-- Iranian Energy Economics------
Spring 2022, 42(11), 11-45
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2022.69430.1947

Original Research
Received: 8/Aug/2022
Accepted: 7/Nov/2022
ISSN: 2423-5954
eISSN: 2476-6437

Feasibility Study of Iran's Natural Gas Exports (2022-2032) based on Simulation of a Macro-Energy Econometric Model

Sahar Dashtban Farooji — Ph.D. Student in Economics, Faculty of Economics and Political Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

Hassan Dargahi * — Associate Professor of Economics, Faculty of Economics and Political Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

Abstract

The study of Iran's position in the international trade network of natural gas shows that although Iran is the second country with natural gas resources in the world and has a special position in the transit of natural gas, it is not an important player in the international trade network of natural gas. One of the most important issues for the development of international gas trade is to examine the possibility of exporting Iran's natural gas in the near future. The present study tries to estimate and simulate an econometric model including macroeconomic and energy variables, analyze the outlook of domestic demand and balance of natural gas in different conditions of Iran's macroeconomics, and assess the feasibility of exporting natural gas. The simulation of different scenarios for the period 2022-2032 shows three findings. Firstly, continuing the current policies result in the undesirable trend of the TFP at the macroeconomic level and economic inefficiency in the energy sector. Secondly, macroeconomic policy reforms in order to raise economic growth result in a negative natural gas balance. Thirdly, for the reduction of energy intensity, the energy price reform is not a sufficient policy, and emphasizing the non-price factors towards technical progress in order to rise energy efficiency is important. In addition, making an investment decision for infrastructure development of potential natural gas supply is important as a necessary condition.

Keywords: Natural Gas Exports, Natural Gas Supply and Demand, Energy Efficiency, Ir''' eeecmmmyn

JEL: Q49, Q41, Q43, O50.

* Corresponding Author: h-dargahi@sbu.ac.ir
How to Cite: Dashtban Farooji, S., Dargahi, H. (2022). Feasibility Study of Iran's Natural Gas Exports (2022-2032) based on Simulation of a Macro-Energy Econometric Model. Iranian Energy Economics, 42 (11), 11-45.

مقاله پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۵/۱۷

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۱۶

ISSN: ۲۴۲۳-۵۹۵۴

eISSN: ۲۴۷۶-۶۴۳۷

-- پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران ---------

دوره ۱۱، شماره ۴۲، بهار ۱۴۰۱، ۱۱-۴۵

Jiee.atu.ac.ir

DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2022.69430.1947

امکان‌سنجی صادرات گاز طبیعی ایران (۱۴۱۰-۱۴۰۱) بر پایه شبیه‌سازی الگوی اقتصادسنجی کلان - انرژی[۱]

سحر دشتبان فاروجی

دانشجوی دکتری اقتصاد دانشکده اقتصاد و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

حسن درگاهی *

دانشیار گروه اقتصاد دانشکده اقتصاد و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

چکیده

مطالعه جایگاه ایران در شبکه تجارت بین‌المللی گاز طبیعی نشان می‌دهد که به رغم آنکه ایران دومین کشور دارنده منابع گاز طبیعی جهان است و موقعیت ویژه‌ای نیز در ترانزیت گاز طبیعی داراست ولی بازیگر مهمی در شبکه تجارت بین‌المللی گاز طبیعی به شمار نمی‌آید. یکی از مسائل مهم برای گسترش تجارت بین‌المللی گاز، بررسی امکان صادرات گاز طبیعی ایران در آینده پیش‌رو است. مطالعه حاضر تلاش دارد تا با برآورد و شبیه‌سازی یک الگوی اقتصادسنجی شامل متغیرهای اقتصاد کلان و انرژی، چشم‌انداز تقاضای داخلی و تراز گاز طبیعی در شرایط مختلف اقتصاد کلان ایران را تحلیل و توان صادرات گاز طبیعی را امکان‌سنجی کند. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد اولاً در تداوم سیاست‌های موجود، روند نامطلوب بهره‌وری کل عوامل تولید در سطح اقتصاد کلان و ناکارایی اقتصادی در مصرف انرژی ادامه خواهد داشت. ثانیاً، اصلاحات اقتصادی در جهت افزایش رشد اقتصادی، بدون توجه به اصلاحات بخش انرژی، منجر به منفی شدن تراز گاز طبیعی خواهد شد. ثالثاً، برای کاهش شدت انرژی فقط نمی‌توان به اصلاح قیمتی تأکید داشت بلکه باید عوامل غیرقیمتی همچون بهبود فناوری به منظور افزایش کارایی انرژی مورد توجه قرار گیرد. بنابراین، سیاست‌های اصلاحی در شرایط اقتصاد کلان و بخش انرژی کشور، به منظور صرفه‌جویی در مصرف گاز طبیعی، از طریق ترکیب سیاست‌های قیمتی و غیرقیمتی، به منظور امکان صادرات گاز طبیعی و ورود کشور به تجارت بین‌المللی گاز در افق پیش‌رو ضروری است. به علاوه انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم برای استفاده از عرضه بالقوه گاز طبیعی دارای اهمیت است.

کلیدواژه‌ها: صادرات گاز طبیعی، عرضه و تقاضای گاز طبیعی، کارایی انرژی، اقتصاد ایران

طبقه‌بندی JEL: O50 , Q43 , Q41 , Q49

---

۱. مقاله حاضر برگرفته از رساله دکتری رشته اقتصاد بین‌الملل دانشگاه شهید بهشتی است.

* نویسنده مسئول: h-dargahi@sbu.ac.ir

۱. مقدمه

ایران دومین کشور دارنده ذخایر گازی جهان با حدود ۳۲/۱ تریلیون مترمکعب گاز (۱۷/۰۶ درصد از کل ذخایر جهان) پس از روسیه است[1]. آمار منتشرشده در ترازنامه انرژی (۱۳۹۷) نشان می‌دهد که مصرف گاز طبیعی کشور دارای روند افزایشی است به طوری که از ۱۵۹۶۳/۳۸ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۶۸، با رشد متوسط سالانه ۱۰/۱ درصد، به حدود ۲۱۵۵۲۳/۳ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۹۷ رسیده است. علاوه بر این، بزرگ‌ترین مصرف‌کنندگان نهایی گاز طبیعی به ترتیب بخش‌های نیروگاهی (۳۱ درصد)، خانگی (۲۴ درصد) و صنعت (۱۵ درصد) هستند. همچنین تولید گاز طبیعی از ۱۵۹۶۴/۶ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۶۸، با رشد متوسط سالانه ۱۰/۳۶ درصد، به حدود ۲۲۹۶۶۴/۸۷ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۹۷ افزایش یافته است. مقایسه وضعیت روند تولید و مصرف و تراز گاز طبیعی نشان می‌دهد که از سال ۱۳۹۴ با توجه به کاهش واردات گاز طبیعی، خالص صادرات مثبت است به طوری که صادرات گاز طبیعی در سال ۱۳۹۷ معادل ۱۳۹۰۷/۸ میلیون مترمکعب گزارش شده است. صادرات گاز طبیعی کشور منحصر به کشورهای همسایه ترکیه، نخجوان (به صورت سوآپ گاز از آذربایجان)، ارمنستان، آذربایجان و عراق است. واردات گاز ایران نیز از کشورهای ترکمنستان و آذربایجان صورت می‌گیرد.

رشد فزاینده تقاضای گاز طبیعی و پراکندگی آن در جهان، باعث وابستگی روزافزون کشورهای مصرف‌کننده گاز طبیعی به تجارت بین‌المللی و افزایش رقابت بین صادرکنندگان گاز طبیعی شده است. از این رو شبکه‌ای پیچیده از روابط تجاری بین کشورها ایجاد و تعاملات بین آن‌ها گسترش یافته است. مطالعه جایگاه ایران در شبکه تجارت بین‌المللی گاز طبیعی با استفاده از نظریه گراف براساس شاخص‌های مختلف نشان می‌دهد که به رغم اینکه ایران دومین کشور دارنده منابع گاز طبیعی جهان است و موقعیت ویژه‌ای نیز در ترانزیت گاز طبیعی داراست ولی بازیگر مهمی در شبکه تجارت بین‌المللی گاز طبیعی نیست (دشتبان فاروجی و درگاهی، ۱۴۰۰). درنتیجه انجام برنامه‌ریزی برای مصرف و تولید انرژی بالاخص گاز طبیعی دارای اهمیت بسیاری است. از مسائل مهمی که در حوزه سیاستگذاری انرژی برای گسترش تجارت بین‌المللی گاز نیازمند بررسی است

1. BP Energy Outlook, (2021).

مسئله امکان‌سنجی صادرات گاز طبیعی در آینده پیش‌رو است. مطالعه حاضر تلاش دارد تا با برآورد و شبیه‌سازی یک الگوی اقتصادسنجی شامل متغیرهای اقتصاد کلان و انرژی، چشم‌انداز تقاضای داخلی گاز طبیعی در شرایط مختلف ادوار تجاری اقتصاد کلان ایران را تحلیل و توان صادرات گاز طبیعی را امکان‌سنجی و به سئوالات زیر پاسخ دهد:

- با تداوم شرایط موجود در حوزه‌های سیاستگذاری اقتصاد کلان و انرژی و با توجه به عرضه گاز طبیعی، چشم‌انداز ده ساله تقاضای داخلی و صادرات گاز طبیعی چگونه است؟ آیا در این گزینه امکان صادرات وجود خواهد داشت؟
- اصلاح سیاست‌های اقتصاد کلان در جهت افزایش رشد اقتصادی و کاهش نااطمینانی چه تأثیری بر وضعیت مصرف و صادرات گاز طبیعی دارد؟
- آیا بهبود محیط اقتصاد کلان، بدون اصلاحات بخش انرژی، برای توسعه صادرات گاز طبیعی کافی است؟
- در اصلاح سیاست‌های بخش انرژی، به منظور کاهش شدت انرژی و بهینه‌سازی مصرف گاز طبیعی، دامنه تأثیر اصلاح عوامل قیمتی و غیرقیمتی (بهبود کارایی انرژی از طریق بهبود فناوری) چگونه است؟

در ادامه، بخش دوم به مبانی نظری و بخش سوم به مروری بر پیشینه تحقیق می‌پردازند. در بخش چهارم روش‌شناسی تحقیق و در بخش پنجم نتایج برآورد و شبیه‌سازی الگوی پژوهش بررسی می‌شود. در بخش پایانی نیز نتیجه‌گیری ارائه می‌گردد.

۲. مبانی نظری

۲-۱. تقاضای گاز طبیعی

انگیزه تولیدکنندگان و خانوارها برای تقاضا یکسان نیست. لذا هرگونه تحلیل تقاضای گاز باید به این دو گروه بپردازد. خانوارها انرژی را برای تأمین نیازهای خود مصرف می‌کنند و درآمد خود را به نیازهای رقیب برای به دست آوردن بیشترین رضایت از مخارج خود اختصاص می‌دهند. از این رو تقاضای خانوارها برای گاز مسئله حداکثرسازی مطلوبیت است. حداکثر کردن تابع مطلوبیت با توجه به محدودیت بودجه، تابع تقاضای گاز را برحسب قیمت‌ها و درآمد نتیجه می‌دهد:

$$X_g = d_g(P_g . P_s . P . I . Z) \qquad (۱)$$

که در آن g بیانگر گاز طبیعی و s نشانگر سایر انرژی‌های جانشین است. P نیز بر شاخص قیمت سایر کالاها دلالت دارد. Z و I نیز به ترتیب سایر عوامل و درآمد هستند.

