

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« ____ » _____ 2019 р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
за освітнім ступенем « магістр »

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З ВРАХУВАННЯМ ВСТАНОВЛЕННЯ
ФОТОВОЛЬТАЇЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

08-13.МКР.017.00.106 ПЗ

Виконав: студент групи ЕСМ-18м,
спеціальності
141 – «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
освітня програма – «Електричні системи та
мережі»
Панасюк В.С. _____

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС
Лесько В. О. _____
« ____ » _____ 2019 р.

Рецензент: _____
« ____ » _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

Завдання

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	5
АННОТАЦІЯ	6
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1	10
РОЗРАХУНОК ПРОГНОЗУ НАВАНТАЖЕНЬ	10
РОЗДІЛ 2	13
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМУ ВХІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
РОЗДІЛ 3	16
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми	16
3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі	17
3.3 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі	31
3.4 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації	34
3.5 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації	34
3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	42
РОЗДІЛ 4	43
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	43
РОЗДІЛ 5	45
СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	45
РОЗДІЛ 6	47
СХЕМИ ВУЗЛОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	47
РОЗДІЛ 7	49
ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ ДЛЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ	49
РОЗДІЛ 8	52
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ	52
РОЗДІЛ 9	57
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ПОВНИХ ВИТРАТ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	57
РОЗДІЛ 10	62
ВПРОВАДЖЕННЯ ФОТОВОЛЬТАЇЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ЇХ ВЛИВУ НА РОБОТУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	62
10.1 Сучасний стан розвитку геліоенергетики України	63
10.2 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні	Ошибка! Закладка не оп
10.3 Особливості конструкції та принцип роботи ФЕС	Ошибка! Закладка не определена
10.4 Аналіз режимів роботи електричної мереж із ФЕС	Ошибка! Закладка не определена
РОЗДІЛ 11	71
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	71

11.1	Задачі розділу	71
11.2.	Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП та ФЕС.....	72
11.3	Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі обладнання ПЛЕП та ФЕС.....	74
11.4	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	80
	ВИСНОВКИ	87
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	90
	Додаток А	96
	Технічне завдання МКР	96
	Додаток В	105
	Додаток Д	108
	Додаток Е.....	119
	Додаток Ж.....	125

АНОТАЦІЯ

Панасюк Віталій Сергійович «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з врахуванням встановлення фотовольтаїчної електричної станції». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2019 – 106 с./ На укр. мові. рис.23, табл.24, бібліогр.53.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго».

Проведено дослідження встановлення фотовольтаїчної електричної станції.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує ПЛЕП та ФЕС.

АННОТАЦИЯ

Панасюк Виталий Сергеевич «Развитие фрагмента электрической сети акционерного общества «Винницаобленерго» с учетом установки фотовольтаической электрической станции». Магистерская работа. – Винница: ВНТУ. 2019 – 106 с. / На укр. языке. рис.23, табл.24, библиогр.53.

В работе проведено моделирование развития фрагмента электрической сети акционерного общества «Винницаобленерго»

Проведено исследование установки фотовольтаической электрической станции.

Проведен анализ опасных и вредных факторов, влияющих на персонал который обслуживает ВЛЕП и ФЭС.

ВСТУП

Енергетика будь-якої країни є тією галуззю промисловості, від розвитку якої залежить благополуччя держави в цілому. Успішний її розвиток свідчить і про загальний розвиток держави, і про її місце у світовому співтоваристві.

Сучасна енергетична система (ЕС) розвинутої країни являє собою складну кібернетичну систему, яка відноситься до класу великих систем, тобто ця система містить не тільки величезну кількість різноманітних елементів з багатоконтурними зворотними зв'язками, а й має цілий ряд специфічних ознак: ієрархічність побудови, необхідність розв'язання різноманітних оптимізаційних задач з різними ступенями деталізації та спрощень, обов'язкова участь людини у розв'язанні цілого ряду задач, тощо. Оскільки велика система має нові, більш складні властивості порівняно з її окремими компонентами, то розв'язування оптимізаційних задач у такій системі наштовхується на значні труднощі. Тут необхідно враховувати великі територіальні масштаби системи, необхідність розгляду як довготривалих, так і короткочасних періодів її роботи, складність та нелінійність взаємозв'язків між окремими її компонентами, труднощі в отриманні достовірної інформації тощо.

В процесі проектування ЕС установлюється найбільш доцільна конфігурація мережі, вибирається номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації. При розробці проекту установлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

Проектування повинно проводитись з врахуванням динаміки розвитку навантажень та мереж. У схемах мереж повинен бути передбачений подальший розвиток та можливість об'єднання їх на паралельну роботу з основними мережами суміжних районів, т.і., схеми повинні мати експлуатаційно-структурну гнучкість.

Отже, метою проектування розвитку електричних систем є визначення найбільш ефективної стратегії розвитку з урахуванням технічних та економічних обмежень.

У пошуках альтернативних джерел енергії в багатьох країнах чимало уваги приділяють сонячній енергетиці. Наявність альтернативних джерел енергії спричиняє зміни в структурі енергосистеми і режимах її роботи: більшість розподілених джерел електроенергії під'єднанні до розподільної мережі. Це відрізняє її від традиційних енергосистем, в яких баланс енергії підтримується переважно декількома потужними централізованими генеруючими центрами, що під'єднанні до передавальної мережі; потужність генерації сонячних джерел електроенергії визначається зовнішніми факторами (в першу чергу інтенсивністю сонячного випромінювання) і мало залежить від режиму роботи електричної мережі, до якої вони під'єднанні; сонячні установки можуть мати коливальний або переривчастий характер генерації потужності. Концентрація великої кількості такого типу джерел може призвести до сильних коливань потужності в енергосистемі, що значно впливає на режими роботи енергосистеми та її стійкість; більшість розподілених (відновлюваних) генераторів під'єднанні до мережі за допомогою силових електронних перетворювачів (інверторів), які дуже чутливі до рівнів напруг.

Завданням цього дослідження є розвиток електричної мережі після приєднання до неї фотовольтаїчної електричної станції (ФЕС), визначення і аналіз впливу ФЕС на рівні напруг та втрати потужності в мережі. Для якісної оцінки впливу генерації ФЕС на розподільчу мережу, треба враховувати такі аспекти функціонування ЕЕС як контроль напруги та втрати потужності в ній. ФЕС може впливати на зміну напруги двома способами: станція працює у взаємозв'язку з місцевим навантаженням, тобто при зміні навантаження в мережі генерація ФЕС також змінюється. Такий режим роботи ФЕС не створює проблем при традиційних підходах контролю напруги.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження встановлення фотовольтаїчної електричної станції.

Задачі дипломної роботи. Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж акціонерного товариства «Вінницяобленерго»;
- проведено розрахунок та аналіз усталеного режиму оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж акціонерного товариства «Вінницяобленерго»;
- досліджено встановлення фотовольтаїчної електричної станції;
- розв’язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує елементи ПЛЕП та ФЕС;
- досліджено безпеку роботи електричних мереж акціонерного товариства «Вінницяобленерго» в умовах дії загрозливих чинників.

Об’єктом дослідження є фрагмент електричних мереж акціонерного товариства «Вінницяобленерго».

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [29].

Наукова новизна полягає у підтвердженні впливу ФЕС на рівні напруг та втрати потужності в мережі.

Особистий внесок. Усі результати, які складають основний зміст роботи отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

РОЗРАХУНОК ПРОГНОЗУ НАВАНТАЖЕНЬ

Для прогнозування навантаження в існуючій мережі 110 кВ вибрано метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти;

T – період прогнозу.

Для виконання прогнозу навантажень було застосовано електронний процесор EXCEL.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0. \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i; \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i. \end{cases} \quad (1.4)$$

Ретроспективні дані навантажень по рокам зведено в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
P_{\max} , %	85	87	89	91	93	94	96	97	98	100

Після підстановки вхідних даних з табл.1.1 в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 930.; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5249.. \end{cases}$$

Звідки $a' = 84.07$, $b' = 1.62$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1.62 \cdot T + 84.07.$$

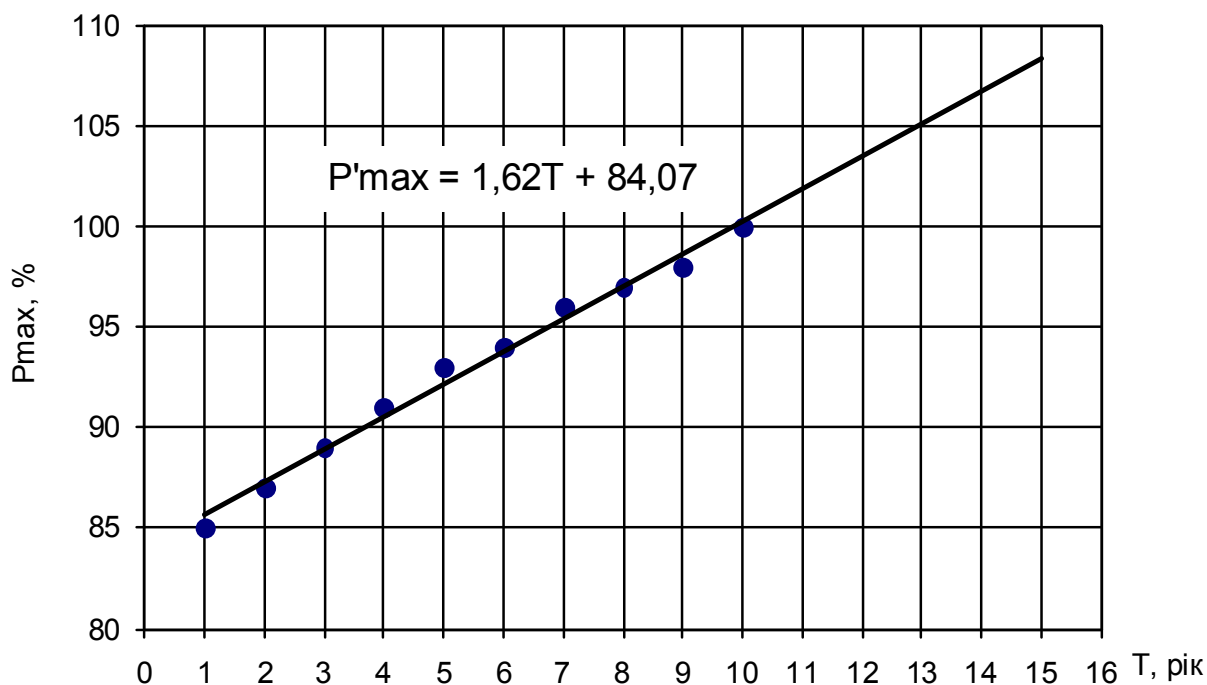


Рисунок 1.1 - Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Таким чином, прогнозоване навантаження на наступні 5 років буде мати таке значення:

$$P'_{\max} = 1.62 \cdot 15 + 84.07 = 108 \text{ \%}.$$

За даними ретроспективи виконаємо прогноз навантажень по вузлам на наступні 5 років.

Наведемо таблицю вихідних даних та результатів роботи програми EXCEL (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 – Вихідні дані та результати прогнозування навантаження для вузлів існуючої мережі

Назва вузла	$n_{\text{вузла}}$	P_n , МВт	Q_n , МВАр	S_n , МВА	P_n прог., МВт	Q_n прог., МВАр	S_n прог., МВА	$n_{\text{тр}}$	$S_{\text{номтр}}$, МВА	$K_{\text{перев}}$
Калинівка	1	6,4	3,10	7,11	6,91	3,35	7,68	2	16	0,48
Сосонка тяга	2	12,6	6,80	14,32	13,61	7,34	15,46	2	25	0,62
Сигнал	3	7,8	3,55	8,57	8,42	3,84	9,26	2	16	0,58
Козятинська тяга	4	18,8	9,11	20,89	20,30	9,83	22,56	2	40	0,56
Глухівці	5	4,4	2,49	5,06	4,75	2,69	5,46	1	10	0,55
Завод Прогрес	6	6,4	3,28	7,19	6,91	3,54	7,77	1	16	0,49
Махаренці	7	5,2	2,81	5,91	5,62	3,03	6,38	1	10	0,64
Черемошне	8	3,4	1,93	3,91	3,67	2,08	4,22	1	6,3	0,67
Погребище	9	4,7	2,28	5,22	5,08	2,46	5,64	2	10	0,56
Плисків	10	3,2	1,64	3,60	3,46	1,77	3,88	1	6,3	0,62
Липовець	11	7,8	4,42	8,97	8,42	4,77	9,68	1	16	0,61
Степанівка	12	2,7	1,31	3,00	2,92	1,41	3,24	1	6,3	0,51
Оленівка	13	3,2	1,64	3,60	3,46	1,77	3,88	1	6,3	0,62
Турбів	14	5,4	3,06	6,21	5,83	3,31	6,70	2	10	0,67

Як бачимо, із урахуванням прогнозу навантажень, немає необхідності ставити більш потужні трансформатори на підстанціях існуючої електричної мережі.

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (108. %) виконаємо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі та проаналізуємо отримані результати.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМУ ВХІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі проводиться з метою вибору з існуючої мережі найкращих за певним критерієм вузлів живлення для 5 нових вузлів споживання електричної енергії. Критерієм вибору цих вузлів може бути:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерел живлення району – вузлів 100 та 300.

Розрахунок проведемо у програмному комплексі “Втрати – High”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі.

2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно в програмі проводиться розрахунок усталеного режиму електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та потужностей (струмів) у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ представлені в додатку В у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії (таблиця В.1), результатів розрахунків по вітках (таблиця В.2) та по вузлах (таблиця В.3).

Приведемо в таблиці 2.1 значення граничних економічних потужностей на один ланцюг повітряних ліній для різних перерізів, оскільки далі буде проведено порівняння перетоків потужностей, що протікають в даних лініях.

Таблиця 2.1 – Значення граничних потужностей на один ланцюг в повітряних лініях

Напруга	Тип опор	Матеріал	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність на один ланцюг, МВт, для перерізів, мм ²					
				70	95	120	150	185	240
110	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	–	–	21,5	25,7	39,5	63,5

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має потенціал для подальшого розвитку, оскільки характеризується малими втратами потужності (1,845 МВт або 2.0%) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в лініях відповідають допустимим значенням за умови нагрівання проводів повітряних ліній (найбільш завантажені ділянки 110 кВ: 300-202 – 25,146 (МВт), 300-201 – 24,863 (МВт), 209-200 – 22,515 (МВт), 100-209 – 22,528 (МВт), 202-4 – 32,391 (МВт)).

