

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Корчемлюк Олександр Сергійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Розробка та обґрунтування параметрів мережі 10кВ населеного пункту

Брусилів при її модернізації

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Корчемлюк О. С.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Сукманюк Олена Миколаївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.і.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2021

АНОТАЦІЯ

Корчемлюк О. С. Розробка та обґрунтування параметрів мережі 10кВ населеного пункту Брусилів при її модернізації. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2021.

Робота присвячена аналізу технічного стану мережі 36 кВ населеного пункту Брусилів та розрахунку параметрів модернізації понижувальної підстанції ПС 35/10 кВ при будівництві нових підприємств по переробці сільськогосподарської продукції.

Ключові слова: електричні мережі, понижувальна підстанція, двохобмотковий трансформатор.

SUMMARY

Korchemlyuk OS Development and substantiation of 10 kV network parameters of Brusyliv settlement during its modernization. Qualification work for a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics - Polissya National University, Zhytomyr, 2021.

The work is devoted to the analysis of the technical condition of the 36 kV network of the settlement of Brusyliv and the calculation of the parameters of modernization of the lowering substation of the 35/10 kV substation during the construction of new enterprises for processing agricultural products.

Key words: electric networks, step-down substation, two-winding transformer.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ1. ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ НА РЕКОНСТРУКЦІЮ ПС 35/10 кВ В НАСЕЛЕНОМУ ПУНКТІ БРУСИЛІВ	7
1.1 Загальна характеристика мереж с.м.п. Брусилів та метою діяльності елетропередавальних структур	7
1.2 Аналіз стану та завдання на реконструкцію ПС 35/10 кВ	10
Висновки по розділу 1	12
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ «БРУСИЛІВ-35»	13
2.1 Розрахунок та вибір трансформатора ПС 35/10 кВ «Брусилів 35»	14
2.2 Техніко-економічний розрахунок трансформаторів ПС 35/10 кВ «Брусилів 35»	20
Висновки по розділу 2	22
РОЗДІЛ 3. ВИБІР ТА ОБГРУНТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ «БРУСИЛІВ-35»	23
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання	23
3.2 Вибір електричних провідників та апаратів підстанції	31
Висновки по розділу 3	36
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	37
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	39

ВСТУП

В умовах динамічного розвитку сільського господарств в Поліському регіоні все більша увага приділяється безперебійності електрозабезпечення споживачів та енергоефективності систем електропостачання, а особливо надійного забезпечення електроенергією об'єктів сільськогосподарського виробництва та міської інфраструктури. Крім того, у зв'язку із зменшенням масштабів окремих виробництв та появою великої кількості невеликих сільськогосподарських підприємств, що здійснюють забезпечення технологічного процесу лише на окремих його етапах, зростає розгалуженість мереж електропостачання.

Старе обладнання на підстанціях замінюється більшим обладнанням потужності. До того ж будівництво великих енергооб'єктів не завжди економічно доцільно, наприклад, якщо об'єкт знаходиться в малонаселеному районі і повинен обслуговувати лише одного великого споживача. Найбільш оптимальним у зазначеній ситуації є спорудження нових генеруючих джерел середньої потужності, розширення підстанцій та збільшення потужності обладнання у процесі реконструкції.

В аналізі поточних тенденцій електрифікації виробництв слід відзначити, що надійність енергопостачання залежить від таких властивостей, як безвідмовність, живучість та безпека. Водночас неможливо забезпечити надійність системи електропостачання без модернізації та вдосконалення мереж електропостачання та використання сучасного обладнання та нових систем автоматичного управління та мікропроцесорного захисту.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка проекту реконструкції електричної частини понижувальної підстанції 35/10 кВ «Брусилів 35».

Для досягнення поставленої мети у кваліфікаційній роботі необхідно вирішити такі завдання:

1. Проаналізувати стан підстанції «Брусилів 35»
2. Здійснити розрахунок електричних навантажень з урахуванням зростання потужності живильного району.

3. Здійснити розрахунок струмів короткого замикання.
4. Зробити вибір високовольного електрообладнання підстанції.

Об'єкт дослідження понижувальної підстанції 35/10 кВ «Бруsilів 35».

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

РОЗДІЛ 1

ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ НА РЕКОНСТРУКЦІЮ ПС 35/10 кВ В НАСЕЛЕНОМУ ПУНКТІ БРУСИЛІВ

Брусилівська об'єднана селищна рада розташовано у східній частині Житомирської області та входить в склад Житомирського району і займає площу 625 км² де проживає близько 15 тис. жителів. Саме с.м.т. Брусилів займає площу 16,5 км² на якій проживає близько 5 тис. жителів (4940 чел. на 01.01.2018р.)[1].

Основним видом діяльності у районі ї сільське господарство та переважно розвинена переробна промисловість прсільгосп продукції.

Електропостачання споживачів, які знаходяться на території селищної ради обслуговує Брусилівський РЕМ. Брусилівський РЕМ здійснює забезпечення електричною енергією 10560 побутових та 245 юридичних споживачів. Електропостачання відбувається по повітряних та кабельних лініях електропередачі 10, 04 кВ загальною довжиною 866 км. Діючими є 245 трансформаторних підстанцій (ПС) 10/0,4 кВ загальною потужністю 36,8 МВА. РЕМ забезпечує надходженню в районі електроенергії 33,3 млн.кВт.-год. Із загального обсягу корисної відпущеної електроенергії населенням району споживається 50,0%, а промисловістю та сільгоспспоживачами остальні 50,0% електроенергії.

1.1 Загальна характеристика мереж с.м.п. Брусилів та метою діяльності елетропередавальних структур

На території с.м.т. Брусилів безпосередньо знаходяться 41 ПС 10/0,4 кВ, які стоять на балансі та обслуговуванні Брусилівського РЕМу та дві ПС 35/10 кВ і ПС 110/35/10 кВ (рис.1.1), які стоять на балансі, обслуговуванні та знаходяться в оперативному управлінні ПАТ «Житомиробленерго».