صنایع و مصرف‌کنندگان تجاری انرژی را به عنوان نهاده تولیدی تقاضا می‌کنند و هدف آن‌ها حداقل کردن هزینه کل تولید است. مسئله حداقل‌سازی خط هزینه همسان بنگاه نسبت به تابع تولید بنگاه خاص در زمان معین به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$Min: C = rK + wL + p_m M + \cdots + p_T T \quad (۲)$$

$$s.t: \bar{Q} = f(K.L.M.E_۱.E_۲.\ldots.E_n.T) \quad (۳)$$

که در آن K، L و M به ترتیب معرف نهاده‌های سرمایه، نیروی کار و مواد اولیه است و E_i نیز iامین نوع از انرژی (گاز طبیعی) و سایر انرژی‌های جایگزین است و T نیز مجموعه‌ای از عوامل دیگر مانند تغییرات فناوری است. با حداقل کردن خط هزینه همسان نسبت به سطح ثابتی از تولید، تابع تقاضا برای عوامل تولید ازجمله گاز طبیعی به دست می‌آید. تقاضا برای گاز طبیعی به عنوان یک عامل تولید، به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$D_g = d(p_g.p_k.p_m.y) \quad (۴)$$

که تابعی است از قیمت گاز طبیعی (p_g)، قیمت انرژی جایگزین (p_m)، سایر نهاده‌های تولید (p_k) و درآمد یا تولید (y) است (بهمنی، ۱۳۹۷).

۲-۲. عرضه گاز طبیعی

در هر لحظه از زمان، میدان‌های متفاوتی در هر کشور فعال هستند که هر کدام در مراحل مختلف عمر خود قرار دارند. کل محصول از جمع تولید میدان‌های مختلف به دست می‌آید. مفهوم مناسبی که در سطح ملی به کار می‌رود نسبت ذخیره به تولید است. با این فرض که ذخایر جدید اضافه نشده و تولید در سطح فعلی ثابت بماند، این نسبت تعداد سال‌هایی را نشان می‌دهد که ذخایر اثبات‌شده این سطح تولید را پوشش خواهند داد. برای مثال نسبت ذخیره به تولید برای گاز ۶۰ سال و برای نفت ۴۰ سال است و نه ذخیره و نه تولید در طول زمان ثابت نیستند. اگر بخواهیم این نسبت ثابت باشد باید اکتشافات جدید انجام شود. در غیر این صورت این نسبت کاهش پیدا خواهد کرد. این مسئله را می‌توان از رابطه زیر درک کرد[1]:

1. Percebois, J.

$$R_{(t+1)} = R_t - P_t + D_t \quad (۵)$$

که در آن R ذخایر، P تولید و D اکتشافات است. t نشان‌دهنده سال t و $t+1$ سال بعد از آن را نشان می‌دهد. معادله بالا را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$D_t = R_{(t+1)} - R_t + P_t \quad (۶)$$

نسبت ذخیره به تولید یعنی $\frac{R_t}{P_t}$ را برابر با r در نظر گرفته و فرض می‌شود میزان تولید در هر سال با نرخ n رشد می‌کند؛ یعنی $\frac{P_{t+1}}{P_t} = n+1$. در این صورت معادله بالا را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$D_t = r.R_{(t+1)} - r.R_t + P_t = r.R_t(1+n) - r.R_t + P_t = P_t[1 + r.n] \quad (۷)$$

معادله فوق ارتباط اکتشافات و تولید را بر حسب نسبت $\frac{R}{P}$ و نرخ رشد تولید بیان می‌کند.

ـ هنگامی که $n = 0$ است (تولید رشد ندارد). تولید با اکتشافات برابر است. این وضعیت نشان می‌دهد حتی زمانی که تولید رشد ندارد، برای حفظ نسبت $\frac{R}{P}$ باید اکتشافات با تولید برابر باشد.

ـ در حالت‌های دیگر، برای حفظ نسبت $\frac{R}{P}$ باید اکتشافات بیشتری انجام شود.

ـ اگر اکتشافاتی که در صنعتی انجام می‌شود بیشتر از تولید (مصرف) باشد، اقتصادی بودن بازتولید باید مدنظر قرار گیرد.

ـ اگر اکتشافات کمتر از تولید باشد، به این معنی است که موجودی کاهش می‌یابد و صنعت در مرحله‌ای است که بازتولید اقتصادی منبع تضمین نمی‌شود.

به منظور تعیین عرضه در دسترس در آینده پیش‌بینی عرضه ضرورت دارد. روش‌های متفاوتی برای پیش‌بینی عرضه به کار می‌رود. تمرکز اقتصاد عرضه انرژی بر توزیع منابع انرژی پایان‌پذیر در زمان و مکان است. نظریه هتلینگ (۱۹۳۱) از اولین تلاش‌ها برای نظریه‌پردازی در این حوزه بوده است. اگرچه نظریه هتلینگ مبنای مناسبی برای تجزیه و تحلیل استخراج منابع پایان‌پذیر را فراهم می‌کند، اما این نظریه می‌بایست با توجه به عوامل متعدد و عدم قطعیت‌های فراوانی که در بازارهای آن‌هاست، توسعه یابد. مدل‌های اقتصادی استخراج منابع پایان‌پذیر، شامل حداکثرسازی مقدار کنونی منابع است. ازاین‌رو، فروض متعددی را باید در نظر گرفت، مانند: هزینه توسعه، حجم منابع، ساختار بازار، نااطمینانی در مورد هزینه و قیمت‌های بازار. (مدلاک و کنت[1]، ۲۰۰۹).

1. Medlock, III. and Kenneth, B.

نظریه نقطه اوج هوبرت یکی از نظریه‌های زیربنایی در زمینه برداشت از منابع پایان‌پذیر است که در سال ۱۹۵۶ با بررسی مخازن نفتی ارائه شده است. فرض مهم این نظریه آن است منابع نفت موجود در زمین، در افق زمانی معنی‌دار از نظر اقتصادی، در نهایت مقدار مشخصی است. بنابراین برای یک محدوده جغرافیایی که می‌توان یک مخزن یا کل مخازن سیاره زمین را شامل شود، نرخ تولید نفت از یک الگوی زنگوله‌ای پیروی می‌کند. این نظریه توضیح می‌دهد که براساس داده‌های موجود درباره نرخ تولید و تولید انباشتی از مخزن چگونه می‌توان نقطه اوج تولید مقدار حداکثر قابل استخراج در هر لحظه از زمان را مشخص کرد. قبل از نقطه اوج هوبرت، به دلیل فشار متناسب مخزن و ایجاد زیرساخت‌های استخراج، نرخ تولید در حال افزایش است، اما پس از نقطه اوج، به دلیل کاهش ذخایر مخزن نرخ تولید شروع به کاهش می‌کند.

۳. پیشینه پژوهش

گاتام و پاودل[1] (۲۰۱۹)، به بررسی تابع تقاضای گاز طبیعی در بخش‌های تجاری، صنعتی و خانگی آمریکا طی دوره زمانی ۲۰۱۶-۱۹۹۷ با استفاده از داده‌های پانل پرداخته‌اند. نتایج مطالعه نشان می‌دهد که کشش قیمتی گاز طبیعی در بخش تجاری ۰/۲۹، بخش خانگی ۰/۱۴ و در بخش صنعت ۰/۲۸ است. علاوه بر این، در هر سه بخش تقاضای گاز متأثر از درآمد نبوده است، درحالی‌که درجه حرارت اثرات معنادار و مثبتی بر تقاضای گاز طبیعی سه بخش نامبرده داشته است.

ژونگ مو و همکاران[2] (۲۰۱۸)، به بررسی مدلسازی و پیش‌بینی سیستم تقاضای گاز طبیعی در چین، طی دوره زمانی ۲۰۳۵-۲۰۱۶ براساس روش پویایی شناسی سیستم پرداخته‌اند. نتایج نشان می‌دهد که میزان مصرف گاز طبیعی به طور پیوسته افزایش می‌یابد و از نظر ساختار مصرف، مصرف گاز شهری بزرگترین بخش مصرف‌کننده است و به دنبال آن در بخش صنعتی و تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرند.

خان[3] (۲۰۱۵) به بررسی تقاضای گاز طبیعی در بخش‌های تجاری، حمل و نقل، نیروگاه، صنعت، خانگی و تجاری پاکستان طی دوره زمانی ۲۰۱۱-۱۹۷۸ با استفاده از روش OLS پرداخته است. تخمین کشش‌های درآمدی حاکی از آن است که درآمد سرانه

1. Gautam, T. k. and Paudel, K.
2. Mu et al.
3. Khan, M. A.

در مقایسه با قیمت‌ها بر میزان مصرف گاز طبیعی اثر بیش‌تری داشته است. نتایج نشان می‌دهد که افزایش ۱۰۰ درصدی قیمت گاز در همه بخش‌ها، مصرف سرانه گاز طبیعی را به طور قابل توجهی در افق زمانی پیش‌بینی‌شده‌ای کاهش می‌دهد.

حاجی حسینی بغدادآبادی و همکاران (۱۴۰۱)، به بررسی آینده‌پژوهی مصرف گاز طبیعی در ایران در افق ۲۰۳۰؛ رهیافت سناریوسازی مبتنی بر الگوی رگرسیون سانسور شده با استفاده از روش ترکیبی اقتصادسنجی و سناریوسازی پرداخته‌اند. آینده‌پژوهی مصرف گاز طبیعی در قالب هشت سناریو، مبتنی بر پیش‌بینی روند دو متغیر کلیدی قیمت گاز طبیعی و تغییرات دما و همچنین فرض تداوم روندهای گذشته متغیرهای مصرف برق، تولید ناخالص داخلی، جمعیت، مصرف فرآورده‌های نفتی و شدت انرژی مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج حاصل از پیش‌بینی نشان می‌دهد که مصرف گاز طبیعی در چارچوب سناریوی پایه که مبتنی بر ادامه روند موجود است، به ۳۳۷ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۳۰ می‌رسد. همچنین، افزایش ۴ درجه‌ای دما، مصرف گاز طبیعی را به ۳۵۸/۶ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۳۰ خواهد رساند، ولی افزایش قیمت گاز طبیعی می‌تواند این روند را تا حدی تعدیل کند.

محمدعلی (۱۳۹۹)، به شبیه‌سازی تراز گاز طبیعی ایران با استفاده از روش دینامیک سیستمی شبیه‌سازی شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که اگر فعالیت نیروگاهی گسترش یابد امکان صادرات گاز کاهش خواهد یافت. اگر رشد تولید ناخالص داخلی (حدود ۵ درصد) افزایش یابد، کشور با کسری گاز روبه‌رو خواهد شد. همچنین با کاهش رشد ذاتی مخزن به دلیل کاهش سرمایه‌گذاری، تولید گاز از مخازن افت چشمگیری پیدا می‌کند و در صورت از دست دادن درصدی از ذخایر مشترک گازی به نفع کشور قطر، مازاد تولید گاز کشور کاهش می‌یابد و امکان صادرات کمتری وجود خواهد داشت. بدین جهت اتخاذ سیاست‌های مدیریت تقاضا در کشور ضروری است و افزایش تولید گاز طبیعی به تنهایی نمی‌تواند این کمبود را مرتفع نماید.

آریان‌پور (۱۳۹۸) به بررسی چشم‌انداز مبادلات بهینه برق و گاز طبیعی بین ایران و کشورهای همجوار پرداخته است. نتیجه مطالعه حاکی از آن است که کشور ایران پتانسیل آن را دارد که با برخورداری از شبکه گاز و برق و جایگاه برتر جغرافیایی به قطب انرژی منطقه تبدیل شود. نتایج نشان می‌دهد که کشور پس از سال ۱۴۱۰ با کسری شدید عرضه گاز طبیعی مواجه خواهد شد بنابراین نیازمند سیاست‌های صرفه‌جویی در مصرف انرژی است.

دانش زند (۱۳۹۷)، به مدل بهینه‌سازی اختصاص منابع گازی کشور به بخش‌های تقاضا با استفاده از مدلسازی پویاشناسی سیستم‌ها پرداخته است. در این مطالعه، با اهرم قیمت‌گذاری، استفاده درست از منابع گازی کشور با بازبینی تخصیص این منابع به بخش‌های مختلف مانند نیروگاه‌ها، خانگی و تجاری، حمل و نقل، صنعت، صادرات و تزریق به چاه‌های نفت مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج نشان‌دهنده آن است که در صورت ادامه روند فعلی قیمت‌گذاری، کشور از عهده تأمین منابع مالی برای تأمین تقاضای گاز در داخل کشور و افزایش تولید بر نخواهد آمد و درنتیجه پیشنهاد می‌شود که در داخل باید قیمت گاز افزایش یابد که در صورت افزایش قیمت‌های داخلی گاز تا سطح قیمت‌های بین‌المللی، حتی با حمایتی از صنایع استراتژیک و جبران هزینه انرژی خانوارهای کم‌درآمد در نهایت به افزایش درآمدهای کشور از گاز منجر می‌شود.

