

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«___» _____ 2020 р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня магістра

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
СПОСОБІВ ТА ЗАСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ В ЕЛЕКТРИЧНИХ
МЕРЕЖАХ
08-13.МКР.002.00.133 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПІ магістра,
групи ЕСМ-18м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи
та мережі»
Довгань І. С. _____

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС
Лесько В. О. _____
“___” _____ 2020 р.

Рецензент: _____
“___” _____ 2020 р.

Вінниця – 2020 року

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні системи та мережі
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕСМ-18м Довгань Іван Сергійович
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Розвиток електричної мережі з дослідженням способів та засобів обмеження перенапруг в електричних мережах»

1. Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання: Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.2. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981. 3. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. 4. 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.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фактичні значення навантаження п'яти нових вузлів та дані електричної схеми ПрАТ «Хмельницькобленерго»

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: _____ плакати

2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі медотодом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу. 5. Вибір схем розподільних підстанцій 6. Дослідження способів та засобів обмеження перенапруг в електричних мережах 7. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник _____

(підпи
с)

к. техн. наук., доц. кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В.О. Лесько
ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Економічна частина _____

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський
ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях _____

(підпи
с)

д-р. техн. наук, доц., професор
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко
ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” червня 2020 р.

Рецензент _____

(підпи
с)

_____ (наук. ступінь, вчене звання ,

“ ____ ” _____ 20__ р.

_____ (ініціали та прізвище)

Завдання видав _____

(підпи
с)

к.т.н., доц. кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В.О. Лесько
ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Завдання отримав магістр _____

(підпи
с)

І.С. Довгань

_____ (ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	9
АННОТАЦІЯ.....	10
ВСТУП.....	11
РОЗДІЛ 1	14
РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	14
1.1 Розрахунок прогнозу навантажень.....	14
1.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі	17
1.2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	17
1.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі	19
1.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми.....	19
1.3.2 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі	20
1.3.3 Застосування методу динамічного програмування для вибору схеми електричної мережі	36
1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	47
1.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій	48
1.6 Схеми вузлових підстанцій	50
1.7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку	51
1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку	54
РОЗДІЛ 2	59
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	59
РОЗДІЛ 3 СПОСОБИ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ	64
3.1 Захист електроустановок від грозових та внутрішніх перенапруг.....
3.2 Реактори.....
3.3 Захист промислових трансформаторів і ліній від перенапруг
3.4 Необхідність регулювання напруги в системах електропостачання.....
3.5 Конструкція розрядників та опн.....
3.5.1 Вентильні розрядники.....
3.6 Характеристики розрядників.
3.7 Обмежники перенапруг.....
3.8 Трубочасті розрядники.....

РОЗДІЛ 4	109
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	109
4.1 Задачі розділу	109
4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті.....	110
4.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках.	111
4.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	113
4.4.1 Мікроклімат	113
4.4.2 Склад повітря робочої зони.....	113
4.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення	114
4.4.4 Штучне освітлення	114
4.4.5 Виробничий шум.....	115
4.4.6 Виробнича вібрація	115
4.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику	116
4.6 Дослідження безпеки роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.....	120
4.6.1 Дослідження безпеки роботи приладів на диспетчерському пункті в умовах дії ЕМП	121
4.6.2 Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління.	123
ВИСНОВКИ.....	126
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	130
Додаток А	134
Технічне завдання МКР	134

АНОТАЦІЯ

Довгань Іван Сергійович «Розвиток електричної мережі з дослідженням способів та засобів обмеження перенапруг в електричних мережах». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2020 – 133 с./ На укр. мові. Рис.35, табл.26, бібліогр.36.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження способів та засобів обмеження перенапруг в електричних мережах.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує диспетчерський пункт.

АННОТАЦИЯ

Dovhan Ivan Sergeevich "Development of an electric network with research of ways and means of limitation of overvoltages in electric networks". Master thesis. - Vinnytsia: VNTU. 2020 - 133 pp. / In Ukrainian. language. Fig.35, table.26, bibliogr.36.

The paper simulates the development of a fragment of electrical networks.

A study of methods and means of limiting overvoltages in electrical networks.

The analysis of dangerous and harmful factors influencing the personnel serving the control point is carried out.

ВСТУП

Актуальність проблеми. Україна має потужний промисловий комплекс, для роботи якого потрібна електроенергія, оскільки це невід’ємна частка без якої її розвиток значно гальмується, а подекуди взагалі неможливий. Зараз, для того, щоб вийти з економічної кризи, варто звернути увагу на енергетику, яка відіграє в житті країни не останню роль. Вона, як і більшість галузей промисловості, потерпає від кризи. Основа електроенергетики країни – Об’єднана Енергетична Система (ОЕС), яка здійснює централізоване електрозабезпечення споживачів. ОЕС взаємодіє з енергетичними системами суміжних країн та забезпечує експорт та імпорт електроенергії головне базове навантаження в енергопроблемі несуть АЕС. Це зумовлено тим, що більшість ТЕС простоюють по причині відсутності палива.

На сьогодні стало очевидним, що прогнози споживання електроенергії, які були покладені в основу діючої НЕП, суттєво завищені і потребують корегування. Відповідні оцінки змін тенденцій електроспоживання на перспективу виконувались вітчизняними та зарубіжними організаціями з застосуванням різних методик та підходів.

Сучасні розподільчі мережі для електропостачання промислових підприємств не завжди забезпечують необхідну ступінь надійності електропостачання, якість електроенергії на затискачах електроприймачів, її економію та інших матеріальних ресурсів. Розподільні мережі 6-35 кВ є найпротяжнішими з найбільш важким режимом роботи електроустаткування. Тому від надійності їх роботи значною мірою залежить безаварійність електропостачання споживачів і експлуатаційна гнучкість функціонування енергосистеми в цілому, що особливо актуально в умовах постійного технічного стану мереж, що погіршується, із-за сильної зношеності ізоляції електроустаткування. Розподільні мережі 6-35 кВ забезпечують електропостачання споживачів крупних промислових об’єктів, споживачів власних потреб електростанцій, сільськогосподарських споживачів, підприємств гірничодобувної промисловості, об’єктів комунального господарства і так далі

Для живлення споживачів на кожній підстанції встановлено не менше двох триобмоткових трансформаторів потужністю в межах від 16 МВА до сотень МВА і напругою 35-220 кВ. Від вторинних обмоток цих трансформаторів напругою 6-35 кВ харчуються секції шин закритих розподільних пристроїв.

Проте на цьому перелік невирішених питань не вичерпується, оскільки при проектуванні кожної конкретної мережі повинні враховуватися її специфічні особливості, зокрема: її параметри, стан ізоляції, категорія споживачів, наявність засобів захисту від замикань на землю, вимоги до електробезпеки і так далі. Саме тому з'являються нові перспективи дослідження в роботі. Основними елементами повітряних ліній є проводи, ізолятори, лінійна арматура, опори і фундаменти. Додатковими елементами, необхідними на деяких лініях для забезпечення надійності їх роботи, є грозозахисні троси, заземлення, розрядники і ін.

Отже, в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею.

Метою даної роботи є аналіз перспектив розвитку та модернізації існуючих електричних мереж та елементів ліній електропередачі в електричній системі.

Задачі магістерської роботи. Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- досліджено способи та засоби обмеження перенапруг в електричних мережах;
- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз усталеного режиму оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує диспетчерський пункт.
- досліджено безпеку роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж.

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [29].

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективи модернізації ліній електропередачі.

Особистий внесок. Усі результати, які складають основний зміст роботи отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Розрахунок прогнозу навантажень

Для прогнозування навантаження в існуючій мережі 110/35 кВ вибрано метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$ [1]:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти;

T – період прогнозу.

Для виконання прогнозу навантажень було застосовано електронний процесор EXCEL.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0. \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i; \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i. \end{cases} \quad (1.4)$$

Ретроспективні дані навантажень по рокам зведено в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
P_{\max} , %	85	87	90	91	93	95	96	98	99	100

Після підстановки вхідних даних з табл.1.1 в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 934.; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5275.0. \end{cases}$$

Звідки $a' = 84.2$, $b' = 1.67$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1.67 \cdot T + 84.2.$$

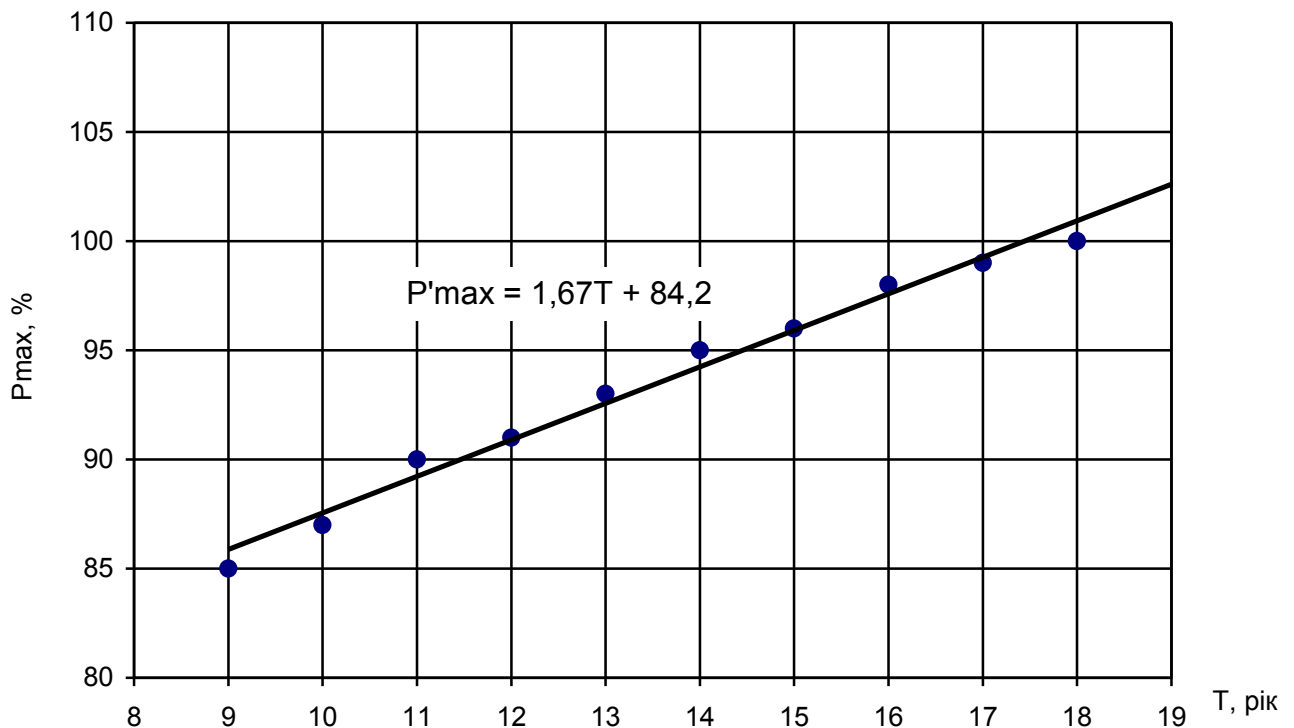


Рисунок 1.1 - Графіки таблицьно-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Таким чином, прогнозоване навантаження на наступні 5 років буде мати таке значення:

$$P'_{\max} = 1.67 \cdot 15 + 84.2 = 109 \%$$

За даними ретроспективи виконаємо прогноз навантажень по вузлам на наступні 5 років.

Наведемо таблицю вихідних даних та результатів роботи програми EXCEL (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 – Вихідні дані та результати прогнозування навантаження для вузлів існуючої мережі

Назва вузла	$n_{\text{вузла}}$	P_n , МВт	Q_n , МВАр	S_n , МВА	P_n прог., МВт	Q_n прог., МВАр	S_n прог., МВА	$n_{\text{тр}}$	$S_{\text{номтр}}$, МВА	$K_{\text{перев}}$
Аеропорт	1	3,4	1,84	3,86	3,71	2,00	4,21	2	6,3	0,67
Ярмоленці	2	6,3	3,05	7,00	6,87	3,33	7,63	2	10	0,76
Солобківці	3	3,8	2,05	4,32	4,14	2,24	4,71	1	10	0,47
Томашівка	4	3,2	1,81	3,68	3,49	1,98	4,01	2	6,3	0,64
Дунаївці	5	14	7,56	15,91	15,26	8,24	17,34	2	25	0,69
Маків	6	4,1	2,10	4,61	4,47	2,29	5,02	2	6,3	0,80
Віньківці	7	4,2	2,38	4,83	4,58	2,59	5,26	2	10	0,53
Пилипівці	8	2,9	1,40	3,22	3,16	1,53	3,51	1	6,3	0,56
Нова Ушиця	9	5,3	3,00	6,09	5,78	3,27	6,64	2	10	0,66
Ставчани	10	2,5	1,28	2,81	2,73	1,40	3,06	1	6,3	0,49
Мур.Курилівці	11	3,6	1,94	4,09	3,92	2,12	4,46	1	10	0,45
Жван	12	2,7	1,53	3,10	2,94	1,67	3,38	1	6,3	0,54
Новодніст-ськ	13	5,7	3,38	6,63	6,21	3,69	7,22	2	10	0,72
Романківці	14	2,8	1,36	3,11	3,05	1,48	3,39	1	6,3	0,54
Струмок	15	3,6	2,04	4,14	3,92	2,22	4,51	1	10	0,45
Іванівці	16	2,8	1,43	3,15	3,05	1,56	3,43	1	6,3	0,54
Кельменці	17	4,4	2,37	5,00	4,80	2,59	5,45	1	10	0,55
НС-1	18	3,6	2,14	4,19	3,92	2,33	4,56	2	6,3	0,72
Жванець	19	2,2	1,19	2,50	2,40	1,29	2,73	1	6,3	0,43
Устьє	20	1,7	0,96	1,95	1,85	1,05	2,13	1	2,5	0,85
НС-3	21	3,2	1,64	3,60	3,49	1,79	3,92	2	6,3	0,62

Як бачимо, із урахуванням прогнозу навантажень, немає необхідності ставити більш потужні трансформатори на підстанціях існуючої електричної мережі.

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (109. %) виконаємо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі та проаналізуємо отримані результати.

1.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі проводиться з метою вибору з існуючої мережі найкращих за певним критерієм вузлів живлення для 5 нових вузлів споживання електричної енергії. Критерієм вибору цих вузлів може бути [2-4]:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерел живлення району – вузлів 100, 200, та 300.

Розрахунок проведемо у програмному комплексі “Втрати – High”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі.

1.2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно в програмі проводиться розрахунок усталеного режиму електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та потужностей (струмів) у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ представлені в додатку В у вигляді трьох таблиць – загальних

результатів розрахунків втрат електричної енергії (таблиця В.1), результатів розрахунків по вітках (таблиця В.2) та по вузлах (таблиця В.3).

Приведемо в таблиці 2.1 значення граничних економічних потужностей на один ланцюг повітряних ліній для різних перерізів, оскільки далі буде проведено порівняння перетоків потужностей, що протікають в даних лініях [5].

Таблиця 1.3 – Значення граничних потужностей на один ланцюг в повітряних лініях

Напруга	Тип опор	Матеріал	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність на один ланцюг, МВт, для перерізів. мм ²					
				70	95	120	150	185	240
110	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	–	–	21,5	25,7	39,5	63,5
110	Дво-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	9,4	13,7	25,7	29,2	36,0	58,3

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має втрати потужності (1.446 МВт або 1.6%) та характеризується достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в лініях відповідають допустимим значенням за умови нагрівання проводів повітряних ліній (найбільш завантажені ділянки 110 кВ: 100-101 – 24.9 (МВт), 101-102 – 21.136 (МВт), 102-2 – 21.07 (МВт), 200-108 – 20.383 (МВт)).

3. За основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузли 201, 202, 203, 204 та 205) можуть бути прийняті вузли – 3, 5, 7, 8, 9 та 10 оскільки вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають допустимий рівень напруги.

4. Вузли живлення мають такі схеми РП:

3 (Солобківці) – блок лінія-трансформатор;

5 (Дунаївці) – одна секціонована система шин;

7 (Віньківці) – місток без вимикачів на трансформатори;

8 (Пилипівці) – місток без вимикачів на трансформатори;

9 (Нова Ушиця) – місток без вимикачів на трансформатори;

10 (Ставчани) – два блоки.

1.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

1.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Тому для вирішення задач оптимізації в енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування [6].

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокрокову операцію для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної. Деякі задачі дозволяють виконувати таке розбиття цілком природно, в інших випадках його доводиться робити штучно. Розв'язувати поставлену багатокрокову задачу у цілому важко. Легше відшукати оптимальне управління крок за кроком, знаходячи оптимум тільки однієї змінної на кожному кроці. Результат оптимізації всієї задачі визначиться як підсумок оптимального управління на окремих кроках.

Таким чином на кожному кроці відшукують таке управління, яке забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний момент рівня. А у підсумку знаходиться умовно-оптимальне управління на всіх кроках [7].

Оскільки розвиваюча підстанція розташована в центрі нових навантажень, доцільно застосувати метод поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі. Метод поконтурної оптимізації – частковий випадок одного з загальних методів математичного програмування, що отримав назву покоординатної оптимізації [6].

Одним з різновидів задач лінійного програмування є транспортна задача. Особливість методу транспортної задачі полягає в тому, що система рівнянь обмежень та рівнянь балансу потужностей вузлів елементарно проста, її коефіцієнти дорівнюють 1 або 0, то можна спостерігати аналогію умов для класичної транспортної задачі і для задачі розвитку ЕМ. Звідси і сам метод транспортної задачі (МТЗ) може бути застосований для пошуку оптимальних транзитів потужностей в схемі [6].

Тому надалі проведемо вибір оптимальної схеми електричної мережі саме за допомогою таких методів як, метод динамічного програмування та поконтурної оптимізації.

1.3.2 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі

Основну ідею даного методу легко зрозуміти з розгляду такої задачі. Нехай є незалежні параметри (координати) x_1 та x_2 і задана опукла функція $\Psi(x_1, x_2)$. Необхідно знайти такі оптимальні x_1 та x_2 , при яких $\Psi = \Psi_{\min}$.

Для відшукування цих координат приймемо за початкове наближення будь-яке значення функції $\Psi = \Psi^{\Pi}$, яке визначиться при початкових параметрах x_1^{Π}, x_2^{Π} . Потім зафіксуємо значення x_2^{Π} та шляхом зміни x_1 знайдемо нове значення функції Ψ_1 координатами x_1^1, x_2^{Π} , яке буде найменше з усіх інших на лінії $x_2^{\Pi} = \text{const}$. Перехід від значень Ψ^{Π} до Ψ^1 досліджуваної функції назвемо

кроком по координаті x_1 . Тепер зафіксуємо $x_1^1 = \text{const}$ та, змінюючи x_2 , знайдемо наступне значення функції $\Psi^2 = f(x_1^1, x_2^1)$, менше від усіх інших на прямій $x_1^1 = \text{const}$. Перехід від Ψ^1 до Ψ^2 , яке складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Подальші кроки аналогічні. Характерною рисою методу є пошук найменшого значення Ψ за допомогою кроків окремо по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати. Саме це і дало назву методу.

Важливою перевагою методу є наступне. Оскільки на кожному кроці можна проглянути усі значення даної координати та підрахувати відповідні їм значення функції мети Ψ , то можна не накладати особливих обмежень на цей вид функції, аби тільки її можливо було сформувати і визначити при будь-яких значеннях незалежних змінних. Це вигідно відрізняє даний метод від деяких інших.

При виконанні координатного спуску не обов'язково зберігати до кінця одні й ті ж прийняті на початку незалежні змінні. Якщо це корисно, то можна, наприклад, після спуску по деяких координатах частину з них перевести в склад залежних, а з раніше прийнятих залежних вилучити таку ж кількість змінних, прийняти як незалежні, а потім продовжити спуск вже по них. Такий прийом іноді буває дуже доцільним і зручним.

Перейдемо безпосередньо до розгляду методу поконтурної оптимізації для проектування електричної мережі при заданому розрахунковому рівні навантажень і максимального графа.

Постановка оптимізаційної задачі в методі покоординатної оптимізації має багато спільного з відповідною частиною методу проектування градієнту. В обох методах використовуються економічні інтервали, тому приведені затрати є функціями тільки потужностей, а не перерізів ліній.

Метод поконтурної оптимізації менш критичний до способу апроксимації функції мети, ніж градієнтний метод. Він допускає використання безпосередньо кривої економічних інтервалів. В передбаченому викладенні методу будемо розглядати більш простий вигляд функції мети [6]:

$$Z = \sum_{m=1}^N \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \quad (1.5)$$

де $\delta_m = 0$ при $S_m = 0$, $\delta_m = 1$ при $S_m \neq 0$.

Апроксимація (1.5) враховує наявність розривів в нулі – основну принципову особливість функції затрат Z – і в той же час дозволяє отримати простий та наочний алгоритм оптимізації.

Система обмежень зводиться до рівнянь першого закону Кірхгофа, які містять J рівнянь (за кількістю вузлів без балансувального) та N невідомих (за кількістю ліній мережі). Отже, $K = N - J$ невідомих в системі є незалежними, інші невідомі – залежні. В подальшому для описання електричної мережі будемо користуватись наступними позначеннями, запозиченими з теорії графів: кожна лінію вихідної мережі (вихідного графу) будемо називати дугою; сукупність дуг, відповідних залежним змінним, утворює розімкнений під граф, який з'єднує всі вузли і називається деревом мережі; дуги, відповідні незалежним змінним, називаються хордами. Кількість хорд дорівнює кількості незалежних контурів. Нагадаємо, що варіюючи множину, можна отримати різні дерева. Приєднання будь-якої хорди до дерева утворює один з незалежних контурів. Повна система незалежних контурів утворюється приєднанням до дерева усіх хорд. Якщо умови зв'язку обмежуються рівняннями першого закону Кірхгофа, то зміна потужності хорди призводить до зміни потужностей лише тих ліній, які входять в контур (при незмінних потоках потужностей по всіх інших хордах). Тому допустимо виконувати оптимізацію кожного контуру мережі окремо. Як видно з подальшого, ця обставина є дуже важливою для даного методу. Якби контури не були взаємопов'язаними, то така оптимізація дозволила б отримати глобальний екстремум за кінцеву кількість кроків. Однак насправді існують лінії, що входять в різні контури. При послідовній оптимізації контурів потік в суміжних лініях змінюється, а умови оптимізації попередніх контурів порушуються. Отже, процес в загальному вигляді є ітераційним і при не випуклій функції затрат веде до локального екстремуму. А оскільки в реальних контурах взаємний вплив потоків

різних контурів доволі рідко виявляється слабо, то послідовне застосування поконтурної оптимізації достатньо швидко призведе до отримання локального екстремуму.

1.3.2.1 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації

- 1) максимальний граф розбивається на n незалежних контурів;
- 2) вибирається перший поточний контур. Для нього записується математична модель, а для всіх інших контурів схема задається як радіальна;
- 3) на базі моделі для вибраного контуру пропонуються відповідні варіанти схем і за результатами визначення критерію вибирається краща схема контуру.

Аналогічно виконуються операції для всіх наступних контурів. В результаті проходження всіх контурів утворюється оптимальна схема всієї мережі.

Якщо при отриманні рішення з'являються ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, то вводиться один додатковий контрольний контур, який об'єднує відповідні контури і для нього проводиться перевірочний розрахунок.

Переваги методу поконтурної оптимізації:

- 1) метод поконтурної оптимізації має ознаки наочності та формалізації, що дозволяє використовувати комп'ютерну техніку;
- 2) метод може бути застосований як для нелінійних функцій витрат і обмежень, так і для лінійних моделей.

Недоліки методу поконтурної оптимізації:

- 1) метод майже не використовується для кількох джерел електропостачання;
- 2) метод має певну схематичність і обмеженість, тому найкраще його застосовувати для схем з одним джерелом живлення, яке розташоване у центрі навантажень.

1.3.2.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі максимального графу, який має вигляд (рисунки 1.2). Тут можна виділити 2 основних фрагменти схеми

ЕМ (1-й, що зв'язує вузли 201 та 205 з існуючою мережею; 2-й – зв'язує 202, 203 та 204 вузли).

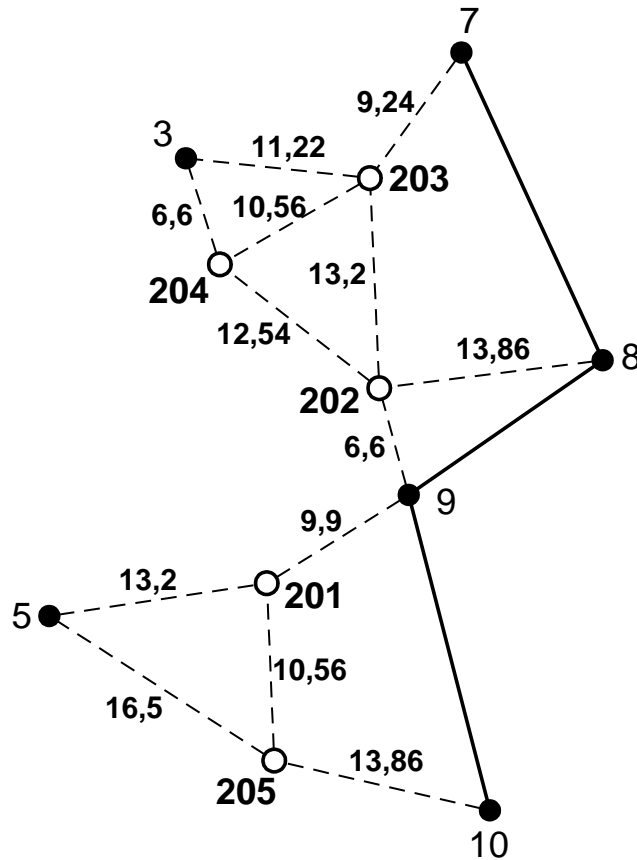


Рисунок 1.2 – Максимальний граф електричної мережі

Згідно приведеного графа, визначасмо довжини можливих ділянок мережі за формулою [8]:

$$l = 1.1 \cdot m_1 \cdot L, \quad (1.6)$$

де m_1 – масштаб в км/мм;

L – довжина на карті, мм;

1.1 – коефіцієнт нелінійності траси.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач.

Для лінії 5-201 довжина лінії складе:

$$L_{5-201} = 1.1 \cdot 6.0 \cdot 2.0 = 13.2 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунків виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	5-201	9-201	8-202	9-202	3-203	7-203	3-204	5-205	10-205	202-203	203-204
Довжина, см	2,0	1,5	2,1	1,0	1,7	1,4	1,0	2,5	2,1	2,0	1,6
Довжина, км	13,2	9,9	13,86	6,6	11,22	9,24	6,6	16,5	13,86	13,2	10,56

Продовження таблиці 1.4

Ділянка	202-204	201-205
Довжина, см	1,9	1,6
Довжина, км	12,54	10,56

Повна та реактивна потужність нових споживачів складає:

$$S_{201} = P_{201} / \cos \varphi = 12.4 / 0.88 = 14.09 \text{ (МВА)};$$

$$S_{202} = 9.5 / 0.89 = 10.68 \text{ (МВА)};$$

$$S_{203} = 13.3 / 0.87 = 15.29 \text{ (МВА)};$$

$$S_{204} = 6.7 / 0.9 = 7.44 \text{ (МВА)};$$

$$S_{205} = 10.4 / 0.89 = 11.69 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{201} = \sqrt{S_{201}^2 - P_{201}^2} = \sqrt{14.09^2 - 12.4^2} = 6.69 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{202} = \sqrt{10.68^2 - 9.5^2} = 4.87 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{203} = \sqrt{15.29^2 - 13.3^2} = 7.54 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{204} = \sqrt{7.44^2 - 6.7^2} = 3.24 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{205} = \sqrt{11.69^2 - 10.4^2} = 5.33 \text{ (МВАр)}.$$

В загальному випадку залежності затрат на побудову повітряних ЛЕП $Z_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому цільова функція (функція мети), що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути надана у вигляді нелінійної функції з лінійними обмеженнями на змінні фактори. При цьому для кожної і-ЛЕП приведені затрати Z_i будуть записані [6]:

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.7)$$

де

$$a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (1.8)$$

тут K_{0i} - питомі капітальні вкладення на спорудження 1 км лінії, по попередньо заданому перерізу проводу на i -тій ЛЕП;

E - сталий коефіцієнт, який знаходиться в межах $E = 0,1 \div 0,2$;

α - коефіцієнт відрахувань повітряних ЛЕП;

b_i - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ;

l_i - довжина i -ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення l_i);

P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі. Якщо прийняти на ділянках переріз АС-120/19, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 13,1 тис.у.о./км. Коефіцієнти a_i (1.7) з урахуванням $E = 0,12$ та $\alpha = 0,0594$ приймають відповідно значення: 2,35 (всі лінії одноланцюгові). В свою чергу, граничні потужності для прийнятих перерізів дорівнюють: 70,1 МВт для АС-120/19. Що стосується коефіцієнта b_i (1.7), то його значення визначається за формулою [6]:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau b_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.9)$$

за умовами, що U_n – номінальна напруга = 110 кВ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності прийнято 0,9;

τ – час втрат, $\tau = (0.124 + T_{нб}/10000)^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5200/10000)^2 \cdot 8760 = 3633$ годин;

b_0 – вартість 1 кВт·год. втраченої електроенергії прийнято $6.0 \cdot 10^{-2}$ у.о. кВт·год.;

r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу i для АС-120/19 = 0.249 Ом/км;

величина b_i приймає відповідно значення для АС-120/19:

$$b_i = \frac{0.249 \cdot 3633 \cdot 6.0 \cdot 10^{-2}}{110^2 \cdot 0.9^2} = 5.5 \cdot 10^{-3}.$$

Таким чином із врахуванням усіх припущень запишемо вирази питомих витрат для одноланцюгових ЛЕП перерізом АС 120/19:

$$Z_i = 2.35 + 5.5 \cdot 10^{-3} P_i^2.$$

Розв'язок:

Для зазначеного максимального графу можна виділити 2 незалежних контури. Побудувавши їх на основі хорд, отримаємо наступні контури:

9-201-205-10;

9-201-205-5;

5-201-205-10;

3-204-203-202-9;

3-204-203-202-8;

3-204-202-203-7;

3-203-204-202-9;

3-203-204-202-8;

7-203-204-202-9;

7-203-204-202-8.

Оскільки дані контури складаються з 3 та 4 віток, то для кожного з них відповідно можливі 3 та 4 варіанти схем. Відкидаючи по чергово кожну з віток, отримаємо поточкорозподіл на основі I-го закону Кірхгофа для кожного варіанта схеми 1-го контуру, який занесемо в таблицю 1.5 (відсутня вітка має потужність

0).

Таблиця 1.5 – Потокорозподіл варіантів схем 1-го контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
9-201	0	12,4	22,8
201-205	12,4	0	10,4
10-205	22,8	10,4	0
Витрати, у.о	106,28	72,57	82,91

Отримавши потокорозподіл, можна порахувати питомі витрати для радіальних ЛЕП та хорди за приведеними формулами:

$$Z_{1п205-201} = 2.35 + 5.5 \cdot 10^{-3} \cdot 12.4^2 = 3.202;$$

$$Z_{1п10-205} = 2.35 + 5.5 \cdot 10^{-3} \cdot 22.8^2 = 5.229;$$

$$Z_{2п9-201} = 2.35 + 5.5 \cdot 10^{-3} \cdot 12.4^2 = 3.202;$$

$$Z_{2п10-204} = 2.35 + 5.5 \cdot 10^{-3} \cdot 10.4^2 = 2.949;$$

$$Z_{3п9-201} = 2.35 + 5.5 \cdot 10^{-3} \cdot 22.8^2 = 5.229;$$

$$Z_{3п201-205} = 2.35 + 5.5 \cdot 10^{-3} \cdot 10.4^2 = 2.949.$$

Помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній, знайдемо приведені витрати для відповідних випадків:

$$Z_{1_205-201} = 3.202 \cdot 10.56 = 33.81;$$

$$Z_{1_10-205} = 5.229 \cdot 13.86 = 72.47;$$

$$Z_{2_9-201} = 3.202 \cdot 9.9 = 31.7;$$

$$Z_{2_10-205} = 2.949 \cdot 13.86 = 40.87;$$

$$Z_{3_9-201} = 5.229 \cdot 9.9 = 51.77;$$

$$Z_{3_201-205} = 2.949 \cdot 10.56 = 31.14.$$

Склавши приведені затрати ліній відповідних варіантів, отримаємо:

$$Z_1 = 33.81 + 72.47 = 106.28;$$

$$Z_2 = 31.7 + 40.87 = 72.57;$$

$$Z_3 = 51.77 + 31.14 = 82.91.$$

Оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ЛЕП, де відсутня вітка 201-205 (всі величини витрат надаються в умовних одиницях). Аналогічні розрахунки проведемо для решти контурів та занесемо результати в таблиці 1.6 – 1.14.

Таблиця 1.6 – Результати оптимізації 2 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
9-201	0	12,4	22,8
201-205	12,4	0	10,4
5-205	22,8	10,4	0
Витрати, у.о	120,09	80,36	82,91

Таблиця 1.7 – Результати оптимізації 3 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
5-201	0	12,4	22,8
201-205	12,4	0	10,4
10-205	22,8	10,4	0
Витрати, у.о	106,28	83,14	100,17

Таблиця 1.8 – Результати оптимізації 4 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
3-204	0	6,7	20	29,5
203-204	6,7	0	13,3	22,8
202-203	20	13,3	0	9,5
9-202	29,5	22,8	9,5	0

Витрати, у.о	135,02	95,62	84,10	140,16
--------------	--------	-------	-------	--------

Таблиця 1.9 – Результати оптимізації 5 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
3-204	0	6,7	20	29,5
203-204	6,7	0	13,3	22,8
202-203	20	13,3	0	9,5
8-202	29,5	22,8	9,5	0
Витрати, у.о	187,07	133,58	104,79	140,16

Таблиця 1.10 – Результати оптимізації 6 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
3-204	0	6,7	16,2	29,5
202-204	6,7	0	9,5	22,8
202-203	16,2	9,5	0	13,3
7-203	29,5	22,8	13,3	0
Витрати, у.о	149,04	103,09	91,61	156,84

Таблиця 1.11 – Результати оптимізації 7 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
3-203	0	13,3	20	29,5
203-204	13,3	0	6,7	16,2
202-204	20	6,7	0	9,5
9-202	29,5	16,2	9,5	0
Витрати, у.о	139,73	95,05	97,47	156,35

Таблиця 1.12 – Результати оптимізації 8 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
3-203	0	13,3	20	29,5
203-204	13,3	0	6,7	16,2
202-204	20	6,7	0	9,5
8-202	29,5	16,2	9,5	0

Витрати, у.о	191,78	122,66	118,17	156,35
--------------	--------	--------	--------	--------

Таблиця 1.13 – Результати оптимізації 9 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
7-203	0	13,3	20	29,5
203-204	13,3	0	6,7	16,2
202-204	20	6,7	0	9,5
9-202	29,5	16,2	9,5	0
Витрати, у.о	139,73	88,46	88,44	142,15

Таблиця 1.14 – Результати оптимізації 10 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
7-203	0	13,3	20	29,5
203-204	13,3	0	6,7	16,2
202-204	20	6,7	0	9,5
8-202	29,5	16,2	9,5	0
Витрати, у.о	191,78	116,07	109,13	142,15

Вибираємо з приведених контурів найкращі за найменшими затратами. При цьому порівнюємо графи, отримані від різних джерел живлення.

Таким чином отримуємо граф, який зображений на рисунку 1.3.

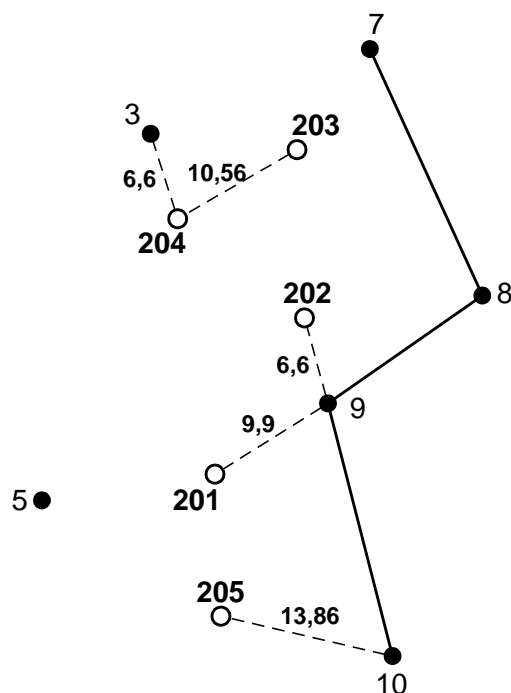


Рисунок 1.3 – Отриманий граф електричної мережі

Але така схема у одноланцюговому виконанні не буде задовольняти умові надійності (вузли 201, 202, 203, 204, 205 – I-ї категорії). Тому ми проведемо деякі доопрацювання над схемою, а саме добавимо вітки 202-203 та 201-205. Таким чином отримаємо 2 замкнутих контури – 9-201-205-10 та 3-204-203-202-9.

