

"روش تعیین دبی طراحی در نیروگاههای آبی کوچک زنجیره ای با استفاده از منحنی تداوم جریان"

مهدی عطار^۱، لیلا رضانی^۲

۱- شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی

Email: (Mehdiattar@ymail.com)

۲- شیراز، شرکت مهندسی مشاور حاسب فارس، بخش هیدرولیک

Email: (Ieramezani@yahoo.com)

خلاصه

در این مقاله، روش تعیین دبی طراحی در نیروگاههای آبی کوچک زنجیره ای در طول رودخانه با استفاده از منحنی تداوم جریان و ذکر یک مطالعه موردی در پروژه نیروگاه آبی گجستان در استان فارس، انجام شده در سال ۱۳۷۹ بررسی می گردد. به این منظور، ابتدا عملکرد هر یک از نیروگاه ها در چندین دبی طراحی تعیین و دبی طراحی بهینه برای نیروگاه های ۱، ۲ و ۳ به ترتیب برابر ۱۰٪ ($2/87 \text{ m}^3/\text{sec}$)، ۱۶٪ ($2/03 \text{ m}^3/\text{sec}$) و ۱۱٪ ($2/71 \text{ m}^3/\text{sec}$) بدست آمد. در نهایت، عملکرد ترکیبی سه نیروگاه در تحلیل اقتصادی بررسی گردید و دبی به احتمال وقوع ۱۱ درصد ($2/71 \text{ m}^3/\text{sec}$)، به عنوان بهینه انتخاب شد.

کلمات کلیدی: بهینه سازی، دبی طراحی، نیروگاه های آبی زنجیره ای کوچک

مقدمه

تصمیم گیری برای انتخاب یک طرح برقابی به صورت مجزا توسط دولت و سازمانهای وابسته با پیروی از هدف ایجاد کمترین هزینه ممکن (Least-Cost)، صورت می گیرد [۱]. توجه به یک پروژه برقابی کوچک اساساً بستگی به انرژی تولیدی آن منطقه و هزینه های سرمایه گذاری پروژه دارد. تعیین دبی طراحی، یکی از اصلی ترین فاکتورهای حاکم بر طراحی نیروگاههای آبی کوچک می باشد [۲]. بهینه سازی موضعی (Local Optimization) پارامترهای مجزای نیروگاههای آبی مانند قطر تونل یا ارتفاع سد، از خصوصیات طراحی در ایستگاههای برقابی می باشد. ترکیب این مسائل بهینه سازی موضعی به یک بهینه سازی جامع (Global Optimization)، در طراحی گروهی از نیروگاههای آبی یک مساله جالب و قابل رقابت است که به دلیل پیچیدگی کار حل آن بسیار دشوار خواهد بود [۳]. در این مقاله، روش تعیین دبی طراحی در نیروگاههای آبی کوچک زنجیره ای با استفاده از منحنی تداوم جریان و رسیدن به حداکثر سود خالص حاصل از تولید انرژی در انتخاب قطر بهینه پنستاک (Penstock) و بررسی شبکه ارتباطات نرخ های بازگشت در دبیهای مختلف مورد مطالعه قرار گرفته است. در واقع سعی شده است که در تعیین دبی بهینه، کل نیروگاه به صورت ساده بررسی شود. در پایان یک مطالعه موردی از نیروگاه آبی کوچک زنجیره ای گجستان واقع در استان فارس که ترکیبی از سه نیروگاه مجزا می باشد، ارائه گردیده است.

مروری بر تحقیقات گذشته

تحقیقات متعددی در کشورهای مختلف در زمینه احداث بهینه نیروگاههای آبی صورت پذیرفته است و به این منظور نرم افزارهای خاصی به بازار عرضه گردیده است. از جمله آنها مدل کامپیوتری هایدرا (Hydra)، است که تخمینی سیستماتیک (Systematic) از پتانسیل موجود مربوط به نیروگاههای آبی کوچک را در هر منطقه ای از نواحی خاص، که دارای داده های هیدرومتری اندازه گیری شده و یا تجزیه و تحلیل شده هستند، آسان می نماید. مدل های (Version) هایدرا (Hydra) برای کشورهای خاصی چون انگلیس و اسپانیا (Hydra)، نپال (Hydra-Nepal) و هند (Hydra-HP) موجود می باشد. یک مدل از هایدرا (Hydra) اخیراً تهیه شده است که کشورهای ایتالیا، بلژیک، ایرلند و پرتغال را پوشش می دهد. مدل هایدرا (Hydra) توسط مرکز هیدرولوژی و اکولوژی (Center for Ecology and Hydrology) در والینگ فورد (Wallingford) در انگلیس تهیه شده است. مدل جدیدی از آن در سال ۱۹۹۷ عرضه گردید که بهینه سازی نیروگاههای آبی را انجام می دهد [۴]. اساس کار این مدل حداکثر کردن

