

Національний університет «Одеська політехніка»  
Міністерство освіти та науки України

Національний університет «Одеська політехніка»  
Міністерство освіти та науки України

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**КАНІВЕЦЬ АНДРІЙ ВАЛЕРІЙОВИЧ**

УДК 621.039.58

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**УДОСКОНАЛЕННЯ СТРАТЕГІЙ ПЛАНОВИХ РЕМОНТІВ СИСТЕМ  
ВАЖЛИВИХ ДЛЯ БЕЗПЕКИ ЯДЕРНИХ ЕНЕРГОУСТАНОВОК**

Спеціальність 143 – Атомна енергетика  
Галузь знань 14 - Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

\_\_\_\_\_ Канівець А.В.

Науковий керівник – Скалозубов Володимир Іванович, доктор технічних наук,  
професор , лауреат Державної премії з науки та техніки України

Одеса - 2024

## АНОТАЦІЯ

*Канівець А. В.* Удосконалення стратегій планових ремонтів систем важливих для безпеки ядерних енергоустановок. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 143 - Атомна енергетика, Галузь знань 14 - Електрична інженерія.

Національний університет «Одеська політехніка», Одеса, 2024.

Дисертація присвячена актуальним питанням оптимізації стратегій планових ремонтів критично важливих систем, необхідних для безпеки атомних електростанцій. На основі вичерпного аналізу міжнародного та вітчизняного досвіду планування ремонтів атомних електростанцій (АЕС) були сформульовані нові та вдосконалені стратегії, спрямовані на підвищення ефективності та результативності планово-попереджувальних ремонтів (ППР).

Розроблена стратегія планово-попереджувальних ремонтів енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 на основі передового міжнародного та вітчизняного проведення ППР, яка забезпечує коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) понад 80%, що дозволяє підвищити експлуатаційну ефективність до проектного рівня.

Розроблено модернізації стратегії ППР активних систем безпеки (АСБ) на основі ризик-орієнтованих методів оптимізації періодичності проведення планових ремонтів і випробувань. Критеріями оптимізації для модернізованих стратегій є імовірнісні показники максимальної надійності забезпечення функцій безпеки. Параметри оптимізації - показники якості технічного обслуговування (ТО) ремонтного персоналу, періодичності проведення планового ТО, контролю технічного стану (КТС) і результатів випробувань АСБ у робочих режимах на потужності реактора.

**Розроблена модернізація** стратегій експлуатаційного контролю металу систем трубопроводів енергоблоків АЕС на основі ризик-орієнтованих методів з урахуванням пріоритетності показників надійності як для безпеки, так і для нормальної експлуатації. Це включає визначення періодичності та обсягів експлуатаційного контролю металу для мінімізації ризику відмов.

Розроблено новий ризик-орієнтований метод обґрунтування модернізації стратегії КТС теплообмінних трубок парогенераторів (ТОТ ПГ) у процесі ППР на основі досвіду і результатів проведених раніше ТО/КТС. Модернізована на основі розробленого методу стратегія дає змогу істотно скоротити тривалість ППР усього енергоблока.

Проведено кваліфікацію та модернізацію стратегії планових ремонтів обладнання та трубопроводів систем важливих для безпеки (СВБ) АЕС, на основі відомих методів обґрунтування концепції "Ремонт за технічним станом". Прогнозується, що практична реалізація розроблених методів і стратегій на АЕС України дозволить досягти КВВП понад 90%, що забезпечить подальше підвищення експлуатаційної ефективності української ядерної енергетики.

У **вступі** обґрунтовано актуальність і важливість роботи, визначено мету, завдання дослідження, наукову новизну та практичне значення отриманих результатів, відображено її зв'язок з галузевими дослідженнями, а також з науково-дослідними роботами.

У **розділі 1** проведено аналіз світового та вітчизняного досвіду планування та організації планових ремонтів енергоблоків АЕС, на основі якого встановлено:

- КВВП АЕС суттєво залежать від термінів планових ремонтів систем важливих для безпеки ядерних енергоустановок;
- Для досягнення високого рівня КВВП необхідно удосконалення/оптимізація стратегій планових ремонтів систем важливих для безпеки ядерних енергоустановок;
- Суттєво зменшення енергетичних можливостей України в екстремальних умовах військового часу може бути частково компенсовано підвищенням КВВП українських АЕС за рахунок удосконалення стратегій планових ремонтів систем важливих для безпеки (СВБ) ядерних енергоустановок(ЯЕУ).

Розроблена удосконалена(модернізована) стратегія скорочення термінів планових ремонтів СВБ ЯЕУ з ВВЕР-1000 за досвідом ремонтних компаній.

У **розділі 2** розроблені методи удосконалення/оптимізації стратегій планових ремонтів активних систем безпеки (ПР АСБ) з урахуванням зміни періодичності

іспитів АСБ в робочих режимах реактора та/чи якості технічного обслуговування(ТО) та контролю технічного стану (КТС).

**Критерії** оптимізації стратегій ПР АСБ - підвищення/забезпечення проектного рівня надійності АСБ. Параметри оптимізації - періодичність іспитів та кількість порушень ТО/КТС за досвідом ремонтних компаній.

На основі розроблених методів встановлено можливість суттєвого скорочення термінів ПР АСБ та відповідного підвищення КВВП.

**У розділі 3** наведені методи удосконалення стратегій планового КТС металу трубопроводів СВБ ЯЕУ внаслідок обґрунтованого скорочення об’ємів контролю у ППР енергоблоків. Критерій удосконалення стратегій - забезпечення необхідного рівня надійності контролю металу трубопроводів СВБ. Параметри удосконалення стратегій - показники безпеки та результати КТС трубопроводів СВБ за досвідом ремонтних кампаній.

На основі розроблених методів встановлено можливість суттєвого скорочення термінів КТС трубопроводів СВБ та відповідного підвищення КВВП.

**У розділі 4** наведена модернізована стратегія скорочення термінів/об’ємів ПР СВБ згідно з відомою концепцією “ ремонту за технічним станом”. Впровадження модернізованої стратегії дозволить суттєво скоротити терміни/об’єми ПР СВБ та відповідно підвищити КВВП.

### **Наукова новизна отриманих результатів**

1. Удосконалений відносно області застосовності ризик-орієнтований метод обґрунтування стратегій планових ремонтів АСБ, що ґрунтується на варіюванні періодичності проведення планових ремонтів і випробувань у режимах роботи реактора на потужності .

2. Удосконалений відносно області застосовності ризик-орієнтований метод обґрунтування стратегій планових ремонтів АСБ з урахуванням якості проведення ТО/КТС ремонтним персоналом.

3. Модернізована стратегія планових ремонтів АСБ , заснована на критеріях забезпечення/підвищення надійності виконання функцій безпеки

4. Модернізована стратегія контролю металу трубопроводів СВБ, що ґрунтується на мінімізації обсягів контролю та багаторівневій моделі ймовірнісних показників безпеки.

5. Новий ризик-орієнтований метод обґрунтування стратегій контролю цілісності ТОТ ПГ, що ґрунтується на досвіді та результатах попередніх КТС.

6. Модернізована стратегія ремонту за технічним станом СВБ на основі двопараметричної моделі визначальних показників безпеки.

### **Практичне значення отриманих результатів**

Практична цінність результатів роботи полягає у підвищенні ефективності експлуатації ядерної енергетики України. Впровадження в експлуатаційну практику розроблених модернізованих стратегій планових ремонтів СВБ ЯЕУ з ВВЕР дасть змогу підвищити КВВП більше ніж на 90% (більше проектних значень) і частково компенсувати втрати електропостачання українських споживачів унаслідок екстремальних умов воєнного часу.

**Ключові слова:** системи важливі для безпеки, планові ремонти, ядерні енергоустановки, стратегії продовження експлуатації, оптимізація ремонтів.

### **Список публікацій здобувача**

*Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації*

1) Скалозубов В.І., Верінов О.М., Канівець А.В., Кочнева В.Ю., Бундєв Д.С., Хайо Хані. Ризик-орієнтований метод кваліфікації стратегій експлуатаційного контролю металу систем, важливих для безпеки АЕС. – Праці Одеського політехнічного університету, Випуск 2(68) 2023, 43–50. **(фах. видання)**  
<https://pratsi.op.edu.ua/index.php/pratsi/article/view/143>

2) Скалозубов В.І., Верінов О.М., Канівець А.В., Кочнева В.Ю., Бундєв Д.С., Хайо Хані. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії планового ремонту за технічним станом систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок. – Ядерна енергетика та довкілля. Випуск № 3 (28) 2023, 10-15. **(фах. видання)**  
<https://ukrns.org/publications/yaderna-energetyka-ta-dovkillya-vypusk-%E2%84%96-3-28-2023>

3) V.I. Skalozubov, Yu.O. Komarov, O.A. Dorozh, A.V. Kanivets, V.I. Filatov. Criteria and conditions of thermal hydrodynamic instability in the circuits of natural circulation of nuclear power plants in case of leak accidents. – Питання атомної науки і техніки(р. 66-69) №2, 2024 (Scopus, WoS) <https://vant.kipt.kharkov.ua/TABFRAME1.html>.

4) Канівець А.В. Удосконалення планових ремонтів атомних енергоблоків // монографія. – LAMBERT, 2024. – 140с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/cn/book/978-620-7-45705-2>

5) Канівець А.В. Оптимізація систем контролю АЕС із ВВЕР // монографія. – LAMBERT, 2024. – 120с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/tr/book/978-620-7-46728-0>

6) Канівець А.В. Удосконалення стратегій планових ремонтів систем важливих для безпеки ядерних енергоустановок // монографія. – LAMBERT, 2024. – 216с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/es/book/978-620-7-47284-0>

7) Верінов О.М, Канівець А.В, Максимова В. Стратегії випробувань систем важливих для безпеки ЯЕУ – LAMBERT, 2024. – 56с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/tr/book/978-620-7-63924-3>

*Наукові роботи, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:*

8) VII Міжнародна науково-практична конференція «Problematic questions of science and problems of development», 30 жовтня – 01 листопада 2023 (Berlin, Germany); <https://eu-conf.com/events/problematic-questions-of-science-and-problems-of-development/>

- 9) VIII Міжнародна науково-практична конференція «Modern technologies of human development», 06-08 листопада 2023 (Bordeaux, France); <https://eu-conf.com/events/modern-technologies-of-human-development/>
- 10) IX Міжнародна науково-практична конференція «Promising ways of information technology development», 13-15 листопада 2023 (Bilbao, Spain); <https://eu-conf.com/events/promising-ways-of-information-technology-development/>
- 11) VII Міжнародну науково-практичну конференцію «Information technologies in education, technology and industry» », 19-21 лютого 2024 (Madrid, Spain); <https://eu-conf.com/events/information-technologies-in-education-technology-and-industry/>
- 12) VIII Міжнародна науково-практична конференція «Information technologies and automation of learning in modern conditions» », 26-28 лютого 2024 (Munich, Germany). <https://eu-conf.com/events/information-technologies-and-automation-of-learning-in-modern-conditions/>

## ABSTRACT

Kanivets A. V. Improvement of strategies for scheduled repairs of systems important for the safety of nuclear power plants. - Qualification scientific work in the form of a manuscript.

Thesis for a Doctor of Philosophy Degree in Specialty 143 «Nuclear Energy» (14 - Electrical engineering). - Odessa National Polytechnic University, Odessa, 2024.

The dissertation is devoted to topical issues of optimization of strategies for scheduled repairs of critical systems necessary for the safety of nuclear power plants. Based on an exhaustive analysis of international and domestic experience in planning repairs of nuclear power plants (NPPs), new and improved strategies aimed at improving the efficiency and effectiveness of scheduled preventive maintenance (SPM) were formulated.

A strategy for scheduled preventive maintenance of VVER-1000 power units based on international and national best practices of outage planning was developed, which ensures a capacity factor of more than 80%, which allows to increase operational efficiency to the design level.

Modernization of the strategy of maintenance of active safety systems (ASS) based on risk-oriented methods of optimization of the frequency of scheduled repairs and tests is developed. The optimization criteria for the modernized strategies are probabilistic indicators of maximum reliability of safety functions. Optimization parameters are indicators of the quality of maintenance of repair personnel, the frequency of scheduled maintenance, technical condition monitoring (TCM), and the results of tests of the ASS in operating modes at reactor power.

**Modernization of strategies** for operational control of metal of piping systems of NPP power units based on risk-oriented methods, taking into account the priority of reliability indicators for both safety and normal operation, has been developed. This includes determining the frequency and scope of operational metal inspection to minimize the risk of failure.

A new risk-oriented method was developed to justify the modernization of the CTS strategy for steam generator heat exchanger tubes (SGHT) in the process of the RRP based on the experience and results of previous maintenance/TCS. The strategy modernized on

the basis of the developed method makes it possible to significantly reduce the duration of the outage of the entire power unit.

The strategy of scheduled maintenance of equipment and pipelines of NPP safety critical systems (SCS) was qualified and modernized based on the known methods of justifying the "Maintenance by Technical Condition" concept. It is predicted that the practical implementation of the developed methods and strategies at Ukrainian NPPs will allow achieving an outage rate of more than 90%, which will further improve the operational efficiency of Ukrainian nuclear power.

**The introduction** substantiates the relevance and importance of the work, defines the purpose, objectives of the study, scientific novelty and practical significance of the results obtained, and reflects its connection with industry research and research works.

**Section 1** analyzes the world and national experience in planning and organizing scheduled outages of NPP power units, based on which it is established that:

- NPP outages significantly depend on the timing of scheduled outages of systems important for the safety of nuclear power plants;
- In order to achieve a high level of NPP outages, it is necessary to improve/optimize strategies for scheduled outages of systems important for the safety of nuclear power plants;
- Significant reduction of Ukraine's energy capabilities in extreme wartime conditions can be partially compensated by increasing the level of safety outage of Ukrainian NPPs by improving strategies for scheduled maintenance of safety critical systems (SCS) of nuclear power plants (NPPs).

An improved (modernized) strategy was developed to reduce the time for scheduled repairs of NPP VVER-1000 SSCs based on the experience of repair companies.

**In Section 2**, methods for improving/optimizing strategies for scheduled outages of active safety systems (SAS) are developed, taking into account changes in the frequency of SAS tests in reactor operating modes and/or the quality of maintenance and inspection.

**Criteria** for optimization of ASS scheduled maintenance strategies - increase/ensure the design level of ASB reliability. Optimization parameters - frequency of examinations and number of violations of maintenance and repair according to the experience of repair companies

Based on the developed methods, the possibility of a significant reduction in the time of scheduled ASB operations and a corresponding increase in the installed capacity factor was established.

**Section 3** presents the methods for improving the strategies of planned CTS of metal piping of NPP SSF as a result of a reasonable reduction in the scope of control in the outage of power units. The criterion for improving the strategies is to ensure the required level of reliability of metal control of ISP pipelines. The parameters of improving the strategies are safety indicators and results of the CTS of ISP pipelines based on the experience of repair campaigns.

On the basis of the developed methods, the possibility of a significant reduction in the time of the TCM of the SCS pipelines and a corresponding increase in the CIP was established.

**Section 4** presents a modernized strategy for reducing the time/volume of the UHS turnaround in accordance with the well-known concept of "repair by technical condition". The implementation of the modernized strategy will significantly reduce the time/volume of scheduled maintenance of critical safety systems and, accordingly, increase the installed capacity factor.

#### **Scientific novelty of the results obtained**

1. The risk-oriented method for justifying the strategies of scheduled outages of ASS based on varying the frequency of scheduled outages and tests in reactor operating modes at power has been improved in terms of the scope of applicability.
2. Improved risk-based method for justification of ASS scheduled outage strategies with regard to the scope of applicability, taking into account the quality of maintenance and repair personnel.
3. Modernized strategy for scheduled outages of ASS based on the criteria for ensuring/improving the reliability of safety functions
4. Modernized strategy for control of pipeline metal of the IDS based on minimization of control volumes and multilevel model of probabilistic safety indicators.
5. A new risk-based method for justifying strategies for controlling the integrity of steam generator tubes maintenance, based on the experience and results of previous TCM.

6. A modernized repair strategy for the technical condition of the SCS based on a two-parameter model of safety determinants.

### **Practical significance of the results obtained**

The practical value of the results of the work is to increase the efficiency of nuclear power operation in Ukraine. Implementation of the developed modernized strategies for scheduled maintenance of NPP VVER ISS into operational practice will increase the safety factor by more than 90% (more than the design values) and partially compensate for the loss of power supply to Ukrainian consumers due to extreme wartime conditions.

**Keywords:** safety-critical systems, scheduled maintenance, nuclear power plants, life extension strategies, optimisation of maintenance.

### **List of publications of the applicant**

*Scientific works in which the main scientific results of the dissertation are published:*

1) Skalozubov V.I., Verinov O.M., Kanivets A.V., Kochneva V.Y., Bunde D.S., Hayo Hani. Risk-oriented method for qualification of strategies for operational control of metal of systems important for NPP safety - Proceedings of Odesa Polytechnic University, Issue 2(68) 2023, 43-50. <https://pratsi.op.edu.ua/index.php/pratsi/article/view/143>

2) Skalozubov V.I., Verinov O.M., Kanivets A.V., Kochneva V.Y., Bunde D.S., Hayo Hani. A risk-based method for optimising the strategy of scheduled maintenance based on the technical condition of systems important for the safety of nuclear power plants - Nuclear Energy and Environment. Issue No. 3 (28) 2023, 10-15. <https://ukrns.org/publications/yaderna-energetyka-ta-dovkilliya-vypusk-%E2%84%96-3-28-2023>

3) V.I. Skalozubov, Yu.O. Komarov, O.A. Dorozh, A.V. Kanivets, V.I. Filatov. Criteria and conditions of thermal hydrodynamic instability in the circuits of natural circulation of nuclear power plants in case of leak accidents. <https://vant.kipt.kharkov.ua/TABFRAME1.html>.

4) Kanivets A.V. Improvement of scheduled repairs of nuclear power units // monograph. - LAMBERT, 2024. - 140 p. Approved by the Academic Council of the Energy

Institute of the National University "Odesa Polytechnic" (Protocol No. 2 of 29.09.2023).  
<https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/cn/book/978-620-7-45705-2>

5) Kanivets A.V. Optimisation of NPP control systems with VVER // monograph. - LABERT, 2024. - 120 p. Approved by the Academic Council of the Energy Institute of the National University "Odesa Polytechnic" (Protocol No. 2 of 29.09.2023). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/tr/book/978-620-7-46728-0>

6) Kanivets A.V. Improvement of strategies for scheduled repairs of systems important for the safety of nuclear power plants // monograph. - LAMBERT, 2024. - 216 p. Approved by the Academic Council of the Energy Institute of the National University "Odesa Polytechnic" (Protocol No. 2 of 29.09.2023). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/es/book/978-620-7-47284-0>

7) Verinov O.M., Kanivets A.V., Maksymova V. Strategies for testing systems important for the safety of NPPs - LAMBERT, 2024. 56 p. Approved by the Academic Council of the Energy Institute of the National University "Odesa Polytechnic" (Protocol No. 2 of 29.09.2023). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/es/book/978-620-7-47284-0>

*Presentations at international scientific seminars, conferences and meetings:*

8) VII International Scientific and Practical Conference "Problematic issues of science and problems of development", October 30 - November 01, 2023 (Berlin, Germany); <https://eu-conf.com/events/problematic-questions-of-science-and-problems-of-development/>

9) VIII International Scientific and Practical Conference "Modern technologies of human development", 06-08 October 2023 (Bordeaux, France); <https://eu-conf.com/events/modern-technologies-of-human-development/>

10) IX International Scientific and Practical Conference "Promising ways of information technology development", 13-15 August 2023 (Bilbao, Spain); <https://eu-conf.com/events/promising-ways-of-information-technology-development/>

11) VII International Scientific and Practical Conference "Information technologies in education, technology and industry", November 19-21, 2024 (Madrid, Spain); <https://eu-conf.com/events/information-technologies-in-education-technology-and-industry/>

12) VIII International Scientific and Practical Conference "Information technologies and automation of learning in modern conditions" ", 26-28 lut 2024 (Munich, Germany). <https://eu-conf.com/events/information-technologies-and-automation-of-learning-in-modern-conditions/>

**ЗМІСТ**

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	16
ВСТУП.....	19
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТРАТЕГІЙ ПЛАНОВИХ РЕМОНТІВ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС З ВВЕР ПО ДОСВІДУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	24
1.1 Аналіз передового міжнародного досвіду стратегій планових ремонтів енергоблоків АЕС.....	24
1.2 Аналіз вітчизняного досвіду планування та організації планових ремонтів енергоблоків АЕС.....	31
1.3 Модернізована стратегія планових ремонтів енергоблоків АЕС з ВВЕР по досвіду експлуатації.....	38
РОЗДІЛ 2. МОДЕРНІЗАЦІЯ СТРАТЕГІЙ ПЛАНОВИХ РЕМОНТІВ АКТИВНИХ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ.....	52
2.1 Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності планових ремонтів активних систем безпеки за результатами випробувань.....	52
2.2 Модернізація стратегії тривалості планових ремонтів активних систем безпеки .....	61
2.3 Метод і стратегія оптимізації планових ремонтів активних систем безпеки за якістю технічного обслуговування.....	66
РОЗДІЛ 3. МОДЕРНІЗАЦІЯ СТРАТЕГІЙ КОНТРОЛЮ МЕТАЛУ В ПЕРІОД РЕМОНТНОЇ КАМПАНІЇ ЕНЕРГОБЛОКА.....	75
3.1 Основні положення, принципи та критерії оптимізації експлуатаційного контролю металу трубопроводів .....	75
3.2 Модернізація стратегій експлуатаційного контролю металу трубопроводів 1-го контурі АЕС з ВВЕР.....	79

3.3. Метод і стратегія оптимізації вихрострумowego контролю теплообмінних труб парогенераторів* .....	89
Розділ 4. СТРАТЕГІЇ РЕАЛІЗАЦІЇ КОНЦЕПЦІЇ ПЕРЕХОДУ НА РЕМОНТ ЗА ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ.....	101
4.1 Основні положення та методи концепції ремонту за технічним станом .....	101
4.2 Модернізовані стратегії переходу на ремонт за технічним станом .....	112
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	118
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	119
ДОДАТОК А. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ І ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ .....	124
ДОДАТОК Б. АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ .....	126

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

АЗ - активна зона

АСК - автоматична система керування

АЕС - атомна електрична станція

АЕУ - атомна енергетична установка

БВ - басейн вивантаження

БЗТ - блок захисних труб

БМП - басейн мокрого перевантаження

БЕР - блок електророзводок

ІАБ - імовірнісний аналіз безпеки

ВБ - верхній блок

ВВЕР - водо-водяний енергетичний реактор

ВСТ (СТВ) - вихрострумний (струмовихровий) контроль

ДВЕН - допоміжний відцентровий електронасос

ВЧ - виїмна частина

ГО - гермооб'єм

ДП НАЕК "Енергоатом" - Державне підприємство "Національна атомна енергогенеруюча компанія "Енергоатом"

ГРР - головний роз'єм реактора

ГУР - головне ущільнення роз'єму

ГЦН - головний циркуляційний насос

ГЦТ - головний циркуляційний трубопровід

ЗАЕС - Запорізька АЕС

ВПА - вихідна подія аварії

КГО - контроль герметичності оболонки

КТ - компенсатор тиску

КВВП - коефіцієнт використання встановленої потужності

КНВ - канал нейтронних вимірювачів

КР - капітальний (комплексний) ремонт

ЛЕП - лінія електропередачі

МАГАТЕ - Міжнародне агентство з атомної енергії  
МПП - міжпрокладкова порожнина  
НВЕ - надійність вироблення електроенергії  
ЗР - залишковий ресурс  
ВТВЗ - відпрацьована тепловидільна збірка  
ЗТВ - загальні технічні вимоги  
ПГ - парогенератор  
ПН - показники надійності  
ППР - планово-попереджувальний ремонт  
ПС - поглинаючий стрижень  
ПУС - програма управління старінням  
ПЕЛ - поглинаючий елемент  
РАЕС - Рівненська АЕС  
РОП - ризик-орієнтований підхід  
РОЕК - ризик-орієнтований експлуатаційний контроль  
РТС - ремонт за технічним станом  
РУ - реакторна установка  
САОЗ ВТ - система аварійного охолодження і захисту високого тиску  
СБ - система безпеки  
СВБ - система, важлива для безпеки  
СВП - стрижні вигораючих поглиначів  
СВРК - система внутрішньореакторного контролю  
СГО - система герметичного огороження  
СКП - система контролю під час перевантаження  
СНЕ - система нормальної експлуатації  
СР - середній (вузловий) ремонт  
СУЗ - система управління та захисту  
СЯП - свіже ядерне паливо  
СВД - струмовихрева дефектоскопія

ТВЗ - тепловиділяюча збірка

(ТВСА, ТВСМ)

ТК - температурний контроль

ТО - технічне обслуговування

ТОБ - технічне обґрунтування безпеки

ТОіР - технічне обслуговування і ремонт

ПР - поточний (малий) ремонт

ТС - технічний стан

УГ - ущільнення головного роз'єму

ЧПАЗ - частота пошкодження активної зони

ШР - шахта ревізії

ЕВ - енерговиділення

ЕК - експлуатаційний контроль

ЕКГ - експлуатаційний критерій герметичності

ЕКМ - експлуатаційний контроль металу

ПУАЕС - Південно-Українська АЕС

ТОТ ПГ – теплообмінні трубки парогенератора.

## ВСТУП

### Актуальність теми дослідження

Основний показник ефективності експлуатації АЕС - коефіцієнт встановленої потужності (КВВП), який визначає відношення потужності реактора в робочих режимах експлуатації за поточний термін експлуатації (зазвичай 1 рік) до встановленої проектної потужності реактора. Проектне значення КВВП для АЕС з ВВЕР - понад 80%.

За відсутності аварійних зупинок і експлуатації реактора на номінальній потужності в робочих режимах значення КВВП однозначно визначається тривалістю ППР.

У середині 90-х років КВВП вітчизняних АЕС із ВВЕР був на рівні 60%; а на АЕС Ловіза (Фінляндія), що також експлуатує ЯЕУ з ВВЕР, КВВП стабільно протягом багатьох років був понад 90%. При цьому було встановлено, що збільшення по галузі КВВП на 10% рівносильно введенню в експлуатацію нового енергоблока з ВВЕР-1000. Тому експлуатуюча організація АЕС України розробила галузеву "Програму підвищення КВВП". Основним результатом цієї Програми стали типові мережеві графіки тривалості ППР енергоблоків з ВВЕР-1000/440, які забезпечили істотне зменшення тривалості ППР і відповідне збільшення КВВП.

Подальше скорочення тривалості ППР і відповідне збільшення КВВП може бути засноване на двох напрямках:

- Модернізація технічних засобів ремонту і технічного обслуговування.
- Модернізація стратегій планового ремонту систем, важливих для безпеки (СВБ).

Основне обмеження першого із зазначених напрямів - необхідність залучення значних матеріальних витрат. Тому, другий із зазначених напрямків, що не потребує значних витрат, є більш пріоритетним.

Аналіз типових мережевих графіків ППР ЯЕУ з ВВЕР встановив, що саме планові ремонти і контроль технічного стану СВБ визначають загальну тривалість ППР.

Представлена робота присвячена подальшому вдосконаленню стратегій планових ремонтів СВБ ВВЕР, що і визначає її актуальність для підвищення ефективності експлуатації ядерної енергетики України.

### **Мета та задачі досліджень**

Основна мета роботи - підвищення КВВП АЕС шляхом вдосконалення/модернізацій стратегій технічного обслуговування і контролю технічного стану (ТО/КТС) у процесі планових ремонтів СВБ.

Для досягнення поставленої мети необхідне вирішення таких завдань:

1. аналіз передового міжнародного та вітчизняного досвіду ТО/КТС планових ремонтів СВБ ЯЕУ.

2. Розроблення методів обґрунтувань модернізованих стратегій ТО/КТС активних систем безпеки (АСБ).

3. Розроблення методів обґрунтувань модернізованих стратегій контролю металу трубопроводів у процесі ремонтної кампанії енергоблока.

4. Розробити метод обґрунтування модернізованої стратегії контролю металу теплообмінних трубок парогенераторів (ТОГ ПГ) у процесі ремонтної кампанії енергоблока.

5. Розробити стратегії ТО/КТС СВБ у рамках концепції ремонту за технічним станом.

**Об'єктом дослідження** є стратегії планових ремонтів систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок з реакторами ВВЕР.

**Предметом дослідження** є удосконалення стратегій планових ремонтів систем, важливих для безпеки, для підвищення ефективності експлуатації АЕС з ВВЕР.

### **Методи досліджень**

При вирішенні задач дисертаційного дослідження використовувались ризик-орієнтовані методи оптимізації періодичності проведення планових ТО/КТС СВБ із забезпеченням максимального рівня надійності та безпеки. Основний критерій оптимізації - максимальна ймовірність надійності виконання функцій безпеки СВБ.

### **Наукова новизна отриманих результатів**

1. Удосконалений відносно області застосовності ризик-орієнтований метод обґрунтування стратегій планових ремонтів АСБ, що ґрунтується на варіюванні періодичності проведення планових ремонтів і випробувань у режимах роботи реактора на потужності .
2. Удосконалений відносно області застосовності ризик-орієнтований метод обґрунтування стратегій планових ремонтів АСБ з урахуванням якості проведення ТО/КТС ремонтним персоналом.
3. Модернізована стратегія планових ремонтів АСБ , заснована на критеріях забезпечення/підвищення надійності виконання функцій безпеки
4. Модернізована стратегія контролю металу трубопроводів СВБ, що ґрунтується на мінімізації обсягів контролю та багаторівневій моделі ймовірнісних показників безпеки.
5. Новий ризик-орієнтований метод обґрунтування стратегій контролю цілісності ТОТ ПГ, що ґрунтується на досвіді та результатах попередніх КТС.
6. Модернізована стратегія ремонту за технічним станом СВБ на основі двопараметричної моделі визначальних показників безпеки.

### **Практичне значення отриманих результатів**

Практична цінність результатів роботи полягає у підвищенні ефективності експлуатації ядерної енергетики України. Впровадження в експлуатаційну практику розроблених модернізованих стратегій планових ремонтів СВБ ЯЕУ з ВВЕР дасть змогу підвищити КВВП більше ніж на 90% (більше проектних значень) і частково компенсувати втрати електропостачання українських споживачів унаслідок екстремальних умов воєнного часу.

### **Особистий внесок здобувача**

Особистий внесок автора полягає в аналізі досвіду проведення ППР АЕС; збір і систематизація експлуатаційних даних; розрахункове обґрунтування стратегій ТО/КТС СВБ, аналіз результатів розрахункового моделювання; розробка практичних пропозицій для експлуатуючої організації.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами**

Дисертаційна робота виконувалася відповідно до Закону України «Про енергозбереження», затвердженого Постановою Верховної Ради України № 74 \ 94 01.07.1994 р.; «Основних положень енергетичної стратегії України на період до 2030 рр.», Прийнятих Кабінетом Міністрів України 15.03.2006 р.

Результати дисертаційної роботи впроваджено до заключного звіту міжнародного проекту Національний університет "Одеська політехніка" - університет Портсмут (Великобританія) за темою "Аналіз безпеки АЕС України в екстремальних умовах експлуатації воєнного часу" (U20 - 2023).

Матеріали дисертації впроваджено в навчальний процес кафедри атомних електростанцій Національного університету "Одеська політехніка":

- у 2-х конспектах лекцій для бакалаврів і магістрів:

1) Скалозубов В.І., Дорож О.А., Верінов О.М., Бундєв Д.С., Вербило І.М., Канівець А.В., Хані Хайо. Ремонт та наладка АЕС // конспект лекцій, Національний університет Одеська політехніка, 2024 – 109с. Рекомендовано вченою радою Енергетичного інституту Національного університету Одеська політехніка (протокол No2 від 29.09.2023).

2) Скалозубов В.І., Дорож О.А., Верінов О.М., Бундєв Д.С., Вербило І.М., Канівець А.В., Хані Хайо. ЯДЕРНА БЕЗПЕКА ТА НАДІЙНІСТЬ АЕС // конспект лекцій, Національний університет Одеська політехніка, 2023 – 391с. Затверджено рішенням ради Енергетичного інституту (протокол No2 від 29.09.2023 року).

- у 3-х кваліфікаційних роботах магістрів.

**Апробація результатів роботи.** Основні положення і результати дисертаційної роботи доповідалися на чотирьох міжнародних конференціях.

**Публікації.** Основні результати дисертації викладено в 7 наукових працях, з них: 2– у фахових виданнях України, а також в - 1 стаття у виданнях, які проіндексовані у базах даних Scopus та WoS, 1 – колективна монографія, 3 – індивідуальні монографії; 5 праць – у збірниках матеріалів і тез міжнародних конференцій.

