

الگوریتم حذف بار فرکانسی در شبکه‌های هوشمند جزیره‌شده با استفاده از شاخص فرکانس بارها

امین مکاری بوالحسن^۱ نوید تقی زادگان کلانتری^۲ سجاد نجفی روادانق^۳

۱- دانشجوی دکتری- دانشکده فنی مهندسی، گروه مهندسی برق، دانشگاه شهید مدنی آذربایجان - تبریز- ایران
a.mokari@azaruniv.ac.ir

۲- دانشیار- دانشکده فنی مهندسی، گروه مهندسی برق، دانشگاه شهید مدنی آذربایجان - تبریز- ایران
taghizadegan@azaruniv.ac.ir

۳- دانشیار- دانشکده فنی مهندسی، گروه مهندسی برق، دانشگاه شهید مدنی آذربایجان - تبریز- ایران
s.najafi@azaruniv.ac.ir

چکیده: این مقاله به ارائه روش بهینه برای حذف بار فرکانسی (UFLS^۱) بر اساس نرخ تغییرات فرکانس بارها (ROCOFL^۱) در شبکه‌های توزیع (DN^۲) جزیره‌شده پرداخته است. روش ارائه شده با بهره جویی از تابع هزینه مربوطه، به کمتر کردن مقدار متوسط جریمه پرداختی از طرف اپراتور مستقل شبکه پرداخته است. کارکرد جزیره‌ای شبکه توزیع بعد از ایجاد خطا در شبکه فوق توزیع و جدا شدن از شبکه بالادست در شرایط اضطرار به وقوع می‌پیوندد که از مواردی است که اخیراً مورد توجه بسیار قرار گرفته است. بهره جویی از تجهیزات هوشمند نصب شده جهت اندازه گیری و ارسال اطلاعات مربوط به توان، فرکانس، تغییرات فرکانس، دامنه ولتاژ و وضعیت بریکرهای مربوط به ژنراتورها باعث میشود تا بتوان حفاظتی مناسب برای شبکه جزیره‌شده در نظر گرفته شود. حذف بار فرکانسی در جهت بهبود فرکانس شبکه به دلیل ایجاد عدم تعادل در شبکه به کار گرفته میشود. در این مقاله سعی بر آن شده است تا با استفاده کردن از دو ماژول کنترلی پیشنهادی، حذف بار بهینه‌ای با در نظر گرفتن کمترین جریمه پرداختی انجام گردد. روش ارائه شده در این مقاله در شبکه نمونه ۱۴ باسه دانمارک مورد ارزیابی قرار گرفته است.

کلمات کلیدی: حذف بار فرکانسی؛ نرخ تغییر فرکانس بار؛ ریز شبکه؛ اپراتور مستقل شبکه

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۱۰/۲۸

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۷/۰۵/۲۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۰۶/۲۴

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر نوید تقی زادگان کلانتری

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران - استان آذربایجان شرقی - تبریز - ۳۵ کیلومتری جاده تبریز - مراغه - دانشگاه شهید مدنی آذربایجان - دانشکده فنی مهندسی

فرکانسی با در نظر گرفتن جدول اولویت بار در [۱۵] نشان داده شده است. هزینه قطع بارهای حذف شده در [۱۶] در نظر گرفته شده است تا یک فرآیند حذف بار مقرون به صرفه داشته باشیم. در مقاله [۱۶] سه مرحله پیشنهادی در پروسه حذف بار در نظر گرفته شده است که به شرح ذیل میباشند.

۱. آنالیز نیاز (RA^1)
۲. آمادگی قبلی برای اختلال (PP^V)
۳. زمان واقعی (RT^A)

در این مقاله با استفاده از نرم افزار CPLEXs به حل مسئله حذف بار فرکانسی بهینه پرداخته شده است. در مقاله [۱۷]، طرح-هایی که نماینده شرایط احتمالی و عملی (OC^9) میباشند انتخاب می‌شوند. طرح UFLS می‌تواند با استفاده از یک الگوریتم بهینه سازی مانند شبیه سازی سرد کردن فلز (SA^10) که در تعیین پارامترهای الگوریتم پیشنهادی در مقاله [۱۷] استفاده شده است، کارآمد و بهینه شود. در مقاله [۱۷] مقدار باری که در هر گام بایستی حذف شود به عنوان متغیر تصمیم گیری در نظر گرفته نشده است و فقط فرکانس، آستانه مقادیر ROCOF و تاخیرهای زمانی بهینه شده‌اند. پیدا کردن مقدار بهینه حذف بار فرکانسی در حالی که معادله پخش بار برقرار باشد و محدودیت‌های سیستم قدرت مانند جریان خط، ولتاژ و محدودیت‌های زاویه‌ای، در [۱۸] ارائه شده است. روش هیبریدی که ترکیبی از الگوریتم ژنتیک (GA^11) و شبکه هوش مصنوعی (ANN^12) می‌باشد در مقاله [۱۸] برای به حداقل رساندن مقدار بار حذف شده و انحراف ولتاژ استفاده شده است. در این مقاله، سیستم مدل سازی جبری عمومی ($GAMS^13$) برای داشتن یک حذف بار بهینه استفاده شده است. در مقاله [۱۹]، نویسندگان از کنترل UFLS تطبیقی مبتنی بر فرکانس، تغییرات فرکانس و تخمین زننده حالت توزیع (DSE^14)، برای تخمین بار مورد تقاضا برای حفظ پاسخ فرکانسی سیستم استفاده میکنند. در شبکه‌های توزیع انحراف های فرکانس و ولتاژ میتواند به عنوان شاخص برای تشخیص امنیت شبکه در هنگام وقوع اختلالات به کار بروند. استفاده از شبکه عصبی-فازی تطبیقی برای بررسی امنیت دینامیکی ریز شبکه در هنگام وقوع اختلالات توان و بار در مقالات [۲۰-۲۲] به کار رفته است. از این رو اگر تعادل بین تولید و مصرف در ریز شبکه ایجاد نشود، ریز شبکه غیر ایمن به شمار میرود. در مقالات [۲۳] برای بررسی عدم قطعیت از مسئله بهینه غیر خطی جهت مدل کردن نیروگاههای بادی استفاده شده است. نتایج شبیه سازی در سناریوهای مختلف مورد بررسی قرار گرفته و عملکرد صحیح سیستم برای حفظ امنیت شبکه مورد ارزشیابی قرار گرفته است. در نظر گرفتن مدل احتمالاتی برای نیروگاه-های بادی باعث شده است که هزینه های مربوط به سیستم و سوخت نیروگاهها کاهش پیدا کند. مقاله [۲۴] روشی را جهت هماهنگی سریع بین ژنراتورها و منابع ذخیره انرژی در شرایطی که سیستم دچار کمبود توان شده است و نیروگاههای بادی حجم عظیمی از تولید را اشغال کرده‌اند پیشنهاد میدهد. این روش سعی بر آن دارد فرکانس سیستم را به حالت عادی خود برگرداند. این مقاله حالت اضطراری و جزیره شدن

اگر در سیستم قدرت، افزایشی در بار رخ دهد به نحوی که اضافه تولید نتواند جوابگوی آن باشد یا تولید توان به یکباره کاهش یابد، بخش‌هایی از سیستم به سمت عملکرد ضعیف و نامطلوب پیش خواهندرفت. در این حالت واحدهای تولیدی موجود تلاش در جهت جبران عدم تعادل داشته و خطوط واصل بین نواحی و نقاطی که دچار عدم تعادل هستند، وظیفه-ی انتقال توان بسیار بالایی خواهندداشت. این روند در شبکه ممکن است موجب باز شدن برخی از خطوط به علت اضافه جریان و یا به علت رخداد نوسان توان بین ناحیه‌ای گردد. مجموعه‌ی این روندها منجر به پیدایش یک یا چند جزیره در سیستم می‌گردد که توان تولیدی، پاسخگوی بار مورد نیاز در آنها نمی‌باشد. در این بخش مروری بر منابع مرتبط با روشهای مقابله با فروپاشی فرکانسی شبکه و حفظ پایداری فرکانسی در شرایط جزیره‌ای را خواهیم داشت.

