Івано-Франківський національни технічний університет нафти і газу
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

Когут Галина Михайлівна

УДК 622.692.4:539.4

ДИСЕРТАЦІЯ
УДОСКОНАЛЕННЯ НОРМАТИВНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ ВІДПОВІДНО ДО ВИМОГ ЄС

152 – Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка
15 – Автоматизація та приладобудування

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ Когут Г.М.

Науковий керівник:
доктор технічних наук, професор
Карпаш Олег Михайлович

Івано-Франківськ – 2020

АНОТАЦІЯ

Когут Г.М. Удосконалення нормативного забезпечення функціонування газових мереж відповідно до вимог ЄС – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 152 – Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка (15 – автоматизація та приладобудування). Захист дисертації відбудеться в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу, 2020 р.

Об'єкт дослідження – функціонування газових мереж низького та середнього тиску.

Предмет дослідження – удосконалення методів нормативного забезпечення функціонування газових мереж середнього та низького тиску із урахуванням положень низьковуглецевого розвитку в галузі газової інфраструктури.

Дисертація присвячена удосконаленню нормативного забезпечення функціонування газових мереж низького та середнього тиску відповідно до положень низьковуглецевого розвитку та вимог Третього енергопакету ЄС, які направлені та підвищення надійності функціонування газових мереж та їх безпеки, в т.ч. через удосконалення діючих нормативних вимог та розроблення нових методів, спрямованих на зменшення витоків метану з відповідним скороченням викидів вуглекислого газу.

У вступі обґрунтовано актуальність задач дослідження, показано зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, наведена наукова новизна та сформульоване практичне значення отриманих результатів.

У першому розділі наведено огляд науково-технічної літератури за темою дисертації. Проведено аналіз передумов та тенденцій розвитку газорозподільної системи України. Здійснено аналітичний огляд та оцінка питань, що стосуються становлення сучасної системи нормативного забезпечення функціонування газорозподільчих мереж. Обгрунтовано доцільність створення актуальної

нормативної бази для компаній з розподілу природного газу, що дозволить сформувати ефективний інструментарій для надійного функціонування усього національного ринку природного газу. Водночас актуалізовану нормативну базу доцільно застосовувати для формування перспективних планів розвитку газорозподільної мережі щодо питань будівництва нових та реконструкції існуючих об'єктів інфраструктури, планування заходів зі стандартизації щодо розроблення, гармонізації із міжнародними та європейськими НД, перегляду національних НД, розроблення та актуалізації корпоративних НД. Крім того, для досягнення оптимуму щодо нормативного забезпечення діяльності необхідне балансування інтересів усіх сторін, що дозволить оптимально підійти до вирішення складної задачі формування нормативної бази для регулювання питань розподілу природного газу із врахуванням національних та комерційних інтересів.

Проведено характеристику європейських підходів до нормативного забезпечення експлуатування та функціонування газових мереж. Усі процеси, що зараз відбуваються в ЄС беруть свої витоки із 2009 року, коли виникли перші суперечності щодо постачання газу між Україною та РФ. Ця ситуація зумовила занепокоєння країн-членів ЄС, оскільки більшість із них майже всі свої споживчі обсяги природного газу імпортують, а політичні розбіжності країн-транзитерів, що виникли, створювали загрозу енергетичній безпеці ЄС. Тому для врегулювання потенційних проблем (стійкість до зовнішніх впливів, безпека постачання, конкурентоздатність) на законодавчому рівні у ЄС розроблено та прийнято директиви й регламенти, якими установлено правила для врегулювання внутрішнього ринку природного газу. Відповідно, Україна на шляху до євроінтеграції зараз проходить шлях реформування власного ринку природного газу, де не останню роль відіграє істотні особливості організації роботи компаній з розподілу газу, що тісно обмежені діючими нормами, які регулюються документами колишнього СРСР.

У другому розділі наведено методичні підходи до формування системи нормативного забезпечення сталого функціонування газових мереж низького та середнього тиску із врахуванням впливу витоків метану на газових мережах на

довкілля. Перехід до кліматично-нейтральної економіки, в основі якої лежить використання відновлюваних джерел, супроводжується вагомими викликами у сфері транспортування та розподілу природного газу. Існуюча газова інфраструктура є енергоємною, а її потужності мають потенціал до забезпечення міжпромислового зниження викидів паралельно із тенденціями щодо створення кліматично-нейтральної Європи. Такі тенденції потребують як різкого скорочення викидів парникових газів так і переходу на «дружні» до довкілля джерела енергії та інтенсифікацію їх застосування.

Саме тому сталий розвиток енергетики можливий лише за умови врахування всіх нормотворчих, організаційних, технічних, технологічних, метрологічних чинників, що стоять перед критичними інфраструктурами [52]. Цей процес повинен характеризуватися об'єктивністю та керованістю, що у підсумку гарантуватиме безпеку та надійність постачання газу кінцевим користувачам. Важливим елементом має також стати мінімізація ризиків, що у підсумку підвищить стійкість розвитку усіх елементів таких інфраструктур [54, 211].

Сьогодні для реалізації концепції СР застосовують комбінацію системного, цілісного та комплексного підходів, де розглядається складна структура, яка містить суспільну та екологічну системи, соціальну, економічну та природну взаємодію. А тому вирішення глобальних завдань не можливе без узгодженої взаємодії та стратегій на всіх рівнях – від рівня світової спільноти до рівня промисловості та індивідуально підприємств.

Важливим аспектом світових тенденцій СР є питання зменшення викидів метану. У останні десятиліття спостерігається активний перехід від «брудних» (вугілля та нафта) до більш «чистих» (природній газ) джерел енергії [222]. Проте, набуває все більшої актуальності питання викидів метану, який за потенціалом парникового ефекту у 30-90 разів перевищує вуглекислий газ (відповідно до часового інтервалу оцінювання). Як свідчить міжнародна статистика за 2017 р., викиди метану у нафтогазовій промисловості станомлять 80 Мтон (або 2,4 млн. тонн у еквіваленті вуглекислого газу) та становлять 6 % всіх викидів парникових газів.

Проаналізовано ефективність функціонування ГМ в контексті аналізування ризиків, спричинених витоками природного газу, та їх ранжування щодо параметрів економічного, соціального та екологічного вимірів. Наведено методичні підходи до формування системи забезпечення сталого функціонування газових мереж низького та середнього тиску із врахуванням впливу витоків метану в газових мережах на довкілля. Для того, щоб досягнути необхідного рівня скорочення викидів метану на об'єктах інфраструктури досліджено вплив втрат природного газу, спричинених витоками на ділянках трубопроводів, згідно параметрів сталого розвитку і можливі ризики відповідно до класифікації небезпеки. Розглянуто ймовірнісну оцінку чинників ризику витоків природного газу для визначення величини впливу чинників ризиків на параметри та індикатори сталого розвитку та ранжування чинників, що вимагають якнайшвидшого реагування чи підвищеної уваги. Усі класи витоків проаналізовано згідно класифікації ризиків, небезпек та їх імовірності. Для отримання актуальної інформації розроблена анкета щодо оцінювання ризиків під час процедури ідентифікації витоків, яка надавалася до АТ «Івано-Франківськгаз», де за участі експертів проводилося ранжування критеріїв згідно розробленого плану. За для дотримання вірогідності результатів оцінювання, отримані дані опрацьовано за допомогою методу експертних оцінок. Крім того, сформульовано методологію оцінювання впливу індикаторів та параметрів сталого розвитку на функціонування газових мереж.

У третьому розділі наведено теоретичні підходи розроблення оптимізаційної моделі впровадження актуалізованих нормативних документів з експлуатації та обслуговування газових мереж та математичного представлення процесу адаптації впровадження нормативних документів з технічної діагностики та контролю. Для розв'язання задачі оптимізації процесу розроблення стандартів використано стандартні положення теорії ігор з природою через побудову відповідних матриць та вибору оптимальних стратегій. Застосування відповідного методу дозволяє оператору ГРМ обрати найбільш оптимальну стратегію щодо розроблення стандартів, положення яких нормуватимуть ту чи іншу кількість показників безпеки функціонування

газових мереж для зменшення кількості аварійних ситуацій. Також, представлено модель, яка дозволяє визначити якісний взаємозв'язок між продуктивністю об'єктів ГРМ, витратами на впровадження та реалізацію нових стандартів технічної діагностики та контролю та витратами на ліквідацію наслідків економічного, екологічного та інших впливів, що чинять вплив у випадку аварій на об'єктах ГРМ.

У четвертому розділі розроблено базу нормативних документів для оператора газорозподільної компанії. Дана розробка є першим етапом створення загальної корпоративної системи нормативних документів, що розміщуватиметься на закритому сервері компанії, та надаватиме віддалений доступ авторизованим користувачам системи. Перший етап створення системи нормативних документів полягав у систематизації усіх нормативних документів, що застосовуються у виробничій діяльності оператора газорозподільної системи. Для цього опрацьовано масив нормативної документації та внесено їх у єдиний перелік згідно узгодженої з оператором газорозподільної системи класифікації. Під час формування переліку проводилися роботи із актуалізації нормативних документів, зокрема, що стосується термінів чинності стандартів колишнього СРСР, інформація про чинність яких на даний час щорічно змінюється. Крім того, додатковим завданням стало розроблення переліку європейських нормативних документів, що ще не гармонізовані в Україні, але необхідні для повноцінного входу українського оператора газорозподільної системи на європейський ринок, та проведення своєчасної модернізації газових мереж відповідного до кращого міжнародної та європейської практик.

Ключові слова: витоки, газові мережі, математична модель, нормативне забезпечення, сталий розвиток.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. A. Klyun, M. Karpash I. Trebulova, G. Kogut (2017). Experience of operation of electronic database of full-text standards HAMMER in PJSC "Ukrtransgaz // JOURNAL OF HYDROCARBON POWER ENGINEERING, Vol 4 No 2 (2017), p. 80-88. Retrieved from http://ogpe.nung.edu.ua/index.php/jhpe/article/view/68 **(наукове фахове видання України).**

2. Карпаш М.О. Підвищення надійності ГТС упровадженням нових стандартів для систем діагностування з урахуванням умов експлуатації / Карпаш М.О., Олійник А.П., Клюнь А.М., Когут Г.М. // *Стандартизація, сертифікація, якість*, No2(109), 2018, с. 60-65 **(наукове фахове видання України).**

3. Implications of New Standards on Technical Dianostics and Conrol Implentation on Gas Transmission System Efficiency / Karpash M.O., Oliynyk A.P., Kogut G.M., Klyun A.M.– ISSN 2409-9066. *Science and Innovation*, 2019, 15(6), p. 73-82 **(індексується в базі Scopus та Web of Science).**

4. Удосконалення методів експлуатації газових мереж в контексті сталого розвитку/ Когут Г.М., Карпаш О.М. // *Стандартизація, сертифікація, якість*, 2019, № 6, с. 74-86 **(наукове фахове видання України).**

5. Стан і тенденції розвитку української нормативної бази забезпечення функціонування газорозподільних мереж низького та середнього тиску / Когут Г.М., Карпаш О.М *// Стандартизація. Сертифікація. Якість*, 2019, № 3, с. 8-23. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ssia_2019_3_4 **(наукове фахове видання України).**

6. Проблемні питання нормативного забезпечення виробничої діяльності операторів ринку природного газу / А.М. Клюнь, Г.М. Когут, М.О. Карпаш, О.М. Карпаш // *Методи та прилади контролю якості*, 2019, № 2(43), с. 48-58. https://doi.org/10.31471/1993-9981-2019-2(43)-48-58 **(наукове фахове видання України).**

7. Statement of optimization tasks for the process of developing normative documents for gas infrastructure / G.M. Kogut, A.P. Oliinyk, M.O. Karpash, A.M. Klyun. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2020, № 4,

p. 105-110 **(індексується в базі Scopus, рахується за дві, оскільки опублікована у виданні, віднесеному до другого квартилю Q2, відповідно до класифікації SCImago Journal).**

8. Enhancing the efficiency of gas distribution stations operation by selecting the optimal gas pressure and temperature parameters at the station outlet / I.V. Rybitskyi, V.I. Trofimchuk, G.M. Kogut. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2020, № 3, p. 47-52 **(індексується в базі Scopus, рахується за дві, оскільки опублікована у виданні, віднесеному до другого квартилю Q2, відповідно до класифікації SCImago Journal).**

9. Analysis of measures to enhance energy efficiency and sustainable development of the gas transmission system of Ukraine / I.V. Rybitskyi, M.B. Slobodyan, G.M. Kogut, V.Ya. Popovych and M.O. Karpash // New Trends in Production Engineering, Volume 2: Issue 2, P. 76-84, DOI 10.2478/ntpe-2019-0046 **(закордонне наукове періодичне видання Європейського Союзу).**

Опубліковані праці апробаційного характеру:

10. Розроблення корпоративної системи стандартизації в сфері технологічної безпеки (на прикладі ПАТ «УКРТРАНСГАЗ») / А.М. Клюнь, М.О. Карпаш, Г.М. Когут // Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі : матеріали 1-шої науково-технічної конференції з міжнародною участю – NDT-UA 2017, 24-27 жовтня 2017 року, м. Люблін, Польща. – Люблін: УТ НКТД, 2017, с. 39-42.

11. Удосконалення нормативної бази для забезпечення надійності експлуатування ГТС // Когут Г.М., Карпаш М.О., Клюнь А.М. Матеріали III Всеукраїнської науково-практичної конференції «Приладобудування та метрологія: сучасні проблеми, тенденції розвитку» 11-12 жовтня 2018 р., Луцький національний технічний університет, м. Луцьк, с. 30-32.

12. Особливості функціонування системи стандартизації об'єктів нафтогазового комплексу: роль технічних комітетів стандартизації / Г.М. Когут, М.О. Карпаш, А.М. Клюнь – II Міжнародна науково-технічна конференції

«Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу» PGE-2018, Івано-Франківськ, 24-27 квітня 2018 р., с. 271-275.

13. Стандартизація об'єктів нафтогазового комплексу України: стан, виклики та необхідність розвитку / Карпаш О.М., Когут Г.М. ІІІ Міжнародна науково-практична конференція «Інфраструктура якості: Перспективи та тенденції розвитку», Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2018, с. 32-33.

14. Проблемні питання стандартизації в нафтогазовому комплексі / Когут Г.М., Карпаш О.М. Х-та міжнародна конференція «Молоді вчені 2019 – від теорії до практики», 07 березня 2019 р., Національна металургійна академія України, м. Дніпро, с. 307-311.

15. Новий підхід до контролю фізико-механічних характеристик сталей із застосуванням когерентних методів ультразвукового контролю / Миндюк В.Д., Чабан Н.І., Карпаш О.М., Когут Г.М. 9-та Національна науково-технічна конференція і виставка "Неруйнівний контроль та технічна діагностика", Українське товариство неруйнівного контролю та технічної діагностики, м. Київ, 19-21 листопада 2019 р., с. 158-162.

ANNOTATION

Kogut G.M. Improving the regulatory framework for gas networks operation in accordance with EU requirements. – - Qualified scientific work as a manuscript.

The thesis for the degree of Doctor of Philosophy, specialty 152 – Metrology and information-measuring technology (15 – Automation and instrumentation). The thesis preparation was carried out at the IvanoFrankivsk National Technical University of Oil and Gas. Defence of the thesis will be held at the Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, 2020.

The object of research is the operation of low and medium pressure gas networks.

The subject of the research is the improvement of normative support methods for the functioning of medium and low pressure gas networks, taking into account the provisions of low-carbon development of gas infrastructure.

The thesis is devoted to improving the regulatory support of the functioning of low and medium pressure gas networks in accordance with the requirements of the Third EU Energy Package, aimed at increasing the reliability of gas networks functioning and their safety, and improving the existing regulatory requirements and developing new methods, aimed at reducing methane leaks with a corresponding reduction in carbon dioxide emissions.

The introduction substantiates the relevance of research objectives, shows the relationship of work with scientific programs, plans, topics, provides scientific novelty and formulates the practical significance of the results.

The first section provides an overview of scientific and technical literature on the topic of the dissertation. The analysis of preconditions and tendencies of development of gas distribution system of Ukraine is carried out. An analytical review and assessment of issues related to the formation of a modern system of regulatory support for the operation of gas distribution networks. It is argued that the creation of an up-to-date regulatory framework for natural gas distribution companies will allow to form effective tools for the reliable functioning of the entire national natural gas market. At the same time, the updated regulatory framework can be used to form long-term plans for gas distribution network development on construction of new and reconstruction of existing infrastructure, planning of standardization measures for development, harmonization with international and European normative documents, revision of national normative documents, development and updating of corporate normative documents. In addition, to achieve the optimum regulatory framework, it is necessary to balance the interests of all parties, which will optimally approach the complex task of forming a regulatory framework to regulate the distribution of natural gas, taking into account national and commercial interests.

The characteristic of the European approaches to normative maintenance of operation and functioning of gas networks is carried out. All current processes in the EU have their origins in 2009, when the first disputes over gas supplies between

Ukraine and Russia arose. This situation has caused concern among EU member states, as most of them import almost all of their natural gas consumption, and the resulting political differences between transit countries have posed a threat to the EU's energy security. Therefore, to address potential problems (resilience to external influences, security of supply, competitiveness) at the legislative level in the EU developed and adopted directives and regulations that establish rules for regulating the internal market of natural gas. Accordingly, Ukraine by maintaining the way to European integration is now on the path of reforming its own natural gas market, where not the least role is played by significant features of the organization of gas distribution companies, which are limited by current regulations of the former USSR.

The second section presents methodological approaches to the formation of a system to ensure the sustainable operation of low and medium pressure gas networks, taking into account the impact of methane leaks on gas networks on the environment. The transition to a climate-neutral economy based on the use of renewable sources is accompanied by significant challenges in the field of transportation and distribution of natural gas. The existing gas infrastructure is energy-intensive, and its capacity has the potential to provide inter-industrial emission reductions in parallel with the trends towards a climate-neutral Europe. Such trends require both a sharp reduction in greenhouse gas emissions and the transition to "environmentally friendly" energy sources and intensification of their use.

That is why the sustainable development of energy is possible only by taking into account all the rule-making, organizational, technical, technological, metrological factors facing critical infrastructures. This process must be characterized by objectivity and controllability, which will ultimately guarantee the security and reliability of gas supply to end users. Risk minimization should also be an important element, which will ultimately increase the sustainability of all elements of such infrastructures.

Today, a combination of system, holistic and integrated approaches is used to implement the concept of systainable development, which consider a complex structure that includes social and environmental systems, social, economic and natural interaction. Therefore, solving global problems is not possible without a

coordinated interaction and strategies at all levels - from the world community to the level of industry or companies itself.

An important aspect of global sustainable development trends is the issue of methane emissions reduction. In recent decades, there has been an active transition from "dirty" (coal and oil) to "cleaner" (natural gas) energy sources. However, the issue of methane emissions, which is 30-90 times higher than carbon dioxide in terms of the greenhouse effect (according to the time interval of assessment), is becoming increasingly important. According to international statistics for 2017, methane emissions from the oil and gas industry amount to 80 Mton (or 2.4 million tons of carbon dioxide equivalent) and account for 6% of total greenhouse gas emissions.

The efficiency of gas network operation in the context of analyzing the risks caused by natural gas leaks and their ranking in terms of economic, social and environmental dimensions was analyzed. Methodical approaches to the formation of a system are presented, ensuring the sustainable operation of low and medium pressure gas networks by taking into account the impact of gas networks methane leaks on the environment. In order to achieve the required level of methane emission reductions at infrastructure, the impact of natural gas losses caused by leaks in pipeline sections according to the parameters of sustainable development and possible risks according to the hazard classification have been studied. The probabilistic assessment of risk factors for natural gas leaks is considered to determine the magnitude of the impact of risk factors on the parameters and indicators of sustainable development and ranking of factors that require prompt response or increased attention. All classes of leaks are analyzed according to the classification of risks, hazards and their probability. In order to obtain up-to-date information, the questionnaire for risk assessment during the leak identification procedure was submitted to JSC Ivano-Frankivskgaz, where, with the participation of experts, the criteria were ranked according to the plan developed. In order to comply with the reliability of the obtained results, the obtained data were processed using the method of expert assessments. In addition, a methodology for assessing the impact of indicators and parameters of sustainable development on the functioning of gas networks was formulated.

The third section presents theoretical approaches to developing an optimization model for the implementation of updated regulations for the operation and maintenance of gas networks and a mathematical representation of the process of adapting the implementation of regulations for technical diagnostics and control. To solve the problem of optimizing the process of developing standards, the standard provisions of the theory of games with nature are used through the construction of appropriate matrices and the choice of optimal strategies. The application of the appropriate method allows the gas distribution operator to choose the most optimal strategy for the development of standards, the provisions of which will regulate a number of safety indicators of gas networks to reduce the number of emergencies. Also, a model is presented that allows to determine the qualitative relationship between the performance of timing facilities, the cost of implementing and implementing new standards of technical diagnostics and control and the cost of eliminating the effects of economic, environmental and other impacts affecting in the case of accidents.

In the fourth section the electronic base of normative documents for the operator of gas distribution company is developed. This is the first stage of establishing a common corporate system of regulatory documents, which will be hosted on a closed server of the company, and will provide remote access to authorized users of the system. The first stage of creating a system of regulatory documents was to systematize all applicable regulations in the production activities of the gas distribution system operator. For this purpose, an array of normative documentation has been worked out, and they have been conducted in a list according to the classification agreed with the gas distribution system operator. During the formation of the list, regulations update was carried out, especially with regard to the validity of the standards of the former USSR, information on the validity of which currently changes annually. In addition, an additional task was to develop a list of European regulations that are not yet harmonized in Ukraine, but necessary for the full entry of the Ukrainian gas distribution system operator into the European market, and timely modernization of gas networks in line with international and European best practices.

Key words: leaks, gas networks, mathematical model, regulatory support, sustainable development.

LIST OF PUBLICATIONS ON THE SUBJECT OF THE DISSERTATION

Scientific papers, in which the main scientific results of the dissertation are published:

1. A. Klyun, M. Karpash I. Trebulova, G. Kogut (2017). Experience of operation of electronic database of full-text standards HAMMER in PJSC "Ukrtransgaz // *JOURNAL OF HYDROCARBON POWER ENGINEERING*, Vol 4, No 2 (2017), p. 80-88. Retrieved from http://ogpe.nung.edu.ua/index.php/jhpe/article/view/68.

2. Karpash M.O. Pidvyshchennia nadiinosti HTS uprovadzhenniam novykh standartiv dlia system diahnostuvannia z urakhuvanniam umov ekspluatatsii / Karpash M.O., Oliinyk A.P., Kliun A.M., Kohut H.M. / *Standartyzatsiia, sertyfikatsiia, yakist*, No2(109), 2018, p. 60-65.

3. Implications of New Standards on Technical Dianostics and Conrol Implentation on Gas Transmission System Efficiency / Karpash M.O., Oliynyk A.P., Kogut G.M., Klyun A.M.– ISSN 2409-9066. *Science and Innovation*, 2019, 15(6), p. 73—82.

4. Udoskonalennia metodiv ekspluatatsii hazovykh merezh v konteksti staloho rozvytku/ Kohut H.M., Karpash O.M. // *Standartyzatsiia, sertyfikatsiia, yakist*, 2019, № 6, p. 74-86.

5. Stan ta tendentsii rozvytku ukrainskoi normatyvnoi bazy zabezpechennia funktsionuvannia hazorozpodilnykh merezh nyzkoho ta serednoho tysku / Kohut H.M., Karpash O.M // *Standartyzatsiia, sertyfikatsiia, yakist*, 2019, № 3, p. 8-23. - Rezhym dostupu: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ssia_2019_3_4.

66. Problemni pytannia normatyvnoho zabezpechennia vyrobnychoi diialnosti operatoriv rynku pryrodnoho hazu / A.M. Kliun, H.M. Kohut, M.O. Karpash, O.M. Karpash // *Metody ta prylady kontroliu yakosti*, 2019, № 2(43), p. 48-58. https://doi.org/10.31471/1993-9981-2019-2(43)-48-58.

7. Statement of optimization tasks for the process of developing normative documents for gas infrastructure / G.M. Kogut, A.P. Oliinyk, M.O. Karpash, A.M. Klyun. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2020, № 4, p. 105-110.

8. Enhancing the efficiency of gas distribution stations operation by selecting the optimal gas pressure and temperature parameters at the station outlet / I.V. Rybitskyi, V.I. Trofimchuk, G.M. Kogut. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2020, № 3, p. 47-52.

9. Analysis of measures to enhance energy efficiency and sustainable development of the gas transmission system of Ukraine / I.V. Rybitskyi, M.B. Slobodyan, G.M. Kogut, V.Ya. Popovych and M.O. Karpash // *New Trends in Production Engineering*, Volume 2: Issue 2, P. 76-84, DOI 10.2478/ntpe-2019-0046**.**

Published works of approbatory character:

10. Rozroblennia korporatyvnoi systemy standartyzatsii v sferi tekhnolohichnoi bezpeky (na prykladi PAT «UKRTRANSHAZ») / A.M. Kliun, M.O. Karpash, H.M. Kohut // Neruinivnyi kontrol v konteksti asotsiiovanoho chlenstva Ukrainy v Yevropeiskomu Soiuzi : materialy 1-shoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii z mizhnarodnoiu uchastiu – NDT-UA 2017, 24-27 zhovtnia 2017 roku, m. Liublin, Polshcha. – Liublin: UT NKTD, 2017, p. 39-42.

11. Udoskonalennia normatyvnoi bazy dlia zabezpechennia nadiinosti ekspluatuvannia HTS // Kohut H.M., Karpash M.O., Kliun A.M. Materialy III Vseukrainskoi naukovo-praktychnoi konferentsii «Pryladobuduvannia ta metrolohiia: suchasni problemy, tendentsii rozvytku» 11-12 zhovtnia 2018 r., Lutskyi natsionalnyi tekhnichnyi universytet, m. Lutsk, p. 30-32.

12. Osoblyvosti funktsionuvannia systemy standartyzatsii obiektiv naftohazovoho kompleksu: rol tekhnichnykh komitetiv standartyzatsii / H.M. Kohut, M.O. Karpash, A.M. Kliun – II Mizhnarodna naukovo-tekhnichna konferentsii «Mashyny, obladnannia i materialy dlia naroshchuvannia vitchyznianoho vydobutku nafty i hazu» PGE-2018, Ivano-Frankivsk, 24-27 kvitnia 2018 r., p. 271-275.

13. Standartyzatsiia obiektiv naftohazovoho kompleksu Ukrainy: stan, vyklyky ta neobkhidnist rozvytku / Karpash O.M., Kohut H.M. III Mizhnarodna naukovo-praktychna konferentsiia «Infrastruktura yakosti: Perspektyvy ta tendentsii rozvytku», Kyiv: DP «UkrNDNTs», 2018, p. 32-33.

14. Problemni pytannia standartyzatsii v naftohazovomu kompleksi / Kohut H.M., Karpash O.M. X-ta mizhnarodna konferentsiia «Molodi vcheni 2019 – vid teorii do praktyky», 07 bereznia 2019 r., Natsionalna metalurhiina akademiia Ukrainy, m. Dnipro, p. 307-311.

15. Novyi pidkhid do kontroliu fizyko-mekhanichnykh kharakterystyk stalei iz zastosuvanniam koherentnykh metodiv ultrazvukovoho kontroliu / Myndiuk V.D., Chaban N.I., Karpash O.M., Kohut H.M. 9-ta Natsionalna naukovo-tekhnichna konferentsiia i vystavka “Neruinivnyi kontrol ta tekhnichna diahnostyka”, Ukrainske tovarystvo neruinivnoho kontroliu ta tekhnichnoi diahnostyky, m. Kyiv, 19-21 lystopada 2019 r., p. 158-162.

ЗМІСТ

стор.

ВСТУП..... 20

РОЗДІЛ 1 СТАНОВЛЕННЯ СУЧАСНОЇ СИСТЕМИ НОРМАТИВНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ УКРАЇНИ 30

1.1 Передумови та тенденції розвитку сучасних газорозподільних мереж України 30

1.2 Розвиток нормативної бази функціонування газорозподільної системи України 39

1.3 Європейські підходи до нормативного забезпечення експлуатування та функціонування газорозподільної системи 46

1.4 Стан та проблеми нормативного і метрологічного забезпечення промислового обліку природного газу 52

1.5 Вибір та обґрунтування напряму дослідження..... 55

РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ІНДИКАТОРІВ ТА ПАРАМЕТРІВ СТАЛОГО РОЗВИТКУ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ..... 58

2.1 Формування системи забезпечення сталого функціонування газових мереж 58

2.2 Вплив витоків природного газу на довкілля..... 68

2.3 Методологія оцінювання впливу індикаторів та параметрів сталого розвитку на функціонування газових мереж..... 74

Висновки до розділу 2 81

РОЗДІЛ 3 ОПТИМІЗАЦІЙНА МОДЕЛЬ ВПРОВАДЖЕННЯ АКТУАЛІЗОВАНИХ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ..... 83

3.1. Теоретичні аспекти формування оптимізаційної процедури системи стандартизації оператора ГРМ 83

3.2 Практична реалізація підходу до адаптації нормативної бази з технічної діагностики та контроль 89

3.3 Формалізація процедури оптимізації розроблення нормативних документів 95

Висновки до розділу 3 99

РОЗДІЛ 4 РОЗРОБЛЕННЯ ПРОЦЕДУРИ АДАПТАЦІЇ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ З ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ ВІДПОВІДНО ДО ЦІЛЕЙ НИЗЬКОВУГЛЕЦЕВОГО РОЗВИТКУ 101

4.1 Аналіз впливу функціонування газових мереж відповідно до вимог EN ISO 14090 101

4.2 Застосування положень про систему керування безпекою оператора ГРМ 103

4.3 Методичні засади підтвердження метрологічних та технічних характеристик ультразвукових витратомірів згідно положень стандартів ЄС 106

4.4 Розроблення електронної бази нормативних документів для оператора ГРМ 120

Висновки до розділу 4 137

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 139

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 141

ДОДАТКИ 170

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АТ – акціонерне товариство;

ГМ – газові мережі;

ГРМ – газорозподільна мережа;

ГРП – газорегуляторний пункт;

ГРС – газорозподільна система;

ГТС – газотранспортна система;

ДБН – державні будівельні норми;

ЄС – Європейський Союз;

КС – компресорні станції;

ЛЧ – лінійна частина;

НД – нормативний документ;

НОС – національний орган зі стандартизації;

НПАОП – нормативно-правовий акт з охорони праці;

НС – національний стандарт;

ПАТ – публічне акціонерне товариство;

ПСГ – підземні сховища газу;ма керування безпекою;

СКБ - систе

СР – сталий розвиток;

ТДК – технічна діагностика й контроль;

ТЕП – Третій енергетичний пакет;

ТОВ – Товариство з обмеженою відповідальністю;

УЗЛГ – ультразвуковий дічильник газу.

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження.

Сьогодні використання природного газу вважається одним з найкоротших способів досягнення декарбонізації всього енергетичного сектору і підвищення рівня його ефективності. Однак, існуючі правила та заходи не створюють необхідних рамок для досягнення цілі належно функціонуючих газових мереж, оскільки поточний стан всієї газорозподільчої системи потребує ґрунтовної реструктуризації та модернізації. Це зумовило необхідність виконання вимог ЄС щодо підвищення ефективності; покращення якості обслуговування; сприяння безпеці і стабільності постачання природного газу.

У результаті постає важливе питання планування підтримки внутрішньої стабільності роботи газових мереж в умовах постійно змінюваного зовнішнього середовища. Причиною цього є велика протяжність газових мереж середнього та низького тиску та впливні чинники державної політики. яка останніми роками спрямована на поступове зниження обсягів споживання природного газу. Як наслідок, за даними ТОВ «Регіональна газова компанія» потужності національної газорозподільчої мережі в чотири рази більші за фактично необхідні. За цих умов, варто враховувати і зношеність мереж, про що свідчить зростання обсягів аварійності у понад 10 разів (якщо у 2015 р. протяжність аварійних газопроводів складала 1,6 км, то вже у 2020 р. така протяжність становитиме прогнозовані 14,9 км.).

Сьогодні для ефективного функціонування (експлуатування та обслуговування) газових мереж актуальним є завдання удосконалення підходів до стандартизації процесів системи експлуатації газових мереж, дослідженні процесів, що виникають ззовні цієї системи, розробленні механізму адаптації, заснованого на постійному відстежуванні відповідності фактичного рівня адаптації об’єктів газорозподільчої мережі нормативному, внесенні своєчасних зміни в стратегічні, поточні та оперативні плани стандартизації з метою забезпечення ефективного функціонування комплексу та досягнення і

постійного підтримання бажаного рівня конкурентоспроможності газових мереж загалом.

Крім того, важливим науково прикладним завданням є розроблення та актуалізація нормативно-технічної бази для створення сталої системи постачання природного газу, де впроваджуватимуться інноваційні технології щодо зменшення витоків метану та відповідного скорочення викидів вуглекислого газу.

Проблемами експлуатації газорозподільних мереж займалися Ю. Банахевич, Р. Говдяк, В. Грудз, Я. Дорошенко, О. Карпаш, Є. Крижанівський, А. Ксенич, Ф. Матіко, Т. Молдовер, А. Павловський, І. Петришин , Г. Ратушняк, М. Середюк, Д. Тимків, Л. Шлапак. Проблематика забезпечення безпеки та надійності експлуатації трубопровідних систем з точки зору втрат природного газу при транспортуванні, де в основному вирішувалися задачі розроблення та оптимізації методів експлуатування, обслуговування для вдосконалення технології трубопровідного транспорту природного газу, розглянута у працях М. Гончарука, І. Капцова, Ф. Матіко, М. Середюк, В. Шелудченко, Яковлєва Є.І., R. Alvarez, P. Balcombe, A. Bianchini, A. Brandt, W. Chameides, A. Howarth, R. Klemun, A. Losz, S. Pacala, J. Speirs, T. Traber, J. Winebrake.

Питання нормативного забезпечення та технічного регулювання у т.ч. з питань природного газу висвітлені у працях вітчизняних вчених Л. Віткіна, М. Гінзбурга, М. Карпаша, О. Ковалка, М. Кузя, Є. Пістуна, О. Середюка, аспекти організації європейського газового ринку розглядалися С. Білоцьким, Ю. Гарячою, С. Дяченко, М. Музиченко, А. Полянською, О. Чернецькою, І. Чукаєвою, Я. Яковенко, та ін. Проте, на сьогодні не виконано системних досліджень проблеми нормативного забезпечення діяльності операторів газових мереж у контексті вимог Третього енергетичного пакету ЄС щодо безпеки та надійності газопостачання. Відповідні питання у контексті країн ЄС проаналізовані у роботах P. Bartocci, J. Broderick, K. Costa, D., A. Dias, I. Dinçer, F. Fantozzi, C. Lebelhuber, C. McGlade, J. Olivier, P. Quinteiro, H. Steinmüller, F. Umbach, C. Zamfirescu.

Отже існує потреба щодо детального висвітлення проблеми методологічної адаптації діючих національних нормативних документів до вимог ЄС та розроблення механізмів планування, розроблення та провадження нових нормативних документів (НД), які б достатньою мірою регламентували безпечну та надійну роботу операторів газового ринку.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами.

Тема дисертаційної роботи відповідає науковому напряму кафедри енергетичного менеджменту і технічної діагностики Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, а також тематиці науково-дослідних робот кафедри:

1) держбюджетної науково-дослідної роботи за договором № 144/2017 від 29.08.2017 р. «Розроблення проектів національних нормативних документів, гармонізованих з міжнародними та європейськими» («Стандарт НС-3») згідно з Програмою робіт з національної стандартизації на 2017 рік (№ держреєстрації 0117U003972с, ДП «УкрНДНЦ», Мінекономрозвитку України);

2) держбюджетної науково-дослідної роботи за договором № 244/2018 від 10.05.2018 р. «Розроблення та прийняття методом перекладу 271 національного стандарту, гармонізованого з міжнародними та європейськими (Стандарт НС-4)» згідно з Програмою робіт з національної стандартизації на 2018рік (№ держреєстрації 0118U006324с, ДП «УкрНДНЦ», Мінекономрозвитку України);

3) «Розроблення нормативних документів щодо трубопроводів для максимального робочого тиску до 16 бар, гармонізованих із європейськими стандартами» за договором № 38А491-4319-19/13-2019 від 26.04.2019 р. (№ держреєстрації 0119U002435, ПАТ «Дніпрогаз);

4) «Розроблення нормативного документа щодо установок регулювання тиску газу на трубопроводах-приєднання, гармонізованих із європейськими стандартами» за договором № 38S760-2436-20 від 03.03.2020 р. (№ держреєстрації 0120U102114, АТ «Івано-Франківськгаз»);

5) «Розроблення нормативного документа щодо систем управління

безпекою газових мереж із максимальним робочим тиском до 16 бар включно, гармонізованих із європейськими стандартами» за договором № 38S490-3415-20-2020 від 02.03.2020 р. (№ держреєстрації 0120U104326, АТ «Дніпропетровськгаз»).

Мета і завдання дослідження.

Метою дисертаційного дослідження є удосконалення науково-технічних засад створення нормативних документів для безпеки функціонування газових мереж середнього та низького тиску шляхом удосконалення нормативного регулювання функціонування газових мереж низького та середнього тиску та оптимізації процесу розроблення нових нормативних документів.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно вирішити такі **завдання**:

1) провести порівняльний аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку національної та Європейської нормативних баз забезпечення функціонування газових мереж середнього та низького тиску;

2) дослідити вплив витоків природного газу щодо індикаторів та параметрів сталого розвитку та розробити методологію для аналізування ризиків та небезпек, які спричинють витоки природного газу внаслідок аварійних ситуацій щодо екологічного, економічного та соціального вимірів сталого розвитку;

3) дослідити можливість оптимізації структури та характеристик системи нормативних документів з експлуатації та обслуговування газових мереж, побудувати оптимізаційну модель впровадження нормативних документів для підвищення безпеки функціонування газових мереж, розробити математичну модель для визначення кількості контрольних заходів з техніного діагностування та контролю;

4) розробити електронний фонд нормативних документів для оператора газорозподільчої системи, що міститиме інформацію про застосовні нормативні документи та програму їх подальшої актуалізації.

Об’єкт дослідження – функціонування газових мереж низького та середнього тиску.

Предмет дослідження – удосконалення методів нормативного забезпечення функціонування газових мереж середнього та низького тиску із урахуванням положень низьковуглецевого розвитку газової інфраструктури.

Методи дослідження. Завдання, поставлені в дисертаційному дослідженні, вирішено за допомогою теоретичних та експериментальних методів досліджень. Аналіз чинної європейської практики щодо функціонування газових мереж проведено за допомогою методів системного аналізу, порівняння, індукції. Під час теоретичних досліджень щодо впливу причин витоків з газових мереж на індикатори та параметри сталого розвитку використовувалися методи розстановки пріоритетів та експертного оцінювання. Експериментальні дослідження виконувались з використанням математичних методів оптимізації (застосовувалися положення теорії ігор), а їх результати змодельовано та опрацьовано із застосуванням прикладного програмного пакету «Mathcad 14».

Наукова новизна отриманих результатів.

У дисертаційній роботі:

1) розроблено математичну модель, застосування якої дозволяє визначити ефективність впровадження нових НД щодо технічного діагностування стану об’єктів ГРС для оцінювання надійності трубопровідної системи та визначати необхідну кількість контрольних заходів, що проводяться з певною періодичністю;

2) удосконалено оптимізаційну процедуру процесу розроблення нормативних документів для газових мереж на основі, що дозволяє аналізувати поточний стан функціонування газопроводів та планувати розроблення нормативних документів із застосуванням ймовірнісного критерію оптимізації та в умовах неповної визначеності;

3) удосконалено алгоритм адаптації нормативної бази з функціонування газових мереж відповідно до цілей низьковуглецевого розвитку, процедура якого враховує стан безпеки системи газопостачання та базується на врахуванні системних проблем, що можуть мати прямий чи непрямий вплив на оператора газорозподільчої мережі. та через формування системи керування безпекою;

4) отримали подальший розвиток методи вивчення впливу, що спричиняють витоки природного газу, спричинені аварійністю газопроводів, відповідно до індикаторів та параметрів сталого розвитку, а саме дозволяють провести адаптивне коригування заходів щодо підвищення надійності експлуатування газових мереж за результатами експертного оцінювання, що проводиться оператором газорозподільної мережі.

Практичне значення отриманих результатів.

