

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допущений до захисту:
завідувач кафедри ЕЕЕ
д.т.н. проф. Матвійчук В.А.

(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

“25” листопада 2019 р.

Дослідження системи електропостачання «ВАТ Світанок»

Робота на здобуття освітнього ступеня «Магістр»
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,
електротехніка і електромеханіка

Виконав: студент групи ЕІ-18-1 (маг.з.)

Недбайло Віталій Анатолійович _____

Керівник: к.т.н., доцент, каф. ЕЕЕ

Видмиш А.А. _____

Вінницький національний аграрний університет

Факультет Інженерно-технологічний

Кафедра «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітній ступінь - магістр

Галузь знань 14 - «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕЕЕ
д.т.н., проф. В.А. Матвійчук

“27” вересня 2019 року

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ МАГІСТРАНТА

Недбайлу Віталю Анатолійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи): Дослідження системи електропостачання «ВАТ Світанок»

керівник роботи Видмиш Андрій Андрійович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затвержені наказом ВНАУ від 13” травня 2019 року №101-м

2. Строк подання студентом роботи “25” листопада 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи): генплан підприємства та відомості про навантаження окремих підрозділів, технологічне та будівельне планування одного із виробничих об'єктів підприємства, відомості про можливі джерела живлення, відомості про необхідну надійність живлення електричних навантажень, інформація про перспективи зміни технологічного процесу та електричних навантажень.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ., Загальні відомості про підприємство., Розрахунок системи електропостачання «ВАТ СВІТАНОК»., Розрахунок електропостачання дільниці пакування «ВАТ СВІТАНОК»., Вибір захисного обладнання., Розрахунок освітлювальної мережі пакувального цеху., Поліпшення якості електроенергії на «ВАТ СВІТАНОК»., Економічна частина роботи., Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях., Висновки.

5. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|-----------------|---|----------------|------------------|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| Основна частина | Видмиш А.А к.т.н., доцент кафедри ЕСТА | 27.09.2019 | 27.09.2019 |

6. Дата видачі завдання « 27 » вересня 2019 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|---|-------------------------------|----------|
| 1 | Аналіз завдання. Вступ | 30.09 – 04.10.19 р. | |
| 2 | Розробка електротехнічних розділів | 07.10 – 25.10.19 р. | |
| 3 | Розробка економічної частини | 28.10 – 01.11.19 р. | |
| 4 | Розробка розділу з охорони праці | 04.11 – 08.11.19 р. | |
| 5 | Аналіз виконання ІЗ. Висновки | 11.11 – 15.11.19 р. | |
| 6 | Оформлення пояснювальної записки | 18.11 – 20.11.19 р. | |
| 7 | Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу | 21.11.18 р. – 22.11.19 р. | |
| 8 | Попередній захист | 25.11.19 р. | |

Студент _____
(підпис)

Недбайлу В.А.

Керівник роботи _____
(підпис)

Видмиш А.А

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| Анотація..... | 6 |
| ВСТУП..... | 8 |
| 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО..... | 10 |
| 1.1 Короткий опис технологічних процесів..... | 10 |
| 1.2 Вихідні дані магістерської роботи | 12 |
| 1.3 Техніко – економічне обґрунтування роботи | 15 |
| 2 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ «ВАТ СВІТАНОК»..... | 17 |
| 2.1 Розробка бази даних проекту..... | 17 |
| 2.2 Визначення середніх та розрахункових навантажень цехів | 20 |
| 2.3 Визначення кількості, потужності та місця розташування ЦТП..... | 24 |
| 2.4 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення | 27 |
| 2.5 Визначення с.к.з. за законом Ома з врахуванням еквівалентного опору системи | 30 |
| 2.6 Визначення оптимальних перерізів розподільчих мереж 0,4 кВ..... | 32 |
| 2.7 Визначення оптимальних координат розміщення ТП за критерієм мінімуму затрат в СЕП..... | 35 |
| 2.8 Визначення потужності компенсуючих пристроїв 0,38 кВ за критерієм мінімуму затрат в СЕП з урахуванням вхідної реактивної потужності | 38 |
| 3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ДІЛЬНИЦІ ПАКУВАННЯ «ВАТ СВІТАНОК» | 42 |
| 3.1 Вибір схеми цехової мережі..... | 42 |
| 3.2 Розрахунок навантажень цехової мережі | 42 |
| 3.3 Вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі | 46 |
| 4 ВИБІР ЗАХИСНОГО ОБЛАДНАННЯ | 51 |
| 4.1 Вибір високовольтних вимикачів..... | 51 |
| 4.2 Вибір низьковольтного захисного обладнання | 54 |
| 4.3 Перевірка чутливості і селективності захисту цехових мереж..... | 57 |
| 5 РОЗРАХУНОК ОСВІТЛЮВАЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ПАКУВАЛЬНОГО ЦЕХУ | 58 |
| 5.1 Вибір системи освітлення, типу освітлювального пристрою | 58 |
| 5.2 Розрахунок робочого освітлення..... | 59 |
| 5.3 Розрахунок аварійного освітлення | 63 |
| 5.4 Вибір щитків освітлення | 64 |
| 5.5 Вибір живлячих провідників та способу прокладки | 64 |
| 5.6 Вибір провідників за допустимим нагрівом | 66 |
| 5.7 Схема робочого освітлення пакувального цеху | 67 |
| 6 ПОЛІПШЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА «ВАТ СВІТАНОК»..... | 69 |
| 6.1 Поліпшення якості електроенергії за показниками ГОСТ 13109-97..... | 69 |
| 6.2 Вирівнювання добового графіка електричного навантаження..... | 73 |
| 6.2.1 Актуальність дослідження | 73 |
| 6.2.2 Розрахунок плати за електроенергію до і після вирівнювання графіка | |

| | |
|---|------------|
| електричних навантажень | 74 |
| 6.2.3 Розрахунок втрат в трансформаторі до і після вирівнювання графіка електричних навантажень | 80 |
| 7 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА РОБОТИ..... | 82 |
| 7.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання | 82 |
| 7.2 Розрахунок поточних витрат | 86 |
| 7.3 Розрахунок собівартості електроенергії | 96 |
| 8 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ | 103 |
| 8.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту | 103 |
| 8.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії | 106 |
| 8.2.1 Мікроклімат | 106 |
| 8.2.2 Склад повітря робочої зони | 107 |
| 8.2.3 Виробниче освітлення | 108 |
| 8.2.4 Виробничий шум..... | 109 |
| 8.2.5 Виробничі вібрації..... | 110 |
| 8.3 Оцінка стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій | 111 |
| 8.4 Оцінка безпеки роботи СЕП «ВАТ Світанок» в умовах дії загрозливих чинників НС. Пожежонебезпека. | 112 |
| 8.5 Оцінка стійкості роботи СЕП в умовах дії електромагнітного імпульсу | 115 |
| 8.6 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи енергетичних мереж | 117 |
| ВИСНОВКИ | 118 |
| СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ..... | 119 |
| Додатки..... | 122 |

Анотація

В даній дипломній роботі здійснено розрахунок електропостачання підприємства в цілому та одного з його цехів, а саме здійснено вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової і заводської мереж, вибір та місце розташування цехових трансформаторних підстанцій. Проведено розрахунок несиметричного режиму та вибір стабілізуючого приладу, для симетрування міжфазної напруги та її стабілізації. Розраховано показники ефективності вирівнювання графіка електричного навантаження підприємства. Розроблені норми з охорони праці та проведено економічні розрахунки.

Ст. 131

Рис.27

Табл.35

Бібл. 36

Аннотация

В данной дипломной работе произведен расчет электроснабжения предприятия в целом и одного из его цехов, а именно осуществлен выбор коммутационно-защитной аппаратуры и проводников цеховой и заводской сетей, выбор и место расположения цеховых трансформаторных подстанций. Проведен расчет несимметричного режима и выбор стабилизирующего устройства, для симметрирования межфазной напряженности и ее стабилизации. Рассчитаны показатели эффективности выравнивания графика электрической нагрузки предприятия. Разработанные нормы по охране труда и проведения экономические расчеты.

Ст. 131 Рис.27 табл.35 Библ. 36

ВСТУП

Актуальність теми. Прийняття проектних рішень безпосередньо впливає на об'єм і трудомісткість монтажних робіт, зручність та безпечність експлуатації електротехнічних установок систем електропостачання.

Надійність електропостачання забезпечується вибором найбільш досконалих електричних апаратів, силових трансформаторів, кабельно-провідникової продукції, відповідністю електричних навантажень в нормальних і аварійних режимах номінальним навантаженням цих елементів, використанням і структурного резервування, пристроїв автоматики і релейного захисту.

Процес виробництва залежить від системи електропостачання, що забезпечує нормальний режим роботи підприємства. Система електропостачання повинна задовольняти наступним вимогам: економічність, безпечна експлуатація, надійність, можливість подальшого розвитку без суттєвих змін, забезпечення нормативної якості електроенергії.

Зв'язок роботи з науковими програмами темами. Дипломна робота тісно пов'язана з науковими розробками кафедри.

Мета і задачі дослідження: Мета магістерської роботи – вирішення наукових та інженерних задач в процесі проектування системи електропостачання «ВАТ Світанок». Прийняття рішень з використанням сучасних комп'ютерних технологій. Здійснення вибору і перевірку комутаційно-захисної апаратури, провідників цехової і заводської мереж, вибір трансформаторних підстанцій та місця їх розташування. Дослідження доцільності вирівнювання графіка електричного навантаження та розробити норми з охорони праці.

Об'єкт дослідження: система електропостачання ВАТ «Світанок».

Предмет дослідження – є розробка системи електрозабезпечення пакувального цеху «ВАТ Світанок»..

Методи розрахунку. Розрахунок цехів проводиться за методом коефіцієнта розрахункового максимуму. Розрахунок активної і реактивної потужності силового обладнання і освітлення заводу в цілому проводиться за методами коефіцієнта попиту та питомої потужності освітлення. Основні розрахунки здійснювалися з використанням прикладних програм Microsoft Office.

Практичне значення одержаних результатів. Впровадження одержаних результатів дозволяє:

- використати розрахунки для реальної модернізації підприємства;
- поліпшити якість електроенергії за основними показниками;
- вирівнювання добового графіка електричного навантаження;
- дослідити проблему регулювання напруги в електричних мережах підприємства.

Особистий внесок магістранта. Усі результати, наведені у МДР отримані самотійно.

Апробація результатів. Викладені результати досліджень були апробовані на щорічних науково-дослідних конференціях кафедри.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Короткий опис технологічних процесів

Підприємство «ВАТ Світанок» являє собою м'ясопереробний завод європейського зразку. Побудовано з нульового циклу на ділянці з практично нульовою інфраструктурою. Завод оснащений власною системою очисних споруд, і відповідає найсуворішим екологічним вимогам. Основний вид діяльності: переробка м'яса, виробництво ковбасних виробів, м'ясних делікатесів, напівфабрикатів швидкого приготування, м'ясних консервів.

Підприємство оснащено найновішим обладнанням передових європейських фірм, що спеціалізуються в області поставки обладнання для м'ясопереробної промисловості. Усі лінії автоматизовані, виробничі цехи, складські приміщення та адміністративний корпус обладнані за останнім словом технічного прогресу.

Для виробництва використовується лише відбірна, екологічно чиста сировина, яка підлягає обов'язковому лабораторному контролю. З допомогою своїх лабораторій і відповідних служб проводиться постійний мікробіологічний контроль продукції і відходів підприємства.

На підприємстві створено понад 600 робочих місць з належними умовами праці і заробітною платою.

Процес виготовлення ковбасних виробів включає такі основні операції:

1. Обвалювання;
2. Жилування;
3. Соління;
4. Подрібнення м'яса;
5. Приготування фаршу;
6. Формування ковбас;
7. Перев'язування шпагатом ковбас (кліпсування ковбас);
8. Осаджування;
9. Обжарювання;
10. Варіння;
11. Охолодження.

Обвалювання м'яса. Туші, які поступають на переробку, направляють на обвалювання. Це перший технологічний процес, метою якого є відокремлення м'яса від кісток.

Жилування м'яса. М'ясо відразу після обвалювання на цих же столах жилують, тобто розрізають на куски вагою 400...500 г. та відділяють від нього сполучно-тканинні прожилки, плівки, сухожилля, хрящі та великі кровоносні судини, абсцеси, забруднення та ін. Якість жилування у значній мірі впливає на якість ковбасних виробів. У процесі жилування куски м'яса поділяють на сорти: вищий, перший та другий.

Соління. М'ясо, після подрібнення та сортування, поміщають у металеві ємкості і засолюють кухонною сіллю: 2,5% солі до маси м'яса взимку і 3% влітку.

Соління м'яса можна проводити сухим способом (суха кухонна сіль) або мокрим (розчин кухонної солі). В більшості соління проводять сухим способом.

Подрібнення м'яса. Після соління проводять подрібнення м'яса (на вовчку або на кутері).

Виготовлення ковбасного фаршу. Після подрібнення м'яса на кутері отриманий фарш поміщають у фаршмішалку, додають до нього інші складові компоненти, передбачені рецептурою (спеції, крохмаль, прянощі, яйця та ін.), і старанно перемішують протягом 10 хв.

Наповнення фаршем оболонок. Це наступний процес, який виконується у технологічній схемі виготовлення ковбас після приготування фаршу. Заповнення фаршем оболонок (шприцювання ковбас) здійснюється за допомогою спеціальних приладів. В залежності від розміщення циліндра прилади поділяються на вертикальні і горизонтальні, а способу дії поршня, який подає фарш, на пневматичні, гідравлічні.

В'язання шпагату. Після заповнення оболонок фаршем їх перев'язують шпагатом, відповідно до вимог в'язки певного виду ковбаси, і проколюють у декількох місцях (штриковка) для вилучення з ковбаси повітря, яке попадає у фарш в процесі його виготовлення та шприцювання.

Осаджування. Підготовлені ковбаси навішують на рами в декілька ярусів. Батони не повинні торкатись один одного: потрібно, щоб вся їх поверхня була доступна для теплого повітря і димових газів, які утворюються у камерах для обжарювання. Осаджування проводять для того, щоб підсушити оболонку ковбасних виробів і ущільнити фарш, при температурі 2...8 °С і відносній вологості 80...85% протягом 2...4 годин.

Обжарювання. Це короткочасне коптіння при відносно високій температурі. Після осідання, ковбаси на підвісні рами направляють на обжарювання в спеціальні камери, прогріті (паром, газом) до температури 70...80 °С і вигримують 40...60 хв. без подачі диму та 30...35 хв. з подачею диму.

Варіння. Після обжарювання проводять варіння ковбас, це теплова обробка батонів гарячою водою, парою, гарячим повітрям та ін. В результаті варіння всі компоненти фаршу зазнають глибоких фізико-хімічних змін, а продукт набуває нових смакових властивостей і знешкоджується від мікроорганізмів. Ковбаси варять у котлах, варочних камерах або в металевих шафах (варіння парою або гарячим повітрям).

Охолодження. Після термічної обробки ковбас проводять охолодження. Охолодження є одним з важливих технологічних процесів, який сприяє зберіганню готових ковбасних виробів, особливо це відноситься до варених ковбас. Відсутність охолодження ковбас або повільне охолодження сприяє тривалому збереженню в товщі батона досить високої температури (35...38 °С), тобто оптимуму, при якому розвивається мікрофлора. Тому основне завдання полягає в необхідності, швидше пройти небезпечний температурний інтервал.

1.2 Вихідні дані магістерської роботи

Об'єкт проектування – система електропостачання «ВАТ Світанок».

Вихідні дані по підприємству:

- 1) генплан підприємства (рисунок 1.1),
- 2) дані про електричні навантаження підприємства (таблиця 1.1),
- 3) кількість годин використання максимального навантаження – $T_m = 2000$ год;

- 4) число годин максимальних втрат $\tau = 919,59$ год;
- 5) тариф за активну електроенергію $t = 1,24$ грн/кВт·год;
- 6) відстань до джерела живлення $L = 3,2$ км;
- 7) вхідна реактивна потужність $Q_{\text{вх}} = 106$ квар;
- 8) потужність к.з. зі сторони 10 кВ джерела живлення $S_{\text{кз}} = 50$ МВА.

Таблиця 1.1 – Вхідні дані про електричні навантаження

| № цеху | Назва цеху | Номінальна потужність, кВт |
|--------|---------------------|----------------------------|
| 1 | Дільниця пакування | 371,2 |
| 2 | Дільниця свіжування | 218 |
| 3 | Дільниця забою | 180 |
| 4 | Дільниця зберігання | 450 |
| 5 | Прохідна | 8,2 |

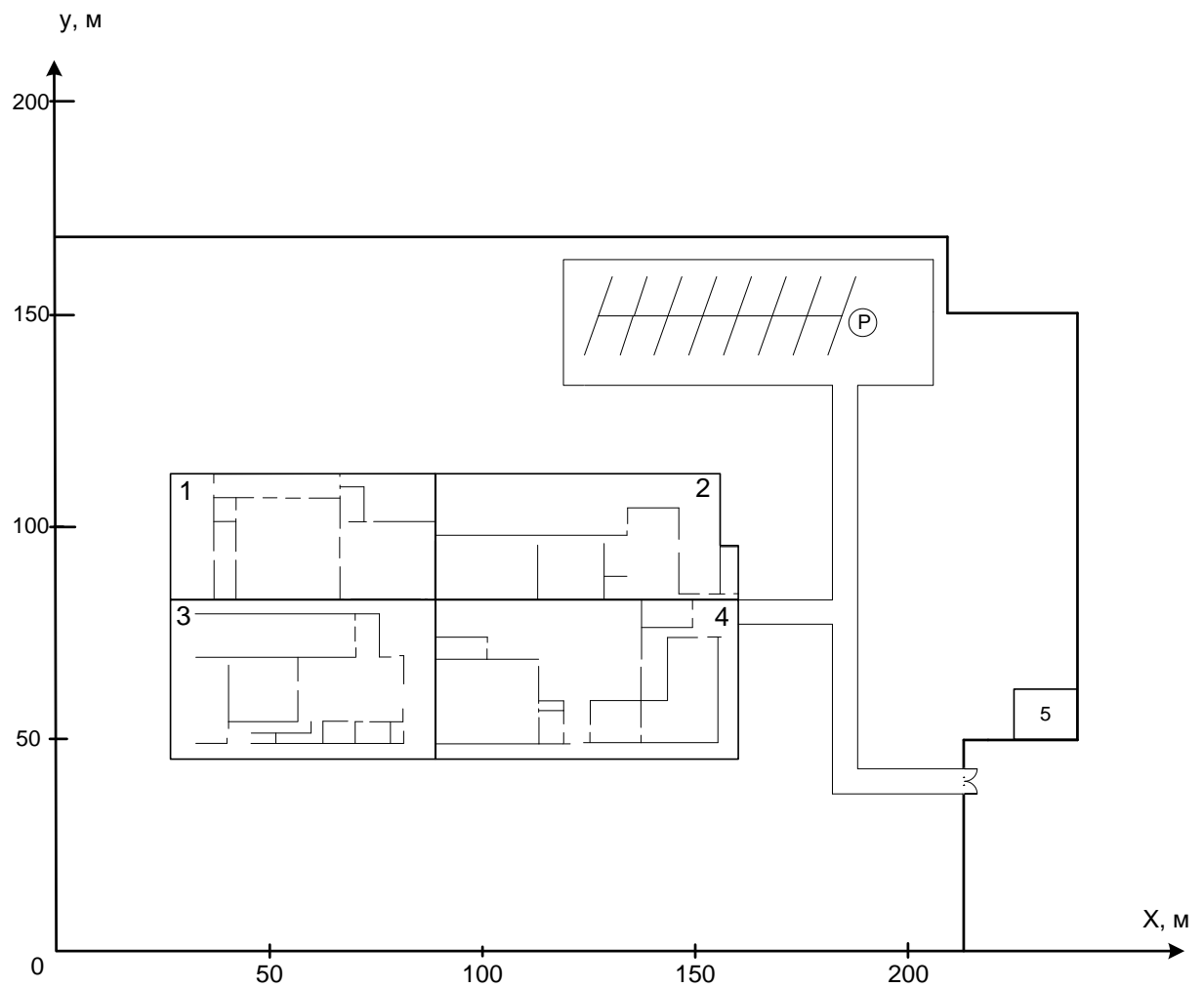


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства

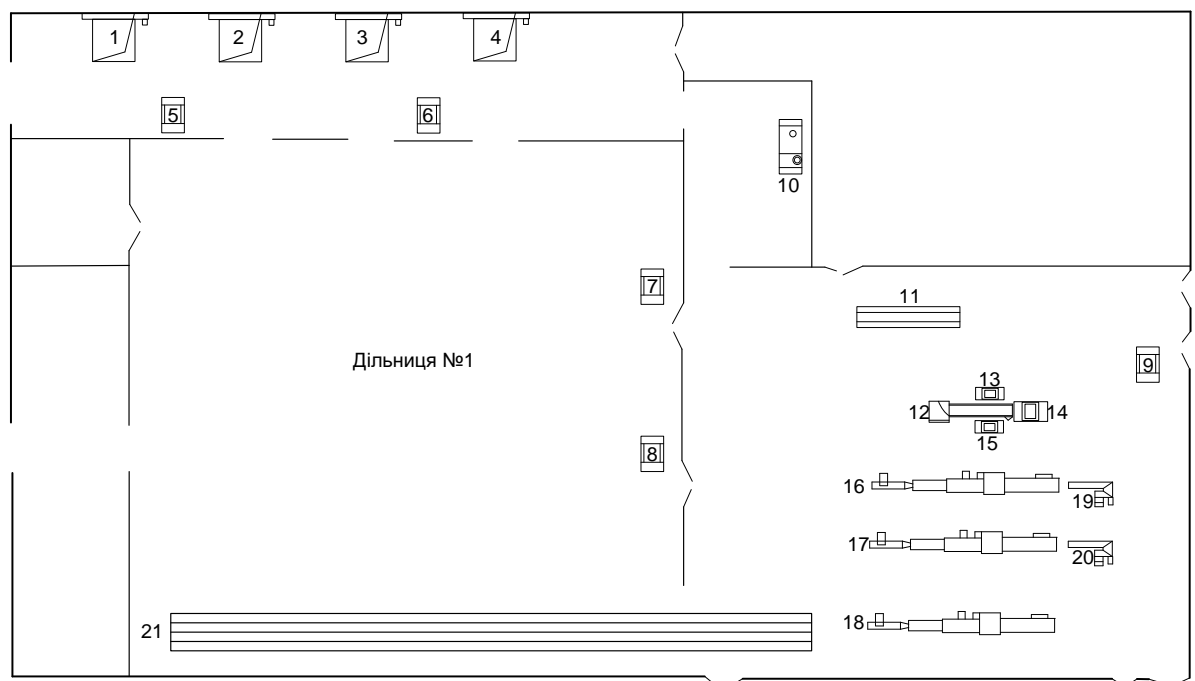


Рисунок 1.2 – План ділянки пакування

Таблиця 1.2 – Відомості про електричні навантаження дільниці

| № на плані | Найменування ЕП | P_n , кВт |
|------------|----------------------------|-------------|
| 1-4 | Вирівнююча платформа | 2,8 |
| 5-9 | Вага наїздна | 10 |
| 10 | Мийна машина | 15 |
| 11 | Пакувальний автомат Kollih | 31 |
| 12 | Машина обв'язувальна | 11 |
| 13,15 | Пакувальна машина p1 | 14 |
| 14 | Пакувальна машина p2 | 8 |
| 16-18 | Пакувальна машина p3 | 41 |
| 19-20 | Слайсер | 28 |
| 21 | Транспортер | 38 |

1.3 Техніко – економічне обґрунтування роботи

Техніко-економічне обґрунтування роботи базується на проведенні попередніх економічних розрахунків, що підтверджують доцільність капіталовкладень в даний енергетичний об'єкт .

Вхідні дані для розрахунку:

1. Виручка від реалізації виробленої продукції (обсяг реалізованої продукції або послуг), млн. грн/рік: $V = 200$.
2. Середньооблікова чисельність персоналу: $Ч = 650$ чол.
3. Нарахування на соціальні потреби, %: $C_n = 38\%$.
4. Середньомісячна зарплата одного працівника, грн/міс: $Z_m = 1800$ грн/міс.
5. Питома вага заробітної плати в собівартості продукції: $d = 10\%$.
6. Первісна або балансова вартість основних фондів, млн. грн.: $\Phi = 840$.
7. Нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень $E_n = 0,1$.
8. Нормативний термін окупності $T_{он} = 10$ років.

Система електропостачання підприємства разом з системою водопостачання, зв'язку, газопостачання, тепlopостачання і системою стислого повітря знаходяться в основі створення виробничого процесу . Відсутність цих систем призводить до неможливості виробництва продукції і виробничої діяльності підприємства в цілому. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту системи

електропостачання є тотожним техніко-економічному обґрунтуванню будівництва даного об'єкту.

Визначимо середньорічний фонд заробітної плати одного працівника $Z_{пл}$:

$$Z_{пл} = Z_m \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 1800 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,022 \text{ млн.грн/рік.}$$

Повна собівартість продукції, С:

$$C = \left(1 + \frac{C_n}{100}\right) \cdot \frac{Z_{пл} \cdot Ч}{d} = \left(1 + \frac{38}{100}\right) \cdot \frac{0,022 \cdot 650}{10 \cdot 10^{-2}} = 19,7 \text{ млн. грн/рік.}$$

Балансовий прибуток П:

$$П = В - С = 200 - 19,7 = 180,3 \text{ млн. грн/рік.}$$

Розрахунковий термін окупності

$$T_{ор} = \frac{\Phi}{П} = \frac{840}{180,3} = 4,659 \text{ років.}$$

Оскільки $T_{ор} < T_{он} \equiv 4,659 < 10$, то проект є економічно обґрунтованим.

2 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ «ВАТ СВІТАНОК»

2.1 Розробка бази даних проекту

Створимо базу даних, в яку занесемо техніко - економічні відомості про типові трансформатори, кабельні лінії, повітряні лінії, та відомості про загальні параметри проекту.

База даних дасть можливість вводити дані один раз і подальше їх використання з автоматичним їх вибором. Якщо відомості в базі даних будуть в подальшому змінюватися, то всі розрахунки автоматично зміняться відповідно до змін у БД.

База даних розташована на робочому листі Excel, під назвою БД, (Рисунок 2.2), та включає у себе:

- 1) довжину лінії живлення;
- 2) номінальну напругу мережі в точці к.з.;
- 3) потужність к.з. в характерній точці джерела живлення, МВА;
- 4) вхідну реактивну потужність, кВАр;
- 5) час використання максимального навантаження на робочий та ремонтний період;
- 6) час максимальних втрат на робочий та ремонтний період;
- 7) тариф за активну електроенергію, грн/кВт;
- 8) питому вартість втрат на робочий і ремонтний період, грн/кВт;
- 9) коефіцієнт ефективності капіталовкладень;
- 10) відсотки відрахувань на амортизацію для:
 - ПЛ 0,4-10; 35-750 кВ;
 - КЛ (6) 10 кВ;
 - ТП;
 - КТП;

У відповідній табличній формі введено стандартні техніко – економічні дані трансформаторів. Ключем для вибору цих даних з бази є потужність трансформаторів.

В базі технічних та економічних даних кабелів в табличній формі наведені стандартні дані які використовуються при розрахунках та виборі ліній живлення. Ключем для вибору даних із бази даних є переріз кабелів.

Імена комірок бази даних зазначені на Рисунок 2.1 – Назви комірок робочого листа БД

| Ім'я | Ім'я | |
|-----------------------------|----------------------------|---|
| Dcp3=BD!\$M\$44 | Ktr=BD!\$J\$59:\$J\$60 | t0= ((0,124+Tm/10000)^2)*8760 |
| dPh=BD!\$D\$30:\$D\$38 | Ktt=BD!\$I\$59:\$I\$60 | Bo= t0*H10 |
| dPj=BD!\$B\$47:\$B\$58 | Kr1=BD!\$I\$30:\$I\$38 | Rt= dPk*(Unt^2)*1000/(St^2) |
| dPk=BD!\$D\$30:\$D\$38 | L=BD!\$H\$4 | Xt= (КОПЕНЬ((Uk/100)^2-(dPk/St)^2)*Unt^2*1000)/St |
| dPl=BD!\$B\$59:\$B\$60 | Qb=BD!\$H\$7 | Хо_Пл10= 0,1445*LOG(2*Dcp1/dpj)+0,0157 |
| dPlj=BD!\$D\$59:\$D\$60 | Ro=BD!\$C\$47:\$C\$58 | Хо_пл35= 0,1445*LOG(2*Dcp2/dpj)+0,0157 |
| dPlk=BD!\$C\$59:\$C\$60 | Ro_kl=BD!\$B\$68:\$B\$78 | |
| dPxx=BD!\$C\$30:\$C\$38 | Rt=BD!\$G\$30:\$G\$38 | |
| Dcp1=BD!\$G\$44 | Rtn=BD!\$G\$59:\$G\$60 | |
| Dcp2=BD!\$J\$44 | Sk=BD!\$H\$6 | |
| Ea_al=BD!\$F\$20 | Sl=BD!\$A\$59:\$A\$60 | |
| Ee=BD!\$H\$12 | St=BD!\$A\$30:\$A\$38 | |
| F=BD!\$A\$47:\$A\$58 | t=BD!\$H\$10 | |
| F_kl=BD!\$A\$68:\$A\$78 | t0=BD!\$H\$9 | |
| Idop=BD!\$D\$47:\$D\$58 | Tm=BD!\$H\$8 | |
| Ixx=BD!\$E\$30:\$E\$38 | U=BD!\$H\$5 | |
| Izx=BD!\$E\$59:\$E\$60 | Ubn=BD!\$B\$59:\$B\$60 | |
| k01pl=BD!\$F\$47:\$F\$58 | Uk=BD!\$F\$30:\$F\$38 | |
| k01po=BD!\$L\$47:\$L\$58 | Unt=BD!\$B\$30:\$B\$38 | |
| k01pp=BD!\$I\$47:\$I\$58 | Хо_10kl=BD!\$F\$68:\$F\$78 | |
| k02pl=BD!\$G\$47:\$G\$58 | Xt=BD!\$H\$30:\$H\$38 | |
| k02po=BD!\$M\$47:\$M\$58 | Kr2=BD!\$J\$30:\$J\$38 | |
| k02pp=BD!\$J\$47:\$J\$58 | трансф=BD!\$A\$30:\$J\$38 | |
| KL=BD!\$A\$68:\$H\$78 | У=BD!\$F\$59:\$F\$60 | |
| Хо_Пл10=BD!\$E\$47:\$E\$58 | Хо_пл35=BD!\$H\$47:\$H\$58 | |
| Хо_пл110=BD!\$K\$47:\$K\$58 | | |

