مدل‌سازی مناسب بار در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی با دیدگاه افزایش سرعت و حفظ دقت محاسبات

علی‌محمد حریری [۱]، دانشجوی دکتری، مریم اخوان حجازی [۲]، استادیار و حامد هاشمی دزکی [۳]، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه کاشان- کاشان- ایران
am.hariri@grad.kashanu.ac.ir –
۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه کاشان- کاشان- ایران
mhejazi @kashanu.ac.ir –
۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه کاشان- کاشان- ایران
hamed.hashemi@kashanu.ac.ir –

چکیده: در این مقاله، مدل‌سازی مناسب بار و ارائه روش نوین برای کاهش حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی به‌کمک روش‌های تحلیلی ارائه می‌گردد. از آن‌جایی که در یک شبکه توزیع هوشمند، عدم قطعیت‌های متعددی وجود دارد، زمان‌بر بودن و حجم بالای محاسبات در ارزیابی شاخص‌های قابلیت اطمینان یک چالش و موضوع مهم و اساسی می‌باشد، از اینرو در شرایطی که بتوان حجم محاسبات را کاهش و سرعت را افزایش داد، می‌توان استفاده از روش‌های تحلیلی ارزیابی قابلیت اطمینان در قالب مسائل بهینه‌سازی و ... که نیاز به تکرار زیاد دارند را عملیاتی نمود. با این وجود، باید توجه داشت که در عین افزایش سرعت محاسبات و کاهش پیچیدگی‌های ارزیابی قابلیت اطمینان، باید دقت محاسبات نیز در سطح مطلوبی حفظ شود. در روش پیشنهادی، سه سناریوی کاهش سطوح بار و ماتریس حالت مربوطه بر اساس تجمیع زمانی بدون پیش‌فرض، تجمیع زمانی با پیش‌فرض مشابه بازه‌های زمانی تعریف شده تعرفه‌گذاری شرکت‌های توزیع و تجمیع مقداری معرفی گردیده است. ارائه مدل ریاضی برای روش کاهش سطوح ماتریس حالت بار یکی از نوآوری‌ها و مزایای روش پیشنهادی می‌باشد.
روش پیشنهادی بر روی شبکه ۳۳ شین IEEE و فیدر واقعی از شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان (فیدر خیابان امیرکبیر کاشان) پیاده‌سازی شد. نتایج به‌دست آمده دلالت بر کارآیی روش پیشنهادی دارد. نتایج نشان می‌دهد با انتخاب سناریوی مناسب کاهش درجه بار (سناریوی تجمیع زمانی بدون پیش فرض یا تجمیع مقداری) می‌توان با کمتر از یک درصد خطا در محاسبات، سرعت روش ارزیابی قابلیت اطمینان را در حدود ۹۰ درصد افزایش داد. یکی از مزایای دیگر این مقاله، انجام آنالیز حساسیت شاخص انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار بر حسب تعداد سطوح بار کاهش‌یافته در سناریوهای مختلف و تغییر مشخصه‌های بار مانند واریانس بار اشاره نمود. نتایج آنالیز حساسیت انجام شده نشان می‌دهد در شرایطی که تغییرات بار همراه با عدم قطعیت بالاتر و ماهیت اتفاقی بیشتری باشد، نیاز به استفاده موثر و هوشمندانه از روش پیشنهادی برای کاهش هوشمندانه سطوح بار افزایش می‌یابد.

واژه های کلیدی: **قابلیت اطمینان، مدل‌سازی بار، روش تحلیلی، منابع تولید پراکنده، شبکه توزیع انرژی الکتریکی هوشمند، آنالیز حساسیت، افزایش سرعت.**

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۷/۵/۲۸

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۷/۹/۳۰

نام نویسنده‌ی مسئول: مریم اخوان حجازی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران، کاشان، بلوار قطب راوندی، دانشگاه کاشان، دانشکده‌ی مهندسی برق و کامپیوتر

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

۱- متغیرها، علائم و اختصارات

$C_k^{n_{trans}}$: ترکیب k خرابی در n_{trans} موازی مشابه

$EENS$: انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار (کیلووات‌ساعت در سال)

$EENS_{ref}$: انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار مرجع بر اساس حالات مختلف بار در شرایط پایه قبل از به‌روزرسانی و در مرحله iام به‌روزرسانی سطوح حالت بار (کیلووات‌ساعت در سال)

$EENS_{error}$: خطای نرمالیزه شده انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار در مرحله iام به‌روزرسانی سطوح حالت بار (درصد)

$f(k)$: تابع توزیع احتمال k خرابی

FR: نرخ خرابی (خرابی در سال)

$G_{T,i}$: گروه iام بار در حالت به‌روز شده بر اساس تشابه برخی از حالات زمانی (منطبق بر تعرفه‌گذاری شرکت‌های توزیع نیروی برق برای کم‌باری، میان‌باری و پرباری)

$G_{V,i}$: گروه iام بار در حالت به‌روز شده بر اساس تشابه مقداری

L: کم باری

M: میان باری

m: تعداد حالات مختلف هر جزء شبکه هوشمند

m_n: تعداد حالات مختلف جزء nام شبکه هوشمند

m_n^{old} و m_n^{new}: تعداد حالات مختلف جزء nام شبکه هوشمند قبل و بعد از بروزرسانی ماتریس حالت و کاهش درجه

n_{trans}: تعداد ترانسفورماتورهای موازی در پست بالادست شبکه توزیع

$n_{G_{V,i}}$: تعداد حالات قبل از به‌روزرسانی در گروه iام بار در حالت به‌روز شده بر اساس تشابه مقداری

$n_{G_{T,i}}$: تعداد حالات قبل از به‌روزرسانی در گروه iام بار در حالت به‌روز شده بر اساس تشابه زمانی

N: تعداد کل اجزا شبکه هوشمند

P: پرباری

P_{MS}: توان قابل تحویل پست فوق‌توزیع بالادست (کیلو وات)

$P_l^{\max}, P_l$: توان عبوری و حداکثر توان قابل عبور از l امین خط انتقال (کیلو وات)

$P_{G,g}$، $P_{G,g}^{\min}$ و $P_{G,g}^{\max}$: توان تحویلی تولید پراکنده gام و حداقل و حداکثر توان تحویلی تولید پراکنده gام

$P_{\mathrm{WT},i}$: توان منبع تولیدپراکنده بادی iام (کیلو وات)

$P_{PV,i}$: توان تحویلی منبع تولیدپراکنده خورشیدی iام (کیلو وات)

PV: سلول خورشیدی

P_{loads}: توان مصرفی مشترکین شبکه (کیلو وات)

P_{loss}: توان تلفاتی شبکه (کیلو وات)

$P_{Wind}(v)$: توان خروجی مولد باد بر حسب سرعت وزش باد (کیلووات)

P_{rated}: توان نامی (کیلووات)

$P_{i,n}$: درایه متناظر با ستون دوم و ردیف iام ماتریس حالت جزء nام شبکه هوشمند که احتمال هر حالت مختلف آن جزء را نشان می‌دهد.

Q_{trans}: احتمال خرابی ترانسفورماتورهای موازی در پست بالادست شبکه توزیع (خطا در سال)

S_n: ماتریس حالت جزء nام شبکه هوشمند

V_i، $V_i^{\min}$ و $V_i^{\max}$: ولتاژ شین iام و حداقل و حداکثر ولتاژ مجاز شین iام

v_{ci}، v_r و v_{co}: سرعت قطع پایین، سرعت نامی و سرعت قطع بالای وزش باد (متر بر ثانیه)

WT: توربین بادی

$x_{i,n}$: درایه متناظر با ستون اول و ردیف iام ماتریس حالت جزء nام شبکه هوشمند که دربرگیرنده مقدار متناظر با حالات مختلف هر جزء است.

$x_{i,n}$: x_i^{new} و x_i^{old} قبل و بعد از بروزرسانی ماتریس حالت و کاهش درجه

$x_{G_{V,i}}^{\min}$ و $x_{G_{V,i}}^{\max}$: کران پایین و کران بالای گروه iام مقداری بار در حالت به‌روز شده

$\alpha_{A,n}$، $\alpha_{B,n}$ و $\alpha_{C,n}$:نسبت حالات قبل از تخفیف درجه به حالات بعد از تخفیف درجه جزء nام شبکه هوشمند در سناریوی اول، دوم و سوم کاهش حالات متناظر با بار

α و β: ثابت شکل اول و دوم تابع چگالی احتمال بتا

μ: میانگین شدت تابش خورشید (وات بر مترمربع)

σ: انحراف معیار شدت تابش خورشید (وات بر مترمربع)

ξ: عدد بسیار بزرگ برای استفاده در شرایط حدی

۲- مقدمه

از یک سو، مطالعات آماری نشان می‌دهد که شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی مهمترین نقش در خاموشی مشترکین را دارند [۱–۳]. از سوی دیگر، تامین مطمئن انرژی با کیفیت نیز در سال‌های اخیر مورد توجه ویژه قرار گرفته است. بر این اساس، ارزیابی قابلیت اطمینان و مدیریت ریسک این شبکه‌ها بسیار ضروری و حائز اهمیت می‌باشد [۴–۶].

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

ضمناً در سال‌های اخیر استفاده از منابع تولید پراکنده (DGs) به‌ویژه منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر در کنار روش‌های متمرکز تولید انرژی الکتریکی در شبکه‌های هوشمند انرژی رشد چشمگیری داشته است [۷–۹]. در کنار تمامی مزایای ذکر شده برای انرژی‌های تجدیدپذیر، از آن‌جایی که این منابع ماهیتی اتفاقی داشته و عدم قطعیت‌های گسترده‌ای را به سیستم تحمیل می‌نمایند، ارزیابی و مطالعات شبکه-های توزیع انرژی در یک فضای احتمالاتی ضروری است [۱۰ -۱۱].

برای ارزیابی قابلیت اطمینان و مدیریت ریسک شبکه‌های هوشمند به-صورت کلی دو روش تحلیلی و مبتنی بر شبیه‌سازی‌های احتمالاتی ارائه شده است[۷، ۱۲– ۱۴]. روش‌های مبتنی بر شبیه‌سازی احتمالاتی مانند روش مونت‌کارلو این مزیت را دارند که عدم قطعیت-های مختلف سیستم را پوشش داده و اضافه کردن شرایط جدید و گاهاً همراه با ماهیت اتفاقی جدید به آسانی امکان‌پذیر است[۱۵–۱۸]. اما باید توجه داشت که این نوع روش‌ها مشکل زمان‌بر بودن مطالعات و محاسبات را دارند. در شرایطی که نیاز به تکرار مطالعات به تعداد بالا باشد، این نوع روش پاسخگو نبوده و کارآیی کافی را نخواهند داشت. در چنین شرایطی اهمیت استفاده از روش‌های تحلیلی دوچندان خواهد شد[۷، ۱۹ -۲۰].

تا کنون در روش‌های تحلیلی مانند استفاده از روش مارکوف [۲۱–۲۳]، درخت رویدادها، جدول احتمال [۲۴] و ...، روش‌های و استراتژی‌های متعددی برای افزایش سرعت محاسبات با حفظ دقت محاسبات ارائه شده است. استفاده از روش بخش بندی [۲۰، ۲۴–۲۶]، تجمیع حالات همسان [۲۷ -۲۸]، کاهش اجزا و بخش‌های مورد مطالعه در سیستم بر اساس میزان اهمیت آن‌ها [۲۹ -۳۰]، نمونه‌هایی از روش‌های پیشنهادی برای افزایش سرعت محاسبات تحلیلی قابلیت اطمینان بوده است.

در مدل‌سازی بار در ارزیابی قابلیت اطمینان مطابق آن‌چه در [۳۱] اشاره شده است، تقسیم‌بندی روزهای کاری و غیرکاری بر اساس تغییرات فصلی ضروری است. از آن‌جایی که رفتار بارهای الکتریکی و منحنی بار روزانه در فصل‌های بهار و زمستان نیز تقریباً از یک الگو پیروی می‌کنند، در [۳۱]، این دو فصل را تجمیع نموده است. بر این اساس، ۱۴۴ حالت مختلف بار باید در مطالعات قابلیت اطمینان در نظر گرفت. در بسیاری از مراجع مرتبط با قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع مانند [۱۵، ۲۴، ۳۲]، از مدل ارائه شده در [۳۱] به‌عنوان یک روش پایه و مبنا استفاده شده و روشی بسیار متداول برای مدل‌سازی بار برای ارزیابی ریسک و قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع است.

علاوه بر این، اندازه‌گیری مقادیر بار در شرکت‌ها توزیع نیروی برق ایران به‌صورت گام‌های زمانی ۱۵ دقیقه‌ای انجام شده و ذخیره می-گردد. اطلاعات دریافت شده از شرکت توزیع نیروی برق کاشان برای فیدر واقعی خیابان امیرکبیر نیز موید این موضوع می‌باشد. همچنین در مراجع متعددی که مدل‌سازی بار در آن‌ها دارای اهمیت بوده مانند [۳۳، ۳۴] و مراجعی که مستقیماً در حوزه قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع بوده‌اند مانند [۴]، به نحوه اندازه‌گیری و ثبت اطلاعات ۱۵ دقیقه‌ای بار شبکه توزیع در ایران اشاره نموده‌اند.

بر اساس اطلاعات اندازه‌گیری و ثبت شده ۱۵ دقیقه‌ای، برای هر فصل ۹۶ حالت مختلف وجود خواهد داشت. با فرض تجمیع بهار و پاییز و تفکیک روزهای کاری و غیرکاری، کل حالات بار سیستم برابر با ۵۷۶ خواهد بود. از اینرو حجم بالایی از محاسبات قابلیت اطمینان شبکه-های توزیع متاثر از مدل‌سازی بار خواهد بود.

در این مقاله، مدل‌سازی مناسب بار با دیدگاه افزایش سرعت محاسبات و کاهش زمان ارزیابی تحلیلی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند با درنظرگیری عدم‌قطعیت‌های مختلف سیستم در یک فضای کاملاً اتفاقی و احتمالاتی مورد توجه قرار گرفته است.