Проведені в дисертаційній роботі дослідження дають змогу пришвидшити процес адаптації національної системи нормативних документів та впровадити процес їх своєчасної актуалізації. Результати досліджень, викладених у дисертаційній роботі використовувались при розробленні стандартів та методик, які використовуються в діяльності операторів газорозподільної системи України, зокрема: ДСТУ EN 12007-1 «Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 1. Загальні функційні вимоги»; ДСТУ EN 12007-2 «Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 2. Спеціальні функційні вимоги для поліетиленових трубопроводів (МОР аж до 10 бар)»; ДСТУ EN 12007-3 «Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 3. Спеціальні функційні вимоги для сталевих трубопроводів»; ДСТУ EN 12007-4 «Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 4. Спеціальні функційні вимоги для оновлення», ДСТУ EN 12007-5 «Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 5. Спеціальні функційні вимоги для трубопроводів-приєднання», ДСТУ OIML R 137-1-2:2018 (OIML R 137-1-2:2014, IDT) «Лічильники газу. Частина 1. Метрологічні й технічні вимоги. Частина 2. Методи підтвердження метрологічних і технічних характеристик», Вимірювання потоку плинного середовища в закритих каналах. ДСТУ ISO 17089-2:2018 (ISO 17089-2:2012, IDT) «Лічильники газу ультразвукові. Частина 2. Лічильники для промислового обліку»; ДСТУ EN 12405-1:2017 (EN 12405-1:2005 + A2:2010, IDT)

«Лічильники газу. Пристрої перетворювання. Частина 1. Коригування об’єму», ДСТУ EN 12405-2:2018 (EN 12405-2:2012, IDT) «Лічильники газу. Пристрої перетворювання. Частина 2. Перетворювання в енергію».

Особистий внесок здобувача.

Усі наукові результати дисертаційного дослідження отримані автором самостійно. У роботах:

[1] – проаналізовано стан процесів зі стандартизації в системі оператора ГРС та з’ясовано практичні аспекти реалізації методів актуалізації чинних нормативних документів та розроблення нових в галузі транспорту природного газу**;**

[2] – проведено аналіз запропонованої моделі, застосування якої дозволяє визначити ефективність впровадження нових НД щодо технічного діагностування стану об’єктів ГРС для оцінювання надійності трубопровідної системи та визначати необхідну кількість контрольних заходів, що проводяться з певною періодичністю;

[3] – запропоновано та обґрунтовано математичну модель, що дозволяє встановити якісний взаємозв’язок між продуктивністю об’єктів ГРС, затратами на впровадження та реалізацію нових стандартів технічної діагностики та контролю та затратами на ліквідацію наслідків економічного, екологічного та інших впливів, що чинять вплив у випадку аварій на об’єктах ГРС, проведено оцінювання адекватності та практичного використання запропонованої моделі із застосуванням методів експертного оцінювання та чисельні методи Рунге-Кутта;

[4] – проведено порівняльну характеристику міжнародних та європейських тенденцій розвитку газорозподільної системи відповідно до цілей сталого розвитку (міжпромислове зниження викидів парникових газів, перехід на «дружні» до довкілля джерела енергії), проаналізовано ефективність функціонування газових мереж із дослідженням впливу ризиків, спричинених витоками природного газу, на категорії параметрів сталого розвитку, наведено обґрунтування вживання заходів, що спрямовуються на підвищення ефективності експлуатації та функціонування газових мереж загалом;

[5] - проаналізовано поточний стан і тенденції розвитку нормативного забезпечення функціонування газових мереж середнього та низького тиску впродовж усього їхнього життєвого циклу від проектування до утилізації із урахуванням стану напрацювання цього питання в Європейському Союзі; проведено дослідження стану нормативного забезпечення експлуатації газових мереж середнього та низького тиску оператора ГРМ;

[6] – проаналізовано сучасний стан робіт зі стандартизації оператора розподілу природного газу; визначено ключові напрями для організації робіт зі стандартизації у сфері розподілу природного газу;

[7] – – визначено та аргументовано чинники, що впливають на безпечний режим експлуатування систем газопостачання та спричиняють виникнення аварійних ситуацій; теоретично обґрунтовано оптимізаційну процедуру на основі ймовірнісного критерію оптимізації та в умовах неповної визначеності;

[8] – запропоновано методологічні підходи щодо експлуатації системи транспортування природного газу з урахуванням концепції сталого розвитку з урахуванням параметрів підвищення енергоефективності експлуатації об’єктів газотранспортної системи.

[9] – сформульовано підходи щодо сталого функціонування системи транспортування природного газу з урахуванням концепції сталого розвитку та розроблення науково-обґрунтованих основ низьковуглецевої стратегії розвитку галузі;

[10] – проведено аналіз ключових засад робіт зі стандартизації оператора ГТС;

[11] – виконано аналіз методологічних основ організації робіт з національної стандартизації в нафтогазовому комплексі України;

[12] – вивчено можливості оптимізації структури і характеристик системи НД оператора ГТС;

[13] – проаналізовано найважливіші проблеми, що виникають у процесі стандартизації в нафтогазовому комплексі України із врахуванням тенденцій розвитку ЄС;

[14] – проаналізовано та обґрунтовано причини виникнення проблем у сфері стандартизації об’єктів нафтогазової промисловості;

[15] – запропоновано механізм стандартизації застосування нових інформативних параметрів для визначення технічного стану матеріалу бурильних та насосно-компресорних труб.

Апробація результатів дисертації.

Основні результати дисертаційної роботи доповідались на:

1) 1-ій науково-технічній конференції з міжнародною участю – NDT-UA 2017 «Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі», 24-27 жовтня 2017 року, м. Люблін, Польща;

2) 2-ій Міжнародній науково-технічній конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу» PGE-2018, Івано-Франківськ, 24-27 квітня 2018 р.;

3) 3-ій Всеукраїнській науково-практичній конференції «Приладобудування та метрологія: сучасні проблеми, тенденції розвитку» 11-12 жовтня 2018 р., Луцький національний технічний університет, м. Луцьк;

4) 2-ій Міжнародній науково-практичній конференції «Інфраструктура якості: Перспективи та тенденції розвитку», Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2018.

5) 10-ій міжнародній конференції «Молоді вчені 2019 – від теорії до практики», 07 березня 2019 р., Національна металургійна академія України, м. Дніпро;

6) 9-тій Національній науково-технічній конференції і виставці “Неруйнівний контроль та технічна діагностика”, Українське товариство неруйнівного контролю та технічної діагностики, м. Київ, 19-21 листопада 2019 р.

Публікації.

За результатами дисертаційного дослідження опубліковано 15 наукових публікацій (з них 5 статтей у наукових фахових виданнях України, 3 статті у наукових фахових виданнях України, що включені до міжнародних наукометричних баз (Web of Science, Scopus - Scimago Q2), 1 стаття у

науковому періодичному виданні Європейського Союзу та 6 матеріалів наукових конференцій (зокрема 1 у закордонній).

Структура та об'єм роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку літератури та додатків. Робота викладена на 138 сторінках, у тому числі, рисунків – 21, таблиць – 5, додатків – 3 на 8 аркушах. Бібліографія включає 223 джерела та викладена на 28 аркушах. Загальний обсяг дисертаційної роботи – 178 сторінок.

РОЗДІЛ 1
СТАНОВЛЕННЯ СУЧАСНОЇ СИСТЕМИ НОРМАТИВНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ УКРАЇНИ

1.1 Передумови та тенденції розвитку сучасних газорозподільних мереж України

Згідно Закону України «Про ринок природного газу» [109] газорозподільна мережа представляє собою технологічний комплекс, до якого входять організаційно та технологічно поєднані об’єкти, що функціонують для розподіляння природного газу від газорозподільних станцій до споживачів. Водночас, схоже визначення подано у «Методиці визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами» [98], де газорозподільна мережа – це газопроводи, з'єднувальні деталі, арматура, газове обладнання, прилади тощо з надлишковим тиском 1,2 МПа та системи газопостачання.

У «Кодексі газорозподільних систем» [104] законодавець вживає також поняття «газова мережа внутрішнього постачання» («від місця/точки приєднання об’єкта або земельної ділянки замовника до його газових приладів (пристроїв) включно або до системи газоспоживання третіх осіб (замовників, споживачів)») та «газова мережа зовнішнього постання» («від місця забезпечення потужності до місця/точки приєднання об’єкта або земельної ділянки замовника»).

Найчастіше під терміном «газова мережа» розуміють систему газопроводів, за допомогою яких природний газ транспортується до кінцевих користувачів. Відповідно, газопровід - один з основних елементів системи газопостачання, як побутовим, так і промисловим споживачам. До елементів газової мережі також належать, крім газопроводів різного призначення, додатково обладнання для зниження тиску і підтримання його на заданому рівні, пристрої комутування або відключання, газорегуляторні пункти, шафові

газорегуляторні пункти, газорегуляторне обладнання та системи електрохімічного захисту [104].

Газопроводи класифікують залежно від їх призначення. Розподільні газопроводи призначені для транспортування газу від розподільних станцій, пунктів і сховищ до місць споживання. За допомогою газопровідних мереж, підведених у будинки і споруди газ подається безпосередньо споживачам. Внутрішньобудинкові газопроводи виконують функцію розподілу газу в будівлях і спорудах.

Залежно від максимального робочого тиску газу, що транспортується, газопроводи поділяють на категорії [97]:

- високого тиску I категорії: робочий тиск газу від 0,6 до 1,2 МПа (від 6 до 12 бар);
- високого тиску II категорії: робочий тиск газу від 0,3 до 0,6 МПа (від 3 до 6 бар);
- середнього тиску: робочий тиск газу від 0,005 до 0,300 МПа (0,05 бар до 3 бар);
- низького тиску: робочий тиск газу до 0,005 МПа (до 0,05 бар).

Проте, основна частина типових схем ГМ міст і населених пунктів [10] України була розроблена і впроваджена в середині 50-х років минулого століття. Відповідно, такі газові мережі мають високий рівень централізації систем, коли, наприклад, один газорегуляторний пункт (ГРП) забезпечує постачання газу великій кількості побутових і дрібних комунальних споживачів через розвинуті мережі низького тиску із вмонтованими трубами великого діаметру, а відповідно це спричиняє значні перепади тиску (Рис.1.1) [61].

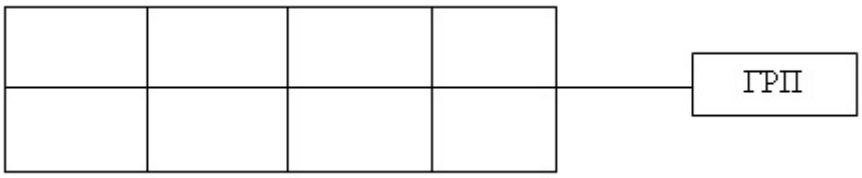

Рис.1.1 – Принципова схема одноступеневої системи газопостачання із мереж низького тиску [5]

Для того, щое ефективність газифікації споживачів була вищою, застосовують систему ГРП (Рис. 1.2-1.3).

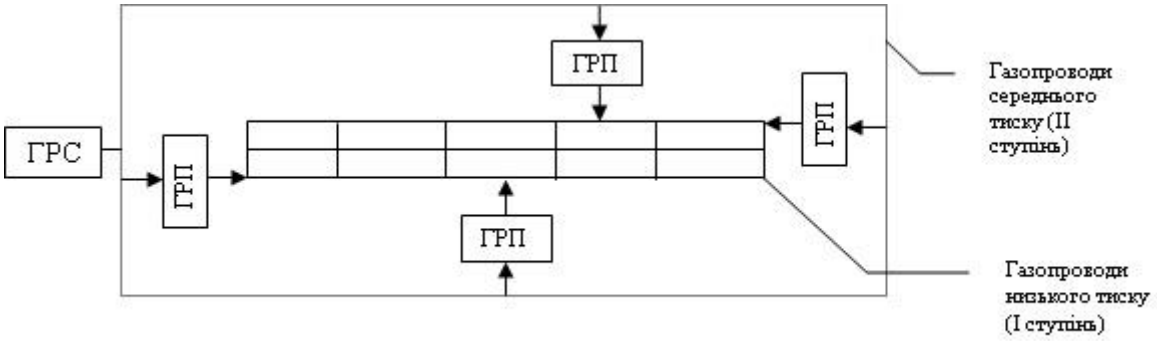

Рис. 1.2 – Принципова схема двоступеневої системи газопостачання [5]

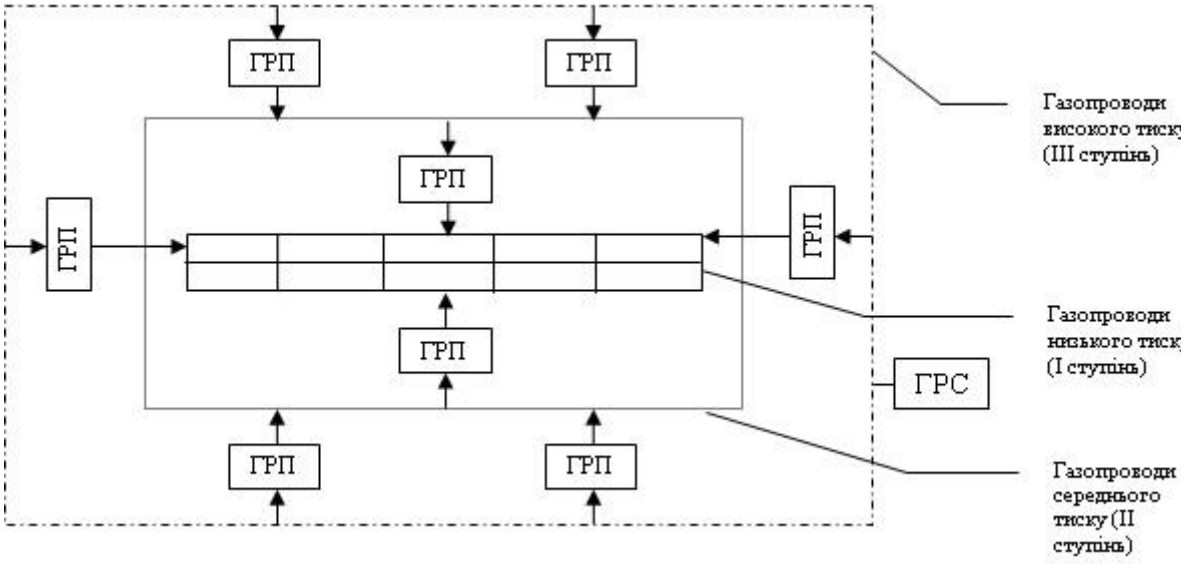

Рис. 1.3 – Принципова схема триступеневої системи розподілу газу в населеному пункті [10]

Потенціал газорозподільчої системи України є достатньо великим, а процеси що відбуваються зараз на газовому ринку дозволяють досягнути позитивних прогнозів у майбутньому [126]. Адже, газорозподільна мережа (ГРМ) є важливим складовим елементом єдиної системи «приймання від постачальника - транспортування - газорозподіл - реалізація газу». Однак

актуальним залишається питання забезпечення надійної роботи і безпечної експлуатації газорозподільних мереж, оскільки кількість зношених підземних газопроводів постійно збільшується, а термін експлуатації окремих ГМ вже перевищує нормативні 60 років [61].

Відповідно до звіту НКРЕКП за 2019 р. [51], загальна протяжність газорозподільних мереж складає 289,98 тис. км (середнього тиску – 117,15 тис. км, низького тиску – 124,28 тис. км), а обсяг кінцевого споживання природного газу склав 25,04 млрд м^3. Водночас, із ГТС до ГРМ було передано 25,63 млрд. м^3 природного газу, а споживачам розподілено 22,47 млрд м^3(Рис. 1.4).

Рис. 1.4 – Баланс обсягів природного газу у 2019 р (млн. м^3, за даними НКРЕКП [51])

Забезпечення ефективного функціонування ГРМ покладено на 44 операторів різних форм власності (станом на 2019 р., у 2018 р. за даними НКРЕКП налічувалося 46 операторів [50]), що діють на території України. Для порівняння, у Туреччині працює 72 оператори ГРМ, у Хорватії - 35, у Грузії – 26, у Молдові – 25, у Австрії – 23 приватні компанії (у деяких з них держава є акціонером), у Польщі – 6 регіональних газових компаній [175-177, 216].

За даними НКРЕКП [51], інвестиційними програмами операторів ГРМ передбачено провести у 2020 р. заміну, реконструкцію та капітальний ремонт 308,6 км газових мереж.

Відповідно до інформації, опублікованої АТ «Івано-Франківськгаз» [49], відомо, що у 2018 р. загальна протяжність газопроводів становила 15528,033 км, із них за тривалістю експлуатації:

до 25 років – 8937,428;

25-40 років – 4198,380

понад 40 років - 2392,226.

При цьому, у 2018 р. капітальний ремонт проведено на 4,743 км газопроводів, виконано заміну 30,96 км газопроводів.

Упродовж останніх років стан та тенденції розвитку компаній з розподілу природного газу характеризуються навіть як передкризові, що обумовлено фінансово-економічною кризою в державі та несвоєчасним переходом на антикризове управління і вибором неадекватних інструментів його здійснення та існуючими потужностями, що розрахованими на споживання природного газу в чотири рази вище, ніж є зараз [144]. Відповідно до даних МЕА (International Energy Agency) попит на природній газ зростатиме аж до 25% до 2040 р., а споживання цього ресурсу буде ще на рівні 48 % всіх енергопотреб [223]. Ось чому сьогодні газова розподільна мережа України потребує динамічної трансформації, враховуючи останні зміни нормативної бази, впровадження вимог щодо порядку експлуатації газопроводів низького та середнього тиску та європейські підходи у сфері сталого розвитку щодо методів експлуатації газових мереж [61].

Сьогодні нові правила організації газової інфраструктури відповідно до прийнятих НПА вимагають проведення реформування ринку розподілу природного газу, який не забезпечений в повній мірі регламентами, стандартами та іншими нормативними документами, які відповідають існуючій європейській практиці. зокрема щодо ефективної експлуатації енергетичного ринку, безпеки постачання енергетичних ресурсів до ЄС, впровадження заходів з енергоефективності та енергозбереження із одночасним розробленням нових та відновлюваних джерел енергії, сприяння об’єднанню енергетичних систем для підтримання солідарності між країнами-членами ЄС [61, 212].

У роботі [133] було розроблено комплексний підхід до керування безпекою систем газопостачання (за напрямом розвитку, підвищення надійності та ефективності систем газопостачання), у якому враховано наступні чинники:

- інноваційні технології ремонту та реконструкції газових мереж;
- застосування ізоляційного покриття на основі полімерних матеріалів;
- створення міської автоматизованої системи керування об’єктами газопостачання;
- створення та застосування нового обладнання щодо захисту газопроводів від корозії;
- застосування одноступеневої системи газопостачання;
- заміна застарілих газопошукових приладів на високоточні прилади нового покоління;
- будівництво додаткових електрозахисних установок для захисту трубопроводів від корозії.

Відповідно до [141] технічний стан розподільних газопроводів і споруд на них є основним показником, який характеризує безпечну та надійну їх експлуатацію. І якщо брати до уваги той факт, що безпека та надійність роботи газорозподільної мережі є одним із критичних пріоритетів національної енергетичної безпеки, то перед операторами розподілу природного газу стоїть завдання щодо системного удосконалення нормативної бази відповідного напряму їх діяльності через розроблення та впроваджування нових шляхів, способів, та сценаріїв з урахуванням ризиків, що можуть у перспективі вплинути на безпеку постачання природного газу [61].

Для досягнення допустимого рівня безпеки функціонування ГРМ потрібно щонайменше мінімізувати вплив аварійних та передаварійних режимів роботи системи, а саме, взяти до уваги всі чинники, які безпосередньо на це впливають [61]. Проте, відповідно до опублікованих даних, на об’єктах ГРМ, що вичерпали свій залишковий ресурс експлуатації, спостерігається зростання кількості аварійних ситуацій, зумовлених різними чинниками [9, 11, 14]. Найчастіше це пов’язано не тільки із проектною розгалуженістю всієї системи, але й з великою кількість компонентів, що вмонтовано у систему та

що застосовуються для підтримання коректного функціонування системи. Однак складність управління самою системою пов'язана також із тим, що значна частина газорозподільної мережі розташована під землею у густозаселених районах, а також різного роду аварійні ситуації можуть спричинятися сукупністю негативних чинників (корозія, напруження різного характеру), що зменшують стійкість власне газопроводу [197].

Заслуговує уваги дослідження [124], де проведено оцінювання ризиків виникнення аварій в системах газопостачання із застосуванням ймовірнісного методу аналізу «дерева відмов». При цьому, прогнозування розвитку можливих аварій систем газопостачання представлено у наступному вигляді (Рис. 1.5).

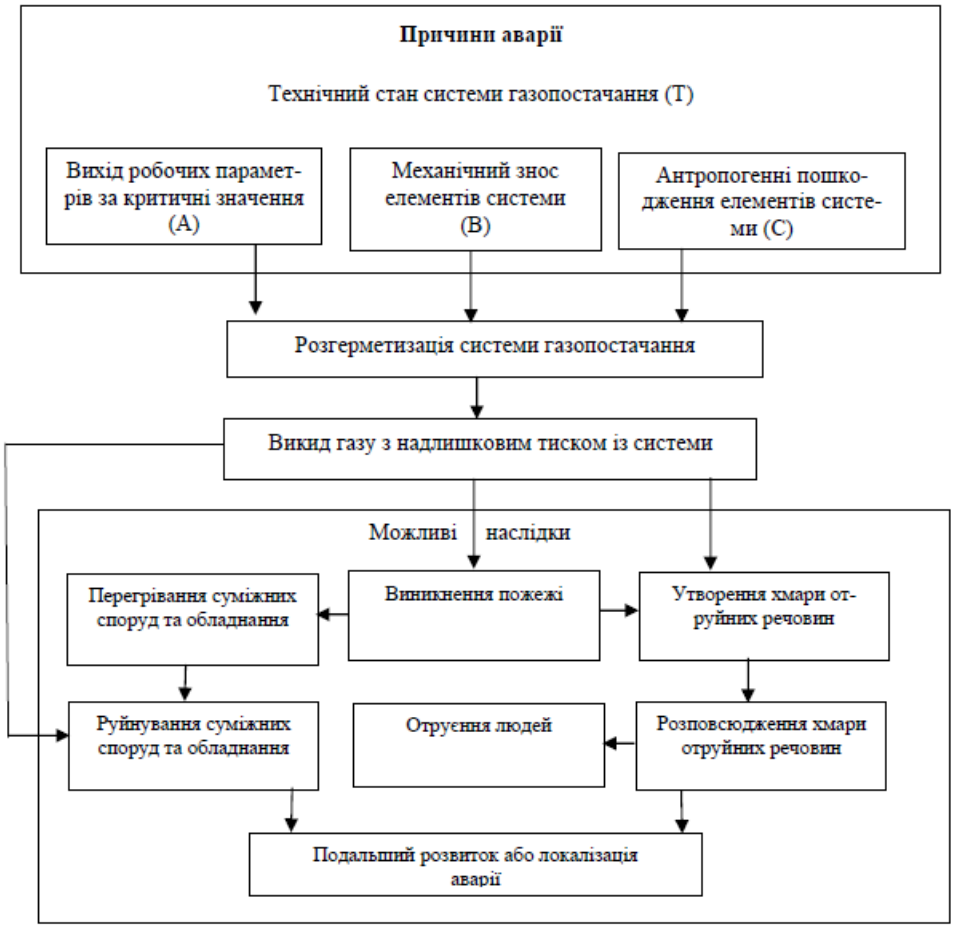

Рис. 1.5 – Узагальнена структурна схема розвитку аварії в системі газопостачання [124]

Аналізуючи відкриті дані про аварійні ситуації у процесі технічної експлуатації газорозподільних мереж можна виокремити наступні дві групи впливних чинників:

1) технічні чинники (старіння основних виробничих фондів, вичерпання нормативних і гарантійних термінів експлуатації обладнання; складність та зміна умов будівництва і обслуговування ГРМ; складність проведення профілактичних робіт та ремонтів; різне конструктивне і матеріальне виконання окремих ділянок ГРМ, відмова устаткування);

2) організаційно-економічні чинники (доступ сторонніх осіб в охоронні зони ГРМ, несанкціоновані роботи, халатність, вандалізм, фактори техногенного і природного характеру, неоднорідність природних і соціально-економічних умов) [197].

Однак, конфіденційність інформації про причини та кількість аварійних ситуації на об'єктах ГРМ створює ряд труднощів для ефективного врегулювання питання про безпеку транспортування природного газу [197]. Такі обмеження найчастіше пояснюються створенням можливої загрози національній безпеці держави, однак в Європі та США дані такого типу ж відкритими та регулярно публікуються у відповідних звітах EGIG.

Крім того, чинні обмеження щодо надання публічності даним зумовлюють відсутність в Україні у відкритому доступі офіційної статистики щодо причин та наслідків виробничого, економічного, чи екологічного характеру, яка б дозволила провести більш детальну характеристику питання аварійності газових мереж середнього та низького тиску. Якщо переглянути інформацію, що публікується компаніями-операторами з розподілу природного газу, то аварії чи аварійні ситуації, найчастіше виникають у зв'язку з:

1) витоками побутового газу через руйнування вуличних чи будинкових мереж;

2) незадовільним станом газових мереж (їх зношеність);

3) неправильною експлуатацією газового обладнання (вибухи газоповітряної суміші);

4) дефектами газопроводів (дефекти в зварних стиках; розриви зварних стиків; дефекти в трубах, допущені на заводі-виробнику, провисання газопроводу);

5) корозійними пошкодженнями газопроводів (в т.ч. через пошкодження ізоляції або її неякісне виконання);

6) пошкодження газопроводів при виконанні земляних робіт, пошкодження транспортом, інші механічні пошкодження [197].

У процесі оцінювання наслідків аварійних ситуацій необхідно також розраховувати кількість жителів – потенційних користувачів газових мереж та проводити ймовірнісне оцінювання обсягів можливих витоків природного газу під час аварії газопроводів та оцінювати класи загроз за ступенями вразливості. Важливість проведення такого аналізу полягає у актуалізації планів реагування операторів системи на перед аварійні та аварійні ситуації із можливим переліком коригувальних дій для запобігання поширенню нештатної ситуації або ефективної ліквідації уже наявних наслідків. Але не менш актуально є саме прогнозування виникнення таких ситуацій, що можуть результувати у вигляді втрати безпечного експлуатування системи та викликати каскадний збій [197].

Аварії, що виникають у процесі транспортування та постачання природного газу мають і значні економічні наслідки, враховуючи те, що будь-яка нештатна ситуація у системі спричиняє перебої у транспортуванні газу та підвищує ризики виникнення вибухів. Саме тому, своєчасне визначення експлуатаційного стану газопроводів, що може передувати потенційному виникненню перед аварійних чи аварійних ситуацій. [150]

Аварійні ситуації, що виникають на газопроводах мають суттєві екологічні наслідки, зумовлені термічним впливом спричинених пожеж та внаслідок власне витоків природного газу. Коли природний газ знаходиться у трубопроводі – ризики для довкілля мінімальні. Однак у наслідок аварій різного походження довкілля потрапляють великі об’єми природного газу до моменту, коли буде припинене газопостачання на аварійному трубопроводі. Як відомо, природний газ містить до 98 % метану. А сам метан чинить негативний плив на довкілля у двадцять разів більший у порівнянні з тим же обсягом вуглекислого газу [148]. Відповідно, зростання кількості витоків метану, спричинених аваріями на газових мережах, веде до підвищення негативного впливу на довкілля. Це дає можливість стверджувати, що аналіз аварійних ситуацій на

газопроводах повинен бути складовою частиною програм скорочення витоків метану, які повинні прийматися та упроваджуватися операторами газових мереж [197].

Сьогодні частково ці питання вносяться у програми розвитку операторами газотранспортної та газорозподільної мереж, результати виконання яких покликані сприяти забезпеченню сталого функціонування всієї системи, приведенню у відповідність до сучасних стандартів показників екологічності та сукупного підвищення ефективності роботи компаній за для взаємовигідної співпраці в контексті інтеграції у європейський простір. Однак ефективне впровадження плану дій неможливе без розроблення оптимальної методології, що дозволить досягнути прогнозованих показників із мінімальними затратами та сприяти надійній експлуатації мереж. Але, у діях досягнення зменшення шкідливого впливу на довкілля потрібно зберегти баланс всієї системи, оскільки зараз спостерігається ситуація, коли під прикриттям боротьби за довкілля руйнуються надійні енергетичні системи, а заплановані цілі щодо зменшення шкідливих викидів так і не досягаються [206, 215].

Аналіз вище перерахованих чинників свідчить, що вони в значній мірі пов’язані з нормативно-технічною базою. Тобто за наявності відповідних норм і стандартів, які регламентують якість обладнання, що використовується на об’єктах ГРМ, чіткого дотримання вимог стандартів та норм при обстеженні, обслуговуванні, ремонті, проведенні регламентних робіт можна зменшити імовірність виникнення нештатних і аварійних ситуацій.

1.2 Розвиток нормативної бази функціонування газорозподільної системи України

Однією із проблем, яка стоїть перед операторами української газорозподільної системи є відсутність чітко структурованого та деталізованого переліку нормативних та нормативно-правових документів, які застосовуються для врегулювання та виконання робіт усіх компаній цього напряму. Відповідно

до проведеного дослідження методом експертних оцінок, фахівцями групи компаній ТОВ «Регіональна газова компанія» визначено перелік напрямів, які не забезпечені у повній мірі нормативними документами, які відповідають європейським. Сюди віднесено проектування, будівництво, експлуатацію об’єктів газорозподільних систем та газових інсталяцій споживачів; вимоги щодо матеріалів для будівництва та експлуатації газових мереж; вимірювання витрат газу та його параметрів (фізичних, хімічних); діагностику технічного стану мереж, розрахунок ризиків та можливих небезпек; обладнання, яке застосовується як складові об’єктів ГРМ; якість газу, його приготування для подачі кінцевому споживачу [61].

Відповідно до цього переліку можна зробити висновок, що сьогодні оператор ГРМ має невирішену проблему щодо нормативного забезпечення основних напрямів діяльності. Поряд з вказаним, таке недоукомплектування нормативними документами та відсутність чітко структурованих задач для врегулювання цієї ситуації веде до того, що робота компаній є не системною і не детально врегульованою. Тому, актуальним завданням є розробити технлоогію адаптування чинної нормативної бази із одночасним прийняттям європейських НД у спосіб, який буде найменш фінансово-витратним для компанії-оператора ГРМ і принесе найбільш ефективні зміни у роботу [61].

На даний час робота операторів газорозподільних систем регулюється наступними основоположними НПА, які визначають вимоги роботи суб’єктів газової інфраструктури України: закон України «Про ринок природного газу» [109], Кодекс газотранспортної системи України [105], Кодекс газорозподільних систем [105], НПА з охорони праці (НПАОП), НПА з пожежної безпеки (НАПБ), санітарні правила та норми, інші підзаконні акти, методики, завданням яких є врегулювання порядку технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання»; установлення стандартів та вимог щодо якості обслуговування та постачання природного газу, визначення питомих втрат та виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами.

Крім того, діяльність операторів ГРМ щодо питань проектування та будівництва регулюється базовими будівельними нормами ДБН В 2.5-20-2018 «Газопостачання»[97], ДБН Б.2.2-12:2018 «Планування і забудова територій» [96] (на заміну ДБН 360-92 «Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень» [77], ДБН Б.2.4-1-94 «Планування і забудова сільських поселень») [91], ДБН В.2.5-41:2009 «Газопроводи з поліетиленових труб» [4]. Застосовні також документи різних рівнів прийняття, що установлюють вимоги до тиску у системі, застосовних матеріалів, методів та технічних засобів систем газопостачання.

Водночас, для врегулювання основних напрямів роботи у контексті реформування газового ринку України, коли деякі нормативні документи втратили чинність, деякі змінені чи потребують змін, групою компаній РГК розроблено та впроваджено стандарти організації, які регламентують та доповнюють відсутні вимоги щодо питань технічної експлуатації газорозподільних систем; безпечного виконання газонебезпечних робіт; організацію та проведення відомчого контролю за безпечною експлуатацією газового господарства; пуску газу в газові мережі; порядок розслідування некатегорійних аварій на системах газопостачання; організації роботи із проектно-кошторисною та виконавчо-технічною документацією; проведення ремонтних, будівельних та земляних робіт в охоронних зонах ГРМ [48].

Ураховуючи відсутність організаційного структурування нормативних документів за основними напрямами роботи сьогодні дуже важко стверджувати, яких саме документів, норми яких врегульовували вирішення експлуатаційних завдань, потрібні саме компаніям з дистрибуції газу. Актуальність полягає і в тому, що вартість розроблення нормативних документів є доволі високою та часозатратною, середнє значення терміну розроблення одного нормативного документа складає 12 календарних місяців (методом «перекладу» - 8 місяців). Основними проблемами тут є складність організаційних процедур (які не передбачені чинними основоположними стандартами [80-82]) погодження проекту із замовником (переддоговірна робота, погодження проектів редакцій НД у філіях, структурних підрозділах

Замовника), терміни роботи Національного органу зі стандартизації (технічна перевірка справи, редагування проектів НД та особливо випуск друкованого примірника – на даний час заборгованість щодо друку примірників є ще з 2015 р.); питання власності (оскільки ДСТУ є власністю НОС). І саме невизначеність щодо кінцевого результату (отримання офіційного друкованого примірника стандарту) є на даний час загрозою для формування структурованої бази нормативного забезпечення діяльності компаній з дистрибуції природного газу.

Потребує особливої уваги і той факт, що одним із недоліків більшості НПА є велика кількість посилань на стандарти ГОСТ, що прийняті до 1992 р. Необхідність заміни ГОСТ колишнього СРСР пояснюється тим, що об'єкти стандартизації таких НД не відповідають Закону України «Про стандартизацію» [117], діють документи на продукцію, на яку вже поширюються нормативно-правові акти (технічні регламенти); НД визначають показники, норми тощо, які мають бути врегульовані нормативно-правовими актами; об'єкти стандартизації таких НД втратили актуальність або вимоги та показники є застарілими, наявні чинні національні стандарти на той же самий об'єкт стандартизації, що й ГОСТ, розроблені до 1992 року [63].

Однією з вимог закону України «Про стандартизацію» було відведення спеціального перехідного періоду, протягом якого усі заінтересовані сторони мали можливість вирішити питання про скасування відповідних ГОСТ. Цей період завершився 31 грудня 2018 р., але дію деяких ГОСТ все ще продовжено до 2020-2022 рр., оскільки є ряд нормативних документів (ГОСТ):

- на заміну яких проводиться або передбачається розроблення проектів національних стандартів;
- посилання на які є в нормативно-правових актах;
- які застосовуються в різних сферах діяльності;
- стосовно Єдиної системи конструкторської документації;
- розроблені на основі міжнародних стандартів, версії яких є актуальними, та які відповідно до пункту 2 розділу VI «Прикінцеві та перехідні положення» Закону «Про стандартизацію» [117] застосовуються як національні стандарти.

Діючі в Україні будівельні норми переважно носять розпорядчий характер, є занадто зарегульованими, не дозволяють проектувальнику застосовувати нові технології. Крім того вони містять безліч посилань на стандарти, роблячи їх обов'язковими до виконання, що протирічить світовій практиці технічного регулювання та застосування новітніх технологій. Перехід на параметричний метод (відхід від прийнятих державою жорстких норм, які прописані в ДСТУ, до проектних рішень будівель й перехід до інноваційних та прогресивних технологій, коли вибір проектних рішень залежить від призначення об'єкта, а не відсторонених імперативних приписів) є загальною світовою тенденцією і має відбуватись поступово.

Відповідно до проведеного аналізу відомчих документів установлено, що:

1) НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання» [100] містять посилання на чотири стандарти ГОСТ, три з яких скасовані;

2) Наказ «Про затвердження методик визначення питомих втрат та виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами» [98] – наведено посилання на 7 НД [94], чинний тільки 1 НД [110-116].

До того ж, ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» [5], на який міститься посилання у всіх вищенаведених НПА чинний тільки до 01.01.2022 р.

Задля врегулювання проблемних питань Міністерством енергетики та вугільної промисловості України розроблено та опубліковано у травні 2019 р. (доопрацьований проект повторно розміщено для оприлюднення 18 лютого 2020 р.,) проект Технічного регламенту природного газу [103], основним завданням якого є встановлення вимог до природного газу для споживачів, що забезпечить енергетичну ефективність, заощадження енергетичних ресурсів, захист життя та здоров'я людини, національну безпеку, охорону навколишнього середовища, природних ресурсів та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману. Крім того, цей технічний регламент розробляється відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 09.12.2014 № 695 «Про Програму діяльності Кабінету Міністрів

України» [108], схваленою Верховною Радою України від 11.12.2014 № 26-VIII щодо припинення дії на території України стандартів колишнього СРСР скасовуються ГОСТи щодо вимог безпеки до природного газу, а саме: ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.011-78 «ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний»; ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги»; ГОСТ 20061-84 «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов»; ГОСТ 22387.4-77 «Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли»; ГОСТ 22667-82 «Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа «Воббе» та інші. Відповідне скасування зазначених нормативних документів потребує детального опрацювання чинних національних стандартів, порівняння їх з міжнародними та європейськими стандартами з метою їх долучення до Технічного регламенту щодо природного газу [61].

Оскільки, компанії, робота яких досліджується, не мають сформованих переліків чинних НД з проектування, будівництва, експлуатації та ремонту об’єктів газорозподільних систем, дуже важко визначити та правильно ідентифікувати загальну кількість нормативних документів, що використовуються компаніями, а також частоту та розподіл користування відповідними документами. Досвід роботи з такими базами нормативних стандартів є у ПАТ «Укртрансгаз», де діє електронна пошукова система «ХАММЕР» [7, 218]. Основним завданням системи є забезпечення усіх структурних підрозділів компанії актуальними версіями нормативних документів різного рівня, що належним чином дозволяють врегулювати виробничу діяльність оператора ГТС [58, 60, 64]. Усі напрями діяльності Товариства регламентовано нормативними документами (НД) різних рівнів, зокрема:

1) нормативно-правові акти (НПА) з питань технічного регулювання, до яких належать Закони та Кодекси України, Укази Президента, Технічні

регламенти, НПА Кабінету Міністрів України, НПА з охорони праці (НПАОП), НПА з пожежної безпеки (НАПБ), санітарні правила та норми тощо;

2) державні та галузеві будівельні норми, які є підзаконними нормативними актами технічного характеру;

3) стандарти різних рівнів приймання (національні стандарти України; стандарти Міненерговугілля України; стандарти ПАТ «НАК «Нафтогаз України»; стандарти та інші НД ПАТ «Укртрансгаз») [218].

Усі документи компанії у системі структуровано за розділами [218], які за багато років застосування довели свою практичність:

1. Нормативно-правові акти.

2. Проектування, капітальне будівництво, реконструкція та технічне переоснащення.

3. Експлуатація електрообладнання та ліній електропередавання.

4. Ресурсоощадження, енергоощадження, облік і нормування ПЕР та матеріальних ресурсів.

5. Експлуатація автотранспорту та спецтехніки.

6. Експлуатація магістральних газопроводів.

7. Зварювання.

8. Протикорозійний захист та діагностика корозії споруд.

9. Технічна діагностика, надійність та промислова безпека об’єктів ГТС.

10. Метрологія та газовимірювання.

11. Експлуатація засобів автоматизації, телемеханізації та систем автоматизованого керування.

12. Експлуатація засобів зв’язку та сигналізації.

13. Охорона праці, технічний нагляд та пожежна безпека.

14. Охорона навколишнього середовища.

15. Організація та керування підприємствами, маркетинг і матеріально-технічне забезпечення.

16. Стандартизація, сертифікація, ліцензування та системи керування якістю.

17. Науково-технічна діяльність.

18. Термінологія.

19. Вуглеводнева сировина та продукція.

20. Державні класифікатори.

Саме тому, формування Переліку нормативних документів дозволить компаніям розподілу газу провести обліку усіх застосовних документів, проаналізувати напрями виробничої діяльності, які не в повній мірі забезпечені нормативною документацією, результатом чого буде формування програми робіт зі стандартизації на поточний і наступні роки, яка міститиме перелік НД для перегляду, гармонізації із міжнародними чи європейськими та розроблення нових НД [64].

Чинна практика роботи газорозподільних мереж у контексті Енергетичної стратегії України до 2035 р. [47], ЗУ «Про ринок газу» [109], директиви 2009/73/ЕС [16] передбачає створення повноцінного ринку природного газу, забезпечення його відкритості та прозорості. А це потребує від операторів ГРМ розв’язання надзвичайно складних технічних завдань, і відповідно, проведення послідовних робіт щодо застосування вимог європейських та міжнародних нормативних документів з метою підтримання безпеки постачання, економічної ефективності та зменшення впливу на довкілля [61].

Виходячи із наведеного вище робота операторів газового ринку України повинна вестися у руслі вимог та аналогічних практик країн Європейського Союзу, застосовні стандарти яких установлюють вимоги щодо досягнення конкурентоздатного, безпечного та екологічно сталого ринку природного газу. При цьому, вимога щодо безпеки включає положення як безпеки постачання природного газу так і технологічної безпечності [61].

