

# 独立型水光储微电网系统容量优化配置

杨清<sup>1,2</sup>, 袁越<sup>1,2</sup>, 王敏<sup>1,2</sup>, 周晶晶<sup>1,2</sup>, 包江民<sup>1,2</sup>, 张程飞<sup>1,2</sup>

(1. 河海大学 能源与电气学院, 江苏 南京 211100;

2. 河海大学 可再生能源发电技术教育部工程研究中心, 江苏 南京 210098)

**摘要:** 在地区已有的独立小水电基础上, 形成了独立型水光储微电网系统, 以满足地区多样性供电需求, 并解决因负荷增长产生的小水电供电不足的问题。建立了独立型水光储微电网容量优化配置模型, 该模型以初始投资成本及年运行费用成本总和最小为优化目标, 以负荷失电率及水电机组启停次数为优化评价指标, 综合考虑了系统运行的各种约束条件及能量管理策略, 具有一定的适用性。最后, 以某地区实际系统为例, 利用粒子群优化算法对模型进行求解, 验证了所建立模型的有效性。

**关键词:** 独立型水光储微电网; 容量优化配置; 小水电; 能量调度策略; 负荷失电率

**中图分类号:** TM 61

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.10.006

## 0 引言

我国小水电资源理论蕴藏量居世界之首, 截至 2010 年底, 国内已建成小水电 4.5 万多座, 总装机容量达 5900 多万千瓦, 年总发电量 2000 多亿千瓦时。“十二五”期间, 国家计划新增小水电装机容量为 515.6 万千瓦。其中西部地区小水电资源最为丰富, 可开发量占全国 67%。西部小水电多为独立型小型水力发电系统, 相较于大电网远距离输电, 小水电具有分散开发、就地成网、发电供电成本较低等优势, 因此在西部得到了大力发展<sup>[1]</sup>。然而, 水电资源易受季节、自然条件的影响, 水电装机容量难以再次扩容, 随着负荷增长, 独立型小水电逐渐不能满足负荷需求。若采用柴油机发电弥补水力供电不足, 其燃料费用较高, 环境污染严重, 与我国发展“低碳电力”的理念相违背。光伏发电系统作为新能源发电单元, 无噪声、无污染, 可就地发电供电<sup>[2]</sup>。同时西部日照充足, 光照条件良好, 采用光伏与小水电互补供电, 形成独立型水光储微电网系统是解决我国偏远内陆地区用电的有效方式。这种微电网形式通过可再生能源间的相互调度, 避免了小水电供电因水电季节性特点受到的影响, 达到了节能减排的电力低碳化目标, 延缓了大电网对输配电网的建设投资, 对偏远地区供电具有显著的经济效益。

电源的优化配置是微电网规划设计阶段的重要内容, 对保证系统投资成本、供电可靠性等方面具有重要的指导意义<sup>[3]</sup>。目前, 针对独立型微电网容量优化配置的研究多以光伏发电、风力发电、柴油机发电和储能等之间的配合为主<sup>[4-8]</sup>, 针对小水电并入微

电网的研究相对较少<sup>[9-12]</sup>。然而小水电投资小, 效率高, 具有良好的调节特性, 基于小水电的光储容量优化配置研究具有显著的应用价值。文献[9]从我国的实际情况出发, 对光伏发电和水力发电的可行性进行了分析综述, 从理论的角度说明了在我国西部地区采用光伏、水电进行互补供电的可行性。文献[10]对光水抽水蓄能互补发电系统和光伏电站、水电站简单互补发电系统进行了对比, 结果显示光水抽蓄互补发电所配置的水库容量小于简单互补发电系统的水库容量。但抽水蓄能电站受地理环境影响较大, 不具有广泛适用性。文献[11]对光伏和水电的容量配置进行经济性分析, 论证了相较于扩网和采用柴油发电机作为微电网备用电源, 独立光伏发电系统和微型水电相结合的供电模式, 对解决偏远地区用电有着更好的经济效益。但其尚属基础性研究, 未对水库和水电机组的约束问题以及能量管理等相关问题进行讨论。文献[12]从调度运行的角度出发, 对含小水电的独立型微电网系统提出了一种能量管理策略, 即优先光伏发电, 蓄电池用于平抑短时光伏发电功率波动, 合理使用小水电。该策略能在充分利用光水资源的基础上, 保证系统稳定运行, 对本文给出独立型水光储微电网能量调度策略亦有所启发。

本文在以上研究工作的基础上, 以负荷失电率和水电机组启停次数作为优化评价指标, 基于能量调度策略提出了独立型水光储微电网容量配置模型。该模型以初始投资成本及年运行费用成本总和最小为优化目标, 基于负荷失电率, 在给定的能量调度策略作用下, 运用粒子群优化算法对光伏、储能容量以及光伏面板倾角进行优化配置, 确定了各电源输出功率, 使独立水光储微电网在充分利用光水资源的基础上, 保证系统的安全稳定运行。最后以某地一年的天气和负荷数据为例进行仿真和计算, 验证能

收稿日期: 2014-12-18; 修回日期: 2015-08-06

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51477041)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51477041)

量调度策略和优化配置模型的合理性。

## 1 独立型水光储微电网系统模型

由于径流式小水电对水流量没有调节能力,小型抽水蓄能电站对地域、地形要求较高,并不具有普遍适用性,因此,本文所用的小水电仅考虑当地已有的带调节水库的小型水力发电系统。但随着地区负荷需求的增加,小水电站已不能满足当地负荷要求,需对系统进行扩容改造,新建大容量光伏电站,并配以一定容量的电池储能设备。电池储能设备主要用于平滑光伏电站的输出功率,提高微电网对光伏出力的接纳能力,并转移部分日间电能参与系统夜间调峰。基于此,本文研究的微电网系统由小水电、光伏阵列、蓄电池及负荷组成,系统独立运行,不与大电网相连,其结构如图 1 所示。

