

Trends and Risks in the Natural Gas Supply of the Republic of Moldova

¹Berzan V., ¹Postolati V., ¹Bykova E., ²Cernei M., ²Volconovich L.

¹Power Engineering Institute

²State Agrarian University of Moldova
Chişinău, Republic of Moldova

Abstract. Sustainable economic development is also determined by the availability of primary energy supply. Geographical incoherence of energy production and consumption areas leads to new challenges in providing consumers with energy. The purpose of this work is to analyze and assess trends and problems related to the provision of energy resources, mainly of the natural gas for Republic of Moldova in the context of new challenges in the natural gas market and the changes in their transport infrastructure. The investigative methodology is based on the analysis of time series of production, consumption and import of energy resources at global and regional level in 1990-2017. It is proposed to use the linear approximation functions. The coefficients and the signs of these functions ("plus" or "minus") and the value of and the determination coefficient are used for the quantitative analysis of the production, consumption and import trends of primary energy and natural gas. Europe and Asia ensure their energy balance by massive energy imports. The Southeast European region, including the Republic of Moldova, imports large sums of primary energy resources. The need to import natural gas in the Romania-Moldova-Ukraine sub-zone is currently estimated at about 12 million tons of oil equivalent. The new energy corridors for the transportation of natural gas will lead to new challenges regarding the natural gas supply of the Republic of Moldova. Information on possible scenarios of natural gas supply to the Republic of Moldova is presented and the estimated costs for natural gas transport for these scenarios are presented.

Keywords: production and consumption, numerical series, approximation functions, energy corridors, necessary import, cost of natural gas transportation.

DOI: 10.5281/zenodo.3242741

Tendențe și riscuri în asigurarea cu gaze naturale a Republicii Moldova

¹Berzan V., ¹Postolati V., ¹Bîcova E., ²Cernei M., ²Volconovici L.

¹Institutul de Energetică

²Universitatea Agrară de Stat din Moldova
Chişinău, Republica Moldova

Rezumat. Dezvoltarea economică durabilă este determinată de disponibilitatea resurselor energetice primare și noile provocări în asigurarea cu energie a consumatorilor. Scopul acestei lucrări este de a analiza și evalua tendințele și problemele legate de furnizarea de resurse energetice, în special de gaze naturale în Republica Moldova în contextul noilor provocări din piața gazelor naturale și a schimbărilor infrastructurii lor de transport. Metodologia investigației are la bază analiza seriilor de timp a producerii și consumului resurselor energetice pe plan mondial și regional în 1990-2017. Se propune utilizarea funcțiilor de aproximare liniară. Valoarea coeficienților și semnele acestora ("plus" sau "minus"), coeficientul de determinare sunt utilizați pentru analiza cantitativă a tendințelor de producție, consum și import de energie primară și gaze naturale. S-a constatat, că Europa și Asia își asigură balanța energetică prin importul masiv de resurse energetice. După anul 2008 a devenit importator de gaze naturale America Latină, iar America de Nord și-a asigurat balanța energetică în baza producerii autohtone a resurselor energetice. Zona din sud –estul Europei importă cote mari de resurse energetice primare. Necesarul de import al gazelor naturale în subzona România-Moldova-Ucraina este estimat în prezent la nivel de cca 12 milioane tone echivalent petrol. Noile coridoare energetice pentru transportul gazelor naturale vor conduce la noi provocări cu privire la aprovizionarea cu gaze naturale a Republicii Moldova. Sunt prezentate informații despre scenariile posibile de furnizare a gazelor naturale către Republica Moldova și sunt prezentate costurile estimate pentru transportul gazelor naturale pentru aceste scenarii.

Cuvinte-cheie: producere și consum, serii numerice, funcții de aproximație, coridoare energetice, necesar de import, cost transport gaze naturale.

Тенденции и риски в сфере поставок природного газа в Республике Молдова
¹Берзан В., ¹Постолатий В., ¹Быкова Е., ²Черней М., ²Волконович Л.

¹ Институт энергетики

² Государственный Аграрный Университет Молдовы
 Кишинев, Республика

Rezumat. Устойчивое экономическое развитие определяется также степенью обеспеченности первичными энергетическими ресурсами. Несовпадение месторасположения зон производства и потребления энергии приводят к новым вызовам для устойчивости энергообеспечения потребителей. Целью данной работы является анализ и оценка тенденций и проблем, связанных с обеспечением энергоресурсами, преимущественно природным газом Республики Молдова. В статье рассматриваются аспекты обеспечения энергоресурсами Республики Молдова в контексте новых вызовов на рынке природного газа и изменений в их транспортной инфраструктуре. Анализ временных рядов производства и потребления энергоресурсов на глобальном и региональном уровнях в 1990-2017 гг., позволяет выявить тенденции, которые могут повлиять на энергетическую безопасность Республики Молдова. Предлагается проанализировать эту проблему с помощью функций линейной аппроксимации характеристик производства, потребления и импорта энергоресурсов. Коэффициенты и знаки этих коэффициентов («плюс» или «минус») функций аппроксимации, а также значения коэффициента детерминации предложены для использоваться при количественном анализе тенденций производства, потребления и импорта первичной энергии и природного газа. Отмечается, что Европа и Азия обеспечивают свой энергетический баланс за счет большого импорта энергоносителей. После 2008 года Латинская Америка стала импортером природного газа, а Северная Америка обеспечила свой энергетический баланс на основе местного производства энергетических ресурсов. Эта тенденция сохранится в будущем. Потребность в импорте природного газа в подзону Румыния-Молдова-Украина в настоящее время оценивается примерно в 12 миллионов тонн нефтяного эквивалента. Новые энергетические коридоры для транспортировки природного газа приведут к новым вызовам в отношении поставок газа в Республику Молдова. Представлена информация о возможных сценариях поставки природного газа в Республику Молдова и приведены оценочные затраты на транспорт природного газа для этих сценариев.
Cuvinte-cheie: производство и потребление, числовые ряды, функции приближения, энергетические коридоры, необходимый импорт, стоимость транспортировки природного газа.

ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая безопасность оказывает серьезное влияние на устойчивое экономическое и социальное развитие, а первичные энергоресурсы рассматриваются как наиболее важный фактор обеспечения приемлемого уровня энергетической безопасности.

Зоны потребления и производства энергетических ресурсов представлены на рис.1.

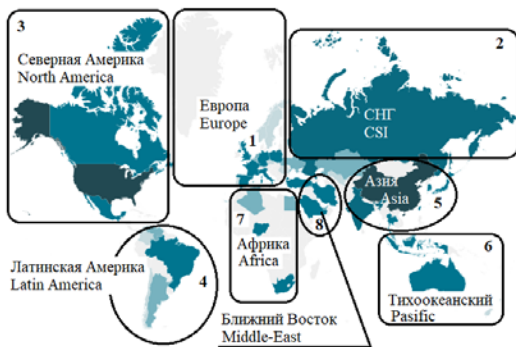


Рис. 1. Зоны производства и потребления энергоресурсов в мире¹.

Fig. 1. Zones of energy production and consumption in the world.

Удаленность центров производства и потребления друг от друга создает трудности для

обеспечения энергетического баланса, поскольку необходимо развивать физическую инфраструктуру для транспортировки энергоресурсов или электроэнергии на большие расстояния. Непрерывность и стабильность обеспечения энергией зависит не только от наличия собственных первичных энергоресурсов, но также от финансовых возможностей страны и энергетического сектора, которые необходимы для для приобретения энергетических ресурсов [1].

Большинство стран мира покрывают свои энергетические потребности за счет импорта энергоресурсов из зон, которые потребляют меньше, чем их производят (рис.2). Республика Молдова является одной из этих стран, потому что доля импорта первичной энергии и электроэнергии превышает 70% конечного потребления [2]. Нестабильность рынков энергоресурсов создает сложности для прогнозирования изменения цен, а это влияет на энергетическую безопасность и энергетическую политику стран [3].

Прогнозирование рынка энергоресурсов сталкивается с различными трудностями. Реализация этих прогнозов в форме проектов

развития экономической и энергетической инфраструктуры может сопровождаться рисками, оказывающими неблагоприятное экономическое воздействие на стороны, участвующие в реализации соответствующих проектов [4]. Уровень рисков и жизнеспособность энергетических проектов в значительной степени определяются степенью знания местных и региональных особенностей обеспечения экономики энергоресурсами [5]. Рассмотрение этих вопросов очень важно для стран с ограниченными собственными энергоресурсами, например, как Республика Молдова.

Реализация концепции интеграции с региональными и континентальными энергетическими рынками, диверсификация источников поставки и способов доступа к энергетическим ресурсам, которые необходимы для устойчивого функционирования экономики и социальной сферы, развитие физической инфраструктуры национальных и региональных энергетических систем содействует решению проблемы обеспечения энергобезопасности [6].

В данной статье рассматриваются некоторые аспекты проблемы обеспечения Республики Молдова природным газом в контексте новых вызовов на рынке энергоресурсов и ожидаемых изменений в инфраструктуре систем транспорта природного газа в регионе.

I. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Республика Молдова является потребителем энергоресурсов и энергии с очень низкой долей на международном уровне [7]. Как следствие, потребление энергии в Республике Молдова оказывает незначительное влияние на региональный рынок, в то время, как изменения на этом рынке могут оказать существенное влияние на устойчивость энергоснабжения нашей страны [7-10]. Изучение тенденций изменения энергетического баланса страны в контексте новых вызовов на энергетическом рынке и рисков для энергетической безопасности представляет собой актуальную проблему исследований, причем в этом исследовании должны использоваться достоверную первичную информацию.

В качестве источников информации такого типа можно рассматривать официальные

статистические данные, публикуемые различными международными, общественными и национальными организациями [2, 7, 11, 12]. Анализ статистической информации на разных уровнях обобщения, представленной в виде временных рядов, позволяет выявить некоторые тенденции и особенности, связанные с производством и потреблением энергоресурсов и энергии.

Объемы производимых и потребляемых энергетических ресурсов существенно различаются в разных частях мира. В результате возникают некоторые трудности при анализе тенденций производства и потребления энергоресурсов в исследуемых частях мира, особенно при их сопоставлении. Чтобы преодолеть эту трудность, целесообразно использовать при количественной оценке уровней производства и потребления энергии как систему номинированных физических единиц, так и систему относительных единиц. При использовании системы относительных единиц необходимо определить базовый год и показатели производства и потребления за этот год. В этом анализе были выбраны в качестве базовых показателей производства и потребления энергоресурсов 1990 г. и 2000 г.

Системы энергообеспечения - это инерционные системы, в которых изменения не могут происходить одновременно и быстро. Это относится как к развитию мощностей по производству первичной энергии, так и к способности превращать эти ресурсы в энергию, которая в конечном итоге востребована потребителями, то есть в электрическую и/или тепловую энергию. Эта особенность инерционной природы процессов в системах электроснабжения служит методологической основой для анализа производства и потребления энергии. Эта методология известна как „Business as Usual” [2].

Методология основана на анализе и экстраполяции прошлых тенденций, то есть временных рядов, которые характеризуют эволюцию во времени производства и потребления энергоресурсов.