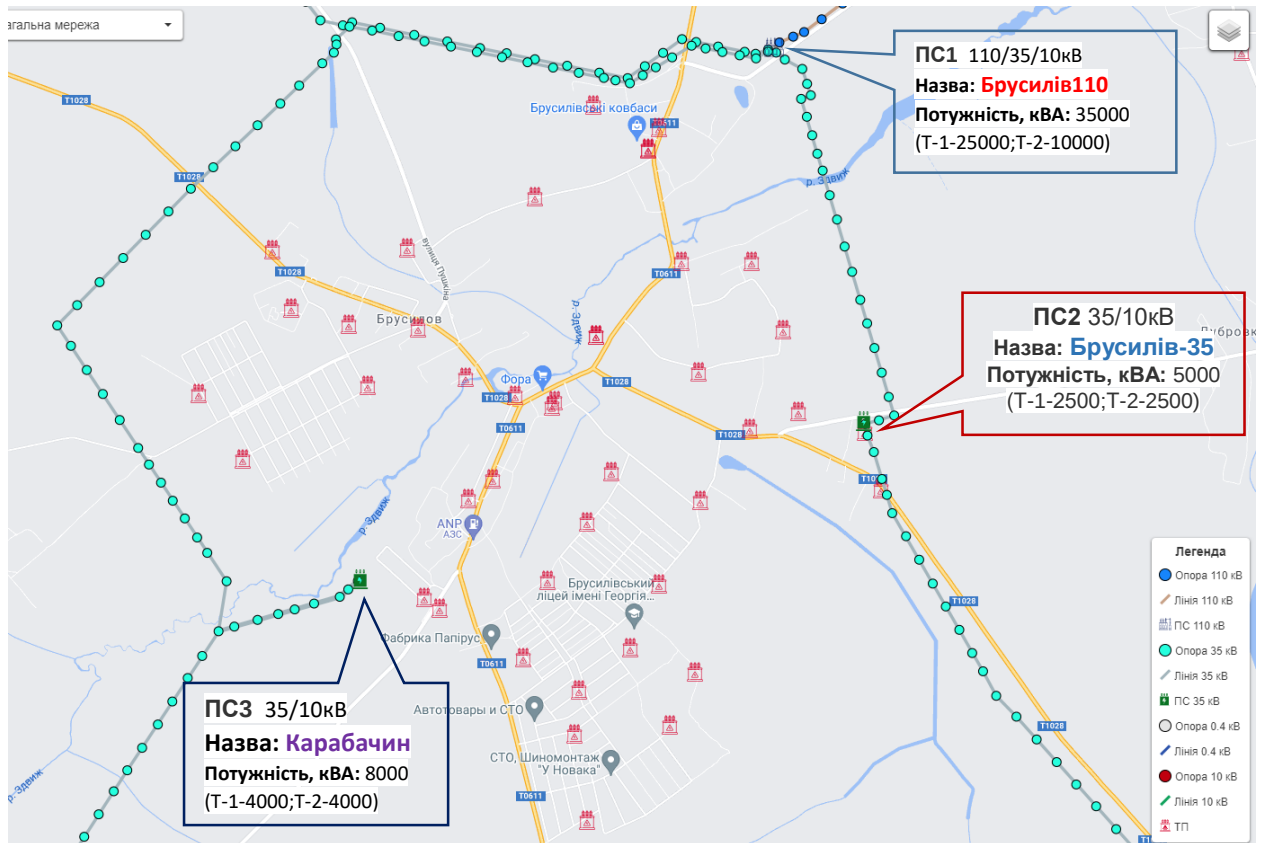


Рисунок 1.1. Схема розміщення мереж 110, 35 кВ та ПС 110, 35 та 10 кВ Брусилівського РЕМ на території с.м.т. Брусилів.

Метою діяльності елетропередавальних та обслуговуючих організацій (ЕОО) на території району є:

- Отримання, передача та задоволення потреб в електроенергії споживачів;
- Забезпечувати ефективну роботу ЕОО відповідно до законодавства, правил експлуатації та технічного обслуговування енергообладнання; раціонального його використання при експлуатації та ремонті ;
- Здійснювати своєчасних ремонт та відновлення елетропостачального обладнання та електричних мереж відповідно до вимог ПУЕ та держаного законодавства.

Діяльність ЕОО може бути направлена на:

- Виконання підприємницької діяльності щодо передавання електроенергії місцевими електромережами;

- Технічну експлуатація енергоустановок, будівель, енергообладнання відповідно до ПУЕ та інших нормативно-технічних актів та документів;
 - Здійснення технічного обслуговування енергетичного обладнання, розподільних пристроїв та електричних мереж та виконання на них ремонтно-налагоджувальних робіт ;
 - Виконувати будівництва електромереж, монтаж мережевого електрообладнання та здійснювати електромонтажні роботи відповідно до ліцензії;
 - Підвищувати технічний рівень виробництва, реконструювати та модернізувати техніку, будувати нові енергетичні об'єкти промислового та соціально-промислового призначення;
 - Впроваджувати досягнення в новій техніці та технологіях;
 - Виконувати консультації та посередницьку діяльність, експертизу та надавати різні інформаційні послуги;
 - Здійснювати організацію та створення комерційних, інформаційних та комп'ютерних ліній;
 - Готувати енергетичні кадри та підвищувати їх кваліфікацію.
- ПАТ «Житомиробленерго» виконує на території району функції:
- Здійснює експлуатацію, ремонт та реконструкція мереж напругою 35 кВ закріпленій зоні обслуговування.
 - Оперативне та диспетчерське керування електричними мережами та ПС 110, 35 кВ в системах електропостачання.
 - Розробляти та виконувати заходи щодо удосконалення існуючих схем електропостачання та здійснювати їх перспективний розвиток.
 - Розробляти та погоджувати проекти нових трас електромереж та виконувати роботи на обладнанні електроустановок.
 - Контролювати якість виконання будівельно-монтажних робіт, приймати в експлуатацію нові об'єкти електромереж;

- Проводити аналіз аварій, відмов та інших порушень в режимах роботи електричних мереж, розробляти заходи щодо попередження аварій та відмов в електромережах.
- Проводити протиаварійні та експлуатаційні тренування обслуговуючого персоналу ПС.
- Своєчасно розслідувати на місці причини пожеж, аварій та нещасних випадків в електроустановках ПС.
- Здійснювати ефективну експлуатацію засобів релейного захисту та автоматики, зв'язку та телемеханіки.
- Впроваджувати та розробляти заходи по зниженню технологічних втрат електроенергії (ТПЕ) в електромережах та на ПС.

1.2 Аналіз стану та завдання на реконструкцію ПС 35/10 кВ

Відповідно до подальшого розвитку території Брусилівської об'єднаної селищної ради та розвитку переробки сільськогосподарської продукції на території громади планується спорудження комбікормового заводу потужністю до 20 т. продукції за годину та два сільгосппідприємства по вирощуванню та відгодівлі свиней в 180 голів та птахоферма на 5000 курей.

Сумарна потужність навантажень даних виробників буде складати 4800 кВт-год. Дані виробничі потужності плануються споруджувати подовж траси Т1028 в напрямку с. Хомутець на відстані 1,5 км від с.м.т. Брусилів.

Для забезпечення електроспоживання даних підприємств планується провести переобладнання ПС 35/10 кВ «Брусилів-35» (на рис.1.1 ПС2 35/10 кВ)

Підстанція 35/10 кВ «Брусилів-35» була введена в експлуатацію у 1986 році. За час експлуатації на підстанції не проводилося робіт із заміни та реконструкції обладнання. Експлуатаційний термін обладнання складає 25 років. У 2003 році на підстанції «Брусилів-35» 35/10 кВ проводився капітальний ремонт окремих видів устаткування.

Відповідно до отриманої інформації від ПАТ «Житомиробленерго» про інженерну інфраструктуру мереж електропостачання ПС2 «Брусилів-35» здійснюється від ПС1 110/35/10 кВ «Брусилів 110» мережею ПЛ 35 кВ.

Технічні характеристики трансформаторних ПС та мереж ПЛ представлені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій та ПЛ

Назва об'єкту	Номинальна потужність (напруга), кВт(кВ)	Тип і кількість трансформаторів	Рік будівництва	Провіл в прольоті, мм ²	Довжина ПЛ, м Тип
ПС1 110/35/10 «Брусилів 110»	35 000	ТДТН-25000 ТДТН-10000	1987		
ПС2 35/10 «Брусилів 35»	5000	2хТМН-2500	1986		
ПС3 35/10 «Карабани»	8000	2хТМН-4000	1988		
ПЛ «Брусилів 110 – Брусилів 35»	35 кВ		1986	95	АС -95 3450
ПЛ Брусилів 110 – Карабани»	35 кВ		1987	120	АС-120 8280

Потужність споживачів підключених до ПС «Брусилів-35» 35/10 кВ на сьогоднішній час становить $S_{icn} =$ (див. табл.1.2)

Таблиця 1.2– Розрахунок електричних навантажень для ПС «Брусилів-35» 35/10 кВ

Назва споживача	Навантаження на початок будівництва			Планове навантаження до 2025р		
	Кількість населення, чол.	Питоме навант., кВт/люд.	Навантаження, МВА	Кількість населення, чол	Питоме навант., кВт/люд.	Навантаження, МВА
Комунально-побутове з урахув. нового будівниц	7600	0,49	3,72	6000	0,63	3,78
Індивідуальне	320	0,49	0,16	600	0,63	0,378
Виробничі підприємства (в т.ч. с/г)	—	—	—			4,8
Невраховані втрати, та втрати в мережах	—	—	0,7			0,94

Всього (з урахуванням коеф. сумісного наван. $K_{CH}=0,8$)			4,58			4,6
---	--	--	------	--	--	-----

При цьому коефіцієнт завантаження підстанції становить $k_{зПС}=4,58/(3,66+3,66)=4,58/7,32=0,63$. Такий коефіцієнт завантаження підстанції є допустимим у нормальному режимі роботи. При виході з ладу одного з трансформаторів коефіцієнт завантаження силового трансформатора, що залишився в роботі, буде дорівнює $k_{зmp}=4,58/3,66=1,25$.