**Структура і обсяг дисертації**

Дисертаційна робота складається з вступу, чотирьох розділів, висновку, списку використаних джерел (51 найменування), 10 таблиць та 24 рисунків. Повний обсяг дисертації – (126 сторінок), у тому числі (100 сторінок) основного тексту.

## **РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТРАТЕГІЙ ПЛАНОВИХ РЕМОНТІВ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС З ВВЕР ПО ДОСВІДУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ**

### **1.1 Аналіз передового міжнародного досвіду стратегій планових ремонтів енергоблоків АЕС**

Оптимізація планування й організації ремонту є складовим напрямом загальної оптимізації ремонтів енергоблоків АЕС. Оптимізація в цьому випадку полягає в мінімізації тривалості й обсягів ремонтних робіт за дотримання принципу забезпечення безпеки на етапах [1-51]:

планування мережевих планів-графіків ремонтних робіт;

організації та управління при поставках замінюваного та/або відновлюваного обладнання/систем і безпосередній реалізації ремонту;

програмно-методичного та інформаційного забезпечення організації та управління ремонтними роботами;

забезпечення технічних засобів проведення ремонту і засобів контролю/діагностики.

При цьому всі етапи оптимізації планування та організації ремонту мають реалізовуватися комплексно, зокрема з урахуванням інших напрямів загальної оптимізації ремонту енергоблоків: модернізації технології ремонту та оптимізації контролю і випробувань у процесі ремонтних робіт.

Найбільших успіхів у царині оптимізації планування й організації ремонту досягнуто на АЕС Ловіса (Фінляндія), де багато в чому завдяки високоефективній реалізації цього напрямку досягнуто найстабільніших і найвищих у світовій практиці значень КВВП [3, 42-4]. На АЕС Ловіса працюють два реактори, споруджених за російським проектом ВВЕР-440 і введених в експлуатацію в 1977 і 1980 рр. (за винятком контайнмента й автоматичних систем управління (АСУ) західного типу). Частину компонентів АЕС проектували та виготовляли фінські інжинірингові компанії. Завдяки програмам модернізації, розпочатим у 1995 р., потужність обох енергоблоків було збільшено до 510 МВт. За показником КВВП АЕС Ловіса, маючи

КВВП понад 90 %, стабільно посідає одне з перших місць у світі. Нині проголошується мета продовжити термін служби АЕС до її 50-річної річниці.

На початку експлуатації на АЕС Ловійса було три типи зупинок на ремонт: нормальне перевантаження (щороку) і великі ремонти один раз на чотири роки і один раз на вісім років. Починаючи з 1997 р., було розроблено нову стратегію для впровадження коротших зупинок на перевантаження і ремонту по непарних роках. При цьому тривалість великих зупинок (один раз на вісім років) було збільшено для задоволення всіх вимог щодо ремонтів і модернізації АЕС. Ремонт обох енергоблоків проводиться з липня по вересень, коли енергоспоживання відносно невисоке.

Нині на АЕС Ловійса реалізуються чотири типи ремонтів [3]:

короткий зупин на перевантаження і ремонт (один раз на два роки, тривалість 15 - 18 діб, зокрема заміна однієї третини палива);

нормальний зупинок на перевантаження і ремонт (один раз на чотири роки, тривалість 22-24 доби, зокрема обстеження ПГ і роботи з модифікації технології ремонту);

зупинка на обстеження і перевантаження (один раз на вісім років, тривалість 32-34 діб). Включає здебільшого роботи з внутрішньореакторного контролю, перевантаження палива, обстеження корпусу реактора;

зупинка на розширене обстеження і перевантаження (один раз на 8 років, тривалість 40-42 діб). Включає всі заходи капітального ремонту, зокрема випробування на тиск для корпусу реактора і 1-го контуру, повне обстеження корпусу реактора і внутрішньокорпусних пристроїв, випробування на герметичність контайнмента, реконструкцію турбіни, генератора тощо.

Прийнята на АЕС Ловійса стратегія планування ремонтних циклів істотно відрізняється від відповідних стратегій на російських та українських АЕС із ВВЕР і тільки за цим показником забезпечує значну оптимізацію ТОіР. Під час зупинок на ремонт на АЕС Ловійса діє звичайна лінійна організація, яка посилюється підрядниками. Модель відображає загальний підхід до планових зупинок на АЕС Ловійса, що полягає в ранньому та детальному плануванні зупинок самими фахівцями АЕС (рис. 1.1).

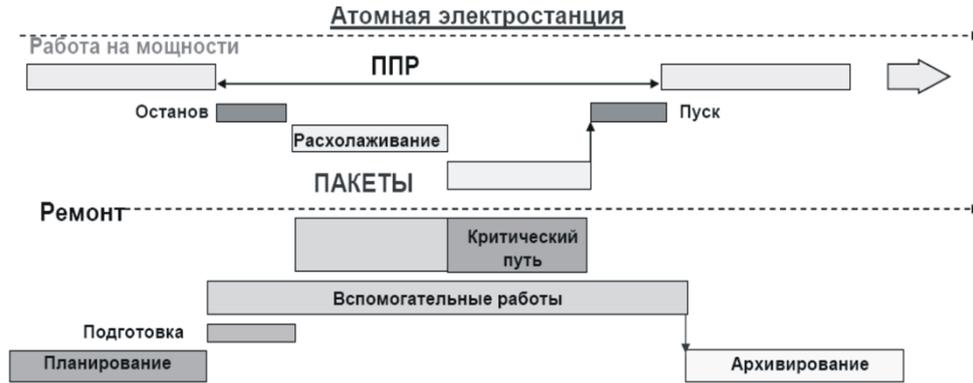


Рис. 1.1. Модель виробничого циклу на АЕС Ловійса (стандарт D1N31054)[42]

Планування ремонтів на АЕС Ловійса здійснюється на базі "процесного" підходу (рис. 1.2). Усі процеси ремонту об'єднуються в окремі пакети (близько 300) і подаються на логічній діаграмі (блок-схемі) при співвіднесенні один з одним. Коли ремонтні роботи в рамках певного пакета робіт завершено, цю ділянку деізольовують і систему вводять в експлуатацію. Усі пакети зберігаються в автоматизованій системі управління ремонтами (Computerized Maintenance Management System, CMMS). Подібний підхід також застосовується і на АЕС у США.

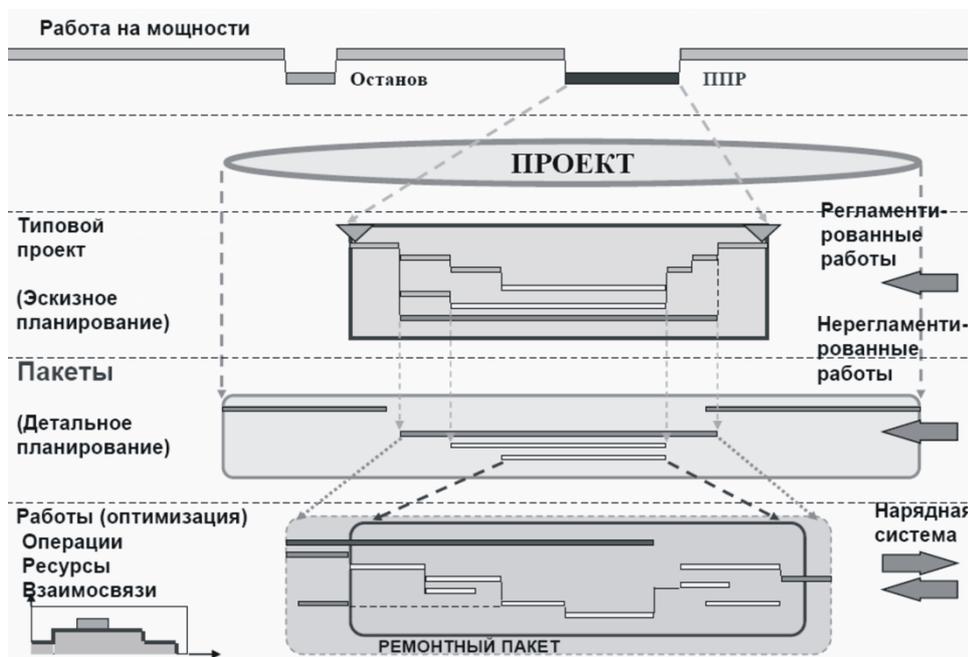


Рис. 1.2. Структурна схема планування ремонтів на АЕС Ловійса

Модернізація та управління терміном експлуатації АЕС Ловійса є складовою частиною програми ремонтних кампаній. Тому на АЕС Ловійса використовуються

довгострокові програми проведення ремонтів (плануються більш ніж на 10 років наперед) і детальні ремонтні кампанії (плануються на два роки наперед).

Ключовим моментом у плануванні, організації та управлінні ремонтом на АЕС Ловійса є застосування високоефективних інформаційних систем TIMS-MMS (TIMS - Technical Information Manager Systems - комплексне рішення інформаційних систем АЕС і MMS - Maintenance Management Systems - назва основного модуля управління ТОiP) і системи управління проектом ТОiP Primavera Enterprise (рис. 1.3 і 1.4).

Здебільшого завдяки інформаційним системам TIMS-MMS АЕС Ловійса досягла найкращого у світі показника КВВП.

Позитивний ефект від застосування інформаційних систем TIMS-MMS полягає в повній інформації про технічний стан устаткування, ефективній оптимізації та контролі технічної діяльності, ефективному плануванні та обліку ресурсів, оперативному аналізі та звітності, ефективному обліку результатів контролю матеріалів і прогнозуванні стану устаткування (PLIM). Крім того, TIMS-MMS забезпечує [3, 42-45] :

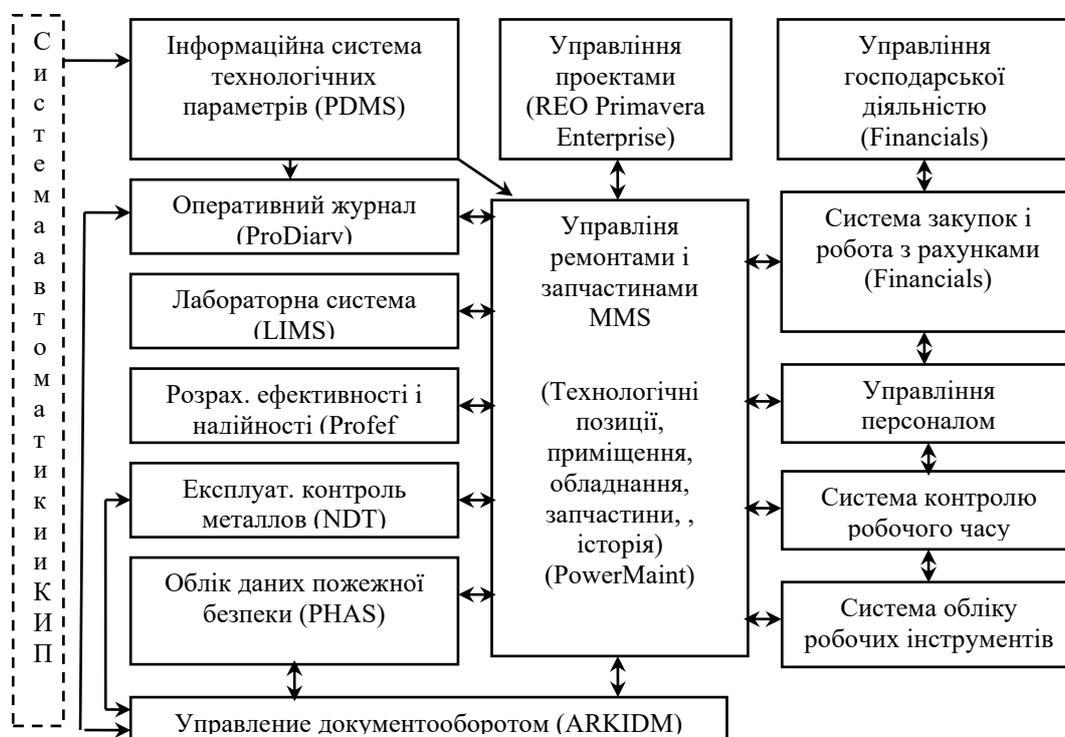


Рис. 1.3. Концепція інформаційної системи TIMS-MMS

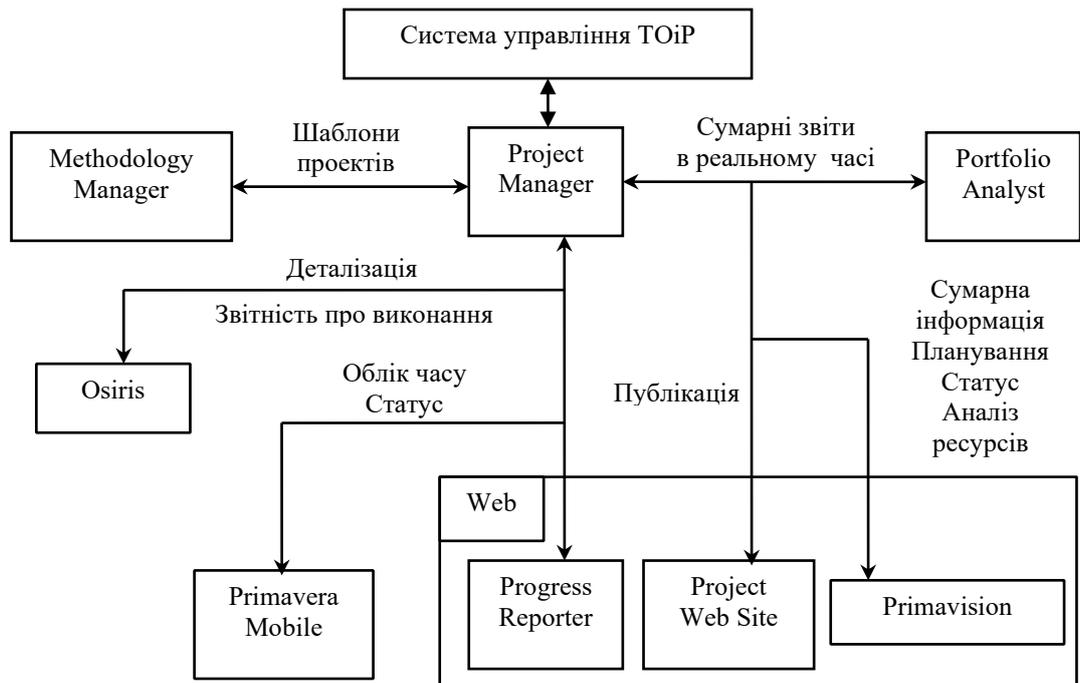


Рис. 1.4. Функціональні модулі Primavera Enterprise

дієвий контроль над виробничим процесом у режимі реального часу;  
 використання останніх чинних версій нормативно-технічної документації на етапі проектування і виробництва робіт;  
 легкий і простий пошук об'єктів та інформації;  
 поліпшення якості роботи персоналу і мотивування праці завдяки точному плануванню і наочності результатів;  
 ефективний засіб контролю та управління виробничою ситуацією на станції;  
 поліпшення зв'язків між станцією і центральною організацією, що відбувається завдяки узгодженій формі підготовки звітів з необхідним рівнем деталізації за всіма найважливішими галузями ремонтної діяльності;  
 ефективніше планування і використання спільних ресурсів, а також оптимальне проведення річних ремонтів у рамках одного концерну (рис. 1.5).



Рис. 1.5 Планування та виконання ППР. Структурна схема TIMS-MMS [3]

Система управління проектами Primavera Enterprise складається з окремих моделей, кожна з яких реалізує певну функціональність і призначена для різних груп користувачів. В основному модулі Project Manager комплексу Primavera Enterprise здійснюється планування і контроль усіх проектів підприємства. Для скорочення витрат часу на складання календарно-мережевих графіків проектів необхідно мати можливість формувати новий проект на основі типових, шаблонних рішень. За цю функцію в Primavera Enterprise відповідає спеціальний модуль - Methodology Manager, який дає змогу формувати базу типових проектів і їхніх фрагментів, водночас процес створення календарно-сітьового графіка нового проекту зводиться до вибору необхідних блоків із бази Methodology Manager (див. рис. 1.4). Модульна побудова дає змогу кожному користувачеві надати необхідний йому застосунок: керівництву - Portfolio Analyst і Primavision Portfolios, групі планування - Project Manager і Methodology Manager, команді проекту - Primavision, виконавцям - Osiris, Progress Reporter, Primavera Mobile, для всіх зацікавлених сторін - веб-сайт проекту. Зв'язок із зовнішніми інформаційними системами здійснюється з використанням інструменту, що поставляється з Primavera Enterprise, - Primavera SDK.

Інтеграційне рішення Primavera Enterprise - TIMS-MMS - дозволяє використовувати пакети ремонтних робіт із системи TOiP TIMS-MMS для формування структури робіт. Створений календарно-мережевий графік ремонтних

робіт, який містить дані про терміни робіт, необхідні ресурси для проведення ремонту, вартість робіт, документи, коди тощо, постійно підтримується в актуальному стані. Якщо модуль MMS уже використовують на станції, детальне планування окремих робіт здійснюють із використанням іменного цього модуля, після чого проводять двосторонній обмін даними (як запланованими термінами проведення робіт, так і відкоригованими датами) в обидва боки між системами Primavera Enterprise - MMS через загальний інтерфейс. Впровадження описаних інформаційних систем може проходити помодульно. Максимального ефекту від використання описаних вище систем можна домогтися, якщо їх впровадження розпочалося ще на стадії проектування (наприклад, почали формувати базу використовуюваного устаткування і створювати довгостроковий план ремонтів).

Важливим інструментом для підвищення ефективності та скорочення тривалості ремонтних кампаній на АЕС Ловійса є обслуговування обладнання за його поточним технічним станом, який визначається за допомогою діагностики. Для цього використовують різні маніпулятори і роботи, а також розробляють комплексні програми обслуговування певних ділянок станції, як, наприклад, програма управління сплавом 600. Жаро- і корозійностійкий сплав 600 на основі нікелю (інконель) використовується більш ніж у 30 системах 1-го контуру АЕС. Під час експлуатації АЕС існує проблема виникнення корозійного розтріскування матеріалів, де використовується сплав 600. Компанії AREVA і Westinghouse розробили комплексні системи контролю та ремонту критичних вузлів обладнання АЕС зі сплавом 600. Завдяки даним програмам аналізу, обстеження, ремонту та заміни компонентів зі сплавом 600, досягаються високі результати з превентивних ремонтів, забезпечується безпека і безперебійність роботи, а також скорочується тривалість проведення ремонтів АЕС.

Таким чином, основним фактором, що визначає високий рівень оптимізації ремонту на АЕС Ловійса, є високоефективна оптимізація планування та організації, яка полягає в застосуванні оптимальної структури ремонтних циклів, інформаційних систем планування та управління ТОiP, довгострокової програми планування,

стратегії РТС, мінімізації критичних шляхів ремонту та періодичності випробувань обладнання/систем.

Аналогічні підходи оптимізації планування й організації ремонтів АЕС використовуються в усіх провідних ядерних державах. Як передовий досвід ремонтної оптимізації на основі ефективного планування й організації робіт можна навести результати Рівненської АЕС (РАЕС) у 2004 р. Середній ремонт 2-го блоку було виконано за 28 діб, що визначило КВВП 84,2 %. Досягти таких результатів дозволила, насамперед, відповідна підготовка, розгорнута за три місяці до початку ремонтної кампанії, а також детальне планування й оптимізація термінів виконання всіх етапів робіт.

## **1.2 Аналіз вітчизняного досвіду планування та організації планових ремонтів енергоблоків АЕС**

На основі принципів техніко-економічної доцільності та забезпечення прийнятної рівня безпеки сформульовано умови оптимізації КВВМ, у яких домінують значення має тривалість робіт ППР енергоблоків. Основним критерієм оптимізації тривалості ремонтів енергоблока є досягнення значень КВВМ з урахуванням (1) [3, 42-45] :

$$KIUM = \frac{\tilde{N}}{N_y} \left( 1 - \frac{T_{ППР}}{T} \right)_1 \quad (1.1)$$

де  $T_{ППР}$  - тривалість ППР;  $\tilde{N}$  - середня за міжремонтний період потужність реакторної установки (РУ).

Тривалість ППР енергоблоків АЕС визначається сукупністю окремих робіт на критичному шляху ремонтів. Під критичним шляхом зазвичай мається на увазі умовна послідовність окремих робіт/операцій, що обмежують загальні терміни проведення ремонту. Критичний шлях залежить від виду ремонту, обсягів конкретних етапів і послідовності їх реалізації під час ремонту, рівня організації, технічного оснащення, якості планування і фактичного виконання графіків ремонту. При цьому

---

<sup>1</sup> У цьому вираженні прийнято, що тривалість планових ремонтів значно перевищує тривалість позапланових.

слід враховувати, що зміна в тривалості окремих робіт, що входять у критичний шлях, може змінити як склад, так і послідовність критичних шляхів.

Тривалість ремонтів енергоблоків можна оцінити як

$$T_{ППР} = \sum_i t_{ki}, \quad (1.2)$$

де  $t_{ki}$  - тривалість  $i$ -го виду робіт на критичному шляху. Гранично мінімальні значення тривалості цих робіт на критичних шляхах ремонтів ( $\lim t_{ki}$ ) у разі забезпечення прийняттого рівня безпеки визначають величину допустимого КВВП ( $\sum \lim t_{ki}$ ). Характерними прикладами факторів, що визначають  $\lim t_{ki}$ , можуть бути регламентний час початку розбирання реактора після його зупинки, швидкість переміщення касет у процесі перевантаження палива, допустимий час роботи ремонтного персоналу в реакторному цеху тощо.

З урахуванням вищевикладеного з формул (1.1) і (1.2) впливають умови для оптимальної тривалості ремонтів енергоблоків [3, 42-45] :

$$KBVP(T_{np}^{opt}) = KBVP\left(\sum_i \lim t_{ki}\right), \quad T_{np}^{opt} = \sum_i \lim t_{ki}. \quad (1.3)$$

Умова (1.3) означає, що оптимальна тривалість планових ремонтів визначається сумою припустимих (граничних) з позицій принципу забезпечення прийняттого рівня безпеки строків проведення окремих робіт ТОіР на критичному шляху.

Таким чином, можна сформулювати основні підходи оптимізації тривалості планових ремонтів енергоблоків:

На початковому етапі необхідне обґрунтування доцільності для експлуатуючої організації, як складової частини енергетичної галузі, у збільшенні виробництва електроенергії. Обґрунтування повинно враховувати реальні рівні виробництва і забезпечення безпеки об'єктів атомної енергетики, виробничий та екологічний стан і можливості інших галузей енергетичного комплексу; оцінки рентабельності питомих витрат на виробництво додаткової електроенергії тощо.

У разі доцільності підвищення КВВП мають бути визначені типові оптимальні мережеві графіки організації ППР і, відповідно, склад робіт критичних шляхів

оптимальних мережевих графіків з урахуванням фактичного стану технічного оснащення та організаційних ресурсів галузі.

На наступному етапі необхідно оцінити гранично допустимі (з позиції принципу забезпечення прийнятного рівня безпеки) строки виконання ТОіР робіт/операцій, що входять до критичних шляхів оптимальних мережевих графіків, а також можливість зміни відповідних проєктних меж нормальної та безпечної експлуатації, що обмежують скорочення тривалості робіт, з урахуванням досвіду експлуатації, технічної модернізації, вдосконалення організації робіт і наукового супроводу технічного обґрунтування безпеки. Фактично на цьому етапі оцінюються "запаси" і "дефіцити" робіт на критичних шляхах оптимальних мережевих графіків, що дають змогу, з одного боку, планувати розробку та впровадження організаційно-технічних заходів зі скорочення строків проведення окремих робіт, а з іншого - обґрунтовувати технічні рішення зі зміни надмірно консервативних обмежень регламентів експлуатації.

Після реалізації зазначених етапів оптимізації можливими є розробка і практичне впровадження організаційно-технічних заходів зі скорочення термінів робіт критичних шляхів оптимальних мережевих графіків ремонтів з метою досягнення оптимальної тривалості.

Як критерій значущості роботи для скорочення терміну ремонту може бути використана частота знаходження роботи на критичному шляху. Використання критерію дасть змогу визначити пріоритетні роботи, за якими слід домагатися скорочення термінів їх виконання насамперед. Значення частот знаходження укрупнених видів ремонтних робіт для РУ і допоміжного обладнання на критичному шляху середніх і капітальних ППР на основі експлуатаційної статистики АЕС України з ВВЕР-1000 за понад 50 реакторо-років наведено в табл. 1.1. [42-44]

**Таблиця 1.1. Частка окремих укрупнених робіт на критичних шляхах середніх і капітальних ремонтів**

Вид робіт	Вид ремонту	
	середній	капітальний
Роботи на реакторній установці, %	63	70
Роботи в басейні витримки, %	9	13
Роботи з обладнанням 1-го контуру, %	9	7
Роботи з ГЦН, %	2	2
Роботи з ремонту систем безпеки, %	4	3
Роботи з ремонту АСУ, %	2	–
Роботи на ПГ, %	11	5
Усього	100	100

На основі статистичних даних із досвіду експлуатації для середніх і капітальних ППР ВВЕР-1000 у табл. 1.2 і 1.3 наведено середні резерви часу  $\Delta t_i$  щодо скорочення окремих видів робіт на критичному шляху ремонту.

$$\Delta t_i = \frac{\sum_{j=1}^n t_i}{n} - \min t_i, \quad (1.4)$$

де  $t_i$  - тривалість і-ї роботи в окремому ППР;  $n$  - число проведених ППР;  $\min t_i$  - мінімальний час (з досвіду експлуатації), необхідний для проведення і-ї роботи при забезпеченні принципів і умов безпеки.

**Таблиця 1.2. Найбільш значущі критичні роботи реакторної колії в період середнього ремонту**

Номер роботи	Найменування роботи	Середній резерв
1.1	Вимкнення від мережі. Виведення блоку в ремонт згідно з графіком	2 год
9	Передпускові роботи та випробування	1 доба 5 год

4.5	Огляд активної зони (АЗ)	0
5.1	Заповнення БВ, басейну мокрого перевантаження (БМП) до 34,7 м	5 год
5.2	Перестановка ТВЗ в АЗ (БВ), проведенням КГО ТВЗ, вивантаження ВТВЗ у БВ, огляд модернізованих ТВЗ в АЗ і ТВЗ, що йдуть на 4-й рік	2 доби 7 год
5.3	Вивантаження і перестановка стрижнів поглиначів, що вигорають (СПВ)	2 год
5.4	Перестановка поглинаючих стрижнів (ПС) системи управління і захисту (СУЗ) у БВ (АЗ). Огляд вузлів входу каналу нейтронних вимірювачів (КНВ) у ТВЗ	10 год
2.2	Розуцільнення, зняття вузлів СУЗ	10 год
2.4	Розуцільнення фланців каналів енерговиділення (ЕВ), каналів КНІ	0
2.5	Розуцільнення фланців каналів температурного контролю (ТК)	0
2.6	Демонтаж теплоізоляції ВБ, блоку електророзводок (БЕР)	3 год
2.7	Балансування, встановлення гайковерта головного роз'єму реактора (ГРР)	1 год
2.8	Розуцільнення ГРР	0
2.9	Зняття гайковерта ГРР	1 год
2.10	Демонтаж гайок, шайб, шпильок головного ущільнення роз'єму	6 год
2.11	Встановлення траверси ВБ на ВБ. Встановлення КСЦ ВБ	1 год
2.12	Зняття ВБ. Встановлення в шахту ревізії (ШР) ВБ	1 год
3.2	Перестановка блоку захисних труб (БЗТ) у ШР БЗТ	0
4.1	Встановлення люка на ГРР	0
4.3	Демонтаж люка з ГРР	0
4.4	Встановлення системи контролю під час перевантаження (СКП)	0
6.1	Дренування БМП до 27 м, БВ до 28 м	3 год

6.2	Завантаження свіжого ядерного палива (СЯП) ТВЗ і ПС СУЗ	16 год
6.3	Огляд АЗ, огляд БВ з МАГАТЕ	0

*Таблиця 1.3. Найбільш значущі критичні роботи реакторної колії в період капітального ремонту*

Номер работ и	Найменування роботи	Середній резерв
1.1	Вимкнення від мережі. Виведення блоку в ремонт згідно з графіком	3 год
9	Етап 9	2 доби 18 год
4.5	Встановлення СКП	0
4.6	Огляд АЗ	1 год
5.1	Заповнення БВ, БМП до 34,7 м (демонтаж гідрозатвору БВ - БМП)	5 год
5.2	Вивантаження ТВЗ з АЗ у БВ із проведенням КГО ТВЗ, огляду ТВСМ, огляду ТВЗ на 4-й рік	1 доба
6.1	Заповнення БВ, БМП до 34,7 м	3 год
6.2	Завантаження ТВЗ із БВ в АЗ реактора. Вивантаження ВТВЗ з ТК-13 у БВ	9 год
6.3	Дренування БВ, БМП (у ГА-201 або до 28,8 м і до 27 м). Дезактивація УГ і БМП	2 год
6.4	Завантаження СЯТ ТВЗ і ПС СУЗ	0
6.6	Демонтаж СКП	0
6.7	Огляд АЗ	1 год
6.8	Встановлення люка на ГРП	0
6.9	Замір ухилу ГРП	0
6.11	Зняття люка з ГРП	0
7.1	Встановлення КНІ в транспортне положення. Встановлення БЗТ на штатне місце	1 год

Номер работ и	Найменування роботи	Середній резерв
7.2	Опускання КНІ. Зняття платформи БЗТ	0
7.3	Деактивація верху БЗТ. Підготовка ВБ до транспортування. Відмивання спиртом і здача на наявність хлоридів у водно-радіо-хімічну лабораторію	1 год
8.1	Балансування, встановлення ВБ (протягування ПС СУЗ із ВБ)	6 год
8.2	Встановлення шайб і гайок дизель-генераторної установки. Зняття КСЦ ВБ	1 год
8.3	Балансування, встановлення гайковерта ГРР	2 год
8.4	Ущільнення ГРР (з пред'явленням ВТК)	0
8.5	Зняття гайковерта ГРР	1 год
8.6	Встановлення теплоізоляції ВБ, БЕР (встановлення печатки МАГАТЕ на РУ)	0
8.7	Ущільнення ТК (з пред'явленням ВТК контролю обтягування)	2 год
8.8	Ущільнення ЕВ (з пред'явленням ВТК контролю обтягування)	0
8.9	Встановлення, ущільнення датчиків положення (випробування приводів)	4 год

Аналіз отриманих значень мінімального часу і середніх резервів з виконання окремих робіт на критичних шляхах середніх і капітальних ремонтів на предмет відповідності чинній нормативній і проектно-конструкторській документації енергоблоків з ВВЕР показав, що ці значення не суперечать вимогам норм і правил з безпеки в ядерній енергетиці України та відповідають вимогам проектно-конструкторської документації на устаткування АЕС з ВВЕР. Таким чином, тільки завдяки впровадженню резервів часу виконання окремих робіт на критичному шляху ППР енергоблоків можна без залучення заходів з модернізації та реконструкції за інших рівних умов домогтися загального скорочення термінів до 10 діб і значного економічного ефекту. При цьому слід враховувати, що скорочення тривалості

окремих робіт може призводити до загальної зміни складу робіт на критичному шляху. Тому оптимізація загальних термінів проведення ППР можлива при комплексному застосуванні розглянутого методу.

### **1.3 Модернізована стратегія планових ремонтів енергоблоків АЕС з ВВЕР по досвіду експлуатації**

Можна виділити такі види укрупнених робіт середнього і капітального ремонтів реактора [42, 44]:

- зупинка блоку;
- розбирання реактора;
- вивантаження відпрацьованого ядерного палива;
- контроль корпусу реактора (тільки під час капітального ремонту);
- завантаження свіжого ядерного палива;
- складання реактора;
- пускові операції.

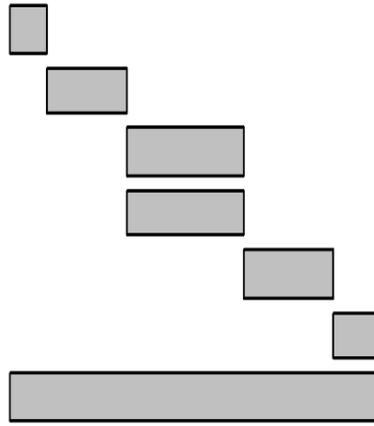
Для перерахованих укрупнених робіт ремонтів проведено порівняння з базовими значеннями за Технічним обґрунтуванням безпеки (ТОБ) або чинними нормативами. Мінімальна тривалість отримана завдяки використанню резервів зі скорочення термінів робіт, виявлених при порівнянні нормативних документів. Середня за експлуатаційними даними тривалість операцій визначалася на підставі усереднення розглянутих мережевих графіків ремонтів на АЕС України з ВВЕР. Тривалість укрупненої роботи "Розбирання реактора" має бути однаковою як у капітальному, так і в середньому ремонті з огляду на однаковий обсяг робіт. Однак відповідно до типових графіків середнього і капітального ремонтів вона становить 9 діб 16 год і 10 діб, відповідно. Ця відмінність у 8 год зумовлена тим, що в типовому графіку середнього ремонту роботи "Дезактивація БВ" і "Встановлення СКП" виконуються паралельно. Крім того, відзначено відмінність терміну виконання операції "Складання реактора" в типовому графіку капітального і середнього ремонту. Різниця становить 16 год і зумовлена паралельним виконанням робіт: "Зчеплення блоків

переміщення приводів СУЗ зі штангами. Встановлення датчиків вказівників положення" і "Приєднання і закріплення кабелів силових вимірювальних комунікацій"; "Деактивація БВ" і "Встановлення СКП".