Следует отметить, что краткосрочные прогнозы энергетического баланса основаны на вероятных тенденциях и не являются инструментом анализа вида *"wild cards"* - непредсказуемых явлений (события с низкой вероятностью, но с серьезными последствиями), которые по определению являются

трудно или невозможно их предсказать. Примеры таких непредсказуемых явлений:

- складские запасы: перебои с поставками нефти и газа, экономические кризисы (например, 2008);
- ценовые скачки, вызванные геополитическими событиями или событиями на рынке;
- форс-мажорные события: войны, восстания, забастовки, стихийные бедствия в результате экстремальных погодных условий, землетрясения и т. д.

Спрос на энергию определяется уровнем экономической активности или демографической ситуацией, а уровни потребления лишь частично реагируют на ценовые сигналы [2].

Анализ энергетической статистики свидетельствует о том, что имеется тенденция увеличения потребления энергии в мире, и, как следствие, увеличение производства энергоресурсов для обеспечения энергетического баланса.

Характеристики производства и суммарного потребления энергоресурсов могут быть аппроксимированы аналитическими функциями, либо уравнениями первой степени (линейное приближение), либо уравнениями высокой степени (полиномами n -ранга), экспоненциальными, логарифмическими функциями итп. Эти функции используются для анализа тенденций развития производства и потребления энергии. Наиболее часто используется линейная функция:

$$Y = K_Y x + B \quad (1)$$

Линейная функция характеризует как динамические, так и статические характеристики. Для линейной функции можно предложить 5 (пять) индикаторов для оценки тенденций изменений: коэффициент K_Y дает нам информацию о динамике изменения во времени выходного параметра Y , а его знак направление этого изменения (увеличение или уменьшение); параметр B характеризует абсолютный уровень или абсолютное значение параметра для начального момента времени $t=0$, когда совмещаем начало процесса с началом координатных осей, а его знак указывает на дефицит или профицит энергоресурсов в момент времени $t=0$; R^2 - коэффициент детерминации, который также указывает на особенности процесса.

Поскольку, как фактические (экспериментальные), так и их функции аппроксимации являются временными функциями, которые из-за отклонений экспериментальной характеристики в течение рассматриваемого временного интервала не совпадают, линейную функцию можно использовать для анализа тенденций развития производства и потребления энергоресурсов. Коэффициент детерминации R^2 позволяет интегрально оценить отклонение исследуемых характеристик под влиянием нескольких случайных факторов.

Для анализа тенденций в качестве информативных параметров могут использоваться индексы производства энергоресурсов (используем обозначение $IPRE$) и индексы потребления энергоресурсов (используем обозначение $ICRE$), значения которых могут быть определены для заданный интервалов дискретизации

$$IPRE = \frac{Y_{P,k+1} - Y_{P,k}}{Y_{P,k}}; ICRE = \frac{Y_{C,k+1} - Y_{C,k}}{Y_{C,k}}, \quad (2)$$

где $Y_{P,k}; Y_{P,k+1}$ și $Y_{C,k}; Y_{C,k+1}$ - объемы производства и потребления энергоресурсов в точках с координатами k и $k+1$, рассматриваемых характеристик.

Коэффициент пропорциональности K_Y в уравнении (1) определяется как отношение увеличения (уменьшения) ΔY выходной функции к интервалу времени Δt , в течение которого произошло это изменение:

$$K_Y = \frac{Y_{n+1} - Y_n}{t_{n+1} - t_n}, \quad (3)$$

где Y_{n+1} - значение выходной функции в момент времени t_{n+1} ; Y_n - значение выходной функции в момент времени t_n .

Если применяется гипотеза о линейности изменении анализируемых характеристик, этот индекс является коэффициентом с постоянным значением в исследуемой части временного ряда статистических данных.

Поскольку, производство и потребление энергии в разных частях мира имеют разные характеристики во времени есть основание полагать, что этот коэффициент может дать достоверную количественную информацию о тенденциях обеспечения энергопотребления за промежутки времени ΔT_i , например, $\Delta T_i = p_i \cdot \Delta t$, где Δt - шаг временной сетки

для временного ряда; p_i - количество временных интервалов на участке i временного ряда; ΔT_i - длительность исследуемого периода времени во временном ряду, для которого определяются тренд и значения параметров, используемых для количественной оценки тренда эволюции на исследуемом i -ом участке временного ряда. Исследуемый участок i может включать в себя все элементы временного ряда. В этом случае мы имеем $i=N$, где N - общее количество элементов временного ряда.

Одновременно с анализом временных рядов представляющие объемы производства (Y_p) и потребления (Y_c) энергоресурсов, также полезно проанализировать их разницу (ΔY_{p-c}) для рассматриваемых областей:

$$\Delta Y_{p-c} = Y_p - Y_c \quad (4).$$

Разности ΔY_{p-c} также могут быть представлены в виде числового ряда для дискретных интервалов времени Δt , например, шаг дискретности по времени равен продолжительности одного года. Использование шага сетки, равного продолжительности одного года, обосновано, поскольку большая часть официальных исторических статистических данных представлена в виде дискретных годовых значений.

Анализ числовых рядов, составленных из элементов ΔY_{p-c} также может предоставить полезную информацию как о тенденциях, так и об особенностях обеспечения энергетического баланса, а также о характере рисков, связанных с энергетической безопасностью. Эти временные ряды могут быть аппроксимированы аналитическими функциями типа (1). При анализе временных рядов можно использовать коэффициенты, которые рассчитываются по формулам (2) и (3).

Числовой ряд ΔY_{p-c} , содержат информацию как о производстве, так и о суммарном потреблении энергии в мире или в анализируемых регионах. Этот подход также может использоваться при изучении энергетических балансов страны или отрасли экономики, если имеются статистические данные о производстве и потреблении энергии или энергетических ресурсов, электрической и/или тепловой энергии.

Природный газ занимает значительную долю в энергетическом балансе стран, вклю-

чая Республику Молдова. По этим причинам целесообразно более детально проанализировать, как отдельный субъект, эволюцию производства и потребления этого вида топлива в мире, в Европе и на юго-востоке Европы.

С методологической точки зрения целесообразно проанализировать ситуацию топливообеспечения стран Юго-Восточной и Восточной Европы, исходя из географического положения Республики Молдова и существующей инфраструктуры транспортировки энергоресурсов и электроэнергии. Этот анализ должен учитывать собственное производство и потребление энергии и энергетических ресурсов соседних с Молдовой стран, а также изменений, которые уже являются стратегически предсказуемыми, но условия и сроки реализации этих изменений инфраструктуры транспорта энергоресурсов еще не вполне определены. Прежде всего, это связано с ожидаемыми изменениями маршрутов транспорта природного газа в юго-восточном регионе Европы, начиная с 2020 года.

Целью такого анализа является оценка перспектив обеспечения энергетического баланса Республики Молдова в контексте этих вызовов. Анализ проблем и изменений в инфраструктуре систем транспортировки природного газа может указывать на уязвимость обеспечения национальной экономики энергетическими ресурсами, а также на риски для устойчивого развития национальной экономики.

II. ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В МИРЕ

В мировой энергетической статистики мир разделен на 8 зон [11]: Европа, Содружество Независимых Государств (СНГ), Северная Америка (США и Канада), Латинская Америка, Азия, Океания, Африка, Ближний Восток. Расположение этих областей схематично показано на фиг.1.

На рис. 2 представлены данные о производстве и общем потреблении энергоресурсов в мире, которые включают все виды энергоресурсов, которые в настоящее время используются (период 1990-1990 гг.), а на рис. 3 такие же характеристики, но за период 2000-2017 гг.



Рис.2. Производство и потребление энергоресурсов в мире в 1990-2017 гг. млн т.н.э.
Fig.2. Energy production and consumption in the world in 1990-2017 million toe



Рис.3. Производство и потребление энергоресурсов в мире в 2000-2017 гг. млн т.н.э.
Fig.3. Energy production and consumption in the world in 2000-2017 million toe.

Эти данные подтверждают качественно и количественно гипотезы о приросте производства и потребления энергоресурсов в мире в периоде 1990-2017 гг. Можно также отметить, что потребление и производство энергоресурсов реагирует на кризисные явления мировой экономики, например, реакция на экономический кризис 2008 года. Меньшие колебания характерны для всего рассматриваемого периода. Эти колебания также связаны с экономическими или

другими кризисами, которые являются региональными или не столь значительны для мировой экономики, как кризис 2008 года.

Можно наблюдать (рис. 2), что в период 1990-2017 гг. рост производства и потребления энергоресурсов происходило с различной скоростью. Этот период наблюдения можно разделить на две части: временной интервал между 1990-2000 годами и временной интервал 2000-2017 годов.

Таблица I.
Table I.

Коэффициенты аппроксимирующих уравнений и коэффициенты детерминации.
Coefficients of approximation equations and coefficients of determination.

Временной интервал, годы		Параметры линейного аппроксимирующего уравнения		
		K_Y , млн т.н.э./год	B_Y , млн т.н.э.	R^2
1990-2017	Производство	221.21	7952.2	0.9768
	Потребление	213.01	7746.6	0.9769
1990-2000	Производство	129.05	8514.6	0.9574
	Потребление	120.84	8307.5	0.958
2000-2017	Производство	251.42	9851.5	0.975
	Потребление	242.6	9571	0.978

В эти промежутки времени характеристики эволюции потребления энергетических ресурсов могут быть аппроксимированы линейными функциями. Рассмотрим случай аппроксимации линейными функциями типа $Y=K_Y x+B_Y$, где $x=0, 1, 2, \dots, N$; N - общее количество элементов временного ряда.

В таблице I представлены коэффициенты линейных функций аппроксимации производства (Y_P) и потребления (Y_C) энергоресурсов за весь период наблюдений 1900–2017 гг. и для интервалов времени (1900–2000 гг.) и (2000–2017 гг.).

На рисунке 4 представлены кривые, которые характеризуют экспортные мощности (характеристики с положительными значениями) и потребность в импорте (кривые с

отрицательными значениями) энергоресурсов для регионов потребления в соответствии с рис. 1, а в таблице II приведены значения коэффициентов аппроксимирующей функции для рассматриваемых зависимостей за 2000-2017 годы. В таблице II представлены значения коэффициентов функции линейного приближения за 2000–2008 и 2008–2017 годы. Это деление основано на учете экономического кризиса 2008 года, а также на результатах роста добычи сланцевого газа в Соединенных Штатах. В пяти регионах количество произведенных энергоресурсов превышает их потребление. Три региона (Северная Америка, Европа и Азия) имеют собственное производство энергии меньше, чем потребление. Эта тенденция носит

постоянный характер для Европы и Азии. Начиная с 2007-2008 годов в регионе Северная Америка наблюдается сокращение разрыва между внутренним производством и общим потреблением энергии. Для этого региона был достигнут баланс между собственным производством и потреблением энергоресурсов в 2014 год.

Чтобы обеспечить энергетический баланс европейского региона, необходимо импортировать около 800 млн т.н.э., а в азиатском регионе около 1600 млн т.н.э. первичных энергоресурсов из регионов избыточного производства над собственным энергопотреблением.