Рисунок 2.1 – Назви комірок робочого листа БД та використані формули

| БАЗА ДАНИХ ПРОЕКТУ СЕП Бердичівського м'ясокомбінату | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|------------------|------------------|-------------------------|------------------|------------------|
| ЗАГАЛЬНІ ПАРАМЕТРИ ПРОЕКТУ | | | | | | | | | | | | |
| Довжина лінії живлення, км | | | L= | 3,2 | | | | | | | | |
| Номінальна напруга мережі в точці КЗ, кВ | | | U= | 10 | | | | | | | | |
| Потужність к. з. в характерній точці джерела живлення, МВА | | | Sкз= | 50 | | | | | | | | |
| Вхідна реактивна потужність на окрему лінію живлення, квар | | | Qвх= | 106 | | | | | | | | |
| Час використання максимального навантаження, год | | | Tм= | 2000 | | | | | | | | |
| Час максимальних втрат, год | | | τ = | 919,5898 | | | | | | | | |
| Тариф за активну електроенергію, грн/кВт*г | | | t= | 1,24 | | | | | | | | |
| Питома вартість втрат, грн/кВт | | | Vo= | 1140,291 | | | | | | | | |
| Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | Ee= | 0,1 | | | | | | | | |
| Відрахування на амортизацію | | | | | | | | | | | | |
| ПЛ 0,4-10кВ на з.б. опорах | | | Ea, % | 3% | | | | | | | | |
| на дерев'яних опорах | | | Tc, років | 33 | | | | | | | | |
| ПЛ 35-750 кВ | | | Ea, % | 2% | | | | | | | | |
| КЛ 6-10 кВ із свинцевою облонкою | | | Tc, років | 50 | | | | | | | | |
| алюмінієвою облонкою | | | Ea, % | 2% | | | | | | | | |
| пластмасовою облонкою | | | Tc, років | 25 | | | | | | | | |
| ТП 10-750 кВ - електрообладнання | | | Ea, % | 4,40% | | | | | | | | |
| ТП в цілому | | | Tc, років | 3,60% | | | | | | | | |
| Мачтові ТП та КТП 6-35 кВ | | | Ea, % | 5% | | | | | | | | |
| | | | Tc, років | 20 | | | | | | | | |
| ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРІВ | | | | | | | | | | | | |
| Параметри трансформаторів 10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | |
| Ст, кВА | Увн, кВ | ΔРхх, кВт | ΔРк, кВт | Іхх, % | Uк, % | Rт, Ом | Xт, Ом | Кт1, тис. грн | Кт2, тис. грн | | | |
| 63 | 10 | 0,24 | 1,28 | 2,8 | 4,5 | 32,250 | 63,73368 | 31,536 | 76,626 | | | |
| 100 | 10 | 0,33 | 1,97 | 2,6 | 4,5 | 19,700 | 40,45874 | 35,496 | 81,37 | | | |
| 160 | 10 | 0,51 | 3,1 | 2,4 | 4,5 | 12,109 | 25,38461 | 40,302 | 87,56 | | | |
| 250 | 10 | 0,74 | 4,2 | 2,3 | 4,5 | 6,720 | 16,69855 | 47,016 | 95,57 | | | |
| 400 | 10 | 0,95 | 5,9 | 2,1 | 4,5 | 3,688 | 10,62849 | 55,638 | 110 | | | |
| 630 | 10 | 1,31 | 8,5 | 2 | 5,5 | 2,142 | 8,463405 | 65,232 | 127,62 | | | |
| 1000 | 10 | 2,1 | 10,5 | 1,4 | 6 | 1,050 | 5,907411 | 76,032 | 150,58 | | | |
| 1600 | 10 | 2,8 | 18 | 1,3 | 5,5 | 0,703 | 3,364821 | 89,172 | 187,2 | | | |
| 2500 | 10 | 3,85 | 23,5 | 1 | 6,5 | 0,376 | 2,572669 | 104,472 | 214,182 | | | |
| ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛ | | | | | | | | | | | | |
| АС; АпС; АСК; АпСК; АСКП; АпСКП; АСКС; АпСКС | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Пере- різ, мм ² | Діа- метр, мм | R ₀ Ом/км | I _{доп} А | 10 кВ | | 35кВ | | 110кВ | | 5000 | | |
| | | | | X ₀ Ом/км | Co1, т.грн/км | Co2, т.грн/км | X ₀ Ом/км | Co1, т.грн/км | Co2, т.грн/км | X ₀ Ом/км | Co1, т.грн/км | Co2, т.грн/км |
| 10 | 4,5 | 2,766 | 84 | 0,412 | | | 0,48 | | | | 0,50 | |
| 16 | 5,6 | 1,801 | 111 | 0,399 | 35,314 | 49,086 | 0,46 | | | | 0,49 | |
| 25 | 6,9 | 1,176 | 142 | 0,385 | 36,135 | 50,589 | 0,45 | 86,281 | 140,111 | | 0,47 | |
| 35 | 8,4 | 0,79 | 175 | 0,373 | 37,407 | 52,369 | 0,44 | 87,514 | 142,71 | | 0,46 | |
| 50 | 9,6 | 0,603 | 210 | 0,365 | 38,753 | 54,254 | 0,43 | 90,203 | 145,701 | 0,45 | 102,08 | 156,302 |
| 70 | 11,4 | 0,428 | 265 | 0,354 | 41,573 | 58,617 | 0,42 | 91,346 | 152,161 | 0,44 | 105,982 | 164,076 |
| 95 | 13,5 | 0,31 | 330 | 0,343 | 45,300 | 63,873 | 0,41 | 93,004 | 156,919 | 0,43 | 108,515 | 169,5 |
| 120 | 15,2 | 0,25 | 390 | 0,336 | 47,850 | 67,947 | 0,40 | 35,94 | 162,062 | 0,42 | 111,815 | 172,843 |
| 150 | 16,8 | 0,199 | 450 | 0,330 | | | 0,39 | 101,778 | 170,914 | 0,42 | 117,917 | 184,558 |
| 185 | 18,8 | 0,158 | 520 | 0,323 | | | 0,39 | 105,005 | 177,527 | 0,41 | 121,434 | 192,36 |
| 240 | 21,6 | 0,122 | 605 | 0,314 | | | 0,38 | 118,239 | 204,877 | 0,40 | 136,683 | 221,432 |
| 300 | 24 | 0,099 | 710 | 0,307 | | | 0,37 | 123,998 | 224,807 | 0,39 | 143,104 | 242,322 |
| ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛ | | | | | | | | | | | | |
| Алюмінієві кабельні лінії з паперовою ізоляцією | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | | | | | |
| Пере- різ, мм ² | R ₀ Ом/км | 0,38 кВ | | | 10 кВ | | | | | | | |
| | | X ₀ Ом/км | I _{доп} А | Co1, т.грн/км | X ₀ Ом/км | I _{доп} А | Co1, т.грн/км | | | | | |
| 10 | 3,1 | 0,073 | 65 | 7,711 | 0,122 | | | | | | | |
| 16 | 1,94 | 0,0675 | 90 | 9,072 | 0,113 | 75 | 17,36 | | | | | |
| 25 | 1,24 | 0,0662 | 115 | 9,45 | 0,099 | 90 | 19,96 | | | | | |
| 35 | 0,89 | 0,0637 | 135 | 11,793 | 0,095 | 115 | 23,55 | | | | | |
| 50 | 0,62 | 0,0625 | 165 | 13,541 | 0,09 | 140 | 27,12 | | | | | |
| 70 | 0,443 | 0,0612 | 200 | 16,425 | 0,086 | 165 | 32,4 | | | | | |
| 95 | 0,326 | 0,0602 | 240 | 19,638 | 0,083 | 205 | 38,79 | | | | | |
| 120 | 0,258 | 0,0602 | 270 | 22,742 | 0,081 | 240 | 44,82 | | | | | |
| 150 | 0,206 | 0,0596 | 305 | 26,858 | 0,079 | 275 | 50,12 | | | | | |
| 185 | 0,167 | 0,0596 | 345 | 31,62 | 0,077 | 310 | 54,96 | | | | | |
| 240 | 0,129 | 0,0587 | | 38,65 | 0,075 | 355 | 60,5 | | | | | |
| Кінець Бази Даних | | | | | | | | | | | | |

Рисунок 2.2 – Загальний вигляд робочого листа Excel «БД»

2.2 Визначення середніх та розрахункових навантажень цехів

На робочому листі Excel створено табличну форму для автоматичного визначення середніх та розрахункових навантажень, методом використання та методом попиту з врахуванням коефіцієнту одночасності. Таблична форма знаходиться на листі з іменем «навантаження». Для розрахунку задано необхідні дані, окремо для кожної ділянки, а саме: активна номінальна потужність цеху P_H , коефіцієнт попиту K_p , коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, коефіцієнт використання k_B , площа цеху F , питома потужність освітлення $P_{\text{пито}}$, коефіцієнт попиту освітлення $k_{\text{по}}$, коефіцієнт одночасності максимумів навантаження K_o , коефіцієнт втрат в пускорегулюючій апаратурі $k_{\text{пра}}$, коефіцієнт потужності освітлення $\cos\varphi_0$, номінальна наруга живлення - $U_{\text{ном}}$.

На основі наведених нижче формул, проведемо розрахунки навантажень цехів та заводу. Результати усіх розрахунків занесемо в таблицю, яка зображена на рисунку 2.4.

Коефіцієнт потужності:

$$\text{tg}(\varphi) = \text{tg}(\arg \cos(\varphi)). \quad (2.1)$$

Розрахункова активна потужність освітлення:

$$P_{\text{ро}} = F \cdot k_{\text{по}} \cdot k_{\text{пра}} \cdot P_{\text{пито}}. \quad (2.2)$$

Розрахункова реактивна потужність освітлення:

$$Q_{\text{ро}} = P_{\text{ро}} \cdot \text{tg}(\varphi_0), \quad (2.3)$$

де $\text{tg}(\varphi_0)$ - коефіцієнт реактивної потужності освітлення.

Середня активна потужність:

$$P_c = k_B \cdot P_H + P_{\text{ро}}. \quad (2.4)$$

Середня реактивна потужність:

$$Q_c = k_B \cdot P_H \cdot \text{tg}(\varphi) + Q_{\text{ро}}. \quad (2.5)$$

Середня повна потужність:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}. \quad (2.6)$$

Середній струм:

$$I_c = \frac{S_c}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (2.7)$$

Розрахункова активна потужність:

$$P_p = k_{\Pi} \cdot P_H + P_{po}. \quad (2.8)$$

Розрахункова реактивна потужність:

$$Q_p = k_{\Pi} \cdot P_H \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}. \quad (2.9)$$

Розрахункова повна потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.10)$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (2.11)$$

Питома густина навантажень:

$$\rho = \frac{S_p}{F}. \quad (2.12)$$

Сумарна середня активна потужність:

$$P_{c\Sigma} = \sum_1^N P_c, \quad (2.13)$$

де N – кількість цехів.

Сумарна середня реактивна потужність:

$$Q_{c\Sigma} = \sum_1^N Q_c. \quad (2.14)$$

Сумарна середня повна потужність:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2} . \quad (2.15)$$

Сумарна розрахункова активна потужність освітлення:

$$P_{po\Sigma} = \sum_1^N P_{po} . \quad (2.16)$$

Сумарна розрахункова реактивна потужність освітлення:

$$Q_{po\Sigma} = \sum_1^N Q_{po} . \quad (2.17)$$

Сумарна розрахункова активна потужність:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N k_{п} \cdot P_{п} + P_{po\Sigma} . \quad (2.18)$$

Сумарна розрахункова реактивна потужність:

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N P_{п} \cdot K_{п} \cdot \text{tg} + Q_{po\Sigma} . \quad (2.19)$$

Сумарна розрахункова повна потужність:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} . \quad (2.20)$$

Сумарна питома густина навантажень:

$$\rho_{\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{F_{\Sigma}} . \quad (2.21)$$

На Рисунку 2.4Рисунок 2.3 – Назви комірок та формули, використані на робочому листі

показана таблична форма у якій проведений автоматизований розрахунок середніх та розрахункових навантажень цехів та заводу в цілому з врахуванням освітлювального навантаження, а на Рисунку 2.3 опорні формули в середовищі Excel, які використані для цього розрахунку.

2.3 Визначення кількості, потужності та місця розташування ЦТП

Орієнтиром для вибору кількості та потужності цехових ТП є питома густина навантаження по підприємству, а також повного розрахункового навантаження об'єкта та вартості електроенергії.

Враховуючи те, що підприємство належить до другої категорії по електропостачанню, живлення потрібно здійснювати двотрансформаторною підстанцією. Оскільки всі потужності виробництва розміщені в межах однієї будівлі і довжини кабельних розподільчих мереж є не значними, прийнято рішення встановити одну підстанцію.

Показником ефективності вибору потужності трансформаторів ЦТП згідно ТЗ повинні бути річні приведені затрати в трансформаторну підстанцію. Оскільки з позицій цієї проектної задачі цей ПЕР має від'ємний інгредієнт, то вибрані із множини допустимих потужності ЦТП повинні відповідати мінімальним приведеним затратам.

Для автоматизованого розв'язку задачі вибору потужності трансформаторів з допомогою електронного процесора EXCEL необхідно мати наступні дані:

1) нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень в ТП - беремо з бази загальних даних $E_c=0,1$;

2) коефіцієнт відрахувань на амортизацію в ТП – беремо з бази загальних даних $E_a=0,036$;

3) коефіцієнт навантаження в нормальному режимі знайдемо в такій послідовності:

- згідно таблиці G1 ГОСТ 14209-97 річна температура для регіону де знаходиться підприємство, а саме Житомирська область складає $\theta=10,8^\circ\text{C}$;

- згідно таблиці 3, знаходимо поправку на температуру охолоджуючого середовища для трансформаторів з внутрішньою установкою $\Delta\theta=6^\circ\text{C}$;

- знаходимо значення ефективної температури $\theta_e = \theta + \Delta\theta = 10,8 + 6 = 16,8^\circ\text{C}$;

- з таблиці 6 визначаємо коефіцієнт навантаження в нормальному режимі $k_H=1$.

4) коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі;

Максимально можлива температура під час післяаварійного режиму настає літом і для Житомирської області складає $\approx 30^\circ\text{C}$.

Згідно таблиці Н1 ГОСТ 14209-97 для розподільних трансформаторів типу ONAN коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі, при часу перевантаження в продовж доби 24 год, становить $k_{\text{па}}=1,3$.

5) в післяаварійному режимі, допускається відключення 20% навантаження, тому доля навантаження у післяаварійному режимі складає 80% - відповідно коефіцієнт $k_{\text{ппа}}=0,8$.

Таким чином, маючи необхідні дані можна приступити до запису математичної моделі вибору потужності цехових ТП, де керованою змінною буде виступати потужність ТП - S_T , а показником ефективності – річні приведені затрати Z в ТП.

$$Z(S_T) = B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}}) + B_B(S_{\text{ТП}}), \quad (2.22)$$

де $B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}})$ - річна приведена вартість капіталовкладень;

$B_B(S_{\text{ТП}})$ - вартість річних втрат електроенергії.

$$B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}}) = (E_a + E_e) \cdot k_{\text{ТП}}(S_T, k_T), \quad (2.223)$$

де $k_{\text{ТП}}(S_T, k_T)$ – капіталовкладення в ТП в залежності від потужності S_T та кількості k_T трансформаторів.

$$B_B(S_T) = [\Delta P_{\text{XX}}(S_T) + \Delta P_{\text{КЗ}}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.24)$$

де $\Delta P_{\text{XX}}(S_T)$ – активні втрати холостого ходу в трансформаторі потужністю S_T ;

$\Delta P_{\text{КЗ}}(S_T)$ – активні втрати короткого замикання в трансформаторі потужністю S_T ;

k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора;

B_0 - питома вартість втрат електроенергії.

З урахуванням формул 2.23 та 2.24, формула 2.22 запишеться в наступному вигляді:

$$3(S_T) = (E_a + E_c) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + [\Delta P_{XX}(S_T) + \Delta P_{K3}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.25)$$

Критерієм оптимальності в даній задачі є мінімум річних приведених затрат.

Запишемо обмеження, які накладаються на керовану змінну:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТП}, \quad (2.26)$$

$$k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{па} \geq S_{ТП} \cdot k_{ппа}. \quad (2.27)$$

На Рисунку 2.5. показана таблична форма, в якій автоматизовано процес вибору оптимальної потужності цехової ТП згідно математичної моделі, яка наводиться вище. На Рисунку 2.6 представлені опорні формули необхідні для розв'язку поставленої задачі.

| A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N | O | P | |
|----|--|---------|-----------|-----------|----------------|----------------|-----------|-----------|---------|---------------|----------------------|---------|------|----------|----------|--|
| 1 | Вибір оптимальної потужності ТП за мінімумом затрат | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Дані нормального режиму | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Розрахункова потужність ТП, кВА | | | | | | | | | | Sp= | 931,92 | | | | |
| 4 | Середня потужність ТП, кВА | | | | | | | | | | Sc= | 865,56 | | | | |
| 5 | Кількість трансформаторів | | | | | | | | | | kt= | 2 | | | | |
| 6 | Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі | | | | | | | | | | kn= | 1 | | | | |
| 7 | Дані післяварійного режиму | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі | | | | | | | | | | kпа= | 1,3 | | | | |
| 9 | Доля навантаження в п.а. режимі | | | | | | | | | | kппа= | 0,8 | | | | |
| 10 | Економічні характеристики | | | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Питома вартість втрат, грн/кВт | | | | | | | | | | Bo= | 1140,29 | | | | |
| 12 | Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | | Ee= | 0,10 | | | | |
| 13 | Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | | Ea= | 0,036 | | | | |
| 14 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 | * | St, кВА | dPxx, кВт | dPxx, кВт | Kтп, тис. грн. | E*К, тис. грн. | dPзм, кВт | dPпс, кВт | dP, кВт | Bв, тис. грн. | З, тис. грн. | * | X | обмеж. 1 | обмеж. 2 | |
| 16 | | 63 | 1,28 | 0,24 | 76,63 | 10,42 | *** | *** | *** | *** | *** | | - | - | - | |
| 17 | | 100 | 1,97 | 0,33 | 81,37 | 11,07 | *** | *** | *** | *** | *** | | - | - | - | |
| 18 | | 160 | 3,1 | 0,51 | 87,56 | 11,91 | *** | *** | *** | *** | *** | | - | - | - | |
| 19 | | 250 | 4,2 | 0,74 | 95,57 | 13,00 | *** | *** | *** | *** | *** | | - | - | - | |
| 20 | | 400 | 5,9 | 0,95 | 110,00 | 14,96 | *** | *** | *** | *** | *** | | - | - | - | |
| 21 | | 630 | 8,5 | 1,31 | 127,62 | 17,36 | 9,30 | 2,62 | 11,92 | 13,59 | 30,9481 | | + | + | + | |
| 22 | * | 1000 | 10,5 | 2,1 | 150,58 | 20,48 | 4,56 | 4,20 | 8,76 | 9,99 | 30,46723 | * | + | + | + | |
| 23 | | 1600 | 18 | 2,8 | 187,20 | 25,46 | 3,05 | 5,60 | 8,65 | 9,87 | 35,32639 | | + | + | + | |
| 24 | | 2500 | 23,5 | 3,85 | 214,18 | 29,13 | 1,63 | 7,70 | 9,33 | 10,64 | 39,77078 | | + | + | + | |
| 25 | | | | | | | | | | | Змін= | 30,47 | | | | |
| 26 | | | | | | | | | | | Опт. потужність т-ра | St*= | 1000 | | | |
| 27 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 28 | | | | | | | | | | | Кз = | 0,47 | | | | |
| 29 | | | | | | | | | | | ΔPтп = | 8,76 | | | | |
| 30 | | | | | | | | | | | ΔQтп = | 54,05 | | | | |

Рисунок 2.5 – Вигляд електронної таблиці вибору оптимальної потужності ЦТП

| Ім'я | Ім'я | Ім'я |
|---------------------------|---------------------------|--|
| dP_1=ТП!\$J\$16:\$J\$24 | Stont_1=ТП!\$L\$26 | dPкз_1= ВПР(Ст_1;Трансф;4;0) |
| dPxx_1=ТП!\$E\$16:\$E\$24 | Sp1_1=ТП!\$L\$3 | Ст_1= ВD!C53 |
| dPэм_1=ТП!\$H\$16:\$H\$24 | Sc1_1=ТП!\$L\$4 | dPxx_1= ВПР(Ст_1;Трансф;3;0) |
| dPкз_1=ТП!\$D\$16:\$D\$24 | St_1=ТП!\$C\$16:\$C\$24 | Ктр_1= ЕСЛИ(ктр_1>=2;ВПР(Ст_1;Трансф;10;0);ВПР(Ст_1;Трансф;9;0)) |
| dPnc_1=ТП!\$I\$16:\$I\$24 | Bв_1=ТП!\$K\$16:\$K\$24 | ЕК_1= (Ee_1+Ea_1)*Ктр_1 |
| dQтн=ТП!\$L\$30 | Bo_1=ТП!\$L\$11 | dPэм_1= ЕСЛИ(X_1="";"****";dPкз_1*(Sp1_1/(St_1*ктр_1))^2*ктр_1) |
| dPтн=ТП!\$L\$29 | Ea_1=ТП!\$L\$13 | dPnc_1= ЕСЛИ(X_1="";"****";dPxx_1*ктр_1) |
| EK_1=ТП!\$G\$16:\$G\$24 | з_1=ТП!\$L\$16:\$L\$24 | dP_1= ЕСЛИ(X_1="";"****";dPэм_1+dPnc_1) |
| Kтp_1=ТП!\$F\$16:\$F\$24 | Змін_1=ТП!\$L\$25 | Bв_1= ЕСЛИ(X_1="";"****";dP_1*Bo_1*10^3) |
| ктр_1=ТП!\$L\$5 | Кз_1=ТП!\$L\$28 | з_1= ЕСЛИ(X_1="";EK_1+Bв_1;"****") |
| кн_1=ТП!\$L\$6 | обм1_1=ТП!\$O\$16:\$O\$24 | X_1= ЕСЛИ(И(обм1_1="";обм2_1="");"+";"-") |
| кнпа_1=ТП!\$L\$9 | обм2_1=ТП!\$P\$16:\$P\$24 | обм1_1= ЕСЛИ(кн_1*ктр_1*Ст_1>=Sc1_1;"";"") |
| кпа_1=ТП!\$L\$8 | X_1=ТП!\$N\$16:\$N\$24 | обм2_1= ЕСЛИ(кпа_1*Ст_1>=кнпа_1*Sp1_1;"";"") |
| | | Змін= МИН(з_1) |
| | | St*= ИНДЕКС(Ст_1;ПОИСКПОЗ(Змін_1;з_1;0);1) |
| | | Кз_1= Sp1_1/(Stont_1*ктр_1) |
| | | dPтн= ((ИНДЕКС(dPкз_1;ПОИСКПОЗ(Змін_1;з_1;0);1))*Кз_1^2+(ИНДЕКС(dPxx_1;ПОИСКПОЗ(Змін_1;з_1;0);1))) |
| | | dQтн= ((Stont_1)/(100)*((ВПР(Stont_1;Трансф;5))+(ВПР(Stont_1;Трансф;6))*Кз_1^2))*ктр_1 |

Рисунок 2.6 – Назви комірок та формули, використані, на робочому листі

Проведемо розрахунок втрат потужності в ЦТП. Втрати потужності в ТП розраховуються за такими формулами:

Втрати активної потужності:

$$\Delta P_{\text{тр}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2. \quad (2.28)$$

Втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = n \cdot \frac{I_{\text{xx}}}{100} \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2. \quad (2.29)$$

Розрахунок втрат потужності в ТП, та опорні формули даного розрахунку наведені на рисунку 2.5 та 2.6 відповідно.

2.4 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Живлення об'єкта виконується кабельною лінією, 10 кВ від підстанції 110/35/10, що знаходиться на відстані 3,2 км, живлення на підвищеній напрузі є недоцільним в зв'язку з не великою відстанню, та навантаженням. Так як категорія заводу по надійності електропостачання за ПУЕ - друга, то зовнішня лінія живлення буде прокладена двома кабелями. Для живлення підприємства обрана КЛ у зв'язку з тим, що прокладення повітряної лінії є неможливим через житлові забудови.

Керуючись цими даними, створимо табличну форму у якій і будемо проводити розрахунок (Рисунок 2.7). Керованою змінною в даній задачі буде переріз кабельної лінії F . Показником ефективності будуть річні приведені затрати Z , а критерієм оптимальності – мінімальні річні приведені затрати.

Запишемо математичну модель вибору мінімального перерізу зовнішньої лінії живлення:

$$\begin{cases} Z(x) = \left[(E_c + E_a) \cdot K_0(x) + 3 \cdot I_{\text{л}}^2 \cdot r_0(x) \cdot k_{\text{л}} \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_{\text{л}} \rightarrow \min \\ x \geq x_{\text{доп}} \equiv k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{л}} \\ x \geq x_{\text{доппа}} \equiv k_{\text{па}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{л}} \cdot k_{\text{л}} \cdot k_{\text{ппа}} \\ \Delta U_{\text{н}}(x) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ \Delta U_{\text{па}}(x) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ x \geq x_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{C} \end{cases}$$

де $K_0(x)$ – питома вартість КЛ, перерізом x ;

$I_{\text{л}}$ – струм однієї лінії;

$r_0(x)$ – питомий активний опір лінії перерізом x ;

$k_{\text{л}}$ – кількість ліній;

t – тариф за електроенергію;

τ – число годин максимальних втрат;

L – довжина лінії;

$k_{\text{доп}}$ – коефіцієнт допустимого навантаження;

$k_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{с}} \cdot k_{\text{гр}}$,

$k_{\text{с}}$ – коефіцієнт середовища – враховує відмінність параметрів середовища від нормованих, $k_{\text{с}} = 1$, обирається з таблиці ПУЕ 1.3.3;

$k_{\text{п}}$ – коефіцієнт прокладки – враховує відмінність умов прокладки від нормованих, згідно таблиці ПУЕ 1.3.26, становить $k_{\text{п}} = 1$, для прокладки одного кабелю в траншеї. В кожній із двох траншей прокладається по одному кабелю, для забезпечення надійності електропостачання;

$I_{\text{доп}}(x)$ - допустимий струм в лінії живлення перерізом x для нормованих умов навколишнього середовища та прокладки;

$k_{\text{па}}$ – максимальний допустимий коефіцієнт перевантаження КЛ в післяаварійному режимі, згідно ПУЕ табл. 1.3.2., приймаємо $k_{\text{па}} = 1,25$ для найважчих умов перевантаження в па.р. при тривалості перевантаження 6 год і $K_3 = 0,6$, оскільки значення струму, що протікає по КЛ складає менше 60% від допустимого.

$k_{\text{ппа}}$ - доля навантаження, яка залишилася в післяаварійному режимі: $k_{\text{ппа}} = 0,8$ (погоджується з технологами виробництва);

$\Delta U_{\text{н}}(x)$ - втрати напруги в лінії перерізом x в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{па}}(x)$ - втрати напруги в лінії перерізом x в післяаварійному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{доп}}$ - допустимі втрати напруги (згідно РД 153-34.0-15.501-00.А.4.7. $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$);

$k_{\text{гр}}$ - коефіцієнт на допустимий довготривалий струм для кабелів, що прокладені в землі, в залежності від питомого опору землі (ПУЕ, табл. 1.3.23). Згідно індивідуального завдання (піщано-глинистий ґрунт вологістю 10%) приймається $k_{\text{гр}} = 0,87$;

$I_{\text{кз}}$ - струм КЗ на початку лінії;

$t_{\text{п}}$ - приведений час КЗ

C – тепловий коефіцієнт;

На Рисунку 2.7 покажемо табличну форму в якій автоматизовано процес вибору оптимального перерізу КЛ за мінімумом приведених затрат.

| | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N | O | P | Q | R | S | T | U | V |
|----|---|---|---|--------------------|-----------|-----------|---------|-------|--------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------------|---|------|-------------------------|-------------------------|---|---|
| 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | | | Вибір оптимального перерізу КЛ 10 кВ до ТП | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | | | Економічні характеристики | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | | | Питома вартість втрат, грн/кВт | | | | | | | | | | | | | Bo = 1140,291 | | | Bo | =КЛ_ЖИВ!\$O\$4 | | |
| 5 | | | Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | | | | | Ee = 0,1 | | | dP | =КЛ_ЖИВ!\$K\$29-\$K\$39 | | |
| 6 | | | Коефіцієнт відрачувань на амортизацію | | | | | | | | | | | | | Ea = 0,040 | | | dIn | =КЛ_ЖИВ!\$I\$29-\$I\$39 | | |
| 7 | | | Дані нормального режиму | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | | | Напруга, кВ | | | | | | | | | | | | | U = 10 | | | dUindop | =КЛ_ЖИВ!\$O\$13 | | |
| 9 | | | Активна розрахункова потужність споживачів, кВт | | | | | | | | | | | | | P = 746,68 | | | dUpe | =КЛ_ЖИВ!\$J\$29-\$J\$39 | | |
| 10 | | | Резактивна розрахункова потужність споживачів, кВАр | | | | | | | | | | | | | Q = 623,21 | | | Ee | =КЛ_ЖИВ!\$O\$5 | | |
| 11 | | | Розрахунковий струм окремого кабелю, А | | | | | | | | | | | | | I = 28,08 | | | EK | =КЛ_ЖИВ!\$M\$29-\$M\$39 | | |
| 12 | | | Кількість кабелів | | | | | | | | | | | | | k = 2 | | | F | =КЛ_ЖИВ!\$D\$29-\$D\$39 | | |
| 13 | | | Допустима втрата напруги в КЛ, % | | | | | | | | | | | | | dUдоп = 5 | | | Fkz | =КЛ_ЖИВ!\$O\$23 | | |
| 14 | | | Довжина лінії, км | | | | | | | | | | | | | L = 5,2 | | | Foot | =КЛ_ЖИВ!\$O\$40 | | |
| 15 | | | Коефіцієнт середовища | | | | | | | | | | | | | Ko = 1,00 | | | I | =КЛ_ЖИВ!\$O\$611 | | |
| 16 | | | Коефіцієнт прокладки | | | | | | | | | | | | | Km = 1,00 | | | ldop | =КЛ_ЖИВ!\$G\$29-\$G\$39 | | |
| 17 | | | Поправковий коефіцієнт по допустимому струму | | | | | | | | | | | | | Kpr = 0,87 | | | lkz | =КЛ_ЖИВ!\$O\$20 | | |
| 18 | | | Коефіцієнт допустимого навантаження | | | | | | | | | | | | | Kдоо = 0,87 | | | Kc | =КЛ_ЖИВ!\$O\$15 | | |
| 19 | | | Дані аварійного режиму | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | | | Струм к.з. на початку лінії, кА | | | | | | | | | | | | | Iкз = 6,339 | | | Kdoo | =КЛ_ЖИВ!\$O\$18 | | |
| 21 | | | Приведений час к.з., с | | | | | | | | | | | | | ts = 1,5 | | | Kgr | =КЛ_ЖИВ!\$O\$17 | | |
| 22 | | | Тепловий коефіцієнт C, (А*с ^{0,5} /мм ²) | | | | | | | | | | | | | C = 90 | | | Kk | =КЛ_ЖИВ!\$L\$29-\$L\$39 | | |
| 23 | | | Мінімальний переріз лінії за умовою кз, мм ² | | | | | | | | | | | | | Fkз = 46 | | | Kkab | =КЛ_ЖИВ!\$O\$12 | | |
| 24 | | | Дані планованого режиму | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | | | Коефіцієнт перевантаження КЛ у п.в. режимі | | | | | | | | | | | | | Kл = 1,25 | | | Klpa | =КЛ_ЖИВ!\$H\$29-\$H\$39 | | |
| 26 | | | Допл. навантаження у п.в. режимі | | | | | | | | | | | | | Kлпа = 0,8 | | | Kp | =КЛ_ЖИВ!\$O\$16 | | |
| 27 | | | * | F, мм ² | Ro, Ом/км | Xo, Ом/км | Idоп, А | Io, А | dUк, % | dUла, % | dP, кВт | K, грн | ЕЧ, грн | Вк, грн | S, грн | * | X | Kprg | =КЛ_ЖИВ!\$O\$23 | | | |
| 28 | | | | 10 | 3,10 | 0,122 | 0,00 | 0,00 | 3,83 | 6,12 | — | — | — | — | — | — | — | L | =КЛ_ЖИВ!\$O\$14 | | | |
| 29 | | | | 16 | 1,94 | 0,113 | 75,00 | 17,36 | 2,43 | 3,89 | — | — | — | — | — | — | — | P | =КЛ_ЖИВ!\$O\$9 | | | |
| 30 | | | | 25 | 1,24 | 0,099 | 90,00 | 19,96 | 1,58 | 2,53 | — | — | — | — | — | — | — | Q | =КЛ_ЖИВ!\$O\$10 | | | |
| 31 | | | | 35 | 0,89 | 0,095 | 115,00 | 23,55 | 1,16 | 1,85 | — | — | — | — | — | — | — | Ro | =КЛ_ЖИВ!\$E\$29-\$E\$39 | | | |
| 32 | | | | 50 | 0,62 | 0,09 | 140,00 | 27,12 | 0,83 | 1,33 | 9,38 | 173968,0 | 24299,5 | 10700,0 | 34999,6 | V | + | tp | =КЛ_ЖИВ!\$O\$21 | | | |
| 33 | | | | 70 | 0,44 | 0,086 | 165,00 | 32,40 | 0,62 | 0,98 | 6,70 | 207360,0 | 29030,4 | 7645,3 | 36675,7 | | + | U | =КЛ_ЖИВ!\$O\$8 | | | |
| 34 | | | | 95 | 0,33 | 0,083 | 205,00 | 38,79 | 0,47 | 0,76 | 4,93 | 248296,0 | 34755,8 | 6626,1 | 40382,0 | | + | X | =КЛ_ЖИВ!\$Q\$29-\$Q\$39 | | | |
| 35 | | | | 120 | 0,26 | 0,081 | 240,00 | 44,82 | 0,39 | 0,62 | 3,90 | 288848,0 | 40158,7 | 4452,6 | 44611,3 | | + | Xo | =КЛ_ЖИВ!\$F\$29-\$F\$39 | | | |
| 36 | | | | 150 | 0,21 | 0,079 | 275,00 | 50,12 | 0,32 | 0,52 | 3,12 | 320768,0 | 44907,5 | 3555,2 | 48462,7 | | + | Z | =КЛ_ЖИВ!\$O\$28-\$O\$39 | | | |
| 37 | | | | 185 | 0,17 | 0,077 | 310,00 | 54,96 | 0,28 | 0,44 | 2,53 | 351744,0 | 49244,2 | 2832,1 | 52126,3 | | + | Zmin | =КЛ_ЖИВ!\$O\$41 | | | |
| 38 | | | | 240 | 0,13 | 0,075 | 355,00 | 60,50 | 0,23 | 0,37 | 1,95 | 387200,0 | 54208,0 | 2226,3 | 56434,3 | | + | | | | | |
| 39 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 41 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 42 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Рисунок 2.7 – Видя електронної таблиці визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Проектне рішення: на основі виконаного в табличній формі розрахунку для зовнішньої лінії живлення, вибираємо двокабельну лінію перерізом 50 мм², мінімальні приведені затрати при цьому становлять 34999,6 грн.

2.5 Визначення с.к.з. за законом Ома з врахуванням еквівалентного опору системи

Для перевірки обмеження на мінімальний переріз по струму КЗ нам потрібно розрахувати значення струму КЗ на початку лінії.

Схема заміщення для такого розрахунку зображена на Рисунок 2.8

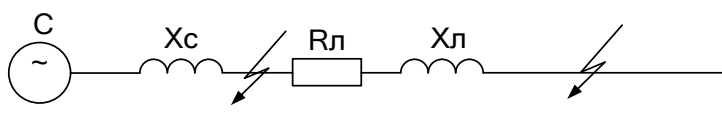


Рисунок 2.8 – Схема заміщення для розрахунку с.к.з.

