

基于电量共享的梯级水光蓄联合发电系统优化调度策略

夏依莎¹, 刘俊勇¹, 刘继春¹, 李芸漫¹, 韩晓言², 丁理杰², 高红均¹

(1. 四川大学 电气工程学院, 四川 成都 610065; 2. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041)

摘要:为对偏远地区的含有抽水蓄能、梯级水电、光伏电站联合运行的多能发电系统进行互补式经济优化, 搭建多乡镇级用电体之间的日前电量共享协调优化模型, 通过区域运营商对构成乡镇联合体的各用电体进行协调管控, 实现用电计划的经济高效制定。通过调用抽水蓄能进一步平滑水光出力波动, 对乡镇级用电体、区域电网与主网之间的能量流动进行优化, 并按参与共享的乡镇对应的贡献函数进行利益最优分配。实际算例分析验证了所提模型与方法的有效性。

关键词:梯级水光蓄联合发电系统; 乡镇级用电体; 日前调度; 电量共享; 水光互补

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202108029

0 引言

随着我国售电侧改革的稳步推进, 电力市场中将涌入大量社会主体展开激烈竞争, 逐渐形成主体多元、竞争有序的电力交易格局^[1]。在偏远地区有很多含丰富水光电源的独立乡镇级用电体, 其在满足自身负荷需求的同时, 也试图充分协调利用内部资源以实现更大的经济效益^[2]。由于各个用电体都是独立运行的, 其用电模式和行为存在差异性, 对这类乡镇级用电体进行互补式经济优化, 能够合理利用其内部资源来实现资源共享, 提升整体经济效益。此外, 用电体内分布式光伏发电出力随机性和间歇性的特点给电网的平稳经济运行带来了新的挑战^[3], 通常通过配置水电机组和抽水蓄能机组来补偿光伏发电出力, 平滑该出力波动。

目前已有大量文献对多能互补系统优化调度方法开展了研究^[4-5]。文献[4]建立风光水互补发电系统, 提高了总出力的可调能力和对风光的消纳能力。文献[5]建立以最大化系统收益以及平滑风电和光伏发电出力波动性为目标的调度模型, 并利用机会成本方法对可调元素的替代效益进行分析。虽然关于清洁能源高比例渗透的多能互补系统优化调度的研究已较为成熟, 但这些研究主要针对风光水互补, 实际上梯级水电与光伏互补系统在缓解光伏波动的同时会影响梯级水电基于水资源利用而制定的发电计划, 造成水资源无法得到充分利用, 因此应该考虑在发电侧利用灵活性更强的抽水蓄能机组来平抑光伏波动^[6], 如四川小金县等地区采用比常规恒速恒

频抽水蓄能机组调节能力更强、发电/抽水效率更高的变速恒频抽水蓄能机组。然而, 目前针对水光蓄三者互补发电系统优化调度的研究还较少。

此外, 众多学者在运营商对单个用电体的优化管控和可控元素的协调调用方面开展了大量研究^[7-8]。文献[7]提出基于指数变化的需求响应机制, 以改善源荷两侧的匹配度以及提升系统风光消纳量。文献[8]通过改变可转移负荷的时间使光伏发电出力与负荷曲线更贴合, 从而提高对光伏发电的消纳。然而上述文献都只针对单个用电体, 没有考虑对不同用电体的管控协调和资源共享。将单个用电体能源管控扩展到多用电体联盟形成的联合体中, 扩大资源共享优化范围, 能够进一步提高各用电体以及整个系统的经济效益。文献[9]验证在社会资本大量涌现的背景下, 多独立个体的联盟有利于各个体之间的信息和能量流动。文献[10]以最小化成本和减少电量偏差为目标, 优化得到可中断负荷量及电量互给时的转移电量, 并对集合总费用进行分配。上述文献采用的共享策略均可应用于直接与主网交易的用电体联盟的优化调度中, 但不能应用于地处偏远地区而无法直接与主网交易的乡镇级用电体联盟的优化调度中。

为此, 本文针对偏远地区电网结构, 提出基于电量共享策略的梯级水光蓄联合发电系统经济调度方法。首先, 搭建由包括分布式光伏、梯级小水电、刚性负荷和可控负荷的乡镇联合体与可调用抽水蓄能的区域电网组成的系统架构, 并对乡镇级用电体之间、乡镇级用电体与区域电网之间、区域电网与主网之间的信息和能量流动关系进行分析; 其次, 搭建以实现乡镇联合体和区域运营商经济效益最大化为目标的日前两阶段共享优化调度模型, 在模型中考虑梯级水电中水力、电力之间联系产生的复杂约束, 可控负荷可中断时间和转移时间约束以及区域电网与主网的购售电约束, 并按参与共享的乡镇对应的贡

收稿日期: 2020-09-30; **修回日期:** 2021-06-30

基金项目: 国家重点研发计划项目(分布式光伏与梯级小水电互补联合发电技术研究及应用示范)(2018YFB0905200)

Project supported by the National Key R&D Program of China (Research and Application Demonstration on Complementary Combined Power Generation Technology for Distributed Photovoltaic and Cascaded Hydropower)(2018YFB0905200)

献函数进行利益最优分配;最后,通过不同场景下的算例分析验证所提模型和方法的合理性和有效性。

1 基于电量共享的水光蓄联合发电系统经济调度策略

1.1 乡镇级用电体之间的电量共享策略

经济对等的多方利益主体可以构成联合体,多个主体之间良好的交互性有利于合理分配资源,提高整体收益,进而提高系统的经济性。由于电能充足的用电体向配电网的售电电价低于存在电能缺口的用电体的购电电价,因此余电乡镇级用电体与缺电乡镇级用电体可以构成联合体,采用电量共享策略使剩余电量在联合体内部充分消耗后,再与上级电网进行交互。剩余电量是指乡镇级用电体满足其自身日用负荷、可控负荷和水电发电需求之后所剩的电量。由用电体内部优化共享模型可得到乡镇需要从区域电网购买的电量或售给区域电网的剩余电量。该调度方法有利于实现更大范围的可控资源优化共享,减少从配电网的购电量,提升乡镇整体经济效益。每个乡镇内部的可控元素为可中断负荷、可转移负荷和水电,不可控元素为刚性负荷和光伏发电。参与电量共享的乡镇联合体内部结构如图1所示。

