

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням мікропроцесорного релейного захисту»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Освітня програма «Електричні системи і мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Подафа А. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Вишневський С.Я.

(прізвище та ініціали)

«05» грудня 2023 р.

Опонент:

К.т.н. доц. каф. ЕССМ Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)

«11» грудня 2023 р.

Допущено до захисту

Звідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«04» грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор Комар В. О.

18 березня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

 Подафа Андрій Олексфович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____ «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням мікропроцесорного релейного захисту»

керівник роботи _____ к.т.н., доцент ЕСС Вишневський С.Я.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

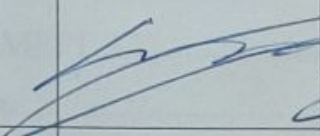
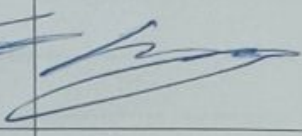


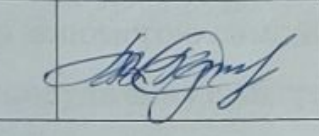
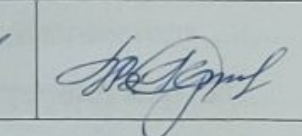
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ: Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75; Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України.. Київ:[б.в.], 2017. 617 с. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Параметри підстанцій (назва/потужність споживання, МВт /коєф. потужності/категорія надійності споживачів): 701/15,4/0,86/І, 702/3,7/0,91/І, 703/6,4/0,9/І, 704(ФЕС)/-11,5/1/ІІ; Ретроспективні дані споживання електричної енергії за останні десять років, % (з 2013 по 2022): 84,90,93,95,96,97,98,99,99,100.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1.Техніко-економічне обґрунтування.2. Розвиток фрагменту електричної мережі 3. Визначення техніко-економічних показників фрагменту мережі. 4. Дослідження мікропроцесорного релейного захисту. 5. Охорона праці. Висновки. Список використаної літератури. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Моделювання оптимального розвитку електромережі

6. Консультанти розділів роботи


Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В. д.п.н., професор каф. БЖДПБ Вишневський С.Я.		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

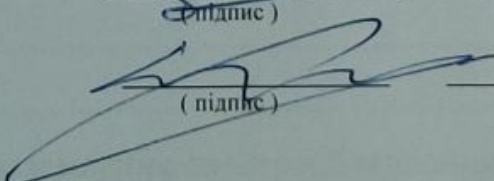
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	21.09.23	Вик
2	Техніко-економічне обґрунтування	22.09.23	26.09.23	Вик
3	Розвиток фрагменту електричної мережі	27.09.23	31.10.23	Вик
4	Визначення техніко-економічних показників фрагменту мережі	01.11.23	02.11.23	Вик
5	Дослідження мікропроцесорного релейного захисту	03.11.23	22.11.23	Вик
6	Охорона праці	23.11.23	24.11.23	Вик
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	30.11.23	Вик
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.12.23	04.12.23	Вик

Студент


(підпис)

Подафа. А. О.

Керівник роботи


(підпис)

Вишневський С.Я.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	11
2 РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1 Прогнозування електричних навантажень	17
2.2 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	18
2.3 Формування максимального графа електричної мережі.....	19
2.4 Лінеаризація цільової функції.....	20
2.5 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	22
2.6 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі.....	25
2.7 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	26
2.8 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	26
2.9 Вибір потужності трансформаторів на підстанціях споживачів.....	28
2.10 Вибір схеми прохідних підстанцій	29
2.11 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	29
2.12 Оцінювання надійності схем підстанції	30
2.13 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	32
2.14 Аналіз та виведення результатів розрахунків	33
2.15 Регулювання напруги у мережі	33
2.16 Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	36
3 ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ФРАГМЕНТУ МЕРЕЖІ.....	51
4 ДОСЛІДЖЕННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	53
4.1 Поняття про релейний захист	53
4.2 Захисти від пошкоджень і ненормальних режимів	59
4.3 Мікропроцесорні пристрої релейного захисту і автоматики, які будуть встановлені на нових підстанціях.....	64
5 ОХОРОНА ПРАЦІ	74
5.1 Задача розділу	74
5.2 Розрахунок захисного заземлення електрообладнання в мережі власних потреб підстанції.....	77

ВИСНОВКИ.....	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	86
ДОДАТКИ.....	88
ДОДАТОК А.....	89
ДОДАТОК Б.....	90
ДОДАТОК В.....	97
ДОДАТОК Г.....	112
ДОДАТОК Д.....	113
ДОДАТОК Е.....	118
ДОДАТОК Ж.....	123
ДОДАТОК З.....	128
ДОДАТОК І.....	133
ДОДАТОК К.....	138

АНОТАЦІЯ

Подафа Андрій Олексійович «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням мікропроцесорного релейного захисту». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2023. – 87 с. Бібліогр.: 20. Рис. : 22. Табл. : 29.

Магістерська кваліфікаційна робота містить розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових підстанцій. За допомогою математичних розрахунків було створено прогноз оптимальної конфігурації, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруг у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв.

У магістерській кваліфікаційній роботі проведено дослідження, аналіз та систематизація мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та рішень щодо оптимізації та вдосконалення даних захистів для підвищення їхньої селективності, надійності, швидкодії, багатозадачності і зменшення їхньої вартості та розмірів.

Ключові слова: підстанція, прогноз навантажень, симплекс-метод, динамічне програмування, баланс потужностей, розподільчий пристрій, регулювання напруги, усталений режим, релейний захист, реле, дистанційний захист, відсічка, захист ліній, максимальний струмовий захист, спрямований захист, захист від замикань на землю.

ABSTRACT

Podafa Andrii «Development of a fragment of an electrical network with the study of microprocessor relay protection». Master's thesis. - Vinnytsia: VNTU. - 2023. - 87 p. Bibliogr .: 20. Fig. : 22. Table : 29.

The master's thesis includes the development of the already existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematical calculations, a forecast of the optimal configuration was created, which ensures both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the equipment was selected, the voltage levels in the nodes under different operating modes were analyzed, and the schemes of the distribution devices were presented.

In the master's thesis, research, analysis and systematization of microprocessor relay protection devices and solutions for optimization and improvement of these protections were carried out to increase their selectivity, reliability, speed, multitasking and reduce their cost and size.

Keywords: substation, load forecast, simplex method, dynamic programming, power balance, switchgear, voltage regulation, steady state, relay protection, relay, remote protection, cut-off, line protection, maximum current protection, directional protection, short-circuit protection on the ground

ВСТУП

Актуальність. У процесі проектування нових або розвитку вже діючих електромереж потрібно враховувати чимало факторів, а саме: надійне і якісне електропостачання, застосування сучасних більш досконаліх принципів побудови.[1] Тобто дане завдання вимагає комплексного підходу та контролю різних факторів, які вказуватимуть на техніко-економічну доцільність нової мережі, достатній рівень експлуатації, керування, за яких забезпечуються найнижчі витрати.

Побудова мережі завжди має конкретне призначення, для котрого і виконується прогнозування майбутньої побудови мережі, яке встановлює певні додаткові обмеження[2].

У процесі створення детальних розрахункових режимів перспективного планування враховуються:

- Прогнозування об'єму споживання, генерування та обміну електроенергією у різних часових горизонтах;
- Визначений перелік об'єктів електромережі;
- Щодобові і щорічні зміни споживання і генерування;
- Погоду, яка впливає не тільки на попит, а тепер все частіше і на генерування, і на технічні характеристики елемент системи.

Перспективний режим – це, конкретні умови, що можуть виникнути у рамках зазначеного сценарію та включають в себе[3]:

- Реалізацію випадкових подій, як правило, пов'язаних з погодними умовами (сила вітру, заповнення водосховищ гідроелектростанцій, температури повітря і т. д.) або вимкнення електростанцій (вимушені і планові);
- Розподіл усіх генеруючих блоків (на основі моделювання ринку або структури покриття споживання). Зараз лише структури покриття споживання;
- Детальне розташування об'єктів генерування електроенергії;

- Детальне розташування споживачів, із урахуванням характерних графіків або нерівномірності споживання за регіонами.

Мета дослідження. З огляду практичності, електрична схема розподільчого пристрою повинна бути якомога простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів за післяаварійного режиму роботи засобами автоматики[4].

Для будівництва об'єктів з робочою напругою від 6 кВ до 750 кВ вже складені типові схеми розподільчих пристроїв, які детально описані в ПУЕ[5] табл. 4.2.10-4.2.13 та повинні використовуватися при будівництві.

Задачі дослідження. Заздалегідь перед будівництвом потрібно використовувати математичні методи визначення найдоцільніших конфігурацій мережі за різними критеріями[4]. До цих методів належать:

- симплекс-метод для визначення найменш дороговартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва і введення у експлуатацію нових електроустановок.

Після затвердження конфігурації і послідовності побудови нової електромережі, наступними кроками будуть визначені[2]: номінальна напруга усіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, які утворюють мережу конфігурації і т. д.

Протягом розробки проекту буде визначено відповідну кількість і вид обладнання, будуть визначені потужності трансформаторів на підстанціях та схеми електричних з'єднань даних підстанцій, буде визначено потужність джерел реактивної потужності, найбільш економічний розподіл даних джерел та потрібні засоби для регулювання напруги.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричної мережі, включаючи вибір схем розподільчих пристроїв, комутаційного обладнання, силових трансформаторів. Дослідження охоплює визначення найдоцільнішої конфігурації мережі та визначення найкращої послідовності будівництва нових підстанцій.

Предметом дослідження є розвиток фрагменту електричної мережі з визначенням конфігурації мережі та визначення найдоцільнішої послідовності

будівництва нових підстанцій. У межах дослідження розглядається сиплекс-метод та метод динамічного програмування для визначення конфігурації мережі та послідовності її побудови, аналіз вимог, стандартів і нормативних документів, вибір схем розподільчих пристроїв, визначення перерізу проводу, потужності силових трансформаторів.

Відповідно до зазначеної мети, у роботі будуть розв'язані такі основні завдання:

- Складено оптимальну схему електромережі;
- Визначено оптимальну схему послідовності розвитку електромережі;
- Обрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях;
- Обрано схеми розподільчих пристроїв підстанцій;
- Розраховано усталені та післяаварійні режими мережі;
- Обраховано економічну доцільність та терміни окупності.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Для завдань розвитку електричних мереж необхідно забезпечити пошук найкращого з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків варіанту проекту. Разом із тим повинні виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів[6]. Відповідним чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки обирання конфігурації і напруги мереж, але і параметрів всіх їхніх елементів так, щоб забезпечити потрібну якість електроенергії, резерв стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення даних питань у вигляді однієї математичної моделі не є можливим[2]. Тому процес проектування ділиться на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі ухвалюються із використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками відмінно зарекомендували себе методи лінійного програмування, такі як симплекс-метод[2]. Але його використання вводить певні обмеження на постановку завдання, зокрема, форму подання цільової функції та обмежень.

Для вирішення завдань оптимізації в енергетиці, пов'язаних із створенням планів перспективного розвитку електромережі, які потребують врахування фактору часу, поряд із методами лінійної та нелінійної оптимізації використовують метод динамічного програмування.[2]

Динамічне програмування – це один з методів нелінійного програмування. Даний метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції з багатьма змінними. Під час застосування динамічного програмування операція ділиться на ряд послідовних кроків в кожному із яких оптимізується функція однієї змінної[2].

Детальний аналіз можливостей систематичного перенавантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій у нормальних режимах із урахуванням реального графіку та коефіцієнту початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить до задачі цього проекту[4]. Тому згідно до практики проектування, потужність трансформаторного обладнання

на понижуючих підстанціях може обиратися з умов допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах на 40% протягом часу тривалістю не більше 6 годин на протязі не більше 5 діб[4].

Протягом вибору схеми електричної підстанції потрібно урахувати кількість приєднань із врахуванням призначення, ролі й положення підстанції у електричній мережі енергосистеми (ліній та трансформаторів).

Оглядом на функції підстанції у електричній мережі, електрична схема повинна[6]:

- забезпечувати надійне живлення приєднань споживачів в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до їхньої категорії надійності електропостачання електроприймачів із врахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;
- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через підстанцію у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до його значення для відповідної ділянки мережі;
- враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку зміни споживання у мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку підстанцій та її головної схеми потрібно виходячи з найбільш простого та економічного розвитку підстанції без значних робіт із реконструкції діючих об'єктів та з мінімальними обмеженнями електропостачання споживачів;
- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для підстанцій нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ слід передбачати переважно електричні схеми розподільчих пристроїв, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [5]. Наповнення даних схем комутаційними елементами і їхнім насичення додатковими елементами, котрі сприяють підвищенню надійності функціонування та безпечності обслуговування підстанцій, слід виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178 - 2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі буде проведено за допомогою програмного комплексу Втрати "RVM – High". Даний програмний

комплекс дозволяє на базі заданої інформації про лінії (довжина, марка проводу) та підстанції (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ[4].

В наступних розділах буде виконано розрахунки з обирання оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, обирання головних схем вузлової та споживальних підстанцій, обирання основного обладнання підстанцій і електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень і розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в електромережі. За рахунок вказаних дій буде накопичено достатньо інформації задля аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі загалом[3].

2 РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Задля проектування розвитку буде використана схема електричної мережі 110/35 кВ та карта розташування споживачів, які подані на рис. 2.1 (масштаб 1:50000). Параметри електроспоживання нових вузлів подані в таблиці 2.1. Дані для прогнозування навантажень регіону подані в таблиці 2.2.

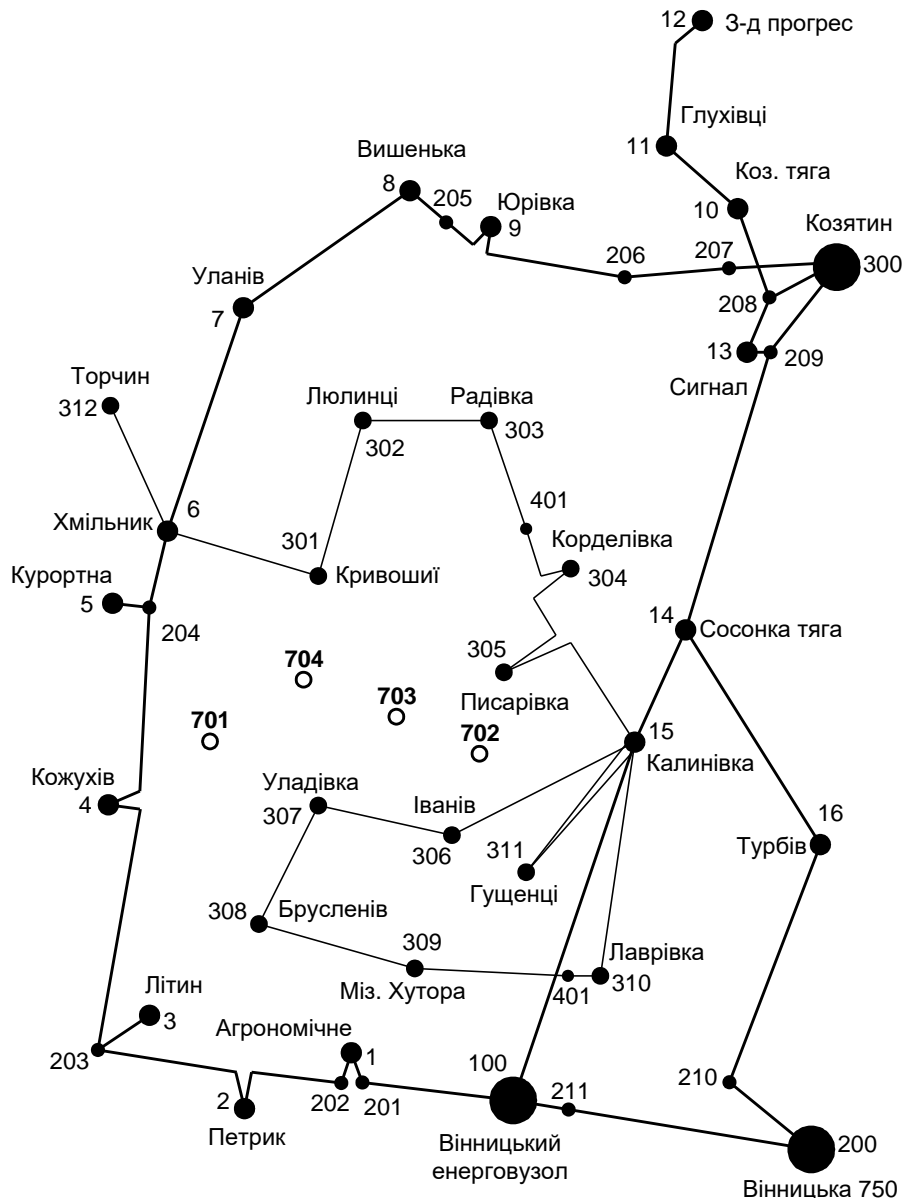


Рисунок 2.1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі напруги на шинах джерел живлення становлять за найбільших навантажень становлять 105%, за найменших – 100%, а для післяаварійних режимів – 110% [4]. Найнижче навантаження влітку становить 35% від найвищого зимового. Тривалість використання найвищого навантаження становить 5500 годин на рік.

Вартість 1 кВт/год недовідпущеної споживачам електроенергії становить 580 грн. Вартість 1 кВт/год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про існуючу електричну мережу та джерела живлення регіону подано у таблиці 2.3 та 2.4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження повітряних ліній складає 30 км за рік.

Таблиця 2.1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	Нова 3 (703)	ФЕС 4 (704)
Навантаження, МВт	15,4	3,7	6,4	11,5
cos φ	0,86	0,91	0,9	1
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	84	90	93	95	96	97	98	99	99	100

Таблиця 2.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	201	Вінницький енерговузол – 201	АС-95	12,7
201	1	201 – Агрономічне	АС-120	2,8
1	202	Агрономічне – 202	АС-120	2,8
202	2	202 – Петрик	АС-95	16,3
2	203	Петрик – 203	АС-95	14,8
203	3	203 – Літин	АС-95	0,43
203	4	203 – Кожухів	АС-95	17,7
4	204	Кожухів – 204	АС-95	5,97
204	5	204 – Курортна	АС-95	1,8
204	6	204 – Хмільник	АС-95	10,4
7	6	Уланів – Хмільник	АС-95	22,5
8	7	Вишенька – Уланів	АС-120	22,4
205	8	205 – Вишенька	АС-120	10,3
9	205	Юрівка – 205	АС-150	6,6
206	9	206 – Юрівка	АС-120	20,8
207	206	207 – 206	АС-150	17,5
300	207	Козятин – 207	АС-185	3,1
300	208	Козятин – 208	АС-185	7,39
208	10	208 – Козятинська тяга	АС-185	12,56
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-185	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-185	18,5
208	13	208 – Сигнал	АС-185	0,06
209	13	209 – Сигнал	АС-185	0,01
300	209	Козятин – 209	АС-185	7,45
209	14	209 – Сосонка тяга	АС-185	45,18
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	АС-185	5,22
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	АС-185	53,1
100	211	Вінницький енерговузол – 211	АС-150	1,35
211	200	211 – Вінницька 750	АС-150	15,75
200	210	Вінницька 750 – 210	АС-120	5,2
210	16	210 – Турбів	АС-120	19,0
16	14	Турбів – Сосонка тяга	АС-120	14,93
6	301	Хмільник – Кривошиї	АС-95	24,26
301	302	Кривошиї – Люлинці	АС-95	15,0
302	303	Люлинці – Радівка	АС-95	17,7
303	401	Радівка – 401	АС-95	13,8
401	304	401 – Корделівка	АС-120	6,7
305	304	Писарівка – Корделівка	АС-120	6,75

Продовження таблиці 2.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
15	305	Калинівка – Писарівка	АС-120	10,65
15	306	Калинівка – Іванів	АС-120	12,1
306	307	Іванів – Уладівка	АС-120	11,6
307	308	Уладівка – Брусленів	АС-95	14,42
309	308	Міз. Хутора – Брусленів	АС-95	17,2
402	309	402 – Міз. Хутора	АС-95	13,4
310	402	Лаврівка – 402	АС-120	0,9
15	310	Калинівка – Лаврівка	АС-95	12,15
15	311	Калинівка – Гущенці	2×АС-95	13,8
6	312	Хмільник – Торчин	АС-70	15,3

Таблиця 2.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,87	2,8 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	4,7 + j2,54	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,89	4,1 + j2,1	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,87	1,8 + j1,02	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	2,7 + j1,46	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	3,1 + j1,5	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,86	2,4 + j1,42	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,87	12,2 + j6,91	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	3,7 + j2,0	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,9	5,1 + j2,47	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,87	6,4 + j3,63	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,88	7,2 + j3,89	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	5,6 + j2,71	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	4,3 + j2,44	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
301	Кривошії	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/10	1
302	Люлинці	0,88	2,4 + j1,3	ТМН-4000/35/10	2
303	Радівка	0,9	1,6 + j0,77	ТМН-2500/35/10	2
304	Корделівка	0,89	2,0 + j1,02	ТМН-4000/35/10	1
305	Писарівка	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Іванів	0,87	2,1 + j1,19	ТМ-4000/35/6	2
307	Уладівка	0,9	2,3 + j1,11	ТМН-4000/35/10	2
308	Брусленів	0,86	0,6 + j0,36	ТМН-1600/35/10	1
309	Міз. Хутора	0,9	1,2 + j0,58	ТМН-2500/35/10	1
310	Лаврівка	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2
311	Гущенці	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-1600/35/10	2
312	Торчин	0,89	1,3 + j0,67	ТМН-2500/35/10	1

2.1 Прогнозування електричних навантажень

За допомогою методу найменших квадратів замінимо функцію $P_{\max}(T)$ виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти; T – період прогнозу.

Мінімізація даного виразу:

$$\Omega = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min, \quad (2.2)$$

Диференціювання вхідної функції:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases}, \quad (2.3)$$

Підстановка вхідних даних:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 951 \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1917815 \end{cases}, \quad (2.4)$$

Звідки $a' = -2745$, $b' = 1,408$, регресійна функція:

$$P'_{\max} = 1,408T - 2745$$

Отримано апроксимаційну характеристику і її коефіцієнти (рис 2.2).

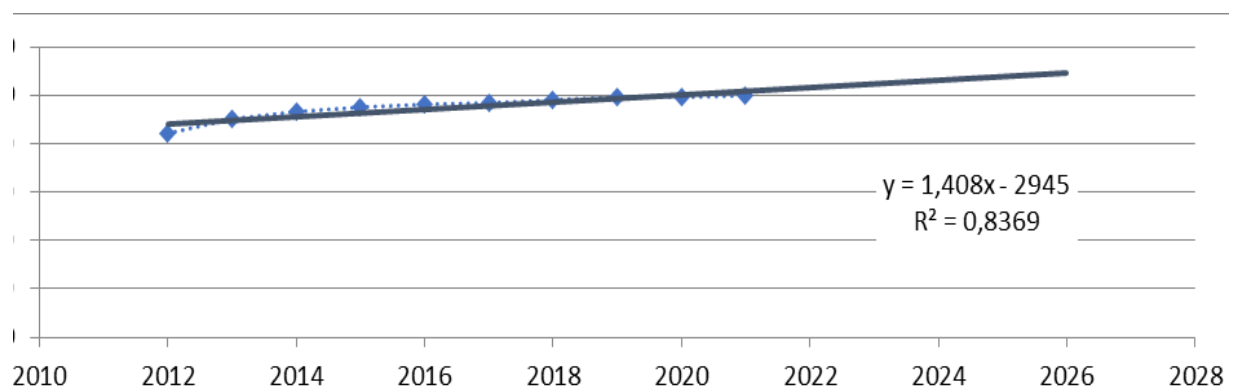


Рисунок 2.2 – Графіки залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи графік (рис. 2.2), впливає, що прогнозоване загальне навантаження на 2026-й рік зросте до 107,6 %, що на 7,6 % вище проектної потужності електромереж. Отже, потрібно перевірити відповідності прогнозованих режимів експлуатації технічним характеристикам обладнання.

2.2 Розрахунок режиму існуючої мережі

Розрахунок режиму максимальних навантажень діючої мережі (додаток Д) з врахуванням прогнозу показали, що напруги в усіх вузлах відповідають допустимим значенням або можуть бути зведені до них за допомогою існуючих пристроїв регулювання.

Перевірка відповідності(табл. 2.5) струмових навантажень ЛЕП та трансформаторів доводить, що обладнання використовується у економічних режимах.

Втрати в електричній мережні невисокі. А саме:

- в ЛЕП – 2,179 МВт;
- у трансформаторах – 1.014 МВт серед них холостого ходу 0.439 МВт і навантажувальні 0.576 МВт.

Таблиця 2.5– Порівняння струмів у проводі

	1-201	100-211	11-12	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	125	150	200	200
Розрах. струм	121	62	31	55

Таблиця 2.6 – Напруги у вузлах потенційних приєднань

Вузли	4	6	15	204
Напруга у вузлі, кВ	110,65	110,41	113,12	110,48

2.3 Формування максимального графа електричної мережі

Сформовано максимальний граф мережі (рис.2.3), де вказано всі можливі варіанти приєднання нових вузлів.

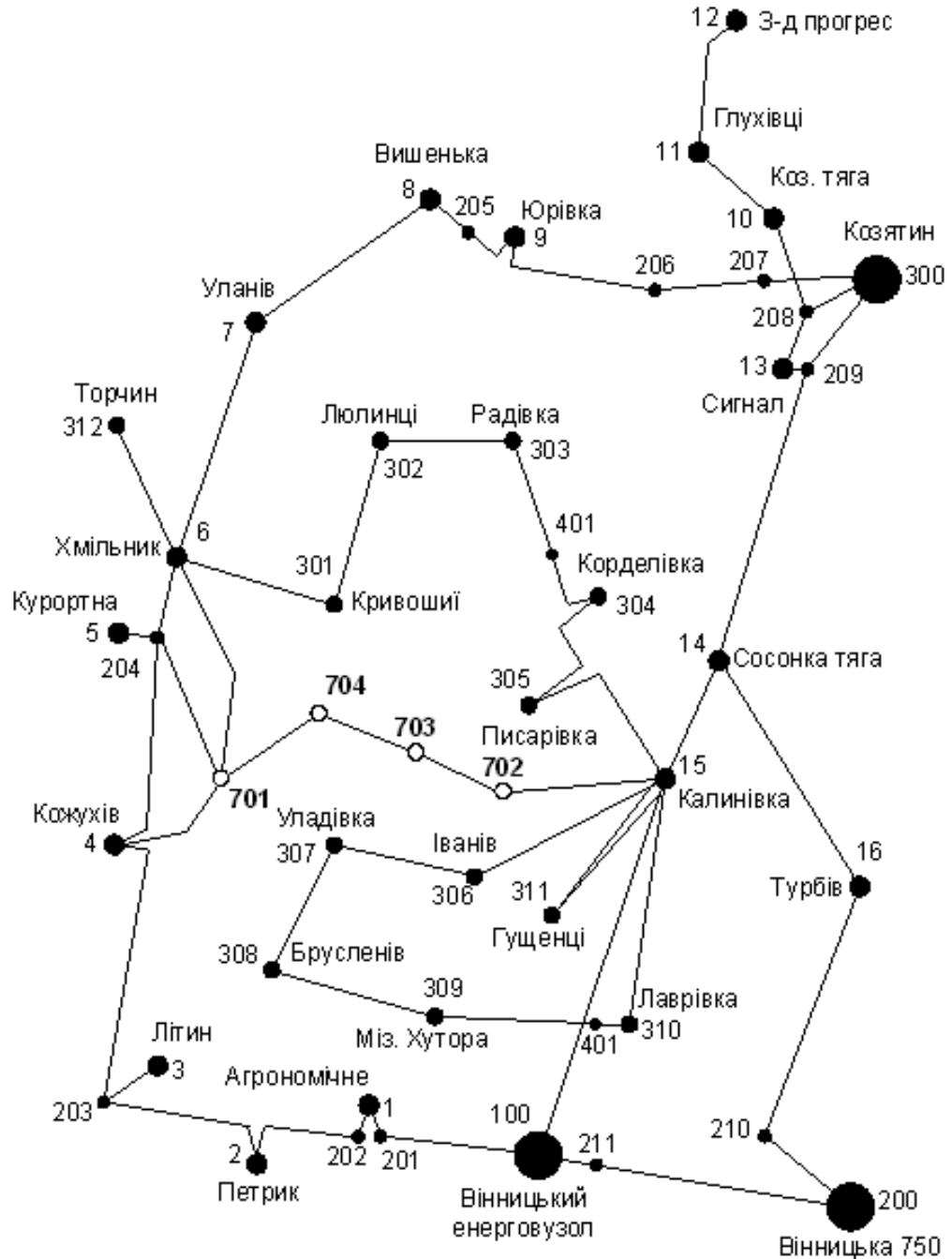


Рисунок 2.3 – Максимальний граф

2.4 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі потрібно обрати критерій оптимальності. У даному випадку найраше обрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $V_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n V_i$, а за оптимізовані змінні прийняти потужності P_i .

В загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати V_i :

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.5)$$

де, $a_i = K_{0i} - (E + \alpha)$; K_{0i} – питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ЛЕП; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i – питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i – довжина i -тої ЛЕП в кілометрах; P_i – потужність i -тої ЛЕП.

Після лінеаризації:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.6)$$

де, a_i – сталий коефіцієнт лінійної функції, котрий отримується в процесі лінеаризації; b_i – питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в лініях.