3. За основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузли 301, 302, 303, 304 та 305) можуть бути прийняті вузли – 300, 1, 2, 4, 7, 8, 10, 11 та 14 оскільки вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають допустимий рівень напруги.

4. Вузли живлення мають такі схеми РП:

300 (Козятин-330) – дві несекціоновані системи шин з обхідною;

1 (Калинівка) – місток без вимикачів на трансформатори;

2 (Сосонка тяга) – подвійна система шин з обхідною;

4 (Козятинська тяга) – одна секціонована система шин;

7 (Махаренці) – місток без вимикачів;

8 (Черемошне) – місток без вимикачів на трансформатори;

10 (Плисків) – блок лінія-трансформатор без вимикачів;

11 (Липовець) – одна секціонована система шин;

14 (Турбів) – місток без вимикачів на трансформатори.

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Тому для вирішення задач оптимізації в енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокрокову операцію для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної. Деякі задачі дозволяють виконувати таке розбиття цілком природно, в інших випадках його доводиться робити штучно. Розв'язувати поставлену багатокрокову задачу у цілому важко. Легше відшукати оптимальне управління крок за кроком, знаходячи оптимум тільки однієї змінної на кожному кроці. Результат оптимізації всієї задачі визначиться як підсумок оптимального управління на окремих кроках.

Таким чином на кожному кроці відшуковують таке управління, яке забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний момент рівня. А у підсумку знаходиться умовно-оптимальне управління на всіх кроках [9].

Оскільки розвиваюча підстанція розташована в центрі нових навантажень, доцільно застосувати метод поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі. Метод поконтурної оптимізації – частковий випадок одного з загальних методів математичного програмування, що отримав назву покоординатної оптимізації [9].

Тому надалі проведемо вибір оптимальної схеми електричної мережі саме за допомогою таких методів як, метод динамічного програмування та поконтурної оптимізації.

3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть введені протягом 3 років.

Запишемо функцію мети. Найкраще потребам і умовам задачі відповідає функція затрат з врахуванням динамічного принципу, тобто:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (3.1)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{н.п})^{1-t}; \quad (3.2)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні витрати для t-го року на будівництво конкретних ліній окремих варіантів;

$E = 0.12$ - нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконтування);

t - поточний рік розвитку;

$\Delta B^{(t)}$ - щорічні витрати, пов'язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях;

$E_{н.п.} = 0.08$ - норматив приведення різночасових витрат.

Капітальні витрати для будь-якого варіанту визначаються за формулою:

$$K^{(t)} = K_{п.} \cdot \Delta L_t, \quad (3.3)$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0.0594 \cdot K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c, \quad (3.4)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні вкладення, тис. грн;

P - активна потужність, що передається по лінії, МВт;

U_H - номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто 110 кВ);

r_0 - питомий опір проводу, Ом/км;

τ - час максимальних втрат, год:

$$\tau = (0.124 + T_{нб} / 10000)^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5300 / 10000)^2 \cdot 8760 = 3747 \text{ (год)};$$

ΔL_t - приріст довжини лінії, км;

$c = 6.5 \cdot 10^{-2}$ у.о/кВт·год - вартість 1 кВт·год. втраченої енергії [9].

В цілому задача динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж може бути сформульована таким чином:

мінімізувати Z_{Σ} при обмеженні на будівництво ліній - 40 км на рік та балансі потужностей.

Отже, з врахуванням обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (рис. 3.1):

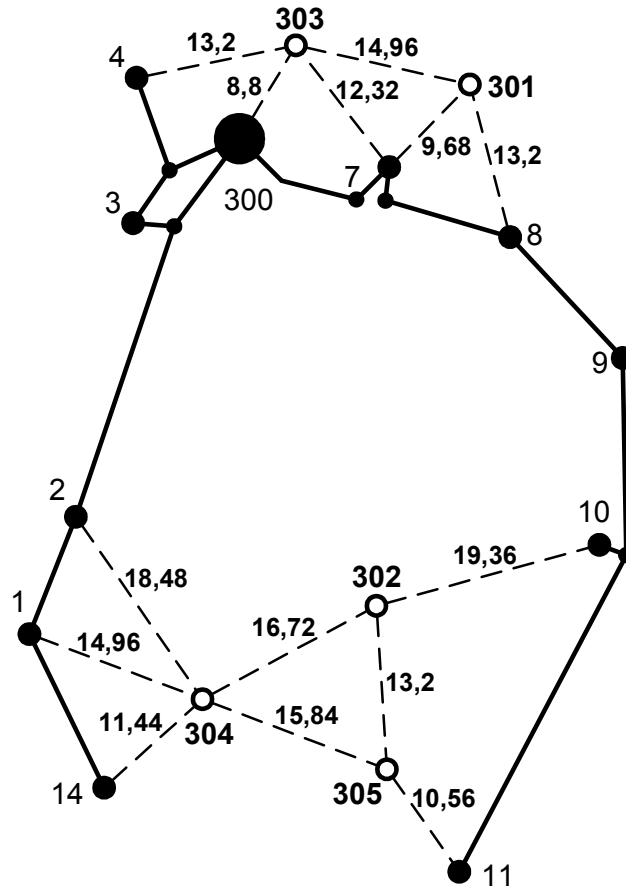


Рисунок 3.1 - Часткова схема електричної мережі

Визначимо довжини можливих ділянок мережі за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_1 \cdot L, \quad (3.5)$$

де m_1 – масштаб в км/мм;

L – довжина на карті, мм;

1,1 – коефіцієнт нелінійності траси.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач.

Для лінії 7-301 довжина лінії складе:

$$L_{7-301} = 1,1 \cdot 8,0 \cdot 1,1 = 9,68 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	7-301	8-301	10-302	300-303	4-303	7-303	1-304	2-304	14-304	11-305	301-303
Довжина, см	1,1	1,5	2,2	1,0	1,5	1,4	1,7	2,1	1,3	1,2	1,7
Довжина, км	9,68	13,2	19,36	8,8	13,2	12,32	14,96	18,48	11,44	10,56	14,96

Таблиця 3.1 (Продовження)

Ділянка	302-304	302-305	304-305
Довжина, см	1,9	1,5	1,8
Довжина, км	16,72	13,2	15,84

Для прикладу визначати сумарні витрати будемо для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються аналогічно, результат відображуємо в таблиці 3.2.

За 3 роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 301, 302, 303, 304 та 305. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 40 км лінії, очевидно, що протягом першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для двох споживачів, протягом другого року для одного або двох споживачів, а протягом третього року - до останнього споживача. Варіанти розвитку електричної мережі представлені на рисунку 3.2.

Варіант №1:

1-ий рік – будуємо лінії 300-303, 301-303 та 7-301. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі складатиме:

$$\Delta L = 8.8 + 14.96 + 9.68 = 33.44 \text{ (км)} \leq 30 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по будівництву ліній.

Повна та реактивна потужність нових споживачів складатиме:

$$S_{301} = P_{301} / \cos \varphi = 14.5 / 0.9 = 16.11 \text{ (МВА)};$$

$$S_{302} = 8.5/0.88 = 9.66 \text{ (MBA)};$$

$$S_{303} = 10.4/0.87 = 11.95 \text{ (MBA)};$$

$$S_{304} = 12.1/0.9 = 13.44 \text{ (MBA)};$$

$$S_{305} = 7.7/0.89 = 8.65 \text{ (MBA)};$$

$$Q_{301} = \sqrt{S_{301}^2 - P_{301}^2} = \sqrt{16.11^2 - 14.5^2} = 7.02 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{302} = \sqrt{9.66^2 - 8.5^2} = 4.59 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{303} = \sqrt{11.95^2 - 10.4^2} = 5.89 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{304} = \sqrt{13.44^2 - 12.1^2} = 5.86 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{305} = \sqrt{8.65^2 - 7.7^2} = 3.94 \text{ (MBAp)}.$$

Потокорозподіл для всіх варіантів знаходиться або як для радіальної мережі, або як для ділянки з двостороннім живленням (приймаємо однакову напруга у вузлах живлення). Результати знаходження потокорозподілу представлені в таблиці 3.2.

Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 3.2.

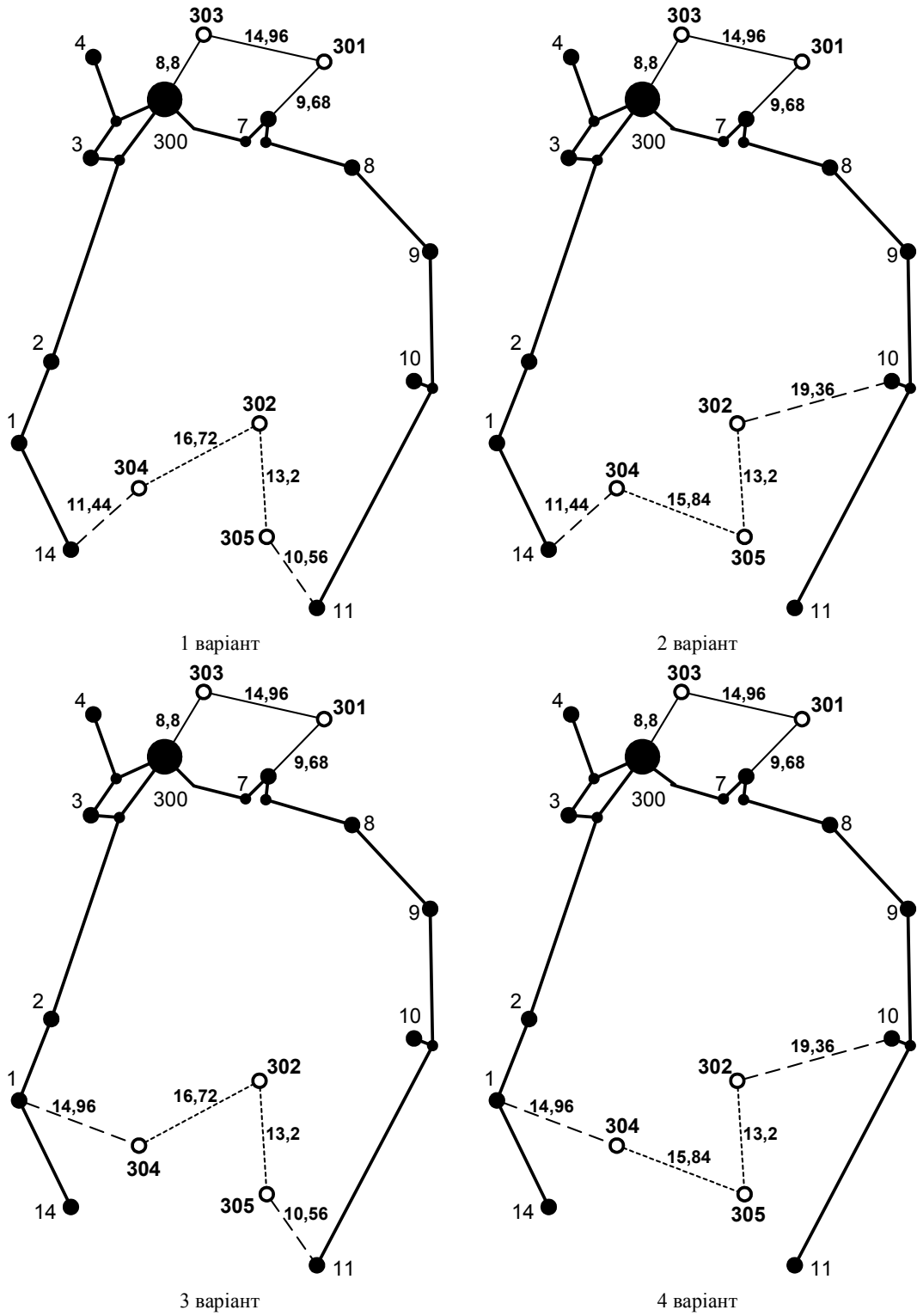
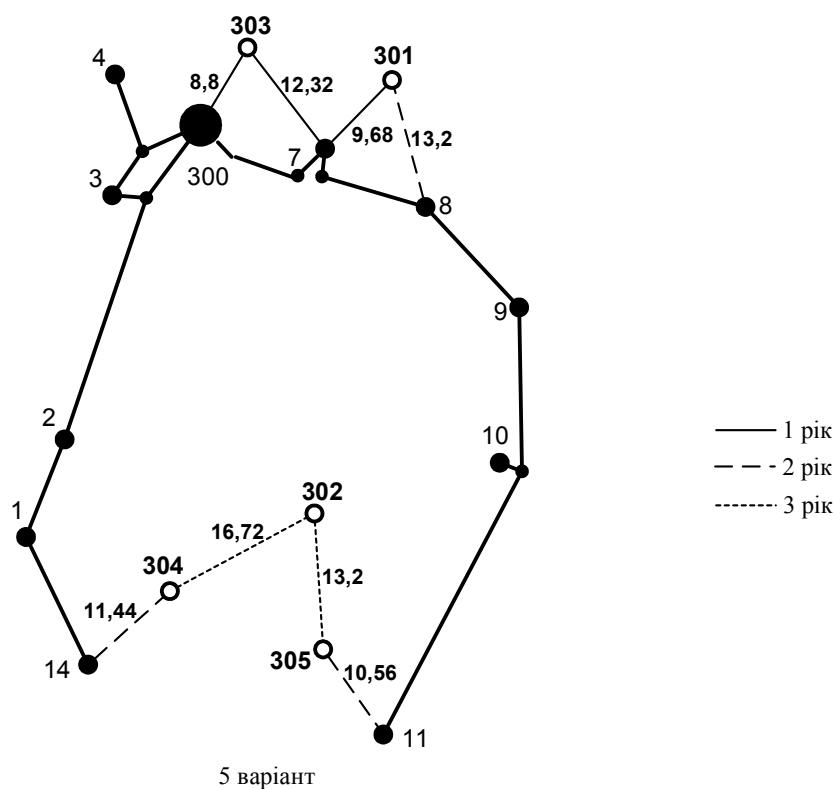


Рисунок 3.2 – Варіанти розвитку електричної системи



Продовження (рисунку 3.2)

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу ліній 300-303, 301-303 та 7-301.