۱- کارشناس ارشد سازه های هیدرولیکی

۲- کارشناس ارشد آبیاری و زه کشی

سود خالص حاصل از فروش برق می باشد که با استفاده از یک روش تحولی (Evolutionary Method) مشهور به الگوریتم تکوینی (Genetic Algorithm) انجام می گردد [۵]. در سالهای اخیر روش های تحولی (Evolutionary Method) مانند الگوریتم تکوینی (Genetic Algorithm)، ارزش خود را در مسائل بهینه سازی در جاییکه روشهای آنالیز حسابی به دلیل پیچیدگی آنها قابل کاربرد نباشند، ثابت کرده اند و در واقع راهی جدید برای بهینه سازی نیروگاههای آبی ارائه می دهند [۶]. الیاسون و همکاران (Eliasson et al) در سال ۱۹۹۷ با استفاده از این مدل بهینه سازی هر نیروگاه را به صورت مجزا مورد بررسی قرار دادند [۵]. الیاسون و همکاران (Eliasson et al) در سال ۱۹۹۹ از این مدل استفاده کردند تا پتانسیل برقایی حوضه فجوستدالور (FLJOISDALUR) در (East Iceland) را بهینه نمایند [۶]. آنها مسائل متعددی را وارد پروژه کردند تا تأثیر هر کدام از پارامترها را روی کل پروژه مشاهده نمایند. علاوه بر این روش انتخاب توربین و محاسبه هزینه وسائل مکانیکی را توسعه دادند. با توجه به تغییراتی که قبلاً ایجاد شده، این مدل، می تواند هزینه های واحد سد ها و تونل های مربوط به منطقه خاصی را که حدود ۶۰٪ کل هزینه ساخت نیروگاههای آبی را پوشش می دهد وارد محاسبات نماید. همچنین با انجام روش انتخاب توربین پیشنهادی توسط الیاسون و همکاران (Eliasson et al) در سال ۱۹۹۹، بیشتر از ۹۰٪ کل هزینه های مربوط به ساخت در مراحل بهینه سازی بر اساس هزینه مختص منطقه مورد نظر می باشد [۶]. هنگامیکه صحبت از تعدادی نیروگاه آبی است، هر نیروگاه پارامترهای مختلف و مجزائی دارد و ساخت و انتخاب پارامترهای خاصی در یک ایستگاه روی انتخاب بهینه پارامترهای مشابه در نیروگاههای دیگر تأثیر می گذارد [۳]. رینسون و الیاسون (Hreinsson and Eliasson) در سال ۲۰۰۲، این تئوری تأثیر گذاری متقابل و یک روش بهینه سازی را مورد بررسی قرار دادند [۳]. لازم به ذکر است که به منظور استفاده از مدل HydrA، منحنی تداوم جریان اندازه گیری شده یا محاسبه شده با توجه به داده های هیدرولوژی موجود در منطقه، برای آن تعریف می گردد. در واقع اساس کار آن در تعیین مقادیر انرژی سالانه حاصل از نیروگاههای آبی، استفاده از منحنی تداوم جریان می باشد. حداکثر دقتی که در تعیین منحنی تداوم جریان صورت می گیرد $\pm 5\%$ ، می باشد که به دلیل خطای سیستماتیک است و باعث می شود که دبی متوسط تعیین شده یک خطای معینی داشته باشد. بنابراین تخمین مقدار متوسط انرژی در یک جایگاه برقایی از طریق استفاده از منحنی تداوم جریان با دقت بیشتر از $\pm 5\%$ ، میسر نمی باشد [۷].

