

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

“___” _____ 202_р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»

**спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**на тему «Дослідження впливу генерації відновлювальних джерел
потужністю до 1 МВт на режимні параметри електричної мережі»**

Виконав:

Студент IV курсу, групи ЕС-72

Храмков Олексій Олександрович _____

Керівник:

асистент

Богомоллова Оксана Сергіївна _____

Консультант:

асистент

Паненко Олена Миколаївна _____

Рецензент:

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2021 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж і систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)
«_____» червня 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студенту

Храмкова Олексія Олександровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту «Дослідження впливу генерації відновлювальних джерел потужністю до 1 МВт на режимні параметри електричної мережі», керівник проєкту Богомолова Оксана Сергіївна, асистент затверджені наказом по університету від «21 » травня 2021 р. № 1246-с.
2. Термін подання студентом проєкту – 10 червня 2021 р.
3. Вихідні дані до проєкту:
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
 - 1) Опис відновлювальних джерел енергії в Україні;
 - 2) Вибір трансформаторів та типу проводів на БіоЕС;
 - 3) Створення принципової схеми;
 - 4) Розрахунок потокорозподілу в нормальному режимі;
 - 5) Розрахунок після аварійних режимів;
 - 6) Розрахунок режимів мінімальних та максимальних навантажень з

врахуванням генерації БіоЕС в 8 пункті.

5. Перелік графічного матеріалу

- 1) Принципова схема мережі 35 кВ
- 2) Розраховані режими електричної мережі
- 3) Вплив БіоЕС на параметри електричної мережі

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання «02» квітня 2021 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Розрахунок схеми мережі 35 кВ, вибір місця встановлення БіоЕС	02.05-10.05	виконав
2	Розрахунок режимів роботи електричної мережі	10.05-15.05	виконав
3	Розрахунок режиму роботи електричної мережі з БіоЕС	15.05-25.05	виконав
3	Оформлення пояснювальної записки.	25.05-02.06	виконав
4	Підготовка креслень	02.06-06.06	виконав
5	Надання дипломного проекту на перевірку.	07.06.2021	виконав
6	Подання дипломного проекту до захисту.	10.06.2021	

Студент

(підпис)

О. О. Храмков

Керівник проекту

(підпис)

О. С. Богомолова

Пояснювальна записка
до дипломного проєкту

на тему: «Дослідження впливу генерації відновлювальних джерел потужністю до 1 МВт на режимні параметри електричної мережі»

Київ – 2021 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Приміт ка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт	1	
2	A4	ДП7210.141.001 ПЗ	Пояснювальна записка	62	
3	A1	ДП7210.141.001 ТК	Принципова схема БіоЕС та схема опори	1	
4	A1	ДП7210.141.002 ТК	Режими електричної мережі 35 кВ, зміна режимних параметрів	1	
5	A1	ДП7210.141.003 ТК	Режими електричної мережі 35 кВ	1	

					ДП7210.141.006 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розробив		Храмков О.О.			Дослідження впливу генерації відновлювальних джерел потужністю до 1 МВт на режимні параметри електричної мережі			Літ.	Арк.	Акрушів	
Перевірів		Богомолова О.С.								5	62
Н. Контр.		Паненко О.М.						КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕС-72			
Затвердив		Кирик В.В									

Реферат

Дипломний проєкт: 62 сторінок, 17 рисунків, 27 таблиці.

ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА,
ПОТУЖНІСТЬ ГЕНЕРАЦІЇ, РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ,
НАПРУГА МЕРЕЖІ

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки, виконаної на 62 аркушах формату А4, та графічної частини, що складається із трьох аркушів креслень формату А1. До пояснювальної записки входить 27 таблиць, 17 рисунків та 10 бібліографічних посилань на джерела інформації.

Метою виконання дипломного проєкту є дослідження сегменту генерації відновлювальних джерел енергії потужністю до 1 МВт.

У першому розділі дипломного проєкту розглянуто усі представлені в Україні відновлювальні джерела енергії (ВДЕ). Описані переваги та недоліки даних джерел енергії. Розглянуті перспективи впровадження та розвитку ВДЕ в Україні. У другому розділі розглянуто складові елементи біогазової електростанції: силовий агрегат, проводи та трансформатори. У третьому розділі виконаний розрахунок нормального режиму електричної мережі до та після підключення біогазової електростанції, чотири після аварійних режимів, режими мінімальних та максимальних навантажень.

Публікації за темою дипломного проєкту:

Храмков О.О. Дослідити вплив біогазової електростанції потужністю 1,2 МВт на режимні параметри існуючої електричної мережі 35 кВ, матеріали міжнародної студентської конференції, м Мюнхен, 6-8 червня 2021. С. 21–27.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTARCT

Diploma project: 62 pages, 17 figures, 27 tables.

RENEWABLE ENERGY SOURCES, ELECTRICAL NETWORK,
GENERATION POWER, REGIMATORY PARAMETERS, POWER LOSSES,
NETWORK VOLTAGE

The diploma project consists of an explanatory note made on 62 sheets of A4 format and a graphic part consisting of three sheets of drawings in A1 format. The explanatory note includes 27 tables, 17 figures and 10 bibliographic references to sources of information.

The purpose of the diploma project is to study the segment of RES generation with a capacity of up to 1 MW.

The first section of the diploma project considers all renewable energy sources presented in Ukraine. The advantages and disadvantages of these energy sources are described. The prospects of the industry in Ukraine are considered. The second section considers the equipment for installation on a biogas power plant, its power unit, selected wires and transformers. In the third section the calculation of the normal mode of the electric network with and without the installed biogas power plant, four after the emergency modes, the modes of minimum and maximum loads performed.

Publications on the topic of the diploma project:

Khramkov O.O. Investigate the impact of a 1.2 MW biogas power plant on the operating parameters of the existing 35 kV power grid, Proceedings of the International Student Conference, Munich, June 6-8, 2021. P. 266-269.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	10
Вступ	11
1 Загальна характеристика малих джерел ВДЕ.....	12
1.1 Сонячні електростанції.....	11
1.2 Гідроелектростанції.....	12
1.3 Біогазові електростанції	17
1.4 Вітроелектростанції.....	19
1.5 Умови підключення.....	22
Висновок до першого розділу	24
2 Електрична мережа 35 кВ з біогазовою електростанцією.	25
2.1 Характеристика об'єкта	25
2.2 Система керування когенераційною установкою	26
2.3 Облік електроенергії	29
2.4 Кабельні мережі промислового майданчика	30
2.5 Реконструкція опори №134 ПЛ-35кВ "В.Половецьке-Трушки"	31
2.6 Прокладання кабельної лінії від РУ-35кВ до опори №134 ПЛ-35кВ "В.Половецьке-Трушки"	32
2.7 Вимоги щодо прокладання кабелю	35
2.8 Випробування кабелю.....	35
2.9 Відомості про потреби в паливі, воді, електричній та тепловій енергії, заходи щодо енергозбереження тощо.....	36
2.10 Заходи з техніки безпеки	36
2.11 Технічний опис когенераційного модуля	37

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

Висновок до другого розділу	24
3 Розрахунок ліній із двостороннім живленням і урахування втрат потужності	35
3.1 Розрахунок нормального режиму	41
3.2 Розрахунок після аварійного режиму.....	47
3.3 Розрахунок нормального, після аварійних, режимів мінімальних та максимальних навантажень з підключеною БіоЕС	50
3.4 Розрахунок після аварійного режиму з підключеною БіоЕС	51
3.5 Режим мінімальних навантажень БіоЕС.....	54
3.6 Режим максимальних навантажень БіоЕС	56
3.7 Обробка результатів.....	58
Висновок до третього розділу	60
Висновки	61
Список літератури	62

					ДП7210.141.006ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

БП – балансуєчий пункт

ВДЕ - відновлювані джерела енергії

БіоЕС – біогазова електростанція

СЕС – сонячна електростанція

ГЕС – гідроелектростанція

ВЕС – вітрова електростанція

ЕМ – електрична мережа

РГ – розосереджена генерація

ПС – пістанція

ЛЕП – лінія електропередачі

П/А – після аварійний

ОЕС – об'єднана енергосистема

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Перш за все необхідно визначити чому “зелена” енергетика на сьогоднішній день є дуже привабливою сферою для інвесторів в Україні, чим вона корисна та чим наносить величезну шкоду усій енергосистемі України в цілому.

Для спонукання розвитку ВДЕ в Україні був впроваджений так званий “зелений” тариф, який у декілька разів перевищує вартість електроенергії виробленої на ТЕЦ чи АЕС. На момент впровадження у 2014 «зелений» тариф на електричну енергію, вироблену з енергії сонячного випромінювання генеруючими установками приватних домогосподарств, встановлена потужність яких не перевищує 30 кВт та які введені в експлуатацію складала 1189,11 коп/кВт·год (без ПДВ). За таких розцінок окупність “зелених” електростанцій у 2014 році складала 2,5 роки. На сьогоднішній день тариф складає 599,91 коп/кВт·год (без ПДВ), а до 2024 року планується зменшити тариф до 539,20 коп/кВт·год (без ПДВ).

Сегмент виробників електроенергії потужністю до 1 МВт дуже важливий для України, на сьогоднішній день розвивається швидкими темпами. Однак відстає від країн західної Європи, де енергетичний перехід починався за найактивнішої участі малих учасників ринку, в Україні він відбувається повільніше. На мою думку, це відбувається через те, що форма «зеленого» тарифу створена для великих гравців та крупних іноземних інвесторів, які були першими його учасниками. На сьогоднішній день отримати дозвіл на ввід в експлуатацію електростанції майже не можливо.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА МАЛИХ ДЖЕРЕЛ ВДЕ

На сьогоднішній день «зелений» тариф отримали 1441 електростанцій сумарною потужністю приблизно 8750 МВт. Їх середня встановлена потужність складає 6,2 МВт. Станції до 1 МВт займають серед інших 2,5% встановленої потужності 215 МВт з 8750 МВт потужностей. Мала генерація використовує технологій, як: сонячні електростанції, гідроелектростанції, біогазові станції та вітрові. Найбільше малої ВДЕ-генерації підключено у Вінницькій, Хмельницькій, Івано-Франківській, Київській і Закарпатській областях.

1.1 Сонячні електростанції

Сонячна енергетика — використання сонячної енергії для отримання електричної або теплової енергії в будь-якому зручному для їх застосування вигляді. Сонячна енергетика використовує поновлюване джерело енергії і у майбутньому, може стати екологічно чистою, тобто такою, що не виробляє шкідливих відходів.

Переваги сонячної енергетики:

- Загальнодоступність і невичерпність джерела.
- Теоретично, повна безпека для довкілля (проте в виробництві фотоелементів і в них самих, використовуються шкідливі речовини).

На сьогоднішній день Україна пропонує прибуткові можливості для міжнародних інвесторів. У недалекому майбутньому заохочення призведуть до створення більш децентралізованої, розподіленої, безпечної та стійкої мережі генерування електроенергії за допомогою ВДЕ. Саме у першій половині двадцять першого сторіччя сонячна енергетика стане одним з основних джерел відновлювальної енергії через свою невичерпність та передбачуваність.

З початку 2015 року сонячну енергію почали використовувати 3010 домогосподарств. Номінальна потужність приватних сонячних електростанцій не може перевищувати 30 кВт, а загальна потужність таких станцій складає 51 МВт. По даним, з 01 січня 2020 року по 31 грудня 2024 року «зелений» тариф складатиме

					ДП7210.14.1.007ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

539,20 коп/кВт·год (без ПДВ). Крім того «зелений» тариф пов'язаний з курсом євро, що позитивно впливає на прибутковість за умов кризи [1]. Сонячну енергію використовують по всій території України, однак першими за об'ємом генерованої потужності складають: Київська, Дніпропетровська, Тернопільська, Івано-Франківська та Херсонська області. Також, крім «зеленого» тарифу у різних областях для стимулювання розвитку сфери влада користується різними заохоченнями, у Львівській області, домогосподарствам повертають 10% суми кредиту на сонячні панелі, а в Житомирській – 20% суми кредиту, міська влада Хмельницького і Бродів (Львівська обл.) повертають 10% вартості робіт з установки сонячних електростанцій.

Умовно територію України можна розділити на чотири зони, залежно від інтенсивності сонячної радіації, як показано на рисунку 1.1.

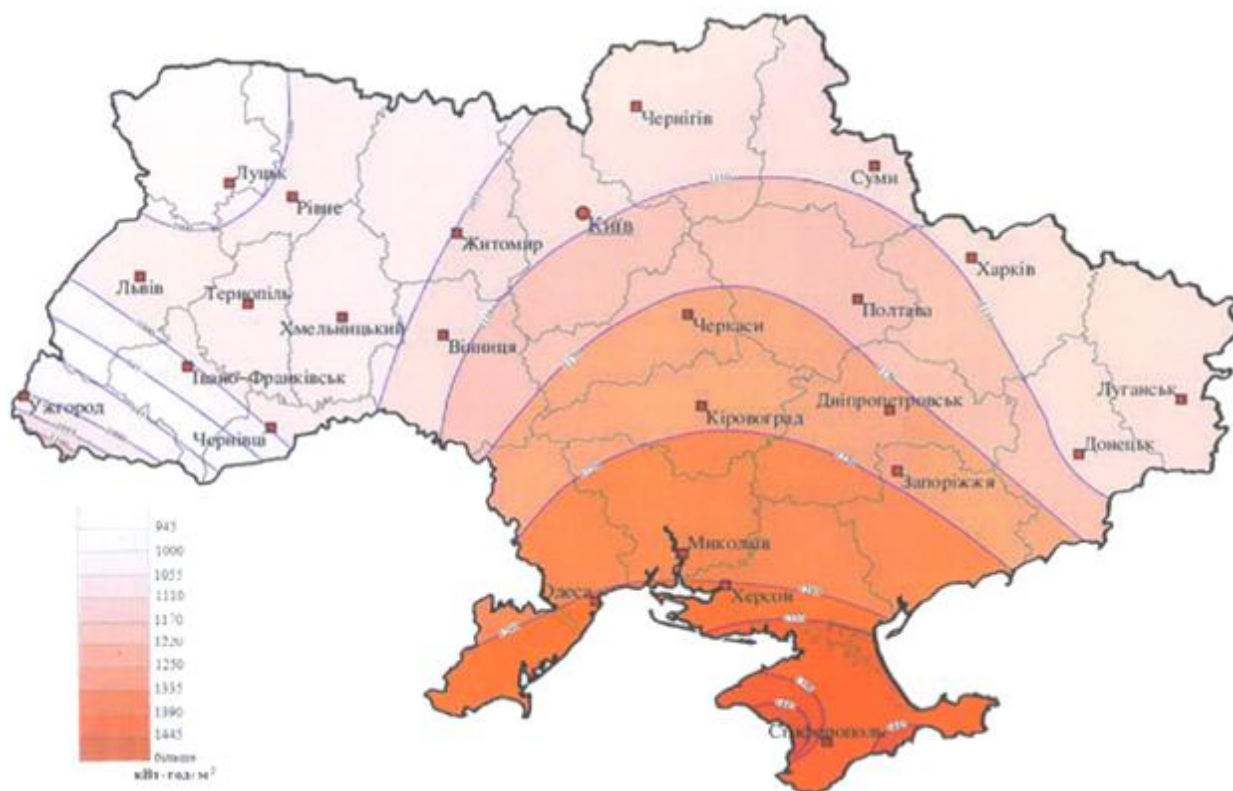


Рисунок 1.1 – Розподіл питомої сонячної радіації на території України

У базі сервісу Джоуль є дані щодо встановлених сонячних станцій, які надають самі компанії-інсталятори. Станом на сьогодні це близько 500 об'єктів, і ця цифра постійно збільшується [2].

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

1.2 Гідроелектростанції

Гідроенергетика – це галузь енергетичної енергетики та сукупність природних і штучних підсистем (гідроелектростанцій), які перетворюють енергії потоку води в електроенергію. На ГЕС джерелом енергії виступає потенціальна енергія водного потоку.

Україна має значний потенціал використання ресурсів малих річок (головним чином у західних регіонах), що складає майже 28% загального гідропотенціалу всіх рік України [3].

Малі ГЕС можуть стати головним джерелом «зеленою» енергії для усіх регіонів Західної України, також повністю забезпечити деякі райони Закарпатської та Чернівецької областей електроенергією.

