

**Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту**

магістерська кваліфікаційна робота

на тему:

**Оптимізація електропостачання Приватного акціонерного товариства «Вінницький завод
«Маяк»**

**ВИКОНАВ: СТУДЕНТ 2 КУРСУ, ГРУПИ ЕСЕ-18М
СПЕЦІАЛЬНОСТІ 141 – «ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА,
ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА» КРАВЧУК А.П.**

КЕРІВНИК: К.Т.Н., ПРОФ. ТЕРЕШКЕВИЧ Л.Б.

ВІННИЦЯ ВНТУ - 2019 РОКУ

Актуальність теми. Діюча система електропостачання ПАТ «Маяк» була спроектована, змонтована та прийнята в експлуатацію ще в 70-тих роках минулого століття. Вона повністю задовільняла всім вимогам: було встановлено сучасне на той час електрообладнання, яке вибиралось по електричним навантаженням, сформованим технологічними процесами виробництва.

За п'ять десятиріч, що пройшли з того часу повністю змінилась номенклатура продукції, яка виготовляється на підприємстві, суттєві зміни відбулись в технологіях виробництва та технологічному обладнанні. До цього часу використовується морально застаріле електрообладнання, а технічні параметри електроапаратів, та електричних мереж в багатьох випадках не відповідають електричним навантаженням, та параметрам нормальних та аварійних режимів. Тому для ПАТ «Маяк» актуальною технічною задачею є оптимізація електропостачання шляхом оптимізації самої системи електропостачання (вибором:

- оптимальної кількості та потужності трансформаторів,
- оптимальних перерізів провідників електричних мереж,
- оптимального розміщення трансформаторних підстанцій,
- оптимальних потужностей пристроїв, які оптимізують електричні режими в системі електропостачання,
- оптимальних положень регулювальних відгалужень на цехових трансформаторних підстанціях, що дозволить забезпечити допустимі значення відхилень напруги на затискчах всіх електроприймачів і тим самим поліпшити якість електроенергії).

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є оптимізація електропостачання ТОВ «Маяк» шляхом прийняття оптимальних рішень з кількості та потужності трансформаторних підстанцій, оптимальних перерізів ліній мереж підприємства, визначення оптимальних координат місця установки трансформаторних підстанцій та розрахувань оптимальних потужностей конденсаторних установок та регулювальних відгалужень трансформаторів цехових підстанцій, що дозволить суттєво поліпшити технічні та економічні характеристики функціонування систем електропостачання ТОВ «Маяк».