Покажемо на рисунку 1.4 допрацьовану оптимальну схему електричної мережі за методом поконтурної оптимізації.

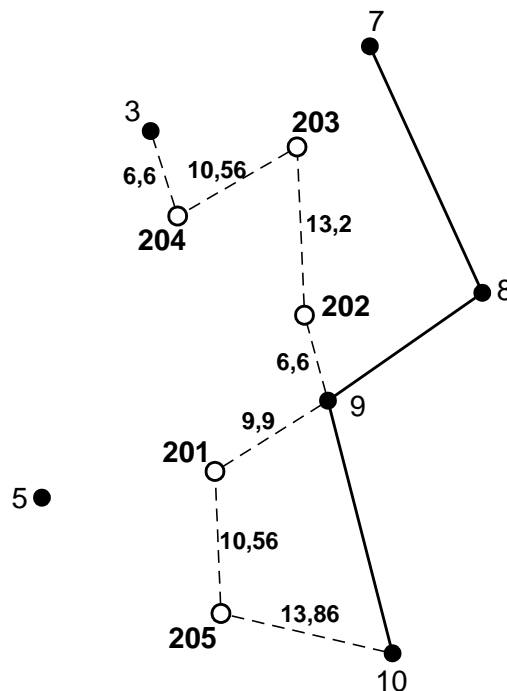


Рисунок 1.4 – Оптимальна схема електричної мережі за методом поконтурної оптимізації

Для даної оптимальної схеми ЕМ проведемо розрахунок з вибору марки та площі перерізу проводів нових ліній за методом економічних інтервалів. Спочатку здійснимо розрахунок поточкорозподілу на нових ділянках мережі.

При розрахунку поточкорозподілу на ділянці 9-201-205-10 будемо вважати, що напруги у вузлах 9 та 10 рівні між собою і тому розглянемо цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами [9]:

$$\dot{S}_{9-201} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i10}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.10)$$

$$\dot{S}_{10-205} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i9}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.11)$$

де S_i - повна потужність i -ого навантаження по шляху від 2 вузла до 100 вузла або навпаки;

l_{i10}, l_{i9} - довжини ділянок від i -го вузла до 10 і 9 відповідно;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Для ділянки 9-201 маємо:

$$\dot{S}_{9-201} = \frac{\dot{S}_{201} \cdot (l_{201-205} + l_{10-205}) + \dot{S}_{205} \cdot l_{10-205}}{l_{9-201} + l_{201-205} + l_{10-205}};$$

$$\dot{S}_{9-201} = \frac{(12.4 + j6.69) \cdot (10.56 + 13.86) + (10.4 + j5.33) \cdot 13.86}{9.9 + 10.56 + 13.86} = 13.02 + j6.91 = 14.74 \text{ (MVA)}.$$

Для ділянки 10-205 маємо:

$$\dot{S}_{10-205} = \frac{\dot{S}_{205} \cdot (l_{201-205} + l_{9-201}) + \dot{S}_{201} \cdot l_{9-201}}{l_{10-205} + l_{201-205} + l_{9-201}};$$

$$\dot{S}_{10-205} = \frac{(10.4 + j5.33) \cdot (10.56 + 9.9) + (12.4 + j6.69) \cdot 9.9}{13.86 + 10.56 + 9.9} = 9.78 + j5.11 = 11.03 \text{ (MVA)}.$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{9-201} + \dot{S}_{10-205} = \dot{S}_{201} + \dot{S}_{205};$$

$$13.02 + j6.91 + 9.78 + j5.11 = 12.4 + j6.69 + 10.4 + j5.33;$$

$$22.8 + j12.02 = 22.8 + j12.02.$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетік потужності у вітці 201-205 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 201:

$$\dot{S}_{201-205} = \dot{S}_{9-201} - \dot{S}_{201} = 13.02 + j6.91 - 12.4 - j6.69 = 0.62 + j0.22 = 0.66 \text{ (MVA)}.$$

Знайдемо аналогічно перетоки на інших ділянках інших контурів:

$$\dot{S}_{3-204} = \frac{\dot{S}_{204} \cdot (l_{203-204} + l_{202-203} + l_{9-202}) + \dot{S}_{203} \cdot (l_{202-203} + l_{9-202}) + \dot{S}_{202} \cdot l_{9-202}}{l_{3-204} + l_{203-204} + l_{202-203} + l_{9-202}};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{3-204} &= \frac{(6.7 + j3.24) \cdot (10.56 + 13.2 + 6.6) + (13.3 + j7.54) \cdot (13.2 + 6.6) +}{6.6 + 10.56 + 13.2 + 6.6} \\ &\quad + \frac{(9.5 + j4.87) \cdot 6.6}{6.6 + 10.56 + 13.2 + 6.6} = 14.33 + j7.57 = 16.2 \text{ (MVA)}; \\ \dot{S}_{9-202} &= \frac{\dot{S}_{202} \cdot (I_{202-203} + I_{203-204} + I_{3-204}) + \dot{S}_{203} \cdot (I_{203-204} + I_{3-204}) + \dot{S}_{204} \cdot I_{3-204}}{I_{9-202} + I_{202-203} + I_{203-204} + I_{3-204}}, \\ \dot{S}_{9-202} &= \frac{(9.5 + j4.87) \cdot (13.2 + 10.56 + 6.6) + (13.3 + j7.54) \cdot (10.56 + 6.6) +}{6.6 + 13.2 + 10.56 + 6.6} \\ &\quad + \frac{(6.7 + j3.24) \cdot 6.6}{6.6 + 13.2 + 10.56 + 6.6} = 15.18 + j8.08 = 17.19 \text{ (MVA)};\end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{3-204} + \dot{S}_{9-202} &= \dot{S}_{202} + \dot{S}_{203} + \dot{S}_{204}; \\ 14.33 + j7.57 + 15.18 + j8.08 &= 9.5 + j4.87 + 13.3 + j7.54 + 6.7 + j3.24; \\ 29.5 + j15.65 &= 29.5 + j15.65.\end{aligned}$$

Знайдемо перетоки на інших ділянках даного контуру:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{203-204} &= \dot{S}_{3-204} - \dot{S}_{204} = 14.33 + j7.57 - 6.7 - j3.24 = 7.63 + j4.33 = 8.77 \text{ (MVA)}; \\ \dot{S}_{203-202} &= \dot{S}_{203-204} - \dot{S}_{203} = 7.63 + j4.33 - 13.3 - j7.54 = -5.68 - j3.21 = 6.52 \\ &\quad \text{(MVA)}.\end{aligned}$$

Розрахунковий струм буде таким [5, 9]:

$$I_{\text{розр}} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L}, \quad (3.8)$$

де $I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм в лінії на п'ятий рік її експлуатації;

$\alpha_I = 1.05$ – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по рокам експлуатації лінії;

α_T – коефіцієнт, що враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії $T_{\text{нб}}$. Оскільки $4000 < T_{\text{нб}} = 5200 < 6000$ годин, то $\alpha_T = 1$.

$$\begin{aligned}I_{\text{розр}9-201} &= \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{14.74}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 81.26 \text{ (A)}; \\ I_{\text{розр}201-205} &= 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{0.66}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 3.64 \text{ (A)};\end{aligned}$$

$$I_{\text{розр}10-205} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{11.03}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 60.79 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}3-204} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{16.2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 89.3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}204-203} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{8.77}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 48.32 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}203-202} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{6.52}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 35.93 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}9-202} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{17.19}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 94.74 \text{ (A)}.$$

По приведеній в [5] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Знайдемо загальні витрати на мережу за даним методом:

$$Z_{\Sigma} = (2.35 + 0.0055 \cdot 13.02^2) \cdot 9.9 + (2.35 + 0.0055 \cdot 0.62^2) \cdot 10.56 + (2.35 + 0.0055 \cdot 9.78^2) \cdot 13.86 + \\ + (2.35 + 0.0055 \cdot 14.33^2) \cdot 6.6 + (2.35 + 0.0055 \cdot 7.63^2) \cdot 10.56 + (2.35 + 0.0055 \cdot 5.68^2) \cdot 13.2 + \\ + (2.35 + 0.0055 \cdot 15.18^2) \cdot 6.6 = 205.58 \text{ (тис. у.о.)}.$$

Оптимальна схема згідно методу поконтурної оптимізації, яка показана на рисунку 1.4 задовольняє вимогам надійності для споживачів I-ї категорії, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам потужності для одноланцюгових ліній, виконаних відповідно проводами АС 120/19 для відповідного району з ожеледеутворення.

Далі проведемо вибір оптимальної схеми ЕМ за допомогою методу динамічного програмування.

1.3.3 Застосування методу динамічного програмування для вибору схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть введені протягом 3 років.

Запишемо функцію мети. Найкраще потребам і умовам задачі відповідає функція затрат з врахуванням динамічного принципу, тобто:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (1.12)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{н.п})^{1-t}, \quad (1.13)$$

де $K^{(t)}$ – капітальні витрати для t -го року на будівництво конкретних ліній окремих варіантів;

$E = 0.12$ – нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконтування);

t – поточний рік розвитку;

$\Delta B^{(t)}$ – щорічні витрати, пов'язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях;

$E_{н.п.} = 0.08$ – норматив приведення різночасових витрат.

Капітальні витрати для будь-якого варіанту визначаються за формулою:

$$K^{(t)} = K_0 \cdot \Delta L_t, \quad (1.14)$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0.0594 \cdot K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot b_0, \quad (1.15)$$

де P – активна потужність, що передається по лінії, МВт;

U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто 110 кВ);

ΔL_t – приріст довжини лінії, км.

В цілому задача динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж може бути сформульована таким чином:

мінімізувати Z_Σ при обмеженні на будівництво ліній - 40 км на рік та балансі потужностей.

Для прикладу визначати сумарні витрати будемо для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються аналогічно, результат відображуємо в таблиці 1.15.

За 3 роки потрібно забезпечити енергопостачання нових пунктів 201, 202, 203, 204 та 205. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 40 км ліній, очевидно, що протягом першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для двох споживачів, протягом другого року для одного або двох споживачів, а протягом третього року - до останнього споживача. Варіанти розвитку електричної мережі представлені на рисунку 1.5.

Варіант №1:

1-ий рік – будуємо лінії 3-204 та 9-202. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі складатиме:

$$\Delta L = 6.6 + 6.6 = 13.2 \text{ (км)} \leq 40 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по будівництву ліній.

Потокорозподіл для всіх варіантів знаходиться або як для радіальної мережі, або як для ділянки з двостороннім живленням (приймаємо однакову напруга у вузлах живлення). Результати знаходження потокорозподілу представлені в таблиці 1.15.

Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 1.5.

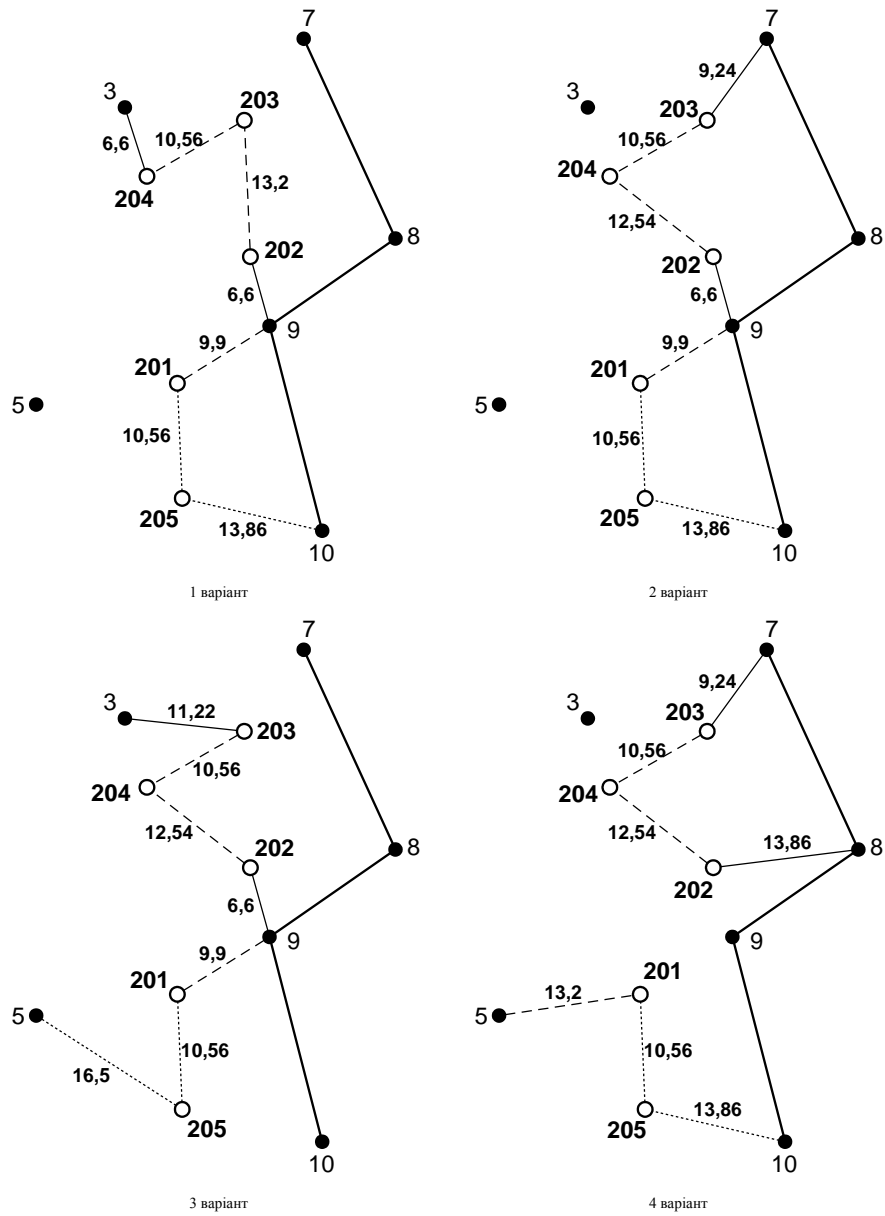
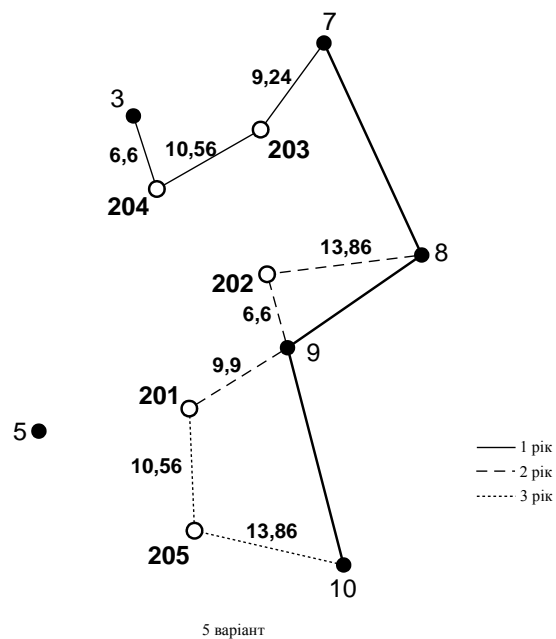


Рисунок 1.5 – Варіанти розвитку електричної системи



Продовження рисунку 1.5

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу ліній 3-204 та 9-202.

Розраховуємо потужність радіальних ліній 3-204 та 9-202:

$$\dot{S}_{3-204} = \dot{S}_{н204} = 6.7 + j3.24 = 7.44 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{9-202} = \dot{S}_{н202} = 9.5 + j4.87 = 10.68 \text{ (МВА)}.$$

Визначимо розрахункові струми даних ділянок:

$$I_{\text{розр}3-204} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{7.44}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 41.01 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{розр}9-202} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{10.68}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 58.83 \text{ (А)}.$$

По приведеній в [5] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- довжина введених ліній за рік $\Delta L = 13.2 \text{ (км)} \leq 40 \text{ (км)}$;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів для інших ділянок наведені в таблиці 1.15

Таблиця 1.15 – Розраховані потужності на ділянках та відповідно обрані перерізи проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$P_{л,}$	$Q_{л,}$	$S_{л,}$	$U_{ном,}$	$I_{розр}$	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
1	1	3-204	6,6	1	6,70	3,24	7,44	110	41,01	АС-120/19
	1	9-202	6,60	1	9,50	4,87	10,68	110	58,83	АС-120/19
	2	203-204	10,56	1	7,63	4,33	8,77	110	48,32	АС-120/19
	2	202-203	13,2	1	5,68	3,21	6,52	110	35,93	АС-120/19
	2	9-201	9,9	1	12,40	6,69	14,09	110	77,65	АС-120/19
	3	201-205	10,56	1	0,62	0,22	0,66	110	3,64	АС-120/19
	3	10-205	13,86	1	9,78	5,11	11,03	110	60,79	АС-120/19
2	1	7-203	9,24	1	13,30	7,54	15,29	110	84,26	АС-120/19

	1	9-202	6,60	1	9,50	4,87	10,68	110	58,83	AC-120/19
	2	203-204	10,56	1	1,75	0,63	1,86	110	10,24	AC-120/19
	2	202-204	12,54	1	4,95	2,61	5,60	110	30,86	AC-120/19
	2	9-201	9,9	1	12,40	6,69	14,09	110	77,65	AC-120/19
	3	201-205	10,56	1	0,62	0,22	0,66	110	3,64	AC-120/19
	3	10-205	13,86	1	9,78	5,11	11,03	110	60,79	AC-120/19
3	1	3-203	11,22	1	13,30	7,54	15,29	110	84,26	AC-120/19
	1	9-202	6,6	1	9,50	4,87	10,68	110	58,83	AC-120/19
	2	203-204	10,56	1	1,02	0,24	1,05	110	5,77	AC-120/19
	2	202-204	12,54	1	5,68	3,01	6,43	110	35,43	AC-120/19
	2	9-201	9,9	1	12,40	6,69	14,09	110	77,65	AC-120/19
	3	201-205	10,56	1	1,32	0,59	1,45	110	7,97	AC-120/19
4	3	5-205	16,5	1	9,08	4,74	10,24	110	56,45	AC-120/19
	1	7-203	9,24	1	13,30	7,54	15,29	110	84,26	AC-120/19
	1	8-202	13,86	1	9,50	4,87	10,68	110	58,83	AC-120/19
	2	203-204	10,56	1	4,02	1,81	4,41	110	24,28	AC-120/19
	2	202-204	12,54	1	2,68	1,44	3,04	110	16,77	AC-120/19
	2	5-201	13,2	1	12,40	6,69	14,09	110	77,65	AC-120/19
	3	201-205	10,56	1	0,52	0,39	0,65	110	3,58	AC-120/19
5	3	10-205	13,86	1	10,92	5,71	12,32	110	67,92	AC-120/19
	1	3-204	6,6	1	9,68	5,07	10,93	110	60,23	AC-120/19
	1	203-204	10,56	1	2,98	1,83	3,50	110	19,26	AC-120/19
	1	7-203	9,24	1	10,32	5,71	11,79	110	65,00	AC-120/19
	2	8-202	13,86	1	3,06	1,57	3,44	110	18,98	AC-120/19
	2	9-202	6,6	1	6,44	3,30	7,23	110	39,85	AC-120/19
	2	9-201	9,9	1	12,40	6,69	14,09	110	77,65	AC-120/19
	3	201-205	10,56	1	0,62	0,22	0,66	110	3,64	AC-120/19
3	10-205	13,86	1	9,78	5,11	11,03	110	60,79	AC-120/19	

Капітальні вкладення розраховуємо у відповідності з формулою (1.14).

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 110 кВ (тис.у.о/км)

беремо з довідника [5].

Для ділянки 3-204:

$$K_{3-204} = 13.1 \cdot 6.6 = 86.46 \text{ (тис. у.о.)}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (3.12):

$$\Delta B_{3-204} = 0.0594 \cdot 86.46 + 3633 \cdot 6.0 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{7.44}{110} \right)^2 \cdot 0.249 \cdot 6.6 = 6.78 \text{ (тис. у.о.)}$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 1.16.

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (1.13):

$$Z^1 = 0.12 \cdot (86.46 + 86.46) + 6.78 + 8.51 = 36.04 \text{ (тис.у.о.)}$$

2 рік Для варіанту 1 у другому році будемо одноланцюгові лінії 202-203, 203-204 та 9-201 відповідно довжиною 13.2, 10.56 та 9.9 км.

Розраховуємо перетоки потужності ділянок 202-203 та 203-204 як для замкнутої мережі.

Для даних ділянок значення перетоків потужності ідентичні перетокам, що розраховані попередньо за методом поконтурної оптимізації:

$$\dot{S}_{202-203} = 5.68 + j3.21 = 6.52 \text{ (MVA)};$$

$$\dot{S}_{203-204} = 7.63 + j4.33 = 8.77 \text{ (MVA)}.$$

Потужність радіальної лінії 9-201 буде такою:

$$\dot{S}_{9-201} = \dot{S}_{н201} = 12.4 + j6.69 = 14.09 \text{ (MVA)};$$

Розрахунок інших ділянок інших варіантів проводиться за таким же алгоритмом. Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 1.15.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати другого року розраховуємо у відповідності з формулою (1.13):

$$Z^2 = (0.12 \cdot 440.95 + 41.17)(1+0.08)^{-1} = 87.11 \text{ (тис.у.о).}$$

3 рік Для варіанту 1 у третьому році будуємо одноланцюгові лінії 10-205 та 201-205 відповідно довжиною 13.86 та 10.56 км.

Розраховуємо перетоки потужності на даних лініях як для замкнутої мережі. Вони будуть ідентичні перетокам, що розраховані попередньо за методом поконтурної оптимізації:

$$\dot{S}_{10-205} = 9.78 + j5.11 = 11.03 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{201-205} = 0.62 + j0.22 = 0.66 \text{ (МВА)}.$$

Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 1.15.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати третього року розраховуємо у відповідності з формулою (1.13):

$$Z^3 = (0.12 \cdot 319.9 + 26.59)(1+0.08)^{-2} = 55.71 \text{ (тис.у.о).}$$

Остаточні витрати будуть такими:

$$Z = 36.04 + 87.11 + 55.71 = 178.85 \text{ (тис.у.о).}$$

Розрахунок витрат для інших варіантів (рисунок 1.5) розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 1.16.

З аналізу таблиці 1.16 видно, що варіант №1 має найменші сумарні витрати. Даний варіант є доцільним з точки зору надійності та економічності, тому що тут присутні одноланцюгові лінії, живлення по яких здійснюється від двох джерел. Отже варіант №1 за даним методом є оптимальним. Покажемо на рис. 1.6. оптимальну схему ЕМ, обрану за методом динамічного програмування.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік буд.-ва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	К _{літг} тис. у.о/км	К	ΔU	З	Сумарні витрати 1-го року З ¹	Сумарні витрати 2-го року З ²	Сумарні витрати 3-го року З ³	Сумарні витрати за 3 роки З
1	1	3-204	6,6	13,1	86,46	6,78	17,15	36,04	87,11	55,71	178,85
	1	9-202	6,60	13,1	86,46	8,51	18,88				
	2	203-204	10,56	13,1	138,34	11,86	28,46				
	2	202-203	13,2	13,1	172,92	12,79	33,54				
	2	9-201	9,9	13,1	129,69	16,52	32,08				
	3	201-205	10,56	13,1	138,34	8,24	24,84				
	3	10-205	13,86	13,1	181,57	18,35	40,14				
2	1	7-203	9,24	13,1	121,04	16,88	31,40	50,29	81,76	55,71	187,75
	1	9-202	6,60	13,1	86,46	8,51	18,88				
	2	203-204	10,56	13,1	138,34	8,38	24,98				
	2	202-204	12,54	13,1	164,27	11,52	31,23				
	2	9-201	9,9	13,1	129,69	16,52	32,08				
	3	201-205	10,56	13,1	138,34	8,24	24,84				
	3	10-205	13,86	13,1	181,57	18,35	40,14				
3	1	3-203	11,22	13,1	146,98	20,49	38,13	57,02	82,17	61,26	200,45
	1	9-202	6,6	13,1	86,46	8,51	18,88				
	2	203-204	10,56	13,1	138,34	8,27	24,87				
	2	202-204	12,54	13,1	164,27	12,08	31,80				
	2	9-201	9,9	13,1	129,69	16,52	32,08				
	3	201-205	10,56	13,1	138,34	8,32	24,92				
	3	5-205	16,5	13,1	216,15	20,60	46,54				
4	1	7-203	9,24	13,1	121,04	16,88	31,40	71,06	91,21	57,32	219,59
	1	8-202	13,86	13,1	181,57	17,87	39,66				
	2	203-204	10,56	13,1	138,34	9,14	25,74				
	2	202-204	12,54	13,1	164,27	10,28	29,99				
	2	5-201	13,2	13,1	172,92	22,03	42,78				
	3	201-205	10,56	13,1	138,34	8,24	24,84				
	3	10-205	13,86	13,1	181,57	20,23	42,02				
5	1	3-204	6,6	13,1	86,46	8,67	19,05	71,92	76,34	55,71	203,97
	1	203-204	10,56	13,1	138,34	8,80	25,40				
	1	7-203	9,24	13,1	121,04	12,96	27,48				
	2	8-202	13,86	13,1	181,57	11,52	33,31				
	2	9-202	6,6	13,1	86,46	6,68	17,06				
	2	9-201	9,9	13,1	129,69	16,52	32,08				
	3	201-205	10,56	13,1	138,34	8,24	24,84				
	3	10-205	13,86	13,1	181,57	18,35	40,14				

Використовуючи схему даного варіанту розвитку електромережі, маємо змогу забезпечити електроенергією протягом першого року споживачів відразу двох вузлів 202 та 204, протягом другого року – вузли 201 та 203, та протягом третього – вузол 205; також дана схема дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів через можливість живлення від 3-х вузлів 3, 9 та 10.

В цій схемі першого року будуються лінії 3-204 та 9-202, другого року - лінії 202-203, 203-204 та 9-201, третього року - лінії 10-205 та 201-205. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводом АС-120/19.

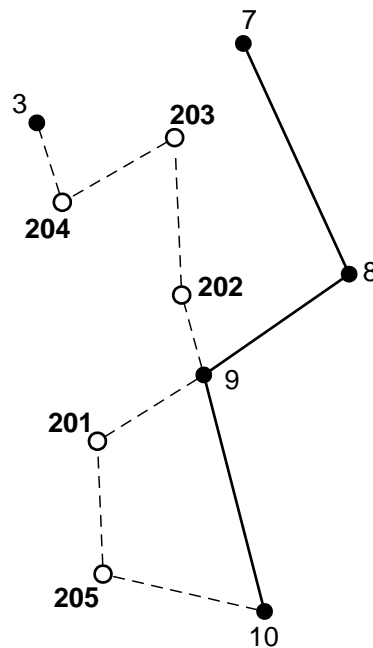


Рисунок 1.6 – Оптимальна схема електричної мережі за методом динамічного програмування

Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Оптимальна схема електричної мережі за обиралася за двома методами:

1. поконтурної оптимізації;
2. динамічного програмування.

Покажемо в таблиці 1.17 оптимальні схеми за даними методами, а також сумарні витрати на спорудження.

Таблиця 1.17 – Оптимізовані схеми методів

№ п/п	Оптимальні схеми методів	Сумарні витрати (тис. у.о)
1	<p>Отримана оптимальна схема</p> <p>Оптимізована схема</p> <p>Метод поконтурної оптимізації</p>	$Z_{\Sigma} = 205.58$
2	<p>Метод динамічного програмування</p>	$Z_{\Sigma} = 178.85$

Як бачимо з таблиці 1.17, оптимальним виявився варіант, визначений за методами: поконтурної оптимізації та динамічного програмування.

Покажемо на рис. 1.7 оптимальну схему ЕМ.

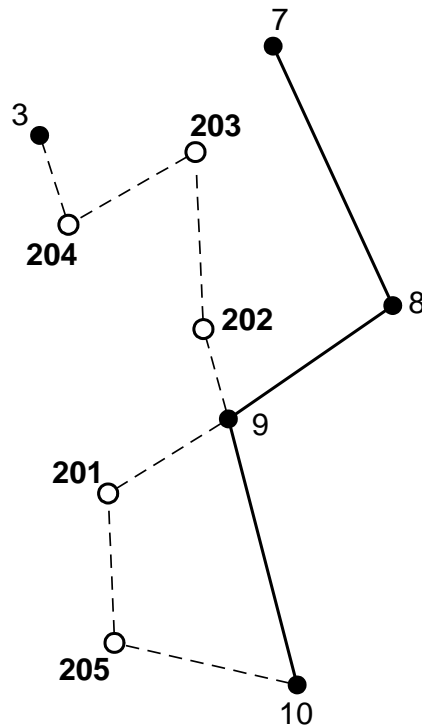


Рисунок 1.7 – Оптимальна схема електричної мережі

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 110 кВ.
2. Використані перерізи проводів – АС 120/19.
3. Всі опори залізобетонні, лінії одноланцюгові.

Отже, в даному розділі було проведено вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі.

В наступному розділі потрібно вибрати обладнання для нових споживачів.

1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступною формулою [8]:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (1.16)$$

де n_m - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

k_1 – коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 201-го вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{14.09}{2 \cdot 0.7} = 10.06 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 10. МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 201 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає $14.09/16.=0.88$ що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		цк %	ΔPk кВТ	ΔPх кВТ	Iх %	R Ом	X Ом	ΔQх кВАр
				ВН	НН							
201	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
202	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
203	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
204	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11.5	0.8	14.7	220.4	50.4
205	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70

Отже, після визначення оптимальної схеми і обладнання для нових споживачів, вибираємо схеми підключення до існуючої мережі.

1.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і

дотримування вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань [2, 9].

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Оскільки на підстанції 201 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цього вузла пропонуємо схему містка з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів (рисунок 1.8).

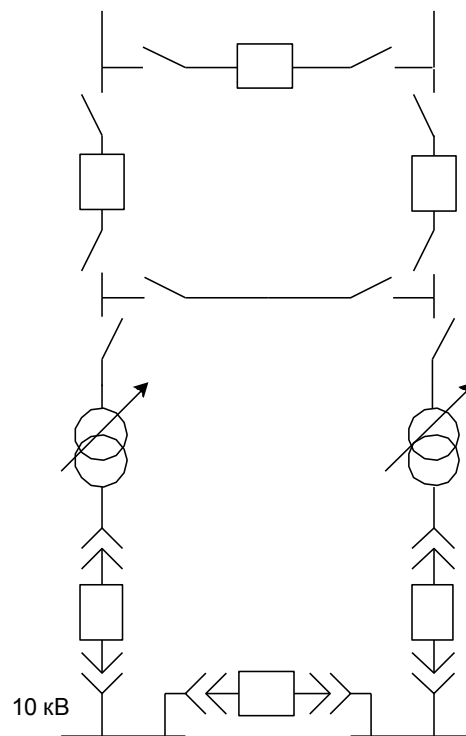


Рисунок 1.8 – Схема розподільчого пристрою вузла 201

Для інших вузлів 202, 203, 204 та 205 пропонуємо таку ж саму схему.

Вибрані схеми були вибрані згідно вимог надійності, що висувуються до схем відкритих розподільчих пристроїв.

В даному розділі було обрано і описано типи РП для споживаючих вузлів, які забезпечать надійне і якісне електропостачання нових споживачів.

1.6 Схеми вузлових підстанцій

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Існуюча схема підстанції Солобківці (вузол 3) « блок лінія-трансформатор » не підходить, тому потрібно повністю реконструювати підстанцію.

Таким чином, виходячи з меншої кількості вимикачів для підстанції Солобківці (вузол 3), згідно [8, 9], обираємо варіант схеми – місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів. При цьому, до існуючої схеми було приєднано 2 нових вимикачі.

Існуючу схему вузлової підстанції Нова Ушиця (вузол 9) – місток без вимикачів на трансформатори реконструюємо і обираємо варіант схеми – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованим і обхідним вимикачами. Отже було приєднано 6 нових вимикачів.

Також реконструюємо схему підстанції Ставчани (вузол 10) – два блоки і обираємо варіант схеми – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованим і обхідним вимикачами. При цьому приєднуємо 4 нових вимикача.

Таким чином, до існуючої мережі в загальному було приєднано 12 нових вимикачів. Після розрахунків у попередніх розділах, потрібно визначити баланс потужностей для схеми розвитку, що і зробимо у наступному розділі.

1.7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між величиною спожитої та виробленої електроенергії. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ записуємо так [9]:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{м}}, \quad (1.17)$$

де P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{\text{нi}}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах

(приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від

$\sum_{i=1}^K P_{\text{нi}}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається [8]:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}). \quad (1.18)$$

Наближений розгляд споживання реактивної потужності, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв у мережі необхідно провести до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко-економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння [8]:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{Hi} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (1.19)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{Hi}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням

коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями;

$\sum_{i=1}^K Q_{КПi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів

у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру:

для контуру 9-201-205-10:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\Pi i} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{\Pi i} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{\Pi i} = 0,95 \cdot (12,4 + 10,4) = 21,66 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для контуру 9-201-205-10:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \phi_{\Gamma}) = 21,66 \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 21,66 \cdot 0,62 = 13,43 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КП}i} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\Pi i} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{T}i} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot (6,69 + 5,33) + 0,1 \cdot (14,09 + 11,69) - 13,43 = 0,57 \text{ (МВАр)}.$$

Для контуру 3-204-203-202-9:

$$P_{\Gamma} = 0,95 \cdot (9,5 + 13,3 + 6,7) = 28,03 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma} = 28,03 \cdot 0,62 = 17,38 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КП}i} = 0,95 \cdot (4,87 + 7,54 + 3,24) + 0,1 \cdot (10,68 + 15,29 + 7,44) - 17,38 = 0,83 \text{ (МВАр)}.$$

Виходячи з розрахунків робимо висновок, що не потрібно встановлювати компенсуючі пристрої.

1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Е. Попередньо розрахувавши усталений режим, виявилось, що на деяких лініях необхідно змінювати переріз, оскільки активні потужності, що протікають по них, перевищують граничні значення економічних потужностей для даних перерізів.

Отже був збільшений переріз таких ліній:

110 кВ:

лінія 104-105 з АС 95 на АС 185;
 лінія 105-3 з АС 120 на АС 185;
 лінія 10-11 з АС 150 на АС 185;
 лінія 109-11 з АС 150 на АС 185;
 лінія 110-109 з АС 120 на АС 185;
 лінія 12-110 з АЖ 120 на АС 185;
 лінія 300-12 з АС 150 на АС 185.

Також був збільшений переріз на нових лініях:

лінія 3-204 з АС 120 на АС 185;

З врахуванням уточнення перерізів, вхідними даними для розрахунку усталеного режиму є:

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Un:	115.50	фаза:	0.00
Нвузла:	200	Un:	115.50	фаза:	0.00
Нвузла:	300	Un:	115.50	фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 103

```

-----
| N вузла |                Назва                | U, кВ | Pнав, МВт | Qнав, МВАр | Wв, МВт год | Cos
| Pмін, МВт | Pмак, МВт |-----|-----|-----|-----|-----|
-|
      100  Хмельницький енерговузол      110
  
```

200	Кам'янець-Подільський енерговузол	110		
300	Дністровська ГЕС	110		
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
110		110		
111		110		
1	Аеропорт	110		
1011		10	1.850	1.000
1012		10	1.850	1.000
2	Ярмоленці	110		
2221		110		
2222		110		
3521		35		
3522		35		
1021		10	3.430	1.660
1022		10	3.430	1.660
3	Солобківці	110		
3331		110		
3531		35		
1031		10	4.140	2.240
4	Томашівка	110		
1041		10	1.740	0.990
1042		10	1.740	0.990
5	Дунаївці	110		
5551		110		
5552		110		
3551		35		
3552		35		
1051		10	7.630	4.120
1052		10	7.630	4.120
6	Маків	110		
1061		10	2.230	1.140
1062		10	2.230	1.140
7	Віньківці	110		
7771		110		
7772		110		
3571		35		
3572		35		
1071		10	2.290	1.300
1072		10	2.290	1.300
8	Пилипівці	110		
1081		10	3.160	1.530
9	Нова Ушиця	110		
9991		110		
9992		110		
3591		35		
3592		35		
1091		10	2.890	1.640
1092		10	2.890	1.640
10	Ставчани	110		
10101		10	2.730	1.400
11	Муровані Курилівці	110		
1111111		110		
35111		35		
10111		10	3.920	2.120
12	Жван	110		
10121		10	2.940	1.670
13	Новодністровськ	110		
10131		10	3.110	1.840
10132		10	3.110	1.840
14	Романківці	110		
10141		10	3.050	1.480
15	Струмок	110		
1515151		110		
35151		35		
10151		10	3.920	2.220
16	Іванівці	110		
10161		10	3.050	1.560
17	Кельменці	110		
10171		10	4.800	2.590
18	НС-1	110		
10181		10	1.960	1.160
10182		10	1.960	1.160
19	Жванець	110		

10191		10	2.400	1.290
20	Устьє	110		
10201		10	1.850	1.050
21	НС-3	110		
10211		10	1.740	0.890
10212		10	1.740	0.890
201	Нова 1	110		
102011		10	6.200	3.350
102012		10	6.200	3.350
202	Нова 2	110		
102021		10	4.750	2.430
102022		10	4.750	2.430
203	Нова 3	110		
102031		10	6.650	3.770
102032		10	6.650	3.770
204	Нова 4	110		
102041		10	3.350	1.620
102042		10	3.350	1.620
205	Нова 5	110		
102051		10	5.200	2.660
102052		10	5.200	2.660

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 107

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
101	1	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
101	102	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
102	2	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
2	103	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.600
103	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
104	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.800
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
104	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
2	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.300
106	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
107	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
5	106	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
5	107	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	13.400
108	5	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.300
108	6	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.700
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.570
2	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.140
109	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.920
110	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.100
12	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.300
300	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.110
300	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	22.440
14	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	7.130
15	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.570
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.960
18	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.600
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.310
111	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.150
111	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.500
21	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.620
200	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.430
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455

5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
6	1062	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
21	10212	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
3	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	6.600
204	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
9	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.600
9	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
201	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
10	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.860
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
204	102042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнення перерізів представлені в додатку Е.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у деяких вузлах на стороні НН 10 кВ не є допустимою. Тому було проведено регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів. Результати розрахунку усталеного режиму з врахуванням регулювання приведені в додатку Е. Електрична мережа після розвитку характеризується низькими втратами потужності 3.644 МВт або 2.7% від потужності генерації.