Розраховуємо перетоки потужності даних ділянок як для замкнутої мережі.

При розрахунку поточкорозподілу на ділянці 300-303-301-7 будемо вважати, що напруги у вузлах 300 та 7 рівні між собою і тому розглянемо цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\dot{S}_{300-303} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i7}}{l_{\Sigma}}; \quad (3.6)$$

$$\dot{S}_{7-301} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i300}}{l_{\Sigma}}, \quad (3.7)$$

де S_i - повна потужність i -ого навантаження по шляху від 300 вузла до 7 вузла або навпаки;

l_{i7}, l_{i300} - довжини ділянок від i -го вузла до 7 і 300 відповідно;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужність ділянки 300-303 дорівнює:

$$\dot{S}_{300-303} = \frac{\dot{S}_{303} \cdot (l_{301-303} + l_{7-301}) + \dot{S}_{301} \cdot l_{7-301}}{l_{300-303} + l_{301-303} + l_{7-301}};$$

$$\dot{S}_{300-303} = \frac{(10.4 + j5.89) \cdot (14.96 + 9.68) + (14.5 + j7.02) \cdot 9.68}{8.8 + 14.96 + 9.68} = 11.86 + j6.38 = 13.47 \text{ (MVA)}.$$

Для ділянки 7-301 маємо:

$$\dot{S}_{7-301} = \frac{\dot{S}_{301} \cdot (l_{301-303} + l_{300-303}) + \dot{S}_{303} \cdot l_{300-303}}{l_{7-301} + l_{301-303} + l_{300-303}};$$

$$\dot{S}_{7-301} = \frac{(14.5 + j7.02) \cdot (14.96 + 8.8) + (10.4 + j5.89) \cdot 8.8}{9.68 + 14.96 + 8.8} = 13.04 + j6.54 = 14.59 \text{ (MVA)}.$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{300-303} + \dot{S}_{7-301} = \dot{S}_{301} + \dot{S}_{303};$$

$$11.86 + j6.38 + 13.04 + j6.54 = 14.5 + j7.02 + 10.4 + j5.89;$$

$$24.9 + j12.92 = 24.9 + j12.91.$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетік потужності у вітці 303-301 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 303:

$$\dot{S}_{303-301} = \dot{S}_{300-303} - \dot{S}_{303} = 11.86 + j6.38 - 10.4 - j5.89 = 1.46 + j0.49 = 1.54 \text{ (MVA)}.$$

Розрахунковий струм буде таким:

$$I_{\text{розр}} = \alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} = \alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.8)$$

де $I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм в лінії на п'ятий рік її експлуатації;

$\alpha_1=1.05$ – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по рокам експлуатації лінії;

α_T – коефіцієнт, що враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії $T_{\text{нб}}$. Оскільки $4000 < T_{\text{нб}} = 5300 < 6000$ годин, то $\alpha_T = 1$.

$$I_{\text{розр}300-303} = \alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{13.47}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 74.21 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}301-303} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{1.54}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 8.49 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}7-301} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{14.59}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 80.4 \text{ (A)}.$$

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- довжина введених ліній за рік $\Delta L = 33.44 \text{ (км)} \leq 40 \text{ (км)}$;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – VI;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів для інших ділянок наведені в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Розраховані потужності на ділянках та відповідно обрані перерізи проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$P_{л,}$	$Q_{л,}$	$S_{л,}$	$U_{ном,}$	Iрозр	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ		
1	1	300-303	8,8	1	11,86	6,38	13,47	110	74,21	АС-120/19
	1	301-303	14,96	1	1,46	0,49	1,54	110	8,49	АС-120/19
	1	7-301	9,68	1	13,04	6,54	14,59	110	80,40	АС-120/19
	2	14-304	11,44	1	12,10	5,86	13,44	110	74,09	АС-120/19
	2	11-305	10,56	1	7,70	3,94	8,65	110	47,67	АС-120/19
	3	302-304	16,72	1	2,79	1,61	3,22	110	17,75	АС-120/19
	3	302-305	13,2	1	5,71	2,98	6,44	110	35,49	АС-120/19
2	1	300-303	8,8	1	11,86	6,38	13,47	110	74,21	АС-120/19
	1	301-303	14,96	1	1,46	0,49	1,54	110	8,49	АС-120/19
	1	7-301	9,68	1	13,04	6,54	14,59	110	80,40	АС-120/19
	2	14-304	11,44	1	12,10	5,86	13,44	110	74,09	АС-120/19
	2	10-302	19,36	1	8,50	4,59	9,66	110	53,24	АС-120/19
	3	304-305	15,84	1	4,63	2,51	5,26	110	29,01	АС-120/19
	3	302-305	13,2	1	3,07	1,43	3,39	110	18,69	АС-120/19
3	1	300-303	8,8	1	11,86	6,38	13,47	110	74,21	АС-120/19
	1	301-303	14,96	1	1,46	0,49	1,54	110	8,49	АС-120/19
	1	7-301	9,68	1	13,04	6,54	14,59	110	80,40	АС-120/19
	2	1-304	14,96	1	12,10	5,86	13,44	110	74,09	АС-120/19
	2	11-305	10,56	1	7,70	3,94	8,65	110	47,67	АС-120/19
	3	302-304	16,72	1	1,84	1,14	2,17	110	11,94	АС-120/19
	3	302-305	13,20	1	6,66	3,45	7,50	110	41,32	АС-120/19
4	1	300-303	8,8	1	11,86	6,38	13,47	110	74,21	АС-120/19
	1	301-303	14,96	1	1,46	0,49	1,54	110	8,49	АС-120/19
	1	7-301	9,68	1	13,04	6,54	14,59	110	80,40	АС-120/19
	2	1-304	14,96	1	12,10	5,86	13,44	110	74,09	АС-120/19
	2	10-302	19,36	1	8,50	4,59	9,66	110	53,24	АС-120/19
	3	304-305	15,84	1	3,70	2,05	4,23	110	23,29	АС-120/19
	3	302-305	13,2	1	4,00	1,90	4,43	110	24,42	АС-120/19
5	1	300-303	8,8	1	6,07	3,44	6,97	110	38,43	АС-120/19
	1	7-303	12,32	1	4,33	2,46	4,98	110	27,45	АС-120/19
	1	7-301	9,68	1	14,50	7,02	16,11	110	88,78	АС-120/19
	2	8-301	13,2	1	6,13	2,97	6,82	110	37,56	АС-120/19
	2	14-304	11,44	1	12,10	5,86	13,44	110	74,09	АС-120/19
	2	11-305	10,56	1	7,70	3,94	8,65	110	47,67	АС-120/19
	3	302-304	16,72	1	2,79	1,61	3,22	110	17,75	АС-120/19
	3	302-305	13,2	1	5,71	2,98	6,44	110	35,49	АС-120/19

Капітальні вкладення розраховуємо у відповідності з формулою (3.3).

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 110 кВ (тис.у.о/км) беремо з довідника [3].

Для ділянки 300-303:

$$K_{300-303} = 14.4 \cdot 8.8 = 126.72 \text{ (тис. у.о).}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (3.4):

$$\Delta B_{300-303} = 0.0594 \cdot 126.72 + 3747 \cdot 6.5 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{13.47}{110} \right)^2 \cdot 0.249 \cdot 8.8 = 15.52 \text{ (тис. у.о).}$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 3.3.

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (3.2):

$$Z^1 = 0.12 \cdot (126.72 + 215.42 + 139.39) + 15.52 + 12.97 + 18.6 = 104.89 \text{ (тис.у.о).}$$

2 рік Для варіанту 1 у другому році будемо одноланцюгові лінії 14-304 та 11-305 відповідно довжиною 11.44 та 10.56 км.

Розраховуємо потужність радіальних ліній 14-304 та 11-305:

$$\dot{S}_{14-304} = \dot{S}_{н304} = 12.1 + j5.86 = 13.44 \text{ (МВА);}$$

$$\dot{S}_{11-305} = \dot{S}_{н305} = 7.7 + j3.94 = 8.65 \text{ (МВА).}$$

Розрахунок інших ділянок проводиться за таким же алгоритмом. Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 3.2.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати другого року розраховуємо у відповідності з формулою (3.2):

$$Z^2 = (0.12 \cdot 316.8 + 33.14)(1+0.08)^{-1} = 65.89 \text{ (тис.у.о).}$$

3 рік Для варіанту 1 у третьому році будемо одноланцюгові лінії 302-304 та 302-305 відповідно довжиною 16.72 та 13.2 км.

Розрахуємо перетоки потужностей на даних лініях. Спочатку знайдемо перетоки на головних ділянках.

Отже, потужність ділянки 14-304 дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{14-304} &= \frac{\dot{S}_{304} \cdot (l_{302-304} + l_{302-305} + l_{11-305}) + \dot{S}_{302} \cdot (l_{302-305} + l_{11-305}) + \dot{S}_{305} \cdot l_{11-305}}{l_{14-304} + l_{302-304} + l_{302-305} + l_{11-305}}; \\ \dot{S}_{14-304} &= \frac{(12.1 + j5.86) \cdot (16.72 + 13.2 + 10.56) + (8.5 + j4.59) \cdot (13.2 + 10.56) +}{11.44 + 16.72 + 13.2 + 10.56} \\ &\quad + \frac{(7.7 + j3.94) \cdot 10.56}{11.44 + 16.72 + 13.2 + 10.56} = 14.89 + j7.47 = 16.66 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 11-305 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{11-305} &= \frac{\dot{S}_{305} \cdot (l_{302-305} + l_{302-304} + l_{14-304}) + \dot{S}_{302} \cdot (l_{302-304} + l_{14-304}) + \dot{S}_{304} \cdot l_{14-304}}{l_{11-305} + l_{302-305} + l_{302-304} + l_{14-304}}; \\ \dot{S}_{11-305} &= \frac{(7.7 + j3.94) \cdot (13.2 + 16.72 + 11.44) + (8.5 + j4.59) \cdot (16.72 + 11.44) +}{10.56 + 13.2 + 16.72 + 11.44} \\ &\quad + \frac{(12.1 + j5.86) \cdot 11.44}{10.56 + 13.2 + 16.72 + 11.44} = 13.41 + j6.92 = 15.09 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{14-304} + \dot{S}_{11-305} &= \dot{S}_{302} + \dot{S}_{304} + \dot{S}_{305}; \\ 14.89 + j7.47 + 13.41 + j6.92 &= 8.5 + j4.59 + 12.1 + j5.86 + 7.7 + j3.94; \\ 28.3 + j14.39 &= 28.3 + j14.39. \end{aligned}$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетік потужності у вітці 304-302 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 304:

$$\dot{S}_{304-302} = \dot{S}_{14-304} - \dot{S}_{304} = 14.89 + j7.47 - 12.1 - j5.86 = 2.79 + j1.61 = 3.22 \text{ (MVA)}.$$

Знайдемо аналогічно перетоки на інших ділянках:

$$\dot{S}_{302-305} = \dot{S}_{304-302} - \dot{S}_{302} = 2.79 + j1.61 - 8.5 - j4.59 = -5.71 - j2.98 = 6.44 \text{ (MVA)}.$$

Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 3.2.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати третього року розраховуємо у відповідності з формулою (3.2):

$$Z^3 = (0.12 \cdot 430.85 + 29.21)(1+0.08)^{-2} = 69.36 \text{ (тис.у.о)}.$$

Остаточні витрати будуть такими:

$$Z = 104.89 + 65.89 + 69.36 = 240.14 \text{ (тис.у.о)}.$$

Розрахунок витрат для інших варіантів (рисунок 3.2) розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	K _{пит} тис.у.о/км	K	ΔU	З	Сумарні витрати 1-го року З1	Сумарні витрати 2-го року З2	Сумарні витрати 3-го року З3	Сумарні витрати за 3 роки З
1	1	300-303	8,8	14,4	126,72	15,52	30,73	104,89	65,89	69,36	240,14
	1	301-303	14,96	14,4	215,42	12,97	38,83				
	1	7-301	9,68	14,4	139,39	18,60	35,33				
	2	14-304	11,44	14,4	164,74	20,15	39,92				
	2	11-305	10,56	14,4	152,06	12,99	31,24				
	3	302-304	16,72	14,4	240,77	15,17	44,06				
	3	302-305	13,2	14,4	190,08	14,03	36,84				
2	1	300-303	8,8	14,4	126,72	15,52	30,73	104,89	91,65	66,86	263,40
	1	301-303	14,96	14,4	215,42	12,97	38,83				
	1	7-301	9,68	14,4	139,39	18,60	35,33				
	2	14-304	11,44	14,4	164,74	20,15	39,92				
	2	10-302	19,36	14,4	278,78	25,61	59,07				
	3	304-305	15,84	14,4	228,10	15,75	43,12				
	3	302-305	13,2	14,4	190,08	12,05	34,86				
3	1	300-303	8,8	14,4	126,72	15,52	30,73	104,89	77,26	69,79	251,94
	1	301-303	14,96	14,4	215,42	12,97	38,83				
	1	7-301	9,68	14,4	139,39	18,60	35,33				
	2	1-304	14,96	14,4	215,42	26,35	52,20				
	2	11-305	10,56	14,4	152,06	12,99	31,24				
	3	302-304	16,72	14,4	240,77	14,69	43,59				
	3	302-305	13,20	14,4	190,08	15,01	37,82				
4	1	300-303	8,8	14,4	126,72	15,52	30,73	104,89	103,03	66,65	274,56
	1	301-303	14,96	14,4	215,42	12,97	38,83				
	1	7-301	9,68	14,4	139,39	18,60	35,33				
	2	1-304	14,96	14,4	215,42	26,35	52,20				
	2	10-302	19,36	14,4	278,78	25,61	59,07				
	3	304-305	15,84	14,4	228,10	14,97	42,34				
	3	302-305	13,2	14,4	190,08	12,59	35,40				
5	1	300-303	8,8	14,4	126,72	9,67	24,88	95,84	100,31	69,36	265,51
	1	7-303	12,32	14,4	177,41	12,07	33,36				
	1	7-301	9,68	14,4	139,39	20,87	37,60				
	2	8-301	13,2	14,4	190,08	14,36	37,17				
	2	14-304	11,44	14,4	164,74	20,15	39,92				
	2	11-305	10,56	14,4	152,06	12,99	31,24				

3	302-304	16,72	14,4	240,77	15,17	44,06				
3	302-305	13,2	14,4	190,08	14,03	36,84				

З аналізу таблиці 3.3 видно, що варіант №1 має найменші сумарні витрати. Даний варіант є доцільним з точки зору надійності та економічності, тому що тут присутні одноланцюгові лінії, живлення по яких здійснюється від двох джерел. Отже варіант 1 за даним методом є оптимальним.