Під час розробки проекту реконструкції необхідно виконати оцінку можливого приросту електричних навантажень району та врахувати тривалий термін служби силових трансформаторів (понад 25 років).

Розподіл електроенергії за споживачами здійснюється від трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, підключених кабельними та повітряними лініями до підстанції "Брусилів-35". Розподільні мережі напругою 10 кВ будуть виконані за кільцевою схемою. На території виробництв буде 4 трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ із завантаженням 50-70%, технічне стан новий [2].

Споживачами електроенергії частково також будуть житлові та громадські будівлі, об'єкти зовнішнього освітлення та дрібнопромислові підприємства с.м. т. Брусилів.

Висновки по першому розділу.

В відповідності до плану розвитку територіальних громад та соціально-культурного будівництва на території с.м.т. Брусилів буде споруджено декілька сільськогосподарських підприємств з сумарним активним навантаженням споживачів 820 кВт-год. Це в свою чергу потребує реконструкції ПС 35/10 кВ «Брусилів -35» та частини мереж ПЛ електропередач та спорудження нових ПС 10/0,4 кВ .

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ «БРУСИЛІВ-35»

Для розрахунків електричних навантажень будемо використовувати типові графіки для підприємства по виготовленню комбікорму потужністю 20 т. суміші за годину та типові графіки навантаження птахофабрики та сільгосппідприємства по вирощуванню і відгодівлі свиней в 180 голів [2].

Приймаємо коефіцієнт потужності [3]: $\cos\varphi=0,8$.

Відповідно максимальна потужність проекрованої підстанції складе:

$$S_{ПСмак} = S_{ПСісн} + S_{ПСплан} = 4,58 + 4,6 = 9,18 \text{ МВА}, \quad (2.1)$$

де $S_{ПСісн}$ – потужність елетроприймачів, які підключені на даний час до підстанції; $S_{ПСплан}$ – потужність, яка запланована для підключення нових споживачів.

Максимальне активне навантаження проекрованої підстанції складе:

$$P_{ПСмак} = \frac{S_{ПСмак}}{\cos\varphi} = \frac{9,18}{0,8} = 9,75 \text{ кВт}. \quad (2.2)$$

де $\cos\varphi = 0,8$ - коефіцієнт потужності, прийнятий згідно з [3].

З річного графіка навантажень підстанції (рис.2.1) визначимо значення тривалості максимального навантаження.

$$T_{мак} = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{P_{мак}}, \quad (2.3)$$

$$\begin{aligned} \text{де } \sum P_i \cdot \Delta t_i &= W_{ПС} = (9,75 \cdot 0,8 + 8 \cdot 2,2 + 5 \cdot 3 + 3,3 \cdot 2 + 1,7 \cdot 0,76) \cdot 10^3 = \\ &= 51,98 \cdot 10^3 \text{ МВА} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

загальна споживана потужність ПС протягом року.

Проміжок часу, протягом якого річне навантаження ПС буде максимальним дорівнює:

$$T_{\text{мак}} = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{P_{\text{мак}}} = \frac{51,98}{9,75} = 5330 \text{ год.} \quad (2.4)$$

Розрахуємо коефіцієнт заповнення графіка навантаження ПС:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_{\text{мак}}}{8760} = 0,61. \quad (2.5)$$

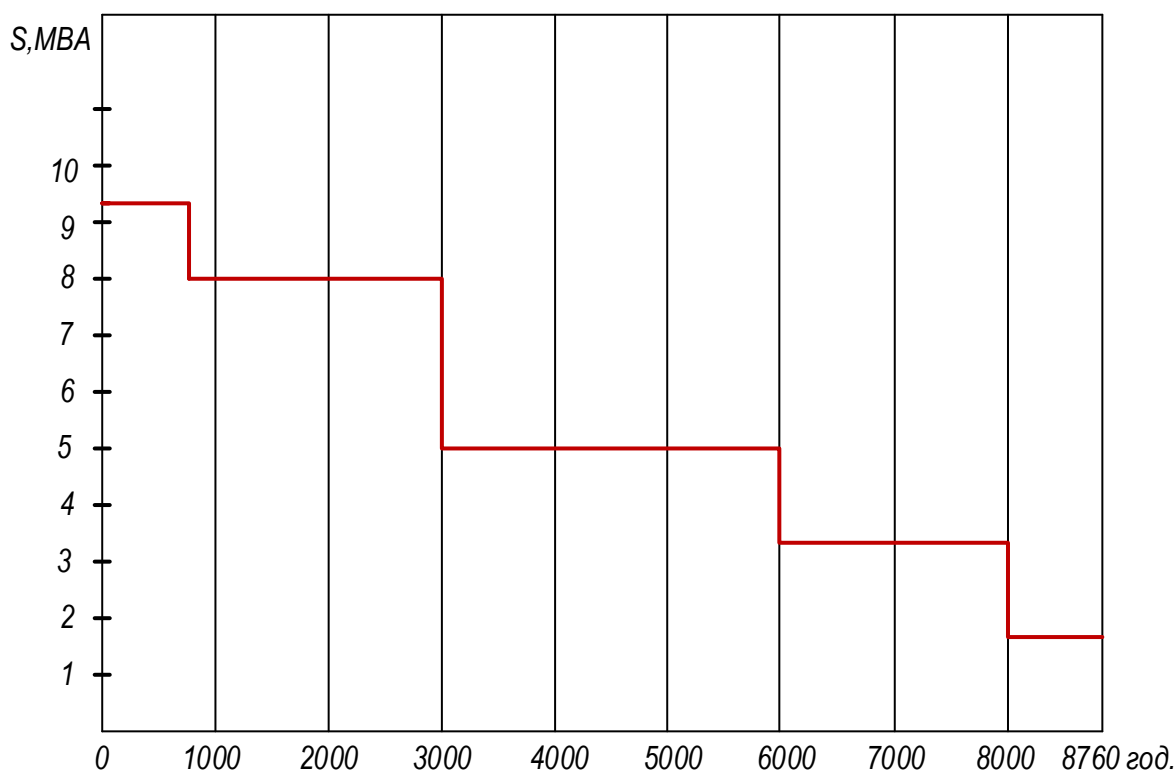


Рисунок 2.1. Графік річного навантаження

2.1 Розрахунок та вибір трансформатора ПС 35/10 кВ «Брусилів 35»

При виборі числа трансформаторів підстанції необхідно визначитися з категорією споживачів по надійності електропостачання. Сільськогосподарські підприємства які будуть житися від підстанції віднесемо до другої та третьої категорії. Згідно [4] для споживачів другої категорії рекомендовано мати живлення від двох незалежні джерела, а для третьої категорії – достатньо одного.

Відповідно до цього розглянемо два варіанти вибору трансформатора для заданої підстанції.

