

تأثیر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در تأمین امنیت شبکه برق در شرایط بحرانی با در نظر گرفتن معیارهای پدافند غیرعامل

حبیب‌ا... اعلمی^۱

تاریخ دریافت: ۱۳۹۳/۰۶/۲۲

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۳/۰۹/۱۲

چکیده

تأمین برق مراکز حساس نظامی در شرایط بحرانی، از معیارهای مهم پدافند غیرعامل است. افزایش قابلیت اطمینان شبکه قدرت، رفع کمبود تولید در ساعات اوج مصرف و رفع گرفتگی خطوط انتقال، از جمله عوامل ایجاد و توسعه برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌باشد. در این مقاله، برنامه‌ریزی تصادفی مشارکت واحدها با در نظر گرفتن ذخیره‌گردان ژنراتورها و ذخیره تأمین شده از سوی بار تحت برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری و برنامه زمان استفاده ارائه شده است. در مدل پیشنهادی، جهت در نظر گرفتن شرایط بحرانی، از برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای استفاده شده است. همچنین کارایی مدل پیشنهادی بر روی یک شبکه نمونه که دارای مصرف‌کنندگان خاص نظامی، اداری، صنعتی و خانگی می‌باشد، مورد آزمایش قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد که برنامه‌های پاسخ‌گویی بار تأثیر به‌سزایی بر افزایش امنیت و قابلیت اطمینان سیستم قدرت و مصرف‌کنندگان حساس آن خواهد داشت.

کلیدواژه‌ها: پاسخ‌گویی بار، امنیت شبکه‌های قدرت، پدافند غیرعامل، قابلیت اطمینان

تعریف اصطلاحات	
TC	هزینه کل بهره‌برداری از سیستم
$P_{i,t}$	توان تولیدی ژنراتور نام در ساعت t (MW)
$U_{i,t}$	متغیر دودویی بیانگر در مدار بودن ژنراتور نام در ساعت t (۱: ژنراتور در مدار است، ۰: ژنراتور در مدار نیست)
SU_{it}	هزینه ورود ژنراتور نام به مدار در ساعت t (\$)
SD_{it}	هزینه خروج ژنراتور نام از مدار در ساعت t (\$)
SR_{it}^u	ذخیره بالارونده تخصیصی به ژنراتور نام در ساعت t (MW)
SR_{it}^d	ذخیره پایین‌رونده تخصیصی به ژنراتور نام در ساعت t (MW)
RC_i^{uc}	هزینه آمادگی ژنراتور نام برای ذخیره بالارونده (\$)
RC_i^{dc}	هزینه آمادگی ژنراتور نام برای ذخیره پایین‌رونده (\$)
RC_i^{ue}	هزینه استفاده از ذخیره بالارونده ژنراتور نام (\$)
RC_i^{de}	هزینه استفاده از ذخیره پایین ژنراتور نام (\$)
P_{dt}	میزان مصرف پیش‌بینی‌شده مصرف‌کننده d در ساعت t (MW)
P_{dts}	میزان مصرف تخمین‌زده‌شده برای مصرف‌کننده d در ساعت t و سناریو s (MW)
$P_{dts}^{new}(t)$	میزان مصرف جدید مصرف‌کننده d پس از اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار در ساعت t و سناریو s (MW)
$f_{\ell t}$	توان عبوری از خط ℓ در زمان t (MW)
$\delta_{\ell s}^t$	زاویه ولتاژ مربوط به باس در ابتدای خط ℓ
$\delta_{\ell r}^t$	زاویه ولتاژ مربوط به باس در انتهای خط ℓ
F_{ℓ}^{\max}	بیشینه توان قابل انتقال از خط ℓ (MW)
SR_{its}^u	ذخیره بالارونده مصرفی سیستم از ژنراتور نام (MW)
SR_{its}^d	ذخیره پایین‌رونده مصرفی سیستم از ژنراتور نام (MW)
$f_{\ell t}^s$	توان عبوری از خط ℓ در زمان t و سناریو s (MW)
LB_{dts}^{EDRP}	سود مصرف‌کننده ناشی از مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار (\$)
VOLL	هزینه پرداختی شرکت برق به مصرف‌کنندگان، برای هر مگاوات کاهش غیرداوطلبانه بار آن‌ها (\$/MWh)
$\alpha(tz)$	پاداش پرداختی به مشترکین از سوی اپراتور (\$/MWh)
$p(tz)$	قیمت برق در بازه tz (\$/MWh)
π_s	احتمال رخداد سناریو s

۱- مقدمه

۱-۱- اهمیت و ضرورت طرح

کشور ما ایران، به‌عنوان کشوری قدرتمند و مستقل و همچنین با توجه به شرایط منحصربه‌فرد ژئوپلیتیک و ژئواستراتژیک در سطح جهان و منطقه همواره در معرض تهدیدات ناخوابسته‌ای در اشکال متنوع و پیچیده قرار داشته و دارد. یکی از راهکارهای مطمئن در مقابله با تهدیدات دشمنان و کاهش صدمات و خسارات ناشی از تهاجمات نظامی، توجه به دفاع غیرعامل در همه ابعاد (اقتصادی، سیاسی، نظامی، اجتماعی و فرهنگی) و در تمام حوزه‌ها (ارتباطات، انرژی، فناوری و صنعت) می‌باشد.

هر اقدام غیرمسلحانه‌ای که موجب کاهش آسیب‌پذیری نیروی انسانی، ساختمان‌ها، تاسیسات، تجهیزات، اسناد و شریان‌های کشور در مقابل عملیات خصمانه و مخرب دشمن شود، پدافند غیرعامل خوانده می‌شود. ازجمله اصول اساسی پدافند غیرعامل می‌توان ایمنی‌سازی مراکز حیاتی، حساس و مهم، ارتقاء قابلیت بقا و حفظ کشور در شرایط بحران، افزایش آستانه مقاومت ملی و تقویت مؤلفه‌های مقاومت در مقابل تهدیدات، کسب امنیت پایدار در توسعه و پایدارسازی زیرساخت‌های حیاتی کشور، کاهش مجموعه آسیب‌پذیری‌های کشور و نمایان نمودن اقتدار ملی ناشی از آن به‌عنوان یکی از مؤلفه‌های بازدارندگی و به حداقل رسانیدن تاثیر تهدیدات نظامی دشمن بر زیرساخت‌های حیاتی، حساس و مهم را نام برد.

از آنجایی که صنعت برق کشور به‌عنوان فناوری زیرساخت در اداره امور کشور، بسیار حساس و حیاتی می‌باشد، در اولویت‌های اولیه تهاجم دشمن قرار خواهد گرفت. نتایج و تجربیات جنگ‌های اخیر در سراسر جهان نشان می‌دهد که خسارات وارده ناشی از تهاجم دشمن به تاسیسات زیربنایی برقی، از کار افتادن کارخانجات حیاتی و اساسی کشور، وقفه در فعالیت پایگاه‌های حساس نظامی و از سوی دیگر، قطع طولانی‌مدت برق شهروندان، تضعیف روحیه آنان و فشار غیرمستقیم بر دستگاه نظامی کشور را به همراه خواهد داشت.

از این‌رو در نظر گرفتن معیارهای پدافند غیرعامل در مدیریت تولید، انتقال، توزیع و همچنین توسعه صنعت برق ضروری به‌نظر می‌رسد. از جمله این معیارها می‌توان موارد زیر را نام برد:

- تأمین بارهای حساس شبکه برق (بارهای نظامی، صنایع پایه‌ای

سیستم کم است (از جمله در شرایط جنگی)، با کاهش داوطلبانه بار، موجبات تأمین قیود امنیتی شبکه و افزایش قابلیت اطمینان آن را فراهم می‌کند.

یکی از این برنامه‌ها که پاسخ‌گویی بار اضطراری^۲ نام دارد، عبارت از تغییر در مصرف انرژی الکتریکی توسط مصرف‌کنندگان از مقدار عادی الگوی مصرفشان در پاسخ به تغییر در قیمت برق در طی زمان و با هزینه‌های تشویقی تعیین‌شده برای کاهش مصرف برق در شرایط بحرانی می‌باشد.

شرایط بحرانی عبارت است از خروج‌های ناگهانی خطوط و واحدهای تولید ناشی از فرسودگی تجهیزات و همچنین خرابی‌هایی که در اثر حملات نظامی یا جاسوسی صورت می‌گیرد. در هنگام حملات نظامی، برخی از خطوط و یا نیروگاه‌ها به‌طور ناگهانی (بر اثر اصابت موشک، حملات هوایی و ...) از مدار خارج می‌شوند که منجر به بروز مشکلاتی برای کلیه مصرف‌کنندگان می‌گردد.

