

# برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه با لحاظ کردن قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی پیشرفته

مصطفی رجبی مشهدی<sup>1,2</sup> محمدحسین جاویدی<sup>3</sup> محمدصادق قاضی زاده<sup>4</sup>

1- کارشناسی ارشد - دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

2- شرکت برق منطقه ای خراسان - دیسپاچینگ شمال شرق کشور

[mo\\_ra18@stu-mail.um.ac.ir](mailto:mo_ra18@stu-mail.um.ac.ir)

3- استاد گروه برق - دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران

[h-javidi@ferdowsi.um.ac.ir](mailto:h-javidi@ferdowsi.um.ac.ir)

4- استادیار گروه برق - دانشگاه صنعت آب و برق (شهید عباسپور)، تهران، ایران

[l.gazizadeh@pwut.org](mailto:l.gazizadeh@pwut.org)

**چکیده:** واحدهای نیروگاهی پیشرفته دارای قابلیت‌های جدیدی از جمله انتخاب نرخ بارگیری عادی و یا سریع می باشند که در ظرفیت ذخیره اولیه کنترل فرکانس تأثیر گذار است. از طرفی برخی از واحدهای نیروگاهی در محدوده معینی از محدوده مجاز بهره‌برداری قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس را دارند. در این مقاله، روشی جدید برای برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه ارائه گردیده است. در این روش، محدودیتها و همچنین قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی جدید، که در پژوهش‌های قبلی در نظر گرفته نشده اند، در برنامه‌ریزی همزمان تولید و ذخیره‌ی اولیه لحاظ شده است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی بروی یک شبکه نمونه نشان میدهد که اعمال این قابلیتها و محدودیتها در برنامه‌ریزی همزمان تولید و ذخیره‌ی اولیه، آرایش مناسب‌تری را در اختیار بهره‌بردار سیستم قرار می‌دهد. در نتیجه، بهره‌بردار سیستم انحراف کم‌تری را در اجرای برنامه خواهد داشت. در این بررسی، مدل بازار بصورت پرداخت بر اساس پیشنهاد می‌باشد.

در روش ارائه شده، حالت‌های مختلفی که برای هر واحد نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس وجود دارد، توسط متغیرهای باینری لحاظ می‌گردند. برای حل مسئله‌ی غیرخطی حاصل که به شکل مخلوط عدد صحیح می‌باشد، از روش ابتکاری تکراری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک استفاده شده است.

**کلمات کلیدی:** ذخیره‌ی اولیه، برنامه‌ریزی همزمان، قابلیت‌های فنی، کنترل فرکانس، محدودیت‌های بهره‌برداری

تاریخ ارسال مقاله : 1387/8/10

تاریخ پذیرش مقاله : 1388/6/24

نام نویسنده‌ی مسئول : مصطفی رجبی مشهدی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران - مشهد - دانشگاه فردوسی مشهد - دانشکده مهندسی برق

روش رسیدن به پاسخ بهینه را تضمین نمی‌کند و علاوه بر آن ممکن است پاسخ بدست آمده امکان پذیر نباشد [6، 5].

یکی از مهم‌ترین پژوهش‌ها در خصوص برنامه‌ریزی ذخیره اولیه، توسط آقایان Malley و Sullivan پیشنهاد شده است [7]. آنها یک الگوریتم تکراری مبتنی بر پخش بار اقتصادی را پیشنهاد کردند که در آن، میزان تولید و ذخیره‌ی واحدها تا جاییکه میزان انحراف فرکانس در محدوده مجاز قرارگیرد، اصلاح می‌گردند. متعاقب این پژوهش، تحقیقات عمده‌ای در لحاظ کردن محدودیت‌های شبکه و پایداری صورت گرفت که از جمله می‌توان به کار آقای Papadogianis و همکارانش در سال 2004 اشاره نمود [8]. آنها میزان تولید و منابع ذخیره‌ی اولیه را بکمک الگوریتم درخت تصمیم<sup>4</sup> و با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه و پایداری، تعیین نمودند. در هر دو مقاله فوق، ابتدا مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها حل شده و میزان تولید ساعتی هر واحد تعیین می‌گردد. سپس با توجه به میزان تولید تعیین شده برای هر واحد، مقدار ذخیره مشخص می‌گردد. این روش مشابه برنامه‌ریزی متوالی میزان تولید و ذخیره است. مسئله در مدار قرار گرفتن واحدها با در نظر گرفتن ذخیره‌ی اولیه و ذخیره‌ی ثالثیه<sup>5</sup> به صورت برنامه‌ریزی همزمان توسط آقایان Restrepo و Galiana فرمول بندی شده است [5]. در روش پیشنهادی آنها، ذخیره اولیه هر واحد تابعی از میزان انحراف فرکانس سیستم ناشی از وقوع هر حادثه در نظر گرفته شده و انحراف فرکانس به صورت یک عامل مشترک در مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها دخالت داده شده است. در همین سال، از آقای Galiana و همکارانش، مقاله دیگری با هدف برنامه‌ریزی و قیمت‌گذاری همزمان انرژی، ذخیره اولیه، ذخیره ثانویه<sup>6</sup> و ذخیره ثالثیه منتشر گردید. آنها در این مقاله، مزایای برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره‌های مختلف را با برنامه‌ریزی متوالی مقایسه کرده و نشان دادند که برنامه‌ریزی همزمان موجب افزایش رفاه اجتماعی می‌شود [6]. در سال 2006، آقای Illian بر توسعه نیازمندیهای کنترل بار- فرکانس در برنامه‌ریزی بهره‌برداری به منظور تأمین ذخیره کافی و پاسخگو در بلند مدت (چند روز) و در کوتاه مدت (یک ساعت بعد تا لحظه آنی) و بر مبنای معیارهای مناسب قابلیت اطمینان تأکید نمود [9]. آقای Bruce و همکارانش نیز یک رویکرد اقتصادی و ایمن را به منظور رهایی از قید فرکانسی ارائه نمودند [10]. در این رویکرد، ذخیره فرکانسی اولیه به طور اقتصادی و ایمن به گونه‌ای به هر واحد نیروگاهی اختصاص می‌یابد که در صورت خروج یک واحد تولیدی، بار خطوط انتقال از محدوده مجاز خارج نشود.

ضعف مشترک کلیه کارهای انجام شده تاکنون، عدم در نظر گرفتن قابلیت‌ها و محدودیت‌های فنی واحدها به طور خاص می‌باشد بطوریکه، برخی از پاسخ‌های بدست آمده قابل اجرا نمی‌باشند.

در مرجع [5] فرض شده است که کلیه واحدها در کنترل فرکانس مشارکت دارند. از آنجائیکه، واحدهای نیروگاهی در حالت واقعی و بر اساس مد انتخاب شده می‌توانند در کنترل فرکانس مشارکت فعال

کنترل فرکانس یکی از وظایف محوری در بهره‌برداری از سیستم قدرت است. در حقیقت، به منظور پاسخگویی به عدم تعادل بین تولید و مصرف، بهره‌برداری سیستم برای هر لحظه بخشی از ظرفیت ذخیره نیروگاه‌های دارای قابلیت کنترل فرکانس را به صورت آماده پیش بینی می‌کند. ذخیره‌های مورد نیاز در هر ساعت بر اساس معیارهای قابلیت اطمینان به گونه‌ای برنامه‌ریزی می‌شوند که در صورت وقوع بدترین حادثه، اولاً فرکانس از محدوده مجاز تخطی نکرده و ثانیاً منجر به حذف بار نگردد [1، 2].