Результати аналізу типових мережевих графіків середнього і капітального ремонтів наведено на рис. 1.6 і 1.7.

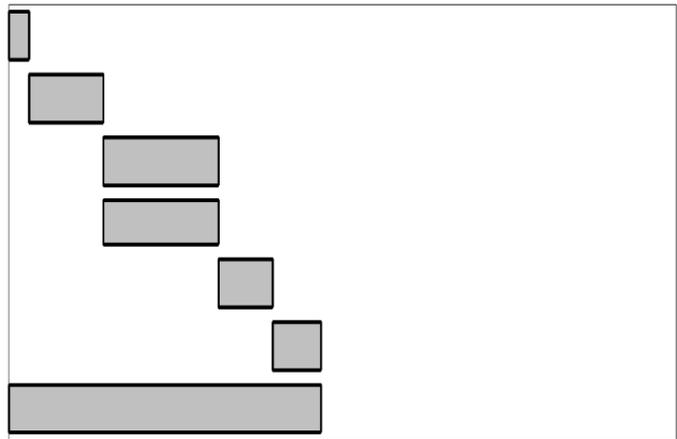
Тривалість укрупнених операцій типових графіків, отримана на підставі усереднення планованих термінів, прийнятих під час розроблення мережевих графіків, в основному перевищує базові значення за ТОВ. Виняток становлять роботи з розбирання реактора і завантаження ядерного палива в період капітальних ремонтів. У разі застосування розроблених пропозицій можливі строки проведення капітальних і середніх ремонтів ядерної установки для блоків з реактором ВВЕР-1000, представлені на рис. 1.8.

Укрупнена робота	Тривалість
Зупинка	3 доби 16 год
Розбирання	8 діб
Вивантаження	11 діб 16 год
Завантаження	
Збірка	9 діб
Пуск	4 доби 16 год
Усього	37 діб



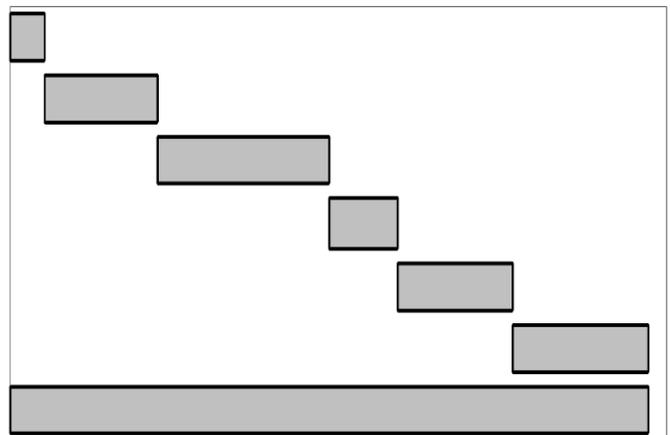
За даними ТОБ

Укрупнена робота	Тривалість
Зупинка	2 доби
Розбирання	7 діб 7 год
Вивантаження	11 діб 7 год
Завантаження	
Збірка	5 діб 9 год
Пуск	4 доби 16 год
Усього	30 діб 15 год



З урахуванням мінімальної тривалості операції

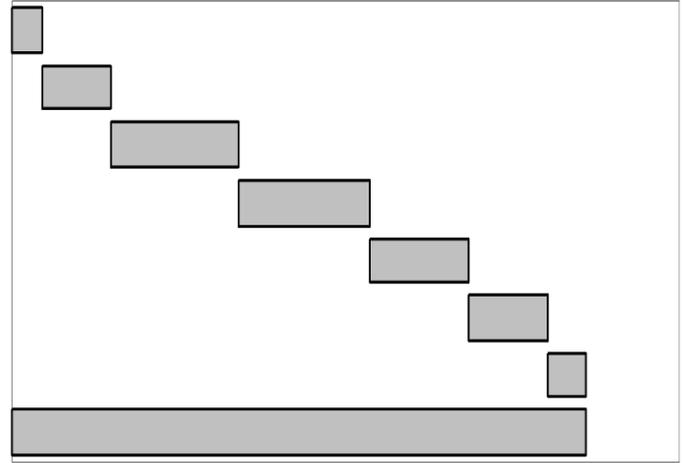
Укрупнена робота	Тривалість
Зупинка	3 доби 10 год
Розбирання	11 діб 7 год
Вивантаження	17 діб 6 год
Завантаження	6 діб 17 год
Збірка	11 діб 15 год
Пуск	13 діб 11 год
Усього	63 доби 17 год



За усередненими експлуатаційними даними

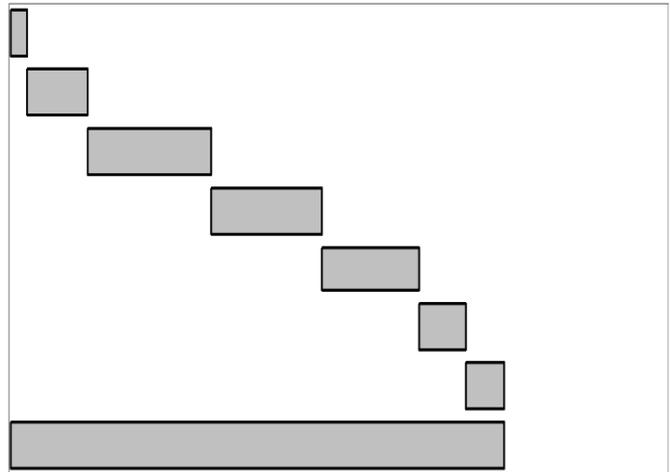
Рис. 1.6. Укрупнений типовий графік середнього ремонту

Укрупнена робота	Тривалість
Зупинка	3 доби 16 год
Розбирання	8 діб 8 год
Вивантаження	15 діб 16 год
Ремонт корпусу	16 діб
Завантаження	12 діб
Збірка	9 діб 16 год
Пуск	4 доби 16 год
Усього	70 діб



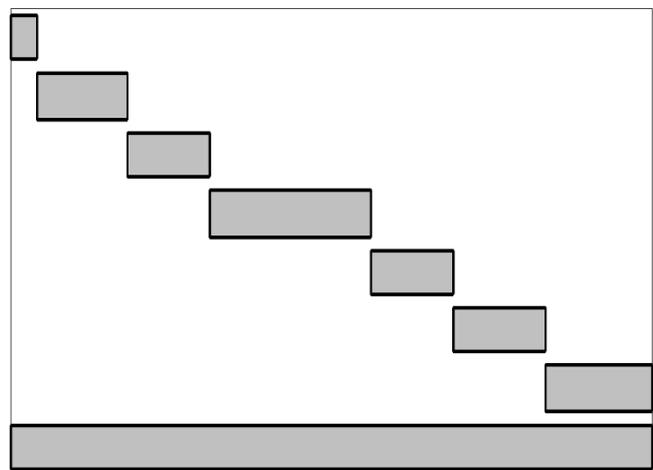
За даними ТОБ

Укрупнена робота	Тривалість
Зупинка	2 доби
Розбирання	7 діб 10 год
Вивантаження	15 діб 5 год
Ремонт корпусу	13 діб 19 год
Завантаження	12 діб
Збірка	5 діб 17 год
Пуск	4 доби 16 год
Усього	60 діб 19 год



З урахуванням мінімальної тривалості операції

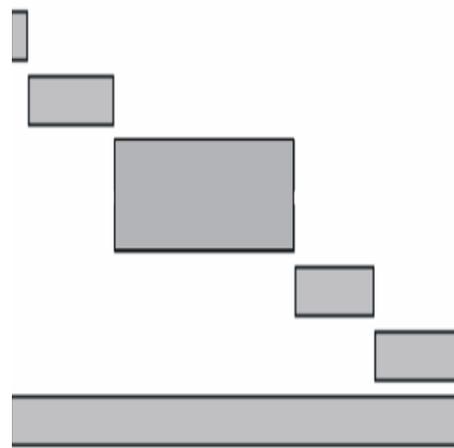
Укрупнена робота	Тривалість
Зупинка	3 доби 10 год
Розбирання	11 діб 7 год
Вивантаження	10 діб 10 год
Ремонт корпусу	20 діб 10 год
Завантаження	10 діб 9 год
Збірка	11 діб 15 год
Пуск	13 діб 11 год
Усього	80 діб 23 год



За усередненими експлуатаційними даними

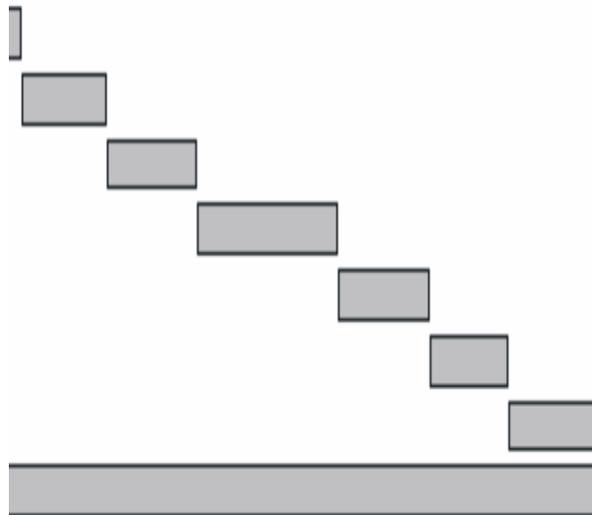
Рис. 1.7. Укрупнений типовий графік капітального ремонту

Укрупнена робота	Тривалість
Зупинка	2 доби
Розбирання	9 діб 16 год
Вивантаження	20 діб
Завантаження	
Збірка	9 діб
Пуск	10 діб
Усього	50 діб 16 год



Середній ремонт

Укрупнена робота	Тривалість
Зупинка	2 доби
Розбирання	9 діб 16 год
Вивантаження	10 діб 10 год
Ремонт корпусу	16 діб
Завантаження	10 діб 9 год
Збірка	9 діб
Пуск	10 діб
Усього	67 діб 11 год



Капітальний ремонт

Рис. 1.8. Тривалість капітальних і середніх ремонтів ядерної установки для блоків із реактором ВВЕР-1000

Для аналізу досвіду планування ремонту ГЦН було використано графіки, розроблені на АЕС України. Виявлено характерні особливості планування, що проявляються в рамках кожної станції. Однак спільним для всіх розглянутих графіків є значне (у 2 - 3 рази) перевищення загального терміну проведення ремонту ГЦН і менш детальне (укрупнене) планування робіт порівняно з типовим графіком. Є низка робіт, передбачених типовим графіком ремонту ГЦН, які не включені в мережеві графіки, розроблені на АЕС. Найбільш значущими з них є: ремонт обладнання допоміжних систем і кульових опор; дезактивація та ремонт допоміжного

відцентрового електронасоса (ВЦЕН); ремонт зовнішньої поверхні равлика. Частково це можна виправдати тим, що ці роботи мають значний (7-10-кратний) резерв часу і не є критичними.

З урахуванням отриманих середніх оцінок тривалості ремонту ГЦН і попередніх/наступних робіт ППР загальна тривалість становить 62 доби 10 год. Це свідчить про те, що ремонтні роботи ГЦН можуть лімітувати терміни проведення ППР і перебувати на критичному шляху, отже, потрібна оптимізація їх планування.

Пропонується змінити типовий графік ремонту ГЦН, пов'язавши його з типовим графіком ремонту реактора. Розбирання ГЦН призводить до розущільнення 1-го контуру, і при цьому має підтримуватися відповідний рівень води в ньому (24,5 м). Зміна рівня має бути оптимально узгоджена з іншими ремонтними роботами, що виконуються з обладнанням 1-го контуру. Укрупнений типовий графік ремонту з урахуванням пропонованих змін представлено на рис. 1.9.

Парогенератори ПГВ-1000, що входять до складу 1-го контуру РУ ВВЕР-1000, потребують проведення капітального ремонту один раз на чотири роки. У [8] подано типові графіки капітального середнього ремонту, що мають розрахункову тривалість 15 і 10 діб відповідно. Під час капітального ремонту, на відміну від середнього ремонту, додатково проводять ТО зовнішньої поверхні ПГ і контроль кришок люків-лазів і кріплення, а також у розширеному обсязі виконують роботи з виявлення та усунення дефектів. Деякі роботи відрізняються за трудовитратами, маючи однакову назву в капітальному і середньому ремонтах.

У типовому графіку вказуються не тільки трудовитрати на виконання роботи, а й планований час її виконання з урахуванням змінної роботи ремонтного персоналу.

Для аналізу досвіду планування ремонту ПГ було використано графіки, розроблені на АЕС України. Спільним для всіх розглянутих графіків є значне (у 4-6 разів) перевищення загального терміну проведення ремонту ПГ порівняно з термінами, рекомендованими типовими графіками СР і КР. Однак слід мати на увазі, що типовий графік ремонту ПГ [8] планує роботи з одним ПГ. Технологічні обмеження щодо одночасного проведення ремонту на всіх чотирьох ПГ відсутні. Тому строки ремонту ПГ визначаються кількістю наявного на АЕС ремонтного

персоналу та організацією робіт, а при використанні типового графіка КР ПГ можуть змінюватися в інтервалі від 15 до 60 діб.

Узагальнюючи досвід планування ремонту на АЕС, можна зазначити, що, на відміну від типового графіка ремонту ПГ, проводиться поділ робіт з 1-м і 2-м контуром, а саме:

роботи з розуцільнення 1-го і 2-го контурів і демонтажу кришок колекторів і люків-лазів;

деактивація і ремонт кріплення і кришок колекторів 1-го і 2-го контурів;

роботи з ущільнення ПГ по 1-му і 2-му контурах.

У більшості мережевих графіків, розроблених на АЕС, виділено додаткові операції, відсутні в типовому графіку [8]:

*Підготовчі*

*роботи*

Дренування по 2-му і 1-му контурах

Розуцільнення колекторів ПГ по 1-му контуру. Розуцільнення колекторів ПГ по 2-му контуру

*Ремонт кришок і кріплення*

Деактивація та контроль кріплення кришок 2-го контуру

Деактивація і контроль ущільнюючих поверхонь кришок 2-го контуру

Деактивація і контроль кріплення кришок 1-го контуру

Деактивація і контроль ущільнюючих поверхонь кришок 1-го контуру

*Ремонт ПГ по 2-му контуру*

Експлуатаційний контроль металу ПГ по 2-му контуру

Демонтаж дірчастих листів. Обстеження ПГ по 2-му контуру

Видалення шламу з днища ПГ

Встановлення ежекторів. Хімічне відмивання ПГ по 2-му контуру<sup>2</sup>

Встановлення дірчастих листів

Встановлення на люк-лаз вентилятора. Забезпечення режиму "сухої" консервації

Ремонт ПГ по 1-му контуру

---

<sup>2</sup> За необхідності, за результатами обстеження по 2-му контуру

Встановлення та підключення вентилятора. Сушіння колекторів (трубок)

Монтаж установки для вихрострумового контролю (ВСК)

ВСК теплообмінних труб, струмовихрева дефектація (СВД) колекторів

ПГ 1-4

Демонтаж установки ТВК (ВСК)

Обробка і видача результатів ТВК (ВСК)

Контроль перемичок колекторів

Глушіння дефектних трубок

Підготовка документації. Розгляд звітної документації Головною державною інспекцією

Контроль трубчатки бульбашковим методом

Техогляд по 1-му контуру

Здача на чистоту. Контроль ущільнювальних поверхонь фланців колекторів

*Ущільнення ПГ по 1-му і 2-му контурах*

Ущільнення по 1-му контуру. Контроль міжпрокладкової порожнини

Ущільнення по 2-му контуру. Контроль МПП

Ущільнення люків-лазів ПГ. Контроль МПП

Включення зазначених додаткових операцій до типового графіка можливе в разі уточнення нормативів часу для цих видів робіт [9]. Після цього може бути виконана необхідна прив'язка робіт з ремонту ПГ до графіка ремонту реактора з урахуванням зміни рівня в 1-му контурі. Це зауваження також стосується графіків ремонту іншого обладнання 1-го контуру РУ (КД, трубопроводи).

Укрупнений графік ремонту ПГ з урахуванням пропонованих змін представлено на рис. 1.1

Ремонт ГЦН	25,3
Підготовка	0,6
Ремонт обладнання допоміжних систем і кульових опор	2,0
<b>Розбирання ГЦН</b>	3,6
Зняття електродвигуна	0,6
Розбирання ГР. Витяг ВЧ з равлика насоса. Встановлення техзаглушки	3,0
Розбирання, дефектація, ремонт і складання електродвигуна	3,6
Деактивація та ремонт ВЦЕН	4,6
<b>Ремонт ВЧ</b>	14,3
Розбирання	4,3
Ремонт	7,6
Складання	2,3
Роботи з кріпленням	1,6
<b>Складання ГЦН</b>	4,6
Зняття техзаглушки. Встановлення ВЧ у равлик насоса. Складання ГР	3,3
Встановлення електродвигуна і ВЦЕН	1,3
Ремонт зовнішньої поверхні равлика	3,0
Завершення ремонту ГЦН	2,0

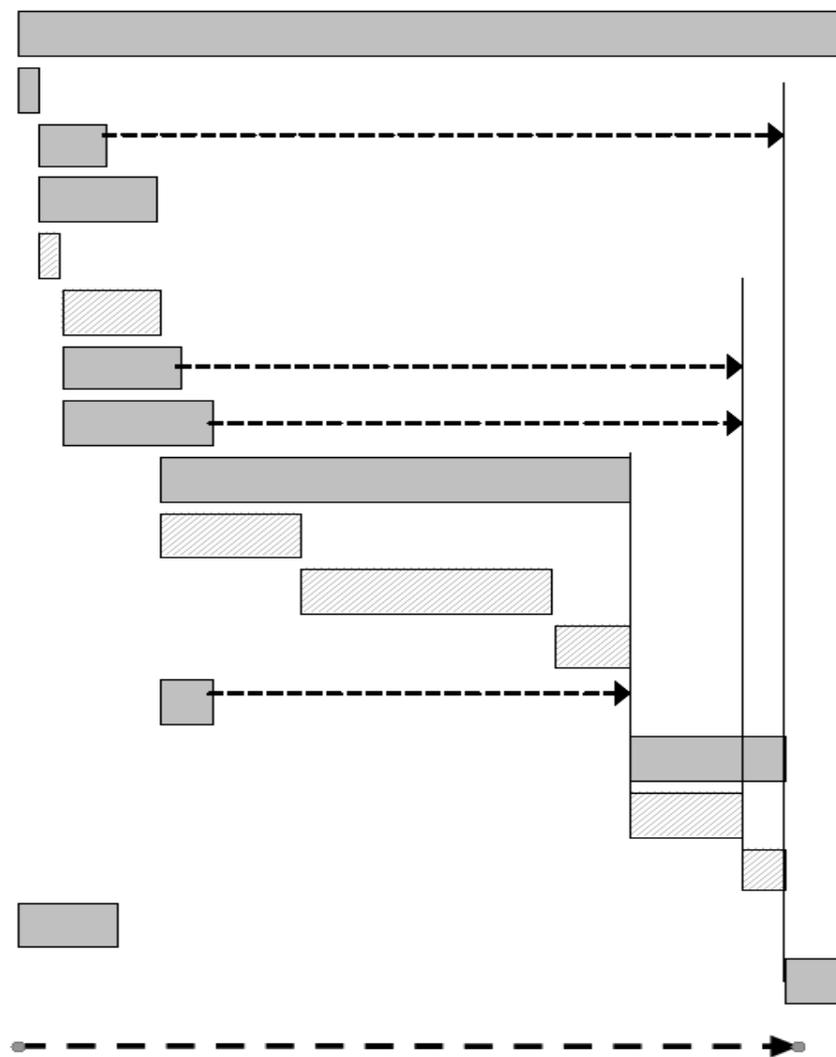


Рис. 1.9. Укрупнений типовий графік ремонту ГЦН.

Ремонт ПГ	13,6
Підготовчі роботи	1,3
Ремонт кришок і кріплення	5,3
Ремонт опор і підвісок	1
ТО зовнішньої поверхні ПГ	7,3
Ремонт ПГ по 2-му контуру	4,3
Ремонт ПГ по 1-му контуру	8,6
Ущільнення ПГ по 1-му і 2-му контурах	1
Завершення ремонту	2,6

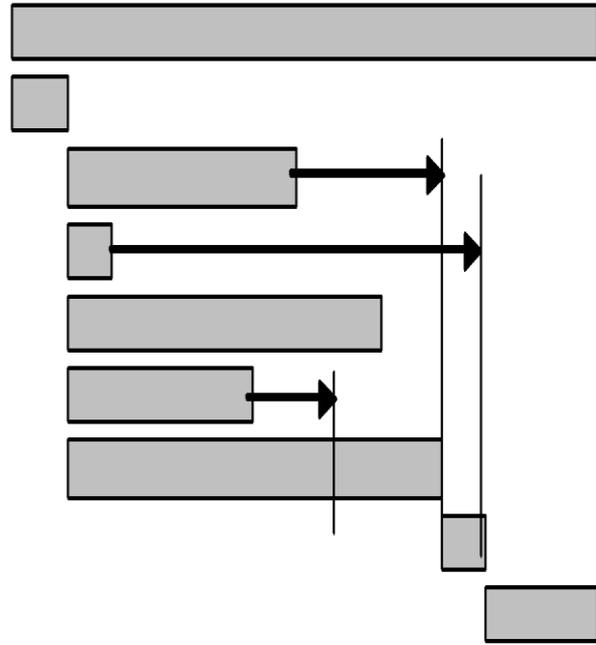


Рис. 1.10. Укрупнений графік ремонту ПГ (уточнений)

Час початку ремонту СБ не збігається з моментом початку ППР і відставання відповідає 2 - 5 діб. Крім того, роботи з ремонту СБ мають бути завершені до моменту проведення передпускових випробувань, тобто за деякий час до завершення ППР (2-5 діб). В окремих ремонтах відзначено, що операції з ремонту СБ є критичними і впливають на загальну тривалість ремонту. Тому, розглядаючи можливість скорочення загальної тривалості ППР, слід враховувати необхідні витрати часу на проведення ремонту СБ.

У результаті аналізу термінів проведення ремонтів каналів СБ складено укрупнений графік ремонту СБ, який наведено на рис. 1.11. На рисунку також наведено аналогічний графік за мінімальних тривалостей етапів ремонту. Остаточну оцінку часу ремонту каналів СБ має бути проведено з урахуванням норм часу [9].

Тривалість ППР	41 діб 17 год	
Передуючі роботи ППР	1 доба 12 год	
Ремонт каналів СБ	38 діб	
Ремонт каналу № 1	10 діб	
Ремонт каналу № 2	10 діб	
Ремонт каналу № 3	18 діб	
Завершальні роботи ППР	2 доби 5 год	

За мінімальної тривалості етапів ремонту

Тривалість ППР	73 діб 20 год	
Передуючі роботи ППР	2 доби 20 год	
Ремонт каналів СБ	58 діб 23 год	
Ремонт каналу № 1	16 діб 4 год	
Ремонт каналу № 2	16 діб 4 год	
Ремонт каналу № 3	26 діб 15 год	
Завершальні роботи ППР	12 діб 1 год	

За усередненої тривалості етапів ремонту

Рис. 1.11. Укрупнений графік ремонту СБ

Для скорочення загальної тривалості ППР доцільно, за можливості, планувати проведення ремонту окремого обладнання (реактор, ПГ, ГЦН, СБ тощо) паралельно.

Роботи з ремонту ГЦН і СБ можуть бути розпочаті після створення стоянкової концентрації  $\text{H}_3\text{BO}_3$ , проведення низки випробувань і зниження параметрів 1-го контуру до тиску  $\sim 1$  атм і температури менше  $70$  °С. Виходячи з аналізу досвіду планування ремонтів, цього стану РУ можна досягти через 1 добу 20 годин з моменту відключення турбогенератора від мережі. Для проведення дефектації равлика ГЦН і вилучення/встановлення ВЧ ГЦН необхідно забезпечити рівень у 1-му контурі нижче головного роз'єму ГЦН. Тому в графіку ремонту необхідно врахувати роботи (і витрати часу) на дренавання/заповнення 1-го контуру.

Виходячи з досвіду планування ремонтів, розбирання головного роз'єму ГЦН проводять після встановлення БЗТ у ШР БЗТ і встановлення люка на ГРР; збирання роз'єму ГЦН проводять після закінчення завантаження свіжого палива (після встановлення гідрозатвора між БВ і БМП і встановлення люка на ГРР). Тому в мережевих графіках СР і КР реактора виникають додаткові операції, що подовжують етап розбирання і складання реактора на 7 діб 22 год.

Дані щодо тривалості операцій отримано на підставі статистики і нормативів [8, 9] і подано в табл. 1.4.

**Таблиця 1.4. Тривалість додаткових операцій, що виникли при узгодженні графіків ремонту реактора і ГЦН**

Найменування операції	Тривалість	Джерело інформації
Заповнення/дренування рівня в 1-му контурі на 5,5 м	4 год	Статистика
Встановлення люка на ГРР	1,5 год	4.2.11
Демонтаж люка с ГРР	1,5 год	4.2.16
Ревізія, контроль металу ГРР	1 доба	[12] <sup>3</sup>
Очищення ГРР. Укладання прокладок	1 доба	[12]

Закінчити ремонт ГЦН і СБ слід до дозаповнення 1-го контуру або відразу після дозаповнення (перед опресовуванням на 5 кгс/см<sup>2</sup>).

Узгодження (і взаємний вплив) графіків ремонту окремого устаткування РУ призводить до деякого подовження термінів СР і КР енергоблока порівняно з визначеною раніше виключно на підставі СР і КР реактора тривалістю ППР. Тривалість СР і КР енергоблока становитимуть 57 діб 20 год і 72 діб 21 год, відповідно.

Слід зазначити, що оскільки відсутня нормативна база для планування тривалості ремонту каналів СБ, то оціночну норму тривалості можна визначити як

<sup>3</sup> Тривалість визначена як для операції "Дефектація і ремонт фланця корпусу реактора. Укладання прокладок головного роз'єму"

мінімальну тривалість ремонту, за якої ремонт СБ не стає критичним. У зв'язку з цим для СР отримано норму тривалості всіх каналів СБ, що дорівнює 47 діб 12 год, а для КР - 62 діб 13 год. Водночас, за середньостатистичними оцінками ремонт СБ проходить за 58 діб 23 год, що прийнятно для КР і непринятно для СР енергоблока.

Скоротити загальну тривалість ППР можна, зокрема, якщо використовувати досвід планування (і проведення) пускових операцій, представлений у графіку ППР-2003 для 1-го енергоблока Южно-Української АЕС (ЮУАЕС). Якщо дещо змінити послідовність операцій і проводити гідровипробування на 35 кгс/см<sup>2</sup> після встановлення БЕР і траверси ВБ, то фактично етап пускових операцій становитиме 7 діб 8 год, що на 1 добу 4 год менше, ніж у запропонованому типовому графіку.

Подальша оптимізація типових мережевих графіків середнього і капітального ремонтів можлива на основі коригування норм часу [8]. Як об'єкт розгляду обрано операції, за якими допускається залучення більшої кількості обслуговуючого персоналу, ніж це передбачено [8]. На основі проведеного аналізу пропонується внести такі, обґрунтовані досвідом експлуатації, зміни до норм часу або чисельності ремонтного персоналу (при збереженні обсягів трудовитрат за зазначеними роботами) (табл. 1.5).

Таблиця 1.5. Змінені нормативи часу або чисельності ремонтного персоналу

Найменування робіт	Чисельність, осіб	Тривалість операції, год
Демонтаж датчиків контролю положення з ВБ	8	12,5
Розущільнення фланців ТК	8	17,5
Розущільнення КНІ	8	14,4
Протягування штанг з органами регулювання СУЗ	8	5,5
Зчеплення штанг приводів СУЗ з органами регулювання СУЗ і перевірка при зчепленні з ВБ	5	3,75
Монтаж і затягування нижніх фланців ТК на патрубках кришки ВБ	8	10,1
Монтаж і затягування верхніх фланців ТК на патрубках кришки ВБ	8	10,1
Монтаж, ущільнення КНІ у фланцях ЕВ	8	12
Монтаж і ущільнення датчиків положення на приводах СУЗ	8	15

Узгодження графіків ремонту основного обладнання виявляє критичний шлях і терміни його проведення. На основі проведеної оптимізації планування ремонтів енергоблоків АЕС з ВВЕР розроблено стандарти ДП НАЕК "Енергоатом", у яких істотно (до 30 %) скорочено норми тривалості середніх і капітальних ремонтів.

## РОЗДІЛ 2. МОДЕРНІЗАЦІЯ СТРАТЕГІЙ ПЛАНОВИХ РЕМОНТІВ АКТИВНИХ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ

### 2.1 Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності планових ремонтів активних систем безпеки за результатами випробувань

#### Загальні положення та основні припущення

Під *стратегією* планового ремонту та випробувань СБ мається на увазі певна періодичність, послідовність та обсяги робіт, спрямовані на перевірку функціональної працездатності, ТОіР, відновлення та заміну елементів систем обладнання. Під *оптимізацією стратегії* планового ремонту та випробувань СБ мається на увазі визначення періодичності, послідовності та обсягів робіт, що за встановлених конфігурацій системи, надійності елементів системи/устаткування і регламентованих дій персоналу, проєктно-технічних умов/обмежень відповідають максимально досяжній надійності виконання системою призначених проєктних функцій [3, 4, 42, 44].

Основними факторами, що визначають необхідність оптимізації стратегії планових ремонтів і випробувань обладнання СБ, є:

накопичення дефектів/порушень у режимі очікування як у результаті випадкових процесів, так і в результаті старіння обладнання або цілеспрямованих дій, що впливають на стан обладнання;

зниження загальної надійності виконання системою призначених проєктних функцій у процесі проведення ТО під час випробувань і під час (у разі потреби) ремонтно-відновлювальних робіт;

знос обладнання в процесі випробувань;

виробничо-технічні чинники, що визначають необхідність скорочення обсягів робіт і зниження надмірно консервативного навантаження на експлуатувальну організацію.

Основними *критеріями оптимізації* є:

максимальна надійність виконання системою призначених функцій безпеки (критерій максимальної надійності);

незниження рівня надійності під час оптимізації стратегії планування нижче проектного рівня (проектний критерій надійності);

достатність часу для проведення ефективних випробувань і ремонтно-відновлювальних робіт (критерій ефективності випробувань);

виробничі обмеження за співвідношенням часів режиму очікування і режиму випробувань (виробничий критерій).

Основним оптимізованим параметром є тривалість режиму очікування (період очікування)  $t_0$  між плановими випробуваннями каналу в СБ на потужності реактора за таких стратегій:

проектна стратегія планування випробувань і ремонту СБ;

виведення в плановий ремонт одного каналу СБ під час роботи реактора на потужності (непроектна стратегія 1);

плановий ремонт одного з трьох каналів у процесі ППР енергоблока (непроектна стратегія 2).

У межах ризик-орієнтованого підходу (РОП) для оптимізації стратегії планового ремонту та випробувань обладнання СБ приймається цільова функція ризику

$$R = R(K_{не}, Y_i) \quad (2.1)$$

де  $Y_i$  - імовірнісні показники питомого внеску  $i$ -ї системи в оцінювання критеріїв безпеки енергоблоків;  $K_{не}$  - сумарний за період  $t$ , що розглядається, коефіцієнт неготовності виконання призначених проектом функцій безпеки

$$K_{не} = \int_0^t P(\tau) d\tau \quad (2.3)$$

де  $P(\tau)$  - імовірність відмови системи в поточний момент  $\tau$ .

Критерії оптимізації стратегії планового ремонту та випробувань СБ

$$R \rightarrow \min R(K_{не}, Y_i) - \text{критерій максимальної надійності,} \quad (2.4)$$

$$R \leq R^{np} - \text{проектний критерій,} \quad (2.5)$$

де  $R^{np}$  - умовна ймовірність ризику за проектної стратегії планового ремонту та випробувань

Для незалежних (при випробуваннях) СБ мінімізація цільової функції ризику зводиться до оцінки умов, що відповідають мінімуму  $K_{нз}$ .