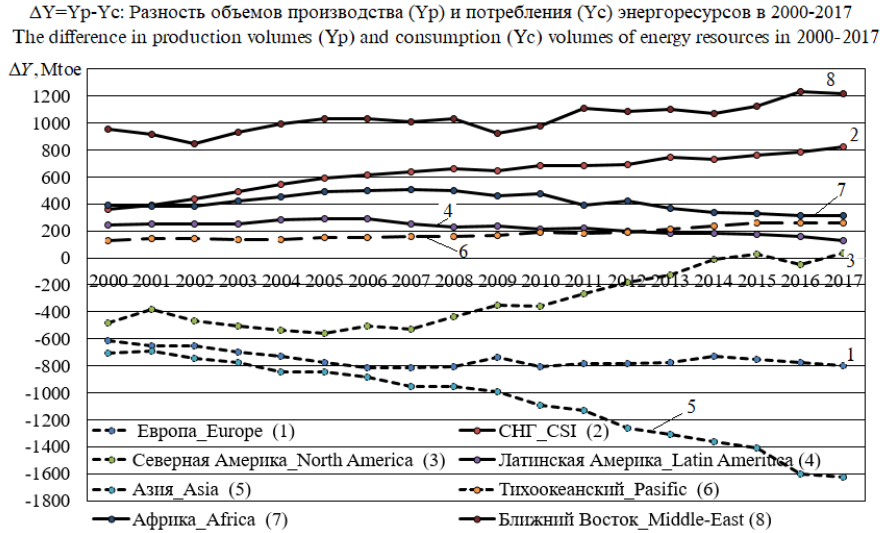


Рис. 4. Разность производства и потребления энергоресурсов: СНГ (2), Латинская Америка (4), Океания (6), Африка (7), Ближний Восток (8) –экспортеры и Европа (1), Северная Америка(3), Азия(4) - импортеры энергоресурсов в 2000-2017гг.

Fig. 4. Differences in energy production and consumption: CIS (2), Latin America (4), Oceania (6), Africa (7), Middle East (8) –exporters and Europe (1), North America (3), Asia (4) - importers of energy in 2000-2017.

Таблица II.
Table II.

Коэффициенты уравнений, аппроксимирующих функцию разницы производства и потребления энергоресурсов в регионах потребления в 2000 - 2017 гг.

The coefficients of equations approximation of the function of the difference in the production and consumption of energy resources in the regions of consumption in 2000–2017.

n/ o	Область Название	Параметры аппроксимирующего уравнения								
		2000-2017			2000-2008			2008-2017		
		K_Y	B_Y	R^2	K_Y	B_Y	R^2	K_Y	B_Y	R^2
1	Европа	-7.16	-682.1	0.399	-27.7	-590.4	0.942	1.65	-788	0.036
2	СНГ	24.3	395.4	0.73	39.97	325.4	0.976	18.2	620.1	0.98
3	Северная Америка	34.7	-644.9	0.774	-6.8	-454.6	0.117	54.8	-474	0.92
4	Латинская Америка	-7.38	293.6	0.733	0.45	257.1	0.003	-10.6	249.6	0.91
5	Азия	-54.8	-544.3	0.956	-35.7	-643.6	0.969	-76.32	-853	0.98
6	Океания	8.2	103.7	0.891	3.53	127.2	0.783	12.9	141.3	0.93
7	Африка	-5.98	469.5	0.237	18.1	355.8	0.883	-21.74	510.4	0.91
8	Ближний Восток	16.4	876.3	0.7	17.8	882.1	0.555	26.95	938.5	0.74

В таблице II коэффициенты K_Y имеет размерность млн тнэ/год, коэффициент B_Y млн тнэ.

В таблице III представлены значения коэффициентов аппроксимирующих функций

эволюции общего производства и потребления энергии в мире (рисунки 5а, б) и разницы

между производством и потреблением (рис. 5с, 5d) в соответствующих регионах мира. Можно видеть, что нет большой разницы в добыче и потреблении газа в сегменте добычи и потребления газа. Эти годовые отклонения между валовым выпуском и годовым потреблением газа не превышают «минус 1.34%» (потребление было выше, чем фактический

объем добычи газа в 2010 году) и «плюс 0.923%» (потребление ниже, чем объем производства газ в 1994 году). В какой-то степени газовая отрасль (касается производства и потребления) имеет некоторые сходства с электроэнергетическим сектором.

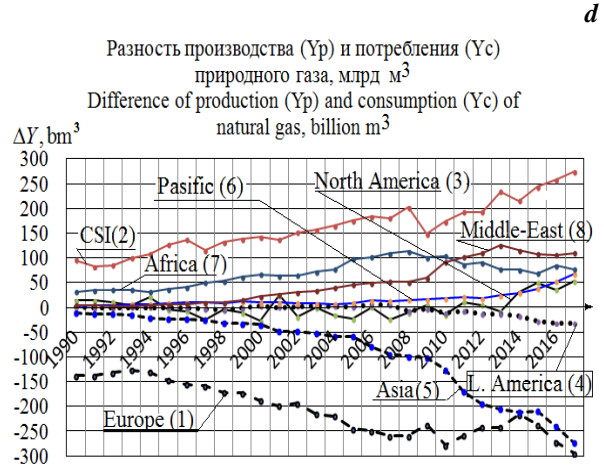
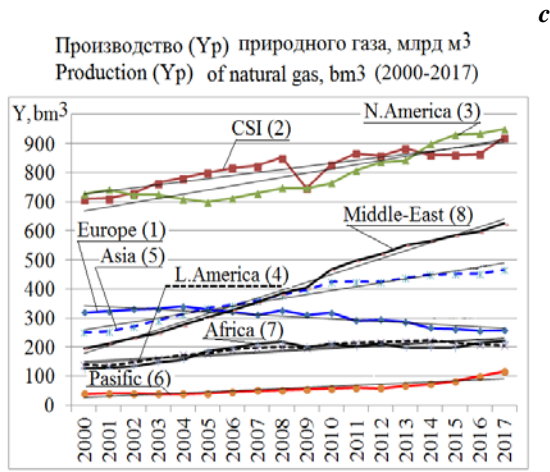
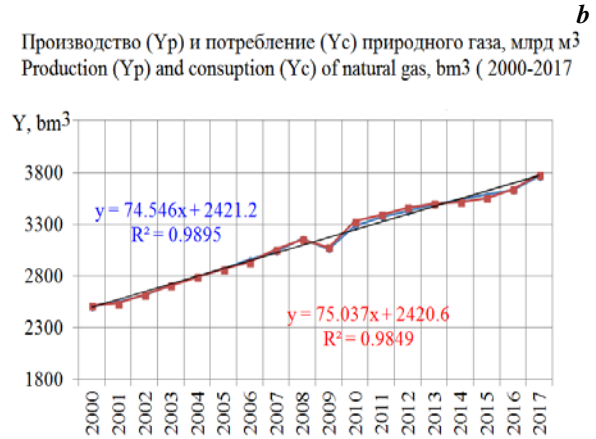
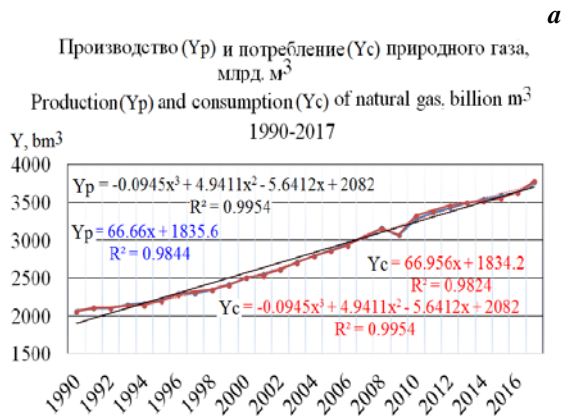


Рис. 5. Характеристики общего производства и потребления природного газа в мире (а, б), производство природного газа в указанных областях (в) и разность между производством и потреблением (г) в рассматриваемых географических зонах
Fig. 5. Characteristics of the total production and consumption of natural gas in the world (a, b), the production of natural gas in the specified areas (c) and the difference between production and consumption (d) in in considered geographical areas.

На основании данных на рис. 5 и в таблице III видно, что лидерами по добыче газа, включая природный газ, являются регионы СНГ и Северной Америки. Среднегодовые темпы роста добычи газа (природного и сланцевого) газа за этот период составили 8.4 млрд куб. м в год в 1990-2017 гг. Самые высокие темпы роста характерны для региона Ближнего Востока (более 21 млрд кубометров

в год), также Азия (13.43 млрд кубометров в год) и Северная Америка (10.25 млрд кубометров в год). Ситуацию в европейском регионе можно считать „стагнацией” в добыче природного газа, что также подтверждается низким значением коэффициента $K_Y = 0.28$ и низким значением коэффициента детерминации $R^2 = 0.006$ для 2020-2017 гг.

Таблица III.
Table III.

Коэффициенты уравнений, аппроксимирующих характеристик производства, потребления природного газа в мире и в регионах и их разницы в 1990-2017 гг.
The coefficients of the equations that approximate the characteristics of production, consumption of natural gas in the world and in the regions and their differences in 1990-2017.

Область		Параметры аппроксимирующего уравнения								
n/o	Название	1900-2017			2000-2017			2008-2017		
		K_Y	B_Y	R_Y^2	K_Y	B_Y	R_Y^2	K_Y	B_Y	R_Y^2
0	В мире	66.67	1834	0.983	82.3	2385	0.993	69.7	3046	0.94
Зоны производства и потребления газа		Производство, Y_p			Разность производства и потребления, ΔY			Разность производства и потребления, ΔY		
		1900-2017			1900-2017			2000-2017		
		$K_{\Delta Y}$	$B_{\Delta Y}$	$R_{\Delta Y}^2$	$K_{\Delta Y}$	$B_{\Delta Y}$	$R_{\Delta Y}^2$	$K_{\Delta Y}$	$B_{\Delta Y}$	$R_{\Delta Y}^2$
1	Европа	0.28	291.8	0.006	-5.78	-123	0.847	-3.85	-202.9	0.485
2	СНГ	6.52	689.5	0.56	5.95	76	0.904	6.86	125.2	0.807
3	Северная Америка	10.25	599.5	0.83	0.84	-9.04	0.1	3.25	26.8	0.461
4	Латинская Америка	6.02	70.7	0.94	-0.9	7.35	0.49	-2.11	12.1	0.8
5	Азия	13.43	111.8	0.988	-9.11	42.1	0.863	-14.0	5.08	0.942
6	Океания	2.37	14.9	0.78	1.38	-3.8	0.6	2.56	-3.29	0.691
7	Африка	6.54	55.8	0.907	2.41	34.6	0.6	0.44	81.1	0.021
8	Ближний Восток	21.26	1.52	0.961	4.91	-23.2	0.899	6.41	10.0	0.89
	Среднее арифметическое	8.4	227.8	0.764	-4.46	0.17	0.663	-0.06	6.76	0.637

В таблице III коэффициенты K_Y имеет размерность млрд м³/год (bm³/year), коэффициент B_Y млрд м³ (bm³)

III. ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЕВРОПЕ

Производство энергоресурсов в регионе Европы ниже, чем валовое внутреннее потребление (рис. 6a). Такая же тенденция

характерна для природного газа (рис. 6b). Энергетический баланс обеспечивается за счет импорта энергоресурсов из других регионов мира, в том числе природного газа [7].

