

آسیب‌شناسی نیروگاه‌های برقابی در مواجهه با اثرات تغییر اقلیم؛

مطالعه موردی: حوضه آبریز کرخه

سعید جمالی^۱

چکیده

نیروگاه‌های برقابی از چنان نقش مهمی در مدیریت تأمین نیاز پیک برق برخوردارند که باعث توسعه آنها در کشورهای مختلف جهان شده است. با این وجود، پیش‌بینی می‌شود که میزان برق تولیدی نیروگاه‌های برقابی در آینده تحت تأثیر تغییر اقلیم قرار گیرد. این تأثیرات ناشی از اثرگذاری تغییر اقلیم بر چرخه هیدرولوژی و ویژگی‌های آب و هوایی مناطق مختلف جهان است. بر خلاف کشورهای توسعه‌یافته، در کشورهای در حال توسعه، بررسی پتانسیل آسیب‌پذیری زیرساخت‌ها پیش از ساخت، امکان‌پذیر است. این مسئله منجر به کاهش ریسک وقوع خسارت‌های آتی خواهد شد. با توجه به اینکه تولید برق نیروگاه‌های آبی به‌طور مستقیم وابسته به آورد رودخانه است؛ با بررسی اثرات تغییر اقلیم می‌توان از میزان آسیب‌پذیری این زیرساخت‌ها در مواجهه با تغییر اقلیم پیش از ساخت، آگاهی یافت تا متناسب با آسیب‌پذیری‌های مورد پیش‌بینی، راهکارهای مدیریت تطبیقی مناسب اجرا شود. در این پژوهش اثرات پتانسیل تغییر اقلیم بر نیروگاه‌های آبی در دست مطالعه، ساخت و بهره‌برداری حوضه کرخه، در سه افق زمانی بررسی شده است. بدین منظور یک مدل شبیه‌سازی منابع آب جهت برآورد میزان تولید انرژی برقابی تحت سناریوهای مختلف تغییر اقلیم، توسعه داده شده است. نتایج پژوهش نشان می‌دهد قواعد بهره‌برداری که مبتنی بر داده‌های مشاهده‌ای حوضه هستند، هرچند در افق زمانی کوتاه مناسب‌اند اما از بستری کافی در افق‌های میانه و دور برخوردار نمی‌باشند. بنابراین برای افزایش سازگاری، مدیریت تطبیقی، لازم الاجرا خواهد بود.

واژگان کلیدی

تغییر اقلیم، حوضه کرخه، مدل شبیه‌سازی منابع آب، نیروگاه آبی.

^۱ . استادیار گروه مهندسی عمران، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکز. sae.jamali@iauctb.ac.ir

مقدمه

منطقه از جهان اولویت بالایی نداشته (سورز و همکاران، ۲۰۱۱) و برنامه‌های توسعه‌ای این کشورها با شرایط تاریخی و بدون لحاظ کردن پیامدهای تغییر اقلیم تدوین می‌شود.

بررسی محققان مؤید این است که برنامه‌های توسعه‌ای به‌طور اخص در کشورهای در حال توسعه که با تنش آبی مواجه هستند، از ریسک بالایی برخوردار است. (بران^۶ و همکاران، ۲۰۱۰ الف و ب) بنابراین در نظر گرفتن پیامدهای بالقوه تغییر اقلیم در طراحی پروژه‌های سد و نیروگاه که در برابر تغییر اقلیم آسیب‌پذیر هستند، ضروری است. به منظور افزایش آمادگی در برابر این پیامدهای نامطلوب، باتوجه به عایدات چشمگیر نیروگاه‌های آبی، بررسی پیامدهای ناشی از تغییر اقلیم بر میزان تولید نیروگاه‌های آبی، چه در کشورهای توسعه یافته و چه در کشورهای در حال توسعه، ضروری است. تاکنون چندین پژوهش پیرامون جنبه‌های مختلف تغییر اقلیم بر سیستم‌های نیروگاه‌های برقابی در مقیاس‌های مختلف، در نقاط مختلف دنیا صورت پذیرفته است. از آن جمله می‌توان به مطالعات اثر تغییر اقلیم بر میزان تولید انرژی برقابی در زلاندنو (گرر و فیتزاریس،^۷ ۱۹۹۴)، ایالت‌های شرقی آمریکا (رابینسون،^۸ ۱۹۹۷)، سوئیس (وستوی،^۹ ۲۰۰۰ و شافلی^{۱۰} و همکاران، ۲۰۰۷)، سوئد (برگرستروم^{۱۱} و همکاران، ۲۰۰۱)، نپال (اگراوالا^{۱۲} و همکاران، ۲۰۰۳)، حوضه رودخانه کلمبیا (پاینی^{۱۳} و همکاران، ۲۰۰۴)، کالیفرنیا (مدنی و لاند، ۲۰۱۰، ویکانا^{۱۴} و همکاران، ۲۰۰۸ و مدلین - آزارا^{۱۵} و همکاران، ۲۰۱۱) و کانادا (منویل^{۱۶} و

سالانه حدود ۱۶ درصد برق تولیدی جهان از طریق نیروگاه‌های آبی تأمین می‌شود. با توجه به هزینه اندک، انتشار حداقلی گازهای گلخانه‌ای و انعطاف‌پذیری بالا در بهره‌برداری از این نیروگاه‌ها، انرژی برقابی یکی از منابع محبوب تولید برق به حساب می‌آید. (مدنی^۱ و لاند،^۲ ۲۰۰۹) با وجود ویژگی‌های منحصر به فرد آن، تولید انرژی برقابی به علت وابستگی مستقیم به شدت و زمان‌بندی رواناب، به‌عنوان یکی از آسیب‌پذیرترین منابع تولید انرژی در مواجهه با تغییر اقلیم محسوب می‌شود. بنابراین، دستیابی به تولید انرژی به میزان فعلی یا برنامه‌ریزی شده برای آینده باتوجه به تغییر اقلیم و به تبع آن تغییرات مکانی و زمانی رواناب، در حاله‌ای از ابهام قرار دارد. (هیئت بین‌الدول تغییرات اقلیم^۳ ۲۰۰۷)

