



# Assessment of the Impact of Distributed Generation and Distribution Network Faults on Generation Reliability Indices

Farzane Askari<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Faculty Member, Department of Electrical Engineering, Technical and Vocational University (TVU), Tehran, Iran.

## ARTICLE INFO

**Received:** 04.06.2021

**Revised:** 07.31.2021

**Accepted:** 08.30.2021

**Keyword:**

Distributed generation

Distribution network

Reliability

Hierarchical level I (HLI)

Equivalent forced outage rate

**\*Corresponding Author:**

Farzane Askari

**Email:** Faskari@tvu.ac.ir

## ABSTRACT

In addition to effects on the distribution network such as reducing loss, improving voltage profile, and increasing reliability, installing DGs can also indirectly affect the power system generation reliability. But unlike the transmission network, which is considered to be completely reliable when studying HLI level reliability studies, the distribution network, which contains most of the distributed power generation capacity, has high incidence, lower levels of automation, and radial structure that can lead to capacity closure. These units are crafted. Therefore, in this article, a method is proposed to combine the uncertainties of distribution network and forced outage rate of DG into "Equivalent Forced Outage Rate" or EFOR. Using this parameter, DGs can be moved from the distribution network to the sub-transmission bus to participate in forming the capacity outage probability table and calculating HLI reliability indices. The proposed method has a Single Contingency approach to distribution network events and therefore has a higher speed compared to methods such as Monte Carlo simulation.





شاپای الکترونیکی: ۲۵۳۸-۴۴۲۰

شاپای چاپی: ۲۳۸۲-۹۷۹۶



# محاسبه تأثیر واحدهای تولید پراکنده و اتفاقات شبکه توزیع بر شاخص‌های قابلیت اطمینان سطح تولید

فرزانه عسکری\*<sup>1</sup>

۱- عضو هیئت علمی، گروه مهندسی برق، دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران.

## چکیده

## اطلاعات مقاله

افزایش نصب منابع تولید پراکنده در شبکه قدرت علاوه بر تأثیراتی مانند کاهش تلفات شبکه، بهبود پروفیل ولتاژ، افزایش قابلیت اطمینان و ... که بر شبکه توزیع بر جای می‌گذارد، می‌تواند قابلیت اطمینان سطح تولید را نیز به‌طور غیرمستقیم تحت تأثیر قرار دهد. اما برخلاف شبکه انتقال که در هنگام مطالعات قابلیت اطمینان سطح HLI کاملاً قابل اطمینان فرض می‌گردد، شبکه توزیع که در بردارنده بخش اعظم ظرفیت تولید پراکنده شبکه قدرت است، دارای اتفاقات زیاد، سطوح پایین‌تر اتوماسیون و ساختاری شعاعی است که می‌تواند منجر به حبس ظرفیت تولید این واحدها گردد؛ از این رو در این مقاله روشی ارائه شده است تا با استفاده از آن نرخ خروج اجباری واحدهای تولید پراکنده و اتفاقات شبکه توزیع با یکدیگر تلفیق و در قالب «نرخ خروج اجباری معادل» ظاهر گردد تا از آن بتوان برای معادل‌سازی این واحدها در شینه فوق‌توزیع و مشارکت دادن آن‌ها در تشکیل جدول COPT برای استفاده شاخص‌های قابلیت اطمینان سطح HLI استفاده کرد. روش ارائه شده، رویکردی Single Contingency به اتفاقات شبکه توزیع دارد و به همین دلیل در قیاس با روش‌هایی مانند شبیه‌سازی مونت کارلو، از سرعت بالاتری برخوردار است.

دریافت مقاله: ۱۴۰۰/۰۱/۱۷

بازنگری مقاله: ۱۴۰۰/۰۵/۰۹

پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۰۶/۰۸

## کلید واژگان:

تولید پراکنده  
شبکه توزیع  
قابلیت اطمینان  
سطح سلسله‌مراتبی<sup>۱</sup> اول  
نرخ خروج اجباری معادل

\*نویسنده مسئول: فرزانه عسکری

پست الکترونیکی:

Faskari@tvu.ac.ir

<sup>1</sup> Hierarchical Level



## مقدمه

افزایش نصب منابع تولید پراکنده<sup>۱</sup> (DG) و ذخیره‌سازها در شبکه قدرت طی دو دهه اخیر، مهندسان این حوزه را با معضلات جدیدی روبه‌رو کرده است. از جمله این معضلات می‌توان به بروز تغییرات در تلفات شبکه، پروفیل ولتاژ، هماهنگی حفاظتی رله‌ها و ... اشاره کرد [۱؛ ۲]. یکی از مهم‌ترین اثرات تولید پراکنده در شبکه قدرت، تأثیر بر شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه است. اثرات این تکنولوژی، بر قابلیت اطمینان شبکه در سطح توزیع در مقالات مختلفی بررسی شده است [۳-۶]. در [۴] تأثیرات نصب منابع تولید پراکنده بر شاخص‌های قابلیت اطمینان توزیع مانند CAIDI, SAIDI, SAIFI و ENS با ارائه یک مدل و اعمال آن بر یک شبکه توزیع واقعی از شهر تهران بررسی شده است. مرجع [۷] از یک مدل تحلیلی مشابه برای شبیه‌سازی تأثیر حضور منابع تولید پراکنده بر مراحل واکنش بهره‌بردار شبکه توزیع به وقوع خطا، شامل پاسخ حفاظتی، بازیابی نواحی بالادستی، بازیابی نواحی پایین دستی و پروسه تعمیر استفاده کرده است. در [۶] تأثیر حضور چند واحد سلول خورشیدی بر شاخص‌های قابلیت اطمینان یک شبکه توزیع بررسی شده است. همچنین در این تحقیق، میزان حساسیت مقادیر شاخص‌های قابلیت اطمینان توزیع به تغییر ظرفیت و محل نصب واحدهای تولیدی سنجیده شده است. همچنین در [۵] تحقیق جامعی پیرامون مقالات و کتب منتشر شده در خصوص ارزیابی قابلیت اطمینان ریزشبکه‌ها در حضور منابع تولید پراکنده به عمل آمده است.

نویسندگان در [۸] با استفاده از الگوریتم ژنتیک به‌صورت هم‌زمان اقدام به جایابی و تعیین ظرفیت واحدهای تولید پراکنده در یک شبکه توزیع ۱۳۲ شینه و با هدف بهبود قابلیت اطمینان و کاهش تلفات کرده‌اند. همچنین در تحقیقی دیگر، با تعریف شاخص‌های مجزایی برای تلفات، پروفیل ولتاژ و قابلیت اطمینان شبکه، الگوریتمی برای جایابی بهینه چند هدفه منابع تولید پراکنده در شبکه توزیع ارائه شده است.

اما تأثیر این واحدهای تولیدی مقیاس کوچک تنها محدود به شبکه توزیع نمی‌باشد و با افزایش تعداد آن‌ها اثرات وجود چنین منابعی بر قابلیت اطمینان سطح تولید نیز محسوس می‌گردد. در مطالعات سطح HLI، شبکه قدرت به‌صورت یک سیستم متشکل از واحدهای تولیدی مختلف متصل به یک شینه واحد مدل می‌شود که مجموع مصرف مشترکین شبکه نیز به‌صورت یک بار یکتا به همان شینه وصل است. برای محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان سطح تولید، «جدول احتمال خروج ظرفیت»<sup>۲</sup>، COPT، تشکیل می‌گردد [۹]. اما به دلیل نصب منابع تولید پراکنده در شبکه توزیع و احتمال بالاتر بروز اتفاقات در این شبکه در مقایسه با شبکه انتقال برای محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان سطح HLI نمی‌توان شبکه توزیع را نیز مانند شبکه انتقال تنها توسط یک شینه یا یک خط کاملاً قابل اطمینان مدل‌سازی کرد؛ زیرا ممکن است علی‌رغم امکان تولید توان توسط DG، به دلیل وقوع حوادث در شبکه توزیع امکان انتقال توان تولیدی به بار مهیا نباشد و ظرفیت تولیدی واحد در شبکه توزیع حبس گردد. همچنین ساختار شعاعی شبکه توزیع و نبود مسیرهای جایگزین برای انتقال توان و نیز سطوح پایین اتوماسیون شبکه توزیع و زمان‌بر بودن عملیات بازیابی دستی نواحی فاقد خطا، موضوع حبس ظرفیت تولیدی DGها در شبکه توزیع را در قیاس با واحدهای متمرکز که در شبکه انتقال نصب شده‌اند، تشدید می‌کند؛ لذا در صورت افزایش ضریب نفوذ واحدهای تولید پراکنده در یک شبکه قدرت، باید بتوان به روشی تأثیرات اتفاقات شبکه توزیع را نیز بر شاخص‌های قابلیت اطمینان تولید مدل‌سازی کرد. یک روش رایج برای این منظور مدل‌سازی واحدهای تولید پراکنده به‌صورت بار منفی است [۱۰]. اما این نحوه مدل‌سازی به دلیل ناتوانی در اعمال عدم قطعیت احتمالی از سوی شبکه توزیع بر انتقال توان DG به بار، از اعتبار زیادی برخوردار نیست. همچنین به‌کارگیری این روش، به کاهش صوری میزان بار از دست رفته در صورت

<sup>1</sup> Distributed Generation

<sup>2</sup> Capacity Outage Probability Table

عدم عملکرد DG به صورت جزیره‌ای می‌انجامد و شاخص‌های قابلیت اطمینان را به صورت خوش‌بینانه و بهتر از مقادیر حقیقی ارزیابی می‌کند.