تئوری

به منظور تخمین توجیه اقتصادی و تکنیکی یک جایگاه، حداقل باید دو فاکتور اساسی را با بیشترین دقت ممکن تخمین زد. اینها عبارتند از: مقدار توان تولید شده و هزینه بدست آوردن این توان. سپس هر گونه پارامتر سنجش مانند نسبت سود به هزینه یا نرخ بازگشت سرمایه می تواند مورد استفاده قرار گیرد. برای انتخاب پروژه های توجیه پذیر در هر مرحله طراحی با توجه به صحت ارقام هزینه مربوط به آن مرحله، طراحی صورت می گیرد و گزینه مناسب انتخاب می شود [۸]. در این صورت باید هزینه های ساخت را برای گزینه های مختلف بدست آورده و همچنین کل توان تولیدی سالانه و سود خالص برای دبی های متغیر به دست آید. در این مقاله جهت محاسبه انرژی پایه از نرم افزار Turbnpro استفاده گردیده است [۹] برای این منظور منحنی تداوم جریان روزانه با درصدهای متوالی ۵٪ پس از کسر دبی های حقا به و زیست محیطی، برای نرم افزار تعریف گردیده است. مقادیر هزینه های اجرایی طرح به صورت زیر [۹] بدست آمده است:

هزینه های پنستاک

جهت تعیین هزینه های پنستاک با توجه به قیمت واحد وزن لوله، هزینه تهیه لوله پنستاک محاسبه گردیده است، هزینه های مربوط به حمل و نصب لوله با توجه به فهرست و بهای واحد پایه خطوط انتقال آب مربوط به سال ۱۳۸۱ محاسبه گردیده است [۹].

هزینه تأسیسات نیروگاه

هزینه تأسیسات مکانیکی و الکتریکی نیروگاه با استفاده از قیمت های استعلام شده از شرکتهای سازنده توربین محاسبه گردیده است [۹]. جهت تعیین دیگر هزینه های اجرایی پروژه، با توجه به فهرست بها و آحاد مقادیر محاسبه شده (۱۳۸۱) برای ۶ جایگاه برقایی دشت روم، سپیدار، پیچاب، شور، مارون و گجستان (تشکیل شده از سه نیروگاه)، روابطی به شرح زیر تهیه گردیده است [۹]

هزینه ساختمان نیروگاه

با توجه به دو محدوده ظرفیت نیروگاه فرمولهایی به شرح زیر ارائه گردیده است:

$$PH_C = 9.063 \times 10^8 \ln(P_W) - 4.084 \times 10^9 \quad (1)$$

$$R^2 = 0.76, n = 4 \quad \text{for } P_W \leq 3915$$

$$PH_C = 1.546 \times 10^8 P_W^{0.37132} \quad R^2 = 0.66 \quad (2)$$

$$n = 4 \quad \text{for } 3915 < P_W \leq 11000$$

در این روابط P_W ، ظرفیت نیروگاه بر حسب کیلووات و PH_C هزینه ساختمان نیروگاه بر حسب ریال می باشد. n نیز تعداد داده های مورد استفاده می باشد [۹].

هزینه بند انحرافی

با توجه به حجم مصالح سنگی و بتنی، فرمولی به شرح زیر ارائه گردیده است:

در این رابطه، DC ، هزینه بند انحرافی بر حسب ریال و V_{cm} ، حجم مصالح سنگی و بتنی بکار رفته شده در بند انحرافی بر حسب متر مکعب می باشد [۹].

$$D_C = 5.89 \times 10^5 V_{cm}^{0.948} \quad R^2 = 0.96, n = 5 \quad (3)$$

هزینه های کانال انتقال و حوضچه تعادل

فرمول زیر با توجه به سطح مقطع کانال هزینه مربوط به کانال انتقال و حوضچه تعادل را محاسبه می نماید:

$$CF_c = 3.29 \times 10^6 A^{-0.82798} \quad (4)$$

$$R^2 = 0.91, n = 6$$

در این رابطه، A ، سطح مقطع کانال بر حسب متر مربع و CF_c ، هزینه کانال و حوضچه تعادل به ازای یک واحد طول و سطح مقطع کانال، بر حسب ریال بر متر مربع بر متر می باشند [۹].

هزینه مخزن ذخیره

با توجه به حجم مخزن ذخیره فرمول زیر ارائه شده است:

$$R_C = 1.507 \times 10^9 e^{0.00002223 V_R} \quad (5)$$

$$R^2 = 0.79, n = 4$$

در این رابطه، V_R ، حجم مخزن ذخیره بر حسب متر مکعب و R_C ، هزینه مربوط به آن بر حسب ریال می باشد [۹].