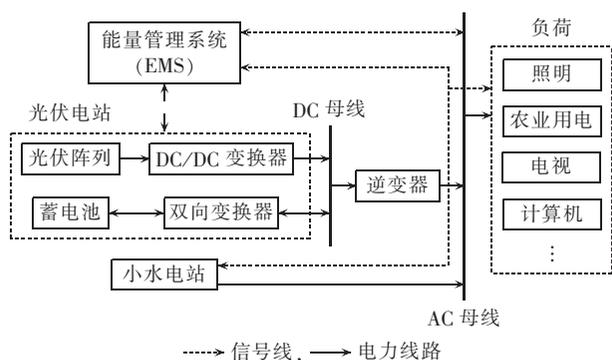


图 1 独立型水光储微电网结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of standalone hydro-photovoltaic-storage microgrid

### 1.1 小水电出力模型

不同于径流式水电站,本文的小水电为带有年调节水库的小型水力发电系统,按发电所需用水对来水量进行调节,结合调节水库水位,确定水电出力。水电站出力主要取决于河流的径流量和水头高度,其表达式如下<sup>[13]</sup>:

$$P_{hy}(t) = \eta \cdot 9.81 \cdot Q(t) \cdot H(t) = A \cdot Q(t) \cdot H(t) \quad (1)$$

其中,9.81为重力加速度,  $m/s^2$ ;  $\eta$ 为水电站效率;  $Q(t)$ 为  $t$ 时段发电引流量,  $m^3/s$ ;  $H(t)$ 为  $t$ 时段水电站净水头,  $H = Z_u - Z_d$ ,  $Z_u$ 、 $Z_d$ 分别为水电站坝前水位和尾水管出口断面水位,  $m$ 。在规划设计阶段计算水能时,  $A$ 值根据水电站规模进行选取,对小型水电站,  $A = 6.0 \sim 8.0$ <sup>[14]</sup>。

### 1.2 光伏阵列模型

光伏电池板最佳工作点电流、电压为<sup>[15]</sup>:

$$I_{pv} = I_{sc} \cdot \{1 - C_1 [e^{(U_{pv} - \Delta U)/(C_2 \cdot U_{oc})} - 1]\} + \Delta I \quad (2)$$

$$U_{pv} = U_{mp} \cdot \left(1 + 0.0539 \cdot \lg \frac{H_\theta}{H_T}\right) + \beta_0 \cdot \Delta T \quad (3)$$

$$C_1 = (1 - I_{mp}/I_{sc}) \cdot e^{-U_{mp}/(C_2 \cdot U_{oc})} \quad (4)$$

$$C_2 = \frac{U_{mp}/U_{oc} - 1}{\ln(1 - I_{mp}/I_{sc})} \quad (5)$$

其中,  $I_{pv}$ 、 $U_{pv}$ 分别为任意条件下光伏电池的最佳工作点电流和最佳工作点电压;  $I_{sc}$ 、 $U_{oc}$ 、 $U_{mp}$ 分别为光伏电池的短路电流、开路电压和最大功率点电压;  $H_T$ 为标准光强,一般取  $1000 W/m^2$ ;  $\beta_0$ 为参考日照下电压变化温度系数,本文取为  $-0.33 \% / ^\circ C$ ;  $\Delta U$ 、 $\Delta I$ 及  $\Delta T$ 为与光照强度和温度相关的修正系数;  $H_\theta$ 为光伏面板上太阳总辐射量,该值与光伏面板倾角  $\beta$ 有关。光伏面板倾角的选择问题,多数互补供电系统设计为当地纬度值,但实际上对混合微电网而言,倾角还与微电网内的其他电源有关<sup>[16]</sup>。本文的微电网系统是含有小水电的独立微电网,由于水电存在丰水期与枯水期,各季度出力也存在波动,为使光伏出力在水电枯水期较大,光伏面板倾角可能也存在相应的调整。因此,本文将  $\beta$ 也作为优化变量进行选择,从而推导出在水光储混合发电系统中光伏面板的最优倾角。  $H_\theta$ 表达式如下:

$$H_\theta = H_{b\theta} + H_{d\theta} + H_{r\theta} \quad (6)$$

$$\left[ \begin{aligned} H_{b\theta} &= H_b \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \\ H_{d\theta} &= H_d \left[ \frac{H_b}{H_0} \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + \left(1 - \frac{H_b}{H_0}\right) \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \\ H_{r\theta} &= H \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \cdot \rho \end{aligned} \right] \quad (7)$$

其中,  $H_{b\theta}$ 、 $H_{d\theta}$ 、 $H_{r\theta}$ 分别为倾斜面直射辐射量、天空散射辐射量和地面反射辐射量;  $H$ 为水平面太阳总辐射量;  $H_d$ 为水平面上的散射辐射量;  $H_b$ 为水平面直射辐射量,  $H_b = H - H_d$ ;  $H_0$ 为大气层外面水平太阳辐射量;  $\rho$ 为地物表面反射率;  $\theta_z$ 为太阳天顶角;  $\theta$ 为太阳入射角。

由此得出单块光伏电池板的输出功率如下所示:

$$P_{pv}(t) = U_{pv}(t) \cdot I_{pv}(t) = f(U_{pv}(t), \beta, I_{pv}(t), \beta) \quad (8)$$

### 1.3 储能电池充放电模型

储能单元荷电状态 SOC(State Of Charge)用于反映蓄电池的剩余电量,随系统充放电的变化而变化,表示为蓄电池剩余电量和其总容量的百分比<sup>[3]</sup>,表示如下。

充电状态:

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \eta_c \cdot \Delta t \cdot P_c(t) / E_c \quad (9)$$

放电状态:

$$SOC(t) = SOC(t-1) - \Delta t \cdot P_d(t) / (E_c \eta_d) \quad (10)$$

其中,  $SOC(t)$ 为  $t$ 时段结束时储能电池的剩余电量;  $SOC(t-1)$ 为  $t-1$ 时段结束时储能电池的剩余电量;  $\eta_c$ 、 $\eta_d$ 分别为储能电池的充、放电效率;  $E_c$ 为储能电池的额定容量,  $kW \cdot h$ ;  $P_c(t)$ 为  $t$ 时段充电功率,  $kW$ ;  $P_d(t)$ 为  $t$ 时段放电功率,  $kW$ 。