این در حالی است که در سایر تحقیقات، علاوه بر نرخ خروج اجباری واحد تولیدی، میزان تولید احتمالی واحدهای تجدیدپذیر نیز مدلسازی شده است. مهم‌ترین روش مدل‌سازی ماهیت تصادفی میزان تولید واحدها، استفاده از روش خوشه‌بندی Fuzzy C-mean یا به اختصار FCM است. در [۱۱] این روش برای ایجاد یک مدل قابلیت اطمینان از یک مزرعه بادی دارای ژنراتورهای DFIG استفاده شده است. بدین منظور روش FCM برای تعیین چند حالت کاهش‌یافته<sup>۱</sup> حد فاصل تولید کامل تا توقف کامل به کار رفته است. در [۱۲] همین روش برای تعیین سطوح مختلف کاهش‌یافته تولید یک نیروگاه جزر و مدی استفاده شده است. در برخی مطالعات علاوه بر ماهیت تصادفی میزان تولید واحد که ناشی از اختلاف ارتفاع امواج است، تأثیرات این فاکتور بر نرخ خروج اجباری اجزای واحد نیز بررسی شده است [۱۳]. همین رهیافت در [۱۴] برای استخراج یک مدل قابلیت اطمینان برای نیروگاه‌های OTEC<sup>۲</sup> به منظور برنامه‌ریزی رزرو چرخان شبکه قدرت به کار گرفته شده است. در [۱۵] با بهره‌گیری از نرم‌افزار Data synthesizer و با استفاده از داده‌های رژیم بادی ثبت شده در یک منطقه و به کارگیری مدل مارکوف، میزان ساعت به ساعت خروجی یک واحد بادی به صورت سری زمانی تولید شده و در نهایت با استفاده از FCM یک مدل قابلیت اطمینان چند سطحی برای خروجی توربین ایجاد گردیده است.

همچنین در برخی مقالات، روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو<sup>۳</sup>، MCS و نیز سایر روش‌های عددی از جمله تکنیک کاهش واریانس برای بررسی قابلیت اطمینان سیستم قدرت در حضور منابع تولید پراکنده مورد استفاده و مقایسه قرار گرفته است [۱۶]. مزیت روش‌های عددی، امکان مدل‌سازی هرگونه عدم قطعیت و پیچیدگی ذاتی شبکه قدرت است. با این وجود به دلیل شبیه‌سازی کل سیستم با روش MCS، این مزیت منجر به افزایش شدید حجم محاسبات خواهد شد. در [۱۷] با بهره‌گیری از روش LHS<sup>۴</sup>، روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو با یک روش تحلیلی، جایگزین شده است. اما با وجود افزایش سرعت محاسبات، این مقاله نشان داده است که روش مذکور برای ارزیابی پراکندگی شاخص‌های قابلیت اطمینان، کارایی لازم را ندارد. همچنین مرجع [۲] از یک روش نوین دیگر به نام HOL theorem proving برای ارزیابی قابلیت اطمینان استفاده کرده و نتایج کار را با نتایج حاصل از روش‌های عددی MCS و متغیرهای شبه‌احتمالاتی در شبکه‌ای یکسان قیاس کرده است.

هدف این مقاله، ارائه روشی است که با استفاده از آن بتوان تأثیر نصب یک واحد تولید پراکنده در شبکه توزیع را بر شاخص‌های قابلیت اطمینان در سطح HLI بررسی کرد، ضمن آن که این روش قادر باشد خروج ناخواسته DG از مدار و همچنین اتفاقات شبکه توزیع را نیز به خوبی مدل کند و در عین حال به حجم محاسباتی بالایی مانند روش MCS نیز نیاز نداشته باشد.

در ادامه این مقاله، در بخش دوم شاخص‌های قابلیت اطمینان در سطح تولید و توزیع معرفی شده است. در بخش سوم روش پیشنهادی و نحوه مدل‌سازی آن به منظور بررسی تأثیر نصب DG بر شاخص‌های قابلیت اطمینان سطح HLI آورده شده است و در بخش چهارم به مطالعات عددی و نتایج شبیه‌سازی پرداخته شده است.

<sup>1</sup> Derate

<sup>2</sup> Ocean Thermal Energy Conversion

<sup>3</sup> Mont Carlo Simulation

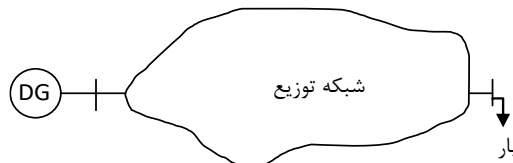
<sup>4</sup> Latin Hypercube Sampling

## روش پیشنهادی

در این مقاله برای مدل‌سازی عدم قطعیت احتمالی از سوی شبکه توزیع بر انتقال توان واحدهای تولید پراکنده به بار، DG به صورت یک واحد تولیدی با نرخ خروج اجباری اصلاح شده متأثر از شبکه توزیع مدل شده است. به عبارت دیگر، به منظور مدل‌سازی تأثیر شبکه توزیع بر میزان موردانتظار تولید DG، هریک از واحدهای تولید پراکنده با ظرفیت معین و نرخ «خروج اجباری معادل»<sup>۱</sup> خود و بر شینه فوق توزیع مدل می‌گردند؛ لذا این واحدها نیز مانند واحدهای متمرکز نیروگاهی در محاسبات جدول احتمال خروج ظرفیت واحدهای نیروگاهی (COPT) مشارکت داده خواهند شد.

## مدلسازی DG به صورت یک واحد تولیدی مستقل از شبکه توزیع

در این مدل‌سازی فرض می‌شود که روی یکی از شینه‌ها در یکی از فیدرهای شبکه توزیع یک دستگاه DG نصب شده و از دید شینه مذکور به شبکه قدرت نگریسته می‌شود. همان‌گونه که می‌توان احتمال برق‌دار بودن هریک از نقاط بار در شبکه توزیع را به دست آورد، می‌توان احتمال اتصال یک بار به شینه دارای DG را نیز محاسبه کرد. توان خروجی یک مولد تولید پراکنده عموماً توسط بارهای محلی موجود در همان شبکه استفاده می‌شود. اما در صورتی که در شرایط خاصی از بهره‌برداری میزان تولید یک واحد DG بیش از میزان بار موجود در شبکه باشد. تولید مازاد DG می‌تواند با فرض رفع برخی مشکلات حفاظتی، از طریق شینه فوق توزیع به شبکه بالادستی تحویل داده شود؛ بنابراین می‌توان گفت که اگرچه پست فوق توزیع برای بارهای موجود در فیدر به صورت یک منبع عمل می‌کند اما برای یک DG در نقش یک بار نیز ظاهر خواهد شد. از این رو همانند شکل ۱ چه تولید یک واحد DG توسط بارهای محلی مورد استفاده قرار گیرد و چه از طریق پست فوق توزیع به شبکه بالادستی گسیل شود، می‌توان گفت که DG در حال تغذیه یک بار است:



شکل ۱. مدل نمادین انتقال توان از DG به بار در شبکه توزیع

در مدل دیده شده در شکل، بار نماینده بارهای محلی تغذیه شده توسط DG یا توان تزریق شده از DG به پست فوق توزیع یا ترکیبی از هر دو این‌ها است؛ لذا به منظور انتقال توان تولیدی توسط DG به بار، باید هم واحد تولیدی قادر به تحویل توان از پایانه خروجی باشد و هم شبکه موجود توانایی انتقال توان تولیدی DG به بار مذکور را داشته باشد. بنابراین می‌توان چنین گفت که به منظور انتقال توان خروجی DG به بار، واحد تولیدی و شبکه توزیع با یکدیگر سری شده‌اند؛ بنابراین اگر احتمال موفقیت در امر تغذیه بار توسط واحد تولیدی با  $R_S$  نمایش داده شود خواهیم داشت:

$$R_S = R_{grid} R_{DG} \quad (1)$$

<sup>1</sup> Equivalent Forced Outage Rate

که در رابطه فوق  $R_{DG}$  احتمال عملکرد موفق  $DG$  در تولید توان و  $R_{grid}$  احتمال عملکرد موفق شبکه توزیع در انتقال این توان به بار است. در ادامه می‌توان نوشت:

$$Q_s = 1 - R_s \quad (۲)$$

$$Q_{DG} = 1 - R_{DG} \quad (۳)$$

خواهیم داشت:

$$(1 - Q_s) = (1 - Q_{DG}) \times R_{grid} \quad (۴)$$

$$Q_s = 1 - [(1 - Q_{DG}) \times R_{grid}] \quad (۵)$$

در روابط فوق  $Q_s$  احتمال شکست در تغذیه بار توسط واحدهای تولیدی و  $Q_{DG}$  احتمال عملکرد ناموفق  $DG$  در تولید توان یا همان FOR واحد است. با این اوصاف می‌توان فرض کرد که از دیدگاه قابلیت اطمینان، شبکه توزیع نیز یکی از اجزای واحد تولید پراکنده است؛ لذا با این فرض، یک نرخ خروج اجباری معادل برای مجموعه واحد تولید پراکنده و شبکه توزیع قابل تعریف خواهد بود که آن را می‌توان «نرخ خروج اجباری معادل واحد» نامید. این پارامتر را با  $EFOR$  نمایش داده و مقدار آن با جایگزینی  $EFOR$  به جای  $Q_s$  و  $FOR$  به جای  $Q_{DG}$  در رابطه (۵)، قابل محاسبه خواهد بود:

$$EFOR = 1 - [(1 - FOR) \times R_{grid}] \quad (۶)$$

بدین ترتیب برای سهولت در محاسبات قابلیت اطمینان می‌توان نیروگاه تولید پراکنده را از شبکه توزیع، جدا و آن را با همان ظرفیت اصلی و نرخ خروج اجباری معادل، روی شینه فوق توزیع مدل کرد.