نتایج بررسی‌های جهانی حکایت از آن دارد که گرمایش جهانی، موجب بحرانی‌تر شدن شرایط منابع آب در نواحی خشک و نیمه خشک جهان می‌شود. (هیئت بین‌الدول تغییرات اقلیم ۲۰۰۷) این اثرات برای کشورهای خاورمیانه که پیش از این نیز دارای تنش آبی بالا بوده‌اند، اهمیت ویژه‌ای دارد. (سورز^۴ و همکاران، ۲۰۱۱) تخمین زده می‌شود؛ دمای سالانه در این منطقه از جهان تا انتهای قرن حاضر به میزان ۴/۵ درجه سلسیوس افزایش یابد؛ همچنین برآوردها نشان می‌دهد، بارش‌های منطقه تا ۲۵ درصد کاهش یافته و زمان‌بندی آنها نیز تغییر یابند. این عوامل می‌توانند چالش‌های شدیدی در منطقه ایجاد کند (زرینی و هولتز،^۵ ۲۰۰۸). با وجود این‌گونه پیش‌بینی‌ها، متأسفانه اقداماتی به‌منظور افزایش سازگاری با پیامدهای تغییر اقلیم در برنامه‌ریزی‌های ملی کشورهای این

6. Brown
7. Garr and Fitzharris
8. Robinson
9. Westaway
10. Schaepli
11. Bergström
12. Agrawala
13. Payne
14. Vicuna
15. Medellin-Azuara
16. Minville

1. Madani
2. Lund
3. IPCC
4. Sowers
5. Zereini & Hotzl

۴۹ درجه طول شرقی و ۴۹ - ۳۰ تا ۵۹ - ۳۴ درجه عرض شمالی قرار دارد. مراکز جمعیتی داخل این حوضه عبارتند از: ملایر، نهاوند، تویسرکان، کنگاور، سنقر، کامیاران، کرمانشاه، کرد، خرم‌آباد و سوسنگرد. مساحت حوضه آبریز کرخه ۵۱۶۰۴ کیلومتر مربع است که حدود ۵۵/۵ درصد آن را مناطق کوهستانی و حدود ۴۴/۵ درصد آن را دشت‌ها و کوهپایه‌ها تشکیل می‌دهد. مناطق کوهستانی این حوضه اغلب در بخش‌های شرقی و میانی متمرکز شده است و دشت‌ها بیشتر در بخش‌های شمالی و جنوبی قرار گرفته‌اند. زیرحوضه‌های آبریز رودخانه کرخه عبارتند از: زیرحوضه‌های قره سو، گاماسیاب، سیمره، کشکان و پایاب کرخه. میانگین سالانه بارش حوضه از ۱۵۰ میلیمتر در نواحی جنوبی تا ۱۰۰۰ میلیمتر در نواحی شمالی و شرقی حوضه متغیر است. بازه اصلی بارش حوضه از مهر شروع می‌شود و تا انتهای اردیبهشت ادامه می‌یابد. بیش از ۶۴ درصد آورد سالانه حوضه در بازه زمانی دی تا اردیبهشت رخ می‌دهد. تولیدات کشاورزی، منابع آب شهری و پرورش ماهی مهمترین مصرف‌کنندگان آب در این حوضه به‌شمار می‌آیند. (مهتاب قدس، ۱۳۸۸) بیشترین ظرفیت تولید انرژی برقابی ایران به سه حوضه کارون، دز و کرخه محدود می‌شود. تاکنون از مجموع ۱۵ میلیارد متر مکعب حجم ذخیره مخزن پتانسیل نیروگاه‌های آبی در حوضه کرخه، تنها نزدیک به ۶ میلیارد مترمکعب از آن در دست بهره‌برداری است و برآورد می‌شود تا ده سال آینده حدود ۲۰۰۰ مگاوات به ظرفیت نیروگاه‌های آبی این حوضه اضافه شود.

در سیمای توسعه حوضه آبریز رودخانه کرخه، سدهای متعددی با هدف اصلی برقابی یا کشاورزی تعریف شده است؛ به طوری که هم‌اکنون علاوه بر سد بزرگ کرخه، سد سیمره در بالادست آن در مرحله آگیری و سدهای سازبن، کوران بوزان، گرشا، تنگ معشوره و بیش از ۲۰ سد مخزنی

همکاران، ۲۰۰۹ الف و ب)، اثر تغییر اقلیم بر جنبه‌های اقتصادی نیروگاه‌های برقابی (هریسن^۱ و ویتینگتون^۲، ۲۰۰۱ و هریسن و همکاران، ۲۰۰۳) و اثر تغییر اقلیم بر جنبه‌های حقوقی سیستم‌های برقابی (ویرز، ۲۰۱۱^۳ و مدنی، ۲۰۱۱) اشاره کرد. با مروری بر این مطالعات، مشخص می‌شود در کشورهای توسعه یافته، توجه بیشتری به این مسئله شده است. همچنین نیلچی و موسوی با توسعه مدل SWAT^۴ برای حوضه کرخه، اثر تغییر اقلیم بر منابع آب حوضه را تحت سه سناریو B1, A1B و A2 مدل CGCM^۵ بررسی کردند. نتایج گزارش آنها نشان می‌دهد؛ مناطق خشک، خشک‌تر و مناطق مرطوب، مرطوب‌تر خواهد شد. (نیلچی و همکاران، ۱۳۹۰)

مورد مطالعاتی

حوضه آبریز رودخانه کرخه در غرب کشور و در مناطق میانی و جنوب غربی رشته کوه‌های زاگرس قرار گرفته است. این حوزه به لحاظ تقسیم‌بندی کلی هیدرولوژی ایران، قسمتی از حوضه آبریز خلیج فارس به‌شمار می‌رود. حوضه کرخه حدود ۹ درصد از مساحت کشور را دربرگرفته است. این حوضه از شمال به حوضه آبریز رودخانه‌های سیروان، سفیدرود و قره چای، از غرب به حوضه آبریز رودخانه‌های مرزی ایران و عراق، از شرق به حوضه آبریز رودخانه دز و از جنوب به قسمتی از مرز غربی کشور محدود می‌شود. بخش اعظم حوضه آبریز رودخانه کرخه در استان‌های همدان، کرمانشاه، لرستان، ایلام، خوزستان و بخش بسیار کوچکی از آن در استان‌های کردستان و مرکزی واقع شده است. این حوضه که سومین حوضه پرآب کشور است، در مختصات جغرافیایی بین ۰۶ - ۴۶ تا ۱۰ -

1. Harrison
2. Whittington
3. Viers
4. Soil & Water Assessment Tool
5. Coupled general circulation model

آورد سالانه در هر یک از زیرحوضه‌های اصلی کرخه نیز در جدول (۱) مشخص گردیده است. مشخصات سدهای مخزنی مهم حوضه در جدول (۲) آورده شده است. (مهتاب قدس، ۱۳۹۰)