کاهش حالات مختلف تولید منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر مانند مولدهای بادی، نیروگاه‌های خورشیدی و ... مانند کاهش حالات بار می‌تواند سرعت محاسبات قابلیت اطمینان را افزایش دهد. اما از آن-جایی که تعداد حالات مختلف در نظر گرفته شده برای منابع تولید پراکنده (مانند در نظر گرفتن ۱۱ تا ۱۶ حالت برای مولدهای بادی در [۲۴]) برای نسبت به حالات مختلف بار (۱۴۴ یا ۵۷۶)، بسیار کمتر است، میزان اثربخشی کاهش حالات مذکور کمتر خواهد بود. همچنین در مورد کاهش حالات منابع تولید پراکنده با توجه به عدم قطعیت بالایی پدیده‌هایی مثل باد، باید توجه بیشتری به چالش‌های احتمالی داشت. با این وجود، یکی از کارهای آتی نویسندگان این مقاله، بررسی دقت محاسبات قابلیت اطمینان با کمک آنالیز حساسیت شاخص‌های مطلوب نسبت به تعداد حالات مختلف تولید منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر بوده و در این مقاله به آن پرداخته نمی‌شود.

در روش پیشنهادی، ابتدا روش تحلیلی ارزیابی قابلیت اطمینان بر اساس آن‌چه در مراجع [۶ ، ۲۴] ارائه شده است، با نگاه پوشش جامع تمام عدم قطعیت‌های سیستم، مدل‌سازی می‌گردد. ارائه بیان ریاضی معادلات و روابط حاکم بر روش تحلیل ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه-های توزیع، یکی از مزایای روش پیشنهادی می‌باشد. سپس استراتژی کاهش حالات مختلف بار بر اساس آنالیز حساسیت و با هدف دستیابی به یک رویه مناسب برای مدل‌سازی بار، سه روش برای کاهش حالات مختلف متناظر با بار بر اساس تقسیم‌بندی زمانی بدون پیش فرض، تقسیم‌بندی زمانی بر اساس نظام تعرفه‌گذاری کم‌باری، میان‌باری و پرباری و همچنین تقسیم‌بندی گستره بار نقاط مختلف شبکه پیشنهاد خواهد شد.

روش پیشنهادی برای مدل‌سازی بار در سناریوهای مختلف حضور منابع تولید پراکنده و ضرایب نفوذ مختلف آن‌ها مورد بررسی قرار می-گیرد و استنتاج می‌گردد که در شرایط مختلف از دیدگاه حضور منابع تولید پراکنده مختلف با ضرایب نفوذ مختلف، خطای ایجاد شده ناشی از تجمیع حالات مختلف بار چه‌قدر خواهد بود.

علاوه بر اتکاء به نتایج ارائه شده برای مطالعات موردی و با نگاه شرایط متفاوت شبکه‌های توزیع، با استفاده از روش پیشنهادی در ابتدای

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

مطالعات پرتکرار مانند بهینه‌سازی‌های قابلیت اطمینان می‌توان بر اساس آنالیز حساسیت به سطح قابل قبول در تجمیع حالات مختلف بار دست یافت و در محاسبات پرتکرار، زمان محاسبات را به شدت کاهش داد.

یکی دیگر از مزایای روش پیشنهادی، امکان استخراج شاخص‌های رفاه در کنار سایر شاخص‌های متداول قابلیت اطمینان از قبیل انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار و ... می‌باشد.

کارآیی روش پیشنهادی و کاهش زمان محاسبات با حفظ دقت محاسبات بر اساس روش‌های پیشنهادی مدل‌سازی بار با پیاده‌سازی بر روی شبکه IEEE 33-bus و شبکه واقعی توزیع برق (فیدر خیابان امیرکبیر شبکه توزیع کاشان) و مقایسه با نتایج حاصل از سایر روش‌های موجود ارزیابی قابلیت اطمینان نشان داده شده است.

از جمله مزایای روش پیشنهادی به موارد زیر می‌توان اشاره کرد:

- کاهش حجم و زمان محاسبات
- عملیاتی‌کردن استفاده از روش تحلیلی ارزیابی قابلیت اطمینان در مسائل بهینه‌سازی
- ارائه مدل ریاضی برای کاهش حالات مختلف بار
- استفاده از تئوری گراف برای تکمیل مفاهیم بخش‌بندی شبکه توزیع
- حفظ دقت کافی
- جامعیت روش ارزیابی و درنظرگیری عدم قطعیت‌های مختلف سیستم
- بررسی همزمان مفاهیم قابلیت اطمینان و نظام تعرفه گذاری
- آنالیز حساسیت سطح قابل قبول مدل‌سازی بار بر حسب تغییر ضریب نفوذ منابع تولید پراکنده در سناریوها و تکنولوژی‌های مختلف
- اعمال بر روی یک شبکه واقعی

شایان توجه است در مطالعات انجام شده در زمینه مدل‌سازی بار با تاکید بر ماهیت اتفاقی آن در شرایطی که بارهای احتمالاتی مانند بار متناظر با شارژ خودروهای الکتریکی و ... به شبکه اضافه گردند، خوشه‌بندی (Clustering) بار ضروری است. در چنین شرایطی مدل‌های نسبتاً ساده مدل‌سازی ۱۵ دقیقه یا ۶۰ دقیقه‌ای بار با چالش مواجه خواهند شد. در چنین شرایطی به‌جای یک منحنی بار روزانه، با کمک روش‌های خوشه‌بندی بار مانند K-means، K-medoids و روش فازی c-means [۳۵، ۳۶] چندین خوشه برای بار وجود خواهد داشت. در چنین شرایطی لازم است اطلاعات مختلف بار با ماهیت اتفاقی گسترده اندازه‌گیری و ثبت شود. سپس خوشه‌بندی بار انجام شود. در نهایت می‌توان نتایج محاسبات قابلیت اطمینان بر اساس روش‌های متداول با فرض وجود یک منحنی بار روزانه را با روش‌های مبتنی بر چندین خوشه محتمل برای بار مقایسه نمود. این موضوع یکی از کارهای آتی و جذاب در ادامه مباحث ارائه شده این مقاله برای کاهش سطوح حالات بار خواهد بود. اهمیت استفاده از روش پیشنهادی در شرایطی که چندین خوشه برای بار وجود دارد، دوچندان خواهد بود.

۳- بیان مسئله

در روش‌های تحلیلی ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع هوشمند، مدل‌سازی رفتار اجزای مختلف شبکه و بررسی شرط تعادل توان اکتیو و کفایت سیستم با درنظرگیری تمامی قیود شبکه ضروری است. در روش تحلیلی مبتنی بر جدول احتمال (P-Table) مشابه آن‌چه در مرجع [۲۴] بیان شده است، به هر جزء چند حالت تخصیص داده می‌شود.

در روش مبتنی بر جدول احتمال، به هر جزء یک ماتریس حالت (S_n) با ابعاد $m\times 2$ تخصیص داده خواهد شد که m تعداد حالات محتمل برای آن تجهیز (بر اساس ماهیت اجزا شبکه و دسترس‌پذیری یا دسترس ناپذیری و همچنین گسسته‌سازی پارامترهای اتفاقی مانند توان تولیدی یک نیروگاه خورشیدی) خواهد بود. درایه‌های ستون اول مقدار ۱ یا صفر (برای تجهیزاتی که تنها حالت دردسترس یا خارج از دسترس دارند) و یا مقادیر مشخص بر اساس گستره متناظر با آن جزء (مانند توان قابل تحویل توربین بادی یا نیروگاه فتوولتائیک) دارد. همچنین درایه‌های ستون دوم احتمال متناظر با هر ردیف را دربر خواهد داشت.

بنابر توضیحات ارائه شده، تعداد حالات مختلف سیستم بر اساس اجزا آن و سطوح مربوط به ماتریس حالت هر جزء مطابق رابطه (۱) محاسبه خواهد شد:

$$\prod_{n=1}^{N} m_n \qquad n=1,\ldots,N \qquad (۱)$$

همانگونه که در رابطه (۱) نیز نشان داده شده است، تعداد حالات مختلف سیستم تابع تعداد اجزا و تعداد حالات هر جزء است. در شرایطی که شبکه هوشمند توزیع دارای اجزا مختلفی مانند منابع تولید پراکنده، گستردگی توپولوژیکی و پیکره‌بندی شبکه و ... باشد، تعداد اجزا زیاد خواهد شد. از سوی دیگر، افزایش حالات محتمل سیستم ناشی از اضافه شدن اجزا همراه با عدم قطعیت با ماتریس حالتی که تنها دربرگیرنده حالت صفر یا یک نمی‌باشد (مانند توان تحویلی مولدهای فتوولتائیک)، بسیار پررنگ‌تر خواهد شد. در چنین شرایطی بسیار مطلوب خواهد بود که حالات مختلف سیستم را بدون ایجاد خطای قابل ملاحظه کاهش داد.

از آن‌جایی که تعداد سطوح مربوط به بار شبکه حداقل ۲۴ حالت (به‌صورت نتایج اندازه‌گیری ساعتی مطابق آن‌چه در [۳۱] برای شبکه ۳۳ شین IEEE بیان شده است) یا ۹۶ حالت (مطابق شرایط واقعی اندازه‌گیری مقادیر بار شبکه‌های توزیع در ایران [۴، ۳۳، ۳۴]) می‌باشد، حجم محاسبات به شدت متاثر از سطوح بار خواهد بود.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

زمان‌بر بودن محاسبات و مطالعات قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی یکی از بزرگترین چالش‌های این حوزه می‌باشد. همیشه در مطالعات قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند به روش تحلیلی، این نگرانی وجود دارد که با کاهش حجم اطلاعات مربوط به بخش‌های همراه با عدم قطعیت و ماهیت اتفاقی، ممکن است خطای محاسبات افزایش یابد.

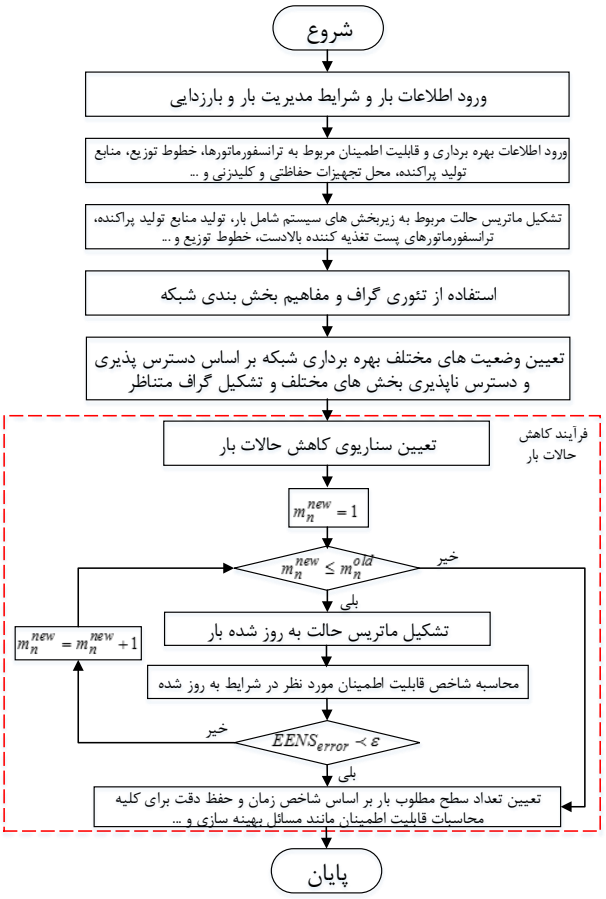
از اینرو در این مقاله، تلاش خواهد شد مدل‌سازی کاهش تعداد حالات جزء متناظر با بار شبکه بر اساس سه سناریو با حفظ دقت محاسبات قابلیت اطمینان سیستم ارائه شود. ضمناً با کمک روش پیشنهادی می‌توان برای هر شبکه مورد مطالعه، سطح مطلوب کاهش حالات متناظر با بار شبکه را استخراج نموده و سپس بر اساس نتایج حاصل، در مطالعاتی مانند بهینه‌سازی قابلیت اطمینان سیستم با کمک راهکارهای مختلف از این سطح مطلوب مربوط به حالات بار بدون نگرانی از کاهش دقت محاسبات استفاده نمود. در شکل (۱)، روندنمای کلی روش پیشنهادی ارائه شده است که در ادامه هر یک از بخش‌های آن تشریح خواهد شد.

۴- مفهوم بخش‌بندی شبکه و تئوری گراف برای تعیین وضعیت بهره‌برداری شبکه

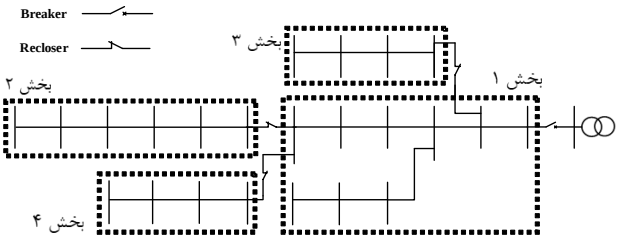
از آن‌جایی که تعداد نقاط و گره‌ها در شبکه‌های توزیع بالا می‌باشد، استفاده از راهکاری برای کاهش این تعداد در مطالعات ارزیابی قابلیت اطمینان مفید است. مفهوم بخش‌بندی شبکه توزیع [۲۰، ۲۴، ۲۶] برای کاهش نقاط و گره‌های شبکه توزیع هوشمند بسیار موثر است. در این مقاله از مفهوم بخش‌بندی شبکه در روش پیشنهادی استفاده می‌شود. مفهوم بخش‌بندی شبکه بر این اصل استوار است که تمام بخش‌هایی از سیستم که در پایین‌دست یک تجهیز حفاظتی قرار می‌گیرند، از دیدگاه قابلیت اطمینان شرایط یکسانی را تجربه خواهند نمود. برای مثال، اگر در هر لحظه در هر یک از اجزای هر بخش که در پایین‌دست یک تجهیز حفاظتی قرار گرفته‌اند، خطایی همچون اتصال کوتاه رخ دهد تمام آن بخش دچار خاموشی می‌شود، در غیر این صورت کل بخش به کار خود ادامه می‌دهد. از اینرو می‌توان نقاط و گره‌های یک شبکه توزیع هوشمند را به تعداد تجهیزات حفاظتی در آن شبکه بدون هیچ‌گونه خطایی در محاسبات کاهش داد.