Також було проведено регулювання рівнів напруги в усіх інших режимах. Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках Ж та К.

У післяаварійному режимі були розірвані головні ділянки 3-204 та 10-205.

Покажемо результати регулювання в усіх режимах в таблиці 1.19.

Таблиця 1.19 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалуджень			
	Максимальний до розвитку	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
1	6/5	6/5	7/5	3/2
2	6/6	6/6	7/7	3/3
3	8	8	8	5
4	6/6	6/6	7/7	4/3
5	7	7	7	4
6	6	6	7	3
7	7	7	7	7
8	7	8	7	8
9	8/7	8/7	8/7	8/7
10	7	8	7	7
11	8	8	8	6
12	7	7	7	4
13	6	6	7	3
14	7	7	7	4
15	8	8	8	5
16	7	7	7	5
17	8	8	8	4
18	7	7	7	3
19	7	7	7	3
20	5	5	5	2
21	6	6	7	3
201	–	9	9	9
202	–	9	9	9
203	–	9	9	9
204	–	9	9	9
205	–	9	9	9

РОЗДІЛ 2

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При спорудженні всієї мережі загальні витрати визначають за формулою (розрахунки виконуємо для оптимального варіанту):

$$З = E_n \cdot K + B + Зб,$$

де $З$ – загальні витрати, тис.грн.;

E_n – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається $P_n = 0.12$;

K – одночасні капітальні витрати, тис.грн.;

B – щорічні витрати на експлуатацію мережі;

$Зб$ – народногосподарський збиток для споживачів через недостатню надійність.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{\Pi/CT} + K_{ЛЕП};$$

де $K_{\Pi/CT}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

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

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{ВРУ}) + K_{ПОСТ} + K_{ЗРП} + K_{КП},$$

де K_T – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_B + K_{ВРУ}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.;

$K_{ПОСТ}$ – постійна частина витрат, тис.грн.;

$K_{ЗРП}$ – вартість закритих розподільних пристроїв, тис.грн.;

$K_{КП}$ – вартість компенсуючих пристроїв, тис.грн..

Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{тр} = n_{тр} \cdot C_{тр} = (4 \cdot 154. + 2 \cdot 121. + 4 \cdot 132.) \cdot 30. = 41580. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_B + K_{ВРУ}$ з врахуванням нових приєднань до існуючої мережі:

$$K_B + K_{ВРУ} = (12 \cdot 56 + 220 \cdot 5) \cdot 30. = 53160. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{ПОСТ}$:

$$K_{ПОСТ} = (5 \cdot 321 + 2 \cdot 438) \cdot 30. = 74430. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{ЗРП}$:

$$K_{ЗРП} = (110 + 110 + 110 + 110 + 110) \cdot 30. = 16500. \text{ (тис.грн.)}$$

Оскільки не встановлюємо КП, то:

$$K_{КП} = 0 \text{ (тис.грн.)}$$

Таким чином капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{П} = 41580. + 53160. + 74430. + 16500. + 0 = 185670. \text{ (тис.грн.)}$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l,$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$\begin{aligned} K_{\text{ЛЕП}} = & (13.8 \cdot (1.8+4.0+18.14+4.92+5.1+4.3+5.11+6.6) + \\ & +13.1 \cdot (10.56+13.2+6.6+9.9+ \\ & +10.56+ 13.86)) \cdot 30. = 46106.82 \text{ (тис.грн.)}. \end{aligned}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 185670. + 46106.82 = 231776.82 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$V = V_L + V_{\Pi} + V_{\Delta W},$$

де V_L – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.:

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

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

V_{Π} – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

$$V_{\Pi} = (K_{\Pi/CT} \cdot P_{\Pi}\%)/100;$$

де $P_{\Pi}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій;

де $V_{\Delta w}$ – щорічні витрати на експлуатацію мережі, що враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі:

$$V_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot \tau,$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії ($b = 6.0 \cdot 10^{-2} \cdot 30 = 1.8$ грн = $1.8 \cdot 10^{-5}$ тис.грн/кВт·год);

ΔP_1 (1.446 МВт) та ΔP_2 (3.644 МВт) – втрати активної потужності взяті відповідно з розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної електричної мережі та мережі з врахуванням нових споживачів електричної енергії.

Таким чином у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$V_{\Delta} = (46106.82 \cdot 5.94) / 100 = 2738.75 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi} = (185670 \cdot 21) / 100 = 38990.7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Delta w} = 180 \cdot 10^{-5} \cdot (3.644 - 1.446) \cdot 10^3 \cdot 3633 = 14373.95 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V = 2738.75 + 38990.7 + 14373.95 = 56103.39 \text{ (тис.грн.)}.$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі не визначаємо, оскільки усі нові споживачі І-ї категорії та живляться від двох незалежних джерел:

$$Z_{\Delta} = 0. \text{ (тис.грн.)}.$$

Сумарні витрати для мережі:

$$Z_{EM} = 0.12 \cdot 231776.82 + 56103.39 + 0 = 83916.61 \text{ (тис.грн.)}.$$

В курсовому проекті загальним критерієм економічної ефективності є значення рентабельності капіталовкладень в електричні мережі:

$$R = \frac{\Pi_r \gamma W - B}{K} \cdot 100\% ,$$

де Π_r – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 180 коп./кВт·год;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ γ складає 0.2);

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн..

Таким чином рентабельність буде такою:

$$R = \frac{180 \cdot 10^{-5} \cdot 0.2 \cdot (12.4 + 9.5 + 13.3 + 6.7 + 10.4) \cdot 5200 \cdot 10^3 - 56103.39 - 0}{231776.82} \cdot 100\% = 18.0 (\%).$$

Отже строк окупності буде рівним:

$$T_{ок} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{18} \cdot 100 = 5.54 \text{ (років).}$$

РОЗДІЛ 3 СПОСОБИ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ

В умовах постійного погіршення технічного стану розподільних мереж через відсутність необхідних засобів на своєчасну заміну і якісний ремонт пошкодженого електроустаткування все гостріше стає проблема підтримки на достатньо необхідному рівні надійності роботи систем електропостачання споживачів електричної енергії. Будучи найбільш протяжними, розподільні мережі часто працюють у вельми важких умовах забруднення, зволоження, частих динамічних і термічних перевантажень, при цьому середня тривалість експлуатації більшої частини основного електроустаткування цих мереж значно перевищує нормативні терміни служби.

Все це приводить до помітного збільшення пошкоджуваності електроустаткування мереж по причинах різних дефектів, зокрема що розвиваються під дією експлуатаційної напруги. Найбільшу небезпеку представляють дугові перенапруження, що виникають в мережі при нестійкому характері горіння дуги в місці пробую фазної ізоляції на землю. Таким чином, основним напрямом заходів щодо підвищення надійності роботи мереж середньої напруги є запобігання комутаційним і, особливо, дугових перенапружень.

В умовах, що склалися, ефективне рішення задачі істотного підвищення рівня надійності роботи розподільних мереж може бути знайдене тільки в комплексному підході до вирішення цієї проблеми.

З одного боку, необхідно йти по шляху поступової заміни електроустаткування із зношеною ізоляцією на нове, для якого більшість внутрішніх перенапруг не буде небезпечна в такому ступені, а з іншої - прийняти заходи по граничному зниженню всіх електричних дій на ослаблену ізоляцію, створивши умови для продовження терміну експлуатації застарілого електроустаткування.

Підвищення надійності роботи розподільних мереж може бути досягнуте шляхом істотного обмеження внутрішніх перенапруг за рахунок оптимізації режиму заземлення нейтралі. Режим нейтралі електричної мережі високої напруги

є найважливішим чинником, що визначає характер експлуатації електроустаткування, впливає на вибір ізоляції і організацію релейного захисту. Цей режим визначає перехідні електромагнітні процеси і пов'язані з ними перенапруження, умови електробезпеки при замиканнях на землю і вимоги до заземлюючих пристроїв електроустановок.

Основною перевагою мереж з ізольованою нейтраллю є високий ступінь надійності електропостачання споживачів електричної енергії при малих витратах на резервування, оскільки при однофазних замиканнях на землю (найбільш частий вид пошкодження) мережа може залишатися в роботі тривалий час (до чотирьох годин), достатнє для відшукування і усунення місця пошкодження. Проте при роботі мережі з ізольованою нейтраллю однофазні замикання на землю неминуче супроводжуються виникненням специфічних для цього режиму перенапруг.

3.1 Захист електроустановок від грозових та внутрішніх перенапруг.

Електроустановки споживачів повинні мати захист грозових і внутрішніх перенапруг, виконаний відповідно до вимог та правил устрою електроустановок.

Лінії електропередачі, КРУ, ЗРП, розподільні пристрої і підстанції захищаються від прямих ударів блискавки і хвиль грозових перенапружень, що набігають з лінії електропередачі. Захист будівель ЗРП і закритих підстанцій, а також розташованих на території підстанцій будівель і споруд (маслогосподарства, електролізних резервуарів з горючими рідинами або газами і тому подібне) виконується в відповідності зі встановленими вимогами.

При прийманні після монтажу пристроїв грозозахисту споживачеві повинна бути передана наступна технічна документація: технічний проект грозозахисту, затверджений в відповідних органах, узгоджений з тією, організацією що енергозабезпечує і інспекцією протипожежної охорони; акти випробування вентильних розрядників і нелінійних обмежувачів напруги до і після їх монтажу; акти на установку трубчастих розрядників; протоколи вимірювання опорів заземлення розрядників і громовідводів.

У Споживачів повинні зберігатися наступні систематизовані дані: про розстановку вентильних і трубчастих розрядників і захисних проміжок (типи розрядників, відстані до того устаткування, що захищається), а також про відстані від трубчастих розрядників до лінійних роз'єднувачів і вентильних розрядників; про опір заземлювачів опор, на яких встановлені засоби грозозахисту, включаючи троси; про опір ґрунту на підходах ліній електропередачі до підстанцій; про перетини ліній електропередачі з іншими лініями електропередачі, зв'язки і автоблокування, відгалуженнях від ВЛ лінійних кабельних вставках і про інші місця з ослабленою ізоляцією. На кожне КРУ повинні бути складені контури захисних зон громовідводів, прожекторних щогл, металевих і залізобетонних конструкцій, в зоні яких потрапляють відкриті струмоведучі частини.

Вказані лінії повинні виконуватися кабелями з металевою оболонкою в землі. Оболонки кабелів повинні бути заземлені. Підведення ліній до вибухонебезпечних приміщень повинне бути виконане з обліком вимог інструкції, що діє, по пристрою грозозахисту будівель і споруд.

Щорічно перед грозовим сезоном повинна проводитися перевірка стану захисту від перенапружень розподільних пристроїв і ліній електропередач і забезпечуватися готовність захисту від грозових і внутрішніх перенапружень.

У Споживачів повинні реєструватися випадки грозових відключень і пошкоджень ВЛ, устаткування РУ і ТП. На підставі отриманих даних повинні проводитися оцінка надійності грозозахисту і розроблятися у разі потреби заходи щодо підвищення її надійності.

При установці в РУ нестандартних апаратів або устаткування необхідна розробка відповідних грозозахисних заходів.

На ВЛ напругою до 1000 В перед грозовим сезоном вибірково по розсуду відповідального за електрогосподарство Споживача повинна перевірятися справність заземлення кріюків і штирів ізоляторів, встановлених на залізобетонних опорах, а також арматури цих опор. За наявності нульового дроту контролюється також занулення цих елементів.

На ВЛ, побудованих на дерев'яних опорах, перевіряються заземлення і занулення крюків і штирів ізоляторів на опорах що мають захист від грозових перенапружень, а також там, де виконано повторне заземлення нульового дроту.

У мережах з ізолюваною нейтраллю або з компенсацією ємкісних струмів допускається робота повітряних і кабельних ліній електропередачі із замиканням на землю до усунення пошкодження.

При цьому до відшукування місця пошкодження на ВЛ, що проходять в населеній місцевості, де виникає небезпека враження струмом людей і тварин, слід приступити негайно і ліквідувати пошкодження в найкоротший термін.

За наявності в мережі в даний момент замикання на землю відключення дугогасильних реакторів не допускається. У електричних мережах з підвищеними вимогами за умовами електробезпеки людей (організації гірничорудної промисловості, торфорозробки і т.п.) робота з однофазним замиканням на землю не допускається. У цих мережах всі лінії, що відходять від підстанції, повинні бути обладнані захистами від замикань на землю.

У мережах генераторної напруги, а також в мережах, до яких підключені електродвигуни високої напруги, при появі однофазного замикання в обмотці статора машина винна автоматично відключатися від мережі, якщо струм замикання на землю перевищує 5 А. Якщо струм замикання не перевищує 5 А, допускається робота не більше 2 год, після закінчення яких машина повинна бути відключена. Якщо встановлено, що місце замикання на землю знаходиться не в обмотці статора, по розсуду технічного керівника, споживача допускається робота машини, що обертається, з замиканням в мережі на землю тривалістю до 6 год.

Компенсація ємкісного струму замикання на землю дугогасильними реакторами повинна застосовуватися при ємкісних струмах що перевищують наступні значення:

Номінальна напруга мережі, кв 6 10 15 - 20 35 і вище

Ємнісний струм замикання на землю, А 30 20 15 10

У мережах напругою 6 - 35 кв з ВЛ на залізобетонних і металевих опорах дугогасильними апарати застосовуються при ємнісному струмі замикання на землю більше 10 А.

Робота мереж напругою 6 - 35 кВ без компенсації ємнісного струму при його значеннях, що перевищують вказані вище, не допускається.

3.2 Реактори

Для компенсації ємнісного струму замикання на землю в мережах повинні використовуватися заземляючі дугогасильні реактори з автоматичним або ручним регулюванням струму.

Вимірювання ємнісних струмів, струмів дугогасильних реакторів, струмів замикання на землю і напруги зсуву нейтралі винні проводитися при введенні в експлуатацію дугогасильних реакторів і при значних змінах режимів роботи мережі, але не рідше за 1 раз в 6 років. Потужність дугогасильних реакторів повинна бути вибрана по ємнісному струму мережі з урахуванням її перспективного розвитку. Заземляючі дугогасильні реактори повинні встановлюватися на підстанціях, пов'язаних з мережею, що компенсується, не менше чим двома лініями електропередачі. Установка реакторів на тупикових підстанціях не допускається.

Введення дугогасильного реактора, призначеного для заземлення повинно бути сполучене із загальним заземляючим пристроєм через трансформатор струму. Дугогасильні реактори повинні мати резонансну настройку.

У мережах, що працюють з компенсацією ємнісного струму напруга несиметрії повинна бути не вище 0,75% фазного напруга.

За відсутності в мережі замикання на землю напруга зсуву нейтралі допускається не вище 15% фазної напруги тривало і не вище 30% протягом 1 год.

Зниження напруги не симетрії і зсуву нейтралі до вказаних значень повинно бути здійснено вирівнюванням ємностей фаз мережі щодо землі (зміною взаємного положення фазних проводів, розподілом конденсаторів високочастотного зв'язку між фазами ліній). При підключенні до мережі конденсаторів високочастотного зв'язку і конденсаторів грозозахисту машин, що обертаються, повинна бути перевірена допустимість несиметрії ємностей фаз щодо землі. Пофазне включення і відключення повітряних і кабельних ліній

електропередачі, які можуть приводити до напруги зсуву нейтралі, що перевищує вказані значення, не допускаються. У мережах напругою 6 - 10 кВ, як правило, повинні застосовуватися плавно регульовані дугогасильні реактори з автоматичною настройкою струму компенсації.

У мережах напругою 110 кВ розземлення нейтралі обмоток напругою 110 кВ трансформаторів, а також логіка дії релейного захисту і автоматики повинні бути здійснені так, щоб при різних оперативних і автоматичних відключеннях не виділялися ділянки мережі без трансформаторів з заземленими нейтралями.

3.3 Захист промислових трансформаторів і ліній від перенапруг

Захист від перевантажень в електричних мережах з напругою до 1000 в здійснюється за допомогою плавких запобіжників або автоматичних вимикачів. Вони відключають ділянку мережі, що захищається, коли струм перевищує деяке значення, допустиме за умов нагріву дротів. Запобіжники діють без витримки часу, відповідно до захисної характеристики плавкої вставки. Автоматичні вимикачі забезпечуються роз'єднувачами як миттєвої дії, так і із затримкою в часі, залежної від перевищення струму в лінії понад допустиме значення. В електричних мережах з напругою понад 1000 в від теплового перевантаження захищають трансформатори і окремі підземні (кабельні) лінії, які працюють в умовах систематичних перевантажень. Повітряні лінії в такому захисті звичайно не мають потреби.

Захист ізоляції трансформаторів від атмосферних і комутаційних перенапруг здійснюється вентильними розрядниками. Застосовуються розрядники серій РВРД, РВМК, РВМГ, РВМ і ін. На підстанціях до 220 кВ їх звичайно встановлюють на шинах або на приєднаннях трансформаторів. На підстанціях 330 кВ і вище вентильні розрядники обов'язково встановлюються на кожному приєднанні трансформатора, причому якомога ближче до трансформатора, щоб підвищити надійність грозозахисту і уберегти його від можливих комутаційних перенапруг.

Вентильними розрядниками захищають від перенапруг незаземлені нейтралі трансформаторів 110—220 кВ. Це було викликано тим, що в даний час всі трифазні трансформатори 110—220 кВ випускаються з пониженою ізоляцією нейтралі (в порівнянні з класом ізоляції лінійного введення). Так, у трансформаторів 110 кВ з регулюванням напруги під навантаженням рівень ізоляції нейтралі відповідає стандартному класу напруги 35 кВ, що обумовлюється включенням з боку нейтралі пристроїв РПН з класом ізоляції 35 кВ. Трансформатори 220 кВ також мають знижений рівень ізоляції нейтралі. У всіх випадках це дає значний економічний ефект і тим більший, чим вище клас напруги трансформатора.

Тим часом на розземлених нейтралях таких трансформаторів можуть з'являтися перенапруги при однофазних коротких замиканнях в мережі. Вони можуть виявитися під впливом підвищених напруг промислової частоти при неповнофазних режимах комутації ненавантажених трансформаторів. Для захисту розземлених нейтралей трансформаторів застосовуються вентильні розрядники на номінальну напругу, відповідну класу ізоляції нейтралі.

Невживані в експлуатації (тривало неприєднані до мережі) обмотки трансформаторів низької (середнього) напруги звичайно з'єднуються в трикутник (або зірку) і захищаються від перенапружень вентильними розрядниками. Перенапруження в невживаних обмотках з'являються в результаті дії грозових хвиль на обмотку ВН і переходу їх на обмотку НН (СН) через ємність або індуктивність між обмотками. Для захисту невживаної обмотки до введення кожної її фази приєднується вентильний розрядник. В нейтралі зірки також встановлюється вентильний розрядник.

З переходом хвиль з однієї обмотки на іншу зв'язують також появу небезпечних для ізоляції перенапружень, які відключаються вимикачем на невживаній обмотці автотрансформатора. Щоб уникнути пошкоджень, ізоляцію обмоток автотрансформаторів захищають вентильними розрядниками, встановлюваними на всіх обмотках, що мають між собою автотрансформаторний зв'язок. Розрядники підключаються до сполучних шин жорстко, без роз'єднувачів.

Вентильні розрядники всіх напруг повинні, як правило, постійно знаходитися в роботі протягом всього року. Їх періодично оглядають. При оглядах звертається увага на цілість фарфорових покриттів, армірованих швів і гумових ущільнень. Поверхня фарфорових покриттів повинна міститися в чистоті. Бруд на поверхні покриттів спотворює розподіл напруги уздовж розрядника, що може привести до його перекриття.

Спостереження за спрацюванням вентильних розрядників ведеться по спеціальних реєстрах. Вони включаються послідовно в ланцюг розрядник — земля, і через них проходить імпульсний струм, що приводить до спрацювання реєстра.

В процесі експлуатації вентильних розрядників виконуються вимірювання мегаометром їх опору, а також струму провідності при випрямленій напрузі. Необхідність капітального ремонту вентильних розрядників визначається за наслідками випробувань і оглядів.

До основних засобів грозозахисту відносяться стрижньові і тросові громовідводи, трубчасті розрядники і іскрові проміжки. Ефективно також автоматичне повторне включення лінії (АПВ, ОАПВ), оскільки при грозовому відключенні в 80—90 % випадків електрична міцність ізоляції лінії повністю відновлюється після зняття з неї робочої напруги.

На лініях 110 кВ і вище з металевими і залізобетонними опорами застосовується тросовий захист по всій довжині. При тросовому захисті відключення лінії може відбутися як унаслідок прориву блискавки на дроти у разі недостатнього захисного кута, що приймається в звичайних умовах рівним 20—30°, так і унаслідок зворотного перекриття з опори на дріт при ударі блискавки в опору або трос. Зворотні перекриття відбуваються при великих значеннях струму блискавки і опорів заземлень опор. Щоб виключити зворотні перекриття, опір заземлення опор ліній під тросами прагнуть довести до можливо менших значень. Значення опору заземлення залежно від питомого опору ґрунту приведені нижче:

Таблиця 3.1 – Значення опору заземлення залежно від питомого опору ґрунту

Питомий опір ґрунту Ом/м	до 100	100-500	500-1000	Більш 1000
Опір заземлення, Ом	10	15	20	30

На лініях 220—500 кВ підвіска троса на опорах проводиться на ізоляторах з шунтуючими їх іскровими проміжками (рис. 1.1). При цьому трос заземляють в одній точці кожного анкерного прольоту. Така підвіска троса дозволяє понизити втрати електричної енергії в замкнутих контурах на лініях з двома тросами і контурах трос — опори від струмів, що наводяться унаслідок електромагнітної індукції. Включення тросів через іскрові проміжки не знижує їх захисної дії, оскільки пробій іскрових проміжків і перекид троса в глухозаземлений режим практично відбуваються вже в процесі формування лідера. Стрижньові громовідводи застосовуються на ВЛ для захисту окремих опор або прольотів лінії.

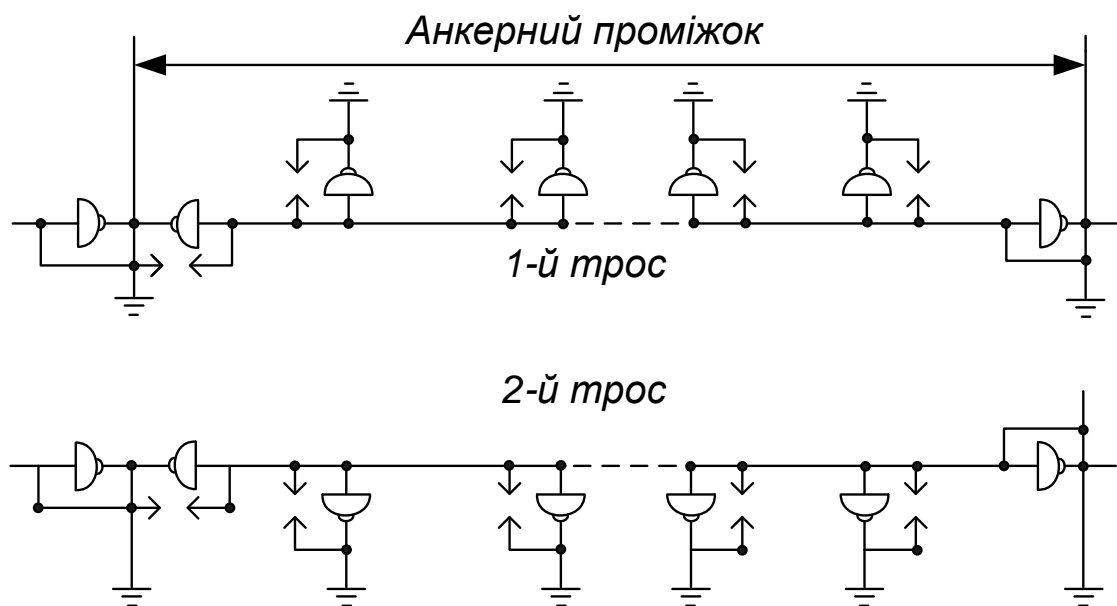


Рисунок 3.1 – Система заземлення тросів на ВЛ 500кВ

3.4 Необхідність регулювання напруги в системах електропостачання.

Основними функціями пристроїв автоматичного регулювання режиму електроенергетичної системи є:

- підтримка на заданому рівні частоти в енергосистемі і напруг у вузлових точках як у нормальному, так і в післяаварійному режимах, що сприяє підвищенню якості електроенергії. Це забезпечується за рахунок автоматичного регулювання напруги в електричних мережах, а також автоматичного регулювання збудження і частоти синхронних генераторів електричних станцій;

- економічно вигідний розподіл активних і реактивних навантажень між паралельно працюючими агрегатами електричних станцій і підтримка оптимального складу працюючих агрегатів з метою забезпечення резерву потужності в системі;

- підвищення надійності роботи системи електропостачання шляхом запобігання порушень нормального режиму і прискорення ліквідації виникаючих аварійних ситуацій;

- забезпечення безперебійності електропостачання електроприймачів за рахунок рівнобіжної роботи перетворювачів автоматизованих систем гарантованого електропостачання.

Автоматизація систем електропостачання усе в більшому ступені починає будуватися на кібернетичних принципах з виробленням законів оптимального керування і використанням керуючих обчислювальних машин.

Основу систем електропостачання об'єктів вузлових станцій різного призначення складають широко розгалужені повітряні чи кабельні електричні мережі напругою 35, 10 чи 6 кВ.

Через велику довжину цих мереж напруга в споживача, якщо не застосовувати додаткових заходів, буде відрізнятися від номінального плавно регулювати напругу в електричній мережі, а не східчасто, як у випадку застосування конденсаторів і реакторів.

Як компенсуючі пристрої можуть застосовуватися також випрямлячі з випереджальним кутом зрушення фаз струму щодо напруги і статичні керовані пристрої, що компенсують, на базі вентильних і феромагнітних елементів.

Регулювання напруги в електричній мережі даним способом можливо лише при наявності резерву реактивної потужності в системі. Тому застосування пристроїв, що компенсують, ефективно навіть при наявності інших регулюючих засобів.

Автоматизація регулювання напруги в електричних мережах дозволить забезпечити необхідну якість напруги на шинах споживачів і створити необхідні умови для економічної передачі електричної енергії з найменшими витратами реактивної і втратами активної потужності. Це забезпечить, у свою чергу, економію паливно-енергетичних ресурсів.

3.5 Конструкція розрядників та опн

3.5.1 Вентильні розрядники.

Класифікація.

Відповідно до ДСТ 16357-83 вентильні розрядники по призначенню підрозділяються на групи:

I (важкого режиму) - для захисту від грозових і комутаційних перенапруг (табл. 2.1);

II, III, IV (легені режиму) - в основному для захисту від грозових перенапруг (табл. 2.1 і 2.2);

комбіновані - для захисту від грозових і комутаційних перенапруг з великими енергіями (табл. 2.3).

Природа перенапруг, яким піддається ізоляція електричних систем, визначає характер перенапруг, струми, що впливають і їхня тривалість. Атмосферні перенапруги, струми, що впливають в десятки кілоампер, мають тривалість одиниці - десятки мікросекунд. Комутаційні перенапруги при тривалості до одного, а в деяких, найбільш важких режимах і декількох напівперіодів промислової частоти мають амплітуду струмів на порядок менше, тобто одиниці кілоампер.

РВ груп II, III, IV (висока пробивна напруга) відбудовані від комутаційних перенапруг, у той час як РВ групи I характеризуються відносно низькою пробивною напругою, що гарантує їхню роботу при комутаційних перенапругах. Селективна робота комбінованих РВ в режимах, що істотно відрізняються, при грозових і комутаційних перенапругах забезпечується застосуванням у розрядниках спеціальної схеми.

3.6 Характеристики розрядників.

Номінальні напруга і розрядні струми ВР приймаються наступними (ДСТ 16357-83). Номінальна напруга розрядника, кВ: 3,8; 7,5; 12,7; 18; 24; 29; 33; 40,5;

69; 75; 102; 126; 138; 198; 288; 420; 600. Номінальний грозовий розрядний струм, кА: 5;10.

У залежності від номінальної напруги розрядники можуть використовуватися в мережах з наступною системою заземлення нейтралі: 1) до 75 (110Н)* кВ включно для мереж із ізольованою і заземленою нейтраллю; 2) 102(110) кВ для мереж із заземленою нейтраллю (коефіцієнт замикання на землю не більш 1,4); 3) 126 (110) кВ для мереж із ізольованою нейтраллю (коефіцієнт замикання на землю не більш 1,73); 4) від 138 (150) до 600 (750) кВ для мереж із заземленою нейтраллю (коефіцієнт замикання на землю не більш 1,4).

Розрядники призначені для експлуатації на висоті до 2000 метрів над рівнем моря в нормальних умовах, при яких вони не піддані вібрації або ударам, інтенсивному забрудненню і впливові низьких температур (від 45 до 60 °С). Однак при необхідності установити розрядники на висоті від 1000 до 2000 м над рівнем моря, або піддати розрядник вібраціям і ударам, або провести його експлуатацію в умовах низьких температур (до 60 °С) або підвищених забруднень характеристики розрядників повинні бути погоджені з підприємством-виготовлювачем.

Зовнішня ізоляція розрядників на номінальні напруги 3,8-420 кВ (класи напруги 3-500 кВ) витримує напруги за ДСТ 1516.1-76 для апаратів відповідних класів напруги, а розрядників на 600 кВ (клас напруги 750 кВ) витримує напруги, зазначені в ДСТ 20690-75 (з урахуванням висоти установки). Довжина шляху витоку по зовнішній ізоляції розрядників повинна не менш чим на 20 % перевищувати значення, передбачені ДСТ 9920-75 для електроустаткування категорії А.

Таблиця 3.2 – Основні електричні властивості розрядників (ДСТ 16357-83)

Клас напруги, кВ	Номинальна напруга, кВ	Розрядники групи I (тяжкого режиму 10 кА)						Розрядники групи II (легкого режима 10 кА)												
		Пробивна напруга(діюча) частотою 50 Гц в сухому стані та під дощем, кВ		Імпульсна пробивна напруга (при передзарядному часі від 2 до 20 мкс і повному імпульсі 1,2/50 мкс), кВ, не більше	Залишкова напруга кВ, не більше, при імпульсі струму з довготривалістю фронту 8 мкс і максимальним значенням			Пробивна напруга(діюча) частотою 50 Гц в сухому стані та під дощем, кВ		Імпульс на пробивна напруга (при передзарядному часі від 2 до 20 мкс і повному імпульсі 1,2/50 мкс), кВ, не більше	Залишкова напруга кВ, не більше, при імпульсі струму з довготривалістю фронту 8 мкс і максимальним значенням									
		не менше	не більше		000 А	000 А	0000 А	не менше	не більше		000 А	000 А	0000 А							
3	3,8 7,5 12,7 18 24 40,5 69 75 102 138 198 288 420	7,5	9																	
6		11	11																	
10		15	15																	
15		20	20																	
20		25	25																	
25		30	30																	
30		35	35																	
35		40	40																	
40		45	45																	
45		50	50																	
50		55	55																	
55		60	60																	
60		65	65																	
65		70	70																	
70		75	75																	
75		80	80																	
80		85	85																	
85		90	90																	
90		95	95																	

* Розрядник для нейтралі 110 кВ.
 ** При струмі 1000 А, 150/500 мкс – не більше 170 кВ.

Примітки: 1. Мінімальна імпульсна пробивна напруга (при передзарядному часі від 2 до 20 мкс і повній волні 1,2/50 мкс) для розрядників з номінальною напругою 102 (110 кВ) і вище не менше 0,6 значень, вказаних в таблиці.
 2. По узгодженню споживача (закажчика) з виготовлювачем для тих самих номінальних напруг мережі можуть виготовлятися розрядники з номінальною напругою, на 5-10 % меншою вказаної в таблиці. При цьому пропорційно повинні бути знижені пробивна напруга частотою 50 Гц, імпульсна пробивна напруга і залишкова напруга розрядників.

Таблиця 3.3. Основні електричні характеристики розрядників легкого типу

Клас напруги, кВ	Номинальна напруга, кВ	Пробивна напруга(діюча) частотою 50 Гц в сухому стані та під дощем, кВ		Імпульсна пробивна напруга (при передзарядному часі від 2 до 20 мкс і повному імпульсі 1,2/50 мкс), кВ, не більше	Залишкова напруга кВ, не більше, при імпульсі струму з довготривалістю фронту 8 мкс і максимальним значенням		
		не менше	не більше		3000 А	5000 А	10000 А
Розрядники групи IV							
3	3,8	9	1		1	1	
6	7,5	6	1	20	3	4	-
1	12,7	2	9	32	5	7	-
0		6	3	48	4	4	-
		6	0,5		3	5	
Розрядники групи III							
1		3	4		5	6	6
5		8	8		7	1	7
2		4	6		7	8	8
0		9	0,5		5	0	8
2	18	5	7	67	8	9	1
4	24	8	0	80	8	4	02
2	29	6	8	94	1	1	1
7	33	5	0	110	03	10	20
3	40,5	7	9	125	1	1	1
5	102	8	8	285	22	30	43
1	138	2	2	375	3	3	3
10	198	00	50	530	15	35	67
1		2	3		4	4	5
50		75	45		35	65	10
2		4	5		6	6	7
20		00	00		30	70	34

Напруги частоти 50 Гц, що витримуються розрядниками, приведені в табл. 2.4, пропускна здатність ВР - у табл. 2.5. Умовні позначки розрядників: Р - розрядник; В - вентиляний; ОБ - полегшений; М - з магнітним гасінням дуги; З - станційний; Г - для захисту від грозових перенапруг; ДО - комбінованого; РД - з іскровими проміжками з дугою, що розтягується; А - модифікація виконання; арабські цифри - клас напруги розрядників; далі римська й арабська цифри - кліматичне виконання і категорія розміщення. Буква М, що впливає іноді за класом напруги, позначає модифікацію виконання, а буква П указує, що розрядник має підвищену напругу гасіння.

Таблиця 3.4 – Основні електричні характеристики комбінованих розрядників.

Клас напруги, кВ	Номинальна напруга, кВ	Напруга гасіння(діюча) при роботі від комутаційних перенапруг, кВ	Пробивна напруга(діюча) частотою 50 Гц в сухому стані та під дощем, кВ		Імпульсна пробивна напруга (при передзарядному часі від 2 до 20 мкс і повному імпульсі 1,2/50 мкс), кВ, не більше	Напруга переключення в режимі роботи при атмосферних перенапругах, кВ		Залишкова напруга розрядника, кВ				
			не менше	не більше		не менше	не більше	при напівперіоді струму частоти 50 Гц з амплітудою				
								при імпульсі струму з довготривалістю фронту 8 мкс і максимальним значенням		1000 А	1500 А	1800 А
30	38	380	40	50	700	70	80	600	-	-	20	40
50	64	575	60	70	1070	110	120	50-700	10	-	070	260
75	96	710	70	90	1500	130	150	-	20-1070	12	-	260
100	128	850	80	110	2000	170	200	-	-	80-1350	500*	650

*При імпульсі струму з максимальним значенням 7000 А.