۱-۱- پیشینه تحقیق

خاموشی سیستم قدرت یکی از مشکلات مهم در شبکه‌های سیستم قدرت می‌باشد. بسیاری از دلایل خاموشی مانند بی-ثباتی فرکانس، ولتاژ و ناپایداری گذرا را می‌توان در [۲۰، ۲۱] یافت. پایداری فرکانس یک مسئله بسیار مهم در زمان وقوع خاموش سراسری می‌باشد. سیستم می‌تواند ثبات فرکانسی خود را با افزایش بار و یا کاهش توان از دست بدهد. در صورت بروز عدم تعادل کوچک، ذخایر چرخان میتوانند این عدم تعادل را جبران کنند [۳]. هنگامی که یک انحراف بزرگ بین تولید و مصرف ایجاد شود از روش UFLS استفاده می‌شود. روش UFLS به ۳ حالت سنتی، نیمه تطبیقی و تطبیقی طبقه بندی می‌شود [۴]. با استفاده از نرخ تغییر فرکانس ($ROCOF^5$) و استفاده کردن از معادله نوسان توان می‌توان برآورد کمبود توان در یک روش UFLS تطبیقی را ارائه کرد. اگر فرکانس سیستم به یک مقدار مشخص کاهش یابد، روش UFLS فعال خواهد شد. با استفاده از $ROCOF$ اولیه اندازه گیری شده، مقدار بارهایی که باید حذف شوند تعیین می‌گردند [۴-۶]. در [۷]، فلوجارت پاسخ فرکانسی سیستم (SFR^6) و مدل پیشنهادی کاهش یافته که می‌تواند فرایند محاسبه کمبود توان را ساده‌تر کند، ارائه شده‌است. اشکال عمده استفاده از مدل SFR این است که وابستگی ولتاژی بارها را در نظر نگرفته است. مقالاتی مانند [۸-۱۰] با در نظر گرفتن وابستگی ولتاژی بارها به محاسبه توان نامتعادل پرداخته‌اند. مدل SFR تطبیقی با در نظر گرفتن اینرسی، پاسخ گاورنر و وابستگی بارهای دینامیکی ولتاژ و فرکانس در [۱۱] ارائه شده است. با توجه به [۱۲]، وابستگی بار به ولتاژ توسط یک ضریب مشخصی در $ROCOF$ اولیه محاسبه شده اعمال میگردد. اولویت در انتخاب بارها و محل بارهایی که باید حذف شوند از مسائل مهم در پروسه حذف بار فرکانسی میباشند. در [۱۳]، اولویت در حذف بارها با محاسبه $ROCOF$ برای هر یک از آنها تعیین می‌شود. استفاده کردن از شاخص $ROCOFL$ برآورد عدم تعادل را بدون استفاده کردن از مدل SFR فراهم می‌کند [۱۴]. یک روش بهینه حذف بار

است. در بخش ۴، روش پیشنهادی در شبکه نمونه ۱۴ باسه دانمارک نشان داده شده است. در بخش ۵، نتایج شبیه سازی ارائه گردیده است.

۲- روش حذف بار فرکانسی پیشنهادی

با هدف جلوگیری از فروپاشی سیستم، دیتای زمان واقعی و دوره‌ای بصورت ادامه دار برای انجام فعالیت‌های اجباری و انتخاب بهترین بارها برای پروسه حذف بار بهینه ارسال می‌گردند. از طریق حذف کردن بارهای از پیش تعیین شده، شبکه میتواند به فرکانس نامی خود برگردد و شبکه جزیره‌شده می‌تواند روند معمول خود را بصورت یک ریز شبکه ادامه دهد. در اینجا، شاخص ROCOFL برای هر یک از بارها با استفاده از روش ارائه شده در ذیل تعیین میگردد. برای تعیین مقادیر شاخص ROCOFL، در شبکه جزیره‌شده با فرض این که میزان تولید با مصرف یکسان است، مقدار یکی از بارها دو برابر میگردد. مقدار ROCOF اولیه اندازه گیری میشود و به عنوان شاخص ROCOFL مربوط به همان بار نامیده میشود. در مقاله [۱۲]، در طول تعیین شاخص بارها از بارهای ثابت که وابسته به ولتاژ و فرکانس نیستند استفاده شده است. تعیین حذف شدن بارهای بیشتری میگردد. در این مقاله، در طول تعیین شاخص بارها از بارهای وابسته به ولتاژ و فرکانس استفاده شده است. در این مقاله با استفاده از شاخص $ROCOFL_{pv}^*$ به ایجاد جدول حذف بار پرداخته‌ایم. در روش پیشنهادی، از فرکانس و ROCOF مرکزی استفاده شده است که به صورت معادلات (۱) و (۲) ارائه شده‌اند [۱۳].

$$f_c = \frac{\left(\sum_{n=1}^m f_n \times H_n \right)}{H_C} \quad (1)$$

$$ROCOF_C = \frac{\left(\sum_{n=1}^m ROCOF_n \times H_n \right)}{H_C} \quad (2)$$

در این مقاله، یک روش بهینه UFLS تطبیقی با حضور دو ماژول اصلی ارائه شده است. این ماژولها به صورت ذیل میباشند.

۲-۱- ماژول PLSC

الگوریتم مورد استفاده در این ماژول در شکل (۱) نشان داده شده است. با استفاده از این ماژول میتوان مقدار بارهای از پیش تعیین شده را بدست آورد. الگوریتم ارائه شده در این ماژول میتواند به زبانهای مختلف برنامه‌نویسی تبدیل شده و مورد استفاده قرار گیرد. داده‌های ورودی که بصورت پرودیکی ارسال میشوند در ماژول مربوطه پردازش شده و با در نظر گرفتن محدودیتهای موجود در شبکه بهینه ترین حالت انتخاب میشود.

در این الگوریتم، مقادیر مربوط به فرکانس و تغییرات آن در طول هر نیم سیکل به مرکز کنترل ارسال میگرددند. از آنجائیکه وضعیت بریکرهای ژنراتورها برای محاسبه اینرسی مرکزی سیستم مهم میباشند، اینوضعیت نیز در طول هر نیم سیکل به مرکز کنترل ارسال میگردد. در جهت بروز رسانی شاخص‌های ROCOFL بارها، مقادیر توان مصرفی هر یک از بارها

غیرعمدی ریز شبکه را در نظر نگرفته است و به بررسی نحوه کنترل فرکانسی شبکه در حضور نیروگاه‌های بادی و چندین منبع ذخیره انرژی و هماهنگی بین آنها پرداخته است. در این مقاله با پیشنهاد دادن شاخص جدید فرکانس بار سعی در کاهش هزینه های احتمالی به اپراتور شبکه در شرایط اضطراری و حذف بار هستیم. برخی از ویژگی‌های روش پیشنهادی به شرح ذیل میباشند.

۲-۱- نوآوری

برخی از ویژگی‌های روش UFLS پیشنهادی با در نظر گرفتن شاخص فرکانس بار در این مقاله به شرح ذیل میباشند.

۱. بازبایی فرکانس به محدوده مجاز و به حداقل رساندن هزینه قطع بارها در مقایسه با روشهای پیشین.
۲. $ROCOFL_{pv}^*$ با استفاده از دامنه ولتاژ باسها و توان اکتیو بارها که هر چند دقیقه‌یکبار به مرکز کنترل ارسال میشوند تعیین میشوند. این شاخص باعث کاهش خطای سیستم در محاسبه میزان عدم تعادل شبکه جزیره‌شده در حضور بارهای وابسته به ولتاژ و فرکانس میگردد.
۳. ROCOF اندازه گیری شده اولیه با مجموع شاخص های ROCOFL بارها مقایسه شده و مقدار باری که بایستی حذف گردد معین میگردد.
۴. در این مقاله در طول تعیین شاخص ROCOFL، بارها وابسته به ولتاژ و فرکانس در نظر گرفته شده‌اند.
۵. دو ماژول ارائه شده در این مقاله به محاسبه بارهای از پیش تعیین شده ($PLSC^{10}$) و محاسبه بارهایی که باید حذف شوند ($DLSC^{11}$) می‌پردازند.
۶. $ROCOF_T$ و $ROCOF_{C0}$ مقادیر تعیین شده از قبل هستند که توسط بررسی سناریوی‌های مختلف بار بدست آمده‌اند. بسته به تغییر شبکه نمونه این مقادیر میتوانند تغییر یابند.
۷. در این روش مقادیر مربوط به تاخیر عمدی و میزان باری که در هر مرحله بایستی حذف گردد، بسته به شدت حادثه تشخیص داده شده تغییر می‌کنند.
۸. آنالیز مقایسه‌ای شبیه سازی در این مقاله با استفاده از نرم افزار دیگسایلنت^{۱۷} صورت گرفته است.

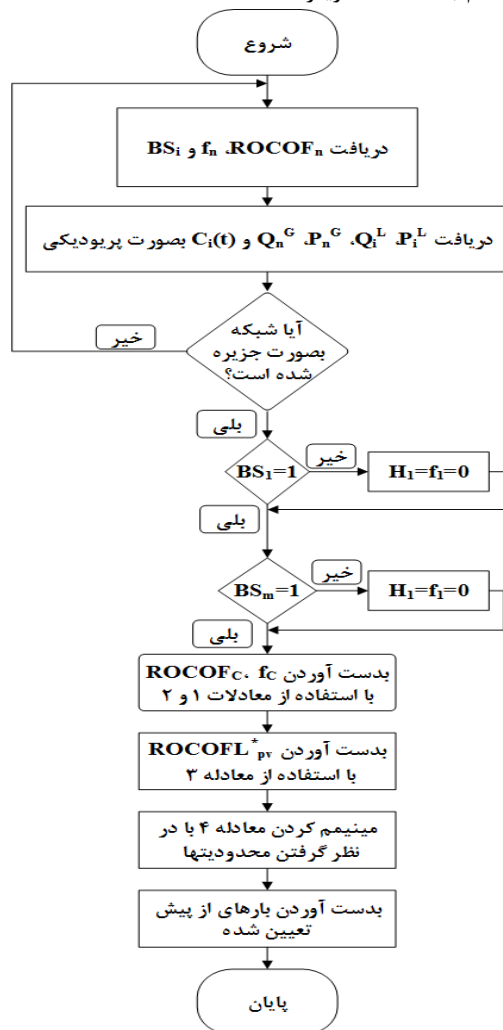
در انتها، نتایج نشان می‌دهند که نوآوری این مقاله در ارایه روشی بر مبنای شدت حادثه و $ROCOFL_{pv}^*$ میباشند که در مقایسه با مقالات [۱۵، ۱۴] میتواند هزینه کمتری را در قبال حذف بار به اپراتور شبکه تحمیل کند. همچنین این مقاله به بررسی کنترل فرکانس ریز شبکه در شرایط اضطراری و یا جزیره شدن غیر عمدی میپردازد که نیاز به تنظیمات و بررسی های متفاوتی نسبت به حالت جزیره شدن عمدی دارد.