جدول (۱): حجم آورد سالانه در هر زیر حوضه کرخه

نم زیر حوضه	مساحت زهکشی	میلگین آورد سالانه	حداقل آورد	حداکثر آورد
***	کیلومتر مربع	م ^۳	م ^۳	م ^۳
گاماسیاب	۱۰,۸۸۸	۱,۰۸۰	۱۹۸	۲,۸۱۵
قره سو	۵,۳۵۸	۷۲۲	۱۰۴	۱,۹۱۴
کشکان	۹,۵۴۱	۱,۶۳۹	۶۴۵	۳,۲۰۶
سیمره	۴۲,۸۱۸	۵,۱۵۳	۱,۰۸۶	۱۰,۵۲۴
کرخه سفلا	۴۵,۷۱۶	۵,۸۲۷	۱,۹۱۶	۱۱,۳۲۴

یا انحرافی کوچک در دست مطالعه است. حوضه آبریز کرخه به‌عنوان یکی از منابع آبی مهم کشور، از نظر توسعه تولید انرژی برقابی و کشاورزی، از چندین دهه پیش برای احداث طرح‌های سدسازی مورد توجه است. در این حوضه گسترده، طرح‌های متعددی برای بهره‌برداری از منابع آب سطحی و زیرزمینی پیش‌بینی شده و در مراحل مختلف بهره‌برداری، ساخت و مطالعه می‌باشد. بنابراین با توجه به تعدد طرح‌ها و اهداف مختلف تعریف شده، پیچیدگی حوضه به‌حدی است که ارزیابی و یا تغییر هر یک از مؤلفه‌های طراحی بدون بررسی یکپارچه و سیستمی آن امکان‌پذیر نیست. در این حوضه؛ سدهای گرشا، کوران بوزان، سازبن مخزنی، سیمره و کرخه جریانی صرفاً برای تولید انرژی برقابی و سدهای تنگ معشوره و کرخه برای کشاورزی و با تولید انرژی برقابی طراحی شده‌اند. محل قرارگیری این سدها در شکل (۱) مشخص شده است. حجم

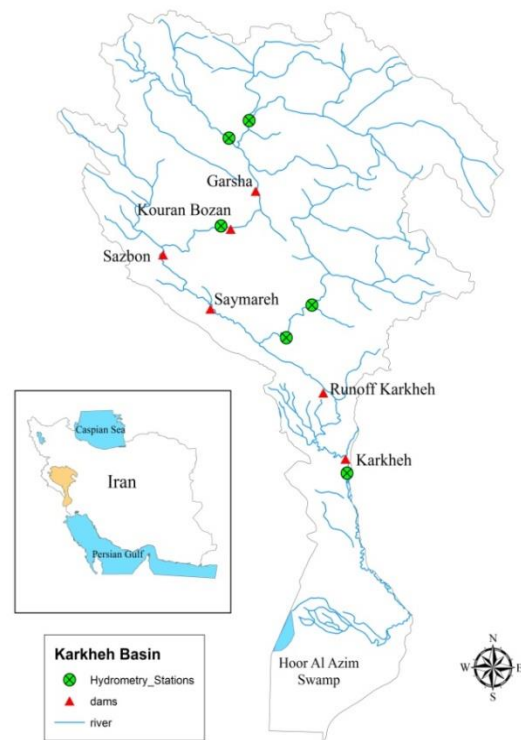
جدول (۲): مشخصات سدها و نیروگاه‌های در دست بهره‌برداری، ساخت و مطالعه حوضه کرخه (مهتاب قدس، ۱۳۹۰)

نام سد	وضعیت	تراز نرمال	ظرفیت مخزن	منظور	ظرفیت نصب نیروگاه
کرخه	در دست بهره‌برداری	۲۲۰	۴۶۱۶	کشاورزی/برقابی	۴۰۰
سیمره	در دست ساخت	۷۲۰	۲۴۷۴	برقابی	۴۸۰
گرشا	در دست مطالعه	۱۲۴۵	۱۳۸۵	برقابی	۲۸۰
کوران بوزان	در دست مطالعه	۱۰۹۰	۳۳۵۰	برقابی	۳۳۰
سازبن مخزنی	در دست مطالعه	۸۵۰	۱۵۷۶	برقابی	۳۶۰
تنگه معشوره	در دست مطالعه	۱۴۰۰	۱۶۴۰	کشاورزی/برقابی	۱۵۴
کرخه ۲ (کرخه جریانی)	در دست مطالعه	۳۷۵	۳۱۷	برقابی	۳۰۰

هرچند میزان بارش سالانه، تغییر قابل توجهی نخواهد داشت، اما زمان‌بندی بارش جابه‌جا خواهد شد و به‌جای فصل بهار، بیشتر در فصل زمستان رخ خواهد داد. همچنین برآورد می‌شود؛ میانگین دمای سالانه در افق زمانی کوتاه‌مدت حدود یک درجه سلسیوس افزایش یابد و این افزایش در سایر افق‌های زمانی بعدی نیز ادامه خواهد داشت. با انجام پهنه‌بندی تغییرات آورد سالانه زیرحوضه‌های اصلی کرخه مشخص می‌شود؛ زیرحوضه‌های شمالی (گاماسیاب و قره سو) در برابر تغییر اقلیم از حساسیت بیشتری برخوردارند و میزان کاهش آورد سالانه در آنها بیشتر است. میزان کاهش رواناب سالانه حوضه در نخستین افق زمانی کمتر از ۵ درصد خواهد بود. اما این میزان کاهش در افق‌های زمانی دوم و به‌خصوص در افق‌های زمانی سوم چشمگیرتر خواهد بود. این کاهش‌ها به ترتیب به ۱۵ و ۲۷ درصد خواهد رسید. کاهش موجود ناشی از افزایش دما (موجب افزایش تبخیر و تعرق) و کاهش میزان بارندگی در افق‌های زمانی دوم و سوم است. (جمالی و همکاران، ۲۰۱۲)