СКЗ на шинах ЦТП визначається, як:

$$I_{кз} = \frac{1,05 \cdot U_H}{\sqrt{3} \cdot Z} \text{ [A]}, \quad (2.30)$$

де U_H – напруга, кВ;

Z – повний сумарний опір живлячої лінії та системи, Ом.

$$Z = \sqrt{R_{л}^2 + (X_{л} + X_c)^2}, \text{ [Ом]} \quad (2.31)$$

$$X_c = \frac{0,95 \cdot U_H^2}{S_{кз}}, \text{ [Ом]} \quad (2.32)$$

де $S_{кз}$ – потужність короткого замикання на стороні 10 кВ, МВА.

Визначимо струм к.з. для розподільчих ліній на території підприємства, кА:

$$I_{кз \text{ рл}} = \frac{1,05 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (2.33)$$

де Z – повний сумарний опір живлячої лінії та системи, визначається за формулою:

$$Z = \sqrt{R_{л}^2 + (X_{л} + X_c)^2}, \quad (2.34)$$

Множники 0,95 та 1,05 використовуються для врахування найважчих випадків КЗ, тобто при відхиленні напруги на максимально допустиме значення (5%).

На Рисунку 2.9 наведена таблична форма яка автоматизує розрахунок с.к.з.

| | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N | O | |
|----|---|-------------------------------------|---|---|---|---|-------------|---|--|----------------------|---|---|----------|------------|---|--|
| 1 | | Розрахунок струмів КЗ | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | Назви комірок, діапазонів та опорні формули | | | | | | | |
| 3 | | Дані системи | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | | Напруга, кВ | | | | | U= 10 | | Uном= U | | | | Xc= | кz!\$G\$6 | | |
| 5 | | Потужність коротко замикання,МВА | | | | | Sкз = 50 | | Sкз= Sk | | | | Iкз_злж= | кz!\$G\$7 | | |
| 6 | | Опір системи, Ом | | | | | Xc = 1,805 | | Xc= (0,95*Uном)^2/Sкз | | | | Rл= | кz!\$G\$11 | | |
| 7 | | Струм КЗ для ЗЛЖ, кА | | | | | Iкз = 3,359 | | Iкз (Uном*1,05)/(Xc*КОРЕНЬ(3 | | | | Xл= | кz!\$G\$12 | | |
| 8 | | | | | | | | | L_кл= L_2 | | | | Z= | кz!\$G\$14 | | |
| 9 | | Довжина КЛ, км | | | | | L= 3,2 | | F_кz11= КЛ_ЖИВ!Fort | | | | Iкз_рл= | кz!\$G\$15 | | |
| 10 | | Переріз КЛ, мм² | | | | | F= 50 | | Rл= ИНДЕКС(Ro_кл;ПОИСКПОЗ(F_кz11;F_кл);1)*L_кл | | | | | | | |
| 11 | | Активний опір КЛ, Ом | | | | | Rл = 1,984 | | Xл= ИНДЕКС(Xo_10кл;ПОИСКПОЗ(F_кz11;F_кл);1)*L_кл | | | | | | | |
| 12 | | Реактивний опір КЛ, Ом | | | | | Xл = 0,288 | | Z= КОРЕНЬ(Rл^2+(Xc+Xл)^2) | | | | | | | |
| 13 | | Результат | | | | | | | Iкз_розн= | 1,05*U/(КОРЕНЬ(3)*Z) | | | | | | |
| 14 | | Сумарний повний опір, Ом | | | | | Z= 2,884 | | | | | | | | | |
| 15 | | Струм КЗ для розподільчих ліній, кА | | | | | Iкз= 2,10 | | | | | | | | | |

Рисунок 2.9 – Вигляд електронної таблиці розрахунку СКЗ

2.6 Визначення оптимальних перерізів розподільчих мереж 0,4 кВ

Вибір кабелів буде проводитися для розподільчої мережі напругою 0,4 кВ. Розрахунок наведений в табличних формах, на робочих листах Excel «ТП-РП1»-«ТП-РП9». В електронних таблицях подані стандартні перерізи КЛ, допустимі струми, опори та вартість КЛ, що залежать від її перерізу, а також будуть розраховані річні приведені затрати в лінію. На Рисунку 2.11 зображена таблична форма для вибору перерізу КЛ для лінії від ТП до РП1, для інших ліній розрахунок проводиться в ідентичній таблиці, тому нижче просто зазначимо обраний переріз КЛ для інших розподільчих ліній.

Розрахунок буде проводитися за наступною математичною моделлю:

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(x) = \left[(E_c + E_a) \cdot k_0(x) + 3 \cdot I_L^2 \cdot r_0(x) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_L \rightarrow \min_{x \in X} \\ k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq I_L; k_{\text{доп}} = k_c \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{г}}; \\ k_L > 1 \Rightarrow x \geq x_{\text{падоп}} \equiv k_{\text{ппа}} \cdot k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq I_L \cdot k_L \cdot k_{\text{ппа}} \\ \Delta U_{\text{н}}(x) = \frac{P_p \cdot r_0(x) + Q_p \cdot x_0(x)}{U_{\text{н}} \cdot k_L} \cdot L \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ k_L > 1 \Rightarrow x \geq x_{\text{па}\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{па}}(x) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ x \in X \end{array} \right. \quad (2.35)$$

де $k_0(x)$ – питома вартість КЛ, що залежить від перерізу лінії;

I_L – струм однієї лінії;

$I_{\text{доп}}(x)$ – допустимий струм КЛ перерізом x для нормованих умов навколишнього середовища та прокладки (ПУЕ, таблиця 1.3.16);

$\Delta U_{\text{н}}$ – втрати напруги в лінії в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{па}}$ – втрати напруги в лінії перерізом x в після аварійному режимі;

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустима втрата напруги (РД 153-34.0-15.501-00, А.4.7);

$k_{\text{доп}}$ – коефіцієнт допустимого навантаження КЛ. Уточнює значення допустимого струму для конкретних умов експлуатації лінії. $k_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{г}} \cdot k_{\text{с}}$;

$k_{\text{с}}$ – коефіцієнт середовища (ПУЕ, §1.3.9, таблиця 1.3.3). Враховує відмінність температури середовища, яка істотно відрізняється від нормованих. Оскільки температура оточуючого середовища в завданні не задана, тому приймаємо

нормовані умови (температура жил 60°C та умовна температура середовища 15°C), отже поправочний коефіцієнт не враховується;

k_{Π} – коефіцієнт прокладки. Враховує відмінність умов прокладки від нормованих. Вважаючи що в одному лотку прокладено по 2 кабелі з відстанню між кабелями в світу 200 мм, коефіцієнт прокладки складає $k_{\Pi} = 0,92$, оскільки охолодження кабелів в лотку є кращим ніж в землі, цей коефіцієнт є прийнятним (ПУЕ, §1.3.18, таблиця 1.3.26).

k_{Γ} – коефіцієнт ґрунту (ПУЕ, §1.3.13, таблиця 1.3.23). Враховує відмінність питомого опору землі від нормованого. Оскільки КЛ прокладена в лотках в приміщенні цеху, поправочний коефіцієнт складатиме $k_{\Gamma} = 1$;

$k_{\text{нпа}}$ – максимальний допустимий коефіцієнт навантаження КЛ в ПА режимі (ПУЕ, §1.3.6, таблиця 1.3.2). Приймається відштовхуючись від коефіцієнту

завантаження $K_3 = \frac{I_{\text{л}}}{I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{доп}}} = \frac{71,19}{345 \cdot 0,92} = 0,2$. Коефіцієнт $k_{\text{нпа}}$ приймаємо для

найважчих умов перевантаження в ПА режимі, тобто при перевантаженні на протязі 6 год і коефіцієнтом попереднього навантаження 0,6, оскільки значення струму, що протікає по КЛ складає менше 60% від допустимого, то $k_{\text{нпа}} = 1,25$.

$k_{\text{нпа}}$ – доля навантаження, що протікає по даній КЛ, яка повинна залишитися в роботі в після аварійному режимі (погоджується з технологами);

X – множина допустимо-доступних стандартних перерізів ЖЛ.

| | | | |
|--------------------------------|-------------------------------|-------------|--|
| Ім'я | Ім'я | Ім'я | |
| Bb='ТП-РП1'!\$L\$34:\$L\$44 | L_3='ТП-РП1'!\$N\$16 | I= | КОРЕНЬ(Pp_2^2+Qp_2^2)/(КОРЕНЬ(3)*U_3*k_1) |
| Bkl='ТП-РП1'!\$K\$34:\$K\$4 | Qp_2='ТП-РП1'!\$N\$12 | Кдоп= | N18*N19*N20 |
| Bo='ТП-РП1'!\$N\$5 | Ro_3='ТП-РП1'!\$C\$34:\$C\$44 | Ro_3= | ВНР(Fkl_2;KL;2) |
| dP_3='ТП-РП1'!\$I\$34:\$I\$44 | tn='ТП-РП1'!\$N\$24 | Хо_3= | ВНР(Fkl_2;KL;3) |
| dUn='ТП-РП1'!\$G\$34:\$G\$44 | U_3='ТП-РП1'!\$N\$10 | Idop_3= | ВНР(Fkl_2;KL;4) |
| dUra='ТП-РП1'!\$H\$34:\$H\$44 | X='ТП-РП1'!\$O\$34:\$O\$44 | Ко= | ВНР(Fkl_2;KL;5) |
| dУндон='ТП-РП1'!\$N\$15 | Хо_3='ТП-РП1'!\$D\$34:\$D\$44 | dUn= | ((((Pp_2*Ro_3*L_3+Qp_2*Хо_3*L_3)/(U_3*k_1))^10^3)/U_3)*100 |
| Ee_3='ТП-РП1'!\$N\$5 | Ea='ТП-РП1'!\$N\$7 | dUra= | ЕСЛИ(k_1=1;"-";(dUn*k_1*Кнна)) |
| Fkl_2='ТП-РП1'!\$B\$34:\$B\$44 | Ee_1='ТП-РП1'!\$N\$6 | dP_3= | ЕСЛИ(X="+";3^1^2*Ro_3*L_3*k_1*10^3;"-") |
| Fort='ТП-РП1'!\$N\$46 | з='ТП-РП1'!\$M\$34:\$M\$44 | К= | ЕСЛИ(X="+";Ко*L_3*k_1*10^3;"-") |
| I='ТП-РП1'!\$N\$13 | Кдоп='ТП-РП1'!\$N\$17 | Bkl= | ЕСЛИ(X="+";(Ee_1+Ea)*K;"-") |
| Idop='ТП-РП1'!\$E\$34:\$E\$44 | O1='ТП-РП1'!\$P\$34:\$P\$44 | Bb= | ЕСЛИ(X="+";dP_3*Bo;"-") |
| k='ТП-РП1'!\$J\$34:\$J\$44 | O2='ТП-РП1'!\$Q\$34:\$Q\$44 | з= | ЕСЛИ(X="+";Bkl+Bb;"-") |
| k_1='ТП-РП1'!\$N\$14 | O3='ТП-РП1'!\$R\$34:\$R\$44 | X= | ЕСЛИ(И(O1="+";O2="+";O3="+";O4="+";"+";"-")) |
| Ко='ТП-РП1'!\$F\$34:\$F\$44 | O4='ТП-РП1'!\$S\$34:\$S\$44 | O1= | ЕСЛИ(Кдоп*Idop_3>=I;"+";"-") |
| Кнна='ТП-РП1'!\$N\$30 | Pp_2='ТП-РП1'!\$N\$11 | O2= | ЕСЛИ(Кнна*Кдоп*Idop_3>=k_1*Кнна;"+";"-") |
| Кнна='ТП-РП1'!\$N\$29 | Cc='ТП-РП1'!\$N\$25 | O3= | ЕСЛИ(dUn<=dУндон;"+";"-") |
| | | O4= | ЕСЛИ(dUra<=dУндон;"+";"-") |
| | | Fort= | ИНДЕКС(Fkl_2;ПОИСКПОЗ(МИН(3);3);0;1) |
| | | зmin= | МИН(3) |

Рисунок 2.10 – Імена комірок та формули, використані на робочому листі

| | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N | O | P | Q | R | S |
|----|--|--------------------|-----------|-----------|---------|-----------|--------|---------|---------|--------|----------|---------|--------|---|--------------------|--------|--------|--------|--------|
| 1 | ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ПЕРЕРІЗУ КЛ (ТП-РП1) 0,4кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Економічні характеристики | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Економічні характеристики | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Питома вартість втрат, грн/кВт | | | | | | | | | | | | | | Bo = 1140,291302 | | | | |
| 6 | Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | | | | | | Ee = 0,1 | | | | |
| 7 | Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | | | | | | Ea = 4% | | | | |
| 8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Дані нормального режиму | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Напруга, кВ | | | | | | | | | | | | | | U = 0,38 | | | | |
| 11 | Активна розрахункова потужність споживача, кВт | | | | | | | | | | | | | | P = 30,30 | | | | |
| 12 | Реактивна розрахункова потужність споживача, кВАр | | | | | | | | | | | | | | Q = 57,30 | | | | |
| 13 | Розрахунковий струм окремого кабелю, А | | | | | | | | | | | | | | I = 74,940 | | | | |
| 14 | Кількість кабелів | | | | | | | | | | | | | | k = 2 | | | | |
| 15 | Допустима втрата напруги в КЛ, % | | | | | | | | | | | | | | dУндон = 5 | | | | |
| 16 | Довжина лінії, км | | | | | | | | | | | | | | L = 0,194 | | | | |
| 17 | Коефіцієнт допустимого навантаження | | | | | | | | | | | | | | Кдоп = 0,92 | | | | |
| 18 | Коефіцієнт середовища | | | | | | | | | | | | | | Ко = 1,00 | | | | |
| 19 | Коефіцієнт прокладки | | | | | | | | | | | | | | Кл = 0,92 | | | | |
| 20 | Поправочний коефіцієнт по допустимому струму | | | | | | | | | | | | | | Кгр = 1,00 | | | | |
| 21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | Дані післяварійного режиму | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | Коефіцієнт перевантаження КЛ у п.а режимі | | | | | | | | | | | | | | Кппа = 1,25 | | | | |
| 24 | Доля навантаження у п.а режимі | | | | | | | | | | | | | | Кппа = 0,8 | | | | |
| 25 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26 | * | F, мм ² | Ro, Ом/км | Хо, Ом/км | Idop, А | Ко, гр/км | dUn, % | dUra, % | dP, кВт | К, грн | Вкл, грн | Вв, грн | З, грн | * | X | Обмеж1 | Обмеж2 | Обмеж3 | Обмеж4 |
| 27 | | 10 | 3,10 | 0,07 | 70,00 | 7,71 | 17,00 | 27,20 | | | | | | | --- | - | - | - | - |
| 28 | | 16 | 1,94 | 0,0675 | 90,00 | 9,07 | 10,72 | 17,16 | | | | | | | --- | + | - | - | - |
| 29 | | 25 | 1,24 | 0,07 | 115,00 | 9,45 | 6,94 | 11,11 | | | | | | | --- | + | + | - | - |
| 30 | | 35 | 0,89 | 0,06 | 140,00 | 11,79 | 5,05 | 8,07 | | | | | | | --- | + | + | - | - |
| 31 | | 50 | 0,62 | 0,06 | 175,00 | 13,54 | 3,58 | 5,74 | | | | | | | --- | + | + | + | - |
| 32 | | 70 | 0,44 | 0,06 | 210,00 | 16,43 | 2,63 | 4,20 | 2,90 | 6373 | 892 | 3302,2 | 4194 | | + | + | + | + | + |
| 33 | | 95 | 0,33 | 0,06 | 255,00 | 19,64 | 1,99 | 3,18 | 2,13 | 7620 | 1067 | 2430,0 | 3497 | | + | + | + | + | + |
| 34 | | 120 | 0,26 | 0,06 | 295,00 | 22,74 | 1,62 | 2,60 | 1,69 | 8824 | 1235 | 1923,2 | 3159 | | + | + | + | + | + |
| 35 | | 150 | 0,21 | 0,06 | 335,00 | 26,86 | 1,34 | 2,14 | 1,35 | 10421 | 1459 | 1535,5 | 2994 | | + | + | + | + | + |
| 36 | | 185 | 0,167 | 0,0596 | 385,00 | 31,62 | 1,130 | 1,81 | 1,0917 | 12269 | 1718 | 1244,8 | 2962 | * | + | + | + | + | + |
| 37 | | 240 | 0,13 | 0,06 | 0,00 | 38,65 | 0,92 | 1,47 | | | | | | | --- | - | - | + | + |
| 38 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 39 | Оптимальний переріз КЛ, мм ² | | | | | | | | | | | | | | Fкл* = 185 | | | | |
| 40 | Мінімальні затрати, грн | | | | | | | | | | | | | | зmin = 2962,431867 | | | | |

Рисунок 2.11 – Визначення оптимального перерізу розподільчих мереж

Проектне рішення: для розподільчих мереж обираємо кабелі марки АВВГ напругою 0,4 кВ перерізом 185 мм² для ліній ТП-РП1, 185 мм² для ТП-РП2, 70

мм² для ТП-РП3, 185 мм² для ТП-РП4, 185 мм² для ТП-РП5, 185 мм² для ТП-РП6, 185 мм² для ТП-РП7, 185 мм² для ТП-РП8 та 10 мм² для ТП-РП9.

2.7 Визначення оптимальних координат розміщення ТП за критерієм мінімуму затрат в СЕП

На підприємстві буде встановлена одна трансформаторна підстанція. Для її встановлення необхідно знайти оптимальні координати розміщення центру мережі. В якості задачі прийняття оптимального проектного рішення за допомогою надстройки електронного процесора Excel „Поиск решения” розглянемо задачу вибору оптимального місця розміщення ТП за критерієм мінімуму затрат в систему електропостачання виходячи з припущення, що ТП може бути встановлений на довільному місці території підприємства, не зайнятому цехами або дорогою.

Пошук координат розміщення ТП здійснюється на основі попередньо визначених координат розміщення РП і точки підведення живлення, з врахуванням кількості та перерізів відповідних КЛ.

Визначення центру мережі здійснюється за математичною моделлю 2.36.

$$\begin{cases} Z(x_0, y_0) = \left[(E_e + E_a) \cdot (\alpha_{ж} + K_0(F_{ж}) + 3 \cdot I_{ж}^2 \cdot r_0(F_{ж}) \cdot B_0) \right] \cdot k_{ж} \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{ж}, y_{ж})) + \\ \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (\alpha + K_0(F_i) \cdot k_i) + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_i, y_i)) \rightarrow \min_{(x_0, y_0)}; \\ \min_{i=1}^n (x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n (x_i); \\ \min_{i=1}^n (y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n (y_i), \end{cases} \quad (2.36)$$

де $Z(x_0, y_0)$ – річні приведені затрати;

E_e – норматив ефективності капіталовкладень в електромережу;

E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$\alpha_{ж}$ – складова питомої вартості на 1 км живлячої КЛ незалежно від перерізу;

α – складова питомої вартості КЛ на 1 км незалежно від перерізу;

$K_0(F_{ж})$ – питома вартість зовнішньої КЛ перерізом $F_{жi}$;

$K_0(F_i)$ – питома вартість КЛ перерізом F_i ;

$I_{ж}$ – струм живлячої КЛ;

I_i – струм окремої КЛ від ЦМ до i -тої ЦТП;

$r_0(F_{ж})$ – питомий опір зовнішньої КЛ перерізом $F_{ж}$;

$r_0(F_i)$ – питомий опір КЛ перерізом F_i ;

B_0 - питома вартість втрат активної потужності в КЛ;

$k_{ж}$ – кількість кабелів живлячої КЛ;

k_i – кількість кабелів лінії живлення i -тої ЦТП;

F_i – переріз кабельної лінії;

n – кількість ЦТП;

$(x_{ж}, y_{ж})$ – координати точки підведення зовнішньої лінії живлення;

(x_i, y_i) – координати розміщення i -тої ЦТП;

(x_0, y_0) – координати розміщення джерела живлення;

$\rho((x_0, y_0), (x_{ж}, y_{ж}))$ - відстань від точки, в яку буде підведена зовнішня лінія

живлення до ДЖ;

$\rho((x_0, y_0), (x_i, y_i))$ довжина i -тої розподільної КЛ, яка відходить від ДЖ.

При визначенні довжини кабелів враховується евклідова та неевклідова метрики ліній, так як можливість прямої прокладки кабелів на території підприємства допустима не завжди.

Довжина живлячої лінії буде розрахована за евклідовою метрику, оскільки є можливість прокладки кабеля по прямій лінії.

Довжини розподільчих мереж розраховуватиметься за неевклідовою метрикою, так як прокладка кабелів по прямій лінії в цехах не завжди є можливою.

Довжина лінії визначається за такими формулами:

$L = \sqrt{(X_0 - X)^2 + (Y_0 - Y)^2}$ - для евклідової метрики зовнішньої лінії живлення;

$L = |X_0 - X| + |Y_0 - Y|$ - для неевклідової метрики розподільчої мережі.

Дана задача вирішується за допомогою надбудови «Поиск решений» в програмному середовищі Excel. На Рисунку 2.12 зображена таблична форма Excel для визначення центру електричної мережі (вибору оптимального місця розташування ТП).

| | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N |
|----|--|-------------|-------------|--------------------------|----------|---------------|---------------|-------------|------------|------------|----------------|------------------|-------------------|----------------|
| 1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | ВИЗНАЧЕННЯ ЦЕНТРА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Технічні характеристики мережі | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ | | | | | | | | | | Уж = 10 | | | |
| 6 | Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ) | | | | | | | | | | Метрика ЖІ = Е | | | |
| 7 | Напруга розподільних мереж, кВ | | | | | | | | | | U = 0,4 | | | |
| 8 | Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ) | | | | | | | | | | Метрика = НЕ | | | |
| 9 | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Економічні характеристики мережі | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Питомі витрати, які не залежать від перерізу зовнішньої лінії живлення, грн/км | | | | | | | | | | аж = 4000 | | | |
| 12 | Питомі витрати, які не залежать від перерізу лінії розподільної мережі, грн/км | | | | | | | | | | а = 2,7 | | | |
| 13 | Питома вартість втрат, грн/кВт | | | | | | | | | | Во = 1140,3 | | | |
| 14 | Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | | Ее = 0,1 | | | |
| 15 | Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | | Еа = 4% | | | |
| 16 | Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії | | | | | | | | | | Еаж = 4% | | | |
| 17 | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | Лінії | X, м | Y, м | F, мм² | к | P, кВт | Q, кВт | I, А | Ro, | Ko, | L, м | B, грн | Bп, грн | З, грн |
| | живлення | | | | | | | | Ом/км | т.грн/км | | | | |
| 20 | КЛ Жив | 50,7 | 170,5 | 50 | 2 | 746,68 | 623,21 | 28,08 | 0,62 | 27,12 | 70,3 | 533,7 | 235,005 | 768,72 |
| 21 | РП1 | 47,2 | 111 | 185 | 2 | 80,30 | 57,30 | 71,19 | 0,167 | 31,62 | 48,3 | 454,7 | 279,707 | 734,38 |
| 22 | РП2 | 82 | 111 | 150 | 2 | 70,60 | 50,10 | 62,48 | 0,206 | 26,858 | 13,5 | 109,1 | 74,268 | 183,35 |
| 23 | РП3 | 86,9 | 93,2 | 150 | 2 | 75,64 | 51,63 | 66,09 | 0,206 | 26,858 | 26,4 | 213,3 | 162,535 | 375,85 |
| 24 | РП4 | 112,9 | 111 | 185 | 2 | 154,25 | 103,66 | 134,12 | 0,167 | 31,62 | 23,4 | 220,3 | 480,951 | 701,23 |
| 25 | РП5 | 82,2 | 81 | 185 | 2 | 118,40 | 85,97 | 105,60 | 0,167 | 31,62 | 43,3 | 407,6 | 551,664 | 959,27 |
| 26 | РП6 | 92,5 | 62,5 | 185 | 2 | 90,52 | 82,10 | 88,19 | 0,167 | 31,62 | 51,5 | 484,8 | 457,693 | 942,49 |
| 27 | РП7 | 102,5 | 81 | 185 | 2 | 103,00 | 93,41 | 100,35 | 0,167 | 31,62 | 43,0 | 404,8 | 494,746 | 899,53 |
| 28 | РП8 | 131,5 | 81 | 185 | 2 | 101,12 | 95,00 | 100,13 | 0,167 | 31,62 | 72,0 | 677,8 | 824,805 | 1502,58 |
| 29 | РП9 | 232,7 | 59,8 | 10 | 2 | 4,76 | 2,89 | 4,02 | 3,1 | 7,711 | 194,4 | 528,6 | 66,592 | 595,18 |
| 30 | Сумарні приведені річні затрати в мережу, грн | | | | | | | | | | | | | 7662,60 |
| 31 | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 | Центр мережі, м | | | | | | | | | | | Xo = 92,5 | Yo = 114,0 | |
| 33 | | | | | | | | | | | | | | |

Рисунок 2.12 – Визначення оптимальних координат розміщення ТП

За допомогою надстройки «Поиск решений» було визначено оптимальні координати центру кабельної мережі $X_0=92,5$ $Y_0=81$, але оскільки за знайденими координатами неможливо встановити трансформаторну підстанцію, не порушивши виробничого процесу, прийнято встановити ТП вище по координатам відносно цеху підприємства. Таке рішення прийнято на основі порівнянь затрат в мережу при варіанті встановлення ТП відносно кожної з чотирьох стін заводу, звіти сервісу «Поиск решений» з відповідними даними можна знайти на робочих листах Excel з відповідними назвами. Отже ТП буде встановлено за координатами $X_0=92,5$ $Y_0=114$, та буде прибудована до стіни заводу.

2.8 Визначення потужності компенсуючих пристроїв 0,38 кВ за критерієм мінімуму затрат в СЕП з урахуванням вхідної реактивної потужності

Згідно ТЗ оптимальна потужність КУ з низької сторони ЦТП повинна вибиратись по мінімуму річних приведених затрат з врахуванням вартості КУ, затрат на їх експлуатацію та затрат на передачу реактивної потужності по зовнішній лінії живлення, розподільним мережам 10 кВ та трансформаторам ЦТП.

В балансовій задачі КРН, на відміну від економічної задачі, одразу відома сумарна потужність компенсуючих установок (КУ), які необхідно встановити на шинах РП 0,4 кВ, оскільки задана вхідна реактивна потужність. Таким чином, задача полягає лише у оптимальному розподілі сумарної потужності КУ між РП підприємства.

Схема електропостачання підприємства зображена на Рисунку 2.13.

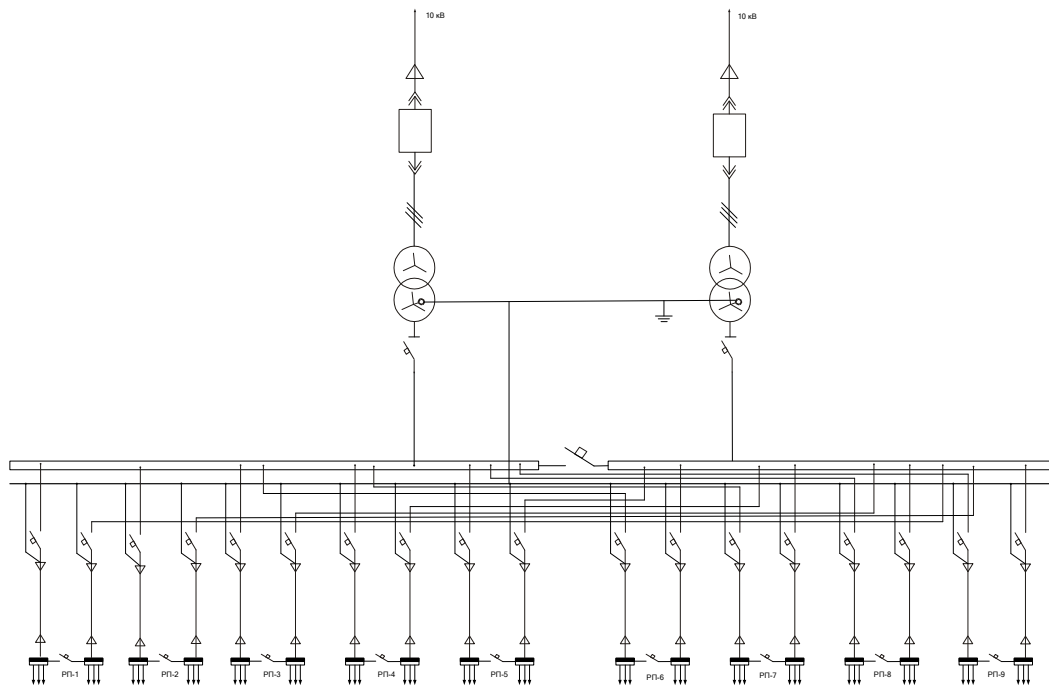


Рисунок 2.13 – Схема електропостачання підприємства

Зобразимо схему заміщення електричної схеми електропостачання заводу. Оскільки схема є симетричною і навантаження розподілено рівномірно між двома секціями ТП зобразимо половину схеми для спрощення розрахунків, отримані результати будуть припустимі для іншої половини схеми теж. Оскільки в

розрахунках буде мати місце половина схеми, відповідно в розрахунках будемо використовувати половину вхідної та половину спожитої реактивної потужності.

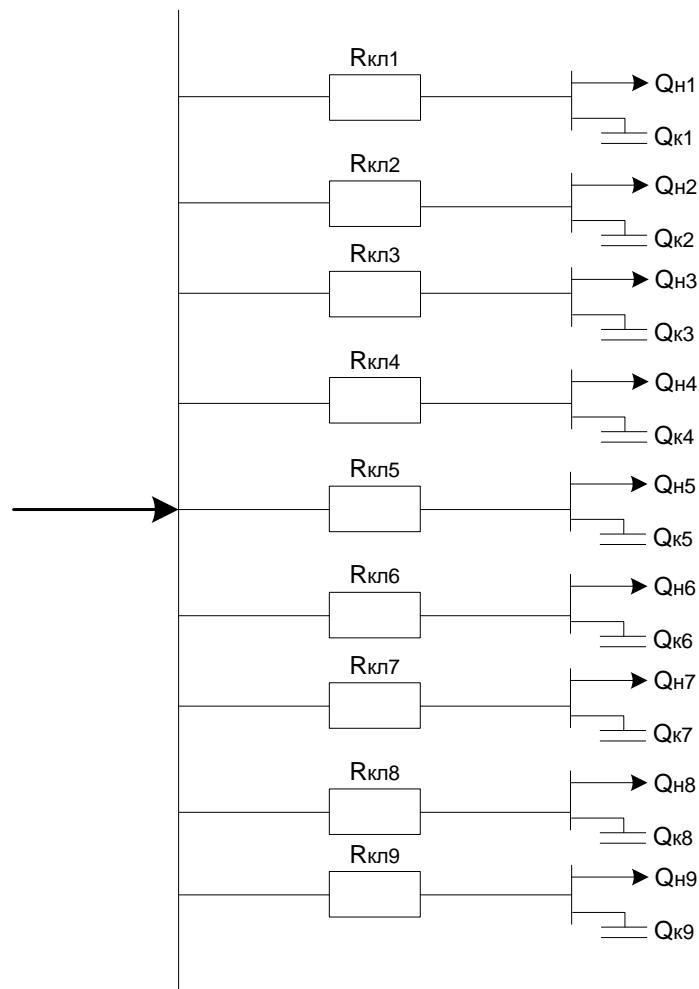


Рисунок 2.14 – Схема заміщення мережі електропостачання заводу

Оскільки значення необхідної для компенсації реактивної потужності наперед відомо, складова затрат на компенсуючі пристрої буде сталою величиною, отже нею при створенні математичної моделі можна знехтувати, як і затратами на передачу по зовнішній лінії живлення, адже значення вхідної реактивної потужності також буде сталим.

Визначення оптимальної потужності КУ здійснюється за математичною моделлю 2.37.

$$\begin{cases} 3(Q_K) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n [(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{KLi})] \rightarrow \min_{Q_K}; \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1,2; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - Q_{Bx} \end{cases} \quad (2.37)$$

де B_0 – питома вартість втрат активної потужності;

U – номінальна напруга, до якої приведені активні опори схеми заміщення;

n – кількість ЦТП;

Q_{Hi} – реактивне навантаження окремої лінії живлення i -тої ЦТП;

Q_{Ki} – потужність КУ окремої секції шин НН i -тої ЦТП;

$R_{KLi} = r_{oKLi} \cdot L_{KLi}$ – активний опір окремої лінії;

Q_{Bx} – вхідна реактивна потужність.

У відповідності з наведеною математичною моделлю задачі створимо комп'ютерну модель на робочому листі MathCad. Комп'ютерна модель з вихідними даними та результатами розрахунку наведена на Рисунок 2.15 –Рисунку 2.15.

