

## بررسی رابطه ذخیره سازی و انرژی های تجدید پذیر و تامین ذخیره در برنامه ریزی بهینه سیستم های قدرت خارج از شبکه

فردین محمودی

Fardin.m6037@gmail.com

### چکیده

افزایش نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر مختلف به طور فزاینده، توان نیروگاه های قدرت عادی برای تضمین پایداری شبکه را دچار فرسایش می کند. دارایی های جایگزین مانند سیستم های ذخیره سازی و کنترل باید این خلاء را پر کنند و سیستم را پایدار نگه دارند، اما سهم همه آنها باید از قبل بررسی شده و با مدل های انرژی، مورد مطالعه قرار گیرند. اما مدل سازی محدودیت های عملیاتی مانند نیازمندی های توان احتیاطی منجر به افزایش بار محاسباتی، به ویژه در زمان بکارگیری روش های برنامه ریزی طولانی مدت با نیازهای وارد مدار شدن نیروگاه ها منجر به بار محاسباتی بیشتر می شود. بنابراین ابزارهای برنامه ریزی اغلب نیازهای ذخیره سازی را تقریب می زنند یا نادیده می گیرند که خطاهای برآوردی قابل توجهی به همراه دارد. این مقاله یک مدل جدید و توصیه های خط مشی برای یکپارچه سازی جنبه های طولانی مدت و نیازمندی های توان احتیاطی توان در برنامه ریزی ریزشبکه های خارج از شبکه را ارائه می کند. این چارچوب توسعه داده شده شامل شکل دهی یک مدل دقیق هزینه و وارد مدار شدن نیروگاه برای ژنراتورهای احتراق سوختی، فرمال سازی نیازمندی های توان احتیاطی توان و معرفی سهم فناوری های ذخیره سازی و غیرقابل توزیع برای توان احتیاطی می شود. فرمول ریاضی دارایی های مختلف و تاثیر متقابل این پدیده مدل سازی شده بررسی می شود. این رویکرد در یک جزیره مدیترانه ای بدون ارتباط (شبکه) اجرا می شود. نتایج توازن قابل قبول میان زمان محاسبه و دقت در شبیه سازی های ساعتی یک ساله را نشان می دهد. شواهد نشان می دهد که نادیده گرفتن نیازمندی های توان احتیاطی می تواند منجر به خطای بیش بینی ۳۰ درصدی در هزینه ها و برآورد دست پائین نیازهای ضروری ذخیره سازی می شود. ممکن سازی ذخیره سازی برای تامین ذخیره کافی، هزینه های کلی سیستم (تا ۲۰٪-) و مصرف سوخت (۳۵٪-) را کاهش می دهد و پایداری را بهتر می کند، و بنابراین نقش اساسی ذخیره سازی را در تامین ذخیره نمایش می دهد.

### کلمات کلیدی

منابع انرژی تجدیدپذیر، پایداری سیستم قدرت، سیستم های قدرت ترکیبی، ریزشبکه ها، جزیره ای کردن



## ۱- مقدمه

گذار جهانی به سمت منابع انرژی تجدیدپذیر در حال شتاب گرفتن است و سهم منابع انرژی تجدیدپذیر در حال افزایش است [۱]. با این حال لحظه‌ای و پیش بینی ناپذیر بودن منابع انرژی تجدیدپذیر می‌تواند موجب نوسانات تامین شود که شبکه را ناپایدار می‌کند، به ویژه برای منابع انرژی تجدیدپذیر با نفوذ بالا [۲]. بنابراین باید روش‌های برنامه ریزی برای بررسی نیازمندی‌های توان احتیاطی، مورد نیاز برای کاهش اثر این نوسان‌ها و پشتیبانی از نفوذ بالای انرژی تجدیدپذیر در سیستم انرژی ضروری است [۳]. دستیابی به یک منبع انرژی پایدار به طور ویژه برای نواحی جغرافیایی دورافتاده که به شبکه‌های برق قاره متصل نیستند، اهمیت دارند [۴،۵]. بسیاری از نواحی دورافتاده را باید با ژنراتورهای دیزلی بزرگی برق دار کرد که برای حفظ آنها ضروری است در بازدهی بیشینه خود کار نکنند. با این حال به تازگی ثابت شده که انبار و انرژی تجدیدپذیری می‌توانند ذخیره فراهم کنند، و بنابراین دستورالعمل‌ها و ابزارهای مدل‌سازی برای بررسی تدارک توان احتیاطی با فناوری‌های مختلف، در کنار نقشه بازدهی غیرخطی ژنراتورهای سوختی مورد نیاز است. هدف این مطالعه توجه به افزایش نیاز به توسعه فناوری‌های برنامه ریزی است که نیازمندی‌های توان احتیاطی منابع انرژی تجدیدپذیر در سیستم‌های قدرت متکی به خود به ویژه در نواحی کوچک را به حساب می‌آورند. با توجه به این مشکلات، هدف پژوهش ما کمک به دستیابی به اهداف آزمون‌پذیری و ساخت سیستم‌های انرژی مقاوم تر و پایدارتر است. در کشورهای در حال توسعه، استفاده بهینه از سرمایه‌گذاری‌های سیستم‌های انتقال نیز برای حمایت از صنعت، ایجاد اشتغال و استفاده کارآمد از منابع اقتصادی کمیاب مهم است. کنترلر FACTS فناوری است که به این نیازها پاسخ می‌دهد. این فناوری به طور قابل توجهی نحوه توسعه و کنترل سیستم‌های انتقال را همراه با بهبود استفاده از دارایی‌ها، انعطاف‌پذیری سیستم و عملکرد سیستم تغییر می‌دهد. چندین مدل و تکنیک نشان می‌دهند که دستگاه‌ها را می‌توان با تنظیمات پارامترهای مختلف در یک مکان خاص قرار داد. در نهایت، مشکل بهینه‌سازی عملکرد سیستم را با کاهش تلفات توان، بهبود پروفیل ولتاژ و زاویه توان در هر باس، افزایش شاخص L و حداقل کردن هزینه‌های تولید بهبود بخشید. ادوات FACTS می‌توانند ظرفیت خط انتقال برای انتقال توان را با افزایش ولتاژ در ترمینال‌های آن در هر دو انتها و کاهش راکتانس خط افزایش دهند. کنترلر FACTS باید در خطوط توزیع و انتقال نصب شود تا جریان توان را به حداکثر برساند. از تکنیک‌های مختلفی برای بهترین مکان‌یابی کنترلرهای FACTS استفاده می‌شود، از جمله روش‌های تحلیلی، رویکردهای برنامه‌نویسی حسابی، رویکردهای بهینه‌سازی متاهیورستیک و رویکردهای ترکیبی.

## ۲- مرور ادبیات

## ۲-۱- برنامه ریزی در برابر بهینه‌سازی توزیع: دو هدف متفاوت

پیچیدگی مدل‌سازی بستگی زیادی به دامنه آن دارد: ارسال کوتاه مدت یا برنامه ریزی انرژی بلندمدت. با فرض افق کوتاه مدت، پیش‌بینی‌های منابع دقیق‌تر هستند و افق کوتاه‌تر می‌تواند موجب پیچیدگی فرایند نمایش مدل شود [۷]. بر عکس، برنامه ریزی طولانی مدت شامل تعیین اندازه بهینه اجزاء برای یک سیستم مقاوم و کم هزینه در یک دوره تحلیل چندساله می‌شود [۶]. با این حال برای ارزیابی مناسب هزینه کلی سیستم، ملاحظات ارسال در برنامه ریزی بلندمدت در نظر گرفته می‌شود که به طور ناگزیر هزینه کلی محاسباتی، به ویژه برای افق بلند مدت و/یا جزئیات مدل‌سازی بالا را