Примітка: Мінімальна імпульсна пробивна напруга (при передзарядному часі від 2 до 20 мкс і повному імпульсі 1,2/50 мкс) не менше 0,6 значень, вказаних в таблиці.

Таблиця 3.5 – Напруги частотою 50 Гц, які витримуються розрядниками.

Група розрядників	Номинальні напруги, кВ		Довготривала допустима робоча напруга, кВ	Допустиме підвищення напруги по відношенню до довготривалої допустимої робочої напруги при часі дії			
	мережа із ізольованою нейтраллю	мережа із заземленою нейтраллю		20 хв	20 с	1 с	0,1 с
I, II, III, IV	3,8-69; 126	-	Найбільша лінійна напруга мережі $U_{н.р.}$	1**			
I*	75		$0,44 U_{н.р.}$	1,18		1,35	1,35
I, IV I, II		102-198 102-420	$U_{н.р.}/\sqrt{3}$	1,15	1,35	2,2	2,4
Комбіновані	-	288-420 600				1,85	1,85
						2,0	2,0
						1,6	1,6

* Розрядник для нейтралі трансформатора 110 кВ і розрядники групи I, технічні завдання на які затверджені до 1.01.1986р.
** Без обмеження часу.

Таблиця 3.6 – Пропускна здатність розрядників.

Номинальна напруга (клас напруги) розрядника, кВ	Група розрядників	20 імпульсів струму 16/40 мкс із максимальним значенням, А	20 прямокутних імпульсів струму довготривалістю 2000 мкс із максимальним значенням, А
3,8-75 (3-110Н)	I, II	10000	4000
102-198 (110-220)	I		800
288-420 (330-500)	II		400
18-198 (15-220)	III		150
3,8-12,7 (3-10)	IV	5000	75

Конструкції вентиляльних розрядників.

Вентильні розрядники являють собою (за рідкісним винятком) колонкові конструкції опорного типу (див. рис. 3.4-3.14). Основні робочі вузли розрядника -

багаторазові іскрові проміжки (ІП) і нелінійні робочі резистори (НРР) - розміщуються усередині порцелянової герметизованої покришки.

У розрядниках типу РВО на порівняно низькі класи напруги 3-10 кВ (мал. 2.1), що складаються з одного елемента 2, блоки ІП (4) і НРР (5) фіксуються в порцеляновій покришці зі зводом за допомогою поздовжньої пружини 3, що створює контактне натискання, і м'яких ізолюючих прокладок 6 (повсть), що наклеюються на бічну поверхню блоку НРР. Провід лінії приєднується до контактного виводу (болт 1), а провідник, що заземлює - до болта 8. Розрядник типу РВО, єдиний із усіх вітчизняних, кріпиться до металевих опор за допомогою спеціального хомути.

Характеристики ВР типу РВО відповідають групі ІV ДСТ 16357-83 (див. табл. 2.2); довжина шляху витoku складає 10, 22 і 30 см відповідно для розрядників на класи напруги 3, 6 і 10 кВ. ВР типу РВО випускаються у виконанні У1 і Т1.

Розрядники типу РВО призначені для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електроустановки змінного струму частотою 50 Гц на класи напруги 3, 6 і 10 кВ у мережах з будь-якою системою заземлення нейтралі.

У розрядниках на напруги 15 кВ і більше порцелянова покришка не має зводу, а закривається по обидва боки кришками з контактним виводом 1.

При великому числі ІП і блоків НРР розміщення їх в одній порцеляновій покришці неможливо по технологічним або нераціонально по конструктивних розуміннях. Тому розрядники на напругу понад 35 кВ складаються з декількох послідовно з'єднаних елементів з ідентичними або різними характеристиками (рис. 2.2). Кожен елемент складається з порцелянової покришки, усередині якої розміщується ІП з ШНР і НРР. Покришка по обидва боки герметично закрита металевими кришками. Для створення бажаного розподілу напруги при імпульсах ВР на напругу понад 110 кВ забезпечується екранними кільцями 8.

Нижній з елементів 3 кріпиться до металевої основи 4, що має три або чотири опорні поверхні (в залежності від типу ВР) для установки на фундаменті. Між опорними поверхнями прокладені порцелянові кільця 6. Фундаментні болти

7 теж ізолювані від основи порцеляновими втулками 5 або кільцями. У такий спосіб ВР виявляється ізолюваним від землі. Це дозволяє приєднувати до ВР

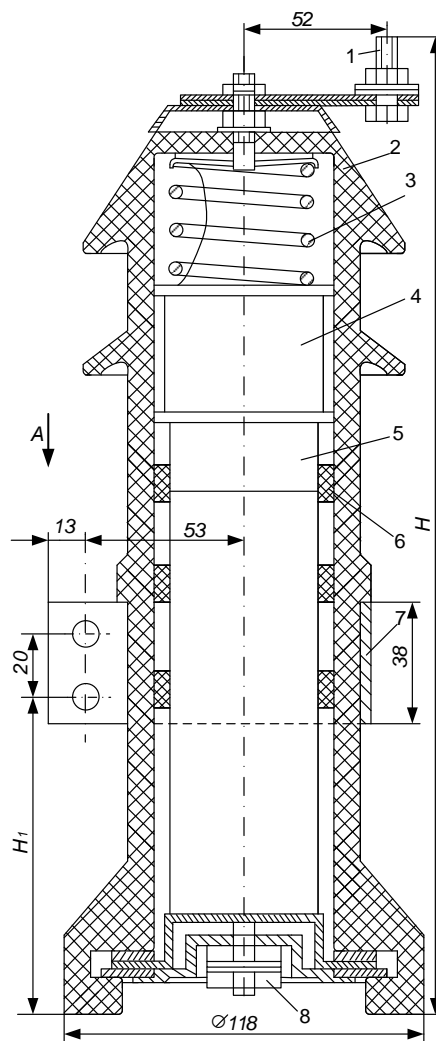


Рисунок 3.4 – Конструкція розрядника

Таблиця 3.7 – Параметри розрядників РВО

Тип ВР	Н	Н1	Маса
РВО-3	200	55	2,3
РВО-6	285	60	3,1
РВО-10	400	95	4,2

реєструючий прилад.

Розрядники серії РВС (рис. 2.2) відповідають розрядникам групи ІІІ (див. табл. 2.2) і призначені для захисту від атмосферних перенапруг електроустаткування змінного струму частотою 50 і 60 Гц на класи напруги 13,8-

230 кВ. Розрядники на класи напруги 13,8; 15; 20; 35; 60; 66 кВ виготовляються для мереж з неефективно заземленою нейтраллю, а на класи напруги 22, 33, 66,

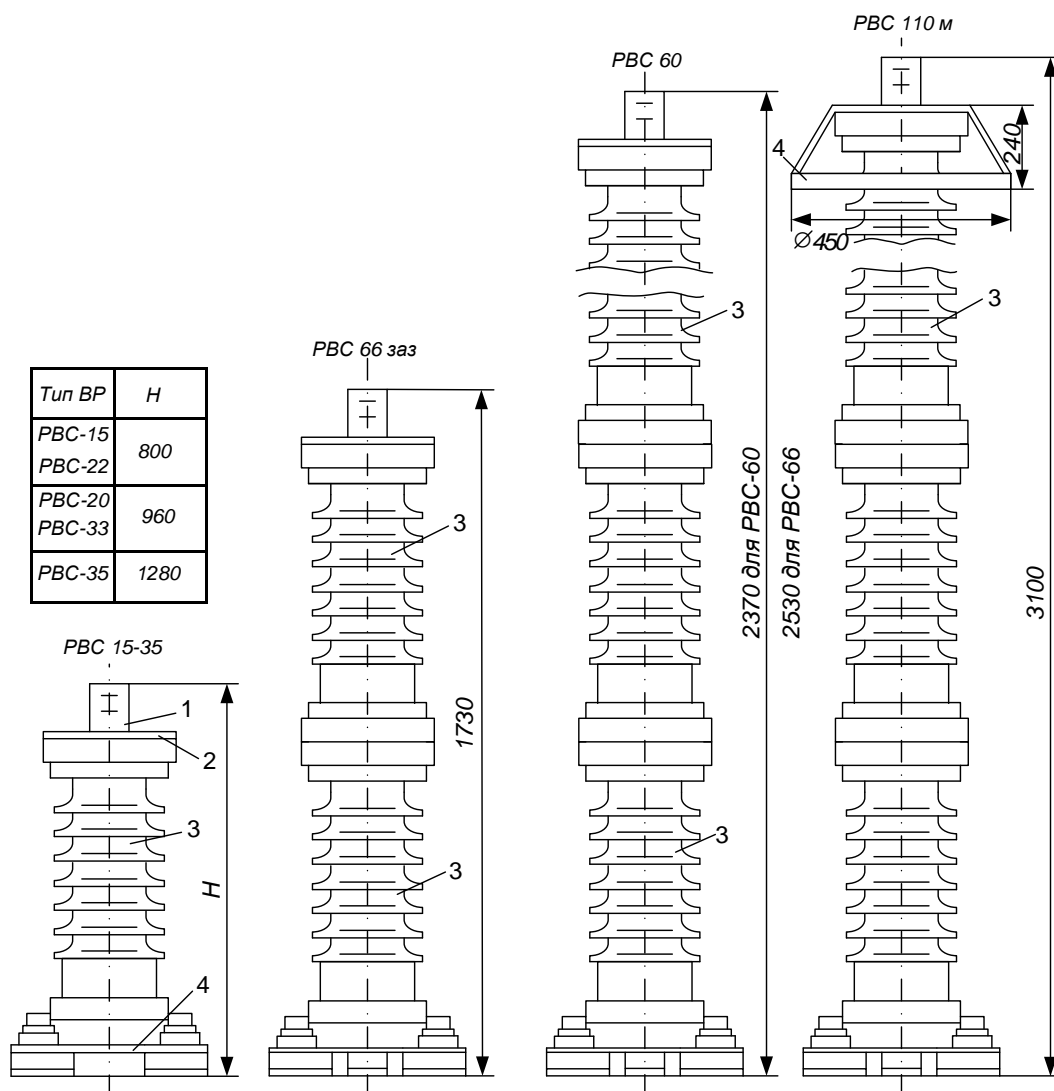


Рисунок 3.5 – Розрядники серії PBC

110, 132, 150, 220 і 230 кВ - для мереж з ефективно заземленою нейтраллю. Вони виготовляються у виконанні У1 і Т1. Технічні характеристики розрядників серії PBC і їхніх елементів приведені в табл. .

У розрядниках класів напруг 132 кВ і більше висота розрядника, складеного з окремих елементів, дуже велика і, отже, конструкція виходить недостатньо механічно міцною. Для одержання більш міцної конструкції ВР частина його елементів монтується на опорному стовпчику 9 (це опорний ізолятор

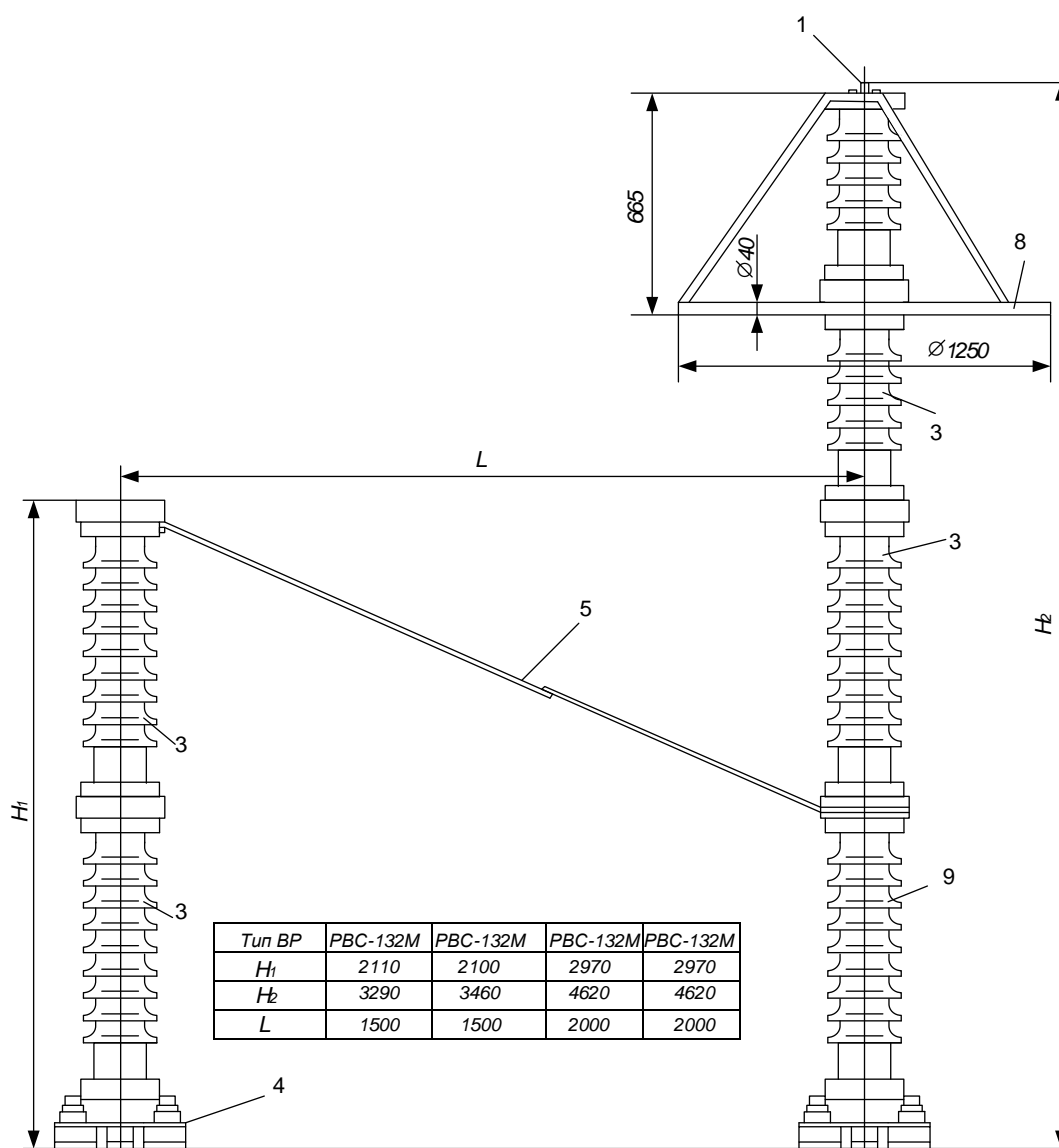


Рисунок 3.6 – Розрядник серії PBC 132M

на відповідну напругу або група ізоляторів) і з'єднується послідовно перемичкою 5 від нижнього кінця нижнього елемента) з елементами ВР, що монтується на ізолюючій основі (див. рис.).

Однак і при такому компонуванні ВР іноді приходиться два нижніх елементи, що монтується на опорному стовпчику, робити механічно більш міцними, чим всі інші. Рознесення елементів ВР на два стовпчика значно ускладнює роботу розрядника в умовах забруднення і зволоження їхньої зовнішньої поверхні, що створюють нерівномірний розподіл напруги по розряднику.

Таблиця 3.8 Характеристики розрядників типу РВС.

Типовиконання	Клас напруги, кВ	U _{но} м, кВ	Пробивна напруга(діюча) частотою 50 Гц в сухому стані та під дощем, кВ		Імпульсна пробивна напруга (при передзарядному часі від 2 до 20 мкс і повному імпульсі 1,2/50 мкс), кВ, не більше	Залишкова напруга кВ, не більше, при імпульсі струму з довготривалістю фронту 8 мкс і максимальним значенням, А			Комплектація*	Довжина шляху витоку I _{вит} , см	Маса, кг
			не менше	не більше		3000	5000	10000			
РВС-13.8Т1	13,8	17	34	42	60	51	55	60	1x17	54	49
РВС-15 РВС-15Т1	15	19	38	48	67	57	61	67	1x19	54	49
РВС-22Т1	22	20	40	50	70	60	65	73	1x20	54	44
РВС-35 РВС-35Т1	35	40,5	78	98	125	122	130	143	1x40,5	115	74
РВС-60	60	69	134	169	215	207	221	243	1x19+2x25	208	130
РВС-66 заз РВС-66Т1 заз	66	58	111	140	188	176	188	204	2x29	154	105
РВС-66 ізол РВС-66Т1 ізол	66	75	150	186	232	226	242	264	3x25	231	140
РВС-110М1 РВС-110МТ1	110	100	200	250	285	315	335	367	3x33,3	288	175
РВС-132МТ1	132	116	232	267	376	352	376	408	4x19+2x25	370	326
РВС-220МТ1	220	200	400	500	530	630	670	734	6x33,3	576	497
РВС-230МТ1	330	200	400	500	530	625	660	720	6x33,3	576	497

* Перший співмножник – кількість елементів, другий – найбільша допустима напруга (діюча), кВ.

Примітка. Розрядники РВС-66 виконуються в двох виконаннях: для мереж із заземленою і ізольованою нейтраллю.

Таблиця 3.9. Характеристики ІІ і НРР.

Тип розрядника	Іскровий прміжок типу	НРР	Ш унтування
Група I, серія РВРД	РВРД	Тервіт, диски діаметром 70 мм, h=30 мм, пропускна здатність $I_{пр}=80A$ на волні 2000 мкс	А ктивне
Група II, серії РВМГ, РВМ	ІІВД, робочий діаметр електродів 42мм, прокладки з електрокартона	Віліт, диски діаметром 130 мм, h=60 мм	А ктивне
Група III, серія РВС	РВС	Віліт, диски діаметром 100 мм, h=60 мм	В ідсутнє
Група IV, серії РВО, РВН	РВС	Віліт, диски діаметром 55мм, h=60мм	В ідсутнє
Комбіновані			
РВМК-330ПУ1	ІІВД, робочий діаметр 42мм, електрокартон	Тервіт, диски діаметром 70 мм, h=30 мм, пропускна здатність $I_{пр}=350*A$ на волні 3000/8000 мкс	А ктивне, а для ІІ-емнісне
РВМК-500ПУ1	Те ж саме, прокладки з КМК-218	Те ж саме, $I_{пр}=500*A$	
РВМК-750МУ1	ІІВД, робочий діаметр 60мм, КМК-218	Тервіт, диски діаметром 70 мм, h=30 мм, пропускна здатність $I_{пр}=800**A$ на волні 3000/8000 мкс	А ктивне і емнісне
* В конструкції використовуються три диска, які включені паралельно.			
** В конструкції використовуються чотири диска, які включені паралельно.			

Розрядники вентильні з магнітним гасінням дуги серій РВМ, РВМГ і РВМА (рис.) відповідають ВР групи ІІ (див. табл.) і призначені для захисту від атмосферних і короточасних комутаційних перенапруг (у межах пропускної здатності розрядника) ізоляції електроустановки змінного струму частоти 50 Гц на класи напруги від 15 до 500 кВ. У ІІ цих серій розрядників дуга супровідного струму гаситься під дією магнітного поля (див. рис. 2.4 і табл. 2.8).

Розрядники серії РВМ виготовляються на класи напруги 15, 20 і 35 кВ. ВР на 15 і 20 кВ складаються з одного елемента, а на 35 кВ - із двох (рис. 2.4). Елементи ВР кріпляться до ізолюючої основи, аналогічній по конструкції основи розрядників серії РВС.

Розрядники серії РВМГ на класи напруги 110 і 150 кВ виготовляються в одноколонковому виконанні (рис.), на 220 кВ - в одно- і двоколонковому

виконанні (рис.), на 330 кВ - у двохколонковому виконанні, на 400 і 500 кВ - у трьохколонковому виконанні. Розрядники РВМГ-220МУ1 і РВМА-220Т1 мають один стовпчик, складений із шести однакових по електричних характеристиках і габаритам елементів, але два нижніх елементи мають підвищену механічну міцність за рахунок застосування високоміцної порцеляни. Розрядник РВМГ-І-220Т1, розрахований для роботи при швидкості вітру 45 м/с, скомплектований з 6 елементів в одному колонку, однак нижні два елементи для більшої механічної міцності мають збільшені діаметри.

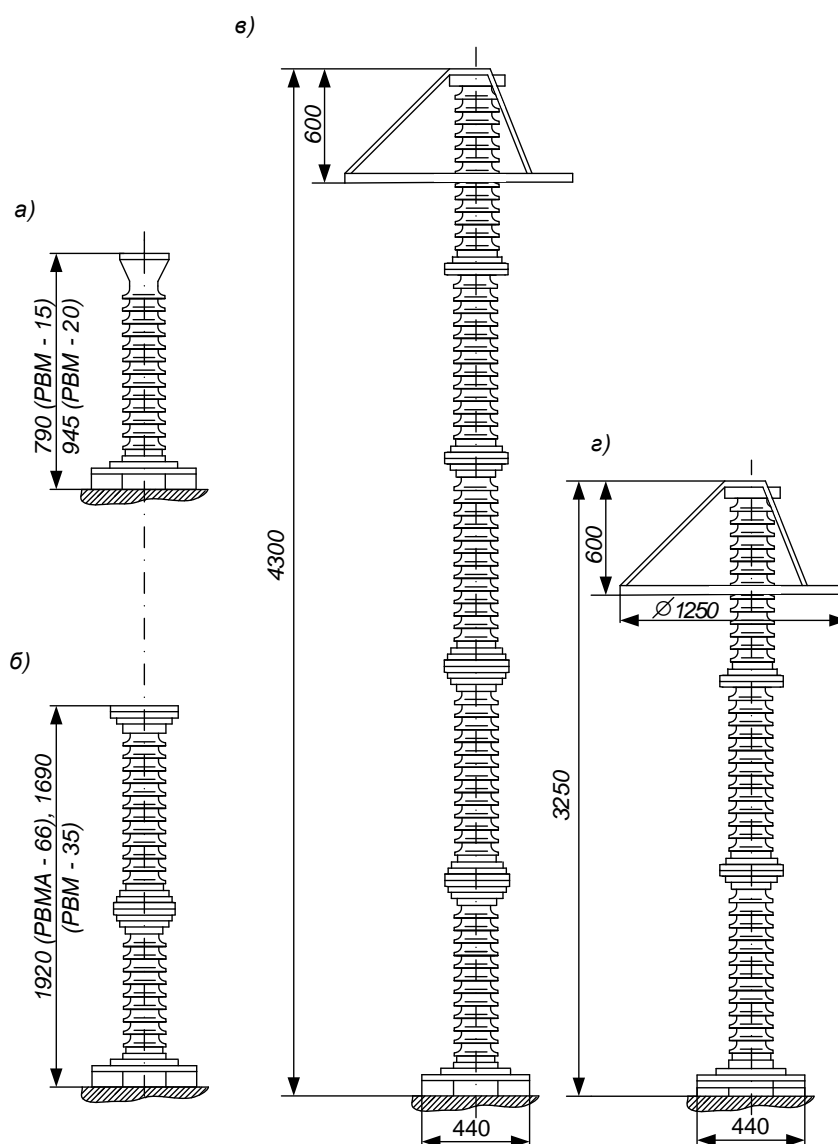


Рисунок 3.8 – Розрядники серії РВМ

Розрядник типу РВМГ-220-40/70 ХЛ1, розрахований на швидкість вітру 40 м/с і тяжіння проводів, що підводять, 700 Н, має двохколонкове виконання (рис.

2.6), причому правий стовпчик установлений на трьох опорних стрижневих ізоляторах, розташованих по вершинах рівностороннього трикутника.

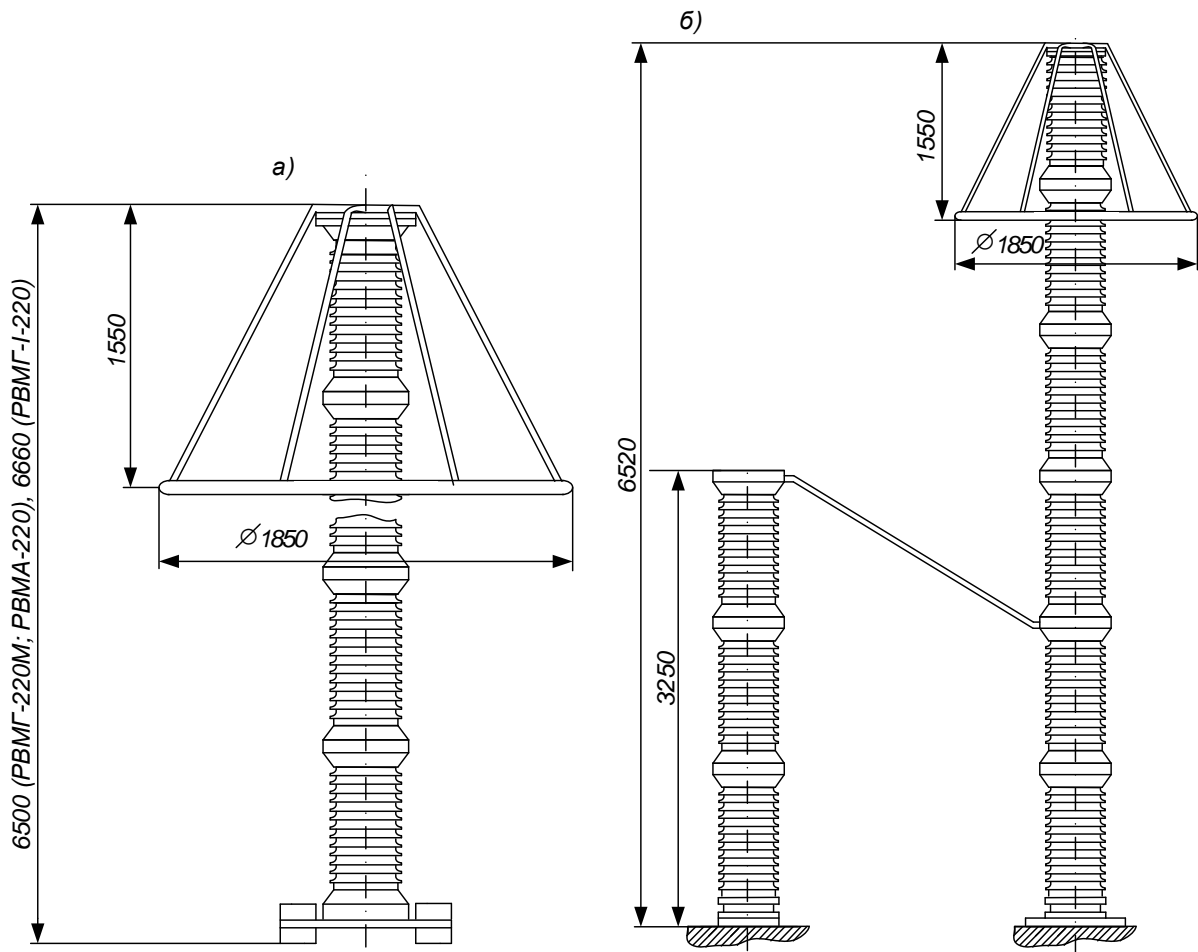


Рисунок 3.9 – Розрядники серії PVM

Приєднання проводу лінії до ВР на класи напруги 15-150 кВ проводиться за допомогою болта М12, розташованого на кришці розрядника, у ВР на 220 - 330 кВ - за допомогою контактного виводу.

У ВР на 66-150 кВ ізолююча основа має чотири опори, розташовані по діаметрі 470 мм. Ізоляція основи від землі здійснюється двома порцеляновими кільцями.

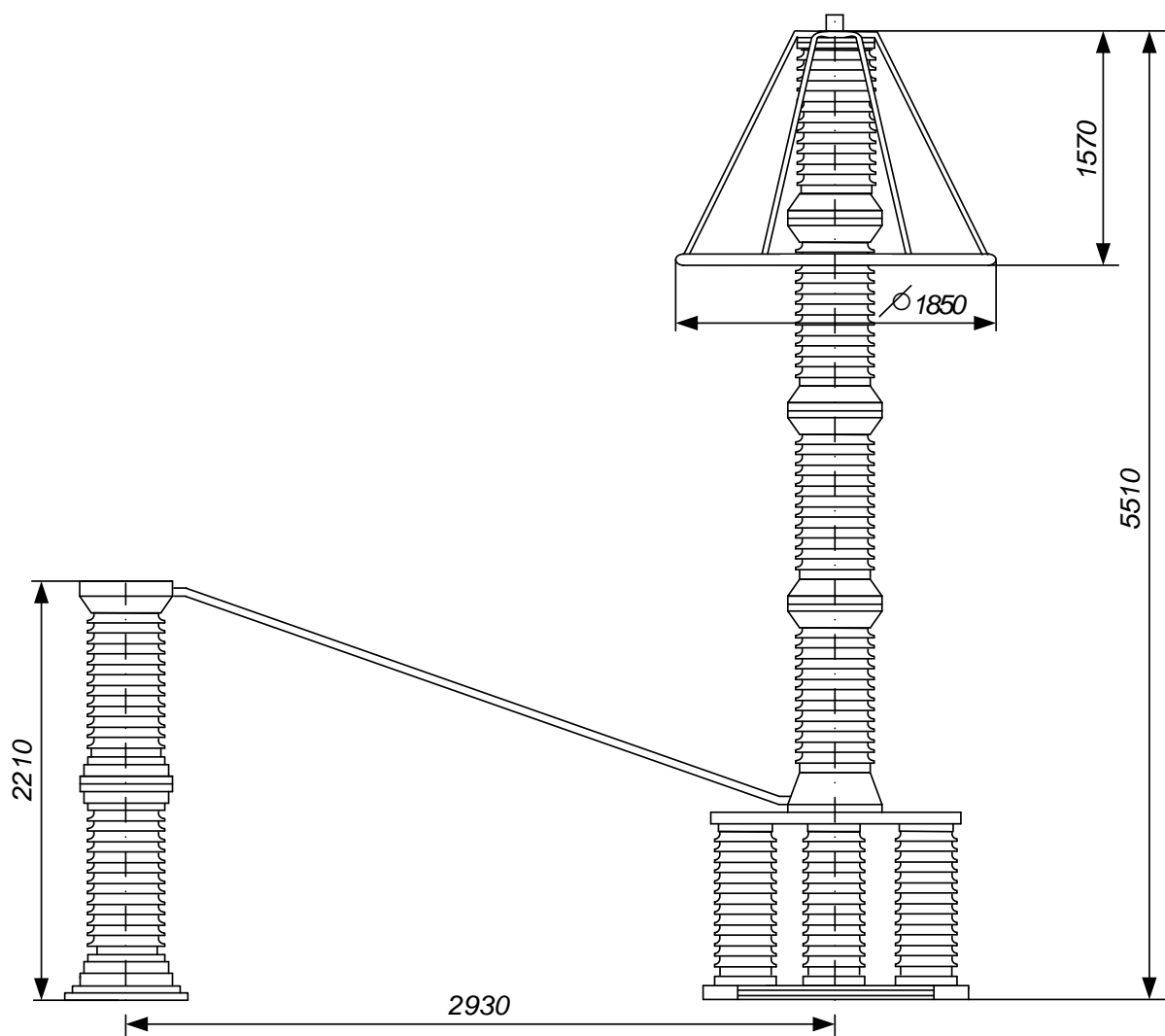


Рисунок 310.6 – Розрядники серії RBMK

В цих ВР використовуються опорно-стрижневі ізолятори різних типів. До верхньої рами кріпиться екран із труби, що має форму рівностороннього трикутника з плавно закругленими кутами. Він екранує три верхніх робочих елемента ВР. На рис. представлена конструкція розрядника серій RBMG і RBMK, у якому елементи з НРР і ПП підвішені зигзагоподібно на опорній конструкції з опорно-стрижневих ізоляторів. Опорна конструкція складається з трьох стовпчиків опорно-стрижневих ізоляторів, розташованих по вершинах рівностороннього трикутника на металевій рамі. По висоті опорна конструкція розділена металевими рамами на кілька поверхів (ярусів). Нижні ізолятори кріпляться до рам шарнірно. Число опорних ізоляторів у колонку і число поверхів залежить від номінальної напруги ВР і складає:

Таблиця 3.10 Число опорних ізоляторів та поверхів в колонці

Тип розрядника	РВМК-330ПУ1	РВМГ-400	РВМК-400П	РВМГ-500У1	РВМК-500ПУ1
Кількість ізоляторів в колонці	11	10	17	12	22
Кількість поверхів	2	2	3	2	3

Розрядники вентиляні комбіновані типів РВМК-330ПУ1 і РВМК-500ПУ1 призначені для захисту від атмосферних і комутаційних перенапруг ізоляції електроустаткування змінного струму частоти 50 Гц. Технічні дані цих ВР приведені в таблиці 2.3.

Принципова схема комбінованого розрядника представлена на рисунку 2.7. Розрядник складається з елементів трьох типів: основних (ОЕ), іскрових (ІЕ) і вентиляних (ВЕ). Основні елементи містять НРР і багаторазові ІП. В іскрових елементах знаходяться тільки багаторазові ІП, а у вентиляних тільки НРР. Якщо максимальний імпульс перенапруги досить високий (грозовий імпульс), то пробиваються всі ІП в основних і іскрових елементах. У ланцюг розряду виявляються включеними НРР тільки основних елементів. Однак грозові перенапруги мають відносно малу потужність і опір включеного НРР виявляється достатнім для обмеження супровідного струму до значення, при якому він може бути погашений ІП.

Якщо ж амплітуда імпульсу перенапруги невелика (комутаційний імпульс), то пробиваються тільки ІП в основних елементах і в ланцюг розряду виявляється включеним опір НРР основних і вентиляних елементів.

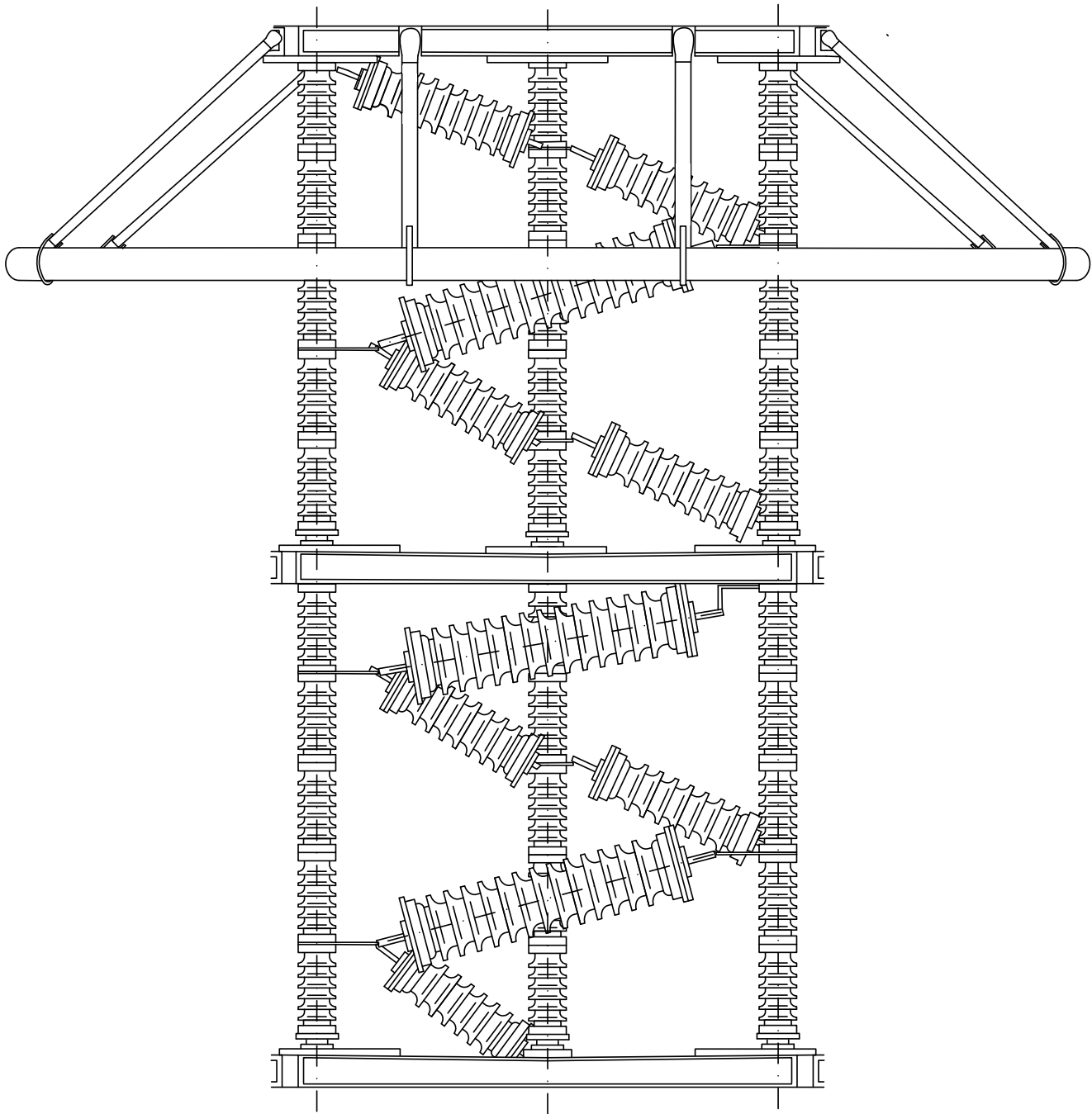


Рисунок 3.11 – Принципова схема комбінованого розрядника

У розряднику РВМК-400П і РВМК-500ПУ1 для збільшення механічної міцності опорної конструкції стовпчика першого поверху здвоюються.