هدف از انجام این پروژه، ارائه مدلی برای تعیین برنامه کوتاه‌مدت مشارکت واحدها^۳ با در نظر گرفتن برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌باشد که در مواقع بحرانی و جنگ، کاربرد این برنامه بتواند امنیت شبکه را حفظ کرده و تأمین بارهای مهم و حیاتی کشور را تضمین نماید. در مدل پیشنهادی، برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های سیستم قدرت ناشی از شرایط بحرانی، از برنامه‌ریزی تصادفی به صورت یک مدل اعداد صحیح مرکب دو مرحله‌ای^۴ استفاده شده است [۲]. همچنین جهت در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های سیستم قدرت، از روش مونت کارلو برای تولید سناریوی خروج ژنراتورها، خطوط انتقال، تغییرات مصرف بار و عدم پاسخ بارهای پاسخ‌گو استفاده شده است.

۳-۱- مرور مقالات و نوآوری تحقیق

اپراتور سیستم قدرت با استفاده از برنامه پاسخ‌گویی بار، قصد کاهش بار پیک سیستم و افزایش قابلیت اطمینان سیستم را دارد. برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری که یکی از برنامه‌های انگیزشی پاسخ‌گویی بار می‌باشد، با هدف کاهش بار سیستم در مواقع اضطراری و همچنین مواقعی که تولید سیستم برای حفظ امنیت سیستم قدرت کافی نباشد به‌وجود آمده است. استفاده از این برنامه، تأثیرات مثبتی بر قابلیت اطمینان و همچنین هزینه‌های بهره‌برداری شبکه‌های مختلف داشته است [۱-۴].

در مرجع [۴]، مدلی اقتصادی برای به‌کار بردن دو نمونه از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به نام‌های برنامه قطع بار^۵ و برنامه بازار ظرفیت^۶ بیان شده است. مراجع [۵-۷] به منظور نشان دادن تأثیر برنامه‌های

و شریان‌های اقتصادی کشور) در تمام شرایط
- کاهش قطع ناخواسته برق مشترکین عمومی جهت جلوگیری از بروز نارضایتی اجتماعی در شرایط بحرانی (حفظ قابلیت اطمینان کل سیستم در مقدار مطلوب و ثابت)
- کاهش (بهینه‌سازی) هزینه‌های بهره‌برداری از سیستم قدرت جهت مدیریت بهتر کشور در شرایط بحران
- تمرکززدایی با استفاده از منابع تولید پراکنده و برنامه‌های مشارکت مصرف‌کنندگان در مدیریت شبکه برق
توان الکتریکی مصرف‌کنندگان استراتژیک، از جمله ارگان‌های نظامی و امنیتی، صنایع حیاتی و شریان‌های اقتصادی کشور، دائمی باید تأمین شده و حتی قطع لحظه‌ای بار آن‌ها مورد پذیرش نمی‌باشد. این مسئله علی‌الخصوص در شرایط بحرانی اهمیت ویژه‌ای می‌یابد. اپراتور شبکه قدرت با تخصیص ذخیره تولید مناسب در این مواقع، می‌تواند حاشیه امنیت و قابلیت اطمینان مورد نیاز این مصرف‌کنندگان را تأمین نماید. یکی از منابع ذخیره که در این راستا می‌تواند به یاری اپراتور سیستم بیاید، ذخیره تأمین از جانب مصرف‌کنندگان است که به اشکال مختلفی از جمله برنامه پاسخ‌گویی بار^۱ که برای حفظ قابلیت اطمینان شبکه قدرت و یکسان‌سازی مصرف برق به‌وجود آمده‌اند، قابل اجرا می‌باشد [۱]. لذا اجرای این برنامه‌ها می‌تواند گام موثری در دفاع غیرعامل، حفظ امنیت شبکه در زمان‌های بحرانی، کاهش خسارات جانی و مالی کشور از یک طرف و همچنین پشتیبانی نیروهای مسلح و افزایش توان نظامی کشور از طرف دیگر بردارد.

۲-۱- تعریف مسئله

در سیستم‌های قدرت، اپراتور مستقل سیستم یا شرکت برق، مسئول تأمین تقاضای مورد نیاز شبکه و همچنین امنیت آن با کمترین هزینه به کمک منابع موجود تولید می‌باشد. آن‌ها از برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای بلندمدت یا کوتاه‌مدت برای تعیین وضعیت انرژی و ذخیره روز بعد یا هفته‌های بعد واحدهای تولیدی استفاده می‌نمایند.

از طرف دیگر، تجربه نشان داده است که عدم حضور مصرف‌کنندگان در تصمیم‌گیری سیستم قدرت، منجر به افزایش هزینه‌های سیستم، گرفتگی خطوط انتقال، مصرف سوخت بالاتر، کمبود تولید در ساعات اوج مصرف و همچنین مشکل تأمین بار در مواقع بحرانی و بالتبع کاهش قابلیت اطمینان سیستم قدرت و مصرف‌کنندگان می‌شود. اجرایی کردن برنامه‌های مدیریت مصرف برق همانند برنامه پاسخ‌گویی بار، یکی از راه‌های فائق آمدن بر این مشکلات شناخته می‌شود.

این برنامه در مواقع اضطراری یا هنگامی که حاشیه‌های ذخیره در

2- EDRP: Emergency Demand Response Programming

3- UC: Unit Commitment

4- SMIP: Stochastic Mixed Integer Programming

5- I/C: Interruptible/Curtailable Programs

6- CAP: Capacity Market Programs

1- DR: Demand Response

تغییرات قیمت برق و یا در پاسخ به پرداخت‌های انگیزشی تعریف می‌گردد [۱۳].

در گزارشی که کمیسیون تنظیم انرژی فدرال آمریکا^۵ ارائه کرده است، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به دو دسته کلی و چندین دسته فرعی تقسیم می‌شوند [۱۴]:

الف) برنامه‌های تشویقی

این برنامه‌ها با پرداخت پاداش دریافت جریمه جهت ایجاد انگیزه به مشترکینی که حاضر به مشارکت در برنامه مدیریت بار می‌باشند اجرا می‌شود. این پاداش‌ها جریمه‌ها در زمان پیک مصرف و یا زمان‌های بحرانی از نظر قابلیت اطمینان پرداخت می‌گردد:

- کنترل مستقیم بار^۶
- برنامه قطع بار
- برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری
- برنامه بازار ظرفیت
- بازار سرویس‌های جانبی

ب) برنامه‌های تعرفه زمانی

این برنامه‌ها به منظور یکنواخت کردن مصرف برق در ساعات مختلف طراحی شده‌اند و از هزینه تولید برق در ساعات مختلف پیروی می‌کنند. براساس این برنامه‌ها، مشترکان علاقه دارند تا در زمان‌هایی که قیمت برق بالاست، مصرف خود را کاهش دهند:

- برنامه قیمت‌گذاری زمان استفاده
- برنامه قیمت‌گذاری زمان واقعی
- برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی

۳- مدل پیشنهادی

همان‌طور که در مقدمه نیز ذکر شد، مدل پیشنهادی در این پژوهش، برای حل مسئله مشارکت واحدها با در نظر گرفتن قیود امنیت و رویکرد تصادفی، روش برنامه‌ریزی دومرحله‌ای می‌باشد. در این برنامه، شرکت برق، مشارکت واحدهای تولیدی و میزان تولید برق آن‌ها را با توجه به شرایط سیستم و احتمال وقوع حوادث پیش‌بینی نشده برای ۲۴ ساعت آینده تعیین می‌کند. همچنین میزان ذخیره ژنراتورها و نیز میزان احتمالی پاسخ‌گویی بار برای تأمین امنیت سیستم در شرایط بحرانی تعیین می‌شود.

در برنامه‌های تشویقی پاسخ‌گویی بار، شرکت برق برای ترغیب مشترکین جهت مشارکت در برنامه، باید به آن‌ها مبالغی بپردازد. میزان این مبلغ تشویقی، به سطح بار و نیز زمانی که شبکه نیازمند بارهای پاسخ‌گو می‌باشد، بستگی دارد. در برنامه EDRP، مشترکین

پاسخ‌گویی بار بر کاهش بار پیک، برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری و برنامه قیمت‌گذاری زمان استفاده^۱ را به کار برده و تأثیر سیاست‌های شرکت برق بر این برنامه‌ها را بررسی کرده‌اند. همچنین تأثیر برنامه پاسخ‌گویی بار بر قابلیت اطمینان سیستم قدرت در مراجع [۸-۱۰] بررسی شده است. در مقاله [۱۱]، نویسندگان برای اولین بار برنامه مشارکت واحدها را به همراه برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری استفاده کرده، اما امنیت شبکه و شرایط بحرانی را در بررسی خود لحاظ نکرده‌اند.