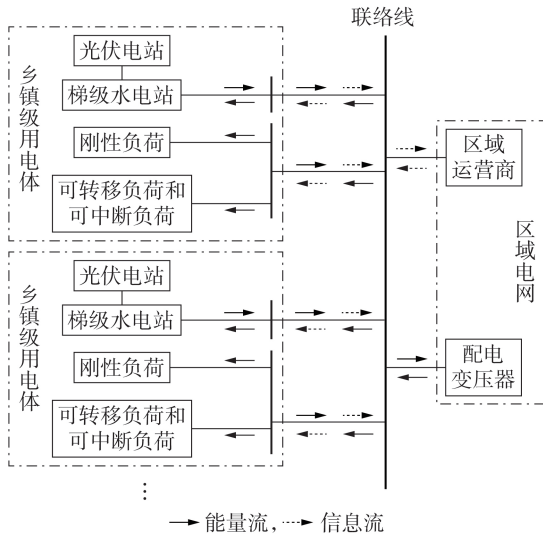


图1 乡镇联合体内部结构图

Fig.1 Internal architecture of township consortium

1.2 水光蓄联合发电系统经济调度方法

乡镇联合体内部资源经区域运营商的统一管控被充分消耗后再与区域电网进行交互。若乡镇联合体存在电量缺口,则区域电网向其售电,所售电量一部分来自抽水蓄能机组出力,另一部分从主网购买。若乡镇联合体内光伏发电有富余,则区域电网从乡镇联合体购买剩余电量,并调用抽水蓄能机组与之进行互补,使输出的功率曲线更平滑,在保证自身负

荷需求以及满足购售电波动约束的前提下将电量售给主网,实现自身效益最大化。梯级水光蓄联合发电系统优化共享模型如图2所示。

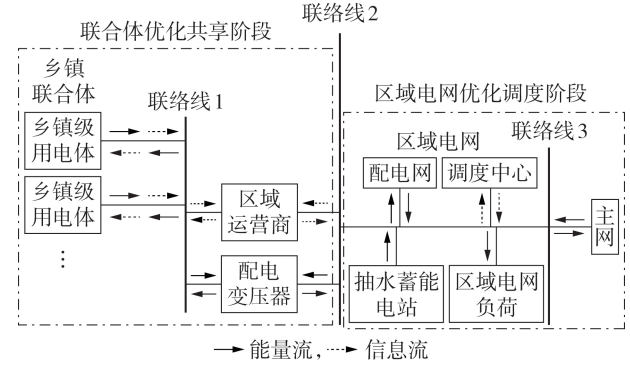


图2 联合发电系统优化共享模型

Fig.2 Optimal sharing model for hybrid generation system

2 梯级水光蓄联合发电系统优化共享模型

2.1 基于电量共享的乡镇日前优化调度模型

2.1.1 目标函数

乡镇联合体中每个乡镇可以与邻近乡镇进行电量共享,然后乡镇联合体在电量出现缺额或盈余时与区域电网进行交易,实现整体效益最大的目标。目标函数中除了外部售电收益还考虑外部购电费用、需求响应成本、梯级水电购电成本和过网费成本,如式(1)所示。

$$\max G_1 = \sum_{t=1}^T \sum_i (R_{it}^{pv-dw} - C_{it}^{dw-pv} - C_{it}^{DR} - C_{it}^{CHS} - C_{it}^{TD}) \quad (1)$$

式中: G_1 为乡镇联合体总效益; T 为调度周期的总时段数; R_{it}^{pv-dw} 和 C_{it}^{dw-pv} 分别为 t 时段乡镇级用电体 i 与区域电网交易的售电收益和购电费用; C_{it}^{DR} 为 t 时段乡镇级用电体 i 的需求响应成本; C_{it}^{CHS} 为 t 时段乡镇级用电体 i 中梯级水电购电成本; C_{it}^{TD} 为 t 时段乡镇级用电体 i 与区域电网交易需要向电网支付的过网费成本。

$$R_{it}^{pv-dw} = C_{st}^{pv-dw} L_{it}^{pv-dw} \quad (2)$$

$$C_{it}^{dw-pv} = C_{gt}^{dw-pv} L_{it}^{dw-pv} \quad (3)$$

$$C_{it}^{DR} = C_{it}^{IL} + C_{it}^{Sh} \quad (4)$$

$$C_{it}^{IL} = C_{it}^{I1} L_{it}^1 \quad (5)$$

$$C_{it}^{Sh} = \sum_{t_1 \neq t_2} C_{it}^{Sh,1} L_{it,t_1,t_2}^{Sh} \quad (6)$$

$$C_{it}^{CHS} = \lambda_{it}^{CHS} L_{it}^{CHS} \quad (7)$$

$$C_{it}^{TD} = C_{TD1}^{TD} (L_{it}^{dw-pv} + L_{it,t}^{pv-dw} + L_{it,t}^{Tr} + L_{it,t}^{Tr}) \quad (8)$$

式中: C_{st}^{pv-dw} 和 C_{gt}^{dw-pv} 分别为乡镇级用电体与区域电网交易的售电价和购电价; L_{it}^{pv-dw} 为 t 时段乡镇级用电体 i 售给区域电网的剩余电量; L_{it}^{dw-pv} 为光伏发电不足时 t 时段乡镇级用电体 i 从区域电网的购电量; C_{it}^{IL} 和 L_{it}^1 分别为 t 时段乡镇级用电体 i 中可中断负荷的中断总成本、中断单价和中断量; C_{it}^{Sh} 、 $C_{it}^{Sh,1}$ 和 L_{it,t_1,t_2}^{Sh} 分

别为 t 时段乡镇级用电体 i 中可转移负荷的转移成本、转移单价和转移量, t_1 和 t_2 分别为负荷转移的起止时间; $\lambda_{it}^{\text{CHS}}$ 为 t 时段乡镇级用电体 i 中梯级水电的单位电价; L_{it}^{CHS} 为 t 时段乡镇级用电体 i 中购买梯级水电的电量; C^{TD1} 为乡镇联合体向电网公司支付的单位电量过网费用单价; $L_{ji,t}^{\text{Tr}}$ 和 $L_{ij,t}^{\text{Tr}}$ 分别为 t 时段乡镇级用电体 j 给乡镇级用电体 i 的电量 and 乡镇级用电体 i 给乡镇级用电体 j 的电量。

2.1.2 约束条件

乡镇联合体日前调度模型的约束条件包括系统的运行约束、光伏发电、梯级水电等各类电源机组的运行特性约束及各可控元素的约束等,具体如下:

$$L_{it}^{\text{CHS}} = a_i^{\text{CHS}} q_{it}^2 + b_i^{\text{CHS}} q_{it} + c_i^{\text{CHS}} \quad (9)$$

$$\begin{cases} L_{it}^{\text{pv}} = L_{it}^{\text{pv,max}} \sum_o (\rho_{o,it}^{\text{pv}} w_{o,it}^{\text{AC}}) [1 + k_T (T_{it}^c - T_r)] / w_{it}^{\text{STC}} \\ \sum_o \rho_{o,it}^{\text{pv}} = 1 \end{cases} \quad (10)$$

$$L_{it}^{\text{pv,d}} + L_{it}^{\text{CHS}} + \sum_{j \neq i} L_{ji,t}^{\text{Tr}} + L_{it}^{\text{dw-pv}} + L_{it}^{\text{I}} + L_{i,t_1,t_2}^{\text{Sh}} = L_{it}^{\text{load}} + \sum_{j \neq i} L_{ji,t}^{\text{Tr}} + L_{it}^{\text{pv-dw}} \quad (11)$$

