

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

Робота допущена до захисту
Завідувач кафедри
електроенергетики
_____ І.Л. Лебединський
"___" _____ 2020 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема: «Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його
моделювання»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ.м-91 _____ Я.О. Маландій

Керівник: к.т.н., доцент _____ П.О. Василега

Консультанти:

з економічної частини: к.е.н., доцент _____ О.М. Маценко

з питань охорони праці й безпеки в

надзвичайних ситуаціях: к.т.н., доцент _____ П.О. Василега

Нормоконтроль _____ М.А. Никифоров

Суми-2020

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики
Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики
_____ І.Л. Лебединський
“ ___ ” _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську роботу
Маландія Ярослава Олександровича

1. Тема роботи: «Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання»

Затверджено наказом по університету № _____ від “ ___ ” _____ 20__ р.

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 04 грудня 2020 р.

3. Вихідні дані до роботи: однолінійна електрична схема підстанції, схема власних потреб підстанції, дані навантажень споживачів, існуючі типи обладнання на ПС

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

Вступ.

1. Розрахункова частина.
2. Науково-дослідна частина.
3. Економічна частина.
4. Охорона праці.

Висновок.

Додатки

Список використаної літератури

5. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Розрахунок економічної частини	Маценко О.М.		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розрахункова частина	09.11.2020 по 15.11.2020	
2.	Науково-дослідна частина	16.11.2020 по 22.11.2020	
3.	Економічна частина	23.11.2020 по 29.11.2020	
4.	Охорона праці	30.11.2020 по 06.12.2020	

Магістрант _____ Я.О. Маландій
(підпис)

Керівник роботи:
к.т.н., доцент _____ П.О. Василега
(підпис)

РЕФЕРАТ

70 сторінок, 12 рисунків, 11 таблиць, 41 формула, 7 додатків, 15 джерел, 1 мультимедійна презентація.

Бібліографічний опис: Маландій Я.О. Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Я.О. Маландій; наук. Керівник П.О. Василега. – Суми: СумДУ; 2020. – X с.

Ключові слова:

ПІДСТАНЦІЯ, РОЗПОДІЛЬЧІ ПРИСТРОЇ, ТРАНСФОРМАТОР, ВИМИКАЧ, РОЗ'ЄДНУВАЧ, ШИНИ, ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ.

ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ШИНЫ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ.

SUBSTATION, DISTRIBUTION DEVICES, TRANSFORMER, SWITCH, DISTRIBUTOR, MACHINE, TOXIC TRANSFORMER, TRANSFORMER OF VOLTAGE.

Короткий огляд: метою роботи є розрахунок і обґрунтування вибору основного обладнання підстанції з метою її модернізації.

Перелік скорочень

АВР – автоматичне ввімкнення резерву

АСКТП - автоматизована система керування технологічним процесом

ВВ – вакуумний вимикач

ВОЛЗ – волоконно-оптична лінія зв'язку

ВН – висока напруга

ВРП – відкритий розподільний пристрій

КЗ – короткозамикач

КРПЗ – комплектний розподільчий пристрій для зовнішньої установки

КЛ – кабельна лінія

МВ – масляний вимикач

НН – низька напруга

ОД – відокремлювач

ОПН – обмежувач перенапруг

ПВР – проект виконання робіт

ППР – пристрій індикації положення роз'єднувача

ПЛ – повітряна лінія

ПС – підстанція

ПБЗ – пристрій перемикання без збудження

РЕМ – район електричних мереж

РП – розподільчий пристрій

СР – секційний роз'єднувач

ТВ – телевимірювання

ТВП – трансформатор власних потреб

ТН – трансформатор напруги

ТМ – трансформатор масляний

ТУ – телеуправління

ТС - телесигналізація

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА.....	9
1.1 Розрахунок параметрів електричних апаратів.....	9
1.1.1 Обґрунтування вибору основного обладнання та складання структурної схеми підстанції.....	9
1.1.2 Вибір і техніко-економічне обґрунтування схем РП.....	10
1.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання.....	12
1.1.4 Розрахунок параметрів елементів системи наведеної до одного ступеня напруги 10 кВ і складання схеми заміщення.....	14
1.1.5 Розрахунки періодичного і ударного струмів короткого замикання.....	15
1.2 Вибір електричних апаратів високої напруги.....	18
1.2.1 Вибір силового трансформатора 35 кВ.....	18
1.2.2 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ.....	18
1.2.3 Вибір вимикача на стороні 35 кВ.....	20
1.2.4 Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ.....	21
1.2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	21
1.2.6 Вибір обмежувачів перенапруг 10 та 35 кВ.....	24
1.3 Розробка конструкції розподільчого пристрою.....	24
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА.....	27
2.1 Моделювання трифазного трансформатора.....	27
2.2 Розрахунок динамічних режимів при трьох-, двох- і однофазних коротких замиканнях трифазного двообмоткового трансформатора.....	30
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	40
3.1 Заходи щодо зниження втрат електричної енергії.....	40

					MP 3.8.141.200 ПЗ						
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>							
<i>Розробив</i>	<i>Маландій Я.О.</i>				Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання		<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>		
<i>Перевірів</i>	<i>Василега П.О.</i>							6	70		
<i>Реценз.</i>							СумДУ, ЕТ.м-91				
<i>Н. Контр.</i>	<i>Никифоров</i>										
<i>Затвердив</i>	<i>Лебединський</i>										

3.2	Оцінка економічної ефективності проекту заміни відокремлювачів з короткозамикачами на вакуумні вимикачі 35 кВ.....	41
3.3	Оцінка економічної ефективності заміни масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні.....	43
3.4	Приведення засобів обліку у відповідні класи точності.....	46
3.5	Обґрунтування установки обмежувачів перенапруги.....	48
4	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	50
4.1	Техніка безпеки на виробництві.....	50
4.2	Розрахунок блискавкозахисту підстанції «Фурнітура».....	56
	ВИСНОВОК.....	60
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	62
	Додаток А – Схема електрична однолінійна до реконструкції	64
	Додаток Б – Схема електрична однолінійна після реконструкції.....	65
	Додаток В – Вид ВРП-35 кВ.....	66
	Додаток Г – План ВРП-35 кВ.....	67
	Додаток Д – Схема структурна телемеханізації ПС.....	68
	Додаток Е – План контуру заземлення.....	69
	Додаток Є – План блискакозахисту.....	70

ВСТУП

В даний час енергетики України зіткнулися з рядом найважливіших завдань галузі: реконструкція та модернізація енергетичного обладнання, зменшення питомих капіталовкладень при проектуванні енергооб'єктів, скорочення питомих витрат палива, підвищення продуктивності праці, поліпшення структури виробництва енергії, зниження загальномережевих витрат і підвищення якості електричної енергії.

Для економічного використання електричного обладнання, зокрема силових трансформаторів, вимикачів, що встановлюються на ПС, необхідно виробляти більш точні розрахунки при проектуванні підстанцій; компанувати так споживачів, щоб навантаження розподілялося рівномірно протягом дня. Так само необхідно провести заміну морально і фізично зношеного обладнання на нове, що дозволить скоротити втрати в мережі та підвищити якість електричної енергії.

Розвиток електричних мереж в умовах нестабільної економіки вимагає розробки характерних правил, норм, закономірностей проектування і освоєння нових енергетичних потужностей, впровадження енергозберіжних технологій, ефективного використання потужностей паливо - енергетичного комплексу.

При роботі над магістерською роботою використані посібники й довідкова література по проектуванню електричних систем і мереж, електричних станцій і підстанцій, а також навчальна й науково-технічна література по розрахунках сталих та перехідних режимів електричних систем.

					MP 3.8.141.200 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		Маландій Я.О.			Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання	<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевірів</i>		Василега П.О.					8	70
<i>Реценз.</i>						СумДУ, ЕТ.М-91		
<i>Н. Контр.</i>		Никифоров						
<i>Затвердив</i>		Лебединський						

1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ

1.1 Розрахунок параметрів електричних апаратів

1.1.1 Обґрунтування вибору основного обладнання і складання структурних схем підстанції

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовами тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів проводиться:

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір по нагріванню при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість;
- 5) вибір по виконанню (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають: основні силові трансформатори; вимикачі на стороні вищої та нижчої напруг; роз'єднувачі; трансформатори струму на стороні вищої напруги; трансформатори струму і напруги на 10 кВ; ошиновка розподільних пристроїв 35 і 10 кВ та ізолятори.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів.

Нормальний режим - це такий режим роботи електротехнічного пристрою, при якому значення його параметрів не виходять за межі, допустимі при заданих умовах експлуатації.

У нормальному режимі функціонують всі елементи даної електроустановки, без вимушених відключень і без перевантажень. Струм навантаження в цьому режимі може змінюватися в залежності від графіка

					MP 3.8.141.200 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		Маландій Я.О.			Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання	<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевірів</i>		Василега П.О.					9	70
<i>Реценз.</i>						СумДУ, ЕТ.м-91		
<i>Н. Контр.</i>		Никифоров						
<i>Затвердив</i>		Лебединський						

навантаження. Для вибору апаратів і струмоведучих частин слід приймати найбільшим струм нормального режиму.

Післяаварійний режим - це режим, в якому частина елементів електроустановки вийшла з ладу або виведена в ремонт внаслідок аварійного (непланового) відключення. При цьому режимі можливе перевантаження електрообладнання струмом, яке залишилося у роботі.

Визначення струмів проводиться для випадку установки на підстанції силового трансформатора наступного ступеня потужності, тобто 6,3 МВА.

Максимальний струм на вищій стороні розраховується за формулою [1]:

$$I_{\max} = (1,3 \div 1,4) * S_{\text{ном,т}} / \sqrt{3} * U_{\text{ном}}, \quad (1.1)$$

де $S_{\text{ном,т}}$ – номінальна потужність трансформатора, Вт;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на вищій стороні, В.

$$I_{\max} = 1,4 * 6,3 * 10^6 / \sqrt{3} * 35 * 10^3 = 145,5 \text{ А.}$$

Максимальний струм на нижчій стороні розраховуємо за формулою (1.1):

$$I_{\max} = 1,4 * 6,3 * 10^6 / \sqrt{3} * 10 * 10^3 = 509,8 \text{ А.}$$

Струм в ланцюзі секційних вимикачів, збірних шин не перевищує I_{\max} трансформатора, приєднаного до шин станції: $I_{\max} = 509,8 \text{ А.}$

Електрична схема підстанції наведена у Додатку 1 графічної частини роботи.

1.1.2 Вибір і техніко-економічне обґрунтування схем РП

На даний час на РП 35 кВ застосована спрощена схема, в якій відсутні вимикачі. У схемі двох блоків трансформатор - лінія на підстанції з боку високої напруги встановлюються відокремлювачі та короткозамикачі. Для відключення трансформатора в нормальному режимі, досить відключити навантаження вимикачем з боку 10 кВ, а потім відключити струм намагнічування трансформатора відокремлювачем.

Два блоки трансформатор - лінія для більшої гнучкості з'єднані

					MP 3.8.141.200 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		10

неавтоматичною перемичкою з двох роз'єднувачів. У нормальному режимі один з роз'єднувачів перемички повинен бути відключений. Якщо цього не зробити, то при КЗ в будь-якій з паралельних ліній релейним захистом відключаються обидві лінії, порушуючи електропостачання всієї підстанції.

Ремонтна перемичка з двох роз'єднувачів використовується при відключенні однієї з повітряних ліній. При стійкому пошкодженні на одній з ліній відключається вимикач з боку 10 кВ і вимикач 35 кВ живлячої підстанції 110/35/10 кВ «Лебедин». Дією АВР на стороні 10 кВ включається секційний вимикач 10 кВ, забезпечуючи живлення споживачів від трансформатора не пошкодженої лінії. Якщо повітряна лінія 35 кВ виводиться в ремонт, то діями оперативно-ремонтного персоналу або оперативно-виїзної бригади відключається лінійний роз'єднувач, включається роз'єднувач в перемичці і трансформатор іншої лінії ставиться під навантаження включенням вимикача з боку НН з подальшим відключенням секційного вимикача.

При пошкодженні в трансформаторі, захист трансформатора спрацьовує, подає імпульс на привід короткозамикача, який, включаючись, створює штучне КЗ. Релейний захист лінії спрацьовує і відключає вимикач на попередній підстанції 110/35/10 кВ «Лебедин».

Застосування короткозамикачів створює важкі умови для роботи вимикачів на живлячій підстанції.

Для РП 10 кВ обрана схема з однією системою збірних шин, секціонована вимикачем. Схема проста і наочна. Джерело живлення і лінії 10 кВ приєднуються до збірних шин за допомогою вимикачів, розташованих на викатних візках.

Схеми РП 35 та 10 кВ, з точки зору техніко-економічного обґрунтування, є економічними, при дотриманні необхідної категорії надійності споживачів. Спрощені схеми ВРП дозволяють зменшити витрати електрообладнання, будівельних матеріалів, знизити вартість розподільного

					<i>МР 3.8.141.200 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		11

пристрою, прискорити його монтаж. Схема РП з однією системою шин дозволяє використовувати комплектні розподільчі пристрої, що знижує вартість монтажу, дозволяє широко застосовувати механізацію та зменшити час спорудження електроустановки.

У зв'язку з вище зазначеним залишаємо схему РП 35 кВ «два блоки лінія – трансформатор з ремонтною перемичкою» (шифр 35-2), але при цьому буде виконана заміна ОД, КЗ – 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ.

Щодо РП 10 кВ то найбільш простою схемою електроустановок є схема з однією системою збірних шин, тому для розподільчого пристрою обрана саме ця система.

Для виключення повного відключення РП 10 кВ при замиканні в зоні збірних шин, забезпечення їх ремонту по частинах і підвищення надійності системи, виконано секціонування збірних шин, поділ їх на дві частини - секції. У точці поділу встановлений секційний вимикач 10 кВ. Секціонування виконано так, що кожна секція отримує живлення від двох паралельних ліній «Лебедин – Фурнітура л.1» і «Лебедин – Фурнітура л.2». Приєднання між секціями розподілені з таким розрахунком, щоб вимушене відключення однієї секції не порушувало роботу системи і електропостачання споживачів. В РП 10 кВ підстанції «Фурнітура» секційний вимикач розімкнутий з метою обмеження струмів КЗ. Вимикач забезпечений пристроєм автоматичного включення резервного живлення (АВР). У разі відключення трансформатора, пристрій АВР вмикає секційний вимикач, щоб не порушувати електропостачання споживачів. Перевагами схеми є простота, наочність, економічність, досить висока надійність.

1.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання

При експлуатації електричних станцій, підстанцій і мереж досить часто виникають короткі замикання. Можна виділити кілька наслідків КЗ:

1. Системна аварія, викликана порушенням стійкості системи.

					MP 3.8.141.200 ПЗ	<i>Лист</i>
						12
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Це найбільш небезпечний наслідок коротких замикань, вона призводить до значних техніко-економічних збитків.

2. Термічне пошкодження електрообладнання, пов'язане з його недопустимим нагріванням струмами КЗ.

3. Механічне пошкодження електрообладнання, яке викликається впливом великих електромагнітних сил між струмоведучими частинами.

4. Погіршення умов роботи споживачів. При зниженні напруги, наприклад до 60 ... 70 % від номінального, протягом 1 сек. і більше можлива зупинка двигунів промислових підприємств, що в свою чергу може викликати порушення технологічного процесу, що призводить до економічного збитку.

Найбільша небезпека при короткому замиканні загрожує елементам системи, прилеглим до місця його виникнення. Залежно від місця і тривалості КЗ його наслідки можуть мати місцевий характер (віддалене від джерел живлення КЗ) або відбиватися на функціонуванні всієї системи.

Розрахунки струмів КЗ необхідні для досягнення наступних цілей:

- 1) визначення умов роботи споживачів в аварійних режимах;
- 2) вибору апаратів і провідників та їх перевірки за умовами електродинамічної і термічної стійкості;
- 3) проектування і налаштування пристроїв релейного захисту та автоматики;
- 4) вибір схеми електричних з'єднань;
- 5) проектування і перевірка захисних пристроїв;
- 6) визначення впливу ліній електропередачі на лінії зв'язку;
- 7) визначення числа заземлених нейтралей і їх розміщення в ЕС;
- 8) вибору розрядників.

Струми КЗ з урахуванням дії пристроїв релейного захисту зазвичай існують незначний час, але їх доводиться ретельно розраховувати і враховувати на увазі того, що через термічні і електродинамічні впливи можливі серйозні пошкодження електрообладнання та провідників, що

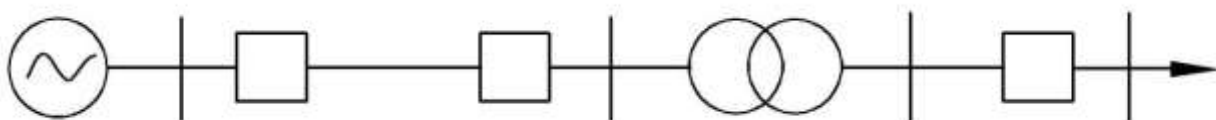
					MP 3.8.141.200 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		13

ведуть до відмови основного обладнання електроустановок, аварій на підстанціях, а в гіршому випадку і до системних аварій.

Розрахунок струмів КЗ також необхідний для вибору уставок релейного захисту і визначення її чутливості.

Трифазне коротке замикання на шинах підстанції є найбільш важким, тому що супроводжується протіканням значних струмів КЗ.

