Journal of
Applied Research in Chemical-Polymer Engineering
journal homepage: www.arcpe.modares.ac.ir

Research Paper

Quasi-Dynamic Simulation based on Surrogate Model and Performance Analysis of an Integrated ssLNG Unit for Peak Demand Condition

Amirhossein Shiri , Mohammad Fakhroleslam *

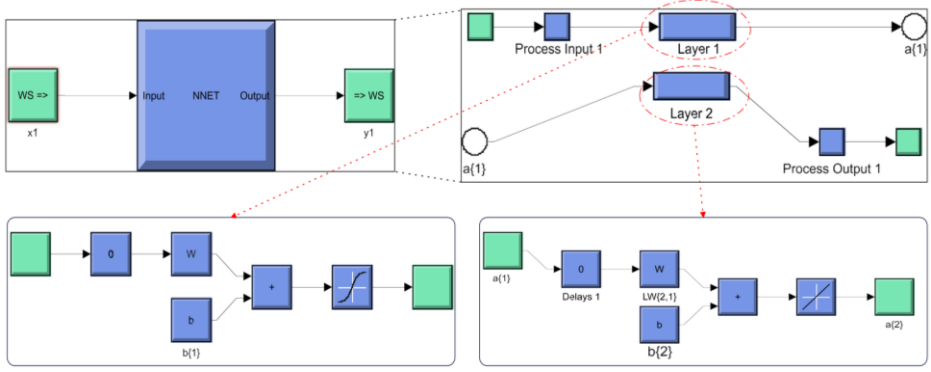
Process Design Department, Faculty of Chemical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

Received 2025-09-25
Revised 2025-11-24
Accepted 2025-12-09
Available online 2026-11-21
ISSN: 2588-5316
Online ISSN: 2588-5324

Keywords:
ssLNG
Surrogate model
Feed-forward Neural Network
Quasi-dynamic Simulation
Peak Shaving

GRAPHICAL ABSTRACT



ABSTRACT

Research subject: Intermittent supply shortages and demand fluctuations in natural gas transmission networks highlight the need for reliable peak-shaving solutions to ensure the stability of gas supply during critical periods. Small-scale liquefied natural gas (ssLNG) systems, which convert surplus gas during off-peak periods into LNG for use during peak demand, provide a flexible solution for managing peak consumption. Despite extensive research in this area, an integrated and computationally efficient framework that can represent the entire ssLNG chain under realistic operational constraints has yet to be developed. This study presents an integrated quasi-dynamic framework that simulates the liquefaction, storage and regasification processes within a single platform.

Research approach: To reduce the computational cost of transient simulations, the single mixed-refrigerant (SMR) liquefaction process was initially modeled using a quasi-real Aspen HYSYS simulation. The resulting pseudo-experimental data were then used to train a feed-forward neural network surrogate model with a mean squared error of approximately 4×10^{-4}, demonstrating high accuracy in predicting LNG production rates and compressor power. The storage block was modeled using a time-dependent differential equation that includes mass balance and boil-off gas generation, while the regasification unit was modeled with algebraic equations under operational constraints. These three components were integrated in MATLAB/Simulink and evaluated under real peak-demand scenarios.

Main results: The proposed integrated quasi-dynamic framework serves as a powerful tool for analyzing and predicting system performance under real-world operating conditions. Simulations showed that two 50,000 m³ storage tanks can effectively provide sufficient LNG inventory for a seven-day peak-demand period, with an average daily gas send-out rate of 8.5 MMSCMD and a ramp rate of less than 5%, preventing sudden fluctuations and pressure drops in the network. This model functions as a decision-support tool for gas network operators, enabling optimization of storage capacity, send-out scheduling, tank-switching strategies, and management of feedstock fluctuations. Its ability to facilitate scenario analysis and reduce computational burden makes it a valuable tool for daily operations planning and peak-shaving decision-making.

* Corresponding author: fakhroleslam@modares.ac.ir – ORCID: 0000-0002-3863-9155

Copyright@ 2025, The Authors. This open-access article is published under the terms of the Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License which permits Share (copy and redistribute the material in any medium or format) and Adapt (remix, transform, and build upon the material) under the Attribution-NonCommercial terms.

نشریه پژوهش‌های کاربردی مهندسی شیمی–پلیمر

آدرس صفحه: www.arcpe.modares.ac.ir

مقاله تحقیقاتی

شبیه‌سازی شبه‌دینامیکی مبتنی بر مدل جایگزین و تحلیل عملکرد واحد یکپارچه کوچک‌مقیاس گاز طبیعی مایع‌شده در شرایط اوج مصرف

امیرحسین شیری، محمد فخرالاسلام *

دانشکده مهندسی شیمی، گروه طراحی فرایند، دانشگاه تربیت مدرس ، تهران، ایران

چکیده

موضوع تحقیق: کمبودهای مقطعی عرضه و تغییرات تقاضا در شبکه انتقال گاز طبیعی، نیاز به راهکارهای اوج‌سایی مطمئن برای حفظ پایداری تأمین گاز را در دوره‌های بحرانی برجسته می‌کند. سامانه‌های کوچک‌مقیاس تولید گاز طبیعی مایع‌شده با تبدیل گاز مازاد در دوره‌های کم‌باری به LNG و استفاده از آن در دوره‌های اوج مصرف، گزینه‌ای منعطف برای مدیریت اوج مصرف به شمار می‌روند. با وجود مطالعات متعدد در این زمینه، هنوز چارچوبی یکپارچه و با هزینه محاسباتی کم که بتواند کل زنجیره ssLNG را تحت قیود واقعی عملیاتی بازنمایی کند، توسعه نیافته است. این پژوهش چارچوبی یکپارچه و شبه‌دینامیکی ارائه می‌دهد که سه بخش مایع‌سازی، ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد را در بستری واحد شبیه‌سازی می‌کند.

روش تحقیق: در این پژوهش برای کاهش بار محاسباتی شبیه‌سازی گذرا، فرایند مایع‌سازی مبرد تک‌مخلوط ابتدا با استفاده از مدل شبه‌واقعی در Aspen HYSYS شبیه‌سازی شد. داده‌های شبه‌تجربی حاصل برای آموزش مدل جایگزین مبتنی بر شبکه عصبی پیشخور با خطای میانگین مربعات حدود ۴×۱۰^{-۴} به‌کار گرفته شد که دقت بسیار خوبی در پیش‌بینی نرخ تولید LNG و توان کمپرسورها نشان داد. بخش ذخیره‌سازی با معادله دیفرانسیل وابسته به زمان شامل موازنه جرم و تولید گاز تبخیری و بخش گازی‌سازی مجدد با مجموعه معادلات جبری تحت قیود عملیاتی مدل‌سازی شد. این سه زیرواحد در محیط MATLAB/Simulink ادغام شده، تحت گزینه‌های واقعی اوج تقاضا مورد ارزیابی قرار گرفتند.

نتایج اصلی: چارچوب یکپارچه و شبه‌دینامیکی پیشنهادی به‌عنوان ابزاری قدرتمند برای تحلیل و پیش‌بینی عملکرد سامانه در شرایط واقعی استفاده می‌شود. شبیه‌سازی‌ها نشان داد که دو مخزن ذخیره‌سازی ۵۰،۰۰۰ مترمکعبی قادرند LNG کافی برای یک بازه هفت‌روزه اوج تقاضا فراهم کنند، با دبی ارسال‌شده به شبکه به‌طور میانگین ۸/۵ میلیون مترمکعب در روز و نرخ تغییر کمتر از ۵ درصد که از نوسانات ناگهانی و افت فشار در شبکه جلوگیری می‌کند. این مدل به‌عنوان ابزار تصمیم‌یار برای بهره‌برداران شبکه گاز عمل کرده، به بهینه‌سازی ظرفیت ذخیره، پیش‌بینی تخلیه، جابه‌جایی مخازن و مدیریت نوسانات ورودی کمک می‌کند. توانایی آن در تسهیل تحلیل گزینه‌های مختلف و کاهش بار محاسباتی، آن را به ابزاری مناسب برای برنامه‌ریزی روزانه و تصمیم‌گیری در عملیات اوج‌سایی تبدیل می‌کند.

کلیدواژه‌ها

LNG کوچک‌مقیاس

مدل جایگزین

شبکه‌ی عصبی پیشخور

شبیه‌سازی شبه‌دینامیکی

اوج‌سایی

اطلاعات مقاله

دریافت: ۱۴۰۴/۰۷/۰۳

بازنگری: ۱۴۰۴/۰۹/۰۳

پذیرش: ۱۴۰۴/۰۹/۱۸

دسترس آنلاین: ۱۴۰۵/۰۸/۳۰

ISSN: 2588-5316

Online ISSN: 2588-5324

* نویسنده مسئول: fakhroleslam@modares.ac.ir – ORCID: 0000-0002-3863-9155

کپی‌رایت © ۲۰۲۵، نویسندگان. این مقاله به صورت دسترسی آزاد منتشر شده و تحت مجوز بین‌المللی Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 قرار دارد. بر اساس این مجوز، شما می‌توانید این مطلب را در هر قالب و رسانه‌ای کپی، بازنشر و بازآفرینی کنید و یا آن را ویرایش و بازسازی نمایید، به شرط آنکه نام نویسنده را ذکر کرده و از آن برای مقاصد غیرتجاری استفاده کنید.

