

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

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

« ___ » _____ 2019 р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
за освітнім ступенем « Магістр »

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ЗАЗЕМЛЮЮЧИХ
ПРИСТРОЇВ ОПОР ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

08-13.МКР.014.00.102 ПЗ

Виконав: студент групи ЕСМ-18м
спеціальності
141 – «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»
освітня програма – «Електричні системи та
мережі»

Лобода В. І.. _____

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Лесько В. О. _____

« ___ » _____ 2019 р.

Рецензент: _____

« ___ » _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Розрахунок прогнозу навантажень.....	5
2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі	8
2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	8
3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі	10
3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми	10
3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі.....	10
3.3 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі.....	21
3.4 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації.....	23
3.5 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації.....	24
3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	30
4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	32
5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій	34
6 Схеми вузлової підстанції.....	35
6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій	35
6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності.....	37
7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку	45
8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку	48
9 Визначення повних витрат на розвиток електричної мережі	53
Висновки	56
Література	58

Додатки

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

«___» _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття освітнього ступеня «Магістр»

зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – «Електричні системи і мережі»
 (шифр – назва спеціальності)

08-13.МКР.014.00.002.ІЗ

Магістранта групи ЕСМ-18 Лобода Вадим Ігоревич
 (назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: Розвиток електричних мереж з дослідженням заземлюючих пристроїв опор повітряних ліній.

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

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: _____ плакати

2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. Розрахунок розвитку фрагменту мережі. Дослідження заземлюючих пристроїв опор повітряних ліній. Економічна частина. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

_____ (підпис)

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

“ ____ ” _____ 2019 р.

В.О. Лесько

Економічна частина

_____ (підпис)

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

“ ____ ” _____ 2019 р.

В.В. Нетребський

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях

_____ (підпис)

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

“ ____ ” _____ 2019 р.

Є. А. Бондаренко

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” _____ 2019 р.

Рецензент

_____ (підпис)

_____ (наук. ступінь, вчене звання ,

“ ____ ” _____ 2019 р.

_____ (ініціали та прізвище)

Завдання видав

_____ (підпис)

канд. техн. наук, ст.викл.
кафедри ЕСС
(наук. ступінь, вчене звання, посада)

“ ____ ” _____ 2019 р.

В.О. Лесько

Завдання отримав магістрант

_____ (підпис)

В. І. Лобода

_____ (ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 2019 р.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

БК	– батарея конденсаторів;
ВРП	– вхідна реактивна потужність;
ГПП	– головна понижувальна підстанція;
ЕЕРП	– економічний еквівалент реактивної потужності;
ЗВРП	– задавач вхідної реактивної потужності;
ЕК	– енергопостачальна компанія;
ЕС	– електрична система;
КРН	– компенсація реактивних навантажень;
КРП	– компенсація реактивної потужності;
КТП	– комплектна трансформаторна підстанція;
КУ	– компенсувальна установка;
ОП	– обчислювальний пристрій;
ПКЕЕ	– Правила користування електричною енергією;
ПП	– пристрій порівняння;
ПРСЗ	– пристрій регулювання струму збудження;
РДЕ	– розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ	– район електричних мереж;
РП	– розподільний пристрій;
РПН	– пристрій регулювання під навантаженням;
СК	– синхронний компенсатор;
ТП	– трансформаторна підстанція.

АНОТАЦІЯ

Лобода Вадим Ігорович «Розвиток електричних мереж з дослідженням заземлюючих пристроїв опор повітряних ліній. Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2019 – 102 с./ На укр. мові. Рис.35, табл.26, бібліогр.21.

Магістерська кваліфікаційна робота. складається з розрахунково-пояснювальної записки, яка виконана на 102 друкованих аркушах та складається зі вступу, техніко-економічного обґрунтування вибору теми, 12 розділів, висновків, списку використаних літературних джерел. В роботі обирався найвигідніший варіант електричної мережі, який враховує експлуатаційні витрати, капітальні вкладення та обсяг реалізованої електроенергії. В ході роботи здійснено розрахунок прогнозу навантажень і проведено аналіз режиму вхідної електричної мережі. Виконаний розрахунок та аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку. В подальшому вибрано оптимальне розміщення головних розподільних трансформаторних підстанцій та розподільних пунктів, а також визначено повні витрати на розвиток електричної мережі.

Дипломний проект містить 25 таблиць, 11 рисунка та 21 літературних джерел.

ANNOTATION

Vadim Loboda «Development of electrical networks with the study of grounding devices of supports of overhead lines. Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU. 2019 - 102 pp. / In Ukrainian. language. Fig. 35, table 26, bibliogr. 21.

Master's qualification work. consists of an explanatory note, which is made on 102 printed sheets and consists of an introduction, feasibility study of the choice of topic, 12 sections, conclusions, a list of used literature sources. The most advantageous variant of the electric grid was chosen in the work, which takes into account the operating costs, capital investments and the amount of electricity sold. During the work, the load forecast was calculated and the mode of the input electrical network was analyzed. The calculation and analysis of the steady-state mode of the electrical network after development were performed. Subsequently, the optimum location of the main distribution transformer substations and distribution points was selected, as well as the full costs for the development of the electric grid.

The diploma project contains 25 tables, 11 figures and 21 literary sources.

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетика України є базовою галуззю національної економіки, найважливішим фактором її розвитку. Стале функціонування та розвиток паливно-енергетичного комплексу визначає долю реформування енергетики та майбутнього України. На перспективу до 2030 р в Об'єднаній енергосистемі України зберігається стратегія розвитку живлячих електричних мереж, де системоутворюючі функції видачі потужності крупних електричних станцій та забезпечення паралельної роботи з енергетичними системами інших держав, як і раніше, залишається за електричними мережами напруг 110 та 750 кВ при суттєвому зростанні частки мереж надвисокої номінальної напруги [1, 2].

Енергетика України має у своєму розпорядженні унікальні резерви генеруючих потужностей, але здатність цих резервів стало забезпечувати електроенергією економіку країни обмежено такими негативними факторами:

- 1) недостатньою пропускну здатністю міжсистемних зв'язків;
- 2) моральним та фізичним зносом основних фондів енергооб'єднань внаслідок систематичної недостатності бюджетних коштів;
- 3) непривабливістю енергетичної галузі України для приватних інвестицій;
- 4) низькою ефективністю виробництва та передачі електричної енергії;
- 5) критичним фінансово-економічним станом теплових генеруючих та енергорозподільчих компаній;
- 6) суттєвими заборгованостями між суб'єктами енергоринку.

Перераховані недоліки вказують на необхідність суттєвого реформування енергетики України. Стратегічні цілі подальшого розвитку електроенергетичного комплексу мають полягати у наступному.

1. Корінна перебудова на базі новітніх технологій по забезпеченню маневреності, енергетичної та економічної ефективності.
2. Екологічність.
3. Зовнішня конкурентоспроможність в ринкових умовах функціонування.
4. Забезпечення сталого, надійного, безпечного, якісного та ефективного електропостачання галузей економіки та соціальної сфери країни.

Ефективність функціонування систем виробництва, передачі та розподілу електричної енергії багато в чому визначається конструкторськими рішеннями, які були використані в процесі формування електричних мереж і систем. У загальному випадку, задача проектування розвитку електроенергетичних систем та електричних мереж полягає в розробці та економічному обґрунтуванні технічних рішень, що забезпечують надійне і якісне енергопостачання споживачів електричної енергії з урахуванням всіх технічних, технологічних, екологічних, соціальних та інших обмежень. При цьому суть техніко-економічного обґрунтування конструкторського рішення полягає у вирішенні оптимізаційної задачі мінімізації функції економічної ефективності, наприклад, зведених дисконтованих витрат, серед можливих альтернативних варіантів проектних рішень

Удари блискавки в лінії електропередачі або поблизу них призводять до появи імпульсних перенапруг, небезпечних як для ізоляції самих ліній, так і для електрообладнання підстанцій. Значний матеріальний збиток пов'язаний і з непрямим впливом грозових розрядів. Він обумовлений порушеннями технологічних процесів внаслідок виходу з ладу систем технологічного управління, мікропроцесорних та комп'ютерних пристроїв управління, регулювання, вимірювання, сигналізації тощо.

Отже, дослідження систем заземлення та грозозахисту, оптимізація їх проектування є актуальною науково-прикладною задачею.

Основною причиною виходу з ладу ізоляції об'єктів електроенергетики, перерв в електропостачанні і витрат на його відновлення до теперішнього часу є ураження блискавкою об'єктів електроенергетики.

Захист устаткування підстанцій від прямих ударів блискавки забезпечується стрижневими блискавковідводами. Крім того, необхідний захист від хвиль, що виникають на лініях та підходять до підстанції, при ударах блискавки в троси або опори цих ліній. Для захисту ліній електропередач та устаткування підстанцій від перенапруг використовують троси і заземлення опор на лініях, рокові розрядники, трубчасті розрядники на контактній мережі, конденсатори для зниження грозових перенапруг.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідженням заземлюючих пристроїв опор повітряних ліній.

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

- проаналізовано засоби заземлення ліній електропередачі;
- 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 елементи ПЛЕП та підстанцій;
- 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 встановлення заземлюючих пристроїв опор повітряних ліній.

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

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	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
$P_{\max}, \%$	85	87	88	92	93	95	96	98	99	100

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 933.; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5273.. \end{cases}$$

Звідки $a' = 83.87$, $b' = 1.72$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1.72 \cdot T + 83.87.$$

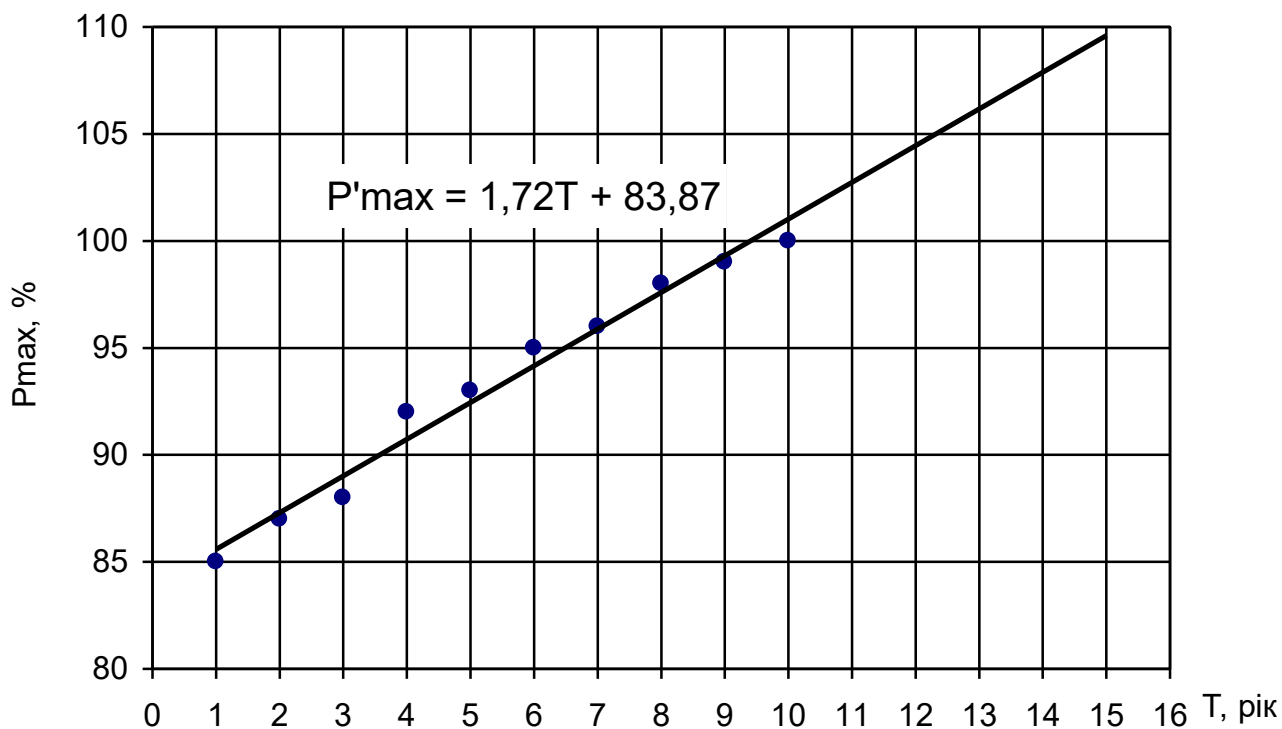


Рисунок 1.1 - Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

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

$$P'_{\max} = 1.72 \cdot 15 + 83.87 = 110 \%$$

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	$K_{\text{перев}}$
Ферментний завод	1	9,4	4,55	10,44	10,34	5,01	11,49	2	25	0,46
Тульчин	2	4,9	2,78	5,63	5,39	3,05	6,20	2	10	0,62
Рахни тяга	3	17	8,71	19,10	18,70	9,58	21,01	2	40	0,53
Суворівське	4	2,5	1,35	2,84	2,75	1,48	3,13	1	6,3	0,50
Вапнярка тяга	5	13	6,30	14,44	14,30	6,93	15,89	2	40	0,40
Томашпіль	6	4,5	2,55	5,17	4,95	2,81	5,69	2	6,3	0,90
Антонівка	7	2,3	1,30	2,64	2,53	1,43	2,91	1	6,3	0,46
Борівка	8	2,7	1,38	3,03	2,97	1,52	3,34	1	6,3	0,53
Моївка	9	3,5	2,17	4,12	3,85	2,39	4,53	1	10	0,45
Гнатків	10	2,3	1,11	2,56	2,53	1,23	2,81	1	6,3	0,45
Дзигівка	11	2,2	1,25	2,53	2,42	1,37	2,78	1	6,3	0,44
Радянське	12	2,3	1,18	2,58	2,53	1,30	2,84	1	6,3	0,45
Ямпіль	13	3,7	2,29	4,35	4,07	2,52	4,79	1	10	0,48
Пороги	14	3,8	2,05	4,32	4,18	2,26	4,75	1	10	0,48
Михайлівка	15	2,3	1,30	2,64	2,53	1,43	2,91	1	6,3	0,46
Івонівка	16	2,6	1,61	3,06	2,86	1,77	3,36	2	6,3	0,53
Коси	17	2,1	1,13	2,39	2,31	1,25	2,63	1	6,3	0,42
Могилів Подільський	18	4,4	2,25	4,94	4,84	2,48	5,44	2	10	0,54
Яришів	19	4,5	2,18	5,00	4,95	2,40	5,50	2	10	0,55
Конева	20	1,2	0,58	1,33	1,32	0,64	1,47	1	2,5	0,59
Шаргород	21	10,5	5,38	11,80	11,55	5,92	12,98	2	25	0,52
Немія	22	4,3	1,96	4,73	4,73	2,16	5,20	2	10	0,52

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

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (110. %) виконаємо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі та проаналізуємо отримані результати.

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 – вузла 100.

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.

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 2.1 – 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 потенціал для подальшого розвитку, оскільки характеризується малими втратами потужності (4.98 МВт або 4.5%) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в лініях 100-101, 100-102, 102-4, 4-5 та 107-17 не відповідають допустимим значенням економічної потужності для даних перерізів проводів.

Тому було прийнято рішення збільшити перерізи в лініях таким чином:

лінія 100-101 з АС 150 на АС 185;
лінія 100-102 з АС 150 на АС 185;
лінія 102-4 з АС 150 на АС 185;
лінія 4-5 з АС 150 на АС 185;
лінія 107-17 з АС 95 на АС 120.

З врахуванням збільшення перерізів було розраховано режим роботи мережі, результати якого представлені в додатку Д. На основі цього, можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має втрати потужності (4.65 МВт або 4.3%) 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 – 34,538 (МВт), 100-102 – 37,3 (МВт), 102-4 – 36,053 (МВт), 4-5 – 32,443 (МВт), 107-17 – 20,976 (МВт), 18-107 – 21,197 (МВт), 101-2 – 25,275 (МВт), 109-18 – 44,068 (МВт), 200-109 – 49,403 (МВт)).

3. За основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузли 501, 502, 503, 504 та 505) можуть бути прийняті вузли – 3, 7, 8, 9, 19, 20 та 21 оскільки вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають допустимий рівень напруги.

4. Вузли живлення мають такі схеми РП:

3 (Рахни тяга) – місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів;

7 (Антонівка) – два блоки без вимикачів;

8 (Борівка) – місток без вимикачів;

9 (Моївка) – блок лінія-трансформатор без вимикачів;

19 (Яришів) – два блоки без вимикачів в ланцюгах трансформаторів;

20 (Конева) – блок лінія-трансформатор без вимикачів;

21 (Шаргород) – подвійна система шин.

3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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].

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

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^{Π} 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 сформулювати 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]:

$$Z = \sum_{m=1}^N \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \quad (3.1)$$

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

Апроксимація (3.1) 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.

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.

3.2.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі максимального графу, який має вигляд (рисунок 3.1). Тут можна виділити 2 основних фрагменти схеми ЕМ (1-й, що зв'язує вузли 502 та 503 з існуючою мережею; 2-й – зв'язує 501, 504 та 505 вузли).

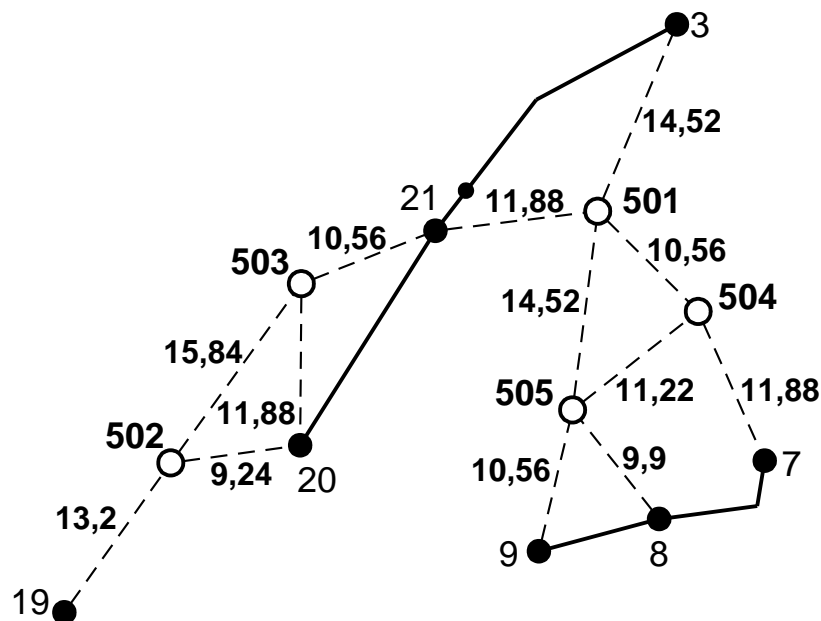


Рисунок 3.1 – Максимальний граф електричної мережі

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

$$l = 1.1 \cdot m_1 \cdot L, \quad (3.3)$$

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 3-501 довжина лінії складе:

$$L_{3-501} = 1.1 \cdot 6.0 \cdot 2.2 = 14.52 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	3-501	21-501	19-502	20-502	20-503	21-503	7-504	8-505	9-505	501-504
Довжина, см	2,2	1,8	2,0	1,4	1,8	1,6	1,8	1,5	1,6	1,6
Довжина, км	14,52	11,88	13,2	9,24	11,88	10,56	11,88	9,9	10,56	10,56

Таблиця 3.1 – продовження

Ділянка	501-505	504-505	502-503
Довжина, см	2,2	1,7	2,4
Довжина, км	14,52	11,22	15,84

Повна та реактивна потужність нових споживачів складає:

$$\begin{aligned}
 S_{501} &= P_{501}/\cos \varphi = 7.2/0.9 = 8.0 \text{ (МВА)}; \\
 S_{502} &= 12.1/0.87 = 13.91 \text{ (МВА)}; \\
 S_{503} &= 14.2/0.89 = 15.96 \text{ (МВА)}; \\
 S_{504} &= 11.3/0.88 = 12.84 \text{ (МВА)}; \\
 S_{505} &= 8.7/0.89 = 9.78 \text{ (МВА)}; \\
 Q_{501} &= \sqrt{S_{501}^2 - P_{501}^2} = \sqrt{8.0^2 - 7.2^2} = 3.49 \text{ (МВАр)}; \\
 Q_{502} &= \sqrt{13.91^2 - 12.1^2} = 6.86 \text{ (МВАр)}; \\
 Q_{503} &= \sqrt{15.96^2 - 14.2^2} = 7.27 \text{ (МВАр)}; \\
 Q_{504} &= \sqrt{12.84^2 - 11.3^2} = 6.1 \text{ (МВАр)}; \\
 Q_{505} &= \sqrt{9.78^2 - 8.7^2} = 4.46 \text{ (МВАр)}.
 \end{aligned}$$

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 i -ЛЕП приведені затрати Z_i будуть записані [6]:

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (3.3)$$

де

$$a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (3.4)$$

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 (3.3) 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 (3.3), то його значення визначається за формулою [6]:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau b_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (3.5)$$

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

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

τ – час втрат, $\tau = (0.124 + T_{нб}/10000)^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5500/10000)^2 \cdot 8760 = 3979$ 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:

$$b_i = \frac{0.249 \cdot 3979 \cdot 6.0 \cdot 10^{-2}}{110^2 \cdot 0,9^2} = 6.1 \cdot 10^{-3}.$$

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

$$Z_i = 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} P_i^2.$$

Розв'язок:

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

8-505-501-504-7;
 9-505-501-504-7;
 21-501-504-505-8;
 21-501-504-505-9;
 3-501-504-505-8;
 3-501-504-505-9;
 21-501-505-504-7;
 3-501-505-504-7;

20-502-503-21;
 19-502-503-21;
 19-502-503-20.

Оскільки дані контури складаються з 4 та 3 віток, то для кожного з них відповідно можливі 4 та 3 варіанти схем. Відкидаючи по чергово кожну з віток, отримуємо поточкорозподіл на основі I-го закону Кірхгофа для кожного варіанта схеми 1-го контуру, який занесемо в таблицю 3.2 (відсутня вітка має потужність 0).

Таблиця 3.2 – Поточкорозподіл варіантів схем 1-го контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
8-505	0	8,7	15,9	27,2
501-505	8,7	0	7,2	18,5
501-504	15,9	7,2	0	11,3
7-504	27,2	18,5	11,3	0
Витрати, у.о	163,03	108,53	114,26	164,95

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

$$\begin{aligned}
Z_{1п501-505} &= 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 8.7^2 = 2.809; \\
Z_{1п504-501} &= 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 15.9^2 = 3.884; \\
Z_{1п7-504} &= 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 27.2^2 = 6.838; \\
Z_{2п8-505} &= 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 8.7^2 = 2.809; \\
Z_{2п504-501} &= 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 7.2^2 = 2.665; \\
Z_{2п7-504} &= 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 18.5^2 = 4.426; \\
Z_{3п8-505} &= 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 15.9^2 = 3.884;
\end{aligned}$$

$$Z_{3п505-501} = 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 7.2^2 = 2.665;$$

$$Z_{3п7-504} = 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 11.3^2 = 3.125;$$

$$Z_{4п8-505} = 2.35 + 6.1 \cdot 10^{-3} \cdot 27.2^2 = 6.838;$$

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

$$Z_{1_501-505} = 2.809 \cdot 14.52 = 40.79;$$

$$Z_{1_504-501} = 3.884 \cdot 10.56 = 41.01;$$

$$Z_{1_7-504} = 6.838 \cdot 11.88 = 81.23;$$

$$Z_{2_8-505} = 2.809 \cdot 9.9 = 27.81;$$

$$Z_{2_504-501} = 2.665 \cdot 10.56 = 28.14;$$

$$Z_{2_7-504} = 4.426 \cdot 11.88 = 52.58;$$

$$Z_{3_8-505} = 3.884 \cdot 9.9 = 38.45;$$

$$Z_{3_505-501} = 2.665 \cdot 14.52 = 38.69;$$

$$Z_{3_7-504} = 3.125 \cdot 11.88 = 37.12;$$

$$Z_{4_8-505} = 6.838 \cdot 9.9 = 67.69;$$

$$Z_{4_505-501} = 4.426 \cdot 14.52 = 64.27;$$

$$Z_{4_501-504} = 3.125 \cdot 10.56 = 33.0.$$

Склавши приведені затрати ліній відповідних варіантів, отримаємо:

$$Z_1 = 40.79 + 41.01 + 81.23 = 163.03;$$

$$Z_2 = 27.81 + 28.14 + 52.58 = 108.53;$$

$$Z_3 = 38.45 + 38.69 + 37.12 = 114.26;$$

$$Z_4 = 67.69 + 64.27 + 33.0 = 164.95.$$

Оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ЛЕП, де відсутня вітка 501-505 (всі величини витрат надаються в умовних одиницях). Аналогічні розрахунки проведемо для решти контурів та занесемо результати в таблиці 3.3 – 3.12.

Таблиця 3.3 – Результати оптимізації 2 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
9-505	0	8,7	15,9	27,2
501-505	8,7	0	7,2	18,5
501-504	15,9	7,2	0	11,3
7-504	27,2	18,5	11,3	0
Витрати, у.о	163,03	110,38	116,82	169,47

Таблиця 3.4 – Результати оптимізації 3 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
21-501	0	7,2	18,5	27,2
501-504	7,2	0	11,3	20
504-505	18,5	11,3	0	8,7
8-505	27,2	20	8,7	0
Витрати, у.о	145,49	114,00	113,39	163,19

Таблиця 3.5 – Результати оптимізації 4 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
21-501	0	7,2	18,5	27,2
501-504	7,2	0	11,3	20
504-505	18,5	11,3	0	8,7
9-505	27,2	20	8,7	0
Витрати, у.о	150,00	117,15	115,24	163,19

Таблиця 3.6 – Результати оптимізації 5 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
3-501	0	7,2	18,5	27,2
501-504	7,2	0	11,3	20
504-505	18,5	11,3	0	8,7
8-505	27,2	20	8,7	0
Витрати, у.о	145,49	121,03	125,07	181,24

Таблиця 3.7 – Результати оптимізації 6 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
3-501	0	7,2	18,5	27,2
501-504	7,2	0	11,3	20
504-505	18,5	11,3	0	8,7
9-505	27,2	20	8,7	0
Витрати, у.о	150,00	124,19	126,93	181,24

Таблиця 3.8 – Результати оптимізації 7 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
21-501	0	7,2	15,9	27,2
501-505	7,2	0	8,7	20
504-505	15,9	8,7	0	11,3
7-504	27,2	20	11,3	0
Витрати, у.о	163,49	119,92	124,05	185,64

Таблиця 3.9 – Результати оптимізації 8 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
3-501	0	7,2	15,9	27,2
501-505	7,2	0	8,7	20
504-505	15,9	8,7	0	11,3
7-504	27,2	20	11,3	0
Витрати, у.о	163,49	126,95	134,30	203,69

Таблиця 3.10 – Результати оптимізації 9 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
20-502	0	12,1	26,3
502-503	12,1	0	14,2
21-503	26,3	14,2	0
Витрати, у.о	120,41	67,65	117,08

Таблиця 3.11 – Результати оптимізації 10 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
19-502	0	12,1	26,3
502-503	12,1	0	14,2
21-503	26,3	14,2	0
Витрати, у.о	120,41	80,48	143,00

Таблиця 3.12 – Результати оптимізації 11 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
19-502	0	12,1	26,3
502-503	12,1	0	14,2
20-503	26,3	14,2	0
Витрати, у.о	129,05	85,19	143,00

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

Таким чином отримаємо граф, який зображений на рисунку 3.2.

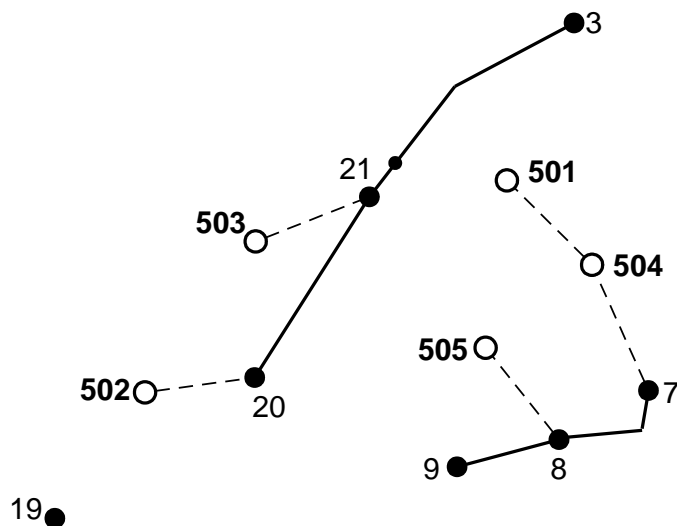


Рисунок 3.2 – Отриманий граф електричної мережі

Але така схема у одноланцюговому виконанні не буде задовольняти умові надійності (вузли 501, 502, 503, 504, 505 – I-ї категорії). Тому ми проведемо деякі доопрацювання над схемою, а саме добавимо вітки 501-505 та 502-503. Таким чином отримаємо 2 замкнутих контури – 8-505-501-504-7 та 20-502-504-21.

Покажемо на рисунку 3.3 допрацьовану оптимальну схему електричної мережі за методом поконтурної оптимізації.