Робочі елементи грозових розрядників на 400 і 500 кВ кріпляться до опорної конструкції по гвинтовій лінії. У комбінованих розрядниках по висоті першого ярусу опорної конструкції по гвинтовій лінії розташовуються двома

рівнобіжними ланцюгами іскрові і вентиляльні елементи. Для поліпшення вольт-секундної характеристики іскрової частини розрядника кожен іскровий елемент

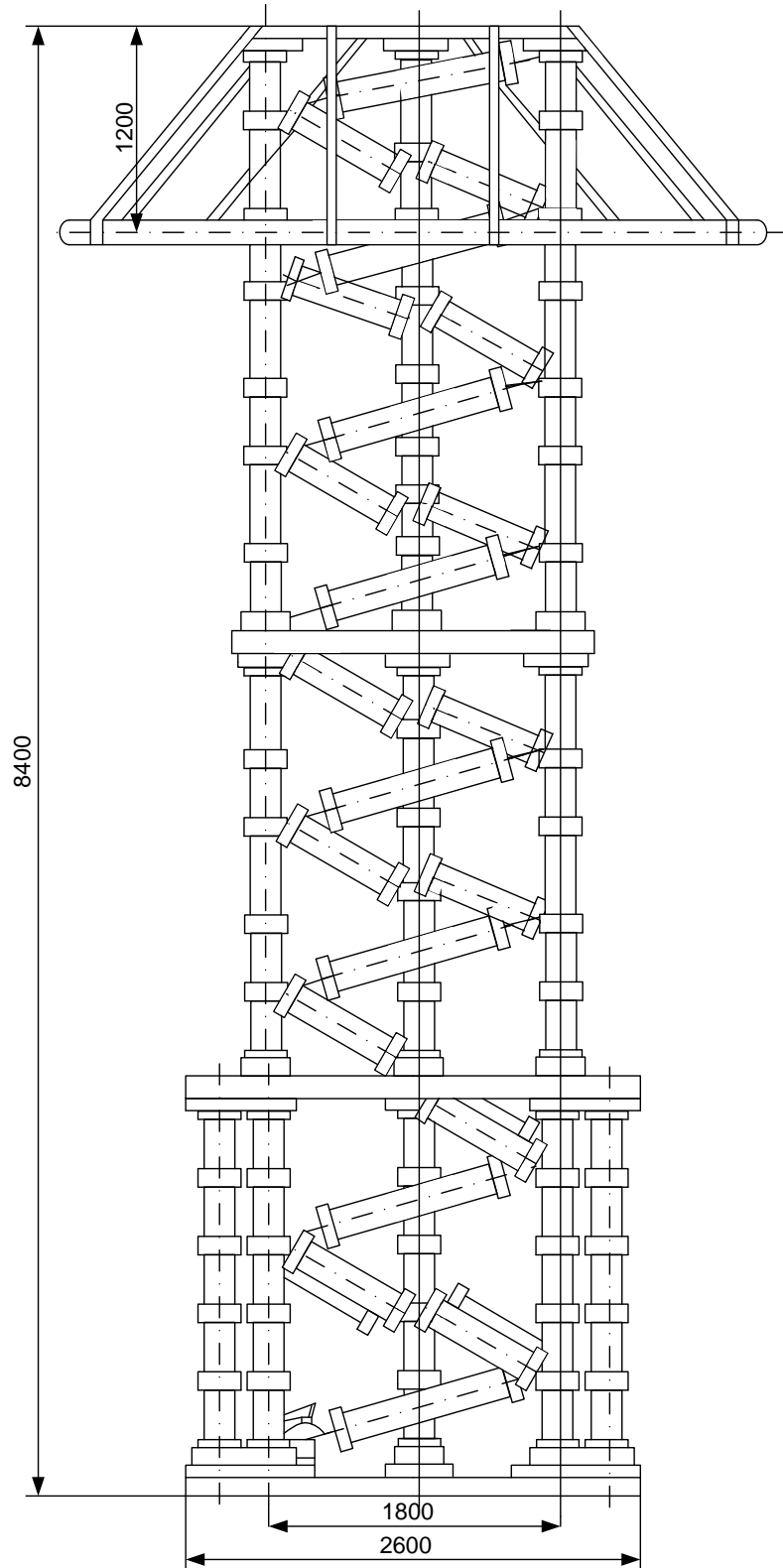


Рисунок 3.12 – Принципова схема комбінованого розрядника з зведеною опорною конструкцією стовпчика першого поверху.

з'єднаний перемичками з відповідним вентиляним елементом, а усередині іскрових елементів знаходяться зосереджені ємності, підключені паралельно ІІ. В другому і третьому ярусах опорної конструкції розміщені основні елементи ВР. Для приєднання реєстратора спрацьовування найближчі до землі кінці робочих елементів ВР ізолюються від опорної конструкції.

Удосконалення конструкції ВР із розташуванням вентиляних і іскрових елементів по гвинтовій лінії досягається розміщенням основних частин усередині порцелянової покришки досить великого діаметра. У цих ВР опорну конструкцію, розміщену усередині покришки, утворюють стійки зі склотекстолітових труб, на яких підвішені блоки ІІ зі ШНР і блоки НРР. Таке компонування використову-

Таблиця 3.11 – Параметри розрядників

Тип розрядника	Кількість елементів	Розміри, мм	
		Н	h
РВМК-750МУ1	5	11380	2370
РВМК-400ВУ1	3	6840	1700

Таблиця 3.12 Довжина шляху витоків і маса розрядників із магнітним гасінням дуги.

Тип ВР	Довжина шляху витоків, см	Маса, кг	Тип ВР	Довжина шляху витоків, см	Маса, кг
РВМ-15У1	62	94	РВМГ-220-40/70ХЛ1	780	950
РВМ-20У1	80	104	РВМГ-330МУ1	685*	1016
РВМ-35У1	124	165	РВМГ-400У1	1260	2820
РВМА-66Т1	190	188	РВМГ-500У1	1520/840*	3050
РВМГ-110МУ1	378	325	РВМК-330ПУ1	622	3520
РВМГ-110-40/70ХЛ1	390	338	РВМК-400П	850*	6980
РВМГ-150МУ1	490	417	РВМК-500ПУ1	940*	6590
РВМГ-220МУ1	780	610	РВМК-400В	1170	3500
РВМГ-І-220Т1	775	1060	РВМК-750МУ1	1575	6200

* По ізоляторам опорної конструкції.

ється у ВР типу РВМК-400ВУ1 (ТІ або ТС1) і РВМК-750МУ1. ВР на 400 кВ складається з трьох секцій, а ВР на 750 кВ - з п'яти. Їхні технічні дані приведені в

таблицях 2.3 і 2.11. Розрядники серії РВРД (рис. 2.8) відповідають групі І (див. табл. 2.1) і призначені для захисту ізоляції обертових електричних машин і іншого устаткування змінного струму частоти 50 Гц на класи напруги 3; 6 і 10 кВ від атмосферних і короткочасних комутаційних перенапруг (у межах їхньої пропускної здатності). Довжина шляху витoku 22 см для РВРД-3 і РВРД-6, 40 см для РВРД-10. Маса: 18,5 кг у РВРД-3; 23,8 у РВРД-6 і 32,3 у РВРД-10.

3.7 Обмежники перенапруг

Обмежники перенапруг нелінійні (ОПН)

На відміну від традиційних вентильних розрядників з іскровими проміжками й карборундовими резисторами ОПН не містять іскрових проміжків і складаються тільки з колонки нелінійних резисторів на основі окису цинку, розміщених у полімерному або порцеляновому корпусі. Оксидно-цинкові резистори дають змогу застосовувати ОПН для глибшого обмеження перенапруг порівняно з вентильними розрядниками й здатні витримувати без обмеження часу робочу напругу мережі. Полімерний або порцеляновий корпус забезпечує ефективний захист резисторів від навколишнього середовища й безпеку експлуатації. Властивості матеріалу, застосовуваного в НРР обмежників, а ним є оксидно-цинкова кераміка, і дозволили відмовитися від ІІ. НРР обмежника перенапруги з одного кінця підключений безпосередньо до мережі, а з іншого заземлений через реєстратор спрацьовування (за винятком ОПН спеціального призначення). У нормальному режимі роботи ОПН через його НРР проходить струм провідності, обумовлений робочою напругою мережі. Тривалий струм провідності через НРР трохи нагріває резистор і є причиною поступового старіння оксидно-цинкової кераміки, що виражається в збільшенні струму провідності. При його надмірному збільшенні може відбутися тепловий пробій НРР і вихід ОПН із ладу. Тому важливою задачею при розрахунку і конструюванні ОПН поряд з вибором захисних характеристик є визначення терміну його служби.

По цій же причині особливу увагу при експлуатації ОПН варто звертати на зміну в часі струмів провідності, запобігаючи аварійні ситуації.

Захисна дія ОПН обумовлена тим, що з появою небезпечного для ізоляції перенапруги минаючий через обмежник імпульсний струм унаслідок високої нелінійності резисторів не створює небезпечного для ізоляції підвищення напруги.

Компонування ОПН.

Для класу напруги до 500 кВ включно ОПН являють собою одноколонкові одноелементні конструкції, а для класу напруги 750 кВ - багатоелементні. У середині елемента ОПН розміщується НРР, що складається з великого числа одиничних дискових резисторів (діаметр диска $28 \pm 0,5$ мм, а висота $10 \pm 0,5$ мм) з оксидно-цинкової кераміки. Для зручності зборки ОПН НРР розділений на кілька однакових блоків. При зборці ОПН блоки встановлюються один на інший і з'єднуються між собою послідовно. Кожен блок складається з декількох рівнобіжних стовпчиків резисторів. Кожна така колонка складається з одиничних дискових резисторів, підібраних по електричних характеристиках, оформляється в єдине ціле за допомогою термоусаживаємої трубки, що після термообробки при температурі 150- 160 °С щільно облягає резистори (до термообробки внутрішній діаметр трубки 40 мм, після термообробки - менш 28 мм).

Мінімальне число резисторів в одній колонці - 38 (в ОПН-I-110ХЛ4), а максимальне - 100 (в ОПН-750У1).

Стовпчики підбираються в блок таким чином, щоб вони мали однакові (із прийнятою точністю вимірів):

1) струм провідності при нарузі, що відповідає фазному і перевищує фазне в 1,3 рази;

2) залишкова напруга, при імпульсному струмі 8/20 мкс амплітудою 100 А.

Число рівнобіжних стовпчиків резисторів, блоків і загальне число одиничних резисторів приведене в табл. .

Стовпчики резисторів кріпляться зовні до металевих фланців, закріпленим на торцях перфорованого склотекстолітового циліндра, утворюючи блок резисторів. Квадратні отвори в стінках склоепоксидного циліндра, утворені при намотуванні скляних ниток, заповнені тонкою плівкою епоксидної смоли. При

визначеному надлишковому тиску ця плівка руйнується й у стінках циліндра утворюються наскрізні отвори. Для поліпшення тепловіддачі від усіх стовпчиків резисторів у навколишнє середовище радіальний зазор між колонками резисторів і внутрішньою поверхнею порцелянової покриття виконується можливо меншим, а простір між порцеляною покриттям і склоепоксидним циліндром заповнюється сухим кварцовим піском. Після заповнення апарата піском виконується відкачка повітря, що залишилось, (залишковий тиск $2 \cdot 10^3$ Па), і апарат заповнюється сухим азотом (при нормальному атмосферному тиску).

Таблиця 3.13. Комплектація ОПН.

Тип обмежника	Кількість блоків	Кількість колонок в блоці	Загальна кількість одиничних резисторів в НРР
ОПН-110У1, ОПН-110ХЛ1	2	4	496
ОПН-І-110ХЛ4	3	8	912
ОПН-150У1	3	5	855
ОПН-220У1, ОПН-220ХЛ1	4	6	1464
ОПН-І-220У1, ОПН-І-220ХЛ4	3	8	1824
ОПН-330У1	4	10	3720
ОПН-500У1, ОПН-500ХЛ1	6	18	8856
ОПНІ-500У1	6	18	8856
ОПН-25УХЛ1	1	8	384
ОПН-35УХЛ2	1	5	340
ОПН-750У1	8	30	24000
ОПНО-750У1	8	18	13536
ОПНВ-190У4.2	4; 2*	8	1808
ОПНВ-840У4.2	5; 2*	9	4420
* У середині блоку паралельно НРР розміщені ІПВД і електрично з'єднані з НРР.			

Обмежники на напруги 330-750 кВ і 110-220 кВ із рівнем обмеження перенапруг $1,7 U_{н.р.ф.}$ мають запобіжний пристрій для скидання тиску у випадку внутрішнього ушкодження апарата. Цим же цілям служить внутрішній резервний об'єм, утворений у блоках НРР стінками послідовно з'єднаних перфорованих циліндрів. При підвищенні тиску в просторі між порцеляною покриттям і

циліндром зі склотканини стінка циліндра місцями руйнується, даючи вихід газам.

Умовна позначка обмежників перенапруги складається з декількох букв і цифр. Перші три букви (ОПН) означають «обмежник перенапруги нелінійний». Четверта буква позначає найбільш істотні ознаки обмежника (И - з іскровою приставкою, ОБ - полегшений, У - для захисту високовольтних тиристорних вентилів). Потім після риски - римська цифра, що відповідає виконанню ОПН. Далі після риски вказується номінальна напруга ОПН. І нарешті, впливає позначення кліматичного виконання і категорії розміщення.

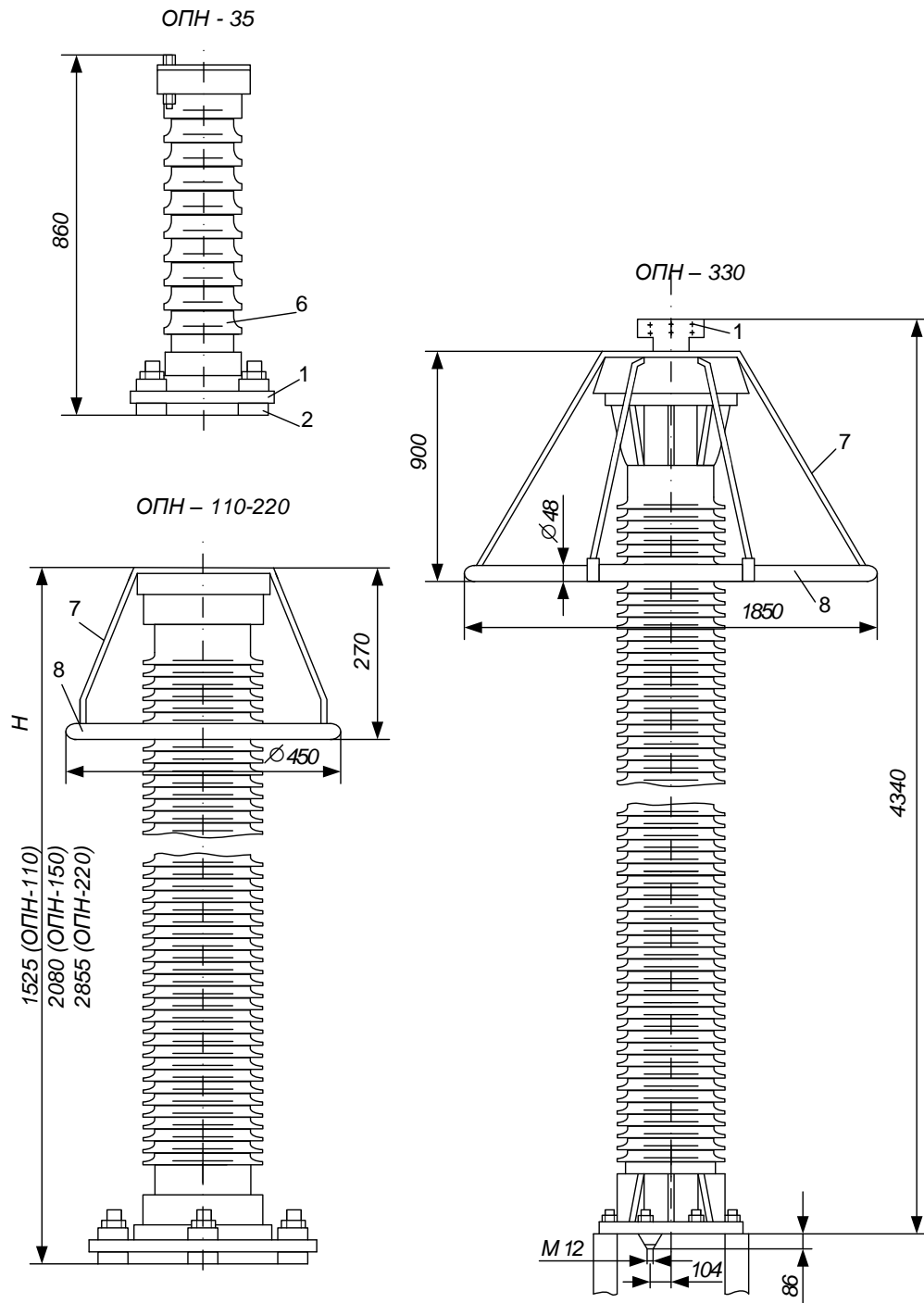
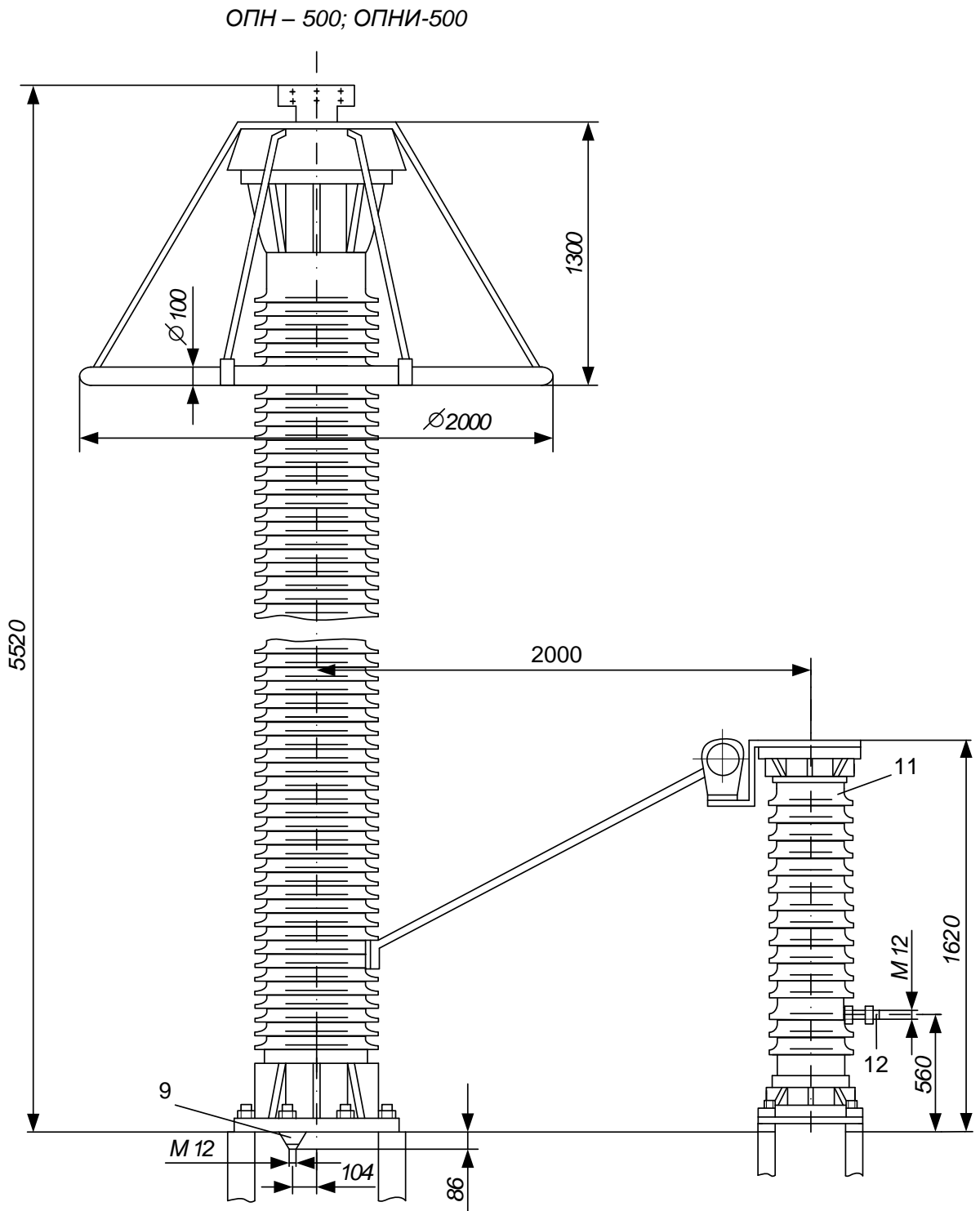


Рисунок 3.15 – ОПН на 35-330 кВ

На рисунках 3.15 і 3.16 зображена серія ОПН на 35-750 кВ. Лінія приєднується до контактної виводу 5 у виді болта М12 (в ОПН-35ХЛ2, ОПН-І-110ХЛ4 і ОПН-І-220У1), або плоскої лопатки з двома отворами (в ОПН-110У1, ОПН-150У1 і ОПН-220У1), або із шістьма отворами (в ОПН-330У1 ОПН-500У1 і



ОПН-750У1). Кільцеві трубчасті екрани 8 вирівнюють розподіл напруги по висоті обмежника і зчленовуються з екранотримачами 7 за допомогою скоб. Екранотримачі кріпляться гвинтами до верхнього фланця. Порцелянова покривка 6 і розташовані усередині її блоки НРР утворюють елемент ОПН.

В ОПН на 35-220 кВ елементи 6 кріпляться до чавунної підставки 1, що має три (в ОПН-35ХЛ2) або чотири (в ОПН на ПО-220 кВ) отвори для кріплення до фундаменту. Підстави 1 ізолювані від фундаменту за допомогою порцелянових дисків 2 і паронітових прокладок 3. Шпильки 4, що кріплять підставки до фундаменту, ізолювані від підстави трубками.

ОПН на 330-750 кВ установлюються безпосередньо на фундаменті без ізолюючої основи. Однак вивід низького потенціалу здійснений через ізолюючий вивід 9 у днище апарата (див. перетин Б-Б). Ізоляція НРР від землі здійснюється для підключення реєстраторів спрацьовування і для профілактичних іспитів ОПН під напругою.

Обмежник перенапруги ОПНИ-500У1 забезпечує обмеження як фазних, так і міжфазних перенапруг.

При несиметричних к. з. розподіл сумарної напруги ушкоджених фаз по III у випадку відсутності ємності несиметричний. Пробивна напруга III відповідної галузі (з урахуванням розкиду) може виявитися вище діючої напруги, і пробою III не відбудеться, тобто ОПН не переключиться в режим обмеження міжфазних перенапруг. Ємність у нейтралі «зірки» створить постійний підпір напруги, що виключає подібний режим.

Обмежник перенапруги ОПНИ-500У1 складається з двох стовпчиків. Перший стовпчик ідентичний обмежникові перенапруги ОПН-500У1 і має ізолюваний вивід на напругу 60 кВ, що з'єднується з реєстратором спрацьовування 10. Останній установлений на другому стовпчику 11, що містить набір іскрових проміжків. У колонці 11 є ізолюваний вивід 12 на 35 кВ для підключення ємності.

Стовпчик ОПНО-750У1 по висоті складається з двох елементів, а ОПН-750У1 - з чотирьох. Елементи в ОПНО-750У1 і ОПН-750У1 різні по висоті і діаметрові. Габарити ОПН-750У1 (з чотирьох елементів) приведені на рис.10.12.

Характеристики ОПН приведені в таблицях 2.13-2.15, а вольт-амперні характеристики - на рисунку 3.17.

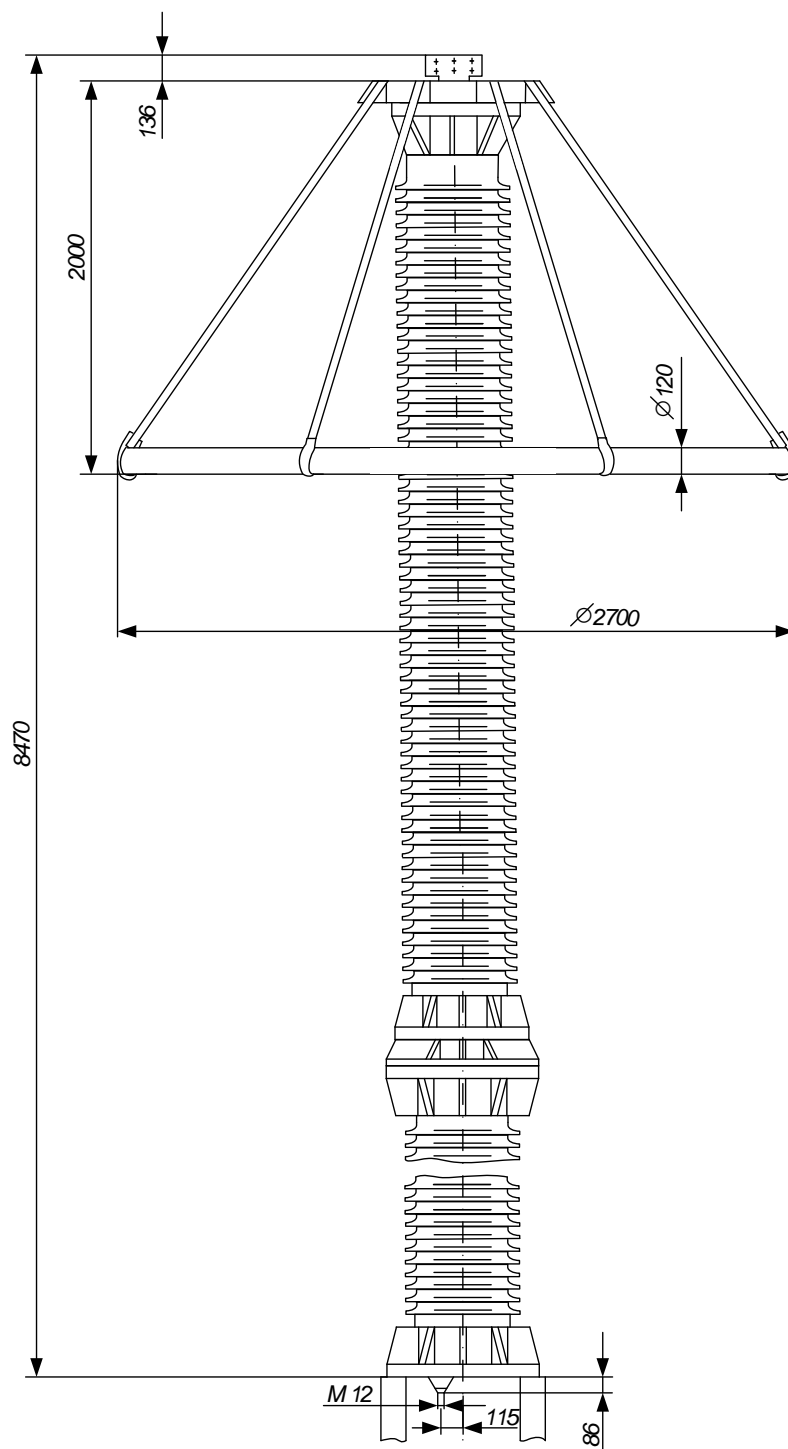


Рисунок 3.17– ОПНО-750У1

Таблиця 3.15. Основні електричні характеристики обмежників перенапруг.

Параметр	ОПН-110ХЛ1, ОПН-110У1	ОПН-150У1	ОПН-220У1, ОПН-220ХЛ1	ОПН-330У1	ОПН-500У1, ОПН-500ХЛ1	ОПН-500У1	ОПН-110ХЛ4	ОПН-1-220У1, ОПН-1-220ХЛ4	ОПН-35ХЛ2	ОПН-750У1	ОПН-750У1	
Номинальна напруга, кВ	10	50	20	30	00	50	10	20	5	50	50	
Найбільша робоча напруга (діюча), кВ	3	00	48	10	03	30	3	48	0,5	55	55	
Напруга на обмежниках (діюча), кВ, допустима на протязі: 20 хв 20 с 3,5 с 1 с 0,15 с	8	20	75	50	65	36			9	45	45	
	5	30	90	70	90	5	8	75	25	90	90	
	00	38	00	90	20	0	5	90	5	35	35	
	05	45	10	05	40	0	00	00	8	60	60	
							-					
							44					
Розрахунковий струм комутаційної перенапруги, волна 1200/2500 мкс, А	80	50	20	00	200	12	50	00	50	800	200	
Залишкова апруга при розрахунковому струмі комутаційної перенапруги: кВ, не менше кВ, не більше по відношенню до $U_{н.р.ф.}$, не більше	75	45	55	00	20	72	65	30				
	90	60	80	45	70	0/585**	75	50	05	180	180	
	,85	,85	,85	,85	,8	0/630**	,7	,7	,85	,85	,85	

Продовження таблиці 3.15.

Параметр	ОПН-110ХЛ1, ОПН-110У1	ОПН-150У1	ОПН-220У1, ОПН-220ХЛ1	ОПН-330У1	ОПН-500У1, ОПН-500ХЛ1	ОПНИ-500У1	ОПН-І-110ХЛ4	ОПН-І-220У1, ОПН-І-220ХЛ4	ОПН-35ХЛ2	ОПН-750У1	ОПНО-750У1
Залишкова напруга, кВ, не більше, при імпульсному струмі з довжиною фронту 8 мкс і максимальним значенням, А											
3000	2 30**	3 05***	4 30***	6 20***	8 25***	8 5***					
5000	2 50	3 30	4 60	6 50	8 60	8 0			23	280	300
7000							05	10	28		
10000	- 2	- 3	- 5	- 7	65	5/720**				320	350
15000	2 80***	3 65***	5 00***	7 00	9 20	9 0			50	380	420
	-	-	-	-	9 80***	9 0***					
Кратність залишкової напруги по відношенню до $U_{н.р.ф.}$ при струмах											
5000 А	2 ,42	2 ,35	2 ,24	2 ,19	2 ,0	2 2,0					
10000 А	2 ,71	2 ,6	2 ,43	2 ,36	2 ,15	2 5	,0	,0	,24	,0	,02
<p>* На протязі 0,12 с. ** Праворуч від косої лінії вказана напруга на частині ОПНИ, яка примикає до лінії. *** Даня для справок.</p> <p>Примітка: Пробивна напруга іскрового елемента ОПНИ-500У1 – не менше 75 кВ (діюча) при плавному зростанні напруги частоти 50 Гц і не більше 100 кВ при косокутовій волні з передзарядним часом 800-1200 мкс.</p>											

Таблиця 3.16. Пропускна здатність обмежників перенапруг.

Вплив	ОПН-352ХЛ2	ОПН-110У1, ОПН-10ХЛ1	ОПН-1-110ХЛ4	ОПН-150У1	ОПН-220У1, ОПН-220ХЛ1	ОПН-1-220У1, ОПН-1-220ХЛ1	ОПН-330У1	ОПН-500У1, ОПН500ХЛ1	ОПН-500У1	ОПН-750У1	ОПНО-750У1
20 імпульсів струму 2000/2500 мкс	350	280	350	350	420	500	700	1200;1340*	1340;1440*	2100	1450
8/20 мкс	500	5000	5000	5000	5000	5000	-	-	-	-	-
16/40 мкс	-	-	-	-	-	-	8000	15000	15000	15000	15000
2 імпульса струму 8/20 мкс	-	15000	-	15000	15000	-	24000	30000	30000	40000	30000

* Стосовно до обмежників ОПН-500У1 та ОПН-500У1 для Саяно-Шушенської ГЕС.

Таблиця 3.17. Довжина шляху витоку і маса ОПН.

Тип ОПН	Довжина шляху витоку, см	Маса, кг	Тип ОПН	Довжина шляху витоку, см	Маса, кг
ОПН-35ХЛ2	770	60	ОПН-330У1	860	1300
ОПН-110У1	227	115	ОПН-500У1	1070	1700
ОПН-110ХЛ1	227	115	ОПН-500ХЛ1	1070	1700
ОПН-150У1	310	155	ОПН-500У1	1070/310*	1900
ОПН-220У1	455	340	ОПН-750У1	1420	5900
ОПН-220ХЛ1	455	340	ОПНО-750У1	1680	2960
ОПН-1-220У1	620	390	ОПНВ-190У4.2	490	215
ОПН-1-220ХЛ4	620	390	ОПНВ-840У4.2	1070	500

* В знаменнику вказана довжина витоку по іскровій приставці.

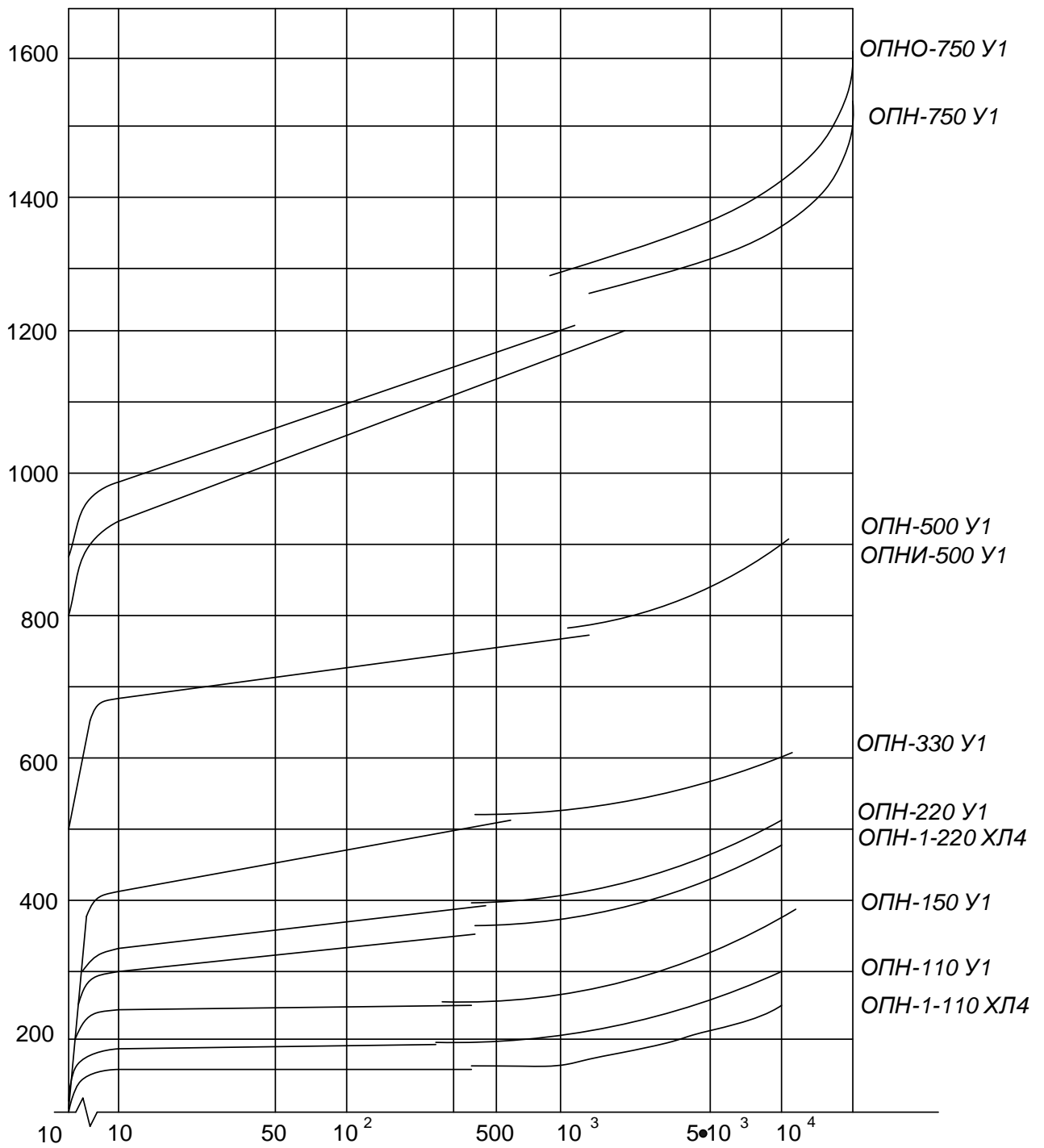


Рисунок 3.18 – Вольт-амперні характеристики ОПН

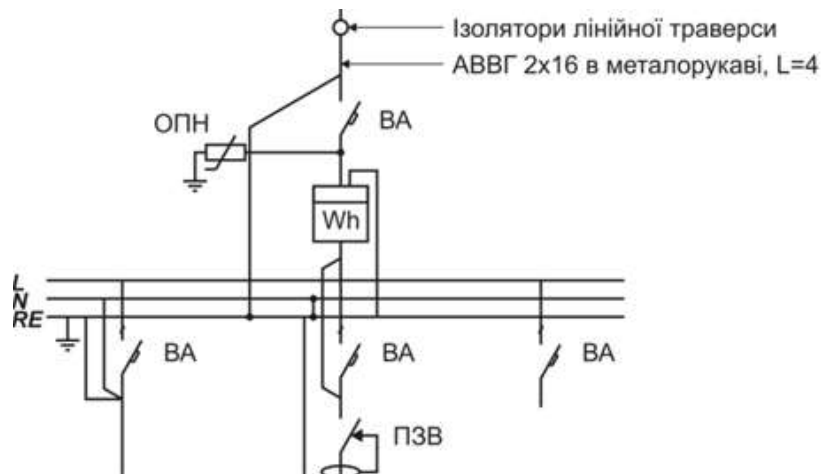


Рисунок 3.19 – Приклад встановлення ОПН

3.8 Трубчасті розрядники.