$t$  时段储能电池的充放电功率  $P_{\text{bat}}(t)$  为:

$$P_{\text{bat}}(t) = u_1(t)P_c(t) + u_2(t)P_d(t) \quad (11)$$

其中,  $u_1(t)$ 、 $u_2(t)$  分别为电池充、放电系数。当储能电池处于放电状态,且在最大放电功率之内时,  $u_1(t) = 0$ ,  $u_2(t) = -1$ ; 当储能电池处于充电状态,且在最大充电功率之内时,  $u_1(t) = 1$ ,  $u_2(t) = 0$ 。

在独立型水光储混合发电系统中,蓄電池主要用于平抑光伏出力,减少水电机组的不必要启停次数。因此,蓄電池充放电功率  $P_{\text{bat}}(t)$  随着光伏输出功率  $P_{\text{pv}}(t)$ 、光储电站参考出力  $P_{\text{ref}}(t)$  发生相应的变化,  $t$  时段储能电池的充放电功率  $P_{\text{bat}}(t)$  为:

$$P_{\text{bat}}(t) = \begin{cases} \Delta P(t) & -P_{\text{dmax}} \leq \Delta P(t) \leq P_{\text{cmax}} \\ -P_{\text{dmax}} & \Delta P(t) < -P_{\text{dmax}} \\ P_{\text{cmax}} & \Delta P(t) > P_{\text{cmax}} \end{cases} \quad (12)$$

其中,  $\Delta P(t) = P_{\text{pv}}(t) - P_{\text{ref}}(t)$ ; 对一天内的光伏预测出力进行二次拟合,以此作为光储电站参考出力  $P_{\text{ref}}(t)$ ;  $P_{\text{cmax}}$  和  $P_{\text{dmax}}$  分别为储能电池的最大持续充、放电功率, kW。

## 2 微电网系统容量优化配置模型

### 2.1 优化评价指标

#### 2.1.1 系统供电可靠性

当混合发电系统不能满足负荷需求时,用负荷失电率 LPSP (Loss of Power Supply Probability) 表征系统供电可靠性<sup>[17-19]</sup>。LPSP 为 0 时,表示混合发电系统出力始终可以满足负荷需求; LPSP 为 1 时,表示混合发电系统始终不能满足负荷需求。LPSP 定义为:

$$\text{LPSP} = \frac{\sum_{t=0}^T \text{Time}(P(t) < P_L(t))}{T} \quad (13)$$

其中,  $P(t)$  为  $t$  时段光伏电站和小水电的联合出力, kW;  $P_L(t)$  为  $t$  时段负荷功率, kW;  $T$  为研究的总时段数;  $\text{Time}(P(t) < P_L(t))$  表示当  $P(t) < P_L(t)$  时该值为 1, 反之为 0。

#### 2.1.2 水电机组启停次数

在多数含水电的优化模型中,因为水电机组启停成本较低,因此很少考虑机组的启停次数。但从长期角度考虑,对小水电机组而言,频繁启停会造成设备的磨损,维修周期缩短,机组每启停 1 次将降低其使用寿命 10~15 h<sup>[20]</sup>。因此有必要考虑水电机组启停对水电站的运行成本产生的影响。但在实际运行中,机组启停成本的计算还存在一定困难,本文仅对水电机组启停次数  $N_{\text{h}}$  进行统计与约束,其计算方法如下:

$$N_{\text{h}} = \sum_{t=1}^{T-1} \text{Time}(k(t) \oplus k(t+1) = 1) \quad (14)$$

$$k(t) = \begin{cases} 1 & P_{\text{hy}}(t) \geq P_{\text{hymin}} \\ 0 & P_{\text{hy}}(t) < P_{\text{hymin}} \end{cases} \quad (15)$$

其中,  $\oplus$  为异或运算符号;  $P_{\text{hymin}}$  为水电机组最小出力;

$P_{\text{hy}}(t)$  为  $t$  时段的水电机组的实际输出功率。当水电机组出力小于最小出力时,水轮机停止工作,此刻的状态系数  $k(t)$  为 0; 反之,水轮机启动,状态系数  $k(t)$  为 1。通过比较前后两时段状态量有无变化,对机组启停进行判断,进而统计启停次数。

对于  $N_{\text{h}}$  而言,值越小,则水电厂的电能损失越小,也可尽量避免由于机组频繁启停对机组运行维护成本和设备服务年限产生的影响。

### 2.2 目标函数

对于独立型水光储微电网系统,优化目标是在满足系统各项性能指标的基础上,使得系统的总成本最小。目标函数表达式如下:

$$\min C = \min(C_{\text{INI}} + C_{\text{OM}}) \quad (16)$$

其中,  $C_{\text{INI}}$  为系统的初始投资成本,元;  $C_{\text{OM}}$  为研究时段  $T$  内的总运行维护成本,元; 两者的计算公式如下所示。

$$C_{\text{INI}} = k_{\text{pv}} \cdot P_{\text{pv}}^{\text{rated}} + k_{\text{lp}} \cdot P_{\text{bat}}^{\text{rated}} + k_{\text{ep}} \cdot E_{\text{bat}}^{\text{rated}} \quad (17)$$

$$C_{\text{OM}} = \int_0^T (k_{\text{OMpv}} \cdot P_{\text{pv}}(t) + k_{\text{OMhy}} \cdot P_{\text{hy}}(t) + k_{\text{OMbat}} \cdot |P_{\text{bat}}(t)|) dt \quad (18)$$