1.3 Європейські підходи до нормативного забезпечення експлуатування та функціонування газорозподільної системи

Україна як країна-член Енергетичного Співтовариства має метою розширення енергетичного ринку Європейського Союзу, через зобов’язування кожної держави-члена створити нормативно-правову базу відповідно до Acquis

communautaire ЄС та лібералізувати національні енергетичні ринки. Виконуючи взяті на себе зобов'язання відповідно до підписаного Договору про заснування Енергетичного співтовариства [19] та Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і іншими державами-членами [139], прийнято Закон України «Про ринок природного газу» (№ 329-III від 09.04.2015 р.) [109], який передбачає виконання державою норми актів законодавства Енергетичного співтовариства у сфері енергетики [16, 18, 125].

Сьогодні стандарти – це потужний стратегічний засіб покращення ефективності політики ЄС. Не є виключенням і система розподілу природного газу, де стандарти є основою для інноваційного та корпоративного лідерства та функціонування єдиного європейського газового ринку. Саме стандарти застосовуються як базовий інструмент для поширення нових технологій з метою забезпечення сумісності, перевіряння нових впроваджень і стимулювання інноваційних рішень. Впровадження нових технологій і прогресивного інтегрування рішень зумовлюють зміни в середовищі стандартизації. Саме тому, стандарти формують стратегічний актив для ефективної експлуатації газових мереж. Крім того, стандарти можуть допомогти досягти цілей таким чином, щоб максимізувати вигоди для компаній-операторів ринку природного газу та обмежити витрати.

Усі дії країн-членів ЄС в сфері стандартизації повинні спрямовуватися на підвищення інвестиційної привабливості та створення чітких ринкових сигналів, які доводитимуть зменшити ризики та стимулювати газову промисловість розвивати більш сталі технології. Інтерес ЄС до країн, економіки яких розвиваються, полягає в спрямовуванні допомоги на їх сталий розвиток та зростання із одночасним формуванням нових ринкових можливостей для промисловості ЄС та забезпечення ефективної співпраці у процесі отримання доступу до нових ресурсів та їх розвитку.

Розвиток нормативної бази ЄС дозволив сформувати основу законодавства ЄС, більш відому як Третій енергетичний пакет (ТЕП) з питань газу. Політика ТЕП передбачає у підсумку підвищення національної

енергетичної безпеки та якості послуг, в т.ч. і у сфері розподілу природного газу через розвиток газорозподільчої інфраструктури, модернізацію та оновлення потужностей, зокрема і газових мереж та устаткування, створення механізмів реагування на ризики, які спричинені і аварійними ситуаціями, забезпечення стабільності та безпеки постачання та розподілу природного газу, удосконалення технологій транспортування, розподіляння та постачання газу кінцевим споживачам, зменшення викидів парникових газів, формування національної нормативної бази відповідно до стандартів ЄС [61].

Сама енергетична політика ЄС має на меті створення ефективно функціонуючого енергетичного ринку, який сприяє безпечному постачанню енергетичних ресурсів за конкурентними цінами. Для цього законодавство ЄС стимулює відкритість європейських газових ринків до конкуренції та створення єдиного європейського газового ринку [167]. Ключем до вирішення цього питання є подолання національних монополій, усунення бар'єрів для транскордонного постачання газу, забезпечення доступу третіх сторін до транспортної інфраструктури та встановленню єдиних вимог у ЄС. Рамкова стратегія щодо сталого розвитку ЄС [156] та Рамкова стратегія для сталого енергетичного союзу з перспективною політикою зміни клімату [157], що були презентовані у лютому 2015 р., наголошують на важливості вищезазначених положень цілей політики (безпека газопостачання, повноцінно інтегрований газовий ринок) та відносять ці цілі, їх ефективне впровадження та застосування до основних пріоритетів ЄС [61].

Сектори природного газу є окремою галуззю і відповідно регулюється галузевими нормативними документами (регламентами, директивами, керівництвами) та належними застосовними правилами в ЄС. Крім того, інші галузі законодавства можуть впливати на сектор (правила надання державної допомоги, державні закупівлі, правила щодо вільного обігу товарів, послуг, капіталу, екологічні норми) [208].

Відповідно до Угоди про функціонування ЄС [217], для країн-членів розроблено Перелік загальнозастосовних стандартів, що містять вимоги для природного газу (Reg.No: MC2/4-3/04-04-07ECS) [173], положення визначено

критерії технічної безпеки, та застосовні технічні правила, що установлюють мінімальні вимоги до технічного проектування та функціонування газорозподільних систем, устаткування, тощо. Ці технічні правила повинні врегульовувати питання взаємозамінності систем, бути об'єктивними та недискримінуючими [61].

У документі [173] наведено перелік нормативних документів, які потрібно застосовувати для відповідності вимогам єдиного газового ринку. Відповідно до проведених результатів роботи, в Україні із цього переліку НД [173] вже прийнято 31 НД методом перекладу і ще 30 НД методом підтвердження/передруку. Потребують прийняття ще 18 НД.

Однак, ряд стандартів та рекомендацій, розроблених відповідними європейським асоціаціями, на які є посилання у [173] потребують розроблення методичних рекомендацій щодо їх затосування в умовах України. Рекомендується застосовувати такі НД як керівництво для безпечного та надійного експлуатування системи, але стандарти німецької DVGW та австрійської асоціації є індикативними і не спрямовані на заміну чинних інженерних правил, що діють у країнах-членах Енергетичного договору Власне тому, у контексті євроінтеграційних принципів організації роботи газорозподільних компаній увагу потрібно приділяти і питанню безаварійної експлуатації газових мереж [61].

У країнах ЄС для виконання робіт на трубопроводах середнього та низького тиску застосовуються загальні та спеціальні функційні вимоги до експлуатації газопроводів, зазначені у відповідних стандартах серії EN 12007 Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частини 1-5 [21-25], EN 12186 Газова інфраструктура. Станції регулювання тиску газу для транспортування та розподіляння. Функційні вимоги [26] та EN 12327 Газова інфраструктура. Випробовування тиском, уведення та виведення з експлуатації. Функційні вимоги [27].

У серії стандартів EN 12007 Частина 1-5 [21-25] зазначено вимоги, що застосовні на стадіях проектування, будування, введення в експлуатацію, виведення з експлуатації, експлуатування, обслуговування, оновлювання,

санації та інших пов’язаних робіт на трубопроводах із максимальним робочим тиском до 16 бар включно, враховуючи вимоги щодо експлуатації за різних кліматичних умов, коли можуть виникати ризики швидкого поширення тріщин, характерні для поліетиленових труб чи зниження ударної в’язкості у сталевих трубах при низьких температурах або втрата адгезії захисних покривів – за високих температур. Крім того, цими стандартами (Додаток Б) регламентується врахування вимог щодо охорони довкілля та безпеки, які, в Україні є недостатньо врегульованими з точки зору питань декарбонізації. Зокрема однією з вимог є застосування мінімально необхідної для забезпечення безпечного та безперебійного постачання газу кількості арматури на ділянках трубопроводів. При цьому для місця розміщення арматури враховують робочий тиск, матеріал трубопроводу [76], діаметр трубопроводу, надземні трубопроводи, потребу в арматурі для експлуатаційних цілей, розташування найближчого підключеного трубопроводу та розташування іншої арматури [140].

Важливо враховувати той факт, що найчастіше європейські стандарти містять базові положення та вимоги щодо порядку експлуатації газових мереж. Тому користувачам таких стандартів рекомендовано враховувати, що у країнах-членах ЄС можуть діяти інші, більш детальні національні стандарти чи кодекси усталеної практики. Крім того, усім заінтересованим сторонам важливо розробляти власні національні нормативні документи, що можуть містити більш суворіші вимоги до порядку та методів експлуатації газових мереж [21-25].

Окрім того, до уваги необхідно брати вимоги Стратегії сталого розвитку України до 2020 р. [118] та проблему глобального потепління [157, 158, 160], оскільки експлуатація газових мереж безпосередньо пов’язана із збільшенням концентрації CO_2 в атмосфері – що є одним із основних компонентів утворення парникових газів [140, 159, 200].

Вказана проблема у країнах Європи вирішується, в т.ч. і за рахунок правильного функціонування газової інфраструктури, оскільки результати роботи GIE показують, що газова інфраструктура має вирішальне значення для

того, щоб зробити енергетичний перехід доступним, а сама роль газової інфраструктури буде визначатися тим, що необхідно для того, щоб зробити нашу економіку CO_2 нейтральною [217]. Для цього, саме через стандарти, які установлюють вимоги до правил та процедур, відбувається поступове скорочення кількості викидів метану та CO_2 в атмосферу.

ЄС сьогодні націлений на розроблення та впроваджування стандартів на технічне обслуговування. Ці стандарти установлюватимуть вимоги для виконання робіт з обслуговування та їх відповідність призначенню. НД встановлюватимуть задані вимірювані вимоги щодо обслуговування та організаційних заходів, що застосовуються регулярно чи постійно та дозволяються досягнути виконання заданих показників рівня обслуговування (стандарти міститимуть терміни та визначення, покази якості виконання обслуговування, покази ефективності чи часові інтервали повного виконання). Стандарти можуть поширюватися і на певні конкретні ділянки проведення обслуговування (його етапи) – за умови, що стандарт на послугу в цілому не буде розкривати поставлені завдання (в тому числі, враховуючи індивідуальні особливості сервісних компаній, їх індивідуальну взаємодію з кожним клієнтом, зокрема).

Одним із завдань є розроблення методу оптимізації технологічних параметрів експлуатації ГРС при переході від вимог ГОСТ до європейських стандартів. Зважаючи на положення ЗУ «Про стандартизацію» [117], де передбачено скасування ГОСТ колишнього СРСР та перехід на європейську модель стандартизації. Станом на сьогодні у операторів газової інфраструктури не має розроблених механізмів, щоб оптимальним чином здійснити переорієнтування функціонування всієї системи виключно на стандарти ЄС. Відповідно, зараз потрібно розробити методику адаптації системи ГРС до вимог європейських стандартів із найменшими витратами. Розроблений метод дозволятиме проводити розрахунок показів технологічних параметрів та їх відповідне нормування із методологією їх адаптації до вимого стандартів ЄС щодо оптимальної мінімізації витрат компанії на роботи, у свою чергу це дозволить визначати пріоритетність впроваджування заходів зі стандартизації

для експлуатації об’єктів ГРС. Для розроблення методу необхідно провести визначення набору показників та критеріїв якості та надійності, що дозволяють забезпечувати оптимальний режим роботи компанії; аналізування показників та параметрів, що нормуються ГОСТ та відповідних у EN, виконати аналіз впливу різних техніко-економічних чинників та параметрів, що впливають на економічну ефективність результатів робіт зі стандартизації; і відповідно до отриманих даних розробити алгоритм оцінювання відповідності параметрів поточного стану системи та порядку їх перегляду [59].

1.4 Стан та проблеми нормативного і метрологічного забезпечення промислового обліку природного газу

Базовим нормативно-правовим актом, що визначає правові, економічні та організаційні засади діяльності нафтогазової галузі України в частині регулювання відносин, пов'язаних видобуванням, транспортуванням та споживанням нафти і газу, продуктів їх перероблення є Закон України „Про нафту і газ” [107]. Зазначений регуляторний акт спрямований на забезпечення енергетичної безпеки України, розвитку конкурентних відносин у нафтогазовій галузі, захисту прав усіх суб'єктів відносин, що виникають у зв'язку з геологічним вивченням нафтогазоносності надр, розробкою родовищ нафти і газу, переробкою нафти і газу, зберіганням, транспортуванням та реалізацією нафти, газу і продуктів їх переробки, працівників галузі та споживачів нафти і газу.

У Законі України „Про метрологію та метрологічну діяльність” [106] встановлено правові основи забезпечення єдності вимірювань в Україні, регулюоится відносини у сфері метрологічної діяльності, сам нормативно-правовий акт спрямований на захист громадян і національної економіки від наслідків недостовірних результатів вимірювань. Відповідно до положень [106] облік енергетичних і матеріальних ресурсів (електричної і теплової енергії, газу, води, нафтопродуктів тощо), за винятком внутрішнього обліку, який ведеться підприємствами, організаціями та фізичними особами-суб'єктами підприємницької діяльності, входить до сфери державного метрологічного

контролю і нагляду стосовно засобів вимірювальної техніки та методик виконання вимірювань.

Положеннями Закону України „Про ринок природного газу” [109] установлено, що облік природного газу, у тому числі комерційний (приладовий), здійснюється з метою отримання та реєстрації достовірної інформації про обсяги і якість природного газу під час його видобування, транспортування, розподілу, постачання, зберігання та споживання. Власне, комерційний облік природного газу здійснюється з метою визначення за допомогою вузла обліку природного газу обсягів його споживання та/або реалізації, на підставі яких проводяться взаєморозрахунки, а відпуск природного газу споживачам здійснюється за умови наявності вузла обліку природного газу. У нормативно-правовому акті [109] зазначається, що результати вимірювань вузла обліку природного газу можуть бути використані за умови забезпечення єдності вимірювань.

Згідно Наказу Міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005 р. № 618 «Про затвердження Правил обліку природного газу» під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання» [101] регламентовано порядок взаємовідносин між суб’єктами господарювання під час передавання з газорозподільчих мереж видобутого природного газу. Зазначеним документом визначено п’ять категорій ВОГ залежно від річних обсягів транспортованого газу. При цьому, правилами [108] визначено, що на комерційних вузлах обліку газу з максимальною об'ємною витратою газу більше 65 м^3/год з будь-яким надлишковим тиском та в діапазоні об'ємної витрати від 16 м^3/год до 65 м^3/год з надлишковим тиском більше 0,005 МПа вимірювання об'єму газу повинні проводитись тільки з використанням обчислювачів або коректорів об'єму газу. Додатково, установлено, що максимальна об'ємна витрата газу визначається за паспортними даними газоспоживаючого обладнання. Якщо встановлено умови, при яких надлишковий тиск газу не перевищує 0,005 МПа і об'ємна витрата газу не більше 65 куб.м/год, у такому разі дозволяється використання лічильників газу з автоматичною корекцією об'єму газу тільки за його температурою.

Варто зазначати, що в Україні для вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу до недавнього часу застосовуватися 33 міждержавні стандарти [69], однак відповідно до змін, проведених у зв’язку з прийняттям нового Закону України «Про стандартизацію» [117], частина з них втратили чинність. Тому, пріоритети в галузі стандартизації належать гармонізації національних стандартів з міжнародними та регіональними (європейськими) стандартами, регламентами та практиками.

Згідно з чинним в Україні національним стандартом ДСТУ ISO 15112:2009 «Природний газ. Визначення енергії» (ISO 15112:2007, IDT) [42], кількість енергії природного газу визначають з використанням вимірювальних систем, до складу яких входять вузли обліку природного газу (далі – ВОГ) та вузли визначення фізико-хімічних параметрів (далі – ФХП). При цьому ВОГ та вузол визначення ФХП природного газу можуть бути розташовані в різних місцях і належати різним власникам, зокрема, вузол визначення ФХП може одночасно входити до різних вимірювальних систем, які відносяться до одного маршруту транспортування природного газу газотранспортними або газорозподільними системами.

Вимірювальні системи визначення обсягів природного газу в одиницях енергії [95], які можуть бути у вигляді електромеханічних, електронних систем або систем, що містять програмний продукт, відносяться до автоматизованих систем контролю і обліку енергетичних і матеріальних ресурсів (зокрема природного газу). Оскільки вказані системи призначені для комерційного обліку і результати вимірювань яких використовуються для розрахунків за енергоносії, то на них поширюються вимоги Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 13.01.16 № 94 (далі – Технічний регламент) [102]. Згідно з суттєвими вимогами, наведеними у додатку 2 до згаданого Технічного регламенту похибка вимірювань (за нормованих робочих умов і за відсутності перешкод) не повинна перевищувати значення максимально допустимої похибки, яке встановлено спеціальними вимогами

відповідних національних стандартів, зокрема тих, відповідність яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту.

Згідно [99] до числа таких стандартів відноситься ДСТУ OIML R 140:2014 «Вимірювальні системи для газоподібного палива» (OIML R 140, edition 2007, IDT) [203]. При цьому стандарт встановлює значення максимально допустимих похибок вимірювань систем, ВОГ та вузлів визначення ФХП.

Визначення характеристик похибок або невизначеності результатів вимірювань вимірювальних систем здійснюється у процесі оцінки відповідності вимогам Технічного регламенту [102].

Варто відзначити, що в Україні загальна кількість вимірювальних систем з врахуванням споживачів з побутовими лічильниками газу перевищує десять мільйонів. Проте, зважаючи на те, що здійснити процедуру оцінки відповідності таких вимірювальних систем за відносно короткий період часу просто неможливо [85, 145]. Крім того, УЗЛГ промислового призначення характеризуються меншим міжповірочним інтервалом – не менше 2 роки і у виробничій практиці переважно вчасно піддаються повірці. Проте, такі заходи не дозволяють гарантувати ймовірність збереження метрологічних характеристик відповідно до встановлених границі згідно міжповірочних інтервалів [66, 69].

1.5 Вибір та обґрунтування напряму дослідження

Актуальність теми дослідження пов’язана із тим, що в Україні діяли і ще діють велика кількість стандартів колишнього СРСР, вимоги яких були обов’язковими для підприємств галузі. У результаті робіт, пов’язаних із євроінтеграційним курсом України розроблено та прийнято Закон України «Про стандартизацію», у перехідних положеннях якого надавався п’ятирічний термін для всіх заінтересованих сторін для здійснення планомірного переходу до нових стандартів, в тому числі європейських та міжнародних, як найменш витратним способом. Для цього Мінекономрозвитку також були розроблені та впроваджені програми держбюджетного фінансування [121-123], мета яких

полягала у фінансуванні основних ключових стандартів, необхідних галузевим підприємствам за кошти держави – відповідно як державна підтримка суб'єктам галузі. Однак, лише працювала тільки серед невеликої кількості організацій, які проводити відповідні роботи із гармонізації європейських та міжнародних НД. Відповідно, у 2019 р. програму щодо скасування ГОСТ колишнього СРСР, прийнятих до 1992 р., частково зірвано [56]. Частину ГОСТ скасовано, частину ще перенесено на 2021-2022 р. Хоча і пропозицій щодо розроблення нових НД (національних) чи гармонізації із відповідними міжнародними та європейськими НД до порівняння щодо відновлення дії ГОСТ на адреси відповідальних технічних комітетів зі стандартизації надходить мало. А зважаючи на те, що в організації роботи газорозподільної системи відсутній системний підхід до організації робіт зі стандартизації – порушені зв'язки та співпраця суб'єктів галузі (заінтересованих сторін) та технічних комітетів, то результатом такого стала поява дисбалансу щодо нормативного забезпечення виробничої діяльності компаній з дистрибуції природнього газу [55, 62].

Сьогодні нові правила організації газової інфраструктури відповідно до прийнятих НПА вимагають проведення реформування ринку розподілу природного газу, який не забезпечений в повній мірі регламентами, стандартами та іншими нормативними документами, які відповідають існуючій європейській практиці, зокрема щодо ефективної експлуатації енергетичного ринку, безпеки постачання енергетичних ресурсів до ЄС, впровадження заходів з енергоефективності та енергозбереження [212] із одночасним розробленням нових та відновлюваних джерел енергії, сприяння об'єднанню енергетичних систем для підтримання солідарності між країнами-членами ЄС.

Для того, щоб створити оптимальну нормативну базу необхідно розробити та впровадити математичне забезпечення, за допомогою якого можна розрахувати кількість контрольних заходів з технічного діагностування та розроблення оптимальних нормативних документів, положення яких дозволятимуть підтримувати безпечне та надійне функціонування газових мереж. В той же час, під час формування планів робіт зі стандартизації необхідно враховувати положення щодо впливу на довкілля контексті сталого

розвитку, зокрема через постійне аналізування ризиків та небезпек, які виникають під час експлуатування газових мереж, в тому числі, що спричинені витоками природного газу під час аваріих ситуацій.

Не вирішеним залишається питання розроблення та впровадження нормативних документів, які б остаточно врегулювали діяльність компаній розподілу природного газу (установлювали правила щодо проектування, будівництва газорозподільних мереж, матеріалів, обладнання; вимірювання витрат природного газу та його фізичко-хімічних параметрів, тощо) для досягнення конкурентоздатного, безпечного та екологічно сталого ринку природного газу. Створення актуальної нормативної бази для компаній з розподілу природного газу дозволить сформувати ефективний інструментарій для надійного функціонування усього національного ринку природного газу. Водночас актуалізовану нормативну базу можна застосовувати для формування перспективних планів розвитку газорозподільної мережі щодо питань будівництва нових та реконструкції існуючих об’єктів інфраструктури, планування заходів зі стандартизації щодо розроблення, гармонізації із міжнародними та європейськими НД, перегляду національних НД, розроблення та актуалізації корпоративних НД. Крім того, для досягнення оптимуму щодо нормативного забезпечення діяльності необхідне балансування інтересів усіх сторін, що дозволить оптимально підійти до вирішення складної задачі формування нормативної бази для регулювання питань розподілу природного газу із врахуванням національних та комерційних інтересів [61].

РОЗДІЛ 2
ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ІНДИКАТОРІВ ТА ПАРАМЕТРІВ СТАЛОГО РОЗВИТКУ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ

2.1 Формування системи забезпечення сталого функціонування газових мереж

Сьогодні міжнародна спільнота протистоїть глобальним проблема екологічного, економічного та соціального характеру. Потреба реагувати своєчасно на численні виклики зумовила появу нових підходів до їх вирішення, які у підсумку результували у застосування поняття «концепція сталого розвитку». У цьому понятті закладено зміст, що передбачає досягнути обов'язкової узгодженості економічного, екологічного та людського розвитку у такий спосіб, щоб від покоління до покоління не зменшувалися якість, безпека життя людей, не погіршувався стан довкілля й відбувався соціальний прогрес, який визнає потреби кожного [79]. І хоча це визначення було запропоновано ще у 1987 р. у звіті «Our Common Future» [153] Міжнародної комісії ООН з навколишнього середовища і розвитку. Однак до цього Римський клуб ввів поняття «стале зростання» у книзі «The Limits to Growth» [163], що була опублікована у 1972 р. Того ж року, схоже за змістом поняття «сталий розвиток» обговорювалося на конференції ООН з питань людського розвитку (UNCHE), що відбувалася у Стокгольмі, Швеція.

З того часу опубліковано чимало досліджень, де у призмі сталого розвитку вивчалися різні напрями виробничої діяльності, у тому числі і газової промисловості. Відповідно до Декларації Ріо-де-Жанейро UNCED [220], сталий розвиток є важливою метою для світової спільноти, а тому безпосередньо впливає на розробку національних соціально-економічних стратегій. У доповіді Секретаря Організації Об'єднаних Націй за 2012 рік підкреслювалося, що «сталий розвиток дає людям найкращу можливість обрати своє майбутнє, а викорінення злиднів, скорочення нерівності та інклюзивний розвиток може сприяти більш стійкому виробництву і споживанню» [209].

Крім того, вперше на міжнародній зустрічі, проведеній у 2002 р. сталий розвиток було представлено як концепцію трьох стовпів - соціальний, екологічний та економічний – що символізувати девіз саміту «Люди, планети, процвітання». До цього моменту, три аспекти сталого розвитку ідентифікувалися доволі розмито, однак саме ряд економічних та фінансових криз став каталізатором досліджень, враховуючи те, що сталість цілого залежить від взаємодопомоги і взаємозв'язку між частинами. У той же час нації мають можливість досягнення економії за рахунок виконання певних функцій, послуг та економічної діяльності. Як на національному, так і на місцевому рівнях екологічні обмеження не дуже фіксовані, тому що завжди є можливість звернутися за допомогою ззовні, або змінити розташування, якщо умови дійсно нежиттєздатні. Стало зрозумілим, що екологічні межі є особливо помітними на планетарному рівні. І не зважаючи на те, що протягом поколінь світ здавався таким великим та невичерпним, але у зв'язку із зростанням населення і масштабами впливу людей, зумовленими досягненнями науки й техніки, планетарні межі або кордони раптово здаються дуже близькими або взагалі розмиваються [205].

Важливим кроком світової спільноти на шляху досягнення цілей сталого розвитку стало прийняття міжнародного стандарту ISO 14090 «Adaptation to climate change. Principles, requirements and guidelines», гармонізованого із європейським [165], який установлює основні принципи, вимоги та рекомендації, пов'язані з адаптацією до змін клімату, які зачіпають питання інтеграції процесів адаптації в діяльність організації (а також між організаціями), розуміння наслідків та невизначеностей і способів застосування адаптації для прийняття важливих екологічних рішень. Актуальність прийняття цього нормативного документу регламентована тим, що протягом довгого часу парниковий ефект, спричинений діяльністю людей суттєва впливав на зміни клімату, як і на саме функціонування організацій. Тому зараз ступінь кліматичних змін у майбутньому буде залежати від ефективності зусиль щодо обмеження додаткових викидів парникових газів, у зв'язку з чим зменшення впливу загроз, які і виникають через зміни клімату, та за для максимального

застосування можливостей, що виникають, усім компаніям необхідно вміти ефективно та раціонально адаптовуватися до змін, що проходять безперервно.

У як зазначається у стандарті[165] , зміни клімату можуть бути як прямими так і непрямими, та приймати різні форми – фізичні, фінансові, нормативно-правові, тощо. При цьому, адаптація до змін клімату може поширюватися на різноманітні сфери діяльності [152]. Відповідно, через застосування положень стандартів компанії можуть визначати власні пріоритети і напрацьовувати ефективний, оперативний метод адаптації із врахуванням галузевої специфіки їх діяльності, а також конкретних завдань щодо змін клімату, які впливають на їх діяльність. Тобто, мета прийнятого стандарту – це надання організаціям послідовного, структурованого та раціонального підходу, результати застосування якого спрятимуть запобіганню чи мінімізації негативного впливу змін клімату, і як наслідок – застосування найкращих практик.

Якщо розглядати розвиток, безпеку та якість будь-якої промислово розвиненої країни, очевидним є той факт, що всі ті поняття безпосередньо залежать від безпечного та надійного рівня експлуатації критичних інфраструктур [17, 52]. До таких інфраструктур відноситься і газова, що охоплює роботу компаній з транспортування та розподілу природного газу. Ураховуючи стратегічну важливість таких інфраструктур, впродовж останніх десятиліть [210, 219] підвищується актуальність вивчення та вдосконалення якості ведення процесів, спрямованих на зниження витрат і втрат паливно-енергетичних ресурсів такими інфраструктурами, а також їх впливом на довкілля та людину, що є об’єктом цілей сталого розвитку (СР) [70, 78].

Ряд напрацювань з питань сталого розвитку газової інфраструктури раніше були розглянуті у звіті 22-ї Всесвітньої газової конференції. За результатами її проведення було встановлено стратегічний план сталого розвитку газової промисловості, де природний газ визначався як перехідний ресурс [186]. Пізніше, у 2006 р. вже на 23-ій конференції розглядалися результати вивчення життєвого циклу газової промисловості [187], а у 2009 р. на відповідній конференції було запропоновано стандарт сталого оцінювання

поведінки газових компаній [188]. Відтак, у 2012 р. International Gas Union (IGU) випустив звіт під назвою «From Natural Gas Global Vision — Future Approaches for Energy Sustainable Development», де було запропоновано підходи до майбутного сталого розвитку енергетичної сфери: сталість, безпека постачання та доступність [189]

Переконливим є погляд [162], де стверджують що метою сталого розвитку газової промисловості є підвищення продуктивності, результативності та стабільності всього ланцюга газової промисловості. При цьому, сталий розвиток газової промисловості розглядається як динамічний процес, в якому люди використовують вичерпні ресурси природного газу безпечним, сталим та стабільним чином через всебічну інтеграцію промислових ланцюгів і де газ вважається перехідною ланкою від традиційних джерел палива (вугілля, нафти) до відновлюваних (енергія сонця та вітру).

В Україні, згідно Указу Президента від 30.09.2019 р. № 722/2019 «Про Цілі сталого розвитку України на період до 2030 року» [120] ці цілі полягають, зокрема, у забезпечення доступу до надійних, стійких та сучасних джерел енергії, забезпечення переходу до раціональних моделей споживання і виробництва та створення стійкої інфраструктури. Тому, важливо в контексті підтримання безпечного та конкурентоздатного газопостачання, що відповідає цілям операторів критичних інфраструктур, беручи до уваги підвищення економічних і соціальних показників розвитку та зменшення негативного впливу на довкілля, врахувати нові та прогнозовані критичні (вразливі) точки, оскільки технічні несправності, природні катастрофи, цілеспрямовані терористичні загрози можуть мати катастрофічні наслідки [88, 140].

Безперечно, моральна та фізична зношеність ГРМ, недосконаліть нормативного забезпечення, фінансові труднощі не дозволяють операторам з розподілу природного газу створити належні умови для розвитку середовища, у якому можна було б мінімально ефективно реалізовувати цілі СР, особливо що стосується індикаторів та параметрів екологічного, економічного та соціального виміру. При цьому, зростання показників аварійності ГРМ [53] у десять разів за останні п’ять років, без сумніву, зумовлює значне навантаження

на довкілля. Тут, потрібно врахувати той факт, що сама газова інфраструктура як складова нафтогазової промисловості є одним з головних джерел парникових газів, насамперед метану і CO_2. Власне тому вивчення впливу існуючих методів експлуатації ГМ низького та середнього тиску на довкілля у розрізі основних виробничих процесів та величин загроз, що зумовлюють аварійність ГМ, дозволить надалі впроваджувати оптимізаційні та інноваційні технології, які реалізовуватимуться через нове покоління галузевих нормативних документів та формуватимуть основу для проведення редизайну ГМ відповідно до поточних обсягів споживання природного газу. Для ефективного впровадження отриманих результатів також потрібно розробити новий комплекс нормативних документів із одночасними переглядом уже чинних. Нові нормативні документи повинні враховувати не тільки фактичні короткострокові потреби газової інфраструктури, але і орієнтуватися на довгострокові цілі, в першу чергу ті, що стосуються змін клімату та доступу до джерел енергії. Важливо також чітко прописати процедури аналізування загроз , що виникають в процесі експлуатації газових мереж та розробити базову сценарії реагування на них, які безпосередньо стосуються об’єктів газової інфраструктури [140].

Перехід до кліматично-нейтральної економіки в основі якої лежить використання відновлюваних джерел, супроводжується вагомими викликами у сфері транспортування та розподілу природного газу. Існуюча газова інфраструктура є енергоємною, а її потужності мають потенціал до забезпечення міжпромислового зниження викидів паралельно із тенденціями щодо створення кліматично-нейтральної Європи [207]. Такі тенденції потребують як різкого скорочення викидів парникових газів так і переходу на «дружні» до довкілля джерела енергії та інтенсифікацію їх застосування [140].

У 2016 р. набула чинності Паризька Угода [90], у якій сформульовано загальну ціль адаптації, що спрямована на «підвищення адаптаційного потенціалу, підвищення стійкості екосистем щодо відновлення їх функцій та зниження їх вразливості до змін клімату з метою сприяння соціально-відповідальному розвитку суспільства та прийняття адекватних заходів для

зниження темпів глобального потепління». Тобто зусилля усіх стейкхолдерів повинні спрямовуватися на зниження глобального підвищення температури на 2°С, а якщо застосовувати цей принцип для газорозподільних мереж, то це означає суттєве зниження вуглецевого сліду (декарбонізацію) через досягнення нульових показників викидів парникових газів та використанням відновлюваних джерел чи низьковуглецевого газу (природного газу із технологіями захоронення вуглецю (CCS-технології). Саме для досягнення таких цілей операторам ГРМ потрібно здійснити рішучі кроки щодо досягнення збалансованого розвитку інфраструктури, нарощенню власного технологічного потенціалу, запровадження екологічно дружніх практик поводження з небезпечними для довкілля речовинами, викидами, істотно скоротити потрапляння цих речовин у повітря, воду і ґрунт, щоб звести до мінімуму їх негативний вплив на здоров'я людей та довкілля, істотно скоротити потрапляння цих речовин у повітря, воду і ґрунт, щоб звести до мінімуму їх негативний вплив на здоров'я людей та довкілля, забезпечити остаточне знешкодження накопичених непридатних для використання речовин [140]. Всі ці завдання уже закладено в проект Стратегії сталого розвитку України до 2035 р.[137], Стратегії низьковуглецевого розвитку України до 2050 р. [136] та Енергетичної стратегії України до 2035 р.[119], що у підсумку сприятиме оптимізації та інноваційному розвитку ГРМ зокрема, та вийти у підсумку на шлях сталого розвитку України.

У Європі чинними є регіональні та світові угоди, які підштовхують держави до впровадження низьковуглецевих технологій, наприклад Кіотський протокол (1997 р.) [57] та стратегія "Чиста планета для всіх" [155]. Основною метою ЄС є гарантування споживання у 2050 р. понад 75 % енергії від поновлюваних джерел. Саме тому сталий розвиток енергетики можливий тільки із врахування всіх нормотворчих, організаційних, технічних, технологічних, метрологічних чинників, що стоять перед критичними інфраструктурами. Цей процес повинен характеризуватися об'єктивністю та керованістю, що у підсумку гарантуватиме безпеку та надійність постачання газу кінцевим користувачам. Важливим елементом має також стати мінімізація

ризиків, що у підсумку підвищить стійкість розвитку усіх елементів таких інфраструктур [140].

Сьогодні для реалізації концепції СР застосовують комбінацію системного, цілісного та комплексного підходів [161, 169, 172, 200], де розглядається складна структура, яка включає суспільну та екологічну системи, соціальну, економічну та природну взаємодію. А тому вирішення глобальних завдань не можливе без узгодженої взаємодії та стратегій на всіх рівнях – від рівня світової спільноти до рівня промисловості та індивідуально підприємств.

Важливим аспектом світових тенденцій СР є питання зменшення викидів метану. У останні десятиліття спостерігається активний перехід від «брудних» (вугілля та нафта) до більш «чистих» (природній газ) джерел енергії, враховуючи те, що саме природній газ із трьох зазначених викопних видів палива має найнижчі значення інтенсивності викидів вуглекислого газу. Однак зазначається у [201, 202], збільшення споживання природного газу є недостатнім для зменшення глобальних викидів парникових газів, а тому автори розглядати роль природного газу як своєрідного «моста» під час переходу до глобальної енергетичної системи з низьким вмістом вуглецю, і з дотриманням певних умов саме природній газ можна застосовувати як перехідне паливо у процесі досягнення глобальних цілей низьковуглецевого розвитку до 2035 р. Однак, зараз стало помітним те, що не реалізуються сценарії «Золота ера газу» Міжнародного агентства з питань енергетики, де прогнозувалося майбутнє збільшення обсягів споживання газу у світовій енергетичній системі, оскільки фактичні дані свідчать про те, що прогнозовані викиди від зафіксованих у сценарії обсягів споживання газу, відповідають зростанню температури на 3,7 ° С [193] , що набагато перевищує міжнародний поріг "значно нижче 2 ° С" [221]. Разом з тим, вирішальним фактором, що впливає на низьковуглецевий потенціал природного газу є рівень викидів метану у процесі видобування, транспортування та розподіляння. Ця проблема заслуговує особливу уваги тим що потенціалом парникового ефекту метану, що потрапив в атмосферу, у 30-90 разів перевищує вуглекислий газ (відповідно до часового інтервалу оцінювання). За міжнародними статистичними даними

[181], викиди метану у нафтогазовій промисловості у 2017 р. становили 80 Мтон (або 2,4 млн. тон у еквіваленті вуглекислого газу – див. Рис.2.1), а у відсотковому відношенні становили 6 % всіх викидів парникових газів. При тому, згідно результатів міжнародних досліджень стає зрозумілим, що негативний вплив викидів метану може мати більш негативні наслідки, а ніж зазначалося у поточних прогнозах [191, 199]. Зокрема, якщо не буде вжито всіх необхідних заходів, викиди метану у нафтогазовій галузі зростуть на 40 % до 2040 р., і продовжать зростати далі [140].

Однак, прогнози Міжнародного агентства з питань енергетики [172] є більш втішними, про що свідчить тенденція спадання викидів метану на Рис. 2.1.

Рис. 2.1 – Світові викиди метану у нафтогазовій промисловості (за даними МЕА, 2019 [172])

Зважаючи на те, що сьогодні особливо актуальними є світові кліматичні політики, які слугують драйверами розвитку газової промисловості, однак залишається ще чимало питань технічного характеру, що стосуються удосконалення методів експлуатації газових мереж з точки зору забезпечення безаварійності та підвищення якості застосовних ремонтних технологій, ураховуючи технічні показники української ГРМ, які є найбільш економічно ефективним способом зменшення викидів метану. І ефективність впровадження нових методів експлуатації та кліматичні переваги від використання природного газу будуть залежать від зменшення витоків з газорозподільних

мереж, зважаючи на високий потенціал метану в глобальному потеплінні (а саме CH4 є основний компонентом природного газу) [140, 151].

Скорочення викидів вуглекислого газу (CO2) завдяки опорі на природний газ може створити приховане зобов'язання щодо зменшення витоків метану (CH4). Втім, незважаючи на те, що обсяги витоків CH4, спричинені витоками природного газу широко вивчається, масштаби та терміни зменшення викидів CH4, необхідні для досягнення цілей кліматичної політики, є недостатньо зрозумілими [196].

На даний час, розроблено та впроваджено наступні документи, мета яких полягає у скороченні викидів метану [182, 201, 202, 221]:

1) Керівні принципи щодо метану (MGP), розроблені в 2017 році, є платформою для співпраці з багатьма зацікавленими сторонами, яка включає понад 20 установ з промисловості, міжурядових організацій (включаючи IEA), наукових кіл та громадянського суспільства. Ці принципи мають на меті покращити розуміння та передовий досвід скорочення викидів метану та розробити й впровадити політику та регулювання щодо скорочення викидів метану. Важливо зазначити, що викиди CH4 з енергетичного сектору повинні бути зменшені на 30% -90% від сьогоднішнього рівня до 2030 року, щоб досягти цільової кліматичної політики [123], еквівалентної викидам CO_2, продовжуючи вважати пріоритетним паливом природний газ. Однак, ці скорочення викидів CH4 будуть значно перевищувати аналогічні скорочення викидів CO2 за тією ж політикою.

2) Міжнародна нафтогазова кліматична ініціатива (OGCI), мета якої полягає у покращенні збору даних про метан та розробленні й застосуванні економічно ефективних технології управління метаном; до його складу входять тринадцять великих міжнародних нафтогазових компаній. У 2018 році члени OGCI оголосили мету знизити середню загальну інтенсивність метану в сукупних операціях з видобутку газу та нафти до нижче 0,25% до 2025 року (з 0,32% станом на 2018 р.), з амбіцією досягти в кінцевому рахунку рівня 0,2%.

3) протоколи Нафтогазового партнерства щодо метану (у рамках Коаліції за збереження клімату та чистоти повітря), у яких регламентуються питання

ідентифікування та зменшення викидів метану та які створюють платформу для поширення отриманих результатів. До складу Нафтогазового партнерства входить група з десяти нафтогазових компаній, урядів, комісія з довкілля ООН, Світового банку та Фонду захисту навколишнього середовища [140].

Важливими новим прийнятим документом є «Управління метаном у нафтогазовій галузі: керівництво з передової практики» [149], мета якого полягає в наданні власникам і операторам нафтогазових підприємств, державним і директивним регулюючим органам керівних вказівок щодо розроблення і застосування ефективної практики у сфері моніторингу, звітності та верифікування, а також щодо дій для пом'якшування наслідків і скорочення викидів метану. Крім того, у документі визначається три рівні впливу заходів з моніторингу, звітності та верифікування:

1) корпоративний рівень (безпосередня ідентифікація та вимірювання викидів метану відповідно до застосовного устаткування, ідентифікація витоків газу та ремонтні роботи, розроблення програм для зменшення викидів метану, кадастр та звітність про викиди метану);

2) національний рівень (національні кадастри викидів, державне регулювання моніторингу, звітності та верифікування викидів метану, розроблення національних стандартів, економічних інструментів впливу, добровільні чи досягнуті переговорами угоди);

3) міжнародний рівень (звітність відповідно до Рамкової конвенції ООН щодо змін клімату, керівництва міжурядової групи експертів з питань зміни клімату, міжнародні дослідження в рамках Паризької Угоди, фінансування програм боротьби зі змінами клімату, міжсекторальне співробітництво, державно-приватні партнерства).

Водночас, у Керівництві зазначається, що рівень компаній зачасту співвідноситься із національним у частині застосування стандартів, де наведено передових досвід чи найкращі практики, а стандарти у свою чергу враховують і вимоги міжнародних керівництв чи досвіду впровадження нових технологій [140].