Вихідні дані до розрахунків наведені на рис. 1.1:



$$U_{\text{сис}}=35\text{кВ}$$

$$L=5,2\text{км}$$

$$S_{\text{н}}=6,3\text{МВА}$$

$$X_{\text{сис}}=5,7\text{Ом}$$

$$X_0=0,42\text{Ом/км}$$

$$U_{\text{к}}=7,91\%$$

$$R_{\text{сис}}=1,4\text{Ом}$$

Рисунок 1.1 – Схема електричної системи.

1.1.4 Розрахунок параметрів елементів системи наведеної до одного ступеня напруги 10 кВ і складання схеми заміщення

Індуктивний опір трансформатора [2]:

$$X_{\text{T}}=U_{\text{к}}*U_{\text{н}}^2/100*S_{\text{н}}, \quad (1.2)$$

де $U_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$S_{\text{н}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВт

$$X_{\text{T}}=7,91*10^2/100*6,3=1,26 \text{ Ом}$$

Індуктивний опори лінії [2]:

$$X_{\text{Л}}=X_0*L, \quad (1.3)$$

де X_0 – питомий індуктивний опір, Ом/км;

L – довжина лінії, км

$$X_{\text{Л}}=0,42*5,2=2,2 \text{ Ом}$$

Розрахувавши всі дані складемо схему заміщення (рис.1.2):

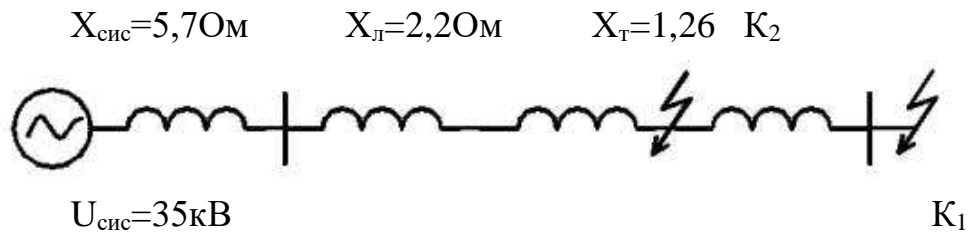


Рисунок 1.2 - Схема заміщення в режимі короткого замикання.

1.1.5 Розрахунки періодичного і ударного струмів короткого замикання

Еквівалентні перетворення схеми в сталому режимі для точки К_1 наведені на рис.1.3:

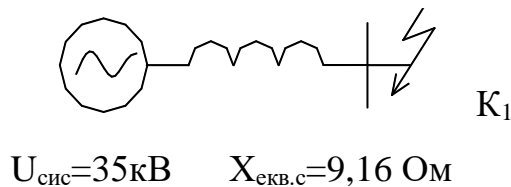


Рисунок 1.3 - Еквівалентна схема заміщення в сталому режимі.

$$X_{\text{екв.с}}=X_{\text{сис}}+X_{\text{т}}+X_{\text{л}}=5,7+1,26+2,2=9,16 \text{ Ом}$$

Струми короткого замикання в сталому режимі від системи розраховуються як:

$$I_{\text{п},0}=U_{\text{с}}/X_{\text{екв.с}}, \quad (1.4)$$

де $U_{\text{с}}$ – напруга системи, В;

$X_{\text{екв.с}}$ – еквівалентний опір системи до точки короткого замикання, Ом.

$$I_{\text{п},0}=35 \cdot 10^3 / 9,16 = 3,82 \cdot 10^3 \text{ А,}$$

Еквівалентні перетворення схеми в сталому режимі для точки К_2 наведені на рис.1.4:

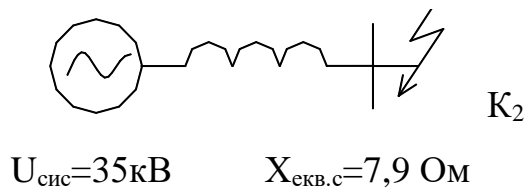


Рисунок 1.4 - Еквівалентна схема заміщення в сталому режимі.

$$X_{\text{екв.с}}=X_{\text{сис}}+X_{\text{л}}=5,7+2,2=7,9 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання в сталому режимі від системи в точці K_2 розраховуються за формулою (1.4):

$$I_{n,0}=35 \cdot 10^3 / 7,9 = 4,43 \cdot 10^3 \text{ А}$$

Припускаємо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні в часі, тому через час рівне часу відключення

$$I_{нт}=I_{n,0}=3,82 \text{ кА} \text{ – для точки } K_1;$$

$$I_{нт}=I_{n,0}=4,43 \text{ кА} \text{ – для точки } K_2 .$$

Ударний струм при КЗ в точці K_1 ($K_y=1,82$) [3]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y \quad (1.5)$$

Підставивши значення отримаємо:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 3,82 \cdot 1,82 = 9,83 \text{ кА}$$

Ударний струм при КЗ в точці K_2 розраховується за формулою (1.5) ($K_y=1,71$):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,43 \cdot 1,71 = 10,71 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача розраховується за формулою [3]:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} , \quad (1.6)$$

де: T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової, $T_a=0,05$ с.

t – розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ.

Для вимикачів на нижчій стороні $t=0,1$ с.

В точці K_1

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 3,82 \cdot 10^3 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,83 \cdot 10^3 \text{ А.}$$

Інтеграл Джоуля знаходимо за формулою [4]:

$$B_k = B_n + B_a \quad (1.7)$$

Інтеграл Джоуля B_n від періодичної складової струму короткого замикання [4]:

$$B_n = I_{n,0}^2 \cdot t \quad (1.8)$$

					MP 3.8.141.200 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		16

Інтеграл Джоуля V_a від аперіодичної складової струму короткого замикання [4]:

$$V_a = I_{n,0}^2 * T_a \quad (1.9)$$

Підставивши значення отримаємо:

$$V_n = (3,82 * 10^3)^2 * 0,1 = 1,46 * 10^6 \text{ A}^2 * \text{c}$$

$$V_n = (3,82 * 10^3)^2 * 0,05 = 0,73 * 10^6 \text{ A}^2 * \text{c}$$

Тоді всього:

$$V_n = (1,46 + 0,73) * 10^6 = 2,19 * 10^6 \text{ A}^2 * \text{c}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача для точки К₂, при T_a=0,03с, t=0,07 с розраховується за формулою (1.6):

$$i_a = \sqrt{2} * 4,43 * 10^3 * e^{\frac{-0,07}{0,03}} = 1,35 * 10^3 \text{ A}$$

Інтеграл Джоуля V_n від періодичної складової струму короткого замикання знаходимо за формулою (1.8):

$$V_n = (4,43 * 10^3)^2 * 0,07 = 1,37 * 10^6 \text{ A}^2 * \text{c}$$

Інтеграл Джоуля V_a від аперіодичної складової струму короткого замикання знаходимо за формулою (1.9):

$$V_a = (4,43 * 10^3)^2 * 0,03 = 0,59 * 10^6 \text{ A}^2 * \text{c}$$

Інтеграл Джоуля знаходимо за формулою (1.7):

$$V_k = (1,37 + 0,59) * 10^6 = 1,96 * 10^6 \text{ A}^2 * \text{c}$$

Всі значення, які розраховали, заносимо в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Струми короткого замикання на шинах підстанції

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ, i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача	Аперіодична складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля V_k кА ² ·с
На стороні 10 кВ (К ₁)	3,82	9,83	3,82	1,83	2,19
На стороні 35 кВ (К ₂)	4,43	10,71	4,43	1,35	1,96

1.2 Вибір електричних апаратів високої напруги

1.2.1 Вибір силового трансформатора 35 кВ

У зв'язку з тим, що силові трансформатори 1Т, 2Т типу ТМН-6300/35-73-У1 потужністю 6300 кВА кожний, мають по своїм ізоляційним характеристикам гарні показники та добрий стан, а також середнє завантаження, тому залишаємо ці трансформатори. Трансформатори маслонаповнені, трифазні, двообмоткові з охолодженням при природній циркуляції повітря і масла, з пристроєм регулювання напруги під навантаженням типу РС-3. Трансформатори введені в експлуатацію в 1979 році.

1.2.2 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

Вимикач - це комутаційний апарат, призначений для включення і відключення струму.

Вимикачі попередньо вибираються за умовами роботи: внутрішня або зовнішня установка, морозостійкість або тропічне виконання, частота комутацій, необхідні цикли АПВ (одноразові, багаторазові, швидкодіючі), ступінь швидкодії. Крім того, вирішується питання про застосування вакуумних та елегазових вимикачів.

Вибір вимикачів виконується за такими параметрами:

- номінальна напруга апарату має бути більше або дорівнює напрузі установки;
- номінальний струм апарату повинен бути більше або дорівнює струму максимальному навантаження;
- струм відключення повинен бути більше або дорівнює струму розрахунковому;
- струм електродинамічної стійкості апарату може бути більше або дорівнює ударному струму;

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

- термічна стійкість апарату повинна бути вище або дорівнює термічній стійкості, розрахованої для точки короткого замикання.

На стороні низької напруги вибираємо вакуумний вимикач типу ВР1-10-20/630. Струм тривалого режиму був розрахований раніше за формулою (1.1) і складає $I_{\max}=509,8\text{А}$.

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ, ударного струму, повного інтеграла Джоуля приймаємо по таблиці 4.2:

$$I_{\text{по}}=I_{\text{пт}}=3,82 \text{ кА}$$

$$I_{\text{а}}=1,83 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}}=9,83 \text{ кА}$$

$$W_{\text{к}}=2,19 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Значення змісту аперіодичної складової, в якій відключається струм, розраховується за формулою [4]:

$$\beta = i_{\text{ар}} * 100 / \sqrt{2} * I_{\text{пт}} \quad (1.10)$$

Підставивши значення отримаємо:

$$\beta = 1,83 * 10^3 * 100 / \sqrt{2} * 3,82 * 10^3 = 33,87 \%$$

Вибір вимикачів для сторони нижчої напруги приведений у табл.1.2.

Таблиця 1.2 - Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	509,8 А	630А
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	3,82 кА	20 кА
$\beta \leq \beta_{\text{ном}}$	33,87 %	—
$(\sqrt{2} * I_{\text{пт}} + i_{\text{ар}}) \leq \sqrt{2} * I_{\text{омкл}} * (1 + \beta / 100)$	7,23 кА	26,8 кА
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$	3,82 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{м.вкл}}$	9,83 кА	40 кА
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$	3,82 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{м.дин}}$	9,83 кА	40 кА
$W_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	2,19 кА ² ·с	52 кА ² ·с

Приймаємо до встановлення вакуумні вимикачі типу ВР1-10-20/630. Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

1.2.3 Вибір вимикача на стороні 35 кВ

На стороні високої напруги вибираємо вакуумний вимикач типу ВР-35НСМ. Струм тривалого режиму був розрахований раніше за формулою (1.1) і складає $I_{\max}=145,5\text{А}$.

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ, ударного струму, повного інтеграла Джоуля приймаємо по таблиці 1.3:

$$I_{\text{по}}=I_{\text{пт}}=4,43 \text{ кА}$$

$$I_{\text{а}}=1,35 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}}=10,71 \text{ кА}$$

$$W_{\text{к}}=1,96 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Значення змісту аперіодичної складової, в якій відключається струм, розраховується за формулою [4]:

$$\beta = i_{\text{ар}} * 100 / \sqrt{2} * I_{\text{пт}} \quad (1.11)$$

Підставивши значення отримаємо:

$$\beta = 1,35 * 10^3 * 100 / \sqrt{2} * 4,43 * 10^3 = 21,55 \%$$

Вибір вимикачів для сторони високої напруги приведений у табл.1.3.

Таблиця 1.3 - Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	145,5 А	1600А
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	4,43 кА	20 кА
$\beta \leq \beta_{\text{ном}}$	21,55 %	—
$(\sqrt{2} * I_{\text{пт}} + i_{\text{ар}}) \leq \sqrt{2} * I_{\text{откл}} * (1 + \beta / 100)$	7,61 кА	24,31 кА
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$	4,43 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{м.вкл}}$	10,71 кА	40 кА
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$	4,43 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{м.дин}}$	10,71 кА	40 кА
$W_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	1,96 кА ² ·с	52 кА ² ·с

Приймаємо до встановлення вакуумні вимикачі типу ВР-35НСМ. Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

1.2.4 Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

На стороні високої напруги вибираємо роз'єднувач типу РДЗ-2-35/1000.

Струми тривалого режиму були розраховані в розділі 1 за формулою (1.1) і становить $I_{\max}=145,5$ А.

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ, ударного струму, повного інтеграла Джоуля приймаємо по таблиці 4.2:

$$I_{\text{по}}=I_{\text{пт}}=4,43 \text{ кА}$$

$$I_{\text{а}}=1,35 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}}=10,71 \text{ кА}$$

$$B_{\text{к}}=1,96 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

У табл.1.4 наведено вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ. Роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 1.4 - Вибір роз'єднувачів 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$u_{\text{с}} \leq u_{\text{ном}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	145,5 А	1000 А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}}$	10,71 кА	20 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	1,96 кА ² ·с	40 кА ² ·с

Остаточо приймаємо до установки на стороні 35 кВ роз'єднувачі типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ1.

1.2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюються амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведено в табл.1.5.

Таблиця 1.5 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас точності	Завантаження по фазам, В*А	
			А	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2,5	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	2,5
Всього			6,5	6

Попередньо вибираємо трансформатор струму типа ТОЛ-Э-12.

Вибір трансформатора струму 10 кВ приведений у табл.1.6.

Таблиця 1.6 - Вибір трансформаторів струму на стороні нижчої напруги

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$u_c \leq u_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509,8 А	600 А
$i_y \leq i_{пр.скв}$	24,58 кА	40 кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	13,68 кА ² ·с	20 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H ном}$	Ом	Ом

Для перевірки по вторинному навантаженні визначаємо опір приладів:

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2} = 6/5^2 = 0,24 \text{ Ом}$$

Для перевірки по вторинному навантаженні визначаємо опір провідів:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (1.12)$$

де: ρ – питомий опір алюмінієвих жил, $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

q – перетин з'єднувальних проводів, мм².

Перетин з'єднувальних проводів за умовою механічної міцності повинен становити не менше 4 мм² для алюмінієвих жил.

$$R = \frac{0,0283 * 3 * \sqrt{3}}{4} = 0,037 \text{ Ом}$$

Загальний опір кола струму:

$$Z_H = Z_{приб} + Z_k + Z_{пр} = 0,24 + 0,1 + 0,037 = 0,38 \text{ Ом},$$

					МР 3.8.141.200 ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

що менше 0,8 Ом допустимих при роботі трансформатора струму в класі точності 1.

Трансформатор струму типу ТОЛ-Э-12, де обмотки з литою ізоляцією виробництва ТОВ "ЕЛІЗ", відповідає умовам вибору.

Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги наведено в табл.1.7.

Вторинне навантаження трансформатора напруги розраховується як:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{95^2 + 218,8^2} = 238,5 \text{ В*А}$$

Таблиця 1.7 - Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад		Тип	S однієї обмотки, В*А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приладів	Загальна споживана потужність	
								P, Вт	Q, В*А
Вольтметр (збірні шини)		Э-335	2	1	1	0	1	2	—
Ватметр Лічильник активний, реактивний	Ввід 10 кВ від трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	—
		И-674	3Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
		И-673	3Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник активний, реактивний	Лінія 10 кВ	И-674	3Вт	2	0,38	0,925	10	60	146
		И-673	3Вт	2	0,38	0,925	3	18	43,8
Всього								95	218,8

В якості трансформатора напруги, вибираємо на стороні 10 кВ трансформатор напруги типу НАМІ-1-10/10000/100/100 виробництва ТОВ "ЕЛІЗ". Вибір трансформатора напруги 10 кВ приведений у табл.1.8.

Таблиця 1.8 - Вибір трансформаторів напруги на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$u_c \leq u_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_H \leq S_{H ном}$	582,5 Ом	4*150=600 Ом

Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо кабель з перетином жил 2,5 мм² за умовою механічної міцності.

Таким чином, обрані трансформатори напруги будуть працювати в обраному класі точності.

1.2.6 Вибір обмежувачів перенапруг 10 та 35 кВ

Вибір обмежувача перенапруги 10 кВ приведений у табл.1.9.

Таблиця 1.9 - Вибір обмежувача перенапруги 10 кВ POLIM-I 12 N

№ з/п	Назва параметра		Значення параметра		
	Розрахункове	Номінальна	Розрахункове	Критерій вибору	Номінальна
1.	Діапазон фактичних температур, град.	Діапазон фактичних температур, град.	-40...+38	≤	-60...+40
2.	Номінальна напруга, U, кВ	Номінальна напруга, U, кВ	12,0	≤	15,0
3.	Максимальна тривала робоча напруга, кВ	Максимальна тривала робоча напруга, кВ	11,5	≤	12,0
4.	Найменший рекомендований клас пропускної здатності ОПН, з якого необхідно починати його вибір.	Клас розряду лінії, МЕК 60099-4	2	≤	2

Вибір обмежувача перенапруги 10 кВ приведений у табл.1.10.

Таблиця 1.10 - Вибір обмежувача перенапруги 35 кВ PEXLIM Q051-YV52

№ з/п	Назва параметра		Значення параметра		
	Розрахункове	Номінальна	Розрахункове	Критерій вибору	Номінальна
1.	Діапазон фактичних температур, град.	Діапазон фактичних температур, град.	-40...+36	≤	-50...+45
2.	Номінальна напруга, U, кВ	Номінальна напруга, U, кВ	29,2	≤	51,0
3.	Максимальна тривала робоча напруга, кВ	Максимальна тривала робоча напруга, кВ	23,3	≤	41,0
4.	Струм КЗ, кА	Струм вибухобезпеки, кА	1,435	≤	50

1.3 Розробка конструкції розподільчого пристрою

Підстанції 35 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Відкриті РП повинні забезпечити надійність роботи, безпеку і зручність обслуговування при мінімальних витратах на спорудження, можливість розширення, максимальне застосування великоблочних вузлів заводського виготовлення.