دو مطالعه درگاهی و قربان‌نژاد (۱۳۹۱) و نوفرستی و جلولی (۱۳۹۱) به دلیل نحوه مدلسازی تعامل بین اقتصاد کلان و بخش انرژی، می‌تواند به عنوان پیشینه روش تحقیق پژوهش حاضر باشد. در این مطالعات آثار افزایش قیمت حامل‌های انرژی بر متغیرهای اقتصاد بررسی شده است. با این حال بررسی مطالعات تجربی نشان می‌دهد مطالعه‌ای که برای امکان‌سنجی صادرات گاز ایران، با منظور کردن تمام بخش‌های تقاضاکننده، تعامل همزمان تحولات دو بخش اقتصاد کلان و گاز طبیعی را مورد توجه قرار دهد، انجام نشده است. در مطالعه حاضر، صادرات گاز طبیعی ایران در یک افق ۱۰ ساله (۱۴۱۰-۱۴۰۱) تحت گزینه‌های مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد. بدین منظور با استفاده از یک الگوی اقتصادسنجی ساختاری، تقاضای داخلی گاز طبیعی در بخش‌های مختلف پیش‌بینی و با فروض مختلف اقتصاد کلان و انرژی، میزان مازاد عرضه گاز تا افق ۱۴۱۰ استخراج می‌شود تا بتوان از این طریق به راهبردهای مناسب برای کشور در دستیابی به سهم مناسب در تجارت گاز دست یافت.

٤. روش تحقیق

الگوی پژوهش از دو بخش اقتصاد کلان و بخش گاز طبیعی تشکیل شده است که مهمترین متغیرهای آن شامل تولید ناخالص داخلی، شدت انرژی، سرمایه‌گذاری بخش خصوصی، بهره‌وری کل عوامل تولید و تقاضاهای بخشی گاز طبیعی (کشاورزی، صنعت، حمل و نقل، خانگی، تجاری و عمومی، نیروگاه، پتروشیمی (خوراک و سوخت) است. در

بخش اقتصاد کلان تولید ناخالص داخلی[1] تابعی از موجودی سرمایه، نیروی کار، بهره‌وری کل عوامل تولید و مصرف انرژی است. سرمایه‌گذاری خصوصی تابعی از تولید ناخاص داخلی، نرخ سود حقیقی، تسهیلات بانکی و شاخص نااطمینانی است. بهره‌وری کل عوامل تولید (TFP شامل عوامل موثر بر تولید ناخاص داخلی به جز سرمایه، نیروی کار و مصرف انرژی) تابعی از درجه باز بودن اقتصاد، مخارج دولت و قیمت نسبی انرژی است. مصرف انرژی از تساوی شدت انرژی ضربدر تولید ناخالص داخلی به دست می‌آید و شدت انرژی نیز تابعی از تولید ناخالص داخلی سرانه، بهره‌وری کل عوامل تولید و قیمت نسبی انرژی است. بنابراین قیمت نسبی انرژی از یک سو، از طریق مصرف انرژی، با تولید ناخالص داخلی رابطه معکوس و از سوی دیگر از طریق TFP، با تولید ناخالص داخلی رابطه مستقیم دارد. عکس شدت انرژی به عنوان شاخص کارایی انرژی فرض می‌شود که بر تقاضاهای بخشی گاز طبیعی موثر است. در بخش عرضه و تقاضای گاز طبیعی الگوی پژوهش، عرضه گاز طبیعی برای دوره زمانی مورد مطالعه برون‌زا فرض شده و تقاضای گاز طبیعی به تفکیک زیربخش‌ها، مورد برآورد قرار می‌گیرد. دو متغیر قیمت نسبی انرژی (نسبت شاخص قیمت انرژی به شاخص قیمت ضمنی تولید ناخالص داخلی) و قیمت نسبی گاز طبیعی (نسبت قیمت داخلی گاز به قیمت سایر حامل های انرژی) در گزینه پایه الگوی پژوهش از یک فرآیند اتورگرسیو به دست آمده ولی برای گزینه‌های اصلاحی به طور برون‌زا سیاستگذاری می‌شود. همچنین فرض می شود که سیاست‌های مالی و اعتباری دولت نیز چون روند گذشته ادامه یابد. بدین جهت متغیرهای مخارج دولت و مانده تسهیلات بانکی به تولید ناخلص داخلی از فرآیندهای اتورگرسیو پیروی می‌کنند.

مطابق با مطالعات باندرانایکه و موناسینگ[2] (۱۹۸۳)، لونگوا و همکاران[3] (۱۹۸۸)، ترککول و اووناکیتان[4] (۲۰۱۱)، برنستین و مادلنر[5] (۲۰۱۱)، اردوگو[6] (۲۰۱۰)، خان (۲۰۱۵) و عمر[7] (۲۰۱۸)، تابع تقاضای گاز طبیعی به شکل کلی زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$GC^s = f^s(RP_G, Y_s/pop, EE) \qquad (۸)$$

1. Gross Domestic Product (GDP)
2. Bandaranaike, R. D. and Munasinghe, H.
3. Longva et al.
4. Tukkeku,, .. and Unakttan, ..
5. Bernstein, R. and Madlener, R.
6. Erdogdu, E.
7. Omer, M.

که در آن GC^s تقاضای گاز طبیعی در بخش s، RP_G قیمت نسبی گاز طبیعی (نسبت قیمت گاز طبیعی به قیمت سایر حامل‌های انرژی)، Y_s/pop سطح فعالیت سرانه بخشی و EE کارایی انرژی (عکس شدت انرژی) است.

تقاضاهای بخشی گاز طبیعی به همراه عرضه گاز طبیعی، مقدار صادرات گاز طبیعی را تعیین می‌کنند که با توجه به قیمت‌های برون‌زای قیمت صادراتی گاز، درآمد ارزی حاصل از صادرات گاز مشخص می‌شود. درآمد ارزی صادرات گاز در بخش کلان الگو از طریق TFP بر مؤثر تولید ناخالص داخلی است. مقدار تولید ناخالص داخلی، مقیاس فعالیت‌های بخشی و شاخص کارایی انرژی از بخش کلان در بخش تقاضای گاز طبیعی استفاده می‌شود. این جریان همواره بین بخش اقتصاد کلان و بخش تقاضاهای بخشی گاز طبیعی به طور هم‌زمان وجود داشته و با تغییر یک متغیر برون‌زا و یا اجرای یک سیاست، همه متغیرهای درون‌زای کلان و بخشی تحت تأثیر قرار می‌گیرند. شکل ۱، چارچوب کلی الگوی پژوهش را نشان می‌دهد.

ساختار الگو در مجموع از ۳۲ رابطه، به تفکیک ۱۲ معادله رفتاری و ۲۳ اتحاد، به شرح زیر تشکیل شده است. به دلیل وجود داده‌های بخش انرژی تا سال ۱۳۹۷، دوره زمانی مورد بررسی ۱۳۹۷-۱۳۶۷ است. روش برآورد معادلات الگو، روش خودرگرسیونی با وقفه‌های توزیعی[1] است. قبل از برآورد معادلات، آزمون ریشه واحد متغیرهای الگو، و بعد از برآورد معادلات، آزمون‌های تشخیصی صحت تصریح الگو، آزمون‌های ثبات ساختاری الگو و آزمون وجود رابطه بلندمدت باثبات انجام گرفت. همچنین بعد از مرحله برآورد الگو به منظور اعتبارسنجی الگو، همه معادلات به طور هم‌زمان برای دوره زمانی گذشته حل (شبیه‌سازی پویا) و نتایج ارزیابی شد. معیارهای ارزیابی پیش‌بینی، مقادیر واقعی (Y_t) و پیش‌بینی (Y_t^f) را مقایسه کرده و از این طریق، میزان خطای پیش‌بینی را اندازه‌گیری می‌کنند. معیارهای مهم ارزیابی دقت پیش‌بینی، به صورت ریشه دوم میانگین مجذور خطا[2]، ریشه دوم میانگین مجذور خطای نسبی[3] و ضریب نابرابری تایل[4] (با مقدار بین صفر و یک) است. بعد از اطمینان از اعتبار الگو، با توجه به فروض مختلف می‌توان چشم‌انداز

1. ARDL
2. RMSE
3. Root Mean Square Percentage Error (RMSPE)
4. Theil Inequality Coefficient (TIC)

اقتصاد کلان و تراز گاز طبیعی کشور را پیش‌بینی و ارزیابی نمود. شرح روابط الگو و نتایج آزمون‌ها در جداول ۱ تا ۶ پیوست گزارش شده است.

شکل ۱. چارچوب الگوی پژوهش

منبع: یافته های محقق

۵. چشم‌انداز عرضه، تقاضا و صادرات گاز طبیعی ایران

در این پژوهش پیش‌بینی عرضه گاز طبیعی از مطالعه محمدعلی (۱۳۹۹) استفاده شده است. مدلسازی تولید گاز طبیعی در بخش تولید در چارچوب چهار بخش شامل تولید گاز طبیعی در مناطق خشکی و دریایی که هر یک در دو بخش تولید گاز طبیعی از میادین مستقل گازی و تولید گاز همراه از میادین نفتی شبیه‌سازی شده است. تولید گاز طبیعی و به طور کل بهره‌برداری از مخازن فسیلی تابع میزان ذخایر موجود، کیفیت مخزن و سرمایه‌گذاری‌های صورت گرفته است. شبیه‌سازی پایه تولید گاز کشور بر اساس تئوری نقطه اوج هوبرت نشان از این دارد که با ادامه شرایط موجود، در سال‌های میانی دهه دوم شبیه‌سازی در حدود سال ۱۴۱۵ تولید گاز طبیعی به نقطه اوج خود در حدود ۱۷۹۶ میلیون متر مکعب در روز خواهد رسید. با توجه تخصیص گاز غنی به حوزه‌های مختلف براساس این شبیه‌سازی و تصفیه نهایی گاز میزان تولید گاز سبک تولیدی کشور با فرض تحویل گاز غنی مطابق با الگوی سال ۱۳۹۶ در نقطه اوج در سال ۱۴۱۵ بدون در نظر گرفتن واردات حدود روزانه ۱۳۸۲ میلیون متر مکعب در روز خواهد بود.