Коефіцієнт неготовності  $K_{нз}$ , що оптимізується, визначається структурою і складом системи; показниками надійності елементів систем/обладнання, як пов'язаними з якістю проведення самих випробувань/ремонтів, так і не пов'язаними з їх проведенням (у режимі очікування); періодичністю проведення випробувань СБ; тривалістю (обсягами) робіт, що проводяться під час випробувань і ремонту (відновленні).

Під час моделювання показників надійності враховують три основні етапи експлуатації: етап початкового припрацювання обладнання; етап нормальної експлуатації (основний етап); етап закінчення призначеного ресурсу експлуатації.

Розрахункове моделювання стратегій планового ремонту та випробувань СБ проводять для умов повного усунення в процесі випробувань і ремонтно-відновлювальних робіт імовірності відмов, накопичених на попередніх етапах експлуатації.

### **Розрахункові моделі стратегій планового ремонту та випробувань**

#### *Критерії оптимізації стратегій планового ремонту та випробувань СБ*

*Проектним критерієм* застосовності стратегій планування ремонтів і випробувань є умови збереження надійності стосовно граничної проектної моделі

$$K_{нз}(t_0^{don}, t_p) \leq K_{нз}^{np}(t_{0p}, t_p^{don}) \quad (2.6)$$

де  $K_{нз}^{np}$  сумарний за міжремонтний і ремонтний період коефіцієнт неготовності за граничною проектною моделлю СБ за проектної (регламентної) тривалості режиму очікування  $t_{0p}$  та проектного припустимого часу виведення каналу в непрацездатний стан за роботи реактора на потужності  $t_p^{don}$ ;  $K_{нз}$  - сумарний коефіцієнт неготовності за міжремонтний і ремонтний період за припустимого періоду режиму очікування  $t_0^{don}$  та

фактичного часу непрацездатності каналу СБ під час роботи реактора на потужності  $t_p$  (за досвідом експлуатації).

Цільовою функцією ризику  $R$  для впровадження кожної з непроєктних стратегій планового ремонту незалежних СБ є ймовірність збереження надійності відносно проєктних умов [45]:

$$R = K_{нз}(t_0, t_p) - K_{нз}^{np}(t_0, t_p^{don}) \quad (2.7)$$

За  $R < 0$  непроєктна стратегія планового ремонту та випробувань СБ є прийнятною. За  $R \geq 0$  - неприйнятна.

Оптимізованим параметром є час очікування між випробуваннями двох каналів  $t_0$ .

Умова прийнятності непроєктних стратегій планового ремонту та випробувань

$$R(t_0 < t_0^{don}) < 0, R(t_0^{don}) = 0 \quad (2.8)$$

*Критерієм максимальної надійності* для розглядуваних систем є умов

$$\begin{aligned} \frac{dR}{dt_0}(t_0 = t_{opt}) &= 0, \\ \frac{d^2R}{dt_0^2}(t_0 = t_{opt}) &> 0, \end{aligned} \quad (2.9)$$

де  $t_{opt}$  - оптимальна періодичність випробувань каналів СБ під час роботи реактора на потужності.

Для незалежних СБ умови (2.9)

$$\begin{aligned} \frac{dK_{нз}}{dt_0}(t_0 = t_{opt}) &= 0, \\ \frac{d^2K_{нз}}{dt_0^2}(t_0 = t_{opt}) &> 0. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Виробничо-технічними критеріями оптимізації є умови щодо ефективності проведення випробувань і ремонту СБ на потужності реактора

$$t_0 \gg t_w, t_p, \quad (2.11)$$

$$t_{pn} \leq t_p \leq t_{pv}, \quad (2.12)$$

де  $t_{pn}$ ,  $t_{pv}$  - мінімальний і максимальний час, необхідний для проведення випробувань і ремонтно-відновлювальних робіт каналу СБ під час роботи реактора на потужності. За наявним на даний момент досвідом експлуатації вітчизняних

реакторів звичайні значення  $t_{рн} \approx 2$  год;  $t_{рв} \approx 10$  год. Максимально допустимий час непрацездатного стану каналу СБ під час роботи реактора на потужності за проектом - 72 год. Додатковим критерієм ефективності проведення ремонту робіт під час планових випробувань СБ на потужності є неперевикнення коефіцієнтом неготовності в режимі ремонту  $t_p$  оцінок коефіцієнта неготовності в режимі очікування  $t_0$

$$K_{не} [t_p] \leq K_{не} [t_0] \quad (2.13)$$

При цьому для кожного каналу сумарна ймовірність станів у всіх можливих послідовностях  $n$  у будь-який момент часу має дорівнювати одиниці

$$\mathfrak{Z}(t) = \sum_{j=1}^n \mathfrak{Z}_j(t) = 1, \quad (2.14)$$

де  $\mathfrak{Z}_j(t)$  - імовірність стану каналу в  $j$ -ій послідовності в момент  $t$ .

Наведений коефіцієнт неготовності для системи на міжремонтному періоді  $t_{ППР}$  з урахуванням імовірності відмови системи  $P_i(t)$  в  $i$ -й послідовності

$$\bar{K}_{не} = \frac{1}{t_{ППР}} \int_0^{t_{ППР}} \sum_{i=1}^{N(t)} \mathfrak{Z}_i(t) P_i(t) dt \quad (2.15)$$

де  $N(t)$  - загальне число можливих послідовностей для системи в момент  $t$ .

Розглянемо ймовірнісну модель коефіцієнта неготовності для умов, коли тривалість міжремонтного періоду  $t_{нрр}$  значно більша за час періоду очікування  $t_0$ , що становлять найбільший практичний інтерес

$$t_0 \ll t_{нрр}. \quad (2.16)$$

За таких умов можна знехтувати впливом на коефіцієнт неготовності за міжремонтний період початкових ділянок, на яких після ППР по черзі перевіряються всі канали, тільки ділянки зі "стабільним" формуванням імовірнісних послідовностей стану системи.

Середній коефіцієнт неготовності за таких умов визначатиметься коефіцієнтом неготовності для довільної ділянки  $[t_0, t_p]$

$$\bar{K}_{не} = \frac{1}{t_0 + t_p} \int_0^{t_0 + t_p} \sum_{i=1}^N \mathfrak{Z}_i(t) P_i(t) dt \quad (2.17)$$

Тоді на ділянці  $[t_0]$  утворюються вісім визначальних послідовностей стану системи залежно від передісторії результатів випробувань каналів на попередніх етапах (рис. 2.1):

1-ша послідовність (з імовірністю  $\mathfrak{F}_1$ ) - відмова під час випробування 1-го каналу - успішне випробування 2-го каналу - успішне випробування 3-го каналу;

2-а послідовність (з імовірністю  $\mathfrak{F}_2$ ) - відмова під час випробування 1-го каналу - відмова під час випробування 2-го каналу - успішне випробування 3-го каналу;

3-тя послідовність (з імовірністю  $\mathfrak{F}_3$ ) - відмова під час випробування 1-го каналу - відмова під час випробування 2-го каналу - відмова під час випробування 3-го каналу;

4-та послідовність (з імовірністю  $\mathfrak{F}_4$ ) - відмова під час випробування 1-го каналу - успішне випробування 2-го каналу - відмова під час випробування 3-го каналу;

5-та послідовність (з імовірністю  $\mathfrak{F}_5$ ) - успішне випробування 1-го каналу - успішне випробування 2-го каналу - успішне випробування 3-го каналу;

6-та послідовність (з імовірністю  $\mathfrak{F}_6$ ) - успішне випробування 1-го каналу - відмова під час випробування 2-го каналу - успішне випробування 3-го каналу;

7-а послідовність (з імовірністю  $\mathfrak{F}_7$ ) - успішне випробування 1-го каналу - відмова під час випробування 2-го каналу - відмова під час випробування 3-го каналу;

8-а послідовність (з імовірністю  $\mathfrak{F}_8$ ) - успішне випробування 1-го каналу - успішне випробування 2-го каналу - відмова під час випробування 3-го каналу.

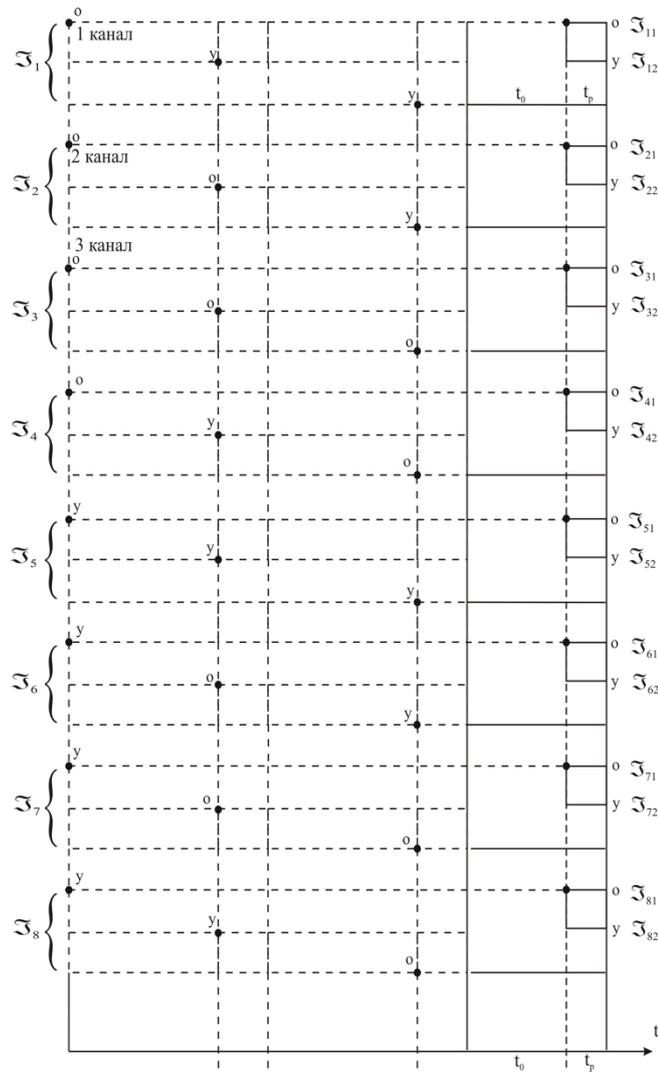


Рис. 2.1. Формування визначальних імовірнісних послідовностей стану системи на ділянках стабілізації

Залежно від результатів випробування каналу на етапі  $[t_p]$  (відмова/успішне випробування) кожна з вищевказаних визначальних після довгостроковостей утворює по дві послідовності стану системи з відповідними ймовірностями  $\mathfrak{S}_{i1}, \mathfrak{S}_{i2}$  ( $i = 1, \dots, 8$ ).

Тоді для середнього коефіцієнта неготовності з (1.10) з урахуванням критерію (1.2) і припущення про достатність устаткування СБ ( $P \gg P^2, P^3, \dots$ ) отримаємо

$$\bar{K}_{нез} = \frac{1}{t_0} \left\{ \int_0^{t_0} \sum_{i=1}^8 \mathfrak{S}_i P_{oi}(t) dt + \int_0^{t_p} \left[ \sum_{i=1}^8 \mathfrak{S}_i P_{uo}(t) + \sum_{i=1}^8 \mathfrak{S}_{i2} P_{uyi}(t) \right] dt \right\}, \quad (2.18)$$

де  $\mathfrak{S}_i = P(\lambda, t_0) [1 - P(\xi, t_u) - P(\lambda, t_0)][1 - P(\xi, t_u) - P(\lambda, 2t_0)],$

$$\mathfrak{S}_2 = P(\lambda, t_0) P(\lambda, 2t_0) [1 - P(\xi, t_u) - P(\lambda, 2t_0)],$$

$$\mathfrak{S}_3 = P(\lambda, t_0) [P(\xi, t_u) - P(\lambda, t_0)]^2,$$

$$\mathfrak{S}_4 = P(\lambda, t_0) [1 - P(\xi, t_u) - P(\lambda, t_0)] [P(\xi, t_u) + P(\lambda, 2t_0)],$$

$$\mathfrak{S}_5 = [1 - P(\lambda, t_0)] [1 - P(\lambda, 2t_0)] [1 - P(\lambda, 3t_0)],$$

$$\mathfrak{S}_6 = [1 - P(\lambda, t_0)] [1 - P(\lambda, 3t_0)] P(\lambda, 2t_0),$$

$$\mathfrak{S}_7 = [1 - P(\lambda, t_0)] P(\lambda, 2t_0) [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t_0)],$$

$$\mathfrak{S}_8 = [1 - P(\lambda, t_0)] [1 - P(\lambda, 2t_0)] P(\lambda, 3t_0),$$

$$P_{01} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, 2t_0) + P(\lambda, t)] [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t_0) + P(\lambda, t)] [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t)],$$

$$P_{02} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t_0) + P(\lambda, t)]^2 [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t)],$$

$$P_{03} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t)]^3,$$

$$P_{04} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t)]^3,$$

$$P_{05} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, 2t_0) + P(\lambda, t)] [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t_0) + P(\lambda, t)] [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t)],$$

$$P_{06} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t_0) + P(\lambda, t)]^2 [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t)],$$

$$P_{07} = P_{07} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t)]^3,$$

$$\mathfrak{S}_{11} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, 3t_0)] = \mathfrak{S}_{51},$$

$$\mathfrak{S}_{21} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, 2t_0)] = \mathfrak{S}_{61},$$

$$\mathfrak{S}_{31} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t_0)] = \mathfrak{S}_{71},$$

$$\mathfrak{S}_{41} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t_0)] = \mathfrak{S}_{81},$$

$$\mathfrak{S}_{12} = 1 - \mathfrak{S}_{11} = \mathfrak{S}_{52},$$

$$\mathfrak{S}_{22} = 1 - \mathfrak{S}_{21} = \mathfrak{S}_{62},$$

$$\mathfrak{S}_{32} = 1 - \mathfrak{S}_{31} = \mathfrak{S}_{72},$$

$$\mathfrak{S}_{42} = 1 - \mathfrak{S}_{41} = \mathfrak{S}_{82},$$

$$P_{u0} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, t)]^2,$$

$$P_{uy1} = P_{uy5} = [P(\xi, t_u) + P(\lambda, 3t_0) + P(\lambda, t)] [P(\xi, t_u) + P(\lambda, 2t_0) + P(\lambda, t)] \times$$

$$\times [P(\zeta, t_u) + P(\lambda, t_0) + P(\lambda, t)],$$

$$P_{uy2} = P_{uy6} = [P(\zeta, t_u) + P(\lambda, 2t_0) + P(\lambda, t)]^2 [P(\zeta, t_u) + P(\lambda, t_0) + P(\lambda, t)],$$

$$P_{uy3} = P_{uy4} = P_{uy7} = P_{uy8} = [P(\zeta, t_u) + P(\lambda, t_0) + P(\lambda, t)]^3,$$

$P(\lambda)$  - імовірність відмови каналу внаслідок накопичення прихованих дефектів/порушень у режимі очікування;  $P(\zeta)$  - імовірність відмови каналу внаслідок неякісного ТО/ремонт;  $P(\lambda_u)$  - імовірність відмови каналу в процесі випробування;

$\lambda$  - параметр розподілу потоку відмов через накопичення дефектів/порушень/прихованих відмов у режимі очікування, 1 /год;  $\zeta$  - параметр розподілу потоку відмов через неякісне ТО під час випробування/ремонт, 1 /год;  $\lambda_u$  - параметр розподілу потоку відмов у режимі випробування каналу, 1 /год.

Сумарний коефіцієнт неготовності СБ у процесі ППР за час  $\tau_{ППР}$

$$K_{не}^{nnp0} = \int_0^{\tau_1} P_{13}^2(t) dt + \int_0^{\tau_2} P_{14}(t) P_{15}(t) dt + \int_0^{\tau_3} P_{16}(t) P_{17}(t) dt + \int_0^{t_{u1}} P_{18}(t) P_{19}(t) P_{20}(t) dt + \\ + \int_0^{t_{u2}} P_{21}(t) P_{22}(t) P_{23}(t) dt + \int_0^{t_{u3}} P_{24}(t) P_{25}(t) P_{26}(t) dt, \quad (2.19)$$

де  $P_{13}(t) = P_0 + P(\lambda, t),$

$$P_{14}(t) = P(\zeta, \tau_1) + P(\lambda, t),$$

$$P_{15}(t) = P_0 + P(\lambda, \tau_1) + P(\lambda, t),$$

$$P_{16}(t) = P(\zeta, \tau_1) + P(\lambda, \tau_2) + P(\lambda, t),$$

$$P_{17}(t) = P(\zeta, \tau_2) + P(\lambda, t),$$

$$P_{18}(t) = P(\zeta, \tau_1) + P(\lambda, \tau_2) + P(\lambda, \tau_3) + P(\lambda_u, t),$$

$$P_{19}(t) = P(\zeta, \tau_2) + P(\lambda, \tau_3) + P(\lambda, t),$$

$$P_{20}(t) = P(\zeta, \tau_3) + P(\lambda, t),$$

$$P_{21}(t) = P(\zeta, t_{u1}) + P(\lambda, t),$$

$$P_{22}(t) = P(\zeta, \tau_2) + P(\lambda, \tau_3) + P(\lambda, t_{u1}) + P(\lambda_u, t),$$

$$P_{23}(t) = P(\zeta, \tau_3) + P(\lambda, t_{u1}) + P(\lambda, t) - P(\zeta, \tau_2) P(\lambda, t_{u1}),$$

$$P_{24}(t) = P(\xi, t_{u1}) + P(\lambda, t_{u2}) + P(\lambda, t) - P(\xi, t_{u1})P(\lambda, t_{u2}),$$

$$P_{25}(t) = P(\xi, t_{u2}) + P(\lambda, t) - P(\xi, t_{u2})P(\lambda, t),$$

$$P_{26}(t) = P(\xi, \tau_3) + P(\lambda, t_{u1}) + P(\lambda, t_{u2}) + P(\lambda, t).$$

Таким чином, подана на основі РОП методика ймовірнісної оцінки коефіцієнтів неготовності СБ виконання призначених проектних функцій у ремонтний і міжремонтний період дає змогу з урахуванням прийнятих положень і критеріїв оптимізації та ефективності визначити:

оптимальну періодичність планових випробувань каналів СБ при роботі реактора на потужності;

допустимий час непрацездатності каналу СБ при роботі реактора на потужності;

допустимі періоди очікування планових випробувань каналів СБ при зміні проектної стратегії планових ремонтів.

## **2.2 Модернізація стратегії тривалості планових ремонтів активних систем безпеки**

Аналіз проводять для двох непроєктних стратегій планового ремонту СБ, а саме:

- виведення в плановий ремонт одного каналу на час  $\tau_\delta$  до зупинки блоку на ППР (стратегія 1);
- плановий ремонт тільки одного каналу в процесі ППР (стратегія 2).

Виведення каналу на початок планового ремонту на час  $\tau_\delta$  до зупинки реактора за інших рівних умов призводить до зниження як локальної надійності системи на інтервалі  $\tau_\delta$ , так і до зниження загальної надійності (коефіцієнта неготовності виконання призначених функцій безпеки) на міжремонтному періоді енергоблока  $t_{ППР}$ . Сумарний коефіцієнт неготовності СБ на міжремонтному періоді можна наближено оцінити як суму коефіцієнтів неготовності на кожному циклі режимів очікування<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Для спрощення аналізу припускають, що час випробувань і ремонту каналів СБ досить малий; після випробування каналу всі системи повністю відновлюються.

$$K_{не} \sim \frac{\lambda^3 t_0^4 t_{ппр}}{4 t_0}$$

Зміни коефіцієнта неготовності на міжремонтному періоді, викликані виведенням на початок планового ремонту одного каналу СБ на час  $\tau_\partial$ , можна оцінити з урахуванням непрацездатності одного каналу таким співвідношенням (для  $\lambda\tau_\partial \ll 1$ )

$$K_{не} \sim \frac{\lambda^2 \tau_\partial^3}{3}$$

де  $\lambda$  - імовірнісний показник інтенсивності потоку відмов каналу в режимі очікування. Із порівняння двох наведених співвідношень випливає, що істотний вплив на загальний рівень надійності системи в міжремонтний період енергоблока буде за умови [42]

$$1 > \frac{\tau_\partial}{t_0} \geq \sqrt[3]{\frac{3}{4} \lambda t_{ппр}}$$

Таким чином, представлений наближений аналіз дає змогу зробити висновок, що виведення на початок планового ремонту одного каналу СБ може істотно вплинути на загальний рівень надійності системи навіть з урахуванням того, що час виведення на плановий ремонт  $\tau_\partial$  може бути істотно меншим за міжремонтний період  $t_{ппр}$ . Основною причиною такого стану є зниження резервності системи на час  $\tau_\partial$ , що призводить до значного зниження ймовірності відмови системи.

Цільова функція ризику  $R$  для одного даного випадку має вигляд

$$R = \Delta K_{не} + K_{не}(t_0, t_p) - K_{не}(t_{op}, t_p^{don}) + K_{не}^{ППР0}(t_0, \tau_\partial) - K_{не}^{ППР0}(t_{op}, \tau_\partial = 0), \quad (2.20)$$

де  $\Delta K_{не}$  - зміна надійності системи в результаті виведення каналу в ремонт на час  $\tau_\partial$  до зупинки реактора на ППР;  $K_{не}$  - сумарний коефіцієнт неготовності СБ під час роботи реактора на потужності;  $K_{не}^{ППР0}$  - сумарний коефіцієнт неготовності СБ на етапі ППР;  $t_{op}, t_p^{don}$  - регламентне значення тривалості режиму очікування між випробуваннями двох каналів і припустимого часу виведення каналу СБ у непрацездатний стан під час роботи реактора на потужності відповідно.

Зміна надійності системи в результаті виведення каналу в ремонт на час  $\tau_0$  до зупинки реактора на ППР визначається з вираження

$$\Delta K_{nc} = \int_0^{t_0 - \tau_0} \sum_{i=1}^{n_i} \mathfrak{Z}_{ii} P_{ii}(t) dt + \int_0^{\tau_0} \sum_{i=1}^{n_i} \mathfrak{Z}_{ii} P_{ii}(t) dt - \int_0^{t_0} \sum_{i=1}^{n_i} \mathfrak{Z}_{ii} P_{ii}(t) dt, \quad (2.21)$$

де  $\mathfrak{Z}_{ii}$ ,  $\mathfrak{Z}_{ii}$  - імовірності  $i$ -ї послідовності стану системи відповідно в режимі очікування та на інтервалі виведення в плановий ремонт одного каналу СБ під час роботи реактора на потужності;  $P_{1i}$ ,  $P_{2i}$ ,  $P_{3i}$  - імовірність відмов відповідно 1-го, 2-го та 3-го каналів в  $i$ -ій послідовності в момент початку останнього режиму очікування перед ППР;

$$P_{ii}(t) = [P_{1i} + P(\lambda, t)][P_{2i} + P(\lambda, t)][P_{3i} + P(\lambda, t)];$$

$$P_{ii}(t) = [P_{1i} + P(\lambda, t_0 - \tau_0) + P(\lambda, t)][P_{2i} + P(\lambda, t_0 - \tau_0) + P(\lambda, t)].$$

На основі отриманих результатів розрахунків можна зробити такі висновки. За малих допустимих часів ремонту СБ на потужності ( $t_p \leq 10$  год) і слабого впливу якості ТО під час випробувань ( $\xi/\lambda \leq 1$ ) діапазон зміни допустимого періоду випробувань  $t_0^{\text{don}}$  до 320 - 240 год. У разі збільшення впливу якості ТО під час випробувань ( $\xi/\lambda \gg 1$ ) діапазон допустимого періоду  $t_0^{\text{don}}$  за інших умов збільшуватиметься до 400 - 310 год. У разі збільшення допустимого часу ремонту СБ на потужності до  $t_p = 24$  год і  $\xi/\lambda \leq 1$  діапазон допустимих  $t_0^{\text{don}}$  зменшується за інших рівних умов (300 - 240 год), а за  $\xi/\lambda \gg 1$  збільшується до 350 - 310 год. При цьому в усіх розглянутих випадках (включно з  $t_p = 72$  год - за регламентом) допустимим є значення регламентного періоду очікування 240 год.

Зменшення інтервалу часу, необхідного за проектом, протягом якого має бути забезпечена оперативна готовність системи для виконання призначених функцій безпеки в процесі ППР (формально зменшення  $\tau_{\text{ППР}}$ ) за інших рівних умов призводить також до розширення допустимого значення  $t_0^{\text{don}}$ . Цей очевидний факт пов'язаний зі зменшенням впливу неготовності системи в процесі ППР на сумарне значення коефіцієнта неготовності за весь розглянутий період (включаючи міжремонтний). У всіх розглянутих ситуаціях збільшення  $\lambda$ ,  $\xi$  (зменшення показника надійності каналу) призводить за інших рівних умов до збільшення  $t_0^{\text{don}}$ .

Інтерпретація отриманих результатів пов'язана з впливом основних чинників, що визначають "запас надійності", створюваний переходом на непроекtnу модель випробувань СБ під час роботи реактора на потужності. "Запас" щодо проектного рівня надійності визначається двома факторами: зміна періодичності випробувань  $t_o$  стосовно проектних значень; скорочення допустимого часу непрацездатності каналу на потужності.

За  $t_o \ll t_{op}$  і відсутності прийнятних оптимальних значень  $t_o$  перший із зазначених чинників (зменшення  $t_o$ ) призводить до відносного збільшення надійності за рахунок частіших відновлень імовірності безвідмовної працездатності каналів. При  $t_o \geq t_{op}$  визначальним фактором "запасу" щодо проектного рівня надійності є скорочення допустимого часу ремонту ( $t_p - t_p^{don}$ ). Збільшення цієї різниці за інших рівних умов підвищує інтегральну надійність виконання системою призначених функцій. Однак при цьому зміна коефіцієнта неготовності стосовно проектних умов пропорційна  $\lambda$ ,  $\xi(t_p - t_p^{don})$ , що в кінцевому підсумку і визначає (за умови  $t_o \geq t_{op}$ ) отриманий у результаті розрахунків вплив показників надійності на допустимі діапазони значень періоду очікування  $t_o^{don}$ .

На основі узагальнення отриманих результатів можна вважати прийнятною стратегію виведення на початок ремонту одного каналу СБ із ППР енергоблока на 72 год за регламентної періодичності випробувань каналів на потужності через 240 год і гранично припустимого часу виведення в непрацездатний стан каналу на 24 год під час роботи реактора на потужності.

Цільова функція ризику  $R$  для непроекtnої стратегії (плановий ремонт тільки одного каналу) має вигляд

$$R = K_{не}(t_o, t_p) - K_{не}(t_{op}, t_p^{don}) + K_{не}^{ППР2}(t_o, t_p) - K_{не}^{ППР0}(t_{op}, t_p^{don}),$$

де  $K_{не}(t_o, t_p)$ ,  $K_{не}(t_o, t_p^{don})$  - коефіцієнти неготовності системи під час роботи реактора на потужності за умови непроекtnих інтервалів випробувань  $t_o$ , часу ремонту системи  $t_p$  і регламентних значень  $t_{op}$ ,  $t_p^{don}$ ;  $K_{не}^{ППР0}$  - коефіцієнт неготовності системи в процесі ППР за проектною стратегією.

З урахуванням прийнятих припущень сумарний коефіцієнт неготовності за час ППР

$$\begin{aligned}
 K_{н2}^{ППР2} = & \int_0^{\tau_1} [P_0 + P(\lambda, t)]^2 dt + \int_0^{t_{u1}} [P(\xi, \tau_1) + P(\lambda_{u1}, t)] [P_0 + P(\lambda, \tau_1) + P(\lambda, t)]^2 dt + \\
 & + \int_0^{t_{u2}} [P(\xi, t_{u1}) + P(\lambda, t)] [P_0 + P(\lambda, \tau_1) + P(\lambda, t_{u1}) + P(\lambda, t)] \times \\
 & \times [P_0 + P(\lambda, \tau_1) + P(\lambda, t_{u1}) + P(\lambda, t)] dt + \int_0^{t_{u3}} [P(\xi, t_{u1}) + P(\lambda, t_{u2}) + P(\lambda, t)] \times \\
 & \times [P(\xi, t_{u2}) + P(\lambda, t)] [P_0 + P(\lambda, \tau_1) + P(\lambda, t_{u1}) + P(\lambda, t_{u2}) + P(\lambda, t)] dt + \\
 & + \int_0^{\tau_2 + \tau_3} [P(\xi, t_{u1}) + P(\lambda, t_{u2}) + P(\lambda, t_{u3}) + P(\lambda, t)] [P(\xi, t_{u2}) + P(\lambda, t_{u3}) + P(\lambda, t)] \times \\
 & \times [P(\xi, t_{u3}) + P(\lambda, t)] dt.
 \end{aligned}$$

Згідно з отриманими результатами при  $t_o \geq t_{op}$  визначальний вплив на допустимий період очікування чинить зміна умов проведення планового ремонту каналів СБ. У прийнятій стратегії за період ППР два канали перебувають у режимі оперативної готовності та ймовірність їх відмови безперервно збільшується пропорційно інтенсивності потоку відмов для обладнання СБ  $\lambda$ . Тому збільшення надійності обладнання (зменшення  $\lambda$ ) призводить до збільшення допустимого значення періоду очікування.

У разі зменшення часу  $\tau_{ППР}$  (або проміжку часу, на якому необхідна працездатність щонайменше двох каналів СБ у процесі ППР) вплив надійності обладнання має іншу тенденцію. У цьому випадку визначальним фактором при  $t_o \geq t_{op}$  є "запас" за надійністю за рахунок скорочення часу непланових ремонтів каналів СБ під час роботи реактора на потужності  $t_p$  відносно допустимих значень за проектом ( $t_p^{don} = 72$  год). "Запас" за надійністю щодо проектних умов пропорційний  $\lambda(t_p - t_p^{don})$ . Тому для ситуацій зі скороченими термінами  $\tau_{ППР}$  (або необхідним часом працездатності каналів, що не ремонтуються) збільшення надійності устаткування за інших рівних умов призводить до скорочення допустимих значень періоду очікування  $t_o^{don}$ , але не менше 240 год.

Зменшення часу ремонту  $\tau_{ППР}$  (або часу необхідної працездатності каналів, що не ремонтуються в процесі ППР) також призводить до зміни тенденції впливу надійності

устаткування на  $t_o^{\text{don}}$ , що визначається впливом "запасу за надійністю", спричиненого скороченням часу ремонту каналу СБ на потужності  $t_p$  відносно до прийнятного проектом значення  $t_o^{\text{don}}$ .

Отримані результати технічних і розрахункових обґрунтувань дають змогу сформулювати основні положення концептуального технічного рішення про зміну експлуатаційної практики планового ремонту каналів активної частини системи аварійного охолодження активної зони реактора (САОЗ) енергоблоків з ВВЕР-1000 [42]:

1. У рік КР енергоблока ВВЕР-1000/320 плановий ремонт, контроль і ТО в повному обсязі, передбаченому експлуатаційною і заводською документацією, а також технічний огляд, КР і ресурсне обстеження устаткування проходять усі канали СБ, які планово випробовують під час роботи реактора на потужності.

2. У наступні СР енергоблока ВВЕР-1000/320 у повному обсязі плановий ремонт, контроль і ТО послідовно проходить тільки один із трьох каналів СБ. У разі необхідності для каналів, що не ремонтуються, у СР проводять роботи з відновлення теплообмінної поверхні ТОАР, метрологічної атестації засобів вимірювання, контролю металу і ресурсного обстеження засобів автоматики та електрообладнання (ремонт каналу в неповному обсязі).

3. Обмеженням застосування стратегії планового ремонту одного з трьох каналів у СР енергоблока є виконання будь-якої з таких умов: відмова каналу в результаті передпускових випробувань СБ; перевищення 48 год непрацездатності каналу СБ через неплановий ремонт під час роботи реактора на потужності; перевищення значення імовірнісного показника інтенсивності потоку відмов каналу СБ понад  $10^{-4}$  1/год.

### **2.3 Метод і стратегія оптимізації планових ремонтів активних систем безпеки за якістю технічного обслуговування**

Метод кваліфікації модернізацій СПР АСБ

Основні положення методу:

Визначальний показник надійності при кваліфікації СПР АСБ - коефіцієнт неготовності виконання функції безпеки, що визначає ймовірність виникнення критичної відмови в поточний момент часу  $t$  залежно від параметра інтенсивності потоку критичних відмов  $\lambda$ , встановлених у планових випробуваннях/ремонтах за минулий строк експлуатації [7]. Під критичною відмовою тут мається на увазі відмова виконання функцій безпеки (наприклад, відмова з увімкнення насоса, вимушене вимкнення насоса внаслідок порушення умов працездатності, течі в контурах АСБ та інші).