افزایش می دهد [۸]. این امر نیازمند توازن میان عوامل مختلفی مانند رشد پیش بینی شده تقاضای انرژی، قابلیت دسترسی و تنوع منابع تجدیدپذیر، و هزینه و عملکرد فناوری های مختلف است که بیش از ملاحظات کوتاه مدت تحت تاثیر ابهام بیشتر قرار می گیرد. برای نمونه در مرجع [۹]، مولفان یک مطالعه برنامه ریزی پیشنهاد کردند که سیستم سالانه را با گام های زمانی ساعتی و در نظر گرفتن نقش ذخیره انرژی در تامین ظرفیت ذخیره شبیه سازی می کند. با این حال مدل آنها برای ژنراتورهای سوختی دقیق نبود، چراکه در برگیرنده وارد مدار شدن واحد نبود و تنها از یک مدل خطی ساده برای هزینه ژنراتورهای سوختی استفاده می کرد [۱۰]، هدف مولفان ارائه مدلی بود که در عین بررسی تاثیر نادیده گرفتن محدودیت های فنی ژنراتورهای سوختی برای اهداف انعطاف پذیری، روش های برنامه ریزی کوتاه و بلند مدت را ترکیب می کند. برای کار با پیچیدگی های محاسباتی، از روزهای نمونه استفاده شده است، اما می تواند منجر به برآورد دست پائین هزینه ها شود. برای نمونه مولفان مرجع [۶] نشان دادند که با استفاده از توان تفکیک موقت پائین یا چند روز نمونه می تواند منتهی به نتایج کمتر از بهینه شود. به علاوه در مراجع [۱۱] و [۱۲]، پژوهشگران مشخص کردند که در هنگام استفاده از تعداد محدودی از دوره زمانی نمونه در مدل سازی ریزشبهک های با انرژی تجدیدپذیر بالا، عدم دقت روی خواهد دارد. نشریات نشان می دهد که یکپارچه سازی ملاحظات توزیع کوتاه مدت در برنامه ریزی بلندمدت برای ارزیابی هزینه های عملیاتی واقعی و قابلیت اطمینان، به ویژه برای سیستم های غنی از انرژی تجدیدپذیر ضروری است [۳]. با این حال، در هنگام استفاده از یک مدل کوتاه مدت در برنامه ریزی بلندمدت، به واسطه پیچیدگی بیشتر، دقت موازنه و توان تفکیک موقتی دشوار می شود. با هدف ارائه دستورالعمل های اولیه در این پژوهش، ترکیب های مختلف پیچیدگی مدل سازی، مانند مسئله ذخیره سازی و هزینه های اصلی مربوط به ژنراتورهای سوختی (زمان های بدون فعالیت بودن، راه اندازی و خاموش کردن) را آزمایش می کنیم

## ۲-۲- مدل هزینه ژنراتورهای سوختی

مدل سازی دقیق رفتار هزینه ژنراتورهای سوختی برای ارزیابی امکان سنجی اقتصادی فناوری های جایگزین که می توانند توان پشتیبان فراهم کنند، ضروری است. مدل های ژنراتورهای سوختی می توانند شامل معادلات درجه دوم [۱۳] و معادلات خطی [۹،۱۴] باشند (اما محدود به آنها نیستند). در نشریات علمی نمونه هایی از مطالعات مبتنی بر مدل های درجه دوم خطی شدن به طور جزئی وجود دارند [۱۵]، در حالی که دیگر مدل ها هزینه های راه اندازی و خاموش کردن را هم به حساب می آورند [۱۰،۱۶] که این می تواند پیچیدگی مدل را بیشتر کند. همچنین نمونه های وجود دارند که هزینه های راه اندازی و خاموش کردن و هزینه های مدت بیکار بودن (در زمانی که ژنراتورهای سوختی توان خروجی صفر دارند) را به حساب می آورند [۱۷،۱۸]. این روش های مختلف نشان می دهند که پیچیدگی مدل های ژنراتور بسته به سیستم فیزیکی متغیر است. مدل سازی می تواند مطابق با کیفیت مورد انتظار نمایش سیستم و فناوری های مختلف آن باشد، نه تنها در هزینه ها، بلکه در پیش بینی ذخیره سازی. با این حال برای ترسیم دستورالعمل های مناسب و تصمیم گیری دقیق، فرمول های مختلف مدل سازی را می توان با در نظر گرفتن سهم های ممکن همه فناوری ها مقایسه کرد. برای نمونه مولفان مرجع [۱۹] مدل سازی دقیق ژنراتورهای سوختی شامل هزینه های راه اندازی/خاموش کردن و محدودیت های افزایش/کاهش تولید را پیشنهاد کرد، اما مطالعات خود را به مسئله توزیع بدون در نظر گرفتن نقش ذخیره سازی انرژی در تامین ظرفیت ذخیره محدود کردند؛ هیچ برنامه ریزی بلند مدت یا دستورالعملی ترسیم نشد. مطالعات دیگر مانند مراجع [۲۰] و [۲۱]



همه فرمولاسیون های هزینه دقیق و غیرخطی برای ژنراتورهای سوختی را توسعه می دهند که نقش ذخیره سازی انرژی در تامین ظرفیت ذخیره را به حساب می آورد. با این حال آنها تنها بر توزیع کوتاه مدت در چند روز تمرکز دارند.

ژنراتورهای سوختی که ذخیره سازی را فراهم می کنند، نمی توانند در بیشینه ظرفیت کار کنند، چون ظرفیت اضافی آنها برای پیش بینی ذخیره حفظ می شود. در نتیجه ژنراتورهای سوختی اغلب در بازدهی زیربهبینه کار می کنند که این منجر به مصرف سوخت بیشتر و آلاینده‌گی بالاتر می شود. برای افزایش دقیق فرآیند برنامه ریزی، این پدیده را با ملاحظه هزینه های زمان بیکاری مدل سازی می کنیم.

### ۳-۲- تعریف نیازمندی های توان احتیاطی

توان احتیاطی را می توان بسته به سرعت فعال شدن آن به سه دسته اولیه، ثانویه و سوم تقسیم کرد [۲]. ناتوانی در مدل سازی الزامات توان ذخیره در مرحله برنامه ریزی می تواند منجر به سیستم های نامطمئن و با اندازه کوچک تر شود و بنابراین قطعی برق و هزینه های اجتماعی بالایی در مرحله عملیات به همراه دارد. بنابراین مدل سازی دقیق نیازمندی های توان احتیاطی در مدل های برنامه ریزی، برای تضمین سیستم انرژی مقاوم آینده ضروری است [۳]. روش های مختلف مدل سازی الزامات توان احتیاطی پیشنهاد شده است. بار الکتریکی و منابع انرژی تجدیدپذیر، محرک های اولیه ابهام در سیستم انرژی هستند. در نتیجه مطالعات بسیاری بر تحلیل و مقداربایی نیازمندی های توان احتیاطی بر اساس این عوامل تمرکز دارند [۱۹،۲۲]. به همین ترتیب برخی مطالعات یک سهم ثابت ذخیره سازی بسته به فناوری تامین کننده ظرفیت ذخیره اضافه می کنند که امکان خطاهای ناگهانی را به حساب می آورند [۱۵]. مطالعات دیگر هم نرخ بیشینه تغییر فرکانس (RoCoF) را در نظر می گیرند و اطمینان حاصل می کنند که طراحی سیستم از این حد بیشتر نمی شود [۱۳،۲۳]. با این حال، دخیل کردن این الزامات در مدل های برنامه ریزی کاری دشوار است و روش های چندساله معمولاً از آنها صرف نظر می کنند [۲۴]. برای مسئله برنامه ریزی، یک روش یکپارچه برای نیازمندی های ذخیره سازی در مرجع [۱۰] پیشنهاد شد که مدل دقیق هزینه های ژنراتور را به حساب می آورد. با این حال بررسی آنها به جای اجرای شبیه سازی در همه ساعت های سال، محدود به هشت هفته نمونه هستند، بنابراین احتمالاً منجر به راه حل های کمتر از بهینه می شوند که در مرجع [۶] نمایش داده شده است. به همین ترتیب در این پژوهش یک فرمولاسیون پیشنهاد می کنیم که منابع مختلف ابهام را به حساب می آورد که الزامات محاسباتی قابل قبولی برای شبیه سازی سالانه با توان تفکیک ساعتی دارد.

### ۴-۲- فناوری ها برای تامین توان احتیاطی

با توجه به سوابق، نیازهای ذخیره سازی با ژنراتورهای سوختی تامین می شوند که می توانند به شکلی مطمئن تولید خود را برای پاسخ دهی به تقاضای ناگهانی یا تغییر تامین تطبیق دهند، در حالی که منابع انرژی تجدیدپذیر معمولاً قادر به این کار نیستند. با این حال فناوری های جایگزین مانند ذخیره سازی هم می توانند در ذخیره سازی سهم داشته باشند. یکپارچه سازی فناوری های مختلف ذخیره سازی برای گذار پایدار به شبکه های مبتنی بر انرژی تجدیدپذیر ضروری است، در حالی که تامین انرژی پایدار و امن با سهم بالای منابع انرژی تجدیدپذیر را تضمین می کند [۲۵]. نشریات مملو از مقالاتی است



که سهم ذخیره سازی احتمالی را با فناوری های مختلف مانند سیستم های ذخیره سازی انرژی بررسی می کنند که یکپارچه سازی منابع انرژی تجدیدپذیر را تسهیل می کند [۱۰،۲۱]. چرخ طیارها [۲۰]، آب پمپ شده [۹] و الکترولیز برای قابلیت ذخیره سازی آنها بررسی می شوند. مولفان مرجع [۱۹] به شکلی جالب تدارک توان احتیاطی سازی توسط منابع انرژی تجدیدپذیر را بررسی می کنند، اما ماهیت لحظه ای بودن، خروجی توان پایدار را محدود می کند. در مرجع [۲۷] مولفان یک روش بهینه سازی MILP چند ساله تکرار شونده را برای برنامه ریزی ریزشبهکه پیشنهاد کردند که شامل فرمول هزینه زمان بکاری ژنراتورهای سوختی و الزامات ساده سازی شده ذخیره سازی می شود. با این حال این مطالعه ظرفیت فناوری های مختلف برای تامین ذخیره را به طور صریح مقایسه و بررسی نمی کند و دستورالعملی برای مدیریت توان احتیاطی ارائه نمی کند.