نمودار ۱. کل تولید گاز طبیعی کشور ـ ارقام به میلیون مترمکعب در روز

منبع: یافته های پژوهش

با استفاده از الگوی پژوهش، پیش‌بینی تقاضای داخلی و صادرات گاز طبیعی تا افق ۱۴۱۰ در چهار گزینه به شرح زیر انجام گرفت:

گزینه پایه: تداوم شرایط موجود در اقتصاد کلان و بخش انرژی

گزینه اصلاحی ۱: بهبود شرایط اقتصاد کلان

گزینه اصلاحی ۲: بهبود شرایط اقتصاد کلان + سیاست اصلاح قیمت انرژی و گاز طبیعی

گزینه اصلاحی ۳: بهبود شرایط اقتصاد کلان + سیاست اصلاح قیمت انرژی و گاز طبیعی + بهبود کارایی انرژی

۱-۵. گزینه پایه: تداوم شرایط موجود

این گزینه را می‌توان شرایطی از اقتصاد ایران دانست که در آن مجدداً درآمدهای ارزی نفت مطابق روند خود در اقتصاد جریان پیدا کند (به جهت تعدیل و یا حذف آثار تحریم) ولی با این حال شرایط موجود اقتصاد کلان و بخش انرژی تداوم یابد. بنابراین در این گزینه برای دوره ۱۴۱۰-۱۴۰۱ متغیرهای نیروی کار، سرمایه‌گذاری دولتی به تولید ناخالص داخلی، قیمت نسبی انرژی و قیمت نسبی گاز با استفاده از الگوهای سری زمانی برآورد شده است. تسهیلات بانکی به تولید ناخالص داخلی، نسبت ارزش افزوده‌های بخش صنعت و کشاورزی به تولید ناخالص داخلی ثابت فرض شده‌اند. نرخ رشد سالیانه جمعیت معادل ۱/۱ درصد است و نرخ سود حقیقی مطابق سال‌های اخیر در دامنه حدود ۱۰ درصد منفی تا سال ۱۴۱۰ ادامه می یابد. نتایج پیش‌بینی در گزینه پایه نشان می‌دهد که در دوره ۱۴۱۰-۱۴۰۱ میانگین رشد سالانه تولید ناخالص داخلی و سرمایه‌گذاری کل به ترتیب حدود ۳ درصد و ۶ درصد است. در حالی که چالش مهم رشد ناچیز بهره‌وری کل عوامل تولید، به عنوان مهم‌ترین منبع رشد اقتصادی، همچنان ادامه خواهد داشت. رشد متوسط مصرف کل انرژی و مصرف گاز طبیعی به ترتیب معادل ۳ و ۴ درصد است که نشان‌دهنده تداوم وضعیت کنونی شاخص ناکارایی انرژی است. در این گزینه مازاد عرضه گاز طبیعی (به عنوان امکان صادرات) سالانه در حدود ۲/۴ درصد است که بدین ترتیب امکان صادرات گاز طبیعی در انتهای افق شبیه‌سازی (سال ۱۴۱۰) معادل ۲۷/۵ میلیارد مترمکعب برآورد می‌شود به طوری که نسبت صادرات گاز به تولید گاز در نیمه اول دهه جاری کاهنده و سپس در انتهای دهه به مقدار کنونی خود می‌رسد. همانند سال ۱۳۹۷، در ادامه روند موجود نیز، بزرگ‌ترین مصرف‌کنندگان نهایی گاز طبیعی مربوط به ترتیب به بخش‌های نیروگاه‌ها ۲۹ درصد، خانگی ۱۹ درصد و صنعت ۱۷ درصد هستند.

۲-۵. گزینه اصلاحی ۱: بهبود شرایط اقتصاد کلان

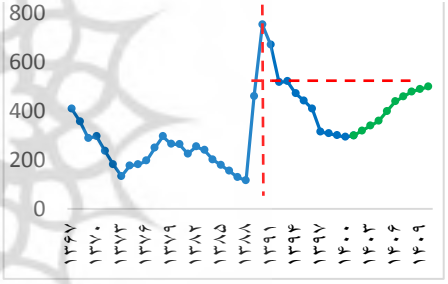
در این گزینه با حفظ فروض گزینه پایه در مورد بخش انرژی، اصلاحات فقط در بخش اقتصاد کلان منظور می‌شود. در این راستا سیاست مالی در جهت افزایش سرمایه‌گذاری دولتی به تولید ناخالص داخلی سالانه به میزان ۲ واحد درصد، و سیاست پولی در جهت کاهش نرخ بهره حقیقی در سطح ۶- درصد اجرا شده و فرض می‌شود که از روند افزایشی شاخص نااطمینانی، به دلیل تعدیل آثار تحریم، جلوگیری شود. در این حالت بهره‌وری کل عوامل تولید سالانه معادل یک درصد افزایش می‌یابد با توجه به سازوکارهای الگوی پژوهش، رشد اقتصادی در این گزینه به حدود ۵ درصد افزایش می‌یابد. زیرا از یک سو افزایش بهره‌وری کل عوامل تولید و از سوی دیگر، افزایش سرمایه‌گذاری دولتی، کاهش نااطمینانی و کاهش نرخ بهره حقیقی سبب افزایش سرمایه‌گذاری کل، افزایش موجودی سرمایه و درنتیجه افزایش تولید ناخالص داخلی می‌شود. افزایش تولید سرانه، تقاضای داخلی گاز طبیعی را سالانه ۵ درصد افزایش می‌دهد. همچنین تداوم کارایی پایین انرژی، چندان بر کاهش تقاضا اثر ندارد. درنتیجه با توجه به عرضه، خالص صادرات گاز در دوره مورد مطالعه کاهش یافته به طوری که در سال ۱۴۱۰ منفی برآورد می‌شود. یافته مهم این گزینه آن است که بدون اصلاحات ضروری بخش انرژی، بهبود شرایط اقتصاد کلان باعث افزایش تقاضای داخلی گاز طبیعی شده و صادرات گاز در افق ۱۴۱۰ امکان‌پذیر نیست.

۳-۵. گزینه اصلاحی ۲: بهبود شرایط اقتصاد کلان همراه با اصلاح قیمت‌های انرژی

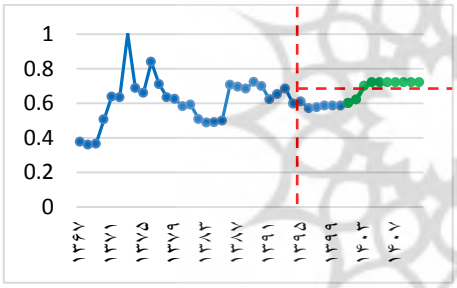
در این گزینه علاوه بر فروض گزینه اصلاحی ۱، قیمت نسبی انرژی و قیمت نسبی گاز طبیعی از ۱۴۰۱ تا ۱۴۱۰ به‌تدریج به سطح سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۹۱ (سال‌های شروع تشدید تحریم‌ها) افزایش می‌یابد (نمودارهای ۲ و ۳). با فرض افزایش قیمت نسبی انرژی، مصرف کل انرژی کاهش‌یافته و از این کانال، تولید ناخالص داخلی کاهش می‌یابد. از سوی دیگر با افزایش قیمت نسبی انرژی، بهره‌وری کل عوامل تولید افزایش یافته و از این کانال، تولید ناخالص داخلی افزایش می‌یابد. نتایج نشان می‌دهد که در این گزینه رشد اقتصادی در مقایسه با گزینه اصلاحی ۱، در دامنه ۵ درصد باقی می‌ماند که به معنای جایگزین کردن

افزایش بهره‌وری با تزریق بیشتر منابع انرژی به تولید است. همچنین در این گزینه با فرض افزایش قیمت نسبی گاز طبیعی، ثبات تولید سرانه، و رشد سالانه ۰/۵ درصدی کارایی انرژی، رشد سالانه تقاضای کل گاز طبیعی از ۵ درصد در گزینه اصلاحی ۱ به کمتر از ۳ درصد کاهش می‌یابد. کاهش تقاضای گاز طبیعی، سبب افزایش صادرات گاز با رشد سالانه معادل ۱۵ درصد می‌شود به طوری که در انتهای افق شبیه‌سازی در سال ۱۴۱۰، مازاد تولید گاز طبیعی حدود ۸۰ میلیارد مترمکعب خواهد بود که می تواند برای صادرات برنامه‌ریزی شود. در این گزینه با اصلاح قیمت های نسبی انرژی و گاز طبیعی، هنوز شدت انرژی بالا است. این یافته نشان می‌دهد که برای کاهش شدت انرژی فقط نمی‌توان به اصلاح قیمتی تأکید داشت بلکه باید عوامل غیرقیمتی همچون بهبود فناوری به منظور افزایش کارایی انرژی مورد توجه قرار گیرد که در گزینه اصلاحی ۳ بررسی می‌شود.

نمودار ۲. شاخص قیمت نسبی گاز طبیعی



نمودار ۳. شاخص قیمت نسبی انرژی



منبع: یافته‌های پژوهش

٤-٥. گزینه اصلاحی ۳: بهبود شرایط اقتصاد کلان، اصلاح قیمت‌های انرژی و بهبود کارایی انرژی

برای تدوین سیاست‌های مؤثر جهت کاهش شدت انرژی (افزایش کارایی انرژی) بهبود فناوری به همراه اصلاحات قیمتی دارای اهمیت است (هیرریس و همکاران[1]، ۲۰۱۳). از ابزارهای مهم بهبود فناوری، مخارج تحقیق و توسعه است که به افزایش کارایی انرژی می‌تواند منجر شود (شانگ و همکاران[2] (۲۰۱۹)؛ دانگ و همکاران[3] (۲۰۱۸)؛ هی و

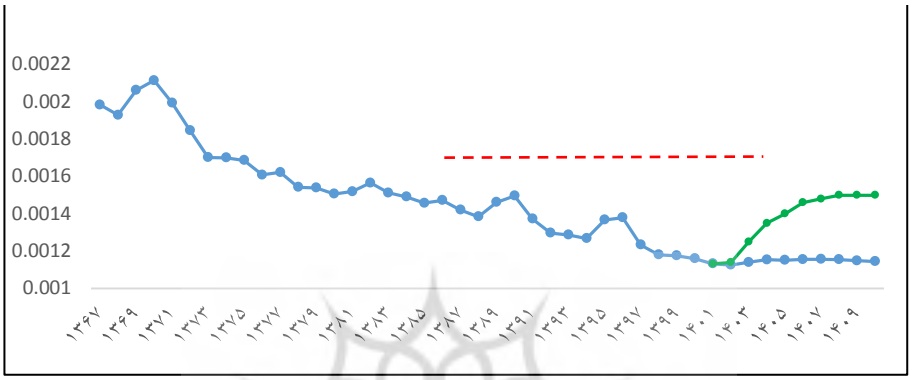
1. Herrerias et al.
2. Xiong et al.
3. Dong et al.

همکاران[1] (۲۰۱۸)). در این گزینه علاوه بر فروض گزینه اصلاحی ۲، اثر بهبود فناوری به عنوان یک تکانه بر پسماند معادله شدت انرژی اضافه می‌شود. به طوری که کارایی انرژی به‌تدریج با رشد سالانه حدود ۳ درصدی تا سطحی معادل سال ۱۳۹۰ (قبل از تشدید تحریم‌های دهه ۹۰) افزایش یابد (نمودار ۴). با افزایش کارایی انرژی، مصرف کل انرژی کاهش و از این کانال تولید ناخالص داخلی کاهش می‌یابد. از سوی دیگر افزایش کارایی انرژی منجر به افزایش بهره‌وری کل عوامل تولیدشده که تولید ناخالص داخلی را می‌افزاید. خالص این اثر مثبت بوده و میانگین رشد اقتصادی سالانه را که در گزینه اصلاحی۲ در دامنه ۵ درصد بود، به ۶ درصد افزایش می‌دهد. تقاضاهای بخشی گاز طبیعی با افزایش کارایی انرژی، کاهش و از سوی دیگر با افزایش تولید سرانه، افزایش می‌یابد. اثر نهایی در این گزینه کاهش تقاضای گاز طبیعی است. با توجه به فروض این گزینه، میانگین رشد سالانه مصرف گاز منفی ۰/۵ درصد برآورد می‌شود. با کاهش تقاضای گاز طبیعی، صادرات گاز می‌تواند سالانه ۲۵ درصد افزایش یابد. به طوری که در انتهای افق شبیه‌سازی، یعنی سال ۱۴۱۰، مازاد تولید گاز طبیعی حدود ۱۸۰ میلیارد مترمکعب خواهد بود که با توجه به قیمت بین‌المللی گاز (به قیمت ثابت سال ۲۰۱۹) حدود ۴۴ میلیارد دلار برآورد می‌شود. با توجه به کشش‌های متفاوت درآمدی، قیمتی و کارایی تقاضای گاز در بخش‌های مختلف، در این گزینه کاهش نسبی تقاضا به ترتیب در بخش‌های نیروگاهی، صنعت و خانگی، امکان صادرات گاز را در افق ۱۴۱۰ فراهم می‌سازد. سهم بخش‌های مختلف از مصرف کل گاز و همچنین کشش‌های برآورد شده هر بخش، راهنمای مناسبی برای سیاستگذاری است. در حال حاضر مصارف نیروگاهی (۳۱ درصد)، خانگی (۲۴ درصد)، صنعت (۱۵ درصد) در مجموع ۷۰ درصد از کل مصرف گاز را شامل می‌شود. با توجه به کشش‌های متفاوت درآمدی، قیمتی و کارایی تقاضای گاز در بخش‌های مختلف، در این گزینه کاهش نسبی تقاضا به‌ترتیب در بخش‌های نیروگاهی، صنعت و خانگی، امکان صادرات گاز را در افق ۱۴۱۰ فراهم می‌سازد. بطور نسبی در تقاضای بخش نیروگاهی کشش کارایی، در تقاضای بخش خانگی کشش‌های درآمدی و قیمتی و در بخش صنعت کشش‌های قیمتی و کارایی تعیین‌کننده هستند. بدین جهت در این گزینه اصلاحات قیمتی و کارایی، در بخش‌های نیروگاهی و صنعت بیشتر مؤثر واقع شده است.