Вибираємо два двообмоткових трансформатора типу ТМН-6300/35 параметри якого приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики трансформатора ТМН-6300/35

Характеристика	Величина
Марка трансформатора	ТМН – 6300/35
Номінальна потужність $S_{ном}$, МВА	6,3
Напруга ВН $U_{ном\text{ ВН}}$, кВ	35
Напруга НН $U_{ном\text{ НН}}$, кВ	10,5
Втрати потужності холостого ходу ΔP_{xx} , кВт	9,2
Втрати при короткому замиканні $\Delta P_{кз}$, кВт	46,5
Струм холостого ходу I_{xx} , %	0,9
Напруга короткого замикання $U_{кз}$, %	7,5
Ціна , тис. грн.	1750
Кількість n , шт.	2

Знаходимо номінальну розрахункову потужність трансформатора по формулі:

$$S_{н.роз.Т} = S_{ПСмак} \cdot 0,7 = 9,18 \cdot 0,7 = 6,43 \text{ МВА.} \quad (2.6)$$

Розраховуємо коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора:

$$k_{зав} = \frac{S_{н.роз.Т}}{S_{ном.Т}} = \frac{6430}{6300} = 1,02 .$$

Розраховуємо втрати реактивної потужності у трансформаторі:

$$Q_{xx} = \frac{S_{ном.Т} \cdot I_{xx}\%}{100} = \frac{6300 \cdot 0,9}{100} = 56,7 \text{ кВар.} \quad (2.7)$$

Визначаємо наведені втрати активної потужності трансформатора в режимі холостого ходу:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + k_e Q_{xx} = 9,2 + 0,05 \cdot 56,7 = 12,04 \text{ кВт}, \quad (2.8)$$

де k_e - економічний еквівалент реактивної потужності, кВт/квар. Даний коефіцієнт для трансформаторів напругою 35-110 кВ він дорівнює $k_e = 0,05-0,08$, а для трансформаторів напругою 6-10 кВ $k_e = 0,012$.

Розрахуємо втрати реактивної потужності режиму короткого замикання трансформаторів.

$$Q_{\kappa\kappa} = \frac{S_{ном.Т} \cdot u_{\kappa\kappa}\%}{100} = \frac{6300 \cdot 7,5}{100} = 47,25 \text{ кВар}. \quad (2.9)$$

Визначимо наведені втрати активної потужності (навантажувальні втрати) короткого замикання на трансформаторі.

$$P'_{\kappa\kappa} = \Delta P_{\kappa\kappa} + k_e Q_{\kappa\kappa} = 46,5 + 0,05 \cdot 47,25 = 48,86 \text{ кВт}. \quad (2.10)$$

Для двообмоткового трифазного трансформатора наведені втрати потужності визначаються з виразу

$$P'_T = P'_{xx} + k_{зBH} P'_{\kappa\kappa}, \quad (2.11)$$

де $k_{зBH}$ — коефіцієнт завантаження обмоток вищої напруги двообмоткового трансформатора визначається за виразом:

$$k_{зBH} = \frac{S_{ПС}}{S_{ном.Т}}. \quad (2.12)$$

Так для першого ступеня річного графіка навантажень коефіцієнт завантаження обмоток вищої напруги відповідно дорівнюватиме:

$$k_{зBH1} = \frac{S_{ПСмакс}}{S_{ном.Т}} = \frac{9180}{6300} = 1,46.$$

Втрати потужності визначаються з наступного узагальненого виразу на підставі розрахункових річних графіків навантаження для відповідних обмоток:

$$\Delta W_{ПС} = \Delta W_{xxi} + \Delta W_{\kappa\kappa i} = \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa\kappa} \cdot k_{zi}^2 \cdot \Delta t_i + n_i \cdot P'_{xxi} \cdot \Delta t_i, \quad (2.13)$$

де n_i - число трансформаторів ПС, що знаходяться в роботі на i -му ступені річного графіка навантаження, причому визначені з урахуванням значення економічного навантаження ПС $S_{екПС}$;

k_{zi} – коефіцієнти завантаження обмоток вищої напруги двообмоткового трансформатора на i -му ступені;

Δt_i – тривалість знаходження навантаження $S_{ПСi}$ на i -му ступені графіка навантаження.

Для визначення можливості відключення одного із силових трансформаторів реконструйованої підстанції з метою зменшення втрат необхідно визначити економічне навантаження трансформатора по виразу:

$$S_{екПС} = S_{ном.Т} \cdot n \cdot (n-1) \frac{P'_{xx}}{P'_{кз}}, \quad (2.15)$$

де $S_{ном.Т}$ – номінальна потужність трансформатора;

n – кількість трансформаторів на підстанції.

Для варіанта 1 з силовим трансформатором ТДН 6300/35/10 значення економічної потужності складе:

$$S_{екПС1} = S_{ном.Т} \cdot n \cdot (n-1) \frac{P'_{xx}}{P'_{кз}} = 6300 \cdot 2 \cdot (2-1) \cdot \frac{12,04}{48,86} = 3,09 \text{ МВА.}$$

Далі проводиться аналіз виконання нерівності $S_{екПС1} \neq S_{ПСi}$, якщо, $S_{екПС1} > S_{ПСi}$ то в роботі залишаються два трансформатори та $n_i = 2$; якщо, $S_{екПС1} < S_{ПСi}$ то в роботі залишається один трансформатор $n_i = 1$.

Так, наприклад, для першої ступені графіка навантаження будемо мати:

$$\Delta W_{кз1} = \frac{1}{n} \cdot P'_{кз} \cdot k_{з1}^2 \cdot \Delta t_1 = \frac{1}{2} \cdot 48,86 \cdot 1,46^2 \cdot 800 = 41660 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{xx1} = n_1 \cdot P'_{xx} \cdot \Delta t_1 = 2 \cdot 12,04 \cdot 800 = 19200 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{ПС1} = \Delta W_{xx1} + \Delta W_{кз1} = 41660 + 19200 = 60860 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Результати подальших розрахунків представлені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.3 - Результати розрахунку втрат для трансформаторів ТДН-6300/35/10

i	$S_{\Pi ci}$, МВА	n_i	Δt_i , год.	ΔW_{xxi} , кВт·год	k_{zi}	ΔW_{kzi} , кВт·год
1	9,18	2	800	19200	1,46	41660
2	8,0	2	2200	52800	1,27	86887
3	5,0	2	3000	72000	0,79	45740
4	3,3	2	2000	48000	0,52	13212
5	1,7	1	760	9120	0,27	2707
				$\sum \Delta W_{xxi}=201120$		$\sum \Delta W_{kzi}=190206$
				$\sum \Delta W_{\Pi C}=\sum \Delta W_{xxi}+\sum \Delta W_{kzi}=391326$		

Вибираємо один двообмотковий трансформатор типу ТМН-10000/35 параметри якого приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики трансформатора ТМН-10000/35

Характеристика	Величина
Марка трансформатора	ТМН – 10000/35- У1, УХЛ1
Номинальна потужність $S_{\text{ном}}$, МВА	10,0
Напруга ВН $U_{\text{ном ВН}}$, кВ	35
Напруга НН $U_{\text{ном НН}}$, кВ	10,5
Втрати потужності холостого ходу ΔP_{xx} , кВт	14,5
Втрати при короткому замиканні $\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	65
Струм холостого ходу I_{xx} , %	0,8
Напруга короткого замикання $U_{\text{кз}}$, %	7,5
Ціна, тис. грн.	3000
Кількість n , шт.	2

Розраховуємо коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора:

$$k_{зав} = \frac{S_{н.роз.Т}}{S_{ном.Т}} = \frac{6430}{10000} = 0,64.$$

Розраховуємо втрати реактивної потужності у трансформаторі:

$$Q_{xx} = \frac{S_{ном.Т} \cdot I_{xx}\%}{100} = \frac{10000 \cdot 0,8}{100} = 80,0 \text{ кВар}. \quad (2.16)$$

Визначаємо наведені втрати активної потужності трансформатора в режимі холостого ходу:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + k_e Q_{xx} = 14,5 + 0,05 \cdot 80 = 18,5 \text{ кВт}, \quad (2.17)$$

де k_e - економічний еквівалент реактивної потужності, кВт/квар. Даний коефіцієнт для трансформаторів напругою 35-110 кВ він дорівнює $k_e = 0,05-0,08$, а для трансформаторів напругою 6-10 кВ $k_e = 0,012$.

