یک مدل چند منطقه ای جهت توسعهٔ بهینهٔ سیستم تولید انرژی الکتریکی در شرایط رقابتی

امیرحسین فاکهی خراسانی*[۱]، محمد باقر غفرانی[۲]، محمد باقر غفرانی[۳]

تاریخ دریافت مقاله:
۸۹/۲/۲
تاریخ پذیرش مقاله:
۸۹/۳/۱۳

چکیده:

در سالهای اخیر، تغییر ساختار و مدیریت غیر متمرکز سیستمهای انرژی بصورت حرکتی جدی در بسیاری از کشورها آغاز شده است و تجربیات گذشته در این زمینه نشان دهندهٔ آن است که اکتفاء به ساز وکار بازار برای اطمینان از کفایت تولید و عرضهٔ انرژی در بلند مدت، فاقد کارآمدی لازم می باشد. لذا، مبحث برنامه ریزی جهت توسعهٔ بهینهٔ سیستم عرضهٔ انرژی، از جمله مباحث اساسی در شرایط تجدید ساختار شده می باشد. برنامه ریزی برای توسعهٔ سیستم در شرایط رقابتی، بسیار پیچیده تر از سیستمهای کلاسیک می باشد. مطالعات انجام شده در این زمینه نشان دهندهٔ آن است که در بسیاری از مدلهای پیشنهادی، دستیابی به شرایط تعادل بازار به عنوان یک راهکار موثر و مفید برای تحلیل بلند مدت رفتار بهینهٔ اجزاء سیستم مورد استفاده قرار گرفته است. در این مقاله، ابتدا از یک مدل مبتنی بر تعادل Nash-Cournot، برای توسعهٔ بلند مدت سیستم تولید پیشنهاد شده است. استفاده از این مدل به فرم اولیهٔ خود، به دلیل گستردگی مجموعهٔ جوابها و تعدد متغیرها دارای پیچیدگی بسیار بوده و فاقد حل صریح می باشد. بنابراین، الگوریتمی جهت یافتن جواب تقریبی مسئله پیشنهاد شده که برمبنای ترکیبی از روشهای برنامه ریزی تعادل ایستا و تعادل پویا می باشد. سود خالص تنزیل داده شده، به عنوان تابع هدف هر شرکت مد نظر قرار گرفته است و متغیری است که باید در افق زمانی بلند مدت ماکزیمم شود. نتایج حاصل از پیاده سازی الگوریتم و تست موردی آن بر روی یک سیستم فرضی تولید انرژی الکتریکی، نشان دهندهٔ کاربردی بودن این روش برای بدست آوردن حالت تعادل در مسائل پیچیده برنامه ریزی در شرایط رقابتی می باشد.

کلمات کلیدی:
توسعهٔ بهینهٔ سیستم انرژی، مدلسازی سیستم عرضهٔ انرژی، تعادل Nash-Cournot

۱) دانشجوی دکتری مهندسی مکانیک گرایش سیستمهای انرژی دانشگاه صنعتی شریف
۲) عضو هیات علمی دانشکدهٔ مهندسی انرژی دانشگاه صنعتی شریف
۳) عضو هیات علمی دانشکدهٔ مهندسی انرژی دانشگاه صنعتی شریف
* نویسنده مسئول

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

مقدمه

ساختار سیستمهای انرژی در سالهای اخیر دچار دگرگونی اساسی شده است که تحت عناوین مختلفی نظیر تجدید ساختار[1]، مقررات زدایی[2] یا تجدید مقررات[3] مشهور می باشد. در گذشته، سیستمهای انرژی دارای ساختار به هم پیوسته ای بودند که در آن مدیریت جامع عوامل تولید، انتقال و توزیع بر عهدهٔ یک ارگان متمرکز بوده است. در سالهای اخیر، سیاستهای آزادسازی در حوزهٔ انرژی و تغییر مقررات حاکم بر سیستمهای انرژی بصورت حرکتی جدی در بسیاری از کشورها آغاز شده است. عوامل بسیاری باعث این حرکت شده‌اند که از آن جمله می توان به تسهیل ورود سازمانهای غیردولتی و تولیدکنندگان دارای تکنولوژی های نوین به بازار انرژی، ایجاد رقابت بین تولیدکنندگان جهت تحقق حق انتخاب مصرف کنندگان انرژی، و امکان قیمت گذاری انرژی بر اساس میزان عرضه و تقاضا اشاره کرد.

تجدید ساختار در سیستمهای انرژی، به معنی آزاد سازی قوانین جهت ایجاد رقابت در سطوح مختلف سیستم می باشد، به گونه‌ای که اولاً قیمت انرژی در سطوح مختلف سیستم بر مبنای بازار رقابتی تعیین گردد، و ثانیاً به خریداران انرژی این اجازه داده شود تا انرژی موردنیاز خود را از شرکتهای تولید انرژی دلخواه خود خریداری کنند، و شرکتهای تولیدی نیز بتوانند در یک بازار رقابتی، که در سیستم تجدید ساختار شده اصطلاحاً به آن بازار تبادل توان گفته می شود، به رقابت و انتخاب مشتری بپردازند.

تجدید ساختار در سیستم عرضهٔ انرژی الکتریکی، در بسیاری از کشورهای توسعه یافته یا در حال توسعه پیاده سازی شده است و بصورت یک روند عمومی در سطح جهان مطرح می باشد. موارد متعدد نظیر فاجعهٔ کالیفرنیا، نشان داده شده است که اکتفا به ساز وکار بازار برای اطمینان از کفایت تولید و عرضهٔ انرژی، فاقد کارآمدی لازم می باشد. به این دلیل، مبحث انگیزه های توسعهٔ سیستم تولید در محیط تجدید ساختار شده، از جمله مباحث اساسی در سالهای اخیر می باشد.

مسئلهٔ برنامه ریزی برای توسعهٔ بخش تولید سیستم عرضهٔ انرژی در محیط تجدید ساختار شده، بسیار پیچیده تر از سیستمهای کلاسیک می باشد. از آنجا که در مبحث توسعهٔ بهینهٔ تولید، مطالعات بلند مدت سیستم در نظر گرفته می شود، بررسی تعادل بازار به عنوان یک راهکار موثر و مفید برای تحلیل بلند مدت سیستم مطرح می گردد. روشهای مختلف و موثری برای مدلسازی بازار انرژی الکتریکی در بلند مدت ارائه شده اند که از جملهٔ آنها می توان به روشهای مبتنی برتئوری بازی پویا [۶،۹]، روش مسئلهٔ مکمل [Stackelberg12] و روش مسئلهٔ بهینه یابی معادل [Quadratic11] اشاره کرد.

در این مقاله، ابتدا از یک مدل تعادل بازار Nash-Cournot، برای پیش بینی توسعهٔ بلند مدت سیستم استفاده شده است. استفاده از این روش، بر اساس آنچه که در بخشهای بعدی توضیح داده شده است، به فرمولبندی منجر می شود که به دلیل گستردگی مجموعهٔ جوابها و متغیرها، دارای پیچیدگی های بسیار و فاقد حل صریح می باشد. بنابر این، الگوریتمی جهت یافتن جواب تقریبی مسئله پیشنهاد گردیده است. این الگوریتم بر مفاهیم برنامه ریزی تعادل ایستا و تعادل پویا [۷،۱۰] پایه گذاری شده است و تا جایی که امکان داشته از مفاهیم برنامه ریزی توسعهٔ تولید در سیستم متمرکز برای بررسی حالت تجدید ساختار شده استفاده شده است. سود خالص تنزیل داده شده، به عنوان تابع هدف هر شرکت مد نظر قرار گرفته است و متغیری است که باید در افق زمانی بلند مدت ماکزیمم شود. برای تشکیل یک تابع سود بلند مدت هر شرکت، ساده سازی هایی در نظر گرفته شده است. این تابع شامل درآمدهای حاصل از فروش انرژی، هزینه های تولید و هزینه های توسعهٔ سیستم و سرمایهٔ باقی مانده در پایان دورهٔ برنامه ریزی می باشد و برای ساده سازی، هزینه های انتقال و هزینه‌های خارجی ناشی از آلاینده ها در طرح لحاظ نشده است.