其中,  $P_{\text{pv}}^{\text{rated}}$  为光伏阵列额定功率, kW;  $P_{\text{bat}}^{\text{rated}}$  为储能电池额定功率, kW;  $E_{\text{bat}}^{\text{rated}}$  为储能电池额定容量, kW·h;  $k_{\text{pv}}$ 、 $k_{\text{lp}}$  和  $k_{\text{ep}}$  分别为光伏电池的功率成本系数、储能电池的额定功率成本系数及其能量成本系数,单位分别为元/kW、元/kW 和元/(kW·h);  $k_{\text{OMpv}}$ 、 $k_{\text{OMhy}}$  和  $k_{\text{OMbat}}$  分别为光伏电池、小水电、储能电池的运行维护费用系数,元/(kW·h);  $P_{\text{pv}}(t)$ 、 $P_{\text{hy}}(t)$ 、 $P_{\text{bat}}(t)$  分别为各电源  $t$  时段实际输出功率, kW。

由上述可知,系统的目标函数与各电源容量配置有关。假设已知水电机组的装机容量以及单个光伏模块、单个储能单元的额定配置,那么系统的优化目标即是寻找一组最优的  $(N_{\text{pv}}, N_{\text{bat}}, \beta)$ , 使系统的总成本最低,即:

$$\min C = f(N_{\text{pv}}, N_{\text{bat}}, \beta) \quad (19)$$

其中,  $N_{\text{pv}}$ 、 $N_{\text{bat}}$  分别为光伏面板和储能电池的个数。

### 2.3 约束条件

#### 2.3.1 光伏面板及储能电池个数约束

受实际场地等条件约束,光伏面板及储能电池的个数存在如下约束:

$$\begin{cases} 0 \leq N_{\text{pv}} \leq N_{\text{pv,max}} \\ 0 \leq N_{\text{bat}} \leq N_{\text{bat,max}} \end{cases} \quad (20)$$

其中,  $N_{\text{pv,max}}$ 、 $N_{\text{bat,max}}$  分别为在实际场地等条件限制情况下各发电单元安装数量最大值。

#### 2.3.2 调节水库与水电机组约束

小水电受季节性约束,存在枯水期和丰水期。为使调节水库在枯水期仍有一定存水量保证夜间负荷

用电,在丰水期水量也不超过水库最大库容,需对各时段内调节水库水量进行约束。对于丰水期,上游来水量较多时,若水库水量已达最大库容,由于水轮机组的发电引流量存在最大值限制,还需弃水以保证水库库容的要求。因此,水库蓄水量、发电引流量及弃水量存在如下约束:

$$V_{\min} \leq V(t_0-1) + \int_{t_0-1}^{t_0} (q(t) - Q(t) - S(t)) dt \leq V_{\max} \quad (21)$$

$$Q_{\min} \leq Q(t) \leq Q_{\max} \quad (22)$$

$$S_{\min} \leq S(t) \leq S_{\max} \quad (23)$$

其中,  $V(t_0-1)$  为任意发电时段开始前调节水库蓄水量,  $\text{m}^3$ ;  $V_{\min}$  为允许水库消落的最低库容,  $V_{\max}$  为允许水库可用最大水量,  $\text{m}^3$ ;  $q(t)$ 、 $Q(t)$ 、 $S(t)$  分别为水电站在  $t$  时段的自然来水量、发电引流量和弃水流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $Q_{\min}$ 、 $Q_{\max}$  分别为水电站水轮发电机引流量的最小和最大值,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $S_{\min}$ 、 $S_{\max}$  分别为水电站允许弃水量的最小和最大值,  $\text{m}^3/\text{s}$ 。

小水电的实际出力受水电机组出力限制,即:

$$P_{\text{hy}}(t) = \begin{cases} P_{\text{hy}}(t) & P_{\text{hymin}} \leq P_{\text{hy}}(t) \leq P_{\text{hymax}} \\ 0 & P_{\text{hy}}(t) < P_{\text{hymin}} \end{cases} \quad (24)$$

其中,  $P_{\text{hymin}}$ 、 $P_{\text{hymax}}$  分别为水电站水电机组最小、最大出力,  $\text{kW}$ 。

### 2.3.3 光伏倾角约束

光伏倾角为光伏面板与水平地面的夹角,约束如下:

$$0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ \quad (25)$$

### 2.3.4 蓄电池约束

蓄电池荷电状态及充放电功率存在如下约束:

$$\text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC}(t) \leq \text{SOC}_{\max} \quad (26)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_c(t) \leq P_{c\max} \\ 0 \leq P_d(t) \leq P_{d\max} \end{cases} \quad (27)$$

其中,  $\text{SOC}_{\max}$ 、 $\text{SOC}_{\min}$  分别为蓄电池剩余电量约束的上、下限。通常为为保证储能电池开始可以充放电,一般将  $\text{SOC}(t)$  初值取为 0.5。

### 2.3.5 出力波动性约束

蓄电池主要用于平滑光伏电站的输出功率,并适当延长光伏电站的出力时间。通过能量管理系统,给出了光伏出力和光储联合的参考出力,要求光储实际出力与参考出力间的差值在一定的波动允许范围之内,即出力波动性约束:

$$\delta = \frac{\sum_{t=0}^T \text{Time}(|(P_{\text{pv}}(t) - P_{\text{bat}}(t)) - P_{\text{ref}}(t)| \geq \Delta P_{\max})}{T} \leq \delta_L \quad (28)$$

其中,  $\Delta P_{\max}$  为最大波动允许值,  $\text{kW}$ ;  $\delta_L$  为在差值超过最大允许波动值  $\Delta P_{\max}$  的给定概率。

### 2.3.6 供电可靠性约束

用负荷失电率表征供电可靠性,使其保持在一个可以承受的范围:

$$\text{LPSP} \leq \lambda_L \quad (29)$$

其中,  $\lambda_L$  为给定的允许失电率。

## 3 微电网系统能量调度策略及模型求解

### 3.1 微电网系统能量调度策略

对于独立型水光储微电网,系统平衡主要依靠小水电的调节,通过光伏出力使微电网系统扩容,而储能电池容量相对较小,主要用于平滑光伏电站输出功率,延长光伏电站出力时间,避免光伏电站由于光伏输出功率波动较大导致水电机组频繁启停。系统各电源间功率关系如下所示:

$$P_L(t) = P_{\text{pv}}(t) - P_{\text{bat}}(t) + P_{\text{hy}}(t) \quad (30)$$

其中,  $P_{\text{pv}}(t)$ 、 $P_{\text{hy}}(t)$  分别为光伏和水电单元的输出功率;  $P_{\text{bat}}(t)$  为蓄电池的充放电功率;  $P_L(t)$  为负荷功率。若光伏电站出力不足以满足负荷需求,则水库放水进行发电。当水轮机满发但仍不能满足负荷需求,则需切除部分负荷。若光伏电站出力充足,系统满足负荷供电情况下,上游来水不进行发电,水库蓄水。