متدولوژی

در این پژوهش، از مدل MODSIM ارائه شده توسط شافر^۱ و لبدی^۲ (۱۹۷۸) استفاده شده است. این مدل، مدل‌سازی سیستم‌های پیچیده را از طریق تبدیل حوضه رودخانه به شبکه‌ای از گره‌ها و کمان‌ها تسهیل می‌کند. جهت تصمیم‌بهرینه، این نرم‌افزار از الگوریتم کمینه کردن هزینه شبکه جریان در هر گام زمانی که در واقع یک مسئله بهینه‌سازی خطی است، استفاده می‌کند. با وجود اینکه این نرم‌افزار در رسته مدل‌های شبیه‌سازی به حساب می‌آید و سیاست بهره‌برداری‌های مختلف را تحت سناریوهای مختلف مورد ارزیابی قرار می‌دهد؛ ولی برای تخصیص منابع آب بین



شکل (۱): حوضه آبریز رودخانه کرخه

تغییرات پیش‌بینی شده در مقدار و زمان‌بندی جریان رودخانه می‌تواند بر بهره‌برداری از مخازن به‌منظور تولید برق در حوضه، اثرگذار باشد. بنابراین، تحقیقات زودهنگام جهت شناسایی اثرات محتمل می‌تواند به تصمیم‌گیران در اصلاح برنامه‌های خود در توسعه نیروگاه‌های آبی به‌منظور تقلیل خسارات بالقوه یاری رساند. آورد سالانه حوضه رودخانه کرخه، تقریباً ۳۶ درصد از کل ظرفیت برنامه‌ریزی شده مخازن است. با توجه به کاهش دسترسی به منابع آب نسبت بالای ظرفیت مخزن به آب‌دهی رودخانه، می‌تواند موجب آسیب‌پذیری سیستم در قبال تغییرات اقلیم حوضه شود.

جمالی و همکاران با بررسی سناریوهای مختلف تغییر اقلیم در حوضه کرخه، آثار تغییر اقلیم بر رواناب حوضه آبریز را بررسی نموده‌اند. آنها با به‌کارگیری یک مدل بارش - رواناب و اجرای آن تحت سناریوهای مختلف اقلیمی، آثار تغییر اقلیم بر هیدرولوژی حوضه آبریز رودخانه کرخه را مورد بررسی قرار دادند. با توجه به نتایج، مشخص شد که

1. Shafer
2. Labadie

کند تا میزان انرژی مطمئن^۱ که بر اساس ظرفیت نصب هر نیروگاه تعریف می‌شود، تأمین گردد. (جلالی و همکاران، ۱۳۸۷) مقدار این دبی برابر است با:

$$QD_{i,t} = \frac{IC_i}{9.81 \times e_i \times \frac{h_{i,t}^{net} + h_{i,t-1}^{net}}{2}} \quad (2)$$

که در آن $QD_{i,t}$: دبی مورد نیاز جهت تولید برق از نیروگاه i ، IC_i : ظرفیت نصب نیروگاه i ، e_i : راندمان نیروگاه i و میانگین هد خالص آب بر روی توربین $\frac{(h_{i,t}^{net} + h_{i,t-1}^{net})}{2}$ نیروگاه i در ابتدای بازه زمانی t و $t-1$ است. از آنجا که دبی عبوری از نیروگاه $QD_{i,t}$ به هد خالص آب بر روی توربین نیروگاه i در بازه t بستگی دارد؛ این معادله غیر خطی را می‌توان به صورت تکراری (رفت و برگشتی) حل کرد. ابتدا هد خالصی برای زمان t فرض شده و با آن $QD_{i,t}$ محاسبه می‌شود. سپس با استفاده از معادله پیوستگی و رابطه حجم - تراز هد خالص جدید زمان t به دست می‌آید. این کار چندین بار تکرار می‌شود تا اختلاف هد، در دو تکرار متوالی به مقدار قابل قبولی برسد. در MODSIM برای محاسبه میزان تولید انرژی برقابی در نیروگاه‌های سدهای مخزنی با ارتفاع زیاد^۲ از رابطه (۳) استفاده می‌شود:

$$P_{i,t} = MIN \{ K \cdot Q_{i,t} \cdot \bar{H}_{i,t} \cdot e_i, P_{i,max} \} \quad (3)$$

که برای نیروگاه i در طول گام زمانی t : $P_{i,t}$ توان خروجی، $Q_{i,t}$: دبی عبوری از توربین (نرخ رهاسازی)، $\bar{H}_{i,t}$: هد میانگین موثر، e_i : راندمان نیروگاه i می‌باشد که تابعی است از $Q_{i,t}$ و $\bar{H}_{i,t}$ و $P_{i,max}$: حداکثر توان تولیدی نیروگاه i است. همچنین میزان تولید انرژی در زمان پیک به طریق زیر محاسبه می‌شود:

مصرف‌کنندگان مختلف در هر گام زمانی از الگوریتم بهینه‌سازی شبکه جریان استفاده می‌کند و میزان تخصیص در هر گام زمانی، بهینه می‌شود. MODSIM مکانیسم‌های تخصیص در یک حوضه آبریز را با حل متوالی مسئله تعمیم یافته بهینه‌سازی شبکه جریان به صورت زیر برای هر دوره زمانی $t = 1, \dots, T$ شبیه‌سازی می‌کند:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{i,j} c_{ij} \bar{x}_{ij} \\ \text{S.T.} : & \sum_{\{j | i,j \in A\}} \bar{x}_{ij} - \sum_{\{j | j,i \in A\}} \bar{x}_{ji} = 0 \\ & \bar{I}_{ij} \leq \bar{x}_{ij} \leq \bar{U}_{ij} \end{aligned} \quad (1)$$

که در آن x_{ij} نرخ جریان در کمان (i,j) با پارامترهای اتصال $(\bar{I}_{ij}, \bar{U}_{ij}, c_{ij})$ که هزینه بر واحد جریان برای کمان (i,j) به حساب می‌آید، A مجموعه تمامی کمان‌ها در شبکه، N مجموعه تمام گره‌ها و I_{ij} و U_{ij} محدودیت‌های حداقل و حداکثر هر اتصال می‌باشد. از آنجا که ماژول برقابی نرم افزار MODSIM محدودیت‌هایی دارد؛ در این پژوهش برخی از آنها تا حد امکان با اصلاح ماژول برقابی برطرف شده است. مهمترین محدودیت‌های ماژول برقابی عبارت است از:

- لحاظ نکردن تعداد واحدهای نیروگاه؛
 - در نظر نگرفتن حداقل و حداکثر دبی مجاز عبوری از توربین‌ها؛
 - لحاظ نکردن افت تراز در نیروگاه‌ها؛
 - در نظر نگرفتن تقاضای برقابی (گره تقاضای برق).
- به این منظور ماژول برقابی کدنویسی شده و همه محدودیت‌های فوق لحاظ گردیده است. همچنین در این ماژول، تقاضای برق به صورت میانگین دبی ماهانه دیده شده است که در طول هر گام زمانی، باید از توربین عبور