[1] Restructuring
[2] Deregulation
[3] Reregulation

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

روش مدلسازی

در بخش (الف) از روش شناسی، مدل برنامه ریزی پویا جهت شبیه سازی تعادل بلند مدت بازار ارائه شده است، که البته به معادلاتی نسبتاً مشکل و فاقد حل صریح منجر می شود. بنابراین در بخش (ب) ساده سازی هایی که برای مدل در نظر گرفته شده ارائه شده است. در بخش (ج) روشی برای ساده سازی مسئله ارائه می شود که حل تقریبی آن را ممکن می کند اما شرایط تعادلی در کل بازه زمانی را تضمین نمی کند. در بخش (د)، روش شناسی پیشنهادی جهت یافتن جواب معادلات بخش (الف) ارائه شده است. براساس روش پیشنهادی ارائه شده، الگوریتمی در بخش (د) پیشنهاد شده است که برای شبیه سازی نرم افزاری مورد استفاده قرار می گیرد.

الف. مدل برنامه ریزی تعادل پویا

بر اساس مفروضاتی می توان بازار انرژی الکتریکی را در میان مدت با استفاده از مدل بازار Cournot شبیه سازی نمود [۵،۱۰،۱۲]. این نوع شبیه سازی بازار در بسیاری از مطالعات بلند مدت سیستم به عنوان راهکاری مناسب مورد استفاده قرار گرفته است. با توجه به مطالعات مشابه انجام شده [۵،۷،۱۰،۱۲]، مدل در نظر گرفته شده برای بازار در این طرح منطبق با مدل Cournot فرض شده است. افق زمانی برنامه ریزی در این مدل، دورهٔ زمانی بلند مدل بر اساس تقسیمات سالانه می باشد که طول آن بر حسب سال T فرض می شود. همچنین یک سال T+1 به عنوان مرجع محاسبات سرمایهٔ باقی مانده در پایان طرح مد نظر قرار می گیرد. برای لحاظ کردن تغییرات دوره ای و فصلی بار در طول یک سال، از مفهوم نواحی باری استفاده شده است و بنابر این هر سال به چندین ناحیهٔ باری تقسیم شده است. در اینجا از اندیس $t=1,2,\ldots,T$ برای نمایش دوره های زمانی و $l=1,2,\ldots,L$ برای نمایش ناحیهٔ باری استفاده شده است. فرض می کنیم تعداد N شرکت منطقه ای با اندیسهای $r=1,2,\ldots,N$ در بازار مشارکت دارند و و میزان تولید توان برای مشارکت در بازار در هر سال و دورهٔ باری برابر با P_{rlt} می باشد. این کمیت در واقع یک متغیر تصمیم گیری است که شرکت برای بیشینه کردن سود خود با توجه به سایر قیود آن را انتخاب می کند. هر شرکت خود مالک چندین واحد تولید کننده یا نیروگاه است و بنابر این:

$$P_{rlt} = \sum_{g\in N(r)} P_{glt} + \sum_{e\in E(r,t)} P_{elt} \qquad (۱)$$

در معادلهٔ (۱) مجموعه های N_r و $E(r,t)$ به ترتیب نشاندهندهٔ مجموعهٔ نیروگاههای جدید کاندید جهت توسعهٔ سیستم توسط شرکت r و نیروگاههای موجود از قبل شرکت r در دورهٔ زمانی t می باشند.

همچنین، میزان تقاضا در کل منطقه مورد مطالعه به صورت تابعی کاهشی از قیمت، λ_{lt} (بر حسب \$/KWh) درنظر گرفته شده است. مشابه با بسیاری از مطالعات بازار انرژی الکتریکی، این تابع بصورت خطی با مقدار اولیه D_{lt}^0 و شیب کاهشی α_{lt} (برحسب \$/KWh) تعریف شده است:

$$D_{lt} = D_{lt}^0\left(1-\alpha_{lt}\times\left(\lambda_{lt}-\lambda_{0l}\right)\right) = D_{lt}^0\left(1+\alpha_{lt}\lambda_{0l}\right)-\alpha_{lt}D_{lt}^0\lambda_{lt} = \overline{D}_{lt}^0 - \overline{\alpha}_{lt}\lambda_{lt} \qquad (۲)$$

ضریب α_{lt} بیانگر آن است که با افزایش قیمت نسبت به قیمتهای در نظر گرفته شده در شرایط برآورد تقاضا (λ_{0l})، میزان تقاضا چند درصدکاهش پیدا می کند. مقدار تقاضای پایهٔ D_{lt}^0 با استفاده از مدلهای تقاضای انرژی برآورد می شود و برابر با مجموع تقاضای برآورده شده در هر یک از زیرمنطقه های تحت پوشش شرکتها می باشد:

$$D_{lt} = \sum_{r=1}^{N} D_{rlt}^0 \qquad (۳)$$

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

همچنین معادلهٔ برابری عرضه و تقاضای توان ایجاب می کند که:

$$D_{lt} = \sum_{r} P_{rlt} + \sum_{r} IM_{rlt} \qquad (۴)$$

متغیر تصمیم گیری IM_{rlt} میزان واردات توان توسط شرکت r از خارج از محدودهٔ سیستم انرژی مورد مطالعه را نمایش می دهد، و بنابراین تبادلات بین مجموعهٔ شرکتهای رقیب r=1,…,N را شامل نمی شود. لازم به ذکر است که صادرات توان توسط هر یک از شرکتهای خارج از محدودهٔ سیستم انرژی نیز به عنوان بخشی از تقاضا در تقاضای پایهٔ هر منطقه یعنی D^{0}_{rlt} لحاظ می شود.

میزان تولید هر نیروگاه از نوع g محدود به حداکثر ظرفیت تولید آن است. اگر فرض کنیم تعداد نیروگاههای مشابه از نوع g در دورهٔ زمانی t برابر با متغیر صحیح تصمیم گیری x_{gt} باشد، داریم:

$$P_{gtl} \le x_{gt} \overline{P}_{g} \qquad (۵)$$

از طرفی ازآنجا که افزایش مقادیر تقاضا توسعهٔ تولید را ایجاب می کند باید داشته باشیم:

$$x_{g,t+1} \ge x_{gt} \qquad (۶)$$

سایر محدودیتهای مربوط به تبادل انرژی عبارتند از:

$$IM_{rlt} \le \overline{IM}_{rt} \qquad (۷)$$

$$P_{rlt} \le D^{0}_{rlt} + \sum_{a} \overline{T}_{rat} \qquad (۸)$$

که در رابطهٔ (۷) $\overline{IM}_{rt}$ محدودیتهای واردات توان برای شرکت منطقه ای r در دورهٔ زمانی t و در رابطهٔ (۸) $\overline{T}_{rat}$ نشانگر حداکثر ظرفیت انتقال توان بین شرکت r و شرکت مجاور a در محدودهٔ سیستم انرژی مورد مطالعه می باشد. درواقع رابطهٔ (۸) حد بالایی برای سهم شرکت r از تامین توان کل منطقه تعیین می کند.

اگر میزان سود شرکت n را تا پایان دوره با B_n نشان بدهیم، با فرض ساده سازی هایی می توان گفت:

$$B_r = \sum_{t=1}^{T} \left(\frac{1}{(1+d)^t} \sum_{l=1}^{L} \lambda_{rlt} \left(P_{rlt} + IM_{rlt} \right) - C_{rlt} - E_{rlt} \right) + B_{r,T+1} \qquad (۹)$$

در رابطهٔ (۹)، C_{rlt} معرف هزینه های عملیاتی و بهره برداری واحدهای موجود و جدید تولید انرژی الکتریکی در هر دوره و E_{rlt} معرف سرمایه گذاری های جدید برای توسعهٔ سیستم تولید می باشد. همچنین از روشهای مرسوم اقتصاد مهندسی برای تنزیل هزینه ها به سال پایهٔ t=1 استفاده شده است. عبارت $B_{n,T+1}$ هم مبین ارزش تنزیل یافتهٔ سرمایه باقی مانده در پایان دورهٔ برنامه ریزی می باشد.