۱ مقدمه

در سال‌های اخیر، باتوجه‌به افزایش نوسانات عرضه و تقاضای انرژی در ایران و محدودیت در ذخیره‌سازی یا واردات گاز، نیاز به راهکارهای پایدار برای مدیریت مصرف به‌ویژه در دوره‌های اوج تقاضا بیش‌ازپیش احساس می‌شود. گاز طبیعی مایع‌شده (LNG) که در دمای حدود ۱۶۲- درجه سلسیوس تولید می‌شود، حجم گاز را بیش از ۶۰۰ برابر کاهش می‌دهد و به‌عنوان حامل انرژی مؤثر در انتقال و ذخیره‌سازی در مقیاس کلان و ابزاری برای مدیریت تقاضای اوج مصرف شناخته می‌شود [۱]. اوج‌سایی با ذخیره LNG در زمان کم‌مصرف و استفاده در دوره‌های اوج، فشار بر شبکه را کاهش داده، امنیت عرضه انرژی را تضمین می‌کند [۲]. در این میان، فرایندهای گاز طبیعی مایع‌شده کوچک‌مقیاس (small-scale LNG) به‌دلیل هزینه سرمایه‌گذاری کمتر، انعطاف‌پذیری بالا و قابلیت استقرار در مناطق فاقد خط لوله، جایگاه ویژه‌ای یافته‌اند [۳]. پایانه‌های کوچک ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد می‌توانند کمبودهای کوتاه‌مدت شبکه را جبران کرده، پاسخ‌گوی نیاز مناطق دورافتاده باشند. همچنین استفاده از چرخه‌های ترکیبی مبرد؛ مانند پیش‌سردکن پروپان همراه با انبساط نیتروژن یا متان، مصرف انرژی را کاهش داده، هزینه عملیاتی را بهبود می‌بخشد [۴، ۵ و ۶]. پژوهش تیان بیائوهه [۷] نشان داد که فرایند مبرد آمیخته تک‌مرحله‌ای (Single Mixed Refrigerant, SMR) نسبت به چرخه تبریدی نیتروژن با مسیرهای انبساط موازی (Parallel Nitrogen Expansion Process) به‌دلیل کارایی بالاتر و انعطاف‌پذیری بیشتر برای ssLNG مناسب‌تر است. مقاله‌ی فرامرزی و همکاران [۸] به بررسی کاربرد LNG در شرایط Peak Shaving نیروگاه شهید رجایی پرداخته؛ در این پژوهش، دو فرایند رایج مایع‌سازی گاز طبیعی یعنی روش PRICO SMR و فرایند سه‌مرحله‌ای مبرد آمیخته با پیش‌سرد نیتروژن مایع (Liquid Nitrogen Multistage Mixed Refrigerant, LIMUM3) را شبیه‌سازی و بهینه‌سازی کرده است. نتایج نشان می‌دهد که ذخیره‌سازی LNG در دوره‌های کم‌مصرف و استفاده از آن در زمان‌های اوج مصرف، راهکاری مؤثر برای تأمین پایدار سوخت و کاهش آلایندگی ناشی از سوخت‌های فسیلی است. تحلیل‌ها همچنین نشان می‌دهد که چرخه PRICO با مصرف انرژی ویژه کمتر و هزینه‌های عملیاتی پایین‌تر گزینه بهتری برای شرایط اوج‌سایی است. این مقاله مبنای علمی محکمی برای توضیح نقش LNG در مدیریت نوسانات تقاضا و پایداری شبکه انرژی ارائه می‌دهد. علاوه بر این مطالعات، سانتوس و همکاران [۹] به طراحی و بهینه‌سازی فرایند SMR برای مایع‌سازی گاز طبیعی پرداخته‌اند و با استفاده از چارچوب شبیه‌سازی و بهینه‌سازی در Aspen HYSYS و MATLAB نشان داده است که اصلاحات ساده در نمودار جریان و به‌کارگیری روش‌های بهینه‌سازی می‌تواند به‌طور قابل‌توجهی مصرف خالص کار را در فرایند LNG کاهش دهد. این یافته‌ها اهمیت طراحی بهینه و کم‌مصرف واحدهای مایع‌سازی LNG را برجسته کرده، کاربرد آن را برای سامانه‌های کوچک‌مقیاس و واحدهای اوج‌سایی بیش‌ازپیش تقویت می‌کند. در کنار رویکردهای طراحی و بهینه‌سازی انرژی، پایداری دینامیکی واحدهای ssLNG نیز نقش مهمی در عملکرد واقعی این سامانه‌ها دارد؛ زیرا این واحدها معمولاً در شرایط متغیر عملیاتی و اغتشاشات ناشی از تغییر ترکیب و دبی خوراک فعالیت می‌کنند. در این زمینه مطالعات دینامیکی نشان داده‌اند که طراحی مناسب در برابر تغییرات شرایط خوراک برای حفظ پایداری ssLNG حیاتی است. هی و جو [۱۰] در واحدهای قابل‌حمل نشان دادند این سامانه‌ها توان بازیابی سریع از اغتشاشات ورودی را دارند؛ همچنین ژو و همکاران [۱۱] گزارش کردند که شبیه‌سازی دینامیکی می‌تواند حساسیت فرایند به تغییرات شرایط خوراک را پیش‌بینی و مبنایی برای تنظیم عملکرد فراهم کند. افزون بر این، پژوهش‌های دیگر چارچوب‌هایی برای حفظ ثبات در شرایط متغیر عملیاتی و بارهای گذرا ارائه کرده‌اند [۱۲].

در حوزه‌ی روش‌های داده‌محور، شبکه‌های عصبی به‌عنوان ابزار نوین مدل‌سازی موردتوجه قرار گرفته‌اند. احمد و همکاران با ترکیب الگوریتم ازدحام ذرات و شبکه عصبی مصنوعی برای فرایند تک‌مبرد نشان دادند می‌توان متغیرهای تصمیم را به‌گونه‌ای بهینه کرد که مصرف توان‌کاهش یابد؛ داده‌های آموزشی موردنیاز شبکه عصبی از نرم‌افزار شبیه‌ساز Aspen HYSYS استخراج شد [۱۳]. اوباسی و کریم [۱۴] با تحلیل داده‌های عملیاتی دو واحد LNG و به‌کارگیری یادگیری ماشین نشان دادند دبی تولیدی می‌تواند به شکل معناداری افزایش یابد. در همین راستا، مطالعه‌ی احمد و همکاران [۱۵] نیز گامی مهم در کاربرد مدل‌های جایگزین برای بهینه‌سازی فرایندهای LNG به شمار می‌رود. آنان با توسعه چارچوب بهینه‌سازی شده به کمک مدل‌های جایگزین در چرخه مایع‌سازی گاز طبیعی با مبرد آمیخته و پیش‌سرد کننده پروپان (Propane Precooled Mixed Refrigerant Cycle, C3MR) نشان دادند که می‌توان به‌جای اجرای مکرر شبیه‌سازی‌های سنگین، از مدل‌های جایگزین برای تقریب سریع و دقیق تابع هدف استفاده کرد. این مدل‌های داده‌محور با یادگیری رفتار فرایند از روی داده‌های استخراج‌شده از Aspen HYSYS، امکان اجرای هزاران گام بهینه‌سازی با هزینه محاسباتی بسیار پایین‌تر را فراهم می‌کنند. نتایج این پژوهش نشان داد که استفاده از مدل‌های جایگزین در کنار الگوریتم‌های تکاملی، می‌تواند به کاهش قابل‌توجه مصرف توان در واحدهای LNG منجر شده، مسیر طراحی و بهینه‌سازی فرایند را کارآمدتر سازد. همچنین، مقاله‌ی سانتوس و همکاران [۱۶] با معرفی مدل‌های جایگزین در بهینه‌سازی فرایند C3MR، نشان داد که استفاده از این مدل‌ها می‌تواند به کاهش زمان محاسباتی و افزایش دقت در طراحی و بهینه‌سازی فرایندهای LNG منجر شود. این مقاله مبنای جدیدی برای استفاده از مدل‌های جایگزین در بهینه‌سازی فرایندهای LNG و افزایش کارایی انرژی در این حوزه فراهم کرده است.

بخش ذخیره‌سازی نیز موردتوجه جدی بوده، ظرفیت مخزن، مدیریت گاز تبخیرشده (Boil-off Gas) و نرخ تبخیر طبیعی (BOR) نقش تعیین‌کننده‌ای در توان پاسخ‌گویی به اوج مصرف دارند [۱۷]. پژوهش‌ها نشان داده‌اند لایه‌بندی حرارتی و طراحی مخزن بر BOR اثر مستقیم دارد [۱۳، ۱۴، ۱۵ , ۱۶] و مطالعات شبیه‌سازی و دینامیک سیالات محاسباتی اهمیت عایق‌بندی و سطح پرشدن را در ایمنی مخزن تأیید کرده‌اند [۲۲].

در زمینه گازی‌سازی مجدد، انتخاب فناوری متناسب با شرایط اقلیمی و جغرافیایی، کلیدی است. پژوهش‌ها از بازیابی انرژی سرد [۱۸] تا استفاده از واحدهای شناور ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) را بررسی کرده‌اند [۲۳].

با وجود پیشرفت‌های اخیر در مدل‌سازی، شبیه‌سازی و بهینه‌سازی فرایندهای LNG، توسعه و بهره‌برداری از سامانه‌های ssLNG همچنان با مجموعه‌ای از چالش‌های ساختاری و عملیاتی مواجه است. اگرچه مطالعات متعددی بر بهبود فناوری‌های مایع‌سازی، انتخاب ترکیب مبرد، تعداد مراحل تراکم، مدیریت گاز تبخیرشده و طراحی واحدهای گازی‌سازی مجدد در اقلیم‌های سرد تمرکز داشته‌اند، اما هنوز چارچوب یکپارچه، کارآمد و قابل‌استقراری برای شبیه‌سازی کل زنجیره ssLNG تحت شرایط واقعی بهره‌برداری ارائه نشده است. زنجیره ssLNG شامل سه بخش اصلی مایع‌سازی، ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد است که هرکدام ماهیت دینامیکی متفاوتی دارند و ادغام آن‌ها در مدلی منسجم، به‌ویژه تحت قیود فشار، نرخ تغییر دبی و محدودیت‌های عملیاتی، به‌طور ذاتی، پیچیده و پرهزینه است. علاوه‌براین، روش‌های سنتی شبیه‌سازی فرایندی به‌دلیل بار محاسباتی بالا، برای تحلیل گذرای گزینه‌های متغیر بهره‌برداری کارایی محدودی دارند و این موضوع می‌تواند کارایی سامانه را کاهش داده، امنیت عرضه انرژی را در دوره‌های اوج مصرف تهدید کند.

در این پژوهش، با هدف پاسخ‌گویی به این شکاف علمی، چارچوبی یکپارچه و شبه‌دینامیکی برای مدل‌سازی سه بخش مایع‌سازی، ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد ssLNG توسعه داده شده است. برای کاهش بار محاسباتی در بخش مایع‌سازی، مدل جایگزین داده‌محوری مبتنی بر شبکه عصبی پیشخور طراحی شد تا بتواند نرخ تولید LNG و توان کمپرسورها را با درنظرگرفتن عدم‌قطعیت‌های خوراک با دقت بالا پیش‌بینی کند. بخش ذخیره‌سازی با استفاده از مدلی وابسته به زمان شامل موازنه جرم و اثر BOG بازنمایی شده، واحد گازی‌سازی مجدد نیز با مجموعه‌ای از معادلات جبری ساده‌سازی شد. ادغام این سه مدل در محیط MATLAB/Simulink امکان تحلیل کل زنجیره را در گزینه‌های واقعی اوج تقاضا فراهم کرده و نشان داده است که ترکیب مدل‌سازی فرایندی با رویکردهای داده‌محور می‌تواند علاوه‌بر کاهش تلفات انرژی، پایداری عملیاتی و توان پاسخ‌گویی سامانه در شرایط بحرانی را به‌طور معنادار بهبود دهد.

نوآوری‌های اصلی پژوهش حاضر را می‌توان در دو محور زیر خلاصه کرد:

۱. توسعه ساختار شبه‌دینامیکی برای فرایند مایع‌سازی SMR همراه با مدل دینامیکی ذخیره‌سازی LNG که امکان شبیه‌سازی سریع و دقیق رفتار گذرای موجودی مخزن و اثرات نوسانات خوراک را فراهم می‌کند.

۲. ارائه چارچوب جامع و کم‌هزینه محاسباتی برای یکپارچه‌سازی فرایندهای مایع‌سازی، ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد در محیط Simulink، با قابلیت استقرار برخط و کاربرد مستقیم در پشتیبانی از تصمیم‌گیری بهره‌برداری در شرایط اوج تقاضا.

این چارچوب گامی عملی به‌سوی شبیه‌سازی سریع، با دقت مناسب و کم‌هزینه رفتار دینامیکی واحدهای ssLNG است و می‌تواند مبنایی برای طراحی، تحلیل و بهره‌برداری هوشمندانه در شبکه تأمین گاز طبیعی باشد.