هزینه خطوط انتقال برق

هزینه خطوط انتقال برق با توجه به فاصله نیروگاه تا نزدیکترین شبکه موجود و قطر سیم قابل استفاده جهت انتقال توان تولیدی نیروگاه به ازای هر دبی طراحی محاسبه گردیده است.

$$ET_C = -1.19 \times 10^2 P_W^2 + 2.02 \times 10^5 P_W \quad (6)$$

$$+1.24 \times 10^9 \quad R^2 = 0.99, n = 4 \quad \text{for } P_W \leq 3915$$

$$ET_C = 1.65 \times 10^6 P_W^{0.61532} \quad R^2 = 0.55, n = 5 \quad (7)$$

$$\text{for } 3915 < P_W \leq 11000$$

در این روابط P_W ، ظرفیت نیروگاه بر حسب کیلووات و ET_C ، هزینه واحد طول خطوط انتقال برق بر حسب ریال بر کیلومتر می باشد [۹]. در این روش، ابتدا با در نظر گرفتن قطرهای متعددی از پنستاک، عملکرد هر یک از نیروگاهها به صورت مجزا در دبیهای مختلف در محدوده ۵ تا ۳۵ درصد از منحنی تداوم جریان مورد بررسی قرار گرفت. در هر دبی مورد بررسی قطری از پنستاک که حداکثر سود خالص را سبب می شد به عنوان قطر بهینه انتخاب گردید [۹]. سپس مقادیر نرخ بازگشت سرمایه در هر دبی در قطرهای بهینه موجود محاسبه شد و با استفاده از شبکه ارتباطات نرخ های بازگشت اضافه سرمایه گذاری ها، مقدار دبی بهینه در هر نیروگاه تعیین گردید. در نهایت هر سه نیروگاه در محدوده دبی های بهینه نیروگاه شماره ۱ الی ۳ (محدوده ۵ تا ۱۶ درصد از منحنی تداوم جریان) ترکیب شدند. در این ترکیب قطرهای بهینه ای که برای پنستاکها در آن دبی های مورد بررسی در هر نیروگاه به صورت مجزا به دست آمده بود استفاده شد. سپس روند نرخ بازگشت سرمایه تعیین گردید. پس از آن با بررسی شبکه ارتباطات نرخ های بازگشت و تحلیل نرخ بازگشت اضافه سرمایه گذاریها در چندین گزینه انتخابی، مقدار دبی طراحی بهینه پروژه تعیین شد. چگونگی برآورد مالی طرح در ذیل آورده شده است.

برآورد مالی طرح

به منظور بررسی و تحلیل اقتصادی و تعیین دبی بهینه برای تولید انرژی، از روش نرخ بازگشت سرمایه مربوط به اضافه سرمایه گذارینها استفاده گردیده است. نرخ برگشت مورد انتظار نرخ است که تحت آن نرخ، ارزش معادل فعلی درآمدهای یک سرمایه گذاری را برابر ارزش حال هزینه های آن سرمایه گذاری قرار دهد [۱۰]. به عبارت دیگر:

$$P - C = 0 \quad (8)$$

در این رابطه، P ارزش حال درآمدها و C ارزش حال هزینه ها می باشد.

فرضیات انجام گرفته در این پروژه به صورت زیر می باشد:

- ۱- گزینه ها همگی مستقل هستند.
 - ۲- مقادیر نرخ برگشت گزینه ها معلوم نیستند.
 - ۳- زمان اجرای پروژه ۳ سال در نظر گرفته شده است.
 - ۴- عمر مفید تأسیسات مکانیکی و الکتریکی ۲۵ سال و تأسیسات ساختمانی ۵۰ سال
 - ۵- زمان اجرا جهت تعمیرات قسمتی از تأسیسات در طول دوران بهره برداری یکسال در نظر گرفته می شود.
- ارزش مجموع هزینه های اجرایی با در نظر گرفتن سرمایه گذاری در سال بیست و پنجم در شروع سال بهره برداری به صورت زیر محاسبه می گردد.

$$C = F + \frac{F_{25} + (DI - H)(1+r)^{24}}{(1+R)^{25}} \quad (9)$$

در این رابطه:

DI = دریافتی در پایان سال اول بهره برداری بابت فروش برق می باشد. قیمت فروش هر کیلووات ساعت برق پایه در سال اول بهره برداری ۱۵۰ ریال و قیمت فروش هر کیلووات ساعت برق پیک ۴ ساعته در سال اول بهره برداری ۶۰۰ ریال می باشد.