$$0 \leq L_{it}^{\text{pv,d}} \leq L_{it}^{\text{pv,max}} \quad (12)$$

$$u_{it}^{\text{I}} L_{i,\min}^{\text{I}} \leq L_{it}^{\text{I}} \leq u_{it}^{\text{I}} L_{i,\max}^{\text{I}} \quad (13)$$

$$\begin{cases} S_{\text{on},it}^{\text{I}} = (S_{\text{on},it-1}^{\text{I}} + 1 - u_{it}^{\text{I}})(1 - u_{it}^{\text{I}}) \\ S_{\text{off},it}^{\text{I}} = (S_{\text{off},it-1}^{\text{I}} + u_{it}^{\text{I}})u_{it}^{\text{I}} \end{cases} \quad (14)$$

$$0 \leq \sum_{t_1 \neq t_2} L_{i,t_1,t_2}^{\text{Sh}} \leq L_{i,t,\max}^{\text{Sh}} \quad (15)$$

$$L_{i,t_1,t_2}^{\text{Sh}} = 0 \quad \forall |t_2 - t_1| > t_{\text{Sh}} \quad (16)$$

$$\sum_t \sum_{t_1 \neq t} L_{i,t_1,t}^{\text{Sh}} = \sum_t \sum_{t_2 \neq t} L_{i,t,t_2}^{\text{Sh}} \quad (17)$$

$$\begin{cases} 0 \leq L_{ji,t}^{\text{Tr}} \leq u_{ji,t}^{\text{de}} L_{ji,\max}^{\text{Tr}} \\ 0 \leq L_{ij,t}^{\text{Tr}} \leq u_{ij,t}^{\text{de}} L_{ij,\max}^{\text{Tr}} \end{cases} \quad (18)$$

$$u_{ji,t}^{\text{de}} + u_{ij,t}^{\text{de}} \leq 1 \quad (19)$$

$$u_{it}^{\text{dw-pv}} + u_{it}^{\text{pv-dw}} \leq 1 \quad (20)$$

$$L_{\min}^{\text{rated}} \leq |L_{it}^{\text{dw-pv}}| \leq L_{\max}^{\text{rated}} \quad (21)$$

式中: a_i^{CHS} 、 b_i^{CHS} 、 c_i^{CHS} 为乡镇级用电体 i 中梯级水电站的水能-电能转换系数; q_{it} 为 t 时段梯级水电站 i 的发电流量; L_{it}^{pv} 为 t 时段乡镇级用电体 i 中光伏电站的实际出力; $L_{it}^{\text{pv,max}}$ 为乡镇级用电体 i 中光伏电池在标准测试环境(光照强度为 1000 W/m^2 ,环境温度为 25°C)下的最大出力; $w_{o,it}^{\text{AC}}$ 为 t 时段在场景 o 下乡镇级用电体 i 中光伏电池的光照强度, $\rho_{o,it}^{\text{pv}}$ 为其发生概率; k_T 为功率温度系数; T_{it}^c 为 t 时段乡镇级用电体 i 中光伏电池温度; T_r 为参考温度; w_{it}^{STC} 为标准测试环境下的光照强度,取 1000 W/m^2 ; $L_{it}^{\text{pv,d}}$ 和 L_{it}^{load} 分别为 t 时段乡镇级用电体 i 中的光伏调用量和负荷; $L_{it}^{\text{pv,max}}$ 为光伏发电的最大出力值; u_{it}^{I} 为 t 时段乡镇级用电体 i 中可中断负荷调用状态; $L_{i,\max}^{\text{I}}$ 和 $L_{i,\min}^{\text{I}}$ 分别为乡镇级用电体 i 中可中断负荷的上、下限; $S_{\text{on},it}^{\text{I}}$ 为 t 时段

乡镇级用电体 i 中可中断负荷持续中断时间; $S_{\text{off},it}^{\text{I}}$ 为 t 时段乡镇级用电体 i 中可中断负荷持续不中断时间; $L_{i,t,\max}^{\text{Sh}}$ 为 t 时段乡镇级用电体 i 中可转移负荷的最大值; t_{2-t} 为相邻转移时段间隔; t_{Sh} 为最短转移间隔; $u_{ji,t}^{\text{de}}$ 和 $u_{ij,t}^{\text{de}}$ 为表示电量共享状态的布尔变量, $u_{ji,t}^{\text{de}}$ 为1时表示 t 时段乡镇级用电体 j 将剩余电量共享给乡镇级用电体 i ,为0时表示后者将剩余电量共享给前者, $u_{ij,t}^{\text{de}}$ 类似; $u_{it}^{\text{dw-pv}}$ 和 $u_{it}^{\text{pv-dw}}$ 为表示电量交易状态的布尔变量; $L_{\max}^{\text{rated}}$ 和 $L_{\min}^{\text{rated}}$ 分别为区域电网与乡镇级用电体间交换功率的上、下限。

部分研究^[3,11-12]采用二次函数模型如式(9)所示,通过流量计算梯级水电出力,梯级水电的水位约束、出力约束、流量约束以及上、下游水库水力联系约束如附录A式(A1)~(A7)所示;式(10)为分布式光伏发电的出力模型,本文采用场景生成法解决分布式电源的不确定性问题^[13];式(11)为电量平衡约束;式(12)为光伏最大出力约束;式(13)和式(14)分别为可中断负荷上、下限约束和各时段状态连续性约束;式(15)为可转移负荷一个时段的上、下限约束;式(16)为可转移负荷转移时间约束;式(17)为可转移负荷守恒约束;式(18)为电量共享的上、下限约束;式(19)表示2个乡镇级用电体之间在同一时段只能单向传输电量;式(20)表示乡镇联合体和区域电网在同一时段只能单向输送电量;式(21)表示区域电网与乡镇级用电体间输电线路容量约束。

2.2 考虑水光互补的区域电网日前优化模型

2.2.1 目标函数

本文区域电网收益来源是向乡镇联合体和主网售电,成本包括与乡镇联合体、主网的交易成本和抽水蓄能抽水储能总成本。本阶段目标为区域电网在满足自身负荷需求和购、售电波动约束的前提下实现经济效益最大。

$$\max G_2 = \sum_{t=1}^T (R_t^{\text{dw-pv}} + R_t^{\text{ms}} - C_t^{\text{mg}} - C_t^{\text{CH}}) \quad (22)$$