میزان مشارکت هر واحد نیروگاهی در کنترل فرکانس به میزان انحراف فرکانس ناشی از هر اغتشاش و همچنین مشخصه گاورنر و ظرفیت واحد بستگی دارد. ذخیره کنترل فرکانس اولیه<sup>1</sup> (ذخیره اولیه) سریعترین ذخیره‌ای است که به ازاء آن، واحد (های) نیروگاهی در طی چند ثانیه اول به یک اغتشاش بزرگ نظیر خروج بزرگترین واحد در مدار پاسخ می‌دهد (دهند). این ذخیره از مهمترین خدمات جانبی بوده و در بازار برق کشورهای مختلف با تعاریف متنوعی معرفی شده است. در انگلستان و ولز، خدمات کنترل فرکانس به آمادگی هر واحد نیروگاهی برای کنترل فرکانس در 10 ثانیه اول پس از وقوع اغتشاش اطلاق می‌شود. در کالیفرنیا ذخیره مرتبط با کنترل فرکانس، جزو خدمات ذخیره اضطراری بوده و شامل AGC (آماده در 10 ثانیه)، ذخیره گردان و غیرگردان (آماده در 10 دقیقه) می‌باشد [3، 4].

میزان ذخیره بکار گرفته شده هر واحد به میزان انحراف فرکانس ناشی از وقوع بدترین حادثه وابسته است. بدترین حادثه، رخدادی است که منجر به بیشترین افت فرکانس می‌گردد. معمولاً خروج واحد با بیشترین تولید، بدترین حادثه در نظر گرفته می‌شود. از آنجائیکه، میزان تولید هر واحد از اجرای بازار انرژی مشخص می‌شود، می‌توان گفت که میزان افت فرکانس ناشی از خروج هر واحد بستگی شدیدی به برنامه‌ریزی ساعتی انرژی دارد. بنابراین، تهیه خدمات ذخیره اولیه وابستگی زیادی به ساختار و مکانیزم اجرای بازار انرژی دارد [5، 6].

مکانیزم برگزاری حراج برای تأمین انرژی و خدمات جانبی در بازارهای برق کشورهای مختلف به روش‌های متفاوت از جمله برنامه‌ریزی همزمان<sup>2</sup> و یا برنامه‌ریزی متوالی<sup>3</sup> صورت می‌گیرد. در برنامه‌ریزی همزمان، انرژی و خدمات جانبی به صورت همزمان خریداری می‌گردند. این در حالی است که در برنامه‌ریزی متوالی و پشت سر هم، ابتدا حراج انرژی برای تأمین انرژی مصرف کنندگان اجرا شده و سپس ذخیره‌های متفاوت به ترتیب و بر اساس میزان مرغوبیت انتخاب می‌گردند. برنامه‌ریزی همزمان در مقایسه با برنامه‌ریزی متوالی، دارای پیچیدگی بیشتری بوده ولی در صورت لحاظ نمودن کلیه قابلیت‌ها و محدودیت‌ها می‌تواند به پاسخ بهینه منجر گردد. در حقیقت در برنامه‌ریزی متوالی، میزان تولید ساعتی واحدهای در مدار که از برنامه‌ریزی انرژی بدست می‌آید، معلوم فرض می‌شود. در نتیجه، این

در این مقاله، قابلیت‌های فنی و محدودیت‌های محدوده مجاز مشارکت در کنترل فرکانس، در بخش دوم، معرفی شده اند. بخش سوم مقاله به فرمول بندی مسئله اختصاص یافته است. روش حل مسئله در بخش چهارم ارائه شده است. نتایج شبیه‌سازی برای حالت‌های مختلف در بخش پنجم مورد بحث قرار گرفته و نتیجه‌گیری‌های حاصل در بخش ششم ذکر گردیده است.

## 2- قابلیت‌ها و محدودیت‌های خاص واحدهای نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس

انتخاب مد کنترل فرکانس و همچنین نرخ بارگیری واحدهای نیروگاهی که قابلیت تغییر مد مشارکت در کنترل فرکانس و همچنین نرخ بارگیری را دارند، از عواملی هستند که در برنامه‌ریزی واقعی ذخیره اولیه مؤثرند. از طرفی، برخی از واحدهای نیروگاهی قادر نیستند در تمام محدوده مجاز ظرفیت تولید در کنترل فرکانس مشارکت نمایند. به منظور توضیح بیشتر، در این بخش قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی و همچنین محدوده مجاز ظرفیت برای مشارکت در کنترل فرکانس معرفی خواهند شد.

### 2-1- مدهای مشارکت در کنترل فرکانس

گاورنر واحدهای نیروگاهی به گونه‌ای طراحی می‌شوند که بهره‌بردار نیروگاه در هر لحظه قادر باشد با انتخاب مد فعال در کنترل فرکانس (یا به اختصار مد کنترل فرکانس)، واحد را در کنترل فرکانس مشارکت داده و یا، با انتخاب مد غیرفعال در کنترل فرکانس (مد بار ثابت)، آن را نسبت به تغییرات فرکانس غیرحساس نماید و از آن در شرایط تولید ثابت بهره‌برداری نماید [11]. در برخی از گاورنرها از جمله واحدهای با فن‌آوری جدید، به منظور عملکرد واحد در تولید ثابت، انحراف فرکانس‌های حدود 1 هرتز فیلتر شده و به سیستم گاورنر منتقل نمی‌شوند. به عبارت دیگر، تنها واحدهای دارای ذخیره اولیه که در مد فعال کنترل فرکانس بهره‌برداری شوند، در کنترل فرکانس مشارکت می‌نمایند. این در حالی است که، در کارهای پژوهشی ارائه شده در حوزه برنامه‌ریزی کوتاه مدت ذخیره اولیه، فرض می‌شود کلیه واحدهایی که در مدار قرار گرفته‌اند می‌توانند در مد کنترل فرکانس بهره‌برداری شوند. این فرض ممکن است منجر به عدم کفایت ذخیره‌های پیش بینی شده در برنامه‌ریزی گردد. با اینحال، لازم به ذکر است که برخی از واحدهای نیروگاهی، قابلیت تغییر مد مشارکت در کنترل فرکانس را به صورت لحظه‌ای ندارند. به عبارت دیگر، این واحدها باید صرفاً در مد کنترل فرکانس و یا در مد بار ثابت بهره‌برداری می‌شوند. در این مقاله، گاورنر چنین واحدهایی، که قابلیت تغییر مد کنترل فرکانس را ندارند، گاورنرهای دارای مد ثابت<sup>10</sup> نامیده شده اند.

برای مشخص نمودن حالت گاورنرها، یک متغیر باینری  $V_{ii}$  تعریف گردیده است. در صورتیکه  $V_{ii}$  برابر یک باشد، نشان دهنده آن

داشته باشند و در صورت انتخاب مد غیر فعال (بار ثابت)، در کنترل فرکانس مشارکت مؤثری نخواهند داشت، این فرض برای همه‌ی واحدهای نیروگاهی واقعی نمی‌باشد. به علاوه، برای مشارکت هر واحد در کنترل فرکانس، یک محدوده مجاز از ظرفیت هر واحد در نظر گرفته شده که لزوماً با محدوده حداقل و حداکثر مجاز بهره‌برداری هر واحد نیروگاهی یکسان نیست. این محدوده مبتنی بر مشخصه عملکرد واقعی هر واحد نیروگاهی و محدودیت‌های فنی واحد تعیین و توسط بهره‌بردار نیروگاه به مدیر بازار اعلام می‌گردد. در اکثر مقالات و کارهای پژوهشی ارائه شده تاکنون، محدوده مجاز مشارکت در کنترل فرکانس برای هر واحد نیروگاهی با محدوده مجاز بهره‌برداری واحد یکسان فرض می‌شود که این فرض در برخی از واحدها واقعی نیست. در سمت مقابل، واحدهای با فن‌آوری جدید، بر خلاف واحدهای قدیمی، دارای قابلیت‌هایی از جمله وجود چند نرخ بارگیری می‌باشند. این قابلیت بهره‌بردار نیروگاه را قادر می‌سازد تا بتواند در هر لحظه یک نرخ بارگیری را انتخاب نماید. این محدودیت‌ها و قابلیت‌ها در کارهای قبلی لحاظ نشده اند. بدیهی است عدم لحاظ نمودن محدودیت‌ها و قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی به صورت واقعی در برنامه‌ریزی آنها سبب می‌گردد که برنامه تعیین شده نسبت به شرایط ممکن بهره‌برداری دارای انحراف زیادی باشد. در نتیجه بهینه بودن اجرای برنامه توسط بهره‌بردار سیستم مخدوش می‌گردد.