整个系统调度应遵循以下要求。

#### a. 调节水库水位未达泄洪水位。

优先使用光伏电站出力,保证系统对光伏发电的接纳能力。日间,在光伏资源充足的情况下,将多于光伏参考出力部分的电能存储在蓄电池中,减小弃光,并在夜间时段蓄电池适度放电,使光伏电站出力时间得到一定延长。当光伏电站发电功率已大于负荷需求时,由于储能设备的容量较小,光伏系统需退出最大功率点跟踪状态,根据负荷需求进行发电。夜间或阴雨天气光伏电站无输出时,用水电补足。

#### b. 调节水库水位已达泄洪水位。

优先使用水源来水进行发电,光伏电站退出最大功率点跟踪状态。在水电机组满发的情况下,若仍不能满足负荷需求,光伏电站需联合发电。而此时若蓄水量仍高于最大水库库容,水库需进行弃水。

### 3.2 模型求解

对于本文的优化问题,采用粒子群优化算法进行求解。  $N_{\text{pv}}$ 、 $N_{\text{bat}}$ 、 $\beta$  为 3 个待优化变量,目标函数为适应度函数。在满足基本约束条件的情况下,结合已知的数据得出第  $i$  种组合  $(N_{\text{pv}}, N_{\text{bat}}, \beta)$ ,由供电可靠性约束(式(29))判断当前组合是否满足该约束条件。若不满足,则重新取值,直至满足所有约束后选取第  $i+1$  种组合。在所得的全部  $M$  个粒子中寻找一组最优的  $(N_{\text{pv}}, N_{\text{bat}}, \beta)$ ,多次迭代,使目标函数在满足所有约束条件的基础上最小。算法的具体实现流程如图 2 所示。

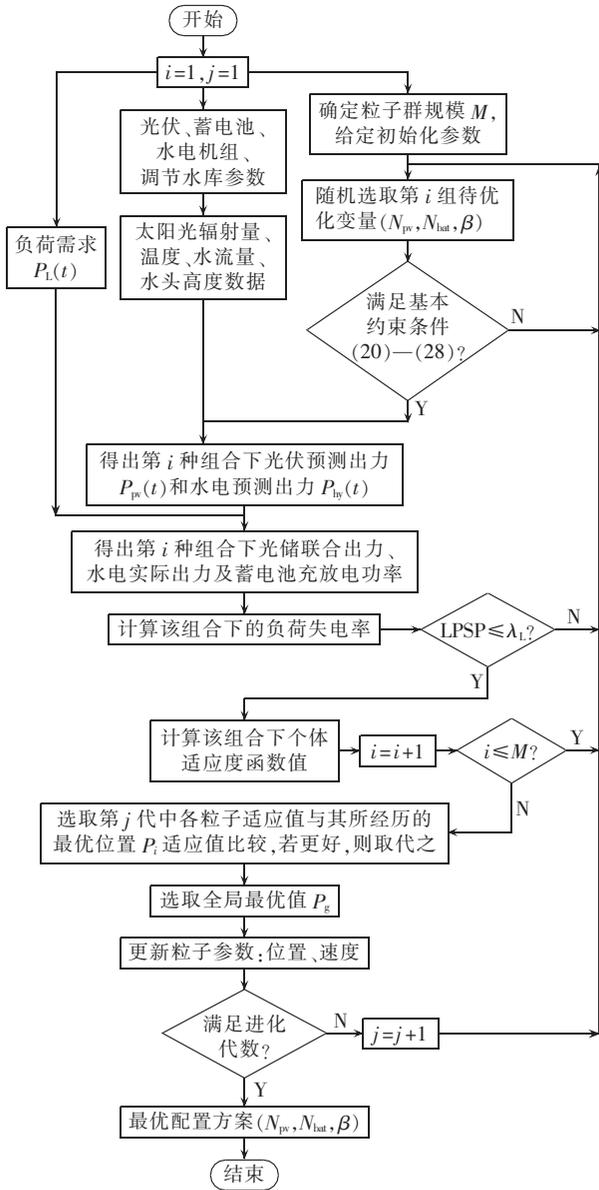


图 2 独立型水光储微电网优化配置流程图

Fig.2 Flowchart of optimal capacity configuration for standalone hydro-photovoltaic-storage microgrid

## 4 算例分析

### 4.1 实例介绍

算例中所用到的水流量数据来自于我国西部某小水电站历史运行资料,见图 3;光伏数据来自相近纬度地区(北纬 39.74°)的光伏电站统计资料,其一年的水平面太阳总辐射量、温度数据分别如图 4、5 所示,总时段数  $T=8\ 760$ 。小水电站的年平均水流量为  $40\ \text{m}^3/\text{h}$ ,调节水库最大库容为  $9 \times 10^4\ \text{m}^3$ ,调节水库初始水量为最大水库容量的 70%,小水电由 2 台 30 kW 小型水力发电机组组成;单个光伏电池模块的容量为 280 W,参考开路电压为 44.8 V,参考短路电流为 8.33 A,最大功率点参考电流为 7.95 A,最大功率点参考电压为 35.2 V。单个蓄电池单元额定容

量为  $1.2\ \text{kW} \cdot \text{h}$ ,额定功率为 0.6 kW;各电源相关成本、运行维护费用见表 1;电池初始剩余电量为 0.5,变化范围在 0.3~1;每小时负荷功率数据如图 6 所示,采用粒子群优化算法对本文模型进行求解,种群大小为 40,迭代次数为 100。