Гідроелектростанції не забруднюють атмосферу шкідливими викидами, значно менше забруднюється середовище під час виробництва комплектуючих та відпрацьовані деталі завдають менше шкоди ніж, наприклад, відпрацьовані панелі СЕС. Гідроелектростанції виробляють 8% від загального об'єму встановленої потужності електрогенеруючих об'єктів України, нові об'єкти можуть бути потенційно встановлені у будь-якому регіоні держави, який має малі чи великі річки. В Україні понад 22 тис. річок, але лише 110 із них довші за 100 км., тому основні ресурси гідроенергетики зосереджені на малих річках. Однак варто пам'ятати про негативні наслідки гідроенергетики, наприклад, при будівництві київської ГЕС було затоплено п'ятдесят два села, крім того можуть зникати цілі породи риби та інших мешканців екосистеми, через окислення знищуються родючі ґрунти. Саме тому мГЕС встановлені на малих, гірських річках наносять значно менше шкоди природі, також мГЕС не перекривають повністю русло, що дозволяє рибі та іншим мешканцям продовжувати звичне для себе життя. Однак, подальший розвиток гідроенергетики потребує усунення вище перерахованих екологічних ризиків.

Потенціал гідроенергетики України використовуються на 60%, як показано на рисунку 1.2, більшу частину складає Дніпровський каскад та інших великих

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ГЕС. Залишок потенціалу можливо реалізувати за рахунок встановлення нових та відновлення старих потужностей мГЕС.

У відповідності до існуючої класифікації до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 10 МВт, до міні-ГЕС — від 200 до 1000 кВт, до мікроГЕС — не більше 200 кВт.

Вплив малих ГЕС на довкілля найбільш всього проявляється у негативних наслідках, які торкаються існування риб, а також інших видів та представників флори та фауни на прилеглих територіях. Будівництво гребель, каналізація річок, їх зарегульованість призводить до зменшення популяції риби, а в деяких випадках до її повного зникнення [4].

Будівництво як великих, так і малих ГЕС повинно супроводжуватись реалізацією рибозахисних заходів, основною задачею яких є:

- унеможливлення попадання риб в гідротурбіни;
- мінімізацію пошкоджень риби в гідротурбінах при її потраплянні туди;
- створення можливості мігрування риби на нерест у верхів'я річок.

Основними рибозахисними заходами при будівництві та експлуатації МГЕС є:

- застосування рибозахисних споруд;
- будівництво рибопропускних споруд для створення можливості міграції риби;
- застосування більш безпечних для риби типів гідротурбін

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

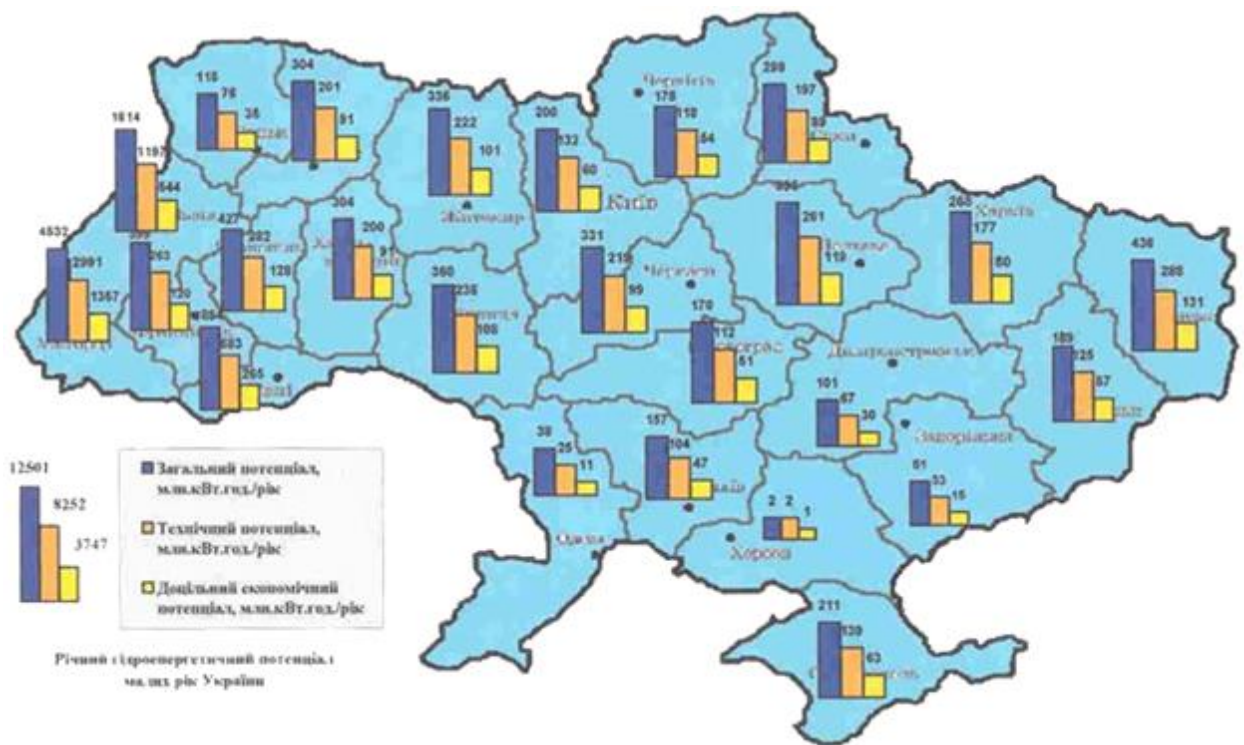


Рисунок 1.2 – Потенціал малих річок України

Найбільша густота річкової мережі в Карпатах. Здебільшого вона становить понад 0,5 км/км², в окремих районах - 1,5 км/км² (для основних територій України - 0,10-0,15 км/км²). Їх загальний середньорічний стік становить 16 млрд. м³. Приблизно половина його припадає на Закарпаття. Карта поверхневих вод України наведена на рисунку ресурси поверхневих вод. Основною гідрологічною характеристикою є середній багаторічний стік, або норма річного стоку. Найбільшою водоносністю відрізняються річки Карпат, стік яких значною мірою залежить від висоти басейна відповідної ріки [4].

Розподіл енергетичного потенціалу малих річок загалом по Україні та її областям наведено на рисунку 1.3 та в таблицях 1.1 та 1.2.



Рисунок 1.3 – Ресурси поверхневих вод

Таблиця 1.1 – Розподіл енергетичного потенціалу малих річок

Загальний потенціал		Технічний потенціал		Доцільно економічний потенціал	
млрд. кВт год/рік	млн. т у.п./рік	млрд. кВт год/рік	млн. т у.п./рік	млрд. кВт год/рік	млн. т у.п./рік
12,5	4,5	8,3	3,0	3,7	1,3

Таблиця 1.2 – Розподіл енергетичного потенціалу малих річок

Область	Потенціал, млн. кВт-год/рік
Закарпатська	4532,0
Івано-Франківська	399,0
Львівська	1814,0
Чернівецька	883,7
Усього по Україні	12500
Зокрема, по Карпатському регіону	7628,7

1.3 Біогазові електростанції

Біогаз – газ (метан), який утворюється при розкладанні біомаси (твердих та рідких органічних решток) на звалищах, болотах, каналізації, та полігонах

побутових відходів. Отриманий біогаз, після відповідної технологічної сепарації, перевершує природний газ за тепловіддачею. Його використовують для опалення або для генерації електроенергії. Електростанції працюючі на біогазі мають значні переваги перед сонячними чи вітровими електростанціями, вони не залежать від природних умов, можуть працювати за розкладом, є маневровими, що позитивно впливає на режим мережі. Це дає можливість використовувати їх для балансування напруги в електромережах [4].

За даними Держенергоефективності, у 2020 році в Україні порадіє 49 установок, що працюють за “зеленим” тарифом та виробляють енергію з біогазу. Сумарна встановлена потужність цих установок – 86 МВт, це майже в 5 разів більше, ніж на початку 2016 року (18 МВт). З них 59 МВт (21 установка) працюють на відходах сільського господарства, 27 МВт (28 установок) – на твердих побутових відходах. Протягом 2018 року було побудовано та введено 12 МВт біогазових потужностей (12 установок), на протязі 2019 року – 40 МВт (16 установок). При цьому, за даними НКРЕКП, впродовж 2019 року біогазовими електростанціями вироблено 247 млн кВт-год електроенергії. Отже, темпи зростання потужностей біогазових електростанцій в Україні в 2019 році майже в 3,5 рази кращі ніж в 2018 року. Загальна кількість інвестицій у цей сектор протягом 2012-2019 років – 140 млн євро [5].

“Зелений” тариф на електроенергію з біогазу становить на сьогодні 586 коп/кВт-год до 2030 року та виплачується у гривневій валюті, його коефіцієнт в країні регулюється ЗУ “Про альтернативні джерела енергії”.

Одним з недоліків біогазових електростанцій є їх вартість, якщо розділити загальну суму інвестицій на кількість установок та на потужність у МВт то отримаємо приблизну середню вартість кожною електростанції та середню вартість 1 МВт встановленою потужності. Отримаємо майже 1 мільйон євро інвестицій у кожен такий об’єкт, та майже 1 мільйон 628 тисяч євро за 1 МВт. Це майже у два рази перевищує стартові капіталовкладення порівняно з СЕС чи ГЕС. Однак держава прийняла закони, які повинні сприяти та стимулювати інвестиції у цю сферу:

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- У квітні 2019 року прийнято Закон України “Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії”. Він уможливорює добровільну участь інвестиційних проектів електроенергетики з біомаси в аукціонах та передбачає відповідну державну підтримку через збереження аукціонної ціни на електроенергію строком на 20 років [6].

- У жовтні 2015 року набрав чинності Закон України “Про ринок природного газу”, відповідно до якого виробники біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел мають право на отримання доступу до газотранспортних і газорозподільних систем, газосховищ, установки LNG та на приєднання до газотранспортних та газорозподільних систем, якщо дотримано технічні норми та стандарти безпеки згідно із законодавством та за умови, що біогаз (або інші види газу з альтернативних джерел) за своїми фізико-технічними характеристиками відповідають стандартам на природний газ.

1.4 Вітроелектростанції

Вітроенергетика — галузь альтернативної енергетики, яка спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії вітру в електричну енергію.

Джерело вітроенергетики - сонце, так як воно є відповідальним за утворення вітру. Атмосфера землі вбирає сонячну радіацію нерівномірно через неоднорідності її поверхні та різний кут падіння світла в різних широтах в різну пору року. Повітря розширюється та підіймається догори, утворюючи потоки. Там де повітря нагрівається більше ці потоки підіймаються вище та зосереджуються у зонах низького тиску, а холодніше повітря підіймається нижче, створюючи зони високого тиску. Різниця атмосферного тиску змушує повітря пересуватися від зони високого тиску до зони низького тиску з пропорційною швидкістю. Цей рух повітря і є тим, що ми називаємо вітром.

Щоб найкраще використати вітряну енергію, важливо досконало розуміти добові та сезонні зміни вітру, зміну швидкості вітру в залежності від висоти над

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поверхнею землі, кількість поривів вітру за короткі відрізки часу, а також статистичні дані хоча б за останні 20 років.

Енергія вітру все більше використовується для одержання електроенергії. Створюються вітряки великої потужності і встановлюються на місцевості, де дмуть часті й сильні вітри. Кількість і якість таких двигунів зростає щорічно, налагоджене серійне виробництво.

Процес будівництва української вітроенергетики розпочався у 1996 році, коли була зпроектована Новоазовська ВЕС проектною потужністю 50 МВт. 1997 рік — запрацювала Трускавецька ВЕС. В 2000 році в Україні працювало вже 134 турбіни та закладено близько 100 фундаментів під турбіни потужністю 100 кВт. У 1998-1999 роках розпочали роботу ще три нові ВЕС.

Значне зростання будівництва вітроелектростанцій спостерігається з 2009 року, після запровадження Урядом України «Зеленого тарифу».

Інститутом відновлюваної енергетики НАН України складена карта вітроенергетичного потенціалу нашої країни, рисунок 1.4. Найбільш привабливими регіонами для використання енергії вітру є узбережжя Чорного та Азовського морів, гірські райони тимчасово окупованої АР Крим, територія Карпатських гір, Одеська, Херсонська та Миколаївська області.

Станом на 01.01.15 в Україні встановлена потужність вітроелектростанцій (ВЕС) становила 514 МВт (лише 0,93% від загального обсягу генеруючих потужностей), якими вироблено понад 1171 млн. кВт * г електроенергії у 2014 році.

Згідно звіту Світової вітроенергетичної асоціації потужність енергії вітру у світі сягнула 336 327 МВт на кінець червня 2014 р., з них 17 613 МВт були додані у першій половині 2014 р. Таке зростання було суттєвим у першій половині 2013 р. та у 2012 р., коли були додані відповідно 13,9 ГВт та 16,4 ГВт. Загальна встановлена потужність енергії вітру на середину 2014 р. складає близько 4% світової потреби в електроенергії. Світова потужність енергії вітру зросла на 5,5% протягом шести місяців (після 5% у такий же період 2013 р. та 7,3 % у 2012 р.) та на 13,5 % в

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

розрахунку на рік (середина 2014 р. у порівнянні з серединою 2013 р.). Для порівняння річні темпи зростання у 2013 р. були нижчими на 12,8 %.

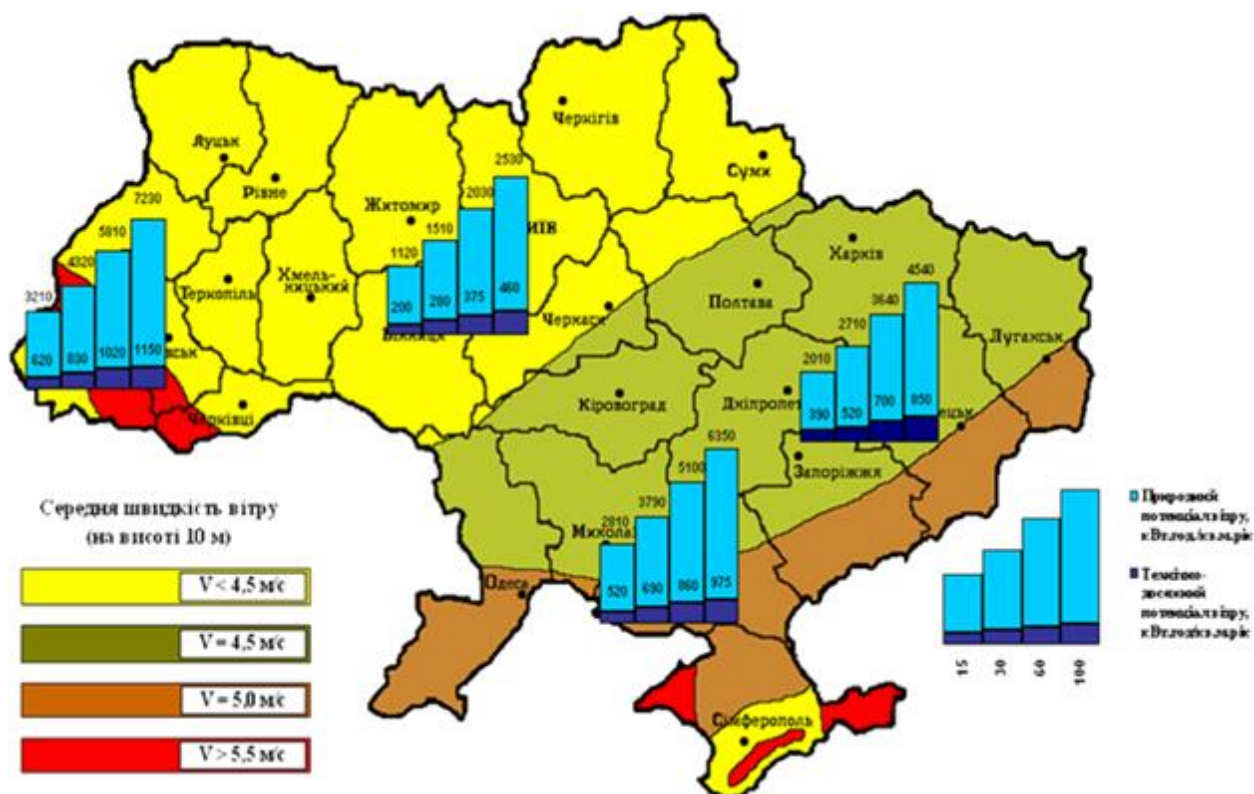


Рисунок 1.4 – Питомі показники енергетичного потенціалу вітру на території України

Причини позитивного розвитку світових ринків вітроенергетики, безумовно, включають економічні переваги енергії вітру та її зростаючу конкурентоспроможність по відношенню до інших джерел електроенергії, а також гостру необхідність реалізації технологій без викидів з метою пом'якшення наслідків зміни клімату та забруднення повітря.