Розрахуємо втрати реактивної потужності режиму короткого замикання трансформаторів.

$$Q_{кз} = \frac{S_{ном.Т} \cdot u_{кз}\%}{100} = \frac{10000 \cdot 7,5}{100} = 75,0 \text{ кВар}. \quad (2.18)$$

Визначимо наведені втрати активної потужності (навантажувальні втрати) короткого замикання на трансформаторі.

$$P'_{кз} = \Delta P_{кз} + k_e Q_{кз} = 65 + 0,05 \cdot 75 = 68,75 \text{ кВт}. \quad (2.19)$$

Так для першого ступеня річного графіка навантажень коефіцієнт завантаження обмоток вищої напруги відповідно даного трансформатора дорівнюватиме:

$$k_{зВН1} = \frac{S_{ПСмак}}{S_{ном.Т}} = \frac{9180}{10000} = 0,92.$$

Для варіанта 2 з силовим трансформатором ТДН 10000/35/10 значення економічної потужності складе:

$$S_{екПС1} = S_{ном.Т} \cdot n \cdot (n-1) \frac{P'_{xx}}{P'_{кз}} = 10000 \cdot 1 \cdot (1-1) \cdot \frac{12,04}{48,86} = 0 \text{ МВА.}$$

Це свідчить про те, що на всіх штабелях навантаження може працювати один трансформатор.

Так, наприклад, для першої ступені графіка навантаження будемо мати:

$$\Delta W_{кз1} = \frac{1}{n} \cdot P'_{кз} \cdot k_{з1}^2 \cdot \Delta t_1 = \frac{1}{1} \cdot 68,75 \cdot 0,92^2 \cdot 800 = 46552 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{xx1} = n_1 \cdot P'_{xx} \cdot \Delta t_1 = 1 \cdot 18,15 \cdot 800 = 14520 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{ПС1} = \Delta W_{xx1} + \Delta W_{кз1} = 46552 + 14520 = 61072 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Результати подальших розрахунків представлені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Результати розрахунку втрат для трансформаторів ТДН-10000/35/10

i	$S_{ПСi},$ МВА	n_i	$\Delta t_i,$ год.	$\Delta W_{xxi},$ кВт·год	$k_{зи}$	$\Delta W_{кзи},$ кВт·год
1	9,18	2	800	14520	0,92	46552
2	8,0	2	2200	39930	0,8	96800
3	5,0	2	3000	54450	0,5	51563
4	3,3	2	2000	36300	0,33	14974
5	1,7	1	760	13794	0,17	1510
				$\sum \Delta W_{xxi}=158994$		$\sum \Delta W_{кзи}=211399$
				$\sum \Delta W_{ПС}=\sum \Delta W_{xxi}+\sum \Delta W_{кзи}=370393$		

2.2 Техніко-економічний розрахунок трансформаторів ПС 35/10 кВ «Брусилів 35»

Загальні затрати на спорудження підстанції визначаються формулою :

$$Z_{\Sigma} = E \cdot K_{зат.Т} + B_{втр.Т} + B_{обс.,рем.,ам.}, \quad (2.20)$$

де E – норма дисконта, яка береться $E = 0,2 - 0,3$;

$K_{зат.Т}$ – повні капітальні затрати з урахуванням ціни трансформаторів;

$B_{втр.Т}$ – ціна втрат потужності в трансформаторі;

$B_{обс.,рем.,ам.}$ – витрати на обслуговування ремонт і амортизаційні відрахування.

$$K_{зат.Т} = C_T \cdot I_{ц.о} \cdot (1 + \delta_T + \delta_{б\gamma\delta} + \delta_{мон}) , \quad (2.21)$$

де C_T – ціна трансформаторів, $C_{T1} = 1750$ тис. грн, $\delta_{б\gamma\delta} = 0,13$ тис. грн; (ціни на 2021р);

$I_{ц.о}$ – індекс цін обладнання ($I_{ц.о} = 1$ на 2021р);

$\delta_T = 0,05$ – коефіцієнт, який враховує транспортні та заготівельні витрати, пов'язані з придбанням обладнання;

$\delta_{б\gamma\delta} = 0,13$ – коефіцієнт, який враховує витрати на будівельні роботи;

$\delta_{мон.} = 0,15$ – коефіцієнт, який враховує витрати на монтаж і наладку обладнання.

Відповідно повні капітальні затрати з урахуванням ціни трансформаторів будуть складати:

$$K_{зат.Т1} = 1750 \cdot 1 \cdot (1 + 0,05 + 0,13 + 0,15) = 2327,5 \text{ тис. грн};$$

$$K_{зат.Т2} = 3000 \cdot 1 \cdot (1 + 0,05 + 0,13 + 0,15) = 3990 \text{ тис. грн}.$$

Визначаємо ціну втрат потужності в трансформаторі по формулі:

$$B_{втр.Т} = C_0 \cdot (n_T \cdot \Delta P_{xx} T_p + \left(\frac{S_{н.роз.Т}}{S_{ном.Т}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot T_{мак} \cdot \frac{1}{n_T}), \quad (2.22)$$

де C_0 – кошторис 1кВт·год електроенергії, $C_0 = 3,18$ грн./кВт·год (на жовтень 2021р.);

T_p – річне число годин роботи трансформатора, $T_p = 8760$ г.;

ΔP_{xx} – втрати холостого ходу, $\Delta P_{xx1} = 9,2$ кВт; $\Delta P_{xx2} = 14,5$ кВт.

$\Delta P_{кз}$ – втрати короткого замикання, $\Delta P_{кз1} = 46,5$ кВт; $\Delta P_{кз2} = 65$ кВт.

$T_{мак}$ – время максимальных потерь, $T_{мак} = 5330$ г.

$S_{н.роз.Т} = 6430$ кВт.

$$B_{втр.Т1} = 3,18 \cdot (2 \cdot 9,2 \cdot 5330 + \left(\frac{6430}{6300}\right)^2 \cdot 46,5 \cdot 5330 \cdot \frac{1}{2}) = 718984 \text{ грн}$$

$$B_{втр.Т2} = 3,18 \cdot (14,5 \cdot 5330 + \left(\frac{6430}{10000}\right)^2 \cdot 65 \cdot 5330) = 701266 \text{ грн.}$$

$$B_{ам.,обсл.,рем.} = (B_{ам} + B_{обсл} + B_{рем}) \cdot K_{зат.тр.}, \quad (4.4)$$

де $B_{ам} = 3,5\%$ – норма амортизаційних відрахувань;

$B_{обсл} = 2,9\%$ – норма обслуговування обладнання;

$B_{рем} = 1\%$ – норма ремонту обладнання.

$$B_{ам.,обсл.,рем.1} = (0,035 + 0,029 + 0,01) \cdot 2327,5 = 172235 \text{ грн.}$$

$$B_{ам.,обсл.,рем.2} = (0,035 + 0,029 + 0,01) \cdot 3990 = 295260 \text{ грн.}$$

Загальні затрати на спорудження підстанції складають:

$$З_{\Sigma ПС1} = 0,25 \cdot 2327500 + 718984 + 172235 = 1473,1 \text{ тис. грн.}$$

$$З_{\Sigma ПС2} = 0,25 \cdot 399000 + 701266 + 295260 = 1994,1 \text{ тис. грн.}$$

Висновки по другому розділу

Варіант трансформаторної ПС з двома трансформаторами потужністю 6300 кВА на основі техніко-економічного розрахунку виявилися вигіднішими за нього і приймаємо за основний у наступних розрахунках.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ТА ОБГРУНТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ «БРУСИЛІВ-35»

Вибір електричної схеми розподільчого пристрою здійснюється на підставі ПУЕ [1]. Даний документ наказує вибір схеми здійснювати з каталогу типових рішень, представленого в [13]. Виходячи з положень вищезгаданих документів, оберемо схему розподільчого пристрою №35-4Н – «Два блоку з вимикачем та неавтоматичною перемичкою з боку лінії».