ВИБІР ПОТУЖНОСТЕЙ ТП

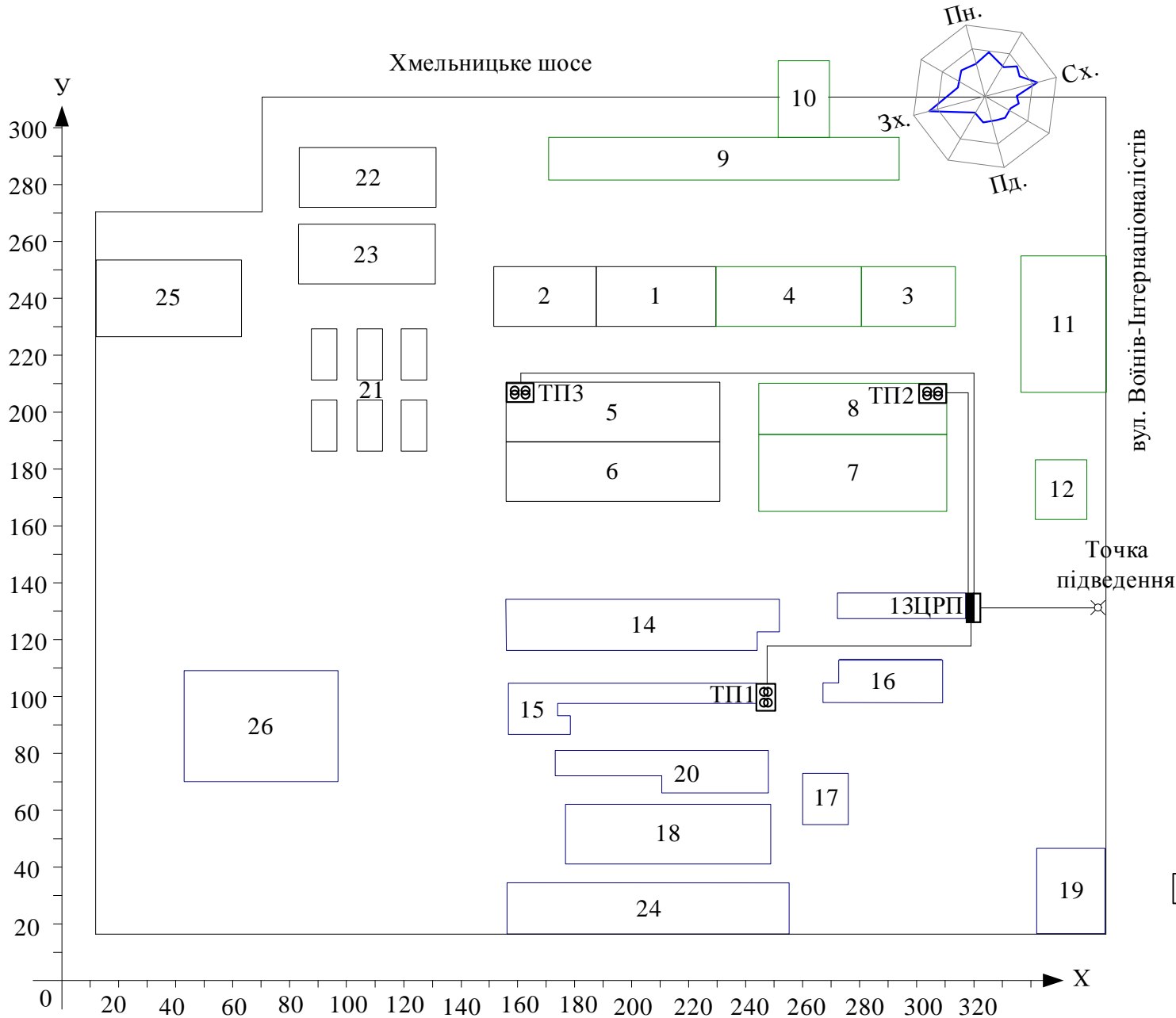
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ТПП за мінімумом затрат														
2	Дані нормального режиму														
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1021,41			
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	933,711			
5	Кількість трансформаторів										kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
7	Дані післяаварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kpa=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0,8			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	4810,57			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036			
14															
15	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Kтп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмж. 1	обмж. 2
16		63	1,28	0,24	269,381	36,6358	168,227	0,48	168,707	811,579	—	—	—	—	—
17		100	1,97	0,33	286,059	38,904	102,762	0,66	103,422	497,52	—	—	—	—	—
18		160	3,1	0,51	307,828	41,8646	63,1669	1,02	64,1869	308,776	—	—	—	—	—
19		250	4,2	0,74	335,981	45,6934	35,0539	1,48	36,5339	175,749	—	—	—	—	—
20		400	5,9	0,95	397,006	53,9928	19,2353	1,9	21,1353	101,673	—	—	—	—	—
21		630	8,5	1,31	417,428	56,7702	11,1713	2,62	13,7913	66,3443	123,114	+	+	+	+
22	V	1000	10,5	2,1	561,896	76,4179	5,47718	4,2	9,67718	46,5528	122,971	V	+	+	+
23		1600	18	2,8	690,625	93,925	3,66775	5,6	9,26775	44,5832	138,508		+	+	+
24		2500	23,5	3,85	832,99	113,287	1,96135	7,7	9,66135	46,4766	159,763		+	+	+
25										Змін=	122,971				
26							Опт. Пот. Трансформатора			St*=	1000				

Вибір потужності ТП1

Результати автоматизованого вибору потужності ТП

№ ТП	Марка ТП	Потужність, кВА	Кількість ТП	Доля нав. в п.а.	Вартість ТП, тис. грн
ТП-1	ТМ - 1000	1000	2	0,8	122,971
ТП-2	ТМ - 630	630	2	0,8	86,239
ТП-3	ТМ - 630	630	2	0,8	85,113





Генплан підприємства



Експлікація будівель та споруд

№	Найменування	Рн, кВт
1	Механічний цех	90
2	Заготівельний цех	75
3	Ковально-штамповочний цех	100
4	Зварювальний цех	115
5	Намоточний цех	150
6	Цех лиття	170
7	Інструментальний цех	120
8	Фарбувальний Цех	105
9	Збірно-монтажний цех	125
10	Адміністративний корпус	45
11	Ремонтно-механічний цех	90
12	Очисні споруди	22
13	Енергоблок	90
14	Цех друкованих плат	170
15	Відділ випробувань	240
16	Котельня	160
17	Будівельно-монтажний цех	40
18	Цех нест-ного обладнання	310
19	Автотранспортний цех	140
20	Тарно-пакувальний цех	170
21	Склади	40
22	Столова	55
23	Цех термопластів	105
24	КСК "Маяк"	90
25	Типографія	80
26	Корпус поршків і металургії	105
	ЦРП	
	ТП-1	ТМ 2х1000
	ТП-2	ТМ 2х630
	ТП-3	ТМ 2х630