З результатів обрахунків в програмному середовищі САПР MathCad випливає, що на підприємстві доцільно встановлювати конденсаторні установки наступних номінальних потужностей:

РП1: 2хУКМ 0,4-20-5-УЗ

РП2: 2хУКМ 0,4-20-5-УЗ

РП3: 2хУКМ 0,4-20-5-УЗ

РП4: 2хУКМ-0,4-45-5 УЗ

РП5: 2хУКМ-0,4-40-5 УЗ

РП6: 2хУКМ 0,4-35-5-УЗ

РП7: 2хУКМ 0,4-40-5-УЗ

РП8: 2хУКМ-0,4-40-5 УЗ

РП9: не встановлюється

| | |
|-----------------------------------|------------------|
| Вхідна реактивна потужність, квар | $Q_{BX} := 106$ |
| Кількість ланцюгів КЛ, штук | $k := 2$ |
| Напруга, кВ: | $U := 0.4$ |
| Кількість РП, штук | $n := 9$ |
| Питома вартість втрат: | $B0 := 1140.291$ |

Питомі опори кабельних ліній(Ом/км): Довжини кабельних ліній (м): Реактивне навантаження у вузлах (кВАр):

$$R_{oKЛ} := \begin{pmatrix} 0.167 \\ 0.206 \\ 0.206 \\ 0.167 \\ 0.167 \\ 0.167 \\ 0.167 \\ 0.167 \\ 0.167 \\ 3.1 \end{pmatrix} \quad L_{KЛ} := \begin{pmatrix} 48.3 \\ 13.5 \\ 26.4 \\ 23.4 \\ 43.3 \\ 51.5 \\ 43.0 \\ 72.0 \\ 194.4 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \quad Q_H := \frac{1}{k} \cdot \begin{pmatrix} 57.3 \\ 50.1 \\ 51.63 \\ 103.66 \\ 85.97 \\ 82.1 \\ 93.41 \\ 95 \\ 2.89 \end{pmatrix}$$

Потужність конденсаторних установок у вузлах (кВАр): Опір кабельних ліній (Ом):

$$Q_K := \begin{pmatrix} 11.8 \\ 11.8 \\ 11.8 \\ 11.8 \\ 11.8 \\ 11.8 \\ 11.8 \\ 11.8 \\ 11.8 \\ 11.8 \end{pmatrix} \quad R_{KЛ} := \begin{pmatrix} R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \\ R_{oKЛ} L_{KЛ} \end{pmatrix}$$

Математична модель балансової задачі КРН

$$Z(Q_K) := \frac{B0}{U^2} \cdot \sum_{i=1}^n \left[(Q_{H_i} - Q_{K_i})^2 \cdot (R_{KЛ_i}) \right]$$

Given

Обмеження на керовані змінні:

$$\sum Q_H - \sum Q_K = \frac{1}{k} Q_{BX} \quad Q_K \geq 0$$

Визначимо оптимальне проектне рішення:

$$Q_K := \text{Minimize}(Z, Q_K)$$

Річні приведені затрати:

$$Z(Q_K) = 1.567 \times 10^6$$

Оптимальне розподілення потужності КУ між вузлами (кВАр):

$$Q_K = \begin{pmatrix} 22.206 \\ 18.606 \\ 19.371 \\ 45.386 \\ 36.541 \\ 34.606 \\ 40.261 \\ 41.056 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Рисунок 2.15 – Комп'ютерна модель визначення оптимальної потужності КУ на шинах РП на робочому листі MathCad

3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ДІЛЬНИЦІ ПАКУВАННЯ «ВАТ СВІТАНОК»

3.1 Вибір схеми цехової мережі

В даній магістерській дипломній роботі вибираємо радіальну схему електропостачання електричних приймачів підприємства.

«ВАТ Світанок» в процесі виробництва використовує складні технологічні процеси, що не допускають перерв в електропостачанні. Тому дане підприємство відноситься до споживачів II категорії з надійності електропостачання.

Розрахунок цехової мережі проведемо на прикладі дільниці пакування «ВАТ Світанок». Враховуючи технологічний процес виробництва, живлення електроприймачів буде відбуватися наступним чином:

Електроприймачі № 16-21 заживлені від РП-1.

Електроприймачі № 9-15 заживлені від РП-2.

Електроприймачі № 1-8 заживлені від РП-3.

3.2 Розрахунок навантажень цехової мережі

Розрахунок навантажень цехової мережі показаний на прикладі розрахунку дільниці пакування, ТП-РП1, РП1-ЕП21.

Визначимо потужність для транспортера (ЕП-21):

$$P_H = n \cdot p_H \quad (3.1)$$

$$P_H = 1 \cdot 38 = 38 \text{ (кВт)}$$

Визначаємо відповідно середні активну і реактивну потужності за найбільш завантажену зміну за наступними формулами:

$$P_{cmi} = k_{vi} \cdot P_{hi} = 0,5 \cdot 38 = 19 \text{ (кВт)};$$

$$Q_{cmi} = P_{cmi} \cdot \text{tg} \varphi = 19 \cdot 1,02 = 19,38 \text{ (кВар)};$$

де P_{cm} – середня активна потужність, кВт;

P_H – сумарна встановлена потужність групи електроприймачів, кВт;

Q_{cm} – середня реактивна потужність, кВАр;

K_B – коефіцієнт використання, в.о., [1];

$\operatorname{tg}\varphi$ – коефіцієнт потужності, в.о., [1].

Груповий коефіцієнт використання та ефективне число ЕП визначаються за формулами:

$$K_e = \frac{\sum_{i=1}^n k_{ei} \cdot P_{ni}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} = \frac{115,2}{217} = 0,53,$$
$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ni}\right)^2}{\sum_{i=1}^n n \cdot P_{ni}^2} = \frac{217^2}{8055} = 5,85 \text{ приймаємо } n_e = 5.$$

Значення коефіцієнтів розрахункового максимуму навантаження K_M для мережі живлення напругою до 1000 В ($T_0 = 10$ хв.) визначений як 1,136 [1].

Визначаємо розрахункову активну, реактивну та повну потужність РП-1 за формулою:

$$P_M = K_M \cdot \sum P_{CMi} = 1,136 \cdot 115,2 = 130,86 \text{ (кВт)},$$

$$Q_M = 1,1 \cdot \sum Q_{CMi} = 1,136 \cdot 117,53 = 133,5 \text{ (кВар)}.$$

Визначаємо повну розрахункову потужність РП-1:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{130,86^2 + 133,5^2} = 183,96 \text{ (кВА)}.$$

Визначаємо розрахунковий струм РП-1:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = \frac{183,96}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 279,49 \text{ (А)}.$$

Аналогічно виконуються розрахунки для всіх інших РП, результати заносимо в таблицю - 3.1.

Приведемо розрахунок по дільниці вцілому:

$$P_H = \sum P_{Hi} = 371,2 \text{ (кВт)}.$$

Визначаємо відповідно середні активну і реактивну потужності за найбільш завантажену зміну:

$$P_{cm} = \sum P_{cm.PPi} = 181,99 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{\text{см}} = \sum Q_{\text{см.ПІі}} = 125,62 (\text{кВт}).$$

Груповий коефіцієнт використання та ефективне число ЕП:

$$K_e = \frac{\sum_{i=1}^n k_{ei} \cdot P_{ni}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}} = \frac{181,99}{371,2} = 0,52,$$

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^n n \cdot P_{ni}^2} = \frac{371,2^2}{10349,36} = 13,3 \text{ приймаємо } n_e = 13.$$

Значення коефіцієнта розрахункового максимуму навантаження K_M для ділянки визначене як 1,01 [1].

Визначаємо розрахункову активну, реактивну та повну потужність ділянки:

$$P_M = K_M \cdot \sum P_{\text{см}i} = 1,01 \cdot 181,99 = 226,54 (\text{кВт}),$$

$$Q_M = \sum Q_{\text{см}i} = 159,03 (\text{кВар}).$$

Визначаємо повну розрахункову потужність по ділянці:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{196,3^2 + 206,94^2} = 276,78 (\text{кВА}).$$

Визначаємо розрахунковий струм по ділянці:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = \frac{276,78}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 399,50 (\text{А}).$$

Таблиця 3.1 – Розрахунок навантажень дільниці

| № | Назва | К-сть ЕП | Р _{ном} | кВт | Кв | COSφ | tgφ | P _{см} | Q _{см} | п·р _н ² | пс | Км | Рм | Qм | Sm | Im |
|-------------|-------------------------------|-------------|------------------|--------------|-------------|------|------|-----------------|-----------------|-------------------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | одн. | заг. | | | | | | | | | кВт | кВАР | кВА | А |
| РП-1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 16-18 | Пакувальна машина р3 | 3 | 41 | 123 | 0,6 | 0,7 | 1,02 | 73,8 | 75,29 | 5043 | | | | | 58,57 | 104,69 |
| 19-20 | Слайсер | 2 | 28 | 56 | 0,4 | 0,7 | 1,02 | 22,4 | 22,85 | 1568 | | | | | 40,00 | 71,50 |
| 21 | Транспортер | 1 | 38 | 38 | 0,5 | 0,7 | 1,02 | 19 | 19,38 | 1444 | | | | | 54,29 | 97,03 |
| | Всього РП-1 | 6 | | 217 | 0,53 | | | 115,2 | 117,53 | 8055 | 5,85 | 1,136 | 130,87 | 129,28 | 183,96 | 279,49 |
| РП-2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Вага наїздна | 1 | 10 | 10 | 0,4 | 0,6 | 1,33 | 4 | 5,33 | 100 | | | | | 16,67 | 29,79 |
| 10 | Мийна машина | 1 | 15 | 15 | 0,6 | 0,7 | 1,02 | 9 | 9,18 | 225 | | | | | 21,43 | 38,30 |
| 11 | Пакувальний автомат Kollih | 1 | 31 | 31 | 0,6 | 0,7 | 1,02 | 18,6 | 18,98 | 961 | | | | | 44,29 | 79,16 |
| 12 | Машина обв'язувальна | 1 | 11 | 11 | 0,6 | 0,7 | 1,02 | 6,6 | 6,73 | 121 | | | | | 15,71 | 28,09 |
| 13,15 | Пакувальна машина р1 | 2 | 14 | 28 | 0,6 | 0,7 | 1,02 | 16,8 | 17,14 | 392 | | | | | 20,00 | 35,75 |
| 14 | Пакувальна машина р2 | 1 | 8 | 8 | 0,6 | 0,7 | 1,02 | 4,8 | 4,90 | 64 | | | | | 11,43 | 20,43 |
| | Всього РП-2 | 7 | | 103 | 0,58 | | | 59,8 | 62,26 | 1863 | 5,69 | 1,06 | 63,39 | 68,49 | 93,32 | 141,78 |
| РП-3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1-4 | Вирівнююча платформа | 4 | 2,8 | 11,2 | 0,3 | 0,5 | 1,73 | 3,36 | 5,82 | 31,36 | | | | | 5,60 | 10,01 |
| 5-8 | Вага наїздна | 4 | 10 | 40 | 0,4 | 0,6 | 1,33 | 16 | 21,33 | 400 | | | | | 16,67 | 29,79 |
| | Всього РП-3 | 8 | | 51,2 | 0,38 | | | 19,36 | 27,15 | 431,36 | 6,08 | 1,14 | 22,07 | 29,87 | 37,14 | 56,43 |
| | Всього по дільниці №1 | 21 | | 371,2 | 0,52 | | | 181,99 | 125,62 | 10349,36 | 13,31 | 1,01 | 226,54 | 159,03 | 276,78 | 399,5 |

3.3 Вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі

При виборі автоматичних вимикачів повинні виконуватись наступні умови:

$$I_{н.розч} \geq K_{відс} \cdot I_p \quad (3.2)$$

$$I_{с.в} = K_n \cdot I_n \quad (3.3)$$

де $I_{н.розч}$ - номінальний струм розчіплювача;

$I_{с.в}$ - струм спрацювання відсічки;

$K_{відс}$ - коефіцієнт відстроювання, що визначається з умов надійності відстроювання захисту від перевантажень і його неспрацювання (повернення) при (після) пуску або само запуску;

I_m - розрахунковий струм окремого електроприймача;

K_n - коефіцієнт надійності відстроювання струмової відсічки;

I_n - піковий (пусковий) струм.

Виберемо автоматичний вимикач для захисту ЕП-21.

Розрахунковий струм для даного ЕП:

$$I_m = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{38}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,7 \cdot 0,85} = 97,03(\text{А}).$$

Пусковий струм визначимо наближено, в залежності від типу приводу:

$$I_m = \begin{cases} 5 \cdot I_m & \text{— для АД з КЗ ротором чи СД} \\ 2,5 \cdot I_m & \text{— для АД з ФР} \\ 3 \cdot I_m & \text{— для ДПС та зварювальних Т – рів} \end{cases}$$

$$I_n = 5 \cdot I_m = 5 \cdot 97,03 = 485,17 (\text{А}).$$

Вибираємо для захисту ЕП-21 автоматичний вимикач серії ВА з тепловими і електромагнітними розчіплювачами. Розрахуємо номінальний струм розчіплювача та струм спрацювання відсічки для ЕП-21:

$$I_{н.розчп} \geq 1 \cdot 97,03 = 97,03 \text{ (A)},$$

$$I_{с.відс} \geq 2,1 \cdot 485,17 = 1018,85 \text{ (A)}.$$

За розрахованими значеннями струмів вибираємо автоматичний вимикач ВА 51-35 з тепловими і електромагнітними розчіплювачами з номінальним струмом вимикача 250 А, номінальним струмом розчіплювача 100 А та струмом спрацювання відсічки 1200 А (кратність струму 12).

Аналогічно проводимо вибір автоматичних вимикачів для усіх інших споживачів дільниці.

Виберемо автоматичний вимикач для захисту РП1.

Розрахунковий струм для цієї лінії:

$$I_{м} = \frac{181,03}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 275,04 \text{ (A)}.$$

Піковий струм визначаємо за формулою:

$$I_{н} = I_{р} - K_{г} \cdot I_{н.макс} + I_{н.макс} \quad (3.4)$$

де $I_{н.макс}$, $I_{п.макс}$ – номінальний і піковий струми електроприймача групи з найбільшим пусковим струмом;

$K_{г}$ - коефіцієнт використання найбільш потужного електроприймача.

$$I_{н} = 275,04 - 0,65 \cdot 104,69 + 523,47 = 735,7 \text{ (A)}.$$

Вибираємо для захисту РП-1 автоматичний вимикач серії ВА 55-37 з напівпровідниковим розчіплювачем (селективний). Розрахуємо номінальний струм розчіплювача та струм спрацювання відсічки для РП-1:

$$I_{н.розчп} \geq 1,1 \cdot 275,04 = 302,55 \text{ (A)},$$

$$I_{с.відс} \geq 1,5 \cdot 735,7 = 1103,55 \text{ (A)}.$$

Вибираємо вимикач з номінальним струмом 400 А, номінальним струмом розчіплювача 320 А та струмом спрацювання відсічки 1600 А (кратність струму 5).

Аналогічно проводимо вибір автоматичних вимикачів для інших споживачів.

Результати розрахунків заносимо в таблицю 3.2.

Захисні апарати, встановлюються в РП НН ТП.

Таблиця 3.2 – Вибір комутаційно-захисної апаратури

| № | Назва | Ім, А | Іп.р., А | Ін.р.р, А | Іс.в.р., А | Тип АВ | Ін.в., А | Ін.р., А | Іс.в., А |
|-------------|----------------------------|--------|----------|-----------|------------|-----------|----------|----------|----------|
| РП-1 | | | | | | | | | |
| 16-18 | Пакувальна машина р3 | 104,69 | 523,47 | 104,69 | 1099,29 | ВА 51-33 | 160 | 125,0 | 1250 |
| 19-20 | Слайсер | 71,50 | 357,49 | 71,50 | 750,73 | ВА 51-31 | 100 | 80,0 | 800 |
| 21 | Транспортер | 97,03 | 485,17 | 97,03 | 1018,85 | ВА 51-35 | 250 | 100,0 | 1200 |
| | Всього РП-1 | 275,04 | 735,7 | 302,55 | 1103,55 | ВА 55-37 | 400 | 320,0 | 1600 |
| РП-2 | | | | | | | | | |
| 9 | Вага наїздна | 29,79 | 148,96 | 29,79 | 312,81 | ВА 51-31 | 100 | 31,5 | 315 |
| 10 | Мийна машина | 38,30 | 191,51 | 38,30 | 402,18 | ВА 51Г-31 | 100 | 40,0 | 560 |
| 11 | Пакувальний автомат Kollih | 79,16 | 395,80 | 79,16 | 831,17 | ВА 51Г-31 | 100 | 80,0 | 1120 |
| 12 | Машина обв'язувальна | 28,09 | 140,44 | 28,09 | 294,93 | ВА 51-31 | 100 | 31,5 | 315 |
| 13,15 | Пакувальна машина р1 | 35,75 | 178,75 | 35,75 | 375,37 | ВА 51-31 | 100 | 40,0 | 400 |
| 14 | Пакувальна машина р2 | 20,43 | 102,14 | 20,43 | 214,50 | ВА 51-31 | 100 | 25,0 | 250 |
| | Всього РП-2 | 141,78 | 278,82 | 155,96 | 418,23 | ВА 55-37 | 160 | 160,0 | 480 |
| РП3 | | | | | | | | | |
| 1-4 | Вирівнююча платформа | 10,01 | 50,05 | 10,01 | 105,10 | ВА 51-25 | 25 | 12,5 | 125 |
| 5-8 | Вага наїздна | 29,79 | 148,96 | 29,79 | 312,81 | ВА 51-31 | 100 | 31,5 | 315 |
| | Всього РП-3 | 56,43 | 103,47 | 62,07 | 155,21 | ВА 55-37 | 160 | 100,8 | 202 |

Переріз провідників в мережах напругою до 1кВ вибирають за допустимим нагріванням.

$$I_{\text{доп}} \geq \begin{cases} I_M - \text{для нормальних приміщень;} \\ 1,25 \cdot I_M - \text{для вибухонебезпечних приміщень.} \end{cases}$$

Живлення електроприймачів від РП-1 здійснюються алюмінієвими проводами в полівінілхлоридній ізоляції (АПВ) прокладеними в підлозі в трубах. Для лінії РП-1 – ЕП-21 з $I_M=97,03$ (А) виберемо провід АПВ 4(1×50) з $I_{\text{доп}}=120$ (А).

Прокладання лінії ТП– РП-1 здійснюється кабелем марки АВВГ прокладеними в лотку. Для цієї лінії з $I_M=275,04$ (А) обираємо кабель АВВГ 2(4×95) з $I_{\text{доп}}=0,92 \cdot 170=312,8$ (А).

Для усіх інших ліній вибір провідників проводиться аналогічно і заноситься до таблиці 2.3.

Перевіримо втрату напруги в лінії, що живить ЕП-21:

$$\Delta U = \frac{P_M \cdot R_{\text{ПІТ}} + Q_M \cdot X_{\text{ПІТ}}}{U_H} \cdot l, \quad (3.5)$$

$$\Delta U_{\text{РП-ЕП21}} = \frac{38 \cdot 0,769 + 38 \cdot 1,02 \cdot 0,066}{380} \cdot 4 = 0,33 \text{ (В)},$$

$$\Delta U_{\text{ЩС-РП-1}} = \frac{126,7 \cdot 0,405 + 129,28 \cdot 0,064}{2 \cdot 380} \cdot 25 = 3,92 \text{ (В)},$$

$$\Delta U_{\text{ТП-ЩС}} = \frac{196,3 \cdot 0,208 + 206,94 \cdot 0,063}{2 \cdot 380} \cdot 20 = 3,1 \text{ (В)},$$

$$\Delta U = \Delta U_{\text{ТП-ЩС}} + \Delta U_{\text{ЩС-РП-1}} + \Delta U_{\text{РП-1-ЕП21}} = 0,33 + 3,92 + 3,1 = 7,35 \text{ (В)},$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U_{\text{ТП-ЕП-1}}}{U_H} \cdot 100\% = \frac{7,35}{380} \cdot 100\% = 1,9 \text{ \%}.$$

Така втрата напруги є допустимою, для інших споживачів розрахунок виконуємо аналогічно та заносимо результати в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Вибір провідників

| № | Назва | Ір, А | Тип провідника | Спосіб прокладки | S, мм ² | Ідоп, А | L, м | ΔU, В |
|-------------|----------------------------|--------|----------------|-------------------|--------------------|---------|------|-------|
| РП-1 | | | | | | | | |
| 16 | Пакувальна машина р3 | 104,69 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x50) | 120 | 9 | 0,80 |
| 17 | Пакувальна машина р3 | 104,69 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x50) | 120 | 6 | 0,54 |
| 18 | Пакувальна машина р3 | 104,69 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x50) | 120 | 9,5 | 0,85 |
| 19 | Слайсер | 71,50 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x35) | 85 | 6,7 | 0,58 |
| 20 | Слайсер | 71,50 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x35) | 85 | 7 | 0,60 |
| 21 | Транспортер | 97,03 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x50) | 120 | 4 | 0,33 |
| | ТП- РП-1 | 275,04 | АВВГ | В лотку | 2(4x95) | 312,8 | 25 | 3,92 |
| РП-2 | | | | | | | | |
| 9 | Вага наїзна | 29,79 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x6) | 30 | 7 | 1,20 |
| 10 | Мийна машина | 38,30 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x10) | 39 | 13 | 2,00 |
| 11 | Пакувальний автомат Kollih | 79,16 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x35) | 85 | 3 | 0,29 |
| 12 | Машина обв'язувальна | 28,09 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x6) | 30 | 7 | 1,32 |
| 13 | Пакувальна машина р1 | 35,75 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x10) | 39 | 5 | 0,72 |
| 15 | Пакувальна машина р1 | 35,75 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x10) | 39 | 8 | 1,15 |
| 14 | Пакувальна машина р2 | 20,43 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x3) | 21 | 5 | 1,02 |
| | ТП - РП-2 | 141,78 | АВВГ | В лотку | 2(4x95) | 156,4 | 16 | 10,50 |
| РП-3 | | | | | | | | |
| 1 | Вирівнююча платформа | 10,01 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x2,5) | 19 | 25 | 1,87 |
| 2 | Вирівнююча платформа | 10,01 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x2,5) | 19 | 20 | 1,50 |

| № | Назва | Ір, А | Тип провідника | Спосіб прокладки | S, мм ² | Ідоп, А | L, м | ΔU, В |
|---|----------------------|-------|----------------|-------------------|--------------------|---------|------|-------|
| 3 | Вирівнююча платформа | 10,01 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x2,5) | 19 | 15 | 1,12 |
| 4 | Вирівнююча платформа | 10,01 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x2,5) | 19 | 10 | 0,75 |
| 5 | Вага наїзна | 29,79 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x6) | 30 | 22 | 3,78 |
| 6 | Вага наїзна | 29,79 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x6) | 30 | 16 | 2,75 |
| 7 | Вага наїзна | 29,79 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x6) | 30 | 11 | 1,89 |
| 8 | Вага наїзна | 29,79 | АПВ | В підлозі в трубі | 4(1x6) | 30 | 18 | 3,09 |
| | ТП - РП-3 | 56,43 | АВВГ | В лотку | 2(4x25) | 69 | 23 | 1,13 |

4 ВИБІР ЗАХИСНОГО ОБЛАДНАННЯ

4.1 Вибір високовольтних вимикачів

Високовольтні вимикачі вибираємо за номінальною напругою і розрахунковим струмом з врахуванням після аварійних режимів та можливих нерівномірностей розподілу струмів між лініями і секціями шин:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном. мережі}, \quad (4.1)$$

$$I_{ном.в} \geq I_{м.ав}, \quad (4.2)$$

Розрахуємо струми для нормального і післяаварійного режимів:

$$I_{м} = \frac{S_{м}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1120,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 32,38 \text{ (А)};$$

$$I_{м.ав} = \frac{1,3 \cdot S_{max}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1,3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,14 \text{ (А)}.$$

Для встановлення на стороні 10 кВ вибираємо вакуумні вимикачі ВБЭ-10-20/630 УХЛ2. Номінальний струм вимикачів $I_{ном.в} = 630 \text{ А} > I_{м.ав}$. Власний час відключення вимикача 0,04 с.

Проведемо перевірку вибраних високовольтних вимикачів

Розрахунок струмів короткого замикання виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і провідників.

Складаємо схему заміщення (рисунок 4.1).

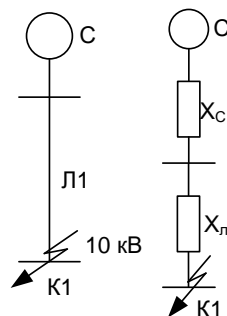


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема і схема заміщення системи електропостачання

Розрахунок струмів КЗ виконаємо у відносних одиницях, для цього приймемо базову потужність :

$$S_{\delta} = 1000 \text{ (MVA)}.$$

За базову напругу приймаємо напругу ступеня, на якому виникає КЗ:

$$U_{сер} = 10,5 \text{ (кВ)}.$$

Потужність КЗ в точці приєднання до енергосистеми:

$$S_K = 50 \text{ (MVA)}.$$

Для розрахунку струму КЗ живлячої мережі розрахуємо опори елементів, що зображені на рисунку 4.1.

Опір системи:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{S_K} = \frac{1000}{50} = 20 \text{ (в.о.)},$$

$$X_L = X_{num} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{сер}^2} = 0,066 \cdot 3,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,91 \text{ (в.о.)}.$$

Визначаємо результуючий опір:

$$X_{\Sigma} = X_C + X_L = 20 + 1,91 = 21,91 \text{ (в.о.)}.$$

За базовими значеннями потужності і напруги визначимо базовий струм:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{сер}}, \quad (4.3)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ (кА)}.$$

Початкове діюче значення струму КЗ:

$$I_{no.c} = \frac{E_c''}{x_{\Sigma c}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.4)$$

$$I_{no.c} = \frac{1}{21,91} \cdot 55,05 = 2,51 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова струму від системи не зміниться:

$$I_{nr_c} = I_{no.c} = 2,51 \text{ (кА)}.$$

Розрахуємо розрахунковий час початку розмикання:

$$t_{\text{від}} = t_{\text{пз.мін}} + t_{\text{В.В}}, \quad (4.5)$$

$$t_{\text{від}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Постійна часу аперіодичної складової:

$$T_{ac} = 0,3 \text{ (с).}$$

Аперіодична складова струму КЗ при $\tau = 0,05 \text{ с}$:

$$i_{a\tau_c} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.с}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}}, \quad (4.6)$$

$$i_{a\tau_c} = \sqrt{2} \cdot 2,51 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,3}} = 3 \text{ (кА).}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд.с}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.с}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}}\right), \quad (4.7)$$

$$i_{\text{уд.с}} = \sqrt{2} \cdot 2,51 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}}\right) = 6,1 \text{ (кА).}$$

Розрахуємо тепловий імпульс:

$$B_{\kappa} = I_{\text{но.с}}^2 \cdot (t_{\text{від}} + T_{acx}), \quad (4.8)$$

$$B_{\kappa} = 2,51^2 \cdot (0,05 + 0,3) = 2,2 \text{ (кА}^2\text{с).}$$

Відповідно до ДЕСТ 687 - 78 високовольтні вимикачі повинні бути перевірені на комутаційну здатність, на динамічну стійкість, а також на термічну стійкість до дії струмів КЗ.

Перевірку вибраних вимикачів і провідників покажемо на прикладі вибраного вимикача ВБЭ-10-20/630 УХЛ2. Дані занесені у таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 - Перевірка вимикача ВБЭ-10-20/630 УХЛ2

| Умови вибору | Дані для вимикачів | Дані розрахунків |
|---|---|---|
| $I_{н.відк} \geq I_{пт}$ | $I_{н.відк} = 20 \text{ кА}$ | $I_{пт} = I_{пт.с} = 2,51 \text{ кА}$ |
| $\sqrt{2}I_{н.відкл} \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{пт} + i_{ат}$ | $\sqrt{2}I_{н.відк} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{21}{100}\right) =$ $= 34,224 \text{ (кА)}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} =$ $\sqrt{2} \cdot 2,51 + 3 = 6,54 \text{ (кА)}$ |
| $i_{дин} \geq i_{уд}$ | $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ | $i_{уд} = i_{уд.с} = 6,1 \text{ (кА)}$ |
| $I_{дин} \geq I_{но}$ | $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ | $I_{но} = I_{но.с} = 2,51 \text{ (кА)}$ |
| $I_{\square}^2 t_{\square} \geq e_{\text{ж}}$ | $I_{m^2 m} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$ | $B_{\kappa} = 2,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$ |

Даний вимикач задовольняє усім умовам перевірки.

4.2 Вибір низьковольтного захистного обладнання

Всі цехи підприємства заживлені на напрузі 0,4 кВ, тому вибір автоматичних вимикачів здійснюється аналогічно до низьковольтних цехових мереж. Дані по низьковольтним автоматичним вимикачам та кабелям занесемо в таблицю 4.2.

Проведемо вибір автоматичних вимикачів на прикладі ділянки свіжування:

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{м}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{185,85}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 268,24 \text{ (А)}$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА 55-37 з тепловими і електромагнітними розчіплювачами з номінальним струмом вимикача 400 А.

Таблиця 4.2 – Вибір автоматичних вимикачів та низьковольтних кабелів

| Лінія | I_p , А | Вимикач | $I_{н.в}$, А | Провідник | $I_{доп}$, А |
|---------|-----------|----------|---------------|-------------|---------------|
| ТП-РП-1 | 142,39 | ВА-55-37 | 160 | АВВГ(4*185) | 385 |
| ТП-РП-2 | 124,95 | ВА-55-37 | 160 | АВВГ(4*185) | 385 |
| ТП-РП-3 | 132,19 | ВА-55-37 | 160 | АВВГ(4*70) | 210 |
| ТП-РП-4 | 268,24 | ВА-55-37 | 400 | АВВГ(4*185) | 385 |
| ТП-РП-5 | 211,19 | ВА-55-37 | 250 | АВВГ(4*185) | 385 |
| ТП-РП-6 | 176,39 | ВА-55-37 | 250 | АВВГ(4*185) | 385 |
| ТП-РП-7 | 200,7 | ВА-55-37 | 250 | АВВГ(4*185) | 385 |
| ТП-РП-8 | 200,27 | ВА-55-37 | 250 | АВВГ(4*185) | 385 |
| ТП-РП-9 | 8,04 | ВА-55-37 | 160 | АВВГ(4*10) | 70 |

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться з метою перевірки захисних апаратів за умовою комутаційної здатності.

Виконаємо розрахунок струмів короткого замикання для ділянки ТП-РП-1- ЕП-21. Складемо розрахункову схему.

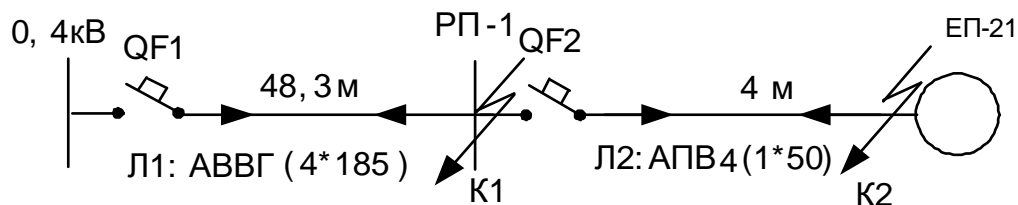


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема мережі

Визначаємо опори ліній Л1, та Л2:

$$Z_{Л1} = \sqrt{R_{num}^2 + X_{num}^2} \cdot l = \sqrt{0,405^2 + 0,064^2} \cdot 25 \cdot 10^{-3} = 10,2(\text{МОм})$$

$$Z_{Л2} = \sqrt{R_{num}^2 + X_{num}^2} \cdot l = \sqrt{0,76^2 + 0,066^2} \cdot 4 \cdot 10^{-3} = 3,05(\text{МОм})$$

Автоматичні вимикачі, які потрібно перевірити занесемо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Автоматичні вимикачі, які потрібно перевірити

| Лінія | АВ | I_n , А | $I_{н.р}$, А | $I_{с.в.}$, А | $I_{н.відкл.}$, кА |
|-----------|----------|-----------|---------------|----------------|---------------------|
| ТП-РП-1 | ВА 55-37 | 400 | 320 | 1600 | 32,5 |
| РП-1-ЕП-3 | ВА 51-35 | 250 | 100 | 1200 | 6 |

Умова перевірки на комутуючу здатність:

$$I_{н.відк} \geq I_k^{(3)} \quad (4.9)$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ здійснюємо за формулою:

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_i}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (4.10)$$

де Z_{Σ} – повний опір лінії.

Точка К-1:

$$I_{K2\max}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot (9,6 + 10,2)} = 11,634 \text{ (кА)}.$$

Точка К-2:

$$I_{K3\max}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot (9,6 + 3,05 + 10,2)} = 10,082 \text{ (кА)}.$$

Перевіримо вимикачі на комутаційну здатність:

QF1: ВА-55-37

$$I_{н.відк} = 32,5 \text{ (кА)} > I_{к.мах}^{(3)} = 11,634 \text{ (кА)}.$$

QF2: ВА-51-31

$$I_{н.відк} = 6 \text{ (кА)} < I_{к.мах}^{(3)} = 10,082 \text{ (кА)}.$$

Для точки К2 умова(4.9) не виконується. Перевіримо даний вимикач за середнім струмом трифазного КЗ:

$$\begin{aligned} I_{к.Р}^{(3)} &= \frac{1,05 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\Sigma} + R_{пер})^2 + X_{\Sigma}^2}} = \\ &= \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3,1 + 0,208 \cdot 20 + 0,405 \cdot 25 + 0,02 \cdot 10^3)^2 + (13,6 + 0,063 \cdot 20 + 0,064 \cdot 25)^2}} = \\ &= 7,2 \text{ (кА)}, \end{aligned}$$

де $R_{пер}$ – перехідний опір, для первинних РП становить 0,02 Ом.

$$I_{н.відк} = 6 \text{ (кА)} < \frac{I_{к.мах}^{(3)} + I_{к.Р}^{(3)}}{2} = \frac{11,3 + 7,2}{2} = 9,25 \text{ (кА)}.$$

Умова також не виконується, переберемо вимикач. Для захисту ЕП-21 обираємо вимикач ВА- 52-35 з $I_{н.} = 250 \text{ А}$, $I_{н.р.} = 100 \text{ А}$, $I_{с.в.} = 1200 \text{ А}$, $I_{н.выдкл} = 16 \text{ кА}$

4.3 Перевірка чутливості і селективності захисту цехових мереж

Виконаємо перевірку селективності дії захисту.