Принципова електрична схема даного розподільчого пристрою представлена рисунку 3.1.

Перевагою даної схеми є найпростіша конструкція РУ, що передбачає дешевизну комплектуючих та монтажу, а також спрощує ремонт обладнання у процесі експлуатації. Дана схема застосовується в у разі тупикових або відгалужувальних двотрансформаторних підстанцій.

Вона відкриває широкі перспективи подальшого розширення та модернізації. Так, початковим етапом такого розширення може бути схема укрупненого блоку (лінія + 2 трансформатори).

Застосування цієї схеми можливе лише за умови забезпечення необхідної надійності ЕСО споживачів, що для схеми 4Н означає необхідність застосування вимикачів, створених за технологією, основою якою є застосування гексафториду сірки (який на практиці частіше всього називається елегазом).

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Практичне використання електроустаткування має на увазі виникнення в електроустановках будь-якого ступеня складності струмів короткого замикання, що пояснюється природним старінням ізоляції, заводським браком, помилками персоналу, чи іншими причинами.

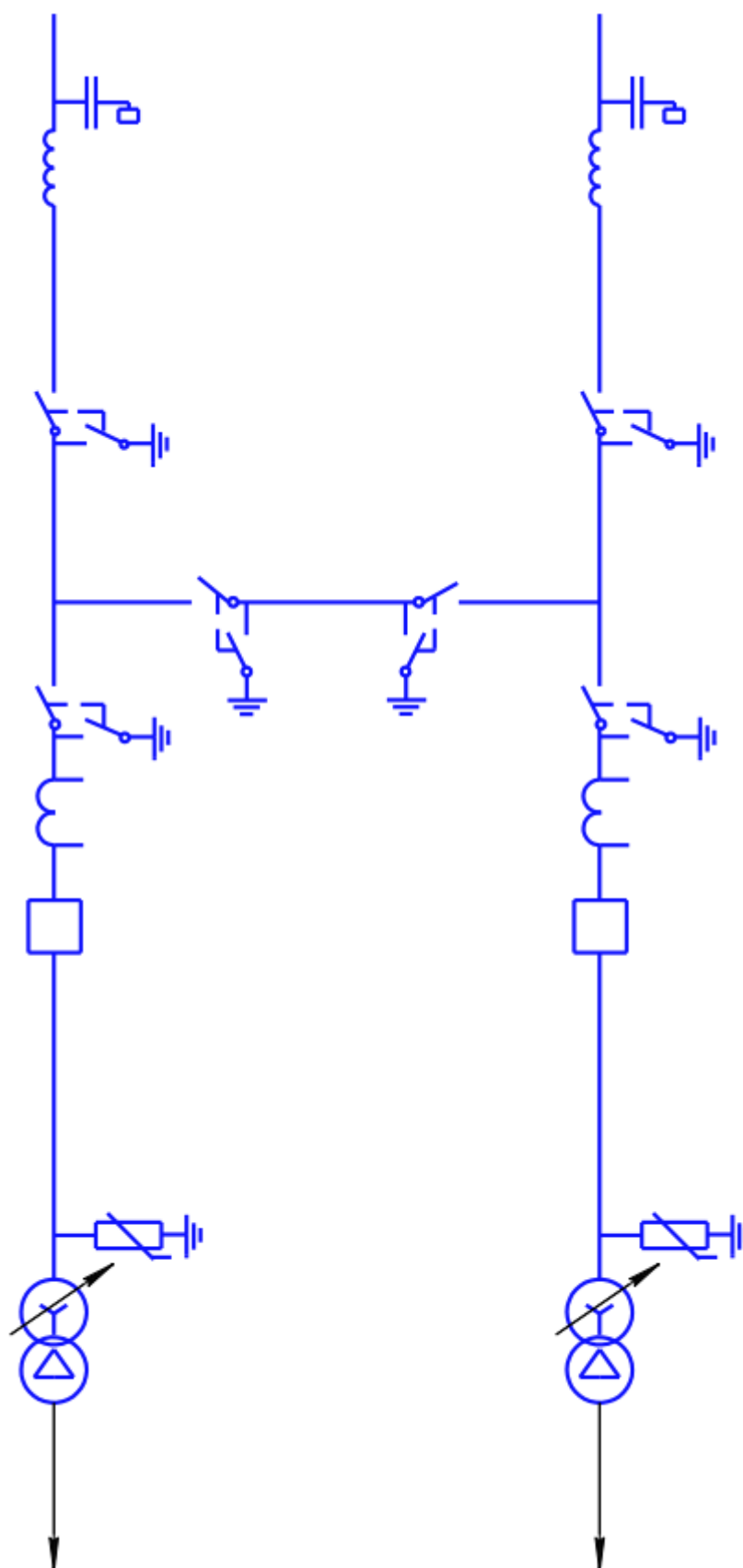


Рисунок 3.1. Схема електрична принципова РУ №35-4Н

Коротке замикання - будь-яке непередбачене нормальними умовами роботи замикання між фазами, або, у системах із заземленими нейтраліями – між однією або декількома фазами та землею (або нульовим роводом). До наслідків таких замикань можна віднести: різке зростання струмів у струмопровідних частинах, як наслідок, провал напруги у схемі, а в деяких випадках – виникнення електричної дуги, що призводить до псування обладнання та виникнення пожежі. Протікання струмів великої сили призводить до перегріву струмовідних частин, а в деяких випадках, і до них механічної деформації. Наслідком вищевикладеного є перерви в електропостачанні, порушення технологічних режимів, недовідпускання електроенергії.

Запобігання коротким замиканням у мережах електропостачання є одним із пріоритетних завдань проектування системи.

Розрахунок трифазних струмів КЗ

Даний розрахунок виконується з метою вибору та перевірки електричних апаратів та провідників, а також виконання проектування пристроїв заземлення та іншого обладнання.

Складемо розрахункову схему ЕУ та позначимо розрахункові точки КЗ (рисунок 3.2).

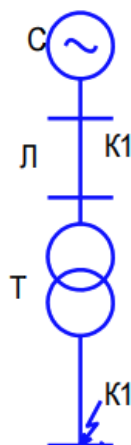


Рисунок 3.2. Розрахункова схема електроустановки

Далі, на підставі цієї схеми будується еквівалентна схема заміщення (рис. 3.3).

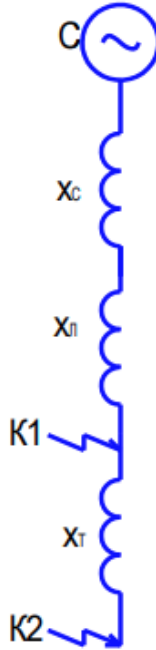


Рисунок 3.3. Еквівалентна схема заміщення

Зробимо розрахунок опорів схеми заміщення мережі ЕСН для цього задамося базовими потужністю і ЕРС: $S_{\bar{o}} = 1000$ МВА, $E''_{\bar{o},m} = 1$

Розрахунок опорів:

$$x_{*\bar{o},m} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k} = \frac{1000}{5000} = 0,2;$$

$$x_{*\bar{o},TB} = \frac{u_{\kappa\%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{номT}} = \frac{7,5 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 11,9;$$

$$x_{*\bar{o},ПЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 3,45 \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,01.$$

Довжина лінії, згідно з завданням на проектування, становить 3.45 км.

