

Міністерство освіти та науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри

_____ І.Л. Лебединський

«__» _____ 2021р.

Магістерська робота

На тему: «Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ»

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Виконав студент групи ЕТ.м-01 _____ Д.В. Спирін

Керівник, к.т.н.

старший викладач _____ С.М. Лебеда

Консультант

З економічної частини к.ек.н., доц _____ О.М. Маценко

Нормоконтроль _____ М.А. Никифоров

Суми 2021

Завдання

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри електроенергетики
І.Л. Лебединський
“ ” 20 р.

ЗАВДАННЯ на кваліфікаційну роботу бакалавра

Спирін Дмитрій Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ»

затверджена наказом по університету № від

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 01.12.2021 р.

3. Вихідні дані до роботи: Потужності та категорії споживачів, час найбільших витрат, відсотки погодинного навантаження,

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

Вступ

Позначення та скорочення використані в проекті

1. Проектування підстанції Роменська

2. Проектування ПЛ 20 кВ ПС 110/20 кВ «Роменська

3. Техніко-економічне обґрунтування проекту

4. Охорона праці

Висновок

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень: генеральний план підстанції, однолінійна схема підстанції, план підстанції та блискавкозахист, встановлення силового обладнання та ошинування, заземлення підстанції, план прокладання траси ПЛІ 20 кВ, однолінійна схема електричної мережі 20 кВ, електрична принципова схема ЩТП, заземлення опор 20 кВ, план прокладання кабелю 20 кВ в ЗРУ 20кВ, план перевлаштування мережі 0,4 кВ).

6. Консультанти

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Проектування підстанції Роменська	Лебедка		
Проектування ПЛ-20 кВ ПС «Роменська» 110/20кВ	Лебедка		
Техніко-економічне обґрунтування проекту	Маценко		
Охорона праці	Лебедка		

7. Дата видачі завдання _____

Керівник проекту _____
(підпис)

Завдання прийняв до виконання _____
(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту
1	Розрахункова частина підстанції ПС 110/20 кВ	13.09.21 по 01.10.21
2	Розрахункова частина ПЛ-20 кВ і ПЛ-0,4 кВ	01.10.21 по 15.10.21
3	Техніко-економічне обґрунтування проекту	15.10.21 по 22.10.21
4	Охорона праці	22.10.21 по 30.10.21
5	Графічна частина	30.10.21 по 01.10.21

Позначення та скорочення використані в проекті

ВРП - відритий розподільчий пристрій

ДБН – державні будівельні стандарти

ЗП – заземлюючий пристрій

ЗРП – закрита розподільчий пристрій

ЗТП – закрита трансформаторна підстанція

КА – комутаційний апарат

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

КРУ – комплектна розподільна установка

ЛЕП – лінія електропередавання

НД – нормативні документи

ОЗЗ – однофазне замикання на землю

ОПН – обмежувач перенапруги нелінійний

ПЛ– повітряна лінія

ПЛЗ - повітряна лінія із захищеними проводами

ПС – підстанція

РЗА – релейний захист і автоматика

РУ – розподільча установка

РП – розподільчий пункт

РПН – пристрій регулювання під навантаженням

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЩТП – щоглова трансформаторна підстанція

Реферат

с. 88, рис. 6, табл. 22, кресл. 86

Бібліографічний опис: Спірін, Д.В. Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Д.В. Спірін; наук. керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2021р. - 88 с.

Ключові слова: підстанція, кабельна лінія, лінія електропередавання, трансформатор, блискавкозахист, заземлення, електрична мережа

подстанция, кабельная линия, линия электропередачи, трансформатор, молниезащита, заземление, электрическая сеть

substation, cable line, power line, transformer, lightning protection, grounding, electrical network

Короткі відомості: Розроблено проект для будівництва підстанції 110/20кВ, кабельної та повітряної лінії 20 кВ для електропостачання побутових споживачів. Виконані відповідні креслення до проекту. Проведено вибір обладнання підстанції і креслення для його установки. Обрані марки та перетин проводів і кабелів на напругу 20 кВ. Подані розрахунки щодо вибору обладнання підстанції і кабельно-провідникової продукції.

Приведено техніко-економічне обґрунтування проекту та наведена порівняльна характеристика з мереж 6 і 20 кВ. Вирішені питання з охорони праці, пожежної безпеки і охорони середовища.

Abstract

Today, distribution networks are in a very difficult condition due to the high degree of physical and moral deterioration of electrical equipment, high electricity losses, low level of automation and others. The increase in electric loads often leads to technical restrictions in modern networks.

For continuous power supply of household consumers, the throughput of electrical grids must be increased by 3 times. Therefore, one of the promising ways to reduce electrical losses is to use a nominal voltage of 20 kV instead of the traditional 6 (10) kV.

This will allow transmission of more power without changing the intersection of wires, will reduce technological costs of electricity transportation, will reduce electricity loss by automating networks, will eliminate power shortages at power centers, will enable the connection of distribution generation, and will improve the quality of SAIDI and SAIFI power supply.

The advantages of transition to a nominal voltage of 20 kV are:

- Increasing the throughput of electrical grids;
- Ability to build Smart GRID;
- Continuous monitoring of grid and equipment load;
- Reduction of grid maintenance costs;
- Reduction of electricity losses.

Therefore, the topic of this work is "Design of the power supply system of Romensky district of Sumy at a voltage of 20 kV." The project envisages the construction of the 110/20 kV Romenska substation, the transmission of electricity via the designed power lines on voltage of 20 kV to the mast transformer substation (MTS) and the power supply to consumers with a voltage of 0.38/0.22V.

The first chapter of the project presents the selection of equipment for the substation and calculations of checking the power transformer meeting the given operating conditions and short-circuit current are performed, also the selection and calculation of 20 kV rigid busbar are given.

As a result of calculations, a transformer of TDN-10000/110/20 type was selected, as according to the results of calculation, it is suitable for operation in normal and post-emergency mode.

Power equipment, namely: switches, current transformers, voltage transformers, disconnectors were selected according to the following parameters: nominal voltage, nominal current and short-circuit current. The equipment was also tested for heat and electrodynamic resistance.

The choice of rigid busbar is made according to the acceptable current, as the busbar bridge connecting the transformer to the switchgear is short and is located within one substation. It was decided to take the following busbars 10x60mm with intersection of 597 mm².

The selection of 110 kV surge arrester is performed according to the normative document. The paper presents the selection of surge arrester for overhead line and power transformer.

For this, the type of surge arrester was preselected for which the following checks were performed:

- 1) Selection of the maximum acceptable continuous operating voltage of the surge arrester
- 2) Selection of surge arrester by switching overvoltages
- 3) Selection of surge arrester by lightning overvoltages
- 4) Selection of the length of the source path of the external insulation of surge arresters
- 5) Selection of surge arresters by mechanical features
- 6) Selection of surge arrester by the conditions of explosion safety.

For selection of 20 kV surge arresters are carried out by other conditions, namely:

- 1) Selection of the highest operating voltage with unlimited continuous single-phase earth fault
- 2) Selection of nominal discharge current
- 3) Selection of specific energy intensity and current throughput of surge arrester

- 4) Selection of residual voltages of surge arresters for protection against switching and lightning overvoltages
- 5) Selection of the acceptable explosion-proof current of surge arresters
- 6) Selection depending on operating conditions.

The calculation of the grounding device (GD) for the 110/20 kV Romenska substation was performed for a complex grounding grid with vertical electrodes in a two-layer soil by the method of the given potentials for the acceptable resistance. The calculated resistance of the grounding device of the substation, taking into account seasonality, was 0.482 Om, which does not exceed the normalized resistance of 0.5 Om at any season.

The selection of elements of the grounding device comes down to checking the heat resistance (the calculated current is the largest current of single-phase short circuit) and to the calculation of the minimum acceptable section.

To protect against lightning activity, it was decided to install lightning rods. The level of lightning protection of an electrical substation is II, as flammable substances and equipment sensitive to atmospheric phenomena are located on its territory.

The calculation of lightning rods is carried out by the method of rolling sphere, as the equipment of different heights and shapes is installed on the territory.

An object is considered to be protected if the rolling sphere, touching the surface of the lightning rod and the plane where it is installed, has no points in common with the object being protected.

The project also envisages laying a 20 kV cable line to the first support and an overhead line with insulated 20 kV wires and to the MTS. Power supply of consumers with voltage of 380/220V is carried out on existing lines from the designed MTS 20/0.4 kV.

It is planned to connect the electric receivers of category III according to the reliability of electricity supply to the designed electric grids, therefore the events to increase the reliability of electricity supply are not necessary to envisage.

Output from the substation to the first support of 20 kV is performed by a cable made of cross-linked polyethylene, in single-core version, of

АПВЭгаПы-20 -20 1x95 (г)/35 type. 20 kV overhead lines are made with SIP-3-20 1x50 mm² wire.

380/220 V power line is made of self-holding insulated wire (SIW) model SIWn-4. At the 0.4 kV overhead line it is accepted four-wire "self-holding" system of insulated wires, in which the mechanical load is distributed evenly on all four bearing cable cores.

The project envisages the installation of new substations with transformers with a capacity of 40-160 kVA, of mast type, dead-end with high-voltage power supply.

MTS are created for reception, transformation and distribution of electric energy of three-phase alternating current of industrial frequency of 50 Hz which is used to power supply of agricultural objects.

The capacity of power transformers MTS is selected to cover the load taking into account the prospect of its growth for 10 years at the rate of increase by 2% per year, also according to the design task.

When calculating the load of power transformers, the existing load and the calculated load values of residential buildings are taken into account.

The technical and economic substantiation of the project is given in the work.

For clarity of advantages of a 20 kV electric grid over 6 (10) kV grids we will carry out the comparative characteristics, for this purpose capital and operational expenses, cost of losses of electric energy and payback period are defined.

As a result of the calculations in the chapter, we can conclude that a 20 kV electrical grid is more profitable than a 6 kV grid.

This is due to the fact that for a given load (1.81 MW) and long-term development of the grid (3.62 MW) for a grid of 6 kV cables and wires of much larger intersection are required, which are more expensive than the same cable and wire products for a voltage of 20 kV, but smaller intersection.

The advantages of the 20 kV grid are lower power losses, although the intersection of conductors is smaller than in the 6 kV grid, also the ability to replace cables and wires to a larger intersection, which will increase throughput of grid and reduce losses.

Even in period of payback, the 6 kV network is worse.

In other words, due to the higher throughput of the 20 kV grid, it is more economically viable than a 6 kV grid.

This means that due to the high demand for electricity, capacities have grown that the existing 6 kV grid cannot meet, so it is time to modernize outdated from all sides, not currently profitable 6 (10) kV electric grids.

The chapter on labor protection covers such issues as: safety in the construction and operation of electrical installations, protection of workers from external and internal factors, fire safety measures and environmental protection.

Conclusion

In this project, a substation was built with the installation of two power transformers. Distribution installation (DI) 110 kV of substation is open, using the external installation equipment. The type of scheme was designed on the basis of engineering surveys in accordance with the requirements of valid regulations and rules of electrical installations (REI). The capacity of the substation was chosen taking into account the grid development plan.

Two power transformers with energized control device are installed at the substation. The transformer was selected according to the calculations given in the project, taking into account the connecting power to the substation, the ability to work in normal, repair and post-emergency modes. Transformers were chosen to ensure the growth of power in the future development of the electrical grid.

The project provides the installation of the following switching equipment:

- circuit breakers of LTB 123 type
- 110 kV disconnectors of SDF 123 type
- vacuum switches of VD4 24 type

Installation of measuring current and voltage transformers is also provided at the substation.

Overvoltage protection of the equipment is carried out with the use of nonlinear surge arrester.

Lightning protection and grounding of the substation is performed in accordance with valid regulations.

The project provided for the installation of new column-type MTS, construction of a new 20 kV line from the 110/20 Romenska substation, and resupplying of the existing 0.4 kV lines

Construction envisages:

- construction of 20 kV lines
- installation of new MTS-20 / 0.4 kV.

The output from the 110/20 Romenska substation to the first 20 kV support is made of a cross-linked polyethylene cable, in a single-core version, of АПВЭгаПы-20 1x95 (Г)/35 type. 20 kV overhead lines are made of insulated wire SIW-3-20 - 1x50mm²

Installation of new transformer substations of mast type with transformers with a capacity of 40-160 kVA, mast type, dead-end is provided.

Зміст

Вступ.....	15
1. Проектування підстанції Роменська.....	16
1.1. Вихідні дані для вибору трансформатора	16
1.2. Перевірка трансформатора в аварійному режимі.....	17
1.3. Вихідні дані для вибору силового обладнання.....	18
1.4. Розрахунок струмів короткого замикання	19
1.4.1. Розрахунок струмів КЗ на стороні ВН.....	19
1.4.2. Розрахунок струмів КЗ на стороні НН	20
1.5. Вибір високовольтного обладнання.....	21
1.5.1. Вибір обладнання.....	21
1.6. Вибір жорсткого ошинування 20 кВ.....	23
1.6.1. Розрахунок струму довготривалого режиму	23
1.6.2. Перевірка на термічну стійкість.....	23
1.6.3. Перевірка на механічну міцність	24
1.7. Вибір ізоляторів	27
1.7.1. Вибір опорного ізолятора	27
1.7.2. Вибір прохідного ізолятора	27
1.8. Вибір обмежувачів перенапруг	29
1.8.1. Вибір ОПН 110 кВ	29
1.9. Вибір кабелю РУ-20 кВ	46
1.9.1. Вихідні дані	46
1.9.2. Вибір номінальної напруги кабелю із зшитого політилену.....	47

					ДП 3.8.141.467 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Архівів</i>
Розроб.		Спірін				д	12	
Керівник		Лебедка				СумДУ ЕТ.м-01		
Консульт.		Маценко						
Н. контр.		Никифоров						
Зав.кафедри		Лебединський						

1.9.3. Вибір кабелю	47
1.9.4. Перевірка перетину екрану кабелю	51
1.9.5. Перевірка номінального перерізу екрану за значенням наведеного струму.....	54
1.10. Розрахунок заземлюючого пристрою	56
1.11. Вибір елементів заземлюючого пристрою	58
1.11.1. Перевірка на термічну стійкість горизонтального заземлювача.	58
1.11.2. Розрахунок мінімального допустимого перерізу провідників за умовами корозійної стійкості.....	59
1.12. Блискавкозахист підстанції.....	61
Висновок до розділу 1	63
2. Проектування ПЛ 20 кВ ПС 110/20 кВ «Роменська»	64
2.1. Загальні відомості та основні електротехнічні рішення.....	64
2.2. Розрахунок навантаження ЩТП.....	67
2.3. Вибір проводу ПЛЗ-20 кВ	73
2.3.1. Вихідні дані «ф. Семзавод» від ПС "Роменська":	73
2.3.2. Перевірка по допустимому струму:	73
2.3.3. Перевірка по струму короткого замикання.....	73
2.4. Вибір кабелю 20 кВ.....	74
2.4.1. Вихідні дані по КЛ 20 кВ від ПС "Роменська до опори №1 «ф.Семзавод»:	74
2.4.2. Вибір номінальної напруги кабелю із зшитого поліетилену	74
2.4.3. Перевірка по допустимому струму	74
2.4.4. Перевірка по струму короткого замикання.....	75

2.4.5. Вибір перетину екрану кабелю КЛ-20 кВ	76
2.4.6. Перевірка по втраті напруги	78
2.4.7. Перевірка номінального перерізу екрану за значенням наведеного струму.....	79
2.5. Вибір проводів ПЛЗ 0,4 кВ	80
2.6. Вибір ОПН-20.....	81
Висновок до розділу 2	82
3. Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	83
3.1. Розрахунок втрат енергії в лініях напругою 6 кВ.....	84
3.2. Розрахунок втрат енергії в лініях напругою 20 кВ.....	85
3.3. Вартість кабельно-провідникової продукції.....	86
Висновок до розділу 3	88
4. Охорона праці	89
4.1. Охорона праці і техніка безпеки.....	89
4.2. Заходи щодо захисту працюючих від зовнішніх та внутрішніх факторів	91
4.3. Забезпечення заходів пожежної безпеки	93
4.4. Охорона середовища.....	95
Висновок до проекту	96
Література	99
Додаток А – Принципова електрична схема (2 арк)	102
Додаток Б – План підстанції та блискавкозахист	104
Додаток В – План заземлення підстанції.....	105
Додаток Г – План прокладання ПЛЗ-20 кВ (2 арк)	106
Додаток Д – Однолінійна схема електричної мережі 20 кВ.....	108
Додаток Е –Схема електричної принципова ЩТП	109

Вступ

Метою даного проекту є забезпечення електроенергією споживачів Роменського мікрорайону. В проекті передбачається будівництво підстанції ПС «Роменська» 110/20 кВ, передача електроенергії по спроектованим лініям електропередавання на напрузі 20кВ до ЩТП і заживлення споживачів напругою 0,38/0,22В.

В проекті приведено вибір обладнання для підстанції та проведені розрахунки з перевірки відповідності силового трансформатора заданим умовам експлуатації, струму короткого замикання, а також наведено вибір та розрахунок жорсткого ошикування 20 кВ.

Захист від перенапруг в проекті виконано за допомогою ОПН і подані відповідні розрахунки. Також проведено розрахунок заземлюючого пристрою і блискавкозахисту.

В проекті передбачено прокладання кабельної лінії 20 кВ до першої опори і повітряної лінії з ізолюваними проводами 20 кВ до ЩТП. Жазивлення споживачів напругою 380/220В проводиться по існуючим лініям від проєктованих ЩТП 20/0,4 кВ. Для вибору кабелю і проводу проводяться відповідні розрахунки і перевірки згідно до заданого навантаження.

При розрахунку навантаження силових трансформаторів ЩТП враховано існуюче навантаження та розрахункові величини навантаження житлових будинків.

В проекті наведено техніко-економічне обґрунтування проекту і приведена порівняльна характеристика електричних мереж 6 кВ та 20 кВ і зроблені відповідні висновки.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аковшів</i>
Розроб.		Спирін				Д	15	
Керівник		Лебедка				СумДУ ЕТ.м-01		
Консульт.		Маценко						
Н. контр.		Никифоров						
Зав.кафедри		Лебединський						

1. Проектування підстанції Роменська

1.1. Вихідні дані для вибору трансформатора

Таблиця 1.1.1 – Вихідні дані для розрахунку підстанції

t°С	Навантаження в % від номінальної потужності, ΔS%												S _С МВА
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	
+10	30	20	25	40	45	55	60	85	90	140	120	95	2600*

* – Значення відповідає 140% від номінальної потужності одного трансформатора.

Розрахунок погодинного навантаження підстанції.

$$S_{\text{ПС}} = |13 + j5| = 14 \text{ МВА}$$

Визначаю номінальне навантаження підстанції, при 100%:

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ПС}} \cdot 100\%}{\Delta S\%} = \frac{14 \cdot 100}{140} = 10 \text{ МВА}$$

Таблиця 1.1.2. – Погодинне навантаження підстанції

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
ΔS%	30	20	25	40	45	60	70	85	90	140	120	95
S, МВА	3	2	2,5	4	4,5	6	7	8,5	9	14	12	9,5

Виходячи з вище наведених розрахунків на підстанції доцільно встановити два трансформатора ТДН-10000/110/20-У1, які обрані за номенклатурним каталогом заводу ЗТР [32].

Добовий графік навантаження показано на рисунку 1.1.1.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Спірін				Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ	Літ.	Арк.	Актовшів
Керівник	Лебедка					д	16	
Консульт.	Маценко					СумДУ ЕТ.м-01		
Н. контр.	Никифоров							
Зав.кафедри	Лебединсткий							

1.2. Перевірка трансформатора в аварійному режимі

Для створення аварійного режиму відключаю один з трансформаторів.

Початкове навантаження еквівалентного графіка:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном тр}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + S_4^2 \cdot t_4 + S_5^2 \cdot t_5 + S_6^2 \cdot t_6 + S_7^2 \cdot t_7 + S_8^2 \cdot t_8 + S_9^2 \cdot t_9 + S_{12}^2 \cdot t_{12}}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{12}}} = 0,62$$

Визначимо другий ступінь еквівалентного графіка:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{ном тр}}} \sqrt{\frac{S_{10}^2 \cdot t_{10} + S_{11}^2 \cdot t_{11}}{t_{10} + t_{11}}} = 1,3$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{14}{10} = 1,4$$

$$K_2' = 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot 1,4 = 1,25$$

Порівнюю значення K_2 і K_2' , а потім обираю більше для подальшого розрахунку. Так як $K_2 > K_2'$ для розрахунку приймаю K_2 .

При $Q_{\text{охл}} = +10$, тип охолодження Д, $t_{\text{перев}} = 4$ год)

$t_{\text{перев.}}$ год	Д		
	K_1		
	0,6	0,62	0,7
4	1,5	1,5	1,5

Для післяаварійних систематичних навантажень $K_{2\text{ГОСТ}} = 1,5$

Так як, $K_{2\text{ГОСТ}} > K_2$, то даний трансформатор підходить для роботи в аварійному режимі.

Як видно з розрахунку трансформатор типу ТДН-10000/110 підходить для роботи в нормальному та післяаварійному режимі.

1.3. Вихідні дані для вибору силового обладнання

Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 1.3.1

Таблиця 1.3.1 – Вихідні дані для вибору силового обладнання

№	Параметр	Од. вимір.	Значення
1	Номінальна напруга ВН	кВ	110
2	Номінальна напруга НН	кВ	20
3	Найбільша робоча напруга ВН	кВ	126
4	Найбільша робоча напруга НН	кВ	24
5	Номінальна потужність трансформатора	кВА	10000
6	Допустиме перевантаження трансформатора	%	40
7	Номінальний струм ВН	А	70,3
8	Номінальний струм НН	А	384,9
9	Марка сплаву на ошинування	–	АД0
10	Відстань між осями провідників	м	0,7
11	Довжина прогону між опорними ізоляторами шинної конструкції	м	1
12	Тривалість трифазного КЗ	Уставка (ВН/НН)	1/1,5
		Час спрацювання пристроїв РЗА	0,04/0,068
		Повний час вимкнення вимикача (ВН/НН)	0,045/0,075
13	Постійна часу затухання (ВН/НН)	с	0,05/0,06

1.4. Розрахунок струмів короткого замикання

Для визначення струмів короткого замикання складаю схему заміщення, яка наведена на рисунку 1.4.1.

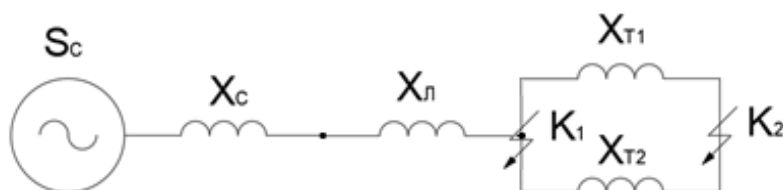


Рисунок 1.4.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Зі схеми заміщення (рис.1.4.1) видно, що треба знайти опір ліній та опір системи. Опір лінії, що підходять до підстанції, визначаю як суму опорів всіх ліній:

$$X_L = 10,3 \text{ Ом}$$

Опір системи визначаю за формулою 2.3.1

$$X_C = \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_C} = \frac{115^2}{2600} = 5,1 \text{ Ом}$$

Так як на підстанції трансформатори, що з'єднані паралельно, то:

$$X_T = \frac{X_T}{2} = \frac{139}{2} = 69,5 \text{ Ом}$$

1.4.1. Розрахунок струмів КЗ на стороні ВН

Визначення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{п.т}} = I_{\text{п.о}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}(X_C + X_L)} = \frac{115}{\sqrt{3}(5,1 + 10,3)} = 4,3 \text{ кА}$$

Визначення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,3 \cdot e^{-\frac{0,01+0,045}{0,05}} = 2,02 \text{ кА}$$

Визначення ударного струму КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,3 \cdot 1,8 = 10,95 \text{ кА}$$

$k_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт струму КЗ, $k_{\text{уд}} = 1,8$.

Визначення термічної стійкості:

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{відкл.}} + T_a) = 4,3^2 \cdot (1 + 0,05) = 19,4 \text{ кА}^2\text{с}$$

$t_{\text{відкл.}}$ – час відключення, $t_{\text{відкл.}} = 1 \text{ с}$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

1.4.2. Розрахунок струмів КЗ на стороні НН

Визначення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{П.т2} = I_{П.0} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} = \frac{115}{\sqrt{3}(5,1 + 10,3 + 69,5)} = 0,782 \text{ кА}$$

Дійсне значення струму короткого замикання:

$$I_{\text{КЗ.д}} = I_{П.0} \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,782 \frac{115}{21} = 4,28 \text{ кА}$$

Визначення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,28 \cdot e^{-\frac{0,01+0,075}{0,06}} = 1,47 \text{ кА}$$

Визначення ударного струму КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{П.0} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,28 \cdot 1,85 = 11,21 \text{ кА}$$

$k_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт струму КЗ, $k_{\text{уд}} = 1,85$.