式中: G_2 为区域电网总效益; $R_t^{\text{dw-pv}}$ 为 t 时段区域电网向乡镇联合体售电的收益; R_t^{ms} 为 t 时段区域电网向主网售电的收益; C_t^{mg} 为 t 时段区域电网从主网购电的成本; C_t^{CH} 为 t 时段抽水蓄能电站抽水成本。

$$R_t^{\text{dw-pv}} = \lambda_t^{\text{dw-pv}} (L_t^{\text{dw-pv}} - L_t^{\text{pv-dw}}) \quad (23)$$

$$R_t^{\text{ms}} = \lambda_t^{\text{m}} L_t^{\text{ms}} \quad (24)$$

$$L_t^{\text{ms}} = L_t^{\text{pv-dw}} + L_t^{\text{p}} \quad (25)$$

$$L_t^{\text{mg}} = \begin{cases} u_{it}^{\text{dw-pv}} (L_t^{\text{dw-pv}} - L_t^{\text{p}}) & L_t^{\text{p}} < L_t^{\text{dw-pv}} \\ 0 & L_t^{\text{p}} = L_t^{\text{dw-pv}} \end{cases} \quad (26)$$

$$C_t^{\text{mg}} = \lambda_t^{\text{m}} L_t^{\text{mg}} \quad (27)$$

$$C_t^{\text{CH}} = C_t^{\text{d}} L_t^{\text{d}} \quad (28)$$

式中: $\lambda_t^{\text{dw-pv}}$ 为 t 时段水光互补系统 $1 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 电量的售电价; $L_t^{\text{pv-dw}}$ 为 t 时段乡镇联合体售给区域电网的剩余电量; $L_t^{\text{dw-pv}}$ 为 t 时段区域电网向乡镇联合体的售电

量; λ_t^m 为 t 时段区域电网向主网的售电价; L_t^{ms} 为 t 时段区域电网向主网的售电量; L_t^p 和 L_t^d 分别为 t 时段抽水蓄能机组的发电量和抽水量; u_{it}^{dw-pv} 为已知变量,由用电体内部优化模型求得; L_t^{mg} 为 t 时段区域电网从主网的购电量; C_t^d 为 t 时段抽水蓄能抽水成本单价。

2.2.2 约束条件

约束条件如下:

$$L_t^p + L_t^{mg} + L_t^{pv-dw} = L_t^d + L_{load}^{dw} + L_t^{ms} + L_t^{dw-pv} \quad (29)$$

$$\begin{cases} -5\% L_{t-1}^{mg} \leq L_t^{mg} - L_{t-1}^{mg} \leq 5\% L_{t-1}^{mg} \\ -5\% L_{t-1}^{ms} \leq L_t^{ms} - L_{t-1}^{ms} \leq 5\% L_{t-1}^{ms} \end{cases} \quad (30)$$

$$\begin{cases} \alpha_t^{pv} = (L_{t+1}^{pv-dw} - L_t^{pv-dw})/T \\ \alpha_t^{CH} = (L_{t+1}^p - L_t^p)/T \\ \alpha_t^c = \alpha_t^{pv} + \alpha_t^{CH} \end{cases} \quad t=1, 2, \dots, m \quad (31)$$

$$\begin{cases} -\beta_v \leq \alpha_t^c \leq \beta_v \\ -\beta_t \leq \max(L_t^p + L_t^{pv-dw}) - \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (L_i^p + L_i^{pv-dw}) \leq \beta_t \\ -\beta_g \leq \min(L_t^p + L_t^{pv-dw}) - \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (L_i^p + L_i^{pv-dw}) \leq \beta_g \end{cases} \quad (32)$$

式中: L_{load}^{dw} 为区域电网中的负荷; m 为采样时段数; α_t^{pv} 为 t 时段乡镇联合体中水光出力的波动率; α_t^{CH} 为 t 时段抽水蓄能电站发电变化率; α_t^c 为 t 时段抽水蓄能-水光互补后的发电变化率; β_v 、 β_t 和 β_g 分别为要求的互补后源侧总出力曲线变化率及其峰、谷值上限。

式(29)为区域电网的电量平衡约束。式(30)为购、售电波动率约束。根据互补性指标可以判断区域电网水光蓄互补出力变化率是否满足向主网售电的要求^[14]。式(32)为水光蓄互补约束,表示区域电网向主网售电时源侧总出力曲线变化率不得超过限值。抽水蓄能机组的运行特性约束如附录A式(A8)~(A12)所示。

3 乡镇联合体收益分配模型

多参与者合作模型效益分摊问题的求解方法有多种^[15],如最大最小费用MCRS(Minimum Cost Remaining Saving)法等。每个参与乡镇联合体的乡镇级用电体都希望自身分配的效益高,分摊的成本低,因此需保证乡镇联合体中各乡镇级用电体能够按照自身贡献公平公正地分配收益和分摊成本。乡镇联合体中各乡镇级用电体按集体统一决策决定其与其他用电体之间以及与区域电网之间的交换电量,这属于合作博弈问题,当乡镇级用电体数量较多时,计算的场景数量和难度呈指数增加,因此采用MCRS法进行乡镇联合体总效益在各乡镇级用电体间的分配。MCRS法按照参与联盟者愿意接受的最大收益和最小收益的差值的比例来分摊费用^[13]。将全体乡镇级用电体的集合记为大联盟 $N=\{1, 2, \dots, n\}$,其中 n 为乡镇级用电体总数。虚拟集合的费用为 $v(N)$,

$v(i)$ 和 $v(N \setminus \{i\})$ 分别为乡镇级用电体 i 单独运行时的费用和乡镇级用电体 i 没有加入集合 N 时的总费用。将乡镇级用电体 i 的单独优化效益和边际收益分别作为其最低分配效益 $x_{i, \min}$ 和最高分配效益 $x_{i, \max}$,如式(33)和式(34)所示。

$$x_{i, \min} = v(i) \quad (33)$$

$$x_{i, \max} = v(N) - v(N \setminus \{i\}) \quad (34)$$

采用MCRS法得到乡镇级用电体 i 的分配效益 x_i 为:

$$x_i = x_{i, \min} + \frac{x_{i, \max} - x_{i, \min}}{\sum_{j \in N} (x_{j, \max} - x_{j, \min})} \left(v(N) - \sum_{j \in N} x_{j, \min} \right) \quad \forall i \in N \quad (35)$$

4 求解算法

对本文模型求解的具体步骤如下。

1)采用场景分析法由原始光伏发电生成典型场景集。

2)输入光伏电站出力限值,梯级水电各时段天然入流、下泄流量和出力限值,刚性负荷,可控元素,市场电价和用户侧的分时电价等,计算目标函数 G_1 ,得到乡镇联合体内部优化结果并分析其电量是否有剩余。该模型决策变量为 u_{it}^{dw-pv} 、 u_{it}^{pv-dw} 、 u_{it}^l 、 u_{it}^{de} 、 u_{it}^{de} 、 $L_{it}^{pv, d}$ 、 L_{it}^{CHS} 、 L_{it}^{Tr} 、 L_{it}^{Tr} 、 L_{it}^{dw-pv} 、 L_{it}^{pv-dw} 、 L_{it}^l 、 L_{it}^{Sh} 、 L_{it, t_1, t_2}^o 。