#### محاسبه نرخ خروج اجباری معادل برای یک واحد تولید پراکنده

از آنجا که نرخ خروج اجباری هر واحد عددی معلوم در بازه  $[0,1]$  می‌باشد؛ بنابراین برای محاسبه نرخ خروج اجباری معادل تنها کافی است که  $R_{grid}$  در رابطه (۶) به دست آید. همانطور که گفته شد  $R_{grid}$  بیانگر احتمال عملکرد موفق شبکه در انتقال توان تولیدی به بار است. به بیان ساده‌تر می‌توان  $R_{grid}$  را به‌عنوان احتمال اتصال  $DG$  به بار در نظر گرفت.

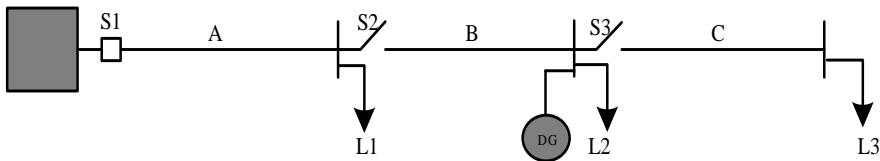
برای محاسبه  $R_{grid}$ ، با فرض آنکه  $T$  کل بازه زمانی مورد مطالعه (برابر با یک سال و معادل ۸۷۶۰ ساعت) و  $T_{off}$  مدت زمان قطع ارتباط  $DG$  و بار، ناشی از بروز اتفاقات در شبکه توزیع باشد خواهیم داشت:

$$R_{grid} = \frac{T - T_{off}}{T} \quad (۷)$$

محاسبه  $T_{off}$  متأثر از عوامل متعددی است که از آن جمله می‌توان به امکان عملکرد  $DG$  در حالت جزیره‌ای (وجود ادوات کنترل فرکانس)، میزان حوادث و فالت‌های شبکه و وجود نقاط مانور، سطح اتوماسیون شبکه توزیع و وجود انشعابات دارای سکسیونر و فیوز و ... اشاره کرد. در ادامه به محاسبه  $T_{off}$  در چند شرایط مختلف پرداخته شده است.

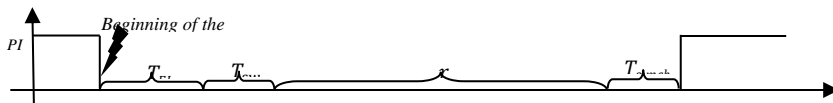
### محاسبه $T_{off}$ برای یک واحد DG فاقد ادوات کنترل فرکانس

در ابتدا فرض می‌کنیم که DG قابلیت کنترل فرکانس ندارد و نتواند به صورت جزیره‌ای مورد بهره‌برداری قرار گیرد؛ بنابراین در صورتی که خطا در ناحیه‌ای رخ دهد که ارتباط ناحیه دارای DG را از شبکه بالادستی قطع کند، تولید DG برابر با صفر خواهد شد. در این حالت با وقوع یک خطا در شبکه، کلید قدرت ابتدای فیدر، عمل می‌کند و برق کل فیدر را قطع می‌کند. از آنجا که واحد تولید پراکنده نیز خطا را می‌بیند ادوات حفاظتی آن عمل می‌کند و DG را از شبکه جدا خواهد کرد. حال بسته به ناحیه‌ای که خطا در آن رخ داده است و ناحیه‌ای که DG در آن نصب شده است، مدت زمانی طول خواهد کشید ناحیه دارای DG مجدداً برق‌دار شود. در صورتی که خطا در مسیر اتصال DG به شبکه فوق توزیع باشد (برای مثال مطابق شکل ۲ در قطعه A یا B رخ دهد) تولید واحد به اندازه مجموعه مدت زمان لازم برای مکان‌یابی خطا، کلیدزنی، تعمیر خط و مدت زمان لازم برای سنکرون‌سازی مجدد DG با شبکه سراسری از دست خواهد رفت. اما اگر خطا در ناحیه‌ای رخ دهد که در مسیر اتصال DG به شبکه فوق توزیع نباشد، (مثلاً خطا در قطعه C رخ دهد) تنها کافی است تا زمان مکان‌یابی و جداسازی ناحیه دارای خطا منتظر ماند. پس از این مدت، ناحیه دارای DG برق‌دار می‌گردد و پس از طی مدت زمان لازم برای سنکرون‌سازی مجدد DG با شبکه، تولید از سر گرفته می‌شود.



شکل ۲. یک شبکه شعاعی ساده مجهز به DG

با فرض  $T_{FL}$  به عنوان مدت زمان مورد نیاز برای مکان‌یابی خطا،  $T_{sw}$  مدت زمان لازم برای کلیدزنی،  $r$  مدت زمان تعمیر قطعه دارای خطا و  $T_{synch}$  زمان لازم برای سنکرون‌سازی مجدد DG با شبکه سراسری، مدت زمان قطع ارتباط DG و بار یا  $T_{off}$  را می‌توان در این دو حالت با توجه به زمان بندی نشان داده شده در شکل ۳ و شکل ۴ به دست آورد.



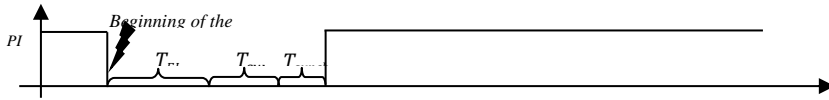
شکل ۳. زمان بندی عملکرد DG هنگام وقوع خطایی که تا رفع کامل آن، واحد قادر به تولید نباشد.

در حالت اول مطابق شکل ۳ با فرض وقوع خطا در ناحیه نصب DG یا یک ناحیه در مسیر بین DG و پست فوق توزیع،  $T_{off}$  از رابطه (۸) به دست می‌آید.

$$T_{off} = T_{FL} + T_{sw} + r + T_{synch} \quad (8)$$

در صورتی که خطا در ناحیه پایین دست رخ دهد،  $T_{off}$  مطابق شکل ۴ از رابطه (۹) محاسبه می‌گردد.

$$T_{off} = T_{FL} + T_{sw} + T_{synch} \quad (9)$$



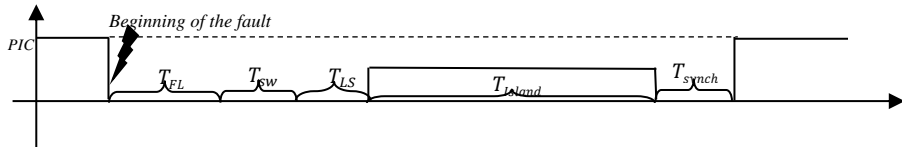
شکل ۴. زمانبندی عملکرد DG هنگام وقوع خطایی که تا جداسازی آن، واحد قادر به تولید نباشد.

#### محاسبه $T_{off}$ برای یک واحد DG دارای ادوات کنترل فرکانس

در صورتی که واحد تولیدی دارای ادوات کنترل فرکانس باشد می‌تواند مستقل از شبکه بالادستی بار را به صورت جزیره‌ای تغذیه کنند. در واقع در حالت خاصی ممکن است بتواند به صورت مستقل از شبکه بار را تغذیه کنند که به آن حالت پشتیبان می‌گویند. این حالت در صورتی رخ می‌دهد که خطا در ناحیه‌ای رخ دهد که ارتباط DG از پست فوق توزیع جدا شود. با وقوع خطا، پس از جابجایی ناحیه دارای خطا، مدت زمانی طول خواهد کشید تا DG در حالت پشتیبان شروع به کار کند. در صورتی که مدت زمان لازم برای بارزدایی و تشکیل جزیره با  $T_{LS}$  نمایش داده شود، مدت زمان عملکرد به حالت پشتیبان با در نظر داشتن مدت زمان رفع خطا از رابطه (۱۰) به دست می‌آید.

$$T_{Island} = r - T_{LS} \quad (10)$$

ممکن است DG در حالت پشتیبان، مطابق شکل ۵ نتواند از تمامی ظرفیت نصب شده خود استفاده کند؛ لذا می‌توان یک مدت زمان مؤثر عملکرد جزیره‌ای،  $T'_{Island}$ ، را مانند رابطه (۱۱) تعریف کرد که بتواند این کاهش ظرفیت را مدل کند.