اگر در شبکه اجازه جزیره‌ای شدن وجود داشته باشد بخش‌های پایین دست بخش ناسالم اجازه ادامه کار خواهند داشت، در غیر این صورت با خارج شدن یکی از بخش‌های بالادست، بخش‌های پایین دست آن بخش نیز دچار خاموشی اجباری خواهند شد. در شکل (۲) مفهوم بخش‌بندی شبکه برای یک مثال بر اساس محل قرارگیری تجهیزات حفاظتی نمایش داده شده است.

در شرایطی که از مفهوم بخش‌بندی بر اساس توپولوژی شبکه استفاده نشود، باید متناظر با بروز خطا در هر یک از اجزای شبکه، وضعیت بهره‌برداری سیستم تعیین گردد. لذا تعداد وضعیت‌های مورد بررسی متناظر با خرابی‌های اجزای شبکه بسیار زیاد خواهد بود. در حالی که با کمک استفاده از روش بخش‌بندی شبکه، نرخ بروز خطای هر بخش معادل با جمع نرخ بروز خطاهای هر کدام از اجزای آن زیربخش خواهد بود و کافی است وضعیت بهره‌برداری بر اساس دسترس‌پذیری یا دسترس‌ناپذیری هر کدام از بخش‌ها تعیین گردد.



شکل (۱): روندنمای روش پیشنهادی

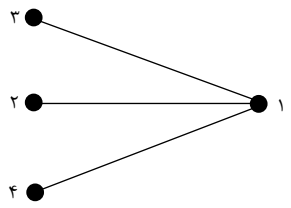


شکل (۲): نمایش مفهومی بخش‌بندی شبکه

در روش پیشنهادی، برای تکمیل مفاهیم بخش‌بندی از تئوری گراف استفاده می‌گردد. با استفاده از تئوری گراف و تلفیق آن با مفاهیم بخش‌بندی شبکه، هر بخش به‌صورت یک گره تعریف می‌شود. عملکرد تئوری گراف به این صورت است که یک بردار اولیه برای مبدا مسیر و یک بردار ثانویه برای مقصد مسیر تعریف می‌شود. به ازای هر دو زیر بخش i ام و j ام، به شرطی که تجهیز حفاظتی بخش j ام به یکی از نقاط بخش j ام متصل شده باشد، یک مسیر با مبدا بخش i ام و

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

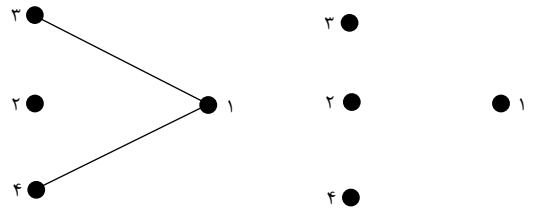
مقصد بخش j ام تعریف خواهد شد. در نهایت به تعداد مسیرهای موجود در شبکه (l)، دو ماتریس $l\times 1$ مبدا و مقصد خواهیم داشت. برای شبکه نمونه نشان داده شده در شکل (۲)، ماتریس مبدا و مقصد به ترتیب [۱ ۱ ۱] و [۲ ۳ ۴] خواهد بود. همچنین در شکل (۳)، گراف این شبکه نشان داده شده است.



شکل (۳): گراف شبکه نمونه نشان داده شده در شکل (۲)

سپس بر اساس خرابی هر کدام از بخش‌ها (نقاط مبدا)، وضعیت بهره-برداری کل شبکه به صورت متصل به شبکه یا به‌صورت جزیره‌ای مشخص خواهد شد. در شکل (۴)، گراف به‌روز شده ناشی از خرابی در بخش ۱ و بخش ۲ و عملکرد تجهیز حفاظتی بالادست بخش ۱ و بخش ۲ نشان داده شده است.

همانگونه که مشاهده می‌شود قطعی در هر بخش منجر به انفصال آن بخش از شبکه می‌شود. در برخی از شرایطی، خرابی یک بخش مانند بخش ۱ می‌توانند منجر به انفصال تعدادی یا تمامی بخش‌های دیگر از پست بالادست نیز شود.



(الف) **(ب)**

شکل (۴): گراف مربوط به قطعی، الف- خرابی در بخش ۱ و ب- خرابی در بخش ۲

۵- مدل‌سازی قابلیت اطمینان اجزای شبکه

برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه، لازم است دسترس‌پذیری و همچنین میزان توان تولیدی یا مصرفی بخش‌های همراه با عدم قطعیت را بر اساس توابع توزیع احتمال مربوطه مشخص نمود. در این بخش، روش‌های مورد استفاده برای مدل‌سازی قابلیت اطمینان اجزای مختلف شبکه شرح داده خواهد شد.

۵-۱- مدل‌سازی قابلیت اطمینان ترانسفورماتورهای پست تغذیه‌کننده بالادست

در پست‌های بالادست شبکه‌های توزیع، یک یا چند ترانسفورماتور موازی در حال کار می‌باشند. در مطالعات قابلیت اطمینان سیستم باید حالات مختلف بهره‌برداری ناشی از دسترس‌پذیری و دسترس‌ناپذیری هر کدام از این ترانسفورماتورها و توان قابل تحویل آن‌ها را درنظر گرفت. در صورتی که ترانسفورماتورهای موازی‌شده در پست فوق‌توزیع بالادست مشابه یکدیگر باشند، احتمال خرابی k ترانسفورماتور مطابق رابطه (۲) تعیین خواهد شد. بر اساس قواعد ترکیبیات و ترتیبیات، شرایط مختلف خرابی و سلامت ترانسفورماتورهای موازی را می‌توان مشخص نمود که احتمال بروز هر حالت برابر است با احتمال خرابی یک دستگاه ترانسفورماتور به‌توان تعداد ترانسفورماتور خارج از دسترس ضرب در احتمال سلامت یک دستگاه ترانسفورماتور به توان تعداد ترانسفورماتورهای سالم. توضیحات ارائه شده برای شرایطی که ترانسفورماتورهای موازی یکسان باشند، صادق است. با تغییرات ساده-ای برای شرایطی که ترانسفورماتورها شبیه یکدیگر نیستند، نیز می-توان رابطه (۲) را گسترش داد. بدیهی است متناظر با تعداد ترانسفورماتور دردسترس، توان قابل تحویل مشخص خواهد شد.

$$f(k)=\sum_{k=0}^{n_{trans}}\left[\begin{array}{l} C_k^{n_{trans}}\times\left(1-Q_{trans}\right)^k \\ \times Q_{trans}^{(n_{trans}-k)}\end{array}\right] \qquad (۲)$$

به شکل مشابه، برای منابع تولید پراکنده تجدیدناپذیر که عدم قطعیت در توان تحویلی آن‌ها وجود نداشته باشد مانند دیزل ژنراتورها، میکروتوربین‌ها و ... نیز می‌توان ماتریس حالت مربوطه را تشکیل داد.

۵-۲- مدل‌سازی و ماتریس حالت مربوط به نیروگاه-های فتوولتائیک

توان تولیدی توسط نیروگاه‌های فتوولتائیک به عوامل اتفاقی متعددی بستگی دارد که مهم‌ترین آن‌ها شدت تابش خورشید و درجه حرارت محیط است [۳۷، ۳۸]. تمیزی سطح آرایه‌ها نیز پارامتر مهمی در میزان تولید توان می‌باشد [۳۹، ۴۰]. تابع‌های مختلف احتمالی بر روی داده‌های آماری تابش خورشید پیاده‌سازی شده است [۲۴- ۲۵و ۴۱ - ۴۲]. در این مقاله از تابع توزیع احتمال بتا [۴۳، ۴۴] برای شدت تابش خورشید استفاده خواهد شد.

تابع توزیع احتمال بتا برای شدت تابش خورشید مطابق رابطه (۳) و(۴) خواهد بود[۴۵، ۴۶].

$$f(x)=\frac{x^{(\alpha-1)}(1-x)^{(\beta-1)}}{B(\alpha,\beta)} \qquad (۳)$$

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

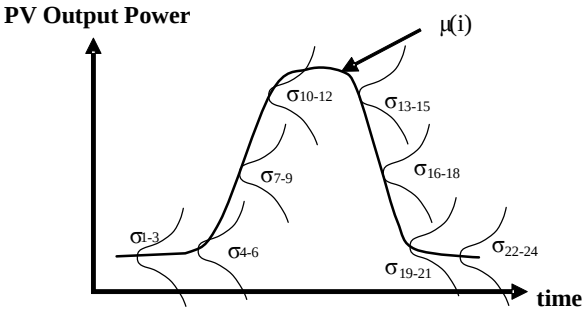
$$B(\alpha,\beta)=\frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha+\beta)} \quad (۴)$$

همچنین باید پارامترهای α و β مورد اشاره در روابط بالا را بر اساس میانگین و انحراف معیار داده‌های آماری ثبت شده برای شدت تابش خورشید با کمک روابط (۵) و (۶) محاسبه کرد[۴۳].

$$\beta=(1-\mu)\times\left(\frac{\mu\times(1-\mu)}{\sigma^2}-1\right) \quad (۵)$$

$$\alpha=\frac{\mu\times\beta}{1-\mu} \quad (۶)$$

در نهایت بر اساس روابط ارائه شده برای توان تحویلی نیروگاه‌های فتوولتائیک مطابق آن‌چه در مراجعی مانند [۶] اشاره شده است، برای هر تابش خورشید در ساعات مختلف شبانه‌روز، توان تحویلی مطابق شکل (۵) محاسبه خواهد شد.



شکل (۵): تغییرات توان تحویلی نیروگاه فتوولتائیک در طول روز

درایه‌های ماتریس حالت مربوط به مولد خورشیدی عبارتند از توان گسسته مورد نظر و احتمال متناظر با آن. برای بالابردن دقت محاسبات می‌توان بازه‌های گسسته‌سازی را کاهش داد.

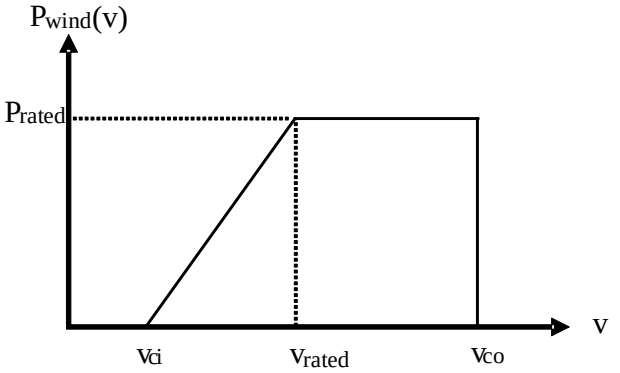
۳-۵- توان تحویلی مولد بادی

برای سرعت باد توابع چگالی احتمالی مختلفی معرفی شده است که با توجه به شرایط اقلیمی متفاوت می‌توان از هر کدام استفاده نمود[۲۴، ۴۱]. اما تابع توزیع احتمال ویبول متداول‌ترین توزیع احتمال برای سرعت وزش باد می‌باشد[۲۵، ۴۳]. برای هر سرعت باد مشخص، توان تحویلی مولد بادی با کمک رابطه (۷) قابل محاسبه است [۴۳]:

$$P_{wind}(v)=\begin{cases}0 & v\le v_{ci}\ or\ v\ge v_{co}\\ P_{rated}\times\dfrac{v-v_{ci}}{v_r-v_{ci}} & v_{ci}\le v\le v_{rated}\\ P_{rated} & v_{rated}\le v\le v_{co}\end{cases} \quad (۷)$$

همانطور که در شکل (۶) توان تولیدی مولد باد مشاهده می‌شود، اگر سرعت وزش باد بیشتر از سرعت قطع بالا و کمتر از سرعت قطع پایین باشد توان تولیدی مولد بادی صفر است. در سرعت‌های بین سرعت قطع پایین و سرعت نامی باد نیز توان به‌صورت تابعی خطی از توان نامی خواهد بود.

ماتریس حالت مربوط به مولدهای بادی نیز مانند ماتریس حالت مربوط به مولدهای فتوولتائیک خواهد بود. درایه‌های ماتریس حالت مربوط به مولد بادی عبارتند از توان گسسته مولد بادی و احتمال متناظر با آن. برای بالابردن دقت محاسبات می‌توان بازه‌های گسسته‌سازی را کاهش داد.