Окрім наведених вище документів, розроблені та впроваджені й інші національні політики та керівництва щодо поводження з викидами метану [154], зміст яких направлений на нормативне урегулювання процесів спалювання/вентилювання природного газу, обстеження ГМ для визначення та контролювання витоків, звітування про обсяги викидів метану в довкілля, інші регуляторні політики.

У контексті функціонування української ГРМ одним із першочергових завдань політики поводження з викидами метану має бути зменшення втрат природного газу, спричинених витоками на об'єктах газової інфраструктури, що у підсумку дозволить оптимізувати виробничо-технологічні витрати мережі, забезпечити надійну експлуатацію і підвищити економічну ефективність роботи операторів загалом.

На етапі впровадження сталих рішень ефективним рішення є розроблення методології формування майбутніх аналітичних напрацювань, застосування принципів експертного оцінювання та типів майбутніх сценарії для досягнення розуміння змін, пов'язаних із принципами сталого розвитку. Аналітичні напрацювання у цьому випадку виступають ключем, що може допомогти у розумінні концептуальних засад змін у майбутньому. Планування майбутніх дій дозволить ефективно приймати рішення, що матимуть значний вплив на усі майбутні події та процеси. А результати, отримані у результаті таких рішень дозволять досягнути довготривалого ефекту [154].

2.2 Вплив витоків природного газу на довкілля

Автори [20] зазначають, що для ідентифікації та усунення втрат природного газу необхідно вирішити ряд організаційних, технічних, технологічних та метрологічних задач, спрямованих та мінімізацію таких втрат та розробити ефективні технічні рішення для забезпечення високої точності та вірогідності обліку природного газу на кожному з етапів газопостачання.

Експлуатація застарілих газопроводів супроводжується високими показниками виробничо-технологічних витрат. Аналіз відомостей НКРЕКП [51] показує, що за останній 2019 р. оператори ГРМ відзвітувати про доволі

значене підвищення обсягів виробничо-технологічних втрат, показники яких зросли на 35 % (Рис. 2.2).

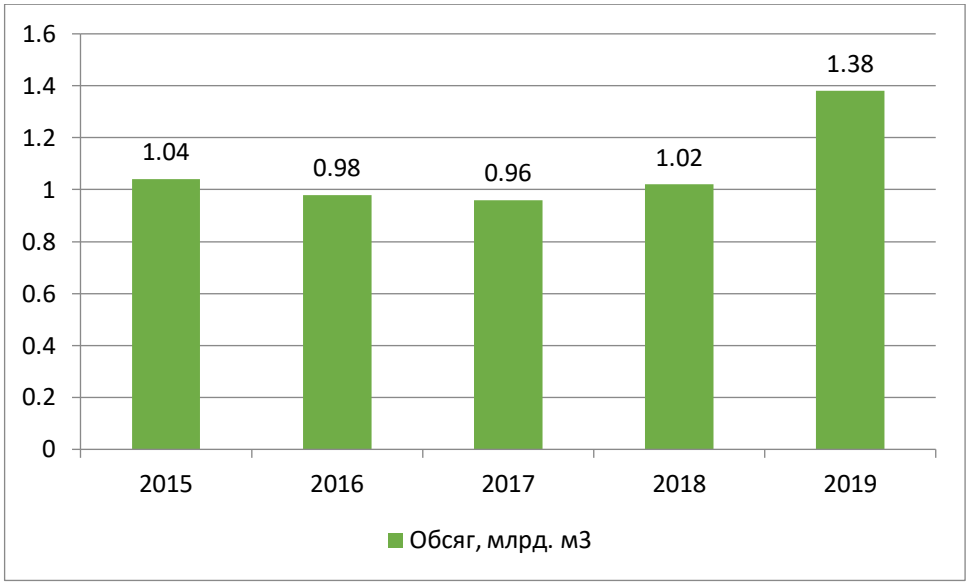

Рис. 2.2 – Обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу оператора ГРМ за 2015-2019 рр., млрд. м^3[51]

Аналізуючи перспективи газової інфраструктури важливо окреслити небезпеки, що пов'язані із витоками метану. Власне витоки можуть відбуватися по всіх газовій мережі, і їх джерела можуть бути як ненавмисними (наприклад, у газорозподільних мережах низького тиску, де все ще використовують чавунні труби), так і бути цілеспрямованими (наприклад, коли газ замість спалювання відводиться у атмосферу). Крім того, довгі дистанції між об'єктами газової інфраструктури (мається на увазі від місця видобування та транспортування газопроводами великої протяжності) є джерелом 60-80% витоків метану [192]. За потенціалом глобального потепління лише 3% витоків метану може призвести до скасування усіх заощаджених викидів від переходу застосування вугілля на природний газ у виробництві електроенергії (MEA, 2018). Поточні обсяги витоків метану, можливо, є недооціненими і неправильно обчислені [151], а тому методики визначення обсягів витоків метану та способів їх скорочення ще вивчаються [214].

ГРМ є частиною критичної інфраструктури, де будь-яка аварія чи несправність можуть спричинити загрози людям чи суміжним спорудам, завдати невиправної шкоди довкіллю. Крім того, як показують дослідження

[17] однією із основних причин виникнення несправностей чи аварій є зношеність газових мереж (ГМ). Зокрема. у дослідженнях [147] зазначається, що витоки старих газорозподільчих мереж становлять до 8% від загального обсягу споживання газу.

На сьогодні, за даними провідної міжнародної консалтингової компанії Navigant Research [171], загальна протяжність ГРМ (трубопроводи середнього та низького тиску) країн ЄС становить 1,4 млн км (Рис. 2.3). В Україні цей показник складає понад 409 200,00 км (відповідно до інфломації ТОВ «Регіональна газова компанія»). Саме тому газова інфраструктура має значний потенціал для сукупної економії затрат на енергосистему загалом [140].

Рис. 2.3 – Протяжність ГРМ (трубопроводи низького та середнього тиску) країн Європи та України [74, 146, 166]

Найчастіше причиною викидів метану на об’єктах ГРМ є саме втрати природного газу, спричинені витоками. Як показує практика [13, 14, 75, 93, 135], основними джерелами витоків на ділянках ГРМ є саме:

- дефекти на зовнішніх газопроводах (надземних, підземних): пошкодження зварного шва, корозійні пошкодження, механічні пошкодження, інші дефекти;

- порушення герметичності газового устаткування (регулятори тиску, клапани, фільтри, запірні пристрої, тощо) яке розташоване в газорозподільних пунктах (ГРП) та шафових газорозподільних пунктах (ШРП);

- порушення герметичності газової арматури (крани, засувки, вентилі, фланці, тощо), яка розташована на газопроводах.

У статті [170] аналізуються витоки щодо ймовірності їх виникнення. Зокрема, частка ймовірності витоків спричинених пошкодженнями матеріали труби становить – 14,7%, корозійними процесами – 8,8%, помилка оператора – 8,8 %, впливом зовнішніх чинників – 2 %, впливом довкілля – 2,0 %. При цьому, автори проводять дослідження щодо оцінювання обсягів витоків із газопроводів за допомогою оцінювання статистичних даних за визначений період.

У дослідженнях, проведених Матіко Ф.Д. [75] зазначається, що середній щорічний обсяг нормованих виробничо-технологічних витрат та втрат природного газу в газорозподільних підприємствах України становить:

- технологічні витрати – близько 1% (10,6 млн.м^3);

- втрати газу (витоки в атмосферу) – 62% (657,2 млн.м^3);

- втрати внаслідок неприведення облікованого побутовими ЛГ об’єму газу – 37% (392,2 млн.м^3).

Питання удосконалення аналітичних методів визначення витрати витоку газу при квазістаціонарних та нестаціонарних режимах, та дослідження його фільтрації в ґрунті висвітлені у дисертації Стасюка Р.Б [135]. Зокрема автором проведених експериментальних досліджень процесу витікання газу під тиском встановлено, що суттєві розбіжності у визначенні витрати витоку між прогнозними і фактичними даними пояснюються рядом неприйнятних припущень в аналітичних дослідженнях, і на основі встановлених закономірностей запропоновано залежність для компенсаційної поправки у вигляді коефіцієнта витрати отвору.

У статті [73] наведено обґрунтування способу виявлення витоків із застосуванням мобільного витратовимірювального комплексу із застосуванням методу, що передбачає зміну тиску газу у досліджуваній ділянці мережі. Крім того, авторами установлено, що у газопроводах середнього тиску діапазон можливої зміни тиску є набагато більшим від діапазону зміни тиску у мережах низького тиску, що дозволяє виявити навіть невеликі пошкодження.

Досліджуючи питання впливу витоків метану на довкілля, варто зазначити результати роботи авторів [179], які виокремлюють чотири компоненти, які є основними для оцінювання ролі метану в сліді парникових газів, що утворюються у процесі функціонування газової інфраструктури: (1) обсяги вуглекислого газу, що безпосередньо виділяються під час спалювання палива та опосередковано виділяється для отримання та використання палива; (2) швидкість викиду метану у процесі видобування чи транспортування природного газу (найчастіше виражається як частка всього життєвого видобутку газової свердловини, скоригована щодо обсягів метану у видобутому газі); (3) потенціал глобального потепління метану, який є відносним ефектом метану порівняно з діоксидом вуглецю з точки зору його потенціалу підвищення температури глобальної кліматичної системи і є функцією часових рамок, що розглядаються після викиду метану; та (4) ефективність використання природного газу в енергетичній системі. Відповідно парниковий ефект розраховуються як [179]:

$$ПЕ = [B_{CO2} + (ПГП \times B_{CH4})] / E, \quad (2.1)$$

де *ПЕ* – парниковий ефекти, *ПГП* – потенціал глобального потепління; B_{CO2} - викиди вуглекислого газу, B_{CH4} – викиди метану, Е – ефективність.

У цій же статті зазначається, що обсяг витоків метану для природного газу у процесі його транспортування до кінцевого споживача знаходиться на рівні від 1,7% до 6% (середньозважена – 3,8 %).

Не зважаючи на те, що метан чинить більш негативний вплив як парниковий газ, на відміну від вуглекислого газу, проте період розпаду метану в атмосфері складає всього 12 років, у той час, коли вуглекислий газ може знаходитися у атмосфері більше ста років [194].

Як свідчать дані [168, 180], обсяги викидів метану постійно зростають. На рис. 2.4 зображено прогнозовані обсяги викидів метану, прямих та непрямих викидів вуглецевого газу у перспективі 100 років для різних видів палива згідно мінімального та максимального прогнозів. Усі викиди парникових газів скориговано щодо кількості енергії, вивільненої під час згоряння.

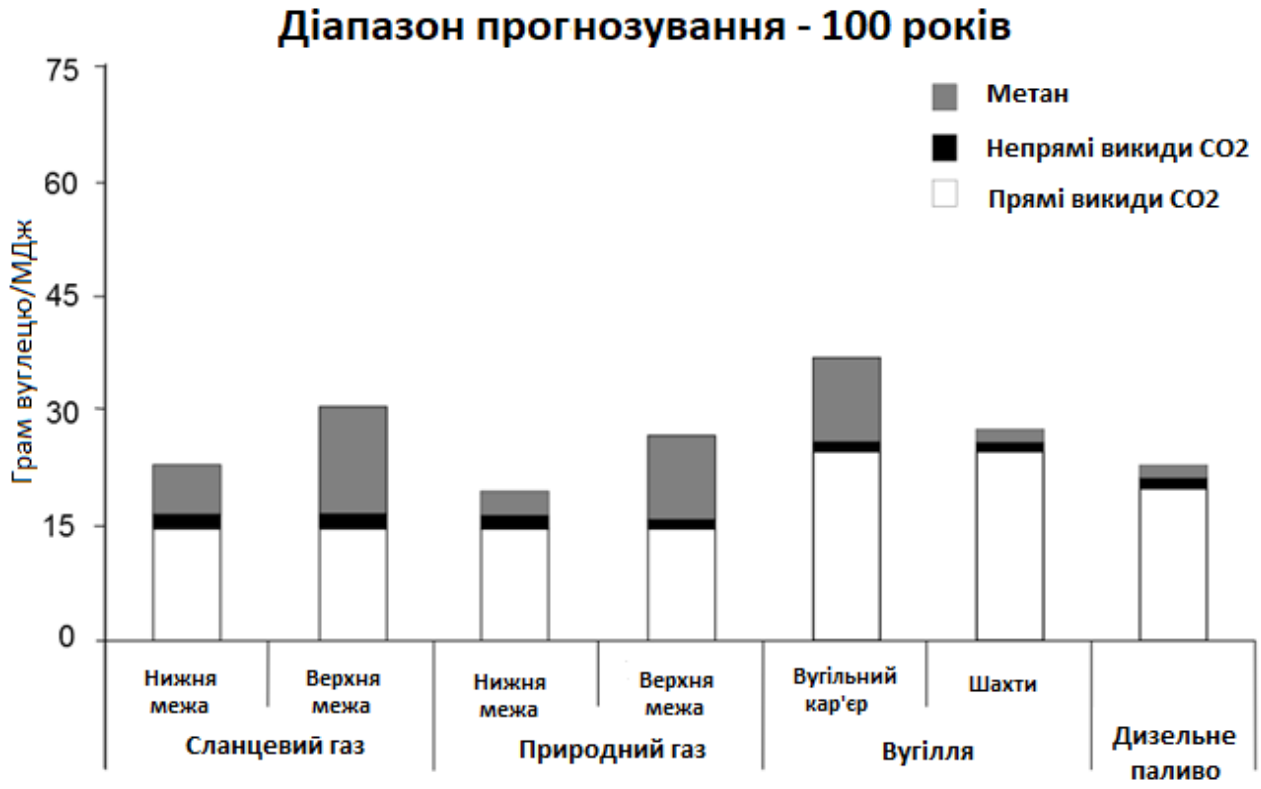

Рис. 2.4 – Прогнозовані обсяги викидів метану, прямих чи непрямих викидів вуглецевого газу [168]

Як результат, прискорені темпи потепління означають те, що у екосистем і людей менше часу для адаптації, збільшення викидів CH4 через заміну природного газу на вугілля та нафту може призвести до небажаних наслідків для клімату в найближчому майбутньому.

Враховуючи той факт, що негерметичність елементів мереж газопостачання, спричинена коливаннями температури робочого та зовнішнього середовища, а також волога, є причиною витоків метану, то досягнути зменшення обсягів витоків природного газу можна за допомогою удосконалення методів експлуатації трубопроводів середнього та низького тиску через підвищення якості виконуваних робіт з герметизації технологічного устаткування, які у результаті дозволятимуть значно скоротити викиди метану в атмосферу. Тут потрібно розуміти, що до таких базових заходів, які обмежуватимуть витоки метану належать впровадження сучасних безтраншейних методів ремонту/реконструкції/оновлювання дефектних ділянок газопроводів без випускання газу з газопроводу [24], максимальний відбір газу

з ділянок газопроводів перед ремонтними роботами, перепускання газу з ремонтних або замірних ділянок газопроводів під час планових замін діафрагм в газопроводи з меншим тиском, ущільнення технологічного обладнання [67].

2.3 Методологія оцінювання впливу індикаторів та параметрів сталого розвитку на функціонування газових мереж

З метою скорочення рівнів викидів метану на виробничих потужностях оператора ГРМ проведено дослідження впливу втрат природного газу у наслідок витоків на об’єктах оператора ГРМ, відповідно до індексів та параметрів екологічної, економічної та соціальної складових сталого розвитку [134], а також виконано аналізування можливих ризиків згідно небезпек, які чинять витоки газових мереж [92].

Враховуючи, що на сьогодні не існує єдиного підходу до комплексної оцінки стану навколишнього середовища під впливом навантаження експлуатації об’єктів газової інфраструктури розглянемо ймовірнісну оцінку чинників ризику витоків природного газу згідно наведеної вище класифікації. Метою цього методу є оцінювання величини впливу чинників ризиків на параметри та індикатори сталого розвитку та ранжування чинників, що вимагають якнайшвидшого реагування чи підвищеної уваги. При цьому виконується не аналіз джерел походження, а власне чинник ризику визначається як цілісна величина, тобто ігноруються його складові. Застосування «цілісної» величини дозволяє здійснювати оцінювання без аналізування великих масивів даних, що відповідно забезпечує простоту розрахунку. Водночас, це дозволяє провести аналізування всіх параметрів екологічної, економічної та соціальної складових СР, на які безпосередньо впливають витоки у ГМ та визначати наступні напрями зниження впливу небезпеки витоків. Зазначений метод оцінювання хоча і має опосередковану точність, проте надає повну картину існуючої ситуації, визначає критичні точки експлуатації діючої інфраструктури і слугує первинним джерелом отримання достовірної інформації та може надалі застосовуватися з метою прогнозування чи оперативного реагування на визначені критичні точки [140].

Для цілей виконання аналізу потрібно отримати відомості про загальну кількість витоків, які зареєстровані оператором ГРМ на ділянках трубопроводів, що експлуатуються. Оскільки оцінювання проводилося для АТ «Івано-Франківськгаз», то відповідно до [49], у 2018 р. оператором було зафіксовано більше 18 тисяч заявок щодо усунення витоків газу. Згідно зареєстрованих даних підтвердженого 4867 витоків природного газу. Розподіл кількості зафіксованих витоків та їх причин наведено у Таблиці 2.1 [140].

Таблиця 2.1 – Інформація АТ «Івано-Франківськ газ» щодо кількісного розподілу виявлених витоків за категоріями *(у 2018 р.)* [140].

Виявлено витоків газу	**Всього, *4867***
в ГРП, ШРП, ГРУ, БРТГ шт.	1209
із зовнішніх газопроводів (надземних, підземних), шт.	407
через пошкодження зварного шва, шт.	62
в тому числі на підземних газопроводах, шт.	30
через корозійні пошкодження, шт.	278
в тому числі на підземних газопроводах, шт.	126
через механічні пошкодження, шт.	67
в тому числі на підземних газопроводах, шт.	19
інше (відключаючі пристрої, електроізолюючі фланці, т.і.), шт.	3251

Усі класи витоків експерти повинні були оцінити згідно класифікації ризиків, небезпек та їх імовірності. Згідно з усталеною практикою управління ризиками у випадках, де прогнозують більше, ніж один варіант розвитку подій, обирають найбільш імовірний з них. У Таблиці 2.6 наведено узагальнюючу інформацію щодо проведеного оцінювання ризиків, де встановлення ризиків проводилося за допомогою ранжування небезпек для довкілля та людей [92] згідно Таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Ранжування класифікації ризиків, небезпек та їх ймовірностей [140].

Категорія	**Шкала оцінювання за ступенем вразливості**			
Рівень впливу небезпеки	*рідкісні*	*помірні*	*високі*	*дуже високі*
	1	2	3	4
Частота та ймовірність небезпеки	рідкісні	випадкові	періодичні	часті
	1	2	3	4
Пріоритет ризиків	незначний	слабкий	помірний	значний
	1	2	3	4

При цьому, кожна категорія ранжування має власні характеристики [92]:

1 - найменш ризиковані змінні фактори, не підлягають подальшому розгляду

2 – потребує уваги, оскільки ризиковані змінні фактори, хоча і не створюють загроз, але підлягають подальшому розгляду задля уникнення небезпеки;

3 – вимагає пильної уваги до зміни факторів, що тут перебувають;

4 – зона подальшого аналізу змінних факторів, що потрапили в неї, тому що до їхньої зміни проекти найбільш чутливі [140].

Для отриманні актуальної інформації розроблена анкета щодо оцінювання ризиків під час процедури ідентифікації витоків надавалася до АТ «Івано-Франківськгаз», де за участі експертів проводилося ранжування критеріїв згідно розробленого плану. За для дотримання вірогідності отриманих результатів, отримані дані опрацьовано за допомогою методу експертних оцінок [12, 138]. Необхідність проведення експертного дослідження пояснюється тим, що потрібно отримати узагальнену думку експертної групи, що базується на знаннях, досвіді та інтуїції експертів. У цьому випадку метод експертного оцінювання дозволяє об'єднати думки окремих експертів і сформувати спільне рішення.

Для проведення аналізування експертів обиралося відповідно до наступної процедури. Сформовано рейтинг експертів відповідно до кількості набраних балів (від 1 до 5 балів) за кожним з критеріїв відбору:

- компетентність;
- отриманий науковий ступінь;
- стаж роботи за напрямом проведеного дослідження;
- кваліфікаційні сертифікати.

Для цілей методології використовувалися наступні класи витоків (згідно причин виникнення):

- пошкодження зварного шва газопроводу;
- корозійні пошкодження;
- механічні пошкодження;
- порушення герметичного газового устаткування (ГРП, ШРП, ГРУ);
- порушення герметичності газової арматури.

На етапі роботи з експертами проводилося двоетапне оцінювання більш загальних показників.

Відповідно, серед екологічних складових експерти оцінювали вплив витоків щодо таких індикаторів: повітря, біорізноманіття, земля, якість води, кількість води, радіаційна й екологічна небезпеки, викиди в атмосферне повітря, навантаження на екосистеми, утворення і використання відходів, водне навантаження, участь в екологічних проектах, викиди парникових газів, трансграничний екологічний тиск [134].

Економічні складові сталого розвитку оцінювалися за наступними індикаторами: валовий національний продукт, промислово-сільськогосподарська сфера, нематеріальна сфера, транспортна інфраструктура, виробничі можливості, міжнародне торгівельне співробітництво, малий бізнес, споживчий ринок, заборгованість, ефективність ринку праці, можливості ринку праці, доходно-витратний баланс, наукова діяльність, рівень інноваційності, інвестиційні можливості [134].

За третьою складовою, соціальною, оцінювалися індикатори: інтелектуальні активи суспільства, перспективність розвитку суспільства,

якість розвитку суспільства, рівень здоров'я та фізичного виховання, рівень освіти, демографічний розвиток, ринок праці, економічна складова людського розвитку, політична свідомість вплив релігійних інституцій, ефективність державної влади, відпочинок і культура людей, стан довкілля, свобода людей, здоров'я людей, стан інфраструктури, ризики та безпека життя [134].

Для того, щоб провести якісний аналіз застосовано якісний метод оцінювання індикаторів [6, 89, 129], коли визначається пріоритетність індикаторів сталого розвитку. Мета аналізування полягає в тому, що всі елементи, які порівнюються, можна пов'язати, що у результаті дозволить показати наступні значущі результати.

Для цілей першого етапу було застосовано метод розстановки пріоритетів. Ціль застосування методу полягає в оцінюванні значущості класів витоків відносно застосовних індикаторів сталого розвитку [3]. Застосування цього методу дозволяє не обмежуватися кількістю критеріїв для проведення порівняння та обирати необхідну кількість критеріїв. Відповідно до методики проведення кожному з експертів потрібно у відповідному рядку виставити один із трьох можливих балів у порівняльній таблиці. Для зручності проведення оцінювання використано наступне буквенне позначення, яким присвоєно бали:

- варіант впливає на індикатор – А (1,5 бали);
- варіант частково впливає на індикатор (1 бал);
- варіант є незначущим щодо індикатора (0,5 бали).

Отримані результати експертного оцінювання (Додаток А) розподілялися за двома діапазонами сумарних оцінок:

- 2,5 - 3,5 – вплив витоків газу є незначним;
- 4 - 5.5 – вплив витоків є суттєвим, але не потребує негайного реагування;
- 6 - 7.5 – вплив є суттєвий і потребує розроблення рядку коригувальних чи запобіжних заходів.

Аналіз результатів оцінювання показав (Додаток А), що значний вплив (індикатори, що отримали від 6 до 7.5 балів) витоки природного газу з газових мереж чинять щодо екологічної складової сталого розвитку, а саме:

- біорізноманіття – 6;
- земля – 7,5;
- викиди в атмосферне повітря – 7,5;
- утворення і використання відходів – 7,5;
- участь в екологічних проектах – 6,5;
- викиди парникових газів – 7,5.

Серед індикаторів економічної складової найбільшу кількість балів експертного оцінювання набрали наступні:

- транспортна інфраструктура - 7;
- виробничі можливості – 7;
- наукова діяльність – 7,5;
- рівень інноваційності – 7,5;
- інвестиційні можливості – 7,5.

Серед індикаторів соціальної складової до оцінювання другого етапу було обрано на підставі оцінювання тільки індикатори стану довкілля (6 балів) та ризики й безпека життя (7,5 балів).

Другий етап оцінювання передбачав проведення більш детального опитування, результати якого б дозволити визначити критичні точки для формування переліку аспектів безпеки функціонування газових мереж. Оцінювання проводилося щодо параметрів, індикатори яких набрали у попередньому етапі 6 – 7,5 балів.

Ранжування категорій ризиків, небезпек та загроз проводилося згідно інформації, що наведена у Таблиці 2.2. Тобто, кожен експерт відповідно до свого досвіду та кваліфікації виставляв кожному параметру оцінку від 1 до 4 балів, залежно від рівня впливу класу витоку на відповідний параметр сталого розвитку.

Згідно отриманих результатів, найбільший вплив категорії витоків природного газу чинять на наступні параметри (Додаток А):

а) серед екологічних: техногенне навантаження на природне середовище, порушені, відпрацьовані та рекультивовані землі; викиди летких органічних

сполук, використання відходів, викиди парникових газів, в т.ч. і на душу населення;

б) серед економічних: вартість основних засобів та ступінь їх зносу, внутрішні поточні витрати на наукові і науково-технічні роботи, обсяг інноваційної продукції, освоєння нових видів продукції в промисловості; впровадження прогресивних технологічних процесів у промисловості. прямі інвестиції в область, капітальні інвестиції;

в) серед соціальних: оцінка екологічної ситуації в Україні, рівень зростання населення, відсутність ризиків від екокатастроф.

Важливо зазначити, що СР ГРМ можливий через інтегрований підхід (поєднання голістичного, прагматичного та системного підходів) [190, 198] щодо ефективного функціонування газових мереж. Для ефективного переходу до СР та впровадження збалансованого екологічного розвитку оператори ГРМ повинні розробити власну стратегію СР, в рамках підготовки якої переглянути свої пріоритети щодо викидів забруднюючих речовин (в тому числі метану) у довкілля, провести екологічний аудит, впровадити автоматизовану систему поточного обліку витрат енергоресурсів та енергоносіїв і систему їх розподіляння, зменшення обсягів витоку природного газу, пари, води, стиснутого повітря, оптимізувати технологічні режими використання природного газу, застосування сучасних вогнетривких та теплоізоляційних матеріалів, організувати виробництво з урахування оптимальних режимів завантаження технологічних вузлів, удосконалити чи оптимізувати процеси спалювання, вентилювання/скидання природного газу, скоротити час роботи вузлів на холостому ходу, застосовувати засоби зменшення викидів шкідливих речовин у повітря, ведення реєстрів викидів, скидів і переносу забруднюючих речовин [140].

У контексті сталого розвитку треба також і враховувати відносно нову тенденції «зеленого» виробництва» [204], яка ґрунтується на концепції життєвого циклу продукту із врахуванням детального аналізування впливу на довкілля та переваг ресурсів і є вказівником подальшого розвитку газової інфраструктури. Сама мета «зеленого» виробництва полягає у мінімізації

впливу на довкілля, максимально можливій утилізації використаних ресурсів впродовж всього життєвого циклу продукції, та як результат – досягнення цілей сталого координування та оптимізації економічних та соціальних вигод для компаній галузі [174, 213]. Метою стандартизації в контексті «зеленого» виробництва є поліпшення характеристик устаткування, конструкцій, матеріалів та сприяння відповідальному, сталому та високоякісному розвитку галузі вцілому [140].

Важливим аспектом на шляху сталого розвитку газової інфраструктури є формування бази даних компаній, які працюють у цій сфері, що дозволить математично моделювати точки вразливості ГРМ – на першому етапі, та формувати програми зменшення витоків метану – на другому етапі. Крім того, необхідною є і формування бази нормативних документів, сфера застосування яких охоплює всі етапи функціонування та експлуатації ГМ. Наявність таких бази даних дозволить сформувати комплексне бачення поточного стану газової інфраструктури та дозволить отримати передумови для подальшої оптимізації й удосконалення існуючих процесів [140].

Висновки до розділу 2

2.1. Для того, щоб забезпечити сталий розвиток газових мереж потрібно враховувати ряд нових підходів, які дозволятимуть підтримувати безпечну та надійне експлуатацію газопроводів та елементів ГРМ та дозволятимуть контролювати й мінімізувати викиди парникових газів. Чинні європейські стандарти та інші нормативні документи місять відповідні сценарії, де розроблено механізми щодо зменшення викидів вуглецевого газу та метану. Але на національному рівні потрібно проводити активну роботу оптимізації процесу функціонування газорозподільчих мереж, їх ремонтування, оновлювання із врахуванням цілей СР.

2.2. Запропоновано застосовувати набір економічних, екологічних та соціальних чинників сталого розвитку із відповідними параметрами та індикаторами для визначення впливу ризиків, спричинених витоками природного газу у результаті експлуатації газових мереж. Встановлено, що за

результатами експертного оцінювання пріоритет надається екологічним чинникам, на які найбільше впливають загрози, що спричинені виникненням аварійних ситуацій із витоками природного газу.

2.3. Методологія застосовного підходу до оцінювання впливу ризиків. Небезпек та їх ймовірностей щодо трьох чинників сталого розвитку передбачала застосування ймовірнісної оцінку чинників ризику, що виникає внаслідок витоків природного газу. У результаті чинник ризику визначався як цілісна величина, скорочуючи час на аналіз великих масивів даних. Хоча нваедений метод оцінювання має опосередковану точність, але дозволяє побачити стан проблеми загалом, ідентифікувати критичні точки експлуатації діючої інфраструктури і можу застосовуватися як перше джерелом отримання достовірної інформації для формування перспективного плану робіт чи оперативного реагування на визначені критичні точки.

РОЗДІЛ 3
ОПТИМІЗАЦІЙНА МОДЕЛЬ ВПРОВАДЖЕННЯ АКТУАЛІЗОВАНИХ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ

3.1. Теоретичні аспекти формування оптимізаційної процедури системи стандартизації оператора ГРМ

Сьогодні вимоги чинного законодавства вимагають від операторів газової інфраструктури розроблення перспективних планів розвитку газових мереж, де необхідно враховувати критерії безпечної експлуатації системи, її технічного стану, значення питомих витрат на експлуатацію, економічну ефективність інвестиційних заходів. З цього випливає, що для врегулювання безпечної та надійної роботи усієї системи необхідно розробляти нові нормативні документи, які міститимуть правила загального і неодноразового використання, настанови або характеристики [117], які дозволять досягнути оптимального ступеня впорядкованості у сфері транспортування та розподілу природного газу. Водночас невирішеним залишається питання забезпечення сталого розвитку [134] мереж транспортування і розподілу природного газу із урахуванням положень про зменшення обсягів виробничо-технологічних втрат, які зумовлені витоками природного газу під час аварій.

На сьогодні у газовій інфраструктурі чинними національними нормативними документами не врегульовано положення сталого розвитку, а міжнародні та європейські нормативні документи містять лише частково положення про вплив на довкілля, зумовлений аварійними ситуаціями на ділянках газопроводів. Відповідно, операторам газової інфраструктури необхідно впроваджувати додаткові заходи щодо організації робіт із проектування, будівництва, експлуатування, обслуговування та ремонту об’єктів газової інфраструктури, а також щодо вимірювання витрат природного газу, визначення його якості, а це в свою чергу потребує детально розуміння зазначених процесів, визначення якісних критеріїв та чинників, що впливатимуть на процеси з точки зору безпечного газопостачання. За умови

отримання таких вихідних даних служби стандартизації операторів можуть формувати аргументовані стратегії щодо розроблення та впроваджування нормативних документів, які міститимуть норми загального користування для врегулювання заходів запобігання, попередження, а також порядку виконання робіт під час передаварійних чи аварійних ситуацій, результатом чого стане підтримання безпечної та надійної експлуатації газопровідних систем згідно з вимогами чинного європейського та українського законодавства [140].

На жаль, моральна та фізична зношеність устаткування, недосконалість нормативного забезпечення, фінансові труднощі не дозволяють операторам з розподілу природного газу створити належні умови для розвитку середовища, у якому можна було б мінімально ефективно реалізовувати цілі сталого розвитку (СР), особливо що стосується екологічного керування, навантаження та систем. Оскільки більша частина устаткування, конструкцій, матеріалів не підлягають переробленню і повторному використанню, це, у свою чергу, зумовлює значне навантаження на довкілля [76]. Також, потрібно врахувати той факт, що сама газова інфраструктура як складова нафтогазової промисловості є одним з головних джерел парникових газів, насамперед метану і CO_2. Власне тому вивчення впливу існуючих методів експлуатації ГМ низького та середнього тиску на довкілля у розрізі основних виробничих процесів та величин загроз, що виникають при неправильній експлуатації ГМ, дозволить надалі впроваджувати оптимізаційні та інноваційні технології, які реалізовуватимуться через нове покоління нормативних документів газової інфраструктури.

Питання ефективного впровадження нормативних документів, особливо в частині технічної діагностики та контролю, є важливим аргументом та можливістю для пошуку та впровадження інноваційних розробок у формуванні стратегічних орієнтирів функціонування та подальшого розвитку газових мереж середнього та низького тиску [64].

Для ефективного представлення математичних розрахунків технічну ефективність стандартизації [15], де ефективність може виражатися у показниках технічної ефективності, що отримують в результаті застосування

стандарта/групи стандартів через ріст показників рівня безпеки та надійності, зниженні шкідливого спливу чи рівня викидів, зниження матеріало та енергоємності технологічного циклу, підвищенні ресурсу [195].

При дослідження ефективності впровадження нових стандартів на технічну діагностику та контроль (ТДК) об'єктів ГРС [2] України важливого значення набуває дослідження взаємозв'язку між затратами, що при цьому виникають. Пропонується комплексна математична модель, яка дозволяє визначити якісний взаємозв'язок між продуктивністю об'єктів ГРС, затратами на впровадження та реалізацію нових стандартів технічної діагностики та контролю та затратами на ліквідацію наслідків економічного, екологічного та інших впливів, що чинять вплив у випадку аварій на об'єктах ГРС [195].

При побудові математичної моделі введено функції x(t); y(t); z(t), які мають наступний зміст [195]:

x(t) – затрати на впровадження нових стандартів технічної діагностики та контролю;

y(t) – затрати на ліквідацію наслідків аварійних ситуацій;

z(t) – ефективність роботи елемента ГРС.

При побудові математичної моделі записується система диференціальних рівнянь, яка описує яким чином змінюються відповідні змінні за одиницю часу в допущенні про характер взаємозв'язку між величинами. При цьому використовуються підходи, описані в [128, 142, 143] В результаті одержується наступна система звичайних диференціальних рівнянь, що зв'язує змінні x(t); y(t); z(t) [195]:

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = K_1 x(A - x) - K_2 y + K_3 z \\ \frac{dy}{dt} = K_4 x(A - x) + K_5 (B - y) y + K_6 z \\ \frac{dz}{dt} = K_7 x - K_8 y \end{cases} \quad (3.1)$$

Перші доданки в I та II рівняннях системи встановлюють, що величини x(t) та y(t) не можуть перевищувати деяких встановлених лімітів. Таким чином, затрати на впровадження нових стандартів ТДК x(t) можуть змінюватись пропорційно ефективності z(t) (доданок $K_3 z$) та затратам y(t) на ліквідацію

наслідків аварійних ситуацій (доданок $K_2 y$). Знак мінус означає, що при ліквідації наслідків аварійних ситуацій кошти йдуть у першу чергу на ці потреби, тому виділяти кошти в такому випадку проблематично через те, що вони йдуть безпосередньо для боротьби з наслідками [195].

Величина y(t), її зміна в часі залежать від існуючого стандарту ТДК, від того, скільки коштів уже затрачено на ліквідацію наслідків аварій, а також від того, наскільки продуктивно працює ГРС.

Величина z(t) залежить від того, які стандарти ТДК використовуються, а також від того, як часто і з якими наслідками виникають аварійні ситуації [195].

Система (3.1) повинна бути доповнена початковими умовами, які записуються у вигляді [195]:

$$x(0) = x_0;\ y(0) = y_0;\ z(0) = z \qquad (3.2)$$

Для практичного використання пропонованої моделі, яка є нелінійною, необхідно визначити концепцію визначення коефіцієнтів K_i.

Використовується один із методів експертних оцінок , який полягає в наступному [72, 138]. Запрошується група експертів, до якої входять спеціалісти нафтогазової галузі, з систем неруйнівного контролю та діагностики в кількості N чоловік. Перед ними ставиться завдання – оцінити ступінь залежності між собою величин x(t), y(t); z(t) в кожному із аспектів, що моделюються системою (3.1) з початковими умовами (3.2) через коефіцієнти K_i (i=1, ...8). При цьому кожен із експертів заповнює таблицю, в якій для кожного з коефіцієнтів експерт виставляє оцінку від U_{min} до U_{max} (або від 1 до 8). В результаті для кожного із коефіцієнтів отримується сума балів [195]:

$$U_i = \sum_{j=1}^{N} U_{ij}, \qquad (3.3)$$

де, U_{ij} – оцінка, яку виставляє коефіцієнту K_i експерт із номером j.

При цьому, як початкове наближення коефіцієнта K_i використовується його значення, яке обчислюється за формулою [195]:

$$K_i = \frac{U_i}{\sum_{s=1}^{8} U_s}\ , \qquad (3.4)$$

Очевидно, що $0 \le K_i \le 1$. Значення K_i , одержані за (3.4), є початковим наближенням K_i , і для цих значень проводиться розв’язок системи (3.1) з

умовами (3.2). Виникають питання, що пов’язані з необхідністю корекції моделі в тих випадках, коли колективна думка експертів приводить до результатів моделювання, які або не забезпечують стійкість та необхідну точність розрахункової схеми, або ж не відповідають бажаним результатам моделювання – поведінка x(t), y(t); z(t) в динаміці не відповідає меті моделювання – змоделювати таку поведінку цих функцій, яка задовольняє умовам росту одних функцій, спадання інших, забезпечення стабільного, близького до постійного рівня третіх – в такому випадку x(t) має бути або сталою, або мати тенденцію до збільшення, швидкість якого менша за ріст); z(t), при цьому y(t) моделюється таким чином, щоб вона була спадною функцією в часі [195]. Корекція коефіцієнтів (3.3)-(3.4) проводиться або ж за рахунок збільшення числа експертів і повторної реалізації методу експертних оцінок, або шляхом корекції (3.4) наступним чином [195]:

$$K_i = \frac{U_i}{\sum_{s=1}^{8} U_s} + C_i \qquad (3.5)$$

де C_i - коригуючи коефіцієнти, величина яких визначається наступним чином:

$$C_i = nK_i, \quad n = 0.1 \div 0.5 \qquad (3.6)$$

з кроком 0,2. Використовуючи високу швидкодію сучасної обчислювальної техніки, можна підібрати такі скориговані значення коефіцієнтів, які найкраще моделюють бажану поведінку x(t); y(t); z(t). В переважній більшості моделей $K_i = K_4$, $K_i = K_5$, тому в системі (1) є шість незалежних коефіцієнтів, якщо при корекції моделі кожен з цих шести коефіцієнтів може набувати два значення, тому загальна кількість варіантів складає шістдесят чотири значення. Один варіант розраховується в середньому три секунди, тому витрачається 64 х 3 = 192 секунди – відповідно необхідний варіант моделі обирається за три хвилини машинного часу, а з урахуванням необхідного редагування задача оптимізації коефіцієнтів K_i розв’язується дослідником за 10-15 хв роботи з ЕОМ, що свідчить про високу ефективність чисельного алгоритму[195].

Величина A та B, що входять в систему (3.1) визначаються в певному масштабі принаймі до того часу, поки за результатами статистичних даних не будуть отримані їх реальні значення [195] .

Система (3.1) з початковими умовами (3.2) є нелінійною, при її розв'язанні отримуються чисельні методи Рунге-Кутта необхідного порядку точності [127, 131] або відповідні програмні продукти, які дозволяють реалізувати вказані чисельні методи [195].

$t0 := 0 \qquad t1 := 15$

Given

$\frac{d}{dt}x(t) = 0.4\,x(t)\cdot(10 - x(t)) - 0.7\,y(t) + 0.4\,z(t) \qquad x(t0) = 6$

$\frac{d}{dt}y(t) = 0.4(10 - x(t))\cdot x(t) + 0.7\,y(t)\cdot(6 - y(t)) + 0.3\,z(t) \qquad y(t0) = 0$

$\frac{d}{dt}z(t) = 0.8\,x(t) - 0.9\,y(t) \qquad z(t0) = 0$

$\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} := \text{Odesolve}\left[\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}, t, t1\right]$

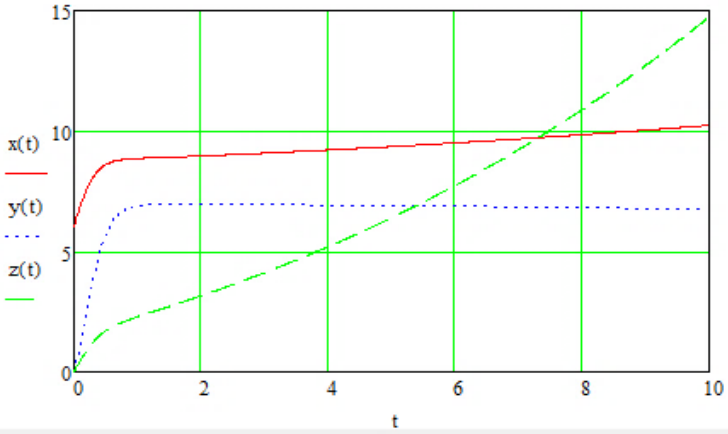

Рисунок 3.1 – Динаміка зміни величин x(t); y(t); z(t) при початковому наборі параметрів K_i

Проведено широкий комплекс модельних розрахунків, які дозволяють в умовних одиницях встановити якісну картину залежності між величинами x(t); y(t); z(t). Результати розрахунків приведено на Рис. 3.1 та 3.2.

