

Розвиток Хмільниківських електричних мереж напругою 35 кВ

СТУДЕНТ ГРУПИ ЕСМ-14СП

Лановик Євгеній Володимирович

**КЕРІВНИК –К.Т.Н., ПРОФ.
СВИРИДОВ М.П.**

РОЗРАХУНОК ПРОГНОЗУ НАВАНТАЖЕНЬ

1

Таблиця 1.1 – Вихідні дані та результати прогнозування навантаження для вузлів існуючої мережі

Назва вузла	$n_{\text{вузла}}$	P_n , МВт	Q_n , МВАр	S_n , МВА	$P_{\text{нпрог}}$, МВт	$Q_{\text{нпрог}}$, МВАр	$S_{\text{нпрог}}$, МВА	$n_{\text{тр}}$	$S_{\text{номтр}}$, МВА	$K_{\text{перев}}$
Агрономічне	1	2,8	1,59	3,22	3,08	1,75	3,54	1	6,3	0,56
Петрик	2	3,2	1,55	3,56	3,52	1,70	3,91	1	6,3	0,62
Літин	3	4,7	2,54	5,34	5,17	2,79	5,88	2	6,3	0,93
Кожухів	4	3	1,45	3,33	3,30	1,60	3,67	1	6,3	0,58
Курортна	5	4,1	2,10	4,61	4,51	2,31	5,07	1	10	0,51
Хмільник	6	1,8	1,02	6,21	1,98	1,12	2,28	1	16	0,14
Уланів	7	2,7	1,46	3,07	2,97	1,60	3,38	1	6,3	0,54
Вишенька	8	3,1	1,50	3,44	3,41	1,65	3,79	1	6,3	0,60
Юрівка	9	2,4	1,42	2,79	2,64	1,57	3,07	1	6,3	0,49
Козятин тяга	10	12,2	6,91	14,02	13,42	7,61	15,43	2	40	0,39
Глухівці	11	3,7	2,00	4,20	4,07	2,20	4,63	1	10	0,46
Завод Прогрес	12	5,1	2,47	5,67	5,61	2,72	6,23	1	16	0,39
Сигнал	13	6,4	3,63	7,36	7,04	3,99	8,09	2	16	0,51
Сосонка тяга	14	7,2	3,89	8,18	7,92	4,27	9,00	2	25	0,36
Калинівка	15	5,6	2,71	6,22	6,16	2,98	6,84	2	16	0,43
Турбів	16	4,3	2,44	4,94	4,73	2,68	5,44	2	10	0,54
Кривошії	301	1,1	0,62	1,26	1,21	0,69	1,39	1	2,5	0,56
Люлинці	302	2,4	1,30	2,73	2,64	1,42	3,00	2	4	0,75
Радівка	303	1,6	0,77	1,78	1,76	0,85	1,96	2	2,5	0,78
Корделівка	304	2	1,02	2,25	2,20	1,13	2,47	1	4	0,62
Писарівка	305	1,2	0,65	1,36	1,32	0,71	1,50	1	2,5	0,60
Іванів	306	2,1	1,19	2,41	2,31	1,31	2,66	2	4	0,66
Уладівка	307	2,3	1,11	2,56	2,53	1,23	2,81	2	4	0,70
Брусленів	308	0,6	0,36	0,70	0,66	0,39	0,77	1	1,6	0,48
Міз. Хутора	309	1,2	0,58	1,33	1,32	0,64	1,47	1	2,5	0,59
Лаврівка	310	1,3	0,74	1,49	1,43	0,81	1,64	2	1,6	1,03
Гушенці	311	1	0,54	1,14	1,10	0,59	1,25	2	1,6	0,78
Торчин	312	1,3	0,67	1,46	1,43	0,73	1,61	1	2,5	0,64

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

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

де a' , b' – числові

коефіцієнти;

T – період прогнозу.

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

$$P'_{\text{max}} = 1.72 \cdot 15 + 84.13 = 110 \text{ \%}.$$

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
35	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	–	5,2	7,6	11,0	–	–
35	Дво-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	3,5	4,9	9,0	10,0	–	–

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має потенціал для подальшого розвитку, оскільки характеризується малими втратами потужності (3.149 МВт або 3.4%) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в лініях 100-201, 201-1 та 202-2 не відповідають допустимим значенням економічної потужності для даних перерізів проводів.

Тому було прийнято рішення збільшити перерізи в лініях таким чином:

лінія 100-201 з АС 95 на АС 150

лінія 201-1 з АС 120 на АС 150;

лінія 202-2 з АС 95 на АС 120.

