

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ЗАЗЕМЛЮЮЧИХ ПРИСТРОЇВ ОПОР ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

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

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, рогові 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.

РОЗРАХУНОК ПРОГНОЗУ НАВАНТАЖЕНЬ

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

Назва вузла	n вузла	P _н , МВт	Q _н , МВАр	S _н , МВА	P _н прог., МВт	Q _н прог., МВАр	S _н прог., МВА	n _{тр}	S _{номтр} , МВА	K _{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

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

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

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

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМУ ВХІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2

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 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.

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.

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі максимального графу (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).

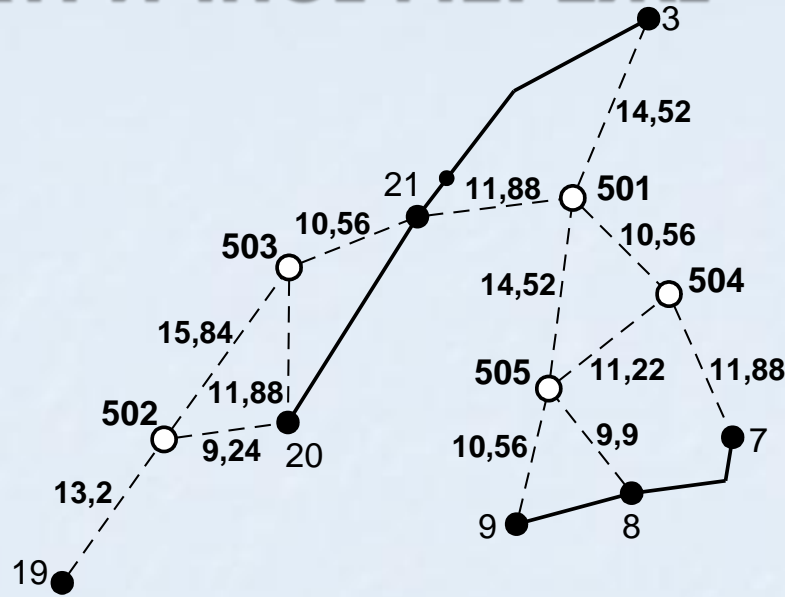


Рисунок 3.1 – Максимальний граф електричної мережі

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

$$l = 1.1 \cdot m_f \cdot L.$$

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

Вибираємо з приведених контурів найкращі за найменшими затратами. При цьому порівнюємо графи, отримані від різних джерел живлення. Таким чином отримуємо граф, який зображений на рисунку 3.2.