با فرض نبود دستورالعمل های جامع برای نیازمندی های توان احتیاطی در ریزشبهکه ها و تاثیرات مدل سازی در نتایج برنامه ریزی، هدف این مقاله بر کردن این خلاء و بررسی فراگیر سهم احتمالی فناوری های مختلف در ذخیره سازی، و اجرای تحلیل حساسیت مورد نیاز برای تهیه دستورالعمل های برنامه ریزی ریزشبهکه است.

## ۵-۲- پیچیدگی مدل

سیستم های انرژی تجدیدپذیر را می توان با استفاده از روش های مختلف ریاضی مانند برنامه ریزی خطی (LP)، برنامه ریزی خطی عد صحیح مختلط (MILP) و برنامه ریزی غیرخطی مدل سازی کرد [۲۸]. با این حال افزایش پیچیدگی مدل برای افزایش دقت می تواند منجر به زمان محاسبه طولانی تر، به ویژه در توان تفکیک زمانی و فضایی بالاتر شود. دخیل کردن متغیرهای دودویی/صحیح برای نمایش وارد مدار شدن انعطاف پذیر در مدار و هزینه های راه اندازی/خاموش کردن ژنراتورهای سوخت های فسیلی، مسئله را به MILP تبدیل می کند که به طور قابل توجهی الزامات محاسباتی را بدتر می کند [۶]. استفاده از روش های غیرخطی برای تقویت محدودیت های سرعت افزایش/کاهش تولید هم لازم است که پیچیدگی مسئله را بیشتر می کند. انتخاب پیچیدگی مدل به توازن میان زمان محاسبه و دقت بستگی دارد.

مولفان مرجع [۱۹] برای رفع این مشکل، فرمول مدل ورود به مدار را پیشنهاد کردند که از متغیرهای پیوسته برای افزایش قابل توجه سرعت شبیه سازی استفاده می کند. به علاوه در مرجع [۲۹] مولفان یک مدل برنامه ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط (MINLP) پیشنهاد کردند که پیکربندی سیستم ذخیره انرژی باتری (BESS) را با چند نوع باتری بهینه می کند. در نهایت در مرجع [۲۳] مولفان یک مدل غیرخطی بکار گرفته شده برای مسئله برنامه ریزی برای شبیه سازی های یک سال کامل با گام های زمانی ساعتی پیشنهاد کردند. با این حال آنها نقش ذخیره سازی انرژی در تامین ظرفیت ذخیره را در نظر نگرفتند. در مرجع [۳۰]، مولفان یک مدل برنامه ریزی همگام منبع-شبهکه-ذخیره سازی پیشنهاد کردند. این مدل با خوشه بندی منابع انعطاف پذیری در گروه های فرعی و بکارگیری روش های خوشه بندی برای انتخاب روزهای نمونه، زمان محاسبه را کاهش دادند. بنابراین بکارگیری این مدل محدود به شبیه سازی دوره های کوتاه مدت است. به علاوه روش های مختلف دیگری مانند یادگیری تقویتی مبتنی بر خط مشی ترکیبی (HPRL) یا کنترل اجماع چند انرژی می توانند ابزارهای کارآمدی برای بررسی این محدودیت ها ارائه کنند، اما در نظر گرفتن آنها در مسئله برنامه ریزی دشوار است [۳۱]. در انتخاب روش مدل سازی، باید هدف مطالعه و مشخصه های سیستم در نظر گرفته شود [۶]. مولفان به طور ویژه تاکید کردند که سیستم های دارای نفوذ بالای انرژی تجدیدپذیر برای به دست آوردن دینامیک سیستم، به توان تفکیک زمانی و تعداد بالایی



از روزهای نمونه نیاز دارند. به همین ترتیب در این پژوهش یک مدل MILP فراگیر برای کسب توزان میان پیچیدگی محاسباتی و دقت نتایج در برنامه ریزی انرژی پیشنهاد می کنیم تا دستورالعمل های بیشتری برای مدل سازها و تصمیم گیرندگان به دست آوریم. باید به طور ویژه به تاثیر مشترک نیازمندی های توان احتیاطی، وارد مدار شدن واحد و مسئله برنامه ریزی انرژی کل سال با شبیه سازی ساعتی توجه شوند.

### ۳- روش شناسی

در این بخش جزئیات روش تازه برای طراحی سیستم های توان مجزا در کنار آمدن با نیازمندی های توان احتیاطی و توزیع مناسب دارایی ها بیان می کنیم. این روش روی سیستم های برنامه ریزی با نتایج مختلف دلخواه انرژی تجدیدپذیر (مانند بادی، خورشیدی، و/یا آبی)، ژنراتورهای سوختی و فناوری های مختلف ذخیره سازی تمرکز دارد، و فرمول ریاضی مربوطه در فصل ۳ ارائه می شود. به طور خاص برای سیستم مورد نظر، روش های مختلف مدل سازی را به صورت توضیح داده شده در زیر بررسی می کنیم:

۱. پیشنهاد فرمول ریاضی یک مدل هزینه دقیق برای ژنراتورهای سوختی، نیازمندی های توان احتیاطی، تدارک توان احتیاطی توسط ژنراتورهای سوختی، ذخیره سازی و فناوری های منابع انرژی تجدیدپذیر؛
۲. پیشنهاد نمایش های مدل سازی مختلف که به تدریج مشخصه های زیر را معرفی می کنند:
  - قابلیت ورود به مدار و توان کمینه ژنراتور سوختی؛
  - هزینه بیکاری برای ژنراتور سوختی؛
  - نیازمندی های توان احتیاطی تامین شده تنها توسط ژنراتور سوختی؛
  - نقش ذخیره سازی در تامین ذخیره؛
  - یکپارچه سازی منابع انرژی تجدیدپذیر در تامین ذخیره.

باید گفت که با افزودن هر ویژگی در نقطه ۲ به صورت گام به گام، همه ترکیب های ممکن (۱۰ سناریوی مختلف خلاصه شده) را برای بررسی وابستگی درونی عوامل مرتبط با برنامه ریزی انرژی برای سیستم های متکی به خود را در نظر می گیریم. هدف این کار بررسی نحوه تاثیرگذاری مدل سازی این پدیده در یک مدل همه شمول بر برنامه ریزی انرژی برای سیستم های متکی به خود است. بخش بعد فرمول ریاضی روش پیشنهادی را توضیح می دهد.

### ۳-۱- فرمولاسیون ریاضی



ترتیب این بخش بدین صورت است. ابتدا تابع هدف و مدل بکار گرفته شده برای هزینه ژنراتورهای سوختی را ارائه می کنیم. سپس معادلاتی را توضیح می دهیم که نیازمندی های توان احتیاطی و نحوه مدل سازی آنها در چارچوب پیشنهادی را تعریف می کنیم. در ادامه در مورد معادلاتی بحث خواهیم کرد که مشارکت ژنراتورهای قابل توزیع در تدارک توان احتیاطی را مدل سازی می کنند و بعد معادلات مدل کننده مشارکت سیستم های ذخیره سازی مجهز به باتری در تدارک توان احتیاطی را توضیح می دهیم. در نهایت معادلاتی را ارائه می کنیم که مشارکت منابع انرژی تجدیدپذیر در تدارک توان احتیاطی را مدل سازی می کنند. فرمولاسیون ریاضی ارائه شده در این مقاله در چارچوب PYPISA اجرا می شود [۳۳]؛ مشخصه تازه هزینه بیکاری هم در ذخیره گاه رسمی PYPISA یکپارچه می شود.