Визначення термічної стійкості:

$$B_k = I_{П.0}^2 \cdot (t_{\text{відкл.}} + T_a) = 4,28^2 \cdot (1,5 + 0,06) = 28,62 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$t_{\text{відкл.}}$ – час відключення, $t_{\text{відкл.}} = 1,5 \text{ с}$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1.5. Вибір високовольтного обладнання

1.5.1. Вибір обладнання

Вибір силового обладнання 110 кВ наведено в таблиці 1.5.1, вибір силового обладнання 20 кВ наведено в таблиці 1.5.2.

Таблиця 1.5.1. – Вибір силового обладнання 110кВ

Тип	Параметр	Од. вимір.	Розра- хункові дані	Заводські (норма- тивні) дані
Вимикачі 110 кВ				
LTV 123D1/V ТОВ «АББ ЛТД»	Номінальна напруга	кВ	110	110
	Найбільша робоча напруга	кВ	126	126
	Номінальний струм вимикача	А	70,3	3150
	Періодична складова струму КЗ	кА	4,3	40
	Аперіодична складова струму КЗ	кА	2,02	22,627
	Ударний струм КЗ	кА	10,95	100
	Термічна стійкість	кА ² с	19,4	4800
Трансформатор струму 110 кВ				
СА-123 ТОВ «Електро»	Номінальна напруга	кВ	110	110
	Найбільша робоча напруга	кВ	126	126
	Номінальний струм ТС	А	70,3	600
	Ударний струм КЗ	кА	10,95	100
	Термічна стійкість	кА ² с	19,4	4800
Роз'єднувач 110 кВ				
SDF-123/1600 E2 ТОВ «АББ ЛТД»	Номінальна напруга	кВ	110	110
	Найбільша робоча напруга	кВ	126	126
	Номінальний струм роз'єднувача	А	70,3	1600
	Ударний струм КЗ	кА	10,95	100
	Термічна стійкість	кА ² с	19,4	4800
Трансформатор напруги 110 кВ				
UTF-123 ТОВ «Електро»	Номінальна напруга	кВ	110	110
	Найбільша робоча напруга	кВ	126	126
	Вторинне навантаження (кл. точності 0,2)	ВА	2,4	10
	Вторинне навантаження (кл. точності 0,5)	ВА	20,42	40

Таблиця 1.5.2. – Вибір силового обладнання 20 кВ

Тип	Параметр	Од. вими р.	Розра- хункові дані	Заводські (норма- тивні) дані
Вимикачі 20 кВ				
VD4 24 24кВ/1250А/20А ТОВ «АББ ЛТД»	Номінальна напруга	кВ	20	20
	Найбільша робоча напруга	кВ	24	24
	Номінальний струм вимикача	А	385	1250
	Періодична складова струму КЗ	кА	4,28	20
	Аперіодична складова струму КЗ	кА	1,47	11,313
	Ударний струм КЗ	кА	11,21	50
	Термічна стійкість	кА ² с	28,62	1200
Трансформатор струму 20 кВ				
UCS1-24 (400/5) ТОВ «Електро»	Номінальна напруга	кВ	20	20
	Найбільша робоча напруга	кВ	24	24
	Номінальний струм ТС	А	385	400
	Ударний струм КЗ	кА	11,21	72
	Термічна стійкість	кА ² с	28,62	622
Трансформатор напруги 20 кВ				
UCSF-24 ТОВ «Електро»	Номінальна напруга	кВ	20	20
	Найбільша робоча напруга	кВ	24	24
	Вторинне навантаження (кл. точ.0,2)	ВА	5,76	10
	Вторинне навантаження (кл. точ.0,5)	ВА	2,28	10

1.6. Вибір жорсткого ошинування 20 кВ

Ошинування передається в колі силового трансформатора типу ТДН – 10000/110-У1 зі сторони 20 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 1.1.

1.6.1. Розрахунок струму довготривалого режиму

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 288,675 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot 288,675 = 404,2 \text{ А}$$

Перетин алюмінієвих шин був обраний по допустимому струму, так як шинний міст, що з'єднує трансформатор з КРУ, невеликої довжини і знаходиться в межах однієї підстанції. Вирішено взяти наступні шини 10x60 мм з перетином 597 мм².

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{ном}} \cdot k_1 \cdot k_2 = 1155 \cdot 0,95 \cdot 1,15 = 1262 \text{ А}$$

$I_{\text{доп}}$ – допустимий тривалий струм для шини прямокутного перерізу, таблиця 1.3.46 [3].

k_1 – коефіцієнт, що враховує розташування прямокутних шин плазом та зменшує струм на 5% для шин із шириною смуги до 60 мм і на 8% – для шин із шириною смуги понад 60 мм, п. 1.3.37 [3].

k_2 – коригувальний коефіцієнт на струм для неізольованих проводів і шин залежно від температури повітря, таблиця 1.3.49 [3]. Так як середньорічна температура середовища складає +10°C, то $k_2 = 1,15$.

Перевірка за умовою нагрівання в довготривалому режимі:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{норм}}$$

$$1262 \text{ А} \geq 404,2 \text{ А}$$

Умова виконується.

1.6.2. Перевірка на термічну стійкість

Час протікання струму КЗ:

$$t = t_{\text{уст}} + t_{\text{рЗА}} + t_{\text{в}} = 1,5 + 0,068 + 0,075 = 1,643 \text{ с}$$

$t_{\text{уст}}$ – уставка по часу вимкнення фідера, таблиця 3.1

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

t_{P3A} – часу спрацювання пристроїв P3A, таблиця 3.1

t_B – повний час вимкнення вимикача, таблиця 3.1

Інтеграл Джоуля (для випадку $t > 3T_a$)

$$B_k = I_{П.0}^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a) = 4,28^2 \cdot (1,643 + 0,06) = 31,2 \text{ кА}^2\text{с}$$

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, таблиця 3.1

Мінімальний перетин шин:

$$S_{\text{терм.}min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{\sqrt{31,2}}{90} = 62 \text{ мм}^2$$

Перевірка обраного перетину шин:

$$S \geq S_{\text{терм.}min}$$

$$597 \text{ мм}^2 \geq 62 \text{ мм}^2$$

Умова виконується.

1.6.3. Перевірка на механічну міцність

Визначення прогону l при умові, що частота власних коливань буде більша 200 Гц, формула 4.18 [1]:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{S}}$$

l – довжина прогону між ізоляторами, м;

J – момент інерції поперечного перетину шин відносно осі, що перпендикулярна напрямку згинаючої сили, см^4 ;

S – поперечний перетин шин, см^2

$$200 \leq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{S}}$$

Звідки:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{S}}$$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Адк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		24

Так як шини розташовані плазом, то момент інерції згідно таблиці 4.1 [1].

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{1 \cdot 6^3}{12} = 18 \text{ см}^4$$
$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{S}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{18}{1 \cdot 6}}} = 1,225 \text{ м}$$

Найбільше питоме зусилля при трифазному струмі КЗ, формула 3.42 [1]:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2}}{a}$$

a – відстань між осями провідника, м.

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,28 \cdot 1,85 = 11,21 \text{ кА}$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{11210^2}{0,7} = 31,1 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Рівномірно розподілене навантаження f створює згинаючий момент (шина розглядається як багатопрогонна балка, яка вільно лежить на опорах з найбільшим моментом в крайніх прогонах).

$$M_{max} = \frac{f^{(3)} l_{шм}^2}{10}$$

$l_{шм}$ – довжина прогону між опорними ізоляторами шинної конструкції, м.

Напруженість в матеріалі шини, що виникає при дії згинаючого моменту, МПа:

$$\sigma_{розр} = \frac{M}{W} = \frac{f^{(3)} l_{шм}^2}{10 \cdot W}$$

W – момент опору шини відносно осі, що перпендикулярна дії зусилля, таблиця 4.1 [1], см^3

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1 \cdot 6^2}{6} = 6 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{31,1 \cdot 1^2}{10 \cdot 6} \approx 0,52 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{розр}}$$

$\sigma_{\text{доп}}$ – допустима механічна напруженість в матеріалі шин.

Згідно даних виробника з урахуванням п.1.4.15 [3]:

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7 \cdot \sigma_{\text{руйн}} = 0,7 \cdot 59 = 41 \text{ МПа}$$

Так як згідно п.4.2.44 [3] з'єднання жорстких шин у прогоні потрібно виконувати зварюванням, то тимчасовий опір розриву знижується. Тому для обраної шини приймається згідно РД 153-34.0-20.527-98, п. 7.1.2.2.

$$41 \text{ МПа} \geq 0,52 \text{ МПа}$$

Умова виконується.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		26

1.7. Вибір ізоляторів

1.7.1. Вибір опорного ізолятора

В якості опорного стрижньового ізолятора був обраний полімерний ізолятор типу ОСК 20-35/190-2-05.

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}, F_{\text{руйн}} = 20000 \text{ Н}$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

Згідно п.1.9.41 [3] ізоляція приймається напругою 35 кВ.

$$20 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

Перевірка ізолятора на механічну стійкість з урахуванням вимог п.1.4.15 [3], [1 с.186].

$$F_i = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} l \cdot k_h \cdot 10^{-7} = f^{(3)} \cdot l \cdot k_h$$

k_h – коригувальний коефіцієнт на висоту шини, якщо вона розташована на ребро.

$$F_i = 31,1 \cdot 1,225 \cdot 1 = 38,1 \text{ Н}$$

$$F_{\text{роз}} = F_i \approx 38,1 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н}$$

$$F_{\text{роз}} \leq F_{\text{доп}}$$

$$38,1 \text{ Н} \leq 12000 \text{ Н}$$

Умова виконується.

1.7.2. Вибір прохідного ізолятора

В якості прохідного ізолятора був обраний полімерний ізолятор типу ППЦ-35/1600-8 УХЛ1.

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}, F_{\text{руйн}} = 8000 \text{ Н}$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

Згідно п.4.2.75 [3] ізоляція введів приймається напругою 35 кВ.

$$20 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Адк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		27

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$404,2 \text{ A} \leq 1600 \text{ A}$$

Перевірка ізолятора на механічну стійкість з урахуванням вимог п.1.4.15[3].

$$F_{роз} = 0,5 \cdot F_i = 19,05 \text{ Н}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н}$$

$$F_{роз} \leq F_{доп}$$

$$19,05 \text{ Н} \leq 4800 \text{ Н}$$

Умова виконується.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		28

1.8. Вибір обмежувачів перенапруг

1.8.1. Вибір ОПН 110 кВ

Вибір ОПН 110 кВ виконується згідно СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47:2011 “Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування”.

Вихідні дані для вибору ОПН приведено в таблиці 1.8.1.

Таблиця 1.8.1 – Вихідні дані

№ з/п	Параметр	Од. вимір.	Значення
1	Номинальна напруга електричної мережі	кВ	110
2	Найбільша тривало допустима робоча напруга в електричній мережі (згідно ГОСТ 1516.3)	кВ	126
3	Режим заземлення нейтралі		Ефективно заземлена нейтраль $E \leq 1,4$
4	Можливі перенапруги		Комутаційні, грозові
5	Спосіб встановлення ОПН		Зовнішнє (ВРУ)
6	Ступінь забруднення атмосфери (С3) району (згідно Глави 1.9 ПУЕ:2017)		2
7	Значення максимального струму трифазного КЗ	кА	10,95
8	Значення максимального струму однофазного КЗ	кА	8,3
9	Максимальна довжина ПЛ-110кВ, що приєднується до ВРУ	км	52

Попередньо обирається обмежувач перенапруг нелінійного типу PEXLIM P108-YN145, обраний за каталогом АВВ [33].

Технічні характеристики обраного ОПН приведено в таблиці 1.8.2

Таблиця 1.8.2 – Технічні характеристики ОПН

№ з/п	Параметр	Од. вимір.	Значення
1	Клас мережі	кВ	145
2	Номінальна напруга обмежувача $U_{ном}$	кВ	108
3	Найбільша тривало допустима робоча напруга ОПН, $U_{нро}$	кВ	86
4	Клас пропускної здатності ОПН		4
5	Питома енергоємність ОПН з визначенням, до якої напруги її приведено (номінальної $U_{ном}$ чи найбільшої тривало допустимої робочої напруги ОПН $U_{нро}$), а також кількості імпульсів струму “довгого” імпульсу, за яких виконували випробування – один або два імпульси	кДж/кВ	12 до до $U_{ном}$ 2 імпульси
6	Рівні залишкових напруг за комутаційного імпульсу струму 30/60 згідно з МЭК 60099-4, $U_{залк}$ (для 0,5 кА)	кВ	204
7	Рівні залишкових напруг за грозового імпульсу струму 8/20 згідно з МЭК 60099-4, $U_{залг}$ (для 5 кА)	кВ	234
8	Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції ОПН $L_{опн}$	см	362,5
9	Діапазон робочих температур навколишнього середовища	°С	-50...+45
10	Максимальна висота над рівнем моря, на якій можна встановити ОПН	м	1000
11	Висота ОПН Н / зовнішній діаметр dm / висота ізоляційної частини покривки обмежувача h	м/мм/м	1,080/210/0,857
12	Момент допустимого статичного навантаження, $M_{ст}$ / або допустиме статичне навантаження	Нм/Н	2500/–
13	Максимальний струм короткого замикання тривалістю 0,2 с, який може витримати ОПН	кА	65

1) Вибір найбільшої тривало допустимої робочої напруги ОПН

Коефіцієнт рівня тривало допустимої робочої напруги ОПН приймаємо 1,05, так як максимальна довжина ПЛ-110 кВ, що приєднана до підстанції, менша за половину граничної довжини ($L_{гр}=110$ км для ПЛ-110 кВ України).

Тоді найбільша тривало допустима робоча напруга ОПН, формула 5.3.1 [2]:

$$U_{нро} \geq k \cdot \frac{U_{нрм}}{\sqrt{3}} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ}$$
$$86 \text{ кВ} \geq 76,4 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

2) Вибір обмежувача перенапруги за комутаційними перенапругами

Розрахунковий струм комутаційного імпульсу для 110-220 кВ: дорівнює 0,5 кА. Перевіряємо здатність вибраного ОПН до поглинання (розсіювання) енергії комутаційних перенапруг.

Перевірку виконують для всіх класів напруги 110-750 кВ по розряду найбільшої приєднаної ПЛ довжиною $L_{ПЛ}$, заряд якої зберігається, наприклад, у результаті автоматичного повторного ввімкнення (АПВ). Енергію W_k , кДж, що поглинається ОПН, формула 5.4.3 [2]:

$$W_k = 4 \cdot U_{залкОПН} \cdot (U_{ПН} - U_{залкОПН}) \cdot \frac{T_{ПН}}{Z} \cdot 10^3$$

$U_{залкОПН}$ – залишкова напруга на вибраному ОПН за розрахункового струму комутаційного імпульсу;

$U_{ПН}$ – амплітудна перенапруга, кВ

$$U_{ПН} = k_{п} \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot U_{нрм}}{\sqrt{3}} = 2,6 \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot 126}{\sqrt{3}} = 267,484 \text{ кВ}$$

$T_{ПН}$ – час проходження хвилі перенапруги, який дорівнює довжині ПЛ, поділений на швидкість електромагнітної хвилі (для ПЛ – швидкість світла $c=300000$ км/с)

$$T_{ПН} = \frac{L_{ПЛ}}{c} = \frac{52}{300000} = 1,73 \cdot 10^{-4} \text{ с}$$

Z – хвильовий опір ПЛ, Ом.

Значення k_{Γ} та Z згідно з [5] для відповідних класів розряду ПЛ таблиця 5.4.2 [2]:

$$W_k = 4 \cdot 204 \cdot (267,484 - 204) \cdot \frac{1,73 \cdot 10^{-4}}{400} \cdot 10^3 = 22,4 \text{ кДж}$$

Дійсне значення енергоємності вибраного ОПН має бути вищим від значення, визначеного за формулою. Питома енергоємність для кожного із серії ОПН є постійною і наводиться виробником, тому:

$$W_{\text{ОПН}} = W_{\text{пит.ОПН}} \cdot U_r = 12 \cdot 108 = 1296 \text{ кДж}$$

Перевірка обраного ОПН:

$$W_{\text{ОПН}} \geq W_k$$

$$1296 \text{ кДж} \geq 22,4 \text{ кДж}$$

Умова виконується.

3) Вибір обмежувача перенапруги за грозовими перенапругами

Розрахунковий струм комутаційного імпульсу для 110-220 кВ дорівнює 5 кА.

Перевіряємо вибраний ОПН за даними фірми-виробника для відповідної амплітуди струму 8/20 мкс за залишковою напругою.

Максимально допустима залишкова напруга за грозового імпульсу $U_{\text{залг}}$, таблиця 5.5.1 [2]:

$$U_{\text{залг.ОПН}} \leq U_{\text{залг}}$$

$$234 \text{ кВ} \leq 240 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

Перевіряємо здатність вибраного ОПН до поглинання (розсіювання) енергії грозових перенапруг.

Перевірку виконуємо за формулою стандарту [5]

$$W_{\Gamma} = 2 \cdot U_{\text{ПЛ}} \cdot U_{\text{залг.ОПН}} \cdot \frac{T_6}{Z} \cdot 10^3$$

$U_{\text{ПЛ}}$ – 50%-ва напруга перекриття лінійної (амплітудне значення) від'ємної полярності, згідно з таблицею 5.5.9 [2], кВ;

$U_{\text{залг.ОПН}}$ – залишкова напруга на ОПН за грозового імпульсу струму;

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

T_6 – максимальна тривалість струму блискавки, включаючи перший та наступні удари, яка згідно [5] має значення $3 \cdot 10^{-4}$ с

Z – хвильовий опір ПЛ, таблиця 5.4.2 [2], Ом.

$$W_r = 2 \cdot 700 \cdot 234 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{400} \cdot 10^3 = 245,7 \text{ кДж}$$

Перевірка обраного ОПН:

$$W_r \leq W_{\text{ОПН}}$$

$$245,7 \text{ кДж} \leq 1296 \text{ кДж}$$

Умова виконується.

4) Вибір довжини шляху витоку зовнішньої ізоляції обмежувачів перенапруг

Визначаємо необхідну довжину шляху витоку ОПН L , см

$$L = \lambda \cdot U_{\text{нрм}} \cdot K = 2 \cdot 126 \cdot 1,05 = 264,4 \text{ см}$$

λ – питома довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції, см/кВ
таблиця 5.6.1 [2].

$U_{\text{нрм}}$ – найбільша тривало допустима робоча напруга в електричній мережі;

K – коефіцієнт використання, таблиця 1.9.6 [3]

Перевірка обраного ОПН:

$$L \leq L_{\text{ОПН}}$$

$$264,6 \text{ см} \leq 362,5 \text{ см}$$

Умова виконується.

5) Вибір обмежувачів перенапруг за механічними характеристиками

Обмежувачі перенапруг опорного виконання категорії розміщення 1 мають витримувати механічні навантаження під час ожеледі з товщиною стінки льоду до 20 мм від вітру зі швидкістю 15 м/с, а без ожеледі – зі швидкістю 30 м/с та від натягу проводів у горизонтальному напрямку згідно з ГОСТ 16357-83 – не менше ніж 500 Н для ОПН 110 кВ.

Розрахунок згинального моменту ОПН M , Н·м, від сили вітру та натягу проводів формула 5.7.1 [2]:

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновок: вибраний обмежувач перенапруг типу PEXLIM P108-YN145 [33], що встановлюється для захисту силового трансформатора зі сторони ВН, відповідає усім вимогам вибору СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47:2011.

Вибір PEXLIM P108-YN145 зводимо до таблиці 1.8.3

Таблиця 1.8.3 – Вибір ОПН

№ з/п	Параметр	PEXLIM P108-YN145	
		Розрахункові значення	Каталожні дані
1	Клас мережі, кВ	126	145
2	Найбільша тривала допустима напруга, кВ	76,4	86
3	Клас пропускної здатності	2	4
4	Залишкова напруга при грозовому імпульсу 8/20 мкс амплітудою 5 кА ($U_{розр} \leq U_{кат}$), кВ	240	234
5	Поглинання (розсіювання) енергії ОПН при комутаційних перенапругах, кДж	22,4	1296
6	Поглинання (розсіювання) енергії ОПН при грозових перенапругах, кДж	245,7	1296
7	Момент допустимого статичного навантаження $M_{ст}$, Нм	557	2500
8	Струм трифазного короткого замикання, кА	10,95	65
9	Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, см	264,6	362,5

1.8.2. Вибір ОПН для неповної ізоляції нейтралі силового трансформатора 110 кВ, що допускає роботу з розземленням нейтралі

Вибір ОПН-Н 110 кВ виконується згідно СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47:2011 «Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування», додаток Л.

Вихідні дані для вибору ОПН приведено в таблиці 1.8.4.

Таблиця 1.8.4. – Вихідні дані

№ з/п	Параметр	Од. вимір.	Значення
1	Клас напруги	кВ	110
2	Найбільша тривало допустима робоча напруга в електричній мережі (згідно додатку Л.1 [2])	кВ	50
3	Електрична схема РУ згідно з Розділом 4.2 [3]		110-3
4	Режим заземлення нейтралі		Ефективно заземлена нейтраль $E \leq 1,4$
5	Можливі перенапруги		Комутаційні, грозові
6	Спосіб встановлення ОПН		Зовнішнє (ВРУ)
7	Ступінь забруднення атмосфери (С3) району (згідно Глави 1.9 [3])		2

Попередньо обираємо обмежувач перенапруги нелінійний типу РЕХЛІМ Q072- YN12, обраний за каталогом АВВ [33].

Технічні характеристики обраного ОПН приведено в таблиці 1.8.5.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		36

Таблиця 1.8.5 – Технічні характеристики ОПН

№ з/п	Параметр	Од. вимір.	Значення
1	Клас мережі	кВ	123
2	Номинальна напруга обмежувача $U_{ном}$	кВ	72
3	Найбільша тривало допустима робоча напруга ОПН, $U_{нро}$	кВ	58
4	Клас пропускної здатності ОПН		3
5	Питома енергоємність ОПН з визначенням, до якої напруги її приведено (номинальної $U_{ном}$ чи найбільшої тривало допустимої робочої напруги ОПН $U_{нро}$), а також кількості імпульсів струму “довгого” імпульсу, за яких виконували випробування – один або два імпульси	кДж/кВ	7,8 до до $U_{ном}$ 2 імпульси
6	Рівні залишкових напруг за грозового імпульсу струму 8/20 згідно з МЭК 60099-4, $U_{залг}$ (для 5 кА)	кВ	150
7	Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції ОПН $L_{опн}$	см	227
8	Діапазон робочих температур навколишнього середовища	°С	-50...+45
9	Максимальна висота над рівнем моря, на якій можна встановити ОПН	м	1000
10	Висота ОПН Н / зовнішній діаметр dm / висота ізоляційної частини покришки обмежувача h	м/мм/м	0,736/210/0,644
11	Момент допустимого статичного навантаження, $M_{ст}$ / або допустиме статичне навантаження	Нм/Н	2500/–
12	Максимальний струм короткого замикання тривалістю 0,2 с, який може витримати ОПН	кА	65

1) Вибір найбільшої тривало допустимої робочої напруги ОПН

Максимальна тривалість режиму неповнофазного ввімкнення трансформатора становить приблизно 0,2 с, що за типовою вольт-часовою характеристикою ОПН згідно з [5] відповідає $T(t) = 1,45$.

Тоді для ОПН, який встановлюють у розземлену нейтраль, тривало допустима напруга становитиме:

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{U_{\text{нрм}}}{\sqrt{3} \cdot T(t)} = \frac{123}{\sqrt{3} \cdot 1,45} = 58 \text{ кВ}$$

Для класів напруги 110-220 кВ одержані значення тривало допустимих напруг ОПН наведено в таблиці Л.1 [2].

Тоді найбільша тривало допустима робоча напруга ОПН, який встановлюють у розземлену нейтраль трансформатора, $U_{\text{нро}}$, кВ, має бути більшою від значення, вказаного в таблиці Л.1 [2] або дорівнювати йому:

$$58 \text{ кВ} \geq 50 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

2) Вибір обмежувача перенапруги за грозовими перенапругами

Вибір ОПН за грозовими перенапругами ґрунтується на перевірці залишкової напруги на ОПН у разі дії грозових перенапруг.

