

بهینه‌سازی بهره‌برداری از مخازن با احتساب عوامل اقتصادی و قیمت انرژی برقابی

حامد مازندرانی زادهⁱ؛ سید جمشید موسویⁱⁱ؛ فریبرز پرتوی‌رادⁱⁱⁱ

چکیده

در این مقاله بهینه‌سازی بهره‌برداری از مخازن سدها به منظور تولید انرژی برقابی با لحاظ نمودن عوامل اقتصادی و قیمت بازار انرژی برق ارائه شده است. آگاهی از شدت واکنش مصرف‌کننده به تغییرات قیمت (کشش قیمتی) از جمله مهمترین مولفه‌های موثر در بازارهای رقابتی است. برای دست یافتن به رابطه‌ای که منطبق بر رفتار مصرف‌کننده ایرانی در برابر تغییرات قیمت انرژی باشد، کشش قیمتی تابع تقاضای انرژی برق با روش‌های مختلف تعیین شد. کشش قیمتی کالای برق در حدود ۰/۲ به دست آمد که بیانگر کشش کم برای کالای برق است. در ادامه با بهره‌گیری از معادله تابع تقاضا و نتیجه حاصل از برآورد کشش قیمتی برق، مدل بهینه‌سازی از نوع برنامه‌ریزی پویا با احتساب سیگنال‌های اقتصادی ناشی از نوسانات قیمت برق در تابع هدف مدل برای سد برقابی کارون ۵ توسعه یافت. مقایسه نتایج مدل‌های بهینه‌سازی در سناریوهای همراه با احتساب و عدم احتساب قیمت انرژی برق، حاکی از تاثیر قابل ملاحظه سیگنال‌های قیمتی در نتایج مدل بهره‌برداری است. همچنین در مدل‌های توسعه یافته براساس بازار انرژی، توزیع مناسب‌تر تولید انرژی در بین ماه‌های مختلف و افزایش تولید انرژی مطمئن مشاهده می‌شود.

کلمات کلیدی

بازار رقابتی انرژی، کشش قیمتی تقاضای برق، بهینه‌سازی، بهره‌برداری از مخزن و برنامه‌ریزی پویا

Optimization of Hydropower Reservoir Systems Operation Considering Economic Factors and Energy Prices

H. Mazandaranzadeha S. J. Mousavia F. Partovi

ABSTRACT

This paper deals with the optimization of operation of hydropower reservoir systems considering economic factors and market price of electricity. Consumer's response to the price variation (price elasticity) is one of the most important factors in competitive markets. First different economic methods are used to estimate the elasticity of electricity in the Iranian electricity market. The results reveal that price elasticity in Iran is about 0.2, which is low. Subsequently, a dynamic programming model was developed to optimize the operation of Karoon-5 hydropower dam reservoir system as a real case study, in which the value of hydropower generated in different seasons is obtained using the estimated elasticity. Comparison of results in two scenarios, i.e. with and without considering electricity market price, shows the significance of considering electricity price and its variations on results of the reservoir operation model. The operational model taking advantage of economic signals would better distribute energy production in different seasons and would increase the firm energy production.

ⁱ دانشجوی دوره دکتری، دانشکده عمران دانشگاه علم و صنعت ایران hzadeh@iust.ac.ir

ⁱⁱ دانشیار دانشکده عمران دانشگاه صنعتی امیرکبیر jmosavi@aut.ac.ir

ⁱⁱⁱ کارشناس ارشد اقتصاد، شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران

KEYWORDS

Competitive power firm, Price elasticity of power demand, optimization, reservoir operation, dynamic programming.

برقایی بررسی شود. مسیرهای مختلف تولید انرژی ماهانه که منجر به بیشترین مقدار سود حاصل از تولید انرژی می‌شوند بر اساس فرضیات فوق تعیین و مقایسه می‌شوند. به این منظور پس از ارائه مقدمه در بخش اول، کشش قیمتی تابع تقاضای انرژی برق نزد مصرف کننده ایرانی با بررسی آمارهای موجود وزارت نیرو در بخش دوم محاسبه شده است. در بخش سوم مدل‌های بهینه سازی بر اساس فرضیات مختلف با استفاده از مدل برنامه ریزی پویا ارائه شده است. در بخش چهارم مشخصات مطالعه موردی و در بخش پنجم تحلیل و مقایسه نتایج حاصل از اعمال مدل‌های بهینه سازی بر روی مطالعه موردی ارائه شده است. بخش ششم نیز به ارائه خلاصه ای از تحقیق و نتیجه گیری اختصاص یافته است.

۲- کشش قیمتی تابع تقاضای انرژی برق

کشش قیمتی تقاضا (ϵ) عبارت است از:

$$\epsilon = - \frac{\frac{d(D_x)}{D_x}}{\frac{d(P_x)}{P_x}} \quad (1)$$

که در آن D_x و P_x به ترتیب مقدار تقاضا و قیمت کالای x می‌باشند. بسته به اینکه کشش قیمتی تقاضا بزرگتر و یا کوچکتر از ۱ باشد، به ترتیب کالا پرکشش و کم کشش است. از ۴ روش مختلف برای تعیین کشش قیمتی برق نزد مصرف کننده ایرانی استفاده شده است:

۲-۱- محاسبه کشش قیمتی کالای برق در تحقیقات

قبلی

در مرجع [۱]، طی انجام تحقیقی با به کارگیری مدل سیستم تقاضای تقریباً ایده‌آل و استفاده از اطلاعات هزینه و درآمد خانوارهای شهری استان تهران در دوره زمانی ۱۳۶۶ تا ۱۳۷۳ کشش قیمتی تقاضای برق محاسبه شده است.

