

НУБІП України

КВАЛІФІКАЦІЙНА МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

02.03 – КМР. 175 “С” 01.02.2021. 051 ПЗ

ГРАБАРЧУКА АНДРІЯ БОРИСОВИЧА

2021 р.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ
УДК 621.311

ПОБОДЖЕНО ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Директор ННІ Енергетики, автоматички і енергозбереження Завідувач кафедри електропостачання ім. проф. В.М. Сидькова

Каплун В.В. Козирський В.В.
(підпис) (ПІБ) (підпис) (ПІБ)

“ ” 2021 р. 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: Управління електроспоживанням локального об'єкта на основі технології IoT
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва)

Освітня програма: Електричні мережі і системи
(назва)

Орієнтація освітньої програми: освітньо-професійна
(назва)
Гарант освітньої програми

д.т.н., професор Жильцов А.В.
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи
д.т.н., професор Каплун В.В.
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Виконав Грабарчук А.Б.
(підпис) (ПІБ студента)
КИЇВ – 2021

ЗАВДАННЯ

до виконання магістерської кваліфікаційної роботи
студенту **Грбарчуку Андрію Борисовичу**

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва)

Освітня програма: Електричні мережі і системи
(назва)

Орієнтація освітньої програми: освітньо-професійна
(назва)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: Управління електроспоживанням
локального об'єкта на основі технології IoT.

заверджена наказом ректора НУБіП України від 01 лютого 2021 р. №175 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру: 15 листопада 2021 р.

Вихідні дані до магістерської кваліфікаційної роботи: _____

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Моніторинг режимів електропостачання.
2. Обґрунтування заходів забезпечення надійності електропостачання.
3. Розробка заходів щодо підвищення енергоефективності електропостачання.
4. Модернізація існуючих електромереж.

Дата видачі завдання: 17 лютого 2021 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи:

Д.Т.Н., професор
(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Капун В.В.
(ПНБ)

Завдання прийняв до виконання:

(підпис)

Грбарчук А.Б.
(ПНБ студента)

Реферат

На кваліфікаційну магістерську роботу «Управління електроспоживанням локального об'єкта на основі технології IoT» Студента 6 курсу очної форми навчання, освітньої програми – електричні мережі і системи, спеціальності 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, кафедри електропостачання ім. проф. В.М. Синькова, навчально-наукового інституту енергетики, автоматики і енергозбереження, Національного університету біоресурсів і природокористування України – Трарарчука Андрія Борисовича.

Робота виконана під керівництвом доктора технічних наук, професора Капчуна Віктора Володимировича.

Кваліфікаційна магістерська робота складається із вступу, 6 розділів, висновків, списку використаних джерел. Робота представлена на 78 листках друкованого тексту, містить 14 таблиць та 7 рисунків.

Метою даної роботи є розробка системи управління електроспоживанням локального об'єкта – підприємства, машинобудівного заводу із застосуванням технології Інтернету речей (IoT).

Розрахунок управління електроспоживанням проводився із дотриманням принципів формування енергетичного балансу підприємства та всебічного аналізу технічної платформи і програмно-апаратних засобів локального об'єкта. Проведені розрахунки управління рівнями електроспоживання підприємства дозволили вибрати електричне устаткування для головної понижувальної підстанції (ГПП) у складі:

- 2 трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення ТМН-4000/110 кВ номінальною потужністю 4000 кВА кожен;
- 2 комплектні конденсаторні установки ККУ УКЛ 56-10,5-900 УЗ потужністю 900 кВАр кожна;

Крім того, для 5 цехових підстанцій, що займаються різними видами діяльності і мають різні об'єми електроспоживання, на підставі проведених розрахунків, було вибрано:

8 трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення ТМЗ, номінальною потужністю 160, 630, 1600 кВА;

10 комплектних конденсаторних установок ККУ УКРМ номінальною потужністю 140, 360, 440, 500 кВАр.

На підставі обґрунтованих розрахунків визначено марки і переріз струмопровідних жил кабелів електричної мережі напругою 10 кВ та електричні апарати з відповідними технічними характеристиками для максимально ефективного електроспоживання нашого локального об'єкта.

Ефективність управління контролем якості енергоспоживання підприємства на основі технології IoT досягнуто за рахунок контролера фірми Siemens серії SICAM A8000, який монтується безпосередньо у шафу телемеханіки, і його конфігурація здійснюється на підставі сучасного програмно-технічного забезпечення Toolbox II встановленого на промисловому комп'ютері SIMATIC.

Загалом, використання локального НМІ (людина-машинного інтерфейсу), основою якого є персональний комп'ютер SIMATIC та операційна система Microsoft Windows 10, з встановленим програмно-технічним забезпеченням Toolbox II, дозволить здійснювати управління та постійний контроль у режимі реального часу.

Результати проведеної роботи доводять широкі можливості використання технології IoT в управлінні усіма процесами енергетичного забезпечення локального об'єкта та невичерпні і різноманітні перспективи наступних удосконалень існуючого та створення і запровадження нового, ще перспективнішого у галузі енергетики.

Ключові слова: регулярний моніторинг електроспоживання, ефективне електроспоживання, управління локальною мережею, технологія Інтернет речей (IoT), енергетична безпека, оптимальна автоматизація процесів.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1.ОСОБЛИВОСТІ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЛОКАЛЬНОГО ОБ’ЄКТА	10
1.1. Принципи формування енергетичних балансів локальних об’єктів	10
1.2. Енергоінформаційне забезпечення програмно-апаратних засобів управління електроспоживанням локальних об’єктів.....	11
1.3. Аналіз технічної платформи для управління електроспоживанням локального об’єкта.....	13
РОЗДІЛ 2.СУЧАСНИЙ ДОСВІД ВИКОРИСТАННЯ ІНТЕРНЕТУ РЕЧЕЙ В ЕНЕРГЕТИЦІ.....	16
2.1. Визначення та опис принципу функціонування технології на основі Інтернету речей.....	16
2.2. Особливості використання технології IoT для управління енергоспоживанням.	18
2.3. Огляд функціональних можливостей технології Інтернету речей для управління енергоспоживанням локальних об’єктів.....	19
РОЗДІЛ 3.ОБГРУНТУВАННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ПІДСТАНЦІ ЯК СКЛАДОВОЇ МОНИТОРИНГУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ЛОКАЛЬНОГО ОБ’ЄКТА.....	22
3.1. Локальна система моніторингу SAS	22
3.2. Структура та функціональний опис системи.....	23
3.4. Аналіз існуючого програмно-технічного забезпечення для управління енергоспоживанням. Програмне забезпечення Sicam SCC	24
3.5. Характеристика та обґрунтування використання масиву інформації в SICAM RTU.....	24
3.5.1. Особливості побудови масиву даних SICAM RTU.....	24
3.5.2. Особливості побудови масиву даних НМІ.....	25
РОЗДІЛ 4.КОМПЛЕКС ОСНОВНИХ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ КОМПАНІЇ SIEMENS ДЛЯ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ ЛОКАЛЬНИХ ОБ’ЄКТІВ.....	27
4.1. Контролер RTU Siemens серії SICAM A8000	27
4.1.1. Типи модулів пристроїв Siemens серії SICAM A8000.....	29
4.1.2. Характеристики пристрою. Інтерфейси зв’язку та протоколи.....	30
4.2. Промисловий комп’ютер SIMATIC	33

4.3. Шафа телемеханіки SAS	34
РОЗДІЛ 5. РОЗРАХУНОК РІВНІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТА	35
5.1. Визначення розрахункових навантажень споживачів	35
5.2. Визначення розрахункового навантаження загального електричного освітлення цехів локального об'єкта	37
5.2.1. Визначення розрахункового навантаження компресорної станції	39
5.3. Визначення розрахункового навантаження підприємства	40
5.4. Вибір кількості і потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції	43
5.6. Вибір кількості і потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій	46
5.7. Вибір потужності компенсуючих пристроїв у системі електропостачання підприємства	49
5.7.1. Розрахунок реактивної потужності компенсуючих пристроїв споживачів електричної енергії підприємства	49
5.7.2. Розрахунок потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 0,4 кВ	49
5.7.3. Розрахунок потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 10,5 кВ	52
5.8. Розробка схеми електропостачання підприємства	52
5.8.1. Схеми внутрішнього електропостачання напругою 10 кВ	53
5.9. Вибір марок і перерізів струмопровідних жил кабелів електричної мережі напругою 10 кВ	55
5.9.1. Вибір перерізу провідників за нормальним режимом	55
5.9.2. Перевірка перерізу провідників за максимальним режимом	61
5.10. Вибір електричних апаратів в електричній мережі напругою 10 кВ	65
5.10.1. Умови вибору і перевірки електричних апаратів	65
РОЗДІЛ 6. РЕАЛІЗАЦІЯ ПРОГРАМНО-ТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ ДЛЯ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТА З ВИКОРИСТАННЯМ ПРОДУКЦІЇ КОМПАНІЇ SIEMENS	72
ВИСНОВКИ	75
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	77

ВСТУП

Ми живемо у час коли людська цивілізація споживаючи великі об'єми електроенергії, постійно змушена вдосконалювати, шляхом модернізації, уже існуючі енергосистеми, а також шукати нові способи та джерела поновлювальних енергетичних ресурсів. Ці пошуки багатогранні і відбуваються дуже стрімко.

Крім того, змінюються пріоритети у виборі певних джерел електроенергії, методів її генерації, способів її передачі й розподілу. Виробництво електроенергії стає все більш децентралізованим, і як результат – виникнення певних складнощів при керуванні мережею. Сьогодні, як ніколи, актуальне питання передових продуктів і послуг, які охоплюють весь енергетичний ланцюг. Зокрема, необхідне комплексне та ефективне портфоліо фізичних і цифрових технологій, продуктів і рішень, які забезпечили б безпечний енергетичний максимум у будь-якій галузі.

Забезпечення стабільного і якісного електроживлення є головним завданням для кожного оператора електричних мереж. Для цього створюються потужні та розгалужені електричні системи, що складаються з електростанцій, устаткування трансформування параметрів і розподілу електроенергії, внутрішньо-системні та міжсистемні зв'язки, а щоб виключити зміни якості електроенергії та порушення робочих режимів, на всіх рівнях напруги, необхідне впровадження засобів моніторингу мереж і систем контролю і автоматизації та цифровізації.

Системи електропостачання передають та розподіляють електричну енергію по всіх електроприймачах, забезпечують необхідну потужність, надійність електропостачання, нормовані межі зміни показників якості електричної енергії, задовольняють умови безпечної експлуатації, економічності та мають надійне керування.

Щоб електропостачання було надійним, якісним та економічним, необхідно здійснити потрібні розрахунки як системи в цілому, так і окремих її елементів, обґрунтувати вибір електричного устаткування. А це, в свою чергу,

вимагає використання накопиченого досвіду, організації пошуку ефективних технічних рішень, проведення необхідних розрахунків.

Завдання кваліфікаційної магістерської роботи полягає в організації управління електроспоживанням локального об'єкта на основі технології IoT (Інтернету речей) на основі застосування сучасного, високоефективного, надійного в експлуатації устаткування, сукупність параметрів якого, відповідає усім необхідним вимогам.

Метою даної кваліфікаційної магістерської роботи є розробка системи управління електроспоживанням локального об'єкта – підприємства, машинобудівного заводу, яка повинна забезпечити споживачів електричною енергією відповідної якості та у необхідній кількості при заданій надійності електропостачання з засвоєнням основних знань, способів та методів даної розробки у відповідності до сучасних норм та правил.

Робота щодо управління електроспоживання локального об'єкта – промислового підприємства – машинобудівного заводу включає в себе такі основні складові етапи:

1. Дослідження можливості управління електроспоживанням локального об'єкта.
2. Розробка заходів щодо підвищення енергоефективності електропостачання.
3. Вибір підетанційного контролера та методу його конфігурації.
4. Розрахунок рівнів електроспоживання локального об'єкта. Вибір електричного устаткування.
5. Реалізація програмно-технічного комплексу для управління енергоспоживанням локального об'єкта з використанням продукції компанії Siemens.

РОЗДІЛ 1

ОСОБЛИВОСТІ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ ДЛЯ
ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТА

1.1. Принципи формування енергетичних балансів локальних об'єктів

Наразі, однією з важливих проблем розвитку економіки країни є пошуки методів зменшення споживання енергетичних ресурсів. На цей час, поновлювальні джерела енергії стали системоутворюючим елементом для комбінованих систем електроживлення. Аналіз фактичних даних про таке енергоспоживання проводиться у режимі реального часу і це, в свою чергу, частково ускладнює прийняття управлінських рішень. Тому, як варіант вирішення, на практиці застосовується інноваційний підхід до управління навантаженням на стороні попиту, тобто динамічне управління енергоспоживанням.

Це передбачає використання енергоменеджменту – традиційних принципів керування енергоспоживанням, на усіх етапах розподілу енергоносіїв, які є у відповідному технологічному процесі, поєднуючи їх в одне ціле, щоб одночасно керувати попитом і головне – знизити пікове навантаження. Все це можливо за умови поєднання інтелектуальних пристроїв і енергоресурсів через засоби управління та комунікації.

Найчастіше на локальному об'єкті система динамічного управління енергоспоживанням складається з таких компонентів [1]:

- «розумні» джерела енергії, з'єднані в енергетичний модуль;
- «розумні» і енергоефективні пристрої кінцевого споживання енергії;
- інтелектуальна система управління енергозабезпеченням;
- адаптивна архітектура інтегрованих комунікацій.

Слід пам'ятати, що струмоприймачі, засоби управління і сценарії реагування на попит залежать від технічних можливостей генерації власними

джерелами енергії безпосередньо локального об'єкта, тобто використання поновлювальних джерел енергії, які є альтернативним енергетичним ресурсом.

Підсумовуючи вищенаведене, можна зазначити, що методи побудови комбінованих систем електроживлення з різними джерелами енергії базуються на системі теоретично обґрунтованих процедур, які мають на меті підвищення енергетичної ефективності електроспоживання локальним об'єктом. Функціонування систем з традиційними і поновлювальними джерелами вимагає упорядкування її будови та алгоритмів роботи за чітко визначеними параметрами для формування енергетичного балансу з мінімальною вартістю електричної енергії [1].

Даний підхід є предметом загальної стратегії енергоменеджменту окремих об'єктів, при цьому стратегія споживання електричної енергії повинна бути реалізована шляхом погодження попиту і пропозиції. Баланс між власно виробленою енергією і споживанням у розумній електричній мережі повинен досягатись за допомогою дотримання відповідних правил, що забезпечують максимальний результат енергобалансу відновлювальних джерел [1].

1.2. Енергоінформаційне забезпечення програмно-апаратних засобів управління електроспоживанням локальних об'єктів

Диференційовані тарифи на електроенергію у добовому та сезонному розмежуванні на практиці застосовуються через впровадження «різноманітного» графіка споживання електричної енергії [1]. І цей процес є дуже дієвим методом управління попитом на електроенергію, хоча й вимагає чіткого аналізу вартісних показників очікуваних системних ефектів, в тому числі співвідношення дохідності самих енергетичних компаній та зниження попиту на електричну енергію у пікові періоди.

Зростання попиту на електричну енергію викликає ріст цін і як наслідок не тільки зростає частина поновлювальних джерел енергії у загальній структурі генерації, але й паралельно створюються усі необхідні передумови для

підвищення енергоефективності функціонування мереж окремих об'єктів шляхом раціонального використання енергетичних ресурсів [2].

В Україні масово застосовуються мережеві сонячні електростанції зі встановленою потужністю не більше 30 кВт, які генерують такий об'єм електричної енергії, якого вистачає не тільки на електроживлення самих об'єктів, але й дозволяє продавати надлишки виробленої енергетичної енергії у енергосистему за зеленим тарифом.

Функціонування таких мікроенергетичних мереж локальних об'єктів обумовлена підключенням до мережі низької напруги джерел розподіленої генерації, накопичувачів електричної енергії і засобів контролю навантаження у мережі. Зокрема технологія Smart Grid передбачає тісний зв'язок між централізованими і розподіленими (децентралізованими) генеруючими пристроями. Що забезпечується інтегрованими розподільчими мережами. У той же час, споживачі зможуть формувати свій попит за допомогою створення графіка навантаження у режимі реального часу і за реальною ціною електроенергії [3]. В цілому застосування такої розумної мережі задовольняє споживчий попит та підвищує виробництво електричної енергії.