مراجع [۲] و [۱۲] نیز که جدیدترین تحقیقات در این زمینه می‌باشند، برنامه پاسخ‌گویی بار را همزمان با برنامه‌ریزی مشارکت واحدها با در نظر گرفتن قیود امنیت سیستم^۲ به عنوان بخشی از ذخیره سیستم در شرایط اضطراری در نظر گرفته‌اند. محققان در این مقالات، قیود امنیت شبکه قدرت و شرایط بحرانی را به کمک برنامه‌ریزی تصادفی^۳ در برنامه مشارکت واحدها وارد کرده‌اند.

در این مقاله، مدل برنامه‌ریزی مشارکت واحدها با قیود امنیت سیستم در نظر گرفته شده و از مدل برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای برای مدل‌سازی شرایط بحرانی استفاده شده است. همچنین برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری و برنامه زمان استفاده در کنار ذخیره‌گردان ژنراتورها برای تأمین امنیت سیستم به کار برده شده‌اند. برای مدل‌سازی رفتار بار تحت شرایط اضطراری نیز از مدل اقتصادی بار ارائه شده در [۸] استفاده شده است. از جمله نوآوری‌های این مقاله، همزمانی برنامه مشارکت واحدها با برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری و برنامه زمان استفاده با فرمولاسیون جدید و همچنین بررسی تأثیر این برنامه‌ها در شرایط بحرانی شبکه می‌باشد.

در ادامه و در قسمت دوم این مقاله، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار معرفی شده‌اند. مدل پیشنهادی شامل مدل اقتصادی بار استفاده شده، تابع هدف و قیود برنامه‌ریزی مربوط به شرایط عادی و بحرانی در قسمت سوم شرح داده شده است. در قسمت چهارم، شبیه‌سازی و نتایج آن ارائه شده و نتیجه‌گیری مقاله در قسمت پنجم آن آورده شده است. در انتها نیز اصطلاحات استفاده شده در فرمولاسیون مسئله تعریف شده‌اند.

۲- برنامه‌های پاسخ‌گویی بار

مدیریت سمت تقاضا^۴ را می‌توان به عنوان راهبرد کاهش مصرف اوج بار تلقی کرد که روش‌های صرفه‌جویی، تولید مشترک و استفاده از فناوری‌های کارآمد به لحاظ مصرف انرژی را دربر می‌گیرد. برنامه‌های مدیریت تقاضا در بازارهای برق، برنامه پاسخ‌گویی بار نامیده می‌شود که به صورت تغییرات مصرف انرژی توسط مشترکین در پاسخ به

1- TOU: Time of Use

2- SCUC: Security Constraint Unit Commitment

3- SP: Stochastic Programming

4- DSM: Demand Side Management

5- FERC: Federal Energy Regulation Committee

6- DLC: Direct Load Control

در بازه $tz2$ می‌باشد. هنگامی که در یک بازه، قیمت افزایش می‌یابد، تمایل مصرف‌کنندگان به استفاده از انرژی در آن بازه کاهش یافته (ناشی از الاستیسیته خودی) و از سوی دیگر، مصرف‌کنندگان تمایل دارند بار خود را در صورت امکان به ساعات و بازه‌های دیگر منتقل نمایند (ناشی از الاستیسیته متقابل)، لذا الاستیسیته خودی همواره منفی و الاستیسیته متقابل همواره مثبت می‌باشد.

بیشینه سود خالص مصرف‌کننده زمانی^۲ حاصل می‌شود که مشتق تابع سود خالص مصرف‌کننده نسبت به بار مصرفی صفر شود [۱۶]، در این صورت میزان بار مصرف‌کننده با توجه به پاداش در نظر گرفته شده از طرف بهره‌بردار شبکه مطابق رابطه زیر خواهد بود [۱۳]:

$$q(t) = q_0(t) \cdot \left(1 + \frac{\alpha(tz) \cdot \sum_{tz} E(t, tz)}{p(tz)}\right) \quad (3)$$

که در این رابطه، $q(t)$ بار مصرفی پس از شرکت در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری، $q_0(t)$ بار مصرفی قبل از شرکت در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری، α پاداش اعطایی به شرکت‌کنندگان در برنامه، tz بازه مصرف که شامل سه بخش پرباری (peak)، میان‌باری (off-peak) و کم‌باری (low-peak) می‌باشد، و $p(tz)$ نیز قیمت برق می‌باشد که برای هر یک از سه بازه یادشده مقدار مشخصی دارد. در نتیجه، سود مصرف‌کننده در صورت کاهش بار ناشی از پاداش پرداختی و قیمت برق در بازه مصرف عبارت است از:

$$LB = \alpha(tz)(q_0(t) - q(t)) = \frac{\alpha(tz)^2 q_0(t) \sum_{tz} E(t, tz)}{p(tz)} \quad (4)$$

۳-۲- فرمولاسیون

الف) تابع هدف

در این قسمت، تابع هدف برنامه SCUC براساس مدل SMIP در حضور ذخیره‌گردان واحدهای تولیدی، برنامه‌های DR و قیود مربوطه ارائه می‌گردد. خروجی نهایی برنامه بهینه‌سازی پیشنهادی، تعیین توان تولیدی ژنراتورها، ذخیره ژنراتورها و همچنین میزان DR به کمک بیشینه کردن رفاه اجتماعی^۳ و با در نظر گرفتن معیارها و قیود مربوطه می‌باشد. رفاه اجتماعی به صورت تفاضل سود مصرف‌کننده و هزینه‌های بهره‌برداری سیستم قدرت تعریف می‌گردد [۱۷]:

$$MIN \sum_{t=1}^T \sum_{d=1}^{N_d} GC - \sum_{t=1}^T \sum_{d=1}^{N_d} LB \quad (5)$$

برق می‌توانند برخلاف قرارداد عمل کرده، مبلغ تشویقی را قبول نکرده و بار خود را کاهش ندهند. این مسئله جریمه‌ای برای آن‌ها منظور نخواهد کرد. از این‌رو شرکت برق توانایی پیش‌بینی میزان بار کاهش‌یافته را در این حالت نخواهد داشت. چگونگی رفتار مصرف‌کنندگان در مقابل مبالغ تشویقی به‌وسیله یک مدل اقتصادی بار که در ادامه شرح داده شده است در نظر گرفته می‌شود.

فرضیات مدل پیشنهادی به شرح زیر می‌باشد:

- مشترکینی که تمایل به شرکت در این برنامه دارند، پیشتر آمادگی و نیز کاهش بار خود را اعلام می‌کنند.
- احتمال خروج واحدهای تولیدی و خطوط انتقال در اثر خرابکاری و همچنین احتمال رخداد بار پیش‌بینی نشده در برنامه‌ریزی تصادفی یادشده لحاظ شده است.
- عدم قطعیت مشارکت مشترکینی که اعلام آمادگی کرده‌اند به کمک برنامه‌ریزی تصادفی با یک احتمال ثابت منظور شده است.
- به‌طور خلاصه، خروجی مدل پیشنهادی این مقاله به شرح زیر خواهد بود:

- تعیین مشارکت ژنراتورها و توان تولیدی آن‌ها
- تعیین میزان ذخیره تولیدی ژنراتورها
- تعیین میزان DR تحت برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری

۳-۱- مدل اقتصادی بار

امروزه و با افزایش خصوصی‌سازی در صنعت برق و نیز آزادسازی قیمت‌ها، قیمت برق با توجه به میزان مصرف آن تعیین شده و مصرف‌کنندگان میزان مصرف خود را با توجه به قیمت برق تنظیم می‌کنند. حساسیت مصرف‌کنندگان به تغییرات قیمت تحت عنوان الاستیسیته قیمتی تقاضا^۱ نامیده می‌شود [۱۵]:

$$E = \frac{\partial q}{\partial p} = \frac{p_0}{q_0} \cdot \frac{dq}{dp} \quad (1)$$

که در این رابطه، الاستیسیته تقاضا E ، میزان تقاضا q برحسب MWh، قیمت انرژی p برحسب $\$/MWh$ ، میزان تقاضای اولیه q_0 و قیمت اولیه انرژی p_0 در یک بازه مصرف می‌باشند. براساس تعریف فوق، الاستیسیته تقاضای متقابل بازه مصرف $tz1$ نسبت به بازه مصرف $tz2$ به‌صورت زیر تعریف می‌شود [۱۶]:

$$E(i, j) = \frac{\partial q(tz1)}{\partial p(tz2)} = \frac{p_0(tz2)}{q_0(tz1)} \cdot \frac{dq(tz1)}{dp(tz2)} \quad (2)$$