Використовуючи схему даного варіанту розвитку електромережі, маємо змогу забезпечити електроенергією протягом першого року споживачів відразу двох вузлів 301 та 303, протягом другого року – вузли 304 та 305, та протягом третього – вузол 302; також дана схема дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів через можливість живлення від 4-х вузлів 300, 7, 11 та 14.

В цій схемі першого року будуються лінії 300-303, 303-301 та 7-301, другого року - лінії 14-304 та 11-305, третього року - лінії 302-304 та 302-305. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводом АС-120/19.

3.3 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі

Основну ідею даного методу легко зрозуміти з розгляду такої задачі. Нехай є незалежні параметри (координати) x_1 та x_2 і задана опукла функція $\Psi(x_1, x_2)$. Необхідно знайти такі оптимальні x_1 та x_2 , при яких $\Psi = \Psi_{\min}$.

Для відшукування цих координат прийемо за початкове наближення будь-яке значення функції $\Psi = \Psi^{\text{II}}$, яке визначиться при початкових параметрах $x_1^{\text{II}}, x_2^{\text{II}}$. Потім зафіксуємо значення x_2^{II} та шляхом зміни x_1 знайдемо нове значення функції Ψ_1 координатами x_1^1, x_2^{II} , яке буде найменше з усіх інших на лінії $x_2^{\text{II}} = \text{const}$. Перехід від значень Ψ^{II} до Ψ^1 досліджуваної функції назвемо кроком по координаті x_1 . Тепер зафіксуємо $x_1^1 = \text{const}$ та, змінюючи x_2 , знайдемо наступне значення

функції $\Psi^2 = f(x_1^1, x_2^1)$, менше від усіх інших на прямій $x_1^1 = \text{const}$. Перехід від Ψ^1 до Ψ_2 , яке складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Подальші кроки аналогічні. Характерною рисою методу є пошук найменшого значення Ψ за допомогою кроків окремо по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати. Саме це і дало назву методу.

Важливою перевагою методу є наступне. Оскільки на кожному кроці можна проглянути усі значення даної координати та підрахувати відповідні їм значення функції мети Ψ , то можна не накладати особливих обмежень на цей вид функції, аби тільки її можливо було сформулювати і визначити при будь-яких значеннях незалежних змінних. Це вигідно відрізняє даний метод від деяких інших.

При виконанні координатного спуску не обов'язково зберігати до кінця одні й ті ж прийняті на початку незалежні змінні. Якщо це корисно, то можна, наприклад, після спуску по деяких координатах частину з них перевести в склад залежних, а з раніше прийнятих залежних вилучити таку ж кількість змінних, прийняти як незалежні, а потім продовжити спуск вже по них. Такий прийом іноді буває дуже доцільним і зручним.

Перейдемо безпосередньо до розгляду методу поконтурної оптимізації для проектування електричної мережі при заданому розрахунковому рівні навантажень і максимального графа.

Постановка оптимізаційної задачі в методі покоординатної оптимізації має багато спільного з відповідною частиною методу проектування градієнту. В обох методах використовуються економічні інтервали, тому приведені затрати є функціями тільки потужностей, а не перерізів ліній.

Метод поконтурної оптимізації менш критичний до способу апроксимації функції мети, ніж градієнтний метод. Він допускає використання безпосередньо кривої економічних інтервалів. В передбаченому викладенні методу будемо розглядати більш простий вигляд функції мети:

$$Z = \sum_{m=1}^N \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \quad (3.9)$$

де $\delta_m = 0$ при $S_m = 0$, $\delta_m = 1$ при $S_m \neq 0$.

Апроксимація (3.9) враховує наявність розривів в нулі – основну принципову особливість функції затрат Z – і в той же час дозволяє отримати простий та наочний алгоритм оптимізації.

Система обмежень зводиться до рівнянь першого закону Кірхгофа, які містять J рівнянь (за кількістю вузлів без балансувального) та N невідомих (за кількістю ліній мережі). Отже, $K = N - J$ невідомих в системі є незалежними, інші невідомі – залежні. В подальшому для описання електричної мережі будемо користуватись наступними позначеннями, запозиченими з теорії графів: кожную лінію вихідної мережі (вихідного графу) будемо називати дугою; сукупність дуг, відповідних залежним змінним, утворює розімкнений під граф, який з'єднує всі вузли і називається деревом мережі; дуги, відповідні незалежним змінним, називаються хордами. Кількість хорд дорівнює кількості незалежних контурів. Нагадаємо, що варіюючи множину, можна отримати різні дерева. Приєднання будь-якої хорди до дерева утворює один з незалежних контурів. Повна система незалежних контурів утворюється приєднанням до дерева усіх хорд. Якщо умови зв'язку обмежуються рівняннями першого закону Кірхгофа, то зміна потужності хорди призводить до зміни потужностей лише тих ліній, які входять в контур (при незмінних потоках потужностей по всіх інших хордах). Тому допустимо виконувати оптимізацію кожного контуру мережі окремо. Як видно з подальшого, ця обставина є дуже важливою для даного методу. Якби контури не були взаємопов'язаними, то така оптимізація дозволила б отримати глобальний екстремум за кінцеву кількість кроків. Однак насправді існують лінії, що входять в різні контури. При послідовній оптимізації контурів потік в суміжних лініях змінюється, а умови оптимізації попередніх контурів порушуються. Отже, процес в загальному вигляді є ітераційним і при не випуклій функції затрат веде до локального екстремуму. А оскільки в реальних контурах взаємний вплив потоків різних контурів доволі рідко виявляється

слабо, то послідовне застосування поконтурної оптимізації достатньо швидко призведе до отримання локального екстремуму.

3.4 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації

- 1) максимальний граф розбивається на n незалежних контурів;
- 2) вибирається перший поточний контур. Для нього записується математична модель, а для всіх інших контурів схема задається як радіальна;
- 3) на базі моделі для вибраного контуру пропонуються відповідні варіанти схем і за результатами визначення критерію вибирається краща схема контуру.

Аналогічно виконуються операції для всіх наступних контурів. В результаті проходження всіх контурів утворюється оптимальна схема всієї мережі.

Якщо при отриманні рішення з'являються ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, то вводиться один додатковий контрольний контур, який об'єднує відповідні контури і для нього проводиться перевірочний розрахунок.

Переваги методу поконтурної оптимізації:

- 1) метод поконтурної оптимізації має ознаки наочності та формалізації, що дозволяє використовувати комп'ютерну техніку;
- 2) метод може бути застосований як для нелінійних функцій витрат і обмежень, так і для лінійних моделей.

Недоліки методу поконтурної оптимізації :

- 1) метод майже не використовується для кількох джерел електропостачання;
- 2) метод має певну схематичність і обмеженість, тому найкраще його застосовувати для схем з одним джерелом живлення, яке розташоване у центрі навантажень.

3.5 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі максимального графу, який має вигляд (рисунок 3.1).

В загальному випадку залежності затрат на побудову повітряних ЛЕП $Z_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому цільова функція (функція мети), що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути надана у вигляді нелінійної функції з лінійними обмеженнями на змінні фактори. При цьому для кожної і-ЛЕП приведені затрати Z_i будуть записані:

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (3.10)$$

де

$$a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (3.11)$$

тут K_{0i} - питомі капітальні вкладення на спорудження 1 км лінії, по попередньо заданому перерізу проводу на і-тій ЛЕП;

E - сталий коефіцієнт, який знаходиться в межах $E = 0,1 \div 0,2$;

α - коефіцієнт відрахувань повітряних ЛЕП;

b_i - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ;

l - довжина і-ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення l_i);

P_i - потужність і-ї ЛЕП.

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі. Якщо прийняти на ділянках переріз АС-120/19, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 14,4 тис.у.о./км. Коефіцієнти a_i (3.10) з урахуванням $E = 0,12$ та $\alpha = 0,0594$ приймають відповідно значення: 2,583 (всі лінії одноланцюгові). В свою чергу, граничні потужності для прийнятих перерізів дорівнюють: 70,1 МВт для АС-

120/19. Що стосується коефіцієнта b_i (3.10), то його значення визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau b_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (3.12)$$

за умовами, що U_H – номінальна напруга = 110 кВ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності прийнято 0,9;

τ – час втрат, 3747 годин;

b_0 – вартість 1 кВт·год. втраченої електроенергії прийнято $6,5 \cdot 10^{-2}$ у.о. кВт·год.;

r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу і для АС-120/19 = 0,249 Ом/км;

величина b_i приймає відповідно значення для АС-120/19:

$$b_i = \frac{0,249 \cdot 3747 \cdot 6,5 \cdot 10^{-2}}{110^2 \cdot 0,9^2} = 6,2 \cdot 10^{-3}.$$

Таким чином із врахуванням усіх припущень запишемо вирази питомих витрати для одноланцюгових ЛЕП перерізом АС 120/19:

$$Z_i = 2,583 + 6,2 \cdot 10^{-3} P_i^2.$$

Розв'язок:

Для зазначеного максимального графу можна виділити 2 незалежних контури. Побудувавши їх на основі хорд, отримаємо наступні контури:

300-301-301-7;

300-303-301-8;

4-303-301-7;

4-303-302-8;

14-304-302-305-11;

1-304-302-305-11

2-304-302-305-11;

14-304-305-302-10;

1-304-305-302-10.

Оскільки дані контури складаються з 3 та 4 віток, то для кожного з них відповідно можливі 3 та 4 варіанти схем. Відкидаючи по чергово кожен з віток, отримаємо поточкорозподіл на основі I-го закону Кірхгофа для кожного варіанта схеми 1-го контуру, який занесемо в таблицю 3.4 (відсутня вітка має потужність 0).

Таблиця 3.4 – Поточкорозподіл варіантів схем 1-го контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
300-303	0	10,4	24,9
301-303	10,4	0	14,5
7-301	24,9	14,5	0
Витрати, у.о	110,80	66,22	114,60

Отримавши поточкорозподіл, можна порахувати питомі витрати для радіальних ЛЕП та хорди за приведеними формулами:

$$Z_{1п303-301} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10.4^2 = 3.253;$$

$$Z_{1п7-301} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 24.9^2 = 6.42;$$

$$Z_{2п300-303} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10.4^2 = 3.253;$$

$$Z_{2п7-301} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 14.5^2 = 3.884;$$

$$Z_{3п300-303} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 24.9^2 = 6.42;$$

$$Z_{3п303-301} = 2.583 + 6.2 \cdot 10^{-3} \cdot 14.5^2 = 3.884.$$

Помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній, знайдемо

приведені витрати для відповідних випадків:

$$Z_{1_303-301} = 3.253 \cdot 14.96 = 48.66;$$

$$Z_{1_7-301} = 6.42 \cdot 9.68 = 62.14;$$

$$Z_{2_300-303} = 3.253 \cdot 8.8 = 28.62;$$

$$Z_{2_7-301} = 3.884 \cdot 9.68 = 37.6;$$

$$Z_{3_300-303} = 6.42 \cdot 8.8 = 56.49;$$

$$Z_{3_303-301} = 3.884 \cdot 14.96 = 58.11.$$

Склавши приведені затрати ліній відповідних варіантів, отримаємо:

$$Z_1 = 48.66 + 62.14 = 110.8;$$

$$Z_2 = 28.62 + 37.6 = 66.22;$$

$$Z_3 = 56.49 + 58.11 = 114.6.$$

Оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ЛЕП, де відсутня вітка 301-303 (всі величини витрат надаються в умовних одиницях). Аналогічні розрахунки проведемо для решти контурів та занесемо результати в таблиці 3.5 – 3.13.

Таблиця 3.5 – Результати оптимізації 2 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
300-303	0	10,4	24,9
301-303	10,4	0	14,5
8-301	24,9	14,5	0
Витрати, у.о	133,40	79,90	114,60

Таблиця 3.6 – Результати оптимізації 3 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
4-303	0	10,4	24,9
301-303	10,4	0	14,5
7-301	24,9	14,5	0
Витрати, у.о	110,80	80,53	142,85

Таблиця 3.7 – Результати оптимізації 4 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
4-303	0	10,4	24,9
301-303	10,4	0	14,5
8-301	24,9	14,5	0
Витрати, у.о	133,40	94,21	142,85

Таблиця 3.8 – Результати оптимізації 5 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
14-304	0	12,1	20,6	28,3
302-304	12,1	0	8,5	16,2
302-305	20,6	8,5	0	7,7
11-305	28,3	16,2	7,7	0
Витрати, у.о	206,71	124,35	141,42	195,53

Таблиця 3.9 – Результати оптимізації 6 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
1-304	0	12,1	20,6	28,3
302-304	12,1	0	8,5	16,2
302-305	20,6	8,5	0	7,7
11-305	28,3	16,2	7,7	0
Витрати, у.о	206,71	136,63	159,75	222,07

Таблиця 3.10 – Результати оптимізації 7 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
2-304	0	12,1	20,6	28,3
302-304	12,1	0	8,5	16,2
302-305	20,6	8,5	0	7,7
11-305	28,3	16,2	7,7	0
Витрати, у.о	206,71	148,91	178,09	248,61

Таблиця 3.11 – Результати оптимізації 8 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
14-304	0	12,1	19,8	28,3
304-305	12,1	0	7,7	16,2
302-305	19,8	7,7	0	8,5
10-302	28,3	16,2	8,5	0
Витрати, у.о	267,35	160,31	162,71	192,89

Таблиця 3.12 – Результати оптимізації 9 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
1-304	0	12,1	19,8	28,3
304-305	12,1	0	7,7	16,2
302-305	19,8	7,7	0	8,5
10-302	28,3	16,2	8,5	0
Витрати, у.о	267,35	172,60	180,34	219,43

Таблиця 3.13 – Результати оптимізації 10 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
2-304	0	12,1	19,8	28,3
304-305	12,1	0	7,7	16,2
302-305	19,8	7,7	0	8,5
10-302	28,3	16,2	8,5	0
Витрати, у.о	267,35	184,88	197,97	245,96

Вибираємо з приведених контурів найкращі за найменшими затратами. При цьому порівнюємо графи, отримані від різних джерел живлення.