Визначимо струм однофазного КЗ в точці короткого замикання за формулою:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi.\text{ном}}}{\frac{Z_m^{(1)}}{3} + Z_{\phi-n} \cdot l}, \quad (4.11)$$

де $Z_T^{(1)} = 26,4$ (мОм) [1, таб.-Б1];

$Z_{\phi-n}$ - питомий опір петлі фаза-ноль;

l – відстань до місця КЗ.

Визначимо струми однофазного КЗ в заданих точках:

Точка К-1:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{220}{\frac{26,4}{3} + 0,73 \cdot 20 + 0,84 \cdot 25} = 4,95 \text{ (кА)}.$$

Точка К-2:

$$I_{\kappa 4}^{(1)} = \frac{220}{\frac{26,4}{3} + 0,73 \cdot 20 + 0,84 \cdot 25 + 1,48 \cdot 4} = 4,58 \text{ (кА)}.$$

Перевіримо чи виконується умова чутливості захисту:

$$I_{\text{н.розч}} \leq \frac{I_{\kappa.\text{min}}^{(1)}}{3}. \quad (4.12)$$

QF2: ВА-55-37

$$I_{\text{н.розч}} = 1600 \text{ (А)} < \frac{I_{\kappa 2}^{(1)}}{3} = \frac{4950}{3} = 1650 \text{ (А)}.$$

QF3: ВА-51-31

$$I_{\text{н.розч}} = 1200 \text{ (А)} < \frac{I_{\kappa 2}^{(1)}}{3} = \frac{4580}{3} = 1526,6 \text{ (А)}.$$

Умови перевірки чутливості автоматичних вимикачів виконуються.

5 РОЗРАХУНОК ОСВІТЛЮВАЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ПАКУВАЛЬНОГО ЦЕХУ

5.1 Вибір системи освітлення, типу освітлювального пристрою

Для освітлення виробничих приміщень найбільшого поширення набули дві системи освітлення: загальна та комбінована.

Системи місцевого і загального освітлення, що застосовуються разом, утворюють систему комбінованого освітлення. Така система застосовується в приміщеннях, де виконуються точні наглядні роботи.

По функціональному призначенню розрізняють наступні види освітлення: робоче, аварійне і евакуаційне.

Робоче освітлення створює потрібну по нормам освітленість, забезпечуючи тим самим необхідні умови роботи при нормальному режимі експлуатації споруди.

Аварійне освітлення для продовження роботи повинно встановлюватися в приміщеннях, в яких різке відключення робочого освітлення може призвести до тяжких наслідків для людей і технологічного обладнання. При цьому освітленість на робочих поверхнях повинна складати не менше 5% освітленості, встановленої для робочого освітлення цих поверхонь при системі загального освітлення, але не менше 2Лк всередині споруд і не менше 1Лк для території підприємства [5].

В освітлювальних установках загального освітлення застосовують трубчасті люмінесцентні лампи низького тиску. Люмінесцентна лампа представляє собою скляну трубу, внутрішня поверхня якої покрита люмінофором - речовина, що здатна флюоресціювати. Вони мають ряд суттєвих переваг:

- 1) висока світлова віддача;
- 2) значний термін служби;
- 3) відносно мала яскравість;
- 4) економічність.

Конструкція багатьох світильників з люмінесцентними лампами забезпечує не тільки індивідуальну установку, але і стикування в суцільну лінію, використання корпусів світильників в якості магістрального короба.

Згідно СніП II-4.79 «Искусственное и естественное освещение. Нормы проектирования» застосовуємо систему загального освітлення.

Враховуючи особливості технологічного процесу, в якості джерел світла використовуємо люмінесцентні лампи. Вони мають відносно високу світлову віддачу, покращений спектральний стан, який дозволяє забезпечити передачу кольорів, достатньо високу середню тривалість горіння (до 10000 годин).

Світильники обираються, виходячи з світлотехнічних, економічних, естетичних вимог, а також з урахуванням умов навколишнього середовища.

5.2 Розрахунок робочого освітлення

Розрахунок освітлення пакувального цеху (рисунок 5.1) будемо проводити методом коефіцієнта використання, який враховує відбивну складову освітленості від робочої поверхні, стелі і стін приміщення і застосовують його для розрахунку загального рівномірного внутрішнього освітлення горизонтальних поверхонь при відсутності затіняючого обладнання.

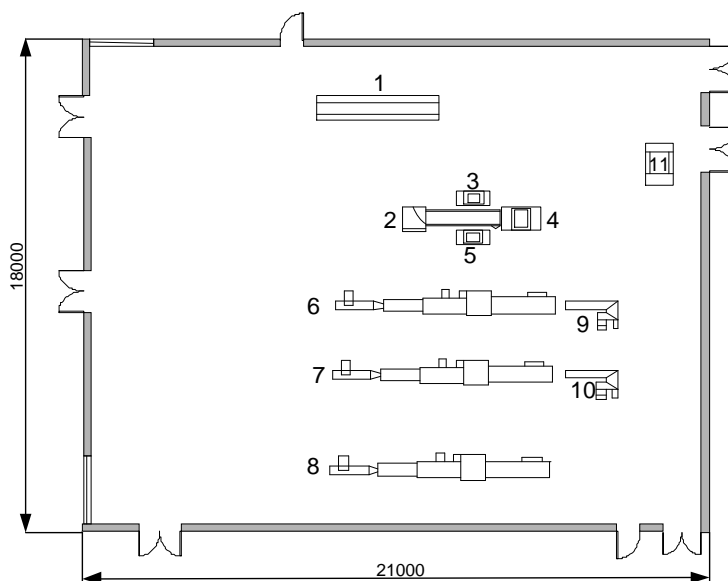


Рисунок 5.1 – План пакувального цеху

На промислових підприємствах близько 10% використаної електроенергії витрачається на електричне освітлення. Умови штучного освітлення на промислових підприємствах створюють великий вплив на зорову працездатність, фізичний і моральний стан людини, а отже на продуктивність праці, якість продукції і виробничий травматизм.

Проектування освітлювальних установок полягає в розробці світлотехнічного та електричного розділів.

Визначимо необхідну кількість світильників для загального освітлення пакувального цеху.

Для освітлення цеху вибираємо світильники: ЛДР 2x80 з лампами ЛБ-80, потужність якої становить 80 Вт, та світловий потік дорівнює 4960 (Лм), довжина світильника $L_{св} = 1,24$ м, оскільки даний тип світильника застосовується в цехах, в яких підвищена запиленість повітря, та можлива вологість приміщення. Даний тип світильника задовольняє нашим вимогам і може використовуватися для освітлення пакувального цеху [2].

Роботи в пакувальному цеху відносяться до IV-го розряду робіт (середньої точності, контраст об'єкта з фоном малий, фон середній), тому приймаємо норму освітлення $E_n = 150$ лк.

Висота цеху – 6 метрів, розміри – 21x18 м

Визначимо розрахункову висоту, м:

$$h_p = N - (h_{рп} + h_{сз}) = 6 - (0,8 + 0) = 5,2 \text{ (м)}$$

де N - висота даного цеху, м;

$h_з$ – висота звісу світильника, м;

$h_{рп}$ – висота робочої поверхні від підлоги, м;

За таблицею 5-1 приймаємо коефіцієнти відбивання поверхонь:

$$\rho_{п} = 50 \%, \rho_{с} = 30 \%, \rho_{р} = 10 \%,$$

де $\rho_{п}$, $\rho_{с}$, $\rho_{р}$ – коефіцієнти відбивання стелі, стін і робочої поверхні відповідно.

За розмірами приміщення визначаємо індекс приміщення:

$$i = \frac{A \times B}{h \cdot (A + B)} = \frac{21 \cdot 18}{5,2 \cdot (21 + 18)} \approx 1,86,$$

де A – довжина приміщення, м;

B – ширина приміщення, м.

За знайденим індексом приміщення вибираємо коефіцієнт використання: $\eta = 40\%$.

Враховуючи тип світильників, задаємо коефіцієнтом запасу: $k_z = 1,5$ і коефіцієнтом нерівномірності освітлення для люмінесцентних ламп $z = 1,1$.

Визначаємо необхідну кількість світильників при розрахунковому світловому потоці люмінесцентних ламп ЛБ80 $\Phi_{л} = 4960$ лм :

$$N_{\text{світ}} = \frac{E_n \cdot S \cdot k_z \cdot z}{\Phi_{л} \cdot n \cdot \eta} = \frac{150 \cdot 21 \cdot 18 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4960 \cdot 2 \cdot 0,40} = 23,577 \approx 24$$

де S – площа приміщення, м²;

$\Phi_{л}$ – світловий потік люмінесцентних лампи ЛБ80, лм;

n – кількість ламп.

Розташуємо світильники в 4 ряди вздовж цеху таким способом, щоб в кожному ряді було по 6 світильників.

Загальна установлена потужність світильників:

$$P_{\text{уст}} = N \cdot n \cdot P_{л} = 24 \cdot 2 \cdot 0,08 = 3,84 \text{ (кВт)}$$

де $P_{л}$ – потужність лампи, Вт;

Розрахункова потужність з врахуванням ПРА:

$$P_{\text{ро}} = P_{\text{уст}} \cdot k_c \cdot k_{\text{ПРА}} = 3,84 \cdot 0,95 \cdot 1,2 = 4,39 \text{ (кВт)}$$

де K_c – коефіцієнт попиту;

$k_{\text{ПРА}}$ – коефіцієнт, що враховує втрати в пускорегулюючій апаратурі;

Перевіримо правильність наших розрахунків за допомогою точкового метода, який не враховує відбиваючі складові і освітленість від віддалених світильників.

1. На ескізі зображаємо розташування світильників (рисунок 5.2)

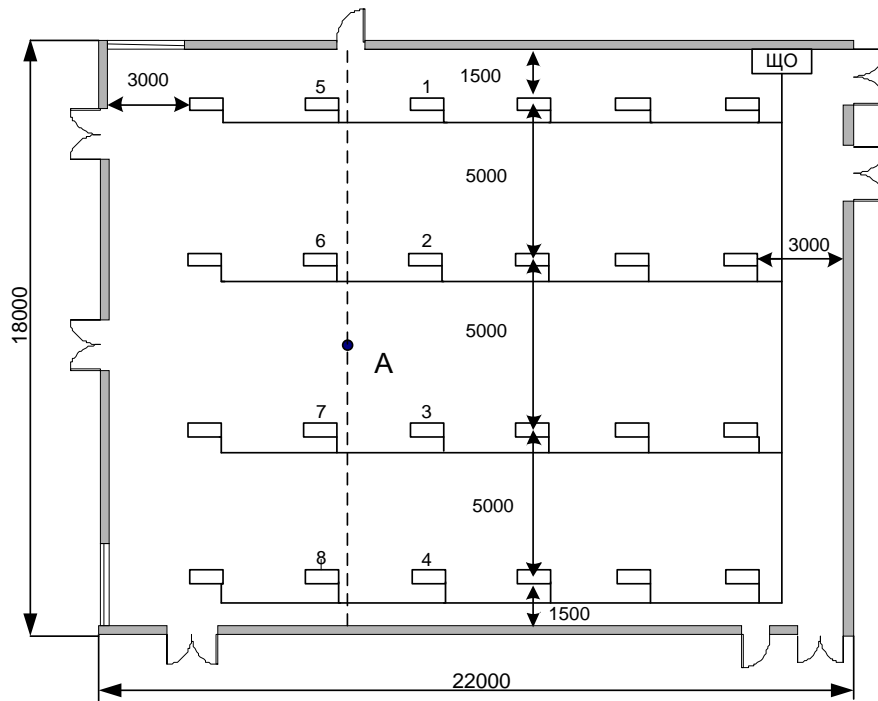


Рисунок 5.2 – Ескіз пакувального цеху

2. Вибираємо розрахункову точку на відстані від торцевої стіни 9 м і 3 м – від лінії світильників.
3. Виділяємо ділянки освітлювальних ліній, визначаємо p та L . ($p^{\perp} = p/h$; $L^{\perp} = L/h$).
4. Для зручності результати заносимо до таблиці 5.1.

Таблиця 5.1.– Результати розрахунку освітленості від освітлювальних ліній

| № ділянки | $p_n, \text{м}$ | $p_n^{\perp}, \text{в.о.}$ | $L_n, \text{м}$ | $L_n^{\perp}, \text{в.о.}$ | $e, \text{м}$ | Σe |
|-----------|-----------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|---------------|------------|
| 1 | 7,5 | 1,44 | 19 | 3,65 | 20 | 504 |
| 2 | 2,5 | 0,48 | 19 | 3,65 | 112 | |
| 3 | 2,5 | 0,48 | 19 | 3,65 | 112 | |
| 4 | 7,5 | 1,44 | 19 | 3,65 | 20 | |
| 5 | 7,5 | 1,44 | 9 | 1,73 | 17 | |
| 6 | 2,5 | 0,48 | 9 | 1,73 | 103 | |
| 7 | 2,5 | 0,48 | 9 | 1,73 | 103 | |
| 8 | 7,5 | 1,44 | 9 | 1,73 | 17 | |

5. Знаходимо світловий потік за формулою:

$$\Phi' = \frac{1000 \cdot E_n \cdot k \cdot h_p}{\mu \cdot \sum e} = \frac{1000 \cdot 150 \cdot 1,5 \cdot 5,2}{1,1 \cdot 504} = 2392,63 \text{ (лм/м)}$$

6. Повний світловий потік ламп в ряду:

$$\Phi = \Phi' \cdot L = 2392,63 \cdot 22 = 52620 \text{ (лм)}$$

7. Кількість світильників з двома лампами ЛБ-80 при розрахунковому світловому потоці лампи в ряду:

$$N_p = \frac{\Phi}{n \cdot \Phi_l} = \frac{52620}{2 \cdot 4960} = 5,304 \approx 6 \text{ світ.}$$

7. Сумарна довжина світильників в ряду:

$$N = N_p \cdot L_{cb} = 6 \cdot 1,24 = 7,44 \text{ м}$$

5.3 Розрахунок аварійного освітлення

Аварійне освітлення повинно створювати на поверхнях, що вимагають обслуговування, освітленість 5% від нормованої для загального освітлення. Тому на дільницях норма аварійної освітленості становить:

$$E_a = E_n \cdot 5\% = 150 \cdot 0,05 = 7,5 \text{ (лк)}$$

Світильники аварійного освітлення переважно виділяються з числа світильників робочого освітлення.

Вибір світильників аварійного освітлення здійснюється аналогічно вибору світильників робочого освітлення. В якості світильників для аварійного освітлення пакувального цеху вибираємо світильники ЛДР з люмінесцентними лампами ЛБ-80.

Визначаємо необхідну кількість світильників SL 80/38-735 для аварійного освітлення цеху при розрахунковому світловому потоці ламп ЛБ-80 $\Phi_l = 4960$ лм:

$$N_{\text{світ}} = \frac{E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot z}{\Phi_l \cdot n \cdot \eta} = \frac{7,5 \cdot 21 \cdot 18 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4960 \cdot 2 \cdot 0,4} = 1,179 = 2$$

Розташуємо в двох рядах по 1 аварійному світильнику.

Загальна установлена потужність світильників:

$$P_{\text{уст}} = N \cdot n \cdot P_l = 2 \cdot 2 \cdot 0,08 = 0,32 \text{ (кВт)}$$

Споживана потужність з врахуванням ПРА:

$$P_{po} = P_{уст} \cdot k_c \cdot k_{ПРА} = 0,32 \cdot 0,95 \cdot 1,2 = 0,36 \text{ (кВт)}$$

5.4 Вибір щитків освітлення

Щитки освітлювальні групові призначені для прийому і розподілу електричної енергії напругою 380/220 В трифазного змінного струму частотою 50 Гц із глухо заземленою нейтраллю, а також для нечастих (не більш шести разів на годину) комутацій і захисту однофазних ліній, що відходять, від перевантажень і струмів короткого замикання.

Щитки призначені для установки в промислових і суспільних будинках. Встановлюються на вертикальну поверхню. Номінальний режим роботи — тривалий.

Розрахункова потужність по щитку освітлення (ЩО) складає 4,39 кВт. Вибираємо до встановлення щиток марки ЩО- 6В 210*200*95, призначений для внутрішнього встановлення в приміщенні цеху, у якому розміщено 5 відхідних автоматичних вимикачів (обираємо струм спрацювання відсічки 6 А) [1].

5.5 Вибір живлячих провідників та способу прокладки

Для подальшого розрахунку зобразимо на ескізі точки ділянок освітлювальної мережі

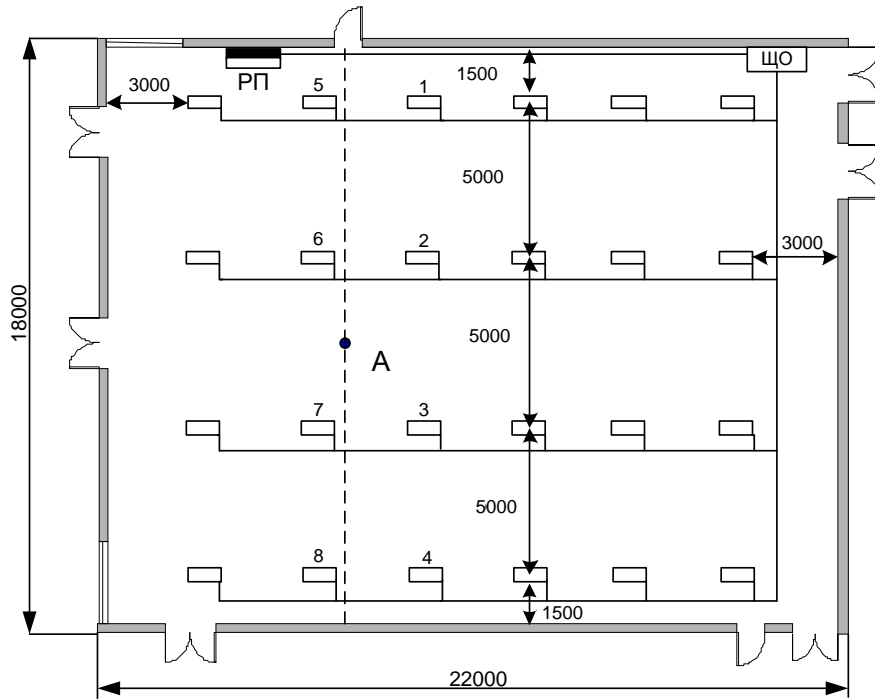


Рисунок 5.3– Ескіз пакувального цеху

Визначаємо момент навантаження для всіх ділянок:

$$M_1 = P_{p1} \cdot l_1 = 4,39 \cdot 14,5 = 63,655 \text{ (кВт}\cdot\text{м)}$$

$$M_2 = P_{p2} \cdot n \cdot (l_2 + l/2) = (3,7 + 16/2) \cdot 1,1 = 12,87 \text{ (кВт}\cdot\text{м)}$$

$$M_3 = P_{p3} \cdot n \cdot (l_3 + l/2) = (7,5 + 16/2) \cdot 1,1 = 17,05 \text{ (кВт}\cdot\text{м)}$$

$$M_4 = P_{p4} \cdot n \cdot (l_4 + l/2) = (12,5 + 16/2) \cdot 1,1 = 22,55 \text{ (кВт}\cdot\text{м)}$$

$$M_5 = P_{p5} \cdot n \cdot (l_5 + l/2) = (17,5 + 16/2) \cdot 1,1 = 28,05 \text{ (кВт}\cdot\text{м)}$$

$$M_o = P_{po} \cdot n \cdot (l_o + l/2) = (10 + 12/2) \cdot 0,36 = 5,76 \text{ (кВт}\cdot\text{м)}$$

$K_{сх} = 6,5$ для 2-ох провідного алюмінієвого проводу мережі 380/220 В [2]

Розраховуємо переріз проводу для ліній:

$$S_1 = \frac{\sum M}{K_{сх} \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{63,655 + 12,87 + 17,05 + 22,55 + 28,05}{6,5 \cdot 5} = 4,44 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$S_{ст} = 5 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Втрати напруги на вибраній ділянці:

$$\Delta U_{доп,р} = \frac{M_1}{K_{сх} \cdot S_{ст}} = \frac{63,655}{6,5 \cdot 6} = 1,63\%$$

Визначимо допустиму напругу на наступних ділянках.

$$\Delta U_{\text{доп2}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{допр}} = 5 - 1,63 = 3,37\%$$

Так як ділянка 5 найвіддаленіша, то розраховуємо переріз проводу тільки для неї, а для інших ділянок обираємо аналогічний.

$$S_5 = \frac{M_5}{K_{сх} \cdot \Delta U_{\text{доп2}}} = \frac{28,05}{6,5 \cdot 3,37} = 1,28 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$S_{ст} = 1,5 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Визначимо переріз проводу для мережі аварійного освітлення

$$S_o = \frac{M_5}{K_{сх} \cdot \Delta U_{\text{доп2}}} = \frac{5,76}{6,5 \cdot 3,37} = 0,3 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$S_o = 0,5 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Приймаємо провід АПВ 2(1x5) для з'єднання ЩО з РП, та провід АПВ 2(1x2) для усіх інших ділянок, в тому числі для живлення аварійного освітлення.

5.6 Вибір провідників за допустимим нагрівом

Знайдемо загальну установлену потужність світильників:

$$P_{\text{уст}} = N \cdot n \cdot P_{\text{л}} = 24 \cdot 2 \cdot 0,08 = 3,84 \text{ (кВт)}$$

де $P_{\text{л}}$ – потужність лампи, Вт;

Розрахункова потужність з врахуванням ПРА:

$$P_{\text{ро}} = P_{\text{уст}} \cdot k_c \cdot k_{\text{ПРА}} = 3,84 \cdot 0,95 \cdot 1,2 = 4,39 \text{ (кВт)}$$

де K_c – коефіцієнт попиту;

$k_{\text{ПРА}}$ – коефіцієнт, що враховує втрати в пускорегулюючій апаратурі;

Обираємо двопровідну мережу. Знайдемо розрахунковий струм:

$$I_{\text{ро}} = \frac{P_{\text{ро}}}{U_{\text{л}}} = \frac{4,39}{0,22} = 19,95 \text{ (А)}$$

Провід АПВ 2(1x2,5) є мінімально допустими за нагрівом для ділянки освітлювальної мережі від РП до ЩО.

Знайдемо розрахунковий струм для окремої освітлювальної лінії, і так, як вони однакові, прийнемо це значення для всіх чотирьох ліній.

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{U_L} = \frac{4,39 / 4}{0,22} = 4,988 \text{ (A)}$$

Згідно розрахунків, провід АПВ 2(1х2) є допустимим для живлення ділянок освітлювальної мережі від ЩО до світильників.

Для аварійної освітлювальної мережі:

Загальна установлена потужність світильників:

$$P_{уст} = N \cdot n \cdot P_{л} = 2 \cdot 2 \cdot 0,08 = 0,32 \text{ (кВт)}$$

Споживана потужність з врахуванням ПРА:

$$P_{po} = P_{уст} \cdot k_c \cdot k_{ПРА} = 0,32 \cdot 0,95 \cdot 1,2 = 0,36 \text{ (кВт)}$$

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{U_L} = \frac{0,36}{0,22} = 1,64 \text{ (A)}$$

Згідно розрахунків, провід АПВ 2(1х2) є допустимим на ділянці від ЩО до аварійних світильників.

5.7 Схема робочого освітлення пакувального цеху

На рисунку 5.4 зображена схема робочого освітлення цеху, траси живлячих провідників та розміщення щитка освітлення пакувального цеху.

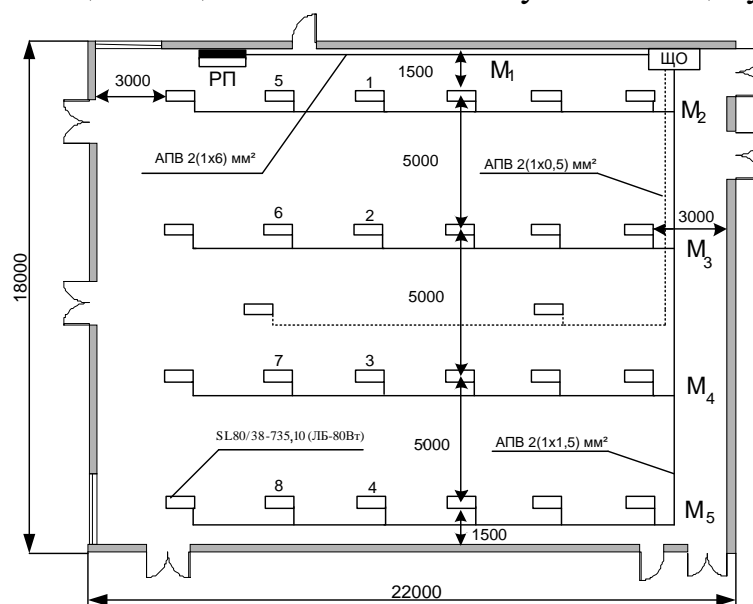


Рисунок 5.4 Схема робочого та аварійного електричного освітлення

Для освітлення пакувального цеху, згідно розрахунків, було обрано люмінесцентні лампи ЛБ-80, потужністю 80 (Вт), та світильники ЛДР, довжина світильника $L_{св} = 1,24$ м. У цеху буде встановлено 26 світильника, по 6 світильників в кожному із чотирьох рядів, та 2 світильники аварійного освітлення. У кожному світильнику розміщуються дві лампи ЛБ-80. У другому розділі вибираємо до встановлення щиток ЩО- 6В 210*200*95, призначений для внутрішнього встановлення в приміщенні цеху, у якому розміщено 5 відхідних автоматичних вимикачів. У ході розрахунку було обрано провід АПВ 2(1x5) для з'єднання РП з ЩО, провід АПВ 2(1x2) для усіх інших ділянок освітлювальної мережі, а також обрано провід АПВ 2(1x2) для мережі аварійного освітлення.

6 ПОЛІПШЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА «ВАТ СВІТАНОК»

6.1 Поліпшення якості електроенергії за показниками ГОСТ 13109-97

Згідно ГОСТ 13109-97 показниками якості електроенергії є:

- усталене відхилення напруги;
- розмах зміни напруги;
- Доза флік ера;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнт n -ї гармонічної складової напруги;
- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності;
- відхилення частоти;
- тривалість провалу напруги;
- імпульсна напруга;
- коефіцієнт тимчасової напруги;

На підприємстві встановлено високовартісне, закордонне, виробниче обладнання, чутливе до відхилення якості електроенергії за показниками усталеного відхилення напруги (δU_y), та коефіцієнту несиметрії напруги по зворотній послідовності (K_{2U}).

Згідно експериментально встановлених статистичних даних, усталене значення відхилення напруги на підприємстві різниться по сезонно і становить в середньому: зима – 8%, весна - 5%, літо – 2%, осінь – 5%. Згідно ГОСТ 13109-97 таке відхилення напруги є в межах гранично допустимого значення усталеного відхилення напруги, але є не прийнятним для виробничого устаткування.

Знайдемо коефіцієнт несиметрії по зворотній послідовності.

На протязі доби було проведено виміри міжфазної напруги по кожній з фаз, результати вимірювання занесені до Таблиці 6.1, згідно ГОСТ 13109-97, вимірів повинно бути не менше дев'яти.

Таблиця 6.1 – Результати вимірів напруги, протягом доби

| № спостереження | Найбільша зафіксована напруга, $U_{нб}, В$ | Найменша зафіксована напруга, $U_{нм}, В$ |
|-----------------|--|---|
| 1 | 392 | 361 |
| 2 | 387 | 363 |
| 3 | 393 | 362 |
| 4 | 395 | 364 |
| 5 | 386 | 365 |
| 6 | 395 | 361 |
| 7 | 389 | 360 |
| 8 | 390 | 361 |
| 9 | 395 | 363 |

Знайдемо дійсне значення напруги зворотної послідовності основної частоти трьохфазної системи напруги в i -му спостереженні за формулою:

$$U_{2(1)i} = 0,62(U_{нб(1)i} - U_{нм(1)i}), \quad (6.1)$$

де $U_{2(1)i}$ - напруга зворотної послідовності основної частоти трьохфазної системи напруги в i -му спостереженні;

$U_{нб(1)i}, U_{нм(1)i}$ – найбільше та найменше дійсне значення з трьох міжфазних напруг основної частоти в i -му спостереженні, В.

$$U_{2(1)1} = 0,62 \cdot (392 - 361) = 19,22 (В),$$

$$U_{2(1)2} = 0,62 \cdot (387 - 363) = 14,88 (В),$$

$$U_{2(1)3} = 0,62 \cdot (393 - 362) = 19,22 (В),$$

$$U_{2(1)4} = 0,62 \cdot (395 - 364) = 19,22 (В),$$

$$U_{2(1)5} = 0,62 \cdot (386 - 365) = 13,02 (В),$$

$$U_{2(1)6} = 0,62 \cdot (395 - 361) = 21,08 (В),$$

$$U_{2(1)7} = 0,62 \cdot (389 - 360) = 17,98 (В),$$

$$U_{2(1)8} = 0,62 \cdot (390 - 361) = 17,98 \text{ (В)},$$

$$U_{2(1)i} = 0,62 \cdot (395 - 363) = 19,84 \text{ (В)}.$$

Знайдемо K_{2U_i} за формулою:

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{\text{ном.мф}}} \cdot 100, \quad (6.2)$$

де $U_{\text{ном.мф}}$ – номінальне значення міжфазної напруги, В.

$$K_{2U_1} = \frac{19,22}{380} \cdot 100 = 5,058,$$

$$K_{2U_2} = \frac{14,88}{380} \cdot 100 = 3,916,$$

$$K_{2U_3} = \frac{19,22}{380} \cdot 100 = 5,058,$$

$$K_{2U_4} = \frac{19,22}{380} \cdot 100 = 5,058,$$

$$K_{2U_5} = \frac{13,02}{380} \cdot 100 = 3,426,$$

$$K_{2U_6} = \frac{21,08}{380} \cdot 100 = 5,547,$$

$$K_{2U_7} = \frac{17,98}{380} \cdot 100 = 4,732,$$

$$K_{2U_8} = \frac{17,98}{380} \cdot 100 = 4,732,$$

$$K_{2U_9} = \frac{19,84}{380} \cdot 100 = 5,221.$$

Знайдемо K_{2U} , за формулою:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2U_i}^2}{N}}, \quad (6.3)$$

де N – кількість спостережень.

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{5,058^2 + 3,916^2 + 5,058^2 + 5,058^2 + 3,426^2 + 5,547^2 + 4,732^2 + 4,732^2 + 5,221^2}{9}} = 4,792(\%)$$

Таким чином, коефіцієнт несиметрії по зворотній послідовності становить 4,792%, що є за межами гранично допустимого значення, для коректної роботи обладнання, такий коефіцієнт несиметрії є недопустимим. Для симетрування фаз, та для стабілізації напруги оберемо для встановлення промисловий стабілізатор напруги. Найвигіднішою пропозицією на ринку є стабілізатор напруги СНАЗС-1000, трьохфазний, силовий, 380 В. Стабілізатор є українського виробництва, виробляється підприємством «Elim-Україна». Технічні параметри стабілізатора СНАЗС-1000 наведено в Таблиці 6.5.

Таблиця 6.2 - Технічні параметри стабілізатора СНАЗС-1000

| Назва | Стабілізатор напруги СНАЗС-1000 |
|--------------------------|--|
| Потужність | 1000000 ВА |
| Максимальне навантаження | 1000000 Вт при напрузі в мережі 380 В 700000 Вт при напрузі в мережі 300В 700000 Вт при напрузі в мережі 460 В |
| Вхідна напруга | 300...460 В |
| Вихідна напруга | 380 В +/- 1,5% |
| КПД | 98% при напрузі в мережі 380 В |
| Швидкість спрацювання | 0,2...0,5 с |
| Робоча температура | 5... +40 °С |
| Вихідний сигнал | Чиста синусоїда |
| Підключення | Гвинтові клеми |
| Принцип роботи | Електромеханічні автотрансформатори на кожній фазі, механічно зв'язані |
| Виконання | Шафове |
| Розміри | 1050x750x2200 мм |
| Вага | 2800,0 кг |

6.2 Вирівнювання добового графіка електричного навантаження

6.2.1 Актуальність дослідження

Важливим напрямком удосконалення організації електроспоживання є дослідження і розробка способів зниження пікових навантажень енергосистем шляхом регулювання добового графіка навантажень підприємств. Коло цих питань протягом тривалого часу знаходиться в центрі досліджень багатьох відомих вітчизняних і іноземних вчених. Намагання оптимізувати і узгодити процес електроспоживання з процесом виробництва електроенергії відображається в різних тарифах на електроенергію. В кожному з цих видів тарифів присутня спрямованість на використання економічних важелів примусу підприємств - споживачів електроенергії впроваджувати заходи вирівнювання графіка електричного навантаження.