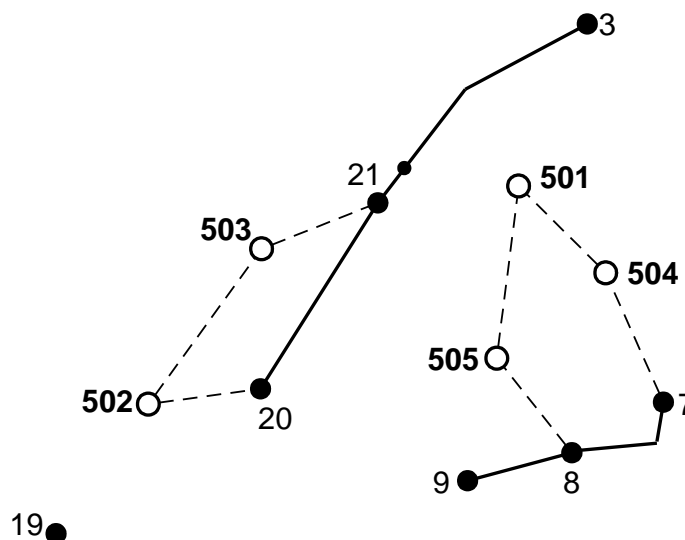


Рисунок 3.3 – Оптимальна схема електричної мережі за методом поконтурної оптимізації

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 8-505-501-504-7 будемо вважати, що напруги у вузлах 13 та 11 рівні між собою і тому розглянемо цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами [9]:

$$\dot{S}_{8-505} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i7}}{l_{\Sigma}}; \quad (3.6)$$

$$\dot{S}_{7-504} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i8}}{l_{\Sigma}}, \quad (3.7)$$

де S_i - повна потужність i -ого навантаження по шляху від 8 вузла до 7 вузла або навпаки;

l_{i7} , l_{i8} - довжини ділянок від i -го вузла до 7 і 8 відповідно;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Для ділянки 8-505 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{8-505} &= \frac{\dot{S}_{505} \cdot (l_{501-505} + l_{501-504} + l_{7-504}) + \dot{S}_{501} \cdot (l_{501-504} + l_{7-504}) + \dot{S}_{504} \cdot l_{7-504}}{l_{8-505} + l_{501-505} + l_{501-504} + l_{7-504}}, \\ \dot{S}_{8-505} &= \frac{(8.7 + j4.46) \cdot (14.52 + 10.56 + 11.88) + (7.2 + j3.49) \cdot (10.56 + 11.88) + (11.3 + j6.1) \cdot 11.88}{9.9 + 14.52 + 10.56 + 11.88} = 13.17 + j6.73 = 14.79 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 7-504 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{7-504} &= \frac{\dot{S}_{504} \cdot (l_{501-504} + l_{501-505} + l_{8-505}) + \dot{S}_{501} \cdot (l_{501-505} + l_{8-505}) + \dot{S}_{505} \cdot l_{8-505}}{l_{7-504} + l_{501-504} + l_{501-505} + l_{8-505}}, \\ \dot{S}_{7-504} &= \frac{(11.3 + j6.1) \cdot (10.56 + 14.52 + 9.9) + (7.2 + j3.49) \cdot (14.52 + 9.9) + (8.7 + j4.46) \cdot 9.9}{11.88 + 10.56 + 14.52 + 9.9} = 14.03 + j7.31 = 15.82 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{8-505} + \dot{S}_{7-504} &= \dot{S}_{501} + \dot{S}_{504} + \dot{S}_{505}; \\ 13.17 + j6.73 + 14.03 + j7.31 &= 7.2 + j3.49 + 11.3 + j6.1 + 8.7 + j4.46; \end{aligned}$$

$$27.2 + j14.04 = 27.2 + j14.04 .$$

Перетік потужності у вітці 505-501 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 505:

$$\dot{S}_{505-501} = \dot{S}_{8-505} - \dot{S}_{505} = 13.17 + j6.73 - 8.7 - j4.46 = 4.47 + j2.27 = 5.02 \text{ (МВА)};$$

Знайдемо перетоки на інших ділянках даного контуру:

$$\dot{S}_{501-504} = \dot{S}_{505-501} - \dot{S}_{501} = 4.47 + j2.27 - 7.2 - j3.49 = -2.73 - j1.21 = 2.98 \text{ (МВА)}.$$

Для ділянки 20-502 маємо:

$$\dot{S}_{20-502} = \frac{\dot{S}_{502} \cdot (I_{502-503} + I_{21-503}) + \dot{S}_{503} \cdot I_{21-503}}{I_{20-502} + I_{502-503} + I_{21-503}};$$

$$\dot{S}_{20-502} = \frac{(12.1 + j6.86) \cdot (15.84 + 10.56) + (14.2 + j7.27) \cdot 10.56}{9.24 + 15.84 + 10.56} = 13.17 + j7.24 = 15.03 \text{ (МВА)}.$$

Для ділянки 21-503 маємо:

$$\dot{S}_{21-503} = \frac{\dot{S}_{503} \cdot (I_{502-503} + I_{20-502}) + \dot{S}_{502} \cdot I_{20-502}}{I_{21-503} + I_{502-503} + I_{20-502}};$$

$$\dot{S}_{21-503} = \frac{(14.2 + j7.27) \cdot (15.84 + 9.24) + (12.1 + j6.86) \cdot 9.24}{10.56 + 15.84 + 9.24} = 13.13 + j6.9 = 14.83 \text{ (МВА)}.$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{20-502} + \dot{S}_{21-503} = \dot{S}_{502} + \dot{S}_{503};$$

$$13.17 + j7.24 + 13.13 + j6.9 = 12.1 + j6.86 + 14.2 + j7.27;$$

$$26.3 + j14.14 = 26.3 + j14.13.$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетоки потужності у інших вітках:

$$\dot{S}_{502-503} = \dot{S}_{20-502} - \dot{S}_{502} = 13.17 + j7.24 - 12.1 - j6.86 = 1.07 + j0.38 = 1.14 \text{ (МВА)}.$$

Розрахунковий струм буде таким [5, 9]:

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

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 $4000 < T_{\text{нб}} = 5500 < 6000$ годин, то $\alpha_T = 1$.

$$I_{\text{розр}8-505} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{14.79}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 81.51 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-505} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{5.01}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 27.63 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{2.99}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 16.46 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}7-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{15.82}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 87.19 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}20-502} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{15.03}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 82.83 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{1.14}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 6.26 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}21-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{14.83}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 81.74 \text{ (A)}.$$

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:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} = & (2.35 + 0.0061 \cdot 13.17^2) \cdot 9.9 + (2.35 + 0.0061 \cdot 4.47^2) \cdot 14.52 + (2.35 + 0.0061 \cdot 2.73^2) \cdot 10.56 + \\ & + (2.35 + 0.0061 \cdot 14.03^2) \cdot 11.88 + (2.35 + 0.0061 \cdot 13.17^2) \cdot 9.24 + (2.35 + 0.0061 \cdot 1.07^2) \cdot 15.84 + \\ & + (2.35 + 0.0061 \cdot 13.13^2) \cdot 10.56 = 241.86 \text{ (тис. у.о.)}. \end{aligned}$$

Оптимальна схема згідно методу поконтурної оптимізації, яка показана на рисунку 3.3 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.

3.3 Застосування методу динамічного програмування до 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:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (3.9)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{н.п.})^{1-t}, \quad (3.10)$$

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:

$$K^{(t)} = K_0 \cdot \Delta L_t, \quad (3.11)$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0.0594 \cdot K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot b_0, \quad (3.20)$$

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 - 45 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 3.13.

За 3 роки потрібно забезпечити енергопостачання нових пунктів 501, 502, 503, 504 та 505. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 45 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 3.4.

Варіант №1:

1-ий рік – будуємо лінії 21-501 та 8-505. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі складатиме:

$$\Delta L = 11.88 + 9.9 = 21.78 \text{ (км)} \leq 45 \text{ (км)},$$

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 поточкорозподілу представлені в таблиці 3.13.

Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 3.4.

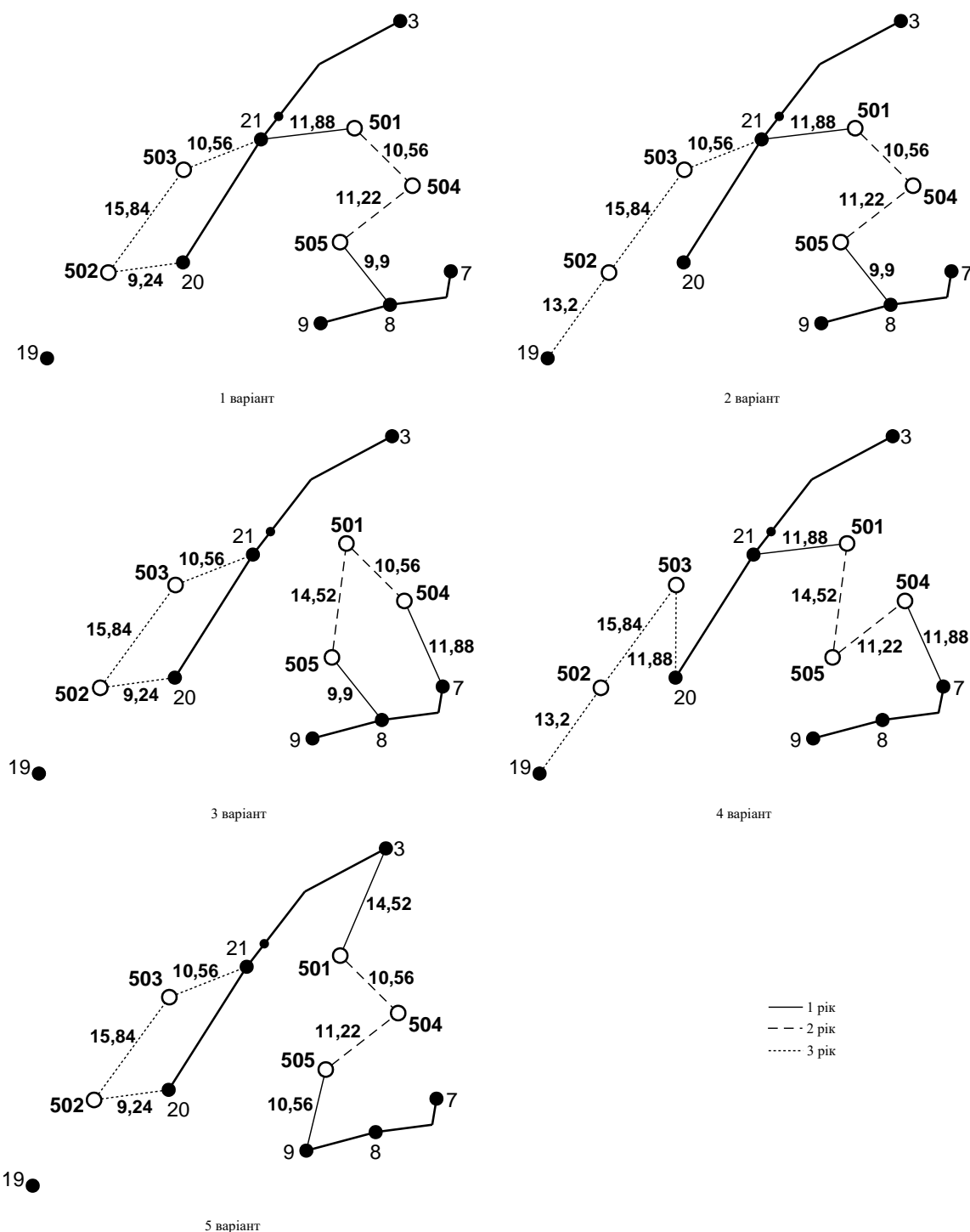


Рисунок 3.4 – Варіанти розвитку електричної системи

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу ліній 21-501 та 8-505.

Розраховуємо потужність радіальних ліній 21-501 та 8-505:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{21-501} &= \dot{S}_{н501} = 7.2 + j3.49 = 8.0 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{8-505} &= \dot{S}_{н505} = 8.7 + j4.46 = 9.78 \text{ (МВА)}.\end{aligned}$$

Визначимо розрахункові струми даних ділянок:

$$\begin{aligned}I_{\text{розр}21-501} &= 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{8.0}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 44.1 \text{ (А)}; \\ I_{\text{розр}8-505} &= 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{9.78}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 53.88 \text{ (А)}.\end{aligned}$$

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

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- довжина введених ліній за рік $\Delta L = 21.78 \text{ (км)} \leq 45 \text{ (км)}$;
- 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 3.13.

Капітальні вкладення розраховуємо у відповідності з формулою (3.11).

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 110 кВ (тис.у.о/км) беремо з довідника [5].

Для ділянки 21-501:

$$K_{21-501} = 13.1 \cdot 11.88 = 155.63 \text{ (тис. у.о)}.$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (3.20):

$$\Delta B_{21-501} = 0.0594 \cdot 155.63 + 3979 \cdot 6 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{8.0}{110}\right)^2 \cdot 0.249 \cdot 11.88 = 12.98 \text{ (тис. у.о)}.$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 3.14.

Таблиця 3.13 – Розраховані потужності на ділянках та відповідно обрані перерізи проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	Р _л ,	Q _л ,	S _л ,	U _{ном} ,	I _{розр}	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
1	1	21-501	11,88	1	7,20	3,49	8,00	110	44,10	АС-120/19
	1	8-505	9,9	1	8,70	4,46	9,78	110	53,88	АС-120/19
	2	501-504	10,56	1	5,49	3,02	6,27	110	34,53	АС-120/19
	2	504-505	11,22	1	5,81	3,08	6,58	110	36,24	АС-120/19
	3	20-502	9,24	1	13,17	7,24	15,03	110	82,83	АС-120/19
	3	502-503	15,84	1	1,07	0,38	1,14	110	6,26	АС-120/19
	3	21-503	10,56	1	13,13	6,90	14,83	110	81,74	АС-120/19
2	1	21-501	11,88	1	7,20	3,49	8,00	110	44,10	АС-120/19
	1	8-505	9,9	1	8,70	4,46	9,78	110	53,88	АС-120/19
	2	501-504	10,56	1	5,49	3,02	6,27	110	34,54	АС-120/19
	2	504-505	11,22	1	5,81	3,08	6,57	110	36,23	АС-120/19
	3	19-502	13,2	1	11,85	6,51	13,52	110	74,53	АС-120/19
	3	502-503	15,84	1	0,25	0,35	0,43	110	2,37	АС-120/19
	3	21-503	10,56	1	14,45	7,62	16,33	110	90,01	АС-120/19
3	1	7-504	11,88	1	11,30	6,10	12,84	110	70,77	АС-120/19
	1	8-505	9,9	1	8,70	4,46	9,78	110	53,88	АС-120/19
	2	501-504	10,56	1	2,73	1,21	2,98	110	16,44	АС-120/19
	2	501-505	14,52	1	4,47	2,27	5,02	110	27,66	АС-120/19
	3	20-502	9,24	1	13,17	7,24	15,03	110	82,81	АС-120/19
	3	502-503	15,84	1	1,07	0,38	1,14	110	6,26	АС-120/19
	3	21-503	10,56	1	13,13	6,90	14,83	110	81,73	АС-120/19
4	1	21-501	11,88	1	7,20	3,49	8,00	110	44,10	АС-120/19
	1	7-504	11,88	1	11,30	6,10	12,84	110	70,77	АС-120/19
	2	501-505	14,52	1	5,04	2,71	5,72	110	31,55	АС-120/19
	2	504-505	11,22	1	3,66	1,75	4,05	110	22,34	АС-120/19
	3	19-502	13,2	1	12,32	6,76	14,05	110	77,44	АС-120/19
	3	502-503	15,84	1	0,22	-0,10	0,24	110	1,33	АС-120/19
	3	20-503	11,88	1	13,98	7,37	15,81	110	87,11	АС-120/19
5	1	3-501	14,52	1	7,20	3,49	3-501	110	44,10	АС-120/19
	1	9-505	10,56	1	8,70	4,46	9-505	110	53,88	АС-120/19
	2	501-504	10,56	1	4,98	2,76	501-504	110	31,38	АС-120/19
	2	504-505	11,22	1	6,32	3,34	504-505	110	39,39	АС-120/19
	3	20-502	9,24	1	13,17	7,24	20-502	110	82,81	АС-120/19
	3	502-503	15,84	1	1,07	0,38	502-503	110	6,26	АС-120/19
	3	21-503	10,56	1	13,13	6,90	21-503	110	81,73	АС-120/19

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (3.10):

$$Z^1 = 0.12 \cdot (155.63 + 129.69) + 12.98 + 12.35 = 59.57 \text{ (тис.у.о.)}$$

2 рік Для варіанту 1 у другому році будуюмо одноланцюгові лінії 501-504 та 504-505 відповідно довжиною 10.56 та 11.22 км.

Розраховуємо перетоки потужності ділянок 501-504 та 504-505 як для замкнутої мережі.

Для даних ділянок значення перетоків потужності знаходимо за попередньою методикою:

для ділянки 8-505 маємо:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{21-501} &= \frac{\dot{S}_{501} \cdot (I_{501-504} + I_{504-505} + I_{8-505}) + \dot{S}_{504} \cdot (I_{504-505} + I_{8-505}) + \dot{S}_{505} \cdot I_{8-505}}{I_{21-501} + I_{501-504} + I_{504-505} + I_{8-505}}; \\ \dot{S}_{21-501} &= \frac{(7.2 + j3.49) \cdot (10.56 + 11.22 + 9.9) + (11.3 + j6.1) \cdot (11.22 + 9.9) + (8.7 + j4.46) \cdot 9.9}{11.88 + 10.56 + 11.22 + 9.9} = 12.69 + j6.51 = 14.26 \text{ (МВА)}.\end{aligned}$$

Для ділянки 8-505 маємо:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{8-505} &= \frac{\dot{S}_{505} \cdot (I_{504-505} + I_{501-504} + I_{21-501}) + \dot{S}_{504} \cdot (I_{501-504} + I_{21-501}) + \dot{S}_{501} \cdot I_{21-501}}{I_{8-505} + I_{504-505} + I_{501-504} + I_{21-501}}; \\ \dot{S}_{8-505} &= \frac{(8.7 + j4.46) \cdot (11.22 + 10.56 + 11.88) + (11.3 + j6.1) \cdot (10.56 + 11.88) + (7.2 + j3.49) \cdot 11.88}{9.9 + 11.22 + 10.56 + 11.88} = 14.51 + j7.54 = 16.35 \text{ (МВА)}.\end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{21-501} + \dot{S}_{8-505} &= \dot{S}_{501} + \dot{S}_{504} + \dot{S}_{505}; \\ 12.69 + j6.51 + 14.51 + j7.54 &= 7.2 + j3.49 + 11.3 + j6.1 + 8.7 + j4.46; \\ 27.2 + j14.05 &= 27.2 + j14.04.\end{aligned}$$

Отже розрахунок проведено правильно.

$$\begin{aligned}\dot{S}_{501-504} &= \dot{S}_{21-501} - \dot{S}_{501} = 12.69 + j6.51 - 7.2 - j3.49 = 5.49 + j3.02 = 6.27 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{504-505} &= \dot{S}_{501-504} - \dot{S}_{504} = 5.49 + j3.02 - 11.3 - j6.1 = -5.81 - j3.08 = 6.57 \text{ (МВА)}.\end{aligned}$$

Розрахунок інших ділянок інших варіантів проводиться за таким же алгоритмом. Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 3.13.

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

Сумарні витрати другого року розраховуємо у відповідності з формулою (3.10):

$$Z^2 = (0.12 \cdot 285.32 + 21.36)(1+0.08)^{-1} = 51.49 \text{ (тис.у.о).}$$

3 рік Для варіанту 1 у третьому році будуємо одноланцюгові лінії 20-502, 502-503 та 21-503 відповідно довжиною 9.24, 15.84 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:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{20-502} &= 13.17 + j7.24 = 15.03 \text{ (MVA);} \\ \dot{S}_{502-503} &= 1.07 + j0.38 = 1.14 \text{ (MVA);} \\ \dot{S}_{21-503} &= 13.13 + j6.9 = 14.83 \text{ (MVA).} \end{aligned}$$

Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 3.13.

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

Сумарні витрати третього року розраховуємо у відповідності з формулою (3.10):

$$Z^3 = (0.12 \cdot 466.88 + 49.5)(1+0.08)^{-2} = 90.47 \text{ (тис.у.о).}$$

Остаточні витрати будуть такими:

$$Z = 59.57 + 51.49 + 90.47 = 201.53 \text{ (тис.у.о).}$$

Розрахунок витрат для інших варіантів (рисунок 3.4) розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік буд.-ва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	К _{штг} 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	тис. у.о				
1	1	21-501	11,88	13,1	155,63	12,98	31,66	59,57	51,49	90,47	201,53					
	1	8-505	9,9	13,1	129,69	12,35	27,92									
	2	501-504	10,56	13,1	138,34	10,25	26,85									
	2	504-505	11,22	13,1	146,98	11,11	28,75									
	3	20-502	9,24	13,1	121,04	17,44	31,97									
	3	502-503	15,84	13,1	207,50	12,43	37,33									
	3	21-503	10,56	13,1	138,34	19,63	36,23									
2	1	21-501	11,88	13,1	155,63	12,98	31,66	59,57	51,49	101,84	212,89					
	1	8-505	9,9	13,1	129,69	12,35	27,92									
	2	501-504	10,56	13,1	138,34	10,26	26,86									
	2	504-505	11,22	13,1	146,98	11,11	28,75									
	3	19-502	13,2	13,1	172,92	22,13	42,88									
	3	502-503	15,84	13,1	207,50	12,34	37,24									
	3	21-503	10,56	13,1	138,34	22,06	38,66									
3	1	7-504	11,88	13,1	155,63	18,87	37,54	65,46	56,67	90,47	212,59					
	1	8-505	9,9	13,1	129,69	12,35	27,92									
	2	501-504	10,56	13,1	138,34	8,68	25,28									
	2	501-505	14,52	13,1	190,21	13,10	35,92									
	3	20-502	9,24	13,1	121,04	17,44	31,97									
	3	502-503	15,84	13,1	207,50	12,43	37,33									
	3	21-503	10,56	13,1	138,34	19,63	36,23									
4	1	21-501	11,88	13,1	155,63	12,98	31,66	69,20	59,01	105,93	234,15					
	1	7-504	11,88	13,1	155,63	18,87	37,54									
	2	501-505	14,52	13,1	190,21	13,64	36,46									
	2	504-505	11,22	13,1	146,98	9,64	27,27									
	3	19-502	13,2	13,1	172,92	23,07	43,83									
	3	502-503	15,84	13,1	207,50	12,33	37,23									
	3	20-503	11,88	13,1	155,63	23,83	42,50									
5	1	3-501	14,52	13,1	190,21	15,87	38,69	68,47	51,56	90,47	210,49					
	1	9-505	10,56	13,1	138,34	13,18	29,78									
	2	501-504	10,56	13,1	138,34	9,90	26,50									
	2	504-505	11,22	13,1	146,98	11,55	29,18									
	3	20-502	9,24	13,1	121,04	17,44	31,97									
	3	502-503	15,84	13,1	207,50	12,43	37,33									
	3	21-503	10,56	13,1	138,34	19,63	36,23									

З аналізу таблиці 3.14 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. 3.5. оптимальну схему ЕМ, обрану за методом динамічного програмування

Використовуючи схему даного варіанту розвитку електромережі, маємо змогу забезпечити електроенергією протягом першого року споживачів відразу двох вузлів 501 та 505, протягом другого року – вузол 504, та протягом третього – вузли 502 та 503; також дана схема дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів через можливість живлення від 3-х вузлів 8, 20 та 21.

В цій схемі першого року будуються лінії 21-501 та 8-505, другого року - лінії 501-504 та 504-505, третього року - лінії 20-502, 502-503 та 21-503. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводом АС-120/19.

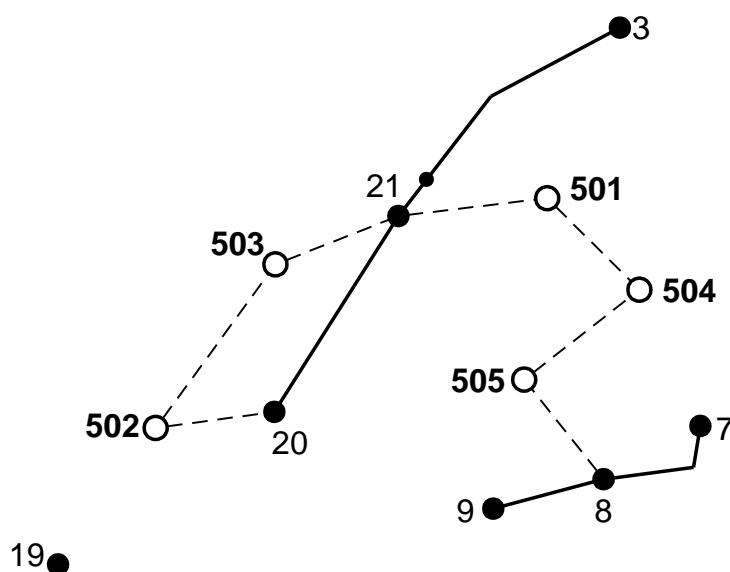


Рисунок 3.5 – Оптимальна схема електричної мережі за методом динамічного програмування

3.4 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі


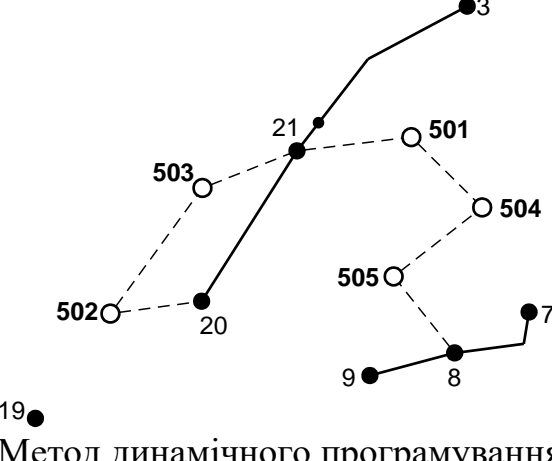
Оптимальна схема електричної мережі за обиралася за трьома методами:

1. поконтурної оптимізації;

2. динамічного програмування.

Покажемо в таблиці 3.15 оптимальні схеми за даними методами, а також сумарні витрати на спорудження.

Таблиця 3.15 – Оптимізовані схеми методів

№ п/п	Оптимальні схеми методів	Сумарні витрати (тис. у.о)
1	 <p>Отримана оптимальна схема</p> <p>Оптимізована схема Метод поконтурної оптимізації</p>	$Z_{\Sigma} = 241.86$
2	 <p>Метод динамічного програмування</p>	$Z_{\Sigma} = 201.53$

Як бачимо з таблиці 3.15, оптимальним виявився варіант, визначений за методом динамічного програмування.

Покажемо на рис. 3.6 оптимальну схему ЕМ.

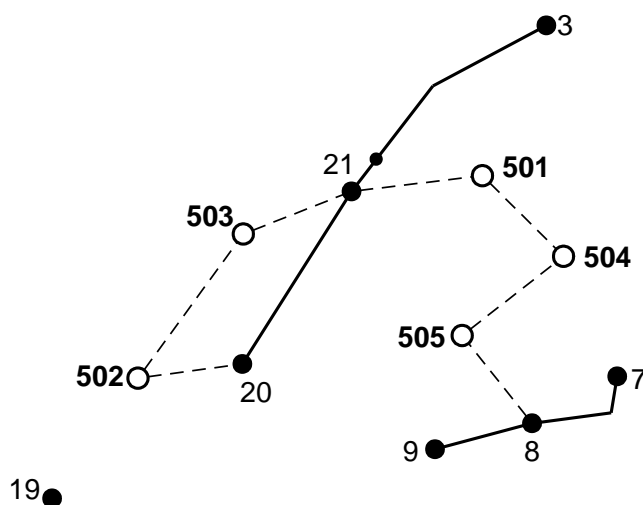


Рисунок 3.6 – Оптимальна схема електричної мережі

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.

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]:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{наб}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (4.1)$$

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

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

Для 501-го вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{8.0}{2 \cdot 0.7} = 5.71 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 6.3 МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 501 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає $8.0/6.3=1.27$ 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. 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11.5	0.8	14.7	220.4	50.4
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
503	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
505	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.

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 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 [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 501 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цього вузла пропонуємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 5.1).

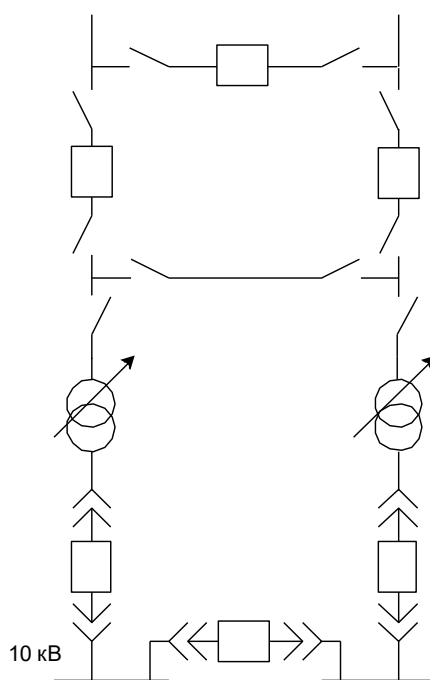


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузла 501

Для інших вузлів 502, 503, 504 та 505 пропонуємо таку ж саму схему.

Вибрані схеми були вибрані згідно вимог надійності, що висуваються 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.

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 Борівка (вузол 8) « місток без вимикачів » не підходить, тому потрібно повністю реконструювати підстанцію.

Таким чином, виходячи з меншої кількості вимикачів для підстанції Борівка (вузол 11), згідно [8, 9], обираємо варіант схеми – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованим і обхідним вимикачами. При цьому, до існуючої схеми буде приєднано 5 нових вимикачів.

Також для існуючої схеми підстанції Конева (вузол 20) « блок лінія-трансформатор без вимикачів » було обрано варіант схеми – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованим і обхідним вимикачами. При цьому, до існуючої схеми було приєднано 5 нових вимикачів.

Відповідно до існуючої схеми підстанції Шаргород (вузол 21) « подвійна система шин » було приєднано 2 нових лінії, отже на підстанції було встановлено 2 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.

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]:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{м}}, \quad (7.1)$$

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

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

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

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

$\sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$);

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

Реактивна потужність, від підстанції визначається [8]:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \phi_{\Gamma}). \quad (7.2)$$

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]:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{Hi} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (7.3)$$

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 20-502-503-21:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{Hi} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{Hi} = 0,95 \cdot (12,1 + 14,2) = 24,99 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для контуру 20-502-503-21:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 24.99 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0.85)) = 24.99 \cdot 0.62 = 15.49 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КПі}} = 0.95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\text{ні}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{Ті}} - Q_{\Gamma} = 0.95 \cdot (6.86 + 7.27) + 0.1 \cdot (13.91 + 15.96) - 15.49 = 0.92 \text{ (МВАр)}.$$

Для контуру 21-501-504-505-8:

$$P_{\Gamma} = 0.95 \cdot (7.2 + 11.3 + 8.7) = 25.84 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma} = 25.84 \cdot 0.62 = 16.02 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КПі}} = 0.95 \cdot (3.49 + 6.1 + 4.46) + 0.1 \cdot (8.0 + 12.84 + 9.78) - 16.02 = 0.38 \text{ (МВАр)}.$$

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

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 100-101 з АС 185 на АС 240;
 лінія 100-102 з АС 185 на АС 240;
 лінія 101-2 з АС 150 на АС 185;
 лінія 2-3 з АС 120 на АС 185;
 лінія 102-4 з АС 185 на АС 240;
 лінія 4-5 з АС 185 на АС 240;
 лінія 103-6 з АС 120 на АС 150;
 лінія 18-20 з АС 120 на АС 240;
 лінія 200-109 з АС 185 на АС 240;
 лінія 109-18 з АС 185 на АС 240;

та нових ліній:

лінія 20-502 з АС 120 на АС 185;
 лінія 21-501 з АС 120 на АС 150.