شکل (۶): توان تولیدی مولد باد بر حسب سرعت باد

۶- مدل‌سازی پیشنهادی برای کاهش سطوح حالت بار

یکی از اولین راهکارهای افزایش سرعت محاسبات ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند، کاهش سطوح حالت مربوط به بار و یا هر کدام از اجزا دیگر سیستم می‌باشد. تجمیع حالات مشابه با یکدیگر یکی از اولین راهکارهای کاهش سطوح حالت اجزا سیستم است. لازم به ذکر است حالات مختلف مشابه در سطوح بار بر اساس ماهیت داده‌های اندازه‌گیری از سایر اجزا محتمل‌تر است. در رابطه‌های (۸) و (۹)، بیان ریاضی تجمیع حالات مشابه آورده شده است. در چنین شرایطی حالات جزء nام اصلاح شده برابر خواهد بود با تعدادی که از رابطه (۱۰) محاسبه می‌شود.

$$P_{i,n}\Big|=\sum_{\forall j>i\ni x_{j,n}=x_{i,n}}\left(P_{j,n}\right)$$
$$\forall i\ni\prod_{j=2,j\neq i,j\succ i}^{m_n}\left(x_{i,n}-x_{j,n}\right)=0 \quad (۸)$$

$$P_{j,m}\Big|=0$$
$$\forall j\ni\prod_{i=1,j\neq i,i<j}^{j-1}\left(x_{i,n}-x_{j,m}\right)=0 \quad (۹)$$

$$m_n^{new}=m_n^{old}-\lim_{\xi\to\infty}\left(\sum_{j=1}^{m_n^{old}}e^{-\left(\xi\times P_{j,n}\right)}\right) \quad (۱۰)$$

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

در رابطه (۸) می‌توان مشاهده نمود که شرایط تجمیع حالات یکسان زمانی میسر است که درایه‌های ردیف‌های مختلف ماتریس حالت (ماتریس حالت بار) دقیقاً برابر یکدیگر باشند. در این رابطه بیان می‌کند که به ازای ردیف i ام ماتریس حالت بار، بررسی می‌شود که آیا درایه‌های ستون اول ماتریس حالت به ازای تمامی ردیف‌های بزرگتر از i، با مقدار $x_{i,n}$ برابر است یا خیر. در شرایطی که درایه j ام ماتریس با $x_{i,n}$ برابر بود، احتمال متناظر با درایه j ام را به احتمال متناظر با درایه i ام ماتریس اضافه می‌نماییم. همزمان با اضافه کردن مقدار احتمال ردیف j ام ماتریس به ردیف مورد مطالعه، درایه ردیف j ام و ستون دوم که احتمال j ام حالت است، صفر می‌گردد. در رابطه (۹)، شرایط صفر کردن احتمال حالات تکراری را نشان داده است. در شرایطی احتمال یک زیرحالت به صفر تبدیل می‌شود که مقدار درایه $x_{j,n}$ با مقدار یکی از ردیف‌های بالای ماتریس در همان ستون برابر بوده باشد. در واقع، تمامی حالات بار مشابه (کاملاً یکسان) را با یکدیگر به شکل ساده تجمیع نموده و ماتریس حالت به‌روزرسانی شده ایجاد می‌گردد.

اگرچه مدل ارائه شده در روابط بالا برای هر کدام از اجزا معتبر است، اما در این مقاله تاکید بیشتر بر روی سطوح بار بوده خواهد بود.

برای کاهش درجه سیستم و حالات اجزا بار، سه سناریوی اساسی زیر ارائه شده است:

- سناریو (۱): بر اساس تقسیم زمانی بدون پیش‌فرض
- سناریو (۲): تقسیم زمانی با پیش فرض (منطبق بر شرایط مدیریت مصرف شرکت‌های توزیع برق و تعرفه‌گذاری بازار برق)
- سناریو (۳): تقسیم مقداری

در سناریو (۱) بعد از تعیین تعداد بازه زمانی، از متوسط بار در هر بازه زمانی به عنوان نماینده بار در آن بازه زمانی استفاده می‌شود. مدل سناریوی (۱) با دیدگاه کاهش سطوح بار به‌کمک تقسیم زمانی بدون پیش فرض با کمک روابط (۱۱) تا (۱۳) قابل انجام خواهد بود.

در رابطه (۱۱) نشان داده شده است که ابتدا نسبت تعداد حالات ماتریس بار به‌روزشده به تعداد حالات ماتریس پایه چقدر است. بر اساس ضریب α_A که همیشه مقداری بزرگتر یا مساوی یک خواهد داشت، فاصله دربرگیرنده هر زیرحالت به‌روزرسانی مشخص می‌شود. برای مثال اگر ماتریس حالت بار پایه، ۹۶ ردیف داشته باشد و مطلوب باشد تعداد حالت ماتریس بار به‌روز شده به ۴ کاهش یابد، آنگاه α_A برابر ۲۴ خواهد شد. متغیر α_A مشخص می‌کند که هر چند ردیف ماتریس حالت پایه باید با یکدیگر تجمیع شوند. در رابطه (۱۲) نیز نحوه تجمیع حالات به‌روز شده بار بر اساس میانگین‌گیری وزنی بر اساس احتمال‌های مختلف حالات پایه بار نشان داده شده است. درایه متناظر با احتمال هر ردیف در ماتریس حالت بار به‌روز شده برابر مجموع احتمال‌های α_A ردیف از ماتریس حالت بار خواهد بود (رابطه (۱۳).

$$\alpha_A = \frac{m_n^{old}}{m_n^{new}},\ m_n^{new} < m_n^{old} \qquad (۱۱)$$

$$x_{i,n}^{new} = \frac{\sum_{j=(\alpha_A-1)\times i+1}^{(\alpha_A\times i)} \left(x_{j,n}^{old} \times P_{j,n}^{old}\right)}{\sum_{j=(\alpha_A-1)\times i+1}^{(\alpha_A\times i)} \left(P_{j,n}^{old}\right)} \qquad (۱۲)$$

$$P_{i,n}^{new} = \sum_{j=(\alpha_A-1)\times i+1}^{(\alpha_A\times i)} \left(P_{j,m}^{old}\right) \qquad (۱۳)$$

منظور از تقسیم زمانی بدون پیش‌فرض، تجمیع حالات مختلف بار بازه‌های زمانی متوالی است. در شرایطی خاصی مانند تقسیم‌بندی شبکه با حالات بهره‌برداری کم‌باری، میان‌باری و پرباری در بازه‌های زمانی مختلف، تقسیم‌زمانی و کاهش درجه حالت پیش‌فرض دارد و امکان تجمیع حالات مختلف بار به صورت متوالی میسر نخواهد بود. در چنین شرایطی باید از روابط (۱۴) و (۱۵) استفاده کرد.

$$x_{i,m}^{new} = \frac{\sum_{\forall j\in G_{T,i}} \left(x_{j,m}^{old}\right)}{n_{G_{T,i}}} \qquad (۱۴)$$

$$P_{i,m}^{new} = \sum_{j\in G_i} \left(P_{j,m}^{old}\right) \qquad (۱۵)$$

در رابطه (۱۴) بیان شده است که ابتدا گروه‌های پیش‌فرض برای تجمیع زمانی ($G_{T,i}$) باید مشخص گردد. یکی از بهترین مثال‌های عملی برای تعیین گروه‌های پیش‌فرض، شرایط تعرفه‌گذاری شرکت‌های توزیع برق می‌باشد. بر اساس گروه‌های پیش‌فرض مشخص می‌شود که چه ردیف‌هایی از ماتریس حالت پایه باید با یکدیگر تجمیع شوند. بر خلاف حالت بدون پیش‌فرض، لزوماً ردیف‌های تجمیع شده متصل و متوالی نخواهند بود. در این روش عموماً تعداد حالات ماتریس حالت به‌روز شده کم خواهد بود. عدد ۳ برای تعداد ردیف‌های ماتریس حالت به‌روز شده می باشد. بر این اساس معمولاً ۳ متناظر با کم‌باری، میان‌باری و پرباری خواهد بود. در رابطه (۱۵) نیز احتمال متناظر با هر ردیف از ماتریس به‌روز شده را نشان می‌دهد.

در سناریو (۳) بازه بار مورد نظر به تعداد مشخص (درجه کاهش بار) تقسیم شده و در هر بازه بارهای قرار گرفته در آن بازه به عنوان نماینده آن دسته قرار می‌گیرد. کاهش درجه حالات بار بر اساس تقسیم مقداری (سناریو (۳)) نیز به صورت رابطه (۱۶) امکان‌پذیر خواهد بود:

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

$$x_{i,m}^{new}=\frac{\sum_{\forall j \ni x_{G_{i,V}}^{\min}\le x_{j,m}^{old}\le x_{G_{i,V}}^{\max}}\left(x_{j,m}^{old}\right)}{n_{G_{V,i}}} \quad (۱۶)$$

در رابطه (۱۶) و بر اساس مدل‌سازی ریاضی انجام شده، باید گروه مقداری برای ماتریس حالت جدید ایجاد شود. در هر گروه یک کران بالا و پایین از لحاظ مقدار بار یا هر متغیری مربوط به یک جزء سیستم تعیین می‌گردد. سپس به‌جای بررسی ردیف متناظر با ماتریس حالت پایه مشابه سناریو (۲)، مقدار درایه‌های ردیف‌های مختلف با این کران‌ها مقایسه می‌شود، در شرایطی که درایه تمام ردیف‌هایی $x_{j,m}^{old}$ که در بازه کران پایین و بالای گروه تعیین شده باشد، با یکدیگر جمع شده و میانگین آنها به‌عنوان نماینده در ماتریس حالت جدید قرار داده می‌شود. در سناریو (۳)، احتمال متناظر با mامین حالت بار به‌روزشده نیز مشابه رابطه (۴) قابل محاسبه خواهد بود.

۷- محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان و تعیین سطوح بار مطلوب

پس از مدل‌سازی ماتریس حالت هر یک از اجزا سیستم و تعیین وضعیت بهره‌برداری بر اساس روش ترکیبی بخش‌بندی و تئوری گراف، ماتریس‌های حالت مختلف سیستم با احتمال متناظر آن که برابر حاصلضرب هر یک از حالات اجزا می‌باشد، تعیین خواهد شد.

سپس برای هر کدام از حالات مختلف سیستم، بر پایه معادله تعادل توان اکتیو مشابه رابطه (۱۷) و سایر روابط حاکم بر سیستم‌های قدرت با درنظرگرفتن قیود شبکه مانند پروفیل ولتاژ، حداکثر توان انتقالی خطوط و ...مطابق آن‌چه در روابط (۱۸) تا (۲۰) مشاهده می‌شود، شاخص‌های قابلیت اطمینان مانند انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار محاسبه خواهد شد.

$$P_{MS}+\sum_{i=1}^{n_{WT}}P_{WT,i}+\sum_{i=1}^{n_{PV}}P_{PV,i}+\sum_{i=1}^{n_{NRES}}P_{NRES,i}\ge P_{load}+P_{loss} \quad (۱۷)$$

$$P_l \le P_l^{\max} \qquad \forall l \in \{Lines\} \quad (۱۸)$$

$$V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max} \qquad \forall i \in \{Buses\} \quad (۱۹)$$

$$P_{G,g}^{\min} \le P_{G,g} \le P_{G,g}^{\min} \ \forall g \in \{DG\ units\} \quad (۲۰)$$

در رابطه‌های (۱۸)، (۱۹) و (۲۰) به ترتیب قیود مربوط به حداکثر توان عبوری از خطوط انتقال، ولتاژ شین‌های مختلف سیستم در محدوده مجاز و حدود حداقل و حداکثر منابع تولید پراکنده بیان گردیده است. در کنار بررسی شرط تعادل توان ارائه شده در (۱۷)، ضروری است که سایر قیود بیان شده در (۱۸) تا (۲۰) نیز برآورده شود. لازم به‌ذکر است، برای بررسی قیود مربوط به پخش بار از قبیل سطوح ولتاژ نقاط مختلف شبکه از نرم افزار DIgSILENT استفاده شده است.

در مطالعات انجام شده در این مقاله، علاوه بر شاخص‌های متداول قابلیت اطمینان، از شاخص‌های رفاه به‌عنوان شاخص‌های نوین [۱۵] در ارزیابی کفایت و قابلیت اطمینان سیستم نیز استفاده می‌گردد. بر اساس شاخص‌های رفاه، سیستم به سه حالت سلامت، مرزی و درخطر طبقه‌بندی خواهد شد. طبقه‌بندی سیستم به سه حالت مورد اشاره دلالت بر بررسی رزرو سیستم علاوه بر بررسی معادله توان اکتیو مشابه رابطه (۱۷) دارد. اگرچه در این مقاله، شاخص مورد استفاده شاخص انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار است، اما این قابلیت وجود دارد که علاوه بر انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار، سایر شاخص‌های رفاه را نیز محاسبه نمود و با کمک روابط و مدل‌های ارائه شده برای کاهش سطوح حالت بار، شاخص مورد نظر قابلیت اطمینان محاسبه شده و با حالت مرجع (درنظرگیری حداکثر حالت بار قبل از به‌روزرسانی) مقایسه خواهد شد. افزایش حالات و سطوح بار از ۱ سطح تا جایی ادامه خواهد یافت که خطای ایجاد شده در شاخص قابلیت اطمینان مورد نظر کمتر از خطای مورد انتظار باشد. در این مقاله شاخص انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار به‌عنوان شاخص معیار انتخاب شده است.

اگرچه شاخص‌های مختلفی برای شاخص معیار و شرط توقف الگوریتم در زمینه قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند می‌توان انتخاب نمود. با این وجود بر اساس توصیه‌های انجام شده در [۱۵، ۴۷]، در صورت انتخاب EENS یا بار از دست‌رفته مورد انتظار (LOLE) می‌توان اطمینان بیشتری از همگرایی شبیه‌سازی یا مطالعات اتفاقی قابلیت اطمینان داشت. از اینرو EENS برای شرط توقف الگوریتم در این مقاله انتخاب گردیده است.

شرایط توقف الگوریتم تعیین سطوح مطلوب بار بر اساس شاخص انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار در رابطه (۲۱) قابل مشاهده است:

$$\left|\frac{EENS_{ref}-EENS_i}{EENS_{ref}}\right|\times 100 \le \varepsilon \quad (۲۱)$$

۸- پیاده‌سازی روش پیشنهادی

برای پیاده‌سازی روش‌پیشنهادی و ارزیابی کارآیی آن، دو شبکه نمونه انتخاب شده است:

- شبکه توزیع برق ۳۳ شین استاندارد IEEE
- فیدر خیابان امیرکبیر (شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان- شهر کاشان)

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

در ادامه به تفکیک، نتایج پیاده‌سازی روش پیشنهادی بر روی هر کدام از این شبکه‌های مورد مطالعه بررسی خواهد شد.

۸-۱- پیاده‌سازی روش پیشنهادی بر روی شبکه ۳۳ شین IEEE

نمایش تک‌خطی شبکه توزیع ۳۳ شین استاندارد IEEE در شکل (۷) قابل مشاهده است. کلیه اطلاعات مربوط به طول خطوط شبکه [۴۸]، بارهای هر نقطه [۴۹]، مقادیر مربوط به نرخ بروز خطای هر خط توزیع از [۵۲-۵۰] استخراج شده است.