H = مخارج بهره برداری و نگهداری در سال اول می باشد که برابر ۱/۵ درصد ارزش مجموع هزینه های اجرایی در سال شروع بهره برداری می باشد و سپس سالانه ۲ درصد به آن اضافه می شود.

R = نرخ بازگشت سرمایه

r = نرخ تورم می باشد که معادل ۱۰٪ در نظر گرفته شده است.

F = ارزش مجموع هزینه های اجرایی در شروع سال بهره برداری می باشد که از رابطه زیر محاسبه می گردد:

$$F = \sum_{i=1}^3 F_i (1+R)^{4-i} \quad (10)$$

F_i = هزینه های اجرایی در هر سال و فرض گردیده که پیشرفت پروژه در همه سالها یکسان باشد.

F_{25} = هزینه تأسیسات مکانیکی و الکتریکی می باشد که در سال بیست و پنجم تعویض می گردد و به صورت رابطه (۱۱)، محاسبه می گردد:

$$F_{25} = \frac{F'(1+r)^{25}}{(1+R)^{25}} \quad (11)$$

در این رابطه F' هزینه تجهیزات نیروگاه و لوله پنستاک می باشد.

ارزش مجموع دریافتی های خالص در شروع سال اول بهره برداری به صورت زیر محاسبه می گردد:

$$P = \left(\frac{DI - H}{R - r} \right) \left[1 - \left(\frac{1+r}{1+R} \right)^{n_y} \right] \quad (12)$$

n_y = عمر مفید پروژه می باشد که معادل ۵۰ سال در نظر گرفته شده است.

دیگر پارامترهای این رابطه در رابطه (۹) تعریف گردیده است.

مطالعه موردی

در این مقاله روش تعیین دبی طراحی در نیروگاههای آبی کوچک زنجیره ای با استفاده از منحنی تداوم جریان در نیروگاه کوچک زنجیره ای گجستان واقع در استان فارس که دارای سه نیروگاه می باشد، مورد بررسی قرار گرفته است. به منظور تعیین دبی بهینه در این نیروگاه، ابتدا عملکرد هر کدام از نیروگاههای ۱ الی ۳ مورد بررسی قرار گرفت. به این ترتیب که با توجه به منحنی تداوم جریان (Flow-Duration Curve)، برای هر سه نیروگاه در دبی های با احتمال وقوع های ۵ الی ۳۵ درصد از منحنی تداوم جریان و در قطر های مختلف پستاک (Penstock) مقادیر هزینه های اجرایی طرح، ابعاد توربین و انرژی سالانه با استفاده از مطالب بیان شده محاسبه گردید و مقادیر قطر بهینه پستاک در هر کدام از دبی ها تعیین شد [۹]. شکل ۱، منحنی تداوم جریان (Flow-Duration Curve) رودخانه گجستان را پس از کسر دبی قنابه و زیست محیطی، نشان می دهد. پس از آن مقادیر نرخ بازگشت سرمایه برای قطر های بهینه پستاک در دبی های مختلف با توجه به روابط ارائه شده در این مقاله، محاسبه گردید. در هر کدام از نیروگاهها هر دبی که نرخ بازگشت سرمایه در قطر بهینه آن به حداکثر خود می رسد به عنوان اولین دبی برای تحلیل انتخاب می شد و با دو دبی با احتمال وقوع دیگر که نرخ بازگشت سرمایه شان نزدیک به آن بود، با تحلیل اضافه سرمایه گذاری ها مقایسه می گردید [۱۰]. به این ترتیب دبی بهینه برای هر سه نیروگاه به صورت مجزا انتخاب شد. در نیروگاه شماره ۱، نرخ بازگشت سرمایه در دبی با احتمال وقوع ۱۱٪ ($m^3/sec^2/71$) به حداکثر خود (۴/۷۶٪) رسید. ولی پس از انجام تحلیل اقتصادی اضافه سرمایه گذاری در دبی های با احتمال وقوع ۱۱٪، ۱۰٪ و ۹٪، دبی با احتمال وقوع ۱۰٪ ($m^3/sec^2/87$) با نرخ بازگشت سرمایه ۴/۵۴٪ به عنوان دبی بهینه در این نیروگاه تعیین شد. در نیروگاه شماره ۲، حداکثر نرخ بازگشت سرمایه (۶/۲۳٪) در دبی با احتمال وقوع ۱۶ درصد ($m^3/sec^2/03$) محاسبه گردید. پس از انجام تحلیل اقتصادی اضافه سرمایه گذاریها در دبی های با احتمال وقوع ۱۶٪، ۱۵٪ و ۱۰٪، دبی با احتمال وقوع ۱۶٪ به عنوان دبی بهینه در نیروگاه شماره ۲، تعیین گردید. حداکثر نرخ بازگشت سرمایه (۱۰/۰۱٪) در نیروگاه شماره ۳، در دبی با احتمال وقوع ۱۱ درصد، محاسبه گردید. همچنین تحلیل اقتصادی اضافه سرمایه گذاریها در دبی های با احتمال وقوع ۱۱٪، ۱۰٪ و ۹٪، دبی با احتمال وقوع ۱۱٪ ($m^3/sec^2/71$) را به عنوان دبی بهینه تعیین کرد.