Критерій кваліфікації модернізації СПР АСБ - цільова функція ризику  $R$ , що визначає співвідношення коефіцієнтів неготовності виконання функцій безпеки проєктної та модернізованої СПР АСБ.

Умови успішної кваліфікації - коефіцієнт неготовності виконання функцій безпеки модернізованої СПР не більший за коефіцієнт неготовності проєктної СПР.

В основу методичного забезпечення обґрунтувань переходу на ремонт за надійністю АСБ [7] покладено ризик-орієнтований підхід. Передбачається, що після зупинки енергоблока на ППР у плановий ремонт виводиться один із каналів АСБ. Після проведення планового ремонту проводяться послідовні випробування всіх каналів АСБ. У разі якщо в результаті цих випробувань буде виявлено відмову в будь-якому з неремонтованих каналів, той має бути переведений у стан ремонту. При цьому відповідно до проєктних вимог відмова системи в період відсутності палива в реакторі або в разі, якщо працездатність системи не регламентована в процесі ППР, не впливає на коефіцієнт неготовності виконання призначених функцій безпеки. Тому тільки в граничному випадку (найбільш консервативно) інтервал визначення коефіцієнта неготовності відповідає тривалості ремонту енергоблока  $t_{\text{ППР}}$ . В інших випадках для інтервалу інтегрування  $K_{\text{нт}}$  приймаються менші значення, аж до нульових. Під час оцінок ймовірності відмови системи в ППР додатково враховується можливість переведення випробовуваного каналу в стан виконання призначених функцій безпеки з інтенсивністю потоку відмов  $\lambda_i$ . За даними досвіду експлуатації для більшості АСБ прийнятно  $\lambda_i/\lambda \geq 10$ . Передбачається також, що в результаті успішних

випробувань каналу АСБ ймовірність відмови визначається тільки якістю технічного обслуговування безпосередньо під час цих випробувань.

Критеріями прийнятності модернізованої стратегії є умови неперевикнення проектного рівня надійності за регламентованих значень періодичності випробувань  $t_{op}$  і припустимого часу виведення в непрацездатний стан каналу АСБ  $t_p^{доп}$  під час роботи реактора на потужності.

Цільова функція ризику  $R$  для модернізованої стратегії (плановий ремонт тільки одного каналу) має вигляд [7].

$$R = K_{нг}(t_0, t_p) - K_{нг}(t_{op}, t_p^{доп}) + K_{нг}^{ППР2}(t_0, t_p) - K_{нг}^{ППР0}(t_{op}, t_p^{доп}) \quad (2.22)$$

де  $K_{нг}(t_0, t_p)$ ;  $K_{нг}(t_0, t_p^{доп})$  – відповідно коефіцієнти неготовності системи під час роботи реактора на потужності за модернізованих інтервалів випробувань  $t_0$ , часу ремонту системи  $t_p$  і регламентних значень  $t_{op}$ ,  $t_p^{доп}$ ;

$K_{нг}^{ППР0}$  – коефіцієнт неготовності системи в процесі ППР за проектної стратегії;

$K_{нг}^{ППР2}$  – коефіцієнт неготовності системи в процесі ППР за модернізованої стратегії.

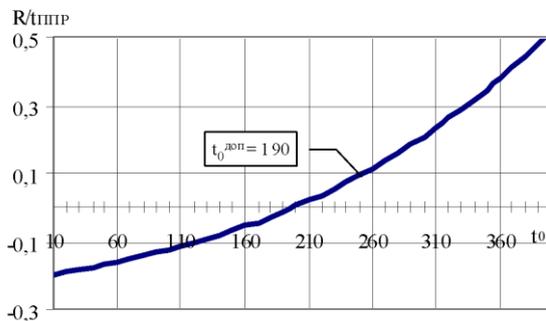
### **Аналіз результатів розрахункового моделювання**

Результати розрахунків допустимих значень періодів очікування  $t_0^{доп}$  для модернізованої стратегії без випробувань каналів, що не ремонтуються, за різної надійності обладнання ( $\lambda = 10^{-6} - 10^{-3}$  1/год) наведено на рис. 2.2 і 2.3. Згідно з отриманими результатами за  $t_0 \geq t_{op}$  визначальний вплив на допустимий період очікування має зміна умов проведення планового ремонту каналів АСБ. В ухваленій стратегії за період ППР два канали перебувають у режимі оперативної готовності, і ймовірність їхньої відмови безперервно збільшується пропорційно інтенсивності потоку відмов для обладнання АСБ  $\lambda$ . Тому збільшення надійності обладнання (зменшення  $\lambda$ ) призводить до збільшення допустимого значення періоду очікування. Так, при  $\lambda < 10^{-3}$  1/ч  $t_0^{доп} > 240$  год.

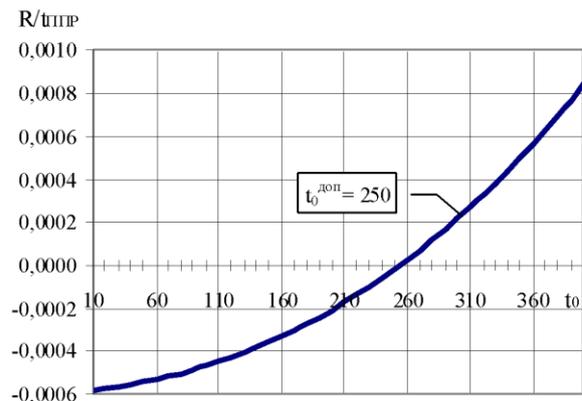
У разі зменшення часу  $\tau_{ППР}$  (або проміжку часу, на якому необхідна працездатність щонайменше двох каналів АСБ у процесі ППР) вплив надійності обладнання має іншу тенденцію. У цьому випадку визначальним фактором за  $t_0 \geq t_{op}$  є "запас" за надійністю, викликаний скороченням часу непланових ремонтів каналів

АСБ під час роботи реактора на потужності  $t_p$  відносно до припустимих значень за проектом ( $t_p^{\text{доп}} = 72 \text{ год}$ ). Запас за надійністю щодо проектних умов пропорційний  $\lambda(t_p - t_p^{\text{доп}})$ . Тому для ситуацій зі скороченими термінами  $\tau_{\text{ППР}}$  (або необхідного часу працездатності каналів, що не ремонтуються) збільшення надійності обладнання за інших рівних умов призводить до скорочення допустимих значень періоду очікування  $t_0^{\text{доп}}$ , але не менше ніж 240 год. У цьому випадку за великих значень  $\tau_{\text{ППР}}$  також визначальним фактором  $t_0^{\text{доп}}$  є вплив зміни проектної стратегії планового ремонту АСБ у процесі ППР. Однак проведення випробувань у процесі ППР каналів, що не ремонтуються, призводить до загального підвищення надійності системи в процесі ППР (стосовно попереднього випадку), що зрештою розширює допустимий діапазон  $t_0^{\text{доп}}$ . Так, для всіх розглянутих значень надійності обладнання значення  $t_0^{\text{доп}} = 320 - 380$  год, і зі збільшенням надійності обладнання (зменшенням  $\lambda$ ) значення допустимого періоду очікування планових випробувань каналу АСБ під час роботи реактора на потужності збільшуються.

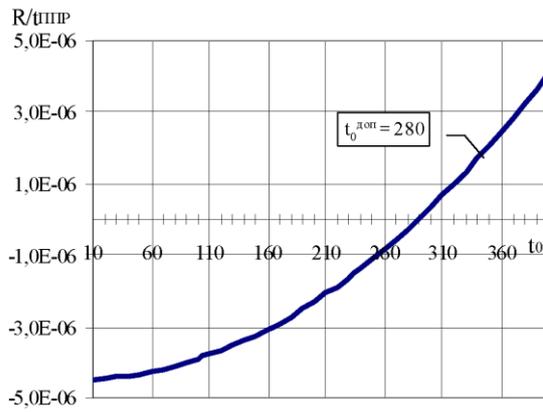
Зменшення часу ремонту  $\tau_{\text{ППР}}$  (або часу необхідної працездатності неремонтованих у процесі ППР) також призводить до зміни тенденції впливу надійності обладнання на  $t_0^{\text{доп}}$ , що визначається впливом "запасу за надійністю", спричиненим скороченням часу ремонту каналу АСБ на потужності  $t_p$  щодо допустимого проектом значення  $t_0^{\text{доп}}$ .



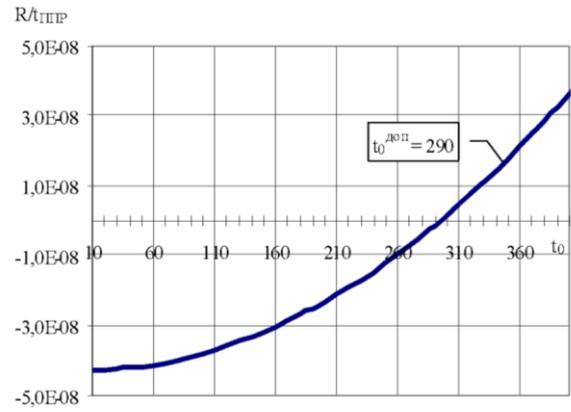
$$\lambda = 10^{-3} \text{ 1/год}$$



$$\lambda = 10^{-5} \text{ 1/год}$$

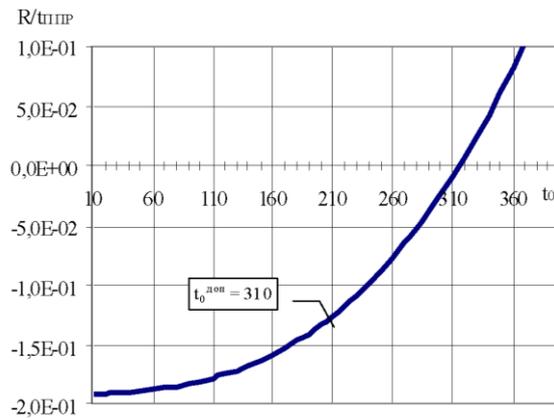


$$\lambda = 10^{-4} \text{ 1/год}$$

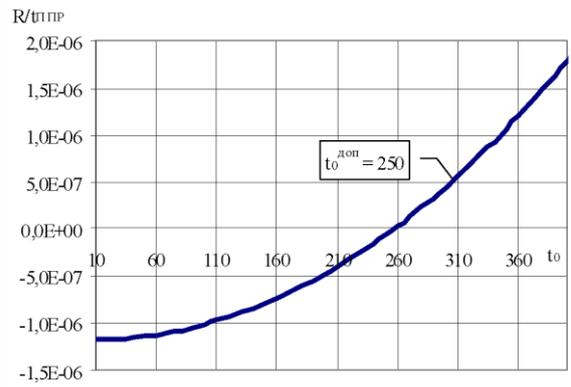


$$\lambda = 10^{-4} \text{ 1/год}$$

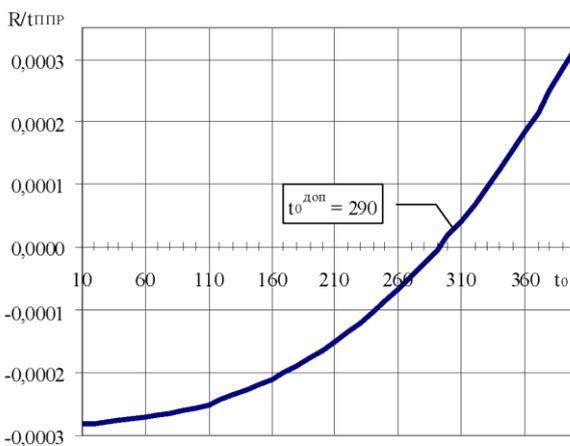
Рис. 2.2. Розрахункові оцінки допустимого часу періоду очікування  $t_0^{\text{доп}}$  при  $\tau_{\text{ППР}} = 1440$  год без випробувань неремонтованих каналів.



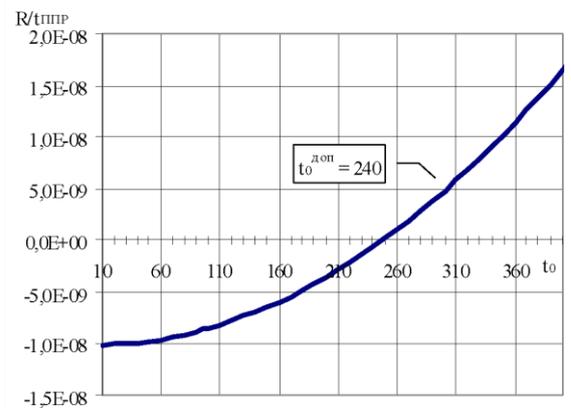
$$\lambda = 10^{-3} \text{ 1/год}$$



$$\lambda = 10^{-5} \text{ 1/год}$$

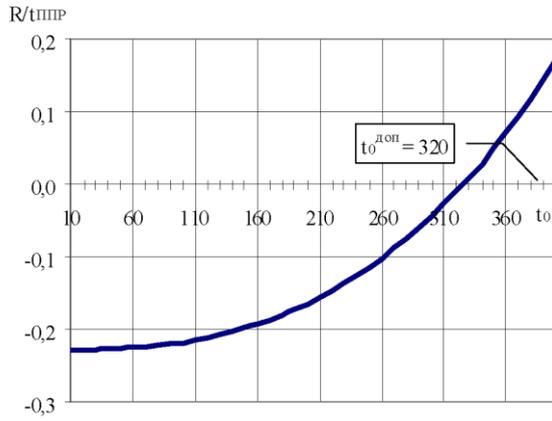


$$\lambda = 10^{-4} \text{ 1/год}$$

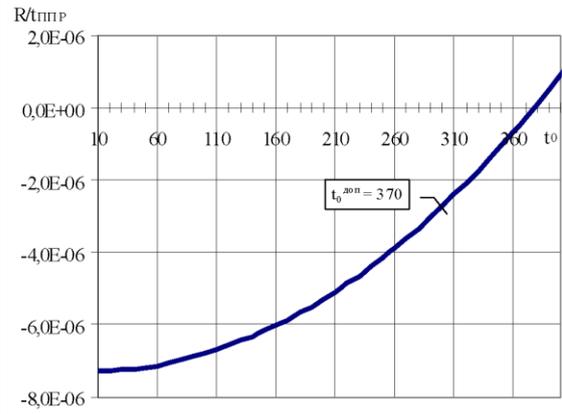


$$\lambda = 10^{-6} \text{ 1/год}$$

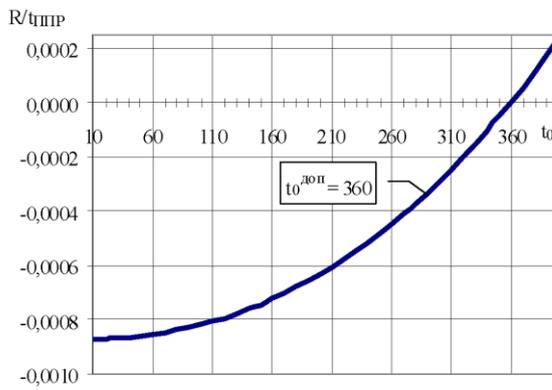
Рис. 2.3. Розрахункові оцінки допустимого часу періоду очікування  $t_0^{\text{доп}}$  при  $\tau_{\text{ППР}} = 480$  год без випробувань неремонтованих каналів.



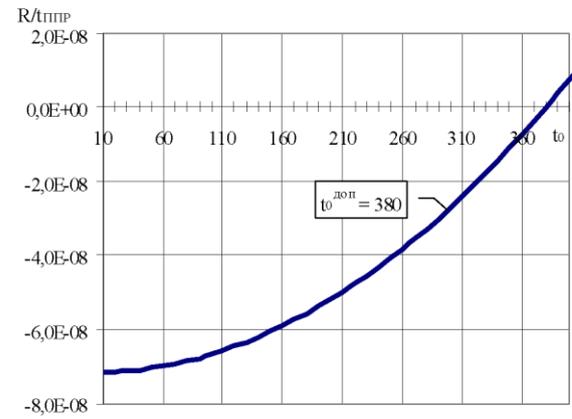
$$\lambda = 10^{-3} \text{ 1/год}$$



$$\lambda = 10^{-5} \text{ 1/год}$$

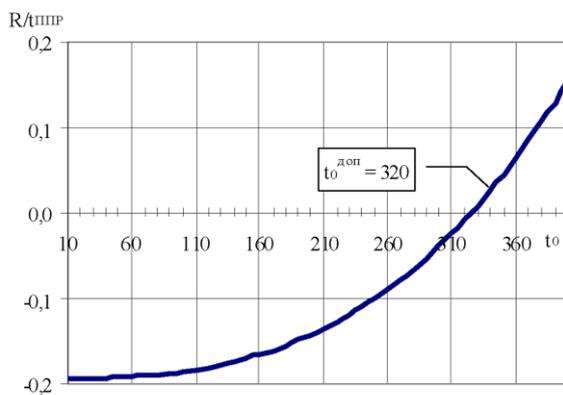


$$\lambda = 10^{-4} \text{ 1/год}$$

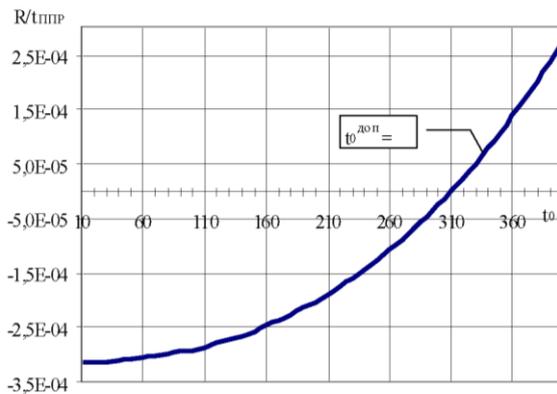


$$\lambda = 10^{-6} \text{ 1/год}$$

Рис. 2.4. Розрахункові оцінки допустимого часу періоду очікування  $t_0^{\text{доп}}$  при  $\tau_{\text{ППР}} = 1440$  год з урахуванням випробувань неремонтованих каналів.



$$\lambda = 10^{-3} \text{ 1/год}$$



$$\lambda = 10^{-4} \text{ 1/год}$$

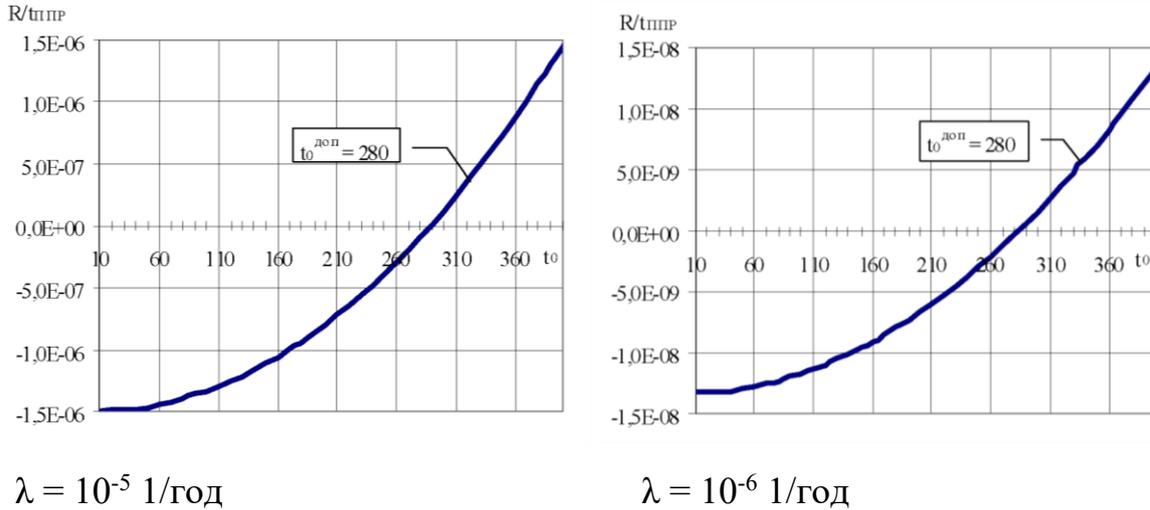
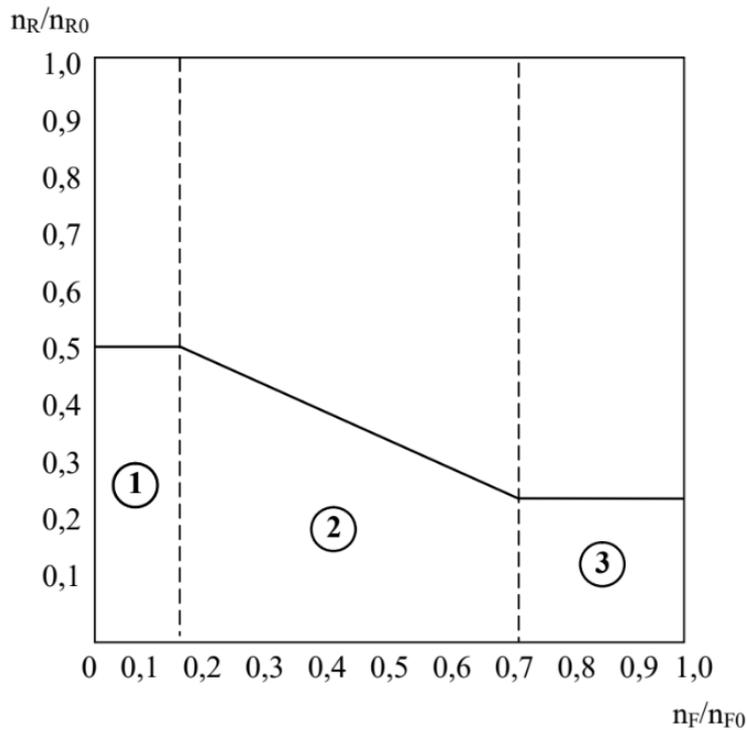


Рис. 2.5. Розрахункові оцінки допустимого часу періоду очікування  $t_0^{доп}$  при  $\tau_{ППР} = 480$  год з урахуванням випробувань неремонтованих каналів.

Проведений статистичний аналіз показників надійності тепломеханічного обладнання активної частини САОЗ ВВЕР-1000/320 на основі експлуатаційних даних за порушеннями, відмовами і дефектами показав, що показники надійності каналу АСБ визначаються головним чином показниками надійності насосного обладнання. При цьому інтенсивність потоку відмов не перевищує значень  $10^{-4}$  1/год, час відновлення/ремонту при виявлених відмовах/пошкодженнях не перевищує 48 год.

Наведені результати розрахункових обґрунтувань оптимізації періодичності та обсягів ППР АСБ обґрунтовані для розглянутих систем активної частини САОЗ ВВЕР-1000/320.



Модернізація стратегій ПР АСБ:

$n_R$  - проектна кількість ПР;  $n_{R0}$  - модернізована кількість ПР;

$n_{F0}$  - загальна кількість відмов/порушень;

$n_F$  - кількість відмов/порушень з причини неякісного ПР;

① - стратегія скорочення ПР при збільшенні випробувань на потужності;

② - стратегія скорочення ПР за параметром якості ремонту;

③ - область неприпустимого скорочення ПР

## Висновки

Отримані результати технічних і розрахункових обґрунтувань дають змогу сформулювати основні положення концептуального технічного рішення щодо зміни експлуатаційної практики планового ремонту каналів активної частини РАВЗ енергоблоків з ВВЕР-1000/320:

У рік капітального ремонту енергоблока ВВЕР-1000/320 плановий ремонт, контроль і технічне обслуговування в повному обсязі, передбаченому експлуатаційною і заводською документацією, а також технічний огляд, капітальний ремонт і ресурсне обстеження устаткування проходять усі канали систем безпеки, які планово випробовують під час роботи реактора на потужності.

У наступні середні ремонти енергоблока ВВЕР-1000/320 у повному обсязі плановий ремонт, контроль і технічне обслуговування послідовно проходить тільки один із трьох каналів системи безпеки. У разі необхідності для каналів, що не ремонтуються, у середній ремонт проводять роботи з відновлення теплообмінної

поверхні теплообмінника аварійного охолодження реактора, метрологічної атестації засобів вимірювання, контролю металу і ресурсного обстеження засобів автоматики та електрообладнання (ремонт каналу в неповному обсязі).

Обмеженням застосування стратегії планового ремонту одного з трьох каналів у середні ремонти енергоблока є виконання будь-якої з таких умов:

відмова каналу в результаті передпускових випробувань систем безпеки;

перевищення 48 год непрацездатності каналу системи безпеки через

неплановий ремонт під час роботи реактора на потужності;

перевищення значення ймовірнісного показника інтенсивності потоку відмов каналу системи безпеки понад  $10^{-4}$  1/год.

## **РОЗДІЛ 3. МОДЕРНІЗАЦІЯ СТРАТЕГІЙ КОНТРОЛЮ МЕТАЛУ В ПЕРІОД РЕМОНТНОЇ КАМПАНІЇ ЕНЕРГОБЛОКА**

### **3.1 Основні положення, принципи та критерії оптимізації експлуатаційного контролю металу трубопроводів**

Одним з ефективних напрямів модернізації технології ремонтів енергоблоків є оптимізація контролю в період ремонтної кампанії енергоблока, тобто зменшення періодичності та обсягів контролю в процесі планового ремонту за забезпечення необхідного рівня безпеки та надійності контролю. Під оптимізацією систем контролю мається на увазі допустима мінімізація засобів, обсягів і періодичності контролю за забезпечення необхідної надійності контролю та умов безпечної експлуатації. Необхідність оптимізації систем контролю визначається такими основними факторами. З одного боку, підвищення безпеки, ефективності та модернізація виробництва, управління старінням і подовження термінів експлуатації зумовлюють необхідність посилення експлуатаційного контролю, зокрема за рахунок збільшення засобів, обсягів і частоти періодичності контролю. З іншого боку, неефективне збільшення кількості засобів, обсягів і періодичності контролю призводить до необґрунтованих економічних витрат, технологічних обмежень експлуатації, зростання дозових навантажень на обслуговувальний персонал, а в певних випадках і до зниження надійності контролю, пов'язаного зі значним ускладненням як безпосередньо організації контролю, так і зростанням впливу помилкових дій персоналу. Крім того, регламентовані проектами АЕС системи контролю в частині кількості засобів, обсягів і періодичності контролю в багатьох випадках визначалися апріорі без достатніх технічних обґрунтувань їх доцільності, без урахування досвіду експлуатації та модернізацій безпосередньо технічних засобів контролю. Тому оптимізація кількості засобів/обсягів/періодичності контролю є актуальним питанням у загальному завданні оптимізації ремонтів енергоблоків.

Одним з ефективних напрямів технічного обґрунтування оптимізації систем контролю є застосування РОП, де як цільову функцію ризику можна використати показники ймовірності руйнування герметичності устаткування/систем, відсутності

надійності необхідного рівня контролю, імовірність виникнення важких аварій та ін. Як критерії оптимізації систем контролю в рамках РОП можуть бути використані реально досяжний мінімальний рівень ризику і неперевищення проектних показників безпеки та/або надійності контролю. Під час оптимізації систем контролю конкретних об'єктів контролю необхідно враховувати вплив об'єктів контролю на загальні показники безпеки або ефективності виробництва (для систем, що не впливають на безпеку).

У загальному випадку вимоги щодо планування експлуатаційного контролю металу в чинних нормах і стандартах у різних країнах базуються на ймовірнісних і детерміністських принципах. У США вимоги до експлуатаційного контролю (ISI) встановлені в Частині XI Норм ASME для чотирьох категорій компонентів з урахуванням особливості їх конструкції, умов експлуатації та впливу на загальний рівень безпеки. У більшості країн західної Європи (Іспанія, Бельгія, Велика Британія, Швейцарія та ін.) загальні вимоги до експлуатаційного контролю металу трубопроводів також подібні до ASME, але враховують особливості досвіду експлуатації, результатів контролю оцінок показників безпеки (див., наприклад, [10, 11]), а також результати загальноєвропейських досліджень (ENIG).

Досвід реалізації RIISI на АЕС США (Vermont Yankee, Arkansas Nuclear One і Surry) показав, що така методика проведення експлуатаційного контролю є економічно вигідною, технічно обґрунтованою, ефективно об'єднує досвід експлуатації та програми контролю, враховує процеси деградації металу, знижує дозові навантаження на персонал [12]. У Франції ліцензіат установив програми контролю, які включають основні вимоги щодо (а) контролю під час виготовлення (Норми RCC-M) і (б) експлуатаційного контролю (Норми RSEM). Останні включають вимоги для кваліфікації контролю щодо тих компонентів, де раніше були виявлені дефекти або прояви механізмів деградації. У Німеччині методи, рівні та інтервали для експлуатаційного контролю визначені в Нормах КТА 3201.4 і 3211.4.

Для оптимізації контролю металу трубопроводів у більшості ядерних держав використовують ризик-орієнтовані методи (RIISI). Наразі для застосування на АЕС США схвалено і використовують переважно дві методики оптимізації контролю

металу трубопроводів: WOG і EPRI. Для вибору адекватної методології на основі ризику технічної обґрунтованості, можливості ліцензування та економічної вигоди можуть бути використані відповідні критерії. У Європі використовують три основні методології RIISI: WOG, шведська (подібна до EPRI) і процедура OMF-структур (EDF).

Ризик-орієнтований експлуатаційний контроль є пріоритетним напрямом у довгостроковій програмі Робочої групи ядерних регуляторів (NRWG) Європейської Комісії. Було створено Спеціальну групу (TF), яка забезпечила узгодження методології та принципів управління ризик-орієнтованим експлуатаційним контролем. Однак оскільки в даний час існують відмінності в забезпеченні цілей безпеки в різних країнах, не досягнуто спільної згоди щодо вибору показників ризику і процесу оптимізації.

Починаючи з кінця 80-х років минулого століття, в Україні широко застосовується імовірнісний аналіз для оцінки безпеки АЕС. Зокрема, однією з умов ліцензування енергоблоків АЕС є виконання імовірнісного аналізу безпеки (ВАБ) у рамках звіту з аналізу безпеки. Наразі успішно завершено розроблення ВАБ першого рівня для пілотних і пускових енергоблоків. Одним із результатів ВАБ є розроблення моделей, які можуть бути використані як основа при виконанні аналізу проєктних і запроєктних аварій, для обґрунтування інструкцій з управління та ліквідації аварій. Логічним продовженням робіт з ВАБ, виконаних у рамках оцінки безпеки, є застосування РОП під час експлуатації та в регулюючій діяльності, про що було прийнято принципове рішення на колегії Держатомрегулювання України [13].

Подальше розроблення загальної стратегії та етапів впровадження РОП у практику експлуатації та регулювання безпеки АЕС України реалізувалося у вигляді "Програми впровадження ризик-орієнтованих підходів" [14]. Зокрема, визначено загальні вимоги до методики застосування РОП для експлуатаційного контролю трубопроводів АЕС з урахуванням їх впливу на безпеку (RIISI). Метою впровадження цього напрямку РОП є оптимізація обсягів контролю, зниження витрат і дозових навантажень на персонал при виконанні контролю з дотриманням поточного рівня безпеки АЕС.

Експлуатаційний контроль (ЕК) трубопроводів - захід, який має гарантувати їхню цілісність і виконання проектних функцій. ЕК насамперед повинен забезпечити виконання таких завдань:

1. Виявлення дефектів у стані трубопроводів, які можуть призвести до відмов.
2. Контроль виконання проектних умов експлуатації та наявності запасу надійності.
3. Отримання інформації про поточний стан технічних характеристик і параметрів.

Ефективність ЕК трубопроводів залежить від методів/видів технічних засобів, періодичності та обсягу контролю, а також забезпечення якості під час експлуатаційного контролю металу (ЕКМ). ЕК трубопроводів має бути орієнтований на: запобігання виникненню відмов, порушень умов нормальної експлуатації та аварійних ситуацій; оптимізацію методів, технічних засобів, періодичності та тривалості контролю при забезпеченні проектних показників надійності та безпеки; виявлення дефектів, різних механізмів і умов деградації за досвідом експлуатації; прогнозування і виявлення непередбачених, несподіваних процесів деградації; оцінку ТЗ трубопроводів для переходу на РТС і продовження призначених термінів експлуатації.

Загальні положення організації оптимізації ЕКМ трубопроводів на основі РОП (РОЕК) полягають у такому:

1. Застосування РОП для ЕКМ трубопроводів має забезпечувати:
  - підвищення ефективності та економічної доцільності методів, технічних засобів і умов контролю; оптимізацію ЕКМ і зниження надмірно консервативних і неефективних заходів контролю, що не впливають на безпеку та/або ефективність виробництва.
2. В основі РОЕК трубопроводів міститься поняття ризику, яке в загальнотехнічному розумінні може бути оцінене як добуток показників, що відображають можливість виникнення відмови трубопроводу, і значущості наслідків такої відмови.