Згідно ПУЕ [5] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення становлять 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнту b_i :

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.7)$$

де, U_H – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3979 год/рік для $T_{нб} = 5500$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2.65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку занесено у таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Вартісні коефіцієнти квадратичної функції

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Диск. витрати за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
4	701	1,5	7,5	110	1573,680	0,131	3776,8	1,057	3882,5
204	701	1,8	9	110	1573,680	0,131	4532,2	1,269	4659,1
6	201	2,6	13	110	1573,680	0,131	6546,5	1,832	6729,7
701	704	1,5	7,5	110	1573,680	0,131	3776,8	1,057	3882,5
704	703	1,2	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,846	3106,0
703	702	1	5	110	1573,680	0,131	2517,9	0,705	2588,4
702	15	2	10	110	1573,680	0,131	5035,8	1,410	5176,7

Таблиця 2.8 – Вартісні коефіцієнти лінеаризованої функції

ЛЕП	Довж., км	P, МВт	Диск. витрати (кв. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.8P), тис. грн	Диск. витрати (1.2P), тис. грн	Коеф. а', тис. грн	Коеф. b', тис. грн/МВт	Диск. витрати (лін. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.8P), тис. грн	Диск. витрати (1.2P), тис. грн
4-701	1,5	12,8	3948,7	3886,8	4024,3	3776,8	13,479	3948,7	3914,3	3983,1
204-701	1,8	12,8	4738,4	4664,2	4829,2	4532,2	16,174	4738,4	4697,2	4779,7
6-701	2,6	12,8	6844,4	6737,1	6975,4	6546,5	23,363	6844,4	6784,8	6904,0
701-704	1,5	12,8	3948,7	3886,8	4024,3	3776,8	13,479	3948,7	3914,3	3983,1
704-703	1,2	12,8	3158,9	3109,5	3219,4	3021,5	10,783	3158,9	3131,5	3186,4
703-702	1	12,8	2632,5	2591,2	2682,9	2517,9	8,986	2632,5	2609,5	2655,4
702-15	2	12,8	5264,9	5182,4	5365,7	5035,8	17,971	5264,9	5219,1	5310,7

Таблиця 2.9 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

ЛЕП	Довж., км	P, МВт	Диск. витрати (кв. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.9P), тис. грн	Диск. витрати (1.1P), тис. грн	Коеф. c, тис. грн/МВт	Диск. витрати (лін. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.9P), тис. грн	Диск. витрати (1.1P), тис. грн
4-701	1,5	12,8	3948,7	3916,0	3984,8	309,7	3948,7	3553,8	4343,6
204-701	1,8	12,8	4738,4	4699,2	4781,7	371,6	4738,4	4264,6	5212,3
6-701	2,6	12,8	6844,4	6787,8	6906,9	536,8	6844,4	6159,9	7528,8
701-704	1,5	12,8	3948,7	3916,0	3984,8	309,7	3948,7	3553,8	4343,6
704-703	1,2	12,8	3158,9	3132,8	3187,8	247,8	3158,9	2843,1	3474,8

Продовження таблиці 2.9 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

ЛЕП	Довж., км	P, МВт	Диск. витрати (кв. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.9P), тис. грн	Диск. витрати (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Диск. витрати (лін. ф.), тис. грн	Диск. витрати (0.9P), тис. грн	Диск. витрати (1.1P), тис. грн
703-702	1	12,8	2632,5	2610,7	2656,5	206,5	2632,5	2369,2	2895,7
702-15	2	12,8	5264,9	5221,4	5313,0	412,9	5264,9	4738,4	5791,4

2.5 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

	Від ЦЖ				Між вузлами											
	4	204	6	701	704	703	703	702	703	702	15	15	0	0	0	0
Початок	701	701	701	704	703	704	702	703	15	702	0	0	0	0	0	0
Кінець	701	701	701	704	703	704	702	703	15	702	0	0	0	0	0	0
коефіцієнт а	3776,832	4532,199	6546,509	3776,832	3021,466	3021,466	2517,888	2517,888	5035,776	5035,776	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
коефіцієнт b	1,057	1,269	1,832	1,057	0,846	0,846	0,705	0,705	1,410	1,410	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
розрах. потужн.	9,08	16,31	3,99	3,99	3,99	2,51	3,99	8,30	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
коефіцієнт с	425,503	298,598	1650,09	951,973	761,578	1207,66	634,648	309,21	1269,3	1269,3	0	0	0	0	0	0

Рисунок 2.4 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми

	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	4-701	204-701	6-701	15-702	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0	0-0	0-0				
Номери вузлів	4-701	204-701	6-701	15-702	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	16,57	0,00
702	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	3,98	0,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,89	0,00
704	0	0	0	0	-1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	-11,50	0,00
Коефіцієнти цільової функції	607,635	872,071	1650,086	1144,308	473,924	761,578	634,648	5758,645	953,377	754,955	0,000	0,000	0,000	0,000			22829,442	
Потужності ЛЕП	6,284	5,237	0,000	4,419	6,450	0,000	0,000	0,437	0,000	5,050	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	3776,832	4532,199	0,000	5035,776	3021,466	0,000	0,000	2517,888	0,000	3776,832	0,000	0,000	0,000	0,000			22660,994	
Змінні складові витрат	41,749	34,791	0,000	20,641	35,180	0,000	0,000	0,135	0,000	35,951	0,000	0,000	0,000	0,000			168,448	
Дисконтовані витрати, тис. грн																22829,442		

Рисунок 2.5 – Результат пошуку рішення (перша ітерація)

	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	4-701	204-701	6-701	15-702	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0	0-0	0-0				
Номери вузлів	4-701	204-701	6-701	15-702	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	16,57	0,00
702	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	3,98	0,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,89	0,00
704	0	0	0	0	-1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	-11,50	0,00
Коефіцієнти цільової функції	425,550	1142,367	1650,086	1263,173	761,578	1205,894	634,648	309,210	953,377	254,555	0,000	0,000	0,000	0,000			18661,700	
Потужності ЛЕП	9,080	0,000	0,000	4,000	0,000	2,510	0,000	8,300	0,000	16,310	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	3776,832	0,000	0,000	5035,776	0,000	3021,466	0,000	2517,888	0,000	3776,832	0,000	0,000	0,000	0,000			18128,795	
Змінні складові витрат	87,157	0,000	0,000	16,914	0,000	5,328	0,000	48,551	0,000	374,955	0,000	0,000	0,000	0,000			532,905	
Дисконтовані витрати, тис. грн																18661,700		

Рисунок 2.6 – Коригування перетоків потужності (друга ітерація)

	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	4-701	204-701	6-701	15-702	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0	0-0	0-0				
Номери вузлів	4-701	204-701	6-701	15-702	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	16,57	0,00
702	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	3,98	0,00
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,89	0,00
704	0	0	0	0	-1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	-11,50	0,00
Коефіцієнти цільової функції	425,281	1142,367	1650,086	1087,183	761,578	1142,847	634,648	288,716	953,377	242,564	0,000	0,000	0,000	0,000			18723,342	
Потужності ЛЕП	9,086	0,000	0,000	4,653	0,000	2,649	0,000	8,915	0,000	17,312	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	3776,832	0,000	0,000	5035,776	0,000	3021,466	0,000	2517,888	0,000	3776,832	0,000	0,000	0,000	0,000			18128,795	
Змінні складові витрат	87,272	0,000	0,000	22,887	0,000	5,935	0,000	56,012	0,000	422,440	0,000	0,000	0,000	0,000			594,547	
Дисконтовані витрати, тис. грн																18723,342		

Рисунок 2.7 – Результат після третьої ітерації

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	4-701	204-701	6-701	15-702	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	1	1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	16,57	0,00	
702	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	3,98	0,00	
703	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	6,89	0,00	
704	0	0	0	0	-1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	-11,50	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	425,550	1142,367	1650,086	1263,173	761,578	1205,894	634,648	309,210	953,377	254,555	0,000	0,000	0,000	0,000			18661,700	
Потужності ЛЕП	9,080	0,000	0,000	4,000	0,000	2,510	0,000	8,300	0,000	16,310	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	3776,832	0,000	0,000	5035,776	0,000	3021,466	0,000	2517,888	0,000	3776,832	0,000	0,000	0,000	0,000			18128,795	
Змінні складові витрат	87,157	0,000	0,000	16,914	0,000	5,328	0,000	48,551	0,000	374,955	0,000	0,000	0,000	0,000			532,905	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																		18661,700

Рисунок 2.8 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

На рисунку 2.9 показано схему приєднання нових вузлів із найменшим значенням витрат.

Дана схема забезпечує нових споживачів за заданою категорією надійності, отже не потрібно встановлювати дволанцюгові ЛЕП або добудовувати додаткові лінії для створення замкнених контурів. Було видалено лінію 204-701 через недоцільність.

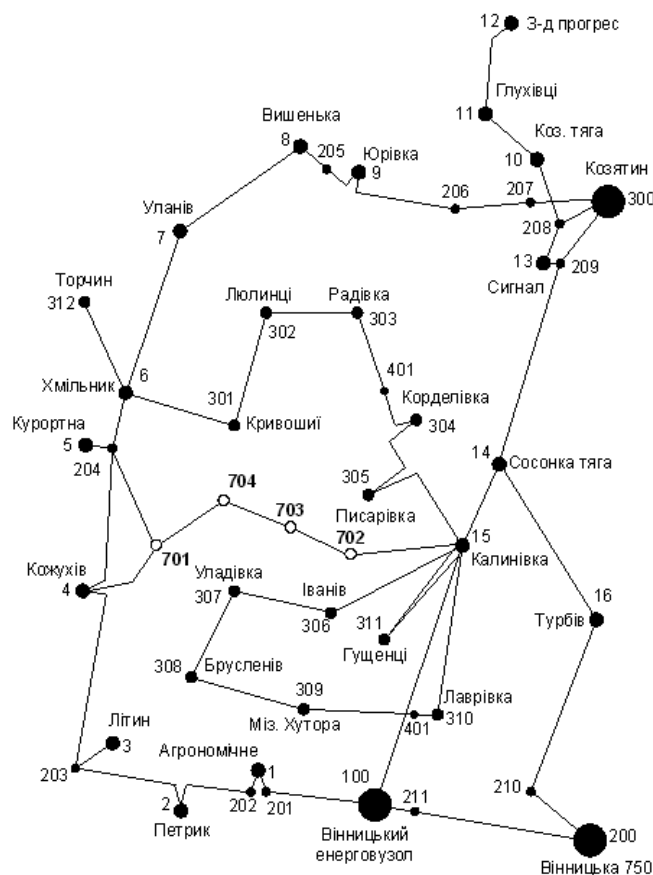


Рисунок 2.9 – Граф оптимальної схеми мережі за результатами розрахунку симплекс-методом

2.6 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Таблиця 2.10 – Потенційні варіанти розвитку мережі для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
1	1	4-701	7,5	9,08	15	14050,85	29478,47	24565,39	24565,39
		701-704	7,5	16,31		15427,62			
	2	4-701	7,5	9,08	13,5	14050,85	24834,65	11976,59	11976,59
		703-704	6	2,51		10783,8			
	3	15-702	10	4	17,5	18070	18070	15058,33	15058,33
		4-701	7,5	9,08					
	4	702-703	5	8,3	15	9299,45	9299,45	7749,542	7749,542
		15-702	10	4					

Таблиця 2.11 – Потенційні варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
2	11	703-704	6	2,51	11	10783,8	20083,25	13946,7	38512,09
		702-703	5	8,3		9299,45			
	12	703-704	6	2,51	16	10783,8	28853,8	20037,36	44602,75
		15-702	10	4		18070			
	13	702-703	5	8,3	15	9299,45	27369,45	19006,56	51934,84
		15-702	10	4		18070			
	21	701-704	7,5	16,31	17,5	15427,62	33497,62	23262,24	35238,82
		15-702	10	4		18070			
	22	701-704	7,5	16,31	12,5	15427,62	24727,07	17171,58	29148,16
		702-703	5	8,3		9299,45			
	23	15-702	10	4	15	18070	27369,45	19006,56	30983,15
		702-703	5	8,3		9299,45			
	31	701-704	7,5	16,31	13,5	15427,62	26211,42	18202,38	33260,71
		703-704	6	2,51		10783,8			
	32	701-704	7,5	16,31	12,5	15427,62	24727,07	17171,58	32229,91
		702-703	5	8,3		9299,45			
	41	4-701	7,5	9,08	15	14050,85	29478,47	20471,16	28220,7
		701-704	7,5	16,31		15427,62			
42	4-701	7,5	9,08	13,5	14050,85	24834,65	17246,28	41477,5	
	703-704	6	2,51		10783,8				

Таблиця 2.12 – Потенційні варіанти розвитку мережі для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
3	111	15-702	10	4	10	18070	18070	10457,18	48969,27
	121	702-703	5	8,3	5	9299,45	9299,45	5381,626	49984,38
	131	703-704	6	2,51	6	10783,8	10783,8	6240,625	58175,47
	211	702-703	5	8,3	5	9299,45	9299,45	5381,626	40620,45
	221	15-702	10	4	10	18070	18070	10457,18	39605,34
	231	701-704	7,5	16,31	7,5	15427,62	15427,62	8928,021	39911,17
	311	702-703	5	8,3	5	9299,45	9299,45	5381,626	38642,34
	321	703-704	6	2,51	6	10783,8	10783,8	6240,625	38470,54
	411	703-704	6	2,51	6	10783,8	10783,8	6240,625	34461,33
	421	701-704	7,5	16,31	7,5	15427,62	15427,62	8928,021	50405,52

2.7 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

За V_{Σ} з табл. 2.12 обрано варіант розвитку з найнижчими сумарними дисконтованими витратами. Визначено оптимальний варіант 411.

2.8 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Визначено розрахункові струми у всіх лініях:

$$I_{\Sigma(s)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}}; \quad (2.8)$$

$$I_{розр4-701} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,08}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 50,1(A);$$

$$I_{розр701-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16,31}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 90(A);$$

$$I_{розр703-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2,51}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 13,85(A);$$

$$I_{розр702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 45,8(A);$$

$$I_{\text{розр}15-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 22,07(\text{A});$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5500$ (год). $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

За приведеним в таблиці 2.13 даними обрано переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

Далі проведено перевірку проводів на післяаварійний режим:

1й – розрив лінії 4-701;

2й – розрив лінії 701-701;

3й – розрив лінії 4-701 та відсутня генерація на ФЕС (704);

4й – розрив лінії 701-704 та відсутня генерація на ФЕС (704);

5й – розрив лінії 702-703;

6й – розрив лінії 15-702.

Отримані результати представлені у таблиці 2.13

Таблиця 2.13 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{\text{па}1}, \text{A}$	$I_{\text{па}2}, \text{A}$	$I_{\text{па}3}, \text{A}$	$I_{\text{па}4}, \text{A}$	$I_{\text{па}5}, \text{A}$	$I_{\text{па}6}, \text{A}$	$I_{\text{па}}, \text{A}$ max	$I_{\text{па}}, \text{A}$ доп.	$I_{\text{роз}}, \text{A}$	Марка проводу
4-701	0	91,3	0	85	65,3	87,16	151,17	390	50,1	АС-120/19
701-704	91,3	0	91,3	0	25,67	3,8			90	АС-120/19
703-704	27,49	63,48	91,3	0	37,81	59,67			13,85	АС-120/19
702-703	65,3	25,67	129,23	35,3	0	21,85			45,8	АС-120/19
15-702	87,16	3,8	151,17	55,75	21,85	0			22,07	АС-120/19

Згідно ПУЕ [5] повітряні лінії 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

2.9 Вибір потужності трансформаторів на підстанціях споживачів

Вибір трансформаторів здійснюється:

$$S_{T,ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_H} = \frac{S_{max}}{1,4(n_T - 1)}, \quad (2.9)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 701 вузла згідно (2.9):

$$S_{T,ном} \geq \frac{16,57}{1,4(2-1)0,86} = 13,76 \text{ МВА}.$$

У заданому діапазоні обрано два двообмоткових трансформатори з номінальною потужністю 16 МВА.

У вузлах 702, 703 та 704 також буде встановлено по два трансформатори.

Таблиця 2.14 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	$S_{ном},$ МВА	Межі регулювання	$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R Ом	X Ом	ΔQ_x кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
702	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
703	ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
704	ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості роботи у післяаварійного режиму здійснюється:

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1)S_H} \leq 1,4, \quad (2.10)$$

Для обраних вузлів:

$$K_{з1.па} = \frac{16,57}{(2-1) \cdot 16} = 1,036 \leq 1,4;$$

$$K_{з2.па} = \frac{11,5}{(2-1) \cdot 10} = 1,15 \leq 1,4;$$

$$K_{з3.па} = \frac{6,85}{(2-1) \cdot 6,3} = 1,088 \leq 1,4;$$

$$K_{34.па} = \frac{3,96}{(2-1) \cdot 6,3} = 0,629 \leq 1,4;$$

2.10 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по два трансформатори, а кількість ліній до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 2.11).

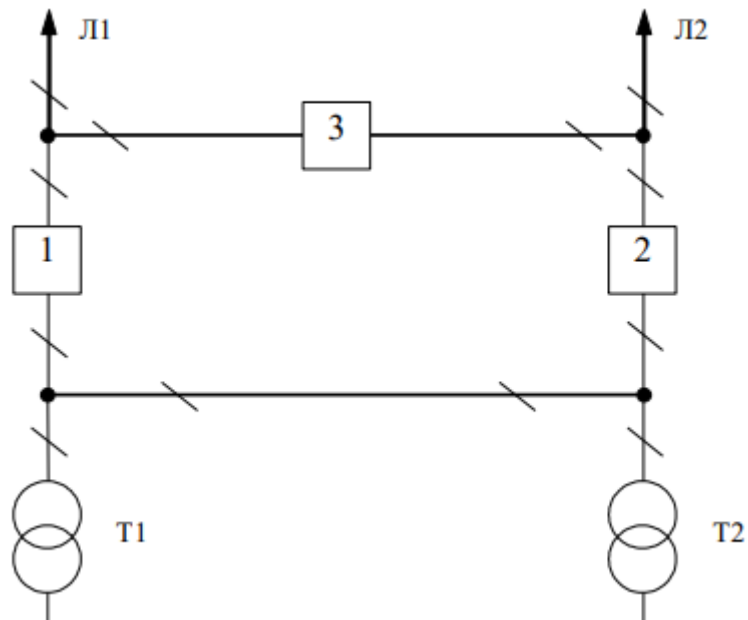


Рисунок 2.11 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

Дана схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі аварії або виведення в ремонт одного з елементів розподільчого пристрою на стороні 110 кВ.

2.11 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Задля забезпечення нових споживачів одним із джерел електропостачання обрано ПС 110/35/10 «Калинівка». Після реконструкції дана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ

відгалужувальної ПС 110/35/10 «Калинівка» (вузол 15) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Існуючу схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»[5](рис. 2.12) та замінити наявні ВД-КЗ на вимикачі..

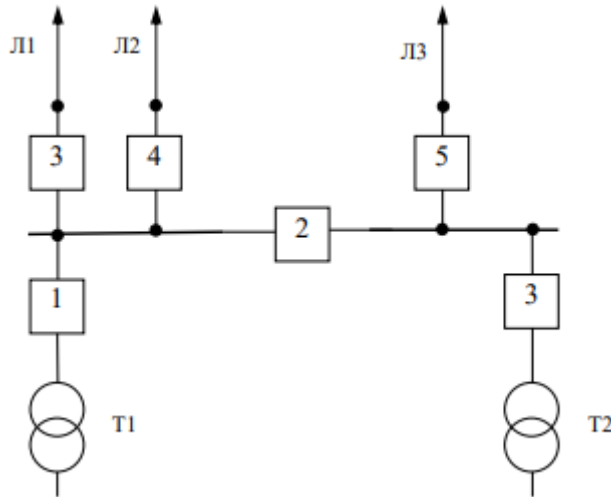


Рисунок 2.12 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

2.12 Оцінювання надійності схем підстанції

За допомогою програми «Надійність», що дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримано розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.15).

Таблиця 2.15 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільного пристрою (вузол 15)

Вимикач, що відмовив	Ймовірність	Параметр потоково-відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o = 0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3, Л2, Л1, АТ2, АТ1-23	-	Л3, Л2, Л1, АТ2, АТ1-23	Л3, Л2, Л1, АТ2, АТ1-23	Л3, Л2, Л1, АТ2, АТ1-23
			D(АТ2, Л2)-40	-	Л1, D(АТ1, Л3) D(АТ2, Л2)-40	Л1, D(АТ1, Л3) D(АТ2, Л2)-40	Л2, АТ2-40

Продовження таблиці 2.15 - Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

Вимикач, що відмовив	Ймовірність	Параметр потоків відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o = 0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3, Л1, АТ1 D(АТ2, Л2) - 23	Л3, Л1, АТ1 D(АТ2, Л2) - 23	-	Л3, Л1, АТ1 D(АТ2, Л2) - 23	Л3, Л2, Л1, АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1, D(АТ1, Л3), D(АТ2, Л2) -40	-	Л3, Л1, D(АТ1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3, Л1, АТ1, D(АТ2, Л2)- 23	Л3, Л1, АТ1, D(АТ2, Л2)- 23	Л3, Л1, АТ1, D(АТ2, Л2)- 23	-	Л3, Л2, Л1, АТ2, АТ1-23
			Л3-40	Л3, D(АТ1, Л1), D(АТ2, Л2) -40	G2,G1, D(W1,W2)-40	-	Л3,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ-23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3) - 23	Л3,Л2,АТ2, D(АТ1, Л1) - 23	-
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(АТ1, АТ2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40	-

Таблиця 2.16 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	Кількість подій	Час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,0003	0,00006

Для розрахунку збитків від недовідпуску електроенергії (2.11), потрібно отримати обсяг електроенергії за рік (2.12) та недовідпуск електроенергії (2.13).

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{HD} \cdot Z_o \quad (2.11)$$

$$W_{PIK} = P_{HБ} \cdot T_{HБ} \quad (2.12)$$

$$\Delta W_{HD} = K_{BcyM} \cdot W_{PIK} \quad (2.13)$$

Результат розрахунку представлено у вигляді таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Збитки від недовідпуску електроенергії

Врік, МВт·год	$\Delta W_{нд}$, МВт·год	Мзб, грн.
150590	4517	2484350

2.13 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{ном}$ для вузлів 701,702,703,704:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{Hi} + \Delta P_M ; \quad (2.14)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 27,38 + 0,05 \cdot 27,38 = 26,01 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах підстанції; $\sum P_{Hi}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{Hi}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.15)$$

$$Q_{\Gamma} = 26,01 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 26,01 \cdot 0,34 = 8,84 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій.

Генерація реактивної потужності ділянки лінії:

$$Q_{ЛЕП} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.16)$$

Генерації реактивної потужності лінії 4-701:

$$Q_{ЛЕП4-701} = 110,65^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,5 = 0,262 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших ділянок ліній розраховано аналогічно. Сумарно:

$$\sum Q_{леп} = 0,262 + 0,262 + 0,349 + 0,209 + 0,174 = 1,26 \text{ (МВАр)}.$$

Потужність компенсуючої установки:

$$Q_{СП} = 0,95 \sum_{i=1}^k Q_{Hi} = 0,95 \times 15,19 = 14,43 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 15,19 = 1,52 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{КП}} = 14,43 + 1,52 - 8,84 - 1,26 = 5,85 \text{ (МВАр)}.$$

Співставивши сумарні потужності споживачів 14,43 МВАр із потужністю, що надходить від джерел постачання 8,84 МВАр, доцільно встановити компенсуючу установку УКРЛ56-10,5-5850-450 К на 5850 КВАр у вузлі з найнижчою напругою – 702.

2.14 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Розрахунки усталених та післяаварійних режимів здійснюються за допомогою програми «Втрати». Проведено розрахунок режиму максимальних навантажень вхідної мережі (додаток Е), режиму максимальних навантажень після розвитку мережі (додаток Ж), режиму мінімальних навантажень після розвитку мережі (додаток З).

Напруга у всіх вузлах знаходиться у допустимих межах $\pm 10\% U_{\text{ном}}$.

2.15 Регулювання напруги у мережі

Напруги у вузлах на сторонах 110 та 10 кВ без регулювання РПН показані на таблицях 2.18 та 2.19 відповідно.

Таблиця 2.18 – Напруги на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	109,43	103,39	115,39
702	110,58	104,6	116,43
703	110,18	104,2	116,08
704	109,93	103,92	115,85

Таблиця 2.19 – Напруги на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	9,49	8,8	10,13
702	10,08	9,48	10,68
703	9,66	9,01	10,29
704	10,5	9,9	11,08

Визначення дійсного рівня напруги у вузлі:

$$U_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}}, \quad (2.17)$$

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{KY}})X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (2.18)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_{H} , Q_{H} – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{U_{\text{HHб}}}. \quad (2.19)$$

Усі обрані трансформатори, що використовуються в даній мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ в межах регулювання $\pm 9 \times 1.78$ %.

Розрахунок дійсного коефіцієнта:

$$K_{\text{Tд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{HH}}} = \frac{115}{10,5} = 10,9; \quad (2.20)$$

З урахуванням меж регулювання кожен наступний дійсний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступному номеру відпайки, буде рівним добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{\text{Tд}}$ за формулою (2.20) на відносну кількість робочих витків, які відповідають номеру відпайки.

За формулою (2.18) розраховано втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U'_T = \frac{16,57 \cdot (4,38 / 2) + 9,83 \cdot (86,7 / 2)}{109,43} = 4,226 (\text{кВ}).$$

За (2.19) бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T6} = \frac{109,43 - 4,226}{10,5} = 10,019.$$

Ближчий за таблицю 2.20 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T701д} = 9,984$, що відповідає 12-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховано за формулою (2.17).

$$U_{\text{нн}} = \frac{109,43 - 4,226}{9,984} = 10,537 (\text{кВ}).$$

Таблиця 2.20 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	11,709	11,522	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,67	9,514	9,357	9,2

Аналогічні розрахунки виконано для решти нових вузлів споживання даної схеми і занесено в таблицю 2.21.

Таблиця 2.21 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	4,226	10,019	10,537	12	9,984	0,1
702	2,315	10,311	10,513	10	10,298	0,097
703	3,768	10,134	10,493	11	10,141	0,099
704	-3,283	10,782	10,514	7	10,768	0,093

Після успішної розробки заходів із регулювання напруги на споживальних підстанціях виконано розрахунок режиму максимальних навантажень мережі та встановлення бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток І). За отриманими результатами видно, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, що задовольняє норми показників якості електроенергії.

2.16 Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

У попередніх підрозділах виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку даної електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем споживальних та вузлових підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу за допомогою програми «втрати» режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в мережі. За рахунок вказаних дій накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі загалом.

Зараз для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі використовують показник рентабельності капіталовкладень, котрий є з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергетичних об'єктів протягом трьох років[7]:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1 + E) + \Delta\Pi_2 / (1 + E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1 + E)^3}{K_1 / (1 + E) + K_2 / (1 + E)^2 + K_3 / (1 + E)^3}, \quad (2.21)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року:

$$\Pi_t = C_{\gamma} \cdot W_t - B_t, \quad (2.22)$$

де: C_{γ} – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_{\gamma} = 2,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації

електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ $\gamma = 0.12$ [5]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$B_t = 0,33 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (2.23)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau \quad (2.24)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (4319 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою програми «втрати», використовуючи схему за кожен рік її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, буде знайдено ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (2.25)$$

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження повітряних ліній, тис.грн..

Збільшення навантаження, яке визначено в результаті проведення розрахунку за прогнозом навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності силових трансформаторів.

У відповідність до остаточного варіанту розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

За перший рік:

– будівництво повітряних ліній: Калинівка(вузол 15)-702 та 702-703;

- спорудження підстанцій 110/10 кВ у вузлах 702, 703;
- реконструкція відгалужувальної підстанції 110/35/10 кВ Калинівка(вузол 15).

За другий рік:

- будівництво повітряних ліній: 4-701 та 701-704;
- спорудження підстанцій 110/10 кВ у вузлах 701, 702;

На третьому році:

- будівництво повітряної лінії 703-704;

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у таблицях 2.22 – 2.24.

Таблиця 2.22 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
ТМН-6300/110	2	517,5	13499	451	371,78	3,43	14843,02	190
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання силового трансформатора	2	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2866,024	260
Приєднання ЛЕП	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
Приєднання СВ із вбудованими ТС	1	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
Приєднання ТН	2	76,148	2044,102	177,386	58,22	2,088	2297,948	144
Приєднання ремонтної перемички	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378	125
Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064
Вузли обладнання 10 кВ:								

Продовження табл. 2.22 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
ЗРУ-10 кВ ПС 110/10 кВ:								
Камера вводу від силового тр-ра з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,810	25,838	2	1010,794	13,8
Камера СВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
Камера СР	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
Камера фідера з вакуумним вимикачем	5	193,08	1724,885	46,57	52,26	5	2021,8	33
Камера з ТН	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
Камера з іншим обладнанням	2	77,232	309,22	12,104	10,184	2	410,752	9
Всього ЗРУ 10 кВ:		579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
ТВП зовнішнього встановлення потужністю 250 кВА	2	27,244	503,940	23,946	14,496	2	571,626	32
Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього:		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
ЗПК:								
Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (4 панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
Панелі релейного захисту ліній 110 кВ на основі РС830-ДЗ (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
Панелі СВ-110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
Панель ТН-110 кВ (одна панель на дві секції)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12

Продовження табл. 2.22 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Панелі введів 10 кВ та СВ-10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	27,729	1	517,95	12
ШОС	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36
Всього ЗПК:		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264
Загальний кошторис							45275,62	

Таблиця 2.23 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
ТМН-6300/110	2	517,5	13499	451	371,78	3,43	14843,02	190
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання силового трансформатора	2	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2866,024	260
Приєднання ЛЕП	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
Приєднання СВ із вбудованими ТС	1	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
Приєднання ТН	2	76,148	2044,102	177,386	58,22	2,088	2297,948	144
Приєднання ремонтної перемички	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378	125
Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064

Продовження табл. 2.23 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
ЗРУ-10 кВ ПС 110/10 кВ:								
Камера вводу від силового тр-ра з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,810	25,838	2	1010,794	13,8
Камера СВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
Камера СР	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
Камера фідера з вакуумним вимикачем	7	270,312	2414,839	65,198	73,164	7	2830,513	48,3
Камера з ТН	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
Камера з іншим обладнанням	2	77,232	309,22	12,104	10,184	2	410,752	9
Всього ЗРУ 10 кВ:		646,47	4874,011	146,03	151,62	17	5845,329	112,5
ТВП зовнішнього встановлення потужністю 250 кВА	2	27,244	503,940	23,946	14,496	2	571,626	32
Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього:		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
ЗПК:								
Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (4 панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
Панелі релейного захисту ліній 110 кВ на основі РС830-ДЗ (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
Панелі СВ-110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24

Продовження табл. 2.23 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Панель ТН-110 кВ (одна панель на дві секції)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
Панелі введів 10 кВ та СВ-10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	27,729	1	517,95	12
ШОС	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36
Всього ЗПК:		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264
Загальний кошторис			46084,29					

Таблиця 2.24 – Вартість реконструкції ПС «Калинівка» (вузол 15)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання ЛЕП з вимикачем та вбудованими ТС	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,1241	3128,024	205
Приєднання ТН	1	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72
Всього ВРУ 110 кВ		224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальний кошторис			4276,998					

Загальні капітальні витрати на розвиток електричної мережі за перший рік становлять 95636,898 тис. грн.

Загальні капітальні витрати на розвиток електричної мережі за другий рік показані у таблицях 2.25 – 2.26.

Таблиця 2.25 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
ТДН-16000/110	2	601,882	22566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання силового трансформатора	2	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2866,024	260
Приєднання ЛЕП	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
Приєднання СВ із вбудованими ТС	1	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
Приєднання ТН	2	76,148	2044,102	177,386	58,22	2,088	2297,948	144
Приєднання ремонтної перемички	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378	125
Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064
ЗРУ-10 кВ ПС 110/10 кВ:								
Камера вводу від силового тр-ра з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,810	25,838	2	1010,794	13,8
Камера СВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
Камера СР	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
Камера фідера з вакуумним вимикачем	13	502,008	4484,701	121,082	135,876	13	5256,667	89,7
Камера з ТН	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
Камера з іншим обладнанням	2	77,232	309,22	12,104	10,184	2	410,752	9
Всього ЗРУ 10 кВ:		888,168	6943,827	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 2.25 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
ТВП зовнішнього встановлення потужністю 250 кВА	2	27,244	503,940	23,946	14,496	2	571,626	32
Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього:		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
ЗПК:								
Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (4 панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
Панелі релейного захисту ліній 110 кВ на основі РС830-ДЗ (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
Панелі СВ-110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
Панель ТН-110 кВ (одна панель на дві секції)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
Панелі введів 10 кВ та СВ-10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	27,729	1	517,95	12
ШОС	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12

Продовження табл. 2.25 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36
Всього ЗПК:		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264
Загальний кошторис			58177,167					

Таблиця 2.26 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
ТДН-10000/110	2	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
Вузли ВРУ 110 кВ:								
Приєднання силового трансформатора	2	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2866,024	260
Приєднання ЛЕП	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
Приєднання СВ із вбудованими ТС	1	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
Приєднання ТН	2	76,148	2044,102	177,386	58,22	2,088	2297,948	144
Приєднання ремонтної перемички	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378	125
Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064
ЗРУ-10 кВ ПС 110/10 кВ:								
Камера вводу від силового тр-ра з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,810	25,838	2	1010,794	13,8
Камера СВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
Камера СР	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9

Продовження табл. 2.26 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Камера фідера з вакуумним вимикачем	9	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,23	62,1
Камера з ТН	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
Камера з іншим обладнанням	2	77,232	309,22	12,104	10,184	2	410,752	9
Всього ЗРУ 10 кВ:		733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,046	126,3
ТВП зовнішнього встановлення потужністю 250 кВА	2	27,244	503,940	23,946	14,496	2	571,626	32
Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього:		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
ЗПК:								
Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (4 панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
Панелі релейного захисту ліній 110 кВ на основі РС830-ДЗ (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
Панелі СВ-110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
Панель ТН-110 кВ (одна панель на дві секції)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
Панелі введів 10 кВ та СВ-10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24

Продовження табл. 2.26 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

Вузол ПС	К-ть, од.	Буд. роботи, тис. грн.	Обладнання, тис. грн.	Інші витрати, тис. грн.	Проектні роботи, тис. грн.	Експертиза проекту, тис. грн.	Загальний кошторис, тис. грн.	Орієнтовна площа, м ²
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	27,729	1	517,95	12
ШОС	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36
Всього ЗПК:		1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264
Загальний кошторис		51054,247						

Загальні капітальні витрати на розвиток електричної мережі за другий рік складають 109231,414 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження повітряних ліній визначаються:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (2.26)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (10+5) = 17360 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7,5+7,5) = 17360 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 6 = 6944 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K за кожен рік:

$$K_1 = 95636,898 + 17360 = 112966,898 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 109231,414 + 17360 = 126591,414 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 6944 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_t, \quad (2.27)$$

де V_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; V_{II} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (2.28)$$

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{ПП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (2.29)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{II} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{II}\%)/100; \quad (2.30)$$

де $P_{II}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з (2.29 - 2.30):

$$V_{L1} = (17360 \cdot 0,3)/100 = 52,08 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{L2} = (17360 \cdot 0,3)/100 = 52,08 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{L3} = (6944 \cdot 0,3)/100 = 20,832 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{II1} = (95636,898 \cdot 3)/100 = 2869,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{II2} = (109231,414 \cdot 3)/100 = 3276,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{II3} = 0;$$

За допомогою програми «втрати» проведено розрахунок режиму максимальних навантажень мережі після виконання її поетапного розвитку (додаток К), зміна втрат електроенергії по роках подана в таблиці 2.27:

Таблиця 2.27 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:15-702, 702-703 П/ст: 15,702,703	+410	+130	+5329
2	ЛЕП:4-701, 703-704 П/ст: 701,704	+1090	+300	+13800
3	ЛЕП:703-704	-350	-20	-3633

Річні видатки було розраховано за виразом(2.27).

$$B_1 = 52,08 + 2869,1 + 5329 \cdot 2,65 = 17043,03 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 52,08 + 3276,9 + 13800 \cdot 2,65 = 39898,98 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 20,832 - 3633 \cdot 2,65 = -9606,618 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається(2.28):

$$W_{1(702,703)} = (6,85 + 3,96) \cdot 5500 = 59455 \text{ (МВт·год)};$$

$$W_{2(701)} = 16,57 \cdot 5500 = 91135 \text{ (МВт·год)};$$

$$W_{2(704(\text{ФЕС}))} = 11,5 \cdot 1200 = 13800 \text{ (МВт·год)};$$

Зміна прибутку за кожен рік визначається:

$$П_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 59455 - 17043,03 = 1863,66 \text{ тис.грн.}$$

$$П_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 91135 + 5,2 \cdot 0,12 \cdot 13800 - 39898,98 = -2306,85 \text{ тис.грн.}$$

$$П_3 = 9606,618 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається (2.21):

$$E'_a = \frac{1863,66 / (1 + 0,2) - 2306,85 / (1 + 0,2)^2 + 9606 / (1 + 0,2)^3}{112966,898 / (1 + 0,2) + 126591,414 / (1 + 0,2)^2 + 6944 / (1 + 0,2)^3} = 0,09$$

Термін окупності проекту:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,09 = 11 \text{ років.}$$

Таблиця 2.28 – Основні економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій	МВт	27,34
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5500
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	150370
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис. грн.	239565,26
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	11
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	1,5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	3,6
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	15,5
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	46,66

З отриманих даних видно, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку є задовільною, так як є близьким до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (11 років) підтверджують ефективність.