۳-۱- سازماندهی مقاله

مابقی مقاله بصورت زیر سازماندهی شده است. در بخش ۲، الگوریتم پیشنهادی ارائه شده است. در بخش ۳، شبکه نمونه توضیح داده شده

ایمپروود محاسبه میشوند. برای تعیین بارهای از پیش تعیین شده، به حداقل کردن تابع هزینه ارائه شده در رابطه (۴) میپردازیم.

بایستی هر چند دقیقه یکبار به صورت پریودیکی به مرکز کنترل ارسال گردند. مقادیر $ROCOFL_{pv}^*$ بروز شده از رابطه (۳) بدست می آیند. فرکانس و ROCOF مرکزی در صورتی که سیستم به حالت جزیره



شکل (۱): الگوریتم ماژول PLSC

$$E(C_{LS,s}^t) = VOLL \times EENS_s^t \quad (5)$$

VOLL نشان دهنده مقدار متوسط جریمه‌ای است که مصرف کنندگان در ازای قطعی ۱ مگاوات ساعت برق انتظار دارند. این مقدار معمولاً بر اساس نظر سنجی‌های مختلف بین مصرف کنندگان به دست می‌آید. جهت حداقل کردن تابع هزینه موجود ناچار به برقراری برخی شرایط و محدودیت‌ها در شبکه می‌باشیم که به شرح ذیل می‌باشند. این محدودیت‌ها در حالت کلی به دو دسته کلی تقسیم میشوند. اولین بخش سیستم قدرت مرتبط می‌باشد و دومین بخش به عملکرد طرح UFLS مرتبط است.

محدودیت‌های دسته اول بصورت زیر می‌باشند:

۱. معادلات بخش بار بایستی در هر باس برقرار باشند
۲. دامنه ولتاژ هر یک از باسها و زاویه آن بایستی در محدوده عملکرد مجاز باشند.
۳. محدودیت توان در هر پست باید برآورده شود.
۴. محدودیت توان واحدهای نیروگاهی باید برآورده شود.

$$ROCOFL_{pv}^* = ROCOFL \times \left(\frac{P_i^L}{P_0} \right) \times \left(\frac{V_i^L}{V_0} \right)^{K_{pv}} \quad (3)$$

مقادیر $ROCOFL_{pv}^*$ بروز شده نشان دهنده شاخص ROCOFL بارها می‌باشند که وابسته به ولتاژ و فرکانس می‌باشند. در این مقاله، بارها به ولتاژ و فرکانس وابسته هستند. مدل بار استفاده شده در این مقاله همانند مدل ارائه شده در مقاله [۱۲] می‌باشد. روش UFLS پیشنهادی وابسته به مقدار و مکان حذف بار می‌باشد. تابع هزینه حذف بار فرکانسی پیشنهادی جهت حداقل کردن هزینه پرداختی توسط اپراتور شبکه به شرح ذیل می‌باشد.

$$\min f(x) = \sum_{s=1}^P E(C_{LS,s}^t) P_{LS,s}(x) \quad (4)$$

هزینه حذف بار ایجاد شده، از طریق ضرب انرژی از دست‌رفته ($EENS^{\wedge}$) و ضریبی تحت عنوان ارزش از دست رفته بار ($VOLL^{\wedge}$) که در معادله ۵ نشان داده شده است محاسبه میشود.

آوری نرم افزار Digsilent و GAMS مدل شده است. برای ارزیابی عملکرد اولین ماژول پیشنهادی (PLSC)، از تکنولوژی نرم افزار GAMS استفاده شده است. از طریق بهینه سازی تابع هزینه گفته شده با استفاده از نرم افزار GAMS، بارهای از پیش تعیین شده جهت حذف بار بدست می آیند. به منظور تجزیه و تحلیل عملکرد ماژول پیشنهادی دوم، از نرم افزار Digsilent استفاده شده است. مدل به کار رفته برای واحد ترکیبی با توجه به مرجع [۲۵] به صورت توربین گازی همراه با بازیافت حرارتی می باشد. شبکه توزیع نمونه شامل ۱۰ باس و ۱۱ بار می باشد. بارها وابسته به فرکانس و ولتاژ میباشند. وابستگی توان اکتیو و راکتیو بارها با استفاده از معادلات (۸) و (۹) مدل شده است [۱۵].

$$P_i^L = P_0 \left(\frac{V_i^L}{V_0} \right)^{K_{pv}} \left(1 + K_{pf} \times \frac{\Delta f}{f_0} \right) \quad (8)$$

$$Q_i^L = Q_0 \left(\frac{V_i^L}{V_0} \right)^{K_{qv}} \left(1 + K_{qf} \times \frac{\Delta f}{f_0} \right) \quad (9)$$

که در آن پارامترهای K_{pv} و K_{qv} بترتیب برابر با ۱ و ۲ در نظر گرفته شده اند. از سوی دیگر، پارامترهای K_{pf} و K_{qf} به طور جداگانه برابر با ۱ و ۱- در نظر گرفته شده اند. مصرف برق هر بار در جدول (۱) نشان داده شده است. شبکه توزیع به عنوان یک سیستم جزیره شده در هنگام قطع شدن از شبکه بالا دست به کار خود ادامه خواهد داد. تمامی پارامترهای مورد استفاده برای مدل کردن سیستم تحریک ژنراتور و گاورنر به تفصیل در [۱۵] آورده شده است.

۴- بررسی نتایج شبیه سازی

تمام نتایج شبیه سازی با نرم افزار دیگسایلنت انجام شده است. این بخش به توصیف نتایج به دست آمده با استفاده از روش ارائه شده و مقایسه روش پیشنهادی با روش های ارائه شده در [۱۴] و [۱۵] می پردازد. در این مقاله، پنج سناریوی مختلف بار جهت بررسی عملکرد روش پیشنهادی بصورت زیر در نظر گرفته شده است:

سناریوی اول: شبکه دارای ۳ نیروگاه بادی همراه با نیروگاه ترکیبی برق-حرارت

سناریوی دوم: شبکه بدون در نظر گرفتن نیروگاه های بادی

سناریوی سوم: افزایش ۱۰ درصدی بارهای L1, L2, L3, L4, L7, L9, L10 در شبکه دارای ۳ نیروگاه بادی همراه با نیروگاه ترکیبی

سناریوی چهارم: افزایش ۱۰ درصدی همه ی بارها در شبکه شامل نیروگاه های بادی و ترکیبی

سناریوی پنجم: افزایش ۱۰ درصدی همه ی بارها در شبکه بدون در نظر گرفتن نیروگاه های بادی

برای هر بار، روش پیشنهادی نیاز به محاسبه شاخص ROCOFL دارد. مقادیر شاخص ROCOFL به بار شبکه و مقدار اینرسی شبکه وابسته است [۱۲]. با توجه به معادله (۳) میتوان شاخص $ROCOFL_{pv}^*$ وابسته به توان اکتیو و ولتاژ بار را بدست آورد. مقادیر $ROCOFL_{pv}^*$ پیشنهادی در جدول (۲) نشان داده شده اند.

۵. محدودیتهای حرارتی خطوط بین باس ها نیز باید برآورده شوند.

محدودیت های قسمت دوم مربوط به طرح UFLS به شرح زیر ارائه شده اند:

۱. جهت جلوگیری از حذف بار بیشتر، بایستی مقایسه ای بین $ROCOF_{Cr0}$ و $ROCOF_C$ اولیه ($ROCOF_{C0}$) صورت گیرد. بنابراین $ROCOF_{C0}$ تجدید نظر شده می تواند با استفاده از معادله (۶) تعیین شود.

۲. با استفاده از معادله (۷)، محدودیت $ROCOF_{C0}$ میتواند برقرار شود. براساس این محدودیت، مجموع $ROCOFL_{pv}^*$ بارها باید بزرگتر از $ROCOF_{C0}$ تجدید نظر شده باشد.

$$ROCOF_{C0}^* = ROCOF_{C0} - ROCOF_{Cr} \quad (6)$$

$$\sum_{s=1}^p ROCOFL_{pv,s}^*(x) > ROCOF_{C0}^* \quad (7)$$

با توجه به تابع هزینه و محدودیت های در نظر گرفته شده، اپراتور مستقل سیستم (ISO^*) الگوریتم ارائه شده را اجرا کرده و بارهای از پیش تعیین شده را با در نظر گرفتن حداقل هزینه پرداختی تعیین میکند.