Особливості застосування вітроелектричних станцій:

1. Паралельна робота з мережею. У цьому випадку електрична енергія, яку виробляє ВЕС, має відповідати вимогам якості електричної енергії у мережі. Мережа, у свою чергу, повинна мати можливість прийняти потужність від ВЕС (пропускна здатність ЛЕП, наявність відповідних лічильників електроенергії тощо) та вчасно реагувати на зміну її кількості.

2. Автономна робота ВЕС. Для такої роботи ВЕС необхідне встановлення акумуляторних батарей, які накопичуватимуть електричну енергію, що виробляється вітроагрегатом за сприятливих погодних умов. Наявність акумуляторів значно збільшує загальну вартість системи. Тому для прийняття остаточного рішення необхідно проводити техніко-економічні розрахунки. Встановлення автономної ВЕС можливо в поєднанні з фотоелектричним модулем.

3. Пряме перетворення електричної енергії в теплову. Електрична енергія, що виробляється ВЕС, перетворюється в теплову шляхом нагрівання об'єму води електричними ТЕНами. Тобто акумулятором тепла є вода. Таку схему можна використовувати для попереднього нагрівання води в системі гарячого водопостачання.

Основним недоліком вітроенергетики є несталість та нерегульованість вітрового потоку. Важливим є також питання економічної ефективності ВЕС.

1.5 Умови підключення

З вимог до «зелених» електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України від НЕК «Укренерго» [7].

Лінії 35-110-150 кВ видавання потужності СЕС та мГЕС, що підключаються до розподільчих пристроїв ПС електричної мережі загального призначення або електростанцій гарантованої потужності, мають бути обладнані з двох боків, а лінії, підключені відгалуженням до ліній з двобічним живленням, мають бути обладнані з трьох боків приладами релейного захисту*, а саме:

- диференційно-фазним захистом з ВЧ-каналами зв'язку або диференційним захистом на коротких лініях з організацією каналів зв'язку по ВОЛЗ;
- резервним захистом від усіх видів коротких замикань, що забезпечують надійне ближнє й дальнє резервування.

Всі пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики має бути виконано на мікропроцесорній основі. Необхідність встановлення основного захисту з абсолютною селективністю (диференційно-фазного з ВЧ-каналами

					ДП7210.141.006ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зв'язку, або диференційного з організацією каналів по ВОЛЗ) визначається розрахунками (ПУЕ, п.3.2.124).

Вимоги щодо уставок спрацювання та алгоритму систем захисту обладнання ВЕС і СЕС наведені в таблиці 1.3:

Таблиця 1.3 – Вимоги щодо уставок систем захисту обладнання.

Функція захисту	Символ	Уставка	Час спрацювання	
Перенапруга (крок 2)	$U>>>$	$1,20 \cdot U_n$ В	5...100	мс
Перенапруга (крок 1)	$U>>$	$1,10 \cdot U_n$ В	200	мс
Зменшення напруги (крок1)	$U<$	$0,9 \cdot U_n$ В	10...60	с
Підвищення частоти	$f>$	52 Гц	200	мс
Зменшення частоти	$f<$	47 Гц	200	мс

СЕС потужністю від 150 кВт до 2 МВт, окрім дотримання загальних вимог (п.6.4.1) та вимог до нормального режиму роботи (п.6.4.1.5), повинна мати реалізованою можливість отримання зовнішнього старт-сигналу та зовнішнього стоп-сигналу через термінал або команди відповідно до специфікацій п. 6.2.4.

На об'єкті електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), що виробляє електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), має бути встановлений окремий комерційний облік за кожною чергою (пусковим комплексом) та/або установкою, для яких застосовується окремий коефіцієнт «зеленого» тарифу [7].

Висновок до першого розділу

На сьогоднішній день ВДЕ це один з найперспективніших напрямків в Україні, через надзвичайно високий “зелений” тариф та невикористаний потенціал цієї сфери. “Зелена” енергетика розвивається дуже повільними темпами порівняно з іншими видами енергетики через велику корумпованість у державі, та складність підключення до мережі. Однак у майбутньому розвиток цього сегменту призведе до значних прибутків у малому та середньому бізнесу не зосередженому у великих містах. Також зменшується рівень монополізації сфери енергетики в цілому.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 35 КВ З БІОГАЗОВОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

Однією з головних тенденцій розвитку сучасної енергетики в Україні та світі, це розповсюдження джерел розосередженої генерації. Під джерелами розосередженої генерації (РГ) розуміємо джерела електричної енергії, які з'єднані з розподільною електричною мережею чи підключені через споживачів. Найбільшого розповсюдження серед джерел РГ завдяки підтримки держави шляхом впровадження «зеленого» тарифу, який іноді у десятки разів перевищує вартість електроенергії виробленої на класичних електростанціях [1], набули відновлювальні джерела енергії (ВДЕ).

Звичайно ВДЕ в електричній мережі суттєво знижує екологічне навантаження на навколишнє середовище шляхом зменшення кількості відходів під час виробітку електричної енергії та підвищує ефективність використання первинних ресурсів. Однак ВДЕ також має багато недоліків, які пов'язані з непередбаченістю погодних умов (сонце, вітер, кількість опадів) та залежністю від них, розбіжність піків добових навантажень у мережі з піками потужності, що генерує ВДЕ (рис.1).

2.1 Характеристика об'єкта

Об'єктом проектування є теплоелектрична генеруюча станція, що оснащена когенераційною установкою типу JMC 420 GS-B.L.

Когенераційна установка є агрегатом зі змонтованими на загальній рамі та зчепленими двигуном внутрішнього згоряння та трифазним синхронним генератором. До комплексу когенераційного модулю входять також система керування, електрична силова шафа видачі потужності з встановленим головним вимикачем та група допоміжних механізмів. Паливом для когенераційної установки є біогаз, що потрапляє до установки з біогазових реакторів. Детальні технічні характеристики когенераційної установки надані у додатку 1.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електрична потужність за класом напруги 0,4кВ, що генерується когенераційною установкою, трансформується до класу напруги 35кВ та передається до мереж Київобленерго по ЛЕМ-35кВ. Точкою підключення до мереж Київобленерго є розріз, що влаштований за допомогою двох роз'єднувачів на опорі №134 ПЛ-35кВ "В.Половецьке-Трушки".

З метою трансформації напруги до класу 35кВ проектом передбачено влаштування трансформаторної підстанції 35/0,4кВ з трансформатором 1600кВА. З боків 35кВ та 0,4кВ на ТП влаштовані розподільчі пристрої 35кВ та 0,4кВ відповідно.

Ввід потужності від когенераційної установки до РУ0,4кВ передбачений за допомогою кабельної лінії з приєднанням до окремого вимикача з номінальним струмом 3200А. В якості кабелю прийнятий АПвПг-16(1х630).

Основними споживачами РУ0,4кВ проектованої ТП є трансформатор 35/0,4кВ та Шафа керування власними потребами. Споживачі захищені автоматичними вимикачами в бік потоку потужності.

Дозволена електрична потужність на приєднаннях споживача відповідно до Технічних умов №КСР-00-18-0574 становить 1500кВт потужності, що генерується.

2.2 Система керування когенераційною установкою

Система керування когенераційною установкою забезпечує можливість синхронізації та паралельної роботи генераторного агрегату з мережею. Точка синхронізації передбачена на розрізі, що утворюється головним вимикачем в електросилової шафі на виході генераторного агрегату.

Система керування здійснює

- двоступеневий контроль з обмежуванням напруги в бік підвищення або зменшення;
- двоступеневий контроль з обмежуванням по частоті струму
- окремо встановлювані незалежні інтервали контролю напруги і частоти струму

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- контроль скачкових змін векторної характеристики або контроль df/dt для негайного відключення генератора від мережі;
- загальну індикацію світлодіодами та буквено-цифрову індикацію на дисплеї всіх вимірюваних і встановлюваних параметрів в робочому і аварійному режимах
- блокування несанкціонованого доступу в систему управління за допомогою пароля.

Генератор відключається від мережі у разі виникнення таких порушень:

- падіння тиску масла;
- занижкий рівень масла в двигуні;
- завищений рівень масла в двигуні;
- завищена температура масла;
- занижкий тиск охолоджувальної рідини;
- завищений тиск охолоджувальної рідини;
- завищена температура охолоджуючої рідини;
- перевищення частоти обертання;
- задіяний контур аварійної зупинки / запобіжний контур;
- несправність газового тракту;
- умови роботи двигуна відсутні;
- пропуски запалювання;
- завищена температура суміші;
- порушення вимірювального сигналу;
- сигнал перевантаження / збою;
- перевантаження / коротке замикання генератора;
- перенапруження / знижена напруга генератора;
- підвищена / знижена частота генератора;
- асиметрія напруги генератора;
- несиметричне навантаження генератора;
- зворотна потужність генератора;

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- завищена температура обмотки генератора;
- збій синхронізації;
- детонаційний збій окремих циліндрів.

Протягом виконання функцій контролю когенераційна установка постійно отримує сигнали про комутаційний стан вимикачів в РУ04кВ, рівні напруги та частоти на шинах РУ04кВ.

Синхронізація може здійснюватися у ручному (за допомогою синхроскопу) та автоматичному режимі.

Трансформаторна підстанція 35/0,4кВ

Трансформаторна підстанція влаштовується в окремій будівлі та складається з трьох відсіків:

- Розподільчого пристрою 35кВ (РУ-35кВ)
- Трансформаторного відсіку з встановленим трансформатором ТМГ 1600кВА/35/0,4кВ

- Розподільчого пристрою 0,4кВ (РУ-04кВ)

Основні технічні характеристики силового трансформатору

- Первинна напруга 35кВ
- Вторинна напруга 0,4кВ
- Потужність 1600кВА
- Втрати холостого ходу 2400Вт
- Втрати короткого замикання 17000Вт
- Напруга короткого замикання 7,2%
- Маса повна 7800кг

Розподільчий пристрій 35кВ складається з чотирьох комірок виробництва Eaton:

- ввідна комірka з встановленим роз'єднувачем;
- комірka з вводом від силового трансформатора з роз'єднувачем, силовим елегазовим вимикачем USFB-36-630 номінальним струмом відключення 630А, трансформаторами струму ALCE AB36 кл.0,2S/0,2S/10P 40/5;

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- комірка з трансформаторами напруги ALCE VK36 40,5/95/195кV 35000/V3:100/V3;

- комірка з заземлюючим роз'єднувачем для заземлення збірних шин та ОПН.

У комірці вводу від силового трансформатора передбачений релейних захист за допомогою мікропроцесорного терміналу типа МРЗС-05Л з можливістю двохступеневого струмового захисту, струмового захисту від однофазних замикань на землю. Уставки захисту розраховані в обсязі, що визначений главою 3.2 ПУЕ та надані в окремому розділі. Також в комірці вводу встановлене устаткування для організації комерційного обліку, вимірювання та передачі електричних параметрів на верхній рівень системи контролю та в систему телемеханіки та телевимірювань. Система комерційного обліку розроблена окремим проектом. Система телемеханіки та телевимірювань розроблена окремим розділом.

Розподільчий пристрій 0,4кв складається з чотирьох приєднань:

- ввід від когенераційної установки;
- ввід до силового трансформатору 35/04кВ;
- ввід до розподільчого пристрою власних потреб;
- установка компенсації реактивної потужності.

Всі приєднання захищені автоматичними вимикачами, що забезпечують захист від перевантажень та коротких замикань. На приєднанні панелі власних потреб встановлене устаткування для організації комерційного обліку електроенергії на власні потреби. Це устаткування враховано в проекті АСКОЕ.

2.3 Облік електроенергії

Проектом передбачено двонаправлений облік електричної енергії на межі балансової належності в РУ-35 кВ ТП-0,4/35 кВ, що проектується, облаштування обліку виробленої енергії, енергії виданої в мережі ПрАТ "Київобленерго", енергії спожитої на власні потреби. Забезпечен достовірний облік електроенергії в

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

спільній точці вимірів виданої електроенергії БіоЕС в мережу ПрАТ "Київобленерго" та прийнятої на власні потреби БіоЕС з мереж ПрАТ "Київобленерго".

Двонаправлений облік електричної енергії на межі балансової належності (комірка №2 РУ-35 кВ ТП 0,4/35кВ ТОВ "ГОПАК") здійснюється електронним, трифазним лічильником активної і реактивної енергії, типу Actaris SL-761 (SL7000) $I_n = 5$ а кл.0,5S через трансформатори струму типу ALCE AB36 з номінальним струмом $I_n = 40/5$, і класом точності 0,2S. Комірка №2 РУ-35 кВ ТП 0,4/35кВ ТОВ "ГОПАК"

Обліки виробленої енергії (комірка №1 РУ-0,4 кВ ТП 0,4/35кВ ТОВ "ГОПАК"), енергії виданої в мережі ПрАТ "Київобленерго" (комірка №2 РУ-0,4 кВ ТП 0,4/35кВ ТОВ "ГОПАК") здійснюються електронними, трифазними, лічильниками активної і реактивної енергії, типу Actaris SL-761 (SL7000) $I_n = 5$ а кл.0,5S через трансформатори струму типу SIGMA S125 з номінальним струмом $I_n = 3000/5$, і класом точності 0,5S. Облік енергії спожитої на власні потреби БіоЕС (комірка №3 РУ-0,4 кВ ТП 0,4/35кВ ТОВ "ГОПАК") здійснюється електронним, трифазним, лічильником активної і реактивної енергії, типу Actaris SL-761 (SL7000) $I_n = 5$ а кл.0,5S через трансформатори струму типу SIGMA S125 з номінальним струмом $I_n = 300/5$, і класом точності 0,5S. Мінімальна потужність споживачів власних потреб за даними замовника складає 28,4 кВт. Трансформатори струму перевірені по режиму мінімальних і максимальних навантажень (див. таблицю №1).

2.4 Кабельні мережі промислового майданчика

Силові мережі на території промислового майданчика передбачається влаштувати кабельними лініями. Кабелі прийняті з ізоляцією з зшитого поліетилену.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для з'єднання вихідних клем шафи видачі потужності РУ біогазової установки з ввідними шинами РУ04кВ ТП 35/0,4кВ прийнятий кабель типа АПвПг-16(1х630). Розрахункове струмове навантаження становить 2 281А.

Для живлення ВРП власних потреб прийнятий кабель ПвВГ-1(4х120). Розрахункове навантаження КЛ становить 215А.

Кабелі прокладати в ґрунті. Глибина прокладання кабелю становить 1м від рівня планувальної відмітки до верха верхнього кабелю. Кабель слід вкласти в траншеї на підсіпку з пісчано-гравійної суміші завтовшки 100мм. Прокладені кабелі слід попередньо засипати пісчано-гравійною сумішшю завтовшки 100мм. Зверху засипки кабелі вкрити з/б плитами завтовшки не менш 50мм. Поверх плит можна виконати остаточну засипку ґрунтом.

Уздовж траси кабелю слід встановити маркувальні знаки на стовпчиках з позначенням розташування кабельної лінії.

Перетин кабелями комунікацій виконати в ПЕ-трубах. Місця вводу кабелів в труби ущільнити джутовими шнурами і розчином з м'ятої глини.

2.5 Реконструкція опори №134 ПЛ-35кВ "В.Половецьке-Трушки"

Точкою підключення до мереж Київобленерго є розріз, що влаштований за допомогою двох роз'єднувачів на опорі №134 ПЛ-35кВ "В.Половецьке-Трушки".

З цією метою передбачається встановлення на опорі №134 двох роз'єднувачів типа РГП-1-35/1000 УХЛ1, що утворюють розріз в ПЛ-35кВ. Роз'єднувачі передбачено облаштувати ручними приводами типа ПРГ-5Б УХЛ1. При встановленні роз'єднувачів передбачено використання монтажних комплектів роз'єднувачів RecMount-Dis35-1 та арматури виробництва Ensto.