شکل (۲) نشان داده شده است. به طور معمول، سناریوهای خوش‌بینانه نشانگر کاهش اندک و یا حتی افزایش حداقلی در کل جریان ورودی سالانه است. در این پژوهش سناریوهای HadCM-B1, HadCM-A2 و CGCM-B1 به ترتیب: سناریوی خوش‌بینانه افق‌های زمانی نخست، دوم و سوم هستند. سناریوهای اقلیمی بدبینانه نمایانگر افزایش کاهش‌ها در جریان ورودی سالانه می‌باشد. در این پژوهش CGCM-A1B, HadCM-A1 و CGCM-A2 به ترتیب سناریوهای بدبینانه در سه افق زمانی فوق‌الذکر است. نتایج نشان می‌دهد میزان تولید متوسط انرژی تقریباً در تمامی سناریوها کاهش خواهد یافت. این کاهش ناشی از کاهش جریان‌های ورودی به مخازن، به علت خشک‌تر شدن شرایط ناشی از تغییر اقلیم می‌باشد. در شکل (۳) تغییرات پیش‌بینی شده در تولید متوسط سالانه انرژی در حوضه برای سناریوهای اقلیمی و افق‌های زمانی مختلف در مقایسه با بازه کنترلی اقلیمی تاریخی نشان داده شده است.

پیش‌بینی کاهش میزان تولید انرژی برقایی در تمامی سناریوها (به جز دو سناریوی اقلیمی در افق زمانی نخست) اشاره بر آن دارد که برنامه‌های توسعه‌ای برقایی در حوضه کرخه بر اساس طراحی‌ها و برنامه‌ریزی‌های مبتنی بر شرایط اقلیمی تاریخی، جوابگوی سطح نیازهای تولیدات برقایی هدف نخواهد بود. هرچند کاهش میزان تولید در افق زمانی نخست، نیز چشمگیر نخواهد بود (نزدیک به ۳/۵ درصد) اما کاهش پیش‌بینی شده در افق زمانی دوم و سوم قابل ملاحظه خواهد بود. (به ترتیب: برابر با ۱۵ درصد و ۲۴ درصد).

$$E_{i,t}^P = P_{i,t} \cdot DT_{i,t}^P \quad (۴)$$

$DT_{i,t}^P$: کل ساعات تولید پیک نیروگاه i در گام زمانی t است. به همین طریق میزان تولید در زمان غیر پیک برابر خواهد بود با:

$$E_{i,t}^O = P_{i,t} (DT_t - DT_{i,t}^P) \quad (۵)$$

DT_t : تعداد ساعات موجود در بازه زمانی t است. همچنین در MODSIM جهت محاسبه میزان تولید در نیروگاه‌های جریانی^۱ فرض می‌شود که ظرفیت ذخیره صفر و $\bar{H}_{i,t}$ ثابت است. به هر حال در خصوص سد کرخه ۲ به خاطر وجود ظرفیت ذخیره‌ای محدود (که می‌تواند تا حدودی جریان را تنظیم کند) نمی‌توان این فرض را صحیح دانست. بنابراین، جهت رفع این محدودیت رابطه زیر در مازول برقایی توسعه داده شده است:

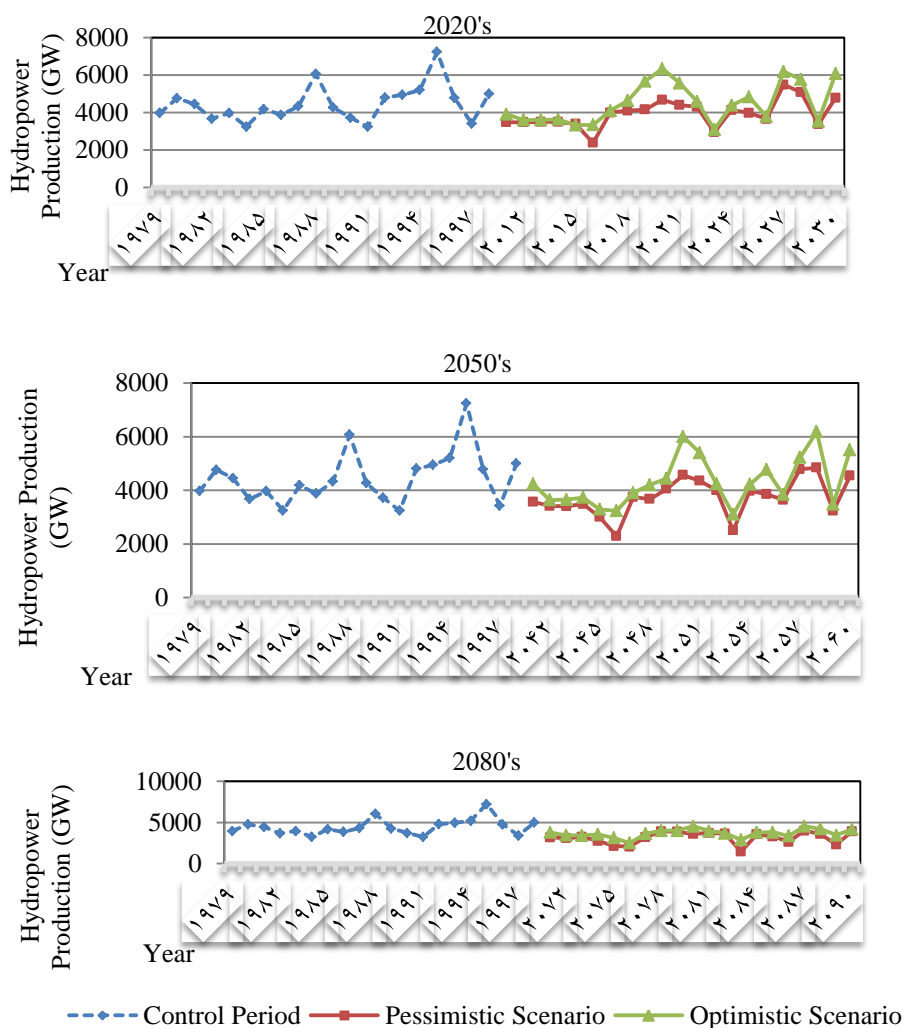
(۲)

$$\Delta T_{KarkhehII,t} = \min \left[\frac{K \cdot Q_t \cdot \bar{H}_t \cdot e_{KarkhehII} (Q_t \cdot \bar{H}_t)}{P_{t,max}}, \Delta T_t \right]$$

که DT_i : تعداد ساعت‌ها در بازه $\Delta T_{KarkhehII,t}$: تعداد ساعاتی که نیروگاه کرخه ۲ در طول بازه t کار می‌کند و Q_t : جریان ورودی بالادست (نسبت حجم به مدت زمان) است. با استفاده از این رابطه، بهره‌برداری تنها به زمان‌های پیک و سرریز محدود نخواهد بود.