Залишкова напруга на ОПН $U_{\text{залг}}$ при розрахунковому струмі за грозового імпульсу ($I_n=5$ кА для класів напруги 110–220 кВ (згідно з Главою 4.2 [3]) не має перевищувати 90 % від допустимої розрахункової залишкової напруги на РВ за грозового імпульсу для класів напруги 110–220 кВ (таблиця Л.2 [2]).

$$U_{\text{залг}} \leq U_{\text{допг}} \cdot 0,9$$

$$150 \text{ кВ} \leq 151,2 \text{ кВ}$$

Допустиму розрахункову залишкову напругу на РВ за грозового імпульсу класів напруги 110–220 кВ визначають з нормованих згідно з таблиця 6 [8] випробувальних напруг за повного грозового імпульсу $U_{\text{вип}}$ для ізоляції нейтралі силового трансформатора виходячи із співвідношення:

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{\text{вип}} = 1,1 \cdot U_{\text{допг}} + 15$$

$$U_{\text{вип}} = 1,1 \cdot 168 + 15 = 200 \text{ кВ}$$

Перевірка здатності ОПН до поглинання (розсіювання) енергії грозових перенапруг.

Перевірка виконується за формулою стандарту [5]:

$$W_{\text{г}} = 2 \cdot U_{\text{пл}} \cdot U_{\text{залг.ОПН}} \cdot \frac{T_{\text{г}}}{Z} \cdot 10^3$$

$$W_{\text{г}} = 2 \cdot 700 \cdot 150 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{400} \cdot 10^3 = 158 \text{ кДж}$$

Перевірка обраного ОПН:

$$W_{\text{г}} \leq W_{\text{ОПН}}$$

$$158 \text{ кДж} \leq 561,6 \text{ кДж}$$

Умова виконується.

3) Вибір довжини шляху витoku зовнішньої ізоляції обмежувачів перенапруг.

Визначаємо необхідну довжину шляху витoku ОПН L , см

$$L = \lambda \cdot U_{\text{нрм}} \cdot K = 2 \cdot 50 \cdot 1,05 = 105 \text{ см}$$

Перевірка обраного ОПН:

$$L \leq L_{\text{ОПН}}$$

$$105 \text{ см} \leq 227 \text{ см}$$

Умова виконується.

4) Вибір обмежувачів перенапруг за механічними характеристиками

Обмежувачі перенапруг опорного виконання категорії розміщення 1 мають витримувати механічні навантаження під час ожеледі з товщиною стінки льоду до 20 мм від вітру зі швидкістю 15 м/с, а без ожеледі – зі швидкістю 30 м/с та від натягу проводів у горизонтальному напрямку згідно з [9] – не менше ніж 500 Н для ОПН 110 кВ.

Розрахунок згинального моменту ОПН M , Н·м, від сили вітру та натягу проводів формула 5.7.1 [2]:

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$M = \frac{1,29}{2} \cdot V^2 \cdot H \cdot (d_m + 2 \cdot d_{ож}) \cdot 0,8 \cdot \frac{H}{2} + H \cdot P_{ПР}$$

$$M = \frac{1,29}{2} \cdot 15^2 \cdot 0,736 \cdot (0,21 + 2 \cdot 0,02) \cdot 0,8 \cdot \frac{0,736}{2} + 0,736 \cdot 500 = 376 \text{ Нм}$$

Перевірка обраного ОПН:

$$M \leq M_{ОПН}$$

$$376 \text{ Нм} \leq 2500 \text{ Нм}$$

Умова виконується.

Висновок : вибраний обмежувач перенапруг типу РЕХЛІМ Q072-YN123 [33], що встановлюється для захисту силового трансформатора зі сторони ВН, відповідає усім вимогам вибору СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47:2011.

Вибір РЕХЛІМ Q072-YN123 зводимо до таблиці 1.8.6

Таблиця 1.8.6 – Вибір ОПН-Н 110 кВ

№ з/п	Параметр	РЕХЛІМ Р108-YN145	
		Розрахункові значення	Каталожні дані
1	Найбільша тривала допустима напруга, кВ	50	58
2	Клас пропускної здатності	2	3
3	Залишкова напруга при грозовому імпульсу 8/20 мкс амплітудою 5 кА ($U_{розр} \leq U_{кат}$), кВ	150	150
4	Поглинання (розсіювання) енергії ОПН при грозових перенапругах, кДж	158	561,6
5	Момент допустимого статичного навантаження $M_{ст}$, Нм	376	2500
6	Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, см	105	227

1.8.3. Вибір ОПН 20 кВ

Вибір ОПН здійснюється згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681:2012.

Попередньо обираємо обмежувач перенапруги нелінійний типу MWK 24 K4, за каталогом АВВ [34], та перевіряємо його.

Вихідні дані для вибору ОПНа приведено в таблиці 1.8.9.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		40

Таблиця 1.8.9 – Вихідні дані

№ з/п	Параметр	Од. вимір.	Значення
1	Клас напруги електрообладнання	кВ	20
2	Найбільша тривало допустима робоча напруга в електричній мережі (згідно ГОСТ 1516.3)	кВ	24
3	Номінальна напруга електрообладнання		
4	Режим заземлення нейтралі		Компенсована заземлена через ДГР
5	Можливі перенапруги		Комутаційні, грозові
6	Спосіб встановлення ОПН		Зовнішнє (ВРУ)
7	Ступінь забруднення атмосфери (С3) району (згідно Глави 1.9 ПУЕ:2017)		2
8	Значення максимального струму трифазного КЗ	кА	4,28
9	Допустима тривалість короткого замикання в мережі		Необмежено тривале

1) Вибір найбільшої робочої напруги при необмежено тривалому однофазному замиканні на землю

Так як мережа 10 кВ працює з компенсацією ємнісного струму на землю, не містить обертових машин і допускає необмежено тривале існування стійкого металевих замикання на землю, найбільшу тривало допустиму робочу напругу $U_{нро}$ вибираємо більшою або рівною найбільшій робочій (лінійній) напрузі в електричній мережі $U_{нрм}$ згідно [8] $U_{нро} = 24$ кВ

$$U_{нро} \geq U_{нрм}$$

$$24 \text{ кВ} = 24 \text{ кВ}$$

Умова виконується

					ДП 3.8.141.467 ПЗ			Адк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				41

ОПН не призначений для обмеження квазістаціонарних перенапруг (резонансних і ферорезонансних) і захисту обладнання від них. Для зниження дії квазістаціонарних перенапруги на ОПН застосовуються антирезонансні вимірювальні трансформатори напруги, пристрої захисту трансформаторів напруги від ферорезонансних процесів, заземлення нейтралі через дугогасний реактор або високоомний резистор.

2) Вибір номінального розрядного струму

Класифікація ОПН здійснюється за величиною номінального розрядного струму I_n , при цьому I_n вибирають із ряду: 5; 10; 20 кА по [4]. Взаємозв'язок номінального розрядного струму I_n з класом ОПН за пропускною здатністю та нормованими максимальними значеннями імпульсних струмів через ОПН наведений в табл. 6.3 [7].

Для захисту електрообладнання 24 кВ від комутаційних і грозових перенапруг номінальний розрядний струм I_n вибираємо рівним 10 кА згідно таблиці 6.3 [7]. Клас ОПН за пропускною здатністю – 2.

3) Вибір питомої енергоємності та струму пропускної здатності ОПН

Під енергоємністю ОПН розуміють енергію, яку ОПН здатний поглинути без руйнування при протіканні через нього струмів, обумовлених виникненням перенапруг: грозових, комутаційних, дугових.

Найбільші енергетичні дії відповідають роботі ОПН в режимі перенапруг однофазного дугового замикання на землю (ОДЗ), які характеризуються великою тривалістю, тому цей режим є визначальним при виборі енергоємності та струму пропускної здатності ОПН 6-35 кВ.

Згідно таблиці 6.4 та 6.5 [7] та рекомендацій для РУ 6-35 кВ значення питомої енергоємності ОПН в режимі ОДЗ повинне складати в межах 4,2-6,4 кДж/кВ для двох імпульсів, а пропускна здатність ОПН повинна відповідати другому класу і вище (струм пропускної здатності має бути не нижче ніж 401 А).

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$W_{\text{питОПН}} \geq W_{\text{пит.к}}$$

$$5,5 \text{ кДж/кВ} > 4,2 \text{ кДж/кВ}$$

$$I_{2000} \geq I_{2000 \text{ норм}}$$

$$550 \text{ А} > 401 \text{ А}$$

Умова виконується.

4) Вибір залишкових напруг ОПН для захисту від комутаційних та грозових перенапруг

Визначення рівня захисту ізоляції від комутаційних перенапруг:

$$U_{\text{зах.к}} = k_{\text{зносу}} \cdot k_{\text{імп.}} \cdot U_{\text{вип.1хв}} \cdot \sqrt{2}$$

$k_{\text{зносу}}$ – коефіцієнт зносу ізоляції в результаті старіння; 0,85 – для ізоляції силових трансформаторів, 0,9 – для інших видів ізоляції;

$k_{\text{імп.}}$ – коефіцієнт імпульсу для ізоляції трансформаторів та апаратів;
 $k_{\text{імп.}} = 1,3$, $k_{\text{імп.}} = 1,1$, відповідно;

$U_{\text{вип.1хв}}$ – випробувальна напруга внутрішньої та зовнішньої ізоляції, короткочасна (однохвилинна), змінна, в сухому стані по[8], кВ.

Приймаємо згідно рекомендацій, що в таблиці 6.6 [7]:

$$U_{\text{зах.к}} = 78,1 \text{ кВ}$$

Згідно даних каталогу виробника для МВК 24 К4 значення $U_{\text{зал.к}}$ при імпульсі 30/60мкс амплітудою 500 А становить 59 кВ.

В мережах 6-20 кВ умова захисту має вигляд:

$$U_{\text{зал.к}} \leq U_{\text{зах.к}}$$

$$59 \text{ кВ} \leq 78,1 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

Визначення рівня захисту ізоляції при грозових перенапругах:

Випробувальна напруга електрообладнання 6-35 кВ на сьогодні координується із залишковою напругою вентильних розрядників при розрахунковому струмі координації (5 кА). Тому, залишкова напруга при грозових перенапругах на вентильних розрядниках групи IV або групи III по ГОСТ 16357-83 характеризує захисний рівень ізоляції $U_{\text{зах.г}}$ для електрообладнання класу 6-35 кВ. Згідно таблиці 6.8 [7] максимальне

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		43

значення залишкової напруги при грозовому імпульсі 8/20 мкс з амплітудою 5 кА для вентиляльних розрядників 20 кВ становить 80 кВ.

Згідно даних каталогу виробника [34] для MWK 24 K4 значення $U_{зал.г}$ при імпульсі 8/20 мкс амплітудою 5 кА становить 69,6 кВ.

$$U_{зал.г} \leq U_{зах.г}$$
$$69,6 \text{ кВ} \leq 80 \text{ кВ}$$

Умова виконується.

5) вибір допустимого струму вибухобезпечності ОПН

Струм через ОПН для забезпечення вибухобезпечності вибирають не менше, ніж на 10% більше значення двофазного або трифазного (більшого з них) струму короткого замикання в місці встановлення ОПН.

Згідно даних каталогу виробника для MWK 24 K4 значення $I_{кз}$ становить 20 кА.

$$1,1 \cdot I_{кз} \geq I_{кз.опн}$$
$$1,1 \cdot 4,28 = 4,7 \text{ кА} \geq 20 \text{ кА}$$

Умова виконується. Обраний ОПН типу MWK 24 K4 з полімерною ізоляцією. ОПН з полімерною ізоляцією мають з погляду вибухонебезпечності суттєву перевагу перед ОПН з фарфоровою ізоляцією, оскільки конструкція полімерної оболонки є така, що при внутрішньому пробі відбувається скидання тиску за рахунок “розкривання” без розлітання полімерної оболонки.

Крім того, обмежувачі перенапруги до 35 кВ з полімерною ізоляцією виконуються без внутрішньої газової порожнини і з високим ступенем герметизації, яка запобігає зволоженню внутрішніх елементів ОПН, що є в більшості випадків причиною внутрішнього пробі, тому в мережах від 6 кВ до 35 кВ з погляду безпеки кращим є застосування ОПН з полімерною ізоляцією.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

б) Вибір ОПН залежно від умов експлуатації.

Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції ОПН визначається за формулою: .

$$L_{\text{ОПН}} = \lambda_e \cdot U \cdot k_i$$

λ_e – питома ефективна довжина шляху витоку таблиця 7.1 [7], см/кВ;

U – найбільша робоча міжфазна напруга по [9], кВ;

k_i – коефіцієнт використання довжини шляху витоку таблиця 7.2 [7].

$$L_{\text{ОПН}} = 2,35 \cdot 24 \cdot 1 = 56,4 \text{ см}$$

Згідно даних каталогу виробника для MWK 24 К4 довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції ОПН становить 94,8 см.

$$L_{\text{ОПН}} \leq L_{\text{ОПН.кат}}$$

$$56,4 \text{ см} \leq 94,8 \text{ см}$$

Умова виконується.

Вибір MWK 24 К4 зводимо до таблиці таблиця 1.8.10.

№ з/п	Параметр	MWK 24 К4	
		Розрахункові значення	Каталожні дані
1	Номінальна напруга, кВ	20	30
2	Найбільша тривала допустима напруга, кВ	24	24
3	Номінальний розрядний струм,кА	10	10
4	Клас пропускної здатності	2	2
5	Пропускна здатність ОПН I_{2000} , А	401	550
6	Питома енергоємність (при двох імпульсах), $W_{\text{пит.ОПН}}$ кДж/кВ	4,2	5,5
7	$U_{\text{зал.к}}$ при комутаційному імпульсі 30/60 мкс амплітудою 500А ($U_{\text{розр}} \geq U_{\text{кат}}$), кВ	78,1	59
8	$U_{\text{зал.г}}$ при комутаційному імпульсі 8/20 мкс амплітудою 5 кА ($U_{\text{розр}} \geq U_{\text{кат}}$), кВ	80	69,6
9	Струм трифазного короткого замикання, кА	4,7	20
10	Довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції, см	264,6	362,5

1.9. Вибір кабелю РУ-20 кВ

1.9.1. Вихідні дані

Вибір кабелю 20 кВ проводимо для приєднань ТВП та ДГР. Так як кабелі прокладаються в однакових умовах, тому розрахунок проводиться для приєднання з найбільшою потужністю, тобто для ДГР. Вихідні дані для вибору кабелю зводимо в таблицю 1.9.1

Таблиця 1.9.1 – Вихідні дані

№ з/п	Параметр	Значення	
1	Номінальна напруга електричної мережі, кВ	20	
2	Струм трифазного короткого замикання, кА	4,28	
3	Тривалість трифазного КЗ	Уставка, с	0,5
		Власний час спрацювання пристроїв РЗА, с	0,068
		Повний час вимкнення вимикача VD4, с	0,075
4	Час перебування КЛ в режимі однофазного КЗ на землю	Більше 8 год	
5	Режим заземлення нейтралі	Компенсована, заземлена через ДГР	
6	Ділянка переходу кабелів у трубах довжиною більше 10м, що прокладені в землі	Відсутні	
7	Спосіб прокладання	1. В траншеї 2. В трубі, що прокладена в траншеї (ввод в будівлю до 3м та маслоприймач до 3м)	
8	Температура ґрунту згідно таблиці 6 [10], °	20	
9	Глибина прокладання, м	0,7	

№ з/п	Параметр	Значення
10	Питомий тепловий опір ґрунту, К·м/Вт	1,2
11	Коефіцієнт збільшення навантаження	1
12	Фактор навантаження	1
13	Умови прокладання КЛ	нормальні
14	Відстань між групами кабелів, мм	

1.9.2. Вибір номінальної напруги кабелю із зшитого поліетилену

Згідно з глави 2.3, п.2.3.17 [3] в електричних кабельних мережах з номінальною напругою 6, 10, 15,75 і 27 кВ у разі, якщо за відсутності захисту від однофазних коротких замикань на землю (ОЗЗ) час перебування КЛ в режимі ОЗЗ до усунення пошкодження може становити понад 8 год., треба застосовувати підвищений клас ізоляції кабелю, а саме: 10 кВ - у мережі 6 кВ; 15 кВ – у мережі 10 кВ і т.д.

Згідно п.8.2.2 [11] (зі змінами 2017) кабельна лінія, що перебуває більше 8 год. в режимі ОЗЗ відноситься до категорії С (ІЕС 60183, ІЕС 60502-2), тому, рекомендована номінальна напруга кабелю для електричної мережі 20 кВ та категорії С становить – 30 кВ.

Висновок: Для КЛ напругою 20 кВ приймаємо кабель з класом напруги 35 кВ.

1.9.3. Вибір кабелю

Перевірка перетину жили кабелю.

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{924}{\sqrt{3} \cdot 20} = 26,7 \text{ А}$$

S_p – середня потужність на один фідер, кВА.

Для перевірки попередньо обираємо кабель ЗхАПвЭгаПнг-35 1х50(г)/25, з перетином жил 50 мм² та перетином мідного екрану 25 мм².

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Адк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		47

За даними заводу-виробника ПАТ “Завод “Южкабель” [35] для кабелю даного перетину допустиме струмове навантаження при прокладанні трикутником в ґрунті становить 152 А, а в трубі в ґрунті – 144 А.

Обираємо кабель враховуючи розрахункове струмове навантаження 26,7 А та струм трифазного короткого замикання 4,28 кА. Допустиме струмове навантаження для заданих умов з урахуванням поправочних коефіцієнтів згідно [11] (зі змінами 2017):

1) Для ділянки кабелю в трубі, що прокладається безпосередньо в землі (кожен кабель в окремій трубі).

$$I_{д.т.роз.} = I_{д.т.} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_{(m)}$$

$k_1 = 0,922$ – коригувальний коефіцієнт для кабелепроводу за умови $D_k = 1,5 \cdot D_e$ таблиця 8.12 [11]

$k_2 = 1,01$ – коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, що прокладені безпосередньо у трубах у землі таблиця 8.14 [11]

$k_3 = 1$ – коригувальний коефіцієнт для температури землі, іншої ніж 20 °С, для кабелів напругою до 35 кВ таблиця 8.16 [11]

$k_4 = 1,08$ – коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів іншої ніж від 1,5 К*м/Вт, для одножильних кабелів напругою до 35 кВ включно в трубах, що прокладені безпосередньо в землі таблиця 8.20 [11].

$$I_{д.т.роз.} = 144 \cdot 0,922 \cdot 1,01 \cdot 1 \cdot 1,08 \cdot 1 = 144,82 \text{ А}$$

Умова перевірки:

$$I_{д.т.роз.} \geq I_p$$

$$144,82 \text{ А} \geq 26,7 \text{ А}$$

Умова виконується

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		48

2) Для ділянки кабелю, що прокладена безпосередньо в землі.

$$I_{\text{д.т.роз.}} = I_{\text{д.т.}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_{(m)}$$

$k_2 = 1,01$ – коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, що прокладені безпосередньо у трубах у землі таблиця 8.13 [11]

$k_4 = 1,06$ – коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів іншої ніж від 1,5 К*м/Вт, для одножильних кабелів напругою до 35 кВ включно в трубах, що прокладені безпосередньо в землі таблиця 8.19 [11].

$$I_{\text{д.т.роз.}} = 152 \cdot 1,01 \cdot 1 \cdot 1,06 \cdot 1 = 162,73 \text{ A}$$

Умова перевірки:

$$I_{\text{д.т.роз.}} \geq I_p$$

$$162,73 \text{ A} \geq 26,7 \text{ A}$$

Умова виконується

Перевірка на допустимий струм КЗ жили та екрану кабеля. Допустимий струм КЗ жили кабелю наведено в таблиці 1.9.2

Таблиця 1.9.2 – Допустимі струми короткого замикання жили при тривалості КЗ 1с, за даними сайту ПАТ завод «Южкабель» [35]

Номінальний поперечний переріз жили, мм ²	Допустимий струм односекундного короткого замикання кабелів, кА	
	З алюмінієвими жилами	З мідними жилами
35	3,3	5
50	4,7	7,2
70	6,6	10
95	8,9	13,6
120	11,3	17,2
150	14,2	21,5
185	17,5	26,5
240	22,7	34,3
300	28,2	42,9
400	37,6	57,2
500	47,0	71,5
630 (625)	59,0	90,1

Час протікання струму КЗ:

$$t = t_{уст} + t_{рЗА} + t_{в} = 0,5 + 0,068 + 0,075 = 0,643 \text{ с}$$

Допустимий струм КЗ ($I_{д.КЗ.1с.}$) тривалістю 1с для вибраного перерізу жили кабелю 50 мм^2 становить 4,7 кА, так як тривалість КЗ відмінна від 1с, тому згідно ф.2.3.1 [3]:

$$I_{д.КЗ.} = \frac{1}{\sqrt{t}} \cdot I_{д.КЗ.1с.} = \frac{1}{\sqrt{0,643}} \cdot 4,7 = 5,861 \text{ кА}$$

Отже:

$$I_{д.КЗ.} \geq I_{КЗ}$$

$$5,861 \text{ кА} \geq 4,28 \text{ кА}$$

Умова виконується

Перевірка по втраті напруги:

$$\Delta U = \frac{1}{10 \cdot \gamma \cdot U_{н}^2} \cdot \frac{\Sigma Pl}{F}$$

γ – питома провідність матеріалу проводів, м/Ом·мм².

F – переріз провідників, мм².

ΣPl – сума множень навантажень, що протікають по ділянках лінії, на довжину цих ділянок; навантаження повинні виражатися в кіловатах довжини – в метрах.

Допустиме падіння напруги $\Delta U_{доп} = 8\%$ згідно ГІД 34.20.178:2005, п.4.8

Для алюмінію питома провідність дорівнює $\gamma = 31,7 \frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$

$$\Delta U = \frac{1}{10 \cdot 31,7 \cdot 20^2} \cdot \frac{924 \cdot 55}{50} = 0,008 \%$$

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U$$

$$8 \% \geq 0,008 \%$$

Умова виконується.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1.9.4. Перевірка перетину екрану кабелю

Значення допустимого струму КЗ екрана має бути не меншим від очікуваного значення струму розрахункового виду КЗ на землю. Для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ розрахунковим видом КЗ є подвійне КЗ на землю, яке відбувається у двох місцях КЛ – у з'єднувальній муфті біля ПС (на одній фазі) та кінцевій муфті на ПС (на другій фазі) згідно п. 2.3.121 [3].

Допустимий струм КЗ екрану кабелю наведено в таблиці 1.9.4

Трифазний струм КЗ на збірних шинах 20 кВ дорівнює:

$$I_{\text{КЗ.СШ20}}^{(3)} = 4,28 \text{ кА}$$

Таблиця 1.9.4 – Допустимі струми короткого замикання жили при тривалості КЗ 1с (інформація ПАТ завод «Южкабель»).

Номінальний поперечний переріз жили, мм ²	Допустимий струм односекундного короткого замикання кабелів, кА
16	3,3
25	5,1
35	7,1
50	10,2
70	14,2
95	19,3
120	24,4

При заданому перерізі екрану 25 мм² і $t = 0,643$ с становить 4,7 кА, так як тривалість КЗ відмінна від 1с, тому згідно ф.2.3.1 [3]:

$$I_{\text{д.КЗ}} = \frac{1}{\sqrt{t}} \cdot I_{\text{д.КЗ.1с}} = \frac{1}{\sqrt{0,643}} \cdot 5,1 = 6,36 \text{ кА}$$

Розраховуємо струм, що протікає по екрану кабелю при подвійному КЗ рисунок 1.9.1:

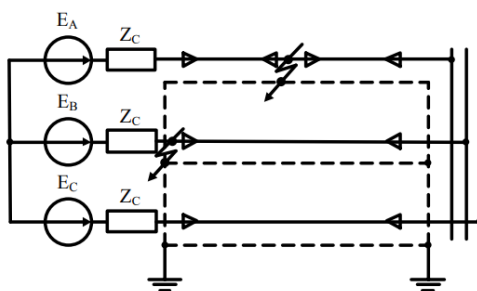


Рисунок 1.9.1 – Схема заміщення електричної мережі

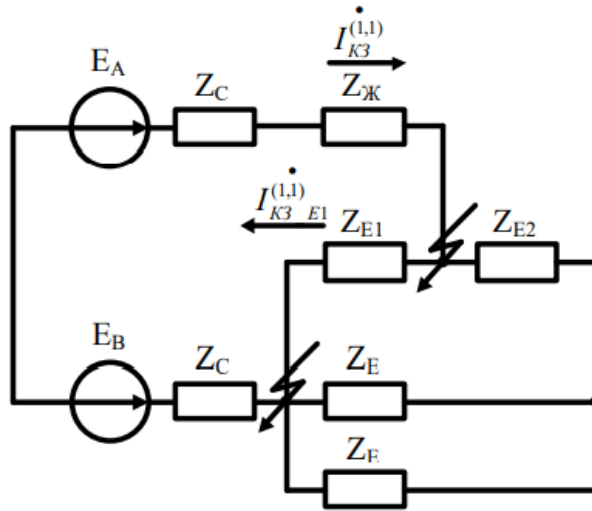


Рисунок 1.9.2 – Розрахункова схема заміщення

За схемою заміщення (рис.1.9.2.) розраховуємо комплексні опори схеми заміщення:

Опір системи в максимальному режимі

$$\dot{Z}_C = jX_C = j \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 4,28} = 2,7 \text{ Ом}$$

Опір жили кабелю:

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{\text{ж}} &= \rho_{\text{ж}} \cdot l_1 + j(l_1 \cdot \omega L) = 0,641 \cdot 0,01 + j(0,01 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,518 \cdot 10^{-3}) = \\ &= 6,41 \cdot 10^{-3} + j(1,627 \cdot 10^{-3}) \text{ Ом} \end{aligned}$$

$l_1 = 0,01$ км – відстань до можливої з'єднувальної муфти, де відбудеться КЗ;

$\rho_{\text{ж}} = 0,641$ Ом/км – питомий опір жили кабелю;

$L = 0,518$ мГн/км – питома індуктивність кабелю.