۲ روش‌شناسی

۲-۱ مدل‌سازی و شبیه‌سازی واحد یکپارچه ssLNG

واحد یکپارچه ssLNG از سه بخش اصلی مایع‌سازی، ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد تشکیل می‌شود. هر یک از این بخش‌ها ویژگی‌های متفاوتی دارند؛ فرایند مایع‌سازی معمولاً به‌صورت پایا مدل می‌شود، درحالی‌که رفتار ذخیره‌سازی وابسته به زمان و مبتنی بر معادلات دیفرانسیل است و گازی‌سازی مجدد تحت قیود فشار و نرخ تغییر دبی ماهیتی شبه‌پایا دارد. بنابراین، ترکیب این سه بخش در چارچوبی یکپارچه نیازمند رویکردی است که بتواند مدل‌های پایا و دینامیک را هم‌زمان در کنار هم قرار دهد. برای این منظور، در این مطالعه مدل جایگزینی مبتنی بر شبکه عصبی پیشخور برای بخش مایع‌سازی توسعه داده شد تا امکان شبیه‌سازی شبه‌دینامیکی کل سامانه با هزینه محاسباتی پایین‌تر فراهم شود. داده‌های شبه‌تجربی لازم برای آموزش این مدل از شبیه‌سازی پایای فرایند شبه‌واقعی SMR در شبیه‌ساز تجاری استخراج شد.

بخش ذخیره‌سازی با مدلی وابسته به زمان بر پایه موازنه جرم و محاسبه نرخ گاز تبخیرشده، مدل‌سازی شد. برای بخش گازی‌سازی مجدد نیز مدلی جبری در نظر گرفته شد. سپس هر سه بخش در محیط سیمولینک ادغام شدند و چارچوب یکپارچه‌ای شکل گرفت که قادر به تحلیل رفتار سامانه در گزینه‌های واقعی اوج مصرف و نوسانات خوراک است. در ادامه، مدل‌سازی فرایندهای این واحد یکپارچه به‌طور کامل بررسی می‌شود.

۲-۱-۱ شرح فرایند و مدل‌سازی واحد مایع‌سازی

در فرایند SMR مطابق شکل ۱، گاز طبیعی به‌عنوان خوراک وارد مبدل حرارتی اول(HEX-1) می‌شود و تا حدود ۶۱°C- خنک می‌شود تا هیدروکربن‌های سنگین آن تبرید شوند. سپس گاز طبیعی وارد مبدل حرارتی دوم (HEX-2) شده، تا دمای ۱۵۹°C- سرد می‌شود. در نهایت، LNG با دمای ۱۶۲°C- توسط شیر انبساط (V-2) به فشار ذخیره‌سازی LNGکاهش می‌یابد. در این فرایند، سیال مبرد ابتدا وارد جداساز دوفازی (S-1) شده، در صورت وجود مایع، مبرد مایع از بخار جدا می‌شود. بخار مبرد طی دو مرحله متراکم و خنک‌سازی می‌شود. در این مرحله، برخی ترکیبات مبرد آمیخته، تبرید می‌شوند و وارد جداساز دوفازی عمودی(S-2) می‌شوند. در اینجا، دو جریان مبرد آمیخته در فازهای مایع و بخار به‌ترتیب وارد مبدل حرارتی اول می‌شوند. در این مبدل، مبرد آمیخته مایع، خنک می‌شود و فشار آن توسط شیر (V-3) کاهش می‌یابد. مبرد آمیخته در فاز بخار نیز به همین صورت در هر دو مبدل حرارتی خنک می‌شود. مبرد آمیخته سرد، با عبور از شیر انبساط (V-4) دچار افت فشار می‌شود و در ادامه برای خنک‌کردن گاز طبیعی، مبرد آمیخته در مبدل

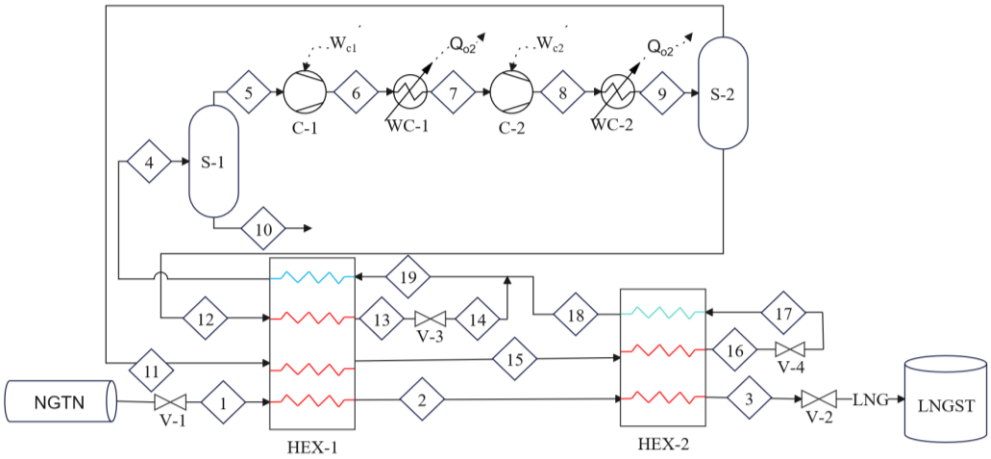
حرارتی دوم استفاده می‌شود. در نهایت، مبرد آمیخته بخار خروجی از مبدل حرارتی دوم، به همراه مبرد آمیخته مایع، در جمع‌کننده جریان مخلوط شده، در مبدل حرارتی اول به خنک‌کردن گاز طبیعی و مبرد آمیخته منتهی می‌شود. در این شبیه‌سازی، فرضیات کلیدی به شرح زیر در نظر گرفته شدند [۲۲,۶]:

- فرایند SMR به‌عنوان فرایند اصلی مایع‌سازی گاز طبیعی انتخاب شده است.
- به دلیل زمان کوتاه‌تر رسیدن به حالت پایدار در فرایند مایع‌سازی نسبت به ذخیره‌سازی، شبیه‌سازی به‌صورت پایا انجام شد.
- برای پیش‌بینی خواص ترمودینامیکی جریان گاز طبیعی و مبرد آمیخته، از معادله حالت پنگ رابینسون به‌عنوان یکی از دقیق‌ترین و رایج‌ترین مدل‌ها در شبیه‌سازی فرایندهای LNG استفاده شد؛ این معادله دقت بالایی در بازتولید رفتار تعادلی و خواص سیالات هیدروکربنی دارد [۲۶ و ۲۷].

این فرایند با استفاده از شبیه‌ساز Aspen HYSYS شبیه‌سازی شد. تمامی تجهیزات با هدف توانایی در مدیریت تغییرات شرایط خوراک و حفظ عملکرد بهینه طراحی شدند. بااین‌حال، شبیه‌سازی چنین فرایندی دارای محدودیت‌هایی است که رعایت آن‌ها برای افزایش دقت نتایج ضروری است:

- در مبدل‌های حرارتی اختلاف دمای ورودی مبدل حرارتی و خروجی آن نباید از ۱ °C کمتر باشد [۲۳,۱۰].
- خنک‌کننده‌های بین مرحله‌ای قادر به خنک‌کردن گازها تا دمای ۴۰ °C هستند [۱۰].
- افت فشار هر مبدل حرارتی، خنک‌کننده و گرم‌کن ۵ کیلوپاسکال است [۲۸].

مقدار پیش‌فرض برای ورودی‌های بازده بی‌دررو هر کمپرسور ۷۵٪ در نظر گرفته شده است [۲۸].



شکل ۱ طرحواره فرایند مایع‌سازی مبرد آمیخته تک‌مرحله‌ای مورد بررسی در این پژوهش

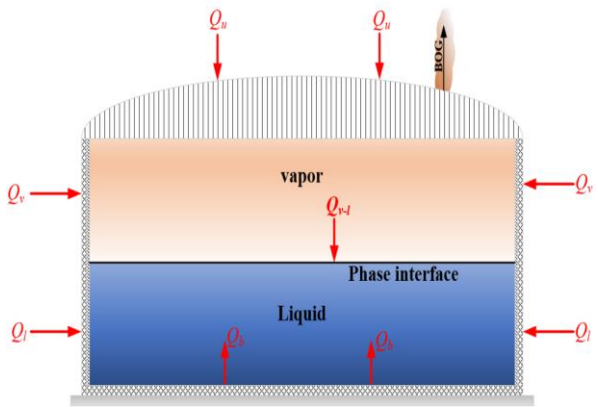
Figure 1 Schematic of the SMR liquefaction process studied in this research

۲-۱-۲ شرح فرایند و مدل‌سازی واحد ذخیره‌سازی LNG

همان‌طور که در بخش اول اشاره شد، ذخیره‌سازی حجم زیادی از گاز طبیعی در نزدیکی نواحی کلان‌شهری نیازمند مخازن ذخیره LNG است که قادر به نگه‌داری حجم زیاد گاز برای مدت طولانی باشند. در این راستا، میزان اتلاف حرارتی باید در حداقل ممکن نگه داشته شود. با وجود عایق‌کاری مؤثر، به‌دلیل اتلاف انرژی، فشار داخل مخزن افزایش می‌یابد و BOG که شامل اجزای سبک‌تر LNG است، تبخیر می‌شود. این بخارات باید به‌طور مداوم از تانک ذخیره‌سازی خارج شوند تا عملکرد بهینه ذخیره‌سازی حفظ شود. بااین‌حال باتوجه‌به پیچیدگی‌های فرایند ذخیره‌سازی و نیاز به مدل‌سازی دقیق این فرایند و یکپارچه‌سازی آن با واحدهای مایع‌سازی و گازی‌سازی LNG فرضیات زیر برای مدل‌سازی حجم کنترل مخزن موجود در شکل ۲ در نظر گرفته شد:

- LNG به‌عنوان ماده خالص و متشکل از ۱۰۰٪ متان است.
- فشار و دما درون مخزن یکنواخت و برابر لحاظ شده است.
- مقدار تبخیر بخارات LNG در طی فرایند ذخیره‌سازی مطابق داده‌های ارائه شده توسط فروشندگان مخازن برودتی ثابت در نظر گرفته می‌شود [۱۳,۱۲].

طبق داده‌های فروشندگان مخازن برودتی، برای BOR مقداری ثابت در نظر گرفته شد [۲۸,۲۷].