ذکر این نکته حائز اهمیت است که در تابع فوق، هزینه های مربوط به انرژی تامین نشده که ناشی از میزان قابلیت اطمینان سیستم می باشد، در نظر گرفته نشده است اما می توان در توسعهٔ مدل، این شاخص قابلیت اطمینان را در تابع سود هر شرکت لحاظ کرد.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

در این مجموعه معادلات، دو دسته متغیرهای تصمیم گیری وجود دارد. دسته اول، تصمیم گیری برای ظرفیت نصب شده و میزان توسعهٔ سیستم در هر سال را مشخص می کنند. این دسته از متغیرها، همان مقادیر x_{gt} می باشند که متغیرهایی از نوع عدد صحیح هستند. دسته دوم از متغیرهایی تصمیم گیری، متغیرهای P_{rlt} و IM_{rlt} هستند که میزان تولید توان هر یک از شرکتها را تعیین می کنند و متغیرهایی پیوسته می باشند. پاسخ مدل به وسیلهٔ یک تعادل گسستهٔ Nash-Cournot برای سطح اول تصمیم گیری و یک تعادل پیوستهٔ Nash-Cournot برای سطح دیگر تصمیم گیری تعیین می شود.
بنابراین برای سطح اول تصمیم گیری داریم:

$$B_r\left(x_{gt}^*\right) > B_r\left(x_{gt}\right) \quad r=1,\cdots,N \quad t=1,\cdots,T \quad g \in N(r) \qquad (۱۰)$$

و برای سطح دوم بر اساس معیار تعادل Nash-Cournot :

$$\frac{\partial B_r}{\partial P_{rlt}}\left(P_{rlt}^*, x_{gt}^*\right)=0 \qquad (۱۱)$$

$$\frac{\partial B_n}{\partial IM_{rlt}}\left(IM_{rlt}^*, x_{gt}^*\right)=0 \qquad (۱۲)$$

در این معادلات، $\left(P_{rlt}^*, IM_{rlt}^*, x_{gt}^*\right)$ نقطهٔ تعادل بهینه و تصمیم بهینه را مشخص می کنند.
پس از تصمیم گیری در مورد متغیر توسعهٔ بهینهٔ سیستم، با حل معادلهٔ (۱۰) تعادل Nash-Cournot و سطوح بهینهٔ تولید بدست می آیند. متاسفانه در یک مسئلهٔ واقعی توسعهٔ بهینهٔ تولید، تعداد کثیری از حالتـــهای امکان پذیر برای متغیرهای دستهٔ اول تصمیم گیری باید مورد بررسی و جستجو قرار بگیرند تا مقادیری که در دسته معادلات (۱۰) صدق می کنند پیدا شود. بنابراین روشی برای ساده سازی مسئله لازم است تا پیدا کردن متغیرهای دسته اول، امکانپذیر گردد.

ب. ساده سازی مدل تعادل پویا

برای پیدا کردن یک جواب تقریبی برای روابط (۱۰) الی (۱۲)، فرض می کنیم که متغیر تصمیم گیری x_{gt} متغیری پیوسته باشد. به این معنی که شرکت r می تواند نیروگاهی با کسری از ظرفیت نوع g احداث کنند. همچنین برای کاهش پیچیدگی و امکانپذیری حل مسئله، سیستم انرژی بصورت بسته فرض می شود و متغیرهای واردات انرژی از مسئله حذف می شود. در بخش های بعد نشان داده ایم که با پیشنهاد یک الگوریتم چگونه تاثیر این تغییرات را برطرف خواهیم کرد. با این فروض، تابع هزینهٔ توسعهٔ سیستم بصورت پیوسته و محدب تعریف می شود، و بنابراین می توان به تعادل Nash-Cournot دست یافت. در این حالت، مسئله ما به یک تعادل یک مرحله ای با متغیرهای تصمیم گیری P_{ntl} تبدیل می شود. بنابراین :

$$\frac{\partial B_r}{\partial P_{rlt}}=0 \quad \forall r,t,l \qquad (۱۳)$$

که به معادلهٔ زیر منجر می شود:

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

$$\lambda_{lt} - \frac{P_{rlt}}{\overline{\alpha}_{lt}} - \frac{\partial C_{ntl}}{\partial P_{rlt}} - \frac{\partial E_{rlt}}{\partial P_{rlt}} = 0 \quad \forall r,t,l \qquad (۱۴)$$

این معادله، مبین ان است که در نقطهٔ تعادل، درآمد حاشیه ای برابر با قیمت حاشیه ای می باشد:

$$MC = MR \qquad (۱۵)$$

با توجه به فرض تحدب و خطی بودن تابع تقاضای معکوس شده، اعمال شرایط مرتبهٔ اول KTT بر روی مجموعهٔ قیود (۲) تا (۸) برای هر شرکت به همراه تابع هدف B_r منجر به یک مسئلهٔ LCP با متغیرهای مشاع برای هر شرکت خواهد شد، که از حل همزمان این دستگاههای معادلات برای یافتن حالت تعادل Nash-Cournot بین شرکتهای رقیب استفاده می شود [۸].

$$P_{rlt} \geq 0 \quad \perp \lambda_{lt} - \frac{P_{rlt}}{\overline{\alpha}_{lt}} - \frac{\partial C_{ntl}}{\partial P_{rlt}} - \frac{\partial E_{rlt}}{\partial P_{rlt}} = 0 \quad \forall r,t,l \qquad (۱۶)$$

$$\lambda_{lt} \geq 0 \quad \perp D_{tl} = \sum_{r=1}^{N} P_{rtl}$$

$$\pi^1_{rlt} \geq 0 \quad \perp P_{rlt} \leq \sum_g x_{gt} \overline{P}_g$$

$$\pi^2_{rlt} \geq 0 \quad \perp x_{grt} \leq x_{gr,t+1}$$

$$\pi^3_{rlt} \geq 0 \quad \perp IM_{rlt} \leq \overline{IM}_{rt}$$

$$\pi^4_{rlt} \geq 0 \quad \perp P_{rlt} \leq D^0_{rlt} + \sum_a \overline{T}_{rat}$$

می توان سایر محدودیتهای فنی، زیست محیطی و قابلیت اطمینان را در قیود مسئلهٔ LCP اضافه کرد. یافتن جواب این مسئله اطلاعات مفیدی در مورد روند برنامه ریزی بهینه برای توسعهٔ سیستم تولید از سوی مجموعهٔ شرکتهای تولید کننده حاضر در بازار، ارائه می دهد. در عین حال، مقادیر ناصحیح برای متغیرهای تصمیم گیری توسعهٔ سیستم در موارد عملی کاربردی نیستند و باید به مقدار امکانپذیر نزدیک با تقریب مناسبی گرد شوند.

ج. مدل ایستا

یک روش دیگر برای یافتن یک جواب مشخص برای معادلهٔ تعادل (۱۰)، روش برنامه ریزی ایستا است. این مدل مشابه با مدل پویا بوده، ولی تنها برای یک سال از افق زمانی محاسبه شده است. بنابر این پس از حذف بعد زمان از معادلات خواهیم داشت:

$$B_r\left(x^*_g\right) > B_r\left(x_g\right) \quad \forall r, g \in N(r) \qquad (۱۷)$$

$$\frac{\partial B_r}{\partial P_{rl}}\left(P^*_{rl}, x^*_g\right) = 0 \qquad (۱۸)$$

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

$$B_r = \sum_{l=1}^{L} \left(\lambda_l P_{rl} - C_{rl} - E_{rl} \right) \quad (۱۹)$$

نظیر این مسئله می تواند برای هر یک از سالهای افق زمانی برنامه ریزی تکرار گردد. در این روش، تعداد نیروگاههای تصمیم گیری شده در سالهای قبلی برنامه ریزی به عنوان تصمیمات مستقل فرض می شود و تاثیر تصمیم کنونی برای توسعهٔ تولید در سالهای متوالی در نظر گرفته نمی شود. با این فرض، ابعاد مسئله بطور چشمگیری کاهش می یابد و یافتن جواب بهینه برای هر سال با استفاده از روش جستجو امکانپذیر می گردد. از طرف دیگر، چون هر یک از سالهای برنامه ریزی به طور جداگانه مورد بررسی قرار گرفته است، جواب نهایی لزوماً به تعادل کلی Nash-Cournot در کل دورهٔ زمانی منجر نمی شود. مسئلهٔ دیگری که ممکن است به ندرت رخ دهد این است که جوابی که از این روش بدست می اید ممکن است معادلهٔ (۶) را ارضاء نکند. البته در شرایط افزایش یکنواخت تقاضا چنین چیزی کمتر رخ خواهد داد. بدلایل ذکر شده استفاده از یک مدل صرفاً ایستا در الگوریتم پیشنهادی استفاده نشده است.