در این مقاله، روش جدیدی برای برنامه‌ریزی همزمان تولید انرژی و ذخیره اولیه پیشنهاد گردیده است. در این روش، برنامه‌ریزی همزمان تولید انرژی و ذخیره اولیه به صورت عملی و با در نظر گرفتن قابلیت‌ها و محدودیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس همراه با در نظر گرفتن محدودیت‌های بهره‌برداری صورت می‌گیرد. قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی که در این مقاله برای برنامه‌ریزی ذخیره اولیه مورد توجه قرار گرفته اند شامل انتخاب مد مشارکت واحدهای نیروگاهی در کنترل فرکانس (مد فعال<sup>7</sup> و مد غیرفعال<sup>8</sup>)، نحوه مشارکت آنها (نرخ بارگیری سریع<sup>9</sup> و نرخ بارگیری عادی) و محدوده مجاز برای مشارکت هر واحد در کنترل فرکانس است.

در این مقاله، همچنین، با توجه به نقش تأثیرگذار نرخ بارگیری در میزان ذخیره‌های اختصاص یافته به هر واحد برای مشارکت در کنترل فرکانس، انتخاب بهینه نرخ بارگیری به عنوان یکی از قابلیت‌های واحد نیروگاهی در برنامه‌ریزی همزمان تولید و ذخیره اولیه لحاظ شده است (آقای Illian، صرفاً به تأثیر استفاده از نرخ بارگیری سریع و عادی در این برنامه‌ریزی اشاره نموده است [9]).

اگرچه در نظر گرفتن این قابلیت‌ها و محدودیت‌ها باعث پیچیده‌تر شدن مسئله می‌شود، لیکن، میزان تخصیص تولید و ذخیره‌ی اولیه واحدها را به همراه مد مشارکت در کنترل فرکانس و نرخ بارگیری هر واحد دقیق‌تر و واقعی‌تر ارائه خواهد نمود. برای حل مسئله از یک روش تکراری ابتکاری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک استفاده کرده‌ایم.

بمنظور مشارکت توربین گاز در کنترل فرکانس در نظر گرفته می‌شود تا در صورت افزایش فرکانس، بار توربین گاز به حدی کاهش نیابد که منجر به خروج واحد بخار گردد. در اینگونه واحدها، به دلیل جلوگیری از افزایش بار واحدهای بخار بیشتر از حد ظرفیت تولید مجاز، حداکثر ظرفیت تولید واحدهای گازی در مد کنترل فرکانس کمتر از حداکثر ظرفیت تولید مجاز در نظر گرفته می‌شود [12].

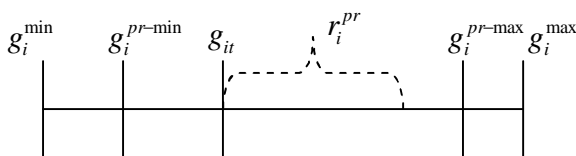
از طرفی تغییرات شدید دمایی بر روی پره‌های توربین گاز و گازهای خروجی دودکش، بهره‌برداری مطمئن را برای برخی از واحدهای توربین گاز به مخاطره خواهد انداخت. از اینرو مشارکت در کنترل فرکانس اینگونه واحدها در محدوده مشخصی از تغییرات زاویه پره‌های هادی ورودی<sup>12</sup> هوا تنظیم می‌گردد. در نتیجه، این واحدها در بخشی از محدوده مجاز بهره‌برداری در کنترل فرکانس مشارکت می‌نمایند. همچنین حداکثر ظرفیت واحد برای مشارکت در کنترل فرکانس بعضی از واحدهای حرارتی، به دلیل عدم پاسخگویی بویگر کمتر از حداکثر ظرفیت تولید مجاز در نظر گرفته می‌شود [13].

در این مقاله محدوده مجاز عملکرد واحدها برای مشارکت در کنترل فرکانس مطابق رابطه 2 تعریف شده است که در آن؛  $g_i^{pr-max}$  و  $g_i^{pr-min}$  به ترتیب نشان دهنده حداکثر و حداقل مجاز ظرفیت واحد برای مشارکت در کنترل فرکانس می‌باشند. همچنین، حداکثر ذخیره اولیه هر واحد بواسطه حداکثر ظرفیت مشارکت در کنترل فرکانس ( $g_i^{pr-max}$ ) و یا حداکثر نرخ بارگیری ( $r_i^{pr-max}$ ) محدود می‌گردد (رابطه 3). در نتیجه، حداکثر ظرفیت مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس را می‌توان بواسطه رابطه 4 بیان نمود. شکل 2، محدوده مجاز بهره‌برداری و بخشی از آن را که برای مشارکت واحد در کنترل فرکانس در نظر گرفته می‌شود، نشان می‌دهد.

$$u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_i^{pr-min} \leq g_{it} \leq u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_i^{pr-max}, \forall i, t \quad (2)$$

$$0 \leq r_{it}^{pr} \leq u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_{it}^{pr-max} - g_{it} \left. \vphantom{0 \leq r_{it}^{pr} \leq u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_{it}^{pr-max} - g_{it}} \right\}, \forall i, t \quad (3)$$

$$\overline{g_{it}} = \min(u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_i^{pr-max}, g_{it} + u_{it} \cdot v_{it} \cdot r_i^{pr-max}) \quad (4)$$

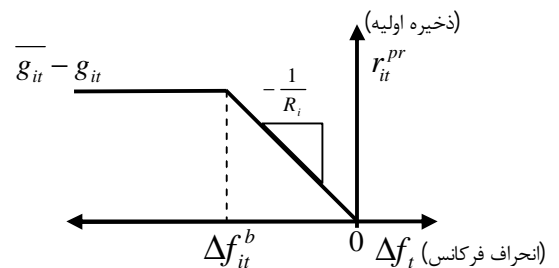


شکل (2): محدوده مجاز بهره‌برداری و ظرفیت در نظر گرفته شده برای مشارکت در کنترل فرکانس

است که واحد  $i$  ام در ساعت  $t$  با مد کنترل فرکانس بهره‌برداری می‌شود و در صورتی که  $v_{it}$  برابر با صفر باشد، واحد  $i$  ام در وضعیت مد بار ثابت بهره‌برداری خواهد شد. بدیهی است برای گاورنر واحدهای با مد ثابت،  $v_{it}$  به صورت پارامتر باینری ثابتی در مسئله برنامه‌ریزی در نظر گرفته می‌شود.

## 2-2- محدوده مجاز واحدهای نیروگاهی برای مشارکت در کنترل فرکانس

در صورت آماده بودن ذخیره اولیه هر واحد و در صورت خروج یک واحد نیروگاهی و یا افزایش ناگهانی بار، میزان تولید واحد متناسب با میزان انحراف فرکانس و مشخصه دروپ گاورنر به صورت خطی افزایش می‌یابد. این میزان افزایش تولید بواسطه حداکثر ظرفیت تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس و یا نرخ بارگیری واحد محدود می‌شود (شکل 1).



