

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО  
ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри  
електропостачання ім. проф.

В.М.Синькова  
(назва кафедри)

д.т.н., професор  
Козирський В. В.  
(підпис)

2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Підвищення ефективності лінії електропередавання напругою 10  
кВ ДТЕК Київські Регіональні електромережі»

Спеціальність (напрямок підготовки) "Електроенергетика, електротехніка  
та електромеханіка"

02.03 – МР. 175 "С" 2020.02.01 045 ПЗ

Керівник магістерської роботи

К.Т.Н., доцент  
(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

А.В.Петренко  
(ПІБ)

Виконав

(Підпис)

Р.Ю.Голобородько  
(ПІБ студента)

електропостачання ім. проф. В.М. Синькова

д.т.н професор Козирський В.В.  
(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)

2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

**ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

**Голобородьку Роману Юрійовичу**

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація виробнича  
(код і назва) (назва)

Магістерська програма «Електричні мережі і системи»  
(назва)

Програма підготовки освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Підвищення ефективності лінії електропередавання напругою 10 кВ ДТЕК Київські Регіональні електромережі» затверджена наказом ректора НУБіП України від р. № « »

Термін подання завершеної роботи на кафедру 2021.11.01  
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи ситуаційний план, поперозна схема мережі 10 кВ, електричні навантаження, проект повторного застосування

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Характеристика робіт та лінії електропередавання напругою 10 кВ
2. Аналіз пропускної здатності лінії електропередавання напругою 10 кВ ДТЕК Київські регіональні електромережі
3. Розрахунок струмів короткого замикання лінії електропередавання напругою 10 кВ
4. Заходи щодо зниження втрат електричної енергії в електричній мережі
5. Техніко-економічна ефективність
6. Організаційні і технічні заходи з охорони праці в електричній мережі

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному забезпеченні MS Power Point

Дата видачі завдання «9» грудня 2020 р.

Керівник магістерської роботи

(підпис)

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

Голобородько Р.Ю.

# РЕФЕРАТ

# НУБІП України

Дипломна робота складається з 6 розділів, висновку та переліку використаних джерел. Робота містить 84 сторінок, які налічують в собі 33 рисунки, 12 таблиць, а також перелік використаних джерел.

У першому розділі було проведено загальну характеристику лінії електропередавання та розрахунок електричних навантажень.

У другому розділі провів аналіз поопорної схеми лінії електропередавання, визначив втрати напруги в лінії електропередавання напругою 10 кВ та розрахував втрати електричної енергії в лінії електропередавання.

У третьому розділі провів розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою 10 кВ

У четвертому розділі надали обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності, вибрали конденсаторні установки та розраховували втрати електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності

У п'ятому розділі провели техніко економічне обґрунтування доцільності проведення модернізації ліній електропередавання 10 кВ.

У шостому розділі розглянули основні заходи з охорони праці та техніки безпеки.

У висновку навели основні результати які були отриманні в ході виконання магістерської роботи

Ключові слова та поняття: навантаження, математична модель, втрата напруги, втрата потужності, лінія електропередачі, конденсаторна установка, ефективність, категорія складності, техніко-економічні показники, релейний захист, МСЗ.

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1 Характеристика робіт та лінії електропередавання  
напругою 10 кВ

- 1.1 Загальна характеристика лінії електропередавання
- 1.2 Розрахунок електричних навантажень лінії електропередавання
- 1.3 Визначення категорії складності об'єкта будівництва
- 1.4 Визначення тривалості будівництва лінії електропередавання

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ лінії  
електропередавання напругою 10 кВ Дтек Київські регіональні  
електромережі

- 2.1 Аналіз послідовної схеми лінії електропередавання
- 2.2 Вибір перерізів та марок проводів лінії електропередавання напругою 10 кВ
- 2.3 Визначення втрати напруги в лінії електропередавання напругою 10 кВ
- 2.4 Розрахунок втрат електричної енергії в лінії електропередавання напругою 10 кВ

РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО  
ЗАМИКАННЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ  
10 кВ

- 3.1 Розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою 10 кВ
- 3.2 Вибір уставок максимального струмового захисту

розділ 4 ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ  
ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

- 4.1 Обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності
- 4.2 Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності
- 4.3 Вибір конденсаторних установок

## РОЗДІЛ 5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ

- 5.1 Загальні інвестиції на будівництво
- 5.2 Розрахунок поточних витрат
- 5.3 Розрахунок прибутку від будівництва
- 5.4 Розрахунок оціночних показників ефективності

## РОЗДІЛ 6 ОРГАНІЗАЦІЙНІ І ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

- 6.1 Загальні вимоги електробезпеки
- 6.2 Заходи з безпеки праці під час роботи на повітряних лініях
- 6.3 Охорона праці і техніка безпеки при будівництві
- 6.4 Оцінка впливу на навколишнє середовище
- 6.5 Розрахунок заземлення опор лінії електропередавання
- 6.6 Застосування обмежувачів перенапруги на лініях

напругою 10 кВ

## ВИСНОВКИ

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

## ВСТУП

Енергетика - провідна галузь промисловості в країні, від вибору довгострокової стратегії якої залежить розвиток економіки всієї країни. В енергетиці сьогодні спостерігаються наростаючі багато факторні кризові явища, як глобального, так і внутрішньогалузевого характеру.

Процеси глобального масштабу обумовлені, з одного боку, вичерпанням геологічних запасів основних видів паливних ресурсів – нафти і газу, а з іншого боку, зростанням негативних екологічних факторів, викликаних діяльністю в енергетиці. Це - основне протиріччя, яке вже в найближчому майбутньому може негативно вплинути на сталий розвиток і галузі, і суспільства в цілому.

Крім того, у вітчизняній енергетиці накопичилося безліч внутрішньогалузевих проблем, обумовлених переважно зношеністю основних фондів. Для вирішення цих проблем потрібні регулярні величезні капітальні вкладення, що викликають безперервне зростання тарифів на енергію. Подальший розвиток названих процесів, поряд з неминучим зростанням цін на паливо, може привести в перспективі до екстенсивного розвитку економіки і галузі, і країни.

Електрика - найбільш універсальна форма енергії, воно виробляється на електростанціях і розподіляється між споживачами за допомогою електричних мереж. Але потреби в енергії продовжують постійно зростати. Будь-який розвиток вимагає, перш за все енергетичних витрат. Це означає, що сьогодні особливу увагу необхідно приділити модернізації та реконструкції як системи вироблення електроенергії, так і, в не меншому ступені, системі доставки і поширення електроенергії серед споживачів.

Існує величезний енергетичний комплекс, який забезпечує сільське господарство електроенергією - в сільських електричних мережах напругою 0,4 - 110 кВ, ростуть навантаження при появі нових споживачів в зонах, вже охоплених централізованим електропостачанням, і при освоєнні нових сільськогосподарських районів, існує гостра необхідність підвищення надійності електропостачання і якості електроенергії, і змінюються планування проєктованих населених пунктів і т.д. вимагають подальшого розвитку електричних мереж. Воно включає як нове будівництво, так і розширення, і реконструкцію мереж.

Для нового будівництва необхідно спорудження нових ліній електропередач і підстанцій, а для розширення - установку на одне-трансформаторних підстанціях другого трансформатора з відповідним обладнанням, а для реконструкції - заміна проводів ліній електропередачі, переклад мереж з напруги 6 кВ на напругу 10 кВ, заміна трансформаторів, установка засобів компенсації реактивної потужності, автоматизації, регулювання напруги і т.п.

Таким чином, реконструкція діючих електричних мереж пов'язана в першу чергу зі зміною електричних параметрів ліній і підстанцій при частковому або повному збереженні будівельної частини об'єктів, а також з установкою додаткових апаратів і обладнання. Реконструкція дозволяє підвищити пропускну спроможність діючих мереж, надійність електропостачання та якості електроенергії у споживачів.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РОБІТ ТА ЛІНІЙ

### ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 10 кВ

НУБІП України

#### 1.1. Загальна характеристика ліній електропередавання

Електричною повітряною лінією електропередавання називається обладнання для передавання електричної енергії по проводах, розташованих на відкритому

повітрі і закріплених за допомогою ізоляторів і арматури до опор або кронштейнів інженерних споруджень. Головні елементи повітряної ЛЕП: провoda, які служать для передавання електроенергії;

- грозозахисні троси для захисту від атмосферних перенапруг (грозових розрядів), які монтуються у верхній частині опор;

- опори, що підтримують провoda і троси на певній висоті над поверхнею;

- ізолятори, що ізолюють провoda від тїла опори;

- арматура, за допомогою якої провoda закріплюються на ізоляторах, а ізолятори на опори.

По конструктивному виконанню розрізняють одноланцюгові і дволанцюгові ЛЕП. Під ланцюгом розуміють три провoda (трифазний ланцюг) однієї ЛЕП.

Конструктивна частина ЛЕП характеризується типами опор, довжинами прольотів, габаритними розмірами, конструкцією фази й типами гірлянд ізоляторів.

По типу опори ЛЕП діляться на проміжні й анкерні. Проміжні й анкерні відрізняються способом підвіски провoda. На проміжній опорі провoda підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. На анкерних опорах провoda закріплені жорстко й натягнуті до заданого тяжіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів.

Провodi повітряних закріплюють на опорах за допомогою лінійних ізоляторів та арматури. Ізолятори призначені для ізоляції провoda повітряної лінії, які знаходяться під дією високої напруги, від металевих елементів конструкції опор.

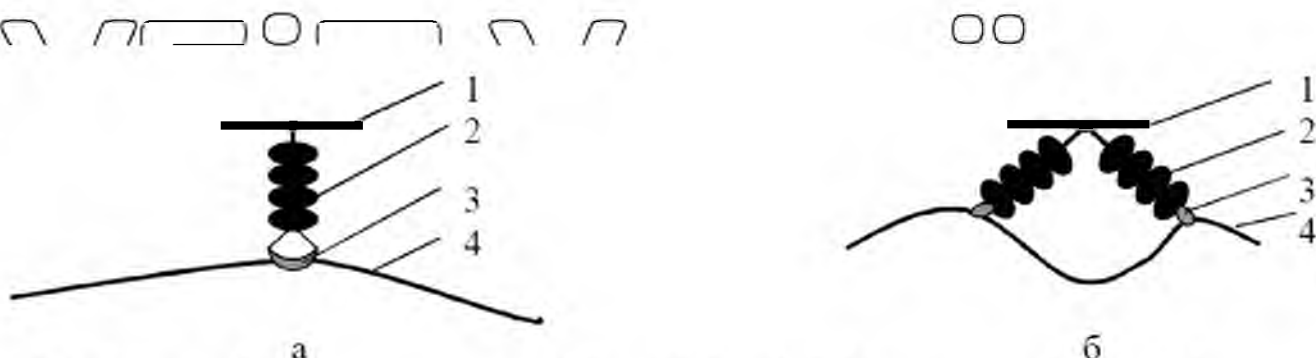


Рис. 1.1. Кріплення провoda в фазі на проміжній (а) та анкерній (б) опорах:

1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – зажим; 4 – провід



Основна особливість ізоляторів повітряних ліній полягає в тому, що вони випробують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання ізоляторів повітряних ліній. До таких вимог відносять високу електричну та механічну міцність, стійкість до впливів оточуючого середовища, зручність експлуатації та економічність.

Для виготовлення ізоляторів використовують електротехнічний фарфор, загартоване скло та синтетичні полімери.

Ізолятори з загартованого скла на відміну від фарфорових не вимагають перевірки на електричну міцність перед монтажем. У разі наявності дефекту ізолює деталь скляного ізолятора розсипається на дрібні частини, а залишок скляного ізолятора сохрanyaє несучу здатність, що дорівнює не менше 75% номінальної електромеханічної міцності ізолятора.

Залежно від класу напруги повітряної лінії фарфорові і скляні ізолятори діляться на штирові і підвісні, які складають дві основні групи.

Штирові ізолятори закріплюються на опорах за допомогою штирів і гаків і застосовуються на лініях низької напруги - до 1000 В, а також на високовольтних лініях електропередачі напругою до 35 кВ.

Полімерні ізолятори мають комбіновану конструкцію, що складається з високоміцних стрижнів зі склопластику з полімерним захисним покриттям, стійким до ультрафіолетового випромінювання і хімічних впливів, тарілок і металевих наконечників.

В даний час полімерні ізолятори дозволяють замінити цілі гірлянди скляних ізоляторів, так як вони значно легше, ніж гірлянди зі скла та порцеляни.

Таблиця 1.1.

**Техніко-економічні показники ПЛ-10 кВ**

№ п/п	Показник	Од. виміру	Значення
1	Протяжність ПЛ-10 кВ		

	- по трасі	км	16,587
2	Кількість і потужність трансформаторних підстанцій		
	- 40 кВА	шт	2
	- 160 кВА	шт	6
	- 100 кВА	шт	6
	- 63 кВА	шт	4
	- 250 кВА	шт	5
	- 400 кВА	шт	3
	- 630 кВА	шт	1
3	Марка та переріз проводу		АС-35/6,2
4	Максимум електричного навантаження	МВт	2,272
5	Річний об'єм передачі електричної енергії	кВт год	$41,56 \cdot 10^5$
6	Число ЛЛ	шт	27
7	Кількість дефектних опор	шт	1
8	Собівартість передачі електричної енергії	грн/кВт год	1,68

НУБ

НУБ

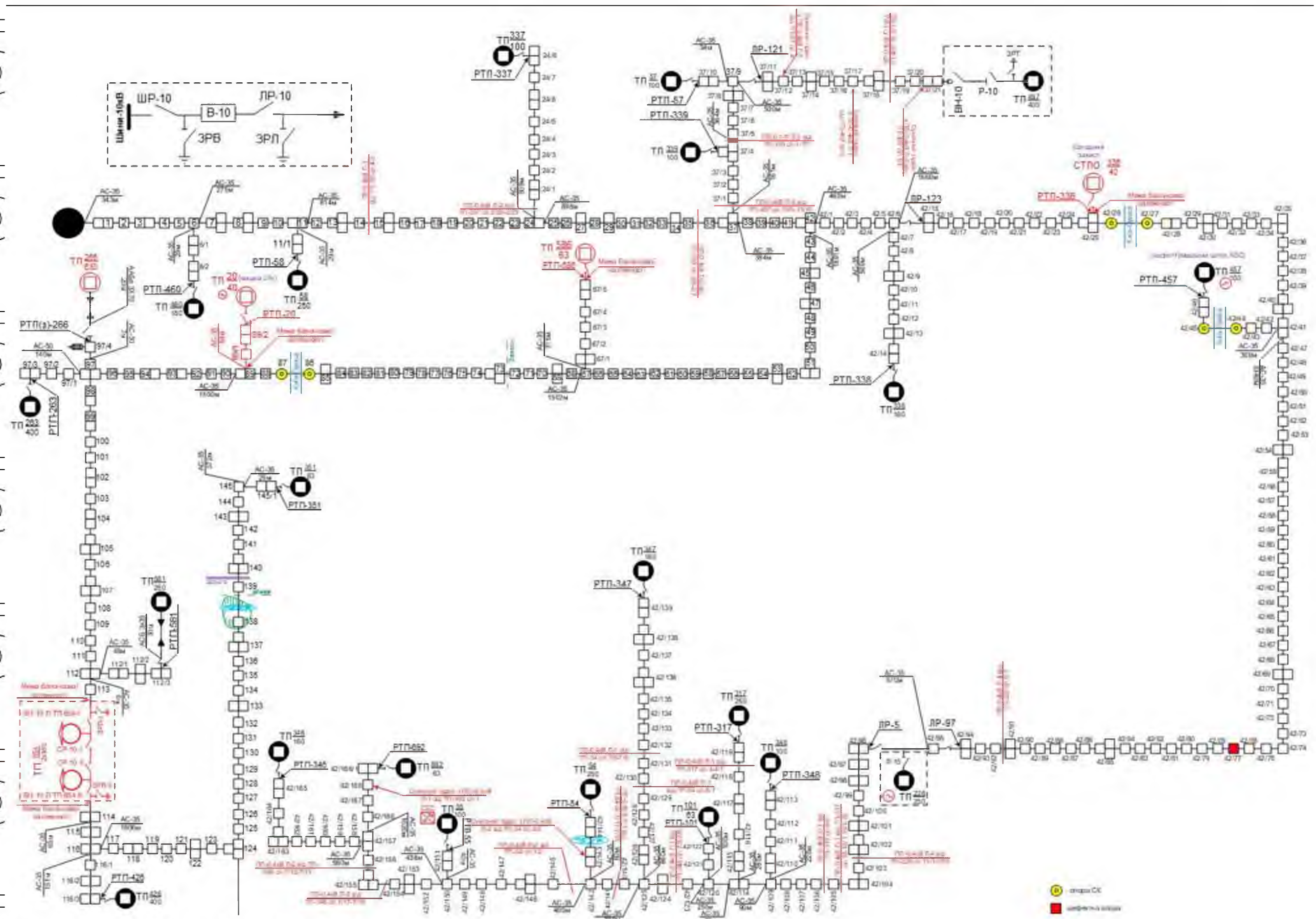
НУБ

НУБ

НУБ

НУБ

НУБ



НУБ | | УКРАЇНИ

Рис. 1.1. Попередня схема ПЛ-10 кВ ДЕТЕК Київські регіональні електромережі

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## 1.2. Розрахунок електричних навантажень

Таблиця 1.2.

### Договірні потужності побутових і юридичних споживачів ПЛ-10 кВ

Порядк. номер	Номер ТП	Кількість юр. споживачів	Дозволена потужність юр. споживачів	Кількість побутових споживачів	Дозволена потужність побутових споживачів	Коефіцієнт активної потужності
1	ТП-460	1	35	0	0	0,92
2	ТП-58	2	76	26	50,8	0,92
3	ТП-337	2	6	120	216,1	0,92
4	ТП-339	1	2	84	150,5	0,92
5	ТП-57	4	97,1	74	153,8	0,92
6	ТП-497	6	70,8	70	138,3	0,92
7	ТП-338	3	8,6	68	128,1	0,92
8	ТП-336	1	1	0	0	0,92
9	ТП-457	5	58	0	0	0,92
10	ТП-228	2	265,4	21	31	0,92
11	ТП-348	1	4,5	101	157,9	0,92
12	ТП-317	2	2,2	149	253,7	0,92
13	ТП-347	1	0,66	79	152,5	0,92
14	ТП-101	0	0	2	2,6	0,92
15	ТП-54	16	162,1	70	108,6	0,92
16	ТП-692	0	0	0	0	0,92
17	ТП-55	5	21,5	43	128,7	0,92
18	ТП-346	5	11,8	94	148,5	0,92
19	ТП-586	0	0	0	0	0,92
20	ТП-20 (винка лайф)	1	17	1	5	0,92
21	ТП-266	1	630	0	0	0,92
22	ТП-263	2	101	0	0	0,92
23	ТП-581	2	217	0	0	0,92
24	ТП-654	0	0	0	0	0,92
25	ТП-426	1	250	0	0	0,92
26	ТП-351	0	0	1	25	0,92

Згідно [1] с С.13 табл. 3.4 приймаємо коефіцієнти одночасності для вибраних груп споживачів.

Таблиця 1.3.

