损失进行量化;其次,基于日调度模型的多情景分析制订中长期弃电损失函数,以定量表征水电出力与光伏弃电率之间的关系;最后,将弃电损失函数嵌套在中长期优化调度模型中,推导互补系统的适应性调度规则,识别水库年末消落水位关键控制因子。以龙羊峡水光互补工程为实例,研究表明:(1)弃电损失函数呈S形,水电出力过低或过高均不利于光电消纳;(2)月末水位/库容为输出变量、可用能量为输入变量的调度函数能较好地指导水光互补中长期调度;(3)互补情景下水库年末消落水位受年初水位、当年水流入能和当年水电站发电量显著影响,而受光伏年发电量影响较小。

关键词:水光互补;弃电;中长期调度;调度规则;年末消落水位**中图分类号:**TV697.1**文献标识码:**A**doi:**10.13243/j.cnki.slxb.20200659

1 研究背景

可再生能源的开发利用是保证未来能源安全以及应对全球气候变化的重大战略举措^[1]。然而,以风、光电为代表的可再生能源出力具有间歇性、波动性和随机性^[2],直接并网会对电力系统的安全、稳定运行带来极大压力^[3],从而引发弃电(弃风、弃光、弃水)^[4]。利用资源的天然互补性,同时发挥水电的灵活调节性,实施多能互补运行,是促进新能源消纳的一种有效途径^[5-7]。常见的多能互补系统包括水光互补系统^[8]、水风互补系统^[9]、水风光互补系统^[10]等。

为进一步提高多能互补系统的运行性能,亟需对其优化调度问题展开系统、深入的研究。由于风、光电等本身无法被调节,多能互补调度的本质依然是风、光电等接入边界条件下的水电站水库再调度(Reservoir Reoperation)。因此,传统的水电调度理论、模型与方法可进一步扩展至多能互补优化调度中,如隐随机优化^[11]、显随机优化^[12]、参数-模拟-优化^[13-14]等。然而,相比于传统水电系统,多能互补系统的维度更高,不确定性输入更多,调度任务间的竞争性更强。如何有效解决大型多能互补系统的优化调度问题,成为目前水资源与能源交叉学科的重点研究方向。

由于风、光出力的不确定性主要体现在短期,现有多能互补优化调度研究也多半集中在短期,主要包括不确定性表征、互补调度建模以及调度模型的高效求解等方面。如Fang等^[15]提出了满足不同负荷需求的水光互补模拟运行方式,据此进行光伏装机容量规划。Hu等^[16]采用改进的生成性对抗网络表征风-光高维时空相关性,提出了大规模风光水系统短期优化调度混合整数规划模型,通过两

收稿日期:2020-08-21;网络首发时间:2021-04-15

网络首发地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1882.TV.20210415.1006.001.html>

基金项目:博士后创新人才支持计划项目(BX20200276);中国博士后科学基金项目(2020M673453);国家自然科学基金项目(52009098, U1865201, U1965202)

作者简介:明波(1989-),博士,副教授,主要从事多能互补调度研究。E-mail: mingbo@xaut.edu.cn

通讯作者:黄强(1958-),教授,博士生导师,主要从事水资源系统分析研究。E-mail: wresh@mail.xaut.edu.cn

阶段模型求解进一步提升了系统性能。Zhang等^[17]考虑了风速、太阳辐射和负荷的不确定性，构建了三种考虑多维不确定性的风光水互补日前调度模型，得到了系统次日运行过程的概率密度函数。Liu等^[18]采用非参数核密度估计方法描述新能源预测误差，构建了风光水日前调峰调度模型，将其改写为连续线性规划问题进行求解。Zhu等^[19]采用情景树表征新能源出力以及负荷的不确定性，建立了风光水系统随机优化调峰调度模型，有效降低了系统负荷的峰谷差。由于短期预报信息的短视性，短期优化调度策略并不能保证系统的长期运行性能相对较优。此时，探索多能互补系统的中长期优化调度策略十分必要。

针对多能互补中长期调度问题，学者们在传统水电调度框架的基础上，考虑互补运行新特性，也作了诸多有益的探索。如Li等^[20]构建了发电量最大和出力波动性最小的确定性多目标优化模型。由于在实际运行过程中，光伏出力和入库径流并不能准确预测。因此，基于确定性优化结果指导互补电站运行可能会偏离最优运行轨迹。为此，Yang等^[21]采用隐随机优化调度方法，制订了大型水光互补电站的中长期优化调度规则，提高了互补系统的发电量和发电保证率。随后，Li等^[22]采用显随机优化调度框架，对水光互补电站调度规则问题进行了拓展研究，发现同时考虑入流和光伏出力的不确定性能进一步提高互补调度效益。然而，传统中长期调度模型往往基于旬、月等尺度，未考虑风、光电的短期随机波动性，忽略了短期弃电风险，所制订的调度规则可能难以有效协调新能源消纳和流域水资源综合管理。

鉴于此，本文提出嵌套短期弃电风险的水光互补中长期优化调度方法。首先，分析水电与光电联合运行过程中可能产生的弃电情形，并对弃电损失进行量化；其次，基于日调度模型的多情景分析制订中长期弃电损失函数，以定量表征长期水电出力与光伏弃电率之间的关系；最后，将弃电损失函数嵌套在中长期调度模型中，采用隐随机优化方法推导出能协调水资源综合利用与新能源并网的互补调度规则。以龙羊峡水光互补工程为实例，论证本文所提出方法的合理性和有效性。

2 水光互补发电系统的弃电损失函数构造

受多种气象因素的影响，光电出力在短时间尺度上通常难以准确预测，导致水光电联合运行过程往往伴随着一定的弃电风险。本文将弃电率(弃电量与理论发电量的比值)作为风险评价指标，采用多情景分析方法构造弃电损失函数，用于定量评估一定水电出力下可能的弃电损失，最终实现弃电风险可控。