### ۲-۳- تابع هدف

تابع هدف اقتصادی انتخاب شده برای بهینه سازی مدل پیشنهادی شامل هزینه خالص کنونی (NPC) سیستم قدرت می شود که در معادلات ۴-۱ بیان می شود: این تابع هدف سرمایه و هزینه عملیات فناوری های منابع انرژی تجدیدپذیر، ذخیره سازی انرژی، و ژنراتورهای سوختی را در نظر می گیرد. فرمولاسیون آن هزینه های سرمایه سالانه  $CC_{tot}$ ، هزینه کلی عملیاتی  $OC_{tot}$ ، و وزن مقدار لحظه ای  $t$  ام را گزارش می دهد.

$$\min f_{obj}^{base} = \min \{CC_{tot} + OC_{tot}\} \quad (1)$$

$$CC_{tot} = \sum_{g=1}^{\Omega_G} cc_g \cdot P_{nom,g} + \sum_{r=1}^{\Omega_R} cc_r \cdot P_{nom,r} \quad (2)$$

$$+ \sum_{s=1}^{\Omega_S} cc_s \cdot E_{nom,s} + cc_{s,links} \cdot P_{nom,s} \quad (3)$$

$$OC_{tot} = \sum_{t=1}^{t_{end}} sw(t) \cdot \left( \sum_{g=1}^{\Omega_G} oc_g \cdot d_g(t) + \sum_{s=1}^{\Omega_S} oc_s \cdot d_s(t) \right) \quad (4)$$

### ۳-۳- معادلات مدل هزینه ژنراتورهای سوختی

تابع هدف پیشنهاد شده در معادله ۱ بسط داده می شود که شامل یک عبارت هزینه دیگر برای گزارش هزینه بیکاری ژنراتورهای سوختی در زمان روشن بودن آنهاست. این عبارت در معادله ۵ ارائه می شود که در آن  $fe,g$  عبارت اضافی تابع



هدف ناشی از ژنراتور سوختی  $g$  ام است،  $t_{end}$  تعداد مقدارهای لحظه‌ای در نظر گرفته شده است،  $sw(t)$  وزن مقدار لحظه‌ای  $t$  ام است،  $sg(t)$  وضعیت ژنراتور سوختی  $g$  ام در لحظه زمانی  $t$  ام و  $Ic_g$  هزینه بیکاری ژنراتور سوختی  $g$  ام است.

$$f_{e,g} = \sum_{t=1}^{t_{end}} s_g(t) \cdot Ic_g \cdot sw(t), \quad \forall g \in \Omega_G \quad (5)$$

می توان با تقسیم بر توان نامی ژنراتور سوختی  $a$  یعنی  $(P_{nom,g})$  مانند معادله ۶؛  $Ic_g$  را نرمال سازی کرد. در اینجا  $ic$  هزینه خاص بیکاری است که می تواند با توان نامی تغییر کند. در مطالعه موردی این پژوهش،  $ic$  یک مقدار ثابت است و جزئیات بیشتر در بخش ۴ ارائه می شود.

$$f_{e,g} = \sum_{t=1}^{t_{end}} s_g(t) \cdot ic \cdot P_{nom,g} \cdot sw(t), \quad \forall g \in \Omega_G \quad (6)$$

علاوه بر این باید اشاره کنیم که عبارت هزینه بیکاری می تواند استهلاک و نگهداری ژنراتور را نیز گزارش کند، چراکه این مقادیرها به ساعت کاری واقعی بستگی دارد. این رویکرد در مطالعه موردی بررسی شده در این مقاله بکار گرفته می شود، که در آن هزینه خاص بیکاری از کاتالوگ ژنراتورها در ریزشبهه به دست آمد. هزینه به دست آمده به هزینه استهلاک افزوده شد.

در نهایت در معادله ۷ فرمول کلی تابع هدف بکار رفته ارائه می شود که در آن یک عبارت دیگر به هزینه کل سرمایه و عملیات اضافه می شود.

$$f_{obj} = f_{obj}^{base} + \sum_{g=1}^{\Omega_G} f_{e,g}, \quad \forall g \in \Omega_G \quad (7)$$

کد مربوط به فرمول ریاضی بیان شده در این پاراگراف در [GitHub](#) در دسترس است و در شاخه اصلی ذخیره گاه PyPSA ادغام شده است [۳۲].

#### ۴-۳- نیازمندی های توان احتیاطی

در ادامه رویکرد پیشنهاد شده در مرجع های [۹،۱۰]، مدل نیازمندی های توان احتیاطی ما ابهام مربوط به بار الکتریکی و دسترسی به منابع انرژی تجدیدپذیر را به حساب می آورد. برای محاسبه الزام ذخیره سازی برای یک ریزشبهه، ما با دو عبارت



$w_{EL}, w_{RES}, w_{AV}$ ، بار الکتریکی و دسترسی به منابع انرژی تجدیدپذیر را وارد می کنیم. پارامترهای خاص انتخاب شده برای مطالعه موردی ارائه شد در این مقاله در بخش مربوطه مورد بحث قرار می گیرد. همچنین یک عبارت ثابت هم برای در نظر گرفتن ابهام مربوط به خطاهای احتمالی دارایی های سیستم گنجانده می شود. می توان از روش های مختلفی برای تعیین این عبارت استفاده کرد، مانند در نظر گرفتن بیشترین یا کمترین اندازه ژنراتور متصل به شبکه، یک مقدار ثابت، یا بیشترین ژنراتور فعال در زمان مورد نظر. برای این مطالعه موردی، کمترین اندازه ژنراتور استفاده می شود. با این حال یک تحلیل حساسیت هم در بخش نتایج با افزایش نمایی تقاضای ذخیره سازی تا ۵۰٪ در چهار مرحله، انجام می شود. نیازمندی توان احتیاطی توان در گام زمانی  $t$  ام با معادله ۸ به دست می آید که در آن  $EL(t)$  بار الکتریکی مورد تقاضا در گام زمانی  $t$  ام است،  $Pr, avvRES(t)$  توان در دسترس در گام زمانی  $t$  ام برای فناوری انرژی تجدیدپذیر  $r$  ام است، و  $fix$  عبارت ثابتی است که مقدار آن بسته به مطالعه موردی خاص مورد نظر قابل تغییر است که در معادله ۹ بیان می شود. متغیر  $r$  نشان دهنده فناوری انرژی تجدیدپذیر  $r$  ام است.

$$R_{rq}(t) = w_{EL} \cdot EL(t) + \sum_r^{\Omega_R} w_{av, vRES} \cdot P_{r, avvRES}(t) + fix \quad (8)$$

$$fix = \min\{P_{nom, g}\}, \quad g \in \Omega_G$$

$$fix = \max\{P_{nom, g}\}, \quad g \in \Omega_G$$

$$fix = q, \quad q > 0 \text{ MW} \quad (9)$$

توان در دسترس برای فناوری انرژی تجدیدپذیر  $r$  ام در گام زمانی  $t$  ام یعنی  $Pr, avvRES(t)$  در معادله ۱۰ تعریف می شود که در آن  $CF_r(t)$  ضریب ظرفیت است،  $P_{max, r}$  توان نامی (خروجی بهینه سازی) است و  $r$  برای فناوری انرژی تجدیدپذیر  $r$  ام برقرار است.

$$P_{r, avvRES}(t) = CF_r(t) \cdot P_{nom, r}, \quad \forall r \in \Omega_R \quad (10)$$

توان احتیاطی تامین شده توسط ژنراتور سوختی  $g$  ام در گام زمانی  $t$  به توان در دسترس مربوط می شود که مقدار توانی است که در چند دقیقه پس از شتاب گرفتن ژنراتور ارائه می شود. این توان در دسترس به صورت اختلاف میان خروجی ژنراتور  $a$  ام در زمان روشن شدن و توان تامین شده برای برآورده سازی تقاضای الکتریکی محاسبه می شود که در معادله ۱۱ نشان داده می شود.

$$r_g(t) \leq P_{nom,g} \cdot s_g(t) - d_g(t), \quad \forall g \in \Omega_G \quad (11)$$

با در نظر گرفتن مورد توان احتیاطی ارائه شده تنها توسط ژنراتورهای سوختی، محدودیت ذخیره سازی مورد نظر با معادله ۱۲ ارائه می شود.

$$\sum_{g=1}^{\Omega_G} r_g(t) \geq R_{rq}(t) \quad (12)$$

### ۳-۶- وارد کردن سیستم ذخیره سازی باتری در معادلات تامین ذخیره

توان احتیاطی در دسترس یک سیستم ذخیره باتری در گام زمانی  $t$  ام با دو عامل اصلی محدود می شود: محدودیت های انرژی و توان سیستم ذخیره سازی باتری. عامل اول با استفاده از وضعیت شارژ سیستم ذخیره سازی باتری مدل سازی می شود که باید در یک دامنه مشخص حفظ شود تا از شارژ یا تخلیه بیش از سطح توصیه شده حفظ شود.