Відстань між струмоведучими частинами і від них до різних елементів ВРП має вибиратися відповідно до вимог ПУЕ [2].

Всі апарати ВРП зазвичай розташовуються на невисоких підставах (металевих або залізобетонних). Територією ВРП передбачаються проїзди для можливості механізації монтажу і ремонту устаткування. Шини можуть бути гнучкими з багатодротяних проводів або з жорстких труб. Жорсткі шини кріпляться за допомогою опорних ізоляторів на залізобетонних або металевих стійках.

Під силовими трансформаторами передбачається маслоприймач, де укладається шар гравію завтовшки не менше 25 см, і масло стікає в аварійних випадках в маслозбірники. Кабелі оперативних ланцюгів, ланцюгів управління, релейного захисту і автоматики прокладають в лотках із залізобетонних конструкцій.

Відкрите РП повинно бути огорожене.

РП-10 кВ з однією системою шин на лініях, що відходять широко застосовуються в промислових установках та міських мережах. У таких габарити РП, дозволяють все обладнання одного приєднання розмістити в одній камері. Такі РП з камерами К-37 отримали широке поширення. Застосовують камери з вимикачами, розташованими на викотному візку.

Конструкція розподільного пристрою повинна відповідати вимогам:

- обслуговування РП повинно бути зручним і безпечним;

					МР 3.8.141.200 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		25

- розміщення обладнання в РП повинно забезпечувати гарний огляд, зручність ремонтних робіт, повну безпеку при ремонтах і оглядах.

Неізольовані струмоведучі частини, щоб уникнути випадкових дотиків до них, повинні бути поміщені в камери або огорожені.

Ширина проходу для управління та ремонту КРПЗ повинна забезпечувати зручність викочування, переміщення та розвороту викатних візків, тому при однорядному розташуванні ширина визначається довжиною візка плюс 0,6 м, при дворядному розташуванні - довжиною візка плюс 0,8 м. При наявності проходу із заднього боку КРПЗ його ширина повинна бути не менше 0,8 м.

КРПЗ-10 кВ має забезпечувати пожежну безпеку та повинен відповідати вимогам СНиП, а також правилам пожежної безпеки (ППБ).

Схема електрична однолінійна ПС – 35/10 кВ «Фурнітура» до реконструкції зображена у Додатку А, після реконструкції – у Додатку Б.

На даній ПС залишається схема РП 35 кВ «два блоки лінія – трансформатор з ремонтною перемичкою» (шифр 35-2), але при цьому буде виконана заміна ОД, КЗ – 35 кВ на вакуумні вимикачі 35 кВ. План ВРП-35 кВ наведений у Додатку Г, а вид ВРП-35 кВ – у Додатку В.

Контур заземлення ПС виконаний відповідно до ПУЕ. Опір заземлюючого пристрою ПС в будь-який час року не перевищує 0,5 Ом. План контуру заземлення ПС наведений у Додатку Е.

Під час реорганізації даної ПС виконано телемеханізацію ПС із організацією автоматизованої системи керування з видачею сигналів та передачею даних на верхній рівень - диспетчерський пункт філії "Лебединський РЕМ", яка наведена у Додатку Д.

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

Комп'ютерне моделювання режимів роботи трансформатора ТМН-6300/35

У розділі Elements бібліотеки SimPowerSystems Specialized Technology представлений великий вибір моделей трансформаторів і автотрансформаторів, які можна використовувати при моделюванні енергосистем і систем електропостачання підприємств.

Нашою метою є моделювання трифазного трансформатора.

2.1 Моделювання трифазного трансформатора

Істотно великі можливості по розрахунку систем електропостачання надають численні блоки трифазних трансформаторів (автотрансформаторів). Розглянемо докладно один з них, наприклад Three-Phase Transformer (Two Windings) - трифазний двообмотковий трансформатор. У моделі враховується нелінійність характеристики намагнічування магнітопровода. У першій вкладці вікна параметрів блоку (рис. 2.1) для кожної обмотки вибирають зі списку схему з'єднання фаз обмотки (зірка або трикутник) і групу з'єднання:

- Y - з'єднання фаз обмотки в зірку;
- Yn - зірка із доступом до нейтралі;
- Yg - зірка із заземленою нейтраллю;
- Delta (D1) - з'єднання фаз обмотки в трикутник, група з'єднання - "перша";
- Delta (D11) - з'єднання фаз обмотки в трикутник, група з'єднання - "одиннадцята".

Слід зазначити, що стандартними є наступні групи з'єднання: Y/Y-0

					MP 3.8.141.200 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Маландій Я.О.			Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання	Літ.	Лист	Листів
Перевірів		Василега П.О.					27	70
Реценз.						СумДУ, ЕТ.м-91		
Н. Контр.		Никифоров						
Затвердив		Лебединський						

доступ до вікна у вкладці Parameters (рис.2.2), в якій можна задати початкові значення потоку по фазах (залишковий потік). У випадяючому вікні позиції Measurements можна вибрати змінні, які будуть доступні для відображення. У вкладці Parameters вибираємо систему SI (CI) або pu (відносні одиниці), в якій будуть представлені параметри трансформатора. Далі йдуть вікна, в які слід занести відповідні параметри:

- Nominal power and frequency [$P_n(\text{VA})$, $f_n(\text{Hz})$] – номінальна потужність і частота;

- Winding 1 parameters [$V_1 \text{ Ph-Ph}(V_{\text{rms}})$, $R_1(\text{Ohm})$, $L_1(\text{H})$] – параметри першої обмотки: лінійна напруга (діюче); активний опір обмотки (Ом); індуктивність розсіювання (Гн);

- Winding 2 parameters [$V_2 \text{ Ph-Ph}(V_{\text{rms}})$, $R_2(\text{Ohm})$, $L_2(\text{H})$] – аналогічні дані другої обмотки;

- Magnetization resistance R_m (Ohm) – активний опір гілки намагнічування (Ом);

- Magnetization inductance L_m (H) – індуктивність (взаємна індуктивність) намагнічування контуру;

- Saturation characteristic – характеристика насичення (крива намагнічування);

- Initial fluxes – початкові значення потоків.

У вкладці Advanced (просунутий) можна встановити додатковий параметр - розрив алгебраїчного контуру в дискретній моделі.

Зробимо розрахунок динамічних режимів при трьох-, двох- і однофазних коротких замиканнях трифазного двообмоткового трансформатора.

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

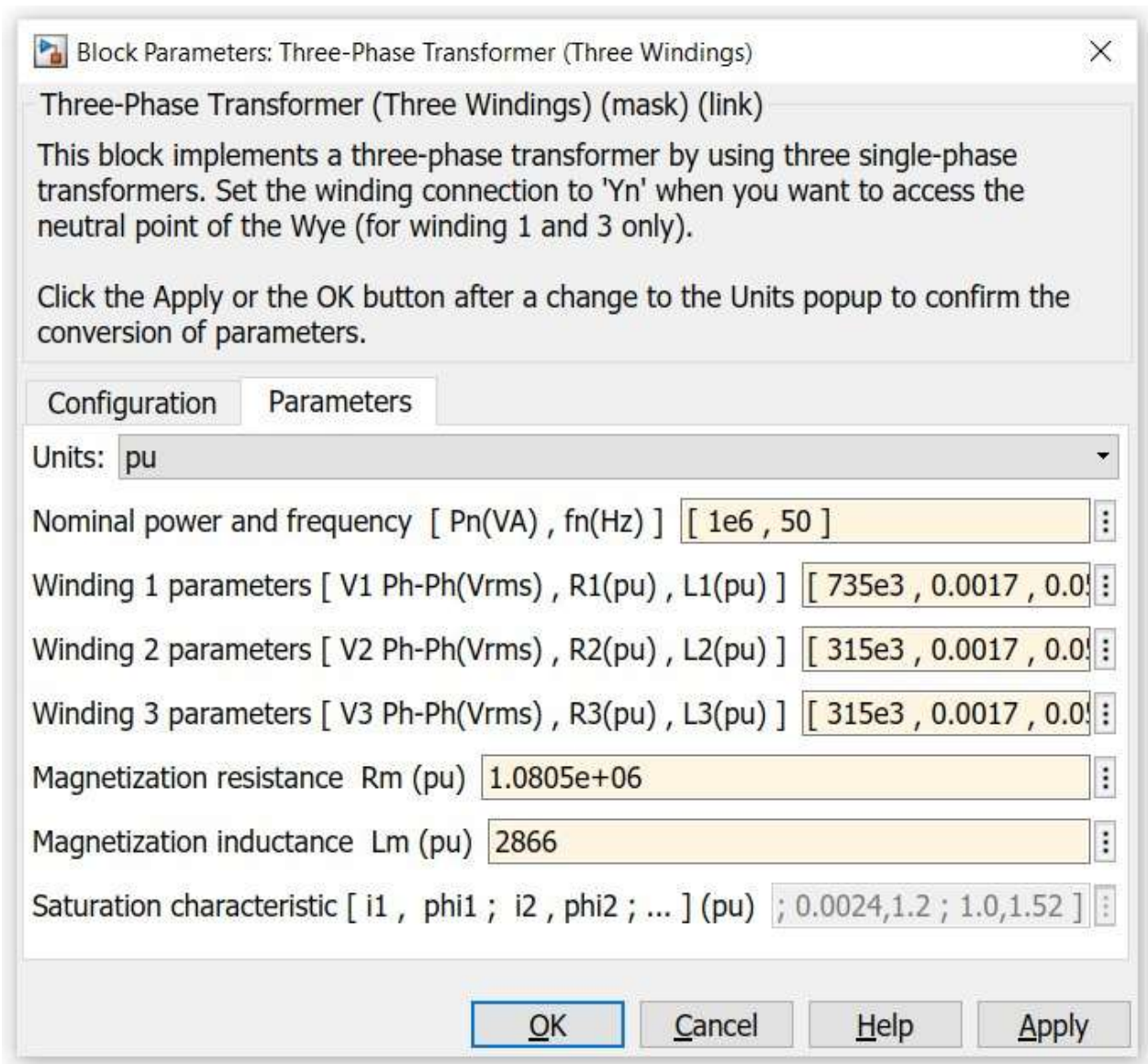


Рисунок 2.2 – Вікно параметрів трансформатора

2.2 Розрахунок динамічних режимів при трьох-, двох- і однофазних коротких замиканнях трифазного двообмоткового трансформатора

Визначаємо параметри обмоток трансформатора і намагнічуючої гілки з урахуванням наступних припущень: параметри першої обмотки і наведені параметри другої обмотки рівні; при підрахунку номінального струму нехтуємо намагнічуючим струмом; на холостому ході ЕРС і напруга першої обмотки рівні один одному.

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Знаходимо активні опори й індуктивності розсіювання обмоток трансформатора, а також параметри намагнічуваної гілки:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_H} \quad (2.1)$$

– $I_H = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66$ (А) - номінальний фазний струм первинної обмотки;

$$Z_k = \frac{U_H \cdot u_k \%}{\sqrt{3} \cdot I_H \cdot 100 \%} \quad (2.2)$$

– $Z_k = \frac{11000 \cdot 7,91 \%}{\sqrt{3} \cdot 330,66 \cdot 100 \%} = 1,52$ (Ом) - повний опір короткого замикання;

$$\Gamma_k = \frac{P_k}{3 \cdot I_H^2} \quad (2.3)$$

– $\Gamma_k = \frac{43400}{3 \cdot 330,66^2} = 0,13$ (Ом) - активний опір короткого замикання;

$$R_1 = R'_2 = \frac{\Gamma_k}{2} \quad (2.4)$$

– $R_1 = \frac{0,13}{2} = 0,065$ (Ом) - активний опір першої обмотки і приведений активний опір другої;

$$R_2 = \frac{R'_2}{k^2} \quad (2.5)$$

– $R_2 = \frac{0,065}{3,18^2} = 0,0064$ (Ом) - активний опір другої обмотки, де:

– $k = \frac{35}{11} = 3,18$ - коефіцієнт трансформації;

$$x_k = \sqrt{Z_k^2 - \Gamma_k^2} \quad (2.6)$$

– $x_k = \sqrt{1,52^2 - 0,13^2} = 1,51$ (Ом) - реактивний опір короткого замикання;

$$L_1 = L'_2 = \frac{x_k}{2\omega} \quad (2.7)$$

– $L_1 = \frac{1,51}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 4,81$ (мГн) - індуктивність розсіювання першої обмотки і наведена індуктивність розсіювання другої обмотки;

$$L_2 = \frac{L'_2}{k_2} \quad (2.8)$$

– $L_2 = \frac{4,81}{3,18^2} = 0,48$ (мГн) - індуктивність розсіювання другої обмотки;

$$R_m = \frac{U_1^2}{P_{\text{сх}}} \quad (2.9)$$

– $R_m = \frac{35000^2}{10400} = 117788,46$ (Ом) - активний опір паралельної гілки

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

намагнічування контуру схеми заміщення, втрати в якій рівні втратам холостого ходу (магнітним втратам);

$$I_{\text{хха}} = \frac{U_{\phi 1}}{R_m} = \frac{U_1}{\sqrt{3} \cdot R_m} \quad (2.10)$$

– $I_{\text{хха}} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 117788,46} = 0,17 \text{ (A)}$ - активна складова струму холостого ходу;

$$I_{\text{хх}} = I_{\text{н}} \frac{I_{\text{хх}}\%}{100\%} \quad (2.11)$$

– $I_{\text{хх}} = 330,66 \cdot \frac{0,8\%}{100\%} = 2,65 \text{ (A)}$ - струм холостого ходу;

$$I_{\text{ххг}} = \sqrt{I_{\text{хх}}^2 - I_{\text{хха}}^2} \quad (2.12)$$

– $I_{\text{ххг}} = \sqrt{2,65^2 - 0,17^2} = 2,64 \text{ (A)}$ - реактивна (намагнічування) складова струму холостого ходу;

$$L_m = \frac{U_{\phi 1}}{\omega I_{\text{ххг}}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \omega I_{\text{ххг}}} \quad (2.13)$$

– $L_m = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 2,64} = 24,36 \text{ (мГн)}$ - взаємна індуктивність обмоток.

Створюємо нову модель, яку зберігаємо в файлі models _1.

Переносимо в неї із бібліотеки Simulink по одному екземпляру наступних блоків: (підрозділ Commonly Used Blocks) Scope; Mux, (Signal Routing) From, (Sinks) Display; (Math Operations) Real-Imag to Complex; Abs. Із бібліотеки SimPowerSystems в Specialized Technology переносимо блоки: (Electrical Sources) Three-Phase Source; (Measurements) Current Measurement, Three-Phase V-I Measurement, Voltage Measurement; (Control and Measurements Library в Measurements) Power (3ph, Instantaneous), RMS; (Elements) Three-Phase Fault, Three-Phase Series RLC Load, Three-Phase Transformer (Two Windings).

В блоці Three-Phase Source задаємо параметри згідно рис. 2.3.

У вікно Phase angle of phase A (degrees): занесене чисельне значення несприятливої фази короткого замикання, оскільки в попередніх прикладах

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		32

Block Parameters: Three-Phase Source

Three-Phase Source (mask) (link)

Three-phase voltage source in series with RL branch.

Parameters Load Flow

Configuration: Yg

Source

Specify internal voltages for each phase

Phase-to-phase voltage (Vrms): 35000

Phase angle of phase A (degrees): 0

Frequency (Hz): 50

Impedance

Internal Specify short-circuit level parameters

Source resistance (Ohms): 0.8929

Source inductance (H): 16.58e-3

Base voltage (Vrms ph-ph): 35000

OK Cancel Help Apply

Рисунок 2.3 – Блок джерела напруги.

розрахунку використовувалося ідеальне джерело напруги, то в цьому блоці опори джерела задаємо рівні нулю.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

У блоці вимірювання трифазних напруг і струмів Three-Phase VI Measurement вносимо зміни згідно рис. 2.4.