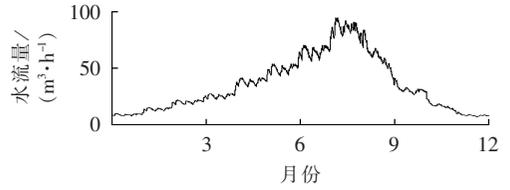


图 3 全年水流量曲线

Fig.3 Annual water flow curve

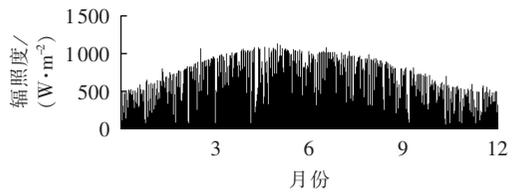


图 4 全年水平面太阳总辐射量

Fig.4 Annual horizontal solar radiation curve

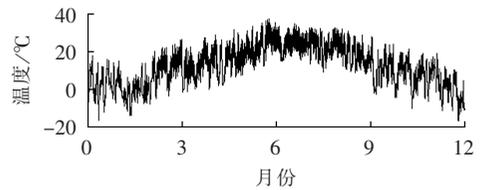


图 5 全年温度曲线

Fig.5 Annual temperature curve

表 1 各电源成本及相关费用系数

Table 1 Cost and expense coefficients of different power sources

电源类型	功率成本系数/ (元·kW <sup>-1</sup> )	能量成本系数/ [元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]	运行维护费用系数/ [元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]
光伏电池	4 100	0	0.0096
小水电	—	—	0.0180
蓄电池	1 550	1 190	0.0090

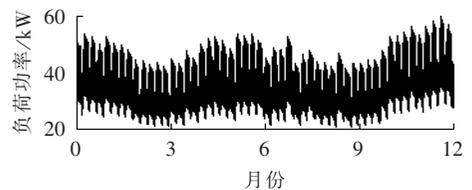


图 6 全年负荷曲线

Fig.6 Annual load curve

### 4.2 算例结果与分析

根据各电源数学模型和容量配置模型,由各时刻天气确定单个光伏模块和储能模块输出功率,运用粒子群优化算法,结合能量调度策略,根据各时刻负荷功率,对光伏、储能和水电出力进行优化。通过计算,得出容量配置的优化结果,如表 2 所示。

表 2 水光储微电网系统优化配置结果

Table 2 Results of optimal capacity configuration for hydro-photovoltaic-storage microgrid

LPSp	光伏模块个数	储能单元个数	光伏面板倾角/(°)	总成本/万元	最小蓄水量/ $\text{m}^3$
0	78	27	46.377 3	15.857	$8.04 \times 10^4$
0.01	76	25	37.800 4	15.037	$7.96 \times 10^4$
0.02	72	24	40.655 9	14.410	$7.83 \times 10^4$
0.03	69	23	42.856 1	13.935	$7.74 \times 10^4$
0.04	67	21	35.590 1	13.406	$7.67 \times 10^4$

由表 2 可以看出,光伏模块个数、储能单元个数、调节水库最小蓄水量均随着负荷失电率的升高而降低,光伏面板倾角与负荷失电率间没有明显线性关系,求得的最佳倾角与当地纬度存在一定差异,但整体与当地纬度值差值不大。分析可知,负荷失电率是关系整个系统供电可靠性的重要指标,随负荷失电率下降,系统可靠性得到提高,该微电网系统总成本相应增加。在实际水光储容量优化配置中,应根据微电网系统的实际应用需求,确定合理、可接受的负荷失电率水平,然后根据本文模型求取最优配置组合。

2 台小水电机组根据水电所需出力在机组间进行功率分配,交替发电。通过统计不同负荷失电率情况下每台水电机组年平均启停次数,对水电机组启停次数进行灵敏度分析。结果如图 7 所示。

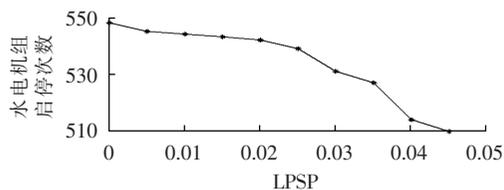


图 7 水电机组启停灵敏度分析

Fig.7 Startup/shutoff sensitivity analysis for hydropower unit

由图 7 可知,水电机组的启停次数与负荷失电率间整体呈现负相关关系,即负荷失电率越高,水电机组的启停次数越少。同时可以发现负荷失电率越大,启停次数减小越快。在实际应用中,水电机组启停次数可作为负荷失电率选取的参考因素之一,使得选定的负荷失电率在能保证系统重要负荷的供电需求的同时,使水电机组的启停次数最小,保证水电机组的使用寿命。

取负荷失电率为 0.01 的情况进行进一步分析。在此优化配置下,光伏电池装机容量 21.28 kW,蓄电池容量为 30 kW·h,光伏倾角 37.800 4°,总成本最小为 15.037 万元。图 8 为利用粒子群优化算法求解,经 100 次迭代后,目标函数总成本最小值逐渐趋于稳定。

蓄电池功率变化曲线如图 9 所示,可以看出由于光伏出力的波动性和不可调度的特点,需要蓄电池不断地充放电使光伏出力平滑。选取一年中第 40、41 和 42 天的数据进行进一步说明。对一天中的

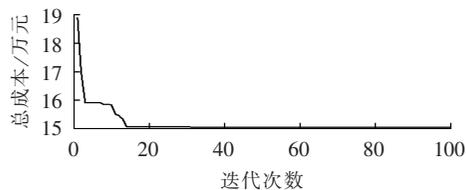


图 8 粒子群优化算法解的变化曲线

Fig.8 Curve of cost vs. iteration times of particle swarm optimization algorithm

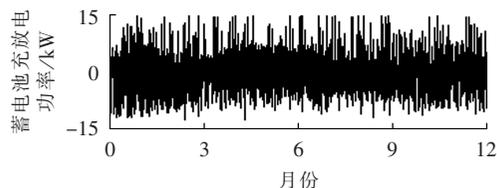


图 9 蓄电池功率变化曲线

Fig.9 Variation curve of battery power

光伏预测出力进行二次拟合,由此得出光伏电站出力的参考值,每一时段光伏阵列实际出力与参考出力间的差值波动均通过储能装置进行平抑,由此得出光伏电站的光储联合出力,如图 10 所示。