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 годин

Балансуючі вузли:

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 116

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
100	Ладжинська ГЕС	110						
200	Дністровська ГЕС	110						
1	Ферментний завод	110						
1011		10	5.170	2.500				
1012		10	5.170	2.500				
2	Тульчин	110						
2221		110						
2222		110						
3521		35						
3522		35						

1021		10	2.700	1.530
1022		10	2.700	1.530
3	Рахни тяга	110		
3331		110		
3332		110		
2731		27		
2732		27		
1031		10	9.350	4.790
1032		10	9.350	4.790
4	Суворівська	110		
1041		10	2.750	1.480
5	Вапнярка тяга	110		
5551		110		
5552		110		
2751		27		
2752		27		
1051		10	7.150	3.460
1052		10	7.150	3.460
6	Томашпіль	110		
6661		110		
6662		110		
3561		35		
3562		35		
1061		10	2.480	1.400
1062		10	2.480	1.400
7	Антонівка	110		
1071		10	2.530	1.430
8	Борівка	110		
1081		10	2.970	1.520
9	Моївка	110		
9991		110		
3591		35		
1091		10	3.850	2.390
10	Гнатків	110		
10101		10	2.530	1.230
11	Дзигівка	110		
10111		10	2.420	1.370
12	Радянське	110		
10121		10	2.530	1.300
13	Ямпіль	110		
10131		10	4.070	2.520
14	Пороги	110		
1414141		110		
35141		35		
10141		10	4.180	2.260
15	Михайлівка	110		
10151		10	2.530	1.430
16	Івонівка	110		
10161		10	1.430	0.890
10162		10	1.430	0.890
17	Коси	110		
10171		10	2.310	1.250
18	Могилів Подільський	110		
10181		10	2.420	1.240
10182		10	2.420	1.240
19	Яришів	110		
10191		10	2.480	1.200
10192		10	2.480	1.200
20	Конева	110		
10201		10	1.320	0.640
21	Шаргород	110		
2121211		110		
10211		10	5.780	2.960
10212		10	5.780	2.960
22	Немія	110		
10221		10	2.370	1.080
10222		10	2.370	1.080
501	Нова 1	110		
105011		10	3.600	1.740
105012		10	3.600	1.740
502	Нова 2	110		
105021		10	6.050	3.430
105022		10	6.050	3.430
503	Нова 3	110		
105031		10	7.100	3.640
105032		10	7.100	3.640
504	Нова 4	110		
105041		10	5.650	3.050
105042		10	5.650	3.050
505	Нова 5	110		
105051		10	4.350	2.230
105052		10	4.350	2.230

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 119

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
100	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
101	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
101	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.800
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	37.530
102	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	37.460
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	15.700
5	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
103	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	13.000
6	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
6	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
105	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
105	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
13	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
13	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
106	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
15	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
16	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
17	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
107	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.000
18	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
18	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	12.340
20	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
3	108	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.450
108	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.250
200	109	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	16.600
109	19	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
109	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	22.460
18	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.830
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	0.985
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	0.985
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5551	2751	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5552	2752	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.940
6661	3561	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
6662	3562	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.827
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.910
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
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.940
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.141
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
16	10162	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298

17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
18	1818181	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1818181	35181	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818181	10181	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	1818182	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1818182	35182	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818182	10182	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.150
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.970
2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.970
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	502	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	9.240
502	503	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.840
21	503	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
21	501	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.880
501	504	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
504	505	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.220
8	505	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
501	105011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
501	105012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
502	105021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141
502	105022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141
503	105031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.141
503	105032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.141
504	105041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.827
504	105042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.827
505	105051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
505	105052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984

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 8.574 МВт або 5.3% від потужності генерації.

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

У після аварійному режимі були розірвані головні ділянки 20-502 та 21-501.

Покажемо результати регулювання в усіх режимах в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалужень			
	Максимальний до розвитку	Максимальний	Мінімальний	Після аварійний
1	10	10	11	7
2	9/7	9/7	9/7	5/4
3	9	10	9	6
4	9	9	9	8
5	9	9	9	9
6	12/10	13/12	11/10	13/12
7	11	13	11	13
8	12	14	10	14
9	14	15	11	16
10	10	12	10	11
11	10	12	10	11
12	10	12	10	11
13	11	12	11	11
14	12	13	11	12
15	10	11	10	10
16	9	10	9	8
17	9	9	9	7
18	9	9	9	5
19	7/6	7/6	7/7	4/3
20	6	8	6	2
21	9	11	9	9
22	8/7	8/7	8/7	5/4
501	–	12	9	17
502	–	11	9	11
503	–	11	9	10
504	–	13	9	17
505	–	12	9	15

9 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

9.1 Види релейного захисту і автоматики живлячої електричної мережі 10 кВ

9.1.1 Струмовий захист лінії

Основними видами пошкоджень ліній електропередач, що потребують їх негайного відключення є однофазні або міжфазні короткі замикання. Захист лінії повинен виявити пошкодження і подати сигнал на відключення пошкодженої лінії від джерела живлення.

9.1.2 Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист ліній найбільш широко застосовується в мережах радіального типу з одним джерелом живлення. Селективність максимального струмового захисту забезпечується відповідним вибором струму і часу спрацювання. В радіальній мережі з одностороннім живленням захист встановлюється на кожній лінії. Захист найбільш віддаленої від джерела живлення лінії має найменший струм спрацювання і мінімальну витримку часу. Захист кожної наступної лінії має витримку часу більшу, ніж витримка часу попереднього захисту.

Струм спрацювання захисту вибирається більшим, ніж максимальний робочий струм лінії, що захищається.

Параметрами спрацювання максимального струмового захисту є струм $I_{с.з.}$, час $t_{с.з.}$ спрацювання захисту.

9.1.3 Струмова відсічка

Струмова відсічка – це швидкодіючий захист, що не має витримки часу.

Селективність струмової відсічки забезпечується вибором струму її спрацювання. Струм спрацювання струмової відсічки вибирається більший, ніж максимальний струм в місці встановлення захисту при к.з. в точках мережі, що розташовані поза зоною захисту:

$$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot I_{к.вн.,max}$$

де $K_{отс.} = 1.2-1.3$ -коефіцієнт відстройки.

9.1.3 Струмівий захист нульової послідовності від К.З. на землю в мережах з глухозаземленою нейтраллю

В мережах з глухозаземленою нейтраллю замикання фази лінії на землю викликає протікання струмів К.З., тому пошкоджену лінію необхідно швидко відключити. При К.З. на землю виникають струми і напруги нульової послідовності, які використовуються для функціонування захисту.

Для захисту лінії від К.З. на землю застосовуються струмові відсічки нульової послідовності, які мають ступінчасту характеристику витримки часу.

В якості перших ступенів захисту використовуються струмові відсічки нульової послідовності без витримки часу і з витримкою часу.

Коли струми нульової послідовності К.З. на землю протікають тільки з однієї сторони лінії, що можливо в радіальній мережі при відсутності заземлених нейтралів у трансформаторів-споживачів, захист виконується направленим. В іншому випадку струмівий захист нульової послідовності вибирається по ступінчастому принципу.

Чутливість останньої ступені захисту нульової послідовності характеризується коефіцієнтом чутливості:

$$K = \frac{3 \cdot I_{o.min}}{I_{н.с.}} \geq 1.5,$$

де $3 \cdot I_{o.min}$ - мінімальний струм нульової послідовності при К.З. на землю в кінці попередньої ділянки.

9.1.4 Струмові направлені захисти ліній

Струмовими направленими захистами називаються захисти, що реагують на значення струму і напрямку потужності К.З. в місці їх включення.

Захист відноситься до класу захистів з відносною селективністю. Орган, що визначає знак потужності К.З., називається реле напрямку потужності.

Захист діє при дотриманні двох умов:

- струм перевищує задане значення (струм спрацювання);
- знак потужності К.З. відповідає встановленому в режимі захисту.

9.1.5 Максимальний струмовий направлений захист

В мережі з двостороннім живленням за допомогою максимального струмового захисту неможливо забезпечити селективну ліквідацію пошкодження. Доповнення струмових захистів реле напрямку потужності дозволяє виконати їх селективними. В цьому випадку при реалізації захисту на електромеханічних реле послідовно з контактами реле струму (РС) захисту, необхідно ввімкнути контакти реле напрямку потужності (РП), яке спрацьовує тільки при напрямку струму від шин в лінію.

Витримки часу двох груп захистів вибираються по зустрічно-ступеневому принципу, що забезпечує селективне вимикання пошкодженої лінії.

9.1.6 Дистанційний захист ЛЕП

Дистанційним захистом ЛЕП називають направлені і ненаправлені захисти, що реалізуються, наприклад, з використанням реле опору, дія якого визначається електричною віддаленістю місця К.З. по відношенню до місця вмикання реле.

9.1.7 Диференційний струмовий захист ЛЕП

Повздовжній диференційний струмовий захист

Диференційним називається захист, що порівнює для визначення пошкодження два чи кілька струмів.

По кінцях лінії, що захищається, встановлюються трансформатори струму ТТ з однаковими коефіцієнтами трансформації K_T . Їх вторинні обмотки з'єднуються пофазно проводом і підключаються до обмотки вимірювального реле РТ.

Поперечний диференційний струмовий направлений захист

Поперечний диференційний струмовий захист, як і повздовжній, має абсолютну селективність. Принцип дії захисту оснований на порівнянні струмів однойменних фаз одного кінця паралельних ліній.

При К.З. на одній з ліній, що захищається, струм в реле захисту дорівнює різниці вторинних струмів в К.З. в пошкодженій і непошкодженій ділянці лінії, що викликає спрацювання захисту. При К.З. на деякій ділянці в кінці лінії, захист не спрацьовує, оскільки різниця струмів по мірі переміщення точки К.З. вздовж лінії зменшується і стає меншою струму спрацювання захисту. Тому поперечний диференційний захист не може бути єдиним захистом на лінії.

Недоліком цього захисту є те, що він не виявляє пошкоджену лінію.

9.2 Автоматичне повторне вмикання ЛЕП

АПВ призначене для автоматичного відновлення живлення споживачів у випадку відключення живлячої лінії пристроями релейного захисту шляхом повторного вмикання. Можливість відновлення таким чином живлення споживачів пояснюється тим, що більшість К.З. на повітряних лініях є нестійкими і зникають, якщо лінію короткочасно відключити.

До пристроїв АПВ є ряд вимог:

- забезпечення встановленої потужності дії;
- виключення можливості дії після відключення вимикача персоналом;
- виключення можливості дії при аварійному відключенні вимикача від пристроїв захисту відразу після його вмикання персоналом вручну, дистанційно або телемеханічно;
- автоматичне повернення пристроїв АПВ в початкове положення.

9.3 Автоматичне вмикання резервних ліній

Для підвищення надійності електропостачання більшість споживачів повинна мати декілька джерел живлення. Виконати цю вимогу можливо створюючи схеми з двостороннім живленням. Але при цьому збільшується рівень струмів К.З., як наслідок, дорожчає комутаційна апаратура, ускладнюються пристрої релейного захисту.

До пристроїв АВР встановлюються наступні вимоги:

- спрацювання при зникненні живлення від робочого джерела по будь-яким причинам
- вмикання резервного джерела тільки після відключення робочого джерела живлення і тільки при наявності напруги на резервному джерелі живлення.

9.4 Сигналізація дії захисту і автоматики

Дія захисту супроводжується звуковим і світловим сигналами аварійного відключення і випаданням прапорця вказівного реле відповідного захисту. Підняття прапорця проводиться як вручну, так і дистанційно.

Автоматичне включення комутаційного апарату, наприклад, при АВР супроводжується індивідуальним світловим сигналом у вигляді миготіння відповідної лампи. А знаходження кола, де виникло АПВ, можливо по вказівному реле в колі включення.

9.5 Розрахунок уставок панелі ЕПЗ-1636

Комбіновані панелі захисту типів ШДЭ-2802 мають широке використання, вони призначені для використання в якості основного та резервного, або тільки резервного захисту одиничних і паралельних повітряних ліній 110-220 кВ із одностороннім і двохстороннім живленням, з відпайками і без відпайок.

В першому випадку, коли панель являється одним захистом повітряних ліній, вона повинна надійно захищати ПЛ від всіх видів коротких замикань, а також виконувати функцію дальнього резервування, тобто спрацьовувати при К.З. на суміжній ділянці мережі у випадку відмови захисту, або вимикача цієї ділянки.

В другому випадку, коли панель встановлюється в доповненні до основного швидкодіючого захисту повітряних ліній, вона повинна виконувати функції дальнього, а також ближнього резервування, тобто спрацьовувати при

коротких замиканнях на захищаючій ПЛ при відмові чи ремонті основного захисту.

Якщо в особливих випадках, наприклад на коротких паралельних повітряних лініях, встановлюються два швидкодіючих захисту, ШДЭ-2802 повинен забезпечити тільки функції дальнього резервування.

З роками панель ШДЭ-2802 модернізувалася. Панелі захисту модернізованої модифікації включають в себе:

- 1) для захисту від міжфазних К.З. трьохступеневий дистанційний захист(ДЗ), дві ступені розміщені у комплекті типу ДЗ-2, третя - у комплекті типу КРС-1, із блокуванням під час розкачувань (комплект КРБ-125 або КРБ-128) і двох релейну струмову відсічку(комплект типу КЗ-9);
- 2) для захисту від К.З. на землю – чотирьохступеневий струмовий захист нульової послідовності (ТЗНП), у панелі ШДЭ-2802 всі ступені розміщені у комплекті типу КЗ-10;
- 3) для контролю струму по ПЛ у схемі пристрою резервування відмови вимикачів (УРОВ) – два реле струму типу РТ-40/Р.

9.6 Розрахунок уставок панелі ЭПЗ–1636

Вихідні дані: ПЛ Шаргород-Борівка.

Первинний опір спрацювання першої ступені захисту без витримки часу повинно бути відстроєно від к.з. на шинах протилежного кінця лінії по виразу:

$$z_{c.3.1}^I \leq z_{л1} / 1 + \beta + \delta \approx 0,85z_{л1} . \quad (9.3)$$

Підставляючи в (8.3) опір лінії $z_{л1}$ (Шаргород – 501) отримаємо

$$z_{c.3.1}^I = 0,85 \cdot 8,4 = 7,16 \text{ Ом.}$$

Первинний опір спрацювання вторинної ступені захисту 1 $z_{c.3.2}^II$ і відстроєно від к.з. на шинах середньої або низької напруги.

По 8.3 обчислюємо $z_{c.3.2}^I = 0,85 \cdot 7,4 = 6,29 \text{ Ом.}$ $z_{c.3.1}^II$ за умовою узгодження з $z_{c.3.2}^I$ визначаються за виразом:

$$z_{c.3.1}^{\text{II}} \leq \frac{z_{\text{Л1}} + \frac{1-\alpha}{k_{\text{IIмакс}}} z_{c.3.2}^{\text{I}}}{1+\beta+\delta} \approx 0,85z_{\text{Л1}} + \frac{0,78}{k_{\text{IIмакс}}} z_{c.3.2}^{\text{I}}. \quad (9.4)$$

підставляючи ев (8.4) обчислені значення $z_{c.3.1}^{\text{II}}$ і $k_{\text{IIмакс}}$, отримаємо

$$z_{c.3.1}^{\text{II}} = 0,85 \cdot 8,43 + (0,78 \cdot 6,29) / 0,434 = 18,46 \text{ Ом.}$$

за умовою відстройки від к.з. за трансформатором

$$z_{c.3.1}^{\text{II}} = \frac{z_{\text{Л1}} + (z_{\text{Трмин}}/k_{\text{Тр}})}{1+\beta+\delta} = 0,85 \left(z_{\text{Л1}} + \frac{z_{\text{Трмин}}}{k_{\text{Тр}}} \right). \quad (9.5)$$

Підставляючи в 8.5 величини $z_{\text{Трмин}}$ і $k_{\text{Тр}}$ отримаємо

$$z_{c.3.1}^{\text{II}} = 0,85 \cdot [8,43 + (14,7/0,434)] = 51,47 \text{ Ом.}$$

Менше з отриманих значень $z_{c.3.1}^{\text{II}}$ приймаємо за розрахункове $z_{c.3.1}^{\text{II}} = 18,46$ Ом.

Коефіцієнт чутливості другої ступені захисту $k_{c.3.1}^{\text{II}} = 18,46/6,7 = 2,7 > 1,25$ в.о.

Витримка часу другої ступені $\Delta t \approx 0,35-0,5$ с.

Пускові реле, яке здійснює третю ступінь захисту, повинні бути відстроєні від мінімального опору в робочому режимі навантаження, тобто в умовах можливого в експлуатації максимального робочого струму $I_{\text{роб.макс}}$ і мінімальної напруги $U_{\text{роб.мін}} = (0,9-0,95)U_{\text{ном}}$.

$$z_{c.3.1}^{\text{III}} = \frac{z_{\text{роб.мін}}}{k_{\text{H}} k_{\text{з}} k_{\text{В}}} = \frac{U_{\text{роб.мін}}}{\sqrt{3} k_{\text{H}} k_{\text{з}} k_{\text{В}} I_{\text{робмакс}} \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{роб}})}. \quad (9.6)$$

Підставляючи в 8.6 величини, отримаємо

$$z_{c.3.1}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 446 \cdot \cos(65-35)} = 23,65 \text{ Ом.}$$

Коефіцієнт чутливості при к.з. в кінці лінії Л1

$k_{c.3.1}^{\text{III}} = 23,65/6,7 = 3,5 > 1,5$ в.о.; при к.з. в кінці зони резервування

$$k_{c.3.1}^{\text{III}} = \frac{23,65}{6,7 + (7,9/0,358)} = 1,5 > 1,2 \text{ в.о.}$$

Опір спрацювання реле обчислюється за формулою

$$z_{c.p} = n_{\text{Т}}/n_{\text{H}}. \quad (9.7)$$

Приймаємо $n_T = 600/5$, $n_H = 110/0,1 = 1100$

$$z_{c.pl}^I = 7,4 \frac{120}{1100} = 0,62 \text{ Ом}; \quad z_{\bar{n}.\delta 1}^{22} = 9,7 \frac{120}{1100} = 1,1 \text{ Ом}; \quad z_{\bar{n}.\delta 1}^{222} = 83,3 \frac{120}{1100} = 9,1 \text{ Ом}.$$

Вибір уставок КРБ – 126

Цей пристрій повинен забезпечувати дію дистанційного захисту в зоні резервування.

В нормальному режимі:

а) вторинні струми в фазах

$$I_{\phi A} = I_{\text{торм}} = 2,7 \text{ А}; \quad I_{\phi B} = I_{\phi C} = 3,5 \text{ А};$$

б) струми небалансу, обумовлені несиметрією в системі струмів оберненої і нульової послідовності,

$$I_{2н.р.навант} = 0,45 \text{ А}; \quad 3I_{0н.р.навант} = 0,3 \text{ А}.$$

В режимі качань $I_{\text{торм}} = I_{\phi A} = I_{\phi B} = I_{\phi C} = 25 \text{ А};$

$$I_{2н.р.кач} = 0,45; \quad 3I_{0н.р.нач} = 0,3 \text{ А}.$$

В режимі двохфазного к.з. на землю і двохфазного к.з. струми на вхідних зажимах пристрою відповідно дорівнюють:

$$I^{(1,1)}_{2к} = 1,45 \text{ А}; \quad I^{(1,1)}_{0к} = 1,7 \text{ А}; \quad I_{\text{торм}} = I^{(1,1)}_{\phi A} = 6,2 \text{ А};$$

$$I^{(2)}_{2к} = 1,9 \text{ А}; \quad I^{(2)}_{\text{торм}} = I^{(2)}_{\phi A} = 5,3 \text{ А}.$$

Визначаємо струм спрацювання пристрою в режимі навантаження та качань без врахування небалансу в нульовому проводі

$$I_{2с.р.навант} = \frac{1,2}{0,8} \left(\frac{0,03}{3} + 0,29 \frac{1}{50} + 0,01 \right) 3,5 + \frac{1,2}{0,8} 0,45 = 0,811 \text{ А};$$

$$I_{2с.р.кач} = 1,2 \left(\frac{0,1}{3} + 0,29 \frac{3}{50} + \frac{4 \cdot 25/5}{10 \cdot 100} \right) 25 + 1,2 \cdot 0,45 = 2,775 \text{ А}.$$

Визначаємо чутливість пристрою при двохфазному к.з. на землю, що є розрахунковим випадком, обчислив попередньо діючі значення коефіцієнта гальмування

$$k_{\text{торм}} = \frac{0,75}{0,5} 7 = 10,5\%$$

$$k_{\dot{z}} = \left(z_{2\dot{e}}^{(1,1)} - k_{\dot{\delta}\dot{\delta}\dot{\delta}} z_{\dot{\delta}\dot{\delta}\dot{\delta}}^{(1,1)} \right) / z_{2\dot{\sigma}\dot{\delta}} = (1,45 - 0,105 \cdot 6,2) / 0,75 = 1,067 \text{ в.о.};$$

$$k_{\dot{z}} = 1,45 / [(0,105 \cdot 6,2) + 0,75] = 1,036 \text{ в.о.}$$

визначаємо еквівалентний струм зворотної послідовності

$$I_{2\text{екв}}^{(1,1)} = I_p I_{2\text{уст}} / I_{\text{с.р.}} = 2,8 \cdot 0,75 = 2,1 \text{ А.}$$

По еквівалентному струму визначаємо чутливість пристрою

$$k_{\dot{z}} = \left(z_{2\dot{a}\dot{a}\dot{a}\dot{e}}^{(1,1)} - k_{\dot{\delta}\dot{\delta}\dot{\delta}} z_{\dot{\delta}\dot{\delta}\dot{\delta}}^{(1,1)} \right) / z_{2\dot{\sigma}\dot{\delta}} = (2,1 - 0,105 \cdot 6,2) / 0,75 = 1,93 \text{ в.о.}$$

$$k_{\dot{z}} = 2,1 / [(0,105 \cdot 6,2) + 0,75] = 1,5 \text{ в.о.}$$

Перевіряємо селективність пристрою

$$I_{2\text{розр.навант}} = I_{2\text{нб навант}} + I_{2\text{н.р.навант}} = \left(\frac{0,03}{3} + \frac{0,29 \cdot 1}{50} + 0,01 \right) 3,5 + 0,45 = 0,54 \text{ А};$$

$$3I_{0\text{розр.навант}} = 0,05I_{\text{навант}} 0,3 = 0,05 \cdot 3,5 + 0,3 = 0,475 \text{ А.}$$

По кривим чутливості знаходимо, що кратність на реле складає 0,8, звідки еквівалентний струм зворотної послідовності

$$I_{2\text{екв.нагрт}} = I_p I_{2\text{уст}} / I_{\text{с.р.}} = 0,8 \cdot 0,75 = 0,6 \text{ А.}$$

Струм спрацювання в режимі навантаження

$$I_{2\text{розр.кач}} = k_{\text{н}} I_{2\text{екв.навант}} / k_{\text{в}} = 1,2 \cdot 0,6 / 0,8 = 0,9 \text{ А.}$$

Селективність пристрою від струмів небалансу в режимі навантаження забезпечується.

Аналогічно перевіряємо селективність пристрою в режимі качань:

$$I_{2\text{розр.кач}} = I_{2\text{нб кач}} + I_{2\text{н.р.кач}} = \left(\frac{0,1}{3} + \frac{0,29 \cdot 3}{50} + \frac{4 \cdot 25/5}{10 \cdot 1000} \right) 25 + 0,45 = 2,2 \text{ А.}$$

Небаланс нульової послідовності

$$3I_{0\text{розр.кач}} = 0,05I_{\text{кач}} 0,3 = 0,05 \cdot 25 + 0,3 = 1,55 \text{ А.}$$

$$I_{2\text{екв.кач}} = I_p I_{2\text{уст}} / I_{\text{с.р.}} = 3,7 \cdot 0,75 = 2,77 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле

$$I_{\text{с.р.кач}} = k_{\text{н}} I_{2\text{екв.кач}} = 1,2 \cdot 2,77 = 3,32 \text{ А.}$$

Обчислюємо також коефіцієнти чутливості пристрою при двохкратному к.з.:

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = \left(I_{2\text{к}}^{(2)} - k_{\text{торм}} I_{\text{торм}}^{(2)} \right) / I_{2\text{уст}} = (1,9 - 0,105 \cdot 5,3) / 0,75 = 1,79 > 1,2;$$

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = 1,9 / [(0,105 \cdot 6,2) + 0,75] = 1,46 > 1,1.$$

пристрій задовільняє вимогам чутливості і селективності.

Висновок: Запропонований в розділі 9 релейний захист та автоматика, показали на розрахунках важливість використання уставок панелі ЭПЗ-1636, для підвищення надійності експлуатації ліній 110кВ.

10 ЗАЗЕМЛЮЮЧІ ПРИСТРОЇ ОПОР ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

Одним з важливих чинників, які впливають на безпеку експлуатації, обслуговування і ремонту силового енергетичного обладнання є правильний вибір, проектування, монтаж і експлуатація заземлюючих пристроїв.

Особливо важливим стає це завдання в умовах проектування і будівництва нових блоків атомних електричних станцій, нових електричних підстанцій і ліній електропередач.

Багато важливих технічних і економічних показників електричних мереж залежать від способу заземлення електричних мереж, який впливає на вартість ізоляції ліній та устаткування мережі, а також на вартість пристроїв заземлення; на надійність електропостачання споживачів; на можливість виникнення ферорезонансних та резонансних процесів; на умови безпеки обслуговування електроустановок; на виконання та функціонування пристроїв захисту від замикання на землю. Отже, правильний вибір способу заземлення електричних мереж має принципове і практичне значення.

Заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути достатніми під час проектування і реалізованими під час виготовлення електрообладнання, або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках.

10.1 Аналіз існуючих методик розрахунку заземлювальних пристроїв

Заземлення електроустановок є на сьогоднішній день основною мірою захисту обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом і являє собою навмисне створення між металевими конструкціями і корпусами устаткування і землею електричного з'єднання вельми малого опору.

Системи заземлення і зрівнювання потенціалів сучасних енергооб'єктів досить складні і виконують цілий ряд функцій:

- забезпечення електромагнітної сумісності основного середовища існування людини і електроустановок будинків, споруд і інших об'єктів (у тому числі і мобільних);

- забезпечення електромагнітної сумісності основного середовища існування людини і атмосферної електрики у всіх його проявах;
- забезпечення електромагнітної сумісності інформаційно-технологічного обладнання та електроустановок в нормальних і аварійних режимах.

Виходячи з особливостей конструкції і роботи об'єктів захисту розроблено цілий ряд способів заземлення і вирівнювання потенціалів.

У загальному випадку система заземлення являє собою сукупність заземлень і заземлюючих провідників, що з'єднують корпус обладнання, елементи конструкцій будівлі (споруди) із заземлювачем. Заземлювачі підрозділяють на природні і штучні.

Під природними заземлювачами розуміють провідні елементи конструкцій будівель, споруд, комунікацій і т.д., мають надійний контакт із землею, і, крім своїх безпосередніх функцій, здатні виконувати функції заземлення. Це, як правило, фундаменти будівель, естакад, ліній електропередач або протяжні комунікації (трубопроводи, рейкові кола, які проводять оболонки кабелів і т.д.).

До штучних заземлювачів відносяться заземлювачі виконані спеціально з метою заземлення. Застосування штучних заземлювачів обумовлено або відсутністю можливих природних заземлювачів, або не досить низьким їх опором розтікання струму в землю.

В даний час штучні заземлювачі являють собою переважно вертикальні металеві стрижні заглиблені в ґрунт як одиночні, так і сукупність стержнів, з'єднаних в єдиний контур горизонтальними металевими провідниками.

Залежно від конструктивних особливостей заземлюючих пристроїв, існує цілий ряд методик розрахунку їх параметрів і способів діагностики.

Згідно з існуючими розрахунковими методиками, освітленими нижче, основними параметрами, що впливають на величину опору заземлювального пристрою є його конструктивні особливості і інтегральна характеристика ґрунту - питомий опір ґрунту в місці заземлення ρ має розмірність Ом · м.

У загальному вигляді розрахунок опору розтікання одиночного заземлювача здійснюється за формулою

$$R = \frac{\rho}{\pi\Gamma} C, \quad (10.1)$$

де Γ - головний (найбільший) лінійний розмір заземлювача, м;

C - безрозмірний коефіцієнт, що залежить від форми заземлювача і умов його заглиблення.

Так для сфери або півсфери головний лінійний розмір відповідає формулі

$$\Gamma = D \quad (10.2)$$

де D - діаметр сфери або півсфери, м.

Для протяжного електрода головний розмір визначається формулою

$$\Gamma = l \quad (10.3)$$

де l - довжина протяжного електрода, м.

Коефіцієнт C визначає величину площі контакту заземлювач - ґрунт, яка відповідає площі ідеальної геометричної поверхні заземлювача, дотичної з ґрунтом (без урахування нерівності як поверхні самого заземлювача, так і нерівності і неоднорідності ґрунту). Ґрунт розглядається як псевдо гомогенне середовище з характерними показниками, врахованими в ρ .

На практиці, як правило, використовуються складні контурні заземлювачі, що представляють сукупність певного числа одиночних вертикальних заземлювачів, з'єднаних в єдиний контур горизонтальною сіткою (контурне заземлення).

Опір таких складних заземлювачів визначаються виразом

$$R = \frac{\rho}{\pi\Gamma} C_{ij} \quad (10.4)$$

де Γ - розрахунковий лінійний розмір складного заземлювача, м; C_{ij} - безрозмірний коефіцієнт, що залежить від конструктивних параметрів складного заземлювача. При цьому розрахунковий лінійний розмір горизонтальної сітки визначається за формулою

$$\Gamma = L \quad (10.5)$$

де L - сумарна довжина всіх горизонтальних провідників сітки.

Розрахунковий лінійний розмір сукупності вертикальних електродів обчислюється за формулою

$$\Gamma = nl \quad (10.6)$$

де l - довжина кожного вертикального електрода, м; n - число вертикальних електродів в розглянутій сукупності.

У загальному випадку опір складного заземлювача, розглянутої конструкції визначається виразом

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \frac{\lambda C_{11} C_{22} - C_{12}^2}{C_{11} + \lambda C_{22} - 2C_{12}}, \quad (10.7)$$

де $\lambda = L/nl$.

Таким чином, опір заземлювального пристрою контурного заземлення визначається виразом

$$R = \frac{R_{11} R_{22} - R_{12}^2}{R_{11} + R_{22} - 2R_{12}}, \quad (10.8)$$

де R_{11} - опір розтіканню горизонтальної сітки, Ом; R_{22} - опір розтіканню вертикальних електродів, Ом; R_{12} - взаємний опір між горизонтальною сіткою і вертикальними електродами, Ом. Дані опори визначаються виразами:

$$R_{11} = \frac{\rho}{\pi l} \left(\ln \frac{2L}{\sqrt{bh}} + 1,37 \frac{L}{\sqrt{S}} - 5,6 \right) \quad (10.9)$$

$$R_{22} = \frac{\rho}{2\pi nl} \left(\ln \frac{8L}{d} - 1 + \frac{2,75l}{\sqrt{S}} (\sqrt{n} - 1)^2 \right) \quad (10.10)$$

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi l} \left(\ln \frac{2L}{l} + 1,37 \frac{L}{\sqrt{S}} - 4,6 \right) \quad (10.11)$$

де ρ - питомий опір ґрунту, Ом · м; L - повна довжина провідників горизонтальної сітки, м; S - площа покрита сіткою, м²; l - довжина вертикального електрода, м; d - діаметр вертикального електрода, м; n - число вертикальних електродів; b - ширина смуги горизонтального провідника, що утворює сітку, м; h - глибина закладання горизонтальної сітки, м.

Вищевикладені розрахунки припускають роботу заземлювача в ґрунті без неоднорідності, однак на практиці присутні значні сезонні зміни характеристик верхнього шару ґрунту (висихання, промерзання, розтріскування і т.д.), а також постійна неоднорідність у вигляді верхнього родючого шару ґрунту і водоносних шарів землі. Це зумовило створення ряду методик розрахунку контурного заземлення в багатошаровому середовищі.

Розрахунок контурного заземлювача в двошаровій землі ведеться на основі розрахункової схеми і базується на наступних припущеннях:

- земля, в якій розташований заземлювач, є ідеальним нескінченним півпростором, що складається з двох шарів; товщина верхнього шару h_1 скінченна, нижній шар має необмежену потужність ($h_2 = \infty$); в межах кожного шару питомий опір землі постійний і дорівнює ρ_1 і ρ_2 відповідно; поверхня землі і межа розділу між шарами горизонтальні;

- контурний заземлювач повністю розташований у верхньому шарі землі;

- поздовжній опір смуг і вертикальних електродів змінному струму частотою 50 Гц нехтуючи малий.