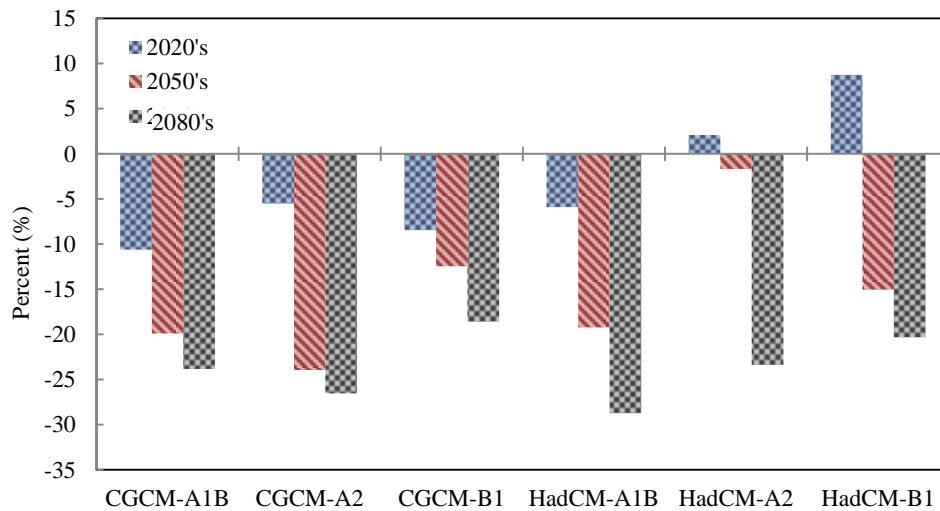
نتایج

مدل، برای ۱۸ سناریو مختلف که تغییر اقلیم آن از مطالعات پیشین آثار تغییر اقلیم بر منابع آب حوضه (جمالی و همکاران، ۲۰۱۲) به دست آمده است، اجرا شد. مقایسه میزان تولید متوسط سالانه انرژی برقایی تحت شرایط اقلیمی تاریخی در بازه زمانی کنترلی با سناریوهای اقلیمی خوش‌بینانه و بدبینانه در افق‌های زمانی مختلف، در



شکل (۲):

مقایسه میزان تولید متوسط سالانه انرژی برقابی تحت شرایط اقلیمی تاریخی در بازه زمانی کنترلی با سناریوهای اقلیمی خوش‌بینانه و بدبینانه (a) 2020's (HadCM B1, CGCM A1B); (b) 2050's (HadCM A2, HadCM A1B); (c) 2080's (CGCM B1, CGCM A2)



شکل (۳): تغییرات پیش‌بینی شده در تولید متوسط سالانه انرژی در حوضه برای سناریوهای اقلیمی و افق‌های زمانی مختلف

نیروگاه‌های طراحی شده بر اساس داده‌ها و شرایط اقلیمی گذشته، در مواجهه با اثرات تغییر اقلیم به‌شدت آسیب‌پذیر خواهند بود. در نظر نگرفتن تغییرات اقلیمی در طراحی‌ها و قواعد بهره‌برداری موجب افزایش ریسک آسیب‌پذیری در حوضه کرخه می‌شود.

شکل (۵) نشان می‌دهد که تولید میانگین ماهانه انرژی برقابی در حوضه برای سناریوهای مختلف اقلیمی تحت سه افق زمانی نزدیک، میانه و دور آورده شده است. در افق زمانی نخست، تغییر در تولید سالانه قابل توجه نیست. در این بازه زمانی، تغییرات در تولید ماهانه از ۱۰ درصد در ماه فوریه تا ۱۱ درصد در می و جون تغییر می‌کند. در افق زمانی بعدی، کاهش در تولید، بیشتر خواهد بود و تا ۳۱ درصد در مه و ژوئن خواهد رسید. در طول افق زمانی سوم، این مقدار تا ۴۰ درصد در مه و ژوئن نیز خواهد رسید. با این وجود، کمبود در زمان پیک تقاضای الکتریسیته، می‌تواند تا ۲۰ درصد در این افق زمانی رخ دهد. جدول (۴) نمای کلی از میانگین تولید انرژی برقابی سالانه و فصلی در افق‌های مختلف مورد بررسی را ارائه می‌کند. نتایج نشان می‌دهد؛ مهمترین عامل کاهش تولید

مقایسه متوسط تغییرات در تولید انرژی برقابی هر نیروگاه در حوضه تحت سناریوهای مختلف اقلیمی با میزان تولید در شرایط بازه کنترلی تاریخی در جدول شماره (۳) انجام شده است. این جدول نشان می‌دهد به‌طور کلی، تولید نیروگاهی در تمامی نیروگاه‌ها، (به جز دو سناریو در افق زمانی نخست) کاهش خواهد یافت. تخمین زده می‌شود در نخستین افق زمانی، بیشترین کاهش تولید؛ به ترتیب در: سیمره، سازین مخزنی، گرشا و کوران بوزان رخ دهد. برآورد می‌شود که دو سد باقی مانده در این بازه زمانی با کاهش قابل توجهی در تولید خود مواجه نشوند. کاهش تولید در افق دوم و سوم برای تمامی نیروگاه‌ها چشمگیر خواهد بود. مجدداً سازین مخزنی، سیمره، گرشا و کوران بوزان با بیشترین میزان کاهش تولید (حتی تا ۵۰ درصد) در این دو افق مواجه خواهند شد. در شکل (۴) منحنی‌های تولید انرژی کل در افق‌های زمانی مختلف ترسیم شده است. در این شکل به وضوح دیده می‌شود که تولید انرژی برقابی به‌طور قابل توجهی کاهش می‌یابد. این تخمین کاهش در تولید انرژی دارای اهمیت بسیار است؛ زیرا این حقیقت را آشکار می‌سازد که این مخازن و

سال دارند. بنابراین، دستیابی به تولید برق در طول ماه های گرم سال (تابستان) بسیار حائز اهمیت است. خوشبختانه، نتایج پژوهش نشان می دهد میزان کاهش تولید در ماه های گرم سال قابل توجه نخواهد بود.