3 ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ФРАГМЕНТУ МЕРЕЖІ

Для оцінки економічної доцільності побудови нової електричної мережі потрібно порівняти рентабельність проекту із значенням банківського відсотку за вкладом та оцінити терміни окупності проекту загалом.

Щорічні витрати на експлуатацію мережі:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_t, \quad (3.1)$$

$$B_1 = 52,08 + 2869,1 + 5329 \cdot 2,65 = 17043,03 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 52,08 + 3276,9 + 13800 \cdot 2,65 = 39898,98 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 20,832 - 3633 \cdot 2,65 = -9606,618 \text{ (тис.грн.)};$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (3.2)$$

$$W_{1(702,703)} = (6,85 + 3,96) \cdot 5500 = 59455 \text{ (МВт·год)};$$

$$W_{2(701)} = 16,57 \cdot 5500 = 91135 \text{ (МВт·год)};$$

$$W_{2(704(\text{ФЕС}))} = 11,5 \cdot 1200 = 13800 \text{ (МВт·год)};$$

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{ПП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Зміна прибутку за кожен рік визначається:

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 59455 - 17043,03 = 1863,66 \text{ тис.грн.}$$

$$\Pi_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 91135 + 5,2 \cdot 0,12 \cdot 13800 - 39898,98 = -2306,85 \text{ тис.грн.}$$

$$\Pi_3 = 9606,618 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається:

$$E'_a = \frac{\Delta \Pi_1 / (1 + E) + \Delta \Pi_2 / (1 + E)^2 + \Delta \Pi_3 / (1 + E)^3}{K_1 / (1 + E) + K_2 / (1 + E)^2 + K_3 / (1 + E)^3}, \quad (3.3)$$

$$E'_a = \frac{1863,66 / (1 + 0,2) - 2306,85 / (1 + 0,2)^2 + 9606 / (1 + 0,2)^3}{112966,898 / (1 + 0,2) + 126591,414 / (1 + 0,2)^2 + 6944 / (1 + 0,2)^3} = 0,09$$

Термін окупності проекту:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,09 = 11 \text{ років.}$$

З отриманих даних видно, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку є задовільною, так як є близьким до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (11 років) підтверджують ефективність.

4 ДОСЛІДЖЕННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

4.1 Поняття про релейний захист

У електроенергетичних системах на обладнанні електростанцій, у електричних мережах та електроустановках споживачів можуть траплятися пошкодження та ненормальні режими[8].

У більшості випадків пошкодження супроводжуються значним зростанням струму та сильним зниженням напруги на шинах підстанцій.

Великий струм виділяє велику кількість теплоти, яка спричиняє руйнування у місці пошкодження та перегрів непошкоджених ліній та обладнання[9].

Значне падіння напруги порушує нормальну роботу споживачів електроенергії та ставить під загрозу стійкість паралельної роботи генераторів і енергосистеми загалом.

Ненормальні режими, як правило, призводять до відхилення величин напруги, струму і частоти від допустимих значень. При незначному падінні частоти і напруги створюється небезпека порушення нормальної роботи споживачів та стійкості енергосистеми, а зростання напруги і частоти вище норми загрожує пошкодженням обладнання та ліній електропередач[10].

Для того, щоб забезпечувати нормальну і стабільну роботу електроенергетичної системи і споживачів електроенергії, треба якнайшвидше виявляти і відключати пошкодження від решти мережі, тим самим відновлювати нормальні умови роботи енергосистеми та споживачів[11].

Негативним наслідком ненормальних режимів теж можна запобігти, якщо вчасно виявити відхилення від норми і вжити заходів щодо їх усунення.

У зв'язку із цим, виникає потреба у створенні й використанні автоматичних пристроїв, котрі захищатимуть систему і її елементи від небезпечних наслідків пошкоджень та ненормальних режимів.

Основним видом електричної автоматики, без якого неможлива нормальна і надійна робота електроенергетичних систем є релейний захист, котрий здійснює

безперервний контроль за станом всіх елементів електроенергетичної системи і реагує на виникнення ненормальних режимів і пошкоджень[12].

При появі аварій, релейний захист виявляє та відключає від системи пошкоджену ділянку, впливаючи на силові вимикачі.

При появі ненормальних режимів, релейний захист виявляє їх і залежно від характеру порушення виконує дії, необхідні для відновлення нормального режиму або подає сигнал черговому персоналу[13].

Основна частина пошкоджень в електроенергетичних системах призводить до міжфазних коротких замикань або на до замикань на землю. В обмотках трансформаторів і електродвигунів, крім того, бувають міжвиткові замикання.

Найчастішими причинами пошкоджень стають: пошкодження ізоляції, викликане її старінням, забрудненим станом, перенапругами і механічними пошкодженнями, і помилки персоналу при оперативному обслуговуванні та перемиканнях. Усі пошкодження – це наслідки конструктивних недоліків або недосконалості обладнання, дефектів при виробництві, неякісного монтажу, прорахунків при проектуванні, неправильного або недостатнього догляду за обладнанням, недопустимих режимів роботи обладнання[14].

Коротке замикання (КЗ) є найбільш важким та небезпечним видом пошкодження. При короткому замиканні, ЕРС джерела живлення замикається «накоротко» через дуже малий опір генераторів, трансформаторів і ліній. Тому в контурі замкнутої ЕРС виникає дуже великий струм, який називається струмом короткого замикання[9]. Короткі замикання, в свою чергу, поділяються на трифазні, двофазні та однофазні в залежності від кількості фаз, що замкнулися; замикання на землю або без такого; замикання в одній чи більше точках мережі.

Замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтраллю не спричиняє короткого замикання, тому що, через з'єднання із землею ЕРС пошкодженої фази не шунтується. У місці пошкодження виникає струм, що замикається через ємність всіх ліній мережі відносно землі та має, невелику величину, як правило, до декількох десятків ампер. Лінійні напруги при даному виді пошкодження залишаються незмінними[15]. Тому за своїми наслідками однофазне

замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю суттєво відрізняється від короткого замикання. Воно не впливає на роботу споживачів та не порушує синхронної роботи генераторів.

Також, до ненормальних відносяться режими, що пов'язані із відхиленням від допустимих значень величин струму, напруги і частоти і є небезпечними для обладнання або стійкої роботи енергосистеми[16].

Найбільш розповсюджені ненормальні режими:

а) перенавантаження обладнання, котре викликане збільшенням струму вище номінального значення. Номінальним струм – це струм, допустимий для даного обладнання протягом необмеженого терміну[9]. Якщо струм, котрий проходить через обладнання, перевищує номінальне значення, то за рахунок виділення великої кількості тепла, температура струмоведучих частин та ізоляції через певний час перевищить допустиму величину, яка призведе до пришвидшеного зношення ізоляції та її пошкодження. Допустимий час для проходження підвищених струмів, залежить від їх величини обернено пропорційно.

б) зниження частоти, що викликане недоліком потужності генерації, як правило виникає при раптовому вимкненні частини працюючих генераторів. При зниженні частоти падає продуктивність механізмів та порушується технологічний процес тих агрегатів, для яких має значення незмінність швидкості обертання електродвигунів. Значне падіння частоти (нижче 47-45 Гц) призводить до важких аварій з колапсом всієї електроенергетичної системи. Щоб запобігти таку аварію, потрібно відновити баланс генеруючої та споживаної потужності шляхом швидкодіючого (автоматичного) включення резервних генераторів або шляхом автоматичного відключення певної частини споживачів[17].

в) перенапруги виникають зазвичай на гідрогенераторах при раптовому вимкненні їх навантаження. На ненавантаженому генераторі зростає швидкість обертання, це викликає збільшення ЕРС статора до значень, які є небезпечними для його ізоляції. Захист у таких випадках повинен знизити струм збудження генератора або вимкнути його.

Небезпечні для ізоляції обладнання перенапруги можуть виникнути також при односторонньому вимкненні або увімкненні довгих ліній електропередач з високою ємнісною провідністю.

Селективність (вибірковість) релейного захисту – це здатність захисту вимикати при аварії тільки пошкоджену ділянку мережі[9]. Селективність є однією з основних умов для забезпечення надійного живлення споживачів. Неселективне спрацювання захистів призводить до розвитку аварій, тому є його суттєвим недоліком. Неселективні вимкнення допускаються, але лише у випадках, якщо це необхідно і не позначається на живленні споживачів[18].

Вимкнення короткого замикання повинно відбуватись з якнайвищою швидкістю для обмеження руйнування обладнання, підвищення ефективності автоматичного повторного увімкнення ліній та збірних шин, зменшення тривалості зниження напруги в споживачів та збереження стійкості паралельної роботи генераторів, електростанцій та енергосистеми загалом. Швидкодія також є головною умовою для забезпечення надійного живлення споживачів.

Допустима тривалість вимкнення короткого замикання за умовою збереження стійкості залежить від деяких факторів. Головним з них є величина залишкової напруги на шинах електростанцій та базисних підстанцій енергосистеми. Чим нижча залишкова напруга, тим гірші умови стійкості і, відповідно, тим швидше потрібно вимкнути коротке замикання. Найбільш важкими за своїми наслідками та умовами стійкості є трифазні короткі замикання та двофазні короткі замикання на землю в мережі з глухозаземленою нейтраллю, тому що при таких пошкодженнях відбуваються найбільші падіння всіх міжфазних напруг[9].

у сучасних електромережах задля збереження стійкості потрібен відносно малий час вимкнення короткого замикання. Наприклад, на лініях електропередач 330-750 кВ потрібно вимикати пошкодження за 0,1-0,15 секунд після його появи, а у мережах 110-220 кВ за 0,15-0,3 секунди. у розподільних мережах 6-10 кВ короткі замикання, віддалених від джерел живлення великим опором, допускається вимикати з часом приблизно 1-3 секунди, тому що вони не впливають на стійкість

системи[12]. Точна величина допустимого часу відключення рахується за допомогою спеціальних розрахунків стійкості, що проводяться для даної мети.

Загальний час вимкнення складається з часу спрацювання захисту, і часу дії вимикача, котрий розриває струм короткого замикання. Тому для прискорення вимкнення потрібно прискорювати як дію захисту, так і самих вимикачів.

Створення швидкодіючих і селективних захистів є важливим і важким завданням релейного захисту. Зазначені захисти виконуються досить складними і дорогавартісними, тому їх слід застосовувати тільки у тих випадках, якщо більш прості захисти, які працюють з витримкою часу, не забезпечують необхідної швидкодії[12].

Для спрощення допускається використання більш простих швидкодіючих захистів, які не забезпечують необхідної селективності. Проте, для виправлення неселективності використовується автоматичне повторне ввімкнення, яке швидко включає назад неселективно вимкнений елемент.

Вимога швидкодії для ненормальних режимів залежить від його можливих наслідків. Як правило, ненормальні режими мають короткочасний характер і усуваються самостійно, таке як короткочасне перенавантаження при пуску асинхронного двигуна. У таких випадках швидке вимкнення не тільки не є необхідним, але також приносить шкоду споживачам. Тому вимкнення обладнання при ненормальному режимі повинно здійснюватися тільки тоді, коли настає реальна небезпека для підзахисного обладнання, тобто, у великій кількості випадків, з витримкою часу[11].

Захист повинен мати певну чутливість в межах зони його дії, щоб він реагував на відхилення від нормального режиму, які виникають при коротких замиканнях. Кожен захист повинен вимикати пошкодження на тій ділянці, на захист якої він встановлений, крім того, повинен спрацювати при короткому замиканні на суміжній ділянці. Робота захисту на суміжній з підзахисною ділянці називається дальнім резервуванням[9]. Воно є необхідним для вимкнення короткого замикання, у тому випадку, якщо вимикач або захист суміжної ділянки не спрацює через певну несправність. Резервування суміжної ділянки є важливою вимогою. Якщо дана

вимога не буде виконуватись, тоді при короткому замиканні на суміжній ділянці та відмові її власного вимикача або захисту, пошкодження залишиться не вимкненим і це призведе до порушення роботи споживачів усієї мережі.

Існують типи захистів, які за принципом своєї дії не працюють за межами власної підзахисної ділянки. Чутливість даних захистів повинна забезпечувати їхню надійну роботу у межах власної ділянки. Щоб забезпечити резервування суміжної ділянки у таких випадках встановлюється додатковий захист, який називається резервним[9].

Кожен захист повинен спрацьовувати не тільки при металевих коротких замиканнях, але і при замиканнях через перехідний опір електричної дуги.

Чутливість захисту має бути такою, щоб він міг діяти при коротких замиканнях у мінімальних режимах системи, а саме в тих режимах, коли зміна величини, на котру реагує захист, буде найнижчою[12].

Коефіцієнт чутливості характеризує чутливість захисту. Для тих захистів, що реагують на струм короткого замикання, коефіцієнт чутливості становить відношення найнижчого можливого струму короткого замикання до струму спрацювання даного захисту[13].

Вимога надійності полягає у тому, що захист має безвідмовно працювати при коротких замиканнях в межах власної підзахисної зони і не має працювати неправильно в режимах, при яких його робота не передбачена. Вимога надійності є дуже важливою. Відмова або неправильна робота будь-якого захисту завжди призводить до додаткових вимкнень.

Пристрої релейного захисту складаються з певної кількості реле, з'єднаних між собою за конкретною схемою. Реле – це автоматичний пристрій, який спрацьовує при заданому певному значенні діючої на нього вхідної величини. У релейному захисті використовуються реле з контактами – електромеханічні й безконтактні – мікропроцесорні. В електромеханічних при спрацюванні замикаються і розмикаються контакти[12]. В мікропроцесорних - при заданому значенні вхідної величини різко змінюється вихідна величина (У більшості випадків - напруга)[17].

Кожен пристрій релейного захисту та його схема діляться на дві частини: реагуючу (вимірювальну) та логічну (оперативну)[17].

Реагуюча частина – головна і вона складається з основних реле, які постійно отримують інформацію про стан підзахисного елемента і реагує на аварії або ненормальні режими, миттєво або з витримкою часу подаючи відповідні команди до логічної частини захисту.

Логічна частина захисту – допоміжна, вона сприймає команди реагуючої частини і, якщо їх послідовність та комбінація відповідають заданій програмі, призводить до заздалегідь передбаченої операції і подає команду на відключення вимикачів. Логічна частина може виконуватись за допомогою електромеханічних реле або схем з використанням мікропроцесорів[18].

4.2 Захисти від пошкоджень і ненормальних режимів

Однією із ознак виникнення короткого замикання є зростання струму в лінії. Ця ознака використовується для побудови струмових захистів. Вони, в свою чергу, поділяються на максимальні струмові захисти та на струмові відсічки. Основна відмінність ними полягає у способі забезпечення селективності. Селективність роботи максимальних струмових захистів досягається витримкою часу. Селективність роботи струмових відсічок – відповідним вибором струму спрацювання[12].

Максимальний струмовий захист є основним видом захисту для мереж з одностороннім живленням. У мережах з більш складнішою конфігурацією, він використовується як допоміжний в окремих випадках, наприклад при несправності кіл напруги.

В мережах з одностороннім живленням максимальний струмовий захист має встановлюватись на початку кожної лінії з боку джерела живлення. При такому положенні, кожна лінія має власний захист, що виключає лінію у випадку аварії на ній самій або на шинах підстанції, котра живиться від неї.[13]

У мережах з двостороннім живленням досягнути селективної дії максимального струмового захисту виключно шляхом підбору витримок часу спрацювання, зазвичай не вдається; у таких мережах замість максимального струмового захисту застосовуються направлені струмові або більш складні захисти.

Струмова відсічка – це різновид струмового захисту, який дозволяє забезпечити швидке вимкнення короткого замикання. Струмові відсічки поділяються на відсічки миттєвої дії і на відсічки з витримкою часу (приблизно 0,2-0,5 секунди). Селективність досягається обмеженням зони дії так, щоб відсічка не спрацьовувала при коротких замиканнях на суміжних ділянках мережі, захист яких має витримку часу, більшу або рівну, ніж відсічка.[9]

Струмові відсічки широко використовуються як і в радіальних мережах з одностороннім живленням, так і в мережах з двостороннім живленням.

Спрямований захист – це захист, який діє тільки при певному напрямку (знакові) потужності короткого замикання. Потреба в застосуванні направлених захистів з'являється у мережах з двостороннім живленням. Захист у таких мережах повинен реагувати на появу струму короткого замикання, але й для забезпечення селективності має теж враховувати напрям потужності короткого замикання у підзахисній ним лінії. У мережах із двостороннім живленням та кільцевих мережах напрям струму та потужності залежить від пошкодження та може мати два протилежних значення.[11]

Для захисту ліній від замикань на землю застосовується захист, котрий реагує на струми нульової послідовності. Потреба у спеціальному захисті викликана тим, що замикання на землю є переважаючим видом пошкоджень, а захист, що реагує на струм та напругу нульової послідовності, будується більш просто та має ряд переваг у порівнянні з струмовими захистами, що реагують на фазні струми.[10]

Струм в реле дорівнює сумі вторинних струмів трьох фаз. Струм у пусковому реле захисту буде з'являтися тільки у тому випадку, якщо виникає струм нульової послідовності. Тому захист нульової послідовності працює тільки при однофазних та двофазних коротких замиканнях на землю. При міжфазних коротких замиканнях,

перенавантаженнях і хитаннях захист нульової послідовності не працює, так як сума струмів рівна нулю.

Суттєвою перевагою захисту нульової послідовності є те, що він не реагує на навантаження. Тому його не потрібно відокремлювати від струмів нормального режиму та перевантажень, це дозволяє забезпечити вищу чутливість захисту нульової послідовності у порівнянні із захистами, що реагують на фазні струми.

Але у дійсності нормальна робота захисту нульової послідовності ускладнюється похибкою трансформатора струму, спричиненим їхнім струмом намагнічування.[9]

Тому у режимах, де існує баланс первинних струмів, сума вторинних струмів не рівна нулю. У нульовому проводі з'являється залишковий струм, який називається струмом небалансу[9], який може викликати хибне спрацювання захисту при відсутності струму нульової послідовності.

Щоб обмежити струми небалансу потрібно працювати у ненасиченій частині характеристики намагнічування трансформаторів струму та мати однакові струми намагнічування у кожній з фаз. Для того, щоб забезпечити вказані умови, трансформатори струму, котрі живлять захист, мають:

- а) задовольняти умову 10% похибки при найбільшому значенні струму трифазного короткого замикання на початку наступної ділянки лінії;
- б) мати однакові характеристики намагнічування у кожній з трьох фаз;
- в) мати ідентичне навантаження вторинних кіл на всіх трьох фазах.

При перехідному режимі під впливом аперіодичної складової струму короткого замикання струми намагнічування та струми небалансу можуть значно збільшитись, це потрібно враховувати при виборі захистів, які працюють без витримки часу. Величину струму спрацювання пускових реле захисту визначають більшою за струм небалансу для того, щоб унеможливити дію захисту від струмів небалансу.[15]

В мережах із заземленими нейтраліями трансформаторів, які розташовані з обох сторін ділянки мережі, селективна робота максимального струмового захисту

нульової послідовності забезпечується тільки при наявності органу напрямку потужності.

Витримки часу на захистах нульової послідовності, які діють за одним напрямком потужності, підбираються за ступінчатим принципом.

У мережах із складною конфігурацією з декількома джерелами живлення максимальні та направлені захисти не можуть забезпечити селективне вимкнення коротких замикань.[14]

Тому виникає потреба у застосуванні інших принципів, які дозволять отримати захисти з достатньою швидкістю, які забезпечують селективність і чутливість у електричних мережах довільної конфігурації. Одним із таких захистів є дистанційний захист[9].

Витримка часу дистанційного захисту залежить від відстані між місцем встановлення захисту та точкою короткого замикання та збільшується плавно або ступінчасто із збільшенням відстані. При такій побудові принципу дії найближчий до місця короткого замикання, дистанційний захист завжди має менш тривалу витримку часу, порівняно з більш віддаленими захистами, завдяки чому автоматично досягається селективне вимкнення пошкодженої ділянки.

Головним елементом дистанційного захисту є дистанційний орган (вимірювальний орган), який визначає відстань до точки короткого замикання від місця розташування захисту.

У якості дистанційного органу використовуються реле опору, які опосередковано або безпосередньо реагують на активний, реактивний або повний опір лінії. Опір лінії від місця розташування реле до місця короткого замикання прямо-пропорційний довжині даної ділянки[18].

Щоб забезпечити селективність дистанційного захисту у мережах складної конфігурації потрібно виконувати їх спрямованими, у роботі тільки при напрямку потужності короткого замикання від шин у лінію. Витримка часу у захистів, які діють за однакових напрямках потужності, взаємно узгоджуються так, щоб при короткому замиканні за межами підзахисної ділянки кожен захист мав витримку часу на ступінь вищу витримки часу захисту на наступній лінії.[10]

Як доповнення, у схемах дистанційного захисту використовуються блокування, які автоматично виводять його з роботи за тих режимів, при яких захист може спрацювати неправильно при відсутності реальних пошкоджень у первинних колах. Як правило, використовуються два блокування:

а) блокування від зниження напруги при несправності кіл напруги, які живлять захист;

б) блокування при хитаннях у енергосистемі.

Пошкодження трансформатора, які з'являються всередині його кожуха, супроводжуються електричною дугою або нагрівом деталей, це призводить до розпаду оливи та ізоляційних матеріалів та появою летких газів. Так як газу легші за оливу, вони піднімаються у розширювач, який є найвищою частиною трансформатора і має сполучення з атмосферою. При інтенсивному газоутворенні, яке відбувається при значних пошкодженнях, газу, що активно розширюється створюють високий тиск, під дією якого олива в кожусі трансформатора приходить у рух і прямує в сторону розширювача.[9]

Таким чином, утворення газів у кожусі трансформатора і рух оливи у бік розширювача можуть слугувати ознакою виникнення пошкодження всередині трансформатора. Ці ознаки використовуються для виконання спеціальних захистів – газових, за допомогою газових реле, що реагують на появу газу та рух оливи.

При незначних пошкодженнях газоутворення відбувається повільно[9] і по мірі зниження рівня масла у розширювачі, поплавков досягає такого положення, при якому його контакт замикається.

При серйозних пошкодженнях, створюється високий тиск під дією інтенсивного газоутворення[9], олива починає рухатись, тим самим дає поштовх поплавку, після якого він миттєво замикає свої контакти.

З розглянутого вище принципу роботи газового реле слідує, що воно здатне розрізняти ступінь пошкодження в трансформаторі. При малих пошкодженнях воно діє на сигналізацію, при значних – на вимкнення.

Для захисту трансформаторів та збірних шин від коротких замикань між фазами, замикань на землю, та у випадку з трансформаторами – міжвиткових

замикань однієї фази отримав широке розповсюдження – диференційний захист.[14] Принцип дії диференційного захисту полягає на порівнянні величини і напрямку струмів до та після підзахисного елементу. При зовнішньому короткому замиканні та перенавантаженні, струми з обох кінців підзахисної ділянки будуть однаковими за знаком і фазою, захист працювати не буде.

Особливістю диференційного захисту трансформатора є те, що первинні струми не співпадають по величині та фазі. Тому вживаються додаткові заходи для вирівнювання вторинних струмів. Вторинні обмотки трансформаторів струму збираються у зірку, якщо первинні зібрані у трикутник. Якщо первинні обмотки зібрані у зірку – вторинні збираються у трикутник. Значення вторинних струмів приводяться за допомогою підбору коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму, вибору кількості витків на електромеханічних реле типу РНТ або ДЗТ та введенням поправкових коефіцієнтів на мікропроцесорних пристроях релейного захисту.[9]

Диференційний захист потрібно відбудовувати від струмів небалансу, які спричинені похибками трансформаторів струму, внутрішніми втратами у трансформаторі та струму намагнічення.

4.3 Мікропроцесорні пристрої релейного захисту і автоматики, які будуть встановлені на нових підстанціях

При проектуванні нових підстанцій(рис 4.1), потрібно подбати про релейний захист і автоматику для основного обладнання – ліній електропередач, трансформаторів, збірних шин. Для оперативного контролю встановлюється центральна сигналізація. Для контролю наявності замикання на землю у мережі з ізольованою нейтраллю 10 кВ встановлюються пристрої контролю напруги. Для автоматичного регулювання напруги низької сторони силового трансформатора – пристрої автоматики РПН.

Оскільки всі нові підстанції є прохідними між двома джерелами живлення (відгалужувальні підстанції 4 та 15), для селективного і швидкого вимкнення ліній 110 кВ при коротких замиканнях потрібно застосовувати дистанційний захист у парі

з спрямованим струмовим захистом нульової послідовності. Найдоцільнішим технічним рішенням для захисту даних ліній є пристрій РС830-ДЗ виробництва української компанії «РЗА-СИСТЕМЗ».

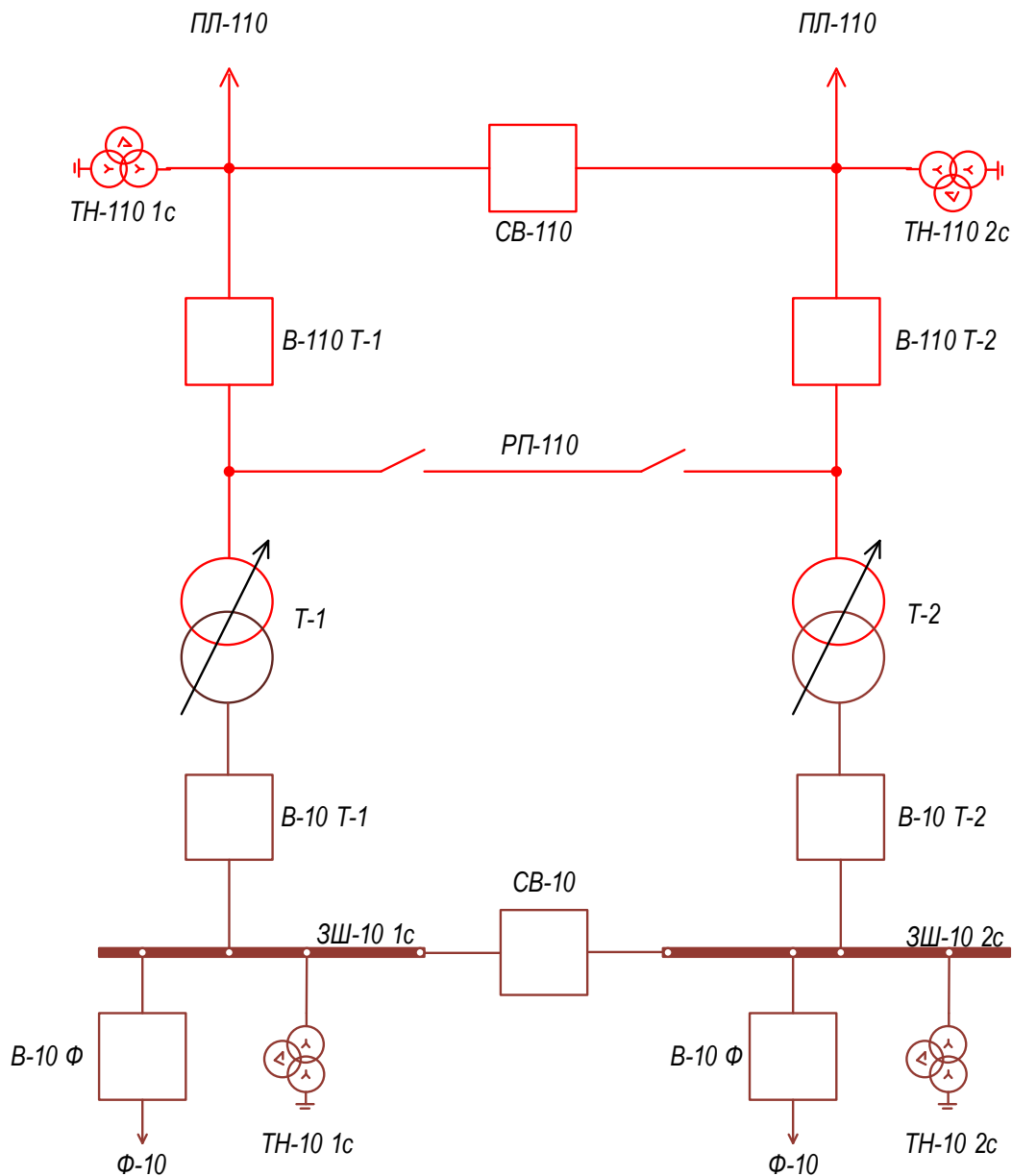


Рисунок 4.1 – спрощена однолінійна схема прохідної підстанції

Пристрій РС830-ДЗ призначений для використання у схемах релейного захисту і протиаварійної автоматики, дистанційного захисту ліній 110 - 220 кВ.

РС830-ДЗ може встановлюватись у релейних відсіках КРУ, КРУН, на панелях і у шафах в релейних залах ЗПК, а також у релейних шафах зовнішнього встановлення на ВРП.

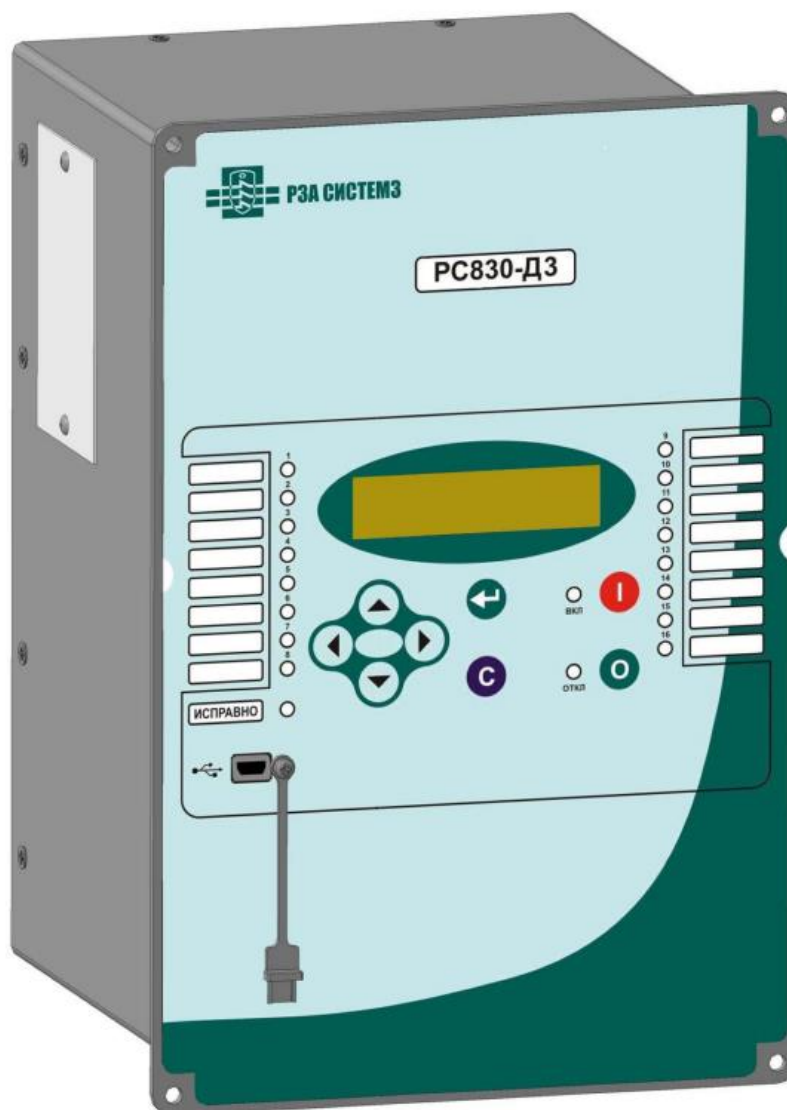


Рисунок 4.2 – пристрій PC830-ДЗ

Пристрій має наступні вбудовані функції:

- 8 ступенів основного захисту (основним захистом є дистанційний захист або максимальний струмовий захист на вибір);
- 8 ступенів спрямованого захисту нульової послідовності;
- 2 ступені захисту за оберненою послідовністю;
- 2 ступені захисту за напругою;
- 8 ступенів додаткових функцій(зміст задається користувачем);
- 2 ступені двократного АПВ;
- 2 ступені частотного АПВ;
- 2 ступені АЧР;
- 2 ступені ПРВВ;

- Захист від обриву кіл напруги – аналог КРБ-12;
- Журнал подій та аварій – кожен на 254 події.

У корпусі пристрою, дискретні входи розташовані у модулях DI. Кожен модуль DI має по 11 дискретних входів. У кожен пристрій може бути встановлено від одного до чотирьох модулів (залежно від виконання).

У корпусі пристрою, вихідні реле розташовані у модулях RL. Кожен модуль RL має по 10 вихідних реле. У кожен пристрій може бути встановлено від одного до чотирьох модулів (залежно від виконання).

Всі силові трансформатори на нових підстанціях мають потужність вищу або рівну 6,3 МВА (табл. 2.14). Згідно ПУЕ[5], якщо силовий трансформатор має номінальну потужність вищу або рівну 6,3 МВА, то для його захисту обов'язково має бути передбачений диференційний захист.

Мікропроцесорним пристроєм з підтримкою диференційного захисту є РС83-ДТ2 (рис. 4.3) виробництва «РЗА-СИСТЕМЗ».