Добовий графік навантаження в енергетичній мережі України характеризується різким зростанням навантаження в часи вечірнього піку і значним пониженням в часи нічного провалу. Так, в найбільш неблагополучний робочий день зимового періоду відношення мінімального навантаження в нічні години до максимального навантаження в період вечірнього піку – коефіцієнт нерівномірності графіка – складає 0,74 (для ідеально рівного графіка цей коефіцієнт дорівнює одиниці; для порівняння: в Білоруській енергосистемі цей показник ще гірший і дорівнює 0,66.)

Один із підходів до вирівнювання добового графіка навантаження заключається в залученні до режимної взаємодії споживачів електроенергії. Для цієї мети використовуються зонні тарифи, стимулюючи перенос споживачами свого навантаження з піків на поза пікові інтервали графіка, особливо на час нічного провалу.

6.2.2 Розрахунок плати за електроенергію до і після вирівнювання графіка електричних навантажень

Для дослідження економічної ефективності впровадження розрахунку за спожиту електроенергію згідно диференційованого тарифу використано дані з офіційного сайту ПАТ «Вінницяобленерго».

Згідно з Умовами та Правилами здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, затвердженими Постановою НКРЕ України від 13.06.1996 року №15/1 та Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики від 23.05.2013 року №628 для споживачів встановлюються такі роздрібні тарифи на електроенергію з 1 червня 2013 року:

Таблиця 6.3 - Роздрібні тарифи на електроенергію без ПДВ

| Група споживачів: | | Роздрібні тарифи на електроенергію без ПДВ, коп/1кВтгод |
|--|--------|---|
| Промислові та прирівняні до них споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і більше | 1 клас | 79,52 |
| | 2 клас | 101,22 |
| Промислові та прирівняні до них споживачі з приєднаною потужністю до 750 кВА | 1 клас | 79,52 |
| | 2 клас | 101,22 |
| Електрифікований залізничний транспорт | 1 клас | 79,52 |
| | 2 клас | 101,22 |
| Електрифікований міський транспорт | | 30,40 |
| Непромислові споживачі | 1 клас | 79,52 |
| | 2 клас | 101,22 |
| Сільськогосподарські споживачі виробники | 1 клас | 79,52 |
| | 2 клас | 101,22 |
| Релігійні організації, установи виконання покарань, лікувально-трудова профілакторія, слідчі ізолятори (комунально-побутові потреби) | | 30,40 |
| Електроенергія, яка відпускається на потреби зовнішнього освітлення населених пунктів: | | |
| - в межах зон доби застосовується роздрібний тариф відповідного класу напруги із застосуванням коефіцієнта 0,25; | | |
| - межі зон доби, години: з 22.00 до 4.00; | | |
| - в інші години доби застосовується тариф | 1 клас | 79,52 |
| | 2 клас | 101,22 |

Тарифи на передачу електричної енергії: 1 клас напруги (35 кВ та вище) – 29,64 грн/МВтгод; 2 клас напруги (менше 35 кВ) – 169,63 грн/МВтгод. Тарифи на постачання електричної енергії: 1 група споживачів – 11,56 грн/МВтгод; 2 група споживачів – 57,80 грн/МВтгод (Постанова НКРЕ від 23.05.2013р. №582).

Економічні коефіцієнти нормативних технологічних витрат електроенергії в електричних мережах на II квартал 2013 року: 1 клас напруги (35 кВ та вище) - 0,0445 в.о., 2 клас напруги (менше 35 кВ) - 0,1264 в.о. (Постанова НКРЕ України від 14.03.2013р. №246).

Згідно постанови НКРЕ України від 20.12.2001р. №1241 (зі змінами внесеною постановою НКРЕ від 14.03.2013 №246) для визначення рівня ставок тарифів, диференційованих за періодами часу, для кожного періоду (нічний, денний, напівпіковий, піковий) та всіх сезонів встановлюються такі тарифні коефіцієнти та тривалість періодів:

Таблиця 6.4 - Тарифні коефіцієнти для диференційних тарифів

| Період часу | нічний | денний | напівпіковий | піковий |
|--|------------|------------|---|----------------------------|
| Двобонні тарифи, диференційовані за періодами часу | | | | |
| Тарифні коефіцієнти | 0,4 | 1,5 | | |
| Тривалість періоду, год | 8 | 16 | | |
| Межі тарифних зон, год. | 23.00-7.00 | 7.00-23.00 | | |
| Тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу | | | | |
| Тарифні коефіцієнти | 0,35 | | 1,02 | 1,68 |
| Тривалість періоду, год | 7 | | 11 | 6 |
| Межі тарифних зон, год. в тому числі: | | | | |
| Січень, лютий, листопад, грудень | 23.00-6.00 | | 6.00-8.00; 10.00-17.00; 21.00-23.00 | 8.00-10.00; 17.00-21.00 |
| Березень, квітень, вересень, жовтень | 23.00-6.00 | | 6.00-8.00; 10.00-18.00; 22.00-23.00 | 8.00-10.00; 18.00-22.00 |
| Травень, червень, липень, серпень | 24.00-7.00 | | 7.00-8.00; 11.00-20.00; 23.00-24.00 | 8.00-11.00; 20.00-23.00 |

Розрахунок плати за електроенергію згідно з наведеними вище тарифами.

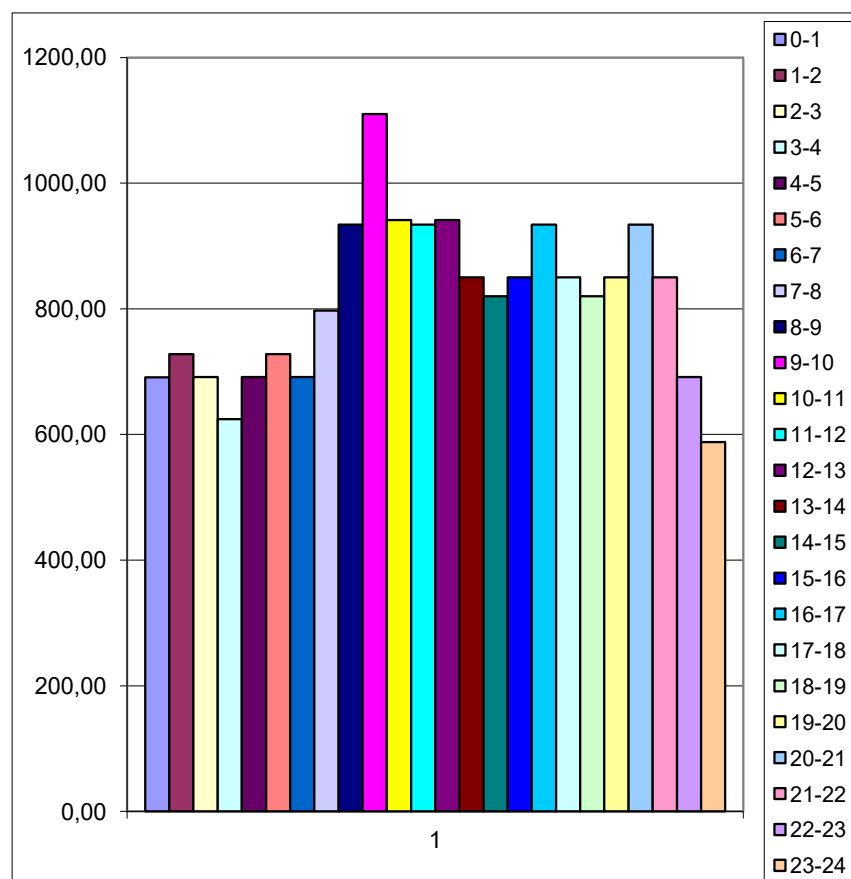


Рисунок 6.1 - Добовий графік електричного навантаження «ВАТ Світанок»

Розрахунок за загальним тарифом:

$$C_{M_{\text{заг}}} = C_p \cdot n_m \cdot 1,2 \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (6.4)$$

де C_p - роздрібний тариф на електричну енергію без врахування ПДВ, грн./КВт·год;

n_m - число днів в місяці;

1,2- коефіцієнт, який враховує ПДВ;

P_i - значення і-того ступеню середньодобового графіка потужності, КВт;

t_i - тривалість і-того ступеню середньодобового графіка потужності, год.

$$C_{M_{\text{заг}}} = 1,0122 \cdot 30 \cdot 1,2 \cdot (691,4 + 727,8 + 691,4 + 624,4 + 691,4 + 727,8 + 691,4 + 797,2 + 934 + 1110 + 941,4 + 934 + 941,4 + 850 + 820 + 850 + 934 + 850 + 820 + 850 + 934 + 850 + 691,4 + 588) \cdot 1 = 712043,832 \text{ (грн).}$$

Розрахунок за двозонним тарифом:

$$C_{M_{д.з.}} = C_p \cdot n_m \cdot 1,2 \cdot \left(\kappa_{31}^2 \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i + \kappa_{32}^2 \sum_{j=1}^m P_j \cdot t_j \right), \quad (6.5)$$

де $\kappa_{31}^2, \kappa_{32}^2$ - тарифні коефіцієнти двозонного тарифу, відповідно для першої та другої зони;

n - кількість ступенів 1-ї зони;

m - кількість ступенів 2-ї зони.

$$C_{M_{д.з.}} = 1,0122 \cdot 30 \cdot 1,2 \cdot [(588 + 691,4 + 727,8 + 691,4 + 624,4 + 691,4 + 727,8 + 691,4) \times \\ \times 1 \cdot 0,4 + (797,2 + 934 + 1110 + 941,4 + 934 + 941,4 + 850 + 820 + 850 + 934 + 850 + 820 + 850 + \\ + 934 + 850 + 691,4) \cdot 1 \cdot 1,5] = 850286,140 \text{ (грн)}.$$

Розрахунок за тризонним тарифом:

$$C_{M_{т.з.}} = C_p \cdot n_m \cdot 1,2 \cdot \left(\kappa_{31}^3 \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i + \kappa_{32}^3 \sum_{j=1}^m P_j \cdot t_j + \kappa_{33}^3 \sum_{p=1}^l P_p \cdot t_p \right), \quad (6.6)$$

де l - кількість ступенів 3-ї зони;

$\kappa_{31}^3, \kappa_{32}^3, \kappa_{33}^3$ - тарифні коефіцієнти тризонного тарифу відповідно для 1-ї, 2-ї та 3-ї зони;

$$C_{M_{т.з.}} = 1,0122 \cdot 30 \cdot 1,2 \cdot [(691,4 + 727,8 + 691,4 + 624,4 + 691,4 + 727,8 + 691,4) \cdot 1 \times \\ \times 0,35 + (797,2 + 934 + 941,4 + 850 + 820 + 850 + 934 + 850 + 820 + 850 + 588) \cdot 1 \cdot 1,02 + (934 + \\ + 1110 + 941,4 + 934 + 850 + 691,4) \cdot 1 \cdot 1,68] = 739324,257 \text{ (грн)}.$$

Після зміни технологічного процесу на заводі, вдалося згладити графік електричного навантаження.

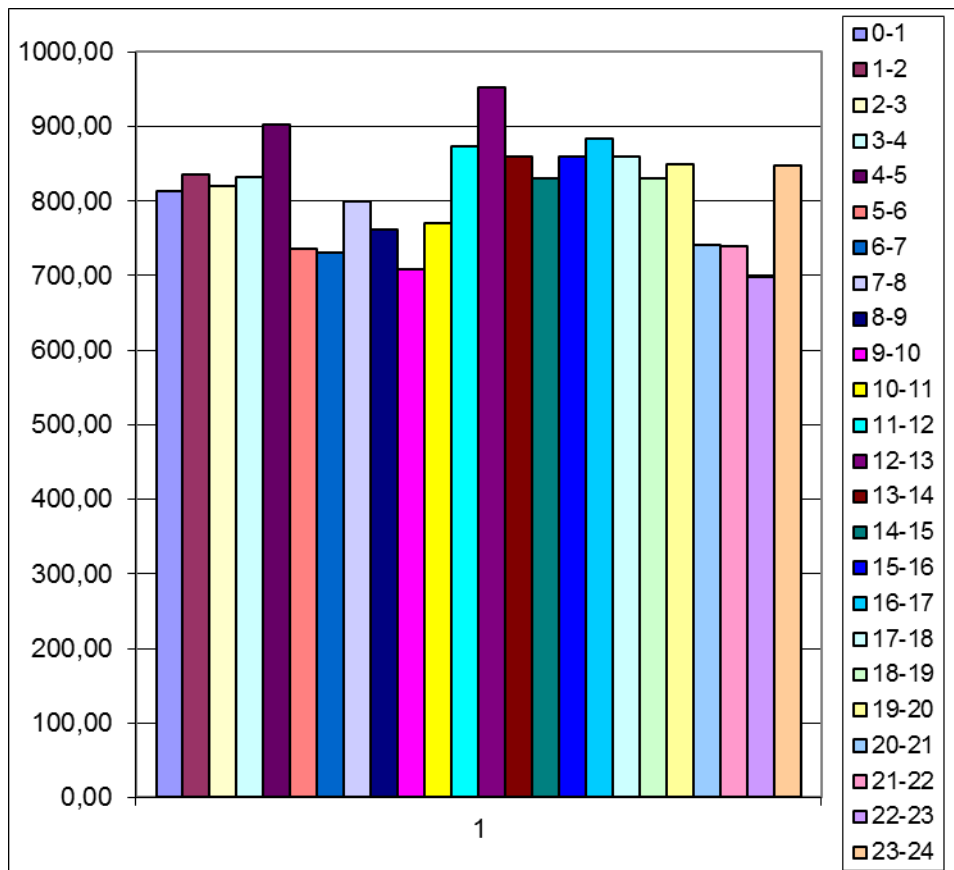


Рисунок 6.2 – Добовий графік електричного навантаження «ВАТ Світанок» після зміни технологічного процесу.

Проведемо розрахунок плати за електроенергію для зміненого графіка електричного навантаження.

Розрахунок за загальним тарифом:

$$C_{M_{\text{зар}}} = 1,0122 \cdot 30 \cdot 1,2 \cdot (814 + 836 + 820,1 + 833 + 902 + 736,6 + 730,2 + 800 + 762 + 708 + 770 + 874,32 + 952 + 860,37 + 830 + 860 + 884 + 860 + 830 + 850 + 742 + 740 + 698 + 848) \cdot 1 = 712043,832 \text{ (грн)}$$

Розрахунок за двозонним тарифом:

$$C_{M_{\text{д.з.}}} = 1,0122 \cdot 30 \cdot 1,2 \cdot [(848 + 814 + 836 + 820,1 + 833 + 902 + 736,6 + 730,2) \times 1 \cdot 0,4 + (800 + 762 + 708 + 770 + 874,32 + 952 + 860,37 + 830 + 860 + 884 + 860 + 830 + 850 + 742 + 740 + 698) \cdot 1 \cdot 1,5] = 806727,632 \text{ (грн)}$$

Розрахунок за тризонним тарифом:

$$C_{M_{т.з.}} = 1,0122 \cdot 30 \cdot 1,2 \cdot [(814 + 836 + 820,1 + 833 + 902 + 736,6 + 730,2) \cdot 1 \times \\ \times 0,35 + (800 + 874,32 + 952 + 860,37 + 830 + 860 + 884 + 860 + 830 + 850 + 848) \cdot 1 \cdot 1,02 + (762 + \\ + 708 + 770 + 742 + 740 + 698) \cdot 1 \cdot 1,68] = 694109,775 \text{ (грн.)}$$

Проведемо порівняння грошових витрат при платі за електроенергію згідно середнього та диференційних тарифів, до і після вирівнювання графіка електричних навантажень.

Таблиця 6.5 - Порівняння плати за електроенергію до та після вирівнювання графіка електричних навантажень.

| | Середній | Двоступінний | Триступінний |
|--------------------|------------|--------------|--------------|
| До вирівнювання | 712043,832 | 850286,140 | 739324,257 |
| Після вирівнювання | 712043,832 | 806727,632 | 694109,775 |

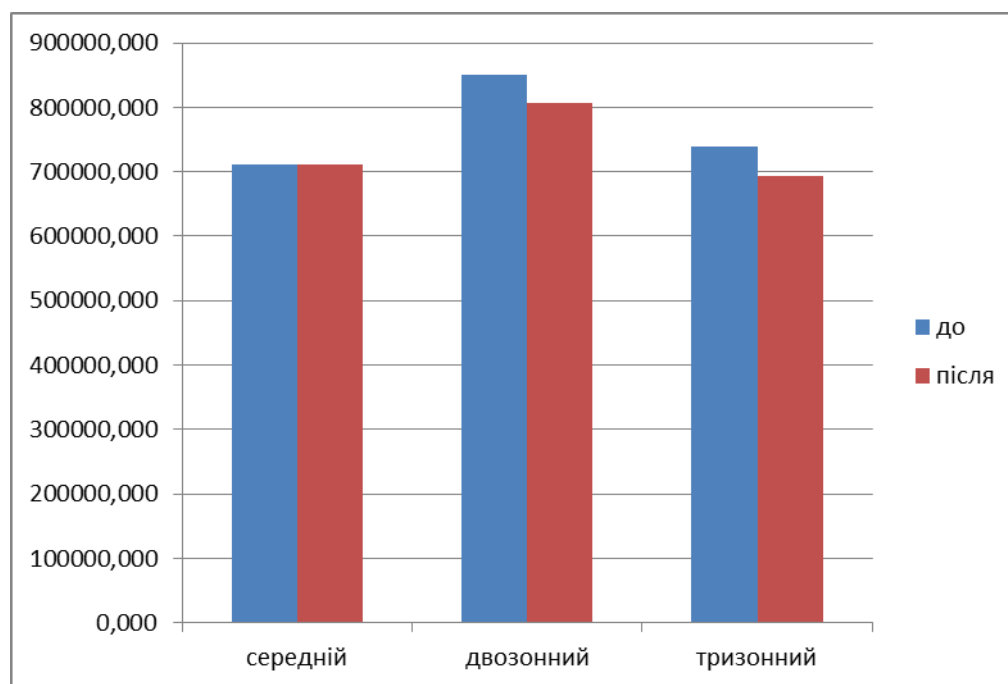


Рисунок 6.3 - Порівняння плати за електроенергію до та після вирівнювання графіка електричних навантажень.

Таким чином, можна зробити висновок, що зміна технологічного процесу є доцільною і при розрахунку за електроенергію по тризонному тарифу дозволить підприємству скоротити витрати на плату за електроенергію на 45214,482 грн.

6.2.3 Розрахунок втрат в трансформаторі до і після вирівнювання графіка електричних навантажень

Нерівномірність графіків електричних навантажень також впливають на втрати в трансформаторі, розглянемо ці втрати до та після вирівнювання графіка.

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{тр}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot T_{\text{м}}, \quad (6.7)$$

де $T_{\text{тр}}$ - час роботи трансформатора під навантаженням, год;

$T_{\text{м}}$ - час приєднання трансформатора до електричної мережі, год;

$\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ - втрати холостого ходу та короткого замикання відповідно, кВт.

$$\Delta W_{\text{тр}}^{\text{до}} = 2,1 \cdot (24 \cdot 31) + 0,2777 \cdot 10,5 \cdot (24 \cdot 31) = 3732,2 \text{ (кВт} \cdot \text{ год)},$$

$$\Delta W_{\text{тр}}^{\text{після}} = 2,1 \cdot (24 \cdot 31) + 0,2733 \cdot 10,5 \cdot (24 \cdot 31) = 3698 \text{ (кВт} \cdot \text{ год)},$$

$$\beta^2 = \frac{K_{\text{фа}}^2 \cdot P_{\text{с}}^2 + K_{\text{фр}}^2 \cdot Q_{\text{с}}^2}{S_{\text{н}}^2}, \quad (6.8)$$

де β^2 - квадрат коефіцієнта завантаження трансформатора;

$K_{\text{фа}}$, $K_{\text{фр}}$ - коефіцієнт форми для графіка активного та реактивного навантаження;

$P_{\text{с}}$, $Q_{\text{с}}$ - середня активна та реактивна потужності;

$S_{\text{н}}$ - повна потужність.

$$\beta_{\text{до}}^2 = \frac{1,011^2 \cdot 407,096^2 + 1,011^2 \cdot 325,6768^2}{1000^2} = 0,2777,$$

$$\beta_{\text{після}}^2 = \frac{1,003^2 \cdot 407,096^2 + 1,003^2 \cdot 325,6768^2}{1000^2} = 0,2733,$$

$$K_{\text{фа}} = \frac{\sqrt{\frac{\sum P_{ci}^2 \cdot t_i}{\sum t_i}}}{\frac{\sum P_{ci} \cdot t_i}{\sum t_i}}, \quad (6.9)$$

де P_{ci} - потужність i - тої ступені графіка електричного навантаження;
 t_i – час i - тої ступені графіка електричного навантаження.

$$P_c = \frac{\sum P_{ci} \cdot t_i}{\sum t_i}, \quad (6.10)$$

$$K_{\text{фа}}^{\text{до}} = \frac{\sqrt{\frac{(345,5^2 + \dots + 294^2) \cdot 1}{24}}}{\frac{(345,5 + \dots + 294) \cdot 1}{24}} = 1,011,$$

$$K_{\text{фа}}^{\text{після}} = \frac{\sqrt{\frac{(407^2 + \dots + 424^2) \cdot 1}{24}}}{\frac{(407 + \dots + 424) \cdot 1}{24}} = 1,003.$$

Оскільки навантаження між трансформаторами розподілено однаково, отримаємо:

$$\Delta W_{\Sigma}^{\text{до}} = 3732,2 \cdot 2 = 7464,4 \text{ (кВт} \cdot \text{ год)},$$

$$\Delta W_{\Sigma}^{\text{після}} = 3698 \cdot 2 = 6250,352 \text{ (кВт} \cdot \text{ год)}.$$

З розрахунків видно, що після вирівнювання графіка електричних навантажень місячні втрати електричної енергії в трансформаторі в трансформаторі вдалося знизити на 1214,048 кВт·год.

Таким чином, виходячи з розрахунків можна зробити висновок про доцільність зміни технологічного процесу і вирівнювання графіка електричного навантаження, це приведе до економії коштів та збільшить строк служби обладнання.

7 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА РОБОТИ

7.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рис. 7.1, та вихідних даних, приведених у табл. 7.1 – табл. 7.3, необхідно виконати такі розрахунки:

1. Розрахувати величину капітальних вкладень в трансформаторні підстанції, кабельні лінії та високовольтні вимикачі.

2. Розрахувати оплату за спожиту електроенергію.

3. Розрахувати величину складових експлуатаційних витрат:

- витрат в мережах підприємства;
- витрат на заробітну плату;
- витрат на матеріали;
- амортизаційних витрат.

4. Розрахувати собівартість електроенергії на підприємстві.

Таблиця 7.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

| Підстанція | Тип трансформатора | Кількість трансформаторів | Факт. потужність підстанції, кВА |
|------------|--------------------|---------------------------|----------------------------------|
| ТП 1 | ТМ-1000 | 2 | 932 |

Таблиця 7.2 – Відомості про кабельні лінії

| Найменування ліній | Довжина лінії від ТП до РП, м | Марка кабелю | К-сть |
|--------------------|-------------------------------|--------------|-------|
| ТП – РП1 | 48,3 | АВВГ 4x185 | 2 |
| ТП – РП2 | 13,5 | АВВГ 4x185 | 2 |
| ТП – РП3 | 26,4 | АВВГ 4x70 | 2 |
| ТП – РП4 | 23,4 | АВВГ 4x185 | 2 |
| ТП – РП5 | 43,3 | АВВГ 4x185 | 2 |
| ТП – РП6 | 51,5 | АВВГ 4x185 | 2 |
| ТП – РП7 | 43 | АВВГ 4x185 | 2 |
| ТП – РП8 | 72 | АВВГ 4x185 | 2 |
| ТП – РП9 | 194,4 | АВВГ 4x10 | 2 |

Таблиця 7.3 – Потужність цехів підприємства

| Найменування | Кількість змін | P_n , кВт |
|---------------------|----------------|-------------|
| Дільниця пакування | 1 | 372,2 |
| Дільниця свіжування | 1 | 218 |
| Дільниця забою | 1 | 180 |
| Дільниця зберігання | 1 | 450 |
| Прохідна | 1 | 8,2 |

Рекомендації до виконання:

1. Кількість вимикачів визначається відповідно до даної схеми (рис. 7.1).
 2. Розрахунки необхідно проводити відповідно даних, приведених в [3]. Вартість основного електрообладнання, приведенного в [3] збільшити на 50 %.
 3. Плату за електроенергію розраховувати по тарифам для проектного підприємства (можна прийняти : промислові та прирівняні до них споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і більше 1 клас – 85,00 коп/1кВтгод, 2 клас – 108,20 коп/1кВтгод; промислові та прирівняні до них споживачі з приєднаною потужністю до 750 кВА 1 клас – 85,00 коп/1кВтгод, 2 клас – 108,20 коп/1кВтгод) .
 4. Прийняти норму амортизації – 6 %,
 5. Нарахування:
 - в пенсійний фонд – 33,3 %,
 - у фонд зайнятості – 1,5 %,
 - на соціальне страхування – 1,5%.
 6. Мінімальна заробітна плата у місячному розмірі – 1218 гривень.
 7. Якщо заводська мережа складається тільки з живильного кабелю 10 кВ і однієї ТП 10/0,4 кВ, то необхідно розраховувати капіталовкладення і експлуатаційні витрати для мережі 0,38 кВ. Техніко-економічні характеристики обладнання 0,38 кВ приведено в [3].
- За відсутності даних щодо вартості високовольтних вимикачів можна приблизно вартість вимикача 10 кВ прийняти рівною (20–30) тис. грн.

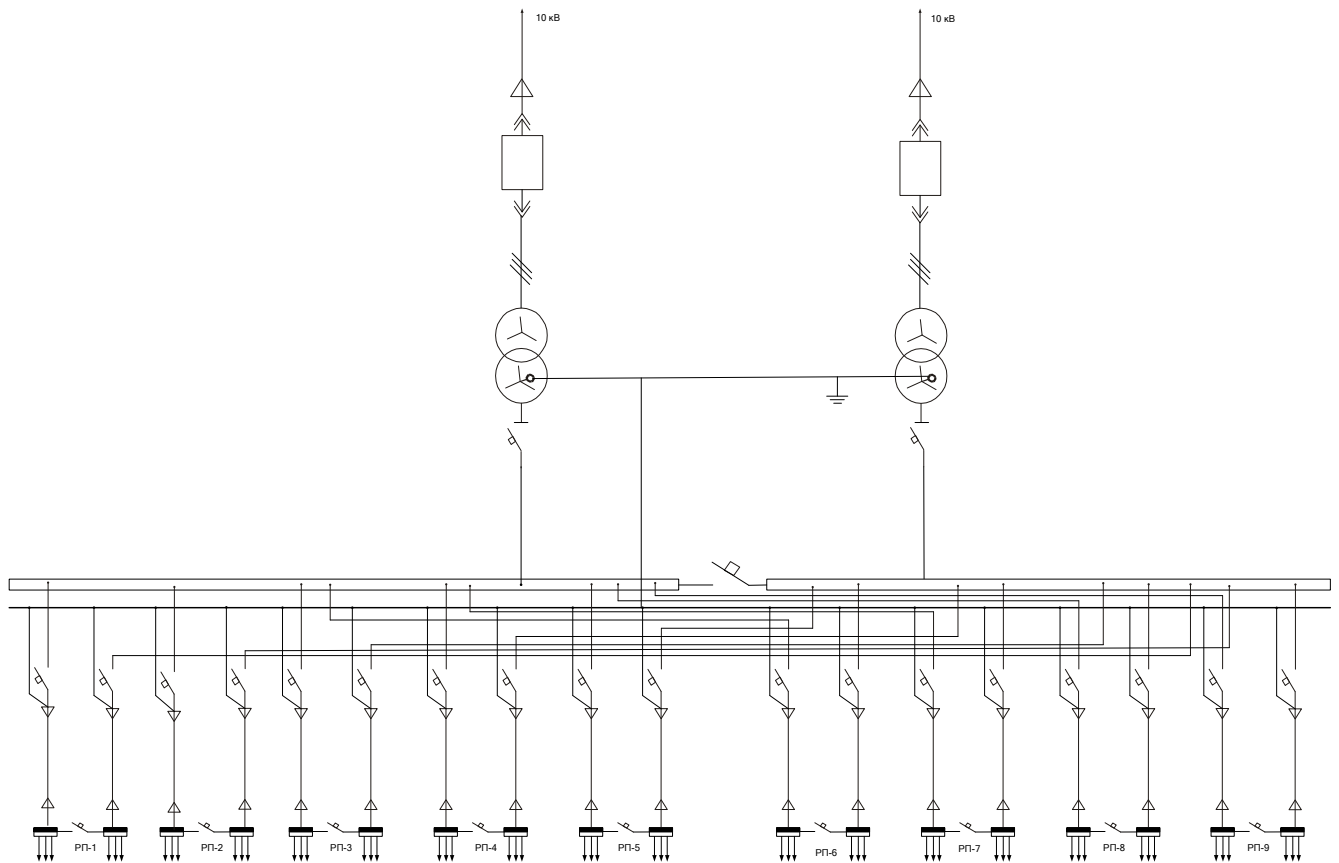


Рисунок 7.1 – Схема електропостачання підприємства

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 2.4 і табл. 2.5 [3].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

$$K_{л} = (K_{пит} \cdot n + K_{прок}) \cdot L, \quad (7.1)$$

де $K_{пит}$ – питома вартість на 1км лінії, тис. грн./км (табл. А.4, 2.5 [3]);

$K_{прок}$ – питома вартість прокладання, тис. грн./км;

L – довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ТП до РП9 в ґрунті, II категорії без врахування переходів:

$$K_{л1} = (K_{пит} \cdot n + K_{прок}) L = (3,735 \cdot 2 + 2,73) \cdot 0,194 = 1,9788 \text{ тис.грн.}$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

| Назва лінії | Марка кабелю | Кіл-ть | Довжина, км | К _{пит,} | К _{прок} | К _{л,} |
|-------------|--------------|--------|-------------|-------------------|-------------------|-----------------|
| | | | | тис.грн | тис.грн | тис.грн |
| ТП-РП1 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,048 | 44,415 | 2,73 | 4,395 |
| ТП-РП2 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,013 | 44,415 | 2,73 | 1,19 |
| ТП-РП3 | АВВГ 4x70 | 2 | 0,026 | 18,96 | 2,73 | 1,057 |
| ТП-РП4 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,023 | 44,415 | 2,73 | 2,106 |
| ТП-РП5 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,043 | 44,415 | 2,73 | 3,937 |
| ТП-РП6 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,051 | 44,415 | 2,73 | 4,67 |
| ТП-РП7 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,043 | 44,415 | 2,73 | 3,937 |
| ТП-РП8 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,072 | 44,415 | 2,73 | 6,592 |
| ТП-РП9 | АВВГ 4x10 | 2 | 0,194 | 3,735 | 2,73 | 1,9788 |
| Всього | | | | | | 29,8628 |

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^l K_{\text{псі}} + K_{\text{пост}}, \quad (7.2)$$

де $K_{\text{псі}}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. (табл. 2.7 і табл. 2.8 [3]);

l – кількість підстанцій;

$K_{\text{пост}}$ – постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, зі створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла тощо, тис. грн. Постійні витрати прийняти у розмірі 20 % від повної вартості всіх підстанцій.

З табл. 2.7 [3] визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторної підстанції ТП–1:

$$K_{\text{псі}} = 420 + 84 = 504 \text{ тис.грн.}$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 7.5.

Таблиця 7.5 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

| № | Тип тр-ра | Кількістьтр-рів | Код, тис.грн | Кпост, тис.грн | Кпс, тис.грн |
|------|-----------|-----------------|--------------|----------------|--------------|
| ТП-1 | ТМ-1000 | 2 | 420 | 84 | 504 |

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 0,38 кВ – 30 шт. Відповідно до Таблиці А.16 [3] і рекомендацій по проведенню розрахунків, приймаємо вартість вимикача 0,38 кВ рівною 1197 грн.

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 30 \cdot 1,197 = 35,91 \text{ тис. грн.}$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{пс} = 504 + 35,91 = 539,91 \text{ тис.грн.}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 29,8628 + 539,91 = 569,7728 \text{ тис.грн.}$$

7.2 Розрахунок поточних витрат

Чисельність робітників, яка необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування та мереж, визначається виходячи з трудомісткості виконуваних робіт. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи планово-попереджувальних робіт промислових електричних мереж.

Трудомісткість технічного обслуговування не залежить від змінності роботи споживачів, тому планується в розмірі 10% від трудомісткості поточного ремонту всіх прокладених електромереж, а для мереж заземлення та заземлювальних пристроїв, поточний ремонт для яких не планується, у розмірі 3% від вказаної в таблиці трудомісткості капі-тального ремонту.

Планова трудомісткість, відповідно, визначається як, люд.-год./рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (7.3)$$

де Π – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. (табл.2.12 [3]);

h – кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить до цього виду ремонтних робіт.

Для схеми, представленої на рис.1 трудомісткість ремонту вимикачів 0,38 кВ, люд.-год./рік:

$$T = 1 \cdot 8 \cdot 30 = 240.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 7.1.

Планова трудомісткість технічного обслуговування кожної групи енергетичного устаткування і мереж складає, люд.-год./рік:

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (7.4)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год. (табл. 2.13 [3]);

$K_{\text{ср}}$ – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування одиниці енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс, $K_{\text{с-р}} = 0,1$.

h – кількість обладнання в групі.