1. He et al.

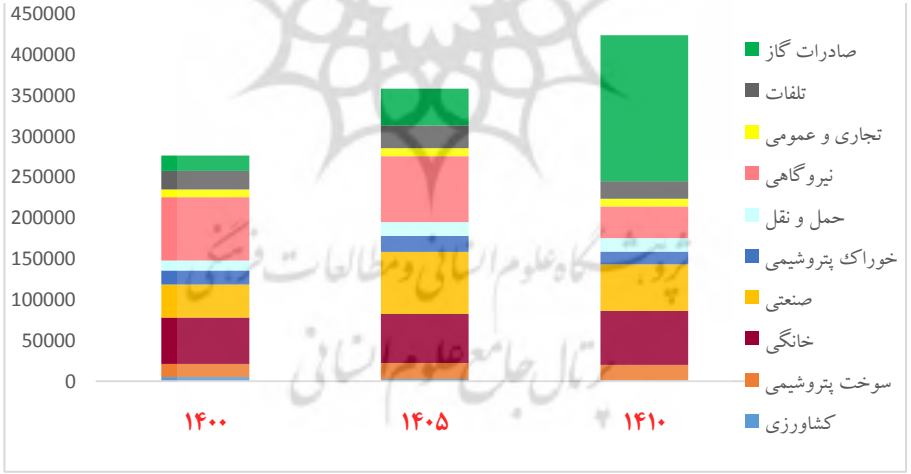
بنابراین نتایج الگوی پژوهش نشان می‌دهد که استفاده از ترکیب سیاست‌های اصلاحی قیمتی و غیرقیمتی می‌تواند برای کشور بسته سیاستی مناسب‌تری باشد. نمودار ۵ چشم‌انداز ترکیب تقاضای داخلی و صادرات گاز طبیعی را در دوره پیش‌بینی نشان می‌دهد.

نمودار ٤. کارایی انرژی



منبع: یافته‌های پژوهش

نمودار ۵. چشم‌انداز ترکیب تقاضای داخلی و صادرات گاز طبیعی (گزینه اصلاحی ۳)



منبع: یافته‌های پژوهش

٦. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در مطالعه حاضر، صادرات گاز طبیعی ایران در یک افق ۱۰ ساله (۱۴۱۰-۱۴۰۱) تحت گزینه‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفت. بدین منظور با استفاده از یک الگوی

اقتصادسنجی ساختاری، تقاضای داخلی گاز طبیعی در بخش‌های مختلف پیش‌بینی و با فروض مختلف اقتصاد کلان و انرژی، میزان مازاد عرضه گاز تا افق ۱۴۱۰ استخراج می‌شود. نوآوری این مطالعه، امکان‌سنجی صادرات گاز ایران با منظور کردن تعامل همزمان تحولات دو بخش اقتصاد کلان و گاز طبیعی است. نتایج گزینه‌های مختلف به شرح زیر است. لازم به یادآوری است که در تمام گزینه‌ها فرض آن است که مقدار عرضه بالقوه برآورد شده از طریق انجام سرمایه‌گذاری‌های ضروری محقق شود.

نتایج گزینه پایه با فرض تداوم شرایط ناکارامدی موجود در حوزه‌های سیاست‌گذاری اقتصاد کلان و انرژی، نشان می‌دهد که در دوره ۱۴۱۰-۱۴۰۱ میانگین رشد سالانه تولید ناخالص داخلی در حدود ۳ درصد است. رشد بهره‌وری کل عوامل تولید ناچیز، رشد مصرف کل انرژی و مصرف گاز طبیعی به ترتیب معادل ۳ و ۴ درصد است. در این گزینه شدت انرژی همچون گذشته افزایشی است. مازاد عرضه گاز طبیعی (به عنوان امکان صادرات) در انتهای افق شبیه‌سازی (سال ۱۴۱۰) معادل ۲۷/۵ میلیارد مترمکعب خواهد بود.

در گزینه اصلاحی ۱، با حفظ فروض گزینه پایه در مورد بخش انرژی، اصلاحاتی در سیاست‌های مالی و پولی و شرایط اقتصاد کلان منظور گردید. نتایج حاکی از آن است که در این حالت بهره‌وری کل عوامل تولید سالانه معادل یک درصد افزایش یافته و رشد اقتصادی سالانه به ۵ درصد می‌رسد. افزایش تولید سرانه، تقاضای داخلی گاز طبیعی را سالانه ۵ درصد افزایش می‌دهد. همچنین تداوم کارایی پایین انرژی، چندان بر کاهش تقاضا اثر ندارد. در نتیجه با توجه به عرضه، خالص صادرات گاز در دوره مورد مطالعه کاهش یافته به طوری که در سال ۱۴۱۰ منفی برآورد می‌شود. یافته مهم این گزینه آن است که بدون اصلاحات ضروری بخش انرژی، بهبود شرایط اقتصاد کلان باعث افزایش تقاضای داخلی گاز طبیعی شده و صادرات گاز در افق ۱۴۱۰ امکان‌پذیر نیست.

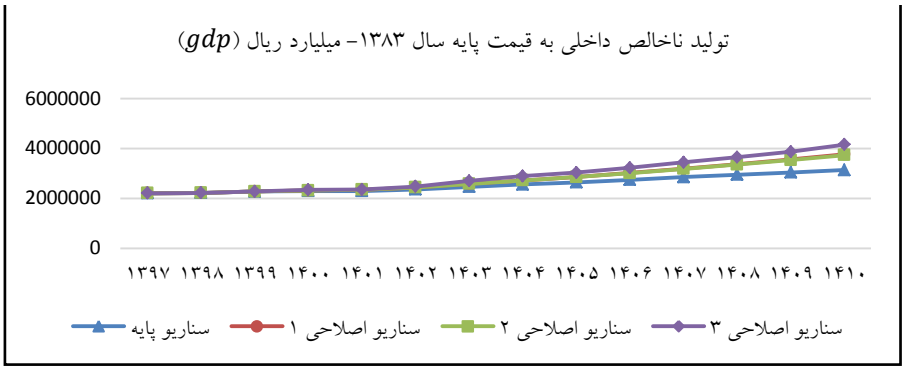
در گزینه اصلاحی ۲، علاوه بر فروض گزینه اصلاحی ۱، قیمت نسبی انرژی و قیمت نسبی گاز از ۱۴۰۱ به بعد به سطح سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۹۱ (سال‌های شروع تشدید تحریم‌ها) افزایش می‌یابد. نتایج نشان می‌دهد که در این گزینه رشد اقتصادی در دامنه ۵ درصد باقی می‌ماند. همچنین، با فرض افزایش قیمت نسبی گاز طبیعی، ثبات تولید سرانه

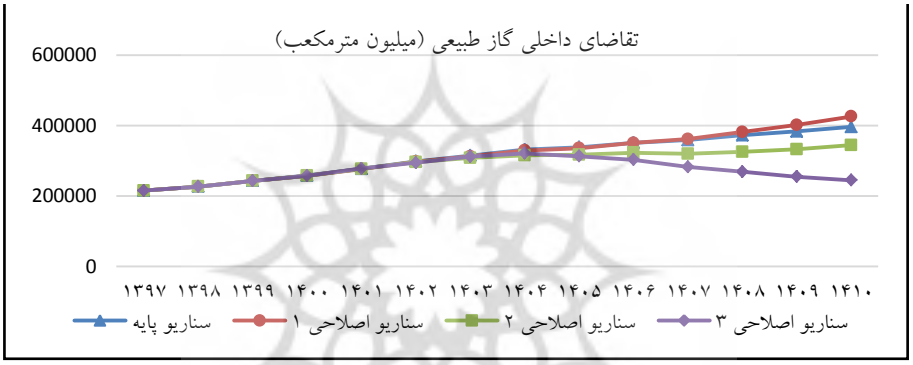
و رشد سالانه ۰/۵ درصدی کالایی انرژی، رشد سالانه تقاضای کل گاز طبیعی به کمتر از ۳ درصد کاهش می‌یابد که این امر سبب می‌شود که در انتهای افق شبیه‌سازی (سال ۱۴۱۰) مازاد تولید گاز طبیعی حدود ۸۰ میلیارد مترمکعب برای صادرات برنامه‌ریزی شود. در این گزینه با اصلاح قیمت‌های نسبی انرژی و گاز طبیعی، هنوز شدت انرژی بالا است. این یافته نشان می‌دهد که برای کاهش شدت انرژی فقط نمی‌توان به اصلاح قیمتی تأکید داشت بلکه باید عوامل غیرقیمتی همچون بهبود فناوری به منظور افزایش کارایی انرژی مورد توجه قرار گیرد.

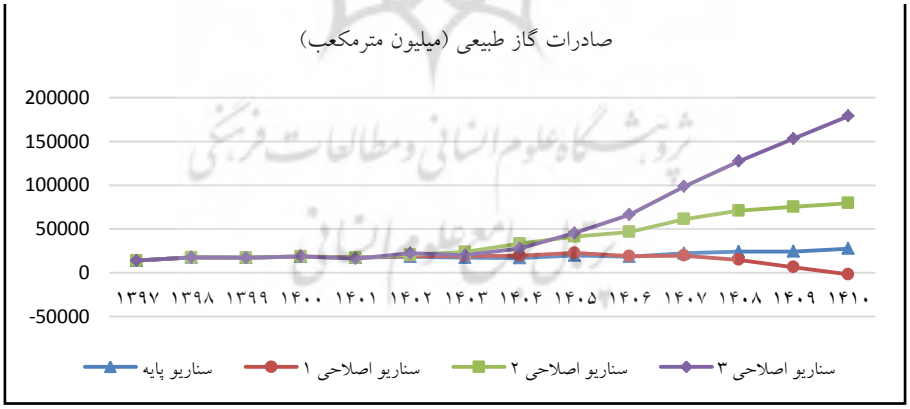
در گزینه اصلاحی ۳، با حفظ فروض گزینه اصلاحی ۲، بهبود فناوری به منظور افزایش کارایی انرژی مورد توجه قرار گرفت. در این گزینه فرض آن است که کارایی انرژی به تدریج با رشد سالانه حدود ۳ درصدی تا سطحی معادل سال ۱۳۹۰ (قبل از تشدید تحریم‌های دهه ۹۰) افزایش یابد. نتایج نشان می‌دهد که میانگین رشد اقتصادی به ۶ درصد افزایش می‌یابد. تقاضاهای بخشی گاز طبیعی با افزایش کارایی انرژی، کاهش و از سوی دیگر با افزایش تولید سرانه، افزایش می‌یابد که اثر نهایی آن، کاهش تقاضای گاز طبیعی با رشد منفی سالانه ۰/۵ درصد است. با کاهش تقاضای گاز طبیعی، صادرات گاز با رشد سالانه ۲۵ درصد، به میزان ۱۸۰ میلیارد مترمکعب در انتهای افق شبیه‌سازی خواهد رسید. نمودار ۷ پیش‌بینی تقاضای داخلی گاز طبیعی و صادرات در گزینه‌های مختلف مقایسه شده است.

نتایج الگوی پژوهش نشان می‌دهدکه انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم برای استفاده از عرضه بالقوه گاز طبیعی به عنوان شرط لازم ضروری است و این نکته در سند راهبردی انرژی و سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی کشور تا افق ۱۴۲۰ منظور شده است. ولی نکته مهم آنکه اگر سیاست‌های اصلاحی در شرایط اقتصاد کلان و بخش انرژی کشور، به منظور صرفه‌جویی در مصرف گاز طبیعی، از طریق ترکیب سیاست‌های قیمتی و غیرقیمتی (سیاست افزایش کارایی انرژی با بهبود فناوری) انجام نگیرد امکان صادرات گاز طبیعی و ورود کشور به تجارت بین‌المللی گاز در افق پیش‌رو وجود نخواهد داشت. نمودارهای ۷ تا ۹ مقایسه پیش‌بینی تولید ناخالص داخلی، تقاضای داخلی گاز طبیعی و امکان صادرات گاز طبیعی را در گزینه‌های مختلف نشان می‌دهد.