2.1 弃电损失量化 弃电的本质是“供大于求”，即系统的发电量高于负荷需求。在利用水电补偿光电过程中，水电站通常需要同时兼顾防洪、供水、生态等多个调度目标。由于部分水资源综合利用任务(如防洪、生态)的优先级高于互补发电，迫使水电无法继续降低出力补偿光电，而多余的光电无法被储存，从而导致弃电。因此，当给定负荷需求以及水电上网电量时，光伏弃电量便可确定。在实际运行过程中，水电出力受水库来水、水资源综合利用要求以及水库调节性能等因素的影响，主要表现为：水电站下泄流量不能低于其下限值(取决于生态、供水需求)；水库水位不能高于其上限值(汛期为防洪限制水位、非汛期为正常蓄水位)。因此，可得到临界条件下的主要弃电情形，如图1所示：

(1)水电站出力(下泄流量)已达到其下限值，无法继续降低出力(下泄流量)补偿光伏发电。此时水电出力(下泄流量)按照下限执行，光伏发电通过弃电的方式配合水电以满足负荷需求，高于电网负荷需求的部分光电无法被电网接收，如图1(a)所示。弃电量可采用出力形式描述，如下：

$$E_d^c = \sum_{t=1}^T (P_t^h + P_t^s - P_t^{hs}) \Delta t \quad (1)$$

$$P_t^h = \begin{cases} P_t^{hs} - P_t^s, & P_t^{hs} > P_t^s \\ 0, & P_t^{hs} \leq P_t^s \end{cases} \quad (2)$$

式中： T 和 t 分别为日调度总时段数和时段编号； E_d^c 为光伏电站日总弃电量； P_t^h 、 P_t^s 和 P_t^{hs} 分别为水电实际上网出力、光电实际上网出力和负荷需求。

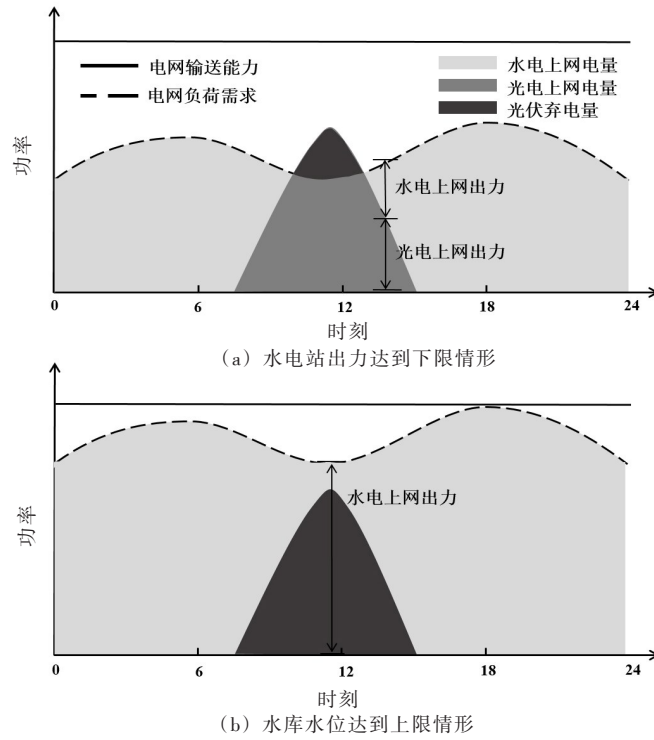


图1 水光电联合运行过程中的弃电情形

(2) 水库水位已经达到其上限值，水电若继续降低出力则会产生额外弃水。此时，在不高于水库水位上限值条件下，水电出力根据实际来水情况调整，光伏弃电量取决于水电的实际上网电量，如图1(b)所示。弃电量可采用电量形式描述，如下：

$$E_d^c = E_d^h + E_d^s - E_d^{hs} \quad (3)$$

式中： E_d^h 为1日内水电实际上网电量； E_d^s 为光伏实际上网电量； E_d^{hs} 为电网给互补系统下达的计划电量。

2.2 弃电损失函数定义 为了在中长期调度模型中较精细地考虑弃电损失，本文定义弃电损失函数的概念，以定量表征水电出力与光伏弃电率之间的关系。短期弃电损失函数可直接通过日调度模型获取；基于日调度模型，考虑中长期时段内多种光伏发电场景，进而提取中长期弃电损失函数，如下：

$$\bar{\gamma}_c = f_{\text{loss}}(\bar{P}^h) \quad (4)$$

式中： $f_{\text{loss}}()$ 为弃电损失函数； $\bar{\gamma}_c$ 和 $\bar{P}^h$ 分别为长期时段内光伏平均弃电率与水电平均出力，二者分别可表示为：

$$\bar{\gamma}_c = \frac{1}{D} \sum_{d=1}^D \frac{E_d^c}{E_d^g} \quad (5)$$

$$\bar{P}^h = \frac{1}{DT} \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T P_{d,t}^h \quad (6)$$

式中： D 为中长期调度时段内的总天数； E_d^c 为光伏电站的日弃电量； E_d^g 为光伏电站的日实际发电量。

2.3 弃电损失函数提取 基于日调度模型的多情景分析提取中长期弃电损失函数，基本思路是：首先，给定长期水电出力，将其电量逐日分配到每日，模拟水光互补发电系统的日发电计划以近似代替电网给互补系统下达的日负荷曲线；其次，考虑径流、光电多情景，模拟水电调节光伏出力波动过程，可计算出水电实际上网出力以及光伏弃电率；最后，通过改变长期水电出力，得到多组水电实际出力以及对应的光伏弃电率值，据此提取光伏弃电损失函数，具体计算流程如图2所示。