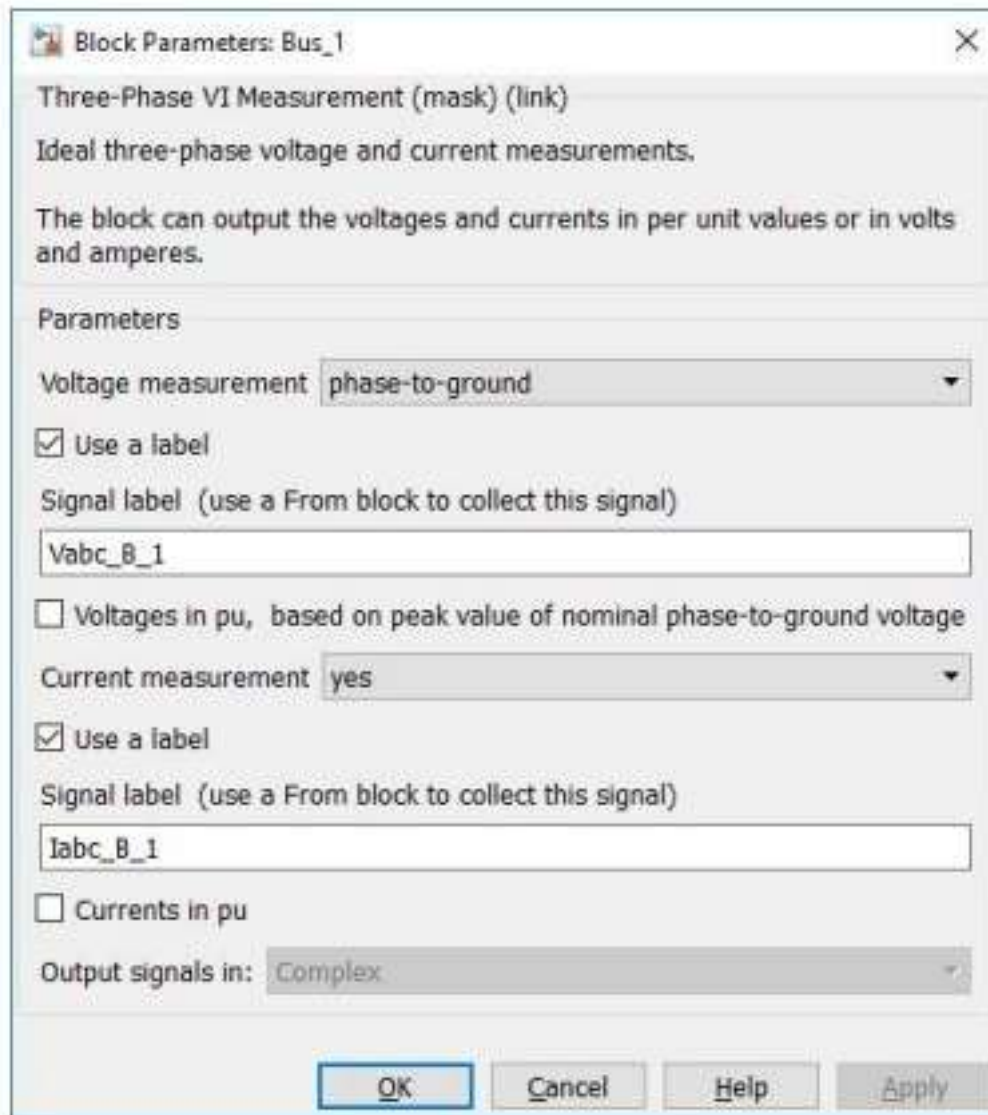


Рисунок 2.4 – Блок вимірювання трифазних напруг

Копіюємо його і змінюємо назву блоку на Bus_1 (шина першої обмотки, шина високої напруги). Після цього копіюємо цей блок. Копію блока перейменовуємо на Bus_2 (шина низької напруги). Відкриваємо вікно його параметрів, у вікні Signal label (позначення сигналу) замінюємо цифру 1 на 2 і отримуємо Vabc_B_2. Аналогічно, робимо з позначенням струму. У вікні блоку Three-Phase Transformer (Two Windings) по вкладці Configuration встановлюємо з'єднання Y/Yn-0.

В підвкладці Parameters вносимо чисельні значення параметрів обмоток і намагнічуючої гілки. Змінюємо назву блоку трансформатора на ТМН - 6300/35.

У вікні параметрів блоку Three-Phase Fault вносимо зміни згідно рис. 2.5. Оскільки моделюємо трифазне коротке замикання, то прапорцями необхідно відзначити три фази, якщо прапорцями відзначити фазу А і землю (Ground), то можна, розрахувати однофазне коротке замикання, і т.д.. Таким чином, цей блок дозволяє створювати різні короткі замикання в моделях. Час замикання і розмикання задається в даному випадку у вигляді періодів.

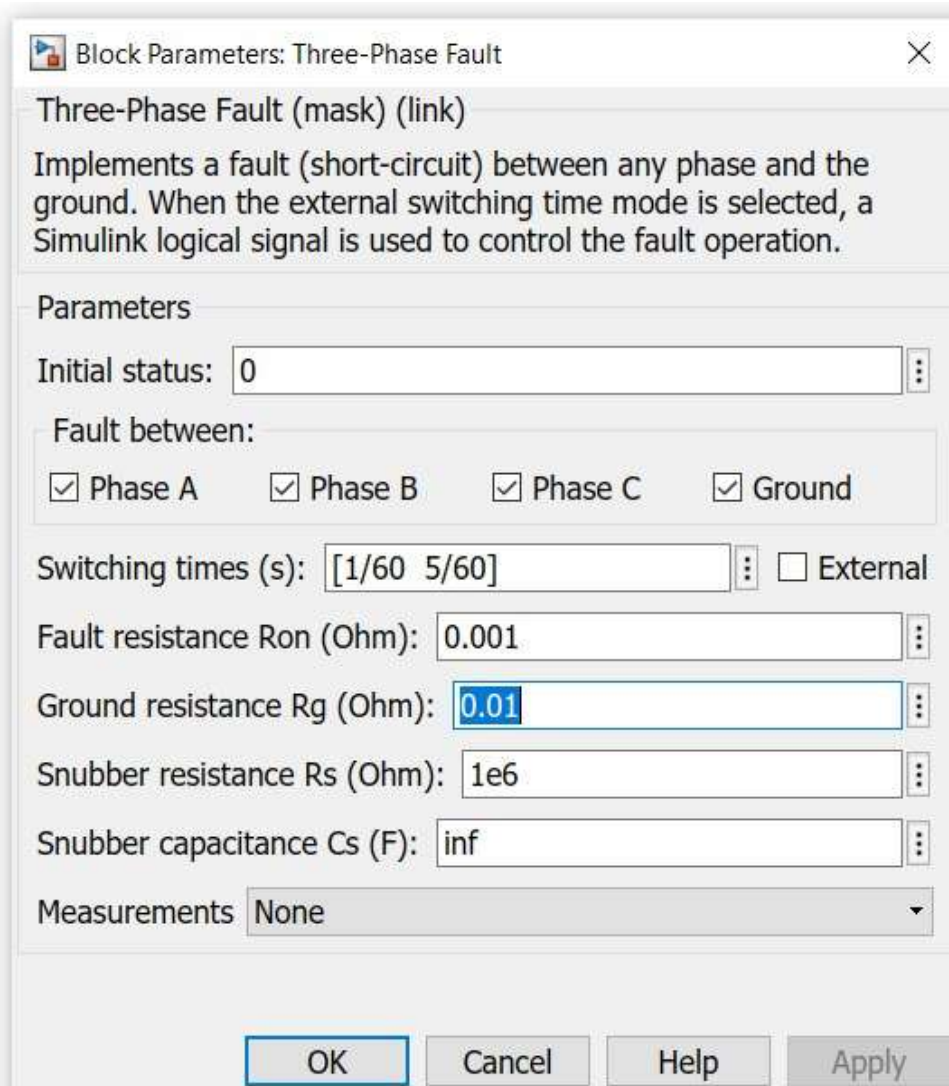


Рисунок 2.5 – Параметри блоку Three-Phase Fault

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Є можливість управління цим процесом за допомогою зовнішнього джерела сигналу (External). Значення демпфуючих резистора і конденсатора за замовчуванням можна залишити. Блок Three-Phase Series RLC Load несе допоміжний характер (рис. 2.6). При його відсутності модель працює некоректно, а зменшення потужності менше 1 Вт призведе до значного зросту часу розрахунку.

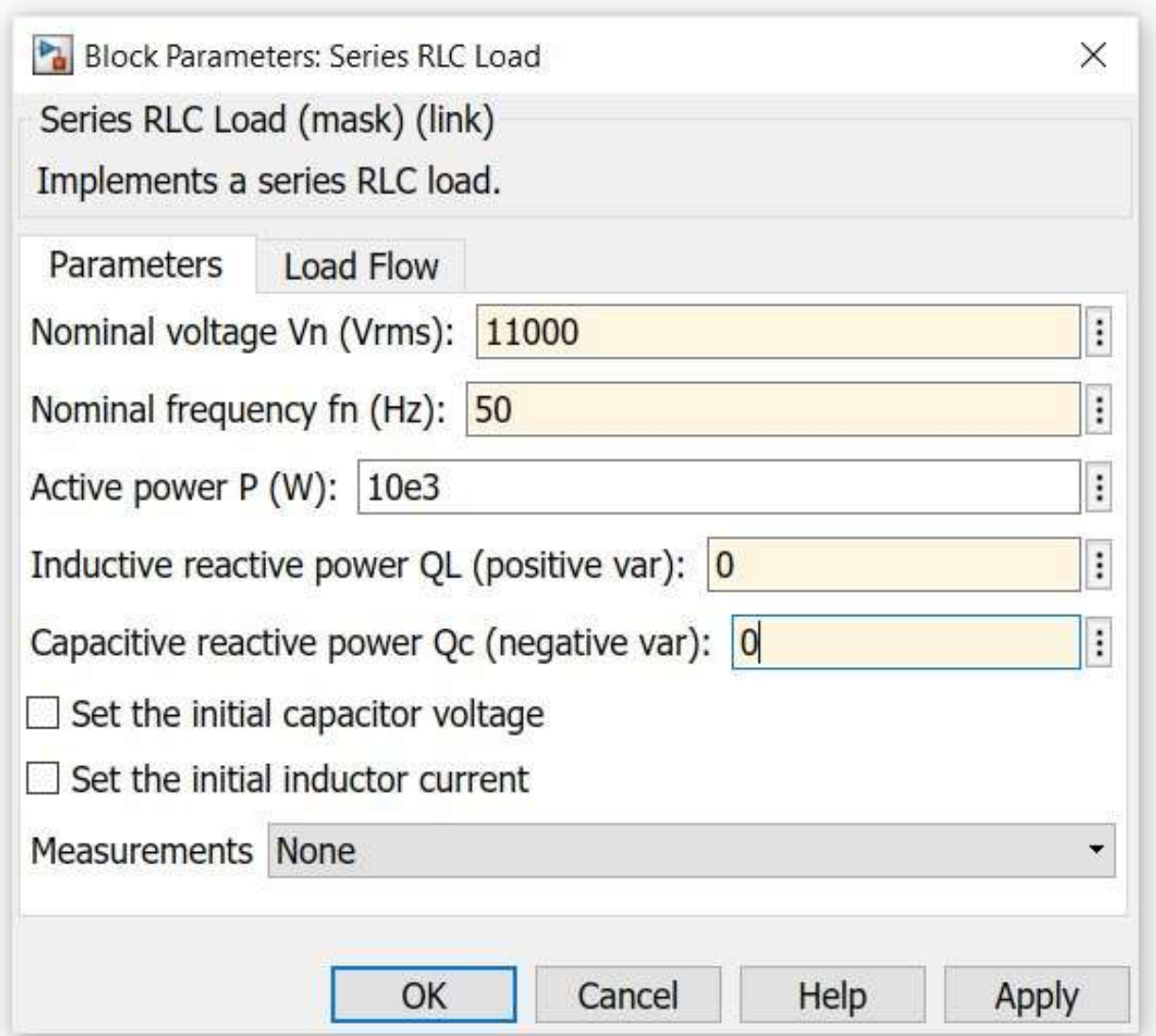


Рисунок 2.6 – Блок Three-Phase Series RLC Load

Для отримання сигналів від блоків Bus_1 і Bus_2 відкриваємо вікно параметрів блоку From (приймати від), в позиції Goto tag: (передається тег, мітка) заносим Vabc_B_1. Змінюємо його назву на From Bus_1_V. Копіюємо

Кожний перехідний режим зазвичай завершується сталим режимом, наступ якого легко відстежити по осцилографам. В цьому режимі інтерес являють діючі значення синусоїдальних напруг і струмів, а також відповідні потужності на шинах трансформатора. Для отримання діючих значень синусоїдальних напруг і струмів скористаємося блоком RMS, у вікно параметрів якого введемо частоту 50 Гц. Скопіюємо цей блок, змінимо назви блоків на RMS_Vabc і RMS_Iabc, блоки дисплеїв позначимо, як B1: Vabc1, B1: Iabc1 і B1: S, P, Q1. Після цього послідовно з'єднаємо блоки Vabc_B_1, RMS_Vabc і B1: Vabc1, пов'язані з виміром напруги. Аналогічним чином з'єднаємо блоки, пов'язані з висновком трифазних струмів.

Для вимірювання активної та реактивної потужностей скористаємося блоком Power (3ph, Instantaneous). Використовуючи ці потужності, визначимо повну потужність, як модуль комплексного числа: $|S| = \text{abs}(P+jQ)$ за допомогою блоків Real-Imag to Complex і Abs. До дисплею B1: S, P, Q1 підводимо значення потужностей.

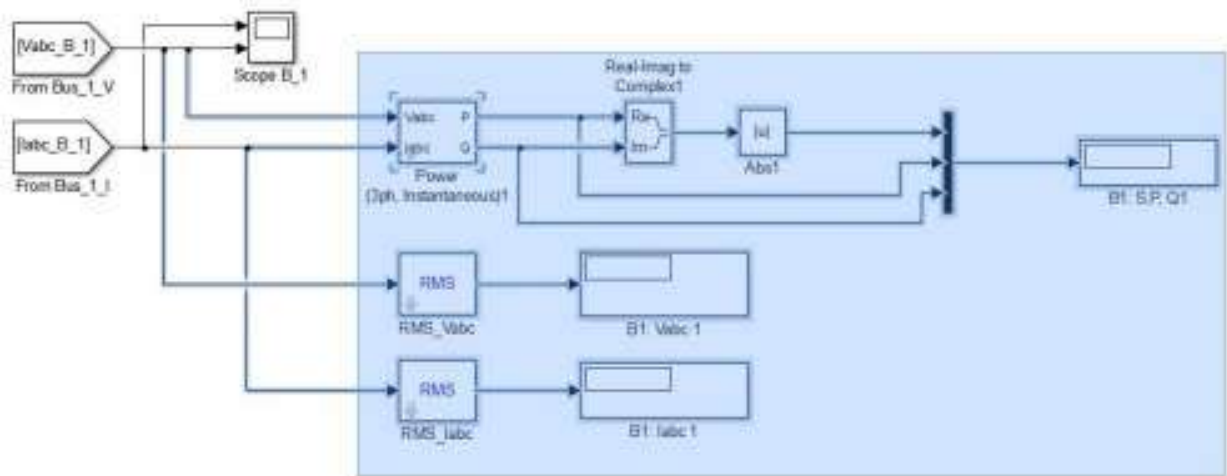


Рисунок 2.8 – Виділена область для об'єднання.

В міру ускладнення основної моделі виникає необхідність в об'єднанні простих блоків моделі в підсистему (Subsystem) (рис.2.8), що дозволяє розбити основну модель на кілька підсистем, яка в свою чергу може включати свої підсистеми і т.д..

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Така підсистема B2: V, I, S, P, Q використовується для вимірювання напруг, струмів і потужностей на другій шині. До цієї підсистеми подаються миттєві значення трифазних напруг і струмів, а на виході отримуємо їх діючі значення і потужності. Таким чином, ця підсистема виконує функції п'яти блоків, які використовуються при вимірюванні на першій шині.

Для створення підсистеми досить виконати наступні прості дії:

- виділити лінії входу, виходу і блоки основної моделі, які необхідно помістити в підсистему. Для цього натискаємо ліву кнопку миші і переміщуємо її, виділяючи необхідні блоки і лінії. Для "прицільного" виділення утримуємо клавішу Shift, по чергово наводимо курсор на необхідний блок або лінію і клацаємо лівою кнопкою миші;

- після цього натискаємо праву кнопку миші. У випадаючому списку переходимо на Create Subsystem from Selection (створити підсистему з обраного) і створюємо підсистему. При бажанні для цієї мети можна скористатися і клавіатурою, натиснувши на Ctrl + G.

Після незначної редакторської правки модель з підсистемами приймає більш витончений вид. У принципі можна залишити тільки осцилографи та дисплеї, а решту "заховати" в підсистему.

Слід зазначити, що одною з переваг трифазної моделі, у порівнянні з однофазною, є те, що з її допомогою можна розраховувати, як двофазні короткі замикання, так і однофазні короткі замикання, зокрема, при з'єднанні D/Yn-11.

3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Заходи щодо зниження втрат електричної енергії

При передачі електроенергії з шин електростанцій до споживачів частина електроенергії неминуче витрачається на нагрів провідників, створення електромагнітних полів та інші ефекти.

В умовах зростаючої напруженості паливно-енергетичного балансу, зниження втрат в електричних мережах стає одним з найважливіших джерел економії палива.

При аналізі втрат електроенергії прийнято розрізняти такі види втрат:

- звітна величина втрат електроенергії в енергосистемі – визначається, як різниця між кількістю електроенергії, відпущеної в мережу електростанціями і реалізованої електроенергією, обчисленої за сумою сплачених рахунків від споживачів;

- розрахункова або технічна величина втрат - визначається по відомим параметрам режимів роботи і параметрів елементів мережі, вона обумовлена витратою електроенергії на нагрів провідників і створення електромагнітних полів;

- комерційні втрати – визначаються, як різниця між звітними і технічними втратами, вони обумовлені недосконалістю системи обліку, неодноразовістю і неточністю зняття показань лічильників, похибкою використовуваних приладів обліку, нерівномірністю оплати електроспоживання, наявністю безоблікового споживання, розкраданнями і т.д..

Заходи щодо зниження втрат діляться на три групи: організаційні, технічні та заходи щодо вдосконалення систем розрахункового і технічного

					MP 3.8.141.200 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання	<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Розробив</i>		Маландій Я.О.					40	70
<i>Перевірів</i>		Маценко О.М.						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		Никифоров						
<i>Затвердив</i>		Лебединський				СумДУ, ЕТ.м-91		

обліку електроенергії.

Організаційні заходи практично не вимагають для їх впровадження додаткових капіталовкладень. Технічні заходи вимагають капіталовкладень. Їх слід розділити на заходи з цільовим ефектом зниження втрат і заходи з відповідним зниженням втрат. Технічні заходи з цільовим ефектом зниження втрат розробляються спеціально для зниження втрат електроенергії. Капіталовкладення в ці заходи окупаються цілком за рахунок зниження втрат. Термін окупності не повинен перевищувати нормативного значення. До технічних заходів з супутнім зниженням втрат відноситься практично все введення електромережних об'єктів при розвитку енергосистеми за рахунок централізованих капітальних вкладень.