Виконаємо розрахунок струмів симетричного короткого замикання:

У точці K1:

Обчислимо суму опорів елементів схеми заміщення до точки К1:

$$x_{*рез\ б} = x_{*б,с} + x_{*б,КЛ} = 2 + 2,92 = 4,92,$$

Проведемо розрахунок базисного струму:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА},$$

Визначаємо початкове середньоквадратичне значення періодичної складової короткого замикання струму:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}}{x_{*рез\ б}} \cdot I_б = \frac{1}{4,92} \cdot 15,6 = 3,17 \text{ кА},$$

Визначаєм ударний струм:

$$k_{уд} = 1,8$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot 1,8 = 8,06 \text{ кА}.$$

Розрахунки у точці К2.

Обчислимо суму опорів елементів схеми заміщення до точки К2:

$$x_{*рез2\ б} = x_{*рез1\ б} + x_{*б,ТВ} = 4,92 + 7,5 = 12,42.$$

Виконаємо розрахунок базисного струму.

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Визначимо початкове чинне значення періодичної складової струму К3:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}}{x_{*рез\ б}} \cdot I_б = \frac{1}{12,42} \cdot 55 = 4,42 \text{ кА}.$$

Знаходимо ударний струм КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,42 \cdot 1,9 = 11,87 \text{ кА.}$$

Далі розрахуємо струми несиметричних КЗ.

Розрахунок струмів несиметричних КЗ

Для розрахунку несиметричних струмів КЗ складається схема заміщення прямої, зворотної та нульової послідовностей.



Рисунок 3.4. Схема заміщення прямої і зворотної послідовностей

При складанні схеми заміщення нульової послідовності враховуємо, що силовий трансформатор має напругу ВН – 35 кВ. При цьому схема з'єднання обмоток силового трансформатора для мереж напругою 35 кВ зірка-трикутник. Тому схема заміщення нульової послідовності може бути виконана лише для розрахункової точки К1 (рисунок 3.5)

Розрахунок точки К1.

Розрахуємо опори прямої та зворотної послідовності:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 4,92$$

Виконаємо обчислення опору нульової послідовності:

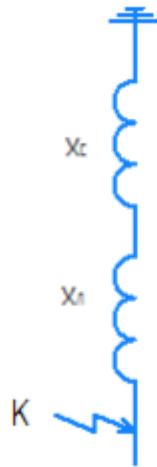


Рисунок 3.6. Схема заміщення нульової послідовності

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*6,c} + x_{*6,l})}{x_{*6,c} + x_{*6,l}} = \frac{(0,2 + 2,92)}{0,2 + 2,92} = 1.$$

Проводимо обчислення струму однофазного КЗ

$$I_{п,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{3}{4,92 + 4,92 + 1} \cdot 15,6 = 4,31 \text{ кА.}$$

Визначаємо шляхом розрахунку струм двофазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\sqrt{3}}{4,92 + 4,92} \cdot 15,6 = 2,74 \text{ кА.}$$

Обчислимо струм двофазного КЗ на землю:

$$I_{п,0}^{1,1} = m^{1,1} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6,$$

$$I_{п,о}^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{4,92 \cdot 1}{4,92 + 1^2}} \cdot \frac{1}{4,92 + \frac{4,92 \cdot 1}{4,92 + 1}} \cdot 15,6 = 4,35 \text{ кА.}$$

Розрахунок ударних струмів.

$$i_{уд}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^1 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,31 \cdot 1,8 = 10,97 \text{ кА,}$$

$$i_{уд}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^2 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,74 \cdot 1,8 = 6,97 \text{ кА,}$$

$$i_{уд}^{1,1} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^{1,1} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,35 \cdot 1,8 = 11,07 \text{ кА.}$$

Оскільки друга обмотка двообмоткового трансформатора з'єднана схемою трикутник у ній немає нульової послідовності.

Отже, однофазне КЗ зводиться до простого, струму якого в даному разі, зневажливо малі, а струм $K^{(1,1)}$ дорівнює струму двофазного КЗ. Таким чином, для цієї точки розрахуємо тільки двофазне коротке замикання двофазне коротке замикання на землю, але значення нульове послідовності дорівнюватиме нулю.

Розрахунок опорів прямої та зворотної послідовності:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 12,42$$

Визначимо струм двофазного КЗ:

$$I_{п,о}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\sqrt{3}}{12,42 + 12,42} \cdot 55 = 3,83 \text{ кА.}$$

Визначимо струм двофазного КЗ на землю

$$I_{п,о}^{1,1} = m^{1,1} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6$$

$$I_{п,о}^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{12,42 \cdot 0}{12,42 + 0^2}} \cdot \frac{1}{12,42} \cdot 9,16 = 1,27 \text{ кА.}$$

Розрахунок ударних струмів.

$$i_{уд}^2 = \bar{2} \cdot I_{п,0}^2 \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 3,83 \cdot 1,92 = 10,39 \text{ кА},$$

$$i_{уд}^{1,1} = \bar{2} \cdot I_{п,0}^{1,1} \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 1,27 \cdot 1,92 = 3,44 \text{ кА}.$$

Знання струмів коротких замикань у різних точках дозволяє зробити вибір обладнання електричних мереж таким чином, щоб воно в аварійному режимі забезпечувало функціонування мережі так само, як і в нормальному. Зробимо вибір електричних апаратів та провідників у наступному пункті.

3.2 Вибір електричних провідників та апаратів підстанції

Одним з основних етапів проектування знижувальної трансформаторної підстанції є вибір електричного обладнання та провідників. Тут визначаються основні характеристики електричної частини знижувальної підстанції.

Для оснащення підстанції необхідно зробити вибір наступного обладнання:

Вимикачів на сторонах 35 кВ та 10 кВ

Роз'єднувачів на стороні 35 кВ

Трансформатори напруги на стороні 10 кВ

Трансформатори струму на сторонах 35 і 10 кВ

Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218,72 \text{ А},$$

$$B_k = I_{\phi}^{(1.3)^2} \cdot t_{откл} + T_a = 3,17^2 \cdot 0,04 + 0,15 = 1,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{откл.в}$ - повний час, за який вимикач вимикається.

$$\tau = t_{pz} + t_{с.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05.$$

де t_{pz} - власний час спрацювання вимикача

$t_{c.6}$ – час спрацьовування релейного захисту

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\phi}^{1.3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,15}} = 3,21 \text{ кА.}$$

За результатами вищевикладеного розрахунку для сторони високого напруги трансформаторної підстанції виберемо елегазовий вимикач ВР35НТ УХЛ1.

Відомість перевірки високовольного вимикача для сторони 35 кВ наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Перевірка вимикача ВР35НТ УХЛ1.

Елегазовий вимикач ВР35НТ УХЛ1.	
Розрахункові значення	Каталожні параметри
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 218,72 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\phi}^{(1.3)} = 3,17 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$
$I_{a,\tau} = 3,21 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\phi}^{1.3} + I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,17 + 3,21 = 7,69 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 49,5 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}}^{(1.3)} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{\text{н.р.с}} = 25 \text{ кА}$
$B_k = 1,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір роз'єднувачів

За наявними даними виберемо роз'єднувач двоколонковий з заземлюючими ножами типу РНДЗ-1-35/1000 ХЛ1.

Виконано перевірку роз'єднувача РНДЗ-1-35/1000 ХЛ1 у результаті якої виявлено, що він відповідає всім вимогам.

Вибір трансформаторів струму

Для вибору трансформаторів струму визначаємо максимальний струм.

Таблиця 3.2 - Виконання перевірки роз'єднувача РНДЗ-1-35/1000 ХЛ1.