شکل ۲ طرحواره انتقال حرارت و فرایند تبخیر مخزن ذخیره LNG [۳۳]

Figure 2 Schematic of heat transfer and evaporation process of LNG storage tank [33]

این حجم کنترل با استفاده از موازنه جرم و انرژی شرح داده می‌شود. موازنه جرم برای این حجم کنترل را می‌توان به‌صورت رابطه (۱) بیان کرد.

$$\frac{dm_{tot}}{dt} = \dot{m}_{in,l} - \dot{m}_{out,l} - \dot{m}_{out,g} \quad (۱)$$

که زیرنویس‌های in و out به‌ترتیب جریان‌های ورودی و خروجی حجم کنترل و زیرنویس‌های l و g نشان‌دهنده فازهای مایع و گاز هستند. همچنین نرخ تغییر جرم در مخزن به‌صورت $\frac{dm_{tot}}{dt}$ تعریف می‌شود. جرم کلی m_{tot} برای حجم کنترل نیز از طریق رابطه (۲) قابل‌محاسبه است:

$$m_{tot} = m_l + m_g \quad (۲)$$

که m_l و m_g به‌ترتیب جرم مایع و گاز موجود در مخزن را نشان می‌دهند. در ادامه موازنه انرژی در مخزن ذخیره‌سازی را می‌توان به‌صورت زیر بیان کرد [۲۱]:

$$E_{c.v.} = U + P + K \quad (۳)$$

که E انرژی داخلی، U انرژی درونی و P و K به‌ترتیب انرژی پتانسیل و جنبشی هستند. بااین‌حال تغییرات انرژی داخلی در واحد زمان به صورت زیر قابل‌محاسبه است:

$$\frac{dE_{c.v.}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \sum \dot{m}_{in}\left(h_{in} + \frac{v_{in}^2}{2} + gz_{in}\right) - \sum \dot{m}_{out}\left(h_{out} + \frac{v_{out}^2}{2} + gz_{out}\right) \quad (۴)$$

که در این رابطه $\dot{Q}$ نرخ انتقال حرارت، $\dot{W}$ کار سامانه در واحد زمان، h آنتالپی، v سرعت سیال، g شتاب گرانشی z ارتفاع نقطه‌ای از سامانه را نشان می‌دهند. در این سامانه، مقدار انرژی‌های پتانسیل و جنبشی ثابت است. بنابراین داریم:

$$E_{c.v.} = U \quad (۵)$$

و با فرض اینکه کاری در سامانه انجام نمی‌شود، موازنه انرژی ساده‌شده مخزن به‌صورت زیر اصلاح می‌شود:

$$\frac{dU}{dt} = \dot{Q} + \sum \dot{m}_{in}.h_{in} - \sum \dot{m}_{out}.h_{out} \quad (۶)$$

که $\frac{dU}{dt}$ نرخ تغییر انرژی درونی در حجم کنترل با زمان را نشان می‌دهد.

در نهایت پس از معرفی کامل ترم‌های جرمی، رابطه موازنه انرژی مخزن به‌صورت زیر اصلاح شد:

$$\frac{dU}{dt} = \dot{Q} + \dot{m}_{in}.h_{in} - \dot{m}_{out}.h_{out} - \dot{m}_{out,g}.h_{out,g} \quad (۷)$$

در ادامه BOR به‌عنوان درصدی از جرم LNG که در واحد زمان تبخیر می‌شود، تعریف می‌شود. در غیاب اندازه‌گیری‌های دقیق و مؤثر نرخ تبخیر در طول کل چرخه تبخیر مخزن ذخیره‌سازی نرخ تبخیر بر اساس روش محاسباتی خاصی که در رابطه (۸) توصیف شده است، محاسبه شد [۳۳]:

$$BOR = \frac{1}{V_l \rho_l}\frac{dm_l}{dt} \quad (۸)$$

که V_l و ρ_l به‌ترتیب حجم و چگالی مایع هستند. بنابراین، با استفاده از BOR و جرم LNG می‌توان مقدار گاز خارج‌شده از مخزن به‌منظور حفظ فشار را محاسبه کرد که برابر است با $\dot{m}_{out,g}$؛ بنابراین با اصلاح رابطه بقای جرم برای مخزن در حالت‌های مختلف پرشدن، خالی‌شدن و ذخیره‌سازی LNG به رابطه (۹) می‌رسیم:

$$\frac{dm_{tot}}{dt} = \dot{m}_{in,l} - \dot{m}_{out,l} - BOR.m_{tot} \quad (۹)$$

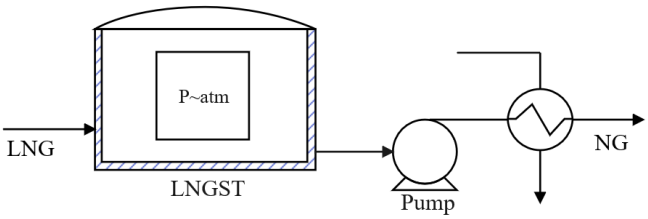
برای شرایط اولیه معادله دیفرانسیل معمولی (Ordinary Differential Equation, ODE) بالا،گزینه‌های مختلفی برای پرشدن، خالی‌شدن و ذخیره LNGدر نظر گرفته شده است. شرایط مخزن برای هر یک از این حالات به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$m_{tot}^{t=0} = \alpha V_l \rho_l \quad (۱۰)$$

در روابط بالا برای گزینه پرشدن مخزن، مقدار α برابر با ۰/۱ خواهد بود؛ زیرا در واقعیت مخازن LNG به‌ندرت کاملاً خالی می‌شوند تا از ایجاد تنش حرارتی بر روی دیواره‌های مخزن در هنگام پرشدن مجدد مخزن جلوگیری کند. برای حالات خالی‌شدن LNG مقدار آن برابر با ۰/۹ خواهد بود.

۲-۱-۳ شرح فرایند و مدل‌سازی واحد گازی‌سازی مجدد LNG

واحد گازی‌سازی مجدد LNG در تأمین گاز طبیعی در دوره‌های اوج تقاضا نقش حیاتی دارد. این واحد از مبدل‌های SCV برای تبدیل LNG به گاز استفاده می‌کند. مبدل‌های SCV نوعی مبدل حرارتی هستند که در آن گاز طبیعی برای تولید گازهای دودکش داغ سوزانده می‌شود و سپس با استفاده از آب گرم برای تبخیرLNG و تبدیل آن به گاز استفاده می‌شود. محاسبات بر اساس نرخ جریان ورودی، دما و ظرفیت گرمایی مخصوصLNG انجام می‌شود تا میزان انرژی مصرفی برای گازی‌سازی تعیین شود. مطابق شکل ۳ در مدل حاضر، ابتدا فشار LNG خروجی از مخزن افزایش می‌یابد و سپس با استفاده از تبخیرکننده، دمای گاز برای مطابقت با شرایط انتقال تنظیم می‌شود.



شکل ۳ طرحواره واحد گازی‌سازی مجدد LNG

Figure 3 Schematic of LNG regasification unit

برای توسعه مدل دقیق واحد گازی‌سازی مجدد LNG، فرضیات کلیدی زیر برای ساده‌سازی فرایند و اطمینان از دقت نتایج مورد استفاده قرار گرفت:

- تمام LNG ورودی به‌طور کامل تبخیر می‌شود.
- اتلاف حرارتی سامانه ناچیز فرض شد.
- مدل‌سازی به‌صورت پایا انجام شد، زیرا خروجی‌های فرایند مانند دبی، دما و فشار پس از تغییرات ورودی به‌سرعت پایدار می‌شوند.
- انرژی موردنیاز برای فرایند SCV عمدتاً از احتراق گاز سوخت به‌دست می‌آید، که بخشی از گاز طبیعی در حال تبدیل به گاز یا سوخت گازی موجود در تأسیسات است.

همان‌طور که در شکل ۳ نشان داده شده است، LNG ابتدا وارد پمپ برودتی می‌شود تا فشار آن قبل از ورود به مبدل حرارتی برای تبدیل مجدد به گاز افزایش یابد. پمپ، فشار LNG را از شرایط ذخیره‌سازی به فشار موردنیاز برای واحد CGS افزایش می‌دهد. کار موردنیاز پمپ را می‌توان با استفاده از

رابطه (۱۱) محاسبه کرد:

$$W_{Pump} = \frac{\dot{m}_l . \Delta P}{\eta_{Pump} . \rho_l} \quad (۱۱)$$

که $\dot{m}_l$ دبی عملیاتی، ΔP میزان افزایش فشار در پمپ و η_{Pump} میزان بازدهی پمپ است. در ادامه LNG پرفشار به‌منظور افزایش دما وارد مبدل حرارتی خواهد شد، که در این تجهیز موازنه انرژی به‌صورت زیر است:

$$\dot{Q} = \dot{m}_l c_P \left(T_{out} - T_{in}\right) + \dot{m}_l H_{Vap.} \quad (۱۲)$$

که T_{out} و T_{in} ورودی، C_p ظرفیت گرمایی ویژه و H_{Vap} گرمای نهان تبخیر LNG است.

۲-۲ ایجاد مدل جایگزین فرایند SMR

مدل جایگزین فرایند SMR با استفاده از داده‌های شبه‌تجربی حاصل از شبیه‌سازی مدل شبه‌واقعی توسعه یافت. ابتدا عوامل ورودی و خروجی مؤثر شناسایی شد و بازه تغییرات آن‌ها بر اساس مراجع معتبر تعیین شد [۳۱,۳۰,۲]. جزئیات این عوامل و محدوده تغییرات آن‌ها در جدول ۱ قابل‌مشاهده است. سپس شبیه‌سازی‌های متعددی برای تولید داده‌های شبه‌تجربی انجام شد و داده‌های حاصل در نرم‌افزار MATLAB جمع‌آوری و بی‌مقیاس شدند. در نهایت، این داده‌ها برای آموزش شبکه عصبی پیشخور با استفاده از الگوریتم پس‌انتشار به‌کار گرفته شدند تا مدلی دقیق برای پیش‌بینی و تحلیل رفتار فرایند مایع‌سازی در شرایط مختلف ایجاد شود.

جدول ۱ ورودی‌های مدل جایگزین برای فرایند SMR و بازه آن‌ها

Table 1 Input parametes for the surrogate model of the SMR process and their range

Parameter	Symbol	Range	Unit
Flow Rate of Natural Gas	F	5-110	MMSCFD
Pressure of Natural Gas	P	25-80	bara

۲-۳ ایجاد مدل یکپارچه مایع‌سازی، ذخیره و گازی‌سازی مجدد

پس از توسعه مدل‌های مجزا، این اجزا در محیط Simulink در قالب چارچوب واحدی ادغام شدند. هدف از این مرحله، بازنمایی منسجم کل سامانه ssLNG و فراهم‌سازی امکان تحلیل رفتار آن در شرایط متغیر عملیاتی بود. در مدل یکپارچه، جریان‌ها و قیود عملیاتی به‌صورت هم‌زمان دنبال می‌شوند تا تغییرات دبی خوراک، نوسانات سطح مخازن و محدودیت‌های فشار و نرخ ارسال بر کل سامانه بازتاب یابد. این رویکرد نشان داد که ذخیره‌سازی می‌تواند به‌عنوان بافر عمل کرده، پیوستگی ارسال گاز به شبکه را در شرایط اوج تضمین کند. همچنین، این مدل یکپارچه با سرعت بالا و دقت قابل‌توجهی قادر است تحلیل‌های پیچیده را در زمان کوتاه‌تری نسبت به شبیه‌سازی‌های سنتی انجام دهد که موجب کاهش زمان می‌شود. شکل ۴ ساختار کلی مدل یکپارچه حاضر را نشان می‌دهد که در آن ارتباط میان اجزا و نقش هر کدام در زنجیره ssLNG مشخص است. این چارچوب مبنای تحلیل نتایج و ارزیابی گزینه‌های اوج در بخش بعدی خواهد بود.

۲-۴ مطالعه موردی و تحلیل حساسیت واحد یکپارچه

در این مطالعه، واحد شبه‌واقعی مایع‌سازی SMR مطابق فرایند معرفی‌شده توسط هی و جو [۱۰] شبیه‌سازی شد. جزئیات طراحی این واحد در جدول ۲ آمده است.