شکل ۵. زمان بندی عملکرد DG هنگامی که واحد به صورت پشتیبان عمل می‌کند.

$$T'_{Island} = T_{Island} \cdot \frac{P_{Island}}{P_{installed}} \quad (11)$$

که در آن  $P_{Island}$  میزان توان خروجی واحد DG در هنگام عملکرد پشتیبان و  $P_{installed}$  میزان ظرفیت نصب شده آن می‌باشد. با این وصف می‌توان فرض کرد که طی کل مدت زمان عملکرد جزیره‌ای، DG به مدت  $T'_{Island}$  به صورت تمام ظرفیت کار کرده و به مدت  $T_{Island} - T'_{Island}$  در حالت خاموشی به سر برده است؛ لذا در این حالت، مدت زمان کل خاموشی ناشی از بروز یک اتفاق در شبکه که منجر به عملکرد DG در حالت جزیره‌ای بشود از رابطه (۱۲) محاسبه می‌شود.

$$T_{off} = T_{FL} + T_{sw} + T_{LS} + (T_{Island} - T'_{Island}) + T_{synch} \quad (12)$$



باید توجه داشت که در صورتی که خطا در ناحیه‌ای از شبکه رخ دهد که به هر دلیل مانند ممکن نبودن بارزدایی، شرایط جزیره‌سازی قابل تحقق نباشد، زمان  $T_{off}$  از همان روابط بخش قبل یعنی روابط (۸) و (۹) به دست می‌آید.

### محاسبه $T_{off}$ در صورت وقوع خطا در یکایک نواحی

عدد به دست آمده برای  $T_{off}$  از روابط قبلی تنها به‌ازای وقوع یک خطا در یک قطعه از شبکه است؛ از این رو با فرض  $\lambda_i$  به‌عنوان نرخ بروز خرابی در قطعه  $i$ ام شبکه و  $T_{off}^i$  به‌عنوان مدت‌زمان اتصال نیافتن DG به بار در اثر بروز خطا در این ناحیه، مدت‌زمان عدم اتصال DG به بار ناشی از وقوع خطا در یکایک نواحی از رابطه (۱۳) به دست خواهد آمد:

$$T_{off} = \sum \lambda_i \cdot T_{off}^i \quad (13)$$

با به دست آوردن  $T_{off}$  می‌توان با استفاده از روابط (۶) و (۷) مقادیر  $R_{Grid}$  و  $EFOR$  را برای واحد تولید پراکنده به‌سادگی محاسبه کرد.

### محاسبه شاخص قابلیت اطمینان

جدول احتمال خروج ظرفیت COPT، جدولی است که در آن تمامی حالت‌های ممکن خروج ظرفیت تولید شبکه در نظر گرفته می‌شوند و با استفاده از آن مدل ظرفیت واحدهای تولیدی شبکه استخراج می‌گردد. این جدول به‌صورت صعودی و براساس میزان ظرفیت خارج شده از مدار مرتب می‌گردد. در یک شبکه که دارای  $n$  واحد تولیدی باشد، تعداد حالات خروج ظرفیت با فرض دو سطحی بودن میزان تولید هر واحد برابر با  $2^n$  حالت خواهد بود. در این جدول، احتمال وقوع هر حالت خروج ظرفیت و نیز احتمال تجمعی آن محاسبه و ثبت می‌گردد. با خروج برخی از واحدهای تولیدی و از دست دادن بخشی از ظرفیت تولید ممکن است بهره‌برداری شبکه ناگزیر از بارزدایی در شبکه به‌منظور ایجاد تعادل بین تولید و مصرف باشد. بنابراین در هر حالت، میزان انرژی قطع شده (در صورت وقوع خاموشی) هنگام قطع بار را می‌توان از برهم‌نهی منحنی مصرف و میزان افت تولید به دست آورد. برای این منظور از منحنی بار کل ساعت به ساعت کل شبکه طی بازه زمانی مورد مطالعه که به‌صورت نزولی مرتب شده است استفاده می‌شود. جدول ۱ احتمال خروج ظرفیت یک شبکه که دارای  $n$  واحد تولیدی است را نشان می‌دهد [۹].

جدول ۱. جدول احتمال خروج ظرفیت

حالت	ظرفیت خارج شده	احتمال تکی	احتمال تجمعی	مدت زمان قطع بار	انرژی از دست‌رفته	$LOLE_i$	$LOEE_i$
1	$C_1 = 0$	$p_1(C_1)$	$P_1(C_1) = 1$	$t_1$	$E_1$	$p_1(C_1) \times t_1$	$p_1(C_1) \times E_1$
2	$C_2$	$p_2(C_2)$	$P_2(C_2) = 1 - p_1(C_1)$	$t_2$	$E_2$	$p_2(C_2) \times t_2$	$p_2(C_2) \times E_2$
3	$C_3$	$p_3(C_3)$	$P_3(C_3) = 1 - p_1(C_1) - p_2(C_2)$	$t_3$	$E_3$	$p_3(C_3) \times t_3$	$p_3(C_3) \times E_3$
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
$m = 2^n$	$C_m$	$p_m(C_m)$	$P_m(C_m) = 1 - \sum_{i=1}^{m-1} P_i(C_i)$	$t_m$	$E_m$	$P_m(C_m) \times t_m$	$P_m(C_m) \times E_m$

در جدول ۱ مقادیر  $P_k(C_k)$  و  $p_k(C_k)$  به ترتیب نشان‌دهنده احتمال‌های تکی و تجمعی خروج ظرفیت  $C_k$  می‌باشد و  $t_k$  و  $E_k$  نیز به ترتیب نمایش‌دهنده مدت‌زمان قطع بار و میزان انرژی ازدست‌رفته در این حالت است. همچنین در هر حالت یک مقدار برای  $LOLE_i$  و  $LOEE_i$  به دست می‌آید. شاخص  $LOLE$  و  $LOEE$  مطابق روابط زیر از جمع تمامی  $LOLE_i$  ها و  $LOEE_i$  ها به دست می‌آید.

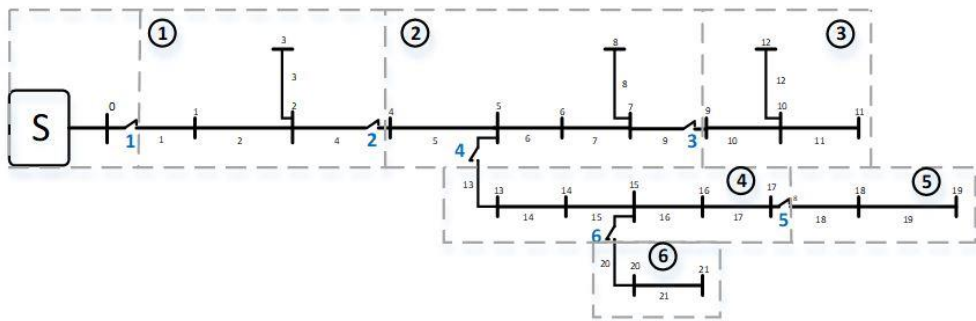
$$LOLE = \sum_{i=1}^{2^n-1} LOLE_i \quad (14)$$

$$LOEE = \sum_{i=1}^{2^n-1} LOEE_i \quad (15)$$

از آنجا که هر واحد تولید پراکنده در مقایسه با نیروگاه‌های تولید متمرکز به صورت یک واحد تولیدی با ظرفیت کم و یک نرخ خروج اجباری معادل، روی فوق توزیع مدل می‌گردد؛ با افزایش تعداد واحدهای تولید پراکنده و انتقال آن‌ها به شینه فوق توزیع، تعداد حالت‌های جدول خروج ظرفیت به شدت افزایش خواهد یافت و لاجرم حجم محاسبات نیز به همان نسبت زیاد خواهد شد. برای فائق آمدن بر مشکلات محاسباتی ناشی از تعداد زیاد حالت‌های جدول COPT می‌توان از روش‌های مختلفی مانند روش تقریب توزیع گسسته توسط توزیع پیوسته، روش کانولوشن و ... استفاده کرد.

### نتایج عددی

برای آنکه بتوان اثر نصب DG در نواحی مختلف حفاظتی شبکه را با استفاده از مدل پیشنهادی مورد بررسی قرار داد، یک شبکه توزیع مجهز به تعداد مناسبی از تجهیزات حفاظتی از نوع سکسیونر انتخاب گردیده است. دیاگرام تک‌خطی این شبکه در شکل ۶ قابل مشاهده است شایان ذکر است که مشخصات مربوط به میزان مصرف مشترکین در هر شینه و هر ناحیه از شبکه به ترتیب در جدول ۲ و جدول ۳ و اطلاعات مربوط به طول هر قطعه از خطوط در جدول ۴ آورده شده است.