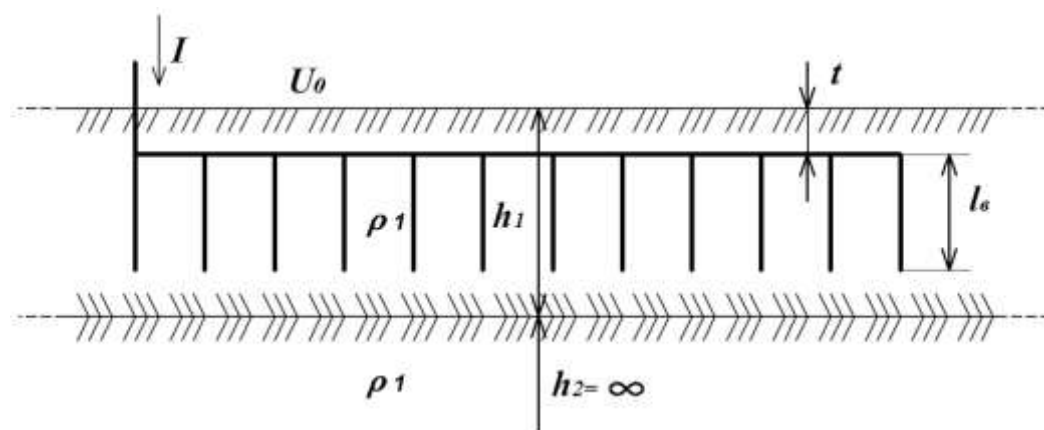


Рисунок 10.1– Розрахункова схема контурного заземлювача в двошаровій землі

На практиці найчастіше присутні більше двох характерних горизонтальних шарів ґрунту, а також має місце плавна зміна параметрів ґрунту по глибині.

10.2 Використання переносних заземлень

Переносні заземлення є найбільш надійним захисним засобом при роботі на вимкненому електрообладнанні, на кабельній чи повітряній лінії електропередачі у випадку помилкової подачі на це вимкнене обладнання напруги.

Переносні заземлення використовуються для заземлення і закорочування між собою за допомогою спеціальних провідників і затискачів струмопровідних частин електроустановок.

При помилковому ввімкненні такої короткозамкненої чи заземленої електроустановки на напругу безпека людей, що працюють на її струмопровідних частинах, забезпечується швидким автоматичним відключенням електроустановки за допомогою вимикача чи в результаті перегорання плавких вставок запобіжників.

Переносні заземлення являються також засобом захисту персоналу при виконанні ремонтних робіт в умовах наявності наведеної напруги.

Переносні заземлення необхідно виготовити з гнучкого мідного провідника з поперечним перерізом жил, розрахованих на термічну стійкість при протіканні струмів трифазних коротких замикань, але не меншим 16 мм^2 для використання в електроустановках до 1000 В та не меншим 25 мм^2 для використання в електроустановках вище 1000 В. Цей провідник на одному кінці закінчується затискачем для приєднання до фази вимкненої електроустановки, а на іншому – струбциною чи іншим спеціальним затискачем для приєднання до контуру заземлення опори, заземлювальних провідників, шин, заземлювача або заземлених елементів електроустановки заземлювача.

У деяких випадках переріз провідника переносного заземлення може бути меншим: 4 мм^2 і вище – при використанні переносного заземлення для проведення випробувань (для знімання заряду з проводу, для випробувальної апаратури та обладнання, що випробовують); 10 мм^2 і вище – для заземлення ізольованого від опор грозозахисного троса ПЛ а також для заземлення пересувних установок (лабораторій, майстерень тощо).

Якщо переносне заземлення передбачається використовувати для встановлення на три фази вимкненої електроустановки одночасно (електроустановки напругою 10 кВ і нижче), цей провідник може мати на кінці, що приєднується до фаз, три відгалуження зі спеціальними затискачами. Довжина провідника з відгалуженнями має бути такою, щоб можна було

приєднати його одним кінцем до струмопровідної частини електроустановки, а іншим – до заземлювача.

В якості провідника переносного заземлення (спуска) використовують провід із гнучких мідних жил. Для захисту мідного провідника від переламування в місцях приєднання рекомендується поміщувати його в оболонки у вигляді пружин з гнучкого сталевого дроту.

Затискачі переносного заземлення повинні мати таку конструкцію, щоб, у разі протікання струму короткого замикання та при дії інших факторів (вітру, коливання проводів і т.ін.), динамічні сили не могли зірвати переносне заземлення з місця приєднання. Затискачі повинні мати пристрій, що забезпечує їхнє накладання, надійне закріплення, а також зручне знімання зі струмомідних частин електроустановок за допомогою штанги для накладання заземлення.

З'єднання провідника з затискачами повинно бути міцним і надійним. До затискачів провідник потрібно приєднувати безпосередньо зварюванням або болтами за допомогою надійно опресованого мідного наконечника з попереднім лудінням контактних поверхонь. Забороняється застосовувати паяння для з'єднання будь-яких елементів переносного заземлення.

Для зручності використання та захисту працюючого від випадкового попадання під напругу, затискач переносного заземлення закріплюється на ізолювальній штанзі. Довжина штанги якої має бути такою, щоб дозволяла зручно і без зайвих фізичних зусиль накладати заземлення з телескопічної вишки чи гідропідйомника, елементу конструкції електроустановки та інших пристосувань, а ізоляція має повністю захистити працюючого від попадання під робочу напругу, під якою випадково може опинитись електроустановка, на яку накладається переносне заземлення. Якщо довжина штанги недостатня, дозволяється збільшувати її з боку розташування затискача, за допомогою якого переносне заземлення встановлюється на струмопровідну частину електроустановки, з використанням провідникових матеріалів.

Для обмеження потрапляння рук працюючого на ізолювальну частину переносного заземлення на ньому встановлюється обмежувальне кільце-упор.

Переносні заземлення можуть бути виготовлені і без штанговими. У цьому разі ізолювальний гнучкий елемент заземлення без штангової конструкції повинен виготовлятися із синтетичних матеріалів (капрону, поліпропілену). Такі переносні заземлення накладаються на струмопровідну частину електроустановки зверху.

На переносному заземленні необхідно позначити його номер і переріз заземлювальних провідників. Ці дані необхідно вибивати на бирці, закріпленій на заземленні, або на струбціні (наконечнику).

На рис. 10.1 показаний ескіз розробленого переносного заземлення ЗШПП 330. Переносне заземлення у процесі експлуатації може приєднуватися до заземлювача, який виконується у вигляді сталюого стрижня, забитого поблизу від електроустановки в землю на глибину не менше 0,5 м.

Якщо одного такого стрижня недостатньо для надійного захисту при мимовільному або помилковому ввімкненні електроустановки або для зниження наведеної напруги на проводах до безпечної величини, то заземлювач виконується у вигляді трьох забитих у землю на відстані не менше 3-х метрів один від іншого однакових сталюих стрижнів, з'єднаних між собою мідним провідником перерізом не менше 25 мм².

Такий груповий заземлювач може виконувати функції базового заземлення, призначеного для зниження рівня наведеної напруги до безпечної величини. Дозволяється встановлювати на одному робочому місці декілька переносних заземлень, приєднаних до одного контуру заземлення електроустановки, заземлювача або базового заземлення.

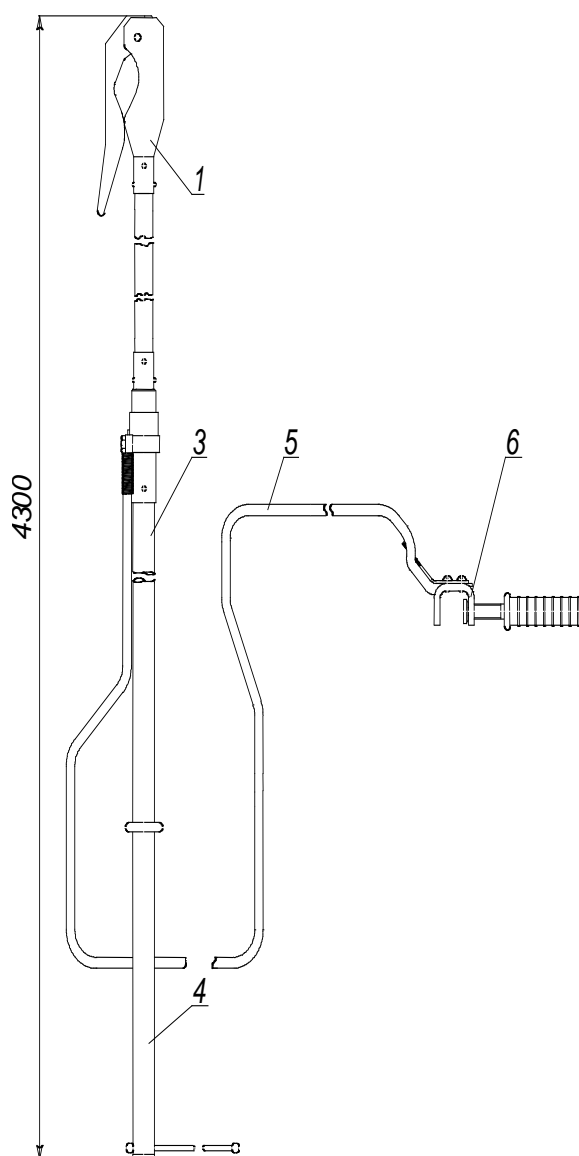


Рисунок 10.1 – Переносне заземлення ЗШП 330

- 1 – затискач;
- 2 – струмопровідна частина штанги;
- 3 – ізолювальна частина штанги;
- 4 – рукоятка;
- 5 – заземлювальний спуск;
- 6 – струбцина.

11 ВИЗНАЧЕННЯ ПОВНИХ ВИТРАТ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

$$Z = E_n \cdot K + B + Z_b,$$

де Z – 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;

Z_b – народногосподарський збиток для споживачів через недостатню надійність.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{\text{П/СТ}} + K_{\text{ЛЕП}},$$

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

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

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\text{П}} = K_{\text{Т}} + (K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}}) + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{ЗРП}} + K_{\text{КП}},$$

де $K_{\text{Т}}$ – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.;

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

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

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

Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{тр} = n_{тр} \cdot C_{тр} = (2 \cdot 121 + 6 \cdot 132 + 2 \cdot 154) \cdot 88 = 118184 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$K_B + K_{ВРУ} = (17 \cdot 56 + 220 \cdot 5) \cdot 88 = 159576 \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо $K_{ПОСТ}$:

$$K_{ПОСТ} = (5 \cdot 321 + 2 \cdot 438) \cdot 88 = 218328 \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо $K_{ЗРП}$:

$$K_{ЗРП} = (110 + 110 + 110 + 110 + 110) \cdot 88 = 48400 \text{ (тис.грн.)}.$$

Оскільки не встановлюємо КП, то:

$$K_{КП} = 0 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таким чином капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{П} = 118184 + 159576 + 218328 + 48200 + 0 = 552848 \text{ (тис.грн.)}.$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{ЛЕП} = C_T \cdot l,$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{ЛЕП} = (15.1 \cdot (2.3+2.3+37.46+15.7+12.34) + 13.8 \cdot (24.8+37.53+9.24) + 13.2 \cdot (13+11.88) + 25 \cdot (16.6+22.46) + 13.1 \cdot (4.+15.84+10.56+10.56+11.22+$$

$$+ 9.9) \cdot 88. = 275888 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K = 73740 \cdot 4 + 49972 \cdot 4 = 494848 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{л}} + B_{\text{п}} + B_{\Delta w},$$

де $B_{\text{л}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.:

$$B_{\text{л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{л}}\%)/100,$$

де $P_{\text{л}}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

$B_{\text{п}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

$$B_{\text{п}} = (K_{\text{п/ст}} \cdot P_{\text{п}}\%)/100,$$

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

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

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

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії ($b = 6 \cdot 10^{-2} \cdot 12 = 1.80$ грн = $1.80 \cdot 10^{-5}$ тис.грн/кВт·год);

ΔP_1 (4.65 МВт) та ΔP_2 (8.574 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:

$$V_{\text{л}} = (49972 \cdot 4 \cdot 5.94) / 100 = 2968.34 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{п}} = (73740 \cdot 4 \cdot 21) / 100 = 15485.4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Delta W} = 180 \cdot 10^{-5} \cdot (8.574 - 4.65) \cdot 10^3 \cdot 3979 = 11243.08 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B = 2968.34 + 15485.4 + 11243.08 = 29696.82 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$З_{\text{б}} = 0. \text{ (тис.грн.)}.$$

Сумарні витрати для мережі:

$$З_{\text{ЕМ}} = 0.22 \cdot 123712.08 + 29696.82 + 0 = 4899.64 \text{ (тис.грн.)}.$$

У роботі загальним критерієм економічної ефективності є значення рентабельності капіталовкладень в електричні мережі:

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

де $C_{\text{т}}$ – 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 0.23);

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:

$$R = \frac{180 \cdot 10^{-5} \cdot 0.23 \cdot (7.2 + 12.1 + 14.2 + 11.3 + 8.7) \cdot 5500 \cdot 10^3 - 2969682 - 0.}{494848} \cdot 100\% = 15.4 (\%)$$

Отже строк окупності буде рівним:

$$T_{ок} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{15.4} \cdot 100 = 6,5(\text{років}).$$

12 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

12.1 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, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання.

Персонал, який займається монтажем електромережі, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки [20].

Оскільки роботи по монтажу грозозахисного обладнання проводяться на значній висоті та на відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватися правил охорони праці з робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

При розробці та монтажі необхідно забезпечити захист працівника від електричних джерел небезпеки, пов'язаних з ризиком дії надмірної величини електричної енергії та параметрів що її характеризують на працівника. Внаслідок протіканням надмірного струму по проводах з недостатнім перетином або через погані контакти металевих з'єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, що стає часто результатом пожеж. Також ризик виникнення пожеж на об'єктах електричної мережі трапляється у разі не спрацювання грозозахисного обладнання.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання, які працюють в складі електроенергетичної системи України з

урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою роботи проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання електромережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі грозозахисного обладнання електромережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою ВРУ – 110 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту об'єктів електромережі.

12.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання електромережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел [26] та викладеного матеріалу у підрозділі 8.1 при проектуванні і виконанні монтажних робіт електромережі повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [27]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини
- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;

- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

12.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі грозозахисного обладнання електромережі

12.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Інструкція, яка встановлює необхідний комплекс заходів і пристроїв, призначених для забезпечення безпеки людей (сільськогосподарських тварин),

оберігання будівель, споруд, устаткування і матеріалів від вибухів, пожеж і руйнувань, можливих при діях блискавки. Інструкція повинна дотримуватися при розробці проектів будівель і споруд. При проектуванні та монтажі блискавкозахисту керуються інструкціями та вимогами національної нормативної бази, яка останнім часом наведена відповідно до міжнародних норм:

- ДСТУ Б В.2.5-38: 2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Пристрій захисту від блискавки будівель і споруд.
- РД 34.21.122-87/Міненерго ССРСР Інструкція з пристрою блискавкозахисту будівель і споруд. (що діє до 2012р)
- РД 34.21.122-87 "Інструкції по пристрою блискавкозахисту будівель і споруд"
- ДБН В.2.5-23-2003 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

«Інструкції по пристрою блискавкозахисту будівель і споруд» включає в себе загальну таблицю відповідності характеристик споруди та відповідного громовідводу.

Для захисту від вторинних проявів блискавки повинні бути передбачені наступні заходи:

а) металеві конструкції і корпуси всього устаткування і апаратів, що знаходяться в будівлі, що захищається, повинні бути приєднані до заземлюючого пристрою електроустановок, або до залізобетонного фундаменту будівлі;

б) усередині будівель і споруд між трубопроводами і іншими протяжними металевими конструкціями в місцях їх взаємного зближення на відстань менше 10 см через кожні 20 м слід приварювати або припаювати перемички із сталевого дроту діаметром не менше 5 мм або сталевий стрічки перетином не менше 24 мм², для кабелів з металевими оболонками або бронею перемички повинні виконуватися з гнучкого мідного провідника відповідно до вказівок СНіП 3.05.06-85;

в) у з'єднаннях елементів трубопроводів або інших протяжних металевих предметів повинні бути забезпечені перехідні опори не більше 0,03 Ом на кожен контакт.

Що стосується конструкції громовідводів, то опори стрижньових громовідводів повинні бути розраховані на механічну міцність як вільно стоячі конструкції, а опори тросових громовідводів - з урахуванням натягнення троса і дії на нього вітрових і ожеледних навантажень. З'єднання блискавко-приймачів із струмовідводом і струмовідводів із заземлювачами повинні виконуватися, як правило, зваркою, а при неприпустимості вогняних робіт вирішується виконання болтових з'єднань з перехідним опором не більше 0,05 Ом при обов'язковому щорічному контролі останнього перед початком грозового сезону.

Для забезпечення електробезпеки на електростанції передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

12.3.2 Розрахунок захисного заземлення ВРУ–110 кВ

Заземлюючий пристрій електростанції улаштовується з урахуванням наявності на території електростанції.

Площа ВРУ [15]: $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$. Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $116 \times 78 \text{ м}$.

По таблиці 12.1 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{13} = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), в якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2л} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). ВРУ знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 12.2 $h_c = 2 \text{ м}$ [23].

Таблиця 12.1 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Ґрунт	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$
Пісок	400÷1000	Торф	20
Супісок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, вапняк	1000÷2000
Глина	8÷70	скелястий ґрунт	2000÷4000
Садова земля	40		

Таблиця 12.2 – Кліматичні зони

Кліматична зона	I	II	III	IV
Товщина шару сезонних змін $h_c, \text{ м}$	2,2	2,0	1,8	1,6

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7 \text{ м}$, відстань між горизонтальними смугами 15 м . Довжина вертикальних електродів $l_B = 15 \text{ м}$. Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними

провідниками. кількість комірок $\frac{78}{15} = 5,2$ і $\frac{116}{15} = 7,73$. Приймаємо 4 і 7 комірок.

Відстань між поздовжніми провідниками $\frac{78}{5} = 15,6$ м, між поперечними

$\frac{116}{7} = 16,57$ м. На рисунку 12.1 зображена схема заземлення.

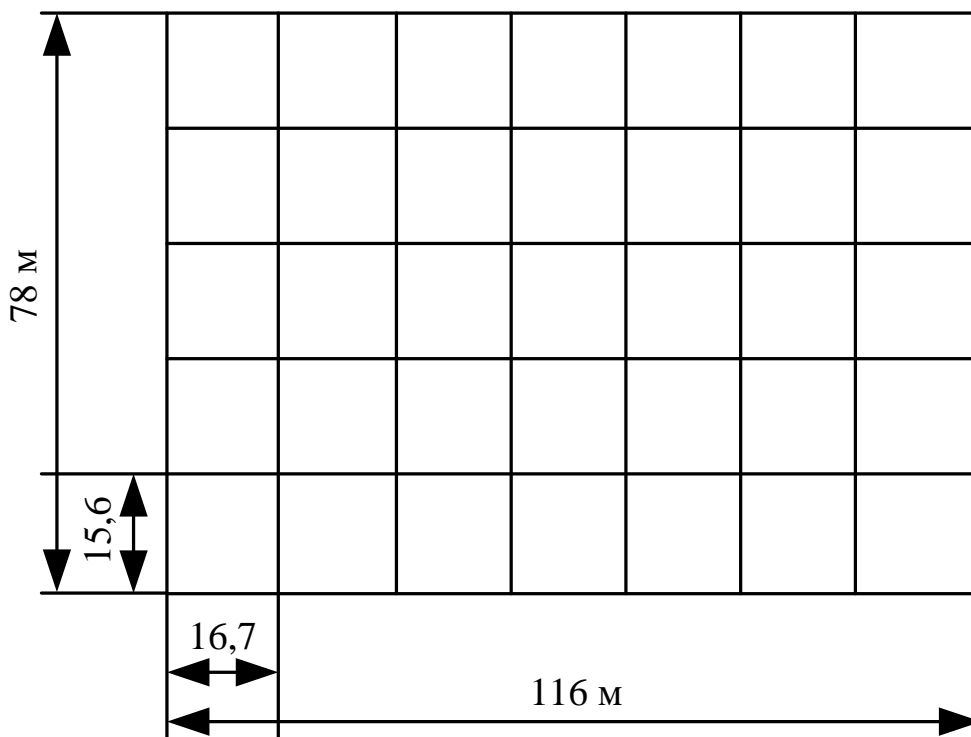


Рисунок 12.1 Схема заземлення ВРУ 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_T = 116 \cdot 5 + 78 \cdot 7 = 1320 \text{ (м)}.$$

Число вертикальних електродів $n_B = 16,57$, повна довжина вертикальних електродів

$$L_B = l_B \cdot n_B, \text{ (м)}. \quad (12.1)$$

$$L_B = 15 \cdot 16,57 = 248,55 \text{ (м)}.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / n_B, \text{ (м)}. \quad (12.2)$$

$$\alpha = 388 / 16,57 = 23,4 \text{ (м)}.$$

Визначаємо опір заземлювача

$$R = A \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}}, (\text{Ом}), \quad (12.3)$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9048} = 95,12 \text{ (м}^2\text{)},$$

$$\frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0,7}{95,12} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}}, \quad (12.4)$$

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot 0,16 = 0,34,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = \rho_2 \frac{\rho_1 \Delta}{\rho_2 \Delta}, (\text{Ом} \cdot \text{м}), \quad (12.5)$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1,$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_{\text{В}}} + 0,271g \frac{a}{l_{\text{В}}}, \quad (12.6)$$

$$D = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,271g \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = 100 \frac{500 \Delta^{0,09}}{100 \Delta} = 113,288 \text{ (Ом} \cdot \text{м)},$$

$$R = 0,34 \frac{113,288}{95,12} + \frac{113,288}{1320 + 248,55} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

$$R_3 = \frac{R R_e}{R + R_e}, (\text{Ом}). \quad (12.7)$$

Опір природних заземлювачів наближено приймаємо $R_e = 1,5 \text{ Ом}$ [13].

$$R_3 = \frac{0,43 \cdot 1,5}{0,43 + 1,5} = 0,334 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина допустимої напруги дотику.

По таблиці 7.3 для тривалості впливу $\tau_{\text{В}} = 0,2 = 0,2 \text{ с}$ найбільша допустима напруга дотику $U_{\text{пр. доп}} = 400 \text{ В}$.

Таблиця 7.3 – Найбільша допустима напруга дотику

Тривалість дії, з	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	більше 1 до 3
Найбільше напруга доторку, В	500	400	200	130	100	65

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_{\text{Л}} = I_{\text{П0}}^{(1)} \cdot R_{\text{З}} \cdot \alpha \cdot \beta, \text{ (В)}. \quad (12.8)$$

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

$$\alpha = M \left(\frac{a \sqrt{S}}{l_{\text{В}} \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}. \quad (12.9)$$

З таблиці 12.4 визначаємо параметр M .

Таблиця 12.4 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	0
M	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,80	,82

Для $\rho_1/\rho_2 = 4$ параметр $M=0,72$.

$$\alpha = 0,72 \left(\frac{23,4 \cdot 95,12}{15 \cdot 1320} \right)^{0,45} = 0,269.$$

$$\text{Коефіцієнт } \beta = \frac{R_{\text{Л}}}{R_{\text{Л}} + R_{\text{С}}},$$

де $R_{\text{Л}}=1000$ Ом – опір тіла людини;

$R_{\text{С}}=1,5\rho_{\text{В.Ш}}$ – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{\text{В.Ш}} = \rho_1 = 400$ – опір верхнього шару землі.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625.$$

$$I_{\text{П0}}^{(1)} \approx I_{\text{П0}}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

$$U_{\text{л}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,625 = 561 \text{ (В)}.$$

$$U_{\text{л}} > U_{\text{дот. доп.}}$$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсипку шару гравія товщиною 0,2 м по всій території ВРУ. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{\text{в.ш.}} = 5000$ Ом·м, тоді

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,118.$$

Підсипка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 і величина M залишаються незмінними, тоді напругу дотику

$$U_{\text{л}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,118 = 106 \text{ (В)},$$

$$U_{\text{л}} < U_{\text{дот. доп.}}$$

12.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРУ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

12.4.1 Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [22].

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$. і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 12.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

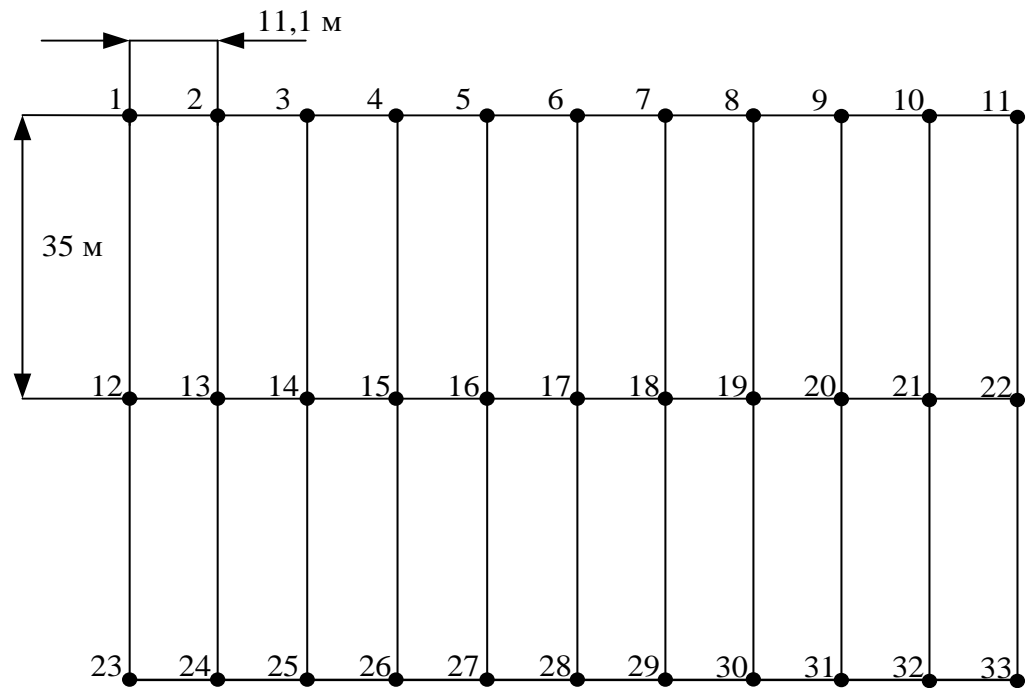


Рисунок 12.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60$ м;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (12.10)$$

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}. \quad (12.11)$$

- b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (12.12)$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [22].

$$h_x = 13 \text{ (м)}; h = 21 \text{ (м)}; L_1 = 35 \text{ (м)}; L_2 = 11,1 \text{ (м)}; L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м)}.$$

Таблиця 12.5 – Розрахунки отриманих величин

	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$L_3, \text{ м}$
$r_x, \text{ м}$	7,125	7,125	7,125
$h_0, \text{ м}$	18,614	20,76	18,379
$b_x, \text{ м}$	7	13,35	6,387

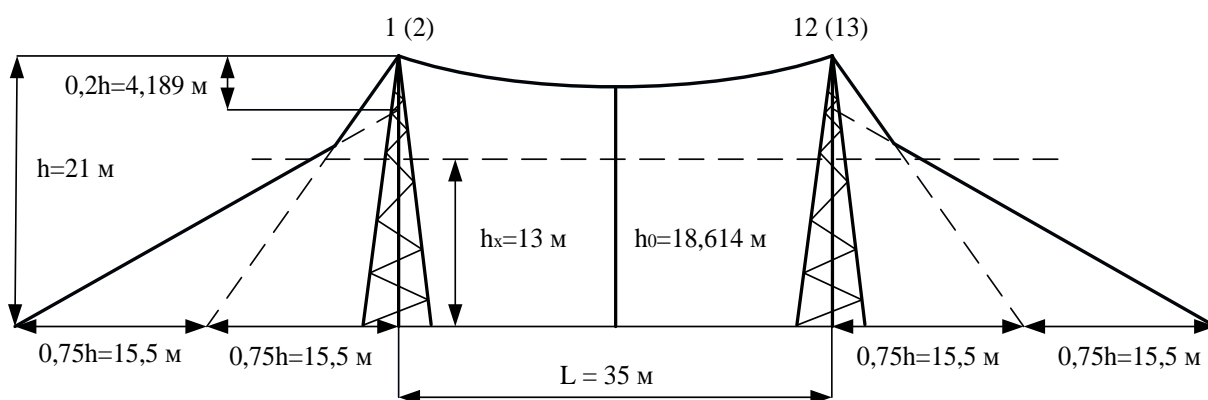


Рисунок 12.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

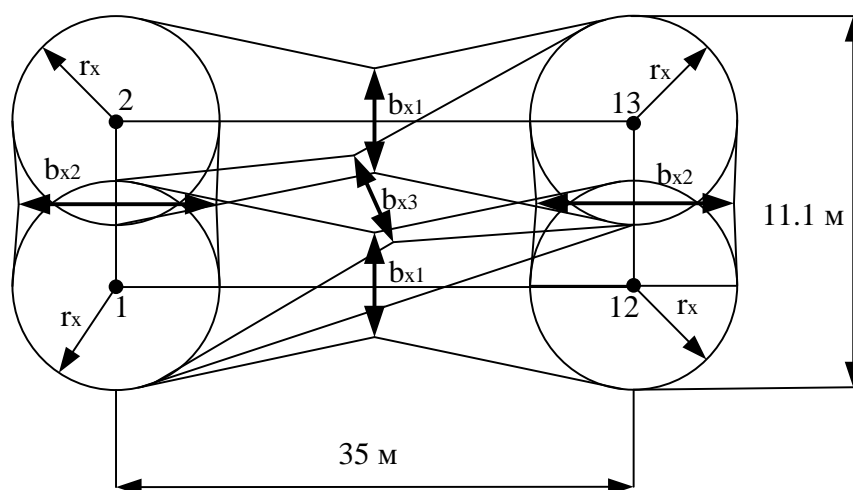


Рисунок 12.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

12.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи обладнання електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електропостачання є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи електричних мереж. В даному випадку оцінка стійкості може бути проведена за допомогою моделювання його ураження, що враховують можливі наслідки ураження людей, виникнення пожеж, виходу з ладу грозозахисного обладнання [20].

При взаємодії гама-випромінювань та деяким середовищем, цьому середовищу надається певна кількість енергії. Більша частина цієї енергії йде на поступальний рух електронів та іонів, що були утворені в процесі іонізації. Подальшу іонізацію викликають первинні електрони, що мають велику енергію. Як наслідок виникають тимчасові електричні та магнітні поля.

Виникнення електромагнітного імпульсу (ЕМІ), може викликати високі імпульси струму та напруги в кабельних лініях електропередач, системи зв'язку, обчислювальних машин, антен радіостанцій тощо. В результаті імпульс струму чи напруги проникає в систему і спричиняє пошкодження, ступінь яких залежить від чутливості складових системи вузлів. ЕМІ може поширюватись на десятки кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи вплив на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове вимірювання і проникаюча радіація втрачають своє значення, як вражаючі фактори.

Результатом такого впливу може бути вихід із ладу різних пристроїв та спорядження. Особливо негативний вплив електромагнітного імпульсу на обладнання, яке не має спеціального захисту (вимикачів).

Саме тому, обов'язковим на виробництві є оцінка стійкості роботи обладнання під час дії електромагнітного імпульсу та іонізуючого випромінювання.

12.5.1 Дослідження стійкості роботи обладнання електромереж в умовах дії іонізуючих випромінювань

Критерієм стійкості роботи обладнання електромереж є граничне значення експозиційної дози ($D_{гр}$, Р), при якому можуть виникати зворотні зміни. Визначаємо граничні значення експозиційних доз для обладнання електромереж. По мінімальному значенню $D_{гр}$, визначаємо границю стійкості системи в цілому. Так як трансформатори та вимикачі мають мінімальне значення $D_{гр}$, то далі для них розрахована оцінка стійкості роботи при дії ІВ та ЕМІ, а кабельні лінії та повітряна лінія мають грозозахист, і стійкі до дії ЕМІ, то подальші розрахунки для них не виконуються. Результати заносимо у таблицю 12.6.