جدول ۲ اطلاعات طراحی واحد ssLNG در این پژوهش [۱۰]

Table 2 Design information of the ssLNG unit in this study [10]

Composition of Feed		
C_1	0.9459	-
C_2	0.0343	-
C_3	0.0059	-
i-C_4	0.0010	-
n-C_4	0.0012	-
i-C_5	0.0003	-
n-C_5	0.0003	-
C_6	0.0005	-
N_2	0.0106	-
Parameter	**Value**	**Unit**
Temperature of Natural Gas	40	°C
Pressure of Natural Gas	40	bar
Flowrate of Natural Gas	92.95	kmol/h
Temperature after Air Cooler	40	°C

برای بخش دوم واحد یکپارچه، اطلاعات مخزن ذخیره‌سازی LNG با ظرفیت ۵۰،۰۰۰ مترمکعب از نمونه مخازن ذخیره موجود در پایانه واردات LNG پانیکالیا در لاسپتزیای ایتالیا [۱۷] استفاده شد. این مخزن در فشار اتمسفر و ارتفاع پرشدن مشخص عمل کرده، از نوع دوگانه با دیواره‌های بتنی پیش‌تنیده است. در این مخزن به‌منظور کاهش تبخیر گاز و حفظ دمای بسیار پایین LNG، از عایق پرلیت منبسط‌شده استفاده شده است.

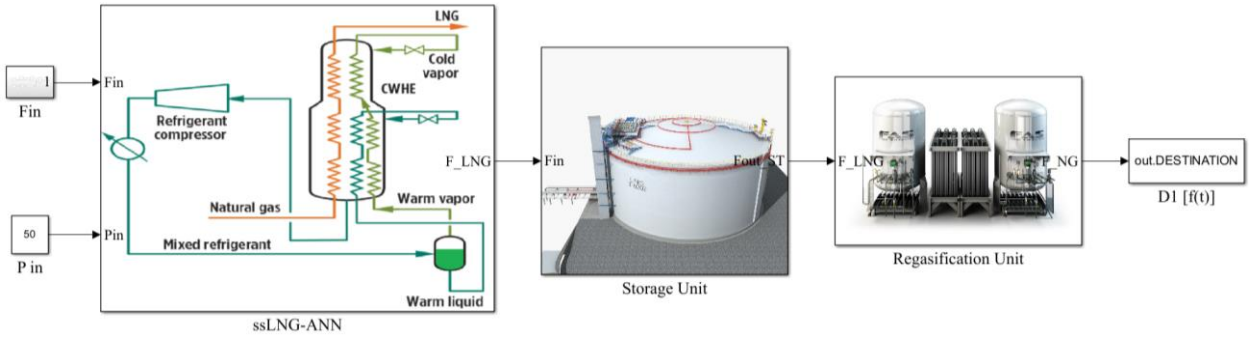
جدول ۳ عوامل اساسی واحد ذخیره‌سازی LNG در پژوهش حاضر [۱۷]

Table 3 Essential parameters of the LNG storage unit in the current study [17]

Parameter	Value	Unit
Volume of LNG Storage Tanks	2×50000	m^3
BOR Value	0.1	%/day
Inner Diameter of External Tank	51	m
Inner Diameter of Inner Tank	50	m
Internal Tank Height	25	m
Average Ambient Temperature in Cold Seasons	15	°C
LNG Storage Tank Temperature	162	°C
Minimum Liquid Level	2.5	m
Maximum Liquid Level	22.5	m
Evaporator Capacity	4×110	t/h
Outlet Temperature	5	°C
Outlet Pressure	30	bar
Pump Efficiency	90	%
Heat Exchanger Efficiency	90	%

برای تحلیل رفتار مخازن ذخیره‌سازی LNG، خروجی‌های شبیه‌سازی فرایند ذخیره‌سازی LNG در شرایط فشار اتمسفری با مدل ریاضیاتی بخش دوم مقایسه شد. هدف از این مقایسه، ارزیابی دقت مدل در پیش‌بینی رفتار مخزن در طول زمان است. در این بررسی، شرایط مخزن مطابق با داده‌های ارائه‌شده در مقاله مرجع [۳۷] در نظر گرفته شد. اطلاعات این مخزن در جدول ۴ آورده شده است.

در این تحلیل، تأثیر تغییرات تقاضا بر شاخص‌های کلیدی عملکرد، از جمله مصرف انرژی واحد، مورد بررسی قرار گرفت. نتایج این بررسی‌ها نشان داد که استفاده از واحد یکپارچه LNG در کنار سامانه‌های تأمین گاز دائمی، قادر است تغییرات الگوی مصرف را به‌خوبی مدیریت کرده، با همکاری شبکه‌های توزیع گاز، کمبود عرضه در زمان اوج تقاضا را جبران کند. این رویکرد به‌عنوان ابزاری مؤثر برای بهینه‌سازی بهره‌برداری، افزایش قابلیت اطمینان سامانه و تسهیل فرایند تصمیم‌گیری در مدیریت تأمین گاز طبیعی شناخته می‌شود.



شکل ۴ نمایی از شبیه‌سازی واحد یکپارچه ssLNG با استفاده از مدل جایگزین در محیط MATLAB/Simulink

Figure 4 A view of the integrated ssLNG simulation using the surrogate model in MATLAB/Simulink environment

جدول ۴ عوامل اساسی واحد ذخیره‌سازی LNG در مقاله مرجع [۳۷]

Table 4 Basic parameters of LNG storage unit in reference article [37]

Parameter	Value	Unit
Volume of LNG Storage Tank	49.21	m^3
Inner Diameter of Inner Tank	3.46	m
Internal Tank Height	5.2	m
Average Ambient Temperature in Cold Seasons	25	°C
LNG Storage Tank Temperature	162	°C
Initial Tank Volume	37.85	m^3
Metal Thickness	0.006	m
Insulation Thickness	0.038	m
Wall Heat Transfer Coefficient	43	$\frac{W}{m.K}$
Insulation Heat Transfer Coefficient	0.0023	
Wall Density	8030	$\frac{kg}{m^3}$
Insulation Density	50	
Metal Specific Heat Capacity	0.304	$\frac{kJ}{kg.°C}$
Insulation Specific Heat Capacity	0.9	

۳ نتایج و بحث

همان‌گونه که در مقدمه اشاره شد، شبیه‌سازی و مدل‌سازی دقیق هر یک از زیرواحدهای زنجیره ssLNG پیش‌نیاز توسعه چارچوب یکپارچه است. به همین منظور، در این بخش ابتدا نتایج حاصل از شبیه‌سازی واحد شبه‌واقعی SMR با داده‌های مرجع برای اعتبارسنجی مقایسه شد. داده‌های شبه‌تجربی حاصل از مدل شبه‌واقعی برای آموزش و ارزیابی مدل جایگزین مبتنی بر شبکه عصبی پیشخور به‌کار گرفته شد تا امکان شبیه‌سازی پایای بخش مایع‌سازی با هزینه محاسباتی کمتر فراهم شود. در گام پایانی، این مدل‌ها در محیط Simulink ادغام شدند تا واحد ssLNG یکپارچه‌ای را برای تحلیل سریع و دقیق رفتار دینامیکی این واحد فراهم کنند و امکان شبیه‌سازی گزینه‌های مختلف بهره‌برداری را فراهم سازند.

۳-۱ عملکرد واحد شبه‌واقعی SMR-LNG

در گام نخست، برای اعتبارسنجی مدل شبه‌واقعی، نتایج شبیه‌سازی با داده‌های مقاله مرجع [۱۰] مقایسه شد. جزئیات این مقایسه در جدول ۵ ارائه شد.

جدول ۵ مقایسه نتایج شبیه‌سازی فرایند SMR با نرم‌افزار هایسیس و مقاله مرجع [۱۰]

Table 5 Comparison of SMR process simulation results using Aspen HYSYS and reference article [10]

Parameter	Simulation	Reference	% Error	Unit
LNG temperature	-160.95	-159.15	1.58	°C
Natural Gas Temperature After the First Heat Exchange (T_{NG3})	-60.15	-60.95	0.37	°C
Refrigerant Flowrate	273	265	3.02	kmol/h
Upstream Pressure of the Compression Unit	190	230	17.39	kPa
Downstream Pressure of the Compression Unit	340	330	3.03	kPa
Energy Consumption	823.5	672.8	22.4	kW

همان‌گونه که در جدول ۵ نشان داده شده است، برخی اختلاف‌ها میان نتایج شبیه‌سازی حاضر و داده‌های مرجع مشاهده می‌شود. عمده این اختلاف‌ها به تفاوت در نحوه مدل‌سازی مبدل‌های حرارتی و جریان‌های برگشتی مربوط می‌شود، زیرا در شبیه‌سازی حاضر فرایند به‌صورت ساده‌سازی‌شده بازنمایی شد. این امر موجب شد که دبی مبرد کمی بیشتر از مقدار مرجع به‌دست آید، که در نتیجه توان مصرفی کمپرسورها و فشارهای مربوط به بخش تراکم نیز با مقادیر گزارش‌شده در مقاله مرجع تفاوت داشته باشد. باوجوداین موارد، تطابق مناسب در دمای LNG، دمای NG-3 و روند کلی سرمایش نشان می‌دهد که ساختار ترمودینامیکی فرایند به‌درستی بازتولید شده است و مدل ارائه‌شده همراه با افزایش سرعت محاسبات در محیط دینامیکی Simulink از دقت کافی برای تحلیل عملکرد سامانه و توسعه چارچوب یکپارچه ssLNG برخوردار است.

۳-۲ تحلیل و اعتبارسنجی مدل جایگزین

ساختار شبکه عصبی پیشخور طراحی‌شده شامل دو لایه پردازشی متوالی است که اتصالات کامل میان نورون‌های هر لایه برقرار است (شکل ۵). لایه نخست با پنج نورون و تابع فعال‌سازی غیرخطی سیگموئید تانژانت هیپربولیک (tansig) ورودی‌ها را پردازش کرده، ویژگی‌های اصلی داده را استخراج می‌کند. در لایه دوم، خروجی‌های لایه اول با وزن‌ها و بایاس‌های اختصاصی ترکیب شده، از طریق تابع انتقال خطی به مقادیر نهایی تبدیل می‌شوند. این پیکربندی امکان یادگیری روابط غیرخطی پیچیده میان متغیرهای ورودی و خروجی فرایند را فراهم می‌سازد.

برای آموزش شبکه، داده‌های شبه‌تجربی تولیدشده با شبیه‌سازی واحد شبه‌واقعی SMR به سه بخش داده‌های آموزش (۷۰ درصد)، اعتبارسنجی (۱۵ درصد) و آزمون (۱۵ درصد) تقسیم شد. برای آموزش شبکه عصبی، الگوریتم یادگیری Levenberg–Marquardt به‌دلیل کارایی بالا در همگرایی سریع انتخاب شد. عملکرد مدل در طول آموزش بر اساس معیار میانگین مربعات خطا ارزیابی شد و با پایش منحنی خطا از بیش‌برازش (Overfitting) جلوگیری شد.

حداقل میانگین مربعات خطا (Mean Square Error, MSE) برای نتایج آموزش برابر با $۰/۴\times۱۰^{-۴}$ به‌دست آمد که بیانگر دقت بالای مدل در تقریب داده‌های فرایند است. علاوه بر این، مقادیر R^2 برای داده‌های آموزش و آزمون بالاتر از ۰/۹۸ گزارش شد که نشان‌دهنده تطابق خوب خروجی‌های پیش‌بینی‌شده و مقادیر شبه‌تجربی است. در نهایت، بهترین مدل ذخیره و برای مراحل بعدی، شامل ادغام در چارچوب یکپارچه ssLNG و تحلیل گزینه‌های اوج مصرف، مورد استفاده قرار گرفت.