Управління електроспоживанням представленого локального об'єкта відбуватиметься на принципах, заснованих на поєднанні інтегрованої комунікаційної інфраструктури з інтелектуальним алгоритмом, які працюватимуть збалансовано. В реальності до складу інтегрованих інтелектуальних систем управління входять високотехнологічні засоби комунікації та керування розподіленою генерацією і «розумні» кінцеві пристрої, що дозволяють здійснювати постійний моніторинг рівнів електроспоживання і на основі цього приймати оптимальні для локального об'єкта управлінські рішення.

Безперечно, розвиток даних систем передбачає поступове збільшення ряду максимально раціональних задач, які будуть реалізовані у режимі реального часу та з врахуванням невеликого інтервалу між моніторингом, прогнозуванням та подальшим практичним виконанням. При цьому, оперативний персонал

здійснюватиме управління шляхом використання диспетчерсько-технологічних функцій через адаптивне програмне забезпечення, яке чітко відображає фактичний стан об'єкта та поточний контрольований параметр з можливістю вибору керуючих впливів (застосування певних команд, режимів, завдань) [1].

Слід зазначити, що головне завдання управління електрозабезпеченням локального об'єкта у нормальному режимі роботи полягає у зниженні пікового навантаження з врахуванням максимального перерозподілу його частини у інший проміжок часу, з пріоритетом застосування, у період достатньої генерації відновлюваними джерелами енергії, або у час зміни попиту, коли відбудеться перерозподіл графіка електроспоживання.

1.3. Аналіз технічної платформи для управління електроспоживанням локального об'єкта

Складність проектування систем електрозабезпечення з різномірними джерелами полягає не тільки у труднощах визначення обсягів генерації відновлюваними джерелами, які мають випадковий характер, але й у постійно змінному у часі попиті на електричну енергію. Тому структурна конфігурація та ефективне управління комбінованими системами електроживлення з декількома джерелами мають базуватись на співставленні реального попиту і можливостей динамічного планування енергоспоживання у режимі реального часу. Для ефективного використання відновлювальних та традиційних джерел в даній роботі запропонований підхід розв'язання завдання управління електроспоживанням на основі узгодження власного виробництва електроенергії та попиту на рівні мікроенергетичної системи, що створює передумови для реалізації практичних засад енергетичного менеджменту локального об'єкта.

За результатами дослідження встановленні закономірності впливу поточної вартості електроенергії комбінованих систем електроживлення на формування графіка навантаження локального об'єкта, шляхом узгодження генерації різномірними джерелами та планування енергоспоживання шляхом

використання фільтра динамічного оцінювання вартості електроенергії, що призводить до суттєвого зниження витрат на електрозабезпечення і дозволяє оптимізувати сценарії процесів «генерація-попит» з урахуванням, насамперед, пікових та напівпікових періодів. Отримана інформація про визначену динамічну вартість електроенергії для обраного інтервалу (періоду) часу та реалізація відповідних диспетчерсько-технологічних функцій дозволить виробляти автоматизовану інтелектуальною системою оперативні рішення з урахуванням належності до певного цінового виду моделі та забезпечить користувачу поточний контроль за формуванням власного графіку навантаження [1]. Також ця обставина підвищить мотивацію користувача щодо такої оптимізації, оскільки енергетичне балансування комбінованих систем електроживлення призведе до суттєвого зменшення витрат на електрозабезпечення локального об'єкта.

Таким чином, широке впровадження комбінованих систем електроживлення з різномірними (традиційними та відновлюваними) джерелами енергії потребує комплексного підходу оптимізації на основі поточної вартості електроенергії у реальному часі. Обґрунтованість і достовірність результатів, висновків та рекомендацій для конкретного локального об'єкта повинні базуватися на коректному використанні даних, одержаних шляхом статистичного моделювання, що як наслідок, суттєво зменшить енергетичні і ресурсні витрати [1].

Мережеві користувачі, як правило, не завжди мають чітке уявлення про загальні об'єми свого споживання – а саме, скільки енергії вони використовують і на які потреби. Така інформація у перспективі дозволить приймати відповідні рішення змінюючи при цьому способи і структуру споживання та спонукатиме охоче інвестувати у заходи енергоефективності. Через це, на часі забезпечення споживача достовірною інформацією про енергоспоживання у режимі реального часу з подальшим використанням науково-методичних розробок відносно оцінки її впливу на поведінку цього ж таки користувача [2].

Наявність аккаунта користувача, як центрального модуля системи, є обумовленою необхідністю формування адекватного співвідношення щодо розвитку можливого сценарію споживання електричної енергії з можливістю надання використання цієї функції користувачу.

Для розподіленого управління енергетичними ресурсами локального об'єкту, може бути як частина внутрішньої інфраструктури система Smart Energy, що може використовувати веб-сервіси на платформі IoT (Internet of Things) для інтеграції АСУ з існуючими ІТ-системами [1]. Застосування даної розподіленої архітектури вимагає ретельного узгодження як структури, так і процесів, що будуть у ній відбуватись.

Модуль обчислювання системи має бути налаштований на автономне управління та обслуговування процесів регулювання/керування електроспоживанням в енергетичному модулі локального об'єкта з декількома джерелами живлення.

Гарним прикладом для застосування у технічній платформі, яка здійснює управління електроспоживанням локального об'єкта, є інтелектуальні системи з можливістю реалізації диспетчерсько-технологічних функцій. Наразі розглядається диспетчерсько-технологічне управління режимом роботи локального об'єкта з моніторингом стану поточного режиму і управлінням підстанції, що вирішує такі основні завдання:

- збір і первинна обробка значень технологічних величин;
- збір даних з присвоєнням мітки часу про положення комутаційних апаратів, стану технологічних захистів, сигналів про технологічні порушення та діагностичної інформації з особливо важливого обладнання;
- передача всієї зібраної інформації в систему верхнього рівня АСДУ.

Важливим моментом є погодження щодо функціонування компонентів системи, формування їх детальних індивідуальних аккаунтів з врахуванням їх функціональних можливостей та взаємодії один з одним.

РОЗДІЛ 2

СУЧАСНИЙ ДОСВІД ВИКОРИСТАННЯ ІНТЕРНЕТУ РЕЧЕЙ В ЕНЕРГЕТИЦІ

2.1. Визначення та опис принципу функціонування технології на основі Інтернету речей

Інтернет речей або IoT (англ. Internet of Things), або Мережа мереж – це мережа фізичних об'єктів, що мають вбудовані технології, які дозволяють здійснювати взаємодію з зовнішнім середовищем, передавати відомості про свій стан і приймати дані ззовні [4].

Працює це наступним чином: пристрої системи встановлюють зв'язок з пристроями, що передають дані в серверну інфраструктуру онлайн, а дана інфраструктура обробляє отримані дані і передає інструкції як пристроям, так і людям.

Функціонування Інтернету речей характеризується підключенням величезної кількості пристроїв, які здійснюють автоматизовану обробку даних без втручання людини [5]. Головне – це реалізація транспортної функції: інтеграція комп'ютерних мереж, окремих користувачів і центрів обробки даних.

Наразі, IoT-пристрої комунікують з пристроями, що мають можливість взаємодії з різними системами телеконтролю і телеметрії, реалізованими у вигляді хмарних та онлайн-сервісів організованими через IP-з'єднання.

Протокол IoT – це набір правил взаємодії, коректної та ефективної роботи пристроїв Інтернету речей, що реалізуються за допомогою установки певного програмного забезпечення, а також визначення характеристик складу учасників обміну інформацією. Кожному учаснику мережі (або групі учасників) присвоюється відповідна IP-адреса (постійна або тимчасова (динамічна)).

З огляду на широту поширення розумних об'єктів і зростаючу складність цілеспрямованих атак, не дивно, що підвищена увага при розробці протоколів приділяється безпеці. Заходи безпеки можна розділити на чотири області

підключення, ідентифікація, шифрування переданого трафіку і безпека додатків. Збереження цілісності та конфіденційності даних досягається за допомогою шифрування для аутентифікації та збереження цілісності повідомлень. Процедура передбачає підтвердження даних користувачів і ліквідність використовуваних сертифікатів, що досить складно реалізувати в глобальному масштабі, тому виробники часто жорстко вбудовують облікові дані в програмно-апаратний комплекс [6].

Основу Інтернету речей складають три компоненти: засоби ідентифікації; засоби вимірювання; засоби передачі даних. Розглянемо детальніше кожен з них:

засоби ідентифікації дозволяють розрізнити за унікальним ідентифікатором кожен об'єкт фізичного світу, який бере участь в Інтернеті речей. Навіть якщо цей об'єкт буде не підключений до мережі, все одно мережа здатна його розпізнавати;

- засоби вимірювання забезпечують перетворення інформації про зовнішнє середовище в дані, придатні для передачі їх засобам обробки. При чому ці засоби мають працювати автономно за рахунок засобів альтернативної енергії (сонячні батареї і т.п.), щоб не витратити час і кошти на підзарядку акумуляторів або заміну батарей;

засоби передачі даних побудовані таким чином, щоб усі процеси відбувалися чітко і злагоджено відзеркалюючи реальний стан усієї системи і для передачі інформації використовуються сучасні технології.

Треба сказати, що на фізичному рівні глобальна мережа має досить статичний характер і змінюється в основному кількісно за рахунок збільшення пропускної здатності каналів зв'язку і каналотворюючого обладнання. Сьогодні, будуючи сучасні мережі, чітко враховується як традиційний інфраструктурний рівень передачі даних (за допомогою маршрутизаторів і комутаційного обладнання) так і рівень якісного контролю. При чому в умовах постійних змін розмежування функцій передачі та управління веде до віртуалізації інфраструктури мережі та збільшення використання централізації в

управлінні ресурсами. Такий підхід використовується в дата-центрі при побудові хмарних сервісів, в корпоративних мережах і мережах провайдерів.

2.2. Особливості використання технології IoT для управління енергоспоживанням

Щоденно велика кількість користувачів потребує задоволення своїх енергетичних потреб, вони різнобічні, тому все більша кількість пристроїв підключається до електромереж і така децентралізація ускладнює роботу в електромережах. Електричні мережі мають постійно знаходитись у рівновазі, бо дисбаланси у них викликають серйозні наслідки у вигляді втрат чи перебоїв з електропостачанням.

До того ж, слід враховувати фактор синхронності, так як системи збереження акумулюють енергію в мережі. Щорічно збільшується виробництво «зеленої» енергії, яка також передбачає врахування певних особливостей її виробництва та використання. Це все у сукупності вимагає балансування між централізованими і децентралізованими джерелами енергії, щоб вони могли бути об'єднані для створення віртуальних енергетичних систем. Тому для енергетичного сектору вкрай важливо запроваджувати нові технології, такі як IoT.

Мета впровадження технології Інтернету речей в енергетиці полягає у підвищенні прозорості та ефективності усіх робочих процесів та оптимізації споживання електричної енергії. Досягнення її можливе шляхом застосування Інтернету речей у двох основних напрямках:

- зниження споживання енергетичних ресурсів;
- чіткий контроль технічного стану обладнання з метою проведення своєчасного технічного обслуговування та запобігання аварійним ситуаціям.

Система дистанційного керування в електроенергетиці дозволяє стежити за станом мереж онлайн, зберігати дані про хмарні сервіси, визначати ступінь

ризиком подальшої експлуатації об'єкта і необхідність екстреного втручання ремонтно-сервісних служб. Впровадження IoT-технологій у енергетичному секторі дозволить підвищити ефективність галузі на всіх її етапах, оптимізувати витрати та стимулювати розвиток відновлювальних джерел енергії.

У енергетичній галузі вже існує ряд цифрових технологій: це «розумні» мережі, реакція на попит і різні користувацькі додатки, які допомагають керувати споживанням енергії. Нові технології дозволять значно знизити втрати при передачі електричної енергії від генератора до споживача, примножити надійність електропостачання, оптимально перерозподілити енергетичні потоки, тим самим зменшивши пікові навантаження. Це дозволить кінцевому споживачеві взяти участь у процесі передачі та продажу електроенергії, що перенесе її в клас активних споживачів.

Розумна мережа дозволяє інтегрувати різні об'єкти генерації електроенергії, в тому числі на основі відновлюваних джерел енергії, і розподіленої генерації.

Але треба наголосити, що сьогодні швидкому та широкому запровадженню Інтернету речей в енергетиці, перешкоджають такі чинники як: відсутність єдиного протоколу і загальноприйнятих стандартів взаємодії між IoT-пристроями; відсутність широкого кола кваліфікованих спеціалістів з практичним досвідом у даній технології; використання застарілого та зношеного обладнання на багатьох підстанціях; психологічне небажання суспільства приймати нові технології, які контролюватимуть його життя 24/7.

2.3. Огляд функціональних можливостей технології Інтернету речей для управління енергоспоживанням локальних об'єктів.

Великий потенціал Інтернету речей спостерігається при впровадженні систем аналізу енергоспоживання на локальних об'єктах, мова йдеться про системи, що дозволяють вчасно виявити поломки (невідповідності) у мережі та повідомити про дану подію користувача. Загалом за акаунтом користувача

можна судити про стан робочого обладнання та своєчасно вживати заходів що дозволять здійснити економію енергетичних ресурсів.

Рішення на базі IoT в енергетичному секторі сприяють появі «розумних» електростанцій, здатних ефективно контролювати і управляти основними робочими процесами в повністю автономному режимі за допомогою інструментів збору та аналізу даних.

Функціонально технологія Інтернету речей в управлінні енергоспоживанням локальних об'єктів передбачає створення наступних переваг [7]:

1) Постійно наглядаючи у якому стані перебуває обладнання (регулярний моніторинг) та за потреби знижуючи навантаження на мережу – наближає рівень відмови обладнання до мінімального, зменшує кількість небезпечних поломок. І що вкрай важливо, автоматичне виявлення несправності мережі дає миттєвий сигнал на проведення необхідного ремонту.

2) Прямий збір інформації з «розумних» датчиків – зменшує додаткові витрати та економить кошти користувачів, а значить забезпечує очікуваний дохід компанії у повному обсязі.

3) Завдяки постійному ціле-направленому контролю виявлені помилки швидко виправляються, що сприяє підвищенню якості усіх наданих послуг.

4) На вітрових або сонячних станціях, де оператор здійснює контроль за великою кількістю однакового енергетичного устаткування, шляхом спрощення та систематизації підвищується ефективність роботи станції в цілому.

5) Кінцеві користувачі через впровадження цифрових технологій мають можливість дистанційно управляти власним споживанням енергії і повертати зайву (невикористану) енергію назад в мережу.

6) Через використання хмарних технологій відбувається аналіз даних і безпечна передача їх на відстані між пристроями без впливу людини, тобто знижується ризик так званого «людського фактору».

7) Прогнозування отримання енергії з різних розподілених джерел живлення – від великих АЕС до домашніх установок ВДЕ дозволяє застосовувати диференційоване ціноутворення на електроенергію, що підвищує рентабельність енергогалузі в цілому.

Економити енергію за допомогою технологій Інтернету речей можна всім учасникам ринку: виробничим компаніям, мережевим компаніям і кінцевим споживачам – комерційним підприємствам і приватному сектору. Генеруючі компанії (виробники електроенергії) вже використовують IoT-технології – різні датчики IoT збирають інформацію про стан обладнання, а програмні платформи аналізують ці дані для зниження ризиків в енергетичному секторі, прогножуючи знос обладнання і розраховуючи ефективність ремонтів. Датчики на електричних розподільних мережах дозволяють операторам ефективно розподіляти навантаження, приймати показники дистанційно, швидко реагувати на аварії – до виникнення критичних проблем [8]. Однак найбільший ефект оптимізації енергосистеми за допомогою IoT можна досягти на рівні кінцевих користувачів.

У цілому, програмно-апаратні комплекси, локальні автоматизовані системи управління для моніторингу електроспоживання локального об'єкта, на основі технологій Інтернету речей, дозволять передбачати втрати енергетичних ресурсів у мережі, та забезпечуватимуть стабільність електропостачання.

Головне в Інтернеті речей – це компактні датчики і пристрої управління для реальних об'єктів, а також реальні сценарії згідно яких ці пристрої будуть взаємодіяти один з одним щоб покращити життя людини.