Приймаємо $p_1 = 4,61$ Р/год, $K_{посл} = 1$.

Таблиця 12.6 – Граничні дози для обладнання електромереж

№	Блоки	Елементи РЕА	$D_{гр}, P$	$D_{гр}, P$
1	Живлення	Мікросхеми ТТЛ DA3247	10^5	10^3
		Діоди VD648	10^4	
2	Управління	Конденсатори К-41	10^7	
		Резистори С5-35В	10^6	
	Силові елементи	Трансформатор 10/0,4	10^3	

Розрахуємо можливу дозу для електрообладнання, граничний час експлуатації 10р.

$$D_{ем} = \frac{2 \cdot P_{1max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{k_{осл}} [P]; \quad (12.13)$$

$$D_{ем} = \frac{2 \cdot 4,61 \cdot (\sqrt{87660} - \sqrt{1})}{1} = 2721 (P).$$

Таким чином система буде працювати стійко, так як, можлива експозиційна доза менша за граничну $2721 < 10000$.

Визначаємо допустимий час роботи обладнання електромережі:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot p_{1\text{max}} \cdot \sqrt{t_p}}{2 \cdot p_{1\text{max}}} \right)^2; \quad (12.14)$$

$$t_{\text{доп_живл}} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,61 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,61} \right)^2 = 1,179 \cdot 10^6 (\text{год});$$

$$t_{\text{доп_упр}} = \left(\frac{10^6 \cdot 1 + 2 \cdot 4,61 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,61} \right)^2 = 1,176 \cdot 10^{10} (\text{год});$$

$$t_{\text{доп_гр-р}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,61 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,61} \right)^2 = 1,198 \cdot 10^4 (\text{год}).$$

Отже, на основі проведених розрахунків можна зробити висновок, що обладнання Оратівських електромереж може безпечно працювати в умовах іонізуючих випромінювань.

12.5.2 Дослідження стійкості роботи обладнання електромереж в умовах дії електромагнітного імпульсу

Напряга наводки в горизонтальній і вертикальній струмопровідній частині:

$$U_{\text{Г}} = E_{\text{В}} \cdot l_{\text{Г}}; \quad (12.15)$$

$$U_{\text{В}} = E_{\text{В}} \cdot l_{\text{В}}, \quad (12.16)$$

де $E_{\text{В}}$ – величина електромагнітного імпульсу (кВ/м) $E_{\text{В}} = 12,37$;

$l_{\text{Г}}$ – довжина горизонтальної струмопровідної частини системи (м),

$l_{\text{В}}$ – довжина вертикальної струмопровідної частини системи (м).

Розрахуємо $U_{\text{Г}}$ для блока живлення, управління і трансформатора:

$$U_{\text{Г_живл}} = 12,37 \cdot 2 = 24,74 (\text{В / м});$$

$$U_{\text{Г_упр}} = 12,37 \cdot 1,5 = 18,55 (\text{В / м});$$

$$U_{\text{Г_трансф}} = 12,37 \cdot 3 = 37,11 (\text{В / м}).$$

Розрахуємо $U_{\text{В}}$:

$$U_{в_живл} = 12,37 \cdot 10^3 \cdot 1,8 = 22260 \text{ (В / м)};$$

$$U_{в_упр} = 12,37 \cdot 10^3 \cdot 1,7 = 21020 \text{ (В / м)};$$

$$U_{в_трансф} = 12,37 \cdot 10^3 \cdot 2,5 = 30920 \text{ (В / м)}.$$

Допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{доп} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (12.17)$$

де N – відсоток допуску,

$U_{ж}$ – напруга живлення;

$$U_{доп_1} = 12,6 \text{ (В / м)}; \quad U_{доп_2} = 25,2 \text{ (В / м)}. \quad U_{доп_3} = 399 \text{ (кВ / м)}.$$

За критерієм стійкості роботи радіоелектронних систем, або окремих їх елементів в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки, який для нормальної роботи механізму повинен бути рівним:

$$K_{б} \geq 40 \text{ (дБ)}.$$

Визначаємо коефіцієнти горизонтальної і вертикальної безпеки:

$$K_{бви} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{д}}{U_{ви}} \right); \quad (12.18)$$

$$K_{бги} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{д}}{U_{ги}} \right); \quad (12.19)$$

$$K_{бви_живл} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{22260} = -64,94 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{бги_живл} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{24,74} = -5,86 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{бви_упр} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{21020} = -58,42 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{бги_упр} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{18,55} = 2,66 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{бви_транс} = 20 \cdot \lg \frac{399}{27275} = -37,78 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{бги_транс} = 20 \cdot \lg \frac{399}{37,11} = 20,63 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

Так як для трансформатора і вимикача $K_{63} < 40$ дБ, то обладнання не буде працювати стійко. Для збільшення стійкості слід застосувати екранування.

12.5.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи обладнання електричних мереж в умовах надзвичайних ситуацій

Захист від іонізуючих випромінювань може здійснюватися шляхом використання наступних принципів:

- використання джерел з мінімальним випромінюванням шляхом переходу на менш активні джерела, зменшення кількості ізотопа;
- скорочення часу роботи з джерелом іонізуючого випромінювання;
- віддалення робочого місця від джерела іонізуючого випромінювання;
- екранування джерела іонізуючого випромінювання.

Екрани можуть бути пересувні або стаціонарні, призначені для поглинання або послаблення іонізуючого випромінювання [30].

Для захисту від випромінювання використовують матеріали, котрі містять водень (вода, парафін), а також бор, берилій, кадмій, графіт. Враховуючи те, що нейтронні потоки супроводжуються гамма-випромінюванням, слід використовувати комбінований захист у вигляді шаруватих екранів з важких та легких матеріалів (свинець-поліетилен).

Перехідне затухання екрану:

$$A = K_{\text{Бном}} - K_{\text{Бмін}}, \text{ [дБ]}, \quad (12.20)$$

де $K_{\text{Бном}}$ – номінальний коефіцієнт безпеки (40 дБ),

$K_{\text{Бмін}}$ – мінімальний коефіцієнт безпеки, отриманий при розрахунку;

$$A_1 = 40 - (-64,94) = 104,94 \text{ (дБ)};$$

$$A_2 = 40 - (-58,42) = 98,42 \text{ (дБ)};$$

$$A_3 = 40 - (-37,78) = 77,78 \text{ (дБ)}.$$

Товщина захисного екрану

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (12.21)$$

де f – основна частота ЕМІ $f = 15000$ (Гц);

$$t_1 = \frac{104,94}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,165 \text{ (см)};$$

$$t_3 = \frac{98,42}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,155 \text{ (см)};$$

$$t_3 = \frac{77,78}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,122 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні з використанням екрану товщиною 0,17 см, 0,16см, 0,13 см, відповідно для кожної системи, зі сталі, системи будуть стійкі в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Таким чином наша система при застосуванні вище вказаних заходів буде працювати стійко в умовах НС.

Провівши аналіз, щодо стійкості системи електропостачання до дії ЕМІ, видно, що блок живлення та блок управління найбільш уразливі, тому передбачила застосування захисного екрану .

Отже дія ЕМІ та іонізуючого випромінювання негативно впливають на роботу обладнання електромережі, що призводить до виходу з ладу, або ж повного знищення елементів системи електропостачання..

ВИСНОВКИ

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого способу, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів і забезпечувалась необхідна якість електроенергії та запас стійкості.

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 необхідно збільшити переріз проводів на лініях 110 кВ: 100-101 (з 150 до 185), 100-102 (з 150 до 185), 102-4 (з 150 до 185), 4-5 (з 150 до 185) та 107-17 (з 95 до 120).

До існуючої схеми потрібно було підключити 5 додаткових навантаження (№501, 502, 503, 504 та 505). 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 ТМН-6300/110 (вузол 501), ТДН-10000/110 (вузли 502, 504, 505) та ТДН-16000/110 (вузол 502).

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

За методом поконтурної оптимізації було розраховано 11 контурів, з яких оптимальними виявились 2 контури (1-й (8-505-501-504-7) та 9-й (20-502-503-21)). 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 45 км.

Оптимальна схема була отримана за методом динамічного програмування, оскільки мала найменші затрати.

Існуючі схеми підстанцій Борівка (вузол 8) та Конева (вузол 20) були повністю реконструйовані. Для них було обрано новий варіант схем – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованим і обхідним вимикачами. При цьому, до існуючої схеми в загальному було приєднано 12 нових вимикачів.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 501, 502, 503, 504 та 505 було вибрано прохідну схему РП типу «місток».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунок максимального режиму роботи. На основі результатів розрахунку було прийнято рішення збільшити переріз проводів на лініях 100-101 (з 185 до 240), 100-102 (з 185 до 240), 101-2 (з 150 до 185), 2-3 (з 120 до 185), 102-4 (з 185 до 240), 4-5 (з 185 до 240), 103-6 (з 120 до 150), 18-20 (з 120 до 240), 200-109 (з 185 до 240), 109-18 (з 185 до 240), а також нові лінії – 20-502 (з 120 до 185), 21-501 (з 120 до 150).

Далі було проведено розрахунок інших основних режимів роботи: мінімального та після аварійного. В після аварійному режимі були розірвані головні ділянки 20-502 та 21-501.

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

Спроектвана мережа характеризується достатніми втратами активної потужності – 8.574 МВт (5.3 %) при сумарній активній потужності генерації 178.724 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 49/484/827 тис. грн.. Рентабельність капіталовкладень становить 15.4 %, а строк окупності – 6.5 років.

ЛІТЕРАТУРА

1. Сулейманов В.Н., Кацадзе Т.Л. Оценка стратегических направлений развития Национальной энергетической системы Украины на удаленную перспективу на основе аппарата q-анализа // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск. - 2006. - Ч.4. - С.35-38.
2. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
3. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «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 электроэнергетических систем/В.В. Ершевич, А.Н. Зейлингер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
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. Вимоги до атестаційних робіт випускників: бакалаврів, спеціалістів та магістрів для напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» спеціальностей 7.05070101, 8.05070101 «Електричні станції», 7.05070102, 8.05070102 «Електричні системи і мережі» / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця : ВНТУ, 2014. – 78 с.

11. Маньков В.Д. Защитное заземление и зануление электроустановок / В.Д. Маньков, С.Д. Заграничный // Справочник., Политехника С.Петербург: 2005. - 401 с.
12. Правила устройства электроустановок/ Госэнергонадзор, Харьков/ Форт 2009. - 704 с.
13. Анненков В.З. Протяженные заземлители молниезащиты в грунтах с нелинейными вольт-амперными характеристиками / В.З. Анненков // Электричество, 2001. - № 7 - С. 22-29.
14. НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» від 03.12.2007 року № 833
15. 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
16. ГКД 34.48.151-2003. Проектування, будівництво та експлуатація волоконно-оптичних ліній зв'язку по повітряних лініях електропередавання.
17. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.—Х.: Видавництво «Форт», 208. — 192с.
18. 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.
19. Сакевич В.Ф., Поліщук О.В. С15 Цивільна оборона. Теоретичні основи. Навчальний посібник. — Вінниця : ВНТУ, — 2009. — 136 с.
20. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк — Вінниця : ВДТУ, 2013. — 160 с.
21. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. — К. Нова редакція 2002 р

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., проф. Лежнюк П. Д.

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

(підпис)

" _____ " _____ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ЗАЗЕМЛЮЮЧИХ
ПРИСТРОЇВ ОПОР ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

08-13.МКР.014.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Лесько В.О.

Магістрант групи ЕСМ-18

_____ Лобода В. І.

Вінниця 2019 р.

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 засобів блискавкозахисту.

б) наказ ВНТУ №254 від 02 жовтня 2019 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками з дослідженням заземлюючих пристроїв опор повітряних ліній

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	Розроблення технічного завдання	02.09.19	05.09.19	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування роботи	06.09.19	15.09.19	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
3	Розвиток фрагменту електричних мереж	16.09.19	19.10.19	розділ 2
4	Дослідження конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ	20.10.19	27.10.19	розділ 3
5	Релейний захист та автоматика станції	28.10.19	5.11.19	розділ 4
6	Розроблення заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	06.11.19	15.11.19	розділ 5,6
7	Техніко-економічні розрахунки	16.11.19	21.11.19	розділ 7
8	Оформлення пояснювальної записки	22.11.19	29.11.19	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.11.19	05.12.19	плакати, 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.

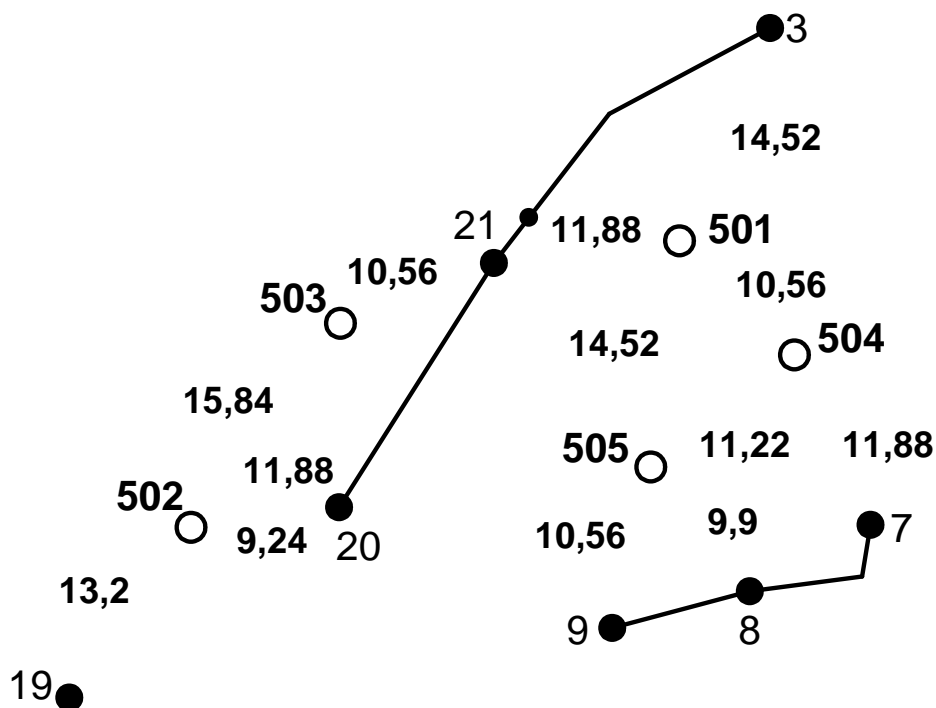
8. Вимоги до оформлення МКР

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



Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік.
Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 20 грн.
Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,8 грн.

Таблиця Т1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
P_{\max} , %	85	87	88	92	93	95	96	98	99	100

Таблиця Т2 - Дані про лінії існуючої електричної 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	$K_{\text{перев}}$
Ферментний завод	1	9,4	4,55	10,44	10,34	5,01	11,49	2	25	0,46
Тульчин	2	4,9	2,78	5,63	5,39	3,05	6,20	2	10	0,62
Рахни тяга	3	17	8,71	19,10	18,70	9,58	21,01	2	40	0,53
Суворівське	4	2,5	1,35	2,84	2,75	1,48	3,13	1	6,3	0,50
Вапнярка тяга	5	13	6,30	14,44	14,30	6,93	15,89	2	40	0,40
Томашпіль	6	4,5	2,55	5,17	4,95	2,81	5,69	2	6,3	0,90
Антонівка	7	2,3	1,30	2,64	2,53	1,43	2,91	1	6,3	0,46
Борівка	8	2,7	1,38	3,03	2,97	1,52	3,34	1	6,3	0,53
Моївка	9	3,5	2,17	4,12	3,85	2,39	4,53	1	10	0,45
Гнатків	10	2,3	1,11	2,56	2,53	1,23	2,81	1	6,3	0,45
Дзигівка	11	2,2	1,25	2,53	2,42	1,37	2,78	1	6,3	0,44
Радянське	12	2,3	1,18	2,58	2,53	1,30	2,84	1	6,3	0,45
Ямпіль	13	3,7	2,29	4,35	4,07	2,52	4,79	1	10	0,48
Пороги	14	3,8	2,05	4,32	4,18	2,26	4,75	1	10	0,48
Михайлівка	15	2,3	1,30	2,64	2,53	1,43	2,91	1	6,3	0,46
Івонівка	16	2,6	1,61	3,06	2,86	1,77	3,36	2	6,3	0,53
Коси	17	2,1	1,13	2,39	2,31	1,25	2,63	1	6,3	0,42
Могилів Подільський	18	4,4	2,25	4,94	4,84	2,48	5,44	2	10	0,54
Яришів	19	4,5	2,18	5,00	4,95	2,40	5,50	2	10	0,55
Конева	20	1,2	0,58	1,33	1,32	0,64	1,47	1	2,5	0,59
Шаргород	21	10,5	5,38	11,80	11,55	5,92	12,98	2	25	0,52
Немія	22	4,3	1,96	4,73	4,73	2,16	5,20	2	10	0,52

Вузли живлення мають такі схеми РП:

- 3 (Рахни тяга) – місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів;
- 7 (Антонівка) – два блоки без вимикачів;
- 8 (Борівка) – місток без вимикачів;
- 9 (Моївка) – блок лінія-трансформатор без вимикачів;
- 19 (Яришів) – два блоки без вимикачів в ланцюгах трансформаторів;
- 20 (Конева) – блок лінія-трансформатор без вимикачів;
- 21 (Шаргород) – подвійна система шин.

ДОДАТОК Б

Файл вхідних даних. Інформація про вузли

Тривалість звітного періоду: 5500.0 годин

Балансуючі вузли:

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 101

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos
100	Ладжинська ТЕС	110				
200	Дністровська ГЕС	110				
1	Ферментний завод	110				
1011		10	5.170	2.500		
1012		10	5.170	2.500		
2	Тульчин	110				
2221		110				
2222		110				
3521		35				
3522		35				
1021		10	2.700	1.530		
1022		10	2.700	1.530		
3	Рахни тяга	110				
3331		110				
3332		110				
2731		27				
2732		27				
1031		10	9.350	4.790		
1032		10	9.350	4.790		
4	Суворівська	110				
1041		10	2.750	1.480		
5	Вапнярка тяга	110				
5551		110				
5552		110				
2751		27				
2752		27				
1051		10	7.150	3.460		
1052		10	7.150	3.460		
6	Томашпіль	110				
6661		110				
6662		110				
3561		35				
3562		35				
1061		10	2.480	1.400		
1062		10	2.480	1.400		
7	Антонівка	110				
1071		10	2.530	1.430		
8	Борівка	110				
1081		10	2.970	1.520		
9	Моївка	110				
9991		110				
3591		35				
1091		10	3.850	2.390		
10	Гнатків	110				
10101		10	2.530	1.230		
11	Дзигівка	110				
10111		10	2.420	1.370		
12	Радянське	110				
10121		10	2.530	1.300		
13	Ямпіль	110				
10131		10	4.070	2.520		
14	Пороги	110				

1414141		110		
35141		35		
10141		10	4.180	2.260
15	Михайлівка	110		
10151		10	2.530	1.430
16	Івонівка	110		
10161		10	1.430	0.890
10162		10	1.430	0.890
17	Коси	110		
10171		10	2.310	1.250
18	Могилів Подільський	110		
1818181		110		
1818182		110		
35181		35		
35182		35		
10181		10	2.420	1.240
10182		10	2.420	1.240
19	Яришів	110		
1919191		110		
1919192		110		
35191		35		
35192		35		
10191		10	2.480	1.200
10192		10	2.480	1.200
20	Конева	110		
10201		10	1.320	0.640
21	Шаргород	110		
2121211		110		
2121212		110		
35211		35		
35212		35		
10211		10	5.780	2.960
10212		10	5.780	2.960
22	Немія	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	2.370	1.080
10222		10	2.370	1.080
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		

Файл вхідних даних. Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 102

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	
-----		L, км/Кт/Стан	-----	

100	101	Одноланцюгова ЛЕП 2.300	110 кВ / АС-150	
100	102	Одноланцюгова ЛЕП 2.300	110 кВ / АС-150	
101	1	Одноланцюгова ЛЕП 0.800	110 кВ / АС-95	
102	1	Одноланцюгова ЛЕП 0.800	110 кВ / АС-95	

101	2	Одноланцюгова ЛЕП 24.800	110 кВ / АС-150
2	3	Одноланцюгова ЛЕП 37.530	110 кВ / АС-120
102	4	Одноланцюгова ЛЕП 37.460	110 кВ / АС-150
4	5	Одноланцюгова ЛЕП 15.700	110 кВ / АС-150
5	103	Одноланцюгова ЛЕП 5.000	110 кВ / АС-150
103	6	Одноланцюгова ЛЕП 13.000	110 кВ / АС-120
6	104	Одноланцюгова ЛЕП 21.670	110 кВ / АС-120
104	7	Одноланцюгова ЛЕП 0.070	110 кВ / АС-150
7	8	Одноланцюгова ЛЕП 14.700	110 кВ / АС-120
8	9	Одноланцюгова ЛЕП 8.250	110 кВ / АС-120
6	10	Одноланцюгова ЛЕП 16.480	110 кВ / АС-120
10	11	Одноланцюгова ЛЕП 18.300	110 кВ / АС-120
105	11	Одноланцюгова ЛЕП 2.800	110 кВ / АС-120
105	12	Одноланцюгова ЛЕП 8.900	110 кВ / АС-120
13	105	Одноланцюгова ЛЕП 10.400	110 кВ / АС-120
13	106	Одноланцюгова ЛЕП 0.380	110 кВ / АС-95
106	14	Одноланцюгова ЛЕП 4.900	110 кВ / АС-150
15	13	Одноланцюгова ЛЕП 18.370	110 кВ / АС-150
16	15	Одноланцюгова ЛЕП 12.000	110 кВ / АС-120
17	16	Одноланцюгова ЛЕП 22.400	110 кВ / АС-120
107	17	Одноланцюгова ЛЕП 4.000	110 кВ / АС-95
18	107	Одноланцюгова ЛЕП 18.600	110 кВ / АС-120
18	20	Одноланцюгова ЛЕП 12.340	110 кВ / АС-120
20	21	Одноланцюгова ЛЕП 36.700	110 кВ / АС-120
3	108	Одноланцюгова ЛЕП 37.450	110 кВ / АС-120
108	21	Одноланцюгова ЛЕП 0.250	110 кВ / АС-185
200	109	Дволанцюгова ЛЕП 16.600	110 кВ / АС-185
109	19	Дволанцюгова ЛЕП 1.650	110 кВ / АС-185
109	18	Дволанцюгова ЛЕП 22.460	110 кВ / АС-185
18	22	Одноланцюгова ЛЕП 6.830	110 кВ / АС-120
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН) 10.952	ТРДН-25000/110/10
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН) 10.952	ТРДН-25000/110/10

2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 1.000	ТДТН-10000/110/35/10
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 2.987	ТДТН-10000/110/35/10
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-10000/110/35/10
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 1.030	ТДТН-16000/110/35/10
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 2.987	ТДТН-16000/110/35/10
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-16000/110/35/10
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 1.000	ТДТН-40000/110/27/10
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 4.182	ТДТН-40000/110/27/10
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-40000/110/27/10
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 1.000	ТДТН-40000/110/27/10
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 4.182	ТДТН-40000/110/27/10
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-40000/110/27/10
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН) 10.455	ТМН-6300/110/10
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 1.000	ТДТН-40000/110/27/10
5551	2751	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 4.182	ТДТН-40000/110/27/10
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-40000/110/27/10
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 1.000	ТДТН-40000/110/27/10
5552	2752	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 4.182	ТДТН-40000/110/27/10
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-40000/110/27/10
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 0.955	ТМТН-6300/110/35/10
6661	3561	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 2.987	ТМТН-6300/110/35/10
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТМТН-6300/110/35/10
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 0.985	ТДТН-10000/110/35/10
6662	3562	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 2.987	ТДТН-10000/110/35/10
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-10000/110/35/10
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН) 10.141	ТМН-6300/110/10
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН) 9.984	ТМН-6300/110/10
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ) 0.925	ТДТН-10000/110/35/10
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 2.987	ТДТН-10000/110/35/10
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-10000/110/35/10
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН) 10.298	ТМН-6300/110/10
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН) 10.298	ТМН-6300/110/10

12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	10.298	ТМН-6300/110/10
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	10.141	ТДН-10000/110/10
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	0.955	ТДТН-10000/110/35/10
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	2.987	ТДТН-10000/110/35/10
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	10.455	ТДТН-10000/110/35/10
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	10.298	ТМН-6300/110/10
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	10.455	ТМН-6300/110/10
16	10162	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	10.455	ТМН-6300/110/10
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	10.455	ТМН-6300/110/10
18	1818181	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	1.000	ТДТН-10000/110/35/10
1818181	35181	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	2.987	ТДТН-10000/110/35/10
1818181	10181	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	10.455	ТДТН-10000/110/35/10
18	1818182	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	1.000	ТДТН-10000/110/35/10
1818182	35182	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	2.987	ТДТН-10000/110/35/10
1818182	10182	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	10.455	ТДТН-10000/110/35/10
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	1.030	ТДТН-10000/110/35/10
1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	2.987	ТДТН-10000/110/35/10
1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	10.455	ТДТН-10000/110/35/10
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	1.045	ТДТН-16000/110/35/10
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	2.987	ТДТН-16000/110/35/10
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	10.455	ТДТН-16000/110/35/10
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	10.450	ТМН-2500/110/10
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	1.000	ТДТН-25000/110/35/10
2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	2.987	ТДТН-25000/110/35/10
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	10.455	ТДТН-25000/110/35/10
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	1.000	ТДТН-25000/110/35/10
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	2.987	ТДТН-25000/110/35/10
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	10.455	ТДТН-25000/110/35/10
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	1.015	ТДТН-10000/110/35/10
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	2.987	ТДТН-10000/110/35/10
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	10.455	ТДТН-10000/110/35/10
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	1.030	ТДТН-16000/110/35/10

2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН) 2.987	ТДТН-16000/110/35/10
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН) 10.455	ТДТН-16000/110/35/10

ДОДАТОК В

Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з
врахуванням прогнозування навантажень

Таблиця В.1 – Результати розрахунку. Загальна інформація

Тривалість звітного періоду: 5500.0 год

Час втрат: 2711.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.630 МВт / 672.113 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.650 МВт / 641.575 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.026 МВт / 25.064 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.026 МВт / 25.064 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.637 МВт / 3.505 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.316 МВт / 1.970 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.954 МВт / 5.474 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.980 МВт / 30.538 млн.кВт*г (4.5%)

Таблиця В.2 – Інформація про вузли

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-71.901	-37.922	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-49.672	-25.009	115.500	0.00
1	Ферментний завод	0.000	0.000	115.185	-0.10
1011		5.170	2.500	10.393	-1.33
1012		5.170	2.500	10.393	-1.33
2	Тульчин	0.000	0.000	113.029	-0.86
2221		0.000	0.000	110.801	-2.58
2222		0.000	0.000	108.444	-1.96
3521		0.000	0.000	37.094	-2.58
3522		0.000	0.000	36.305	-1.96
1021		2.700	1.530	10.473	-3.60
1022		2.700	1.530	10.366	-1.94
3	Рахни тяга	0.000	0.000	110.032	-1.73
3331		0.000	0.000	108.320	-3.27
3332		0.000	0.000	108.320	-3.27
2731		0.000	0.000	25.901	-3.27
2732		0.000	0.000	25.901	-3.27
1031		9.350	4.790	10.260	-4.25
1032		9.350	4.790	10.260	-4.25
4	Суворівська	0.000	0.000	110.210	-1.72
1041		2.750	1.480	10.200	-4.57
5	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.278	-2.37
5551		0.000	0.000	107.038	-3.58
5552		0.000	0.000	107.038	-3.58
2751		0.000	0.000	25.595	-3.58
2752		0.000	0.000	25.595	-3.58
1051		7.150	3.460	10.165	-4.34
1052		7.150	3.460	10.165	-4.34
6	Томашпіль	0.000	0.000	106.920	-2.76
6661		0.000	0.000	108.184	-5.60
6662		0.000	0.000	106.357	-4.53
3561		0.000	0.000	36.218	-5.60
3562		0.000	0.000	35.607	-4.53
1061		2.480	1.400	10.159	-7.16
1062		2.480	1.400	10.054	-5.54
7	Антонівка	0.000	0.000	105.959	-3.00
1071		2.530	1.430	10.097	-5.84
8	Борівка	0.000	0.000	105.466	-3.12
1081		2.970	1.520	10.172	-6.50
9	Моївка	0.000	0.000	105.298	-3.15

9991		0.000	0.000	109.630	-6.03
3591		0.000	0.000	36.702	-6.03
1091		3.850	2.390	10.289	-7.51
10	Гнатків	0.000	0.000	106.723	-2.82
10101		2.530	1.230	10.062	-5.62
11	Дзигівка	0.000	0.000	106.684	-2.82
10111		2.420	1.370	10.031	-5.49
12	Радянське	0.000	0.000	106.605	-2.84
10121		2.530	1.300	10.036	-5.64
13	Ямпіль	0.000	0.000	106.906	-2.74
10131		4.070	2.520	10.164	-5.58
14	Пороги	0.000	0.000	106.808	-2.77
1414141		0.000	0.000	107.955	-5.81
35141		0.000	0.000	36.142	-5.81
10141		4.180	2.260	10.133	-7.48
15	Михайлівка	0.000	0.000	107.845	-2.42
10151		2.530	1.430	10.133	-5.16
16	Івонівка	0.000	0.000	108.682	-2.20
10161		1.430	0.890	10.197	-3.69
10162		1.430	0.890	10.197	-3.69
17	Коси	0.000	0.000	110.529	-1.71
10171		2.310	1.250	10.288	-4.07
18	Могилів Подільський	0.000	0.000	112.634	-1.16
1818181		0.000	0.000	110.821	-2.71
1818182		0.000	0.000	110.821	-2.71
35181		0.000	0.000	37.101	-2.71
35182		0.000	0.000	37.101	-2.71
10181		2.420	1.240	10.498	-3.62
10182		2.420	1.240	10.498	-3.62
19	Яришів	0.000	0.000	114.206	-0.53
1919191		0.000	0.000	109.187	-2.07
1919192		0.000	0.000	108.292	-1.51
35191		0.000	0.000	36.554	-2.07
35192		0.000	0.000	36.254	-1.51
10191		2.480	1.200	10.343	-3.04
10192		2.480	1.200	10.352	-1.50
20	Конева	0.000	0.000	111.968	-1.34
10201		1.320	0.640	10.362	-4.38
21	Шаргород	0.000	0.000	110.103	-1.80
2121211		0.000	0.000	108.404	-3.32
2121212		0.000	0.000	108.404	-3.32
35211		0.000	0.000	36.292	-3.32
35212		0.000	0.000	36.292	-3.32
10211		5.780	2.960	10.269	-4.27
10212		5.780	2.960	10.269	-4.27
22	Немія	0.000	0.000	112.496	-1.20
2222221		0.000	0.000	109.258	-2.72
2222222		0.000	0.000	108.293	-2.17
35221		0.000	0.000	36.578	-2.72
35222		0.000	0.000	36.255	-2.17
10221		2.370	1.080	10.359	-3.64
10222		2.370	1.080	10.352	-2.16
101		0.000	0.000	115.220	-0.09
102		0.000	0.000	115.189	-0.10
103		0.000	0.000	107.942	-2.49
104		0.000	0.000	105.962	-3.00
105		0.000	0.000	106.708	-2.81
106		0.000	0.000	106.897	-2.75
107		0.000	0.000	110.945	-1.62
108		0.000	0.000	110.103	-1.80
109		0.000	0.000	114.220	-0.52