Умовні позначення

-  Двотрансформаторна ТП
-  ЦРП 10 кВ
-  Точка підведення зовнішньої КЛ
-  КЛ 10 кВ

ВИБІР ЛІНІЙ ЖИВЛЕННЯ ПІДПРИЄМСТВА

Вибір кабельної лінії живлення ЦРП

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Початкові дані												Поправочні коефіцієнти							
2	Економічні характеристики												Коефіцієнт середовища							
3	Питома вартість втрат, грн/кВт												Bo= 4810,57152							
4	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень												Ea= 0,1							
5	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію												Ea= 0,05							
6	Нормальний режим												kдоп= 1							
7	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н.режимі												Kдоп= 1							
8	Напруга, кВ												U= 10							
9	Довжина КЛ, км												l= 0,8							
10	Активна розрахункова потужність, кВт												P= 1661,606565							
11	Реактивна потужність, кварі												Q= 1389,580242							
12	Розрахунковий струм окремого кабелю, А												Iл= 62,52912407							
13	Кількість КЛ												k= 2							
14	Мінімально допуст. переріз КЛ за умовою механ. міцності												Fмех= 70							
15	Допустима втрата напруги в КЛ, %												ΔUдоп = 5							
16	Аварійний режим																			
17	Струм КЗ на початку лінії, кА												Ikз = 3,358547272							
18	Приведений час КЗ, с												tp = 1,5							
19	Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2												C = 90							
20	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2												Fкз = 45,70403941							
21	Після аварійний режим																			
22	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження												Kпа = 1,25							
23	Доля навантаження в післяаварійному режимі												Kпа = 0,8							
24	Допустима втрата напруги в КЛ, %												ΔUпадоп = 5							
25																				
27	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	dУн, %	dУпа, %	Ko, тис.грн/км	dP, кВт	K	E*K, т.грн	Bв, т.грн	З, т. грн	Доп	Kдоп*Iдоп >= Iл	Kпа*Kдоп >= Kпа*Iл *Kл	ΔУн <= ΔУндоп	ΔУпа <= ΔУпадоп	F >= Fмех	F >= Fкз	
28	10	3,1	0,122	75	2,128203657	3,405125851	21,4605	58,1792	17,1684	2,57526	279,8751	-	недоп	+	-	+	+	-	-	
29	16	1,94	0,113	90	1,352215722	2,163545154	31,01175	36,4089	24,8094	3,72141	175,1477	-	недоп	+	+	+	+	-	-	
30	25	1,24	0,099	115	0,879184234	1,406694774	44,66925	23,2717	35,7354	5,36031	111,95	-	недоп	+	+	+	+	-	-	
31	35	0,89	0,095	140	0,644335986	1,030937578	58,39425	16,7031	46,7154	7,00731	80,35124	-	недоп	+	+	+	+	-	-	
32	50	0,62	0,09	165	0,462103317	0,739365307	83,0835	11,6358	66,4668	9,97002	55,97502	-	недоп	+	+	+	+	-	+	
33	70	0,403	0,086	210	0,315652539	0,505044062	103,62725	7,56329	82,9018	12,43527	36,38377	48,819	доп	+	+	+	+	+	+	V
34	95	0,326	0,083	240	0,26280756	0,420492096	177,26475	6,1182	141,812	21,27177	29,43203	50,7038	доп	+	+	+	+	+	+	
35	120	0,258	0,081	275	0,216500197	0,346400316	216,35175	4,84201	173,081	25,96221	23,29283	49,255	доп	+	+	+	+	+	+	
36	150	0,206	0,079	310	0,180827117	0,289323387	259,74525	3,8661	207,796	31,16943	18,59815	49,7676	доп	+	+	+	+	+	+	
37	185	0,167	0,077	355	0,15379439	0,246071024	349,33	3,13417	279,464	41,9196	15,07714	56,9967	доп	+	+	+	+	+	+	
38	240	0,129	0,075	385	0,127426306	0,20388209	459,012	2,421	367,21	55,08144	11,64642	66,7279	доп	+	+	+	+	+	+	
40													мін затрати 48,819							
41													Опт. Переріз КЛ 70							
42													Ropt= 0,403							
43													Xopt= 0,086							