۳-۳ اعتبارسنجی مدل ریاضی مخزن ذخیره‌سازی

در این بخش، مدل ریاضی توسعه‌یافته در بخش دوم برای شبیه‌سازی رفتار دینامیکی مخزن ذخیره‌سازی LNG اعتبارسنجی شد. به این منظور، نتایج حاصل از حل ODE که بیانگر تغییرات جرم LNG در مخزن است، با داده‌های شبیه‌سازی‌شده در نرم‌افزار Aspen HYSYS مقایسه شد. گزینه مورد بررسی شامل مخزن تحت‌فشار اتمسفر است که در حال پر شدن با LNGاست، درحالی‌که هیچ‌گونه خروجی از مخزن وجود ندارد. در این شرایط، BOR مقدار ۰/۱٪ در نظر گرفته شده، تأثیر این تبخیر بر تغییرات LNG در طول زمان لحاظ شد.

شکل ۶ همخوانی مناسبی بین نتایج مدل ریاضی و شبیه‌ساز مرجع نشان می‌دهد؛ روند تغییرات جرم LNG در هر دو روش مشابه است و مدل ریاضی افزایش تدریجی جرم را به‌درستی بازتولید می‌کند. مقدار MSE هرچند با گذر زمان اندکی افزایش می‌یابد، در کران‌های قابل‌قبول باقی می‌ماند و باتوجه‌به ساده‌سازی معادله دیفرانسیل، طبیعی است. این سطح خطا اعتبار مدل را در بازه‌ی عملیاتی موردنظر تأیید می‌کند. در نتیجه، مدل ریاضی پیشنهادی، جانشینی سبک و سریع برای تحلیل دینامیک مخازن LNG است و می‌تواند در گزینه‌های مختلف بهره‌برداری با دقت کافی به کار گرفته شود.

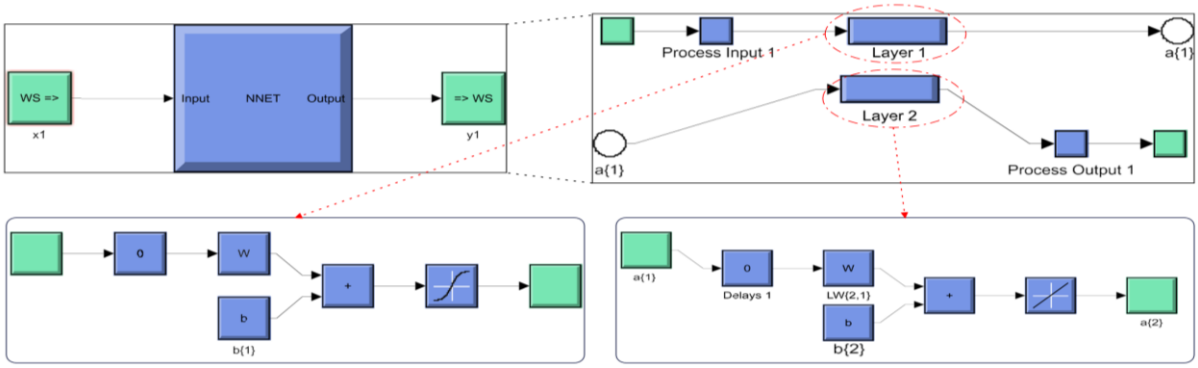
باتوجه‌به اعتبارسنجی‌های انجام‌شده برای مدل‌های ارائه‌شده در پیش‌بینی متغیرهای مؤثر بر فرایند، در بخش بعدی عملکرد واحد یکپارچه در شرایط بهره‌برداری مورد بررسی قرار گرفته شده است.

۳-۴ تحلیل عملکرد واحد یکپارچه ssLNG در شرایط بهره‌برداری

واحد یکپارچه ssLNG به‌عنوان راهکاری کمکی برای مدیریت اوج تقاضا به‌گونه‌ای بهره‌برداری می‌شود که در دوره‌های مازاد عرضه، گاز اضافی از شبکه انتقال گاز طبیعی، در واحد مایع‌سازی به LNG تبدیل و در مخازن ذخیره‌سازی انباشته می‌شود. سیاست بهره‌برداری به این صورت است که ابتدا مخزن اول تا آستانه پرشدگی کامل پر می‌شود و سپس جریان به مخزن دوم هدایت می‌شود تا ظرفیت ذخیره‌سازی و نقش بافر عملیاتی تکمیل شود.

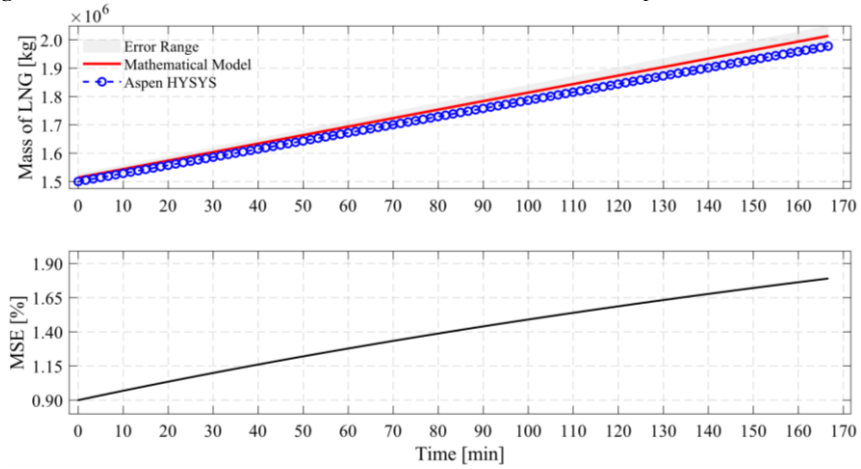
شکل ۷ این روند را نشان می‌دهد. در نمودار بالایی، پروفایل دبی خوراک ورودی با نوسانات شبه‌تناوبی دیده می‌شود؛ به‌طوری که در بازه‌ی زمانی

تقریباً ۰ تا ۲۸ روز، دبی بین حدود ۱/۳ تا ۳ MMSCMD تغییر کرده، در انتهای دوره، با قطع خوراک، به مقدار نزدیک صفر افت می‌کند. در نمودار پایینی، تغییرات سطح مخازن نشان می‌دهد که سامانه ذخیره‌سازی قادر است نوسانات جریان ورودی را جذب کرده، به‌این‌ترتیب واحد را برای مرحله بعدی، یعنی تخلیه در شرایط اوج مصرف، در وضعیت آماده‌به‌کار نگه دارد. در ابتدای شبیه‌سازی، سطح مایع در هر دو مخزن حدود ۱۰٪ است؛ سطح مخزن اول به‌صورت تدریجی تا حدود روز ۱۳ به ۱۰۰٪ می‌رسد، درحالی‌که مخزن دوم در این بازه تقریباً ثابت مانده، سپس از حدود روز ۱۳ به بعد شروع به پر شدن کرده، تا انتهای دوره به سطحی نزدیک ۱۰۰٪ می‌رسد. این روند نشان می‌دهد که ابتدا مخزن اول به‌طور کامل پر شده، پس از آن، مخزن دوم برای افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی وارد مدار می‌شود. این رفتار نشان‌دهنده نقش کلیدی مخازن در هموارسازی جریان و تضمین تداوم تأمین در اوج مصرف است.



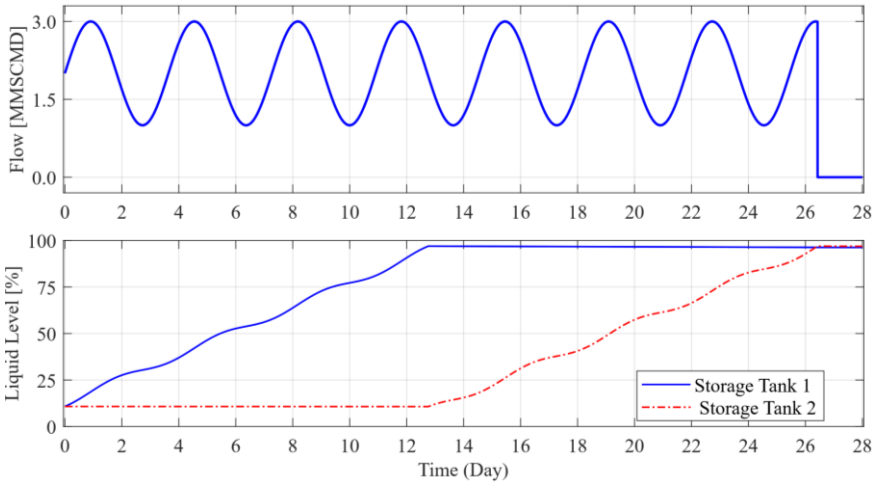
شکل ۵ ساختار شبکه عصبی پیشخور برای فرایند ssLNG مورد استفاده در این پژوهش

Figure 5 Structure of the feedforward neural network for the ssLNG process used in this study



شکل ۶ مقایسه نتایج مدل ریاضی و نرم‌افزار مرجع برای پیش‌بینی جرم LNG در مخزن ذخیره‌سازی

Figure 6 Comparison of the results of the mathematical model and the Aspen HYSYS software for predicting the mass of LNG in the storage tank

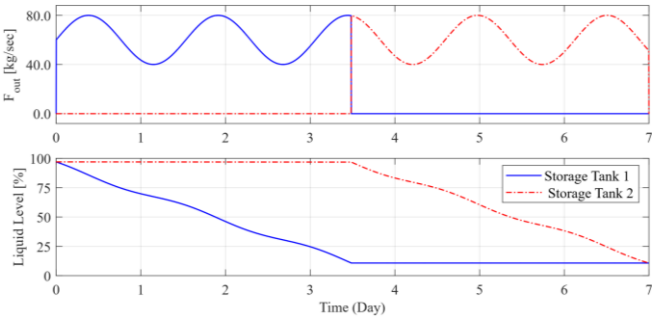


شکل ۷ پروفایل دبی ورودی به واحد مایع‌سازی (بالا) و سطح ذخیره (پایین) در شرایط بهره‌برداری-وجود گاز طبیعی مازاد عرضه

Figure 7 Feed flow profile to the liquefaction unit (top) and liquid level in the storage tanks (bottom) under operating conditions- excess natural gas is supplied

باتوجه‌به نتایج مرحله‌ی پرشدن، در ادامه عملکرد واحد یکپارچه در دوره اوج تقاضا بررسی می‌شود. در این گزینه، واحد مایع‌سازی در حداقل ظرفیت نگه داشته شده، برداشت از مخازن بر اساس الگوی تقاضا در شرایط اوج‌سایی انجام می‌گیرد. حدود بهره‌برداری به‌صورت زیر تعریف شده‌اند: حد بالای سطح برای جلوگیری از سرریز، حد پایین سطح برای پیشگیری از مکش هوا. قاعده‌ی جابه‌جایی بین مخازن نیز براین‌اساس است که تا رسیدن هر مخزن به حد پایین برداشت ادامه می‌یابد و سپس بار به مخزن دیگر منتقل می‌شود.