$t0 := 0 \qquad t1 := 15$

Given

$\frac{d}{dt}x(t) = 0.4\,x(t)\cdot(9 - x(t)) - 0.2\,y(t) + 0.5\,z(t) \qquad x(t0) = 6$

$\frac{d}{dt}y(t) = 0.4(10 - x(t))\cdot x(t) + 0.2\,y(t)\cdot(6 - y(t)) + 0.4\,z(t) \qquad y(t0) = 0$

$\frac{d}{dt}z(t) = 0.8\,x(t) - 0.4\,y(t) \qquad z(t0) = 0$

$\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} := \text{Odesolve}\left[\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}, t, t1\right]$

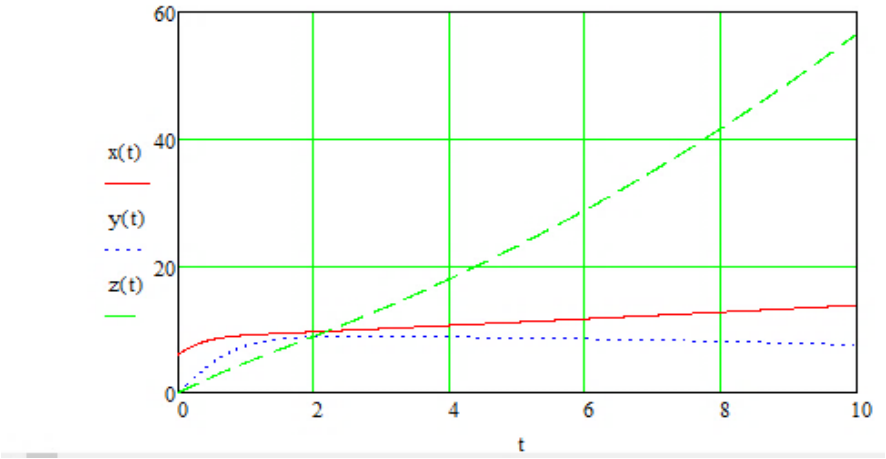

Рисунок 3.2 – Динаміка зміни величин x(t); y(t); z(t) при введенні нових стандартів ТДК

При аналізі одержаних чисельних результатів можна встановити, що при введенні нових стандартів ТДК незначне збільшення затрат на введення в дію нових стандартів (лінія I - x(t)) призводить для того, що ефективність функціонування ГРС збільшується в 6 разів (з 10 умовних одиниць до 60) (лінія II - *z(t)*), при цьому затрати на ліквідацію наслідків аварійних ситуацій залишаються або сталими або дещо зростають, що обумовлено тим, що є можливість збільшити фонд (лінія III - *y(t)*) за рахунок одержання нового прибутку від експлуатації ГРС [195].

3.2 Практична реалізація підходу до адаптації нормативної бази з технічної діагностики та контроль

Для перевірки адекватності моделей проведено аналіз даних по АТ «Івано-Франківськгаз» за період з 2012 по 2017 р. відповідно до наступних

критеріїв: об’єм фінансування будівельно-монтажних робіт, робіт по ліквідації наслідків аварійних ситуацій, затрати на технічну діагностику та контроль (включаючи затрати на підготовку і впровадження нових стандартів та об’єми газу, що надходять в ГРС. Відповідні дані можуть використовуватися для встановлення початкових умов (3.2) для системи (3.1) у вигляді $x(t_0)$ – затрати на технічну діагностику та контроль, $y(t_0)$ – затрати на ліквідацію аварійних ситуацій; $z(t_0)$ – надійність ГРС та затрати на проведення будівельно-монтажних робіт.

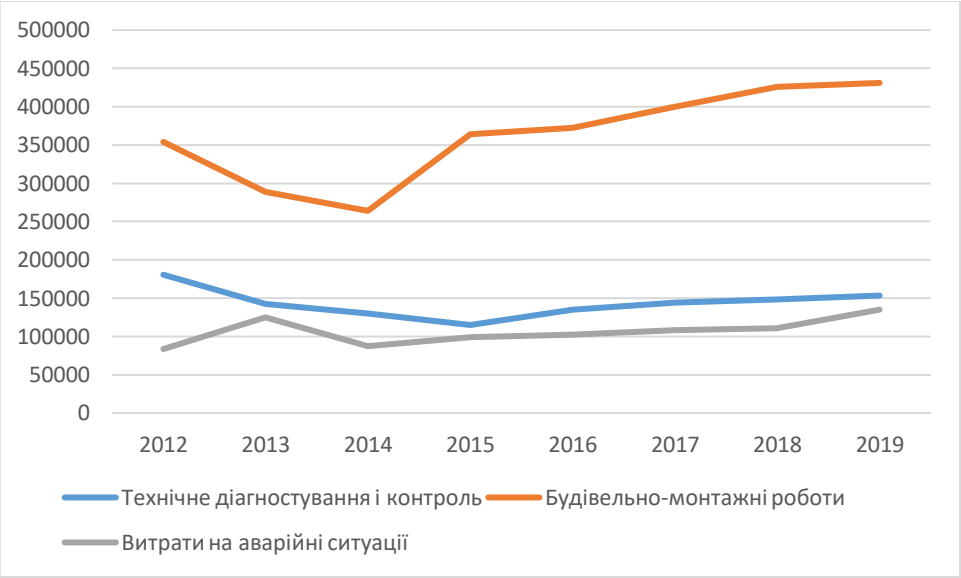

Рис. 3.3 – Витрати АТ «Івано-Франківськгаз» за 2010-2017 рр. згідно виконаних робіт

На наступних рисунках 3.4-3.7 приводяться результати розрахунків по моделі (3.1) – (3.2) для різних початкових умов x(0), y(0), z(0).

$t0 := 0 \qquad t1 := 13$

Given

$\frac{d}{dt}x(t) = 0.2\,x(t)\cdot(10 - x(t)) - 0.3\,y(t) + 0.4\,z(t) \qquad x(t0) = 8$

$\frac{d}{dt}y(t) = 0.2(10 - x(t))\cdot x(t) + 0.3\,y(t)\cdot(5 - y(t)) + 0.3\,z(t) \qquad y(t0) = 6$

$z(t0) = 4$

$\frac{d}{dt}z(t) = 0.4\,x(t) - 0.3\,y(t)$

$\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} := \text{Odesolve}\left[\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}, t, t1\right]$

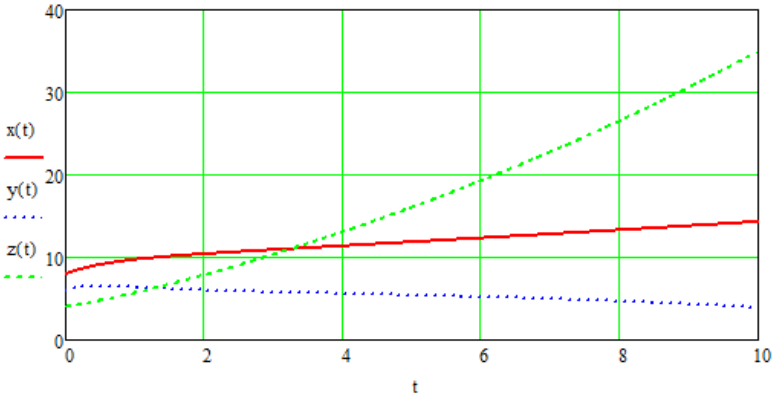

Рисунок 3.4 – Динаміка зміни величин x(t); y(t); z(t) при початковому наборі параметрів K_i для x(0)=8, y(0)=6, z(0)=4

$t0 := 0 \qquad t1 := 15$

Given

$\frac{d}{dt}x(t) = 0.2\,x(t)\cdot(10 - x(t)) - 0.3\,y(t) + 0.4\,z(t) \qquad x(t0) = 6$

$\frac{d}{dt}y(t) = 0.2(10 - x(t))\cdot x(t) + 0.3\,y(t)\cdot(5 - y(t)) + 0.3\,z(t) \qquad y(t0) = 3$

$z(t0) = 2$

$\frac{d}{dt}z(t) = 0.4\,x(t) - 0.3\,y(t)$

$\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} := \text{Odesolve}\left[\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}, t, t1\right]$

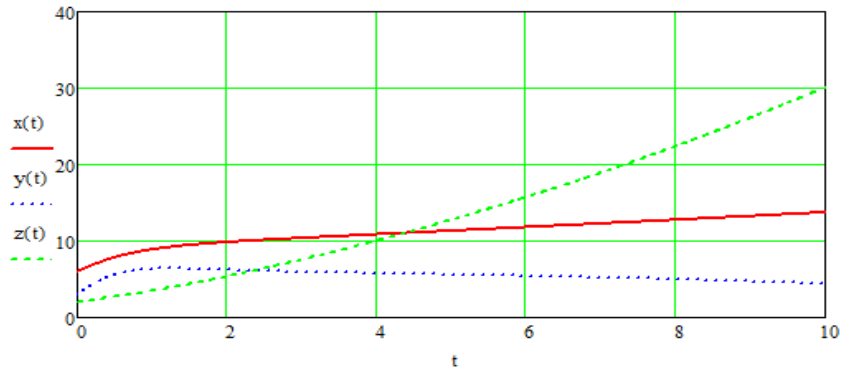

Рисунок 3.5 – Динаміка зміни величин x(t); y(t); z(t) при початковому наборі параметрів K_i для x(0)=6, y(0)=3, z(0)=2

$t0 := 0 \qquad t1 := 13$

Given

$\frac{d}{dt}x(t) = 0.2\,x(t)\cdot(10 - x(t)) - 0.3\,y(t) + 0.4\,z(t) \qquad x(t0) = 9$

$\frac{d}{dt}y(t) = 0.2(10 - x(t))\cdot x(t) + 0.3\,y(t)\cdot(5 - y(t)) + 0.3\,z(t) \qquad y(t0) = 4$

$z(t0) = 5$

$\frac{d}{dt}z(t) = 0.4\,x(t) - 0.3\,y(t)$

$\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} := \text{Odesolve}\left[\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}, t, t1\right]$

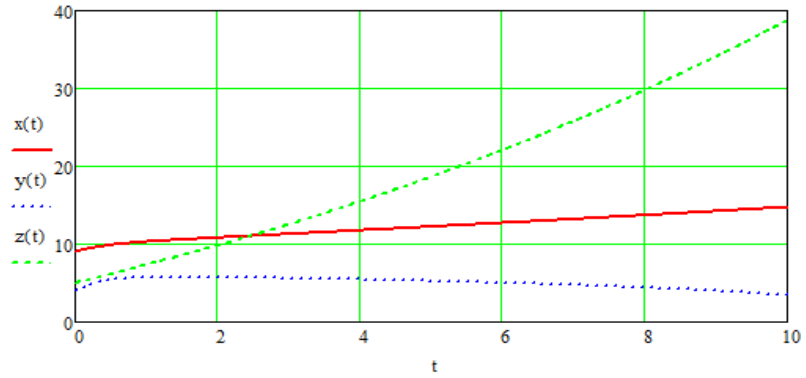

Рисунок 3.6 – Динаміка зміни величин x(t); y(t); z(t) при початковому наборі параметрів K_i для x(0)=9, y(0)=4, z(0)=5

$t0 := 0 \qquad t1 := 13$

Given

$\frac{d}{dt}x(t) = 0.2\,x(t)\cdot(10 - x(t)) - 0.3\,y(t) + 0.4\,z(t) \qquad x(t0) = 2$

$\frac{d}{dt}y(t) = 0.2(10 - x(t))\cdot x(t) + 0.3\,y(t)\cdot(5 - y(t)) + 0.3\,z(t) \qquad y(t0) = 4$

$z(t0) = 3$

$\frac{d}{dt}z(t) = 0.4\,x(t) - 0.3\,y(t)$

$\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} := \text{Odesolve}\left[\begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}, t, t1\right]$

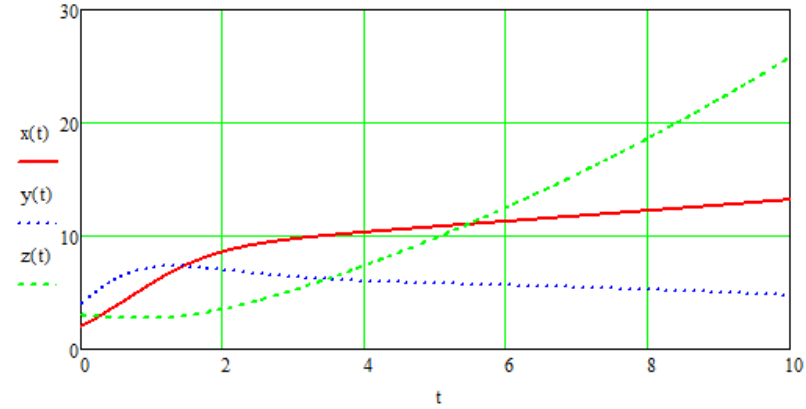

Рисунок 3.7– Динаміка зміни величин x(t); y(t); z(t) при початковому наборі параметрів K_i для x(0)=2, y(0)=4, z(0)=3 – витрати на ліквідацію наслідків аварій в початковий момент найбільші

На Рис. 3.8 – 3.9 проведено розрахунок для різних значень коефіцієнтів моделі, які дозволяють оцінити вплив цих умов на динаміку модельованих процесів [195].

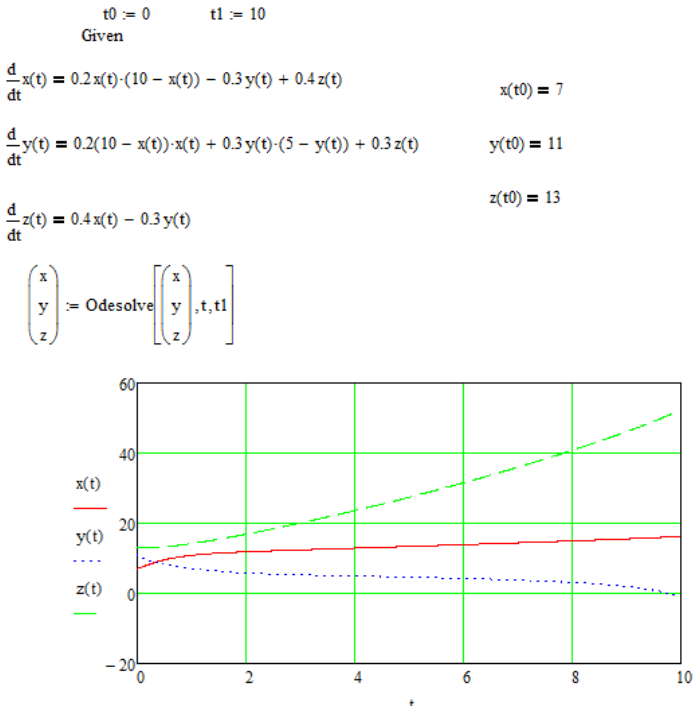

Рисунок 3.8 – Динаміка зміни величин x(t); y(t); z(t) при початковому наборі параметрів K_i для x(0)=7, y(0)=11, z(0)=13

Особливу увагу при цьому слід звернути на те, що величина z(t) – ефективність роботи елемента ГРС – має стійку тенденцію до зростання навіть при незначному рості величини x(t) – затрат на впровадження нових стандартів технічної діагностики та контролю [195].

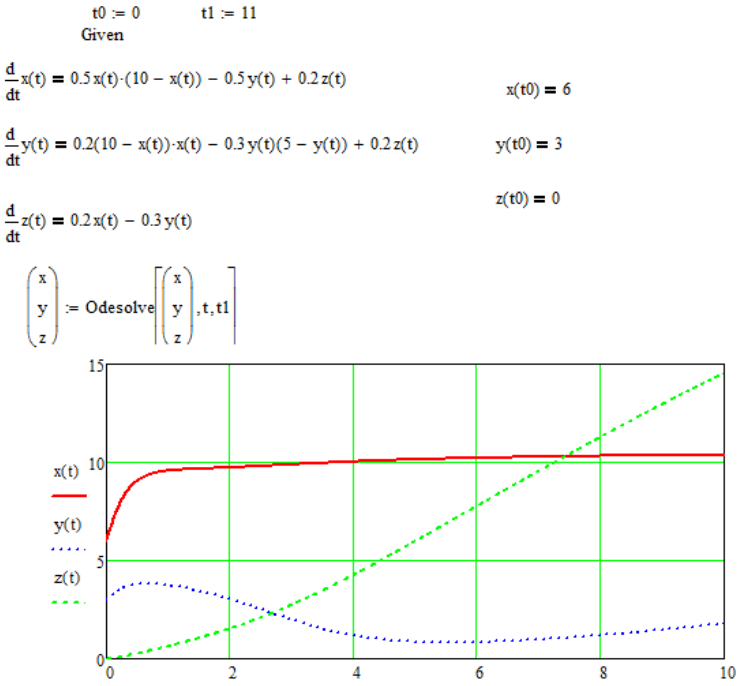

Рисунок 3.9 – Динаміка зміни величин x(t); y(t); z(t) при іншому початковому наборі параметрів K_i для x(0)=6, y(0)=3, z(0)=0

При виборі коефіцієнтів моделі для перевірки неупередженості експертів використовується критерій конкордації Кенделла [1], який полягає в наступному: нехай N – число коефіцієнтів моделі, які підлягають визначенню, M – число залучених експертів, Rij - ранг i – ого коефіцієнта на думку j – ого експерта, Di – сума рангів i – ого коефіцієнта у всіх експертів, W – коефіцієнт конкордації Кенделла [195]:

$$W = \frac{12}{M^2(N^3-N)}\sum_{i=1}^{N}(D_i - \overline{D})^2 , \tag{3.6}$$

$$D_i = \sum_{j=1}^{M} R_{ij}, \tag{3.7}$$

$$\overline{D} = \frac{M(N+1)}{2} \tag{3.8}$$

За результатами розрахунків, які дають відповідь на питання про об’єктивність, неупередженість та узгодженість думок експертів, можна зробити наступний висновок: оскільки коефіцієнт конкордації [1] змінюється в межах $0 \le W \le 1$, то значення W, що задовольняють умові $W \ge 0{,}75$. свідчать про добру узгодженість, неупередженість та об’єктивність команди експертів. Якщо ж умова $W \ge 0{,}75$ не виконується, це свідчить про необхідність збільшення чисельності експертів N [195].

Таким чином, можна зробити висновок, що збільшення затрат на впровадження нових стандартів ТДК веде до суттєвого виграшу в ефективності функціонування ГРМ, а також дозволяє збільшити фонд фінансування ліквідації наслідків аварійних ситуацій, що з часом має тенденцію до зменшення. Результати проведених розрахунків також підтверджують адекватність розробленої моделі (3.1) для оцінювання взаємозв'язку між затратами на впровадження нових стандартів ТДК, затратами на ліквідацію наслідків аварійних ситуацій та ефективністю роботи елементів ГРМ України [195].

3.3 Формалізація процедури оптимізації розроблення нормативних документів

Проблема нормативного забезпечення газової інфраструктури України розглядається з точки зору одного із його ключових суб'єктів - оператора розподілу природного газу, у контексті формування європейського єдиного енергетичного ринку із дотриманням принципів безпечності та надійності газопостачання. Відповідно, основне завдання полягає у формуванні та постановці оптимізаційних задач для визначення стратегій розроблення нормативних документів, що визначають проведення робіт на об'єктах газової інфраструктури та впливають на ефективність заходів за умов передаварійних та аварійних ситуацій [197].

Для розв'язання задачі оптимізації процесу розроблення стандартів використовуються стандартні положення теорії ігор з природою [68]. Теорія ігор представляє собою теорію математичних моделей прийняття оптимальних рішень в умовах конфлікту. Завдання теорії ігор полягає у розробленні рекомендацій щодо раціональної поведінки учасників гри [86]. Перевагою теорії ігор є можливість розширення поняття оптимальності, включаючи, наприклад, компромісне рішення, яке йде на задоволення різних потреб у грі.

Реалізація теорії здійснюється шляхом побудови відповідних матриць та вибору оптимальних стратегій. Під оптимальною стратегією розуміють таку

стратегію, яка за умови багатократного повторення забезпечує гравцю максимально можливий середній виграш [197].

Нехай у розпорядженні однієї з сторін (розробника стратегії) є три стратегії [197]:

1. Стратегія Q1, яка полягає d розробленні найбільш типових стандартів, які дозволяють передбачати дії у випадку найбільш типових аварійних ситуацій, вартість її розроблення та впровадження – *S1*.

2. Стратегія Q2, яка передбачає дії у випадку більшої кількості аварійних ситуацій з урахуванням специфіки системи, її вартість S2.

3. Найбільш широка за своїми сферами застосування стратегія Q3, яка передбачає реакцію на виникнення практично всіх аварійних ситуацій, її вартість – S3.

Очевидно, що S1< S2 < S3.

Кожна із вказаних стратегій дозволяє реагувати на певні аварійні або передаварійні ситуації, які відбуваються з ймовірністю або частотою p_j, j = 1, ..., N [197]. Крім того, з аналізу статистичних даних можна побудувати матрицю A, яка характеризує можливі збитки при настанні ситуації B_j з ймовірністю p_j. У загальному випадку вказана матриця матиме наступний вигляд [197]:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \cdots & a_{2n} \\ a3_1 & a_{32} & a_{33} & \cdots & a_{3n} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

критичний елемент a_{ij} виражатиметься наступним чином:

$$a_{ij} = A_j \left(1 - q_{ij}\right) \quad (3.10)$$

де величини мають наступний зміст:

A_j - статистична інформація про збитки, яких зазнає галузь при виникненні аварійної ситуації B_j з ймовірністю p_j; q_{ij} - ймовірність «спрацювання» стратегії S_i при виникненні події B_j з ймовірністю p_j.

Оцінка A_j в формулі (3.10) встановлюється на основі аналізу та обробки статистичних даних про наслідки аварійних ситуацій (як правило, маються на увазі збитки економічного, соціального чи екологічного характеру). Видно, що

для кожного стовпчика матриці А величина A_j є сталою – збитки змінюються залежно від стратегії вибору стандартів S_i [197].

Таким чином, загальна задача може бути поставлена наступним чином: знайти оптимальну за затратами на розроблення та впровадження та за можливістю реагування на аварійні ситуації стратегію розроблення нормативних документів S_i за відомою «матрицею гри А» (3.9) з компонентами, які виражатимуться за (3.10) [197].

Для обчислення основних параметрів задачі із оцінюванням ймовірностей p_j розглядалися два можливих випадки:

1. Ймовірності P_j вибираються із статистичних даних про виникнення аварійних ситуацій. Визначені параметри передбачають співпрацю проектувальників, підрядників та операторів газорозподільної мережі. Метод експертних оцінок надає можливість поєднання досвіду, що дозволяє врахувати всі найважливіші фактори, що впливають на значення ризиків, пов'язаних з аварійними ситуаціями в газорозподільних мережах.

У багатьох джерелах [83; 87] наводяться статистичні дані про причини аварій на об’єктах операторів ринку природного газу у вигляді діаграм, таблиць, тощо – наприклад, причиною відмови трубопроводу може бути: корозія, помилки при проектуванні, дефекти при спорудженні, порушення режимів експлуатації, тощо. Якщо така інформація доступна – за процентним співвідношенням причин відмов вибираються P_j [197].

2. Ймовірності P_j вибираються за методом експертних оцінок: група експертів встановлює пріоритетність причин нештатних ситуацій B_j шляхом виставлення оцінок від найбільшої з множини $\{1 \dots\dots, N\}$, де N – кількість причин, що розглядаються, або факторів негативного впливу. Таким чином, для кожної ситуації B_j виставляється M оцінок, де M – кількість експертів[197] :

$$B_j = \{b_{jm}\}, m = 1, \dots M \tag{3.11}$$

В такому випадку [197]:

$$P_j = \frac{\sum_{m=1}^{M} b_{jm}}{\sum_{j=1}^{N} \sum_{m=1}^{M} b_{jm}} \tag{3.12}$$

де в знаменнику наводиться загальна сума оцінок, а в чисельнику – сума оцінок ситуації B_j. Виникає питання до ступеню довіри до думки експертів та їх узгодженості. З цією метою обчислюється коефіцієнт конкордації Кенделла:

N – число показників (ситуаційB_j)

M – число експертів;

r_{ij} – ранг і-го показника у всіх експертів (чисельник в (3.12)).

Тоді коефіцієнт конкордації W визначається за формулою [173, 197]:

$$W = \frac{12}{M^2(N^3-N)} \sum_{i=1}^{N} \left(\left[d_i - \bar{d} \right]^2 \right), \tag{3.13}$$

де

$$\bar{d} = \frac{M(N+1)}{2} \tag{3.14}$$

Якщо W>0,75 – думка експертів добре узгоджена, їй варто довіряти (очевидно, що 0≤ $W \leq 1$).

Вказані ймовірності характеризують ступінь «спрацювання» стратегії S_i на ситуацію B_j, що виникла, і визначається на основі статистичних даних про ступінь пропрацювання в стратегії S_i питання про реакцію на B_j. Очевидно, що 0≤ q_{ij} ≤1, при чому, q_{ij} = 0, якщо в стратегії розроблення нормативних документів S_i нічого не сказано про реагування на B_j. Фактично, q_{ij} можна також визначати за наведеним вище методом експертних оцінок [197].

Структуру (3.10) можна пояснити наступним чином [197]:

$a_{ij} = A_j(1 - q_{ij})$ означає, що збитки від ситуації B_j, будуть тим більші, чим більшою є величина $(1 - q_{ij})$ - ступінь неспрацювання S_i в даному випадку. Таким чином, формальний опис задачі закінчено.

В описаному випадку доцільно використати ймовірнісний критерій оптимізації, який для даної ігрової ситуації [197]:

$$\begin{array}{c} \quad P_1 \quad P_2 \quad \dots \quad \cdots \quad P_N \\ \begin{matrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{matrix} \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & \dots & a_{2n} \\ a_{31} & a_{32} & \dots & \dots & a_{3n} \end{bmatrix} \begin{matrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{matrix} \end{array} \tag{3.15}$$

полягає в наступному: знаходиться та із стратегій Q_1, Q_2, Q_3, для якої виконується наступний критерій:

$$\min i \left\{ S_i + \sum_{j=1}^{N} a_{ji} P_j \right\} \quad (3.16)$$

згідно з яким вибирається, та із стратегій Q_i, для якої мінімальною є сума затрат на її розроблення та впровадження S_i та очікуваних збитків при виникненні кожної із нештатних ситуацій B_j.

Згідно з теоретичними положеннями ігр з природою [84], оптимізаційні процедури можна проводити з використанням інших підходів[197] :

- принцип недостатньої визначеності Лапласа: вважається, що всі ймовірності P_j є рівними:

$$P_1 = P_2 \ldots = P_N = \frac{1}{N} \quad (3.17)$$

тоді, з урахуванням (3.17) критерій (3.16) записується у вигляді:

$$\min_{\text{i}} \left\{ S_i + \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} a_{ij} \right\} \quad (3.18)$$

- модифікований критерій Гурвіца:

$$\min_i \left\{ S_i + \min_i \left\{ \frac{\max_j a_{ij} + \min_j a_{ij}}{2} \right\} \right\} \quad (3.19)$$

в якому параметри ризику $\lambda = \frac{1}{2}$, $0 \leq \lambda \leq 1$, якщо $\lambda = 0$ – ризик максимальний, $\lambda = 1$ – ризик мінімальний; а критерій (3.18) залишається у вигляді [197]:

$$\min_i \left\{ S_i + \min_i \left\{ \lambda \max_j a_{ij} + (1 - \lambda_j) \min a_{ij} \right\} \right\} \quad (3.20)$$

Висновки до розділу 3

3.1. Запропоновано комплексну математичну модель із введенням функції x(t); y(t); z(t), яку реалізовано через систему диференційних рівнянь. Застосування математичної моделі дозволяє встановити взаємозв'язок між затратами на впровадження нових стандартів технічної діагностики та контролю, затратами на ліквідацію наслідків аварійних ситуацій та ефективність роботи елемента ГРС.

3.2. Збільшення затрат на впровадження нових стандартів ТДК веде до суттєвого виграшу в ефективності функціонування ГРС, а також дозволяє

збільшити фонд фінансування ліквідації наслідків аварійних ситуацій, що з часом має тенденцію до зменшення. Результати проведених розрахунків також підтверджують адекватність розробленої моделі (1) для оцінювання взаємозв'язку між затратами на впровадження нових стандартів ТДК, затратами на ліквідацію наслідків аварійних ситуацій та ефективністю роботи елементів ГРС України.

3.3. Враховуючи, що процес розроблення сучасної нормативної бази операторів транспортування та розподілу природного газу не має відповідного науково-обґрунтованого підходу, тому для формування математичного апарату оптимізації розроблення нормативних документів запропоновано використати стандартні положення теорії ігор з природою через побудову матриць та вибір оптимальних стратегій. Задля розроблення необхідного нормативного забезпечення роботи операторів транспортування та розподілу природного газу у роботі представлено математичну формалізацію вибору оптимізаційних задач та оцінку ймовірностей для формування стратегій розроблення нових нормативних документів, які дозволять унормувати основні параметри безаварійної роботи. Результати проведеного дослідження дозволяють створити науково-обґрунтовані основи для подальшого розвитку системи стандартизації об'єктів газової інфраструктури в контексті пріоритетів політики ЄС щодо безпечної, сталої та доступної енергії.

РОЗДІЛ 4
РОЗРОБЛЕННЯ ПРОЦЕДУРИ АДАПТАЦІЇ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ З ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ ВІДПОВІДНО ДО ЦІЛЕЙ НИЗЬКОВУГЛЕЦЕВОГО РОЗВИТКУ

4.1 Аналіз впливу функціонування газових мереж відповідно до вимог EN ISO 14090

Для досягнення цілей низьковуглецевого розвитку [136] оператору ГРМ необхідно використовувати відповідні методологічні підходи та джерела інформації, які будуть стимулювати активні заходи щодо прийняття рішень в частині адаптації до змін клімату. Інформацію щодо факторів невизначеності можна вважати особливо цінним внеском в процес прийняття рішень.

Відповідно до EN ISO 14090 [165], пропонується застосувати підхід, який є ітеративним, тобто таким, що підтримує процеси безперервного навчання і вдосконалення. Цей підхід дозволяє оператору ГРМ використовувати його структуру незалежно від стадії адаптації до змін клімату, на якій вони знаходяться, починаючи з тих організацій, які знаходяться на початковому етапі і тільки вибирають свій підхід і починають діяльність по адаптації, і закінчуючи тими, хто вже впритул займається питаннями адаптації. В процесі застосування даного підходу оператор ГРМ може не відразу відчути вигоду від його застосування (в залежності від проблем, з якими компанія стикається, і досвіду, який вона отримали). Проте пропонована структура підходу є логічною, ітеративною і перспективною, охоплюючи етапи:

- попереднього планування;
- оцінювання екологічних впливів, в т.ч. оцінки сприятливих можливостей;
- планування заходів по адаптації організації до змін клімату;
- реалізації плану адаптації організації до змін клімату;
- моніторингу та оцінювання результатів адаптації;
- обміну інформацією про результати адаптації.

Важливо зазначити, що адаптація до змін клімату буде відбуватися максимально ефективно при її інтеграції в основну діяльність оператора ГРМ (наприклад, в його екологічну політику, плани, процедури і програми).

Не менш важливим для оператора ГРМ є використання відповідних методологічних підходів та джерела інформації, які будуть стимулювати активні заходи щодо прийняття рішень в частині адаптації до змін клімату. Інформацію щодо чинників невизначеності можна вважати особливо цінним внеском в процес прийняття рішень.

Під час аналізування можливого впливу необхідно враховувати наступні міждисциплінарні (системні) проблеми [165], що можуть мати прямий чи непрямий вплив на оператора ГРМ, зокрема:

- здоров’я, безпека;
- продуктивність праці співробітників організації;
- якість повітря;
- майновий збиток організації і дезорганізацію її діяльності;
- втрату прибережних територій, іншій місцевості та інфраструктури;
- штормовий приплив, повені та забруднення водного середовища;
- порушення функціонування ланцюгів постачання
- зміна вартості продукції;
- зміна експлуатації ресурсів екосистеми;
- заходи адміністративного регулювання або інші втручання в діяльність організації з боку держави;
- зміна можливості залучення капіталу внаслідок усвідомленого ризику на негативні або несподівані наслідки;
- бізнес-можливості.

Оцінка впливу зміни клімату може включати аналіз наступних основних чинників [165]:

- відповідних заходів внутрішньої і зовнішньої екологічної політики організації;
- екологічної стратегії, обраної організацією;

- життєвих циклів екологічної політики, планів і активів організації (наприклад, термінів їх підтримки і заміни);

- заходів щодо адаптації до змін клімату, прийнятих третіми сторонами.

Організація повинна оцінювати колишні і прогнозовані тенденції при нормальних і екстремальних умовах, а також мінливість і сезонність відповідних екологічних параметрів. До цих параметрів можуть належати: температура, кількість опадів, вологість, підвищення рівня моря, швидкість і напрям вітру, число циклів замерзання і розмерзання [165].

4.2 Застосування положень про систему керування безпекою оператора ГРМ

Газова інфраструктура є складною, і важливість безпеки її будування і використовування спричинила розвиток у країнах-членах дуже детальних кодексів усталеної практики та настанов з експлуатування. Як результат оператору ГРМ необхідно провести комплекс заходів з розроблення, впровадження та обслуговування системи керування безпекою, ціль якої полягатиме у забезпеченні ефективного функціонування газорозподільної інфраструктури для безпечного та надійного розподілу газу, зокрема, що належить до газової інфраструктури, що працює під тиском до 16 бар включно.

Відповідно до [28], система керування безпекою – це комплекс відповідних дій та заходів, за допомогою яких оператор газової мережі зберігає безпечну та надійну систему транспортування чи розподіляння газу та зменшує наслідки аварійних ситуацій.

Відповідно, якщо розглядати оптимальну загальну організаційну схему діяльності оператора ГРМ, тоді функціонування газових мереж розглядатиметься з точки зору безпеки та ефективності.

Поняття «безпека» застосовується у контексті «стан газової інфраструктури, допустимий для населення, для довкілля та безперервного постачання, що забезпечується вживанням адекватних заходів під час проектування, будівництва, експлуатування, технічному обслуговуванні та консервації газової інфраструктури» [28].

При цьому, для зменшення потенційної небезпеки для населення та довкілля рекомендовано враховувати наступні аспекти безпеки [164]:

- проектування та модифікування;
- експлуатаційні заходи;
- компетентність працівників;
- людські фактори;
- аварійні заходи;
- захисні пристрої, контрольно-вимірювальне устаткування та сигналізація;
- обстежування та технічне обслуговування;
- дозвіл на роботу;
- облік активів та якість даних;
- діяльність третіх осіб.

Щоб уможливити досягнення необхідної безпеки та надійності газорозподільної інфраструктури оператором газової мережі, потрібно враховувати наступні аспекти безпеки діяльності з розподілу газу для СКБ [164]:

а) основні процеси, що є етапами життєвого циклу газової інфраструктури, -проектування, будівництво (включаючи випробовування), введення в експлуатацію / виведення з експлуатації, експлуатування (в т.ч. плани аварійних ситуацій), технічне обслуговування, консервування.

б) процеси організаційного забезпечення, які підтримують основні процеси і які, як правило, враховують наступне: підготовування, закуповування, комунікування, документування, дотримання нормативних вимог, інноваційна діяльність.

Для системи керування безпекою потрібно враховувати положення про:

- забезпечення безпечного експлуатування газорозподільної інфраструктури;
- контролювання її стану;
- забезпечення безпечного та ефективного технічного обслуговування;
- ефективне та відповідальне подолання аварійних та надзвичайних ситуацій;

- розвиток та підтримання всіх необхідних компетенцій.

При цьому політика безпеки оператора ГРМ повинна відповідати природі, масштабу та безпечному впливу її заходів, включати зобов'язання щодо запобігання аварійним ситуаціям, забезпечення безпечного та надійного транспортування природного газу, пом'якшення наслідків для громадськості та довкілля, враховувати зобов’язання дотримуватися відповідного законодавства, нормативних актів, політик компанії та процедур, враховувати рамки для встановлювання та переглядання цілей та цільових показників безпеки, бути доступною для стейкхолдерів.

Для реалізації політики безпеки оператор газової мережі повинен визначати, документувати та підтримувати цілі, що враховують аспекти безпеки газової інфраструктури (ймовірність та наслідок фактичних ризиків, які вони представляють для громадськості/працівників, довкілля та газової інфраструктури на кожному етапі строку експлуатування активів), законодавчі та інші вимоги, технологічні розробки, експлуатаційні та бізнес вимоги. Цілі повинні бути вимірюваними та пов'язаними з якісними або кількісними цільовими показниками.

Результати ідентифікації аспектів безпеки та ризиків, їх оцінювання потрібно фіксувати у відповідно відформатованому реєстрі, у якому зазначають детальну інформацію про ідентифіковані небезпеки та їх причини, поточне контролювання безпеки, що діє для управління ризиком, оцінка ризику на основі схожості та наслідків виникнення ризику, опис будь-яких додаткових заходів контролю, необхідних для зниження ризику до допустимого рівня, види відповідальності за щоденне управління ризиком (ризиками) [164].

Оператору ГРМ необхідно переглядати реєстр ризиків відповідно до встановленої періодичності. Для оцінювання потрібно проводити аналізування аварій, які можуть статися, оцінювання аспектів безпеки, ранжування та оцінювання ризиків для безпеки, встановлення цілей та завдань щодо рівня ризику, оцінювання результатів пом'якшувальних заходів [164].

Система керування безпекою повинна включати відповідні заходи для розслідування аварійних ситуацій, пов’язаних з безпекою газу, за допомогою

яких потрібно встановлювати не тільки безпосередню причину, але і "першопричину" таких аварійних ситуацій. Під час процедури проведення розслідування аварій також потрібно описувати яким чином розробляють рекомендації щодо запобігання повторенню та як керують подальшими діями.

На основі ретельного аналізування основних процесів оператор газової мережі визначає необхідну кількість економічних та людських ресурсів, необхідних для здійснення всіх заходів та необхідну компетенцію працівників та підрядників, що впливає на аспекти безпеки, керування безпекою та систему керування безпекою; забезпечує компетенцію цих осіб згідно відповідної освіти, підготовки чи досвіду; забезпечити придатність співробітників та підрядників до завдань, які вони виконують; де це можливо, вживає заходів для набуття необхідної компетенції та оцінювати ефективність заходів, що вживаються; зберігає відповідну документовану інформацію як доказ компетенції; періодично переглядати поточні та майбутні потреби та вимоги до компетенції [164].

Відповідно до вимог [164] оператору ГРМ під час впровадження системи керування безпекою необхідно застосовувати принципи методології «Плануй-роби-перевіряй-впливай» (PDCA), тобто, визначати цілі та процеси, необхідні для досягнення результатів, відповідно до вимог клієнтів і політики організації, впроваджувати процеси, контролювати та вимірювати відповідно до установленої політики, цілей та вимог, повідомляти про отримані результати та вживати заходів для постійного підвищення продуктивності процесів.

4.3 Методичні засади підтвердження метрологічних та технічних характеристик ультразвукових витратомірів згідно положень стандартів ЄС

У ДСТУ OIML R 137 «Лічильники газу. Частина 1. Метрологічні та технічні вимоги. Частина 2. Методи підтвердження метрологічних та технічних характеристик» [43] встановлено, що лічильник газу – це пристрій, що призначений для вимірювання, запам’ятовування та відображення кількості

газу, що проходить через сенсор витрати. Клас лічильника визначають згідно групи лічильників газу різного розміру та/чи із різною витратою, що має спільні характеристики: спільний виробник; геометрична подібність вимірювальної частини; спільний принцип вимірювання; приблизно однакове співвідношення Q_{max}/Q_{min} та Q_{max}/ Q_t; спільний клас точності; спільний електронний пристрій для кожного розміру лічильника із використанням однакових принципів програмного забезпечення (якщо можливо) для тих компонентів, що є особливо важливими для експлуатації лічильника; спільні нормальні вимоги до конструкції та збірки вузлів, та спільні матеріали компонентів, які є особливо важливими для експлуатації лічильника.