۲-۲- محاسبه کشش قیمتی با استفاده از تعریف کشش

در این روش از مفهوم کشش قیمتی که عبارت از نسبت تغییرات مصرف به تغییرات قیمت است استفاده می‌شود، یعنی:

$$\epsilon = - \left(\frac{D}{P} \frac{dP}{dD} \right) \times \frac{P}{D} \quad (2)$$

۱- مقدمه

امروزه در اکثر کشورهای پیشرفته جهان با شکل‌گیری و گسترش "بازار انرژی"، نظام عرضه و تقاضا از حالت دو بعدی خارج شده و بازار انرژی که وظیفه کنترل و مرتبط نمودن دو عنصر عرضه و تقاضا را بر عهده دارد به مجموعه فوق اضافه شده است.

محققان زیادی در مورد بازارهای رقابتی برق به پژوهش پرداخته‌اند. در مراجع [۹]-[۱۱] بازارهای روزانه انرژی بررسی شده است. در مرجع [۱۲] یک مدل زمانبندی تولید انرژی برقایی با هدف حداقل کردن هزینه‌های بهره برداری نیروگاه های حرارتی تحت قیود تقاضای آب و انرژی تشریح شده است. مرجع [۱۳] با تحلیل رفتار مصرف کننده در فصول گرانی به تخمین کشش قیمتی برق در بازار کشور برزیل پرداخته است. مرجع [۱۴] به بررسی توام مجموعه نیروگاه‌های حرارتی و برقایی پرداخته است. در مقاله مزبور با استفاده از برنامه ریزی پویای احتمالاتی و لحاظ عدم قطعیت در جریانهای ورودی ماهانه (برای نیروگاه های برقایی) و عدم ثبات قیمت سوخت (برای نیروگاه های حرارتی)، عملکرد توام این دو نیروگاه در تولید برق بهینه سازی شده است. در مرجع [۱۶] ضمن بیان شتاب حرکت بازارهای برق سراسر جهان به سوی بازارهای رقابتی، بررسی شیوه های جدید برنامه ریزی بهره برداری از مخازن که متناسب با فضای بازارهای رقابتی ایجاد شده‌اند پرداخته شده است. Ramos در مرجع [۱۵] با استفاده از مدل شبکه عصبی، به تدوین بازارهای انرژی پرداخت. هزینه‌های این بازار را تلفیقی از روشهای سنتی تعیین هزینه (جزئیات اجرایی تولید و توزیع برق) و تکنیکهای مدرن اقتصادی برای مدل کردن بازار فروش انرژی تشکیل می‌دهد. در مرجع [۱۷] Ventosa و همکاران به بررسی تاثیر عدم قطعیت جریان ورودی، بر نحوه قیمت گذاری و معاملات در بازارهای رقابتی برق پرداخته اند. ایشان در این تحقیق با استفاده از برنامه پویای احتمالاتی، مدلی برای تخمین و تعیین قیمت برق بر اساس میزان بارش و دبی آب ورودی به مخازن سدها ارائه نمودند.

در این مقاله سعی شده با حرکت از سیستمی متشکل از ۲ عنصر عرضه و تقاضا با هدف «تولید به منظور ارضای تقاضا»، به سمت سیستم ۳ عاملی که متشکل از سه عنصر عرضه، بازار و تقاضا است، مسأله بهره‌برداری از یک مخزن

جدول (۱): مقایسه کشتش قیمتی به دست آمده از روش های مختلف

روش	مختلف		
	خانگی	صنعتی	کلیه مصارف
استفاده از مفهوم کشتش قیمتی	۰/۱۱	۰/۲	۰/۳۵
روش لگاریتمی	۰/۵۸	۰/۷۴	۰/۷۹
استفاده از درآمد نهایی	۰/۳	۰/۵۵	۰/۴۴
مرجع [۱]	۰/۴۴	-	-

بررسی جدول (۱) نشان می‌دهد که کشتش قیمتی محاسبه شده از کلیه روش ها کمتر از یک است. گرچه ممکن است اعداد حاصل برای کشتش قیمت برق با روش های مختلف بصورت مطلق با هم متفاوت باشند، این تفاوت بایستی به صورت نسبی با یکدیگر سنجیده شوند. از این نقطه نظر نتایج همه روش ها بر کم کشتش بودن کالای برق تاکید دارند. تفاوت کشتش حاصل از هر روش بخشی به عدم وجود و کفایت (طول آماری) داده ها و اطلاعات مورد نیاز از تمامی عوامل تاثیر گذار در محاسبه کشتش برق و بخشی نیز به پیش فرض های متفاوت در هر یک از روش ها مربوط می‌گردد. از آنجا که در تحقیق [۱] با استفاده از روش های پیچیده آماری کلیه عوامل تاثیر گذار بر رفتار مصرف کننده برق نظیر افزایش جمعیت، روند صنعتی شدن و... از آمارها حذف شده‌اند و در نهایت واکنش مصرف کننده فقط به تغییرات قیمتی برق به دست آمده است، در ادامه این تحقیق از نتایج تحقیق [۱] به عنوان کشتش قیمتی استفاده شده است.

۳- مدل بهینه سازی بهره‌برداری از مخزن

در این بخش سعی شده است با استفاده از آمار و اطلاعات مصرف، آگاهی از رفتار مصرف کننده (نتایج بخش گذشته) و ماهیت تولید انرژی برقی (شرکت در تامین بار مصرف پیک)، سیاست بهره برداری از مخزن به گونه ای تنظیم شود که در طی دوره بهره برداری منجر به دستیابی به حداکثر ارزش آب گردد. با توجه به فرضیات فوق در ادامه یک مدل بهینه‌سازی بهره‌برداری از نوع برنامه ریزی پویا (DP) توسعه یافته است. برنامه ریزی پویا روشی است که توسط Bellman بطور گسترده بسط یافته است [۷]. در این روش، بهینه سازی به یک فرایند تصمیم گیری چند مرحله ای تبدیل می‌شود [۲]. این روش بطور وسیعی در بهینه سازی سیستم های منابع آب مورد استفاده قرار گرفته است. جامعیت و انعطاف پذیری این مدل در پذیرش توابع غیرخطی و طبیعت غیر قطعی سیستم های منابع آب سبب کاربرد گسترده آن در این زمینه شده

که در آن D_n و P_n به ترتیب مصرف سرانه و قیمت برق در سال n می‌باشند. با داشتن چند مرتب پیایی از مصرف سالانه و متوسط قیمت متناظر با آن، (D_n, P_n) می‌توان به محاسبه کشتش قیمتی پرداخت.