که بیانگر نحوه تغییرات مصرف در بازه $tz1$ نسبت به تغییرات قیمت

2- NCS: Net Costumer Surplus
3- Social Welfare

1- PED: Price Elasticity of Demand

حداکثر زمان در مدار بودن واحدها و قیود محدودیت افزایش و کاهش توان تولیدی می‌باشد [۱۸]. این قیود به شرح زیر می‌باشند:

- قیود مربوط به تولید توان اکتیو ژنراتورها
توابع هزینه توان تولیدی ژنراتورها غیر خطی می‌باشند، لذا راه حل موجود جهت مدل کردن این توابع در برنامه‌ریزی خطی، بازنویسی توابع هزینه به صورت تکه‌ای خطی می‌باشد:

$$P_{it} = P_i^{\min} U_{it} + \sum_{seg=1}^{N_{seg}} P_{it}^{seg} \quad \forall i, t \quad (8)$$

$$0 \leq P_{it}^{seg} \leq P_{it}^{seg, \max} \quad \forall i, t$$

- حداقل و حداکثر زمان در مدار بودن واحدها

$$\left(\sum_{ON} U_{it} - T_{on_i}^{\min} \right) (U_{i(t-1)} - U_{it}) \geq 0 \quad \forall i, t \quad (9)$$

$$\left(\sum_{OFF} U_{it} - T_{off_i}^{\min} \right) (U_{it} - U_{i(t-1)}) \geq 0 \quad \forall i, t$$

- قیود محدودیت افزایش و کاهش توان تولیدی

$$P_{it} - P_{i(t-1)} \leq [1 - U_{it} (1 - U_{i(t-1)})] \\ RU_i \times \tau + U_{it} (1 - U_{i(t-1)}) P_i^{\min} \quad \forall i, t \quad (10)$$

$$P_{i(t-1)} - P_{it} \leq [1 - U_{i(t-1)} (1 - U_{it})]$$

$$RD_i \times \tau + U_{i(t-1)} (1 - U_{it}) P_i^{\min} \quad \forall i, t$$

- توان عبوری از خطوط و تعادل بار

$$\sum_{i=1}^{N_{gb}} P_{it} - \sum_{d=1}^{N_{db}} P_{dt} = \sum_{\ell=1}^{N_{tb}} f_{\ell t} \quad \forall i, t \quad (11)$$

$$f_{\ell t} = \frac{1}{X_{\ell}} (\delta_{\ell s}^t - \delta_{\ell r}^t)$$

$$-F_{\ell}^{\max} \leq f_{\ell t} \leq F_{\ell}^{\max} \quad \forall i, t$$

با صرف نظر از تلفات، بایستی توان تولیدی نیروگاه‌ها و توان مصرفی بارها با یکدیگر برابر باشند. برای کاهش حجم محاسبات و نیز از آنجایی که در این برنامه قیود مربوط به حداکثر توان انتقالی خطوط را نیز مورد توجه قرار می‌دهیم، از پخش بار DC استفاده کرده‌ایم.

- تخصیص ذخیره‌گردان ژنراتورها

$$0 \leq SR_{it}^u \leq \tau \times RU_i \quad \& \quad 0 \leq SR_{it}^d \leq \tau \times RD_i \quad \forall i, t \quad (12)$$

$$P_{it} + SR_{it}^u \leq P_i^{\max} \quad \& \quad P_{it} - SR_{it}^d \geq P_i^{\min} \quad \forall i, t$$

سود مصرف‌کننده، ناشی از شرکت او در برنامه پاسخ‌گویی بار می‌باشد. در این برنامه، هم توان تولیدی ژنراتورها و هم میزان بار مصرفی شرکت‌کننده در برنامه پاسخ‌گویی بار مجهول می‌باشند.

تابع هدف برنامه‌ریزی همانطور که پیش‌تر نیز ذکر شد، از دو مرحله تشکیل شده است. مرحله اول که حالت پایه نامیده می‌شود، شامل تصمیمات لازم برای مشارکت واحدها، برنامه تولید انرژی و ذخیره هریک از آن‌ها می‌باشد. اما در مرحله دوم، بررسی امنیت سیستم انجام می‌گیرد که شامل شرایط واقعی بهره‌برداری از شبکه (عبارت از ذخیره مصرفی ژنراتورها، میزان DR و نیز قطع بار ناخواسته در هر سناریو) می‌باشد. سناریوها که برای مدلسازی شرایط بحرانی شبکه به کار رفته‌اند شامل خروج اجباری ژنراتورها و خطوط انتقال ناشی از خرابکاری، افزایش یا کاهش پیش‌بینی‌نشده بار و نیز عدم قطعیت در پاسخ‌گویی بار می‌باشند.

در واقع هزینه بهره‌برداری از سیستم شامل هزینه حالت پایه و نیز هزینه تأمین امنیت می‌باشد. از آنجایی که در حالت پایه، میزان بار مصرفی ثابت بوده و در سناریوها بارها اقدام به کاهش یا انتقال بار می‌نمایند، سود مصرف‌کننده تنها در مرحله دوم برنامه‌ریزی وارد می‌شود:

$$TC = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{N_g} (C(P_{it}) + SU_{it} + SD_{it}) \cdot U_{it} \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^{N_g} (RC_i^{uc} SR_{it}^u + RC_i^{dc} SR_{it}^d) \cdot U_{it} + \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s SC_s \right\} \quad (6)$$

که در آن، SC_s هزینه تأمین امنیت سیستم و نیز سود مصرف‌کننده در سناریوها می‌باشد:

$$SC_s = \sum_{i=1}^{N_g} (RC_i^{ue} sr_{it}^u + RC_i^{de} sr_{it}^d) \\ - \sum_{d=1}^{N_d} LB_{dts}^{EDRP} + \sum_{d=1}^{N_d} VOLL_{dt} LS_{dts} \quad (7)$$

همان‌طور که در رابطه (۷) مشاهده می‌شود، در صورت قطع ناخواسته بار مشترکین، شرکت برق ملزم به پرداخت هزینه گزافی تحت عنوان ارزش بار ازدست‌رفته^۱ به ازای هر مگاوات قطع بار آن‌ها می‌باشد.

ب) قیود مرحله اول

قیود مرحله اول برنامه‌ریزی که مربوط به برنامه مشارکت واحدها می‌باشد، شامل قیود مربوط به تولید توان اکتیو ژنراتورها، حداقل و

1- VOLL: Value of Loss Load

در رابطه (۱۳) متغیرهای دودویی C_{Gi}^s و C_{Gi}^u به ترتیب بیانگر خروج ژنراتور G و یا خط l در سناریوی s می‌باشند (اگر صفر باشند یعنی ژنراتور و یا خط مورد نظر در سناریوی s دچار حادثه شده است و اگر ۱ باشد امکان استفاده از آن‌ها در سناریوی مربوطه وجود دارد). همچنین P_{dts}^{new} برای مدل‌سازی تغییرات مصرف بار استفاده شده است. این متغیر که بیانگر بار مصرف‌کننده d در ساعت t از سناریوی s می‌باشد، برابر بار حالت پایه به‌علاوه بار پیش‌بینی نشده در سناریوی s منهای بار کاهش‌داده‌شده در برنامه DR به‌علاوه بار انتقال‌داده‌شده از بازه‌های دیگر به این بازه می‌باشد.

معادلات رابطه (۱۴) نیز که ارتباطی میان متغیرهای مرحله اول و دوم برنامه‌ریزی می‌باشند، بیان می‌کنند که ذخیره مصرفی ژنراتورها در هر سناریو، به‌وسیله ذخیره تخصیص‌داده‌شده به آن‌ها در حالت پایه محدود می‌شود.