معادلات ۱۳ و ۱۴ توان تخلیه در دسترس سیستم ذخیره سازی باتری را بر اساس وضعیت شارژ آن به ترتیب در گام زمانی قبلی و فعلی را محدود می کند. در معادله ۱۳،  $r_{s,store}(t)$  نشان دهنده توان تخلیه در دسترس برای واحد ذخیره سازی  $s$  در زمان  $t$  است،  $\eta_{disch,s}$  بازدهی دو سره سیستم ذخیره سازی باتری است،  $e_s(t-1)$  وضعیت شارژ سیستم ذخیره سازی باتری در گام زمانی قبلی است و  $E_{nom,s}$  و  $e_{min,s}(t)$  به ترتیب نشان دهنده ظرفیت نامی و وضعیت کمینه درصد شارژ هستند. در معادله ۱۴،  $e_s(t)$  نشان دهنده وضعیت شارژ سیستم ذخیره سازی باتری در گام زمانی کنونی است.

$$r_{s,store}(t) \leq \eta_{disch,s} \cdot (e_s(t-1) - E_{nom,s} \cdot e_{min,s}(t)), \quad \forall s \in \Omega_S \quad (13)$$

$$r_{s,store}(t) \leq \eta_{disch,s} \cdot (e_s(t) - E_{nom,s} \cdot e_{min,s}(t)), \quad \forall s \in \Omega_S \quad (14)$$

عامل دوم محدود کننده توان احتیاطی موجود، توان نامی مبدل الکترونیک توان است که در معادله ۱۵ در نظر گرفته می شود. در این معادله،  $r_{s,link}(t)$  نشان دهنده توان موجود مبدل واحد ذخیره سازی  $s$  در زمان  $t$  است،  $P_{nom,s}$  توان نامی مبدل، و  $d_s(t)$  توان واقعی خروجی از مبدل در زمان  $t$  است. توجه کنید که ارسال هر واحد ذخیره سازی  $s$  با مبدل مربوط به آن تنظیم می شود.

$$r_{s,link}(t) \leq P_{nom,s} - d_s(t), \quad \forall s \in \Omega_S \quad (15)$$

توان احتیاطی در دسترس بیشینه برای هر سیستم ذخیره سازی باتری، با انتخاب مقدار کمینه میان محدودیت های توان اعمال شده توسط وضعیت شارژ و مبدل تعیین می شود. معادله ۱۶ با انتخاب توان احتیاطی بیشینه در دسترس واحد ذخیره سازی  $s$  در زمان  $t$  این را نمایش می دهد که با  $r_s(t)$  نشان داده می شود.

$$r_s(t) \leq \min\{r_{s,store}(t), r_{s,link}(t)\}, \quad \forall s \in \Omega_S \quad (16)$$

برای اطمینان از این که توان احتیاطی کل تامین شده توسط همه سیستم های ذخیره باتری و ژنراتورهای سوختی بیشتر یا برابر با نیاز ذخیره سازی در هر گام زمانی (تعریف شده در معادله ۸) است، از معادله ۱۷ استفاده می شود.

$$\sum_{g=1}^{\Omega_G} r_g(t) + \sum_{s=1}^{\Omega_S} r_s(t) \geq R_{rq}(t) \quad (17)$$

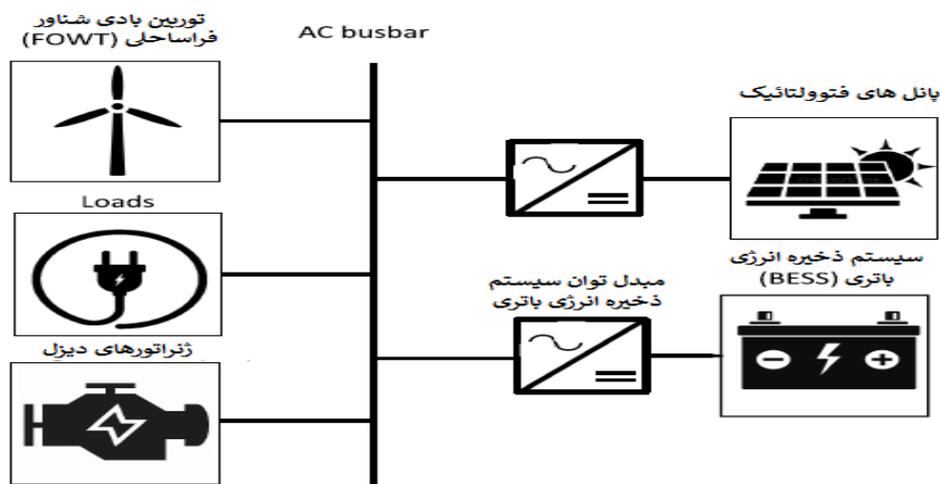
### ۷-۳- وارد کردن منابع انرژی تجدیدپذیر در معادلات تامین ذخیره

در این بخش مدلی برای وارد کردن منابع انرژی تجدیدپذیر در تدارک توان احتیاطی در سیستم قدرت توضیح می دهیم. امروزه فناوری های انرژی تجدیدپذیر در تدارک توان احتیاطی با محدودیت های فنی و عملی قابل توجهی روبرو هستند. با این حال به حساب آوردن سهم آنها در مرحله برنامه ریزی باید دستورات عملی هایی در مورد نیاز ذخیره سازی به همراه داشته باشد تا پژوهش بیشتر در افزایش تدارک توان احتیاطی آنها را ممکن کند.

مدل برای وارد کردن منابع انرژی تجدیدپذیر در تدارک توان احتیاطی بیشتر با معادله ۱۸ تعریف می شود. این مدل محدودیتی روی تدارک توان احتیاطی که با فناوری های منابع انرژی تجدیدپذیر در هر زمان مشخص قابل تامین است اعمال می کند. این محدودیت برابر منابع موجود در دسترس برای

هر فناوری انرژی تجدیدپذیر است که توان کمتری در همان موقع با آن فناوری توزیع می شود.

$$r_r(t) \leq CF_r(t) \cdot P_{nom,r} - d_r(t), \quad \forall r \in \Omega_R \quad (18)$$



شکل ۱- معماری ریزشبکه



در معادله ۱۹، نیاز به ذخیره سازی که باید با ژنراتورهای سوختی و فناوری های انرژی تجدیدپذیر تامین شود، مشخص می شود. بر عکس اگر سیستم ذخیره باتری هم ذخیره فراهم کند، معادله ۲۰ نیاز کلی به ذخیره سازی که باید تامین شود را بیان می کند.

$$\sum_{g=1}^{\Omega_G} r_g(t) + \sum_{r=1}^{\Omega_R} r_r(t) \geq R_{rq}(t) \quad (19)$$

$$\sum_{g=1}^{\Omega_G} r_g(t) + \sum_{s=1}^{\Omega_S} r_s(t) + \sum_{r=1}^{\Omega_R} r_r(t) \geq R_{rq}(t) \quad (20)$$

#### ۴- نتایج

##### ۴-۱- توصیف

جریان گردشگری بسیار بزرگی در تابستان با فراوانی منابع خورشیدی بادی به واسطه مکان مناسب آن، یک مطالعه موردی ایده آل برای بررسی خودکفایی محلی انرژی از طریق بکارگیری یک مدل برنامه ریزی انرژی ریزشکه انتخاب گردید .

مدل انرژی این مطالعه متشکل از یک ذخیره ساز انرژی یون لیتیوم (Li-ES)، پانل های فتوولتائیک (PV)، توربین های بادی شناور فراساحلی (FOWT)، و ژنراتورهای دیزلی (DGs) است. به شکل قابل توجهی، ظرفیت بیشینه فتوولتائیک محدود به ۱۵ MW بود، در حالی که توربین های بادی ساخلی به دلیل محدودیت قانون محلی ممنوع هستند [۳۴]. هزینه های سرمایه گذاری و راه اندازی مربوط به فناوری های انرژی تجدیدپذیر ارائه می شود. یک نرخ تخفیف ۵٪ هم فرض می شود [۳۵].

جدول ۱- فرضیات هزینه مربوط به فناوری های انرژی تجدیدپذیر

مرجع	طول عمر بهینه	OpEx	CapEx	فناوری
[۳۶]، [۳۷]	۲۵ سال	$17 \frac{\text{€}}{\text{kW.y}}$	$90.5 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	فتوولتائیک
[۳۸]	۲۵ سال	$94 \frac{\text{€}}{\text{kW.y}}$	$4500 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	توربین های بادی شناور فراساحلی
[۳۹]	۱۵ سال	$6 \frac{\text{€}}{\text{kW.y}}$	$300 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	ذخیره انرژی یون لیتیوم



[۳۹]	۱۵ سال	$18 \frac{\text{€}}{\text{kW.y}}$	$180 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	مبدل توان
------	--------	-----------------------------------	----------------------------------	-----------

توجه کنید که  $\gamma$  نشان دهنده سال است.