3)开始区域电网的日前优化决策,输入抽水蓄能参数和市场电价等数据,再根据优化结果执行步骤4)。

4)若结果为乡镇联合体共享后仍有剩余电量,即 L_{it}^{pv-dw} ,则区域电网中的抽水蓄能可与剩余电量互补。判断水光蓄三者互补出力波动率是否满足向主网售电的波动率约束:若满足,则输出结果,售电量即为互补后的电量,由 L_{it}^{pv-dw} 与 L_t^p 相加求得;否则,计算目标函数 G_2 ,输出区域电网优化结果。若乡镇联合体内部优化调度结果为电量有缺口,则计算区域电网中抽水蓄能的调用量和其需要从主网购买的电量。该模型优化调度的决策变量为抽水蓄能机组在 t 时段的发电和抽水状态 u_{it}^d 、 u_{it}^p 以及 L_t^d 、 L_t^p 、 L_t^{ms} 、 L_t^{mg} 。

可中断负荷各时段的状态连续性约束中有非线性项,借鉴文献[16]的方法对该约束进行线性化处理:

$$\begin{cases} \theta(S_{on, it}^1) \sum_{\tau=t}^t u_{it}^1 \geq (u_{it}^1 - u_{it-1}^1) \eta(S_{on, it}^1) + \varepsilon(t-1) \theta_{j, 0} \\ \theta(S_{off, it}^1) \sum_{\tau=t}^t (1 - u_{it}^1) \geq (u_{it-1}^1 - u_{it}^1) \eta(S_{off, it}^1) + \varepsilon(t-1) \eta_{j, 0} \end{cases} \quad (36)$$

式中: $\varepsilon(t-1)$ 为单位冲击函数。令 ω 表示可中断负荷持续中断或不中断时间, $\theta(\omega, t)$ 、 $\eta(\omega, t)$ 、 $\theta_{j, 0}$ 、 $\eta_{j, 0}$ 如式(37)所示。

$$\begin{cases} \theta(\omega, t) = \min\{t + \omega - 1, T\} \\ \eta(\omega, t) = \min\{\omega, T - t + 1\} \\ \theta_{j,0} = u_{i1}^1 u_{i0}^1 \max\{0, S_{on, it}^1 - S_{on, it}^0\} \\ \eta_{j,0} = (1 - u_{i1}^1)(1 - u_{i0}^1) \max\{0, S_{off, it}^1 - S_{off, it}^0\} \end{cases} \quad (37)$$

式中: $S_{on, it}^0$ 和 $S_{off, it}^0$ 为前一天最后时段相关的中断状态量。

由此将偏远乡镇和区域电网的日前优化问题转化为混合整数线性规划问题, 本文根据上述模型进行编程并利用 MATLAB 2015a 中 CPLEX 商业软件包进行仿真求解, 以验证模型的有效性。

5 算例分析

5.1 基础数据

本文算例以四川某县水光蓄联合发电系统实际数据为基础, 为验证模型的合理性和有效性, 将该地区划分为3个乡镇级别的区域, 以夏季某日用电情况为例, 以 $\Delta t = 1$ h 为1个时段, 对全天共 $T = 24$ 个时段进行优化调度。首先各乡镇级用电体对内部资源进行聚合共享, 再由区域电网根据乡镇联合体的优化调度结果制定下一步决策方案。参与联盟的用户均同意进行与邻域的电量共享。算例中各参数如下。

1) 乡镇级用电体和区域电网负荷参数。

本文算例中的日负荷数据取自该县的实际数据, 该县各乡镇级用电体的日负荷曲线和可控负荷参数分别如附录A图A1和表A1所示。区域电网内部负荷参考文献[17]。

2) 光伏参数。

本文首先通过分析历史数据得到各场景下的光伏发电出力 and 概率, 再通过式(10)得到光伏发电出力预测值, 结果如附录A图A2所示。乡镇联合体某日光伏电站出力与负荷如附录A图A3所示。

3) 抽水蓄能和梯级水电参数。

区域电网中的变速恒频抽水蓄能机组蓄放电成本为 0.008 元 / (kW·h), 蓄电量上限为 30 MW·h, 初始容量为 10 MW·h, 其他参数如附录A表A1所示。梯级水电的售电价格以及在不同来水期的具体参数见文献[3]。

4) 电价参数。

将全天 24 h 的用电情况划分成高峰时段、平时段和低谷时段, 乡镇级用电体1和乡镇级用电体2采用工业电价, 乡镇级用电体3采用商业电价^[14]。区域电网与主网执行的分时电价体系以及乡镇联合体中可中断负荷的中断成本和可转移负荷的成本见文献[10]。各乡镇级用电体与区域电网的电价见文献[18]。过网费成本为区域电网与主网购、售电电价的差值。

5.2 优化结果分析

为了验证本文所提模型和方法的有效性, 设置

6个不同的对比场景如表1所示。

表1 仿真场景信息

Table 1 Information of simulation scenarios

场景	季节	水电水期	有无抽水蓄能	是否共享电量
1	夏季	丰水期	有	否
2	夏季	丰水期	有	是
3	夏季	丰水期	无	是
4	秋季	平水期	有	是
5	冬季	枯水期	有	是
6	夏季	无梯级水电	有	是

5.2.1 电量共享策略对优化结果的影响

各乡镇级用电体的负荷大小在不同时段存在明显差异, 因此可在该乡镇联合体内实现剩余电量的有效共享。附录A图A4为乡镇级用电体1在场景1下的功率平衡图, 可看出, 对各可控元素的合理调用使得乡镇级用电体1与外部区域电网的交易方式发生了很大变化: 在 $00:00 - 03:00$ 和 $20:00 - 24:00$ 光伏发电出力不足, 不能满足乡镇级用电体1的负荷需求, 其通过调用可中断负荷、可转移负荷和梯级小水电, 以及从其他乡镇级用电体获得电量的方式来减少自身电量的缺额, 减少从区域电网的购电量; 在 $08:00$ 和 $17:00 - 21:00$ 电价较高, 乡镇级用电体1向其他乡镇级用电体供电, 可以减少乡镇联合体的购电量以及增加向区域电网的售电量, 从而提高经济效益。

根据 MCRS 法, 效益分配结果见表2。由表可知: 单独交易时3个乡镇级用电体费用总计 1460 万元; 经本文模型优化, 各乡镇级用电体在单独交易时的效益均低于在乡镇联合体中参与电量共享时的交易效益。

表2 不同虚拟集合的效益

Table 2 Benefit of different virtual sets

虚拟集合	效益 / 万元	虚拟集合	效益 / 万元
{1}	565	{1, 3}	1014
{2}	452	{2, 3}	910
{3}	443	{1, 2, 3}	1595

场景1和场景3下乡镇级用电体3内可控负荷的调用情况如表3所示。由表可知, 电量共享的参

表3 场景1和场景3下乡镇级用电体3可控负荷的调用情况

Table 3 Dispatching condition of controllable loads for Township Level Power Consumer 3 under Scenario 1 and Scenario 3