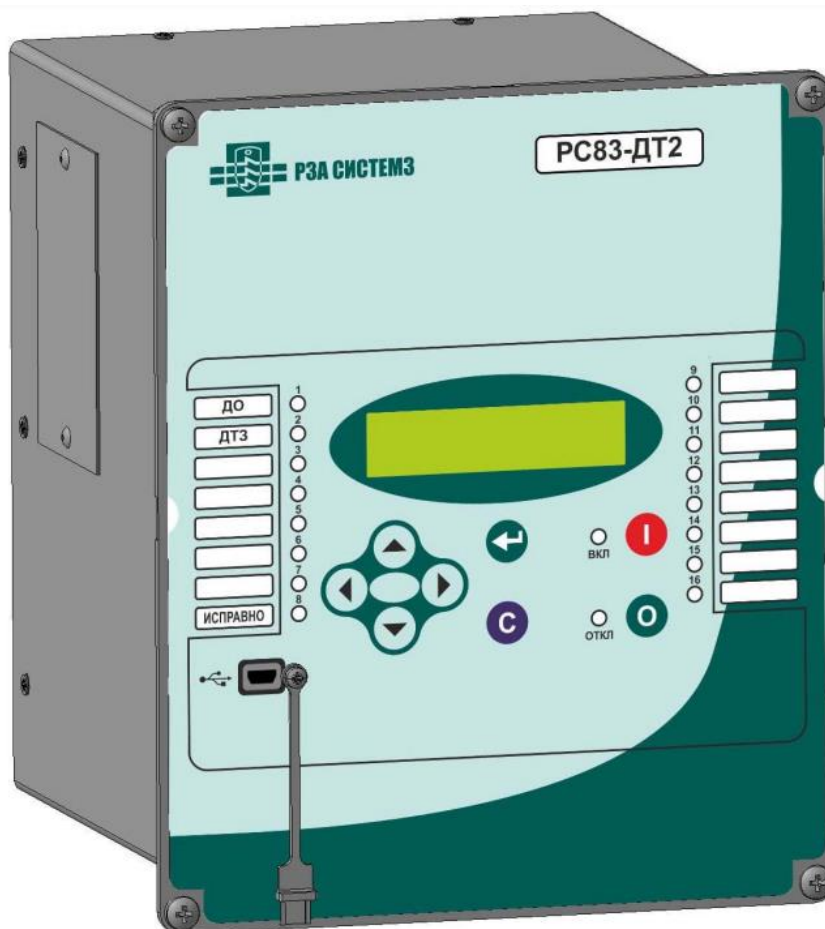


Рисунок 4.3 – РС83-ДТ2

Пристрій диференційного захисту і автоматики РС83-ДТ2 призначений для використання у схемах релейного захисту і протиаварійної автоматики електричних машин, трансформаторів і двигунів для захисту їх від коротких замикань і перенавантажень, а також для керування високовольтним вимикачем і телемеханіки приєднань

РС83-ДТ2 може встановлюватись у релейних відсіках КРУ, КРУН, на панелях і у шафах в релейних залах ЗПК, а також у релейних шафах зовнішнього встановлення на ВРП.

Пристрій має наступні вбудовані функції:

- 2 ступені диференційного захисту;
- 4 ступені трифазного максимального струмового захисту;
- АЧР/ЧАПВ за дискретним входом;
- 2 ступені спрямованого захисту від замикань на землю;
- 2 ступені захисту від несиметричного навантаження або обриву фази за зворотною послідовністю;
- Пристрій резервування відмови вимикача;
- Двократне АПВ;
- Журнал аварій на 100 подій;
- Журнал подій на 200 подій;

У корпусі пристрою, дискретні входи розташовані у модулі DI, він має від 9 до 19 дискретних входів (залежно від виконання).

У корпусі пристрою, вихідні реле розташовані у модулі RL він має від 8 до 16 вихідних реле (залежно від виконання).

Для захисту фідера 10 кВ з одностороннім живленням достатньо встановити прості захисти: струмову відсічку з мінімальною витримкою часу та максимальний струмовий захист.

Бюджетним рішенням для захисту лінії 10 кВ є пристрій РС83-А2.0 (рис. 4.4) виробництва «РЗА-СИСТЕМЗ»

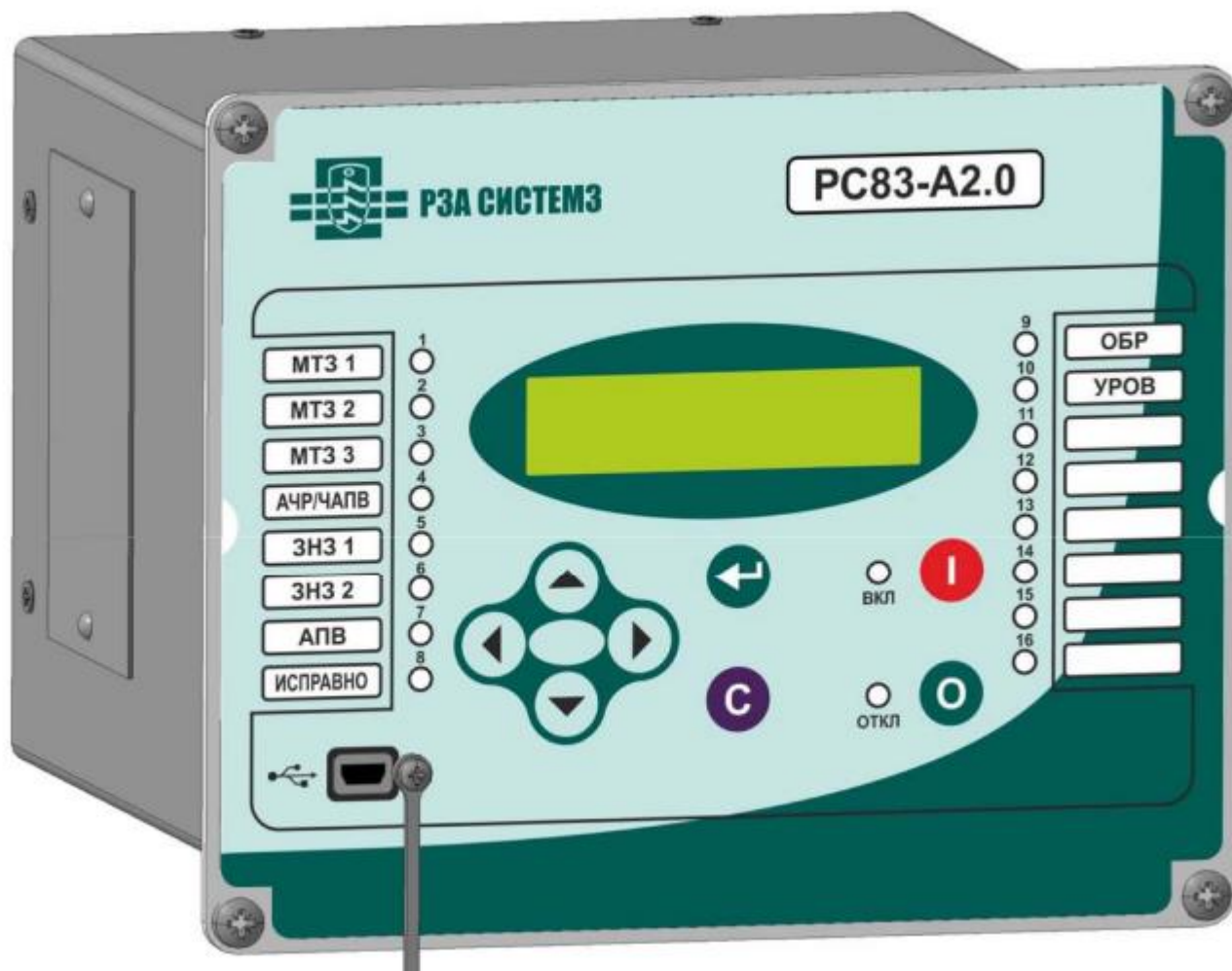


Рисунок 4.4 – пристрій PC83-A2.0

Пристрій PC83-A2.0 призначений для використання у схемах релейного захисту і протиаварійної автоматики ліній електропередач напругою від 6 до 35 кВ з одностороннім живленням. Існують версії для застосування в схемі з двома або трьома трансформаторами струму.

PC83-A2.0 може встановлюватись у релейних відсіках КРУ, КРУН, на панелях і у шафах в релейних залах ЗПК, а також у релейних шафах зовнішнього встановлення на ВРП.

Пристрій має наступні вбудовані функції:

- 3 ступені максимального струмового захисту і можливістю блокування від стрибка струму намагнічування;
- 2 ступені захисту від замикань на землю;
- 2 ступені захистів за оберненою послідовністю;

- Двократне АПВ;
- АЧР/ЧАПВ за дискретним входом;
- Журнал аварій на 100 подій;
- Журнал подій на 200 подій;

Для захисту збірних шин 10 кВ і ближнього резервування ліній 10 кВ встановлюються захисти, які діють на ввідні вимикачі силових трансформаторів і на секційний вимикач. Окрім струмової відсічки і максимального струмового захисту, уставки яких мають бути вищими на ступінь селективності від аналогічних захистів фідерів, встановлюється логічний захист шин.

Оптимальним рішенням буде встановлення на дані приєднання пристрою РС83-АВ2 (рисунок 4.5) виробництва «РЗА-СИСТЕМЗ».

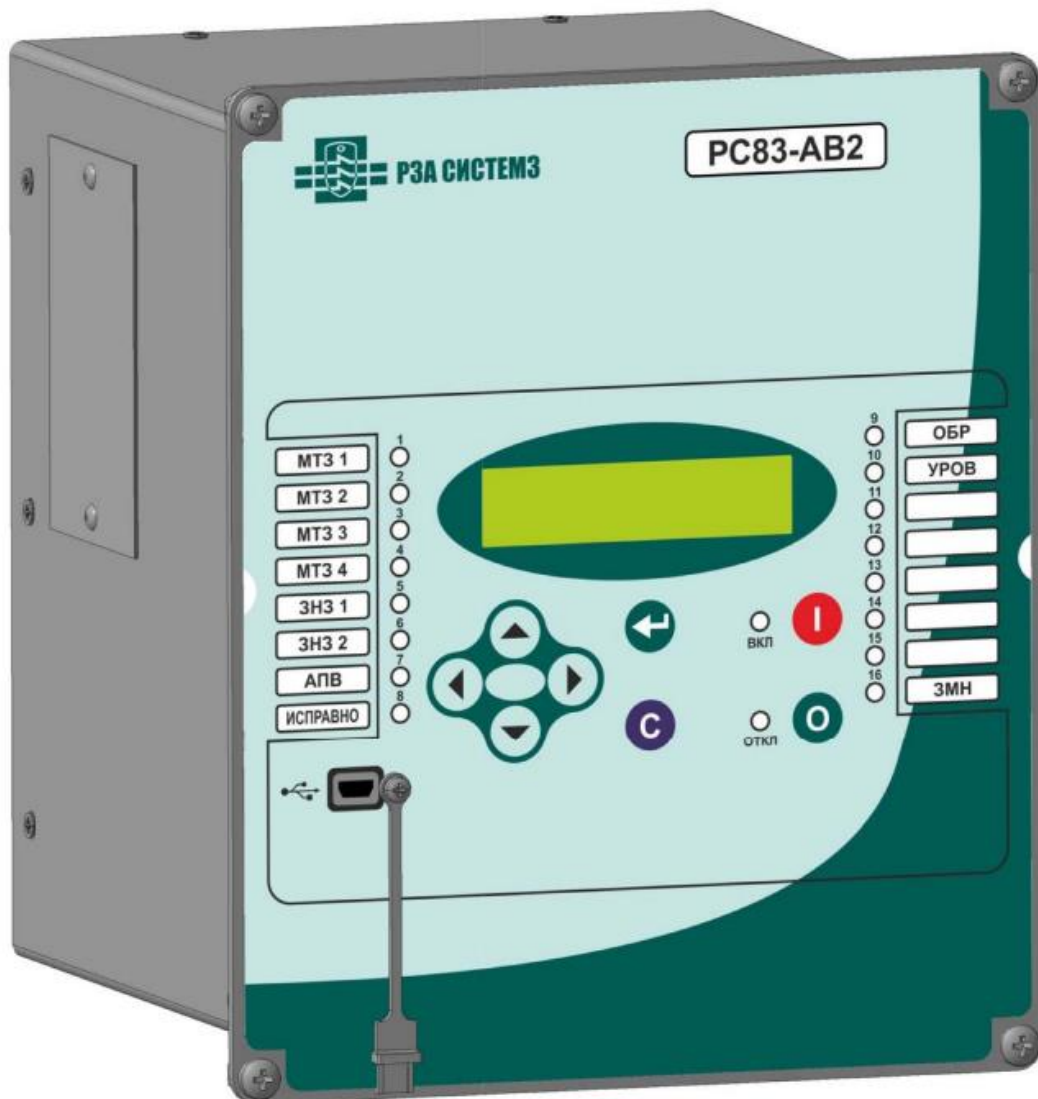


Рисунок 4.5 – РС83-АВ2

Пристрій РС83-АВ2 призначений для використання у схемах релейного захисту і протиаварійної автоматики ліній електропередач напругою від 6 до 35 кВ з одностороннім або двостороннім живленням.

РС83-АВ2 може встановлюватись у релейних відсіках КРУ, КРУН, на панелях і у шафах в релейних залах ЗПК, а також у релейних шафах зовнішнього встановлення на ВРП.

Пристрій має наступні вбудовані функції:

- 4 ступені максимального струмового захисту і можливістю блокування від стрибка струму намагнічування;
- 2 ступені захисту від замикань на землю;
- 2 ступені захистів за оберненою послідовністю;
- 2 ступені захисту мінімальної напруги;
- 2 ступені захисту максимальної напруги;
- Двократне АПВ;
- АЧР/ЧАПВ за дискретним входом;
- Визначення місця пошкодження;
- Журнал аварій на 100 подій;
- Журнал подій на 200 подій;

У корпусі пристрою, дискретні входи розташовані у модулі DI, він має від 9 до 19 дискретних входів (залежно від виконання).

У корпусі пристрою, вихідні реле розташовані у модулі RL він має від 8 до 16 вихідних реле (залежно від виконання).

Для контролю справності трансформатора напруги, рівня напруги мережі та наявності замикань на землю слід використовувати пристрій РС83-В1 (рис. 4.6) виробництва «РЗА-СИСТЕМЗ»



Рисунок 4.6 – PC83-B1

PC83-B1 може встановлюватись у релейних відсіках КРУ, КРУН, на панелях і у шафах в релейних залах ЗПК, а також у релейних шафах зовнішнього встановлення на ВРП.

Пристрій має наступні вбудовані функції:

- 2 ступені захисту мінімальної напруги;
- 2 ступені захисту максимальної напруги;
- 2 ступені захисту від замикань на землю;
- Захист за напругою оберненої послідовності;
- Журнал подій на 100 подій.

Пристрій має 8 вихідних реле та 2 дискретні входи.

Для влаштування центральної сигналізації підстанції слід використовувати пристрій PC83-C (рис. 4.7) виробництва «РЗА-СИСТЕМЗ»

Пристрій має 9 вихідних реле та 14 дискретних входів.

Бюджетним рішенням для автоматичного управління і контролю несправності РПН двообмоткового трансформатора є пристрій PC83-B4 (рис. 4.8).

Пристрій має 8 вихідних реле та 15 дискретних входів.



Рисунок 4.7 – PC83-C



Рисунок 4.8 – PC83-B4

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Задача розділу

З метою забезпечення електробезпеки[5] захисне заземлення реалізується у вигляді спеціального електричного сполучення із землею або її еквівалентом струмоведучих елементів обладнання, які не повинні перебувати під напругою, але в процесі експлуатації можуть опинитися під напругою, наприклад, у разі пошкодження ізоляції, дефектів дугогасних пристроїв, комутаційних апаратів, в аварійних випадках тощо.

Захисне заземлення є простим, ефективним і поширеним способом захисту людини від ураження електричним струмом при дотику до металевих поверхонь, які виявились під напругою. Це забезпечується зниженням різниці потенціалів між обладнанням, що виявилось під напругою, і землею до безпечної величини. Використовується в трифазній трипровідній мережі з напругою до 1000 В з ізолюваною та глухозаземленою нейтраллю і вище від 1000 В — з довільним режимом нейтралі.

Конструктивними елементами захисного заземлення є: заземлювачі (металеві провідники, що знаходяться в землі) і заземлювальні провідники (з'єднують обладнання, що заземлюється із заземлювачем).

Системи електропостачання класифікуються міжнародною електротехнічною комісією залежно від способу заземлення розподільчої мережі та застосованих заходів захисту від ураження електричним струмом. Розподільні мережі поділяються на мережі із заземленою нейтраллю та мережі з ізолюваною нейтраллю.

У будь-яких розподільних установках мережа власних потреб 220/380 В виконується із глухозаземленою нейтраллю для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу[5]. Заземленню підлягає все електрообладнання, корпуси комірок та панелей, та інших потенційно небезпечних металевих частин розподільних установок[5].

Стандарт ІЕС-60364-1 поділяє розподільні мережі залежно від конфігурації струмопровідних ліній з нульовим (нейтральним) провідником і типами систем заземлення включно.

При цьому використовуються наступні позначення[5].

Перша літера (І або Т) характеризує зв'язок із землею джерела живлення.

Т (terra – земля) — безпосереднє приєднання однієї точки струмоведучих частин джерела живлення до заземлювального пристрою. У трифазних мережах напругою 127/220 В або 220/380 В такою точкою, як правило, є нейтраль джерела живлення (якщо нейтраль недоступна, то заземлюють фазний провідник), у трипровідних мережах однофазного струму і постійного струму — середня точка, а у двопровідних мережах – один з виводів джерела однофазного струму або один з полюсів джерела постійного струму;

І (isolated – ізолюваний) – всі струмоведучі частини джерела живлення ізолювано від землі або одну точку заземлено через великий опір (наприклад, через опір приладів контролю ізоляції, через дугогасний реактор тощо). Мережі з ізолюваною нейтраллю (І) можуть бути:

малими мережами, такими як системи безпечної наднизької напруги з електричним відділенням з використанням безпечних роздільних трансформаторів;

середніми за розміром – такими, котрі використовуються для живлення окремих цехів промислових підприємств.

Друга літера (Т або N) характеризує зв'язок із землею відкритих провідних частин і сторонніх провідних частин (заземлення обладнання)

N (neutral – нейтраль) – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з точкою заземлення джерела живлення через PEN- або PE-провідник;

Т – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин із землею незалежно від характеру зв'язку джерела живлення із землею.

Класифікація типів систем заземлення електричних мереж живлення напругою до 1 кВ передбачає наступні системи заземлення: TN-C, TN-S, TN-C-S, TT, IT[5]:

система TN – система, в якій мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмоведучих частин джерела живлення, а електроприймачі і відкриті провідні частини електроустановки приєднуються до цієї точки за допомогою відповідно N- або M- і захисного PE-провідників;

система TN-C – система TN, в якій захисний і нейтральний провідники (N- або M- і PE-провідники) є суміщеними в одному провіднику на усій його протяжності;

система TN-S – система TN, у якій захисний і нейтральний провідники (N- або M- і PE-провідники) є розділеними на усій її протяжності;

система TN-C-S – система TN, у якій функції захисного і нейтрального провідників (N- або M- і PE-провідники) суміщені в одному провіднику у якійсь з її частин, починаючи від джерела живлення;

система IT – система, в якій мережу живлення ізолювано від землі чи заземлено через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого PE-провідника;

система TT – система, одну точку струмоведучих частин джерела живлення якої заземлено, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до PE-провідника, з'єднаного із заземлювачем, електрично незалежним від заземлювача, до якого приєднано точку струмоведучих частин джерела живлення.

5.2 Розрахунок захисного заземлення електрообладнання в мережі власних потреб підстанції

Розрахувати захисне заземлення електрообладнання в електричній мережі напругою 220/380 В з глухозаземленою нейтраллю[19]. Електрообладнання розміщено в закритому розподільному пристрої, кліматична зона - III. Склад ґрунту – однорідний. Тип заземлювального пристрою – сталеві вертикальні труби діаметром d_B , або кутова сталь з шириною сторін B_K . Довжина вертикальних заземлювачів L_B . Відстань між вертикальними заземлювачами a . Глибина закладання вертикальних заземлювачів H_0 . З'єднувальна стрічка – смуга шириною B_C . Опір розтіканню струму в природному заземлювачі $R_{П.З}$. Опір розтіканню струму заземлювального пристрою має бути не більше $R_{Доп}$.

Таблиця 4.1 – Дані для розрахунку захисного заземлення.

Параметри вертикальних заземлювачів				H_0 , м	B_C , мм	Опір розтіканню струму		Ґрунт
d_B , мм	B_K , мм	L_B , м	a , м			$R_{П.З}$, Ом	$R_{Доп}$, Ом	
40	-	3,0	3,0	0,8	40x4	14	3	Чорнозем

Із захисних засобів, перелік яких дається, кожний може бути використаний окремо (бути самостійним захисним засобом) або поєднуватись з іншими в деяку комбінацію[19]. Найбільш поширеними технічними засобами захисту є захисне заземлення та занулення, які мають чітку сферу застосування, тоді як сфера застосування інших захисних засобів або обмежена, або має рекомендаційний характер, або ж дуже вузьку сферу обов'язкового застосування. Захисному заземленню або зануленню підлягають металеві частини електроустановок, які доступні дотику людини і не мають інших засобів захисту, які забезпечують електробезпеку.

Заземлення – виконання електричного з'єднання певних частин електроустановки або обладнання з заземлювальним пристроєм[20].

Захисне заземлення – заземлення, яке виконується з метою забезпечення електробезпеки.

Мета розрахунку захисного заземлення – визначення кількості електродів заземлювача і заземлювальних провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі, при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень.

Розрахунок, як правило, виконується за умов однорідності ґрунту.

Заземлювальний пристрій складається із заземлювача і з'єднувальної смуги. Розрізняють заземлювачі штучні, які призначені тільки для цілей заземлення, і природні (металеві конструкції і комунікації іншого призначення, які знаходяться у землі).

Як штучні заземлювачі використовують сталеві труби діаметром 35–50 мм і кутову сталь (40×40...60×60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і довжиною 2,5–3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм; сталеві шини перерізом 100 мм². Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою зі сталі перерізу не менше 6 мм за допомогою зварювання.

Розрахунок заземлення робиться з урахуванням заданих допустимих значень опору R_d заземлювального пристрою, допустимої напруги дотику та кроку.

Загальні вимоги щодо значень R_d захисного заземлення електроустановок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81 «Захисне заземлення. Занулення» та правил улаштування електроустановок.

Захисту підлягає електрообладнання закритого розподільного пристрою.

Виконання електричної мережі – з глухозаземленою нейтраллю. Напруга мережі – 400/230 В.

Тип заземлюючого пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$$l_B = 3.0 \text{ м};$$

$$d_B = 0,040 \text{ м};$$

товщина стінки $\delta = 4 \text{ мм};$

відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3 \text{ м}$, тобто $a/l_B = 1$.

Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,8$ м, $B_c = 40$ мм.

Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначається розрахунковий струм замикання на землю I_3 , А і допустимий опір розтікання струму в заземлювальній пристрої R_d , згідно з правилами улаштування електроустановок залежно від напруги, режиму нейтралі, потужності електроустановок.

R_d – допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальній пристрої. Згідно з правилами улаштування електроустановок для напруги до 1 кВ, $R_d \leq 4$ Ом[5].

Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту залежно від коефіцієнта сезонності для відповідної кліматичної зони:

$$\rho_{POЗP} = \rho_{табл} \cdot K_C, \quad (5.1)$$

де $\rho_{табл}$ – приблизне табличне значення питомого опору ґрунту, яке рекомендується для розрахунку;

K_C – коефіцієнт сезонності.

$$\rho_{табл} = 200;$$

$$K_C = 1.2;$$

$$\rho_{POЗP} = 200 \cdot 1.2 = 240.$$

Визначається H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + l, \quad (5.2)$$

де l – довжина заземлювача, м.;

H_0 – глибина закладання заземлювача, м.

$$H = 0.8 + 3/2 = 2.3 \text{ м.}$$

Визначається опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_g = \frac{\rho_{POЗP}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + l}{4H - l} \right), \quad (5.3)$$

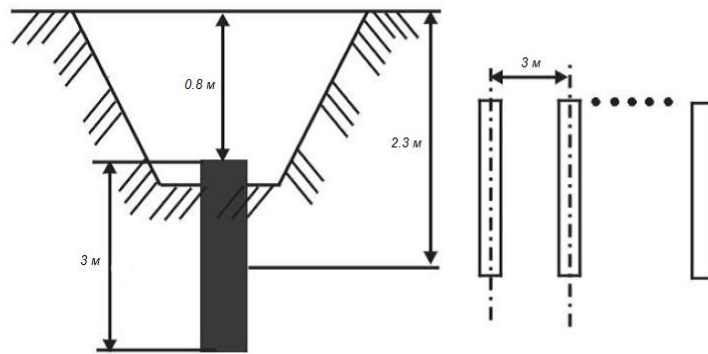


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$R_g = \frac{240}{2 \cdot 3 \cdot 14 \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{40 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2.3 + 3}{4 \cdot 2.3 - 3} \right) = 68.141 \text{ Ом.}$$

Визначається орієнтована кількість $n_{op.}$ вертикальних заземлювачів за формулою:

$$\eta_{op.} = \frac{R_g}{R_d \cdot \eta_B}, \quad (5.4)$$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів,

$$\text{при } \eta_B = 1, n_{OP} = \frac{R_B}{R_0}$$

$$n_{OP} = \frac{R_B}{R_0} = \frac{68.141}{4} = 17,035.$$

приймаємо 16 шт.

Знаючи орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів n_{OP} , їх розташування (у ряд чи по контуру) і відношення відстані між заземлювачами до їх довжини a/l , визначають за та коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B .

$$\eta_B = 0.47$$

Визначається необхідна кількість n_B вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання з формули:

$$\eta_B = \frac{R_g}{R_d \cdot \eta_B} = \frac{\eta_{op.}}{\eta_B}, \quad (5.5)$$

$$n_B = \frac{16}{0.47} = 34,04.$$

Приймаємо 40 шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах без урахування з'єднувальної смуги

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}, \quad (5.6)$$

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} = \frac{68.141}{40 \cdot 0.47} = 3.62452 \text{ Ом}.$$

Визначається довжина з'єднувальної смужки L_c за формулою:

$$L_c = 1.05 \cdot a \cdot (n_B - 1), \quad (5.7)$$

$$L_c = 1.05 \cdot a \cdot (n_B - 1) = 1.05 \cdot 3 \cdot (40 - 1) = 122.85 \text{ м}.$$

Визначається опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній смужці):

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{POЗP}}{L_c} \ln \frac{2 \cdot L_c^2}{H_0 \cdot B_c}, \quad (5.8)$$

де B_c – ширина смужки.

$$R_\Gamma = 0,366 \cdot \frac{240}{122.85} \ln \frac{2 \cdot 122.85^2}{0.8 \cdot 40} = 4.8974 \text{ Ом}.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при $a/l = 1$, $n=40$. Приймаємо $\eta_\Gamma = 0.22$.

Визначаємо $R_{POЗP.\Gamma}$ – розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній смужці) з урахуванням η_Γ :

$$R_{POЗP.\Gamma} = R_\Gamma / \eta_\Gamma, \quad (5.9)$$

$$R_{PO3P.\Gamma} = \frac{R_2}{\eta_2} = \frac{4.8974}{0.22} = 22.26 \text{ Ом}.$$

Визначається R_{PO3P} – розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних та горизонтальних заземлювачах, якій має бути не більше R_D :

$$R_{PO3P.} = \frac{R_{PO3P.B} \cdot R_{PO3P.\Gamma}}{R_{PO3P.P} + R_{PO3P.P}} \leq R_D, \quad (5.10)$$

$$R_{PO3P.} = \frac{R_{PO3P.B} \cdot R_{PO3P.\Gamma}}{R_{PO3P.P} + R_{PO3P.P}} = \frac{3.62452 \cdot 22.26}{3.62452 + 22.26} = 3,11699 < 4.$$

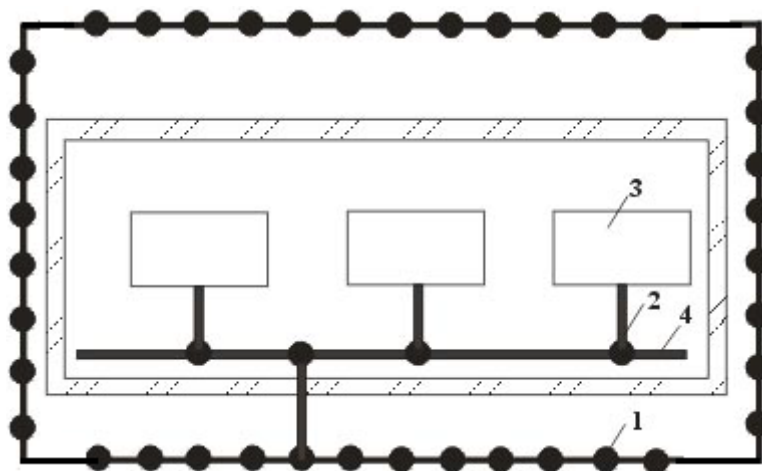


Рисунок 5.2 – Схема захисного заземлення:

Де, 1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники; 3 – мікропроцесорний пристрій; 4 – внутрішня магістраль заземлення.

ВИСНОВКИ

У даній магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток нової електричної мережі 110/10 кВ.

До існуючої електромережі потрібно було під'єднати нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та ФЕС (вузол 704). Відповідно до заданої категорії надійності споживачів (переважно I) було розроблено відповідну конфігурацію мережі, котра здатна забезпечити необхідний рівень надійності, живлення відбувається від двох відгалужувальних підстанцій (вузли 4 та 15) через одноланцюгові лінії. Оптимальна схема була складена за допомогою симплекс методу (виконано чотири ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого проведено ревізію можливих варіантів послідовності побудови мережі на базі методу динамічного програмування і обрано найбільш економічно доцільний варіант.

Для підвищення надійності на підстанції 110/35/10 кВ «Калинівка» (вузол 15) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була доповнена до «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою програмного комплексу «Надійність» визначено математичне очікування збитку та на основі цього – сумарні питомі витрати із врахуванням надійності.

Для нових підстанцій (701,702,703,704) було обрано схему розподільчого пристрою типу: «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати минулих розрахунків, схему електричних з'єднань запроєктованої мережі, а також самої можливості їхньої подальшого розвитку.

Нова мережа успішно пройшла перевірки на такі параметри режиму: напруги на шинах вузлів, струми і перетоки потужності у лініях мережі тощо. У відповідності до результатів, була розрахована необхідність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги на шинах низької напруги за максимального, аварійного та режиму максимальних навантажень.

Після уведення всіх необхідних заходів щодо поліпшення якості напруги на шинах вузлів, запроєктована мережа характеризується досить низькими втратами

активної потужності – 4,76 МВт при загальній активній потужності генерування 129,4 МВт.

Загальні капітальні витрати на розвиток мережі протягом 3 років складають 239565,256 тис. грн.

Розрахунок рентабельності цього проекту показав його високу ефективність і швидкий термін окупності – 11 років.

Останні тенденції розвитку релейного захисту елементів електроенергетичних систем демонструють, що на заміну електромеханічним пристроям релейного захисту і автоматики прийшло нове покоління засобів, робота яких ґрунтується на мікропроцесорних принципах. У даній магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті загальні принципи побудови та роботи пристроїв релейного захисту і автоматики. Описані пристрої релейного захисту і автоматики, котрі будуть встановлені на нових підстанціях для захисту лінії високої та низької напруги, трансформаторів, збірних шин. Розглянуті особливості застосування пристроїв релейного захисту виконаних на мікропроцесорній основі. Докладніше розглянуто мікропроцесорні пристрої релейного захисту, принципи та особливості їхнього виконання. Це викликано тим, що у нинішній час та в найближчому майбутньому такі пристрої і надалі будуть експлуатуватись в енергосистемах України. Сучасні світові тенденції розвитку релейного захисту говорять за те, що саме мікропроцесорні пристрої релейного захисту і надалі використовуватимуться в експлуатації поряд з електромеханічними пристроями, виконуючи функції резервних і основних захистів.

Головною метою розрахунків захистів електроустановок електроенергетичних систем є обирання пристроїв, принципів та визначення параметрів уставок, які забезпечують вірне спрацювання під час внутрішнього пошкодження та з витримкою часу для захистів із відносною селективністю – під час зовнішнього пошкодження, а також неспрацювання при відсутності пошкоджень та для захистів з використанням принципу абсолютної селективності – під час зовнішнього пошкодження. Релейний захист призначається для вимкнення всіх видів пошкоджень об'єкту захисту із найменшим допустимим часом. Основний релейний

захист, який виконує вимоги селективності, швидкодії, чутливості та необхідного рівня надійності (показники безвідмовності, довговічності, ремонтпридатності), забезпечує безаварійність самого об'єкта захисту, тим самим запобігає переходу ділянки об'єкта захисту до аварійного режиму, локалізує аварію у межах однієї ділянки без ушкодження основного обладнання. Відмова при роботі пристрою релейного захисту є проявом неповноти властивостей надійності роботи при внутрішньому короткому замиканні або його технічної досконалості (наприклад, чутливості). Також відмова при вимкненні вимикача за короткого замикання є проявом неповноти його властивостей надійності. Відмова при роботі захисту або вимикача є випадковою подією, яка виявилася в результаті збігу декількох інших подій або збігу однієї події із неробочим станом захисту або його вимикача. Наприклад, відмова спрацювання захистів при коротких замиканнях на лінії ймовірна, якщо основний захист виведений з дії оперативним персоналом або автоматичним блокуванням (знаходиться в неробочому стані), а резервний захист несправний через порушення кіл вимкнення. Ступінь резервування вимкнення короткого замикання залежить, з одного боку, від ймовірності відмови спрацювання захисту або його вимикача, з іншого боку – від ймовірності можливих наслідків при появі відмови.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
2. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
3. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
5. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України.. Київ:[б.в.], 2017. 617 с.
6. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
7. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
8. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. 533 с.
9. Чернобровов Н. В. Релейная защита. учебное пособие для техникумов. «Енергія», 1974. 680 с.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделирование развития электрических систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 2. Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110. 220 кВ. М., Госэнергоиздат, 1961. 64 с.