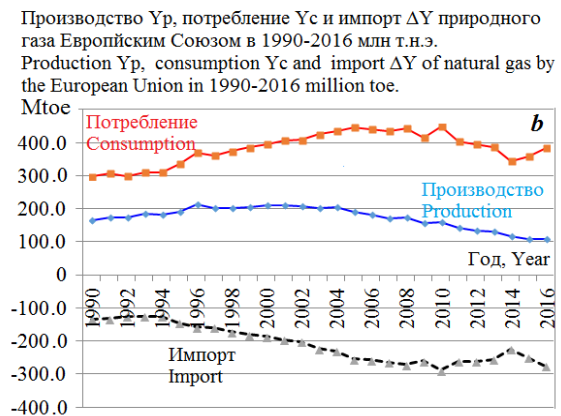
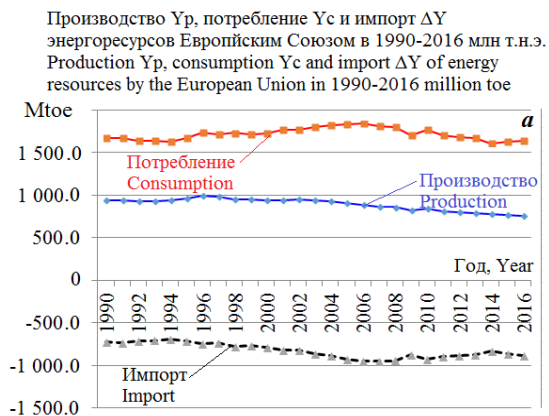


Рис. 6. Производство, потребление и импорт энергоресурсов (а) и природного газа (б) в Европейском Союзе

Fig. 6. Production, consumption and import of energy resources (a) and natural gas (b) in the European Union

Для характеристик на фиг. 6 могут быть выделены два периода эволюции исследуемых параметров. Первый период охватывает 1990-2006 годы, а второй период 2006-2016 годы. В течение первого периода имело место общий рост потребления энергии и природного газа. Во втором периоде объем потребляемых энергоресурсов уменьшился, в том числе на фоне сокращения собственного производства энергоресурсов и природного газа. В течение второго периода количество импортируемых энергоресурсов (ΔY) относительно постоянно, в том числе, природный газ.

В таблице IV приведены выражения аппроксимации характеристик производства природного газа (Y_p), потребление (Y_c) и импорт (ΔY) энергоресурсов и природного газа за указанные периоды. Достоверность этих приближений достаточно высока, поскольку коэффициент детерминации имеет довольно большое значение по шкале Чеддока (шкала Чеддока) $R^2 > 0.7$ [13].

Корреляция слабая только для характеристики, представляющие общее производ-

ство энергоресурсов за период 1990-2006 гг. С 1996 года в регионе Европа наблюдается тенденция к снижению собственного производства энергоресурсов, что также показывает и аппроксимирующая функция $Y = -12130x + 1 \cdot 10^6$ (период 1996-2016 гг.) для которого определяющим является коэффициент $R^2 = 0.9685$.

На фиг. 7 представлены характеристики добычи, потребления и импорта природного газа в европейском регионе за период 2008-216 гг., а на рис. 8 за период 2014-2016 гг. Отмечена тенденция к увеличению потребления природного газа после 2014 года на фоне сокращения в течение 2008-2013 годов.

В последние годы сохраняется тенденция к сокращению добычи природного газа в Европе и увеличения импорта природного газа из других регионов мира (рис. 8). На фиг. 7 и 8 показаны функции аппроксимации анализируемых характеристик.

Таблица IV.
Table IV.

Коэффициенты уравнений, аппроксимирующих эволюцию производства, потребления и импорта энергии и природных ресурсов в регионе Европы (Европейский Союз - ЕС-28) в течение 1990-2017 гг/

The coefficients of equations approximating the evolution of the production, consumption and import of energy and natural resources in the region of Europe (European Union - EU-28) during 1990-2017.

Тип операции		Параметры аппроксимирующего уравнения								
п/о	Название	1900-2006			2006-2016			2014-2016		
		K_Y , тыс. т.н.э./год	B_Y , тыс. т.н.э.	R_Y^2	K_Y , тыс. т.н.э./год	B_Y , тыс. т.н.э.	R_Y^2	K_Y , тыс. т.н.э./год	B_Y , ktоe	R_Y^2
1	Производство (Y_p)	-1.825	957.578	0.15	-12.538	889.377	0.96	-9.293	784.18 5	0.97
2	Потребление (Y_c)	12.789	$2 \cdot 10^3$	0.88	22.287	$2 \cdot 10^3$	0.87	16.101	$2 \cdot 10^3$	0.97
3	Импорт (ΔY)	-14.615	-656.480	0.84	9.749	-958.463	0.68	-25.394	-809.727	0.99

Объемы добываемого, потребляемого и импортируемого природного газа показаны на рис. 7 и 8 в млрд м³. Эти значения рассчитаны на основе временных рядов, представленных в исходных данных в тыс. т.н.э. [7].

Из фиг. 6б, 7 и 8 можно заметить, что в Европе собственная добыча природного газа снижается, при этом среднегодовое снижение составляет около 8.2 млрд куб. в год для 2014-2016 гг. В период 2008-2016 гг.

наблюдается снижение потребления природного газа со скоростью снижения примерно 6.9 млрд. куб. м / год. В краткосрочной перспективе (2014-2017 гг.) наблюдается тенденция увеличения потребления природного газа примерно на 24 млрд. куб. м в год. В период 2008-2017 годов наблюдается увеличение импорта природного газа на 1.37 млрд. м³ / год, а темпы роста импорта в период 2014-2017 годов увеличились на 27 млрд. м³ / год.

Производство (Y_p), потребление (Y_c) и необходимость импорта (ΔY) природного газа в Европе, млрд м³
 Production (Y_p), consumption (Y_c) and necessary imports (ΔY) of natural gas in Europe in 2008-2017, bm^3

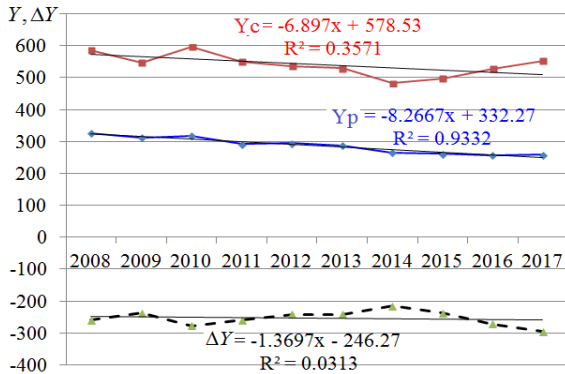


Рис.7. Характеристики производства, потребления и необходимого импорта природного газа в Европе в 2008-2017 гг.

Fig.7. Characteristics of production, consumption and necessary imports of natural gas in Europe in 2008-2017.

Производство (Y_p), потребление (Y_c) и необходимостью импорта (ΔY) природного газа в Европе, млрд м³
 Production (Y_p), consumption (Y_c) and necessary imports (ΔY) of natural gas in Europe in 2014-2017, bm^3

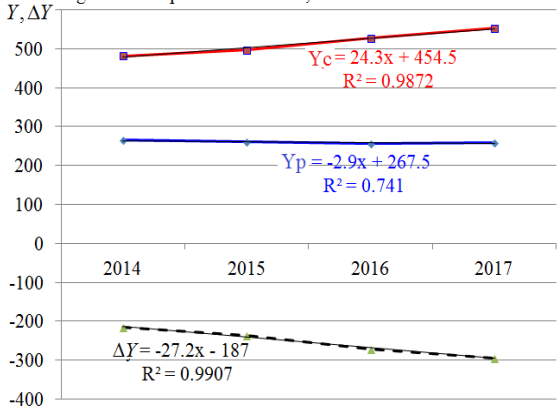


Рис.8. Характеристики производства, потребления и необходимого импорта природного газа в Европе в 2014-2017 гг.

Fig.8. Characteristics of production, consumption and necessary imports of natural gas in Europe in 2014-2017.

Представленные и проанализированные данные подтверждают предположение о том, что в европейском регионе сохраняется необходимость импорта природного газа из других регионов с тенденцией незначительного увеличения дисбаланса между собственным производством и необходимым потреблением природного газа.

Снижение добычи природного газа в Европе также обусловлено решением правительства Нидерландов сократить к 2022 году

объем газа, добываемого на газовом месторождении Гронинген, до 12 млрд куб. м по сравнению с 53.8 млрд куб. м в 2013 г. в результате увеличения сейсмическая активность в этом регионе (землетрясения в 2012 и 2018 годах).

В будущем предусматривается прекращение эксплуатации Гронингенского газового месторождения [14].

Добыча природного газа в 2018 году в Норвегии составила 121.8 млрд. м³. Прогнозируется, что этот уровень сохранится и к 2030 году [15].

Увеличение собственного потребления, приостановка добычи на газовом месторождении в Гронингене и поддержание уровня добычи природного газа в Норвегии на относительно постоянном уровне (с небольшими отклонениями от объема добычи в 2018 году) приведет к увеличению импорта этого топлива в Европу из других регионов мира.

Для повышения надежности поставок необходимо иметь современную и эффективную инфраструктуру для транспортировки энергии и энергоресурсов. В предыдущем периоде развитие транспортной инфраструктуры Европы было с Востока на Запад (из стран СНГ), с Севера на Юг (поставки из Норвегии и Нидерландов), а также с Юга на Север (из Северной Африке, в основном из Алжира). В результате увеличения добычи природного газа и развития транспортных мощностей в восточной части Средиземноморья можно ожидать в будущем рост поставок природного газа в континентальную Европу, например, по газопроводу EASTMED с длиной около 1900 км [16].

В настоящее время имеют место существенные структурные изменения в системе транспортировки природного газа в результате развития новых энергетических коридоров (Северный поток через Балтийское море, Турецкий поток по дну Черного моря и Южный энергетический коридор, состоящий из трех частей: Южно-Кавказский газопровод (SCP), Трансанатолийский газопровод (TANAP), Трансадриатический газопровод (TAP)). Пропускная способность трубопроводов SCP и TANAP составляет 16 млрд. м³ (с перспективой увеличения до 31 млрд. м³), а газопровода TAP - 10 млрд. м³ общей протяженностью около 3399 км [17]. При конструкции ответвления TANAP в сторону Болгарии, планируется, что по этой ветке можно будет транспортировать около 1 млрд.

м³ природного газа [18]. Из 16 млрд. м³, которые можно транспортировать по газопроводу TANAP (доля Турции составит 6 млрд м³), а в Европу будут прокачаны 10 млрд м³ [19]. Реальная мощность по добыче природного газа месторождения Шах Дениз (Азербайджан) оценивается в 9 млрд м³ [20], а этот уровень добычи не может обеспечить загрузку трубопровода Южного коридора до номинальной нагрузки. На данный момент это вызов для Южного газового коридора, во всяком случае, до строительства газопровода через Каспийское море (Caspian Gas Pipeline – CP) из Туркменистана.