由于式(1)的基本假定是光电优先并网，因此在一定的电力输送通道约束下，基于式(1)计算得

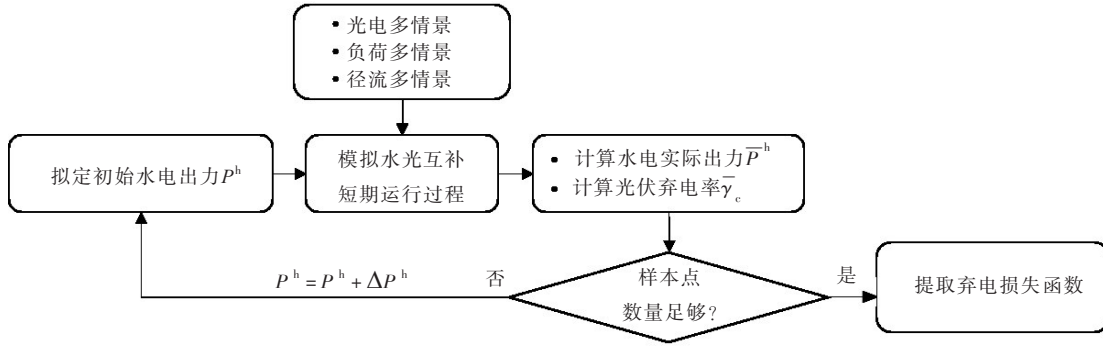


图2 弃电损失函数计算流程

到的水电平均上网出力通常小于某一上限值(P_M), 记为 $\bar{P}^h \leq P_M$ 。考虑到式(1)所对应的弃电情形通常发生在枯水期或者平水期, 难以反映汛期水电出力增大挤占光伏发电空间而导致的弃电情形。因此, 在进行模拟调度时, 须结合式(2)计算水电出力较大($\bar{P}^h > P_M$)时可能的弃电损失。在日调度模拟时, 弃电损失计算公式如下:

$$E_d^c = \begin{cases} \sum_{t=1}^T (P_t^h + P_t^s - P_t^{hs}) \Delta t, & (\bar{P}^h \leq P_M) \\ E_d^h + E_d^s - E_d^u, & (\bar{P}^h > P_M) \end{cases} \quad (7)$$

3 嵌套弃电损失函数的水光电互补中长期优化调度模型

中长期调度是短期调度的边界条件, 合理的中长期调度策略有助于提高系统的长期运行性能, 同时降低系统的短期运行风险。本文基于隐随机优化框架构建水光互补中长期优化调度模型。

3.1 确定性互补优化调度模型 以传统兼顾保证出力的发电量最大模型为基础, 构建嵌套弃电损失函数的水光互补中长期优化调度模型, 目标函数为:

$$\max EP = \sum_{i=1}^I \left\{ P_i^h + \bar{P}_i^s + \varphi \min \left[0, \left(P_i^h + \bar{P}_i^s - P_{\text{firm}}^{hs} \right) \right] \right\} \Delta T_i \quad (8)$$

式中: EP 为水光互补系统调度期内的总发电量; i 与 I 分别为中长期调度时段编号与总调度时段数; ΔT_i 为调度时段长; P_i^h 与 $\bar{P}_i^s$ 为第 i 时段水电实际平均出力、光伏电站的平均上网出力; φ 为惩罚参数; P_{firm}^{hs} 为水光互补电站的保证出力。

其中, 水力发电和光伏发电平均出力^[23-24]计算式分别为:

$$P_i^h = 9.81 \eta Q_i H_i \quad (9)$$

$$P_i^s = P_{\text{max}}^s \left(\frac{R_i}{R_{\text{stc}}} \right) \left[1 + \alpha_p (T_i - T_{\text{stc}}) \right] \quad (10)$$

$$\bar{P}_i^s = P_i^s \left[1 - f_{\text{loss}}(P_i^h) \right] \quad (11)$$

式中: η 为水电站综合效率系数; Q_i 为第 i 时段发电流量; H_i 为发电净水头; P_i^s 为光伏电站的计算出力; P_{max}^s 为光伏电站装机容量; R_i 和 T_i 分别为第 i 时段太阳辐射强度和太阳能电池板温度; R_{stc} 和 T_{stc} 分别为标准测试条件下的太阳辐射强度和气温, 分别为 1000 W/m^2 和 25°C ; α_p 为气温功率转换系数, 取 $-0.35\%/^\circ\text{C}$; $f_{\text{loss}}(P_i^h)$ 为水电站出力为 P_i^h 时的光伏弃电率。

由于气象站通常无法提供太阳能电池板的温度数据, 需要将气象站提供的气温换算为太阳能电池板温度, 如下:

$$T_i = T_{\text{air},i} + \frac{R_i}{R_{\text{stc}}}(T_{\text{noc}} - T_{\text{stc}}) \quad (12)$$

式中： $T_{\text{air},i}$ 为第*i*时段气象站提供的气温； T_{noc} 为正常运行的太阳能电池板温度，通常取 48 ± 2 °C。

互补中长期调度模型考虑的约束条件依次为水量平衡约束、库容约束、下泄流量约束、水电站出力限制约束：

$$\begin{cases} V_{i+1} = V_i + (I_i - Q_i - S_i)\Delta T_i \\ V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max,i} \\ Q_{\min} \leq Q_i \leq Q_{\max} \\ P_{\min}^h \leq P_i^h \leq P_{\max}^h \end{cases} \quad (13)$$

式中： V_i 、 V_{i+1} 分别为第*i*时段初、末库容； I_i 和 S_i 分别为第*i*时段入库流量和弃水流量； $V_{\min}$ 为库容下限， $V_{\max,i}$ 为第*i*时段的库容上限； $Q_{\min}$ 、 $Q_{\max}$ 分别为下泄流量的下限和上限； $P_{\min}^h$ 、 $P_{\max}^h$ 为水电站出力的下限和上限。

3.2 线性调度规则基本型式 调度规则本质上是对水电站水库最优运行规律的一种概括和总结，是指导水电站水库运行的一种最有效工具，包括调度图、调度函数等。本文重点研究水光互补线性调度函数，其他非线性调度函数(如人工神经网络、支持向量机等)不在探讨范围之内。线性调度函数的基本型式如下：

$$\hat{Y}_k = \hat{\alpha}_k \hat{X}_k + \hat{\beta}_k \quad (k=1, 2, \dots, K) \quad (14)$$