可控负荷	调用次数	
	场景1	场景3
可中断负荷	5	3
可转移正负荷	7	6
可转移负负荷	8	5
总计	20	14

与使可控负荷的调用次数明显减少,由于可控负荷的调用成本较高,当乡镇级用电体电量出现缺口时首先从其他乡镇级用电体吸收功率,使资源在乡镇联合体内部被充分消耗,其次再考虑调用可控负荷。各可控元素通过协同配合共同提高了乡镇联合体的经济性。

图3为场景1下乡镇级用电体2的电量交换情况。在07:00—08:00、10:00—14:00、15:00—17:00和20:00—21:00,由于光伏发电出力不足,乡镇联合体中与乡镇级用电体2相邻的乡镇级用电体将剩余电量输送到乡镇级用电体2,满足其内部负荷需求。在其他光伏发电出力充足的时段,乡镇级用电体2在运营商的管控协调下将一部分电量贡献给存在电量缺口的乡镇级用电体,将另一部分电量售给区域电网。

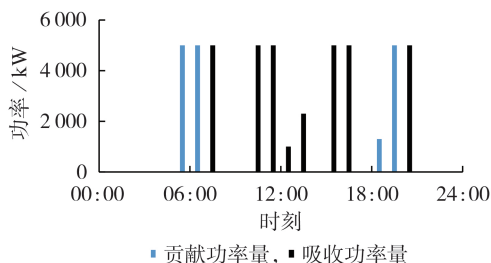


图3 场景1下乡镇级用电体2的电量交换情况

Fig.3 Power exchange condition of Township Level Power Consumer 2 under Scenario 1

5.2.2 不同来水期梯级水电对内部优化结果的影响

为充分对比不同季节的来水对水光互补系统运行收益的影响,对场景1丰水期、场景4平水期和场景5枯水期下乡镇联合体内部水光互补系统优化出力进行仿真分析,结果如表4所示。

表4 光伏发电利用率和效益

Table 4 Photovoltaic generation utilization and benefits

场景	效益 / 万元	光伏发电利用率 / %
场景1丰水期	1595.98	99.8
场景4平水期	1593.74	99.7
场景5枯水期	1592.35	99.2
不考虑梯级水电	1568.93	98.4

由于水电出力能力受到水资源的限制,丰水期、平水期、枯水期各个时间点的水光互补电量呈逐渐下降的趋势,丰水期的效益是最高的。在丰水期,梯级水电来水充足,乡镇级用电体在满足自身负荷和可控元素所需后将剩余电量售给区域电网,相比于不考虑梯级水电,效益得到明显提高;在平水期,梯级水电来水量减少,梯级水电的调节能力在一定程度上减弱,但仍能与光伏发电互补出力来提高光伏发电利用率;在枯水期,梯级水电的调节能力进一步减弱,对光伏发电利用率的提高程度有所下降,效益较丰水期降低,梯级水电的发电比例随着梯级水电

水量的减少而降低。

5.2.3 区域电网经济优化结果分析

乡镇联合体水光互补出力具有较大的波动性,电源质量较差,不能满足主网的购、售电波动约束。区域电网需调用抽水蓄能平滑水光出力波动,因此在得到乡镇联合体内部优化结果的基础上,进行梯级水光蓄互补运行电力系统仿真计算。

水光蓄联合发电系统与主网交换功率的仿真结果如图4所示,其中交换功率为正值时表示从主网购电,为负值时表示向主网售电。在00:00—07:00、09:00—10:00和18:00—24:00,区域电网从乡镇联合体购买的剩余电量远不及负荷需求,且这些时段的市场电价不高,此时缺额电量需从主网购买。在其余时段,市场电价高,抽水蓄能放水发电与购买的剩余电量互补后用以满足内部负荷需求,在有多余电能时区域电网向主网售电,从而获取相应收益。

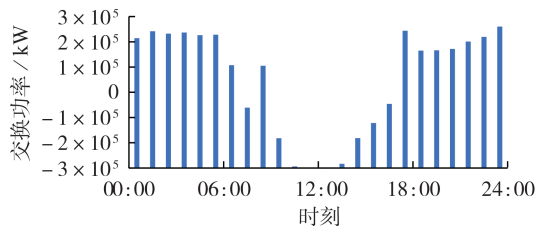


图4 电量交互情况

Fig.4 Power exchanging condition

对于水光蓄互补特性,本文分别从水光蓄互补和水光互补的角度对互补发电时的波动率进行分析,如表5所示。水光蓄互补时波动率低于水光互补时的波动率,这说明梯级水电、光伏发电和抽水蓄能三者联合发电功率输出的互补性优于水光互补功率输出的互补性。梯级水光蓄联合发电增加了区域电网的效益,平缓了区域电网与主网之间的购、售电波动。

表5 不同运行方式下的结果比较

Table 5 Comparison of results between different operation modes

运行方式	购、售电最大波动 / kW	波动率 / %	效益 / 万元
水光蓄互补	1738.876	2.8	1595.98
水光互补	2161.820	3.2	1521.83

6 结论

本文针对光能丰富和输电困难的偏远地区,考虑清洁能源出力的季节性和波动性,提出基于电量共享的梯级水光蓄联合发电系统的经济调度策略。通过对某县的实际算例分析得出以下结论。

1)参与电量共享的乡镇联合体可以有效整合各乡镇级用电体的资源,以集中优化的方式实现外部电网与本地资源的合理交易。

2)梯级水电出力、光伏发电出力和抽水蓄能三者合成功率输出的互补性高于水光功率输出的互补性,梯级水光蓄联合发电可以有效平抑光伏发电的波动性。调用抽水蓄能与水光出力互补可以削弱区域电网与主网进行电量交易时的功率波动。