12. Ступель Ф. А. Електромеханічне реле. Харківський університет, 1956. 355 с.
13. Овчинников В. В. Електромагнітні реле струму і напруги. М., «Енергія», 1965. 631 с.
14. Єлфімов В. М. Реле напрямку потужності. М., «Енергія», 1966. 58 с.
15. Федотов Я. А. Основи фізики напівпровідникових приладів. М., «Радянське радіо», 1969. 592 с.
16. Каганов І. Л. Промислова електроніка. Госенергоиздат, 1961. 560 с.
17. Гаєвенко Ю. А. Нові реле на напівпровідниках. Київ, Державне видавництво технічної літератури УРСР, 1962. 210 с.
18. Савостьянов А. І. Реле опору. М., «Енергія», 1969. 96 с.
19. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2018. 120 с.
20. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.97 №257 / Державний комітет України по нагляду за охороною праці. 140 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням мікропроцесорного релейного захисту

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichesk щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Подафа А. О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

_____ (підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням мікропроцесорного
релейного захисту

08-13.МКР.020.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Вишневецький С.Я.

(підпис)

Магістр групи 2ЕСМ-22м

_____ Подафа А.О.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) **актуальність досліджень** обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у Вінницькій області спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії та розвиток відновлюваних джерел електроенергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ шляхом заміни основного обладнання.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – приєднання нових споживачів електроенергії, підвищення ефективності транспортування електричної енергії мережами 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи розвитку розподільних електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго», що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.

2. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

3. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.

4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.

5. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України.. Київ:[б.в.], 2017. 617 с.

6. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва («Південномаш», «РЗВА», «АВВ», «Siemens» та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є споживачі I категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних

підстанціях;

– показники технологічності: розвиток електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ підстанцій Сосонка тяга 110, Кожухів 110.

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	21.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування	22.09.23	26.09.23	
3	Розвиток фрагменту електричної мережі	27.09.23	31.10.23	
4	Визначення техніко-економічних показників фрагменту мережі	01.11.23	02.11.23	
5	Дослідження мікропроцесорного релейного захисту	03.11.23	22.11.23	
6	Охорона праці	23.11.23	24.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	30.11.23	
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.12.23	04.12.23	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

11. Вихідні дані для розроблення МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5500 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 580 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 30 км за рік.

Таблиця Б1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	Нова 3 (703)	СЕС 4 (704)
Навантаження, МВт	15,4	3,7	6,4	11,5
cos φ	0,86	0,91	0,9	1
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця Б2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	84	90	93	95	96	97	98	99	99	100

Таблиця Б3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	201	Вінницький енерговузол – 201	АС-95	12,7
201	1	201 – Агрономічне	АС-120	2,8
1	202	Агрономічне – 202	АС-120	2,8
202	2	202 – Петрик	АС-95	16,3
2	203	Петрик – 203	АС-95	14,8
203	3	203 – Літин	АС-95	0,43
203	4	203 – Кожухів	АС-95	17,7
4	204	Кожухів – 204	АС-95	5,97
204	5	204 – Курортна	АС-95	1,8
204	6	204 – Хмільник	АС-95	10,4
7	6	Уланів – Хмільник	АС-95	22,5
8	7	Вишенька – Уланів	АС-120	22,4
205	8	205 – Вишенька	АС-120	10,3
9	205	Юрівка – 205	АС-150	6,6
206	9	206 – Юрівка	АС-120	20,8
207	206	207 – 206	АС-150	17,5
300	207	Козятин – 207	АС-185	3,1
300	208	Козятин – 208	АС-185	7,39
208	10	208 – Козятинська тяга	АС-185	12,56
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-185	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-185	18,5
208	13	208 – Сигнал	АС-185	0,06
209	13	209 – Сигнал	АС-185	0,01
300	209	Козятин – 209	АС-185	7,45
209	14	209 – Сосонка тяга	АС-185	45,18
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	АС-185	5,22
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	АС-185	53,1
100	211	Вінницький енерговузол – 211	АС-150	1,35
211	200	211 – Вінницька 750	АС-150	15,75
200	210	Вінницька 750 – 210	АС-120	5,2
210	16	210 – Турбів	АС-120	19,0
16	14	Турбів – Сосонка тяга	АС-120	14,93
6	301	Хмільник – Кривошії	АС-95	24,26
301	302	Кривошії – Люлинці	АС-95	15,0
302	303	Люлинці – Радівка	АС-95	17,7
303	401	Радівка – 401	АС-95	13,8
401	304	401 – Корделівка	АС-120	6,7
305	304	Писарівка – Корделівка	АС-120	6,75
15	305	Калинівка – Писарівка	АС-120	10,65
15	306	Калинівка – Іванів	АС-120	12,1
306	307	Іванів – Уладівка	АС-120	11,6
307	308	Уладівка – Брусленів	АС-95	14,42
309	308	Міз. Хутора – Брусленів	АС-95	17,2
402	309	402 – Міз. Хутора	АС-95	13,4
310	402	Лаврівка – 402	АС-120	0,9
15	310	Калинівка – Лаврівка	АС-95	12,15
15	311	Калинівка – Гущенці	2×АС-95	13,8
6	312	Хмільник – Торчин	АС-70	15,3

Таблиця Б4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,87	2,8 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	4,7 + j2,54	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,89	4,1 + j2,1	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,87	1,8 + j1,02	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	2,7 + j1,46	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	3,1 + j1,5	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,86	2,4 + j1,42	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,87	12,2 + j6,91	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	3,7 + j2,0	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,9	5,1 + j2,47	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,87	6,4 + j3,63	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,88	7,2 + j3,89	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	5,6 + j2,71	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	4,3 + j2,44	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
301	Кривошії	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/10	1
302	Люлинці	0,88	2,4 + j1,3	ТМН-4000/35/10	2
303	Радівка	0,9	1,6 + j0,77	ТМН-2500/35/10	2
304	Корделівка	0,89	2,0 + j1,02	ТМН-4000/35/10	1
305	Писарівка	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Іванів	0,87	2,1 + j1,19	ТМ-4000/35/6	2
307	Уладівка	0,9	2,3 + j1,11	ТМН-4000/35/10	2
308	Брусленів	0,86	0,6 + j0,36	ТМН-1600/35/10	1
309	Міз. Хутора	0,9	1,2 + j0,58	ТМН-2500/35/10	1
310	Лаврівка	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2
311	Гуценці	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-1600/35/10	2
312	Торчин	0,89	1,3 + j0,67	ТМН-2500/35/10	1

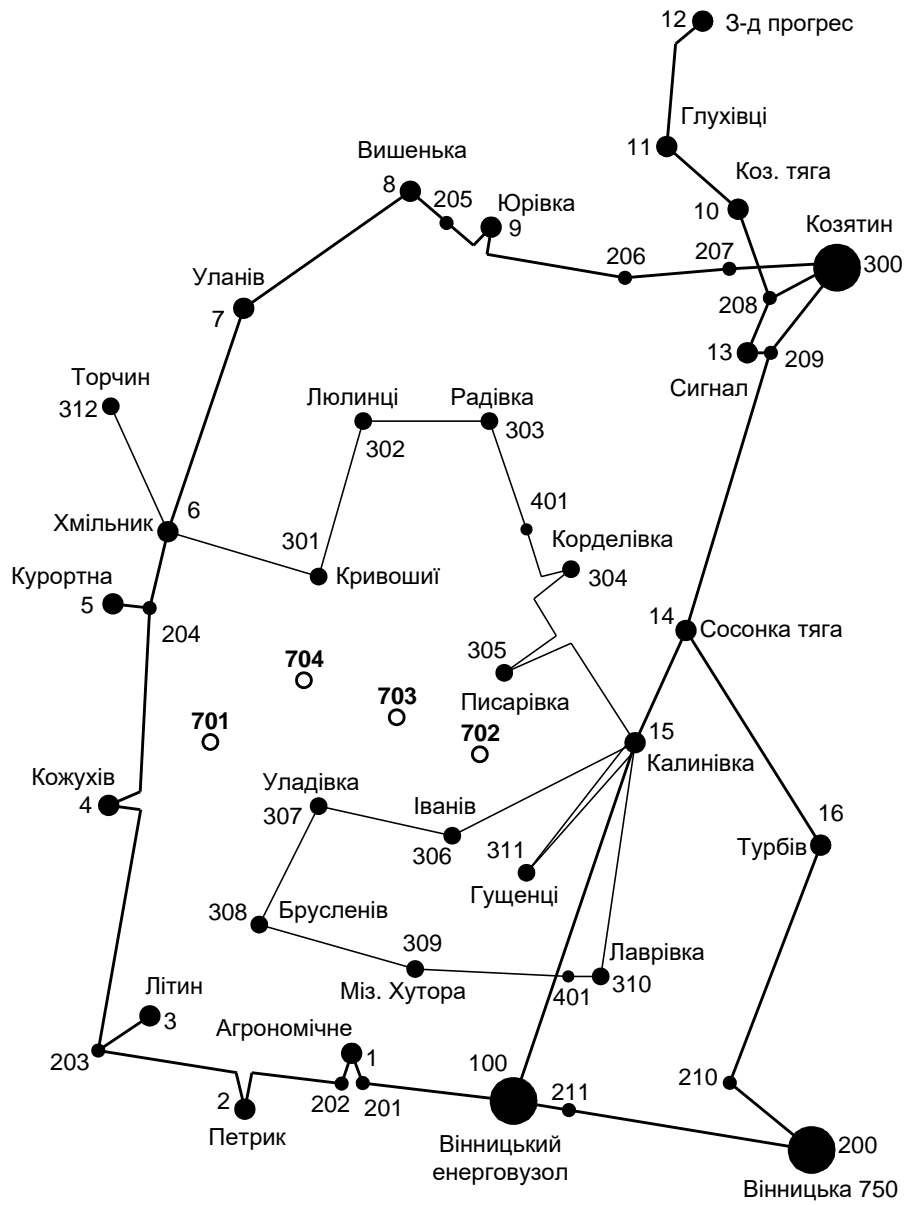


Рисунок Б1 – Схема існуючої електричної мережі

ДОДАТОК В

ПРЕЗЕНТАЦІЯ



ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

БАКАЛАВРСЬКА ДИПЛОМНА РОБОТА

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З
ДОСЛІДЖЕННЯМ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО
РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ**

Виконав:
ст. гр. 2ЕСМ-22м Подафа А. О.
Керівник:
к. т. н. доц. Вишневський С. Я.



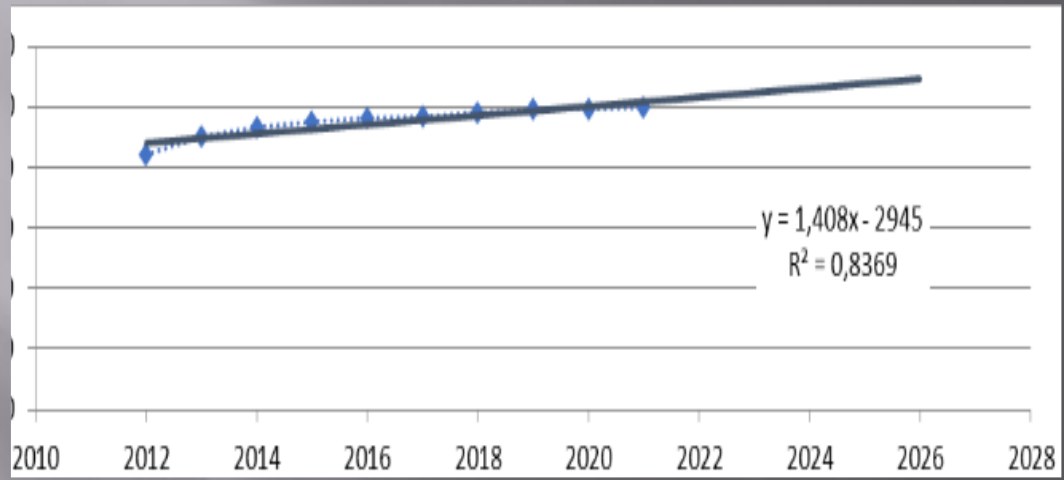
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З
ДОСЛІДЖЕННЯМ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО
РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ**

Виконав:
ст. гр. 2ЕСМ-22м Подафа А. О.
Керівник:
к. т. н. доц. Вишневський С. Я.

Прогноз навантаження



Графік залежності максимального навантаження від часу T

Перевірка існуючої ЕМ

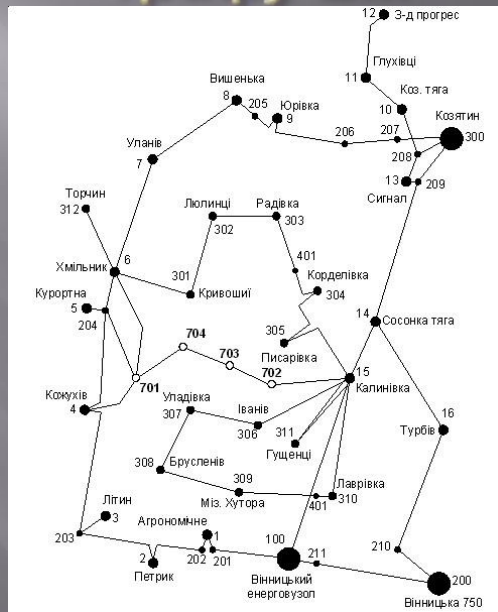
Порівняння струмів у ЛЕП

	1-201	100-211	11-12	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	125	150	200	200
Розрах. струм	121	62	31	55

Напруги у вузлах потенційних приєднань

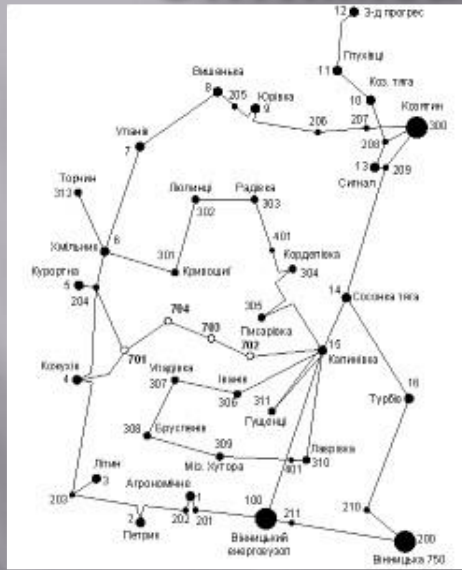
Вузли	4	6	15	204
Напруга у вузлі, кВ	110,65	110,41	113,12	110,48

Формування максимального графу EM

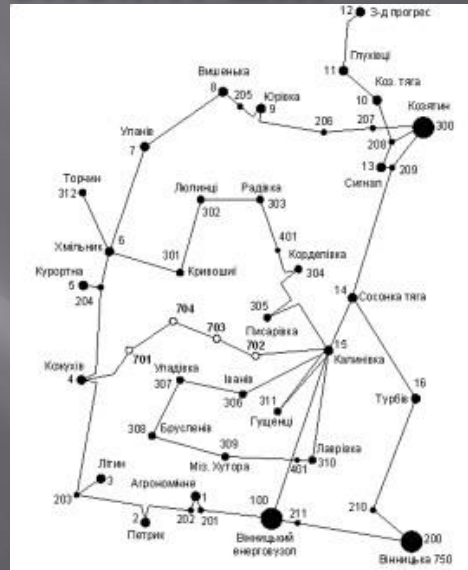


Максимальний граф

Оптимізація схеми ЕМ



Граф оптимальної схеми мережі за результатами розрахунку симплекс-методом



Оптимальна схема мережі із забезпеченням споживачів першої категорії надійності

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

ЛЕП	$I_{на1}, A$	$I_{на2}, A$	$I_{на3}, A$	$I_{на4}, A$	$I_{на5}, A$	$I_{на6}, A$	$I_{на}, A$ max	$I_{на}, A$ доп.	$I_{роз}, A$	Марка проводу
4-701	0	91,3	0	85	65,3	87,16	151,17	390	50,1	АС-120/19
701-704	91,3	0	91,3	0	25,67	3,8			90	АС-120/19
703-704	27,49	63,48	91,3	0	37,81	59,67			13,85	АС-120/19
702-703	65,3	25,67	129,23	35,3	0	21,85			45,8	АС-120/19
15-702	87,16	3,8	151,17	55,75	21,85	0			22,07	АС-120/19

Конструктивні перерізи ЛЕП

Визначення силових трансформаторів

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		U _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
701	ТДН-16000/110	16	±9X1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
702	ТДН-10000/110	10	±9X1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
703	ТМН-6300/110	6,3	±9X1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
704	ТМН-6300/110	6,3	±9X1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Параметри трансформаторів

Вибір пристроїв компенсації реактивної потужності

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma})$$

$$Q_{\Gamma} = 26,01 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 26,01 \cdot 0,34 = 8,84 \text{ (MBAp)}.$$

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l$$

$$\Sigma Q_{\text{ЛЕП}} = 0,262 + 0,262 + 0,349 + 0,209 + 0,174 = 1,26 \text{ (MBAp)}.$$

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \sum_{i=1}^k Q_{\text{П}i} = 0,95 \times 15,19 = 14,43$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 15,19 = 1,52 \text{ (MBAp)}$$

$$Q_{\text{КП}} = 14,43 + 1,52 - 8,84 - 1,26 = 5,85 \text{ (MBAp)}.$$

Регулювання напруги в мережі

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{T\sigma}$	11,709	11,522	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,67	9,514	9,357	9,2

Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	4,226	10,019	10,537	12	9,984	0,1
702	2,315	10,311	10,513	10	10,298	0,097
703	3,768	10,134	10,493	11	10,141	0,099
704	-3,283	10,782	10,514	7	10,768	0,093

Результати розрахунків з регулювання напруги

Техніко-економічні показники

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій	МВт	27,34
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5500
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	150370
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис. грн.	239565,26
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	11
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	1,5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	3,6
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	15,5
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	46,66

Дякую за увагу!

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 100.473 МВт / 883.328 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 97.280 МВт / 852.173 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.179 МВт / 21.606 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.179 МВт / 21.606 млн.кВт*г

Втрати к.к. в трансформаторах: 0.439 МВт / 3.842 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.576 МВт / 5.707 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.014 МВт / 9.548 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.193 МВт / 31.155 млн.кВт*г (3.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	фаза, град
100		-45.249	-23.638	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.258	-0.29
1		0.000	0.000	114.016	-0.36
202		0.000	0.000	113.812	-0.43
2		0.000	0.000	112.440	-0.76
203		0.000	0.000	111.425	-1.01
3		0.000	0.000	111.414	-1.01
4		0.000	0.000	110.653	-1.22
204		0.000	0.000	110.482	-1.27
5		0.000	0.000	110.441	-1.27
6		0.000	0.000	110.410	-1.30
7		0.000	0.000	111.197	-1.20
8		0.000	0.000	112.145	-0.98
205		0.000	0.000	112.715	-0.84
9		0.000	0.000	113.026	-0.74
206		0.000	0.000	114.391	-0.39
207		0.000	0.000	115.352	-0.06
300		-55.176	-31.519	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.994	-0.17
10		0.000	0.000	114.021	-0.52
11		0.000	0.000	113.773	-0.63
12		0.000	0.000	113.454	-0.76
13		0.000	0.000	114.995	-0.17
209		0.000	0.000	114.995	-0.17
14		0.000	0.000	113.300	-0.66
15		0.000	0.000	113.118	-0.71
211		0.000	0.000	115.450	-0.02
200		0.000	0.000	114.846	-0.24
210		0.000	0.000	114.607	-0.31
16		0.000	0.000	113.710	-0.55
301		0.000	0.000	33.241	-8.10

Результати розрахунків всієї мережі

302	0.000	0.000	32.474	-8.86
303	0.000	0.000	32.386	-9.30
401	0.000	0.000	32.719	-9.34
304	0.000	0.000	32.866	-9.34
305	0.000	0.000	33.234	-9.15
306	0.000	0.000	33.140	-9.36
307	0.000	0.000	32.707	-9.71
308	0.000	0.000	32.700	-9.68
309	0.000	0.000	32.888	-9.52
310	0.000	0.000	33.342	-9.16
311	0.000	0.000	33.900	-8.78
312	0.000	0.000	34.558	-6.82
10001	3.000	1.710	10.526	-3.27
10002	3.440	1.670	10.366	-4.21
10003	5.060	2.730	10.272	-4.21
1003	0.000	0.000	108.873	-3.02
2003	0.000	0.000	36.449	-3.02
3003	0.000	0.000	10.272	-4.21
10004	3.230	1.560	10.215	-4.56
10005	4.410	2.260	10.239	-4.16
1006	0.000	0.000	106.253	-4.94
2006	0.000	0.000	34.983	-6.66
3006	1.940	1.100	10.158	-4.92
10007	2.910	1.570	10.275	-4.16
10008	3.340	1.610	10.351	-4.35
1009	0.000	0.000	109.331	-3.38
2009	0.000	0.000	36.602	-3.38
3009	2.580	1.530	10.254	-4.97
10010	0.000	0.000	111.408	-2.55
20010	0.000	0.000	26.640	-2.55
30010	13.130	7.440	10.504	-3.84
100011	3.980	2.150	10.588	-3.07
100012	5.490	2.660	10.625	-2.87
10013	0.000	0.000	111.506	-2.93
20013	0.000	0.000	37.330	-2.93
30013	6.890	3.910	10.649	-2.88
10014	0.000	0.000	111.032	-2.59
20014	0.000	0.000	26.550	-2.59
30014	7.750	4.190	10.610	-2.56
10015	0.000	0.000	106.918	-4.88
20015	0.000	0.000	34.024	-8.70
30015	6.030	2.920	10.236	-4.93
100150	0.000	0.000	109.321	-3.27
200150	0.000	0.000	36.599	-3.27
300150	0.000	0.000	10.237	-4.93
10016	0.000	0.000	112.644	-1.37
20016	0.000	0.000	37.711	-1.37
30016	4.630	2.630	10.713	-1.85
100160	0.000	0.000	112.091	-1.88
200160	0.000	0.000	37.526	-1.88
300160	0.000	0.000	10.714	-1.85
3010	1.180	0.670	10.181	-9.94
3020	2.580	1.400	9.799	-12.02
3030	1.720	0.830	9.819	-12.18
3040	2.150	1.100	10.015	-11.88
3050	1.290	0.700	10.163	-11.17

Результати розрахунків всієї мережі

3060	2.260	1.280	5.761	-11.99
3070	2.470	1.190	9.930	-12.69
3080	0.650	0.390	10.031	-11.29
3090	1.290	0.620	10.077	-11.60
3100	1.400	0.800	10.329	-10.23
3110	1.080	0.580	10.284	-11.32
3120	1.400	0.720	10.579	-8.85
402	0.000	0.000	33.317	-9.19
31000	0.000	0.000	10.330	-10.23

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	3.152	1.906	3.136	1.665	0.016	0.240	0.019	4.293
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.123	-0.000
1003	3003	1.924	1.118	1.921	1.063	0.004	0.055	0.012	1.617
3	1003	1.928	1.213	1.924	1.118	0.004	0.094	0.012	2.674
20015	306	4.845	3.025	4.753	2.892	0.092	0.133	0.097	0.934
306	307	2.471	1.462	2.448	1.428	0.023	0.034	0.050	0.461
307	308	-0.045	0.074	-0.045	0.074	0.000	0.000	-0.002	0.003
308	309	-0.701	-0.314	-0.704	-0.318	0.003	0.004	-0.014	-0.200
309	402	-2.006	-0.977	-2.027	-1.001	0.020	0.024	-0.039	-0.454
402	310	-2.027	-0.979	-2.028	-0.981	0.001	0.002	-0.039	-0.027
310	20015	-3.440	-1.849	-3.495	-1.915	0.055	0.066	-0.068	-0.717
310	3100	0.450	0.249	0.448	0.238	0.002	0.012	0.009	0.570
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.062	-0.000
310	31000	0.954	0.588	0.951	0.562	0.003	0.026	0.019	0.570
100	201	21.929	10.237	21.745	10.016	0.183	0.221	0.121	1.243
201	1	21.745	10.285	21.712	10.236	0.033	0.048	0.121	0.243
1	202	18.688	8.340	18.664	8.305	0.024	0.035	0.103	0.205
202	2	18.664	8.633	18.488	8.422	0.175	0.211	0.104	1.379
2	203	15.022	6.934	14.916	6.806	0.105	0.127	0.085	1.022
203	4	9.812	4.100	9.759	4.036	0.053	0.064	0.055	0.780
4	204	6.504	2.549	6.497	2.539	0.008	0.009	0.036	0.172
204	6	2.058	0.214	2.056	0.212	0.001	0.001	0.011	0.073
305	20015	-4.386	-3.267	-4.464	-3.380	0.078	0.112	-0.095	-0.822
10015	20015	13.971	10.259	13.900	8.846	0.071	1.407	0.093	6.069
15	10015	9.908	7.765	9.874	6.639	0.033	1.122	0.064	6.579
15	14	-8.417	-6.639	-8.425	-6.657	0.008	0.018	-0.055	-0.183
14	209	-9.605	-6.913	-9.689	-7.099	0.084	0.185	-0.060	-1.703
209	300	-19.643	-11.772	-19.694	-11.884	0.050	0.111	-0.115	-0.505
6	1006	8.324	5.056	8.303	4.348	0.021	0.705	0.051	4.523
1006	2006	6.363	3.249	6.351	3.006	0.012	0.242	0.039	2.070
2006	301	4.922	2.270	4.730	2.039	0.192	0.230	0.089	1.838
302	303	0.869	-0.311	0.864	-0.317	0.005	0.006	0.016	0.126
304	305	-3.058	-2.469	-3.084	-2.507	0.026	0.038	-0.069	-0.381
209	13	9.955	5.654	9.955	5.654	0.000	0.000	0.057	0.000
13	208	3.013	1.104	3.013	1.104	0.000	0.000	0.016	0.000
208	300	-19.841	-11.884	-19.891	-11.997	0.051	0.112	-0.116	-0.506
16	10016	1.328	0.812	1.327	0.786	0.001	0.027	0.008	1.094
10016	30016	1.327	0.786	1.326	0.770	0.001	0.015	0.008	0.662
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.204	-0.000
100160	300160	3.305	1.858	3.302	1.858	0.003	0.000	0.019	0.079

Результати розрахунків всієї мережі

16	100160	3.308	1.962	3.305	1.858	0.003	0.104	0.019	1.674
301	302	3.539	1.352	3.475	1.274	0.064	0.077	0.066	0.823
303	401	-0.875	-1.240	-0.885	-1.252	0.010	0.012	-0.027	-0.324
401	304	-0.885	-1.221	-0.889	-1.227	0.004	0.006	-0.027	-0.145
14	16	-6.633	-3.377	-6.650	-3.402	0.017	0.025	-0.038	-0.413
16	210	-11.334	-5.884	-11.398	-5.978	0.064	0.093	-0.065	-0.901
210	200	-11.398	-5.550	-11.416	-5.575	0.017	0.025	-0.064	-0.239
200	211	-11.416	-5.199	-11.455	-5.271	0.039	0.072	-0.063	-0.605
211	100	-11.455	-4.959	-11.458	-4.965	0.003	0.006	-0.062	-0.050
15	100	-11.717	-8.118	-11.861	-8.436	0.143	0.317	-0.073	-2.391
15	100150	10.170	7.680	10.151	6.975	0.019	0.703	0.065	3.967
100150	300150	10.151	6.975	10.132	6.538	0.019	0.435	0.065	2.506
300150	30015	10.132	6.538	10.131	6.538	0.000	0.000	0.679	0.001
10015	30015	-4.097	-3.620	-4.104	-3.620	0.007	0.000	-0.029	-0.096
6	7	-6.294	-4.482	-6.330	-4.526	0.036	0.044	-0.040	-0.791
7	8	-9.263	-5.627	-9.320	-5.711	0.057	0.083	-0.056	-0.956
8	205	-12.686	-7.091	-12.732	-7.158	0.047	0.067	-0.075	-0.574
205	9	-12.732	-6.868	-12.755	-6.909	0.023	0.042	-0.074	-0.314
9	206	-15.360	-8.318	-15.494	-8.513	0.134	0.194	-0.089	-1.371
206	207	-15.494	-7.833	-15.579	-7.988	0.084	0.154	-0.087	-0.963
207	300	-15.579	-7.611	-15.591	-7.638	0.012	0.026	-0.087	-0.149
10014	30014	7.755	4.187	7.745	4.187	0.010	0.000	0.046	0.105
306	3060	2.275	1.430	2.259	1.279	0.017	0.151	0.047	1.391
10016	20016	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20015	311	1.096	0.628	1.093	0.624	0.003	0.004	0.021	0.130
311	3110	1.090	0.649	1.079	0.580	0.011	0.070	0.022	1.415
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.248	5.103	3.247	0.000	0.001	0.031	0.012
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.764	4.538	7.755	4.187	0.010	0.349	0.046	2.374
309	3090	1.298	0.683	1.289	0.620	0.009	0.063	0.026	1.024
13	10013	6.913	4.368	6.899	3.908	0.014	0.458	0.041	3.635
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.899	3.908	6.886	3.908	0.014	0.000	0.041	0.163
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.654	0.418	0.650	0.390	0.004	0.028	0.014	0.933
208	10	22.854	13.362	22.741	13.111	0.113	0.250	0.133	0.977
10	10010	13.153	8.496	13.137	7.841	0.016	0.652	0.079	2.720
305	3050	1.299	0.765	1.289	0.700	0.009	0.065	0.026	1.083
304	3040	2.163	1.231	2.149	1.099	0.015	0.131	0.044	1.246
303	3030	1.736	0.948	1.719	0.829	0.017	0.118	0.035	1.419
302	3020	2.601	1.603	2.578	1.399	0.023	0.203	0.054	1.588
301	3010	1.187	0.725	1.179	0.670	0.008	0.056	0.024	0.998
2006	312	1.428	0.803	1.413	0.789	0.015	0.014	0.027	0.433
312	3120	1.409	0.789	1.399	0.720	0.010	0.069	0.027	1.051
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.047
10010	20010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	13.137	7.841	13.122	7.435	0.016	0.404	0.079	1.720
10	11	9.546	4.739	9.533	4.712	0.012	0.027	0.054	0.250
11	100011	3.990	2.380	3.977	2.149	0.013	0.231	0.024	3.228
11	12	5.528	2.724	5.519	2.703	0.009	0.020	0.031	0.323
12	100012	5.500	2.920	5.487	2.658	0.013	0.261	0.032	2.502
307	3070	2.488	1.362	2.468	1.189	0.019	0.172	0.050	1.413
9	1009	2.592	1.808	2.585	1.632	0.007	0.176	0.016	3.876
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Результати розрахунків всієї мережі

1009	3009	2.585	1.632	2.578	1.529	0.007	0.102	0.016	2.336
8	10008	3.355	1.868	3.338	1.609	0.017	0.258	0.020	4.220
7	10007	2.922	1.778	2.908	1.569	0.014	0.208	0.018	4.027
204	5	4.439	2.619	4.438	2.618	0.001	0.002	0.027	0.041
5	10005	4.424	2.556	4.407	2.259	0.016	0.296	0.027	3.642
4	10004	3.244	1.807	3.228	1.559	0.016	0.247	0.019	4.164
2	10002	3.456	1.943	3.438	1.669	0.018	0.273	0.020	4.349
1	10001	3.013	1.926	2.998	1.709	0.014	0.216	0.018	4.148

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.422 МВт / 1138.678 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.660 МВт / 1092.022 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.331 МВт / 33.031 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.331 МВт / 33.031 млн.кВт*г

Втрати к.к. в трансформаторах: 0.483 МВт / 4.232 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.947 МВт / 9.393 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.431 МВт / 13.626 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.762 МВт / 46.657 млн.кВт*г (4.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	φ _{фаза} , град
100		-56.871	-38.233	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.057	-0.27
1		0.000	0.000	113.773	-0.34
202		0.000	0.000	113.527	-0.40
2		0.000	0.000	111.897	-0.70
203		0.000	0.000	110.649	-0.92
3		0.000	0.000	110.637	-0.92
4		0.000	0.000	109.600	-1.10
204		0.000	0.000	109.475	-1.16
5		0.000	0.000	109.434	-1.17
6		0.000	0.000	109.485	-1.21
7		0.000	0.000	110.484	-1.14
8		0.000	0.000	111.633	-0.94
205		0.000	0.000	112.296	-0.81
9		0.000	0.000	112.664	-0.71
206		0.000	0.000	114.217	-0.38
207		0.000	0.000	115.327	-0.06
300		-60.999	-40.048	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.890	-0.19
10		0.000	0.000	113.916	-0.54
11		0.000	0.000	113.667	-0.64
12		0.000	0.000	113.347	-0.77
13		0.000	0.000	114.889	-0.19
209		0.000	0.000	114.890	-0.19
14		0.000	0.000	111.923	-0.84
15		0.000	0.000	111.489	-0.93
211		0.000	0.000	115.419	-0.02
200		0.000	0.000	114.456	-0.31
210		0.000	0.000	114.086	-0.39
16		0.000	0.000	112.708	-0.68
301		0.000	0.000	32.758	-8.33