До організаційних відносять заходи щодо вдосконалення експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізація робочих схем мереж і режимів їх роботи.

До технічних заходів належать заходи з реконструкції, модернізації або будівництва мереж, заміну або встановлення додаткового обладнання.

3.2 Оцінка економічної ефективності проекту заміни відокремлювачів з короткозамикачами на вакуумні вимикачі 35 кВ

Головним економічним показником заміни амортизованих, фізично зношених ОД і КЗ-35 кВ на вакуумні вимикачі є економічний ефект, отриманий від зменшення витрат на експлуатаційне обслуговування, виконання ремонтів, заміна зношених і дефектних вузлів та деталей.

Експлуатаційні витрати при обслуговуванні ОД з КЗ і вакуумного вимикача 35 кВ приведені в табл. 3.1.

Річний дохід від економії при експлуатації вакуумного вимикача в порівнянні з відокремлювачем і короткозамикачем з урахуванням вигоди від

					МР 3.8.141.200 ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

демонтажу старого обладнання складе:

$$\Delta E = \Delta E_{\text{експл}} + \Delta E_{\text{дем}} \quad (3.1)$$

де: $\Delta E_{\text{експл}}$ – економія на експлуатації затрат на рік, тис. грн.;

$\Delta E_{\text{дем}}$ – дохід від демонтажу, тис. грн.

$$\Delta E = 7,51 + 18,26 = 25,77 \text{ (тис.грн./рік)}.$$

Таблиця 3.1 - Експлуатаційні витрати при обслуговуванні ОД з КЗ і вакуумного вимикача

Назва	Показник од.вим.	ОД, КЗ-35	ВВ-35
1.Вартість капремонту (без заміни деталей) на 1 рік (періодичність МВ-6 років, ОД, КЗ-1 рік)	тис. грн	3,89	0,71
2. Позаплановий капремонт по к.з.	тис. грн	1,29	0,05
3. Вартість основних деталей і вузлів, які міняються при капремонті на 1 рік	тис. грн	2,4	0,01
4. Щорічний огляд	тис. грн	0,1	0,1
5. Лабораторні випробування, перевірка РЗА (1 раз в 4 роки)	тис. грн	0,3	0,05
6. Витрати електричної енергії на підігрів в зимовий період 5 міс.	тис. грн	0,5	0,05
7. Всього експлуатаційних затрат на 1 рік	тис. грн	8,48	0,97
8. Економія на експлуатації затрат на рік ($\Delta E_{\text{експл}}$)	тис. грн	7,51	-
9. Дохід від демонтажу ($\Delta E_{\text{дем}}$)	тис. грн	18,26	-

Річний економічний ефект від заміни відокремлювача з короткозамикачем на вакуумний вимикач складе:

$$E_{\text{рік}} = \Delta E - \frac{\Delta K}{T_{\text{термін}}} = 25,77 - \frac{250}{35} = 18,63 \text{ (тис. грн./рік)} \quad (3.2)$$

При витратах на придбання вакуумного вимикача в розмірі $C = 250$ тис. грн. термін окупності складає:

$$T = \frac{C}{\Delta E} = \frac{250}{25,77} = 9,7 \text{ (років)} \quad (3.3)$$

З урахуванням терміну служби даного вакуумного вимикача $T_{\text{термін}} = 35$ років можна зробити висновок, що термін його окупності прийнятний. Також з огляду на технічні переваги вакуумного вимикача і економію експлуатаційних витрат при обслуговуванні, можна зробити висновок, що установка даного вакуумного вимикача економічно обґрунтована.

3.3 Оцінка економічної ефективності заміни масляних вимикачів 10 кВ на вакуумні

На підстанції "Фурнітура" експлуатуються 17 шт. масляних вимикачів напругою 10 кВ. Велика частина масляних вимикачів 10 кВ відпрацювали свій нормативний експлуатаційний ресурс.

На ПС встановлені КРПЗ з вимикачами типу ВМПП-10, ВМП-10, які мають занижені конструктивні ізоляційні характеристики. Ремонт і експлуатація наведеного вище обладнання, яке відпрацювало свій ресурс, економічно невигідна з наступних причин:

- запасні частини до такого обладнання в основному відсутні у зв'язку з припиненням їх випуску заводами-виробниками;
- технічні характеристики такого обладнання технічно недосконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних витрат матеріалів і витрат часу на їх ремонт, вимагає скорочення міжремонтних термінів;
- таке оснащення практично не піддається телемеханізації.

Розрахунок економії витрат електроенергії на обігрів і технологічні потреби вимикачів та їх приводів при заміні масляних вимикачів на вакуумні.

Знайдемо витрати електричної енергії на роботу масляних вимикачів.

За даними Гідрометеоцентру середньодобова температура повітря нижче +5 °С в Сумській області спостерігається з 10 жовтня по 02 квітня, тоді і вмикається обігрів комірок масляних вимикачів та їх приводів.

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		43

Число годин роботи: $T = 210 \cdot 24 = 5040$ (годин).

Споживання електроенергії на обігрів масляного вимикача і його приводу.

Для вимикачів 10 кВ потужність обігрівача з боку приводу - 0,7 кВт. Кожного разу роботи обігрівача $T = 5040$ годин використання електричної енергії на обігрів вимикача складе:

$$W_1 = 0,7 \cdot 5040 = 3528 \text{ (кВт} \cdot \text{рік)}.$$

Обігрів для вакуумних вимикачів 10 кВ не потрібен.

Тобто: $W_2 = 0$ (кВт · год).

Отже, річна економія електричної енергії при заміні одного масляного вимикача на вакуумний складе:

$$\Delta W_{\text{обігрів}} = W_1 = 3528 \text{ (кВт} \cdot \text{рік)}$$

При тарифі на електроенергію 0,9 грн. за кВт·год:

$$\Delta E_{\text{обігрів}} = 3528 \cdot 0,9 = 3175,2 \text{ (грн)}$$

Капітальний ремонт кожного вимикача виконується 1 раз в 6 років, а поточний ремонт - кожного року згідно періодичності, затвердженої АТ «Сумиобленерго».

Вартість капремонтів одного вимикача:

$$C'_{\text{кап}} = 1,623 \text{ (тис. грн.)}$$

Вартість поточного ремонту одного вимикача:

$$C_{\text{пот}} = 0,449 \text{ (тис. грн.)}$$

Через незадовільний стан мереж 10 кВ, а також знос масляних вимикачів і їх приводів у міжремонтний період додатково виконується ще один капітальний ремонт, тоді повна вартість капітального ремонту за 6 років:

$$C_{\text{кап}} = 1,623 \cdot 2 = 3,246 \text{ (тис. грн.)}$$

Вартість поточного ремонту 1 вимикача за 6 років становить:

$$C_{\text{поточ.6}} = 0,449 \cdot 6 = 2,694 \text{ (тис. грн.)}$$

Разом вартість поточних і капітальних ремонтів за 6 років становить:

$$C_{\text{рем6}} = 3,246 + 2,694 = 5,94 \text{ (тис. грн.)}$$

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	Лист
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вакуумні вимикачі не вимагають проведення капітального ремонту.

Знайдемо загальну економію від заміни масляного вимикача на вакуумний і термін окупності останнього.

Економія за рік складе:

$$\Delta E_{\text{рем}} = \frac{5,94}{6} = 0,99 \text{ (тис. грн/рік)}.$$

Загальна економія при заміні одного масляного вимикача на вакуумний складе:

$$\Delta E = \Delta E_{\text{обігрів}} + \Delta E_{\text{рем}} = 3,175 + 0,99 = 4,165 \text{ (тис. грн/рік)} \quad (3.4)$$

Загальна економія при заміні 17 масляних вимикачів на вакуумні складе:

$$\Delta E_{17} = n * \Delta E = 17 * 4,165 = 70,81 \text{ (тис. грн/рік)} \quad (3.5)$$

Річний економічний ефект від заміни одного масляного вимикача на вакуумний вимикач складе:

$$E_{\text{рік}} = \Delta E - \frac{\Delta K}{T_{\text{термін}}} = 4,165 - \frac{75}{30} = 1,665 \text{ (тис. грн/рік)}$$

Річний економічний ефект від заміни 17 масляних вимикачів на вакуумні вимикачі складе:

$$E_{17} = n * E_{\text{рік}} = 17 * 1,665 = 28,31 \text{ (тис. грн/рік)} \quad (3.6)$$

При витратах на придбання вакуумного вимикача в розмірі $C = 75$ тис. грн. окупність становить:

$$T = \frac{C}{\Delta E} = \frac{75}{4,165} = 18,0 \text{ (років)}.$$

З урахуванням терміну служби даного вакуумного вимикача $T_{\text{термін}} = 30$ років можна зробити висновок, що термін його окупності прийнятний. З огляду на технічні переваги вакуумних вимикачів і економію експлуатаційних витрат при обслуговуванні, можна зробити висновок, що установка вакуумних вимикачів економічно обгрунтована.

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

3.4 Приведення засобів обліку у відповідні класи точності

При роботі ТС, ТН і лічильників у класі точності не відповідному $D_{ст}$, допускаються значні погрішності при визначенні обсягів відпущеної електроенергії. Для усунення цих погрішностей необхідно установити устаткування необхідних класів точності.

Так, якщо середнє навантаження на приєднання прийняти рівної 15 А, то річне споживання по фідеру 10 кВ знаходиться, як:

$$A_1 = I \cdot U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot T, \quad (3.7)$$

- де:
- I - струм приєднання, А;
 - U - номінальна напруга лінії, кВ;
 - $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності;
 - T - час розрахункового періоду, год.

$$A_{\Sigma} = 15 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,9 \cdot 8760 = 2045898 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Недооблік електроенергії визначимо за формулою:

$$\Delta A = A_{\Sigma} \cdot (\delta_2 - \delta_1) \quad (3.8)$$

- де:
- A_{Σ} - кількість електроенергії, що споживається по фідеру, кВт·год;
 - δ_1 - погрішність обліку при необхідних класах точності;
 - δ_2 - погрішність обліку при теперішніх класах точності.

При роботі вимірювального устаткування в класах точності, визначених $D_{ст}$ погрішність обліку складає:

$$\delta_1 = \pm 1,1 \sqrt{(\delta_{тс}^2 + \delta_{тн}^2 + \delta_{ліч}^2 + \delta_{пр}^2)} \quad (3.9)$$

де: $\delta_{\text{тс}}$ - погрішність трансформатора струму;
 $\delta_{\text{тн}}$ - погрішність трансформатора напруги;
 $\delta_{\text{ліч}}$ - погрішність лічильника.

$$\delta_1 = \pm 1,1 \sqrt{(0,5^2 + 0,5^2 + 2,0^2 + 0,5^2)} = \pm 2,4\%$$

При роботі трансформаторів напруги в класі точності 3,0 погрішність обліку складе:

$$\delta_2 = \pm 1,1 \sqrt{(0,5^2 + 3,0^2 + 2,0^2 + 0,5^2)} = \pm 4\%$$

Недооблік електроенергії за рік:

$$\Delta A_{\text{тн}} = A_{\Sigma} \cdot (\delta_2 - \delta_1) \quad (3.10)$$

$$\Delta A_{\text{тн}} = 2045898 \cdot \frac{(4,0 - 2,4)}{100} = 32734,37 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

При тарифі 0,9 грн. за кВт·год, економія складе:

$$\Delta E = 32734,37 \cdot 0,9 = 29460,93 \text{ грн/рік.}$$

Для приведення трансформаторів напругою 10 кВ у режим роботи в класі точності 0,5S необхідно придбати й установити трансформатор напруги типу НАМІ – 10 кВ.

Витрати на придбання трансформаторів напруги складуть $C=25000$ грн.

Окупність буде становити:

$$B = \frac{C}{\Delta E} = \frac{25000}{29460,93} = 0,85 \text{ року.}$$

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	Лист
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При роботі трансформаторів струму в класі точності 2,5 погрішність обліку складе:

$$\delta_2 = \pm 1,1 \sqrt{(2,5^2 + 0,5^2 + 2,0^2 + 0,5^2)} = \pm 3,6\%$$

Недооблік електроенергії за рік:

$$\Delta A_{\text{тс}} = 2045898 \cdot \frac{(3,6 - 2,4)}{100} = 24550,78 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

При тарифі 0,9 грн. за кВт·год, це складе:

$$\Delta E = 24550,78 \cdot 0,9 = 22095,70 \text{ грн/рік.}$$

Для приведення трансформаторів струму режим роботи в класі точності 0,5S необхідно придбати та установити трансформатор струму.

Витрати на придбання трансформаторів струму складуть С=7000 грн.

Окупність буде становити:

$$B = \frac{C}{\Delta E} = \frac{7000}{22095,70} = 0,32 \text{ року.}$$

3.5 Обґрунтування установки обмежувачів перенапруги

У зв'язку з непередбаченими обставинами електричне устаткування може виявитися під підвищеною напругою у порівнянні з номінальним. Для обмеження від комутаційних перенапруг; перенапруг, обумовлених перемежованою дугою при однофазному замиканні на землю в кабельних мережах; перенапруг через грозові розряди встановлюються обмежувачі перенапруги. Тому що перенапругу, що виникає, не витримує ізоляція

					MP 3.8.141.200 ПЗ	<i>Лист</i>
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

кабелів і устаткування підстанцій. У результаті виходить з ладу устаткування, пошкоджуються кабельні лінії, споживач залишається без електропостачання. Недовідпуск електричної енергії, пошук ушкоджень, ремонт устаткування збільшують втрати підприємства. Щоб уникнути цього необхідно встановлювати обмежувачі перенапруги, що дадуть значний ефект у збереженні устаткування.

Вартість комірки 10 кВ - 300000 грн.

Вартість встановлених обмежувачів складає – 5000 грн.

Річний недовідпуск електроенергії при пошкодженні комірки (за відсутності обмежувачів перенапруги) складає при $I_H=100\text{А}$, $U_H=10\text{кВ}$:

$$P = I_H \cdot U_H \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi \quad (3.11)$$

$$P = 100 \cdot 10 \cdot 1,73 \cdot 0,9 = 1557 \text{ кВт}$$

На придбання нової комірки 10 кВ знадобиться близько 2 місяців ($T = 60 \text{ днів} \cdot 24 \text{ год} = 1440 \text{ год}$).

Тоді річні втрати електроенергії складуть:

$$W = P \cdot T \quad (3.12)$$

$$W = 1557 \cdot 1440 = 2242080 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Економія у грошовому вираженні при тарифі 0,9 кВт·год становить:

$$E = 0,9 \cdot 2335500 = 2017872 \text{ грн.}$$

Окупність визначаємо за формулою (3.3):

$$B = \frac{300000}{2101950} = 0,15 \text{ року.}$$

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	Лист
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Техніка безпеки на виробництві

Усі види робіт проводити у відповідності до вказівок ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці та промислова безпека в будівництві. Основні положення», НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», ГКД.34.03.102-96 «Охорона праці в проектах організації будівництва та виконання робіт на енергетичних об'єктах».

Всі роботи по будівництву комплексу споруд повинні виконуватися відповідно до вимог ГКД.34.03.102-96 «Охорона праці в проектах організації будівництва та виконання робіт на енергетичних об'єктах», ДНАОП 0.00-1.21-98 «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів», ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека в будівництві», «Правил пожежної безпеки в Україні» і «Правил безпечної експлуатації електроустановок» (ДНАОП 1.1.10-1.01-97), введених у дію наказом МВС України від 22.06.95 р. № 400 і ДБН В.1.1.-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва».

При виробництві антикорозійних робіт необхідно дотримуватися вимог ГОСТ 12.3.016-87 ССБТ і ГОСТ 12.3.035-84 ССВТ Вимоги безпеки.

Роботи з газоелектрозварювання повинні виконуватися відповідно до вимог ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ і ГОСТ 12.3.036-84 ССВТ Вимоги безпеки.

Навантажувально-розвантажувальні роботи проводяться у відповідності з ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ, ДНАОП 0-1.03-93 93 «Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідйомних кранів» та «Типової інструкції по охороні

					MP 3.8.141.200 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Маландій Я.О.			Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання	Лім.	Лист	Листів
Перевірив		Василега П.О.					50	70
Реценз.						СумДУ, ЕТ.м-91		
Н. Контр.		Никифоров						
Затвердив		Лебединський						

праці при проведенні вантажно-розвантажувальних робіт», затверджені Міненерго УРСР 21.12.88 р..

Роботи поблизу діючих ПЛ, обладнання яких знаходиться під напругою, повинні виконуватися відповідно до ГКД.34.03.102-96 «Охорона праці в проектах організації будівництва та виконання робіт на енергетичних об'єктах», ДНАОП 0.00-1.21-98 «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів», ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека в будівництві», «Правил техніки безпеки при будівельних і монтажних роботах на діючих або поблизу діючих ліній електропередачі» і «Правил безпечної експлуатації електроустановок» (ДНАОП 1.1.10-1.01-97).

Заходи щодо техніки безпеки на окремі види будівельно-монтажних робіт, розробляються у складі ПВР і затверджуються замовником.

Місця виробництва робіт, тимчасові будівлі, а також підсобні приміщення на весь період будівництва забезпечуються первинними засобами пожежогасінні відповідно до типових правил пожежної безпеки.