شکل ۶. شبکه آزمون توزیع دارای ۲۱ شینه و ۶ ناحیه حفاظتی

همچنین مقادیر زمانی جایابی و جداسازی خطا، تعمیر خطوط و غیره در جدول ۵ بیان شده و در نهایت مقادیر دیگر پارامترهای شبکه مانند نرخ خرابی و مقاومت و راکتانس هر کیلومتر از خط، در جدول ۶ ثبت گردیده است.

جدول ۲. مشخصات بارهای روی هریک از شینه‌های شبکه آزمون

شماره شینه	۱	۳	۴	۶	۸	۹	۱۱	۱۲	۲۰	۲۱	۱۳	۱۴	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	مجموع
میزان بار (KW)	90	100.1	18.7	26.4	45.1	16.5	90	374	50.6	87.6	90	269.5	85	90	200	51.04	50.6	87.6	1684.54

جدول ۳. مشخصات بارهای روی هریک از ناحیه‌های حفاظتی شبکه تست

ناحیه حفاظتی	۱	۲	۳	۴	۵	۶	مجموع
میزان بار (KW)	190.1	90.2	480.5	534.5	251	138.2	1685

جدول ۴. طول هر قطعه از فیدر

شماره قطعه فیدر	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱
طول (m)	420	250	294	411	190	167	189	33	138	481	290	200	190	340	110	124	200	240	104	124	30

جدول ۵. مدت زمان لازم برای فعالیت‌های مختلف به منظور رسیدگی به حوادث شبکه

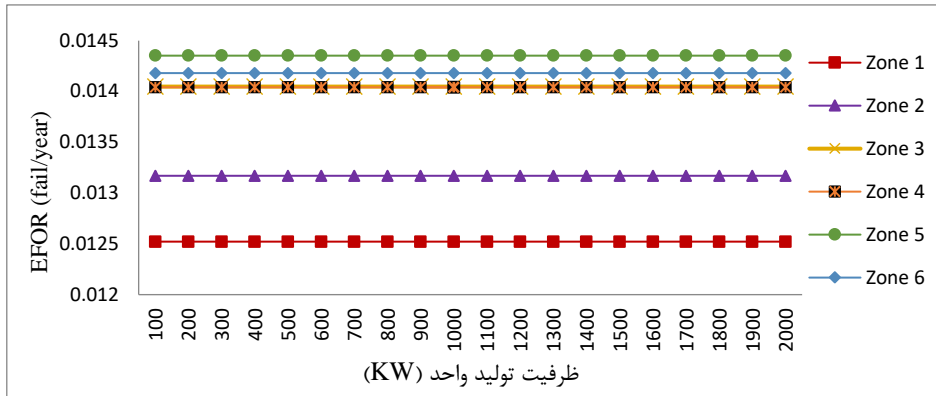
فعالیت	جایابی خطا	جداسازی ناحیه دارای خطا	تعمیر خط	بارزدایی و تشکیل جزیره	سنکرون سازی DG با شبکه	مانور
زمان (دقیقه)	۴۰	۲۰	۲۴۰	۳۰	۱۵	۲۰

جدول ۶. اطلاعات قابلیت اطمینان و پخش بار در شبکه آزمون توزیع

نرخ خرابی $\lambda$	مقاومت واحد طول، $R$	راکتانس واحد طول، $X$
$2 \left( \frac{fail/Year}{km} \right)$	$0.5 \left( \frac{\Omega}{km} \right)$	$0.4 \left( \frac{\Omega}{km} \right)$

### بررسی تأثیر تغییر ظرفیت تولید DG فاقد تجهیزات کنترل فرکانس بر EFOR آن

ابتدا فرض می‌شود که یک دستگاه DG فاقد تجهیزات کنترل فرکانس در ناحیه‌های حفاظتی مختلف شبکه نصب شده است. مقدار FOR برای این واحد برابر با 0.01 در نظر گرفته شده است. در هر ناحیه، میزان تولید DG در پله‌های یک‌صد کیلوواتی و از مقدار 100 kW تا 2 MW افزایش یافته است؛ بنابراین در هر ناحیه تعداد ۲۰ حالت مختلف ایجاد می‌گردد. شکل ۷ نمودار این تغییرات را هنگام نصب واحد در ناحیه‌های مختلف شبکه نشان می‌دهد.



شکل ۷. نمودار تغییرات EFOR واحد تولید پراکنده در اثر افزایش ظرفیت آن در ناحیه‌های مختلف

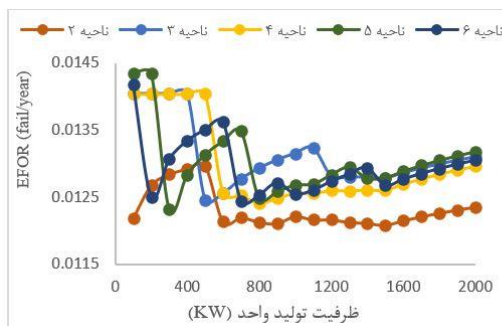
مطابق شکل ۷ با افزایش ظرفیت واحد، هیچ‌گونه تغییری در میزان EFOR واحد مشاهده نمی‌گردد. دلیل این امر این است که DG موردنظر فاقد توانایی کنترل فرکانس و در نتیجه عملکرد در حالت پشتیبان است؛ از این رو در اثر بروز هر گونه اتفاقی در شبکه که منجر به قطع ارتباط آن با شبکه بالادستی گردد، کل ظرفیت آن از دست خواهد رفت و می‌توان گفت بدترین حالت رخ خواهد داد.

### بررسی تأثیر تغییر ظرفیت تولید DG مجهز به تجهیزات کنترل فرکانس بر EFOR آن

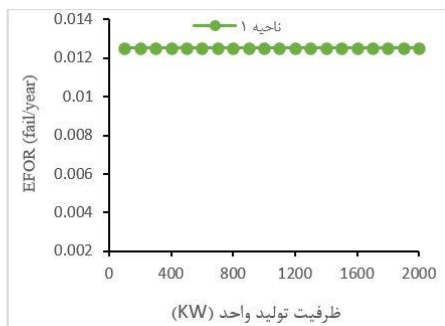
اگر DG قادر به عملکرد در حالت پشتیبان باشد، بخشی از ظرفیت خود را هنگام قطع ارتباط با شبکه بالادستی حفظ خواهد کرد. اما درصد استفاده از این ظرفیت به میزان بار ناحیه‌های شبکه وابسته است؛ بنابراین با تغییر ظرفیت واحد EFOR دست‌خوش تغییر می‌گردد. نمودار تغییرات EFOR واحد را برحسب افزایش اندازه آن در هریک و سایر ناحیه‌های حفاظتی شش‌گانه شبکه در شکل ۸ و شکل ۹ به نمایش گذاشته شده است.

مشاهده می‌شود که در ناحیه حفاظتی شماره ۱ نیز مانند حالت قبل با تغییر میزان تولید واحد، EFOR آن ثابت می‌ماند. دلیل این امر این است که در ناحیه شماره ۱ امکان عملکرد DG به صورت یک جزیره ممکن نیست؛ زیرا یا خطا در خود این ناحیه رخ می‌دهد که موجب قطع کامل تولید واحد تا رفع کامل خطا خواهد شد یا اینکه خطا در سایر نواحی پایین دست رخ می‌دهد که پس از انجام عملیات جداسازی خطا، واحد مجدداً با شبکه اصلی سنکرون می‌شود و با تمام ظرفیت قادر به تولید خواهد بود؛ بنابراین از آنجا که DG در این ناحیه هیچ‌گاه در حالت پشتیبان قرار نمی‌گیرد؛ با تغییر ظرفیت آن تغییری در مقدار EFOR آن ایجاد نمی‌گردد.

اما اگر DG در سایر ناحیه‌ها نصب شده باشد، مشاهده می‌شود که با تغییر میزان تولید، مقدار EFOR آن تغییر می‌کند. نمودارهای موجود در شکل ۹ نشان می‌دهد که در هر ناحیه، تا پیش از رسیدن میزان تولید DG به میزان بار آن ناحیه، EFOR واحد مقداری ثابت و بیشتر از FOR واحد است اما با بیشتر شدن تولید واحد از مصرف ناحیه خود، EFOR به‌طور یک‌باره کاهش پیدا می‌کند؛ زیرا در این وضعیت DG می‌تواند به صورت جزیره‌ای عمل کند و درصد بیشتری از ظرفیت خود را در اختیار بارهای شبکه قرار دهد. با افزایش میزان تولید واحد، مطابق رابطه (۱۱) میزان استفاده از ظرفیت نصب شده هنگام جزیره‌ای بودن کاهش می‌یابد و بنابراین EFOR افزایش خواهد یافت. این افزایش تا جایی خواهد بود که واحد بتواند علاوه بر ناحیه خود، یکی از ناحیه‌های مجاور را نیز پشتیبانی کند. پس از عبور از این مرز، EFOR مجدداً سقوط خواهد کرد.