۲-۲- ماژول DLSC

بارهای از پیش تعیین شده برای تعیین بارهایی که باید حذف شوند تا سیستم بتواند به حالت عادی برگردد به ماژول DLSC ارسال میشوند. الگوریتم پیشنهادی در این ماژول در شکل (۲) نشان داده شده است.

در این الگوریتم، تأخیر زمانی و آستانه های فرکانسی برای مرحله اول حذف بار T_1 و f_{T1} میباشند. هنگامی که مقدار $ROCOF_{C0}$ اندازه گیری شده بیشتر از $ROCOF_{Cr}$ باشد پروسه حذف بار فرکانسی از طریق اعمال گام های حذف بار شروع میشود. در گام اول حذف بار، هنگامیکه f_C برای T_1 ثانیه کمتر از f_{T1} باشد، y_1 درصد از بارهای از پیش تعیین شده حذف میشوند. بعد از اولین گام، اگر f_C برای T_2 ثانیه کمتر از f_{T2} باشد، $y_2 * (1 - y_1)$ (درصد) از بارهای از پیش تعیین شده حذف خواهند شد. نهایتاً تمام بارهای از پیش تعیین شده زمانی که f_C کمتر از f_{T3} باشند حذف میگرددند.

با استفاده از روش ارائه شده، طرح UFLS پیشنهادی می تواند سیستم را با در نظر گرفتن مسائل اقتصادی به حالت عملکرد نرمال بازگرداند.

۳- شبکه نمونه

در این مقاله جهت تست کردن عملکرد صحیح الگوریتم پیشنهادی، از سیستم ۱۴ باسه دانمارک استفاده شده است. توضیحات مورد نیاز و داده های مربوط به این شبکه در مقاله [۱۴] به تفصیل آمده است. شبکه مورد نظر از ۱۱ بار، ۳ دستگاه توربین بادی (WTG^{*1}) ۸۴۰ کیلو وات با سرعت ثابت و یک واحد ترکیبی حرارتی-برقی (CHP^{*2}) دارای ۳ دستگاه ژنراتور توربین گازی موازی هر یک با ظرفیت ۳ مگا وات تشکیل شده است. سیستم نمونه نشان داده شده در شکل (۳) با استفاده از فن

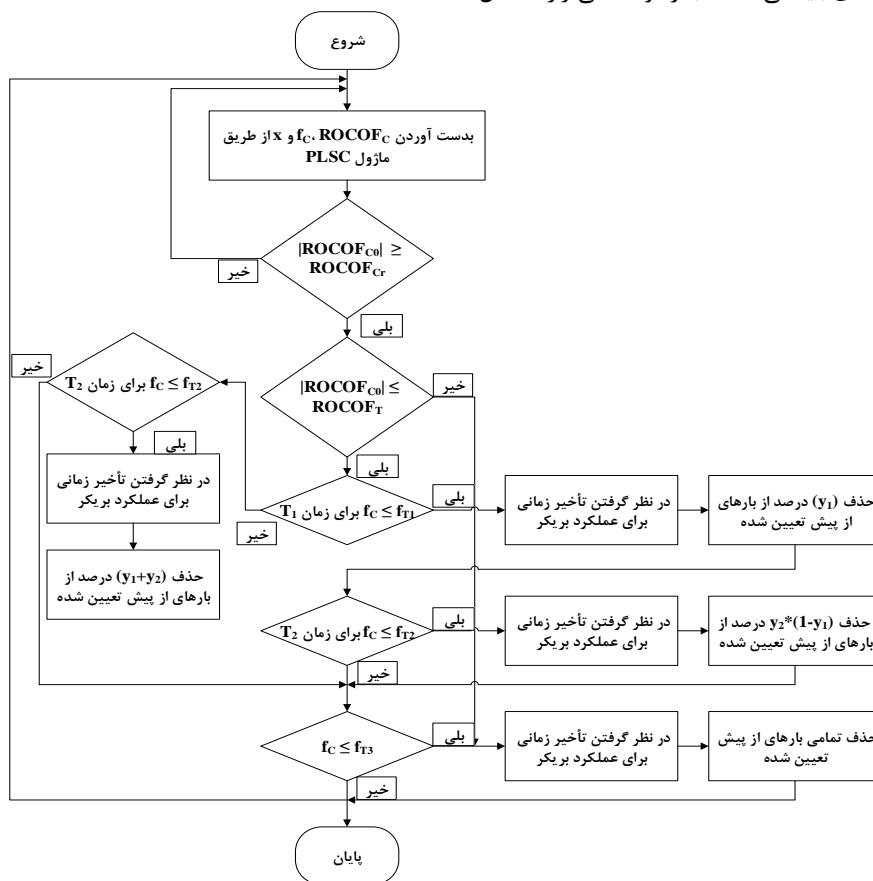
گردد. در این مقاله بارهای از پیش تعیین شده توسط مازول PLSC به تفکیک هر سناریو در جدول (۵) نشان داده شده‌اند. در این جدول هزینه نهایی تحمیلی به اپراتور شبکه در ازای حذف بارها نیز نمایش داده شده است. بدیهی است هر چه شدت حادثه بیشتر می‌شود توان بیشتری بایستی قطع شود. میتوان نتیجه گرفت هزینه تحمیلی با شدت حادثه رابطه مستقیم خواهد داشت.

با توجه به نوع سناریوی بار، بارهایی را که باید حذف کرد با استفاده از مازول پیشنهادی دوم، میتوان به دست آورد. روش UFLS پیشنهادی به کار گرفته شده در سناریوهای مختلف بار در جدول (۶) نشان داده شده است. این جدول حداقل فرکانس قابل قبول رخ داده در شبکه را نشان می‌دهد. در اولین سناریوی بار، $L1$ و $L2$ حذف نشده‌اند، در حالی که مازول PLSC آنها را برای حذف شدن انتخاب کرده بود. نتایج شبیه سازی نشان می‌دهد که طرح پیشنهادی UFLS فرکانس سیستم را پس از ۱۰ ثانیه به حالت عادی باز میگرداند.

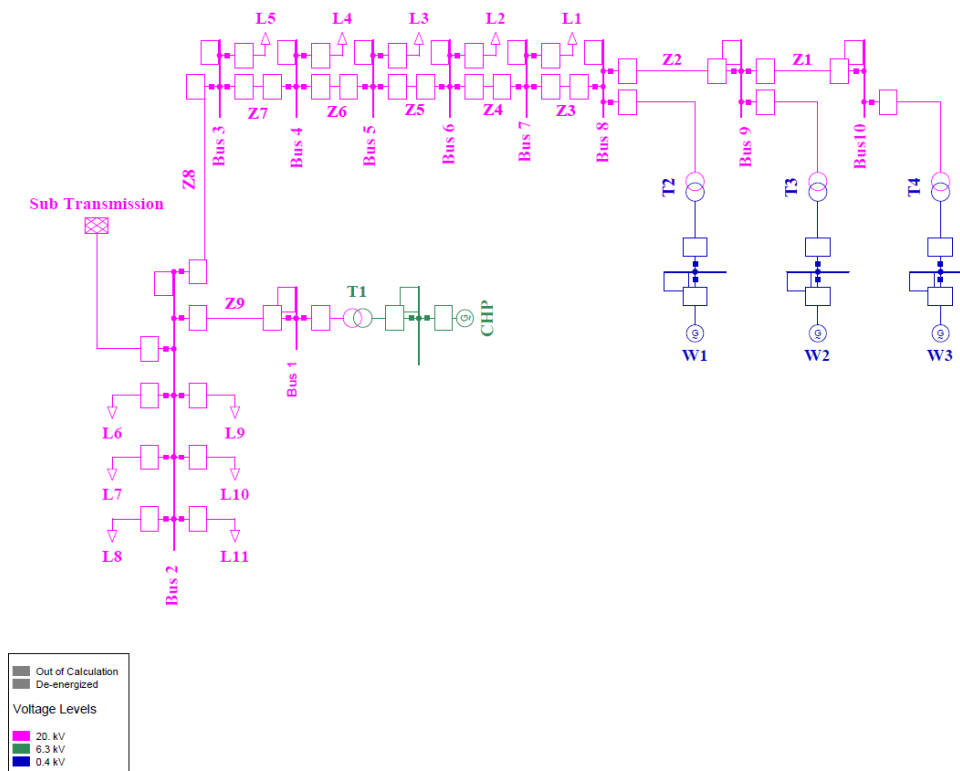
در اینجا، پروسه UFLS با توجه به VOLL هر باس در جدول (۳) نشان داده شده است. VOLL برای هر باس توسط اجرای بازار انرژی وابسته به تابع هزینه و محدودیت‌های موجود در سیستم بدست می‌آید. با ضرب هزینه نهایی هر باس به ۱۰۰، مقدار VOLL هر باس به دست می‌آید. تابع هزینه پارامتر ژنراتورها در [۱۲] نشان داده شده است.