- روابط مربوط به پاسخ‌گویی بار اضطراری

این قید که مهم‌ترین بخش این برنامه و وجه تمایز آن با سایر برنامه‌ها می‌باشد، میزان DR را در هر سناریو تعیین می‌کند. این قید بر مبنای کاهش داوطلبانه مصرف از سوی مشترکین و نیز انتقال داوطلبانه آن به بازه‌های مختلف زمانی می‌باشد. میزان بار پاسخ‌گو با استفاده از برنامه EDRP و TOU در ساعت t و سناریوی s با توجه به روابط (۱) تا (۳) به وسیله قید زیر محدود می‌شود:

$$DSR_{dts} \leq EDR \times P_{dts} \left(1 + \frac{\sum_{tz} \alpha(tz) E(t, tz)}{\rho(tz)} \right) \quad t \in tz \quad (15)$$

در رابطه (۱۵)، EDR بیانگر "ضریب مشارکت بار" در برنامه پاسخ‌گویی بار می‌باشد. این ضریب برابر بیشینه ذخیره تخصیص‌داده‌شده می‌باشد که بارهای پاسخ‌گو را از قبل به اطلاع اپراتور می‌رسانند. به عبارت دیگر، بیان می‌کند که مصرف‌کنندگان تا چه حد تمایل به کاهش بار خود در برنامه DR دارند. با توجه به رابطه فوق، میزان سود مصرف‌کننده برابر می‌شود با:

$$LB_{dts}^{EDRP} = DSR_{dts} \times \alpha(tz) \quad (16)$$

میزان کل بار کاهش‌یافته در یک بازه که ناشی از پاداش شرکت برق، الاستیسیته تقاضا و قیمت برق در بازه‌های مختلف می‌باشد، می‌تواند به بازه‌های دیگر انتقال یابد. فرض کرده‌ایم که بار انتقال‌یافته به هر بازه در طول همه ساعت‌های بازه جدید توزیع می‌شود؛ البته به تناسب میزان بار موجود در هر ساعت بازه جدید. به‌عنوان مثال، برای بار انتقال‌یافته به بازه اول از دو بازه دیگر داریم:

ذخیره‌گردان توان سنکرون‌شده با مدار می‌باشد که حداکثر تا زمان ده دقیقه وارد مدار بشود. از این رو قید مهمی که برای ذخیره‌گردان سیستم در نظر می‌گیریم، قید بیشینه شیب افزایشی یا کاهششی می‌باشد. این قید همچنین منجر به تخصیص مناسب میان انرژی و ذخیره برای هر واحد در بازار همزمان انرژی و ذخیره می‌گردد. از طرفی میزان ذخیره‌گردان تخصیص‌داده‌شده به هریک از واحدها به اضافه توان تولیدی آن واحد، نباید از مقادیر مرزی تولیدی ژنراتورها تجاوز کند. در واقع اینگونه فرض شده است که واحدهای تولیدی بیشینه توان تولیدی باقیمانده خود را جهت فروش به‌عنوان ذخیره عرضه می‌کنند که این قیود به‌خوبی در سطر دوم رابطه (۱۲) بیان شده‌اند.

ژنراتورها برای تأمین ذخیره مورد نیاز سیستم دو نوع هزینه دریافت می‌کنند. یکی برای معطل نگه داشتن توان اکتیو جهت تأمین احتمالی ذخیره‌گردان (هزینه تخصیص) و دیگری برای استفاده از ذخیره در شرایط بحرانی (هزینه مصرف) که هر دو این هزینه‌ها در تابع هدف (روابط ۶ و ۷) منظور شده است.

با توجه به مدل پیشنهادی که در آن ذخیره سمت بار تحت برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری بوده و در سناریوها از آن استفاده می‌گردد، قیود مربوط به آن در مرحله اول برنامه‌ریزی وارد نمی‌شوند.

ج) قیود مرحله دوم

در این مقاله اینگونه فرض کرده‌ایم که ژنراتورهایی که در حالت پایه (مرحله اول برنامه‌ریزی) به مدار آمده‌اند، در سناریوها نیز در مدار خواهند بود، مگر اینکه در آن سناریو دچار خروج اجباری شده باشند. قیود مرحله دوم برنامه‌ریزی که باید در هریک سناریوها صادق باشند به شرح زیر می‌باشد:

- توان عبوری از خطوط و تعادل بار در هر سناریو

$$\sum_{i=1}^{N_{gb}} C_{Gi}^s P_{it} + \sum_{i=1}^{N_{gb}} C_{Gi}^s ST_{its}^u - \sum_{i=1}^{N_{gb}} C_{Gi}^s ST_{its}^u - \sum_{d=1}^{N_{db}} P_{dts}^{new} + \sum_{d=1}^{N_{db}} LS_{dts} = \sum_{l=1}^{N_{lb}} f_{lt}^s \quad (13)$$

$$f_{lt}^s = C_{li}^s \left[\frac{1}{X_l} (\delta_{ls}^{s,t} - \delta_{lr}^{s,t}) \right]$$

$$-F_l^{\max} \leq f_{lt}^s \leq F_l^{\max} \quad \forall l, t, s$$

- مصرف ذخیره ژنراتورها در هر سناریو

$$0 \leq ST_{its}^u \leq C_{Gi}^s SR_{it}^u \quad (14)$$

$$0 \leq ST_{its}^d \leq C_{Gi}^s SR_{it}^d$$

در روابط (۱۶) و (۱۷) از میزان بار ناخواسته قطع شده در هر باس شبکه برای یافتن شاخص LOLP و EENS در روابط (۱۸) و (۱۹) استفاده کرده‌ایم. رابطه (۱۹) بیانگر میزان کل بار ناخواسته قطع شده شبکه در ساعت t و سناریوی s می‌باشد.

شاخص‌های قابلیت اطمینان را به دو صورت می‌توان در مسئله بهینه‌سازی وارد کرد. روش اول، استفاده از این شاخص‌ها به صورت قیدی در مسئله بهینه‌سازی می‌باشد به طوری که آن‌ها در مقداری محدود شوند ($LOLP_{max}$ یا $EENS_{max}$). روش دوم، کمی‌سازی این شاخص‌ها و ورود آن‌ها به تابع هدف برنامه‌ریزی می‌باشد. در این مقاله برای در نظر گرفتن LOLP، از روش اول، و برای در نظر گرفتن EENS از روش دوم استفاده شده است. به طوری که اگر میزان ارزش بار قطع شده برای همه شین‌ها اعم از صنعتی و یا خانگی یکسان فرض شود، به راحتی می‌توان شاخص EENS را با توجه به تعریف آن به جای قسمت انتهایی رابطه (۷) در تابع هدف وارد نمود:

$$Cost_{EENS} = \sum_t VOLL_t \times EENS_t \quad (23)$$

بدین وسیله با تغییر VOLL، می‌توان میزان قطع بار در سیستم را محدود کرد و به قابلیت اطمینان دلخواه دست یافت.

۴- شبیه‌سازی و نتایج آن

جهت اجرای برنامه مشارکت واحدها با در نظر گرفتن قیود امنیت همزمان با برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری که فرمولاسیون آن در قسمت‌های قبل به تفصیل آمده است، از تکنیک برنامه‌ریزی خطی اعداد صحیح و غیرصحیح^۴ و از برنامه GAMS و روش CPLEX که یکی از روش‌های کارا در حل مسائل MILP می‌باشد برای حل آن استفاده شده است. سناریوهایی جهت خروج واحدها، خروج خطوط، عدم قطعیت در پیش‌بینی بار و همچنین عدم مشارکت بارهای پاسخ‌گو به کمک روش مونت کارلو^۵ تولید شده و بوسیله روش کاهش پس‌رونده به تعداد محدودی کاهش یافته است. همچنین برخی از نقاط شبکه تحت عنوان مشترکین حیاتی و نظامی با قابلیت اطمینان ۱۰۰ درصد لحاظ شده‌اند و این مسئله به این صورت مدل شده است که حذف بار آن‌ها هزینه شدیدا گزافی را به شبکه تحمیل نماید.

برای بررسی مدل پیشنهادی از شبکه ۲۴ باسه IEEE که مناسب برای تحلیل‌های قابلیت اطمینان می‌باشد استفاده کرده‌ایم. این شبکه شامل ۲۶ ژنراتور و ۱۷ نقطه بار می‌باشد. اطلاعات مربوط به شبکه نمونه، از جمله داده‌های مربوط به هزینه‌های تولید، نرخ خروج اجباری ژنراتورها و خطوط انتقال، مشخصات ژنراتورها و همچنین بار

$$P_{dts}^{new}(t \in tz 1) = P_{dts} \left\{ 1 + \sum_{tz \neq t} DSR_s(tz) \times \frac{\alpha(tz) \times E(t, tz)}{\rho(tz 1)} \right\} \\ \times \frac{1}{P_{ds}(tz 1)} - DSR_{dts}(t \in tz 1) \dots \text{for all periods} \quad (17)$$

در رابطه (۱۷)، $DSR_s(tz)$ عبارت از کل بار پاسخ‌گو در ساعات مختلف بازه tz در سناریوی s (مجموع DSR_{dts} ها در کل ساعات بازه tz) می‌باشد. $P_{ds}(tz)$ نیز بار کل مصرف کننده d در بازه tz و سناریوی s قبل از افزایش بار انتقالی (بار حالت پایه به علاوه بار پیش‌بینی نشده در سناریوی s در کل ساعات بازه tz) می‌باشد. - قید حذف بار ناخواسته^۱

$$LS_{dts} \leq P_{dts}^{new}(t) \quad (18)$$

در هر سناریو، اگر نتوانیم به کمک ذخیره‌های موجود، امنیت سیستم را تأمین نماییم، مجبور به حذف ناخواسته بار برخی از مشترکین می‌شویم. این حذف بار به وسیله بیشینه بار مشترک در آن ساعت محدود می‌شود. قابل ذکر است که در این مدل، دو حالت برای قطع بار مصرف کنندگان خاص (نظامی و حساس) در نظر گرفته شده است. در یک حالت، اجازه قطع بار آن‌ها به مانند سایر مصرف کنندگان وجود دارد و در حالت بعدی، مدیریت شبکه اجازه چنین کاری را ندارد.