۲-۳- محاسبه کشتش قیمتی به وسیله رگرسیون لگاریتمی

با ایجاد رابطه لگاریتمی بین متغیرهای D, P, X, Y و غیره نظیر (۳) و تغییر آن به شکل ضربی (۴):

$$\ln(D) = a + b\ln(P) + c\ln(X) + d\ln(Y) + \dots \quad (3)$$

$$D = kP^b X^c Y^d \dots \quad (4)$$

که در آنها D و P به ترتیب مصرف کل سالانه برق و متوسط قیمت سالانه برق، X, Y متغیرهای دلخواهی نظیر متوسط سرانه درآمد سالانه خانوار، میزان آب ورودی به پشت سد و... می‌باشند. a, b, c ضرایب ثابت رابطه فوق می‌باشند. به سادگی نشان داده می‌شود که [۴]:

$$\varepsilon = -b \quad (5)$$

یعنی کشتش قیمتی با منفی ضریب $\ln(P)$ در رابطه رگرسیون برابر است.

۲-۴- محاسبه کشتش قیمتی با استفاده از مفهوم درآمد نهایی

درآمد نهایی عبارت است از تغییرات در درآمد کل به ازای یک واحد تغییر تولید. رابطه زیر میان درآمد نهایی، قیمت و کشتش قیمتی تقاضا برقرار است [۴]:

$$MR = P(1 + \frac{1}{\varepsilon}) \quad (6)$$

که در این رابطه MR درآمد نهایی، P قیمت و ε کشتش قیمتی تقاضا است. با توجه به اینکه متغیرهای درآمد نهایی نیروگاه ها و قیمت برق مطابق آمارهای سالانه وزارت نیرو [۵] و [۶] قابل محاسبه هستند، می‌توان به محاسبه کشتش قیمتی تقاضا پرداخت.

۲-۵- جمع بندی نتایج روش های مختلف در تعیین

کشتش قیمتی تقاضای برق

جدول (۱) نتایج کشتش های قیمتی به دست آمده از روش های فوق را نشان می‌دهد.

است. از این روش می‌توان در بهینه سازی سیستم های ساده تک مخزنی تک منظوره تا سیستم های پیچیده چند مخزنی چند منظوره استفاده نمود. یکی از مزایای عمده این برنامه ریزی تبدیل مسائل مرکب بسیار پیچیده با تعداد متغیرهای بسیار زیاد، به یک سری مسائل ساده است که باید به صورت برگشتی حل شوند. هنگامی که منافع مستقل و جمع پذیر باشند، معادله بازگشتی نمونه در برنامه ریزی پویای پسرور را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$f_n(x_n) = \max_{d_n} [r_n(x_n, d_n) + f_{n-1}(x_{n-1})] \quad (7)$$

که در آن x متغیر حالت، d متغیر تصمیم، r تابع سود، n یک مرحله، $x_{n-1} = t_n(x_n, d_n)$ معادله انتقال مرحله و $f_0(x_0)$ برای تمامی حالت های نهایی مشخص است. مسائل DP را می‌توان به صورت های پسرور و پیشرو حل نمود.

مدل ارائه شده برای بهینه سازی بهره‌برداری از مخزن را می‌توان در قالب معادله بازگشتی DP زیر و محدودیت‌های معمول مخازن نوشت:

$$f(S_t) = \max_{R_t} \{Re_t(R_t, S_t) + f^*(S_{t-1})\}$$

$$\forall t = 1 \dots T$$

st :

$$S_{t+1} = S_t + I_t - R_t$$

$$S_t \geq S_{\min}$$

$$S_t \leq S_{\max}$$

$$R_t \geq 0$$

$$R_t \leq R_{\max}$$

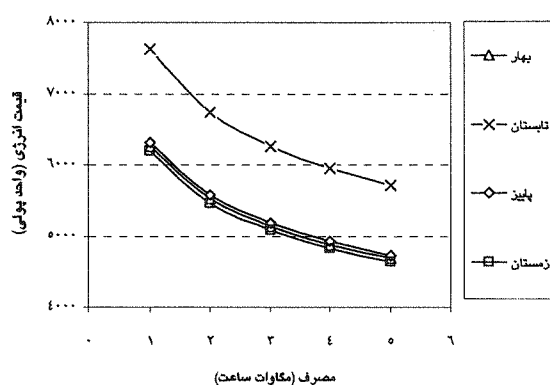
$$\text{All variables} \geq 0$$

که در آن S_t : حجم مخزن در شروع ماه t ، R_t : مجموع جریان خروجی از مخزن در طول ماه t (با در نظر گرفتن سرریز)، R_{\min} : حداقل خروجی مخزن، R_{\max} : حداکثر خروجی مخزن، S_{\min} : حداقل حجم مخزن، S_{\max} : حداکثر حجم مخزن و $Re_t(R_t, S_t)$ سود ناشی از رها سازی آب در ماه t .

در برنامه ریزی تولید برق با تقسیم سال به ۳۶ ناحیه باری متشکل از ۱۲ ماه (به لحاظ زمانی) و ۳ حالت مطمئن پیک، تولید مطمئن غیر پیک و تولید ثانویه (به لحاظ نحوه تولید)، برای هر ناحیه باری یک منحنی تقاضای جداگانه تعیین می‌شود.