Опір екрану кабелю:

$$\dot{Z}_E = \rho_E \cdot l = 0,727 \cdot 0,055 = 0,04 \text{ Ом}$$

$$\dot{Z}_{E1} = \rho_E \cdot l_1 = 0,727 \cdot 0,01 = 7,27 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

$$\dot{Z}_{E2} = \rho_E \cdot l_2 = 0,727 \cdot 0,045 = 0,033 \text{ Ом}$$

$l = 0,055$ км – довжина кабельної лінії

$$l_2 = l - l_1 = 0,045 \text{ км}$$

$\rho_E = 0,727$ Ом/км – питомий опір екрану кабелю.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Адк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		52

Знаходимо еквівалентний опір схеми заміщення:

$$\dot{Z}_{\text{екв}} = \frac{\left(\frac{\dot{Z}_E}{2} + \dot{Z}_{E2}\right) \cdot \dot{Z}_{E1}}{\frac{\dot{Z}_E}{2} + \dot{Z}_{E1} + \dot{Z}_{E2}} + 2 \cdot \dot{Z}_C + \dot{Z}_ж = 0,013 + j8,232 \text{ Ом}$$

Струм подвійного короткого замикання:

Комплексне значення:

$$i_{\text{КЗ}}^{(1,1)} = \frac{U_{\text{Л}}}{\dot{Z}_{\text{екв}}} = 3,777 \cdot 10^{-3} - j2,43 \text{ кА}$$

Діюче значення:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} = 2,43 \text{ кА}$$

Струм подвійного короткого замикання, що протікає через екран:

Комплексне значення:

$$i_{\text{КЗ}_E1}^{(1,1)} = I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} \cdot \frac{\frac{\dot{Z}_E}{2} + \dot{Z}_{E2}}{\frac{\dot{Z}_E}{2} + \dot{Z}_{E1} + \dot{Z}_{E2}} = 3,32 \cdot 10^{-3} - j2,135 \text{ кА}$$

Діюче значення:

$$I_{\text{КЗ}_E1}^{(1,1)} = 2,135 \text{ кА}$$

Умова перевірки:

$$I_{\text{д.е}} \geq I_{E1}$$

$I_{\text{д.е}}$ – допустимий струм КЗ мідного екрану;

I_{E1} – струм подвійного КЗ, що протікає через екран кабелю

$$6,36 \text{ кА} \geq 2,135 \text{ кА}$$

Умова виконується.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		53

1.9.5. Перевірка номінального перерізу екрана за значенням наведеного струму

Перевірка номінального перерізу екрана за значенням наведеного струму від протікання жилою КЛ струму нормального робочого режиму у разі заземлення струмопровідного екрану кабелю з обох кінців при розташуванні кабелів за схемою “у трикутник” впритул один до одного, згідно п.2.3.122, ф.2.3.2. [3] визначається за формулою:

$$I_E = I_{\text{КЛ}} \sqrt{\frac{I_C}{R_{70}^2 + I_C}}$$

$I_C = 0,0019$ А – наведений струм екрана

$I_{\text{КЛ}}$ – максимально робочий струм КЛ, А

R_{70} – питомий активний опір екрана кабелю за температури 70°C, Ом/км

Таблиця 1.9.5 – Питомий активний опір екрана кабелю при температурі, що відрізняється від 20°C.

Номінальний перетин (S_e) мідного екрану, мм ²	R_{20} – питомий активний опір екрана кабелю за температури 20°C, Ом/км
16	1,15
25	0,727
35	0,524
50	0,387
70	0,268

Перевірка перетину мідного екрану кабелю 25 мм²

$$R_{70} = R_{20} \frac{242,5 + t}{262,5} = 0,865 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$I_E = 26,7 \sqrt{\frac{0,0019}{0,865^2 + 0,0019}} = 1,342 \text{ А}$$

Перевірка:

$$I_{\text{доп}} \geq I_E$$

Таблиця 1.9.6 – Допустимий струм екрана кабеля.

Номінальний перетин (Se) мідного екрану, мм ²	Допустимий струм екрана кабеля, А
16	92
25	125
35	155
50	185
70	240
95	285

$$125A \geq 1,342 A$$

Умова виконується.

Висновок: Приймаємо кабель 3хАПвЭгаПнг-35 1х50(г)/25, з перетином жил 50 мм² та перетином мідного екрану 25 мм².

Заземлення екрана

Заземлення екрана виконується з обох сторін кабелю з одного боку до металоконструкції шафи з другої сторони до опорної металоконструкції.

1.10. Розрахунок заземлюючого пристрою

Розрахунок заземлюючого пристрою (ЗП) для ПС 110/20 кВ “Роменська” виконано для складної заземлюючої сітки з вертикальними електродами в двошаровому ґрунті методом наведених потенціалів по допустимому опору згідно [36]. Розрахунки зведені в таблиці 1.10.1 та 1.10.2.

Таблиця 1.10.1 – Вихідні дані для розрахунку ЗП

№ з/п	Назва параметру		Познач.	Значення
1	Нормативний опір заземлюючого пристрою, Ом		R_3	0,5
2	Ґрунт	Опір ґрунту (з урахуванням коеф. сезонності ст.152 [12]), Ом·м	ρ_1	135
			ρ_2	243
		Товщина верхнього шару ґрунту, м	h_1	1
3	Заземлювачі горизонтальні	Довжина горизонтальних заземлювачів, м	L_r	2000
4	Заземлювачі вертикальні	Довжина електроду, м	l_b	3,85 (середнє значення)
		Кількість електродів, шт	n_b	33
		Сумарна довжина електродів, м	L_b	127
		Глибина закладання в землю верхнього кінця електроду, м	t_b	0,7
5	Заземлююча сітка	Площа, м ²	S	6688
6	Природній заземлювач ПЛ-110кВ	Довжина прольоту, м	l	150
		Поперечний переріз грозозахисного тросу, мм ²	s	81,5
		Розрахунковий (з урахуванням сезонних коливань) опір однієї опори, Ом	$r_{оп}$	10
		Кількість тросів на опорі, шт	n_T	1

Таблиця 1.10.2 – Розрахунок ЗП

№ з/п	Назва параметру	Формула	Розрах. значення
1	Опір природного заземлювача для двох ліній (система трос-опори двох ПЛ-110кВ на металевих опорах, що підходять до ПС), Ом	$R_{\Pi} = \frac{1}{2} \sqrt{r_{\text{оп}} \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_1}}$	0,83077
2	Необхідний опір штучного заземлювача, Ом	$R_{\text{ш}} = \frac{R_{\Pi} \cdot R_3}{R_{\Pi} - R_3}$	1,2558
3	Відносна глибина закладання в землю вертикальних електродів, м	$t_{\text{відн}} = \frac{(I_B + t_B)}{\sqrt{S}}$	0,05564
4	Відносна довжина, м	$l_{\text{відн}} = \frac{(h_1 + t_B)}{\sqrt{S}}$	0,08
5	Відстань між вертикальними електродами, м	$a = 4 \cdot \frac{\sqrt{S}}{n_B}$	10
6	Еквівалентний питомий опір двошарової землі, Ом·м	$0,1 \leq \rho_1 l \rho_2 \leq 1$ $k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \ln \frac{h_1}{l_B}\right)$ $1 \leq \rho_1 l \rho_2 \leq 10$ $k = 0,43 \cdot \left(l_{\text{підл.}} + 0,272 \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_B}\right)$ $\rho_e = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k$	215,055
7	Розрахунковий опір, Ом	При $0 \leq t_{\text{відн.}} \leq 0,1$ $A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{відн.}}$ При $0,1 \leq t_{\text{відн.}} \leq 0,5$ $A = 0,375 - 0,25 \cdot t_{\text{відн.}}$ $R = A \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_r + L_B}$	1,14578
8	Розрахунковий опір (з урахуванням заземлювача ПЛ-110 кВ), Ом	$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}$	0,482
9	Потенціал заземлюючого пристрою кВ	$\varphi_{\text{з.п.}} = I^{(1)} \cdot R_3$	3,14

Висновок: розрахунковий опір заземлюючого пристрою ПС 110/20 кВ “Роменська”, з урахуванням сезонності, склав 0,482 Ом, що не перевищує нормований опір 0,5 Ом у будь яку пору року згідно, п.1.7.106 [3].

1.11. Вибір елементів заземлюючого пристрою

1.11.1. Перевірка на термічну стійкість горизонтального заземлювача.

В якості розрахункового струму приймається найбільший струм однофазного короткого замикання на підстанції ($I_{КЗ.1ф\ СШ\ 110кВ} = 6512\text{ А}$). Передбачається що через заземлюючий провідник протікає повний розрахунковий струм замикання на землю ($I_p = I_{КЗ.1ф\ СШ\ 110кВ} = 6512\text{ А}$), а через горизонтальні елементи заземлювача – його половина (внаслідок розгалуження струму на мінімально можливі два напрямки).

З огляду на це для граничної температури сталевих провідників, що дорівнює 400°C їх найменший допустимий переріз по термічній стійкості визначається за формулами:

1) для горизонтальних елементів заземлювача

$$S_{\text{ту}} = \frac{I_p \sqrt{t_k}}{144}, \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{ту}} = \frac{6512 \sqrt{1}}{144} = 45,222 \text{ мм}^2$$

2) для заземлюючих провідників

$$S_{\text{ту}} = \frac{I_p \sqrt{t_k}}{72}, \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{ту}} = \frac{6512 \sqrt{1}}{72} = 90,444 \text{ мм}^2$$

I_p – розрахунковий струм замикання на землю для вибору перетину горизонтальних заземлювачів і заземлюючих провідників, А

t_k – час протікання струму короткого замикання, с.

Приймаємо найменший допустимий переріз штаби по термічній стійкості 25x4 мм.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1.11.2. Розрахунок мінімального допустимого перерізу провідників за умовами корозійної стійкості

Розрахунок виконується по формулі:

$$S_{КС} = S_{MT} + S_{кор}, \text{ мм}^2$$

S_{MT} – найбільший перетин провідника, що вибраних по термічній стійкості, мм^2 ;

$S_{кор}$ – зменшення перетину провідника в процесі корозійного впливу (площа корозійного шару) за розрахунковий термін служби заземлювача, мм^2 .

Зменшення перерізу заземлювача в процесі корозійного впливу визначається за формулою:

Для штабового заземлювача

$$S_{кор} = 2 \cdot \delta_{ср} \cdot (a_3 + b_3 + \delta_{ср}), \text{ мм}^2$$

a_3, b_3 – відповідно ширина і товщина штабового заземлювача, мм;

$\delta_{ср}$ – середня глибина корозії по перетину заземлювача, мм.

Розрахунок $\delta_{ср}$ на необхідний термін служби проводиться за рівнянням:

$$\delta_{ср} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + d_k, \text{ мм}^2$$

T – розрахунковий строк служби заземлювача, міс;

a_k, b_k, c_k, d_k – коефіцієнти, які залежать від ґрунтових умов, мм.

Згідно геологічних вишукувань на ПС 110/20 кВ “Роменська” та згідно таблиць П8.1 и П8.2 керівних вказівок 12740тм-т1, було обрано ступінь корозії К3 (середня ступінь) коефіцієнти для цього випадку дорівнюють $a_k = 0,005$, $b_k = 0,0031$, $c_k = -0,041$, $d_k = 0,243$

Знаходимо середню глибину корозії (за розрахунковий строк служби заземлювача 30 років = 360 місяців)

$$\delta_{ср} = 0,005 \cdot \ln^3 360 + 0,0031 \cdot \ln^2 360 - 0,041 \cdot \ln 360 + 0,243 = 1,13 \text{ мм}^2$$

Величина зменшення перетину провідника в процесі корозійного впливу складе:

$$S_{кор} = 2 \cdot 1,13 \cdot (4 + 25 + 1,13) = 68,1 \text{ мм}^2$$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо мінімально допустимий перетин заземлюючого провідника

$$S_{\text{КС}} = 100 + 68,1 = 168,1 \text{ мм}^2$$

Приймаємо переріз сталеві штаби 50x5 мм.

$$S_{\text{обр}} = 50 \cdot 5 = 250 \text{ мм}^2$$

Перевірка обраної штаби:

$$S_{\text{обр}} \geq S_{\text{КС}}$$

$$250 \text{ мм}^2 \geq 168,1 \text{ мм}^2$$

Нерівність виконується, обраний перетин заземлюючого провідника задовольняє усім умовам.

Висновок: Приймаємо переріз сталеві штаби 50x5 мм.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		60

1.12. Блискавкозахист підстанції

Для захисту від грозової діяльності доцільно встановити блискавковідводи. Рівень блискавкозахисту електричної підстанції відповідає II, так як на її території розташовані легкозаймісті речовини та обладнання чутливе до атмосферних явищ.

На території встановлено обладнання різної висоти і форми, тому доцільно скористатися методом фіктивної сфери згідно з [13].

Об'єкт вважається захищеним, якщо фіктивна сфера, торкаючись поверхні блискавковідводу і площини, на якій той встановлений, не має спільних точок з об'єктом який захищається.

Згідно креслень ДП 3.8.090603.467 ЕП (с. 5-7) максимальна висота обладнання 11,4 м. Для захисту обладнання провис сфери у нижній точці між двома суміжними блискавковідводами не повинен бути меншим цього значення.

За таблицею 14 [13] обирається радіус фіктивної сфери:

$$R = 30 \text{ м}$$

Треба взяти до уваги, що блискавковідводи №1 і №2, що захищають ЗРУ 20кВ згідно креслень ДП 3.8.090603.467 ЕП (с. 4), не являються сумісними, тому для повного захисту в цій було вирішено встановити блискавко-приймач №3 поруч з трансформаторами, який повинен забезпечити додатковий захист трансформаторів і сумісництво блискавковідводів №1 і №2.

Для перевірки виконання захисту змодельємо провис за допомогою фіктивної сфери між блискавковідводами (рисунок 1.12.1). Для цього візьмемо найбільш віддалені блискавко-приймачі (№2 і №3), така перевірка забезпечить правдивість виконання умови для всіх блискавковідводів.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

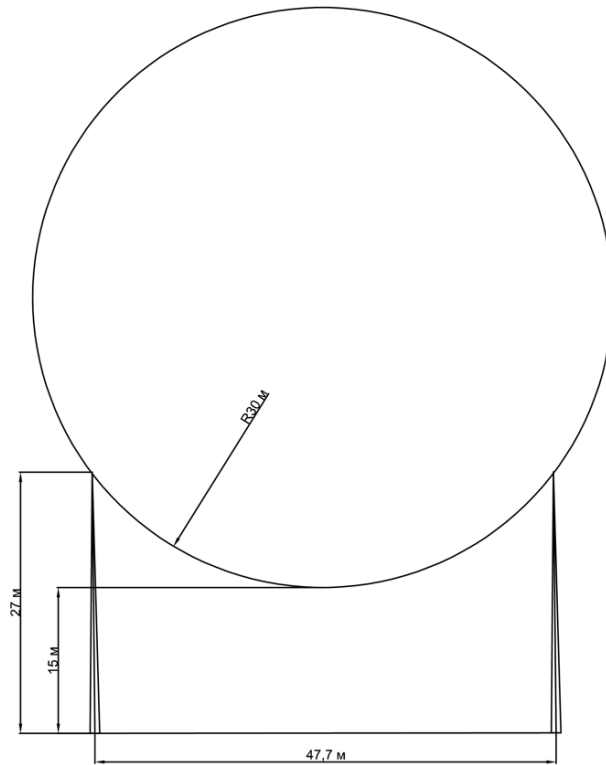


Рисунок 1.12.1 – Модель перерізу зони захисту

Як видно з рисунку 1.12.1 при максимальній висоті обладнання 11,4м умова захисту виконується. Зона покриття наведена на рисунку 1.12.2.

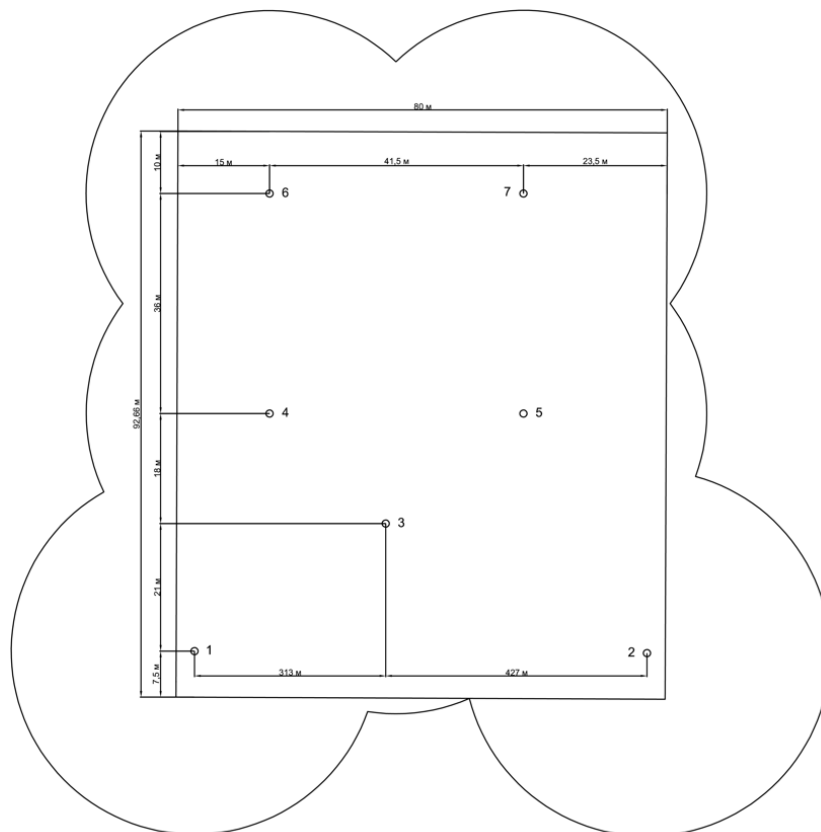


Рисунок 1.12.2 – Зона покриття блискавковідводів

Висновок до розділу 1

В першому розділі було проведено розрахунок вибору силового і захисного обладнання.

На кресленнях виконані секції шин ВРУ110 кВ та встановлення силових трансформаторів, а також обладнання ЗРУ-20 кВ.

Захист обладнання 110 кВ та 20кВ від грозових та комутаційних перенапруг передбачено обмежувачами перенапруг.

Захист обладнання, встановленого на підстанції, а також будівель і споруд від прямих ударів блискавки виконано блискавковідводами.

Заземлюючий пристрій підстанції враховує дотримання вимог по допустимому опору розтікання.. Захисне заземлення обладнання, яке встановлюється на ПС, забезпечується металічним з'єднанням корпусів та металоконструкцій з існуючим контуром заземлення ПС.

Обладнання, встановлене на ПС, приєднується сталевую половою 50х4 мм до загального контуру заземлення підстанції

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		63

2.Проектування ПЛ 20 кВ ПС 110/20 кВ «Роменська»

2.1. Загальні відомості та основні електротехнічні рішення

Об'єктом проектування є елементи електричних мереж (лінії, ЩТП), які є складовими частинами розподільчих електричних мереж загального призначення 20-0,4 кВ. Передбачається встановлення нових КТП щоголового типу (ЩТП), спорудження нової лінії ПЛЗ-20 кВ від ПС «Роменська», переаживлення існуючих ліній 0,4 кВ від існуючих КТП в с. Косівщина.

Показники проекту наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічні показники проекту

Назва показників	Кількість
1. Довжина траси ЛЕП (всього), км:	11,852
1.1. Повітряна лінія (всього), км	11,497
- одноколова	9,608
- сумісно з ПЛІ-0,4кВ	1,889
1.2. Кабельна лінія (всього), км	0,355
2. Довжина траси ПЛ за умови проходження в населеній місцевості, км	11,497
3. Довжина траси ПЛ за марками і перерізом проводів СПН-3-20 1x50 мм ² (в 3-проводному обчисленні), км	11,497
4. Довжина КЛ за марками і перерізом АПвЭгаПу-20 1x95(г)/35, км	3x0,355
5. Кількість роз'єднувачів, шт	40
6. Кількість перетинів з інженерними спорудами, шт	47
7. Кількість опор (всього), шт	362
- проміжних	232
- з анкерним кріпленням проводів	130
8. Кількість ЩТП (всього), шт	38

					ДП 3.8.141.467 ПЗ						
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ			<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аковшів</i>	
Розроб.		Спірін						д		64	
Керівник		Лебедка						СумДУ ЕТ.м-01			
Консульт.		Маценко									
Н. контр.		Никифоров									
Затверд.		Лебединський									

До проєктованих електричних мереж передбачається приєднання електроприймачів III категорії за надійністю електропостачання, тому заходів щодо підвищення надійності електропостачання передбачати не потрібно.

Вивід від ПС 110/20 «Роменська» до опори №1 20кВ виконується кабелем із зшитого поліетилену, в одножильному виконанні, типу АПвЭгаПу-20 1x95(г)/35. Конструкція кабелю прийнята з підсиленою ізоляцією. Підсипку товщиною не менше 100мм та засипку товщиною не менше 100мм для кабелі виконати піщано-гравійною сумішшю. Зворотна засипка траншеї проводиться роздробленим ґрунтом без каміння і шлаків.

В місцях перетину кабелів 20кВ з іншими інженерними підземними комунікаціями кабелі прокладати у відрізках труб ДКС 110 (Двн.=94 мм) плюс в кожену сторону по 2 м.

Повітряні лінії 20 кВ виконуються проводом СП-3-20 1x50 мм². Вузли лінійних та будівельних частин опор лінії ПЛЗ-20 кВ приймаються згідно [10].

ЛЕП напругою 380/220 В виконується самоутрим ізолюваним проводом (СП) марки СПн-4. На ПЛІ-0,4 кВ прийнята чотирьох провідна «самоутримна» система ізолюваних проводів, в яких механічне навантаження розподіляється рівномірно на всі чотири несучі робочі жили.

Вузли лінійних та будівельних частин опор лінії ПЛІ-0,4 кВ приймаються згідно [11].

В проєкті передбачено 4,5% запасу проводів (на стрілу провисання, відходи).

В проєкті передбачається встановлення нових ТП (ЩТП) з трансформаторами потужністю 40-160кВА, щоглового типу, тупикова з живленням з боку високої напруги виробництва SICAME (трансформатори виробництва ПАТ "Завод МГТ").

ЩТП призначені для прийому, перетворення та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму промислової частоти 50Гц, що

						ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
							65
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			

застосовується для енергопостачання сільськогосподарських об'єктів. ЩТП розраховані для роботи в умовах:

- Висота встановлення над рівнем моря не більше 1000м;
- Температура навколишнього повітря відповідає виконанню УХЛ категорії розміщення 1 - від -60°C до +40°C по ГОСТ 15150 - 69 та ГОСТ 155431 - 89;
- Схема та група з'єднання обмоток трансформатора Δ/Y -11.

Потужності силових трансформаторів ЩТП вибрана для покриття навантаження з урахуванням перспективи його росту на 10 років з розрахунку підвищення на 2% на рік, а також згідно завдання на проектування.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		66

2.2. Розрахунок навантаження ЩТП

При розрахунку навантаження силового трансформатора враховано існуюче навантаження та розрахункові величини навантаження житлових будинків. Розрахункове навантаження визначаємо згідно п.3.9 [12].

Коефіцієнти одночасності та коефіцієнти участі в максимумі навантаження взяті з відповідних таблиць [12].