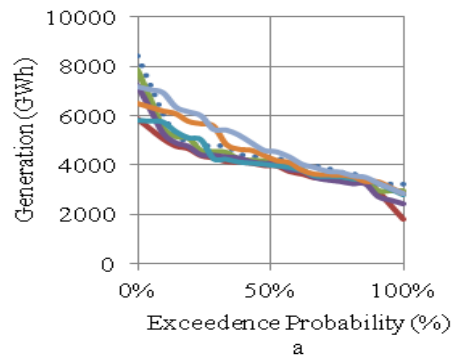
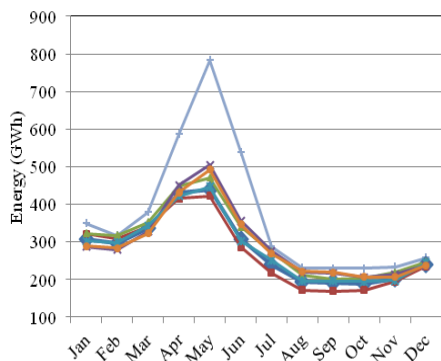
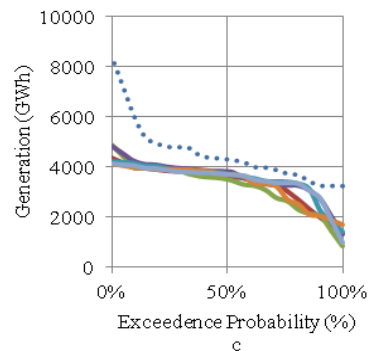
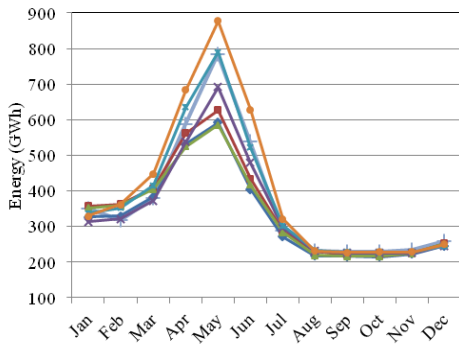
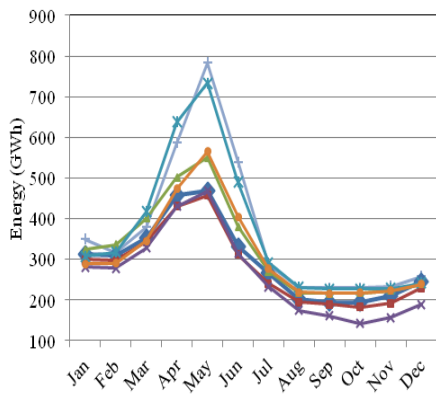
کل انرژی برقابی سالانه، کاهش تولید در طول بهار خواهد بود. همچنین برآورد می شود کاهش تولید در این فصل با گذر زمان در افق های زمانی مورد مطالعه به علت خشک تر شدن شرایط، افزایش خواهد یافت. در ایران، نیروگاه های برقابی نقش مهمی در تأمین برق مورد نیاز ماه های گرم

جدول (۳): متوسط تغییر در تولید انرژی برقابی هر نیروگاه در حوضه نسبت به دوره کنترلی (درصد)

Average	HadCM3			CGCM3			افق زمانی	نیروگاه
	B1	A2	A1B	B1	A2	A1B		
-۷	۱۰	۲	-۱۱	-۱۴	-۱۲	-۱۸	2020's	گرشا
-۲۱	-۱۸	-۱	-۲۱	-۱۷	-۳۶	-۳۰	2050's	
-۳۴	-۲۵	-۲۹	-۵۳	-۲۴	-۳۹	-۳۲	2080's	
-۷	۱۰	۲	-۱۱	-۱۴	-۱۱	-۱۸	2020's	کوران بوزان
-۲۱	-۱۷	-۱	-۲۶	-۱۶	-۳۷	-۳۰	2050's	
-۳۴	-۲۷	-۳۱	-۴۹	-۲۵	-۳۸	-۳۳	2080's	
-۴	۹	۴	-۷	-۱۱	-۶	-۱۳	2020's	سازین
-۱۹	-۱۸	۰	-۲۵	-۱۴	-۳۰	-۲۵	2050's	
-۲۸	-۲۳	-۳۰	-۳۳	-۲۳	-۳۲	-۲۹	2080's	
-۱۱	-۱۷	۴	-۶	-۲۶	-۶	-۱۳	2020's	سیمره
-۱۷	-۳۹	۱	-۲۸	۱۰	-۲۳	-۲۳	2050's	
-۳۴	-۴۶	-۲۸	-۳۱	-۴۳	-۳۰	-۲۶	2080's	
۰	۸	۲	-۲	-۴	-۱	-۵	2020's	کرخه ۲
-۱۰	-۱۱	-۲	-۱۳	-۹	-۱۳	-۱۱	2050's	
-۱۴	-۱۴	-۱۵	-۱۴	-۱۱	-۱۶	-۱۶	2080's	
۰	۸	۰	-۲	-۳	-۱	-۴	2020's	کرخه
-۱۰	-۱۲	-۵	-۱۳	-۱۰	-۱۱	-۱۱	2050's	
-۱۴	-۱۶	-۱۵	-۱۲	-۱۲	-۱۵	-۱۶	2080's	
-۳	۹	۲	-۶	-۸	-۵	-۱۱	2020's	کل
-۱۵	-۱۵	-۲	-۱۹	-۱۲	-۲۴	-۲۰	2050's	
-۲۴	-۲۰	-۲۳	-۲۹	-۱۹	-۲۶	-۲۴	2080's	

جدول (۴): میانگین تولید انرژی سالانه و فصلی در حوضه (بر حسب GWh)

سالانه		زمستان		پاییز		تابستان		بهار		افق زمانی
(-۳٪)	۴/۲۸۴	(۴٪)	۱۰/۹۰	(-۳٪)	۶۹۹	(-۱٪)	۷۴۳	(-۸٪)	۱/۷۵۴	2020's
(-۱۵٪)	۳/۶۷۸	(-۷٪)	۹۷۲	(-۱۱٪)	۶۴۱	(-۱۰٪)	۶۷۱	(-۲۷٪)	۱/۴۰۲	2050's
(-۲۴٪)	۳/۴۵۶	(-۱۰٪)	۹۴۰	(-۱۲٪)	۶۳۳	(-۱۲٪)	۶۵۶	(-۳۶٪)	۱/۲۱۹	2080's