Таким чином отримаємо граф, який зображений на рисунку 3.3.

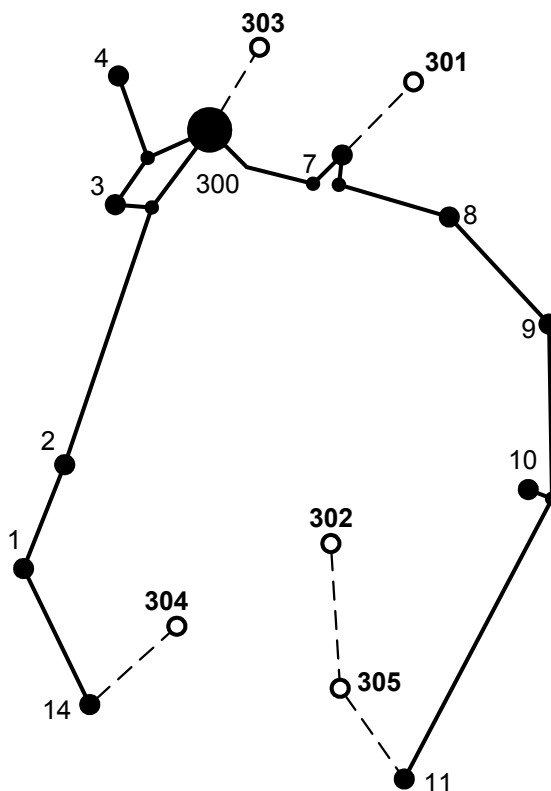


Рисунок 3.3 – Отриманий граф електричної мережі

Але така схема у одноланцюговому виконанні не буде задовольняти умові надійності. Тому ми проведемо деякі доопрацювання над схемою, а саме добавимо вітки 301-303 та 302-304. Таким чином отримаємо замкнуті контури 300-303-301-7 та 14-304-302-305-11.

Розрахунок по вибору марки та площі перерізу нових ліній ідентичний розрахунку, який проведений у попередньому підрозділі 3.3.

Оптимальна схема згідно методу поконтурної оптимізації показана на рис. 3.4. Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам потужності для одноланцюгових ліній, виконаних відповідно проводами АС 120/19.

3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Оптимальна схема електричної мережі за двома попередніми методами: динамічного програмування та поконтурної оптимізації представлена на рисунку 3.4.

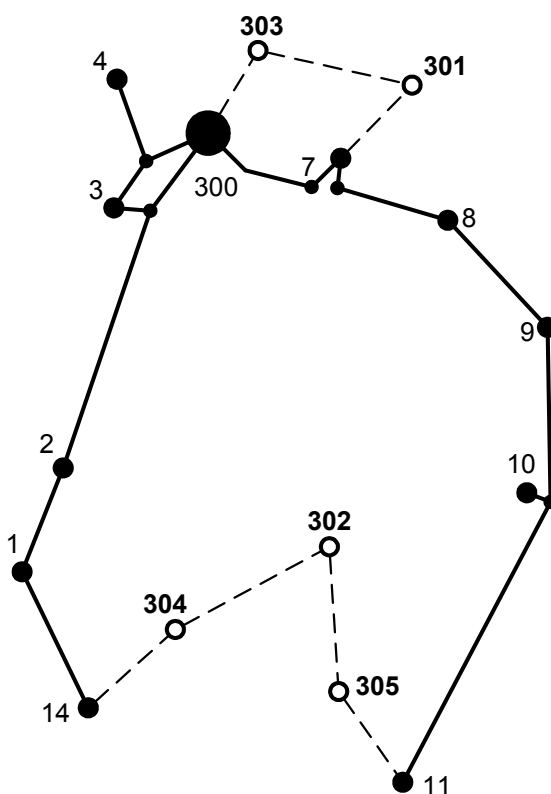


Рисунок 3.4 – Оптимальна схема електричної мережі

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 110 кВ.
2. Використані перерізи проводів – АС 120/19.
3. Всі опори залізобетонні, лінії одноланцюгові.

Отже, в даному розділі було проведено вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі.

В наступному розділі потрібно вибрати обладнання для нових споживачів.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1} \quad (4.1)$$

де n_m - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

k_1 – коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 301-го вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{16.11}{2 \cdot 0.7} = 11.51 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 16. МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій . Для вузлів 302, 303, 304 та 305 встановлюємо теж по два трансформатора.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 301 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає $16.11/16.0=1.01$ що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Межі регулювання	Uном обмоток, кВ		цк %	ΔPk кВт	ΔPx кВт	Ix %	R Ом	X Ом	ΔQx кВАр
				ВН	НН							
301	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19.	0.7	4.38	86.7	112.
302	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
303	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
304	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
305	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11.5	0.8	14.7	220.4	50.4

Отже, після визначення оптимальної схеми і обладнання для нових споживачів, вибираємо схеми підключення до існуючої мережі.

РОЗДІЛ 5

СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Оскільки на підстанції 301 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цього вузла пропонуємо схему містка з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів (рисунок 5.1).

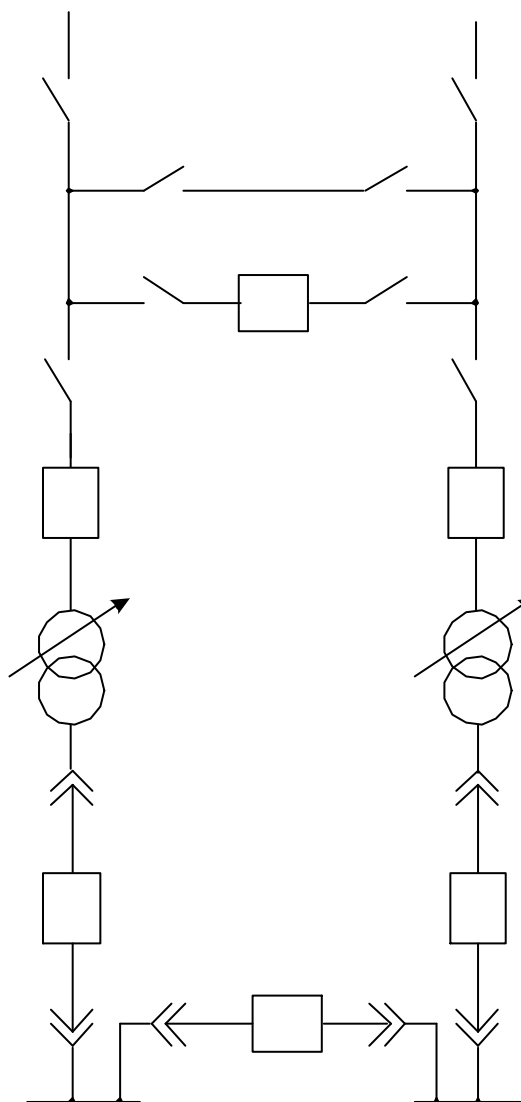


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузла 31

Для інших вузлів 302, 303, 304 та 305 пропонуємо таку ж саму схему.

В даному розділі було обрано і описано типи РП для споживаючих вузлів, які забезпечать надійне і якісне електропостачання нових споживачів.

РОЗДІЛ 6

СХЕМИ ВУЗЛОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Існуюча схема підстанції Махаренці (вузол 7) « місток без вимикачів » не підходить, тому потрібно повністю реконструювати підстанцію.

Таким чином, виходячи з меншої кількості вимикачів для вузлової підстанції Махаренці (вузол 7), згідно [3], обираємо варіант схеми – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем. При цьому, до існуючої схеми було приєднано 5 нових вимикачів.

Також була реконструйована підстанція Турбів (вузол 14) « місток без вимикачів на трансформатори ». Схема підстанцій була обрана така – « одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованим і обхідним вимикачами » згідно попередніх рекомендацій для підстанції Махаренці. При цьому до існуючої схеми було приєднано 5 нових вимикача.

До існуючої схеми підстанції Козятин 330 (вузол 300) – дві несекціоновані системи шин з обхідною також було приєднано нову лінію 300-303 і відповідно розширюємо існуючу схему і додаємо 1 новий вимикач. Також розширюємо

підстанцію Липовець (вузол 11) « одна секціонована система шин », оскільки приєднуємо нову лінію 11-305 і додаємо 1 новий вимикач.

Таким чином, до існуючої мережі в загальному було приєднано 12 нових вимикачів. Після розрахунків у попередніх розділах, потрібно визначити баланс потужностей для схеми розвитку, що і зробимо у наступному розділі.

РОЗДІЛ 7

ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ ДЛЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між величиною спожитої та виробленої електроенергії. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{м}}, \quad (7.1)$$

P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах

(приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від

$\sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}). \quad (7.2)$$

Наближений розгляд споживання реактивної потужності, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв у мережі необхідно провести до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко-економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{нi} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (7.3)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{нi}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта

одночасності максимуму реактивного навантаження;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями;

$\sum_{i=1}^K Q_{КПi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у

заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру:

для контуру 14-304-302-305-11:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,95 \cdot (8,5 + 12,1 + 7,7) = 26,89 \text{ (МВт)};$$

для контуру 300-303-301-7:

$$P_{\Gamma} = 0,95 \cdot (14,5 + 10,4) = 23,66 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для контуру 14-304-302-305-11:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 26,89 \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 26,89 \cdot 0,62 = 16,67 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КПi}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\text{нi}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{Тi}} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot (4,59 + 5,86 + 3,94) + 0,1 \cdot (9,66 + 13,44 + 8,65) - 16,67 = 0,18 \text{ (МВАр)}.$$

Для контуру 300-303-301-7:

$$Q_{\Gamma} = 23,66 \cdot 0,62 = 14,67 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КПi}} = 0,95 \cdot (7,02 + 5,89) + 0,1 \cdot (16,11 + 11,95) - 14,67 = 0,41 \text{ (МВАр)}.$$

Виходячи з розрахунків робимо висновок, що не потрібно встановлювати компенсуючі пристрої.

РОЗДІЛ 8

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Д. Попередньо розрахувавши усталений режим, виявилось, що на деяких лініях необхідно змінювати переріз, оскільки активні потужності, що протікають по них, перевищують граничні значення економічних потужностей для даних перерізів.

Отже був збільшений переріз таких ліній:

лінія 203-7 з АС 120 на АС 150;

лінія 200-209 з АС 150 на АС 185;

лінія 100-209 з АС 150 на АС 185.

Також проаналізувавши перетоки потужності нових ліній, виявилось, що на деяких з них необхідно збільшувати переріз, а саме:

лінія 300-303 з АС 120 на АС 150.

З врахуванням уточнення перерізів, вхідними даними для розрахунку усталеного режиму є:

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 89

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{мін} , МВт	P _{мак} , МВт
100	Вінницький енерговузол	110						
200	Вінницька 750	110						
300	Козятин	110						
1	Калинівка	110						
1111		110						
1112		110						
3511		35						
3512		35						
1011		10	3.460	1.670				
1012		10	3.460	1.670				
2	Сосонка	110						
2221		110						
2222		110						
2721		27						
2722		27						
1021		10	6.800	3.670				
1022		10	6.800	3.670				
3	Сигнал	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	4.210	1.920				
1032		10	4.210	1.920				
4	Козятин тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	10.150	4.920				
1042		10	10.150	4.920				
5	Глухівці	110						
1051		10	4.750	2.690				
6	Завод Прогрес	110						
1061		10	6.910	3.540				
7	Махаренці	110						
7771		110						
3571		35						
1071		10	5.620	3.030				
8	Черемошне	110						
1081		10	3.670	2.080				
9	Погребище	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	2.540	1.230				
1092		10	2.540	1.230				
10	Плисків	110						
10101		10	3.460	1.770				
11	Липовець	110						
1111111		110						
35111		35						
10111		10	8.420	4.770				
12	Степанівка	110						
10121		10	2.920	1.410				
13	Оленівка	110						
10131		10	3.460	1.770				
14	Турбів	110						
1414141		110						
1414142		110						
35141		35						
35142		35						
10141		10	2.920	1.650				
10142		10	2.920	1.650				
201		110						

202		110		
203		110		
204		110		
205		110		
206		110		
207		110		
208		110		
209		110		
301	Нова 1	110		
103011		10	7.250	3.510
103012		10	7.250	3.510
302	Нова 2	110		
103021		10	4.250	2.290
103022		10	4.250	2.290
303	Нова 3	110		
103031		10	5.200	2.950
103032		10	5.200	2.950
304	Нова 4	110		
103041		10	6.050	2.930
103042		10	6.050	2.930
305	Нова 5	110		
103051		10	3.850	1.970
103052		10	3.850	1.970

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 93

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
300	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.390
202	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	12.560
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.500
202	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.060
201	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.010
300	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.450
201	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	45.180
2	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.220
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	53.100
300	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.900
203	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.670
7	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.670
204	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.300
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.450
9	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.500
205	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	0.700
11	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.500
206	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.500
12	206	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	23.500
207	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.300
207	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	6.400
200	207	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.000
209	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.750
100	209	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
200	208	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
208	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.000
14	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.930
1	1111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1111	3511	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111	1011	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
1	1112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
1112	3512	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1112	1012	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2221	2721	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2222	2722	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182

4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
300	303	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	8.800
303	301	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.960
7	301	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.680
14	304	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.440
304	302	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.720
305	302	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
11	305	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
301	103011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.611
301	103012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.611
302	103021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
302	103022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
303	103031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
303	103032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
304	103041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
304	103042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
305	103051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
305	103052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнення перерізів представлені в додатку Д.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у деяких вузлах на стороні НН 10 кВ не є допустимою. Тому було проведено регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів. Результати розрахунку усталеного режиму з врахуванням регулювання приведені в додатку Д. Електрична мережа після розвитку характеризується низькими втратами потужності 3.488 МВт або 2.5% від потужності генерації.