302	0.000	0.000	31.942	-9.15
303	0.000	0.000	31.813	-9.64
401	0.000	0.000	32.122	-9.72
304	0.000	0.000	32.259	-9.73
305	0.000	0.000	32.622	-9.55
306	0.000	0.000	32.505	-9.80
307	0.000	0.000	32.062	-10.16
308	0.000	0.000	32.055	-10.13
309	0.000	0.000	32.247	-9.96
310	0.000	0.000	32.711	-9.59
311	0.000	0.000	33.282	-9.19
312	0.000	0.000	34.158	-6.97
10001	3.000	1.710	10.501	-3.26
10002	3.440	1.670	10.312	-4.19
10003	5.060	2.730	10.194	-4.17
1003	0.000	0.000	108.075	-2.96
2003	0.000	0.000	36.182	-2.96
3003	0.000	0.000	10.195	-4.17
10004	3.230	1.560	10.110	-4.51
10005	4.410	2.260	10.140	-4.11
1006	0.000	0.000	105.157	-5.00
2006	0.000	0.000	34.588	-6.80
3006	1.940	1.100	10.053	-4.98
10007	2.910	1.570	10.204	-4.15
10008	3.340	1.610	10.300	-4.34
1009	0.000	0.000	108.953	-3.37
2009	0.000	0.000	36.476	-3.37
3009	2.580	1.530	10.217	-4.97
10010	0.000	0.000	111.299	-2.57
20010	0.000	0.000	26.614	-2.57
30010	13.130	7.440	10.494	-3.86
100011	3.980	2.150	10.578	-3.08
100012	5.490	2.660	10.614	-2.89
10013	0.000	0.000	111.396	-2.95
20013	0.000	0.000	37.294	-2.95
30013	6.890	3.910	10.639	-2.90
10014	0.000	0.000	109.624	-2.82
20014	0.000	0.000	26.213	-2.82
30014	7.750	4.190	10.475	-2.79
10015	0.000	0.000	105.173	-5.20
20015	0.000	0.000	33.409	-9.11
30015	6.030	2.920	10.070	-5.25
100150	0.000	0.000	107.618	-3.55
200150	0.000	0.000	36.029	-3.55
300150	0.000	0.000	10.071	-5.25
10016	0.000	0.000	111.631	-1.52
20016	0.000	0.000	37.372	-1.52
30016	4.630	2.630	10.616	-2.01
100160	0.000	0.000	111.074	-2.03
200160	0.000	0.000	37.186	-2.03
300160	0.000	0.000	10.616	-2.01
3010	1.180	0.670	10.025	-10.22
3020	2.580	1.400	9.624	-12.41
3030	1.720	0.830	9.632	-12.63
3040	2.150	1.100	9.818	-12.38
3050	1.290	0.700	9.965	-11.65

3060		2.260	1.280	5.642	-12.53
3070		2.470	1.190	9.719	-13.26
3080		0.650	0.390	9.823	-11.80
3090		1.290	0.620	9.870	-12.12
3100		1.400	0.800	10.128	-10.70
3110		1.080	0.580	10.082	-11.83
3120		1.400	0.720	10.450	-9.05
402		0.000	0.000	32.686	-9.62
31000		0.000	0.000	10.128	-10.70
701		0.000	0.000	109.434	-1.08
702		0.000	0.000	110.558	-0.98
703		0.000	0.000	110.181	-0.99
704		0.000	0.000	109.926	-0.95
7010		16.570	9.830	9.488	-8.46
7020		3.960	2.050	10.084	-5.13
7030		6.850	3.310	9.661	-8.53
7040		-11.500	0.000	10.499	6.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	3.152	1.910	3.136	1.665	0.016	0.244	0.019	4.322
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.124	-0.000
1003	3003	1.924	1.119	1.921	1.063	0.004	0.055	0.012	1.628
3	1003	1.928	1.215	1.924	1.119	0.004	0.095	0.012	2.692
20015	306	4.851	3.046	4.755	2.907	0.096	0.139	0.099	0.956
306	307	2.473	1.471	2.448	1.436	0.024	0.035	0.051	0.472
307	308	-0.045	0.074	-0.045	0.074	0.000	0.000	-0.002	0.003
308	309	-0.702	-0.317	-0.705	-0.321	0.003	0.004	-0.014	-0.205
309	402	-2.007	-0.983	-2.029	-1.009	0.021	0.025	-0.040	-0.465
402	310	-2.029	-0.987	-2.030	-0.989	0.001	0.002	-0.040	-0.028
310	20015	-3.441	-1.858	-3.499	-1.927	0.057	0.069	-0.069	-0.733
310	3100	0.450	0.250	0.448	0.238	0.002	0.012	0.009	0.586
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.063	-0.000
310	31000	0.954	0.589	0.951	0.562	0.003	0.027	0.020	0.586
100	201	23.532	13.506	23.301	13.228	0.230	0.277	0.135	1.444
201	1	23.301	13.496	23.259	13.435	0.042	0.061	0.136	0.285
1	202	20.235	11.538	20.204	11.492	0.032	0.046	0.118	0.246
202	2	20.204	11.819	19.975	11.543	0.228	0.274	0.119	1.636
2	203	16.508	10.048	16.362	9.872	0.145	0.175	0.100	1.254
203	4	11.259	7.154	11.174	7.052	0.085	0.102	0.069	1.055
4	204	5.930	0.845	5.924	0.838	0.006	0.007	0.031	0.127
204	6	1.485	-1.498	1.484	-1.499	0.001	0.002	0.011	-0.008
305	20015	-4.236	-3.223	-4.312	-3.334	0.076	0.110	-0.094	-0.817
10015	20015	13.831	10.284	13.758	8.841	0.073	1.438	0.094	6.208
15	10015	9.838	7.805	9.804	6.650	0.034	1.150	0.065	6.734
15	14	-17.526	-16.631	-17.568	-16.724	0.042	0.092	-0.125	-0.436
14	209	-14.383	-12.949	-14.612	-13.459	0.229	0.508	-0.100	-2.978
209	300	-22.107	-14.958	-22.175	-15.110	0.068	0.151	-0.134	-0.611
6	1006	8.506	5.230	8.484	4.473	0.022	0.754	0.053	4.703
1006	2006	6.544	3.374	6.530	3.110	0.013	0.262	0.040	2.170
2006	301	5.102	2.371	4.890	2.116	0.211	0.254	0.094	1.932
302	303	1.019	-0.254	1.013	-0.262	0.006	0.008	0.019	0.172

304	305	-2.908	-2.424	-2.933	-2.460	0.025	0.036	-0.068	-0.375
209	13	7.494	2.479	7.494	2.479	0.000	0.000	0.040	0.000
13	208	0.553	-2.072	0.553	-2.072	0.000	0.000	0.011	-0.000
208	300	-22.301	-15.066	-22.370	-15.219	0.069	0.152	-0.135	-0.611
16	10016	1.328	0.813	1.327	0.786	0.001	0.027	0.008	1.108
10016	30016	1.327	0.786	1.326	0.770	0.001	0.016	0.008	0.670
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.206	-0.000
100160	300160	3.305	1.858	3.302	1.858	0.003	0.000	0.020	0.079
16	100160	3.308	1.964	3.305	1.858	0.003	0.106	0.020	1.696
301	302	3.698	1.426	3.626	1.339	0.072	0.087	0.070	0.876
303	401	-0.727	-1.191	-0.736	-1.201	0.009	0.011	-0.025	-0.297
401	304	-0.736	-1.172	-0.739	-1.177	0.003	0.005	-0.025	-0.134
14	16	-10.997	-7.439	-11.054	-7.521	0.057	0.082	-0.068	-0.789
16	210	-15.737	-10.011	-15.877	-10.214	0.140	0.203	-0.095	-1.384
210	200	-15.877	-9.791	-15.915	-9.845	0.037	0.054	-0.094	-0.371
200	211	-15.915	-9.471	-16.001	-9.630	0.086	0.158	-0.093	-0.964
211	100	-16.001	-9.318	-16.009	-9.331	0.007	0.013	-0.092	-0.081
15	100	-16.966	-14.588	-17.330	-15.395	0.362	0.804	-0.116	-4.025
15	100150	10.101	7.723	10.081	7.000	0.019	0.720	0.066	4.063
100150	300150	10.081	7.000	10.062	6.552	0.019	0.446	0.066	2.566
300150	30015	10.062	6.552	10.061	6.552	0.000	0.000	0.687	0.001
10015	30015	-4.027	-3.634	-4.035	-3.634	0.007	0.000	-0.030	-0.095
15	702	14.498	16.528	14.392	16.376	0.105	0.152	0.114	0.933
702	703	10.399	14.116	10.365	14.067	0.034	0.049	0.091	0.377
703	704	3.426	9.626	3.412	9.606	0.014	0.020	0.053	0.254
704	701	14.807	8.212	14.758	8.142	0.048	0.069	0.089	0.496
701	4	-1.984	-4.823	-1.989	-4.830	0.005	0.007	-0.027	-0.165
6	7	-7.048	-6.373	-7.104	-6.441	0.056	0.067	-0.050	-1.001
7	8	-10.037	-7.553	-10.115	-7.667	0.078	0.113	-0.066	-1.156
8	205	-13.480	-9.054	-13.539	-9.139	0.059	0.085	-0.084	-0.667
205	9	-13.539	-8.851	-13.568	-8.903	0.029	0.052	-0.083	-0.370
9	206	-16.173	-10.317	-16.336	-10.553	0.162	0.235	-0.098	-1.560
206	207	-16.336	-9.875	-16.439	-10.063	0.102	0.187	-0.096	-1.112
207	300	-16.439	-9.686	-16.453	-9.718	0.014	0.032	-0.095	-0.174
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.252	5.103	3.251	0.000	0.001	0.032	0.012
100160	200160	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.765	4.547	7.755	4.187	0.010	0.358	0.046	2.419
309	3090	1.299	0.686	1.289	0.620	0.010	0.066	0.026	1.055
13	10013	6.913	4.368	6.899	3.908	0.014	0.459	0.041	3.640
10013	20013	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
10013	30013	6.899	3.908	6.886	3.908	0.014	0.000	0.041	0.163
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.654	0.419	0.650	0.390	0.005	0.029	0.014	0.960
208	10	22.854	13.367	22.741	13.115	0.113	0.251	0.133	0.979
10	10010	13.153	8.498	13.137	7.842	0.016	0.654	0.079	2.724
10010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	13.137	7.842	13.122	7.435	0.016	0.405	0.079	1.722
10	11	9.546	4.741	9.533	4.714	0.012	0.027	0.054	0.251
11	100011	3.990	2.381	3.977	2.149	0.013	0.231	0.024	3.232
11	12	5.528	2.725	5.519	2.704	0.009	0.020	0.031	0.323
701	7010	16.725	13.096	16.560	9.824	0.165	3.259	0.112	11.302
704	7040	-11.409	1.523	-11.493	-0.000	0.084	1.517	-0.060	0.887
703	7030	6.929	4.557	6.846	3.308	0.083	1.245	0.043	10.273
702	7020	3.984	2.443	3.958	2.049	0.026	0.392	0.024	5.532

305	3050	1.299	0.768	1.289	0.700	0.010	0.068	0.027	1.113
304	3040	2.164	1.236	2.149	1.099	0.015	0.137	0.045	1.282
303	3030	1.737	0.953	1.719	0.829	0.018	0.123	0.036	1.458
302	3020	2.602	1.610	2.578	1.399	0.023	0.210	0.055	1.627
301	3010	1.188	0.727	1.179	0.670	0.008	0.057	0.025	1.018
2006	312	1.429	0.805	1.413	0.791	0.015	0.014	0.027	0.438
312	3120	1.409	0.791	1.399	0.720	0.010	0.071	0.027	1.068
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.047
12	100012	5.500	2.920	5.487	2.658	0.013	0.261	0.032	2.506
7	10007	2.922	1.781	2.908	1.569	0.014	0.211	0.018	4.053
307	3070	2.489	1.370	2.468	1.189	0.020	0.180	0.051	1.458
8	10008	3.355	1.870	3.338	1.609	0.017	0.260	0.020	4.240
10014	30014	7.755	4.187	7.745	4.187	0.010	0.000	0.046	0.106
306	3060	2.276	1.437	2.259	1.279	0.018	0.157	0.048	1.433
9	1009	2.592	1.810	2.585	1.632	0.007	0.177	0.016	3.890
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.585	1.632	2.578	1.529	0.007	0.103	0.016	2.344
10016	20016	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20015	311	1.097	0.632	1.093	0.628	0.003	0.004	0.022	0.132
311	3110	1.091	0.652	1.079	0.580	0.011	0.072	0.022	1.455
204	5	4.439	2.624	4.438	2.622	0.001	0.002	0.027	0.042
5	10005	4.424	2.562	4.407	2.259	0.017	0.302	0.027	3.673
4	10004	3.245	1.813	3.228	1.559	0.017	0.253	0.020	4.202
2	10002	3.456	1.946	3.438	1.669	0.018	0.276	0.020	4.369
1	10001	3.013	1.927	2.998	1.709	0.014	0.217	0.018	4.157

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 130.074 МВт / 1145.202 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.660 МВт / 1092.022 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.889 МВт / 38.559 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.889 МВт / 38.559 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.432 МВт / 3.783 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.093 МВт / 10.838 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.525 МВт / 14.621 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.414 МВт / 53.181 млн.кВт*г (4.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	фаза, град
100		-57.320	-40.782	110.000	0.00
201		0.000	0.000	108.434	-0.29
1		0.000	0.000	108.125	-0.36
202		0.000	0.000	107.857	-0.42
2		0.000	0.000	106.085	-0.74
203		0.000	0.000	104.726	-0.98
3		0.000	0.000	104.713	-0.98
4		0.000	0.000	103.575	-1.17
204		0.000	0.000	103.439	-1.23
5		0.000	0.000	103.395	-1.24
6		0.000	0.000	103.444	-1.29
7		0.000	0.000	104.530	-1.22
8		0.000	0.000	105.781	-1.01
205		0.000	0.000	106.502	-0.87
9		0.000	0.000	106.903	-0.76
206		0.000	0.000	108.593	-0.41
207		0.000	0.000	109.809	-0.07
300		-61.205	-42.130	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.343	-0.20
10		0.000	0.000	108.307	-0.59
11		0.000	0.000	108.042	-0.70
12		0.000	0.000	107.702	-0.85
13		0.000	0.000	109.342	-0.20
209		0.000	0.000	109.342	-0.20
14		0.000	0.000	106.099	-0.90
15		0.000	0.000	105.621	-0.99
211		0.000	0.000	109.911	-0.03
200		0.000	0.000	108.857	-0.33
210		0.000	0.000	108.454	-0.42
16		0.000	0.000	106.958	-0.73
301		0.000	0.000	30.293	-9.41

302	0.000	0.000	29.392	-10.36
303	0.000	0.000	29.247	-10.93
401	0.000	0.000	29.586	-11.03
304	0.000	0.000	29.736	-11.05
305	0.000	0.000	30.134	-10.85
306	0.000	0.000	30.004	-11.13
307	0.000	0.000	29.517	-11.55
308	0.000	0.000	29.511	-11.51
309	0.000	0.000	29.723	-11.32
310	0.000	0.000	30.233	-10.89
311	0.000	0.000	30.858	-10.43
312	0.000	0.000	31.847	-7.86
10001	3.000	1.710	9.938	-3.60
10002	3.440	1.670	9.730	-4.64
10003	5.060	2.730	9.602	-4.62
1003	0.000	0.000	101.973	-3.26
2003	0.000	0.000	34.139	-3.26
3003	0.000	0.000	9.602	-4.62
10004	3.230	1.560	9.508	-5.00
10005	4.410	2.260	9.540	-4.55
1006	0.000	0.000	98.588	-5.60
2006	0.000	0.000	32.311	-7.68
3006	1.940	1.100	9.425	-5.58
10007	2.910	1.570	9.611	-4.59
10008	3.340	1.610	9.715	-4.81
1009	0.000	0.000	102.933	-3.73
2009	0.000	0.000	34.460	-3.73
3009	2.580	1.530	9.628	-5.52
10010	0.000	0.000	105.523	-2.84
20010	0.000	0.000	25.233	-2.84
30010	13.130	7.440	9.933	-4.29
100011	3.980	2.150	10.022	-3.41
100012	5.490	2.660	10.061	-3.20
10013	0.000	0.000	105.644	-3.27
20013	0.000	0.000	35.368	-3.27
30013	6.890	3.910	10.088	-3.21
10014	0.000	0.000	103.660	-3.11
20014	0.000	0.000	24.787	-3.11
30014	7.750	4.190	9.904	-3.07
10015	0.000	0.000	98.586	-5.82
20015	0.000	0.000	30.996	-10.34
30015	6.030	2.920	9.440	-5.89
100150	0.000	0.000	101.298	-3.95
200150	0.000	0.000	33.913	-3.95
300150	0.000	0.000	9.441	-5.89
10016	0.000	0.000	105.818	-1.67
20016	0.000	0.000	35.426	-1.67
30016	4.630	2.630	10.057	-2.21
100160	0.000	0.000	105.229	-2.24
200160	0.000	0.000	35.229	-2.24
300160	0.000	0.000	10.057	-2.21
3010	1.180	0.670	9.226	-11.64
3020	2.580	1.400	8.780	-14.25
3030	1.720	0.830	8.787	-14.51
3040	2.150	1.100	8.993	-14.19
3050	1.290	0.700	9.157	-13.32

3060		2.260	1.280	5.171	-14.36
3070		2.470	1.190	8.883	-15.24
3080		0.650	0.390	9.000	-13.50
3090		1.290	0.620	9.051	-13.88
3100		1.400	0.800	9.336	-12.20
3110		1.080	0.580	9.286	-13.52
3120		1.400	0.720	9.701	-10.27
402		0.000	0.000	30.205	-10.92
31000		0.000	0.000	9.336	-12.20
701		0.000	0.000	103.390	-1.14
702		0.000	0.000	104.609	-1.05
703		0.000	0.000	104.198	-1.05
704		0.000	0.000	103.918	-1.00
7010		16.570	9.830	8.823	-9.55
7020		3.960	2.050	9.480	-5.71
7030		6.850	3.310	9.013	-9.61
7040		-11.500	0.000	9.911	7.53

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	3.155	1.941	3.136	1.665	0.018	0.275	0.020	4.638
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.132	-0.000
1003	3003	1.925	1.126	1.921	1.063	0.004	0.063	0.013	1.746
3	1003	1.929	1.234	1.925	1.126	0.004	0.108	0.013	2.890
20015	306	4.878	3.144	4.763	2.978	0.114	0.165	0.108	1.053
306	307	2.479	1.512	2.449	1.469	0.029	0.042	0.056	0.520
307	308	-0.047	0.071	-0.047	0.071	0.000	0.000	-0.002	0.002
308	309	-0.704	-0.330	-0.708	-0.335	0.004	0.005	-0.015	-0.228
309	402	-2.012	-1.013	-2.037	-1.044	0.025	0.030	-0.044	-0.513
402	310	-2.037	-1.025	-2.039	-1.027	0.001	0.002	-0.044	-0.031
310	20015	-3.450	-1.899	-3.518	-1.981	0.068	0.082	-0.075	-0.804
310	3100	0.450	0.252	0.448	0.238	0.002	0.014	0.010	0.651
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.068	-0.000
310	31000	0.955	0.594	0.951	0.562	0.004	0.032	0.021	0.650
100	201	23.768	14.426	23.501	14.104	0.267	0.321	0.146	1.568
201	1	23.501	14.346	23.452	14.275	0.049	0.070	0.146	0.310
1	202	20.428	12.350	20.391	12.297	0.037	0.053	0.127	0.269
202	2	20.391	12.592	20.125	12.272	0.265	0.318	0.128	1.778
2	203	16.657	10.697	16.487	10.492	0.169	0.204	0.108	1.366
203	4	11.383	7.681	11.282	7.560	0.100	0.120	0.076	1.157
4	204	5.969	1.003	5.962	0.995	0.007	0.008	0.034	0.139
204	6	1.522	-1.405	1.521	-1.406	0.001	0.002	0.012	-0.003
305	20015	-4.246	-3.289	-4.337	-3.421	0.091	0.132	-0.103	-0.896
10015	20015	13.919	10.831	13.832	9.110	0.086	1.714	0.103	6.997
15	10015	9.883	8.279	9.842	6.923	0.040	1.350	0.070	7.528
15	14	-17.628	-17.684	-17.677	-17.794	0.049	0.110	-0.136	-0.481
14	209	-14.395	-13.650	-14.664	-14.246	0.268	0.593	-0.108	-3.256
209	300	-22.140	-15.575	-22.218	-15.747	0.077	0.172	-0.143	-0.658
6	1006	8.583	5.582	8.556	4.690	0.026	0.888	0.057	5.300
1006	2006	6.616	3.591	6.600	3.278	0.016	0.312	0.044	2.472
2006	301	5.168	2.516	4.914	2.211	0.252	0.304	0.103	2.136
302	303	1.024	-0.237	1.017	-0.246	0.007	0.009	0.021	0.197

304	305	-2.912	-2.469	-2.942	-2.513	0.030	0.043	-0.074	-0.411
209	13	7.476	2.215	7.476	2.215	0.000	0.000	0.041	0.000
13	208	0.534	-2.370	0.534	-2.370	0.000	0.000	0.013	-0.000
208	300	-22.335	-15.685	-22.413	-15.859	0.078	0.173	-0.144	-0.658
16	10016	1.328	0.818	1.327	0.788	0.001	0.030	0.008	1.176
10016	30016	1.327	0.788	1.326	0.770	0.001	0.018	0.008	0.711
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.217	-0.000
100160	300160	3.305	1.858	3.302	1.858	0.004	0.000	0.021	0.083
16	100160	3.309	1.976	3.305	1.858	0.004	0.118	0.021	1.800
301	302	3.722	1.505	3.635	1.401	0.087	0.104	0.076	0.972
303	401	-0.726	-1.204	-0.737	-1.217	0.010	0.013	-0.028	-0.323
401	304	-0.737	-1.191	-0.741	-1.197	0.004	0.006	-0.027	-0.146
14	16	-11.091	-7.940	-11.158	-8.036	0.066	0.096	-0.074	-0.863
16	210	-15.837	-10.571	-15.999	-10.807	0.162	0.235	-0.103	-1.502
210	200	-15.999	-10.424	-16.043	-10.487	0.043	0.063	-0.101	-0.404
200	211	-16.043	-10.149	-16.144	-10.333	0.100	0.183	-0.101	-1.055
211	100	-16.144	-10.050	-16.152	-10.066	0.008	0.015	-0.100	-0.089
15	100	-16.975	-15.349	-17.399	-16.289	0.422	0.937	-0.125	-4.395
15	100150	10.159	8.200	10.136	7.351	0.023	0.846	0.071	4.548
100150	300150	10.136	7.351	10.114	6.825	0.023	0.524	0.071	2.869
300150	30015	10.114	6.825	10.112	6.825	0.000	0.000	0.745	0.001
10015	30015	-4.077	-3.907	-4.086	-3.907	0.009	0.000	-0.033	-0.101
15	702	14.511	17.304	14.387	17.125	0.123	0.178	0.123	1.014
702	703	10.391	14.794	10.351	14.736	0.040	0.058	0.100	0.411
703	704	3.401	10.096	3.384	10.072	0.017	0.024	0.059	0.279
704	701	14.770	8.478	14.715	8.399	0.054	0.078	0.094	0.532
701	4	-2.052	-5.092	-2.058	-5.100	0.006	0.008	-0.031	-0.184
6	7	-7.085	-6.670	-7.150	-6.749	0.065	0.079	-0.054	-1.088
7	8	-10.084	-7.959	-10.175	-8.092	0.091	0.132	-0.071	-1.259
8	205	-13.542	-9.561	-13.610	-9.660	0.068	0.099	-0.090	-0.725
205	9	-13.610	-9.400	-13.643	-9.461	0.033	0.061	-0.090	-0.404
9	206	-16.249	-10.950	-16.438	-11.223	0.188	0.272	-0.106	-1.696
206	207	-16.438	-10.611	-16.557	-10.829	0.119	0.217	-0.104	-1.218
207	300	-16.557	-10.487	-16.574	-10.525	0.017	0.037	-0.103	-0.191
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.289	5.104	3.289	0.000	0.001	0.033	0.012
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.767	4.589	7.756	4.187	0.011	0.400	0.049	2.579
309	3090	1.301	0.698	1.289	0.620	0.011	0.078	0.029	1.184
13	10013	6.916	4.420	6.901	3.908	0.015	0.511	0.043	3.869
10013	20013	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10013	30013	6.901	3.908	6.886	3.908	0.015	0.000	0.043	0.171
100150	200150	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.655	0.425	0.650	0.390	0.006	0.035	0.015	1.072
208	10	22.869	13.652	22.742	13.371	0.126	0.280	0.140	1.041
10	10010	13.157	8.622	13.139	7.889	0.017	0.730	0.084	2.908
10010	20010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	13.139	7.889	13.122	7.435	0.017	0.452	0.084	1.838
10	11	9.548	4.862	9.534	4.831	0.014	0.031	0.057	0.267
11	100011	3.992	2.407	3.977	2.149	0.014	0.258	0.025	3.440
11	12	5.529	2.778	5.519	2.755	0.010	0.023	0.033	0.344
701	7010	16.751	13.608	16.560	9.824	0.191	3.769	0.120	12.408
704	7040	-11.398	1.709	-11.493	-0.000	0.094	1.702	-0.064	1.175
703	7030	6.941	4.744	6.846	3.308	0.095	1.430	0.047	11.273
702	7020	3.987	2.495	3.958	2.049	0.030	0.444	0.026	5.965

305	3050	1.301	0.780	1.289	0.700	0.012	0.080	0.029	1.242
304	3040	2.167	1.263	2.149	1.099	0.018	0.163	0.049	1.442
303	3030	1.740	0.978	1.719	0.829	0.021	0.148	0.039	1.646
302	3020	2.607	1.653	2.578	1.399	0.028	0.252	0.061	1.836
301	3010	1.189	0.738	1.179	0.670	0.010	0.068	0.027	1.130
2006	312	1.432	0.819	1.414	0.802	0.018	0.016	0.029	0.473
312	3120	1.411	0.802	1.399	0.720	0.012	0.082	0.029	1.175
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.013	0.050
12	100012	5.501	2.950	5.487	2.658	0.015	0.291	0.033	2.667
7	10007	2.924	1.808	2.908	1.569	0.016	0.238	0.019	4.349
307	3070	2.493	1.405	2.468	1.189	0.024	0.215	0.056	1.648
8	10008	3.357	1.903	3.338	1.609	0.019	0.292	0.021	4.550
10014	30014	7.756	4.187	7.745	4.187	0.011	0.000	0.049	0.111
306	3060	2.280	1.467	2.259	1.279	0.021	0.187	0.052	1.607
9	1009	2.594	1.846	2.586	1.645	0.008	0.199	0.017	4.179
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.586	1.645	2.578	1.529	0.008	0.116	0.017	2.517
10016	20016	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.099	0.649	1.095	0.645	0.004	0.005	0.024	0.145
311	3110	1.093	0.665	1.079	0.580	0.014	0.085	0.024	1.620
204	5	4.440	2.657	4.439	2.655	0.001	0.002	0.029	0.044
5	10005	4.426	2.601	4.407	2.259	0.019	0.341	0.029	3.948
4	10004	3.247	1.846	3.228	1.559	0.019	0.286	0.021	4.525
2	10002	3.459	1.980	3.438	1.669	0.021	0.310	0.022	4.685
1	10001	3.014	1.952	2.998	1.709	0.016	0.242	0.019	4.428

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.931 МВт / 1133.749 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.660 МВт / 1092.022 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.901 МВт / 28.761 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.901 МВт / 28.761 млн.кВт*г

Втрати к.к. в трансформаторах: 0.536 МВт / 4.700 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.834 МВт / 8.267 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.370 МВт / 12.966 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.271 МВт / 41.728 млн.кВт*г (3.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	φ _{аза} , град
100		-56.528	-36.107	121.000	0.00
201		0.000	0.000	119.661	-0.25
1		0.000	0.000	119.398	-0.32
202		0.000	0.000	119.171	-0.37
2		0.000	0.000	117.660	-0.66
203		0.000	0.000	116.504	-0.87
3		0.000	0.000	116.493	-0.87
4		0.000	0.000	115.539	-1.03
204		0.000	0.000	115.423	-1.09
5		0.000	0.000	115.384	-1.09
6		0.000	0.000	115.437	-1.14
7		0.000	0.000	116.365	-1.06
8		0.000	0.000	117.430	-0.88
205		0.000	0.000	118.045	-0.76
9		0.000	0.000	118.384	-0.66
206		0.000	0.000	119.823	-0.35
207		0.000	0.000	120.842	-0.06
300		-60.848	-38.256	121.000	0.00
208		0.000	0.000	120.430	-0.17
10		0.000	0.000	119.511	-0.49
11		0.000	0.000	119.277	-0.59
12		0.000	0.000	118.975	-0.71
13		0.000	0.000	120.430	-0.17
209		0.000	0.000	120.430	-0.17
14		0.000	0.000	117.692	-0.78
15		0.000	0.000	117.295	-0.86
211		0.000	0.000	120.925	-0.02
200		0.000	0.000	120.039	-0.28
210		0.000	0.000	119.696	-0.36
16		0.000	0.000	118.416	-0.63
301		0.000	0.000	35.093	-7.45

302	0.000	0.000	34.344	-8.17
303	0.000	0.000	34.226	-8.59
401	0.000	0.000	34.512	-8.66
304	0.000	0.000	34.639	-8.67
305	0.000	0.000	34.974	-8.51
306	0.000	0.000	34.866	-8.73
307	0.000	0.000	34.457	-9.05
308	0.000	0.000	34.450	-9.02
309	0.000	0.000	34.627	-8.87
310	0.000	0.000	35.055	-8.55
311	0.000	0.000	35.583	-8.20
312	0.000	0.000	36.375	-6.24
10001	3.000	1.710	11.060	-2.96
10002	3.440	1.670	10.885	-3.80
10003	5.060	2.730	10.777	-3.78
1003	0.000	0.000	114.084	-2.70
2003	0.000	0.000	38.194	-2.70
3003	0.000	0.000	10.777	-3.78
10004	3.230	1.560	10.701	-4.09
10005	4.410	2.260	10.728	-3.73
1006	0.000	0.000	111.516	-4.50
2006	0.000	0.000	36.777	-6.09
3006	1.940	1.100	10.662	-4.49
10007	2.910	1.570	10.788	-3.76
10008	3.340	1.610	10.876	-3.94
1009	0.000	0.000	114.898	-3.06
2009	0.000	0.000	38.466	-3.06
3009	2.580	1.530	10.797	-4.50
10010	0.000	0.000	117.041	-2.33
20010	0.000	0.000	27.987	-2.33
30010	13.130	7.440	11.051	-3.50
100011	3.980	2.150	11.130	-2.80
100012	5.490	2.660	11.164	-2.63
10013	0.000	0.000	117.120	-2.68
20013	0.000	0.000	39.210	-2.68
30013	6.890	3.910	11.187	-2.64
10014	0.000	0.000	115.517	-2.57
20014	0.000	0.000	27.622	-2.57
30014	7.750	4.190	11.039	-2.54
10015	0.000	0.000	111.539	-4.68
20015	0.000	0.000	35.700	-8.12
30015	6.030	2.920	10.678	-4.73
100150	0.000	0.000	113.775	-3.22
200150	0.000	0.000	38.090	-3.22
300150	0.000	0.000	10.679	-4.73
10016	0.000	0.000	117.396	-1.39
20016	0.000	0.000	39.302	-1.39
30016	4.630	2.630	11.170	-1.83
100160	0.000	0.000	116.866	-1.86
200160	0.000	0.000	39.125	-1.86
300160	0.000	0.000	11.171	-1.84
3010	1.180	0.670	10.779	-9.09
3020	2.580	1.400	10.412	-10.98
3030	1.720	0.830	10.420	-11.17
3040	2.150	1.100	10.590	-10.96
3050	1.290	0.700	10.726	-10.33

3060		2.260	1.280	6.083	-11.09
3070		2.470	1.190	10.500	-11.72
3080		0.650	0.390	10.594	-10.46
3090		1.290	0.620	10.638	-10.74
3100		1.400	0.800	10.875	-9.51
3110		1.080	0.580	10.833	-10.49
3120		1.400	0.720	11.166	-8.07
402		0.000	0.000	35.031	-8.57
31000		0.000	0.000	10.876	-9.51
701		0.000	0.000	115.387	-1.02
702		0.000	0.000	116.432	-0.92
703		0.000	0.000	116.083	-0.93
704		0.000	0.000	115.849	-0.90
7010		16.570	9.830	10.128	-7.57
7020		3.960	2.050	10.676	-4.64
7030		6.850	3.310	10.289	-7.65
7040		-11.500	0.000	11.075	5.94