Трубчасті розрядники (РТ) є апаратами багатократної дії, призначеними для захисту лінійної ізоляції, а в сукупності з іншими засобами захисту — ізоляції станцій і підстанцій. Конструкція трубчастого розрядника показана на рисунку

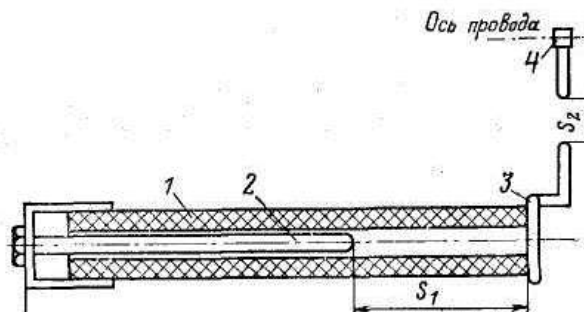


Рисунок 3.20– Конструкція трубчастого розрядника

1 — газогенеруюча трубка из фібри; 2 – Внутрішній електрод 3 – кільцевий електрод; 4 – затискач для кріплення електрода до арматур; S_1 і S_2 – внутрішній і зовнішній іскрові проміжки

Зовнішні іскрові проміжки розрядників встановлюються залежно від робочої напруги і режиму нейтралі мережі. Значення внутрішнього іскрового проміжку

регламентується для кожного типу РТ залежно від його дугогасильних властивостей.

Розміщення розрядників на опорах повинне бути таким, щоб зони вихлопу газів різних фаз не перетиналися. Відкритий кінець розрядника розташовується нижче закритого, щоб уникнути скупчення вологи у внутрішній порожнині розрядника.

Експлуатація РТ полягає в нагляді за їх станом, перевірці і ремонті. При огляді із землі звертається увага на положення покажчика спрацьовування, розмір зовнішнього іскрового проміжку, оплавлення електродів, стан заземлюючої проводки. При виявленні пошкоджень розрядник демонтується і піддається ревізії. Розрядник бракується, якщо діаметр внутрішнього каналу трубки збільшується (унаслідок багатократних спрацьовувань) на 20—25 % в порівнянні з первинним.

Трубчасті розрядники і захисні проміжки повинні оглядатися при обходах ліній електропередачі. Спрацьовування розрядників наголошується в обхідних листах. Перевірка трубчастих розрядників із зняттям з опор проводиться 1 раз на 3 роки. Верховий огляд без зняття з опор, а також додаткові огляди і перевірки трубчастих розрядників, встановлених в зонах інтенсивного забруднення, повинні виконуватися відповідно до вимог місцевих інструкцій.

Ремонт трубчастих розрядників повинен виконуватися по мірі необхідності залежно від результатів перевірок і оглядів. Огляд засобів захисту від перенапруг на підстанціях повинен проводитися: в установках з постійним чергуванням персоналу в час чергових обходів, а також після кожної грози, що викликала роботу релейного захисту на ВЛ, що відходять; у установках без постійного чергування персоналу - при оглядах всього устаткування.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці. Також за цим законом регулюються відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [28].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток електричних мереж із дослідженням конструкційних особливостей ліній електропередачі», найголовнішим поняттям при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток електричних мереж із дослідженням конструкційних особливостей ліній електропередачі» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні даного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт на пункті управління (диспетчерському пункті) за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті. Провести розрахунок захисного заземлення.
- Дослідити роботу електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробити превентивні заходи по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.

4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток електричних мереж із дослідженням конструкційних особливостей ліній електропередачі» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
 - підвищений рівень вібрації,
- в) психофізіологічні:
- фізичні перевантаження (динамічні)
 - нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
 - підвищений рівень статичної електрики [19].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці".
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж".
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ.
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок".
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів".
- Правила улаштування електроустановок.

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [28].

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

4.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.4.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура (1°C) і відносна вологість повітря (XV , %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27°C	0,1-0,3

4.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в $\text{мг}/\text{м}^3$.

Таблиця 4.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, $\text{мг}/\text{м}^3$		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в $1/8''$ у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [22].

4.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [23]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (4.1)$$

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ);

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

природне: $e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%$;

суміщене $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$.

4.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [23]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення $e_{\text{мін}}$ передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

4.4.5 Виробничий шум

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [24].

Таблиця 4.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60
	79	70	63	58	55	52	50	49	

4.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло

сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 4.4 допустимі рівні вібрації m постійних робочих місцях.

Таблиця 4.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

4.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику

Як зазначалось в розділі 4.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення як вторинних кіл трансформаторів струму та напруги так і всіх металевих частин електроустановок та панелей. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику. Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

Умовне позначення	Параметр, одиниці виміру,	Значення
l_B	Довжина вертикального заземлювача, м	3
L_T	Довжина горизонтального заземлювача, м	662
S	Площа заземлюючого пристрою, м ²	1206,5
ρ_1	Питомий опір ґрунту при температурі промерзання -5^0C , Ом/м	800

ρ_2	Питомий опір ґрунту при вологості 20%, Ом/м	120
M	Параметр, що залежить від відношення ρ_1/ρ_2	0,78
$R_{ч}$	Опір тіла людини, Ом	1000

Продовження таблиці 4.1

R_c	Опір, Ом	1200
$\tau_{рз}$	Час дії РЗ, с	0,12
$\tau_{вим}$	Час відключення вимикача, с	0,06
t	Глибина закладання полоси, м	0,5
h_1	Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача, м	2
$I_{кз}$	Струм короткого замикання, А	2000

Дійсний план заземлюючого пристрою (рис. 4.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 4.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

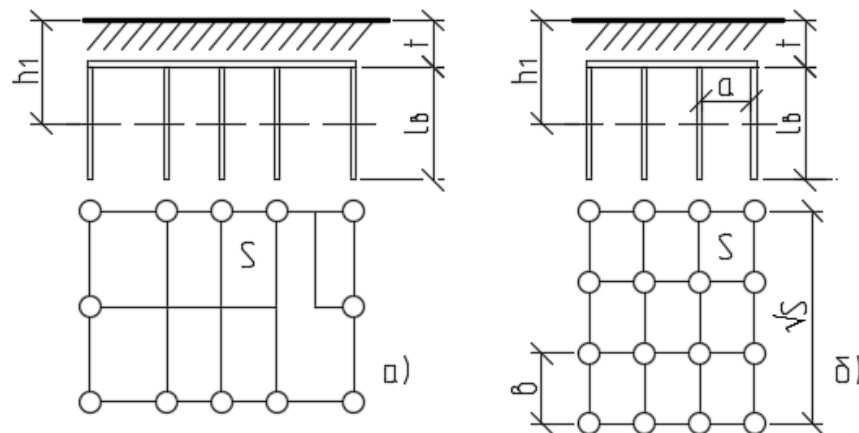


Рисунок 4.1 – Розрахунок складних заземлювачів

а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (4.2)$$

$$m = \frac{662}{2 \cdot \sqrt{1206,5}} - 1 = 8,53 \text{ (шт)}.$$

Приймаємо $m = 9$.

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (4.3)$$

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1206,5} \cdot (9 + 1) = 694,69 \text{ (м)}.$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (4.4)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5}}{9} = 3,86 \text{ (м)}.$$

Комірки мають квадратну форму, тому $b = a$.

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\left(\frac{a}{l_b}\right) \cdot l_b}; \quad (4.5)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5} \cdot 4}{\left(\frac{3,86}{3}\right) \cdot 3} = 36 \text{ (шт)}.$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_b = l_b \cdot n_b; \quad (4.6)$$

$$L_b = l_b \cdot n_b = 3 \cdot 36 = 108 \text{ (м)}.$$

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_b + t}{\sqrt{S}}; \quad (4.7)$$

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{3+0,5}{\sqrt{1206,5}} = 0,36.$$

По таблиці 7.6 [15] для відношення $\frac{h_1 - t}{l_b} = 0,5$ $\rho_e / \rho_2 = 1,4$, тому еквівалентний опір буде рівний:

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2; \quad (4.8)$$

$$\rho_e = 1,4 \cdot 120 = 168 \text{ (Ом/м)}.$$

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_b}; \quad (4.9)$$

$$R_3 = 0,36 \cdot \frac{168}{\sqrt{1206,5}} + \frac{168}{694,69 + 108} = 1,95 \text{ (Ом)}.$$

Для $\tau_b = \tau_{\text{вим}} + \tau_{\text{рз}} = 0,18$ згідно ПУЕ [18] напруга дотику U_d становить 420 (В).

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_n = \frac{M \cdot \frac{R_q}{R_q + R_c}}{\left(\frac{l_b \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (4.10)$$

$$k_n = \frac{0,78 \cdot \frac{1000}{1000 + 1200}}{3 \cdot 662} = 0,105.$$

$$\frac{1}{(3,86 \cdot \sqrt{1206,5})^{0,45}}$$

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_n}; \quad (4.11)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,105} = 4000 \text{ (В)}.$$

Потенціал на заземлювачі знаходиться в допустимих межах (менше 10 кВ).

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{з,доп} = \frac{U_3}{I_{кз}}; \quad (4.12)$$

$$R_{з,доп} = \frac{4000}{2000} = 2 \text{ (Ом)}.$$

Так як виконується умова $R_3 < R_{з,доп}$, то заземлюючий пристрій задовільняє умові по опорі заземлюючого пристрою [15].

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{пр} = k_{п} \cdot I_{кз} \cdot R_3; \quad (4.13)$$

$$U_{пр} = k_{п} \cdot I_{кз} \cdot R_3 = 0,105 \cdot 2000 \cdot 1,95 = 409,41 \text{ (В)}.$$

Отже, виконуються умови $R_3 < R_{з,доп}$ та $U_{пр} < U_{д}$, тому розрахунок заземлюючого пристрою виконано вірно.

4.6 Дослідження безпеки роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.

У разі виникнення надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України, суб'єкти електроенергетики зобов'язані діяти відповідно до стандартів операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України та виконувати оперативні команди та розпорядження суб'єкта господарської діяльності, що здійснює диспетчерське (оперативно – технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України. Електроенергетика є однією з базових галузей економіки України й одною з декількох природних монополій. Наявний

виробничий потенціал повністю забезпечує тепловою й електричною енергією промислові підприємства й населення України.

Залежно від причин, що можуть зумовити виникнення надзвичайної ситуації на території України, розрізняють природного, техногенного, соціально-політичного та воєнного характеру.

4.6.1 Дослідження безпеки роботи приладів на диспетчерському пункті в умовах дії ЕМІ

За початковими даними необхідно дослідити стійкість приладів в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- прилади в основному виготовлено з напівпровідникових елементів, мікросхем, інтегральних схем, конденсаторів, резисторів, випрямлячів, магнітних матеріалів;
- висота та довжина незахищених провідників $l_B = 2,5$ м, $l_T = 1,6$ м;
- вертикальна складова напруженості електричного поля, $E_B = 12,73$ кВ/м.
- напруга живлення мікропроцесорного терміналу $U_{ж} = 220$ В.

Проведемо дослідження стійкості РЕА за наступним алгоритмом [30].

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_T = E_B \cdot 10^{-3}; \quad (4.14)$$

$$E_T = 12,73 \cdot 10^{-3} = 0,0127 \text{ (кВ / м)}$$

Визначаємо напругу, що наводиться в провідниках U_T та U_B :

$$U_T = E_B \cdot l_T; \quad (4.15)$$

$$U_B = E_T \cdot l_B; \quad (4.16)$$

$$U_T = 12,73 \cdot 1,6 = 20,37 \text{ (В)};$$

$$U_B = 0,0127 \cdot 2,5 = 0,0318 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N; \quad (4.17)$$

$$U_{\text{доп}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 1 = 222,2 \text{ (В)}$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{г}}}; \quad (4.18)$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{в}}}; \quad (4.19)$$

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{20,37} = 20,76 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{0,0318} = 76,89 \text{ (дБ)}.$$

Оскільки $K_{\text{б.г}} < 40$ дБ, то мікропроцесорні пристрої не стійкі в роботі і необхідно провести екранування.

Проведемо розрахунок екрану:

$$t = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{F}}; \quad (4.20)$$

де $k = 5,2$ для сталі

F – частота, $F = 15000$ Гц.

$$t = \frac{40 - 20,37}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,03 \text{ (см)}.$$

Виконаємо перевірку з використанням екрану товщиною 0,03 см.

$$E_{\text{в}} = \frac{E_{\text{в}}}{10 \cdot k \cdot t \cdot \sqrt{F} / 20}; \quad (4.21)$$

$$E_{\text{в}} = \frac{12,73}{10 \cdot 5,2 \cdot 0,03 \cdot \sqrt{15000} / 20} = 1,333 \text{ (кВ/м)}.$$

За формулами (4.15) та (4.18):

$$U_r = 1,333 \cdot 1,6 = 2,133 \text{ (кВ / м)};$$

$$K_{б.г} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{2,133} = 40,36 \text{ (дБ)}.$$

Для забезпечення коефіцієнта безпеки, що становить 40 дБ із відповідними довжинами струмопровідних частин, необхідно встановити сталевий екран товщиною 0,03 см. Так як мікропроцесорний термінал виконаний в сталевому корпусі з товщиною стінок 0,3 см та встановлений в панелі, виготовленій із сталі, використання додаткового екранування не вимагається.

4.6.2 Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління.

Приміщення оперативного пункту управління де знаходяться панелі захисту та автоматики відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами, де є тверді горючі речовини чи матеріали.

Будівля, де розташоване приміщення оперативного пункту управління, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступені вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних конструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами [25].

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 4.6.

У чисельнику вказуються межі вогнестійкості будівельних конструкцій; у знаменнику – межі розповсюдження полум'я по них.

Таблиця 4.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки	Плити, настили (з утеплювачем), несучі конструкції перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
II	1/0	0,5/0	0,2/40	0,2/40	0,25/0	1/0	0,25/0	0,25/25	0,25/0

Мінімальні відстані між будівлями і спорудами відповідно до III ступеня вогнестійкості становлять 12 м.

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасником; при загорянні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки вуглекислотним вогнегасником або піском; зупинити обладнання.

Площа приміщення оперативного пункту управління в середньому становить становить 250 м². В даному приміщенні для забезпечення пожежної безпеки необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території енергопідприємства розташувати 1 пожежний щит (стенд), до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на щиті, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу розміром 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску укомплектований совковою лопатою та має місткість 1,0 м³. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів [26].

Отже, проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті;
- провести розрахунок захисного заземлення за допустимою напругою дотику;

– проаналізувати організаційні та технічні заходи, що необхідно провести для безпечного виконання робіт в діючих електроустановках;

Також в даному розділі було досліджено безпеку роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників, а саме пожежну безпеку приміщення оперативного пункту управління на підстанції та безпеку роботи приладів в умовах дії ЕМІ.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/10 кВ.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження існуючих споживачів на наступний період (5 років) та перевірено необхідність заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні) та перерізів проводів. Після обрахунку усталеного режиму існуючої електричної мережі з врахуванням прогнозу виявилось, що немає необхідності у збільшенні перерізу проводів.

До існуючої схеми потрібно було підключити 5 додаткових навантаження (№201, 202, 203, 204 та 205). Було прийнято, що до даних пунктів під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюговим лініям від двох джерел, також на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів марки ТДН-16000/110 (вузли 201, 202), ТДН-10000/110 (вузли 202, 205) та ТМН-6300/110 (вузол 204).

Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою двох методів: поконтурної оптимізації та динамічного програмування. На базі цих методів оптимальна схема визначалась за мінімальними приведеними витратами.

За методом поконтурної оптимізації було розраховано 10 контурів, з яких оптимальними виявились 2 контури (1-й (9-201-205-10) та 4-й (3-204-203-202-9)). Оскільки за даним методом оптимальна схема виявилась радіально-магістральною, то було прийнято рішення доопрацювати її. Таким чином, було отримано відповідних 2 замкнених контури.

Для розрахунку за методом динамічного програмування було намічено 5 варіантів схем з майже однаковими сумарними капіталовкладеннями, з яких вибрано оптимальний варіант під номером 1, при цьому головним критерієм вибору є надійність електропостачання. Розвиток проводився на протязі 3-ох років при обмеженні по введенню нових ліній 40 км. Оптимальна схема за даним методом

виявилась ідентичною зі схемою, яка була обрана за попереднім методом – поконтурної оптимізації.

Схема підстанції Солобківці (вузол 3) « блок лінія-трансформатор » була повністю реконструйована. Для неї був обраний варіант схеми – місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів. При цьому, до існуючої схеми було приєднано 2 нових вимикачі.

Схема підстанції Нова Ушиця (вузол 9) « місток без вимикачів на трансформатори » була повністю реконструйована. Для неї був обраний варіант схеми – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованими і обхідним вимикачами. При цьому, до існуючої схеми було приєднано 6 нових вимикачів.

Також була реконструйована підстанція Ставчани (вузол 10) « два блоки ». Відповідно була обрана схема – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованими і обхідним вимикачами, при цьому було приєднано 4 нових вимикачів.

Таким чином, до існуючої мережі в загальному було приєднано 12 нових вимикачів.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 201, 202, 203, 204 та 205 було вибрано прохідну схему РП типу « місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів ».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунок максимального режиму роботи. На основі результатів розрахунку було прийнято рішення на новій лінії 3-204 (АС-120) збільшити переріз проводу відповідно на (АС-185). Також на існуючих лініях був збільшений переріз проводу таким чином: лінія 104-105 з АС-95 на АС-185; лінія 105-3 з АС-120 на АС-185; лінія 10-11 з АС-150 на АС-185; лінія 109-11 з АС-150 на АС-185; лінія 110-109 з АС-120 на АС-185; лінія 12-110 з АЖ-120 на АС-185; лінія 300-12 з АС-150 на АС-185.

Далі було проведено розрахунок інших основних режимів роботи: мінімального та післяаварійного. В післяаварійному режимі були розірвані головні ділянки 3-204 та 10-205.

Для усіх режимів за допомогою РПН трансформаторів було проведено регулювання рівнів напруги у всіх вузлах спроектованої мережі.

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3.644 МВт (2.7 %) при сумарній активній потужності генерації 149.644 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 83916.61 тис. грн.. Рентабельність капіталовкладень становить 18.0 %, а строк окупності – 5.54 років.

В умовах постійного погіршення технічного стану розподільних мереж через відсутність необхідних засобів на своєчасну заміну і якісний ремонт пошкодженого електроустаткування все гостріше стає проблема підтримки на достатньому необхідному рівні надійності роботи систем електропостачання споживачів електричної енергії. Будучи найбільш протяжними, розподільні мережі часто працюють у вельми важких умовах забруднення, зволоження, частих динамічних і термічних перевантажень, при цьому середня тривалість експлуатації більшої частини основного електроустаткування цих мереж значно перевищує нормативні терміни служби.

Регулювання напруги в електричній мережі даним способом можливо лише при наявності резерву реактивної потужності в системі. Тому застосування пристроїв, що компенсують, ефективно навіть при наявності інших регулюючих засобів.

Автоматизація регулювання напруги в електричних мережах дозволить забезпечити необхідну якість напруги на шинах споживачів і створити необхідні умови для економічної передачі електричної енергії з найменшими витратами реактивної і втратами активної потужності. Це забезпечить, у свою чергу, економію паливно-енергетичних ресурсів.

Відповідно до ДСТ 16357-83 вентильні розрядники по призначенню підрозділяються на групи:

I (важкого режиму) - для захисту від грозових і комутаційних перенапруг (табл. 2.1);

II, III, IV (легені режиму) - в основному для захисту від грозових перенапруг (табл. 2.1 і 2.2);

комбіновані - для захисту від грозових і комутаційних перенапруг з великими енергіями (табл. 2.3).

На відміну від традиційних вентиляльних розрядників з іскровими проміжками й карборундовими резисторами ОПН не містять іскрових проміжків і складаються тільки з колонки нелінійних резисторів на основі окису цинку, розміщених у полімерному або порцеляновому корпусі. Оксидно-цинкові резистори дають змогу застосовувати ОПН для глибшого обмеження перенапруг порівняно з вентиляльними розрядниками й здатні витримувати без обмеження часу робочу напругу мережі. Полімерний або порцеляновий корпус забезпечує ефективний захист резисторів від навколишнього середовища й безпеку експлуатації. Тому важливою задачею при розрахунку і конструюванні ОПН поряд з вибором захисних характеристик є визначення терміну його служби.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Арзамасцев Д.А. Модели оптимального развития энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
3. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090402 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
9. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для ВУЗов. – М.: Энергоиздат, 1989.
10. Атабеков В.Б. Монтаж електричних мереж і силового електроустаткування: Підруч. / Пер. з рос. Т.А. Сиротинко. – Вища шк.; 1995.
11. Вернер В.В. Электромонтер-ремонтник: Учеб. для профессион. обучения рабочих на производстве. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1987.
12. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4 – 500 кВ. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. -340 с.
13. ДБН В.1.2.-2:2006. Навантаження і впливи. Норми проектування.// Київ, Мінбуд України, 2006 та зміна// Київ, Мінбуд України, 2007.

14. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи.
15. ДСТУ 3546-97 (ГОСТ 30531-97) Изоляторы лінійні штирові фарфорові та скляні на напругу до 1000 В.
16. ГОСТ 1232-93 Изоляторы линейные штыревые фарфоровые и стеклянные на напряжение 1 – 35 кВ.
17. ГОСТ 27661-88 Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Типы, параметры, размеры.
18. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. :Видавництво «Форт», 2017. –760 с.
19. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГКД 34.20.175-2002. Вимоги до проектування повітряних ЛЕП напругою до 1 кВ з самоутримними ізолюваними проводами.// Київ, ГРІФРЕ, 2002.
21. Технічна інформація про самоутримні ізолювані проводи повітряних ліній електропередачі напругою до 1 кВ.// Київ, ГРІФРЕ, 2002.
22. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>
23. ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/prirodne-i-shtuchne-osvitlennja-nor8425.html>
24. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвук та інфразвук. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>
25. НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» від 03.12.2007 року № 833
26. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
27. ГКД 34.48.151-2003. Проектування, будівництво та експлуатація волоконно-оптичних ліній зв'язку по повітряних лініях електропередавання.

28. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.–Х.: Видавництво «Форт», 208. – 192с.
29. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
30. Гук Ю.Б., Кантан В.В, Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
31. Scai A. et. Al.: Application of Metal oxide Surge Arresters to Overhead Lines – Report of Cigre WG 33.11 Task Force 3, 1997
32. Борисова А.Л., Ковалев А.П. Оценка надежности защитных средств оборудования подстанции от грозových перенапряжений. Электротехнические и электромеханические системы. Материалы XV Всеукраинской студенческой научно-технической конференции 20-22 апреля 2010г. Севастополь: Изд-во СевНТУ, 2010 с. 11-12.
- 33.** Данилов Г.А., Зубков А.С., Боровицкий В.Г., Лошанов Ю.Е. Подвесные ОПН как средство повышения надежности работы воздушных линий электропередач (опыт применения)
34. Сакевич В.Ф., Поліщук О.В. С15 Цивільна оборона. Теоретичні основи. Навчальний посібник. – Вінниця : ВНТУ, – 2009. – 136 с.
35. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
36. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

ДОДАТКИ

Додаток А**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Лежнюк П.Д.

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

(підпис)

" _____ " _____ 2020 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ СПОСОБІВ ТА
ЗАСОБІВ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ
08-13.МКР.002.00.006 ТЗ**

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,
групи ЕСМ-18м
освітня програма «Електричні системи та
мережі»
Довгань І. С. _____

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС
Лесько В. О. _____
“ _____ ” _____ 2020 р.

Вінниця – 2020 року

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження конструкційних елементів ліній електропередачі, як основного елемента при транспортуванні електроенергії.

б) наказ № 76 від 6 березня 2020р про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – аналіз перспектив розвитку та модернізації існуючих електричних мереж та елементів ліній електропередачі в електричній системі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	06.03.20	08.03.20	Формування технічного завдання
2	Способи та засоби обмеження перенапруг	09.03.20	25.03.20	Аналітичний огляд літературних джерел
3	Розвиток фрагменту електричних мереж	26.03.20	10.04.20	розділ 1
4	Техніко-економічні розрахунки	11.04.20	25.04.20	розділ 2
5	Розробка заходів безпеки життєдіяльності	09.05.20	19.05.20	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	20.05.20	31.05.20	пояснювальна записка, презентація

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. 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.

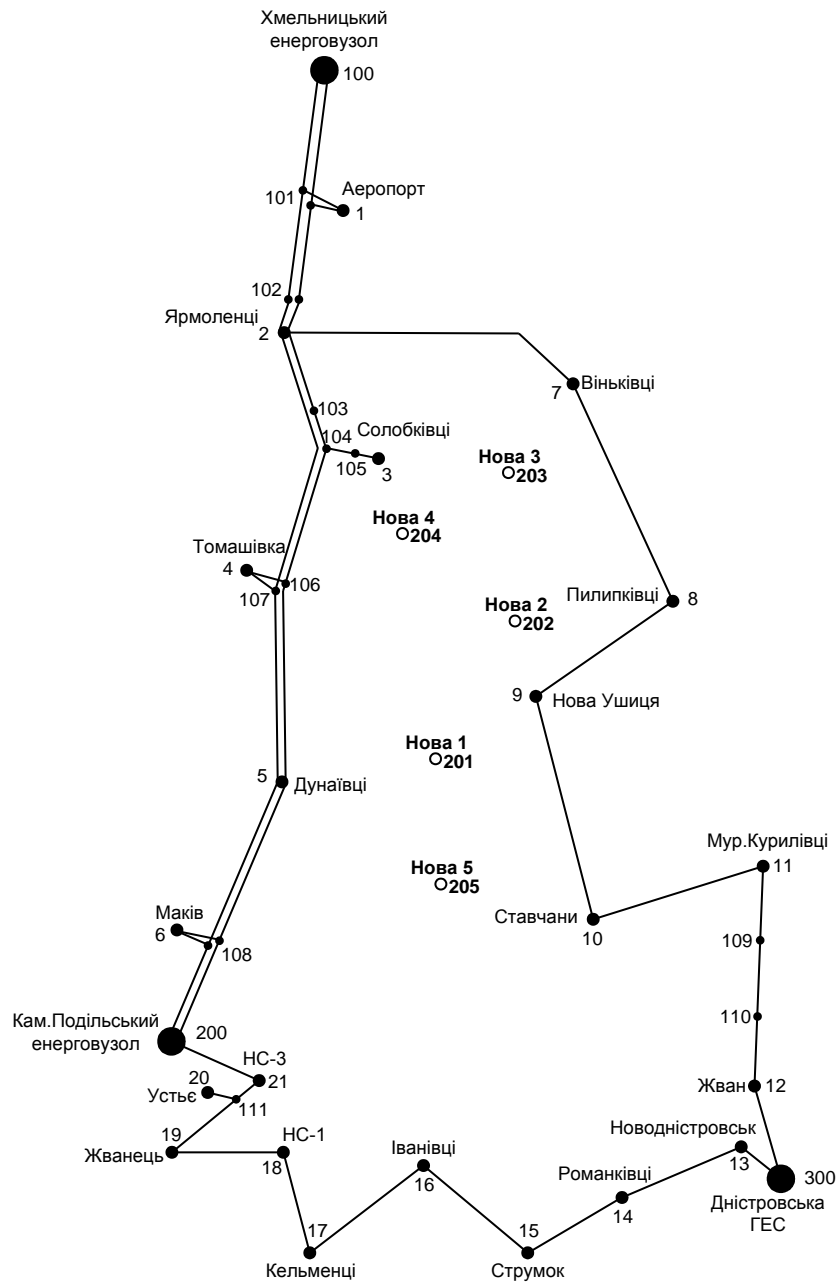
8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

Для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів подані на рис. 1



Таблиця 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (201)	Нова 2 (202)	Нова 3 (203)	Нова 4 (204)	Нова 5 (205)
Навантаження, МВт	12,4	9,5	13,3	6,7	10,4
cos φ	0,88	0,89	0,87	0,9	0,89
Категорія споживачів	I	I	I	I	I

Таблиця - Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	101	Хмельницький енерговузол – 101	2×5,8	АС-185
101	1	101 – Аеропорт	2×1,1	АС-95
101	102	101 – 102	2×18	АС-185
102	2	102 – Ярмоленці	2×2,6	АС-120
2	103	Ярмоленці – 103	2×4,6	АС-185
103	104	103 – 104	4,9	АС-185
104	105	104 – 105	1,8	АС-95
105	3	105 – Солобківці	4	АС-120
104	106	104 – 106	4,9	АС-185
2	107	Ярмоленці – 107	24,3	АС-185
106	4	106 – Томашівка	3,5	АС-120
107	4	107 – Томашівка	3,5	АС-120
5	106	Дунаївці – 106	2×2,6	АС-120
5	107	Дунаївці – 107	2×13,4	АС-185
108	5	108 – Дунаївці	2×16,3	АС-120
108	6	108 – Маків	2×1,7	АС-120
200	108	Хмельницький енерговузол – 108	2×18,57	АС-120
2	7	Ярмоленці – Вінківці	35,77	АС-150
7	8	Вінківці – Пилипківці	21,1	АС-150
8	9	Пилипківці – Нова Ушиця	11,78	АС-150
9	10	Нова Ушиця – Ставчани	15,0	АС-150
10	11	Ставчани – Мур.Курилівці	18,14	АС-150
109	11	109 – Мур.Курилівці	4,92	АС-150
110	109	110 – 109	5,1	АС-120
12	110	Жван – 110	4,3	АС-120
300	12	Дністровська ГЕС – Жван	5,11	АС-150
300	13	Дністровська ГЕС – Новодністровськ	4,0	АС-185
13	14	Новодністровськ – Романківці	22,44	АС-150
14	15	Романківці – Струмок	7,13	АС-120
15	16	Струмок – Іванівці	17,57	АС-120
16	17	Іванівці – Кельменці	22,96	АС-120
18	17	НС-1 – Кельменці	22,6	АС-120
19	18	Жванець – НС-1	11,31	АС-120
111	19	111 – Жванець	15,15	АС-120
111	20	111 – Устьє	0,5	АС-150
21	111	НС-3 – 111	2,62	АС-120
200	21	Кам.Подільський енерговузол – НС-3	5,43	АС-120

Таблиця 3 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансфор-в
100	Хмельницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Кам.Подільський енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Дністровська ГЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Аеропорт	0,88	3,4 + j1,84	ТМН-6300/110/10 ТМН-2500/110/10	2
2	Ярмоленці	0,9	6,3 + j3,05	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
3	Солобківці	0,88	3,8 + j2,05	ТДТН-10000/110/35/10	1
4	Томашівка	0,87	3,2 + j1,81	ТМН-6300/110/10 ТДН-10000/110/10	2
5	Дунаївці	0,88	14,0 + j7,56	ТДТН-25000/110/35/10	2
6	Маків	0,89	4,1 + j2,1	ТМН-6300/110/10	2
7	Вінківці	0,87	4,2 + j2,38	ТДТН-10000/110/35/10	2
8	Пилипівці	0,9	2,9 + j1,4	ТМН-6300/110/10	1
9	Нова Ушиця	0,87	5,3 + j3,0	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
10	Ставчани	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
11	Мур.Курилівці	0,88	3,6 + j1,94	ТДТН-10000/110/35/10	1
12	Жван	0,87	2,7 + j1,53	ТМН-6300/110/10	1
13	Новодністровськ	0,86	5,7 + j3,38	ТДН-10000/110/10	2
14	Романківці	0,9	2,8 + j1,36	ТМН-6300/110/10	1
15	Струмок	0,87	3,6 + j2,04	ТДТН-10000/110/35/10	1
16	Іванівці	0,89	2,8 + j1,43	ТМН-6300/110/10	1
17	Кельменці	0,88	4,4 + j2,37	ТДН-10000/110/10	1
18	НС-1	0,86	3,6 + j2,14	ТМН-6300/110/10	2
19	Жванець	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
20	Устьє	0,87	1,7 + j0,96	ТМН-2500/110/10	1
21	НС-3	0,89	3,2 + j1,64	ТМН-6300/110/10	2

Додаток Б

Файл вхідних даних. Інформація про вузли

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 88

N вузла	Назва	U, кВ	Pнав, МВт	Qнав, МВАр	Wв, МВт год	Cos	Pmin, МВт	Pmax, МВт
100	Хмельницький енерговузол	110						
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	110						
300	Дністровська ГЕС	110						
101		110						
102		110						
103		110						
104		110						
105		110						
106		110						
107		110						
108		110						
109		110						
110		110						
111		110						
1	Аеропорт	110						
1011		10	1.850	1.000				
1012		10	1.850	1.000				
2	Ярмоленці	110						
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						
1021		10	3.430	1.660				
1022		10	3.430	1.660				
3	Солобківці	110						
3331		110						
3531		35						
1031		10	4.140	2.240				
4	Томашівка	110						
1041		10	1.740	0.990				
1042		10	1.740	0.990				
5	Дунаївці	110						
5551		110						
5552		110						
3551		35						
3552		35						
1051		10	7.630	4.120				
1052		10	7.630	4.120				
6	Маків	110						
1061		10	2.230	1.140				
1062		10	2.230	1.140				
7	Віньківці	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						
3572		35						
1071		10	2.290	1.300				
1072		10	2.290	1.300				
8	Пилипівці	110						
1081		10	3.160	1.530				
9	Нова Ушиця	110						
9991		110						
9992		110						

3591		35		
3592		35		
1091		10	2.890	1.640
1092		10	2.890	1.640
10	Ставчани	110		
10101		10	2.730	1.400
11	Муровані Курилівці	110		
1111111		110		
35111		35		
10111		10	3.920	2.120
12	Жван	110		
10121		10	2.940	1.670
13	Новодністровськ	110		
10131		10	3.110	1.840
10132		10	3.110	1.840
14	Романківці	110		
10141		10	3.050	1.480
15	Струмок	110		
1515151		110		
35151		35		
10151		10	3.920	2.220
16	Іванівці	110		
10161		10	3.050	1.560
17	Кельменці	110		
10171		10	4.800	2.590
18	НС-1	110		
10181		10	1.960	1.160
10182		10	1.960	1.160
19	Жванець	110		
10191		10	2.400	1.290
20	Устьє	110		
10201		10	1.850	1.050
21	НС-3	110		
10211		10	1.740	0.890
10212		10	1.740	0.890

Файл вхідних даних. Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 90

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
101	1	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
101	102	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
102	2	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
2	103	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.600
103	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
104	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.800
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.000
104	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
2	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.300
106	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
107	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
5	106	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
5	107	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	13.400
108	5	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.300
108	6	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.700
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.570
2	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
109	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.920
110	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
12	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.300
300	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
300	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000

13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	22.440
14	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	7.130
15	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.570
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.960
18	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.600
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.310
111	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.150
111	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.500
21	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.620
200	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.430
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
6	1062	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
21	10212	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925

Додаток В

Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з врахуванням прогнозування навантажень

Таблиця В.1 – Результати розрахунку. Загальна інформація

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 95.146 МВт / 495.412 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 93.700 МВт / 487.240 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.631 МВт / 3.712 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.631 МВт / 3.712 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.495 МВт / 2.576 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.320 МВт / 1.884 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.815 МВт / 4.460 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.446 МВт / 8.172 млн.кВт*г (1.6%)