## Розрахункові навантаження трансформаторних підстанцій ПЛ-10 кВ

Номер ТН	Кількість юр. спожив.	Дозволена потужність юр. спожив.	Кількість побутових спожив.	Дозволена потужність побутових спожив.	Код юр. споживачів	Рроз юр. споживачів, кВт	Код побутових споживачів	Рроз побутових споживачів, кВт	Сумарна активна потужність, кВт	Сумарна реактивна потужність, кВар
ТП-460	1	35	0	0	1	35	0,00	0,0	<b>35,0</b>	<b>14,9</b>
ТП-58	2	76	26	50,8	0,9	68,4	0,19	9,7	<b>78,1</b>	<b>33,3</b>
ТП-337	2	6	120	216,1	0,9	5,4	0,15	32,4	<b>37,8</b>	<b>16,1</b>
ТП-339	1	2	84	151,5	1	2	0,15	22,7	<b>24,7</b>	<b>10,5</b>
ТП-37	4	97,1	74	153,8	0,8	77,68	0,17	26,1	<b>103,8</b>	<b>44,2</b>
ТП-497	6	70,8	70	138,3	0,5	35,4	0,17	23,5	<b>58,9</b>	<b>25,1</b>
ТП-338	3	8,6	68	128,1	0,8	6,88	0,17	21,8	<b>28,7</b>	<b>12,2</b>
ТП-336	1	1	0	0	1	1	0	0,0	<b>1,0</b>	<b>0,4</b>
ТП-457	5	58	0	0	0,5	29	0	0,0	<b>29,0</b>	<b>12,4</b>
ТП-228	2	255,4	21	31	0,9	238,86	0,23	7,1	<b>246,0</b>	<b>104,8</b>
ТП-348	1	4,5	10	157,9	1	4,5	0,15	23,7	<b>28,2</b>	<b>12,0</b>
ТП-317	2	2,2	149	253,1	0,9	1,98	0,15	38,0	<b>39,9</b>	<b>17,0</b>
ТП-347	1	0,66	79	152,5	1	0,66	0,17	25,9	<b>26,6</b>	<b>11,3</b>
ТП-101	0	0	2	2,6	0	0	0,9	2,3	<b>2,3</b>	<b>1,0</b>
ТП-54	16	162,1	70	108,6	0,28	45,388	0,15	16,3	<b>61,7</b>	<b>26,3</b>
ТП-692	0	0	0	0	0	0	0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
ТП-35	5	21,5	43	128,7	0,5	10,75	0,19	24,5	<b>35,2</b>	<b>15,0</b>
ТП-346	5	11,8	94	148,5	0,5	5,9	0,15	22,3	<b>28,2</b>	<b>12,0</b>
ТП-586	0	0	0	0	0	0	0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
ТП-20	1	17	1	5	1	17	1	5,0	<b>22,0</b>	<b>9,4</b>
ТП-266	1	630	0	0	1	630	0	0,0	<b>630,0</b>	<b>268,4</b>
ТП-263	2	101	0	0	0,9	90,9	0	0,0	<b>90,9</b>	<b>38,7</b>
ТП-581	2	217	0	0	0,9	195,3	0	0,0	<b>195,3</b>	<b>83,2</b>
ТП-654	0	0	0	0	0	0	0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
ТП-426	1	250	0	0	1	250	0	0,0	<b>250,0</b>	<b>106,5</b>

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

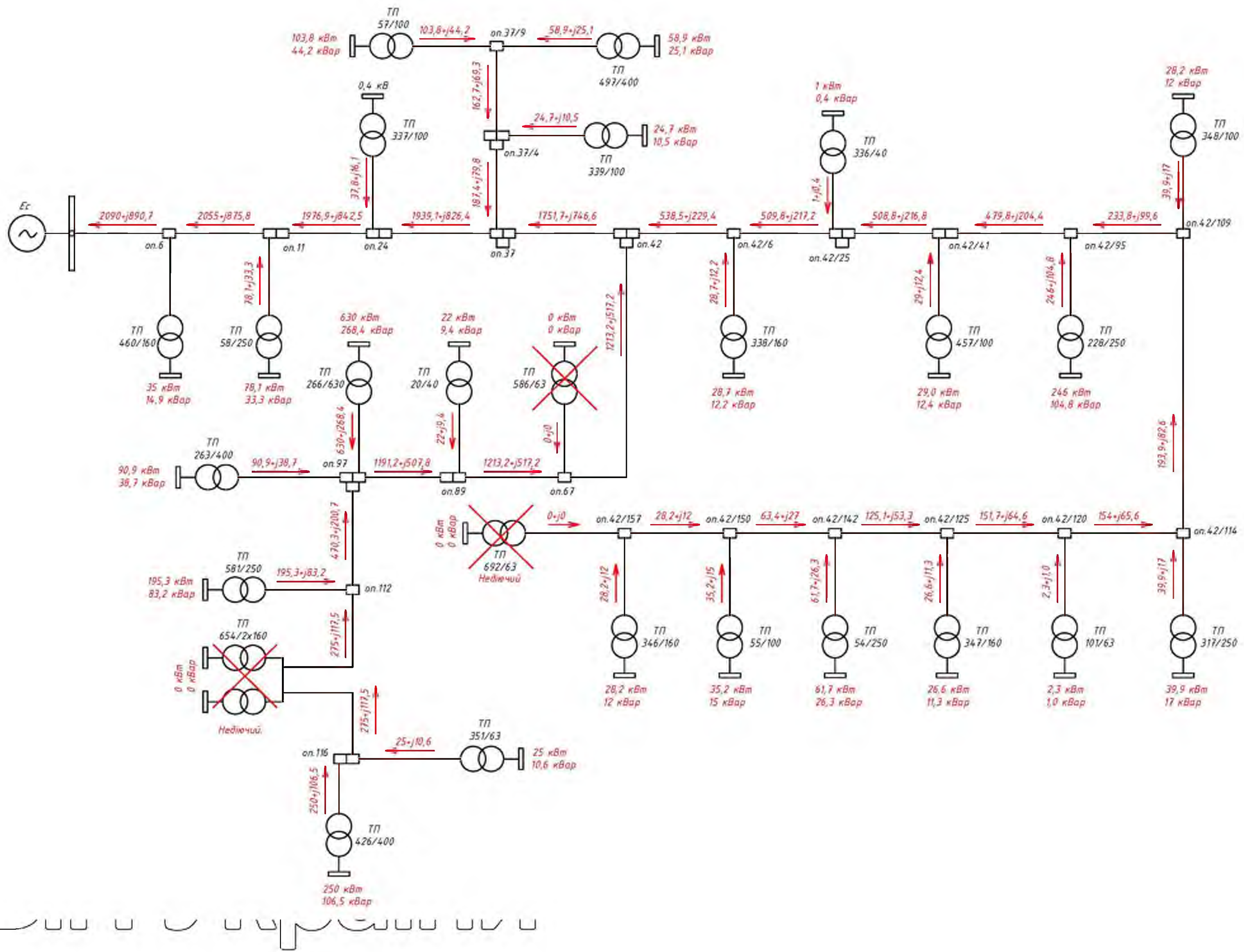




Рис.1.2. Електричні навантаження ділянок ПЛ-10 кВ

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

# НУБІП України

## Результати розрахунків електричних навантажень ділянок ПЛ-10 кВ

№ ділянки	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВар	Повна потужність, кВА
оп.42/157-оп.42/150	28,2	12	30,647
оп.42/150-оп.42/142	63,4	27	68,91
оп.42/142- оп.42/125	125,1	53,3	135,98
оп.42/125- оп.42/120	151,7	64,6	164,88
оп.42/120- оп.42/114	154	65,6	167,39
оп.42/114- оп.42/109	193,3	82,6	210,2
оп.42/109- оп.42/95	233,8	99,6	254,13
оп.42/95- оп.42/41	479,8	204,4	521,52
оп.42/41- оп.42/25	508,8	216,8	553,06
оп.42/25- оп.42/6	509,8	217,2	554,23
оп.42/6-оп.42	538,5	229,4	585,37
оп.116-оп.112	275	117,5	299,05
оп.112-оп.97	470,3	200,7	511,33
оп.97- оп.89	1191,2	507,8	1295
оп.89-оп.67	1213,2	517,2	1319
оп.67-оп.42	1213,2	517,2	1319
оп.42- оп.37	1751,7	746,6	1904
оп.37/9- оп.37/4	162,7	69,3	176,84
оп.37/4-оп.37	187,4	79,8	203,68
оп.37-оп.24	1939,1	826,4	2108
оп.24- оп.11	1976,9	842,5	2149
оп.11-оп.6	2055	875,8	2234
оп.6-ПС-35/10	2090	890,7	2272

# НУБІП України

### 1.3. Визначення категорії складності об'єкта будівництва

1. Можлива небезпека для здоров'я і життя людей, які постійно (або періодично) перебувають на об'єкті.

Оскільки об'єктом будівництва є повітряна лінія (ПЛЛ) електропередачі 10 кВ на якій не можуть перебувати люди, то об'єкт будівництва відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС2 та II категорії складності.

2. Можлива небезпека для життєдіяльності людей, які перебувають зовні об'єкта.

Об'єктом будівництва є повітряна лінія (ПЛЛ) електропередачі 0,4 кВ яка буде проходити біля житлових будинків в яких проживають люди і для яких ПЛЛ-10 кВ, що проектується, може становити небезпеку. Біля проектною ПЛЛ-10 кВ, на момент будівництва, знаходяться 3 житлових будинків в яких проживає не більше 15 осіб.  
N=15 осіб.

За кількістю осіб, які перебувають зовні об'єкту, повітряна лінія (ПЛЛ) 10 кВ відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС2 та II категорії складності.

3. Обсяг можливого економічного збитки.

Прогнозовані збитки:

$$\Phi = 0,225 \sum_{i=1}^n P_i \quad (1.1)$$

Де  $\Phi$  – прогнозовані втрати, тис. грн

$P_i$  – вартість i-го виду основних фондів, що можуть бути втрачені, під якою слід розуміти загальну вартість, тис. грн

$$\Phi = 0,225 \cdot 4500 = 1,012 \text{ тис. грн}$$

- вартість основних фондів взята з об'єкту аналогу.

Обсяг можливого економічного збитку у мінімальних заробітних платах складає:

# НУБІП України

$1,012 \times 1,218 = 0,831$  м.р.з.п.

Виходячи з розрахунку повітряна лінія (ПЛ) 10 кВ відноситься до класи наслідків (відповідальності) СС2 та II категорії складності.

# НУБІП України

Втрата об'єктів культурної спадщини.

Повітряна лінія (ПЛ) 10 кВ не розташована в охоронній зоні об'єктів культурної спадщини і не є об'єктом культурної спадщини.

Припинення функціонування об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури.

# НУБІП України

Повітряна лінія (ПЛ) 10 кВ відноситься до місцевого рівня енергопостачання і має II категорію складності та клас наслідків (відповідальності) СС2.

Висновок:

# НУБІП України

Відповідно до [2] пп. 4.1 та пп. 4.4 клас наслідків (відповідальності) та категорія складності об'єкту будівництва встановлюється за найвищою характеристикою можливих наслідків, отриманих за результатами розрахунків.

Виходячи з цього, повітряна лінія (ПЛ) 0,4 кВ має II категорію складності та клас наслідків (відповідальності) СС2.

# НУБІП України

## 1.4. Визначення тривалості будівництва лінії електропередавання

Тривалість будівництва  $T_6$  визначають за формулою:

# НУБІП України

$$T_6 = \frac{T_3 \cdot K_1 \cdot K_2}{K_3} \quad (1.2)$$

де  $T_3$  - усереднений показник тривалості будівництва, 1;

$K_1$  - коефіцієнт, який враховує сукупність конструктивних особливостей будівлі,

# НУБІП України

$K_2$  – коефіцієнт, який враховує прийняті організаційно-технологічні заходи, що впливають на тривалість будівництва, 1,1;

$K_{11}$  – коефіцієнт, який враховує сукупність конкретних умов зведення об'єкта визначають за формулою:

(1.3)

$$K_1 = K_{11} \cdot K_{12} \cdot K_{13}$$

де  $K_{11}$  – коефіцієнт, при здійсненні будівництва в звичайних інженерно-геологічних умовах, 1;

$K_{12}$  – коефіцієнт, який враховує будівництво в сейсмонебезпечних умовах становить, 1,1;

$K_{13}$  – коефіцієнт, який характеризує ступінь впливу умов ущільненої забудови на тривалість будівництва і визначається за формулою:

(1.4)

$$K_{13} = 1 + (\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3)$$

де  $\Pi_1$  – коефіцієнт, при враховує стиснені умови складування матеріалів або неможливість складування на будівельному майданчику для нормального забезпечення матеріалами робочих місць, 0,6;

$\Pi_2$  – коефіцієнт, при враховує наявність на території будівельного майданчика інженерних мереж, 0,15;

$\Pi_3$  – коефіцієнт, при враховує інтенсивність руху транспорту та пішоходів поблизу місця проведення робіт, 0,25;

$$K_{13} = 1 + (0,6 + 0,15 + 0,25) = 2$$

$$K_1 = 1 \cdot 1,1 \cdot 2 = 2,2$$

$$T_6 = \frac{1 \cdot 2,2 \cdot 1}{1,1} = 2 \text{ міс. трив. буд.}$$

### 2.1. Аналіз попорної схеми лінії електропередавання

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі проводиться з метою визначення параметрів режиму. Найважливішими параметрами є рівень напруги в вузлових точках мережі при заданому перерізі дроту і величини потоків потужностей по ділянках мережі, по їх значенню здійснюється вибір перетину проводів при заданій допустимій втраті напруги. Розрахунок усталеного режиму необхідний також для вибору регулюючих напруга пристроїв в мережі, визначення законів регулювання напруги на шинах живильних підстанцій, оцінки умов, в яких працюватимуть споживачі і обладнання всієї системи електропостачання в цілому.

Вихідними даними для розрахунку є схема електропостачання об'єкту, параметри мережі, розрахункові потужності навантажень.

При розрахунку усталеного режиму електричних мереж напругою 0,38 - 35 кВ найчастіше мережі представляються найпростішими схемами заміщення (рис. 2.1), а розрахунки втрат напруги проводяться не за фактичною напругою в вузлі мережі, а по номінальній напрузі.

Виконаємо розрахунок усталеного режиму мережі з метою аналізу режиму напруги в кожному її вузлі, знаючи допустиму втрату напруги в мережі до найбільш віддаленої її ділянки.

Розрахунки виконаємо за спрощеною схемою заміщення мережі (рис. 2.1) і за схемою заміщення, що відповідає прийнятій в програмі MATLAB (рис. 2.2) - з урахуванням втрат потужності в елементах мережі.

Схема електропостачання сільського населеного пункту напругою 10 кВ наведена на рис. 2.1.

Лінія 10 кВ виконана проходом АС-35 мм<sup>2</sup>. До лінії підключено 27 шт понижуючих трансформаторів 10/0,4 кВ потужністю від 40 до 630 кВА.

НУ

НУ

НУ

НУ

НУ

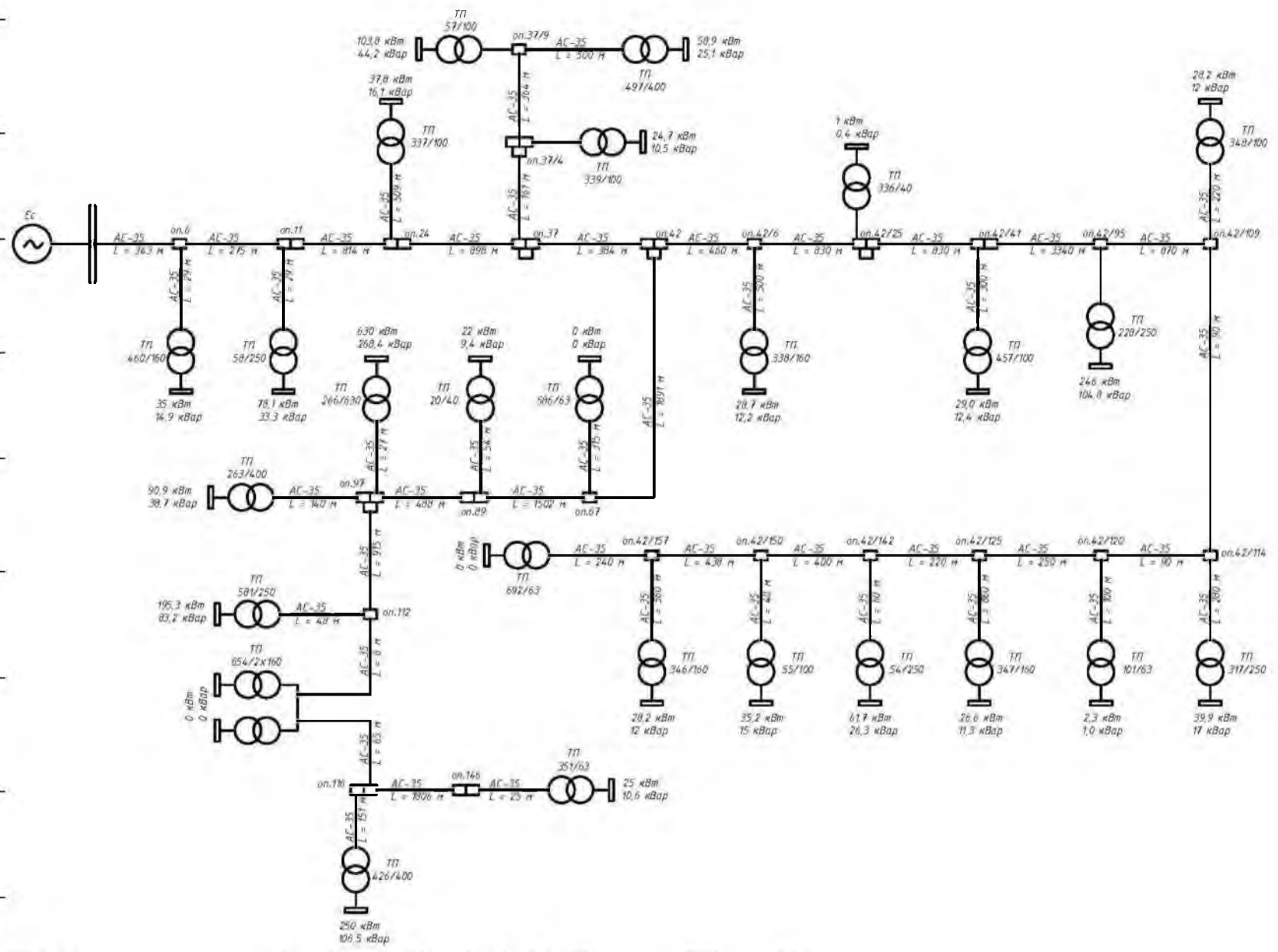


Рис. 2.1. Схема мережі 10 кВ населеного пункту

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України



На схемі малюнок 2.1 вказані максимальні навантаження в вузлах у вигляді  $P + jQ$  (кВт і кВар), довжини ділянок (км), потужність трансформаторних підстанцій (кВА). Сумарна довжина лінії 10 кВ (фідера) становить 16,587 км.

Необхідно визначити рівень напруги на шинах підстанцій 10/0,4 кВ, якщо допустима втрата напруги в мережі до найбільш віддаленої ділянки становить 8% згідно [3].

Моделювання усталеного режиму мережі в програмі MATLAB

Аналіз поперечної схеми ПЛЛ-10 кВ ДЕТЕК Київські регіональні електромережі виконуємо в програмному комплексі MATLAB.

Система MATLAB являє собою мову програмування високого рівня, призначений для інженерних і наукових обчислень і створення засобів моделювання різних пристроїв і систем. Базується на алгоритмах матричних обчислень з виконанням операцій над наборами векторів, що визначає основну відмінність цієї системи від інших відомих пакетів - MathCAD, Maple, Mathematica та інших. За рахунок матричного і векторного представлення даних розробникам вдалося істотно підвищити швидкість обчислень, економічно використовувати ресурси пам'яті і забезпечити високу точність розрахунків. В MATLAB реалізований модульний принцип побудови з широкими можливостями модифікації і розширення, що підтверджує склад цього продукту, а саме: кілька десятків пакетів прикладних програм і більше двох сотень додатків і розширень, багата бібліотека функцій (понад 800), а також громіздкий обсяг документації, що нараховує десятки тисяч сторінок.

Система MATLAB об'єднана з версіями пакетів Simulink.

Бібліотека Simulink містить блоки, в основному орієнтовані на моделювання конкретних пристроїв у вигляді функціональних схем. У неї входять джерела сигналів, масштабуючі, лінійні і нелінійні блоки, вимірювачі і т.д. В бібліотеку Simulink входить набір блоків для імітаційного моделювання електротехнічних пристроїв у вигляді пасивних і активних електротехнічних елементів, джерел

енергії, електродвигунів, трансформаторів, напівпровідникових елементів. За допомогою Simulink можна імітувати роботу пристроїв в часовій області, а також виконувати аналіз їх властивостей – розраховувати імпедаंस ланцюга, отримувати амплітудно- і фазочастотну характеристики, виконувати аналіз гармонік, струмів і напруг.

Безсумнівна перевага Simulink полягає в можливості побудови моделей складних електротехнічних систем на основі методів імітаційного і функціонального моделювання. Так для побудови силової частини напівпровідникового перетворювача використовуються блоки SimPowerSystems, що імітують елементи і пристрої, а в його системі управління – функціональні блоки Simulink, які відображають алгоритм її роботи без подання електричної схеми. Важливо відзначити, що після побудови функціональної моделі виключається складний етап складання і рішення алгебраїчних і диференціальних рівнянь і забезпечується можливість візуального контролю поведінки створеної моделі і протікають в ній процесів.

При побудові моделей із застосуванням елементів SimPowerSystems і блоків з бібліотеки Simulink допустимо залучення функцій самої системи MATLAB, що істотно розширює можливості моделювання електротехнічних систем і напівпровідникових пристроїв. Незважаючи на широту бібліотеки SimPowerSystems, можливі випадки, коли потрібний блок як такий в бібліотеці відсутня. У цих випадках користувач може розробляти свої власні блоки, використовуючи наявні в бібліотеці елементи і застосовуючи створені підсистеми в Simulink. Усе зазначене дозволяє стверджувати, що SimPowerSystems і Simulink – це сучасні постійно розвиваються пакети з широкими можливостями моделювання пристроїв силової електроніки, електромеханічних пристроїв і систем автоматичного управління.

Виконуємо моделювання мережі ПЛ-10 кВ ДЕТЕК Київські регіональні електромережі, схема якої зображена на поєднаній схемі (рис. 2.1.)