Всі розрахунки зведені в таблицю 2.2

Таблиця 2.2 – Розрахунок ЩТП

№ п/п	К-ть жител N	Встановлена потужність жител Рж, кВт	cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження			К-ть та потужність трансформаторів, шт.х кВА	Коеф. завантаженості трансформатора
					Рж·N кВт	Qж·N кВАр	Sж·N кВА		
ЩТП-1									
1	1	29	0,96	0,29	48,18	13,97	50,19	1x63	0,8
	1	25							
	1	15							
	1	11							
	1	10							
	29	5							
ЩТП-2									
2	2	60	0,96	0,29	48,18	13,97	50,19	1x63	0,8
	1	50							
	1	30							
	1	25							
	1	15							
	39	5							
ЩТП-3									
3	4	20	0,96	0,29	68,64	19,91	71,5	1x100	0,72
	34	8							
ЩТП-4									
4	2	42	0,96	0,29	56,91	16,5	59,28	1x63	0,94
	1	24							
	9	7							
	20	5							

Продовження таблиці 2.2 – Розрахунок ЩТП

№ п/п	К-ть жител N	Встановлена потужність жител Pж, кВт	cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження			К-ть та потужність трансформаторів, шт.х кВА	Коеф. завантаженості трансформатора
					Pж·N кВт	Qж·N кВАр	Sж·N кВА		
ЩТП-5									
5	1	30	0,96	0,29	68,21	19,78	71,05	1x100	0,71
	1	16							
	60	6							
ЩТП-6									
6	1	27	0,96	0,29	49,2	14,27	51,25	1x63	0,81
	1	15							
	34	6							
ЩТП-7									
7	1	20	0,96	0,29	46,61	13,52	48,55	1x63	0,77
	36	6							
ЩТП-8									
8	1	15	0,96	0,29	46,17	13,39	48,09	1x63	0,76
	1	12							
	1	9							
	32	6							
ЩТП-9									
9	1	39	0,96	0,29	66,19	19,19	68,94	1x100	0,69
	1	30							
	1	16							
	2	15							
	2	10							
	1	9							
	35	6							
ЩТП-10									
10	1	25	0,96	0,29	52,33	15,18	54,51	1x63	0,87
	1	15							
	3	10							
	34	6							

Продовження таблиці 2.2 – Розрахунок ЩТП

№ п/п	К-ть жител N	Встановлена потужність жител Pж, кВт	cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження			К-ть та потужність трансформаторів, шт.х кВА	Коеф. завантаженості трансформатора
					Pж·N кВт	Qж·N кВАр	Sж·N кВА		
ЩТП-11									
11	1	55	0,96	0,29	126,0	36,54	131,25	1x160	0,82
	1	36							
	1	17							
	1	15							
	1	10							
	20	5							
ЩТП-11.1									
12	1	15	0,96	0,29	46,04	13,35	47,96	1x63	0,76
	1	10							
	27	5							
ЩТП-12									
13	1	20	0,96	0,29	66,54	19,3	69,31	1x100	0,69
	1	17							
	1	12							
	26	6							
ЩТП-13									
14	2	36	0,96	0,29	87,91	25,49	91,57	1x100	0,92
	1	10							
	1	7							
	10	5							
ЩТП-14									
15	Абон.	100	0,96	0,29	85,0	24,65	88,54	1x100	0,89
ЩТП-15									
16	1	25	0,96	0,29	71,54	20,75	74,52	1x100	0,75
	1	20							
	2	15							
	24	5							
ЩТП-16									
17	1	2	0,96	0,29	67,63	19,61	70,45	1x100	0,7
	1	16							
	2	15							

Продовження таблиці 2.2 – Розрахунок ЩТП

№ п/п	К-ть жител N	Встановлена потужність жител Pж, кВт	cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження			К-ть та потужність трансформаторів, шт.х кВА	Коеф. завантаженості трансформатора
					Pж·N кВт	Qж·N кВАр	Sж·N кВА		
	18	5	0,96	0,29	67,63	19,61	70,45	1x100	0,7
ЩТП-17									
18	1	30	0,96	0,29	45,6	13,22	47,5	1x63	0,75
	9	6							
ЩТП-18									
19	1	26	0,96	0,29	41,6	12,06	43,33	1x63	0,69
	9	6							
ЩТП-19									
20	1	25	0,96	0,29	38,32	11,11	39,92	1x40	0,9
	6	6							
ЩТП-20									
21	1	20	0,96	0,29	45,56	13,21	47,46	1x63	0,75
	1	18							
	8	6							
ЩТП-21									
22	1	20	0,96	0,29	48,38	14,03	50,4	1x63	0,8
	2	15							
	31	6							
ЩТП-22									
23	1	25	0,96	0,29	68,01	19,72	70,84	1x100	0,71
	1	17							
	1	12							
	1	11							
	3	10							
	7	5							
ЩТП-23									
24	1	51	0,96	0,29	101,52	29,44	105,75	1x160	0,66
	6	15							
	1	12							
	10	6							

Продовження таблиці 2.2 – Розрахунок ЩТП

№ п/п	К-ть жител N	Встановлена потужність жител P _ж , кВт	cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження			К-ть та потужність трансформаторів, шт.х кВА	Коеф. завантаженості трансформатора
					P _ж ·N кВт	Q _ж ·N кВАр	S _ж ·N кВА		
ЩТП-24									
25	1	20	0,96	0,29	74,38	21,57	77,48	1x100	0,77
	3	16							
	2	15							
	2	10							
	8	5							
ЩТП-25									
26	1	18	0,96	0,29	45,3	13,14	47,19	1x63	0,75
	1	15							
	13	6							
ЩТП-26									
27	1	23	0,96	0,29	63,97	18,55	66,64	1x100	0,67
	1	19							
	1	15							
	1	12							
	9	6							
ЩТП-28									
28	1	25	0,96	0,29	104,15	30,2	108,49	1x160	0,68
	4	18							
	2	17							
	3	12							
	20	7							
ЩТП-29									
29	«Титул»	100	0,96	0,29	91,0	26,39	94,79	1x100	0,95
ЩТП-30									
30	«Титул»	100	0,96	0,29	91,0	26,39	94,79	1x100	0,95
ЩТП-31									
31	1	30	0,96	0,29	70,25	20,37	73,18	1x100	0,73
	2	15							
	23	5							

Продовження таблиці 2.2 – Розрахунок ЩТП

№ п/п	К-ть жител N	Встановлена потужність жител Pж, кВт	cosφ	tgφ	Розрахункове навантаження			К-ть та потужність трансформаторів, шт.х кВА	Коеф. завантаженості трансформатора
					Pж·N кВт	Qж·N кВАр	Sж·N кВА		
ЩТП-32									
32	1	20	0,96	0,29	44,79	12,99	46,66	1x63	0,74
	1	16							
	11	5							
ЩТП-33									
33	1	20	0,96	0,29	30,8	8,93	32,08	1x40	0,8
	3	6							
ЩТП-34									
34	1	20	0,96	0,29	47,24	13,7	49,21	1x63	0,78
	1	18							
	9	6							
ЩТП-35									
35	1	18	0,96	0,29	31,32	9,08	32,63	1x40	0,82
	6	6							
ЩТП-35									
36	1	16	0,96	0,29	30,52	8,85	31,79	1x40	0,79
	8	6							
ЩТП-37									
37	1	20	0,96	0,29	32,0	9,28	33,33	1x40	0,83
	1	15							
ЩТП-38									
38	1	25	0,96	0,29	45,47	13,19	47,36	1x63	0,75
	15	6							

2.3. Вибір проводу ПЛЗ-20 кВ

2.3.1. Вихідні дані «ф. Семзавод» від ПС "Роменська":

- струмове навантаження нормальний режим – 90,3 А,
- струмове навантаження з урахуванням перспективи розвитку – 181 А
- струмове навантаження аварійний режим – 90,3 А,
- час відключення КЗ – 1 с,
- величина струму короткого замикання ($I^{(3)}_{\text{КЗ}}$) – 4,052 кА.

Розрахунок по вибору проводу виконано згідно з [3].

2.3.2. Перевірка по допустимому струму:

В якості максимально можливого, довготривалого струмового навантаження приймається струмове навантаження з урахуванням перспективи росту – 181 А.

Обираємо провід враховуючи максимально можливе струмове навантаження $I_{\text{Д.макс}} = 181 \text{ А}$

Попередньо обираємо провід СІПн-3-20 $1 \times 50 \text{ мм}^2$ перетином 50 мм^2 , для проводу даного перетину допустиме струмове навантаження $I_{\text{Тр.доп}} = 245 \text{ А}$

$$I_{\text{Д.макс}} < I_{\text{Тр.доп}}$$

$$181 \text{ А} < 245 \text{ А}$$

2.3.3. Перевірка по струму короткого замикання

Попередньо обраний провід СІПн-3-20 $1 \times 50 \text{ мм}^2$ перетином 50 мм^2 з допустимим струмом $I_{\text{КЗ.доп}} = 4,3 \text{ кА}$. Обраний перетин перевіряємо за умовами стійкості до термічної дії струмів $I^{(3)}_{\text{КЗ}}$ відповідно до ПУЕ-2017.

Перевіряємо обраний переріз проводу за умовою:

$$I^{(3)}_{\text{КЗ}} < I_{\text{КЗ.доп}}$$

$$4,052 \text{ кА} < 4,3 \text{ кА}$$

Обраний переріз проводу відповідає умовам стійкості до термічної дії струмів $I^{(3)}_{\text{КЗ}}$.

Відповідно до проведених розрахунків приймаємо провід СІПн-3-20 $1 \times 50 \text{ мм}^2$.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арх.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		73

2.4. Вибір кабелю 20 кВ

2.4.1. Вихідні дані по КЛ 20 кВ від ПС "Роменська до опори №1 «ф.Семзавод»:

- струмове навантаження нормальний режим–90,3А,
- струмове навантаження з урахуванням перспективи розвитку–181А
- струмове навантаження аварійний режим–90,3А,
- час відключення КЗ – 1с,
- величина струму короткого замикання ($I^{(3)}_{КЗ}$) – 4,052 кА.

Розрахунок по вибору проводу виконано згідно з [3] та [9].

2.4.2. Вибір номінальної напруги кабелю із зшитого поліетилену

Згідно з [3, гл. 2.3, п.2.3.17] в електричних кабельних мережах з номінальною напругою 6; 10; 15,75 і 27 кВ у разі, якщо відсутності захисту від ОЗЗ час перебування КЛ в режимі однофазного замикання на землю до усунення пошкодження може становити понад 8 год., тому треба застосовувати підвищений клас ізоляції кабелю, а саме: 10 кВ - у мережі 6 кВ; 15 кВ – у мережі 10 кВ; 20 кВ - у мережі 15,75 кВ; 35 кВ – у мережі 27 кВ.

Згідно з [9, п.8.2.2] кабельна лінія, що перебуває більше 8 год. в режимі ОЗЗ відноситься до категорії С, тому рекомендована номінальна напруга кабелю для електричної мережі 20 кВ та категорії С становить – 24 кВ.

2.4.3. Перевірка по допустимому струму

В якості максимально можливого, довготривалого струмового навантаження приймається струмове навантаження з урахуванням перспективи росту – 181А.

Обираємо кабель враховуючи максимально можливе струмове навантаження $I_{д,макс} = 181$ А.

Попередньо обираємо кабель перетином 95мм^2 , для кабелю даного перетину допустиме струмове навантаження при прокладці в землі в окремих трубах трикутником $I_{тр,доп} = 210$ А

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно до [3, п.2.3.117] та [9, розділ 8.3; 8.4] для заданих умов прокладання кабелю необхідно урахувати поправочні коефіцієнти до допустимого струмового навантаження:

$k_2 = 0,98$ – (поправочний коефіцієнт для глибини прокладання більшої від 0,8) приймається для кабелю в трубі, на глибині прокладання 1 м [9, табл.8.8];

$k_3 = 1$ – (поправочний коефіцієнт для температури ґрунту) приймається для температури ґрунту 20 °С [9, табл.8.10];

$k_4 = 1$ – (поправочний коефіцієнт для теплового опору середовища) приймається для стандартних умов прокладання в пісчано-гравійній суміші з 1,5 К*м/Вт С [9, табл.8.12];

$k_5 = 1$ – (поправочний коефіцієнт для груп кабелів прокладених в трубах в ґрунті) приймається як для однієї групи трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених у трубах за умови що кожен кабель в окремій трубі.

$k_m = 1$ – (коригувальний коефіцієнт що враховує фактор навантаження [3, п.1.3.30, рис.1.3.1] приймається для фактору навантаження $m=1$;

$k_7 = 1,17$ – коефіцієнт на післяаварійний режим, приймається згідно [3, п.2.3.119] для найгірших умов, що забезпечує навантаження КЛ в післяаварійному режимі (90,3 А).

Екрани кабелів з'єднані і заземлені з обох кінців.

Перевірка в нормальному режимі роботи

$$I_{\text{тр, доп.нр}} = I_{\text{д, доп}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_m = 210 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 205,8 \text{ А}$$

Перевірка в післяаварійному режимі роботи

$$I_{\text{тр, доп.нр}} = I_{\text{д, доп}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_m \cdot k_7 = 210 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,17 = 240,8 \text{ А}$$

2.4.4. Перевірка по струму короткого замикання

Попередньо обраний кабель марки АПвЭгаПу-20 1х95мм² з перерізом жили 95 мм² з допустимим струмом $I_{\text{КЗ, доп.каб}} = 8,9 \text{ кА}$ [9, табл.8.36].

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		75

Обраний перетин перевіряємо за умовами стійкості до термічної дії струмів $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ відповідно [3, п.2.3.120].

Перевіряємо обраний переріз кабелю за умовою:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} < I_{\text{КЗ, доп. каб}}$$

$I_{\text{КЗ, доп. каб}}$ — величина допустимого струму короткого замикання за умови що час відключення $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ дорівнює 1,0 с, визначається за формулою [3 п.2.3.120]:

$$I_{\text{КЗ, доп.}} = I_{\text{КЗ, доп. каб}} \cdot \frac{1}{\sqrt{t}} = 8,9 \cdot \frac{1}{\sqrt{1,0}} = 8,9 \text{ кА}$$

$$4,052 \text{ кА} < 8,9 \text{ кА}$$

Обраний переріз відповідає умовам стійкості до термічної дії струмів $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$.

2.4.5. Вибір перетину екрану кабелю КЛ-20 кВ

Попередньо обрано кабель марки АПвЭгаПу-20 1x95мм² з перерізом жили 95 мм² та перерізом екрану 16 мм².

Відповідно до [3, п.2.3.121] для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ розрахунковим видом КЗ є подвійне КЗ на землю, яке відбувається у двох місцях КЛ - у з'єднувальній муфті біля ПС (на одній фазі) та в кінцевій муфті на ПС (на другій фазі).

Розрахунок подвійного короткого замикання на землю

Дані для розрахунку

$l = 347$ м — довжина кабелю до точки КЗ (відстань від ПС до кінцкової муфти);

$U_{\text{Л}} = 20$ кВ — номінальна напруга мережі;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 4,052$ кА — 3-ф струм КЗ на шинах 20 кВ;

$t = 1,0$ с — час відключення КЗ;

$r_0 = 0,32$ Ом/км — питомий активний опір алюмінієвого кабелю (50 мм²) за температури 20°C.

$L_0 = 0,418$ мГн/км — погонна індуктивність одножильного неброньованого кабелю (трикут.);

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок

Опір системи:

$$X_C = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 4,052} = 2,85 \text{ Ом}$$

Активний опір жили кабелю:

$$r_* = r_0 \cdot l = 0,111 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір жили кабелю:

$$x_* = \omega \cdot L_0 \cdot l = 0,046 \text{ Ом}$$

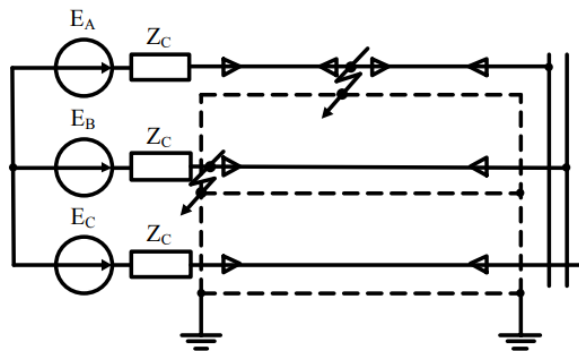


Рисунок 2.4.1 – Схема заміщення електричної мережі

Струм подвійного КЗ на землю:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} = \frac{U_L}{Z_{\text{екв}}}$$

$Z_{\text{екв}}$ – повний еквівалентний опір, Ом

Обираємо мідний екран перерізом 16мм^2 .

$r_{\text{екв}} = 1,15 \text{ Ом/км}$ – питомий активний опір мідного екрану перерізом 16мм^2 кабелю за температури 20°C .

$$Z_{\text{екв}} = \sqrt{\left(r_* + \frac{r_{\text{екв}}}{3}\right)^2 + (2 \cdot x_c + x_*)^2} = 5,75 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} = \frac{20}{5,75} = 3,478 \text{ кА}$$

Струм, що протікає через екран однієї жили:

$$I_{\text{КЗ.1}}^{(1,1)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(1,1)}}{3} = \frac{3,478}{3} = 1,159 \text{ кА}$$

$I_{КЗ, доп} = 3,3 \text{ кА}$ – величина допустимого струму короткого замикання мідного екрану перерізом 16 мм^2 згідно з [9, табл.8.39].

Відповідно до [3, п.2.3.120], за умови що час відключення $I_{КЗ}^{(1,1)}$ дорівнює $1,0 \text{ с}$, допустимий одно-секундний струм КЗ:

$$I_{КЗ, доп.ек} = I_{КЗ, доп.} \cdot \frac{1}{\sqrt{t}} = 3,3 \cdot \frac{1}{\sqrt{1,0}} = 3,3 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ.1}^{(1,1)} < I_{КЗ, доп.ек}$$

$$1,159 \text{ кА} < 3,3 \text{ кА}$$

Обраний переріз мідного екрану відповідає умовам стійкості до термічної дії струмів $I_{КЗ}^{(1,1)}$.

Відповідно до проведених розрахунків і з урахуванням перспективи розвитку лінії строком на 20 років, вибираємо переріз екрану кабелю 35 мм^2 .

2.4.6. Перевірка по втраті напруги

Втрату напруги на ділянках мережі, в нормальному режимі роботи, розраховуємо за формулою:

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U}$$

U – лінійна напруга, В

I – струм навантаження, А

L – довжина ділянки з урахуванням запасу кабелю 2%, км

r_0 – активний питомий опір провідника, Ом/км

x_0 – реактивний питомий опір провідника, Ом/км

φ – кут навантаження

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \cdot 90,3 \cdot 0,354 \cdot (0,32 \cdot 0,92 + 0,131 \cdot 0,392) \cdot \frac{100}{20000} = 0,096\%$$

Втрату напруги на ділянках мережі, в з урахуванням перспективи розвитку, розраховуємо за формулою:

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \cdot 181 \cdot 0,354 \cdot (0,32 \cdot 0,92 + 0,131 \cdot 0,392) \cdot \frac{100}{20000} = 0,192\%$$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арх.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		78

2.4.7. Перевірка номінального перерізу екрана за значенням наведеного струму

Виконуємо перевірку стійкості екранів щодо протікання тривалих струмів, обумовлених протіканням струмів у жилах кабелів в нормальному режимі роботи, згідно п.2.3.122, ф.2.3.2. [3]:

$$I_E = I_{\text{КЛ}} \sqrt{\frac{I_C}{R_{70}^2 + I_C}}$$

$I_C = 0,0019$ А – наведений струм екрана

$I_{\text{КЛ}}$ – максимально робочий струм КЛ, А

R_{70} – питомий активний опір екрана кабелю за температури 70°C , Ом/км (таблиця 1.9.5)

Перевірка перетину мідного екрану кабелю 35 мм^2

$$R_{70} = R_{20} \frac{242,5 + t}{262,5} = 0,624 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$I_E = 90,3 \sqrt{\frac{0,0019}{0,624^2 + 0,0019}} = 6,3 \text{ А}$$

Перевірка:

$$I_{\text{доп}} \geq I_E$$

За таблицею 1.9.6 визначаю допустимий струм екрана кабелю

$$155\text{А} \geq 6,3 \text{ А}$$

Умова виконується.

Висновок: Приймаємо кабель 3хАПвЭгаПу-20 1х50(Г)/35, з перетином жил 50 мм^2 та перетином мідного екрану 35 мм^2 .

Заземлення екрана

Заземлення екрана виконується з обох сторін кабелю з одного боку до металоконструкції шафи з другої сторони до опорної металоконструкції.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5. Вибір проводів ПЛЗ 0,4 кВ

ЛЕП напругою 380/220В вирішено виконати самоутримними ізольованими проводами (СП) марки СПн-4, переріз проводів приймається таким самим, як у існуючих неізольованих проводів, тому розрахунок і перевірку проводів СП проводити не потрібно

На ПЛІ напругою 380/220В прийнята чотирьох провідна «самоутримна» система ізольованих проводів, в яких механічне навантаження розподіляється рівномірно на всі чотири несучі робочі жили.

Ізоляція СП марки СПн-4 виготовлена зі зшитого світлостабілізованого поліетилену, стійкого до впливу зовнішнього середовища з ізоляцією, що не поширює горіння.

Виводи 0,4кВ з ЩТП-20/0,4кВ виконується проводом СПн-4 4х70, СПн-4 4х95, СПн-4 4х120.

Опори, вузли лінійних частин опор ПЛІ 0,4 кВ прийняті по кресленням проекту повторного застосування відповідно арх.№202.2н/3.

Для підвішування і з'єднання самоутримних ізольованих проводів на з/б опорах передбачається використання лінійної арматури виробництва фірми "SICAME".

На креслені ДП 3.8.090603.467 ЕП (с.58-65) показано на який перетин проводу СПн-4 використовується ділянці траси ПЛІ-0,4кВ

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6. Вибір ОПН-20

Обираємо найбільшу робочу напругу ОПН

Найбільша робоча напруга в мережі, в яку встановлюється ОПН (згідно ГОСТ 1516.3) складає 24кВ, а номінальна напруга мережі 20кВ.

Тоді найбільша тривала допустима робоча напруга 24кВ.

Обираємо енергоємність ОПН і струму пропускної здатності.

Для ОПН енергія одного імпульсу струму пропускної здатності (форма 2000 мкс) складає 2-3 кДж/кВ, імпульс 2000 мкс має амплітуду 400-600 А.

Перевірка достатності інших характеристик ОПН.

ОПН вибраний має найбільшу напругу 24кВ і енергоємність 2-3 кДж/кВ, які практично однозначно визначають усі інші характеристики ОПН конкретного виробника.

Виходячи з вище вказаного було вибрано ОПНп-20/550/24-10-III УХЛ1.
ОПН передбачено встановлювати в місці переходу кабельної лінії в повітряну.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновок до розділу 2

В другому розділі дипломного проекту передбачається приєднання електроприймачів III категорії за надійністю електропостачання.

Вивід від ПС 110/20 «Роменська» до опори №1 20кВ виконується кабелем із зшитого поліетилену, в одножильному виконанні, типу АПвЭгаПу-20 1x95(г)/35.

Повітряні лінії 20 кВ виконуються проводом СП-3-20 1x50 мм². Вузли лінійних та будівельних частин опор лінії ПЛЗ-20 кВ прийняті згідно [10].

ЛЕП напругою 380/220 В виконується самоутрим ізольованим проводом (СП) марки СПн-4. Вузли лінійних та будівельних частин опор лінії ПЛІ-0,4 кВ прийняті згідно [11].

Проектом передбачається встановлення нових ТП (ЩТП) з трансформаторами потужністю 40-160кВА, щоголового типу, тупикова з живленням з боку високої напруги виробництва SICAME (трансформатори виробництва ПАТ "Завод МГТ").

ЩТП призначені для прийому, перетворення та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму промислової частоти 50Гц, що застосовується для енергопостачання сільськогосподарських об'єктів. ЩТП розраховані для роботи в умовах:

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Техніко-економічне обґрунтування проекту

В даній роботі були проведені розрахунки для будівництва мережі 20 кВ, що дозволить підвищити пропускну спроможність кабельних і повітряних ліній в порівнянні з мережами 6 (10) кВ.

Для наочності переваг електричної мережі 20 кВ над мережами 6 (10) кВ проведемо порівняльну характеристику, для цього визначимо капітальні, експлуатаційні витрати, вартість втрат електричної енергії і термін окупності

Так як в проекті передбачено нове будівництво підстанції, то різниця в ціні між підстанціями класу напруг 110/6 кВ і 110/20 кВ буде не значною. Втрати електричної енергії на підстанції при порівнянні техніко-економічних характеристик не враховуємо, так як вони не залежать від класу напруги і будуть однаковими для обох видів мереж.

Потужність електричної мережі $P_{\text{нав}} = 1,81 \text{ МВт}$

Передбачувана потужність електричної мережі $P_{\text{пер}} = 3,62 \text{ МВт}$

Річна кількість виробленої енергії

$$W = P_{\text{нав}} \cdot T = 1,81 \cdot 8760 = 15\,820,56 \text{ МВт}$$

T – річна кількість годин, $T = 8760 \text{ год}$

Для визначення втрат в мережі 6 кВ необхідно обрати кабельно-провідникову продукцію. Для цього необхідно визначити струм навантаження.