НУБІП України

РОЗДІЛ 3

ОБҐРУНТУВАННЯ СИСТЕМИ ТЕЛЕМЕХАНІКИ ПІДСТАНЦІЇ ЯК СКЛАДОВОЇ МОНІТОРИНГУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТА

Функціональний опис системи управління поточним станом охоплює систему автоматизації підстанції (Substation Automation System – SAS). Ця система складається з елементів компанії SIEMENS серії SICAM і складається з продуктів SICAM RTU та SICAM SCC. За допомогою цих продуктів система забезпечує локальну систему моніторингу підстанцією та передачу даних на АСДУ верхнього рівня.

3.1. Локальна система моніторингу SAS

SAS призначена для забезпечення диспетчерського контролю поточного стану головної схеми підстанції, моніторингу стану поточного режиму та управління підстанцією і вирішує наступні основні завдання:

Система SAS – це розподілена архітектура трьох рівнів.



Рис. 3.1. Архітектура системи SAS

Система складається з наступних основних компонентів:

- RTU (SICAM SCC A8000) для автоматизації та контролю технологічного процесу;
- робоча станція HMI (SICAM SCC) для управління та постійного нагляду через два монітори.

RTU відповідає за збір дискретних сигналів від комутаційних апаратів та пристроїв електричних вимірювань, а також забезпечує видачу телемеханіки на верхній рівень по протоколу IEC 60870-5-104.

Обладнання системи підключається до мережі ПС через мережеве обладнання.

3.2. Структура та функціональний опис системи

SAS забезпечує наступні функціональні вимоги:

- відображення актуальних даних статусу первинного обладнання;
- ручний ввід даних статусу первинного обладнання;
- відображення актуальних вимірювальних величин (U, I, P, Q, cosφ, f);
- ручна заміна значень вимірювальних величин;
- відображення журналу подій;
- відображення журналу аварій;
- відображення вимірювальних величин та відображення графіків;
- друк;
- архівація даних;
- функціонал оператора;
- керування доступом на основі надання ролей;
- послідовність подій у хронологічному порядку;
- управління розподіленою базою даних;
- конфігурування;
- функції тестування та діагностики системи;
- управління архівами.

3.4. Аналіз існуючого програмно-технічного забезпечення для управління енергоспоживанням. Програмне забезпечення Sicam SCC

SICAM SCC – це людино-машинний інтерфейс для системи телемеханіки, що забезпечує візуалізацію технологічного процесу на робочому місці користувачу [9].

SICAM SCC базується на системі SIMATIC WinCC. Сумісність із SIMATIC WinCC дозволяє бути SICAM SCC як доповнення разом із SIMATIC WinCC на одному комп'ютері [10]. Це дає можливість інтегрованого системного рішення для візуалізації та контролю промислових виробничих процесів з використанням пристроїв автоматизації SIMATIC.

Бібліотека графічних об'єктів SICAM включає в себе об'єкти, призначені для відображення типового обладнання підстанції. Ці графічні об'єкти використовуються для створення діаграм по ПС.

Розширення системи аварійної сигналізації забезпечує реєстрацію і архівування даних у правильній хронологічній послідовності.

Часові мітки реєструються у списках індикації з роздільною здатністю 1 мс, як і формується в RTU. Кожна індикація відображається з низкою додаткових інформаційних елементів. Вони надають інформацію про актуальність інформації в разі збою пристрою або зв'язку (актуальний/не актуальний). Кожна командна операція, таким чином, документована повністю і докладно, від ініціювання команди оператором до виведення команди і зворотного зв'язку від процесу після зміни стану комутаційного апарату [9].

3.5. Характеристика та обґрунтування використання масиву інформації в SICAM RTU

3.5.1. Особливості побудови масиву даних SICAM RTU

Вся база даних підстанції, включаючи представлення процесів і інформацію за всіма фідерами, збирається із всієї підстанції та зберігається на

контролері фірми Siemens RTU SICAM A8000 [11]. Конфігурація цієї бази даних налаштовується за допомогою програмного комплексу SICAM ToolboxII [12]. База даних представлення процесів фідерів конфігурується в SICAM ToolboxI – під час створення повної технологічної бази даних за підстанцією та формується файл формату sxd. для імпорту в SICAM SCC.

3.5.2. Особливості побудови масиву даних HMI

Вся база даних підстанції, включаючи представлення процесів і інформацію за всіма філерами, що стосується HMI, зберігається на HMI-сервері SICAM SCC (SIMATIC). Конфігурація цієї бази даних налаштовується за допомогою програмного забезпечення SICAM SCC. Загальна сукупність сигналів, зіставлена з інтерфейсом HMI, імпортується у вигляді бази даних з конфігураційного додатку SICAM ToolboxII в програмне забезпечення SICAM SCC під час створення повної бази даних HMI [9].

Потік масиву даних у системі наведений на рисунку 3.2.



Рис. 3.2. Потік масиву даних

В реальному часі всю необхідну інформацію з баз даних можна прослідкувати на мнемокадрах HMI, що передається від RTU, який в свою чергу являється колектором інформації на підстанції. Якщо певні дані не має змоги зібрати із вторинного обладнання, то в HMI організована функція ручного вводу

за допомогою якої оператор має змогу ввести вручну ті чи інші параметри, які будуть також оброблені RTU та відображені з відповідною позначкою. Графічне відображення стану комутаційних апаратів зображено на огляді однолінійних схем підстанцій, а детальна інформація в списку подій. Список подій являє собою події з процесів, що керуються та відстежуються, в хронологічному порядку та показують дані у табличному вигляді. Кожна подія представлена текстовим рядком з описом події. Текстовий рядок події включає в собі поля із позначкою часу, інформацією про об'єкт, статус тощо (максимальний розмір поля становить 255 символів). Список подій може відображати максимум 1000 сигналів в кожен окремо взятий момент часу.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 4

КОМПЛЕКС ОСНОВНИХ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ КОМПАНІЇ SIEMENS ДЛЯ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ ЛОКАЛЬНИХ ОБ'ЄКТІВ

Забезпечення сталої роботи електричних мереж стає все складнішим. Величезній кількості невеликих постачальників розподіленої електроенергії потрібні нові підходи. Для ідентифікації, визначення місця розташування і усунення порушень і ушкоджень, а також для швидкого відновлення балансу між вироблюваною і споживаною потужністю потрібна спільна, злагоджена робота інтегрованих технічних і програмних засобів, що забезпечується правильним вибором основних технічних засобів.

4.1. Контролер RTU Siemens серії SICAM A8000

Пристрої серії SICAM A8000 являють собою лінійку модульних пристроїв для дистанційного керування і автоматизації у будь-яких системах електроживлення, від простих до складних, що в свою чергу, розширює сферу їх застосування по всьому ланцюгу постачання енергії.

Область застосування для серії SICAM A8000 поширюється від автоматизації розподільних мереж шляхом підключення відновлюваних джерел енергії (вітрової, сонячної, гідро) до тягових джерел живлення та застосування у промисловості. Модулі вводу/виводу можна підключати у будь-якому зручному порядку, а за допомогою ширини модуля 30 мм монтаж можна здійснити практично у будь-якому місці [11].

Індивідуальні завдання та сценарії використання вимагають наявності точно підібраних під тип застосування модулів, які можна легко об'єднати будь-яким способом. Завдяки різним рівням продуктивності процесорних модулів модуль інтерфейсу та модулів вводу/виводу SICAM A8000 надає можливість безперервного нарощування та розширення їх у будь-який час. Під час

проектування пристроїв серії SICAM A8000 було враховано усі вимоги, щодо можливості подальшого «масштабування» даного пристрою.

Перевагами застосування контролерів серії SICAM A8000 є:

- максимальна надійність мережі, безперебійна реконфігурація;
- легко налаштовані процедури;
- доступний контроль потоку навантаження;
- контроль та моніторинг електророзподільних станцій;
- забезпечення мережевого з'єднання сонячних та вітрових електростанцій;
- економічно ефективні структури;

легко розширюються шляхом інтеграції додаткових кілець HSR;

- гарантована сумісність, стандартизована в IEC 62439;

Контролер телемеханіки RTU SICAM A8000 виступає у ролі підстанційного контролера. Параметрується та налаштовується за допомогою програмного забезпечення TOOLBOX II.

Модульна серія SICAM A8000 пропонує оптимальні рішення для підвищення продуктивності через впровадження (використання) характерних особливостей, які мають (створюють) такі переваги [11]:

- підходять для експлуатації при суворих температурах навколишнього середовища через розширений діапазон температур від -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$;
- стійкі до впливу високої напруги до 5 кВ (IEC 60255), що дозволяє застосовувати пристрої прямо на підстанціях;
- проста інженерія за допомогою вбудованого інструменту веб-параметризації та диспетчера пристроїв SICAM;
- відповідність високим вимогам кібербезпеки вбудований крипточип та шифрування IPsec;
- мають інтегровані комунікаційні інтерфейси;
- мають функції автоматизації (IEC 61131-3);
- мають компактну конструкцію з шириною модуля 30 мм;
- мають можливість нарощування шляхом об'єднання окремих модулів вводу-виводу;

- мають великий термін служби та гарантують високий рівень захисту інвестицій завдяки використанню міжнародних стандартів, таких як IEC 61850, IEC 60870-5-101 / -103 / -104 тощо;

- адаптуються до існуючих комунікаційних інфраструктур з різноманітними інтерфейсами та інтегрованим модулем GPRS;

- мають вбудовану функцію індикатора короткого замикання, що дозволяє проводити постійний моніторинг мережі;

- простий монтаж дозволяє економити час та кошти;

- застосовується технічне обслуговування – plug and play.

4.1.1. Типи модулів пристроїв Siemens серії SICAM A8000

Пристрої серії SICAM A8000 мають наступні типи модулів [11]:

- процесорні модулі (максимум 34 інтерфейси);

- модулі живлення (від 24 В постійного струму до 60 В; від 110 В постійного струму до 220 В; змінного струму 230 В);

- модулі розширення зв'язку Ethernet;

- інтерфейсні модулі максимум для 16 ліній розширення;

- дискретні входи (24 В постійного струму; 48/60 В постійного струму; 110 В постійного струму; 220 В постійного струму);

- дискретні виходи (24/48/60/110/220 В постійного струму; 110/230 В змінного струму);

- аналогові входи (-20 мА / +20 мА; -10 В / +10 В);

- аналогові виходи (-20 мА / +20 мА; -10 мА / +10 мА; -10 В / +10 В);

- вхідний струм / напруга (1 А / 5 А; 230 В).

Універсальні дискретні або аналогові модулі вводу/виводу можна підключати у будь-якому порядку.

Зовнішній вигляд пристроїв серії SICAM A8000 показано на рис. 4.1.



Рис. 4.1. Пристрої Siemens серії SICAM A8000

4.1.2. Характеристики пристрою. Інтерфейси зв'язку та протоколи

Контролер серії SICAM A8000 має наступні основні характеристики:

- модульна пластинова конструкція для кріплення на DIN рейку;
- розміри CP-8000: 128 мм x 124 мм x 123 мм (Ш / В / Г);
- розміри CP-8021/22/31/50, модулі CI, PS та вводу-виводу: 30 мм x 124 мм x 123 мм (Ш / В / Г);
- підтримка програмованої логіки відповідно до стандарту IEC 61131-3;
- конфігурування, діагностика та тестування за допомогою SICAM TOOLBOX II;
- інтегрований WEB сервер (Sicam WEB);
- інтегрований SNMP-Agent;
- синхронізація часу за допомогою NTP, SNTP (PTPv2 підтримується);

Функції кібербезпеки:

- відповідність BDEW White Paper та інтегрований кріпточип;
- Firewall;
- ідентифікатор прошивки (Firmware);
- конфігурація режиму SD card;

- PSec

Пристрої серії SICAM A8000 мають наступні інтерфейси зв'язку та протоколи:

- CP-8000: 3 x RJ45 (2 x Ethernet, 1 x RS232), 1 x RS485;

- CP-8021: 3 x RJ45 (2 x Ethernet, 1 x RS232), 1 x RS485;

- CP-8022: 3 x RJ45 (2 x Ethernet, 1 x RS232), 1 x RS485, 1 x RS232 / RS485 (за вибором), 1 x GPRS;

- CP-8031: 4 x RJ45 (2 x Ethernet, 1 x RS485, 1 x RS232);

- CP-8050: 4 x RJ45 (2 x Ethernet, 1 x RS232, 1 x RS485), до 12 x Ethernet або

30 x послідовний з модулями CI;

- IEC 60870-5-101 / -103 / -104, Modbus RTU / TCP;

- клієнт та сервер IEC 61850 Ed1 / Ed2, включаючи GOOSE;

- DNP3 ведучий / підлеглий послідовний, TCP / IP;

- додаткові протоколи за запитом.

Пристрої серії SICAM A8000 мають наступну можливість використання входів і виходів:

- CP-8000: макс. 116 входів-виходів з можливістю до 6 модулів вводу-виводу;

- CP-8021, CP-8022, CP-8031: макс. 128 входів-виходів з можливістю до 8 модулів вводу-виводу;

- CP-8050: макс. 2048 введення-виведення з можливістю до 16 подовжувачів на кожні 8 модулів вводу-виводу.

Стійкі до впливу EMC, за допомогою протоколів:

- IEC 60870-2-1, IEC 61010, IEC 60255-5, IEC 61000-4, EN 55022.

Температурний діапазон:

- CP-8021, CP-8022: від -40 ° C до +70 ° C;

- CP-8031, CP-8050: від -25 ° C до +70 ° C.

Зовнішній вигляд контролера SICAM A8000 фірми Siemens наведений на рисунку 4.2.



Рис. 4.2. Зовнішній вигляд контролера серії SICAM A8000

Основні конструктивні відмінності пристрою контролера серії SICAM

A8000:

- вбудований дисплей та функціональні клавіші на CP-8000;
- вбудований веб-сервер для налаштування та діагностики за адресою CP-8000/21/22, розробка за допомогою SICAM Device Manager або SICAM TOOLBOX II;
- збереження даних за допомогою карти пам'яті SD (параметри та прошивка пристрою);
- вільно програмовані програми користувача відповідно до стандарту IEC 61131-3;

Вимоги безпеки:

- відповідність білого списку BDEW;
- вбудований шифротіп;
- шифрування TLS;
- шифрування IPsec;
- протокол HTTPS;
- журнал безпеки.

Додатково з CP-8031 та CP-8050:

- вбудований програмний брандмауер;
- рольовий контроль доступу;
- настроювані системні функції;
- апаратний брандмауер рівня додатка для IEC 60870-5-104;
- автоматизована обробка сертифікатів згідно EST з SICAM Grid Pass.

4.2. Промисловий комп'ютер SIMATIC

Даний комп'ютер виступає у ролі HMI (людина-машинного інтерфейсу) і на ньому відбувається встановлення програмного забезпечення SICAM SCC для керування робочими процесами. Зовнішній вигляд промислового комп'ютера SIMATIC наведений на рис. 4.3:



Рис. 4.3. Промисловий комп'ютер SIMATIC

Промисловий комп'ютер SIMATIC має здатність максимально забезпечити безперервну роботу протягом 24 годин у промислових умовах та має наступні основні характеристики [13]:

- максимальна продуктивність процесора (у повній конфігурації) без втрати продуктивності (драселювання) при температурі навколишнього середовища до 50 °С;
- міцний суцільнометалевий корпус, покритий по всій поверхні сіро-хромованою фарбою та емальований зовні для захисту від корозії та бруду, що забезпечує високу EMC;
- підходить для монтажу в шафах управління, що мінімізує простір встановлення та має глибину 500 мм;
- захист від пилу завдяки концепції вентиляції надлишкового тиску з переднім вентилятором та пиловим фільтром;
- захист від вібрації та ударів за допомогою відповідного фіксатора жорсткого диска;
- ефективна діагностика подій за допомогою моніторингу SIMATIC IPC DiagBase;

дистанційне управління та дистанційне обслуговування пристрою за допомогою iAMT (Intel® Active Technologies управління);

SSD 2x 480 Gb;

- заміна резервного модуля живлення під час роботи;
- моніторинг пристрою за допомогою робочих дисплеїв на передній панелі для Ethernet.

4.3. Шафа телемеханіки SAS

У даній шафі відбувається встановлення підстанційного контролера RTU, комп'ютера HM та іншого необхідного робочого обладнання.

Основні технічні характеристики:

- габаритні розміри: 2200x800x800 мм (ВxШxГ) з цоколем 200 мм;
- ступінь захисту: IP54;
- дводверна: передні зі склом, задні – двостулкові;
- шафу оснащено дверними замками.