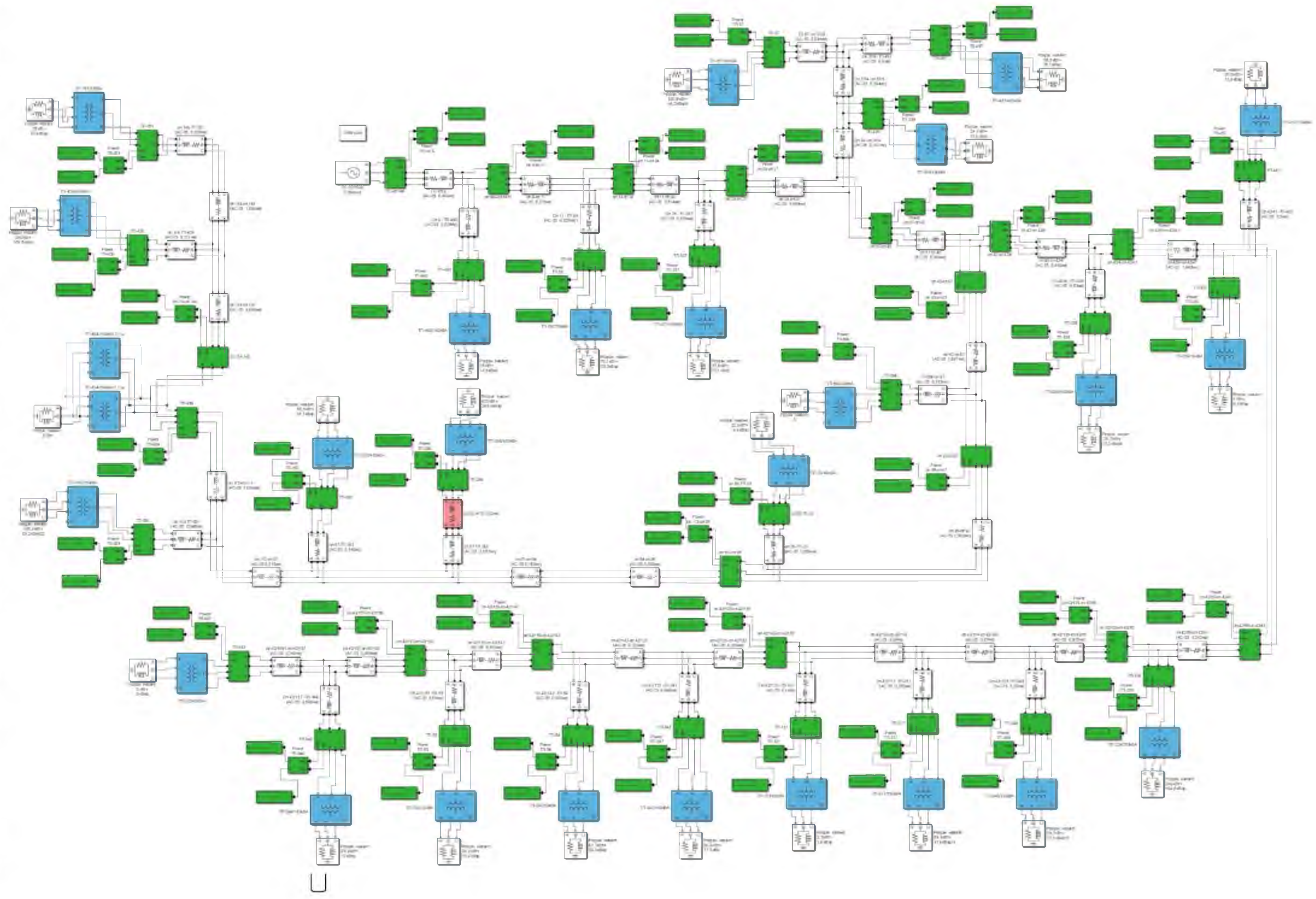
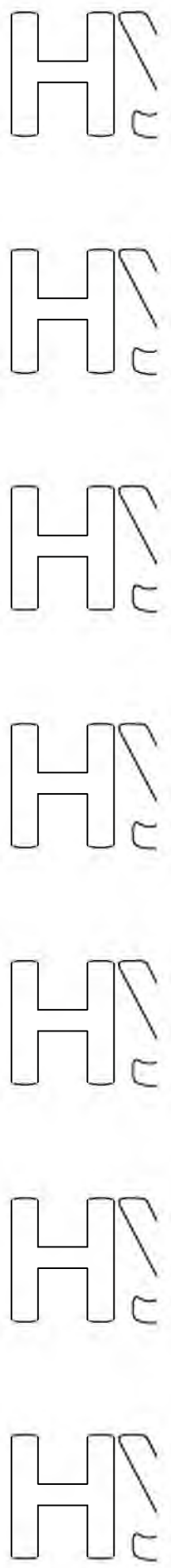


Рис. 2.2. Імітаційна Simulink модель ПЛ-10 кВ

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Модель складається зі стандартних бібліотечних блоків пакета Simulink:

- блоку трифазного джерела електричної енергії Three-Phase Source;
- блоків Three-Phase Series RLC Branch, за допомогою яких змодельовані ділянки лінії 10 кВ;

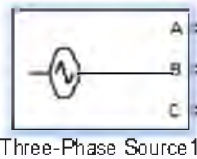
- трифазних двообмоткових трансформаторів Three-Phase Transformer (Two Windings)

- блоків навантаження Series RLC Load

- вимірювальних блоків трифазних струмів і напруг Three-Phase V-I Measurement і 3-phase Instantaneous Active & Reactive Power.

При заданні параметрів всіх елементів слід пам'ятати, що мережа 10 кВ працює з ізольованою нейтраллю, а обмотки трансформаторів 10/0,4 кВ з боку 0,4 кВ повинні бути заземлені.

Блок Three-Phase Source складається з трьох джерел змінної напруги, з'єднаних в зірку з нульовим проводом або без нього.



Block Parameters: Three-Phase Source1

Three-Phase Source (mask) (link)

Three-phase voltage source in series with RL branch.

Parameters Load Flow

Phase-to-phase rms voltage (V):  
10e3

Phase angle of phase A (degrees):  
0

Frequency (Hz):  
50

Internal connection: Y

Specify impedance using short-circuit level

Source resistance (Ohms):  
0

Source inductance (H):  
0

Base voltage (Vrms ph-ph):  
10.5e3

OK Cancel Help Apply

Рис. 2.3. Блок Three-Phase Source

Параметри блоку:

Phase-to-phase rms voltage (V): - Діюче значення лінійної напруги (приймаємо 10000 V);

Phase angle of phase A (deg): - Початкова фаза напруги в фазі А (град)]; (приймаємо 0 град)

Frequency (Hz): - [Частота (Гц)] - Частота джерела 50 Гц;

Internal connection: [З'єднання фаз джерела] - значення параметра вибирається зі списку: Приймаємо Y - зірка, ізольована нейтраль.

Source resistance (Ohms): Опір джерела (Ом). Приймаємо 0 Ом, «ідеальне» джерело живлення.

Source inductance (H): [Власна індуктивність джерела (Гн)]; Приймаємо 0 Гц, «ідеальне» джерело живлення.

Base voltage (Vrms ph-ph): Діюче значення лінійної базової напруги] - величина базової лінійної напруги джерела при якому визначається потужність короткого замикання: Приймаємо 10000 В.

Блок Series RLC Branch використовується для моделювання чотирьох провідних або несиметричних трьохпровідних мереж.

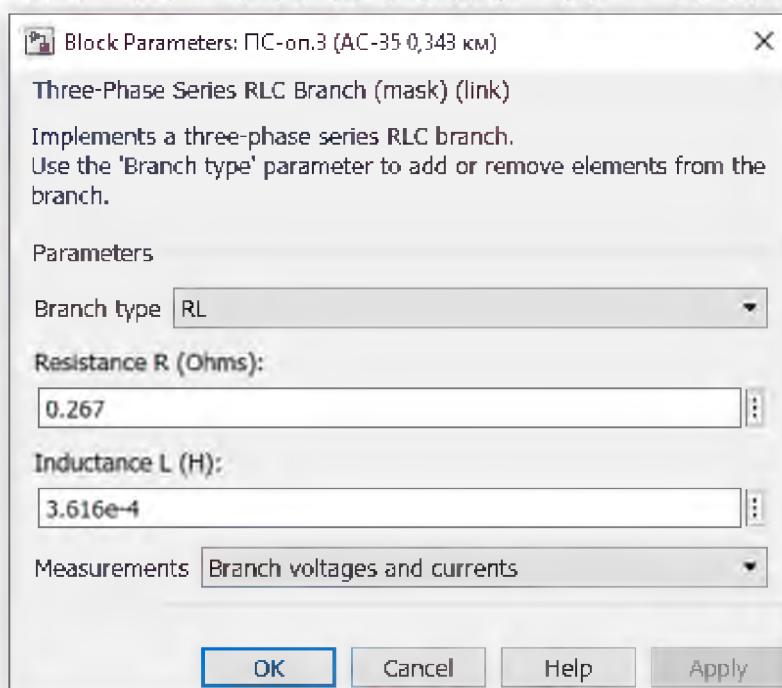
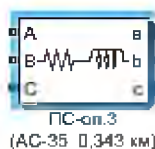


Рис. 2.4. Блок Series RLC Branch

Параметри блоку Series RLC Branch.

Branch type [Тип ланцюга] - Параметр вибирається зі списку

L - індуктивний,

C - ємнісний,

R - активний,

RL - активно-індуктивний.

RC - активно-ємнісний,

RLC - активно-індуктивний-ємнісний,

Приймаємо RL активно-індуктивну трьохпровідну мережу.

Resistance R (Ohms) - [Опір (Ом)]. Величина активного опору.

Inductance L (H) - [Індуктивність (Гн)]. Величина індуктивності.

Measurements - [Вимірювані змінні]. Дас змогу вибрати передані в блок Multimeter змінні, які потім можна побачити за допомогою блоку Scope. Значення параметра вибираються зі списку:

- Branch voltage and current - напруга і струм ланцюга; відображуваним

сигналам в блоці Multimeter присвоюються мітки:

-  $I_b$  - струм кола,

-  $U_b$  - напруга кола.

При моделюванні ЛЕП послідовних ділянок опорів необхідно визначити параметри лінії для ділянок мережі, що моделюється (перерахувати погонні параметри в залежності від довжини ділянки, що моделюється).

Розрахуємо параметри трьохпровідної мережі 10 кВ для моделювання в програмі МАТЛАБ ділянки ЛС - оп. 6 протяжністю 0,343 км виконаної проводом АС-35.

Вихідні дані. По довідниковим даним для проводу АС-35

$r_0 = 0,7774 \text{ Ом/км}$   
 $x_0 = 0,331 \text{ Ом/км}$   
Параметри лінії довжиною  $0,343 \text{ км}$ .

# НУБІП України

Визначаємо активний опір, Ом

$$R_a = r_0 \cdot l = 0,7774 \cdot 0,343 = 0,266 \text{ Ом}$$

# НУБІП України

Визначаємо індуктивність, Гн

$$X_a = x_0 \cdot l = 0,331 \cdot 0,343 = 0,114 \text{ Ом}$$

$$L_a = \frac{X_a}{2\pi f} = \frac{0,114}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 3,616 \cdot 10^{-4} \text{ Гн}$$

# НУБІП України

Для решти ділянок лінії розрахунок виконуємо аналогічно.  
Блок Tree-Phase Transformer (Two Windings) використовується для моделювання силового трьохфазного двохобмоткового трансформатора.

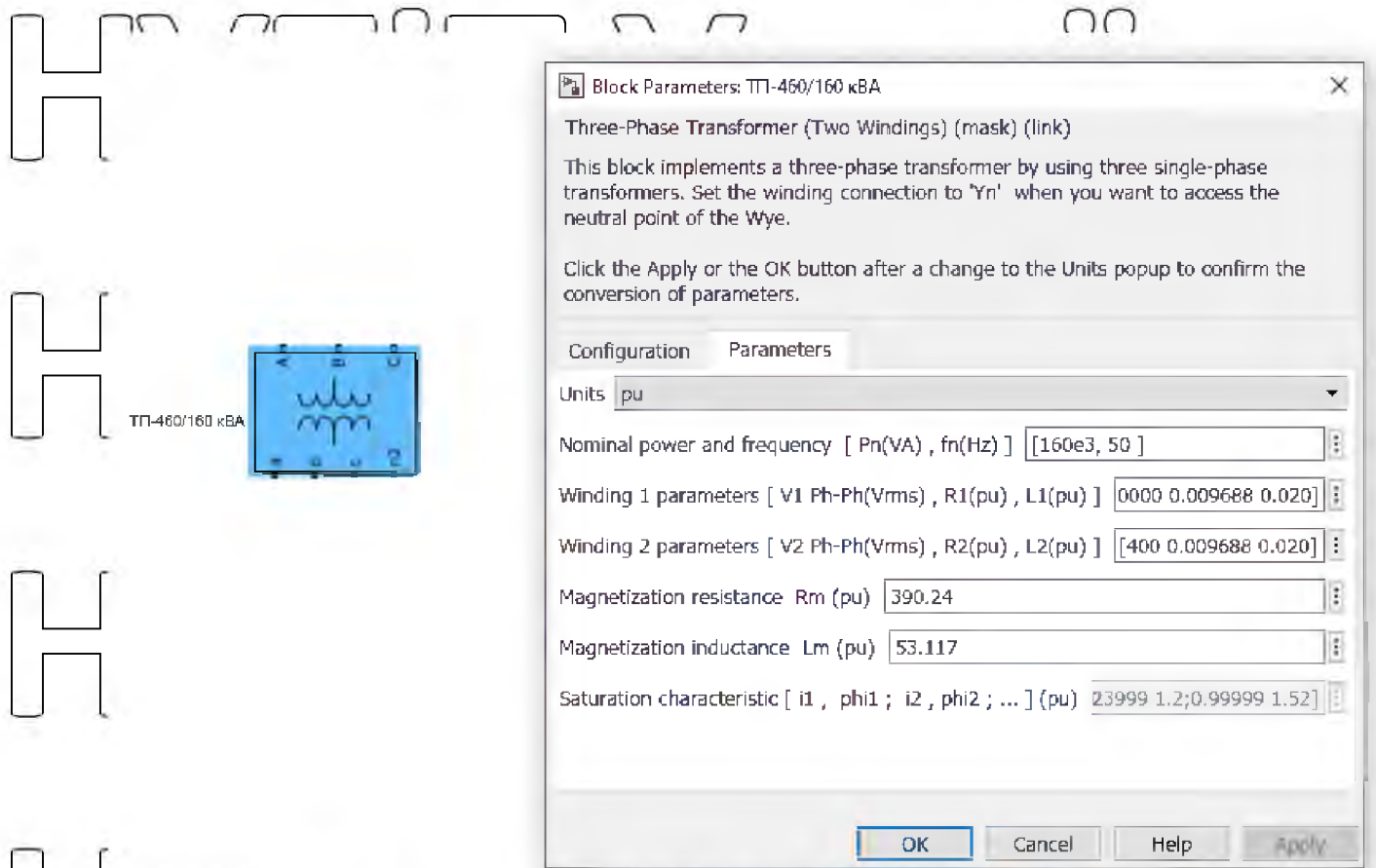


Рис. 2.5. Блок Tree-Phase Transformer (Two Windings)

Вкладка Configuration.



Winding 1 (ABC) connection - [Схема з'єднання первинної обмотки]. Значення параметра вибирається зі списку:

- Y - зірка,
- Yn - зірка з нейтралю,
- Yg - зірка з заземленою нейтралю

Delta (D1) - трикутник першої групи (приймаємо трикутник для проект. трансформатора РДО Україна)

- Delta (D11) - трикутник одинадцятої групи

Winding 2 (abc-2) connection [Схема з'єднання вторинної обмотки] - значення параметра вибирається зі списку:

- Y - зірка,
- Yn - зірка з нейтралю,
- Yg - зірка з заземленою нейтралю (приймаємо зірку з заземленою нейтралю)

- Delta (D1) - трикутник першої групи

- Delta (D11) - трикутник одинадцятої групи

Вкладка Parameters.

Параметри блоку:

Units - [Одиниці виміру]. Вибираються зі списку:

SI - параметри задаються в в.о. .;

SI - параметри задаються в іменованих одиницях (в системі Сі)

Nominal power and frequency [Pn (VA), fn (Hz)] - [Номинальна потужність (ВА) і частота (Гц) трансформатора]: Приймаємо 250000 кВА і 50 Гц

Winding 1 parameters [U1 Ph-Ph (V), R1 (pu), L1 (pu)] - [Параметри першої обмотки]. Лінійна напруга (В), активний опір обмотки (в.о.), індуктивність обмотки (в.о.);

Winding 2 parameters [U2 Ph-Ph (V), R2 (pu), L2 (pu)] - [Параметри другої обмотки]. Лінійна напруга (В), активний (опір обмотки (в.о.), індуктивність обмотки (в.о.);

Magnetization resistance Rm (pu) - [Опір ланцюга намагнічування (в.о.)];

Magnetization inductance  $L_m$  (pu) – [Індуктивність ланцюга намагнічування (в.о.)]. Параметр доступний при моделюванні лінійного трансформатора (прапорець Saturable core не встановлено);

Блок навантаження Series RLC Load призначений для моделювання навантаження мережі.

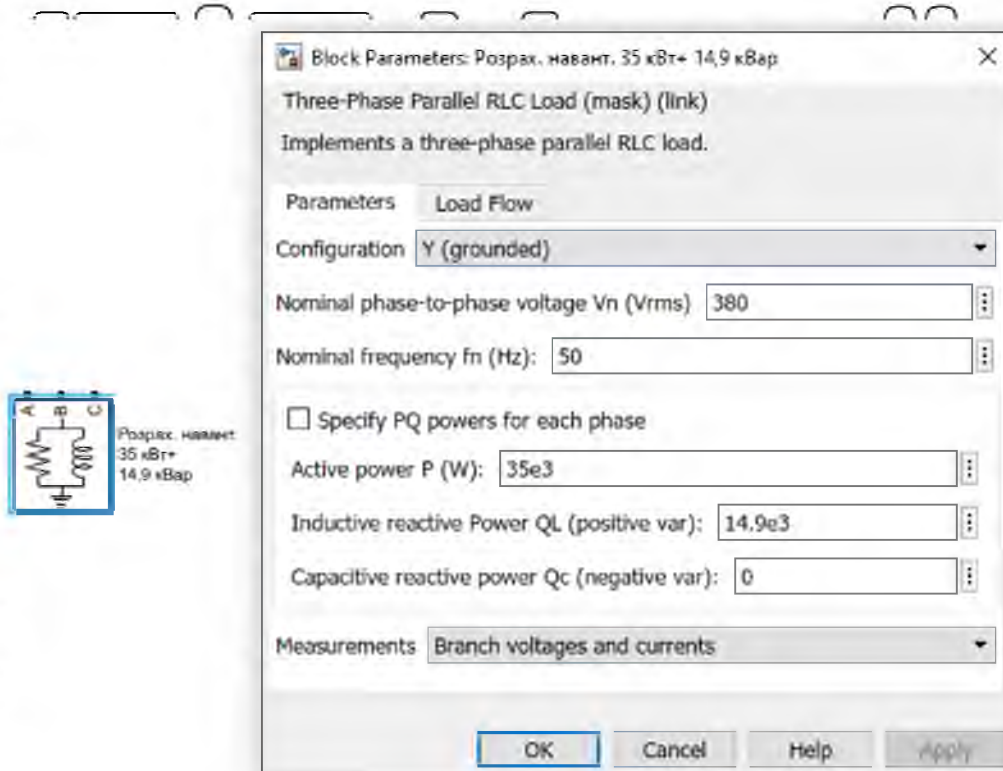


Рис. 2.6. Блок навантаження Series RLC Load

Параметри блоку:

Nominal phase-to-phase voltage (Vrms) – лінійна напруга мережі, В.

Приймаємо 380 В.

Nominal frequency  $f_n$  (Hz) – номінальна частота мережі, Гц.

Приймаємо 50 Гц.

Active power  $P$  (W) – активна потужність споживання, Вт. Задаємо потужність – 35000 Вт.

Inductive reactive Power  $Q_L$  – реактивна потужність споживання, Вар. Задаємо потужність 14900 Вар.

Розрахункове навантаження активної і реактивної енергії кожної трансформаторної підстанції див. табл. 1.3.

Блок Three-Phase V-I Measurement / 3-phase Instantaneous Active & Reactive Power призначений для вимірювання параметрів трифазних струмів і напруг в точці мережі, де він підключений.

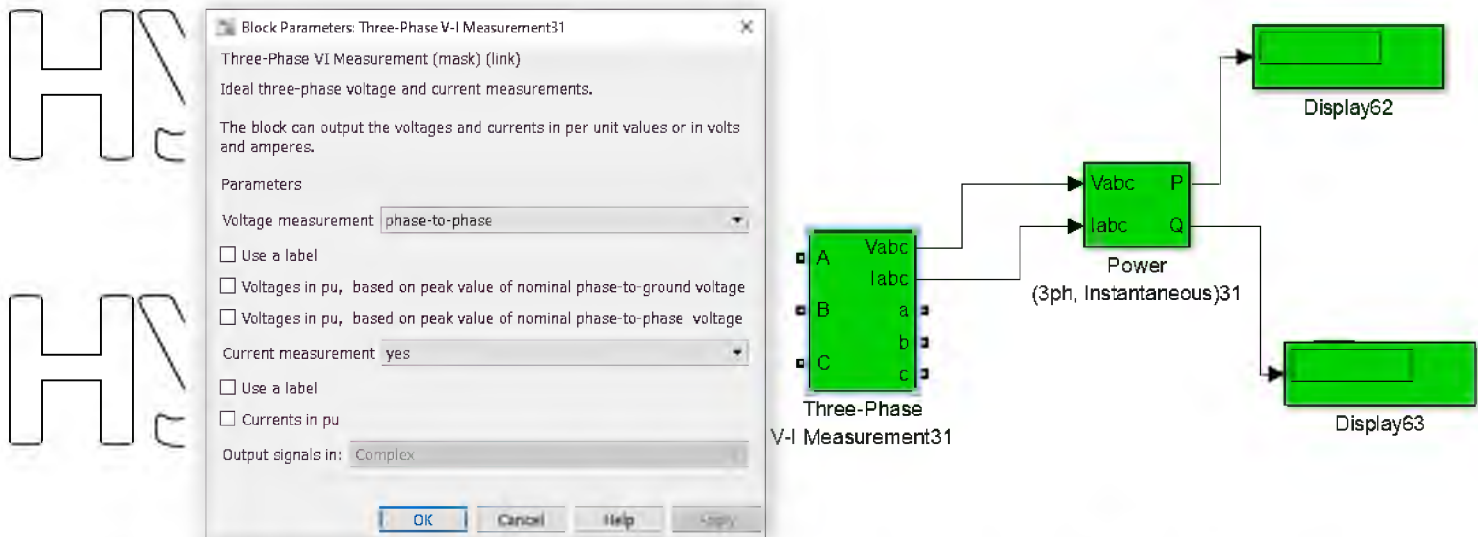


Рис. 2.7. Блок Three-Phase V-I Measurement і 3-phase Instantaneous Active & Reactive Power

Параметри блоку:

Voltage measurement phase-to-phase – вимірювання лінійної напруги

Current measurement «yes» – вимірювання струму – «так»

Задаємо блоку необхідність вимірювання струму в вузлах лінії та лінійної напруги в місцях підключення приборів.

Для визначення в моделі електричної мережі на будь-якій її ділянці величин струму, напруги та їх початкових значень фаз використовуємо блок Power31. Результати обчислення перерахованих режимних параметрів мережі див. рис. 1.4.