در این تحقیق با حذف حالت تولید مطمئن غیر پیک در برنامه‌ریزی تولید، حالت های تولید به دو حالت مطمئن و ثانویه تقلیل یافته است. در بخش های گذشته کشش قیمتی برق به طور سالانه به دست آمد و اطلاعاتی از کشش قیمتی ماهانه برق

به دست نیامد. نسبت دادن کشش قیمتی سالانه به ماه های سال باعث بروز خطا در محاسبات می‌شود. با اغماض از این خطا و با تقسیم سال به ۴ فصل و با فرض اینکه کشش قیمتی هر فصل برابر کشش قیمتی سالانه باشد، سال را به ۴ ناحیه زمانی (فصل) تقسیم کرد. نتایج نشان می‌دهد که منحنی‌های تقاضا در سه فصل بهار، پاییز و زمستان بر یکدیگر منطبق می‌باشند و منحنی تقاضای مربوط به فصل تابستان اختلاف فاحشی با سایر منحنی‌های تقاضا دارد. بنابراین، به نظر می‌رسد تقسیم سال از لحاظ زمانی به دو ناحیه تابستان و غیر تابستان به جای تقسیم سال به ۴ ناحیه زمانی، کافی باشد. این ساده سازی باعث ایجاد کاهش حجم محاسبات نیز می‌شود. شکل (۱) منحنی های تقاضای فصلی را که منعکس کننده قیمت برق بر اساس میزان عرضه می‌باشد نمایش میدهد.



شکل (۱): منحنی‌های تقاضای فصلی

بنابراین با توجه به دو مرحله ساده سازی فوق، می‌توان به جای تقسیم سال به ۳۶ ناحیه باری، با اغماض سال را به ۴ ناحیه باری: مطمئن تابستان، مطمئن غیر تابستان، غیر مطمئن تابستان و غیر مطمئن غیر تابستان تقسیم کرد.

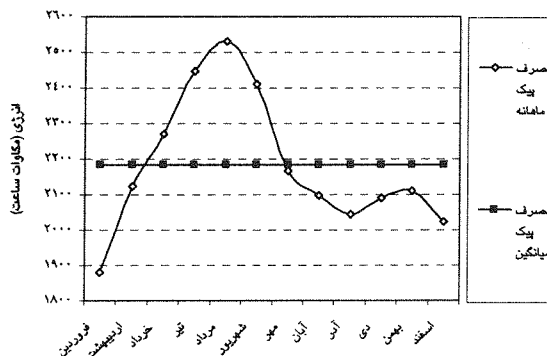
در معادله بازگشتی DP به عبارت سود (Re_t) به طور کلی اشاره شده است، اما به منظور مقایسه میان توابع هدف گوناگون، گزینه‌های مختلف زیر به عنوان تابع سود ناشی از رها سازی آب مورد بررسی قرار گرفته‌اند. یادآور می‌شود که میزان هزینه ها یکسان و برابر فرض شده و از تابع هدف کنار گذاشته شده و بنابراین میزان درآمد جایگزین میزان سود شده است.

۳-۱- حداکثر سود با توجه به تغییرات مصرف پیک در

ماه های مختلف (سناریو ۱)

تعیین نسبت قیمت انرژی برق در ماه های مختلف بر اساس رفتار مصرف‌کننده، از مباحث حائز اهمیت و تاثیرگذار بر سیاست های بهره‌برداری از مخزن به شمار می‌آید. برای

دستیابی به ارزش نسبی قیمت انرژی برق در ماه های مختلف، از آمار ساعتی مصرف برق در سال ۱۳۸۰ استفاده شده است. با تفکیک ساعات مصرف هر ماه و مرتب کردن آنها به ترتیب نزولی، مجموع ۱۲۰ ساعت پر مصرف هر ماه (۴ ساعت پر مصرف هر روز)، مجموع مصرف پیک هر ماه را نشان می‌دهد. شکل (۲) مجموع مصرف ساعات پیک هر ماه و میانگین مصرف پیک کل ماه های سال ۱۳۸۰ را نمایش می‌دهد.



شکل (۲): مصرف پیک ماهانه و میانگین مصرف پیک

به منظور یافتن قیمت انرژی ماهانه متناسب با میزان مصرف، از روابط زیر استفاده شده است. از آنجا که هدف، تعیین قیمت ماهانه به نحوی است که مصرف پیک تعدیل شود، بنابراین مصرف نهایی همه ماه ها برابر مصرف میانگین پیک ماهانه و قیمت نهایی به عنوان مجهول فرض شده است. همچنین وضعیت قیمت گذاری فعلی و میزان مصرف پیک ماهیانه به عنوان مقادیر ابتدایی قیمت و مصرف جایگذاری شده است.

$$\frac{dD}{D} = \varepsilon \rightarrow \frac{\frac{D_{in} - D_{final}}{D_{in}}}{\frac{P_{in} - P_{final}}{P_{final}}} = \varepsilon$$

$$\rightarrow \frac{P_{in} - P_{final}}{P_{final}} = \frac{D_{in} - D_{final}}{D_{in}} \times \varepsilon \quad (9)$$

$$P_{in} = 1$$

$$\therefore P_{final} = 1 + \varepsilon \frac{D_{in} - D_{final}}{D_{in}}$$

که در آن D_{in} : مصرف پیک ماهانه انرژی، D_{final} : مقدار میانگین مصرف پیک انرژی، P_{in} : قیمت اولیه (فعلی) انرژی که برابر ۱ واحد پولی تعیین شده است و P_{final} : قیمت ماهانه پیشنهادی انرژی. بنابر انتظار، قیمت انرژی در ماه های پر

مصرف بیشتر و در ماه های کم مصرف کمتر از قیمت میانگین به دست آمد. قیمت های ماهانه به دست آمده به این روش، وابستگی کامل به مقدار کشش قیمتی تعیین شده دارند.