ОПТИМІЗАЦІЯ І МОДЕЛЮВАННЯ ВИБОРУ МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ЦРП

Таблична форма визначення центру мережі

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
3	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ									Uж=	10	L3:=Uj	
4	Метрика зовнішньої лінії (E чи HE)									МетрикаЖ =	HE	L4:=MetrZL	
5	Метрика розподільної мережі (E чи HE)									МетрикаР =	HE	L5:=metrR	
6													
7	Економічні характеристики мережі												
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км									a=	10	L8:=aCEM	
9	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої РЛ тис.грн/км									аж=	8	L9:=ajCEM	
10	Питома вартість втрат, грн/кВт									Bo=	4810,57	L10:=BoCEM	
11	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень									Ee=	0,1	L11:=EeCEM	
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію									Ea=	4,00%	L12:=EaCEM	
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії									Eaj=	5,00%	L13:=EajCEM	
14													
15													
16	Ліній	X, м	Y, м	F, мм ²	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro,	Ko,	L, м	З, тис.	
	живлення								Ом/км	т.грн/км		грн	
17	ЖЛ	363	131	120	2	1661,61	1389,58	62,53	0,258	186,35175	44,40	2,587	
18	ТП1	255	98	50	2	825,72	673,58	30,76	0,62	83,0835	96,60	4,018	
19	ТП2	304	198	50	2	459,31	388,81	17,37	0,62	83,0835	81,60	2,453	
20	ТП3	160	198	50	2	438,49	382,62	16,80	0,62	83,0835	225,60	6,703	
21	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											15,762	
22	Кординати ЦЕМ, м									Xo =	319	Yo=	131
23	Оптимальні координати ЦЕМ, м									Xo =	322	Yo=	125
24	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											16,367	
25													

ОПТИМАЛЬНА ПОТУЖНІСТЬ КОНДЕНСАТОРНИХ БАТАРЕЙ

Вхідні дані для розрахунку

Напруга, кВ: $U := 10$

Вхідна реактивна потужність, квар: $q_{вк} := 492$

Коефіцієнт ефективності капіталовкладень $E_e := 0.1$

Коефіцієнт відрахувань на амортизацію $E_a := 0.04$

Питома вартість КУ $B_{к0} := 100$

Питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар $\Delta P_{к} := 4.5$

Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт $B_0 := 4810.6$

Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км

$r_{01} := 0.62$ $r_{02} := 0.62$ $r_{03} := 0.62$

Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км

$L_{кл1} := 0.094$ $L_{кл2} := 0.091$ $L_{кл3} := 0.235$

Опори трансформаторів, Ом

$r_{т1} := 1.05$ $r_{т2} := 2.14$ $r_{т3} := 2.14$

Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:

$q_{н1} := 673.579$ $q_{н2} := 388.806$ $q_{н3} := 382.617$

Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$q_{к1} := 100$ $q_{к2} := 100$ $q_{к3} := 100$

Довжина та питомий опір лінії живлення:

$l_{ж} := 0.8 + 0.047 = 0.847$ $r_{ж0} := 0.258$

Опір зовнішньої лінії живлення, Ом

$r_{ж} := l_{ж} \cdot r_{ж0} = 0.219$

Опір розподільних ліній живлення, Ом

$r_{л1} := r_{01} \cdot L_{кл1} = 0.058$ $r_{л2} := r_{02} \cdot L_{кл2} = 0.056$ $r_{л3} := r_{03} \cdot L_{кл3} = 0.146$

Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень

$$3(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}) := \frac{B_0}{U^2 \cdot 1000} \left[\begin{aligned} &(q_{н1} - q_{к1})^2 \cdot \left(\frac{r_{т1} + r_{л1}}{2} \right) \dots \\ &+ (q_{н2} - q_{к2})^2 \cdot \left(\frac{r_{т2} + r_{л2}}{2} \right) \dots \\ &+ (q_{н3} - q_{к3})^2 \cdot \left(\frac{r_{т3} + r_{л3}}{2} \right) \dots \\ &+ (q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} - q_{к1} - q_{к2} - q_{к3})^2 \cdot \frac{r_{ж}}{2} \end{aligned} \right] + [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_0 \cdot \Delta P_{к}] \cdot (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3})$$