Реконструкція опори передбачається з частковим демонтажем суміжних прольотів відповідно до діючих НТД. Внесення будь-яких змін до будівельної частини опори проектом не передбачається.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6 Прокладання кабельної лінії від РУ-35кВ до опори №134 ПЛ-35кВ "В.Половецьке-Трушки"

Відповідно до ТУ роз'єднувачі включені в обидва боки ПЛ-35кВ. У проміжок між роз'єднувачами передбачається підключення кабельної лінії, що її передбачається прокласти від ввідної комірки РУ-35кВ проектованої ТП35/0,4кВ.

Проектом попередньо прийнятий кабель АПвЭгаПу-35 1х50. Розрахункова потужність для вибору кабеля приймається згідно ТЗ - 1500кВт.

Розрахунковий струм кабельної лінії становить

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U U_{\text{л}}} = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 24,7 \text{ А}$$

Проектом передбачається маршрут прокладання кабелів з наступними способами прокладання:

- відкрито в ґрунті;
- в ПЕ-трубах при перетині автодоріг та інженерних комунікацій.

Згідно даним геологічних вишукувань уздовж кабельної траси переважним типом ґрунту є супісок.

Глибина прокладання кабелів згідно вимог п.2.3.60 ПУЕ-2017 становить 1м.

Попередньо прийнятий кабель - АПвЭгаПу-35.

Керуючись вимогами СОУ-Н МЕН 40.1-37471933-49-2011 та "Руководства по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 6 до 35кВ" від виробника кабелю з врахуванням геологічних умов приймаються наступні коригуючі коефіцієнти при визначені максимально допустимого струму для кабелів

- k_1 для температури ґрунту, інший, ніж 20°C - табл. 2.9.Руководства $t=25^{\circ}\text{град.С}$ k_1 приймається 0.96;
- $k_2 = 1$;

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- k_3 для питомих теплових опірів ґрунту, інших, ніж $1,5 \text{ К}\cdot\text{м} / \text{Вт}$, для одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в ґрунті - згідно даних Руководства тепловий опір піску вологістю більше 4 і менше 7% та піщано-глинистого ґрунту вологістю 8-12% становить $1,80 \text{ }^\circ \text{С}\cdot\text{м} / \text{Вт}$. Відповідно до табл. 2.12 k_3 приймається 0,9

- k_4 для груп трифазних ланцюгів одножильних кабелів, прокладених в трубах, кожен кабель в окремій трубі (при перетині автодоріг). Відповідно до табл. 2.19

- k_4 приймається 0.66
- Сумарний корегуючий коефіцієнт
- $k = 0.57$.

За критерієм тривало допустимого струму з врахуванням коригуючого коефіцієнту приймаємо кабель АПвЭгаПу-35 1х50/16, що з врахуванням коригуючого коефіцієнту має пропускну здатність 86,64А.

Згідно даних розрахунку струми КЗ в точці відгалуження від ПЛ-35кВ "В.Половецьке-Трушки" розрахунковий струм КЗ не перевищує 1,043кА. Час спрацьовування релейного захисту першого ступеня МСЗ на відповідних приєднаннях ПС В.Половецьке, ПС Трушки не перевищує 1,8с, на проектованій ТП 35/0,4 не перевищує 0,7с.

Допустимий струм короткого замикання по жилі 50мм² у найгіршому випадку становить 3.5кА, що є більш ніж 1,043кА

Допустимий струм короткого замикання по екрану 16мм² становить 3,3 кА, що більше ніж однофазний струм КЗ на землю, що дорівнює 140А.

Остаточно приймається кабель АПвЭгаПу-35 1х50/16.

Кабель має такі експлуатаційні характеристики, що приведені до стандартних умов експлуатації, представлені у таблицях 2.1, 2.2 та 2.3.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Експлуатаційні характеристики кабелю

Параметр	Розмірність	Значення
Номінальна напруга	кВ	35
Максимальна напруга	кВ	42
Кількість і номінальний переріз струмопровідних жил	мм ²	1 x 50
Товщина ізоляції	мм	8.6
Мінімальний перетин екрану	мм ²	16
Допустимий струм короткого замикання по екрану мінімального перетину	кА	3.3
Максимально допустимий струм короткого замикання по струмопровідній жилі	кА	4.7

Таблиця 2.2 – Тривало допустимі струмові навантаження

При прокладці трикутником в повітрі	А	184
При прокладці площиною в повітрі	А	222
При прокладці трикутником в ґрунті	А	152
При прокладці площиною в ґрунті	А	157
Рівень часткових розрядів при номінальній напрузі, не більше	пКл	6

Таблиця 2.3 – Максимально допустима температура жили

Тривалий час	°С	+90
В аварійному режимі	°С	+130
При короткому замиканні	°С	+250
Діапазон робочих температур	°С	-60...+50
Мінімальний радіус вигину при прокладці	мм	624
Розрахунковий зовнішній діаметр кабелю	мм	39
Маса кабелю (орієнтовно)	кг/км	1130

2.7 Вимоги щодо прокладання кабелю

Проектом прийнятий одножильний кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену. Кабель слід прокладати частково відкрито в ґрунті, частково в з/б жолобі, частково в ПЕ-трубах. Спосіб прокладання кабелю прийнятий "в трикутник".

Глибина прокладання кабелю становить 1м від рівня планувальної відмітки до верха верхнього кабелю. Кабель слід вкласти в траншеї на підсіпку з пісчано-гравійної суміші завтовшки 100мм. При прокладанні кабелі скріпити між собою за допомогою пластикових хомутів. Прокладені кабелі слід попередньо засипати пісчано-гравійною сумішшю завтовшки 100мм. Зверху засипки кабелі вкрити з/б плитами завтовшки не менш 50мм. Поверх пліт можна виконати остаточну засипку ґрунтом.

Уздовж траси кабелю слід встановити маркувальні знаки на стовпчиках з позначенням розташування кабельної лінії.

Перетин кабелями комунікацій виконати в ПЕ-трубах. Місця вводу кабелів в труби ущільнити джутовими шнурами і розчином з м'ятої глини.

2.8 Випробування кабелю

Після прокладання кабелів та встановлення з'єднувальних та кінцевих муфт слід провести випробування КЛ підвищеною напругою, в об'ємі що вказаний у документі СОУ-Н ЕЕ 20.304:2009. Допускається випробування підключених кабелів що вже підключені у комірках за умови відключення лінійних роз'єднувачів та обмежувачів перенапруги. За результатами випробувань складаються протоколи, що є невід'ємною частиною експлуатаційної документації.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9 Відомості про потреби в паливі, воді, електричній та тепловій енергії, заходи щодо енергозбереження тощо

В якості палива для когенераційної установки використовується біогаз, що генерується в реакторах, які знаходяться на території станції. Проектування установки з отримання біогазу, його приготування для використання розроблено в окремому проекті. Орієнтовна витрата біогазу становить при 100% навантаженні 589 Нм3/год.

З метою зменшення перетоку реактивної потужності, що генерується допоміжними механізмами, у мережу проектом передбачене встановлення пристрою компенсації реактивної потужності з боку 0,4кВ. Потужність компенсуючого пристрою становить 100кВАр.

2.10 Заходи з техніки безпеки

Перелік основних нормативних документів

- Закон України "Про охорону праці"
- Правила улаштування електроустановок
- НПАОП 40.1-1.21-98 - Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів
- Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів
- НАПБ А.01.001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні
- Інструкція з охорони праці для стропальників
- Типова інструкція з охорони праці для машиністів навантажувачів автомобільних
- Типова інструкція з охорони праці для робітників, що виконують вантажно розвантажувальні і складські роботи
- Типова інструкція з охорони праці для електромонтажників
- Інструкція з охорони праці під час роботи з ручним електрифікованим інструментом

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Роботи виконати у відповідності з вимогами ПУЕ і нормативних документів по охороні праці. Всі роботи по прокладці кабеля виконувати в строгій відповідності з НПАОП 40.1-1.21-98

Роботи в діючих електроустановках РП-0,4кВ та РП-35кВ виконувати за нарядом допуском. Оперативні переключення, підготовку робочих місць виконує оперативний персонал Київобленерго. Оперативні переключення і підготовку робочих місць в діючих електроустановках проектованої станції виконує оперативний персонал станції.

Відкриті кабельні траншеї мають бути огорожені на час до їхнього закриття. Огородження мають бути видимі в будь-який час доби.

При ритті траншеї в разі виявлення неврахованих комунікацій, слід зупинити роботи та вжити заходів щодо визначення приналежності комунікації до організації. Навмисне пошкодження комунікації з метою визначення її робочого стану забороняється. Після визначення належності комунікації її перетин слід оформити керуючись рішеннями цього проекту або відповідною частиною типового проекту А5-92 "Прокладка кабелей напруги до 35кВ в траншеях".

2.11 Технічний опис когенераційного модуля

Енергетична вихідна потужність когенераційного модуля складає 1501 кВт, а теплова вихідна потужність складає 1490 кВт енергії. Інші характеристики викладені в таблицях 2.4, 2.5, 2.6.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики

Параметр		100%	75%	50%
Підведена енергія палива	кВт	3.538	2.726	1.914
Витрати палива	Нм ³ /год	589	606	425
Механічна вихідна потужність	кВт	1.540	1.155	770
Електрична вихідна потужність	кВт	1.501	1.125	747
Загальна генерована вихідна потужність	кВт	2.991	2.302	1.597

Таблиця 2.5 – Габарити та маса

Параметр	Розмірність	Значення
Довжина	мм	12200
Ширина	мм	3000
Висота	мм	2600
Вага суха	кг	37600
Вага робоча	кг	39500

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики двигуна

Виробник		GE Jenbacher
Тип двигуна		J 420 GS-D25
Принцип роботи		Чотирьохтактний, вн. згоряння
Конфігурація		V 70°
Кількість циліндрів		20
Внутрішній діаметр циліндра	мм	145
Хід поршня	мм	185
Робочий об'єм	л	61
Частота обертання	об/хв	1500
Середня швидкість поршня	м/с	9.25
Довжина	мм	3750
Ширина	мм	1580
Висота	мм	2033
Суха вага	кг	7200
Робоча вага	кг	7900
Потужність статера	кВт	13
Напруга статера	В	24

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики генератора

Виробник		Leroy-Somer e)
Тип генератора		LSA 52.3 L9 e)
Номинальна потужність	кВА	1.870
Привідна потужність	кВт	1.540
Номинальна потужність при p.f. = 1.0	кВт	1.501
Номинальна потужність при p.f. = 0.8	кВт	1.486
Номинальна вихідна потужність при p.f. = 0.8	кВт	1.857
Номинальна реактивна потужність при p.f. = 0.8	кВАр	1.114
Номинальна сила струму при p.f. = 0.8	А	2.680
Частота струми	Гц	50
Напруга	В	400
Швидкість обертання	об/хв	1500
Максимальна швидкість обертання	об/хв	1800
ККД при $\cos \phi = 1.0$		97.5%
ККД при $\cos \phi = 0.8$		96.5%
Маса	кг	4489
Початковий струм при семеричному К.З.	кА	26,51
Максимальний струм при К.З.	кА	67,48

Висновки до 2 розділу

У даному розділі була описана когераційна установка для встановлення на БіоЕС. Обраний кабель для відводу потужності від установки до трансформаторної підстанції та кабель до розподільчого пристрою. Викладені вимоги до випробувань та прокладання кабелю, вимоги до реконструкції опор та заходи з техніки безпеки.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РОЗРАХУНОК ЛІНІЙ ІЗ ДВОСТОРОННІМ ЖИВЛЕННЯМ І УРАХУВАННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ

Виконаємо аналіз зміни параметрів частини електричної мережі 35 кВ Кожанка-Сквира з БіоЕС у пункті 8 на схемі (між ПС В. Половецьке та ПС Трушки) (рис.3.1).

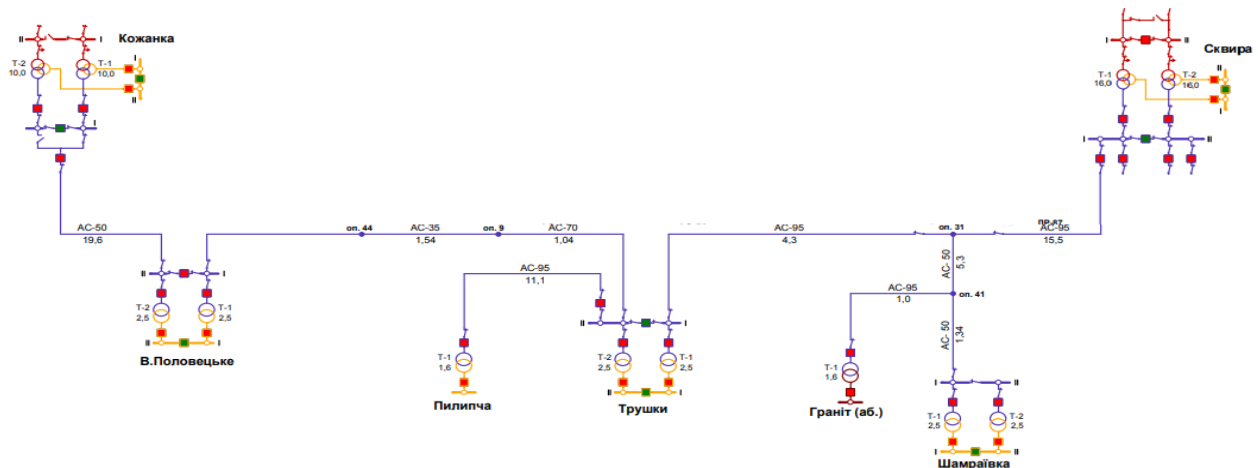


Рисунок 3.1 – Ділянка електричної мережі Кожанка-Сквира

Перед початком розрахунку побудуємо схему електричної мережі, позначимо потужності у пунктах та опори ділянок в таблицях 3.1, 3.2:

Таблиця 3.1 – Сумарне навантаження у пунктах мережі

Пункт	Сумарне навантаження
1	$2.04+1.53i$
2	0
3	$1.35+1.01i$
4	0
5	0
6	$0.108+0.08i$
7	$1.21+0.91i$
8	$-1.2+0.9i$

Таблиця 3.2 – Опори ділянок

Ділянка	Опір
I-1	$11.82+8.2i$
1-2	$4.64+3.22i$
2-3	$6.2+5.05i$
3-4	$1.32+1.7i$
4-5	$3.2+2.25i$
5-6	$0.3+0.4i$
5-7	$0.8+0.56i$
2-8	$0.19+0.045i$
4-II	$4.74+6.15i$

Розрахункова схема мережі представлена на рис. 3.2.

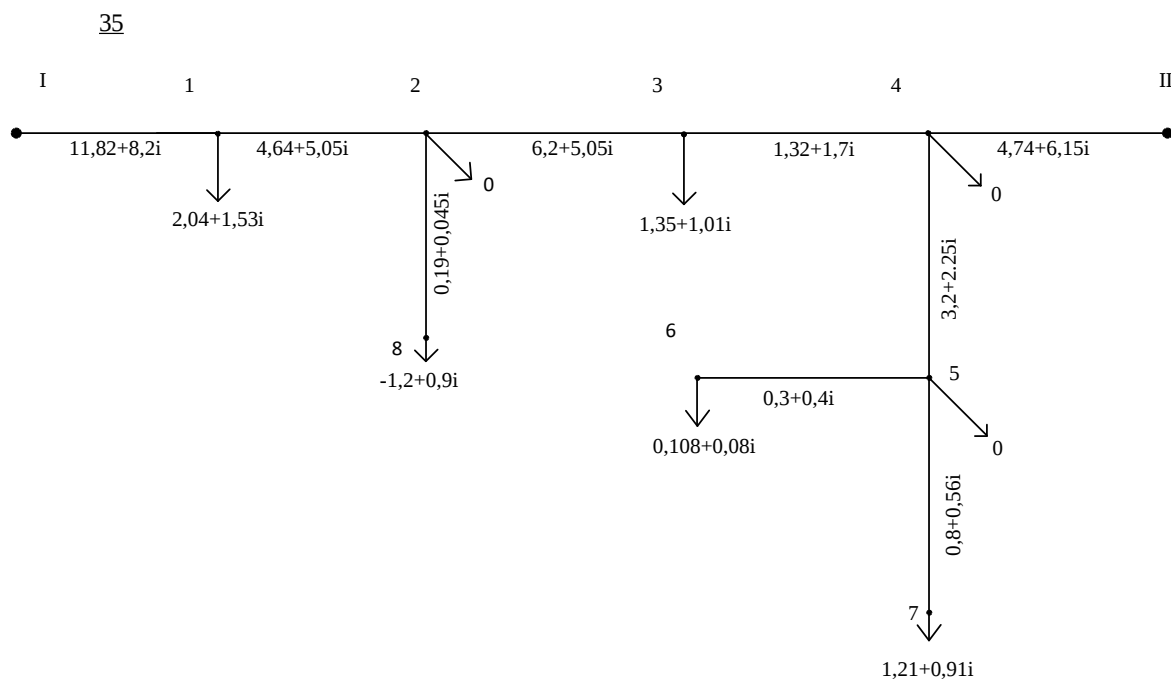


Рисунок 3.2 – Перетворена схема електричної мережі

Пункт 8 являє собою встановлену БіоЕС. Перша частина розрахунку проводиться без увімкненої БіоЕС.