آستانه‌های فرکانس f_{T1} ، f_{T2} و f_{T3} به ترتیب ۴۹، ۴۸.۵ و ۴۸ میباشند. زمان تاخیر عمدی T_1 و T_2 مستقلاً ۱۰۰ و ۲۰۰ میباشند. زمان تاخیر عمدی اعمال شده توسط عملکرد المان‌ها و سیستم ارتباطی ۸۰ میلیثانیه برآورد شده است [۱۵]. در روش پیشنهادی γ_1 و γ_2 گام‌هایی هستند که اندازه هر یک از آنها ۳۳٪ در نظر گرفته شده است. در جدول ۴ قدرت خروجی ژنراتورها برای سناریوهای مختلف بار در نظر گرفته شده است. شبکه توزیع در ثانیه دوم ($t=2$) از شبکه فوق توزیع جدا می‌شود. شکل (۴) فرکانس شبکه را در حالتی که هیچ گونه حذف باری نداشته باشیم برای ۵ سناریوی مختلف بار نشان میدهد.

با توجه به نتایج شبیه سازی، فرکانس شبکه پایدار نیست. رله فرکانسی ژنراتورها عمل کرده و شبکه دچار فروپاشی سراسری میگردد. جهت جلوگیری از بروز چنین حادثه‌ای بایستی حذف بار فرکانسی وارد عمل



شکل (۲): الگوریتم مازول DLSC



شکل (۳): نمودار تک خطی شبکه نمونه

۱۴ باسه دانمارک استفاده شده اند مقایسه کرد. در جدول ۷، روش ارائه شده در این مقاله با نتایج بدست آمده توسط مقالات [۱۴] و [۱۵] برای سناریوهای اول، سوم، و چهارم مقایسه شده است. نتایج موجود در این جدول نشان میدهد که روش پیشنهادی میتواند با تخمین درست از میزان عدم تعادل بار کمتری را نسبت به سناریوهای مشابه حذف کند و به طبع آن هزینه کمتری را به اپراتور شبکه در ازای پایداری شبکه تحمیل کند.

شکل های (۵-۹) فرکانس CHP پس از حذف بارهای انتخاب شده، در سناریوهای مختلف بار، با استفاده از روش پیشنهادی UFLS را نشان میدهند. ژنراتورها در فرکانس ۴۷.۵ هرتز شروع به عملکرد نامناسب می-کنند. با توجه به نتایج بدست آمده حداقل فرکانس بعد از اعمال حذف بار از مقدار مجاز عبور نمیکند و سیستم حالت پایدار خود را حفظ میکند.

جدول (۲): مقدار $ROCOFL_{pv}^*$

بار	$ROCOFL_{pv}^*$ (Hz/s)				
	سناریوی ۱	سناریوی ۲	سناریوی ۳	سناریوی ۴	سناریوی ۵
L1	-۰.۴۵	-۰.۴۴۵	-۰.۵	-۰.۴۹	-۰.۴۸
L2	-۰.۴۵	-۰.۴۴۵	-۰.۵	-۰.۴۹	-۰.۴۸
L3	-۰.۴۵	-۰.۴۴۵	-۰.۵	-۰.۴۹	-۰.۴۸
L4	-۲.۹۵	-۲.۸۵	-۳.۲۴	-۳.۲	-۳.۱۲
L5	-۱.۸۵	-۱.۸	-۱.۸۵	-۲.۰۲	-۱.۹۷
L6	-۸.۶۵	-۸.۵	-۸.۶۶	-۹.۳۹	-۹.۱۸
L7	-۴.۷۵	-۴.۶۵	-۵.۲۳	-۵.۱۶	-۵.۰۵
L8	-۱۱.۳۵	-۱۱.۱	-۱۱.۳۳	-۱۲.۲۹	-۱۲.۰۱
L9	-۸.۱۵	-۸	-۸.۹۷	-۸.۸۵	-۸.۶۵
L10	-۶.۷۵	-۶.۶	-۷.۴۳	-۷.۳۳	-۷.۱۶
L11	-۳.۶۳	-۳.۵۵	-۳.۶۲	-۳.۹۳	-۳.۸۴

$ROCOFL_{pv}^*$ پیشنهادی در مقایسه با $ROCOFL_p$ در سه سناریو مختلف بار در جدول (۸) نشان داده شده است. شاخص پیشنهاد داده

جدول (۱): مقادیر بار در شبکه نمونه دانمارک

بار	توان اکتیو (MW)	توان راکتیو (MW)
L1	۰.۱۱۵	۰.۰۳۳۵
L2	۰.۱۱۵	۰.۰۳۳۵
L3	۰.۱۱۵	۰.۰۳۳۵
L4	۰.۷۲۴۳	۰.۲۱۱۳
L5	۰.۴۵۹۸	۰.۱۳۴۱
L6	۲.۱۰۹	۰.۵۷۶
L7	۱.۱۷۲	۰.۱۳۹
L8	۲.۷۳۲	۰.۴۸۲
L9	۱.۹۸۲	۰.۲۲۳
L10	۱.۶۵۶	۰.۳۸۴
L11	۰.۹	۰.۱۶۴

در این مقاله، فرکانس شبکه برای تمامی سناریوهای بار پس از اعمال حذف بار به حداقل فرکانس قابل قبول میرسد. روش ارائه شده در این مقاله را می توان با نتایج ارائه شده در [۱۴] و [۱۵] که در شبکه نمونه

شده میتواند میزان وابستگی فرکانسی و ولتاژی بار را مدل کند و مانع از بروز خطا در تخمین مقدار عدم تعادل شبکه در شرایط اضطرار گردد. شکل موج فرکانسی CHP در هر ۳ سناریو بعد از حذف بار فرکانسی به صورت شکل‌های (۱۰-۱۲) میباشد. در این اشکال روش ارایه شده با روشهای موجود در [۱۴] و [۱۵] مقایسه شده‌اند. مشاهده میشود پاسخ فرکانسی روش پیشنهاد شده در مقایسه با دور روش دیگر مورد قبول میباشد و میتواند با حذف بار کمتر شرایط فرکانسی سیستم را بهبود بخشد.

جدول (۵): بارهای از پیش تعیین شده و مقدار تابع هزینه برآورد شده به ازای حذف بارها در سناریوهای مختلف بار

سناریوی بار	بارهای از پیش تعیین شده	f(x) (\$)
۱	L1, L2, L3, L4, L5	۱۸۳۷۵.۹۹
۲	L2, L3, L5, L7	۲۰۴۷۸.۳۳
۳	L2, L3, L10	۲۴۹۰.۱۸۶
۴	L1, L3, L4, L5, L11	۲۷۷۹۶.۹۴
۵	L1, L2, L3, L6	۳۲۴۱۱.۷۷

جدول (۳): مقادیر VOLL در سناریوهای مختلف بار

VOLL (\$/MW)					باس
سناریوی ۵	سناریوی ۴	سناریوی ۳	سناریوی ۲	سناریوی ۱	
۱۱۹۳۳	۱۱۹۳۳	۱۱۹۳۳	۱۱۹۳۳	۱۱۹۳۳	۱
۱۲۰۰۰	۱۲۰۰۰	۱۲۰۰۰	۱۲۰۰۰	۱۲۰۰۰	۲
۱۲۰۱۴	۱۲۰۱۲	۱۲۰۱۲	۱۲۰۱۳	۱۲۰۱۱	۳
۱۲۰۲۸	۱۲۰۲۳	۱۲۰۲۲	۱۲۰۲۵	۱۲۰۲۰	۴
۱۲۰۳۹	۱۲۰۲۳	۱۲۰۲۶	۱۲۰۳۶	۱۲۰۲۳	۵
۱۲۰۴۲	۱۲۰۲۷	۱۲۰۲۶	۱۲۰۳۸	۱۲۰۲۳	۶
۱۲۰۵۳	۱۲۰۱۶	۱۲۰۱۵	۱۲۰۴۸	۱۲۰۱۱	۷
۱۲۰۵۳	۱۲۰۰۶	۱۲۰۰۵	۱۲۰۴۸	۱۲۰۰۱	۸
۱۲۰۵۳	۱۲۰۰۵	۱۲۰۰۴	۱۲۰۴۸	۱۲۰۰۰	۹
۱۲۰۵۳	۱۲۰۰۱	۱۲۰۰۱	۱۲۰۴۸	۱۱۹۹۶	۱۰

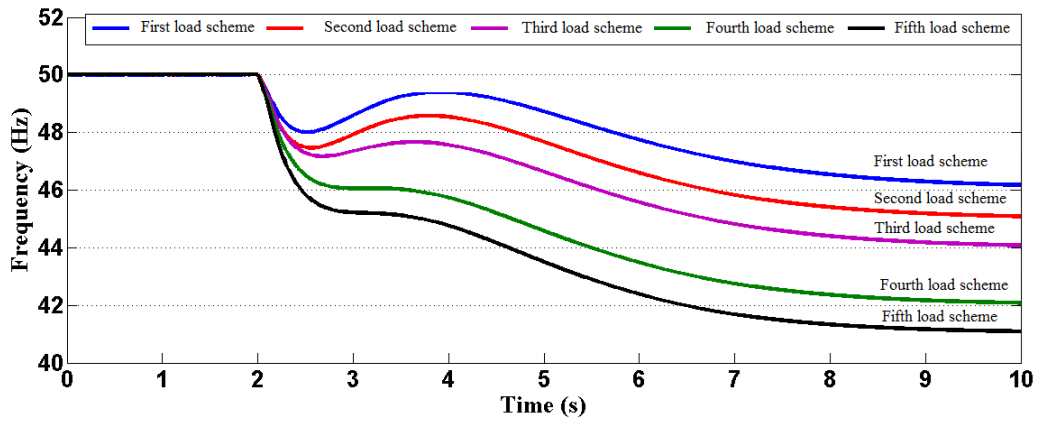
جدول (۶): روش پیشنهادی UFLS در سناریوهای مختلف بار