سود در این سناریو، برابر است با مجموع سود حاصل از تولید انرژی مطمئن و انرژی ثانویه، از این رو در (۸)، به جای Re_t از (۱۰) جایگذاری خواهد شد.

$$Re_t = A * Pr(t) * (E_{firm})_t + Pr(t) * (E_{sec})_t \quad (10)$$

که در آن A : نسبت ارزش انرژی مطمئن به انرژی ثانویه، $Pr(t)$ قیمت برق در ماه t ، $(E_{firm})_t$ و $(E_{sec})_t$ به ترتیب مقدار انرژی مطمئن و انرژی ثانویه تولید شده در ماه t می‌باشد.

۲-۳- حداکثر سود با استفاده از منحنی های تقاضا (سناریو ۲)

در سناریو اول فرض شد که قیمت انرژی در هر یک از ماه های سال در طی کل دوره (۲۴ سال) مقدار ثابتی است، در حالی که یکی از مشخصات اصلی بازارهای رقابتی انرژی عدم ثبات قیمت ها است. بنابراین استفاده جامع تر از خواص منحنی تقاضا، در این بخش مد نظر قرار گرفت. در این شرایط نیز نظیر بخش قبل، درآمد به دست آمده حاصل ضرب انرژی تولید شده در قیمت انرژی می‌باشد، با این تفاوت که در هر مرحله قیمت انرژی با توجه به مقدار و زمان تولید، از منحنی تقاضای مربوطه (شکل ۱) استخراج می‌شود. سود ناشی از رها سازی آب در معادله بازگشتی برنامه ریزی پویا (۸) عبارت است از:

$$Re_t = A * Pr(t) * (E_{firm})_t + Pr(t) * (E_{sec})_t \quad (11)$$

۳-۳- حداکثر سود با لحاظ نمودن میزان تمایل به پرداخت (سناریو ۳)

هر مصرف کننده ترجیح می‌دهد با مصرف هر چه بیشتر یک کالا در سطح قیمت پایین تر، به مطلوبیت بیشتری دست یابد. احساس رضایت مصرف کننده را می‌توان با سطح زیر منحنی تقاضای آن کالا مرتبط دانست. این مطلوبیت در مباحث اقتصاد خرد با شاخصی معروف، تحت عنوان تمایل به پرداخت (Willingness To Pay) شناخته می‌شود. در این مدل بر خلاف روش های قبلی سود و عایدی حاصل از عرضه انرژی برای تولید کننده مطرح نبوده و فقط منافع مصرف کننده از طریق احساس مطوبیت در وی لحاظ شده است. در این بخش معادله سود به کار رفته در تابع هدف مدل بهینه سازی (۸) عبارت است از:

$$Re_t = A \times \int_0^t (E_{firm})_t F(E_{firm})_t + \int_0^t (E_{sec})_t F(E_{sec})_t \quad (12)$$

که در آن $F(E_{firm})_t$ و $F(E_{sec})_t$ به ترتیب نشان دهنده مطلوبیت ایجاد شده در مصرف‌کننده در اثر مصرف انرژی مطمئن و انرژی ثانویه در ماه t و E_t انرژی کل تولیدی در ماه t می‌باشد.

۴- مطالعه موردی

به منظور اجرای مدل‌های یاد شده، سد کارون ۵ (در حال مطالعه) از حوزه آبریز کارون به عنوان مطالعه موردی انتخاب شده است. رودخانه کارون به عنوان مهمترین و پرآب‌ترین منبع آبی کشور محسوب می‌گردد. مساحت حوزه آبریز سد ۱۰۱۸۶ کیلومتر مربع و آبدهی میانگین سالانه آن برابر ۱۱۳/۶ مترمکعب بر ثانیه یا ۳۵۸۵ میلیون متر مکعب در سال می‌باشد. همچنین بارندگی میانگین حوزه ۶۱۳ میلیمتر در سال است. بیشترین و کمترین حجم مخزن به ترتیب به مقادیر ۲۰۱۳ و ۱۲۲۰ میلیون متر مکعب می‌رسد.

۵- تحلیل و مقایسه نتایج

در این بخش نتایج حاصل از اجرای مدل‌های ذکر شده در بخش (۳) ارائه می‌شود.

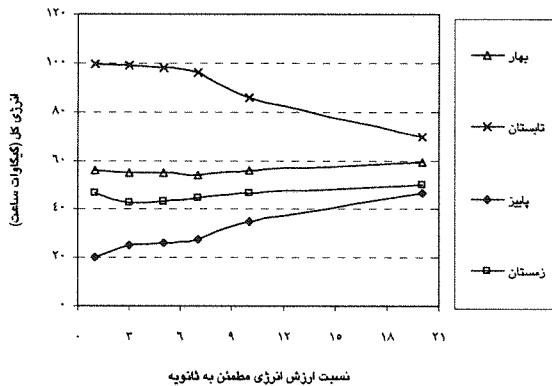
۱-۱- نتایج سناریو ۱

برای مقایسه اثر کشش قیمتی بر روند تولید، از دو کشش قیمتی ۰/۱۸ و ۰/۴۴ استفاده شده است. جدول (۲) قیمت‌های ماهانه حاصل از به کارگیری کشش‌های قیمتی ۰/۱۸ و ۰/۴۴ را بیان می‌نماید. مدل در حالت‌هایی که نسبت ارزش انرژی مطمئن به ثانویه که آن را A می‌نامیم برابر ۱، ۳، ۵، ۷، ۱۰ و ۲۰ باشد، اجرا شده است. نتایج نشان می‌دهد که:

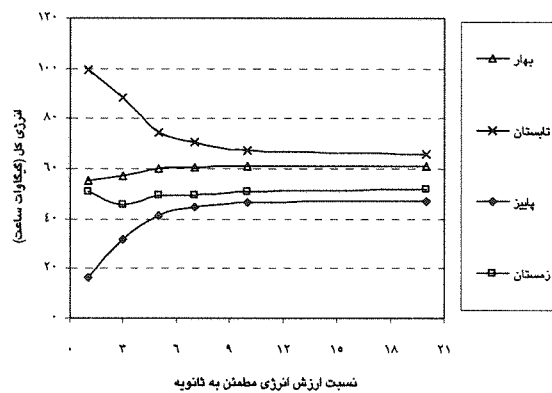
۱- تغییرات ایجاد شده در روند تغییرات شاخص‌ها در فصل تابستان بسیار بیشتر از سایر فصول است (شکل‌های ۳ الی ۶)؛ زیرا در مقادیر کوچک A ، اثر سیگنال‌های قیمتی غالب می‌باشد و به تدریج و با افزایش A ، از اثر سیگنال‌های قیمتی کاسته و به اثر نسبت ارزش انرژی مطمئن افزوده می‌شود. در این شرایط مدل در جهت کسب سود بیشتر اقدام به افزایش انرژی مطمئن بیشتر و در نتیجه به توزیع انرژی تولیدی در بین فصول اقدام می‌نماید.

۲- تغییرات شاخص‌های تولید در حالت کشش قیمتی ۰/۴۴ در دامنه کوچکتری از تغییرات A نسبت به حالت کشش قیمتی ۰/۱۸ رخ می‌دهد؛ زیرا در حالت کشش قیمتی ۰/۱۸ به علت شدت

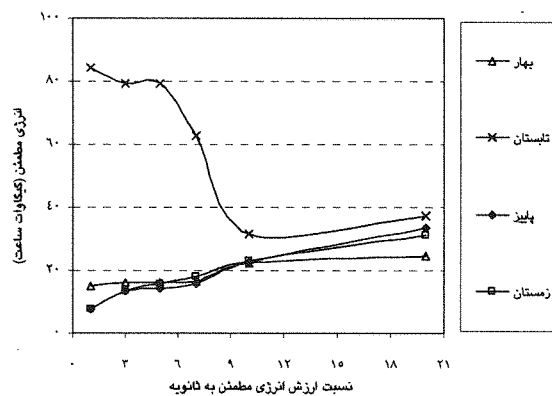
زیاد سیگنال‌های قیمتی، تاثیر عامل ارزش انرژی مطمئن به ثانویه کاهش یافته و در مقادیر بزرگتری از A می‌تواند بر اثر سیگنال‌های قیمتی غلبه یابد. با افزایش نسبت ارزش انرژی مطمئن به ثانویه اثر سیگنال‌های قیمتی بر روند تولید انرژی کاهش می‌یابد و شاهد رفتار یکسان مدل در دو حالت می‌باشیم.



شکل (۳): روند تغییرات تولید انرژی کل فصلی در حالت کشش قیمتی ۰/۱۸



شکل (۴): روند تغییرات تولیدی انرژی کل فصلی در حالت کشش قیمتی ۰/۴۴



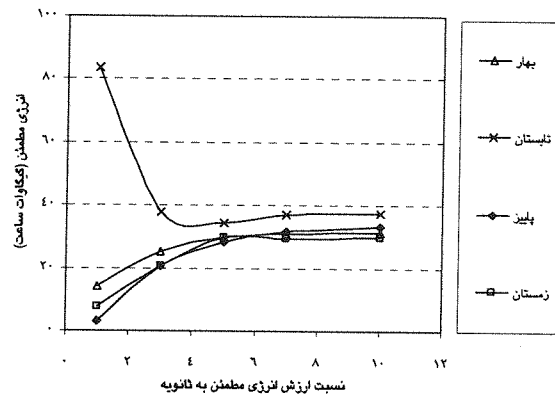
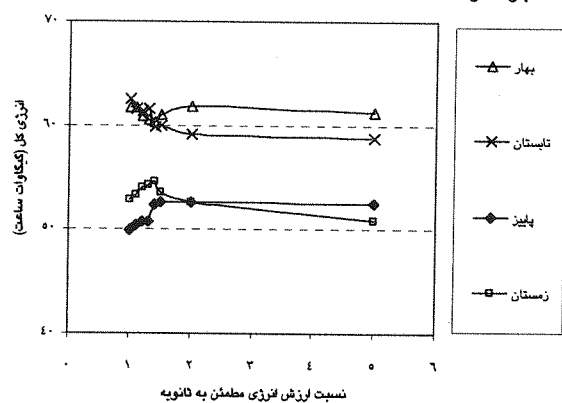
شکل (۵): روند تغییرات تولید انرژی مطمئن فصلی در حالت کشش قیمتی ۰/۱۸

جدول (۲): قیمت ماهانه انرژی منتج از کشتش قیمتی ۰/۱۸ و ۰/۴۴ بر اساس واحد پولی

کشتش قیمتی	اسفند	بهمن	دی	آذر	آبان	مهر	شهریور	مرداد	تیر	خرداد	اردیبهشت	فروردین
۰/۱۸	۰/۶	۰/۸	۰/۸	۰/۶	۰/۸	۱/۰	۱/۶	۱/۹	۱/۷	۱/۲	۰/۸	۰/۲
۰/۴۴	۰/۷	۰/۸	۰/۹	۰/۹	۰/۹	۰/۹	۱	۱/۲	۱/۴	۱/۳	۱/۱	۰/۹

بیشترین سود ممکن دست یافته است.

۳- بررسی نتایج مربوط به تولید متوسط انرژی کل و انرژی مطمئن فصل تابستان نشان می‌دهد، این فصل از نظر تولید در هر دو مورد تولید انرژی کل و انرژی مطمئن فصلی در رتبه اول نسبت به سایر فصول قرار دارد. علت این امر را می‌توان در قیمت بیشتر انرژی برقی در فصل تابستان جستجو نمود.