### **3.2 Модернізація стратегій експлуатаційного контролю металу трубопроводів 1-го контуру АЕС з ВВЕР**

У цьому розділі представлено оригінальну методику оптимізації ЕКМ трубопроводів 1-го контуру. Багаторічний досвід експлуатації АЕС засвідчив, що для трубопроводів 1-го контуру, виконаних із сталей, що не іржавіють, основний механізм деградації/руйнування пов'язаний із циклічними навантаженнями на метал, спричиненими перехідними й аварійними режимами експлуатації. У цьому методі під оптимізацією періодичності та обсягу ЕКМ мається на увазі зміна наявного рівня за обсягом і періодичністю ЕКМ. Як показники можливості виникнення критичного дефекту використовують: критерій виникнення за фактом критичних дефектів за певний період експлуатації; оцінка залишкового ресурсу за циклічними навантаженнями. Як показники впливу надійності трубопроводу (сегмента трубопроводу) на безпеку (та/або надійність вироблення електроенергії - НВЕ) використовують: імовірність збільшення частоти ушкодження активної зони (ЧУАЗ) у разі виникнення критичного дефекту; детерміністична оцінка проектно-регламентних вимог за необхідністю зупинки реактора (або зниження потужності) у разі виникнення критичного дефекту.

Під критичним дефектом/відмовою розуміють дефект, виявлений під час проведення ЕКМ, який перевищує нормативні значення і потребує усунення або явну відмову (типу текти тощо).

Виділяють чотири рівні за обсягом і періодичністю ЕКМ для трубопроводів, що підлягають періодичному контролю:

рівень 0 - ЕКМ відсутній (ремонт трубопроводу здійснюється тільки за фактом явного дефекту типу текти);

рівень 1 - ЕКМ здійснюється в усиченому обсязі з частковим виключенням видів контролю та/або з більш рідкісним його проведенням;

рівень 2 - обсяг і періодичність ЕКМ залишається без змін (здійснюється в тому самому обсязі та з тією самою періодичністю);

рівень 3 - ЕКМ із включенням додаткових методів контролю та(або) з частішим його проведенням.

Для трубопроводів, що не підлягають періодичному контролю, виділяють два рівні контролю:

рівень 0 - ЕКМ відсутній - відповідає поточному стану ЕКМ;

рівень 3 - періодичний ЕКМ вводиться.

Вибір конкретних обсягів і періодичності ЕКМ для рівнів 1 і 3 здійснюється експлуатуючою організацією на підставі досвіду експлуатації та чинних робочих програм контролю металу.

Оптимізація періодичності та обсягу ЕКМ зі встановленням рівня ЕКМ базується на аналізі таких характеристик трубопроводу (сегмента трубопроводу):

вплив на безпеку - оцінюється за допомогою збільшення ЧПАЗ у разі руйнування цього сегмента трубопроводу;

вплив на НВЕ - оцінюється детерміністично на підставі висновку про необхідність зниження електричної потужності енергоблока в разі руйнування цього сегмента трубопроводу;

залишковий ресурс - оцінюють за допомогою нормативно закріпленої оцінки величини коефіцієнта накопичених втомних напружень, що враховує кількість циклів навантаження, які мали місце, і максимально допустиму кількість циклів навантаження;

критичні дефекти/відкоси сегмента трубопроводу, що мали місце і потребували ремонту.

За кожною з чотирьох характеристик трубопроводу (сегмента трубопроводу) проводиться окрема оцінка на підставі критерію оцінки:

за впливом на безпеку - впливає або не впливає;

за впливом на НВЕ - впливає або не впливає;

за залишковим ресурсом - вироблений ресурс або не вироблений;

за дефектами/відмовами, що мали місце, - був критичний дефект/відмова чи ні.

Критерієм відсутності впливу трубопроводу (сегмента трубопроводу) на безпеку є відсутність або нехтовно мале збільшення ЧПАЗ у разі руйнування аналізованого трубопроводу (сегмента трубопроводу). Відсутність впливу на безпеку трубопроводу (сегмента трубопроводу) має місце за  $\Delta\text{ЧПАЗ} \leq 10^{-6}$  на реактор на рік за умови, що

руйнування цього трубопроводу (сегмента трубопроводу) не є вихідною подією аварії. Критерієм відсутності впливу трубопроводу (сегмента трубопроводу) на НВЕ є відсутність необхідності зниження електричної потужності РУ при руйнуванні цього трубопроводу (сегмента трубопроводу). При цьому враховуються будь-які причини, що призводять до зниження потужності, наприклад: порушення умов/визначень безпечної експлуатації; порушення умов нормальної експлуатації обладнання; неможливість ремонту сегмента трубопроводу через обмежений доступ персоналу під час роботи реактора.

Показник оцінки залишкового ресурсу за циклічними навантаженнями визначають нормативним детерміністським критерієм відношення фактичних (з досвіду експлуатації) режимів із низькочастотними та високочастотними циклічними навантаженнями і гранично допустимими навантаженнями за характеристиками міцності та конструкційними характеристиками трубопроводів (сегментів трубопроводів). Основний механізм деградації - втомливе руйнування сегментів трубопроводів і зварних з'єднань під дією зовнішніх циклічних навантажень з урахуванням корозійних процесів, а також виду і якості обробки зварних з'єднань.

Критерієм відсутності дефектів/відмов трубопроводу (сегмента трубопроводу) приймають відсутність протягом останніх 10 років дефектів металу трубопроводу та/або зварного з'єднання, що призводили або потенційно могли призвести до протікання будь-якої витрати і потребували проведення ремонтних робіт, тобто  $n(T = 10 \text{ років}) = 0$ . У разі якщо енергоблок (дана ділянка трубопроводу) не пропрацював 10 років, або з якихось інших причин експлуатаційна статистика за наявністю дефектів/відмов трубопроводу (сегмента трубопроводу) за період 10 років відсутня, то консервативно приймають  $n(T = 10 \text{ років}) > 0$ .

Встановлення рівня (за обсягом і періодичністю) ЕКМ трубопроводу (сегмента трубопроводу), за умови, що цей трубопровід (сегмент трубопроводу) підлягав періодичному контролю, базується на таких якісних положеннях:

а) якщо трубопровід (сегмент) не впливає ні на безпеку, ні на НВЕ, то запобігання його руйнуванню методами ЕКМ не потрібне - рівень 0 і руйнування

трубопроводу (сегмента) буде усунуто за фактом його реалізації (за фактом виявлення течі);

б) якщо трубопровід (сегмент) впливає або на безпеку, або на НВЕ, то з метою попередження його руйнування необхідно проводити ЕКМ - рівні 1 - 3;

в) якщо трубопровід (сегмент), який впливає на безпеку та/або НВЕ, не виробив свій ресурс, а тривалий досвід експлуатації (10 останніх років) свідчить про відсутність дефектів/відмов, що потребують ремонту, то ЕКМ можна знизити - рівень 1;

г) якщо трубопровід (сегмент), який впливає на безпеку та/або НВЕ, відпрацював свій ресурс, але дефектів/відмов не було, або не відпрацював свій ресурс, (але були дефекти/відмови), то ЕКМ має залишитися на попередньому рівні - рівень 2;

д) якщо трубопровід (сегмент), що впливає на безпеку та/або НВЕ, виробив свій ресурс, а також за останні 10 років мав не менше одного дефекту/відмови, що потребує ремонту, то ЕКМ необхідно посилити - рівень 3.

Встановлення рівня (за обсягом і періодичністю) ЕКМ трубопроводу (сегмента трубопроводу), за умови, що цей трубопровід (сегмент трубопроводу) **не** підлягав періодичному контролю, базується на таких якісних положеннях:

а) якщо трубопровід (сегмент) не впливає ні на безпеку, ні на НВЕ, то запобігання його руйнуванню методами ЕКМ не потрібне - рівень 0 і руйнування трубопроводу (сегмента) буде усунуто за фактом його реалізації (за фактом виявлення течі);

б) якщо трубопровід (сегмент) впливає або на безпеку, або на НВЕ, то з метою попередження його руйнування необхідно проводити ЕКМ - рівень 3.

Критерії вибору рівня ЕКМ наведено в табл. 3.1.

**Таблиця 3.1. Критерії вибору рівня ЕКМ залежно від характеристики трубопроводу (сегмента трубопроводу)**

Рівень ЕКМ	Характеристика рівня ЕКМ	Критерій вибору рівня ЕКМ трубопроводу (сегмента трубопроводу) залежно від наявності періодичного контролю на момент аналізу	
		Періодичний контроль був передбачений	Періодичний контроль не був передбачений
0	Відсутність ЕКМ	$\Delta ЧПАЗ \leq 10^{-6}$ 1/ реактор на рік. На НВЕ не впливає	$\Delta ЧПАЗ \leq 10^{-6}$ 1/ реактор на рік. На НВЕ не впливає
1	Усічений ЕКМ	$\Delta ЧПАЗ > 10^{-6}$ 1/ реактор на рік і(або) є вплив на НВЕ. При цьому: $K \leq 0,1$ и $n(T = 10 \text{ лет}) = 0$	–
2	ЕКМ без змін (у тому ж обсязі та періодичності)	$\Delta ЧПАЗ > 10^{-6}$ 1/ реактор на рік і(або) є вплив на НВЕ. При цьому: $K > 0,1$ или $n(T = 10 \text{ лет}) > 0$	–
3	ЕКМ із додатковим та/або частішим контролем	$\Delta ЧПАЗ > 10^{-6}$ 1/ реактор на рік і(або) є вплив на НВЕ. При цьому: $K > 0,1$ и $n(T = 10 \text{ лет}) > 0$	$\Delta ЧПАЗ > 10^{-6}$ 1/ реактор на рік та/або є вплив на НВЕ

Примітки:

1. У разі якщо розрив аналізованого трубопроводу (сегмента трубопроводу) є вихідною подією аварії, трубопровід вважається таким, що впливає на безпеку ( $\Delta ЧПАЗ > 10^{-6}$ ).

2. У разі якщо статистика щодо дефектів/відмов трубопроводу за період 10 років відсутня, то  $n(T = 10 \text{ років}) > 0$ .

3. У разі якщо спочатку аналізований трубопровід (сегмент), не підлягав періодичному контролю і за аналізом віднесений до ЕКМ третього рівня, то для цього трубопроводу (сегмента) необхідно встановити періодичний контроль.

Таким чином, для оптимізації ЕКМ ймовірності пошкодження активної зони цільовий показник може бути виражений у величині ЧПАЗ:

$$\text{ЧПАЗ} \leq 10^{-4} \text{ 1/реактор на рік.}$$

Для оцінки допустимих приростів ЧПАЗ доцільно використовувати рекомендації МАГАТЕ - NRC (рис. 3.1).

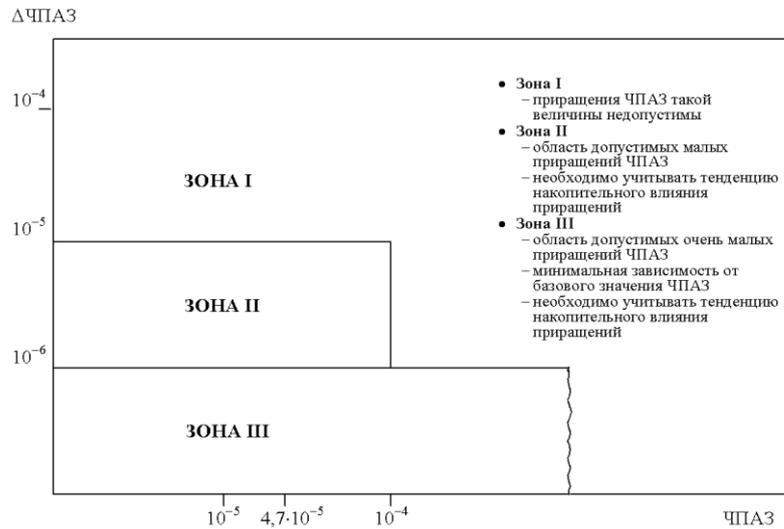


Рис. 3.1. Рекомендації МАГАТЕ щодо прийнятності збільшення ЧПАЗ залежно від отриманих (базових) значень ЧПАЗ.

Трубопроводи (сегменти трубопроводів), руйнування яких призводять до вихідної події аварії (ІСА), впливають на безпеку. Оскільки навіть за дуже низької умовної ймовірності пошкодження активної зони ( $P_{AZ} \rightarrow 0$ ) і гарантованого руйнування даного трубопроводу ( $\lambda_{ИСА} \rightarrow \infty$ ) приріст за даним ІСА може перевищити  $10^{-6}$  1/реактор на рік ( $\Delta\text{ЧПАЗ} > 10^{-6}$ ).

З огляду на можливу похибку у визначенні величин  $P_{AZ}$  і  $\lambda_{ИСА}$  і виходячи з принципу консерватизму, приймаємо: трубопроводи (сегменти), руйнування яких призводять до ІСА -  $\text{ЧПАЗ} > 10^{-6}$  1/реактор на рік.

Для трубопроводів (сегментів трубопроводів), руйнування яких не призводять до ІСА, вплив на безпеку оцінюють за допомогою приросту ЧПАЗ

$$\Delta\text{ЧПАЗ} = \text{ЧПАЗ}(P_{mp}=1) - \text{ЧПАЗ}_б,$$

де  $\text{ЧПАЗ}(P_{mp} = 1)$  — сумарна частота ушкодження активної зони за умови руйнування аналізованого трубопроводу (сегмента);  $\text{ЧПАЗ}_б$  — базове значення сумарної ЧПАЗ, отримане як основний результат ВАБ.

Розрахунки ЧПАЗ ( $P_{mp} = 1$ ) проводять за допомогою доповнення моделей систем базовими подіями, що моделюють руйнування трубопроводу (сегмента трубопроводу), що аналізується. Імовірність відмови за цією базовою подією задається рівною 1.

Розрахунки величин  $\Delta$ ЧПАЗ проводять за всіма аналізованими трубопроводами (сегментами трубопроводів).

Оцінка залишкового ресурсу визначається за залежністю для умови міцності за накопиченим втомленим пошкодженням і має вигляд

$$P_H = \sum_{j=1}^3 \frac{\mu_j N_j}{[N_0]_j} + \frac{N_B}{[N_0]}$$

де  $N_j$  - фактична кількість низькочастотних циклів навантаження за час експлуатації для  $j$ -го режиму експлуатації;  $N_B$  - фактична кількість високочастотних циклів навантаження (викликаних, наприклад, вібрацією трубопроводів);  $[N_0]$  - припустима кількість циклів навантаження, що визначається відповідно до Норм розрахунку на міцність трубопроводів АЕС [15]. Для оцінки внеску  $j$ -ї групи у втомлено-міцнісні характеристики приймається залежність коефіцієнтів впливу  $\mu_j$  експлуатаційних режимів від співвідношення максимальної амплітуди напруг  $\sigma_{af}$  для  $j$ -ї групи та гранично допустимої амплітуди напруг  $[\sigma]$ .

$$\mu_j = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{[\sigma] - R}}, & \text{при } (\sigma_{af})_j > R \\ \frac{m}{\sqrt{(\sigma_{af})_j - R}}, & \text{при } (\sigma_{af})_j \leq R \end{cases}$$

$$R = \frac{R_{-l}^T}{1 + \frac{R_{-l}^T}{R_m^T} \frac{l+r}{l-r}}$$

де  $R_m^T$  - тимчасовий опір;  $R_{p0,2}^T$  - межа плинності;  $R_{mi}^T$  - межа тривалої міцності.

Ушкодження, викликана вібраційними (високочастотними) циклічними навантаженнями на трубопроводах і зварні з'єднання під час стаціонарних режимів РУ, визначається за загальним числом фактичних циклів навантаження.

$$N_B = \sum_i f_i t_{Bi} \mu_{Bi}$$

де  $f_i$  - основна частота вібраційних навантажень за час вібраційного стану  $t_{Bi}$ . Коефіцієнт оцінки внеску вібраційних навантажень на пошкоджувальність у стаціонарних режимах  $\mu_{Bi}$  за  $(\sigma_{af})_j$ , що дорівнює максимальній амплітуді в спектрі вібраційних напруг, визначається згідно з нормами розрахунку на міцність.

Практичне застосування передбачуваного РОП оптимізації ЕКМ трубопроводів 1-го контуру енергоблоків типу ВВЕР (метод ОКМТ) можна представити на прикладі системи аварійного охолодження активної зони реактора насосами високого тиску (TQ14-34). Оптимізацію ЕКМ проводять для двох сегментів трубопроводу системи TQ14-34 енергоблока № 5 ЗАЕС (рис. 3.2).

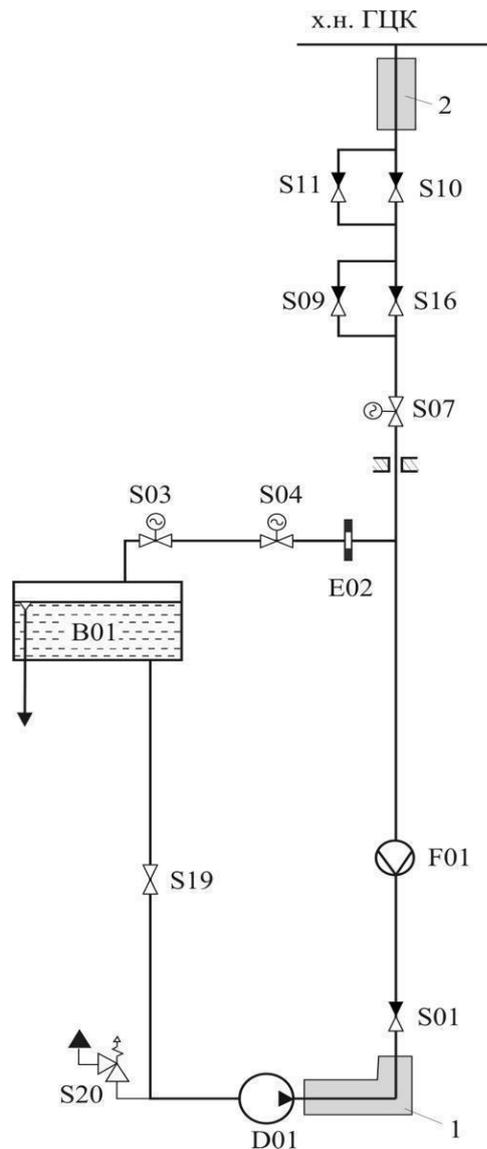


Рис. 3.2. Схема одного каналу системи аварійного вприскування бору TQ14(24, 34):

1 - перший аналізований сегмент трубопроводу; 2 - другий аналізований сегмент трубопроводу.

Проведено три розрахунки з визначення сумарної ЧПАЗ з використанням змінених моделей каналів системи TQ14-34 відповідно (у кожному розрахунку застосовували змінене дерево відмов одного каналу системи TQ14-34).

Розглянуті показники для розглянутої системи САОЗ ВД (TQ14-34) можна представити у формі критерію оптимізації ЕКМ: "показник можливості виникнення критичного дефекту" - "показник впливу виникнення критичного дефекту на безпеку (або НВЭ)". Область цих показників і відповідні рівні ЕКМ подано на рис. 3.3.

Показник можливості і виникнення критичного дефекту	$P_H \geq [a_N]$ и $n(T = 10) > 0$	ЭКМ – 0	ЭКМ – 3	Показник впливу виникнення критичного дефекту на безпеку (або НВЭ)
	$P_H \geq [a_N]$ или $n(T = 10) > 0$	ЭКМ – 0	ЭКМ – 2	
	$P_H < [a_N]$ или $n(T = 10) > 0$	ЭКМ – 0	ЭКМ – 1	
		$\Delta ЧПАЗ < 10^{-6}$ і не є ИСА і не впливає на НВЭ	$\Delta ЧПАЗ \geq 10^{-6}$ та/або є ИСА та/або впливає на НВЭ	

Рис. 3.3. Матриця визначення ЕКМ залежно від показників виникнення дефекту та його впливу на безпеку.

Зведені результати з оцінки рівня ЕКМ на основі характеристик сегментів подано в табл. 3.2.

Найменування характеристики сегменту	Значення	
	Сегмент 1	Сегмент 2
Вплив на безпеку	не впливає	впливає
Вплив на НВЕ	не впливає	впливає
Залишковий ресурс	не виробив	не виробив
Дефекти/відмови	не аналізувалис я	були
<b>Рівень ЕКМ</b>	0	2

*Таблиця 3.2.* Оцінка рівня ЕКМ для сегментів трубопроводу САОЗ ВД з насосами TQ14(24, 34)D01 енергоблока №5 ЗАЕС

Таким чином, для сегмента 1 ЕКМ можна виключити - ремонт здійснюється за фактом явного дефекту; для сегмента 2 ЕКМ залишається без змін - здійснюється в тому самому обсязі і з тією самою періодичністю. Проведені розрахунки двох сегментів трубопроводу системи САОЗ ВД TQ14-34 показали, що: для сегмента трубопроводу - ділянка від насоса до першого за ходом середовища зворотного клапана - показано припустимість вимкнення ЕКМ; для сегмента трубопроводу - ділянку від останнього за ходом середовища зворотного клапана до врізання в головний циркуляційний трубопровід (ГЦТ) - показано, що періодичність і обсяг ЕКМ мають залишатися на колишньому рівні.

### **3.3. Метод і стратегія оптимізації вихрострумowego контролю теплообмінних труб парогенераторів<sup>5\*</sup>**

Забезпечення безпеки та надійної експлуатації ПГ АЕС з ВВЕР є відомою загальногалузевою проблемою, пов'язаною насамперед із цілісністю ТОТ. Цілісність трубчатки ПГ значно впливає як на безпеку ЯЕУ, так і на надійність та ефективність роботи АЕС.

Численні дослідження, проведені в останні десятиліття, виявили основні причини виникнення руйнувань і дефектів ТОТ ПГ, що пов'язані як з виготовленням і конструкцією ПГ, так і зі значним впливом умов експлуатації (істотний вплив водно-хімічного режиму, значні термодинамічні навантаження, недоліки проведення технічного обслуговування, ремонту, організації продувок та ін.). До теперішнього моменту впроваджено і впроваджується багато ефективних технічних і організаційних заходів щодо підвищення надійності ТОТ ПГ ВВЕР, серед яких важливе місце відводиться контролю і діагностиці стану трубчатки.

З 1990-х років минулого століття на АЕС з ВВЕР для контролю стану металу ТОТ ПГ застосовують вихрострумний метод контролю (ВСК), який на теперішній момент є одним з основних методів контролю цілісності ТОТ. Застосування цього методу, супроводжуване виявленням дефектів, призвело до необхідності обґрунтування працездатності ТОТ ПГ і розроблення рекомендацій щодо превентивного глушіння труб за наявності в них дефектів. Надійність ТОТ ПГ під час експлуатації залежить від достовірності результатів ВСК. Обґрунтування вимог до достовірності ВСК зводиться до аналізу впливу характеристик достовірності (чутливість, імовірність виявлення, точність/похибка визначення розміру дефектів) на надійність ТОТ ПГ. Аналіз впливу характеристик достовірності ВСК на надійність ТОТ ПГ включає: оцінку допустимих розмірів дефектів і встановлення взаємозв'язку цих розмірів із чутливістю ВСК; побудову розподілу розмірів виявлених дефектів з урахуванням достовірності результатів ВСК; оцінку ймовірності утворення

---

<sup>5\*</sup> Розділ написаний спільно з Косенко С.І.

наскрізних тріщин і розривів ТОТ для різних варіантів задання характеристик достовірності результатів ВСК; вибір критерію, що забезпечує необхідний рівень надійності ТОТ ПГ; розроблення рекомендацій до характеристик достовірності ВСК з погляду забезпечення необхідного рівня надійності ТОТ ПГ.

Інше важливе завдання подальшого застосування ВСК ТОТ ПГ викликane необхідністю оптимізації інтервалів і обсягів ВСК. ТОТ ПГ ВВЕР має велику поверхню (для ПГВ-1000, наприклад, це близько 11000 трубок загальною довжиною близько 16 км) і складну просторову конфігурацію. Цей факт істотно ускладнює якісне проведення в повному обсязі ВСК. Крім того, проведення ВСК ТОТ ПГ у повному обсязі в процесі планово-попереджувальних ремонтів (ППР) енергоблоків часто перебуває на критичних шляхах ремонту, що обмежує можливості підвищення КВВП АЕС. Тому останнім часом у Росії розпочато роботи з оптимізації періодичності ВСК ТОТ ПГ, метою яких є обґрунтоване зниження періодичності контролю за виконання критеріїв безпеки та надійної експлуатації ПГ.

Доцільність такого напрямку, на наш погляд, викликана такими основними причинами:

1. З досвіду експлуатації в деяких випадках не вдається за технічними умовами досягти якісного і достовірного 100% за обсягом ВСК ТОТ ПГ<sup>6\*</sup>.
2. Впровадження останнім часом різних ефективних організаційно-технічних заходів дає змогу судити про істотне підвищення надійності ТОТ ПГ<sup>7\*\*</sup>.
3. Часте проведення ВСК ТОТ ПГ у повному обсязі вимагає значних витрат і суттєво впливає на загальну тривалість ППР, а отже, і на КВВП АЕС.

---

<sup>6\*</sup> За даними ВО «Атоменергоремонт» у сучасних умовах навіть з однією установкою ВСК можна проводити 100 %-вий контроль одного ПГВ-1000 за 20 дію. [76]. Однак багаторічний досвід показує, що зазвичай реальний обсяг ВСК значно менший за 100 %.

<sup>7\*\*</sup> Так, для прикладу, на ПГ другої черги в результаті проведеного контролю не було виявлено «критичних» зон пошкодження ТОТ. Виявлені дефекти були одиничними і розташовувались по всьому об'єму ТОТ ПГ [130].

4. ВСК не забезпечує 100 %-ву достовірність результатів контролю (наприклад, [129], [130]).

5. Необхідно переглянути критерії глушіння ТОТ ПГ за результатами ВСК, оскільки з досвіду проведення контролю в окремих випадках (див., наприклад, [130]) визначено, що виявлені дефекти, які мають відносно невелику протяжність і розкриття, не є критичними (не утворюють течі). Необхідне використання більш комплексного підходу, що враховує фазу сигналу (глибина дефекту), амплітуду сигналу (об'єм дефекту), відношення сигнал/шум для сигналу; наявність прилеглих дефектів тощо.

Перспективним підходом у завданні оптимізації періодичності ВСК ТОТ ПГ є метод, розроблений у ФГУП ОКБ "Гідропрес", який покладено в основу керівного документа "Росенергоатом" до методичних рекомендацій з оптимізації обсягів і періодичності вихрострумовеого контролю ТОТ ПГ.

Узагальнена оцінка допустимої періодичності ВСК металу ТОТ ПГВ на основі цього ймовірнісного підходу включає такі основні етапи:

аналіз вихідної інформації;

установлення залежності кількості дефектів від тривалості періоду між ВСК;

оцінка середньої величини ймовірності утворення течі та великомасштабного руйнування на основі виконаних аналізів працездатності ТОТ для відповідного критерію глушіння;

вибір критерію надійності для оцінки побудованих залежностей;

оцінка допустимої кількості дефектів у ТОТ одного ПГ для відповідного критерію глушіння;

оцінка допустимих обсягів контролю і періодів між ВСК металу ТОТ для кожного ПГ.

Аналіз вихідної інформації з ТОТ ПГВ-440 і ПГВ-1000 охоплює: аналіз результатів ВСК; аналіз механічних властивостей; аналіз характеристик руйнування; аналіз режимів експлуатації та відповідного їм напруженого стану.

Аналіз результатів ВСК у різні ППР показав, що залежність кількості дефектів

від періоду між ВСК можна апроксимувати у вигляді кусково-лінійної функції

$$k(t + \Delta t) = k(t) + \Delta k_{cp}(t) \cdot \Delta t,$$

де  $k(t + \Delta t)$ ,  $k(t)$  - кількість дефектів у ТОТ у різні моменти часу, шт.;  $\Delta k_{cp}(t)$  - приріст кількості дефектів за 1 рік, шт. /рік;  $\Delta t$  - інтервал часу між ВСК, рік.

Приріст кількості дефектів за один рік  $\Delta k(t)$  може бути визначений двома способами:

на основі аналітичних моделей зародження нових дефектів у металі ТОТ;

на основі екстраполяції результатів ВСК до моменту часу  $t$ .

Однак за таких підходів, на наш погляд, не цілком коректно враховується вплив технічного обслуговування, ремонтів і модернізацій на параметр приросту кількості дефектів. Тому розглянутий підхід оцінки  $\Delta k_{cp}$  слід визнати надмірно консервативним.

Імовірнісний аналіз руйнування ділянки ТОТ парогенератора виконують з використанням обчислювальної програми МАВР-1.1 У використаній методиці передбачається, що:

- 1) розподіл імовірності знаходження  $k$  дефектів ( $k = 1, 2, 3, \dots$ ) по довжині ТОТ описується розподілом Пуассона

$$P(k) = \mu_0^k \exp[-\mu_0] / k!,$$

де  $\mu_0$  - математичне очікування кількості дефектів в еталонній області (наприклад, довжина ділянки труби);

- 2) пошкодження групи ТОТ можуть бути описані біноміальним розподілом за умови, якщо ТОТ перебувають в однакових умовах впливу режимів експлуатації та середовища 2-го контуру  $i$ , якщо руйнування однієї труби не впливає на руйнування інших труб,

$$P_0^i(t) = C_0^i (P(t))^i [1 - P(t)]^{n-i},$$

де  $P(t)$  - імовірність руйнування однієї ТОТ за проміжок часу  $t$ , що приймається однаковою для групи ТОТ,  $C_0^i$  - біноміальний коефіцієнт.

У результаті проведених розрахунків оцінюються ймовірності утворення наскрізних тріщин  $i$ , відповідно, виникнення течі, а також ймовірності

великомасштабного руйнування для кожного розглянутого періоду між ВСК: один рік, два роки, чотири роки, шість років, вісім років, 10 років.

В основу вибору критерію, що забезпечує необхідний рівень надійності ТОТ, покладено три основні принципи:

надійна робота ТОТ повинна забезпечувати безпечну роботу активної зони та АЕС загалом;

надійна робота ТОТ повинна забезпечувати виконання парогенератором своїх теплотехнічних функцій;

надійна робота ТОТ повинна забезпечувати необхідне значення коефіцієнта готовності ПГ і, відповідно, реакторної установки.

На основі першого принципу за даними з ВАБ енергоблока, що розглядається, визначається допустимий рівень імовірності "розриву теплообмінної труби". Для сучасних АЕС за цієї ймовірності вихідної події, що розглядається, забезпечується безпека реакторної установки, тобто згідно з вітчизняними та зарубіжними вимогами з безпеки ймовірність пошкодження активної зони не перевищує  $10^{-5}$  на реактор на рік, а ймовірність граничного аварійного викиду не перевищує  $10^{-7}$  на реактор на рік. Тобто ця ймовірність "розриву теплообмінної труби", що характеризує надійність ПГ, відповідає такому (допустимому) рівню надійності, за якого відбувається безпечна робота реакторних установок і АЕС загалом.

На основі другого принципу за конструкторською та нормативною документацією визначається допустимий рівень ймовірностей утворення наскрізних тріщин, еквівалентних протіканню не менше ніж 5 кг/год, виходячи із забезпечення для ПГ виконання своїх теплотехнічних функцій.

Третій принцип розглядається виходячи з коефіцієнта готовності ПГВ. У загальному випадку в експлуатації застосовується принцип мінімізації кількості зупинок енергоблока. При цьому коефіцієнт готовності обладнання відповідно до нормативно-технічної документації для сучасних АЕС має бути не менше 0,972. Критерій надійності забезпечено, якщо одночасно забезпечено три принципи надійності обладнання і трубопроводу. Додатково до трьох принципів надійності розглядають четвертий принцип, який встановлює взаємозв'язок між допустимими

показниками надійності та необхідним коефіцієнтом економічної ефективності ремонту ПГ.

Якщо отриманий рівень показників надійності ТОТ не задовольняє критерію надійності, то, виконання цього критерію можна забезпечити, наприклад, завдяки зміні періодичності контролю метала, розробленню вимог до дефектоскопічного контролю в частині допущених розмірів дефектів.

Допустимий період між ВСК визначається на основі критерію надійності, що полягає в порівнянні ймовірностей протікання й розриву ТОТ для відповідного критерію їхнього глушіння з допустимими ймовірностями, визначеними на основі трьох вищевказаних принципів надійності. Під час оцінювання допустимих обсягів і періодів контролю припускають, що 100 %-й обсяг ВСК має бути проведений за допустимий період контролю. При цьому обсяг ВСК може бути розподілений пропорційно за роками за допустимий період контролю. На основі рівності допустимої кількості дефектів і кількості дефектів, що може існувати в даний момент у ТОТ, для відповідного критерію глушіння визначають допустимі залежності кількості дефектів і приросту дефектів для різного періоду часу між ВСК: 1 рік, 4 роки, 8 років, 12 років тощо:

$$k(t) = [k] - \Delta k_{cp}(t) \cdot \Delta t.$$

На основі побудованих діаграм "кількість індикацій - приріст кількості індикацій на рік" розробляються рекомендації щодо допустимих обсягів і періодів ВСК.