3.1 Розрахунок нормального режиму

Для розрахунку представленої схеми використано методику розрахунку лінії з двостороннім живленням.

Визначення поточкорозподілу в такій схемі базується на розрахунку потоків потужностей, що протікають по головних ділянках мережі (у загальному випадку – за умови нерівності рівнів лінійних напруг U_I і U_{II} на джерелах живлення та врахування потужностей на три фази). Розрахунок здійснюють за такими співвідношеннями:

$$S_I = \frac{(U_I - U_{II}) \cdot U_{II}}{Z_c} + \frac{1}{2} \cdot \sum_{s=1}^{s=M} S_s \cdot Z_{s,II};$$

$$S_{II} = \frac{(U_{II} - U_I) \cdot U_{II}}{Z_c} + \frac{1}{2} \cdot \sum_{s=1}^{s=M} S_s \cdot Z_{s,I};$$

де s – поточний індекс розглядуваного пункту мережі ($s=1,2...M$);

M – повна кількість пунктів мережі, що містять приєднані навантаження споживачів; Z_c – сумарний повний опір ділянок, що поєднують два джерела живлення, Ом (для схеми рис 1.1. $Z_c = Z_{I-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-II}$); $Z_{s,II}$ – повний опір частини лінії із двостороннім живленням, розташованої між розглядуваним s -м пунктом і джерелом живлення II, Ом; $Z_{s,I}$ – те ж саме, але між розглядуваним s -м пунктом і джерелом живлення I, Ом; U_{II} – номінальна напруга мережі, кВ.

Оскільки $U_I = U_{II}$, можемо прибрати першу частину рівняння:

$$Z_c = Z_{I-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-II} =$$

$$= (11.82+8.2i) + (4.64+3.22i) + (6.2+5.05i) + (1.32+1.7i) + (4.74+6.15i) = 28.72+24.32i \text{ Ом}$$

$$S_{I-1} = \frac{1}{Z_c} \cdot \left(S_1 \cdot (Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-II}) + S_2 \cdot (Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-II}) + S_3 \cdot (Z_{3-4} + Z_{4-II}) + \right.$$

$$\left. + (S_4 + S_5 + S_6 + S_7) \cdot (Z_{4-II}) \right) =$$

$$= \frac{1}{(28.72+24.32i)} \cdot \left(\begin{aligned} &(2.04+1.53i) \cdot ((4.64+3.22i) + (6.2+5.05i) + (1.32+1.7i) + (4.74+6.15i)) + \\ &+ (0) \cdot ((6.2+5.05i) + (1.32+1.7i) + (4.74+6.15i)) + \\ &+ (1.35+1.01i) \cdot ((1.32+1.7i) + (4.74+6.15i)) + \\ &+ ((0) + (0) + (0.108+0.08i) + (1.21+0.91i)) \cdot (4.74+6.15i) \end{aligned} \right) =$$

$$= 1.723+1.614i \text{ МВА}$$

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

$$S_{4-II} = \frac{1}{Z_c} \cdot \left((S_4 + S_5 + S_6 + S_7) \cdot (Z_{3-4} + Z_{2-3} + Z_{1-2} + Z_{I-1}) + S_3 \cdot (Z_{2-3} + Z_{1-2} + Z_{I-1}) + S_2 \cdot (Z_{1-2} + Z_{I-1}) \right) + (S_1) \cdot (Z_{I-1})$$

$$= \frac{1}{(28.72 + 24.32i)} \cdot \left(((0) + (0) + (0.108 + 0.08i) + (1.21 + 0.91i)) \cdot ((1.32 + 1.7i) + (6.2 + 5.05i) + (4.64 + 3.22i) + (11.82 + 8.2i)) + (1.35 + 1.01i) \cdot ((6.2 + 5.05i) + (4.64 + 3.22i) + (11.82 + 8.2i)) + 0 \cdot ((4.64 + 3.22i) + (11.82 + 8.2i)) + (2.04 + 1.53i) \cdot (11.82 + 8.2i) \right) = 2.985 + 1.916i \text{ МВА}$$

Для перевірки правильності виконаного розрахунку використовуємо співвідношення:

$$S_{I-1} + S_{4-II} = \sum_{S=1}^M S_S$$

$$S_{I-1} + S_{4-II} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7$$

$$(1.723 + 1.614i) + (2.985 + 1.916i) = (2.04 + 1.53i) + 0 + (1.35 + 1.01i) + 0 + 0 + (0.108 + 0.08i) + (1.21 + 0.91i)$$

$$4.708 + 3.53i = 4.708 + 3.53i$$

За першим законом Кірхгофа визначаємо потужності:

$$S_{1-2} = S_{I-1} - S_1 = (1.723 + 1.614i) - (2.04 + 1.53i) = -0.317 + 0.084i \text{ МВА}$$

$$S_{2-3} = S_{1-2} - S_2 = (-0.317 + 0.084i) - 0 = -0.317 + 0.084i \text{ МВА}$$

$$S_{3-4} = S_{2-3} - S_3 = (-0.317 + 0.084i) - (1.35 + 1.01i) = -1.667 - 0.926i \text{ МВА}$$

$$S_{5-7} = S_7 = 1.21 + 0.91i \text{ МВА}$$

$$S_{6-7} = S_6 = 0.108 + 0.08i \text{ МВА}$$

$$S_{4-5} = S_{5-7} + S_{6-7} + S_5 = (1.21 + 0.91i) + (0.108 + 0.08i) + 0 = 1.318 + 0.99i \text{ МВА}$$

Оскільки $S_{I-1} = S_{I-1}^K$;

$$\text{Втрати активної потужності в ділянці: } \Delta P_{i-j} = \frac{(S_{i-j}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot r_{i-j};$$

$$\text{Втрати реактивної потужності в ділянці: } \Delta Q_{i-j} = \frac{(S_{i-j}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot x_{i-j};$$

Можемо порахувати потокорозподіл. Для розрахунку умовно розділяємо схему у пункті 1 та отримані результати записуємо на рисунок 3.3.

Ділянка I-1:

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{I-1}^K = S_{I-1} = 1.723 + 1.614i \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{I-1} = \frac{(P_{I-1}^K)^2 + (Q_{I-1}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{I-1} = \frac{(1.723)^2 + (1.614)^2}{35^2} \cdot (11.82) = 0.054 \text{ МВА}$$

$$\Delta Q_{I-1} = \frac{(P_{I-1}^K)^2 + (Q_{I-1}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{I-2} = \frac{(1.723)^2 + (1.614)^2}{35^2} \cdot (8.2) = 0.037 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{I-1} = \Delta P_{I-1} + \Delta Q_{I-1} \cdot i = 0.054 + 0.037i \text{ МВА}$$

$$S_{I-1}^H = \Delta S_{I-1} + S_{I-1}^K = (0.054 + 0.037i) + (1.723 + 1.614i) = 1.777 + 1.651i \text{ МВА}$$

Ділянка 1-2:

$$S_{1-2}^K = S_{1-2} = 0.317 - 0.084i \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{(P_{1-2}^K)^2 + (Q_{1-2}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{1-2} = \frac{(0.317)^2 + (0.084)^2}{35^2} \cdot (4.64) = 407.831 \text{ ВА}$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{(P_{1-2}^K)^2 + (Q_{1-2}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{1-2} = \frac{(0.317)^2 + (0.084)^2}{35^2} \cdot (3.22) = 283.021 \text{ ВА}$$

$$\Delta S_{1-2} = \Delta P_{1-2} + \Delta Q_{1-2} \cdot i = 407.831 + 283.021i \text{ ВА}$$

$$S_{1-2}^H = \Delta S_{1-2} + S_{1-2}^K = (407.831 + 283.021i) + (0.317 - 0.084i) = 0.318 - 0.084i \text{ МВА}$$

Ділянка 2-3:

$$S_{2-3}^K = S_{1-2}^K + \Delta S_{1-2} + S_2 = (407.831 + 283.021i) + (0.317 - 0.084i) + 0 = 0.318 - 0.084i \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{2-3} = \frac{(P_{2-3}^K)^2 + (Q_{2-3}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{2-3} = \frac{(0.318)^2 + (0.084)^2}{35^2} \cdot (6.2) = 546.016 \text{ ВА}$$

$$\Delta Q_{2-3} = \frac{(P_{2-3}^K)^2 + (Q_{2-3}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{2-3} = \frac{(0.318)^2 + (0.084)^2}{35^2} \cdot (5.05) = 444.739 \text{ ВА}$$

$$\Delta S_{2-3} = \Delta P_{2-3} + \Delta Q_{2-3} \cdot i = 546.016 + 444.739i \text{ ВА}$$

$$S_{2-3}^H = \Delta S_{2-3} + S_{2-3}^K = (546.016 + 444.739i) + (0.318 - 0.084i) = 0.318 - 0.084i \text{ МВА}$$

Ділянка 3-4

$$S_{3-4}^K = S_{2-3}^K + \Delta S_{2-3} + S_3 = (0.318 - 0.084i) + (546.016 + 444.739i) + (1.35 + 1.01i) = 1.668 + 0.927i \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{3-4} = \frac{(P_{3-4}^K)^2 + (Q_{3-4}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{3-4} = \frac{(1.668)^2 + (0.927)^2}{35^2} \cdot (1.32) = 3.923 \cdot 10^3 \text{ ВА}$$

$$\Delta Q_{3-4} = \frac{(P_{3-4}^K)^2 + (Q_{3-4}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{3-4} = \frac{(1.668)^2 + (0.927)^2}{35^2} \cdot (1.7) = 5.053 \cdot 10^3 \text{ ВА}$$

$$\Delta S_{3-4} = \Delta P_{3-4} + \Delta Q_{3-4} \cdot i = 3.923 \cdot 10^3 + 5.053 \cdot 10^3 i \text{ ВА}$$

$$S_{3-4}^H = \Delta S_{3-4} + S_{3-4}^K = (3.923 \cdot 10^3 + 5.053 \cdot 10^3 i) + (1.668 + 0.927i) = 1.672 + 0.932i \text{ МВА}$$

Ділянка 5-6:

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{5-6}^K = S_6 = 0.108 + 0.08i \text{ MBA}$$

$$\Delta P_{5-6} = \frac{(P_{5-6}^K)^2 + (Q_{5-6}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{5-6} = \frac{(0.108)^2 + (0.08)^2}{35^2} \cdot (0.3) = 4.424 \text{ BA}$$

$$\Delta Q_{5-6} = \frac{(P_{5-6}^K)^2 + (Q_{5-6}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{5-6} = \frac{(0.108)^2 + (0.08)^2}{35^2} \cdot (0.4) = 5.898 \text{ BA}$$

$$\Delta S_{5-6} = \Delta P_{5-6} + \Delta Q_{5-6} \cdot i = 4.424 + 5.898i \text{ BA}$$

$$S_{5-6}^H = \Delta S_{5-6} + S_{5-6}^K = (4.424 + 5.898i) \cdot \text{BA} + (0.108 + 0.08i) = 0.108 + 0.08i \text{ MBA}$$

Ділянка 5-7:

$$S_{5-7}^K = S_7 = 1.21 + 0.91i \text{ MBA}$$

$$\Delta P_{5-7} = \frac{(P_{5-7}^K)^2 + (Q_{5-7}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{5-7} = \frac{(0.108)^2 + (0.08)^2}{35^2} \cdot (0.3) = 1.497 \cdot 10^3 \text{ BA}$$

$$\Delta Q_{5-7} = \frac{(P_{5-7}^K)^2 + (Q_{5-7}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{5-7} = \frac{(0.108)^2 + (0.08)^2}{35^2} \cdot (0.4) = 1.048 \cdot 10^3 \text{ BA}$$

$$\Delta S_{5-7} = \Delta P_{5-7} + \Delta Q_{5-7} \cdot i = 1.497 \cdot 10^3 + 1.048 \cdot 10^3 i \text{ BA}$$

$$S_{5-7}^H = \Delta S_{5-7} + S_{5-7}^K = (1.497 \cdot 10^3 + 1.048 \cdot 10^3 i) \cdot \text{BA} + (1.21 + 0.91i) = 1.211 + 0.911i \text{ MBA}$$

Ділянка 4-5:

$$S_{4-5}^K = S_{5-6}^K + S_{5-7}^K + \Delta S_{5-6} + \Delta S_{5-7} + S_5 = (0.108 + 0.08i) + (1.21 + 0.91i) + (4.424 + 5.898i) \cdot \text{BA} + (1.497 \cdot 10^3 + 1.048 \cdot 10^3 i) \cdot \text{BA} = 1.32 + 0.991i \text{ MBA}$$

$$\Delta P_{4-5} = \frac{(P_{4-5}^K)^2 + (Q_{4-5}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{4-5} = \frac{(1.668)^2 + (0.927)^2}{35^2} \cdot (3.2) = 7.114 \cdot 10^3 \text{ BA}$$

$$\Delta Q_{4-5} = \frac{(P_{4-5}^K)^2 + (Q_{4-5}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{4-5} = \frac{(1.668)^2 + (0.927)^2}{35^2} \cdot (2.25) = 5.002 \cdot 10^3 \text{ BA}$$

$$\Delta S_{4-5} = \Delta P_{4-5} + \Delta Q_{4-5} \cdot i = 7.114 \cdot 10^3 + 5.002 \cdot 10^3 i \text{ BA}$$

$$S_{4-5}^H = \Delta S_{4-5} + S_{4-5}^K = (7.114 \cdot 10^3 + 5.002 \cdot 10^3 i) \cdot \text{BA} + (1.32 + 0.991i) = 1.327 + 0.996i \text{ MBA}$$

Ділянка 4-II

$$S_{4-II}^K = S_{3-4}^K + S_{4-5}^K + \Delta S_{3-4} + \Delta S_{4-5} + S_5 = (1.668 + 0.927i) + (1.32 + 0.991i) + (3.923 \cdot 10^3 + 5.053 \cdot 10^3 i) \cdot \text{BA} + (7.114 \cdot 10^3 + 5.002i \cdot 10^3 i) \cdot \text{BA} = 2.999 + 1.928i \text{ MBA}$$

$$\Delta P_{4-II} = \frac{(P_{4-II}^K)^2 + (Q_{4-II}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_{4-II} = \frac{(2.999)^2 + (1.928i)^2}{35^2} \cdot (4.74) = 0.049 \text{ MBA}$$

$$\Delta Q_{4-II} = \frac{(P_{4-II}^K)^2 + (Q_{4-II}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot x_{4-II} = \frac{(2.999)^2 + (1.928i)^2}{35^2} \cdot (6.15) = 0.064 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{4-II} = \Delta P_{4-II} + \Delta Q_{4-II} \cdot i = 0.049 + 0.064i \text{ MBA}$$

$$S_{4-II}^H = \Delta S_{4-II} + S_{4-II}^K = (0.049 + 0.064i) + (2.999 + 1.928i) = 3.048 + 1.991i \text{ MBA}$$

Далі визначаємо напруги у пунктах та втрати напруги в ділянках:

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U_{4-II} = \frac{P_{4-II} \cdot r_{4-II} + Q_{4-II} \cdot x_{4-II}}{U_H} = \frac{3.048 \cdot 4.74 + 1.991 \cdot 6.15}{35} = 0.763 \text{ кВ}$$

$$U_4 = U_H - \Delta U_{4-II} = 35 - 0.763 = 34.237 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{4-5} = \frac{P_{4-5} \cdot r_{4-5} + Q_{4-5} \cdot x_{4-5}}{U_4} = \frac{1.327 \cdot 3.2 + 0.996 \cdot 2.25}{34.237} = 0.189 \text{ кВ}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{4-5} = 34.237 - 0.189 = 34.048 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{5-6} = \frac{P_{5-6} \cdot r_{5-6} + Q_{5-6} \cdot x_{5-6}}{U_5} = \frac{0.108 \cdot 0.3 + 0.08 \cdot 0.4}{34.048} = 1.892 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}$$

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{5-6} = 34.048 - 1.892 \cdot 10^{-3} = 34.046 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{5-7} = \frac{P_{5-7} \cdot r_{5-7} + Q_{5-7} \cdot x_{5-7}}{U_5} = \frac{1.211 \cdot 0.8 + 0.911 \cdot 0.56}{34.048} = 0.043 \text{ кВ}$$

$$U_7 = U_5 - \Delta U_{5-7} = 34.048 - 0.043 = 34.004 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{3-4} = \frac{P_{3-4} \cdot r_{3-4} + Q_{3-4} \cdot x_{3-4}}{U_4} = \frac{1.672 \cdot 1.32 + 0.932 \cdot 1.7}{34.237} = 0.111 \text{ кВ}$$

$$U_3 = U_4 - \Delta U_{3-4} = 34.237 - 0.111 = 34.127 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{2-3} = \frac{P_{2-3} \cdot r_{2-3} + Q_{2-3} \cdot x_{2-3}}{U_3} = \frac{0.318 \cdot 6.2 + 0.083 \cdot 5.05}{34.127} = 0.045 \text{ кВ}$$

$$U_2 = U_3 - \Delta U_{2-3} = 34.127 - 0.045 = 34.081 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot r_{1-2} + Q_{1-2} \cdot x_{1-2}}{U_2} = \frac{0.318 \cdot 4.64 + 0.084 \cdot 3.22}{34.081} = 0.035 \text{ кВ}$$

$$U_1 = U_2 - \Delta U_{1-2} = 34.081 - 0.035 = 34.046 \text{ кВ}$$

Порахуємо сумарні втрати потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S &= \Delta S_{I-1} + \Delta S_{1-2} + \Delta S_{2-3} + \Delta S_{3-4} + \Delta S_{5-6} + \Delta S_{5-7} + \Delta S_{4-5} + \Delta S_{4-II} = \\ &= (407.831 + 283.021i) \text{ ВА} + (0.054 + 0.037i) \text{ МВА} + (546.016 + 444.739i) + (546.016 + 444.739i) \text{ ВА} + \\ &+ (3.923 \cdot 10^{-3} + 5.053 \cdot 10^{-3}i) \text{ МВА} + (4.424 + 5.898i) \text{ ВА} + (1.497 \cdot 10^{-3} + 1.048i \cdot 10^{-3}) \text{ МВА} + \\ &+ (7.114 \cdot 10^{-3} + 5.002 \cdot 10^{-3}i) \text{ МВА} + (0.049 + 0.064i) \text{ МВА} = 0.116 + 0.113i \text{ МВА} \\ |\Delta S| &= 0.164 \text{ МВА} \end{aligned}$$

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

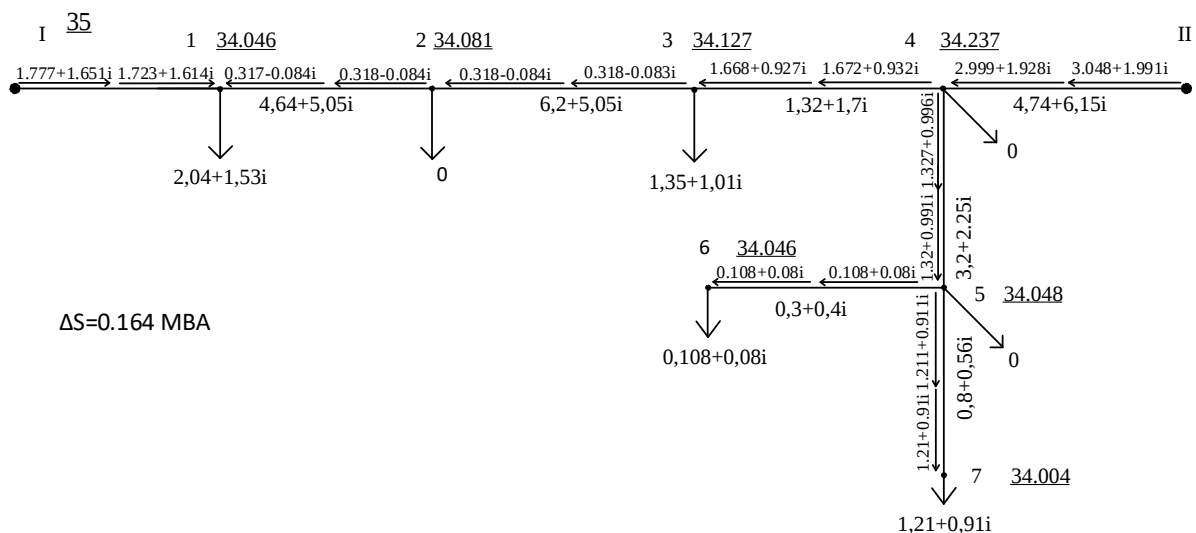


Рисунок 3.3 – Схема нормального режиму без підключеної БіоЕС

3.2 Розрахунок після аварійного режиму

Для розрахунку після аварійного режиму по черзі відключаємо джерела живлення і рахуємо аналогічно до нормального режиму. Отримаємо (данні в МВА та кВ):

Відключаємо джерело I та записуємо дані в таблиці 3.3, 3.4 та рисунок 3.4:

Таблиця 3.3 – Потокорозподіл та втрати потужності при відключенні джерела живлення I

Ділянка	Потужність початку	Потужність кінця	Втрати потужності
1-2	$2.065+1.547i$	$2.04+1.53i$	$0.025+0.017i$
2-3	$2.098+1.575i$	$2.065+1.547i$	$0.034+0.027i$
3-4	$3.468+2.61i$	$3.448+2.585i$	$0.02+0.026i$
5-6	$0.108+0.08i$	$0.108+0.08i$	$(4.424+5.898i)10^{-6}$
5-7	$1.211+0.911i$	$1.21+0.91i$	$0.0015+0.001i$
4-5	$1.327+0.996i$	$1.32+0.991i$	$(7.114+5.002i)10^{-3}$
4-II	$4.934+3.787i$	$4.795+3.606i$	$0.139+0.181i$
Сумарні втрати потужності		ΔS	$0.226+0.257i$
		$ \Delta S $	0.345 MVA

Таблиця 3.4 – Напруги в пунктах та втрати напруги в ділянках при відключенні джерела живлення I

Пункт	Напруга в пункті	Ділянка	Падіння напруги в ділянці
4	33.742	4-II	1.258
5	33.551	4-5	0.191
6	33.549	5-6	$1.919 \cdot 10^{-3}$
7	33.507	5-7	0.044
3	33.482	3-4	0.261
2	32.873	2-3	0.609
1	32.435	1-2	0.438

Відключаємо джерело II та записуємо дані в таблиці 3.5, 3.6 та рисунок 3.5.

Таблиця 3.5 – Потокорозподіл та втрати потужності при відключенні джерела живлення II

Ділянка	Потужність початку	Потужність кінця	Втрати потужності
5-7	$1.211+0.911i$	$1.21+0.91i$	$0.0015+0.001i$
5-6	$0.108+0.08i$	$0.108+0.08i$	$(4.424+5.898i)10^{-6}$
4-5	$1.327+0.996i$	$1.32+0.991i$	$(7.114+5.002i) 10^{-3}$
3-4	$1.322+0.995i$	$1.32+0.991i$	$(2.934+3.779i)10^{-3}$
2-3	$2.729+2.051i$	$2.672+2.005i$	$0.056+0.046i$
1-2	$2.773+2.081i$	$2.729+2.051i$	$0.044+0.031i$
I-1	$5.162+3.854i$	$4.813+3.611i$	$0.349+0.242i$
Сумарні втрати потужності		ΔS	$0.251+0.267i$
		$ \Delta S $	0.37 МВА

Таблиця 3.6 – Напруги в пунктах та втрати напруги в ділянках при відключенні джерела живлення II

Пункт	Напруга в пункті	Ділянка	Падіння напруги в ділянці
1	32.777	1-I	2.223
2	32.205	1-2	0.572
3	31.409	2-3	0.796
4	31.308	3-4	0.101
5	31.102	4-5	0.206
6	31.1	5-6	$2.071 \cdot 10^{-3}$
7	31.054	5-7	0.048

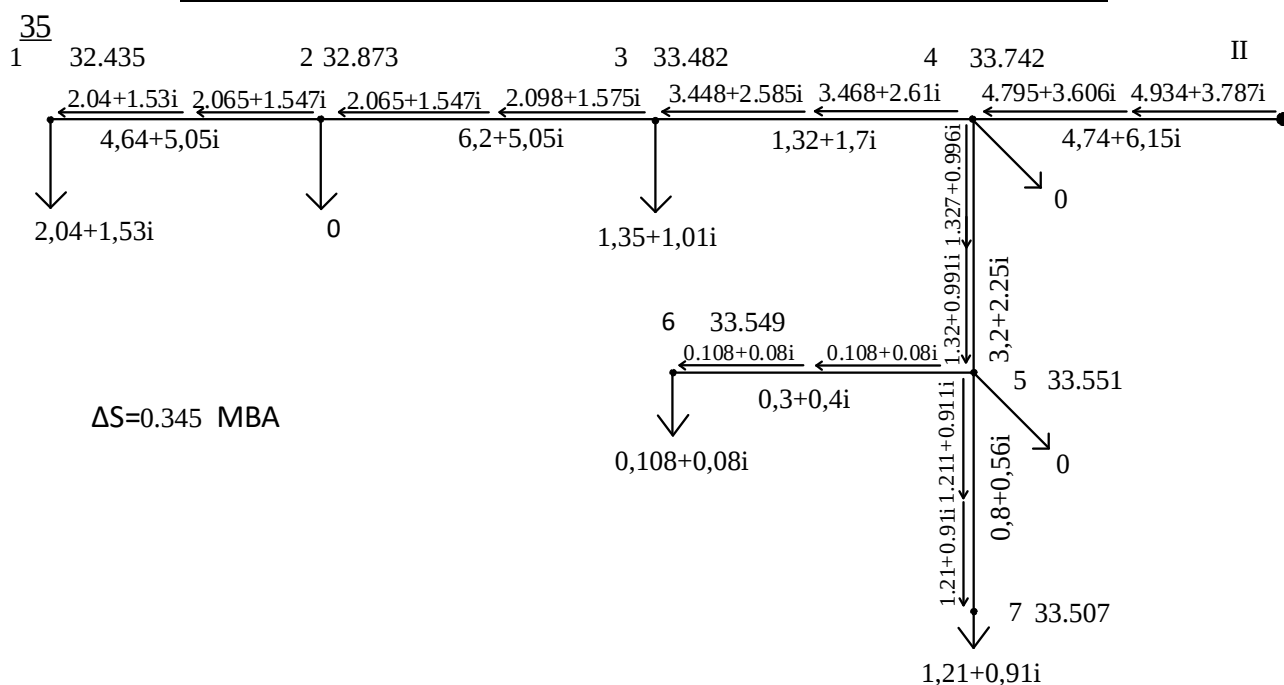


Рисунок 3.4 – Потокорозподіл, втрати потужності та напруги в пунктах при відключенні джерела живлення I

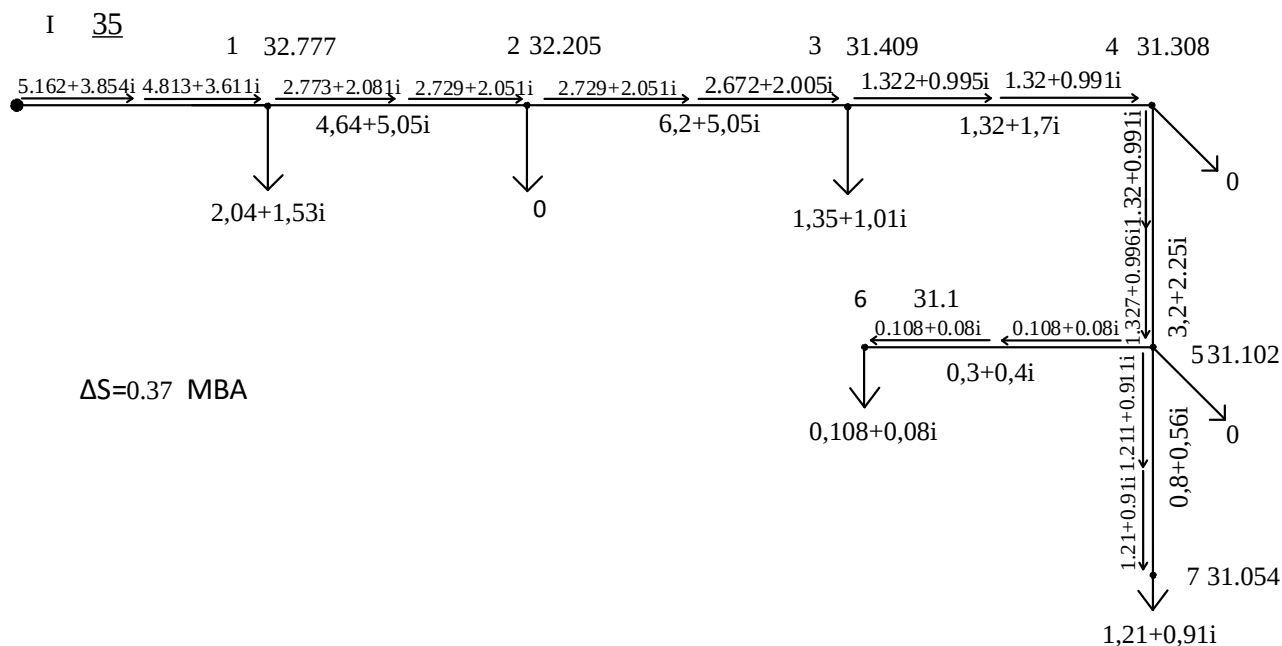


Рисунок 3.5 – Потокорозподіл, втрати потужності та напруги в пунктах при відключенні джерела живлення II.

3.3 Розрахунок нормального, після аварійних, режимів мінімальних та максимальних навантажень з підключеною БіоЕС

Нормальний режим з підключеною БіоЕС, розрахунок ідентичний до попередніх. Отримані данні в таблицях 3.7, 3.8 та рисунку 3.6.

Таблиця 3.7 – Потокорозподіл та втрати потужності при підключеній БіоЕС

Ділянка	Потужність початку	Потужність кінця	Втрати потужності
I-1	$1.162+2.01i$	$1.113+1.976i$	$0.05+0.034i$
1-2	$0.931-0.443i$	$0.927-0.446i$	$0.004+0.0028i$
2-8	$-1.2+0.9i$	$-1.2+0.9i$	$(348.98+82.653i) 10^{-6}$
2-3	$0.267-0.458i$	$0.268-0.457i$	$0.034+0.027i$
3-4	$1.087+1.473i$	$1.083+1.468i$	$0.02+0.026i$
5-6	$0.108+0.08i$	$0.108+0.08i$	$(4.424+5.898i)10^{-6}$
5-7	$1.211+0.911i$	$1.21+0.91i$	$0.0015+0.001i$
4-5	$1.327+0.996i$	$1.32+0.991i$	$(7.114+5.002i)10^{-3}$
4-II	$2.413+2.469i$	$2.459+2.529i$	$0.046+0.06i$

Сумарні втрати потужності	ΔS	0.114+0.109i
	$ \Delta S $	0.159 МВА

Таблиця 3.8 – Напруги в пунктах та втрати напруги в ділянках при підключеній БіоЕС.