Таблиця В.2 – Інформація про вузли

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-24.900	-12.507	115.500	0.00
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	-36.158	-15.029	115.500	0.00
300	Дністровська ГЕС	-34.033	-17.501	115.500	0.00
101		0.000	0.000	115.275	-0.09
102		0.000	0.000	114.670	-0.33
103		0.000	0.000	114.505	-0.37
104		0.000	0.000	114.395	-0.40
105		0.000	0.000	114.357	-0.41
106		0.000	0.000	114.355	-0.40
107		0.000	0.000	114.369	-0.40
108		0.000	0.000	114.821	-0.24
109		0.000	0.000	114.699	-0.25
110		0.000	0.000	114.976	-0.17
111		0.000	0.000	115.038	-0.13
1	Аеропорт	0.000	0.000	115.265	-0.09
1011		1.850	1.000	10.345	-1.82
1012		1.850	1.000	10.341	-4.17
2	Ярмоленці	0.000	0.000	114.554	-0.36
2221		0.000	0.000	108.235	-1.72
2222		0.000	0.000	108.771	-1.19
3521		0.000	0.000	36.235	-1.72
3522		0.000	0.000	36.415	-1.19
1021		3.430	1.660	10.344	-1.70
1022		3.430	1.660	10.348	-1.75
3	Солобківці	0.000	0.000	114.280	-0.42
3331		0.000	0.000	109.249	-3.03
3531		0.000	0.000	36.575	-3.03
1031		4.140	2.240	10.261	-4.65
4	Томашівка	0.000	0.000	114.334	-0.41
1041		1.740	0.990	10.262	-2.06
1042		1.740	0.990	10.341	-1.45
5	Дунаївці	0.000	0.000	114.349	-0.40
5551		0.000	0.000	108.770	-2.27
5552		0.000	0.000	108.770	-2.27
3551		0.000	0.000	36.414	-2.27
3552		0.000	0.000	36.414	-2.27
1051		7.630	4.120	10.265	-3.53
1052		7.630	4.120	10.265	-3.53
6	Маків	0.000	0.000	114.805	-0.24

1061		2.230	1.140	10.270	-2.35
1062		2.230	1.140	10.270	-2.35
7	Віньківці	0.000	0.000	113.686	-0.65
7771		0.000	0.000	108.569	-2.09
7772		0.000	0.000	108.569	-2.09
3571		0.000	0.000	36.347	-2.09
3572		0.000	0.000	36.347	-2.09
1071		2.290	1.300	10.277	-2.99
1072		2.290	1.300	10.277	-2.99
8	Пилипівці	0.000	0.000	113.504	-0.71
1081		3.160	1.530	10.201	-3.80
9	Нова Ушиця	0.000	0.000	113.522	-0.68
9991		0.000	0.000	109.486	-2.51
9992		0.000	0.000	108.833	-1.85
3591		0.000	0.000	36.654	-2.51
3592		0.000	0.000	36.436	-1.85
1091		2.890	1.640	10.337	-3.63
1092		2.890	1.640	10.403	-1.83
10	Ставчани	0.000	0.000	113.878	-0.55
10101		2.730	1.400	10.272	-3.20
11	Муровані Курилівці	0.000	0.000	114.467	-0.33
1111111		0.000	0.000	109.642	-2.79
35111		0.000	0.000	36.706	-2.79
10111		3.920	2.120	10.309	-4.31
12	Жван	0.000	0.000	115.206	-0.10
10121		2.940	1.670	10.343	-2.89
13	Новодністровськ	0.000	0.000	115.276	-0.09
10131		3.110	1.840	10.319	-1.93
10132		3.110	1.840	10.319	-1.93
14	Романківці	0.000	0.000	114.405	-0.39
10141		3.050	1.480	10.300	-3.33
15	Струмок	0.000	0.000	114.167	-0.45
1515151		0.000	0.000	109.200	-2.92
35151		0.000	0.000	36.559	-2.92
10151		3.920	2.220	10.259	-4.45
16	Іванівці	0.000	0.000	113.883	-0.53
10161		3.050	1.560	10.234	-3.49
17	Кельменці	0.000	0.000	113.768	-0.54
10171		4.800	2.590	10.368	-3.50
18	НС-1	0.000	0.000	114.088	-0.43
10181		1.960	1.160	10.353	-2.30
10182		1.960	1.160	10.353	-2.30
19	Жванець	0.000	0.000	114.434	-0.32
10191		2.400	1.290	10.353	-2.61
20	Устьє	0.000	0.000	115.034	-0.14
10201		1.850	1.050	10.295	-4.23
21	НС-3	0.000	0.000	115.162	-0.10
10211		1.740	0.890	10.358	-1.73
10212		1.740	0.890	10.358	-1.73

Таблиця В.3 – Інформація про вітки

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
2	107	1.848	1.488	1.846	1.484	0.002	0.004	0.012	0.186
107	4	1.908	1.550	1.908	1.549	0.000	0.001	0.012	0.034
4	106	-1.603	-0.586	-1.603	-0.586	0.000	0.000	-0.009	-0.020
106	104	-1.263	-1.933	-1.263	-1.934	0.000	0.001	-0.012	-0.040
104	103	-5.444	-4.336	-5.447	-4.343	0.003	0.007	-0.035	-0.110
103	2	-5.447	-4.083	-5.449	-4.086	0.001	0.003	-0.034	-0.050
106	5	-0.340	1.590	-0.340	1.590	0.000	0.000	-0.008	0.006
5	107	0.062	-0.937	0.062	-0.937	0.000	0.000	0.005	-0.020
100	101	24.900	12.507	24.871	12.443	0.029	0.063	0.139	0.225
101	102	21.136	11.039	21.070	10.894	0.065	0.145	0.119	0.607
102	2	21.070	11.653	21.055	11.630	0.015	0.022	0.121	0.117
5	108	-15.752	-6.059	-15.800	-6.129	0.048	0.069	-0.085	-0.475
108	200	-20.294	-7.408	-20.383	-7.537	0.088	0.128	-0.108	-0.680
2	7	6.833	3.512	6.799	3.451	0.034	0.062	0.039	0.873
7	8	2.169	1.364	2.167	1.359	0.002	0.004	0.013	0.183

8	9	-1.017	0.118	-1.017	0.118	0.000	0.000	-0.005	-0.018	
9	10	-6.856	-3.272	-6.870	-3.298	0.014	0.026	-0.039	-0.360	
10	11	-9.620	-4.345	-9.653	-4.405	0.033	0.060	-0.053	-0.592	
11	109	-13.609	-6.606	-13.627	-6.639	0.018	0.033	-0.076	-0.233	
109	110	-13.627	-6.460	-13.651	-6.495	0.024	0.034	-0.076	-0.277	
110	12	-13.651	-6.328	-13.671	-6.357	0.020	0.029	-0.075	-0.231	
12	300	-16.633	-8.128	-16.661	-8.179	0.028	0.050	-0.093	-0.294	
300	13	17.372	9.322	17.352	9.278	0.020	0.044	0.098	0.224	
13	14	11.090	5.601	11.035	5.501	0.055	0.100	0.062	0.873	
14	15	7.962	4.275	7.950	4.258	0.012	0.017	0.046	0.239	
15	16	3.994	1.964	3.987	1.954	0.007	0.010	0.022	0.286	
16	17	0.914	0.821	0.913	0.820	0.001	0.001	0.006	0.115	
17	18	-3.918	-1.413	-3.926	-1.425	0.008	0.012	-0.021	-0.322	
18	19	-7.877	-3.469	-7.895	-3.495	0.017	0.025	-0.043	-0.347	
19	111	-10.313	-4.518	-10.352	-4.575	0.039	0.057	-0.057	-0.605	
111	21	-12.223	-5.524	-12.233	-5.538	0.010	0.014	-0.067	-0.125	
21	200	-15.742	-7.443	-15.775	-7.492	0.033	0.048	-0.087	-0.338	
2	2221	3.434	1.762	3.431	1.659	0.003	0.103	0.019	1.498	
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
2221	1021	3.431	1.659	3.428	1.659	0.003	0.000	0.020	0.085	
2	2222	3.431	1.765	3.430	1.702	0.002	0.063	0.019	0.911	
2222	3522	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
2222	1022	3.430	1.702	3.428	1.659	0.002	0.042	0.020	0.607	
3331	3531	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
3331	1031	4.148	2.398	4.137	2.239	0.010	0.158	0.025	2.173	
1	1012	1.865	1.186	1.849	0.999	0.016	0.186	0.011	5.936	
104	105	4.181	2.614	4.180	2.613	0.001	0.001	0.025	0.038	
1	1011	1.854	1.076	1.849	0.999	0.005	0.076	0.011	2.300	
101	1	3.736	2.334	3.735	2.334	0.000	0.000	0.022	0.010	
105	3	4.180	2.715	4.178	2.712	0.002	0.003	0.025	0.077	
3	3331	4.157	2.663	4.148	2.398	0.010	0.264	0.025	3.545	
108	6	4.494	2.576	4.494	2.575	0.000	0.001	0.026	0.016	
12	10121	2.952	1.872	2.938	1.669	0.013	0.202	0.017	3.969	
11	1111111	3.935	2.496	3.927	2.260	0.009	0.235	0.023	3.311	
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
1111111	10111	3.927	2.260	3.918	2.119	0.009	0.141	0.024	2.031	
10	10101	2.740	1.569	2.728	1.399	0.011	0.169	0.016	3.440	
9	9991	2.898	1.847	2.893	1.717	0.005	0.130	0.017	2.492	
9991	3591	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
9991	1091	2.893	1.717	2.888	1.639	0.005	0.078	0.018	1.528	
9	9992	2.893	1.719	2.891	1.639	0.002	0.080	0.017	1.474	
9992	3592	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
9992	1092	2.891	1.639	2.888	1.639	0.003	0.000	0.018	0.071	
8	1081	3.173	1.754	3.158	1.529	0.015	0.224	0.018	3.891	
7	7772	2.295	1.429	2.292	1.349	0.003	0.080	0.014	1.927	
7772	3572	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
7772	1072	2.292	1.349	2.289	1.299	0.003	0.049	0.014	1.200	
7	7771	2.295	1.429	2.292	1.349	0.003	0.080	0.014	1.927	
7771	3571	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
7771	1071	2.292	1.349	2.289	1.299	0.003	0.049	0.014	1.200	
6	1061	2.236	1.249	2.229	1.139	0.007	0.109	0.013	2.703	
6	1062	2.236	1.249	2.229	1.139	0.007	0.109	0.013	2.703	
5	5551	7.644	4.683	7.635	4.342	0.009	0.340	0.045	2.401	
5551	3551	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
5551	1051	7.635	4.342	7.625	4.117	0.010	0.223	0.047	1.570	
5	5552	7.644	4.683	7.635	4.342	0.009	0.340	0.045	2.401	
5552	3552	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
5552	1052	7.635	4.342	7.625	4.117	0.010	0.223	0.047	1.570	
111	20	1.871	1.274	1.871	1.274	0.000	0.000	0.011	0.004	
20	10201	1.865	1.242	1.849	1.049	0.016	0.192	0.011	6.201	
4	1041	1.744	1.060	1.739	0.989	0.005	0.070	0.010	2.291	
4	1042	1.741	1.033	1.739	0.989	0.002	0.043	0.010	1.387	
21	10211	1.743	0.955	1.739	0.889	0.004	0.065	0.010	2.057	
21	10212	1.743	0.955	1.739	0.889	0.004	0.065	0.010	2.057	
19	10191	2.407	1.421	2.398	1.289	0.009	0.131	0.014	3.072	
18	10181	1.965	1.251	1.959	1.159	0.006	0.092	0.012	2.699	
18	10182	1.965	1.251	1.959	1.159	0.006	0.092	0.012	2.699	
17	10171	4.816	2.929	4.797	2.588	0.019	0.340	0.029	3.956	
16	10161	3.062	1.772	3.048	1.559	0.014	0.212	0.018	3.878	
15	1515151	3.936	2.608	3.927	2.364	0.009	0.242	0.024	3.469	
1515151	10151	3.927	2.364	3.918	2.219	0.009	0.145	0.024	2.124	

1515151	35151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10141	3.062	1.685	3.048	1.479	0.014	0.205	0.018	3.679
13	10132	3.116	1.981	3.108	1.839	0.008	0.142	0.018	2.601
13	10131	3.116	1.981	3.108	1.839	0.008	0.142	0.018	2.601

Додаток Е

Вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	200	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 103

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
100	Хмельницький енерговузол	110						
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	110	110					
300	Дністровська ГЕС	110						
101		110						
102		110						
103		110						
104		110						
105		110						
106		110						
107		110						
108		110						
109		110						
110		110						
111		110						
1	Аеропорт	110						
1011		10	1.850	1.000				
1012		10	1.850	1.000				
2	Ярмоленці	110						
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						
1021		10	3.430	1.660				
1022		10	3.430	1.660				
3	Солобківці	110						
3331		110						
3531		35						
1031		10	4.140	2.240				
4	Томашівка	110						
1041		10	1.740	0.990				
1042		10	1.740	0.990				
5	Дунаївці	110						
5551		110						
5552		110						
3551		35						
3552		35						
1051		10	7.630	4.120				
1052		10	7.630	4.120				
6	Маків	110						
1061		10	2.230	1.140				
1062		10	2.230	1.140				
7	Віньківці	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						
3572		35						
1071		10	2.290	1.300				
1072		10	2.290	1.300				
8	Пилипівці	110						
1081		10	3.160	1.530				
9	Нова Ушиця	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	2.890	1.640				
1092		10	2.890	1.640				

10	Ставчани	110		
10101		10	2.730	1.400
11	Муровані Курилівці	110		
1111111		110		
35111		35		
10111		10	3.920	2.120
12	Жван	110		
10121		10	2.940	1.670
13	Новодністровськ	110		
10131		10	3.110	1.840
10132		10	3.110	1.840
14	Романківці	110		
10141		10	3.050	1.480
15	Струмок	110		
1515151		110		
35151		35		
10151		10	3.920	2.220
16	Іванівці	110		
10161		10	3.050	1.560
17	Кельменці	110		
10171		10	4.800	2.590
18	НС-1	110		
10181		10	1.960	1.160
10182		10	1.960	1.160
19	Жванець	110		
10191		10	2.400	1.290
20	Устье	110		
10201		10	1.850	1.050
21	НС-3	110		
10211		10	1.740	0.890
10212		10	1.740	0.890
201	Нова 1	110		
102011		10	6.200	3.350
102012		10	6.200	3.350
202	Нова 2	110		
102021		10	4.750	2.430
102022		10	4.750	2.430
203	Нова 3	110		
102031		10	6.650	3.770
102032		10	6.650	3.770
204	Нова 4	110		
102041		10	3.350	1.620
102042		10	3.350	1.620
205	Нова 5	110		
102051		10	5.200	2.660
102052		10	5.200	2.660

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 107

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
101	1	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
101	102	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
102	2	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
2	103	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.600
103	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
104	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.800
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.000
104	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
2	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.300
106	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
107	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
5	106	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
5	107	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	13.400
108	5	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.300
108	6	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.700
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.570
2	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
109	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.920
110	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
12	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.300
300	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
300	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	22.440

14	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	7.130
15	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.570
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.960
18	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.600
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.310
111	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.150
111	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.500
21	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.620
200	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.430
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
6	1062	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
11	11111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
11111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
11111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
21	10212	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
3	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.600
204	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
9	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.600
9	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
201	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
10	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.860
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
204	102042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455

Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 149.995 МВт / 782.275 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 146.000 МВт / 759.200 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.832 МВт / 16.667 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.832 МВт / 16.667 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.635 МВт / 3.301 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.528 МВт / 3.108 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.163 МВт / 6.408 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.995 МВт / 23.075 млн.кВт*г (2.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-45.411	-26.698	115.500	0.00
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	-51.160	-22.549	115.500	0.00
300	Дністровська ГЕС	-53.345	-29.762	115.500	0.00
101		0.000	0.000	115.054	-0.16
102		0.000	0.000	113.764	-0.61
103		0.000	0.000	113.373	-0.71
104		0.000	0.000	113.046	-0.81
105		0.000	0.000	112.770	-0.87
106		0.000	0.000	113.235	-0.72
107		0.000	0.000	113.295	-0.71
108		0.000	0.000	114.261	-0.39
109		0.000	0.000	113.501	-0.54
110		0.000	0.000	114.217	-0.36
111		0.000	0.000	115.038	-0.13
1	Аеропорт	0.000	0.000	115.043	-0.16
1011		1.850	1.000	10.325	-1.90
1012		1.850	1.000	10.319	-4.25
2	Ярмоленці	0.000	0.000	113.524	-0.66
2221		0.000	0.000	107.235	-2.05
2222		0.000	0.000	107.777	-1.50
3521		0.000	0.000	35.901	-2.05
3522		0.000	0.000	36.082	-1.50
1021		3.430	1.660	10.249	-2.02
1022		3.430	1.660	10.253	-2.08
3	Солобківці	0.000	0.000	112.225	-1.00
3331		0.000	0.000	107.146	-3.71
3531		0.000	0.000	35.871	-3.71
1031		4.140	2.240	10.055	-5.40
4	Томашівка	0.000	0.000	113.237	-0.72
1041		1.740	0.990	10.160	-2.40
1042		1.740	0.990	10.240	-1.78
5	Дунаївці	0.000	0.000	113.299	-0.70
5551		0.000	0.000	107.726	-2.60
5552		0.000	0.000	107.726	-2.60
3551		0.000	0.000	36.065	-2.60
3552		0.000	0.000	36.065	-2.60
1051		7.630	4.120	10.163	-3.88
1052		7.630	4.120	10.163	-3.88
6	Маків	0.000	0.000	114.244	-0.40
1061		2.230	1.140	10.217	-2.53
1062		2.230	1.140	10.217	-2.53
7	Віньківці	0.000	0.000	111.505	-1.25
7771		0.000	0.000	106.411	-2.75
7772		0.000	0.000	106.411	-2.75
3571		0.000	0.000	35.625	-2.75
3572		0.000	0.000	35.625	-2.75
1071		2.290	1.300	10.068	-3.68
1072		2.290	1.300	10.068	-3.68
8	Пилипівці	0.000	0.000	110.657	-1.48
1081		3.160	1.530	10.073	-4.75

9	Нова Ушиця	0.000	0.000	110.308	-1.56
9991		0.000	0.000	106.238	-3.49
9992		0.000	0.000	105.670	-2.79
3591		0.000	0.000	35.567	-3.49
3592		0.000	0.000	35.377	-2.79
1091		2.890	1.640	10.022	-4.68
1092		2.890	1.640	10.100	-2.77
10	Ставчани	0.000	0.000	110.959	-1.36
10101		2.730	1.400	10.139	-4.15
11	Муровані Курилівці	0.000	0.000	112.899	-0.73
1111111		0.000	0.000	108.041	-3.26
35111		0.000	0.000	36.171	-3.26
10111		3.920	2.120	10.154	-4.82
12	Жван	0.000	0.000	114.819	-0.21
10121		2.940	1.670	10.306	-3.02
13	Новодністровськ	0.000	0.000	115.276	-0.09
10131		3.110	1.840	10.319	-1.93
10132		3.110	1.840	10.319	-1.93
14	Романківці	0.000	0.000	114.405	-0.39
10141		3.050	1.480	10.300	-3.33
15	Струмок	0.000	0.000	114.167	-0.45
1515151		0.000	0.000	109.200	-2.92
35151		0.000	0.000	36.559	-2.92
10151		3.920	2.220	10.259	-4.45
16	Гванівці	0.000	0.000	113.883	-0.53
10161		3.050	1.560	10.234	-3.49
17	Кельменці	0.000	0.000	113.768	-0.54
10171		4.800	2.590	10.368	-3.50
18	НС-1	0.000	0.000	114.088	-0.43
10181		1.960	1.160	10.353	-2.30
10182		1.960	1.160	10.353	-2.30
19	Жванець	0.000	0.000	114.434	-0.32
10191		2.400	1.290	10.353	-2.61
20	Устье	0.000	0.000	115.034	-0.14
10201		1.850	1.050	10.295	-4.23
21	НС-3	0.000	0.000	115.162	-0.10
10211		1.740	0.890	10.358	-1.73
10212		1.740	0.890	10.358	-1.73
201	Нова 1	0.000	0.000	109.908	-1.64
102011		6.200	3.350	10.217	-4.20
102012		6.200	3.350	10.217	-4.20
202	Нова 2	0.000	0.000	110.195	-1.57
102021		4.750	2.430	10.188	-4.70
102022		4.750	2.430	10.188	-4.70
203	Нова 3	0.000	0.000	110.531	-1.45
102031		6.650	3.770	10.242	-4.16
102032		6.650	3.770	10.242	-4.16
204	Нова 4	0.000	0.000	111.455	-1.20
102041		3.350	1.620	10.280	-4.62
102042		3.350	1.620	10.280	-4.62
205	Нова 5	0.000	0.000	110.082	-1.59
102051		5.200	2.660	10.141	-5.04
102052		5.200	2.660	10.141	-5.04

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
2	107	2.097	1.889	2.094	1.883	0.003	0.006	0.014	0.230
107	4	3.351	2.478	3.350	2.476	0.001	0.002	0.021	0.058
4	106	-0.161	0.340	-0.161	0.340	0.000	0.000	-0.002	0.003
106	104	13.652	5.425	13.638	5.393	0.014	0.031	0.075	0.191
104	105	31.453	17.543	31.393	17.470	0.060	0.072	0.184	0.278
105	3	31.393	17.569	31.283	17.409	0.110	0.159	0.184	0.549
3	204	27.105	14.794	26.970	14.598	0.134	0.195	0.159	0.778
204	203	20.218	10.990	20.097	10.813	0.121	0.175	0.119	0.935
203	202	6.724	2.558	6.709	2.536	0.015	0.022	0.038	0.342
202	9	-2.852	-2.874	-2.854	-2.878	0.002	0.003	-0.021	-0.114
9	8	-6.318	-5.053	-6.331	-5.077	0.013	0.024	-0.042	-0.353
8	7	-9.515	-6.356	-9.562	-6.443	0.047	0.086	-0.060	-0.858
7	2	-14.191	-8.570	-14.358	-8.874	0.165	0.303	-0.086	-2.038
100	101	45.411	26.698	45.309	26.471	0.102	0.227	0.263	0.447
101	102	41.573	25.062	41.300	24.458	0.271	0.602	0.243	1.295
102	2	41.300	25.205	41.237	25.113	0.063	0.092	0.245	0.241
9	10	-10.877	-6.491	-10.919	-6.567	0.041	0.076	-0.066	-0.660
10	11	-28.211	-15.347	-28.530	-15.931	0.318	0.582	-0.167	-1.962
11	109	-32.486	-18.152	-32.598	-18.357	0.112	0.205	-0.190	-0.606
109	110	-32.598	-18.182	-32.747	-18.398	0.148	0.215	-0.190	-0.719
110	12	-32.747	-18.233	-32.872	-18.414	0.125	0.180	-0.189	-0.603
12	300	-35.835	-20.188	-35.973	-20.440	0.137	0.251	-0.206	-0.682

10	205	14.542	7.925	14.458	7.805	0.083	0.120	0.086	0.888
205	201	3.990	1.863	3.986	1.856	0.005	0.007	0.023	0.176
201	9	-8.481	-5.486	-8.503	-5.518	0.022	0.033	-0.053	-0.404
104	103	-17.815	-11.942	-17.845	-12.009	0.030	0.066	-0.109	-0.329
103	2	-17.845	-11.753	-17.859	-11.784	0.014	0.031	-0.109	-0.153
106	5	-13.813	-4.847	-13.819	-4.855	0.006	0.008	-0.075	-0.065
5	108	-30.425	-13.089	-30.613	-13.361	0.187	0.271	-0.168	-0.967
108	200	-35.107	-14.655	-35.385	-15.058	0.277	0.401	-0.192	-1.242
5	107	1.257	-0.390	1.257	-0.390	0.000	0.000	0.007	0.004
200	21	15.775	7.492	15.742	7.443	0.033	0.048	0.087	0.338
21	111	12.233	5.538	12.223	5.524	0.010	0.014	0.067	0.125
111	19	10.352	4.575	10.313	4.518	0.039	0.057	0.057	0.605
19	18	7.895	3.495	7.877	3.469	0.017	0.025	0.043	0.347
18	17	3.926	1.425	3.918	1.413	0.008	0.012	0.021	0.322
17	16	-0.913	-0.820	-0.914	-0.821	0.001	0.001	-0.006	-0.115
16	15	-3.987	-1.954	-3.994	-1.964	0.007	0.010	-0.022	-0.286
15	14	-7.950	-4.258	-7.962	-4.275	0.012	0.017	-0.046	-0.239
14	13	-11.035	-5.501	-11.090	-5.601	0.055	0.100	-0.062	-0.873
13	300	-17.352	-9.278	-17.372	-9.322	0.020	0.044	-0.098	-0.224
7771	3571	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7771	1071	2.292	1.351	2.289	1.299	0.003	0.051	0.014	1.245
201	102011	6.215	3.725	6.196	3.348	0.019	0.376	0.038	3.327
201	102012	6.215	3.725	6.196	3.348	0.019	0.376	0.038	3.327
205	102051	5.220	3.080	5.197	2.658	0.023	0.419	0.032	4.426
205	102052	5.220	3.080	5.197	2.658	0.023	0.419	0.032	4.426
9	9991	2.899	1.861	2.894	1.722	0.005	0.138	0.018	2.637
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	2.894	1.722	2.888	1.639	0.005	0.083	0.018	1.614
9	9992	2.893	1.724	2.891	1.639	0.003	0.084	0.018	1.556
9992	3592	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	2.891	1.639	2.888	1.639	0.003	0.000	0.018	0.072
202	102021	4.766	2.777	4.747	2.428	0.019	0.347	0.029	3.991
202	102022	4.766	2.777	4.747	2.428	0.019	0.347	0.029	3.991
203	102031	6.668	4.210	6.646	3.768	0.022	0.440	0.041	3.699
203	102032	6.668	4.210	6.646	3.768	0.022	0.440	0.041	3.699
204	102041	3.365	1.883	3.348	1.619	0.017	0.263	0.020	4.303
204	102042	3.365	1.883	3.348	1.619	0.017	0.263	0.020	4.303
7	7772	2.295	1.435	2.292	1.351	0.003	0.083	0.014	2.001
7772	3572	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7772	1072	2.292	1.351	2.289	1.299	0.003	0.051	0.014	1.245
3	3331	4.158	2.681	4.148	2.404	0.010	0.275	0.025	3.684
108	6	4.494	2.577	4.494	2.577	0.000	0.001	0.026	0.017
6	1061	2.236	1.250	2.229	1.139	0.007	0.110	0.013	2.729
6	1062	2.236	1.250	2.229	1.139	0.007	0.110	0.013	2.729
101	1	3.736	2.335	3.735	2.334	0.000	0.000	0.022	0.010
5	5551	7.644	4.695	7.635	4.346	0.009	0.347	0.046	2.448
5551	3551	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5551	1051	7.635	4.346	7.625	4.117	0.010	0.228	0.047	1.600
5	5552	7.644	4.695	7.635	4.346	0.009	0.347	0.046	2.448
5552	3552	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5552	1052	7.635	4.346	7.625	4.117	0.010	0.228	0.047	1.600
10	10101	2.740	1.578	2.728	1.399	0.012	0.178	0.016	3.623
4	1041	1.744	1.061	1.739	0.989	0.005	0.071	0.010	2.333
4	1042	1.741	1.034	1.739	0.989	0.002	0.044	0.010	1.413
2	2221	3.434	1.764	3.431	1.659	0.003	0.105	0.020	1.527
2221	1021	3.431	1.659	3.428	1.659	0.003	0.000	0.020	0.085
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	2222	3.431	1.767	3.430	1.702	0.002	0.064	0.020	0.929
2222	3522	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	3.430	1.702	3.428	1.659	0.002	0.043	0.020	0.619
1	1011	1.854	1.076	1.849	0.999	0.005	0.076	0.011	2.309
21	10211	1.743	0.955	1.739	0.889	0.004	0.065	0.010	2.057
21	10212	1.743	0.955	1.739	0.889	0.004	0.065	0.010	2.057
1	1012	1.865	1.187	1.849	0.999	0.016	0.187	0.011	5.960
111	20	1.871	1.274	1.871	1.274	0.000	0.000	0.011	0.004
20	10201	1.865	1.242	1.849	1.049	0.016	0.192	0.011	6.201
3331	1031	4.148	2.404	4.137	2.239	0.011	0.165	0.026	2.256
19	10191	2.407	1.421	2.398	1.289	0.009	0.131	0.014	3.072
8	1081	3.174	1.767	3.158	1.529	0.016	0.237	0.019	4.098
3331	3531	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10121	2.952	1.873	2.938	1.669	0.014	0.204	0.018	3.996
16	10161	3.062	1.772	3.048	1.559	0.014	0.212	0.018	3.878
11	1111111	3.936	2.507	3.927	2.264	0.009	0.242	0.024	3.405
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10141	3.062	1.685	3.048	1.479	0.014	0.205	0.018	3.679
1111111	10111	3.927	2.264	3.918	2.119	0.009	0.145	0.024	2.087
13	10131	3.116	1.981	3.108	1.839	0.008	0.142	0.018	2.601
13	10132	3.116	1.981	3.108	1.839	0.008	0.142	0.018	2.601
7	7771	2.295	1.435	2.292	1.351	0.003	0.083	0.014	2.001
15	1515151	3.936	2.608	3.927	2.364	0.009	0.242	0.024	3.469

1515151	10151	3.927	2.364	3.918	2.219	0.009	0.145	0.024	2.124	
1515151	35151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
	17	10171	4.816	2.929	4.797	2.588	0.019	0.340	0.029	3.956
	18	10182	1.965	1.251	1.959	1.159	0.006	0.092	0.012	2.699
	18	10181	1.965	1.251	1.959	1.159	0.006	0.092	0.012	2.699

Скореговані вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Ун:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	200	Ун:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Ун:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 103

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
100	Хмельницький енерговузол	110						
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	110	110					
300	Дністровська ГЕС	110						
101		110						
102		110						
103		110						
104		110						
105		110						
106		110						
107		110						
108		110						
109		110						
110		110						
111		110						
1	Аеропорт	110						
1011		10	1.850	1.000				
1012		10	1.850	1.000				
2	Ярмоленці	110						
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						
1021		10	3.430	1.660				
1022		10	3.430	1.660				
3	Солобківці	110						
3331		110						
3531		35						
1031		10	4.140	2.240				
4	Томашівка	110						
1041		10	1.740	0.990				
1042		10	1.740	0.990				
5	Дунаївці	110						
5551		110						
5552		110						
3551		35						
3552		35						
1051		10	7.630	4.120				
1052		10	7.630	4.120				
6	Маків	110						
1061		10	2.230	1.140				
1062		10	2.230	1.140				
7	Віньківці	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						
3572		35						
1071		10	2.290	1.300				
1072		10	2.290	1.300				
8	Пилипівці	110						
1081		10	3.160	1.530				
9	Нова Ушиця	110						
9991		110						
9992		110						

3591		35		
3592		35		
1091		10	2.890	1.640
1092		10	2.890	1.640
10	Ставчани	110		
10101		10	2.730	1.400
11	Муровані Курилівці	110		
1111111		110		
35111		35		
10111		10	3.920	2.120
12	Жван	110		
10121		10	2.940	1.670
13	Новодністровськ	110		
10131		10	3.110	1.840
10132		10	3.110	1.840
14	Романківці	110		
10141		10	3.050	1.480
15	Струмок	110		
1515151		110		
35151		35		
10151		10	3.920	2.220
16	Іванівці	110		
10161		10	3.050	1.560
17	Кельменці	110		
10171		10	4.800	2.590
18	НС-1	110		
10181		10	1.960	1.160
10182		10	1.960	1.160
19	Жванець	110		
10191		10	2.400	1.290
20	Устье	110		
10201		10	1.850	1.050
21	НС-3	110		
10211		10	1.740	0.890
10212		10	1.740	0.890
201	Нова 1	110		
102011		10	6.200	3.350
102012		10	6.200	3.350
202	Нова 2	110		
102021		10	4.750	2.430
102022		10	4.750	2.430
203	Нова 3	110		
102031		10	6.650	3.770
102032		10	6.650	3.770
204	Нова 4	110		
102041		10	3.350	1.620
102042		10	3.350	1.620
205	Нова 5	110		
102051		10	5.200	2.660
102052		10	5.200	2.660

ИНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 107

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
101	1	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
101	102	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
102	2	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
2	103	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.600
103	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
104	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.800
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
104	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
2	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.300
106	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
107	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
5	106	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
5	107	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	13.400
108	5	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.300
108	6	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.700
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.570
2	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.140
109	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.920
110	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.100

12	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.300
300	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.110
300	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	22.440
14	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	7.130
15	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.570
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.960
18	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.600
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.310
111	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.150
111	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.500
21	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.620
200	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.430
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.045
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
6	1062	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
21	10212	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
3	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	6.600
204	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
9	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.600
9	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
201	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
10	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.860
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

204	102042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455

Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку з корекцією вхідних даних

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 149.644 МВт / 780.209 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 146.000 МВт / 759.200 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.481 МВт / 14.604 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.481 МВт / 14.604 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.637 МВт / 3.312 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.526 МВт / 3.094 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.163 МВт / 6.405 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.644 МВт / 21.009 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-45.201	-25.673	115.500	0.00
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	-50.989	-22.099	115.500	0.00
300	Дністровська ГЕС	-53.374	-31.020	115.500	0.00
101		0.000	0.000	115.064	-0.16
102		0.000	0.000	113.808	-0.61
103		0.000	0.000	113.419	-0.71
104		0.000	0.000	113.087	-0.82
105		0.000	0.000	112.897	-0.89
106		0.000	0.000	113.270	-0.72
107		0.000	0.000	113.332	-0.72
108		0.000	0.000	114.278	-0.40
109		0.000	0.000	113.802	-0.59
110		0.000	0.000	114.381	-0.39
111		0.000	0.000	115.038	-0.13
1	Аеропорт	0.000	0.000	115.054	-0.16
1011		1.850	1.000	10.326	-1.90
1012		1.850	1.000	10.320	-4.25
2	Ярмоленці	0.000	0.000	113.573	-0.67
2221		0.000	0.000	107.283	-2.05
2222		0.000	0.000	107.824	-1.51
3521		0.000	0.000	35.917	-2.05
3522		0.000	0.000	36.098	-1.51
1021		3.430	1.660	10.253	-2.03
1022		3.430	1.660	10.257	-2.08
3	Солобківці	0.000	0.000	112.474	-1.05
3331		0.000	0.000	107.400	-3.75
3531		0.000	0.000	35.956	-3.75
1031		4.140	2.240	10.080	-5.42
4	Томашівка	0.000	0.000	113.273	-0.73
1041		1.740	0.990	10.163	-2.41
1042		1.740	0.990	10.243	-1.78
5	Дунаївці	0.000	0.000	113.333	-0.70
5551		0.000	0.000	107.759	-2.60
5552		0.000	0.000	107.759	-2.60
3551		0.000	0.000	36.076	-2.60
3552		0.000	0.000	36.076	-2.60
1051		7.630	4.120	10.167	-3.89
1052		7.630	4.120	10.167	-3.89
6	Маків	0.000	0.000	114.262	-0.40
1061		2.230	1.140	10.219	-2.53
1062		2.230	1.140	10.219	-2.53
7	Віньківці	0.000	0.000	111.747	-1.29