د. الگوریتم پیشنهادی

همانطور که گفته شد، هر یک از روشهای برنامه ریزی تعادل پویا و ایستای ارائه شده در بخشهای قبل، جوابهای رضایت بخشی برای مسئلهٔ توسعهٔ بهینهٔ تولید ارائه نمی کنند. روش اول مقادیر غیر صحیحی برای تعداد نیروگاههای لازم برای توسعه سیستم بدست می آورد، حال انکه با استفاده از روش دوم ممکن است شرایط تعادل کامل Nash-Cournot در کل بازه زمانی مورد مطالعه بدست نیابد. همچنین تاثیر متغیر واردات توان از خارج از محدوده سیستم انرژی در مدلهای فوق از معادلات حذف شده است. در این بخش یک الگوریتم ترکیبی برای حل مسئله پیشنهاد شده است که از ۵ مرحله تشکیل شده است. هر یک از این مراحل باید برای هر یک از دوره های زمانی به ترتیب اجراء شوند. الگوریتم پیشنهادی در عبارات ذیل توصیف شده است:

با شروع از سال اول دورهٔ برنامه ریزی و سپس برای سالهای سالهای بعدی:

۱- مسئلهٔ برنامه ریزی را در حالت تعادل پویا و با متغیرهای پیوسته برای میزان توسعهٔ سیستم حل کنید. سپس بر اساس مقادیر x_{grt} بدست آمده متغیر گسسته زیر را بدست آورید:

$$w_{grt} = \lfloor x_{grt} \rfloor + 1 \quad (۲۰)$$

که در آن نماد [...] به مفهوم جزء صحیح می باشد.

۲- با در نظر گرفتن یک مقدار صحیح همسایگی k برای هر سال، تمامی مقادیر صحیح $\bar{x}^n_{grt}$ که شروط زیر را برآورده می کنند بدست بیاورید:

$$w_{tn} - k \le \bar{x}^n_{grt} \le w_{tn} + k \quad (۲۱)$$

$$\bar{x}^n_{grt} \ge 0 \quad (۲۲)$$

$$\sum_g x^*_{g,t-1} \le \sum_g \bar{x}^n_{grt} \quad (۲۳)$$

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

معادلهٔ (۲۱) به این معناست که بدنبال جواب امکانپذیری برای نیروگاههای توسعه سیستم در هر سال هستیم، بطوریکه این جواب تا حد ممکن به مقدار پیشنهاد شده توسط روش پویا نزدیک باشد. در این معادله، k یک مقدار همسایگی است که تعیین می کند که این جواب چقدر به مقدار اصلی خود نزدیک است. عدد k باید یک مقدار کوچک و صحیح باشد.
رابطهٔ (۲۲) بیان می کند که مقادیر x_{gt} باید مثبت یا صفر باشند و رابطهٔ (۲۳) مشابه با رابطهٔ (۶)،یک حد پایین برای نیروگاههای جدید در هر سال، بر اساس تصمیمات سال قبل ایجاد می کند. مقدار سمت چپ معادله در سال اولیه صفر در نظر گرفته می شود.

۳- با توجه به حالتهای مختلفی که برای متغیرهای $\overline{x}^n_{grt}$ داریم، در مجموع حداکثر $(k+2)\times N\times G$ حالت مختلف ایجاد می شود که با در آن G تعداد انواع نیروگاه و N تعداد شرکتهای رقیب می باشد. با داشتن مقادیر $\overline{x}^n_{grt}$ مقدار تجمعی واحدهای جدید P_{glt} و سپس P_{rlt} را بر اساس روابط (۱) و (۵) محاسبه کنید.

۴- با داشتن مقادیر P_{rlt}، مسئله LCP را اینبار با درنظر گرفتن متغیرهای واردات IM_{rlt} برای تمام حالات حل کنید و جوابهای غیرممکن را حذف نمایید.

۵- با استفاده از یک روش جستجو، حالت بهینهٔ $B_r\left(x^*_{grt}, IM^*_{rlt}\right) \geq B_r\left(x_{grt}, IM_{rlt}\right)$ را از بین حالتهای امکانپذیر پیدا کنید.

۶- پروسهٔ ۱ تا ۵ را برای دورهٔ بعدی تا انتهای دوره برنامه ریزی تکرار کنید.

بررسی موردی

الف. نحوهٔ پیاده سازی مدل

جهت ارزیابی الگوریتم پیشنهادی و اجرای تست موردی، این الگوریتم توسط زبان برنامه نویسی VBA در محیط Access پیاده سازی شده است. در عین حال، چون گامهایی از اجرای الگوریتم نیازمند به حل یک مسئلهٔ LCP است، از نرم افزار GAMS22.5 برای حل مسئلهٔ LCP استفاده شد. فرآیند کار به این صورت است که برنامهٔ اصلی ابتدا با توجه به معادلات مدل و اطلاعات لازم که در بانک اطلاعاتی ذخیره شده است، مسئلهٔ GAMS را به فرم یک فایل متنی gms به زبان برنامه نویسی GAMS تولید می کند و پس از اجرای آن توسط GAMS ، نتایج حاصل را از طریق فایل متنی lst تولید شده توسط GAMS می خواند. فلوچارت نرم افزار پیاده سازی شده مدل مطابق شکل (۱) می باشد.