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	3.151	1.884	3.136	1.665	0.015	0.218	0.018	4.050
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.117	-0.000
1003	3003	1.924	1.113	1.921	1.063	0.003	0.050	0.011	1.526
3	1003	1.927	1.199	1.924	1.113	0.003	0.085	0.011	2.522
20015	306	4.831	2.974	4.749	2.854	0.082	0.119	0.092	0.880
306	307	2.469	1.441	2.447	1.410	0.021	0.030	0.047	0.434
307	308	-0.044	0.075	-0.044	0.075	0.000	0.000	-0.001	0.004
308	309	-0.700	-0.307	-0.703	-0.311	0.003	0.003	-0.013	-0.188
309	402	-2.004	-0.960	-2.023	-0.982	0.018	0.022	-0.037	-0.427
402	310	-2.023	-0.957	-2.024	-0.959	0.001	0.001	-0.037	-0.025
310	20015	-3.435	-1.827	-3.485	-1.886	0.049	0.059	-0.064	-0.677
310	3100	0.449	0.248	0.448	0.238	0.002	0.011	0.008	0.535
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.059	-0.000
310	31000	0.954	0.585	0.951	0.562	0.003	0.023	0.018	0.535
100	201	23.348	12.729	23.145	12.485	0.202	0.243	0.127	1.340
201	1	23.145	12.780	23.108	12.727	0.037	0.053	0.127	0.264
1	202	20.085	10.854	20.057	10.814	0.028	0.040	0.110	0.227
202	2	20.057	11.174	19.858	10.934	0.199	0.239	0.111	1.517
2	203	16.392	9.514	16.265	9.362	0.126	0.152	0.093	1.161
203	4	11.161	6.730	11.088	6.642	0.073	0.088	0.064	0.971
4	204	5.902	0.706	5.896	0.700	0.005	0.006	0.030	0.117
204	6	1.458	-1.578	1.456	-1.579	0.001	0.001	0.011	-0.011
305	20015	-4.229	-3.172	-4.294	-3.268	0.065	0.095	-0.087	-0.754
10015	20015	13.769	9.874	13.706	8.633	0.062	1.235	0.088	5.599
15	10015	9.807	7.448	9.777	6.445	0.030	0.999	0.061	6.115
15	14	-17.453	-15.798	-17.489	-15.878	0.036	0.079	-0.116	-0.400
14	209	-14.379	-12.376	-14.578	-12.819	0.199	0.441	-0.093	-2.748
209	300	-22.084	-14.432	-22.145	-14.566	0.061	0.134	-0.126	-0.570
6	1006	8.451	4.966	8.431	4.310	0.019	0.653	0.049	4.241
1006	2006	6.491	3.210	6.480	2.984	0.011	0.226	0.037	1.940
2006	301	5.054	2.263	4.872	2.045	0.181	0.218	0.087	1.773
302	303	1.016	-0.266	1.010	-0.273	0.005	0.007	0.018	0.153

304	305	-2.905	-2.388	-2.927	-2.419	0.021	0.031	-0.063	-0.346
209	13	7.506	2.689	7.506	2.689	0.000	0.000	0.038	0.000
13	208	0.564	-1.836	0.564	-1.836	0.000	0.000	0.009	-0.000
208	300	-22.278	-14.537	-22.340	-14.673	0.061	0.135	-0.127	-0.570
16	10016	1.327	0.809	1.327	0.785	0.001	0.024	0.008	1.048
10016	30016	1.327	0.785	1.326	0.770	0.001	0.014	0.008	0.634
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.195	-0.000
100160	300160	3.304	1.858	3.302	1.858	0.003	0.000	0.019	0.075
16	100160	3.307	1.954	3.304	1.858	0.003	0.095	0.019	1.604
301	302	3.682	1.368	3.620	1.294	0.062	0.074	0.065	0.802
303	401	-0.728	-1.180	-0.735	-1.189	0.007	0.009	-0.023	-0.277
401	304	-0.735	-1.155	-0.738	-1.159	0.003	0.004	-0.023	-0.124
14	16	-10.925	-7.037	-10.974	-7.108	0.049	0.071	-0.064	-0.728
16	210	-15.661	-9.553	-15.784	-9.732	0.123	0.178	-0.089	-1.285
210	200	-15.784	-9.266	-15.817	-9.313	0.033	0.047	-0.088	-0.344
200	211	-15.817	-8.902	-15.892	-9.040	0.075	0.138	-0.087	-0.888
211	100	-15.892	-8.698	-15.899	-8.710	0.006	0.012	-0.086	-0.075
15	100	-16.965	-13.965	-17.282	-14.668	0.316	0.700	-0.108	-3.718
15	100150	10.059	7.363	10.042	6.735	0.017	0.625	0.061	3.686
100150	300150	10.042	6.735	10.025	6.347	0.017	0.387	0.061	2.330
300150	30015	10.025	6.347	10.024	6.347	0.000	0.000	0.640	0.001
10015	30015	-3.992	-3.429	-3.998	-3.429	0.006	0.000	-0.027	-0.090
15	702	14.491	15.878	14.400	15.746	0.090	0.131	0.106	0.865
702	703	10.408	13.549	10.379	13.507	0.029	0.042	0.085	0.349
703	704	3.449	9.226	3.437	9.209	0.012	0.017	0.049	0.234
704	701	14.839	7.984	14.796	7.922	0.043	0.062	0.084	0.465
701	4	-1.929	-4.628	-1.933	-4.634	0.004	0.006	-0.025	-0.151
6	7	-7.023	-6.149	-7.072	-6.208	0.048	0.058	-0.047	-0.931
7	8	-10.004	-7.225	-10.072	-7.324	0.068	0.098	-0.061	-1.071
8	205	-13.437	-8.633	-13.488	-8.707	0.051	0.074	-0.078	-0.619
205	9	-13.488	-8.388	-13.513	-8.434	0.025	0.046	-0.078	-0.341
9	206	-16.118	-9.777	-16.261	-9.983	0.142	0.206	-0.092	-1.445
206	207	-16.261	-9.238	-16.350	-9.402	0.089	0.163	-0.090	-1.021
207	300	-16.350	-8.988	-16.363	-9.016	0.013	0.028	-0.089	-0.158
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.224	5.103	3.223	0.000	0.000	0.030	0.011
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.763	4.511	7.754	4.187	0.009	0.322	0.044	2.280
309	3090	1.297	0.677	1.289	0.620	0.008	0.057	0.024	0.956
13	10013	6.911	4.324	6.898	3.908	0.012	0.415	0.039	3.438
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.898	3.908	6.886	3.908	0.012	0.000	0.039	0.155
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.654	0.415	0.650	0.390	0.004	0.025	0.013	0.874
208	10	22.843	13.111	22.741	12.884	0.102	0.226	0.126	0.923
10	10010	13.150	8.394	13.136	7.802	0.014	0.590	0.075	2.563
10010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	13.136	7.802	13.122	7.435	0.014	0.365	0.075	1.621
10	11	9.545	4.627	9.533	4.603	0.011	0.025	0.051	0.236
11	100011	3.989	2.358	3.977	2.149	0.012	0.209	0.022	3.050
11	12	5.528	2.676	5.520	2.657	0.008	0.018	0.030	0.305
701	7010	16.705	12.695	16.560	9.824	0.145	2.860	0.105	10.404
704	7040	-11.417	1.369	-11.493	-0.000	0.075	1.363	-0.057	0.669
703	7030	6.919	4.410	6.846	3.308	0.073	1.097	0.041	9.456
702	7020	3.981	2.400	3.958	2.049	0.023	0.350	0.023	5.164

305	3050	1.298	0.758	1.289	0.700	0.008	0.059	0.025	1.013
304	3040	2.162	1.217	2.149	1.099	0.013	0.117	0.041	1.159
303	3030	1.734	0.935	1.719	0.829	0.015	0.105	0.033	1.314
302	3020	2.598	1.579	2.578	1.399	0.020	0.179	0.051	1.469
301	3010	1.186	0.719	1.179	0.670	0.007	0.050	0.023	0.930
2006	312	1.426	0.794	1.413	0.782	0.014	0.012	0.026	0.410
312	3120	1.408	0.782	1.399	0.720	0.009	0.062	0.026	0.982
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.045
12	100012	5.499	2.895	5.487	2.658	0.012	0.236	0.030	2.364
7	10007	2.921	1.758	2.908	1.569	0.013	0.189	0.017	3.799
307	3070	2.486	1.344	2.468	1.189	0.017	0.154	0.047	1.313
8	10008	3.353	1.843	3.338	1.609	0.016	0.233	0.019	3.974
10014	30014	7.754	4.187	7.745	4.187	0.009	0.000	0.044	0.100
306	3060	2.274	1.415	2.259	1.279	0.015	0.135	0.044	1.299
9	1009	2.591	1.781	2.584	1.622	0.006	0.159	0.015	3.642
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.584	1.622	2.578	1.529	0.006	0.092	0.015	2.196
10016	20016	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.095	0.618	1.092	0.615	0.003	0.003	0.020	0.122
311	3110	1.089	0.643	1.079	0.580	0.010	0.063	0.020	1.326
204	5	4.439	2.598	4.438	2.597	0.001	0.001	0.026	0.039
5	10005	4.422	2.529	4.407	2.259	0.015	0.270	0.025	3.438
4	10004	3.243	1.785	3.228	1.559	0.015	0.226	0.018	3.927
2	10002	3.454	1.918	3.438	1.669	0.016	0.248	0.019	4.097
1	10001	3.011	1.905	2.998	1.709	0.013	0.196	0.017	3.919

ДОДАТОК І

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.422 МВт / 1138.678 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.660 МВт / 1092.022 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.331 МВт / 33.031 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.331 МВт / 33.031 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.483 МВт / 4.232 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.947 МВт / 9.393 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.431 МВт / 13.626 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.762 МВт / 46.657 млн.кВт*г (4.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	фаза, град
100		-56.871	-38.233	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.057	-0.27
1		0.000	0.000	113.773	-0.34
202		0.000	0.000	113.527	-0.40
2		0.000	0.000	111.897	-0.70
203		0.000	0.000	110.649	-0.92
3		0.000	0.000	110.637	-0.92
4		0.000	0.000	109.600	-1.10
204		0.000	0.000	109.475	-1.16
5		0.000	0.000	109.434	-1.17
6		0.000	0.000	109.485	-1.21
7		0.000	0.000	110.484	-1.14
8		0.000	0.000	111.633	-0.94
205		0.000	0.000	112.296	-0.81
9		0.000	0.000	112.664	-0.71
206		0.000	0.000	114.217	-0.38
207		0.000	0.000	115.327	-0.06
300		-60.999	-40.048	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.890	-0.19
10		0.000	0.000	113.916	-0.54
11		0.000	0.000	113.667	-0.64
12		0.000	0.000	113.347	-0.77
13		0.000	0.000	114.889	-0.19
209		0.000	0.000	114.890	-0.19
14		0.000	0.000	111.923	-0.84
15		0.000	0.000	111.489	-0.93
211		0.000	0.000	115.419	-0.02
200		0.000	0.000	114.456	-0.31
210		0.000	0.000	114.086	-0.39
16		0.000	0.000	112.708	-0.68
301		0.000	0.000	32.758	-8.33

302	0.000	0.000	31.942	-9.15
303	0.000	0.000	31.813	-9.64
401	0.000	0.000	32.122	-9.72
304	0.000	0.000	32.259	-9.73
305	0.000	0.000	32.622	-9.55
306	0.000	0.000	32.505	-9.80
307	0.000	0.000	32.062	-10.16
308	0.000	0.000	32.055	-10.13
309	0.000	0.000	32.247	-9.96
310	0.000	0.000	32.711	-9.59
311	0.000	0.000	33.282	-9.19
312	0.000	0.000	34.158	-6.97
10001	3.000	1.710	10.501	-3.26
10002	3.440	1.670	10.312	-4.19
10003	5.060	2.730	10.194	-4.17
1003	0.000	0.000	108.075	-2.96
2003	0.000	0.000	36.182	-2.96
3003	0.000	0.000	10.195	-4.17
10004	3.230	1.560	10.110	-4.51
10005	4.410	2.260	10.140	-4.11
1006	0.000	0.000	105.157	-5.00
2006	0.000	0.000	34.588	-6.80
3006	1.940	1.100	10.053	-4.98
10007	2.910	1.570	10.204	-4.15
10008	3.340	1.610	10.300	-4.34
1009	0.000	0.000	108.953	-3.37
2009	0.000	0.000	36.476	-3.37
3009	2.580	1.530	10.217	-4.97
10010	0.000	0.000	111.299	-2.57
20010	0.000	0.000	26.614	-2.57
30010	13.130	7.440	10.494	-3.86
100011	3.980	2.150	10.578	-3.08
100012	5.490	2.660	10.614	-2.89
10013	0.000	0.000	111.396	-2.95
20013	0.000	0.000	37.294	-2.95
30013	6.890	3.910	10.639	-2.90
10014	0.000	0.000	109.624	-2.82
20014	0.000	0.000	26.213	-2.82
30014	7.750	4.190	10.475	-2.79
10015	0.000	0.000	105.173	-5.20
20015	0.000	0.000	33.409	-9.11
30015	6.030	2.920	10.070	-5.25
100150	0.000	0.000	107.618	-3.55
200150	0.000	0.000	36.029	-3.55
300150	0.000	0.000	10.071	-5.25
10016	0.000	0.000	111.631	-1.52
20016	0.000	0.000	37.372	-1.52
30016	4.630	2.630	10.616	-2.01
100160	0.000	0.000	111.074	-2.03
200160	0.000	0.000	37.186	-2.03
300160	0.000	0.000	10.616	-2.01
3010	1.180	0.670	10.025	-10.22
3020	2.580	1.400	9.624	-12.41
3030	1.720	0.830	9.632	-12.63
3040	2.150	1.100	9.818	-12.38
3050	1.290	0.700	9.965	-11.65

3060		2.260	1.280	5.642	-12.53
3070		2.470	1.190	9.719	-13.26
3080		0.650	0.390	9.823	-11.80
3090		1.290	0.620	9.870	-12.12
3100		1.400	0.800	10.128	-10.70
3110		1.080	0.580	10.082	-11.83
3120		1.400	0.720	10.450	-9.05
402		0.000	0.000	32.686	-9.62
31000		0.000	0.000	10.128	-10.70
701		0.000	0.000	109.434	-1.08
702		0.000	0.000	110.558	-0.98
703		0.000	0.000	110.181	-0.99
704		0.000	0.000	109.926	-0.95
7010		16.570	9.830	9.079	-8.46
7020		3.960	2.050	9.791	-5.13
7030		6.850	3.310	9.246	-8.53
7040		-11.500	0.000	10.824	6.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	3.152	1.910	3.136	1.665	0.016	0.244	0.019	4.322
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.124	-0.000
1003	3003	1.924	1.119	1.921	1.063	0.004	0.055	0.012	1.628
3	1003	1.928	1.215	1.924	1.119	0.004	0.095	0.012	2.692
20015	306	4.851	3.046	4.755	2.907	0.096	0.139	0.099	0.956
306	307	2.473	1.471	2.448	1.436	0.024	0.035	0.051	0.472
307	308	-0.045	0.074	-0.045	0.074	0.000	0.000	-0.002	0.003
308	309	-0.702	-0.317	-0.705	-0.321	0.003	0.004	-0.014	-0.205
309	402	-2.007	-0.983	-2.029	-1.009	0.021	0.025	-0.040	-0.465
402	310	-2.029	-0.987	-2.030	-0.989	0.001	0.002	-0.040	-0.028
310	20015	-3.441	-1.858	-3.499	-1.927	0.057	0.069	-0.069	-0.733
310	3100	0.450	0.250	0.448	0.238	0.002	0.012	0.009	0.586
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.063	-0.000
310	31000	0.954	0.589	0.951	0.562	0.003	0.027	0.020	0.586
100	201	23.532	13.506	23.301	13.228	0.230	0.277	0.135	1.444
201	1	23.301	13.496	23.259	13.435	0.042	0.061	0.136	0.285
1	202	20.235	11.538	20.204	11.492	0.032	0.046	0.118	0.246
202	2	20.204	11.819	19.975	11.543	0.228	0.274	0.119	1.636
2	203	16.508	10.048	16.362	9.872	0.145	0.175	0.100	1.254
203	4	11.259	7.154	11.174	7.052	0.085	0.102	0.069	1.055
4	204	5.930	0.845	5.924	0.838	0.006	0.007	0.031	0.127
204	6	1.485	-1.498	1.484	-1.499	0.001	0.002	0.011	-0.008
305	20015	-4.236	-3.223	-4.312	-3.334	0.076	0.110	-0.094	-0.817
10015	20015	13.831	10.284	13.758	8.841	0.073	1.438	0.094	6.208
15	10015	9.838	7.805	9.804	6.650	0.034	1.150	0.065	6.734
15	14	-17.526	-16.631	-17.568	-16.724	0.042	0.092	-0.125	-0.436
14	209	-14.383	-12.949	-14.612	-13.459	0.229	0.508	-0.100	-2.978
209	300	-22.107	-14.958	-22.175	-15.110	0.068	0.151	-0.134	-0.611
6	1006	8.506	5.230	8.484	4.473	0.022	0.754	0.053	4.703
1006	2006	6.544	3.374	6.530	3.110	0.013	0.262	0.040	2.170
2006	301	5.102	2.371	4.890	2.116	0.211	0.254	0.094	1.932
302	303	1.019	-0.254	1.013	-0.262	0.006	0.008	0.019	0.172

304	305	-2.908	-2.424	-2.933	-2.460	0.025	0.036	-0.068	-0.375
209	13	7.494	2.479	7.494	2.479	0.000	0.000	0.040	0.000
13	208	0.553	-2.072	0.553	-2.072	0.000	0.000	0.011	-0.000
208	300	-22.301	-15.066	-22.370	-15.219	0.069	0.152	-0.135	-0.611
16	10016	1.328	0.813	1.327	0.786	0.001	0.027	0.008	1.108
10016	30016	1.327	0.786	1.326	0.770	0.001	0.016	0.008	0.670
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.206	-0.000
100160	300160	3.305	1.858	3.302	1.858	0.003	0.000	0.020	0.079
16	100160	3.308	1.964	3.305	1.858	0.003	0.106	0.020	1.696
301	302	3.698	1.426	3.626	1.339	0.072	0.087	0.070	0.876
303	401	-0.727	-1.191	-0.736	-1.201	0.009	0.011	-0.025	-0.297
401	304	-0.736	-1.172	-0.739	-1.177	0.003	0.005	-0.025	-0.134
14	16	-10.997	-7.439	-11.054	-7.521	0.057	0.082	-0.068	-0.789
16	210	-15.737	-10.011	-15.877	-10.214	0.140	0.203	-0.095	-1.384
210	200	-15.877	-9.791	-15.915	-9.845	0.037	0.054	-0.094	-0.371
200	211	-15.915	-9.471	-16.001	-9.630	0.086	0.158	-0.093	-0.964
211	100	-16.001	-9.318	-16.009	-9.331	0.007	0.013	-0.092	-0.081
15	100	-16.966	-14.588	-17.330	-15.395	0.362	0.804	-0.116	-4.025
15	100150	10.101	7.723	10.081	7.000	0.019	0.720	0.066	4.063
100150	300150	10.081	7.000	10.062	6.552	0.019	0.446	0.066	2.566
300150	30015	10.062	6.552	10.061	6.552	0.000	0.000	0.687	0.001
10015	30015	-4.027	-3.634	-4.035	-3.634	0.007	0.000	-0.030	-0.095
15	702	14.498	16.528	14.392	16.376	0.105	0.152	0.114	0.933
702	703	10.399	14.116	10.365	14.067	0.034	0.049	0.091	0.377
703	704	3.426	9.626	3.412	9.606	0.014	0.020	0.053	0.254
704	701	14.807	8.212	14.758	8.142	0.048	0.069	0.089	0.496
701	4	-1.984	-4.823	-1.989	-4.830	0.005	0.007	-0.027	-0.165
6	7	-7.048	-6.373	-7.104	-6.441	0.056	0.067	-0.050	-1.001
7	8	-10.037	-7.553	-10.115	-7.667	0.078	0.113	-0.066	-1.156
8	205	-13.480	-9.054	-13.539	-9.139	0.059	0.085	-0.084	-0.667
205	9	-13.539	-8.851	-13.568	-8.903	0.029	0.052	-0.083	-0.370
9	206	-16.173	-10.317	-16.336	-10.553	0.162	0.235	-0.098	-1.560
206	207	-16.336	-9.875	-16.439	-10.063	0.102	0.187	-0.096	-1.112
207	300	-16.439	-9.686	-16.453	-9.718	0.014	0.032	-0.095	-0.174
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.252	5.103	3.251	0.000	0.001	0.032	0.012
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.765	4.547	7.755	4.187	0.010	0.358	0.046	2.419
309	3090	1.299	0.686	1.289	0.620	0.010	0.066	0.026	1.055
13	10013	6.913	4.368	6.899	3.908	0.014	0.459	0.041	3.640
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.899	3.908	6.886	3.908	0.014	0.000	0.041	0.163
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.654	0.419	0.650	0.390	0.005	0.029	0.014	0.960
208	10	22.854	13.367	22.741	13.115	0.113	0.251	0.133	0.979
10	10010	13.153	8.498	13.137	7.842	0.016	0.654	0.079	2.724
10010	20010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	13.137	7.842	13.122	7.435	0.016	0.405	0.079	1.722
10	11	9.546	4.741	9.533	4.714	0.012	0.027	0.054	0.251
11	100011	3.990	2.381	3.977	2.149	0.013	0.231	0.024	3.232
11	12	5.528	2.725	5.519	2.704	0.009	0.020	0.031	0.323
701	7010	16.725	13.096	16.560	9.824	0.165	3.259	0.112	11.302
704	7040	-11.409	1.523	-11.493	-0.000	0.084	1.517	-0.060	0.887
703	7030	6.929	4.557	6.846	3.308	0.083	1.245	0.043	10.273
702	7020	3.984	2.443	3.958	2.049	0.026	0.392	0.024	5.532

305	3050	1.299	0.768	1.289	0.700	0.010	0.068	0.027	1.113
304	3040	2.164	1.236	2.149	1.099	0.015	0.137	0.045	1.282
303	3030	1.737	0.953	1.719	0.829	0.018	0.123	0.036	1.458
302	3020	2.602	1.610	2.578	1.399	0.023	0.210	0.055	1.627
301	3010	1.188	0.727	1.179	0.670	0.008	0.057	0.025	1.018
2006	312	1.429	0.805	1.413	0.791	0.015	0.014	0.027	0.438
312	3120	1.409	0.791	1.399	0.720	0.010	0.071	0.027	1.068
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.047
12	100012	5.500	2.920	5.487	2.658	0.013	0.261	0.032	2.506
7	10007	2.922	1.781	2.908	1.569	0.014	0.211	0.018	4.053
307	3070	2.489	1.370	2.468	1.189	0.020	0.180	0.051	1.458
8	10008	3.355	1.870	3.338	1.609	0.017	0.260	0.020	4.240
10014	30014	7.755	4.187	7.745	4.187	0.010	0.000	0.046	0.106
306	3060	2.276	1.437	2.259	1.279	0.018	0.157	0.048	1.433
9	1009	2.592	1.810	2.585	1.632	0.007	0.177	0.016	3.890
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.585	1.632	2.578	1.529	0.007	0.103	0.016	2.344
10016	20016	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20015	311	1.097	0.632	1.093	0.628	0.003	0.004	0.022	0.132
311	3110	1.091	0.652	1.079	0.580	0.011	0.072	0.022	1.455
204	5	4.439	2.624	4.438	2.622	0.001	0.002	0.027	0.042
5	10005	4.424	2.562	4.407	2.259	0.017	0.302	0.027	3.673
4	10004	3.245	1.813	3.228	1.559	0.017	0.253	0.020	4.202
2	10002	3.456	1.946	3.438	1.669	0.018	0.276	0.020	4.369
1	10001	3.013	1.927	2.998	1.709	0.014	0.217	0.018	4.157

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

1-й рік

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 111.819 МВт / 983.314 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 108.090 МВт / 946.868 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.587 МВт / 25.648 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.587 МВт / 25.648 млн.кВт*г

Втрати х.к. в трансформаторах: 0.456 МВт / 3.998 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.686 МВт / 6.800 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.142 МВт / 10.798 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.729 МВт / 36.446 млн.кВт*г (3.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	φ _{нав} , град
100		-52.726	-28.293	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.251	-0.29
1		0.000	0.000	114.007	-0.37
202		0.000	0.000	113.801	-0.43
2		0.000	0.000	112.420	-0.76
203		0.000	0.000	111.397	-1.01
3		0.000	0.000	111.386	-1.01
4		0.000	0.000	110.615	-1.22
204		0.000	0.000	110.441	-1.27
5		0.000	0.000	110.400	-1.28
6		0.000	0.000	110.364	-1.31
7		0.000	0.000	111.161	-1.20
8		0.000	0.000	112.120	-0.98
205		0.000	0.000	112.694	-0.84
9		0.000	0.000	113.008	-0.74
206		0.000	0.000	114.383	-0.39
207		0.000	0.000	115.350	-0.06
300		-59.039	-34.332	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.941	-0.19
10		0.000	0.000	113.967	-0.54
11		0.000	0.000	113.719	-0.64
12		0.000	0.000	113.399	-0.77
13		0.000	0.000	114.941	-0.19
209		0.000	0.000	114.941	-0.19
14		0.000	0.000	112.600	-0.87
15		0.000	0.000	112.294	-0.96
211		0.000	0.000	115.434	-0.02
200		0.000	0.000	114.652	-0.31
210		0.000	0.000	114.346	-0.40
16		0.000	0.000	113.202	-0.70
301		0.000	0.000	33.098	-8.28

302	0.000	0.000	32.292	-9.08
303	0.000	0.000	32.163	-9.55
401	0.000	0.000	32.468	-9.62
304	0.000	0.000	32.602	-9.63
305	0.000	0.000	32.960	-9.45
306	0.000	0.000	32.843	-9.69
307	0.000	0.000	32.405	-10.04
308	0.000	0.000	32.399	-10.01
309	0.000	0.000	32.588	-9.85
310	0.000	0.000	33.047	-9.48
311	0.000	0.000	33.611	-9.09
312	0.000	0.000	34.482	-6.95
10001	3.000	1.710	10.525	-3.27
10002	3.440	1.670	10.364	-4.22
10003	5.060	2.730	10.269	-4.21
1003	0.000	0.000	108.844	-3.02
2003	0.000	0.000	36.439	-3.02
3003	0.000	0.000	10.269	-4.21
10004	3.230	1.560	10.212	-4.57
10005	4.410	2.260	10.235	-4.17
1006	0.000	0.000	106.090	-5.02
2006	0.000	0.000	34.908	-6.79
3006	1.940	1.100	10.143	-5.01
10007	2.910	1.570	10.272	-4.17
10008	3.340	1.610	10.348	-4.35
1009	0.000	0.000	109.313	-3.38
2009	0.000	0.000	36.596	-3.38
3009	2.580	1.530	10.252	-4.97
10010	0.000	0.000	111.352	-2.57
20010	0.000	0.000	26.627	-2.57
30010	13.130	7.440	10.499	-3.86
100011	3.980	2.150	10.583	-3.08
100012	5.490	2.660	10.619	-2.89
10013	0.000	0.000	111.450	-2.95
20013	0.000	0.000	37.312	-2.95
30013	6.890	3.910	10.644	-2.90
10014	0.000	0.000	110.316	-2.83
20014	0.000	0.000	26.379	-2.83
30014	7.750	4.190	10.541	-2.80
10015	0.000	0.000	106.070	-5.17
20015	0.000	0.000	33.736	-9.01
30015	6.030	2.920	10.155	-5.22
100150	0.000	0.000	108.480	-3.55
200150	0.000	0.000	36.318	-3.55
300150	0.000	0.000	10.156	-5.23
10016	0.000	0.000	112.130	-1.54
20016	0.000	0.000	37.539	-1.54
30016	4.630	2.630	10.664	-2.02
100160	0.000	0.000	111.576	-2.04
200160	0.000	0.000	37.354	-2.04
300160	0.000	0.000	10.664	-2.02
3010	1.180	0.670	10.135	-10.13
3020	2.580	1.400	9.739	-12.27
3030	1.720	0.830	9.746	-12.48
3040	2.150	1.100	9.929	-12.22
3050	1.290	0.700	10.075	-11.50

3060		2.260	1.280	5.705	-12.36
3070		2.470	1.190	9.831	-13.08
3080		0.650	0.390	9.934	-11.65
3090		1.290	0.620	9.980	-11.96
3100		1.400	0.800	10.235	-10.57
3110		1.080	0.580	10.190	-11.68
3120		1.400	0.720	10.555	-8.99
402		0.000	0.000	33.021	-9.51
31000		0.000	0.000	10.235	-10.57
702		0.000	0.000	111.793	-1.08
703		0.000	0.000	111.630	-1.11
7030		6.850	3.310	9.394	-8.44
7020		3.960	2.050	9.770	-5.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	3.152	1.906	3.136	1.665	0.016	0.240	0.019	4.295
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.123	-0.000
1003	3003	1.924	1.118	1.921	1.063	0.004	0.055	0.012	1.618
3	1003	1.928	1.213	1.924	1.118	0.004	0.094	0.012	2.675
20015	306	4.848	3.035	4.754	2.899	0.094	0.136	0.098	0.945
306	307	2.472	1.467	2.448	1.432	0.024	0.035	0.050	0.466
307	308	-0.045	0.074	-0.045	0.074	0.000	0.000	-0.002	0.003
308	309	-0.702	-0.316	-0.705	-0.320	0.003	0.004	-0.014	-0.203
309	402	-2.007	-0.980	-2.028	-1.005	0.021	0.025	-0.039	-0.459
402	310	-2.028	-0.983	-2.029	-0.985	0.001	0.002	-0.039	-0.027
310	20015	-3.440	-1.853	-3.496	-1.921	0.056	0.067	-0.068	-0.725
310	3100	0.450	0.250	0.448	0.238	0.002	0.012	0.009	0.579
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.062	-0.000
310	31000	0.954	0.588	0.951	0.562	0.003	0.026	0.020	0.579
100	201	22.028	10.322	21.842	10.099	0.185	0.223	0.121	1.251
201	1	21.842	10.367	21.808	10.318	0.034	0.049	0.122	0.245
1	202	18.784	8.423	18.760	8.387	0.025	0.036	0.104	0.206
202	2	18.760	8.715	18.582	8.501	0.177	0.213	0.105	1.388
2	203	15.115	7.013	15.008	6.883	0.107	0.129	0.085	1.030
203	4	9.904	4.177	9.850	4.111	0.054	0.065	0.056	0.790
4	204	6.595	2.623	6.587	2.614	0.008	0.010	0.037	0.176
204	6	2.148	0.288	2.147	0.286	0.001	0.002	0.011	0.079
305	20015	-4.244	-3.200	-4.318	-3.308	0.075	0.108	-0.093	-0.807
10015	20015	13.830	10.205	13.759	8.793	0.071	1.406	0.093	6.112
15	10015	9.838	7.741	9.804	6.611	0.034	1.126	0.064	6.640
15	14	-15.206	-10.584	-15.230	-10.638	0.024	0.053	-0.095	-0.309
14	209	-13.290	-9.423	-13.451	-9.779	0.160	0.355	-0.083	-2.354
209	300	-21.526	-13.116	-21.587	-13.251	0.061	0.135	-0.126	-0.559
6	1006	8.488	5.201	8.466	4.461	0.022	0.737	0.052	4.652
1006	2006	6.526	3.362	6.513	3.105	0.013	0.256	0.040	2.145
2006	301	5.084	2.368	4.877	2.119	0.206	0.248	0.093	1.909
302	303	1.009	-0.242	1.003	-0.249	0.006	0.007	0.019	0.170
304	305	-2.917	-2.403	-2.941	-2.439	0.024	0.035	-0.067	-0.370
209	13	8.075	4.316	8.075	4.316	0.000	0.000	0.046	0.000
13	208	1.133	-0.234	1.133	-0.234	0.000	0.000	0.006	0.000
208	300	-21.721	-13.226	-21.782	-13.362	0.061	0.136	-0.128	-0.560