Зовнішній вигляд шафи телемеханіки SAS зображений на рис. 4.4.



Рис. 4.4. Зовнішній вигляд шафи телемеханіки SAS

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК РІВНІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТА

Згідно проекту, у якості локального об'єкта виступає підприємство, основними споживачами електричної енергії якого є: механічний цех №1, механічно-складальний цех №2, інструментальний цех №3, ремонтно-механічний цех №4 та компресорна станція (цех №5), отже для них робимо подальші розрахунки відповідно методики [14].

5.1. Визначення розрахункових навантажень споживачів

Розраховуємо силове активне навантаження для кожного споживача при напрузі 0,38/0,22 кВ згідно формули:

$$P_{p.c.i} = K_{п.і} \cdot P_{уст.i}, \text{ кВт} \quad (5.1)$$

де $K_{п.і}$ – коефіцієнт попиту i -го цеху;

$P_{уст.i}$ – установлена активна потужність i -го цеху.

Розраховуємо силове реактивне навантаження i -го цеху згідно формули:

$$Q_{p.c.i} = P_{p.c.i} \cdot \operatorname{tg} \phi_i, \text{ кВАр} \quad (5.2)$$

де $\operatorname{tg} \phi_i$ – відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos \phi_i$ i -го цеху.

Розраховуємо силове повне навантаження i -го цеху за формулою:

$$S_{p.c.i} = \sqrt{P_{p.c.i}^2 + Q_{p.c.i}^2}, \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Згідно формул (5.1), (5.2) і (5.3) визначаємо розрахункове силове активне, реактивне та повне навантаження кожного цеху підприємства.

Так, для :

- механічного цеху №1:

$$P_{p.c.1} = 0,16 \cdot 5400 = 864 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.c.1} = 864 \cdot 1,404 = 1213,5 \text{ кВАр},$$

$$S_{p.c.1} = \sqrt{864^2 + 1213,5^2} = 1489,7 \text{ кВА}$$

механічно-складального цеху №2:

$$P_{p.c.2} = 0,14 \cdot 6500 = 910 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.c.2} = 910 \cdot 1,11 = 1008,3 \text{ кВАр},$$

$$S_{p.c.2} = \sqrt{910^2 + 1008,3^2} = 1358,2 \text{ кВА}$$

інструментального цеху №3:

$$P_{p.c.3} = 0,19 \cdot 6500 = 1235 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.c.3} = 1235 \cdot 1,23 = 1519 \text{ кВАр},$$

$$S_{p.c.3} = \sqrt{1235^2 + 1519^2} = 1957,7 \text{ кВА}$$

ремонтно-механічного цеху №4:

$$P_{p.c.4} = 0,20 \cdot 6100 = 1220 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.c.4} = 1220 \cdot 1,4 = 1712,9 \text{ кВАр},$$

$$S_{p.c.4} = \sqrt{1220^2 + 1712,9^2} = 2102,9 \text{ кВА}$$

компресорної станції (цех №5):

$$P_{p.c.5} = 0,16 \cdot 1400 = 224 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.c.5} = 224 \cdot 1,27 = 283,5 \text{ кВАр},$$

$$S_{p.c.5} = \sqrt{224^2 + 283,5^2} = 361,3 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 5.1

Таблиця 5.1

Визначення розрахункового силового навантаження цехів

№ цеху	Назва цеху	$P_{уст.с.}$ кВт	$K_{п.}$ в.о	$\cos\varphi/tg\varphi$	Результати розрахунків		
					$P_{p.c.}$ кВт	$Q_{p.c.}$ кВАр	$S_{p.c.}$ кВА
1	Механічний цех №1	5400	0,16	0,58/1,4	864	1213,5	1489,7
2	Механічно-складальний цех	6500	0,14	0,67/1,11	910	1008,3	1358,2
3	Інструментальний цех	6500	0,19	0,63/1,23	1235	1519	1957,7
4	Ремонтно-механічний цех	6100	0,20	0,58/1,4	1220	1712,9	2102,9
5	Компресорна станція	1400	0,16	0,62/1,27	224	283,5	361,3
	Усього				4453	5737,2	7269,8

5.2. Визначення розрахункового навантаження загального електричного освітлення цехів локального об'єкта

За допомогою методу коефіцієнта попиту визначаємо розрахункове навантаження загального електричного освітлення цеху. Для цього, спочатку розраховуємо установлене (номінальне) активне навантаження приладів освітлення i -го цеху $P_{уст.о.i}$, якщо до цього, воно не визначене світлотехнічним розрахунком. На етапі визначення загального навантаження цеху його розраховуємо згідно формули:

$$P_{уст.о.i} = k \cdot p_{п.о.i} \cdot F_i \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (5.4)$$

де k – коефіцієнт, що враховує потужність пускових приладів;

$p_{п.о.i}$ – питоме навантаження загального освітлення i -го цеху;

F_i – площа i -го цеху, що підлягає освітленню, м^2 .

Розрахункове активне навантаження загального освітлення i -го цеху визначаємо за формулою:

$$P_{р.о.i} = K_{п.о} \cdot P_{уст.о.i}, \text{ кВт}, \quad (5.5)$$

де $K_{п.о}$ – коефіцієнт попиту загального освітлення, $K_{п.о} = 0,95$.

Розрахункове реактивне навантаження загального освітлення i -го цеху визначаємо згідно формули:

$$Q_{р.о.i} = P_{р.о.i} \cdot \text{tg} \varphi_{о.i}, \text{ кВАр}, \quad (5.6)$$

де $\text{tg} \varphi_{о.i}$ – відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ i -го цеху залежно від типу джерела світла.

Розрахункове повне навантаження загального освітлення i -го цеху визначаємо за формулою:

$$S_{р.о.i} = \sqrt{P_{р.о.i}^2 + Q_{р.о.i}^2}, \text{ кВА}. \quad (5.7)$$

Згідно формули (5.4) розраховуємо установлене активне навантаження загального освітлення, за формулами (5.5-5.7) – розрахункові активне, реактивне та повне навантаження загального освітлення кожного цеху підприємства.

Так, для:

- механічного цеху №1:

$$P_{\text{уст.о.1}} = 1,35 \cdot 14 \cdot 2304 \cdot 10^{-3} = 43,55 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.о.1}} = 0,95 \cdot 43,55 = 41,37 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.о.1}} = 41,37 \cdot 0,33 = 13,6 \text{ кВар},$$

$$S_{\text{р.о.1}} = \sqrt{41,37^2 + 13,6^2} = 43,55 \text{ кВА}.$$

- механічно-складального цеху №2:

$$P_{\text{уст.о.2}} = 1 \cdot 15,2 \cdot 2304 \cdot 10^{-3} = 35,02 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.о.2}} = 0,95 \cdot 35,02 = 33,27 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.о.2}} = 33,27 \cdot 0,33 = 10,98 \text{ кВар},$$

$$S_{\text{р.о.2}} = \sqrt{33,27^2 + 10,98^2} = 35,03 \text{ кВА}.$$

- інструментального цеху №3:

$$P_{\text{уст.о.3}} = 1,35 \cdot 15 \cdot 1440 \cdot 10^{-3} = 29,16 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.о.3}} = 0,95 \cdot 29,16 = 27,70 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.о.3}} = 27,7 \cdot 0,33 = 9,11 \text{ кВар},$$

$$S_{\text{р.о.3}} = \sqrt{27,7^2 + 9,11^2} = 29,16 \text{ кВА}.$$

- ремонтно-механічного цеху №4:

$$P_{\text{уст.о.4}} = 1 \cdot 13,3 \cdot 2592 \cdot 10^{-3} = 34,47 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.о.4}} = 0,95 \cdot 34,47 = 32,75 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.о.4}} = 32,75 \cdot 0,33 = 10,81 \text{ кВар},$$

$$S_{\text{р.о.4}} = \sqrt{32,75^2 + 10,81^2} = 34,49 \text{ кВА}.$$

- компресорної станції (цех №5):

$$P_{\text{уст.о.5}} = 1,35 \cdot 17 \cdot 648 \cdot 10^{-3} = 14,87 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.о.5}} = 0,95 \cdot 14,87 = 14,13 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.о.5}} = 14,13 \cdot 0,33 = 4,64 \text{ кВар},$$

$$S_{\text{р.о.5}} = \sqrt{14,13^2 + 4,64^2} = 14,87 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків заносимо у таблицю 5.2.

Таблиця 5.2

Розрахункове навантаження загального електричного освітлення цехів

№ цеху	Площа цеху F , м ²	Тип ламп	$P_{ц.о.}$ Вт/м ²	$\cos\phi/tg\phi$	Результати розрахунків			
					$P_{уст.о.}$ кВт	$P_{р.о.}$ кВт	$Q_{р.о.}$ кВАр	$S_{р.о.}$ кВА
1	2304	Люмінесцентні	14,0	0,95/0,33	43,55	41,37	13,6	43,55
2	2304	Люмінесцентні	15,2	0,95/0,33	35,02	33,27	10,98	35,03
3	1440	Люмінесцентні	15,0	0,95/0,33	29,16	27,70	9,11	29,16
4	2592	Люмінесцентні	13,3	0,95/0,33	34,47	32,75	10,81	34,49
5	648	Люмінесцентні	17,0	0,95/0,33	14,87	14,13	4,64	14,87
Усього					157,07	149,22	49,13	157,1

5.2.1. Визначення розрахункового навантаження компресорної станції

Для компресорної станції використовуємо асинхронні двигуни (АД) типу АНЗ-2-17-39-16УЗ, кількістю 6 шт, потужністю 630 кВт кожен.

Кількість робочих ЕД визначаємо згідно формули:

$$N_p = N - 2, \quad (5.8)$$

де N – кількість ЕД, 6 шт;

2 – кількість резервних ЕД, 2 шт.

$$N_p = 6 - 2 = 4 \text{ шт.}$$

Згідно цього, для компресорної станції необхідно визначити загальне розрахункове навантаження з АД, силовим навантаженням та навантаженням загального електричного освітлення.

Розрахункову активну потужність АД визначаємо згідно формули:

$$P_{р.АД} = N_p \beta_{АД} P_{ном.АД}, \quad (5.9)$$

де N_p – кількість робочих АД, що працюють одночасно, шт.;

$\beta_{АД}$ – коефіцієнт завантаження АД активною потужністю, в.о., $\beta_{АД} = 0,8$;

$P_{ном.АД}$ – номінальна активна потужність АД, кВт.

$$P_{р.АД} = 4 \cdot 0,8 \cdot 630 = 2016 \text{ кВт.}$$

Розрахункову реактивну потужність АД визначаємо згідно формули:

$$Q_{p.AD} = N_p \cdot P_{ном.AD} \cdot tg\varphi_{ном.AD} \quad (5.10)$$

де N_p – кількість робочих АД, що працюють одночасно, шт.;

$P_{ном.AD}$ – номінальна активна потужність АД, кВт;

$tg\varphi_{ном.AD}$ – відповідає значенню коефіцієнта потужності АД $cos\varphi_{ном.AD}$.

$$Q_{p.AD} = 4 \cdot 630 \cdot 0,855 = 2154,6 \text{ кВАр.}$$

Загальне розрахункове активне навантаження компресорної станції з АД визначаємо з урахуванням розрахункового силового навантаження $P_{p.c}$ та розрахункового навантаження загального електричного освітлення $P_{p.o}$:

$$P_{p.k.c} = P_{p.c} + P_{p.o} + P_{p.AD} \quad (5.11)$$

$$P_{p.k.c} = 224 + 14,13 + 2016 = 2254,1 \text{ кВт.}$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження компресорної станції з АД визначаємо згідно формули:

$$Q_{p.k.c} = Q_{p.c} + Q_{p.o} + Q_{p.AD} \quad (5.12)$$

$$Q_{p.k.c} = 283,5 + 4,64 + 2154,6 = 2442,7 \text{ кВАр.}$$

Загальне розрахункове повне навантаження компресорної станції з АД визначаємо згідно формули:

$$S_{p.k.c} = \sqrt{P_{p.k.c}^2 + Q_{p.k.c}^2} \quad (5.13)$$

$$S_{p.k.c} = \sqrt{2254,1^2 + 2442,7^2} = 3323,8 \text{ кВА.}$$

5.3. Визначення розрахункового навантаження підприємства

Розрахункове навантаження підприємства необхідне для:

- подальшого вибору номінальної потужності трансформаторів ГПП;
- визначення економічного значення реактивної потужності, що споживається від енергосистеми;

- розрахунку потужності пристроїв компенсації реактивної потужності споживача [14].

Розрахункове активне, реактивне та повне навантаження i -го цеху визначаємо згідно формул:

$$P_{p.ci} = P_{p.ci} + P_{p.oi} \quad (5.14)$$

$$Q_{p.ci} = Q_{p.ci} + Q_{p.oi} \quad (5.15)$$

$$S_{p.ci} = \sqrt{P_{p.ci}^2 + Q_{p.ci}^2} \quad (5.16)$$

Відповідно до формул (5.14), (5.15), (5.16) для :

- механічного цеху №1:

$$P_{p.c.1} = 864 + 41,37 = 905,37 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.c.1} = 1213,5 + 13,6 = 1227,1 \text{ кВар,}$$

$$S_{p.c.1} = \sqrt{905,37^2 + 1227,1^2} = 1524,9 \text{ кВА.}$$

- механічно-складального цеху №2:

$$P_{p.c.2} = 910 + 33,27 = 943,27 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.c.2} = 1008,28 + 10,98 = 1019,26 \text{ кВар,}$$

$$S_{p.c.2} = \sqrt{943,27^2 + 1019,26^2} = 1388,8 \text{ кВА.}$$

- інструментального цеху №3:

$$P_{p.c.3} = 1235 + 27,7 = 1262,7 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.c.3} = 1519 + 9,11 = 1528,1 \text{ кВар,}$$

$$S_{p.c.3} = \sqrt{1262,7^2 + 1528,1^2} = 1982,3 \text{ кВА.}$$

- ремонтно-механічного цеху №4:

$$P_{p.c.4} = 1220 + 32,75 = 1252,75 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.c.4} = 1712,88 + 10,81 = 1723,69 \text{ кВар,}$$

$$S_{p.c.4} = \sqrt{1252,75^2 + 1723,69^2} = 2130,8 \text{ кВА.}$$

- компресорної станції (цех №5):

$$P_{p.c.5} = 224 + 14,13 = 238,13 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.c.5} = 283,5 + 4,64 = 288,14 \text{ кВар,}$$

$$S_{p,ц,5} = \sqrt{238,13^2 + 288,14^2} = 373,8 \text{ кВА}$$

Загальне розрахункове активне та реактивне навантаження кількох груп або цехів усього підприємства визначаємо з урахуванням коефіцієнта одночасності збігання максимумів навантаження K_0 цих груп або цехів:

$$P_p = K_0 \sum_{i=1}^m P_{p,ц,i}, \text{ кВт}, \quad (5.17)$$

$$Q_p = K_0 \sum_{i=1}^m Q_{p,ц,i}, \text{ кВАр}, \quad (5.18)$$

де m – кількість розрахункових груп (цехів підприємства), шт.

K_0 – коефіцієнт одночасності збігання max. навантаження, $K_0 = 0,90$.

$$P_p = 0,9 \cdot (905,37 + 943,27 + 1262,7 + 1252,75 + 2254,1) = 6618,2 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,9 \cdot (1227,1 + 1019,26 + 1528,1 + 1723,69 + 2442,7) = 7940,9 \text{ кВАр}.$$

Розрахункову повну потужність визначаємо за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА}, \quad (5.19)$$

$$S_p = \sqrt{5956,37^2 + 7146,8^2} = 9303,5 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків заносимо у таблицю 5.3.

Таблиця 5.3

Визначення розрахункового навантаження підприємства

№ цеху	Назва цеху	$P_{p,ц}$, кВт	$Q_{p,ц}$, кВАр	$S_{p,ц}$, кВА	
1	Механічний цех №1	905,4	1227,1	1524,9	
2	Механічно-складальний цех	943,3	1019,3	1388,8	
3	Інструментальний цех	1262,7	1528,1	1982,3	
4	Ремонтно-механічний цех	1252,7	1723,7	2130,8	
5	Компресорна станція	навантаження	238,1	288,1	373,8
		двигуни	2016	2154,6	2950,7
		усього	2254,1	2442,7	3323,8
Усього		6618,2	7940,9	10337,2	
Усього з урахуванням $K_0 = 0,90$		5956,4	7146,8	9303,5	

5.4. Вибір кількості і потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції

Розраховуємо номінальну потужність трансформаторів ГПП за розрахунковим повним навантаженням у нормальному режимі роботи, при цьому враховуючи режим електропередавальної організації за реактивною потужністю, згідно формули:

$$S_{p.n} = \sqrt{P_{p.5}^2 + Q_{e.5}^2} \text{ кВА}, \quad (5.20)$$

де $P_{p.5}$ – розрахункова активна потужність підприємства на V рівні електропостачання,

$Q_{e.5}$ – економічна реактивна потужність на V рівні електропостачання, що споживається підприємством з мережі енергосистеми.