Вузли живлення мають такі схеми РП:

6 (Хмільник 35) – секціоновані шини;

301 (Кривошії) – секціоновані шини без вимикачів на трансформатори;

302 (Люлинці) – шини з вимикачами на трансформатори;

305 (Писарівка) – секціоновані шини з вимикачами на трансформатори;

312 (Торчин) – блок лінія-трансформатор без вимикачів на трансформатори.

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

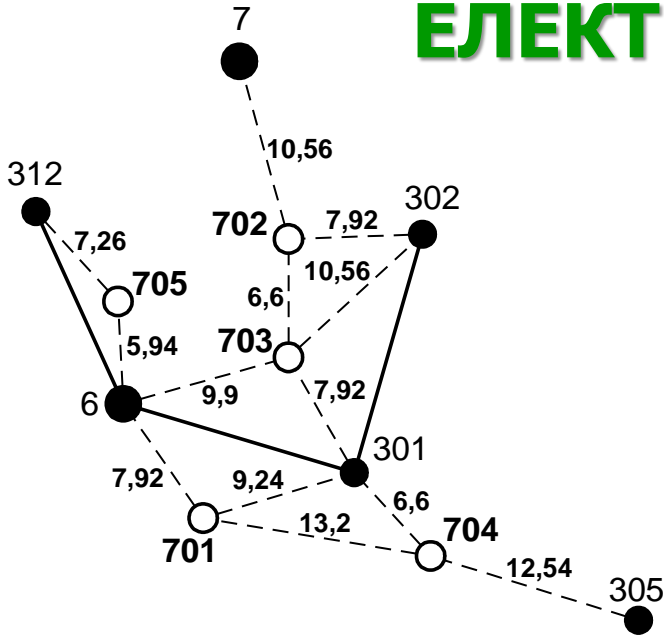


Рисунок 3.1 – Часткова схема електричної мережі

Визначимо довжини можливих ділянок мережі за формулою :

$$l = 1.1 \cdot m_1 \cdot L,$$

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 6-701 довжина лінії складе:

$$L_{6-701} = 1.1 \cdot 6.0 \cdot 1.2 = 7.92 \text{ (км)}.$$

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

Таблиця 3.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	6-701	301-701	302-702	6-703	301-703	302-703	301-704	305-704	6-705	312-705	
Довжина, см	1,2	1,4	1,2	1,5	1,2	1,6	1,0	1,9	0,9	1,1	
Довжина, км	7,92	9,24	7,92	9,9	7,92	10,56	6,6	12,54	5,94	7,26	
Ділянка	701-704	702-703									
Довжина, см	2,0	1,0									
Довжина, км	13,2	6,6									

Для прикладу визначимо повну та реактивну потужність для одного з варіантів.

$$S_{701} = P_{701} / \cos \varphi = 1.4 / 0.86 = 1.63 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{701} = \sqrt{S_{701}^2 - P_{701}^2} = \sqrt{1.63^2 - 1.4^2} = 0.83 \text{ (МВАр)};$$