НУБІП України

НУБІП України

**2.2. Визначення втрати напруги в лінії електропередавання напругою**

**10 кВ** НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## MEASUREMENTS:

1:	'U AB: ПС-он.№6	' =	10000.00 Vrms	30.00°
2:	'U BC: ПС-он.№6	' =	10000.00 Vrms	-90.00°
3:	'U CA: ПС-он.№6	' =	10000.00 Vrms	150.00°
4:	'U AB: ТП-101	' =	9258.48 Vrms	30.29°
5:	'U BC: ТП-101	' =	9249.21 Vrms	-89.68°
6:	'U CA: ТП-101	' =	9258.34 Vrms	150.36°
7:	'U AB: ТП-228	' =	9280.33 Vrms	30.28°
8:	'U BC: ТП-228	' =	9271.03 Vrms	-89.69°
9:	'U CA: ТП-228	' =	9280.19 Vrms	150.35°
10:	'U AB: ТП-263	' =	9093.82 Vrms	30.32°
11:	'U BC: ТП-263	' =	9088.83 Vrms	-89.66°
12:	'U CA: ТП-263	' =	9093.74 Vrms	150.36°
13:	'U AB: ТП-266	' =	9093.91 Vrms	30.32°
14:	'U BC: ТП-266	' =	9088.92 Vrms	-89.66°
15:	'U CA: ТП-266	' =	9093.83 Vrms	150.36°
16:	'U AB: ТП-317	' =	9258.76 Vrms	30.29°
17:	'U BC: ТП-317	' =	9249.49 Vrms	-89.68°
18:	'U CA: ТП-317	' =	9258.62 Vrms	150.36°
19:	'U AB: ТП-336	' =	9424.89 Vrms	30.20°
20:	'U BC: ТП-336	' =	9415.46 Vrms	-89.76°
21:	'U CA: ТП-336	' =	9424.75 Vrms	150.27°
22:	'U AB: ТП-337	' =	9735.58 Vrms	30.09°
23:	'U BC: ТП-337	' =	9732.82 Vrms	-89.90°
24:	'U CA: ТП-337	' =	9735.53 Vrms	150.11°
25:	'U AB: ТП-338	' =	9496.80 Vrms	30.18°
26:	'U BC: ТП-338	' =	9490.66 Vrms	-89.80°
27:	'U CA: ТП-338	' =	9496.70 Vrms	150.22°
28:	'U AB: ТП-339	' =	9577.31 Vrms	30.15°
29:	'U BC: ТП-339	' =	9572.83 Vrms	-89.84°
30:	'U CA: ТП-339	' =	9577.23 Vrms	150.18°
31:	'U AB: ТП-346	' =	9246.94 Vrms	30.30°
32:	'U BC: ТП-346	' =	9237.68 Vrms	-89.67°
33:	'U CA: ТП-346	' =	9246.80 Vrms	150.36°
34:	'U AB: ТП-347	' =	9252.60 Vrms	30.30°
35:	'U BC: ТП-347	' =	9243.33 Vrms	-89.67°
36:	'U CA: ТП-347	' =	9252.46 Vrms	150.36°
37:	'U AB: ТП-348	' =	9260.96 Vrms	30.29°
38:	'U BC: ТП-348	' =	9251.68 Vrms	-89.68°
39:	'U CA: ТП-348	' =	9260.82 Vrms	150.36°
40:	'U AB: ТП-351	' =	9040.80 Vrms	30.37°
41:	'U BC: ТП-351	' =	9035.84 Vrms	-89.61°
42:	'U CA: ТП-351	' =	9040.72 Vrms	150.41°
43:	'U AB: ТП-426	' =	9036.68 Vrms	90.39°
44:	'U BC: ТП-426	' =	9041.64 Vrms	-149.63°
45:	'U CA: ТП-426	' =	9041.55 Vrms	-29.60°
46:	'U AB: ТП-457	' =	9424.65 Vrms	30.20°
47:	'U BC: ТП-457	' =	9414.61 Vrms	-89.76°
48:	'U CA: ТП-457	' =	9424.50 Vrms	150.27°
49:	'U AB: ТП-460	' =	9934.50 Vrms	30.02°
50:	'U BC: ТП-460	' =	9933.84 Vrms	-89.98°
51:	'U CA: ТП-460	' =	9934.48 Vrms	150.03°
52:	'U AB: ТП-497	' =	9568.57 Vrms	30.15°
53:	'U BC: ТП-497	' =	9564.10 Vrms	-89.84°
54:	'U CA: ТП-497	' =	9568.50 Vrms	150.18°
55:	'U AB: ТП-54	' =	9251.83 Vrms	30.30°
56:	'U BC: ТП-54	' =	9242.57 Vrms	-89.67°
57:	'U CA: ТП-54	' =	9251.69 Vrms	150.36°
58:	'U AB: ТП-55	' =	9249.58 Vrms	30.30°
59:	'U BC: ТП-55	' =	9240.32 Vrms	-89.67°
60:	'U CA: ТП-55	' =	9249.44 Vrms	150.36°
61:	'U AB: ТП-57	' =	9571.25 Vrms	30.15°
62:	'U BC: ТП-57	' =	9566.77 Vrms	-89.84°
63:	'U CA: ТП-57	' =	9571.17 Vrms	150.18°

Рис. 2.8. Результати розрахунку втрат напруги в вузлах 10 кВ на проводі

AC-35

НУБІП України

64:	'U AB:	TT-58				9882.96	Vrms	30.04°
65:	'U BC:	TT-58				9881.77	Vrms	-89.96°
66:	'U CA:	TT-58				9882.93	Vrms	150.05°
67:	'U AB:	TT-581				9041.08	Vrms	90.39°
68:	'U BC:	TT-581				9046.05	Vrms	-149.63°
69:	'U CA:	TT-581				9045.96	Vrms	-29.60°
70:	'U AB:	TT-586				9312.20	Vrms	30.24°
71:	'U BC:	TT-586				9307.09	Vrms	-89.74°
72:	'U CA:	TT-586				9312.12	Vrms	150.28°
73:	'U AB:	TT-654				9046.71	Vrms	30.37°
74:	'U BC:	TT-654				9041.75	Vrms	-89.61°
75:	'U CA:	TT-654				9046.62	Vrms	150.40°
76:	'U AB:	TT-692				9248.46	Vrms	30.30°
77:	'U BC:	TT-692				9239.20	Vrms	-89.67°
78:	'U CA:	TT-692				9248.32	Vrms	150.36°
79:	'U AB:	on.11-on.24				9883.19	Vrms	30.04°
80:	'U BC:	on.11-on.24				9882.00	Vrms	-89.96°
81:	'U CA:	on.11-on.24				9883.17	Vrms	150.05°
82:	'U AB:	on.112-on.89				9147.34	Vrms	30.30°
83:	'U BC:	on.112-on.89				9142.32	Vrms	-89.68°
84:	'U CA:	on.112-on.89				9147.26	Vrms	150.34°
85:	'U AB:	on.114-146				9046.71	Vrms	30.37°
86:	'U BC:	on.114-146				9041.75	Vrms	-89.61°
87:	'U CA:	on.114-146				9046.62	Vrms	150.40°
88:	'U AB:	on.24-on.37				9737.50	Vrms	30.09°
89:	'U BC:	on.24-on.37				9734.75	Vrms	-89.90°
90:	'U CA:	on.24-on.37				9737.45	Vrms	150.11°
91:	'U AB:	on.37-on.42				9580.24	Vrms	30.14°
92:	'U BC:	on.37-on.42				9575.76	Vrms	-89.84°
93:	'U CA:	on.37-on.42				9580.16	Vrms	150.18°
94:	'U AB:	on.42-on.42/6				9519.91	Vrms	30.17°
95:	'U BC:	on.42-on.42/6				9514.69	Vrms	-89.82°
96:	'U CA:	on.42-on.42/6				9519.82	Vrms	150.20°
97:	'U AB:	on.42-on.67				9519.91	Vrms	30.17°
98:	'U BC:	on.42-on.67				9514.69	Vrms	-89.82°
99:	'U CA:	on.42-on.67				9519.82	Vrms	150.20°
100:	'U AB:	on.42/120-on.42/95				9280.33	Vrms	30.28°
101:	'U BC:	on.42/120-on.42/95				9271.03	Vrms	-89.69°
102:	'U CA:	on.42/120-on.42/95				9280.19	Vrms	150.35°
103:	'U AB:	on.42/142-on.42/120				9258.51	Vrms	30.29°
104:	'U BC:	on.42/142-on.42/120				9249.24	Vrms	-89.68°
105:	'U CA:	on.42/142-on.42/120				9258.37	Vrms	150.36°
106:	'U AB:	on.42/150-on.42/142				9252.19	Vrms	30.30°
107:	'U BC:	on.42/150-on.42/142				9242.92	Vrms	-89.67°
108:	'U CA:	on.42/150-on.42/142				9252.05	Vrms	150.36°
109:	'U AB:	on.42/157-on.42/150				9249.72	Vrms	30.30°
110:	'U BC:	on.42/157-on.42/150				9240.45	Vrms	-89.67°
111:	'U CA:	on.42/157-on.42/150				9249.58	Vrms	150.36°
112:	'U AB:	on.42/6-on.42/41				9498.23	Vrms	30.18°
113:	'U BC:	on.42/6-on.42/41				9492.10	Vrms	-89.80°
114:	'U CA:	on.42/6-on.42/41				9498.13	Vrms	150.22°
115:	'U AB:	on.42/95-on.42/41				9424.89	Vrms	30.20°
116:	'U BC:	on.42/95-on.42/41				9415.46	Vrms	-89.76°
117:	'U CA:	on.42/95-on.42/41				9424.75	Vrms	150.27°
118:	'U AB:	on.89-TT-20				9147.23	Vrms	30.30°
119:	'U BC:	on.89-TT-20				9142.21	Vrms	-89.68°
120:	'U CA:	on.89-TT-20				9147.15	Vrms	150.34°
121:	'U AB:	on.89-on.67				9312.22	Vrms	30.24°
122:	'U BC:	on.89-on.67				9307.12	Vrms	-89.74°
123:	'U CA:	on.89-on.67				9312.14	Vrms	150.28°
124:	'U AB:	on.96-on.9611				9934.60	Vrms	30.02°
125:	'U BC:	on.96-on.9611				9933.94	Vrms	-89.98°
126:	'U CA:	on.96-on.9611				9934.59	Vrms	150.03°

HIJ KLM N O P Q R S T U V W X Y Z

Рис. 2.9. Результати розрахунку втрат напруги в вузлах ПЛ-10 кВ на проводі

АС-35

НУБІП УкРАЇНИ

НУБІП УкРАЇНИ

НУБІП УкРАЇНИ

НУБІП УкРАЇНИ

НУБІП УкРАЇНИ

НУБІП УкРАЇНИ

НУБІП УкРАЇНИ

HI

127:	I A:	HC-on.P6				129.97	Arms	-26.74°
128:	I B:	HC-on.M6				131.21	Arms	-146.36°
129:	I C:	HC-on.M6				131.35	Arms	92.98°
130:	I A:	TH-101				0.21	Arms	-45.91°
131:	I B:	TH-101				0.21	Arms	-165.94°
132:	I C:	TH-101				0.21	Arms	74.12°
133:	I A:	TH-228				14.85	Arms	-27.95°
134:	I B:	TH-228				14.87	Arms	-147.98°
135:	I C:	TH-228				14.87	Arms	92.09°
136:	I A:	TH-263				5.90	Arms	-26.36°
137:	I B:	TH-263				5.90	Arms	-146.38°
138:	I C:	TH-263				5.90	Arms	93.66°
139:	I A:	TH-266				38.77	Arms	-25.82°
140:	I B:	TH-266				38.75	Arms	-145.83°
141:	I C:	TH-266				38.75	Arms	94.20°
142:	I A:	TH-317				2.68	Arms	-28.29°
143:	I B:	TH-317				2.68	Arms	-148.32°
144:	I C:	TH-317				2.68	Arms	91.74°
145:	I A:	TH-336				0.08	Arms	-37.46°
146:	I B:	TH-336				0.08	Arms	-157.50°
147:	I C:	TH-336				0.08	Arms	82.57°
148:	I A:	TH-337				2.58	Arms	-25.96°
149:	I B:	TH-337				2.58	Arms	-145.97°
150:	I C:	TH-337				2.58	Arms	94.05°
151:	I A:	TH-338				1.97	Arms	-27.33°
152:	I B:	TH-338				1.97	Arms	-147.35°
153:	I C:	TH-338				1.97	Arms	92.69°
154:	I A:	TH-339				1.69	Arms	-26.81°
155:	I B:	TH-339				1.69	Arms	-146.82°
156:	I C:	TH-339				1.69	Arms	93.21°
157:	I A:	TH-346				1.89	Arms	-27.28°
158:	I B:	TH-346				1.89	Arms	-147.31°
159:	I C:	TH-346				1.89	Arms	92.76°
160:	I A:	TH-347				1.79	Arms	-27.47°
161:	I B:	TH-347				1.79	Arms	-147.50°
162:	I C:	TH-347				1.79	Arms	92.57°
163:	I A:	TH-348				1.86	Arms	-26.31°
164:	I B:	TH-348				1.86	Arms	-146.34°
165:	I C:	TH-348				1.86	Arms	93.72°
166:	I A:	TH-351				1.59	Arms	-26.25°
167:	I B:	TH-351				1.59	Arms	-146.27°
168:	I C:	TH-351				1.59	Arms	93.77°
169:	I A:	TH-426				15.57	Arms	94.83°
170:	I B:	TH-426				15.57	Arms	-145.21°
171:	I C:	TH-426				15.58	Arms	-25.19°
172:	I A:	TH-457				0.17	Arms	-78.22°
173:	I B:	TH-457				1.61	Arms	-118.29°
174:	I C:	TH-457				1.75	Arms	65.30°
175:	I A:	TH-460				2.49	Arms	-26.89°
176:	I B:	TH-460				2.49	Arms	-146.89°
177:	I C:	TH-460				2.49	Arms	93.11°
178:	I A:	TH-497				4.11	Arms	-28.00°
179:	I B:	TH-497				4.11	Arms	-148.02°
180:	I C:	TH-497				4.11	Arms	92.01°
181:	I A:	TH-54				4.04	Arms	-27.07°
182:	I B:	TH-54				4.04	Arms	-147.10°
183:	I C:	TH-54				4.04	Arms	92.96°
184:	I A:	TH-55				2.29	Arms	-25.86°
185:	I B:	TH-55				2.29	Arms	-145.89°
186:	I C:	TH-55				2.29	Arms	94.17°
187:	I A:	TH-57				6.68	Arms	-25.56°
188:	I B:	TH-57				6.67	Arms	-145.58°
189:	I C:	TH-57				6.67	Arms	94.45°
190:	I A:	TH-58				5.39	Arms	-27.02°
191:	I B:	TH-58				5.39	Arms	-147.02°
192:	I C:	TH-58				5.39	Arms	92.99°

MI

HI

MI

HI

MI

HI

MI

HI

MI

HI

MI

HI

MI

WU U r m p c a u r t m



Рис. 2.10. Результати розрахунку струмових навантажень ПЛ-10 кВ на  
проводі АС-35

193:	'I A:	ТП-581	' =	11.71 Arms	92.78°
194:	'I B:	ТП-581	' =	11.71 Arms	-147.25°
195:	'I C:	ТП-581	' =	11.72 Arms	-27.23°
196:	'I A:	ТП-586	' =	0.10 Arms	-82.09°
197:	'I B:	ТП-586	' =	0.10 Arms	157.89°
198:	'I C:	ТП-586	' =	0.10 Arms	37.92°
199:	'I A:	ТП-654	' =	17.35 Arms	-26.16°
200:	'I B:	ТП-654	' =	17.34 Arms	-146.18°
201:	'I C:	ТП-654	' =	17.34 Arms	93.85°
202:	'I A:	ТП-692	' =	0.10 Arms	-82.02°
203:	'I B:	ТП-692	' =	0.10 Arms	157.95°
204:	'I C:	ТП-692	' =	0.10 Arms	38.01°
205:	'I A:	оп.11-оп.24	' =	122.09 Arms	-26.72°
206:	'I B:	оп.11-оп.24	' =	123.33 Arms	-146.32°
207:	'I C:	оп.11-оп.24	' =	123.45 Arms	92.98°
208:	'I A:	оп.112-оп.89	' =	73.73 Arms	-26.17°
209:	'I B:	оп.112-оп.89	' =	73.69 Arms	-146.18°
210:	'I C:	оп.112-оп.89	' =	73.69 Arms	93.85°
211:	'I A:	оп.114-146	' =	17.17 Arms	-25.29°
212:	'I B:	оп.114-146	' =	17.16 Arms	-145.31°
213:	'I C:	оп.114-146	' =	17.16 Arms	94.73°
214:	'I A:	оп.24-оп.37	' =	119.51 Arms	-26.74°
215:	'I B:	оп.24-оп.37	' =	120.75 Arms	-146.33°
216:	'I C:	оп.24-оп.37	' =	120.87 Arms	92.96°
217:	'I A:	оп.37-оп.42	' =	107.03 Arms	-26.76°
218:	'I B:	оп.37-оп.42	' =	108.27 Arms	-146.31°
219:	'I C:	оп.37-оп.42	' =	108.39 Arms	92.90°
220:	'I A:	оп.42-оп.42/6	' =	31.85 Arms	-28.03°
221:	'I B:	оп.42-оп.42/6	' =	33.12 Arms	-146.45°
222:	'I C:	оп.42-оп.42/6	' =	33.28 Arms	90.87°
223:	'I A:	оп.42-оп.67	' =	75.19 Arms	-26.22°
224:	'I B:	оп.42-оп.67	' =	75.15 Arms	-146.24°
225:	'I C:	оп.42-оп.67	' =	75.15 Arms	93.79°
226:	'I A:	оп.42/120-оп.42/95	' =	14.81 Arms	-27.66°
227:	'I B:	оп.42/120-оп.42/95	' =	14.80 Arms	-147.69°
228:	'I C:	оп.42/120-оп.42/95	' =	14.79 Arms	92.38°
229:	'I A:	оп.42/142-оп.42/120	' =	10.06 Arms	-27.35°
230:	'I B:	оп.42/142-оп.42/120	' =	10.05 Arms	-147.39°
231:	'I C:	оп.42/142-оп.42/120	' =	10.05 Arms	92.68°
232:	'I A:	оп.42/150-оп.42/142	' =	4.24 Arms	-27.58°
233:	'I B:	оп.42/150-оп.42/142	' =	4.23 Arms	-147.61°
234:	'I C:	оп.42/150-оп.42/142	' =	4.23 Arms	92.45°
235:	'I A:	оп.42/157-оп.42/150	' =	1.95 Arms	-29.61°
236:	'I B:	оп.42/157-оп.42/150	' =	1.94 Arms	-149.64°
237:	'I C:	оп.42/157-оп.42/150	' =	1.94 Arms	90.43°
238:	'I A:	оп.42/6-оп.42/41	' =	29.88 Arms	-28.08°
239:	'I B:	оп.42/6-оп.42/41	' =	31.16 Arms	-146.40°
240:	'I C:	оп.42/6-оп.42/41	' =	31.31 Arms	90.76°
241:	'I A:	оп.42/95-оп.42/41	' =	29.69 Arms	-27.80°
242:	'I B:	оп.42/95-оп.42/41	' =	29.66 Arms	-147.84°
243:	'I C:	оп.42/95-оп.42/41	' =	29.66 Arms	92.23°
244:	'I A:	оп.89-ТП-20	' =	1.40 Arms	-25.98°
245:	'I B:	оп.89-ТП-20	' =	1.40 Arms	-146.00°
246:	'I C:	оп.89-ТП-20	' =	1.40 Arms	94.04°
247:	'I A:	оп.89-оп.67	' =	75.13 Arms	-26.16°
248:	'I B:	оп.89-оп.67	' =	75.09 Arms	-146.18°
249:	'I C:	оп.89-оп.67	' =	75.09 Arms	93.85°
250:	'I A:	оп.№6-оп.№11	' =	127.48 Arms	-26.73°
251:	'I B:	оп.№6-оп.№11	' =	128.72 Arms	-146.35°
252:	'I C:	оп.№6-оп.№11	' =	128.84 Arms	92.98°

Рис. 2.11. Результати розрахунку струмових навантажень ПЛ-10 кВ на провід АС-35

Розглядаємо рівень напруги в найбільш віддалених точках мережі, а саме ТП-351 та ТП-346. Згідно розрахунків рівень напруги в найвіддаленішій точці ТП-351 складає - 9040 В.

10 кВ - 100%  
9,04 кВ - це 90,4%

Отже втрата напруги в лінії

$$\Delta U = 100\% - 90,4\% = 9,6\%$$

Втрата напруги перевищує 8% отже необхідно замінити провід магістралі на провід більшого перетину.

### 2.3. Вибір перерізів та марок проводів лінії електропередавання напругою 10 кВ.

Попередньо приймаємо до реконструкції магістралі ПЛ-10 кВ провід самонесучий ізольований марки 3х(АAsXSn 1x70 мм<sup>2</sup>) та до реконструкції відпайок 3х(АAsXSn 1x50 мм<sup>2</sup>)

АAsXSn - самонесучий провід одножильний (6) з житловою із силавів алюмінію (АА), в ізоляційній оболонці з «зшитого» поліетилену, стійкого до впливу ультрафіолетового випромінювання (XS), що не поширює горіння (п);

АAsXSn - це самонесучий провід у захисній ізоляції, який використовується для розподілу електроенергії в повітряних лініях електропередач. Відповідно до стандарту провід виготовляється в одножильному варіанті. Жила виготовляється зі скручених алюмінієво-магнієво-кремнієвої дроту. Ізоляція жили здійснюється за допомогою світостабілізованого поліетилену. Робоча напруга проводу складає до 20 кВ, номінальна змінна напруга до 35 кВ, номінальна частота - 50 Гц.