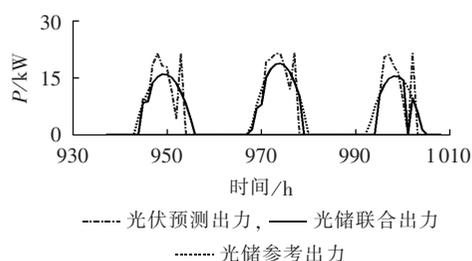


图 10 某 3 天光伏电站出力曲线

Fig.10 Three-day power output curve of photovoltaic power station

由图 10 可见,光伏预测出力波动较大,通过拟合的参考出力和出力波动性约束,使光储联合出力尽量随参考出力变化,减小了光伏出力的随机性与波动性。从图中还可看出,在傍晚光伏预测出力开始减小为零时,光储电站通过蓄电池放电,出力平稳降低,在一定程度上延长了光伏电站的出力时间。同样,以第 40、41 和 42 天为例,光伏电站和水电站的出力如图 11 所示。

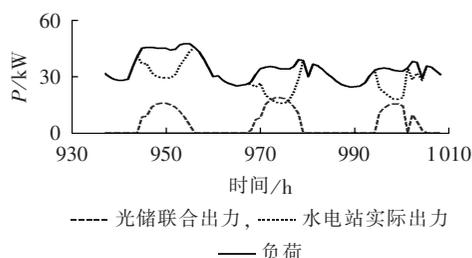


图 11 某 3 天各电源出力曲线

Fig.11 Three-day power output curve of different power sources

由图 11 可知,光伏电站通过光伏储能间的能量调度,主要在日间发电;夜间负荷主要依靠小水电进行供电。日间通过光伏电站,上游来水量可以得到一定的存储。小水电在该微电网系统中,仍作为主要电源,满足基础负荷用电与居民基本用水需求。

图 12 所示为该系统调节水库蓄水量的变化情况。当微电网系统未加入光伏电站时,由于系统仅靠上游来水和水库蓄水进行供电,随着用电负荷的增加,小水电出力在一年中较多时间并不能满足负荷需求,水库在枯水期存水量严重不足。加入光伏电站后,调节水库的日间来水量得到了一定存储,在光伏电站和小水电的协调调度下,水库枯水期仍有部分存水量,保证了负荷需求。且由表 2 可知,在负荷失电率为 0.01 时,调节水库最小调节库容为  $7.96 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,随负荷失电率的增大,调节水库的最小库容也不断减小。此外,通过研究可以发现,短周期内,水光互补效果明显,即一天中,光伏电站主要用于日间发电,小水电夜间出力较多;一月内,晴朗天气光伏出力较多,阴雨天气由于水库来水量增多,小水电出力较光伏出力更多。但从年调节水库考虑,夏季日照丰富且处丰水期,冬季日照较弱且为枯水期,光水互补性不强,因此所需水库库容较大。所以,调节水库的最小库容还需根据具体情况,依据周期长短、负荷失电率及光储容量的变化而变化。

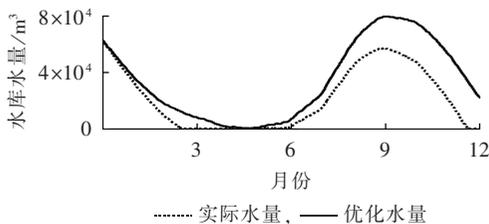


图 12 调节水库蓄水量变化曲线

Fig.12 Water storage curve of regulating reservoir

## 5 结论

针对独立型水光储微电网,本文首先对各电源建立了精确的数学模型,然后结合各约束条件和调度策略,以综合成本最小为优化目标构建了独立水光储微电网容量配置模型,并利用粒子群优化算法对模型进行了求解。最后,算例验证了本文模型的有效性,并得到如下结论。

