Розвиток електричної мережі напругою 110 кВ Шаргородського району

Студентка групи ЕСМ-14сп

Лановик Катерина Андріївна

Кафедра ЕСС

Керівник –к.т.н., проф.
Свиридов М.П.

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]:

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

де a', b' – числові коефіцієнти;

T – період прогнозу.

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

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМУ ВХІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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).

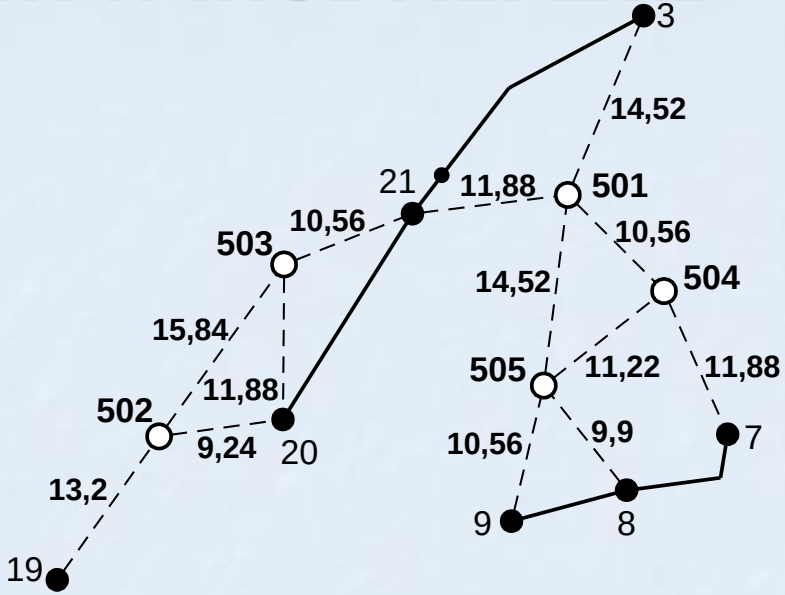

Рисунок 3.1 – Максимальний граф електричної мережі

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

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

Для лінії **3-501** довжина лінії складе:

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

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

Повна та реактивна потужність нових споживачів складає:

$S_{501} = P_{501}/\cos\varphi = 7.2/0.9 = 8.0$ (МВА);
$S_{502} = 12.1/0.87 = 13.91$ (МВА);
$S_{503} = 14.2/0.89 = 15.96$ (МВА);
$S_{504} = 11.3/0.88 = 12.84$ (МВА);
$S_{505} = 8.7/0.89 = 9.78$ (МВА);

$$Q_{501} = \sqrt{S_{501}^2 - P_{501}^2} = \sqrt{8.0^2 - 7.2^2} = 3.49\ (\text{МВАр});$$
$$Q_{502} = \sqrt{13.91^2 - 12.1^2} = 6.86\ (\text{МВАр});$$
$$Q_{503} = \sqrt{15.96^2 - 14.2^2} = 7.27\ (\text{МВАр});$$
$$Q_{504} = \sqrt{12.84^2 - 11.3^2} = 6.1\ (\text{МВАр});$$
$$Q_{505} = \sqrt{9.78^2 - 8.7^2} = 4.46\ (\text{МВАр}).$$

В загальному випадку залежності затрат на побудову повітряних ЛЕП $З_i = f(P_i)$ нелінійні. При цьому для кожної і-ЛЕП приведені затрати будуть записані [6]:

$$З_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i$$

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

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

Порахувавши приведені затрати в лініях, вирішуємо, що оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ЛЕП, де відсутня вітка 501-505.

$$З_1 = 40.79 + 41.01 + 81.23 = 163.03;$$
$$З_2 = 27.81 + 28.14 + 52.58 = 108.53;$$
$$З_3 = 38.45 + 38.69 + 37.12 = 114.26;$$
$$З_4 = 67.69 + 64.27 + 33.0 = 164.95.$$

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.