شکل (1): ذخیره اولیه بکار گرفته شده متناسب با انحراف فرکانس

همانطور که در شکل 1 ملاحظه می‌شود، مادامی که تغییرات فرکانس کوچکتر از انحراف فرکانس شکست<sup>11</sup> ( $\Delta f_{it}^b$ ) باشد، میزان تولیدی که برای تأمین ذخیره بکار می‌رود به صورت خطی تغییر می‌کند. با اینحال، پس از نقطه مذکور این میزان به  $\overline{g_{it}} - g_{it}$  محدود می‌شود (رابطه 1).

$$r_{it}^{pr} = \begin{cases} -\frac{1}{R_i} \cdot \Delta f_t, & \text{if } \Delta f_{it}^b \leq \Delta f_t \leq 0 \\ \overline{g_{it}} - g_{it}, & \text{if } \Delta f_t \leq \Delta f_{it}^b \end{cases}, \forall i, t \quad (1)$$

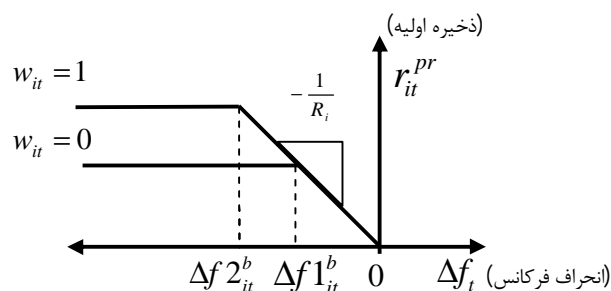
در رابطه (1)،  $\overline{g_{it}} - g_{it}$  حداکثر میزان ذخیره اولیه‌ای است که بواسطه حداکثر ظرفیت تولید مجاز بهره‌برداری و یا نرخ بارگیری هر واحد، هر کدام که کمتر باشد، محدود می‌گردد [5]. لازم به ذکر است که محدوده مجاز عملکرد واحدها برای مشارکت در کنترل فرکانس با محدوده مجاز بهره‌برداری برابر نبوده و در برخی موارد از آن کوچکتر است. به طور مثال؛ برای نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و در مد کنترل فرکانس، یک حاشیه امنیت بهره‌برداری برای حداقل ظرفیت مجاز

### 2-3- نرخ بارگیری و نقش آن در کنترل فرکانس

توسعه نرم‌افزاری سیستم کنترل واحدهای نیروگاهی جدید، این اختیار را به بهره‌بردار نیروگاه می‌دهد که در هر لحظه بتواند نرخ بارگیری از قبل تعریف شده‌ای را انتخاب نماید. در اینگونه واحدها معمولاً دو نرخ بارگیری سریع و عادی پیش‌بینی می‌شود و بهره‌بردار نیروگاه بسته به نیاز می‌تواند از هر کدام آنها استفاده نماید [9, 14].

نرخ‌های بارگیری عادی و سریع به ترتیب توسط  $r_i^{normal-pr}$  و  $r_i^{fast-pr}$  نشان داده می‌شوند. انتخاب هر کدام از این دو نرخ بارگیری با کمک متغیر باینری  $w_{it}$  تعریف می‌شود. در صورتی که  $w_{it}$  برابر با صفر باشد، نرخ بارگیری عادی و اگر  $w_{it}$  برابر یک باشد، نرخ بارگیری سریع انتخاب شده است. می‌توان رابطه 4 را با در نظر گرفتن انتخاب نرخ بارگیری به صورت رابطه 5 توسعه داد. بدیهی است در صورت انتخاب نرخ بارگیری سریع ( $w_{it} = 1$ )، حداکثر ذخیره اولیه بکارگرفته شده واحد برای کنترل فرکانس افزایش خواهد یافت (شکل 3). در اینصورت، انحراف فرکانس شکست از  $\Delta f 1_{it}^b$  به  $\Delta f 2_{it}^b$  تغییر می‌کند. به عبارت دیگر، در صورتیکه واحد در نرخ بارگیری سریع بهره برداری شود، در بازه بیشتری به صورت خطی عمل خواهد کرد. باید توجه داشته باشیم که مشارکت در کنترل فرکانس با نرخ بارگیری سریع به طور طبیعی استهلاک بیشتری را برای واحد به دنبال خواهد داشت.

$$g_{it} = \min(u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_i^{pr-max}, g_{it} + u_{it} \cdot v_{it} \cdot ((1 - w_{it}) \cdot r_i^{normal-pr} + w_{it} \cdot r_i^{fast-pr})) \quad (5)$$



شکل (3): ذخیره اولیه بکار گرفته شده با نرخ بارگیری سریع و عادی متناسب با انحراف فرکانس

### 3- فرمول‌بندی مسئله

در این بخش، فرمول‌بندی مسئله برنامه‌ریزی ساعتی همزمان انرژی و ذخیره اولیه در یک شبکه جزیره‌ای با در نظر گرفتن قابلیت‌ها و محدودیت‌های واقعی واحدهای نیروگاهی ارائه می‌گردد. وضعیت درمدار قرار گرفتن واحدها، میزان تولید تخصیص یافته، مد مشارکت در کنترل فرکانس، ظرفیت تخصیص یافته ذخیره اولیه و نهایتاً نرخ بارگیری برای واحدهای مشارکت‌کننده در کنترل فرکانس از طریق

حل این مسئله بهینه‌سازی مشخص می‌گردند. در این مقاله، مدل بازار انتخابی، بصورت حوضچه<sup>13</sup> توان می‌باشد و نحوه بسته شدن بازار خرید انرژی و ذخیره‌ی اولیه بر اساس مکانیزم پرداخت به ازای پیشنهاد<sup>14</sup> صورت می‌گیرد (علت انتخاب این سیستم، بازار ایران می‌باشد). فروشنده ظرفیت آماده و همچنین مشخصات واحد خود را برای مشارکت در کنترل فرکانس به همراه قیمت انرژی و ذخیره اولیه متناسب با هر نرخ بارگیری به مدیر بازار پیشنهاد می‌کند. شبکه در حالت عادی و در فرکانس نامی بهره‌برداری شده و انرژی و ذخیره اولیه به صورت همزمان توسط بهره‌بردار بازار<sup>15</sup> خریداری می‌گردد. همچنین، عدم عملکرد رله‌های فرکانس پائین جهت بارزدائی بعنوان معیار کفایت تخصیص ذخیره اولیه در هر ساعت، در صورت وقوع هر حادثه، در نظر گرفته شده است. به عبارت دیگر، ظرفیت ذخیره اولیه پذیرفته شده واحدهای مشارکت‌کننده در کنترل فرکانس در هر ساعت بایستی به اندازه‌ای باشد که در صورت وقوع یک حادثه، تغییرات فرکانس در محدوده مجاز باقی بماند و به بارزدائی منجر نشود. میزان افت فرکانس مجاز 1 درصد فرکانس نامی در نظر گرفته شده است.

در این برنامه‌ریزی از اثر گذارهای سیستم در حین افت فرکانس پس از رخداد حادثه صرف نظر شده و فرض بر آن است که میزان انحراف فرکانس پس از 5 تا 10 ثانیه اول به حالت دائمی رسیده است. این فرض از فرضیات اساسی مسئله است. علاوه بر این، فرض می‌گردد که AGC در شبکه مورد مطالعه پیاده سازی نشده و ذخیره ثالثیه نیز در سایر حراج‌ها معامله شده است. در نتیجه، ذخیره ثانویه و ثالثیه در فرمول‌بندی لحاظ نمی‌شوند.

تابع هدف مسئله، هزینه کل تأمین انرژی و ذخیره اولیه در افق برنامه‌ریزی می‌باشد که توسط رابطه 6 معرفی شده است. در این رابطه، بخش اول هزینه‌های راه‌اندازی، توقف و بهره‌برداری را شامل شده و بخش دوم آن، هزینه تأمین ذخیره اولیه را در بر می‌گیرد (رابطه 7). هزینه بهره‌برداری به صورت تابعی درجه دوم از میزان تولید  $g_{it}$  و با ضرایب ثابت  $a_i$ ،  $b_i$  و  $c_i$  در نظر گرفته شده است (رابطه 8).

$$\text{Min} \sum_t \sum_i \{y_{it} \cdot C_{it}^{su} + z_{it} \cdot C_{it}^{sd} + C_{it}(g_{it}, u_{it})\} + \sum_i \sum_t \{C_{it}^{pr}(r_{it}^{pr})\} \quad (6)$$

$$C_{it}^{pr}(r_{it}^{pr}) = ((1 - w_{it})q0_{it}^{pr} + w_{it} \cdot q1_{it}^{pr}) \cdot r_{it}^{pr} \cdot v_{it}, \forall i, t \quad (7)$$

$$C_{it}(g_{it}, u_{it}) = u_{it}C_i + a_i \cdot g_{it} + \frac{1}{2}b_i(g_{it})^2, \forall i, t. \quad (8)$$

بطوریکه داریم:

$C_{it}^{su}$  هزینه‌ی راه‌اندازی واحد  $i$  ام در ساعت  $t$

$C_{it}^{sd}$  هزینه‌ی توقف واحد  $i$  ام در ساعت  $t$

ذکر شده بوسیله یک مسئله بهینه‌سازی مدل می‌گردد. این مسئله شامل متغیرهای باینری (صفر و یک) و متغیرهای پیوسته است. متغیرهای باینری شامل وضعیت در مدار قرار گرفتن هر واحد ( $u_{it}$ )، انتخاب مد کنترل فرکانس ( $v_{it}$ )، انتخاب نرخ بارگیری ( $w_{it}$ )، راه‌اندازی ( $y_{it}$ ) و توقف ( $z_{it}$ ) در طی دوره  $t$  ام می‌باشد. در این مسئله، متغیرهای پیوسته شامل میزان تولید  $g_{it}$  و ذخیره‌ی اولیه  $r_{it}^{pr}$  برای هر واحد نیروگاهی است.