Для вимикачів 0,38 кВ, люд-год/рік:

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot 8 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 30 = 288.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 7.7.

Таблиця 7.6 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

| Обладнання | К-ть | Поточний ремонт | | | Огляд | | |
|------------------------|-------|-------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| | | К-сть на одиницю обладнання рем/рік | Норма трудомісткості люд.год. | Заг. трудомісткість люд.год. | К-сть на одиницю обладнання огл/рік | Норма трудомісткості люд.год. | Заг. трудомісткість люд.год. |
| Вимикач 0,38 кВ | 30 | 1 | 8 | 240 | 12 | 1 | 360 |
| ТМ-1000 | 2 | 0,33 | 120 | 79,2 | 12 | 20 | 480 |
| КЛ 10 мм ² | 0,194 | 1 | 30 | 5,82 | 1 | 11,5 | 2,231 |
| КЛ 70 мм ² | 0,026 | 1 | 46 | 1,196 | 1 | 11,5 | 0,299 |
| КЛ 185 мм ² | 0,29 | 1 | 72 | 20,88 | 1 | 18 | 5,22 |
| Разом | | | | 347,096 | | | 847,75 |

Таблиця 7.7 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

| Обладнання | К-ть | Технічне обслуговування | | | | Загальна трудомісткість обслуговування люд.год. |
|------------------------|-------|-------------------------|--------------------|--------------|--------------------------------|---|
| | | Змінність роботи | Коеф. складності і | К-ть місяців | Загал. трудомісткість люд.год. | |
| Вимикач 0,38 кВ | 30 | 1 | 0,1 | 12 | 288 | 648 |
| ТМ-1000 | 2 | 1 | 0,1 | 12 | 288 | 768 |
| КЛ 10 мм ² | 0,194 | 1 | 0,1 | 12 | 6,984 | 9,215 |
| КЛ 70 мм ² | 0,026 | 1 | 0,1 | 12 | 1,435 | 1,734 |
| КЛ 185 мм ² | 0,29 | 1 | 0,1 | 12 | 25,056 | 30,276 |
| Разом | | | | | 609,475 | 1457,225 |

Якщо ремонтний персонал виконує лише поточні ремонти, то його чисельність

$$H_{np} = \frac{T_{np}}{\Phi_d \cdot K_{в.н}}, \quad (7.5)$$

експлуатаційні робітники, чол.:

$$H_{обс} = \frac{T_{обс}}{\Phi_{обс} \cdot K_{в.н}}, \quad (7.6)$$

де T_{np} – річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд.год;

Φ_d – дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робітника за рік; приймається рівним 1850-1900 год;

K_{BH} – плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках приймаємо для ремонтного персоналу $K_{BH} = 1,10$, а для експлуатаційного - $K_{BH} = 1,05$;

$T_{обс}$ – річна планова трудомісткість технічного обслуговування з урахуванням витрат праці на огляди, люд·год.

Знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$H_{обс} = \frac{1457,225}{1900 \cdot 1,05} = 0,73,$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{тр} = \frac{347,096}{1900 \cdot 1,1} = 0,166.$$

Приймаємо $H_{тр} = 2$ чол., $H_{обс} = 2$ чол.

Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників рекомендується використовувати погодинно-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання та мереж, економію енергоресурсів, компенсацію реактивної потужності. Ремонтний персонал преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

Величина премії (відповідно до категорій енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25%.

Фонд прямої заробітної плати:

а) для робітників, зайнятих на роботах по експлуатації й обслуговуванню енергообладнання і мереж, розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_e = H_{обс} \cdot \beta_H \cdot t_{ге} \cdot \Phi_d. \quad (7.7)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{ге} = ((K3+K4)/2) \cdot C_1, \quad (7.8)$$

де K_3, K_4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, (табл. 1.1) [1];

C_I – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

$$C_I = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (7.9)$$

де Z_{\min} – мінімальний розмір заробітної плати;

$k_{r,i}$ – тарифний коефіцієнт робітника i-го розряду;

Φ_H – номінальний місячний фонд робочого часу ($\Phi_H = 22 \cdot 8 = 176$ год).

Законом України „Про Державний бюджет України на 2014 рік та про внесення змін до деяких законодавчих актів України” встановлено розміри мінімальної заробітної плати, зокрема: з 01.01.2014 по 30.11.2014 – 1218 грн.

$$C_I = 1218 \cdot 1 / 176 = 6,9 \text{ грн./год.}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{re} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 6,9 = 8,45 \text{ грн./год.};$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 8,45 \cdot 1900 = 28899 \text{ грн./рік};$$

б) для робітників, які виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_p = T_{пр} \cdot t_{гр},$$

$$t_{гр} = ((K_4 + K_5) / 2) \cdot C_I, \quad (7.10)$$

де K_4, K_5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, (табл. 1.1) [1].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{гр} = ((1,27 + 1,36) / 2) \cdot 6,9 = 9,07 \text{ грн./год};$$

$$\Phi_p = 347,096 \cdot 9,07 = 3148,16072 \text{ грн./рік.}$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0,05+0,01+\alpha), \quad (7.11)$$

де Φ - тарифний фонд Φ_e експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати Φ_p ремонтного персоналу, грн./рік;

0,01 - частка доплат за роботу у святкові дні;

0,05 - частка доплат за роботу в нічний час;

α - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 28899 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 36412,74 \text{ грн./рік,}$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 3148,16072 (1+0,05+0,01+0,25) = 4124,091 \text{ грн./рік.}$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% від фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з врахуванням додаткової заробітної плати складе, грн./рік:

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15; \quad (7.12)$$

$$\Phi_{оед} = 36412,74 \cdot 1,15 = 41874,651 \text{ грн./рік;}$$

$$\Phi_{орд} = 4124,091 \cdot 1,15 = 4742,70465 \text{ грн./рік.}$$

З метою утворення фонду соціального страхування здійснюються нарахування на заробітну плату. З цього фонду кошти витрачаються на виплату по тимчасовій втраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку працівників, оздоровчі заходи для дітей працівників та інше.

Крім того, на заробітну плату здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ($C_{зп}$) розраховуються так, грн./рік:

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{п} + \beta_{з} + \beta_{с}}{100}\right), \quad (7.13)$$

де $\beta_{п}$ - нарахування в пенсійний фонд, $\beta_{п} = 33,3\%$;

β_3 - нарахування у фонд зайнятості, $\beta_3 = 1,5\%$;

β_c - нарахування на соціальне страхування, $\beta_c = 1,5\%$.

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зпе}} = 41874,651 \cdot \left(1 + \frac{33,3 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 57080 \text{ грн./рік};$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{зпр}} = 4742,70465 \cdot \left(1 + \frac{33,3 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 6464,306 \text{ грн./рік}.$$

Таблиця 7.8 – Розрахунок витрат по заробітній платі

| | | |
|------------------|---|---------------|
| Φ_e | Заробітна плата робітників-погодинників | 28899 грн. |
| Φ_p | Заробітна плата робітників-ремонтників | 3148,16 грн. |
| Φ_{oe} | Величина основної ЗП експлуатаційного персоналу | 36412,74 грн. |
| Φ_{op} | Величина основної ЗП ремонтного персоналу | 4124,091 грн. |
| Φ_{oed} | Основний фонд ЗП погодинників | 41874,65 грн. |
| Φ_{ord} | Основний фонд ЗП ремонтників | 4742,7 грн. |
| $C_{\text{зпе}}$ | Витрати по ЗП погодинників | 57080 грн. |
| $C_{\text{зпр}}$ | Витрати по ЗП ремонтників | 6464,306 грн. |

Розрахунок необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування та мереж розробляється на основі трудомісткості і існуючих норм витрат матеріалів (табл. 2.19) [1]. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство розробляє їх самостійно і затверджує.

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Оскільки вартість конкретного виду матеріалу можна визначити як добуток норми його витрат на ціну, то доцільно по кожному виду устаткування і мереж визначити підсумкову вартість усіх матеріалів, а потім її помножити на трудомісткість поточного ремонту чи технологічного обслуговування.

Необхідні дані для розрахунку беремо з табл. 2.19 та 2.20 [1], результати розрахунків заносимо до таблиці 7.9.

Таблиця 7.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

| Матеріал | Ціна матеріалу, грн. | Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування | | Вартість матеріалу, грн. | |
|-------------------------------|----------------------|---|------|--------------------------|--------|
| | | | | | |
| Силові трансформатори | | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Сталь сортова, кг | 3,7455 | 6 | 6 | 22,35 | 22,35 |
| Провід установлюваний, м | 1,554 | 0,5 | 0,5 | 1,95 | 1,95 |
| Мідь-алюміній (гола), кг | 34,875 | 62 | 62 | 2161,5 | 2161,5 |
| Картон електроізоляційний, кг | 16,815 | 1,4 | 1,4 | 23,55 | 23,55 |
| Кабельний папір, кг | 13,7505 | 0,6 | 0,6 | 8,25 | 8,25 |
| Стрічка кіперна, кг | 168,15 | 40 | 40 | 6726 | 6726 |
| Стрічка тафтяна, кг | 124,92 | 18 | 18 | 2248,5 | 2248,5 |
| Стрічка азбестова, м | 3,681 | 0,05 | 0,05 | 0,18 | 0,18 |
| Лаки ізоляційні, кг | 20,115 | 1,5 | 1,5 | 30,165 | 30,165 |
| Емалі ґрунтові, кг | 22,065 | 2,5 | 2,5 | 55,17 | 55,17 |
| Масло трансформаторне, кг | 6,8175 | 0,58 | 0,58 | 3,96 | 3,96 |
| Бензин, кг | 3,459 | 0,7 | 0,7 | 2,415 | 2,415 |
| Розчиники кг | 9,7485 | 0,8 | 0,8 | 7,8 | 7,8 |
| Маслостійка гума, кг | 25,005 | 0,4 | 0,4 | 10,005 | 10,005 |
| Гума профільна, кг | 25,005 | 0,13 | 0,13 | 3,255 | 3,255 |
| Припій олов'яно-свинцевий, кг | 238,05 | 0,02 | 0,02 | 4,77 | 4,77 |
| Припій мідно-фосфорний, кг | 44,25 | 0,03 | 0,03 | 1,335 | 1,335 |

Продовження Таблиці 7.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

| | | | | | |
|-------------------------------|--------|------|------|--------|--------|
| Електроди, кг | 8,22 | 0,15 | 0,15 | 1,23 | 1,23 |
| Засоби кріплення, кг | 10,47 | 2 | 2 | 20,955 | 20,955 |
| Дріт кручений, | 1,365 | 0,3 | 0,3 | 0,405 | 0,405 |
| Матеріали обтиску, кг | 13,635 | 0,4 | 0,4 | 5,46 | 5,46 |
| Разом: | | | | 11349 | 11349 |
| Кабельні лінії | | | | | |
| Сталь сортова, кг | 3,7455 | 2 | | 7,485 | |
| Електроди, кг | 8,226 | 0,1 | | 0,825 | |
| Разом: | | | | 8,31 | |
| Лакотканина (ширина 700мм), м | 46,635 | 0,2 | 0,2 | 9,3 | 9,3 |

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \times \left(\sum_{i=1}^n C_{0i} \cdot T_i + L \cdot C_{л0} \right), \quad (7.14)$$

де C_{0i} – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування i -го виду трансформаторів,

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

$C_{л0}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мр}} = 0,01 \cdot (11349 \cdot 79,2 + 8,31 \cdot 5,82 + 8,31 \cdot 1,196 + 8,31 \cdot 20,88) = 8991 \text{ грн/рік};$$

i вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (768 \cdot 11349 + 3,37 \cdot 8,31 + 24,192 \cdot 8,31) = 87163,746 \text{ грн/рік}.$$

Таблиця 7.10 – Планування вартості матеріалів, що витрачаються

| Назва обладнання | Вартість витрат матеріалів на 100 норм.год | Ремонт | | Обслуговування | |
|----------------------------|--|----------------------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|
| | | Загальна трудомісткість ремонтів | Вартість витрат матеріалів грн. | Загальна трудомісткість обслуговування | Вартість витрат матеріалів грн. |
| ТМ-1000 | 11349 | 79,2 | 8988,48 | 768 | 87160,32 |
| КЛ - 10 мм ² | 8,31 | 5,82 | 0,484 | 9,215 | 0,77 |
| КЛ - 70 мм ² | 8,31 | 1,196 | 0,093 | 1,734 | 0,14 |
| КЛ - 185 мм ² | 8,31 | 20,88 | 1,74 | 30,276 | 2,52 |
| Всього витрат на матеріали | | | 8991 | | 87163,746 |

Отже, можна розрахувати:

витрати на обслуговування електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}}, \quad (7.15)$$

$$C_{\text{обс}} = 57080 + 87163,746 = 144243,746 \text{ грн/рік};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мпр}}, \quad (7.16)$$

$$C_{\text{пр}} = 6464,306 + 8991 = 15455,306 \text{ грн/рік.}$$

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (7.17)$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 569,7728 = 34,186 \text{ тис.грн/рік.}$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат виділяються інші витрати. Вони включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частину загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в

розмірі 20 - 30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік:

$$C_{ip} = \beta_{ip} (C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (7.18)$$

де β_{ip} - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (144243 + 15455,306 + 34186) = 48471,077 \text{ грн/рік.}$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передавання і розподілення електроенергії, зведемо їх в таблицю 7.11.

Таблиця 7.11 – Кошторис річних поточних витрат

| Стаття витрат | Витрати, грн. | Структура, % |
|------------------------------------|---------------|--------------|
| Витрати по експлуатації обладнання | 144243,746 | 59,87 |
| Витрати на поточний ремонт | 15455,306 | 6,427 |
| Витрати на амортизацію | 34186 | 13,703 |
| Інші витрати | 48471,077 | 20 |
| Разом | 242356,129 | 100,00 |

7.3 Розрахунок собівартості електроенергії

Розрахунок обсягу споживання визначається, виходячи з розрахункової потужності, яка визначається як добуток установленої (номінальної) потужності усіх електроприймачів, коефіцієнта попиту і кількості годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (7.19)$$

де P_p – розрахункова потужність і-го цеху, кВт;

T_{mi} – річна тривалість використання максимуму активного навантаження і-ого цеху, год.;

$K_{п}$ – коефіцієнт попиту.

Річна кількість годин використання максимуму активної потужності по галузях промисловості при різній кількості робочих змін приводяться в галузевих інструкціях і довідкових матеріалах. Величина T_m у середньому за рік складає: для освітлювальних навантажень – 1500 – 2000 год.; для однозмінних підприємств – 2000 – 3000 год.; для двозмінних – 3000 – 4500 год і тримінних 4500 – 8000 год.

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для першого цеху:

$$E_{a1} = 226,54 \cdot 2000 = 453080 \text{ кВт год./ рік.}$$

Аналогічно визначасмо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 7.12.

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Таблиця 7.12 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

| Назва цеху | К-сть змін | S_p , кВА | T_m , год. | $\cos \varphi$ | P_p , кВт | E_a , кВт*год./рік |
|---------------------|------------|-------------|--------------|----------------|-------------|----------------------|
| Дільниця пакування | 1 | 276,78 | 2000 | 0,8 | 226,54 | 453080 |
| Дільниця свіжування | 1 | 185,85 | 2000 | 0,8 | 154,25 | 308500 |
| Дільниця забою | 1 | 146,32 | 2000 | 0,75 | 118,40 | 236800 |
| Дільниця зберігання | 1 | 399,99 | 2000 | 0,7 | 294,64 | 589280 |
| Прохідна | 1 | 5,57 | 2000 | 0,75 | 4,76 | 9520 |
| Разом | | | | | | 1597180 |

Для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати втрати електроенергії в лініях і трансформаторах.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot n \cdot I_m^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (7.20)$$

де I_m – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год./рік.

R – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом;

n – кількість кабелів в лінії.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (7.21)$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 2.25 [1]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження T_M :

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{2000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 919,59 \text{ год.}$$

Для лінії ТП – РП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ТП до РП1.:

$$R = 0,208 \cdot 0,048 = 0,009984 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ТП-РП1:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot 2 \cdot 38^2 \cdot 0,00998 \cdot 919,59 \cdot 10^{-3} = 79,514 \text{ кВт*год./рік.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до табл. 7.13.

Таблиця 7.13 – Втрати електроенергії в лініях

| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | I_M , А | R, Ом | τ , год./рік | R _{пит} , Ом/км | $\Delta E_{л}$, кВт*год. |
|--------|--------------|-------------|-------------|-----------|---------|-------------------|--------------------------|---------------------------|
| ТП-РП1 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,048 | 38 | 0,00998 | 919,59 | 0,208 | 79,51 |
| ТП-РП2 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,013 | 18 | 0,0027 | 919,59 | 0,208 | 4,83 |
| ТП-РП3 | АВВГ 4x70 | 2 | 0,026 | 6 | 0,01427 | 919,59 | 0,549 | 2,83 |
| ТП-РП4 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,023 | 35 | 0,00478 | 919,59 | 0,208 | 32,30 |

| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | I _М , А | R, Ом | τ, год./рік | R _{пит} , Ом/км | ΔE _л , кВт*год. |
|--------|--------------|-------------|-------------|--------------------|---------|-------------|--------------------------|----------------------------|
| ТП-РП5 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,043 | 30 | 0,00894 | 919,59 | 0,208 | 44,39 |
| ТП-РП6 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,051 | 23 | 0,01061 | 919,59 | 0,208 | 30,97 |
| ТП-РП7 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,043 | 27 | 0,00894 | 919,59 | 0,208 | 35,96 |
| ТП-РП8 | АВВГ 4x185 | 2 | 0,072 | 26 | 0,01498 | 919,59 | 0,208 | 55,87 |
| ТП-РП9 | АВВГ 4x10 | 2 | 0,194 | 1 | 0,744 | 919,59 | 3,840 | 4,10 |
| Разом | | | | | | | | 290,78 |

Втрати електроенергії в трансформаторах визначають за формулою, тис. кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (7.22)$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{кз}$ і ΔP_{xx} - величини номінальних втрат у трансформаторах, відповідно, при короткому замиканні і холостому ході, кВт;

T_p - час роботи трансформаторів, год./рік (приймається рівним 8760 год./рік);

S_ϕ - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

S_H - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{931}{1000}\right)^2 \cdot 919,59 = 40976,59 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Для інших КТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 7.14.

Таблиця 7.14 – Втрати енергії в трансформаторах

| № | Тип трансформатора | К-сть тр-рів | ΔP_x , кВт | ΔP_k , кВт | S_p , кВА | S_H , кВА | ΔE_T , кВт*год./рік |
|------|--------------------|--------------|--------------------|--------------------|-------------|-------------|-----------------------------|
| ТП-1 | ТМ-1000 | 2 | 2,1 | 10,5 | 931 | 1000 | 40976,59 |

Загальна потреба підприємства в електроенергії, кВт*год./рік:

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T; \quad (7.23)$$

$$E = 1597180 + 290,782 + 40976,59 = 1638447,372 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

$$П_1 = v \cdot E, \text{ грн.}, \quad (7.24)$$

де v – ставка тарифу за 1 кВт*год споживаної активної електроенергії, грн.;

E – кількість енергії, що споживається, врахована по лічильнику.

Оплата за спожиту електроенергію:

$$П_1 = 1,08 \cdot 1638447,372 = 1769523,162 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВт*г:

$$S = \frac{C_n \cdot 100}{E_a}, \quad (7.25)$$

де $C_{\text{сум}}$ – величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік;

E_a – річна кількість корисно споживаної підприємством електроенергії, тобто без врахування втрат у лініях і трансформаторах, кВт*год./рік.

Промислові підприємства, що споживають електроенергію від зовнішнього джерела, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії за тарифом, а з іншого – несуть додаткові витрати при передаванні та розподілі електроенергії від мереж енергосистеми до цехових споживачів. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\Pi}, \quad (7.26)$$

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

C_{Π} – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

Річні витрати промислового підприємства, зв'язані з передаванням і розподілом електричної енергії, включають такі складові, тис. грн/рік:

$$C_{\Pi} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{а}} + C_{\text{ір}}, \quad (7.27)$$

де $C_{\text{обс}}$ – витрати підприємства на матеріали та зарплату персоналу при обслуговуванні електромереж і устаткування, грн/рік.;

$C_{\text{пр}}$ – річні витрати на поточний ремонт устаткування і мереж, грн/рік;

$C_{\text{а}}$ – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$$C_{\Pi} = 144243,746 + 15455,306 + 34186 + 48471,077 = 242356,129 \text{ грн/рік.}$$

$$C_{\text{сум}} = 242356,129 + 1769523,162 = 2011879,291$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{2011879,291 \cdot 100}{1597180} = 125,964 \text{ коп./кВт·год.}$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 7.15.

Таблиця 7.15 –Результати розрахунків

| Показники | Позначення | Величина показників | Одиниця вимірювання |
|---|------------|---------------------|---------------------|
| К-сть корисно спожитої ел.енергії | E_a | 1597180 | кВт·год. |
| Річне споживання ел.енергії із втратами | E | 1638447,372 | кВт·год. |
| Плата за електроенергію | Π_1 | 1769523,162 | грн. |
| Витрати на передачу і розподіл ел.ен. | C_{Π} | 242356,129 | грн. |
| Собівартість ел.енергії | S | 125,964 | коп/кВт·год. |

8 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Проектом модернізується схема електропостачання «ВАТ Світанок». Підприємство відноситься за надійністю електропостачання до I категорії, живлення здійснюється від двох підстанцій 10/0,4 кВ.

На електротехнічний оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує обладнання заводу, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори за ГОСТ 12.0.003-74:

фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;

психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово - психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

8.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 x 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Роботи по обслуговуванню електрообладнання.

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин електрообладнання, необхідно на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

Розшиновку або від'єднання кабеля при підготовці робочого місця може виконати ремонтний робітник, який має третю групу. Під наглядом чергового або оперативно-ремонтного робітника. З найближчих до робочого міста струмоведучих частин до наступних доторканню повинна бути знята напруга або вони повинні бути огорожені.

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізолюваним проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає розпорядження.

Випробування електроприводів разом з виконуючим механізмом потрібно проводити з дозволу начальника зміни технологічного цеху, в якому вони встановлені. При видачі робиться запис в оперативному журналі технологічного цеху, а отриманні цього дозволу - в оперативному журналі цеху (ділянки), який проводить випробування.

Ремонт і наладку електросхем електроприводів, не з'єднаних з виконуючим механізмом, регулюючих органів та запірної арматури, можна проводити по

розпорядженню. Дозвіл на їх випробування дає працівник, який дав розпорядження на вивід електропривода в ремонт, наладку. Про це повинен бути зроблений запис при оформленні розпорядження. При виконанні роботи по розпорядженню на повторний допуск розпорядження дається заново.

8.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

8.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [8] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 8.1 - Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

| Період року | Категорія робіт | Допустимі | | |
|-------------|--------------------------|-----------|-------------|---------------|
| | | t, °C | W, % | V, м/с |
| Теплий | Середньої важкості Па | 18-27 | 65 при 26°C | 0,2-0,4 |
| Холодний | | 17-23 | До 75% | не більше 0,3 |

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

8.2.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Таблиця 8.2- Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

| Найменування речовини | ГДК, мг/куб.м | | Клас небезпечності |
|--|--------------------|----------------|--------------------|
| | Максимально разова | Середньодобова | |
| Окис вуглецю | | 20 | 4 |
| Пил рослинного і тваринного походження | 4 | 4 | 4 |

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області. Необхідно підкреслити, що будь-яке нагромадження пилу може привести до загоряння. Чим дрібніше пил (зернистість), тим вище небезпека.

Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

- очищувати металевий пил якнайчастіше.
- щодня протирати гарячі поверхні.
- принаймні, двічі в рік проводити генеральне прибирання всіх областей, включаючи кроквяні ноги, з використанням продувки або пилососа.
- при високих концентраціях обробляти області по частинам.

Низька вологість збільшує потенційну небезпеку, це повинне прийматися в увагу при продувках.

Планувати продувки або прибирання так щоб вони приходилось на час коли устаткування виключене, як, наприклад, у другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

8.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (e_n). КПО - відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

КЕО при природному та суміщеному освітленню.

Характеристика зорової роботи при виконанні - роботи середньої точності;

Розряд - IV;

Підрозряд зорової роботи - в;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - світлий;

Бокове КЕО, %:

- природне 1,5;

- суміщене 0,9.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути

забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна. Нормовані значення КЕО для будинків визначаються за формулою:

$$e_n = e_n \cdot m_n, \quad (8.1)$$

де e_n - значення КЕО для будинків;

m_n - коефіцієнт сонячності клімату - 0,85, вікна зорієнтовані на захід.

Природне: $e_n = 1,5 \cdot 0,85 = 1,3 \%$,

суміщене: $e_n = 0,9 \cdot 0,85 = 0,9 \%$.

Штучне освітлення.

- штучне освітлення буває двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Штучне освітлення, лк:

загальне - 150 лк; комбіноване – 300 лк.

Для забезпечення нормативного значення e_{min} передбачено:

Штучне освітлення в приміщенні цеху забезпечується світильниками типу РСР08×250 (однолампові) з лампами ДРЛ-250.

8.2.4 Виробничий шум

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 20 \cdot \lg \left(\frac{P}{P_0} \right) = 20 \cdot \lg \left(\frac{U}{U_0} \right), \quad (8.2)$$

де L - рівень шуму, дБ;

P - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, $5 \cdot 10^{-8}$ м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^{-5}$ Па.

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Таблиця 8.3 - Рівень звукового тиску

| Характер робіт | Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц | | | | | | | | |
|---|--|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|
| | 32 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Постійні робочі місця в промислових приміщеннях | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 |

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

8.2.5 Виробничі вібрації

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної

нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

У нашому цеху присутня вібрація типу - За. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Таблиця 8.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

| Вид вібрації | Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц | | | | | | | | | |
|---|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 2 | 4 | 8 | 16 | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 |
| Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях | $\frac{1,3^*}{108}$ | $\frac{0,45}{99}$ | $\frac{0,22}{93}$ | $\frac{0,2}{92}$ | $\frac{0,2}{92}$ | $\frac{0,2}{92}$ | - | - | - | - |
| Локальна вібрація | - | - | $\frac{2,8}{115}$ | $\frac{1,4}{109}$ | $\frac{1,4}{109}$ | $\frac{1,4}{109}$ | $\frac{1,4}{109}$ | $\frac{1,4}{109}$ | $\frac{1,4}{109}$ | $\frac{1,4}{109}$ |

* В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючою основою.

8.3 Оцінка стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електропостачання є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. «ВАТ Світанок» відноситься до підприємств перебої в роботі якого можуть спричинити гуманітарну катастрофу. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи СЕП.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління СЕП. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті термічної дії під час пожежі відбудеться піроліз ний розклад ізоляції та структурних частин електрообладнання, що може привести до цілковитого виходу з ладу усієї СЕП, враховуючи, що усі виробничі та складські потужності підприємства знаходяться у межах одного приміщення це може привести до значних збитків.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на СЕП має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема мікросхем керування, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві, а в подальшому розвитку можливі і вибухи. Саме тому є необхідність запобіганню при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання.

8.4 Оцінка безпеки роботи СЕП «ВАТ Світанок» в умовах дії загрозливих чинників НС. Пожежонебезпека.

У технологічних процесах які відбуваються на підприємстві, в оздобленні, та у технічних засобах використовуються речовини та матеріали, зазначені у Таблиці 8.5.

Таблиця 8.5 - Значення показників пожежної небезпеки речовин, сумішів і технічних продуктів, які використовуються на підприємстві.

| № п/п | Речовина | Характеристики речовини | | | |
|----------|-----------------------|-------------------------|----------------------|--------------------------|--|
| | | $t_{сп}, ^\circ C$ | $t_{займ}, ^\circ C$ | $t_{самозайм}, ^\circ C$ | Нижня концентр. межа спалаху, г/м ³ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Масло трансформаторне | 150 | - | - | - |
| 2 | Бутан | - | - | 460 | 37,4 |
| 3 | Оцтова кислота | 38 | - | 435 | - |

Згідно з ОНТП 24—86 усі приміщення підприємства відносяться до категорії Д за вибухо- та пожежонебезпекою. Негорючі речовини і матеріали в холодному стані.

Приміщення заводу відносяться до 22 класу приміщень за вибуховою і пожежною небезпекою [16]. Простір, у якому вибухонебезпечний пил у завислому стані може з'являтися не часто й існувати не довго або в якому шари вибухонебезпечного пилу можуть існувати й утворювати вибухонебезпечні суміші в разі аварії.

За ступенем вогнестійкості приміщення заводу відноситься до ступеня III а - будівлі переважно з каркасною конструктивною схемою, елементи каркасу – з сталевих незахищених конструкцій. Захисні конструкції – з сталевих профільованих листів або інших негорючих листових матеріалів з важкогорючим утеплювачем. Визначення меж і ступеня вогнестійкості будівельних конструкцій приміщень і будівель в цілому наведено в Таблиці 8.6.

Таблиця 8.6 Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у год.) і максимальні межі розповсюдження полум'я по них (у см) для різних ступенів вогнестійкості будівель (СНиП 2.01.02-85).

| Ступінь вогнестійкості будівлі | Стіни | | | | Колони | Сходові площадки, балки, косоури, марші сходових кліток | Плити, настили, (з утеплювачем), інші несучі конструкції перекрить | Елементи перекрить | |
|--------------------------------|---------------|-----------------|-------------------|--------------------------------|------------------|---|--|--------------------------|--------------------------|
| | Несучі | Самонесучі | Зовнішні несучі | Внутрішні несучі (перегородки) | | | | Плити, настили, прогони | Балки, ферми, арки, рами |
| III а | <u>1</u> 0 | <u>0.5</u> 0 | <u>0.25</u> 40 | <u>0.25</u> 40 | <u>0.25</u> 0 | <u>1</u> 0 | <u>0.25</u> 0 | <u>0.25</u> <u>25</u> | <u>0.25</u> 0 |

Рекомендації щодо оснащення об'єктів первинними засобами пожежогасіння наведено в [16].

Визначимо оснащення приміщень переносними вогнегасниками, відповідно до рекомендацій, наведених в [16] і занесемо отримані дані до таблиці 5.3.

Таблиця 8.7 - Рекомендації щодо оснащення приміщень переносними вогнегасниками

| Категорія приміщення | Гранична захищувана площа, м ² | Клас пожежі | Пінні та водні вогнегасники місткістю 10л | Порошкові вогнегасники | | | Хладонові вогнегасники місткістю 2(3)л | Вуглекислотні вогнегасники місткістю, л | |
|----------------------|---|-------------|---|------------------------|-----|-----|--|---|------|
| | | | | 2 | 3 | 11 | | 2(3) | 5(8) |
| Д | 1800 | А | 2++ | 4+ | 2++ | 1+ | - | - | - |
| | | В | - | - | 2+ | 1++ | - | - | - |
| | | (Е) | - | 2+ | 2++ | 1+ | 2+ | 4+ | 2++ |

Рнаком “++” позначені вогнегасники, рекомендовані для оснащення об’єктів, знаком “+” – вогнегасники, застосування яких дозволяється в разі відсутності рекомендованих вогнегасників та за наявності відповідного обґрунтування; знаком “-” – вогнегасники, котрі не допускаються до оснащення об’єктів.

8.5 Оцінка стійкості роботи СЕП в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій стійкості роботи СЕП або окремих її елементів в умовах дії електромагнітного випромінювання можна прийняти коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою:

$$K_B = 20 \lg \frac{U_D}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ дБ} . \quad (8.3)$$

де U_D - допустиме коливання напруги живлення;

$U_{B(\Gamma)}$ - напруга наведена за допомогою електромагнітних випромінювань в струмоведучих частинах.

Допустиме коливання напруги живлення визначається за формулою:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \text{ [В]}, \quad (8.4)$$

де $U_{\text{ж}}$ - напруга живлення мікросхем, $U_{\text{ж}} = 4 \text{ В}$;

N - допустимі коливання, $N = 1\%$.

Отже,

$$U_{\text{д}} = 3 + \frac{3}{100} \cdot 1 = 3,03 \text{ [В]}.$$

З урахуванням формули 5.3, напруга наведена в горизонтальних струмопровідних частинах буде дорівнювати:

$$K_{\text{в}} = 20 \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{Г}}} = 40 \text{ дБ}.$$

звідки можна виразити $U_{\text{Г}}$:

$$U_{\text{Г}} = \frac{U_{\text{д}}}{100}, \text{ [В]}. \quad (8.5)$$

Таким чином,

$$U_{\text{Г}} = \frac{3,03}{100} = 0,03, \text{ [В]}.$$

Тоді, максимально допустиму вертикальну складову напруженості електричного поля визначимо із формули:

$$U_{\text{Г}} = E_{\text{в}} \cdot l_{\text{Г}}, \text{ [В]}, \quad (8.6)$$

В результаті чого $E_{\text{в}}$ дорівнює:

$$E_{\text{в}} = \frac{U_{\text{Г}}}{l_{\text{Г}}}, \text{ [В/м]}, \quad (8.7)$$

де $E_{\text{в}}$ – вертикальна складову напруженості електричного поля;

$U_{\text{Г}}$ – напруга наведена в горизонтальних струмопровідних частинах;

$l_{\text{Г}}$ – максимальна довжина горизонтальної струмопровідної частини дорівнює

$l_{\text{Г}} = 1,3 \text{ м}$.