شکل (۵): میانگین انرژی تولید ماهانه در سطح حوضه در سه افق زمانی (a) 2020's, (b) 2050's, (c) 2080's و دوره کنترلی

شکل (۴): منحنی‌های تداوم انرژی کل تولیدی برای سه افق زمانی (a) 2020's; (b) 2050's; (c) 2080's و دوره کنترلی

جمع‌بندی

این اقدامات می‌تواند؛ شامل: تجدیدنظر در سیاست‌های بهره‌برداری، عدم ساخت برخی از مخازن نیروگاه‌ها و یا طراحی مجدد سیستم شود. بنابراین، در مطالعه‌های آینده، پیشنهاد می‌شود؛ روش‌های مختلف مدیریت سازگاری مدل‌سازی شود، تا میزان بهبود عملکرد سیستم‌های سد و نیروگاهی در مواجهه با تغییر اقلیم ارزیابی گردد.

در این پژوهش، اثرات تغییر اقلیم بر سیستم نیروگاهی تولید انرژی برقابی حوضه رودخانه کرخه، مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشانگر آن است که اثرات تغییر اقلیم، متغیرهای هیدرولوژیکی و متعاقبا تولید انرژی برقابی در حوضه را تحت تأثیر قرار خواهد داد. هرچند کسر تولید در دو افق زمانی دیگر برآورد می‌شود، اما با توجه به ناچیز بودن کاهش جریان ورودی در افق زمانی نخست، کاهش تولید نیز اندک خواهد بود. این نتایج نشان می‌دهد؛ در افق زمانی نخست کاهش تولید کمتر از ۴ درصد است، اما در افق دوم و سوم این کاهش به ترتیب بیش از ۱۵ و ۲۳ درصد می‌باشد. این مقدار بیانگر این مطلب است که قواعد بهره‌برداری به‌دست آمده از مطالعات بر مبنای داده‌های مشاهداتی، برای بهره‌برداری و یا همچنین برای طراحی‌های سیستم مخازن و نیروگاه‌های حوضه رودخانه کرخه در شرایط آینده مناسب نمی‌باشد. انتظار می‌رود نیروگاه‌های گرشا، کوران بوزان، سازین و سیمره با چالش‌های قابل توجهی در تأمین انرژی مورد انتظار در آینده مواجه شوند. با آگاهی از محدودیت منابع آب در حوضه، تجدیدنظر در برنامه‌های توسعه‌ای نیروگاهی برای جلوگیری از شکست‌ها در آینده ضروری به نظر می‌رسد.

در پژوهش صورت‌گرفته، تنها از نتایج دو مدل بزرگ مقیاس تحت سه سناریوی اقلیمی استفاده شده است. در مطالعات تکمیلی، پیشنهاد می‌شود؛ از نتایج مدل‌های متنوع بهره گرفته شود تا بتوان محدوده بیشتری از حالت‌های محتمل افق‌های مختلف آینده را برای به دست آوردن بررسی کرد.

با توجه به امکان ارزیابی به‌هنگام و مستمر شرایط اقلیمی آینده، می‌توان با انجام اقدامات مدیریت سازگاری مناسب، از وقوع شرایط نامطلوب در آینده جلوگیری کرد.

مراجع

۱. جلالی، م؛ آذرانفر، آ و افضلی، ر. «توسعه قابلیت‌های برقابی در نرم افزار مدیریت یکپارچه منابع آب WEAP»، سومین کنفرانس منابع آب ایران.
۲. نیلچی، ندا؛ موسوی، سید جمشید و فرامرزی، منیره، ۱۳۹۰، «مدل‌سازی اثرات تغییر اقلیم بر تخصیص منابع آب حوضه کرخه»، هفتمین همایش ملی علوم و مهندسی آبخیزداری، گروه مهندسی مرتع و آبخیزداری دانشکده منابع طبیعی دانشگاه صنعتی اصفهان.
3. Medellin-Azuara, J., Connell, C., Madani, K., and Lund, J. Howitt, R. (2009) "Water Management Adaptation with Climate Change" Water Management Adaptation with Climate Change
4. Agrawala, S., Raksakulthai, V., Aalst, M. V., Larsen, P., Smith, J., and Reynolds, J. (2003) "Development and Climate Change in Nepal: Focus on Water Resources and Hydropowers" Organization for Economic Co-operation and Development (OECD).
5. Bergström S., Carlsson, B., Gardelin, M. 2001 "Climate change impacts on runoff in Sweden-assessments by global climate models, dynamical downscaling and hydrological modeling" Climate Res., 16, 101-112.
6. Brown, C., Meeks, R., Ghile, Y. and K. Hunu (2010b) "An empirical analysis of the effects of climate variables on national level economic growth." World Bank Policy Research Working Paper 5357.
7. Brown, C., Meeks, R., Hunu, K., and Yu, W. (2010a). "Hydro climatic risk to economic growth in Sub-Saharan Africa" Climatic Change, DOI: 10.1007/s10584-010-9956-9.
8. Robinson, P.J., 1997. "Climate Change and Hydropower Generation" Int. J. Climatol.,

- Wallace, A.R. (2003) "Climate Change Impacts on Financial Risk in Hydropower Projects" Power Systems, IEEE Transactions, Vol: 18, 4: 1324-1330.
12. Jamali, S. ; Abrishamchi, A.; Marino, M.A. ; Abbasnia, A. "Climate change impact assessment on hydrology of Karkheh Basin, Iran" Water Manag., Volume 166, Issue 2, July 2012.
13. Madani, K. and Lund, J.R. (2010) "Estimated Impacts of Climate Warming on California's High-Elevation Hydropower"
- 17, 983-996.
9. Garr, C., and Fitzharris, B. (1994). "Sensitivity of mountain runoff and hydro-electricity to changing climate." Mountain Environments in Changing Climates, Beniston, M., ed., Routeledge, London, UK, 4.
10. Harrison, G. P. and Whittington, H. W. (2001) "Impact of Climatic Change on Hydropower Investment," in Hydropower in the New Millennium, Proc. 4th Int. Conf. Hydropower Develop., Bergen, Norway, June 2001, pp. 257-261.
11. Harrison, G.P., Whittington, H.W., and