IV. РЕГИОН ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ

В юго - восточной Европе имеется дефицит собственных энергоресурсов. Это приводит к необходимости импорта энергоресурсов, включая относительно большие объемы (относительно уровня собственного потребления страны) природного газа. Поскольку целью данной работы является анализ и оценка тенденций и проблем, связанных с обеспечением энергоресурсами, преимущественно природным газом Республики Молдова, мы считаем полезным проанализировать эту ситуацию, учитывая, что Республика Молдова представляет для нас наиболее важный элемент анализа.

Молдова граничит только с двумя соседними странами - Украина и Румыния. Исходя из географического положения, мы выделим страны Юго-Восточной Европы в три группы. В первую группу войдут страны с общими границами с Республикой Молдова, т.е. Украина и Румыния (субрегион I). Вторая группа включает страны, имеющие общие границы с граничащими с Молдовой странами (субрегион II - Словакия, Венгрия, Сербия, Болгария). Страны группы III расположены удаленно от Молдова (субрегион III - Россия, Беларусь, Чехия, Австрия, Словения, Хорватия, В & Н, Черногория, Косово, Северная Македония, Албания, Греция, Турция). В нашем исследовании выведем за скобки (из перечня стран субзоны III) Российскую Федерацию (основной поставщик природного газа) и Республику Беларусь

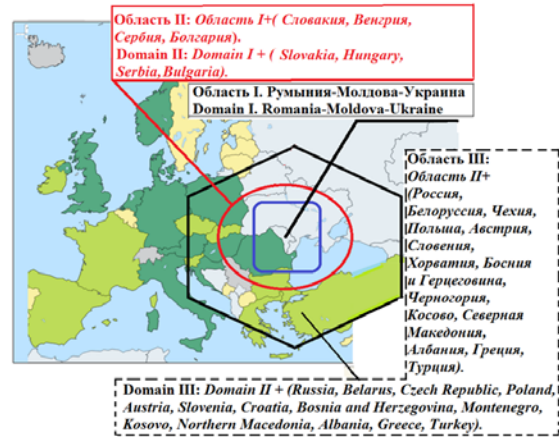
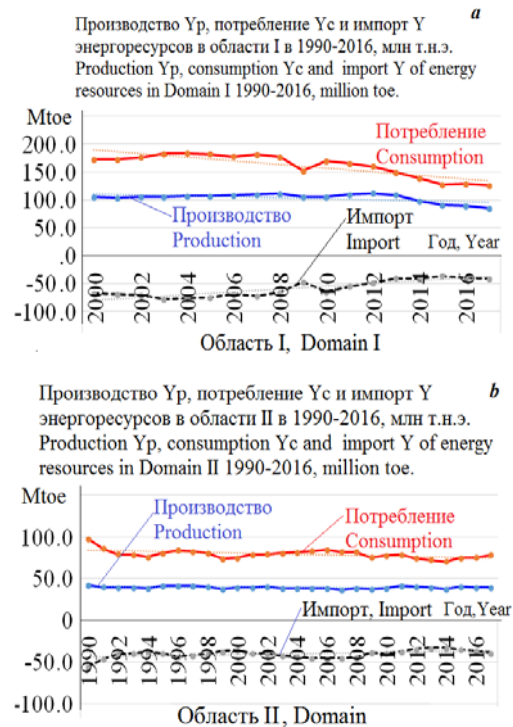


Рис.9. Области, для которых выполняется анализ топливообеспечения.

Fig.9. Areas (domain) forwhich fuel analysis are performed.

Для субрегионов (фиг. 9) проанализируем характеристики производства, потребления и импорта энергоресурсов на основе статистической информации, представленной в базе данных Евростата [7]. Мы уделим больше внимания энергостатистике государств, с которыми Республика Молдова имеет общую границу, т.е. энергетическим балансам Румынии и Украины.

На рисунке 10 представлены характеристики производства всех первичных энергоресурсов, валового внутреннего потребления и импорта энергоресурсов в подобластях, указанных на рис. 9.



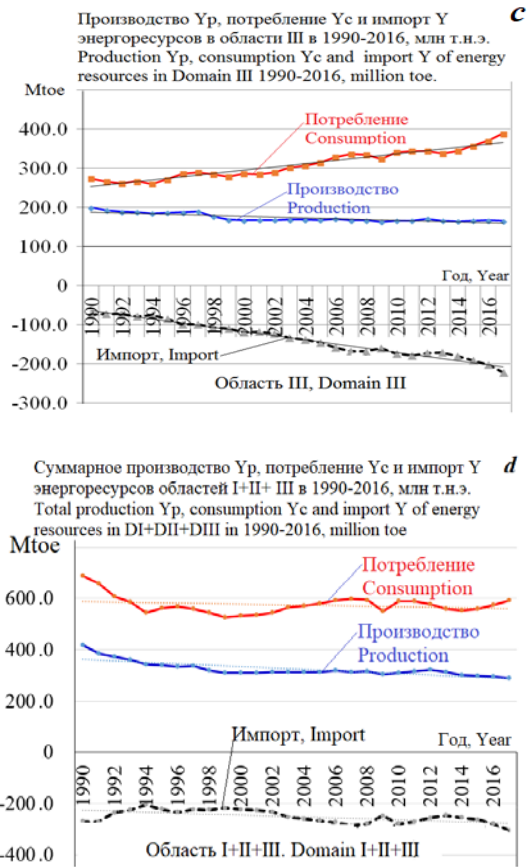


Рис.10. Характеристики производства (Y_p), потребления (Y_c), импорт (ΔY) в субрегионах DI, DII, DIII и всего в странах субрегионов DI+DII+DIII.
Fig.10. Characteristics of production (Y_p), consumption (Y_c), import (ΔY) in the DI, DII, DIII

subregions and in total in the countries of the DI + DII + DIII subregions

В таблице V представлены уравнения аппроксимации и значения коэффициентов детерминации для характеристик производства, потребления и импорта энергоресурсов странами областей DI, DII, DIII и в целом для всех этих стран DI + DII + DIII.

На рис. 11 представлена динамика добычи, потребления и импорта природного газа в каждой из исследованной зоне и суммарных показателей для рассматриваемых стран юго-восточной Европы, которые были включены в зоны DI, DII, DIII. В таблице V представлены функции аппроксимации показателей производства, потребления и импорта природного газа в юго-восточной Европе в период 1990-2016 гг.

В подобластях DI и DII производство и потребление энергоресурсов (рис. 10 и таблица IV) и природного газа (рис. 11 и таблица V) имеют тенденцию к снижению (коэффициенты $K_{Y_p} < 0$ и $K_{Y_c} < 0$, имеют отрицательные значения), а спрос на импорт энергоресурсов уменьшается (коэффициент $K_{\Delta Y} > 0$, см. рисунок 10 и таблицу IV). В подобласти DIII производство энергоресурсов уменьшается ($K_{Y_p} < 0$), а потребление увеличивается ($K_{Y_c} > 0$). В результате этих тенденций возрастает потребность в импорте энергии и природного газа (коэффициент $K_{\Delta Y} > 0$).

Таблица V.
Table V

Уравнения аппроксимации и коэффициент детерминации характеристик производства, потребления и импорта энергетических ресурсов для DI, DII, DIII и DI + DII + DIII.
The approximation equations and the coefficient of determination of the characteristics of production, consumption and import of energy resources for DI, DII, DIII and total DI + DII + DIII.

Характеристика	Уравнения аппроксимации, млн т.н.э.			
	DI	DII	DIII	DI+DII+DIII
Производство Y_p , млн т.н.э.	$Y_p^{DI} = -1.686x + 136.15;$ $R^2 = 0.5135$	$Y_p^{DII} = -0.0567x + 40.32;$ $R^2 = 0.11$	$Y_p^{DIII} = -1.085x + 189.42;$ $R^2 = 0.6958$	$Y_p^{TT} = -2.83x + 365.88;$ $R^2 = 0.6371$
Потребление, Y_c , млн т.н.э.	$Y_c^{DI} = -4.88x + 256.95;$ $R^2 = 0.73$	$Y_c^{DII} = -0.357x + 84.73;$ $R^2 = 0.2975$	$Y_c^{DIII} = 4.22x + 248.44;$ $R^2 = 0.9278$	$Y_c^{TT} = -1.018x + 590.12;$ $R^2 = 0.057$
Импорт ΔY , млн т.н.э.	$\Delta Y^{DI} = 3.19x - 120.81$ $R^2 = 0.8164$	$\Delta Y^{DII} = 0.297x - 44.42;$ $R^2 = 0.25$	$\Delta Y^{DIII} = -5.3x - 59.02;$ $R^2 = 0.9737$	$\Delta Y^{TT} = -1.46x - 192.6;$ $R^2 = 0.4$

Верхние индексы TI, TII, TIII, – для всех энергетических ресурсов субрегионов DI; DII; DIII, а TT для всей области DI+DII+DIII

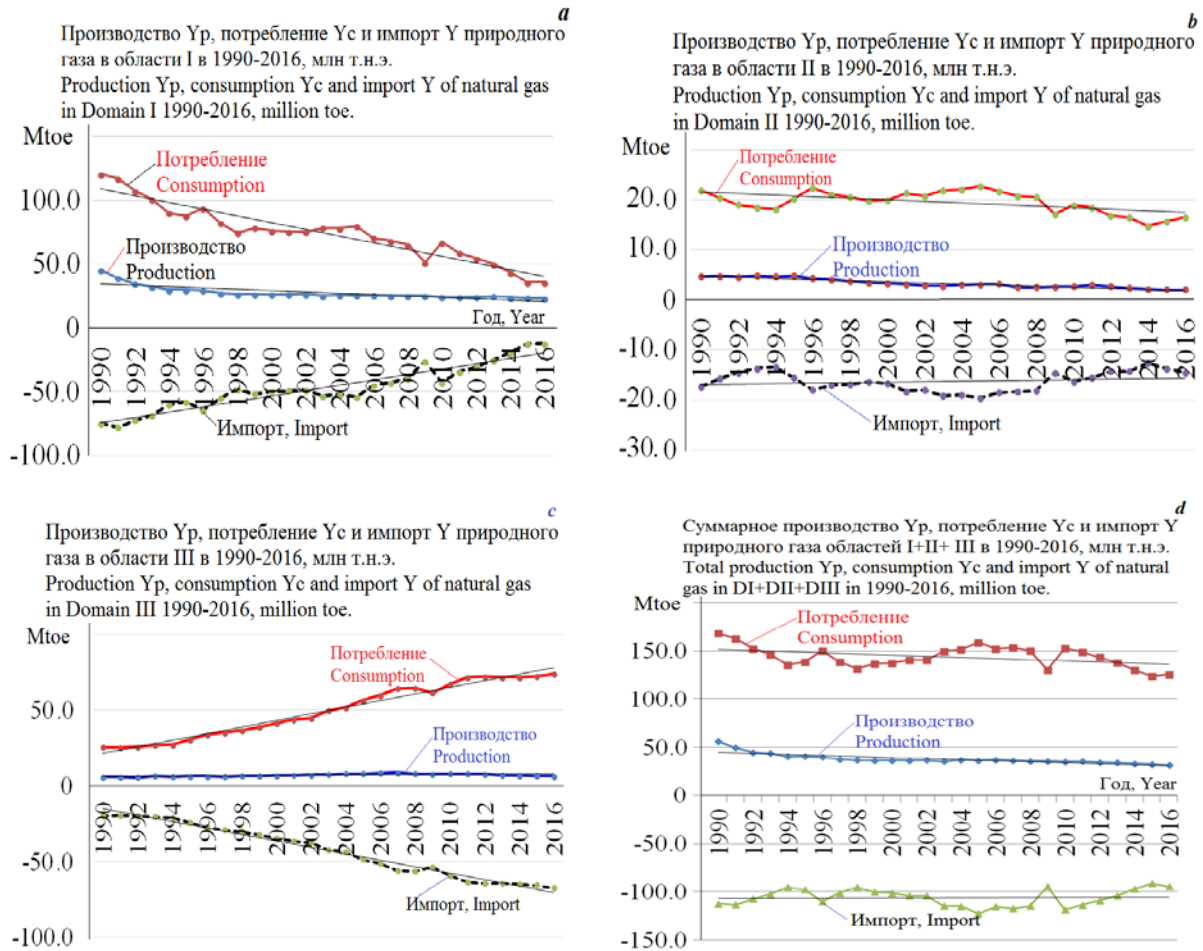


Рис. 11. Производство, потребление и импорт природного газа странами из субрегионах DI(a), DII(b), DIII (c) для всех стран областей DI + DII + DIII (d) юго-восточной Европы