سیستم انرژی کنونی جزیره متکی بر ۸ ژنراتور دیزلی با ظرفیت کلی نصب شده ۲۵ MW است. هزینه دیزل در بخش IV-E بیان می شود که در آن اندازه ۸ ژنراتور هم توضیح داده می شود. پروفایل های بار و همه اطلاعات مربوط به ژنراتورهای دیزلی مورد استفاده در این مطالعه به وسیله کاربر سیستم توزیع محلی ارائه می شود. تقاضای برق سالانه در سال ۲۰۱۹ حدود ۳۷ GWh بود [۴۰] که بار پیک آن ۹۰۵ MW و بار مبنا ۲.۲ MW بود. داده های تولید انرژی خورشیدی و بادی محلی از طریق پلتفرم اینترنتی ERA5 جمع آوری می شود [۴۱]. منابع توان بادی ضریب ظرفیت میانگین ۴۰٪ دارند، در حالی که منابع فتوولتائیک خورشیدی ضریب ظرفیت میانگین ۱۹٪ دارند. در خصوص سیستم ذخیره انرژی یون لیتیوم، مفروضات زیر اعمال شده است:

- بازدهی رفت و برگشتی برابر ۹۰٪ است که به طور مساوی بین شارژ و تخلیه تقسیم می شود [۴۲]؛
- نرخ C برابر ۱ فرض شده که حداقل مدت آن ۲ ساعت است که به صورت زمان صرف شده برای تخلیه کامل باتری تعریف می شود که توانی معادل با ظرفیت مبدل توان فراهم می کند [۴۳]؛
- هزینه استهلاک سیستم ذخیره انرژی یون لیتیوم برابر  $0.3 \text{ €/kWh}$  فرض شده که با در نظر گرفتن طول عمر ۱۰۰۰۰ چرخه به دست آمده است [۴۴].
- SOC سیستم یون لیتیوم متوازن فرض شده است، یعنی سطح شارژ اولیه و نهایی باید در هر شبیه سازی تطابق داشته باشد.

#### ۴-۲- روند کار

نیازمندی به ذخیره سازی به وسیله پارامترهای  $wav, vRES, WEL$  و  $fix$  (معادله ۸) تعیین می شود که به ترتیب به سهم وابسته به بار ذخیره سازی، سهم وابسته به منابع انرژی تجدیدپذیر، و کمترین نیازمندی ثابت به ذخیره سازی مربوط می شود. شبیه سازی های پیشنهادی را می توان به صورت زیر به سه دسته تقسیم کرد.

##### (۱) تحلیل فرمولاسیون مدل سازی

ابتدا این پارامترها ( $wav, vRES, WEL, fix$ ) برای ایجاد یک منحنی برای نیازمندی توان ذخیره تعیین می شوند. سپس شبیه سازی هایی برای چهار هفته نمونه با استفاده از این مقدارهای از پیش تعریف شده انجام می شود. این شبیه سازی ها برای سناریوهای مطرح شده انجام می شود که امکان بررسی تاثیر فرمول های مختلف مدل سازی را فراهم می کند. سناریوها



به تدریج مشخصه های مختلفی برای دربرگیری همه ترکیب های ممکن و تعیین تاثیر متقابل پدیده مدل سازی شده بر نتایج را معرفی می کند.

## ۲) شبیه سازی های کل سال

وقتی تاثیر متقابل بررسی شد، شبیه سازی هایی برای یک سال کامل برای ۵ منبع اصلی انجام می شود: سناریوی مبنا (BS:Mric) با مدل هزینه کامل ژنراتور سوختی اجرا شده (قابلیت ورود به مدار، کمترین نرخ توان، و هزینه بیکاری)، و چهار مورد ذخیره سازی (تنها با ژنراتور سوختی، ذخیره تامین شده با ژنراتور سوختی و منابع انرژی تجدیدپذیر، ذخیره تامین شده با ژنراتور سوختی و سیستم ذخیره انرژی باتری، و ذخیره تامین شده با ژنراتور سوختی، سیستم ذخیره باتری و منابع انرژی تجدیدپذیر). هدف این شبیه سازی ها، ارزیابی سهم سیستم ذخیره انرژی باتری برای تامین توان احتیاطی و بررسی نحوه تاثیر یکپارچه سازی آنها در برنامه ریزی انرژی طولانی مدت بر اندازه بهینه اجزاء ریزشکه است. همچنین شبیه سازی ها نحوه تغییر راهبرد توزیع ژنراتورهای سوختی در حضور فناوری های مختلف دخیل در توان احتیاطی را بررسی می کند.

## ۳) تحلیل حساسیت روی پارامترهای ذخیره سازی

پارامترهای ذخیره سازی ( $wEL, wav, vRES, fix$ ) به طور پیشرونده افزایش داده می شوند تا مجموعه چهار نیاز به توان احتیاطی متمایز با افزایش درصد به ۲۵۶٪ ایجاد شود ( $Rq1, Rq2, Rq3, Rq4$ ) که به طور عددی در بخش III-C تعریف می شوند). سپس شبیه سازی ها دوباره برای ۴ هفته نمونه اجرا می شوند تا تحلیل حساسیت انجام شود. این تحلیل حساسیت به ارزیابی چگونگی حساسیت ظرفیت نامی بهینه فناوری های انرژی تجدیدپذیر به تغییر در درخواست ذخیره سازی کمک می کند.

## ۳-۴- تنظیم تلورانس شبیه سازی

مدل با استفاده از حل کننده CPLEX solver V20.1.1 [۴۵] روی یک دستگاه مجهز به یک پردازنده AMD Ryzen 9 3900X و 64 GB of RAM حل می شود. شبیه سازی ها برای یک دوره ۴ هفته نمونه و یک سال اجرا می شود که تلورانس های فاصله بیشینه بسته به مورد برای پیش گیری از نیازمندی های غیرقابل قبول محاسباتی بیش از ۵٪ نیست [۲۷]. همگرایی و تلورانس های موثر در بخش نتایج دنبال شده و گزارش می شود.

## ۴-۴- نیازمندی های توان احتیاطی

مدل توان احتیاطی تشریح شده در بخش C-۳ بر اساس سه پارامتر اصلی مربوط به سهم های ناشی از تقاضای برق ( $wEL$ )، توان موجود از منابع انرژی تجدیدپذیر ( $wav, vRES$ ) و قطعی های احتمالی اجزاء ( $fix$ ) است.

در نشریات  $wav, vRES$  عموماً برابر ۱۰٪ برای موردهای مطالعه با اندازه و مشخصه های مشابه دانسته می شود [۴۶]. با این حال  $wEL$  از ۱۰٪ تا ۳۰٪ تغییر می کند [۴۷، ۴۸] و عبارت ثابت  $fix$  به صورت تعریف شده در معادله ۹، را می توان به



روش های مختلفی مدلی سازی کرد: برای مثال مولفان مرجع های [۹] و [۴۶] پیشنهاد کردند که آن را بر اساس بیشینه توان ژنراتورهای سوختی موجود برای شبکه قدرت محاسبه کنند، در حالی که مرجع [۱۹] تنها وزن درصدی را در نظر می گیرد و عبارت ثابت را برابر  $0.1 \text{ MW}$  تعیین می کند.

با فرض این تغییرپذیری، همانطور که گفته شد، یک تحلیل حساسیت روی نیازمندی های توان احتیاطی را پیشنهاد می کنیم. ما چهار مجموعه متفاوت پارامترها را با نام های  $Rq1, Rq2, Rq3$  و  $Rq4$  تعریف می کنیم و به طور خلاصه بیان می کنیم.  $Rq1$  به عنوان سناریوی مبنا استفاده می شود که بر اساس تحلیل نثریات و دانش مولفان مناسب دانسته می شود.