16	10016	1.328	0.813	1.327	0.786	0.001	0.027	0.008	1.104
10016	30016	1.327	0.786	1.326	0.770	0.001	0.016	0.008	0.667
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.205	-0.000
100160	300160	3.305	1.858	3.302	1.858	0.003	0.000	0.020	0.079
16	100160	3.308	1.963	3.305	1.858	0.003	0.105	0.020	1.689
301	302	3.686	1.431	3.616	1.346	0.070	0.085	0.069	0.866
303	401	-0.736	-1.174	-0.745	-1.185	0.008	0.010	-0.025	-0.294
401	304	-0.745	-1.154	-0.748	-1.159	0.003	0.005	-0.024	-0.132
14	16	-9.752	-4.864	-9.790	-4.919	0.038	0.054	-0.056	-0.607
16	210	-14.473	-7.405	-14.579	-7.558	0.105	0.153	-0.083	-1.150
210	200	-14.579	-7.133	-14.607	-7.174	0.028	0.041	-0.082	-0.307
200	211	-14.607	-6.799	-14.672	-6.918	0.065	0.119	-0.081	-0.784
211	100	-14.672	-6.606	-14.678	-6.616	0.005	0.010	-0.080	-0.066
15	100	-15.760	-10.775	-16.021	-11.354	0.260	0.577	-0.098	-3.222
15	100150	10.098	7.659	10.080	6.951	0.019	0.705	0.065	4.006
100150	300150	10.080	6.951	10.061	6.512	0.019	0.437	0.065	2.530
300150	30015	10.061	6.512	10.059	6.512	0.000	0.000	0.680	0.001
10015	30015	-4.026	-3.594	-4.033	-3.594	0.007	0.000	-0.029	-0.094
6	7	-6.367	-4.554	-6.404	-4.599	0.037	0.045	-0.041	-0.802
7	8	-9.337	-5.700	-9.395	-5.785	0.058	0.085	-0.057	-0.966
8	205	-12.761	-7.166	-12.808	-7.235	0.047	0.068	-0.075	-0.579
205	9	-12.808	-6.944	-12.831	-6.986	0.023	0.042	-0.075	-0.317
9	206	-15.436	-8.395	-15.572	-8.592	0.135	0.196	-0.090	-1.381
206	207	-15.572	-7.913	-15.658	-8.070	0.085	0.156	-0.088	-0.970
207	300	-15.658	-7.693	-15.670	-7.719	0.012	0.027	-0.087	-0.150
10014	30014	7.755	4.187	7.745	4.187	0.010	0.000	0.046	0.105
306	3060	2.276	1.433	2.259	1.279	0.017	0.154	0.047	1.413
10016	20016	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.096	0.630	1.093	0.626	0.003	0.004	0.022	0.131
311	3110	1.091	0.651	1.079	0.580	0.011	0.071	0.022	1.436
10014	20014	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.248	5.103	3.247	0.000	0.001	0.031	0.012
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.765	4.542	7.755	4.187	0.010	0.353	0.046	2.405
309	3090	1.299	0.684	1.289	0.620	0.009	0.064	0.026	1.041
13	10013	6.913	4.368	6.899	3.908	0.014	0.459	0.041	3.638
10013	20013	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10013	30013	6.899	3.908	6.886	3.908	0.014	0.000	0.041	0.163
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.654	0.418	0.650	0.390	0.005	0.028	0.014	0.947
208	10	22.854	13.364	22.741	13.113	0.113	0.250	0.133	0.978
10	10010	13.153	8.497	13.137	7.841	0.016	0.653	0.079	2.722
15	702	10.973	6.808	10.937	6.756	0.036	0.052	0.066	0.505
702	703	6.944	4.510	6.936	4.499	0.007	0.011	0.043	0.164
703	7030	6.926	4.518	6.846	3.308	0.080	1.206	0.043	10.089
702	7020	3.983	2.433	3.958	2.049	0.025	0.383	0.024	5.464
305	3050	1.299	0.766	1.289	0.700	0.010	0.066	0.026	1.099
304	3040	2.164	1.233	2.149	1.099	0.015	0.134	0.044	1.264
303	3030	1.736	0.950	1.719	0.829	0.017	0.120	0.035	1.437
302	3020	2.601	1.605	2.578	1.399	0.023	0.205	0.055	1.604
301	3010	1.187	0.726	1.179	0.670	0.008	0.056	0.024	1.005
2006	312	1.428	0.803	1.413	0.789	0.015	0.014	0.027	0.434
312	3120	1.409	0.789	1.399	0.720	0.010	0.070	0.027	1.056
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.047
10010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

7	10007	2.922	1.778	2.908	1.569	0.014	0.208	0.018	4.029
10010	30010	13.137	7.841	13.122	7.435	0.016	0.404	0.079	1.721
8	10008	3.355	1.868	3.338	1.609	0.017	0.258	0.020	4.221
10	11	9.546	4.740	9.533	4.713	0.012	0.027	0.054	0.250
11	100011	3.990	2.381	3.977	2.149	0.013	0.231	0.024	3.231
9	1009	2.592	1.808	2.585	1.632	0.007	0.176	0.016	3.877
1009	3009	2.585	1.632	2.578	1.529	0.007	0.102	0.016	2.336
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	5.528	2.724	5.519	2.704	0.009	0.020	0.031	0.323
12	100012	5.500	2.920	5.487	2.658	0.013	0.261	0.032	2.505
307	3070	2.488	1.366	2.468	1.189	0.020	0.176	0.050	1.437
204	5	4.439	2.619	4.438	2.618	0.001	0.002	0.027	0.041
5	10005	4.424	2.556	4.407	2.259	0.016	0.296	0.027	3.644
4	10004	3.245	1.808	3.228	1.559	0.016	0.248	0.019	4.167
2	10002	3.456	1.943	3.438	1.669	0.018	0.273	0.020	4.350
1	10001	3.013	1.926	2.998	1.709	0.014	0.216	0.018	4.149

2-й рік

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.784 МВт / 1142.272 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.660 МВт / 1092.022 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.679 МВт / 36.481 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.679 МВт / 36.481 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.481 МВт / 4.213 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.964 МВт / 9.557 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.445 МВт / 13.770 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.124 МВт / 50.250 млн.кВт*г (4.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	φ _{фаза} , град
100		-57.033	-38.512	115.500	0.00
201		0.000	0.000	113.671	-0.21
1		0.000	0.000	113.306	-0.27
202		0.000	0.000	112.980	-0.32
2		0.000	0.000	110.854	-0.54
203		0.000	0.000	109.157	-0.69
3		0.000	0.000	109.145	-0.69
4		0.000	0.000	107.578	-0.78
204		0.000	0.000	107.563	-0.86
5		0.000	0.000	107.521	-0.87
6		0.000	0.000	107.768	-0.96
7		0.000	0.000	109.157	-0.97
8		0.000	0.000	110.680	-0.83
205		0.000	0.000	111.516	-0.72
9		0.000	0.000	111.988	-0.63
206		0.000	0.000	113.892	-0.35
207		0.000	0.000	115.280	-0.06
300		-61.200	-40.609	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.938	-0.19
10		0.000	0.000	113.964	-0.54
11		0.000	0.000	113.716	-0.64
12		0.000	0.000	113.396	-0.77
13		0.000	0.000	114.938	-0.19
209		0.000	0.000	114.938	-0.19
14		0.000	0.000	112.559	-0.87
15		0.000	0.000	112.245	-0.96
211		0.000	0.000	115.433	-0.02
200		0.000	0.000	114.640	-0.31
210		0.000	0.000	114.330	-0.40
16		0.000	0.000	113.172	-0.70
301		0.000	0.000	32.476	-8.18

302	0.000	0.000	31.748	-9.06
303	0.000	0.000	31.727	-9.59
401	0.000	0.000	32.122	-9.71
304	0.000	0.000	32.299	-9.73
305	0.000	0.000	32.701	-9.57
306	0.000	0.000	32.649	-9.82
307	0.000	0.000	32.208	-10.19
308	0.000	0.000	32.201	-10.15
309	0.000	0.000	32.392	-9.99
310	0.000	0.000	32.854	-9.62
311	0.000	0.000	33.422	-9.22
312	0.000	0.000	33.738	-6.74
10001	3.000	1.710	10.455	-3.21
10002	3.440	1.670	10.207	-4.10
10003	5.060	2.730	10.046	-4.03
1003	0.000	0.000	106.541	-2.78
2003	0.000	0.000	35.668	-2.78
3003	0.000	0.000	10.046	-4.03
10004	3.230	1.560	9.909	-4.32
10005	4.410	2.260	9.950	-3.92
1006	0.000	0.000	103.737	-4.77
2006	0.000	0.000	34.174	-6.57
3006	1.940	1.100	9.917	-4.75
10007	2.910	1.570	10.072	-4.05
10008	3.340	1.610	10.205	-4.29
1009	0.000	0.000	108.249	-3.32
2009	0.000	0.000	36.240	-3.32
3009	2.580	1.530	10.149	-4.95
10010	0.000	0.000	111.349	-2.57
20010	0.000	0.000	26.626	-2.57
30010	13.130	7.440	10.499	-3.86
100011	3.980	2.150	10.582	-3.08
100012	5.490	2.660	10.619	-2.89
10013	0.000	0.000	111.447	-2.95
20013	0.000	0.000	37.311	-2.95
30013	6.890	3.910	10.644	-2.90
10014	0.000	0.000	110.275	-2.83
20014	0.000	0.000	26.369	-2.83
30014	7.750	4.190	10.537	-2.80
10015	0.000	0.000	105.777	-5.22
20015	0.000	0.000	33.548	-9.14
30015	6.030	2.920	10.128	-5.27
100150	0.000	0.000	108.281	-3.58
200150	0.000	0.000	36.251	-3.58
300150	0.000	0.000	10.129	-5.28
10016	0.000	0.000	112.100	-1.54
20016	0.000	0.000	37.529	-1.54
30016	4.630	2.630	10.661	-2.02
100160	0.000	0.000	111.545	-2.04
200160	0.000	0.000	37.344	-2.04
300160	0.000	0.000	10.661	-2.02
3010	1.180	0.670	9.934	-10.11
3020	2.580	1.400	9.560	-12.36
3030	1.720	0.830	9.604	-12.61
3040	2.150	1.100	9.830	-12.37
3050	1.290	0.700	9.991	-11.65

3060		2.260	1.280	5.669	-12.54
3070		2.470	1.190	9.767	-13.26
3080		0.650	0.390	9.870	-11.81
3090		1.290	0.620	9.917	-12.13
3100		1.400	0.800	10.174	-10.72
3110		1.080	0.580	10.128	-11.84
3120		1.400	0.720	10.314	-8.87
402		0.000	0.000	32.829	-9.65
31000		0.000	0.000	10.174	-10.72
701		0.000	0.000	107.072	-0.70
702		0.000	0.000	111.744	-1.07
703		0.000	0.000	111.581	-1.11
704		0.000	0.000	107.243	-0.52
7010		16.570	9.830	8.833	-8.46
7020		3.960	2.050	9.908	-5.13
7030		6.850	3.310	9.389	-8.44
7040		-11.500	0.000	10.554	7.48

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	10003	3.153	1.917	3.136	1.665	0.017	0.251	0.019	4.371
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.126	-0.000
1003	3003	1.924	1.121	1.921	1.063	0.004	0.057	0.012	1.647
3	1003	1.928	1.219	1.924	1.121	0.004	0.098	0.012	2.723
20015	306	4.849	3.041	4.754	2.903	0.095	0.137	0.098	0.952
306	307	2.472	1.469	2.448	1.434	0.024	0.035	0.051	0.470
307	308	-0.045	0.074	-0.045	0.074	0.000	0.000	-0.002	0.003
308	309	-0.702	-0.317	-0.705	-0.320	0.003	0.004	-0.014	-0.204
309	402	-2.007	-0.982	-2.028	-1.007	0.021	0.025	-0.040	-0.463
402	310	-2.028	-0.986	-2.029	-0.987	0.001	0.002	-0.040	-0.028
310	20015	-3.441	-1.856	-3.498	-1.924	0.057	0.068	-0.069	-0.730
310	3100	0.450	0.250	0.448	0.238	0.002	0.012	0.009	0.584
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.063	-0.000
310	31000	0.954	0.589	0.951	0.562	0.003	0.027	0.020	0.583
100	201	26.184	20.129	25.842	19.716	0.342	0.411	0.165	1.830
201	1	25.842	19.982	25.779	19.892	0.062	0.090	0.166	0.365
1	202	22.756	17.993	22.706	17.921	0.049	0.072	0.148	0.326
202	2	22.706	18.245	22.348	17.814	0.356	0.429	0.149	2.130
2	203	18.882	16.305	18.634	16.007	0.247	0.297	0.130	1.700
203	4	13.530	13.266	13.354	13.054	0.175	0.211	0.100	1.581
4	204	4.672	-3.175	4.666	-3.181	0.005	0.007	0.030	0.018
204	6	0.227	-5.537	0.218	-5.547	0.009	0.011	0.030	-0.203
305	20015	-4.421	-3.590	-4.508	-3.717	0.087	0.126	-0.100	-0.876
10015	20015	14.027	10.711	13.952	9.214	0.075	1.491	0.096	6.403
15	10015	9.933	8.044	9.898	6.864	0.035	1.175	0.066	6.891
15	14	-15.339	-10.957	-15.364	-11.013	0.025	0.055	-0.097	-0.317
14	209	-13.352	-9.639	-13.517	-10.004	0.164	0.363	-0.084	-2.392
209	300	-21.559	-13.228	-21.620	-13.364	0.061	0.136	-0.127	-0.562
6	1006	8.304	4.799	8.283	4.079	0.021	0.718	0.051	4.376
1006	2006	6.343	2.980	6.330	2.734	0.012	0.244	0.039	1.971
2006	301	4.901	1.991	4.709	1.760	0.191	0.230	0.089	1.804
302	303	0.847	-0.604	0.841	-0.612	0.006	0.008	0.019	0.069

304	305	-3.088	-2.784	-3.118	-2.828	0.030	0.044	-0.074	-0.412
209	13	8.042	4.204	8.042	4.204	0.000	0.000	0.046	0.000
13	208	1.101	-0.346	1.101	-0.346	0.000	0.000	0.006	0.000
208	300	-21.753	-13.338	-21.815	-13.476	0.062	0.137	-0.128	-0.563
16	10016	1.328	0.813	1.327	0.786	0.001	0.027	0.008	1.104
10016	30016	1.327	0.786	1.326	0.770	0.001	0.016	0.008	0.668
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.205	-0.000
100160	300160	3.305	1.858	3.302	1.858	0.003	0.000	0.020	0.079
16	100160	3.308	1.963	3.305	1.858	0.003	0.105	0.020	1.689
301	302	3.518	1.068	3.454	0.992	0.063	0.076	0.065	0.794
303	401	-0.899	-1.542	-0.914	-1.559	0.014	0.017	-0.032	-0.379
401	304	-0.914	-1.529	-0.919	-1.537	0.006	0.008	-0.032	-0.172
14	16	-9.824	-5.023	-9.863	-5.079	0.039	0.056	-0.056	-0.618
16	210	-14.546	-7.565	-14.654	-7.721	0.107	0.155	-0.083	-1.164
210	200	-14.654	-7.296	-14.682	-7.338	0.029	0.042	-0.083	-0.311
200	211	-14.682	-6.963	-14.749	-7.084	0.066	0.121	-0.082	-0.795
211	100	-14.749	-6.772	-14.755	-6.783	0.006	0.010	-0.081	-0.067
15	100	-15.828	-11.010	-16.095	-11.601	0.265	0.589	-0.099	-3.271
15	100150	10.204	7.961	10.185	7.222	0.020	0.736	0.066	4.159
100150	300150	10.185	7.222	10.165	6.765	0.020	0.456	0.066	2.625
300150	30015	10.165	6.765	10.164	6.765	0.000	0.000	0.695	0.001
10015	30015	-4.130	-3.846	-4.137	-3.846	0.008	0.000	-0.031	-0.097
6	7	-8.111	-10.002	-8.218	-10.130	0.106	0.127	-0.069	-1.388
7	8	-11.150	-11.264	-11.278	-11.449	0.127	0.184	-0.084	-1.527
8	205	-14.643	-12.849	-14.729	-12.974	0.086	0.124	-0.101	-0.839
205	9	-14.729	-12.690	-14.772	-12.767	0.042	0.077	-0.100	-0.474
9	206	-17.377	-14.189	-17.602	-14.515	0.225	0.325	-0.115	-1.909
206	207	-17.602	-13.842	-17.744	-14.102	0.142	0.259	-0.113	-1.389
207	300	-17.744	-13.725	-17.764	-13.769	0.020	0.044	-0.112	-0.221
10014	30014	7.755	4.187	7.745	4.187	0.010	0.000	0.046	0.105
306	3060	2.276	1.435	2.259	1.279	0.017	0.155	0.048	1.426
10016	20016	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20015	311	1.097	0.631	1.093	0.627	0.003	0.004	0.022	0.132
311	3110	1.091	0.652	1.079	0.580	0.011	0.072	0.022	1.449
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.260	5.103	3.260	0.000	0.001	0.032	0.012
100160	200160	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1003	2003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	10014	7.765	4.542	7.755	4.187	0.010	0.354	0.046	2.406
309	3090	1.299	0.685	1.289	0.620	0.009	0.065	0.026	1.050
13	10013	6.913	4.368	6.899	3.908	0.014	0.459	0.041	3.638
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10013	30013	6.899	3.908	6.886	3.908	0.014	0.000	0.041	0.163
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.654	0.419	0.650	0.390	0.005	0.029	0.014	0.956
208	10	22.854	13.364	22.741	13.113	0.113	0.250	0.133	0.978
10	10010	13.153	8.497	13.137	7.841	0.016	0.653	0.079	2.722
15	702	10.973	6.810	10.937	6.758	0.036	0.052	0.066	0.505
702	703	6.944	4.511	6.937	4.501	0.007	0.011	0.043	0.164
703	7030	6.926	4.520	6.846	3.308	0.080	1.207	0.043	10.096
702	7020	3.983	2.434	3.958	2.049	0.025	0.383	0.024	5.467
305	3050	1.299	0.767	1.289	0.700	0.010	0.068	0.027	1.110
304	3040	2.164	1.236	2.149	1.099	0.015	0.136	0.044	1.280
303	3030	1.737	0.954	1.719	0.829	0.018	0.124	0.036	1.461
302	3020	2.602	1.613	2.578	1.399	0.024	0.213	0.056	1.637
301	3010	1.188	0.728	1.179	0.670	0.008	0.058	0.025	1.025

2006	312	1.429	0.807	1.414	0.793	0.016	0.014	0.028	0.444
312	3120	1.410	0.793	1.399	0.720	0.011	0.073	0.028	1.078
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.048
10010	20010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	10007	2.923	1.786	2.908	1.569	0.014	0.216	0.018	4.097
10010	30010	13.137	7.841	13.122	7.435	0.016	0.404	0.079	1.721
8	10008	3.356	1.875	3.338	1.609	0.018	0.265	0.020	4.274
10	11	9.546	4.740	9.533	4.713	0.012	0.027	0.054	0.250
11	100011	3.990	2.381	3.977	2.149	0.013	0.231	0.024	3.231
9	1009	2.592	1.814	2.585	1.634	0.007	0.180	0.016	3.914
1009	3009	2.585	1.634	2.578	1.529	0.007	0.104	0.016	2.359
1009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	5.528	2.724	5.519	2.704	0.009	0.020	0.031	0.323
12	100012	5.500	2.920	5.487	2.658	0.013	0.261	0.032	2.505
307	3070	2.488	1.368	2.468	1.189	0.020	0.178	0.051	1.451
204	5	4.439	2.634	4.438	2.632	0.001	0.002	0.028	0.042
5	10005	4.425	2.573	4.407	2.259	0.017	0.314	0.027	3.725
4	10004	3.246	1.823	3.228	1.559	0.017	0.263	0.020	4.267
4	701	5.428	14.825	5.384	14.762	0.043	0.063	0.085	0.505
701	704	-11.368	1.606	-11.391	1.572	0.023	0.034	-0.062	-0.175
704	7040	-11.404	1.602	-11.493	-0.000	0.088	1.596	-0.062	1.124
701	7010	16.735	13.281	16.560	9.824	0.174	3.444	0.115	11.618
2	10002	3.457	1.952	3.438	1.669	0.019	0.282	0.021	4.403
1	10001	3.013	1.929	2.998	1.709	0.015	0.219	0.018	4.171

3-й рік

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.422 МВт / 1138.678 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.660 МВт / 1092.022 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.331 МВт / 33.031 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.331 МВт / 33.031 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.483 МВт / 4.232 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.947 МВт / 9.393 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.431 МВт / 13.626 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.762 МВт / 46.657 млн.кВт*г (4.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	фаза, град
100		-56.871	-38.233	115.500	0.00
201		0.000	0.000	114.057	-0.27
1		0.000	0.000	113.773	-0.34
202		0.000	0.000	113.527	-0.40
2		0.000	0.000	111.897	-0.70
203		0.000	0.000	110.649	-0.92
3		0.000	0.000	110.637	-0.92
4		0.000	0.000	109.600	-1.10
204		0.000	0.000	109.475	-1.16
5		0.000	0.000	109.434	-1.17
6		0.000	0.000	109.485	-1.21
7		0.000	0.000	110.484	-1.14
8		0.000	0.000	111.633	-0.94
205		0.000	0.000	112.296	-0.81
9		0.000	0.000	112.664	-0.71
206		0.000	0.000	114.217	-0.38
207		0.000	0.000	115.327	-0.06
300		-60.999	-40.048	115.500	0.00
208		0.000	0.000	114.890	-0.19
10		0.000	0.000	113.916	-0.54
11		0.000	0.000	113.667	-0.64
12		0.000	0.000	113.347	-0.77
13		0.000	0.000	114.889	-0.19
209		0.000	0.000	114.890	-0.19
14		0.000	0.000	111.923	-0.84
15		0.000	0.000	111.489	-0.93
211		0.000	0.000	115.419	-0.02
200		0.000	0.000	114.456	-0.31
210		0.000	0.000	114.086	-0.39
16		0.000	0.000	112.708	-0.68
301		0.000	0.000	32.758	-8.33

302	0.000	0.000	31.942	-9.15
303	0.000	0.000	31.813	-9.64
401	0.000	0.000	32.122	-9.72
304	0.000	0.000	32.259	-9.73
305	0.000	0.000	32.622	-9.55
306	0.000	0.000	32.505	-9.80
307	0.000	0.000	32.062	-10.16
308	0.000	0.000	32.055	-10.13
309	0.000	0.000	32.247	-9.96
310	0.000	0.000	32.711	-9.59
311	0.000	0.000	33.282	-9.19
312	0.000	0.000	34.158	-6.97
10001	3.000	1.710	10.501	-3.26
10002	3.440	1.670	10.312	-4.19
10003	5.060	2.730	10.194	-4.17
1003	0.000	0.000	108.075	-2.96
2003	0.000	0.000	36.182	-2.96
3003	0.000	0.000	10.195	-4.17
10004	3.230	1.560	10.110	-4.51
10005	4.410	2.260	10.140	-4.11
1006	0.000	0.000	105.157	-5.00
2006	0.000	0.000	34.588	-6.80
3006	1.940	1.100	10.053	-4.98
10007	2.910	1.570	10.204	-4.15
10008	3.340	1.610	10.300	-4.34
1009	0.000	0.000	108.953	-3.37
2009	0.000	0.000	36.476	-3.37
3009	2.580	1.530	10.217	-4.97
10010	0.000	0.000	111.299	-2.57
20010	0.000	0.000	26.614	-2.57
30010	13.130	7.440	10.494	-3.86
100011	3.980	2.150	10.578	-3.08
100012	5.490	2.660	10.614	-2.89
10013	0.000	0.000	111.396	-2.95
20013	0.000	0.000	37.294	-2.95
30013	6.890	3.910	10.639	-2.90
10014	0.000	0.000	109.624	-2.82
20014	0.000	0.000	26.213	-2.82
30014	7.750	4.190	10.475	-2.79
10015	0.000	0.000	105.173	-5.20
20015	0.000	0.000	33.409	-9.11
30015	6.030	2.920	10.070	-5.25
100150	0.000	0.000	107.618	-3.55
200150	0.000	0.000	36.029	-3.55
300150	0.000	0.000	10.071	-5.25
10016	0.000	0.000	111.631	-1.52
20016	0.000	0.000	37.372	-1.52
30016	4.630	2.630	10.616	-2.01
100160	0.000	0.000	111.074	-2.03
200160	0.000	0.000	37.186	-2.03
300160	0.000	0.000	10.616	-2.01
3010	1.180	0.670	10.025	-10.22
3020	2.580	1.400	9.624	-12.41
3030	1.720	0.830	9.632	-12.63
3040	2.150	1.100	9.818	-12.38
3050	1.290	0.700	9.965	-11.65

3060		2.260	1.280	5.642	-12.53
3070		2.470	1.190	9.719	-13.26
3080		0.650	0.390	9.823	-11.80
3090		1.290	0.620	9.870	-12.12
3100		1.400	0.800	10.128	-10.70
3110		1.080	0.580	10.082	-11.83
3120		1.400	0.720	10.450	-9.05
402		0.000	0.000	32.686	-9.62
31000		0.000	0.000	10.128	-10.70
701		0.000	0.000	109.434	-1.08
702		0.000	0.000	110.558	-0.98
703		0.000	0.000	110.181	-0.99
704		0.000	0.000	109.926	-0.95
7010		16.570	9.830	9.079	-8.46
7020		3.960	2.050	9.791	-5.13
7030		6.850	3.310	9.246	-8.53
7040		-11.500	0.000	10.824	6.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	3.152	1.910	3.136	1.665	0.016	0.244	0.019	4.322
10003	3003	-1.921	-1.063	-1.921	-1.063	0.000	0.000	-0.124	-0.000
1003	3003	1.924	1.119	1.921	1.063	0.004	0.055	0.012	1.628
3	1003	1.928	1.215	1.924	1.119	0.004	0.095	0.012	2.692
20015	306	4.851	3.046	4.755	2.907	0.096	0.139	0.099	0.956
306	307	2.473	1.471	2.448	1.436	0.024	0.035	0.051	0.472
307	308	-0.045	0.074	-0.045	0.074	0.000	0.000	-0.002	0.003
308	309	-0.702	-0.317	-0.705	-0.321	0.003	0.004	-0.014	-0.205
309	402	-2.007	-0.983	-2.029	-1.009	0.021	0.025	-0.040	-0.465
402	310	-2.029	-0.987	-2.030	-0.989	0.001	0.002	-0.040	-0.028
310	20015	-3.441	-1.858	-3.499	-1.927	0.057	0.069	-0.069	-0.733
310	3100	0.450	0.250	0.448	0.238	0.002	0.012	0.009	0.586
3100	31000	-0.951	-0.562	-0.951	-0.562	0.000	0.000	-0.063	-0.000
310	31000	0.954	0.589	0.951	0.562	0.003	0.027	0.020	0.586
100	201	23.532	13.506	23.301	13.228	0.230	0.277	0.135	1.444
201	1	23.301	13.496	23.259	13.435	0.042	0.061	0.136	0.285
1	202	20.235	11.538	20.204	11.492	0.032	0.046	0.118	0.246
202	2	20.204	11.819	19.975	11.543	0.228	0.274	0.119	1.636
2	203	16.508	10.048	16.362	9.872	0.145	0.175	0.100	1.254
203	4	11.259	7.154	11.174	7.052	0.085	0.102	0.069	1.055
4	204	5.930	0.845	5.924	0.838	0.006	0.007	0.031	0.127
204	6	1.485	-1.498	1.484	-1.499	0.001	0.002	0.011	-0.008
305	20015	-4.236	-3.223	-4.312	-3.334	0.076	0.110	-0.094	-0.817
10015	20015	13.831	10.284	13.758	8.841	0.073	1.438	0.094	6.208
15	10015	9.838	7.805	9.804	6.650	0.034	1.150	0.065	6.734
15	14	-17.526	-16.631	-17.568	-16.724	0.042	0.092	-0.125	-0.436
14	209	-14.383	-12.949	-14.612	-13.459	0.229	0.508	-0.100	-2.978
209	300	-22.107	-14.958	-22.175	-15.110	0.068	0.151	-0.134	-0.611
6	1006	8.506	5.230	8.484	4.473	0.022	0.754	0.053	4.703
1006	2006	6.544	3.374	6.530	3.110	0.013	0.262	0.040	2.170
2006	301	5.102	2.371	4.890	2.116	0.211	0.254	0.094	1.932
302	303	1.019	-0.254	1.013	-0.262	0.006	0.008	0.019	0.172

304	305	-2.908	-2.424	-2.933	-2.460	0.025	0.036	-0.068	-0.375
209	13	7.494	2.479	7.494	2.479	0.000	0.000	0.040	0.000
13	208	0.553	-2.072	0.553	-2.072	0.000	0.000	0.011	-0.000
208	300	-22.301	-15.066	-22.370	-15.219	0.069	0.152	-0.135	-0.611
16	10016	1.328	0.813	1.327	0.786	0.001	0.027	0.008	1.108
10016	30016	1.327	0.786	1.326	0.770	0.001	0.016	0.008	0.670
30016	300160	-3.301	-1.858	-3.302	-1.858	0.000	0.000	-0.206	-0.000
100160	300160	3.305	1.858	3.302	1.858	0.003	0.000	0.020	0.079
16	100160	3.308	1.964	3.305	1.858	0.003	0.106	0.020	1.696
301	302	3.698	1.426	3.626	1.339	0.072	0.087	0.070	0.876
303	401	-0.727	-1.191	-0.736	-1.201	0.009	0.011	-0.025	-0.297
401	304	-0.736	-1.172	-0.739	-1.177	0.003	0.005	-0.025	-0.134
14	16	-10.997	-7.439	-11.054	-7.521	0.057	0.082	-0.068	-0.789
16	210	-15.737	-10.011	-15.877	-10.214	0.140	0.203	-0.095	-1.384
210	200	-15.877	-9.791	-15.915	-9.845	0.037	0.054	-0.094	-0.371
200	211	-15.915	-9.471	-16.001	-9.630	0.086	0.158	-0.093	-0.964
211	100	-16.001	-9.318	-16.009	-9.331	0.007	0.013	-0.092	-0.081
15	100	-16.966	-14.588	-17.330	-15.395	0.362	0.804	-0.116	-4.025
15	100150	10.101	7.723	10.081	7.000	0.019	0.720	0.066	4.063
100150	300150	10.081	7.000	10.062	6.552	0.019	0.446	0.066	2.566
300150	30015	10.062	6.552	10.061	6.552	0.000	0.000	0.687	0.001
10015	30015	-4.027	-3.634	-4.035	-3.634	0.007	0.000	-0.030	-0.095
15	702	14.498	16.528	14.392	16.376	0.105	0.152	0.114	0.933
702	703	10.399	14.116	10.365	14.067	0.034	0.049	0.091	0.377
703	704	3.426	9.626	3.412	9.606	0.014	0.020	0.053	0.254
704	701	14.807	8.212	14.758	8.142	0.048	0.069	0.089	0.496
701	4	-1.984	-4.823	-1.989	-4.830	0.005	0.007	-0.027	-0.165
6	7	-7.048	-6.373	-7.104	-6.441	0.056	0.067	-0.050	-1.001
7	8	-10.037	-7.553	-10.115	-7.667	0.078	0.113	-0.066	-1.156
8	205	-13.480	-9.054	-13.539	-9.139	0.059	0.085	-0.084	-0.667
205	9	-13.539	-8.851	-13.568	-8.903	0.029	0.052	-0.083	-0.370
9	206	-16.173	-10.317	-16.336	-10.553	0.162	0.235	-0.098	-1.560
206	207	-16.336	-9.875	-16.439	-10.063	0.102	0.187	-0.096	-1.112
207	300	-16.439	-9.686	-16.453	-9.718	0.014	0.032	-0.095	-0.174
10014	20014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
203	3	5.104	3.252	5.103	3.251	0.000	0.001	0.032	0.012
100160	200160	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10014	7.765	4.547	7.755	4.187	0.010	0.358	0.046	2.419
309	3090	1.299	0.686	1.289	0.620	0.010	0.066	0.026	1.055
13	10013	6.913	4.368	6.899	3.908	0.014	0.459	0.041	3.640
10013	20013	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10013	30013	6.899	3.908	6.886	3.908	0.014	0.000	0.041	0.163
100150	200150	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	3080	0.654	0.419	0.650	0.390	0.005	0.029	0.014	0.960
208	10	22.854	13.367	22.741	13.115	0.113	0.251	0.133	0.979
10	10010	13.153	8.498	13.137	7.842	0.016	0.654	0.079	2.724
10010	20010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10010	30010	13.137	7.842	13.122	7.435	0.016	0.405	0.079	1.722
10	11	9.546	4.741	9.533	4.714	0.012	0.027	0.054	0.251
11	100011	3.990	2.381	3.977	2.149	0.013	0.231	0.024	3.232
11	12	5.528	2.725	5.519	2.704	0.009	0.020	0.031	0.323
701	7010	16.725	13.096	16.560	9.824	0.165	3.259	0.112	11.302
704	7040	-11.409	1.523	-11.493	-0.000	0.084	1.517	-0.060	0.887
703	7030	6.929	4.557	6.846	3.308	0.083	1.245	0.043	10.273
702	7020	3.984	2.443	3.958	2.049	0.026	0.392	0.024	5.532

305	3050	1.299	0.768	1.289	0.700	0.010	0.068	0.027	1.113
304	3040	2.164	1.236	2.149	1.099	0.015	0.137	0.045	1.282
303	3030	1.737	0.953	1.719	0.829	0.018	0.123	0.036	1.458
302	3020	2.602	1.610	2.578	1.399	0.023	0.210	0.055	1.627
301	3010	1.188	0.727	1.179	0.670	0.008	0.057	0.025	1.018
2006	312	1.429	0.805	1.413	0.791	0.015	0.014	0.027	0.438
312	3120	1.409	0.791	1.399	0.720	0.010	0.071	0.027	1.068
1006	3006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.047
12	100012	5.500	2.920	5.487	2.658	0.013	0.261	0.032	2.506
7	10007	2.922	1.781	2.908	1.569	0.014	0.211	0.018	4.053
307	3070	2.489	1.370	2.468	1.189	0.020	0.180	0.051	1.458
8	10008	3.355	1.870	3.338	1.609	0.017	0.260	0.020	4.240
10014	30014	7.755	4.187	7.745	4.187	0.010	0.000	0.046	0.106
306	3060	2.276	1.437	2.259	1.279	0.018	0.157	0.048	1.433
9	1009	2.592	1.810	2.585	1.632	0.007	0.177	0.016	3.890
1009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1009	3009	2.585	1.632	2.578	1.529	0.007	0.103	0.016	2.344
10016	20016	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20015	311	1.097	0.632	1.093	0.628	0.003	0.004	0.022	0.132
311	3110	1.091	0.652	1.079	0.580	0.011	0.072	0.022	1.455
204	5	4.439	2.624	4.438	2.622	0.001	0.002	0.027	0.042
5	10005	4.424	2.562	4.407	2.259	0.017	0.302	0.027	3.673
4	10004	3.245	1.813	3.228	1.559	0.017	0.253	0.020	4.202
2	10002	3.456	1.946	3.438	1.669	0.018	0.276	0.020	4.369
1	10001	3.013	1.927	2.998	1.709	0.014	0.217	0.018	4.157