پس از تعیین دبی بهینه در هر یک از نیروگاهها به طور جداگانه، اقدام به ترکیب هر سه نیروگاه در محدوده دبیهای بهینه تعیین شده برای هر کدام از نیروگاهها (دبی با احتمال وقوع ۵٪ تا دبی با احتمال وقوع ۱۶٪) گردید. این روش، این امکان را ایجاد می کند که در محدوده سه دبی بهینه در سه نیروگاه موجود، حالت ترکیبی سه نیروگاه مورد بررسی قرار گیرد. نحوه ترکیب سه نیروگاه در هر یک از دبی های طراحی به ترتیب با احتمال وقوع ۵ تا ۱۶ درصد با گامهای مقایسه ای ۱ درصد، به اینصورت بود که به منظور تعیین هزینه ها و درآمدها و انجام تحلیل اقتصادی، مجموع هزینه ها و درآمدهای هر سه نیروگاه در دبی های مختلف با توجه به قطر بهینه از قبل تعیین شده در هر نیروگاه، در نظر گرفته شد. جدول ۱، مقادیر هزینه های اجرایی طرح را برای مجموع هر سه نیروگاه، در دبی با احتمال وقوع ۵٪، ۸٪، ۱۱٪ و ۱۳٪ نشان می دهد. این جدول در انتهای متن آورده شده است. در این حالت نیز نرخ بازگشت سرمایه حاصل از ترکیب سه نیروگاه در دبی های ذکر شده در قطر های بهینه تعیین شده، محاسبه گردید. شکل ۲، روند تغییرات نرخ بازگشت سرمایه حاصل از ترکیب سه نیروگاه را با توجه به قطر های مختلف نشان می دهد. نرخ بازگشت سرمایه ترکیبی سه نیروگاه در دبی های با احتمال وقوع ۱۰٪ و ۱۱٪ به ترتیب با مقادیر ۷/۶۲ و ۷/۶۱ درصد به حداکثر خود رسید. به دلیل نزدیک بودن نرخ های بازگشت، در تحلیل اقتصادی اضافه سرمایه گذاریها از گامهای مقایسه ای بزرگتری استفاده نمودیم. به این ترتیب جهت تعیین بهترین گزینه ترکیبی سه نیروگاه، نرخ بازگشت اضافه سرمایه گذاریها در دبی هایی با احتمال وقوع ۱۳٪، ۱۱٪، ۸٪ و ۵٪، محاسبه گردیده است. برای این منظور در روابط تعریف شده، تفاوت در درآمدها و تفاوت در هزینه ها برای حالت های مختلف طراحی قرار داده شده است. پس از تعیین IRR از شبکه ارتباطات نرخهای برگشت استفاده می گردد. برای این منظور نرخهای برگشت را بر طبق میزان سرمایه گذاری صعودی تنظیم کرده و در جهت عقربه های ساعت به صورت شکل ۳، قرار می دهیم. در شکل ۳، گزینه A، بهره گیری از ۲ واحد توربین با دبی طراحی ($m^3/sec^2/28$) و تعداد دو پستاک، گزینه B، بهره گیری از ۲ واحد توربین با دبی طراحی ($m^3/sec^2/71$) و تعداد دو پستاک، گزینه C، بهره گیری از ۲ واحد توربین با دبی طراحی ($m^3/sec^2/31$) و تعداد دو پستاک، و گزینه D، بهره گیری از ۲ واحد توربین با دبی طراحی ($m^3/sec^2/46$) و تعداد دو پستاک می باشد. با توجه به شکل ۳، به دلیل اینکه عدد $28/53 > 28/53$ بزرگترین عدد در مسیر اولیه میباشد، مسیر فلش خورده مسیر تعیین کننده می شود [۱۰]. در این حالت چنانچه نرخ بهره i بزرگتر از $28/53 > i < 28/53$ باشد انتخاب A باید صورت گیرد به عبارت دیگر اضافه سرمایه گذاری گزینه B نسبت به A اقتصادی نیست. چنانچه $28/53 < i < 28/91$ باشد، انتخاب B باید صورت گیرد به عبارت دیگر اضافه سرمایه گذاری گزینه B نسبت به A اقتصادی است. چنانچه $28/91 < i < 28/91$ باشد انتخاب C باید صورت گیرد. جهت مقایسه نرخهای برگشت محاسبه شده با نرخ بهره، نرخ بهره ۱۵٪ را که در شرایط فعلی منطقی می باشد در نظر می گیریم بنابراین با توجه به این موضوع گزینه B بعنوان گزینه اقتصادی انتخاب می گردد. لازم به توضیح است که نرخهای برگشت سرمایه برای سه گزینه C، A، B و D به ترتیب برابر $7/51$ ٪، $7/61$ ٪ و $7/54$ ٪ و $7/13$ ٪، محاسبه گردیده است. مشخصات کلی نیروگاه در دبی بهینه طراحی در جدول ۲، در انتهای متن آورده شده است.