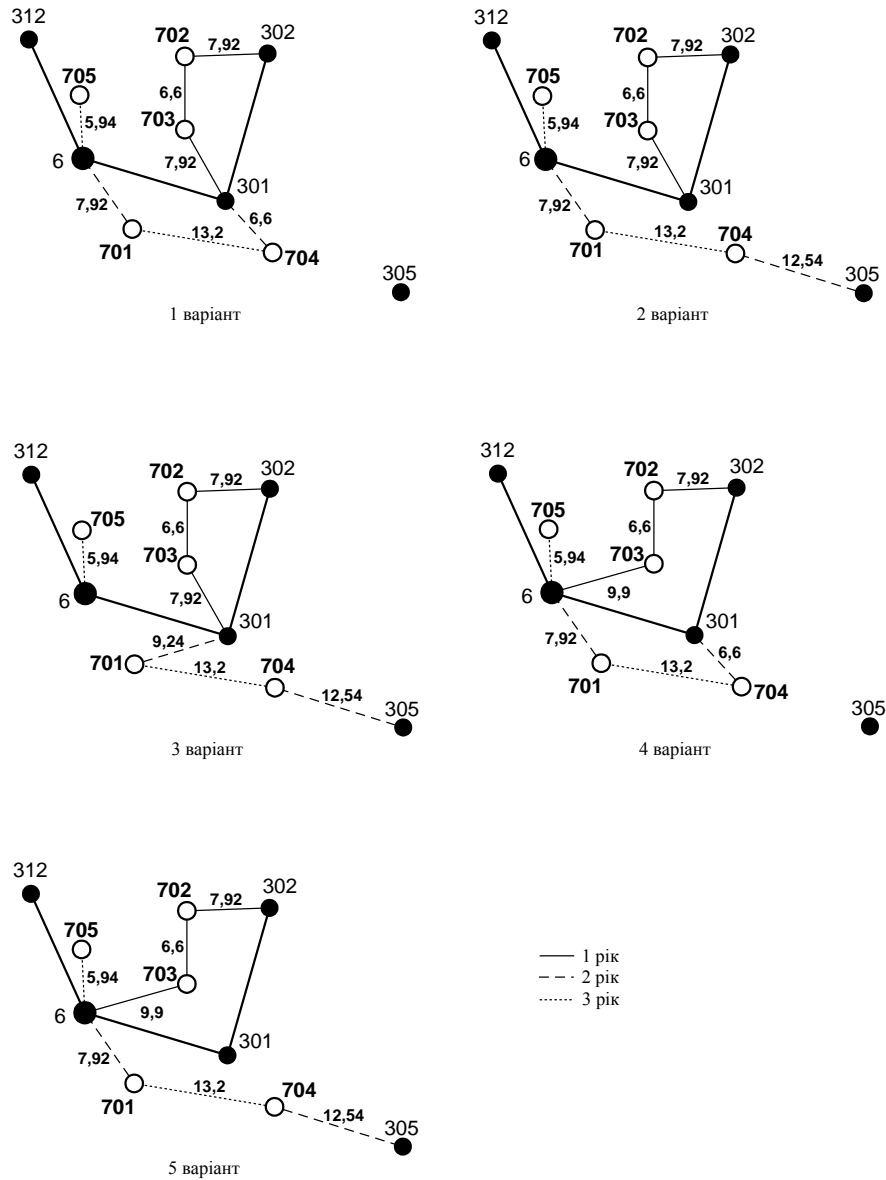


Рисунок 4.1 – Варіанти розвитку електричної системи

Підраховуємо сумарні витрати на спорудження, для того щоб визначити оптимальний варіант електричної мережі.

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 35 кВ (тис.у.о/км) беремо з довідника.
Для ділянки 301-703:

$$K_{301-703} = 12.2 \cdot 7.92 = 96.62 \text{ (тис. у.о).}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (3.4):

$$\Delta B_{301-703} = 0.0594 \cdot 96.62 + 3979 \cdot 8.75 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{2.77}{35}\right)^2 \cdot 0.306 \cdot 7.92 = 11.03 \text{ (тис. у.о).}$$

Після розрахунку сумарних витрат першого, другого та третього року розраховуємо остаточні витрати:

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

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.

Остаточні витрати будуть такими:

$$Z = 60.05 + 38.42 + 39.05 = 137.52 \text{ (тис.у.о).}$$

Розрахунок витрат для інших варіантів розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	К _{шт} тис.у.о/км	К	ΔU	З	Сумарні витрати 1-го року 31	Сумарні витрати 2-го року 32	Сумарні витрати 3-го року 33	Сумарні витрати за 3 роки 3	тис. у.о																	
												1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11							
1	1	301-703	7,92	12,2	96,62	11,03	22,63	60,05	38,42	39,05	137,52	1	702-703	6,6	12,2	80,52	4,79	14,45	1	302-702	7,92	12,2	96,62	11,38	22,97				
	2	6-701	7,92	12,2	96,62	7,56	19,16					2	301-704	6,6	12,2	80,52	12,67	22,34											
	3	701-704	13,2	12,2	161,04	9,77	29,09					3	6-705	5,94	12,2	72,47	7,76	16,45											
	1	301-703	7,92	12,2	96,62	11,03	22,63					60,05	57,03	39,86	156,94	1	702-703	6,6	12,2	80,52	4,79	14,45	1	302-702	7,92	12,2	96,62	11,38	22,97
	2	6-701	7,92	12,2	96,62	7,56	19,16									2	305-704	12,54	12,2	152,99	24,08	42,44							
	3	701-704	13,2	12,2	161,04	10,71	30,04									3	6-705	5,94	12,2	72,47	7,76	16,45							
	1	301-703	7,92	12,2	96,62	11,03	22,63									60,05	59,99	39,67	159,72	1	702-703	6,6	12,2	80,52	4,79	14,45	1	302-702	7,92
2	301-701	9,24	12,2	112,73	8,82	22,35	2	305-704	12,54	12,2	152,99									24,08	42,44								
3	701-704	13,2	12,2	161,04	10,50	29,82	3	6-705	5,94	12,2	72,47									7,76	16,45								
1	6-703	9,9	12,2	120,78	12,76	27,26	65,60	57,03	39,86	162,49	1									702-703	6,6	12,2	80,52	4,79	14,45	1	302-702	7,92	12,2
2	6-701	7,92	12,2	96,62	7,56	19,16					2	301-704	6,6	12,2	80,52					12,67	22,34								
3	701-704	13,2	12,2	161,04	9,77	29,09					3	6-705	5,94	12,2	72,47					7,76	16,45								
1	6-703	9,9	12,2	120,78	12,76	27,26					65,60	57,03	39,86	162,49	1					702-703	6,6	12,2	80,52	4,79	14,45	1	302-702	7,92	12,2
2	6-701	7,92	12,2	96,62	7,56	19,16									2	305-704	12,54	12,2	152,99	24,08	42,44								
3	701-704	13,2	12,2	161,04	10,71	30,04									3	6-705	5,94	12,2	72,47	7,76	16,45								
1	6-703	9,9	12,2	120,78	12,76	27,26									65,60	57,03	39,86	162,49	1	702-703	6,6	12,2	80,52	4,79	14,45	1	302-702	7,92	12,2
2	6-701	7,92	12,2	96,62	7,56	19,16	2	305-704	12,54	12,2									152,99	24,08	42,44								
3	701-704	13,2	12,2	161,04	10,71	30,04	3	6-705	5,94	12,2									72,47	7,76	16,45								

З аналізу таблиці 6.1 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 є оптимальним.

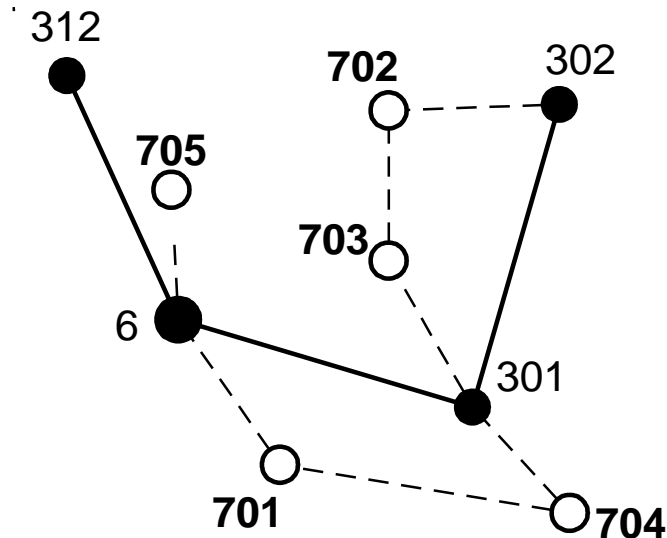


Рисунок 7.1 – Оптимальна схема електричної мережі

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 35 кВ.
2. Використані перерізи проводів – АС 95/16.
3. Всі опори залізобетонні, лінії одноланцюгові.

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Вибір трансформаторів здійснюється за наступною формулою:

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

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

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

Для 701-го вузла згідно маємо:

$$S_T \geq \frac{1.63}{2 \cdot 0.7} = 1.16 \text{ (МВА).}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 1.6 МВА.

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.

8.1. Таблица 8.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
701	ТМН-1600/35	1,6	±6×1,5%	35	6,3;11	6,5	23,5	5,1	1,1	11,2	49,2	17,6
702	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3;11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5
703	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3;11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5
704	ТМН-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3;11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23,0	40,0
705	ТМН-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3;11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23,0	40,0

СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Оскільки на підстанції 701 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 9.1).

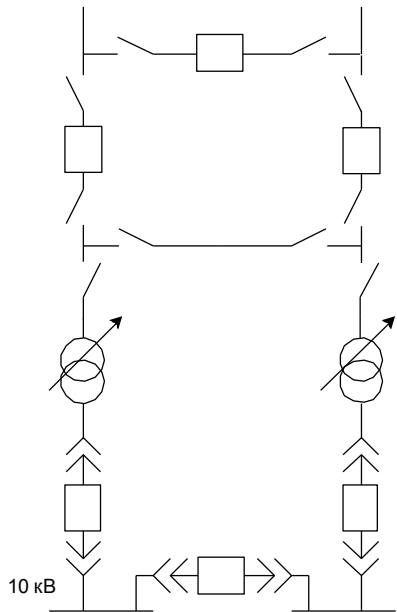


Рисунок 9.1 – Схема розподільчого пристрою вузла 701



Рисунок 9.2 – Схема розподільчого пристрою вузла 705

Для інших вузлів 702, 703 та 704 пропонуємо таку ж саму схему.