د) محاسبات قابلیت اطمینان

برای بررسی قابلیت اطمینان در مدل مربوطه، از دو شاخص احتمال عدم تأمین بار^۲ و امید ریاضی انرژی تأمین نشده^۳ استفاده کرده‌ایم. در این مقاله روشی جدید برای محاسبه آن‌ها در برنامه‌ریزی تصادفی ارائه شده است:

$$LS_t^s = \sum_d LS_{dts} \quad \forall t, s \quad (19)$$

$$LOLI_t^s = \begin{cases} 1, & \text{if } LS_t^s \neq 0 \quad \forall t, s \\ 0, & \text{if } LS_t^s = 0 \quad \forall t, s \end{cases} \quad (20)$$

$$LOLP_t = \sum_s \pi_s LOLI_t^s \quad \forall t \quad (21)$$

$$EENS_t = \sum_s \pi_s \sum_d LS_{dts} \quad (22)$$

1- LS: Load Shedding

2- LOLP: Loss of Load Probability

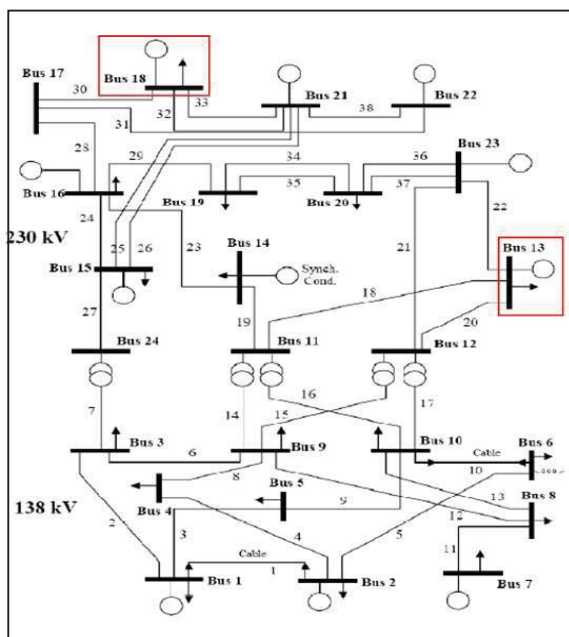
3- EENS: Expected Energy Not Supplied

4- MILP: Mixed Integer Linear Programming

5- Monte Carlo

برای ژنراتورها از مشخصه تولید آن‌ها که به صورت تابع درجه دو از توان تولیدی واحدها می‌باشد استفاده شده که به منظور مدل‌سازی این تابع در برنامه MILP خطی‌سازی صورت گرفته است. همچنین هزینه آمادگی ذخیره واحدهای تولیدی برابر ۲۵ درصد بیشینه هزینه افزایشی ژنراتورها و هزینه استفاده از ذخیره برابر هزینه تولید انرژی آن‌ها در نظر گرفته شده است [۱۹].

دو مشترک با ماهیت نظامی در باس‌های ۱۳ و ۱۸ در نظر گرفته شده است (شکل ۲). سایر مشترکین شبکه نیز پیش‌تر با پر کردن فرم‌های مربوطه اعلام آمادگی نسبی خود را برای شرکت در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری اعلام کرده‌اند.



شکل ۲- دیاگرام تک‌خطی شبکه IEEE-RTS

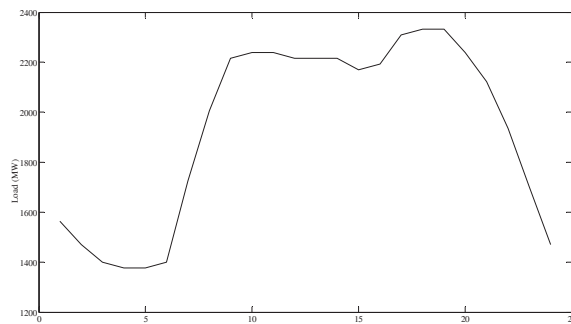
الف) تأثیر پاسخ‌گویی بار بر بهره‌برداری از سیستم قدرت

برای بررسی تأثیر حضور بارهای پاسخ‌گو در بهره‌برداری از سیستم قدرت، ابتدا در دو مرحله مسئله حل شده است. در مرحله اول فرض شده که بار مصرف کنندگان حساس باید در همه شرایط تأمین گردد و در مرحله دوم همانند سایر مشترکین، امکان قطع بار آن‌ها نیز وجود دارد. در هر مرحله سه حالت در نظر گرفته شده است. در حالت اول فرض شده که تنها ذخیره‌گردان واحدهای تولیدی، مسئولیت تأمین ذخیره سیستم را بر عهده دارند. در حالت دوم و سوم پاسخ‌گویی بارها در شرایط بحرانی با قابلیت مشارکت ۲۰٪ و ۵۰٪ بیشینه مصرفشان در نظر گرفته می‌شود.

پس از شبیه‌سازی سیستم و حل آن توسط نرم‌افزار GAMS، خلاصه نتایج حاصله در جدول (۳) و بررسی نتایج آن از زوایای مختلف در

خطوط از مرجع [۱۱] استخراج شده است.

میزان بار سیستم برابر ۲۸۵۰ MW برای هفته چهل و چهارم سال در فصل تابستان و روز دوشنبه در نظر گرفته شده است [۱۱]. تغییرات بار سیستم در طول ۲۴ ساعت در شکل (۱) نشان داده شده است.



شکل ۱- منحنی بار در نظر گرفته شده

در این مقاله، بار روزانه در سه بازه مصرف تقسیم‌بندی شده که مقادیر الاستیسیته خودی و متقابل این سه بازه در جدول (۱) آورده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، اینگونه فرض شده که به علت قرار داشتن در شرایط جنگ و بحرانی، تمایل به انتقال مصرف از بازه کم‌باری و میان‌باری به بازه پرباری نیز در این شبکه وجود دارد، در صورتی که در شرایط عادی بهره‌برداری، این مسئله بعید می‌باشد. همچنین قیمت برق برای ساعات مختلف، پاداش پرداختی به مشترکین برای شرکت در برنامه و نیز هزینه قطع بار ناخواسته مطابق جدول (۲) در برنامه لحاظ شده است.

جدول ۱- الاستیسیته تقاضا

پرباری (ساعت ۱ تا ۸)	میان‌باری (ساعت ۹ تا ۱۶)	کم‌باری (ساعت ۱۷ تا ۲۴)	
۰/۰۸	۰/۰۱۶	- ۰/۱	کم‌باری
۰/۰۱	- ۰/۱	۰/۰۱۶	میان‌باری
- ۰/۱	۰/۰۱۲	۰/۰۱۹۹	پرباری

جدول ۲- پارامترهای اقتصادی

پرباری	میان‌باری	کم‌باری	
۲۸	۱۶	۱۴	قیمت برق (\$/MWh)
۲۸۰	۱۶۰	۱۴۰	پاداش پرداختی (\$/MWh)
۸۰۰۰	۵۰۰۰	۵۰۰۰	هزینه قطع بار (\$/MWh)

بیشینه ذخیره است که حدس می‌زنیم برای روز آینده مورد استفاده قرار گیرد که باید با منابع آن قرارداد بسته شود. همان‌طور که مشاهده می‌شود، با حضور بارهای پاسخ‌گو، بر مقدار ذخیره تخصیصی افزوده شده است.

در سطر یکی مانده به آخر جدول ۳، متوسط مشارکت هریک از منابع ذخیره- اعم از واحدهای تولیدی و بارهای پاسخ‌گو- در تأمین ذخیره در سناریوهای مختلف نشان داده شده است. در حالت دوم و سوم با حضور برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، تا حدود زیادی از میزان قطع بار کاسته شده و نقش آن به بارهای پاسخ‌گو واگذار شده است.