**a.** 负荷失电率对微电网容量配置结果、系统成本和水电机组启停次数均存在一定的影响。合理地确定负荷失电率的大小不仅可保证重要负荷的供电需求,降低系统成本,还可以减少水电机组启停次数,保证水电机组的使用寿命。

**b.** 储能系统能较好地平滑光伏出力,有效延长光伏电站日间出力时间,提高光伏利用率,减少弃光。

**c.** 通过给定的系统能量调度策略和水光储容量的优化配置,枯水期和丰水期的水量得到合理优化,微电网系统的供电可靠性得到了明显提升。

## 参考文献:

- [1] 敬正书. 小水电与西部大开发[J]. 中国水利, 2001(8):12-13.  
JING Zhengshu. Small hydropower and China's western development[J]. China Water Resources, 2001(8):12-13.
- [2] 李斌,袁越. 光伏并网发电对保护及重合闸的影响与对策[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(4):12-17.  
LI Bin, YUAN Yue. Impact of grid-connected photovoltaic power generation on protection and reclose, and its countermeasures[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(4):12-17.
- [3] 江全元,石庆均,李兴鹏,等. 风光储独立供电系统电源优化配置[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(7):19-26.  
JIANG Quanyuan, SHI Qingjun, LI Xingpeng, et al. Optimal configuration of standalone wind-solar-storage power supply system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7):19-26.
- [4] 朱兰,严正,杨秀,等. 风光储微电网系统蓄电池容量优化配置方法研究[J]. 电网技术, 2012, 36(12):26-31.  
ZHU Lan, YAN Zheng, YANG Xiu, et al. Optimal configuration of battery capacity in microgrid composed of wind power and photovoltaic generation with energy storage[J]. Power System Technology, 2012, 36(12):26-31.
- [5] ELHADIDY M A, SHAAHID S M. Optimal sizing of battery storage for hybrid (wind + diesel) power systems[J]. Renewable Energy, 1999, 18(1):77-86.
- [6] HAKIMI S M, MOGHADDAS-TAFRESHI S M. Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system via particle swarm optimization for Kahnouj area in south-east of Iran[J]. Renewable Energy, 2009, 34(7):1855-1862.
- [7] 丁明,王波,赵波,等. 独立风光柴微电网系统容量优化配置[J]. 电网技术, 2013, 37(3):575-581.  
DING Ming, WANG Bo, ZHAO Bo, et al. Configuration optimization of capacity of standalone PV-wind-diesel-battery hybrid microgrid[J]. Power System Technology, 2013, 37(3):575-581.
- [8] WANG J, YANG F. Optimal capacity allocation of standalone wind/solar/battery hybrid power system based on improved particle swarm optimization algorithm[J]. IET Renewable Power Generation, 2013, 7(5):443-448.
- [9] 马吉明,张楚汉,王保国. 光伏水电互补,低碳可再生新能源的新途径——以青海为例[J]. 水力发电学报, 2013, 32(2):1-4.  
MA Jiming, ZHANG Chuhan, WANG Baoguo. Hydro-photovoltaic hybrid system is a new approach to low-carbon renewable energy. A case study of Qinghai province[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2013, 32(2):1-4.
- [10] 陈密. 光伏电站-水电站互补发电系统的仿真研究[J]. 水力发电, 2010, 36(8):81-84.  
CHEN Luan. Simulation on complementary photovoltaic-hydro power generation system[J]. Water Power, 2010, 36(8):81-84.
- [11] KUSAKANA K, MUNDA J L, JIMOH A A. Feasibility study of a hybrid PV-micro hydro system for rural electrification[C]// AFRICON. Nairobi, Kenya: IEEE, 2009: 1-5.
- [12] 薛美东,赵波,张雪松,等. 基于分布式控制的独立型光储水柴微电网调度策略[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(4):1-7.  
XUE Meidong, ZHAO Bo, ZHANG Xuesong, et al. Economic

- dispatch of stand-alone photovoltaic-battery-hydro-diesel hybrid microgrid based on distributed control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(4): 1-7.
- [13] 蔡兴国, 林士颖, 马平, 等. 电力市场中梯级水电站优化运行的研究[J]. 电网技术, 2003, 27(9): 6-9.  
CAI Xingguo, LIN Shiyong, MA Ping, et al. Study on optimal operation of cascaded hydropower plants in electricity market [J]. Power System Technology, 2003, 27(9): 6-9.
- [14] 顾圣平, 田富强, 徐得潜. 水资源规划及利用[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2009: 184-185.
- [15] 王成山, 杨占刚, 武震. 一个实际小型光伏微网系统的设计与实现[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(6): 6-10.  
WANG Chengshan, YANG Zhangang, WU Zhen. Design and realization of practical photovoltaic microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(6): 6-10.
- [16] 杨琦, 张建华, 刘自发, 等. 风光互补混合供电系统多目标优化设计[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 86-90.  
YANG Qi, ZHANG Jianhua, LIU Zifa, et al. Multi-objective optimization of hybrid PV/wind power supply system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(17): 86-90.
- [17] YANG Hongxing, ZHOU Wei, LU Lin, et al. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm[J]. Solar Energy, 2008, 82(4): 354-367.
- [18] 徐林, 阮新波, 张步涵, 等. 风光蓄互补发电系统容量的改进优化配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 88-98.  
XU Lin, RUAN Xinbo, ZHANG Buhan, et al. An improved optimal sizing method for wind-solar-battery hybrid power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 88-98.
- [19] 王晶, 陈江斌, 束洪春. 基于可靠性的微网容量最优配置[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(4): 120-127.  
WANG Jing, CHEN Jiangbin, SHU Hongchun. Microgrid capacity configuration optimization based on reliability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(4): 120-127.
- [20] ARCE A, OHISHI T, SOARES S. Optimal dispatch of generating units of the Itaipu hydroelectric plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(1): 154-158.

#### 作者简介:



杨清

杨清(1991—), 女, 江苏淮安人, 硕士研究生, 研究方向为微电网容量优化配置与能量管理(**E-mail**: yangqing\_sf@163.com);  
袁越(1966—), 男, 陕西西安人, 教授, 博士研究生导师, 研究方向为电力系统运行与控制、可再生能源发电系统、智能电网与微电网技术(**E-mail**: yyuan@hhu.edu.cn);

王敏(1974—), 女, 安徽泗县人, 副教授, 博士, 研究方向为分布式发电(**E-mail**: wangmin@hhu.edu.cn)。

## Optimal capacity configuration of standalone hydro-photovoltaic-storage microgrid

YANG Qing<sup>1,2</sup>, YUAN Yue<sup>1,2</sup>, WANG Min<sup>1,2</sup>, ZHOU Jingjing<sup>1,2</sup>, BAO Jiangmin<sup>1,2</sup>, ZHANG Chengfei<sup>1,2</sup>

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China;

2. Research Center for Renewable Energy Generation Engineering of Ministry of Education, Hohai University, Nanjing 210098, China)

**Abstract:** A standalone hydro-photovoltaic-storage microgrid based on existing small hydropower is formed to meet the increasing local power demand and solve the problem of small hydropower supply insufficiency caused by load growth, for which, a capacity optimization configuration model is established. With a certain applicability, it takes the minimal total cost, including initial investment and annual operational cost, as its objective, the load power loss probability and the hydropower unit startup/shutoff times as its evaluation indexes, and considers comprehensively various system operational constraints and energy management strategies. With an actual regional system as an example, the particle swarm optimization algorithm is applied to solve the proposed model, which verifies its effectiveness.

**Key words:** standalone hydro-photovoltaic-storage microgrid; optimal capacity configuration; small hydropower; energy scheduling strategy; loss of power supply probability