АAsXSn має струмоведучу жилу з алюмінієвих дротів, ізоляцію жив з світостабілізованого зшитого поліетилену, стійкого до впливу навколишнього

середовища. За технічними умовами допускається виготовлення проводу з сформуваною жилкою з алюмінієвих дrotів, які посилені сталевими оцинкованими дротами таким чином, щоб не порушувалися при цьому геометрія силового елемента.



Рис. 2.12. Провід самонесущий ізольований ААsXSп

Перераховуємо параметри трьохпровідної мережі 10 кВ для перерахунку втрат напруги в програмі МАТЛАБ

Провід ААsXSп 1x70 мм<sup>2</sup>

$$r_0 = 0,493 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 = 0,291 \text{ Ом/км}$$

Параметри лінії довжиною 0,343 км.

Визначаємо активний опір, Ом

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 0,493 \cdot 0,343 = 0,169 \text{ Ом}$$

Визначаємо індуктивність, Гн

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l = 0,291 \cdot 0,343 = 0,099 \text{ Ом}$$

$$L_{\text{л}} = \frac{X_{\text{л}}}{2\pi f} = \frac{0,099}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 3,179 \cdot 10^{-4} \text{ Гн}$$

Для решти ділянок лінії розрахунок виконуємо аналогічно.

Після перерахунку рівня напруг ПЛ-10 кВ при заміні магістралі з проводу АС-35 на провід АсХSn-1х70 та заміною відпайок з проводу АС-35 на провід АсХSn-1х70 отримаємо наступні значення напруг в вузлових точках лінії.

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

MEASUREMENTS:			
1:	'U AB:	ПС-он.№6	10000.00 Vrms 30.00°
2:	'U BC:	ПС-он.№6	10000.00 Vrms -90.00°
3:	'U CA:	ПС-он.№6	10000.00 Vrms 150.00°
4:	'U AB:	ТП-101	9484.49 Vrms 29.82°
5:	'U BC:	ТП-101	9477.57 Vrms -90.17°
6:	'U CA:	ТП-101	9483.46 Vrms 149.86°
7:	'U AB:	ТП-228	9499.71 Vrms 29.82°
8:	'U BC:	ТП-228	9492.77 Vrms -90.16°
9:	'U CA:	ТП-228	9498.67 Vrms 149.87°
10:	'U AB:	ТП-263	9368.41 Vrms 29.75°
11:	'U BC:	ТП-263	9364.64 Vrms -90.24°
12:	'U CA:	ТП-263	9367.85 Vrms 149.77°
13:	'U AB:	ТП-266	9368.58 Vrms 29.75°
14:	'U BC:	ТП-266	9364.80 Vrms -90.24°
15:	'U CA:	ТП-266	9368.02 Vrms 149.77°
16:	'U AB:	ТП-317	9484.42 Vrms 29.82°
17:	'U BC:	ТП-317	9477.49 Vrms -90.16°
18:	'U CA:	ТП-317	9483.38 Vrms 149.86°
19:	'U AB:	ТП-336	9600.31 Vrms 29.85°
20:	'U BC:	ТП-336	9593.30 Vrms -90.14°
21:	'U CA:	ТП-336	9599.26 Vrms 149.89°
22:	'U AB:	ТП-337	9815.85 Vrms 29.93°
23:	'U BC:	ТП-337	9813.80 Vrms -90.06°
24:	'U CA:	ТП-337	9815.54 Vrms 149.94°
25:	'U AB:	ТП-338	9649.84 Vrms 29.87°
26:	'U BC:	ТП-338	9645.27 Vrms -90.12°
27:	'U CA:	ТП-338	9649.16 Vrms 149.90°
28:	'U AB:	ТП-339	9705.41 Vrms 29.89°
29:	'U BC:	ТП-339	9702.07 Vrms -90.10°
30:	'U CA:	ТП-339	9704.91 Vrms 149.91°
31:	'U AB:	ТП-346	9476.09 Vrms 29.82°
32:	'U BC:	ТП-346	9469.17 Vrms -90.17°
33:	'U CA:	ТП-346	9475.05 Vrms 149.86°
34:	'U AB:	ТП-347	9479.86 Vrms 29.82°
35:	'U BC:	ТП-347	9472.93 Vrms -90.17°
36:	'U CA:	ТП-347	9478.82 Vrms 149.86°
37:	'U AB:	ТП-348	9486.07 Vrms 29.82°
38:	'U BC:	ТП-348	9479.14 Vrms -90.16°
39:	'U CA:	ТП-348	9485.03 Vrms 149.86°
40:	'U AB:	ТП-351	9338.14 Vrms 29.74°
41:	'U BC:	ТП-351	9334.38 Vrms -90.25°
42:	'U CA:	ТП-351	9337.58 Vrms 149.76°
43:	'U AB:	ТП-426	9334.10 Vrms 29.75°
44:	'U BC:	ТП-426	9337.86 Vrms -150.26°
45:	'U CA:	ТП-426	9337.30 Vrms -30.24°
46:	'U AB:	ТП-457	9600.08 Vrms 29.85°
47:	'U BC:	ТП-457	9592.50 Vrms -90.14°
48:	'U CA:	ТП-457	9599.03 Vrms 149.89°
49:	'U AB:	ТП-460	9954.55 Vrms 29.98°
50:	'U BC:	ТП-460	9954.06 Vrms -90.02°
51:	'U CA:	ТП-460	9954.48 Vrms 149.99°
52:	'U AB:	ТП-497	9697.25 Vrms 29.89°
53:	'U BC:	ТП-497	9693.91 Vrms -90.10°
54:	'U CA:	ТП-497	9696.75 Vrms 149.92°
55:	'U AB:	ТП-54	9479.80 Vrms 29.82°
56:	'U BC:	ТП-54	9472.88 Vrms -90.17°
57:	'U CA:	ТП-54	9478.76 Vrms 149.86°
58:	'U AB:	ТП-55	9478.29 Vrms 29.82°
59:	'U BC:	ТП-55	9471.36 Vrms -90.17°
60:	'U CA:	ТП-55	9477.25 Vrms 149.86°
61:	'U AB:	ТП-57	9699.74 Vrms 29.89°
62:	'U BC:	ТП-57	9696.41 Vrms -90.10°
63:	'U CA:	ТП-57	9699.25 Vrms 149.91°

Рис. 1.9 Результати розрахунку втрат напруги в вузлах ПЛ 10 кВ на провіді 3x(AsXSn 1x70) мм<sup>2</sup>

Після реконструкції ПЛ-10 кВ на провід більшого перерізу ми маємо рівень напруги в найвіддаленішому вузлі мережі на рівні 6,6%, що відповідає вимогам [3 п.4.8].

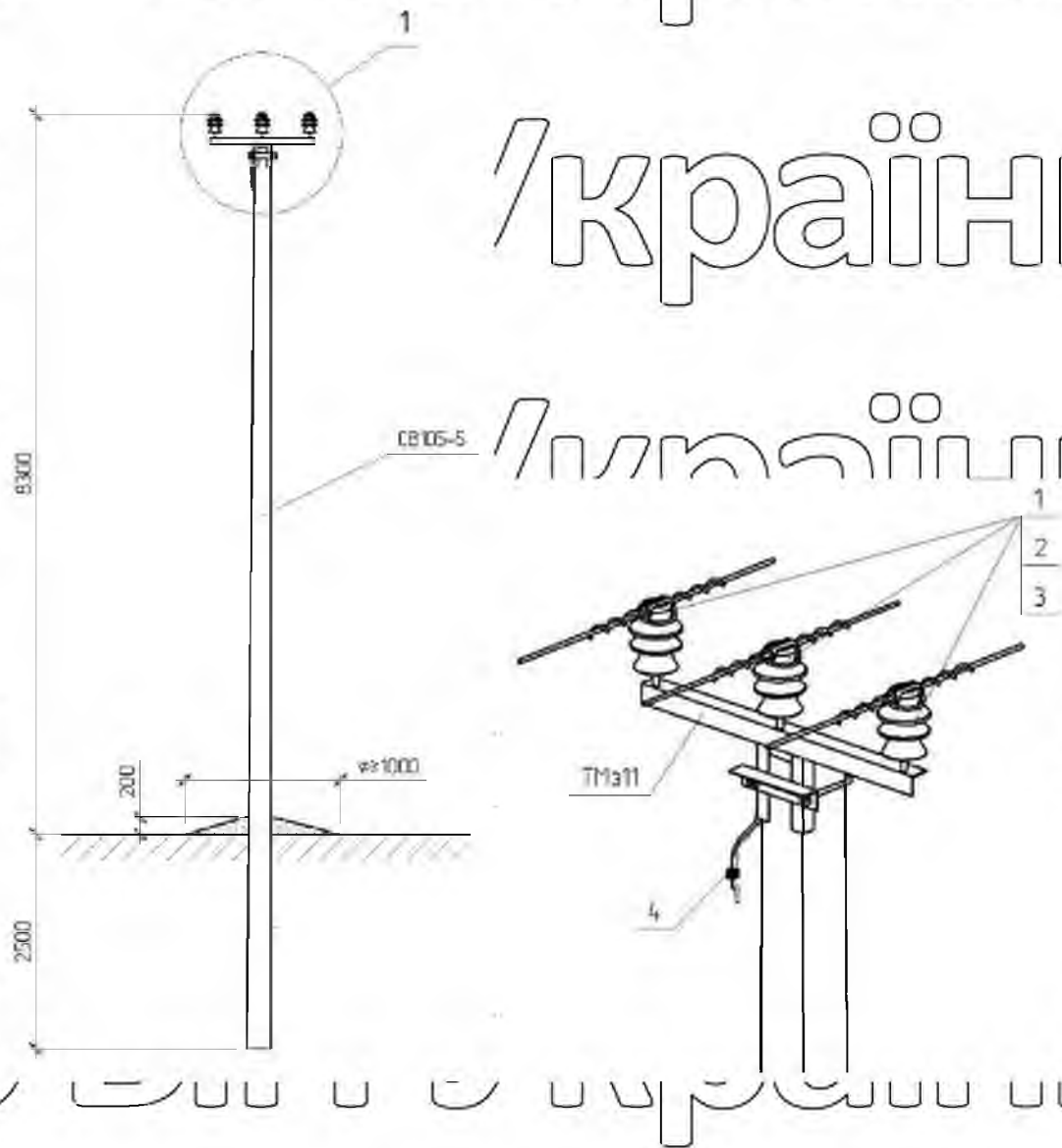


Рис. 2.10. Проміжна опора 10 кВ на самонесучому ізолюваному проводі

1 – Ізолятор ЦФ20-11; 2 – Ковпачок К-6; 3 – в'язка спіральна діелектрична

Перехід повітряних ліній 10 кВ виконаних голим проводом (АС) на самонесучий ізолюваний (СИП-3) має ряд переваг:

- Велика надійність забезпечення споживачів електроенергією без перебоїв.
- Відсутність або незначне обростання ожеледдю і мокрим снігом поверхні проводів. У проводах марки А і АС мокрий сніг може утримуватися в канавках між дротами, будучи першопричиною обростання.

- Простота монтажу і ремонту, особливо при роботах під напругою.

- Зниження енерговитрат в лінії внаслідок зменшення реактивного опору більш ніж в три рази.

- Можливість спорудження ЛЕП без вирубки просік в лісовій місцевості, можливістю вести монтаж проводів по фасадах будівель в умовах міської забудови, що може виключити установку частини опор.

- Значне зниження несанкціонованих підключень до лінії і випадків руйнування і крадіжок.

- Відсутність небезпеки виникнення пожеж в разі падіння проводів на землю.

- Можливість спільної підвіски з проводами низької, високої напруги, лініями зв'язку, що дає суттєву економію на опорах.

- Поліпшення загальної естетики в міських умовах і значне зниження випадків ураження електрострумом при монтажі, ремонті та експлуатації лінії.

- Скорочення обсягів аварійно-відновлювальних робіт.

- Зменшення експлуатаційних витрат за рахунок виключення систематичної розчищення трас, заміни пошкоджених ізоляторів.

Недоліки.

- Збільшення вартості ізольованих проводів в порівнянні з традиційними неізольованими проводами А і АС (не більше 1,2 раза).

- Недостатня готовність українських енергосистем до переходу на ізольовані повітряні лінії, пов'язана з відсутністю інформації, інструменту, нормативної документації і підготовленого персоналу.

# НУБІП України

## 2.4. Розрахунок втрат електричної енергії в лінії електропередавання напругою 10 кВ

Втрати електроенергії в лінії визначаються по наступній послідовності.

Визначаємо активний опір лінії:

# НУБІП України

(2.1)

$$R_{л} = r_0 \cdot L (\text{Ом})$$

де  $r_0$  – питомий активний опір, Ом/км;  $L$  – довжина лінії, км

Визначаємо реактивний опір лінії:

# НУБІП України

(2.2)

$$X_{л} = x_0 \cdot L (\text{Ом})$$

де  $x_0$  – питомий реактивний опір, Ом/км;  $L$  – довжина лінії, км

Втрати електроенергії в лінії за місяць:

активної енергії:

# НУБІП України

(2.3)

$$\Delta W_P = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_n^2 \cdot T_{п}} R_{л} (\text{тис. кВт} \cdot \text{год})$$

реактивної енергії:

# НУБІП України

(2.4)

$$\Delta W_Q = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_n^2 \cdot T_{п}} X_{л} (\text{тис. кВар} \cdot \text{год})$$

Де  $W_P$  – місячне споживання активної енергії по лінії кВт год,

$W_Q$  – місячне споживання реактивної енергії по лінії кВар год,

$U_n$  – напруга лінії  $U_n = 10$  кВ.

$T_{п}$  – кількість годин роботи лінії за місяць  $T_{п} = 720$  г.

# НУБІП України



# НУБІП України

Для прикладу визначимо втрату електричної енергії на ділянці ПС-оп.6. (див. табл. 1.4 та рис.1.2)

Визначаємо втрати електроенергії в повітряній лінії ПЛ-10 кВ на ділянці ПС-оп.6 проводами АС-35 довжиною 0,343 км. Потужність ділянки 2090 кВт + j890,7 кВар. Кількість годин роботи лінії за місяць

$$T_{пл} = 720 \text{ год}$$

Місячне споживання електроенергії по лінії

активної енергії

# НУБІП України

$$WP = 2090 \text{ кВт} \cdot 720 \text{ год} = 1505 \text{ тис. кВт год}$$

реактивної енергії

# НУБІП України

$$WQ = 890,7 \text{ кВт} \cdot 720 \text{ год} = 641,3 \text{ тис. кВар год}$$

Активний опір лінії

$$R_{л} = 0,777 \cdot 0,343 = 0,267 \text{ (Ом)}$$

# НУБІП України

Реактивний опір лінії

$$X_{л} = 0,331 \cdot 0,343 = 0,114 \text{ (Ом)}$$

# НУБІП України

Втрати електроенергії в лінії за місяць:

$$\Delta WP = \frac{1505^2 + 641,3^2}{10^2 \cdot 720} \cdot 0,267 = 9,9 \text{ (тис кВт} \cdot \text{ год)}$$

# НУБІП України

$$\Delta WQ = \frac{1505^2 + 641,3^2}{10^2 \cdot 720} \cdot 0,114 = 4,2 \text{ (тис кВар} \cdot \text{ год)}$$

Для решти ділянок розрахунок проводимо аналогічно.

Таблиця 2.1

**Розрахунок втрат електричної енергії в лінії 10 кВ на проводі АС-35**

Номер ділянки	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	L, км	$R_{л}$ , Ом	$X_{л}$ , Ом	P, кВт	Q, кВар	$\Delta W_P$ , тис. кВт год	$\Delta W_Q$ , тис. кВар год
оп.42/157- оп.42/150	0,777	0,33	0,438	0,341	0,145	28,2	12,2	0,002	0,00098
оп.42/150- оп.42/142	0,777	0,33	0,4	0,311	0,132	63,4	27	0,011	0,0045
оп.42/142- оп.42/125	0,777	0,33	0,22	0,171	0,073	125,1	53,3	0,023	0,0096
оп.42/125- оп.42/120	0,777	0,33	0,25	0,194	0,083	151,7	64,6	0,038	0,016
оп.42/120- оп.42/114	0,777	0,33	0,09	0,07	0,03	154	65,6	0,014	0,006
оп.42/114- оп.42/109	0,777	0,33	0,09	0,07	0,03	193,3	82,6	0,022	0,0095
оп.42/109- оп.42/95	0,777	0,33	0,87	0,676	0,288	233,8	99,6	0,314	0,134
оп.42/95- оп.42/41	0,777	0,33	3,34	2,59	1,1	479,8	204,4	5,085	2,16
оп.42/41- оп.42/25	0,777	0,33	0,83	0,645	0,275	508,8	216,8	1,421	0,605
оп.42/25- оп.42/6	0,777	0,33	0,83	0,645	0,275	509,8	217,2	1,427	0,607
оп.42/6- оп.42	0,777	0,33	0,46	0,358	0,152	538,5	229,4	0,882	0,376
оп.146- оп.116	0,777	0,33	1,806	1,4	0,598	25	10,6	0,0074	0,0031
оп.116- оп.112	0,777	0,33	0,071	0,055	0,024	273	117,5	0,036	0,015
оп.112- оп.97	0,777	0,33	0,915	0,711	0,303	470,3	200,7	1,33	0,57
оп.97- оп.89	0,777	0,33	0,488	0,379	0,162	1191,2	507,8	4,58	1,95
оп.89-оп.67	0,777	0,33	1,502	1,168	0,497	1213,2	517,2	14,623	6,226
оп.67-оп.42	0,777	0,33	1,891	1,47	0,626	1213,2	517,2	18,41	7,839
оп.42- оп.37	0,777	0,33	0,384	0,29	0,127	1751,7	746,6	7,79	3,318
оп.37-оп.24	0,777	0,33	0,898	0,698	0,297	1939,1	826,4	22,33	9,5
оп.24- оп.11	0,777	0,33	0,814	0,633	0,269	1976,9	842,5	21,04	8,958
оп.11-оп.6	0,777	0,33	0,275	0,214	0,091	2055	873,8	7,68	3,27
оп.6-ПС- 35/10	0,777	0,33	0,343	0,267	0,114	2090	890,7	9,9	4,219

СУМА

116,96

49,8

Таблиця 2.2

Розрахунок втрат в лінії 10 кВ на проводі 3х(АAsXSn 1х70)

Номер ділянки	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	L, км	Rл, Ом	Xл, Ом	P, кВт	Q, кВар	$\Delta W_P$ , тис. кВт год	$\Delta W_Q$ , тис. кВар год
оп.42/157- оп.42/150	0,493	0,291	0,438	0,216	0,127	28,2	12	0,0014	0,00086
оп.42/150- оп.42/142	0,493	0,291	0,4	0,197	0,116	63,4	27	0,0067	0,0039
оп.42/142- оп.42/125	0,493	0,291	0,22	0,108	0,064	125,1	53,3	0,014	0,0085
оп.42/125- оп.42/120	0,493	0,291	0,25	0,123	0,073	151,7	64,6	0,024	0,014
оп.42/120- оп.42/114	0,493	0,291	0,09	0,044	0,026	154	65,6	0,0089	0,0052
оп.42/114- оп.42/109	0,493	0,291	0,09	0,044	0,026	193,3	82,6	0,014	0,0083
оп.42/109- оп.42/95	0,493	0,291	0,87	0,429	0,253	233,8	99,6	0,199	0,118
оп.42/95- оп.42/41	0,493	0,291	3,34	1,64	0,972	479,8	204,4	3,225	1,9
оп.42/41- оп.42/25	0,493	0,291	0,83	0,409	0,242	508,8	216,8	0,9	0,532
оп.42/25- оп.42/6	0,493	0,291	0,83	0,409	0,242	509,8	217,2	0,905	0,534
оп.42/6- оп.42	0,493	0,291	0,46	0,227	0,134	538,5	229,4	0,559	0,33
оп.146 оп.116	0,493	0,291	1,806	0,89	0,53	25	10,6	0,0047	0,0027
оп.116- оп.112	0,493	0,291	0,071	0,035	0,021	275	117,5	0,023	0,013
оп.112- оп.97	0,493	0,291	0,915	0,451	0,266	470,3	200,7	0,849	0,501
оп.97- оп.89	0,493	0,291	0,488	0,241	0,142	1191,2	507,8	2,9	1,71
оп.89-оп.67	0,493	0,291	1,502	0,72	0,437	1213,2	517,2	9,273	5,474
оп.67-оп.42	0,493	0,291	1,891	0,932	0,55	1213,2	517,2	11,67	6,89
оп.42- оп.37	0,493	0,291	0,384	0,189	0,112	1751,7	746,6	4,949	2,917
оп.37-оп.24	0,493	0,291	0,898	0,443	0,261	1939,1	826,4	14,16	8,36
оп.24- оп.11	0,493	0,291	0,814	0,401	0,237	1976,9	842,5	13,64	7,87
оп.11-оп.6	0,493	0,291	0,275	0,136	0,08	2055	875,8	4,87	2,87
оп.6-ПС- 35/10	0,493	0,291	0,343	0,169	0,1	2090	890,7	6,284	3,709

СУМА	74,17	43,77
------	-------	-------

ВИСНОВОК. Даним розділом дипломної роботи була приведена розрахунки рівня напруги ПЛ-10 кВ на існуючому проводі АС-35 мм<sup>2</sup>. Згідно розрахунків показники якості електричної енергії незадовільні, тому була проведена заміна магістрального проводу на провід 3х(АAsXSn-1х70 мм<sup>2</sup>).

Був проведений порівняльний розрахунок втрат електричної енергії в лінії на проводі АС-35 (див. табл. 2.1) та на проводі АAsXSn-1х70 (див. табл. 2.2.). Згідно розрахунків місячна економія від такої реконструкції складе:

$$P = 116,96 - 74,17 = 42,79 \text{ тис. кВт год}$$

$$Q = 49,8 - 43,77 = 6,03 \text{ тис. кВар. год}$$

Отже ми бачимо, що економія втрат електричної енергії значна і буде економічно доцільною.