式中： k 和 K 分别为调度函数的编号和总个数； $\hat{X}_k$ 和 $\hat{Y}_k$ 分别为调度函数的输入和输出变量； $\hat{\alpha}_k$ 和 $\hat{\beta}_k$ 为线性调度函数的参数。

依据调度模型得到中长期最优调度样本后，以月、年两种时间尺度研究调度函数的基本型式，调度函数输入与输出变量的初始因子集合如表1所示。其中，可用能量为水库月初蓄能、水库当月入流能与光伏电站月发电量之和。在分析月尺度的调度函数时，首先分析输入变量与输出变量的相关性，初步确定调度函数可能型式，再通过参数拟合进一步确定调度函数的适宜型式。在分析年尺度的调度函数时，直接采用逐步回归方法确定年末消落水位控制方程。

表1 调度函数初始因子集合

时段	变量类型	
尺度	输出变量	输入变量
月	月末水位/月末库容/水电出力/水库泄流	可用能量
年	年末水位	年初水位/上年水力发电量/当年水力发电量/当年入流能/未来一年入流能/未来两年入流能/当年光伏发电量

4 实例分析

4.1 工程背景 本文以龙羊峡水光互补电站为研究对象。龙羊峡水光互补电站位于青海省，主要由龙羊峡水电站水库和共和光伏电站两部分构成，其拓扑结构如图3所示。龙羊峡水库是黄河干流的“龙头”水库，具备多年调节能力。水电站安装4台水轮发电机组，总装机容量为1280 MW。光伏电站位于龙羊峡水库的左岸，总装机容量为850 MW，属于大规模集中式并网电站。水光互补电站的主要参数见表2。

4.2 研究数据与参数设置 调度模型输入数据包括

以下4个部分：①龙羊峡水库1959—2010年月入库流量，由黄河水利委员会提供；②西宁气象站1959—2010年逐日太阳辐射和气温，来源于中国气象数据共享服务网(<http://data.cma.cn/>)；③共和光伏电站2014全年小时出力，由共和光伏电站提供；④龙羊峡水电站汛期和非汛期典型日负荷曲线(负荷率分别为0.74和0.86)，由龙羊峡水电站提供。在推求弃电损失函数时，基于典型日负荷曲线制订

表2 龙羊峡水光互补电站技术参数

类别	参数名称	数值
水电站水库	正常蓄水位/m	2600
	防洪限制水位/m	2594
	调节库容/亿 m ³	193
	保证出力/MW	589.8
	装机容量/MW	1280
	多年平均发电量/(亿 kW·h)	59.40
光伏电站	装机容量/MW	850
	多年平均发电量/(亿 kW·h)	14.94

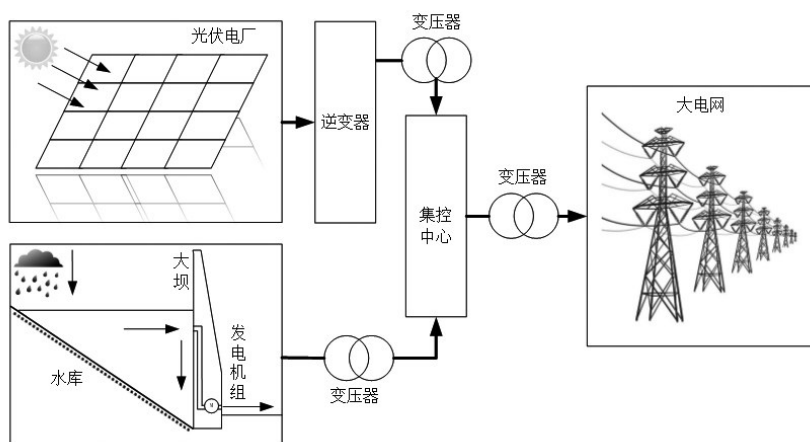


图3 水光互补电站拓扑结构

水光互补系统负荷曲线，考虑光伏出力多种情景，再基于式(7)计算弃电损失。在进行中长期优化调度计算时，基于式(10)和式(12)计算光伏电站日平均出力，将其处理成月尺度输入至确定性优化调度模型。调度模型始末水位均设置为 2575 m，水位离散精度为 0.1 m。

4.3 结果分析与讨论

4.3.1 弃电损失函数特征 汛期与非汛期的弃电损失函数见图 4。可以看到，弃电损失函数呈 S 型：当水电月平均出力较低时，光伏弃电率相对较低，随着水电出力的增加，光伏弃电率逐渐下降。原因在于：水电月平均出力较低时，反映该时段互补系统的负荷需求较小，造成白天部分时段光电出力大于负荷需求的概率较大。当水电月平均出力在 600 ~ 800 MW 之间时，光伏弃电率维持在一个较低的水平。当水电月平均出力继续增大时，由于互补系统电力输送能力有限，水电出力增大将会挤占光伏发电的空间，导致光伏弃电率骤增。针对相同的水电平均出力，非汛期所采用的负荷曲线负荷率低，出力波动大，故光伏弃电率高。同时也说明，互补系统在整个电力系统中若处于调峰状态，弃电的概率将偏高，不利于光电并网。

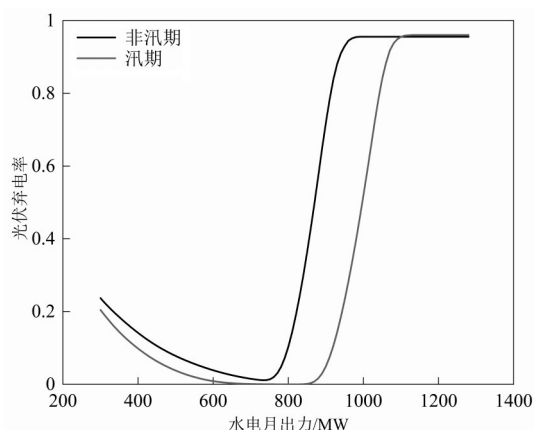


图4 不同调度分期弃电函数

4.3.2 弃电损失函数效用分析 在不同的最小出力约束下，表3列出了考虑与不考虑光伏弃电损失函数的确定性优化调度结果。从表3可知，考虑了弃电损失函数后，光伏上网电量明显提升，虽然水电发电量略微下降，但总发电量明显提升，可见考虑弃电损失函数的调度模型有利于光电并网。此外，考虑了弃电损失函数后，系统的发电保证率在多数情景下均有所提升(最小出力为 800 MW 除