Fig. 11. Production, consumption and import of natural gas by countries from the DI (a), DII (b), DIII (c) subregions and for all countries in the DI + DII + DIII (d) regions of south-eastern Europe

Если рассмотрим производство и потребление общих энергетических ресурсов в подобластях DI, DII и DIII, то увидим тенденцию к уменьшению как производства, так и валового потребления энергетических ресурсов, поскольку коэффициенты $K_{Y_p} < 0$, $K_{Y_c} < 0$, а коэффициент $K_{\Delta Y} > 0$).

Если мы говорим о природном газе (рис. 11 и таблица VI), то потребление и добыча уменьшаются в областях DI и DII, в результате чего также уменьшается потребность в импорте природного газа. В зоне DIII потребление природного газа

увеличивается, местная добыча уменьшается, и, следовательно, увеличивается дефицит, т. е. необходимость импорта природного газа для обеспечения энергетического баланса.

В 2017 году дефицит (необходимость ввоза в субрегион DI: Молдова-Украина-Румыния) энергоресурсов составил более 41 млн т.н.э., в том числе природного газа - более 12 млн т.н.э.

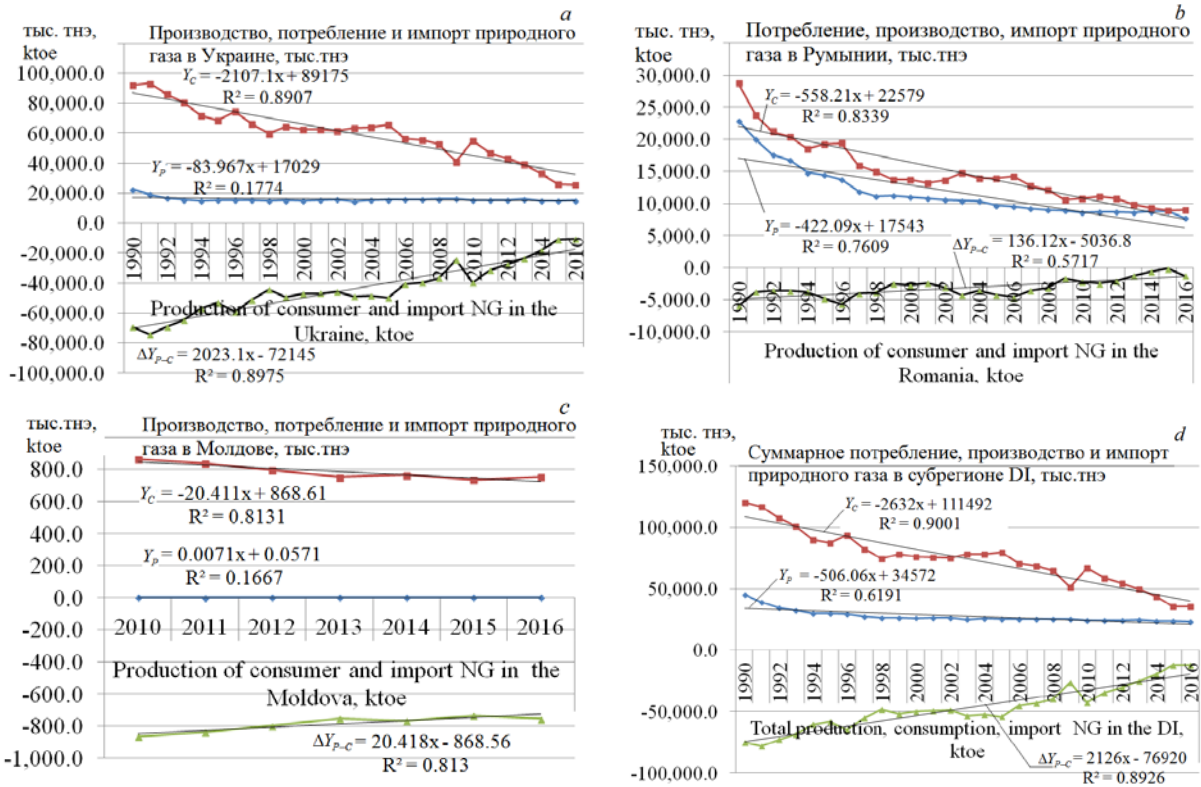


Рис.12. Зависимости производства (Y_p), потребления (Y_c), импорта (ΔY) природного газа в Украине (а), Румынии (б), Молдове (с) и для всех стран субрегиона DI. Fig.12. Dependencies of production (Y_p), consumption (Y_c), import (ΔY) of natural gas in Ukraine (a), Romania (b), Moldova (c) and for all countries of the DI subregion.

Таблица VI.
Table VI.

Функции аппроксимации характеристик производства, потребления и импорта природного газа в Украине, Румынии, Молдове и в субрегионе DI за период 1990-2016 гг., тыс. т.н.э.

The functions of approximation of the characteristics of production, consumption and import of natural gas in Ukraine, Romania, Moldova and in the DI subregion for the period 1990-2016, ktce.

Characteristica	Уравнения аппроксимации, тыс. т.н.э.			
	Украина	Румыния	Молдова (с 2010)	Подобласть DI
Производство Y_p , тыс. т.н.э.	$Y_p^{GNI} = -83.98x + 17029$; $R^2 = 0.1774$	$Y_p^{GNI} = -422.1x + 17753$; $R^2 = 0.761$	$Y_p^{GNI} = 0.0071x + 0.0571$; $R^2 = 0.167$	$Y_p^{GNT} = -506x + 34572$; $R^2 = 0.62$
Потребление, Y_c , тыс. т.н.э.	$Y_c^{GNI} = -2107x + 89175$; $R^2 = 0.891$	$Y_c^{GNI} = -2632x + 1114;92$; $R^2 = 0.834$	$Y_c^{GNI} = -20.41x + 868.6$; $R^2 = 0.813$	$Y_c^{GNT} = -2632x + 111492$; $R^2 = 0.9$
Импорт ΔY , тыс. т.н.э.	$\Delta Y^{GNI} = 2023x - 72145$; $R^2 = 0.898$	$\Delta Y^{GNI} = 136.1x - 5037$; $R^2 = 0.572$	$\Delta Y^{GNI} = -20.42x - 868.56$; $R^2 = 0.818$	$\Delta Y^{GNT} = 2126x - 76920$; $R^2 = 0.893$

Верхние индексы TI, TII, TIII, – для всего объема природного газа субрегионов DI; DII; DIII и TT для всей области

Дефицит природного газа в Украине в 2016 году составил более 10.4 млн т.н.э. (40.7%), в Румынии - более 1,2 млн т.н.э. (13.6%) и в Молдове – 0.754 млн т.н.э. (100%). Румыния лучше обеспечена собственным природным газом и дефицит по

данному виду топлива является наименьшим среди стран юго-восточной Европы.

Начало добычи природного газа в зоне Змеинного острова в Черном море улучшит этот показатель обеспечения газом Румынии. Ожидается, что в Черном море к 2021 году

будет добываться около 1 миллиарда м³ природного газа в год (в экономической зоне Румынии) [21]. Необходимо построить морской газопровод и станцию переработки добытого газа, например, в жудецул Констанца, комуна Корбу [22].

Дефицит природного газа в 2016 году для субрегиона DII составил 14.5 млн т.н.э. (87.8%), а для субрегиона DIII – 67.4 млн т.н.э. (91.3%). В целом, регион, отмеченный как субрегионы DI, DII, DIII, имел в 2016 году дефицит по природному газу около 94.3 млн т.н.э. (75%). Среднее арифметическое значение этого дефицита за период 1990-2016 гг. составляет 106.1 млн т.н.э. с размахом максимального отклонения $\Delta_{\max} = 31$ млн т.н.э. В период 1990-2016 гг., рассматриваемый регион Юго-Восточной Европы вместе с Турцией имеет относительно постоянный импорт природного газа - более 100 млн т.н.э. в год.

V. ИЗМЕНЕНИЯ В ИНФРАСТРУКТУРЕ ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА

A. Сценарии транспортировки природного газа

Строительство новых газопроводов Северный поток, Турецкий поток, Южный газовый коридор (SCP, TANAP, TAP) ведет к изменению маршрутов транспортировки природного газа в Европе и в юго-восточной Европе. Эти изменения, а также сокращение транзита природного газа через Украину являются новыми проблемами для поставок природного газа в Молдову. Изменения приводят к возможному увеличению расстояния транспортировки природного газа для молдавских потребителей, а также к увеличению тарифов на поставку. Возникают также проблемы технического порядка из-за необходимости модернизировать газопроводы, чтобы обеспечить реверс потоков природного газа.

При анализе влияние этого фактора, мы рассмотрим затраты на транспортировку природного газа из добывающего региона или стран (с избыточным производством) в зону потребления. Для унификации и обеспечения сопоставимости результатов анализа возьмем стоимость транзита природного газа, равную 2,21 долл. США на 1000 м³, на расстояние 100 км для строящихся трубопроводов [23], а также воспользуемся данными о стоимости

транспорта для некоторых эксплуатируемых газопроводов, а также прогнозными оценками о стоимости транспортировки для некоторых строящихся трубопроводов [24].

В основном, мы рассмотрим трубопроводный сегмент транспорта газа. В зависимости от местопроисхождения природного газа, транспортные маршруты могут варьироваться в зависимости от пункта назначения. Также будем считать, что газопроводы, выбранные в качестве возможных газотранспортных маршрутов, имеют возможность транспор-тировки газа в обоих направлениях.

На фиг. 13 представлены условно-возможные сценарии газоснабжения Республики Молдова после изменения инфраструктуры газотранспортных систем. Для юго-восточной части Европы основными поставщиками природного газа являются страны СНГ, в основном: Российская Федерация и Азербайджан. В случае строительства Каспийского газопровода, то данном случае и Туркменистан. Исходя из этого, при анализе показателей различных сценариев поставки газа оценим приближенно длину этих газопроводов от границ стран-поставщиков газа до границы Республики Молдова.