همانگونه که در شکل (۷) نیز نشان داده شده است، شبکه ۳۳ شین IEEE بر اساس مفاهیم بخش‌بندی شبکه دارای ۵ بخش می‌باشد. در شکل (۸)، گراف متناظر با این شبکه نشان داده شده است.

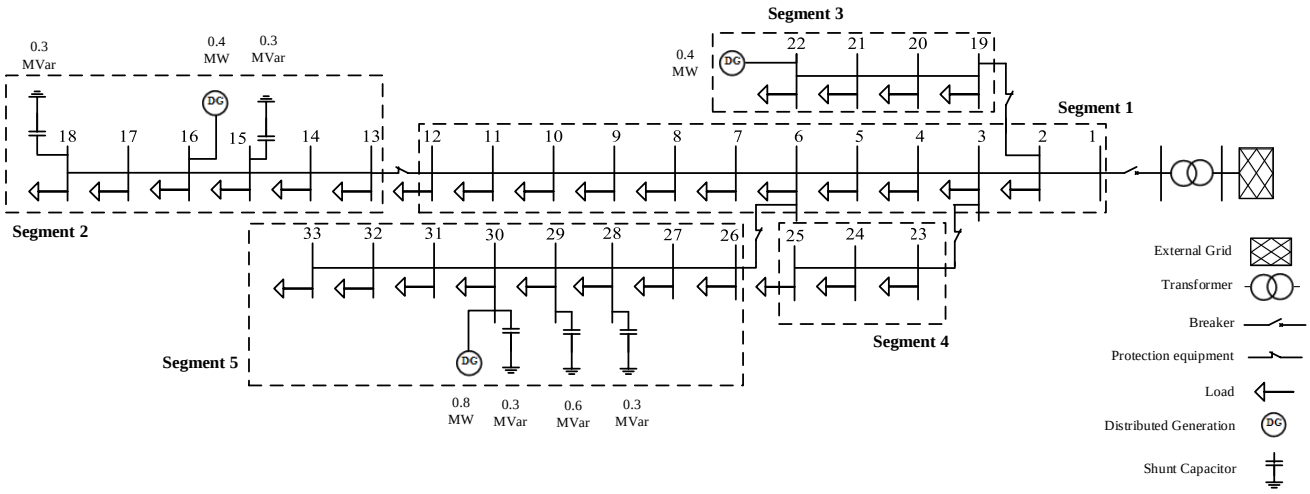
اطلاعات متناظر با ماتریس حالت ترانسفورماتورهای پست تغذیه‌کننده بالادست شبکه ۳۳ شین IEEE بر اساس نرخ خرابی‌های ارائه شده در [۴۹-۴۷] محاسبه و درنظر گرفته شده است. اطلاعات مربوط به ماتریس حالت ترانسفورماتورهای تغذیه‌کننده در جدول (۲) ارائه شده است. ضمناً مفروض است که ۳ منبع تولید پراکنده به شرح زیر به این شبکه متصل می‌باشد.

منحنی بار روزانه مربوط به چهار روز نمونه کاری و غیرکاری در فصل-های مختلف بر اساس اطلاعات [۳۱] در هر یک ساعت برای شبکه ۳۳ شین IEEE در شکل (۹) نشان داده شده است. از آن‌جایی که رفتار بار شبکه در فصل‌های بهار و پاییز مشابه یکدیگر بوده‌اند، یک منحنی بار روزانه یکسان برای آن‌ها در مراجعی مانند [۳۱] ارائه شده است.

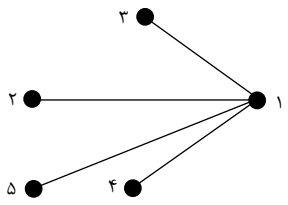
اطلاعات مربوط به توزیع احتمال سرعت باد و اطلاعات توربین بادی بر اساس اطلاعات [۲۴] می‌باشد. ضمناً اطلاعات نیروگاه فتولتائیک بر اساس [۶] مستخرج شده است.

جدول (۱): اطلاعات محل اتصال، ظرفیت و نوع تولیدات پراکنده شبکه ۳۳ شین IEEE مورد مطالعه

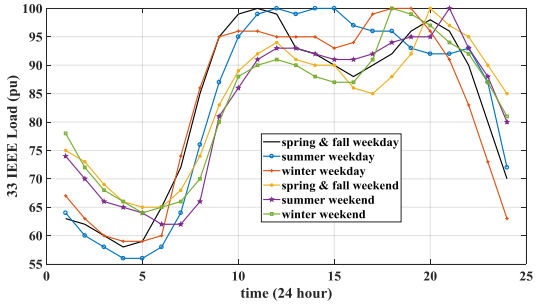
شماره DG	نوع	ظرفیت (کیلووات)	محل اتصال به باس
۱	توربین باد	۴۰۰	۱۶
		۴۰۰	۲۲
		۸۰۰	۳۰
۲	فتوولتائیک	۴۰۰	۱۶
		۴۰۰	۲۲
		۸۰۰	۳۰



شکل (۷): نمایش تک‌خطی شبکه استاندارد توزیع برق ۳۳ شین IEEE با تولیدات پراکنده و خازن موازی



شکل (۸): گراف مربوط به شبکه ۳۳ شین IEEE



شکل (۹): منحنی بار روزانه برای شبکه ۳۳ شین IEEE

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

حالت مربوط به توان تولیدی ترانسفورماتور پست تغذیه و مولد بادی مورد استفاده در این شبکه به ترتیب در جداول (۲) و (۳) نشان داده شده است.

جدول (۲): ماتریس حالت متناظر با ترانسفورماتورهای پست تغذیه-کننده بالادست شبکه ۳۳ شین IEEE

شماره حالت	تعداد ترانسفورماتور دردسترس	درصد بر اساس ظرفیت نامی پست بالادست	احتمال (درصد)
۱	۲	۱۰۰	۹۸/۰۱
۲	۱	۵۰	۱/۹۸
۳	۰	۰	۰/۰۱

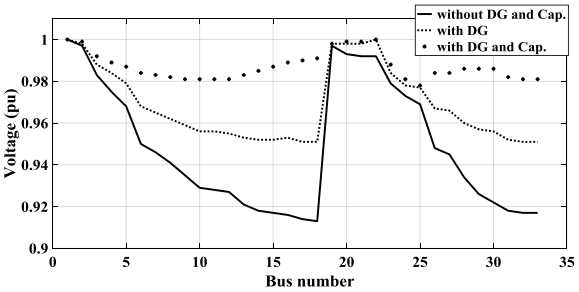
همچنین در شکل (۱۰)، پروفیل ولتاژ شبکه در حالت سلامت تمامی خطوط نشان داده شده است. لازم به ذکر است بررسی پروفیل ولتاژ تمام نقاط در تمامی شرایط بهره‌برداری و در محدوده مجاز ولتاژی (۹۵ تا ۱۰۵ درصد ولتاژ نامی) برای تمامی نقاط و همچنین بررسی سایر قیود اشاره شده در (۱۸) تا (۲۰) در طول مطالعات ارزیابی قابلیت اطمینان انجام شده است.

لازم به‌ذکر است، برای پیاده‌سازی سناریوی (۲) کاهش حالات مربوط به بار، پیش‌فرض ارائه شده توسط شرکت توزیع نیروی برق تهران [۵۳] در مورد کم‌باری (L)، میان‌باری (M) و پرباری (P) به شرح جدول (۴) است که برای تجمیع حالات بار و کاهش درجه مربوط به ماتریس حالت بار استفاده شده است.

جدول (۳): ماتریس حالت ظرفیت توان خروجی مولد باد شبکه ۳۳ شین IEEE بر اساس اطلاعات [۲۴]

شماره حالت	سرعت باد (متر بر ثانیه)	ظرفیت توربین بادی (کیلووات)	احتمال (درصد)
۱	کمتر از ۴ و یا بیشتر از ۲۵	۰	۳۳/۵۳
۲	۵	۴۰	۱۰/۶۹
۳	۶	۸۰	۱۰/۰۱
۴	۷	۱۲۰	۸/۹۹
۵	۸	۱۶۰	۷/۸۰
۶	۹	۲۰۰	۶/۵۷
۷	۱۰	۲۴۰	۵/۳۸
۸	۱۱	۲۸۰	۴/۳۱
۹	۱۲	۳۲۰	۳/۳۷
۱۰	۱۳	۳۶۰	۲/۵۹
۱۱	۱۴ تا ۲۵	۴۰۰	۶/۷۷

نتایج پیاده‌سازی سناریوهای مختلف کاهش سطوح بار در جدول (۵) نشان داده شده است. لازم به ذکر است مقدار شاخص EENS پایه برای این شبکه در صورت استفاده از روش [۲۴] و بدون کاهش درجه حالات مختلف بار ۱۶۹۰ کیلووات ساعت بر سال و زمان مورد نیاز برای محاسبات با کمک یک کامپیوتر با مشخصات Intel(R) Core(TM) 3.40GHz, RAM 16/0 GB i7-6700 CPU @ 3.40GHz، ۲/۶۱ بوده است. نتایج جدول (۵) مقایسه نتایج بر اساس روش پیشنهادی برای سناریوهای مختلف با نتایج و زمان مورد نیاز برای شبیه‌سازی مطابق روش [۲۴] را نشان می‌دهد.



شکل (۱۰): پروفیل ولتاژ نقاط مختلف شبکه ۳۳ شین IEEE در شرایط مختلف حضور منابع تولید پراکنده و خازن‌های جبرانساز

نتایج جدول (۵) نشان می‌دهد که در صورت کاهش تعداد حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه ۳۳ شین IEEE به ۸ در سناریو (۱)، تنها کمتر از یک درصد خطا (۰/۹۵ درصد) در محاسبه شاخص قابلیت اطمینان مطلوب (انرژی توزیع‌نشده موردانتظار) ایجاد خواهد شد، در حالی که زمان محاسبات ۲/۳۳ ثانیه و ۸۹ درصد در هر مرحله کمتر شده است. در شکل (۱۱) تاثیر کاهش درجه بار بر زمان محاسبات نشان داده شده است.

باید بیان داشت که مطالعات قابلیت اطمینان آفلاین بوده و در صورتی که فقط یکبار شبیه‌سازی و مطالعات قابلیت اطمینان برای سیستم یا شبکه هوشمند مورد انتظار باشد، کاهش زمان محاسبات بسیار حائز اهمیت نخواهد بود. اما باید توجه داشت در بسیاری از برنامه‌ریزی‌ها ضروری است که فرآیند بهینه‌سازی بر اساس شاخص‌های قابلیت اطمینان دنبال شود. در چنین شرایطی لازم است با کمک روش‌های ابتکاری یا فراابتکاری، در هر تکرار قابلیت اطمینان سیستم برای تعداد زیادی در حدود چند برابر متغیرهای مستقل بهینه‌سازی محاسبه گردد که با توجه به تکرارهای زیاد در مسائل بهینه‌سازی و در شرایطی که شبکه مورد مطالعه بزرگ باشد، چالش بزرگی برای حل جواب و راه حل بهینه اتفاق می‌افتد.

برای مثال، در مورد مطالعه موردی شبکه ۳۳ شین IEEE، در هر تکرار با روش پیشنهادی زمانی در حدود ۲ ثانیه زمان مورد نیاز محاسبات کاهش یافته است. در شرایطی که با الگوریتم ژنتیک، بهینه سازی قابلیت اطمینان با جمعیت ۲۰۰ و ۱۰۰۰ تکرار مورد نظر باشد، کاهش ۴۰۰.۰۰۰ ثانیه در فرآیند بهینه‌سازی حاصل می‌شود که عدد قابل توجهی است و امکان بررسی راه‌حل‌های متعدد را فراهم می‌سازد. تاثیر کاهش زمان محاسبات در سناریو (۱) و (۳) تقریباً با یکدیگر برابر است. با این وجود در سناریوی (۱) علیرغم روند کندتر کاهش خطای مورد نظر با افزایش سطوح مربوط به ماتریس حالت بار، روند اکیداً نزولی محسوس‌تری دارد. در حالی که در سناریوی (۳) با تعداد سطوح بار کمتری می‌توان خطای کمتر از یک درصد را به‌دست آورد، اما روند اکیداً نزولی برای خطای محاسباتی با افزایش سطوح مربوط به ماتریس حالت بار در این سناریو با چالش بیشتری مواجه است.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

جدول (۴): اطلاعات تعرفه‌گذاری فصلی شرکت‌های توزیع برق مورد استفاده در سناریوی (۲) کاهش حالات بار

ماه / ساعت	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲
۱	L	M	M	M	M	M	L	L	L	L	L	L
۲	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
۳	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
۴	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
۵	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
۶	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
۷	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
۸	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
۹	M	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M
۱۰	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
۱۱	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
۱۲	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
۱۳	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
۱۴	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
۱۵	M	M	P	P	P	M	M	M	M	M	M	M
۱۶	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
۱۷	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
۱۸	M	M	P	P	P	P	M	M	M	P	M	M
۱۹	P	P	P	P	P	P	M	M	M	P	P	M
۲۰	P	P	P	P	P	P	P	M	M	M	P	P
۲۱	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P
۲۲	P	P	P	P	P	P	M	M	M	M	P	P
۲۳	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	P
۲۴	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M

باید توجه داشت که برای شبکه مورد مطالعه نشان داده شده در شکل ۷، با توجه به تغییرات بار مطابق [۳۱]، در صورتی که یک سطح بار در مطالعات در نظر گرفته شود، مطابق آن‌چه در جدول (۵) قابل مشاهده است، در سناریو (۱)، خطایی در حدود ۱۰٪ یا بیشتر در نتایج قابلیت اطمینان نسبت به شرایط پایه رخ می‌دهد که عددی بسیار بالا است. نتایج نشان داده شده در جدول (۵) دلالت بر خطای قابل توجه در محاسبات در صورت انتخاب یک، دو تا شش سطح برای بار در سناریو (۱) در این شبکه دارد.