Величину економічної реактивної потужності розраховуємо згідно формули:

$$Q_{e.5} = 0,25 P_{p.5}. \quad (5.21)$$

У разі вимкнення одного з двох трансформаторів (нісляварійний режим) для забезпечення надійності електропостачання усіх або значної частини споживачів ПС, необхідно передбачити живлення у межах допустимого перевантаження від робочого трансформатора.

Якщо на ГПП два трансформатори, то номінальна потужність $S_{ном.т}$ кожного з них має відповідати наступним вимогам [14]:

- 1) номінальна потужність одного з трансформаторів, не повинна бути меншою половини розрахункового повного навантаження ПС $S_{p.n}$ обчисленого згідно формули (5.20).

Це пояснюється тим, що у випадку аварійного вимкнення одного з двох трансформаторів релейним захистом (РЗ) і автоматичного вмикання секційного вимикача пристроєм автоматичного вмикання резерву (АВР) у розподільному пристрої НН інший трансформатор візьме на себе все навантаження підстанції.

Дану вимогу можна виразити через наступну формулу:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{р.н.}}}{2} \quad (5.22)$$

2) повинна виконуватись умова.

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{р.н.а}}}{K_{2\text{ав}}}, \quad (5.23)$$

де $S_{\text{р.н.а}}$ – розрахункове повне навантаження у післяаварійному режимі, яке визначається з урахуванням сезонної зміни навантаження та можливого обмеження навантаження у такому режимі;

$K_{2\text{ав}}$ – коефіцієнт, який визначає величину допустимого аварійного перевантаження залежно від тривалості перевантаження, температури холодного повітря та величини попереднього навантаження.

Також, необхідно здійснити перевірку виконання другої вимоги згідно формули (5.23), тобто перевірити для зимової та літньої температур холодного повітря при відповідних навантаженнях згідно формул:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{р.н.}}}{K_{2\text{ав.з}}}, \quad (5.24)$$

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{KS_{\text{р.н.}}}{K_{2\text{ав.л}}}, \quad (5.25)$$

де $K_{2\text{ав.з}}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження у зимовий період, $K_{2\text{ав.з}} = 1,5$;

$K_{2\text{ав.л}}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження у літній період,

$$K_{2\text{ав.л}} = 1,3;$$

K – коефіцієнт відношення літнього розрахункового навантаження до зимового, $K = 0,70$.

У робочому проекті, від ГПП живляться електроприймачі 1, 2 та 3-ї категорій надійності. Розрахункова активна потужність підприємства на 5-му рівні електропостачання $P_{\text{рі}} = 5956,4$ кВт. Напряга джерела живлення – 110 кВ, а номінальна напруга внутрішньої електричної мережі електропостачання – 10 кВ. Відношення літнього розрахункового навантаження до зимового $K = 0,7$.

Економічну величину реактивної потужності розраховуємо згідно формули (5.21):

$$Q_{e.5} = 0,25 \cdot 5956,4 = 1489,1 \text{ кВАр.}$$

Розрахункове повне навантаження у нормальному режимі роботи з врахуванням режиму електропередавальної організації за реактивною потужністю $S_{p.ш}$ визначаємо згідно формули (5.20):

$$S_{p.ш} = \sqrt{5956,4^2 + 1489,1^2} = 6139,7 \text{ кВА.}$$

Відповідно до першої умови, згідно формули (5.22) мінімальна номінальна потужність трансформаторів ГПП становить:

$$S_{ном.т} \geq \frac{6139,7}{2} = 3069,8 \text{ кВА.}$$

Згідно розрахунку, для ГПП попередньо за першою вимогою обираємо трансформатори типу ТМН-4000/110.

За другою вимогою, згідно формул (5.24), (5.25) та значень коефіцієнтів допустимого аварійного перевантаження, мінімальна номінальна потужність трансформаторів ГПП дорівнює:

$$S_{ном.т} \geq \frac{6139,7}{1,5} = 4093,1 \text{ кВА,}$$

$$S_{ном.т} \geq \frac{0,7 \cdot 6139,7}{1,3} = 3306 \text{ кВА.}$$

Згідно розрахунку, попередньо обрані відповідно до першої умови трансформатори типу ТМН-4000/110 не підходять за умовами перенавантажень, тому слід врахувати вимкнення електроприймачів 3-ї категорії надійності.

Розрахункове повне навантаження електроприймачів 3-ї категорії становить 40 % усього розрахункового повного навантаження, тоді, відповідно до формул (5.24), (5.25):

$$S_{ном.т} \geq \frac{6139,7 - (0,4 \cdot 6139,7)}{1,5} = 2455,9 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{(0,7 \cdot 6139,7) - (0,4 \cdot 6139,7)}{1,3} = 1416,8 \text{ кВА.}$$

Згідно розрахунку, обрані трансформатори з урахуванням вимкнення ЕП 3-ї категорії надійності відповідають умовам вибору. Отже, остаточно, вибираємо трансформатори типу ТМН-4000/110.

Технічні дані трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення ТМН-4000/110 кВ наводимо у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1

Технічні дані трифазних масляних двообмоткових трансформаторів

загального призначення ТМН-4000/110 кВ

Тип	Номинальна потужність, кВА	Поєднання напруг, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМН- 4000/110	4000	115	6,6; 11	7,7	28,2	10,5	1,2

5.6. Вибір кількості і потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій

При виборі кількості та потужності трансформаторів цехових ІС необхідно враховувати наступне:

- категорію надійності електропостачання ЕП;
- розрахункове навантаження на III рівні електропостачання;
- компенсацію реактивних навантажень при напрузі до 1 кВ;
- навантажувальну спроможність трансформаторів у нормальному та післяаварійному режимах;
- шкалу стандартних номінальних потужностей трансформаторів [14].

Для трьох і менше трансформаторів їх стандартну номінальну потужність розраховуємо згідно формули:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{P_{\text{р.3}}}{N\beta_{\text{т}}} \quad (5.26)$$

де $S_{\text{ном.т.р}}$ – повна номінальна розрахункова потужність трансформатора;

$P_{\text{р.3}}$ – розрахункове активне навантаження на III рівні електропостачання;

N – кількість трансформаторів ПС;

$\beta_{\text{т}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора цехової ПС.

Згідно формули (5.26), для:

- механічного цеху №1 (таблиця 5.3) номінальна потужність

трансформаторів цехової ПС, згідно формули (5.26) становить:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р.1}} = \frac{905,4}{2 \cdot 0,8} = 565,9 \text{ кВА}$$

Згідно з розрахунком для цехової ПС вибираємо два трансформатори типу

ТМЗ-630/10 напругою 10/0,4 кВ.

- механічно-складального цеху №2:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р.2}} = \frac{943,3}{2 \cdot 0,8} = 589,5 \text{ кВА}$$

Згідно з розрахунком вибираємо два трансформатори типу ТМЗ-630/10

напругою 10/0,4 кВ.

- інструментального цеху №3:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р.3}} = \frac{1262,7}{1 \cdot 0,9} = 1403 \text{ кВА}$$

Згідно з розрахунком вибираємо один трансформатор типу ТМЗ-1600/10

напругою 10/0,4 кВ.

- ремонтно-механічного цеху №4:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р.4}} = \frac{1252,7}{1 \cdot 0,9} = 1391,9 \text{ кВА}$$

Згідно з розрахунком вибираємо один трансформатор типу ТМЗ-1600/10

напругою 10/0,4 кВ.

- компресорної станції (цех №5):

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} \cdot \sqrt{5} = \frac{238,1}{2 \cdot 0,7} = 170,1 \text{ кВА}$$
 Згідно з розрахунком вибираємо два трансформатори типу ТМЗ-160/10 напругою 10/0,4 кВ.

Результати розрахунку номінальних потужностей трансформаторів цехових ПС наводимо у таблиці 5.6.

Таблиця 5.6
Вибір кількості та номінальної потужності трансформаторів цехових ПС

№ цеху	Назва цеху	$P_{\text{р.ц}}$, кВт	N , шт.	β_{T}	$S_{\text{ном.т.р}}$, кВА	Трансформатор
1	Механічний цех	905,4	2	0,9	565,9	ТМЗ-630/10
2	Механічно-складальний цех	943,3	2	0,8	589,5	ТМЗ-630/10
3	Інструментальний цех	1262,7	1	0,9	1403	ТМЗ-1600/10
4	Ремонтно-механічний цех	1252,7	1	0,9	1391,9	ТМЗ-1600/10
5	Компресорна станція	238,1	2	0,7	170,1	ТМЗ-160/10

Таблиця 5.7

Технічні дані трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення напругою 6-10/0,4-0,69 кВ

Тип	Номінальна потужність, кВА	Поєднання напруг, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМЗ-160/10	160	6; 10	0,4; 0,69	0,51	2,65	4,5	2,4
ТМЗ-630/10	630	6; 10	0,4; 0,69	1,31	7,6	5,5	1,8
ТМЗ-1600/10	1600	6; 10	0,4; 0,69	2,65	16,5	6,0	1,0

5.7. Вибір потужності компенсуючих пристроїв у системі електропостачання підприємства

При розрахунках проєктованих систем зовнішнього електропостачання промислових підприємств необхідно знати вхідну реактивну потужність споживача та потужність його компенсуючих пристроїв, а при розрахунках систем внутрішньозаводського та внутрішньоцехового електропостачання – структуру цих пристроїв та потужність їх окремих складових [14].

При проєктуванні СЕБ промислових підприємств величина економічної реактивної потужності споживача $Q_{e,5}$ визначається згідно формули (5.21).

5.7.1. Розрахунок реактивної потужності компенсуючих пристроїв споживачів електричної енергії підприємства

Потужність компенсуючих пристроїв підприємства розраховуємо згідно формули:

$$Q_{к.п} = Q_{р.5} - Q_{e.5}, \quad (5.27)$$

де $Q_{р.5}$ – розрахункова реактивна потужність підприємства на V рівні електропостачання, кВАр.

$$Q_{к.п} = 7146,8 - 1489,1 = 5657,7 \text{ кВАр.}$$

5.7.2. Розрахунок потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 0,4 кВ

Максимальну реактивну потужність, яку доцільно передавати через трансформатор 10/0,4 кВ у мережу напругою до 1 кВ для забезпечення бажаного коефіцієнта його завантаження $P_{т}$, визначаємо згідно формули:

$$Q_{т} = \sqrt{(N\beta_{т} S_{ном.т})^2 - P_{р.3}^2}, \text{ кВАр}, \quad (5.28)$$

де n – кількість трансформаторів ТП, шт.;

$S_{\text{ном.т}}$ – повна номінальна потужність трансформатора цехової ПС, кВА;

$P_{\text{р.з}}$ – розрахункова активна потужність навантаження на III рівні електропостачання, кВт.

Потужність конденсаторних установок із конденсаторами номінальною напругою 0,4 кВ розраховуємо згідно формули:

$$Q_{\text{н.к.}} = Q_{\text{р.т}} - Q_{\text{р.ц}}, \text{ кВАр}, \quad (5.29)$$

де $Q_{\text{р.т}}$ – розрахункова реактивна потужність на III рівні електропостачання, яка дорівнює розрахунковій реактивній потужності цеху $Q_{\text{р.ц}}$, кВАр.

Для застосування приймається найближча стандартна величина потужності ККУ $Q_{\text{н.к.ст.}}$.

Кількість ККУ для двотрансформаторних цехових ПС повинна бути парною та однакової потужності. Якщо $Q_{\text{н.к.}} \leq 0$, то встановлювати конденсатори номінальною напругою до 1 кВ не потрібно [14].

Згідно формул (5.28) та (5.29), для:

- механічного цеху №1 (дані з таблиць 4.1 і 4.3):

$$Q_{\text{т.1}} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 905,4^2} = 443,1 \text{ кВАр},$$

$$Q_{\text{н.к.1}} = 1227,1 - 443,1 = 783,9 \text{ кВАр}.$$

- механічно-складального цеху №2:

$$Q_{\text{т.2}} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 943,3^2} = 355,4 \text{ кВАр},$$

$$Q_{\text{н.к.2}} = 1019,3 - 355,4 = 663,9 \text{ кВАр}.$$

- інструментального цеху №3:

$$Q_{\text{т.3}} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 1600)^2 - 1262,7^2} = 692,2 \text{ кВАр},$$

$$Q_{\text{н.к.3}} = 1528,1 - 692,2 = 835,9 \text{ кВАр}.$$

- ремонтно-механічного цеху №4:

$$Q_{\text{т.4}} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 1600)^2 - 1252,7^2} = 710,1 \text{ кВАр},$$

$$Q_{н.к.4} = 1723,7 - 710,1 = 1013,6 \text{ кВАр.}$$

компресорної станції (цех №5):

$$Q_{т.5} = \sqrt{(2 \cdot 0,75 \cdot 160)^2 - 238,1^2} = 29,9 \text{ кВАр,}$$

$$Q_{н.к.5} = 288,1 - 29,9 = 258,2 \text{ кВАр.}$$

Результати розрахунків для вибору номінальної потужності конденсаторів номінальною напругою 0,4 кВ для цехових ТКС, заносимо до таблиці 5.8

Таблиця 5.8

Визначення потужності комплектних конденсаторних установок

номінальною напругою 0,4 кВ

№ цеху	$Q_{т,}$ кВАр	$Q_{н.к.}$ кВАр	Тип і номінал	Потужність, кВАр	Кількість ККУ
1	443,1	783,9	УКРМ 0,4-440-12-10-31У3	440	2
2	355,4	663,9	УКРМ 0,4-360-12-10-31У3	360	2
3	692,2	835,9	УКРМ 0,4-440-12-10-31У3	440	2
4	710,1	1013,6	УКРМ 0,4-500-12-20-31У3	500	2
5	29,9	258,2	УКРМ 0,4-140-20-У3	140	2

ККУ УКРМ 0,4-440-12-10-31У3

Умовні позначення:

УК – установка компенсації реактивної потужності;

М – регулювання реактивної потужності;

0,4 – номінальна напруга, кВ;

440 – номінальна потужність установки, кВАр;

12 – кількість ступенів регулювання;

10 – потужність мінімального ступеня регулювання, кВАр;

31 – ступінь захисту IP; У3 – кліматичне виконання і категорія розміщення.

ККУ приєднуються до розподільного пристрою НН КТП через автоматичні вимикачі, які встановлені в шафі низьковольтній лінійній, або у шафі низьковольтній секційній при двотрансформаторній КТП.

5.7.3. Розрахунок потужності конденсаторних установок з номінальною напругою конденсаторів 10,5 кВ

Потужність конденсаторних установок з номінальною напругою 10,5 кВ визначаємо згідно формули:

$$Q_{в.к} = Q_{к.п} - \sum Q_{н.к.ст} \text{ кВАр,} \quad (5.30)$$

де $\sum Q_{н.к.ст}$ – сумарна потужність встановлених низьковольтних ККУ.

$$Q_{в.к} = 5657,7 - 3760 = 1897,7 \text{ кВАр.}$$

Для застосування приймається найближча стандартна величина потужності ККУ $Q_{в.к.ст}$.

Оскільки кількість комплектних конденсаторних установок (ККУ) повинна бути парною, вибираємо ККУ УКЛ 56-10,5-900 УЗ, у кількості 2 шт.

ККУ УКЛ 56-10,5-900 УЗ.

Умовні позначення:

УК – конденсаторна установка;

Л – розміщення комірки вводу зліва;

56 – з роз'єднувачем; 10,5 – номінальна напруга, кВ;

900 – номінальна потужність, кВАр.

УЗ – кліматичне виконання і категорія розміщення.

Високовольтні ККУ встановлюємо у спеціальному приміщенні ГПП. Високовольтні ККУ приєднуємо до шин 10 кВ ГПП за допомогою розподільних комірок.