3)在效益分配阶段,按参与共享的乡镇级用电体的贡献函数进行利益最优分配,可充分调动各成员参与联盟进行电量共享的积极性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 中国中央国务院. 进一步深化电力体制改革的若干意见[EB/OL]. [2020-08-31]. <http://www.chinapower.com.cn/newsarticle/1231/new1231828.asp>.
- [2] RAMESH M, SAINI R P. Dispatch strategies based performance analysis of a hybrid renewable energy system for a remote rural area in India[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 259: 120697.
- [3] 李健华, 刘继春, 陈雪, 等. 含可再生能源的多能互补发电系统容量配置方法[J]. 电网技术, 2019, 43(12): 4387-4398.
LI Jianhua, LIU Jichun, CHEN Xue, et al. Capacity allocation of multi-energy complementary system including renewable energy[J]. Power System Technology, 2019, 43(12): 4387-4398.
- [4] 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 Shiyu, 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.
- [5] 程海花, 寇宇, 周琳, 等. 面向清洁能源消纳的流域型风光水多能互补基地协同优化调度模式与机制[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(10): 61-70.
CHENG Haihua, KOU Yu, ZHOU Lin, et al. Collaborative optimal dispatching mode and mechanism of watershed-type wind-solar-water multi-energy complementary bases for clean energy absorption[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(10): 61-70.
- [6] 马实一. 风电-光伏-抽水蓄能联合优化运行模型建立与应用[J]. 供用电, 2018, 35(1): 80-85.
MA Shiyi. Modeling and application of combined optimization operation of wind power, photovoltaic generation and pumped storage station[J]. Distribution & Utilization, 2018, 35(1): 80-85.
- [7] 彭春华, 张金克, 陈露, 等. 计及差异化需求响应的微电网源荷储协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 1-7.
PENG Chunhua, ZHANG Jinke, CHEN Lu, et al. Source-load-storage coordinated optimal scheduling of microgrid considering differential demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 1-7.
- [8] 赵波, 包侃侃, 徐志成, 等. 考虑需求侧响应的光储并网型微电网优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(21): 5465-5474.
ZHAO Bo, BAO Kankan, XU Zhicheng, et al. Optimal sizing for grid-connected PV-and-storage microgrid considering demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(21): 5465-5474.
- [9] 任文诗, 高红均, 刘友波, 等. 智能建筑群电能日前优化共享[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2568-2577.
REN Wenshi, GAO Hongjun, LIU Youbo, et al. Optimal day-ahead electricity scheduling and sharing for smart building cluster[J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2568-2577.
- [10] 杨阳方, 刘继春. 计及电量互保策略的售电公司两阶段日前决策方法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 120-128.
YANG Yangfang, LIU Jichun. Two-stage decision-making method of retailers considering power transfer strategy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 120-128.
- [11] LIDGATE D, AMIR B H. Optimal operational planning for a hydro-electric generation system[J]. IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, 1988, 135(3): 169.
- [12] 刘方, 张粒子. 基于大系统分解协调和多核集群并行计算的流域梯级水电中长期调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(9): 2479-2491.
LIU Fang, ZHANG Lizi. Long term optimal operation of cascade hydropower based on multicore cluster parallel computing and large system decomposition-coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(9): 2479-2491.
- [13] 魏大钧, 张承慧, 孙波, 等. 基于分时电价的电动汽车充放电多目标优化调度[J]. 电网技术, 2014, 38(11): 2972-2977.
WEI Dajun, ZHANG Chenghui, SUN Bo, et al. A time-of-use price based multi-objective optimal dispatching for charging and discharging of electric vehicles[J]. Power System Technology, 2014, 38(11): 2972-2977.
- [14] 叶林, 屈晓旭, 么艳香, 等. 风光水多能互补发电系统日内时间尺度运行特性分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 158-164.
YE Lin, QU Xiaoxu, YAO Yanxiang, et al. Analysis on intraday operation characteristics of hybrid wind-solar-hydro power generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 158-164.
- [15] 李波, 杨灿军, 陈鹰. 基于合作对策的行业联合采购费用分摊研究[J]. 系统工程理论与实践, 2003, 23(11): 65-70.
LI Bo, YANG Canjun, CHEN Ying. Industry joint purchasing cost allocation based on n -person cooperation[J]. Systems Engineering-Theory & Practice, 2003, 23(11): 65-70.
- [16] MADRIGAL M, QUINTANA A D. Semidefinite programming relaxations for {0,1}-power dispatch problems[C]//1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Edmonton, AB, Canada: IEEE, 1999: 697-702.
- [17] ASKARI I B, AMERI M. Techno-economic feasibility analysis of stand-alone renewable energy systems (PV/bat, wind/bat and hybrid PV/wind/bat) in Kerman, Iran[J]. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 2012, 7(1): 45-60.
- [18] 温正楠, 刘继春. 风光水互补发电系统与需求侧数据中心联动的优化调度方法[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2449-2460.
WEN Zhengnan, LIU Jichun. A optimal scheduling method for hybrid wind-solar-hydro power generation system with data center in demand side[J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2449-2460.

作者简介:



夏依莎

夏依莎(1996—),女,山东菏泽人,硕士研究生,主要研究方向为清洁能源的优化与调度(E-mail:xiayisha1@163.com);

刘俊勇(1963—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统分析及电力市场等(E-mail:liujy@scu.edu.cn);

刘继春(1975—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统经济性分析及电力市场等(E-mail:jichunliu@scu.edu.cn);

李芸漫(1997—),女,四川阿坝人,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为配电网规划(E-mail:353885030@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

Optimal scheduling strategy of cascaded hydro-photovoltaic-pumped storage hybrid generation system based on electric energy sharing

XIA Yisha¹, LIU Junyong¹, LIU Jichun¹, LI Yunman¹, HAN Xiaoyan², DING Lijie², GAO Hongjun¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China)

Abstract: In order to carry out complementary economic optimization for multi-energy power generation system with pumped storage, cascaded hydropower and photovoltaic power stations in remote areas, a day-ahead coordinated optimal model of electric energy sharing among multiple township level power consumers is built, each power consumer in township consortium is managed and controlled harmoniously by the regional operators to realize economic and efficient formulation of power consumption plan. The pumped storage is used to further smooth the fluctuation of hydropower and photovoltaic power, the energy flow among township level power consumers, regional grid and main grid is optimized, and the benefit is allocated optimally according to the contribution function of township participating in sharing. Practical case analysis verifies the effectiveness of the proposed model and method.

Key words: cascaded hydro-photovoltaic-pumped storage hybrid generation system; township level power consumer; day-ahead scheduling; electric energy sharing; hydro-photovoltaic complementation

(上接第109页 continued from page 109)

Distributed optimal control of voltage in active distribution network with distributed photovoltaic

JIANG Tao, ZHANG Donghui, LI Xue, ZHANG Rufeng, LI Guoqing

(Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: As for the problem of voltage over-limit due to the high penetration of PV (Photo Voltaic) integrated into distribution network, a distributed optimal control strategy of voltage in active distribution network with distributed PV is proposed. Based on the branch flow model of distribution network and PV inverter control model, an optimal control model of voltage in active distribution network is formulated, which takes the minimum of the voltage deviation of each bus, PV curtailment and network loss as the objective. Then, SOC (Second-Order Cone) relaxation technique is employed to convert the developed model from nonconvex to convex model. In view of the disadvantages of high computation complexity and poor information privacy for the centralized optimal control, the distribution network partition is achieved based on the decomposition and coordination principle, and then the multi-region distributed cooperative optimization control framework of voltage based on ADMM (Alternating Direction Method of Multipliers) is constructed. Furthermore, to improve the convergence of the algorithm, an accelerated ADMM is proposed based on the residual balance principle and relaxation technique. Finally, the case analysis is conducted on the IEEE 33-bus test system, and the results show that the proposed method can effectively solve the problem of voltage over-limit, and reduce the network loss.