Також було проведено регулювання рівнів напруги в усіх інших режимах. Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках Е та Ж.

У післяаварійному режимі були розірвані головні ділянки 300-303 та 14-304.

Покажемо результати регулювання в усіх режимах в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалуджень			
	Максимальний до розвитку	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
1	7	7	7	3
2	4	4	4	2
3	6	6	7	2
4	8	8	8	4
5	9	9	9	4
6	9	9	9	4
7	9	9	9	8
8	9	9	9	7
9	8	8	8	7
10	9	9	9	8
11	9	9	9	8
12	8	8	8	5
13	9	9	9	5
14	9/7	9/7	9/7	4/3
301	9	8	8	6
302	9	9	9	9
303	9	8	8	7
304	9	9	9	9
305	9	9	9	9

РОЗДІЛ 9

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ПОВНИХ ВИТРАТ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.

При спорудженні всієї мережі загальні витрати визначають за формулою (розрахунки виконуємо для оптимального варіанту):

$$З = E_n \cdot K + B + 3б,$$

де $З$ – загальні витрати, тис.грн.;

E_n – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається $P_n = 0.12$;

K – одночасні капітальні витрати, тис.грн.;

B – щорічні витрати на експлуатацію мережі.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{\Pi/CT} + K_{ЛЕП};$$

де $K_{\Pi/CT}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{BРУ}) + K_{ПОСТ} + K_{ЗРП} + K_{КП},$$

де K_T – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_B + K_{BРУ}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постійна частина витрат, тис.грн.;

$K_{\text{ЗРП}}$ – вартість закритих розподільних пристроїв, тис.грн.;

$K_{\text{КП}}$ – вартість компенсуючих пристроїв, тис.грн..

Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} = (2 \cdot 49. + 6 \cdot 54. + 2 \cdot 63.) \cdot 25. = 13700. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{\text{В}} + K_{\text{ОРУ}}$ з врахуванням нових приєднань до існуючої мережі:

$$K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}} = (12 \cdot 42 + 120 \cdot 5) \cdot 25. = 27600. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{\text{ПОСТ}}$:

$$K_{\text{ПОСТ}} = (210 + 210 + 210 + 210 + 210 + 290 + 290) \cdot 25. = 40750. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{\text{ЗРП}}$:

$$K_{\text{ЗРП}} = (70 + 70 + 70 + 70 + 70) \cdot 25. = 8750. \text{ (тис.грн.)}$$

Оскільки не встановлюємо КП, то:

$$K_{\text{КП}} = 0 \text{ (тис.грн.)}$$

Таким чином капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{\text{П}} = 13700. + 27600. + 40750. + 8750. + 0 = 90800. \text{ (тис.грн.)}$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l,$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП}} = 14.1 \cdot 2.67 + 15.3 \cdot (15.75+1.35) + 15.3 \cdot 8.8 + 14.4 \cdot (14.96 + 9.68 + 11.44+16.72+13.2+10.56) \cdot 25. = 38409.53 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 90800. + 38409.53 = 129209.53 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + B_{\Delta w},$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100;$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

$$B_{\Pi} = (K_{\Pi/CT} \cdot P_{\Pi}\%)/100;$$

де $P_{\Pi}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій;

де $V_{\Delta W}$ – щорічні витрати на експлуатацію мережі, що враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі:

$$V_{\Delta W} = b_0 \cdot \Delta W = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot \tau,$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії ($b = 1.5 \text{ грн} = 150 \cdot 10^{-5}$ тис.грн/кВт·год);

ΔP_1 (1.845 МВт) та ΔP_2 (3.488 МВт) – втрати активної потужності взяті відповідно з розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної електричної мережі та мережі з врахуванням нових споживачів електричної енергії.

Таким чином у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$V_{\text{Л}} = (38409.53 \cdot 5.94) / 100 = 2281.53 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П}} = (90800 \cdot 21) / 100 = 19068.0 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Delta W} = 150 \cdot 10^{-5} \cdot (3.488 - 1.845) \cdot 10^3 \cdot 3747 = 9233.97 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V = 2281.53 + 19068.0 + 9233.97 = 30583.50 \text{ (тис.грн.)}.$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі не враховуємо:

$$Зб = 0 \text{ (тис.грн.)}.$$

Сумарні витрати для мережі:

$$З_{\text{ЕМ}} = 0.12 \cdot 129209.53 + 30583.50 = 46088.64 \text{ (тис.грн.)}.$$

В роботі загальним критерієм економічної ефективності є значення рентабельності капіталовкладень в електричні мережі:

$$R = \frac{Ц_{\text{т}} \gamma W - B}{K} \cdot 100\%,$$

де Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 150 коп./кВт·год;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ γ складає 0,13);

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн..

Таким чином рентабельність буде такою:

$$R = \frac{150 \cdot 10^{-5} \cdot 0.13 \cdot (14.5 + 8.5 + 10.4 + 12.1 + 7.7) \cdot 5300 \cdot 10^3 - 30583.5}{129209.53} \cdot 100\% = 18.9 \text{ (\%)}.$$

Отже строк окупності буде рівним:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{18.9} \cdot 100 = 5.3 \text{ (років)}.$$

РОЗДІЛ 10

ВПРОВАДЖЕННЯ ФОТОВОЛЬТАЇЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ЇХ ВЛИВУ НА РОБОТУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Розвиток сучасних технологій посилює залежність людської діяльності від безперебійного електропостачання. Саме тому в багатьох країнах набуло поширення використання розподіленої генерації (РГ) – енергетичних установок невеликої потужності (використання міні- та мікро електростанцій) для часткового або повного забезпечення власних потреб споживачів в електроенергії. Широке розповсюдження РГ пов'язано, в першу чергу, з появою високоефективних газотурбінних і парогазових установок та розвитком відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [33].

Особливість системи електропостачання (СЕР) багатьох регіонів полягає в розосередженості навантаження по значній території, наявності протяжних повітряних ліній 10 та 0,38 кВ і, як наслідок, в низькій надійності та великих втратах напруги і потужності. Разом із цим в даних мережах присутні сезонні підприємства, для яких власні генеруючі потужності дозволяють зменшити вартість приєднання до розподільних електричних мереж, та надають можливості додаткового прибутку за рахунок продажу електроенергії в систему. До того ж, промислові та сільськогосподарські комплекси мають значну добову та сезонну нерівномірність навантаження [34], що призводить до тривалих малозавантажених режимів роботи електричних мереж таких об'єктів.

Іншою перевагою СЕР з приєднаними генеруючими потужностями є можливість використання острівних режимів [35], які полягають в тому, що при відключенні живлення від енергосистеми джерела розподіленої генерації (ДРГ) переходять в автономний режим роботи на власне навантаження. Відповідно до існуючих стандартів [36], переключення ДРГ на автономне навантаження, або їх відключення повинно відбуватися протягом 100-300 мс. При зростанні потужностей

ДРГ та підвищенні рівня автоматизації СЕП існуюча практика відключення ДРГ при пошкодженнях в живлячій мережі вже не буде доцільним рішенням. Отже, ДРГ можуть розглядатися, як один з можливих видів резервування.

Таким чином, використання ДРГ в СЕП може значно підвищити ефективність забезпечення споживачів електричною енергією. Але одночасно це створює й нові проблеми, пов'язані із втручанням в режими роботи існуючих систем, що потребує цілеспрямованого управління нормальними та післяаварійними режимами роботи таких мереж.

10.1 Сучасний стан розвитку геліоенергетики України

Вид енергетики, який заснований на використанні сонячного випромінювання для отримання енергії називається геліоенергетика (або сонячна енергетика). Сонячна енергія впевнено займає стійкі позиції в світовій енергетиці. До переваг сонячної енергетики відноситься те, що сонячна енергія - це екологічно чисте джерело енергії, що дозволяє використовувати його в зростаючому масштабі без негативного впливу на навколишнє середовище. Сонячна енергія - це практично невичерпне джерело енергії, сонячна енергія доступна в кожній точці нашої планети. Потенційні можливості енергетики, що засновані на використанні безпосередньо сонячного випромінювання, надзвичайно великі. Так використання всього лише 0,0125 % кількості енергії Сонця могло б забезпечити всі сьгоднішні потреби світової енергетики, а використання 0,5 % - повністю покрити потреби на перспективу. На жаль, навряд чи коли-небудь ці величезні потенційні ресурси вдасться реалізувати у великих масштабах [5].

В даний час для теплопостачання та вироблення електричної енергії величезними темпами витрачаються органічні види палива. Однак в сучасному світі їх використання пов'язане з виникненням ряду проблем: постійним зростанням цін, залежністю від поставок, високими експлуатаційними витратами на обладнання, забрудненням навколишнього середовища.

Одним з ефективних шляхів вирішення цієї проблеми є використання відновлюваних джерел енергії. У світі до цього питання давно приділяється багато

уваги. Станом на початок 2017 року, за даними аналітичної компанії IHS Markit, загальна потужність об'єктів сонячної енергетики в світі досягла 301 ГВт. На кінець 2016 року Міжнародне енергетичне агентство опублікувало доповідь, згідно з яким 10 держав вийшли в світові лідери з виробництва сонячної енергії. Серед них - Китай (78,1 ГВт.), Японія (42,5 ГВт.), Німеччина (41,3 ГВт.), США (40,3 ГВт.) і Італія (19,3 ГВт.).

Не стала винятком і Україна, в якій застосування енергії сонця з кожним роком набирає все більше популярності. Загальна встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні становить 1492 МВт, з них 56% (839 МВт) - це об'єкти сонячної енергетики. 2016 рік в Україні став періодом активної установки сонячних електростанцій в приватних домогосподарствах, загальна потужність таких електростанцій перевищила 1 МВт. За 2016 рік обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями, встановленими в приватних домогосподарствах, досяг 250 тис. кВт·год. Ефективності та доцільності використання сонячної енергії в Україні присвячено багато досліджень [38-41].

Взяті Україною зобов'язання в частині зниження впливу енергетики на довкілля обумовлюють потребу у додаткових обсягах інвестицій. Пріоритетом у цьому напрямі буде реалізація комплексу заходів з енергоефективності, енергозбереження та розширення використання відновлюваної енергетики [42]. До основних цільових параметрів на період до 2035 року згідно [42] віднесено оптимізацію структури енергетичного балансу держави, виходячи з вимог енергетичної безпеки та забезпечення частки відновлюваної енергетики на рівні 20%. Значна частка в цьому секторі відводиться сонячній енергетиці.

У той же час, зростання виробництва електроенергії на базі відновлюваних джерел енергії на основі вітрової та сонячної енергетики обмежуватиметься спроможністю електроенергетичної системи компенсувати коливання їх потужності та рівнем економічного навантаження на споживача. При цьому, розширення даних видів генерації безпосередньо у споживача не підпадає під обмеження енергосистеми і формує перспективу динамічного розвитку на місцевому рівні [42].

Традиційні джерела енергії (газ, нафта, вугілля і т.д.) є вичерпними, тому альтернативна енергетика, зокрема сонячна, розвивається активно і представляє великий інтерес для багатьох країн. Енергія, що отримується Землею від Сонця за рік (фотоелектрична або фотовольтаїчні), приблизно в 20 тис. разів перевершує річне споживання енергії всім людством. Україна не має ідеальних зон для збору сонячної енергії, але на її території є зони оптимального розміщення сонячних батарей.

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження геліосистем як теплоенергетичного, так і фотоелектро-енергетичного обладнання практично на всій території. Взагалі територія України є зоною середньої інтенсивності сонячної радіації. Сонячне випромінювання в Україні становить 3500 - 5200 МДж / м² на рік [43]. У той же час в нашій країні більше сонячних годин на рік, ніж в половині країн ЄС, що робить її дуже привабливою в плані інвестицій в місцеву геліоенергетику. Однак величина сонячної радіації коливається в залежності від координат місцевості, характеристик атмосфери і поверхні, часу доби і сезону. З цієї причини річний обсяг сонячного випромінювання на один квадратний метр землі істотно відрізняється в різних областях України.

Сезонний період для активного використання сонячної енергії в північних регіонах триває з квітня по вересень, а в південних з березня по жовтень, що становить 1900 - 2400 год / рік. Загальна середньорічна сонячне випромінювання варіюється від 1070 кВт·год / м² в північних районах України до 1400 кВт·год / м² на півдні країни. За рівнем інтенсивності сонячного випромінювання (радіації) на території України необхідно виділити чотири зони, які показані на рис. 10.1.

У першій і другій зонах знаходяться всі південні області України; більше половини території нашої країни знаходяться в третій зоні, четверта зона найменш придатна для використання сонячної енергії. В цілому територія України належить до зон з середньою інтенсивністю сонячної радіації. В реальних умовах величина щільності прямої і дифузійної сонячної радіації залежить від широти місцевості, прозорості атмосфери, характеристик земної поверхні, а також від часу доби і пори року [44].



Рисунок 10.1 – Зони інтенсивності сонячного випромінювання в Україні

Виконуючі аналіз особливостей сучасної геліоенергетики, слід зазначити такі переваги, що стимулюють перехід на сонячну енергію: безкоштовний і необмежений запас палива; безшумний і нешкідливий процес вироблення електроенергії; автономні системи енергопостачання безпечні і високонадійні; нескладне обслуговування обладнання; використання електрики в віддалених сільських районах; модулі можуть бути частиною дизайну будівлі; стрімке зменшення часу енергетичної окупності модулів; збільшує надійність енергопостачання країни.

До недоліків відносяться наступні: висока вартість вироблення електроенергії; мінливість генерації та необхідність використання акумулюючого обладнання; низький ККД сонячних станцій; невелика потужність.

Таким чином, з огляду на сучасні світові наукові й технічні тенденції, особливості географічного і кліматичного положення, для України розвиток сонячної енергетики є перспективним напрямком енергозбереження.