نتیجه گیری

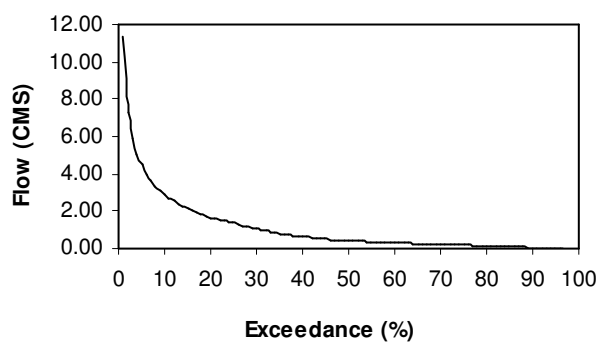
در این روش با انجام یک تحلیل اقتصادی کلی، می توان تاثیر هر کدام از نیروگاهها را بر یکدیگر مورد بررسی قرار داده و در تعیین دبی بهینه هر کدام از نیروگاهها را سهیم دانست. با توجه به تحلیل اقتصادی انجام گرفته در این مقاله، دبی طراحی نیروگاه گجستان (m^3/sec ۲/۷۱) می باشد که از دو واحد توربین فرانسویس با ظرفیت یکسان بهره گیری می شود. همچنین نرخ بازگشت سرمایه برای این نیروگاه معادل ۷/۶۱٪ به دست آمده است که با توجه به شرایط فعلی اقتصادی بسیار کم می باشد. بنابراین پروژه مذکور از نظر اقتصادی توجیه پذیر نمی باشد.

جدول ۱- مجموع هزینه های اجرایی طرح نیروگاه آبی گجستان (برحسب ریال)

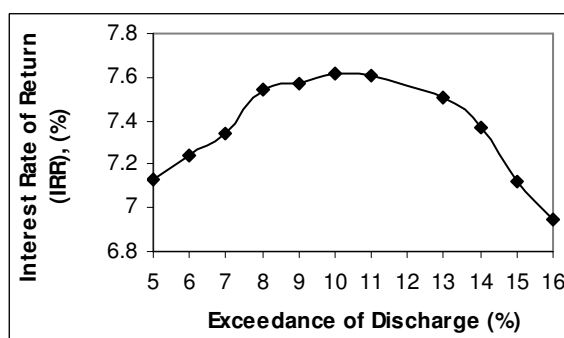
| Item | Q= 4.46 m3/sec (5%) | Q= 3.31 m3/sec (8%) | Q= 2.71 m3/sec (11%) | Q= 2.38 m3/sec (13%) |
|--------------------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Diversion dam | 9.13E+07 | 9.13E+07 | 9.13E+07 | 9.13E+07 |
| Transmission chanell & forebay | 2.82E+10 | 2.72E+10 | 2.66E+10 | 2.62E+10 |
| Penstock | 1.47E+09 | 1.35E+09 | 1.24E+09 | 1.24E+09 |
| power house | 9.83E+09 | 9.24E+09 | 8.61E+09 | 7.88E+09 |
| powerhouse equipement | 2.24E+10 | 1.74E+10 | 1.41E+10 | 1.23E+10 |
| Electricity transmission | 2.56E+10 | 2.77E+10 | 2.94E+10 | 3.21E+10 |