Охорона праці і техніка безпеки забезпечується також за рахунок:

- застосування уніфікованих типових конструкцій, що дозволяють виконувати будівельно-монтажні роботи за технологічними картами повторного застосування з використанням засобів малої механізації, полегшує працю і що дозволяє персоналу знаходитися на безпечній відстані від джерел травматизму;
- забезпечення нормованих електричних габаритів;
- пристрій надійного заземлення з нормованою величиною опору та інших заходів врахованих проектом;
- запобігання неправильних операцій при обслуговуванні і ремонті устаткування, виконаних заводом-виробником у вигляді механічного блокування від помилкових операцій у межах кожного приєднання, забарвлення в червоний колір рукояток приводів заземлюючих ножів.

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Роботи, пов'язані з технічним переоснащенням, відносяться до підвищеної небезпеки і повинні здійснюватися згідно ПВР, з виконанням відповідних організаційно-технічних заходів (дотриманням нормованих відстаней від струмоведучих частин, що перебувають під напругою, до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення), оформлення наряду-допуску, застосування технологічних карт з виробництва робіт та інших організаційно-технічних заходів щодо забезпечення виробництва робіт. Перед введенням об'єкта в експлуатацію виконуються всі передбачені випробування електрообладнання, заміри опору ізоляції струмоведучих частин, вимірювання опору перехідних контактів заземлення та опору контурів заземлення.

Роботи на території діючої електроустановки повинні виконуватися за нарядом-допуском, у відповідності з вимогами і вказівками. Всі роботи повинні виконуватися в суворій відповідності з діючими будівельними нормами і правилами: НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», ГКД.34.03.102-96 «Охорона праці в проектах організації будівництва та виконання робіт на енергетичних об'єктах», техніки безпеки в будівництві, пожежної безпеки при виробництві будівельно-монтажних робіт, безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів та іншими нормативними документами.

Роботи з технічного переоснащення, виконуються в обмежених умовах на майданчику поблизу працюючого іншого силового обладнання, що перебуває під напругою 35 кВ, загальнопідстанційних споруд.

У зв'язку з цим, організація та методи виконання робіт повинні забезпечувати безпечне проведення робіт з безперервним циклом, з урахуванням виконання вимог експлуатуючої організації за рахунок наступних основних організаційних заходів:

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						52
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

- розробки проекту виконання робіт (ПВР) та узгодження його з експлуатуючою організацією - замовником;
- чіткого планування послідовності виробництва робіт, виконання робіт з використанням узгоджених графіків виконання робіт;
- чіткої організації інженерної підготовки виробництва та робочих місць;
- виконання максимально можливих обсягів робіт без відключення або з частковим відключенням електрообладнання підстанції;
- продуктивного використання режиму робочого часу в періоди відключень (залучення висококваліфікованих фахівців, організація робіт кількома ланками тощо), а також виконання інших заходів, спрямованих на скорочення тривалості відключення електроустаткування підстанції.

У складі ПВР відображається:

- організація робочих місць і проходів (повинні бути вказані проходи, проїзди);
- огороження зон, небезпечних для знаходження людей, роботи механізмів, місця встановлення попереджувальних написів і сигналів);
- розташування і зони дії монтажних механізмів;
- методи, пристосування та засоби для безпечної роботи механізмів.

Найбільш відповідальними і трудомісткими є вантажно-розвантажувальні роботи, пов'язані із заміною силового трансформатора та його транспортуванням. Транспортування силового трансформатора передбачається за допомогою автотрейлерів.

Всі роботи з будівництва повинні виконуватися відповідно до вимог ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці та промислова безпека в будівництві. Основні положення», «Правил пожежної безпеки в Україні» та «Правил безпечної експлуатації електроустановок» ДНАОП 1.1.10-1.01-97 та ДБН В.1.1.-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва». При виробництві антикорозійних робіт необхідно дотримуватися вимог ГОСТ 12.3.016-87 ССБТ та ГОСТ 12.3.035-84 ССБТ Вимоги безпеки. Роботи з газоелектро-

					MP 3.8.141.200 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		53

зварювання повинні виконуватися відповідно до вимог ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ та ГОСТ 12.3.036-84 ССВТ Вимоги безпеки. Вантажно-розвантажувальні роботи проводяться відповідно до ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ, ДНАОП 0-1.03-02 «Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів», «Типової інструкції з охорони праці при проведенні вантажно-розвантажувальних робіт», затверджені Міненерго УРСР 21.12.88 р..

Роботи поблизу діючих ПЛ, обладнання яких знаходиться під напругою, повинні виконуватися у відповідності з ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці та промислова безпека в будівництві. Основні положення», «Правил техніки безпеки при будівельних і монтажних роботах на діючих або поблизу діючих ліній електропередач» та «Правил безпечної експлуатації електроустановок» (ДНАОП 1.1.10-1.01-97). Заходи з техніки безпеки на окремі види будівельно-монтажних робіт, розробляються у складі ПВР і затверджуються замовником. Місця проведення робіт, тимчасові будівлі, а також підсобні приміщення на весь період будівництва забезпечуються первинними засобами пожежогасіння відповідно з типовими правилами пожежної безпеки.

До початку робіт Замовник повинен оформити і передати підрядній організації дозвіл на проведення робіт. При підготовці до виробництва робіт повинен бути розроблений проект виконання робіт, передані і прийняті закріплені на місцевості знаки геодезичної розбивки, розроблені і здійснені заходи щодо організації безпечної праці та організовано інструментальне господарство.

Висока якість і надійність споруд повинна забезпечуватися шляхом здійснення комплексу технічних, економічних і організаційних заходів, ефективного контролю на всіх стадіях будівництва. Контроль якості робіт повинен здійснюватися бригадами, лінійними ІТП і інженерними службами будівельної організації, оснащеними технічними засобами, що

					<i>MP 3.8.141.200 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		54

забезпечують необхідну достовірність і повноту контролю.

Відповідно до діючих ДБН, до початку виробництва робіт по технічному переоснащенню ПС, Замовником, Підрядником і всіма зацікавленими сторонами повинні бути складені протоколи взаємного узгодження, в яких необхідно вказувати:

- дати та години виробництва робіт;
- дати та години відключення діючих ПЛ;
- заходи з техніки безпеки при виконанні будівельно-монтажних робіт;
- послідовність і технологію виконання робіт;
- прізвища відповідальних керівників робіт (від будівельно-монтажної організації);
- організаційні заходи з підготовки, виконання і завершення будівельно-монтажних робіт.

Всі роботи повинні виконуватися з повним дотриманням вимог заводських інструкцій і ТУ на обладнання, проектом виробництва робіт (ПВР). Роботи рекомендується виконувати з організацією спеціалізованих бригад:

- з виробництва земляних робіт;
- з доставки вантажів.

При наявності просадних ґрунтів для запобігання замочування підвалини атмосферними водами під час будівництва необхідно до мінімуму скоротити термін між розробкою котловану та зведенням фундаментів. Останній півметровий шар ґрунту понад проектною відміткою підшви фундаменту розкривати безпосередньо перед установленням фундаменту. Зворотню засипку виконувати з ретельним пошаровим трамбуванням. Роботи виконувати згідно ДБН В.2.1-10-2009 «Основи та фундаменти споруд». Роботи поблизу діючих ПЛ виконуються згідно типових технологічних карт, а також у відповідності з ГКД.34.03.102-96 «Охорона праці в проектах організації будівництва та виконання робіт на енергетичних об'єктах»,

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

ДНАОП 0.00-1.21-98 « Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів», ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека в будівництві», ДНАОП 1.110-1.07-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок», «Правила пожежної безпеки в Україні» (наказ МВС України від 22.06.96 № 400) та ДБН В.1.1.-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва». Проектом передбачаються кошти на утилізацію демонтованих конструкцій та будівельного сміття. Демонтоване обладнання та матеріали перевозяться до місця зберігання на відстань 2 км.

Демонтовані залізобетонні конструкції та сміття, надлишки ґрунту перевозяться на полігон ТПВ 6 км.

Вантажно-розвантажувальні роботи і транспортування вантажів повинні проводитися відповідно до вимог ГОСТ 12.3.009-76 "ССБТ. Роботи вантажно-розвантажувальні. Загальні вимоги безпеки", "Правил будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів", "Правил техніки безпеки і виробничої санітарії при вантажно-розвантажувальних роботах на залізничному транспорті ЦМ4771" і "Правил безпеки при роботах на автомобільному транспорті".

Вантажопідіймальні машини, вантажозахватні пристрої, засоби контейнеризації та пакування, що застосовуються при виконанні вантажно-розвантажувальних робіт, повинні задовольняти вимогам державних стандартів і технічних умов на них.

При транспортуванні будівельних вантажів необхідно дотримуватися «Правил дорожнього руху», затверджені КМУ і «Правила техніки безпеки для підприємств автомобільного транспорту», затверджені ЦК профспілки робітників автомобільного транспорту і шосейних доріг.

4.2 Розрахунок блискавкозахисту підстанції «Фурнітура»

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою блискавковідводів. Блискавковідвід встановлюється над об'єктом, що

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

захищає пристрій, через який струм блискавки, минаючи захищається, відводиться у землю. Блискавковідвід складається з блискавкоприймача, який безпосередньо сприймає на себе удар блискавки, струмовідводу і заземлювача.

Захисна дія блискавковідводу характеризується його зоною захисту. Блискавковідводи по типу блискавкоприймачів поділяються на стрижневі й тросові.

Стрижневі блискавковідводи виконуються у вигляді вертикально встановлених стрижнів, з'єднаних із заземлювачем, а тросові - у вигляді горизонтально підвішених проводів. По опорах, до яких кріпиться трос, прокладаються струмовідводи, що з'єднують трос із заземлювачем.

Відкриті розподільні пристрої підстанцій захищаються стрижневими блискавковідводи, а лінії електропередачі - тросовими.

Необхідною умовою надійного захисту є хороше заземлення блискавковідводу, так як при ударі блискавки у блискавковідвід з великим опором заземлення на ньому, створюється висока напруга, здатна викликати пробій з блискавковідводу на об'єкт, що захищається. На підстанціях заземлювач являє собою складну систему, що складається зазвичай з горизонтальних смуг, які об'єднують вертикальні електроди і утворюють сітку на площі, займаної підстанцією. На лініях електропередачі в якості заземлювача опор можуть використовуватися їх залізобетонні фундаменти. Захист електрообладнання підстанцій від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою стрижневих блискавковідводів.

Блискавкоприймачі доцільно встановлювати на порталах, прожекторних щоглах і дахах будівель. Металоконструкції порталів і щогл при цьому використовуються в якості струмовідводів, що з'єднують блискавкоприймачі з заземлювачем.

Підстанційні будівлі і споруди захищаються шляхом заземлення металевої покрівлі або, якщо дах неметалевий, за допомогою сітки розміром

5 × 5 м² із сталевого дроту діаметром 8 мм, яка розташовується на даху і приєднується до заземлення.

Місця установки несучих конструкцій блискавковідводів 1-6 зумовлена генеральним планом забудови території та існуючим розташуванням обладнання ПС-35/10 кВ «Фурнітура».

Для захисту обладнання ВРП - 35 кВ, повітряних ліній, а також РП - 10 кВ застосовані стрижневі блискавковідводи, розташовані на 5 порталах ПС «Фурнітура» та 1 окремо за територією ПС.

Найвища точка споруд дорівнює 24,3 м. Тому для захисту РП вибираємо блискавковідвід 1 висотою $h = 24,3$ м. Знайдемо висоту зони захисту h_0 :

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 24,3 = 20,655 \text{ м}, \quad (4.1)$$

Знайдемо висоту h_c нижньої точки зони, що захищається блискавковідводом 1:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (4.2)$$

де L – відстань між блискавковідводами М1 та М5, М6, $L_M = 25$ м

$$h_c = 20,655 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24,3)(25 - 24,3) = 12,24 \text{ м}$$

Знайдемо радіус зони захисту на землі:

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (4.3)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 24,3 = 29,16 \text{ м}$$

Знайдемо радіус дії захисту на висоті $h_x = 5$ м – найбільша висота об'єкту:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0} \quad (4.4)$$

$$r_x = 29,16 \cdot \frac{20,655 - 5}{20,655} = 22,1 \text{ м}$$

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналогічно знайдемо габарити дії грозозахисту блискавковідводів 2-6:
Вибираємо блискавковідвід висотою 15,85 метрів. Використовуючи формулу 4.1 знаходимо:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 15,85 = 13,47 \text{ м}$$

Тоді висота h_c нижньої точки зони, що захищається блискавковідводами 2-6 знайдемо по формулі 4.2:

$$h_c = 24,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15,85)(12 - 15,85) = 21,52 \text{ м}$$

де L – відстань між блискавковідводами, $L_M = 12 \text{ м}$

Знайдемо радіус зони захисту на землі за формулою 4.3:

$$r_0 = 1,2 \cdot 15,85 = 19,02 \text{ м}$$

Знайдемо радіус дії захисту на висоті $h_x = 5 \text{ м}$ – висота, на якій розташована ошиновка:

$$r_x = 19,02 \cdot \frac{13,47 - 5}{13,47} = 11,96 \text{ м}$$

Знаходимо зону дії захисту між блискавковідводами 2-6:

$$r_c = r_0$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(h_c - \frac{h_c - h_x}{h_c} \right)$$

$$r_{cx} = 19,02 \cdot \frac{21,52 - 5}{21,52} = 14,6 \text{ м}$$

План блискавкозахисту ПС-35/10 кВ «Фурнітура» зазначений у додатку Є.

					MP 3.8.141.200 ПЗ	Лист
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

Проблема енергозбереження в електричних мережах - одна з основних проблем галузі. Необхідно відзначити, що ігнорування цієї проблеми призводить до отримання значних збитків.

Магістерська робота була спрямована на дослідження цього питання, наведено план заходів з енергозбереження на підстанції «Фурнітура».

До технічного переоснащення була прийнята підстанція 35/10 кВ «Фурнітура», яка живить споживачів всього м. Лебедин.

Технічне переоснащення підстанції 35/10 кВ "Фурнітура" передбачає реконструкцію ВРП-35 кВ, КРПЗ-10 кВ та організацію автоматизованої системи керування з видачею сигналів на диспетчерський пункт по волоконно-оптичній лінії зв'язку.

Для РП 35 кВ використана схема «два блоки лінія – трансформатор з ремонтною перемичкою», а для РП 10 кВ обрана схема з однією системою збірних шин, секціонована вимикачем. Обладнання, яке стоїть на даній ПС, через моральний та фізичний знос, потребує заміни.

У розрахунковій частині, на підставі проведених розрахунків, було обрано сучасне та надійне обладнання. Такі як, заміна ОД, КЗ-35 на вакуумні вимикачі 35 кВ Рівненського заводу високовольтної апаратури, масляні трансформатори струму 35 кВ типу ТФЗМ на литі трансформатори струму 35 кВ виробництва RITZ, масляні вимикачі 10 кВ на вакуумні вимикачі та інші. Дане обладнання відповідає всім вимогам ПУЕ.

Розрахунок і обґрунтування вибору електричних апаратів високої напруги наведено з метою визначення ступеня ефективності використовуваного обладнання.

Автоматизована система керування технологічним процесом (АСКТП) забезпечує оперативний персонал необхідною інформацією з технологічного процесу для вирішення завдань контролю, обліку, аналізу, планування і управління технологічними процесами, де все передається за рахунок ВОЛЗ.

У розділі науково-дослідної частини виконано моделювання трифазного трансформатора 35/10 кВ потужністю 6300 кВА. Зроблено розрахунок динамічних режимів при трьох-, двох- і однофазних коротких замикань трифазного трансформатора, визначено параметри обмоток трансформатора і намагнічуючої гілки для аналізу роботи трансформатора.

У розділі з економічної частини наведені розрахунки рекомендованих заходів по заміні застарілого обладнання (ОД, КЗ-35 кВ на ВВ-35 кВ та МВ-10 кВ на ВВ-10 кВ) і зменшення витрат на обслуговування ПС «Фурнітура». Терміни їх окупності прийнятні. З огляду на технічні переваги вакуумних вимикачів і економію експлуатаційних витрат при обслуговуванні, можна зробити висновок, що установка вакуумних вимикачів економічно обґрунтована.

У розділі з охорони праці зазначені заходи з техніки безпеки при технічному переоснащенню ПС-35/10 кВ «Фурнітура», де всі роботи, виконуються в обмежених умовах на майданчику поблизу працюючого іншого силового обладнання, що перебуває під напругою 35 кВ, у відповідності з діючими будівельними нормами і правилами. Також виконано розрахунок блискавковідводів на даній ПС.