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
100	101	34.542	17.659	34.488	17.560	0.054	0.099	0.194	0.280
101	1	9.178	5.290	9.176	5.287	0.002	0.003	0.053	0.036
1	102	-1.234	-0.403	-1.234	-0.403	0.000	0.000	-0.006	-0.004
102	100	-37.294	-20.143	-37.359	-20.263	0.065	0.119	-0.212	-0.311

102	4	36.060	20.477	35.039	18.612	1.016	1.858	0.207	5.028
4	5	32.269	17.764	31.900	17.091	0.367	0.671	0.193	1.974
5	103	17.515	9.415	17.480	9.350	0.035	0.065	0.106	0.346
103	6	17.480	9.633	17.359	9.459	0.120	0.173	0.107	1.044
6	10	2.834	1.314	2.830	1.308	0.004	0.005	0.017	0.203
10	11	0.281	0.390	0.281	0.390	0.000	0.000	0.003	0.039
11	105	-2.157	-0.875	-2.158	-0.876	0.000	0.001	-0.013	-0.025
105	13	-4.708	-1.929	-4.715	-1.939	0.006	0.009	-0.027	-0.204
13	15	-13.032	-7.076	-13.106	-7.212	0.074	0.135	-0.080	-0.966
15	16	-15.656	-8.392	-15.744	-8.519	0.088	0.127	-0.095	-0.853
16	17	-18.629	-9.985	-18.858	-10.317	0.228	0.330	-0.112	-1.877
17	107	-21.185	-11.328	-21.247	-11.403	0.062	0.075	-0.125	-0.421
107	18	-21.247	-11.030	-21.481	-11.369	0.233	0.337	-0.124	-1.710
18	20	12.796	6.715	12.741	6.636	0.055	0.079	0.074	0.674
20	21	11.408	6.691	11.270	6.490	0.138	0.200	0.068	1.888
21	108	-0.361	0.168	-0.361	0.168	0.000	0.000	-0.002	-0.000
108	3	-0.361	0.783	-0.362	0.782	0.001	0.001	-0.005	0.067
3	2	-19.160	-9.129	-19.537	-9.676	0.376	0.544	-0.111	-3.034
2	101	-24.994	-12.200	-25.310	-12.777	0.314	0.575	-0.142	-2.204
18	109	-43.964	-22.138	-44.329	-22.948	0.363	0.806	-0.252	-1.604
109	200	-49.345	-24.283	-49.672	-25.009	0.326	0.723	-0.278	-1.285
7	8	6.907	4.320	6.883	4.286	0.023	0.034	0.044	0.504
105	12	2.551	1.392	2.549	1.389	0.002	0.003	0.016	0.105
12	10121	2.540	1.466	2.528	1.299	0.011	0.166	0.016	3.629
8	9	3.890	2.814	3.885	2.808	0.005	0.007	0.026	0.171
13	106	4.220	2.687	4.220	2.687	0.000	0.000	0.027	0.009
106	14	4.220	2.770	4.218	2.765	0.002	0.004	0.027	0.092
14	1414141	4.200	2.738	4.188	2.425	0.012	0.312	0.027	4.115
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	4.188	2.425	4.177	2.259	0.011	0.166	0.026	2.365
9	9991	3.868	2.830	3.857	2.535	0.011	0.294	0.026	4.291
9991	3591	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9991	1091	3.857	2.535	3.848	2.388	0.009	0.146	0.024	2.380
8	1081	2.984	1.757	2.968	1.519	0.016	0.237	0.019	4.409
7	1071	2.540	1.607	2.528	1.429	0.012	0.177	0.016	3.956
6	6661	2.491	1.671	2.485	1.493	0.007	0.177	0.016	3.974
6661	3561	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6661	1061	2.485	1.493	2.478	1.399	0.006	0.094	0.015	2.284
6	6662	2.486	1.567	2.482	1.460	0.004	0.107	0.016	2.361
3	3332	9.360	5.326	9.352	4.993	0.008	0.331	0.056	1.839
3332	2732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	9.352	4.993	9.344	4.787	0.008	0.205	0.056	1.165
3	3331	9.360	5.326	9.352	4.993	0.008	0.331	0.056	1.839
3331	2731	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	9.352	4.993	9.344	4.787	0.008	0.205	0.056	1.165
6662	3562	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2222	2.703	1.599	2.701	1.529	0.002	0.070	0.016	1.384
2222	1022	2.701	1.529	2.698	1.529	0.002	0.000	0.016	0.066
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6662	1062	2.482	1.460	2.478	1.399	0.004	0.060	0.016	1.401
2	2221	2.707	1.710	2.703	1.595	0.004	0.114	0.016	2.328
2221	1021	2.703	1.595	2.698	1.529	0.004	0.066	0.016	1.406
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	2121211	5.787	3.287	5.782	3.084	0.005	0.202	0.035	1.826
2121211	35211	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	5.782	3.084	5.776	2.958	0.005	0.125	0.035	1.160
21	2121212	5.787	3.287	5.782	3.084	0.005	0.202	0.035	1.826
2121212	35212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	5.782	3.084	5.776	2.958	0.005	0.125	0.035	1.160
20	10201	1.327	0.733	1.319	0.640	0.008	0.093	0.008	3.967
6	104	9.518	5.524	9.456	5.434	0.062	0.089	0.059	0.980
109	19	5.016	2.833	5.015	2.832	0.000	0.001	0.029	0.014
19	1919191	2.485	1.340	2.482	1.253	0.003	0.087	0.014	1.812
1919191	35191	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	2.482	1.253	2.478	1.199	0.003	0.053	0.015	1.134
19	1919192	2.482	1.253	2.480	1.199	0.002	0.054	0.014	1.075
1919192	35192	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919192	10192	2.480	1.199	2.478	1.199	0.002	0.000	0.015	0.061
104	7	9.456	5.762	9.456	5.762	0.000	0.000	0.060	0.003
18	1818181	2.425	1.377	2.422	1.290	0.003	0.087	0.014	1.914
1818181	35181	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818181	10181	2.422	1.290	2.418	1.239	0.003	0.050	0.014	1.160

18	1818182	2.425	1.377	2.422	1.290	0.003	0.087	0.014	1.914
1818182	35182	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818182	10182	2.422	1.290	2.418	1.239	0.003	0.050	0.014	1.160
18	22	4.797	2.516	4.793	2.510	0.004	0.006	0.028	0.140
22	2222221	2.375	1.207	2.372	1.127	0.003	0.079	0.014	1.699
2222221	35221	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	2.372	1.127	2.369	1.079	0.003	0.048	0.014	1.050
22	2222222	2.372	1.129	2.370	1.079	0.001	0.049	0.013	1.010
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	2.370	1.079	2.369	1.079	0.002	0.000	0.014	0.058
17	10171	2.317	1.381	2.309	1.249	0.009	0.131	0.014	3.193
16	10162	1.433	0.944	1.429	0.889	0.004	0.055	0.009	2.215
16	10161	1.433	0.944	1.429	0.889	0.004	0.055	0.009	2.215
15	10151	2.540	1.600	2.528	1.429	0.011	0.170	0.016	3.825
13	10131	4.084	2.818	4.067	2.518	0.016	0.298	0.027	4.195
11	10111	2.429	1.529	2.418	1.369	0.011	0.159	0.016	3.727
10	10101	2.539	1.392	2.528	1.229	0.011	0.162	0.016	3.470
5	5551	7.155	3.772	7.150	3.578	0.005	0.193	0.043	1.357
5551	2751	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5551	1051	7.150	3.578	7.146	3.458	0.005	0.119	0.043	0.861
5	5552	7.155	3.772	7.150	3.578	0.005	0.193	0.043	1.357
5552	2752	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5552	1052	7.150	3.578	7.146	3.458	0.005	0.119	0.043	0.861
4	1041	2.761	1.668	2.748	1.479	0.013	0.188	0.017	3.863
1	1012	5.173	2.640	5.167	2.498	0.006	0.141	0.029	1.392
1	1011	5.173	2.640	5.167	2.498	0.006	0.141	0.029	1.392

ДОДАТОК Д

**Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з
врахуванням корекції вхідних даних**

Тривалість звітного періоду: 5500.0 год
Час втрат: 2711.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.300 МВт / 670.056 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.650 МВт / 641.575 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.695 МВт / 23.004 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.695 МВт / 23.004 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.640 МВт / 3.519 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.314 МВт / 1.957 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.954 МВт / 5.476 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.650 МВт / 28.481 млн.кВт*г (4.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-71.839	-38.577	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-49.403	-24.107	115.500	0.00
1	Ферментний завод	0.000	0.000	115.214	-0.11
1011		5.170	2.500	10.396	-1.33
1012		5.170	2.500	10.396	-1.33
2	Тульчин	0.000	0.000	113.065	-0.87
2221		0.000	0.000	110.838	-2.59
2222		0.000	0.000	108.480	-1.96
3521		0.000	0.000	37.107	-2.59
3522		0.000	0.000	36.317	-1.96
1021		2.700	1.530	10.477	-3.60
1022		2.700	1.530	10.369	-1.94
3	Рахни тяга	0.000	0.000	110.079	-1.74
3331		0.000	0.000	108.367	-3.28
3332		0.000	0.000	108.367	-3.28
2731		0.000	0.000	25.913	-3.28
2732		0.000	0.000	25.913	-3.28
1031		9.350	4.790	10.265	-4.25
1032		9.350	4.790	10.265	-4.25
4	Суворівська	0.000	0.000	110.670	-1.79
1041		2.750	1.480	10.245	-4.61
5	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.902	-2.46
5551		0.000	0.000	107.670	-3.66
5552		0.000	0.000	107.670	-3.66
2751		0.000	0.000	25.746	-3.66
2752		0.000	0.000	25.746	-3.66
1051		7.150	3.460	10.226	-4.41
1052		7.150	3.460	10.226	-4.41
6	Томашпіль	0.000	0.000	107.491	-2.84
6661		0.000	0.000	108.808	-5.65
6662		0.000	0.000	106.951	-4.59
3561		0.000	0.000	36.427	-5.65
3562		0.000	0.000	35.805	-4.59
1061		2.480	1.400	10.220	-7.20
1062		2.480	1.400	10.111	-5.59
7	Антонівка	0.000	0.000	106.537	-3.08
1071		2.530	1.430	10.156	-5.89
8	Борівка	0.000	0.000	106.047	-3.20
1081		2.970	1.520	10.232	-6.55
9	Моївка	0.000	0.000	105.880	-3.23
9991		0.000	0.000	110.289	-6.07

3591		0.000	0.000	36.923	-6.07
1091		3.850	2.390	10.353	-7.54
10	Гнатків	0.000	0.000	107.237	-2.89
10101		2.530	1.230	10.114	-5.66
11	Дзигівка	0.000	0.000	107.133	-2.88
10111		2.420	1.370	10.076	-5.53
12	Радянське	0.000	0.000	107.045	-2.90
10121		2.530	1.300	10.080	-5.68
13	Ямпіль	0.000	0.000	107.307	-2.80
10131		4.070	2.520	10.206	-5.61
14	Пороги	0.000	0.000	107.210	-2.82
1414141		0.000	0.000	108.395	-5.83
35141		0.000	0.000	36.289	-5.83
10141		4.180	2.260	10.176	-7.49
15	Михайлівка	0.000	0.000	108.180	-2.47
10151		2.530	1.430	10.166	-5.18
16	Івонівка	0.000	0.000	108.971	-2.24
10161		1.430	0.890	10.225	-3.72
10162		1.430	0.890	10.225	-3.72
17	Коси	0.000	0.000	110.730	-1.73
10171		2.310	1.250	10.308	-4.09
18	Могилів Подільський	0.000	0.000	112.699	-1.17
1818181		0.000	0.000	110.888	-2.72
1818182		0.000	0.000	110.888	-2.72
35181		0.000	0.000	37.124	-2.72
35182		0.000	0.000	37.124	-2.72
10181		2.420	1.240	10.504	-3.63
10182		2.420	1.240	10.504	-3.63
19	Яришів	0.000	0.000	114.233	-0.53
1919191		0.000	0.000	109.214	-2.07
1919192		0.000	0.000	108.319	-1.51
35191		0.000	0.000	36.563	-2.07
35192		0.000	0.000	36.263	-1.51
10191		2.480	1.200	10.345	-3.04
10192		2.480	1.200	10.355	-1.50
20	Конєва	0.000	0.000	112.031	-1.35
10201		1.320	0.640	10.369	-4.39
21	Шаргород	0.000	0.000	110.159	-1.80
2121211		0.000	0.000	108.461	-3.32
2121212		0.000	0.000	108.461	-3.32
35211		0.000	0.000	36.311	-3.32
35212		0.000	0.000	36.311	-3.32
10211		5.780	2.960	10.274	-4.27
10212		5.780	2.960	10.274	-4.27
22	Немія	0.000	0.000	112.561	-1.20
2222221		0.000	0.000	109.324	-2.72
2222222		0.000	0.000	108.357	-2.17
35221		0.000	0.000	36.600	-2.72
35222		0.000	0.000	36.276	-2.17
10221		2.370	1.080	10.365	-3.64
10222		2.370	1.080	10.358	-2.16
101		0.000	0.000	115.250	-0.10
102		0.000	0.000	115.217	-0.10
103		0.000	0.000	108.551	-2.58
104		0.000	0.000	106.540	-3.08
105		0.000	0.000	107.148	-2.87
106		0.000	0.000	107.299	-2.80
107		0.000	0.000	111.082	-1.63
108		0.000	0.000	110.158	-1.80
109		0.000	0.000	114.247	-0.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	34.538	17.739	34.494	17.641	0.044	0.098	0.194	0.250
101	1	9.219	5.426	9.217	5.423	0.002	0.003	0.053	0.036
1	102	-1.193	-0.267	-1.193	-0.267	0.000	0.000	-0.006	-0.003
102	100	-37.247	-20.719	-37.300	-20.838	0.053	0.118	-0.213	-0.283
102	4	36.053	21.210	35.214	19.348	0.836	1.855	0.209	4.601

4	5	32.443	18.535	32.138	17.860	0.303	0.672	0.195	1.814
5	103	17.753	10.198	17.715	10.130	0.037	0.068	0.108	0.360
103	6	17.715	10.416	17.590	10.234	0.125	0.182	0.109	1.082
6	10	3.065	2.121	3.060	2.113	0.005	0.008	0.020	0.259
10	11	0.511	1.201	0.510	1.200	0.001	0.001	0.007	0.103
11	105	-1.928	-0.062	-1.928	-0.062	0.000	0.000	-0.010	-0.015
105	13	-4.479	-1.111	-4.484	-1.118	0.005	0.008	-0.025	-0.166
13	15	-12.801	-6.246	-12.869	-6.370	0.068	0.124	-0.077	-0.900
15	16	-15.419	-7.547	-15.500	-7.665	0.081	0.118	-0.091	-0.808
16	17	-18.386	-9.128	-18.600	-9.439	0.214	0.310	-0.109	-1.792
17	107	-20.928	-10.447	-20.976	-10.517	0.048	0.070	-0.122	-0.358
107	18	-20.976	-10.142	-21.197	-10.462	0.220	0.319	-0.121	-1.639
18	20	12.828	6.760	12.773	6.680	0.055	0.080	0.074	0.676
20	21	11.440	6.736	11.301	6.534	0.139	0.201	0.068	1.896
21	108	-0.330	0.213	-0.330	0.213	0.000	0.000	-0.002	0.000
108	3	-0.330	0.828	-0.331	0.827	0.001	0.001	-0.005	0.076
3	2	-19.129	-9.082	-19.504	-9.626	0.374	0.541	-0.111	-3.024
2	101	-24.961	-12.149	-25.275	-12.723	0.313	0.572	-0.142	-2.197
18	109	-43.712	-21.275	-44.068	-22.063	0.354	0.785	-0.249	-1.566
109	200	-49.084	-23.398	-49.403	-24.107	0.319	0.706	-0.274	-1.257
7	8	6.906	4.308	6.883	4.274	0.023	0.033	0.044	0.501
105	12	2.551	1.390	2.549	1.387	0.002	0.003	0.016	0.105
12	10121	2.539	1.465	2.528	1.299	0.011	0.165	0.016	3.616
8	9	3.890	2.808	3.885	2.802	0.005	0.007	0.026	0.170
13	106	4.220	2.683	4.220	2.683	0.000	0.000	0.027	0.009
106	14	4.220	2.766	4.218	2.761	0.002	0.004	0.027	0.091
14	1414141	4.199	2.734	4.188	2.423	0.012	0.310	0.027	4.098
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	4.188	2.423	4.177	2.259	0.011	0.164	0.026	2.356
9	9991	3.868	2.824	3.857	2.533	0.011	0.290	0.026	4.267
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	3.857	2.533	3.848	2.388	0.009	0.144	0.024	2.366
8	1081	2.984	1.754	2.968	1.519	0.016	0.234	0.019	4.387
7	1071	2.540	1.605	2.528	1.429	0.012	0.175	0.016	3.937
6	6661	2.491	1.668	2.485	1.492	0.007	0.175	0.016	3.953
6661	3561	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6661	1061	2.485	1.492	2.478	1.399	0.006	0.093	0.015	2.272
6	6662	2.486	1.565	2.482	1.459	0.004	0.106	0.016	2.351
3	3332	9.360	5.325	9.352	4.993	0.008	0.331	0.056	1.838
3332	2732	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	9.352	4.993	9.344	4.787	0.008	0.205	0.056	1.164
3	3331	9.360	5.325	9.352	4.993	0.008	0.331	0.056	1.838
3331	2731	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	9.352	4.993	9.344	4.787	0.008	0.205	0.056	1.164
6662	3562	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2222	2.703	1.599	2.701	1.529	0.002	0.070	0.016	1.384
2222	1022	2.701	1.529	2.698	1.529	0.002	0.000	0.016	0.066
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6662	1062	2.482	1.459	2.478	1.399	0.004	0.060	0.016	1.395
2	2221	2.707	1.709	2.703	1.595	0.004	0.114	0.016	2.328
2221	1021	2.703	1.595	2.698	1.529	0.004	0.066	0.016	1.406
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	2121211	5.787	3.287	5.782	3.084	0.005	0.202	0.035	1.825
2121211	35211	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	5.782	3.084	5.776	2.958	0.005	0.125	0.035	1.159
21	2121212	5.787	3.287	5.782	3.084	0.005	0.202	0.035	1.825
2121212	35212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	5.782	3.084	5.776	2.958	0.005	0.125	0.035	1.159
20	10201	1.327	0.733	1.319	0.640	0.008	0.093	0.008	3.964
6	104	9.517	5.503	9.456	5.414	0.061	0.088	0.059	0.974
109	19	5.016	2.833	5.015	2.832	0.000	0.001	0.029	0.014
19	1919191	2.485	1.340	2.482	1.253	0.003	0.087	0.014	1.811
1919191	35191	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	2.482	1.253	2.478	1.199	0.003	0.053	0.015	1.134
19	1919192	2.482	1.253	2.480	1.199	0.002	0.054	0.014	1.075
1919192	35192	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919192	10192	2.480	1.199	2.478	1.199	0.002	0.000	0.015	0.061
104	7	9.456	5.746	9.456	5.746	0.000	0.000	0.060	0.003
18	1818181	2.425	1.377	2.422	1.290	0.003	0.087	0.014	1.913
1818181	35181	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818181	10181	2.422	1.290	2.418	1.239	0.003	0.050	0.014	1.159
18	1818182	2.425	1.377	2.422	1.290	0.003	0.087	0.014	1.913

1818182	35182	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1818182	10182	2.422	1.290	2.418	1.239	0.003	0.050	0.014	1.159
18	22	4.797	2.516	4.793	2.510	0.004	0.006	0.028	0.140
22	2222221	2.375	1.207	2.372	1.127	0.003	0.079	0.014	1.698
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	2.372	1.127	2.369	1.079	0.003	0.048	0.014	1.049
22	2222222	2.372	1.129	2.370	1.079	0.001	0.049	0.013	1.009
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	2.370	1.079	2.369	1.079	0.002	0.000	0.014	0.058
17	10171	2.317	1.380	2.309	1.249	0.009	0.130	0.014	3.188
16	10162	1.433	0.944	1.429	0.889	0.004	0.054	0.009	2.210
16	10161	1.433	0.944	1.429	0.889	0.004	0.054	0.009	2.210
15	10151	2.540	1.599	2.528	1.429	0.011	0.169	0.016	3.814
13	10131	4.084	2.815	4.067	2.518	0.016	0.296	0.027	4.181
11	10111	2.429	1.527	2.418	1.369	0.010	0.158	0.015	3.713
10	10101	2.539	1.390	2.528	1.229	0.011	0.160	0.016	3.456
5	5551	7.155	3.768	7.150	3.576	0.005	0.191	0.043	1.352
5551	2751	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5551	1051	7.150	3.576	7.146	3.458	0.005	0.118	0.043	0.857
5	5552	7.155	3.768	7.150	3.576	0.005	0.191	0.043	1.352
5552	2752	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5552	1052	7.150	3.576	7.146	3.458	0.005	0.118	0.043	0.857
4	1041	2.761	1.666	2.748	1.479	0.012	0.186	0.017	3.850
1	1012	5.173	2.640	5.167	2.498	0.006	0.141	0.029	1.392
1	1011	5.173	2.640	5.167	2.498	0.006	0.141	0.029	1.392

ДОДАТОК Е

Вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 годин

Балансуючі вузли:

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 116

```

--
-----
--|
| N вузла |          Назва          | U,кВ | Pнав,МВт|Qнав,МВАр|Wв,МВт год| Cos
| Pmin,МВт| Pmax,МВт|-----|-----|-----|-----|-----|-----
--|
    100          Ладжинська ТЕС      110
    200          Дністровська ГЕС      110
    1           Ферментний завод      110
    1011         10          5.170      2.500
    1012         10          5.170      2.500
    2           Тульчин                110
    2221         110
    2222         110
    3521         35
    3522         35
    1021         10          2.700      1.530
    1022         10          2.700      1.530
    3           Рахни тяга              110
    3331         110
    3332         110
    2731         27
    2732         27
    1031         10          9.350      4.790
    1032         10          9.350      4.790
    4           Суворівська            110
    1041         10          2.750      1.480
    5           Вапнярка тяга           110
    5551         110
    5552         110
    2751         27
    2752         27
    1051         10          7.150      3.460
    1052         10          7.150      3.460
    6           Томашпіль              110
    6661         110
    6662         110
    3561         35
    3562         35
    1061         10          2.480      1.400
    1062         10          2.480      1.400
    7           Антонівка              110
    1071         10          2.530      1.430
    8           Борівка                110
    1081         10          2.970      1.520
    9           Моївка                110
    9991         110
    3591         35
    1091         10          3.850      2.390
    10          Гнатків                110
    10101        10          2.530      1.230
    11          Дзигівка                110
    10111        10          2.420      1.370
    12          Радянське              110
    10121        10          2.530      1.300
    13          Ямпіль                110
    10131        10          4.070      2.520
    14          Пороги                110
    1414141     110
    35141       35
    10141       10          4.180      2.260
    15          Михайлівка            110
    10151       10          2.530      1.430

```

16	Івонівка	110		
10161		10	1.430	0.890
10162		10	1.430	0.890
17	Коси	110		
10171		10	2.310	1.250
18	Могилів Подільський	110		
1818181		110		
1818182		110		
35181		35		
35182		35		
10181		10	2.420	1.240
10182		10	2.420	1.240
19	Яришів	110		
1919191		110		
1919192		110		
35191		35		
35192		35		
10191		10	2.480	1.200
10192		10	2.480	1.200
20	Конева	110		
10201		10	1.320	0.640
21	Шаргород	110		
2121211		110		
2121212		110		
35211		35		
35212		35		
10211		10	5.780	2.960
10212		10	5.780	2.960
22	Немія	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	2.370	1.080
10222		10	2.370	1.080
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
501	Нова 1	110		
105011		10	3.600	1.740
105012		10	3.600	1.740
502	Нова 2	110		
105021		10	6.050	3.430
105022		10	6.050	3.430
503	Нова 3	110		
105031		10	7.100	3.640
105032		10	7.100	3.640
504	Нова 4	110		
105041		10	5.650	3.050
105042		10	5.650	3.050
505	Нова 5	110		
105051		10	4.350	2.230
105052		10	4.350	2.230

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 119

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.300
100	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.300
101	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
101	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	24.800
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.530
102	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	37.460
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.700
5	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
103	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
6	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
6	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300

105	11	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
105	12	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
13	105	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
13	106	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
106	14	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
15	13	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
16	15	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
17	16	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
107	17	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.000
18	107	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
18	20	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
20	21	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
3	108	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.450
108	21	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.250
200	109	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	16.600
109	19	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
109	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
18	22	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.830
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	0.985
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	0.985
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5551	2751	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5552	2752	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.940
6661	3561	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
6662	3562	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.827
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.910
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
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.940
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.141
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
16	10162	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
18	1818181	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1818181	35181	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818181	10181	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	1818182	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1818182	35182	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818182	10182	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.150
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.940
2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.940
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987

2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	502	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.240
502	503	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.840
21	503	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
21	501	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.880
501	504	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
504	505	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.220
8	505	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
501	105011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
501	105012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
502	105021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.827
502	105022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.827
503	105031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	9.827
503	105032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	9.827
504	105041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.514
504	105042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.514
505	105051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.670
505	105052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.670

Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 год

Час втрат: 2711.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.250 МВт / 1004.395 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 170.150 МВт / 935.825 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 9.755 МВт / 60.726 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 9.755 МВт / 60.726 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.734 МВт / 4.036 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.612 МВт / 3.807 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.345 МВт / 7.844 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 11.100 МВт / 68.570 млн.кВт*г (6.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-93.883	-54.568	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-87.302	-51.658	115.500	0.00
1	Ферментний завод	0.000	0.000	115.117	-0.13
1011		5.170	2.500	10.387	-1.36
1012		5.170	2.500	10.387	-1.36
2	Тульчин	0.000	0.000	111.572	-1.30
2221		0.000	0.000	109.309	-3.07
2222		0.000	0.000	107.011	-2.43
3521		0.000	0.000	36.595	-3.07
3522		0.000	0.000	35.826	-2.43
1021		2.700	1.530	10.329	-4.11
1022		2.700	1.530	10.229	-2.41
3	Рахни тяга	0.000	0.000	106.238	-2.79
3331		0.000	0.000	106.046	-4.44
3332		0.000	0.000	106.046	-4.44
2731		0.000	0.000	25.358	-4.44
2732		0.000	0.000	25.358	-4.44
1031		9.350	4.790	10.041	-5.46
1032		9.350	4.790	10.041	-5.46
4	Суворівська	0.000	0.000	109.346	-2.14
1041		2.750	1.480	10.114	-5.03
5	Валнярка тяга	0.000	0.000	107.077	-2.97
5551		0.000	0.000	105.821	-4.21
5552		0.000	0.000	105.821	-4.21
2751		0.000	0.000	25.304	-4.21
2752		0.000	0.000	25.304	-4.21
1051		7.150	3.460	10.048	-4.99
1052		7.150	3.460	10.048	-4.99
6	Томашпіль	0.000	0.000	104.999	-3.50

6661		0.000	0.000	107.784	-6.45
6662		0.000	0.000	107.644	-5.33
3561		0.000	0.000	36.084	-6.45
3562		0.000	0.000	36.037	-5.33
1061		2.480	1.400	10.120	-8.02
1062		2.480	1.400	10.179	-6.32
7	Антонівка	0.000	0.000	103.329	-3.86
1071		2.530	1.430	10.141	-6.85
8	Борівка	0.000	0.000	102.363	-4.06
1081		2.970	1.520	10.166	-7.66
9	Моївка	0.000	0.000	102.188	-4.09
9991		0.000	0.000	107.861	-7.15
3591		0.000	0.000	36.110	-7.15
1091		3.850	2.390	10.116	-8.69
10	Гнатків	0.000	0.000	104.671	-3.59
10101		2.530	1.230	10.166	-6.50
11	Дзигівка	0.000	0.000	104.492	-3.62
10111		2.420	1.370	10.119	-6.41
12	Радянське	0.000	0.000	104.390	-3.65
10121		2.530	1.300	10.121	-6.57
13	Ямпіль	0.000	0.000	104.620	-3.57
10131		4.070	2.520	10.086	-6.54
14	Пороги	0.000	0.000	104.519	-3.59
1414141		0.000	0.000	107.138	-6.77
35141		0.000	0.000	35.868	-6.77
10141		4.180	2.260	10.053	-8.47
15	Михайлівка	0.000	0.000	105.463	-3.27
10151		2.530	1.430	10.046	-6.13
16	Івонівка	0.000	0.000	106.232	-3.05
10161		1.430	0.890	10.109	-4.62
10162		1.430	0.890	10.109	-4.62
17	Коси	0.000	0.000	107.959	-2.58
10171		2.310	1.250	10.034	-5.07
18	Могилів Подільський	0.000	0.000	109.902	-2.04
1818181		0.000	0.000	108.037	-3.67
1818182		0.000	0.000	108.037	-3.67
35181		0.000	0.000	36.169	-3.67
35182		0.000	0.000	36.169	-3.67
10181		2.420	1.240	10.229	-4.63
10182		2.420	1.240	10.229	-4.63
19	Яришів	0.000	0.000	113.032	-0.88
1919191		0.000	0.000	108.027	-2.46
1919192		0.000	0.000	107.158	-1.89
35191		0.000	0.000	36.166	-2.46
35192		0.000	0.000	35.875	-1.89
10191		2.480	1.200	10.231	-3.45
10192		2.480	1.200	10.243	-1.88
20	Конева	0.000	0.000	107.049	-2.73
10201		1.320	0.640	10.165	-6.08
21	Шаргород	0.000	0.000	104.122	-3.48
2121211		0.000	0.000	108.848	-5.18
2121212		0.000	0.000	108.848	-5.18
35211		0.000	0.000	36.441	-5.18
35212		0.000	0.000	36.441	-5.18
10211		5.780	2.960	10.312	-6.13
10212		5.780	2.960	10.312	-6.13
22	Немія	0.000	0.000	109.760	-2.08
2222221		0.000	0.000	106.517	-3.68
2222222		0.000	0.000	105.613	-3.10
35221		0.000	0.000	35.660	-3.68
35222		0.000	0.000	35.357	-3.10
10221		2.370	1.080	10.094	-4.65
10222		2.370	1.080	10.096	-3.09
101		0.000	0.000	115.145	-0.13
102		0.000	0.000	115.127	-0.13
103		0.000	0.000	106.557	-3.13
104		0.000	0.000	103.333	-3.86
105		0.000	0.000	104.496	-3.62
106		0.000	0.000	104.611	-3.57
107		0.000	0.000	108.306	-2.49
108		0.000	0.000	104.133	-3.47
109		0.000	0.000	113.046	-0.88
501	Нова 1	0.000	0.000	102.898	-3.82
105011		3.600	1.740	10.150	-8.19
105012		3.600	1.740	10.150	-8.19
502	Нова 2	0.000	0.000	105.687	-3.06
105021		6.050	3.430	10.192	-7.47
105022		6.050	3.430	10.192	-7.47
503	Нова 3	0.000	0.000	104.318	-3.42
105031		7.100	3.640	10.247	-6.70
105032		7.100	3.640	10.247	-6.70
504	Нова 4	0.000	0.000	102.174	-4.04