Отже,

$$E_{\text{в}} = \frac{0,03}{1,3} = 0,023, \text{ [В/м]},$$

Отже, допустиме значення вертикальної складової напруженості електричного поля впродовж експлуатаційного терміну буде забезпечена за умови $E_{\text{в}} \leq 0,031 \text{ В/м}$.

8.6 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи енергетичних мереж «ВАТ Світанок» в умовах дій електромагнітного імпульсу та пожежонебезпеки.

Основними напрямками по підвищенню безпеки роботи «ВАТ Світанок» є:

1. Використання екранованих кабелів зв'язку.
2. Встановлення захисних екранів й захисних пристроїв які значною мірою знижують параметри електромагнітного імпульсу в екранованій області.
3. Використання захисних та іскрових розрядників і плавких запобіжників.
4. Встановлення грозозахисних пристроїв – блискавковідводів, які складаються з блискавко приймачів і струмовідвідних спусків; встановлення спеціальних пристроїв захисту від імпульсних перенапруг .
5. Використання живлення від двох незалежних один від одного джерел.
6. Встановлення на електричних станціях сучасних систем захисту і попередження аварійних ситуацій.

Необхідно проводити захист населення і територій від НС техногенного та природного характеру на принципах:

1. пріоритетності завдань, спрямованих на рятування життя та збереження здоров'я людей і довкілля;
2. безумовного надання переваги раціональній та превентивній безпеці;
3. вільного доступу населення до інформації щодо захисту населення і територій від НС техногенного та природного характеру;
4. особистої відповідальності та піклування громадян про власну безпеку, неухильного дотримання ними правил поведінки та дій у НС техногенного та природного характеру;
5. обов'язковості завчасної реалізації заходів, спрямованих на запобігання виникненню НС техногенного та природного характеру та мінімізацію їх негативних психосоціальних наслідків;
6. урахування економічних, природних та інших особливостей територій і ступеня реальної небезпеки виникнення НС техногенного та природного характеру;

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі розроблено систему електропостачання СЕП «ВАТ Світанок». Розраховано електричні навантаження дільниці пакування та підприємства в цілому. Обрано оптимальні перерізи кабельних ліній для живлення цехів та ТП. Розраховано оптимальну потужність трансформаторів, та місце розташування трансформаторної підстанції, обрано конденсаторні батареї для компенсації реактивної потужності. Проектні рішення наведені у відповідних розділах пояснювальної записки. Також в проекті розроблена система робочого та аварійного освітлення цеху, та обрано комутаційно- захисне обладнання.

Проведено дослідження ефективності вирівнювання середньомісячного графіка навантаження підприємства. Встановлено, що в результаті вирівнювання буде досягнуто зниження місячного обсягу втрат активної енергії в трансформаторі на 1214,048 кВт·год, та місячних витрат на оплату за електроенергію на 45214,482 грн. Для покращення якості електроенергії запропоновано встановити стабілізатор напруги СНАЗС-1000.

Розроблено норми з охорони праці, а саме технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту, та, з гігієни праці і виробничої санітарії. А також розроблено норми з пожежної безпеки та цивільного захисту.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Матвійчук В.А. Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільсько-господарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»/ Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. .– Вінниця: ВНАУ, 2016. - 63 с.
2. М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків». Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. - Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005р. – 148с.
3. Правила улаштування електроустановок. вид. 3-тє, перероб. і доп. – Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.
4. Демов О.Д., Бірюков О.О., Мельничук Л.М. Розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 92 с.
5. Кудрин Б.И., Прокопчик В.В. Электроснабжение промышленных предприятий. - Минск: Высшая школа, 1988. - 360 с.
6. Компанія «ЕЛІМ-Україна» [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://elim-ua.com.ua/garantirovannoe-elektrosnabzhenie/stabilizatory/item/81-sna3s-1000.html> (дата звернення 04.06.2014). — Назва з екрана..
7. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
8. Охорона праці в електроенергетиці [Текст] : довідник / Упоряд. О.В.Кобилянський. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 165 с.
9. Методичні вказівки до розділу «Охорона праці» в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей [Текст] : методичні вказівки / Уклад. О.В.Кобилянський, О.П.Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 44 с.
10. Кабельная компания "Simple" [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://cablecompany.com.ua/alyuminievyyj_silovoy_kabel/kabel_AABI-10 (дата звернення 20.05.2013). — Назва з екрана.

11. ПАТ «Вінницяобленерго» [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.voe.com.ua/tarif/tarif_y_5_13.shtml (дата звернення 20.05.2013). — Назва з екрана.
12. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
13. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебникии учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М.Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
14. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебникии учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений)/И.А. Будзко, Т.Б.Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
15. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-евид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
16. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства /І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
17. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/11. С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлєв, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс,2009. – 568 с.
18. Практикум по електропостачанню сільського господарства /под ред.И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
19. 8. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование/И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
20. Харкута К.С. Практикум по електропостачанню сільського господарства: (Учебникии учеб. пособия для учащихся техникумов)/К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
21. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П.
22. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.
23. Разумний Ю.Т., Заїка В.Т., Степаненко Ю.В. Енергозбереження: Навч.посібник. –Д.: Національний гірничий університет, 2005.
24. Перехідні процеси в системах електропостачання / Півняк Г.Г., Винославський

В.Н., Рибалко А.Я., Несен Л.И. и др. – Дніпропетровськ: Видавництво НГА України, 2000.

25. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. — К.: Видавництво «Освіта України», 2013. — 288 с.

26. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електропостачання: Навч. посіб. — Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2005. — 324с.

27. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. — Вінниця: Нова Книга, 2004. — 656 с.

28. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання. — Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. — 380с.

29. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. — 320 с.

30. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Ю.Т.Барыбина и др. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 406 с.

31. Григорьев В.В, Киреева Э.А. Справочные материалы по электрооборудованию систем электроснабжения промышленных предприятий. — М.:Энергоатомиздат, 2002. — 142 с.

32. Шестеренко Е.В. „Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств” м. Вінниця. Видавництво „Нова книга”, 2004р., 655с.

33. Черемісін М.М., Зубко В.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: Навч. посібник для вищих навчальних закладів. – Харків: Факт, 2005.

34. Водяников В.Т. Экономическая оценка энергетики АПК: Уч. Пособие для студентов высших учебных заведений. – М.: ИКФ «ЭКМОС», 2002.

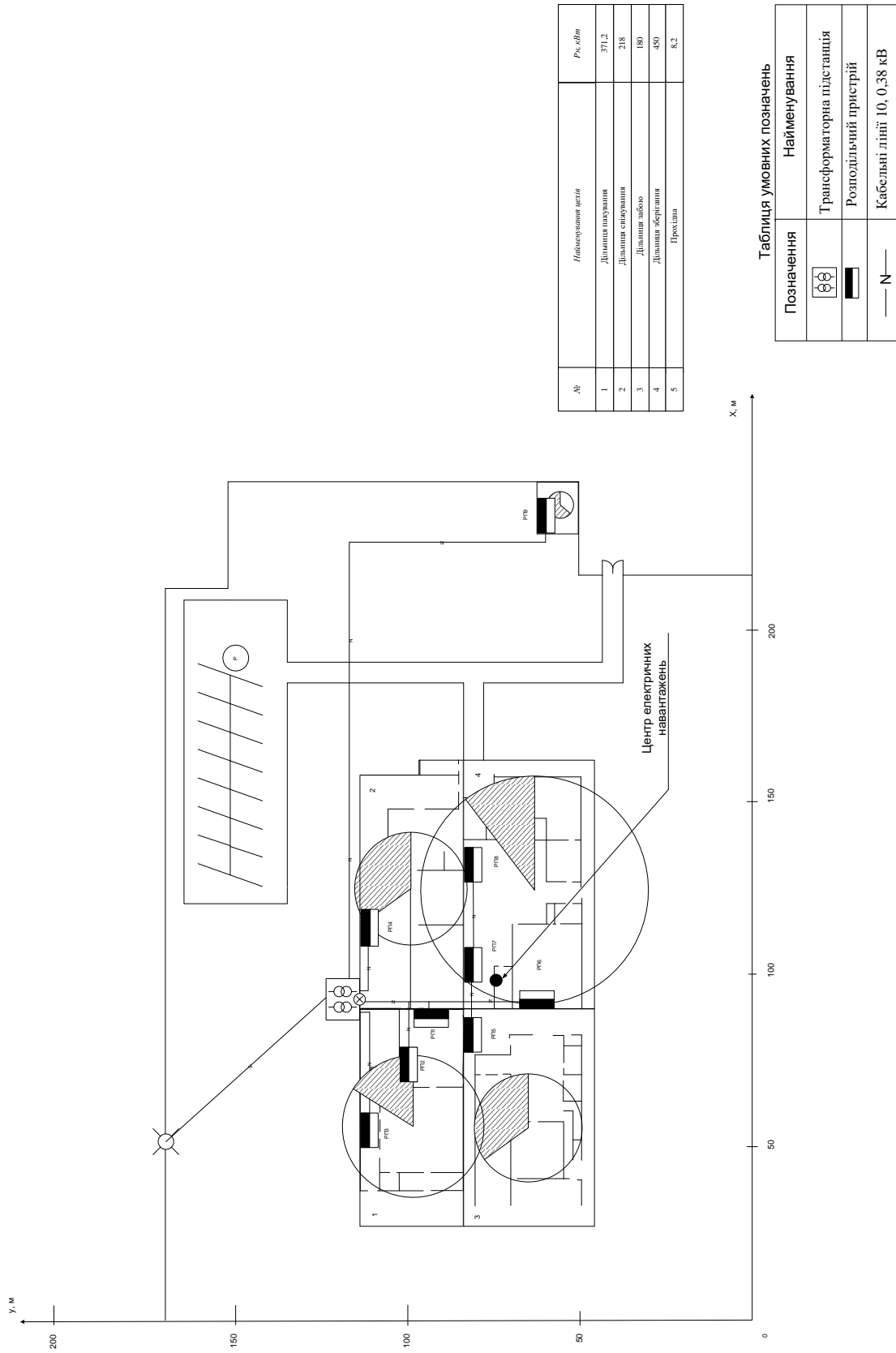
35. Энергорынок Украины: становление и развитие. Дранник О., Кулагина В., Романов А. / Энергорынок. – 2004. – №4.

36. Качество электрической энергии в системах электроснабжения: Уч. пособие / Под редакцией Гриба О.Г. – Харьков: ХНАГХ, 2006. – 272 с.

Додатки

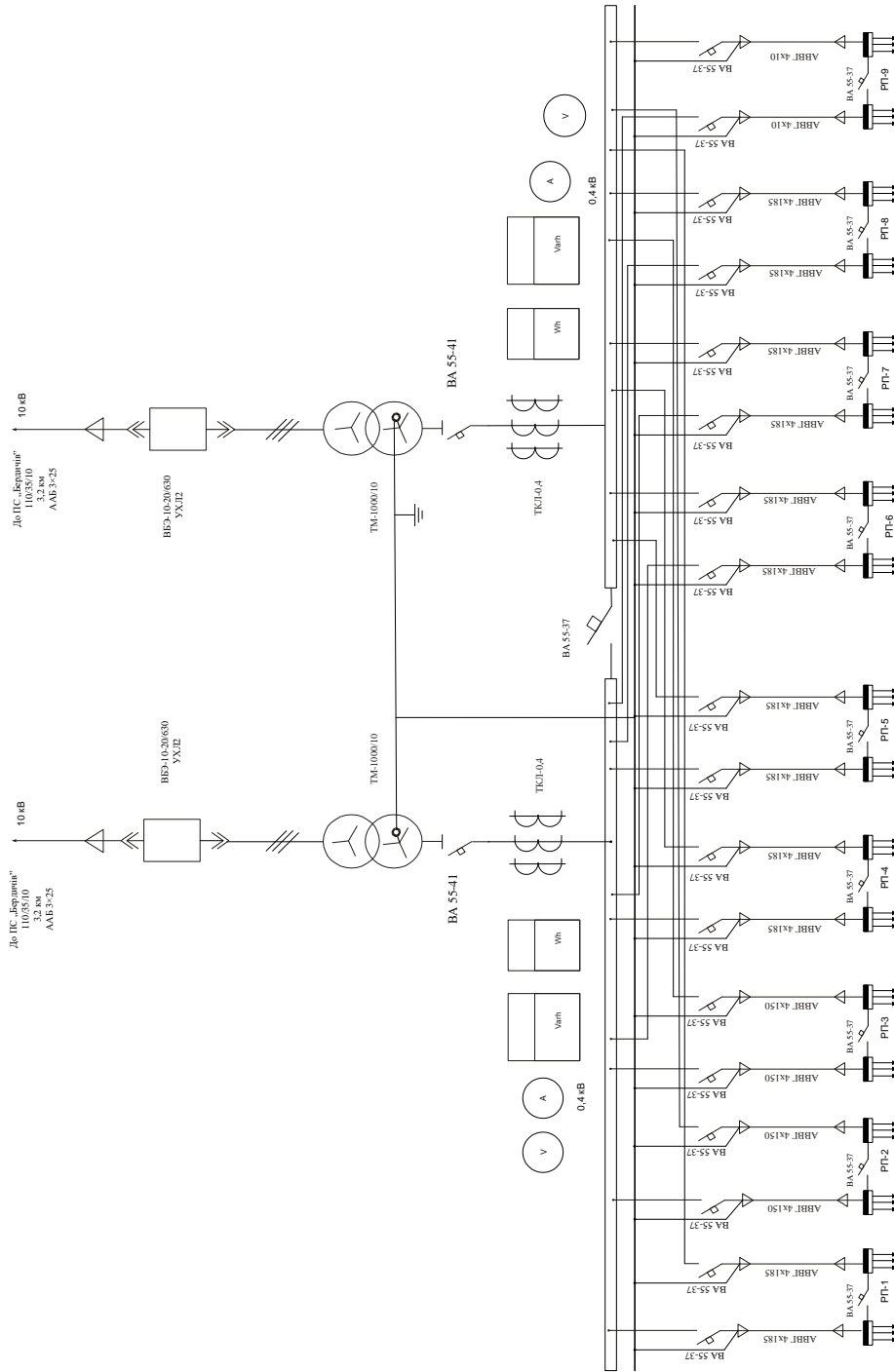
Додаток А

Генплан підприємства з нанесеною картограмою навантаження

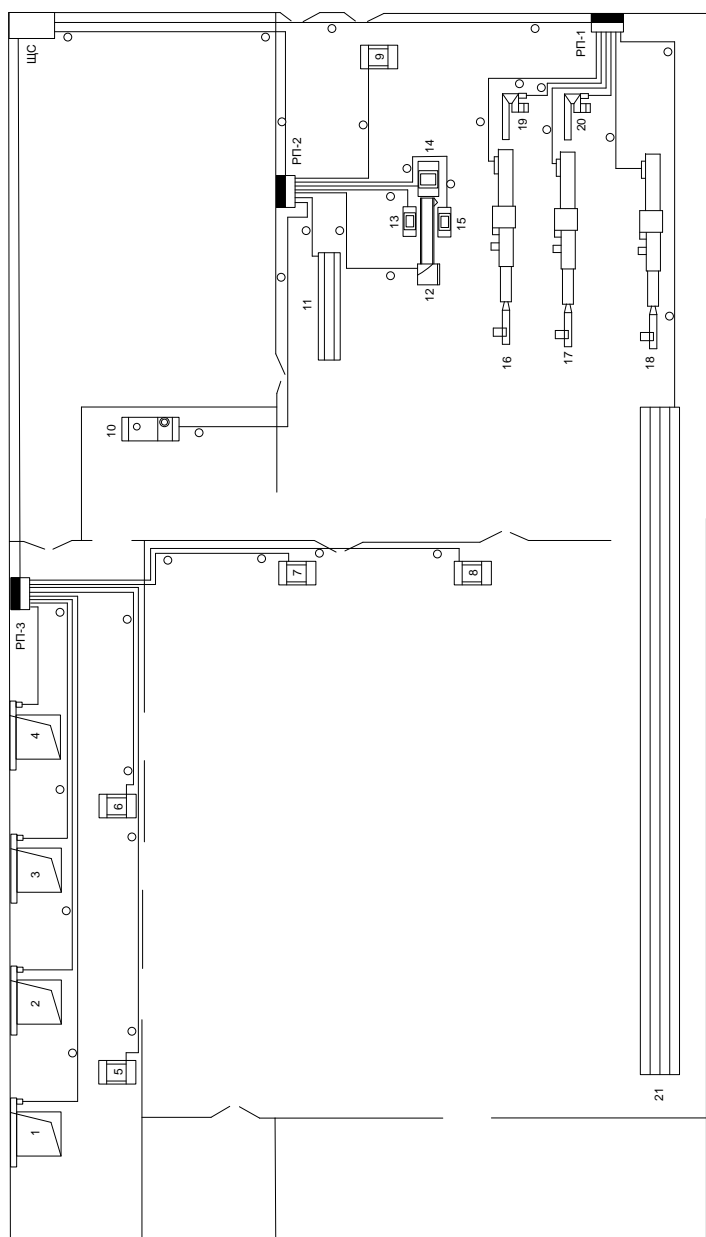


Додаток Б

Однолінійна схема електропостачання



План цеху

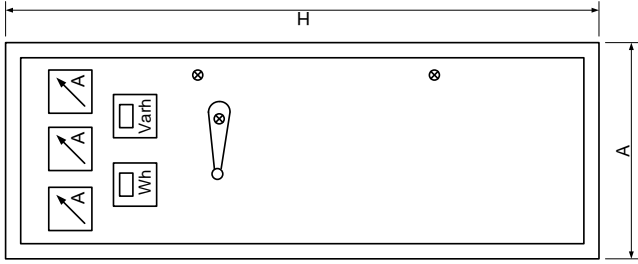
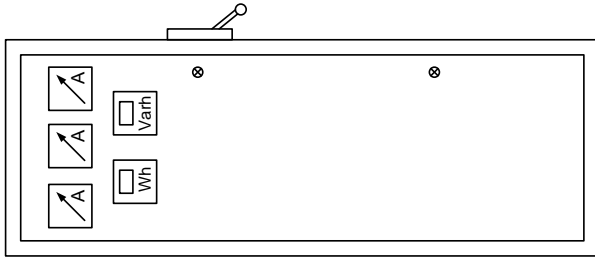
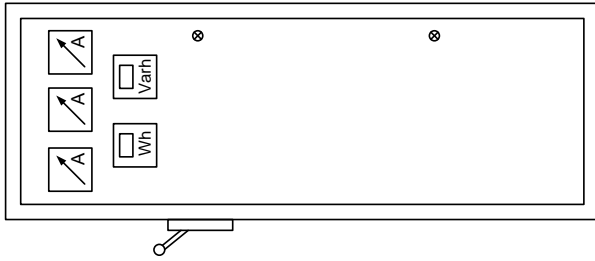
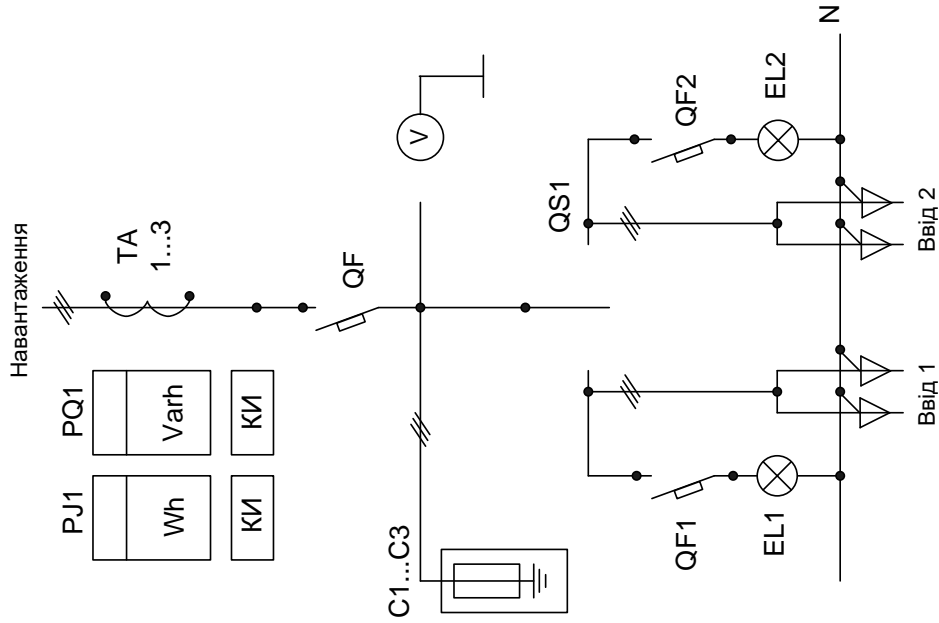


| № | Найменування крісла | Р _{кр} , кВт |
|--------|---------------------------|-----------------------|
| 1-4 | Виготовлення шпательних | 2,8 |
| 5-9 | Ваги кінця шпата | 10 |
| 10 | Морина машина | 15 |
| 11 | Пакувальний апарат Kollin | 31 |
| 12 | Машина об'єднувальна | 11 |
| 13, 15 | Пакувальна машина р1 | 14 |
| 14 | Пакувальна машина р2 | 8 |
| 16, 18 | Пакувальна машина р3 | 41 |
| 19-20 | Складар | 28 |
| 21 | Транспортер | 38 |

Розрахунково-монтажна таблиця

| ТТ | Землет | | | | Струмове/уча лінія | | | | Землет | | | | Розподільча лінія | | | | Електроприймачі | | | | Найменування приймача |
|-----|----------|-----|-------|------|--------------------|--------------|-----|-----|----------|---------|------|------|-------------------|----------------|--------------|-----|-----------------|-----|-------|-------------------------------|-----------------------|
| | Тип ант | Іс | Іср | Ісв | Спосіб проклад | Марка перера | Іср | Ісв | РП | Тип ант | Іс | Іср | Ісв | Спосіб проклад | Марка перера | Іср | Ісв | Ісв | Іср | Р. ном. кВт | |
| III | ВА-55-37 | 400 | 320 | 1600 | В повіт | АВВГ 2x4x185 | 310 | РП1 | ВА-51-33 | 100 | 1250 | 125 | 104,60 | В повіт | АВВ-41x160 | 120 | 52147 | 11 | 16418 | Пакувальна машина р3 | |
| | | | | | | | | | ВА-51-31 | 100 | 800 | 80 | 71,5 | В повіт | АВВ-41x180 | 85 | 37549 | 28 | 19220 | Слайсер | |
| III | ВА-55-37 | 160 | 160 | 480 | В повіт | АВВГ 2x185 | 310 | РП2 | ВА-51-31 | 100 | 315 | 31,5 | 29,79 | В повіт | АВВ-41x160 | 30 | 14806 | 10 | 9 | Вага вилізна | |
| | | | | | | | | РП1 | ВА-51-31 | 100 | 560 | 40 | 38,3 | В повіт | АВВ-41x180 | 39 | 19631 | 15 | 10 | Мийна машина | |
| III | ВА-55-37 | 160 | 160 | 480 | В повіт | АВВГ 2x185 | 310 | РП2 | ВА-51-31 | 100 | 1120 | 80 | 79,06 | В повіт | АВВ-41x180 | 85 | 398,8 | 31 | 11 | Пакувальний автомобіль Kolbin | |
| | | | | | | | | РП1 | ВА-51-31 | 100 | 315 | 31,5 | 29,09 | В повіт | АВВ-41x160 | 30 | 14944 | 11 | 12 | Машина об'єднувальна | |
| III | ВА-55-37 | 160 | 106,8 | 202 | В повіт | АВВГ 2x185 | 165 | РП4 | ВА-51-31 | 100 | 400 | 40 | 35,75 | В повіт | АВВ-41x180 | 39 | 178,75 | 14 | 13,15 | Пакувальна машина р1 | |
| | | | | | | | | РП1 | ВА-51-31 | 100 | 250 | 25 | 20,43 | В повіт | АВВ-41x160 | 21 | 102,14 | 8 | 14 | Пакувальна машина р2 | |
| III | ВА-55-37 | 160 | 106,8 | 202 | В повіт | АВВГ 2x185 | 165 | РП4 | ВА-51-31 | 100 | 125 | 12,5 | 10,01 | В повіт | АВВ-41x180 | 19 | 90,05 | 28 | 1,4 | Виробнича платформа | |
| | | | | | | | | РП1 | ВА-51-31 | 100 | 315 | 31,5 | 29,79 | В повіт | АВВ-41x160 | 30 | 14806 | 10 | 5-8 | Вага вилізна | |

Ввідно-облікова шафа



Умовні позначення

Характеристики ввідно-облікової шафи

| Модель шафа | Номинальний струм, А | Н, мм (висота) | А, мм (ширина) | В, мм (глибина) |
|-------------|----------------------|----------------|----------------|-----------------|
| ШВУ - 100 | 100 | 1800 | 400 | 400 |

PJ1 - Лічильник активної електроенергії

PQ1 - Лічильник реактивної електроенергії

TA 1...3 - Трансформатори струму

QF - Автоматичний вимикач

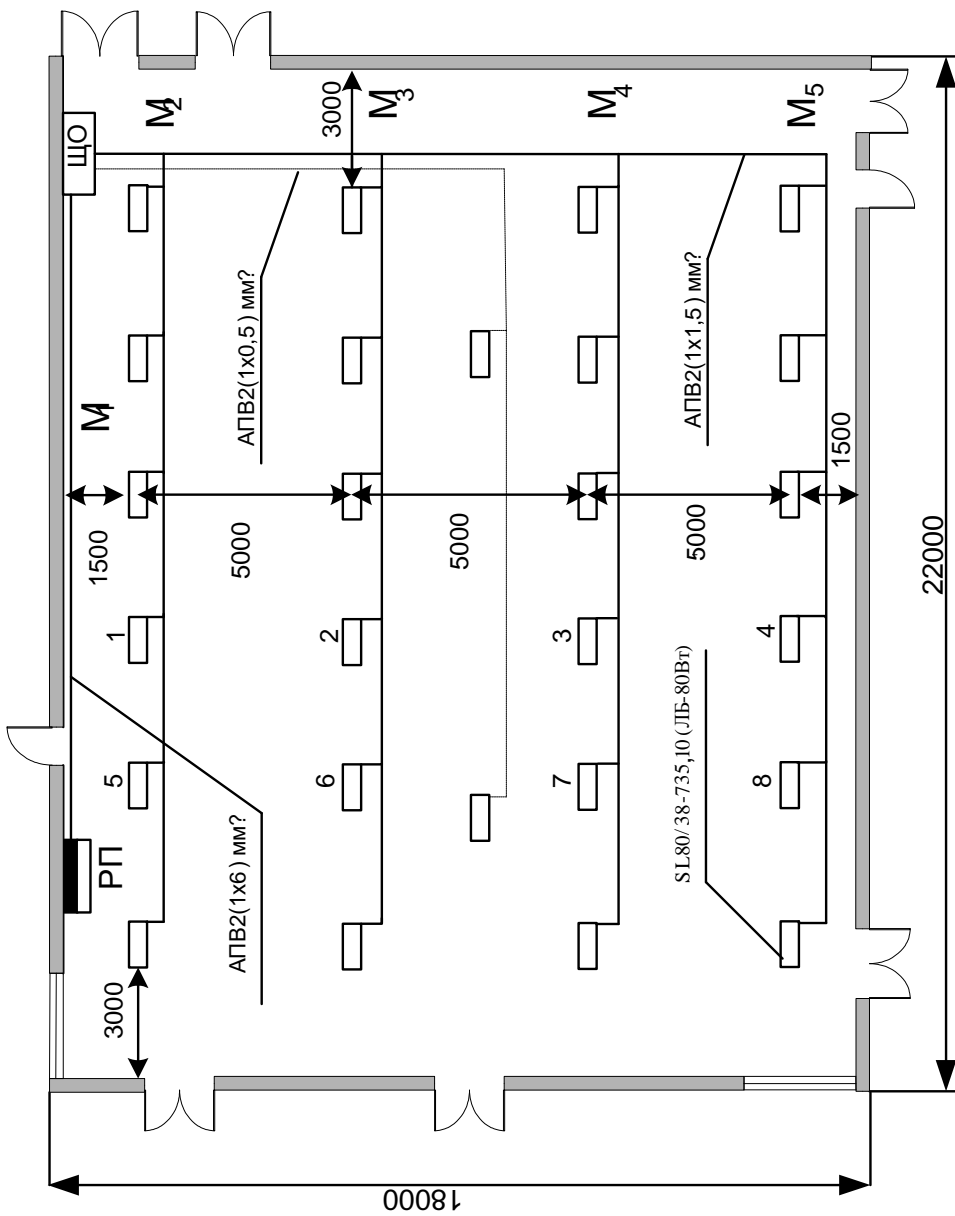
QF1..2 - Ввідні автоматичні вимикачі

C1...C3 - Розрядники

QS1 - Рубильник

EL1...EL2 - Сигнальні лампочки

Освітлювальна мережа пакувального цеху



Технічні параметри стабілізатора напруги СНАЗС-1000

Таблиця 1 - Технічні параметри стабілізатора СНАЗС-1000

| | |
|--------------------------|--|
| Назва | Стабілізатор напруги СНАЗС-1000 |
| Потужність | 1000000 ВА |
| Максимальне навантаження | 1000000 Вт при напрузі в мережі 380 В 700000 Вт при напрузі в мережі 300В 700000 Вт при напрузі в мережі 460 В |
| Вхідна напруга | 300...460 В |
| Вихідна напруга | 380 В \pm 1,5% |
| КПД | 98% при напрузі в мережі 380 В |
| Швидкість спрацювання | 0,2...0,5 с |
| Робоча температура | 5... +40 °С |
| Вихідний сигнал | Чиста синусоїда |
| Підключення | Гвинтові клемми |
| Принцип роботи | Електромеханічні автотрансформатори на кожній фазі, механічно зв'язані |
| Виконання | Шафове |
| Розміри | 1050x750x2200 мм |
| Вага | 2800,0 кг |



Рисунок 1 - Зовнішній вигляд стабілізатора напруги СНАЗС-1000

Дослідження добового графіка електричного навантаження

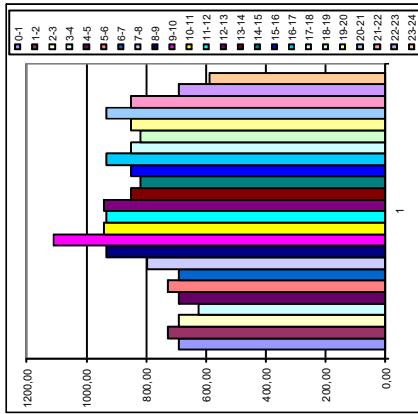


Рисунок 3.1 - Добовий графік електричного навантаження ТОВ «Інко- Фуд Бердичів»

ТОВ «Інко- Фуд Бердичів»

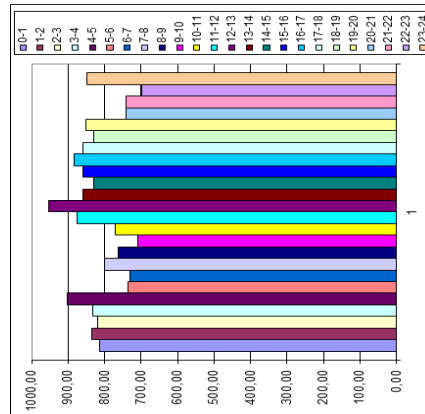


Рисунок 3.2 - Добовий графік електричного навантаження ТОВ «Інко- Фуд Бердичів» після зміни технологічного процесу.

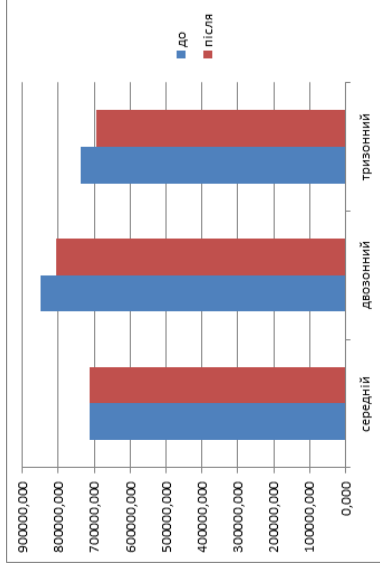


Рисунок 3.3 - Порівняння плати за електроенергію до та після вирівнювання графіка електричних навантажень.

| | Середній | Двотонний | Тризонний |
|--------------------|------------|------------|------------|
| До вирівнювання | 712043,832 | 850286,140 | 739324,257 |
| Після вирівнювання | 712043,832 | 806727,632 | 694109,775 |

Таблиця 3.3 - Порівняння плати за електроенергію до та після вирівнювання графіка електричних навантажень.

ОСНОВНІ ТЕХНІКО- ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ПІДПРИЄМСТВА

| Показники | Позначення | Величина показників | Одиниця вимірювання |
|---|------------|---------------------|---------------------|
| К-сть корисно спожитої ел.енергії | E_a | 1597180 | кВт·год. |
| Річне споживання ел.енергії із втратами | E | 1638447,372 | кВт·год. |
| Плата за електроенергію | Π_1 | 1769523,162 | грн. |
| Витрати на передачу і розподіл ел.ен. | C_{Π} | 242356,129 | грн. |
| Собівартість ел.енергії | S | 125,964 | коп/кВт·год |