شکل (۶): روند تغییرات تولید انرژی مطمئن فصلی در حالت کشتش قیمتی ۰/۴۴

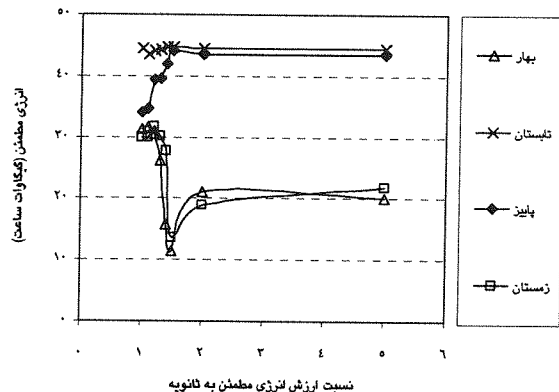
۲-۵ نتایج سناریو ۲

مدل در حالت هایی که نسبت ارزش انرژی مطمئن به ثانویه برابر ۰/۱، ۰/۲، ۰/۳، ۰/۴، ۰/۵، ۰/۶، ۰/۷، ۰/۸، ۰/۹ و ۱۰۰ باشد، اجرا شده است. در این حالت قیمت انرژی برقی در هر ماه با استفاده از معادله تقاضا و میزان تولید، محاسبه می‌شود. نتایج حاصل از این سناریو نشان می‌دهد که:

۱- به طور کلی تغییرات شاخص های انرژی کل و مطمئن فصلی در دامنه نسبتاً کوچکی از تغییرات A رخ می‌دهند و افزایش A بیش از ۱۰۰ درصد تاثیری بر روند تولید ندارد.

۲- بررسی نتایج مربوط به تولید انرژی کل و مطمئن فصل بهار نشان می‌دهد، علی‌رغم تولید بیشترین مقدار انرژی کل در این فصل نسبت به سایر فصول، تولید انرژی مطمئن در این فصل از رتبه مناسبی در میان فصول برخوردار نیست (شکل های ۷ و ۸). با مهیا بودن زمینه مساعد تولید انرژی (بارش زیاد) در فصل بهار و عرضه زیاد، قیمت ماهانه انرژی در این فصل رو به کاهش می‌گذارد. از آنجا که نسبت ارزش انرژی مطمئن به ثانویه برابر A فرض شده و مدل با تولید هر واحد انرژی مطمئن به جای انرژی ثانویه A برابر سود می‌کند، مدل ترجیح می‌دهد انرژی مطمئن را در شرایطی تولید نماید که انرژی از قیمت بالایی برخوردار باشد. بنابراین با سوق دادن تولید انرژی ثانویه به فصل بهار و سوق دادن تولید انرژی مطمئن به فصلی با تولید انرژی کل کمتر (نظیر پاییز) به

شکل (۷): روند تغییرات متوسط انرژی کل فصلی



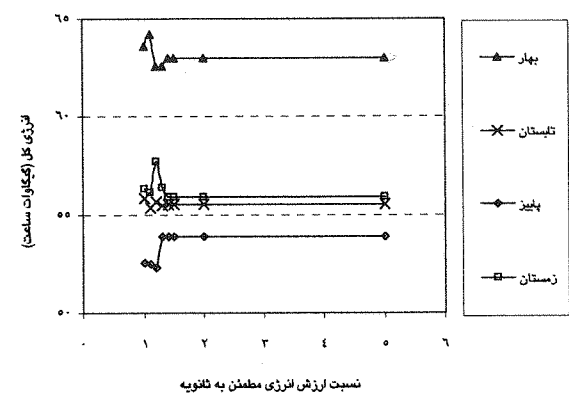
شکل (۸): روند تغییرات متوسط انرژی مطمئن تولیدی فصلی

۳-۵ نتایج سناریو ۳

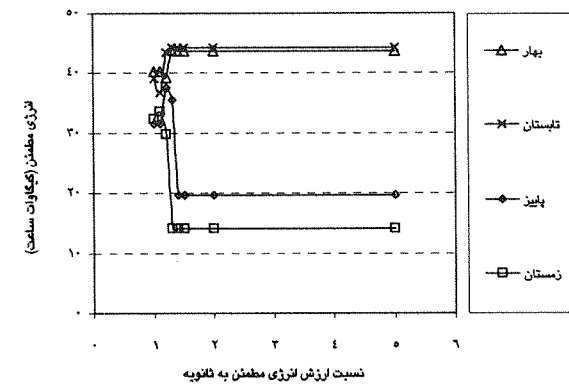
در این سناریو بر خلاف سایر سناریوهای قبلی که به بررسی و تعیین نحوه تولید با هدف افزایش سود تولید کننده می‌پرداختند، سود مصرف کننده مد نظر قرار گرفته است. به این منظور از سطح زیر منحنی تقاضا و شاخص تمایل مصرف کننده به پرداخت استفاده شده است. بنابراین در این سناریو از

قیمت انرژی اثری نیست و بهینه سازی سطوح ماهانه تولید به نحوی انجام می‌شود که در کل دوره ۳۴ ساله بیشترین سطح از مطلوبیت در مصرف کننده ایجاد شود. مدل در حالت هایی که نسبت انرژی مطمئن به ثانویه برابر ۱، ۱/۱، ۱/۲، ۱/۳، ۱/۴، ۱/۵، ۲، ۵ و ۱۰ باشد اجرا شده است. نتایج حاصل از این سناریو نشان می‌دهند که:

- ۱- به طور کلی تغییرات شاخص‌ها در دامنه بسیار کوچکی از تغییرات A رخ می‌دهند و افزایش بیشتر از ۲۰ درصد A تاثیری بر روند تولید ندارد (شکل های ۹ و ۱۰).
- ۲- با توجه به مدل ریاضی تابع هدف انتخاب شده (سطح زیر منحنی تابع تقاضا)، مدل در راستای کسب بیشترین عایدی، از تولید در مقادیر بسیار کم از تقاضا و همچنین در مقادیر بسیار زیاد از آن اجتناب می‌نماید و با توزیع متناسب تولید ماهانه باعث افزایش انرژی مطمئن کل دوره شده است.