ب. توصیف سیستم تست موردی

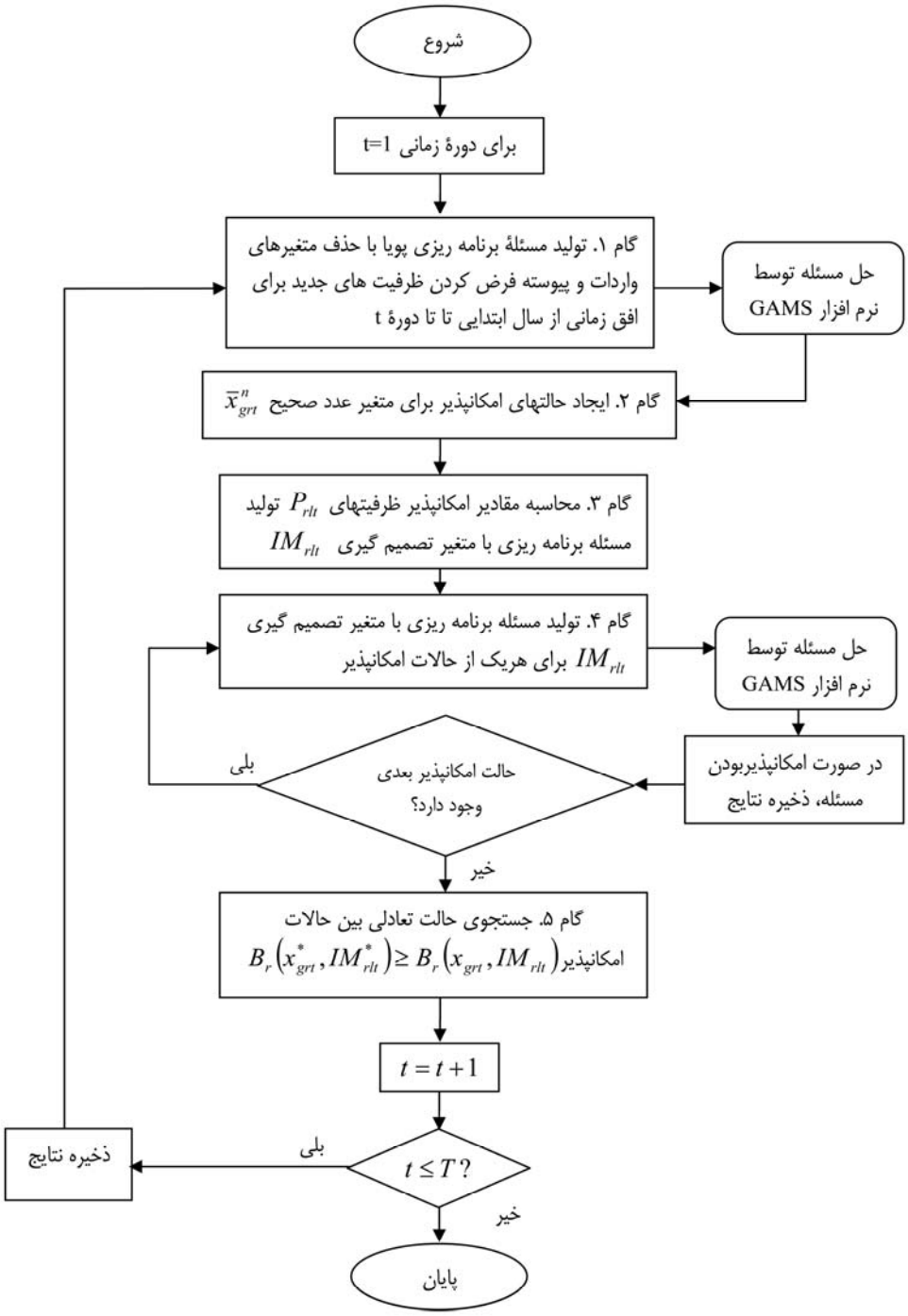
تست موردی انتخاب شده برای اجرای آزمایشی مدل، بخش جنوب شرقی از سیستم عرضهٔ انرژی الکتریکی در کشور است که شامل ۴ شرکت برق منطقه ای یزد، کرمان، هرمزگان و سیستان و بلوچستان می باشد و بر اساس ساختار دیسپاچینگ ملی مناطق دیسپاچینگ جنوب شرق (SEAOC) و سیستان و بلوچستان (S&B) را تشکیل می دهد [۳]. محدودهٔ جغرافیایی سیستم تست در شکل (۲) نشان داده شده است. همچنین جهت ساده سازی و انطباق سیستم با معادلات تبادل توان، از گراف

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

نشان داده شده در شکل (۲) به عنوان نموداری از ظرفیتهای تبادل انرژی ایجاد شده توسط سیستم انتقال، استفاده شده است. اطلاعات و آمار مورد نیاز جهت مدلسازی تا حد ممکن از منابع آماری ارائه شده توسط شرکت توانیر استخراج شده اند [۱،۲،۳]، و در مواردی هم به دلیل عدم وجود اطلاعات حقیقی فرضهای منطقی جهت مدلسازی اتخاذ شده است.

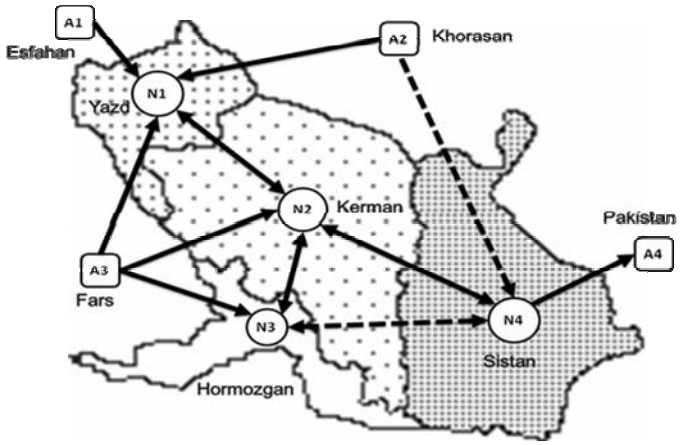
به عنوان افق زمانی برنامه ریزی، یک دورهٔ میان مدت ۱۵ ساله مد نظر قرار گرفته است. سال آغازین این دورهٔ برنامه ریزی به عنوان سال پایه فرض می گردد. مشابه با برنامه ریزی کلاسیک، این افق زمانی به تعدادی دوره های زمانی و نواحی باری تقسیم می گردد. دوره های زمانی فرض شده شامل ۵ دوره مطابق با جدول (۱) می باشد

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]



شکل (۱) : فلوچارت مدل

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]



شکل ۲: محدودهٔ جغرافیایی سیستم تست نمونه و نامگذاری نقاط

جدول۱: تقسیم بندی افق زمانی

دورهٔ زمانی	سال آغازین	طول دورهٔ برنامه ریزی
۱	2010 (سال پایه)	۲
۲	2012	۳
۳	2015	۵
۴	2020	۵
۵	2025	سال پایانی برنامه ریزی

نواحی باری در نظر گرفته شده، برای یک روز شامل یک ناحیهٔ باری پیک و یک ناحیهٔ باری پایه می باشد. همچنین دو ناحیهٔ باری سالانه برای فصول سرد و گرم در نظر گرفته شده و جمعاً ۴ ناحیهٔ باری بدست می آید. جزئیات مربوط به این نواحی باری در جدول(۲) آورده شده است.

جدول (۲) : سهم زمانی نواحی باری روزانه و سالانه

سهم زمانی پایه	ساعات پایه روزانه	سهم زمانی پیک	ساعات پیک روزانه	روز از سال	ناحیه فصلی
٪۳۸,۲۲	۱۸	٪۱۲,۷۴	۶	۱۸۶	گرم (بهار–تابستان)
٪۳۸,۸۲	۱۹	٪۱۰,۲۲	۵	۱۷۹	سرد (پاییز–زمستان)

فرض شده است که سیستم تولید متشکل از ۴ شرکت منطقه‌ای N1 الی N4 باشد، که تامین تقاضای منطقه را بر عهده دارند و همچنین با چهار منطقهٔ مجاور A1 تا A4 نیز در تبادل می باشند. فرض می شود و در طول دورهٔ زمانی برنامه ریزی، شرکت جدیدی قصد ورود به بازار را نداشته باشد. ظرفیت کنونی واحدهای مربوط به هریک از این شرکتها در جدول(۳) ارائه شده است [۱].

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

جدول(۳) : ظرفیت عملی نصب شده شرکت های تولید کننده به تفکیک نوع واحد (ارقام بر حسب MW)

	Yazd N1	Kerman N2	Hormozgan N3	Sistan N4	مجموع
واحد های بخاری		۵۰	۱۲۴۰	۲۵۰	۱۵۴۰
واحد های گازی	۱۵۳		۹۲۵	۴۴۵	۱۵۲۳
واحد های سیکل ترکیبی	۴۸۵	۱۶۴۰			۲۱۲۵
سایر	۶	۳۰	۳۵	۷۵	۱۴۶
مجموع	۶۴۴	۱۷۲۰	۲۲۰۰	۷۷۰	۵۳۳۴

جهت توسعهٔ سیستم تولید انرژی الکتریکی، ۳ نوع واحد حرارتی در نظر گرفته شده است. پارامترهای مربوط به ظرفیتهای نیروگاهی موجود و جدید، برای واحدهای حرارتی هر یک از شرکتها در جدول(۴) ارائه شده است. مشخصات مربوط به سوخت مصرفی واحدهای حرارتی، با توجه به محدودیتهای سوخت رسانی فرض شده در نواحی باری سرد، مطابق جدول (۵) می باشد: [۴]