7771		0.000	0.000	106.650	-2.78
7772		0.000	0.000	106.650	-2.78
3571		0.000	0.000	35.705	-2.78
3572		0.000	0.000	35.705	-2.78
1071		2.290	1.300	10.091	-3.71
1072		2.290	1.300	10.091	-3.71
8	Пилипівці	0.000	0.000	111.012	-1.54
1081		3.160	1.530	10.108	-4.78
9	Нова Ушиця	0.000	0.000	110.726	-1.62
9991		0.000	0.000	106.660	-3.55
9992		0.000	0.000	106.082	-2.85
3591		0.000	0.000	35.708	-3.55
3592		0.000	0.000	35.514	-2.85
1091		2.890	1.640	10.063	-4.72
1092		2.890	1.640	10.139	-2.83
10	Ставчани	0.000	0.000	111.426	-1.44
10101		2.730	1.400	10.185	-4.21
11	Муровані Курилівці	0.000	0.000	113.241	-0.79
1111111		0.000	0.000	108.391	-3.30
35111		0.000	0.000	36.287	-3.30
10111		3.920	2.120	10.188	-4.86
12	Жван	0.000	0.000	114.868	-0.22
10121		2.940	1.670	10.311	-3.02
13	Новодністровськ	0.000	0.000	115.276	-0.09
10131		3.110	1.840	10.319	-1.93
10132		3.110	1.840	10.319	-1.93
14	Романківці	0.000	0.000	114.405	-0.39
10141		3.050	1.480	10.300	-3.33
15	Струмок	0.000	0.000	114.167	-0.45
1515151		0.000	0.000	109.200	-2.92
35151		0.000	0.000	36.559	-2.92
10151		3.920	2.220	10.259	-4.45
16	Іванівці	0.000	0.000	113.883	-0.53
10161		3.050	1.560	10.234	-3.49
17	Кельменці	0.000	0.000	113.768	-0.54
10171		4.800	2.590	10.368	-3.50
18	НС-1	0.000	0.000	114.088	-0.43
10181		1.960	1.160	10.353	-2.30
10182		1.960	1.160	10.353	-2.30
19	Жванець	0.000	0.000	114.434	-0.32
10191		2.400	1.290	10.353	-2.61
20	Устье	0.000	0.000	115.034	-0.14
10201		1.850	1.050	10.295	-4.23
21	НС-3	0.000	0.000	115.162	-0.10
10211		1.740	0.890	10.358	-1.73
10212		1.740	0.890	10.358	-1.73
201	Нова 1	0.000	0.000	110.343	-1.71
102011		6.200	3.350	10.260	-4.25
102012		6.200	3.350	10.260	-4.25
202	Нова 2	0.000	0.000	110.615	-1.64
102021		4.750	2.430	10.230	-4.74
102022		4.750	2.430	10.230	-4.74
203	Нова 3	0.000	0.000	110.953	-1.52
102031		6.650	3.770	10.284	-4.21
102032		6.650	3.770	10.284	-4.21
204	Нова 4	0.000	0.000	111.876	-1.28
102041		3.350	1.620	10.322	-4.67
102042		3.350	1.620	10.322	-4.67
205	Нова 5	0.000	0.000	110.532	-1.66
102051		5.200	2.660	10.186	-5.08
102052		5.200	2.660	10.186	-5.08

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
2	107	2.126	2.031	2.123	2.024	0.003	0.006	0.015	0.242
107	4	3.359	2.507	3.357	2.505	0.001	0.002	0.021	0.059
4	106	-0.153	0.369	-0.153	0.369	0.000	0.000	-0.002	0.003
106	104	13.518	5.131	13.505	5.100	0.014	0.030	0.074	0.185
104	105	31.330	17.562	31.299	17.494	0.031	0.068	0.183	0.192
105	3	31.299	17.598	31.230	17.445	0.069	0.152	0.183	0.429
3	204	27.052	14.841	26.967	14.653	0.084	0.187	0.158	0.607
204	203	20.216	11.055	20.095	10.880	0.121	0.175	0.119	0.934
203	202	6.722	2.633	6.707	2.611	0.015	0.022	0.038	0.345
202	9	-2.853	-2.792	-2.855	-2.796	0.002	0.003	-0.021	-0.112
9	8	-6.108	-3.663	-6.119	-3.682	0.010	0.019	-0.037	-0.291
8	7	-9.302	-4.956	-9.342	-5.029	0.040	0.073	-0.055	-0.746
7	2	-13.972	-7.152	-14.120	-7.423	0.148	0.270	-0.081	-1.847

Додаток Ж

Вхідні дані для розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Ун:	110.00	Фаза:	0.00
Нвузла:	200	Ун:	110.00	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Ун:	110.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 103

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{мін} , МВт	P _{мак} , МВт
100	Хмельницький енерговузол	110						
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	110						
300	Дністровська ГЕС	110	110					
101		110						
102		110						
103		110						
104		110						
105		110						
106		110						
107		110						
108		110						
109		110						
110		110						
111		110						
1	Аеропорт	110						
1011		10	0.650	0.350				
1012		10	0.650	0.350				
2	Ярмоленці	110						
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						
1021		10	1.200	0.580				
1022		10	1.200	0.580				
3	Солобківці	110						
3331		110						
3531		35						
1031		10	1.450	0.780				
4	Томашівка	110						
1041		10	0.610	0.350				
1042		10	0.610	0.350				
5	Дунаївці	110						
5551		110						
5552		110						
3551		35						
3552		35						
1051		10	2.670	1.440				
1052		10	2.670	1.440				
6	Маків	110						
1061		10	0.780	0.400				
1062		10	0.780	0.400				
7	Віньківці	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						
3572		35						
1071		10	0.800	0.450				
1072		10	0.800	0.450				
8	Пилипівці	110						
1081		10	1.110	0.540				
9	Нова Ушиця	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	1.010	0.570				
1092		10	1.010	0.570				
10	Ставчани	110						

10101		10	0.950	0.490
11	Муровані Курилівці	110		
1111111		110		
35111		35		
10111		10	1.370	0.740
12	Жван	110		
10121		10	1.030	0.580
13	Новодністровськ	110		
10131		10	1.090	0.650
10132		10	1.090	0.650
14	Романківці	110		
10141		10	1.070	0.520
15	Струмок	110		
1515151		110		
35151		35		
10151		10	1.370	0.780
16	Іванівці	110		
10161		10	1.070	0.550
17	Кельменці	110		
10171		10	1.680	0.910
18	НС-1	110		
10181		10	0.690	0.410
10182		10	0.690	0.410
19	Жванець	110		
10191		10	0.840	0.450
20	Устье	110		
10201		10	0.650	0.370
21	НС-3	110		
10211		10	0.610	0.310
10212		10	0.610	0.310
201	Нова 1	110		
102011		10	2.170	1.170
102012		10	2.170	1.170
202	Нова 2	110		
102021		10	1.660	0.850
102022		10	1.660	0.850
203	Нова 3	110		
102031		10	2.330	1.320
102032		10	2.330	1.320
204	Нова 4	110		
102041		10	1.170	0.570
102042		10	1.170	0.570
205	Нова 5	110		
102051		10	1.820	0.930
102052		10	1.820	0.930

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 107

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
101	1	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
101	102	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
102	2	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
2	103	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.600
103	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
104	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.800
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
104	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
2	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.300
106	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
107	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
5	106	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
5	107	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	13.400
108	5	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.300
108	6	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.700
200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.570
2	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.140
109	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.920
110	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.100
12	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.300
300	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.110
300	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	22.440
14	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	7.130

15	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.570
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.960
18	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.600
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.310
111	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.150
111	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.500
21	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.620
200	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.430
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
6	1062	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.600
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
21	10212	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
3	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	6.600
204	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
9	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.600
9	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
201	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
10	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.860
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
204	102042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455

Результати розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
 Час втрат: 2563.7 год
 Отримано потужн./ел.енерг.: 52.060 МВт / 270.953 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 51.110 МВт / 265.772 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.287 МВт / 1.690 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 0.287 МВт / 1.690 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 3.106 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.066 МВт / 0.386 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 0.663 МВт / 3.492 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.950 МВт / 5.181 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-15.844	-5.210	110.000	0.00
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	-17.537	-3.824	110.000	0.00
300	Дністровська ГЕС	-18.648	-7.174	110.000	0.00
101		0.000	0.000	109.877	-0.07
102		0.000	0.000	109.514	-0.27
103		0.000	0.000	109.392	-0.31
104		0.000	0.000	109.285	-0.35
105		0.000	0.000	109.224	-0.38
106		0.000	0.000	109.341	-0.32
107		0.000	0.000	109.366	-0.32
108		0.000	0.000	109.646	-0.18
109		0.000	0.000	109.490	-0.25
110		0.000	0.000	109.664	-0.17
111		0.000	0.000	109.865	-0.06
1	Аеропорт	0.000	0.000	109.873	-0.07
1011		0.650	0.350	10.129	-0.73
1012		0.650	0.350	10.182	-1.59
2	Ярмоленці	0.000	0.000	109.440	-0.29
2221		0.000	0.000	105.749	-0.81
2222		0.000	0.000	105.946	-0.61
3521		0.000	0.000	35.403	-0.81
3522		0.000	0.000	35.469	-0.61
1021		1.200	0.580	10.112	-0.80
1022		1.200	0.580	10.114	-0.81
3	Солобківці	0.000	0.000	109.087	-0.44
3331		0.000	0.000	106.351	-1.43
3531		0.000	0.000	35.605	-1.43
1031		1.450	0.780	10.106	-2.02
4	Томашівка	0.000	0.000	109.343	-0.32
1041		0.610	0.350	10.080	-0.94
1042		0.610	0.350	10.109	-0.71
5	Дунаївці	0.000	0.000	109.359	-0.31
5551		0.000	0.000	105.401	-1.01
5552		0.000	0.000	105.401	-1.01
3551		0.000	0.000	35.287	-1.01
3552		0.000	0.000	35.287	-1.01
1051		2.670	1.440	10.032	-1.48
1052		2.670	1.440	10.032	-1.48
6	Маків	0.000	0.000	109.640	-0.18
1061		0.780	0.400	10.096	-0.98
1062		0.780	0.400	10.096	-0.98
7	Віньківці	0.000	0.000	108.883	-0.55
7771		0.000	0.000	105.087	-1.09
7772		0.000	0.000	105.087	-1.09
3571		0.000	0.000	35.181	-1.09
3572		0.000	0.000	35.181	-1.09
1071		0.800	0.450	10.013	-1.43
1072		0.800	0.450	10.013	-1.43

8	Пилипівці	0.000	0.000	108.638	-0.65
1081		1.110	0.540	10.117	-1.81
9	Нова Ушиця	0.000	0.000	108.531	-0.68
9991		0.000	0.000	106.117	-1.37
9992		0.000	0.000	104.877	-1.12
3591		0.000	0.000	35.526	-1.37
3592		0.000	0.000	35.111	-1.12
1091		1.010	0.570	10.102	-1.78
1092		1.010	0.570	10.029	-1.11
10	Ставчани	0.000	0.000	108.759	-0.60
10101		0.950	0.490	10.141	-1.59
11	Муровані Курилівці	0.000	0.000	109.318	-0.33
1111111		0.000	0.000	106.642	-1.26
35111		0.000	0.000	35.702	-1.26
10111		1.370	0.740	10.138	-1.81
12	Жван	0.000	0.000	109.810	-0.09
10121		1.030	0.580	10.074	-1.14
13	Новодністровськ	0.000	0.000	109.935	-0.04
10131		1.090	0.650	10.125	-0.74
10132		1.090	0.650	10.125	-0.74
14	Романківці	0.000	0.000	109.699	-0.18
10141		1.070	0.520	10.074	-1.28
15	Струмок	0.000	0.000	109.630	-0.21
1515151		0.000	0.000	106.900	-1.13
35151		0.000	0.000	35.788	-1.13
10151		1.370	0.780	10.160	-1.68
16	Іванівці	0.000	0.000	109.556	-0.25
10161		1.070	0.550	10.055	-1.35
17	Кельменці	0.000	0.000	109.518	-0.26
10171		1.680	0.910	10.198	-1.35
18	НС-1	0.000	0.000	109.600	-0.20
10181		0.690	0.410	10.092	-0.91
10182		0.690	0.410	10.092	-0.91
19	Жванець	0.000	0.000	109.698	-0.15
10191		0.840	0.450	10.091	-1.01
20	Устьє	0.000	0.000	109.864	-0.06
10201		0.650	0.370	10.172	-1.59
21	НС-3	0.000	0.000	109.900	-0.05
10211		0.610	0.310	10.140	-0.67
10212		0.610	0.310	10.140	-0.67
201	Нова 1	0.000	0.000	108.399	-0.71
102011		2.170	1.170	10.268	-1.61
102012		2.170	1.170	10.268	-1.61
202	Нова 2	0.000	0.000	108.488	-0.68
102021		1.660	0.850	10.258	-1.78
102022		1.660	0.850	10.258	-1.78
203	Нова 3	0.000	0.000	108.590	-0.63
102031		2.330	1.320	10.274	-1.60
102032		2.330	1.320	10.274	-1.60
204	Нова 4	0.000	0.000	108.894	-0.53
102041		1.170	0.570	10.286	-1.76
102042		1.170	0.570	10.286	-1.76
205	Нова 5	0.000	0.000	108.462	-0.69
102051		1.820	0.930	10.244	-1.90
102052		1.820	0.930	10.244	-1.90

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
2	107	0.801	0.530	0.800	0.529	0.000	0.001	0.005	0.075
107	4	1.209	0.975	1.209	0.974	0.000	0.000	0.008	0.023
4	106	-0.035	0.221	-0.035	0.221	0.000	0.000	-0.001	0.002
106	104	4.551	1.251	4.549	1.247	0.002	0.003	0.025	0.056
104	105	10.871	4.924	10.867	4.916	0.004	0.008	0.063	0.061
105	3	10.867	5.014	10.859	4.995	0.008	0.018	0.063	0.138
3	204	9.389	4.232	9.379	4.210	0.010	0.022	0.054	0.195
204	203	7.016	3.161	7.002	3.141	0.014	0.021	0.041	0.305
203	202	2.304	0.553	2.303	0.550	0.002	0.002	0.013	0.103
202	9	-1.047	-1.094	-1.047	-1.095	0.000	0.001	-0.008	-0.043
9	8	-2.115	-1.404	-2.117	-1.406	0.001	0.002	-0.013	-0.107
8	7	-3.238	-1.505	-3.242	-1.514	0.005	0.009	-0.019	-0.246
7	2	-4.880	-1.739	-4.897	-1.770	0.017	0.031	-0.027	-0.561
100	101	15.844	5.210	15.833	5.184	0.011	0.025	0.087	0.123
101	102	14.515	5.231	14.485	5.164	0.030	0.067	0.081	0.364
102	2	14.485	5.856	14.478	5.846	0.007	0.010	0.082	0.074
9	10	-3.933	-2.123	-3.939	-2.133	0.005	0.010	-0.024	-0.229
10	11	-10.023	-4.354	-10.054	-4.423	0.031	0.069	-0.058	-0.564
11	109	-11.444	-4.930	-11.455	-4.955	0.011	0.024	-0.066	-0.172

109	110	-11.455	-4.785	-11.467	-4.810	0.011	0.025	-0.065	-0.176
110	12	-11.467	-4.651	-11.476	-4.671	0.009	0.021	-0.065	-0.146
12	300	-12.517	-5.180	-12.530	-5.209	0.013	0.029	-0.071	-0.190
10	205	5.124	2.414	5.114	2.399	0.010	0.015	0.030	0.299
205	201	1.443	0.650	1.443	0.649	0.001	0.001	0.008	0.063
201	9	-2.934	-1.675	-2.937	-1.679	0.003	0.004	-0.018	-0.133
104	103	-6.321	-3.482	-6.325	-3.490	0.004	0.008	-0.038	-0.108
103	2	-6.325	-3.252	-6.327	-3.256	0.002	0.004	-0.037	-0.049
106	5	-4.586	-0.807	-4.586	-0.808	0.001	0.001	-0.025	-0.019
5	108	-10.393	-2.646	-10.414	-2.676	0.021	0.031	-0.057	-0.288
108	200	-11.995	-2.393	-12.026	-2.438	0.031	0.045	-0.064	-0.355
5	107	0.409	-0.472	0.409	-0.472	0.000	0.000	0.003	-0.007
200	21	5.511	1.386	5.507	1.381	0.004	0.006	0.030	0.100
21	111	4.266	0.749	4.265	0.747	0.001	0.002	0.023	0.034
111	19	3.608	0.620	3.604	0.614	0.005	0.007	0.019	0.168
19	18	2.753	0.512	2.751	0.509	0.002	0.003	0.015	0.098
18	17	1.351	0.088	1.350	0.087	0.001	0.001	0.007	0.083
17	16	-0.346	-0.220	-0.346	-0.220	0.000	0.000	-0.002	-0.038
16	15	-1.427	-0.206	-1.428	-0.207	0.001	0.001	-0.008	-0.075
15	14	-2.818	-0.745	-2.819	-0.747	0.001	0.002	-0.015	-0.069
14	13	-3.900	-0.871	-3.907	-0.882	0.006	0.011	-0.021	-0.237
13	300	-6.115	-1.959	-6.117	-1.964	0.002	0.005	-0.034	-0.065
7771	3571	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7771	1071	0.800	0.456	0.799	0.450	0.000	0.006	0.005	0.411
201	102011	2.171	1.215	2.169	1.169	0.002	0.046	0.013	1.082
201	102012	2.171	1.215	2.169	1.169	0.002	0.046	0.013	1.082
205	102051	1.822	0.980	1.819	0.929	0.003	0.050	0.011	1.411
205	102052	1.822	0.980	1.819	0.929	0.003	0.050	0.011	1.411
9	9991	1.011	0.596	1.010	0.580	0.001	0.017	0.006	0.846
9991	3591	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9991	1091	1.010	0.580	1.009	0.570	0.001	0.010	0.006	0.520
9	9992	1.010	0.580	1.010	0.570	0.000	0.010	0.006	0.521
9992	3592	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	1.010	0.570	1.009	0.570	0.000	0.000	0.006	0.026
202	102021	1.661	0.891	1.659	0.849	0.002	0.042	0.010	1.284
202	102022	1.661	0.891	1.659	0.849	0.002	0.042	0.010	1.284
203	102031	2.331	1.373	2.329	1.319	0.003	0.054	0.014	1.212
203	102032	2.331	1.373	2.329	1.319	0.003	0.054	0.014	1.212
204	102041	1.171	0.602	1.169	0.570	0.002	0.032	0.007	1.398
204	102042	1.171	0.602	1.169	0.570	0.002	0.032	0.007	1.398
7	7772	0.800	0.466	0.800	0.456	0.000	0.010	0.005	0.658
7772	3572	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7772	1072	0.800	0.456	0.799	0.450	0.000	0.006	0.005	0.411
3	3331	1.452	0.833	1.450	0.800	0.001	0.033	0.009	1.171
108	6	1.581	0.898	1.581	0.898	0.000	0.000	0.010	0.006
6	1061	0.780	0.414	0.780	0.400	0.001	0.014	0.005	0.942
6	1062	0.780	0.414	0.780	0.400	0.001	0.014	0.005	0.942
101	1	1.317	0.798	1.317	0.798	0.000	0.000	0.008	0.004
5	5551	2.671	1.512	2.670	1.468	0.001	0.044	0.016	0.812
5551	3551	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5551	1051	2.670	1.468	2.668	1.439	0.001	0.029	0.017	0.532
5	5552	2.671	1.512	2.670	1.468	0.001	0.044	0.016	0.812
5552	3552	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5552	1052	2.670	1.468	2.668	1.439	0.001	0.029	0.017	0.532
10	10101	0.951	0.511	0.949	0.490	0.001	0.022	0.006	1.185
4	1041	0.610	0.359	0.610	0.350	0.001	0.009	0.004	0.813
4	1042	0.610	0.356	0.610	0.350	0.000	0.006	0.004	0.499
2	2221	1.200	0.593	1.200	0.580	0.000	0.014	0.007	0.528
2221	1021	1.200	0.580	1.199	0.580	0.000	0.000	0.007	0.031
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2222	1.200	0.593	1.199	0.585	0.000	0.008	0.007	0.321
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	1.199	0.585	1.199	0.580	0.000	0.005	0.007	0.211
1	1011	0.650	0.360	0.650	0.350	0.001	0.010	0.004	0.811
21	10211	0.610	0.318	0.610	0.310	0.001	0.009	0.004	0.722
21	10212	0.610	0.318	0.610	0.310	0.001	0.009	0.004	0.722
1	1012	0.652	0.374	0.650	0.350	0.002	0.024	0.004	1.985
111	20	0.657	0.423	0.657	0.423	0.000	0.000	0.004	0.001
20	10201	0.652	0.394	0.650	0.370	0.002	0.024	0.004	2.081
3331	1031	1.450	0.800	1.449	0.780	0.001	0.020	0.009	0.721
19	10191	0.841	0.467	0.839	0.450	0.001	0.017	0.005	1.055
8	1081	1.111	0.569	1.109	0.540	0.002	0.029	0.007	1.329
3331	3531	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10121	1.031	0.606	1.029	0.580	0.002	0.026	0.006	1.358
16	10161	1.071	0.577	1.069	0.550	0.002	0.027	0.006	1.314
11	1111111	1.371	0.787	1.370	0.757	0.001	0.030	0.008	1.101
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10141	1.071	0.546	1.069	0.520	0.002	0.026	0.006	1.248
1111111	10111	1.370	0.757	1.369	0.740	0.001	0.018	0.008	0.678
13	10131	1.090	0.668	1.089	0.650	0.001	0.019	0.007	0.922

13	10132	1.090	0.668	1.089	0.650	0.001	0.019	0.007	0.922
7	7771	0.800	0.466	0.800	0.456	0.000	0.010	0.005	0.658
15	1515151	1.371	0.828	1.370	0.798	0.001	0.030	0.008	1.147
1515151	10151	1.370	0.798	1.369	0.780	0.001	0.018	0.009	0.705
1515151	35151	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17	10171	1.681	0.953	1.679	0.909	0.002	0.043	0.010	1.336
18	10182	0.690	0.422	0.690	0.410	0.001	0.012	0.004	0.946
18	10181	0.690	0.422	0.690	0.410	0.001	0.012	0.004	0.946

Додаток К

Вхідні дані для розрахунку післяаварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Ун:	121.00	Фаза:	0.00
Нвузла:	200	Ун:	121.00	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Ун:	121.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 103

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{мін} , МВт	P _{мак} , МВт
100	Хмельницький енерговузол	110						
200	Кам'янець-Подільський енерговузол	110	110					
300	Дністровська ГЕС	110						
101		110						
102		110						
103		110						
104		110						
105		110						
106		110						
107		110						
108		110						
109		110						
110		110						
111		110						
1	Аеропорт	110						
1011		10	1.850	1.000				
1012		10	1.850	1.000				
2	Ярмоленці	110						
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						
1021		10	3.430	1.660				
1022		10	3.430	1.660				
3	Солобківці	110						
3331		110						
3531		35						
1031		10	4.140	2.240				
4	Томашівка	110						
1041		10	1.740	0.990				
1042		10	1.740	0.990				
5	Дунаївці	110						
5551		110						
5552		110						
3551		35						
3552		35						
1051		10	7.630	4.120				
1052		10	7.630	4.120				
6	Маків	110						
1061		10	2.230	1.140				
1062		10	2.230	1.140				
7	Вінківці	110						
7771		110						
7772		110						
3571		35						

3572		35		
1071		10	2.290	1.300
1072		10	2.290	1.300
8	Пилипівці	110		
1081		10	3.160	1.530
9	Нова Ушиця	110		
9991		110		
9992		110		
3591		35		
3592		35		
1091		10	2.890	1.640
1092		10	2.890	1.640
10	Ставчани	110		
10101		10	2.730	1.400
11	Муровані Курилівці	110		
1111111		110		
35111		35		
10111		10	3.920	2.120
12	Жван	110		
10121		10	2.940	1.670
13	Новодністровськ	110		
10131		10	3.110	1.840
10132		10	3.110	1.840
14	Романківці	110		
10141		10	3.050	1.480
15	Струмок	110		
1515151		110		
35151		35		
10151		10	3.920	2.220
16	Іванівці	110		
10161		10	3.050	1.560
17	Кельменці	110		
10171		10	4.800	2.590
18	НС-1	110		
10181		10	1.960	1.160
10182		10	1.960	1.160
19	Жванець	110		
10191		10	2.400	1.290
20	Устье	110		
10201		10	1.850	1.050
21	НС-3	110		
10211		10	1.740	0.890
10212		10	1.740	0.890
201	Нова 1	110		
102011		10	6.200	3.350
102012		10	6.200	3.350
202	Нова 2	110		
102021		10	4.750	2.430
102022		10	4.750	2.430
203	Нова 3	110		
102031		10	6.650	3.770
102032		10	6.650	3.770
204	Нова 4	110		
102041		10	3.350	1.620
102042		10	3.350	1.620
205	Нова 5	110		
102051		10	5.200	2.660
102052		10	5.200	2.660

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 105

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
101	1	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
101	102	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.000
102	2	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
2	103	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.600
103	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
104	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.800
105	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
104	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.900
2	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.300
106	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
107	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	3.500
5	106	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
5	107	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	13.400
108	5	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.300
108	6	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.700

200	108	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.570
2	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.140
109	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.920
110	109	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.100
12	110	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.300
300	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.110
300	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	22.440
14	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	7.130
15	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.570
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.960
18	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.600
19	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.310
111	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.150
111	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.500
21	111	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.620
200	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.430
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.395
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	11.050
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.090
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.090
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.239
4	1042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	11.395
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.075
5551	3551	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.075
5552	3552	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.395
6	1062	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.395
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	7772	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
7772	3572	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7772	1072	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.239
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	11.395
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	11.395
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.239
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.082
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	11.239
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.395
18	10182	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.395
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.395
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	11.050
21	10211	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.395
21	10212	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.395
204	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
202	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
9	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.600
9	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
201	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455

201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
204	102042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455

Результати розрахунку післяаварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 151.152 МВт / 789.053 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 146.000 МВт / 759.200 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.970 МВт / 23.365 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.970 МВт / 23.365 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.684 МВт / 3.557 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.498 МВт / 2.931 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.182 МВт / 6.488 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.152 МВт / 29.853 млн.кВт*г (3.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-40.077	-21.866	121.000	0.00
200	Кам'янець-Подільський енергову	-43.501	-18.136	121.000	0.00
300	Дністровська ГЕС	-67.500	-40.557	121.000	0.00
101		0.000	0.000	120.639	-0.13
102		0.000	0.000	119.607	-0.49
103		0.000	0.000	119.399	-0.54
104		0.000	0.000	119.367	-0.54
105		0.000	0.000	119.342	-0.54
106		0.000	0.000	119.401	-0.51
107		0.000	0.000	119.404	-0.52
108		0.000	0.000	120.098	-0.29
109		0.000	0.000	118.649	-0.75
110		0.000	0.000	119.458	-0.49
111		0.000	0.000	120.566	-0.12
1	Аеропорт	0.000	0.000	120.629	-0.13
1011		1.850	1.000	10.399	-1.71
1012		1.850	1.000	10.433	-3.83
2	Ярмоленці	0.000	0.000	119.412	-0.54
2221		0.000	0.000	108.281	-1.79
2222		0.000	0.000	108.772	-1.30
3521		0.000	0.000	36.251	-1.79
3522		0.000	0.000	36.415	-1.30
1021		3.430	1.660	10.349	-1.77
1022		3.430	1.660	10.348	-1.86
3	Солобківці	0.000	0.000	119.284	-0.56
3331		0.000	0.000	109.484	-2.95
3531		0.000	0.000	36.654	-2.95
1031		4.140	2.240	10.284	-4.56
4	Томашівка	0.000	0.000	119.376	-0.52
1041		1.740	0.990	10.433	-2.03
1042		1.740	0.990	10.363	-1.47
5	Дунаївці	0.000	0.000	119.422	-0.50
5551		0.000	0.000	109.036	-2.21
5552		0.000	0.000	109.036	-2.21
3551		0.000	0.000	36.504	-2.21
3552		0.000	0.000	36.504	-2.21

1051		7.630	4.120	10.291	-3.46
1052		7.630	4.120	10.291	-3.46
6	Маків	0.000	0.000	120.083	-0.29
1061		2.230	1.140	10.320	-2.22
1062		2.230	1.140	10.320	-2.22
7	Віньківці	0.000	0.000	115.711	-1.68
7771		0.000	0.000	110.571	-3.07
7772		0.000	0.000	110.571	-3.07
3571		0.000	0.000	37.018	-3.07
3572		0.000	0.000	37.018	-3.07
1071		2.290	1.300	10.470	-3.93
1072		2.290	1.300	10.470	-3.93
8	Пилипівці	0.000	0.000	113.869	-2.27
1081		3.160	1.530	10.388	-5.35
9	Нова Ушиця	0.000	0.000	112.964	-2.55
9991		0.000	0.000	108.923	-4.40
9992		0.000	0.000	108.285	-3.73
3591		0.000	0.000	36.466	-4.40
3592		0.000	0.000	36.252	-3.73
1091		2.890	1.640	10.282	-5.52
1092		2.890	1.640	10.350	-3.70
10	Ставчани	0.000	0.000	115.237	-1.89
10101		2.730	1.400	10.402	-4.47
11	Муровані Курилівці	0.000	0.000	117.868	-1.01
1111111		0.000	0.000	109.848	-3.32
35111		0.000	0.000	36.775	-3.32
10111		3.920	2.120	10.330	-4.83
12	Жван	0.000	0.000	120.139	-0.27
10121		2.940	1.670	10.365	-2.83
13	Новодністровськ	0.000	0.000	120.790	-0.08
10131		3.110	1.840	10.389	-1.75
10132		3.110	1.840	10.389	-1.75
14	Романківці	0.000	0.000	119.976	-0.36
10141		3.050	1.480	10.381	-3.02
15	Струмок	0.000	0.000	119.752	-0.41
1515151		0.000	0.000	110.000	-2.66
35151		0.000	0.000	36.826	-2.66
10151		3.920	2.220	10.337	-4.16
16	Іванівці	0.000	0.000	119.487	-0.49
10161		3.050	1.560	10.468	-3.17
17	Кельменці	0.000	0.000	119.379	-0.50
10171		4.800	2.590	10.306	-3.18
18	НС-1	0.000	0.000	119.677	-0.40
10181		1.960	1.160	10.285	-2.09
10182		1.960	1.160	10.285	-2.09
19	Жванець	0.000	0.000	120.001	-0.30
10191		2.400	1.290	10.285	-2.38
20	Устьє	0.000	0.000	120.562	-0.13
10201		1.850	1.050	10.406	-3.83
21	НС-3	0.000	0.000	120.682	-0.09
10211		1.740	0.890	10.423	-1.57
10212		1.740	0.890	10.423	-1.57
201	Нова 1	0.000	0.000	111.947	-2.79
102011		6.200	3.350	10.418	-5.25
102012		6.200	3.350	10.418	-5.25
202	Нова 2	0.000	0.000	112.083	-2.76
102021		4.750	2.430	10.376	-5.78
102022		4.750	2.430	10.376	-5.78
203	Нова 3	0.000	0.000	110.875	-3.04
102031		6.650	3.770	10.276	-5.74
102032		6.650	3.770	10.276	-5.74
204	Нова 4	0.000	0.000	110.561	-3.12
102041		3.350	1.620	10.191	-6.60
102042		3.350	1.620	10.191	-6.60
205	Нова 5	0.000	0.000	111.451	-2.91
102051		5.200	2.660	10.277	-6.27
102052		5.200	2.660	10.277	-6.27

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
2	107	-0.444	0.312	-0.444	0.312	0.000	0.000	-0.003	0.008
107	4	1.358	1.459	1.357	1.459	0.000	0.000	0.010	0.028
4	106	-2.155	-0.670	-2.156	-0.670	0.000	0.000	-0.011	-0.025
106	104	3.687	0.505	3.686	0.504	0.001	0.002	0.018	0.034
104	103	-0.495	-1.839	-0.495	-1.840	0.000	0.000	-0.009	-0.032
103	2	-0.495	-1.557	-0.495	-1.557	0.000	0.000	-0.008	-0.013
106	5	-5.842	-0.911	-5.843	-0.912	0.001	0.001	-0.029	-0.021

5	107	1.801	0.054	1.801	0.054	0.000	0.001	0.009	0.019
100	101	40.077	21.866	40.007	21.710	0.070	0.155	0.217	0.361
101	102	36.272	20.413	36.090	20.009	0.181	0.402	0.199	1.037
102	2	36.090	20.835	36.047	20.773	0.042	0.061	0.201	0.195
5	108	-22.998	-9.421	-23.093	-9.559	0.095	0.138	-0.120	-0.679
108	200	-27.588	-10.704	-27.741	-10.924	0.152	0.220	-0.142	-0.903
2	7	29.066	16.458	28.478	15.383	0.586	1.071	0.161	3.745
7	8	23.847	13.333	23.600	12.881	0.246	0.450	0.136	1.881
8	9	20.416	11.645	20.311	11.452	0.105	0.192	0.119	0.928
9	10	-38.675	-23.238	-39.178	-24.158	0.501	0.916	-0.230	-2.321
10	11	-41.928	-25.179	-42.484	-26.412	0.554	1.228	-0.245	-2.676
11	109	-46.441	-28.568	-46.620	-28.965	0.178	0.396	-0.267	-0.789
109	110	-46.620	-28.766	-46.805	-29.176	0.184	0.408	-0.266	-0.814
110	12	-46.805	-28.987	-46.960	-29.332	0.155	0.343	-0.266	-0.684
12	300	-49.923	-31.070	-50.131	-31.532	0.207	0.460	-0.282	-0.862
300	13	17.369	9.025	17.351	8.986	0.018	0.039	0.093	0.210
13	14	11.087	5.363	11.038	5.273	0.049	0.089	0.059	0.816
14	15	7.966	4.114	7.955	4.098	0.011	0.016	0.043	0.224
15	16	3.998	1.862	3.991	1.853	0.006	0.009	0.021	0.266
16	17	0.918	0.805	0.918	0.804	0.001	0.001	0.006	0.108
17	18	-3.913	-1.325	-3.920	-1.336	0.007	0.011	-0.020	-0.300
18	19	-7.872	-3.317	-7.888	-3.339	0.016	0.022	-0.041	-0.325
19	111	-10.306	-4.310	-10.342	-4.362	0.035	0.051	-0.054	-0.566
111	21	-12.212	-5.263	-12.220	-5.275	0.009	0.012	-0.064	-0.117
21	200	-15.730	-7.168	-15.760	-7.211	0.030	0.043	-0.083	-0.318
2	2221	3.434	1.754	3.431	1.659	0.003	0.094	0.019	1.438
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	3.431	1.659	3.428	1.659	0.003	0.000	0.020	0.085
2	2222	3.431	1.760	3.430	1.702	0.002	0.058	0.019	0.876
2222	3522	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	3.430	1.702	3.428	1.659	0.002	0.042	0.020	0.609
3331	3531	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3331	1031	4.148	2.397	4.137	2.239	0.010	0.158	0.025	2.164
1	1012	1.863	1.168	1.849	0.999	0.014	0.168	0.011	5.601
104	105	4.181	2.576	4.180	2.575	0.001	0.001	0.024	0.026
1	1011	1.853	1.069	1.849	0.999	0.005	0.069	0.010	2.187
101	1	3.735	2.316	3.735	2.316	0.000	0.000	0.021	0.010
105	3	4.180	2.691	4.179	2.688	0.001	0.003	0.024	0.058
3	3331	4.157	2.639	4.148	2.397	0.009	0.241	0.024	3.379
108	6	4.495	2.563	4.494	2.563	0.000	0.001	0.025	0.016
12	10121	2.950	1.855	2.938	1.669	0.012	0.185	0.017	3.790
11	1111111	3.935	2.481	3.927	2.259	0.008	0.221	0.023	3.252
1111111	35111	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111111	10111	3.927	2.259	3.918	2.119	0.009	0.140	0.024	2.052
10	10101	2.739	1.564	2.728	1.399	0.011	0.165	0.016	3.507
9	9991	2.898	1.850	2.893	1.718	0.005	0.131	0.018	2.621
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	2.893	1.718	2.888	1.639	0.005	0.079	0.018	1.603
9	9992	2.893	1.720	2.891	1.639	0.002	0.080	0.017	1.555
9992	3592	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9992	1092	2.891	1.639	2.888	1.639	0.003	0.000	0.018	0.070
9	202	30.028	17.856	29.858	17.609	0.170	0.246	0.178	0.899
202	203	20.298	12.228	20.138	11.997	0.159	0.230	0.122	1.234
203	204	6.766	3.749	6.752	3.729	0.014	0.020	0.040	0.322
204	102041	3.366	1.888	3.348	1.619	0.018	0.268	0.020	4.558
204	102042	3.366	1.888	3.348	1.619	0.018	0.268	0.020	4.558
203	102031	6.668	4.207	6.646	3.768	0.022	0.437	0.041	3.822
203	102032	6.668	4.207	6.646	3.768	0.022	0.437	0.041	3.822
202	102021	4.766	2.764	4.747	2.428	0.018	0.334	0.028	4.024
202	102022	4.766	2.764	4.747	2.428	0.018	0.334	0.028	4.024
21	10211	1.743	0.949	1.739	0.889	0.004	0.059	0.009	1.951
21	10212	1.743	0.949	1.739	0.889	0.004	0.059	0.009	1.951
4	1042	1.741	1.029	1.739	0.989	0.002	0.040	0.010	1.328
111	20	1.870	1.258	1.870	1.258	0.000	0.000	0.011	0.004
20	10201	1.863	1.223	1.849	1.049	0.015	0.173	0.011	5.834
19	10191	2.406	1.408	2.398	1.289	0.008	0.119	0.013	2.904
18	10182	1.964	1.242	1.959	1.159	0.006	0.083	0.011	2.554
16	10161	3.061	1.751	3.048	1.559	0.013	0.191	0.017	3.654
15	1515151	3.935	2.582	3.927	2.362	0.008	0.219	0.023	3.274
1515151	10151	3.927	2.362	3.918	2.219	0.009	0.143	0.024	2.094
1515151	35151	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10141	3.060	1.665	3.048	1.479	0.012	0.185	0.017	3.469
13	10132	3.115	1.968	3.108	1.839	0.007	0.129	0.018	2.467