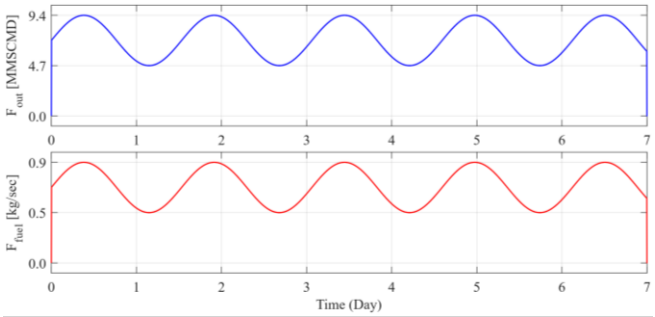
شکل ۸ نتایج بازه هفت‌روزه در اوج مصرف گاز طبیعی را نشان می‌دهد. در نمودار بالایی، پروفایل دبی خروجی هر یک از مخازن نمایش داده شده است؛ به‌طوری که از ابتدای شبیه‌سازی تا حدود ۳/۵ روز تنها مخزن اول فعال بوده، دبی خروجی آن به‌صورت شبه‌تناوبی بین حدود ۴۰ kg/s تا ۸۰ نوسان می‌کند. با رسیدن سطح مایع مخزن اول به حد پایین مجاز، خروجی آن به‌طور کامل قطع شده، از این لحظه به بعد، همان الگوی نوسانی تقاضا توسط مخزن دوم دنبال می‌شود. مخزن دوم نیز تا پایان ۷ روز، الگوی تقاضا را دنبال کرده، با رسیدن به حد پایین، خروجی آن قطع می‌شود. در نمودار پایینی، تغییرات سطح مایع در دو مخزن نشان داده شده است: سطح مخزن اول که در ابتدای بازه نزدیک ۱۰۰٪ است، هم‌زمان با برداشت، به‌صورت یکنواخت کاهش یافته، پس از ۳/۵ روز به نزدیک ۱۰٪ می‌رسد و سپس در این مقدار ثابت می‌ماند؛ در مقابل، سطح مخزن دوم تا زمان غیرفعال بودن تقریباً ثابت و در نزدیکی ۱۰۰٪ است و پس از آغاز برداشت از آن، روند کاهشی مشابهی را طی کرده، در پایان روز هفتم به حدود ۱۰٪ می‌رسد. نبود نوسان‌های شدید در دبی و رعایت حدود سطح و فشار نشان می‌دهد که قاعده‌ی بهره‌برداری و جابه‌جایی انتخاب‌شده، توانسته است تقاضای اوج را به‌صورت پایدار و ایمن پوشش دهد.



شکل ۸ پروفایل دبی خروجی مخازن (بالا) و تغییرات سطح مایع آن‌ها (پایین) در بازه هفت‌روزه کمبود عرضه گاز و لزوم اوج‌سایی

Figure 8 Discharge flow profiles (top) and liquid level variations (bottom) of the storage tanks during a seven-day period of supply shortage and necessity of peak shaving

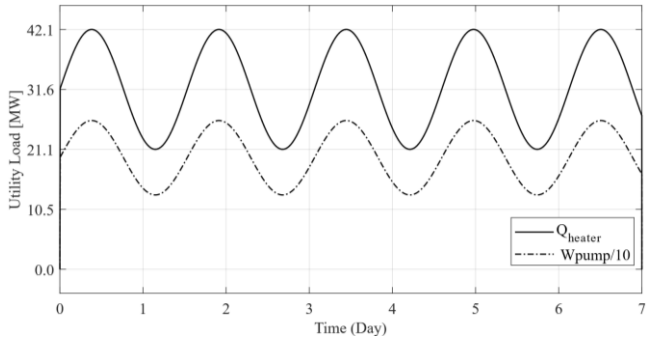
در ادامه ارزیابی واحد یکپارچه ssLNG، عملکرد بخش گازی‌سازی مجدد و مصرف سوخت آن بررسی شد. همان‌گونه که در شکل ۹ مشاهده می‌شود، نمودار بالایی دبی گاز تحویلی به شبکه را نشان می‌دهد که در طول بازه هفت‌روزه به‌صورت شبه‌تناوبی بین حدود ۴/۷ تا ۹/۴ MMSCMD نوسان کرده و تغییرات آن تدریجی و بدون جهش‌های ناگهانی است. این موضوع بیانگر آن است که واحد گازی‌سازی مجدد قادر است تقاضا را بدون نوسانات ناگهانی دنبال کند. در نمودار پایینی، نرخ مصرف گاز سوخت موردنیاز برای گرم‌کردن LNG تا دمای تزریق، با الگویی مشابه و در بازه‌ای حدود kg/s ۰/۴۵ تا ۰/۹ متغیر است. هم‌زمانی و هم‌جهتی این دو نمودار نشان می‌دهد که مصرف سوخت متناسب با میزان ارسال تغییر می‌کند.



شکل ۸ تغییرات دبی گاز تحویلی به شبکه (بالا) و مصرف سوخت واحد گازسازی مجدد (پایین) در شرایط اوج مصرف

Figure 9 Variation of regasification send-out flow (top) and fuel consumption (bottom) of the integrated ssLNG unit under peak-demand conditions

برای تکمیل نتایج مربوط به واحد گازی‌سازی مجدد، شکل ۱۰ انرژی مصرفی این بخش را در طول بازه اوج تقاضا نشان می‌دهد. در این شکل، مصرف انرژی واحد گازی‌سازی مجدد در طول دوره اوج تقاضا نمایش داده شده است. منحنی پیوسته، نشان‌دهنده بار حرارتی مبدل است که در بازه‌ای بین ۲۰ تا ۴۲ مگاوات نوسان می‌کند، درحالی‌که منحنی خط‌چین، توان مصرفی پمپ را در حدود ۱۰۵ تا ۲۵۰ مگاوات نشان می‌دهد. هر دو منحنی تغییرات مشابهی را به‌دنبال دارند و تقریباً هم‌فاز با الگوی ارسال گاز به شبکه تغییر می‌کنند. این امر نشان می‌دهد که واحد گازی‌سازی مجدد قادر است بار مصرفی را به‌طور هماهنگ و مطابق با تقاضای گاز تحویلی تنظیم کند. همان‌طور که از منحنی‌ها مشاهده می‌شود، پمپ سهم عمده‌ای از بار مصرفی را به خود اختصاص می‌دهد، درحالی‌که مبدل حرارتی نقش محدودتری در مصرف کل انرژی دارد. این وضعیت ناشی از نیاز به حفظ دمای کاری و جریان مایع در سامانه است. وجود بار پایه در هر دو منحنی که ناشی از تلفات اجتناب‌ناپذیر سامانه و حفظ دما است، نشان‌دهنده پایداری عملکرد واحد گازی‌سازی مجدد در مواجهه با نوسانات مصرف انرژی است. این نتایج، که نشان‌دهنده ثبات مصرف انرژی و توانایی واحد در مدیریت تقاضای متغیر است، معتبر بودن روش اوج‌سایی و تضمین پایداری تأمین گاز در دوره‌های اوج تقاضا را تأیید می‌کند.



شکل ۹ مصرف انرژی واحد گازی‌سازی مجدد در شرایط اوج تقاضا

Figure 10 Energy consumption of the regasification unit under peak shaving conditions

به‌طور خلاصه، نتایج نشان دادند که مدل جایگزین با خطای میانگین مربعات در حد قابل‌قبول توانست رفتار فرایند SMR را بازتولید کند. در مرحله پرشدن، مخازن با افزایش سطح از حدود ۱۰ تا ۹۰ درصد، نوسانات خوراک را جذب کرده، سامانه را برای دوره اوج تقاضا آماده نگه داشتند. در شرایط اوج تقاضا نیز جریان خروجی بدون جهش ناگهانی و با نرخ تغییر کمتر از ۵ درصد در روز به شبکه تحویل شد و ذخیره‌سازی توانست تأمین پایدار گاز را به مدت هفت روز تضمین کند. عملکرد واحد گازی‌سازی مجدد نشان داد که ارسال گاز با میانگین حدود ۸/۵ میلیون مترمکعب در روز دنبال می‌شود و مصرف سوخت نیز با نوسان کمتر از ۱۰ درصد پایدار باقی می‌ماند. ارزیابی مصرف انرژی بیانگر آن بود که پمپ سهم اصلی (میانگین ۲۰۰ مگاوات) را به خود اختصاص داده و مبدل حرارتی نقش کمتری (حدود ۳۵ مگاوات) داشته است. در مجموع، این نتایج نشان می‌دهد که چارچوب یکپارچه با رعایت الزامات بهره‌برداری ایمن، قابلیت اطمینان بالایی در پاسخ‌گویی به شرایط اوج مصرف دارد.

۴ نتیجه‌گیری

این پژوهش با معرفی چارچوب یکپارچه و شبه‌دینامیکی برای سه بخش مایع‌سازی، ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد، رویکردی نوآورانه برای تحلیل رفتار سامانه‌های ssLNG در شرایط واقعی بهره‌برداری ارائه داد. استفاده از مدل جایگزین مبتنی بر شبکه عصبی پیشخور در بخش مایع‌سازی، علاوه بر کاهش چشمگیر هزینه محاسباتی، امکان پیش‌بینی سریع و دقیق متغیرهای کلیدی مانند نرخ تولید LNG و توان کمپرسورها را فراهم کرد. یکپارچه‌سازی این مدل با زیرسامانه‌های ذخیره‌سازی و گازی‌سازی مجدد نشان داد که چارچوب پیشنهادی قادر است نوسانات خوراک و تغییرات تقاضا را به‌درستی بازتولید کرده، رفتار کل زنجیره ssLNG را در گزینه‌های اوج‌سایی شبیه‌سازی کند. از طرفی، مدل حاضر می‌تواند با فرایندهای دیگر انتقال و ذخیره‌سازی گاز طبیعی یکپارچه شود و قابلیت اطمینان را برای تأمین گاز طبیعی برای واحدهای صنعتی کوچک و مصرف خانگی گاز طبیعی فراهم آورد.

نتایج اعتبارسنجی و تحلیل گزینه‌های بهره‌برداری نشان داد که این چارچوب قادر است نوسانات خوراک را جذب کرده، ظرفیت ذخیره را به‌طور بهینه مدیریت کند و در فاز برداشت، جریان گاز را به شکلی پایدار مطابق الگوی تقاضا به شبکه ارسال کند. همچنین رعایت حدود فشار، سطح و نرخ تغییر دبی تضمین شد و هیچ رفتار ناخواسته‌ای مشاهده نشد. این عملکرد نشان می‌دهد که چارچوب توسعه‌یافته، علاوه بر قابلیت بازنمایی رفتار دینامیکی سامانه، توانایی مدیریت بهینه ذخیره، برنامه‌ریزی برداشت، انتخاب لحظه مناسب جابه‌جایی بین مخازن و پیگیری قیود عملیاتی را دارد. جمع‌بندی یافته‌ها نشان می‌دهد که واحد ssLNG بررسی شده با گزینه‌های عملیاتی پیشنهادی می‌تواند توان اوج‌سایی شبکه تأمین گاز طبیعی را ارتقا داده، به‌عنوان ابزاری کارآمد برای مدیریت موجودی گاز خطوط لوله و ظرفیت تولید و مصرف LNG، در تأمین پایدار تقاضای مشتریان مورد استفاده قرار گیرد. براین‌اساس، بهره‌برداران و برنامه‌ریزان قادر خواهند بود با اتکا به نتایج این چارچوب، تصمیم‌های عملیاتی متنوع‌تر و دقیق‌تری اتخاذ کرده، در نهایت امنیت عرضه و پایداری شبکه گاز را در شرایط بحرانی تضمین کنند.