# НУБІП України

## РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ЛІНІЇ

### ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 10 кВ

# НУБІП України

Релейний захист – це автоматичний пристрій, який складається із декількох приладів – реле, які реагують на зміну режиму на будь-якій ділянці мережі та подають імпульс на відключення даної ділянки комутаційними апаратами, або на сигналізацію. Для правильного та своєчасного виконання своїх функцій релейний захист повинен забезпечувати необхідну швидкість дії, чутливість, селективність та надійність.

# НУБІП України

Для ПЛ –10 кВ в якості основного захисту від міжфазних коротких замикань, як правило, застосовується максимальний струмовий захист (МСЗ).

# НУБІП України

## 3.1. Розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою 10 кВ

Коротке замикання (КЗ) - електричне з'єднання двох точок електричного кола з різними значеннями потенціалу, яке не передбачене конструкцією пристрою і порушує його нормальну роботу. Коротке замикання може виникати в результаті порушення ізоляції струмоведучих елементів або механічного дотику неізольованих елементів.

Види коротких замикань:

- однофазне (замикання фази на землю або нейтральний провід);
- двофазне (замикання двох фаз між собою);
- двофазне на землю (дві фази між собою і одночасно на землю);
- трифазне (три фази між собою)

При короткому замиканні різко і багаторазово зростає сила струму, що протікає в колі, що, відповідно до закону Джоуля - Ленца призводить до значного

тепловиділення, і, як наслідок, можливо розплавлення електричних проводів, з подальшим виникненням пожежі та розповсюдженням пожежі.

Коротке замикання в одному з елементів енергетичної системи здатне порушити її функціонування в цілому - у інших споживачів може знизитися напругу живлення, що може привести до порушень нормальної роботи; в трифазних мережах при коротких замиканнях виникає асиметрія напруг, що порушує нормальне електропостачання. У великих енергомережах коротке замикання можливе викликати важкі системні аварії.

1. Параметри джерела живлення.

Ус.ном = 10,5 кВ – середня номінальна напруга мережі.

$I_{к.мах.} = 5500 \text{ А}$  - струм КЗ системи в максимальному режимі на шинах 10 кВ;

$I_{к.мін.} = 5030 \text{ А}$  - струм КЗ системи в мінімальному режимі на шинах 10 кВ;

2. Визначасмо параметри ділянок лінії. Значення активних і реактивних  $R_l$  і

$X_l$  значень ділянок лінії на проводі 3х(AAsXS<sub>n</sub> 1х70 мм<sup>2</sup>) приймаємо з таблиці 2.2.

3. Для захисту повітряної лінії ПЛ-10 кВ приймається існуюче механічне реле РТ40

4. На підстанції встановлені трансформатори струму ТОЛУ-10-150/5 А.

$I_{тт1ном} = 150 \text{ А}$  – номінальний первинний струм ТС;

$I_{тт2ном} = 5 \text{ А}$  – номінальний вторинний струм ТС.

Номінальний коефіцієнт трансформації ТС:

(3.1)

$$K_1 = I_{тт1ном} / I_{тт2ном}$$

$$K_1 = 150 / 5 = 30$$

НУБІП



ДІНИ

НУБІП

ДІНИ

Рис. 3.1. Загальний вигляд трансформаторів струму ТОЛУ-10 кВ

НУБІП

4. Визначаємо опір системи в максимальному та мініальному режимі по формулі:

України

(3.2)

НУБІП

$$Z_{с.мін} = \frac{U_{с.ном}}{1,73 \cdot I_{кз,макс}^{(3)}}$$

$$Z_{с.макс} = \frac{U_{с.ном}}{1,73 \cdot I_{кз,мін}^{(3)}}$$

НУБІП

$$Z_{с.мін} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 5,5} = 1,10 \text{ Ом}$$

НУБІП

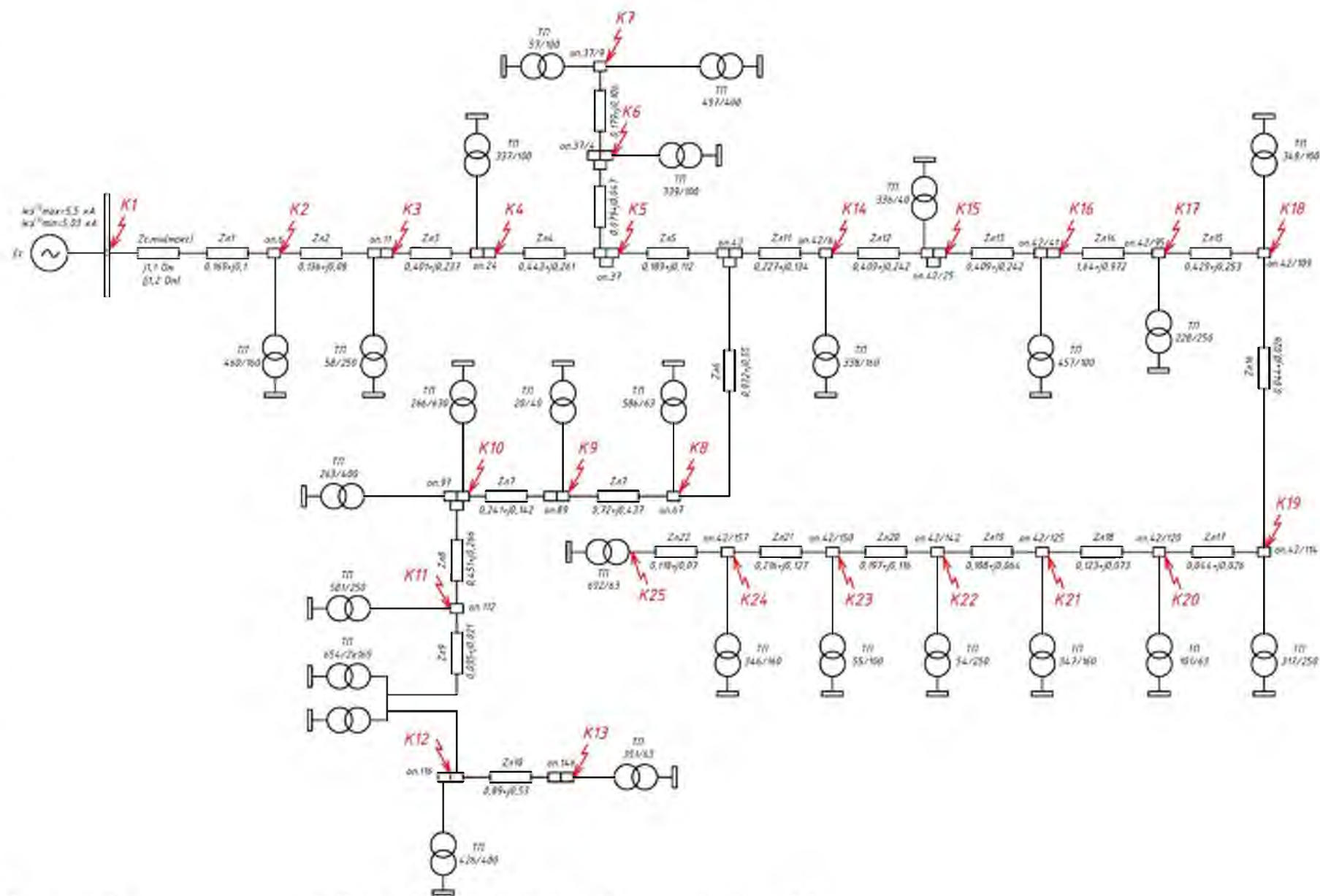
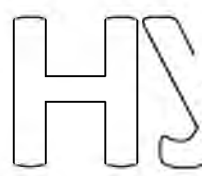
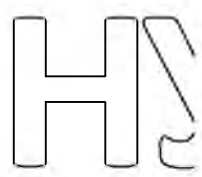
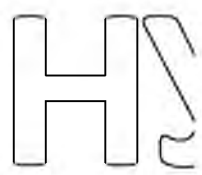
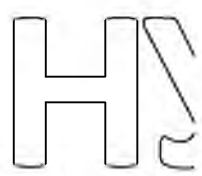
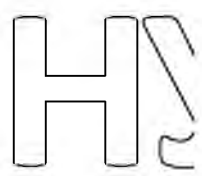
$$Z_{с.макс} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 5,03} = 1,20 \text{ Ом}$$

України

5. Для розрахунку струмів КЗ в вузлах ПЛ-10 кВ складемо схему заміщення ПЛ-10 кВ (див. рис. 3.2.)

НУБІП

України



НУДИ | УКРАИНА



Рис. 3.2. Розрахункова схема заміщення з нанесенням точок КЗ.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

5. Визначаємо повний опір ділянок лінії за формулою:

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2}, \text{ Ом} \quad (3.4)$$

Для прикладу визначимо повний опір ділянки  $Z_{л1}$  (див. рис. 3.2.)

$$Z_{л1} = \sqrt{0,169^2 + 0,1^2} = 0,196 \text{ Ом}$$

6. Розраховуємо струми КЗ в точках підключення трансформаторів.

Струм КЗ в максимальному режимі на стороні вищої напруги (ВН), А

$$I_{К1\text{max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{с. min}} + Z_{л})}, \text{ кА} \quad (3.5)$$

Струм КЗ в мінімальному режимі на стороні вищої напруги (ВН), А

$$I_{К1\text{min}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{с. max}} + Z_{л})}, \text{ кА} \quad (3.6)$$

$$I_{К1\text{min}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{с. max}} + Z_{л})}, \text{ кА}$$

де  $U_{\text{ср}}$  - середня номінальна напруга лінії, В;  $Z_{\text{с. max}}$  – максимальний опір системи, Ом;  $Z_{\text{с. min}}$  – мінімальний опір системи, Ом;  $Z_{л}$  – повний опір лінії до точки КЗ, Ом.

Середнє номінальну напругу вибирається у відповідності з наступною шкалою: 115; 37; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4 і 0,23 кВ. В нашому випадку – 10,5 кА.

Для прикладу визначимо струм КЗ в точці 2 на рис. 3.2.

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3}(1,1+0,196)} = 4,68 \text{ кА}$$

$$I_{K1\min}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3}(1,2+0,196)} = 4,34 \text{ кА}$$

Решту розрахунків точок короткого замикання виконуємо в табличній формі

Таблиця 3.1.

Результати розрахунків значень точок КЗ

Точка КЗ	Rл, Ом	Xл, Ом	Zл, Ом	$I_{K3\max}^{(3)}$ , кА	$I_{K3\min}^{(3)}$ , кА
K1				5,5	5,03
K2	0,169	0,1	0,196	4,68	4,34
K3	0,305	0,18	0,354	4,17	3,9
K4	0,706	0,417	0,82	3,16	3,0
K5	1,149	0,678	1,334	2,49	2,39
K6	1,228	0,725	1,42	2,4	2,31
K7	1,4	0,831	1,63	2,225	2,146
K8	2,27	1,34	2,63	1,625	1,582
K9	2,99	1,77	3,475	1,327	1,298
K10	3,23	1,91	3,75	1,251	1,226
K11	3,68	2,176	4,27	1,129	1,1
K12	3,715	2,197	4,316	1,12	1,1
K13	4,6	2,727	5,348	0,941	0,927
K14	1,565	0,924	1,817	2,08	2,011
K15	1,974	1,166	2,29	1,789	1,738
K16	2,38	1,4	2,76	1,569	1,53
K17	4,023	2,38	4,67	1,051	1,033
K18	4,45	2,633	5,171	0,968	0,953

K19	4,49	2,659	5,218	0,961	0,946
K20	4,534	2,685	5,269	0,953	0,938
K21	4,657	2,758	5,412	0,932	0,918
K22	4,765	2,822	5,538	0,914	0,901
K23	4,962	2,938	5,767	0,884	0,871
K24	5,178	3,065	6,017	0,853	0,841
K25	5,296	3,135	6,154	0,837	0,825

Продовження табл. 3 1.

### 3.2. Вибір уставок максимального струмового захисту

Максимальний струмовий захист (МСЗ) - це струмовий захист максимального типу, селективність дії якого забезпечується вибором різних уставок часу спрацьовування.

Як правило, МСЗ використовуються для захисту електричних мереж з одностороннім живленням. Вони встановлюються на початку кожного контрольованого об'єкта з боку джерела живлення.

МСЗ захищає лінію від перевантаження і струмів КЗ, і спрацьовує з витримкою часу за умовою селективності із суміжними захистами.

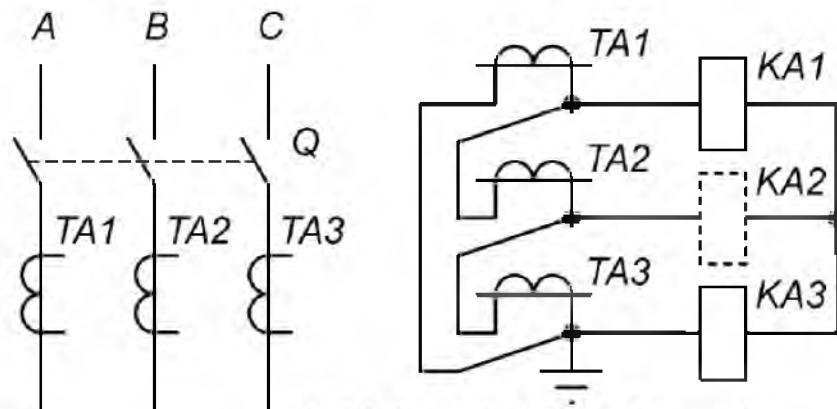


Рис. 3.3. Схема максимального струмового захисту (МСЗ) за схемою

«трикутник»

1. Визначаємо найбільший робочий струм лінії в нормальному режимі за формулою:

(3.7)

$$I_{\text{роб.макс.}} = \frac{S_{\text{ПС-оп.6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ (А)}$$

де  $S_{\text{ПС-оп.6}}$  - повна споживана потужність лінії 10 кВ на ввіді в підстанцію, кВА

$U_{\text{ном}}$  - номінальна напруга лінії, кВ

$$I_{\text{роб.макс.}} = \frac{2272}{\sqrt{3} \cdot 10} = 131,3 \text{ А}$$

2. Первинний струм спрацьовування максимального струму захисту вибирається з умови відбудови від найбільшого струму навантаження.

(3.8)

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сзп}}}{K_B} I_{\text{роб.макс.}} \text{ А}$$

де  $K_n = 1,1-1,2$  - коефіцієнт надійності

$K_{\text{сзп}}$  - коефіцієнт самозапуску (2,5)

$K_B = 0,8-0,85$  (для реле РТ-40) - коефіцієнт повернення реле;

$I_{\text{роб.макс}}$  - найбільший струм навантаження захищається лінії або трансформатора.  $I_{\text{роб.макс}} = 131,3 \text{ А}$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} 131,3 = 463,41 \text{ А}$$

3. Струм спрацьовування  $I_{\text{с.р.}}$  максимального струмового захисту лінії.

НУБІП України (3.9)

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{c.x}}{K_1}; (A)$$

де  $K_{c.3}$  - коефіцієнт схеми (повна зірка - 1)

$K_1$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму. (Дивись формулу 3.1.)

НУБІП України

$$I_{c.p} = \frac{463,41 \cdot 1}{30} = 15,45 A$$

Приймаємо уставку спрацьовування МСЗ  $I_{c.p} = 16 A$

НУБІП України

Чутливість МСЗ перевіряється при двохразовому КЗ в кінці лінії.

(3.10)

НУБІП України

$$K_{ч} = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗmin}^{(3)}}{I_{c.3}}$$

де  $I_{КЗmin}^{(3)}$  - мінімальний струм трифазного КЗ в кінці зони захисту, А. В нашому випадку в точці К25 - 0,825 кА.

НУБІП України

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{825}{463,41} = 1,54$$

$K_{ч} > 1,5$

НУБІП України

$1,54 > 1,5$

Умова виконується, отже, МСЗ чутливий і може бути використаний для захисту.

НУБІП України

# НУБІП України

## РОЗДІЛ 4. ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В

# НУБІП України

### ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

В електричних системах здійснюється вироблення, розподіл і споживання електричної енергії, яку оцінюють багатьма параметрами, зокрема активною і реактивною потужностями [7]. Елементи розподільної мережі через особливості конструктивного виконання мають реактивні складові опору та провідності. Тому, навіть для навантаження, яке споживає тільки активну потужність, на початку розподільної мережі буде мати місце додаткова складова - реактивна потужність.

Компенсація реактивної потужності, або підвищення коефіцієнта потужності електроустановок, має велике народногосподарське значення і є частиною загальної проблеми підвищення ККД роботи систем електропостачання й поліпшення якості електроенергії, що відпускає споживачеві. Підвищення коефіцієнта потужності на 0,01 у масштабі країни дає можливість додаткової корисної відпустки електроенергії в 500 млн. кВт год у рік.

Аналіз попередніх досліджень. Зниження реактивної потужності, циркулюючої між джерелом струму і приймачем, а отже, і зниження реактивного струму в генераторах і мережах виконується компенсацією реактивної потужності.

Існує два взаємодоповнюючі один одного шляхи зниження реактивних навантажень мережі та генераторів: установка спеціальних компенсуючих пристроїв або зниження реактивної потужності самих приймачів електроенергії.

Основними технічними засобами за допомогою яких здійснюється компенсація реактивної потужності на промислових підприємствах, є: синхронні двигуни;

синхронні конденсатори; конденсаторні батареї; статичні тиристорні конденсатори компенсаційні перетворювачі та ін., а також допоміжні засоби компенсації, які крім компенсації реактивної потужності покращують показники

якості електричної енергії. Наявність в мережі вказаних пристроїв сприяє підтримці балансу реактивної потужності і заданих рівнів напруги в тонках їх включення.

#### 4.1. Обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності

Проведення заходів по компенсації реактивної потужності дає також значний техніко-економічний ефект, що полягає в діючих мережах в зниженні втрат активної потужності і втрат напруги і в кращому використанні основного обладнання, а у знову проєктованих мережах в можливості зниження числа або потужності силових трансформаторів, перерізу ліній і габаритів апаратів розподільних пристроїв підстанцій.

Краще використання основного обладнання в результаті проведення заходів щодо компенсації реактивної потужності полягає в розвантаженні обладнання від реактивного струму, що призводить до можливості його роботи в більш економічному режимі, або до можливості додаткового завантаження його активною потужністю. У першому випадку ефект полягає в зниженні активних втрат, а в другому - у відмові від установки додаткового обладнання.

Зниження втрати напруги в мережі також досягається при застосуванні компенсуючих пристроїв.

Ефект від компенсації, що полягає в зниженні втрат напруги в мережі, а отже, і в підвищенні напруги у електроприймачів, вельми важливий, особливо в дуже завантажених і перевантажених мережах, де навіть при хорошому режимі напруги в центрі живлення напруги у електроприймачів можуть бути неприпустимо низькі. Якщо ж напруга у електроприймачів на промислових підприємствах знижується понад допустимих меж, то це може призводити до зниження продуктивності, погіршення якості продукції і до інших небажаних наслідків.

Наявність у споживача компенсуючих пристроїв, з регульованою реактивною потужністю дозволяє йому здійснювати за їх допомогою не тільки компенсацію



реактивної потужності, але і в разі необхідності місцеве регулювання напруги за рахунок зміни втрати напруги в розподільній мережі від трансформаторів з РПН до електроприймачів.

Таким чином, компенсація реактивної потужності має велике народногосподарське значення, так як дозволяє отримати великий економічний ефект. При проведенні всіх необхідних заходів по компенсації в масштабах країни цей ефект виразиться в економії сотень мільйонів гривень на рік.

Потужність компенсуючих пристроїв повинна визначатися виходячи з умови найбільшої економічності при одночасному виконанні наступних умов: а) повинен дотримуватися баланс реактивної потужності у всіх вузлах мережі; б) величина напруги у всіх пунктах мережі не повинна виходити за допустимі межі; в) струмовий навантаження будь-якого елемента мережі не повинна перевищувати допустиму струмовий навантаження для цього елемента; г) величини джерел генерації реактивних потужностей не повинні виходити за допустимі нижній і верхній межі.

#### 4.2. Вибір конденсаторних установок

Згідно результати розрахунків електричних навантажень ділянок ПЛЛ-10 кВ (див. табл. 1.3 і табл. 1.4) ми маємо значення повного навантаження лінії на ввіді, а саме ділянки ПС-оп.6 –  $2090 + j890,7$  кВА.

Отже розрахункова реактивна потужність, яку слід компенсувати складає – 890,7 кВар.

Вибір потужності конденсаторної установки виконуємо за формулою:

(4.1.)

$$Q_{KV} \geq Q_{\text{РОЗ.ЛЕП}}; (\text{кВар})$$

де  $Q_{KV}$  - необхідна потужність компенсації, кВар

розрахункова реактивна потужність лінії 10 кВ, кВар. Згідно  
розрахунків (див. розділ 1.2, табл. 1.4.) – 890,7 кВар.

$$900 \text{ кВар} \geq 890,7 \text{ кВар}$$

Отже приймаємо до встановлення КУ-10 кВ потужністю 900 кВар.



Мал. 4.1. Конденсатор на середню напругу BO/R MT 11 кВ 3-ф.

Силкові конденсатори виготовляються на основі металізованої самовідновлюючої поліпропіленової плівки з низьким коефіцієнтом втрат. Конденсатори сухого типу заповнюються нетоксичного, безпечної для навколишнього середовища поліуретановою смолою з дуже високим коефіцієнтом теплопровідності. Конденсатори цієї серії випускаються в алюмінієвому корпусі циліндричної форми і оснащені системою захисного відключення при надмірному тиску.

Силкові конденсатори розроблені для пристроїв корекції коефіцієнта потужності і допускають використання як безпосередньо, так і при включенні в

паралель з іншими конденсаторами для отримання більшої кількості можливих ступенів ємності.