شکل (۹): روند تغییرات متوسط انرژی کل فصلی



شکل (۱۰): روند تغییرات متوسط انرژی مطمئن تولیدی فصل

۶- خلاصه و نتیجه گیری

حرکت از سیستمی که فقط شامل دو عنصر عرضه و تقاضا می‌باشد به سمت سیستمی که علاوه بر دو عنصر فوق، دربرگیرنده عنصری به نام بازار باشد مدنظر این تحقیق قرار

گرفت. به این منظور در گام نخست مهمترین شاخصه بازار انرژی که عبارت از "کشش قیمتی تقاضا" است، محاسبه گشت. در گام بعد به منظور کنترل رفتار مصرف کننده در ساعات پر مصرف برای برق قیمت گذاری شد. سپس با استفاده از مدل برنامه ریزی پویا، مدلی تهیه شد که اقدام به پیشینه سازی درآمد حاصل از فروش انرژی در مجموع دوره بهره برداری نماید. همچنین سد کارون ۵ به عنوان مطالعه موردی انتخاب و برای انجام تحلیل‌ها از ۳۴ سال آمار موجود رودخانه کارون استفاده شد.

نتایج نشان داد که توجه و یا عدم توجه به سیگنال های قیمتی و قیمت بازار انرژی می‌تواند سود و عایدی حاصل از بهره برداری از یک مخزن را دستخوش تغییرات اساسی نماید. پس باید نقش عامل چگونگی قیمت‌گذاری انرژی را به شکلی مناسب در تدوین سیاست های بهره برداری و حتی طراحی مخازن برقابی لحاظ نمود. این تحقیق کوششی بوده است در جهت تبیین ضرورت فوق، به ویژه اینکه بازار برق ایران به تازگی تشکیل شده و قطعاً در آینده نزدیک، وجود چنین بازاری موجب پیدایش بهره برداران غیر دولتی خواهد شد. پس توجه به رفتار مصرف کننده و تاثیرات آن در نحوه قیمت گذاری انرژی برق بر عواید حاصل از بهره برداری تاثیر گذار خواهد بود. انجام چنین تحقیقاتی می‌تواند حرکتی در جهت توجه به بهره برداری بهینه از مخازن برقابی در حضور بازار برق باشد.

۷- مراجع

- [۱] آزادپور، محمود؛ استفاده از مدل سیستم تقاضای تقریباً ایده آل Almost Ideal Demand System: AIDS در تعیین کشش‌های تقاضای برق خانگی استان تهران پایان نامه کارشناسی ارشد، موسسه عالی پژوهش در برنامه ریزی و توسعه، ۱۳۷۴.
- [۲] اصغر پور، محمد جواد؛ برنامه ریزی پویا، دانشگاه تهران موسسه انتشارات و چاپ، تهران، ویرایش اول، ۱۳۷۷.
- [۳] بیات، حبیب ا...؛ نیروگاه‌های برقابی، مرکز نشر دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ویرایش اول، ۱۳۸۰.
- [۴] روزبهان، محمود؛ نظریه اقتصاد خرد، نویسنده: C.E.Fergosun, G.P.Goud (1980) مرکز نشر دانشگاهی، تهران، جلد اول، ویرایش اول، ۱۳۷۶.
- [۵] سازمان مدیریت توانیر، معاونت برنامه ریزی، آمار تفصیلی صنعت برق جمهوری اسلامی ایران، سال های ۱۳۸۰-۱۳۷۵.

- [۶] وزارت نیرو، معاونت انرژی، دفتر برنامه ریزی انرژی، ترازنامه انرژی جمهوری اسلامی ایران، سال های ۱۳۷۵_۱۳۸۰.
- [۷] Bellman; Dynamic Programming, Princeton University Press, (1957).
- [۸] Lund; Derived Power Production and Energy Drawdown Rules For Reservoirs, Water Resources (2000).
- [۹] Culy J. G.; Mayes, K.; Read E. G., "Generation break-up; impact on productive and investment efficiency", summary progress report, Report for corporate development, ECNZ, New Zealand Institute of Economic Research(Inc.) and EYMSL (1990).
- [۱۰] Culy, J. G., Mayes, K. & Read, E. G., "Short term gaming in the power pool, theory and results", Report for corporate development, ECNZ, New Zealand Institute of Economic Research (Inc.) and EYMSL (1990).
- [۱۱] Culy, J. G.; Read, E. G.; "Short run gaming in the Victorian wholesale electricity market", Final draft report to the ESIRU, New Zealand Institute of Economic Research (Inc.) and University of Canterbury, (1994).
- [۱۲] Georgakakos A. P.; Yao H.; Yu Y.; "Control Model for Hydroelectric Energy-Value Optimization", Water Resources. Planning and Management (1997).
- [۱۳] Kelman R.; Pereira M.; "Strategic Pricing In Hydrothermal Systems, Course I, Application of Economic Theory in Power System Analysis", VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil, May 1998.
- [۱۴] Pereira M.; Campodónico N.; "Stochastic Hydrothermal Scheduling in a Competitive Environment", invited paper, Hydropower'97 Proceedings, pp 301-308, Trondheim, Norway, July 1997.
- [۱۵] Ramos A.; "Modeling Inflow Uncertainty in Electricity Markets: A Stochastic MCP Approach", Proceedings 6th PMAPS Conference. Madeira. Vol. 2 PSP3-106, (2000).
- [۱۶] Ventosa M.; Ramos A.; Rivier M.; "Modeling Profit Maximisation Deregulated Power Markets By Equilibrium Constrain", Proceedings 13th PSCC Conference. Norway. Vol. 1 PP231-237, (1999)
- [۱۷] Ventosa M.; Garcia-Alcalde A.; Mencia A.; Rivier M.; Ramos A.; "Modeling Inflow Uncertainty in Electricity Markets: A Stochastic MCP Approach", Proceedings 6th PMAPS Conference. Madeira. Vol. 2 PSP3-106, (2000).