Пункт	Напруга в пункті		Падіння напруги в ділянці
4	34.223	4-П	0.777
5	34.033	4-5	0.19
6	34.031	5-6	$1.892 \cdot 10^{-3}$
7	33.99	5-7	0.043
3	34.108	3-4	0.115
8	34.094	2-8	-0.0055
2	34.088	1-2	0.019
1	34.136	I-1	0.085

35

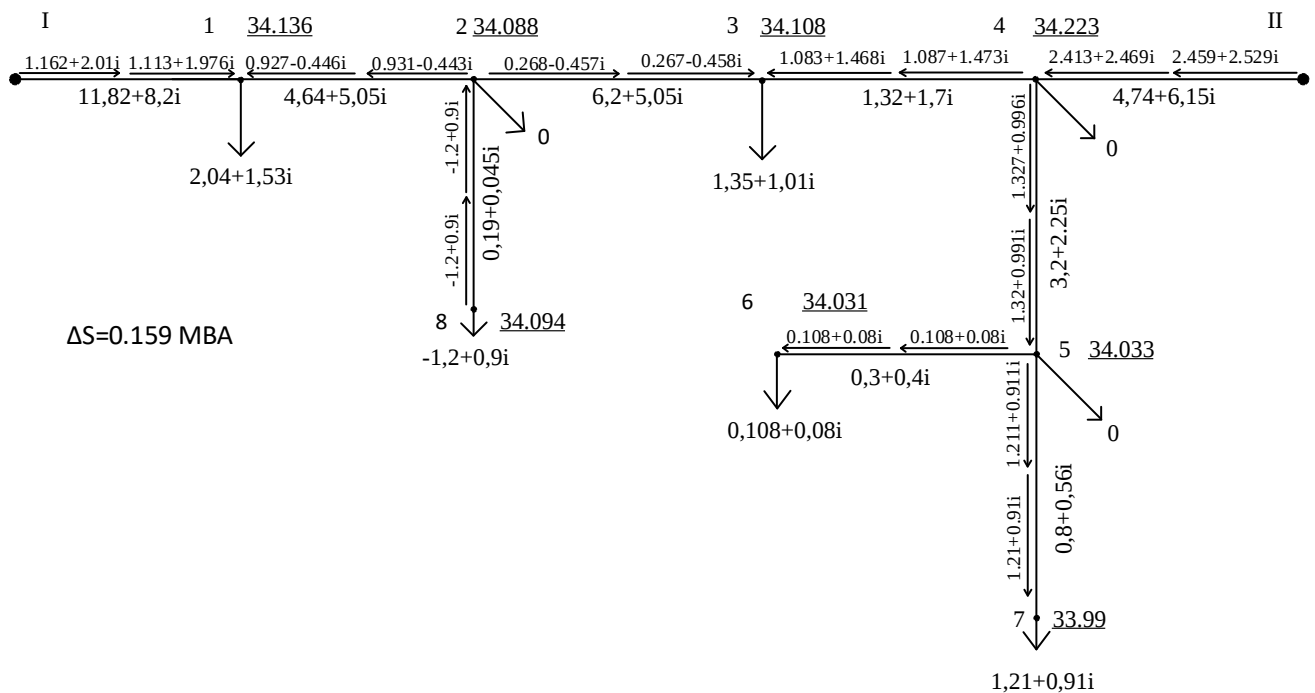


Рисунок 3.6. – Потокорозподіл, втрати потужності та напруги в пунктах підключеній БіоЕС

3.4 Розрахунок після аварійного режиму з підключеною БіоЕС

Для розрахунку після аварійного режиму по черзі відключаємо джерела живлення і рахуємо аналогічно до нормального режиму. Отримаємо (данні в МВА та кВ):

Відключаємо джерело I та записуємо дані в таблиці 3.9, 3.10 та рисунок 3.7:

Таблиця 3.9 – Потокорозподіл та втрати потужності при відключенні джерела живлення I.

Ділянка	Потужність початку	Потужність кінця	Втрати потужності
1-2	2.065+1.547i	2.04+1.53i	0.025+0.017i
2-8	-1.2+0.9i	-1.2+0.9i	(348.98+82.653i)10 ⁻⁶
2-3	0.899+2.475i	0.865+2.447i	0.034+0.028i
3-4	2.268+3.509i	2.249+3.485i	0.019+0.024i
5-6	0.108+0.08i	0.108+0.08i	(4.424+5.898i)10 ⁻⁶
5-7	1.211+0.911i	1.21+0.91i	0.0015+0.001i
4-5	1.327+0.996i	1.32+0.991i	(7.114+5.002i)10 ⁻³
4-II	3.723+4.672i	3.594+4.505i	0.129+0.167i
Сумарні втрати потужності		ΔS	0.215+0.242i
		$ \Delta S $	0.326 МВА

Таблиця 3.10 – Напруги в пунктах та втрати напруги в ділянках при відключенні джерела живлення I.

Пункт	Напруга в пункті	Ділянка	Падіння напруги в ділянці
4	33.747	4-II	1.253
5	33.556	4-5	0.191
6	33.554	5-6	1.919 10 ⁻³
7	33.511	5-7	0.044
3	33.488	3-4	0.259
2	32.966	2-3	0.522
1	32.529	1-2	0.437
8	32.971	2-8	-0.0057

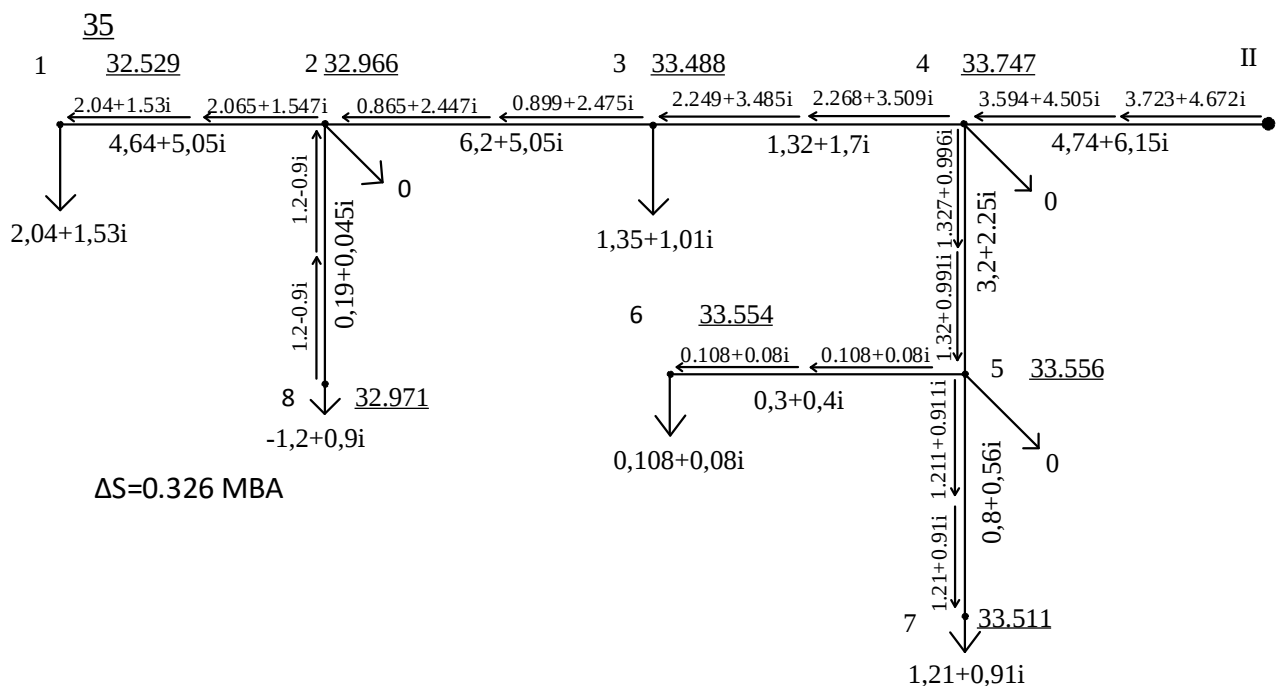


Рисунок 3.7 – Потокорозподіл, втрати потужності та напруги в пунктах при відключенні джерела живлення I та підключеною БіоЕС

Відключаємо джерело II та записуємо дані в таблиці 3.11, 3.12 та рисунок 3.8:

Таблиця 3.11 – Потокорозподіл та втрати потужності при відключенні джерела живлення II

Ділянка	Потужність початку	Потужність кінця	Втрати потужності
5-7	$1.211+0.911i$	$1.21+0.91i$	$0.0015+0.001i$
5-6	$0.108+0.08i$	$0.108+0.08i$	$(4.424+5.898i)10^{-6}$
4-5	$1.327+0.996i$	$1.32+0.991i$	$(7.114+5.002i) 10^{-3}$
3-4	$1.322+0.995i$	$1.32+0.991i$	$(2.934+3.779i)10^{-3}$
2-3	$2.729+2.051i$	$2.672+2.005i$	$0.056+0.046i$
2-8	$-1.2+0.9i$	$-1.2+0.9i$	$(348.98+82.653i)10^{-6}$
1-2	$1.571+2.98i$	$1.529+2.951i$	$0.042+0.029i$
I-1	$3.933+4.733i$	$3.611+4.51i$	$0.322+0.223i$
Сумарні втрати потужності		ΔS	$0.239+0.252i$
		$ \Delta S $	0.35 MBA

Таблиця 3.12 – Напруги в пунктах та втрати напруги в ділянках при відключенні джерела живлення II

Пункт	Напруга в пункті	Ділянка	Падіння напруги в ділянці
4	33.747	4-II	1.253
5	33.556	4-5	0.191
6	33.554	5-6	$1.919 \cdot 10^{-3}$
7	33.511	5-7	0.044
3	33.488	3-4	0.259
2	32.966	2-3	0.522
1	32.529	1-2	0.437
8	32.971	2-8	-0.0057

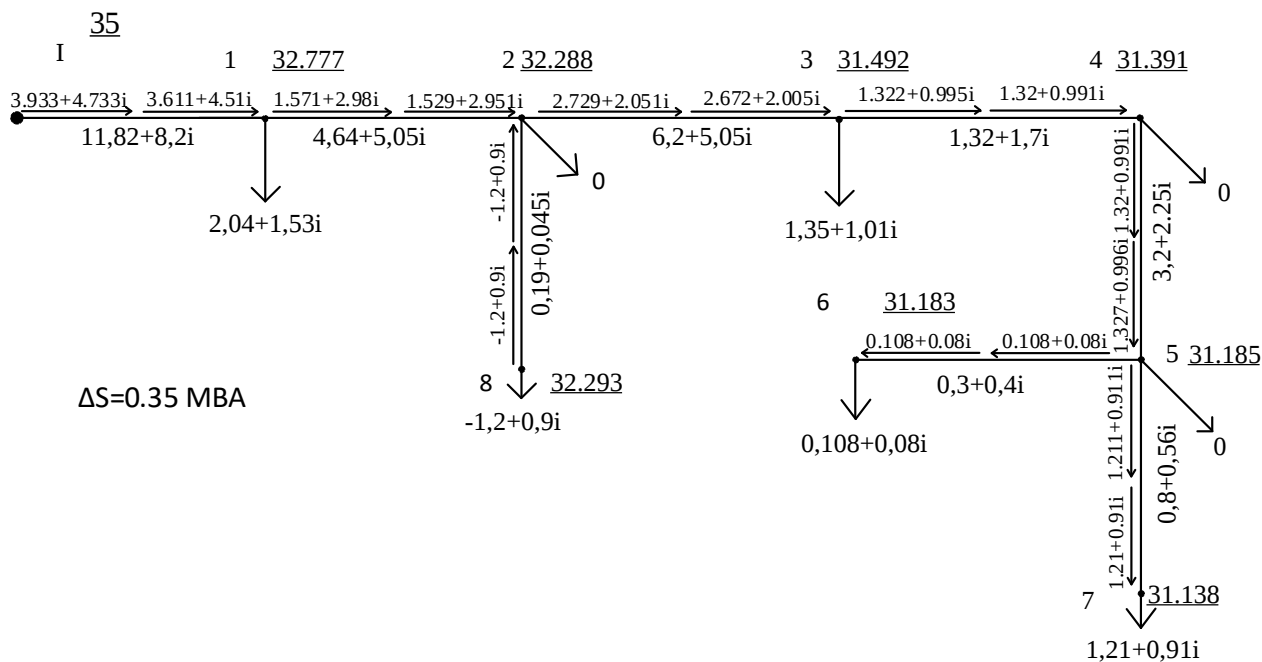


Рисунок 3.8. – Потокорозподіл, втрати потужності та напруги в пунктах при відключенні джерела живлення II та підключеною БіоЕС

3.5 Режим мінімальних навантажень БіоЕС

Розрахунок ідентичний до нормального режиму з підключеною БіоЕС, однак установка працює з мінімально можливою потужністю, а саме 50% від номінальної. $S_8 = -0.597+0.448i$ МВА. Отримані результати в таблицях 3.13, 3.14 та малюку 3.9.

Таблиця 3.13 – Потокорозподіл та втрати потужності при підключеній БіоЕС в режимі мінімальних навантажень.

Ділянка	Потужність початку	Потужність кінця	Втрати потужності
I-1	1.47+1.829i	1.419+1.794i	0.051+0.035i
1-2	0.622-0.263i	0.621-0.264i	(1.724+1.196i)10 ³
2-8	-0.597+0.448i	-0.597+0.448i	(86.409+20.465i) 10 ⁻⁶
2-3	0.026+0.185i	0.026+0.185i	176.381+143.665i) 10 ⁻⁶
3-4	1.379+1.2i	1.376+1.195i	(3.578+4.608i)10 ⁻³
5-6	0.108+0.08i	0.108+0.08i	(4.424+5.898i)10 ⁻⁶
5-7	1.211+0.911i	1.21+0.91i	0.0015+0.001i
4-5	1.327+0.996i	1.32+0.991i	(7.114+5.002i)10 ⁻³
4-II	2.753+2.257i	2.706+2.196i	0.047+0.061i
Сумарні втрати потужності		ΔS	0.112+0.108i
		ΔS	0.157 МВА

Таблиця 3.14 – Напруги в пунктах та втрати напруги в ділянках при підключеній БіоЕС в режимі мінімальних навантажень.

Пункт	Напруга в пункті	Ділянка	Падіння напруги в ділянці
4	34.231	4-II	0.769
5	34.041	4-5	0.189
6	34.039	5-6	1.892 10 ⁻³
7	33.998	5-7	0.043
3	34.118	3-4	0.113
8	34.089	2-8	-0.0027
2	34.086	2-3	0.032
1	34.075	1-2	0.06
		1-I	0.925

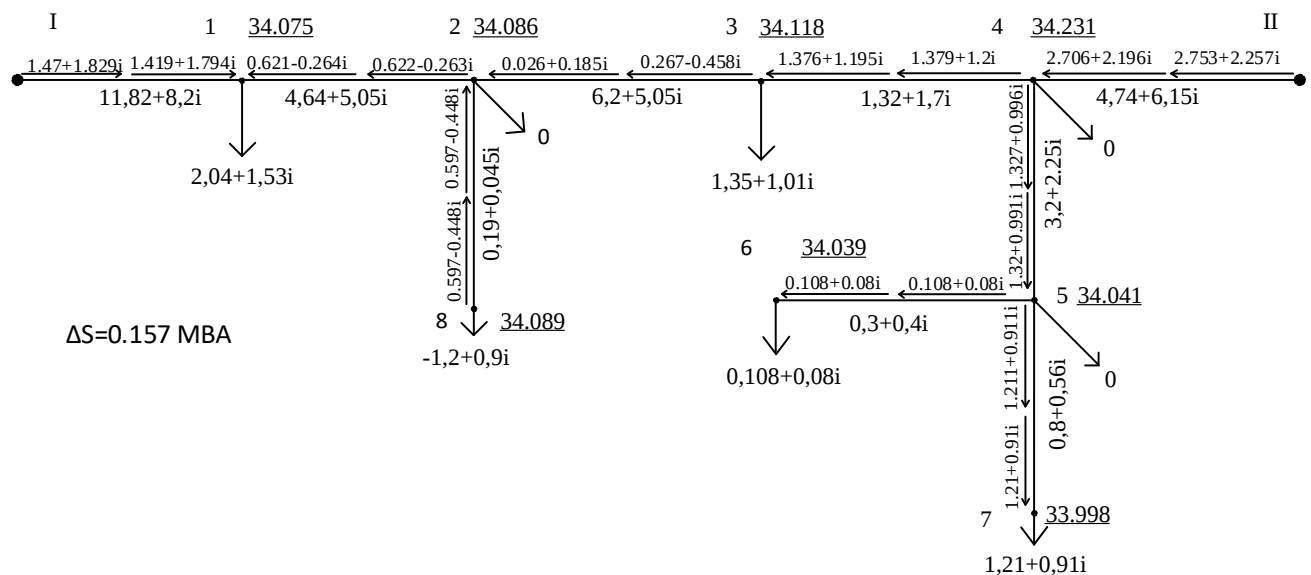


Рисунок 3.9 – Потокорозподіл, втрати потужності та напруги в пунктах підключеній БіоЕС в режимі мінімальних навантажень

3.6 Режим максимальних навантажень БіоЕС

Розрахунок ідентичний до нормального режиму з підключеною БіоЕС, однак установка працює з максимально можливою потужністю, а саме 110% від номінальної. $S_8 = -1.32 + 0.99i \text{ MVA}$. Отримані результати в таблицях 3.15, 3.16 та малюку 3.10.