На фиг. 13 используются следующие обозначения участков трубопроводов по которым возможна подача природного газа в сторону Республики Молдова: **I** - транзит через Украину в Молдову (приблизительно 865 км до точки входа ТОКУЗ); **II** - Турецкий поток (построена морская часть - 900 км. Сухопутный участок до Лулебургаса - около 120 км при общей протяженности этого участка 1020 км); **III** - газопроводы SCP + TANAP протяженностью 2811 км; **IV** - перемычка между газопроводом TANAP и газопроводом TRANS-BALCAN длиной 170 км; **IVa** - Лулебургаз-Малкоклар по территории Турции длиной 93 км; **V**-Малкоклар-Нова Провадия (Болгария) длиной около 170 км; **VI**-часть газопровода от Нова Провадия (Болгария) до Негру Водэ (Румыния) около 77 км; **VII** - Негру Водэ-Исакча (Румыния) около 180 км; **VIII** - Исакча-Токуз (Молдова) длиной около 135 км; **IX** - Исакча-Яссы-Унгень участок длиной около 370 км; **X**-участок, как продолжение Турецкого потока через Болгарию - 474 км; **XI**-участок через Сербию - 403 км, **XII** - участок через Венгрию - 300 км; **XIII** -

участок газопровода Вайдхаус (Германия) - Баумгартен (Австрия) около 400 км; **XIV** - газопровод GAZELLE (Чехия) - 160 км; **XV** - газопровод NET4GAS (Обернхаус - Германия, Брандов - Чехия) в Словакию - 400 км, **XVI** - газопровод TRANSGAZ (Словакия) - 465 км; **XVII** - участок газопровода через Украину до границы Молдовы около 380 км.

Норвежский природный газ, добываемый в Северном море, может транспортироваться по трубопроводам EUROPA I, EUROPA II и NORPIPE в Германию. Расстояние от морской границы Норвегии до Германии (Эндем и Дорнум) составляет около 560 км. Норвежский газ может транспортироваться

на юг по газопроводу MIDAL около 393 км) и участок газопровода STEGAL (около 290 км) до границы с Чехией и через газопровод GAZELLE (Чехия около 160 км) до Хаба Вайдхаус (Германия). Общее расстояние от норвежской границы до Хаба Вайдхаус составляет около 1403 км. От Хаба Вайдхаус (Waidhaus) природные газы могут транспортироваться через Чешскую Республику (400 км), Словакию (465 км) и Украину (380 км) до северной границы Республики Молдова. Таким образом, расстояние транспортировки природного газа из Норвегии в Молдову составляет около 2648 км.

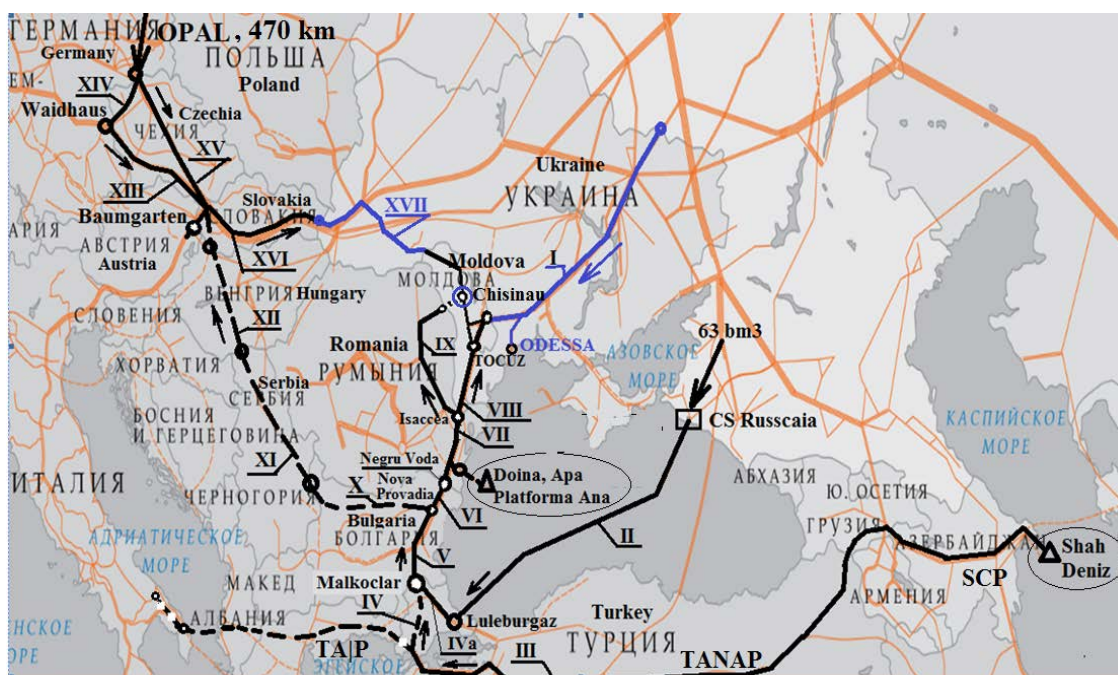


Рис. 13. Возможные сценарии газоснабжения Республики Молдова.
Fig. 13. Possible scenarios of gas supply in the Republic of Moldova.

Теоретически, поставка природного газа в Молдову может быть осуществлена несколькими маршрутами:

- А- через Украину (участок I, длина около 865 км);
- В- участки **II** (1020 км) + **IVa** (93 км) + **V** (Странджия - Новая Провадия 170 км) + **VI** (Ново Провадия-Негру Вода около 77 км) + **VII** (Негру Водэ-Исакча 180 км) + **VIII** (Исакча-Токуз 135 км). Общая длина 1675 км.
- С- участки **II** (1020 км) + **IVa** (93 км) + **V** (170 км) + **VI** (77 км) + **VII** (180 км) + **IX** (370 км). Общая длина 1910 км;

- Д- участки **II** (1020 км) + **IVa** (93 км) + **V** (170 км) + **X** (Болгария 474 км) + **XI** (Сербия 403 км) + **XII** (Венгрия 300 км) + **XVI** (Словакия 465 км) + **XVII** (Украина 380 км). Общая длина 3305 км;
- Е- участки **III** (2811 км) + **IV** (170 км) + **V** (170 км) + **VI** (77 км) + **VII** (180 км) + **VIII** (135 км). Общая длина 3543 км;
- Ф- месторождение газа Дойна-Апа в Черном море (около 110-120 км от берега) + 1/2 участка **VII** от Констанцы до Исакчи (90 км) + **IX** (через территорию Румынии - 370 км). Общая длина 580 км;
- Г- Северный поток -1,2 (1224 км) + **OPAL** (470 км) + **XV** (Чехия 400 км) + **XVI** (Сло-

вакия 465 км) + **XVII** (Украина 380 км).
Общая длина 2939 км.

В. Норвегия - Германия (560 км) +
Германия (газопроводы MIDAL 393 км
и STEGAL 290 км) + **XIV** (Gazelle,
Чехия 160 км до Хаба Вайдхаус) + **XIII**
(Чехия 400 км) + **XVI** (Словакия 465

км) + **XVII** (Украина 380 км). Общая
длина 2650 км. **Оценки стоимости
транспортировки природного газа
в Молдову**

В таблице VII приведены исходные дан-
ные для вычисления возможных затрат
транспортировки газа до границы Молдовы.

Таблица VII.
Table VII

Матрица возможных маршрутов транспортировки природного газа в Молдову от границ стран-
производителей и стоимость транспортировки.

The matrix of possible routes of transportation of natural gas to Moldova from the borders of the
producing countries and the cost of transportation.

Участки маршрутов	Длина участка, км	Стоимость транзита, \$/(1000m ³) на 100km	Маршрут								
			A	B	C	D	E	F	G	H	
I	865	3.6	X								
II	1020	0.843		X	X	X					
III	2811	2.21*						X			
IV	170	2.21*						X			
IVa	93	2.21		X	X	X					
V	170	2.21		X	X	X	X				
VI	77	2.21		X	X		X				
VII	180	3.22		X	X		X	X			
VIII	135	3.0		X			X				
IX	370	3.22			X			X			
X	474	2.21				X					
XI	403	2.21				X					
XII	300	2.1				X					
XIII	400	1.58									X
XIV	160	1.58									
XV	400	1.58								X	
XVI	465	1.27				X				X	X
XVII	380	3.88*				X				X	X
Северный поток	1224	1.38								X	
OPAL	470	1.66								X	
Норвегия-Германия	560	1.66									X
MIDAL	393	1.66									X
STEGAL	290	1.66									X
Дойна-Констанца	110-120	3.22						X			
Всего, км			865	1675	1910	3305	3543	580	2939	2650	
Стоимость транспорта 1000 м ³ , \$			31.14 **	25.97	33.83	54.56 **	81.2	21.4	51.67 **	42.8 **	
Стоимость транспорта 1000 м ³ при тарифе в Украине 6.04 \$			52.25	25.97	33.83	62.77	81.2	21.4	59.9	51	

* - транзитный тариф в Украине до года 2015 [24]

** - транзитный тариф в Украине (точка входа после января 2019) – 6.04 \$ для 1000 м³ на 100 км [25] В 2015 году Нафтагаз увеличил плату за транзит до 12.45 \$/ 1000 м³ на 100 км [26]

В [24] представлена информация о тарифах и стоимости транспортировки газа от границы России по существующим газопроводам и некоторые оценки этих затрат для новых газотранспортных маршрутов в Европе. Аналогичная информация доступна и для транзитных тарифов в Украине, Молдове, Румынии, Болгарии, Чехии, Словакии; Германии.

Будем полагать, что стоимость транспортировки газа из Норвегии в Германию аналогична стоимости по Германии. В таблице VII представлены результаты расчетов оценочной стоимости транспортировки газа от границ страны-поставщик (Россия, Азербайджан и Норвегия) до границы Республики Молдова.

Транспортировка природного газа, добываемого в Черном море на шельфе Румынии, имеет самые низкие затраты на транспортировку в сторону Молдовы (по маршруту F) при существующих транзитных тарифах. Расчетная стоимость транспорта оценивается в 21,4 долл. США / 1000 м³. В случае, если через Украину применяется тариф в размере 6,04 долл. США за 1000 м³ на 100 км [25], транзитные расходы природного газа по маршруту А приближаются к транспортным расходам по маршрутам D, G и H. Для тарифа 6,04 \$ для 1000 м³ на 100 км рассчитанные значения расходов на транспорт газа будут следующими: А - 52,25; D - 62,77; G - 59,9 и H = 51 \$ / 1000 м³.

При транзитном тарифе через Украину в 3,6 долл. США / 1000 м³ на 100 км общие транспортные расходы по маршруту А (через Украину) и по маршрутам В и С, примерно одинаковы: 31,1, 26,0 и 33,8 \$ на 1000 м³ транспортируемого природного газа от границы поставщика до границы Молдовы. Другие варианты имеют гораздо более высокую стоимость транспортировки газа.