با توجه به آنکه رابطه ذخیره اولیه نسبت به انحراف فرکانس خطی نبوده و به اشباع می‌رود و همچنین شکل تابع هدف، مسئله برنامه ریزی انرژی و ذخیره اولیه یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی مخلوط عدد صحیح<sup>16</sup> (MINLP) می‌باشد. از اینرو نمی‌توان این مسئله را بوسیله روش‌های استاندارد برنامه‌ریزی خطی مخلوط عدد صحیح<sup>17</sup> (MILP) حل نمود.

در این مقاله برای حل مسئله، یک روش ابتکاری تکراری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک پیشنهاد شده است. علت این انتخاب اینست که الگوریتم ژنتیک یکی از روشهای بهینه‌سازی که، برخلاف روشهای کلاسیک که نیازمند محذب بودن و مشتق پذیر بودن مسئله می‌باشند، برای حل هر مسئله غیرخطی دارای متغیر عدد صحیح کاربرد داشته و قابلیت رسیدن به پاسخ بهینه را دارد [15, 16]. با اینحال، مشکل عمده در استفاده از روش الگوریتم ژنتیک برای حل مسئله، به خصوص مسائل با ابعاد زیاد، افزایش تعداد بیت‌های کروموزم است که منجر به افزایش زمان حل برای رسیدن به بهینه سراسری می‌گردد. به عبارت دیگر، فضای جستجوی الگوریتم ژنتیک با افزایش طول کروموزم به طور نمایی افزوده می‌شود. اگرچه استفاده مناسب از عملگرهای برش و جهش و تعداد مناسب افراد جمعیت می‌تواند سرعت رسیدن به پاسخ بهینه سراسری را بهبود دهد، با اینحال بکارگیری مدل‌های ترکیبی کارایی بیشتری در جهت افزایش سرعت همگرایی دارند [16, 17]. از اینرو، روش پیشنهادی ارائه شده برای حل مسئله در این مقاله، استفاده از یک مدل ترکیبی است که در آن بخشی از مسئله به صورت الگوریتم ژنتیک و بخشی دیگر به صورت مسئله بهینه‌سازی غیرخطی مدل می‌شوند. به علاوه، در این مدل سعی شده است که با کاهش طول کروموزم و همچنین کاهش فضای جستجو که در ابتدای الگوریتم صورت می‌پذیرد، سرعت همگرایی برای رسیدن به پاسخ بهینه سراسری بهبود یابد. لازم به تأکید است که در روشهای متداول، معمولاً از خطی‌سازی مسئله استفاده می‌شود که این خود ممکن است منجر به عدم دقت پاسخ و دور شدن از نقطه بهینه گردد [5].

کدبندی دودویی فقط برای متغیرهای باینری و با توجه به حالت‌های مختلفی که یک واحد ممکن است برای در مدار قرار گرفتن و مشارکت در کنترل فرکانس داشته باشد، صورت گرفته است. کلیه حالت‌ها برای متغیرهای باینری  $u_{it}$ ،  $v_{it}$  و  $w_{it}$  در جدول 1 آمده‌اند. حالت‌هایی که امکان وقوع ندارند، با متغیر  $X$  مشخص شده و حالت‌های ممکن به ترتیب شماره گذاری شده‌اند. با توجه به این جدول، چهار

$C_{it}$	هزینه‌ی بهره برداری واحد $i$ ام در ساعت $t$
$y_{it}$	متغیر باینری نشان‌دهنده راه‌اندازی واحد $i$ ام در ساعت $t$
$z_{it}$	متغیر باینری نشان‌دهنده توقف واحد $i$ ام در ساعت $t$
$u_{it}$	متغیر باینری نشان‌دهنده وضعیت واحد $i$ ام در ساعت $t$
$C_{it}^{pr}$	هزینه‌ی ذخیره اولیه واحد $i$ ام در ساعت $t$
$r_{it}^{pr}$	میزان ذخیره اولیه واحد $i$ ام در ساعت $t$
$q0_{it}^{pr}$	قیمت ذخیره اولیه با نرخ بارگیری عادی
$q1_{it}^{pr}$	قیمت ذخیره اولیه با نرخ بارگیری سریع

و قیود مسئله بهینه‌سازی عبارتند از:

الف) تعادل مصرف شبکه ( $d_t$ ) و مجموع تولید (شبکه بدون تلفات):

$$\sum_i g_{it} = d_t, \forall t. \quad (9)$$

ب) محدودیت تولید مجاز هر واحد در مدار که در صورت مشارکت در کنترل فرکانس بصورت رابطه 10 و در صورت عدم مشارکت بوسیله رابطه 11 نشان داده می‌شوند:

$$u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_i^{pr-\min} \leq g_{it} \leq u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_i^{pr-\max}, \forall i, t \quad (10)$$

$$u_{it} g_i^{\min} \leq g_{it} \leq u_{it} \cdot g_i^{\max}, \forall i, t \quad (11)$$

ج) محدودیت حداکثر ذخیره‌ی اولیه آماده:

$$0 \leq r_{it}^{pr} \leq u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_{it}^{pr-\max} - g_{it} \left. \vphantom{r_{it}^{pr}} \right\}, \forall i, t \quad (12)$$

$$r_{it}^{pr} \leq u_{it} \cdot v_{it} \cdot r_{it}^{pr-\max}$$

د) محدودیت حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس:

$$\overline{g_{it}} = \min(u_{it} \cdot v_{it} \cdot g_i^{pr-\max}, g_{it} + u_{it} \cdot v_{it} ((1 - w_{it})) \quad (13)$$

$$.r_i^{normal-pr} + w_{it} \cdot r_i^{fast-pr})$$

ذ) محدودیت حداقل مجموع ذخیره‌های اولیه واحدهای مشارکت‌کننده در کنترل فرکانس بصورت رابطه 14 می‌باشد که در آن مجموعه  $S^k$  شامل  $k$  حادثه است. در این مسئله، خروج هر واحد، یک حادثه در نظر گرفته شده‌است.

$$\sum_{i \in S^k} r_{it}^{pr} \geq \sum_{i \in S^k} g_{it}, \forall k, t \quad (14)$$

ر) محدودیت حداقل میزان افت مجاز فرکانس:

$$f \geq f_{\min} \quad (15)$$

سایر محدودیت‌های متداول مسئله برنامه‌ریزی کوتاه مدت نظیر محدودیت‌های حداقل زمان توقف و روشن بودن واحدهای نیروگاهی و همچنین نرخ بارگیری نیز لحاظ می‌شوند.

#### ۴- روش پیشنهادی برای حل مسئله

همانگونه که در بخش 3 نشان داده شد، برنامه‌ریزی بهینه همزمان انرژی و ذخیره اولیه با توجه به تابع هدف و محدودیت‌های

اولیه ( $r_i^{\max-pr}$ ) هر واحد نیروگاهی مطابق با رابطه 17 قابل محاسبه است. حال، چنانچه حداقل تولید مجاز هر واحد در مدار از مجموع ذخیره اولیه بقیه واحدهای در مدار و مشارکت کننده در کنترل فرکانس بیشتر باشد، هر میزان تولید دیگری را نیز پاسخگو نبوده و بایستی از فضای جستجو حذف گردد (نقض رابطه 18).