105041					5.650	3.050	10.202	-8.44
105042					5.650	3.050	10.202	-8.44
505			Нова 5		0.000	0.000	102.051	-4.11
105051					4.350	2.230	10.175	-7.46
105052					4.350	2.230	10.175	-7.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	46.465	26.289	46.381	26.104	0.083	0.185	0.266	0.355
101	1	6.874	4.752	6.873	4.751	0.001	0.002	0.042	0.029
1	102	-3.537	-0.939	-3.537	-0.939	0.000	0.000	-0.018	-0.011
102	100	-47.329	-28.081	-47.418	-28.279	0.089	0.197	-0.276	-0.373
6	104	15.133	10.206	14.956	9.949	0.176	0.255	0.100	1.705
104	7	14.956	10.261	14.955	10.261	0.000	0.001	0.101	0.005
7	8	12.406	8.801	12.320	8.676	0.086	0.124	0.085	0.988
8	505	5.436	4.470	5.423	4.452	0.013	0.018	0.040	0.317
505	504	-3.333	-0.550	-3.337	-0.555	0.003	0.005	-0.019	-0.131
504	501	-14.721	-7.715	-14.796	-7.824	0.075	0.109	-0.094	-0.748
501	21	-22.058	-11.824	-22.248	-12.099	0.189	0.274	-0.140	-1.261
21	20	-16.719	-9.616	-17.059	-10.109	0.339	0.491	-0.107	-2.997
20	18	-49.384	-28.979	-50.338	-30.360	0.950	1.376	-0.308	-2.905
18	107	19.848	10.443	19.639	10.140	0.208	0.302	0.118	1.628
107	17	19.639	10.496	19.593	10.430	0.045	0.066	0.119	0.355
17	16	17.266	9.396	17.065	9.105	0.200	0.289	0.105	1.768
16	15	14.181	7.615	14.106	7.507	0.074	0.107	0.087	0.789
15	13	11.557	6.300	11.497	6.190	0.060	0.110	0.072	0.874
13	105	3.179	1.003	3.176	0.999	0.003	0.004	0.018	0.130
105	11	0.625	-0.080	0.625	-0.080	0.000	0.000	0.003	0.004
11	10	-1.813	-1.363	-1.816	-1.366	0.002	0.003	-0.013	-0.183
10	6	-4.364	-2.310	-4.374	-2.324	0.010	0.014	-0.027	-0.338
102	4	43.791	27.898	42.495	25.024	1.291	2.863	0.260	5.857
4	5	39.724	24.186	39.241	23.115	0.481	1.067	0.245	2.337
5	103	24.857	15.434	24.779	15.291	0.078	0.143	0.157	0.535
103	6	24.779	15.567	24.514	15.184	0.264	0.382	0.158	1.594
18	109	-79.870	-44.932	-81.198	-47.877	1.323	2.934	-0.481	-3.200
109	200	-86.213	-49.243	-87.302	-51.658	1.085	2.405	-0.506	-2.468
20	502	30.991	18.990	30.704	18.574	0.287	0.415	0.196	1.391
502	503	18.511	10.590	18.337	10.338	0.174	0.251	0.116	1.404
503	21	4.059	2.158	4.053	2.150	0.006	0.008	0.025	0.202
21	108	-13.102	-6.402	-13.103	-6.404	0.001	0.002	-0.081	-0.012
108	3	-13.103	-5.854	-13.295	-6.132	0.191	0.277	-0.079	-2.170
3	2	-32.090	-16.163	-33.250	-17.842	1.155	1.673	-0.195	-5.431
2	101	-38.706	-20.393	-39.507	-21.859	0.798	1.459	-0.226	-3.602
12	10121	2.540	1.474	2.528	1.299	0.012	0.174	0.016	3.792
8	1081	2.985	1.773	2.968	1.519	0.017	0.253	0.020	4.674
8	9	3.890	2.841	3.885	2.834	0.005	0.007	0.027	0.178
9	9991	3.869	2.855	3.857	2.540	0.012	0.314	0.027	4.538
10	10101	2.540	1.398	2.528	1.229	0.011	0.169	0.016	3.619
11	10111	2.430	1.536	2.418	1.369	0.011	0.166	0.016	3.886
15	10151	2.540	1.608	2.528	1.429	0.012	0.179	0.016	4.001
16	10161	1.433	0.947	1.429	0.889	0.004	0.057	0.009	2.313
16	10162	1.433	0.947	1.429	0.889	0.004	0.057	0.009	2.313
17	10171	2.318	1.387	2.309	1.249	0.009	0.138	0.014	3.351
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	10131	4.085	2.832	4.067	2.518	0.017	0.312	0.027	4.378
109	19	5.015	2.832	5.015	2.831	0.000	0.001	0.029	0.014
19	1919191	2.485	1.343	2.482	1.254	0.003	0.088	0.014	1.854
1919191	35191	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	2.482	1.254	2.478	1.199	0.003	0.055	0.015	1.160
19	1919192	2.482	1.254	2.480	1.199	0.002	0.055	0.014	1.099
1919192	35192	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1919192	10192	2.480	1.199	2.478	1.199	0.002	0.000	0.015	0.062
18	1818181	2.425	1.384	2.422	1.293	0.003	0.091	0.015	2.017
1818181	35181	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818181	10181	2.422	1.293	2.418	1.239	0.003	0.053	0.015	1.221
18	1818182	2.425	1.384	2.422	1.293	0.003	0.091	0.015	2.017
1818182	35182	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818182	10182	2.422	1.293	2.418	1.239	0.003	0.053	0.015	1.221
18	22	4.796	2.518	4.791	2.511	0.004	0.006	0.028	0.144
22	2222221	2.375	1.214	2.372	1.130	0.003	0.084	0.014	1.796
2222221	35221	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	2.372	1.130	2.369	1.079	0.003	0.050	0.014	1.108
22	2222222	2.372	1.131	2.370	1.079	0.002	0.052	0.014	1.066
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2222222	10222	2.370	1.079	2.369	1.079	0.002	0.000	0.014	0.059
20	10201	1.328	0.742	1.319	0.640	0.009	0.102	0.008	4.337
13	106	4.220	2.708	4.220	2.708	0.000	0.000	0.028	0.009
106	14	4.220	2.786	4.218	2.782	0.002	0.004	0.028	0.095

14	1414141	4.200	2.756	4.188	2.427	0.012	0.327	0.028	4.306
503	105031	7.123	4.182	7.096	3.638	0.027	0.542	0.046	4.118
503	105032	7.123	4.182	7.096	3.638	0.027	0.542	0.046	4.118
502	105021	6.083	4.097	6.046	3.428	0.037	0.666	0.040	6.231
502	105022	6.083	4.097	6.046	3.428	0.037	0.666	0.040	6.231
21	2121211	5.788	3.311	5.782	3.083	0.006	0.227	0.037	2.031
2121211	35211	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	5.782	3.083	5.776	2.958	0.005	0.124	0.035	1.210
21	2121212	5.788	3.311	5.782	3.083	0.006	0.227	0.037	2.031
2121212	35212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	5.782	3.083	5.776	2.958	0.005	0.124	0.035	1.210
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	4.188	2.427	4.177	2.259	0.011	0.168	0.026	2.433
9991	1091	3.857	2.540	3.848	2.388	0.010	0.151	0.025	2.473
105	12	2.551	1.403	2.549	1.400	0.002	0.003	0.016	0.109
2	2222	2.703	1.601	2.701	1.529	0.002	0.072	0.016	1.420
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2222	1022	2.701	1.529	2.698	1.529	0.002	0.000	0.017	0.067
2	2221	2.707	1.715	2.703	1.597	0.004	0.117	0.017	2.391
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	2.703	1.597	2.698	1.529	0.004	0.068	0.017	1.443
3	3331	9.361	5.360	9.352	5.002	0.008	0.357	0.059	1.970
3331	2731	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	9.352	5.002	9.344	4.787	0.008	0.214	0.058	1.228
3	3332	9.361	5.360	9.352	5.002	0.008	0.357	0.059	1.970
3332	2732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	9.352	5.002	9.344	4.787	0.008	0.214	0.058	1.228
501	105011	3.622	2.104	3.598	1.739	0.024	0.364	0.023	5.514
501	105012	3.622	2.104	3.598	1.739	0.024	0.364	0.023	5.514
504	105041	5.680	3.655	5.646	3.048	0.033	0.605	0.038	5.909
504	105042	5.680	3.655	5.646	3.048	0.033	0.605	0.038	5.909
505	105051	4.366	2.571	4.347	2.229	0.019	0.341	0.029	4.231
505	105052	4.366	2.571	4.347	2.229	0.019	0.341	0.029	4.231
7	1071	2.541	1.616	2.528	1.429	0.012	0.187	0.017	4.152
6	6661	2.492	1.679	2.485	1.494	0.007	0.184	0.016	4.128
6661	1061	2.485	1.494	2.478	1.399	0.006	0.095	0.016	2.333
6661	3561	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	6662	2.486	1.570	2.482	1.458	0.004	0.111	0.016	2.449
6662	3562	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6662	1062	2.482	1.458	2.478	1.399	0.004	0.059	0.015	1.408
5	5551	7.155	3.779	7.150	3.581	0.005	0.198	0.044	1.398
5551	1051	7.150	3.581	7.146	3.458	0.005	0.122	0.044	0.886
5551	2751	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	5552	7.155	3.779	7.150	3.581	0.005	0.198	0.044	1.398
5552	1052	7.150	3.581	7.146	3.458	0.005	0.122	0.044	0.886
5552	2752	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	1041	2.761	1.671	2.748	1.479	0.013	0.191	0.017	3.938
1	1011	5.173	2.640	5.167	2.498	0.006	0.141	0.029	1.394
1	1012	5.173	2.640	5.167	2.498	0.006	0.141	0.029	1.394

Скореговані вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 годин

Балансуючі вузли:

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

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 116

N вузла	Назва	U, кВ	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos
100	Ладжинська ТЕС	110				
200	Дністровська ГЕС	110				
1	Ферментний завод	110				
1011		10	5.170	2.500		
1012		10	5.170	2.500		
2	Тульчин	110				
2221		110				
2222		110				
3521		35				

3522		35		
1021		10	2.700	1.530
1022		10	2.700	1.530
3	Рахни тяга	110		
3331		110		
3332		110		
2731		27		
2732		27		
1031		10	9.350	4.790
1032		10	9.350	4.790
4	Суворівська	110		
1041		10	2.750	1.480
5	Вапнярка тяга	110		
5551		110		
5552		110		
2751		27		
2752		27		
1051		10	7.150	3.460
1052		10	7.150	3.460
6	Томашпіль	110		
6661		110		
6662		110		
3561		35		
3562		35		
1061		10	2.480	1.400
1062		10	2.480	1.400
7	Антонівка	110		
1071		10	2.530	1.430
8	Борівка	110		
1081		10	2.970	1.520
9	Моївка	110		
9991		110		
3591		35		
1091		10	3.850	2.390
10	Гнатків	110		
10101		10	2.530	1.230
11	Дзигівка	110		
10111		10	2.420	1.370
12	Радянське	110		
10121		10	2.530	1.300
13	Ямпіль	110		
10131		10	4.070	2.520
14	Пороги	110		
1414141		110		
35141		35		
10141		10	4.180	2.260
15	Михайлівка	110		
10151		10	2.530	1.430
16	Гвонівка	110		
10161		10	1.430	0.890
10162		10	1.430	0.890
17	Коси	110		
10171		10	2.310	1.250
18	Могилів Подільський	110		
1818181		110		
1818182		110		
35181		35		
35182		35		
10181		10	2.420	1.240
10182		10	2.420	1.240
19	Яришів	110		
1919191		110		
1919192		110		
35191		35		
35192		35		
10191		10	2.480	1.200
10192		10	2.480	1.200
20	Конева	110		
10201		10	1.320	0.640
21	Шаргород	110		
2121211		110		
2121212		110		
35211		35		
35212		35		
10211		10	5.780	2.960
10212		10	5.780	2.960
22	Немія	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	2.370	1.080

10222		10	2.370	1.080
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
501	Нова 1	110		
105011		10	3.600	1.740
105012		10	3.600	1.740
502	Нова 2	110		
105021		10	6.050	3.430
105022		10	6.050	3.430
503	Нова 3	110		
105031		10	7.100	3.640
105032		10	7.100	3.640
504	Нова 4	110		
105041		10	5.650	3.050
105042		10	5.650	3.050
505	Нова 5	110		
105051		10	4.350	2.230
105052		10	4.350	2.230

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 119

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
100	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
101	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
101	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.800
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	37.530
102	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	37.460
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	15.700
5	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
103	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	13.000
6	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
6	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
105	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
105	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
13	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
13	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
106	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
15	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
16	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
17	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
107	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.000
18	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
18	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	12.340
20	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
3	108	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.450
108	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.250
200	109	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	16.600
109	19	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
109	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	22.460
18	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.830
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	0.985
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	0.985
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000

5551	2751	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5551	1051	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	5552	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5552	2752	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5552	1052	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6661	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.940
6661	3561	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
6661	1061	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
6	6662	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
6662	3562	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
6662	1062	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	1071	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.827
8	1081	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
9	9991	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.910
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
10	10101	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
11	10111	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
12	10121	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
13	10131	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
14	1414141	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.940
1414141	35141	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.141
16	10161	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
16	10162	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
17	10171	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
18	1818181	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1818181	35181	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818181	10181	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	1818182	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1818182	35182	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818182	10182	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919191	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1919191	35191	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
1919192	35192	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	10201	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.150
21	2121211	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.970
2121211	35211	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.970
2121212	35212	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222221	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2222221	35221	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс.	3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222222	35222	Транс.	3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс.	3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	502			Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	9.240
502	503			Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.840
21	503			Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
21	501			Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.880
501	504			Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
504	505			Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.220
8	505			Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
501	105011	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
501	105012	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.984
502	105021	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141
502	105022	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141
503	105031	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.141
503	105032	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.141
504	105041	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.827
504	105042	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.827
505	105051	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984
505	105052	Транс.	2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.984

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 год

Час втрат: 2711.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 178.724 МВт / 988.655 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 170.150 МВт / 935.825 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.230 МВт / 45.009 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 7.230 МВт / 45.009 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.749 МВт / 4.122 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.594 МВт / 3.699 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.344 МВт / 7.821 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.574 МВт / 52.830 млн.кВт*г (5.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладижинська ТЕС	-92.719	-53.673	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-85.929	-50.817	115.500	0.00
1	Ферментний завод	0.000	0.000	115.162	-0.14
1011		5.170	2.500	10.391	-1.37
1012		5.170	2.500	10.391	-1.37
2	Тульчин	0.000	0.000	112.019	-1.35
2221		0.000	0.000	109.766	-3.10
2222		0.000	0.000	107.451	-2.47
3521		0.000	0.000	36.748	-3.10
3522		0.000	0.000	35.973	-2.47
1021		2.700	1.530	10.373	-4.14
1022		2.700	1.530	10.271	-2.45
3	Рахни тяга	0.000	0.000	107.931	-3.02
3331		0.000	0.000	107.799	-4.63
3332		0.000	0.000	107.799	-4.63
2731		0.000	0.000	25.777	-4.63
2732		0.000	0.000	25.777	-4.63
1031		9.350	4.790	10.210	-5.61
1032		9.350	4.790	10.210	-5.61
4	Суворівська	0.000	0.000	110.148	-2.23
1041		2.750	1.480	10.193	-5.08
5	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.181	-3.09
5551		0.000	0.000	106.939	-4.31
5552		0.000	0.000	106.939	-4.31
2751		0.000	0.000	25.571	-4.31
2752		0.000	0.000	25.571	-4.31
1051		7.150	3.460	10.155	-5.07
1052		7.150	3.460	10.155	-5.07
6	Томашпіль	0.000	0.000	106.355	-3.66
6661		0.000	0.000	109.290	-6.53
6662		0.000	0.000	109.097	-5.44
3561		0.000	0.000	36.589	-6.53
3562		0.000	0.000	36.524	-5.44
1061		2.480	1.400	10.267	-8.06
1062		2.480	1.400	10.319	-6.40
7	Антонівка	0.000	0.000	104.847	-4.04
1071		2.530	1.430	10.301	-6.93
8	Борівка	0.000	0.000	103.987	-4.24
1081		2.970	1.520	10.342	-7.73
9	Моївка	0.000	0.000	103.816	-4.28
9991		0.000	0.000	109.739	-7.24
3591		0.000	0.000	36.739	-7.24
1091		3.850	2.390	10.299	-8.72
10	Гнатків	0.000	0.000	105.954	-3.73
10101		2.530	1.230	10.299	-6.57
11	Дзигівка	0.000	0.000	105.691	-3.75
10111		2.420	1.370	10.244	-6.47
12	Радянське	0.000	0.000	105.577	-3.77
10121		2.530	1.300	10.245	-6.63
13	Ямпіль	0.000	0.000	105.754	-3.68
10131		4.070	2.520	10.204	-6.58

14	Пороги	0.000	0.000	105.655	-3.70
1414141		0.000	0.000	108.403	-6.81
35141		0.000	0.000	36.292	-6.81
10141		4.180	2.260	10.176	-8.47
15	Михайлівка	0.000	0.000	106.503	-3.37
10151		2.530	1.430	10.152	-6.18
16	Івонівка	0.000	0.000	107.204	-3.15
10161		1.430	0.890	10.206	-4.69
10162		1.430	0.890	10.206	-4.69
17	Коси	0.000	0.000	108.803	-2.66
10171		2.310	1.250	10.118	-5.11
18	Могилів Подільський	0.000	0.000	110.615	-2.11
1818181		0.000	0.000	108.763	-3.72
1818182		0.000	0.000	108.763	-3.72
35181		0.000	0.000	36.412	-3.72
35182		0.000	0.000	36.412	-3.72
10181		2.420	1.240	10.299	-4.67
10182		2.420	1.240	10.299	-4.67
19	Яришів	0.000	0.000	113.343	-0.92
1919191		0.000	0.000	108.334	-2.49
1919192		0.000	0.000	107.458	-1.92
35191		0.000	0.000	36.268	-2.49
35192		0.000	0.000	35.975	-1.92
10191		2.480	1.200	10.260	-3.46
10192		2.480	1.200	10.272	-1.90
20	Конева	0.000	0.000	108.615	-2.96
10201		1.320	0.640	10.325	-6.20
21	Шаргород	0.000	0.000	105.809	-3.69
2121211		0.000	0.000	107.251	-5.34
2121212		0.000	0.000	107.251	-5.34
35211		0.000	0.000	35.906	-5.34
35212		0.000	0.000	35.906	-5.34
10211		5.780	2.960	10.157	-6.32
10212		5.780	2.960	10.157	-6.32
22	Немія	0.000	0.000	110.474	-2.15
2222221		0.000	0.000	107.232	-3.73
2222222		0.000	0.000	106.312	-3.16
35221		0.000	0.000	35.900	-3.73
35222		0.000	0.000	35.592	-3.16
10221		2.370	1.080	10.164	-4.69
10222		2.370	1.080	10.163	-3.14
101		0.000	0.000	115.190	-0.13
102		0.000	0.000	115.174	-0.14
103		0.000	0.000	107.676	-3.25
104		0.000	0.000	104.851	-4.03
105		0.000	0.000	105.681	-3.74
106		0.000	0.000	105.745	-3.68
107		0.000	0.000	109.127	-2.57
108		0.000	0.000	105.820	-3.69
109		0.000	0.000	113.357	-0.91
501	Нова 1	0.000	0.000	104.702	-4.06
105011		3.600	1.740	10.022	-8.26
105012		3.600	1.740	10.022	-8.26
502	Нова 2	0.000	0.000	107.511	-3.33
105021		6.050	3.430	10.068	-7.58
105022		6.050	3.430	10.068	-7.58
503	Нова 3	0.000	0.000	106.068	-3.66
105031		7.100	3.640	10.110	-6.82
105032		7.100	3.640	10.110	-6.82
504	Нова 4	0.000	0.000	103.929	-4.25
105041		5.650	3.050	10.067	-8.49
105042		5.650	3.050	10.067	-8.49
505	Нова 5	0.000	0.000	103.741	-4.30
105051		4.350	2.230	10.031	-7.54
105052		4.350	2.230	10.031	-7.54

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	45.927	25.879	45.864	25.702	0.063	0.176	0.263	0.310
101	1	6.811	4.472	6.810	4.471	0.001	0.002	0.041	0.028
1	102	-3.600	-1.219	-3.600	-1.219	0.000	0.000	-0.019	-0.012
102	100	-46.725	-27.606	-46.792	-27.794	0.067	0.188	-0.272	-0.327
6	104	14.720	8.726	14.569	8.506	0.151	0.219	0.093	1.547
104	7	14.569	8.828	14.568	8.827	0.000	0.001	0.094	0.004
7	8	12.019	7.377	11.947	7.273	0.072	0.104	0.078	0.885
8	505	5.063	3.106	5.055	3.094	0.009	0.013	0.033	0.253
505	504	-3.701	-1.879	-3.706	-1.886	0.005	0.007	-0.023	-0.195
504	501	-15.089	-8.996	-15.170	-9.114	0.081	0.118	-0.097	-0.796

501	21	-22.430	-13.076	-22.584	-13.356	0.153	0.280	-0.143	-1.149
21	20	-16.629	-9.129	-16.947	-9.591	0.317	0.460	-0.103	-2.882
20	18	-49.451	-29.832	-49.909	-31.120	0.455	1.283	-0.306	-2.069
18	107	19.517	9.187	19.326	8.910	0.190	0.276	0.112	1.522
107	17	19.326	9.272	19.284	9.212	0.042	0.060	0.113	0.332
17	16	16.957	8.185	16.776	7.923	0.181	0.261	0.100	1.643
16	15	13.891	6.443	13.825	6.347	0.066	0.095	0.082	0.724
15	13	11.276	5.151	11.223	5.056	0.052	0.095	0.067	0.782
13	105	2.906	-0.104	2.904	-0.107	0.002	0.003	0.016	0.080
105	11	0.353	-1.172	0.353	-1.172	0.000	0.000	0.007	-0.009
11	10	-2.086	-2.445	-2.090	-2.452	0.005	0.007	-0.018	-0.264
10	6	-4.639	-3.380	-4.652	-3.398	0.013	0.019	-0.031	-0.409
102	4	43.125	27.152	42.163	24.444	0.957	2.697	0.255	5.109
4	5	39.393	23.631	39.035	22.623	0.356	1.004	0.240	2.042
5	103	24.650	14.956	24.575	14.819	0.074	0.136	0.154	0.520
103	6	24.575	15.105	24.379	14.747	0.195	0.357	0.154	1.365
18	109	-79.111	-44.396	-80.101	-47.185	0.986	2.778	-0.473	-2.803
109	200	-85.116	-48.527	-85.929	-50.817	0.810	2.280	-0.498	-2.158
20	502	31.171	20.408	30.986	19.998	0.184	0.408	0.198	1.141
502	503	18.796	12.079	18.611	11.811	0.184	0.267	0.120	1.477
503	21	4.333	3.676	4.325	3.665	0.008	0.012	0.031	0.264
21	108	-13.258	-6.603	-13.259	-6.605	0.001	0.002	-0.081	-0.012
108	3	-13.259	-6.038	-13.451	-6.315	0.191	0.277	-0.079	-2.180
3	2	-32.247	-16.257	-32.962	-17.842	0.712	1.579	-0.193	-4.207
2	101	-38.418	-20.342	-39.053	-21.751	0.633	1.403	-0.224	-3.202
12	10121	2.540	1.470	2.528	1.299	0.011	0.170	0.016	3.751
8	1081	2.984	1.764	2.968	1.519	0.016	0.244	0.019	4.602
8	9	3.890	2.824	3.885	2.817	0.005	0.007	0.027	0.175
9	9991	3.868	2.839	3.857	2.535	0.011	0.303	0.027	4.460
10	10101	2.539	1.394	2.528	1.229	0.011	0.164	0.016	3.578
11	10111	2.429	1.532	2.418	1.369	0.011	0.162	0.016	3.844
15	10151	2.540	1.605	2.528	1.429	0.012	0.175	0.016	3.963
16	10161	1.433	0.946	1.429	0.889	0.004	0.056	0.009	2.294
16	10162	1.433	0.946	1.429	0.889	0.004	0.056	0.009	2.294
17	10171	2.318	1.385	2.309	1.249	0.009	0.135	0.014	3.326
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	10131	4.084	2.825	4.067	2.518	0.017	0.305	0.027	4.331
109	19	5.015	2.832	5.015	2.831	0.000	0.001	0.029	0.014
19	1919191	2.485	1.342	2.482	1.254	0.003	0.088	0.014	1.849
1919191	35191	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	2.482	1.254	2.478	1.199	0.003	0.054	0.015	1.157
19	1919192	2.482	1.254	2.480	1.199	0.002	0.055	0.014	1.097
1919192	35192	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919192	10192	2.480	1.199	2.478	1.199	0.002	0.000	0.015	0.062
18	1818181	2.425	1.383	2.422	1.292	0.003	0.090	0.015	2.005
1818181	35181	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1818181	10181	2.422	1.292	2.418	1.239	0.003	0.052	0.015	1.213
18	1818182	2.425	1.383	2.422	1.292	0.003	0.090	0.015	2.005
1818182	35182	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818182	10182	2.422	1.292	2.418	1.239	0.003	0.052	0.015	1.213
18	22	4.796	2.517	4.792	2.511	0.004	0.006	0.028	0.143
22	2222221	2.375	1.212	2.372	1.129	0.003	0.083	0.014	1.786
2222221	35221	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	2.372	1.129	2.369	1.079	0.003	0.049	0.014	1.101
22	2222222	2.372	1.131	2.370	1.079	0.002	0.051	0.014	1.061
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2222222	10222	2.370	1.079	2.369	1.079	0.002	0.000	0.014	0.059
20	10201	1.328	0.739	1.319	0.640	0.008	0.099	0.008	4.281
13	106	4.220	2.695	4.220	2.694	0.000	0.000	0.027	0.009
106	14	4.220	2.775	4.217	2.771	0.002	0.004	0.028	0.093
14	1414141	4.200	2.744	4.188	2.423	0.012	0.319	0.027	4.253
503	105031	7.122	4.163	7.096	3.638	0.026	0.523	0.045	4.057
503	105032	7.122	4.163	7.096	3.638	0.026	0.523	0.045	4.057
502	105021	6.082	4.072	6.046	3.428	0.035	0.641	0.039	6.127
502	105022	6.082	4.072	6.046	3.428	0.035	0.641	0.039	6.127
21	2121211	5.788	3.307	5.782	3.087	0.006	0.220	0.036	2.007
2121211	35211	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	5.782	3.087	5.776	2.958	0.006	0.128	0.035	1.234
21	2121212	5.788	3.307	5.782	3.087	0.006	0.220	0.036	2.007
2121212	35212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	5.782	3.087	5.776	2.958	0.006	0.128	0.035	1.234
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	4.188	2.423	4.177	2.259	0.011	0.164	0.026	2.404
9991	1091	3.857	2.535	3.848	2.388	0.009	0.146	0.024	2.431
105	12	2.551	1.397	2.549	1.394	0.002	0.003	0.016	0.107
2	2222	2.703	1.601	2.701	1.529	0.002	0.071	0.016	1.416
2222	3522	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2222	1022	2.701	1.529	2.698	1.529	0.002	0.000	0.017	0.066
2	2221	2.707	1.713	2.703	1.597	0.004	0.116	0.016	2.382
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	2.703	1.597	2.698	1.529	0.004	0.067	0.016	1.437
3	3331	9.360	5.341	9.352	4.995	0.008	0.345	0.058	1.945

3331	2731	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	9.352	4.995	9.344	4.787	0.008	0.207	0.057	1.212
3	3332	9.360	5.341	9.352	4.995	0.008	0.345	0.058	1.945
3332	2732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	9.352	4.995	9.344	4.787	0.008	0.207	0.057	1.212
501	105011	3.621	2.091	3.598	1.739	0.023	0.350	0.023	5.418
501	105012	3.621	2.091	3.598	1.739	0.023	0.350	0.023	5.418
504	105041	5.679	3.633	5.646	3.048	0.032	0.582	0.037	5.804
504	105042	5.679	3.633	5.646	3.048	0.032	0.582	0.037	5.804
505	105051	4.366	2.559	4.347	2.229	0.018	0.329	0.028	4.165
505	105052	4.366	2.559	4.347	2.229	0.018	0.329	0.028	4.165
7	1071	2.540	1.611	2.528	1.429	0.012	0.181	0.017	4.095
6	6661	2.491	1.671	2.485	1.491	0.007	0.179	0.016	4.072
6661	1061	2.485	1.491	2.478	1.399	0.006	0.092	0.015	2.302
6661	3561	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	6662	2.486	1.565	2.482	1.457	0.004	0.108	0.016	2.420
6662	3562	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6662	1062	2.482	1.457	2.478	1.399	0.004	0.057	0.015	1.391
5	5551	7.155	3.772	7.150	3.578	0.005	0.193	0.043	1.386
5551	1051	7.150	3.578	7.146	3.458	0.005	0.120	0.043	0.879
5551	2751	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	5552	7.155	3.772	7.150	3.578	0.005	0.193	0.043	1.386
5552	1052	7.150	3.578	7.146	3.458	0.005	0.120	0.043	0.879
5552	2752	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	1041	2.761	1.668	2.748	1.479	0.013	0.188	0.017	3.912
1	1011	5.173	2.640	5.167	2.498	0.006	0.141	0.029	1.394
1	1012	5.173	2.640	5.167	2.498	0.006	0.141	0.029	1.394

ДОДАТОК Ж

Вхідні дані для розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Un:	110.00	Фаза:	0.00
Нвузла:	200	Un:	110.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 116

```

--
-----
--|
| N вузла |                Назва                | U,кВ | Pнав,МВт|Qнав,МВАр|Wв,МВт год| Cos
| Pmin,МВт| Pmax,МВт|-----|-----|-----|-----|-----|-----
--|
    100          Ладжинська ТЕС          110
    200          Дністровська ГЕС        110
    1            Ферментний завод        110
    1011         10          1.810      0.880
    1012         10          1.810      0.880
    2            Тульчин                  110
    2221         110
    2222         110
    3521         35
    3522         35
    1021         10          0.940      0.530
    1022         10          0.940      0.530
    3            Рахни тяга              110
    3331         110
    3332         110
    2731         27
    2732         27
    1031         10          3.270      1.680
    1032         10          3.270      1.680
    4            Суворівська             110
    1041         10          0.960      0.520
    5            Вапнярка тяга           110
    5551         110
    5552         110
    2751         27
    2752         27
    1051         10          2.500      1.210
    1052         10          2.500      1.210
    6            Томашпіль              110
    6661         110
    6662         110
    3561         35
    3562         35
    1061         10          0.870      0.490
    1062         10          0.870      0.490
    7            Антонівка              110
    1071         10          0.890      0.500
    8            Борівка                110
    1081         10          1.040      0.530
    9            Моївка                 110
    9991         110
    3591         35
    1091         10          1.350      0.840
    10           Гнатків                 110
    10101        10          0.890      0.430
    11           Дзигівка                110
    10111        10          0.850      0.480
    12           Радянське              110
    10121        10          0.890      0.450
    13           Ямпіль                 110
    10131        10          1.420      0.880
    14           Пороги                 110
    1414141     110
    35141       35
    10141       10          1.460      0.790
    15           Михайлівка             110
    10151       10          0.890      0.500