Сонячна енергія відноситься до так званих відновлюваних або «зелених» видів енергії, які, за людськими мірками, є невичерпними. Електропостачання промислових підприємств та населених пунктів має свої особливості, головна з них – це необхідність підводити електроенергію до великої кількості об'єктів порівняно невеликої потужності, які знаходяться на значній території. В результаті протяжність мереж в багато разів перевищує цю величину в інших галузях народного господарства [45]. Разом із тим, значення електроенергії в аг-промишловій сфері постійно зростає, а реформування галузі призвело до под-рібнення крупних виробників і збільшення ролі невеликих

фермерських госпо-дарств в економіці держави [46]. Основними вимогами, які висуваються до електричних мереж є [47, 48]: надійність електропостачання; забезпечення норм якості електричної енергії; ефективність транспортування електричної енергії; безпека обслуговування; енергозбереження та екологія; можливість безперервного подальшого розвитку та реконструкції електричних мереж без корінних змін

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _n
100	Вінницький енерговузол	0.000	0.000	115.500	5.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	113.644	3.31
300	Козятин	0.000	0.000	115.500	5.00
1	Калинівка	0.000	0.000	112.946	2.68
1111		0.000	0.000	108.218	-1.62
1112		0.000	0.000	108.775	-1.11
3511		0.000	0.000	36.230	3.51
3512		0.000	0.000	36.416	4.05
1011		3.460	1.670	10.343	3.43
1012		3.460	1.670	10.348	3.48
2	Сосонка	0.000	0.000	112.801	2.55
2221		0.000	0.000	108.114	-1.71
2222		0.000	0.000	108.114	-1.71
2721		0.000	0.000	25.852	-4.25
2722		0.000	0.000	25.852	-4.25
1021		6.800	3.670	10.332	3.32
1022		6.800	3.670	10.332	3.32
3	Сигнал	0.000	0.000	114.847	4.41
3331		0.000	0.000	108.282	-1.56
3332		0.000	0.000	108.282	-1.56
3531		0.000	0.000	36.251	3.57
3532		0.000	0.000	36.251	3.57
1031		4.210	1.920	10.347	3.47
1032		4.210	1.920	10.347	3.47
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.502	3.18
4441		0.000	0.000	110.133	0.12
4442		0.000	0.000	110.133	0.12
2741		0.000	0.000	26.335	-2.46
2742		0.000	0.000	26.335	-2.46
1041		10.150	4.920	10.432	4.32
1042		10.150	4.920	10.432	4.32
5	Глухівці	0.000	0.000	113.178	2.89
1051		4.750	2.690	10.452	4.52
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.751	2.50
1061		6.910	3.540	10.478	4.78
7	Махаренці	0.000	0.000	114.219	3.84
7771		0.000	0.000	109.399	-0.55
3571		0.000	0.000	36.625	4.64
1071		5.620	3.030	10.205	2.05
8	Черемошне	0.000	0.000	113.297	3.00
1081		3.670	2.080	10.363	3.63
9	Погребище	0.000	0.000	112.455	2.23
9991		0.000	0.000	108.999	-0.91
9992		0.000	0.000	108.999	-0.91
3591		0.000	0.000	36.491	4.26
3592		0.000	0.000	36.491	4.26
1091		2.540	1.230	10.322	3.22
1092		2.540	1.230	10.322	3.22
10	Плисків	0.000	0.000	112.131	1.94
10101		3.460	1.770	10.314	3.14
11	Липовець	0.000	0.000	111.763	1.60

1111111		0.000	0.000	107.286	-2.47
35111		0.000	0.000	35.917	2.62
10111		8.420	4.770	10.241	2.41
12	Степанівка	0.000	0.000	113.143	2.86
10121		2.920	1.410	10.346	3.46
13	Оленівка	0.000	0.000	113.262	2.97
10131		3.460	1.770	10.427	4.27
14	Турбів	0.000	0.000	112.295	2.09
1414141		0.000	0.000	109.855	-0.13
1414142		0.000	0.000	107.616	-2.17
35141		0.000	0.000	36.778	5.08
35142		0.000	0.000	36.028	2.94
10141		2.920	1.650	10.371	3.71
10142		2.920	1.650	10.286	2.86
201		0.000	0.000	114.848	4.41
202		0.000	0.000	114.846	4.41
203		0.000	0.000	114.421	4.02
204		0.000	0.000	114.052	3.68
205		0.000	0.000	112.142	1.95
206		0.000	0.000	111.914	1.74
207		0.000	0.000	113.347	3.04
208		0.000	0.000	113.360	3.05
209		0.000	0.000	115.354	4.87
301	Нова 1	0.000	0.000	114.249	3.86
103011		-2.750	3.510	10.518	5.18
103012		7.250	3.510	10.469	4.69
302	Нова 2	0.000	0.000	111.352	1.23
103021		-5.750	2.290	10.385	3.85
103022		4.250	2.290	10.328	3.28
303	Нова 3	0.000	0.000	114.836	4.40
103031		5.200	2.950	10.423	4.23
103032		5.200	2.950	10.423	4.23
304	Нова 4	0.000	0.000	111.552	1.41
103041		6.050	2.930	10.240	2.40
103042		6.050	2.930	10.240	2.40
305	Нова 5	0.000	0.000	111.379	1.25
103051		3.850	1.970	10.187	1.87
103052		3.850	1.970	10.187	1.87

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	27.044	14.927	26.954	14.728	0.090	0.199	0.154	0.655
202	3	-5.430	-2.982	-5.430	-2.982	0.000	0.000	-0.031	-0.001
3	201	-13.915	-7.458	-13.915	-7.458	0.000	0.000	-0.079	-0.000
201	300	-26.675	-14.576	-26.764	-14.773	0.088	0.196	-0.153	-0.653
201	2	12.760	8.096	12.627	7.801	0.133	0.294	0.076	2.061
2	14	5.716	5.829	5.694	5.798	0.021	0.030	0.042	0.508
14	208	-12.791	-7.239	-12.879	-7.366	0.088	0.127	-0.075	-1.073
208	200	-12.879	-6.948	-12.902	-6.982	0.023	0.034	-0.074	-0.286
200	209	-31.137	-18.555	-31.409	-19.159	0.271	0.602	-0.184	-1.717
209	100	-31.409	-18.838	-31.432	-18.890	0.023	0.051	-0.183	-0.146
200	207	18.234	12.020	18.203	11.963	0.031	0.057	0.111	0.299
207	12	14.715	10.202	14.698	10.170	0.017	0.032	0.091	0.205
12	206	11.757	8.976	11.673	8.821	0.084	0.154	0.075	1.237
206	11	11.673	9.266	11.661	9.249	0.012	0.017	0.077	0.152
11	205	-2.835	-1.979	-2.842	-1.989	0.007	0.010	-0.018	-0.382
205	9	-6.329	-3.425	-6.342	-3.443	0.013	0.018	-0.037	-0.315
9	8	-11.471	-5.931	-11.533	-6.021	0.062	0.090	-0.066	-0.848
8	204	-15.233	-7.919	-15.293	-8.051	0.060	0.132	-0.087	-0.761
204	7	-15.293	-7.724	-15.309	-7.748	0.016	0.023	-0.087	-0.168

7	203	-17.454	-12.969	-17.474	-13.006	0.020	0.037	-0.110	-0.203
203	300	-17.474	-12.665	-17.571	-12.878	0.096	0.213	-0.109	-1.080
7	301	-3.528	1.542	-3.531	1.538	0.003	0.004	-0.019	-0.031
301	303	-8.094	-5.864	-8.125	-5.908	0.031	0.045	-0.050	-0.588
303	300	-18.591	-12.372	-18.661	-12.499	0.070	0.127	-0.112	-0.665
11	305	6.010	6.232	5.993	6.207	0.017	0.025	0.045	0.385
305	302	-1.770	1.813	-1.772	1.811	0.002	0.003	-0.013	0.025
302	304	-0.341	-3.176	-0.345	-3.181	0.004	0.005	-0.017	-0.198
304	14	-12.526	-9.841	-12.589	-9.932	0.063	0.091	-0.082	-0.746
2	1	-6.801	-5.245	-6.806	-5.256	0.005	0.011	-0.044	-0.146
1	100	-13.787	-8.106	-13.968	-8.508	0.180	0.400	-0.082	-2.568
3	3331	4.217	2.071	4.212	1.919	0.005	0.152	0.024	1.754
3331	3531	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3331	1031	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.104
3	3332	4.217	2.071	4.212	1.919	0.005	0.152	0.024	1.754
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.104
4	5	11.761	6.473	11.741	6.429	0.020	0.044	0.068	0.328
5	6	6.961	3.788	6.946	3.754	0.015	0.034	0.040	0.432
7	7771	5.654	3.833	5.635	3.324	0.019	0.507	0.034	5.078
7771	3571	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7771	1071	5.635	3.324	5.616	3.028	0.019	0.295	0.034	3.061
6	1061	6.928	3.973	6.906	3.538	0.022	0.434	0.041	3.424
5	1051	4.766	3.035	4.747	2.688	0.019	0.345	0.029	4.134
4	4441	10.161	5.507	10.152	5.147	0.009	0.359	0.059	1.799
303	103031	5.219	3.354	5.197	2.948	0.022	0.404	0.031	4.425
303	103032	5.219	3.354	5.197	2.948	0.022	0.404	0.031	4.425
301	103011	-2.741	3.646	-2.748	3.508	0.007	0.138	-0.023	2.655
301	103012	7.269	3.964	7.245	3.508	0.023	0.454	0.042	3.318
8	1081	3.690	2.413	3.668	2.079	0.022	0.333	0.022	5.258
9	9991	2.546	1.380	2.542	1.286	0.003	0.094	0.015	1.916
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	2.542	1.286	2.538	1.229	0.004	0.056	0.015	1.181
9	9992	2.546	1.380	2.542	1.286	0.003	0.094	0.015	1.916
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	2.542	1.286	2.538	1.229	0.004	0.056	0.015	1.181
205	10	3.487	2.107	3.487	2.106	0.000	0.000	0.021	0.011
10	10101	3.477	2.055	3.458	1.769	0.019	0.285	0.021	4.612
11	1111111	8.459	5.509	8.437	4.767	0.022	0.739	0.052	4.816
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1111111	10111	8.437	4.767	8.415	4.767	0.022	0.000	0.052	0.203
4441	2741	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	10.152	5.147	10.144	4.917	0.009	0.229	0.060	1.159
4	4442	10.161	5.507	10.152	5.147	0.009	0.359	0.059	1.799
4442	2742	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	103041	6.076	3.475	6.046	2.928	0.030	0.545	0.036	4.886
304	103042	6.076	3.475	6.046	2.928	0.030	0.545	0.036	4.886
302	103021	-5.721	2.740	-5.746	2.289	0.025	0.449	-0.033	2.891
302	103022	4.263	2.566	4.247	2.289	0.015	0.276	0.026	3.588
305	103051	3.872	2.332	3.848	1.969	0.024	0.362	0.023	5.269
305	103052	3.872	2.332	3.848	1.969	0.024	0.362	0.023	5.269
12	10121	2.931	1.601	2.918	1.409	0.013	0.191	0.017	3.575
207	13	3.488	2.002	3.486	1.999	0.002	0.003	0.020	0.085
13	10131	3.476	2.049	3.458	1.769	0.019	0.279	0.021	4.524
14	1414142	2.923	1.732	2.921	1.649	0.002	0.083	0.017	1.513
1414142	35142	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414142	10142	2.921	1.649	2.918	1.649	0.003	0.000	0.018	0.072
14	1414141	2.928	1.864	2.923	1.728	0.005	0.135	0.018	2.561
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.923	1.728	2.918	1.649	0.005	0.079	0.018	1.546
2	2222	6.811	3.938	6.804	3.668	0.007	0.269	0.040	2.086
2222	2722	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2222	1022	6.804	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
2	2221	6.811	3.938	6.804	3.668	0.007	0.269	0.040	2.086

2221	2721	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2221	1021	6.804	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
4442	1042	10.152	5.147	10.144	4.917	0.009	0.229	0.060	1.159
1	1111	3.464	1.777	3.461	1.669	0.003	0.108	0.020	1.557
1111	1011	3.461	1.669	3.458	1.669	0.003	0.000	0.020	0.085
1111	3511	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	4	32.384	18.082	32.161	17.587	0.222	0.492	0.186	1.353
1	1112	3.461	1.778	3.460	1.712	0.002	0.066	0.020	0.947
1112	3512	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1112	1012	3.460	1.712	3.458	1.669	0.002	0.043	0.020	0.621

Висновки. Аналізуючи результати проведених досліджень, можна зробити такі висновки:

1. У вихідному режимі досліджуваної мережі напруги в контрольних вузлах введенні у допустиму область із застосування наявних засобів і методів регулювання напруг.

2. Зміна генерації кожної окремої ФЕС дуже мало впливає на рівні напруг у вузлах мережі, призводячи до незначного їх збільшення.

3. Вплив активної генерації ФЕС на втрати активної потужності в мережі різнонаправлений: при збільшенні генерації у вузлі 301 втрати зростають, збільшення генерації у вузлі 302 призводить до значного зменшення втрат в мережі.

4. Одночасне збільшення сумарної генерації ФЕС у вузлах 301 та 302 значно покращує режим напруг у мережі. Перерозподіл потоків потужностей у мережі при цьому призводить до збільшення сумарних втрат активної потужності при максимальній сумарній генерації.

РОЗДІЛ 11

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

11.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання.

Охорона праці призначена забезпечувати охорону життя, здоров'я та безпеку працівників, тимчасових працівників, персоналу підрядника, інших осіб на робочому місці на підприємстві, де їх перебування є дозволеним.

На підприємстві діяльність у сфері охорони праці складається з планування роботи, здійснення розробки і використання документації, розробки і впровадження заходів безпеки та інших дій, підтримання функціонування охорони праці, здійснення моніторингу і вимірювання показників у сфері охорони праці, проведення на постійній основі внутрішнього аудиту щодо підтвердження ефективності функціонування охорони праці, її поліпшення та вдосконалення, періодичного аналізування охорони праці.

Організація праці повинна забезпечувати її високу продуктивність, своєчасність виконання робіт, необхідну якість будівництва й безпечні умови праці.

З усіма працюючими повинен проводитися вступний інструктаж і інструктаж на робочих місцях з техніки безпеки, пожежної безпеки й виробничої санітарії.

Керівництво організації несе відповідальність перед робітниками за виконання чинних нормативних документів і взятих на себе обов'язків по заробітній платі й забезпеченню нормальних умов праці й відпочинку на будівельному майданчику. Крім цього, керівництво вживає необхідних заходів для попередження порушень працівниками технологічної й виробничої дисципліни, а також громадського

порядку. Також, повинні створюватись робітникам необхідні умови праці харчування та відпочинку. Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Для мінімізація ризику професійного захворювання та травматизму працівників, при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ФЕС, сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП та ФЕС, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі грозозахисного обладнання ФЕС. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою РП – 10 кВ.