Given

обмеження

$q_{к1} \geq 0$ $q_{к2} \geq 0$ $q_{к3} \geq 0$

$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3}) = q_{вк}$

Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$$q_{к} := \text{Minimize}(3, q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}) = \begin{pmatrix} 426.286 \\ 264.016 \\ 262.7 \end{pmatrix}$$

Річні приведені затрати, грн

$3(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}) = 6.523 \times 10^6$

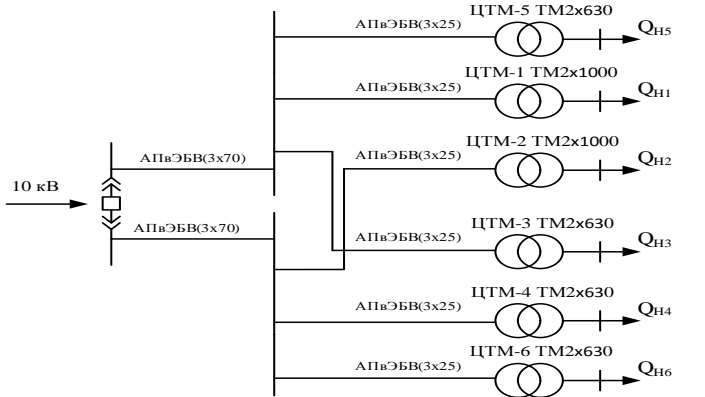
Перевірка, квар

$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3}) = 492.001$ $q_{вк} = 492$

Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$$q_{КУ} := \frac{q_{к}}{2} = \begin{pmatrix} 213.143 \\ 132.008 \\ 131.35 \end{pmatrix}$$

Вигляд розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad



Однолінійна схема електропостачання

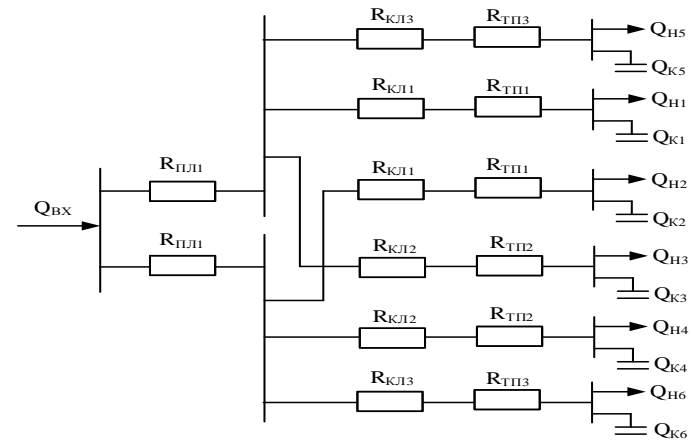
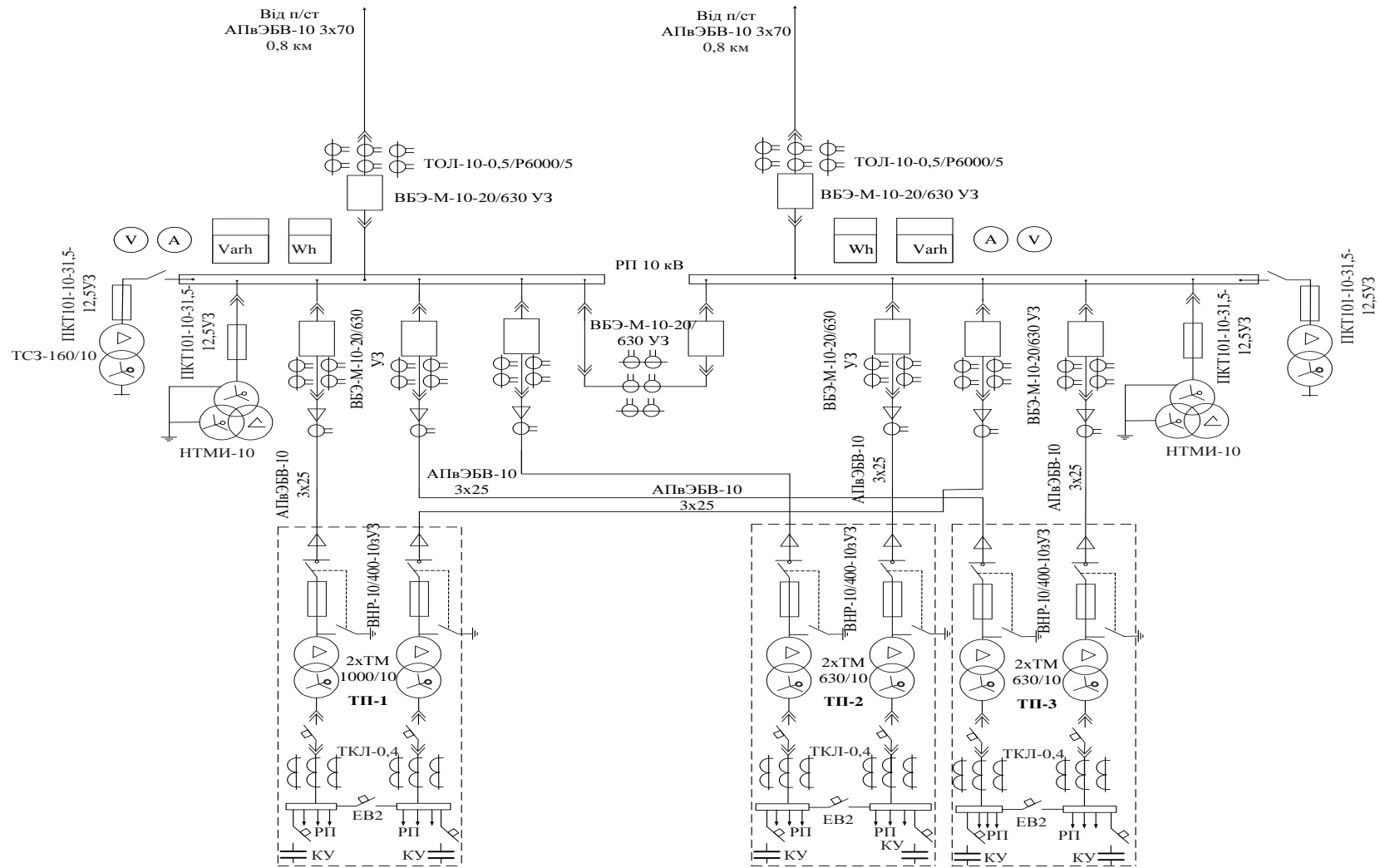