در سطر آخر نیز درصد بار انتقال داده‌شده از بازه پرباری به دو بازه دیگر نشان داده شده است. سطر اول این قسمت بیان می‌کند که چند درصد از بارهای پاسخ‌گویی بازه پرباری، به دو بازه دیگر منتقل شده است و دو سطر دیگر بیانگر میزان انتقال این مقدار DR به دو بازه میان‌باری و کم‌باری می‌باشند. همان‌طور که مشاهده می‌شود میزان مشارکت بار در مقادیر انتقالی به بازه‌های دیگر تأثیر چندانی نداشته است.

نتایج مربوط به اجرای مرحله دوم برنامه‌ریزی نیز در جدول (۳) جهت مقایسه آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، اگر بارهای حساس همانند سایر بارها در مواقع بحرانی قطع شوند، هزینه بهره‌برداری از سیستم، ذخیره تخصیصی واحدهای تولیدی و بارهای پاسخ‌گو کاهش قابل ملاحظه‌ای خواهد داشت. اما هزینه قطع بار اجباری افزایش یافته و بالتبع قابلیت اطمینان سیستم با کاهش قابل ملاحظه‌ای روبرو خواهد شد (افزایش EENS و LOLP). در واقع جهت تأمین بارهای حساس شبکه، بهره‌بردار سیستم ملزم به استفاده از منابع ذخیره بیشتر بوده که در نتیجه، قابلیت اطمینان سیستم و هزینه بهره‌برداری با افزایش مواجه خواهد شد.

ادامه آمده است. در سطرهای دوم و سوم، هزینه کل بهره‌برداری از سیستم و هزینه قطع بار در دو مرحله و سه حالت مقایسه شده‌اند. از آنجایی که در این برنامه همه شاخص‌های تأثیرگذار سیستم (حتی قابلیت اطمینان) به صورت هزینه در تابع هدف وارد شده‌اند، هزینه بهره‌برداری شاخص مناسبی برای بررسی تأثیر مدل یادشده می‌باشد. همان‌طور که مشاهده می‌شود با مشارکت بارهای پاسخ‌گو، کاهش چشمگیری در هزینه‌های بهره‌برداری حاصل شده است. این مسئله به علت کاهش قابل توجه هزینه قطع بار می‌باشد. در حالت اول، شبکه نتوانسته به کمک ذخیره موجود سیستم، بار مشترکین حیاتی و نظامی خود را تأمین نماید، این مسئله به خوبی در هزینه بهره‌برداری سیستم و هزینه قطع بار نمود پیدا کرده است. اما با ورود بارهای پاسخ‌گو، بار مورد نیاز آن‌ها تأمین شده و هزینه سیستم به ۳۰ درصد هزینه مرحله اول کاهش یافته است. قابل ذکر است هزینه به‌دست‌آمده از حل مدل پیشنهادی، هزینه نهایی و قطعی سیستم نبوده و تنها به‌دنبال این هستیم که به کمک این شاخص، تحلیلی از بهره‌برداری سیستم یادشده به‌دست آوریم.

با ورود بارهای پاسخ‌گو در تأمین ذخیره، همان‌طور که انتظار می‌رفت از میزان قطع بار ناخواسته مشتریان کاسته شده و قابلیت اطمینان سیستم افزایش یافته است. این مسئله در سطور چهارم و پنجم جدول به کمک شاخص‌های احتمال عدم تأمین بار و امید ریاضی انرژی تأمین‌نشده نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود از میزان احتمال قطع بار در هر ساعت به مقدار قابل توجهی کاسته شده است؛ به طوری که بیشینه احتمال قطع بار در ساعات مختلف برابر ۰/۰۵۸ بوده که با حضور بارهای پاسخ‌گو به میزان ۰/۰۲ کاهش یافته است.

در سطر ششم جدول، میزان ذخیره تخصیص داده‌شده سیستم نمایش داده شده است. منظور از ذخیره تخصیص داده‌شده، میزان

جدول ۳- مقایسه حالات اول، دوم و سوم

حالت سوم با DR، ۵۰٪		حالت دوم با DR، ۲۰٪		حالت اول بدون DR		
مرحله اول	مرحله دوم	مرحله اول	مرحله دوم	مرحله اول	مرحله دوم	
۵۵۳۹۱۴	۶۴۹۴۱۱	۵۷۲۷۸۶	۶۶۵۳۰۷	۹۱۴۸۳۰	۲۱۹۶۸۶۶	هزینه کل (\$)
۵۶۱۸۶۹	۵۳۸۹۶	۹۷۱۸۹	۹۴۶۳۸	۳۴۸۵۹۱	۱۶۲۶۲۷۹	هزینه قطع بار (\$)
۱۱	۹	۱۶	۱۴	۲۶	۲۳	EENS (MWh)
۰،۰۱۹	۰،۰۱۲	۰،۰۳۱	۰،۰۲	۰،۰۶۶	۰،۰۵۸	ماکزیم LOLP(t)
۲۹۹۴	۳۵۲۰	۴۷۶۲	۵۲۳۳	۶۲۸۶	۷۰۴۰	SR
۳۳۴۶	۳۸۶۴	۱۸۶۲	۲۱۸۶	۰	۰	DR
۴۶/۱۱	۴۷/۶۷	۷۰/۱۹	۷۰/۸۷	۹۵/۱۲	۹۵/۳۳	SR
۵۱/۹	۵۲/۳۳	۲۹/۴	۲۹/۶	۰	۰	DR
۱۸	۱۸/۰۹	۱۹/۱۲	۱۹/۰۱	۰	۰	% DSR
۷۱/۵۷	۷۱/۶۷	۷۱/۶۲	۷۱/۸۲	۰	۰	به کم‌باری
۲۸/۴۳	۲۸/۳۳	۲۸/۳۸	۲۸/۱۸	۰	۰	به میان‌باری

می‌دهد. نقطه بهینه بهره‌برداری از سیستم با تجمیع این دو نمودار به دست می‌آید. همانطور که مشاهده می‌شود، نقطه بهینه قابلیت اطمینان سیستم در LOLP برابر 0.04 می‌باشد. در این حالت بار شین‌های نظامی به طور کامل تأمین شده و قابلیت اطمینان کل سیستم نیز مقدار مطلوبی می‌باشد.

۵- نتیجه‌گیری

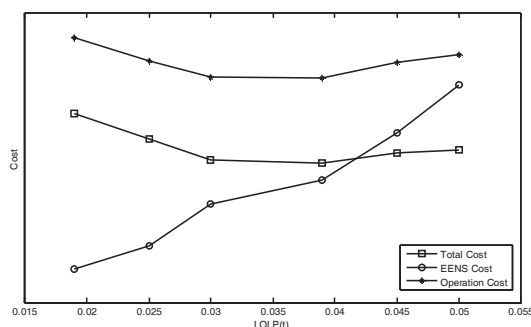
توان مورد نیاز بارهای حیاتی سیستم قدرت از جمله مصرف‌کنندگان نظامی و همچنین صنایع پایه‌ای کشور باید در تمام شرایط - علی‌الخصوص شرایط بحرانی (جنگی یا خرابکاری) - تأمین شود. از این‌رو توجه به مسائل پدافند غیرعامل در برنامه‌ریزی سیستم قدرت و استفاده از تمام منابع ذخیره، از جمله پاسخ‌گویی بار در این خصوص حائز اهمیت می‌باشد.

در این مقاله، مدل تصادفی تعیین همزمان انرژی و ذخیره در حضور ذخیره گردان واحدهای تولیدی و برنامه پاسخ‌گویی بار (برای شرایط بحرانی) ارائه گردید. در این مدل، تابع هدف متشکل از سود مشارکت مشترکین، هزینه توان تولیدی واحدها، هزینه تخصیص و مصرف ذخیره به‌علاوه هزینه ناشی از عدم تأمین قابلیت اطمینان سیستم قدرت در ساعات مختلف می‌باشد.