```

16	Івонівка	110		
10161		10	0.500	0.310
10162		10	0.500	0.310
17	Коси	110		
10171		10	0.810	0.440
18	Могилів Подільський	110		
1818181		110		
1818182		110		
35181		35		
35182		35		
10181		10	0.850	0.430
10182		10	0.850	0.430
19	Яришів	110		
1919191		110		
1919192		110		
35191		35		
35192		35		
10191		10	0.870	0.420
10192		10	0.870	0.420
20	Конева	110		
10201		10	0.460	0.220
21	Шаргород	110		
2121211		110		
2121212		110		
35211		35		
35212		35		
10211		10	2.020	1.040
10212		10	2.020	1.040
22	Немія	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	0.830	0.380
10222		10	0.830	0.380
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
501	Нова 1	110		
105011		10	1.260	0.610
105012		10	1.260	0.610
502	Нова 2	110		
105021		10	2.120	1.200
105022		10	2.120	1.200
503	Нова 3	110		
105031		10	2.490	1.270
105032		10	2.490	1.270
504	Нова 4	110		
105041		10	1.980	1.070
105042		10	1.980	1.070
505	Нова 5	110		
105051		10	1.520	0.780
105052		10	1.520	0.780

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 119

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
100	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
101	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
101	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.800
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	37.530
102	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	37.460
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	15.700
5	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
103	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	13.000
6	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
6	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300

105	11	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
105	12	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
13	105	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
13	106	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
106	14	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
15	13	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
16	15	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
17	16	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
107	17	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.000
18	107	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
18	20	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	12.340
20	21	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
3	108	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.450
108	21	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.250
200	109	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	16.600
109	19	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
109	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	22.460
18	22	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.830
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.757
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.757
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5551	2751	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5552	2752	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.970
6661	3561	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.985
6662	3562	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.141
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.970
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
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.970
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	10162	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
18	1818181	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1818181	35181	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818181	10181	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	1818182	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1818182	35182	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818182	10182	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.450
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987

2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	502	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	9.240
502	503	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.840
21	503	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
21	501	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.880
501	504	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
504	505	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.220
8	505	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
501	105011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
501	105012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
502	105021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
502	105022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
503	105031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
503	105032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
504	105041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
504	105042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
505	105051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
505	105052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455

Результати розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 год

Час втрат: 2711.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 61.151 МВт / 336.939 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 59.570 МВт / 327.635 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.768 МВт / 4.781 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.768 МВт / 4.781 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.745 МВт / 4.097 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.068 МВт / 0.426 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.813 МВт / 4.523 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.581 МВт / 9.304 млн.кВт*г (2.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладихинська ТЕС	-31.730	-11.242	110.000	0.00
200	Дністровська ГЕС	-29.387	-9.848	110.000	0.00
1	Ферментний завод	0.000	0.000	109.906	-0.06
1011		1.810	0.880	10.171	-0.53
1012		1.810	0.880	10.171	-0.53
2	Тульчин	0.000	0.000	109.024	-0.56
2221		0.000	0.000	108.264	-1.19
2222		0.000	0.000	105.392	-0.96
3521		0.000	0.000	36.245	-1.19
3522		0.000	0.000	35.283	-0.96
1021		0.940	0.530	10.312	-1.56
1022		0.940	0.530	10.078	-0.95
3	Рахни тяга	0.000	0.000	107.842	-1.20
3331		0.000	0.000	107.259	-1.76
3332		0.000	0.000	107.259	-1.76
2731		0.000	0.000	25.648	-1.76
2732		0.000	0.000	25.648	-1.76
1031		3.270	1.680	10.224	-2.10
1032		3.270	1.680	10.224	-2.10
4	Суворівська	0.000	0.000	108.551	-0.91
1041		0.960	0.520	10.266	-1.91
5	Вапнярка тяга	0.000	0.000	107.991	-1.24
5551		0.000	0.000	107.574	-1.66
5552		0.000	0.000	107.574	-1.66
2751		0.000	0.000	25.723	-1.66
2752		0.000	0.000	25.723	-1.66
1051		2.500	1.210	10.264	-1.92
1052		2.500	1.210	10.264	-1.92

6	Томашпіль	0.000	0.000	107.490	-1.47
6661		0.000	0.000	109.629	-2.44
6662		0.000	0.000	108.405	-2.08
3561		0.000	0.000	36.702	-2.44
3562		0.000	0.000	36.292	-2.08
1061		0.870	0.490	10.422	-2.97
1062		0.870	0.490	10.329	-2.42
7	Антонівка	0.000	0.000	107.025	-1.62
1071		0.890	0.500	10.437	-2.58
8	Борівка	0.000	0.000	106.746	-1.70
1081		1.040	0.530	10.242	-2.83
9	Моївка	0.000	0.000	106.691	-1.71
9991		0.000	0.000	108.713	-2.67
3591		0.000	0.000	36.395	-2.67
1091		1.350	0.840	10.330	-3.19
10	Гнатків	0.000	0.000	107.394	-1.52
10101		0.890	0.430	10.329	-2.47
11	Дзигівка	0.000	0.000	107.327	-1.54
10111		0.850	0.480	10.313	-2.44
12	Радянське	0.000	0.000	107.293	-1.55
10121		0.890	0.450	10.315	-2.50
13	Ямпіль	0.000	0.000	107.345	-1.51
10131		1.420	0.880	10.460	-2.47
14	Пороги	0.000	0.000	107.312	-1.52
1414141		0.000	0.000	109.421	-2.55
35141		0.000	0.000	36.632	-2.55
10141		1.460	0.790	10.401	-3.11
15	Михайлівка	0.000	0.000	107.561	-1.40
10151		0.890	0.500	10.331	-2.35
16	Івонівка	0.000	0.000	107.761	-1.31
10161		0.500	0.310	10.239	-1.83
10162		0.500	0.310	10.239	-1.83
17	Коси	0.000	0.000	108.210	-1.10
10171		0.810	0.440	10.252	-1.95
18	Могилів Подільський	0.000	0.000	108.696	-0.86
1818181		0.000	0.000	108.074	-1.44
1818182		0.000	0.000	108.074	-1.44
35181		0.000	0.000	36.182	-1.44
35182		0.000	0.000	36.182	-1.44
10181		0.850	0.430	10.301	-1.77
10182		0.850	0.430	10.301	-1.77
19	Яришів	0.000	0.000	109.432	-0.38
1919191		0.000	0.000	105.656	-0.96
1919192		0.000	0.000	105.881	-0.75
35191		0.000	0.000	35.372	-0.96
35192		0.000	0.000	35.447	-0.75
10191		0.870	0.420	10.070	-1.32
10192		0.870	0.420	10.125	-0.75
20	Конева	0.000	0.000	108.121	-1.18
10201		0.460	0.220	10.227	-2.29
21	Шаргород	0.000	0.000	107.254	-1.48
2121211		0.000	0.000	106.672	-2.03
2121212		0.000	0.000	106.672	-2.03
35211		0.000	0.000	35.712	-2.03
35212		0.000	0.000	35.712	-2.03
10211		2.020	1.040	10.168	-2.37
10212		2.020	1.040	10.168	-2.37
22	Немія	0.000	0.000	108.643	-0.87
2222221		0.000	0.000	106.492	-1.44
2222222		0.000	0.000	105.147	-1.23
35221		0.000	0.000	35.652	-1.44
35222		0.000	0.000	35.202	-1.23
10221		0.830	0.380	10.153	-1.77
10222		0.830	0.380	10.055	-1.23
101		0.000	0.000	109.915	-0.06
102		0.000	0.000	109.911	-0.06
103		0.000	0.000	107.855	-1.31
104		0.000	0.000	107.027	-1.62
105		0.000	0.000	107.326	-1.54
106		0.000	0.000	107.342	-1.51
107		0.000	0.000	108.300	-1.06
108		0.000	0.000	107.258	-1.48
109		0.000	0.000	109.437	-0.38
501	Нова 1	0.000	0.000	106.928	-1.61
105011		1.260	0.610	10.086	-2.98
105012		1.260	0.610	10.086	-2.98
502	Нова 2	0.000	0.000	107.780	-1.32
105021		2.120	1.200	10.141	-2.75
105022		2.120	1.200	10.141	-2.75
503	Нова 3	0.000	0.000	107.327	-1.46
105031		2.490	1.270	10.155	-2.52
105032		2.490	1.270	10.155	-2.52

504		Нова 4	0.000	0.000	106.698	-1.69
105041			1.980	1.070	10.054	-3.05
105042			1.980	1.070	10.054	-3.05
505		Нова 5	0.000	0.000	106.654	-1.72
105051			1.520	0.780	10.091	-2.76
105052			1.520	0.780	10.091	-2.76

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВТ	Qп, МВАр	Rк, МВТ	Qк, МВАр	dP, МВТ	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	15.655	5.427	15.648	5.408	0.007	0.019	0.087	0.085
101	1	2.415	1.324	2.415	1.324	0.000	0.000	0.014	0.010
1	102	-1.263	-0.846	-1.263	-0.846	0.000	0.000	-0.008	-0.005
102	100	-16.068	-5.795	-16.075	-5.816	0.007	0.020	-0.090	-0.089
6	104	5.125	2.335	5.109	2.311	0.016	0.023	0.030	0.470
104	7	5.109	2.646	5.109	2.646	0.000	0.000	0.031	0.001
7	8	4.209	2.294	4.201	2.282	0.008	0.011	0.026	0.283
8	505	1.780	1.302	1.779	1.300	0.001	0.002	0.012	0.093
505	504	-1.289	-0.178	-1.290	-0.179	0.000	0.001	-0.007	-0.045
504	501	-5.281	-2.280	-5.289	-2.292	0.008	0.012	-0.031	-0.234
501	21	-7.832	-3.360	-7.847	-3.389	0.016	0.029	-0.046	-0.333
21	20	-5.847	-2.423	-5.881	-2.473	0.034	0.050	-0.034	-0.879
20	18	-17.244	-7.480	-17.293	-7.617	0.049	0.137	-0.100	-0.586
18	107	6.676	1.308	6.657	1.279	0.020	0.028	0.036	0.402
107	17	6.657	1.636	6.652	1.629	0.004	0.006	0.036	0.092
17	16	5.832	1.528	5.813	1.501	0.019	0.027	0.032	0.457
16	15	4.794	1.284	4.787	1.274	0.007	0.010	0.027	0.204
15	13	3.887	1.172	3.881	1.162	0.005	0.010	0.022	0.222
13	105	0.967	-0.170	0.967	-0.170	0.000	0.000	0.005	0.020
105	11	0.066	-0.219	0.066	-0.219	0.000	0.000	0.001	-0.002
11	10	-0.794	-0.451	-0.795	-0.451	0.000	0.001	-0.005	-0.067
10	6	-1.695	-0.420	-1.696	-0.422	0.001	0.002	-0.009	-0.098
102	4	14.805	5.646	14.703	5.358	0.102	0.286	0.083	1.373
4	5	13.732	5.647	13.694	5.538	0.038	0.108	0.079	0.572
5	103	8.620	2.923	8.612	2.909	0.007	0.014	0.049	0.139
103	6	8.612	3.196	8.592	3.160	0.020	0.036	0.049	0.373
18	109	-27.411	-9.613	-27.516	-9.909	0.105	0.295	-0.154	-0.752
109	200	-29.301	-9.605	-29.387	-9.848	0.086	0.242	-0.162	-0.565
20	502	10.897	5.674	10.876	5.629	0.020	0.045	0.065	0.347
502	503	6.604	3.310	6.584	3.280	0.020	0.029	0.040	0.458
503	21	1.567	0.817	1.566	0.816	0.001	0.001	0.009	0.074
21	108	-4.529	-1.721	-4.529	-1.721	0.000	0.000	-0.026	-0.003
108	3	-4.529	-1.138	-4.549	-1.165	0.019	0.028	-0.025	-0.596
3	2	-11.163	-3.917	-11.240	-4.087	0.077	0.170	-0.063	-1.201
2	101	-13.165	-4.407	-13.233	-4.558	0.068	0.151	-0.073	-0.897
12	10121	0.891	0.469	0.889	0.450	0.001	0.019	0.005	1.133
8	1081	1.041	0.557	1.039	0.530	0.002	0.027	0.006	1.354
8	9	1.370	0.868	1.369	0.867	0.001	0.001	0.009	0.056
9	9991	1.352	0.890	1.350	0.857	0.001	0.033	0.009	1.306
10	10101	0.891	0.449	0.889	0.430	0.001	0.019	0.005	1.090
11	10111	0.851	0.498	0.849	0.480	0.001	0.019	0.005	1.185
15	10151	0.891	0.520	0.889	0.500	0.001	0.020	0.006	1.230
16	10161	0.500	0.316	0.500	0.310	0.000	0.007	0.003	0.738
16	10162	0.500	0.316	0.500	0.310	0.000	0.007	0.003	0.738
17	10171	0.811	0.456	0.809	0.440	0.001	0.016	0.005	1.070
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	10131	1.421	0.914	1.419	0.879	0.002	0.034	0.009	1.331
109	19	1.785	1.084	1.785	1.084	0.000	0.000	0.011	0.005
19	1919191	0.870	0.438	0.870	0.427	0.000	0.011	0.005	0.619
1919191	35191	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	0.870	0.427	0.869	0.420	0.000	0.007	0.005	0.389
19	1919192	0.870	0.427	0.870	0.420	0.000	0.007	0.005	0.381
1919192	35192	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919192	10192	0.870	0.420	0.869	0.420	0.000	0.000	0.005	0.022
18	1818181	0.850	0.447	0.850	0.436	0.000	0.011	0.005	0.643
1818181	35181	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818181	10181	0.850	0.436	0.849	0.430	0.000	0.006	0.005	0.391
18	1818182	0.850	0.447	0.850	0.436	0.000	0.011	0.005	0.643
1818182	35182	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818182	10182	0.850	0.436	0.849	0.430	0.000	0.006	0.005	0.391
18	22	1.705	0.946	1.704	0.945	0.001	0.001	0.010	0.053
22	2222221	0.830	0.396	0.830	0.386	0.000	0.010	0.005	0.575
2222221	35221	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	0.830	0.386	0.829	0.380	0.000	0.006	0.005	0.357
22	2222222	0.830	0.386	0.830	0.380	0.000	0.006	0.005	0.355
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	0.830	0.380	0.829	0.380	0.000	0.000	0.005	0.021
20	10201	0.461	0.231	0.460	0.220	0.001	0.012	0.003	1.313
13	106	1.480	0.789	1.480	0.789	0.000	0.000	0.009	0.003

106	14	1.480	0.872	1.480	0.871	0.000	0.000	0.009	0.030
14	1414141	1.462	0.844	1.460	0.809	0.001	0.035	0.009	1.241
503	105031	2.491	1.329	2.488	1.269	0.003	0.060	0.015	1.227
503	105032	2.491	1.329	2.488	1.269	0.003	0.060	0.015	1.227
502	105021	2.123	1.273	2.119	1.199	0.004	0.073	0.013	1.852
502	105022	2.123	1.273	2.119	1.199	0.004	0.073	0.013	1.852
21	2121211	2.020	1.080	2.019	1.055	0.001	0.025	0.012	0.614
2121211	35211	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	2.019	1.055	2.019	1.039	0.001	0.016	0.012	0.391
21	2121212	2.020	1.080	2.019	1.055	0.001	0.025	0.012	0.614
2121212	35212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	2.019	1.055	2.019	1.039	0.001	0.016	0.012	0.391
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	1.460	0.809	1.459	0.790	0.001	0.019	0.009	0.729
9991	1091	1.350	0.857	1.349	0.839	0.001	0.018	0.008	0.763
105	12	0.900	0.392	0.900	0.391	0.000	0.000	0.005	0.033
2	2222	0.940	0.539	0.940	0.530	0.000	0.009	0.006	0.480
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	0.940	0.530	0.939	0.530	0.000	0.000	0.006	0.024
2	2221	0.940	0.552	0.940	0.538	0.001	0.014	0.006	0.778
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	0.940	0.538	0.939	0.530	0.001	0.008	0.006	0.471
3	3331	3.270	1.745	3.269	1.704	0.001	0.041	0.020	0.609
3331	2731	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	3.269	1.704	3.268	1.679	0.001	0.025	0.020	0.386
3	3332	3.270	1.745	3.269	1.704	0.001	0.041	0.020	0.609
3332	2732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	3.269	1.704	3.268	1.679	0.001	0.025	0.020	0.386
501	105011	1.262	0.648	1.259	0.610	0.003	0.039	0.008	1.581
501	105012	1.262	0.648	1.259	0.610	0.003	0.039	0.008	1.581
504	105041	1.982	1.133	1.979	1.069	0.004	0.063	0.012	1.691
504	105042	1.982	1.133	1.979	1.069	0.004	0.063	0.012	1.691
505	105051	1.521	0.816	1.519	0.780	0.002	0.036	0.009	1.229
505	105052	1.521	0.816	1.519	0.780	0.002	0.036	0.009	1.229
7	1071	0.891	0.520	0.889	0.500	0.001	0.020	0.006	1.244
6	6661	0.871	0.521	0.870	0.501	0.001	0.020	0.005	1.210
6661	1061	0.870	0.501	0.869	0.490	0.001	0.011	0.005	0.710
6661	3561	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	6662	0.870	0.509	0.870	0.497	0.000	0.012	0.005	0.746
6662	3562	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6662	1062	0.870	0.497	0.869	0.490	0.000	0.007	0.005	0.444
5	5551	2.500	1.247	2.499	1.224	0.001	0.023	0.015	0.437
5551	1051	2.499	1.224	2.498	1.209	0.001	0.014	0.015	0.278
5551	2751	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	5552	2.500	1.247	2.499	1.224	0.001	0.023	0.015	0.437
5552	1052	2.499	1.224	2.498	1.209	0.001	0.014	0.015	0.278
5552	2752	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	1041	0.961	0.542	0.959	0.520	0.002	0.023	0.006	1.262
1	1011	1.810	0.898	1.809	0.879	0.001	0.019	0.011	0.497
1	1012	1.810	0.898	1.809	0.879	0.001	0.019	0.011	0.497

ДОДАТОК К

Вхідні дані для розрахунку після аварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	121.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	121.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 116

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos
100	Ладжинська ТЕС	110				
200	Дністровська ТЕС	110				
1	Ферментний завод	110				
1011		10	5.170	2.500		
1012		10	5.170	2.500		
2	Тульчин	110				
2221		110				
2222		110				
3521		35				
3522		35				
1021		10	2.700	1.530		
1022		10	2.700	1.530		
3	Рахни тяга	110				
3331		110				
3332		110				
2731		27				
2732		27				
1031		10	9.350	4.790		
1032		10	9.350	4.790		
4	Суворівська	110				
1041		10	2.750	1.480		
5	Вапнярка тяга	110				
5551		110				
5552		110				
2751		27				
2752		27				
1051		10	7.150	3.460		
1052		10	7.150	3.460		
6	Томашпіль	110				
6661		110				
6662		110				
3561		35				
3562		35				
1061		10	2.480	1.400		
1062		10	2.480	1.400		
7	Антонівка	110				
1071		10	2.530	1.430		
8	Борівка	110				
1081		10	2.970	1.520		
9	Моївка	110				
9991		110				
3591		35				
1091		10	3.850	2.390		
10	Гнатків	110				
10101		10	2.530	1.230		
11	Дзигівка	110				
10111		10	2.420	1.370		
12	Радянське	110				
10121		10	2.530	1.300		
13	Ямпіль	110				
10131		10	4.070	2.520		
14	Пороги	110				
1414141		110				
35141		35				
10141		10	4.180	2.260		
15	Михайлівка	110				

10151		10	2.530	1.430
16	Гвонівка	110		
10161		10	1.430	0.890
10162		10	1.430	0.890
17	Коси	110		
10171		10	2.310	1.250
18	Могилів Подільський	110		
1818181		110		
1818182		110		
35181		35		
35182		35		
10181		10	2.420	1.240
10182		10	2.420	1.240
19	Яришів	110		
1919191		110		
1919192		110		
35191		35		
35192		35		
10191		10	2.480	1.200
10192		10	2.480	1.200
20	Конева	110		
10201		10	1.320	0.640
21	Шаргород	110		
2121211		110		
2121212		110		
35211		35		
35212		35		
10211		10	5.780	2.960
10212		10	5.780	2.960
22	Немія	110		
2222221		110		
2222222		110		
35221		35		
35222		35		
10221		10	2.370	1.080
10222		10	2.370	1.080
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
108		110		
109		110		
501	Нова 1	110		
105011		10	3.600	1.740
105012		10	3.600	1.740
502	Нова 2	110		
105021		10	6.050	3.430
105022		10	6.050	3.430
503	Нова 3	110		
105031		10	7.100	3.640
105032		10	7.100	3.640
504	Нова 4	110		
105041		10	5.650	3.050
105042		10	5.650	3.050
505	Нова 5	110		
105051		10	4.350	2.230
105052		10	4.350	2.230

ИНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 117

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
100	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
101	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
102	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
101	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	24.800
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	37.530
102	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	37.460
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	15.700
5	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.000
103	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	13.000
6	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.670
104	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.070
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.700
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.250
6	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.480

10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
105	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.800
105	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.900
13	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.400
13	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.380
106	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.900
15	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.370
16	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
17	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.400
107	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	4.000
18	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
18	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	12.340
20	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
3	108	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	37.450
108	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.250
200	109	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	16.600
109	19	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
109	18	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	22.460
18	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.830
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	11.537
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	11.537
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.075
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.045
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.045
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
5	5551	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5551	2751	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5551	1051	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	5552	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
5552	2752	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
5552	1052	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	0.940
6661	3561	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
6662	3562	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.827
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.670
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.895
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
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.141
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.141
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.141
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
16	10162	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
18	1818181	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
1818181	35181	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818181	10181	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
18	1818182	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060
1818182	35182	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1818182	10182	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.075
1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.090
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
20	10201	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	11.050
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
22	2222221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.060

2222221	35221	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222221	10221	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
22	2222222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.075
2222222	35222	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222222	10222	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
502	503	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.840
21	503	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
501	504	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
504	505	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.220
8	505	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.900
501	105011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.200
501	105012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	9.200
502	105021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141
502	105022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141
503	105031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.298
503	105032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.298
504	105041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.200
504	105042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.200
505	105051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.514
505	105052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	9.514

Результати розрахунку після аварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 год
Час втрат: 2711.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 182.142 МВт / 1009.898 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 170.150 МВт / 935.825 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 10.603 МВт / 66.002 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 10.603 МВт / 66.002 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.798 МВт / 4.391 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.591 МВт / 3.681 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.390 МВт / 8.071 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 11.992 МВт / 74.073 млн.кВт*г (7.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладижинська ТЕС	-107.154	-68.550	121.000	0.00
200	Дністровська ГЕС	-74.926	-40.519	121.000	0.00
1	Ферментний завод	0.000	0.000	120.607	-0.14
1011		5.170	2.500	10.342	-1.26
1012		5.170	2.500	10.342	-1.26
2	Тульчин	0.000	0.000	117.678	-1.19
2221		0.000	0.000	109.002	-2.77
2222		0.000	0.000	108.280	-2.20
3521		0.000	0.000	36.492	-2.77
3522		0.000	0.000	36.250	-2.20
1021		2.700	1.530	10.299	-3.82
1022		2.700	1.530	10.350	-2.18
3	Рахни тяга	0.000	0.000	113.815	-2.62
3331		0.000	0.000	107.333	-4.06
3332		0.000	0.000	107.333	-4.06
2731		0.000	0.000	25.665	-4.06
2732		0.000	0.000	25.665	-4.06
1031		9.350	4.790	10.165	-5.05
1032		9.350	4.790	10.165	-5.05
4	Суворівська	0.000	0.000	113.483	-2.68
1041		2.750	1.480	10.369	-5.37
5	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.662	-3.78
5551		0.000	0.000	109.452	-4.94
5552		0.000	0.000	109.452	-4.94
2751		0.000	0.000	26.172	-4.94
2752		0.000	0.000	26.172	-4.94
1051		7.150	3.460	10.397	-5.67

1052		7.150	3.460	10.397	-5.67
6	Томашпіль	0.000	0.000	107.645	-4.59
6661		0.000	0.000	110.722	-7.40
6662		0.000	0.000	110.480	-6.34
3561		0.000	0.000	37.068	-7.40
3562		0.000	0.000	36.987	-6.34
1061		2.480	1.400	10.406	-8.89
1062		2.480	1.400	10.453	-7.27
7	Антонівка	0.000	0.000	103.544	-5.54
1071		2.530	1.430	10.164	-8.52
8	Борівка	0.000	0.000	100.948	-6.17
1081		2.970	1.520	10.013	-9.88
9	Моївка	0.000	0.000	100.771	-6.20
9991		0.000	0.000	108.011	-9.35
3591		0.000	0.000	36.160	-9.35
1091		3.850	2.390	10.131	-10.89
10	Гнатків	0.000	0.000	107.990	-4.46
10101		2.530	1.230	10.347	-7.19
11	Дзигівка	0.000	0.000	108.550	-4.25
10111		2.420	1.370	10.377	-6.82
12	Радянське	0.000	0.000	108.565	-4.23
10121		2.530	1.300	10.391	-6.93
13	Ямпіль	0.000	0.000	109.200	-4.02
10131		4.070	2.520	10.400	-6.74
14	Пороги	0.000	0.000	109.105	-4.04
1414141		0.000	0.000	110.466	-6.95
35141		0.000	0.000	36.982	-6.95
10141		4.180	2.260	10.378	-8.54
15	Михайлівка	0.000	0.000	110.633	-3.49
10151		2.530	1.430	10.413	-6.08
16	Івонівка	0.000	0.000	111.847	-3.14
10161		1.430	0.890	10.351	-4.55
10162		1.430	0.890	10.351	-4.55
17	Коси	0.000	0.000	114.394	-2.44
10171		2.310	1.250	10.358	-4.64
18	Могилів Подільський	0.000	0.000	117.156	-1.69
1818181		0.000	0.000	108.883	-3.12
1818182		0.000	0.000	108.883	-3.12
35181		0.000	0.000	36.452	-3.12
35182		0.000	0.000	36.452	-3.12
10181		2.420	1.240	10.311	-4.06
10182		2.420	1.240	10.311	-4.06
19	Яришів	0.000	0.000	119.297	-0.74
1919191		0.000	0.000	109.427	-2.16
1919192		0.000	0.000	108.535	-1.64
35191		0.000	0.000	36.634	-2.16
35192		0.000	0.000	36.336	-1.64
10191		2.480	1.200	10.366	-3.12
10192		2.480	1.200	10.375	-1.63
20	Конева	0.000	0.000	116.124	-2.12
10201		1.320	0.640	10.190	-4.94
21	Шаргород	0.000	0.000	111.821	-3.12
2121211		0.000	0.000	110.152	-4.59
2121212		0.000	0.000	110.152	-4.59
35211		0.000	0.000	36.877	-4.59
35212		0.000	0.000	36.877	-4.59
10211		5.780	2.960	10.438	-5.52
10212		5.780	2.960	10.438	-5.52
22	Немія	0.000	0.000	117.023	-1.72
2222221		0.000	0.000	108.953	-3.13
2222222		0.000	0.000	108.007	-2.62
35221		0.000	0.000	36.476	-3.13
35222		0.000	0.000	36.159	-2.62
10221		2.370	1.080	10.330	-4.05
10222		2.370	1.080	10.325	-2.60
101		0.000	0.000	120.660	-0.13
102		0.000	0.000	120.592	-0.14
103		0.000	0.000	109.826	-4.00
104		0.000	0.000	103.556	-5.54
105		0.000	0.000	108.666	-4.21
106		0.000	0.000	109.192	-4.02
107		0.000	0.000	114.886	-2.30
108		0.000	0.000	111.832	-3.11
109		0.000	0.000	119.310	-0.74
501	Нова 1	0.000	0.000	98.068	-6.90
105011		3.600	1.740	10.112	-11.73
105012		3.600	1.740	10.112	-11.73
502	Нова 2	0.000	0.000	109.601	-3.61
105021		6.050	3.430	10.286	-7.69
105022		6.050	3.430	10.286	-7.69
503	Нова 3	0.000	0.000	110.531	-3.41
105031		7.100	3.640	10.405	-6.32

3332	2732	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	9.352	4.997	9.344	4.787	0.008	0.209	0.057	1.200
21	2121211	5.787	3.276	5.782	3.080	0.005	0.196	0.034	1.857
2121211	35211	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	5.782	3.080	5.776	2.958	0.005	0.121	0.034	1.178
21	2121212	5.787	3.276	5.782	3.080	0.005	0.196	0.034	1.857
2121212	35212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	5.782	3.080	5.776	2.958	0.005	0.121	0.034	1.178
21	503	26.766	16.478	26.540	16.152	0.225	0.325	0.162	1.321
503	502	12.264	8.122	12.188	8.012	0.075	0.109	0.077	0.951
502	105021	6.080	4.045	6.046	3.428	0.034	0.614	0.038	6.010
502	105022	6.080	4.045	6.046	3.428	0.034	0.614	0.038	6.010
503	105031	7.120	4.119	7.096	3.638	0.024	0.479	0.043	3.836
503	105032	7.120	4.119	7.096	3.638	0.024	0.479	0.043	3.836
20	10201	1.326	0.726	1.319	0.640	0.007	0.086	0.008	3.868
18	22	4.801	2.520	4.797	2.515	0.004	0.006	0.027	0.135
22	2222221	2.374	1.201	2.372	1.127	0.003	0.073	0.013	1.652
2222221	35221	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	2.372	1.127	2.369	1.079	0.003	0.048	0.014	1.065
22	2222222	2.371	1.125	2.370	1.079	0.001	0.046	0.013	0.984
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	2.370	1.079	2.369	1.079	0.002	0.000	0.014	0.058
505	105051	4.367	2.590	4.347	2.229	0.020	0.360	0.029	4.596
505	105052	4.367	2.590	4.347	2.229	0.020	0.360	0.029	4.596
109	19	5.020	2.842	5.019	2.841	0.000	0.001	0.028	0.013
19	1919191	2.485	1.332	2.482	1.253	0.003	0.079	0.014	1.736
1919191	35191	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	2.482	1.253	2.478	1.199	0.003	0.053	0.015	1.134
19	1919192	2.482	1.249	2.480	1.199	0.001	0.049	0.013	1.033
1919192	35192	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1919192	10192	2.480	1.199	2.478	1.199	0.002	0.000	0.015	0.061
18	1818181	2.425	1.372	2.422	1.292	0.003	0.080	0.014	1.860
1818181	35181	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818181	10181	2.422	1.292	2.418	1.239	0.003	0.052	0.015	1.194
18	1818182	2.425	1.372	2.422	1.292	0.003	0.080	0.014	1.860
1818182	10182	2.422	1.292	2.418	1.239	0.003	0.052	0.015	1.194
1818182	35182	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
105	12	2.551	1.383	2.549	1.380	0.002	0.002	0.015	0.104
12	10121	2.539	1.460	2.528	1.299	0.011	0.160	0.016	3.666
10	10101	2.539	1.388	2.528	1.229	0.010	0.158	0.015	3.558
5	5551	7.154	3.758	7.150	3.573	0.004	0.184	0.042	1.377
5551	1051	7.150	3.573	7.146	3.458	0.004	0.114	0.042	0.872
5551	2751	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	5552	7.154	3.758	7.150	3.573	0.004	0.184	0.042	1.377
5552	1052	7.150	3.573	7.146	3.458	0.004	0.114	0.042	0.872
5552	2752	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	1041	2.760	1.657	2.748	1.479	0.012	0.177	0.016	3.814
1	1011	5.173	2.627	5.167	2.498	0.006	0.128	0.028	1.325
1	1012	5.173	2.627	5.167	2.498	0.006	0.128	0.028	1.325