سناریوی بار	عدم تعادل (MW)	گام	بارهای حذف شده	مقدار بارهای از پیش تعیین شده (MW)	مقدار بارهای حذف شده (MW)	حداقل فرکانس (Hz)
۱	۲.۹۱	۱	L3, L5	۱.۵۲۹۱	۱.۲۹۹۱	۴۸.۱۹۵
		۲	L4			
		۳	-			
۲	۳.۱۶	۱	L3, L5	۱.۷۰۴۸	۱.۷۰۴۸	۴۷.۷۸۹
		۲	-			
		۳	L1, L2, L11			
۳	۳.۵	۱	L10	۱.۸۸۶	۱.۸۸۶	۴۷.۸۲۴
		۲	-			
		۳	L1, L3			
۴	۴.۱۲	-	L1, L3, L4, L5, L11	۲.۱۹۹۱	۲.۱۹۹۱	۴۸.۳۳۶
۵	۴.۳۷	-	L1, L2, L3, L6	۲.۴۵۴	۲.۴۵۴	۴۸.۰۱۴

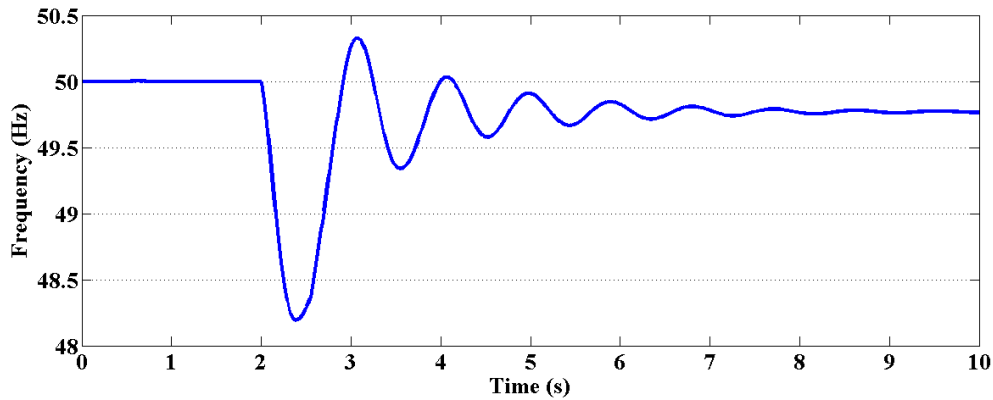
جدول (۴): توان اکتیو ژنراتورها در سناریوهای مختلف بار

ژنراتور	سناریوی ۱	سناریوی ۲	سناریوی ۳	سناریوی ۴	سناریوی ۵
$P_{Sub-Trans}(MW)$	۲.۹۱	۳.۱۶	۳.۴۹۸	۴.۱۱۸	۴.۳۹۶
$P_{CHP}(MW)$	۹	۹	۹	۹	۹
$P_{W1}(MW)$	۰.۰۸۴	۰	۰.۰۸۴	۰.۰۸۴	۰
$P_{W2}(MW)$	۰.۰۸۴	۰	۰.۰۸۴	۰.۰۸۴	۰
$P_{W3}(MW)$	۰.۰۸۴	۰	۰.۰۸۴	۰.۰۸۴	۰

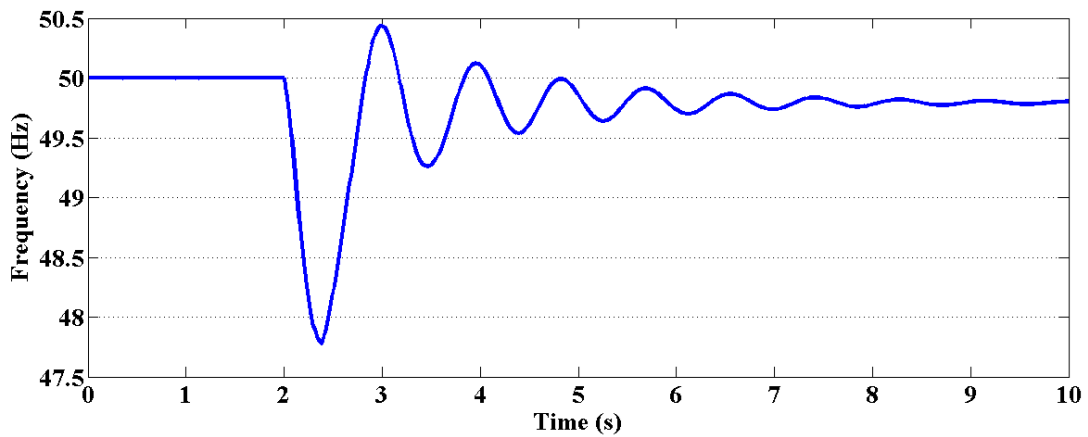
با توجه به نتایج بدست آمده، در یک سیستم توزیع، نیاز نیست تمام بارهای از پیش تعیین شده حذف شوند. با استفاده از روش ارائه شده، بارها در هر مرحله بسته به آستانه فرکانسی آن مرحله حذف خواهند شد. در این بخش، سناریوهای پیشنهادی مختلف بار مورد بحث قرار گرفت. مشاهده میگردد که فرایند UFLS پیشنهادی می‌تواند بارهای بهینه‌ای را در مقابل روش نشان داده شده در [۱۴] و [۱۵] حذف کند.



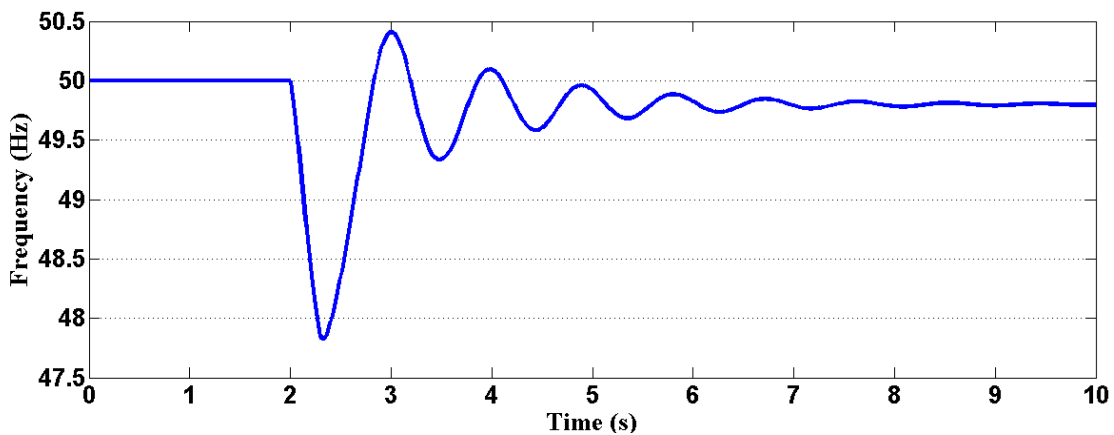
شکل (۴): فرکانس سیستم بدون حذف بار فرکانسی برای سناریوهای مختلف بار



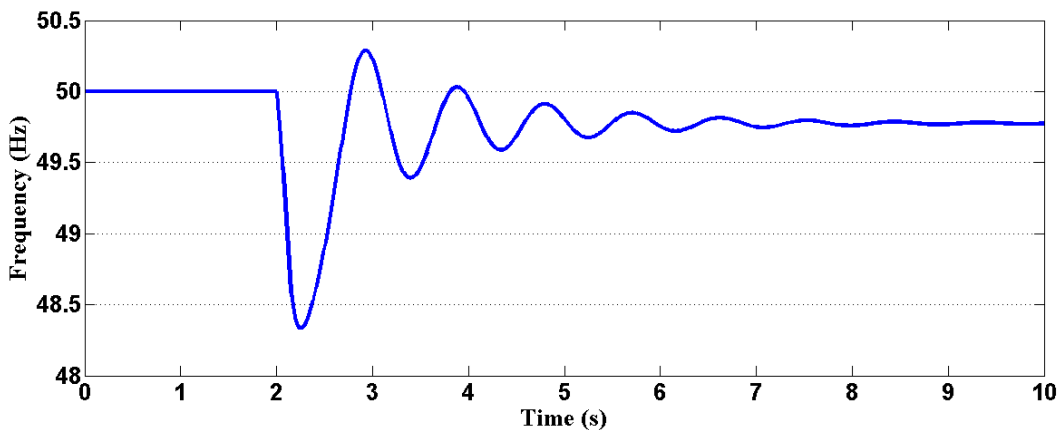
شکل (۵): فرکانس CHP پس از حذف بار در اولین سناریوی بار