ب) تأثیر پاسخ‌گویی بار بر قابلیت اطمینان سیستم قدرت در این قسمت برای بررسی تأثیر حضور بار بر قابلیت اطمینان سیستم، شاخص LOLP را برای تمام ساعات یکسان فرض کرده و در مقداری محدود می‌کنیم. به این منظور تابع هدف را برابر هزینه بهره‌برداری قرار داده و هزینه قطع بار سیستم را از آن حذف کرده‌ایم. همچنین هزینه قطع بار ناخواسته را برای همه ساعات برابر 5000 \$/MWh و پاداش مشترکین را نیز $1/5$ برابر حالت قبل در نظر می‌گیریم. نتایج این قسمت در جدول (۴) نشان داده شده است. همان‌طور که در این جدول مشاهده می‌شود، با محدود کردن هرچه بیشتر LOLP، هزینه بهره‌برداری سیستم که همان هزینه تأمین انرژی و ذخیره می‌باشد افزایش یافته است. از طرفی با کاهش میزان انرژی تأمین‌نشده، از میزان هزینه قطع بار کاسته شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، با افزایش سطح قابلیت اطمینان مورد انتظار سیستم، استفاده از منابع مختلف ذخیره در سناریوهای مختلف افزایش یافته است و بارهای حساس سیستم بطور کامل تأمین شده‌اند. این مسئله به خوبی از دو سطر آخر جدول استنباط می‌شود. به کمک این تحلیل همچنین می‌توانیم نقطه بهینه قابلیت اطمینان سیستم و بهره‌برداری از آن را بیابیم. به این منظور منحنی تغییرات هزینه‌های سیستم در شکل (۳) نشان داده شده است. منحنی صعودی در این شکل، تغییرات هزینه بهره‌برداری سیستم و منحنی نزولی تغییرات قطع بار سیستم را نسبت به تغییرات LOLP نشان

جدول ۴- نتایج حاصل از در نظر گرفتن قابلیت اطمینان مورد انتظار سیستم

LOLP(t) ≤ 0.02	LOLP(t) ≤ 0.025	LOLP(t) ≤ 0.03	LOLP(t) ≤ 0.04	LOLP(t) ≤ 0.05	بدون قید		
۷۱۳۶۵۶	۶۹۹۱۶۶	۶۸۸۰۵۹	۶۸۷۳۹۶	۷۰۱۹۲۰	۷۰۸۰۰۸	هزینه کل (\$))	
۵۰۴۲۷	۵۵۳۰۰	۵۹۵۸۰	۶۱۵۳۲	۶۸۳۰۸	۷۲۱۱۳	هزینه قطع بار (\$))	
۶۶۳۲۳۰	۶۴۳۸۶۶	۶۲۸۴۷۹	۶۳۵۸۶۴	۶۳۳۶۱۲	۶۳۵۸۹۵	هزینه بهره‌برداری (\$))	
۰/۰۱۹	۰/۰۲۵	۰/۰۳	۰/۰۳۹	۰/۰۴۵	۰/۰۵	LOLP(t) بیشینه)	
۲۵	۲۸	۳۰	۳۱	۳۴	۳۶	EENS (MWh))	
۵۵	۵۶	۵۵	۵۴	۵۴	۵۲	SR	میانگین درصد
۶	۵	۲	۴	۴	۲	DR	تأمین ذخیره



شکل ۳- مقایسه هزینه‌ها در احتمال عدم تأمین بار

7. Na. Yu and Ji-Lai. Yu, "Optimal TOU decision considering demand response model," IEEE International Conference on Power System Technology, (2006).
8. H. A. Alami, G. Yousefi, and M. Parsa Moghaddam, "Demand response model considering EDRP and TOU programs," IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, (2008).
9. L. Goel, Q. Wu, and P. Wang, "Reliability enhancement of a deregulated power system considering demand response," IEEE PES General Meeting, (2006).
10. D. H. Kim, D. M. Kim, and J. O. Kim, "Determination of the optimal incentives and amount of load reduction for a retailer to maximize profits considering demand response programs," in Proc. IEEE Int. Conf. Power Energy, pp. 1290-1295, (2008).
11. Reliability Test System Task Force, "The IEEE reliability test system-1996," IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, (Aug. 1999).
12. M. Parvania, M. Fotuhi Firuzabad, F. A. Aminifar, A. Abiri-Jahromi, "Reliability-constrained unit commitment using stochastic mixed-integer programming", PMAPS (2010).
13. M. Kia, M. Sahebi, E. Abedini, and S. H. Hosseini, "Simultaneous implementation of optimal demand response and security constrained Unit commitment," IEEE 16th Conference on Electrical Power Distribution Networks, (2011).
14. Federal Energy Regulatory Commission, "Wholesale competition in regions with organized electric markets," FERC Order No. 719. [Online]. Available: <http://www.ferc.gov>.
15. D. S. Kirschen and G. Strbac, "Fundamentals of Power System Economics," Willey, (2004).
16. J. G. Roos and I. E. Lane, "Industrial power demand response analysis for one port real time pricing," IEEE Trans. On power syst., vol. 13, no. 1, pp. 159-164, Feb. (1998).
17. Shahidehpour, M., Hongyu Wu, "Stochastic operation security with demand response and renewable energy sources", Power and Energy Society General Meeting, IEEE, (2012).
18. M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, "Optimizing the spinning reserve requirements using a cost/benefit analysis," IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 1, pp. 24-33, Feb. (2007).
19. J. M. Morales, A. J. Conejo, J. Perez-Ruiz, "Economic valuation of Reserves in Power Systems with high penetration of wind power", IEEE Trans. power Syst., vol. 24, no. 2, pp. 900-910, (May 2009).

نتایج شبیه‌سازی‌های انجام‌شده در این تحقیق نشان داد که در برنامه‌ریزی سیستم قدرت، فقط با استفاده از برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا (پاسخ‌گویی بار) می‌توان انرژی مورد نیاز بارهای حساس نظامی را در مواقع بحرانی تأمین کرد. از طرفی با استفاده از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اضطراری، مشارکت برخی از ژنراتورها در ساعات پرباری به تعویق افتاده و در مواقع بحرانی، نقش تأمین ذخیره بر عهده بارها قرار می‌گیرد. در نتیجه، واحدهای تولیدی به‌جای تأمین ذخیره، برای تأمین انرژی در ساعات مربوطه برنامه‌ریزی می‌گردند. همین مسئله موجب افزایش قابلیت اطمینان شبکه برای همه مشترکین از جمله بارهای حساس نظامی خواهد شد. محققان می‌توانند در زمینه‌های جدید مانند ترکیب بارهای پاسخ‌گو با انرژی‌های نو به‌منظور افزایش شاخص‌های پدافند غیرعامل تحقیق نمایند. همچنین ترکیب روش‌های پاسخ‌گویی بار با مباحث کارایی انرژی از زمینه‌های مؤثر برای بررسی و مطالعه اندیشمندان به‌عنوان روشی برای پدافند غیرعامل انرژی در زمان بحران می‌باشد.

مراجع

1. H. A. Alami, M. Parsa Moghaddam, and G. Yousefi, "Optimum Time of Use program proposal for iranian power systems," IEEE Electric Power and Energy Conversion Systems Conference, (2009).
2. M. Parvania, M. Fotuhi Firuzabad, "Demand response scheduling by stochastic scuc", IEEE Trans. Smart Grid, vol. 1, no. 1, (JUNE 2010).
3. M. Fahliglu and F. L. Alvarado, "Designing incentive compatible contracts for effective demand management," IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 15, No 4, PP 1255-1260, (Nov 2000).
4. Federal Energy Regulatory Commission, "Regulatory commission survey on demand response and time based rate programs/tariffs," (August 2006), [Online]. Available: <http://www.ferc.gov>.
5. "Day-Ahead demand response program manual," New York Independent System Operator (NYISO) [Online]. Available: <http://www.nyiso.com/>
6. H. A. Alami, M. Parsa Moghaddam, and G. Yousefi, "Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs," Applied Energy, pp. 243-250, (2010).

Effect of Demand Response Programs on Power System Security in Emergencies Considering Passive Defense Criteria

H. Alami¹

Abstract

Providing power supplies for vital military centers in critical conditions is one of the important criteria of passive defense. Increasing power system reliability, resolving energy loss in peak hours and transmission lines congestion are the main purposes of Demand Response Programs (DRPs) development. DRPs have been designed to consider the consumers participation in power system operation. In this paper, both the spinning reserve and the demand side reserve, which is modeled as Emergency Demand Response Program (EDRP) and Time of Use (TOU) program, are taken into account as the operating reserve services.

The two-stage stochastic Security Constrained Unit Commitment (SCUC) has been utilized to consider emergencies. The proposed model is applied to a sample power system which has some special costumers (such as militaries, basic industries, administrative and home). The results show that the DRPs have a great effect on power system security, increasing the whole system and its special costumers reliability

Key Words: *Demand Response, Power System Security, Passive Defense, Reliability*

1- Assistant Professor and Academic member of Imam Hussein Comprehensive University (halami@ihu.ac.ir)