Вимірювальна система піддається впливу факторів, які можна розділити на 3 групи [203]: кліматичні; механічні; електричні та електромагнітні. Класи встановлюються залежно від умов експлуатації вимірювальних систем. Класи присвоюються при сертифікації та їх відповідність перевіряється при первинній і наступних повірках вимірювальної системи.

Діапазон з довкілля вимірювальної системи повинен бути включений у відповідний діапазон кожного з її складових. Вимірювальна система може належати до кількох різних класів навколишнього середовища. Не всі її компоненти можуть бути встановлені в одному місці, наприклад: лічильник може бути встановлений на відкритому повітрі, тоді як електронні обчислювачі можуть знаходиться в кліматично контрольованому приміщенні.

Нормовані робочі умови для лічильників газу повинні визначатися у межах даних [43], що наведені у Таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормовані робочі умови для УЗЛГ [43]

Температура довкілля (Обраний діапазон температури повинен становити принаймні 50 К)	низький	–40 °C, –25 °C, –10 °C і +5 °C
	високий	+30 °C, +40 °C, +55 °C і +70 °C
Відносна вологість навколишнього середовища	Як визначено виробником; принаймні до 93%	

Атмосферний тиск	Як визначено виробником; щонайменше 86 кПа - 106 кПа
Вібрація менше ніж	10 Гц – 150 ГЦ, 1.6 мс-2 , 0.05 м2 с -3 , – 3дБ/октава
Постійна напруга живлення	Як визначено виробником
Змінна напруга живлення	*Unom* – 15 % to *Unom* + 10 %
Частота змінного струму	*fnom* – 2 % to *fnom* + 2 %
Діапазон витрати	від Q_{min} до *Qmax* включно
Тип газів	Природні гази, промислові гази або надкритичні (немає різниці між газоподібним та зрідженим станом рідини) гази, як визначено виробником (2)
Діапазон робочого тиску	від *pmin* до *pmax* включно

Значення температури довкілля повинні визначатися визначаються державним органом влади, так як це залежить від кліматичних умов та очікуваних умов застосування (приміщення, відкритий майданчик тощо), які відрізняються в різних країнах.

Характеристики витрати лічильника газу рекомендовано визначати за значеннями значеннями Q_{max}, Q_t та Q_{min}. Їх коефіцієнти та співвідношення рекомендовано повинні бути в межах діапазону, що наведений у Таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Характеристики витрати газу [43]

Q_{max} / Q_{min}	Q_{max} / Q_t
≥ 50	≥ 10
≥ 5 та < 50	≥5

Всі випробовування повинні проводитися в умовах монтажу (прямі ділянки трубопроводу вище і нижче від лічильника, регуляторів потоку і т. д.), передбачені постачальником лічильника, який випробовують.

Все устаткування, що використовується та включається як частина виконання процедури випробовування, повинне бути придатним для

випробування приладу (-ів). Робочий діапазон всього устаткування та еталонні стандарти повинні дорівнювати або перевищувати показник випробуваного лічильника. Усі еталонні стандарти, які використовують, повинні відслідковуватись по національних та/або міжнародних стандартах вимірювання.

Якщо лічильники потрібно випробувати серійно, то між ними не повинно бути суттєвої взаємодії. Цю умову можна підтвердити шляхом випробування кожного лічильника з серії один раз в кожному положенні.

Під час випробовувань проводять коригування на різниці температури та тиску між лічильником під випробуванням та еталонним стандартом; інакше ці відмінності повинні бути враховані в розрахунках невизначеності.

Згідно OIML G 001-100 [178], коли проводиться випробовування, розширена непевність визначення похибок вимірюваного газу має відповідати наступним характеристикам:

- для типової оцінки: менше однієї п'ятої частини значення МДП;
- для верифікувань: менше третини значення МДП.

Однак, якщо вищезгадані критерії не можна виконати, результати випробування можна альтернативно схвалити шляхом зменшення максимально допустимих похибок з перевищенням непевностей. У цьому випадку використовують наступні критерії прийняття:

- для типової оцінки: ± (6/5 · МДП -U)

- для верифікувань: ± (4/3 · МДП -U)

коли U≤ МДП

Оцінку розширеної непевності U здійснюють відповідно до Керівництва з вираження невизначеності у вимірюваннях (GUM) [178] з рівнем довіри приблизно 95%. Наприклад, припускаючи, що під час тестування на оцінку типу лічильника газу класу точності 1 результат випробування має розширену невизначеність *U* 0,3% *(k* = 2), його можна прийняти, якщо похибка становить ± (6/5 × 1,0 - 0,3)% = ± 0,9%.

Вимірювальні системи, що знаходяться в сфері метрологічного нагляду, підлягають затвердженню типу. Основою концепції є затвердження типу

вимірювальної системи в цілому, тому щодо її складу можуть входити елементи, значно віддалені від лічильника і одночасно є складовою частиною інших систем. Деякі вимірювальні системи також можуть включати методичне забезпечення, зокрема це – вимірювальні системи класу С. У будь-якому випадку, після перевірки на відповідність вимогам даної Рекомендації на систему видається сертифікат відповідності. Однак, як бачимо, поняття «вимірювальна система» може бути досить абстрактним і в деяких випадках сертифікат відповідності може бути замінений іншим еквівалентним документом, визнаним метрологічним законодавством [203].

Затвердження типу вимірювальної системи передбачає перевірку її елементів на відповідність певним вимогам (навіть у тому випадку, коли окремі елементи системи не вимагають затвердження типу), а також сумісність цих елементів між собою. Наприклад, перевірка точності обчислювача повинна завжди виконуватися, якщо остання входить до складу приладу.

При складанні програми типових випробувань вимірювальної системи за основу беруться вже проведені затвердження типів її елементів.

Якщо тип жодного з елементів вимірювальної системи не затверджений, виконуються всі випробування, необхідні згідно з пп.10.2.6–10.2.12 OIML R 140 [203]. Якщо ж всі елементи системи мають затверджений тип, можна не проводити випробування, а оформити сертифікат затвердження типу вимірювальної системи з технічної документації, малюнками та кресленнями існуючих елементів.

Програма типових випробувань також може бути скорочена в тих випадках, коли до складу випробуваної системи входять елементи, аналогічні наявному складі іншої системи, що має сертифікат затвердження типу, за умови використання цих елементів у таких же робочих умовах. Рекомендується, щоб типи елементів, які можуть бути включені до складу різних вимірювальних систем, затверджувалися окремо. Особливо в тих випадках, коли вимірювальні системи випускаються різними виробниками та типові випробування проводяться різними організаціями. Потрібно враховувати, що при наявності

методичного забезпечення вимірювальних систем, методики та документація, що додається також підлягають вивченню та оцінці [203].

Відповідно до методу оцінювання типу проводять і оцінювання програмного забезпечення. Алгоритми вимірювання та функції лічильника газу та/або його складових повинні бути відповідними та функціональними правильними. Їх розглядають проведення метрологічних випробувань, програмних тестів або експертизи програмного забезпечення. Законодавчо контрольована частина програмного забезпечення [32] повинна бути захищена від несанкціонованої модифікації, завантаження або змін, шляхом заміни пам'яті пристрою. На додаток до механічного опломбування технічні засоби можуть знадобитися для захисту лічильників газу, оснащених операційною системою, або можливістю завантаження програмного забезпечення. Параметри, які фіксують законодавчо контрольовані характеристики лічильника газу, повинні бути захищені від несанкціонованої модифікації. З метою верифікації повинно бути можливим відображення установок поточних параметрів [43, 203].

Випробовування вимірювальних модулів і максимально допустимої похибки виконуються незалежно від типу лічильника. Залежно від монтажних параметрів, зокрема – від довжини прямої ділянки до лічильника, один і той же лічильник може відноситися до вимірювальних модулів різних класів точності. Мінімальні довжини прямих ділянок, інші особливості (наприклад, наявність пристрою підготовки потоку і т.д.), а також класи точності вказуються в сертифікаті відповідності. Мінімальна довжина прямої ділянки перед лічильником повинна бути не менше двох номінальних діаметрів, якщо більше значення не вказано виробником. Мінімальна довжина прямої ділянки після лічильника вказується виробником [203].

Вимірювальний модуль підлягає випробуванню на вплив тиску .газу. Однак допускається провести дане випробування на лічильнику окремо, якщо його конструкція дозволяє припустити, що це не вплине на результат. Дане випробування виконується на газоподібному паливі при стабільній температурі. Однак, допускається використання інших газів з подібними властивостями.

Випробування передбачає побудову кривої похибок при номінальному тиску газу, зазначеному виробником, і порівнянням її з кривими похибок при низькому і високому тиску, узятим з специфікації виробника . Спочатку випробування виконується спочатку на низькому тиску, потім – на високому, якщо встановлено, що така послідовність не впливає на результат. При цьому мінімальне значення тиску повинно бути 20 бар (крім тих випадків, коли заявлена виробником верхня межа тиску, нижче даного значення). Вплив тиску газу (позитивний чи негативний) не повинен перевищувати 0,5%. Найбільше абсолютне значення впливу величини, що використовується для розрахунку сумарної дії по B.5, тут і далі позначається як ΔP [43, 203].

Вимірювальний модуль підлягає випробуванню на вплив температури газу. Дане випробування, так зване «основне випробування», виконується на газоподібному паливі при стабільному тиску. Однак, допускається використання інших газів з подібними властивостями. Також під час випробування оцінювання типу визначають похибку лічильника, його відтворювальність, збіжність, довговічність, проводять оцінювання потоку згідно температури газу та довкілля, щодо завад потоку [43].

Похибка лічильника газу повинна визначатися при використанні витрат відповідно за наступною процедурою.

Витрати, при яких потрібно визначити похибки лічильників газу, повинні розподілятися по діапазону вимірювань через регулярні інтервали і включати Q_{min} та Q_{max} і, бажано, Q_t [43].

На основі трьох контрольних точок за десять років, мінімальну кількість (N) випробувальних точок, від i = 1 до i = N, можна розрахувати відповідно до [43]:

$$N = 1 + 3\log\left(\frac{Q_{max}}{Q_{min}}\right) \tag{4.1}$$

Де N ≥ 6, і округлено до найближчого цілого числа.

Для витрат, що охоплюють два десятиліття або більше, наступна формула являє собою адекватний регулярний розподіл витрат для i = 1 до i = N-1 та Q_N = Q_{min} [43].

$$Q_i = \left(\sqrt[3]{10}\right)^{1-i} Q_{max} \quad (4.2)$$

Якщо на основі спостережень можна побудувати криву, потрібно мінімум 6 ступенів свободи. Кількість ступенів свободи - це різниця між кількістю спостережень та кількістю параметрів або коефіцієнтів, необхідних для відповідності кривої. Наприклад, якщо для поліноміальної кривої використовується 4 коефіцієнти, то для отримання мінімум 6 ступенів свободи необхідні принаймні 10 точок вимірювання[43].

Під час випробування на точність, що застосовується на лічильнику газу, визначаються такі величини: циклічний об'єм лічильника газу, де це може бути застосовано, за умов, що різниця між вимірюваною величиною циклічного об'єму та її номінальним значенням не буде перевищувати 5% від останнього при стандартних умовах; імпульсний коефіцієнт лічильника газу, де це може бути застосовано, якщо різниця між виміряним значенням значення імпульсу та його значенням, зазначеним на лічильнику газу, не буде перевищувати 0,05% останнього [43].

Відповідність вимогам щодо похибки відтворюваності, яка для витрат, що дорівнюють або перевищують Q_t, повинна бути меншою або дорівнювати одній третій максимально допустимої похибки, визначається за витратами згідно з формули (10) – (11), що дорівнює або перевищує Q_t. Для кожної з цих витрат похибки, як правило, потрібно визначати окремо шість разів, при зміні витрат між кожним послідовним вимірюванням. Відтворюваність похибки при кожній витраті повинна бути визначена. Якщо відтворюваність похибки перших трьох вимірювань дорівнює або менше 1/6 МДП, вважається, що вимога виконана. Для лічильників газу, які призначені для використання під високим тиском, це випробування можна проводити при найменшому робочому тиску [43].

Відповідність вимогам щодо збіжності похибки, яка для трьох послідовних вимірів при заданій витраті повинна бути меншою або дорівнювати одній третій максимально допустимої похибки, визначається за витратами Q_{min}, Q_t та $Q_{\max}$. При кожній з цих витрат, похибки визначають три рази, і розраховується різниця між мінімальною та максимальною

вимірювальною похибкою. Для лічильників газу, які призначені для використання під високим тиском, це випробування можна проводити при найменшому робочому тиску. Результати різних вимірювань точності оцінюються без проміжних коригувань, за умови, якщо виробник встановлює, що лічильник буде працювати правильно тільки за умови встановлення в певному положенні і якщо лічильник промаркований таким чином, що виконуватимуться метрологічні вимоги щодо класу точності, максимально допустимої та зваженої середньої похибок. Якщо вимоги не виконуються для всіх запропонованих орієнтацій без проміжних коригувань, лічильник повинен бути маркований для використання лише в певній орієнтації (символ *V* або *H*, коли лічильник може працювати тільки в вертикальному або горизонтальному положенні) [43].

Випробування потоку здійснюють при температурі газу, що дорівнює температурі навколишнього середовища, для однакових температур газу та довкілля. Для лічильників газу з вбудованим перетворювальним пристроєм, що показує об'єм в базових умовах, випробування потоку здійснюється при температурі газу, відмінної від температури навколишнього середовища.

У умовах відсутності потоку використовують безшумний потік лічильника для виявлення впливу температури на точність газового лічильника. Дослідження проводять, принаймні, при нормальній температурі та при мінімальних і максимальних робочих температурах. Результати вимірювань при різних температурах оцінюють за вимогами, з урахуванням впливу зміни витрат на кривій лічильника. Для лічильників газу, що показують об’єм тільки в базових умовах, гранично допустимі межі похибки для витрати, що дорівнює або вище Q_t, застосовуються, коли температура навколишнього середовища відрізняється від температури газу на 20 ° С або більше. Випробування потоку при однакових температурах газу та довкілля здійснюють за витратами в діапазоні від Q_t до Q_{max}, при температурі газу, що дорівнює температурі довкілля (в межах 5° С), послідовно при:

- еталонній температурі;
- максимальній температурі довкілля;

- мінімальній температурі довкілля;
- еталонній температурі [43].

Випробування потоку при різних температурах газу та довкілля здійснюють при утримуванні випробуваного газового лічильника при постійній температурі довкілля, що дорівнює еталонній температурі, і послідовно при:

- температурі газу 40° С;
- температура газу 0° С [43].

Значення похибка визначається при Q_t і Q_{max}. Визначення похибок потрібно здійснювати тільки після стабілізації температури газу. Замість вищезазначеного випробування на температуру, в якості альтернативи, випробування можна виконати під час використання таких температурних умов:

- температура газу при 20° С і лічильник газу при 40° С;
- температура газу при 20° С та лічильник газу при 0° С [43].

Лічильники газу, на які впливає точність, пов'язана із завадами потоку, піддаються випробуванням на завади потоку. Під час випробовувань лічильники встановлюють відповідно до специфікацій виробника. Випробовування завадами потоку потрібно проводити з повітрям при атмосферному тиску, при витратах 0,25 Q_{max}, 0,4 Q_{max} та Q_{max}. Як альтернатива, дозволяється проводити випробовування відповідним газом, в межах діапазону тиску лічильника газу. Якщо на таких лічильниках газу вказано та зазначено, щоб його не вставляти в трубопровідні пристрої, що створюють серйозні порушення, то такі лічильники можна випробовувати лише у відповідності до вимог щодо помірних завад потоку [43].

Всі газові лічильники з внутрішніми рухомими деталями та лічильниками газу без внутрішніх рухомих деталь, які мають максимальний еквівалентний об'єм потоку до 25 $м^3$/год проходять випробування на довговічність. Це випробування включає вплив на безперервний потік протягом потрібного періоду часу, при цьому використовують гази, для яких призначені для використання лічильники. У випадку, якщо виробник продемонстрував, що склад матеріалу лічильника газу досить нечутливий до складу газу, то орган,

відповідальний за оцінку типу, може вирішити провести випробування на міцність повітрям або іншим відповідним типом газу. Прикладна витрата становить щонайменше 0,8 Q_{max}. Таке випробування можна провести при мінімальному робочому тиску. До і після випробування застосовують однакове еталонне обладнання [43].

Орган, відповідальний за оцінку типу, повинен обрати певну кількість лічильників одного типу, що підлягають випробуванню на довговічності, з варіантів, наведених у Таблиці 4.3, в консультації з заявником. Якщо включені різні розміри, загальна кількість лічильників, що підлягають випробуванню, повинна бути такою, як вказано у варіанті 2 [43] .

Таблиця 4.3 – Кількість випробувальних лічильників [43]

Максимальний еквівалентний об'єм потоку [м^3/год]	Кількість випробувальних лічильників	
	Варіант 1	Варіант 2
$Q_{max} \leq 25$	3	6
$25 < Q_{max} \leq 100$	2	4
$Q_{max} > 100$	1	3

Лічильник газу повинен відповідати наступним вимогам після того, як був підданий потоку зі швидкістю від 0,8 Q_{max} до Q_{max}, що включає кількість, еквівалентну потоку при Q_{max} протягом 2 000 годин:

- максимально допустимі похибки, зазначені в таблиці 2 для подальшого верифікування та експлуатації, і

- для витрат від Q_t до Q_{max} погрішність менша або дорівнює :

- 1,0 раз максимально допустиму похибку під час перевірки типу для класу 1.5 або

0,5 рази перевищує максимально допустиму похибку під час перевірки типу для інших класів [43].

Екологічні випробування для електронних пристроїв або приладів проводять для верифікування того, що лічильники газу, що містять електронне

устаткування та його допоміжні пристрої, можуть виконувати і функціонувати, як передбачено, в певному середовищі та за певних умов. Кожне випробування вказує, де це доречно, нормальні умови для визначення похибки. Ці випробування доповнюють будь-які інші встановлені випробування. Коли оцінюють ефект однієї впливної величини, всі інші впливні величини повинні бути в межах нормальних умов. Для кожного експлуатаційного випробовування зазначені типові умови випробувань. Вони відповідають умовам кліматичного та механічного середовища, яким зазвичай піддаються інструменти. Метрологічний орган проводить експлуатаційні випробування на рівні випробувань, які відповідають цим умовам навколишнього середовища [43].

Експлуатаційні випробовування передбачають наступні процедури [43]:

Екологічні випробовування:

1) сухе тепло (без конденсації): випробовування впливом виконують згідно ДСТУ IEC 60068-2-2 [33] для верифікування відповідності в умовах високої температури довкілля;

2) холод: випробовування впливом виконують згідно вимог ДСТУ IEC 60068-2-1 [32] для верифікування відповідності в умовах низької температури довкілля; Вологе тепло, стаціонарне (без конденсації): випробування впливом

3) вологе тепло, стаціонарне (без конденсації): випробування впливом виконують згідно ДСТУ IEC 60068-2-78 [29] для верифікування відповідності в умовах підвищеної вологості навколишнього середовища та постійної температури;

4) вологе тепло, циклічне (з конденсацією): випробування впливом виконують згідно ДСТУ IEC 60068-2-30 [34] для верифікування відповідності в умовах підвищеної вологості навколишнього середовища та циклічних змін температури;

- механічні випробовування:

1) вібрація (випадкова): випробування завадами виконують відповідно до ДСТУ IEC 60068-2-47 [36], IEC 60068-2-64 [183] для верифікування відповідності в умовах випадкової вібрації;

2) механічний удар: випробування завадами виконують відповідно до ДСТУ IEC 60068-2-31 [35] для верифікування відповідності в умовах механічних ударів;

- електричні (загальні):

1) випромінювані, радіочастотні, електромагнітні поля: випробування на заваду виконують згідно ДСТУ IEC 61000-4-3 [45] для верифікування відповідності УПВ під час дії радіочастотного електромагнітного поля;

2) наведені радіочастотні поля: випробовування впливом виконують згідно IEC 61000-4-6 [185] для верифікування відповідності УПВ під час дії радіочастотних електромагнітних полів;

3) електростатичний розряд: випробовування завадами виконують відповідно до ДСТУ IEC 61000-4-2 [44] для верифікування відповідності у разі безпосереднього впливу заряду електростатично заряджених об'єктів або осіб на УПВ таких зарядів в районі УПВ;

4) імпульси (коливання) у лініях живлення та/або сигнальних лініях: випробування завадами виконують відповідно до ДСТУ IEC 61000-4-4 [46] для верифікування відповідності УПВ умовам, коли електричні спалахи накладаються на вхід/вихід і комунікаційні порти;

5) сплески напруги у лініях живлення та/або сигнальних лініях: випробування завадами виконують згідно ДСТУ IEC 61000-4-5 [40] для верифікування відповідності в умовах, коли електричні розряди накладаються на входи/виходи і комунікаційні порти;

-електричні (мережева потужність):

1) зміни напруги живлення постійного струму: випробування на вплив виконують згідно IEC 60654-2 [184] для верифікування відповідності в умовах змін мережі постійного струму між верхньою і нижньою межею;

2) зміни напруги живлення змінного струму: випробування на вплив виконують згідно ДСТУ IEC/TR 61000-2-1 [41] для верифікування відповідності в умовах змін мережі змінного струму між верхньою і нижньою межею;

3) спад напруги в мережі змінного струму і перебої у постачанні: випробовування завадами виконують згідно ДСТУ IEC 61000-4-11 [37], IEC 61000-6-1 [30], IEC 61000-6-2 [31] для верифікування відповідності в умовах короткочасного зменшення напруги мережі;

4) випробування завадами: різкий спад напруги, короткі переривання та зміни напруги в мережі живлення постійного струму виконують відповідно до IEC 61000-4-29 [39] для верифікування відповідності в умовах різкого спаду напруги, коротких переривань та коливань напруги в мережі живлення постійного струму;

5) всплески (стрибки напруги) в мережах живлення постійного та змінного струму: випробування завадами виконують відповідно до IEC 61000-4-4 [46] для верифікування відповідності в умовах, коли електричні імпульси накладаються на напругу мереж;

6) хвилі перенапруги в мережах живлення постійного та змінного струму: випробування завадами виконують відповідно до IEC 61000-4-5 [40] для верифікування відповідності в умовах, коли електричні хвилі перенапруги накладаються на напругу мережі;

7) флюктуації (пульсації) на живлення постійного струму виконують відповідно до IEC 61000-4-17 [38] для верифікування відповідності в умовах, коли електричні хвилі перенапруги накладаються на напругу мережею.

Випробовування завадами потоку потрібно проводити з повітрям при атмосферному тиску, при витратах 0,25 Q_{max}, 0,4 Q_{max} та Q_{max}. Як альтернатива, дозволяється проводити випробовування відповідним газом, в межах діапазону тиску лічильника газу. Якщо конструкція типу лічильника газу однакова для всіх розмірів труб, то достатньо провести повний набір випробувань на одному розмірі, який вважається найгіршим випадком для серії лічильників. Випробовування також належить виконувати на інших розмірах, в разі необхідності. Якщо конкретна мінімальна довжина прямолінійного трубопроводу L_{min} повинна відповідати вимогам зазначеним у Таблиці 4.4, то відповідну L_{min} потрібно використати під час випробовувань, а її значення потрібно вказати в сертифікаті підтвердження типу [43].

Для ультразвукових лічильників газу також потрібно виконати вимоги щодо завад потоку, а також додати додаткову пряму довжину труби 10D до мінімальної довжини прямого трубопроводу L_{min} для кожного випробовування, згідно Таблиці 4.1 [43].

4.4 Розроблення електронної бази нормативних документів для оператора ГРМ

У процесі виробничої діяльності оператор ГРМ застосовує великий масив нормативних документів різного рівня прийняття. А отже, виникає питання щодо належного орієнтування, пошуку та аналізування застосовних НД. Одним із недоліків власне НД є те, що інформація про них та інформація, яку вони містять, є відносно динамічною – вносяться зміни, поправки, набувають чинності нові документи, або частина неактуальних документів скасовується. Протягом останніх п’яти років набула тенденція паралельного і скасування і, опісля, за декілька місяців, відновлення їх чинності із перенесенням дати скасування (це, найчастіше, ГОСТ колишнього СРСР, прийняті до 1992 р.). Без чинної бази нормативних документів слідкувати за внесеними змінами достатньо часозатратно, адже це потребує від технічного спеціаліста частого відволікання від безпосередньої роботи та пошуку актуальної інформації про чинність потрібного НД, що не сприяє ефективності роботі всієї компанії загалом, зокрема, якщо врахувати велику кількість управлінь та відділів компанії.

Без розробленого бази нормативних документів важко сказати, які документи є у тому чи іншому підрозділі, немає можливості навіть мати відомості про їх наявності. Власне тому, актуальною є необхідність організації єдиної базу НД для усієї структури компанії з можливістю доступу великої кількості користувачів.

Іншим аспектом, який вирішує база НД є те, що часто необхідна отримати старі науково-технічні документи, наприклад, в разі технічної підтримки або

модернізації устаткування, розробленого за старими стандартами. Тому, база даних дозволяє формувати та підтримувати репозитарій таких документів.

Процес створення бази нормативних документів складається із наступних етапів є початком створення модульної інтегрованої корпоративної системи, яка б реалізовувалася для використання у середовищі Windows.

До переваг створення такої бази нормативних документів належать:

1) індивідуальний проект, створений для конкретного замовника;
2) відносно недороге програмне забезпечення;
3) врахування специфіки галузі – відповідно до потреб і запитів користувачів;
4) перехід можливо здійснювати на локальному рівні та по-етапно, що дозволяє уникнути непередбачувано великих інвестицій у проект;
5) система побудована на основі блоків, складених за єдиною методикою, унаслідок чого не виникають труднощі із її інкорпорацією із уже існуючими базами в компанії.

Повний цикл розроблення бази нормативних документів складається із наступних етапів:

1) розроблення технічного завдання (опис проектної архітектури бази та її загальної схеми);
2) розроблення першої проекту бази нормативних документів, наповнення переліків та уточнення внесених відомостей;
3) експериментальне впровадження бази нормативних документів (презентація спеціалістам, впровадження у компанії, отримання зауваг та відгуків);
4) доопрацювання бази нормативних документів;
5) введення у виробничий процес;
6) моніторинг та постійне доповнення чи редагування вмісту бази.

Власне архітектури бази нормативних документів розподілена на три рівні: стратегічний, тактичний та оперативний. Реалізація кожного із рівнів представлена у вигляді окремого проекту із визначеним набором параметрів та різною методологією.

До основних функцій такої бази нормативних документів можна віднести:

1) узагальнення та систематизація інформації про застосовні нормативні документи;

2) забезпечення швидкого доступу до систематизованих переліків інформації;

3) варіантність пошуку необхідної інформації із можливістю застосування фільтрів, тематичного підбору,

4) поширення інформації про затверджені зміни, внесення нових НД чи їх скасування.

Сформована база нормативних документів дозволяє:

- об’єднувати та структурувати різноманітні елементи системи в єдиний інформаційний простір;
- зменшити обсяги документації системи управління якістю для цілей планування, управління, моніторингу, документування, визначення невідповідностей;
- зменшити обсяги поточної документації через автоматизацію процесів та процедур;
- підвищити ефективність управління за допомогою забезпечення прозорості діяльності, забезпечення доступу до інформації та даних, підвищення взаємодії між компонентами.

Основними критеріями, що можуть впливати на ефективність роботи з базою НД, є наступні:

- кількість документів;
- кількість редакторів, що постійно працюють з базою НД;
- середня кількість щоденних відвідувачів архіву через веб-інтерфейс;
- середня кількість одночасних відвідувачів архіву через веб- інтерфейс

Однією з найбільш трудомістких операцій при створенні електронної бази НД є переведення паперових документів в електронну форм. Якщо розглядати можливість закупівлі необхідних нормативних документів в електронному форматі – це значно зменшує трудоємкість наповнення бази НД, оскільки

оператору необхідно тільки заповнити реєстраційну картку нормативного документа. Проте, якщо потрібно перевести у електронний формат паперові копії нормативних документів, що були закуплені раніше – цей процес займає багато часу та потребує постійної концентрації персоналу, що залучається, для виключення людського фактору (погана якість скан-копій документа, помилковий порядок сторінок, чи їх відсутність).

Основної уваги при створенні електронної бази НД потребують питання нормативно-організаційного забезпечення робіт за такими напрямками, насамперед, що стосуються стандартизації форматів представлення інформації, розроблення єдиних методик створення інформації, уніфікація технологічних процедур її обробки, централізованої координації робіт.

Серед концептуальних вимог до сучасних систем упорядкування нормативної документації часто згадуються вимоги модульності та відкритості [8]. Важливо враховувати те, що система будується на основі модульного принципу, якщо вона складається з окремих модулів, кожен з яких є відповідальним за виконання тієї чи іншої задачі і може функціонувати самостійно. При цьому, база нормативних документів повинна мати властивість до відкритості, під якою розуміється можливість інтеграції нових модулів та систем інших виробників. У результаті такої інтеграції утворюються потужні програмні комплекси, які забезпечують підтримку повного життєвого циклу документа

Інформаційно-ресурсні складові електронної бази НД необхідно формувати у вигляді фондів електронних документів, до яких має бути забезпечено онлайновий доступ, та інформаційно-пошукових масивів із використанням бібліографічних, реферативних та лінгвістичних баз даних. Тому створення електронної бази нормативних документів безпосередньо пов'язано з формуванням політематичних та багатовидових електронних інформаційних ресурсів, ефективність чого залежить від впровадження новітніх інформаційних технологій у процесі створення електронних документів та формування пошукових інформаційних масивів з вторинною інформацією про першоджерела та метаінформацією [65, 130].

Практично перед будь-якою електронною базою нормативних документів є два, достатньо суперечливих завдання – це зберігання власне електронних копії нормативних документів та популяризація бази НД, забезпечення та представлення доступу до матеріалів бази НД працівникам товариства. Вирішення першого завдання передбачає обмеження доступу до електронних копії матеріалів. На даному етапі не менш важливим завданням є забезпечення роботи з електронними копіями матеріалами, їх пошук, аналіз та вивчення, враховуючи можливість аналізу як окремих документів так і їх певних сукупностей

Основними принципами такої системи є одноразова реєстрація документа, можливість паралельного виконання різних операцій з метою скорочення часу руху документів і підвищення оперативності їх виконання, безперервність руху документа, єдина база документної інформації для централізованого зберігання документів і виключення можливості дублювання документів, ефективно організована система пошуку документа, розвинена система звітності на основі різних статусів і атрибутів документів, що дозволяє контролювати рух документів у процесі документообігу [132].

У основу концепції формування електронної бази НД оператора ГРМ покладено ідею максимального відбиття усіх нормативних документів як найважливіших джерел оперативної виробничої інформації та фундаментального знання у цілісній системі нормативно-правових документів (локального та загальнодержавного значення) та представлення їх через базу даних в електронному середовищі. Під фактором локального та загальнодержавного значення необхідно розуміти сукупність усіх документів, що надходять в установу, і які регламентують напрями подальшої діяльності даної установи. Сюди можна віднести закони, декрети та постанови Кабінету Міністрів України, укази Президента України, технічні регламенти, відомчі накази, власне накази, що діють в межах установи. Крім того, пріоритетом створення електронної бази НД стало своєчасне забезпечення оператора ГРМ та його виробничих підрозділів необхідними та достовірними даними для виконання поставлених завдань.

В основі електронної бази НД покладено принцип єдиного сховища даних, що містить всю інформацію, яка накопичується оператором ГРМ, його структурними підрозділами в процесі діяльності, враховуючи дані, пов’язані із науково-дослідними та проектними роботами. Це дозволило спростити механізми передачі даних від системи до системи. Крім того, будь-яка інформація, наявна в електронній базі стала доступною для будь-якого співробітника компанії – оператора ГРМ, який володіє відповідними повноваженнями.

Переваги зазначеної електронної бази НД зумовлені унікальними властивостями цього продукту: побудова на платформі MS Office, єдиний інформаційний простір, модульна побудова системи, і, як наслідок – легка модернізація, підтримка і нарощування функціональності, відкритий програмний код, реляційне сховище документів, висока швидкість роботи при великих обсягах даних, незалежність використання системи управління базами даних і єдина мова доступу до даних, наявність готової прикладної функціональності, інтеграція із системою безпеки MS Windows, обмін даними на основі XML, імпорт даних з довільних джерел, експорт у будь-які формати даних [65].

Застосування електронної бази даних для рішення цих завдань надало наступні результати: в організації формується централізована база документів та інформації про них, яка доступна в будь-який момент, зменшується час на виконання рутинних операцій, особливо щодо пошуку документів та зв'язаної з ними інформації, керівництво компанії одержує своєчасне й об'єктивне інформування про стан нормативного забезпечення окремих напрямів діяльності, збільшується прозорість ведення нормативного забезпечення, можливість його оптимізації, значно прискорюється робота співробітників, підвищується оперативність технологічної обробки документів, частка документів, що ведуться у паперовій формі, зменшується за рахунок поступового впровадження електронної форми для документів внутрішнього призначення, а також за рахунок виключення деяких технологічних документів.

Інформаційне наповнення ґрунтувалося на базах даних (реляційного типу) [6, 132], до яких внесено інформацію про всі процеси, які відбуваються в установі, всі проекти, передбачені планами.

Основною характеристикою електронної бази НД є її об’єм, під яким розуміють загальну кількість документів, що застосовуються оператором ГРМ для ведення виробничої діяльності чи створені оператором для нормативного врегулювання процесів. Даний показник був важливим, оскільки він використовувався у якості відповідного критерію під час вибору оптимальної форми системи електронної бази НД , а також визначався відповідно до структури секретаріату (організаційна структура, структура документ них потоків та масивів).

Система електронної бази НД впроваджувалася у оператора ГРМ відповідно до наступних етапів:

Етап 1. Створення робочої групи із визначеного числа спеціалістів. До групи експертів було залучено працівників Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та спеціалістів, які розробляли програмне забезпечення.

Етап 2. Розроблення концепції системи електронної бази НД . На цьому етапі проводився аналіз існуючих процесів в установі, відбувалася їх корекція

Етап 3. Розроблення та затвердження технічного завдання на створення системи – розробка алгоритму проектування відповідно до поставлених цілей (виокремлення модулів, що представляють собою окремі створені бази даних, для яких є характерними принципи єдиноначальності – середовище Microsoft Access; уніфікованості – єдність форм та принципів побудови).

Етап 4. Розроблення програмного продукту, налаштування роботи та його експериментальна перевірка – тестування у робочому режимі. До моменту експериментальної перевірки відділ повинен був представити усю наявну інформацію у середовищі MS Access у вигляді таблиць, структура яких була надано їм завчасно. Основною вимогою до таблиць була однотипність даних.

Рис. 4.1 – Алгоритм розроблення електронної системи нормативних документів оператора ГРМ

При цьому, запровадження системи електронної бази НД сприяло: формалізації основних напрямів діяльності, розробці регламентів, положень, інструкцій, оптимізації процесів розробки та затвердження процесів, реконструкції системи зберігання документів, відповідності чинним нормативним актам щодо проведення діджиталізації в Україні.

Відповідно до визначеного плану дій щодо запровадження системи електронної бази НД , визначено наступну ієрархію учасників, залучених до розробки та впровадження системи:

- найвищий рівень – Координаційна рада (директор товариства, технічний директор, головний інженер) – розглядає стратегічні питання запровадження системи електронної бази НД і щоквартально проводить засідання;

- управлінський рівень – керівники проекту – керівники виробничих підрозділів, керівник служби стандартизації (відповідальний за роботи зі стандартизації оператора ГРМ) (організація та контроль за процесом запровадження електронної бази НД , виконання плану-графіку запланованих

робіт, взаємодія із розробниками, координація роботи системи електронної бази НД);

- робоча група – склад працівників затверджується наказом управлінського рівня. Сюди входять адміністратор проекту, керівник робочої групи та спеціалісти із відповідною кваліфікацією – виконання робіт щодо проектування, створення, перевірки та впровадження системи електронної бази НД .

Проте, до моменту запровадження системи електронної бази НД виникла необхідність проведення аналізу нормативного забезпечення діяльності оператора ГРМ, оскільки розробка системи передбачала створення продукту на основі індивідуальних потреб оператора ГРМ [71]. Для автоматизації процесів документообігу на підприємстві необхідним був, перш за все, аналіз нормативного забезпечення оператора ГРМ, який ґрунтувався на виявленні „проблемних" ділянок системи стандартизації і оптимізації роботи з нормативними документами. Такий аналіз проводився за наступними етапами.

Етап 1. Аналіз системи нормативного забезпечення оператора ГРМ (підготовчий етап): дослідження організаційної структури компанії – оператора ГРМ, виділення з організаційної структури підрозділів, окремих виконавців, які відповідають за процеси стандартизації, визначення підпорядкованості виявлених підрозділів і розмежування їх функцій за видами виконуваних робіт, формування відповідної моделі нормативного забезпечення оператора ГРМ.

Етап 2. Аналіз структури корпоративного нормативного забезпечення оператора ГРМ: відповідно до особливостей виробничої діяльності.

Етап 3. Оптимізація взаємодії підрозділів згідно сформованої структури нормативного забезпечення.

У результаті проведено аналізу було запропоновано наступну схему введення електронної бази НД (Рис. 4.2).

Формування електронної бази НД проводилося за наступними етапами.

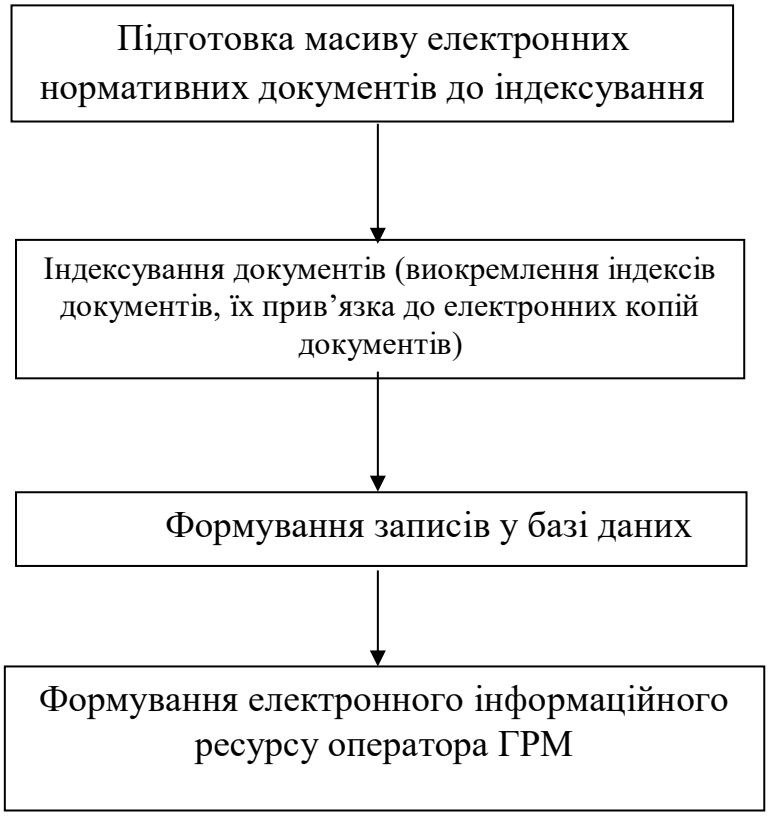

Рис. 4.2 – Спрощена схема технологічного процесу формування електронного фонду нормативних документів

Перший етап (початковий) – наповнення автоматизованої системи електронної бази НД . У даній системі функціонують первинні елементи опису документа, що зазначаються під час формування електронної реєстраційної картки документа, і застосовуються для пошуку у базі нормативних документів.

Для раціональної організації усі документи було розподілено за наступною схемою із присвоюванням реєстраційних індексів:

- Нормативно-правові документи, відомчі документи (присвоєні індекси – НПА, ВД);
- Міжнародні та європейські стандарти (індекси – МС, ЄС);
- Національні стандарти (індекс - НС);
- Стандарти товариства (індекс - СОУ);
- Міждержавні стандарти (індек - МД)

- Перелік стандартів ГОСТ колишнього СРСР, що прийняті до 1992 р., та повинні були бути скасованими до 2019 р., однак термін чинності яких ще продовжено (індекс - СС).