Тому модернізація обладнання ПС-35/10 кВ «Фурнітура» допоможе скоротити втрати в електромережах, зменшити показники SAIDI, SAIFI та підвищити якість електричної енергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

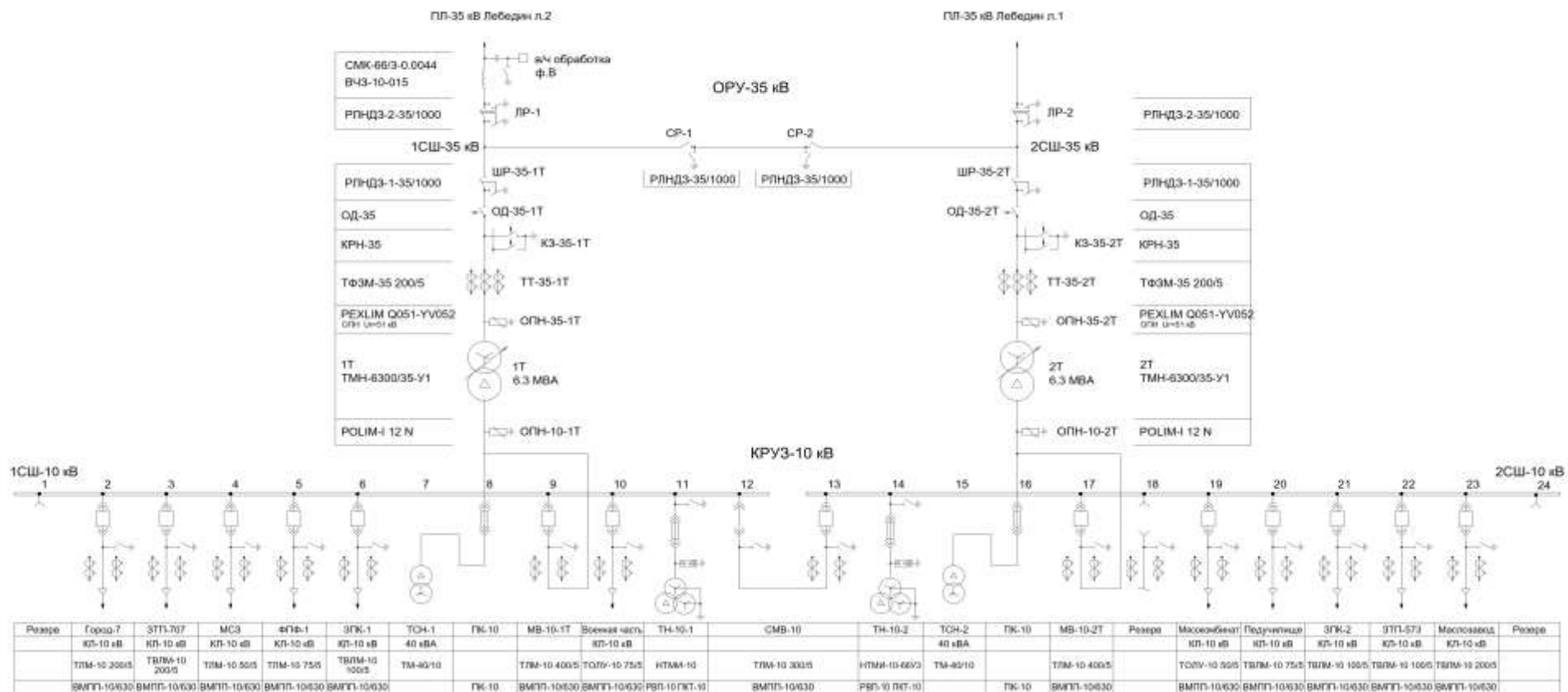
1. Василега П. О. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
2. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – 5-те видання, перероблене й доповнене. – Київ : Форт, 2014. – 793 с.
3. Зорін В. В. Електричні мережі та системи : навч. посіб. / В. В. Зорін, Є. А. Штогрин, Р. О. Буйний. – Ніжин : Аспект-Поліграф, 2011. – 224 с.
4. Василега П. О. Електротехнологічні установки : навчальний посібник / П. О. Василега. – Суми : Видавництво СумДУ, 2010. – 548 с.
5. СОУ 40.1-21677681-07:2009 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації.
6. Рожкова Л. Д., Козулин В.С. «Електрообладнання станцій та підстанцій» – 3-е изд., переработ. и допол. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
7. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов .— М.:Энергоатомиздат, 1989.—592с.: ил.
8. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов/ А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева.— М.: Энергия, 1980. — 608 с., ил.
9. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб. для вузов / В. А. Андреев. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1991. – 368 с.
10. Шевченко С. Ю. Обмежувачі перенапруг нелінійні: застосування, монтаж та вибір: монографія / С. Ю. Шевченко, П. В. Петров, Г. М. Катренко та ін. ; Нац. техн. ун-т «ХПІ». – Харків : Форт, 2015. – 286 с.
11. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року № 258. – Київ, 2006. – 181 с.

12. Вакуумні вимикачі 10 та 35 кВ ТОВ «Рівненський завод високовольтної апаратури» [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/

13. Трансформатори струму 35 кВ виробництва Ritz [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://trafo-group.com/catalog/ritz-instrument-transformers-gmbh>

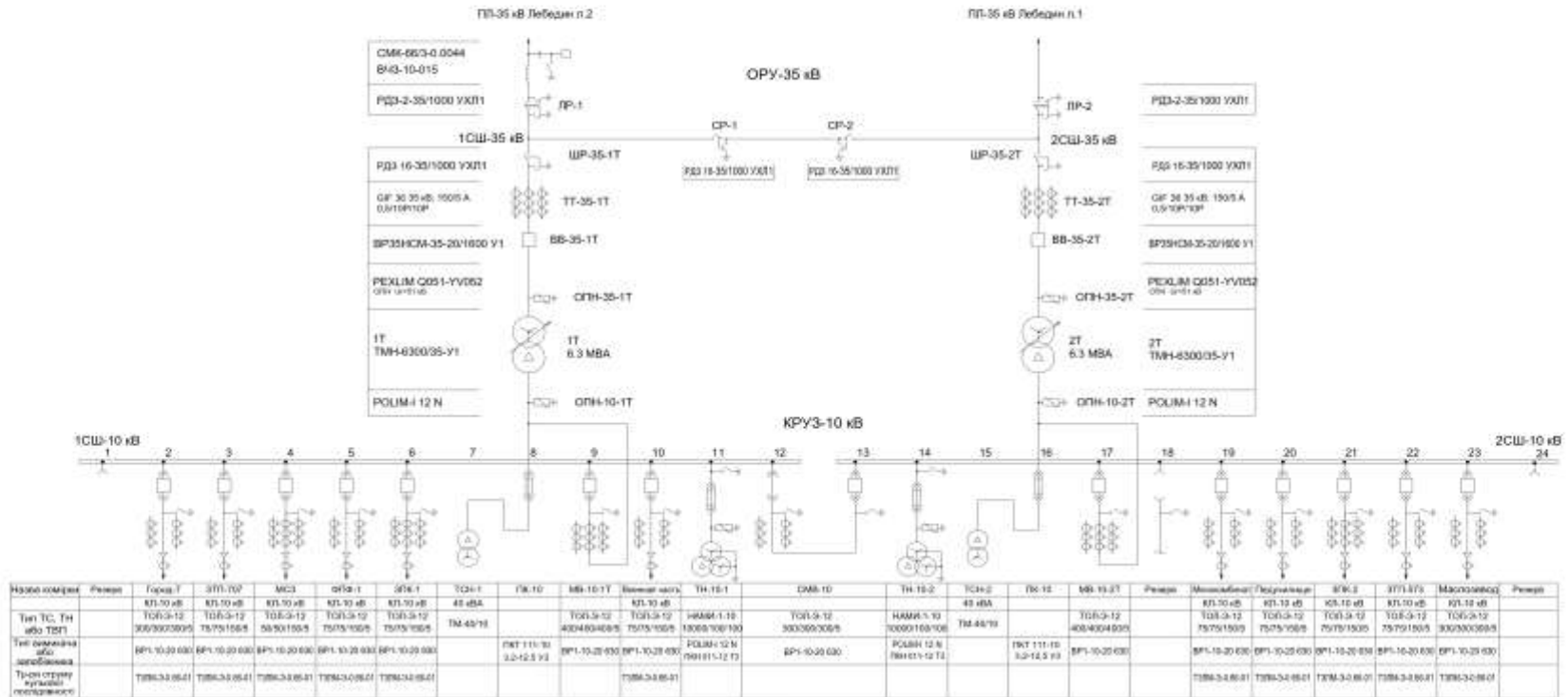
14. Роз'єднувачі 35 кВ виробництва ТОВ «ГК ВТ». [Електронний ресурс]. Режим доступу : http://proelectro2.ru/firm_10635_product_125642

15. Трансформатори вимірювальні виробництва ТОВ «ЕЛІЗ». [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://ua.eliz.zp.ua/transformatory-izmeritelnie/>



1. Схема виконана на основі нормальної електричної схеми ПС 35/10 "Фурнітура", затвердженої АТ "Сумобленерго".

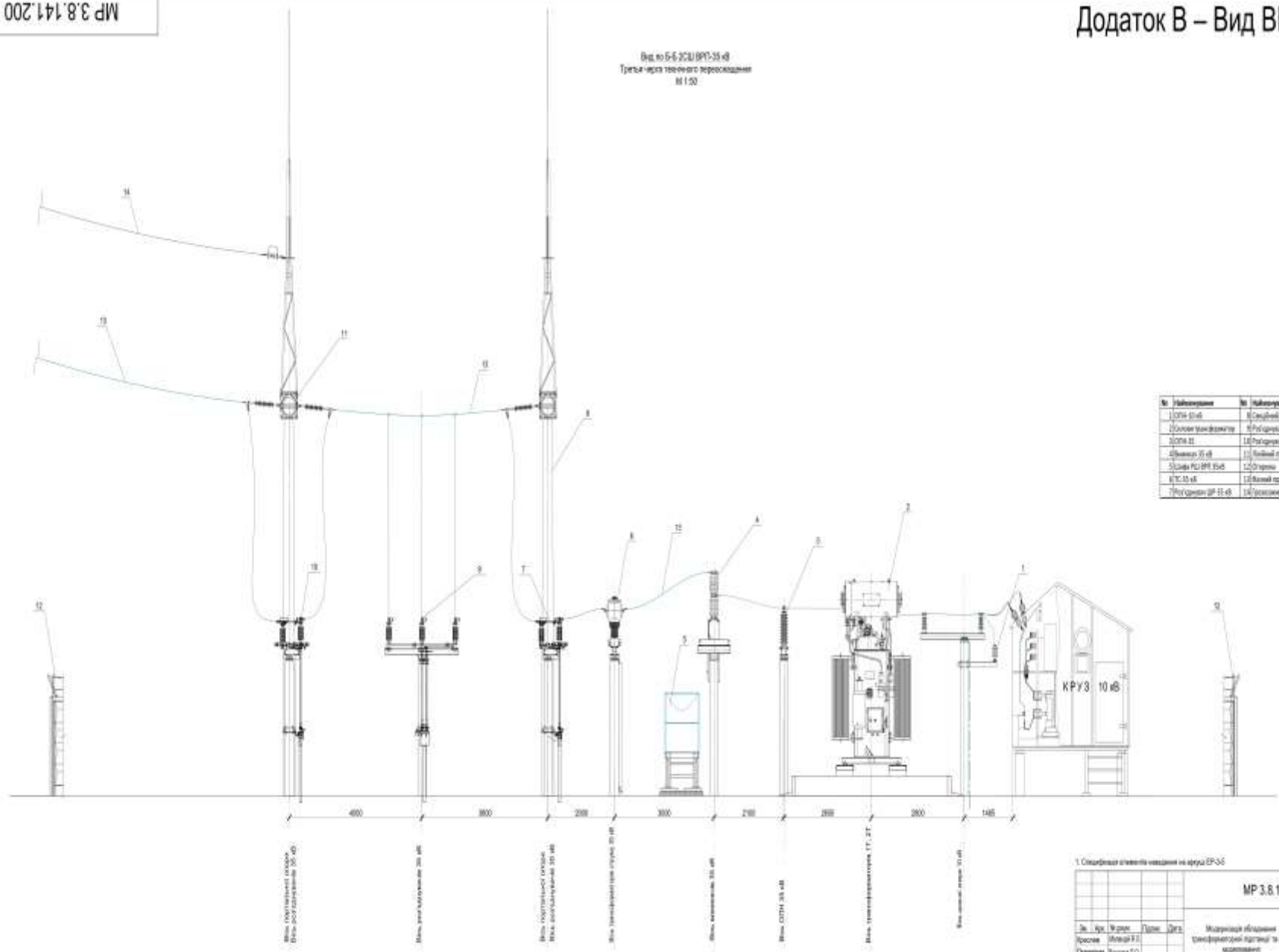
					MP 3.8.141.200 ГЧ			
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання	літера	маса	масштаб
Креслив	Маландій Я.О.							
Перевірив	Василега П.О.					лист 1		листів 1
Т. контроль								
Н. контроль	Нижворос М.А.							
Затвердив	Лебедінський І.Л.							СумДУ. ЕТм-91



1. Схема виконана на основі чергових електричних схем ТЗ 35/10 "Фуртура", затверджені АТ "Сумгазпром".

					MP 3.8.141.200 ГЧ		
Зав.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання		
Кресляр	Майстер П.О.						
Перевірник	Василь П.О.				Лист 1 Листів 1		
Технічний контроль							
Н контроль: Назарчук П.А.					СумДУ, ЕТМ-01		
Затверджені: Лубицький І.І.							

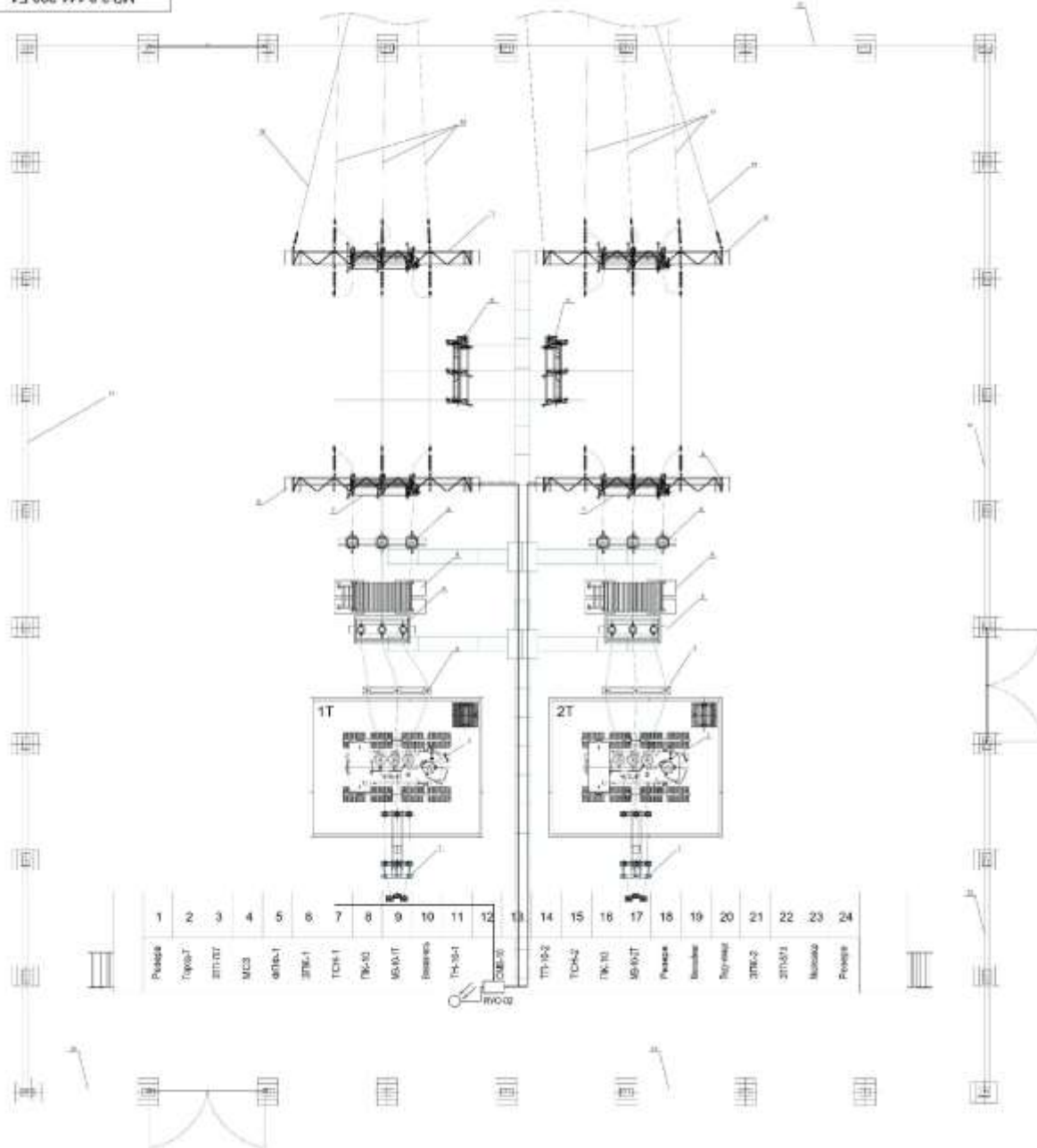
Вид на 5-6 ЗСД ВРП-35 кВ
Три фаза через трансформаторное перекрестие
№ 1.50



№	Наименование	№	Наименование
1	20ТН 35 кВ	8	Секционный пост
2	20ТН 35 кВ	9	Резервный 0,35 кВ
3	20ТН 35 кВ	10	Резервный 0,35 кВ
4	Ванна 35 кВ	11	Секционный пост
5	35 кВ КРУ 35 кВ	12	0,35 кВ
6	0,35 кВ	13	Секционный пост
7	Резервный 0,35 кВ	14	Секционный пост