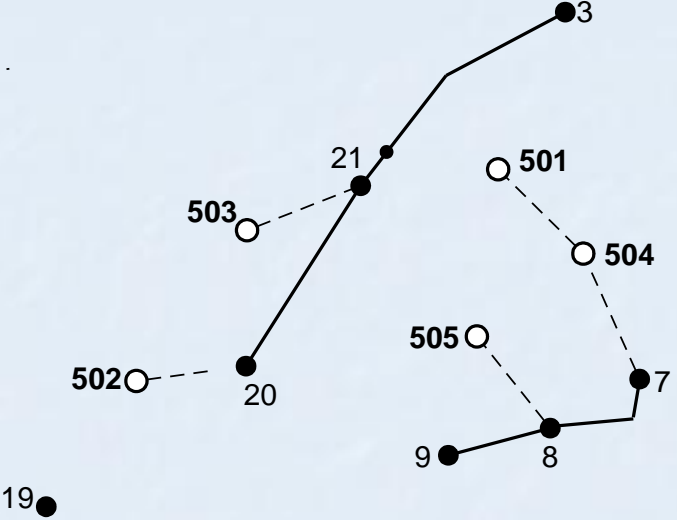


Рисунок 3.2 – Отриманий граф електричної мережі

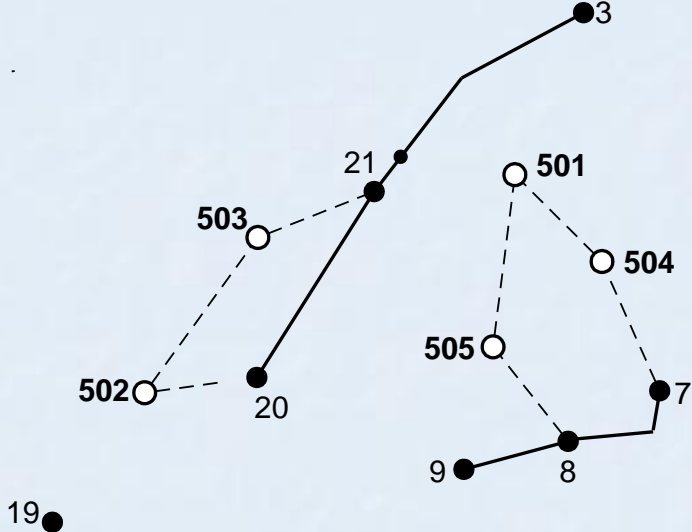


Рисунок 3.3 – Оптимальна схема електричної мережі за методом поконтурної оптимізації

Отже, за підрахунками сумарних витрат на спорудження, оптимальним виявився варіант, визначений за методом динамічного програмування .

Характеристика оптимального варіанта:

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

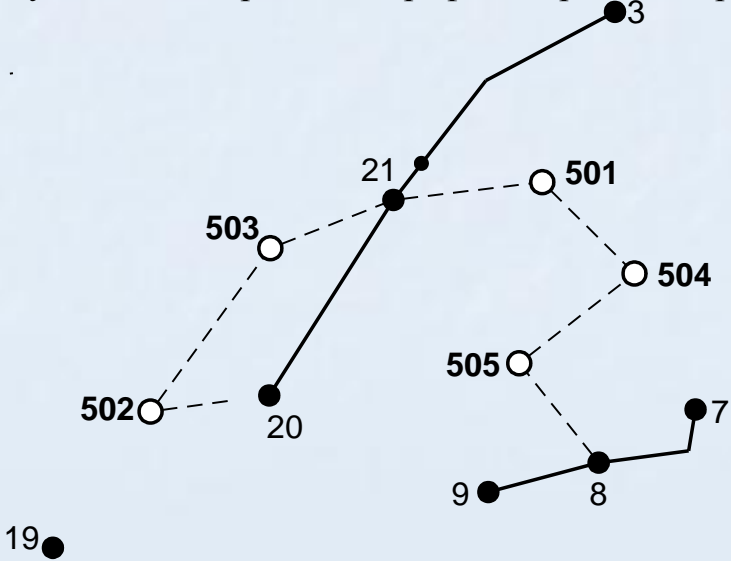


Рисунок 3.5 – Оптимальна схема електричної мережі за методом динамічного програмування

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Вибір трансформаторів здійснюється за наступною формулою:

$$S_{\tau} \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1}$$

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:

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

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном 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

СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

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 (рисунк 5.1).

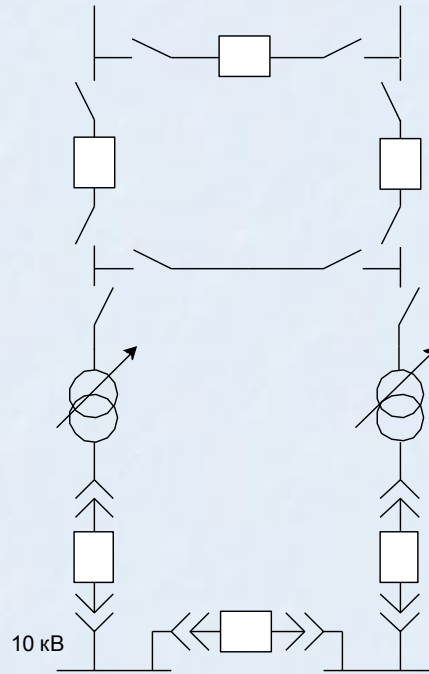


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузла 501

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

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ

9

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 к.к. 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	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	φ _{аза} , град
100	Ладизинська ГЕС	-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
10192		2.480	1.200	10.272	-1.90
20	Конєва	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

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.