Для цілей першого етапу проводилося попереднє аналізування застосовних НД. Загальна кількість НД, що підлягала перевірянню щодо їх чинності і внесених до них змін: національні стандарти - **(ДСТУ)** – 417 найменувань; національні стандарти, через які впроваджуються міжнародні стандарти **(ДСТУ EN)** – 235 найменувань, **(ДСТУ ISO)** – 214 найменувань, **(ДСТУ ISO/IEC)** та **(ДСТУ IEC)** – 84 найменування; національні стандарти, через які впроваджуються міждержавні стандарти **(ДСТУ ГОСТ)** – 71 найменування; **(ДСТУ Б В)** та **(ДСТУ Б А)** – 336 найменувань, міждержавні стандарти **(ГОСТ)** – 368 найменувань, стандарти організацій України **СОУ** – 51 найменування; державні будівельні норми **(ДБН) –** 53 найменування, відомчі будівельні норми **(ВБН)** – 24 найменування, галузеві будівельні норми **(ГБН)** – 5 найменувань, **ВСН** – 22 найменування, **ВНТП** – 15 найменувань, **(СНиП)** – 11 найменувань; нормативно-правові акти з охорони праці **(НПАОП)** – 28 найменувань, нормативно-правові акти з пожежної безпеки **(НАПБ)** – 3 найменування; **(РД та інші)** – 146 найменувань. Проаналізовані НД було прокласифіковано на напрямами виробничої діяльності, згідно переліку, наведеного у Додатку В.

Функціональні можливості автоматизованої системи електронної бази НД дозволяють реєструвати документи в архіві та організувати їх зберігання на накопичувачах. Їх основним завданням є фіксування етапів проходження стандартів у системі та виведення їх поточного статусу, про що зазначається відповідно інформація у реєстраційній картці документа. У базі даних зазначається поточне місцезнаходження та статус стандарта й інша довідкова інформація. Крім обліку та пошуку документів у базі даних, система дозволяє створювати звіти та запити, через які можна отримати відомості про стан виконання документа та іншу загальну інформацію.

Другий етап (розширений) – створення „образу” системи електронної бази НД. На цьому етапі у реєстраційну картку вноситься посилання на

скановану копію стандарту, тобто, зазначається «образ» НД. Це дозволяє користувачу безпосередньо ознайомитися із текстом документу, що потрібен, а відповідно зменшити час, який би затрачався на користування паперовими копіями.

Потребує окремого опрацювання третій етап (розвинений) – застосування «хмарних» технологій. Для цього необхідно провести аналіз уже впровадженої системи та прийняти рішення із внесенням відповідних коректив та поправок про введення в дію систему електронної бази НД . Крім того, на цьому етапі необхідно переглянути фінансове забезпечення проведення робіт із впровадження системи електронної бази НД для забезпечення актуальності та ефективності інформаційних технологій, що використовуються у оператора ГРМ.

Робота із наповнення та адміністрування електронної бази НД включає декілька етапів: обробка документів, що приходять у відділ, реєстрування та індексування документів, організація раціонального зберігання документів у межах відділу (із попереднім доведенням документів до виконавців).

Автоматизація процесів у системі електронної бази НД мала ряд переваг, а саме: швидке групування та пошук відповідних документів за одним чи декількома атрибутами, детальний опис додаткової інформації про нормативний документ, обмін даним між відповідними сумісними програмами (MS Word та MS Excel), автоматизація ведення контролю, і як результат підвищення ефективності ведення виробничої діяльності оператора газорозподільної мережі.

Якщо порівнювати дану систему із фізичним переліком (каталогом НД), для електронного каталогу бази даних були властиві наступні властивості: доступність інформації в електронному вигляді на екрані комп’ютера (інформацію можна на вибір користувача представляти у вигляді таблиці даних, а можна у вигляді спеціально створеної форми, яка полегшує роботу із інформацію різного типу); одноразовість введення інформації у базу даних електронної бази НД (надалі відомості про документи за допомогою зв’язків зв’язуються у різних комбінаціях у таблицях); відбиття всіх даних про роботу установи (у загальному та додаткових

реєстрах відбито основні відомості, що є необхідними у оперативній діяльності оператора ГРМ).

Одиницею збереження в інформаційній системі стала реєстраційна картка (далі РК) документа — електронний аналог традиційної реєстраційна-контрольної картки. Вона містила вичерпну інформацію про документ і зберігалася в єдиній базі даних. База даних, у якій знаходяться РК документів, називається картотекою, хоча виконана та організована згідно СУБД. Не зважаючи на часткову автоматизацію системи електронної бази НД саме заповнення реєстраційних карток є найбільш складною та часозатратною роботою працівника.

При реєстрації документа, що надійшов до відділу, уповноважений на це працівник заповнював екранну форму. Система автоматично, відповідно до прийнятого в організації правила, формує реєстраційний номер документа (порядковий), а користувач вводить усі необхідні дані про документ, у тому числі коротку анотацію, і при необхідності приєднує від сканований, (а при можливості — розпізнаний засобом оптичного розпізнавання) електронний образ документу.

База даних створена у середовищі Microsoft Access 16. Для користування базою розроблено зручний інтерфейс через який здійснюється інформаційний запит. Всі дані зберігаються в базі даних у формі таблиць, в яких вказуються основні відомості про документи, що поступають. Для цього створено по одній таблиці на кожен тип відслідковуваних даних. Для даних із кількох таблиць визначено і зв’язки між таблицями (визначені ключовими полями).

Для зберігання змісту архівних матеріалів найчастіше використовувався об’єкт «Документ». Тому даний об’єкт був наділений здатністю до зберігання даних («контент»). З цього випливало, що зміст документа відповідав поняттю інформаційного ресурсу, в якості якого може використовуватися «файл», «мережений ресурс» чи будь-яке інше представлення інформації. Зміст документа також відповідав будь-якій кількості таких інформаційних ресурсів (множинний контент). Сам документ входив у структури, сформовані аналогічними об’єктами.

Для відображення посилань, які мають документи архіву, об’єкт типу «Документ» електронної бази НД мав можливість роботи посилання на інші об’єкти типу «Документ» електронної бази НД (навіть, якщо такі зберігалися

окремо). Так, наприклад, стандарти із блоку «Національні НД» мали посилання на відповідну папку, створену на окремому носії, і надавали можливість отримати доступ користувачеві безпосередньо до змісту самого документа.

Процес обміну даними полягав у використанні додаткових програм для створення, зміни та контролю за отриманими документами та формування нових документів (використання функції злиття дозволило автоматично вводити дані у новий чи вже сформований документ, не витрачаючи час на пошук чи ведення нових даних). Програмний продукт передбачає створення, наповнення, супровід, модифікацію локальних баз даних, системи передавання даних, оперативне, ефективне і коректне експортування даних з інших, існуючих на тепер в архівних установах баз, даних облікового типу. З поетапним розвитком системи до неї можуть інтегруватися численні тематичні, видові та інші локальні бази даних.

Робота із кожною системою передбачала забезпечення безпеки та конфіденційності інформації в межах установи, обмеження доступу до інформації, що містилася у системі та заборону зміни даних користувачами, які не мали на це відповідних прав. Система електронної бази НД захищена паролем, який складено відповідно до основних вимог складання паролів: використання символів різних мов та регістру, чисел, інших знаків. Доступ до адміністрування електронною базою НД мають тільки уповноважені особи оператора ГРМ, які безпосередньо здійснюють роботу із наповненням, редагуванням та збереженням даних, що вносяться у базу даних.

Підсистема «Архів» стала головною складовою системи як засіб збереження та централізованого доступу до сховища документів організації. Підсистема дозволяла вирішувати задачі групування та пошуку документів за різноманітними критеріями (назва, відправник, дата отримання).

Основними характеристиками підсистеми стали: централізоване сховище типізованих документів (всі документи зберігаються у спеціально відведеному для цього каталозі, який захищено паролем), чітка самоорганізація (класифікація) документів (кожному документу присвоєно відповідний індекс відповідно до виду документа), інтеграція з настільними офісними системами (MS Office), підтримка

версій документів (дозволяє відкривати дані різних форматів), надійність і безпека збереження інформації (обмеження доступу до кореневого каталогу системи та захист паролем), простота настроювання робочого місця користувача, збереження даних у електронному архіві, автоматизовані засоби узгодження/голосування за проектами документів.

Важливою функцією застосовної програми є можливість проведення пошуку відповідно до заданих критеріїв та функцій. У результаті це значно спрощує роботу користувача із системою. Для того, щоб розпочати роботи необхідно спершу обрати тип даних для аналізу, і програмний компонент самостійно побудує відповідну структуру із вбудованими засобами навігації та базовими командами.

Сукупність новітніх технічних та методичних рішень, впроваджених у системі електронної бази НД разом із сучасними методиками залучення та підготовки працівників, дозволило за короткий проміжок часу у декілька разів підвищили управління роботою відділу та зробити прозорими, системними і зрозумілими для керівництва та працюючих процеси документообігу. Простий, інтуїтивно зрозумілий інтерфейс програми зробив систему електронної бази НД легкою у вивченні, запровадженні та експлуатації.

Інтеграція системи із такими програмами як MS Word та MS Excel дозволяє забезпечувати контроль за ходом процесів у системі, наприклад, контроль розроблення проектів стандартів, подання зауважень щодо отриманих проектів стандартів, виконання звітності. Економія часу у роботі із системою полягає у використанні інтелектуальних технологій у роботі із документами: автоматична підстановка номера, дати, відповідних даних із різних таблиць, що у підсумку зменшує робочий час під час формування відповідних звітів чи запитів, а також зменшує затрати часу на пошук та друк необхідних документів.

Система електронної бази НД оператора ГРМ дає можливість новим співробітникам швидко ознайомитися із структурою нормативного забезпечення відповідно до специфіки роботи, а керівництву постійно вести моніторинг за своєчасною актуалізацією, наповненням бази нормативних документів та процесами виконання розроблення нових документів (які стандарти на даний час

необхідно переглянути, стандарти, що були введені в систему, термін виконання роботи).

Основні фактори ефективності системи електронної бази НД з використанням пропонованого програмного рішення: зменшення витрат компанії на розмноженням та переміщенням нормативної документації, проведення їх реєстрування, оптимізація процесу роботи з документами. Впровадження електронного фонду нормативних документів дозволило оператору ГРМ перейти на якісно вищий рівень управління документними потоками та масивами і роботою персоналу з ними. Засоби системи сприяють здійсненню як оперативного контролю за діяльністю товариства, так і аналітичної обробки накопичуваних даних про документи і роботу персоналу з ними.

База нормативних документів містить структуровані масиви інформації для наступного аналізування керівництвом та формування цілісної картини нормативного забезпечення як окремих виробничих процесів так і всієї компанії загалом.

Водночас, після формування електронного фонду нормативних документів можна розробляти і перспективні плани робіт із актуалізації нормативної бази містить. Таке планування додатково потребує виконання таких етапів: побудова моделі існуючої організації виконання процедур (модель "як є"); визначення показників ефективності виконання процедури; аналіз варіантів побудови; моделювання й аналіз різних варіантів реорганізації процесів стандартизації.

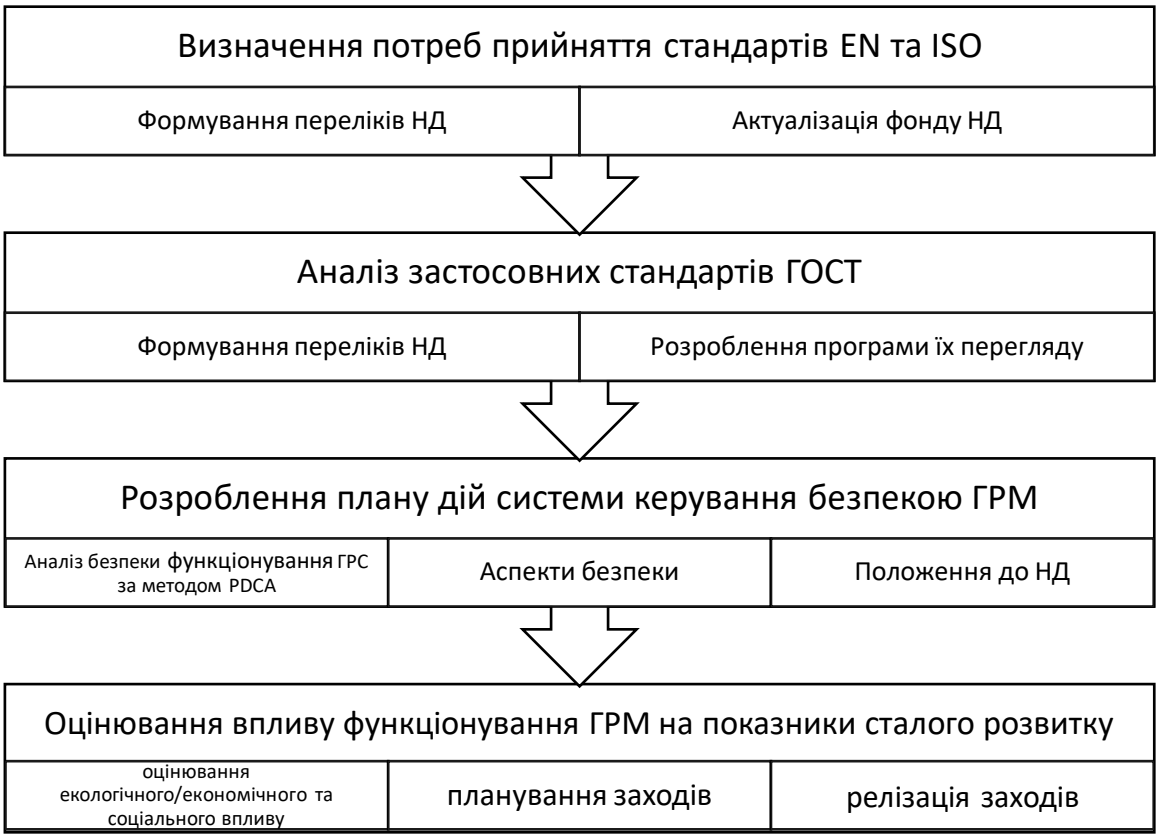

Рис. 4.3 Схема адаптації нормативної бази відповідно до пріоритетів низьковуглецевого розвитку

Відповідно, планування плану робіт з актуалізації нормативної бази відбуватиметься за алгоритмом, що наведений на Рис. 4.4.

Окремим питанням є аналіз застосовних стандартів ГОСТ колишнього СРСР. Поточна практика їх застосування свідчить, що не всі компанії готові перейти на європейські стандарти, враховуючи те, що суттєва частина виробничих процесів не може бути радикально переналаштована на європейські чи міжнародні правила. Тому, для того, щоб максимально спросити та адаптувати перехід, для кожного із ГОСТ стандартів у електронній системі вносилася інформація про нормативні посилання на інші НД. Відповідно, виходячи з кількості нормативних посилань оператор ГРМ може приймати рішення про перегляд необхідного НД – чим менше НД міститься у переліку нормативних посилань, тим більш норми та вимоги, що регламентуються таким стандартом можуть бути вагомими для подальшого застосування.

Висновки до розділу 4

4.1. Власне реагування та адаптація до змін клімату сьогодні є пріоритетом і для оператора ГРМ, оскільки дозволяє засвоювати, аналізувати та приймати рішення більш складними та масштабованими способами для підвищення ефективності та безпеки функціонування газових мереж. Застосування положень міжнародних стандартів дозволяє оператору ГРМ враховувати адаптацію під час розробки та реалізації політики, стратегій, планів та дій через застосування послідовного, структурованого і прагматичного підходу до запобігання або мінімізації шкоди, яку можуть спричинити зміни клімату.

4.2. Важливість застосування положень європейського стандарту EN 15399 обумовлюється тим, що НД спрямований на досягнення безпеки а ефективності функціонування газорозподільної системи. Відповідно, беручи за основу зазначений НД, оператору ГРМ необхідно застосовувати у власній системи управління, враховуючи, передусім технічні аспекти діяльності, що спрямовані для досягнення безпеки та ефективного функціонування мереж під час проектування, будівництва, випробовування, введення в експлуатацію / зняття з експлуатації, експлуатування та обслуговування. досягнути цього можливо із розробленням нових методик та процедур, положення яких демонструватимуть необхідний рівень компетенції.

4.3. Відповідно до вимог чинних нормативних документів метрологічний контроль передбачає проведення випробовувань, підтвердження типу та калібрування із видачею відповідного сертифікату. Усі випробовування рекомендовано проводити в умовах монтування. При цьому, робочий діапазон устаткування та вимоги щодо еталонів повинні дорівнювати чи перевищувати показники випробовуваного ультразвукового лічильника природного газу. Вимоги та процедури щодо підтвердження характеристик ультразвукових лічильників природного газу потрібно проводити під час підтвердження типу, коли досліджують технічний проект лічильників, перевіряється та підтверджується їх відповідність вимогам відповідного Технічного регламенту.

Власне експлуатаційні випробовування проводять на рівня випробовувань, що відповідають заданим умовам довкілля із проведенням екологічних, механічних та електричних процедур випробоувань.

4.4. Розвинуто концепцію створення системи електронної бази НД , яка передбачає використання відповідного програмного забезпечення для оптимізації робіт зі стандартизації оператора ГРМ. Основною перевагою використання програмного продукту є зменшення часу на підготовку працівників до роботи із системою та ефективного використання її ресурсів. Ефективності впровадження електронної бази полягає в тому, що її застосування дозволяє зменшити кількість паперових документів в компанії та здійснити частковий перехід до автоматизації процесів, пов’язаних із застосування чинних НД та розробленням нових. Розроблено модель представлення даних електронної бази НД, що підтримує різні типи (текстовий, графічний, гіпертекстовий), й забезпечено технологію та інструментальні засоби для створення (наповнення, редагування) даних та подальшої роботи з матеріалами архіву. Крім того, використання цього інформаційного продукту сприяло оперативності прийняття рішень керівництвом (зменшення часу на пошук необхідних документів, контроль виконання документів, проста реєстрування нових НД, що надійшли до установи, та надійне їх зберігання).

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На основі проведених теоретичних, практичних та експериментальних досліджень вирішено актуальне науково-прикладне завдання в напрямку досліджень впливу системи стандартизації на забезпечення надійної та безпечної експлуатації газових мереж низького та середнього тиску, зокрема:

- проведено порівняльний аналіз сучасного стану і тенденцій розвитку національної та Європейської нормативних баз забезпечення функціонування газових мереж середнього та низького тиску, результати якого дозволяють оператору ГРМ формувати перспективні плани удосконалення нормативного забезпечення із підтриманням необхідного рівня виконання робіт, що спрямовані на досягнення стійкості функціонування газових мереж;

- досліджено вплив індикаторів та параметрів сталого розвитку на ефективність роботи газових мереж в залежності від рівня впливу ризиків та небезпек, спричинених витоками природного газу, та розроблено методику аналізування виробничих показників функціонування газових мереж відповідно до індикаторів та параметрів сталого розвитку, яка дозволяє визначати пріоритетні напрями експлуатування та обслуговування газових мереж для зменшення впливу на довкілля та підвищення соціально-економічних показників відповідно до ідентифікованих критичних точок;

- розроблено комплексну математичну модель для застосування системи нормативних документів з технічного діагностування та контролю газових мереж, що дозволяє оператору ГРМ планувати роботи зі стандартизації для підвищення безпеки та надійності функціонування газових мереж; досліджено можливість оптимізації процесу розроблення нормативних документів через застосування ймовірнісного критерію оптимізації та з врахуванням кількості аварійних ситуацій та вартості розроблення відповідних стандартів, що містять норми для підвищення безпеки функціонування газових мереж;

- проведено аналізування структури нормативного забезпечення, сформовано процедуру розроблення електронного каталогу із можливостями електронного архів та укомплектовано електронну базу нормативних

документів для оператора газорозподільчої системи, у результаті впровадження якої сформовано загальний фонд застосовної нормативної документації оператора ГРМ, створено систему каталогізації копій нормативних документів, створено основу для подальшого розроблення необхідних документів щодо забезпечення виробничої діяльності; на основі гармонізованих нормативних документів, що стосуються для вимірювання витрати природного газу, розглянуто питання метрологічного забезпечення ультразвукових лічильників природного газу та запропоновано методологічні рішення щодо проведення випробовування та верифікації ультразвукових лічильників, запропоновано методичний підхід до розроблення та впровадження системи керування безпекою оператора ГРМ із врахуванням ітеративного підходу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аністратенко В.О., Фролов В.Г. Математичне планування в АПК. К.: Вища школа. 1993. 374 с.

2. Беккер М.В., Ориняк І.В., Розгонюк В.В. Про необхідність удосконалення нормативно-технічної документації в розрахунках на міцність нафто- і газопроводів з дефектами// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2004. Т3.(12). С.116-119.

3. Блюмберг В. А. Какое решение лучше? Метод расстановки приоритетов / В. А. Блюмберг, В. Ф. Глущенко. Л. : Лениздат, 1982. 160 с.

4. Газопроводи з поліетиленових труб. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво: ДБН В.2.5-41:2009. К.: Мінрегіонбуд України. 2010. 149 с.

5. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия: ГОСТ 5542. [Електронний ресурс] URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (Дата звернення – 18.02.2020)

6. Герасимов Б. М. Системы поддержки принятия решений: проектирование, применение, оценка эффективности / Б. М. Герасимов, М. М. Дивизинюк, И. Ю. Субач. Севастополь. 2004. 320 с.

7. Гінзбург М.Д. Досвід роботи служби стандартизації великої компанії на прикладі ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" / М. Д. Гінзбург, І. О. Требульова, А. М. Клюнь // Стандартизація. Сертифікація. Якість. - 2016. № 5. С. 18-28 : іл.

8. Гладун А. Я. Методологічні аспекти створення системи корпоративного електронного документообігу / А. Я. Гладун, Ю. Д. Журавльов, В. М. Штонда. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL: http://www.library.ukma.kiev.ua/e-lib/NZ/NZV21_2003_computer/15_gladun_a.pdf. (дата звернення - 10.04.2020)

9. Гольянов А.И. (2008) Газовые сети и газохранилища : учебник для вузов / А.И. Гольянов. - Уфа: Монография, 375 с.

10. Гончарук М. І. Довідник з газопостачання населених пунктів України / Гончарук М. І., Середюк М. Д., Шелудченко В. І. — Івано-Франківськ: Сімик, 2006. — 1314 с.

11. Гончарук М.І. (2003) Аналіз причин втрат природного газу. Нафтова і газова промисловість. 1(5), 56-57

12. Грабовецький, Б. Є. Методи експертних оцінок: теорія, методологія, напрямки використання : монографія / Б. Є. Грабовецький. — Вінниця : ВНТУ. 2010. 171 с.

13. Грицина, О. О. Класифікація відмов газових розподільних мереж із поліетиленових труб. Потік відмов. Вісник Національного університету водного господарства та природокористування. 2014. 1(65). С. 296-303. http://ep3.nuwm.edu.ua/1408/1/Vt6535.pdf (дата звернення – 15.09.2019).

14. Грудз В.Я. Статистична оцінка втрат газу в розподільних мережах / Я. В. Грудз, Н. Я. Дрінь, В. В. Фейчук. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. № 2 (43). С. 106-112 [Електронний ресурс]. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/rrngr_2012_2_15 (дата звернення – 15.09.2019).

15. Димов Ю.В. Метрология, стандартизация и сертификация.4 из. Спб: Питер. 2013. 496 с., ил.

16. Директива 2009/73/ЄС від 13 липня 2009 року про спільні правила внутрішнього ринку природного газу та про скасування Директиви 2003/55/ЄС, [Електронний ресурс]. URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=4730 (дата звернення – 02.04.2019)

17. Директива Ради 2008/114/ЄС від 8 грудня 2008 року про ідентифікацію і визначення європейських критичних інфраструктур та оцінювання необхідності покращення їх охорони та захисту [Електронний ресурс]. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_002-08 (дата звернення – 22.09.2019).

18. Директива № 2004/67/ЄС від 26.04.2004 про здійснення заходів для забезпечення безпеки постачання природного газу. . [Електронний ресурс]. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245025615 (дата звернення – 02.04.2019)

19. Договір про заснування Енергетичного Співтовариства. [Електронний ресурс]. URL: http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=994_926 &p=1283842403933260 (дата звернення – 02.04.2019)

20. Дослідження метрологічних характеристик витратовимірювального комплексу для виявлення витоків природного газу в газорозподільних мережах / С.А. Чеховський, Б.І. Прудніков, О.Є. Середюк, Н.М. Піндус, Н.Б. Долішня, Г.О. Сенів, І.О. Ярошенко. Системи обробки інформації. 2011. № 1(91). С. 123-128.

21. ДСТУ EN 12007-1:2020 (EN 12007-1:2012, IDT) Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно– Частина 1. Загальні функційні вимоги

22. ДСТУ EN 12007-2:2020 (EN 12007-2:2012, IDT) Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно– Частина 2. Спеціальні функційні вимоги до поліетиленових трубопроводів (МОР до 10 бар)

23. ДСТУ EN 12007-3:2020 (EN 12007-3:2015, IDT) Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно– Частина 3. Спеціальні функційні вимоги до сталевих трубопроводів

24. ДСТУ EN 12007-4:2020 (EN 12007-4:2012, IDT) Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно – Частина 4. Особливі функційні вимоги до оновлення

25. ДСТУ EN 12007-5:2020 (EN 12007-5:2014, IDT) Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно– Частина 5. Спеціальні функціональні вимоги для газопроводів-приєднання

26. ДСТУ EN 12186:2017 Газова інфраструктура. Станції регулювання тиску газу для транспортування та розподіляння. Функційні вимоги (EN 12186:2014, IDT) Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2018 [Електронний ресурс]. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=75393 (дата звернення – 12.09.2019).

27. ДСТУ EN 12327:2017 Газова інфраструктура. Випробовування тиском, уведення та виведення з експлуатації. Функційні вимоги (EN 12327:2012, IDT) Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2018 [Електронний ресурс]. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=71402 (дата звернення – 12.09.2019).

28. ДСТУ EN 16348:2017 Газова інфраструктура. Система керування безпекою (SMS) газотранспортної інфраструктури та система керування цілісністю трубопроводу (PIMS). Функційні вимоги (EN 16348:2013, IDT)

29. ДСТУ EN 60068-2-78:2016 Випробування на вплив зовнішніх чинників. Частина 2-78. Випробування. Випробування Cab: вологе тепло, усталений режим (EN 60068-2-78:2013, IDT) [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=67116 (Дата звернення – 02.03.2020)

30. ДСТУ EN 61000-6-1:2015 (EN 61000-6-1:2007, IDT) Електромагнітна сумісність. Частина 6-1. Родові стандарти. Несприйнятливість обладнання у житловому і торговому середовищах та у виробничих зонах з малим енергоспоживанням: ДСТУ EN 61000-6-1:2015 (EN 61000-6-1:2007, IDT) [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=66566 (Дата звернення – 02.03.2020)

31. ДСТУ EN 61000-6-2:2015 (EN 61000-6-2:2005, IDT)Електромагнітна сумісність. Частина 6-2. Родові стандарти. Несприйнятливість обладнання в промисловому середовищі. З поправкою № 1 [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=66567 (Дата звернення – 02.03.2020)

32. ДСТУ IEC 60068-2-1:2013 (IEC 60068-2-1:2007, IDT) Випробування на дію зовнішніх чинників. Частина 2-1. Випробування. Випробування A: Холод [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=62579 (Дата звернення – 02.03.2020)

33. ДСТУ IEC 60068-2-2:2013 (IEC 60068-2-2:2007, IDT) Випробування на дію зовнішніх чинників. Частина 2-2. Випробування. Випробування B: Сухе

тепло [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=62579 (Дата звернення – 27.02.2020)

34. ДСТУ IEC 60068-2-30:2015 (IEC 60068-2-30:2005, IDT) Випробування на вплив зовнішніх чинників. Частина 2-30. Випробування. Випробування Db: Вологе тепло, циклічне (12 год. + 12 год. цикл) [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=74441 (Дата звернення – 02.03.2020)

35. ДСТУ IEC 60068-2-31:2013 (IEC 60068-2-31:2008, IDT) Випробування на дію зовнішніх чинників. Частина 2-31. Випробування. Випробування Ec: Удари під час грубого поводження зі зразками устаткування: [Електронний ресурс] URL: https://www.twirpx.com/file/2086440/ (Дата звернення – 02.03.2020)

36. ДСТУ IEC 60068-2-47:2015 (IEC 60068-2-47:2005,IDT)Випробування на вплив зовнішніх чинників. Частина 2-47. Випробування. Монтування елементів, апаратури та інших виробів для випробувань на вібрацію, удар і для подібних динамічних випробувань [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=74447 (Дата звернення – 02.03.2020)

37. ДСТУ IEC 61000-4-11:2007 (IEC 61000-4-11:2004, IDT)Електромагнітна сумісність. Частина 4-11. Методики випробування та вимірювання. Випробування на несприйнятливість до провалів напруги, коротких переривань та змінень напруги [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=50556 (Дата звернення – 02.03.2020)

38. ДСТУ IEC 61000-4-17:2007 (IEC 61000-4-17:2002, IDT) Електромагнітна сумісність. Частина 4-17. Методики випробування та вимірювання. Випробування на несприйнятливість до пульсацій на вхідному порту електроживлення постійним струмом [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=50467 (Дата звернення – 02.03.2020)

39. ДСТУ IEC 61000-4-29:2010 (IEC 61000-4-29:2000, IDT) Електромагнітна сумісність. Частина 4-29. Методики випробування та вимірювання. Випробування на несприйнятливість до провалів, короткочасних переривань та змінень напруги на вхідному порту мережі електроживлення постійного струму [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=63657 (Дата звернення – 02.03.2020)

40. ДСТУ IEC 61000-4-5:2008 (IEC 61000-4-5:2005, IDT) Електромагнітна сумісність. Частина 4-5. Методики випробування та вимірювання. Випробування на несприйнятливість до сплесків напруги та струму [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=78891 (Дата звернення – 02.03.2020)

41. ДСТУ IEC/TR 61000-2-1:2007 (IEC/TR 61000-2-1:1990,IDT) Електромагнітна сумісність. Частина 2. Електромагнітне оточення та обстановка. Секція 1. Опис електромагнітної обстановки. Електромагнітна обстановка за низькочастотних кондуктивних завад та сигналів систем сигналізації в електропостачальних системах загальної призначеності: [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=50752 (Дата звернення – 02.03.2020)

42. ДСТУ ISO 15112:2009 «Природний газ. Визначення енергії» (ISO 15112:2007, IDT) [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=26777 (Дата звернення – 20.02.2020)

43. ДСТУ OIML R 137-1-2:2018 (OIML R 137-1-2:2014, IDT). Лічильники газу. Частина 1. Метрологічні й технічні вимоги. Частина 2. Методи підтвердження метрологічних і технічних характеристик Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019, 56 с.

44. ДСТУ IEC 61000-4-2:2008 (IEC 61000-4-2:2001, IDT) Елетромагнітна сумісність. Частина 4-2. Методики випробування та вимірювання. Випробування на несприйнятливість до електростатичних розрядів [Електронний ресурс] URL: ДСТУ IEC 61000-4-2:2008 (Дата звернення – 02.03.2020)

45. ДСТУ IEC 61000-4-3:2007 Електромагнітна сумісність. Частина 4-3. Методики випробування та вимірювання. Випробування на несприйнятливість до радіочастотних p://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=52800 (Дата звернення електромагнітних полів випромінення [Електронний ресурс] URL: htt– 02.03.2020)

46. ДСТУ IEC 61000-4-4:2008 Електромагнітна сумісність. Частина 4-4. Методики випробування та вимірювання Випробування на несприйнятливість до швидких перехідних процесів/пакетів імпульсів [Електронний ресурс] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=28889 (Дата звернення – 02.03.2020)

47. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. [Електронний ресурс]. – URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358 (дата звернення – 10.05.2019)

48. Збірник стандартів (СОУ 01.01:2018, СОУ 01.02:2018, СОУ 01.03:2018, СОУ 01.04:2018, СОУ 01.05:2018, СОУ 01.06:2018, СОУ 01.07:2018, СОУ 01.08:2018). – Івано-Франківськ: ПАТ «Івано-Франківськгаз». 2018. 382 с.

49. Звіт за 2018 р. про виконання Програми відповідності ПАТ «Івано-Франківськгаз» вимогам статті 39 Закону України «Про ринок природного газу» [Електронний ресурс]. URL: https://if.104.ua/ua/files/26294/1 (дата звернення – 15.09.2019).

50. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2018 році [Електронний ресурс]. – URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf (дата звернення – 26.04.2019).

51. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2019 році [Електронний ресурс]. – URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2019.pdf (дата звернення – 14.04.2020).

52. Зелена книга з питань захисту критичної інфраструктури в Україні: зб. матеріалів міжнар. експерт. нарад / Упоряд. Д.С. Бірюков, С.І Кондратов; за заг. ред. О. М. Суходолі. — К. : НІСД, 2016, 176 с. [Електронний ресурс]. URL: https://web.archive.org/web/20170215015327/http:/www.niss.gov.ua/public/File/2016_book/Syxodolya_ost.pdf (дата звернення – 30.09.2019).

53. Ільницький Ю.В. Аналіз відмов та аварій на магістральних газопроводах УМГ «Львівтрансгаз» і заходи для запобігання їх виникненню. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2013. № 2 (32) [Електронний ресурс] URL: http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/2421/1/3220p.pdf (дата звернення – 29.04.2019)

54. Карпаш М.О. Підвищення надійності ГТС упровадженням нових стандартів для систем діагностування з урахуванням умов експлуатації / Карпаш М.О., Олійник А.П., Клюнь А.М., Когут Г.М. // *Стандартизація, сертифікація, якість*, No2(109), 2018, с. 60-65**.**

55. Карпаш О.М. Стандартизація об’єктів нафтогазового комплексу України: стан, виклики та необхідність розвитку / Карпаш О.М., Когут Г.М. III Міжнародна науково-практична конференція «Інфраструктура якості: Перспективи та тенденції розвитку», Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2018, с. 32-33.

56. Каталог національних стандартів та кодексів усталеної практики станом на 01.04.2019 р. [Електронний ресурс]. URL: (дата звернення – 02.04.2019)

57. Кіотський протокол до Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату: ратифіковано Законом N 1430-IV (1430-15) від 04.02.2004 [Електронний ресурс]. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_801 (дата звернення – 02.09.2019).

58. Клюнь А. М. Роль нормативних документів у забезпеченні надійного та безпечного функціонування газотранспортної системи України - історія сьогодення та напрямки реформування / А. М. Клюнь, М. О. Карпаш // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2017. - № 3. - С. 24-30.

59. Клюнь А.М. Проблемні питання нормативного забезпечення виробничої діяльності операторів ринку природного газу / А.М. Клюнь, Г.М. Когут, М.О. Карпаш, О.М. Карпаш // *Методи та прилади контролю якості*, 2019, № 2(43), с. 48-58. https://doi.org/10.31471/1993-9981-2019-2(43)-48-58

60. Клюнь А.М. Розроблення корпоративної системи стандартизації в сфері технологічної безпеки (на прикладі ПАТ «УКРТРАНСГАЗ») / А.М.

Клюнь, М.О. Карпаш, Г.М. Когут // Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі : матеріали 1-шої науково-технічної конференції з міжнародною участю – NDT-UA 2017, 24-27 жовтня 2017 року, м. Люблін, Польща. – Люблін: УТ НКТД, 2017, с. 39-42.

61. Когут Г.М. Стан і тенденції розвитку української нормативної бази забезпечення функціонування газорозподільчих мереж низького та середнього тиску / Г.М. Когут, О.М. Карпаш. Стандартизація. Сертифікація. Якість. - 2019. - № 3. - С. 8-23. [Електронний ресурс] URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ssia_2019_3_4 (дата звернення – 04.04.2020). ДИС7

62. Когут Г.М. Особливості функціонування системи стандартизації об'єктів нафтогазового комплексу: роль технічних комітетів стандартизації / Г.М. Когут, М.О. Карпаш, А.М. Клюнь – ІІ Міжнародна науково-технічна конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу» PGE-2018, Івано-Франківськ, 24-27 квітня 2018 р., с. 271-275.

63. Когут Г.М. Проблемні питання стандартизації в нафтогазовому комплексі / Когут Г.М., Карпаш О.М. Х-та міжнародна конференція «Молоді вчені 2019 – від теорії до практики», 07 березня 2019 р., Національна металургійна академія України, м. Дніпро, с. 307-311.

64. Когут Г.М. Удосконалення нормативної бази для забезпечення надійності експлуатування ГТС // Когут Г.М., Карпаш М.О., Клюнь А.М. Матеріали ІІІ Всеукраїнської науково-практичної конференції «Приладобудування та метрологія: сучасні проблеми, тенденції розвитку» 11-12 жовтня 2018 р., Луцький національний технічний університет, м. Луцьк, с. 30-32.

65. Коновал Д. Г. Бизнес-процессы МТО крупных предприятий и их автоматизация / Д. Г. Коновал, В. А. Крюков, И. П. Колесник // Газовая промышленность. 2007. № 2. С. 23-26.

66. Королько С.А. Сучасний стан нормативного забезпечення вимірювання витрати та кількості природного газу / С.А. Королько, С.С. Семенюк, М.А. Кононенко // Вимірювання витрати та кількості газу: 7-а

всеукраїнська наук.-техн. конф., 25-27 жовтня 2011 р., Івано-Франківськ: зб. тез доповідей. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2011. – С. 9-12.

67. Корпоративний річний звіт з охорони довкілля за 2018 рік, НАК «Нафтогаз України» [Електронний ресурс]. URL: http://www.naftogaz.com/files/Activities/Grupa-Naftogaz-Oxorona-dovkillya-2018.pdf (дата звернення – 03.10.2019).

68. Кузнецов Ю.Н., Кузнецов В.И., Волощенков А.Б. (1976) Математическое программирование. – М.: Высшая школа, 352с.

69. Кузь М.В. Розвиток метрологічного забезпечення експлуатації засобів вимірювань об'єму та витрати газу: Дис. докт. техн. наук: 05.01.02. – Івано-Франківськ, 2015 [Електронний ресурс] URL: http://www.metrology.kharkov.ua/fileadmin/user_upload/data_gc/grad_school/Disertacija_Kuz.pdf (Дата звернення – 17.02.2020)

70. Лір В. Енергетична політика сталого розвитку як вектор інтеграції Україна-ЄС / В. Лір // Науковий вісник [Одеського національного економічного університету]. 2016. № 4, С. 158-176. [Електронний ресурс]. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nv_2016_4_15 (дата звернення – 28.09.2019).

71. Матвієнко О. В. Концепція менеджменту інформаційних систем в контексті загальних проблем інформатизації суспільства / О. В. Матвієнко. Вісник Книжкової Палати. 2002. № 10. С. 17-20.

72. Математическое моделирование / под ред. Дж. Эндрюса, Р. Мак-Лоуна ; пер. с англ. М.: Мир. 1979. 278 с.

73. Матіко Ф.Д. Актуальні проблеми удосконалення нормативної бази приладового обліку енергоносіїв. 2016 [Електронний ресурс]. URL: http://www.naftogaz.com/files/Information/Kruglyi-stil-energy-Prezentacia-Matiko.pdf (дата звернення – 15.03.2020).

74. Мережа магістральних і розподільних газопроводів України. ТОВ «Регіональна газова компанія» [Електронний ресурс]. URL: https://104.ua/ua/gas-map (дата звернення – 12.09.2019).

75. Метод виявлення витоків природного газу із ділянок газорозподільних мереж за умови зміни тиску газу / Ф. Д. Матіко, Б. І. Прудніков, М. І. Олійник

// Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація. - 2013. - № 758. - С. 170-178. [Електронний ресурс]. URL: http://nbuv.gov.ua/ UJRN/VNULPT_2013_758_30 (дата звернення – 12.09.2019).

76. Миндюк В.Д. Новий підхід до контролю фізико-механічних характеристик сталей із застосуванням когерентних методів ультразвукового контролю / Миндюк В.Д., Чабан Н.І., Карпаш О.М., Когут Г.М. 9-та Національна науково-технічна конференція і виставка “Неруйнівний контроль та технічна діагностика”, Українське товариство неруйнівного контролю та технічної діагностики, м. Київ, 19-21 листопада 2019 р., с. 158-162.

77. Містобудування. Планування і забудова міських та сільських поселень: ДБН 360-92. К. : Держбуд України. 2002. 120 с.

78. Національна доповідь «Цілі сталого розвитку: Україна (2015) [Електронний ресурс] UPL: http://un.org.ua/images/SDGs_NationalReport UA_Web_1.pdf (дата звернення – 10.09.2019).

79. Національна парадигма сталого розвитку України. За заг. ред.академіка НАН України, д. т. н., проф., засл. діяча науки і техніки України Б. Є. Патона.

80. Національна стандартизація. Правила проведення робіт з національної стандартизації : ДСТУ 1.2:2015. К. : ДП «УкрНДНЦ». 2015. 30 с.

81. Національна стандартизація. Правила розроблення, викладання та оформлення національних нормативних документів: ДСТУ 1.5:2015. Київ: ДП «УкрНДНЦ». 2016. 61 с.