Так як потужність споживачів не змінилась, то визначаємо струм навантаження в мережі 6 кВ:

$$I_{\text{нав}} = \frac{P_{\text{нав}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{1,81 \cdot 10^6}{6 \cdot 10^3} = 301 \text{ А}$$

Визначаю струм навантаження в мережі 6 кВ в перспективі розвитку:

$$I_{\text{пер}} = \frac{P_{\text{пер}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{3,62 \cdot 10^6}{6 \cdot 10^3} = 603,33 \text{ А}$$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>АКОВШІВ</i>
Розроб.		Спирін				Д	83	
Керівник		Лебеда				СумДУ ЕТ.м-01		
Консульт.		Маценко						
Н. контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

3.1. Розрахунок втрат енергії в лініях напругою 6 кВ

Для кабельної лінії 6 кВ обираємо кабель із зшитого поліетилену марки АПвЭгаПу-6 1х800/35. Для повітряної лінії обираємо самоутримний ізольований провід марки СІП-3-35 1х240

Визначаємо опір кабелю:

$$R_{\text{каб. 6кВ}} = \frac{r_{Al} \cdot L}{S} = \frac{0,028 \cdot 354}{800} = 0,012 \text{ Ом}$$

$$r_{Al} - \text{питомий опір алюмінію } r_{Al} = 0,028 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$$

S – перетин провідника, мм^2

Визначаємо опір СІП:

$$R_{\text{СІП. 6кВ}} = \frac{r_{Al} \cdot L}{S} = \frac{0,028 \cdot 12015}{240} = 0,421 \text{ Ом}$$

Визначаємо втрати електричної енергії в мережі 6 кВ:

$$\Delta W_{\text{каб. 6кВ}} = \frac{P_{\text{наб}}^2 \cdot R_{\text{каб. 6кВ}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot T = \frac{1,81^2 \cdot 0,012}{6^2} \cdot 8760 = 9,834 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{СІП. 6кВ}} = \frac{P_{\text{наб}}^2 \cdot R_{\text{каб. 6кВ}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot T = \frac{1,81^2 \cdot 0,421}{6^2} \cdot 8760 = 333,756 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{6\text{кВ}} = \Delta W_{\text{каб. 6кВ}} + \Delta W_{\text{СІП. 6кВ}} = 9,834 + 333,756 = 343,589 \text{ МВт}$$

Відсоткова частка втрат електричної енергії:

$$\Delta W_{6\text{кВ}} \% = \frac{\Delta W_{6\text{кВ}}}{W} \cdot 100\% = 2,17 \%$$

Вартість втрат електричної енергії

$$\Delta B_{6\text{кВ}} = \Delta W_{6\text{кВ}} \cdot C_0 = 343,589 \cdot 1,712 = 588,259 \text{ тис. грн}$$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Адк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		84

3.2. Розрахунок втрат енергії в лініях напругою 20 кВ

Для кабельної лінії 20 кВ залишаємо кабельну продукцію обрану в розділі 2, а саме кабель із зшитого поліетилену марки АПвЭгаПу-20 1х95/35, самоутримний ізольований провід марки СП-3-20 1х50

Визначаємо опір кабелю:

$$R_{\text{каб. 20кВ}} = \frac{r_{Al} \cdot L}{S} = \frac{0,028 \cdot 354}{95} = 0,104 \text{ Ом}$$

Визначаємо опір СП:

$$R_{\text{СП. 20кВ}} = \frac{r_{Al} \cdot L}{S} = \frac{0,028 \cdot 12015}{50} = 3,541 \text{ Ом}$$

Визначаємо втрати електричної енергії в мережі 20 кВ:

$$\Delta W_{\text{каб. 20кВ}} = \frac{P_{\text{нав}}^2 \cdot R_{\text{каб. 20кВ}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot T = \frac{1,81^2 \cdot 0,104}{20^2} \cdot 8760 = 7,453 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{СП. 20кВ}} = \frac{P_{\text{нав}}^2 \cdot R_{\text{каб. 20кВ}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot T = \frac{1,81^2 \cdot 3,541}{20^2} \cdot 8760 = 252,952 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{20\text{кВ}} = \Delta W_{\text{каб. 20кВ}} + \Delta W_{\text{СП. 20кВ}} = 7,453 + 252,952 = 260,4 \text{ МВт}$$

Відсоткова частка втрат електричної енергії:

$$\Delta W_{20\text{кВ}} \% = \frac{\Delta W_{20\text{кВ}}}{W} \cdot 100\% = 1,45 \%$$

Вартість втрат електричної енергії

$$\Delta B_{20\text{кВ}} = \Delta W_{20\text{кВ}} \cdot C_0 = 260,4 \cdot 1,712 = 445,838 \text{ тис. грн}$$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Адк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		85

3.3. Вартість кабельно-провідникової продукції

Таблиця 3.1 – Вартість кабельно-продукції

Марка	Вартість 1 м, грн	Довжина, м	Вартість, тис.грн
6 кВ			
АПвЭгаПу-6 1x800/35	826,79	354	292,68
СП-3-35 1x240	133,48	12015	1604
Монтажно-налагоджувальні роботи*			189,6
Транспортні витрати**			132,72
Всього			2218,32
20 кВ			
АПвЭгаПу-20 1x95/35	400	354	141,6
СП-3-20 1x50	28	12015	336,42
Монтажно-налагоджувальні роботи*			47,8
Транспортні витрати**			33,46
Всього			559,28

*Вартість монтажно-налагоджувальних робіт приймається 10% від вартості устаткування.

**Вартість транспортних витрат приймаємо 7% від вартості устаткування.

Розрахунок амортизаційних відрахувань

$$C_a = \frac{\Phi_{\Pi} \cdot N_a}{100}$$

Φ_{Π} – первісна вартість об'єкта.

N_a – норма амортизації, $N_a = 10\%$

$$C_{a \text{ 6кВ}} = \frac{2218,32 \cdot 10}{100} = 221,832 \text{ тис. грн}$$

$$C_{a \text{ 20кВ}} = \frac{559,28 \cdot 10}{100} = 55,928 \text{ тис. грн}$$

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні частини, визначаються у відсотках від капітальних витрат:

Для кабельних і повітряних ліній – 0,5 %:

$$C_m = \Phi_{\Pi} \cdot 0,005$$

$$C_{m \text{ 6кВ}} = 2218,32 \cdot 0,005 = 11,092 \text{ тис. грн}$$

$$C_{m \text{ 20кВ}} = 559,28 \cdot 0,005 = 2,8 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$C_{6кВ} = C_{a \text{ 6кВ}} + C_{m \text{ 6кВ}} = 221,832 + 11,092 = 232,924 \text{ тис. грн}$$

$$C_{20кВ} = C_{a \text{ 20кВ}} + C_{m \text{ 20кВ}} = 55,928 + 2,8 = 58,728 \text{ тис. грн}$$

Термін окупності капітальних і експлуатаційних витрат, який показує за який час окупиться обладнання за умови уникнення збитків:

Для електричної мережі 6 кВ

$$T_{pK \text{ 6кВ}} = \frac{\Phi_{\Pi}}{\Delta B_{6кВ}} = \frac{2218,32}{588,259} = 3,77 \text{ років}$$

$$T_{pC \text{ 6кВ}} = \frac{C_{6кВ}}{\Delta B_{6кВ}} = \frac{232,924}{588,259} = 0,4 \text{ років}$$

Для електричної мережі 20 кВ

$$T_{pK \text{ 20кВ}} = \frac{\Phi_{\Pi}}{\Delta B_{20кВ}} = \frac{559,28}{445,838} = 1,25 \text{ років}$$

$$T_{pC \text{ 20кВ}} = \frac{C_{20кВ}}{\Delta B_{20кВ}} = \frac{58,728}{445,838} = 0,132 \text{ років}$$

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Адк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		87

Висновок до розділу 3

В результаті проведених розрахунків в розділі можна дійти до висновку, що електрична мережа напругою 20 кВ більш вигідна ніж мережа 6 кВ.

Це пов'язано з тим, що за заданого навантаження (1,81 МВт) і перспективного розвитку електромережі (3,62 МВт) для мережі напругою 6 кВ потрібні кабелі та проводи значно більшого перетину, які в свою чергу коштують дорожче, ніж та сама кабельно-провідникова продукція для напруги 20 кВ, але меншого перетину.

З переваг мережі 20кВ можна відмітити менші втрати електроенергії, хоча перетин провідників менший, ніж у мережі напругою 6кВ, а також можливість заміни кабелів і проводів на більший перетин, що дозволить збільшити пропускну спроможність мережі і зменшити втрати.

Навіть по терміну окупності мережа 6 кВ поступається.

Іншими словами, через те що пропускну спроможність мережі 20 кВ більша вона економічно вигідна за мережу напругою 6 кВ.

Це говорить про те, що через високу потребу в електроенергії вирости потужності, які існуюча мережа в 6 кВ не може задовольнити, тому настав час модернізувати застарілі і з усіх боків не вигідні в сучасний час електричні мережі напругою 6(10) кВ.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		88

4. Охорона праці

4.1. Охорона праці і техніка безпеки

Охорона праці і техніка безпеки при будівництві та експлуатації запроектованих об'єктів забезпечується відповідністю всіх прийнятих проектних рішень вимогам діючих норм, правил і стандартів, які враховують умови безпеки праці, попередження виробничого травматизму, професійних захворювань, пожеж і вибухів та захист людей від ураження електричним струмом.

Контроль за станом охорони праці та техніки безпеки під час будівництва та експлуатації здійснюється відповідними діючими службами з охорони праці, виконавців робіт на підставі системи управління охороною праці та Закону України «Про охорону праці».

Вантажно-розвантажувальні роботи виконуються у відповідності з «Правилами устроювання и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» та «Типовой инструкции по охране труда при проведении погрузочно разгрузочных работ».

Позначення небезпечних зон будівництва виконуються інвентарною огорожею із сигнальної стрічки виконавця робіт.

Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки проектом передбачено:

- використання технічного досконалого обладнання;
- розміщення обладнання із забезпеченням його вільного обслуговування;
- виконання будівельно-монтажних робіт за технологічними картами;

					ДП 3.8.090603.467 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аковшів</i>
Розроб.		Спірін				д	89	
Керівник		Лебеда				СумДУ ЕТ.м-01		
Консульт.		Маценко						
Н. контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

- виконання заземлення елементів електроустановок з нормованою величиною опору і конструкцією, яка відповідає вимогам [3];
- застосування типових конструкцій опор ЛЕП;
- використання при виконанні будівельно-монтажних робіт машин і механізмів, в конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- високий рівень механізації будівельно-монтажних робіт.

Будівництво ділянок повітряних ліній поблизу діючих, що знаходяться під напругою, повинно виконуватись згідно [16], із дотриманням нормованих відстаней від проводів до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів, що забезпечують безпеку виконання робіт.

В тих випадках, коли вимоги [16], [17], [18] щодо відстані від елементів діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, до працюючих механізмів виконати неможливо, необхідно відключати і заземляти ці електроустановки. Кількість, тривалість і час таких відключень повинні бути вказані в проекті виконання робіт і погоджені енергопостачальною організацією.

Взаємне розміщення проєктованих ліній і близько розташованих діючих електроустановок із зазначенням відстаней між ними і ситуації, а також заходів по техніці безпеки приведені на кресленні плану траси.

Встановлення і робота вантажопідіймальних механізмів безпосередньо під проводами ПЛ, яка знаходиться під напругою, забороняється.

Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки необхідно також, щоб будівельні, монтажні і пусконаладжувальні роботи та експлуатація електроустановок проводилися у відповідності з [16], [17], [18], [19], [21], [22], [23], [26], [27].

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2. Заходи щодо захисту працюючих від зовнішніх та внутрішніх факторів

Встановлення і робота вантажопідіймальних механізмів безпосередньо під шинами відкритих розподільчих пристроїв (ВРП), які знаходяться під напругою, забороняється.

Засоби колективного захисту персоналу від травмування, небезпечних та шкідливих виробничих факторів, ураження електричним струмом, температурних перепадів та по безпечній евакуації при можливих аваріях і пожежах:

- наявність санітарно-побутових приміщень, медобслуговування
- розміщення відкритих струмоведучих частин устаткування, ошиновки і проводів лінії електропередачі з забезпеченням нормованих ПУЕ відстаней;
- захисне заземлення і занулення обладнання, екрану кабелів з улаштуванням заземлювальних пристроїв та підключенням їх до існуючого контуру заземлення, який відповідає вимогам ПУЕ і має нормовану величиною опору;
- дистанційне управління високовольтними вимикачами;
- розміщення обладнання ПС з можливістю вільного обслуговування;
- пристрої блокування елементів ВРП;
- знаки безпеки за [28].

Засоби індивідуального захисту від небезпечних та шкідливих виробничих факторів:

- засоби захисту комплексні, передбачені «Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів»
- забезпечення евакуаційних шляхів і виходів у відповідності з вимогами [29];

- застосування устаткування, що відповідає вимогам безпеки за ПУЕ;
- забезпечення вимог безпеки при обслуговуванні лінії електропередачі згідно «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів»;
- При роботі в зимовий час зовні приміщень обслуговуючий персонал забезпечується спецодягом та спецвзуттям для захисту від зовнішніх атмосферних впливів.
- Для експлуатаційного та ремонтного персоналу , що обслуговують підстанцію, використовуються існуючі побутові приміщення.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		92

4.4. Охорона середовища

Будівництво підстанції 110 кВ «Роменська» - передбачається для надійного електроживлення споживачів району.

Будівництво ПС 110 кВ не викликає додаткового ризику чи небезпеки для існуючих будівель і споруд, а також для навколишнього природного середовища.

Електрична підстанція є елементом системи передачі електроенергії та має відношення тільки до інженерних розподільних мереж, які не виробляють кінцевої продукції, тому відходи виробництва відсутні.

Підстанційні обладнання та споруди, що встановлюються по даному проекту, не має шкідливого впливу на навколишнє середовище. Технологія роботи підстанції повністю виключає відходи виробництва.

Будівництво підстанції за даним проектом не має шкідливого впливу на населення ні в період будівництва, ні в процесі експлуатації.

При експлуатації підстанції відсутні відходи виробництва, які забруднюють водне середовище. Негативний вплив на водойми, флору та фауну від опадів, як наслідок викидів від підстанції, виключено.

Забруднення ґрунтів від устаткування, передбаченого до установки на підстанції за даним проектом, не відбувається через відсутність у ньому речовин, витік яких в ґрунт викликає забруднення. Тому немає потреби у влаштуванні зливової каналізації та її очищенню. Відведення дощових вод виконується поверхневим способом.

Майданчик підстанції не входить до складу земель заповідних територій та інших об'єктів природнього заповідного фонду. Ділянки з рідкісними та зникаючими видами рослин відсутні.

Експлуатація підстанції не має негативного впливу на умови проживання на прилеглих територіях звірів та птахів, не завдає шкоди рослинному світу.

Згідно з діючими нормативними та методичними документами підстанція на стадії будівництва негативного впливу на навколишнє середовище не має, а її експлуатація не приводить до необоротних або кризовим явищам в навколишньому середовищі.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновок до проекту

В даному проекті було проведено будівництво підстанції зі встановленням двох силових трансформаторів. РУ-110 кВ підстанції виконана відкритою, із застосуванням обладнання зовнішнього встановлення. Тип схеми було запроектовано на підставі інженерних вишукувань у відповідності із вимогами чинних НД та ПУЕ. Потужність підстанції була обрана з урахуванням плану розвитку електричної мережі.

РУ-20 кВ було вирішено виконати закритою, типу ЗРП-20 кВ. Тип схеми РУ-20 кВ виконано з 2 (двома) секціями шин та секційним вимикачем. В ЗРП-20кВ встановлено по 7 (сім) лінійних комірок на кожну секцію шин РУ-20кВ. ЗРП-20 кВ передбачає встановлення додаткових комірок в кількості 2-3 шт. на кожну секцію шин. Приєднання силових трансформаторів до РУ-20 кВ виконується через вимикачі.

Для прокладання силових кабелів електричної мережі 20 кВ від РУ-20 кВ було зроблено загальний кабельний канал, з урахуванням забезпечення приєднань необхідної кількості КЛ.

На підстанції встановлено два силових трансформатора з пристроєм РПН. Трансформатор був обраний згідно розрахунків наведених в проекті, з урахуванням приєднувальної потужності до підстанції, можливості працювати в нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах роботи. Трансформатори були обрані так, щоб забезпечити зростання потужності в перспективі розвитку електричної мережі.

В проекті передбачено встановлення наступної комутаційної апаратури:

- елегазові вимикачі типу LTB 123
- роз'єднувачі 110 кВ типу SDF 123
- вакуумні вимикачі типу VD4 24

					ДП 3.8.141.467 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Проектування системи електропостачання Роменського мікрорайону м. Суми на напрузі 20 кВ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аковшів</i>
Розроб.		Спірін				Д	96	
Керівник		Лебеда				СумДУ ЕТ.м-01		
Консульт.		Маценко						
Н. контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

На підстанції також передбачено встановлення вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

Захист від перенапруг обладнання проведений із застосуванням нелінійних ОПН згідно вимог НД і ПУЕ. Вибір ОПН обґрунтовано розрахунками наведеними в даному проекті.

Блискавкозахист і заземлення ПС виконаний згідно чинних НД і ПУЕ.

Проектом було передбачено встановлення нових КТП стовпового типу (ЩТП), спорудження нової лінії ПЛЗ-20кВ від ПС 110/20 «Роменська», Perezаживлення існуючих ліній 0,4кВ від КТП в с. Косівщина.

Будівництво передбачає:

- спорудження ліній ПЛЗ-20 кВ
- встановлення нових ЩТП-20/0,4кВ.

Вивід від ПС 110/20 «Роменська» до опори 20кВ №1 виконується кабелем із зшитого поліетилену, в одножильному виконанні, типу АПвЭгаПу-20 1x95(г)/35. Повітряні лінії 20кВ виконані ізольованим проводом

СПП-3-20 – 1x50мм²

В проекті передбачено 4,5% запасу проводів (на стрілу провисання, відходи).

На ПЛЗ-20кВ передбачається встановлення ОПН з послідовно включеними іскровими проміжками типу ASICS 300u та ASIC 300u виробництва SICAME. ОПН з іскровими проміжками встановлюються по одному на кожному опорі з чергуванням фаз, до яких вони приєднуються на опорах. Опори ПЛЗ-20 кВ прийняті на базі з/б стійок марки СК-120, СК-135 за типовим проектом №3.17.

Передбачається встановлення нових ТП (ЩТП) з трансформаторами потужністю 40-160кВА, щоглового типу, тупикова.

ЩТП призначені для прийому, перетворення та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму промислової частоти 50Гц, що застосовується для енергопостачання сільськогосподарських об'єктів.

Схема та група з'єднання обмоток трансформатора Δ/У-11.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

В результаті розрахунків проведених в розділі 3 можна дійти до висновку, що електрична мережа напругою 20 кВ більш вигідна ніж мережа 6 кВ. Це пов'язано з тим, що при заданому навантаженні (1,81 МВт) і перспективи розвитку електромережі (3,62 МВт) для мережі напругою 6 кВ потрібні кабелі та проводи значно більшого перетину, які в свою чергу коштують дорожче, ніж та сама кабельно-провідникова продукція для напруги 20 кВ, але меншого перетину.

З переваг мережі 20кВ можна відмітити менші втрати електроенергії, хоча перетин провідників менший, ніж у мережі напругою 6кВ, а також можливість заміни кабелів і проводів на більший перетин, що дозволить збільшити пропускну спроможність мережі і зменшити втрати.

Навіть по терміну окупності мережа 6 кВ поступається.

Іншими словами, через те що пропускну спроможність мережі 20 кВ більша вона економічно вигідна за мережу напругою 6 кВ.

Це говорить про те, що через високу потребу в електроенергії вирости потужності, які існуюча мережа в 6 кВ не може задовольнити, тому настав час модернізувати застарілі і з усіх боків не вигідні в сучасний час електричні мережі напругою 6(10) кВ.

					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		98

Література

1. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М. : Издательский центр “Академия”, 2007. –448 с. – ISBN 978-5-7695-4150-6
2. СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47:2011 «Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування». Нормативний документ міненервугілля України. Київ 2011р.
3. ПУЕ:2017р. «Правила улаштування електроустановок» Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ 2017р.
4. МЭК 60099-4:2009 Разрядники для защиты от перенапряжений. Часть 4. Оксидно-металлические разрядники без искровых промежутков для защиты от перенапряжений в системах переменного тока.
5. МЭК 60099-5:2000 Разрядники для защиты от перенапряжений. Часть 5. Рекомендации по выбору и применению.
6. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681:2012 «Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках». Нормативний документ міненервугілля України. Київ 2012р.
7. ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжении от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции». Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. Минск 1996.
8. СОУ МПЕ 40.1.20.509:2005 «Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ. Нормативний документ». Міністерство палива та енергетики України. Київ. 2005.
9. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Нормативний документ міненерговугілля України настанова». Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ. 2011.

10. Проект арх. № 3.17 "Одноцепные железобетонные опоры воздушной линии с защищенными проводами напряжением 20кВ (ВЛЗ 20 кВ)"

11. Проект повторного застосування арх. № 202.3н "Опоры высокоэффективных повітряних ліній напругою 0,38 кВ з самоутримними ізолюваними проводами (ПЛІ 0,38 кВ) на базі залізобетонних стояків СВ95, СВ105 сумісне підвішування ПЛІ 0,38 кВ з лініями зв'язку (ВОЛЗ) та лініями зовнішнього освітлення"

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

13. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 (ІЕС62305:2006, NEQ) Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд. Київ. Мінергобуд. 2008.

14. ДСТУ 4743:2007. Проводи самоутримні ізолювані та захищені для повітряних ліній електропередавання.

15. ГІД 34.20.501-2008. Розрахунок опор і проводів повітряних ліній електропередавання згідно з вимогами глави 2.4 ПУЕ:2017 і глави 2.5 ПУЕ:2017

16. ГКД 34.03.806-2002. Інструкція з охорони праці для працівників, які виконують ремонтно-експлуатаційні роботи на обладнанні, що знаходиться під дією наведеної напруги.

17. НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98). Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.

18. НПАОП 45.2-2.01-4 (НПАОП 0.00-4.02-04 укр.) Порядок прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів.

19. НПАОП 40.1 -1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01). Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

20. ДБН В.1.1-7-2002. Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Правила пожежної безпеки в Україні.

21. ДБН В.2.5-27-2006. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків та споруд.