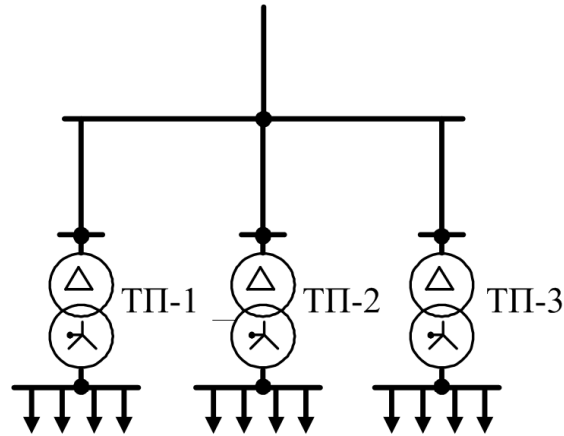
Схема заміщення мережі електропостачання підприємства

ЦТП1: 2 КУ типу УКР 0,4-200/50;
 ЦТП2: 2 КУ типу УКР 0,4-125/25;
 ЦТП3: 2 КУ типу УКР 0,4-125/25.

ОДНОЛІНІЙНА СХЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

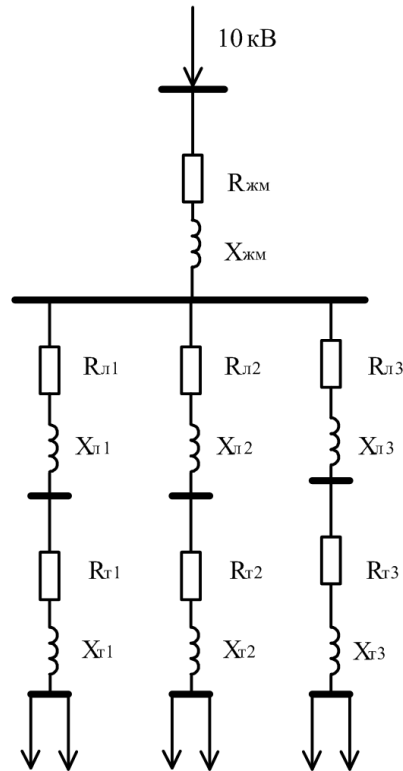


РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ ПІДПРИЄМСТВА



Розрахунки по знаходженню відгалужень і коефіцієнта трансформації (ближньої точки Б)