جدول (۴): مشخصات نیروگاههای موجود و جدید

نوع نیروگاه		هزینه سرمایه گذاری (KW/$)	ظرفیت نیروگاه (MW)	هزینه بهره برداری (KW/$)	بازدهی پایه	بازدهی پیک	طول عمر
بخاری	موجود			۶,۳	٪۳۶,۵	٪۳۴	۳۰
	جدید	۷۵۳	۶۰۰	۵,۷	٪۴۲	٪۳۹	۳۰
گازی	موجود			۶,۹	٪۲۷,۸	٪۲۷,۸	۱۵
	جدید	۳۵۰	۵۰	۶	٪۳۴,۳	٪۳۴,۳	۱۵
سیکل ترکیبی	موجود			۵,۳	٪۴۶	٪۴۳,۷	۲۰
	جدید	۶۱۴	۴۰۰	۴,۶	٪۵۰	٪۴۷,۵	۲۰
سایر واحدهای موجود				۵,۵	٪۲۵	٪۲۵	۱۵

جدول (۵): سوخت مصرفی نیروگاهها در نواحی باری مختلف

نوع نیروگاه	ناحیهٔ باری	نوع سوخت مصرفی	قیمت سوخت	ارزش حرارتی
بخاری	فصلی گرم	گاز طبیعی	۰,۰۷$/$m^3$	۸۶۰۰Kcal/m^3
	فصلی سرد	نفت کوره	۰,۲۵$/lit	۹۸۰۰Kcal/lit
گازی	تمامی نواحی	گاز طبیعی	۰,۰۷$/$m^3$	۸۶۰۰Kcal/m^3
سیکل ترکیبی	سرد–پیک	گازوئیل	۰,۴۳$/lit	۹۲۵۰Kcal/lit
	مابقی	گاز طبیعی	۰,۰۷$/$m^3$	۸۶۰۰Kcal/m^3
سایر واحدهای موجود	تمامی نواحی	گازوییل	۰,۴۳ $/lit	۹۲۵۰Kcal/lit

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

برآورد بار پیک و تقاضای انرژی پایه برای هر یک از مناطق در جدول (۶) ارائه شده است. این مقادیر با استفاده از یک مدل سری زمانی به تفکیک گروههای تقاضا (شامل خانگی، عمومی، تجاری، صنعت، کشاورزی و روشنایی معابر) و براساس روند ۵ سال گذشته برآورد شده اند. همچنین اطلاعات مربوط به پیک بار بر اساس پیش بینی های وزارت نیرو [۲] و ادامه روند آن برآورد شده است.

جدول (۶): برآورد حداکثر بار و تقاضای انرژی

Region	Demand	۲۰۱۰	۲۰۱۲	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵
Yazd	Annual(GWh)	۵۲۵۹	۵۸۶۰	۶۹۱۳	۹۱۶۳	۱۲۲۳۱
N1	P_{peak}(MW)	۹۲۴	۱۰۱۰	۱۱۶۹	۱۵۲۱	۱۹۹۵
Kerman	Annual(GWh)	۹۶۷۶	۱۰۵۵۰	۱۲۰۶۶	۱۵۲۶۳	۱۹۵۵۰
N2	P_{peak}(MW)	۲۰۰۸	۲۱۴۱	۲۳۹۵	۲۹۶۶	۳۷۲۰
Hormozgan	Annual(GWh)	۹۳۳۹	۱۰۵۲۶	۱۲۶۰۵	۱۷۰۵۷	۲۳۱۳۱
N3	P_{peak}(MW)	۲۱۳۲	۲۲۸۹	۲۶۱۶	۳۳۸۶	۴۴۰۱
Sistan	Annual(GWh)	۳۲۹۲	۳۶۶۴	۴۳۰۹	۵۶۷۴	۷۵۱۱
N4	P_{peak}(MW)	۶۲۶	۶۸۳	۷۸۷	۱۰۱۶	۱۳۱۹
Export to	Annual(GWh)	۲۷۸	۳۳۴	۴۱۹	۵۵۹	۷۰۰
Pakistan (A4)	P_{peak}(MW)	۴۶	۵۵	۶۹	۹۲	۱۱۵
Total	Annual(GWh)	۲۷۸۴۴	۳۰۹۳۴	۳۶۳۱۲	۴۷۷۱۶	۶۳۱۲۳
	P_{peak}(MW)	۵۷۳۶	۶۱۷۸	۷۰۳۶	۸۹۸۱	۱۱۵۵۰

جهت تحقق رابطهٔ (۲) و ایجاد تابع خطی تقاضا، فرض شده است که مقادیر تقاضا متناسب با قیمتهای جاری عرضهٔ برق در کشور در سال پایه برآورد شده اند و با افزایش قیمت برق میزان تقاضا با شیب α نسبت به قیمتهای جاری کاهش می یابد. متوسط نرخ فروش برق در سال پایه برآورد تقاضا $\lambda = 0.02\$/KWh$ و $\alpha = 2(KWh/\$)$ فرض شده است. همچنین نرخ تنزیل سرمایه جهت محاسبات اقتصادی برابر با ۱۰٪ در سال فرض شده است.

همچنین فرض شده است که میزان خالص تبادل انرژی با شرکتهای برق منطقه ای مجاور تنها بصورت واردات انرژی و تبادل ناحیهٔ سیستان (N4) با پاکستان (A4) بصورت صادرات انرژی می باشد. دلیل انتخاب این فرض، سهولت در حل مسئله و سازگاری تقریبی آن با شرایط کنونی می باشد. با توجه به اطلاعات تاریخی و وضعیت موجود، محدودیتهای مربوط به تبادل انرژی به شرح جدول (۷) در مدل اعمال شده اند:

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

جدول (۷): محدودیتهای فرض شده جهت ماکزیمم تبادل توان مجاز بین مناطق

P_{max}(MW)	۲۰۱۰	۲۰۱۲	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵
A1N1	۵۰۰	۵۰۰	۶۰۰	۶۰۰	۷۰۰
A2N1	۳۰	۳۰	۴۰	۴۰	۵۰
A2N4	۰	۰	۲۰۰	۲۰۰	۳۰۰
A3N1,A3N2,A3N3	۱۰۰	۱۰۰	۱۵۰	۲۰۰	۳۰۰
N1N2,N2N1	۴۰۰	۴۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۶۰۰
N2N3,N3N2	۳۰۰	۳۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۵۰۰
N2N4,N4N2	۴۰۰	۴۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۶۰۰
N3N4,N4N3	۰	۰	۳۰۰	۳۰۰	۴۰۰

چون خطوط انتقال مستقیم مابین A2,N4 و N3,N4 دردست احداث و تکمیل می باشد، فرض شده که این خطوط در دورهٔ زمانی ۲۰۱۵ به بهره برداری رسیده و ظرفیت انتقال توان در سالهای ماقبل صفر می باشد

ج. نتایج اجرای مدل

جداول(۸) و(۹)، به ترتیب نتایج حاصل از مدل تعادل پویا و الگوریتم پیشنهاد شده را نمایش می دهند. همانگونه که مشاهده می شود، مدل ساده شده تعادل پویا، مقادیر غیر صحیحی جهت تعداد واحدهای توسعهٔ سیستم پیشنهاد می کند. این مقادیر با استفاده از الگوریتم پیشنهاد شده به مقادیر صحیح تبدیل شده اند و بنابراین جدول (۹) نشان دهنده تعداد واحدهای نیروگاهی جدید پیشنهاد شده توسط مدل می باشد.

با توجه به مقادیر P_{rlt} پیشنهاد شده توسط مدل و طول بازه زمانی هریک از نواحی باری، میزان انرژی تامین شده توسط هر یک از شرکتهای رقیب و واردات انرژی محاسبه و در جدول (۱۰) ارائه شده است. این مقادیر همچنین نشان دهنده سهم هریک از شرکتهای رقیب در تأمین انرژی نهایی می باشد. مطالعه نتایج مدل و روند تغییرات این متغیر نسبت به وضعیت موجود نشانگر آن است که درحالت تعادل، شرکتهای وارد کننده انرژی از نواحی مجاور (مثل یزد N1) تمایل بیشتری به افزایش سهم خود در تامین انرژی منطقه از خود نشان می دهند.