表3 考虑弃电损失函数的确定性优化调度结果

最小出力 /MW	水电多年平均发电量/(亿 kW·h)		光伏多年平均上网电量/(亿 kW·h)		多年平均总发电量/(亿 kW·h)		发电保证率/%		缺水指数	
	考虑弃电	不考虑弃电	考虑弃电	不考虑弃电	考虑弃电	不考虑弃电	考虑弃电	不考虑弃电	考虑弃电	不考虑弃电
650	63.01	63.97	13.31	10.45	76.33	74.42	94.55	91.95	65.89	96.71
700	61.21	61.87	13.43	11.61	74.64	73.48	86.22	85.74	59.63	78.31
750	60.28	60.71	13.64	12.58	73.92	73.29	74.20	72.92	53.87	65.36
800	58.79	59.01	14.15	13.70	72.94	72.71	61.70	61.86	43.56	49.54

外); 缺水指数在各最小出力情景下均下降, 说明更有利于水库下游供水。其原因在于, 水电出力很小或者很大时均不利于光电并网。优化模型考虑弃电损失函数后, 迫使整个调度期内的水电出力趋于平稳化, 虽然在一定程度上牺牲了水电的发电量, 但却极大地促进了光电并网。因此, 考虑了弃电损失函数后的优化调度模型能更好地协调光电并网与水资源综合利用。

在考虑弃电的基础上, 图 5 给出了不同最小出力情景下的库水位箱状图。从图中可知, 系统最小出力越小, 月末水位越高。此外, 库水位在 5 月份左右达到最低, 10 月份左右最高, 能够体现出水

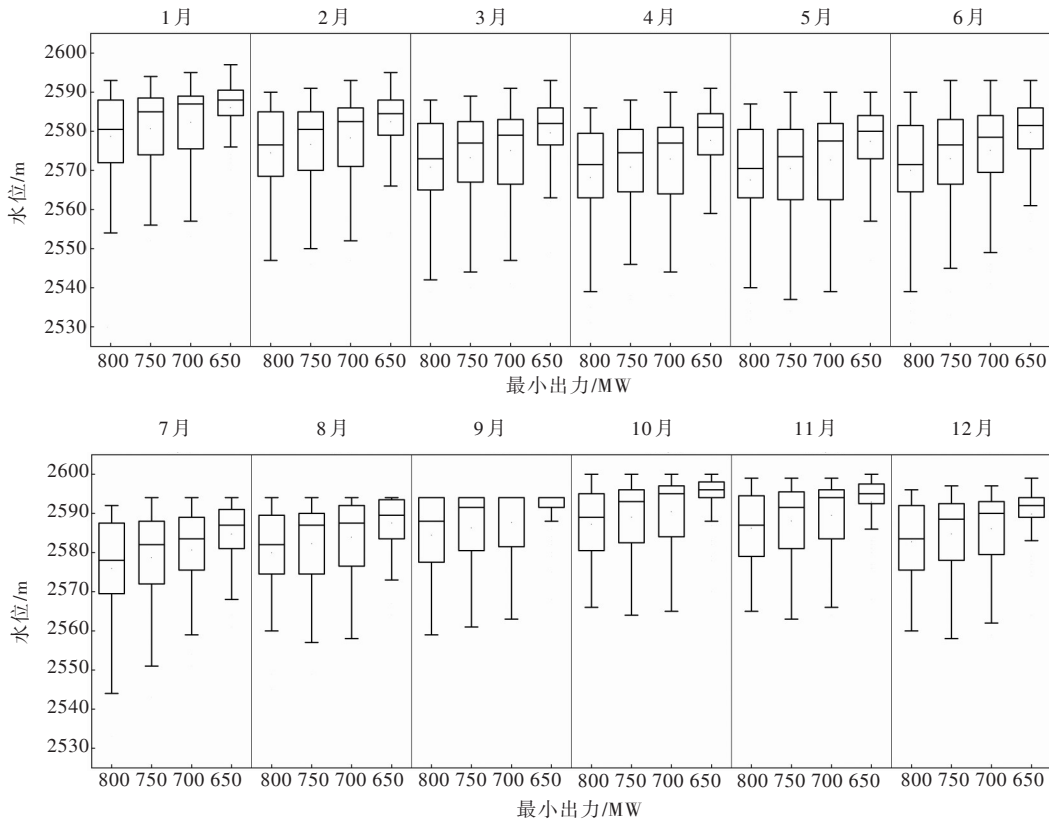


图 5 龙羊峡水库月末水位箱线图 (箱体从上到下依次为上边缘、上四分位数、中位数、下四分位数和下边缘)

库“蓄丰补枯”的特点, 考虑弃电损失函数的优化调度结果合理可靠。

4.3.3 互补情景下调度函数 在确定互补系统调度函数时, 采用试算方法确定互补系统的保证出力, 设计保证率设置为 90%。首先, 假定某一最小出力 (区间为 600 ~ 750 MW, 步长为 10 MW) 进行长系列优化计算; 然后, 对各年枯水期平均出力进行排频计算, 得到频率为 90% 对应的出力; 最后, 当假定出力与计算出力相接近时即可确定互补系统保证出力, 试算结果见图 6。由图 6 可知, 当保证出力为 700 MW 时, 假定出力与计算出力的差值接近 0。因此, 保证出力可确定为 700 MW。

基于长系列最优调度样本, 分析互补系统各运行要素之间的相关性, 采用 Pearson 相关系数进行表征, 见图 7。由图 7 可知, 月末水位(RZ)、月末库容(RV)与可用能量(EA)之间存在较强的相关关系。因此, 将可用能量 EA 作为调度函数的输入变量, 将月末水位 RZ/月末库容 RV 分别作为调度函数的输出变量。利用长系列调度样本拟合各月份调