Відповідно до [4] вибір засобів компенсації повинен проводитися для режиму найбільших реактивних навантажень. Якщо всі вибрані з урахуванням цієї вимоги компенсуючі пристрої будуть постійно, незалежно від режиму реактивних навантажень, підключені до мережі, то в періоди зниження навантажень виробляється надлишкова потужність компенсуючих пристроїв, що буде передаватися від споживача в енергосистему. При цьому струмовий навантаження в мережі зросте, збільшаться втрати потужності в мережі, напруга в мережах також збільшиться і може досягти недопустимих значень. Для того, щоб уникнути цих явищ, необхідно обладнати компенсуючі установки пристроями регулювання їх реактивної потужності.



Рис. 4.2. Регулятор реактивної потужності BLR-CX

Управління конденсаторної установкою виконує електронний регулятор - контролер, який постійно аналізує споживання реактивної потужності від мережі.

Такі регулятори включають або відключають конденсатори, за допомогою яких компенсується миттєва реактивна потужність загального навантаження і, таким чином, зменшується сумарна потужність, споживана від мережі.

Для можливості компенсації необхідно задати величину компенсації в меню налаштування. Виконати введення розрахованого значення в пункті меню «312».

Регулювання відразу ж почне здійснюватися з урахуванням додатково необхідної реактивної потужності.

Встановлена коригуюча реактивна потужність складатиметься з вимірюваної. Тому завжди буде показаний  $\cos\phi$  реестрований перед трансформатором. Це означає, що незважаючи на ємнісний характер установки при вимірах параметрів живлення від споживача завжди буде враховуватися необхідний  $\cos\phi$ .

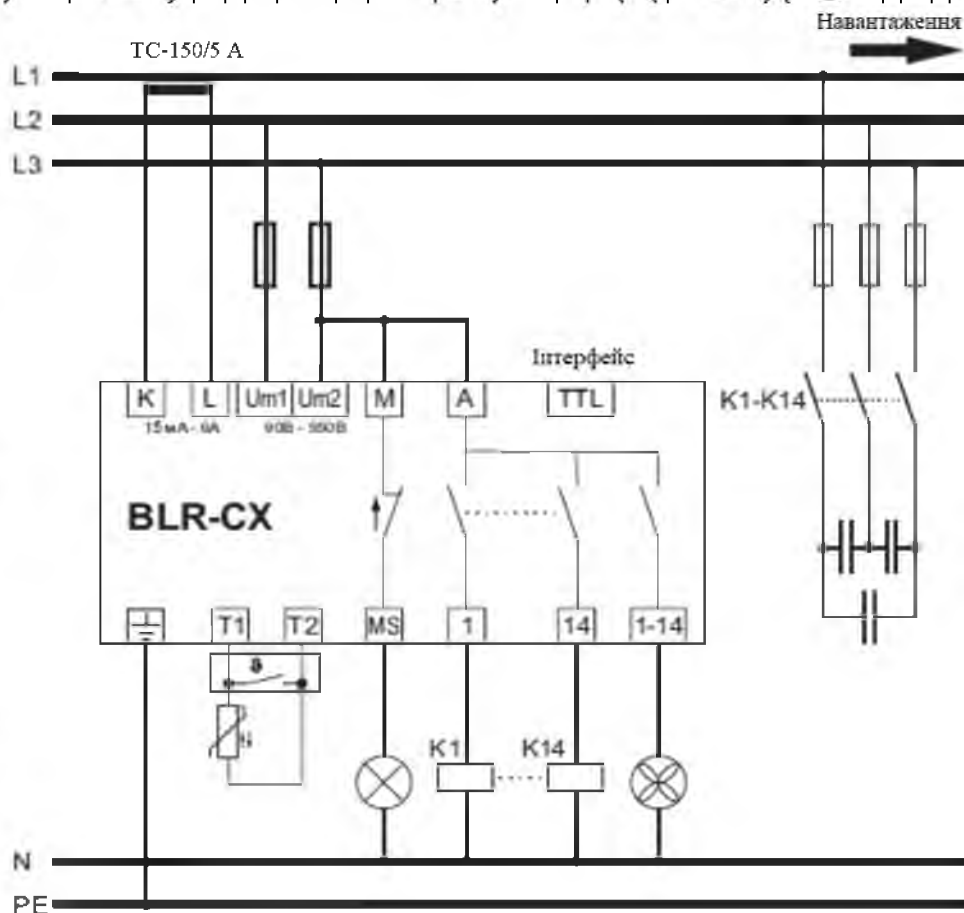


Рис. 4.3. Схеми підключення регулятора реактивної потужності BLR-C

Завдяки тому, що вимірювання струму здійснюється з боку середньої напруги, стає можливою реестрація реактивної потужності виробленої трансформатором, і регулювання цієї потужності за допомогою підключеної компенсаційної установки.

Число секцій регульованої конденсаторної батареї повинно вибиратися в залежності від характеру графіка споживання реактивної потужності. У багатьох випадках виявляється достатнім обмежитись трьома-чотирма секціями. При значній нерівномірності графіка електричних навантажень за годинами доби число секцій може бути збільшено до п'яти-шести. Подальше збільшення числа секцій не рекомендується, так як це ускладнює і здорожує установку. Необхідність застосування батарей з числом секцій, більшим ніж шість, повинна бути підтверджена техніко-економічними розрахунками.

Таблиця 4.1.

#### Ступені компенсації КУ-10 кВ

Кількість ступеней	Тип	U, кВ	Q, кВАр	m, кг	Номинальна емність, мкФ	Кількість, шт
1	BO/R MT 50 кВАр	11	50	22	3x0,65	1
2	BO/R MT 50 кВАр	11	50	22	3x0,65	1
3	BO/R MT 100 кВАр	11	100	28	3x3,65	1
4	BO/R MT 200 кВАр	11	200	42	3x7,3	1
5	BO/R MT 250 кВАр	11	250	49	3x9,13	1
6	BO/R MT 250 кВАр	11	250	49	3x9,13	1
	Сума	11	900	4212	3x30,51	6

#### 4.3. Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності

Згідно розрахунків втрат потужності в лінії (табл. 2.1.) ми бачимо, що наданий час втрата потужності в лінії, за місяць, складає  $-116,96 + j49,8$  тис кВА год.

Отже втрата енергії в лінії до встановлення КУ складе:

(4.2)

$\Delta S_{до} = \sqrt{\Delta WP^2 + \Delta WQ^2}; \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$

де  $\Delta WP$  - втрата активної енергії за місяць, тис. кВт год.

де  $\Delta WQ$  - втрата реактивної енергії за місяць, тис. кВар год.

$\Delta S_{до} = \sqrt{116,96^2 + 49,8^2} = 127 \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$

Так як конденсаторна установка потужністю 900 кВар компенсує всю реактивну складову, то перетік реактивної потужності в мережі буде близький до

0 кВар. Проте згідно п. 16 Наказу №87 від 06.02.2018р. Мінрегіонбуду України «Про затвердження Методики обчислення плати перетікання реактивної електроенергії» в розрахунках слід приймати  $\cos\phi = 0,97 \dots 1,0$ .

Отже втрата реактивної енергії за місяць, при умові протікання мінімальної реактивної складової в лінії, складе:

$$\Delta S_{псля} = \frac{\Delta WP}{\cos\phi}, \text{ тис. кВА} \cdot \text{год} \quad (4.3)$$

$\Delta S_{псля} = \frac{116,98}{0,98} = 119 \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$

Отже різниця втрат електричної енергії після встановлення конденсаторної установки:

$$\Delta S_{різниця} = \Delta S_{до} - \Delta S_{псля}; \text{ тис. кВА} \cdot \text{год} \quad (4.4)$$

$\Delta S_{різниця} = 127 - 119 = 8 \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$

Різниця втрат електричної енергії в місяць складе 8 тис. кВА год, що показує доцільність впровадження даного заходу.

# НУБІП України

# НУБІП України

## РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ

# НУБІП України

Даним розділом роботи представлений техніко-економічний розрахунок визначення часу окупності впровадження конденсаторної установки ПЛ-10 кВ.

### 5.1. Загальні інвестиції на будівництво

# НУБІП України

Інвестиційний проект — це сукупність поєднаних в одне ціле намірів і практичних дій з метою здійснення інвестиційних вкладень, з метою забезпечення визначених конкретних фінансових, економічних, виробничих і соціальних заходів

# НУБІП України

з метою отримання прибутку. Замовником інвестиційного проекту є суб'єкт інвестиційної діяльності (юридична або фізична особа), який має фінансові кошти й за вимогою підрядчика надає поручительство про свою платоспроможність. Замовником може бути держава, міністерство, відомство, корпорація, асоціація, об'єднання, підприємство, установа або приватна особа.

# НУБІП України

Таблиця 5.1.

### Ціна на обладнання

№	Назва позиції	Ціна, за од. грн	Кількість	Повна ціна, грн
1	ВО/Р-МТ 50 кВАр	14383	2 шт	28766
2	ВО/Р-МТ-100 кВАр	22582	1 шт	22582

3	ВО/Р МТ 200 кВАр	35473	1 шт	35473
4	ВО/Р МТ 250 кВАр	37895	2 шт	75790
5	Регулятор реактивної потужності BLR-CX	5326,90	1 шт	5326,90
	Сума			167937,9 грн

Таблиця 5.2.

**Вартість монтажних робіт**

№	Назва монтажної роботи	Ціна, за од. грн	Кількість	Повна ціна, грн
1	Монтаж конденсаторних секцій на підстанцію з пусконаладкою	2500	6 шт	15000
2	Монтаж та підключення контролера	8000	1 шт	8000
3	Заміна ТС на ТС з двома вторинними обмотками	1250	1 комп	1250
4	Монтаж шин збірних до конденсаторних комірок	450	6 м	2700
5	Збирання схеми вторинної комутації	6500	1 шт	6500
6	Приєднання до комірок КУ заземлюючих точок	60	6 шт	360
7	Перевірка контакту заземлення	3000	6 шт	3000
	Сума			36810 грн

Отже сумарна затрата на реконструкцію котельні складе:



НУБІП України

$$E_{\text{був}} = \text{Обладнання} + \text{Монаж} \quad (5.1)$$

$$E_{\text{буд}} = 167937,9 + 36810 = 204748 \text{ грн}$$

НУБІП України

### 5.2. Розрахунок поточних витрат

НУБІП України

Поточні витрати – витрати трудових, матеріальних, нематеріальних та фінансових ресурсів, виражених у грошовій формі, для здійснення поточної господарської діяльності.

НУБІП України

Таблиця 5.3.

**Вартість поточних витрат**

№	Назва монтажної роботи	Ціна, за од. грн	Кількість	Повна ціна, грн
1	Замір існуючого заземлення	400	00	400 грн
2	Технічне обслуговування КУ-10 кВ	10000	1	10000 грн
3	Послуги електролабораторії	3000	1	3000 грн
4	Перевірка вимірів регулятора реактивної потужності	8000	00	8000 грн
	СУМА			21400 грн

Отже сумарні поточні витрати склали:

НУБІП України

$$E_{\text{пот}} = 21400 \text{ грн}$$

### 5.3. Розрахунок прибутку від будівництва

Для розрахунку плати за перетікання реактивної енергії між оператором системи розподілу та її споживачами у єчні 2021 року застосовувати середньозважену фактичну ціну електричної енергії, що склалася на ринку у розмірі 1680 грн. за 1 МВт.год (без ПДВ).

Отже споживання електричної енергії 10 кВ за 1 рік без врахування компенсації

(5.2)

$$S_{\text{рік1}} = S_{\text{max1}} \cdot n, \text{кВА} \cdot \text{год}$$

де  $S_{\text{max1}}$  – повна потужність за місяць, без врахування компенсації (127 тис. кВА. год)

$n$  – кількість місяців в році – 12 міс.

$$S_{\text{рік1}} = 127000 \cdot 12 = 1524000 \text{ кВар} \cdot \text{год}$$

Споживання лінії 10 кВ електричної енергії за 1 рік з врахування компенсації:

(5.3)

$$S_{\text{рік2}} = S_{\text{max2}} \cdot n, \text{кВА} \cdot \text{год}$$

де  $S_{\text{max2}}$  – повна потужність за місяць, з врахування компенсації (119 тис. кВА. год)

$$S_{\text{рік2}} = 119000 \cdot 12 = 1428000 \text{ кВА} \cdot \text{год}$$

Вартість електричної енергії за рік, грн (без компенсації):

(5.3)

$$V_{\text{рік1}} = E_{\text{рік1}} \cdot k, \text{грн}$$

НУБІП України

$$B_{\text{рік1}} = 1524000 \cdot 1,68 = 2560320 \text{ грн}$$

Вартість електричної енергії за рік, грн (з компенсацією):

НУБІП України

$$B_{\text{рік2}} = 1428000 \cdot 1,68 = 2399040 \text{ грн/рік}$$

Отже прибуток за рік складе:

НУБІП України

$$\text{Пріч} = 2560320 - 2399040 = 161280 \text{ грн/рік}$$

Отже з врахуванням вартості будівництва та амортизації прибуток від будівництва складе 161280 грн/рік.

НУБІП України

#### 5.4. Розрахунок оціночних показників ефективності

Загальна формула розрахунку ефективності виглядає наступним чином:

НУБІП України (5.4.)

$$E = P / Z, \text{ грн}$$

де P – результати виробництва;

Z – витрати на отримання даного результату.

НУБІП України

$$E = 161280 / 204748 = 0,78 = 78\%$$

Рентабельність продукції. Відношення прибутку за рік до собівартості продукції

НУБІП України

(5.5)

НУБІП України  $R_{пр} = \text{Пріч} / \text{Поблад}$   
де Пріч – прибуток за рік, грн  
Поблад – вартість обладнання, грн

НУБІП України  $R_{пр} = 161280 / 167937,9 = 0,96 = 96\%$   
Час окупності складе:

(5.4)

НУБІП України  $\text{Ч} = (\text{Ебуд} + \text{Епот}) / \text{Пріч}$   
де Ебуд – вартість будівництва, грн  
Епот – поточні витрати, грн

НУБІП України  $\text{Ч} = (204748 + 21400) / 161280 = 1,4 \text{ року}$   
Отже час окупності КУ складе 1,4 року, що є ефективним технічним рішенням.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

# НУБІП України

# НУБІП України

РОЗДІЛ 6. ОРГАНІЗАЦІЙНІ ТА ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ В  
ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

# НУБІП України

## 6.1. Загальні вимоги електробезпеки

До обслуговування електрифікованих машин і установок допускаються робітники, що мають першу кваліфікаційну групу по техніці безпеки, що пройшли інструктаж з електробезпеки на робочому місці. Інструктаж повинен проводитися не рідше одного разу у квартал, обов'язково фіксуватися в журналі з розписом як інструктованого, так і особи, що інструктує.

Робітникам, що обслуговують електрифіковані машини й установки, дозволяється робити включення й відключення їх за допомогою пускової апаратури, вести спостереження за надійністю кріплення заземлюючих провідників, при знятій нарузі робити обтирання й чищення освітлювальних арматур, електродвигунів, оболонок пускової й захисної апаратури.

Робітникам забороняється допускати до електроустановок сторонніх осіб, самостійно робити ремонт електротехнічної частини машини, замінити перегорілі електролампи й запобіжники, відкривати розподільні щити, знімати попереджувальні плакати, кришки комутуючої й захисної апаратури (магнітних пускачів, кнопкових станцій, рубильників, автоматів).

Технічне обслуговування електродвигунів, освітлювальних арматур, вимикачів, інтерсільних з'єднань, захисної апаратури, електропроводки повинне бути доручене спеціально підготовленому для цього електротехнічному персоналу (бригаді електромонтерів). Старший у бригаді повинен мати кваліфікаційну групу не нижче третьої.

Старший електромонтер повинен відповідати за правильну експлуатацію електроустановок і безпеку роботи, проводити інструктаж з електробезпечності на робочому місці з робітниками, що обслуговують електрифіковані машини й установки. Електромонтерів, що має кваліфікаційну групу не нижче третьої, при

повнім знятті напруги дозволяється робити самостійно ремонт магнітних пускачів, пускових кнопок, автоматичних вимикачів, зміну електроламп і перегорілих плавких вставок запобіжників.

Для обслуговуючого електротехнічного персоналу необхідно мати не менш двох комплектів захисних засобів: діелектричні рукавички, калоші й коврики; ізолюючі кліщі й підставки, інструмент із ізольованими ручками; попереджувальні плакати; захисні окуляри; протигаз; тимчасові огороження; переносні заземлення; покажчики напруги, що працюють на принципі протікання активного струму.

Підходи до електроустановки повинні бути вільними від сторонніх предметів. Перед силовими щитами й пультами керування повинні бути діелектричні коврики, а в сирих приміщеннях перед пускорегулюючою апаратурою - ізолюючі підставки. На ввідних пристроях насосних, кормоцехів, приміщень для утримання худоби повинні бути встановлені комутуючі апарати, що дозволяють забезпечити відключення всіх електроустановок, що перебувають у приміщенні.

Частини, що підлягають заземленню, повинні мати надійний металевий зв'язок з нульовим провідником повітряної лінії електропередачі.

Всі надземні з'єднання заземлюючих провідників повинні бути доступними для перевірки, відкрито прокладені голі провідники мережі заземлення повинні бути пофарбовані чорною олійною фарбою.

Роботи з ремонту встаткування й механізмів повинні проводитися тільки після повного відключення від електричної мережі, при цьому в місцях відключення обов'язково вивішуються відповідні плакати.

Ремонт розподільних щитів, складань, магістральних електропроводок повинен проводитися електромонтерами із кваліфікаційною групою не нижче III при обов'язковій участі другої особи із кваліфікаційною групою не нижче II.

Інструменти, застосовувані для електромонтажних робіт, повинні бути з ізольованими рукоятками, випробуваними відповідно до норм і строків. Стан ізоляції інструмента перед початком роботи повинен бути перевірений шляхом огляду.

Електроінструмент, застосовуваний при ремонтних роботах, повинен бути на напругу не вище 36 В, переносні світильники - не вище 12 В.

У випадку застосування електроінструмента на напрузі 220 В живлення його необхідно здійснювати від роздільного трансформатора, що повинен бути виконаний відповідно до пункту 1-1-43 НУЕ. Роботи, виконувані поблизу електроустановок малярами, дезінфекторами й робітниками інших не електротехнічних професій, повинні проводитися при знятій напрузі. При неможливості зняття напруги з установки ці роботи необхідно виконувати під спостереженням електромонтера, що забезпечує електробезпечність робіт.

При ремонті електроустановок необхідно застосовувати електродвигуни, електроапаратуру, проведення й настановні вироби за формою виконання, способу установки і якості ізоляції з урахуванням високої вологості й наявності в повітрі домішок аміаку. Захисну й пускову апаратуру розміщати в хімічно стійких герметичних оболонках, електродвигуни застосовувати сільськогосподарської серії, закрито виконання типу, що обдувається.

Будинки й спорудження тваринницьких ферм і комплексів повинні бути обладнані блискавковідводами.

## 6.2. Заходи з безпеки праці під час роботи на повітряних лініях

Робота на опорах.

Підійматися на опору і працювати на ній дозволяється тільки в тих випадках, коли є повна впевненість в її достатній міцності і стійкості. Необхідність укріплення опори і безпечні засоби визначаються на місці керівником робіт і відображаються в проекті проведення робіт.

Роботи з укріплення опори, механічна міцність і стійкість якої викликає сумніви, виконуються методом закріплення тросів, відтяжок або спеціальних пристроїв для розкріплення на опори.. Мачти, складні опори і опори довжини 10 м встановлюють за допомогою спеціальних пристроїв (лебідок, посиленних блоків тощо). Вегановлення залізобетонних опор вручну без застосування механізмів забороняється.

Під час підймання на опору слід закріплюватися стропом запобіжного паска. Під час заміни деталей опор слід унеможливити їх зміщення або падіння опори.

Забороняється:

- порушувати цілісність проводів і знімати в'язки на проміжних опорах без попереднього укріплення опор;

- підймання на проміжну опору, якщо на ній закріплено менше як два проводи;

- на кутових опорах зі штирьовими ізолятори підніматися і працювати з боку внутрішнього кута;

- під час заміни приставок ПЛ і АП-подібних опор, відколювати одночасно обидві стійки опори;

- під час витягування чи спускання приставки знаходитися у котловані.

Обходи і огляд ліній. Забороняється провадити будь-які ремонтні відновлювальні роботи, підніматися на опору та її конструкційні елементи під час огляду ПЛ, а також йти під проводами під час огляду ПЛ в темний час доби.

У ввжкопрохідній місцевості (болота, водяні перешкоди, гори тощо) та за умов несприятливої погоди (дощ, снігопад, сильний мороз тощо), а також в темний час доби огляд ПЛ повинні здійснювати два працівники, в інших випадках оглядати ПЛ може один працівник. Під час пошуку пошкоджень ПЛ працівники



повинні мати з собою попереджувальні знаки або плакати для встановлення їх в разі виявлення пошкодження.

Забороняється на ПЛ понад 1000 В наближатися до проводу, що лежить на землі, на відстань меншу за 8 м. Поблизу такого проводу слід:

- організувати охорону для запобігання наближенню до нього людей і тварин; встановити, якщо це можливо, попереджувальні знаки і плакати, повідомити про те, що сталося, власника лінії; дочекатися приїзду ремонтної бригади.

Забороняється наближатися на відстань меншу 8 м до залізобетонних опор ПЛ 6, 10, 35 кВ за наявності ознак проходження через стійки опор струму замикання на землю внаслідок пошкодження ізоляторів, доторкування проводу до опори тощо (інтенсивне випаровування вологи з ґрунту, виникнення електричної дуги на стійках і в місця безпосереднього закріплення опори в ґрунті).

Розчищення траси ПЛ. До початку звалювання дерев місце роботи повинне бути розчищене. Керівник робіт зобов'язаний перед початком роботи попередити всіх членів бригади про небезпеку наближення до проводів ПЛ дерев, що звалюються, каналів тощо.