همچنین در سناریو (۲) نیز با درنظر گرفتن ۱ تا ۳ حالت برای بار، خطای ایجاد شده در محاسبات قابلیت اطمینان بیش از ۱٪ خواهد بود.

با کمک نتایج جدول (۵) و نتایج مشابهی که برای هر شبکه نمونه می‌توان با پیاده‌سازی روش پیشنهادی ایجاد کرد، می‌توان یک مقدار معینی برای خطای مجاز مشخص کرده و سپس تعداد حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان به روش تحلیلی را تعیین کرد.

لازم به‌ذکر است در ادامه با کمک آنالیز حساسیت نشان داده خواهد شد که اگر تغییرات بار در منحنی روزانه بار کم شود، با به‌عبارتی به منحنی یکنواخت میانگین بار نزدیک شود، تعداد کمتری از سطح بار نیز می‌تواند دقت کافی برای ارزیابی قابلیت اطمینان را حاصل نماید.

مقایسه نتایج مطالعه موردی اول و دوم نیز اهمیت تغییرات روزانه بار و مشخصه‌های بار بر تعداد مطلوب حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان را شفاف‌تر می‌نماید.

بنابراین در شرایطی که سناریوی (۳) برای کاهش سطوح حالت مدل‌سازی بار مورد استفاده قرار می‌گیرد، آنالیز کامل همه سطوح مشابه جدول (۵) ضروری است و نمی‌توان با تعیین شرط توقف یک درصد، سطح مطلوب برای مدل‌سازی بار بر اساس این سناریو را استخراج و از محاسبات خارج شد.

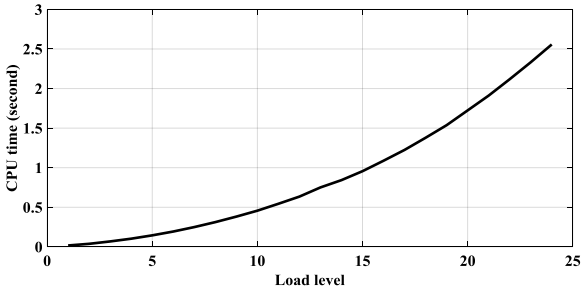
جدول (۵): نتایج پیاده‌سازی سناریوهای مختلف کاهش سطوح بار بر روی شبکه ۳۳ شین IEEE

تعداد سطوح بار	$EENS_{error}$ (%)			زمان محاسبات (ثانیه)		
	سناریو (۱)	سناریو (۲)	سناریو (۳)	سناریو (۱)	سناریو (۲)	سناریو (۳)
۱	۱۰/۷۳		۱۸/۹۴	۰/۰۱		۰/۰۱
۲	۷/۳۴		۶/۴۰	۰/۰۳		۰/۰۳
۳	۲/۰۱	۲/۸۵	۲/۵۷	۰/۰۵	۰/۰۵	۰/۰۵
۴	۲/۴		۰/۳۱	۰/۰۹		۰/۰۸
۵	۲/۵۶		۰/۶۷	۰/۱۲		۰/۱۳
۶	۱/۵۲		۱/۱۳	۰/۱۷		۰/۱۸
۷	۱/۴۶		۰/۷۳	۰/۲۲		۰/۲۴
۸	۰/۹۵		۰/۳۷	۰/۲۸		۰/۳۱
۹	۰/۸۲		۰/۶۴	۰/۳۵		۰/۳۸
۱۰	۰/۵۳		۰/۳	۰/۴۳		۰/۴۶
۱۱	۰/۵۲		۰/۴۷	۰/۵۲		۰/۵۴
۱۲	۰/۲۸		۰/۶۱	۰/۶۱		۰/۶۳
۱۳	۰/۲۸		۰/۶۹	۰/۷۱		۰/۷۴
۱۴	۰/۲۹		۰/۴	۰/۸۳		۰/۸۶
۱۵	۰/۲۶		۰/۱۶	۰/۹۵		۰/۹۹
۱۶	۰/۲۲		۰/۳۶	۱/۰۸		۱/۱۲
۱۷	۰/۱۵		۰/۵۲	۱/۲۳		۱/۲۷
۱۸	۰/۲۲		۰/۴۳	۱/۳۸		۱/۴۲
۱۹	۰/۱۳		۰/۰۷	۱/۵۶		۱/۵۹
۲۰	۰/۱۰		۰/۴۲	۱/۷۴		۱/۷۸
۲۱	۰/۲۱		۰/۱۵	۱/۹۴		۱/۹۷
۲۲	۰/۱		۰/۱۲	۲/۱۵		۲/۱۹
۲۳	۰/۱		۰/۰۱	۲/۳۸		۲/۴۱
۲۴	۰		۰	۲/۶۱		۲/۶۶

همچنین علاوه بر مطالعات انجام شده برای کارآیی روش پیشنهادی مطابق آن‌چه در جدول (۵) نشان داده شد، آنالیز حساسیت خطای محاسباتی با کاهش حالات بار به‌ازای واریانس‌های مختلف بار در سناریوهای مختلف انجام گردید که در شکل (۱۲) نشان داده شده است. در شکل (۱۲)، آنالیز حساسیت بر اساس تغییرات واریانس بار در بازه‌های مختلف به‌صورت نسبتی از واریانس بار در حالت پایه انجام شده است.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

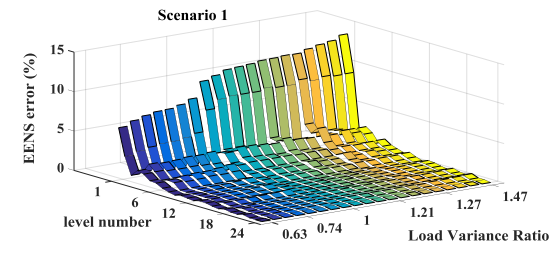


شکل (۱۱): تاثیر کاهش درجه بار بر زمان محاسبات

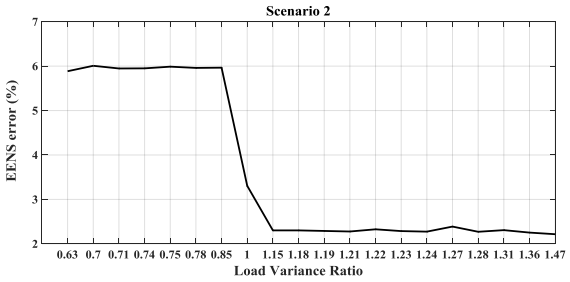
نتایج آنالیز حساسیت انجام شده نشان می‌دهد که کاهش حالات بار بر اساس سناریوهای (۱) و (۳) خطای کمتری را در شرایط مختلف نسبت به سناریوی (۲) به سیستم تحمیل می‌نماید و این امکان وجود دارد که خطای محاسباتی را کاهش داد. در سناریوی (۲) از آن‌جایی که تعداد سطوح ماتریس حالت بار از پیش تعیین شده است، انجام آنالیز حساسیت یا تعیین سطح مطلوب امکان‌پذیر نمی‌باشد. خطای محاسباتی در سناریوی (۲) و بر اساس شرایط پیش‌فرض تعرفه‌گذاری شرکت‌های توزیع حدود ۲/۸۵ درصد می‌باشد. از اینرو بدون درنظرگیری شرایط سیستم و پیاده‌سازی روش پیشنهادی و تعیین حالات مطلوب برای شرایط کاهش‌یافته بار، استفاده از ملاحظات تعرفه‌گذاری ۳ وضعیتی کم‌باری، میان‌باری و پرباری در مطالعات قابلیت اطمینان می‌تواند منجر به خطای زیاد در محاسبات گردد.

همچنین نتایج نشان می‌دهد با افزایش واریانس بار، نیاز به حداقل حالات بار بیشتری برای دستیابی به دقت مورد نظر است. این موضوع موید این امر است که در شرایط وجود بارهای دارای عدم قطعیت بالا، کارآیی روش پیشنهادی برای کاهش حالات بار کاهش خواهد یافت. با این وجود می‌توان ضمن حفظ دقت، با کاهش حالات بار بر اساس روش پیشنهادی در چنین شرایطی نیز افزایش سرعت محاسبات را دنبال نمود.

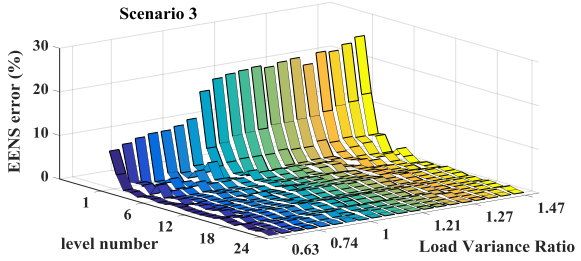
در مقایسه میزان اثرگذاری تعداد ماتریس سطوح حالت بار و تغییرات واریانس بار بر خطای محاسبات قابلیت اطمینان، باید بیان داشت که تعداد سطوح ماتریس حالت مربوط به بار تاثیر شدیدتری بر روی محاسبات دارد. این موضوع این اطمینان را در مطالعات ایجاد می‌نماید که با یک سطح مطلوب برای مدل‌سازی بار حتی با تغییرات واریانس بار نیز در یک بازه معقول، خطای محاسباتی بزرگی ایجاد نمی‌شود.



(الف)- سناریو (۱)



(ب)- سناریو (۲)

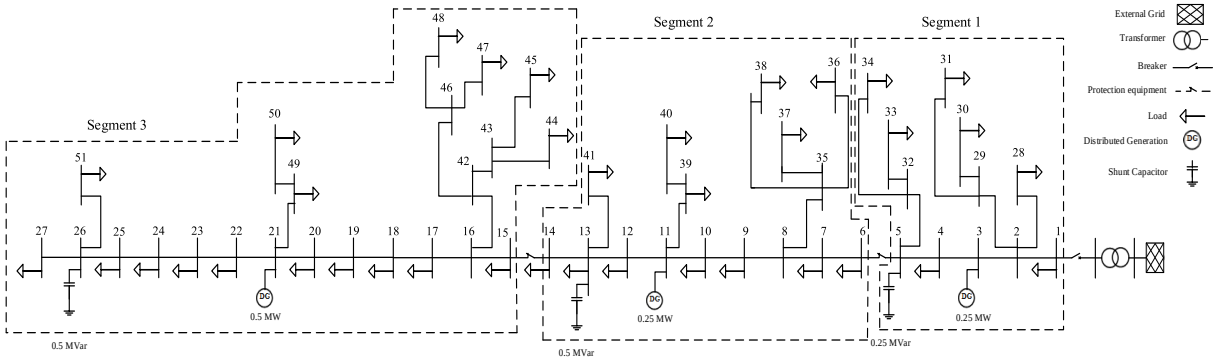


(ج)- سناریو (۳)

شکل (۱۲): آنالیز حساسیت خطای محاسباتی بر حسب کاهش حالات بار و تغییرات واریانس بار در شبکه ۳۳ شینه IEEE در سناریوهای مختلف

۸-۲- پیاده‌سازی روش پیشنهادی بر روی شبکه واقعی فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

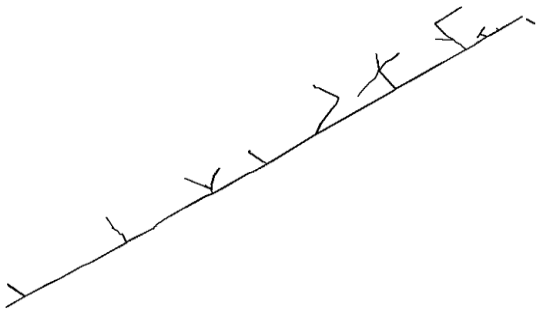
نمایش تک‌خطی شبکه واقعی فیدر خیابان امیرکبیر کاشان در شکل (۱۳) نشان داده شده است.



شکل (۱۳): نمایش تک‌خطی فیدر خیابان امیرکبیر کاشان با تولیدات پراکنده و خازن موازی

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

همچنین کلیه اطلاعات مربوط به طول خطوط شبکه، بارهای هر نقطه، مقادیر مربوط به نرخ بروز خطای هر خط توزیع و ... بر اساس اطلاعات شبکه واقعی و داده‌های آماری می‌باشد. در جدول (۶)، اطلاعات خطوط فیدر خیابان امیرکبیر کاشان به‌عنوان شبکه مورد مطالعه واقعی نشان داده شده است. در شکل (۱۴) نیز نمایش GIS فیدر امیرکبیر قابل مشاهده است.



شکل (۱۴): نمایش CYME فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

همانگونه که در شکل (۱۳) قابل مشاهده است، در این شبکه ۲ تجهیز حفاظتی وجود دارد که در ابتدای خطوط ۵-۶ و ۱۴-۱۵ نصب شده‌اند. بر اساس محل قرارگیری این تجهیزات و با کمک مفاهیم بخش‌بندی و تئوری گراف، ۳ بخش در این شبکه وجود خواهد داشت. در شکل (۱۵)، گراف مربوط به این شبکه نشان داده شده است.



شکل (۱۵): گراف مربوط به فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

همچنین مفروض است که ۳ منبع تولید پراکنده به شرح جدول (۷) به این شبکه متصل است.

اطلاعات سرعت وزش باد [۵۴] و شدت تابش خورشید برای منطقه کاشان (محل قرارگیری فیدر خیابان امیرکبیر) بر اساس [۵۵] استخراج گردید. نتایج بررسی‌های انجام شده نشان داد که سرعت وزش باد در کاشان برای احداث مولد باد مناسب نمی‌باشد. از سوی دیگر شدت تابش خورشید در این منطقه و تعداد روزهای آفتابی نیز بسیار بالا است، از اینرو منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر از نوع خورشیدی انتخاب گردید.

ضمناً منحنی بار روزانه مربوط به روزهای نمونه در فصل‌های مختلف بر اساس اطلاعات اندازه‌گیری شده در هر ۱۵ دقیقه برای نمونه در شکل (۱۶) نشان داده شده است.