قدردانی نویسندگان

نویسندگان این پژوهش مراتب قدردانی خود را از امکانات پژوهشی فراهم شده توسط دانشکده مهندسی شیمی دانشگاه تربیت مدرس ابراز می‌دارند.

تعارض منافع

برای نویسندگان تعارض منافعی وجود ندارد.

سهم نویسندگان

این مقاله از پایان نامه کارشناسی ارشد امیرحسین شیری تحت راهنمایی محمد فخرالاسلام استخراج شده است. امیرحسین شیری به عنوان پژوهشگر اصلی (مدلسازی، شبیه سازی، تولید پیش نویس و بازنویسی مقاله) با سهم ۶۰٪، محمد فخرالاسلام به عنوان پژوهشگر فرعی (ایده پردازی؛ بازبینی مقاله و مدیریت پروژه) با سهم ۴۰٪ در این پژوهش سهم داشته اند.

منابع مالی

منابع مالی مورد استفاده در این پژوهش از گرنت پژوهشی استاد می‌باشد.

بیانیه هوش مصنوعی

نوشتار چکیده انگلیسی با نسخه رایگان ابزار ChatGPT صحت سنجی شده است.

مراجع

1. L. Liu, T. Guo, Y. Zhou, J. Shen, Q. Jiang, and X. Tong, Review of the design and optimization of BOG re-liquefaction process for LNG carriers, *Cryogenics (Guildf).*, vol. 142, p. 103924, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2024.103924.
2. V. Pirouzfar, S. M. Hossein Hosseini, and C.-H. Su, Liquified, Compressed, and Synthesized natural gas production for peak shaving: Techno-economic evaluations, *Cryogenics (Guildf).*, p. 104228,2025,doi: https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2025.104228
3. Rahmanta, M.A.; Asih, A.M.S.; Sopha, B.M.; Sulancana, B.; Wibowo, P.A.; Hariyostanto, E.; Septiangga, I.J.; Saputra, B.T.A. Insights into Small-Scale LNG Supply Chains for Cost-Efficient Power Generation in Indonesia. *Energies 2025*, 18, 2079. https://doi.org/10.3390/en18082079.
4. C. Wensheng, Natural gas liquefaction process for small-scale LNG project, in 2012 International Conference on Computer Distributed Control and Intelligent Environmental Monitoring, 2012, pp. 439–442. doi: 10.1109/CDCIEM.2012.110.
5. J. Weber, T. M. Abbasi, S. Barringer, H. Bisbing, R. Eichenlaub, N. Gaeta, et al., Are Small-Scale LNG Export Facilities Underregulated in the U.S.?, *USAEE Working Paper* No. 22-579, 2023.
6. M. Zivdar, E. Mahdavi, and K. Razaghi, Simulation and performance improvement of a single-stage refrigerant cycle for liquefied natural gas production, *Farayand-e No (New Process Journal)*, vol. 16, no. 75, pp. 71–83, 2021. doi:10.22034/farayandno.2021.252838
7. T. He, Z. Liu, Y. Ju, and A. M. Parvez, A comprehensive optimization and comparison of modified single mixed refrigerant and parallel nitrogen expansion liquefaction process for small-scale mobile LNG plant, *Energy*, vol. 167, pp. 1–12, 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.169.
8. S. Faramarzi, S. M. M. Nainiyan, M. Mafi, and R. Ghasemiasl,

Genetic algorithm optimization of two natural gas liquefaction methods based on energy, exergy, and economy analyses: The case study of Shahid Rajaee power plant peak-shaving system, *Gas Process*. J., vol. 9, no. 1, pp. 91–108, 2021, doi: 10.22108/gpj.2021.126527.1097.

9. L. F. Santos, C. B. B. Costa, J. A. Caballero, and M. A. S. S. Ravagnani, Design and optimization of energy-efficient single mixed refrigerant LNG liquefaction process, *Brazilian J. Chem. Eng*., vol. 38, no. 4, pp. 669–682, 2021.
10. T. He and Y. Ju, Dynamic simulation of mixed refrigerant process for small-scale LNG plant in skid mount packages, *Energy*, vol. 97, pp. 350–358, 2016.
11. J. Zhu et al., Experiment and dynamic simulation study on propane pre-cooling double nitrogen-expander liquefaction process for medium-pilot LNG plant, *Appl. Therm. Eng*., vol. 170, p. 114994, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.114994.
12. D. Borelli, F. Devia, C. Schenone, F. Silenzi, and L. A. Tagliafico, Dynamic modelling of LNG powered combined energy systems in port areas, 2021. doi: 10.3390/en14123640.
13. A. Ahmad et al., Particle swarm-assisted artificial neural networks for making liquefied natural gas processes feasible under varying feed conditions, Front. *Energy Res*., vol. 10, p. 917656, 2022.
14. F. Obasi and L. Kareem, Maximizing LNG production using machine learning and optimization algorithms, in Triple Helix Nigeria SciBiz Annual Conference, *Springer*, 2024, pp. 27–52.
15. R. Ahmed, S. Mahadzir, J. Ferdush, F. Matovu, A. Mota-Babiloni, and R. H. Hafyan, Surrogate-assisted constrained hybrid particle swarm optimization algorithm for propane pre-cooled mixed refrigerant LNG process optimization, *Energy*, vol. 305, p. 132165, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132165.
16. L. F. Santos, C. B. B. Costa, J. A. Caballero, and M. A. S. S. Ravagnani, Framework for embedding black-box simulation into mathematical programming via kriging surrogate model applied to natural gas liquefaction process optimization, Appl. *Energy*, vol. 310, p. 118537, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118537.
17. H. Al-Yafei, S. Aseel, M. Kucukvar, N. C. Onat, A. Al-Sulaiti, and A. Al-Hajri, A systematic review for sustainability of global liquified natural gas industry: A 10-year update, *Energy Strateg*. Rev., vol. 38, p. 100768, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100768.
18. S. Z. S. Al Ghafri et al., Advanced boil-off gas studies of liquefied natural gas used for the space and energy industries, *Acta Astronaut*., vol. 190, pp. 444–454, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.actaastro.2021.10.028.
19. A. Abd, S. Naji, and A. S. Hashim, Tracking boil off gas generation into liquefied natural gas supply chain using HYSYS simulator, vol. 579. 2019. doi: 10.1088/1757-899X/579/1/012019.
20. J. L. Ferrín and L. J. Pérez-Pérez, Numerical simulation of natural convection and boil-off in a small size pressurized LNG storage tank, Comput. *Chem. Eng*., vol. 138, p. 106840, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2020.106840.
21. C. Migliore, C. Tubilleja, and V. Vesovic, Weathering prediction model for stored liquefied natural gas (LNG), *J. Nat. gas Sci. Eng*., vol. 26, pp. 570–580, 2015.
22. Y. Jo, K. Shin, and S. Hwang, Development of dynamic simulation model of LNG tank and its operational strategy, *Energy*, vol. 223, p. 120060, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120060.
23. M. Bogdevicius, V. Semaskaite, T. Paulauskiene, and J. Uebe, Impact and technical solutions of hydrodynamic and thermodynamic processes in liquefied natural gas regasification process, *J. Mar. Sci. Eng*., vol. 12, no. 7, p. 1164, 2024.
24. C. C. E. Etetere, HYSYS Simulation and Optimization of an LNG Plant's Back-End Process, in Proceedings of the International Research Conference (IRC 2014), *Whiting & Birch Ltd*., Sep. 2014.
25. E. Sayadmosleh, M. Soleimani, L. Shirazi, and M. Sarmad, Mixed refrigerant components selection criteria in LNG processes; thermodynamic analysis and prioritization guidelines, Sustain. *Energy Technol. Assessments*, vol. 49, p. 101788, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101788.
26. M. Shamsi, M. Rahimi, M. Sheidaei, S. H. Majidi Dorcheh, and M. Bonyadi, A new integrated process for LNG production based on the single mixed refrigerant: energy, exergy, environmental and economic analysis, *Arab. J. Sci. Eng*., vol. 48, no. 12, pp. 15805–15821, 2023.
27. F. Fazlollahi, Dynamic Liquefied Natural Gas (LNG) Processing with Energy Storage Applications, Ph.D. dissertation, Dept. of Chemical Engineering, Brigham Young Univ., *Provo, UT, USA*, 2016.
28. C. Chen et al., A novel conceptual design of LNG-sourced natural gas peak-shaving with gas hydrates as the medium, *Energy*, vol. 253, p. 124169, 2022.
29. J. Pospíšil, P. Charvát, O. Arsenyeva, L. Klimeš, M. Špiláček, and J. J. Klemeš, Energy demand of liquefaction and regasification of natural gas and the potential of LNG for operative thermal energy storage, Renew. *Sustain. Energy Rev*., vol. 99, pp. 1–15, 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.027.
30. J. Strasburg and B. Morenne, Race to Secure Gas for Europe's Future Winters Has Already Begun, *The Wall Street Journal*, Nov. 20, 2022. [Online]. Available: https://www.wsj.com/articles/race-to-secure-gas-for-europes-future-winters-has-already-begun-11668945601. [Accessed: Jun. 26, 2026].
31. Z. Wenhao, T. Guansan, and Y. Xiao, Calculation and analysis of influencing factors of daily evaporation rate for large LNG storage tank, Int. J. *Energy Power Eng*., vol. 10, no. 1, pp. 102–109, 2021.
32. Y. Fan, B. Zhang, and Y. Zhang, Optimal Design of Cryogenic Insulation System for Large Liquefied Natural Gas (LNG) Storage Tanks Based on Operation Factors, *E3S Web Conf*., vol. 385, Art. no. 03010, 2023, doi: 10.1051/e3sconf/202338503010.
33. J. Li, S. Zhang, Q. Feng, X. Wang, Z. Wu, and B. Sun, Simulation analysis and field verification of static evaporation characteristics of full-scale LNG storage tanks, Appl. *Therm. Eng*., vol. 253, p. 123721, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.123721.
34. M. Mokarizadeh Haghighi Shirazi and D. Mowla, Energy optimization for liquefaction process of natural gas in peak shaving plant, *Energy*, vol. 35, no. 7, pp. 2878–2885, 2010, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.018.
35. F. Almeida-Trasvina, R. Smith, and M. Jobson, Development of an energy-efficient single mixed refrigerant cycle for small-scale LNG production, Ind. Eng. *Chem. Res*., vol. 60, no. 32, pp. 12049–12067, Aug. 2021, doi: 10.1021/acs.iecr.1c00432.
36. J.-H. Hwang, M.-I. Roh, and K.-Y. Lee, Determination of the optimal operating conditions of the dual mixed refrigerant cycle for the LNG FPSO topside liquefaction process, *Comput. Chem. Eng*., vol. 49, pp. 25–36, 2013, doi: https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2012.09.008.
37. Q.-S. Chen, J. Wegrzyn, and V. Prasad, Analysis of temperature and pressure changes in liquefied natural gas (LNG) cryogenic tanks, Cryogenics (Guildf)., vol. 44, no. 10, pp. 701–709, 2004, doi: https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2004.03.020.