Для вузла 705 пропонуємо схему блок (лінія – трансформатор) із вимикачем в ланцюгу трансформатора (рисунок 9.2).

ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ ДЛЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni}$ – 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;

$\sum_{i=1}^K Q_{KPi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності (компенсуючих пристроїв – КП);

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

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру:

для контуру 6-701-704-301:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,95 \cdot (1,4 + 3,3) = 4,47 \text{ (МВт)};$$

для контуру 301-703-702-302:

$$P_{\Gamma} = 0,95 \cdot (2,7 + 2,4) = 4,85 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для контуру 6-701-704-301:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 4,47 \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 4,47 \cdot 0,62 = 2,77 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot (0,83 + 1,69) + 0,1 \cdot (1,63 + 3,71) - 2,77 = 0,16 \text{ (МВАр)};$$

Для контуру 301-703-702-302:

$$Q_{\Gamma} = 4,85 \cdot 0,62 = 3,0 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot (1,23 + 1,16) + 0,1 \cdot (2,97 + 2,67) - 3,0 = -0,17 \text{ (МВАр)}.$$

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла: 100 Ун: 115.50 фаза: 0.00
 Nвузла: 300 Ун: 115.50 фаза: 0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-стьвузлів: 124

N вузла	Назва	U, кВ	Rнав, МВт	Qнав, МВАр	Wв, МВтгод
100	Вінницький енерговузол	110			
200	ВП ПС-750	110			
300	Козятин	110			
201		110			
202		110			
203		110			
204		110			
205		110			
206		110			
207		110			
208		110			
209		110			
210		110			
211		110			
1	Агрономічне	110			
1011		10	3.080	1.750	
3532		35			
1031		10	2.590	1.400	
1032		10	2.590	1.400	
4	Кожувів	110			
1041		10	3.300	1.600	
5	Курортна	110			
1051		10	4.510	2.310	
6	Хмільник	110			
6661		110			
3561		35			
1061		10	1.980	1.020	
7	Уланів	110			
1071		10	2.970	1.600	
8	Вишенька	110			
1081		10	3.410	1.650	
9	Юрівка	110			
9991		110			
3591		35			
1091		10	2.640	1.570	

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 5.172 МВт або 4.9% від потужності генерації.

Таблиця 11.1 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалуджень			
	Максимальний до розвитку	Максимальний	Мінімальний	Післяварійний
1	8	8	8	5
2	9	9	9	6
3	9/9	9/10	9/10	6/7
4	9	10	10	7
5	9	10	10	7
6	11	16	9	13
7	9	10	10	7
8	9	9	9	6
9	9	9	9	7
10	7	7	7	3
11	8	8	8	4
12	8	8	8	3
13	6	6	7	3
14	4	4	4	2
15	7/7	10/7	8/7	8/4
16	8/7	8/7	8/7	4/3
301	9	14	7	16
302	9	14	7	17
303	9	12	7	14
304	9	9	7	10
305	9	9	6	9
306	9	9	9	9
307	8	8	6	8
308	8	8	6	8
309	8	8	6	8
310	7/6	7/6	6/6	7/6
311	5	5	5	5
312	8	10	7	9
701	-	11	6	16
702	-	15	6	16
703	-	14	6	16
704	-	13	6	16
705	-	10	7	9

Рисунок 11.1 – Фрагмент розрахунку усталеного режиму

1. Вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі є однією із основних задач проекту. В теперішній час при проектуванні електричних мереж використовується метод варіантного порівняння на базі техніко-економічного розрахунку по методу приведених витрат.

2. У дипломному проекті 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 100-201, 201-1 та 202-2.

3. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за мінімальними приведеними витратами.

4. Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 702, 703 та 704 було вибрано схему РП типу «місток», а для вузла 705 схему «блок лінія-трансформатор».

5. Далі було проведено розрахунок інших основних режимів роботи: мінімального та після аварійного.

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

6. Загальні витрати на мережу складають 14786.53 тис. грн.. Рентабельність капіталовкладень становить 16.61 %, а строк окупності – 6.02 років.

Доповідь закінчена

Дякую за увагу