Режими електроспоживання	ВН U_H , кВ	Відгалуження ТП, %	K_{TP}	НН U_{3max} , кВ	Висновок	Опт.
Максимальний	10,26	- 5,0	23,8095	0,4119	-	
		- 2,5	24,4361	0,4013	-	
		0	25,0627	0,3913	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3818	Допустимо	V
		+5,0	26,3158	0,3727	-	
Мінімальний	10,09	- 5,0	23,8095	0,418	-	
		- 2,5	24,4361	0,4073	-	
		0	25,0627	0,3971	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3874	Допустимо	V
		+5,0	26,3158	0,3782	Допустимо	



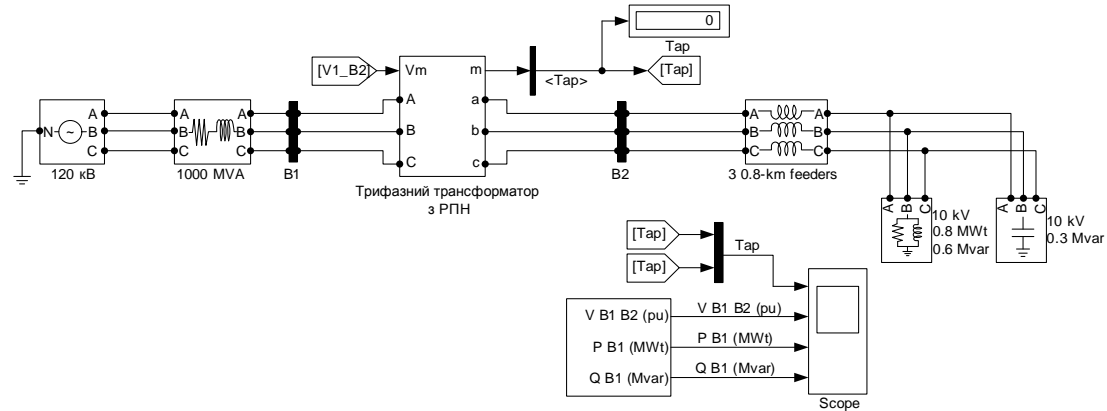
Розрахунки по знаходженню відгалужень і коефіцієнта трансформації (віддаленої точки В)

Режими електроспоживання	ВН U_H , кВ	Відгалуження ТП, %	K_{TP}	НН U_{3max} , кВ	Висновок	Опт.
Максимальний	10,26	- 5,0	23,8095	0,4126	-	
		- 2,5	24,4361	0,402	-	
		0	25,0627	0,392	Допустимо	
		+2,5	25,6892	0,3824	Допустимо	V
		+5,0	26,3158	0,3733	-	
Мінімальний	10,09	- 5,0	23,8095	0,4177	-	
		- 2,5	24,4361	0,407	-	
		0	25,0627	0,3968	-	
		+2,5	25,6892	0,3871	Допустимо	V
		+5,0	26,3158	0,3779	Допустимо	

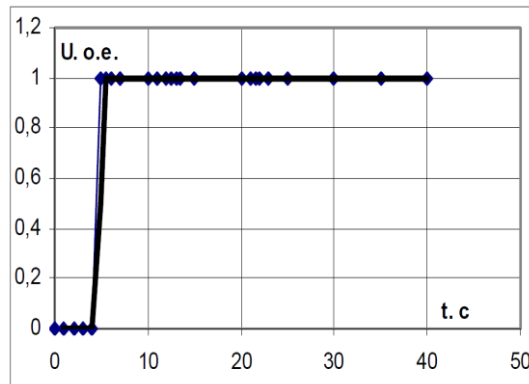
МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА З ПРИСТРОЄМ РПН

Математична модель САР напруги силового трансформатора з РПН

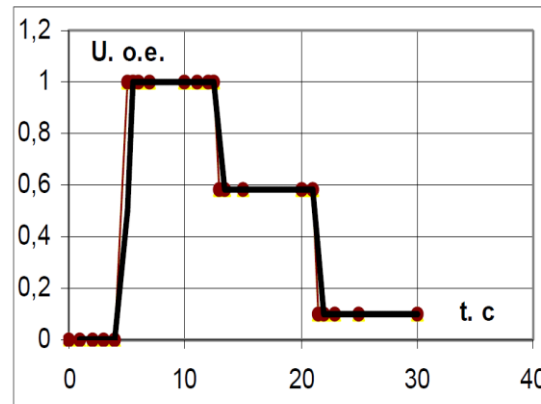
$$K_m = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \leq u_{н.3}; \\ u(t - \tau_3) \leq u_{н.3}; \\ \frac{dU_{ор}}{dt} \leq 0; \end{cases} \\ \frac{U_i}{U_{н.н}}, \text{ якщо } u_{н.3} \leq u(t) \leq u_{в.3}; \\ \frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \geq u_{н.3}; \\ u(t - \tau_3) \geq u_{в.3}; \\ \frac{dU_{ор}}{dt} \geq 0; \end{cases} \end{cases}$$