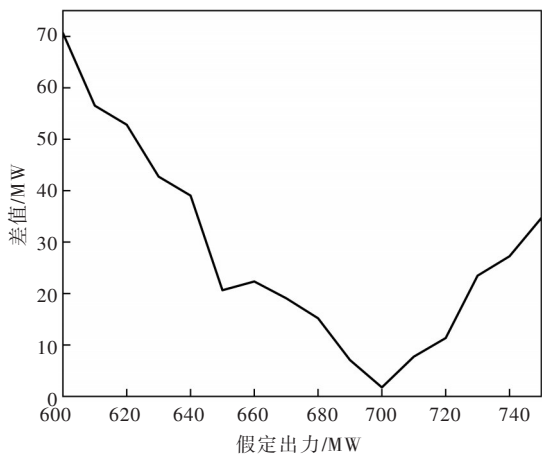


图 6 试算出力与假定出力的差值随假定出力的变化

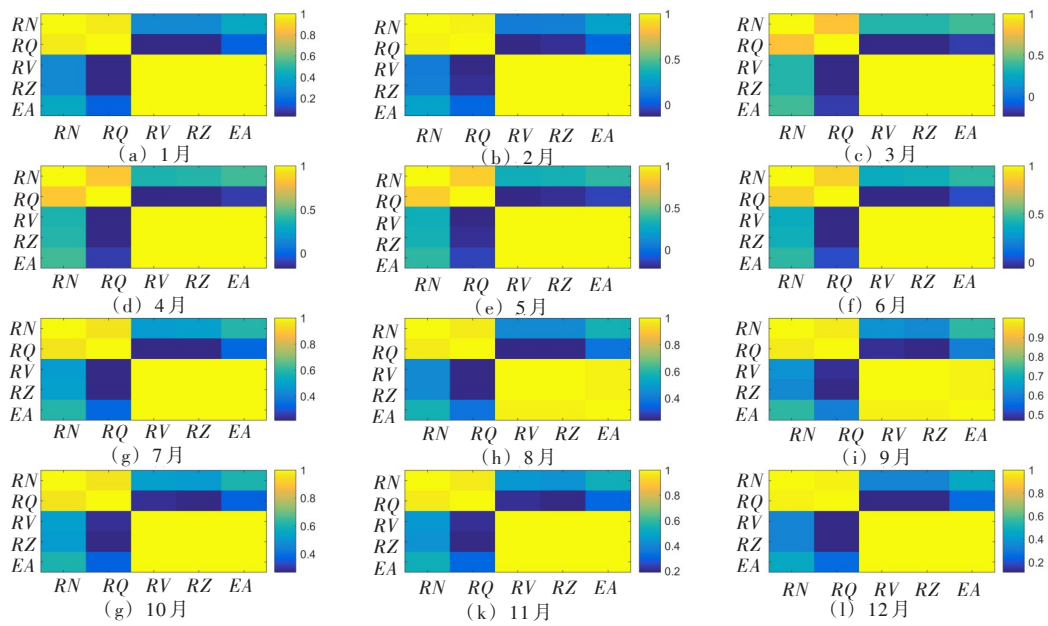


图7 水库各运行要素的相关性(RN为水电出力, RQ为水库泄流, RV为水库末库容, RZ为水库末水位, EA为可用能量)

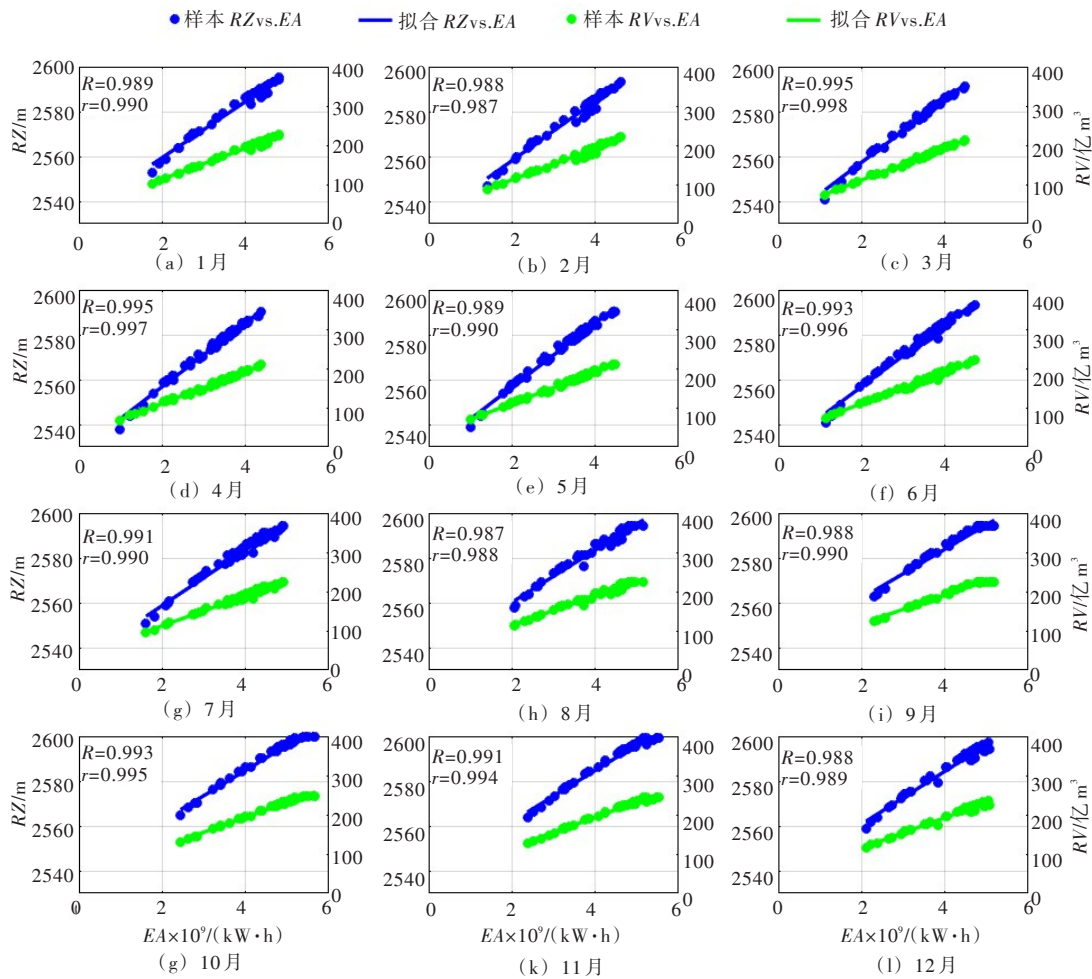


图8 月末水位/月末库容拟合(R 为水位相关系数, r 为库容相关系数)