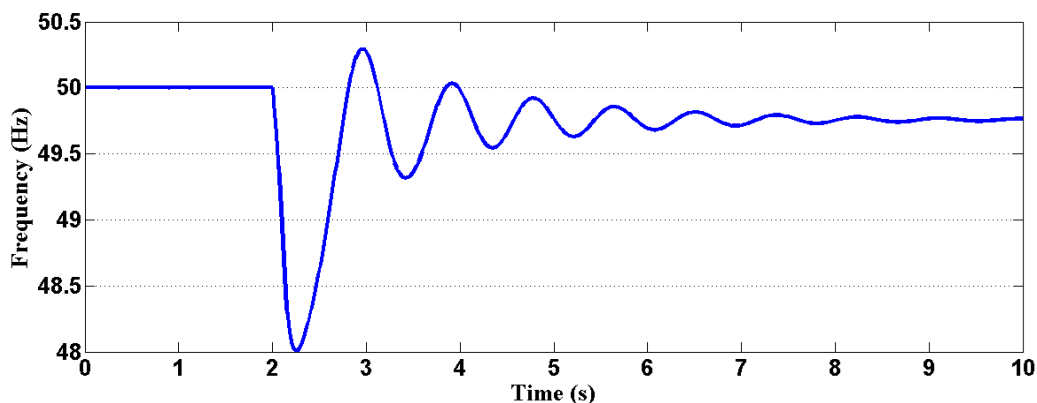
شکل (۶): فرکانس CHP پس از حذف بار در دومین سناریوی بار



شکل (۷): فرکانس CHP پس از حذف بار در سومین سناریوی بار



شکل (۸): فرکانس CHP پس از حذف بار در چهارمین سناریوی بار



شکل (۹): فرکانس CHP پس از حذف بار در پنجمین سناریوی بار

گرفته شده‌اند. در این مقاله، بارها در طول تعیین ROCOFL، وابسته به ولتاژ و فرکانس در نظر گرفته شده‌اند. $ROCOFL_{pv}^*$ تجدید نظر شده که در این مقاله ارائه شده است، جهت مدلسازی وابستگی ولتاژی بارها در طول جزیره شدن می‌باشد. روش UFLS تطبیقی ارائه شده بارها را با توجه به ROCOF اولیه اندازه‌گیری شده و حداقل کردن هزینه‌های ISO حذف می‌کند. در این روش تطبیقی، آستانه فرکانس، اندازه هر یک از گامهای حذف بار و تاخیر زمانی عمدی اعمال شده در هر مرحله بسته به شدت حادثه تغییر می‌کنند. در این مقاله، روش UFLS تطبیقی بهینه از دو ماژول اصلی برای راحتی حل مسئله بهره گرفته است.

این دو ماژول یک روش دقیق فرآیند حذف بار را فراهم می‌کنند. در این مقاله نیاز به تخمین کمبود توان توسط الگوی SFR کاهش یافته نمی‌باشد. علاوه بر این، فرآیند پیشنهادی روشی بر اساس ROCOF را پیشنهاد می‌دهد که وابستگی ولتاژی بارها را در نظر می‌گیرد. این روش در شبکه نمونه ۱۴ باسه دانمارک در پنج سناریوی مختلف بار مورد آزمایش قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد که الگوریتم پیشنهادی با حفظ پایداری فرکانسی شبکه و جلوگیری از فروپاشی آن می‌تواند بارهای کمتری را نسبت به الگوریتم‌های پیشنهادی در [۱۴] و [۱۵] حذف کند و هزینه احتمالی به اپراتور شبکه در شرایط اضطراری را حداقل می‌کند.

جدول (۷): مقایسه روش پیشنهادی با روش‌های ارائه شده در [۱۴] و [۱۵]

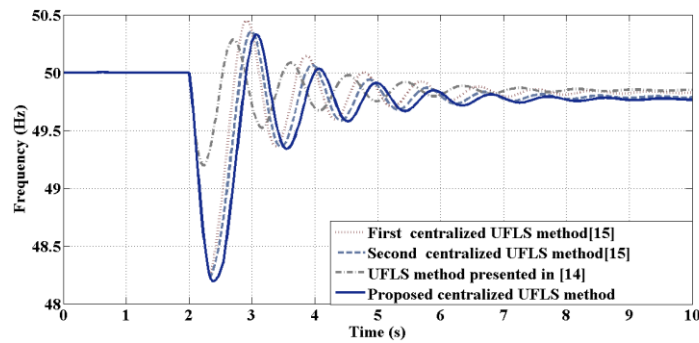
سناریوی بار	عدم تعادل (MW)	مقدار بارهای حذف شده مقاله [۱۴] (MW)	مقدار بارهای حذف شده در روش اول مقاله [۱۵] (MW)	مقدار بارهای حذف شده روش دوم مقاله [۱۵] (MW)	مقدار بارهای حذف شده روش ارائه شده (MW)
۱	۲.۹۱	۱.۷۷۱	۱.۶۵۶	۱.۴۰۲	۱.۲۹۹۱
۳	۳.۵	۴.۱۲۸۳	۱.۹۴	۱.۹۴	۱.۸۸۶
۴	۴.۱۲	۴.۱۲۸۳	۴.۱۲۸۳	۲.۴۶۵۴	۲.۱۹۹۱

۵- نتیجه‌گیری

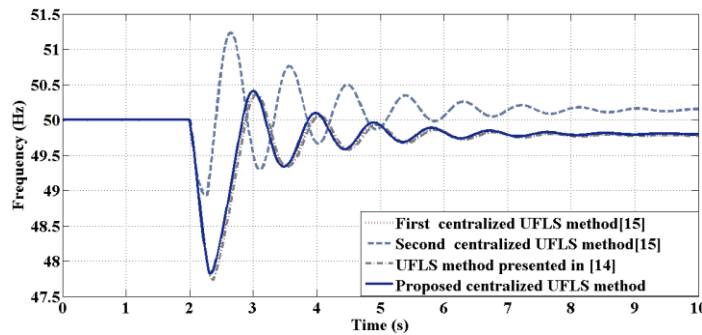
این مقاله طرح جدید UFLS بهینه برای سیستم‌های توزیع‌یکپارچه به همراه منابع تولید پراکنده را معرفی می‌کند. این الگوریتم از شاخص ROCOFL برای ایجاد جدول اولویت حذف بار استفاده می‌کند. در مقاله [۱۵]، محاسبه شاخص ROCOFL به کار گرفته شده است. محاسبات مربوطه در شرایطی صورت گرفته است که بارها بصورت ثابت در نظر

جدول (۸): $ROCOFL^*_p$ و $ROCOFL^*_{pv}$ در سناریوهای مختلف بار

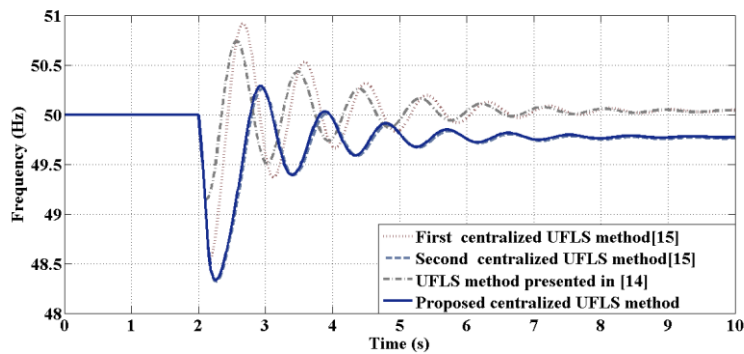
سناریوی ۴		سناریوی ۳		سناریوی ۱		بار
$ROCOFL^*_{pv}$	$ROCOFL^*_p$	$ROCOFL^*_{pv}$	$ROCOFL^*_p$	$ROCOFL^*_{pv}$	$ROCOFL^*_p$	
-۰.۴۹	-۰.۵۵	-۰.۵	-۰.۵۵	-۰.۴۵	-۰.۵	L1
-۰.۴۹	-۰.۵۵	-۰.۵	-۰.۵۵	-۰.۴۵	-۰.۵	L2
-۰.۴۹	-۰.۵۵	-۰.۵	-۰.۵۵	-۰.۴۵	-۰.۵	L3
-۳.۲	-۳.۵۷	-۳.۲۴	-۳.۵۷	-۲.۹۵	-۳.۲۵	L4
-۲.۰۲	-۲.۲۲۵	-۱.۸۵	-۲.۰۵	-۱.۸۵	-۲.۰۵	L5
-۹.۳۹	-۱۰.۵۱	-۸.۶۶	-۹.۵۵	-۸.۶۵	-۹.۵۵	L6
-۵.۱۶	-۵.۷۷۵	-۵.۲۳	-۵.۷۷۵	-۴.۷۵	-۵.۲۵	L7
-۱۲.۳۹	-۱۳.۷۵	-۱۱.۳۳	-۱۲.۵	-۱۱.۳۵	-۱۲.۵	L8
-۸.۸۵	-۹.۹	-۸.۹۷	-۹.۹	-۸.۱۵	-۹	L9
-۷.۳۳	-۸.۱۹۵	-۷.۴۳	-۸.۱۹۵	-۶.۷۵	-۷.۴۵	L10
-۳.۹۳	-۴.۴	-۳.۶۲	-۴	-۳.۶۳	-۴	L11



شکل (۱۰): فرکانس سیستم بعد از حذف بار فرکانسی در سناریوی ۱



شکل (۱۱): فرکانس سیستم بعد از حذف بار فرکانسی در سناریوی ۳



شکل (۱۲): فرکانس سیستم بعد از حذف بار فرکانسی در سناریوی ۴

[3] W. A. Elmore, Protective relaying, theory and applications, 2nd Edition, Marcel Dekker, 2004.