نمودار ۷. مقایسه پیش‌بینی تقاضای داخلی گاز طبیعی و صادرات در گزینه‌های مختلف







منبع: یافته‌های پژوهش

۷. تعارض منافع

تعارض منافع وجود ندارد.

۸. سپاسگزاری

نویسندگان مقاله در راستای بهبود کیفی مقاله از نظرات ارزشمند داوران محترم سپاسگزاری می‌نمایند.

ORCID

Sahar Dashtban Farooji https://orcid.org/0000-0002-2328-8954

Hassan Dargahi https://orcid.org/0000-0001-7895-606X

۷. منابع

آریان‌پور، وحید. (۱۳۹۸). چشم‌انداز مبادلات بهینه برق و گاز طبیعی بین ایران و کشورهای همجوار، *اندیشکده حکمرانی انرژی و منابع ایران*، پژوهشکده مطالعات فناوری نهاد ریاست جمهوری، شماره ۱۶.

بهمنی، مجتبی. (۱۳۹۷). *اقتصاد انرژی: مفاهیم، مسائل، بازارها و حاکمیت*. انتشارات دانشگاه شهید باهنر کرمان.

حاجی‌حسینی بغدادآبادی، طاهره؛ قاسمی، عبدالرسول و محمدی، تیمور. (۱۴۰۱). آینده‌پژوهی مصرف گاز طبیعی در ایران در افق ۲۰۳۰؛ رهیافت سناریوسازی مبتنی بر الگوی رگرسیون سانسور شده. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۱۸(۷۳)، صفحات ۲۳-۱.

دانش زند، فرزانه. (۱۳۹۷). *مدل بهینه‌سازی اختصاص منابع گازی کشور به بخش‌های تقاضا با استفاده از مدلسازی پویاشناسی سیستم‌ها*. پایان‌نامه دکتری، دانشگاه تربیت مدرس.

درگاهی، حسن و قربان‌نژاد، مجتبی. (۱۳۹۱). آثار افزایش قیمت حامل‌های انرژی و اجرای سیاست‌های جبرانی بر متغیرهای اقتصاد کلان ایران (۱۳۹۰-۱۳۹۴). *فصلنامه اقتصاد محیط زیست و انرژی*، ۱(۴)، صفحات ۱۰۰-۶۷.

دشتبان فاروجی، سحر و درگاهی، حسن. (۱۴۰۰). جایگاه ایران در شبکه تجارت بین‌المللی گاز طبیعی: کاربرد نظریه گراف. *فصلنامه علمی انرژی ایران*، ۲۴(۱)، صفحات ۴۲-۷.

محمدعلی، حانیه. (۱۳۹۹). *شبیه‌سازی چشم‌انداز تولید و مصرف گاز ایران: بررسی تعادل و ارائه راهکارهای ممکن*. پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی.

محمدیان، فرشته. (۱۴۰۰). برآورد اثر بازگشتی انرژی در گستره اقتصاد ایران، *فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی*. ۲۱(۴)، صفحات ۱۷۷-۱۴۷.

نوفرستی، محمد و جلولی، مهدی. (۱۳۹۱). بررسی اثر افزایش قیمت حامل‌های انرژی بر متغیرهای عمده اقتصاد کلان ایران در چارچوب یک الگوی اقتصادسنجی کلان ساختاری. *مجله تحقیقات اقتصادی*، ۴۷(۲)، صفحات ۲۰۵-۱۸۵.

References

Al-Fattah, S.M. and Aramco, S. (2021). *Application of the artificial intelligence GANNATS model in forecasting crude oil demand for Saudi Arabia and China*. J. Pet. Sci. Eng, 200, 108368.

Arianpour, V. (2018). Prospects of optimal exchanges of electricity and natural gas between Iran and neighboring countries, Iran's Energy and Resources Governance Think Tank. [In Persian]

Bahmani, M. (2017). *Energy Economy: Concepts, Issues, Markets and Governance*, Shahid Bahonar University Publications, Kerman. [In Persian]

Bandaranaike, R. D. and Munasinghe, H. (1983). The demand for electricity services and the quality of supply. *Energy Journal*,4(2), pp. 49-71.

Bernstein, R. and Madlener, R. (2011). Residential Natural Gas Demand Elasticities in OECD Countries: An ARDL Bounds Testing Approach, *FCN Working Paper*, No. 15/2011.SSRN Website.

Bhattacharyya, S. C. (2019). *Energy Economics, Concepts, Issues, Markets and Governance*. Springer, 2nd Ed.

Daneshzand, F. (2019). *A System Dynamics Model for Optimal Allocation of Natural Gas Demand Sectors*. Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirments for the Degree of Doctor of Philosophy (Ph.D), Tarbiat Modares University. [In Persian]

Dargahi, H. and Ghorbannejad, M. (2012). The Impacts of Energy Prices Reform and the Compensation Policies on Macroeconomics Variables: The Case of Iran (2011-2015). *Iranian Energy Economics*, Vol.1(4), pp. 67-100. [In Persian]

Dashtban Farooji, S. and Dargahi, H. (2021). Position of Iran in the International Natural Gas Trade Network: Graph Theory Approach. *Iranian Journal of Energy*, Vol. 24 (1), pp. 7-42. [In Persian]

Dong, K., Sun, R., Hochman, G. and Li, H. (2018). Energy intensity and energy conservation potential in China: a regional comparison perspective. *Energy*, 155, pp. 782-795.

Erdogdu, E. (2010). Natural gas demand in Turkey. *Applied Energy*, 87(1), pp. 211-219.

García Kerdan, I., Jalil-Vega, F., Toole, J., Gulati, S., Giarola, S. and Hawkes, A. (2019). Modelling cost-effective pathways for natural gas infrastructure: A southern Brazil case study. *Applied Energy*, 255(2019), pp. 1-12. doi: 10.1016/j.apenergy. 2019.113799

Gautam, T. k. and Paudel, K. (2019). The Demand for Natural Gas in the Northeastern United States, *Energy*, 158, pp. 890-898.

Haji Hoseini Baghdad Abadi, T., Ghasemi, A. R. and Mohammadi, T. (2022). Future study of natural gas consumption in Iran in the horizon of 2030; Approach Scenario making based on regression pattern Censored. *Quarterly Energy Economics Review*, Vol. 18 (73), pp. 1-23. [In Persian]

He, Y., Liao, N. and Zhou, Y. (2018). Analysis on provincial industrial energy efficiency and its influencing factors in China based on DEA-RS-FANN. *Energy*, 142, pp. 79-89.

Herrerias, M. J., Cuadros, A. and Orts, V. (2013). Energy Intensity and Investment Ownership across Chinese Provinces. *Energy Economics*, 36, pp. 286-298.

Karakurt, I. (2021). Modelling and forecasting the oil consumptions of the BRICS-T countries. *Energy*, 220(1), 119720

Karimu, A. and Brännlund, R. (2013). Functional form and aggregate energy demand elasticities: A nonparametric panel approach for 17 OECD countries. *Energy Economics*, pp.19-27.

Khan, M. A. (2015). Modelling and Forecasting the Demand for Natural Gas in Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, pp. 1145-1159.

Longva, S., Olsen, Q. and Strgm, S. (1988). Total elasticities of energy demand analyzed within a general equilibrium model, *Energy Economics*, 10(4), pp. 298-308.

Lu, H., Ma, X. and Azimi, M. (2020). US natural gas consumption prediction using an improved kernel based nonlinear extension of the Arps decline model. Energy, 194, 116905.

Medlock, III. and Kenneth, B. (2009), The Economics of Energy Supply, in International Handbook on the Economics of Energy, *Northampton: Edward Elgar Publishing*, pp. 51-72.

Mohamadian, F. (2021). Estimating the Iran's Economy-Wide Energy Rebound Effect. *The Economic Research (Sustainable Growth and Development)*, Vol. 21 (4), pp. 147-177. [In Persian]

Mohammad Ali, H. (2020). *Simulating the Perspective of Iranian Gas Production and Consumption: Examining the Balance and Presenting Possible*. Master Thesis, Shahid Beheshti University. [In Persian]

Mu, X, Z., Li, G, H. and Hu, G. W. (2018). Modeling and scenario prediction of a natural gas demand system based on a system dynamics method, *Petroleum Science*, 15, pp. 912–924.

Noferesti, M. and Jalouli, M. (2013). Analyzing the Effects of Energy Price Liberalization on the Main Macroeconomic Variables of Iran, Within a Structural Macroeconometric Model Framework. *Journal of Economic Research (Tahghighat-e-Eghtesadi)*, Vol. 47(3), pp. 185-205. [In Persian]

Omer, M. (2018). Estimating Elasticity of Transport Fuel Demand in Pakistan, *SBP Working Paper Series*, 96, pp. 1-30.

Percebois, J. (1989). *Economie de l'energie:* by J. Percebois Editions Economica, Paris.

Sorell, S. (2007). *The Rebound Effect. An Assessment of the Evi- dence for Economy-wide Energy Savings from Improved Energy Ef- ficiency*, UK Energy Research Centre, London.

Turkkkll B Ukkkıta,, U (1111) A oo-integration analysis of the price and income elasticities of energy demand in Turkish agriculture, *Energy Policy*, 39, pp. 2416-2423.

Xiong, S., Ma, X. and Ji, J. (2019). The impact of industrial structure efficiency on provincial industrial energy efficiency in China. *Journal of cleaner production*, 215, pp. 952-962.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

پیوست

جدول ۱. شرح متغیرهای الگوی پژوهش

نماد	نام متغیر
GDP	تولید ناخالص داخلی به قیمت پایه سال ۱۳۸۳- میلیارد ریال
K	موجودی سرمایه خالص به قیمت پایه سال ۱۳۸۳- میلیارد ریال
L	نیروی کار - هزار نفر
TFP	شاخص بهره‌وری کل عوامل تولید
EC	مصرف انرژی - میلیون بشکه معادل نفت خام
I	سرمایه گذاری کل به قیمت پایه سال ۱۳۸۳- میلیارد ریال
WDK	متغیر مجازی برای سال‌های جنگ تحمیلی
GC	مصرف گاز طبیعی
$xoilandgas$	درآمد صادرات نفت و گاز به قیمت ثابت ۲۰۱۹- میلیون دلار
$xoil$	درآمد صادرات نفت به قیمت ثابت ۲۰۱۹- میلیون دلار
$xgas$	درآمد صادرات گاز به قیمت ثابت ۲۰۱۹- میلیون دلار
$Credit$	نسبت مانده تسهیلات بانکی به تولید ناخالص داخلی
Pe	قیمت نسبی انرژی برابر با شاخص قیمت انرژی تقسیم بر شاخص قیمت ضمنی تولید ناخالص داخلی
$dumpe$	متغیر مجازی برای سال‌های دهه ۹۰
P	شاخص قیمت انرژی بر مبنای میانگین وزنی قیمت حامل‌های انرژی
Ip	سرمایه‌گذاری خصوصی به قیمت پایه سال ۱۳۸۳- میلیارد ریال
Ig	سرمایه‌گذاری دولتی به قیمت پایه سال ۱۳۸۳- میلیارد ریال
rz	نرخ سود حقیقی
z	توان دوم نرخ سود حقیقی
$mgas$	واردات گاز طبیعی - میلیون بشکه معادل نفت خام
$error$	اختلافات آماری - میلیون بشکه معادل نفت خام
eru	شاخص نااطمینانی
$Qxgas$	صادرات گاز طبیعی- میلیون بشکه معادل نفت خام
GDP	تولید ناخالص داخلی سرانه به قیمت ثابت سال ۱۳۸۳
POP	جمعیت
vi/pop	ارزش افزوده سرانه صنعت به قیمت ثابت سال ۱۳۸۳

vi	ارزش افزوده صنعت به قیمت ثابت سال ۱۳۸۳
va/pop	ارزش افزوده سرانه کشاورزی به قیمت ثابت سال ۱۳۸۳
va	ارزش افزوده کشاورزی به قیمت ثابت سال ۱۳۸۳
$gdpj$	تولید ناخالص داخلی به قیمت جاری- میلیارد ریال
$pgdolar$	قیمت دلاری جهانی گاز طبیعی به قیمت ثابت ۲۰۱۹
EI	شدت انرژی برابر با نسبت مصرف نهایی انرژی به میلیون بشکه معادل نفت خام به تولید ناخالص داخلی به قیمت ثابت سال ۱۳۸۳
EE	کارایی انرژی برابر با عکس شدت انرژی
RP_G	قیمت نسبی گاز طبیعی
Pg	قیمت گاز طبیعی
Po	قیمت سایر حامل‌های انرژی به جز قیمت حامل انرژی گاز طبیعی
tgc	تلفات انرژی – میلیون بشکه معادل نفت خام
GC^S	تقاضای گاز طبیعی در بخش S
GS	عرضه گاز طبیعی – میلیون بشکه معادل نفت خام
$Ngc/Nc,$	تعداد شهرهای گازدار شده به کل شهرها