میانگین هزینه حاشیه ای تامین تقاضا بر روی نواحی باری در جدول (۱۱) ارائه شده است. نمودارهای (۱) الی (۵)، کل ظرفیتهای نصب شده (شامل ظرفیتهای موجود و جدید) به تفکیک نوع تکنولوژی، و برای هر یک از شرکتها و مجموع منطقه را نشان می دهند. با توجه به خروج بعضی از واحدهای قدیمی (به دلیل پایان طول عمر) در برخی از موارد (نظیر هرمزگان N3 در نمودار (۳) بطور مقطعی کاهش کل ظرفیت نصب شده دیده می شود. در عین حال به دلیل پیوستگی متغیر ظرفیتهای جدید، روند کلی افزایشی پیش بینی شده است. بر اساس نمودار (۵)، ظرفیت نصب شده در کل منطقه تست از MW5934 در سال پایه به MW10863 در پایان دوره برنامه ریزی افزایش پیدا می کند.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

جدول(۸) : تعداد گروههای مورد نیاز برای توسعهٔ سیستم تولید به ازای هر سال با استفاده از روش تعادل پویا

Node	New Capacity	۲۰۱۰	۲۰۱۲	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵
Yazd (N1)	Steam 600MW	۰,۰۰۰۰	۰,۲۱۰۰	۰,۴۲۱۱	۱,۰۸۵۹	۱,۱۱۵۲
	CC 400MW	۰,۰۰۰۰	۰,۰۱۴۰	۰,۷۳۲۴	۰,۸۹۱۴	۱,۶۵۲۳
	GT 50MW	۲,۰۹۰۶	۲,۵۸۷۰	۲,۹۵۰۷	۳,۶۰۰۲	۳,۷۹۵۶
	Total (MW)	۱۰۴,۵۳	۲۶۰,۹۵	۶۹۳,۱۵۵	۱۱۸۸,۱۱	۱۵۱۹,۸۲
Kerman (N2)	Steam 600MW	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۰۰	۰,۰۹۶۰	۰,۳۳۳۲	۱,۳۰۵۸
	CC 400MW	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۰۰	۰,۷۹۳۳	۱,۸۰۰۴	۱,۸۸۷۱
	GT 50MW	۲,۰۹۴۶	۲,۵۷۰۳	۲,۶۴۱۷	۲,۸۱۴۷	۲,۹۸۱۵
	Total (MW)	۱۰۴,۷۳	۱۲۸,۵۱۵	۵۰۷,۰۰۵	۱۰۶۰,۸۱۵	۱۶۸۷,۳۹۵
Hormozgan (N3)	Steam 600MW	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۴۲	۰,۶۸۰۰
	CC 400MW	۰,۰۰۰۰	۰,۵۵۴۳	۱,۰۵۰۰	۲,۹۸۰۱	۳,۷۷۰۵
	GT 50MW	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۰۳	۰,۵۶۸۸	۰,۹۱۲۸	۱,۲۱۵۲
	Total (MW)	۰	۲۲۱,۷۳۵	۴۴۸,۴۴	۱۲۴۰,۲	۱۹۷۶,۹۶
Sistan (N4)	Steam 600MW	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۲۵	۰,۳۰۵۸
	CC 400MW	۰,۵۴۰۲	۰,۶۶۶۶	۱,۴۱۴۰	۱,۷۰۶۷	۲,۹۸۱۶
	GT 50MW	۰,۰۰۰۰	۰,۰۰۲۵	۰,۱۲۴۰	۱,۸۷۱۳	۲,۱۳۱۰
	Total (MW)	۲۱۶,۰۸	۲۶۶,۷۶۵	۵۷۱,۸	۷۷۷,۷۴۵	۱۴۸۲,۶۷

جدول(۹) : تعداد گروههای مورد نیاز برای توسعهٔ سیستم تولید به ازای هر سال با استفاده از الگوریتم پیشنهاد شده

Node	New Capacity	۲۰۱۰	۲۰۱۲	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵
Yazd (N1)	Steam 600MW	۰	۰	۰	۱	۱
	CC 400MW	۰	۰	۱	۱	۲
	GT 50MW	۲	۳	۳	۴	۴
	Total (MW)	۱۰۰	۱۵۰	۵۵۰	۱۲۰۰	۱۶۰۰
Kerman (N2)	Steam 600MW	۰	۰	۰	۰	۱
	CC 400MW	۰	۰	۱	۲	۲
	GT 50MW	۲	۳	۳	۳	۳
	Total (MW)	۱۰۰	۱۵۰	۵۵۰	۹۵۰	۱۵۵۰
Hormozgan (N3)	Steam 600MW	۰	۰	۰	۰	۱
	CC 400MW	۰	۱	۱	۳	۴
	GT 50MW	۰	۰	۱	۱	۱
	Total (MW)	۰	۴۰۰	۴۵۰	۱۲۵۰	۲۲۵۰
Sistan (N4)	Steam 600MW	۰	۰	۰	۰	۰
	CC 400MW	۱	۱	۲	۲	۳
	GT 50MW	۰	۰	۰	۲	۲
	Total (MW)	۴۰۰	۴۰۰	۸۰۰	۹۰۰	۱۳۰۰

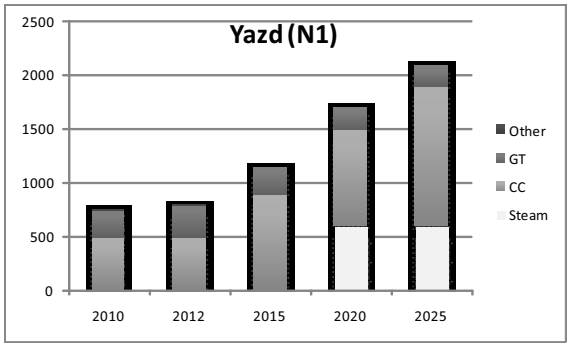
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

جدول (۱۰): تولید انرژی توسط و سهم بازار هر یک از شرکتهای منطقه ای

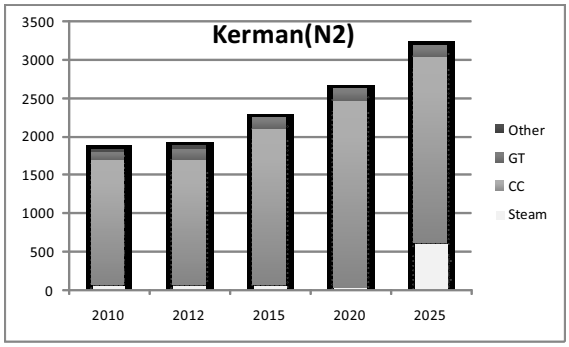
Node	Item	۲۰۱۰	۲۰۱۲	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵
Yazd (N1)	Energy (GWh)	۳۲۱۴	۳۹۶۷	۴۹۸۲	۸۳۵۲	۱۱۰۲۶
	Market share	٪۱۱,۵۴	٪۱۲,۸۲	٪۱۳,۷۲	٪۱۷,۵۰	٪۱۷,۴۷
Kerman (N2)	Energy (GWh)	۹۰۵۳	۹۷۳۷	۱۱۷۵۱	۱۳۹۱۸	۱۷۷۷۲
	Market share	٪۳۲,۵۱	٪۳۱,۴۸	٪۳۲,۳۶	٪۲۹,۱۷	٪۲۸,۱۶
Hormozgan (N3)	Energy (GWh)	۹۴۴۵	۹۷۲۳	۱۰۲۶۸	۱۴۱۱۱	۱۸۸۳۱
	Market share	٪۳۳,۹۲	٪۳۱,۴۳	٪۲۸,۲۸	٪۲۹,۵۷	٪۲۹,۸۳
Sistan (N4)	Energy (GWh)	۴۵۰۷	۴۷۷۰	۶۵۴۹	۷۷۵۱	۱۰۱۴۷
	Market share	٪۱۶,۱۹	٪۱۵,۴۲	٪۱۸,۰۳	٪۱۶,۲۴	٪۱۶,۰۷
Import	Energy (GWh)	۱۶۲۶	۲۷۳۸	۲۷۶۱	۳۵۸۴	۵۳۴۷
	Market share	٪۵,۸۴	٪۸,۸۵	٪۷,۶۰	٪۷,۵۱	٪۸,۴۷
Total	Energy (GWh)	۲۷۸۴۴	۳۰۹۳۴	۳۶۳۱۲	۴۷۷۱۶	۶۳۱۲۳