Таблиця 3.15 – Потокорозподіл та втрати потужності при підключеній БіоЕС в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Потужність початку	Потужність кінця	Втрати потужності
I-1	1.101+2.047i	1.052+2.012i	0.05+0.035i
1-2	0.993-0.479i	0.988-0.482i	$(4.58+3.178i)10^3$
2-8	-1.32+0.99i	-1.32+0.99i	$(422.265+100.01i) 10^{-6}$
2-3	0.327-0.511i	0.325-0.513i	$(1.862 +1.517i) 10^{-3}$
3-4	1.029+1.527i	1.025+1.523i	$(3.631 +4.676i)10^{-3}$
5-6	0.108+0.08i	0.108+0.08i	$(4.424+5.898i)10^{-6}$
5-7	1.211+0.911i	1.21+0.91i	0.0015+0.001i
4-5	1.327+0.996i	1.32+0.991i	$(7.114+5.002i)10^{-3}$
4-II	2.401+2.583i	2.355+2.523i	0.046+0.06i
Сумарні втрати потужності		ΔS	0.115+0.11i
		$ \Delta S $	0.161 МВА

Таблиця 3.16 – Напруги в пунктах та втрати напруги в ділянках при підключеній БіоЕС в режимі максимальних навантажень.

Пункт	Напруга в пункті	Ділянка	Падіння напруги в ділянці
4	34.221	4-II	0.779
5	34.031	4-5	0.19
6	34.029	5-6	$1.892 10^{-3}$
7	33.998	5-7	0.043
3	34.105	3-4	0.116
8	34.095	2-8	-0.006
2	34.088	2-3	0.032
1	34.149	1-2	0.09
		1-I	0.851

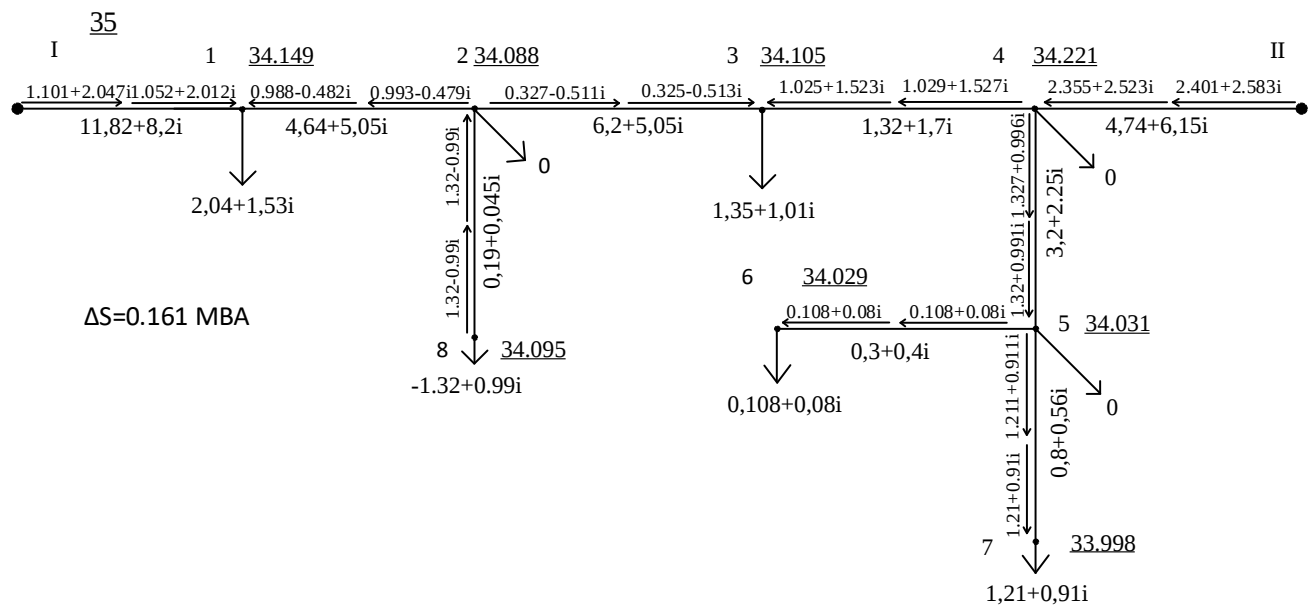


Рисунок 3.10 – Потокорозподіл, втрати потужності та напруги в пунктах підключеній БіоЕС в режимі максимальних навантажень

3.7 Обробка результатів

В результаті проведення серії розрахунків отримано зміну напруги у вузлах електричної мережі до та після встановлення БіоЕС у п.8 (рис.3.11). В результаті БіоЕС має позитивний вплив на напругу в максимальному та мінімальному режимах – загалом по мережі рівень напруги підвищився. У п/а режимах (рис.3.12) наявність БіоЕС має більш позитивний вплив, адже рівень напруги у вузлах, які знаходяться поруч з електростанцією, підвищився значно більше.

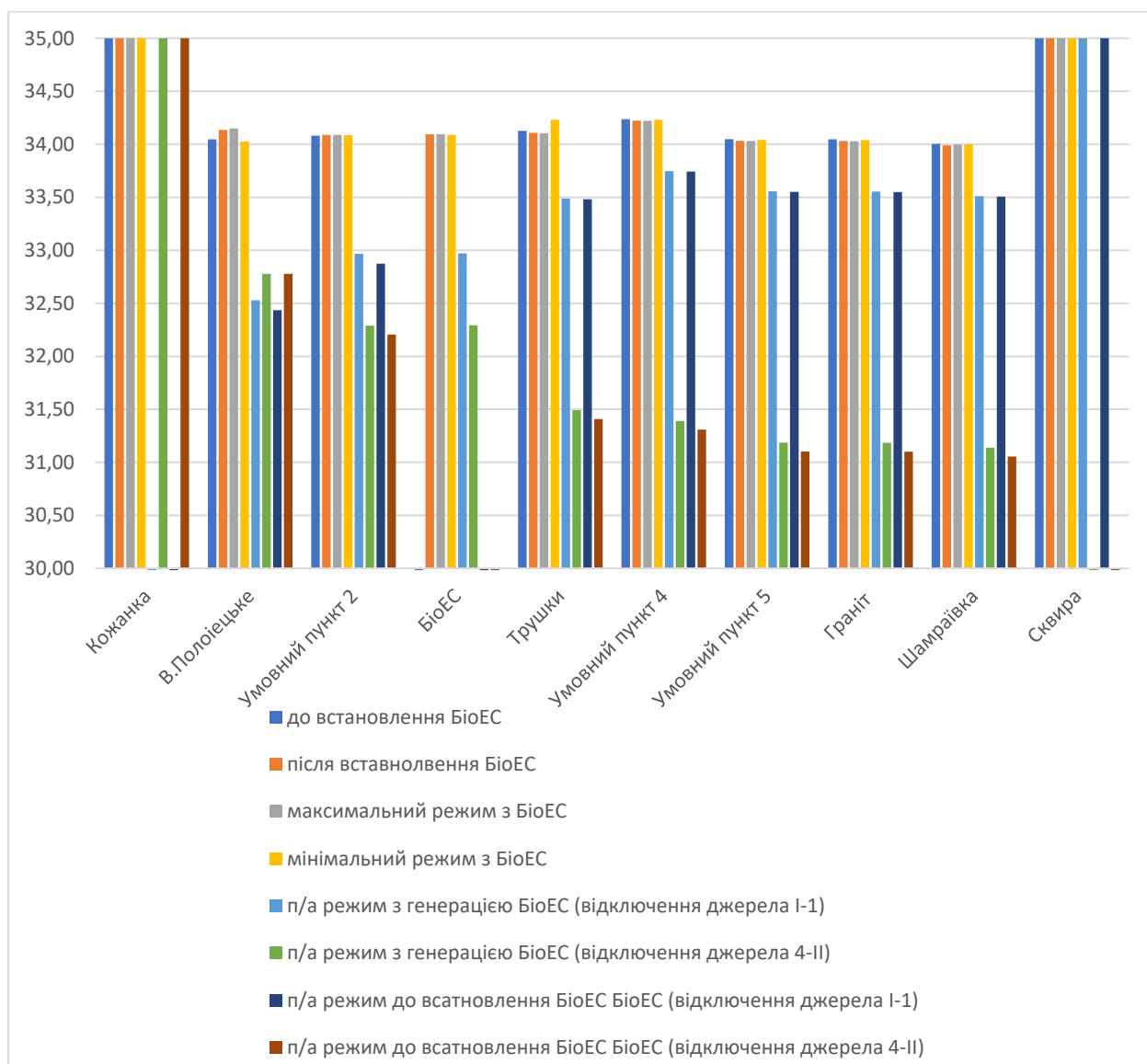


Рисунок 3.11 – Зміна напруги у вузлах електричної мережі 35 кВ

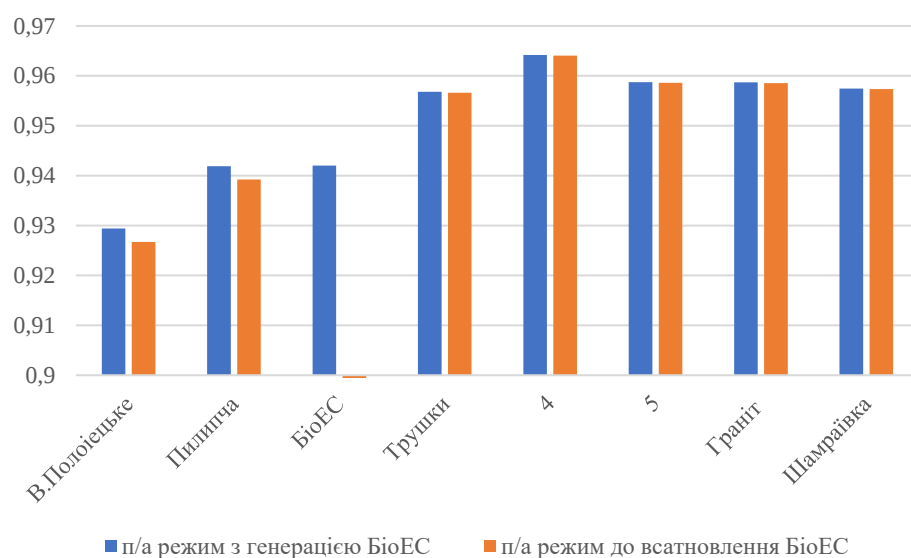


Рисунок 3.12 – Зміна напруги електричної мережі у п/а режимах

Змін.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7210.14.1.006ПЗ

Арх.

59

На рис.3.13 представлено зміну повних втрат потужності в представлений електричній мережі до та після встановлення БіоЕС в нормальному та після аварійному режимах. Очевидно, що наявність БіоЕС зменшує загалом по мережі втрати потужності, за рахунок перерозподілу потоків потужності.

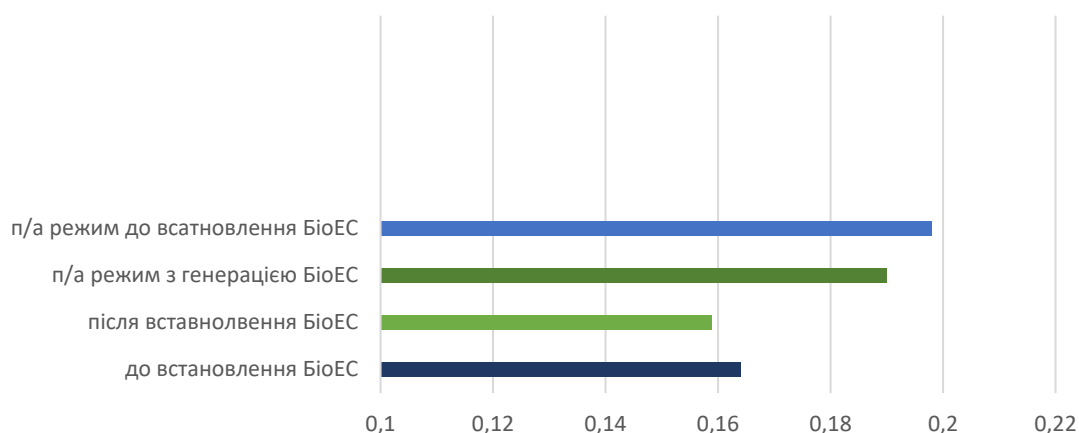


Рисунок 3.13 – Зміна повних втрат потужності в електричній мережі 35 кВ

Висновки до 3 розділу

В даній роботі проведено дослідження існуючої електричної мережі та вплив на її режим встановленої біогазової електростанції. Були обрані кабелі та трансформатори. Розрахований нормальний режим електричної мережі, після аварійний режим для кожного з можливих варіантів відключення джерел живлення, розрахований режим мінімальних та максимальних навантажень. Наведені отримані результати, щодо зміни напруги у пунктах та втрат потужності в мережі 35 кВ.

ВИСНОВКИ

Під час виконання дипломного проєкту було описано відновлювальні джерела енергії, які використовуються в Україні, дана загальна характеристика та опис кожного з них. У практичній частині було розглянуто існуючу електричну мережу 35 кВ. Було обраховано параметри схеми з двостороннім живленням, нормальний режим роботи електричної мережі, чотири після аварійних режимів, для кожного з варіантів відключення джерел живлення, режим мінімальних навантажень, режим максимальних навантажень. БіоЕС було встановлено в пункт 8. За результатами можна зробити висновки, що встановлення БіоЕС позитивно впливає на параметри електричної мережі, а саме вдалося зменшити втрати потужності та падіння напруги в мережі. Також видно, що зі збільшенням генерації незначно збільшуються втрати потужності, але зменшується падіння напруг.

Проаналізувавши усі викладені данні можна зробити висновок, що БіоЕС одна з найефективніших ВДЕ через свою маневровість та незалежність від природніх умов. Завдяки цьому БіоЕС позитивно впливає режим електричної мережі на відміну від СЕС чи ВЕС та не наносе значної шкоди місцевій екосистемі на відміну від ГЕС будь-якої потужності. Однак є дорожчим в будівництва та експлуатації.

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. НКРЕКП, Регулятор, [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/?id=60443> – Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію.
2. База даних приватного підприємства про встановлення приватних сонячних станцій на території України [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Режим доступу: <https://joule.ua/blog/v-iakykh-oblastiakh-ukrainy-naiaktivnishe-vstanovliuiut-pryvatni-soniachni-stantsii/> – В яких областях України найактивніше встановлюють приватні сонячні станції.
3. Національна енергетична компанія «Укренерго» [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Режим доступу: https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/02/Vymogy-do-VES-ta-SES_2-red_08112017.pdf – СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА.
4. МАЛА ГІДРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ ТОМ II, «Технологічні особливості малих ГЕС» // [Василь Вовчак, Олександр Тесленко, Олексій Самченко] // С. – 23 – 96.
5. Четверик Г. Д. Енергоефективне перетворення рідких відходів газифікації біомаси в біогазовій установці / дис. ... кандидата тех. наук: 05.14.08 / Четверик Г. Д. – К., 2018. – 30 – 51 с.
6. Кодекс систем розподілу [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Режим доступу: <http://www.cherkasyoblenergo.com/accession/pravila-priednanya/> – ПРАВИЛА ПРИЄДНАННЯ ПАТ “ЧЕРКАСІОБЛЕНЕРГО”
7. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Режим доступу: <https://saee.gov.ua/uk> – НОРМАТИВНО-ПРАВОВІ АКТИ

					ДП7210.14.1.006ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		