در صورتیکه کروموزم سه شرط فوق را داشته باشد، بدون آنکه مسئله غیرخطی تخصیص هزینه ها حل شود، از فضای جستجو حذف می گردد. در غیر اینصورت، بر اساس وضعیت متغیرهای باینری مسئله غیرخطی باید در حوزه جستجوی باقیمانده حل گردد.

$$\sum_i u_{it} g_i^{\min} \leq d_t \leq \sum_i u_{it} \cdot g_i^{\max}, \forall t \quad (16)$$

$$r_i^{\max-pr}(w_{it}) = \min\left(-\frac{1}{R_i} * df_{\min}^{allow}\right),$$

$$(g_i^{pr-max} - g_i^{pr-min}), (w_{it} \cdot r_i^{normal-pr} + (1 - w_{it}) \cdot r_i^{fast-pr}) \quad (17)$$

$$\sum_{i \in s^k} u_{it} v_{it} r_i^{\max-pr}(w_{it}) \geq u_{it} \cdot g_i^{\min}, \forall t, i \in s^k \quad (18)$$

با توجه به آنکه قیود سه گانه فوق همه حالت‌های غیر ممکن را پوشش نمی‌دهند، در صورتیکه مسئله غیرخطی پاسخ نداشته باشد، به هزینه تخصیص انرژی و ذخیره‌ی اولیه به میزان زیادی جریمه افزوده می‌شود. در غیر اینصورت، مسئله حل شده و میزان تولید، ذخیره‌ی اولیه و همچنین هزینه تخصیص محاسبه خواهند شد. این فرآیند برای کلیه کروموزم‌ها تکرار شده و کروموزم‌های با کمترین هزینه تخصیص میزان تولید و ذخیره‌ی اولیه ذخیره می‌گردند. شکل 5 فلوجارت روش حل مسئله را برای جمعیت اولیه نشان می‌دهد. ضرایب  $K1$ ،  $K2$  و  $K3$  ثوابت جریمه می‌باشند. در ادامه، با اعمال عملگرهای الگوریتم ژنتیک (جهش و برش) به کروموزم‌های انتخاب شده، نسل بعدی تولید شده و تا شرط توقف الگوریتم ژنتیک روند فوق ادامه می‌یابد. در نهایت، آرایش با کمترین هزینه انتخاب شده و متناظراً پاسخ بهینه (میزان تولید و ذخیره اولیه هر واحد) چاپ می‌گردد.

## 5- نتایج شبیه‌سازی

هدف از این بخش، ارائه نتایج بدست آمده با اعمال نمودن قابلیت‌ها و محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی در برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه است. این مسئله با روش ابتکاری تکراری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک، که در بخش 4 ارائه گردید، حل شده است. شبیه‌سازی بوسیله نرم افزار Matlab\_2006a انجام گرفته است. به منظور بررسی و تحلیل نوآوری ارائه شده در این مقاله، مسئله برای یک شبکه جزیره‌ای با 4 واحد نیروگاهی و برای یک ساعت حل گردیده است. مشخصات و داده‌های واحد نیروگاهی مشابه اطلاعات استفاده شده در مرجع [5]، با لحاظ نمودن نرخ‌های بارگیری سریع و عادی و محدودیت حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت واحدها

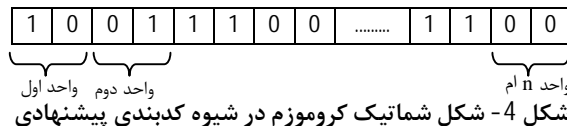
حالت ممکن وجود دارد که در جدول 2 نشان داده شده اند و با دو بیت قابل توصیف می‌باشند. برای کدبندی مسئله، از دوبیت برای هر واحد، که کلیه حالت‌های مختلف برای آن را پوشش می‌دهند، استفاده شده است (شکل 4). حالت‌های مختلف شامل؛ "خارج از مدار بودن واحد"، "در مدار بودن و عدم مشارکت در کنترل فرکانس"، "در مدار بودن و مشارکت در کنترل فرکانس با نرخ بارگیری عادی" و "در مدار بودن و مشارکت در کنترل فرکانس با نرخ بارگیری سریع" می‌باشند.

جدول (1): کلیه حالت‌های ممکن متغیرهای باینری

وضعیت حالت	$w_{it}$	$v_{it}$	$u_{it}$	ردیف
1	0	0	0	0
X	1	0	0	1
X	0	1	0	2
X	1	1	0	3
2	0	0	1	4
X	1	0	1	5
3	1	1	0	6
4	1	1	1	7

جدول (2): کدبندی حالت‌های امکان پذیر

وضعیت واحد	$bit_2$	$bit_1$	حالت ممکن
خارج از مدار	0	0	1
در مدار و عدم مشارکت در کنترل فرکانس	1	0	2
در مدار و مشارکت در کنترل فرکانس و نرخ بارگیری عادی	0	1	3
در مدار و مشارکت در کنترل فرکانس و نرخ بارگیری سریع	1	1	4

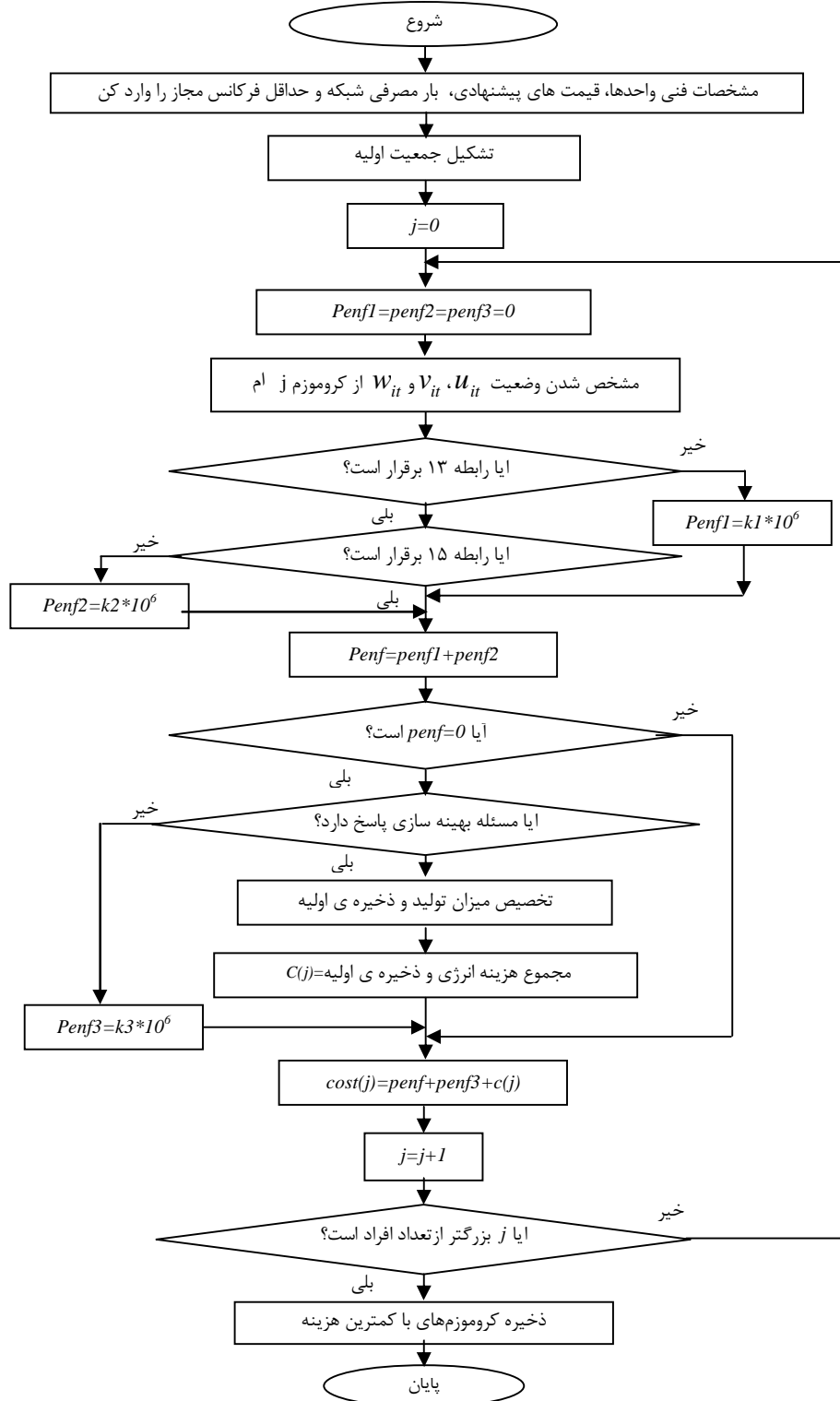


از تکنیک‌های مؤثر برای افزایش سرعت همگرایی که در حل این مسئله از آن استفاده شده است، حذف کروموزم‌های ناشدنی از جمعیت اولیه است. بدین منظور کروموزم‌هایی که دارای شرایط زیر باشند، از فضای جستجو حذف می‌شوند:

- 1- مجموع تولید واحدهای در مدار با حداکثر تولید مجاز پاسخگوی میزان مصرف نباشد (نقض رابطه 16).
- 2- مجموع تولید واحدهای در مدار با حداقل تولید مجاز از میزان مصرف بیشتر باشد (نقض رابطه 16).
- 3- پر واضح است که حداقل میزان تولید هر واحد نیروگاهی که در مدار قرار گرفته باشد، برابر  $g_{\min}$  است. از طرفی، با توجه به محدوده مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس و همچنین حداکثر انحراف فرکانس مجاز ( $df_{\min}^{allow}$ ) و نرخ بارگیری واحد، حداکثر ذخیره

میزان تولید از دست رفته بوده و علاوه بر آن فرکانس از 59/4 هرتز کمتر نمی‌گردد. مشخصه افتی یا دروپ کلیه واحدها 4 درصد در نظر گرفته شده و فرض می‌شود که کلیه واحدهای مورد نظر قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس و همچنین انتخاب نرخ بارگیری عادی و سریع را دارند.

در کنترل فرکانس می‌باشد. این اطلاعات در جدول 3 نشان داده شده‌اند. فرکانس شبکه 60 هرتز و حداکثر افت مجاز فرکانس 0/6 هرتز در نظر گرفته شده است. ذخیره اولیه مورد نیاز برای آرایش تولید در هر ساعت، بر مبنای معیار قابلیت اطمینان N-1 در نظر گرفته شده است بطوریکه، در صورت خروج هر واحد، ذخیره مورد نیاز پاسخگوی



شکل (5): فلوچارت روش حل مسئله برای جمعیت اولیه





جدول (3): مشخصات واحدهای تولیدی

NO.	محدودیت حداقل و حداکثر تولید (MW)				نرخ بارگیری (MW)		ضرائب هزینه تولید	
	$g^{max}$	$g^{min}$	$g^{pr-max}$	$g^{pr-min}$	$r^{normal-pr}$	$r^{fast-pr}$	a(\$/MWh)	c(\$/h)
1	155	10	140	65	22	45	9.8	10
2	200	40	200	40	26	52	10.7	10
3	250	10	235	80	25	50	15.6	10
4	100	0	100	20	20	40	40	10

شد. در این حالت، هزینه آرایش تولید و ذخیره اولیه افزایش خواهد یافت. از طرفی، در صورتیکه فروشنده ای با افزایش قیمت ذخیره‌ی با نرخ بارگیری سریع بخواهد سوداگری نماید (نظیر واحد 3 در حالت سوم جدول 4)، روش پیشنهادی، ذخیره‌ی اولیه با نرخ بارگیری سریع ارزانتر (نظیر واحد 2) را در اولویت قرار خواهد داد که در حالت 3 از جدول 5 آمده است.

در برخی شرایط، چنانچه قابلیت بارگیری با نرخ سریع را برای برخی واحدها در نظر نگیریم، ممکن است مسئله پاسخ نداشته باشد و یا اینکه، هزینه انرژی و ذخیره اولیه افزایش یابد. چنانچه برای حالت اول (جدول 4)، بار مصرفی شبکه 250 مگاوات در نظر گرفته شود، نتایج حاصل از شبیه سازی به ترتیب با و بدون در نظر گرفتن نرخ بارگیری سریع توسط حالت‌های 4 و 5 در جدول 5 نشان داده شده‌اند. همانطور که دیده می شود، هزینه‌ی خرید انرژی و هزینه‌ی ذخیره اولیه در این حالت حدود 50 درصد نسبت به حالت 4 بیشتر می‌باشد. همچنین، با افزایش بار شبکه به میزان 350 مگاوات، مسئله بدون در نظر گرفتن نرخ بارگیری سریع پاسخ نداشته و با در نظر گرفتن این قابلیت، نتایج مطابق حالت 6 جدول 5 خواهد بود.

## 5-2- در نظر گرفتن محدودیت حداقل و حداکثر

### تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس

پاسخ مسئله با در نظر گرفتن محدودیت حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس توسط حالت 7 جدول 5 نشان داده شده است. در این حالت، قیمت ذخیره‌ی اولیه با نرخ بارگیری سریع و عادی مطابق حالت 1 جدول 4 در نظر گرفته شده است. در این حالت، واحد 3 که در حالت اول با نرخ بارگیری سریع در مد کنترل فرکانس مشارکت کرده بود، به دلیل محدودیت حداقل تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس، در مد کنترل فرکانس قرار نگرفته و سایر واحدها با نرخ بارگیری سریع در کنترل فرکانس مشارکت دارند. با مقایسه حالت اول و حالت هفتم از جدول 5 می توان ادعا کرد که عدم در نظر گرفتن محدوده مجاز بهره‌برداری واحدها برای مشارکت در کنترل فرکانس، انحراف جدی را در برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره اولیه واحدها ایجاد می‌کند.

پاسخ‌های بدست آمده از شبیه‌سازی، بدون در نظر گرفتن قابلیت‌های اشاره شده در این مقاله، مطابق نتایج مرجع [5] خواهند بود.

## 5-1- در نظر گرفتن قابلیت نرخ بارگیری عادی و سریع

در این حالت از قید محدودیت حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس صرف نظر شده و فرض بر آنست که واحدها می توانند در محدوده مجاز بهره برداری در کنترل فرکانس مشارکت داشته باشند. به علاوه، فروشندگان قیمت ذخیره خود را برای بارگیری با نرخ عادی و سریع به بهره‌بردار مستقل پیشنهاد می کنند (مطابق جدول 4). بار مصرفی شبکه 170 مگاوات در نظر گرفته شده است.

جدول (4): پیشنهاد قیمت ذخیره اولیه فروشندگان در حالت‌های مختلف

State	q0(\$/MWh)				q1(\$/MWh)			
	1	0.1	0.1	0.1	0.1	1	1	1
2	0.1	0.1	0.1	0.1	5	5	5	5
3	0.1	0.1	0.1	0.1	1	1	5	1

نتایج حاصل از شبیه سازی مطابق حالت یک از جدول 5 خواهد بود که نشان می دهد واحد شماره یک در مد غیرفعال کنترل فرکانس بوده و علاوه بر آن واحد شماره 3 با نرخ بارگیری سریع در آرایش تولید قرار گرفته است. این در حالی است که در روشهای قبلی [5]، فرض بر آن است که کلیه واحدها با یک نرخ بارگیری در کنترل فرکانس مشارکت داشته باشند. از اینرو می توان ادعا نمود که پاسخ حاصل در روش پیشنهادی که در آن، قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی بصورت کامل لحاظ شده اند، از نظر بهره‌برداری شدنی بوده و بالطبع در اجرای آرایش بازار نیاز به تغییر و دور شدن از نقطه بهینه نخواهد بود. در صورتیکه فروشندگان، برای بکارگیری نرخ بارگیری سریع، قیمت ذخیره اولیه خود را افزایش دهند (نظیر حالت 2 در مقایسه با حالت اول) یا اینکه امکان بارگیری با نرخ سریع را نداشته باشند، تنها از مد بارگیری عادی واحدها در بکارگیری ذخیره اولیه استفاده خواهد