1. Сортировка элементов на вводе на КРУЗ 35 кВ

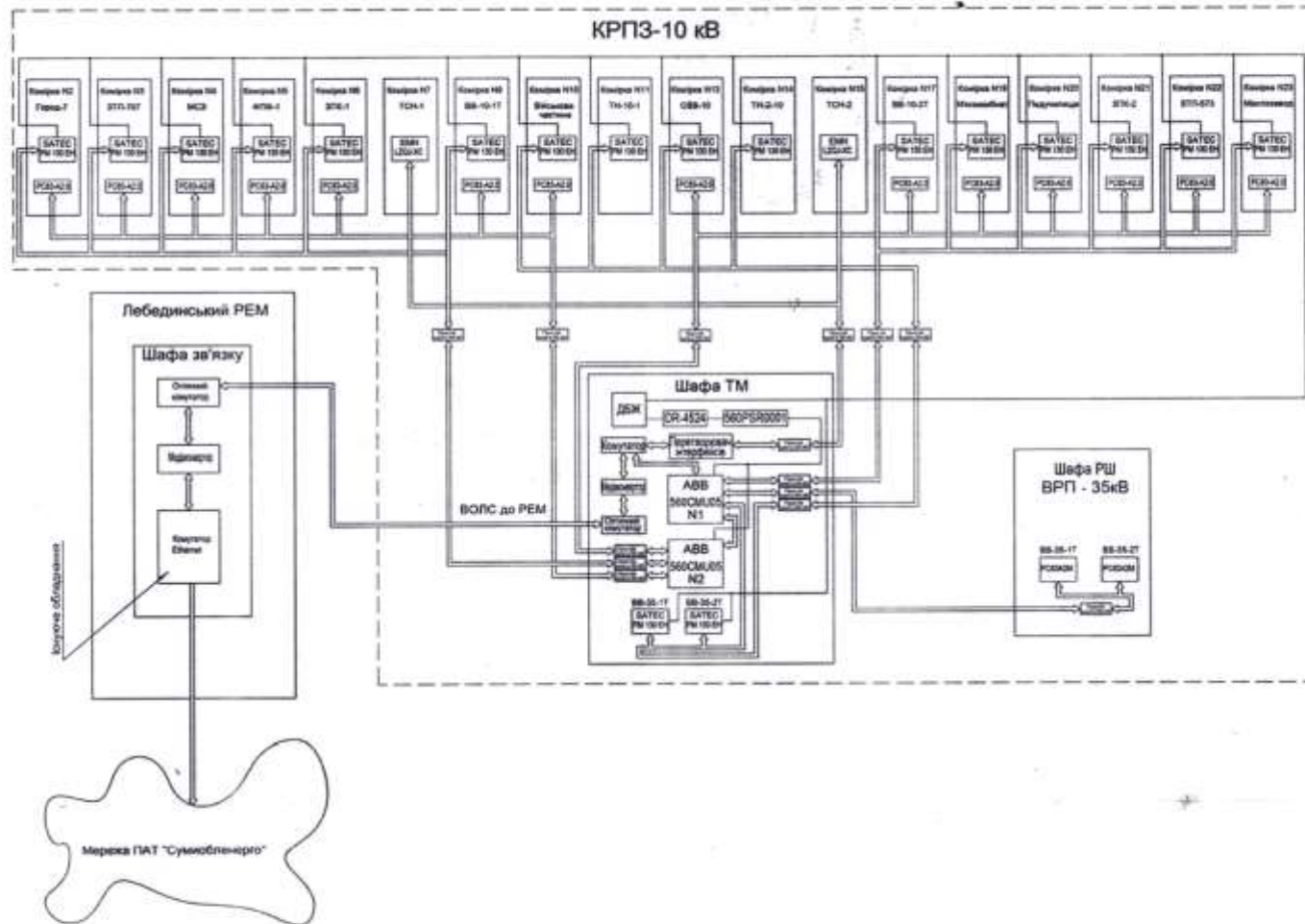
				МР 3.8.141.200 Г4		
Др. Кр.	Исполн.	Дата	Действ.	Материалы хранения трансформаторной подстанции № 1404		
Борисов	Иванов П.И.			Итого	всего	использовано
Лазарев	Иванов П.И.			лист 1	из 1	
Темрюк				Содт. 01.01		
Иванов П.И.						
Иванов П.И.						



№	Найменування	№	Найменування
1	ОПН 10 кВ	8	Секційний портал
2	Секційні трансформатори	9	Роз'єднувач ОП-35 кВ
3	ОПН-35	10	Роз'єднувач ОП-35 кВ
4	Вимикач 35 кВ	11	Лінійний портал
5	Шкаф РЩ ВРП 35кВ	12	Отворка
6	ТС-35 кВ	13	Фазний провод
7	Роз'єднувач ОП-35 кВ	14	Горизонтальний трос

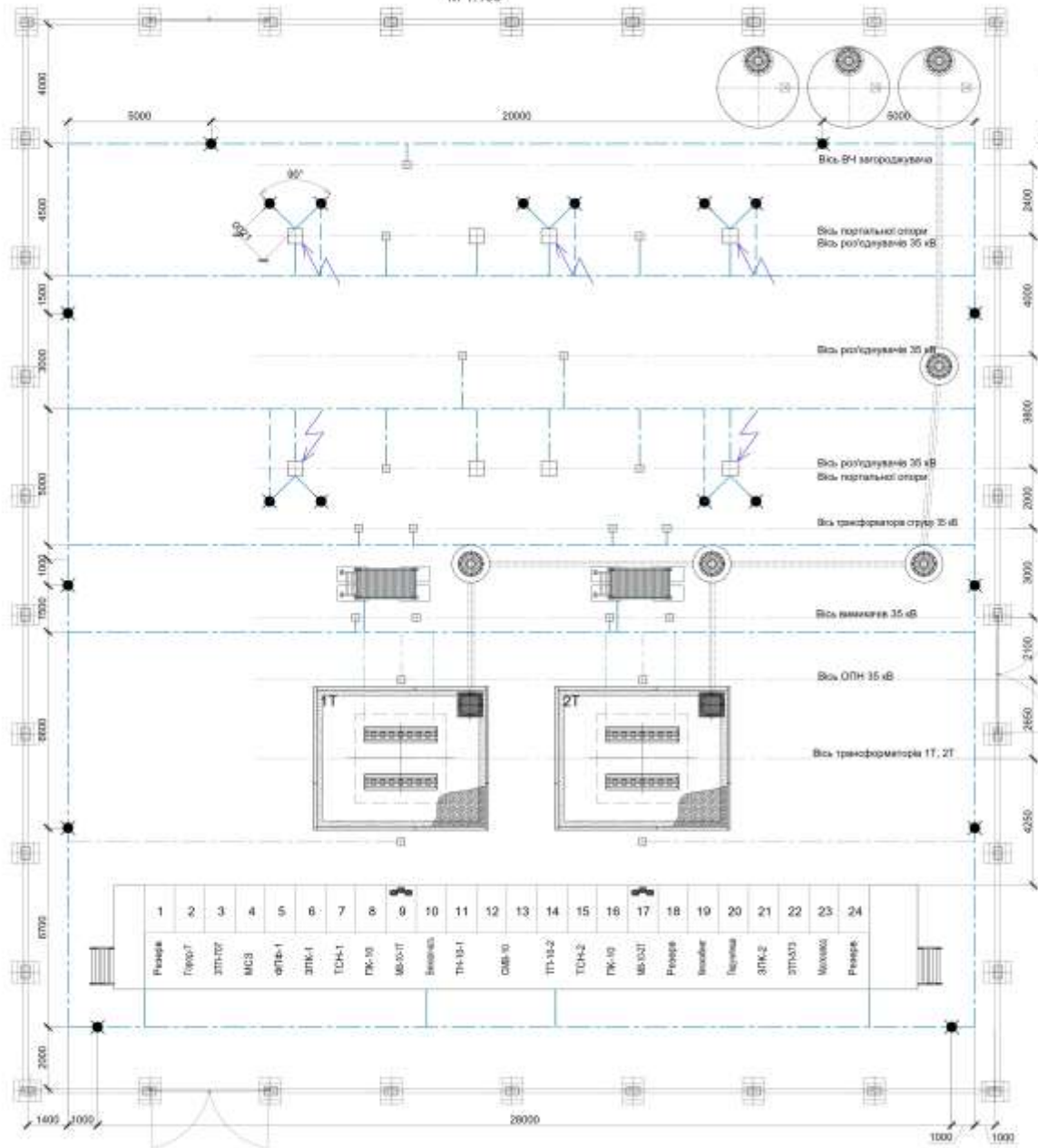
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Розетка	Трансформатор	ВРП-35	МНС	ФНЧ-1	ВРП-1	ТЧ-1	ТК-10	МВ-ВРП	Вимикач	ТЧ-35-1	ВРП-35	ТТ-102	ТЧ-2	ТК-10	МВ-ВРП	Розетка	Вимикач	ТЧ-35-2	ВРП-35	ВРП-35	МНС	Розетка		

MP 3.8.141.200 ГЧ						літера	клас	масштаб
Зм. Арх.	№ докум.	Листів	Датум	Дата	Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його модернізація	лист 1	класифікація	
Креслив	Мовакін Я.О.					лист 1	класифікація	
Перевіряв	Василько П.О.							
Т. контроль								
Н. контроль	Рибаків В.А.							СудДУ, ЕТЧ-01
Затвердив	Губаревич П.							

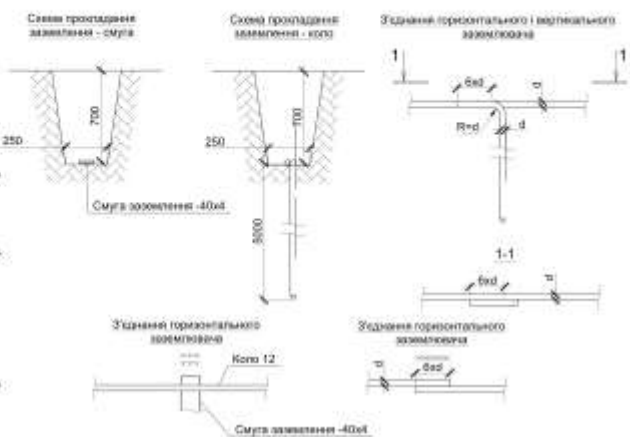


					MP 3.8.141.200 ГЧ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	літера	місяц	місцетаб
Креслення	Маладій Я.О.						
Перевіряв	Василега П.О.						
Т.контроль					лист 1	листів 1	
Н.контроль	Яцифоров М.А.				СумДУ, ЕТМ-91		
Затвердив	Лебединський І.І.						

План контуру заземлення
Третья черга технічного переоснащення
М 1:100



Додаток Е - План контуру заземлення



Умовні позначення

- контур заземлення проєкційний, горизонтальний заземлювач
- вертикальний електрод проєкційний L-типу
- блискавока

Спецификация элементов

Поз.	Позначення	Найменування	Кіл.	Маса од., кг	Примітка
1	Горизонтальний заземлювач	Коло Ø12, ГОСТ 2590-2006, м	202	0.888	
2	Вертикальний електрод	Коло Ø16, ГОСТ 2590-2006, м	100	1.56	

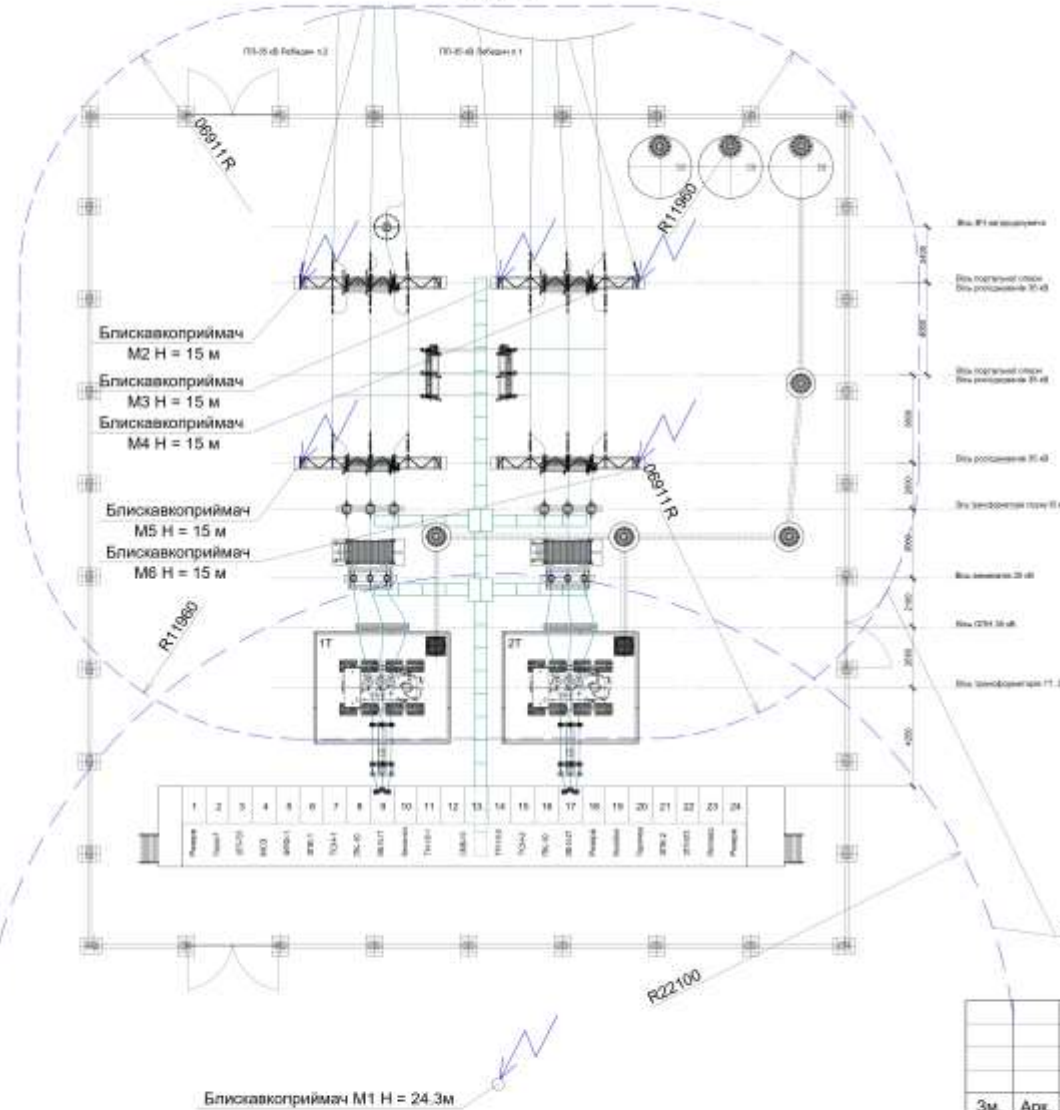
мал. 1



1. План заземлення проєкційного обладнання виконаний на основі схеми заземлення ПС 35 кВ "Фурігура" наданого АТ "Сумобленерго".
2. Заземлювачі пристрої підстанції має забезпечувати в будь-яку пору року шпир розбіжності струму заземлення на землі, що не перевищує 0,5 Ом.
3. Горизонтальні заземлювачі прокласти на глибину 0,7 м від поверхні землі.
4. Всі роботи по встановленню заземлювачів пристроїв виконувати одночасно з будівельними роботами по нульовому цеглу.
5. З'єднання елементів заземлювачів виконувати заварюванням металевими, заварювальні шви для захисту від корозії обробити бітумною пастою.
6. Високоті фарбування смуги заземлення має провадитись по конструкції в жовто-зелений колір не однорівнею шпирею - дов. мал. 1.
7. Монтаж заземлення вести по ДНБ А.3.2-2 - 2009 «Сторона праці та транспортна безпека в будівництві. Основи позначень», НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будівель електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», ПД 34.20.007-2003 «Техніка експлуатації електроенергетичних установок і мереж. Правила», ПД 34.03.102-06 «Охорона праці в проєкті організації будівництва та виконання робіт на енергетичних об'єктах».

MP 3.8.141.200 ГЧ				
Зм.	Дис.	№ докум.	Голов.	Дата
Креслено	Машиніст	Р.О.		
Перевірено	Володимир	П.О.		
Т. контроль.				
Н контроль	Михайло	М.А.		
Затверджено	Львівський	І.І.		
Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його модернізація				
липень		серпень		вересень
жовтень		листопад		грудень
липень		серпень		вересень
жовтень		листопад		грудень
лист 1 / листів 1				
СумДУ, ЕТ-91				

План блискавкозахисту
М 1:200



Розрахунок зони блискавкозахисту

№	Найменування	Позначення	Значення
1	Висота блискавквідводу	h, м	24,3
2	Найбільша висота об'єкту, що захищається	hx, м	5
M1			
4	Висота зони захисту $h0=0,85xh$	h0, м	20,855
5	Радіус зони захисту на рівні землі $h0=1,2xh$	r0, м	29,16
6	Радіус зони захисту на висоті $hx=r0x(h0-hx)/h0$	hx, м	22,1

Розрахунок зони блискавкозахисту

№	Найменування	Позначення	Значення
1	Висота блискавквідводу	h, м	15,85
2	Найбільша висота об'єкту, що захищається	hx, м	5
3	Відстань між блискавквідводами	Lm, м	12
M2-M6			
4	Гранична відстань	Lmax, м	75,29
5	Висота зони захисту	h0, м	13,47
6	Радіус зони захисту на рівні землі	r0, м	19,02
7	Радіус зони захисту на висоті	rx, м	11,96
8	Мінімальна висота зони захисту посередині між блискавквідводами	hc, м	21,52
9	Мінімальна відстань зони між блискавквідводами	Lc, м	35,66
10	Довжина горизонтального перерізу	Lx, м	6
11	Ширина горизонтального перерізу в центрі між блискавквідводами	gсх, м	14,6

Зона блискавкозахисту на рівні h=0м

MP 3.8.141.200 ГЧ

Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Модернізація обладнання трансформаторної підстанції та його моделювання	літера	маса	масштаб
Креслив		Малацки Я.О.						
Перевірів		Василега П.О.						
Т.контроль						лист 1	листів 1	
Н.контроль		Нижфорос М.А.				СумДУ. ЕТМ-91		
Затвердив		Лебернської І.Д.						