جدول ۲- مشخصات کلی نیروگاههای زنجیره ای گجستان

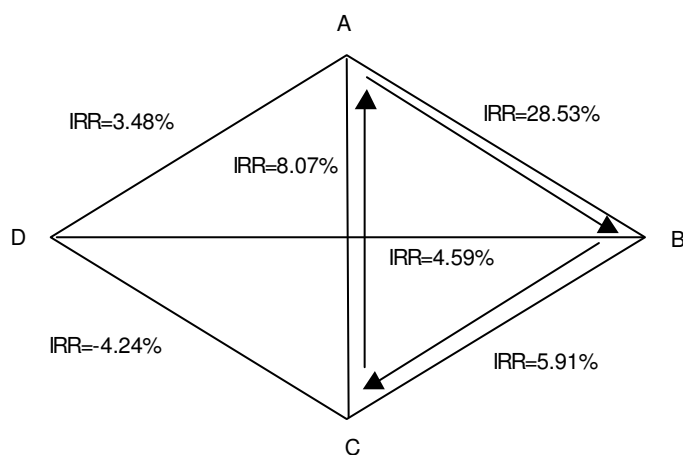
| Site name | Gogestan # 1 | Gogestan # 2 | Gogestan # 3 |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Design Discharge (m3/sec) | 2.71 | 2.71 | 2.71 |
| Gross Head (m) | 69 | 96.5 | 185 |
| Net Head (m) | 60.55 | 72.44 | 162.15 |
| Number of Turbines | 2 | 2 | 2 |
| Power of each Turbine (Kw) | 737 | 879 | 1940 |
| Total Power (Kw) | 1508 | 1758 | 3880 |
| Number of Penstocks | 2 | 2 | 2 |
| Penstock Diameter (m) | 0.7 | 0.5 | 0.6 |
| Penstock Length (m) | 303 | 244 | 590 |



شکل ۱ - منحنی دبی-احتمال وقوع در رودخانه گجستان



شکل ۲ - تغییرات نرخ بازگشت سرمایه حاصل از ترکیب سه نیروگاه در دبی هائی با احتمال وقوع مختلف



شکل ۳ - شبکه ارتباطات نرخ های بازگشت

مراجع

۱. Engelbertus Oud, " The Evolving Context for Hydropower Development," Energy Policy 30, 2002, pp. 1215-1223.
۲. Nanayakkara Ni., " Role of the Consultant and Investor in the Implementation of Mini Hydropower Projects," General Meeting of the Institution of Electrical Engineers, IEE Sri Lanka Center, 2000, p.1.
۳. Hreinsson, E. B., and J. Eliasson, " Optimal Design and Cost/Benefit Analysis of Hydroelectric Power Systems by Genetic Algorithms," VIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Brasil, 2002, 7 p.
۴. World Methological Organization, " Assessment of Small-Scale Hydropower Resources- Hydra, " 2001, 9 p.
۵. Eliasson, J., p. Jansson, and G. Ludvigsson, " Optimal Design of Hydropower Plants, " Hydropower 97, Balkema, Rotterdam, 1997.
۶. Eliason J., G. Ludvigsson, Ed. Doujak, A. Olsen and H., B., Matthias, " A Proposal to Exploit Optimally the Hydropower Potential of Fljotsdalur Iceland, " Paper intended for presentation at the Waterpower '99 Conference, Las Vegas, Nevada, USA, July 7-9, 1999, 14 p.
۷. Gulliver J. S., and R. E. A., Arndt " Hydropower Engineering Handbook" McGraw-Hill, Inc. 1991.
۸. Hreinsson, E. B., " Economical Expansion of Water Power in an Energy Deficient World, " Paper presented at NESU Energy Seminar, 1979, 12 p.
۹. قربانیان، و. ل. رمضانی و ش. زند پارسا، " تعیین قطر بهینه پستاک در مطالعات هیدروانرژی نیروگاههای آبی کوچک " جهت ارائه در کنفرانس ملی نیروگاههای آبی کشور، ۷ صفحه، ۱۳۸۲.
۱۰. سید حسینی، محمد، " اقتصاد مهندسی و آنالیز تصمیم گیری " ۴۲۹ صفحه، دانشگاه علم و صنعت ایران، ۱۳۷۳.