شکل ۹. نمودار تغییرات EFOR بر حسب اندازه واحد تولید پراکنده در سایر ناحیه‌ها

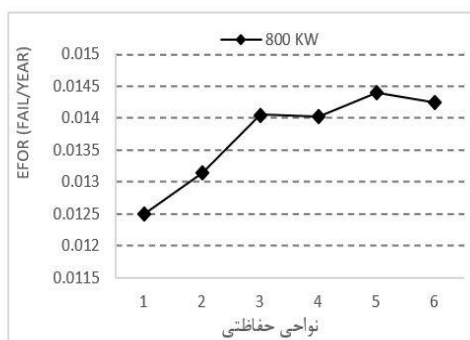
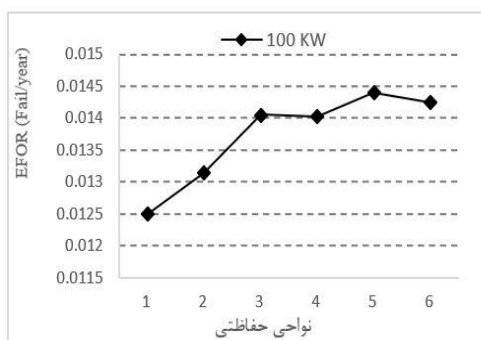


شکل ۸. نمودار تغییرات EFOR بر حسب اندازه واحد تولید پراکنده در ناحیه شماره ۱

### بررسی تأثیر تغییر مکان نصب DG فاقد ادوات کنترل فرکانس بر EFOR

هنگامی که DG فاقد ادوات کنترل فرکانس باشد؛ بنابراین نتواند در حالت پشتیبان قرار گیرد؛ EFOR آن باید به‌طور کلی با دورتر شدن از پست فوق توزیع، افزایش یابد. این امر بدین دلیل است که با افزایش فاصله از پست فوق توزیع، تعداد ناحیه‌هایی که حدفاصل ناحیه نصب DG و پست فوق توزیع قرار دارند، افزایش می‌یابد و در تعداد حالات بیشتری ممکن است ارتباط DG با پست و شبکه بالادستی قطع گردد؛ بنابراین انتظار می‌رود که EFOR افزایش بیشتری از خود نشان بدهد. این امر را می‌توان در شکل ۱۰ که نشان‌دهنده تغییرات EFOR در اثر جابه‌جایی DG در ناحیه‌های مختلف برای دو ظرفیت مختلف DG است، مشاهده کرد.

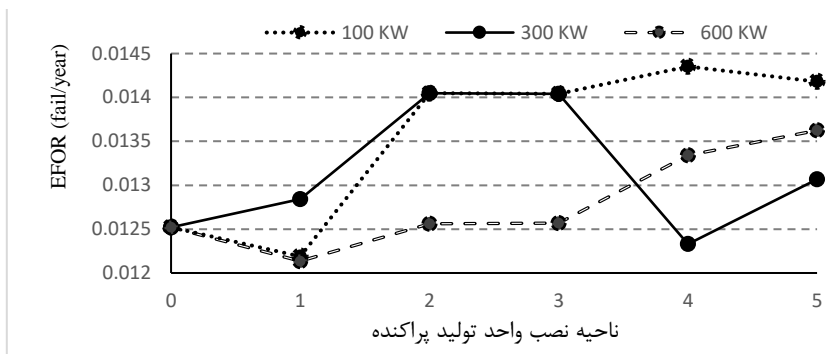
همان‌طور که مشاهده می‌گردد نمودار EFOR در هر دو ظرفیت کاملاً یکسان می‌باشد که دلیل آن پیش از این بیان گردید. اما سؤالی که در اینجا ممکن است مطرح گردد این است که چرا نمودار شکل ۱۰ یک نمودار صعودی نیست؟ می‌توان گفت این امر از آنجا ناشی می‌شود که شماره‌گذاری ناحیه‌ها بر مبنای دوری یا نزدیکی آن‌ها به پست فوق توزیع صورت نگرفته است. برای مثال EFOR در ناحیه شماره ۵ بیشتر از مقدار آن در ناحیه شماره ۶ است؛ زیرا هر دو ناحیه دارای موقعیت نسبتاً مشابهی نسبت به پست فوق توزیع هستند اما به دلیل طولانی‌تر بودن ناحیه شماره ۵، اثر خروج اجزای شبکه بر میزان نرخ خروج اجباری واحد نصب شده در آن بیشتر خواهد بود.



شکل ۱۰. نمودار تغییرات EFOR در اثر جابه‌جایی DG با ظرفیت‌های 100kW و 800 kW، در ناحیه‌های مختلف

### بررسی تأثیر تغییر مکان نصب DG دارای ادوات کنترل فرکانس بر EFOR

در صورتی که DG دارای ادوات کنترل فرکانس باشد، علاوه بر پارامتر دوری و نزدیکی از پست فوق توزیع، توانایی عملکرد آن در حالت جزیره‌ای و میزان استفاده از ظرفیت نصب شده آن در این حالت نیز بر EFOR تأثیرگذار می‌باشد. شکل ۱۱ این نمودار را به‌ازای ظرفیت‌های مختلف به نمایش گذاشته‌اند. برای مثال در شکل ۱۱ هنگامی که ظرفیت DG برابر با 100 kW است EFOR واحد در تمامی ناحیه‌ها به‌جز ناحیه شماره ۲ بر منحنی‌های شکل ۱۰ منطبق می‌باشد و اما در ناحیه شماره ۲ با توجه به میزان بار آن که تقریباً برابر با 90.2 kW است، DG می‌تواند به‌صورت جزیره‌ای عمل کند؛ بنابراین EFOR در این ناحیه تنزل کرده است.

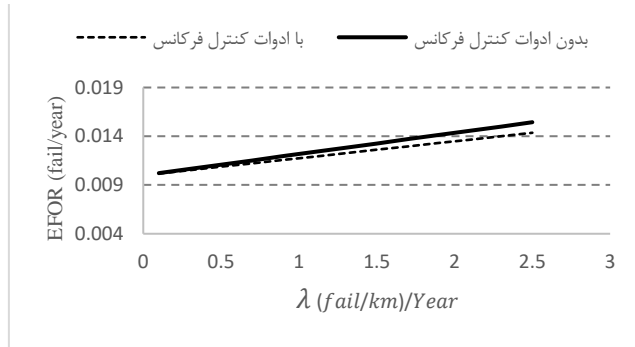


شکل ۱۱. نمودار تغییرات EFOR در اثر تغییر مکان DG در شبکه به‌ازای تولیدهای 100 kW و 300kW و 600kW

هنگامی که میزان تولید واحدها بیشتر گردد، روند مشابهی در سایر ناحیه‌ها نیز مشاهده می‌شود. در مجموع با نگاهی به نمودارهای فوق مشاهده می‌شود که اگر DG نتواند به‌صورت جزیره‌ای عمل کند، تغییرات EFOR تنها ناشی از محل نصب خواهد بود اما در صورتی که بتواند در وضعیت پشتیبان نیز به تولید خود ادامه دهد، میزان ظرفیت آن نیز بر این پارامتر تأثیرگذار خواهد بود.

### بررسی تأثیر نرخ خرابی خطوط بر EFOR واحد تولید پراکنده

برای بررسی تأثیر تغییر نرخ خرابی خطوط بر میزان EFOR واحدهای موجود در شبکه توزیع، یک واحد با ظرفیت 700 kW نصب شده در ناحیه شماره ۵ در نظر گرفته شده است. مقدار  $\lambda$  در بازه‌ای از 0.1 تا 2.5 و در گام‌هایی به اندازه  $0.2 \frac{fail/km}{Year}$  افزایش داده می‌شود. در این حالت فرض می‌شود طول قطعه‌های فیدر همانند جدول ۴ می‌باشد و لذا مجموع طول کل فیدر برابر با 4.525 km است. شکل ۱۲ نمودار تغییرات EFOR یک واحد DG فاقد ادوات و دارای ادوات کنترل فرکانس را بر حسب تغییرات نرخ خرابی تجهیزات نمایش می‌دهد.



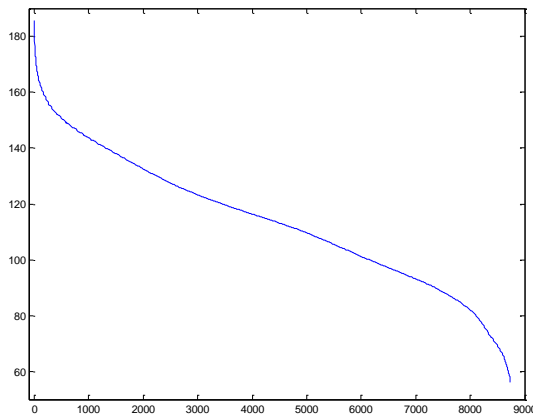
شکل ۱۲. تأثیر تغییرات نرخ خرابی خطوط بر EFOR واحد تولید پراکنده فاقد و دارای ادوات کنترل فرکانس

همان‌طور که انتظار می‌رود با افزایش نرخ خرابی خطوط شبکه احتمال جدا شدن واحد تولیدی از بار بیشتر شود، مشاهده می‌گردد که میزان EFOR واحد تولیدی نیز افزایش خواهد یافت. همچنین اشکال فوق نشان می‌دهد که EFOR واحد تولیدی با نرخ خرابی نسبتی تقریباً خطی داشته و در شرایط یکسان، مقادیر EFOR برای یک واحد ناتوان از کنترل فرکانس بیشتر از مقادیر آن برای یک واحد دارای این ادوات است.