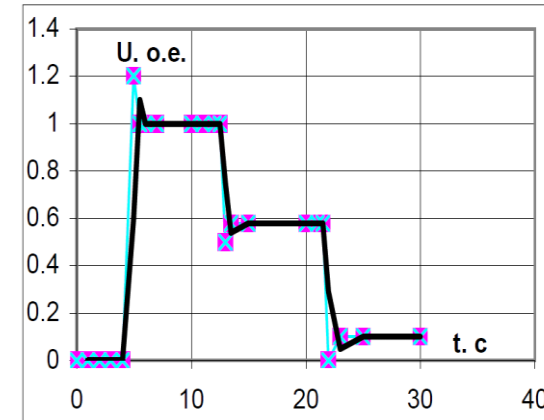
Модель трифазного регульованого двохомоткового силового трансформатора з РПН



Графік сигналу збудження РПН



Графік перехідного процесу при аперіодичному характеру сигналу управління U_m



Графік перехідного процесу при коливальному характеру сигналу управління U_m

Наукова новизна одержаних результатів.

Удосконалено електропостачання ПАТ «Маяк» шляхом автоматизованого вибору оптимальних потужностей трансформаторів цехових ТП, перерізів кабельних ліній та місця установки трансформаторних підстанцій, а також розрахунком оптимальних потужностей батарей статичних конденсаторів та положень регулювальних відгалужень

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що практична реалізація отриманих рішень дозволить оптимізувати електропостачання ПАТ «Маяк»: забезпечити відповідність характеристик елементів системи електропостачання нормальним та аварійним електричним режимам, зменшити втрати електроенергії, та поліпшити якість електроенергії шляхом забезпечення нормованих значень відхилень напруги.

ВИСНОВКИ

1. Існуюча система електропостачання характеризується великою кількістю електрообладнання, характеристики якого не відповідають параметрам нормальних та аварійних режимів. Є обладнання морально застаріле та фізично зношене. За таких умов поліпшити характеристики електропостачання ПрАТ «Маяк» можна провівши розрахунки із вибору оптимальних потужностей ТП, перерізу ліній живлення підприємства, потужності конденсаторних батарей, відгалудженнями на трансформаторах.
2. Виходячи із потреб на підприємстві доцільно встановити 2 двотрансформаторні підстанції потужністю ТМ 630/10 та одну двотрансформаторну підстанцію потужністю ТМ 1000/10; виконати електричні мережі від підстанції кабельною лінією 10 кВ марки АПвЭБВ-10 3x70 мм², а оптимальний переріз кабельних ліній 10 кВ заводської мережі виконаний АПвЭБВ-10 рівний 25 мм²; та обладнати на ПАТ «Маяк» автоматично регульовані конденсаторні установки УКР-0,4 наступних номінальних потужностей: на ЦТП1: 2 КУ типу УКР 0,4-200/50; ЦТП2: 2 КУ типу УКР 0,4-125/25; ЦТП3: 2 КУ типу УКР 0,4-125/25.
3. Якість електроенергії по відхиленню напруги на підприємстві можна забезпечити використовуючи ПБЗ трансформаторів. Установка засобів місцевого регулювання напруги на підприємстві не потрібна.
4. Регулювання напруги для даного підприємства на системній підстанції «Західна» можливо використовуючи розроблену модель режимів роботи силового трансформатора в системі програми Matlab Simulink.
5. В економічній частині роботи проведено розрахунок основних показників спроектованої СЕП, визначено величину капітальних вкладень та плати підприємством за електроенергії. Собівартість електроенергії складає 223,92 коп/кВт·год
6. У роботі були розглянуті питання охорони праці та безпека в надзвичайних ситуаціях на підприємстві. Були визначені небезпечні та шкідливі фактори, які мають місце на підприємстві ПАТ «Маяк», та розроблені ефективні заходи для покращення даних показників.

Дякую за увагу