جدول (۶): اطلاعات خطوط فیدر توزیع خیابان امیرکبیر کاشان

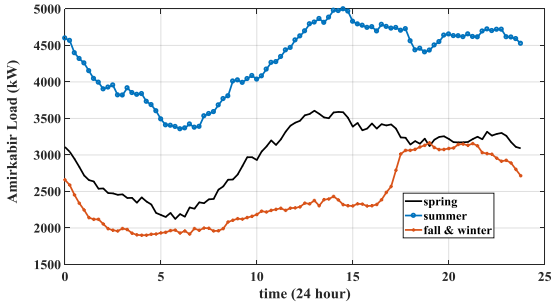
شماره خط	از	به	مقاومت (اهم)	راکتانس (اهم)	طول (متر)	نرخ بروز خطا (خطا در سال)
۱	۱	۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۹۵/۹	۰/۰۳۹۱۸
۲	۲	۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۳۶/۵	۰/۰۲۷۳
۳	۳	۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۴۸/۷	۰/۰۲۹۷۴
۴	۴	۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۰۴	۰/۰۲۰۸
۵	۵	۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۱۷/۹	۰/۰۸۳۵۸
۶	۶	۷	۰/۷۹۸۵	۰/۳۷۶۹	۲۵۹/۴	۰/۰۵۱۸۸
۷	۷	۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۱۸/۴	۰/۰۲۳۶۸
۸	۸	۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۲	۰/۰۰۸۴
۹	۹	۱۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۸۱۴	۰/۱۶۲۸
۱۰	۱۰	۱۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۷۶/۵	۰/۰۱۵۳
۱۱	۱۱	۱۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۵۷۰	۰/۱۱۴
۱۲	۱۲	۱۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۶/۷	۰/۰۰۳۳۴
۱۳	۱۳	۱۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۶۱/۹	۰/۰۳۲۳۸
۱۴	۱۴	۱۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۰۴	۰/۰۸۰۸
۱۵	۱۵	۱۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۵۷/۶	۰/۰۱۱۵۲
۱۶	۱۶	۱۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۲۳۷/۲	۰/۰۴۷۴۴
۱۷	۱۷	۱۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۲۷۵/۶	۰/۰۵۵۱۲
۱۸	۱۸	۱۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۲۶/۶	۰/۰۸۵۳۲
۱۹	۱۹	۲۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۴/۷	۰/۰۰۸۹۴
۲۰	۲۰	۲۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۷	۰/۰۰۳۴
۲۱	۲۱	۲۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۴۲۴/۸	۰/۰۸۴۹۶
۲۲	۲۲	۲۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۲۷۲/۵	۰/۰۵۴۵
۲۳	۲۳	۲۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۷۰/۲	۰/۰۱۴۰۴
۲۴	۲۴	۲۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۸۴/۵	۰/۰۳۶۹
۲۵	۲۵	۲۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۲۰۰/۱	۰/۰۴۰۰۲
۲۶	۲۶	۲۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۲۵/۱	۰/۰۴۵۰۲
۲۷	۲	۲۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۸/۶	۰/۰۰۵۷۲
۲۸	۳	۲۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۷۵/۵	۰/۰۱۵۱
۲۹	۲۹	۳۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۹۵/۸	۰/۰۱۹۱۶
۳۰	۲۹	۳۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۵۰/۲	۰/۰۱۰۰۴
۳۱	۵	۳۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۶۱/۲	۰/۰۳۲۲۴
۳۲	۳۲	۳۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۶۲/۷	۰/۰۱۲۵۴
۳۳	۳۲	۳۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۷۴/۸	۰/۰۳۴۹۶
۳۴	۸	۳۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۶۷/۲	۰/۰۵۳۴۴
۳۵	۳۵	۳۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۸۷/۸	۰/۰۵۷۵۶
۳۶	۳۵	۳۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۵۰/۲	۰/۰۳۰۰۴
۳۷	۳۵	۳۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۳۶۸/۸	۰/۰۷۳۷۶
۳۸	۱۱	۳۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۴۶/۲	۰/۰۲۹۲۴
۳۹	۳۹	۴۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۶۴۷	۰/۱۲۹۴
۴۰	۱۳	۴۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۳۹/۳	۰/۰۴۷۸۶
۴۱	۱۶	۴۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۴۱/۷	۰/۰۰۸۳۴
۴۲	۴۲	۴۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۱۸/۳	۰/۰۴۳۶۶
۴۳	۴۳	۴۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۴۶/۵	۰/۰۰۹۳
۴۴	۴۳	۴۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۵/۴	۰/۰۰۱۰۸
۴۵	۴۲	۴۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۶/۹	۰/۰۰۳۳۸
۴۶	۴۶	۴۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۷۳/۲	۰/۰۱۴۶۴
۴۷	۴۶	۴۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۷۱/۹	۰/۰۵۴۳۸
۴۸	۲۱	۴۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۷۴/۸	۰/۰۳۴۹۶
۴۹	۴۹	۵۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۵۱/۳	۰/۰۱۰۲۶
۵۰	۲۶	۵۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۲۴/۶	۰/۰۴۴۹۲

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

ماتریس حالت توان تحویلی مولدهای فتوولتائیک در فیدر واقعی مذکور بر اساس داده‌های آماری شدت تابش خورشید و سایر پارامترهای اتفاقی، به صورت جدول (۸) می‌باشد.

نتایج پیاده‌سازی سناریوهای مختلف کاهش سطوح بار در جدول (۹) نشان داده شده است. لازم به ذکر است مقدار شاخص EENS پایه برای این شبکه در صورت استفاده از روش [۲۴] و بدون کاهش درجه حالات مختلف بار ۵۱۴۳ کیلووات ساعت بر سال است و زمان مورد نیاز برای محاسبات با کمک یک کامپیوتر با مشخصات Intel(R) Core(TM) i7-6700 CPU @ 3.40GHz 3.40GHz, RAM 16/0 GB، ۷/۴۷۳ ثانیه بوده است.



شکل (۱۶): منحنی بار روزانه چهار روز نمونه برای فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

جدول (۷): اطلاعات محل اتصال، ظرفیت و نوع تولیدات پراکنده شبکه واقعی خیابان امیرکبیر کاشان

شماره DG	نوع	ظرفیت (کیلووات)	محل اتصال به باس
۱	فتوولتائیک	۴۰۰	۳
		۴۰۰	۱۱
		۸۰۰	۲۱

جدول (۸): ماتریس حالت مولدهای فتوولتائیک شبکه مورد مطالعه واقعی خیابان امیرکبیر کاشان

شماره حالت	بازه زمانی	توان تحویلی (کیلووات)	احتمال (درصد)
۱	۱۸ تا ۶	۰	۱
۲	۶ تا ۹ و ۱۵ تا ۱۸	۴۰	۰/۰۲۸۱
۳		۱۲۰	۰/۳۸۲۱
۴		۲۰۰	۰/۴۸۳۳
۵		۲۸۰	۰/۱۰۵۰
۶		۳۶۰	۰/۰۰۱۵
۷	۹ تا ۱۵	۴۰	۰/۰۰۲۵
۸		۱۲۰	۰/۷۶۲۱
۹		۲۰۰	۰/۲۳۵۳
۱۰		۲۸۰	۰/۰۰۰۱
۱۱		۳۶۰	۰

نتایج جدول (۹) نشان می‌دهد که در صورت کاهش تعداد حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم واقعی مورد آزمون خیابان امیرکبیر کاشان به یک حالت در سناریو (۱)، تنها کمتر از یک درصد (۰/۸۶۷ درصد) خطا در محاسبه شاخص قابلیت اطمینان مطلوب (انرژی توزیع‌نشده موردانتظار) ایجاد خواهد شد، در حالی که زمان محاسبات ۷/۴۷۳ ثانیه و ۹۹ درصد کمتر شده است.

تاثیر کاهش زمان محاسبات در سناریو (۱) و (۳) تقریباً با یکدیگر مشابه است. نتایج به‌دست آمده از سناریوهای مختلف در این نمونه مورد مطالعه از دیدگاه روند اکیداً نزولی خطا بر حسب تعداد سطوح ماتریس حالت بار مشابه نتایج به دست آمده برای شبکه ۳۳ شین IEEE است. یعنی با استفاده از سناریوی (۱)، روند نزولی یکنواخت‌تری با افزایش تعداد سطوح ماتریس حالت بار مشاهده می‌شود.

همچنین علاوه بر مطالعات انجام شده برای کارآیی روش پیشنهادی مطابق آن‌چه در جدول (۹) نشان داده شد، آنالیز حساسیت خطای محاسباتی با کاهش حالات بار به‌ازای واریانس‌های مختلف بار در سناریوهای مختلف انجام گردید که در شکل (۱۷) نشان داده شده است.

مشابه آن‌چه برای شبکه ۳۳ شین IEEE انجام شد، در این شبکه واقعی نیز، در شکل (۱۷)، آنالیز حساسیت بر اساس تغییرات واریانس بار در بازه‌های مختلف به‌صورت نسبتی از واریانس بار در حالت پایه انجام شده است.

جدول (۹): نتایج پیاده‌سازی سناریوهای مختلف کاهش سطوح بار بر روی فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

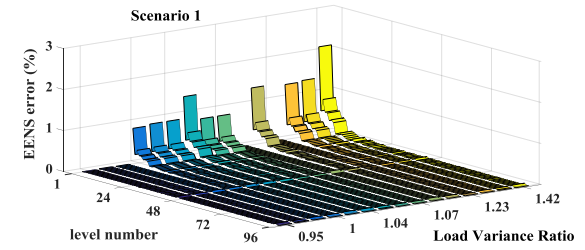
تعداد سطوح بار	$EENS_{error}$ (%)			زمان محاسبات (ثانیه)		
	سناریو (۱)	سناریو (۲)	سناریو (۳)	سناریو (۱)	سناریو (۲)	سناریو (۳)
۱	۰/۸۶۷		۳/۵۸۶	۰/۰۰۵		۰/۰۰۴
۲	۰/۲۴۱		۰/۸۷۶	۰/۰۰۷		۰/۰۰۶
۳	۰/۳۵۷	۰/۳۶۹	۰/۵۲۱	۰/۰۱۴	۰/۰۱۱	۰/۰۱۱
۴	۰/۲۳۹		۰/۲۸۹	۰/۰۲۱		۰/۰۱۷
۵	۰/۲۳۶		۰/۱۱۰	۰/۰۲۵		۰/۰۲۵
۶	۰/۱۶۷		۰/۰۷۱	۰/۰۴۴		۰/۰۳۶
۷	۰/۱۸۰		۰/۰۸۹	۰/۰۵۴		۰/۰۶۹
۸	۰/۱۵۸		۰/۱۲۶	۰/۰۶۶		۰/۰۸۳
۹	۰/۰۵۲		۰/۲۵۷	۰/۰۸۰		۰/۱۰۲
۱۰	۰/۰۴۸		۰/۱۵۶	۰/۰۹۴		۰/۱۲۶
۱۱	۰/۰۷۱		۰/۱۲۹	۰/۱۱۳		۰/۱۴۹
۱۲	۰/۰۶۰		۰/۰۱۵	۰/۱۲۶		۰/۱۷۲
۱۳	۰/۰۴۸		۰/۱۰۴	۰/۱۴۴		۰/۲۰۱
۱۴	۰/۰۳۶		۰/۱۱۸	۰/۱۶۴		۰/۲۲۸
۱۵	۰/۰۲۵		۰/۰۸۴	۰/۱۸۲		۰/۲۶۰
⋮	⋮		⋮	⋮		⋮
۹۶	۰		۰	۷/۴۷۳		۹/۴۲۲

بررسی آنالیز حساسیت انجام شده نشان می‌دهد که با توجه به عدم قطعیت بسیار پایین بار این شبکه واقعی، حتی استفاده از سناریوی (۲) نیز مطالعات و محاسبات قابلیت اطمینان را با چالش مواجه نمی‌نماید.

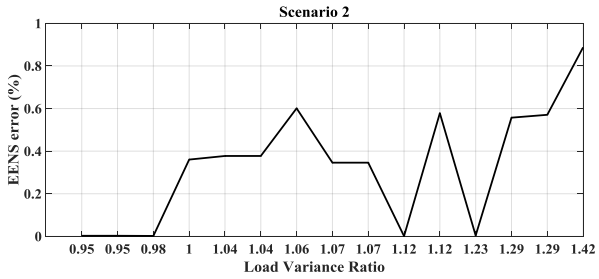
[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

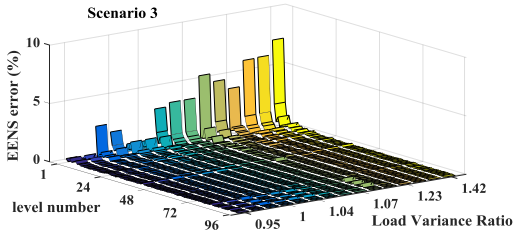
نتایج به‌دست آمده دلالت بر اثربخشی بسیار زیاد روش پیشنهادی برای شبکه‌هایی با بارهای تقریباً یکنواخت و با عدم قطعیت پایین است.



(الف)- سناریو (۱)



(ب)- سناریو (۲)



(ج)- سناریو (۳)

شکل (۱۷): آنالیز حساسیت خطای محاسباتی بر حسب کاهش حالات بار و تغییرات واریانس بار در فیدر واقعی خیابان امیرکبیر کاشان

بررسی نتایج نشان داده در شکل (۱۷) همچنین نشان می‌دهد حساسیت خطای محاسبات در این شبکه نسبت به تعداد سطوح ماتریس حالت بار نسبت به تغییرات واریانس بار بیشتر است.

در این شبکه نیز نتایج دلالت بر حساسیت بیشتر خطای محاسبات ناشی از تغییر تعداد سطوح ماتریس حالت بار نسبت به تغییرات واریانس بار دارد. این نتیجه‌گیری این اطمینان را ایجاد می‌کند که با تعیین یک سطح مطلوب برای مدل‌سازی بار در شرایط تغییرات بار و واریانس مربوطه، خطای شدیدی حادث نمی‌شود.