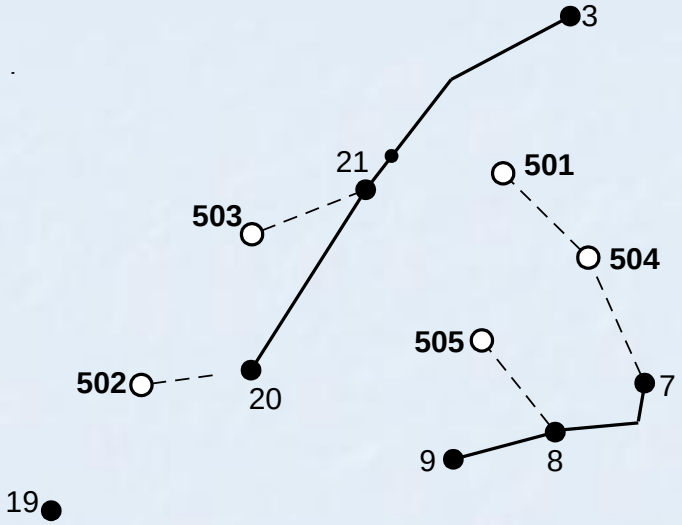

Рисунок 3.2 – Отриманий граф електричної мережі

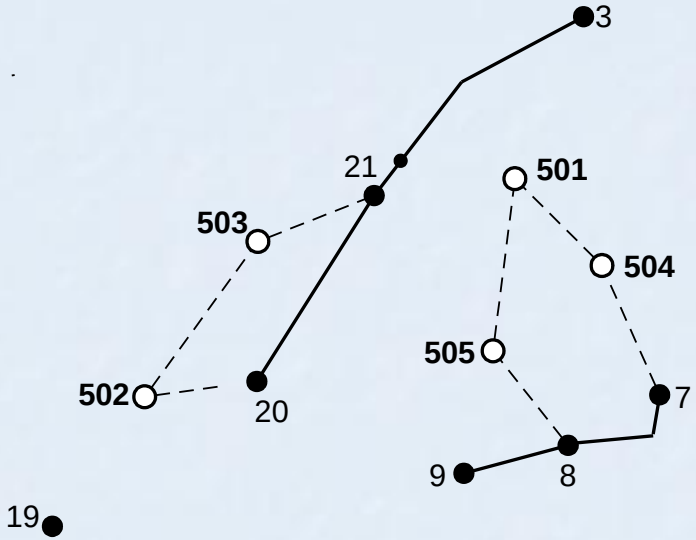

Рисунок 3.3 – Оптимальна схема електричної мережі за методом поконтурної оптимізації

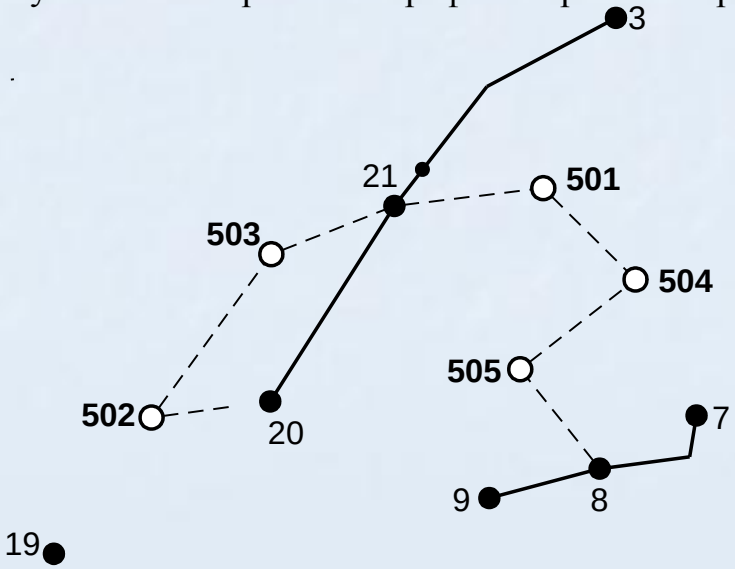

Рисунок 3.5 – Оптимальна схема електричної мережі за методом динамічного програмування

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.

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Вибір трансформаторів здійснюється за наступною формулою:

$$S_т \geq \frac{S_{нав}}{n_m \cdot k_1}$$

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:

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

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_k	ΔPk	ΔPx	I_x	R	X	ΔQx
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
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 (рисунок 5.1).

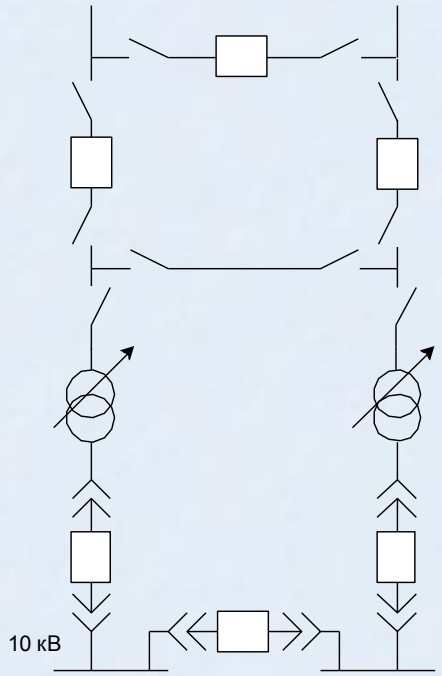

Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузла 501

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

ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ ДЛЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ

Баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{ном}$ записуємо так:

$$P_Г = K_0 \cdot \sum_{i=1}^{K} P_{нi} + \Delta P_м,$$

де $P_Г$ – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

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

$\Delta P_м = 0{,}05 \cdot \sum_{i=1}^{K} P_{нi}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах (приймається, що вони складають 5% від $\sum_{i=1}^{K} P_{нi}$

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

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_Г + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{K} Q_{Cij} + \sum_{i=1}^{K} Q_{КПi} = 0{,}95 \cdot \sum_{i=1}^{K} Q_{нi} + \sum_{i=1}^{K} \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{K} Q_{ЛЕПij}$$

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру. Приклад представлено для контуру 20-502-503-21:

$$P_Г = 0{,}9 \cdot \sum_{i=1}^{K} P_{нi} + 0{,}05 \sum_{i=1}^{K} P_{нi} = 0{,}95 \sum_{i=1}^{K} P_{нi} = 0.95 \cdot (12.1 + 14.2) = 24.99 \text{ (МВт)}.$$

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

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ

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	ɸаза, град
100	Ладижинська ТЕС	-92.719	-53.673	115.500	0.00
200	Дністровська ГЕС	-85.929	-50.817	115.500	0.00
1	ɸерментний 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	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

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

Дякую за увагу

Доповідь закінчена