У результаті розроблено узагальнені діаграми "кількість індикацій",  $k$  - приріст кількості індикацій на рік  $\Delta N$  для різних ПГ (ПГ-440, ПГ-1000) і критеріїв глушіння ТОТ ПГ (60 і 70 %), що представлені на рис. 3.4.

На основі порівняння середніх розрахункових імовірностей руйнування ТОТ за наявності в трубі хоча б одного дефекту із середніми допустимими значеннями [131] визначено середні допустимі щільності дефектів на одну ТОТ і допустиму кількість дефектів для ПГ (табл. 3.3)

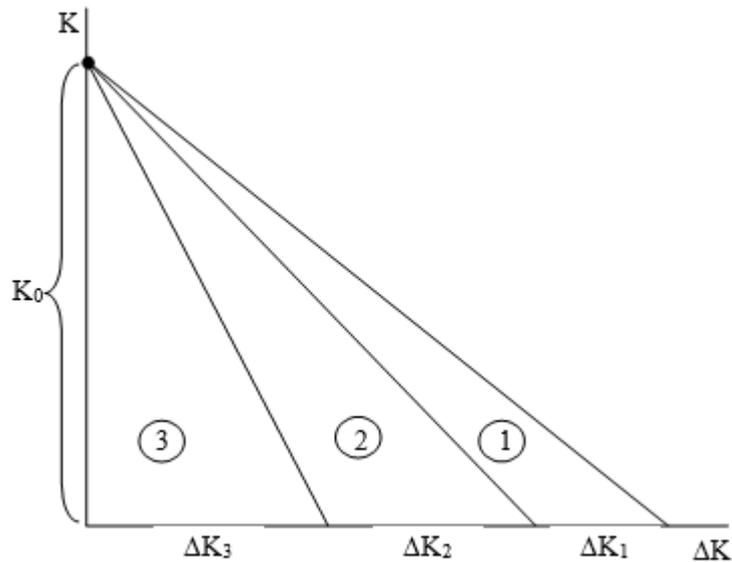


Рис. 3.4. Узагальнені діаграми щодо зміни ВТК ТОТ ПГ:

1 – періодичність ВТК 1 раз на рік; 2 - періодичність ВТК 1 раз на 4 роки;  
3 - періодичність ВТК 1 раз на 8 років

Таблиця 3.3. Допустима кількість дефектів у ТОТ

Критерій глушіння	Середня допустима щільність дефектів в одній ТОТ	Допустима кількість дефектів	
		ПГВ-440	ПГВ-1000
60 %	0,083	460	916
70 %	0,054	300	594
Загальна кількість ТОТ		5500	11000

Важливо зазначити, що представлені узагальнені діаграми застосовні і для критичних зон ( $M$  % від загальної кількості труб). За умови, що щільність дефектності ост  $r$  для решти зони  $(100 - M)$  % не перевищує

$$p_{ост} < \frac{1}{100} \cdot \frac{(100 - M)}{M} \cdot p_{кр},$$

де  $p_{ост}$  - щільність розподілу дефектів у некритичній (залишковій) зоні;  $p_{кр}$  - щільність розподілу дефектів у критичній зоні;  $M$  - кількість ТОТ у критичній зоні у

відсотках від загальної кількості ТОТ.

Одним з основних обмежень підходу щодо оцінки допустимих обсягів і періодів ВСК ТОТ ПГ, на наш погляд, є припущення про те, що 100 %-вий обсяг ВСК проведено для всіх труб за період контролю. З досвіду проведення ВСК ПГ з 90-х років відомо, що не завжди 100 %-й обсяг ВСК проводився/проводиться для всіх ТОТ ПГ. Крім того, у разі, якщо ВСК проводили вкрай мало або взагалі не проводили, сумарна кількість виявлених дефектів та їхній приріст може бути також малою і не відображати реальну кількість дефектів, що виникають у ТОТ ПГ, і згідно з підходом може бути рекомендовано подальше зниження періодичності ВСК.

Метод оптимізації ВСК ТОТ ПГВ має враховувати достовірність і якість результатів контролю як щодо "пропущених" дефектів, так і щодо критичності виявлених дефектів.

З урахуванням вищевикладеного, у рамках методу оптимізації ВСК ТОТ ПГВ доцільний розгляд двох основних варіантів:

- 1) 100 %-й за обсягом поточний контроль;
- 2) частковий за обсягом поточний контроль.

В обох випадках кількість фактично заглушених трубок в обстежуваному ПГ до поточного ВСК позначатимемо через  $N_{заг}$ . Середньорічний приріст дефектних (фактично заглушених) ТОТ за весь період експлуатації ПГ позначимо через  $\Delta N_{cp}$ , максимальний середньорічний приріст дефектних (фактично заглушених) ТОТ за періоди між послідовними ВСК позначимо через  $\Delta N_{max}$ . Позначимо кількість усіх ТОТ у ПГ через  $N$ , кількість дефектних ТОТ у ПГ, що допускається, через  $N_{дон}$ .  $K_{погр}$  - коефіцієнт похибки вимірювального методу ВСК, що визначає ймовірність не виявлення критичних дефектів.  $K_{кл}$  - коефіцієнт, що визначає критичність виявлених дефектів (0-1).

Середньорічний приріст дефектних (фактично заглушених) ТОТ за весь період експлуатації ПГ позначимо через  $\Delta N_{cp}$ , максимальний середньорічний приріст дефектних (фактично заглушених) ТОТ за періоди між послідовними ВСК позначимо через  $\Delta N_{max}$ . Допустимий період до наступного ВСК позначимо через  $T$  (вимірюється в роках). Число перевірених ТОТ позначимо через  $N_{пров}$ .

### 1-й варіант (100 %-вий поточний ВСК ТОТ ПГ).

Нехай у результаті поточного ВСК серед  $N_{пров} = N - N_{заг}$  ТОТ виявлено  $N_{деф}$  дефектних ТОТ. Тоді,

1) якщо,  $N_{заг} + N_{деф} > N_{дон}$ , то цей ПГ безумовно має бути виведений з експлуатації;

2) Якщо,  $N_{заг} + N_{деф} \leq N_{дон}$ , то слід визначити теоретичне значення дефектних ТОТ  $N_{мд}$  з урахуванням похибки і критичності вимірювань під час ВСК.

$$N_{мд} = N_{деф} + K_{нозр} (N_{пров} - N_{деф}) - K_{зл} N_{деф}.$$

У разі  $N_{заг} + N_{мд} > N_{дон}$ , має бути виведений з експлуатації. В іншому випадку, допустимий період  $T_{дон}$  до наступного ВСК визначається зі співвідношення

$$N_{заг} + N_{мд} + T_{дон} * \Delta N \leq N_{дон},$$

де  $\Delta N$  - прогнозна оцінка приросту дефектів з моменту останнього контролю:

$$\Delta N = \begin{cases} \Delta N_{cp} & \text{для середнестатистического прогноза} \\ \Delta N_{max} & \text{для консервативного прогноза} \end{cases}$$

$$\text{де } \Delta N_{cp} = \frac{\sum \Delta N_{ТДі} \Delta t_i}{T_{експ}}; \Delta N_{мді} - \text{визначений за досвідом експлуатації приріст дефектів}$$

за інтервали проведення контролю  $\Delta t_i$ ;  $T_{експ}$  - загальний період експлуатації ПГ.

### 2-й варіант (частковий поточний ВСК ТОТ ПГ).

У цьому варіанті доцільно умовно розбити ПГ на кілька зон відповідно до нерівномірного розподілу дефектних ТОТ у перерізі ПГ. Число зон позначимо через  $K_{зон}$ .

Нехай у результаті поточного ВСК серед усіх  $N_{пров} < N - N_{заг}$  ТОТ виявлено  $N_{деф}$  дефектних ТОТ. Якщо  $N_{заг} + N_{деф} \geq N_{дон}$ , то ПГ має бути виведений з експлуатації.

Якщо  $N_{заг} + N_{деф} < N_{дон}$ , то слід визначити теоретичне значення дефектних ТОТ  $N_{мд}$  з урахуванням похибки і критичності вимірів при ВСК.  $N_{заг} + N_{мд} > N_{дон}$ , то ПГ має бути виведений з експлуатації. В іншому разі слід оцінити фактичну кількість дефектних ТОТ з урахуванням того, що ВСК було проведено частково.

Нехай у  $k$ -й зоні всього незаглушених ТОТ до поточного ВСК було  $N_{кнз}$ , кількість ТОТ, що перевіряються, -  $N_{кпров}$ , серед них виявлено кількість дефектних  $N_{кдеф}$ . З

урахуванням похибки і критичності вимірювань ВСК для k-ї зони теоретична кількість дефектних ТОТ

$$N_{КТД} = \frac{[N_{КДЕФ} + K_{ПОГР}(N_{КДЕФ}) - K_{ГЛ} N_{КДЕФ}] N_{КНЗ}}{N_{КПРОВ}}$$

Тоді для кожної зони допустимий інтервал подальшого ВСК  $\Delta T_{КДОП}$  визначиться зі співвідношення

$$(1 - N_{КНЗ}) + N_{КТД} + \Delta T_{КДОП} \cdot \Delta N < N_{ДОП}$$

Обмеженням підходу ФГУП ОКБ "Гідропрес" щодо оптимізації ВСК ТОТ ПГ також є, на наш погляд, відсутність врахування динаміки накопичення відмов, викликаних появою критичних дефектів. Фактично в цьому підході закладено (і цілком обґрунтовано) критерії надійності, що відображають безпеку реакторної установки і виконання проектних функцій. Саме на основі аналізу цих критеріїв і обґрунтовуються рішення про можливість зміни періодичності ВСК ТОТ ПГ. Крім того, повинні враховуватися тенденції накопичення критичних дефектів. Якщо навіть виконуються зі значним запасом критерії безпеки та надійності експлуатації ПГ, але при цьому має тенденцію збільшення появи критичних дефектів ТОТ, то навряд чи буде достатньо обґрунтованим ухвалення рішень щодо можливості скорочення періодичності ВСК. Тому в цьому випадку необхідне залучення додаткових критеріїв оптимізації за тенденцією накопичення критичних дефектів.

Оскільки з досвіду експлуатації ПГ АЕС з ВВЕР накопичено значну статистику ушкоджень ТОТ ПГ, то найдоцільніше для одержання додаткового критерію, що враховує динаміку появи критичних дефектів, використовувати відомі теоретичні положення з *аналізу трендів потоку відмов* (критичних дефектів). Згідно з цим підходом, оцінку тенденції зміни надійності ТОТ ПГ у часі  $t$  можна ставити як завдання аналізу тренду параметра потоків відмов (появи критичних дефектів)  $\lambda(t)$ . Для перевірки тренду параметрів потоку відмов ефективна методика, заснована на застосуванні критерію інверсій. Цей критерій має достатню чутливість для виявлення монотонної складової тренду і дає змогу природно формалізувати завдання аналізу тренду стосовно реальних статистичних даних про відмови. Вихідними даними є дані про відмови однотипних елементів АЕС в умовах експлуатації в період

спостереження, на якому аналізується тренд. Елементи можуть належати одній сукупності або різним сукупностям, але на всьому періоді спостереження число  $N$  спостережуваних елементів має бути однаковим. Період спостереження, який може бути безперервним або кусково-безперервним, розбивають на  $m$  рівних безперервних інтервалів  $(t_i, t_i + \Delta t)$ ,  $i = \overline{0, m}$ , і визначають кількість відмов  $n_i$ , у кожному такому інтервалі.

З прийняття гіпотези  $\lambda(t) = \text{const}$  випливає, що за вказаних умов статистичні оцінки  $\bar{\lambda}$  і параметра потоку відмов в інтервалах спостереження, які визначаються за формулою

$$\bar{\lambda}_i = \frac{n_i}{N\Delta t},$$

а отже, і числа відмов  $n_i$ , є однаково розподіленими випадковими величинами. У цьому разі перевірка тренду параметра потоку відмов зводиться до перевірки тренду послідовності  $\{n_i\}$ ,  $i = \overline{0, m}$ , у котрій значення  $n_i$  впорядковані за часом.

Для кожного значення  $n_i$  визначається число інверсій - випадків  $A_i$ , коли  $n_i > n_j$  при  $i < j$ :

$$A_i = \sum_{j=i+1}^m h_{ij}$$

За прийнятого для перевірки гіпотези рівня значущості  $\alpha$  область прийняття гіпотези про відсутність тренда (зростаючого або спадаючого) визначається нерівністю

$$A_H < A \leq A_B,$$

де нижня  $A_H$  і верхня  $A_B$  межі області залежать від числа  $m$  членів послідовності, рівня значущості  $\alpha$  і є квантилями розподілу випадкової величини  $A$ , відповідними ймовірностям  $P\{A > A_H\} = 1 - \alpha/2$  и  $P\{A > A_B\} = \alpha/2$ .

Значення  $A < A_H$  відповідають зростаючому характеру тренда, який визначається відносно малим числом інверсій. Значення  $A > A_B$  відповідають спадаючому характеру тренда, який визначається відносно великим числом інверсій.

З погляду можливості скорочення періодичності ВСК ТОТ ПГ додатковою умовою, що характеризує тенденцію незростання потоків критичних дефектів, є

$$A > A_B.$$

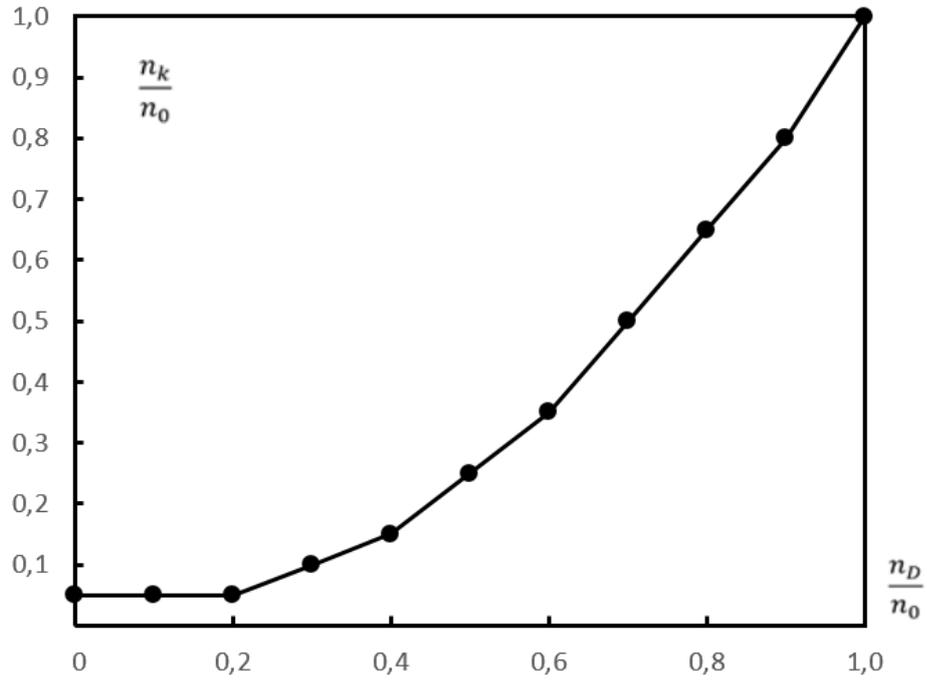


Рис. 3.5. Модернізована стратегія контролю герметичності ТОТ ПГ:

$n_0$  – загальна кількість ТОТ;

$n_k$  – кількість контрольованих ТОТ;

$n_D$  – кількість дефектних ТОТ.

## **РОЗДІЛ 4. СТРАТЕГІЇ РЕАЛІЗАЦІЇ КОНЦЕПЦІЇ ПЕРЕХОДУ НА РЕМОНТ ЗА ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ**

### **4.1 Основні положення та методи концепції ремонту за технічним станом**

Одним з ефективних напрямів оптимізації планових ремонтів є реалізація концепції з переходу з регламентної стратегії ТОіР за напрацюванням (Preventive Maintenance) на РТС, що означає проведення ТОіР з періодичністю та в обсягах, які визначаються ТЗ.

Концепція переходу на РТС набула широкого поширення й ефективного застосування в передовій міжнародній практиці під час оптимізації ТОіР як у межах, так і за межами призначених термінів експлуатації. При впровадженні концепції РТС міжремонтний період і обсяги робіт з ТОіР визначаються поточним ТЗ і його прогнозом та/або безперервним контролем. У разі якщо обґрунтований при РТС міжремонтний період більший, ніж при регламентованому ремонті за напрацюванням, відбувається скорочення неефективних планових робіт із ТОіР, що зрештою сприяє оптимізації планових ремонтів і підвищенню КВВП.

В Україні розвиток і впровадження концепції РТС наразі перебуває на стадії обґрунтування в регулюючій та експлуатаційній діяльності. Остання редакція КНД 95.1.08.01.55-04 "Організація ТОіР систем і обладнання АС" [9] визначає можливість переходу на РТС "...після уточнення фактичних характеристик надійності систем і устаткування за наявності необхідного діагностичного забезпечення і технічної документації". Відповідно до подібного російського документа РД ЕО 006-97 "Правила організації ТОіР АС" областю застосування стратегії РТС устаткування найближчими роками будуть системи та елементи нормальної експлуатації (ННЕ) і СБ 3-го і 4-го класів за НП 306.1.02/1.034-2000 "Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій". Навіть за такого підходу кількість систем зазначених класів у структурі енергоблоків із ВВЕР досить велика, щоб відчути очікуваний ефект від оптимізації ТОіР (табл. 4.1).

На основі аналізу відомих підходів на промислових об'єктах (зокрема АЕС) можна сформулювати загальні положення та принципи концепції переходу на РТС

обладнання та систем АЕС.

Концепція переходу на РТС є одним із напрямів оптимізації планових ремонтів, основною метою якої є мінімізація періодичності, тривалості та обсягів планового ТОіР за умови забезпечення необхідного рівня безпеки, що визначає й основні принципи концепції РТС: принцип техніко-економічної доцільності; принцип забезпечення необхідного рівня надійності та безпеки

**Таблиця 4.1. Область першочергового застосування стратегії ТОіР за технічним станом для АЕС із ВВЕР [1]**

Клас безпеки	Реакторне відділення		Турбінне відділення		Загальностанційні системи	Системи контролю та управління	
	СНЕ	СБ	СНЕ	СБ	СНЕ	СНЕ	СБ
1	4	–	–	–	–	–	–
2	12	3-4 Л-7 О-1	5	3-1	–	–	У-4
3	19	Л-3 О-5	34	–	5	7	–
4	15	–	–	–	8	–	–

Основоположними складовими концепції переходу на РТС є: оцінка, контроль і прогноз зміни ТЗ; оцінка впливу обладнання/системи на показники надійної експлуатації та/або безпеки енергоблока. На основі цих основних оцінок обґрунтовується можливість організаційно-технічних заходів зі скорочення періодичності та/або обсягів планового ремонту та випробувань. Перехід на РТС обладнання/систем АЕС має здійснюватися на основі технічних обґрунтувань та експлуатаційних заходів, що визначають: ТЗ обладнання/систем і окремих його елементів на поточний момент; запас (залишковий ресурс) до критичного стану, який потребує ТОіР, на основі результатів контролю та прогнозних оцінок зміни поточного стану; вплив обладнання/систем на безпеку (для систем, важливих для безпеки) або надійність роботи енергоблока (для систем, що не впливають на безпеку).

Загальні вимоги до оцінки ТЗ визначають такий перелік необхідних заходів: визначення переліків визначальних параметрів ТЗ і критеріїв їх оцінки; визначення поточних значень визначальних параметрів ТЗ; оцінки відповідності визначальних параметрів установленим критеріям.

Визначальними параметрами ТЗ є технічні та конструкційні характеристики, а також показники надійності (ПН), що визначають працездатність і надійність виконання призначених проектом функцій. Перелік визначальних параметрів і відповідних критеріїв (допустимих значень) оцінювання працездатного та надійного стану встановлюють проектно-конструкторська, заводська та нормативна документація, а також їх можуть уточнювати за результатами аналізу досвіду експлуатації. Встановлення критеріїв оцінки ТЗ обладнання передбачає визначення номенклатури і критичних значень визначальних параметрів ТЗ, що відповідають працездатності та надійності обладнання. Залежно від конструктивних особливостей елемента енергоблока, умов і режимів його застосування за критерії оцінки ТЗ приймають: показники критеріїв міцності металу (коефіцієнти/показники запасу міцнісних характеристик за статичних і динамічних навантажень у різних режимах експлуатації); конструкційні показники; значення технологічних і/або діагностичних показників (вібрація, температура, тиск, витрата тощо); статичні ПН (наробіток на відмову, гамма-відсотковий залишковий ресурс та ін.).

Критичні значення визначальних параметрів (критерії оцінки ТЗ) встановлюють відповідно до проектно-технічних вимог і норм безпечної експлуатації.

Встановлення критеріїв оцінки для визначальних параметрів ТЗ трубопроводу і зварних з'єднань здійснюється у вигляді кількісних і якісних показників, заснованих на вимогах нормативно-технічної документації щодо стану металу трубопроводів. При встановленні критеріїв для визначальних параметрів стану зварних з'єднань і наплавлення необхідно враховувати норми ПН АЕ Г-7-010.

Надійність систем і устаткування є складною властивістю, що включає безвідмовність, довговічність і ремонтпридатність, а для окремих видів обладнання - і збереженість. Колективний термін служби АЕС, споруджених за радянськими

проектами, на теперішній час для енергоблоків з РУ ВВЕР-440 становить близько 600 років, з РУ ВВЕР-1000 - понад 300 років, у зв'язку з чим накопичений значний досвід експлуатації може й повинен з'явитися об'єктом опрацювання статистичними, розрахунково-експериментальними або експериментальними методами з метою визначення фактичного та прогнозування очікуваного рівня надійності систем та устаткування. Оцінки мають бути як точковими, так і, за можливості, інтервальними.

Галузь застосування статистичної теорії надійності обґрунтована великосерійними об'єктами, які виготовляють та експлуатують у статистично однорідних умовах і до сукупності яких може бути застосовано статистичне тлумачення ймовірності (масові виробы машинобудування, електротехнічної та радіоелектронної промисловості). Застосування статистичної теорії надійності до унікального і малосерійного обладнання обмежене. Ця теорія застосовна для одиничних відновлюваних (ремонтваних) об'єктів, у яких відповідно до науково-технічної документації допускаються багаторазові відмови, для опису послідовності яких може бути застосована модель потоку випадкових подій. За відсутності статистичної інформації про надійність системи/обладнання як цілого за певний період експлуатації застосовують розрахунково-експериментальний метод, що включає розроблення математичної моделі оцінювання надійності об'єкта та одержання необхідних для зазначеної моделі вихідних даних за результатами експлуатації об'єкта, його аналогів та/або його складових частин та їхніх аналогів. Як вихідну інформацію використовують дані за структурно-функціональною схемою об'єкта, що розглядається, за режимами його використання, обслуговування і ремонтів, за надійністю складових елементів об'єкта, а за їх відсутності - дані, необхідні для оцінки надійності елементів.

Для розрахунку надійності об'єктів застосовують:

типові методики розрахунку, що розробляються для групи (виду, типу) однорідних за призначенням і принципами забезпечення надійності об'єктів, що оформляються у вигляді нормативних документів;

методики розрахунку, що розробляються для конкретних об'єктів, особливості конструкції та/або умов застосування яких не допускають застосування типових

методик розрахунку надійності.

Універсальним методом розрахунку для об'єктів будь-якої структури і за будь-яких сполучень розподілів напрацювань між відмовами і часів відновлення елементів, за будь-яких стратегій і методів відновлення та профілактики слугує метод статистичного моделювання, який у загальному випадку включає [1]:

синтез формальної моделі (алгоритму) формування послідовності випадкових подій, що відбуваються в процесі роботи об'єкта (відмов, відновлень, перемикань на резерв, початку і кінця ТО);

розробку програмного забезпечення для чисельної реалізації складеного алгоритму і розрахунку ПН об'єкта;

проведення розрахункового імітаційного експерименту шляхом багаторазової реалізації формальної моделі, що забезпечує необхідну точність і достовірність розрахунку ПН.

Метод статистичного моделювання для розрахунку надійності застосовують за відсутності адекватних аналітичних моделей.

Фізичні методи застосовують для розрахунку безвідмовності, довговічності та збереженості об'єктів, для яких відомі механізми їхньої деградації під впливом різних зовнішніх і внутрішніх чинників, що призводять до відмов (граничних станів) у процесі експлуатації (зберігання). Методи ґрунтуються на описі відповідних процесів деградації за допомогою адекватних математичних моделей, що дають змогу обчислювати ПН з урахуванням конструкції, технології виготовлення, режимів і умов роботи об'єкта за довідковими або визначеними експериментально фізичними та іншими властивостями матеріалів, що використовуються в об'єкті.

У загальному випадку зазначені моделі за одного доміантного процесу деградації можна подати моделлю викидів деякого випадкового процесу за межі меж допустимої області його існування, причому межі цієї області можуть бути також випадковими і корельованими із зазначеним процесом (моделлю неперевіщення).

За наявності кількох незалежних процесів деградації, кожен з яких породжує свій розподіл ресурсу (напрацювання до відмови), результуючий розподіл ресурсу (напрацювання до відмови) знаходять із використанням моделі "найслабшої ланки"

(розподіл мінімуму незалежних випадкових величин).

Під час оцінювання контролю ТЗ встановлюються процедури контролю (оцінювання) параметрів ТЗ, застосовані методи та системи вимірювань/діагностики (зокрема, їхня точність і достовірність), методики опрацювання даних експлуатаційного контролю та їхні результати. На АЕС з енергоблоками типу ВВЕР існує доволі складна за структурою система контролю ТЗ устаткування і систем (див. докладніше [4]). Контроль може здійснюватися в таких умовах: під час роботи реактора на потужності; на зупиненому реакторі; під час спеціальних видів випробувань і перевірок; під час виконання різних форм ТОіР, що виконується як персоналом, так і автоматичними/автоматизованими системами. Контроль ТЗ устаткування і систем АЕС з ВВЕР організують і здійснюють відповідно до державних і галузевих стандартів, вимог норм і правил з безпеки, керівних документів органів державного регулювання, технологічного регламенту та інструкцій з експлуатації.

Складовими елементами експлуатаційного контролю є:

вимірювання контрольованих параметрів об'єкта і порівняння їхніх значень із допустимими;

дослідження фізичного стану та наслідків старіння і втомних процесів;

аналіз отриманої інформації з метою оцінки ТЗ, визначення місця пошкодження або відмови з необхідною деталізацією;

оцінка ступеня втрати працездатності об'єкта тощо.

Для здійснення технічного діагностування обладнання необхідно:

встановити показники та характеристики діагностування;

забезпечити пристосованість виробу до діагностування;

розробити діагностичне забезпечення обладнання.

Показники й характеристики діагностування, вимоги щодо пристосованості устаткування до діагностування й діагностичного забезпечення устаткування мають включатися в технічні завдання й конструкторську документацію на обладнання. Однак у період розроблення конструкторської документації на обладнання АЕС подібні вимоги були відсутні. Слід зазначити також наявність на АЕС значної

кількості обладнання, поставленого за імпортом.

Для діагностування встановлюються: показники достовірності й точності діагностування; показники техніко-економічні.

Як показник достовірності й точності діагностування приймають імовірність того, що в результаті діагностування обладнання визнають справним (працездатним).

Техніко-економічні показники включають: питомі витрати на діагностування; середню оперативну трудомісткість діагностування; середню оперативну тривалість діагностування; періодичність діагностування.

Характеристиками діагностування є:

при визначенні виду ТЗ - номенклатура параметрів обладнання, що дають змогу визначити його ТЗ;

під час пошуку місця відмови або несправностей - глибина пошуку місця відмови або несправності, яку задають рівнем конструктивної складності складових частин устаткування або переліком елементів, із точністю до яких має бути визначено місце відмови або несправності;

при прогнозуванні ТЗ - номенклатура параметрів обладнання, що дають змогу прогнозувати його ТЗ.

До діагностичного забезпечення обладнання відносять: номенклатуру діагностичних параметрів та їхніх характеристик (номінальні, допустимі значення, точки введення, точки контролю тощо); методи діагностування; засоби технічного діагностування; правила діагностування.

Номенклатура діагностичних параметрів має задовольняти вимогам повноти, інформативності та доступності вимірювання за найменших витрат часу і вартості реалізацій.

Методи діагностування мають визначатися, виходячи зі встановлених завдань, і містити: діагностичну модель виробу; алгоритм діагностування та програмне забезпечення; правила вимірювання діагностичних параметрів; правила визначення структурних параметрів; правила аналізу й опрацювання діагностичної інформації та ухвалення рішення.

Оцінювання запасу (залишкового ресурсу) до критичного стану, що вимагає

проведення ТОіР, здійснюється на основі: безперервного контролю і діагностики визначальних параметрів ТЗ; прогнозних розрахунково-експериментальних обґрунтувань. Оцінювання залишкового ресурсу (ЗР) у загальному випадку охоплює: встановлення видів, параметрів і критеріїв граничних станів; обґрунтування моделі та швидкості впливу домінантних механізмів деградації/старіння; оцінювання ЗР.

Під час встановлення видів, параметрів і критеріїв граничних станів визначають номенклатуру і значення параметрів граничних станів і критеріїв досягнення граничних станів на основі результатів оцінювання ТЗ. Обґрунтування моделі оцінки ЗР має ґрунтуватися на прогнозуванні розвитку домінантних механізмів старіння/деградації за результатами оцінок ТС. Залежно від наявної інформації про ТЗ, механізми старіння і накопичення необоротних змін в елементах, відмови і пошкодження елемента, що розглядається, умови і режими експлуатації використовується одна з таких моделей:

статистична модель для опису досягнення визначальними параметрами гранично допустимих значень (за наявності достатньо представницьких експлуатаційних даних щодо досягнення елементами гранично допустимого стану);

фізико-статистична модель для опису досягнення визначальними параметрами гранично допустимого значення (за відсутності представницької експлуатаційної інформації щодо досягнення елементами граничного стану);

фізична (детерміністична) модель накопичення необоротних змін у конструкційних матеріалах або складових частинах елементів (за відсутності експлуатаційної інформації щодо досягнення елементами граничного стану).

Модель оцінки ЗР має забезпечувати виконання таких умов: адекватно оцінювати зміни визначальних параметрів оцінки ТЗ у часі; коректно оцінювати ймовірність досягнення граничного стану.

Модель оцінювання ЗР обґрунтовують: точністю і достовірністю використаних вихідних даних; методикою збирання та опрацювання експериментальних даних; точністю і повнотою вимірювань визначальних параметрів; вимогами достовірності до значення ЗР; ступенем ризику подальшої експлуатації; наявністю відповідної системи діагностування та контролю.

Для прогнозування надійності застосовують: методи евристичного прогнозування (експертної оцінки); методи прогнозування за статичними моделями; комбіновані методи.

Методи евристичного прогнозування ґрунтуються на статистичному опрацюванні незалежних оцінок значень очікуваних ПН об'єкта (індивідуальних прогнозів), які даються групою кваліфікованих фахівців (експертів) на основі наданої їм інформації про об'єкт, умови його експлуатації та інших даних, наявних на момент проведення оцінювання. Опитування експертів і статистичне опрацювання індивідуальних прогнозів ПН проводять загальноприйнятими під час експертної оцінки будь-яких показників якості методами (наприклад, методом Дельфі).

Методи прогнозування за статистичними моделями ґрунтуються на екстра- або інтерполяції залежностей, що описують виявлені тенденції зміни ПН об'єктів-аналогів з урахуванням їхніх конструктивно-технологічних особливостей та інших чинників, інформація про які для об'єкта відома або може бути отримана в момент проведення оцінки. Моделі для прогнозування будують за даними про ПН і параметри об'єктів-аналогів з використанням відомих статистичних методів (багатофакторного регресійного або факторного аналізу, методів статистичної класифікації та розпізнавання образів).

Комбіновані методи ґрунтуються на сумісному застосуванні для прогнозування надійності об'єктів методів прогнозування за статистичними моделями та евристичних методів із подальшим порівнянням результатів. При цьому евристичні методи використовують для оцінки можливості екстраполяції використовуваних статистичних моделей і уточнення прогнозу за ними ПН. Застосування комбінованих методів доцільне у випадках, коли є підстави очікувати якісних змін рівня надійності об'єктів, що не відображаються відповідними статистичними моделями, або в разі недостатньої для застосування тільки статистичних методів кількості об'єктів-аналогів.

Необхідність у рамках концепції РТС ранжування обладнання/систем за впливом на безпеку (для систем, важливих для безпеки) або на надійність роботи енергоблока (для систем, що не впливають на безпеку) визначають такі основні причини.