### بررسی تأثیر افزایش ضریب نفوذ DG در شبکه بر شاخص‌های سطح HLI

انتظار می‌رود در اثر جایگزینی واحدهای متمرکز در شبکه با واحدهای تولید پراکنده و با فرض تغییر نکردن ظرفیت شبکه، شاخص‌های قابلیت اطمینان بهبود یابند. این ادعا در صورتی صحیح است که میزان نرخ خروج اجباری واحدهای جایگزین با همین پارامتر در واحد متمرکز جایگزین شده برابر باشد. دلیل بهبود شاخص‌ها را می‌توان این‌گونه ذکر کرد که با جایگزینی یک واحد بزرگ با چندین واحد کوچک، مدل ظرفیت دارای تعداد حالات بیشتری می‌شود و به یک توزیع پیوسته شبیه‌تر خواهد شد. بنابراین خروج هر واحد، موجب از دست رفتن میزان کمی از بار خواهد شد که این امر خود به بهبود شاخص‌های از دست رفتن بار می‌انجامد. بنابراین پیش‌بینی می‌شود هرچه درصد واحدهای جایگزین شده با واحدهای DG نسبت به کل تولید شبکه بیشتر باشد، شاخص‌ها بهتر شوند.

برای بررسی صحت این مدعا، برای شبکه آزمون RBTS [۱۸] شاخص‌های قابلیت اطمینان در سطح HLI در حالت‌های مختلف جایگزینی DG به جای واحدهای متمرکز محاسبه گردید. این شبکه دارای ۱۱ واحد تولید به ظرفیت مجموع ۲۴۰ مگاوات و پیک بار سالانه ۱۸۵ مگاوات است. اطلاعات تفصیلی مربوط به ظرفیت و نرخ خروج اجباری واحدهای تولیدی این شبکه در جدول ۷ و منحنی تداومی بار این شبکه نیز در شکل ۱۳ ارائه شده است.



شکل ۱۳. منحنی تداومی بار شبکه RBTS

جدول ۷. اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه

RBTS				
ردیف	نوع واحد	ظرفیت واحدها	تعداد واحد	نرخ خروج اجباری
۱	برقایی	۵	۲	۰/۰۱۰
۲	حرارتی	۱۰	۱	۰/۰۲۰
۳	برقایی	۲۰	۴	۰/۰۱۵
۴	حرارتی	۲۰	۱	۰/۰۲۵
۵	برقایی	۴۰	۱	۰/۰۲۰
۶	حرارتی	۴۰	۲	۰/۰۳۰

### نصب واحدهای جایگزین شده بر پست فوق توزیع

در این مرحله برای بررسی تأثیر تغییر میزان مشارکت واحدهای تولید پراکنده در کل تولید شبکه، ضریب نفوذ DG در تولید شبکه از ۵ تا ۳۰ درصد مطابق جدول ۸ تغییر داده شده است. برای این کار از تعدادی واحد تولید پراکنده با ظرفیت یکسان و نرخ خروج اجباری برابر با واحدهای جایگزین شده استفاده گردیده است.

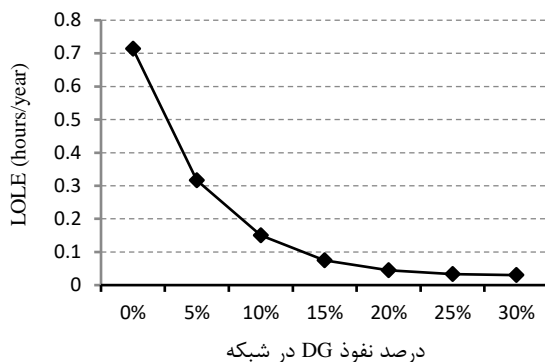
جدول ۸. میزان توان تولیدی توسط DG در درصدهای مختلف مشارکت در تولید

درصد نفوذ DG در تولید شبکه				
۵	۱۰	۲۰	۳۰	۴۰
۱	۲	۳	۴	۶
۲	۴	۶	۸	۲۰

میزان توان تولیدی توسط کل واحدهای DG (مگاوات)

ابتدا فرض می‌شود که این واحدها همه در پست‌های فوق توزیع نصب شده باشند. بنابراین خروج خطوط توزیع در شاخص‌های قابلیت اطمینان سطح HLI اثرگذار نخواهد بود. شکل ۱۴ تغییرات شاخص LOLE با تغییر ضریب نفوذ DG در شبکه را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌گردد که با افزایش تعداد زیاد واحدهای DG جایگزین شده، شاخص مذکور به شدت بهبود می‌یابد.





شکل ۱۴. تغییرات شاخص LOLE برحسب افزایش درصد نفوذ DGهای نصب شده در پست فوق توزیع

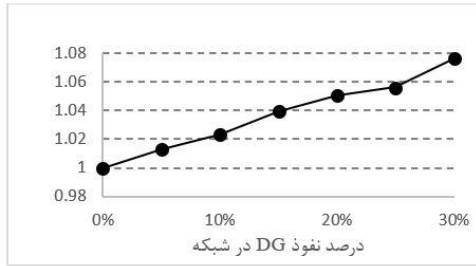
### نصب واحدهای جایگزین شده در شبکه توزیع

با انتقال واحدهای تولید پراکنده به درون شبکه توزیع، باید اثر وقوع اتفاقات در شبکه توزیع را نیز مدل سازی کرد. برای این کار فرض شده است که واحدهای DG در فیدرهایی متصل به شبکه نصب شده باشند. این فیدرها با رعایت تنوع در طول فیدر، محل نصب DG، مقاومت خطوط، نرخ خرابی آن‌ها و در نهایت، میزان بارگذاری هر فیدر انتخاب شده‌اند. برای هریک از پارامترهای مذکور سه مقدار کم، متوسط و زیاد به شرح جدول ۹ در نظر گرفته شده است.

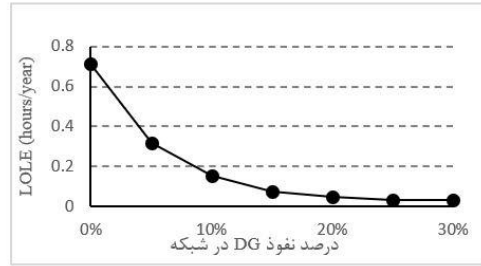
جدول ۹. جدول مقادیر سه‌گانه برای هریک از پارامترهای فیدرها

پارامتر	نرخ خرابی ( $\frac{fail}{km \cdot Year}$ )	طول ( $km$ )	مقاومت ( $\Omega$ )	میزان بارگذاری ( $kw$ )	ناحیه نصب DG
کم	0.2	1.0	0.20	253.7	3
متوسط	1.5	2.5	0.50	761.3	4
زیاد	3.0	4.0	0.75	1268.8	5

بنابراین با توجه به جدول ۹، تعداد  $3^5 = 243$  فیدر متفاوت ایجاد خواهد شد. در هریک از این فیدرها یک واحد DG نصب شده و EFOR آن واحد با توجه به پارامترهای فیدر و همچنین نرخ خروج اجباری خود آن و با استفاده از روش تشریح شده در بند ۳-۲ به دست آمده است. شاخص LOLE برای وضعیت فوق به دست آمده است. تغییرات این شاخص نیز با افزایش ضریب نفوذ DG در شکل ۱۵ دیده می‌شود. برای اینکه بتوان به طور خالص، تأثیر قطعی‌های خطوط توزیع را بر شاخص‌های قابلیت اطمینان بررسی کرد باید در هر حالت نسبت این شاخص‌ها را بر مقادیر متناظر خود هنگامی که DG در شینه فوق توزیع نصب شده است، به دست آورد. شکل ۱۶ این نسبت را برای شاخص LOLE به نمایش گذاشته است.



شکل ۱۶. نسبت شاخص LOLE در هنگام نصب DG در شبکه توزیع به مقدار آن در هنگام نصب DG در پست فوق توزیع بدون در نظر گرفتن تلفات شبکه

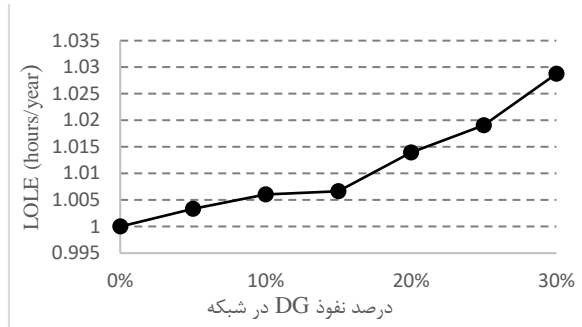


شکل ۱۵. تغییرات شاخص LOLE بر حسب افزایش درصد نفوذ DG های نصب شده در شبکه توزیع، با در نظر گرفتن احتمال وقوع خطا در شبکه

مشاهده می شود که با افزایش ضریب نفوذ DG این نسبت ممکن است تا ۸ درصد افزایش یابد. می توان دلیل این امر را چنین برشمرد که با افزایش میزان تولید واحدهای موجود در شبکه توزیع، ظرفیت تولید بیشتری در اثر بروز اتفاقات در شبکه توزیع، محبوس خواهد ماند. از سوی دیگر، ملاحظه می گردد که در صورتی که میزان مشارکت واحدها در تولید برق شبکه زیر ۱۰ درصد باشد، تفاوت نصب DG در شینه فوق توزیع و درون شبکه قابل اغماض می باشد. این در حالی است که در این آزمایش سعی بر آن بوده است که تا حد امکان تنوع در پارامترهای فیدرها رعایت شده باشد. در صورتی که فیدرهای یک شبکه دارای پارامترهای قابلیت اطمینان نامناسبی باشند، ممکن است این نسبت بیش از مقادیر فوق نیز بشود.