جدول (۵): آرایش تولید و ذخیره‌ی اولیه فروشندگان درحالات‌های مختلف

state	u	v	w	g(MW)	r(MW)	Cost(\$)
1	1 1 1 1	0 1 1 1	0 0 1 0	93 67 10 0	0 26 47 20	1875.9
2	1 1 1 1	1 1 1 1	0 0 0 0	71 67 32 0	22 26 25 20	1961.2
3	1 1 1 1	1 1 1 1	0 1 0 0	93 67 10 0	22 48 25 20	1879
4	1 1 1 1	1 1 1 1	1 1 1 1	125 105 20 0	30 50 50 25	2855.5
5	1 1 1 1	1 1 1 1	0 0 0 0	71 67 68 44	22 26 25 20	4282.8
6	1 1 1 1	1 1 1 1	1 1 1 1	116 114 114 6.2	39 50 50 25	4584.625
7	1 1 1 1	1 1 0 1	1 1 0 1	75 64 11 20	39 50 0 25	2546.375

مشارکت در کنترل فرکانس، انحراف کم‌تری در اجرای آرایش تولید و ذخیره‌ی اولیه حاصله خواهد شد. نتایج حاصل با لحاظ نمودن و عدم لحاظ نمودن قابلیت‌های اعمال شده با هم مقایسه شده‌اند. این مقایسه نشان می‌دهد که در برخی شرایط چنانچه قابلیت‌ها و یا محدودیت‌ها فوق در نظر گرفته نشود، مسئله ممکن است پاسخ نداشته باشد و یا اینکه هزینه انرژی و ذخیره اولیه به صورت چشم‌گیری افزایش یابد. از طرفی، فروشندگان می‌توانند با بکارگیری قابلیت‌های واحدهای خود و نحوه قیمت دهی انرژی و ذخیره‌ی اولیه در نرخ‌های بارگیری عادی و سریع، حضور مؤثرتری در بازار داشته باشند. علاوه بر موارد فوق، بهره‌بردار سیستم می‌تواند، با استفاده از نرخ بارگیری سریع، ظرفیت ذخیره اولیه آماده بیشتری را برای توسعه رقابت و مشارکت در کنترل فرکانس در اختیار داشته باشد.

### مراجع

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, 2nd ed. New York: Wiley, 1996.
- [3] R. J. Koessler, J. W. Feltes, and J. R. Willis, "A Methodology for Management of Spinning Reserves Requirements", in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, vol. 1, pp. 584-589, Feb. 1999.
- [4] R. Raineri, S. Rios, D. Schiele, "Technical and Economic Aspects of Ancillary Services Markets in the Electric Power Industry: an International Comparison", *Energy Policy* 34, pp. 1540-1555, 2006.
- [5] José F. Restrepo, Francisco D. Galiana, "Unit Commitment With Primary Frequency Regulation Constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1836-1843, Nov 2005.
- [6] Francisco D. Galiana, Francois Bouffard, Jose M. Arroyo, José F. Restrepo, "Scheduling and Pricing of Coupled Energy and Primary, Secondary, and Tertiary Reserves", *Proceedings of the IEEE*, pp. 1970-1984, vol. 93, no. 11, 2005.
- [7] J. W. O'Sullivan and M. J. O'Malley, "A new Methodology for the Provision of Reserve in an Isolated Power System", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 519-523, May 1999.

### ۹- نتیجه‌گیری

در این مقاله، ابتدا قابلیت‌های فنی واحدهای نیروگاهی پیشرفته برای مشارکت در کنترل فرکانس اولیه از جمله انتخاب مد فعال و یا غیر فعال برای مشارکت در کنترل فرکانس و همچنین نرخ بارگیری واحدهای نیروگاهی که تاکنون در برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه در نظر گرفته نشده بود، معرفی گردید. همچنین، محدودیت واحدها برای مشارکت در کنترل فرکانس در بازه مجاز بهره برداری در نظر گرفته شد. برای این منظور، ضمن تعریف حداقل و حداکثر تولید مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس، قیود این محدودیت‌ها به مسئله افزوده شدند تا امکان مشارکت واحد در کنترل فرکانس واحد، منوط به قرار گرفتن در محدوده مجاز برای مشارکت در کنترل فرکانس باشد. در نظر گرفتن این قابلیت‌ها و محدودیت‌ها سبب می‌شود تا روش ارائه شده در این مقاله برخلاف کارهای قبلی به جواب نشدنی و غیر قابل اجرا منجر نگردد.

مسئله برنامه‌ریزی همزمان انرژی و ذخیره اولیه یک مسئله غیرخطی مخلوط عدد صحیح است. برای حل این مسئله، یک روش ابتکاری تکراری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک ارائه گردید. در این روش حالت‌های مختلفی که برای هر واحد نیروگاهی برای در مدار قرار گرفتن، مشارکت در کنترل فرکانس و انتخاب نرخ بارگیری عادی و سریع با متغیرهای باینری تعریف شده است. سپس از الگوریتم ژنتیک برای تخصیص متغیرهای باینری برای رسیدن به حداقل تابع برازندگی که خود تابع هزینه انرژی و ذخیره اولیه است، استفاده شده است. برای افزایش کارایی و کوتاه کردن زمان رسیدن به پاسخ، از کل حالت‌های ممکن که برای یک واحد نیروگاهی متصور است، تنها از حالت‌های شدنی برای کدبندی هر کروموزم در جمعیت اولیه استفاده گردید، علاوه بر آن کروموزم‌هایی که برخی قیود را ارضاء نمی‌کنند، از جمعیت اولیه حذف شده‌اند.

نتایج شبیه‌سازی برای شبکه جزیره‌ای نمونه نشان می‌دهند که با لحاظ نمودن قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی جدید و نیز محدودیت‌های



- [8] K. A. Papadogiannis and N. D. Hatzargyriou, "Optimal Allocation of Primary Reserve Services in Energy Markets", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.19, no.1, pp. 519–523, Feb. 2004.
- [9] Howard F. Illian, "Expanding the Requirements for Load Frequency Control", *Power Engineering Society General Meeting*, pp.1-7, 2006.
- [10] Bruce A. Grey, "Determination of spinning reserve deployment using an extended economic dispatch to include line flow limits and primary frequency regulation", *IEEE* march 4-6, pp. 37-41, 2007
- [11] G.Kelefenz, *Automatic control of steam power plants*. transl. Vladimir F. Tomek-3, ed. Mannheim, Wien, Zurich, 1986
- [۱۲] دستورالعمل قرار گرفتن واحدهای گازی GE-F9 بر روی مد کنترل فرکانس، نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجایی، خرداد 1386
- [۱۳] گزارشات مشارکت واحدهای نیروگاهی در کنترل فرکانس، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، 1387
- [14] R. Pearmine , Y.H. Song, A. Chebbo," Experiences in Modeling the Performance of Generating Plant for Frequency Response Studies on the British Transmission Grid", *Electric Power Systems Research* 77,pp. 1575–1584, 2007.
- [15] G. Rudolph," Convergence Analysis of Canonical Genetic Algorithms", *IEEE Trans on Neural Networks*, vol.5, No.1, pp.96–101, 1994.
- [16] Mohamed A. El-Sharkawi, Kwang Y. Lee, *Modern Heuristic Optimization Techniques*, John Wiley & Sons Inc, 2005.
- [17] K. S. Swarup and S. Yamashiro, "Unit Commitment Solution Methodology Using Genetic Algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.17, no.1, pp.87-91, Feb 2002.

## زیر نویس ها

- <sup>1</sup> Primary frequency control reserve
- <sup>2</sup> Simultaneous schedule
- <sup>3</sup> Sequential schedule
- <sup>4</sup> Decision trees
- <sup>5</sup> Tertiary reserve
- <sup>6</sup> Secondary reserve
- <sup>7</sup> Active mode
- <sup>8</sup> Passive mode
- <sup>9</sup> Fast load ramp rate
- <sup>10</sup> Fixed Mode
- <sup>11</sup> Break frequency deviation
- <sup>12</sup> Inlet guide van
- <sup>13</sup> Pool
- <sup>14</sup> Pay as bid
- <sup>15</sup> Market operator
- <sup>16</sup> Mixed integer nonlinear programming
- <sup>17</sup> Mixed integer linear programming