5.8. Розробка схеми електропостачання підприємства

Схема електропостачання показує зв'язок між джерелом живлення та споживачами електроенергії підприємства. Питання живлення електроенергією промислових підприємств вирішуються проєктними організаціями разом з енергосистемою залежно від необхідної споживаної електроенергії.

особливостей технології підприємства, перспектив розвитку електропостачання даного району та інших факторів. Крім того, схема живлення підприємства також залежить від відстані до ДЖ, загальної схеми електропостачання даного району, величини необхідної потужності з урахуванням її зростання, територіального розміщення навантажень, необхідного ступеня надійності електропостачання, наявності на підприємстві власного джерела живлення [14].

5.8.1. Схеми внутрішнього електропостачання напругою 10 кВ

Внутрішньозаводський розподіл електричної енергії при напрузі 10 кВ може бути виконаний за радіальною, магістральною або змішаною схемами. Кожна з цих схем відрізняється за ступенем надійності та техніко-економічними показниками залежно від конкретних вимог проєктованого об'єкта [14].

Радіальні схеми – це такі схеми, в яких електроенергія від джерела живлення передається до цехових ТП або до окремих ЕП напругою понад 1 кВ окремою лінією без відгалуження для живлення інших споживачів [14].

У магістральних схемах цехові ТП приєднують до магістралі, що забезпечує найкоротший шлях передачі електроенергії від ДЖ, завдяки чому зменшуються втрати електроенергії, а також зменшується кількість ланок розподілу та комутації електроенергії. Це є основною і суттєвою перевагою таких схем [14].

Для побудови схеми нашого підприємства (локального об'єкта) обираємо схему електропостачання, що наведена на рис. 5.1 з наявністю головної понижувальної підстанції (ГПП) і розподільного пункту (РП).

При цьому, передбачаємо застосування як радіальної мережі 10 кВ для ТП №3, ТП №4 ТП №5, так і магістральної мережі 10 кВ для ТП №1 та ТП №2.

Конструктивно радіальні та магістральні схеми виконуємо кабелями.

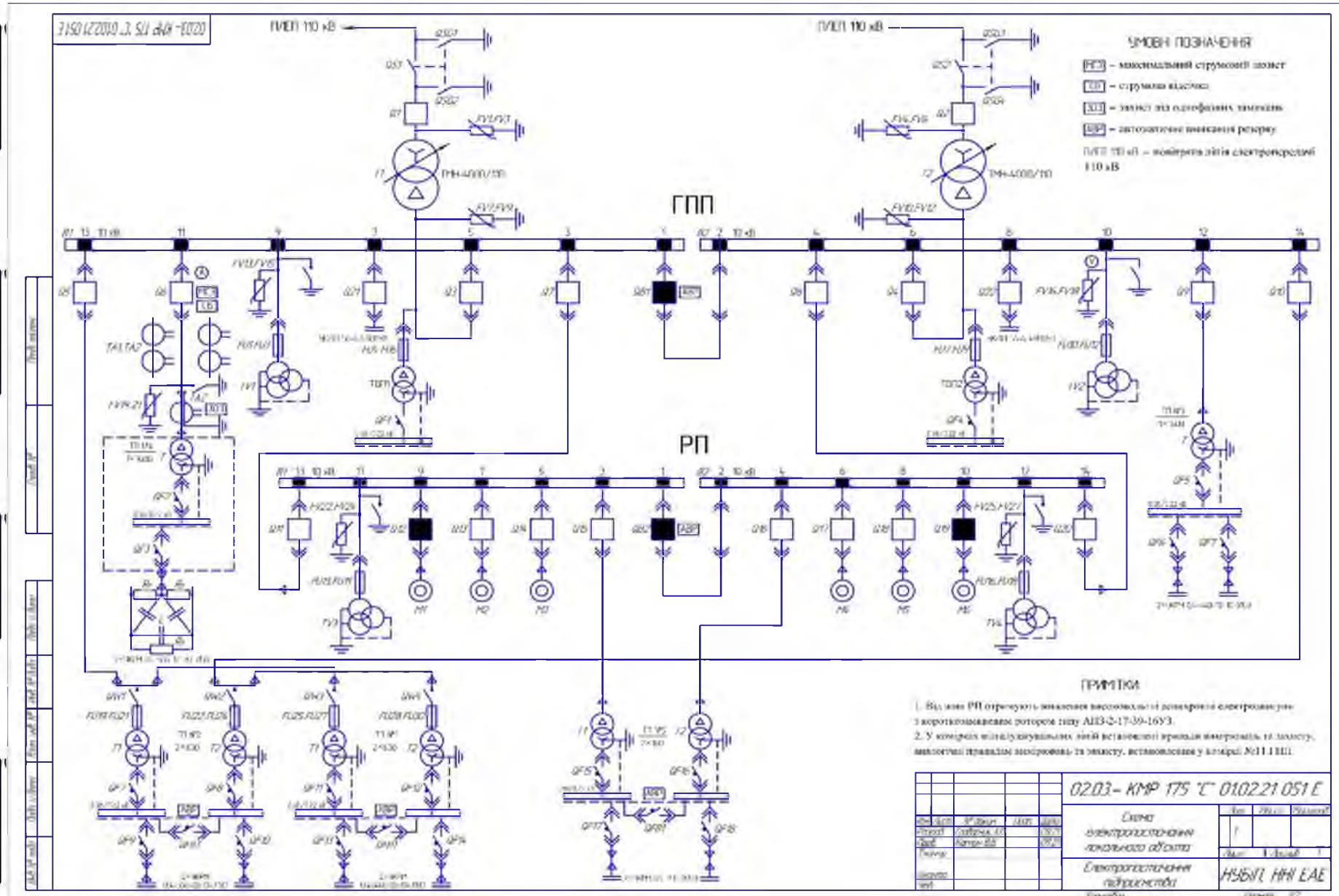


Рис. 5.1. Схема електропостачання локального об'єкта (підприємства)

5.9. Вибір марок і перерізів струмопровідних жил кабелів електричної мережі напругою 10 кВ.

Вибір перерізу кабелів напругою 10 кВ, які з'єднують трансформатори цехових ТП з шинами ГПП, РП або між собою при магістральній схемі, здійснюємо згідно наступних вимог:

- 1) вибір перерізу за нормальним режимом навантаження;
- 2) перевірка вибраного перерізу за максимальним режимом навантаження;

Під час вибору величини перерізу провідників, необхідно забезпечити [14]:

- а) у нормальному режимі роботи – задану пропускну здатність, допустимі для даного режиму відхилення напруги, економічність;
- б) у максимальному режимі роботи – необхідну пропускну здатність, допустимі для даного режиму відхилення напруги.

У даній роботі застосовуємо кабелі для системи внутрішньозаводського електропостачання нашого локального об'єкта (підприємства).

5.9.1. Вибір перерізу провідників за нормальним режимом

Нормальний режим роботи кожної електроустановки характеризується струмом нормального режиму $I_{\text{норм}}$ [14].

Граничним характерним випадком нормального режиму є номінальний режим $I_{\text{ном}}$.

Переріз провідників напругою понад 1 кВ вибираємо за економічно вигідною густиною струму $J_{\text{ек}}$ для навантаження нормального режиму.

Економічно вигідний переріз провідників розраховуємо згідно формули:

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ек}}} \text{ мм}^2, \quad (5.31)$$

де $I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму, А;
 $J_{\text{ек}}$ – нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм², яке вибираємо з таблиці 1.3.50 ПУЕ [15].

Результати економічно вигідного перерізу $S_{ек}$, розрахованого згідно формули (5.31), заокруглюють до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{ст}$, мм² [14].

Згідно [14], під час вибору перерізу кабелю, який здійснює живлення однострансформаторної цехової ПС чи трансформатора двотрансформаторної цехової ПС за радіальною схемою з трансформаторами напругою 10/0,4 кВ, за струм нормального режиму приймаємо номінальний первинний струм трансформатора, який визначаємо згідно його паспортних даних.

Номінальний первинний струм трансформатора розраховуємо згідно формули:

$$I_{ном.т.1} = \frac{S_{ном.т.}}{\sqrt{3}U_{ном.т.}}, \text{ А}, \quad (5.32)$$

де $S_{ном.т.}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{ном.т.1}$ – номінальна первинна напруга трансформатора, кВ.

Під час вибору перерізу кабелю, який живить від РПІ 10 кВ кожен високовольтний електричний двигун на компресорній станції розраховуємо його номінальний струм згідно формули:

$$I_{ном.д} = \frac{P_{ном.д}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos\varphi_{ном.д} \eta_{ном.д}}, \text{ А}, \quad (5.33)$$

де $P_{ном.д}$ – номінальна активна потужність ЕД, кВт;

$U_{ном}$ – номінальна напруга електричної мережі, кВ;

$\cos\varphi_{ном.д}$ – номінальний коефіцієнт потужності ЕД, в.о.;

$\eta_{ном.д}$ – номінальний ККД електродвигуна, в.о.

Під час вибору перерізу кабелю, що живить високовольтні КУ, номінальний струм КУ розраховуємо згідно формули:

$$I_{ном.КУ} = \frac{Q_{ном.КУ}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \text{ А}, \quad (5.34)$$

де $Q_{ном.КУ}$ – номінальна реактивна потужність КУ, кВАр.

Розрахунковий струм кожної секції визначаємо згідно формули:

$$I_{p.B1} = \frac{S_{p.B1}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \text{ А,} \quad (5.35)$$

$$I_{p.B2} = \frac{S_{p.B2}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \text{ А.} \quad (5.36)$$

де $S_{p.B1}$, $S_{p.B2}$ – розрахункове повне навантаження відповідно 1-ї та 2-ї секцій РП, кВА;

$U_{ном}$ – номінальна напруга на шинах РП, кВ.

Згідно формули (5.32) розраховуємо номінальні первинні струми трансформаторів ТП №1, ТП №2, ТП №3, ТП №4, ТП №5:

$$I_{ном.ТП1} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А,}$$

$$I_{ном.ТП2} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А,}$$

$$I_{ном.ТП3} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,38 \text{ А,}$$

$$I_{ном.ТП4} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,38 \text{ А,}$$

$$I_{ном.ТП5} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,24 \text{ А.}$$

Оскільки, трансформатори цехових двотрансформаторних ПС мають однакову потужність, тому здійснюємо розрахунок перерізу лише для однієї магістралі.

При кількості годин використання максимуму навантаження за рік $T_{макс} = 4000$ год/рік для кабелів з алюмінієвими жилами згідно ПУЕ [15] економічна густина струму становить $J_{ек} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

Відповідно до формули (5.31) визначимо економічно вигідний переріз кабелів:

а) на ділянці від шин ГПП до трансформатора ТП №2:

$$S_{ек1.1} = \frac{I_{ном.ТП2} + I_{ном.ТП1}}{J_{ек}},$$

$$S_{\text{ек1.1}} = \frac{36,37 + 36,37}{1,4} = 51,96 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{ек1.1}} = 50 \text{ мм}^2.$$

Попередньо обираємо марку кабелю АПвЗВ 3×50.

б) на ділянці від трансформатора ТП №2 до трансформатора ТП №1:

$$S_{\text{ек1.2}} = \frac{I_{\text{ном. ТП2}}}{J_{\text{ек}}},$$

$$S_{\text{ек1.2}} = \frac{36,37}{1,4} = 25,98 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{ек1.2}} = 25 \text{ мм}^2.$$

Попередньо обираємо марку кабелю АСБ 3×25.

в) на ділянці від шин ГПП до трансформатора ТП №4:

$$S_{\text{ек1.3}} = \frac{I_{\text{ном. ТП4}}}{J_{\text{ек}}},$$

$$S_{\text{ек1.3}} = \frac{92,38}{1,4} = 65,98 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{ек1.3}} = 70 \text{ мм}^2.$$

Попередньо обираємо марку кабелю АПвЗВ 3×70.

г) на ділянці від шин ГПП до трансформатора ТП №3:

$$S_{\text{ек1.4}} = \frac{I_{\text{ном. ТП3}}}{J_{\text{ек}}},$$

$$S_{\text{ек1.4}} = \frac{92,38}{1,4} = 65,98 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{ек1.4}} = 70 \text{ мм}^2.$$

Попередньо обираємо марку кабелю АПвЗВ 3×70.

д) на ділянці від шин ГПП до трансформатора ТП №5:

$$S_{\text{ек1.5}} = \frac{I_{\text{ном. ТП5}}}{J_{\text{ек}}},$$

$$S_{\text{ек1.5}} = \frac{9,24}{1,4} = 6,6 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{ек1.5}} = 10 \text{ мм}^2.$$

Попередньо обираємо марку кабелю АСБ 3×10.

ж) на ділянці від шин РП до електродвигуна М:

При виборі перерізу кабелю, що живить від РП 10 кВ кожен високовольтний електричний двигун на компресорній станції визначаємо номінальний струм ЕД згідно формули (5.33), оскільки у нас кожен ЕД має однакову потужність 630 кВт, тому достатньо розрахувати номінальний струм для одного ЕД:

$$I_{\text{ном.д}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,761 \cdot 0,937} = 51,01 \text{ А,}$$

За формулою (5.31) визначаємо економічно вигідний переріз кабелів:

Оскільки у нас кожен ЕД має однакову потужність 630 кВт, тому достатньо розрахувати економічно вигідний переріз кабелів для одного ЕД:

$$S_{\text{ек2}} = \frac{I_{\text{ном.д}}}{J_{\text{ек}}},$$

$$S_{\text{ек2}} = \frac{51,01}{1,4} = 36,44 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{ек2}} = 35 \text{ мм}^2.$$

Попередньо обираємо марку кабелю АПвЭВ 3×35.

з) на ділянці від шин ГПП до високовольтної КУ:

При виборі перерізу кабелю, що живить високовольтні КУ, визначаємо номінальний струм КУ згідно формули (5.34):

$$I_{\text{ном.КУ}} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51,96 \text{ А,}$$

Оскільки у нас кожна високовольтна КУ має однакову потужність 900 кВАр, тому достатньо розрахувати економічно вигідний переріз кабелів для однієї КУ:

$$S_{\text{ек3}} = \frac{51,96}{1,4} = 37,12 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{ек3}} = 35 \text{ мм}^2.$$

Попередньо обираємо марку кабелю АПвЭВ 3×35.

к) на ділянці від шин ГПП до шин РП 1 секції:

Навантаження на ділянці від шин ГПП до шин РП 1 секції (див. схему електропостачання підприємства), розраховуємо згідно формули (5.35):

$$I_{p.B1} = \frac{S_{p.B1}}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

$$I_{p.B1} = \frac{(883,5 \cdot 3) + 160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 162,24 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз кабелів на ділянці від шин ГПП до шин РП 1 секції, визначаємо згідно формули (5.31):

$$S_{ск4} = \frac{162,24}{1,4} = 115,88 \text{ мм}^2,$$

$$S_{ск4} = 120 \text{ мм}^2$$

Попередньо обираємо марку кабелю АПвЕВ 3×120.

л) на ділянці від шин ГПП до шин РП 2 секції:

Навантаження на ділянці від шин ГПП до шин РП 2 секції (див. схему електропостачання підприємства), розраховуємо згідно формули (5.36):

$$I_{p.B2} = \frac{S_{p.B2}}{\sqrt{3}U_{ном}},$$

$$I_{p.B2} = \frac{(883,5 \cdot 3) + 160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 162,24 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз кабелів на ділянці від шин ГПП до шин РП 2 секції, визначаємо згідно формули (5.31):

$$S_{ск5} = \frac{162,24}{1,4} = 115,88 \text{ мм}^2,$$

$$S_{ск5} = 120 \text{ мм}^2$$

Попередньо обираємо марку кабелю АПвЕВ 3×120.

НУБІП УКРАЇНИ

5.9.2. Перевірка перерізу провідників за максимальним режимом

Для перерізу провідника, вибраного за економічною густиною струму, необхідно зробити перевірку на нагрівання згідно величини струму його максимального навантаження.

Для цього допустимий для даного провідника струм з урахуванням відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов $I_{\text{доп}}$ та коефіцієнтів допустимого перевантаження $K_{\text{пер}}$ (згідно таблиці 1.3.10 ПУЕ [15]) порівнюємо зі струмом його форсованого режиму $I_{\text{ф}}$ з урахуванням коефіцієнта резервування $K_{\text{рез}}$:

$$K_{\text{пер}} I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{ф}} = K_{\text{рез}} I_{\text{норм}}, \text{ А} \quad (5.37)$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт попереднього навантаження, $K_{\text{пер}} = 1$.