度函数参数, 调度样本值与调度函数拟合值对比见图8。由图8可知, 对于两种不同的线性调度函数, Pearson相关系数均高达0.98, 拟合效果较好。

基于调度函数进行水光互补模拟调度，与基于常规调度图的模拟调度、确定性优化调度结果进行比较，结果见表4。与确定性优化调度相比，两种调度函数的多年平均发电量和发电保证率略有下降，但供水效果有一定提升。相比于常规模拟调度，调度函数 $RZ = \alpha EA + \beta$ 总发电量上升了4.4%，发电保证率上升了1%，缺水指数下降了53.3%；调度函数 $RV = \alpha EA + \beta$ 总发电量上升了3.9%，缺水指数下降了65.6%，发电保证率上升了2%。总体而言，基于调度函数的模拟调度结果明显优于常规调度。因此，基于该调度函数指导水光互补中长期调度有效。

4.3.4 互补情景下多年调节水库年末消落水位影响因子 为进一步分析水光互补情景下多年调节水库年末消落水位的影响因子，应用逐步回归方法对初始输入变量进行引入和剔除，最终得到通过 t 检验(显著性水平0.1)的年末消落水位影响因子，结果见表5。从表5可知，影响水库年末消落水位的3个主要因素是年初水位、当年水库入流对应的能量和当年水电站的发电量，而上一年水电站发电量、未来一年的水库入流、未来两年入流与当年光伏发电量对年末消落水位几乎无影响。综合来看，在互补调度情景下，采用能量形式确定水库年末消落水位较为适宜，这与传统水电调度方法中以水量形式确定水库年末消落水位不同。基于年末消落水位控制方程模拟年末消落水位，并与样本水位进行对比，结果见图9。可以看到，模拟水位与样本水位的拟合情况较好，检验期的 Pearson 相关系数不低于0.93，拟合精度相对较高。

表4 调度函数评价

评价指标	调度情景			
	常规调度	确定性优化调度	调度函数1 $RZ = \alpha EA + \beta$	调度函数2 $RV = \alpha EA + \beta$
多年平均总发电量/(亿 kW·h)	69.99	74.64	73.09	72.69
发电保证率/%	80	86	81	82
缺水指数	122	60	57	42

表5 基于逐步回归方法的多年调节水库年末消落水位影响因子(“是”代表有影响，“否”代表无影响)

年初水位 x_1 /m	上年水力发电量 x_2 /(亿 kW·h)	当年入流能 x_3 /(亿 kW·h)	未来一年入流能 x_4 /(亿 kW·h)	未来两年入流能 x_5 /(亿 kW·h)	当年水力发电量 x_6 /(亿 kW·h)	当年光伏发电量 x_7 /(亿 kW·h)
是	否	是	否	否	是	否

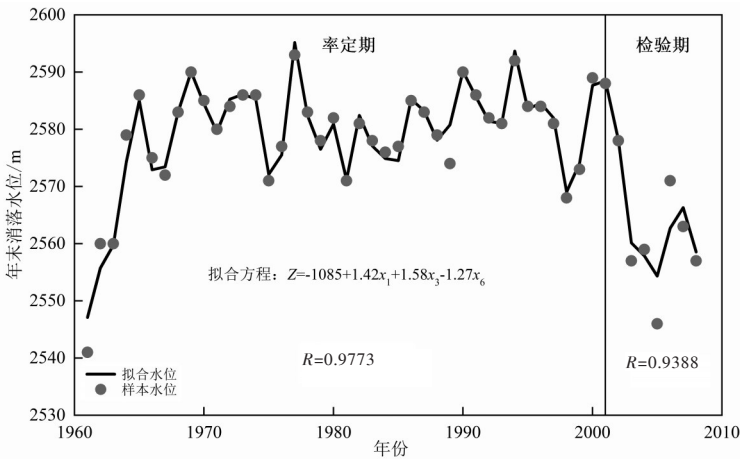


图9 年末消落水位拟合

5 结论

多能互补运行是促进新能源并网、提升流域资源利用率的有效途径。本文提出嵌套短期弃电风

险的水光互补中长期优化调度方法。以龙羊峡大规模水光互补发电系统为实例,主要结论如下:(1)采用多情景分析方法,提取了汛期与非汛期的S型弃电损失函数,表明水电出力过低或过高均不利于光电消纳;(2)构建嵌套弃电损失函数的水光互补中长期优化调度模型,依据优化策略提取互补调度函数,该调度函数能较好地协调光电并网与水库下游供水;(3)水光互补情景下多年调节水库年末消落水位受年初水位、当年水流入能和当年水电站发电量影响显著,而受光伏年发电量影响较小。需要指出的是,实际弃电的影响因素众多,提高光电预测精度,确定有效预见期等,将有助于制订更加合理的互补调度策略,从而进一步降低弃电率。

参 考 文 献:

- [1] 程春田,武新宇,申建建,等.亿千瓦级时代中国水电调度问题及其进展[J].水利学报,2019,50(1): 112-123.
- [2] 陈国平,李明节,许涛,等.关于新能源发展的技术瓶颈研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1): 20-27.
- [3] 赵俊博,张葛祥,黄彦全.含新能源电力系统状态估计研究现状和展望[J].电力自动化设备,2014,34(5): 7-20, 34.
- [4] 舒印彪,张智刚,郭剑波,等.新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1): 1-9.
- [5] 龚传利,王英鑫,陈小松,等.龙羊峡水光互补自动发电控制策略及应用[J].水电站机电技术,2014,37(3): 63-64, 114.
- [6] 钱梓锋,李庚银,安源,等.龙羊峡水光互补的日优化调度研究[J].电网与清洁能源,2016,32(4): 69-74.
- [7] 王浩,王旭,雷晓辉,等.梯级水库群联合调度关键技术发展历程与展望[J].水利学报,2019,50(1): 25-37.
- [8] BHAYO B A, AL-KAYIEM H H, GILANI S I U, et al. Power management optimization of hybrid solar photovoltaic-battery integrated with pumped-hydro-storage system for standalone electricity generation[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 215: 112942.
- [9] ÁVILA R L, MINE M R M, KAVISKI E, et al. Complementarity modeling of monthly streamflow and wind speed regimes based on a copula-entropy approach: A Brazilian case study[J]. Applied Energy, 2020, 259: 114127.
- [10] ZHANG Y, LIAN J, MA C, et al. Optimal sizing of the grid-connected hybrid system integrating hydropower, photovoltaic, and wind considering cascade reservoir connection and photovoltaic-wind complementarity[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 274: 123100.
- [11] 李基栋,黄炜斌,马光文,等.雅砻江下游梯级水库隐随机联合优化调度函数研究[J].水电能源科学,2014,32(12): 49-53.
- [12] 徐炜,彭勇,张弛,等.基于降雨预报信息的梯级水电站不确定优化调度研究Ⅱ:耦合短、中期预报信息[J].水利学报,2013,44(10): 1189-1196, 1203.
- [13] 郭旭宁,胡铁松,黄兵,等.基于模拟-优化模式的供水水库群联合调度规则研究[J].水利学报,2011,42(6): 705-712.
- [14] KOUTSOYIANNIS D, ECONOMOU A. Evaluation of the parameterization-simulation-optimization approach for the control of reservoir systems[J]. Water Resources Research, 2003, 39(6): 1170.
- [15] FANG W, HUANG Q, HUANG S, et al. Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: a case study of the world's largest hydro-photovoltaic plant[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 136: 161-172.
- [16] HU W, ZHANG H X, DONG Y, et al. Short-term optimal operation of hydro-wind-solar hybrid system with improved generative adversarial networks[J]. Applied Energy, 2019, 250: 389-403.
- [17] ZHANG Z, QIN H, LI J, et al. Short-term optimal operation of wind-solar-hydro hybrid system considering uncertainties[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 205: 112405.

- [18] LIU B, LUND J R, LIAO S, et al . Optimal power peak shaving using hydropower to complement wind and solar power uncertainty[J] . Energy Conversion and Management, 2020, 209: 112628 .
- [19] ZHU F, ZHONG P, XU B, et al . Short-term stochastic optimization of a hydro-wind-photovoltaic hybrid system under multiple uncertainties[J] . Energy Conversion and Management, 2020, 214: 112902 .
- [20] LI F, QIU J . Multi-objective optimization for integrated hydro-photovoltaic power system[J] . Applied Energy, 2016, 167: 377-384 .
- [21] YANG Z, LIU P, CHENG L, et al . Deriving operating rules for a large-scale hydro-photovoltaic power system using implicit stochastic optimization[J] . Journal of Cleaner Production, 2018, 195: 562-572 .
- [22] LI H, LIU P, GUO S, et al . Long-term complementary operation of a large-scale hydro-photovoltaic hybrid power plant using explicit stochastic optimization[J] . Applied Energy, 2019, 238: 863-875 .
- [23] 王秀丽, 武泽辰, 曲翀 . 光伏发电系统可靠性分析及其置信容量计算[J] . 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 15-21 .
- [24] 张曦, 康重庆, 张宁, 等 . 太阳能光伏发电的中长期随机特性分析[J] . 电力系统自动化, 2014, 38(6): 6-13 .

Long-term optimal operation of hydro-solar hybrid energy systems nested with short-term energy curtailment risk

MING Bo^{1, 2}, LI Yan¹, LIU Pan², WANG Yimin¹, MA Chuanhui¹, HUANG Qiang¹

(1. State Key Laboratory of Eco-Hydraulics in Northwest Arid Region of China, Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China;
2. State Key Laboratory of Water Resources and Hydropower Engineering Science, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: Traditional medium and long-term operation model of hydro-solar hybrid energy system does not consider the short-term random fluctuating feature of the solar power and ignores the short-term energy curtailment risk, so the operating rules formulated by such model are difficult to effectively coordinate the integrated water resources management and the solar photovoltaic (PV) power's integration into the power grid. In this paper, a medium and long-term optimal operation model, nested with short-term energy curtailment risk, is proposed for the hydro-solar hybrid energy system. Firstly, the possible situations were analyzed when the PV energy would be curtailed during the joint operation process of hydropower and PV power, and the energy loss was quantified using mathematical formulas. Secondly, energy loss functions that characterized the relationship between the hydropower output and PV curtailment rate were derived based on short-term operation simulations. Thirdly, the energy loss function was incorporated into a long-term optimal operation model, yielding adaptive operating rules, as well as key factors that influenced end-of-year reservoir water levels. A case study was carried out using the Longyangxia hydro-solar hybrid energy system in China. The results show that: (1) the PV energy-loss function is S-shaped, indicating that the PV curtailment rate would be high when the hydropower output was too low or too high; (2) the operating rules with carryover water level/storage as the output variable and available energy as the input variable could offer better guidance for the long-term operation of the hydro-solar hybrid energy system; (3) The end-of-year water level is mainly influenced by the water level at the beginning of the year, the water inflow represented in energy form and hydropower production in that year, but it has little correlation with PV power production in that year.

Keywords: hydro-solar hybrid energy systems; energy curtailment; medium and long-term operation; operating rules; end-of-year water level

(责任编辑: 韩 昆)