جدول ۲. روابط و معادلات مهم الگوی پژوهش

متغیرها	روابط
تولید ناخالص داخلی	$GDP = f(K,\ L,\ TFP,\ EC)$
موجودی سرمایه	$K = I\ +\ 0.954 \times K(-1) - 119.7 \times wdk$
سرمایه‌گذاری کل	$I = Ip + Ig$
سرمایه‌گذاری بخش خصوصی	$Ip = f(GDP,\ RZ,\ Credit, ERU)$
سرمایه‌گذاری دولتی به GDP	$Igtogdp\ =\ 0.015 + 0.826 \times Igtogdp(-1)$
بهره‌وری کل عوامل تولید	$TFP = f(xoilgas,\ Ig/gdp,\ Pe/Pgdp,\ Credit/gdp)$
نیروی کار	$L\ =\ 547.5 + 0.99 \times L(-1)$
شدت انرژی	$EI = f(GDP/pop,\ Pe/Pgdp,\ TFP)$
مصرف انرژی	$EC = EI \times GDP$
صادرات ارزی نفت و گاز	$Xoil\text{and}gas = Xoil + Xgas$

صادرات ارزی نفت	$xoil = 7709.422 + 0.948 \times xoil(-1) - 26639.93 \times dumxoil$
مانده تسهیلات بانکی به به GDP	$Credit = 45.63 + 0.96 \times Credit(-1)$
ضریب تغییرات نرخ ارز اسمی بازار آزاد به عنوان شاخص نااطمینانی	$ERU = STDEV(ER) / AV(ER))$
نرخ سود حقیقی	Moving average ۵ ساله
ارزش افزوده صنعت به GDP	رابطه اتورگرسیو
ارزش افزوده کشاورزی به GDP	رابطه اتورگرسیو
قیمت گاز طبیعی به سایر حامل‌های انرژی	$RP_G = Pg/Po$
کارایی انرژی	$EE = 1/ E I$
قیمت نسبی انرژی	$Pe = -1.11 + 38.5 * dumpe + 0.98 * Pe(-1)$
تقاضای داخلی گاز طبیعی	$GC = GC_{ind} + GC_{aar} + GC_{aene} + GC_{trade} + GC_{house} + GC_{transp} + GC_{petro} + tgc$
تقاضای گاز طبیعی بخش خانگی	$GChouse = f(RP_G, GDP/pop, EE, Ngc/Nc)$
تقاضای گاز طبیعی بخش تجاری و عمومی	$GCtrade = f(RP_G, GDP/pop, EE)$
تقاضای گاز طبیعی بخش صنعت	$GCind = f(RP_G, vi/pop, EE)$
تقاضای گاز طبیعی بخش کشاورزی	$GCagr = f(RP_G, va/pop, EE)$
تقاضای گاز طبیعی بخش حمل‌ونقل	$GCtransp = f(RP_G, GDP/pop, EE)$
تقاضای گاز طبیعی بخش پتروشیمی	$GCpetro = f(RP_G, GDP/pop, EE)$
تقاضای گاز طبیعی بخش نیروگاهی	$GCgene = f(RP_G, GDP/pop, EE)$
مقدار صادرات گاز طبیعی	$Qxgas = Qmgas + GS - GC - error$
ارزش دلاری صادرات گاز طبیعی	$Xgas = Qxgas \times Pg\$$
مقدار واردات گاز طبیعی	$Qmgas = (Mgastogs) \times GS$
تلفات گاز طبیعی به کل مصرف گاز طبیعی	$tgc = tgcTOgc \times GC$

جدول ۳. نتایج آزمون ریشه واحد دیکی- فولر تعمیم‌یافته

شرح متغیر	نام متغیر	آماره آزمون	کمیت بحرانی ٪۵	تفاضل مرتبه اول	آماره آزمون	کمیت بحرانی ٪۵	نتیجه
تولید ناخالص داخلی	$Log(GDP)$	-۱/۷۰	-۳/۵۶	$D(Log(GDP))$	-۳/۹۶	-۳/۵۷	$I(1)$
نیروی کار	$Log(L)$	-۱/۵۷	-۳/۵۶	$D(Log(L))$	-۴/۴۶	-۳/۵۷	$I(1)$
موجودی سرمایه	$Log(K)$	-۲/۹۸	-۳/۶۱	$D(Log(K))$	-۳/۳۰	-۲/۹۶	$I(1)$
مصرف انرژی	$Log(EC)$	-۴/۴۵	-۲/۹۶	$D(Log(EC))$	-	-	$I(0)$
بهره‌وری کل عوامل	$LOG(LTFP)$	-۴/۹۰	-۲/۹۶	$D(LOG(LTFP))$	-	-	$I(0)$
درآمد ارزی صادرات نفت و گاز	$Log(xoilgas)$	-۳/۸۵	-۳/۶۲	$D(Log(xoilgas))$	-	-	$I(0)$
نسبت سرمایه‌گذاری دولتی به GDP	$Log(Igtogdp)$	-۰/۱۸	-۱/۹۵	$D(Log(Igtogdp))$	-۶/۰۸	-۳/۵۷	$I(1)$
قیمت نسبی انرژی	$\mathrm{Log}(Pe/Pgdp)$	-۲/۵۸	-۲/۹۶	$\mathrm{D(Log}(Pe/Pgdp))$	-۴/۰۳	-۱/۹۵	$I(1)$
شدت انرژی	$Log(EI)$	-۳/۱۲	-۳/۵۷	$D(Log(EI))$	-۵/۴۶	-۲/۹۷	$I(1)$
GDP سرانه	$Log(\frac{GDP}{POP})$	-۲/۰۶	-۲/۹۶	$D(Log\left(\frac{GDP}{POP}\right))$	-۳/۴۳	-۱/۹۵	$I(1)$
سرمایه‌گذاری خصوصی	$Log(IP)$	-۱/۶۴	-۲/۹۶	$D(Log(IP))$	-۴/۶۹	-۱/۹۵	$I(1)$
نرخ سود حقیقی	RZ	-۳/۳۳	-۱/۹۵	DRZ	-	-	$I(0)$
شاخص نااطمینانی	$Log(ERU)$	-۴/۰۵	-۲/۹۶	$D(Log(ERU))$	-	-	$I(0)$
نسبت مانده تسهیلات به GDP	$LCog(Credit)$	-۱/۷۷	-۳/۵۶	$D(Log(Credit))$	-۳/۱۴	-۱/۹۵	$I(1)$
تقاضای بخش خانگی گاز طبیعی	$Log(GC)$	-۵/۵۷	-۲/۹۶	$D(Log(GC))$	-	-	$I(0)$
قیمت نسبی گاز طبیعی	$Log(RP)$	-۲/۷۹	-۲/۹۶	$D(Log(RP))$	-۶/۱۴	-۱/۹۵	$I(1)$
کارایی انرژی	$Log(EE)$	-۳/۱۶	-۳/۵۷	$D(Log(EE))$	-۵/۲۵	-۲/۹۷	$I(1)$
تقاضای بخش تجاری و عمومی گاز طبیعی	$(Log(GC)$	-۵/۰۰	-۲/۹۸	$D(Log(GC))$	-	-	$I(0)$
تقاضای بخش حمل و نقل گاز طبیعی	$Log(GC)$	-۸/۰۹	-۳/۷۶	$D(Log(GC))$	-	-	$I(0)$
تقاضای بخش خوراک	$Log(GC)$	-۷/۴۸	-۳/۵۶	$D(Log(GC))$	-	-	$I(0)$

پتروشیمی گاز طبیعی							
تقاضای سوخت پتروشیمی گاز طبیعی	$Log(GC)$	-۶/۱۴	-۳/۵۷	$D(Log(GC))$	-	-	$I(۰)$
تقاضای بخش صنعتی گاز طبیعی	$Log(GC)$	-۴/۵۳	-۳/۵۶	-	-	-	$I(۰)$
تقاضای بخش کشاورزی گاز طبیعی	$Log(GC)$	-۶/۷۳	-۳/۸۷	$D(Log(GC))$	-	-	$I(۰)$
تقاضای بخش نیروگاهی گاز طبیعی	$Log(GC)$	-۳/۲۷	-۲/۹۶	-	-	-	$I(۰)$
ارزش افزوده سرانه صنعت	$Log(vi/pop)$	-۲/۳۶	-۲/۹۶	$D(Log(vi/pop))$	-۴/۵۴	-۳/۵۷	$I(۱)$
ارزش افزوده سرانه کشاورزی	$Log(va/pop)$	-۳/۲۴	-۳/۵۶	$D(Log(va/pop))$	-۶/۲۱	-۱/۹۵	$I(۱)$
تعداد شهرهای گازدار شده به تعداد کل شهرها	$Log(Ngc/Nc)$	-۲/۳۲	-۳/۵۷	$D(Log(Ngc/Nc))$	-۳/۱۹	-۱/۹۵	$I(۱)$

منبع: یافته‌های پژوهش

جدول ٤. نتایج برآورد روابط بلندمدت معادلات الگو

متغیر وابسته: تولید ناخالص داخلی					
متغیر مستقل	لگاریتم نیروی کار	لگاریتم موجودی سرمایه	لگاریتم مصرف انرژی	لگاریتم بهره‌وری کل عوامل تولید	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۰/۳۵	۰/٤۸	۰/۱۳	۱/۷٦	۵/۹۵
آماره t	۲/۲۳	۳/۷۹	۲/۱۰	۵/۱۵	۲/۰۹
احتمال	۰/۰٤۲	۰/۰۰۲	۰/۰۵۳	۰/۰۰۰	۰/۰۵٤

متغیر وابسته: بهره‌وری کل عوامل تولید				
متغیر مستقل	لگاریتم درآمد دلاری صادرات نفت و گاز	لگاریتم سرمایه‌گذاری دولتی به GDP	لگاریتم قیمت نسبی انرژی	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۰/۰٤	۰/۱۲	۰/۰۸	۳/۹۹
آماره t	۷/۱٦	۳/٦٦	٤/۰۳	٤۰/۵۹
احتمال	۰/۰۰۰	۰/۰۰۸	۰/۰۰۵	۰/۰۰۰

متغیر وابسته: شدت انرژی				
متغیر مستقل	لگاریتم تولید ناخالص داخلی سرانه	لگاریتم قیمت نسبی انرژی	لگاریتم بهره‌وری کل عوامل تولید	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۰/۵۶	-۰/۰۶	-۳/۲۱	۲۰/۲۸
آماره t	۶/۲۷	-۱/۹۷	-۲/۱۳	۲/۸۴
احتمال	۰/۰۰۰	۰/۰۶۲	۰/۰۴۵	۰/۰۰۹