[4] B. Delfino, S. Massucco, A. Morini, P. Scalera, and F. Silvestro, "Implementation and comparison of different under frequency load shedding schemes", In: Proceedings of Power Engineering Society Summer Meeting, vol.1, pp. 307-312, 2001.

[5] H. Seyed, M. Sanaye-Pasand, "Design of new load shedding special protection schemes for a double area power system", Am. J. Appl. Sci, vol. 6, no. 2, pp. 317-327, 2009.

[6] V.V. Terzija, "Adaptive under-frequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation", IEEE Trans. Power Syst, vol. 21, no. 3, pp. 1260-1266, 2006.

[7] P. M. Anderson and M. Mirheydar, "A low order system frequency response model", IEEE Trans. Power Syst., vol. 5, no. 3, pp. 720-729, 1990.

[8] U. Rudez and R. Mihalic, "Analysis of underfrequency load shedding using a frequency gradient", IEEE Trans. Power Del. vol. 26, no. 2, pp. 265-275, 2011.

[9] A. Li and Z. Cai, "A method for frequency dynamics analysis and load shedding assessment based on the trajectory of power system simulation", in: Proc. of 3rd Int. Conf. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technology (DRPT), pp. 1335-1339, 2008.

[10] D. Prasetijio, W. R. Lachs, and D. Sutanto, "A new load shedding scheme for limiting underfrequency", IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, no.3, pp. 1371-1378, 1994.

[11] T. Shekari, F. Aminifar, and M. Sanaye-Pasand, "An Analytical Adaptive Load Shedding Scheme Against Severe Combinational Disturbances", IEEE Tran. Power Syst., vol. 31, no. 5, pp. 4135 - 4143, 2016.

[12] A. Mokari, H. Seyed, B. Mohammadi-ivatloo, S. Ghasemzadeh, "An improved under-frequency load shedding scheme in distribution networks with distributed generation", Journal of Operation and Automation in Power Engineering, vol. 2, no. 1, pp. 22-31, 2014.

[13] A. V. Kulkarni, W. GAO, J. Ning, "Study of power system load shedding scheme based on dynamic simulation", In Proc. of Transmission, Distribution Conference, and Exposition, pp. 1-7, 2010.

[14] P. Mahat, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, "Underfrequency Load Shedding for an Islanded Distributed System with Distributed Generation", IEEE Trans. Power Del. vol. 25, no. 2, pp. 911-918, 2010.

[15] A. Mokari-Bolhasan, H. Seyed, B. Mohammadi-ivatloo, S. Abapour, and S. Ghasemzadeh, "Modified Centralized ROCOF Based Load Shedding Scheme in an Islanded Distribution Network", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 62, no. 1, pp. 806-815, 2014.

[16] A. Gholami, T. Shekari, F. Aminifar, M. Shahidehpour, "Microgrid Scheduling With Uncertainty: The Quest for Resilience", Smart Grid IEEE Transactions, vol. 7, no. 6pp. 2849-2858, 2016.

[17] L. Sigrist, I. Egido, and L. Rouco, "A method for the design of UFLS schemes of small isolated power systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 951-958, 2012.

[18] V. Tamilselvan, and T. Jayabarathi, "A hybrid method for optimal load shedding and improving voltage stability", Ain Shams Engineering Journal, vol. 7, no. 1, pp. 223-232, 2016.

[19] M. Karimi, P. Wall, H. Mokhlis, V. Terzija, "A New Centralized Adaptive Underfrequency Load Shedding

ضمایم

m	تعداد ژنراتور
f _n	فرکانس n امین ژنراتور
ROCOF _T	حد آستانه ROCOF
ROCOF _C	ROCOF مرکزی
ROCOF _{C0}	ROCOF بحرانی اولیه
P ₀	توان اسمی
V ₀	ولتاژ اسمی
P _i ^L	توان اکتیو باس i ام مربوط به بار L
V _i ^L	ولتاژ باس i ام مربوط به بار L
ROCOF _n	ROCOF ژنراتور n
H _n	ثابت اینرسی ژنراتور n
H _C	ثابت اینرسی مرکزی سیستم
f _C	فرکانس مرکزی سیستم
ROCOF _C	ROCOF مرکزی سیستم
BS _n	وضعیت بریکر ژنراتور n
P _i ^L	توان اکتیو بار L در باس i
Q _i ^L	توان راکتیو بار L در باس i
P _n ^G	توان اکتیو ژنراتور n
Q _n ^G	توان راکتیو ژنراتور n
x	بردار متغیر تصمیم گیری
t	زمان
s	سناریوی بار
p	تعداد سناریوهای بار ممکن
E (C ^t _{LS,s})	هزینه تخمینی حذف بار برای سناریوی بار s در مدت زمان t که از شبکه بالا دست جدا شده است
P _{LS,s} (x)	مقدار توان اکتیو حذف بار برای سناریوی بار s
EENS _s ^t	انرژی از دست رفته در مدت زمان قطعی t برای سناریوی بار s
K _{pv}	وابستگی توان اکتیو به ولتاژ
K _{qv}	وابستگی توان راکتیو به ولتاژ
K _{pf}	وابستگی توان اکتیو به فرکانس
K _{qf}	وابستگی توان راکتیو به فرکانس

مراجع

[1] C. Vournas, Technical summary on the Athens and southern Greece blackout of July 12, National Technical University of Athens Report, 2004.

[2] M. Sforza, M. Delfanti, "Overview of the events and causes of the 2003 Italian blackout", In: Proceeding of the IEEE PES Power System Conference and Exposition, November 2006.

- Controller for Microgrids Based on a Distribution State Estimator”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 1, pp. 370-380, 2017.
- [۲۰] پارسی، مهتاب، جورابیان، محمود و قره پتیان، گئورگ، " ارزیابی امنیت ریزشبکه مستقل ولتاژ متوسط دارای منابع با واسطالکترونیک قدرت در حضور اختلالات توان و بار با استفاده از شبکهعصبی- فازی تطبیقی"، مجله انجمن برق و الکترونیک ایران، سال پانزدهم، شماره اول، ۱۳۹۷
- [۲۱] حسامی نقشبندی، علی، حبیبی، فرشید و بیورانی، حسن، " طراحی یک کنترلکننده مقاوم برای پایداری ولتاژ یک ریزشبکه در حالات مختلف کاری"، مجله انجمن برق و الکترونیک ایران، سال دهم، شماره اول، ۱۳۹۲
- [۲۲] نادری، کاوه، حسامی نقشبندی، علی، " الگوریتمی جدید برای جزیره‌بندی کنترلشده سیستمهای قدرتمتنی بر خوشهبندی طیفی مقید"، مجله انجمن برق و الکترونیک ایران، سال چهاردهم، شماره سوم، ۱۳۹۶
- [23] E. Zareii, and M. Mohammadian, "Scheduling security constraint unit commitment for power system including stochastic wind power generation", Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, vol. 14, no. 4, pp. 95-102, 2018.
- [24] J. W. Shim, Gregor Verbic, Ning Zhang, and Kyeon Hur, "Harmonious Integration of Faster-Acting Energy Storage Systems into Frequency Control Reserves in Power Grid with High Renewable Generation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2018.
- [25] Nick Jenkis, Ron Allan, Peter Crossley, Daniel Kirdchen, Goran Strbac, Embedded generation book, 2008.

زیر نویس‌ها

- ¹ Under Frequency Load Shedding
- ² Rate of Change of Frequency of Load
- ³ Distribution Network
- ⁴ Rate of Change of Frequency
- ⁵ System Frequency Response
- ⁶ Requirement Analysis
- ⁷ Preparation
- ⁸ Real Time
- ⁹ Operational Condition
- ¹⁰ Simulated Annealing
- ¹¹ Genetic Algorithm
- ¹² Artificial Neural Network
- ¹³ General Algebraic Modeling System
- ¹⁴ Distribution State Estimator
- ¹⁵ Pre-determined Load Shedding Calculator
- ¹⁶ Determined Load Shedding Calculator
- ¹⁷ DIGSILENT Power Factory
- ¹⁸ Expected Energy not Supplied
- ¹⁹ Value of Lost Load
- ²⁰ Independent System Operator
- ²¹ Wind Turbine Generator
- ²² Combined Heat and Power