۹- نتیجه‌گیری

در این مقاله، روش نوین برای افزایش سرعت محاسبات قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی ارائه گردید. نتایج به‌دست آمده از پیاده‌سازی روش پیشنهادی بر روی سیستم تست IEEE و شبکه واقعی دلالت بر کارآیی روش پیشنهادی دارد. بر اساس نتایج به‌دست آمده برای شبکه ۳۳ شین IEEE، می‌توان در شرایطی که واریانس بار و منحنی بار روزانه در حد معین باشد، با کاهش سطوح بار به کمتر از ۸، ۳ یا ۷ به ترتیب بر اساس سناریوهای (۱)، (۲) و (۳)، سرعت محاسبات را با خطایی کمتر از یک درصد افزایش داد. همچنین در شرایطی که عدم قطعیت بار و تغییرات آن در طول روز شدید نباشد (مانند مطالعه موردی فیدر واقعی خیابان امیرکبیر شرکت توزیع کاشان) حتی با کاهش سطوح به ۱ یا ۲ حالت می‌توان خطایی کمتر از ۱ درصد در محاسبات ایجاد نمود، در حالی که سرعت حدوداً ۹۹ برابر خواهد شد. مقایسه نتایج دو مطالعه موردی و آنالیز حساسیت انجام شده اهمیت مشخصه‌های بار و تغییرات مقادیر بار به‌صورت روزانه را در تعیین تعداد مطلوب حالات بار برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع نشان می‌دهد. از میان سناریوهای معرفی شده برای کاهش سطوح بار، سناریوی (۲) مبنی بر تجمیع زمانی با پیش‌فرض نسبت به سناریوهای دیگر خطای بیشتری را ایجاد می‌نماید و این موضوع را متمایز می‌کند که به صرف طبقه‌بندی شبکه به کم‌باری، میان‌باری و میان‌باری و کاهش سطوح بار به ۳ سطح مذکور بر اساس نظام تعرفه-گذاری می‌تواند خطای محاسبات قابلیت اطمینان را افزایش دهد. همچنین آنالیز حساسیت انجام شده نشان داد که اگرچه با افزایش واریانس بار، افزایش حداقل سطوح بار برای دست یافتن به دقت مطلوب در عین افزایش سرعت محاسبات قابلیت اطمینان ضرورت دارد، اما حساسیت خطای محاسباتی نسبت به واریانس بار و تغییرات آن در مقایسه با تغییرات تعداد سطوح ماتریس حالت بار کمتر است.

سپاسگزاری

نویسندگان این مقاله از هم‌فکری و دراختیار قراردادن اطلاعات شبکه واقعی توزیع از شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان-کاشان و به‌ویژه جناب آقای مهندس اسماعیلی کمال سپاسگزاری را دارند.

مراجع

[1] J. Feng, S. Member, B. Zeng, D. Zhao, and S. Member, "Evaluating Demand Response Impacts on Capacity Credit of Renewable Distributed Generation in Smart Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 6, no.1, pp. 14307-14317, 2017.

[2] Ž. Popović, S. Knezević, B. Brbaklić, "Optimal reliability improvement strategy in radial distribution networks with island operation of distributed generation," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 1, pp. 78–87, 2018.

[3] H. Farzin, M. Fotuhi-firuzabad, and M. Moeini-aghtaie, "Role of Outage Management Strategy in Reliability Performance of Multi-Microgrid Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2359-2369, 2018.

[4] H. Hashemi-dezaki, S. Mohammad, M. Agah, and H. Askarian-abyaneh, "Sensitivity analysis of smart grids reliability due to indirect cyber-power interdependencies under various DG technologies , DG penetrations , and operation times," *ENERGY Convers. Manag.*, vol. 108, no. 1, pp. 377–391, 2016.

[5] S. Wang, S. Member, Z. Li, and L. Wu, "New Metrics

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

for Assessing the Reliability and Economics of Microgrids in Distribution System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2852–2861, 2013.

[6] H. Hashemi-dezaki and H. Haeri-khiavi, "Impacts of direct cyber-power interdependencies on smart grid reliability under various penetration levels of microturbine / wind / solar distributed generations," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 4, pp. 928–937, 2016.

[7] A. Escalera, B. Hayes, and M. Prodanovic, "Analytical method to assess the impact of distributed generation and energy storage on reliability of supply," *CIRED International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, pp. 2092–2096, 2017.

[۸]علی احمدیان، مهدی صدقی، مسعود علی اکبر گلکار، **" بهره برداری بهینه از شبکه های توزیع فعال با قابلیت جزیره ای شدن در حضور منابع تولید توان بادی، ذخیره سازها و خودروهای برقی "**، نشریه کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران، ۳ (۶)، ۲۰- ۳۲، ۱۳۹۳.

[۹]آقاابراهیمی محمدرضا، تورانی مهدی، **" بهینه سازی حضور خودروهای الکتریکی در کنار واحدهای تولید توان به منظور بهبود قابلیت اطمینان ریزشبکه "**، نشریه کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران، ۵ (۹)، ۹۰- ۹۹، ۱۳۹۵.

[10] M. Moeini-aghtaie, H. Farzin, and M. Fotuhi-firuzabad, "Generalized Analytical Approach to Assess Reliability of Renewable-Based Energy Hubs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 368–377, 2017.

[11] A. Bagchi, S. Member, L. Goel, P. Wang, and S. Member, "Generation Adequacy Evaluation Incorporating an Aggregated Probabilistic Model of Active Distribution Network Components and Features," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2667 - 2680, 2018.

[12] S. Du, E. Zio, and R. Kang, "A New Analytical Approach for Interval Availability Analysis of Markov Repairable Systems," *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 67, no. 1, pp. 118-128, 2018.

[13] L. Wang, S. Member, S. Sharkh, S. Member, A. Chipperfield, and A. Cruden, "Dispatch of Vehicle-to-Grid Battery Storage Using an Analytic Hierarchy Process," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 11, no. 1, pp. 776-785, 2016.

[14] X. Wang, S. Member, R. Karki, and S. Member, "Exploiting PHEV to Augment Power System Reliability," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2100-2108, 2017.

[15] H. Hashemi-dezaki, M. Hamzeh, H. Askarian-abyaneh, and H. Haeri-khiavi, "Risk management of smart grids based on managed charging of PHEVs and vehicle-to-grid strategy using Monte Carlo simulation," *Energy Convers. Manag.*, vol. 100, no. 1, pp. 262–276, 2015.

[16] F. Sebastian, M. Holz, M. Frey, and F. Gauterin, "Stochastic Forecasting of Vehicle Dynamics Using Sequential Monte Carlo Simulation," *IEEE Transactions on Intelligent Vehicles*, vol. 2, no. 2, pp. 111-122, 2017.

[17] M. Bashir, S. Member, and G. Branch, "Optimal Sizing of Hybrid Wind / Photovoltaic / Battery Considering the Uncertainty of Wind and Photovoltaic Power Using Monte Carlo," *11th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2012.

[18] S. Shojaabadi, S. Abapour, M. Abapour, and A. Nahavandi, "Simultaneous planning of plug-in hybrid electric vehicle charging stations and wind power generation in distribution networks considering uncertainties," *Renew. Energy*, vol. 99, no. 1, pp. 237–252, 2016.

[19] M. Moeini-aghtaie, H. Farzin, and M. Fotuhi-firuzabad, "Generalized Analytical Approach to Assess Reliability of Renewable-Based Energy Hubs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 368-377, 2017.

[20] C. Chen, S. Member, W. Wu, S. Member, and B. Zhang, "An Analytical Adequacy Evaluation Method for Distribution Networks Considering Protection Strategies and Distributed Generators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1392-1400, 2015.

[21] S. Sun, Q. Yang, and W. Yan, "A novel Markov - based temporal - SoC analysis for characterizing PEV charging demand," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 1, pp. 156-166, 2018.

[22] E. B. Iversen, J. K. Møller, J. M. Morales, and H. Madsen, "Inhomogeneous Markov Models for Describing Driving Patterns," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 581-588, 2017.

[23] A. Ito, A. Kawashima, and T. Suzuki, "Model Predictive Charging Control of In-Vehicle Batteries for Home Energy Management Based on Vehicle State Prediction," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 26, no. 1, pp. 51-64, 2018.

[24] Y. M. Atwa, S. Member, and S. Member, "Supply Adequacy Assessment of Distribution System Including Wind-Based DG During Different Modes of Operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 78-86, 2010.

[25] W. Xudong and Q. Ling, "Reliability evaluation for the distribution system with distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 572-581, 2009.

[26] Y. Xu and C. Singh, "Adequacy and Economy Analysis of Distribution Systems Integrated With Electric Energy Storage and Renewable Energy Resources ," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2332-2341, 2012.

[27] Q. Jia, "On State Aggregation to Approximate Complex Value Functions in Large-Scale Markov Decision Processes," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 56, no. 2, pp. 333-344, 2011.

[28] S. Mhanna, S. Member, A. C. Chapman, and G. Verbiˇ, "A Fast Distributed Algorithm for Large-Scale Demand Response Aggregation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 4, pp. 2094-2107, 2016.

[29] U. Chauhan and N. Delhi, "Reliability Analysis of Wind Turbine System Using Importance Measures," *Annual IEEE India Conference (INDICON)*, pp. 2–6, 2015.

[30] M. E. Honarmand, M. R. Haghifam, H. Doosti Barhagh, J. Talebi, "Maintenance priorities in distribution transformers based on importance and risk," *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, no. 371, pp. 10–13, 2013.

[31] Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability Test Systems," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, 1979.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]

[32] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, R. Seethapathy, M. Assam and S. Conti, "Adequacy Evaluation of Distribution System Including Wind/Solar DG During Different Modes of Operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 1945-1952, Nov. 2011.

[33] S. M. Agah and H. A. Abyaneh, "Effect of Modeling Non-Normality and Stochastic Dependence of Variables on Distribution Transformer Loss of Life Inference," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 4, pp. 1700-1709, Oct. 2012.

[34] S. M. Mousavi Agah and H. Askarian Abyaneh, "Quantification of the Distribution Transformer Life Extension Value of Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 3, pp. 1820-1828, July 2011.

[35] R. Al-Otaibi, N. Jin, T. Wilcox, and P. Flach, " Feature Construction and calibration for clustering daily load curves from smart-meter data," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 12, no. 2, pp. 645-654, April 2016.

[36] Z. Jiang, R. Lin, F. Yang and B. Wu, "A Fused Load Curve Clustering Algorithm Based on Wavelet Transform," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 5, pp. 1856-1865, May 2018.

[37] M. Imaizumi et al., "Irradiation And Measurement Of Solar Cells At Low Intensity , Low Temperature (Lilt) Conditions," *33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 3–7, 2008.

[38] J. A. Weicht, F. U. Hamelmann, and G. Behrens, "Changing in irradiation behavior and temperature-coefficient variation caused by light-induced degradation of a-Si / µc-Si solar cells," *IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015.

[39] J. J. John, M. C. Raval, A. Kottantharayil, and C. S. Solanki, "Novel PV Module Cleaning System using ambient moisture and self- cleaning coating," *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 1481–1483, 2013.

[40] A. Syafiq, A. K. Pandey, N. A. Rahim, "Photovoltaic glass cleaning methods: An overview," *4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT)*, 2016.

[41] R. Karki, S. Member, and R. Billinton, "Reliability / Cost Implications of PV and Wind Energy Utilization in Small Isolated Power Systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol, 16, no. 4, 2001.

[42] M. A. Khallat and V. Tech, "A Probabilistic Approach To Photovoltaic Generator Performance Prediction," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-6, no. 9, pp. 34-40, 1986.

[43] H. Haddadian and R. Noroozian, "Multi-microgrids approach for design and operation of future distribution networks based on novel technical indices," *Appl. Energy*, vol. 185, no. 1, pp. 1–14, 2016.

[44] A. A. Abdelsalam and E. F. El-saadany, "Probabilistic approach for optimal planning of distributed generators with controlling harmonic distortions," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 10, pp. 1105-1115, 2013 .

[45] V. Astapov, "The Applicability of Zero Inflated Beta Distributions for Stochastic Modeling of PV Plants Power Output," *2018 19th Int. Sci. Conf. Electr. Power Eng.*, pp. 1–6, 2018.

[46] A. Sándor Kazsoki, B. Hartmann, "Mathematical approximation of the production of a photovoltaic system," *6th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, 2017.

[47] Li W. "Risk assessment of power systems: models, methods, and applications," Hoboken, NJ (USA): John Wiley & Sons Inc; 2005.

[48] S. Ghasemi and J. Moshtagh, "Radial distribution systems reconfiguration considering power losses cost and damage cost due to power supply interruption of consumers," *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 5, no. 3, pp. 297–315, 2013.

[49] A. K. Saonerkar and B. Y. Bagde, "Optimized DG Placement in Radial Distribution System with Reconfiguration and Capacitor Placement Using Genetic Algorithm," *IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, no. 978, pp. 1077–1083, 2014.

[50] M. Al-muhaini, S. Member, G. T. Heydt, and L. Fellow, "A Novel Method for Evaluating Future Power Distribution System Reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3018-3027, 2013.

[51] Y. Qi, F. Wang, and D. Wang, "Reliability Analysis of Distribution System with DG Considering Operation Homogeneity," *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp. 10–13, 2016.

[52] H. H. Dezaki, H. A. Abyaneh, A. Agheli, and K. Mazlumi, "Optimized Switch Allocation To Improve The Restoration Energy In Distribution Systems," *Journal of Electrical Engineering*, vol. 63, no. 1, pp. 47–52, 2012.

[53] http://www.mobinsb.com/News/Details/4/15682

[۵۴] اداره کل هواشناسی استان اصفهان، " نمایه اقلیمی شهرستان کاشان"، تهیه شده در اداره تحقیقات هواشناسی کاربردی، شهریور ۱۳۹۴.

[55] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.9.5]