Недостатні визначеність і точність оцінок і прогнозів змін ТЗ, спричинені обмеженими можливостями діагностування та розрахунково-експериментальних методів. Тому для систем/устаткування, що найістотніше впливають на безпеку, мають бути застосовані більш "жорсткі" умови можливості переходу на РТС.

Ранжування дає змогу виокремити групи систем/обладнання, які не впливають на безпеку і надійність роботи реактора. До таких систем можливо застосувати найбільш економічний різновид концепції РТС - ремонт за відмовою. Наприклад, російськими документами для арматури, відмови якої не впливають на безпеку і надійність експлуатації реактора, визначено можливість приватної стратегії ремонту за відмовою.

Коректнішим підходом під час ранжування систем для РТС є методологія "концепції ремонту на базі оцінок ризику" RIISI [1], у рамках якої вплив на безпеку оцінюють за показниками значущості ймовірнісного аналізу безпеки (значущість зниження/підвищення ризику, значущість за Фусселем-Веселі та ін.). Однак при цьому слід враховувати, що високі показники значущості не є достатнім аргументом для відсутності можливості переходу на РТС. З іншого боку, обґрунтування можливості реалізації РТС на основі методів "ремонт з оцінки ризику" не є достатніми. Основне обмеження такого підходу полягає в тому, що не враховують необхідних критеріїв переходу на РТС, які відображають фактичний ТЗ обладнання, його працездатність і надійність. Зокрема, цілком можливі випадки, коли обладнання належить до системи, що найістотніше впливає на безпеку енергоблока, але ТЗ і контроль повністю задовольняють встановленим критеріям і показникам надійності та працездатності. І навпаки, ТЗ обладнання систем, що незначно впливають на безпеку, може бути незадовільним і виключення ремонту та ТО є неприпустимим. Саме за результатами оцінки та прогнозу зміни ТЗ і впливу на безпеку АЕС мають бути обґрунтовані технічні рішення щодо переходу на РТС.

Реалізація концепції управління старінням спрямована на зниження впливу процесів деградації та зносу на надійність виконання проектних функцій устаткування/систем, що визначає можливість подовження експлуатації понад призначені проектом строки і забезпечує в кінцевому підсумку ефективне й

економічне виробництво АЕС електроенергії. Взаємозв'язок напрямів оптимізації ТО, ремонту, випробувань і управління старінням підтверджується багаторічним світовим досвідом експлуатації АЕС. Так, згідно з настановами МАГАТЕ [5] під час планування ТО слід приділити спеціальну увагу принаймні двом етапам життєвого циклу АЕС: початку експлуатації відразу після введення в експлуатацію та періоду, коли механізми старіння можуть робити значний внесок у погіршення стану СВБ. Слід оцінити, чи може і яким чином старіння СВБ збільшити можливість відмов через загальну причину і змінити рівні вихідних, деградаційних відмов і відмов, що призводять до катастрофічних наслідків, з метою забезпечення гарантії готовності схильних до старіння СВБ до кінця їхнього терміну служби. Тому слід, щоб контроль надійності та працездатності АЕС через зумовлену старінням деградацію були важливим пунктом програми оптимізації ТОіР. Програми ТОіР ідентифікують і контролюють механізми старіння, які слід розглядати під час формальних періодичних оцінок безпеки, що проводяться для АЕС. Періодичні оцінки безпеки можуть виявити потреби в додатковому або посиленому ТО чи нагляді, тому для врахування таких потреб слід переглядати або посилювати програми ТОіР.

Управління старінням устаткування/систем доцільно реалізовувати в рамках комплексних експлуатаційних програм (ПУС - програма управління старінням), які мають включати такі основні етапи:

- оцінка ТЗ і ЗР;

- розроблення переліків-класифікаторів елементів, які підлягають управлінню старінням (зокрема ранжування за впливом на показники безпеки);

- розробка і впровадження заходів, що компенсують процеси старіння;

- розробка та впровадження моніторингу процесів старіння;

- створення ефективної інформаційної системи управління старінням.

Концепція управління старінням полягає в такому:

- безперервна або періодична оцінка ТЗ, зокрема оцінка відповідності визначальних параметрів установленим критеріям працездатності/надійності та ЗР;

- визначення домінуючих механізмів старіння внаслідок деградації та зносу;

- обґрунтування і впровадження організаційно-технічних заходів щодо усунення

або ослаблення впливу домінуючих механізмів старіння, модернізації та/або своєчасної заміни елементів, які найбільше схильні до деградації та зносу.

Концепції переходу на РТС і управління старінням взаємопов'язані й тому мають реалізовуватися спільно, доповнювати й коригувати одна одну з таких основних причин:

1. Обидві концепції мають спільні заходи щодо оцінок ТЗ, визначальних параметрів і критеріїв працездатності/надійності, ВР, домінуючих механізмів деградації/зносу, експлуатаційного контролю та ін.

2. Концепція переходу на РТС спрямована переважно на обґрунтування можливості скорочення планових ремонтів і випробувань, а концепція управління старінням передбачає необхідність проведення з достатньою періодичністю планових ремонтів і випробувань, що визначає необхідність їхнього узгодження й оптимізації.

Одним із напрямів реалізації концепції управління старінням є оптимізація планування ремонтів (у тому числі на основі переходу на РТС). Таке становище пояснюється тим, що проведення заходів щодо планових ремонтів, ТО і випробувань у певних випадках може мати негативний ефект, спричинений недостатньою якістю проведення робіт і додатковим зносом обладнання.

#### **4.2 Модернізовані стратегії переходу на ремонт за технічним станом**

На основі сформованих основних положень і досвіду впровадження методів обґрунтувань РТС можна запропонувати узагальнений метод обґрунтування заходів і технічних рішень концепції з переходу на РТС. У рамках цього методу мається на увазі узгодження технічних заходів/рішень, спрямованих на реалізацію ПУС (зокрема, збереження або збільшення проектно-періодичності та обсягів планових ремонтів і випробувань), а також спрямованих на реалізацію концепції переходу на РТС (зокрема, скорочення, у відступ від проектно-конструкторських вимог, періодичності та обсягів планових ремонтів).

Основними є загальні показники з оцінки та прогнозу ТС, оцінки впливу системи/елементів системи на безпеку енергоблока, оцінки впливу відмови системи/елемента системи на рівень потужності реактора. Оцінка ТС здійснюється за

відповідністю визначальних параметрів установленим критеріям ТС ( $\bar{Y}$ ). Перелік і значення цих показників для обладнання (теплообмінне обладнання, ємності, насоси, арматура, трубопроводи) для прикладу наведено в попередньому розділі. При цьому встановлюються три рівні відповідності:

$(Y)_0 \subset (\bar{Y})$  - повна відповідність;

$(Y)_0 \not\subset (\bar{Y})$  - часткова невідповідність, що усувається додатковими заходами з ТО, ремонту та управління старінням;

$(Y)_0 \not\subset (\bar{Y})$  - невідповідність визначальних параметрів і критеріїв ТЗ.

Оцінювання впливу системи/елементів системи на безпеку здійснюється на основі результатів ВАБ за такими параметрами [8, 32, 33].

Значимість за Фусселем-Веселі - визначення відносного внеску в ЧПАЗ (імовірність виникнення аварійної послідовності) події

$$I_{FV}(X) = \frac{CDF(X)}{CDF} = \frac{CDF - CDF(X=0)}{CDF},$$

де  $CDF(X)$  - сума вкладників у ЧПАЗ, що містять подію  $X$ ;  $CDF$  - сумарна ЧПАЗ.

Значимість за Бірнбаумом - визначення ймовірності того, що система відмовить у разі відмови елемента  $X$  (виникнення події  $X$ )

$$I_B(X) = P_C(X=1) - P_C(X=0),$$

де  $P_C(X=1)$  - імовірність відмови системи за умови, що подія  $X$  відбулася;  $P_C(X=0)$  - імовірність відмови системи за умови, що подія  $X$  не відбулася.

Значимість підвищення ризику показує, у скільки разів зросте ризик унаслідок відмови компонента. Визначається як відношення ЧПАЗ за умови виникнення події  $X$  до сумарної ЧПАЗ<sup>8</sup>

$$I_{RA}(X) = \frac{CDF(X=1)}{CDF}.$$

Значимість зниження ризику показує, у скільки разів знизиться ризик унаслідок підвищення надійності компонента до абсолютної. Визначається як відношення сумарної ЧПАЗ до ЧПАЗ за умови, що подія  $X$  (відмова компонента) не відбулася

---

<sup>8</sup> Слід зазначити, що необхідно дещо обережно підходити до аналізу цієї значущості та брати до уваги лише ті події з високим коефіцієнтом підвищення ризику, які мають досить високу ймовірність виникнення.

$$I_{RR}(X) = \frac{CDF}{CDF(X=0)}.$$

Загальноприйнято використання як основних таких параметрів значущості: значущість за Фусселем-Веселі та значущість підвищення ризику. Усі базові події аварійних послідовностей можна згрупувати відповідно до заходів значущості.

Висока значущість для безпеки - обладнання має такі показники значущості: значущість підвищення ризику (RAW) більше ніж 2 і значущість за Фусселем-Веселі (FV) більше ніж 0,005; або  $RAW > 100$ ; або  $FV > 0,1$ .

Середня значущість для безпеки - обладнання має такі показники значущості:  $2 < RAW < 100$  і  $FV < 0,005$  або  $RAW < 2$ ,  $FV > 0,005$ .

Низька значущість для безпеки - обладнання має такі показники значущості:  $RAW < 2$  і  $FV < 0,005$ .

Оцінювання впливу відмови системи/елемента системи на рівень потужності реактора здійснюють на основі детерміністського аналізу та технологічних процесів для систем, що не впливають на показники безпеки енергоблока:

$\Pi_0 \geq 1$  – відмова і відновлення/заміна вимагає зниження потужності або позапланового зупинення реактора;

$\Pi_0 < 1$  – відмова і відновлення/заміна не вимагає зниження потужності або позапланової зупинки реактора.

Для СВБ область ухвалення рішень є трипараметричною і наведена в загальному вигляді на рис. 4.1, де  $\{(Y)_0; (\bar{Y})\}$  - параметр відповідності визначальних параметрів критеріям ТЗ; RAW - значущість підвищення ризику; FV - значущість за Фусселем-Веселі. У площині показників безпеки утворюються характерні області:  $S^2$  - область несуттєвого впливу на безпеку; SH - область помірного впливу на безпеку;  $H^2$  - область значного впливу на безпеку.

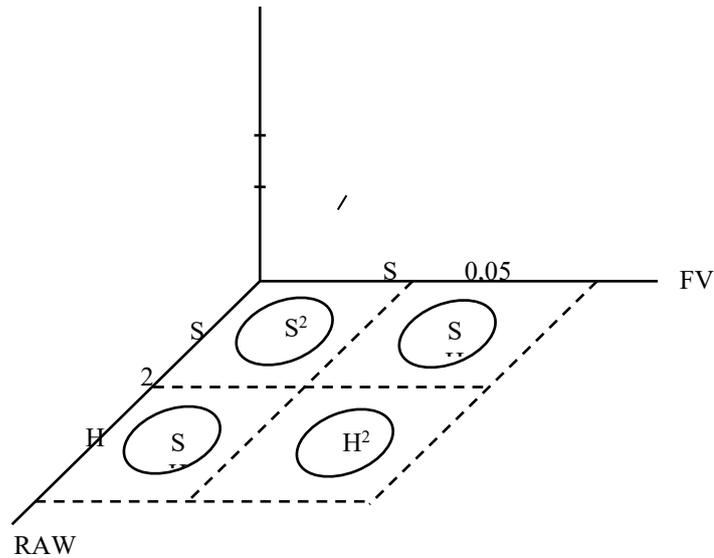


Рис. 4.1. Область ухвалення рішень для систем, що впливають на безпеку  
Умови прийняття концепції переходу на РТС і заходів з управління старінням для  
СВБ наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2. Умови прийняття концепцій щодо РТС і ПУС для СВБ

Області прийняття рішення	Рівень допустимості РТС		
	Припустимо	Припустимо з ПУС	Неприпустимо
$(Y)_0 \notin (\bar{Y}), S^2$	—	—	●
$(Y)_0 \notin (\bar{Y}), SH$	—	—	●
$(Y)_0 \notin (\bar{Y}), H^2$	—	—	●
$(Y)_0 \in (\bar{Y}), S^2$	—	●	
$(Y)_0 \in (\bar{Y}), SH$	—	●	
$(Y)_0 \in (\bar{Y}), H^2$	—		●
$(Y)_0 \in (\bar{Y}), S^2$	●		
$(Y)_0 \in (\bar{Y}), SH$	●		
$(Y)_0 \in (\bar{Y}), H^2$	●		

Для систем, що не впливають на безпеку, область ухвалення рішень є двопараметричною і наведена в загальному вигляді на рис. 4.2. Заштриховані області відповідають умовам можливості прийняття концепцій РТС і ПУС.

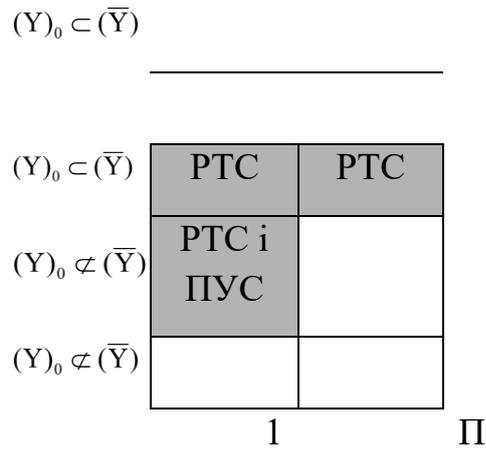


Рис. 4.2. Область ухвалення рішень для систем, що не впливають на безпеку.

Спрощений приклад застосування представленого методу обґрунтування можливості переходу на РТС арматури 1-го блоку ЮУАЕС наведено нижче. Оцінювання ТЗ арматури та відповідності визначальних параметрів установленим критеріям ТЗ здійснюється на основі: вимог проектно-технічної документації на арматуру до показників працездатності та надійності ( $\bar{K}$ ); результатів експлуатаційного контролю за випробуваннями, діагностикою, ТО й аналізом експлуатаційної надійності приводів арматури.

За результатами експлуатаційного контролю (випробування і діагностика арматури) встановлено відповідність визначальних параметрів ТЗ виїмних частин і приводів встановленим критеріям проектно-технічної документації для 224 одиниць арматури, що належать до груп В і С за "Правилами АЕУ" [34].

Аналіз експлуатаційної надійності приводів арматури 1-го енергоблока ЮУАЕС виконано СНРіПЕ ЮУАЕС (ПР 114.1.0.0.08/08.06) на основі МТ-Т.0.08.117-05 "Методика розрахунку показників надійності приводів трубопровідної арматури" з урахуванням статистичних даних із досвіду експлуатації всіх типів арматури до 2006 р. включно. У результаті проведених розрахунків встановлено, що показники ймовірності безвідмовної роботи (ЙБР) становлять:

0,9973 - для електроприводів запірної арматури

0,9999 - для електроприводів регулювальної арматури;

0,99969 - для пневмопривідної арматури.

Отримані значення відповідають критеріям, встановленим Загальними технічними вимогами (ЗТВ).

Для прогнозних оцінок міжремонтного періоду РТС розглянуто два домінуючі механізми старіння:

циклічні навантаження в перехідних режимах і режимах із порушенням умов експлуатації;

ерозійно-корозійний знос.

Максимальну швидкість накопичення динамічних режимів оцінювали за даними досвіду експлуатації 1-го блоку ЮУАЕС. Максимальну швидкість ерозійно-корозійного зносу оцінювали за узагальненими рекомендаціями ВНДІАЕС з урахуванням досвідчених даних АЕС із ВВЕР.

Показники значущості за Фусселю-Весели  $FV$  і підвищення ризику  $RAW$  визначаються з урахуванням розрахункових моделей ВАБ 1-го блоку ЮУАЕС.

У результаті проведених розрахунків встановлено, що для всього розглянутого переліку арматура належить до областей несуттєвого або помірного впливу на безпеку. Відповідно до поданого технічного обґрунтування встановлено, що весь розглянутий перелік виїмних частин і приводів арматури з 224 одиниць відповідає:

по ТЗ - умовам відповідності визначальних контрольованих параметрів встановленим критеріям проектно-технічної документації на арматуру;

- за показниками надійності - нормативним вимогам ОТТ щодо ВБР;
- за показниками безпеки - областям несуттєвого або помірного впливу на безпеку.

Область прийняття рішень:  $(Y)_0 \notin (\bar{Y}), S^2$ ;  $(Y)_0 \in (\bar{Y}), SL$

За прогнозними оцінками міжремонтний період становить вісім років для капітального ремонту арматури. Аналогічний результат було отримано раніше для арматури групи С енергоблоків ЮУАЕС у рамках стратегії ремонту за надійністю.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз передового міжнародного та вітчизняного досвіду планування й організації ППР АЕС, на основі якого визначено мінімально необхідні тривалості планових ремонтів СВБ ВВЕР без порушення встановлених вимог з надійності та безпеки.
2. Розроблено ризик-орієнтований метод обґрунтування модернізації стратегії планових ремонтів АСБ, що ґрунтується на варіюванні періодичності проведення планових ремонтів і випробувань на потужності реактора із забезпеченням проектного рівня надійності виконання функцій безпеки.
3. Розроблено ризик-орієнтований метод обґрунтування модернізації стратегії планових ремонтів АСБ з урахуванням якості проведення ТО/КТС ремонтним персоналом.
4. Розроблено ризик-орієнтований метод обґрунтування модернізації стратегії контролю металу трубопроводів СВБ, що базується на мінімізації обсягів контролю за імовірнісними показниками безпеки.
5. Розроблено ризик-орієнтований метод обґрунтування модернізації стратегії контролю цілісності ТОТ ПГ, що ґрунтується на мінімізації обсягів контролю за досвідом і результатами проведення КТС.
6. На основі відомих підходів розроблено стратегію планових ремонтів СВБ у рамках концепції ремонту за технічним станом.
7. Впровадження розроблених стратегій планових ремонтів СВБ ЯЕУ з ВВЕР дасть змогу забезпечити підвищення КВВП понад 90%.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Янченко Ю.А., Гуринович В.Д., Кудрявцев Б.К. та ін. Удосконалення технічного обслуговування ремонту систем і обладнання АС // Безпека, ефективність та економіка атомної енергетики. - ВНИИАЭС, 2002.
2. Ченцов М.А. Завдання і структура ремонтної служби металургійного підприємства // Захист металургійних машин від поломок. - Маріуполь: ПДТУ, 1998. - Вип. 3. - С. 7 - 14.
3. Оптимізація планування ремонтів і випробувань систем безпеки АЕС на основі ризик-орієнтованих підходів/Ю.Л. Коврижкін, Ю.А. Комаров, В.М. Пишний, В.І. Скалозубов, І.М. Фольтов; Під ред. В.І. Скалозубова. - Одеса: ТЕС, 2006. - 383 с.
4. Ризик-орієнтовані підходи оптимізації технічного обслуговування та експлуатаційного контролю СВБ АЕС/Д.В. Білей, С.В. Васильченко, М.І. Власенко, Ю.Л. Коврижкін, В.Н. Колиханів, Ю.А. Комаров, М.А. Фрідман; Під ред. В.І. Скалозубова. - Одеса: ТЕС, 2004. - 531 с.
5. Технічне обслуговування, нагляд та інспекції під час експлуатації на АЕС. Керівництво МАГАТЕ. Серія норм з безпеки № NS-G-2.6. - 2005.
6. РД 95. Типові мережеві графіки ремонту основного обладнання ЯППУ з реактором ВВЕР-1000 (В-320).
7. НР-Р.0.04.037-03. Норми часу на ремонт реактора ВВЕР-1000 та його допоміжного обладнання. - К.: НАЕК "Енергоатом", 2003.
8. IAEA-TECDOC-981. Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: Steam generators. - Vienna: IAEA, 1997. - 173 p.
9. КНД 95.1.0801.55-2004. Організація технічного обслуговування та ремонту систем і устаткування атомних електростанцій. Основні положення: Керівний нормативний документ. - К., 2004.
10. Nuclear Regulators Working Group, "Common Position of European Regulators on Qualification of NDT Systems for Pre- and In-Service Inspection of Light Water Reactor Components", EUR 16802 EN, 1996.

11. Health and Safety Executive, "Safety Assessment Principles for Nuclear Power Reactors", HMSO, London, ISBN 0 11 882043 5, 1992.
12. Госслін Стів, Гор Браїан. Оптимізація порядку проведення контролю трубопроводів і обладнання на підставі оцінки ризику // Матеріали наради в ППЕ АЕС - К., 1999.
13. Рішення Колегії Держатомрегулювання України № 9 "З питань застосування оцінки ризиків у регулюванні безпеки ядерних установок" - К., 13.11.2001.
14. Програма впровадження ризик-орієнтованих підходів у регулюючій діяльності та експлуатації АЕС України - К.: НАЕК "Енергоатом", Держатомрегулювання України, 2003.
15. ІПН АЕ Г-7-002-86. Норми розрахунку на міцність устаткування і трубопроводів атомних енергетичних установок - М.: Энергоатомиздат, 1986.
16. Regulatory guide 1.178. An Approach for Plant-Specific Risk-Informed Decision-making for In-service Inspection of Piping. – U.S. Nuclear Regulatory Commission, Revision 1, September 2003.
17. Болотін В.В. Ресурс машин і конструкцій. - М.: Машиностроение, 1990. - 448 с.
18. Маннапов Р.Г. Оцінка надійності апаратів в умовах поверхневого руйнування технологічними середовищами // Хімічне і нафтове машинобудування. - 1987. - № 5. - С. 11 - 12.
19. ГОСТ 11.006-74. Прикладна статистика. Правила перевірки згоди дослідного розподілу з теоретичним. - М.: Вид-во стандартів, 1974.
20. Галамбош Я. Асимптотична теорія екстремальних порядкових статистик: Пер. з англ. - М.: Наука, 1984.
21. ГОСТ 11.007-75. Прикладна статистика. Правила визначення оцінок і довірчих меж для параметрів розподілу Вейбулла. - М.: Вид-во стандартів, 1975.
22. Сухотін А. М. та ін. Корозійна стійкість обладнання хімічних виробництв: Способи захисту обладнання від корозії. - Л.: Хімія, 1987.
23. Маннапов Р.Г. Статистичні закономірності корозійного руйнування поверхні металів // Надійність і контроль якості, - 1988. - № 9. - С. 48 -52.

24. Гетьман А.Ф. Системний метод забезпечення міцності обладнання та трубопроводів АЕС під час експлуатації // Надійність і довговічність машин і споруд. - 1986. - № 10. - С. 3 - 15.
25. Гетман А.Ф., Зубов В.Ю. та ін. Методика і деякі результати з оцінки ймовірності руйнування трубопроводів Ду 500 АЕС з реакторами типу ВВЕР-440 // Надійність трубопроводів і посудин високого тиску АЕС. 1989. - С. 14 - 21.
26. Маннапов Р.Г. Прогнозування надійності обладнання шляхом статистичного аналізу експлуатаційних параметрів // Хімічне та нафтове машинобудування. - 1990. - № 5. - С. 1 - 3.
27. Маннапов Р.Г. Оцінювання надійності хімічного та нафтового устаткування при поверхневому руйнуванні // Огляд. інформ. Сер ХМ-1. - М.: ЦНТІхімнефтемаш, 1988.
28. Гетман А.Ф. Ресурс експлуатації посудин і трубопроводів АЕС. - М.: Енергоатоміздат, 2000. - 427 с.
29. Тихонов В.І., Миронов М.А. Марковські процеси. - М. 1977. - 488 с.
30. Вентцель Е.С. Теорія ймовірностей. - М.: Наука, 1969. - 576 с.
31. Розвиток та оптимізація систем контролю АЕС з ВВЕР/В.І. Скалозубов, Д.В. Білей, Т.В. Габляя, Ю.А. Комаров, А.А. Ключников, І.М. Фольтов; Під ред. В.І. Скалозубова. - Чорнобиль: ІПБ АЕС НАН України, 2008.
32. Electric Power Research Institute, TR-109646 «Guidelines for Preparing Risk-Informed Graded Quality Assurance Program Implementation Request Submittals», 1998.
33. US Nuclear Regulatory Commission, ST-AE-HL-94983 «Graded Quality Assurance, Operations Quality Assurance Plan, South Texas Project, Units 1 and 2», 1997.
34. ПН АЕ Г-7-008-89 (ДНАОП 0.04-1.05-90). Правила будови і безпечної експлуатації устаткування і трубопроводів атомних енергетичних установок.
35. Технічне обслуговування, нагляд та інспекції під час експлуатації на АЕС. Керівництво МАГАТЕ. Серія норм з безпеки NS-G-2.6. 2005.
36. NUREG-1493. Performance-Based Containment Leak-Test Program. U.S. Nuclear Regulatory Commission, September 2013.

37. NUREG-1150. Severe Accident Risks: An assessment for five U. S. Nuclear Power Plants. Final Summary Report. December 2012.
38. Давиденко М. М. та ін. Сучасні технології оптимізації технічного обслуговування та ремонту систем і обладнання атомних станцій. , 2009. 145 с.
39. NUREG-1777. Regulatory Effectiveness Assessment of Option B of Appendix J. U.S. Nuclear Regulatory Commission. August 2014.
40. Комаров Ю. А., Пишний В. М., Скалозубов В. І., Фольтов І. М. Розроблення галузевого стандарту зі скорочення періодичності комплексних випробувань на герметичність системи гермооболонки ВВЕР на основі ймовірнісних методів. Ядерна та радіаційна безпека. 2004. № 2. С. 73-79.
41. Комаров Ю. О. Результати досліджень деяких питань безпеки та ефективності експлуатації АЕС ризик-орієнтованими методами. Ядерна фізика та енергетика. 2013. № 4. С. 356-362.
42. Канівець А.В. Удосконалення планових ремонтів атомних енергоблоків // монографія. – LAMBERT, 2024. – 141с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). ISBN:978-620-7-45705-2
43. Канівець А.В. Оптимізація систем контролю АЕС із ВВЕР // монографія. – LABERT, 2024. – 137с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). ISBN:978-620-7-46728-0
44. Канівець А.В. Удосконалення стратегій планових ремонтів систем важливих для безпеки ядерних енергоустановок // монографія. – LAMBERT, 2024. – 270с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). ISBN:978-620-7-47284-0
45. Верінов О.М, Канівець А.В, Максимова В. Стратегії випробувань систем важливих для безпеки ЯЕУ – LAMBERT, 2024. – 57с. Затверджено Вченою радою

Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка"  
(Протокол №2 від 29.09.2023 року). ISBN:978-620-7-63924-3

46. Скалозубов В.І., Верінов О.М., Канівець А.В., Кочнєва В.Ю., Бундєв Д.С., Хайо Хані. Ризик-орієнтований метод кваліфікації стратегій експлуатаційного контролю металу систем, важливих для безпеки АЕС. – Праці Одеського політехнічного університету, 2023. – 9с.
47. Скалозубов В.І., Верінов О.М., Канівець А.В., Кочнєва В.Ю., Бундєв Д.С., Хайо Хані. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії планового ремонту за технічним станом систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок. – Ядерна енергетика та довкілля, 2023. – 10с.
48. Скалозубов В.І., Комаров Ю.О., Дорож О.А., Канівець А.В., Філатов В.І. Критерії та умови теплогідродинамічної нестійкості в контурах природньої циркуляції ядерних енергоустановок при аваріях з течами. – ВАНТ, 2024. – 8с.
49. Скалозубов В.І., Верінов О.М., Канівець А.В., Вербило І.М., Філатов І.М. Модернізація стратегій планових ремонтів активних систем безпеки ядерних енергоустановок з ВВЕР. – Проблеми атомної науки та техніки - ВАНТ, 2024. – 7с.
50. Скалозубов В.І., Верінов О.М., Канівець А.В., Комаров Ю.О., Філатов В.І. Метод кваліфікації модернізації стратегій планових ремонтів активних систем безпеки ядерних енергоустановок із ВВЕР. – ВАНТ, №1, 2024. – 5с.
51. Скалозубов В.І., Верінов О.М., Бундєв Д.С., Кочнєва В.Ю., Канівець А.В. Кваліфікація стратегій управління аваріями з повним тривалим знеструмленням ядерних енергоустановок із ВВЕР. – Ядерна енергетика та довкілля, 2024. – 12с.

## ДОДАТОК А. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ І ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

*Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації*

1. Скалозубов В.І., Верінов О.М., Канівець А.В., Кочнева В.Ю., Бундєв Д.С., Хайо Хані. Ризик-орієнтований метод кваліфікації стратегій експлуатаційного контролю металу систем, важливих для безпеки АЕС. – Праці Одеського політехнічного університету, Випуск 2(68) 2023, 43–50. **(фах. видання)**  
<https://pratsi.op.edu.ua/index.php/pratsi/article/view/143>
2. Скалозубов В.І., Верінов О.М., Канівець А.В., Кочнева В.Ю., Бундєв Д.С., Хайо Хані. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії планового ремонту за технічним станом систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок. – Ядерна енергетика та довкілля. Випуск № 3 (28) 2023, 10-15. **(фах. видання)**  
<https://ukrns.org/publications/yaderna-energetyka-ta-dovkilliya-vypusk-%E2%84%96-3-28-2023>
3. V.I. Skalozubov, Yu.O. Komarov, O.A. Dorozh, A.V. Kanivets, V.I. Filatov. Criteria and conditions of thermal hydrodynamic instability in the circuits of natural circulation of nuclear power plants in case of leak accidents. – Питання атомної науки і техніки(р. 66-69) №2, 2024 **(Scopus, WoS)**  
<https://vant.kipt.kharkov.ua/TABFRAME1.html>.
4. Канівець А.В. Удосконалення планових ремонтів атомних енергоблоків // монографія. – LAMBERT, 2024. – 140с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/cn/book/978-620-7-45705-2>
5. Канівець А.В. Оптимізація систем контролю АЕС із ВВЕР // монографія. – LAMBERT, 2024. – 120с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/tr/book/978-620-7-46728-0>
6. Канівець А.В. Удосконалення стратегій планових ремонтів систем важливих для безпеки ядерних енергоустановок // монографія. – LAMBERT, 2024. –

216с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/es/book/978-620-7-47284-0>

7. Верінов О.М, Канівець А.В, Максимова В. Стратегії випробувань систем важливих для безпеки ЯЕУ – LAMBERT, 2024. – 56с. Затверджено Вченою радою Енергетичного інституту Національного університету "Одеська політехніка" (Протокол №2 від 29.09.2023 року). <https://my.lap-publishing.com/catalog/details/store/tr/book/978-620-7-63924-3>

*Наукові роботи, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:*

8. VII Міжнародна науково-практична конференція «Проблемні питання науки та проблеми розвитку», 30 жовтня – 01 листопада 2023 (Берлін, Німеччина); <https://eu-conf.com/events/problematic-questions-of-science-and-problems-of-development/>

9. VIII Міжнародна науково-практична конференція «Сучасні технології людського розвитку», 06-08 листопада 2023 (Бордо, Франція); <https://eu-conf.com/events/modern-technologies-of-human-development/>

10. IX Міжнародна науково-практична конференція «Перспективні шляхи розвитку інформаційних технологій», 13-15 листопада 2023 (Більбао, Іспанія); <https://eu-conf.com/events/promising-ways-of-information-technology-development/>

11. VII Міжнародну науково-практичну конференцію «Інформаційні технології в освіті, технологіях та промисловості» », 19-21 лютого 2024 (Мадрид, Іспанія); <https://eu-conf.com/events/information-technologies-in-education-technology-and-industry/>

12. VIII Міжнародна науково-практична конференція «Інформаційні технології та автоматизація навчання в сучасних умовах», 26-28 лютого 2024 (Мюнхен, Німеччина). <https://eu-conf.com/events/information-technologies-and-automation-of-learning-in-modern-conditions/>

## ДОДАТОК Б. АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ



### ДОВІДКА

про наукове впровадження результатів дисертаційної роботи

**Канівець Андрія Валерійовича**

«Удосконалення стратегій планових ремонтів систем  
важливих для безпеки ядерних енергоустановок»

Результати дисертаційної роботи Канівець А.В. були впроваджені в звіт науково-дослідницького проекту між Національним університетом «Одеська політехніка» та університетом Портсмут (Великобританія) - субпроект (U20) «Аналіз безпеки АЕС України в екстремальних умовах експлуатації військового часу» (науковий керівник професор кафедри атомних електричних станцій д.т.н. Скалозубов В.І.) в частині заходів підвищення ефективності ядерної енергетики України в екстремальних умовах експлуатації військового часу.

Проректор з наукової та  
науково-педагогічної роботи



професор, д.т.н. Дмитро ДМИТРИШИН