Оценочные расчеты показывают, что транспортировка природного газа в Молдову по турецкому газопроводу (маршруты В и С) может обеспечить более низкие транспортные расходы по сравнению с другими рассмотренными вариантами. Основной проблемой представляется возможность доступа к этому газопроводу, потому что мощности трубопровода с самого начала распределяются в течение примерно 20 лет между Болгарией, Сербией, Венгрией и Австрией (Хаб Баумгартен) [18, 23].

Возможны реверсные поставки из Болгарии через Румынию в Молдову (реверс через газопровод TRANS-BALCAN) и из Словакии через Украину в Молдову. Сложность состоит в том, что эти участки трубопровода через Болгарию (из Новой Провадии), Сербию, Венгрию и Австрию в настоящее время не построены. Завершение строительства этих участков газопровода планируется на конец 2021 года. В то же время, необходимо технически обеспечить возможность реверсной поставки газа через газопровод «Трансгаз» (Словакия) и газопроводов Украины. Транспортировка газа из Словакии в Украину уже была 2016 году (9,1 млрд м³) в реверсном режиме [20].

Румыния планирует развитие добычи природного газа в Черном море на уровне 1 млрд. м³ после 2021 года прогнозируется [27].

В настоящее время маршрут F физически не существует, а перспектива поставок от месторождения Дойны и Ана, Мидия имеет высокую степень неопределенности в краткосрочной и в среднесрочной перспективе.

В настоящее время, в качестве конкурентноспособного варианта поставок природного газа в Молдове можно рассмотреть маршрут А через Украину, а в случае появления возможности получения природного газа из второй ветки Турецкого потока становятся конкурентными также маршруты В и С. При увеличении транзитного тарифа через Украину (более 3,6 долл. США) транспортные расходы для маршрутов В и С ниже, чем для маршрута А. Исходя из этого, разумно сотрудничать с Украиной для установления транзитных тарифов в Украине, на уровне тарифов стран ЕС. Тогда, маршрут через Украину может быть конкурентноспособным с новыми маршрутами поставок газа в Республику Молдова.

В качестве возможной альтернативы, для которых существует инфраструктура транспортировки природного газа в Молдову, могут быть рассмотрены маршруты G и H, то есть от газопровода Северный поток 2 (маршрут G) и Норвегии (маршрут H) от Хаба Баумгартнен (Австрия) или Хаба Вайдхаус (Германия). Такие изменения в маршрутах поставок природного газа могут столкнуться со многими техническими трудностями, а также финансовыми рисками из-за волатильности цен на газ.

ВЫВОДЫ

Во всем мире наблюдается тенденция к увеличению производства и потребления энергоресурсов. После 2000 года наблюдалась тенденция к ускорению производства и потребления энергоресурсов по сравнению с 1990-2000 годами.

Превышение производства энергоресурсов над потреблением характерно для пяти регионов (СНГ, Латинская Америка, Океания, Африка, Ближний Восток), а для трех регионов (Северная Америка до 2014 года, Европа и Азия), объемы собственного производства не покрывают объемы потребления. Чтобы обеспечить энергетический баланс Европейского Союза (28 стран), необходимо импортировать около 800 млн т.н.э., что составляет около 49% от общего потребления (2016 год).

Добыча природного газа в странах ЕС снизилась с 164 млн т.н.э. (1990 г.) до 107,2 млн т.н.э. (2016 г.), а потребление увеличилось, соответственно, с 298 млн т.н.э. до 383 млн т.н.э. С 2014 года наблюдается тенденция к увеличению потребления энергоресурсов примерно на 24 млн. т.н.э. в год. За исключением Норвегии и Нидерландов, все страны Западной Европы, включая Украину и

Молдову, являются странами-импортерами природного газа. В юго-восточной Европе только Румыния имеет наименьшую долю импорта природного газа. Для Румынии эта ситуация сохранится и в горизонте 2021 года.

Риски поставок природного газа в Республике Молдова обусловлены изменением транспортных маршрутов, включая возможное прекращение транспортировки природного газа в юго-восточную Европу через Украину, условием долгосрочного бронирования пропускной способности газопровода Турецкий поток европейскими странами (на 20 лет), а также из-за повышения тарифа на транспортировку газа через Украину.

Возможные поставки по трубопроводу TANAP также ставятся под сомнение из-за ограниченной мощности добычи на месторождении «Шах Дениз» в Азербайджане (около 9 млрд м³ в год).

В этом контексте, обеспечение устойчивых поставок природного газа в Республику Молдова является сложной задачей, и потому, энергетическая политика страны должна учитывать новые вызовы на рынке природного газа.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Bykova E. Short-term outlook on fuel and energy balance in the analysis of energy security. *International Journal of Energy for a Clean*, 2016
- [2] Raport științific. Proiect: Elaborarea Balanței energetice de perspectivă a Republicii Moldova pentru anul 2019. https://mei.gov.md/sites/default/files/document/attachments/prognost_a_be_a_republicii_moldova_a._2018-2019.pdf Accessed 2019.04.10
- [3] Rost tsen na prodovol'stvennyye tovary i energoresursy v Yevrope i Tsentral'noy Azii [Rising food prices and energy in Europe and Central Asia] siteresources.worldbank.org/ECAEXT/Resources/FoodEnergyPrices_Full.... Accessed 2019.06.15
- [4] https://www.mk.ru/economics/2019/03/26/ssha-udarili-po-gazpromu-evropu-zastavlyayut-otkazatsya-ot-rossiyskogo-topliva.html?utm_referrer=https%3A%2F%2Fze.n.yandex.com Accessed 2019.04.15
- [5] Robu S., Bikova E. Siakkis Ph., Giannakids G. MARKAL Application for Analysis of Energy Efficiency in Economic Activities of the Republic of Moldova and Feasible use of Renewable Energy Sources. *Problemele energeticii regionale*, 2010, no. 2(13), pp. 90-103. ISSN 1857-0070
- [6] Strategia Energetică a Republicii Moldova pînă în anul 2030 [The Energy Strategy of the Republic of Moldova until 2030]. <http://lex.justice.md/md/346670/> Accessed 2019.03.31.
- [7] <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>. Accessed 2019.05.316
- [8] BRUA Pipeline. <https://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/brua-pipeline.html>. Accessed 2019.06.04.
- [9] Comendant I. Impactul economic și de securitate a interconectării sistemelor electroenergetice ale Republicii Moldova și cel Vest European. *Problemele energeticii regionale*, 2017, no. 2(34), pp. 149-159. ISSN 1857-0070.
- [10] Postolati V., Bykova E., Berzan V., Boshneaga V., Suslov V., Radilov Possible T. Operation Modes of Moldovan, Ukrainian and Romanian Electrical Power Systems Joint Work. *Problemele energeticii regionale*, 2015, no. 2(28), pp. 1-6. ISSN 1857-0070.
- [11] Global Energy Statistical Yearbook 2018. <https://yearbook.enerdata.net/> Accessed 2019.05.04
- [12] Anuarul Statistic al Republicii Moldova, 2018 [Statistical Yearbook of the Republic of Moldova, 2018]. <http://statistica.gov.md/>

- pageview.php?l=ro&id=2193&idc=263.
Accessed 2019.05.07
- [13] <http://statsoft.ru/home/textbook/glossary/GlossaryTwo/C/CoefficientofDetermination.htm>
Accessed 2019.06.05
- [14] https://ria.ru/20190119/1549598580.html?utm_referrer=https%3A%2F%2Fzen.yandex.com
Accessed 2019.06.05
- [15] <https://thebarentsobserver.com/ru/ekologiya-promyshlennost-i-energiya/2019/01/nemotryana-klimaticheskij-krizis-norvegiya-prodolzhaet>
Accessed 2019.06.04
- [16] EASTMED.http://www.iarex.ru/articles/62209.html?utm_referrer=https%3a%2f%2fzen.yandex.com
Accessed 2019.06.08
- [17] <https://im9.kommersant.ru/ISSUES.PHOTO/CO RP/2018/05/29/5%D0%B56.png> Accessed 2019.06.04
- [18] <http://naspravdi.info/novosti/bolgarskiy-revers-polnostyu-perekroet-ukrainskiy-gazovyy-tranzit-na-yug> Accessed 2019.06.09
- [19] <https://www.bbc.com/russian/features-44461240>
- [20] <http://www.dsnews.ua/economics/prisosatsya-k-novoy-trube-smozhet-li-ukraina-podpityvatsya-13062018220000> Accessed 2019.06.04
- [21] https://www.economica.net/primele-gaze-din-zacamintele-uriase-din-marea-neagra-romaneasca-vor-merge-la-export_146616.html
Accessed 2019.06.10
- [22] <http://www.energynomics.ro/ro/transgaz-a-semnat-memorandumul-de-intelegere-pentru-preluarea-gazelor-care-vor-fi-produse-de-black-sea-oil-gas/> Accessed 2019.06.10
- [23] <https://www.rbc.ru/business/28/02/2019/5c77df459a7947b839c32ce6> Accessed 2019.06.11
- [24] <https://eadaily.com/en/news/2017/08/04/what-will-russia-lose-refusing-from-gas-pipelines-bypassing-ukraine>. Accessed 2019.06.12
- [25] news.ru-an.info / transit gas / Accessed 2019.06.04
- [26] http://naftogaz-europe.com/article/en/tranzitgazacherezukrainubudetv34razadeshevlesevernogo_potoka2 Accessed 2019.06.12
- [27] https://newsenergy.ro/bsog-contract-cu-transgaz-pentru-livrarea-gazelor-din-marea-neagra-din-februarie-2021-ce-lucrari-sunt-necesare-video/?fbclid=IwAR3IWf0nb5arH71CPux4_0WhJErvQSofoDQajo07CzMPOvGF1n7SEzoxmys
Accessed 2019.06.12

Данные об авторах.



Берзан В.П. Доктор хабилитат технических наук, зам. Директора по науке Института энергетики АНМ. Область научных интересов: энергетика, переходные процессы математическое моделирование, диагностика энергооборудования. E-mail: berzan@ie.asm.md
ORCID ID: 0000-0001-7645-7304



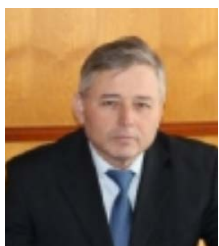
Быкова Е. В. Доктор технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник Лаборатории управляемых электропередач Института энергетики. Сфера научных интересов: электрические сети и системы и управление ими, энергетическая безопасность, моделирование процессов в энергетике. E-mail: elena-bicova@rambler.ru
ORCID ID: 0000-0003-2073-8769



Постолатий В.М. Академик АНМ, д. хаб. т. н. зав. Лабораторией управляемых линий электропередачи. Области научного интереса: управляемые самокомпенсирующиеся, компактные ВЛ, оборудование для регулирования режимов в энергосистемах, энергобезопасность. E-mail: postolatii@rambler.ru
ORCID ID: 0000-0001-8709-9493



Черней Михаил. Доктор экономических наук, Доктор технических наук. Область научных интересов: энергетика, централизованная система теплоснабжения, диагностика энергетического оборудования, энергетическая безопасность. E-mail: mihailcernei55@gmail.com



Volconovici Liviu. Профессор, д-р хаб. Ректор Государственного Аграрного Университета Молдовы. Область научных интересов: механизация сельского хозяйства, электрификация сельского хозяйства, возобновляемые источники энергии.