Під час визначення допустимого тривалого струму для кабелів необхідно враховувати відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов за допомогою поправкових коефіцієнтів $K_{\text{пр}}$ та $K_{\text{сер}}$

$$I'_{\text{доп}} \in K_{\text{пр}} K_{\text{сер}} I_{\text{доп}}, \text{ А} \quad (5.38)$$

де $K_{\text{пр}}$ – поправковий коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі, $K_{\text{пр}} = 0,87$;
 $K_{\text{сер}}$ – поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, якщо вона відрізняється від стандартної, при прокладанні кабелів у землі, при температурі ґрунту $+15 \text{ }^\circ\text{C}$ – $K_{\text{сер}} = 1$;

$I_{\text{доп}}$ – допустимий тривалий струм провідника стандартного перерізу для стандартних умов, залежно від матеріалу жил, їхньої ізоляції та способу прокладання, А.

У роботі передбачаємо прокладання кабелів безпосередньо в землі (у траншеях). Перевагами траншейного прокладання є мала вартість ліній, хороші умови для охолодження кабелю, мала можливість поширення аварії одного кабелю на сусідні паралельні кабелі.

Коефіцієнт резервування $K_{\text{рез}}$ приймається:

для двотрансформаторних ТП – $K_{рез} = 1,4$;

- для однострансформаторних ТП з резервуванням кабелями при напрузі 0,4 кВ – $K_{рез} = 1,3$, без резервування – коефіцієнт систематичного перевантаження $K_{рез} = 1,0$ [14].

Для ЕД приводу компресорів та КУ приймається $K_{рез} = 1,0$ ($I_{ф} = I_{норм}$), а для

РП:

$$I_{ф} = I_{рПсум}$$

де $I_{рПсум}$ – розрахунковий сумарний струм усіх електроприймачів, приєднаних до відповідної секції РП.

Згідно з додатковою літературою (ПУЕ, таблиця 1.3.37 [15]) для трижильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами напругою до 35 кВ включно, прокладених безпосередньо в землі, залежно від номінального перерізу жили, допустимий тривалий струм $I_{доп}$ дорівнює:

$$120 \text{ мм}^2 - I_{доп} = 232 \text{ А};$$

$$70 \text{ мм}^2 - I_{доп} = 171 \text{ А};$$

$$50 \text{ мм}^2 - I_{доп} = 140 \text{ А};$$

$$35 \text{ мм}^2 - I_{доп} = 119 \text{ А}.$$

Перевірку перерізу провідників за максимальним режимом перевіряємо

згідно формули (5.37):

а) на ділянці від шин ГПП до трансформатора ТП №2:

$$1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 140 = 121,8 \text{ А} \geq 1,4 \cdot (36,37 + 36,37) = 101,87 \text{ А}.$$

Умова виконується.

б) на ділянці від трансформатора ТП №2 до трансформатора ТП №1:

Згідно з додатковою літературою (таблиця 1.3.21 ПУЕ [15]) для трижильних кабелів марки АСВ напругою 10 кВ і перерізом жили 25 мм² допустимий тривалий струм дорівнює $I_{доп} = 91 \text{ А}$.

$$1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 91 = 79,17 \text{ А} \geq 1,4 \cdot 36,37 = 50,92 \text{ А}.$$

Умова виконується.

в) на ділянці від шин ГПП до трансформатора ТП №4:

$$1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 171 = 148,77 \text{ A} \geq 1,3 \cdot 92,38 = 120,09 \text{ A.}$$

Умова виконується.

г) на ділянці від шин ГПП до трансформатора ТП №3:

$$1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 171 = 148,77 \text{ A} \geq 1,3 \cdot 92,38 = 120,09 \text{ A.}$$

Умова виконується.

д) на ділянці від шин ГПП до трансформатора ТП №5:

Згідно з додатковою літературою (таблиця 1.3.21 ПУЕ [15]) для

трижильних кабелів марки АСБ напругою 10 кВ і перерізом жили 10 мм²

допустимий тривалий струм дорівнює $I_{\text{доп}} = 59 \text{ A}$.

$$1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 59 = 51,33 \text{ A} \geq 1,4 \cdot 9,24 = 12,93 \text{ A.}$$

Умова виконується.

ж) на ділянці від шин РП до електродвигуна М:

Оскільки у нас кожен ЕД має однакову потужність 630 кВт, тому достатньо зробити перевірку для одного ЕД:

$$1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 119 = 103,53 \text{ A} \geq 1 \cdot 51,01 = 51,01 \text{ A.}$$

Умова виконується.

з) на ділянці від шин ГПП до високовольтних КУ:

Оскільки у нас кожна високовольтна КУ має однакову потужність 900 кВАр, тому достатньо зробити перевірку перерізу провідників за максимальним режимом для однієї КУ:

$$1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 119 = 119 \text{ A} \geq 1 \cdot 51,96 = 51,96 \text{ A.}$$

Умова виконується.

к) на ділянці від шин ГПП до шин РП1 секції:

$$1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 232 = 232 \text{ A} \geq 1 \cdot ((51,01 \cdot 3) + 9,24) = 162,27 \text{ A.}$$

Умова виконується.

л) на ділянці від шин ГПП до шин РП 2 секції:

$$1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 232 = 232 \text{ A} \geq 1 \cdot ((51,01 \cdot 3) + 9,24) = 162,27 \text{ A.}$$

Умова виконується.

Результати вибору кабелів ліній 10 кВ наводимо у таблиці 5.1.

Вибір кабелів ліній 10 кВ

Таблиця 5.1

Траса		Кабель		
Початок	Кінець	Марка	Кількість жил, площа поперечного перерізу струмопровідної жили, мм ²	Довжина, м
Кабельні лінії від ГПП				
ГПП, комірка 13	ТП №2, Т1	АПвЭВ-10	3×50	119,5
ГПП, комірка 11	ТП №4	АПвЭВ-10	3×70	38,4
ГПП, комірка 3	РП 10 кВ	АПвЭВ-10	3×120	242,5
ГПП, комірка 4	РП 10 кВ	АПвЭВ-10	3×120	242,5
ГПП, комірка 12	ТП №3	АПвЭВ-10	3×70	160,7
ГПП, комірка 14	ТП №2, Т2	АПвЭВ-10	3×50	119,5
Кабельні лінії від РП 10 кВ				
РП, комірка 9	М1	АПвЭВ-10	3×35	4,5
РП, комірка 7	М2	АПвЭВ-10	3×35	4,5
РП, комірка 5	М3	АПвЭВ-10	3×35	5,5
РП, комірка 3	ТП №5, Т1	АСБ-10	3×10	4,2
РП, комірка 4	ТП №5, Т2	АСБ-10	3×10	4,2
РП, комірка 6	М4	АПвЭВ-10	3×35	4,5
РП, комірка 8	М5	АПвЭВ-10	3×35	4,5
РП, комірка 10	М6	АПвЭВ-10	3×35	5,5
Лінії між ТП №2 і ТП №1				
ТП №2, Т1	ТП №1, Т1	АСБ-10	3×25	88,4
ТП №2, Т2	ТП №1, Т2	АСБ-10	3×25	88,4

Кабель АПвЭВ-10

Умовні позначення:

А – алюмінієва жила; Пв – ізоляція із зшитого поліетилену;

Э – мідний екран по ізольованій жилі;

В – зовнішня оболонка із ПВХ пластикату;

10 – на напругу 10 кВ.

Кабель АСБ-10

Умовні позначення:

А – алюмінієва жила; С – свинцева оболонка;

Б – броня із сталевих стрічок; 10 – на напругу 10 кВ.

5.10. Вибір електричних апаратів в електричній мережі напругою 10

кВ

Електричні апарати, що застосовують для захисту електричних кіл від аварійних режимів роботи (коротке замикання, перевантаження, робота на двох фазах, недопустиме зниження напруги тощо) називають апаратами захисту. Для електродвигунів змінного струму необхідно передбачати захист від коротких замикань, струмів перевантаження, роботи на двох фазах та від значного зниження напруги [16].

У даній роботі вибору підлягають електричні апарати, які знаходяться у комірках розподільного пристрою НН ГПП та РП, до яких приєднуються кабельні лінії, що живлять ТП, РП та високовольтні ЕД.

5.10.1. Умови вибору і перевірки електричних апаратів

Вибір електричних апаратів та їх перевірку виконуємо згідно таблиць, що наведені нижче.

Тип обраних електричних апаратів, вибраних згідно схеми електропостачання підприємства наведена у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2

Характеристика апаратів, вибраних згідно схеми електропостачання підприємства

Комірка	Назва апарату	Кількість	Таблиця для вибору	Тип вибраного апарату
	ГПП			
13	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
	Трансформатор струму	2	Табл. 5.5	ТПЛ-10 150/5А
11	Обмежувач перенапруг	3	Табл. 5.7	ОПН-10/11,5/10/400 УХЛ1
	Амперметр	1		А-72-6-300/5А
	Лічильник електроенергії	1		НІК 2303-АТ1Т
	Запобіжник	3		ПКТ101-10-31,5-12,5У3
9	Трансформатор напруги	1		НТМИ-10
	Обмежувач перенапруг	3		ОПН-10/11,5/10/400 УХЛ1
7	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
3	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
4	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
8	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
	Запобіжник	3		ПКТ101-10-31,5-12,5У3
10	Трансформатор напруги	1		НТМИ-10
	Обмежувач перенапруг	3		ОПН-10/11,5/10/400 УХЛ1
12	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
14	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
	РП 10 кВ			
13	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
	Запобіжник	3		ПКТ101-10-31,5-12,5У3
11	Обмежувач перенапруг	3		ОПН-10/11,5/10/400 УХЛ1
	Трансформатор напруги	1		НТМИ-10
9	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
7	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630
5	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630

Продовження таблиці 5.2					
3	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630	
4	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630	
6	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630	
8	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630	
10	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630	
	Запобіжник	3		ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ	
12	Обмежувач перенапруг	3		ОПН-10/11,5/10/400 УХП1	
	Трансформатор напруги	1		НТМИ-10	
14	Вимикач (вакуумний)	1	Табл. 5.3	ВР/РЗВА-10-20/630	
ТП №2					
	Вимикач навантаження	2	Табл. 5.4	ВНАп-Р 10/400-3-У3	
	Запобіжник	6	Табл. 5.6	ПКТ 104-10-160-20УЗ	
ТП №1					
	Вимикач навантаження	2	Табл. 5.4	ВНАп-Р 10/400-3-У3	
	Запобіжник	6	Табл. 5.6	ПКТ 103-10-100-12,5УЗ	

Вибір та перевірку вакуумних вимикачів здійснюємо згідно таблиці 5.3.

Таблиця 5.3

Розрахункові і каталожні дані вакуумного вимикача

Позиційне позначення апарата на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Числове значення	Параметр	Числове значення за каталогом (паспортом)	Формулювання	Перевірка умови вибору
Q5	Вибір за номінальною напругою					
	$U_{роб}, \text{кВ}$	10	$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	Вибір за номінальним струмом					
	$I_{ф}, \text{А}$	101,87	$I_{н}, \text{А}$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 101,87$
Згідно з двома першими умовами, робимо перевірку для інших вимикачів						
Q6	$U_{роб}, \text{кВ}$	10	$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, \text{А}$	120,09	$I_{н}, \text{А}$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 120,09$
Q21, Q22	$U_{роб}, \text{кВ}$	10	$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, \text{А}$	51,96	$I_{н}, \text{А}$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 > 51,96$
Q7, Q11	$U_{роб}, \text{кВ}$	10	$U_{ном}, \text{кВ}$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, \text{А}$	162,27	$I_{н}, \text{А}$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 162,27$

Продовження таблиці 5.3

Q8, Q20	$U_{роб}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, А$	162,27	$I_{н}, А$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 162,27$
Q9	$U_{роб}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, А$	120,09	$I_{н}, А$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 120,09$
Q10	$U_{роб}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, А$	101,87	$I_{н}, А$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 101,87$
Q12, Q13, Q14	$U_{роб}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, А$	51,01	$I_{н}, А$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 51,01$
Q17, Q18, Q19	$U_{роб}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, А$	51,01	$I_{н}, А$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 51,01$
Q15, Q16	$U_{роб}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, А$	12,93	$I_{н}, А$	630	$I_{н} \geq I_{ф}$	$630 \geq 12,93$

Обираю до встановлення вакуумний вимикач ВР/РЗВА-10-20/630.

Умовні позначення:

ВР – найменування серії;

РЗВА – Рівненський завод високовольтної апаратури;

10 – номінальна напруга, 10 кВ;

20 – номінальний струм відключення, 20 кА;

630 – номінальний струм, 630 А.

Вибір та перевірку вимикачів навантаження здійснюємо згідно таблиці 5.4

Таблиця 5.4

Розрахункові і каталожні дані вимикача навантаження

Позиційне позначення апарата на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Числове значення	Параметр	Числове значення за каталогом (паспортом)	Формулювання	Перевірка умови вибору
QW1, QW2	Вибір за номінальною напругою					
	$U_{роб}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	Вибір за номінальним струмом					
	$I_{ф}, А$	101,87	$I_{н}, А$	400	$I_{н} \geq I_{ф}$	$400 \geq 101,87$
QW3, QW4	Згідно з двома першими умовами, робимо перевірку для інших вимикачів					
	$U_{роб}, кВ$	10	$U_{ном}, кВ$	10	$U_{ном} \geq U_{роб}$	$10 \geq 10$
	$I_{ф}, А$	50,92	$I_{н}, А$	400	$I_{н} \geq I_{ф}$	$400 \geq 50,92$

Обирано до встановлення вимикач навантаження ВНАпР-ЕМ-10/400-3-У3

Умовні позначення:

В – вимикач; Н – навантаження; А – автогазовий; п – з запобіжниками;

Р – на загальній рамі; ЕМ – з електромагнітом короткочасної дії;

10 – номінальна напруга, 10 кВ; 400 – номінальний струм, 400 А;

3 – розташування заземлюючих ножів (3, 13, 23);

У – позначення кліматичного виконання; З – категорія розміщення.

Вибір та перевірку трансформатора струму здійснюємо згідно таблиці 5.5.

Таблиця 5.5

Розрахункові і каталожні дані трансформатора струму

Позиційне позначення апарата на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Числове значення	Параметр	Числове значення за каталогом (паспортом)	Формулювання	Перевірка умови вибору
ТА1	Вибір за номінальною напругою					
	$U_{\text{ном.мер.}}$, кВ	10	$U_{\text{ном.}}$, кВ	10	$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$	$10 \geq 10$
	Вибір за номінальним струмом					
	$I_{\text{ф}}$, А	120,09	$I_{\text{н}}$, А	150	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{ф}}$	$150 \geq 120,09$

Обирано до встановлення трансформатор струму ТПЛ-10 150/5А.

Умовні позначення:

Т – трансформатор струму; П – прохідний;

Л – з ізоляцією з литої синтетичної смоли;

10 – клас напруги, 10 кВ;

150 – номінальний первинний струм, 150 А;

5 – номінальний вторинний струм, 5 А.

Вибір та перевірку запобіжників здійснюємо згідно таблиці 5.5.

Таблиця 5.5

Розрахункові і каталожні дані запобіжника

Позиційне позначення апарата на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Числове значення	Параметр	Числове значення за каталогом (паспортом)	Формулювання	Перевірка умови вибору
FU19- FU21	Вибір за номінальною напругою					
	$U_{\text{ном.мер, кВ}}$	10	$U_{\text{ном, кВ}}$	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$	$10 \geq 10$
	Вибір за номінальним струмом					
	$I_{\text{ном.тр, А}}$	101,87	$I_{\text{ном.вст, А}}$	160	$I_{\text{ном.вст}} \geq (1,5-2) I_{\text{ном.тр}}$	$160 \geq 152,8$
Згідно з двома першими умовами, робимо перевірку для інших вимикачів						
FU22-	$U_{\text{ном.мер, кВ}}$	10	$U_{\text{ном, кВ}}$	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$	$10 \geq 6$
FU24	$I_{\text{ном.тр, А}}$	101,87	$I_{\text{ном.вст, А}}$	160	$I_{\text{ном.вст}} \geq (1,5-2) I_{\text{ном.тр}}$	$160 \geq 152,8$
FU25-	$U_{\text{ном.мер, кВ}}$	10	$U_{\text{ном, кВ}}$	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$	$10 \geq 6$
FU27	$I_{\text{ном.тр, А}}$	50,92	$I_{\text{ном.вст, А}}$	100	$I_{\text{ном.вст}} \geq (1,5-2) I_{\text{ном.тр}}$	$100 \geq 76,38$
FU28-	$U_{\text{ном.мер, кВ}}$	10	$U_{\text{ном, кВ}}$	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$	$10 \geq 6$
FU30	$I_{\text{ном.тр, А}}$	50,92	$I_{\text{ном.вст, А}}$	100	$I_{\text{ном.вст}} \geq (1,5-2) I_{\text{ном.тр}}$	$100 \geq 76,38$

Обираю до встановлення запобіжник ПКТ-104-10-160-20-У3

Умовні позначення:

П – запобіжник високовольтний;

К – з кварцевим наповнювачем в патроні;

Т – використовується для захисту силових трансформаторів;

104 – позначення конструкційного виконання;

10 – номінальна напруга, кВ;

160 – номінальний струм запобіжника, 160 А;

20 – номінального струму відключення запобіжника, 20 кА;

У – позначення кліматичного виконання, 3 – категорія розміщення.