از سوی دیگر، نصب واحدهای تولید پراکنده در شبکه توزیع، میزان تلفات شبکه را تحت الشعاع قرار خواهد داد. بنابراین برای اینکه بتوان تأثیر نصب DG در شبکه توزیع بر شاخص های قابلیت اطمینان سطح HLI را به طور کامل مدل کرد باید تأثیر تلفات را نیز مدل کرد. بدین ترتیب تأثیرات شبکه توزیع بر شاخص های قابلیت اطمینان سطح HLI به طور کامل دیده خواهد شد. شکل ۱۷ میزان تأثیر نصب DG در شبکه توزیع بر شاخص LOLE را نسبت به حالتی که واحدها در پست فوق توزیع نصب شده اند به نمایش گذاشته است.

بنابراین می توان با توجه به آزمایش های صورت گرفته در این بند چنین نتیجه گیری کرد که نصب واحدهای تولید پراکنده در شبکه توزیع تأثیر دوگانه ای بر شاخص های قابلیت اطمینان سطح HLI دارد؛ زیرا از یک سو به دلیل بروز اتفاقات در شبکه توزیع موجب تضعیف آن ها می گردد و از سوی دیگر به دلیل تأثیر مثبتی که بر کاهش تلفات این بخش دارد، اندکی این شاخص ها را بهبود می دهد. اما در مجموع، جایگزینی واحدهای نیروگاهی متمرکز با انواع DG به دلیل اینکه موجب افزایش تعداد حالات خروج ظرفیت به میزان کم می شود، به بهبود شاخص های قابلیت اطمینان منجر خواهد شد.



شکل ۱۷. نسبت شاخص LOLE در هنگام نصب DG در شبکه توزیع به مقدار آن در هنگام نصب DG در پست فوق توزیع با در نظر گرفتن تلفات شبکه

### نتیجه گیری

در این مقاله با معرفی پارامتر «نرخ خروج اجباری معادل» برای واحدهای تولید پراکنده، خطاهای رخ داده در شبکه توزیع برحسب ظرفیت این واحدها مدل سازی شد و تأثیرات آن بر شاخص های قابلیت اطمینان سطح تولید بررسی گردید. نتایج عددی حاصل از به کارگیری روش پیشنهادی نشان داد که قابلیت کنترل فرکانس هرچند تأثیر غیرخطی و پیش بینی ناپذیری بر میزان EFOR مشاهده شده را خواهد داشت اما به طور کلی در قیاس با واحدهای فاقد آن، نرخ خروج اجباری معادل بهتری را برای واحد به ارمغان می آورد. در ادامه با انجام آنالیز حساسیت، صحت عملکرد روش پیشنهادی با تغییر ظرفیت و محل نصب DG در فیدر و نیز تغییر نرخ خرابی خطوط، بررسی گردید. در انتها، با جایگزینی تعدادی از واحدهای شبکه آزمون RBTS با تعدادی واحد تولید پراکنده، میزان تغییر شاخص های قابلیت اطمینان سطح HLI شبکه بررسی گردید و مشاهده شد که به دلیل افزایش تعداد سطوح تولید شاخص های مربوطه بهبود خواهند یافت. همچنین مطابق پیش بینی مشاهده گردید که به دلیل اتفاقات شبکه توزیع، انتقال واحدهای تولید پراکنده جایگزین شده از شینه فوق توزیع به داخل شبکه توزیع بر شاخص های سطح HLI تأثیر منفی می گذارد. هرچند که به دلیل بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات شبکه توزیع، این تأثیر منفی، قدری تعدیل خواهد شد.

در این تحقیق واحدهای تولیدی به صورت دو سطحی (تولید کامل - عدم تولید) مدل شده اند، می توان در تحقیقات آتی، حالت های چندسطحی و کاهش یافته تولید را نیز بررسی کرد. همچنین در این مقاله فرض بر این بود که در هر فیدر تنها یک دستگاه DG نصب شده باشد که با افزایش تعداد DG ها و امکان جزیره سازی شبکه توزیع در حالتی که حداقل یکی از آن ها دارای قابلیت کنترل فرکانس باشند مسئله به صورت گسترده تری قابل بررسی و تحقیق خواهد بود.

### References

- [1] Ahmad, S., Sardar, S., Asar, A. U., & Noor, B. (2017). Impact of distributed generation on the reliability of local distribution system. *IJACSA International Journal of Advanced Computer Science and Applications*, 8(6), 375-382. <https://doi.org/10.14569/IJACSA.2017.080649>
- [2] Ahmad, W., Hasan, O., Awwad, F., Bastaki, N., & Hasan, S. R. (2020). Formal reliability analysis of an integrated power generation system using theorem proving. *IEEE Systems Journal*, 14(4), 4820-4831. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.2970107>

- [3] Das, B., Deka, D. B. C., & Bimal, C. (2013). Impact of distributed generation on reliability of distribution system. *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 8(1), 42-50. <https://doi.org/10.9790/1676-0814250>
- [4] Falaghi, H., & Haghifam, M. (2005, Nov 21-24 ). *Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis*. EUROCON 2005 - The International Conference on "Computer as a Tool", Belgrade, Serbia <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1630240>
- [5] López-Prado, J. L., Vélez, J. I., & Garcia-Llinás, G. A. (2020). Reliability Evaluation in Distribution Networks with Microgrids: Review and Classification of the Literature. *Energies*, 13(23), 6189. <https://doi.org/doi.org/10.3390/en13236189>
- [6] Ngaopitakkul, A., & Jettanasen, C. (2017, Dec 4-7 ). *The effects of multi-distributed generator on distribution system reliability*. 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Auckland, New Zealand. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8378388>
- [7] Neto, A. C., Da Silva, M., & Rodrigues, A. B. (2006, June 11-15). *Impact of distributed generation on reliability evaluation of radial distribution systems under network constraints*. 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Sweden <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4202384>
- [8] Tyastuti, R. F., Hariyanto, N., Nurdin, M., Khairudin, & Yasunori, M. (2015, Aug 10-11). *A genetic algorithm approach determining simultaneously location and capacity distributed generation in radial distribution system*. 2015 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI), Denpasar, Indonesia <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7352567>
- [9] R. Billinton and R. N. Allan. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. springer. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4899-1860-4>
- [10] Brown, R. E., & Freeman, L. A. (2001, July 15-19 ). *Analyzing the reliability impact of distributed generation*. 2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37262), Vancouver, BC, Canada <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/970197>
- [11] Ghaedi, A., Abbaspour, A., Fotuhi-Firuzabad, M., & Moeini-Aghtaie, M. (2013) . Toward a comprehensive model of large-scale DFIG-based wind farms in adequacy assessment of power systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(1), 55-63. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2272947>
- [12] Mirzadeh, M., Simab, M., & Ghaedi, A. (2020) .Reliability evaluation of power systems containing tidal power plant. *Journal of Energy Management and Technology*, 4(2), 28-38. <https://doi.org/10.22109/jemt.2020.176501.1167>
- [13] Ghaedi, A., & Mirzadeh, M. (2020). The impact of tidal height variation on the reliability of barrage-type tidal power plants. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(9), e12477. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12477>
- [14] Ghaedi, A., Nasiriani, K., & Nafar, M. (2020). Spinning Reserve Scheduling in a Power System Containing OTEC Power Plants. *International Journal of Industrial Electronics Control and Optimization*, 3(3), 379-391. <https://doi.org/10.22111/ieco.2020.32602.1231>

- [15] Lalitha, M. P., Reddy, P. H., & Naidu, P. J. (2014, Dec 22-24). *Generation reliability evaluation of wind energy penetrated power system*. 2014 International Conference on High Performance Computing and Applications (ICHPCA), Bhubaneswar, India <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7045371>
- [16] Kadhem, A. A., Wahab, N .I. A., Aris, I., Jasni, J., & Abdalla, A. N. (2017). Computational techniques for assessing the reliability and sustainability of electrical power systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 1175-1186. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.276>
- [17] Shu, Z., & Jirutitijaroen, P. (2011). Latin hypercube sampling techniques for power systems reliability analysis with renewable energy sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), 2066-2073. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2113380>
- [18] Billinton, R., Kumar, S., Chowdhury, N., Chu, K., Debnath, K., Goel, L., Khan, E., Kos, P., Nourbakhsh, G., & Oteng-Adjei, J. (1989). A reliability test system for educational purposes-basic data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(3), 1238-1244. <https://doi.org/10.1109/59.32623>