Електрична мережа після розвитку характеризується низькими втратами потужності 8.574 МВт або 5.3% від потужності генерації.

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

12.4 Розрахунок захисного заземлення ВРУ-110 кВ

Заземлюючий пристрій електростанції улаштовується з урахуванням наявності на території електростанції.

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

По таблиці 12.1 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{1s} = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), в якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2п} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). ВРУ знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 12.2 $h_c = 2 \text{ м}$.

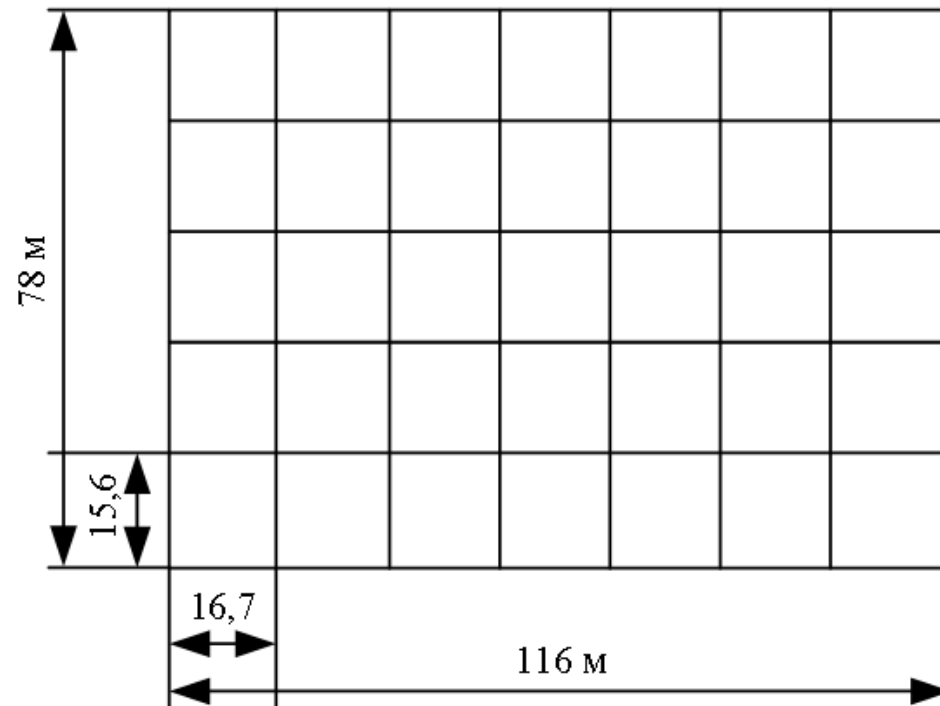


Рисунок 12.1. Схема заземлення ВРУ 110 кВ.