82. Національна стандартизація. Правила та методи прийняття міжнародних і регіональних нормативних документів: ДСТУ 1.7:2015 (ISO/IEC Guide 21–1:2005, NEQ; ISO/IEC Guide 21–2:2005, NEQ). Київ: ДП «УкрНДНЦ». 2015. 30 с.

83. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник. Под ред. В.В. Клюева. 2-е изд. М.: Машиностроение. 2003. 656 с.

84. Оборський Г.А. Моделювання систем: монографія / Г.А. Оборський, А.Ф .Дащенко, А.В. Усов, Д.В. Дмитришин. Одеса, Астропринт. 2013. 664 с.

85. Обух І. Я. Інваріантний до температури довкілля термоанемометр для побудови газових лічильників / І. Я. Обух, Ю. В. Яцук, Т. М. Олеськів // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2014. № 4(9). С. 4-10. [Електронний ресурс] URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vejpte_2014_4(9)__2 (Дата звернення – 27.02.2020)

86. Олійник А.П. Дослідження операцій: Конспект лекцій – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ2013. 120 с.

87. Олійник А.П., Заміховський Л.М. Математичний апарат для контролю напружено-деформованого стану трубопроводів при зміні їх просторового положення. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ.2008. 306 с.

88. Отраслевая матрица ЦУР (2016) KMPG [Електронний ресурс]. URL: https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ru/pdf/2017/12/ru-ru-sdg-industry-matrix.pdf (дата звернення – 28.09.2019).

89. Панкова Л. А. Организация экспертизы и анализ экспертной информации / Л. А. Панкова, А. М. Петровский, М. В. Шнейдерман. М. : Наука. 1984. 117 с.

90. Паризька угода: ратифіковано Законом № 1469-VIII від 14.07.2016 [Електронний ресурс]. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_l61 (дата звернення – 02.09.2019).

91. Планування і забудова сільських поселень: ДБН Б.2.4-1-94. К.: Мінбудархітектури України. 1994. 100 с.

92. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія / Райтер П. М. [та ін.] ; під заг. ред. проф. Карпаша О. М. ; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. - Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2014. 398 с. - ISBN 978-966-694-215-2.

93. Причини відмов систем газопостачання / Я.М. Семчук, О.С. Балан // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування. - 2017. - № 1. - С. 56-62 [Електронний ресурс]. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ebzp_2017_1_10 (дата звернення – 15.09.2019).

94. Про відновлення дії національних та міждержавних стандартів: Наказ ДП «УкрНДНЦ» від 28.12.2018 № 539 [Електронний ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 30.04.2019)

95. Про внесення змін до деяких законів України щодо створення передумов для запровадження розрахунків та балансування на ринку природного газу в одиницях енергії: проект Закону України [Електронний ресурс] URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/printable_article?art_id=245361453 (Дата звернення – 20.02.2020)

96. Про затвердження ДБН Б.2.2-12:2018 «Планування і забудова територій» : Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва житлово-комунального господарства України від 23.04.2018 р. № 3100 [Електронний ресурс] URL: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FN043164.html (дата звернення – 22.04.2019)

97. Про затвердження ДБН В.2.5-20:2018 Газопостачання: Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва житлово-комунального господарства України від 15.11.2018 р. № 305 [Електронний ресурс] URL: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FN048643.html (дата звернення – 22.04.2019).

98. Про затвердження методик визначення питомих втрат та виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами: наказ Міністерства палива та енергетики України від 30.05.2003 N 264 [Електронний ресурс]. – URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0570-03#Text (дата звернення – 16.04.2020).

99. Про затвердження переліку національних стандартів, відповідність яким надає презумпцію відповідності засобів вимірювальної техніки суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів: наказ Мінекономрозвитку від 05.05.18 р. № 622 [Електронний ресурс] URL: (Дата звернення – 25.02.2020)

100. Про затвердження Правил безпеки систем газопостачання: Наказ енергетики та вугільної промисловості України від 15.05.2015 № 285

[Електронний ресурс]. – URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0674-15 (дата звернення – 27.04.2019)

101. Про затвердження Правил обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання: Наказ Міністерства палива та енергетики України 27.12.2005 N 618 [Електронний ресурс] URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0067-06 (Дата звернення – 17.02.2020)

102. Про затвердження Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки: постанова Кабінету Міністрів України від 13 січня 2016 р. № 94 [Електронний ресурс] URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/94-2016-п (Дата звернення – 21.02.2020)

103. Про затвердження Технічного регламенту природного газу: Проект постанови Кабінету Міністрів України [Електронний ресурс]. – URL: https://mineco.gov.ua/news/34629.html (дата звернення – 10.05.2020)

104. Про затвердження Кодексу газорозподільних систем: Постанова НКРЕКП від 30 вересня 2015 року. № 2494 « [Електронний ресурс] URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1379-15?find=1&text=%EF%F0%E8+%F0 %EE%E7%F0%EE%E1%F6%B3+%EF%EB%E0%ED%F3 (дата звернення – 22.04.2019)

105. Про затвердження Кодексу газотранспортної системи: Постанова НКРЕКП від 30 вересня 2015 року. № 2493 [Електронний ресурс] URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15 (дата звернення – 22.04.2019)

106. Про метрологію та метрологічну діяльність: Закон України зі змінами від 06.06.2019 № 2740-VIII [Електронний ресурс] URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1314-18#Text (Дата звернення – 18.02.2020)

107. Про нафту і газ: Закон України від 12.07.2001 р. № 2665-14: у редакції від 05.12.2012 р. № 2665-III]/ / Відомості Верховної Ради України. К.: Парлам. вид-во. 2001. №50. С. 262.

108. Про Програму діяльності Кабінету Міністрів України, схваленою Верховною Радою України від 11.12.2014 № 26-VIII: Постанова Кабінету

Міністрів України від 09.12.2014 № 695 [Електронний ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 05.05.2019)

109. Про ринок природного газу: Закон України від 09.04.2015 № 329-19 [Електронний ресурс]. – URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show /329-19/page (дата звернення – 02.04.2019).

110. Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року: Наказ ДП «УкрНДНЦ» від 01.08.2017 № 203 [Електронний ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 30.04.2019)

111. Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року: Наказ ДП «УкрНДНЦ» від 26.12.2017 № 459 [Електронний ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 30.04.2019)

112. Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року: Наказ ДП «УкрНДНЦ» від 09.06.2017 № 143 [Електронний ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 30.04.2019)

113. Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року: Наказ ДП «УкрНДНЦ» від 14.12.2015 № 184 [Електронний ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 30.04.2019)

114. Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року: Наказ ДП «УкрНДНЦ» від 14.12.2015 № 188 [Електронний ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 30.04.2019)

115. Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року: Наказ ДП «УкрНДНЦ» від 14.12.2015 № 187 [Електронний ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 30.04.2019)

116. Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року: Наказ ДП «УкрНДНЦ» від 13.07.2017 № 177 [Електронний

ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-5542-87 (дата звернення – 30.04.2019)

117. Про стандартизацію: Закон України від 05.06.2014 № 1315-VII [Електронний ресурс]. – URL: http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/1315-18/page (дата звернення – 18.04.2019)

118. Про Стратегію сталого розвитку «Україна-2020: Указ Президента України від 12 січня 2015 року № 5/2015 « [Електронний ресурс]. – URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5/2015 (дата звернення – 11.04.2019)

119. Про схвалення Енергетичної стратегії України до 2035 р. “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”: розпорядження Кабінету Міністрів України від 8 серпня 2017 р. № 605-р [Електронний ресурс]. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-р/conv (дата звернення – 02.09.2019).

120. Про цілі сталого розвитку України на період до 2030 року: Указ Президента України від 30.09.2019 р. № 722/2019 [Електронний ресурс]. URL: https://www.president.gov.ua/documents/7222019-29825?fbclid=IwAR2puWbPZG8_-olUp9bZXdByUzeFmw2F-JIS3lYgTZz51aG3cjEkRmg RhsM (дата звернення – 10.09.2019).

121. Програма робіт з національної стандартизації на 2017 р. [Електронний ресурс]. URL: http://uas.org.ua/ua/services/standartizatsiya/programa-robit/#collapsein-5316 (дата звернення – 02.04.2019)

122. Програма робіт з національної стандартизації на 2018 р. [Електронний ресурс]. URL: http://uas.org.ua/ua/services/standartizatsiya/ programa-robit/#collapsein-5316 (дата звернення – 02.04.2019)

123. Програма робіт з національної стандартизації на 2019 р. [Електронний ресурс]. URL: http://uas.org.ua/ua/services/standartizatsiya/ programa-robit/#collaps-8220 (дата звернення – 02.04.2019)

124. Ратушняк Г. С. Лінгвістична логіко-ймовірна оцінка ризиків аварій в системах газопостачання [Текст] / Г. С. Ратушняк, О. І. Ободянська // Інформаційні технології та комп’ютерна інженерія. - 2011. - № 2.

125. Регламент (ЄС) № 715/2009 Європейського Парламенту та Ради від 13 липня 2009 року про умови доступу до мереж транспортування природного газу та яким скасовується Регламент (ЄС) № 1775/2005 . [Електронний ресурс].URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=4730 (дата звернення – 02.04.2019)

126. Ринок природного газу в Україні: інвестиційний потенціал та можливості: звіт 2018 PricewaterhouseCoopers Advisory LLC (“PwC”) [Електронний ресурс] URL: https://www.pwc.com/ua/en/survey/2018/ukrainian-gas-market.html (дата звернення – 23.04.2019).

127. Самарский А.А. Численные методы / А.А. Самарский, А.В. Гулин. М.: Наука, 1989. 432с.

128. Самарский А.А. Математическое моделирование: Идеи, методы, примеры. - / А.А. Самарский, А.П. Михайлов/ 2-е изд. Испр. – М: Физматлит. 2005. 320 с.

129. Самохвалов Ю. Я. Экспертное оценивание: методический аспект / Ю. Я. Самохвалов, Е. М. Науменко. К. : ДУІКТ. 2007. 362 с.

130. Самохіна Н. Ф. Організація інформаційних ресурсів для оптимізації їх використання / Н. Ф. Самохіна // Бібл. вісн. 2004. № 5. С. 17-20. [Електронний ресурс] URL: http://documentoved.at.ua/load/2-1-0-137 (дата звернення - 10.04.2020)

131. Селезнев В.Е. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем / В.Е.Селезнёв, В.В.Алёшин, Г.С.Клишин. – М.:Едиториал УРСЕ 2002. 448 с.

132. Системы электронного управления документами: обзор, классификация и оценка возврата от внедрения. [Електронний ресурс] URL:http://www.mdi.ru/library/analit/sysel.html (дата звернення - 10.04.2020)

133. Сідак, В.С., Супонєв, В.М. та Броневський, Ю.Ф. (2015) *Сучасні та інноваційні технології в безпеці газопостачання: монографія.* Харківський національний університет міського господарства імені О.М.Бекетова. [Електронний ресурс]. – URL: https://eprints.kname.edu.ua/41586/1/2015%20печ.%20%205МН%20Сборка.pdf (дата звернення – 15.03.2020).

134. Сталий розвиток регіонів України / науковий керівник М. З. Згуровський, Міжнародна рада з науки (ICSU); Світовий центр даних «Геоінформатика і сталий розвиток»; Ін-т приклад. систем аналізу НАН України і МОН України. – К: НТУУ «КПІ», 2009, 197 с.

135. Стасюк Р.Б. Удосконалення методів діагностування витоків з газових мереж: дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. Івано-Франківськ, 2015 https://nung.edu.ua/files/attachments/dis_gotova_0.pdf (дата звернення – 15.09.2019).

136. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 р.: проект (2017) https://menr.gov.ua/files/docs/Проект%20Стратегії%20низьковуглецевого%20розвитку%20України%20.pdf (дата звернення – 02.09.2019).

137. Стратегія сталого розвитку України до 2035 р.: проект (2017) [Електронний ресурс]. URL: https://www.undp.org/content/dam/ukraine/docs/SDGreports/UNDP_Strategy_v06-optimized.pdf (дата звернення – 02.04.2019).

138. Тимашев С.А. Экспертная система оценки риска эксплуатации линейной части магистральных трубопроводов. / С.А. Тимашев, И.Я. Яблонских. – VII Международная деловая встреча «Диагностика-98». М.: ИРЦ Газпром. 1998. С. 156-161.

139. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони [Електронний ресурс]. URL: http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/984_011 (дата звернення – 02.04.2019)

140. Удосконалення методів експлуатації газових мереж у контексті сталого розвитку [Електронний ресурс] / Г. М. Когут, О. М. Карпаш // Стандартизація. Сертифікація. Якість. - 2019. - № 6. - С. 74-86. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ssia_2019_6_10

141. Управління змістом проектів із забезпечення надійності зовнішніх газорозподільних мереж : монографія / Г. С. Ратушняк, О. І. Ободянська. – Вінниця, 2014. – 128 с.

142. Филиппов А. Ф. Введение в теорию дифференциальных уравнений / А. Ф. Филиппов. – М.: КомКнига. 2007 Изд. 2-е. 240 с.

143. Хайрер Э. Решение обыкновенных дифференциальных уравнений / Э. Хайрер, С. Нёрсетт, Г. Ваннер. М. : Мир. 1990. 512 с.

144. Як привести українську газорозподільну систему у відповідність до реальних потреб країни. Новое Время: веб-сайт. [Електронний ресурс]. – URL: https://nv.ua/ukr/biz/markets/yak-privesti-ukrajinsku-gazorozpodilnu-sistemu-u-vidpovidnist-do-realnih-potreb-krajini-50048068.html (дата звернення – 24.10.2019).

145. Якість природного газу, що подається споживачам [Електронний ресурс] URL: http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/9A81628485529AC3C2257ACB002EDA94 (Дата звернення – 26.02.2020)

146. Allianz to invest in Czech gas distribution network GasNet. Available at: https://www.xprimm.com/Allianz-to-invest-in-Czech-gas-distribution-network-GasNet-articol-2,10,17-13475.htm [Accessed September 20, 2019].

147. Alvarez, R. A., Pacala, S. W., Winebrake, J. J., Chameides, W. L., & Hamburg, S. P. (2012). Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. Proceedings of the National Academy of Sciences, 109(17), 6435–6440. doi:10.1073/pnas.1202407109

148. Balcombe, P., Speirs, J. F., Brandon, N. P., & Hawkes, A. D. (2018). Methane emissions: choosing the right climate metric and time horizon. Environmental Science: Processes & Impacts. doi:10.1039/c8em00414e

149. Best Practice Guidance for Effective Methane Management in the Oil and Gas Sector: Monitoring, Reporting and Verification (MRV) and Mitigation. ECE ENERGY SERIES No. 65 UNITED NATIONS GENEVA, 2019. Available at: https://www.globalmethane.org/tools-resources/resource_details.aspx?r=4996 [Accessed September 28, 2019].

150. Bianchini, A., Guzzini, A., Pellegrini, M., & Saccani, C. (2018). Natural gas distribution system: A statistical analysis of accidents data. International Journal of Pressure Vessels and Piping. doi:10.1016/j.ijpvp.2018.09.003.

151. Brandt, A. R., Heath, G. A., Kort, E. A., O'Sullivan, F., Petron, G., Jordaan, S. M., … Harriss, R. (2014). Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. Science, 343(6172), 733–735. doi:10.1126/science.1247045

152. Broderick, John, and Kevin Anderson (2017) 'Natural Gas and Climate Change'. Available at: https://www.foeeurope.org/sites/default/files/extractive_industries/2017/natural_gas_and_climate_change_anderson_broderick_october2017.pdf [Accessed September 18, 2019].

153. Brundtland H. Our Common Future. Oxford University Press for World Commission on Environment and Development. Oxford, 1987. 400 p. Available at: https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/5987our-common-future.pdf [Accessed April 06, 2020].

154. Burinskiene, M. Editorial. Technological and Economic Development of Economy. 2009. 15(1), 5–9. doi:10.3846/1392-8619.2009.15.5-9

155. Communiation from the Commission to the European Parliament, the European Counsil, the Counsil, the European Economic and Sosial Committee, the Committee of the Regions and the European Investment bank. A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy (2018) Brussels, 28.11.2018 Available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773 [Accessed September 05, 2019].

156. Communiation from the Commission to the European Parliament, the European Counsil, the Counsil, the European Economic and Sosial Committee, the Committee of the Regions and the European Investment bank. A Sustainable Europe for a Better World: A European Union Strategy for Sustainable Development (Commission's proposal to the Gothenburg European Council) .- Available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52001DC0264 [Accessed April 12, 2019]

157. Communiation from the Commission to the European Parliament and the European Counsil. The Road from Paris: assessing the implications of the Paris Agreement and accompanying the proposal for a Council decision on the signing, on behalf of the European Union, of the Paris agreement adopted under the United

Nations Framework Convention on Climate Change Available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016DC 0110 [Accessed April 06, 2019].

158. Communiation from the Commission to the European Parliament and the European Counsil. The Paris Protocol – A blueprint for tackling global climate change beyond 2020 Available at: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/international/paris_protocol/docs/com_2015_81_en.pdf [Accessed April 06, 2019].

159. Communiation from the Commission to the European Parliament, the European Counsil, the Counsil, the European Economic and Sosial Committee, the Committee of the Regions and the European Investment bank. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy Available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A52015DC0080 [Accessed April 12, 2019]

160. Communiation from the Commission to the European Parliament, the European Counsil, the Counsil, the European Economic and Sosial Committee, the Committee of the Regions and the European Investment bank. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 Available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014DC0015 [Accessed April 06, 2019].

161. Costa, D., Quinteiro, P., & Dias, A. C. (2019). A systematic review of life cycle sustainability assessment: Current state, methodological challenges, and implementation issues. Science of The Total Environment. doi:10.1016/j.scitotenv.2019.05.435.

162. Dinçer, İ., & Zamfirescu, C. (2012). Sustainable Energy Systems and Applications. doi:10.1007/978-0-387-95861-3

163. Donella H. Meadows [and others]. The Limits To Growth; a Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. New York :Universe Books, 1972.

164. EN 15399:2018 Gas infrastructure - Safety Management System for Gas Networks with maximum operating pressure up to and including 16 bar

165. EN ISO 14090: 2019 Adaptation to climate change. Principles, requirements and guidelines/ Available at: https://www.klimatilpasning.dk/media/1644984/ds-en-iso-14090-2019.pdf [Accessed April 26, 2020].

166. Energy management and gas supply system in Poland in 2017. Available at: https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/en/defaultaktualnosci/3304/7/1/1/energy_management_and_gas_supply_system_in_poland_in_2017.pdf [Accessed September 28, 2019].

167. European Gas Target Model – Review and update // Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Slovenia.- Available at: https://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/European%20Gas%20Target%20Model%20Review%20and%20Update.pdf [Accessed April 12, 2019]

168. Fantozzi, F., & Bartocci, P. (2016). Carbon Footprint as a Tool to Limit Greenhouse Gas Emissions. Greenhouse Gases. doi:10.5772/62281

169. Finkbeiner, M., Schau, E. M., Lehmann, A. and Traverso, M. (2010) 'Towards life cycle sustainability assessment', Sustainability, 2(10), pp. 3309–3322. doi: 10.3390/su2103309.

170. Forecasting potential risks of leakage on gas pipelines / Grudz V.; Zapukhlyak V.; Grudz V.(junior); Poberezhnyi L.; Drin N.; Stasyuk R. / Scientific Journal of TNTU. Tern. : TNTU, 2019. Vol 96. No 4. P. 32–38.

171. Gas for Climate. The optimal role for gas in a net zero emissions energy system (2019) Navigant. Available at: https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net_zero_emissions_energy_system_March_2019.pdf [Accessed September 22, 2019].

172. Gbededo, M. A., Liyanage, K., & Garza-Reyes, J. A. (2018). Towards a Life Cycle Sustainability Analysis: A systematic review of approaches to sustainable manufacturing. Journal of Cleaner Production, 184, 1002–1015. doi:10.1016/j.jclepro.2018.02.310.

173. Generally applicable standards – Natural Gas/ Reg. No. Reg.No: MC2/4-3/04-04-07ECS Available at: http://anyflip.com/rlee/iinc/basic [Accessed April 06, 2019].

174. Govindan, K., Diabat, A., & Madan Shankar, K. (2015). Analyzing the drivers of green manufacturing with fuzzy approach. Journal of Cleaner Production, 96, 182–193. doi:10.1016/j.jclepro.2014.02.054 .

175. Green gas grids Market Platform – Austria (Gas market and infrastructure). Available at: http://www.greengasgrids.eu/market-platform/austria/gas-market-and-infrastructure.html [Accessed April 12, 2019]

176. Green gas grids Market Platform – Croatia (Gas market and infrastructure). Available at: http://www.greengasgrids.eu/market-platform/croatia/gas-market-and-infrastructure.html [Accessed April 12, 2019]

177. Green gas grids Market Platform – Poland (Gas market and infrastructure). Available at: http://www.greengasgrids.eu/market-platform/poland/gas-market-and-infrastructure.html [Accessed April 12, 2019]

178. Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM); first edition published under the Charter of the Joint Committee on Guides in Metrology (JCGM): OIML G 1-100:2008 [Електронний ресурс] URL: https://www.oiml.org/en/files/pdf_g/g001-100-e08.pdf (Дата звернення – 27.02.2020)

179. Howarth, R. W. (2014). A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. Energy Science & Engineering, 2(2), 47–60. doi:10.1002/ese3.35

180. Howarth, Robert W (2019) Is Shale Gas a Major Driver of Recent Increase in Global Atmospheric Methane? Biogeosciences Discussions, April, 1–23. https://doi.org/10.5194/bg-2019-131.

181. IEA World Energy Outlook 2018. Available at: https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018[Accessed September 18, 2019].

182. IEA, 2011. World Energy Outlook 2011. Available at: https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2011 [Accessed September 05, 2019].

183. IEC 60068-2-64 Ed. 2.0 (2008-04) Environmental testing, Part 2: Tests Section 64, Test Fh: Vibration, broad-band random and guidance [Електронний ресурс] URL: https://www.techstreet.com/standards/iec-60068-2-64-ed-2-1-b-2019?product_id=2088559 (Дата звернення – 02.03.2020)

184. IEC 60654-2 Ed. 1.0 (1979-01)Operating conditions for industrial-process measurement and control equipment Part 2: Power: with amendment 1 (1992-09) [Електронний ресурс] URL: https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=IEC%2060654-2&item_s_key=00133481 (Дата звернення – 02.03.2020)

185. IEC 61000-4-6 Ed. 3.0 (2008-10) Electromagnetic compatibility (EMC), Part 4: Testing and measurement techniques, Section 6: Immunity to conducted disturbances, induced by radio- frequency fields. (Basic EMC Publication) [Електронний ресурс] URL: https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293739/4293739778.pdf (Дата звернення – 02.03.2020)

186. IGUN (International Gas Union). 22nd World Gas Conference Report. Available at: http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/available-older-publications

187. IGUN (International Gas Union). 23rd World Gas Conference Report. In Proceedings of the 23rd World Gas Conference, Amsterdam, The Netherlands, 5–9 June 2006

188. IGUN (International Gas Union). 24th World Gas Conference Report. In Proceedings of the 24th World Gas Conference, Buenos Aires, Argentina, 5–9 October 2009.

189. IGUN (International Gas Union). 25th World Gas Conference Report. In Proceedings of the 25thWorld Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 4–8 June 2012.

190. Integrated approach for sustainable development of energy, water and environment systems. Energy Conversion and Management, 159, 398–412. doi:10.1016/j.enconman.2017.12.016 .

191. Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change (2013) The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, (Cambridge

and New York: Cambridge University Press, 2013), pp.714, Available at: https://www.ipcc.ch/site/assets/ uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf [Accessed September 18, 2019].

192. International comparison of fossil power efficiency and CO2 intensity - Update 2018. Ecofys. Available at: https://guidehouse.com/-/media/www/site/downloads/energy/2018/intl-comparison-of-fossil-power-efficiency--co2-in.pdf [Accessed September 28, 2019].

193. International Energy Agency (2019) Tracking Clean Energy Progress: Methane emissions from oil and gas. Available at: https://www.iea.org/tcep/fuelsupply/methane/ [Accessed September 18, 2019].

194. IPCC. 2013. Climate change 2013: the physical science basis. Intergovernmental Panel on Climate Change. Available at https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/

195. Karpash M.O. Implications of New Standards on Technical Dianostics and Conrol Implentation on Gas Transmission System Efficiency / Karpash M.O., Oliynyk A.P., Kogut G.M., Klyun A.M.– ISSN 2409-9066. *Science and Innovation*, 2019, 15(6), p. 73-82.

196. Klemun, M. M., & Trancik, J. E. (2019). Timelines for mitigating the methane impacts of using natural gas for carbon dioxide abatement. Environmental Research Letters, 14(12), 124069. doi:10.1088/1748-9326/ab2577

197. Kogut G.M. Statement of optimization tasks for the process of developing normative documents for gas infrastructure / G.M. Kogut, A.P. Oliinyk, M.O. Karpash, A.M. Klyun. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2020, № 4, p. 105-110**.**

198. Lebelhuber, C., & Steinmüller, H. (2019). How and to which extent can the gas sector contribute to a climate-neutral European energy system? A qualitative approach. Energy, Sustainability and Society, 9(1). doi:10.1186/s13705-019-0207-2.

199. Losz A. , J. Elkind (2019) The Role of Natural Gas in the energy Transition. The Center on Global Energy Policy. Available at: https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/pictures/

Role%20of%20Gas%20in%20the%20Energy%20Transition_CGEP_Commentary_092319-2.pdf [Accessed September 05, 2019].

200. Martinez-Val, J. M. (2013). Energy for Sustainable Development: A systematic approach for a badly defined challenge. Energy Conversion and Management, 72, 3–11. doi:10.1016/j.enconman.2012.10.024.

201. McGlade, C., Pye, S., Ekins, P., Bradshaw, M., & Watson, J. (2018). The future role of natural gas in the UK: A bridge to nowhere? Energy Policy, 113, 454–465. doi:10.1016/j.enpol.2017.11.022

202. McGlade, C.E., Bradshaw, M., Anandarajah, G., Watson, J., Ekins, P., 2014. A Bridge to a Low Carbon Future? Modelling the Long-Term Global Potential of Natural Gas, London, UK. McJeon, H., Edmonds, J., Bauer, N., Clarke, L., Fisher, B., Flannery, B.P., Hilaire, J., Krey, V., Marangoni, G., Mi, R., Riahi, K., Rogner, H., Tavoni, M., 2014. Limited impact on decadal-scale climate change from increased use of natural gas. Nature 514, 482–485. http://dx.doi.org/10.1038/nature13837

203. Measuring systems for gaseous fuel: OIML R 140, edition 2007 [Електронний ресурс] URL: https://www.oiml.org/en/files/pdf_r/r140-e07.pdf (Дата звернення – 22.02.2020)

204. Melnyk, S.A., Smith, R.T., 1996. Green Manufacturing. SME Publication, Dearborn, MI.

205. Moldan, B.; Janouskova, S.; Hak, T. How to understand and measure environmental sustainability:I ndicators and targets. Ecol. Indic. 2012. 17. 4–13.

206. Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Cooperation and Development (2019) The costs of decarbonization: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables. URL: https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf (Accessed 20.10.2019)

207. Olivier, J. G., Schure, K. M., & Peters, J. A. H. W. (2017). Trends in global CO2 and total greenhouse gas emissions: 2018 Report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, 5. Available at: https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2018-trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissons-2018-report_3125_0.pdf. [Accessed September 10, 2019].

208. Quo vadis EU gas market regulatory framework –Study on a Gas Market Design for Europe, Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quo_vadis_report_16feb18.pdf [Accessed April 06, 2019].

209. Realizing the Future We Want for All: report to the Secretary General. New York, 2012 Available at: https://www.un.org/millenniumgoals/pdf/Post_2015_UNTTreport.pdf [Accessed April 06, 2020].

210. Recommendations on the importance of critical energy infrastructure (CEI) stakeholder engagement, coordination and understanding of responsibilities in order to improve security (2018) NATO Energy Security Centre of Excellence, Vilnius Available at: https://enseccoe.org/data/public/uploads/2018/04/d1_2018.04.23-recommendations-on-the-importance-of-critical-energy.pdf [Accessed September 30, 2019].

211. Rybitskyi I.V. Analysis of measures to enhance energy efficiency and sustainable development of the gas transmission system of Ukraine / I.V. Rybitskyi, M.B. Slobodyan, G.M. Kogut, V.Ya. Popovych and M.O. Karpash // New Trends in Production Engineering, Volume 2: Issue 2, P. 76-84, DOI 10.2478/ntpe-2019-0046.

212. Rybitskyi I.V. Enhancing the efficiency of gas distribution stations operation by selecting the optimal gas pressure and temperature parameters at the station outlet / I.V. Rybitskyi, V.I. Trofimchuk, G.M. Kogut. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2020, № 3, p. 47-52.

213. Salvador, R., Piekarski, C.M., de Francisco, A.C. (2017). Approach of the Two-way Influence Between Lean and Green Manufacturing and its Connection to Related Organisational Areas. International Journal of Production Management and Engineering, 5(2), 73-83. https://doi.org/10.4995/raet.2017.7013 Available from: https://www.researchgate.net/publication/318757932_Approach_of_the_Two-way_Influence_Between_Lean_and_Green_Manufacturing_and_its_Connection_to_Related_Organisational_Areas [Accessed October 02, 2019].

214. The future of gas in Europe: Review of recent studies on the future of gas. Mihnea Cătuţi, Christian Egenhofer & Milan Elkerbout. CEPS ▪ Place du Congrès 1 ▪ B-1000 Brussels. Available at: https://www.ceps.eu/wp-

content/uploads/2019/08/RR2019-03_Future-of-gas-in-Europe.pdf [Accessed September 28, 2019].

215. Traber T., Fell H.-J.(2019) Natural Gas Makes No Contribution to Climate Protection. Natural Gas Study. Berlin. Available at: http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Natural_Gas_Study_ September_2019.pdf [Accessed September 28, 2019].

216. Transmission and distribution system coordination in the Energy Community: A Status Review. ECRB, 2020. Available at: https://energy-community.org/documents/reports_ECRB.html [Accessed April 28, 2020].

217. Treaty on the Functioning of the European Union Available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A12012E%2FTXT [Accessed April 06, 2019].

218. Trebulova I., Kogut G., Klyun A., Karpash M. (2018). Experience of operation of electronic database of full-text standards HAMMER in PJSC "Ukrtransgaz. JOURNAL OF HYDROCARBON POWER ENGINEERING, 4(2), 80-88. Retrieved from http://ogpe.nung.edu.ua/index.php/jhpe/article/view/68

219. Umbach F. Critical Energy Infrastructure Protection in the Electricity and Gas Industries – Coping with Cyber Threats to Energy Control Centers. Available at: https://www.files.ethz.ch/isn/119658/Critical_Energy_Infrastr_Umbach_Au10.pdf [Accessed September 30, 2019].

220. United Nations Conference on Environment & Development). Agenda 21: Programme of Action for Sustainable Development. In Proceedings of the United Nations Conference on Environment and Development, Rio de Janeiro, Brazil, 3–14 June 1992.

221. United Nations, 2015. Adoption of the Paris Agreement. Conference Parties its twentyfirst Sess. 21932, 32. doi: FCCC/CP/2015/L.9

222. Worden, John R., A. Anthony Bloom, Sudhanshu Pandey, Zhe Jiang, Helen M. Worden, Thomas W. Walker, Sander Houweling, et al. (2017) Reduced Biomass Burning Emissions Reconcile Conflicting Estimates of the Post-2006

Atmospheric Methane Budget. Nature Communications 8 (1): 2227. https://doi.org/10.1038/s41467-017-02246-0.

223. World Energy Outlook 2018: Fuels (2018) Available at: https://www.iea.org/weo2018/fuels/ [Accessed September 28, 2019]

ДОДАТКИ

Додаток А

Зведена таблиця опрацювання результатів аналізу впливу витоків з ГРМ щодо індикаторів та параметрів сталого розвитку

Категорія політики	Індикатор	Оцінка експертів згідно етапу 1	Параметр	Рівень ризиків, спричинених витоками під час експлуатації газопроводів середнього та низького тиску														
				Пошкодження зварного шва			Корозійні пошкодження			Механічні пошкодження			Порушення герметичності			Порушення герметичності		
				Класифікація небезпек	Класифікація імовірності	Класифікація ризику	Класифікація небезпек	Класифікація імовірності	Класифікація ризику	Класифікація небезпек	Класифікація імовірності	Класифікація ризику	Класифікація небезпек	Класифікація імовірності	Класифікація ризику	Класифікація небезпек	Класифікація імовірності	Класифікація ризику
Соціальний вплив																		
Якість життя	Стан довкілля	6	Оцінка екологічної ситуації в Україні	21	20	22	22	21	21	21	21	22	21	22	22	23	23	23
			Рівень зростання населення	22	23	23	22	23	22	23	23	23	23	23	23	23	23	23
	Ризики та безпека життя	7,5	Відсутність ризиків від екокатастроф	22	22	23	23	23	22	22	22	23	22	23	23	22	23	23
Економічний вплив																		
Базові потреби	Транспортна інфраструктура	7	Довжина автомобільних доріг загального користування	15	14	10	14	14	12	14	14	12	7	7	7	7	7	7
			Довжина залізничних колій загального користування	10	10	12	10	10	12	10	10	12	6	6	6	6	6	6
Підприємницька діяльність	Виробничі можливості	7	Вартість основних засобів	20	21	21	22	23	23	22	22	22	24	24	24	24	24	24
			Ступінь зносу основних засобів	22	23	22	21	23	22	23	23	23	24	24	24	24	24	24
Інноваційно-інвестиційні можливості	Наукова діяльність	7,5	Внутрішні поточні витрати на наукові і науково-технічні роботи	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
	Рівень інноваційності	7,5	Обсяг інноваційної продукції	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
			Освоєння нових видів продукції в промисловості	23	23	22	23	22	22	22	22	23	23	23	23	23	23	23
			Впровадження прогресивних технологічних процесів у промисловості	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	Інвестиційні можливості	7,5	Прямі інвестиції в область	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
			Капітальні інвестиції	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Екологічний вплив																		
Екологічні системи	Біорізноманіття	6	Види флори під загрозою	17	16	16	15	16	15	15	15	15	14	14	14	14	14	14
	Земля	7,5	Техногенне навантаження на природне середовище	22	22	23	22	22	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
			Поширення екзогенних геологічних процесів	21	22	22	21	21	21	22	22	22	21	21	21	21	21	21
			Забруднені ділянки	17	17	17	17	17	17	17	17	17	15	15	15	15	15	15

			Порушені, відпрацьовані та рекультивовані землі	21	22	21	21	22	22	22	22	22	21	21	21	21	21	21
Екологічне навантаження	Викиди в атмосферне повітря	7,5	Викиди летких органічних сполук	24	24	24	24	24	24	24	24	24	25	25	25	25	25	25
	Утворення і використання відходів	7,5	Використання відходів	20	21	20	20	20	20	21	20	21	21	21	21	21	21	21
			Утворення і використання відходів	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Регіональне екологічне керування	Участь в екологічних проектах	6,5	Громадські екологічні організації, що діють на в території області	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	Викиди парникових газів	7,5	Викиди парникових газів до ВРП	22	22	22	23	23	23	22	22	22	24	24	24	24	24	24
			Викиди парникових газів на душу населення	22	22	22	23	23	23	22	22	22	24	24	24	24	24	24

Додаток Б

Наказ про затвердження національних стандартів

КОПІЯ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН СТАНДАРТИЗАЦІЇ

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
«УКРАЇНСЬКИЙ НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ
І НАВЧАЛЬНИЙ ЦЕНТР ПРОБЛЕМ СТАНДАРТИЗАЦІЇ,
СЕРТИФІКАЦІЇ ТА ЯКОСТІ»
(ДП «УкрНДНЦ»)

НАКАЗ

від 23 червня 2020 р. Київ № 138

Про прийняття
національних стандартів

Відповідно до пункту 2 частини другої статті 11 Закону України «Про стандартизацію», розпорядження Кабінету Міністрів України від 26.11.2014 № 1163 «Про визначення державного підприємства, яке виконує функції національного органу стандартизації» та на виконання Програми робіт з національної стандартизації на 2020 рік

НАКАЗУЮ:

1. Прийняти національні стандарти, гармонізовані з європейськими та міжнародним стандартами, методом перекладу з наданням чинності **з 01 вересня 2021 року:**

1.	ДСТУ EN 12007-1:2020 (EN 12007-1:2012, IDT)	Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 1. Загальні функційні вимоги — Вперше
2.	ДСТУ EN 12007-2:2020 (EN 12007-2:2012, IDT)	Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 2. Спеціальні функційні вимоги до поліетиленових трубопроводів (MOP до 10 бар включно) — Вперше
3.	ДСТУ EN 12007-3:2020 (EN 12007-3:2015, IDT)	Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 3. Спеціальні функційні вимоги до сталевих трубопроводів — Вперше

4.	ДСТУ EN 12007-4:2020 (EN 12007-4:2012, IDT)	Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 4. Спеціальні функційні вимоги до оновлення — Вперше
5.	ДСТУ EN 12007-5:2020 (EN 12007-5:2014, IDT)	Газова інфраструктура. Трубопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар включно. Частина 5. Спеціальні функційні вимоги до трубопроводів-приєднання — Вперше
6.	ДСТУ ISO 16840-1:2020 (ISO 16840-1:2006, IDT)	Сидіння колісного крісла. Частина 1. Словник термінів, умовні познаки осей координат і розміри сегментів тіла, постави та положення опорних поверхонь — Вперше

2. Начальнику відділу інформаційних технологій забезпечити оприлюднення цього наказу на офіційному веб-сайті ДП «УкрНДНЦ».

3. Начальнику Національного фонду нормативних документів забезпечити опублікування цього наказу в черговому виданні щомісячного інформаційного покажчика «Стандарти».

4. Контроль за виконанням цього наказу залишаю за собою.

Генеральний директор **Ганна ЛІСІНА**

ЗГІДНО з оригіналом
Заст. головного бухгалтера Сізенко Л.М.

Додаток В

Структура фонду нормативних документів оператора ГРМ

1 Проектування об'єктів газорозподільчих мереж

2 Будівництво об'єктів газорозподільчих мереж

2.1 Загальні нормативні документи з будівництва, реконструкції та технічного переозброєння
2.2 Будівлі та споруди

2.3 Будівництво трубопроводів

2.4 Матеріали та вироби для будівництва, експлуатації та ремонту об'єктів газорозподільчих мереж

2.4.1 Металеві конструкції

2.4.2 Кам'яна та цеглова будівля

2.4.3 Зовнішні конструкції

2.4.4 Будівельні матеріали

2.5 Землевідвід

2.6 Кошториси

3 Експлуатація та поточний ремонт розподільчих газопроводів

3.1 Розподільчі газопроводи, ГРП, ШРП

3.2 Протикорозійний захист

3.3 Експлуатація, ремонт та діагностика розподільчих газопроводів

3.4 Зварювання розподільчих газопроводів

3.5 Прокат листовий, сортовий і фасонний

4 Метрологія та системи обліку нафти

4.1 Метрологія та системи обліку газу

4.2 Метрологічний контроль та нагляд, акредитація метрологічних лабораторій

4.3 Метрологія. Суміжні види діяльності

5 Експлуатація засобів автоматизації, телемеханізації та АСК

5.1 Інформаційні технології

5.2 Системи автоматизації та телемеханізації

5.3 Інші питання автоматизації

6 Енергетика

6.1 Електрика та енергетика взагалі

6.2 Захист від блискавок та статичної електрики

6.3 Газопостачання

6.4 Теплопостачання, опалення, вентиляція, кондиціонування

6.5 Повітропостачання (стиснене, осушене повітря)

6.6 Водопостачання, каналізація, очищення води та стоків. Водовідведення
та очищення зливових вод

7 Експлуатація засобів зв'язку

8 Охорона праці

9 Цивільний захист

10 Пожежна безпека

11 Охорона навколишнього середовища

12 Стандартизація, сертифікація та системи керування якістю

12.1 Розроблення, впровадження і використання нормативних документів

12.2 Організаційно-розпорядча документація

12.3 Якість, керування якістю

12.4 Сертифікація та ліцензування

13 Науково-дослідні та дослідно-конструкторські роботи

14 Нафта і нафтопродукти, паливно-мастильні матеріали

15 Ресурсозбереження та нормування паливно-енергетичних і матеріально-технічних ресурсів

16 Машини, механізми, устаткування для будівництва, експлуатації та ремонту об'єктів газорозподільчих мереж

16.1 Автотранспорт

16.2 Спецтехніка

16.2.1 Транспорт спеціального призначення

16.2.2 Землерийні машини

16.2.3 Підйомно-транспортне обладнання

16.3 Діагностичне, випробувальне обладнання та обладнання для технічного обслуговування.

17 Нормування праці

18 Організація та керування підприємством

19 Державні класифікатори

20 Покажчик позначень нормативних документів