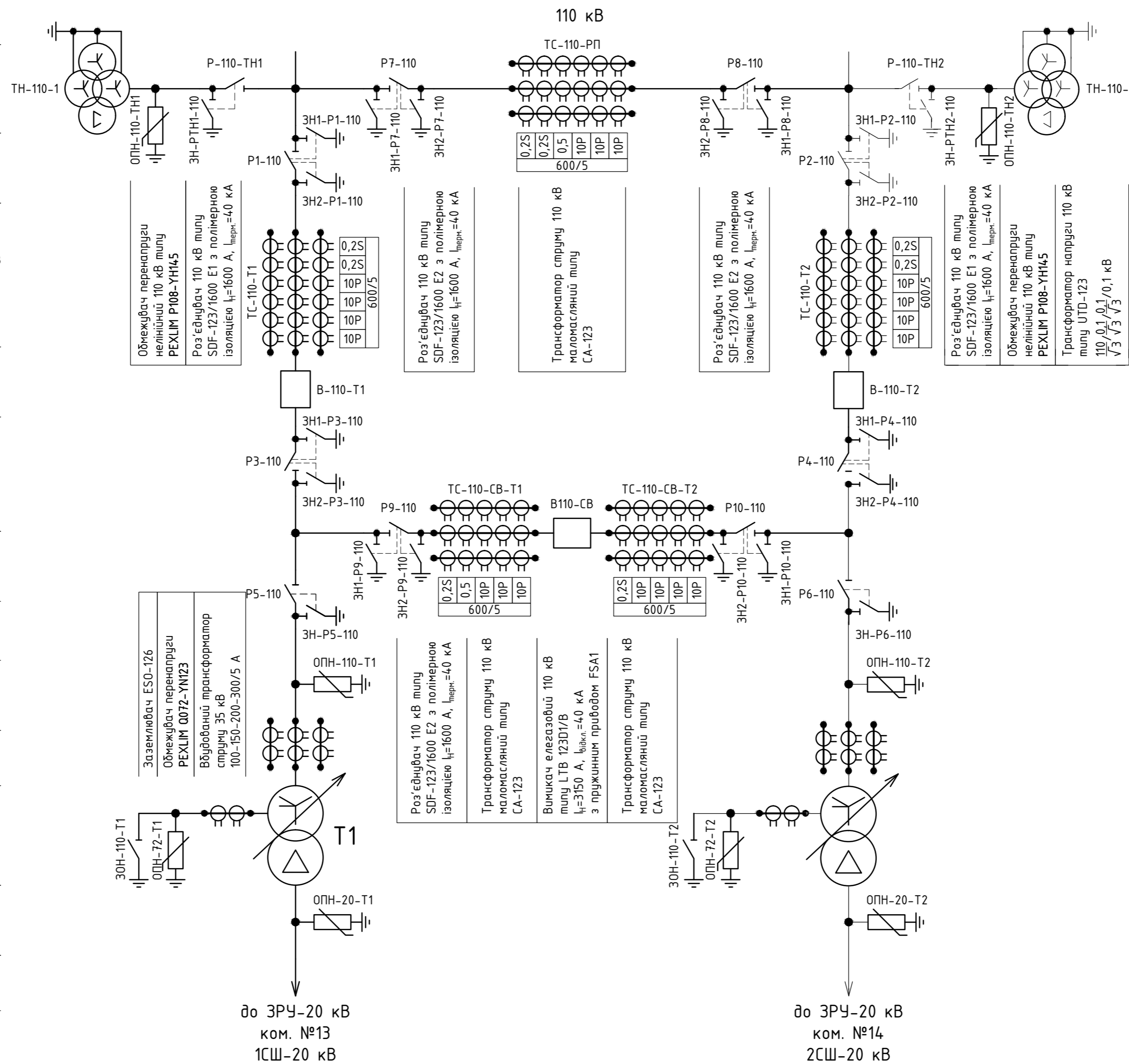
					ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		100

22. ДБН 360-92**. Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень.
23. Закон України „Про охорону праці”.
24. Закон України „Про пожежну безпеку”
25. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні.
26. ГКД 34.20.260-2002. Інструкція по монтажу повітряних ліній електропередачі напругою до 1 кВ з самоутримними ізольованими проводами.
27. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-85:2013 Експлуатація повітряних ліній електропередавання напругою до 1 кВ з самоутримними ізольованими проводами. Інструкція
28. ДСТУ І6О 6309:2007 Протипожежний захист. Знаки безпеки. Форма і колір. Національний стандарт України.
29. ДБН В.1.1-7-2016 Пожежна безпека об’єктів будівництва. Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства. Київ.2017.
30. НАПБ А.01.001-2014 Правила пожежної безпеки в Україні.
31. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013. Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція (НАПБ В.01.056-2005/111).
32. http://www.ztr.ua/files/ztr_d76-ztr_nomenklatyrnyi_katalog_2014.pdf
33. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1HSM%20954312-00ru&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch>
34. https://library.e.abb.com/public/2f6c65f94069478e91d1d10f7aa1ad93/MWK_1HC0075865_AE_ru.pdf
35. <http://www.yuzhcable.info>
36. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Грозозахист і перенапруга у електричних мережах» / укладач М.В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 37 с.

										ДП 3.8.141.467 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							101

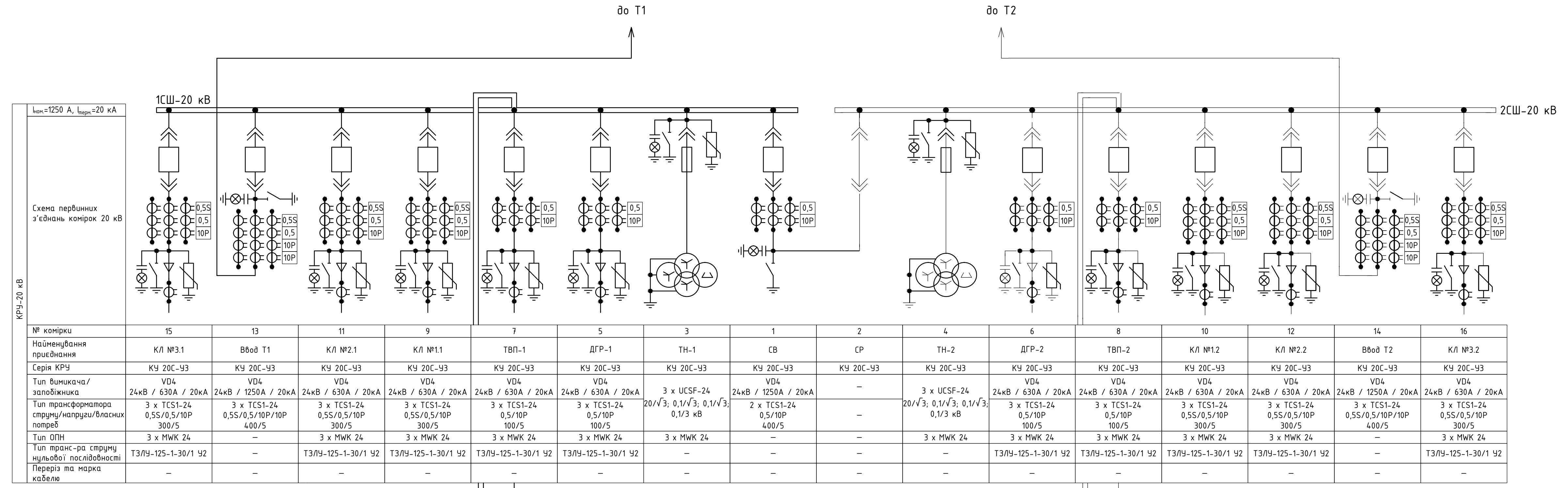
Назва ланки	Шинні апарати 1СШ-110 кВ	ПЛ-110 кВ "Роменська-Кіровська/ Ввод Т1"	Неавтоматична перемичка/ Автоматична перемичка	ПЛ-110 кВ "Роменська-Вузлова/ Ввод Т2"	Шинні апарати 2СШ-110 кВ
Монтажна марка	TV1G	W1G; T1	QC1G	W2G; T2	TV2G
№ ланки	1	2	3	4	5

Ошинкування 110 кВ проводом АС 240/32
Трансформатор напруги 110 кВ типу УТД-123 $\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$ кВ
Роз'єднувач 110 кВ типу SDF-123/1600 E2 з полімерною ізоляцією $I_n=1600$ А, $I_{терм}=40$ кА
Трансформатор струму 110 кВ маломасляний типу СА-123
Вимикач елегазовий 110 кВ типу LTB 123D1/B $I_n=3150$ А, $I_{відкл}=40$ кА з пружинним приводом FSA1
Роз'єднувач 110 кВ типу SDF-123/1600 E2 з полімерною ізоляцією $I_n=1600$ А, $I_{терм}=40$ кА з моторними приводами головних та зазем. ножів
Роз'єднувач 110 кВ типу SDF-123/1600 E1 з полімерною ізоляцією $I_n=1600$ А, $I_{терм}=40$ кА
Обмежувач перенапруги нелінійний 110 кВ типу PEXLIM P108-УН145
Вбудований трансформатор струму 110 кВ 100-150-200-300/5 А
Трансформатор силовий типу ТДН-10000/110-У1 (115±9x1,78)/21 кВ Ун/Д-11
Обмежувач перенапруги нелінійний 20 кВ типу MWK 24 K4
Ошинкування 20 кВ шиною алюмінієвою АД0 10x60

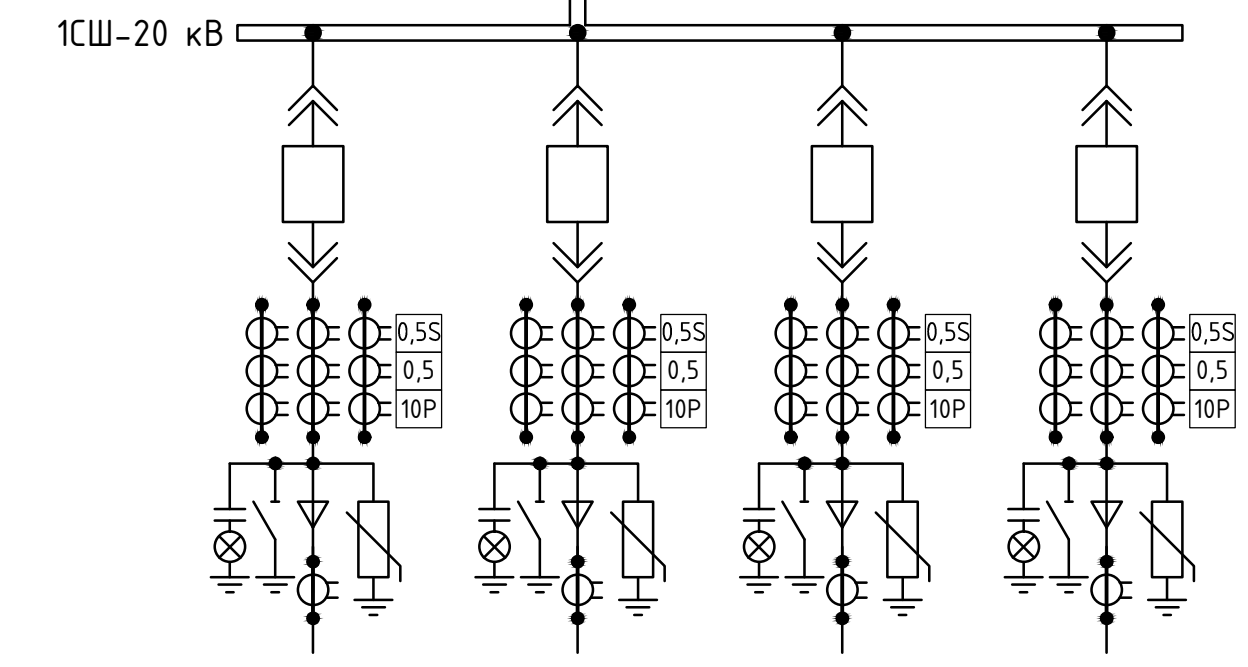
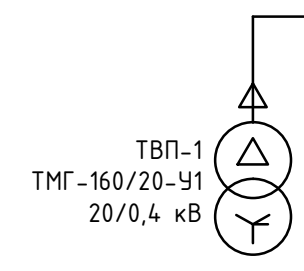


Позовжено:	
Зам. інв. №	
Підпис і дата	
Інв. №	

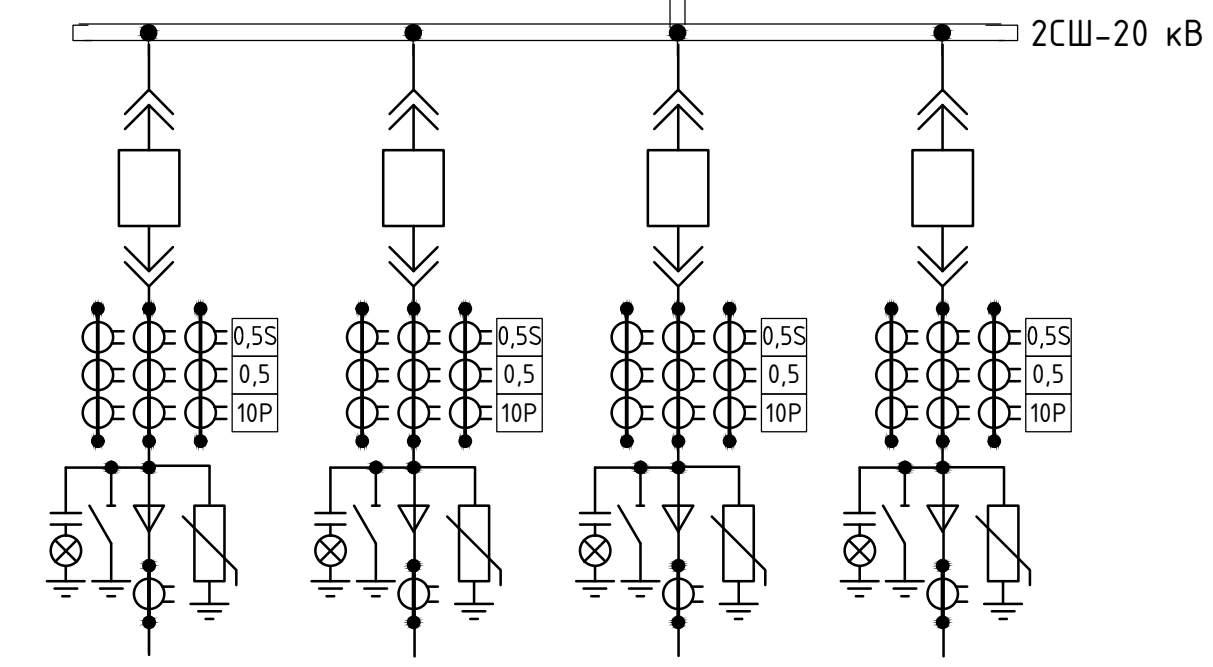
ДП 3.8.14.1.467 ЕП					
Будівництво ПС 110/20 кВ "Роменська" у м. Суми					
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата
Розробив	Спірін				
Перевірів	Лебедка				
Н. контр.	Никифоров				
Електротехнічні рішення				Стадія	Аркуш
РП				102	
Схема принципова електрична РЧ-110 кВ				СумДУ група ЕТ.м-01	



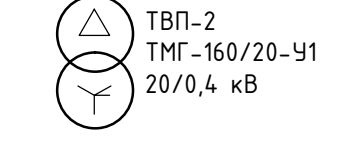
№ коміртки	15	13	11	9	7	5	3	1	2	4	6	8	10	12	14	16
Найменування приєднання	КЛ №3.1	Ввод Т1	КЛ №2.1	КЛ №1.1	ТВП-1	ДГР-1	ТН-1	СВ	СР	ТН-2	ДГР-2	ТВП-2	КЛ №1.2	КЛ №2.2	Ввод Т2	КЛ №3.2
Серія КРУ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ
Тип вимикача/запобіжника	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 1250А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	3 x UCSF-24	VD4 24кВ / 1250А / 20кА	-	3 x UCSF-24	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 1250А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА
Тип трансформатора струму/напруги/власних потреб	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 300/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 400/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 300/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 300/5	3 x TCS1-24 0,5/10P 100/5	3 x TCS1-24 0,5/10P 100/5	20/√3; 0,1/√3; 0,1/√3; 0,1/3 кВ	2 x TCS1-24 0,5/10P 400/5	-	20/√3; 0,1/√3; 0,1/√3; 0,1/3 кВ	3 x TCS1-24 0,5/10P 100/5	3 x TCS1-24 0,5/10P 100/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 300/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 300/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 400/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 300/5
Тип ОПН	3 x MWK 24	-	3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24	-	-	3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24	-	3 x MWK 24
Тип транс-ра струму нульової послідовності	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	-	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	-	-	-	-	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	-	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2
Переріз та марка кабелю	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



23	21	19	17
КЛ №7.1	КЛ №6.1	КЛ №5.1	КЛ №4.1
КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ
VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА
3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 200/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 200/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 200/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 200/5
3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24
ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2
-	-	-	-



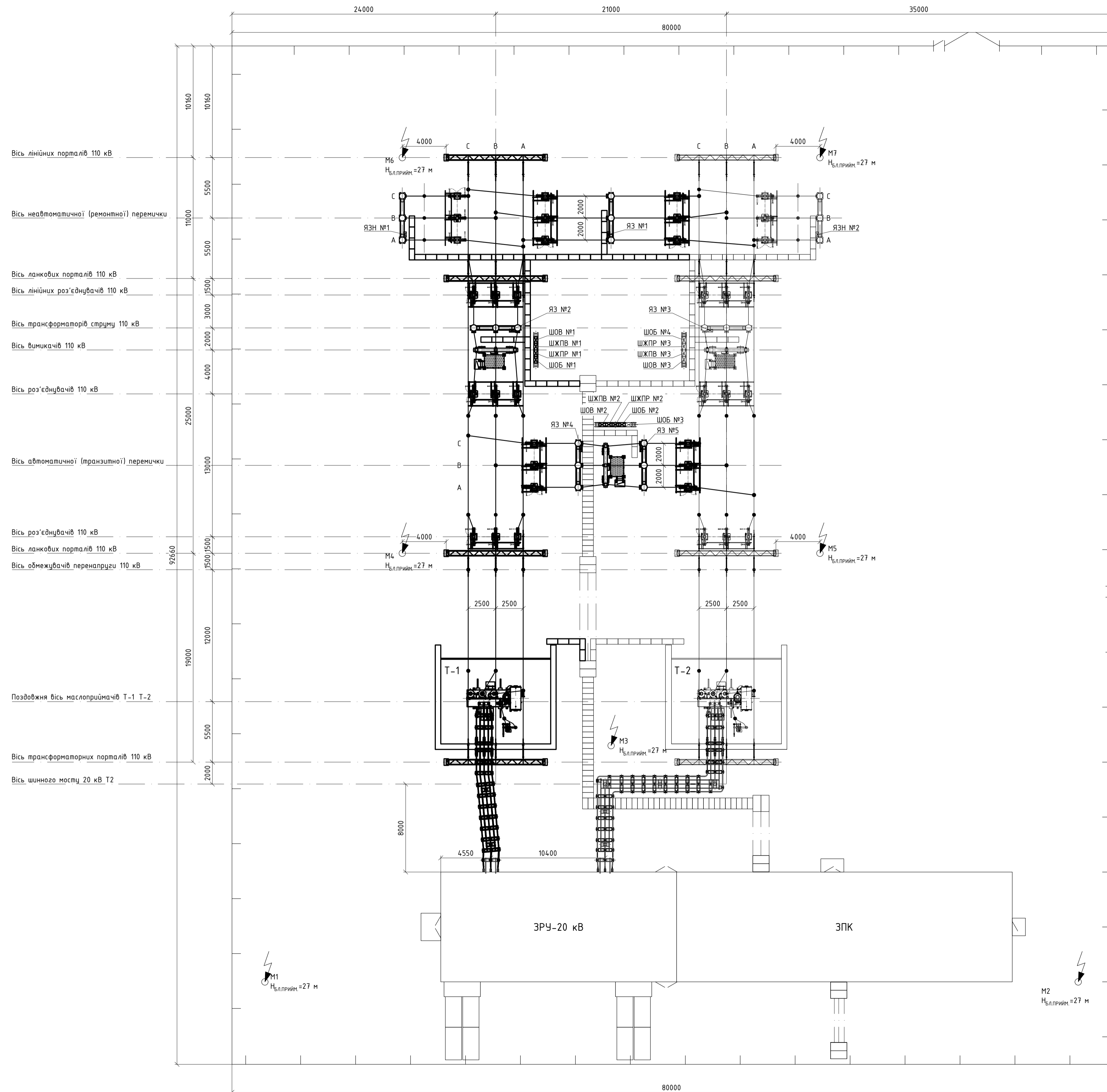
18	20	22	24
КЛ №4.2	КЛ №5.2	КЛ №6.2	КЛ №7.2
КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ	КУ 20С-УЗ
VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА	VD4 24кВ / 630А / 20кА
3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 200/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 200/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 200/5	3 x TCS1-24 0,5S/0,5/10P 200/5
3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24	3 x MWK 24
ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2	ТЗЛУ-125-1-30/1 У2
-	-	-	-



Проект: _____
Зам. інв. № _____
Підпис і дата _____
Інв. № _____

ДП 3.8.14.1467 ЕП					
Будівництво ПС 110/20 кВ "Роменська" у м. Суми					
Зм.	Кільк.	Арк.	№док.	Підпис	Дата
Розробив	Спірін				
Перевірів	Лебедка				
Н. контр.	Никифоров				
Електротехнічні рішення				Стадія	Аркуш
Схема принципова електрична РЧ-20 кВ				РП	103
				СумДУ група ЕТ.м-01	

Назва ланки	Шинні апарати 1СШ-110 кВ	ПЛ-110 кВ "Роменська-Кіровська/ Ввод Т1"	Автоматична перемичка/ Неавтоматична перемичка	ПЛ-110 кВ "Роменська-Вузлова/ Ввод Т2"	Шинні апарати 2СШ-110 кВ
Монтажна марка	TV1G	W1G; T1	QC1G	W2G; T2	TV2G
№ ланки	1	2	3	4	5



Примітки:

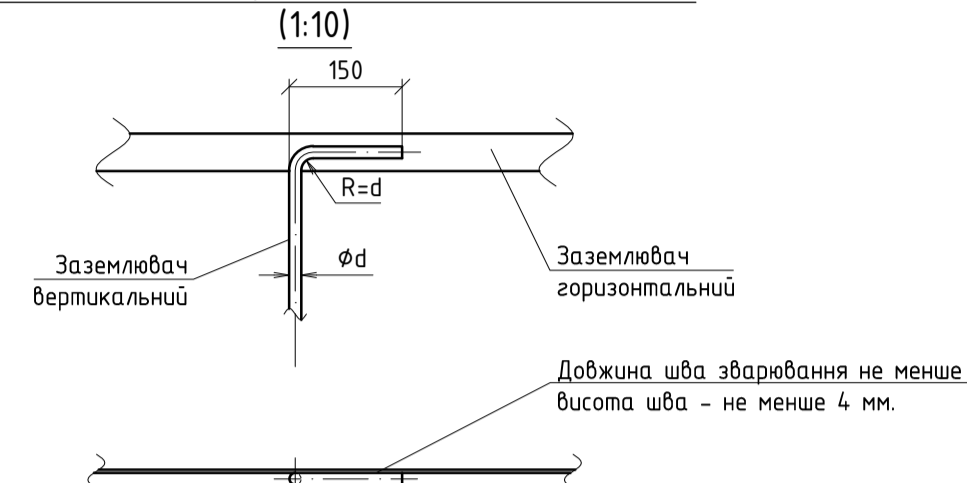
1 Обладнання та оцинкування, що встановлюється зображене потовщеною суцільною лінією.