Встановлення блискаковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ

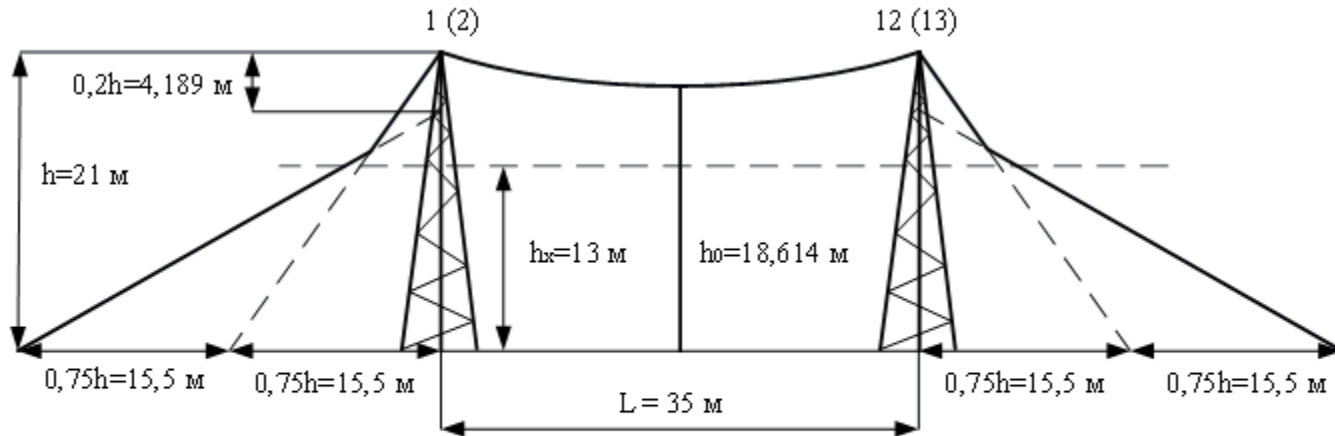


Рисунок 12.3 – Зони захисту блискаковідводами, вид збоку

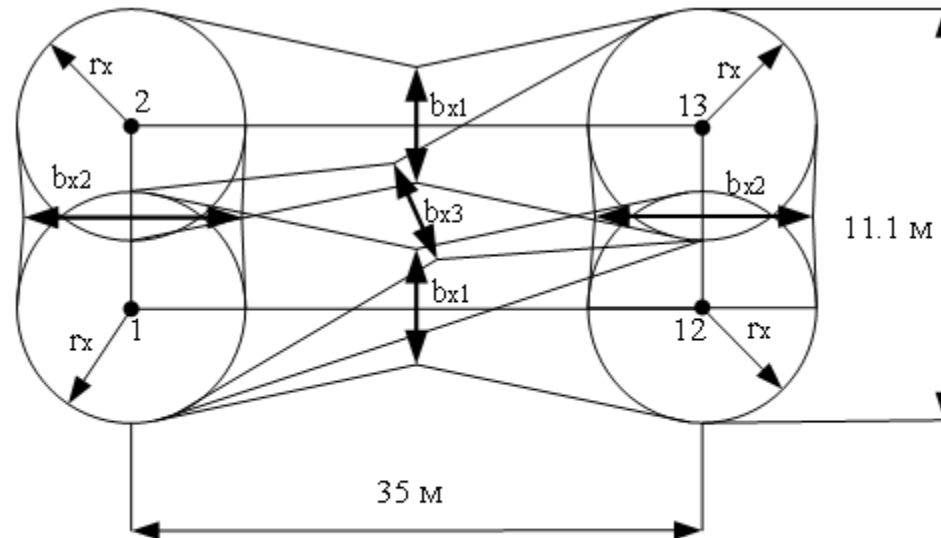


Рисунок 12.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискаковідводами, вид зверху

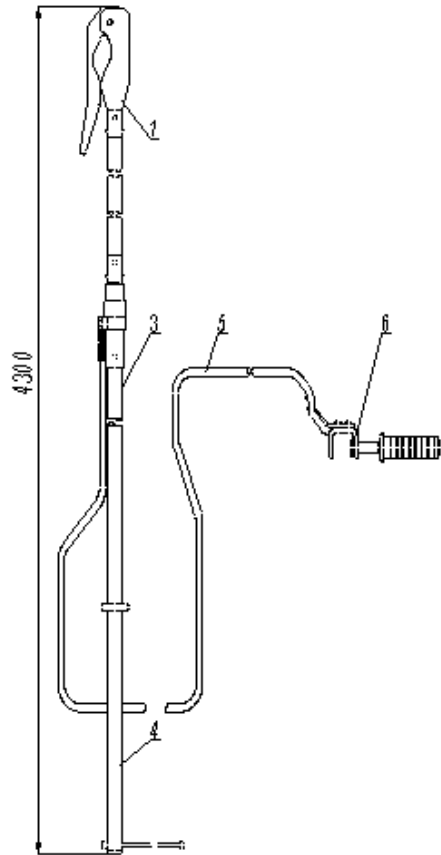


Рисунок 10.1 – Переносне заземлення ЗШПП 330

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

Показаний ескіз розробленого переносного заземлення ЗШПП 330. Переносне заземлення у процесі експлуатації може приєднуватись 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

ВИСНОВКИ.

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).

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 секціонованими і обхідними 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.

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.

Дякую за увагу

Доповідь закінчена