Key words: active distribution network; distributed photovoltaic; voltage optimization; second-order cone relaxation; distributed optimization; accelerated alternating direction method of multipliers

附录 A:

梯级水电出力约束:

$$V_i^{\min} \leq V_{i,t} \leq V_i^{\max} \quad (\text{A1})$$

$$V_{i,t} = V_{i,t-1} + (I_{i,t} - Q_{i,t}^H - S_{i,t}^d) \Delta t \quad (\text{A2})$$

$$L_i^{\text{CHS},\min} \leq L_{it}^{\text{CHS}} \leq L_t^{\text{CHS},\max} \quad (\text{A3})$$

$$Q_i^{\min} \leq Q_{i,t}^H \leq Q_i^{\max} \quad (\text{A4})$$

$$Q_{i,t}^{\min} \leq Q_{i,t}^H + S_{i,t}^d \leq Q_{i,t}^{\max} \quad (\text{A5})$$

$$S_{i,t}^d = 0 \quad (\text{A6})$$

$$I_{i,t} = Q_{i-1,t-\tau}^H + S_{i-1,t-\tau}^d + R_{i,t} \quad (\text{A7})$$

其中, V_{it} 为第 i 座水电站 t 时段库容; $V_i^{\max}$ 、 $V_i^{\min}$ 分别为第 i 座水电站库容的上、下限值; I_{it} 为第 i 座水电站 t 时段的入库流量; Q_{it}^H 为第 i 座水电站 t 时段的发电流量; $S_{i,t}^d$ 为第 i 座水电站 t 时段的弃水流量; Δt 为优化时间段; $L_i^{\text{CHS},\max}$ 、 $L_i^{\text{CHS},\min}$ 分别为第 i 座水电站出力的上、下限值; $Q_{\max,it}^H$ 、 $Q_{\min,it}^H$ 分别为第 i 座水电站 t 时段发电流量的上、下限值; $Q_{it}^{\max}$ 、 $Q_{it}^{\min}$ 分别为第 i 座水电站 t 时段下泄流量的上、下限值; R_{it} 为第 i 座水电站 t 时段的区间入流; τ 为第 $i-1$ 座水电站和第 i 座水电站间的水流时滞; $Q_{i-1,t-\tau}$ 为第 $i-1$ 座水电站 $t-\tau$ 时段的发电流量; $S_{i-1,t-\tau}^d$ 为第 $i-1$ 座水电站 $t-\tau$ 时段的弃水流量。式 (A1) 和式 (A2) 分别为库容约束和水量平衡约束; 式 (A3) 为水电出力约束; 式 (A4) 为梯级水电站的发电流量约束; 式 (A5) 为梯级水电站的下泄流量约束; 式 (A6) 为梯级水电站在平水期和枯水期的弃水约束, 此期间不允许弃水, 在丰水期允许梯级水电站有弃水; 式 (A7) 为上下游水库水力联系约束。

抽水蓄能机组的运行约束:

$$\begin{cases} 0 \leq L_t^p \leq u_t^p L_{\max}^p \\ 0 \leq L_t^d \leq u_t^d L_{\max}^d \end{cases} \quad (\text{A8})$$

$$E_t = E_{p,t-1} + \Delta t (\eta^p L_t^p - L_t^d / \eta^d) \quad (\text{A9})$$

$$E_{\min} \leq E_t \leq E_{\max} \quad (\text{A10})$$

$$u_t^p + u_t^d \leq 1 \quad (\text{A11})$$

$$E_1 = E_T \quad (\text{A12})$$

其中, $L_{\max}^p$ 和 $L_{\max}^d$ 分别为抽水蓄能机组的最大抽水蓄能量和最大放水出力; u_t^p 和 u_t^d 为 0-1 变量, 分别为抽水蓄能机组在时段 t 的发电和抽水状态; $E_{\min}$ 、 $E_{\max}$ 分别为抽水蓄能机组的最小、最大库容量; E_t 为抽水蓄能

机组在 t 时段的水库剩余容量； η^p 和 η^d 分别为抽水蓄能在抽水 and 发电状态下的水量电量转换系数。式（A8）为抽水蓄能系统最大允许充放电功率约束；由于抽水蓄能机组可以快速、频繁地调整出力，一般不考虑爬坡滑坡率约束和最小启停时间约束，但其受蓄能库容约束限制如式（A9）、（A10）所示；式（A11）为充电与放电转换约束，当 u_t^p 或 u_t^d 取值为 1 时，抽水蓄能机组处于发电或抽水工况，否则，抽水蓄能机组处于停机状态；式（A12）为抽水蓄能在一天的净充放电约束。

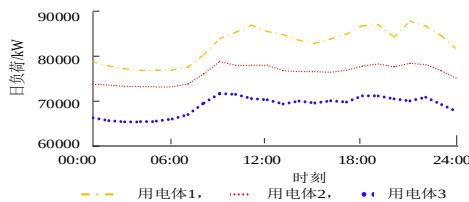


图 A1 各乡镇级用电体日负荷曲线

Fig.A1 Daily load curves of each township level power consumer

表 A1 可控元素及抽水蓄能参数

Table A1 Controllable factors and parameters of pumped-storage

乡镇级	可转移负	可中断负	两时间段间转	单个时段转移负	抽水蓄能最大发	抽水蓄能发电
用电体	荷下限/%	荷上限/%	移负荷上限/%	荷的总上限/%	电抽水功率/kW	抽水效率
1	1.10	3.10	1.75	4.05	5 000	0.85
2	0.95	3.05	1.90	4.10	5 000	0.85
3	1.00	2.80	1.80	3.80	5 000	0.85

注：上、下限均为占总负荷的百分比。

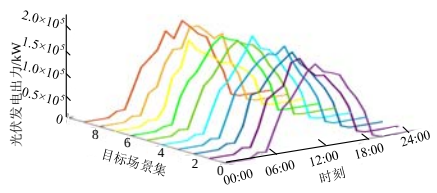


图 A2 光伏发电出力结果

Fig.A2 Results of photovoltaic generation output

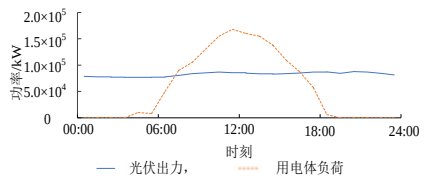


图 A3 乡镇联合体某日光伏发电出力与负荷曲线图

Fig.A3 Daily photovoltaic generation output and load of township consortium

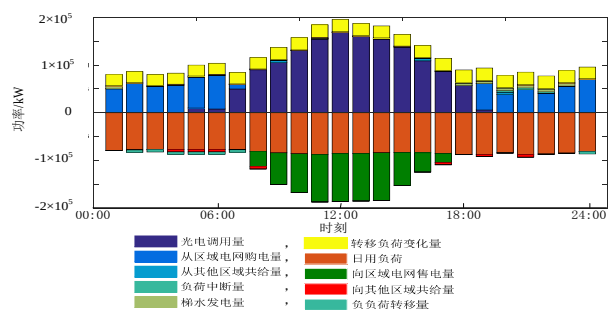


图 A4 场景 1 下乡镇级用电体 1 的功率平衡情况

Fig.A4 Power balance condition of township level power consumer 1 under scenario1