Вибір та перевірку ОПН здійснюємо згідно таблиці 5.7.

Таблиця 5.7

Розрахункові і каталожні дані обмежувача перенапруг

Позиційне позначення апарата на схемі	Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
	Параметр	Числове значення	Параметр	Числове значення за каталогом (паспортом)	Формулювання	Перевірка умови вибору
FV19, FV20, FV21	Вибір за номінальною напругою					
	$U_{\text{ном.мер.}}$, кВ	10	$U_{\text{ном.}}$, кВ	11,5	$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$	$11,5 \geq 10$

Обирано до встановлення обмежувач перенапруг ОПН-10/11,5/10/400

УХЛ1.

Умовні позначення:

ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний

10 – клас напруги мережі, 10 кВ;

11,5 – найбільша довготривала допустима робоча напруга, 11,5 кВ;

10 – номінальний розрядний струм, 10 кА;

1 – струм пропускнувальної спроможності ОПН, 1 А

УХЛ1 – кліматичне виконання і категорії розміщення.

УХЛ – помірний холодний клімат: 1 – для експлуатації на відкритому повітрі.

РОЗДІЛ 6

РЕАЛІЗАЦІЯ ПРОГРАМНО-ТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ ДЛЯ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТА З ВИКОРИСТАННЯМ ПРОДУКЦІЇ КОМПАНІЇ SIEMENS

Згідно розрахованих рівнів електроспоживання локального об'єкта передбачено до встановлення наступний програмно-технічний комплекс.

Управління енергоспоживанням локального об'єкта здійснюється через використання програмно-технічного комплексу на основі продукції компанії

Siemens, до якого входять наступні складові:

- локальний НМІ (людино-машинного інтерфейсу) основою якого є персональний комп'ютер (SIMATIC та операційна система Microsoft Windows 10;

- програмне забезпечення SIMATIC WinCC, що є основою для системи НМІ з додатково встановленим SICAM SCC, для забезпечення повної функціональності управління енергоспоживанням.

Опрацьовані дані передаються на НМІ за допомогою контролера станції Siemens SICAM A8000, через зв'язок на основі протоколу IEC 60870-5-104, а дані з нього передаються на основі технології Інтернету речей на приватний хмарний сервіс.

Локальний НМІ забезпечує наступний функціонал [9]:

- відображення актуальних електричних вимірювань;
- лист аварій та системних подій;
- архівацію даних;
- тренди вимірювальних величин;
- можливість виведення мнемокадру на друк;
- огляд системи (однолінійної діаграми);
- можливість ручного встановлення положення комутаційного апарату (наприклад, автоматичного вимикача, роз'єднувача, заземлювача);

- можливість ручного вводу вимірювальних значень підстанції (наприклад, напруга на шині, струм фідера, активна / реактивна потужність, гощо);

Програмне забезпечення SICAM SCC відповідає за зв'язок з підстанційним контролером та за допомогою отриманих даних процесу, забезпечує графічне представлення однолінійної діаграми в режимі реального часу, індикацію стану в реальному часі, обробку сигналів, архівування та реєстрацію, а також функціональність для імітації положення комутаційних пристроїв та аналогових значень.

Архітектура зв'язку з підстанцією локального об'єкта складається з наступних основних компонентів:

- робоча станція HMI (SICAM SCC) для управління та постійного нагляду через два монітори.

- шафи телемеханіки, у якій відбувається встановлення підстанційного контролера SICAM A8000, для автоматизації та контролю технологічного процесу та промислового комп'ютера SIMATIC, щоб керувати даним контролером та програмним забезпеченням для управління електроспоживанням локального об'єкта;

- приватного хмарного сервісу Ucloud [17], для подальшого збору та обробки інформації на основі технології Інтернету речей.

Програмно-технічний комплекс у вигляді робочого обладнання системи підключається до мережі ПС через мережеве обладнання.

RTU відповідає за збір дискретних сигналів від комутаційних апаратів та пристроїв електричних вимірювань, а також забезпечує видачу телемеханіки на верхній рівень по протоколу IEC 60870-5-104.

Обрані програмні та апаратні модулі системи не мають статусу «закінчення життєвого циклу» EOL (End-Of-Life), «закінчення підтримки» EOS (End-Of-Support).

Детальне розподілення та зберігання масивів інформації зображено нижче на рис. 6.1

Мережева структура

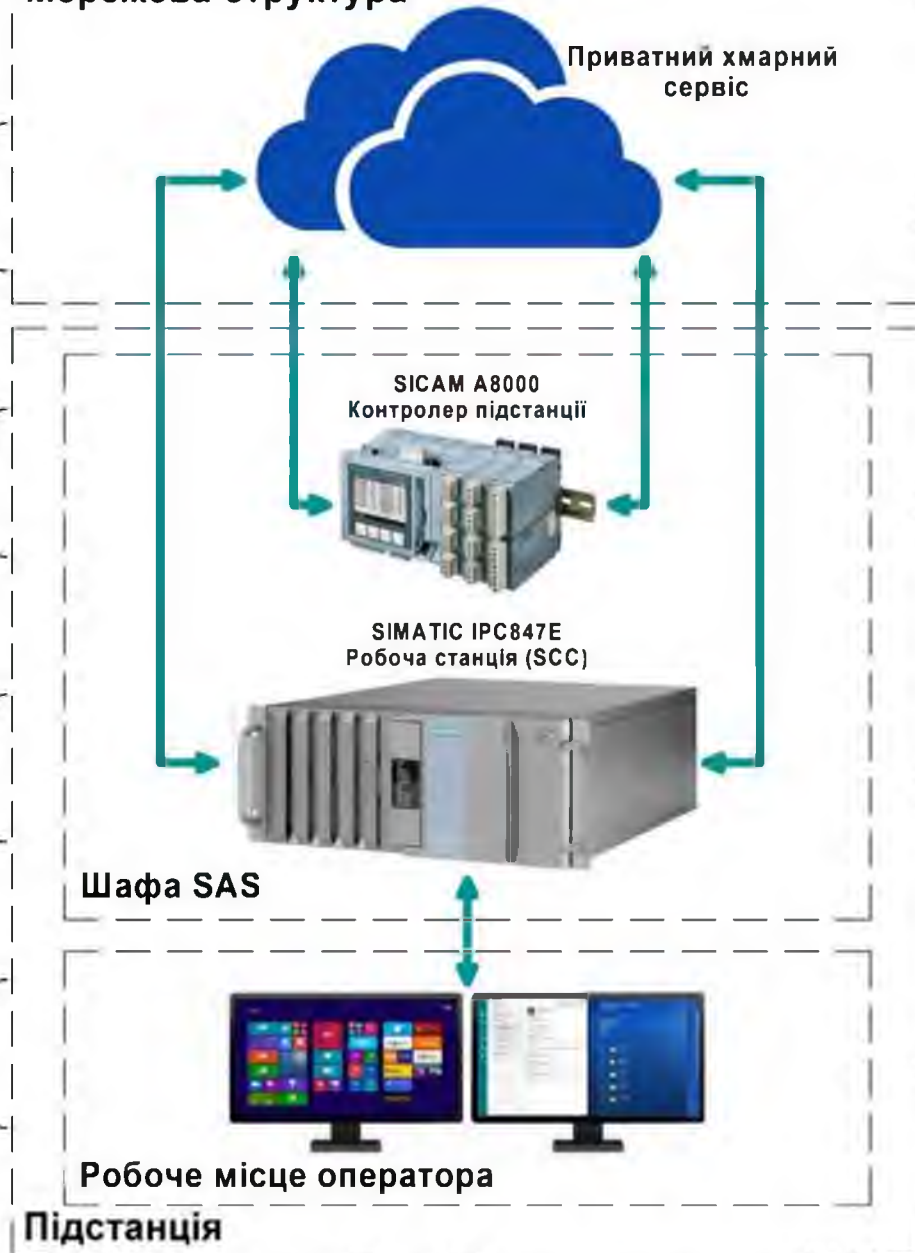


Рис. 6.1. Архітектура зв'язку з підстанцією

Впровадження системи дистанційного керування на обраному локальному об'єкті (підприємстві) дозволить керувати станом мережі онлайн, надсилати зібрані дані для хмарного сервісу, визначати ступінь ризику подальшої експлуатації об'єкта і необхідність екстреного втручання ремонтно-сервісних служб.

ВИСНОВКИ

Під час виконання кваліфікаційної магістерської роботи проведено дослідження можливості управління електроспоживанням локального об'єкта через використання технології IoT (Інтернет речей).

Застосовано для формування енергетичного балансу локального об'єкта принцип динамічного управління. Проведено аналіз технічної платформи для управління електроспоживанням локального об'єкта. Встановлено, що впровадження комбінованих систем електроживлення з різнорідними (традиційними та відновлюваними) джерелами енергії вимагає комплексного підходу щодо оптимізації на основі поточної вартості електроенергії у реальному часі.

Здійснено обґрунтування вибору системи телемеханіки підстанції, як складової моніторингу енергетичного менеджменту локального об'єкта.

Встановлено, що дана система SAS складається з елементів компанії Siemens серії SICAM і складається з двох продуктів SICAM RTU та SICAM SCC, за допомогою яких система забезпечує локальну систему моніторингу підстанції та передачу даних на АСДУ верхнього рівня. Наведено структурну схему архітектури системи SAS.

Для основного споживача локального об'єкта – підприємства здійснено розробку системи внутрішньозаводського електропостачання. Зокрема, проведено розрахунок загального розрахункового навантаження підприємства, яке становить $P_{p.c} = 5956,4$ кВт, $Q_{p.c} = 7146,8$ кВАр, $S_{p.c} = 9303,5$ кВА. А для головної понижувальної підстанції, шляхом розрахунків, вибрано 2 трифазних масляних двообмоткових трансформатора загального призначення ТМН-4000/110 кВ потужністю 4000 кВА кожен. Здійснено розрахунок і вибір кількості та потужності трансформаторів, компенсуючих пристроїв цехових підстанцій.

Розроблено схему електропостачання локального об'єкта, яка наведена на рис. 5.1 з наявною головною понижувальною підстанцією (ГПП) і розподільним пунктом (РП). При цьому, передбачено застосування як радіальної мережі 10 кВ

для ТП №3, ТП №4, ТП №5, так і магістральної мережі 10 кВ для ТП №1 та ТП №2.

Здійснено розрахунок та вибір марок і перерізів струмопровідних жил кабелів електричної мережі напругою 10 кВ за нормальним режимом роботи та здійснено перевірку перерізу вибраних кабелів за максимальним режимом роботи.

Також здійснено аргументований розрахунок та вибір марок електричних апаратів та наведено їх технічні характеристики для нашого локального об'єкта.

У якості основного технічного засобу для управління електроспоживанням локального об'єкта на основі технології IoT було обрано контролер Siemens серії SICAM A8000, який монтується у шафу телемеханіки. Його налаштування та параметрування здійснюється через програмне забезпечення TOOLBOX II встановлене на промисловому комп'ютері SIMATIC. Наведено переваги його застосування, основні технічні характеристики та особливості.

Проведені у кваліфікаційній магістерській роботі розрахунки та вибір обладнання дозволяють зробити роботу системи електропостачання локального об'єкта безпечною та ефективною, зручною та надійною у повсякденній експлуатації із застосуванням технології IoT (Інтернет речей).

Підсумовуючи, можна сказати, що застосування технології IoT для управління електроспоживанням локального об'єкта – це вигідно і цікаво у перспективі для усіх учасників цього процесу. І майбутнє енергетичної системи нашої держави завжди буде тісно переплетене із надбаннями і досягненнями Мережі мереж.

У глобальному масштабі слід зазначити, що високий рівень енергетики будь-якої держави світу – це похідна від сучасних інтелектуально-технічних «ноу-хау» і у їх числі звичайно, Інтернет речей. Хоча, враховуючи жагу людства до усього нового та незнанного, завжди буде геніальна можливість досягти ще вищого рівня... і це чудово.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Каплун В.В. Управління енергоефективністю локальних систем електроживлення з полігенерацією / В. В. Каплун, В. В. Осипенко, В. М. Штепа, С.С. Макаревич. – К.: НУБІП, 2020. – 316 с.

2. Y. Hu, A. Kuh, A. Kavcic and D. Nakafuji, "Real-time state estimation on micro-grids", Proc. of the International Joint Conference on Neural Networks, pp. 1378-1385, 2011

3. Osypenko V., Kaplun V., "About the intelligent decision making system for dynamic electricity pricing on renewable microgrids," Proc. of the XII IEEE Int. Conf. CSIT-2017 & IIND Workshop on Inductive Modeling, September 05-08, 2017, Lviv, Ukraine: Publisher "Vezha&Co", 2017, pp. 348-350.

4. Термін «Інтернет речей»: [Електронний ресурс] URL: <https://www.it.ua/knowledge-base/technology-innovation/internet-veschej-internet-of-things-iot> (дата звернення: 14.08.2021).

5. IoT, або Інтернет речей — що це таке? [Електронний ресурс] URL: <https://hub.kvivstar.ua/news/iot-abo-internet-teshej/> (дата звернення: 15.08.2021)

6. Інтернет вещей: [Електронний ресурс] URL: <https://channel4it.com/publications/Internet-veshchey-25146.html> (дата звернення: 18.08.2021).

7. Інтернет речей в енергетиці: у чому користь: [Електронний ресурс] URL: <https://hub.kvivstar.ua/news/internet-teshej-v-energetyzi-u-chomu-koristi/> (дата звернення: 20.08.2021).

8. Снижение рисков в энергетике: [Електронний ресурс] URL: <https://kauri-ict.com/blog-post/snizhenie-riskov-v-energetike/> (дата звернення: 23.08.2021).

9. Human-Machine Interface (HMI) for power automation systems [Електронний ресурс] URL: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/substation-automation/human-machine-interface-hmi-for-power-automation-systems-sicam-scc.html> (дата звернення: 24.09.2021).

10. Options for SIMATIC WinCC V7: [Електронний ресурс] URL: <https://new.siemens.com/in/en/products/automation/industry-software/automation-software/scada/simatic-wincc-v7/wincc-v7-options.html> (дата звернення: 21.09.2021).

11. Системи автоматизації та контролери RTU: [Електронний ресурс] URL: <https://new.siemens.com/ua/uk/produkty/enerhetyka/avtomatyzatsiya-intelektualni-nerozhi/avtomatyzatsiya-pidstantsiv/sicam-a8000.html> (дата звернення: 21.09.2021).

12. Engineering software for SICAM RTUs: [Електронний ресурс] URL: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/substation-automation/engineering-software-for-sicam-rtus-sicam-toolbox-ii.html> (дата звернення: 24.09.2021).

13. Промисловий комп'ютер SIMATIC IPC847E: [Електронний ресурс] URL: <https://mall.industry.siemens.com/mall/en/us/Catalog/Products/10346534> (дата звернення: 27.09.2021).

14. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с.

15. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугідля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 750 с.

16. Іноземцев Г.Б. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посіб. для студентів вищих навчальних закладів / Г.Б. Іноземцев, В.В. Козирський, М.Т. Лут, І.П. Радько, С.Ю. Синявський / 2-е вид., перероб. і доп. – К.: Вид-во «ТОВ «АграрМедіаГруп»», 2014. – 526 с.

17. Приватна хмара: [Електронний ресурс] URL: <https://ucloud.ua/service/virtualna-privatna-hmara/> (дата звернення: 07.10.2021).