$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном. дл.}} = 218,72 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,0}^1 = 3,17 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 1,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218,72 \text{ А.}$$

Час протікання струму термічної стійкості трансформатора беремо величиною $t_T = 3 \text{ с}$.

За розрахованими даними виберемо трансформатор ТОЛ-СЕСЦ-35-1000/5 Відомість перевірки ТТ на відповідність заданим параметрам представлена у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Перевірка трансформатора струму ТОЛ-СЕСЦ-35-1000/5

Трансформатори струму ТОЛ-СЕСЦ-35	
Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 218,72 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$I_{уд}^{(1.3)} = 11,87 \text{ кА}$	$I_{уд} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 32,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_T = 15^2 \cdot 0,4^2 \cdot 3$ $= 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким чином, трансформатор струму ТОЛ-СЕСЦ-35 відповідає заданим параметрам і підходить для ланцюга, що розглядається.

Вибір гнучких шин за 35 кВ

Провідники ПЛ (гнучкі шини) практично виконуються сталевалюмінієвими проводами марки АС.

Перетин провідників вибирається за наведеними нижче параметрами. Для цього визначаємо економічну щільність струму:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{15,58 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 243,11 \text{ кА},$$

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{15,58 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 243,11 \text{ кА},$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{243,11}{1} = 243,11 \text{ мм}^2.$$

де $j_{\text{ек}}$ - економічна щільність струму, згідно з [ПУЭ] і T_{max} визначеного в п.1 дорівнює 5330 годин.

Попередньо виберемо провід АС – 95/16 та виконаємо для нього комплекс перевірок.

Проводимо перевірку відповідності довго допустимого струму по умові нагріву з урахуванням можливого навантаження:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 218,72,$$

$$I_{\text{max}} = 218,72 \text{ А} < I_{\text{дл,доп}} = 265 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість для проводів, що прокладаються на відкритому повітрі не проводимо. Перевірка на електродинамічну стійкість проводиться тільки при перевищенні періодичної складової струму короткого замикання значення 20 кА, що у разі немає місця.

Провід АС – 95/16 відповідає умовам, за якими проводилася перевірка і тому приймається до застосування в ВРП 35 кВ.

Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

За результатами вищевикладеного розрахунку для сторони високого

напруги трансформаторної підстанції виберемо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-20/1600 У2.

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 769,8 \text{ А},$$

$$B_{\text{к}} = I_{n,0}^2 \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}} + T_a = 4,42^2 \cdot 0,07 + 0,025 + 0,15$$

$$B_{\text{к}} = 4,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де $t_{\text{откл.в}}$ - час повний, за який вимикач вимикається.

За результатами вищевикладеного розрахунку для сторони високого напруги трансформаторної підстанції виберемо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-20/1600 У2.

Відомість перевірки високовольтного вимикача для сторони 10 кВ наведено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Провірка вимикача ВВ/TEL–10–20/1600 У2.

$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 769,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{n,0}^2 = 4,42 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01 \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,01 \cdot 20 = 5,64 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^2 + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,42 + 3,57$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^2 + i_{\alpha,\tau} = 9,82 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{20}{100} \right) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 11,87 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 51 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 4,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким чином, вимикач ВВ/TEL-10-20/1600 У2 був перевірений на відповідність каталожних даних реальним параметрам аналізованого ланцюга. На підставі цієї перевірки можна дійти невтішного висновку у тому, що він задовольняє вимогам надійності спрацьовування та за всіма параметрами підходить для встановлення в заданий ланцюг. Далі зробимо вибір роз'єднувачів.

Вибір трансформаторів струму на стороні 10 кВ

Для вибору трансформаторів струму визначаємо максимальний струм.

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,8 \text{ А.}$$

Час протікання термічної стійкості ТС дорівнює $t_T = 1 \text{ с.}$

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a = 4,42^2 \cdot 0,01 + 1 + 0,14 = 22,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

За розрахованими даними виберемо трансформатор ТОЛ-10-1500/5 УХЛ1 (Трансформатор струму опорний із литою ізоляцією).

Відомість перевірки ТТ на відповідність заданим параметрам представлена у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Перевірка трансформатора струму ТОЛ-10-1500/5 У2

$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 549,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 11,87 \text{ кА}$	$i_d = 152,5 \text{ кА}$
$B_k = 22,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким чином, трансформатор струму ТОЛ-10-1500/5 УХЛ1 відповідає заданим параметрам і підходить для ланцюга, що розглядається.

Висновки по третьому розділу.

В проведений вибір та обґрунтування електричної схеми підстанції 35/10 кВ «Брусилів-35». Вибір електричної схеми розподільчого пристрою здійснюється на підставі ПУЕ.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

При виконання випускної кваліфікаційної роботи здійснено розрахунок очікуваних електричних навантажень по підстанції 35/10 кВ "Бруsilів-35". Результати розрахунку очікуваних електричних навантажень використані для вибору оптимального електротехнічного обладнання реконструкції підстанції 35/10 кВ «Бруsilів-35». Побудований упорядкований річний графік навантаження підстанції, за яким визначена потужність години максимальної завантаженості, що становить 9,18 МВА. Так само визначено показники графіка навантажень, такі як $T_{\text{мак}}=5330$ год. і $K_3=0,639$.

Далі розглянуті різні варіанти силових трансформаторів, внаслідок чого за сукупністю техніко-економічних показників та наведених витрат обрано до встановлення на підстанції «Бруsilів-35» два трансформатора марки ТДН - 6300/35/10 кВ.

Визначено значення струмів симетричних та несиметричних коротких замикань. Найбільший струм на стороні 35 кВ протікає при двофазному короткому замиканні. У режимі він становить 4,35 кА, тоді як у піку перехідного процесу – 11,07 кА. На боці ПН найбільше значення має симетричне КЗ – періодична складова дорівнює 4,42 кА, ударний струм - 11,87 кА. Виходячи з отриманих значень струмів короткого замикання у ВКР виконано вибір обладнання підстанції «Бруsilів-35».

Для забезпечення споживачів електроенергією вибрано таке обладнання:

На високій стороні: вимикач елегазовий ВР35НТ УХЛ1, роз'єднувач двоколонковий РНДЗ-1-35/1000, трансформатор струму ТІЛ СЕЩ-35 УХЛ1, гнучкі шини АС-95/16.

Далі вибиралося обладнання, встановлюється в осередки КРУН – комплектного розподільчого пристрою зовнішнього розміщення. До нього відноситься: вакуумний вимикач ВВ/TEL-10- 20/1600 У2, трансформатор струму з литою ізоляцією ТОЛ-10-1500/5 У2, трансформатор напруги ЗНОЛ-СЕСЦ – 10 (У2).

Виконаний проект реконструкції електричної частини підстанції 35/10 кВ «Бруsilів-35» відповідає технічним вимогам та виконаний відповідно до сучасних методик розрахунку і вибору високовольного електроустаткування.

ВИКОРИСТАНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА

1. <https://zt.gov.ua/index.php/.html>
2. Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України від 22 серпня 2002 року N 928 Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 14.11. 2002 р. за N 903/7191
3. «Про затвердження Кодексу системи розподілу»– Постанова №310 від 14.03.2018 . НКРЕКП м. Київ.
4. Екологічний паспорт Житомирської області// Управління екології та природних ресурсів: Ж.2019-187 с
5. Постанова Кабінету міністрів України « Про затвердження державної цільової економічної програми енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010-2016 роки» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/243-2010-%D0%BF>
6. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів Наказ Міністерства палива та енергетики №91 від 13.02.2012.
7. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электророборудованию и электроснабжению. М.: - ФОРУМ ИНФА - М, 2011.- 136 С.
8. 4.Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: - ФОРУМ ИНФА - М, 2005.- 214 С.