متغیر وابسته: سرمایه‌گذاری بخش خصوصی						
متغیر مستقل	لگاریتم تولید ناخالص داخلی	لگاریتم شاخص نااطمینانی	نرخ سود حقیقی	توان دوم نرخ سود حقیقی	لگاریتم نسبت مانده تسهیلات به GDP	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۰/۴۰	-۰/۱۸	۰/۰۱	-۰/۰۰۰۳	۰/۲۴	۶/۴۴
آماره t	۲/۰۶	-۵/۵۷	۲/۴۳	-۲/۳۱	۲/۰۵	۲/۶۳
احتمال	۰/۰۶۰	۰/۰۰۰	۰/۰۲۹	۰/۰۳۷	۰/۰۶۱	۰/۰۲۱

متغیر وابسته: تقاضای گاز طبیعی بخش نیروگاهی				
متغیر مستقل	لگاریتم تولید ناخالص داخلی سرانه	لگاریتم قیمت نسبی گاز طبیعی	لگاریتم کارایی انرژی	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۰/۸۰	-۰/۱۳	-۳/۵۷	-۲۰/۴۷
آماره t	۵/۵۷	-۱/۶۹	-۱۴/۴۵	-۱۶/۳۰
احتمال	۰/۰۰۰	۰/۱۱۶	۰/۰۰۰	۰/۰۰۰

متغیر وابسته: تقاضای گاز طبیعی بخش خانگی					
متغیر مستقل	لگاریتم تولید ناخالص داخلی سرانه	لگاریتم قیمت نسبی گاز طبیعی	لگاریتم کارایی انرژی	لگاریتم تعداد شهرهای گازدار شده به تعداد کل شهرها	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۱/۹۵	-۰/۸۹	-۱/۰۱	-۰/۸۳	-۳/۹۶
آماره t	۶/۷۲	-۷/۶۴	-۴/۳۷	-۳/۱۱	-۲/۳۷
احتمال	۰/۰۰۷	۰/۰۰۴	۰/۰۲۲	۰/۰۵۳	۰/۰۹۸

متغیر وابسته: تقاضای گاز طبیعی بخش خوراک پتروشیمی				
متغیر مستقل	لگاریتم تولید ناخالص داخلی سرانه	لگاریتم قیمت نسبی گاز طبیعی	لگاریتم کارایی انرژی	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۱/۳۵	-۱/۹۴	-۳/۰۳	-۲۰/۰۵
آماره t	۱/۷۷	-۴/۵۳	-۱/۷۷	-۲/۲۶
احتمال	۰/۰۹۶	۰/۰۰۰	۰/۰۹۵	۰/۰۳۸

متغیر وابسته: تقاضای گاز طبیعی بخش سوخت پتروشیمی				
متغیر مستقل	لگاریتم تولید ناخالص داخلی سرانه	لگاریتم قیمت نسبی گاز طبیعی	لگاریتم کارایی انرژی	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۲/۹۳	-۰/۲۲	-۲/٦۹	-۲۳/۳۵
آماره t	۱٤/۹۱	-۱/۸۷	-۱۱/۰٦	-۲۰/۳۵
احتمال	۰/۰۰۰	۰/۰۷۵	۰/۰۰۰	۰/۰۰۰

متغیر وابسته: تقاضای گاز طبیعی بخش تجاری و عمومی				
متغیر مستقل	لگاریتم قیمت نسبی گاز طبیعی	لگاریتم تولید ناخالص داخلی سرانه	لگاریتم کارایی انرژی	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	-۰/۵۳	۱/٦۸	-۱/۹۰	-۱٤/۵٦
آماره t	-۵/۵۱	۲٤/۵۳	-۱۱/٦۲	-۱٤/۵٦
احتمال	۰/۰۰۰	۰/۰۰۰	۰/۰۰۰	۰/۰۰۰

متغیر وابسته: تقاضای گاز طبیعی بخش حمل‌ونقل				
متغیر مستقل	لگاریتم تولید ناخالص داخلی سرانه	لگاریتم قیمت نسبی گاز طبیعی	لگاریتم کارایی انرژی	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۵/۱۹	-۳/۲۲	-۳/۷۹	-۳۹/۷۳
آماره t	۱۳/۲٤	-۱/۹٦	-۵/۱٦	-۷/٤۰
احتمال	۰/۰۰۰	۰/۱٤۳	۰/۰۱٤	۰/۰۰۵

متغیر وابسته: تقاضای گاز طبیعی بخش صنعتی				
متغیر مستقل	لگاریتم کارایی انرژی	لگاریتم قیمت نسبی گاز طبیعی	لگاریتم ارزش افزوده سرانه صنعت	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	-۱/۹۲	۱/۱۰	-۰/۹۳	-۹/۰۹
آماره t	-۲/۱۷	٤/۳۰	-۲/۰۱	-۱/٦۳
احتمال	۰/۰۵۲	۰/۰۰۱	۰/۰٦۸	۰/۱۳۰

متغیر وابسته: تقاضای گاز طبیعی بخش کشاورزی				
متغیر مستقل	لگاریتم ارزش افزوده سرانه کشاورزی	لگاریتم قیمت نسبی گاز طبیعی	لگاریتم کارایی انرژی	عرض از مبدأ
مقدار ضریب	۱/۳۹	-٤/٦٤	-۵/۳٤	-۳۵/۷٤
آماره t	۱/۹۰	-٦/۳۸	-۱۰/۲٦	-۱۰/۲٦
احتمال	۰/۱۵۲	۰/۰۰۷	۰/۰۰۲	۰/۰۰۱

منبع: یافته های پژوهش

جدول ۵. آزمون وجود رابطه بلندمدت باثبات

تولید ناخالص داخلی			بهره‌وری کل عوامل تولید		
سطح معناداری	۹۵ درصد		سطح معناداری	۹۵ درصد	
کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$	کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$
مقادیر بحرانی	۳/۴۹	۲/۵۶	مقادیر بحرانی	۳/۴۹	۲/۵۶
آماره F آزمون کران‌ها	۸۸/۵۸		آماره F آزمون کران‌ها	۲۵/۲۲	
شدت انرژی			سرمایه‌گذاری خصوصی		
سطح معناداری	۹۵ درصد		سطح معناداری	۹۵ درصد	
کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$	کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$
مقادیر بحرانی	۳/۶۷	۲/۷۹	مقادیر بحرانی	۳/۳۸	۲/۳۹
آماره F آزمون کران‌ها	۱۶/۳۸		آماره F آزمون کران‌ها	۷/۱۶	
تقاضای گاز طبیعی بخش خانگی			تقاضای گاز طبیعی بخش تجاری و عمومی		
سطح معناداری	۹۵ درصد		سطح معناداری	۹۵ درصد	
کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$	کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$
مقادیر بحرانی	۳/۴۹	۲/۵۶	مقادیر بحرانی	۳/۶۷	۲/۷۹
آماره F آزمون کران‌ها	۹/۴۵		آماره F آزمون کران‌ها	۷/۱۳	
تقاضای گاز طبیعی بخش حمل‌ونقل			تقاضای گاز طبیعی بخش خوراک پتروشیمی		
سطح معناداری	۹۵ درصد		سطح معناداری	۹۵ درصد	
کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$	کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$
مقادیر بحرانی	۳/۶۷	۲/۷۹	مقادیر بحرانی	۳/۶۷	۲/۷۹
آماره F آزمون کران‌ها	۳۷/۹۱		آماره F آزمون کران‌ها	۴/۱۹	
تقاضای گاز طبیعی بخش سوخت پتروشیمی			تقاضای گاز طبیعی بخش صنعت		
سطح معناداری	۹۵ درصد		سطح معناداری	۹۵ درصد	
کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$	کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$
مقادیر بحرانی	۳/۶۷	۲/۷۹	مقادیر بحرانی	۳/۶۷	۲/۷۹
آماره F آزمون کران‌ها	۱۱/۸۶		آماره F آزمون کران‌ها	۱۱/۲۰	
تقاضای گاز طبیعی بخش کشاورزی			تقاضای گاز طبیعی بخش نیروگاهی		
سطح معناداری	۹۵ درصد		سطح معناداری	۹۵ درصد	
کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$	کران بالا و پایین	$I(1)$	$I(0)$
مقادیر بحرانی	۳/۶۷	۲/۷۹	مقادیر بحرانی	۳/۶۷	۲/۷۹
آماره F آزمون کران‌ها	۷۰/۴۵		آماره F آزمون کران‌ها	۸/۳۷	

جدول ٦. آزمون‌های تشخیصی صحت تصریح الگو

نوع	تولید ناخالص داخلی		بهره‌وری کل عوامل تولید	
	آماره آزمون	احتمال	آماره آزمون	احتمال
همبستگی سریالی	۰/۸۳	۰/٤٥	۱/۰۹	۰/۳۳
ناهمسانی واریانس	۰/٦۲	۰/۷۷	۱/۳۱	۰/۳۷
نرمال بودن	۰/٦۰	۰/۷٤	۱/۷۱	۰/٤۲
ریست رمزی	۱/۵۰	۰/۱۵	۰/۹۳	۰/۳۸
نوع	شدت انرژی		سرمایه‌گذاری بخش خصوصی	
	آماره آزمون	احتمال	آماره آزمون	احتمال
همبستگی سریالی	۰/۳۵	۰/۵۵	۰/۸۸	۰/٤٤
ناهمسانی واریانس	۱/۱۳	۰/۳۸	۱/۹٦	۰/۱۲
نرمال بودن	۰/۳۰	۰/۸۵	۱/۰۱	۰/٦۰
ریست رمزی	۲/۳۷	۰/۱۱	۰/۳۱	۰/۷٦
نوع	تقاضای گاز طبیعی بخش خانگی		تقاضای گاز طبیعی بخش تجاری و عمومی	
	آماره آزمون	احتمال	آماره آزمون	احتمال
همبستگی سریالی	۰/۱۱	۰/۷۸	۰/۱٤	۰/۸٦
ناهمسانی واریانس	۰/۸۸	۰/٦٤	۰/۵۹	۰/۸۱
نرمال بودن	۰/۱۲	۰/۹٤	۰/۵۰	۰/۷۷
ریست رمزی	۱/۸۰	۰/۲۱	۲/۱٦	۰/۱۷
نوع	تقاضای گاز طبیعی بخش حمل و نقل		تقاضای گاز طبیعی بخش خوراک پتروشیمی	
	آماره آزمون	احتمال	آماره آزمون	احتمال
همبستگی سریالی	٤/۵۳	۰/۳۱	۱/۸۰	۰/۲۰
ناهمسانی واریانس	۱/۲۱	۰/۲۹	۰/۸٦	۰/۵۸
نرمال بودن	۰/۱۰	۰/۹٤	۰/۷٤	۰/٦۸
ریست رمزی	۰/٤۹	۰/٦٦	۰/۷۷	۰/٤٤
نوع	تقاضای گاز طبیعی بخش سوخت پتروشیمی		تقاضای گاز طبیعی بخش صنعت	
	آماره آزمون	احتمال	آماره آزمون	احتمال
همبستگی سریالی	۰/۲۳	۰/٦۳	۱/۷۲	۰/۲۳
ناهمسانی واریانس	۰/٦٤	۰/۷۳	۲/۲٦	۰/۰۸
نرمال بودن	۱/٦۰	۰/٤٤	۰/۱۰	۰/۹٤
ریست رمزی	۲/۹۷	۰/۰۷	۰/٦۷	۰/۵۱

نوع	تقاضای گاز طبیعی بخش کشاورزی		تقاضای گاز طبیعی بخش نیروگاهی	
	آماره آزمون	احتمال	آماره آزمون	احتمال
همبستگی سریالی	۳/۱۵	۰/۲۱	۰/۹۱	۰/٤۳
ناهمسانی واریانس	۱/۸۷	۰/۳۲	۰/٦۲	۰/۸۰
نرمال بودن	۰/۲۷	۰/۸۷	۰/۲۳	۰/۸۸
ریست رمزی	۰/۲۱	۰/۸۵	۱/۰۲	۰/۳۲

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

استناد به این مقاله: دشتبان فاروجی، سحر؛ درگاهی، حسن. (۱۴۰۱). امکان‌سنجی صادرات گاز طبیعی ایران (۱۴۱۰-۱۴۰۱) بر پایه شبیه‌سازی الگوی اقتصادسنجی کلان ـ انرژی، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۴۲ (۱۱)، ۱۱-۴۵.

Iranian Energy Economics is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License.