#### ۵- بحث و نتیجه گیری

مطالعه پیشنهاد شده برنامی ریزی بهینه و توزیع ریزش شبکه ها از جمله ژنراتورهای سوختی و نیازمندی های احتیاطی توان را به طور موفق ممکن می سازد. به علاوه دستورالعمل های عملی برای تسهیل طراحی بهینه و توسعه سیستم های خارج از شبکه فراهم می شود که کارایی و بازدهی آنها را تضمین می کند. یک تحلیل حساسیت روی فرمول مدلی سازی انجام شده است که سناریوهای مختلف و تاثیر آنها بر کار سیستم عملی را نشان می دهد، تا تاثیر هر دارایی و تاثیر متقابل آنها در شبیه سازی های یک سال کامل تحلیل شود. در طول این مطالعه، چند یافته مهم به دست آمد:

- ۱) مدلی سازی دقیق کار ژنراتور سوختی برای ارزیابی واقع بینانه مزایای آنها ضروری است، نه برای وارد کردن برآورد  $30\%$  پائین تر هزینه ها.
- ۲) برنامه ریزی سیستم باید نیاز به توان احتیاطی را برای اجتناب از دست کم گرفتن تقاضای سیستم، تا  $25\%$  هزینه کل، و مصرف سوخت تا  $50\%$  به حساب آورد.
- ۳) استفاده صرف از ژنراتورهای سوختی و فناوری های انرژی تجدیدپذیر برای توان احتیاطی منجر به  $15\%$  هزینه های بالاتر در مقایسه با مورد بدون اجرای نیازمندی های احتیاطی می شود. با این حال اگر ذخیره سازی بتواند توان احتیاطی را فراهم کند، تاثیر تقاضای توان احتیاطی بر هزینه ها ناچیز می شود.
- ۴) ایجاد امکان ذخیره سازی برای تامین احتیاطی هزینه های کلی سیستم را به شدت کاهش می دهد (تا  $20\%$ ) و مصرف سوخت را پائین می آورد ( $35\%$ ).
- ۵) استفاده از ظرفیت ذخیره سازی به عنوان احتیاط ظرفیت در دسترس را به طور قابل توجهی افزایش می دهد و در بیشتر ساعات های سال با کمترین نوسان هزینه بیش از  $20\%$  از نیازمندی ها پیش می گیرد.
- ۶) ذخیره سازی نه تنها ظرفیت احتیاطی موثری فراهم می کند، بلکه عملکرد ژنراتورهای سوختی را نیز بهینه می کند:

- ساعات کاری کمتر ژنراتورهای دیزل (کمتر از ۰.۵ ژنراتور در حال کار در ساعت) امکان کاهش ناوگان ژنراتور لازم را فراهم می کند و به تصمیم گیرندگان فرصت می دهد ژنراتورهای سوختی را از رده خارج کنند یا جایگزین کنند.
- ژنراتورهای سوختی (در زمان فعال بودن) در بازدهی بالاتر و با آلاینده‌گی کمتر و هزینه های تولید ویژه کمتر (تا ۲۳٪-) کار می کنند. تدارک موثر توان احتیاطی از طریق سیستم های ذخیره سازی انرژی باتری، نیاز به ظرفیت بافر (میانگیر) مربوط به ژنراتورهای سوختی را از بین می برد.
- ۷) منابع انرژی تجدیدپذیر به میزان محدودی در تدارک احتیاط نقش دارد که تنها وقتی تاثیر قابل توجهی دارد که ذخیره سازی برای تامین توان احتیاطی در نظر گرفته نشده باشد (۱۰٪- هزینه سالانه سیستم و ۳۹٪- مصرف سوخت کمتر).

مدل فراگیر نشان می دهد که وقتی ذخیره سازی برای تدارک احتیاط در نظر گرفته می شود، اندازه یابی بهینه سیستم ذخیره سازی انرژی باتری حدود ۱۵٪ بالاتر است. نتایج این مطالعه دستورالعمل هایی برای مدل سازی و طرح ریزی احتیاط در سیستم های خارج از شبکه فراهم می کند و نقش محوری فناوری های ذخیره سازی در تضمین یک گذار سریع، اقتصادی، پایدار و موثر انرژی برای یک سیستم خارج از شبکه ارائه می کند. پژوهش های بیشتر می توانند روش های ساده شده برای در نظر گرفتن انواع مختلف توان احتیاطی (یعنی توان احتیاطی اولیه، ثانویه و سوم)، و تاثیر افزایش ظرفیت مدولار را بررسی کنند. اگرچه نتایج به دست آمده همچنان معتبر است، مطالعات بیشتر امکان مقداربندی دقیق تاثیر نیازمندی های احتیاط توان را ممکن خواهد کرد. پژوهش های قبلی چند خلاء در برنامه ریزی انرژی ریزشبه را شناسایی کرده است، به ویژه در ارتباط با دستورالعمل ها در مورد تدارک توان احتیاطی فناوری های مختلف (ژنراتورهای سوختی، ذخیره سازی و منابع انرژی تجدیدپذیر) برای ریزشبه ها [۲۳]، مدل سازی نادقیق هزینه ها [۹] و بهترین توازن برای برنامه ریزی شبکه با توان تفکیک ساعتی برای تحلیل کل سال.

منابع :

[1] Renewables 2022: Analysis and Forecast to 2027, Int. Energy Agency (OECD), Paris, France, 2022.

[2] M. Martínez-Barbeito, D. Gomila, and P. Colet, "Dynamical model for power grid frequency fluctuations: Application to islands with high penetration of wind generation," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 14, no. 3, pp. 1436–1445, Jul. 2023.

[3] X. Deng and T. Lv, "Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models," J. Cleaner Prod., vol. 246, Feb. 2020, Art. no. 118962.

[4] D. Haase and A. Maier, “Research for REGI committee—Islands of the European Union: State of play and future challenges,” Policy Dept. Struct. Cohesion Policies, European Parliament, Tech. Rep. PE 652.239 and ’REGI/INT/NT/2021-001, Mar. 2021.

[5] Transforming Small-Island Power Systems: Technical Planning Studies for the Integration of Variable Renewables, Int. Renew. Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, Dec. 2018.

[6] N. Heliö, J. Kiviluoma, H. Holttinen, J. D. Lara, and B. Hodge, “Including operational aspects in the planning of power systems with large amounts of variable generation: A review of modeling approaches,” WIREs

Energy Environ., vol. 8, no. 5, p. e341, Sep. 2019.

[7] C. S. Lai, G. Locatelli, A. Pimm, X. Wu, and L. L. Lai, “A review on long-term electrical power system modeling with energy storage,” J. Cleaner Prod., vol. 280, Jan. 2021, Art. no. 124298.

[8] A. Fattahi, M. S. Diéguez, J. Sijm, G. M. España, and A. Faaij, “Measuring accuracy and computational capacity trade-offs in an hourly integrated energy system model,” Adv. Appl. Energy, vol. 1, Feb. 2021, Art. no. 100009.

[9] G. Diaz, A. Inzunza, and R. Moreno, “The importance of time resolution, operational flexibility and risk aversion in quantifying the value of energy storage in long-term energy planning studies,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 112, pp. 797–812, Sep. 2019.

[10] K. Poncelet, E. Delarue, and W. D’haeseleer, “Unit commitment constraints in long-term planning models: Relevance, pitfalls and the role of assumptions on flexibility,” Appl. Energy, vol. 258, Jan. 2020, Art. no. 113843.

[11] P. Marocco, R. Novo, A. Lanzini, G. Mattiazzo, and M. Santarelli, “Towards 100% renewable energy systems: The role of hydrogen and batteries,” J. Energy Storage, vol. 57, Jan. 2023, Art. no. 106306.

[12] R. Novo, P. Marocco, G. Giorgi, A. Lanzini, M. Santarelli, and G. Mattiazzo, “Planning the decarbonisation of energy systems: The importance of applying time series clustering to long-term models,” Energy Convers. Manag. X, vol. 15, Aug. 2022, Art. no. 100274.

[13] M. F. Ishraque, S. A. Shezan, M. M. Ali, and M. M. Rashid, “Optimization of load dispatch strategies for an islanded microgrid connected with renewable energy sources,” Appl. Energy, vol. 292, Jun. 2021, Art. no. 116879.

[14] E. Dudkina, D. Fioriti, E. Crisostomi, and D. Poli, “On the impact of different electricity markets on the operation of a network of microgrids in remote areas,” Electr. Power Syst. Res., vol. 212, Nov. 2022, Art. no. 108243.

[15] Y.-K. Wu, S.-R. Huang, W.-S. Tan, and C.-P. Chiu, "Impact of generation flexibility on the operating cost under a high penetration of renewable power integration," in Proc. IEEE Ind. Appl. Soc. Annu. Meeting, Sep. 2019, pp. 1–11.

[16] Z. Tang, Y. Liu, L. Wu, J. Liu, and H. Gao, "Reserve model of energy storage in day-ahead joint energy and reserve markets: A stochastic UC solution," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 12, no. 1, pp. 372–382, Jan. 2021.

[17] Z. Li, P. Yang, Z. Zhao, and L. L. Lai, "Retrofit planning and flexible operation of coal-fired units using stochastic dual dynamic integer programming," IEEE Trans. Power Syst., early access, Feb. 7, 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3243093.

[18] M. Navia, R. Orellana, S. Zarate, M. Villazón, S. Balderrama, and S. Quoilin, "Energy transition planning with high penetration of variable renewable energy in developing countries: The case of the Bolivian

interconnected power system," Energies, vol. 15, no. 3, p. 968, Jan. 2022.