Забороняється:

- вилазити на підрубані й підпиляні дерева;
- у випадку падіння дерева на проводи наближатися до нього на відстань меншу 8 м до зняття напруги з ПЛ;
- стояти з боку падіння дерев і з протилежного боку;
- валити дерева без підпилювання або підрубання, а також робити наскрізний пропил дерева;
- залишати неповаленим підрубане і підпиляне дерево на час перерви в роботі або в разі переходу до інших дерев;
- групове звалювання дерев з попереднім підпилюванням і звалювання з використанням падіння одного дерева на інше.

Про наступне падіння дерева, що звалюється, пильщики мають попередити інших працівників.

Проведення робіт. Проведення робіт на повітряних лініях забороняється при наближенні і під час грози, сильного вітру, а також при температурі повітря нижче граничних норм. Як виняток допускається робота на повітряних лініях з ліквідації аварій, при цьому робота має виконуватися не менше ніж двома працівниками. При температурі нижче встановленої норми допускаються, як виняток, роботи з перервами для обігріву; при цьому керівник робіт зобов'язаний забезпечити працюючих пунктом обігріву, розташованим в безпосередній близькості від місця робіт.

Керівниками робіт на особливо відповідальних ділянках можуть бути призначені особи в посаді не нижче старшого електромеханіка, які зобов'язані бути присутні на місці робіт і керувати ними.

Влаштування пересічень і ремонт проводів ліній зв'язку, що перетинають провади контактної мережі електрифікованих залізниць, трамваїв і тролейбусів, повинні виконуватися при вимкненій і заземленій на місці проведення робіт контактній мережі та в присутності представника дистанції контактної мережі.

Роботи з влаштування пересічень вище лінії електропередачі проводяться після зняття напруги з лінії електропередачі і її заземлення проводів на місці; роботи з влаштування пересічень під лініями електропередачі виконуються без зняття напруги» але обов'язково в діелектричних рукавицях і калошах з використанням інструментів з ізолюючими ручками. В місці зближення і перетину лінії зв'язку з лініями електропередачі керівник робіт перед початком роботи з проводами лінії зв'язку зобов'язаний переконатися у відсутності на них напруги (між проводами і землею).

Роботи, що проводяться в місцях перетину ПЛІ з лініями зв'язку і провідного радіомовлення, слід узгоджувати з власником.

Під час виконання робіт на дільницях перетину ПЛІ з транспортними магістралями (залізницями, судноплавними ріками і каналами), якщо необхідно тимчасово призупинити рух транспорту чи на час його руху призупинити роботи на ПЛІ, працівник, який видає наряд, викликає на місце робіт представника служби руху транспортної магістралі. Цей представник зобов'язаний забезпечити зупинку руху транспорту на необхідний час або попереджати лінійну бригаду про

транспорт, що наближається. Щоб пропустити транспорт, проводи, що заважають рухові, піднімаються на безпечну висоту.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

### 6.3. Охорона праці і техніка безпеки при будівництві

4.1 Ці Норми містять вимоги з безпеки праці та виробничого середовища у

сфері будівництва, охорони довкілля під час виконання будівельно-монтажних робіт.

Під час зведення будівельних об'єктів повинні бути вжиті заходи для запобігання впливу на працівників та населення, яке перебуває на прилеглий до будівельного об'єкта території, небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

За можливості впливу таких факторів необхідно розробити та реалізувати заходи відповідно до вимог цих Норм, інших нормативних документів, нормативноправових актів.

Вимоги до заходів із забезпечення безпеки праці необхідно зазначити у

проектно-технологічній документації – проектах організації будівництва – ПОБ, проектах виконання робіт ПВР (додаток В).

Виконання будівельно-монтажних робіт без ПВР забороняється.

НУБІП України

Організація і виконання будівельно-монтажних робіт повинні відповідати вимогам:

- законодавства України про охорону праці (далі – законодавство);  
природоохоронного законодавства;

- нормативно-правових актів, що містять вимоги з охорони праці;

державних стандартів системи стандартів безпеки праці (ССБП)

державних будівельних норм (ДБН);

правил безпечного зведення та безпечної експлуатації будинків і споруд;

галузевих правил і типових інструкцій з охорони праці, що затверджені у

визначеному порядку;

гігієнічних нормативів, санітарних правил і норм, затверджених  
Міністерством охорони здоров'я України.

Під час виконання будівельно-монтажних робіт в умовах впливу шкідливих і небезпечних факторів з використанням технологічного оснащення, устаткування, транспортних засобів, стосовно яких вимоги безпечного виконання робіт даними Нормами не передбачені, необхідно застосовувати технічні рішення і дотримуватись правил безпеки праці, що зазначені в інших нормативних документах, інструкціях та проектно-технологічній документації.

Розробляти проектно-технологічну документацію можуть тільки організації та фахівці, які мають ліцензію на виконання таких робіт. Експертиза є обов'язковою і здійснюється організаціями, що мають право на виконання такого виду робіт.

Вимоги безпеки праці нормативно-правових актів і відомчих нормативних документів не повинні суперечити положенням цих Норм. За наявності розбіжностей ці Норми є пріоритетними.

Замовник за 30 робочих днів до початку основних будівельномонтажних робіт зобов'язаний повідомити територіальний орган

Держгірпромнагляду про дату початку робіт за формою згідно з додатком Н [5]

Виконанню основних будівельно-монтажних робіт на об'єктах будівництва повинен передувати комплекс підготовчих заходів і робіт згідно з 1.5 [5].

Завершення цих робіт згідно з додатком Н [5] підтверджується актом комісії про закінчення позамайданчикових і внутрішньомайданчикових підготовчих робіт і готовність об'єкта до початку будівництва.

Відповідно до цього додатка керівник генпідрядної організації за 10 робочих днів до початку основних будівельно-монтажних робіт зобов'язаний поінформувати членів цієї комісії та представника територіального органу Держгірпромнагляду про дату і місце її роботи.

Комісії необхідно надати:

а) ліцензії генпідрядних та субпідрядних організацій на виконання робіт за видами відповідно;

б) документи про перевірку знань з безпеки праці інженерно-технічного персоналу;

в) документи працівників, що підтверджують право виконання робіт з підвищеною небезпекою;

г) відомості про забезпечення працівників будівельного об'єкта незалежно від форми власності санітарно-побутовими приміщеннями;

д) дозвіл на виконання робіт з підвищеною небезпекою;

е) проект виконання підготовчих робіт згідно з 3.1 [5].

4.7 Роботодавці незалежно від форм власності будівельних організацій зобов'язані забезпечити дотримання цих норм і правил працівниками організацій.

Функціональні обов'язки посадових осіб та інших працівників підприємства з безпеки праці повинні бути затверджені керівником організації.

4.8 Роботодавець повинен забезпечити зайнятих на будівництві працівників санітарно-побутовими приміщеннями.

Норми потреби у площах цих приміщень зазначено у таблиці 6.1. Мешкати у тимчасових санітарно-побутових приміщеннях на території будівельних майданчиків заборонено.

Під час виконання робіт на території населених пунктів використовувати вахтовий метод організації робіт заборонено.

У разі виконання робіт мобільними будівельними підрозділами у польових умовах для тимчасового проживання робітників необхідно влаштовувати вахтові містечка, які слід передбачати під час розроблення ПОБ.

4.9 Будівельні майданчики, робочі ділянки, робочі місця повинні бути забезпечені необхідними засобами колективного та індивідуального захисту, первинними засобами пожежогасіння, а також засобами зв'язку та сигналізації.

#### **6.4. Оцінка впливу на навколишнє середовище**

Якість води в джерелах водопостачання суттєво залежить від тих забруднень, які можуть потрапити в них з поверхні землі.

Для попередження забруднення поверхневих і підземних вод, з яких відбирають воду на питні та господарські потреби тварин і обслуговуючого персоналу, органами санітарного нагляду розроблені правила, що передбачають створення зон санітарної охорони навколо джерел водопостачання і водопровідних споруд.

Зона санітарної охорони поділяється на три пояси.

Перший пояс (зона суворого режиму) включає територію, на якій безпосередньо знаходиться джерело водопостачання. Територія пояса для поверхневого водозабору зазвичай приймається в радіусі 100-200 м навколо споруд. Для підземних водозаборів, що використовують надійно захищений від забруднень горизонт артезіанських вод, ця територія описується радіусом не менше 30 м; при використанні ґрунтових вод радіус зони збільшується до 50 м. У першому поясі забороняється проживання і перебування осіб, які не працюють на

водопровідних спорудах, купання, прання білизни, випасання тварин і ін.

Територія захищається, упорядковується і озеленяється.

Другий пояс (зона обмежень) охоплює територію, суміжну з першим поясом.

Для поверхневих джерел ця територія розташовується вгору по річці або каналу і їх притоках, межа зони практично відповідає чисельної величиною добового пробігу води.

При заборі води з озер і водосховищ межа зони призначається органами санітарного нагляду в залежності від напрямку і швидкості потоків води, глибин забору води та інших місцевих умов.

Кордон другого поясу для всіх підземних вод з деяким наближенням можна прийняти в радіусі 150 м; вона залежить від продуктивності джерела і глибини його залягання, швидкості руху води, коефіцієнта фільтрації водоносної породи і ін.

На території другого поясу забороняється будівництво будь-яких виробничих будівель, які можуть призвести до забруднення води, пристрій гноєсховищ, очисних каналізаційних споруд, земляних виробок (кар'єрів, джерел води і ін.).

Третій пояс (зона спостережень) розташований за іншим поясом. Він встановлюється тільки для поверхневих вод. Особливий режим в цьому поясі не передбачається, а ведеться систематичний облік всіх інфекційних захворювань,

пов'язаних з джерелами водопостачання.

При недотриманні вимог щодо організації зон санітарної охорони в джерела водопостачання можуть проникати забруднення органічного або мінерального походження, а також різної хвороботворної бактерії, погіршуючи якість споживаної води. Досвід показує, що в тих господарствах, де для напування худоби і приготування кормів використовувалася забруднена вода, продуктивність тварин падала, а падіж молодняку з ознаками отруєння значно збільшувався.

Різні забруднювачі, що знаходяться у воді, діють на організм тварин по-різному. Наприклад, підвищений вміст у воді хлористого і сірчаноокислого магнію викликає розлад шлунка і погіршує переварювання їжі, а хвороботворні бактерії можуть викликати різні захворювання.

Бактеріологічне забруднення води, особливо в відкритих джерелах, відбувається в результаті їх антисанітарного стані. Біля джерела водопостачання можуть потрапляти різні відходи тваринного походження або стічні води промислових підприємств, переробних різну сировину.

## 6.5. Розрахунок заземлення опор лінії електропередавання

Проектом прийнято для всіх опор повітряної лінії виконання однострижневого вертикального заземлювача по типу 3.407-150 ЭС1 з міркувань зменшення об'ємів будівельних робіт.

Розрахунковий опір кожного із заземлювальних пристроїв опор існуючої повітряної лінії повинен складати не більше 30 Ом і забезпечуватись за будь-якої пори року.

Проектом передбачено виконання повторного заземлення PEN-провідника. Також передбачено встановлення заземлення на кінцях повітряних ліній електропередачі згідно [6] 1.7.93.

Опір розтікання струму з одного вертикального заземлювача:

(6.1)

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_B}{\sqrt{B}} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + 0,51 \lg \frac{4t + 3l_B}{4t + l_B} \right)$$

Вихідні дані:

$\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – питомий опір ґрунту (суглинок)

$l_B = 5,2 \text{ м}$  – довжина вертикального заземлювача

$t = 0,8 \text{ м}$  – глибина траншеї

$d = 0,016 \text{ м}$  – діаметр вертикального заземлювача

$K_{св} = 1,2$  - коефіцієнт сезонності для вертикальних заземлювачів

$$R_B = 0,366 \frac{1,2 \cdot 100}{5,2} \left( \lg \frac{2 \cdot 5,2}{0,016} + 0,51 \lg \frac{4 \cdot 0,8 + 3 \cdot 5,2}{4 \cdot 0,8 + 5,2} \right) = 25,236 \text{ Ом}$$



# НУБІП УКРАЇНИ

Умова виконується, отже 1 стальний електрод  $d16$  і довжиною  $5,2$  м задовольняє роботу мережі.

## 6.6. Застосування обмежувачів перенапруги на лініях напругою 10 кВ

# НУБІП УКРАЇНИ

Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) призначені для використання в якості основних засобів захисту електрообладнання станцій і мереж від комутаційних і атмосферних перенапруг на класи напруг від 0,38 до 110 кВ для мереж змінного струму і на напругу від 3,3 до 27,5 кВ для рухомого складу і систем електропостачання енергооб'єктів, промислової частоти 48-62 Гц

# НУБІП УКРАЇНИ

При їх розробці були використані останні технологічні досягнення і досвід експлуатації ОПН у вітчизняній і зарубіжній практиці. Обмежувачі рекомендується застосовувати замість вентиляльних розрядників відповідних класів напруги при проектуванні, експлуатації, технічному переозброєнні і реконструкції електроустановок.

# НУБІП УКРАЇНИ

ОПН-КР призначені для надійного захисту електрообладнання в мережах класу напруги 6-10 кВ з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю.

# НУБІП УКРАЇНИ

Рекомендуються для використання в розподільних мережах для захисту трансформаторів і двигунів. Виготовляються для внутрішньої установки (УХЛ2 по ГОСТ 15150) і призначені для експлуатації на висоті над рівнем моря до 1000 м при температурі навколишнього середовища від мінус  $60^{\circ}\text{C}$  до плюс  $55^{\circ}\text{C}$  і вологості навколишнього середовища:

# НУБІП УКРАЇНИ

- середньорічне значення 80% при  $15^{\circ}\text{C}$ ;
- верхнє значення 100% при  $25^{\circ}\text{C}$ .

# НУБІП УКРАЇНИ

ОПН - 6,10 призначені для захисту електрообладнання розподільних пристроїв і апаратів від грозових і комутаційних перенапруг в повітряних мережах класу напруги 6-10 кВ з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю. Обмежувачі можуть бути використані всюди, де раніше передбачалося застосування вентиляльних розрядників РВО. Призначені для експлуатації на висоті

над рівнем моря до 1000 м при температурі навколишнього середовища від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С в умовах зовнішньої установки (УХЛП по ГОСТ 15150).

Вологість навколишнього середовища в експлуатації:

- середньорічне значення 80% при 15 ° С;
- верхнє значення 100% при 25 ° С.

Поряд в відомих перевагах металооксидних обмежувачів перенапруг, таких, як відсутність супроводжувачого струму після зарасання хвилі перенапруги.

Ви постійно з'єднані з мережі, що захищається, здатність поглинати великі енергії, тощо. ОПН мають додатковим набором привабливих характеристик завдяки

застосуванню металооксидних резисторів з незмінними характеристиками в поєднанні із застосуванням унікальної технології екструзії в полімерний корпус:

- не потребує обслуговування протягом усього терміну служби;
- необмежений комутаційний ресурс;
- глибокий рівень обмеження перенапруг;
- широкий номенклатурний ряд робочих напруг;
- стабільність нестаріючих характеристик;
- вибухобезпечність і сейсмостійкість;
- висока надійність в експлуатації;

- стійкість до атмосферних забруднень;
- зручність вбудовування в розподільчі пристрої;

При експлуатації ОПН не потрібно застосування лічильника спрацьовування, в наслідок необмеженого комутаційного ресурсу.

Зовнішній вигляд обмежувачів перенапруг усіх типів серії TEL представлений на ілюстрації нижче.

Обмежувачі перенапруг виготовляються з порцелянової і полімерної зовнішньої ізоляцією. ОПН з порцелянової ізоляцією є високовольтний апарат в порцеляновій покривці на основі оксидно-цинкових високонелінейних варисторів, без іскрових проміжків. ОПН з полімерною ізоляцією виконані у вигляді одиничного нелінійного варистора, обпресувано в оболонку з полімерного матеріалу.

Застосування полімерів для виробництва зовнішньої ізоляції ОПН дозволило розробити обмежувачі, здатні експлуатуватися як в районах з високою забрудненістю, так і в сейсмонезбезпечних районах і в умовах сильної вібрації і частих ударів. Полімерні корпусу забезпечують вибухобезпечність ОПН, оскільки при підвищенні тиску всередині корпусу розкриваються отвори в склопластиковій трубі, заповнені гумовим покриттям, і відбувається зниження тиску. Розлітаються тільки гумові пробки, не викликаючи яких-небудь пошкоджень.

Таблиця 6.1

**Параметри нелінійного обмежувача перенапруги ОПНп-10/550/12,0**

УХЛ1

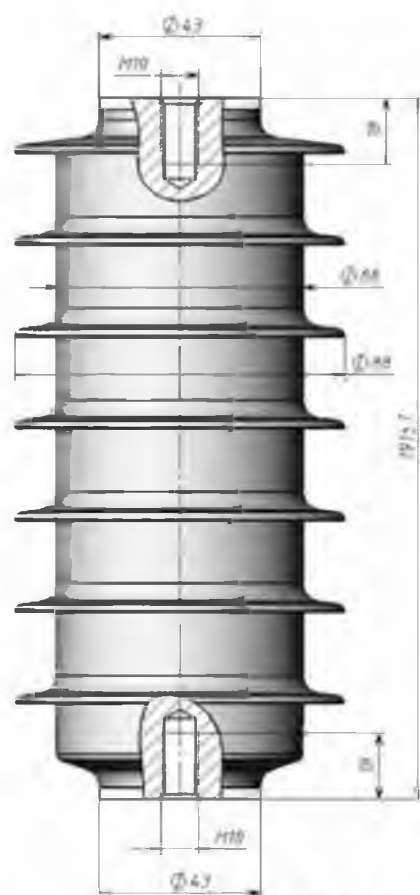
Параметр	Значення
Клас напруги, кВ	10
Найбільша тривало допустима робоча напруга, дійсне значення, кВ	12.0
Номинальна напруга, дійсне значення, кВ	15.0
Номинальний розрядний струм 8/20 мкс. кА	10
Пропускна здатність, А	330
Струм витoku, мА	1
Питома енергія, кДж/кВ	3.24
Струм вибухобезпеки, кА	10

НУБІГ

НУБІГ

НУБІГ

НУБІГ



аїни

аїни

аїни

НУБІГ | України

Рис. 5.1. Загальний вигляд ОПНГ - 10/550/12,0 МХЛ1

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## ВИСНОВКИ

# НУБІП України

Даною роботою розроблялись питання є підвищення якості електричної енергії шляхом заміни проводу на провід більшого перетину та шляхом впровадження компенсації реактивної потужності лінії.

# НУБІП України

В першому розділі роботи була приведена попорна схема повітряної лінії 10 кВ, були представлені основні техніко-економічні показники та були визначені розрахункові навантаження ТП-10/0,4 кВ та навантаження, що проходять по вузлам ПЛ-10 кВ.

# НУБІП України

В другому розділі роботи був проведений розрахунок втрати напруги в усіх точках ТП-10/0,4 кВ лінії шляхом побудови математичної моделі та задання розрахункових параметрів блоків в середовищі програмного забезпечення MATLAB. Був проведений порівняльний розрахунок втрат напруги на існуючому проводі АС-35, згідно якого втрата напруги на проводі АС-35 складала 9,6%, що є в недопустимих межах, та на проводі АсХSn-1x70 мм<sup>2</sup> – 6,6%, що задовольняє показники якості електричної енергії.

# НУБІП України

Був проведений розрахунок втрати електричної потужності лінії на проводі АС-35 – 116,96 + j49,8 тис. МВА.год та на проводі АсХSn-1x70 мм<sup>2</sup> – 74,17 + j43,72 тис.МВА.год, що показує значну економію електричної енергії при зміні проводу та його економічну доцільність.

# НУБІП України

В третьому розділі були проведені розрахунки 3-ф струмів КЗ та був проведений вибір уставки МСЗ, згідно розрахунків відсічка МСЗ буде чутлива при 2-ф КЗ в кінці лінії.

# НУБІП України

В четвертому і п'ятому розділі проекту був проведений вибір і техніко-економічне обґрунтування встановлення конденсаторної установки по стороні 10 кВ. Згідно розрахунків, для компенсації необхідно встановити КУ потужністю 900 кВАр з 6 ступенями компенсації. Термін окупності складе – 1,4 року.

# НУБІП України

В шостому розділі проекту були розглянуті питання охорони праці та техніки безпеки при будівництві та обслуговуванні об'єктів електропостачання.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДБН В.2.5.-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

2. ДСТУ-НБ В.1.2-16:2013. Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва”

3. ГІД 34.20.178\_2005 Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ.

4. РТМ 36.18.32.6-92 Указаниями по компенсации реактивной мощности

5. ДБН А.3.1-5. Організація будівельного виробництва

6. ПУЕ 2017 р. Правила улаштування електроустановок.

7. Карташов Р.П. Тиристорные преобразователи частоты с искусственной коммутацией. - К.: Техніка, 1979. - 152 с.

8. Василега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2008. – 415 с.

9. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М., Сельэнергопроект 1986-42с.

10. Электротехнический справочник. Под общей редакцией профессоров Московского энергетического института В.Г. Герасимова, П.С. Друдинского, В.А. Лабунцова, И.И. Орлова, М.М. Соколова, А.М. Федосеева, А.Я. Шихина и инженера И.В. Антика – М.: Агропромиздат, 1989 – 720 с.

11. Электрические машины. Трансформаторы. Сергеенков Б.И. и др.-М., Высшая школа.1989-352с.

12. Розподільчі електромережі. Інформаційний збірник. Укрсільэнергопроект К.2001-55с.

13.И.А. Будзко, И.М. Зуль. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Агропромиздат, 1990. – 360 с.

14. И.Д. Каранов. Курсовое и дипломное проектирование. – М.: Агропромиздат, 1990 – 352 с.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України