جدول (۱۱)-متوسط هزینه حاشیه ای تولید انرژی الکتریکی

Node	Item	۲۰۱۰	۲۰۱۲	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵
Average Marginal cost	KWh/$	۰,۰۴۹۳	۰,۰۵۲۲	۰,۰۵۱۷	۰,۰۵۰۱	۰,۰۴۳۵

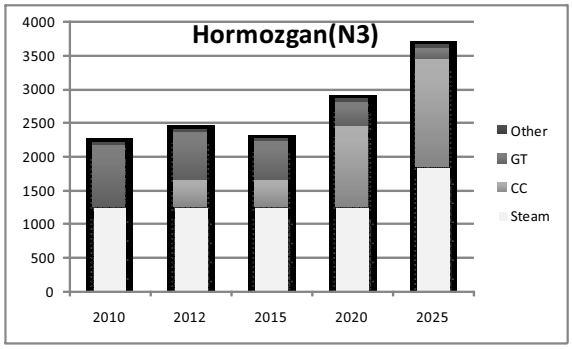


نمودار ۱: ظرفیت نصب شده در منطقهٔ N1

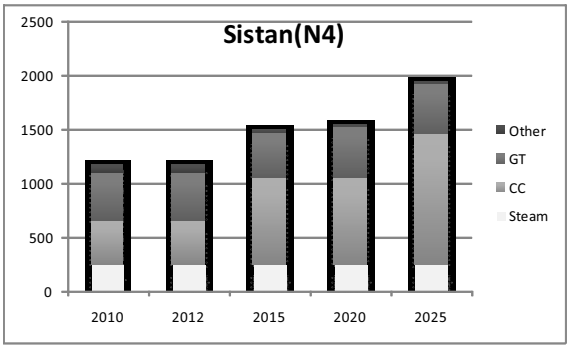


نمودار ۲: ظرفیت نصب شده در منطقهٔ N2

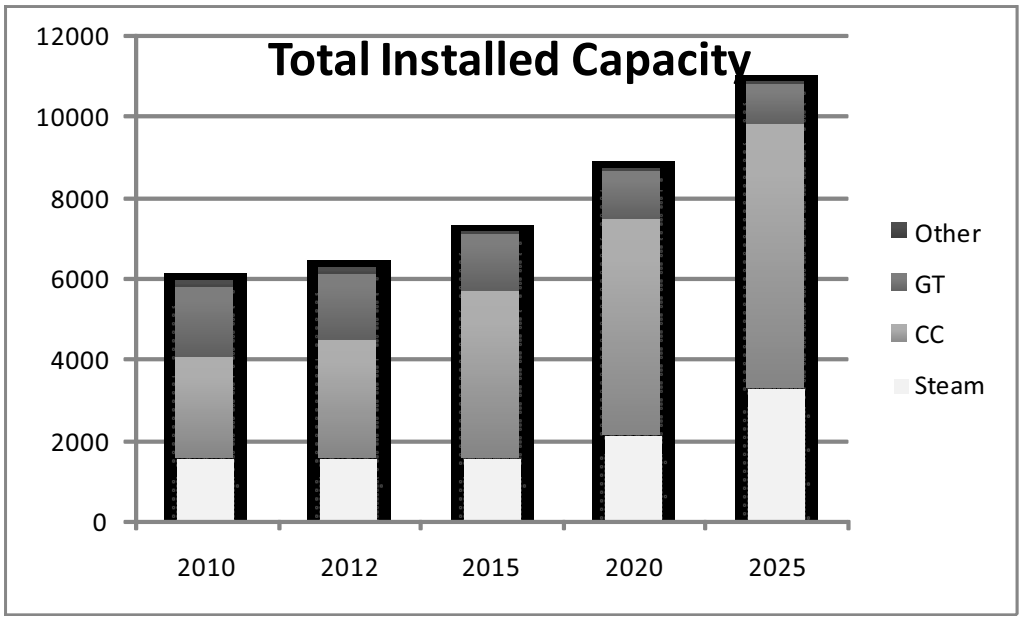
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]



نمودار ۳: ظرفیت نصب شده در منطقهٔ N3



نمودار ۴: ظرفیت نصب شده در منطقهٔ N4



نمودار ۵: کل ظرفیت نصب شده به تفکیک نوع نیروگاه (ارقام برحسب MW)

نتیجه گیری

در این مقاله، مدلی چند منطقه ای برای برنامه ریزی میزان توسعهٔ سیستم تولید انرژی الکتریکی در محیط رقابتی ارائه شد که در آن، تعادل بازار بر اساس یک روش دو سطحی مدلسازی شد. در سطح اول، تعادل بازار بر اساس تعادل Nash-Cournot و با استفاده از متغیرهای پیوسته تخمین زده می شود، و بر این اساس جواب تقریبی برای تعادل بازار در طول کل بازهٔ زمانی برنامه ریزی بدست می آید. در سطح دوم، بر اساس مقادیر تقریبی بدست آمده تعادل Nash برای هر سال برنامه ریزی بطور جداگانه و با استفاده از متغیرهای گسسته پیدا می شود و همچنین، برای میزان متغیر واردات انرژی

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]

تصمیم گیری می شود. نتایج حاصل از بکارگیری این روش بر روی یک سیستم مفروض تولید انرژی الکتریکی شامل چهار شرکت برق منطقه ای، نشان دهندهٔ انتخاب بهینهٔ تکنولوژی های تولید در سالهای برنامه ریزی و افزایش سهم بازار برای شرکتهای وارد کننده انرژی می باشد. نتایج حاصل از تست موردی نشانگر کاربردی بودن این روش برای تعریف تعادل با استفاده از تقریب جهت حل مسائل پیچیده برنامه ریزی در شرایط رقابتی می باشد.

منابع

[۱] شرکت مادر تخصصی توانیر ۱۳۸۸، آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه تولید نیروی برق درسال ۱۳۸۷.

[۲] شرکت مادر تخصصی توانیر ۱۳۸۹، اطلاعات ارائه شده توسط پایگاه اینترنتی http://amar.tavanir.org.ir

[۳] شرکت مدیریت شبکه برق ایران ۱۳۸۹، اطلاعات ارائه شده توسط پایگاه اینترنتی www.igmc.ir

[۴] شفیعی، سید احسان الدین و همکاران ۱۳۸۷، توسعه سیستم عرضه برق کشور در شرایط محدودیت سوخت نیروگـا هها در مـاه های سرد، بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق، تهران.

[5] Barquin, J. and Vazquez, M. 2008, Cournot Equilibrium Calculation in Power Networks: An Optimization Approach with Price Response Computation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2.

[6] Centeno, E. et al. 2003, Long-term Market Equilibrium Modeling for Generation Expansion Planning, Proceeding of IEEE Bologna Power Tech Conference.

[7] Gerenstin,B.G. et al. 1993, Power System Expansion Planning Under Uncertainty, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, PP 29-36 .

[8] Hobbs B. and Pang, J.S. 2007, Nash-Cournot Equilibria in Electric Power Markets with Piecewise Linear Demand Functions and Joint Constraints, Operations Research, Vol. 55, Issue 1.

[9] Murto, P. 2000, Models of Capacity Investment in Deregulated Electricity Markets, Ph.D. Thesis, Helsinki University of Technology, System Analysis Laboratory.

[10] Ramos, A. et al. 1989, A Non-Linear Programming Approach to Optimal Static Generation Expansion Planning, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, PP 1140-1146 .

[11] Reneses, J. et al. 1999, Computation and Decomposition of Marginal Costs for a GENCO in a Constrained Competitive Cournot Equilibrium, Proceedings of IEEE International Conference on Electric Power Engineering, Budapest.

[12] Ventosa, M. et al. 2002, Expansion Planning in electricity Markets: Two different Approaches, Proceeding of 14th PSCC, Sevilla.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-25]