[19] X. Han, X. Chen, M. B. McElroy, S. Liao, C. P. Nielsen, and J. Wen, "Modeling formulation and validation for accelerated simulation and flexibility assessment on large scale power systems under higher renewable penetrations," Appl. Energy, vol. 237, pp. 145–154, Mar. 2019.

[20] S. S. Oskouee, S. Kamali, and T. Amraee, "Primary frequency support in unit commitment using a multi-area frequency model with flywheel energy storage," IEEE Trans. Power Syst., vol. 36, no. 6, pp. 5105–5119,

Nov. 2021.

[21] L. Tziiovani, M. Savva, M. Asprou, P. Kolios, E. Kyriakides, R. Tapakis, M. Michael, and C. Hadjilaou, "Assessing the operational flexibility in power systems with energy storage integration," in Flexitranstore. Cham, Switzerland: Springer, 2020.

[22] A. Flores-Quiroz and K. Strunz, "A distributed computing framework for multi-stage stochastic planning of renewable power systems with energy storage as flexibility option," Appl. Energy, vol. 291, Jun. 2021, Art. no. 116736.

[23] N. Helistö, J. Kiviluoma, G. Morales-España, and C. O'Dwyer, "Impact of operational details and temporal representations on investment planning in energy systems dominated by wind and solar," Appl. Energy, vol. 290, May 2021, Art. no. 116712.

[24] A. Vargiu, R. Novo, C. Moscoloni, E. Giglio, G. Giorgi, and G. Mattiazzo, "An energy cost assessment of future energy scenarios: A case study on San Pietro Island," Energies, vol. 15, no. 13, p. 4535, Jun. 2022.

[25] T. Brijjs, A. van Stiphout, S. Siddiqui, and R. Belmans, "Evaluating the role of electricity storage by considering short-term operation in long-term planning," Sustain. Energy, Grids Netw., vol. 10, pp. 104–117, Jun. 2017.

[26] X. Wu, W. Zhao, H. Li, B. Liu, Z. Zhang, and X. Wang, "Multi-stage stochastic programming based offering strategy for hydrogen fueling station in joint energy, reserve markets," *Renew. Energy*, vol. 180, pp. 605–615, Dec. 2021.

[27] M. Petrelli, D. Fioriti, A. Berizzi, and D. Poli, "Multi-year planning of a rural microgrid considering storage degradation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 2, pp. 1459–1469, Mar. 2021.

[28] H.-K. Ringkjøb, P. M. Haugan, and I. M. Solbrekke, "A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 96, pp. 440–459, Nov. 2018.

[29] Y. Jiang, L. Kang, and Y. Liu, "Optimal configuration of battery energy storage system with multiple types of batteries based on supply-demand characteristics," *Energy*, vol. 206, Sep. 2020, Art. no. 118093.

[30] N. Zhang, H. Jiang, E. Du, Z. Zhuo, P. Wang, Z. Wang, and Y. Zhang, "An efficient power system planning model considering year-round hourly operation simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 6, pp. 4925–4935, Nov. 2022.

[31] N. Zhang, Q. Sun, L. Yang, and Y. Li, "Event-triggered distributed hybrid control scheme for the integrated energy system," *IEEE Trans. Ind. Informat.*, vol. 18, no. 2, pp. 835–846, Feb. 2022.

[32] E. Giglio and D. Fioriti, "Add stand-by cost," *Tech. Rep.*, 2023. Accessed: Aug. 25, 2023. [Online]. Available: <https://github.com/PyPSA/PyPSA/pull/659>

[33] T. Brown, J. Horsch, and D. Schlachtberger, "PyPSA: Python for power system analysis," *J. Open Res. Softw.*, vol. 6, no. 1, p. 4, Jan. 2018.

[34] C. Moscoloni, F. Zarra, R. Novo, E. Giglio, A. Vargiu, G. Mutani, G. Bracco, and G. Mattiazzo, "Wind turbines and rooftop photovoltaic technical potential assessment: Application to sicilian minor islands," *Energies*, vol. 15, no. 15, p. 5548, Jul. 2022.

[35] Y. Liu, L. Guo, R. Hou, C. Wang, and X. Wang, "A hybrid stochastic/robust-based multi-period investment planning model for island microgrid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 130, Sep. 2021, Art. no. 106998.

[36] *Renewable Power Generation Costs in 2021*, Int. Renew. Energy Agency, Masdar City, United Arab Emirates, 2022.

[37] *2022 Annual Technology Baseline*, Nat. Renew. Energy Lab. (NREL), Golden, CO, USA, 2022.

[38] M. Shields, P. Duffy, W. Musial, M. Laurienti, D. Heimiller, R. Spencer, and M. Optis, "The costs and feasibility of floating offshore wind energy in the O'ahu region," *Nat. Renew. Energy Lab. (NREL)*, Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-5000-80808, Oct. 2021.

[39] W. Cole, A. Frazier, and C. Augustine, "Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update," Nat. Renew. Energy Lab. (NREL), Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-6A20-79236, Jun. 2021.

[40] R. Novo, F. D. Minuto, G. Bracco, G. Mattiazzo, R. Borchellini, and A. Lanzini, "Supporting decarbonization strategies of local energy systems by de-risking investments in renewables: A case study on Pantelleria Island," *Energies*, vol. 15, no. 3, p. 1103, Feb. 2022. 100796 VOLUME 11, 2023 E. Giglio et al.: Reserve Provision in the Optimal Planning of Off-Grid Power Systems

[41] H. Hersbach, B. Bell, P. Berrisford, S. Hirahara, and J. Thépaut, "The ERA5 global reanalysis," *Quart. J. Roy. Meteorolog. Soc.*, vol. 146, no. 730, pp. 1999–2049, 2020.

[42] F. Ahmed, D. A. Kez, S. McLoone, R. J. Best, C. Cameron, and A. Foley, "Dynamic grid stability in low carbon power systems with minimum inertia," *Renew. Energy*, vol. 210, pp. 486–506, Jul. 2023.

[43] R. Yudhistira, D. Khatiwada, and F. Sanchez, "A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage," *J. Cleaner Prod.*, vol. 358, Jul. 2022, Art. no. 131999.

[44] F. B. Jasper, J. Spöthe, M. Baumann, J. F. Peters, J. Ruhland, and M. Weil, "Life cycle assessment (LCA) of a battery home storage system based on primary data," *J. Cleaner Prod.*, vol. 366, Sep. 2022, Art. no. 132899.

[45] User's Manual for CPLEX, document Version 20.1.1, CPLEX and IBM ILOG, Int. Bus. Mach. Corp., Armonk, NY, USA, Mar. 2021.

[46] Y.-K. Wu, W.-S. Tan, Y.-S. Chiang, and C.-L. Huang, "Planning of flexible generators and energy storages under high penetration of renewable power in Taiwan power system," *Energies*, vol. 15, no. 14, p. 5224, Jul. 2022.

[47] D. Curto, S. Favuzza, V. Franzitta, A. Guercio, M. A. N. Navia, E. Telaretti, and G. Zizzo, "Grid stability improvement using synthetic inertia by battery energy storage systems in small islands," *Energy*, vol. 254, Sep. 2022, Art. no. 124456.

[48] F. Ramos, A. Pinheiro, R. Nascimento, W. de Araujo Silva Jr., M. A. Mohamed, A. Annuk, and M. H. N. Marinho, "Development of operation strategy for battery energy storage system into hybrid AC microgrids," *Sustainability*, vol. 14, no. 21, p. 13765, Oct. 2022.

[49] Wärtsilä 32 Product Manual, Wärtsilä Oyj Abp, Helsinki, Finland, Sep. 2016.

[50] Wärtsilä Nohab F30, Wärtsilä Diesel AB, Helsinki, Finland, 1980.

[51] Open Data-Analisi e Statistiche Energetiche e Minerarie, Ministero Dell'ambiente e Della Sicurezza Energetica, Rome, Italy, 2023.

[52] A. Q. Jakhrani, A. R. H. Rigit, A.-K. Othman, S. R. Samo, and S. A. Kamboh, "Estimation of carbon footprints from diesel generator emissions," in Proc. Int. Conf. Green Ubiquitous Technol., Jul. 2012, pp. 78–81.

[53] M. Mohseni, S. F. Moosavian, and A. Hajinezhad, "Feasibility evaluation of an off-grid solar-biomass system for remote area electrification considering various economic factors," Energy Sci. Eng., vol. 10, no. 8, pp. 3091–3107, Aug. 2022.

[54] N. Green, M. Mueller-Stoffels, and E. Whitney, "An Alaska case study: Diesel generator technologies," J. Renew. Sustain. Energy, vol. 9, no. 6, Nov. 2017, Art. no. 061701.