ДП 3.8.14.14.67 ЕП					
Будівництво ПС 110/20 кВ "Роменська" у м. Суми					
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата
Розробив	Спірін				
Перевірив	Лебедка				
Н. контр.	Нижніфоров				
Електротехнічні рішення				Сторінка	Аркуші
План підстанції та дискова захисту РУ-20 кВ				Р/П	104
				СумДУ	Аркуші
				група ЕТ.м-01	

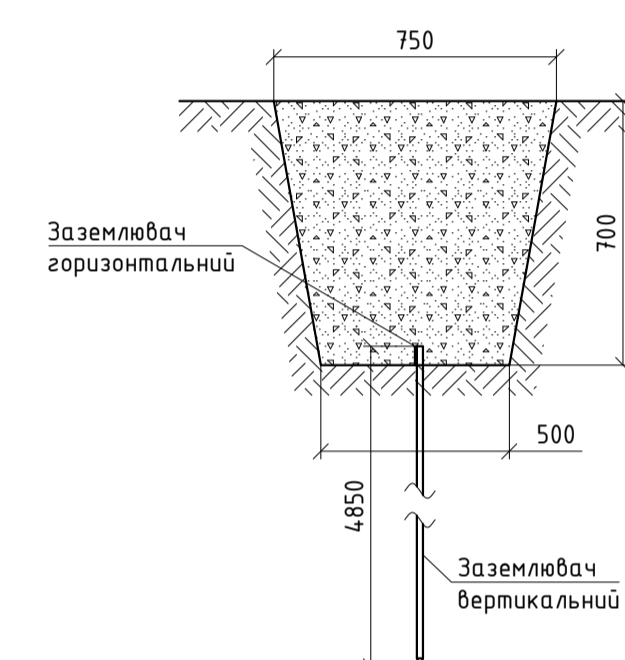
Специфікація

Поз.	Позначення	Найменування	Кільк.	Маса од., кг	Примітка
1	50x5 ДСТУ 4747:2007/ГОСТ 103-2006 Стзкл ДСТУ 4484:2005/ГОСТ 535-2005	Заземлювач горизонтальний,	м	580	з них 100 м по конструкції
2	φ16 ДСТУ 4738:2007/ГОСТ 2590-2006 Стзкл ДСТУ 4484:2005/ГОСТ 535-2005	Заземлювач вертикальний сталь кругла φ16, L=3 м	8	4,74	
3	ТУ 2247-001-59861269-2004	Трубка термоізоляційна ТУТ нз 60/30,	м	0,24	дивись примітку 10

Улаштування приєднання горизонтального заземлювача до вертикального заземлювача (1:10)



Розріз траншеї для прокладання заземлювачів (1:20)



Обсяг земляних робіт на 100 м траншеї, м³	
Риття	Засипка просяним гравієм
43,75	43,75

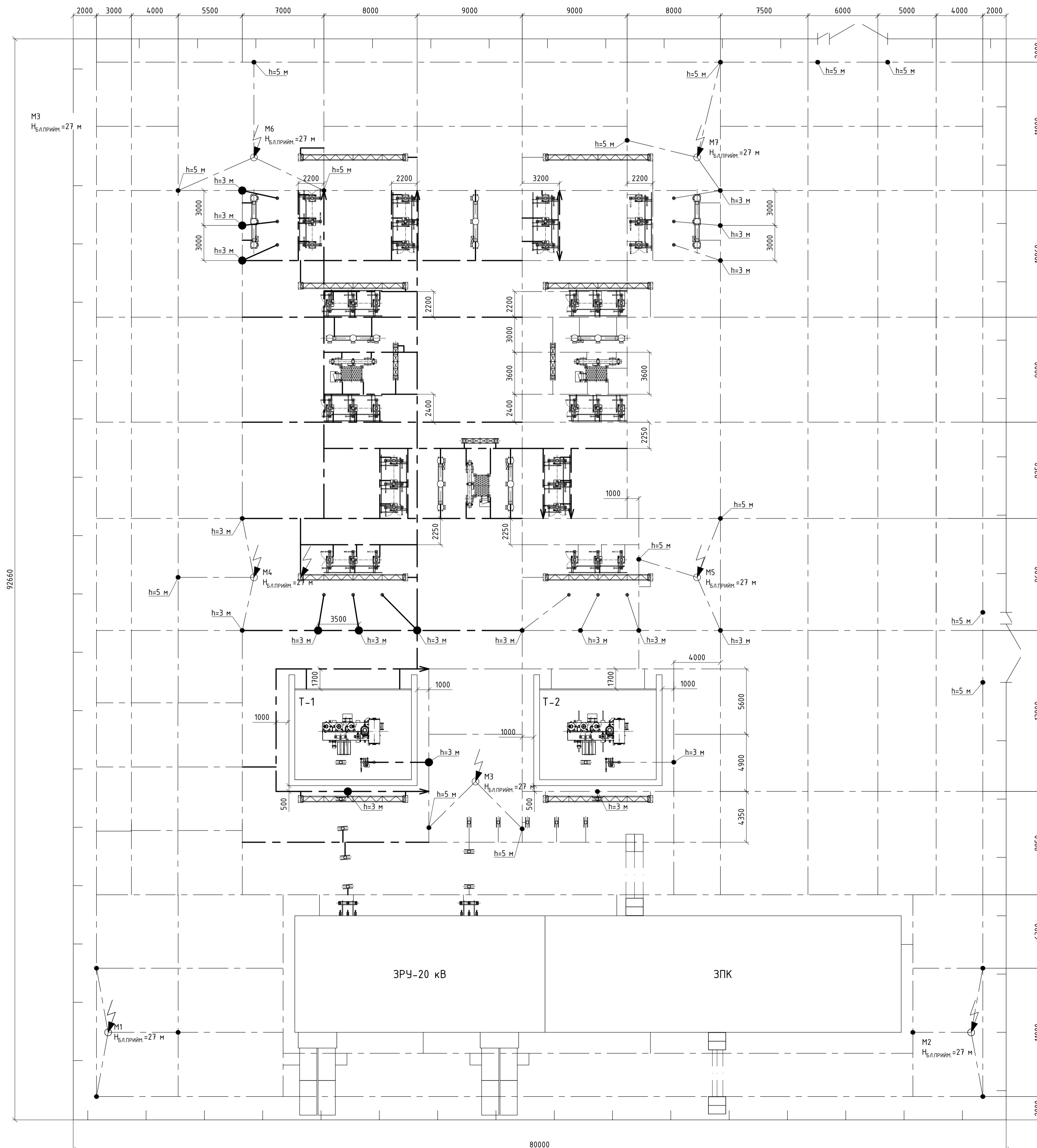
Умовні позначення:

- заземлювач горизонтальний;
- заземлювач вертикальний (L=5 м);

Примітки:

- Горизонтальні заземлювачі прокласти позадовж осей електроустановлювання з боку обслуговування на глибині 0,7 м від поверхні землі та на відстані 0,8-1,0 м від фундаментів обладнання.
- Всі роботи з підземної частини заземлюючого пристрою виконувати одночасно з будівельними роботами по нильовому циклу.
- З'єднання елементів заземлюючого пристрою виконати зварюванням внапісок. Довжина шва зварювання повинна бути не менша подвійної ширини штабу. Місяця з'єднання стійки, після зварювання, покрити бітумним лаком.
- Заземлювальні провідники повинні бути захищені від корозії шляхом фарбування (ПУЕ:2017 р. п.1.7.120).
- Магістральні горизонтальні заземлювачі виконати штабом 50x5 мм² (поз. 1). Спуски заземлення враховано в кресленнях встановлення обладнання.
- На магістралі заземлення на відстані 3 м від ОПН встановити вертикальні електроди довжиною 3 м (поз. 2).
- Розміри чарунок заземлювальної сітки, які прилягають до місця приєднання нейтралі силового трансформатора не мають перевищувати 6м X 6м (ПУЕ:2017 р. п.1.7.106).
- Портали 110 кВ заземлити шляхом приєднання смуги заземлення (поз. 1) до металеві труверси з двох сторін. Смугу заземлення (поз. 1) до металоконструкції приварити, на стійці кріпильні шляхом приварювання до закладних елементів або шляхом використання хомутів навкруги стійки зі штабу (поз. 5).
- Заземлення прожекторних щогл з дльскавокорисними виконати шляхом приєднання смуги заземлення (поз. 1) до закладної деталі для заземлення, що розташована в основі стійки, див. будівельну частину проекту.
- Штабу в переході ґрунт-повітря захистити від корозії встановленням термоізоляційної трубки (поз. 3). (0,3 м під землею та 0,3 м - над землею).

					ДП З.В.14.1467 ЕП			
					Будівництво ПС 110/20 кВ "Роменська" у м. Суми			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата	Стадія	Аркуші	Аркуші
Розробив	Спірий					РП	105	
Перевірив	Лебедка					Електротехнічні рішення		
Н. контр.	Нижніфорон					План заземлення ПС		СумДУ група Е.Т.М-01



Зак. №Б. №
Підпис і дата
№Б. №

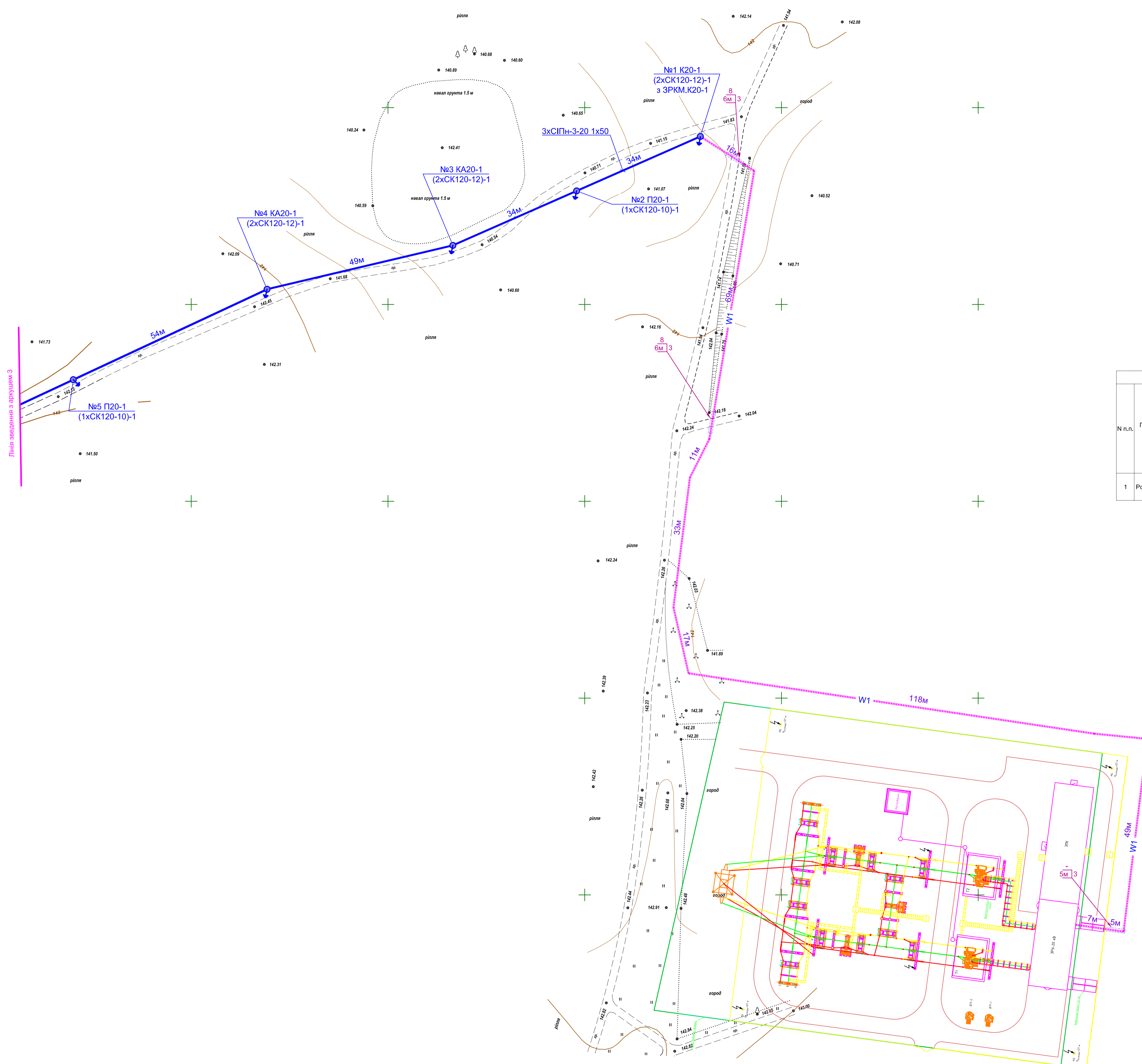


Умовні позначення

- | | | |
|--|----|----------------------------|
| | К | Каналізація |
| | В | Водопровід |
| | Г | Газопровід |
| | Др | Дренаж |
| | Вх | Воздухопровід |
| | Т | Теплотрасса |
| | | Кабель зв'язку |
| | | Кабель 0,4 кВ |
| | | Кабель в.н. в траншеї |
| | | ПЛЗ-20кВ, що проектується |
| | | ПЛІ-0,4кВ, що проектується |
| | W1 | КЛ-20кВ, що проектується |

- КА20-1 - проектуема кутова анкерна опора
- КП20-1 - проектуема кутова проміжна опора
- ВКА20-1 - проектуема відгалужувальна кутова анкерна опора
- П20-1 - проектуема проміжна опора
- К20-1 - проектуема кінцева опора
- А20-1 - проектуема анкерна опора

						ДП 3.8.14.1467 ЕП		
						Будівництво ПС 110/20 кВ "Роменська" у м. Суми		
Зм.	Кільк.	Арк.	№Фок.	Півніс.	Дата	Електротехнічні рішення		
Розробив	Співр.	Лесбедка						
Н. контр.	Никіфоров					СумДУ група ЕТ.м-01		
План прокладання ПЛЗ-20кВ								
Формат А1								



1 — Номер перетну/вузлу (по відомості перетинів)
 9/4 — Кількість кабелів в траншеї
 — Довжина труби, м

Відомість вузлів і перетинів

Марк. л.п.	Позначення	Найменування	Кільк.	Прим.
1	Разрв 1	Перетин з кабелем	-	
2	Разрв 2	Перетин з трубопроводом	-	
3	Разрв 3	Перетин з теплоізоляцією	-	
4	Разрв 4	Перетин з газом	-	
5	Разрв 5	Перетин з кабелем залуку	-	
6	Разрв 6	Перетин з автодорогою (сховано)	-	
7	Разрв 7	Перетин з асфальтовим покриттям	-	
8	Разрв 8	Перетин з тротуарною дорожкою	2	
9	Разрв 9	Перетин з щоденним покриттям	-	

Відомість кабельної лінії

N л.п.	Початок лінії	Кінець лінії	Марка та перетин кабеля	Спосіб прокладки, м						Загальна довжина +2% запасу, м	Примітки
				в траншеї (42% на укладку змійкою)	в трубі ДКС (в траншеї)	по опорі 20 кВ	в кабельному каналі (по території ПС)	в ЗРУ (в каб.каналі по конструкціям)	в трубі ДКС (в'їзд в будівлю)		
1	ПС Роменська ком.22	Опора ПЛЗ 20кВ №1	АПвЭтаПв-20 1x56(r)55	3x307	3x17	3x9	3x7	3x7,35	3x1	1066	

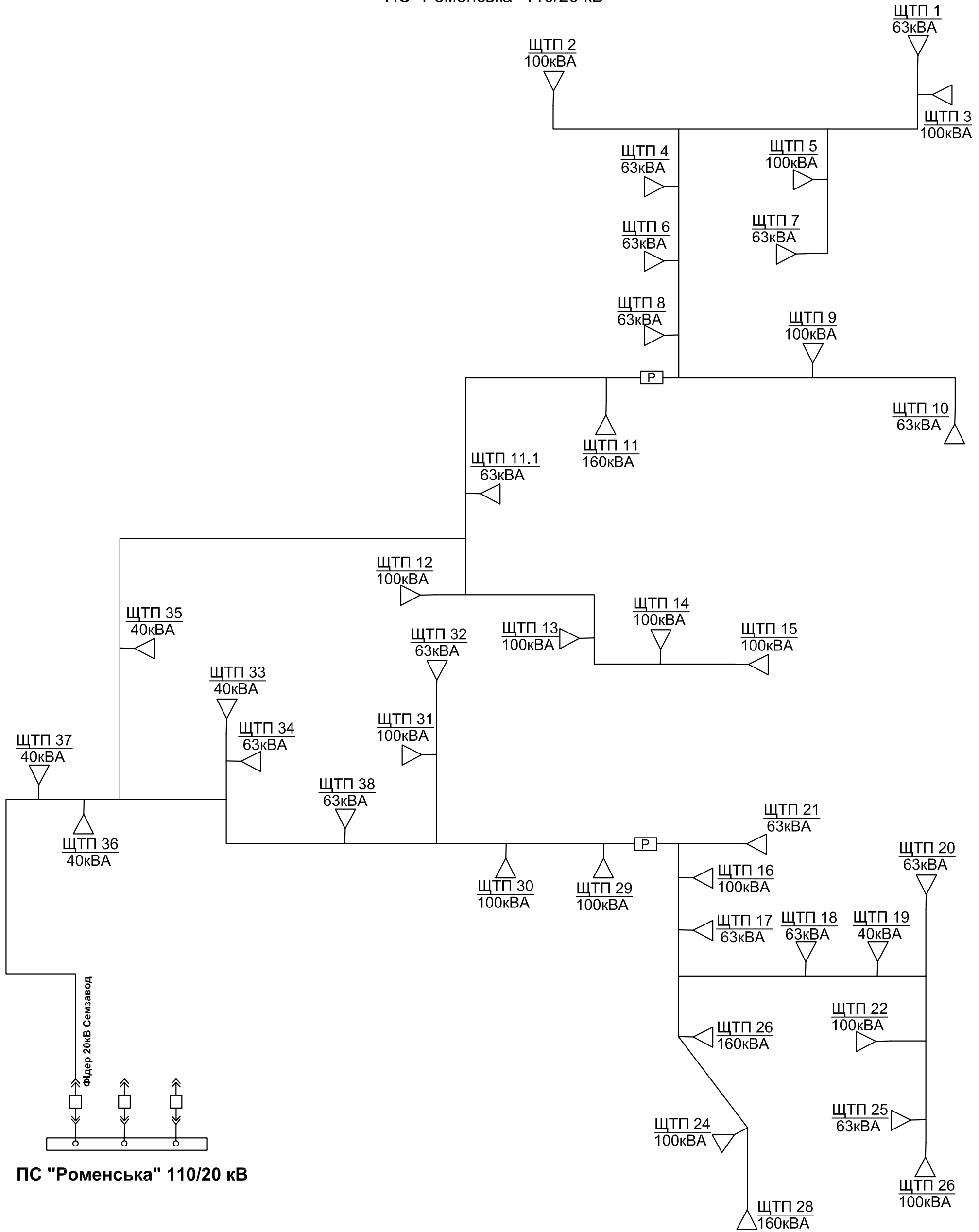
Примітки:

- Кабелі 20кВ прокласти в землі у відкрити вручну та механізовано траншею на глибині 0,7м. Кабель укласти на піщано-гравійну суміш завтовшки не менше 100мм. Засипку кабелів виконати піщано-гравійною сумішшю до висоти 0,1м від верху кабелю. Зворотну засипку ґрунту виконати з пошаровим ущільненням.
 - У місцях перетину кабелем доріг, інженерних споруд, силовий кабель захистити трубою ДКС 110. У місцях перетину кабелем в'їздів для автотранспорту у двори, гаражі тощо кабель прокласти в трубі ДКС 110 та на відстані 0,25м від труби додатково прокласти сигнальну стрічку.
 - Для попередження механічних пошкоджень кабелів 20кВ, укласти в траншею поверх кабелю (на відстані 250мм від кабелю) сигнальну стрічку (див. ГКД 34.21.260-2003), потім (на відстані 250мм від сигнальної стрічки) ще додаткову сигнальну стрічку.
 - Земляні роботи поблизу діючих кабелів і інших інженерних мереж виконувати вручну (з виконанням шурфування) та в присутності представників організації, експлуатуючих ці мережі, попередньо викликавши їх по телефону.
- Після виконання монтажних робіт відновити порушений благоустрій.

ДП 3.8.14.1467 ЕП					
Будівництво ПЛ 20кВ ПС 110/20 кВ "Роменська" - ПС-35/10 "Опитна" ф.Семзавод					
Зм.	Кіл.	Аркуші	Наок.	Підпис	Дата
Розробив	Спірін				
Перевірив	Лебедка				
Н. контр.	Никифоров				
ПЛЗ-20кВ та ЩТП 20/0,4				Стадія	Аркуші
План ПЛЗ-20кВ М 1:500				РП	107
				СумДУ група Е.Т.М-01	

Будівництво
 ПЛЗ-20кВ та ЩТП 20/0,4
 План ПЛЗ-20кВ М 1:500

Однолінійна схема електричної мережі 20 кВ фідеру "Семзавод" від
 ПС "Роменська" 110/20 кВ



ПС "Роменська" 110/20 кВ

Інв. № ориг.	
Підпис і дата	
Зам. інв.	

ДП 3.8.14.1467 ЕП					
Будівництво ПЛ 20кВ ПС 110/20 кВ "Роменська" - ПС-35/10 "Опитна" ф.Семзавод					
Зм.	Кіл.	Аркуш	Ндок.	Підпис	Дата
Розробив	Спирін				
Перевірів	Лебедка				
Н. контр.	Никифоров				
ПЛЗ-20кВ та ЩТП 20/0,4				Стадія	Аркуш
Однолінійна схема електричної мережі 20 кВ фідеру "Семзавод" від ПС "Роменська" 110/20 кВ				РП	108
				СумДУ група ЕТ.м-01	

Апарат на ввіді
20 кВ

Захисний апарат:
тип, Іном, А
дані розчіплювача

Трансформатор:
позначення тип напруга,
кВ потужність, кВА

Захисний апарат:
тип, Іном, А
дані розчіплювача

Вимірювальні прилади

Трансформатор струму:
коефіцієнт
трансформації

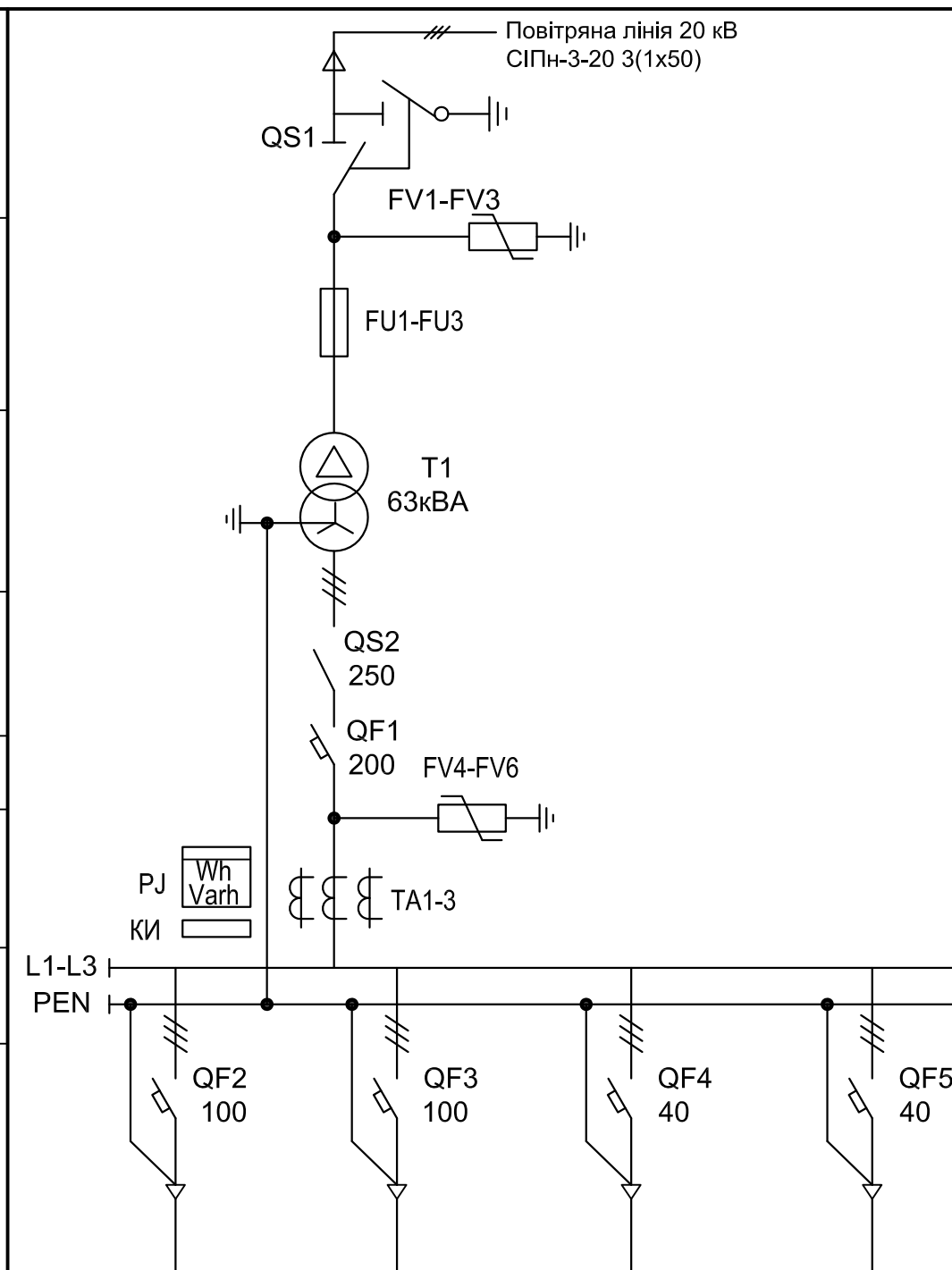
Збірні шини

Автоматичний вимикач:
тип, Іном, А
дані розчіплювача

№ лінії

Марка і переріз провідника

Призначення лінії



Л-1	Л-2	Л-3	ЩЗО
СІПн-4-4x70	СІПн-4-4x70	СІПн-4-4x70	ВВГнг 4x10
			освітлення

Марка, поз.	Найменування	Кіл.	Примітка
QS1	Запобіжник-роз'єднувач BS 24-100-10	3	SICAME
FV1-FV3	Обмежувач перенапруг AZBD 301	3	SICAME
FU1-FU3	Високовольтний запобіжник 10Т (BS 24)	3	SICAME
T1	Силовий трансформатор ТМГ-63/20-У1	1	
QS2	Рубильник РБ-2-250	1	
FV4-FV6	Обмежувач перенапруги ОПНп-0,38 УХЛ1	3	ТОВ НПО "Укренерго"
ТА1-3	Трансформатор струму Т-0,66 100/5 0,5	3	"Мегомметр"
PJ	Лічильник активної та реактивної енергії		ТОВ "Енерго"
	Torgrids M1020.10A /4Т+Р 380В, 5(10)А	1	Контроль"
КИ	Комутаційна колодка НІК КП-25/APP5	1	
QF1	Автоматичний вимикач e.industrial.ukm.250SL.200, Ін=200А	1	
QF2,QF3	Автоматичний вимикач e.industrial.ukm.100SL.100, Ін=100А	2	
QF4,QF5	Автоматичний вимикач e.industrial.ukm.100SL.40, Ін=40А	2	

						ДП 3.8.14.1.4.67 ЕП			
						Будівництво ПЛ 20кВ ПС 110/20 кВ "Роменська" - ПС-35/10 "Опитна" ф.Семзавод			
Зм.	Кіл.	Аркуш	Ндок.	Підпис	Дата	ПЛЗ-20кВ та ЩТП 20/0,4	Стадія	Аркуш	Аркушів
Розробив	Спирін						РП	109	
Перевірів	Лебедка					Схема електрична принципова ЩТП	СумДУ група ЕТ.м-01		
Н. контр.	Никифоров								

Зам.інв.	
Підпис і дата	
Інв.ІН ориг.	