11.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП та ФЕС

На основі аналізу літературних джерел [26] та викладеного матеріалу у підрозділі 11.1 при проектуванні і виконанні монтажних робіт електромережі повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [27]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини
- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);

- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

11.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі обладнання ПЛЕП та ФЕС

11.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;
- ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи;
- Регламент Комісії (ЄС) 2016/1388 від 17 серпня 2016 р., що встановлює мережевий кодекс із приєднання електроустановок до мереж;
- Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – К.: Міненерговугілля України, 2017.

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [28].

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

Для забезпечення електробезпеки на електропідстанції передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходження обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії

- персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;
 - застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
 - застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

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

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

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

11.3.2 Розрахунок захисного заземлення РП–10 кВ

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору

спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10 ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Розрахуємо заземлюючий пристрій для обладнання в РП -10 кВ.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 4$ м; $d_B = 0,025$ м; товщина стінки $\delta = 4$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 4$ м., тобто $a/l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м., $V_C = 40$ мм.

Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 200$ Ом·м – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом·м

$K_c = 1,2$ – Коефіцієнт сезонності К с.в. для однорідної землі при вимірюванні її опору

$$\rho_{\text{розр.}} = 200 \cdot 1,2 = 240 \text{ (Ом·м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 11.1):

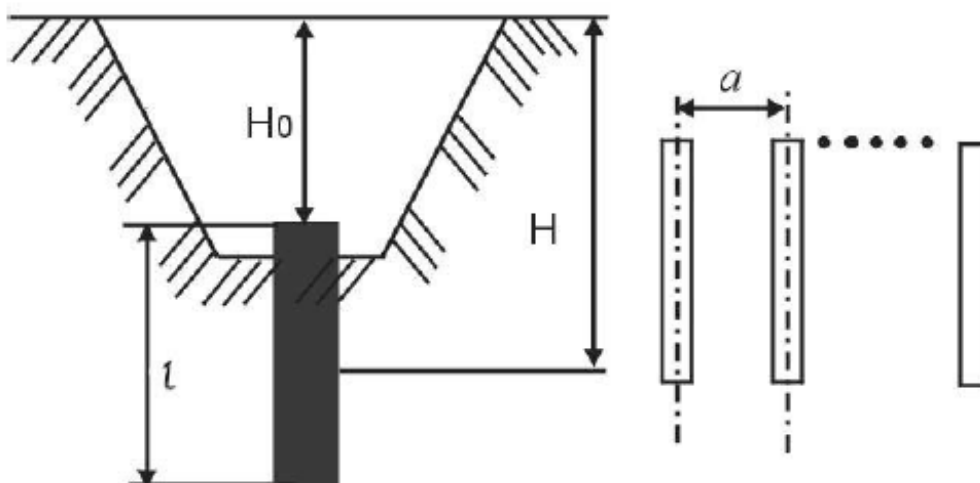


Рисунок 11.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2},$$

$$H = 0,7 + \frac{4}{2} = 2,7 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right);$$

$$R_B = 0,366 \frac{240}{4} \left(\lg \frac{2 \cdot 4}{0,025} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,7 + 4}{4 \cdot 2,7 - 4} \right) = 55,013 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{ОР}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B};$$

$$n_{\text{ОК}} = \frac{55,013}{4 \cdot 1} = 13,75; \text{ приймаємо } n_{\text{ОК}} = 16 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів n_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a / l_B = 2, n = 11$. Приймаємо $\eta_B = 0,47$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{ОР}} / n_B;$$

$$n_B = 16 / 0,47 = 34,04.$$

Приймаємо $n_B = 35$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 35$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B};$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{55,013}{35 \cdot 0,47} = 0,74 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1);$$

$$L_c = 1,05 \cdot 4(4-1) = 12,6 \text{ (м)}.$$

За формулою, для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_0 \cdot B_c};$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{240}{12,6} \lg \frac{2 \cdot (12,6)^2}{2,7 \cdot 0,04} = 4,69.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a / l = 1$, $n=16$. Приймаємо $\eta_\Gamma = 0,3$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_Γ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma};$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{4,69}{0,47} = 9,97 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.Г}}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.Г}}};$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{2,7 \cdot 9,97}{2,7 + 9,97} = 2,12 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

11.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі електричній мережі мають свої слабкі ланки до і є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Локальні електричні мережі з відновлюваними джерелами є особливо уразливі через велику територію та безліч елементів можливого впливу НС. Електропостачання багатьох об'єктів є стратегічним елементом, тому і важливим є питання забезпечення високої стійкості роботи локальної мережі. Вплив радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, часу опромінення тощо. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління ЕМ. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і вигорання обмоток чи загорання трансформаторів. Після опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою і опір витoku, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність. Особливо велику загрозу для систем управління локальної електричної мережі має вплив електромагнітного імпульсу, який може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також внести серйозні порушення в роботу цифрових і контрольних пристроїв. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи

мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві та вибухів. Саме тому є необхідність запобіганню дії цього фактору на електричне та електронне обладнання локальної електричної мережі.

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням на ФЕС є руйнування розподільчого пристрою РП-10 кВ. Руйнування РП-10 кВ унеможлиблює виробництво електроенергії на ФЕС. Відновлення РП-10 кВ вимагає значного часу (орієнтовно 2 місяці), необхідного для виробництва нового обладнання.

Менш вагомою аварійною ситуацією є руйнування однієї з трьох інверторних станцій, що призведе до обмеження рівня виробництва електроенергії на 33,3% від встановленої потужності ФЕС.

Виникнення аварійних ситуацій на ФЕС, які б призводили до утворення вражаючих небезпечних факторів для зовнішнього середовища не можливе.

Надійність та безпека технологічного процесу виробництва електроенергії на ФЕС забезпечується за рахунок:

- вибору технічно досконалого та безпечного обладнання;
- встановлення в РП-10 кВ вибухобезпечного вакуумного вимикача 10 кВ;
- встановлення вибухобезпечних обмежувачів перенапруги 10 кВ;
- застосування швидкодіючих захистів з однократним рівнем резервування.

Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Особливістю ЕМІ як вражаючого чинника є його здатність поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості електричних станцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке.

Критерієм стійкості роботи ФЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань приймається максимальне значення експозиційної дози ($D_{e,гр}$), при якій можуть виникнути зворотні зміни параметрів елементів, але робота систем ще не порушується.

Вихідними даними для оцінки є максимальне значення потужності дози через одну годину після аварії p_1 (Р/год); коефіцієнт послаблення радіації приміщеннями, транспортними засобами.

Приймаємо $p_1 = 4,24$ Р/год, $K_{посл} = 1$; $t_p = 87600$ год.

Таблиця 11.1 – Граничні дози для елементів ФЕС

№	Блоки	Елементи РЕА	$D_{зві}, P$	$D_{звк}, P$	$D_{гр}, P$
1	Живлення	Мікросхеми	10^5	10^4	10^4
		Діоди	10^4		
2	Управління	Конденсатори	$10^7 - 10^9$	10^7	
		Резистори	$10^7 - 10^9$		
	Силові елементи	Трансформатор	10^7	10^7	

Визначається можлива експозиційна доза опромінення елементів СЕП в заданих умовах протягом експлуатаційного терміну:

$$D_{ем} = \frac{2 \cdot P_{1max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{k_{осл}} (P);$$

$$D_{ем} = \frac{2 \cdot 4,24 \cdot (\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 2501 (P).$$

Граничне значення експозиційної дози ($D_{гр.мин}$) порівнюється з D_m , що очікується на об'єкті, і робиться висновок про стійкість роботи системи електропостачання. Оскільки $D_{гр.мин} > D_m$ то СФУ умовно стійка до радіації.

Розраховується допустимий час безпечної роботи СФУ у заданих умовах:

$$t_d = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot p_{1max} \cdot \sqrt{t_p}}{2 \cdot p_{1max}} \right)^2 ;$$

$$t_{д_1} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,24 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,24} \right)^2 = 1,393 \cdot 10^6 \text{ год};$$

$$t_{д_3} = \left(\frac{10^7 \cdot 1 + 2 \cdot 4,24 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,24} \right)^2 = 1,391 \cdot 10^{12} \text{ год};$$

$$t_{д_3} = \left(\frac{10^7 \cdot 1 + 2 \cdot 4,24 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,24} \right)^2 = 1,391 \cdot 10^{12} \text{ год};$$

Дослідження стійкості роботи ФЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{г} = 10^{-3} \cdot E_{вмакс} = 10,91 \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

На кожній ділянці визначається максимальна довжина струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) Горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та коефіцієнти безпеки системи визначаємо за формулами:

Напруга наводки в горизонтальній і вертикальній струмопровідній частині:

$$U_{г} = E_{в} \cdot l_{г} ;$$

$$U_{в} = E_{в} \cdot l_{в},$$

де E_B – величина електромагнітного імпульсу (кВ/м) $E_B = 10,91$;

l_Γ – довжина горизонтальної струмопровідної частини системи (м),

l_B – довжина вертикальної струмопровідної частини системи (м).

Розрахуємо U_Γ :

$$U_{\Gamma_1} = 10,91 \cdot 2 = 21,82 \text{ (В / м)};$$

$$U_{\Gamma_2} = 10,91 \cdot 1,5 = 16,365 \text{ (В / м)};$$

$$U_{\Gamma_3} = 10,91 \cdot 3 = 32,73 \text{ (В / м)};$$

Розрахуємо U_B :

$$U_{B_1} = 10,91 \cdot 10^3 \cdot 1,8 = 19638 \text{ (В / м)};$$

$$U_{B_2} = 10,91 \cdot 10^3 \cdot 1,7 = 18547 \text{ (В / м)};$$

$$U_{B_3} = 10,91 \cdot 10^3 \cdot 2,5 = 27275 \text{ (кВ / м)};$$

Допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N,$$

де N – відсоток допуску,

$U_{\text{ж}}$ – напруга живлення;

$$U_{\text{доп}_1} = 12,6 \text{ (В / м)}; \quad U_{\text{доп}_2} = 25,2 \text{ (В / м)}. \quad U_{\text{доп}_3} = 399 \text{ (кВ / м)};$$

Визначасмо коефіцієнти горизонтальної і вертикальної безпеки:

$$K_{\text{бвi}} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{вi}}} \right);$$

$$K_{\text{бгi}} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{гi}}} \right);$$

$$K_{\text{бвi}_1} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{19638} = -63,86 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{бгi}_1} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{21,82} = -4,77 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{бви}_2} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{18547} = -57,34 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{бгi}_2} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{16,365} = 3,75 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{бви}_3} = 20 \cdot \lg \frac{399}{27275} = -36,69 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{бгi}_3} = 20 \cdot \lg \frac{399}{32,73} = 21,45 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

Границя стійкості не відповідають потрібній умові . Отже, системи є нестійкі в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Для підвищення стійкості систем СФУ необхідно використовувати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів. Необхідне перехідне гасіння енергії електричного імпульсу екраном буде складати для сталі:

$$A = K_{\text{Бном}} - K_{\text{Бмін}}, \text{ (дБ)}$$

де $K_{\text{Бном}}$ – номінальний коефіцієнт безпеки(40 дБ),

$K_{\text{Бмін}}$ – мінімальний коефіцієнт безпеки, отриманий при розрахунку;

$$A_1 = 40 - (-63,86) = 103,86 \text{ (дБ)}$$

$$A_2 = 40 - (-57,34) = 94,34 \text{ (дБ)}$$

$$A_3 = 40 - (-36,69) = 76,69 \text{ (дБ)}$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}$$

де f – основна частота ЕМІ $f=15000$ (Гц);

$$t_1 = \frac{103,86}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,16 \text{ (см)};$$

$$t_3 = \frac{94,34}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,14 \text{ (см)};$$

$$t_3 = \frac{76,69}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,12 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні з використанням екрану товщиною 0,16 см, 0,14 см, 0,12 см, відповідно для кожної системи, зі сталі, системи будуть стійкі в умовах дії електромагнітного імпульсу. В умовах дії іонізуючого випромінювання системи управління і ФЕС в цілому залишаються стійкими. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Для нормальної роботи об'єкта під час аварій з такими наслідками, як іонізуюче випромінювання, потрібно перейти обслуговуючому персоналу на роботу скороченими робочими змінами з контролем допустимої дози. Також після проведених розрахунків визначено, що робота ФЕС стійка при заданому рівні радіації 4,24 Р/год. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування систем управління і автоматики локальної електричної мережі суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було спроектовано розвиток фрагменту електричних мереж ПАТ “Вінницяобленерго”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження існуючих споживачів на наступний період (5 років) та перевірено необхідність заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні) та перерізів проводів. Після обрахунку усталеного режиму існуючої електричної мережі з врахуванням прогнозу виявилось, що немає необхідності збільшувати переріз проводів на деяких лініях.

До існуючої схеми потрібно було підключити 5 додаткових навантаження (№301, 302, 303, 304 та 305). Було прийнято, що до даних пунктів під'єднані споживачі 1 і 2 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюговим лініям від двох джерел та на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів.

Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою двох методів: динамічного програмування та поконтурної оптимізації. На базі цих методів оптимальна схема визначається за мінімальними приведеними витратами.

Для розрахунку за методом динамічного програмування було намічено 5 варіантів схем з майже однаковими сумарними капіталовкладення, з яких вибрано оптимальний варіант під номером 1, при цьому головним критерієм вибору є надійність електропостачання. Розвиток проводився на протязі 3-ох років при обмеженні по введенню нових ліній 40 км.

За методом поконтурної оптимізації було розраховано 10 контурів, з яких оптимальними виявились 2 контури (1-й та 5-й). Оскільки за даним методом оптимальна схема виявилась радіально-магістральною, то було прийнято рішення доопрацювати її. Таким чином, було отримано 2 замкнених контури. Оптимальна схема за даним методом виявилась ідентичною зі схемою, яка була обрана за методом динамічного програмування.

Для існуючої вузлової підстанції Махаренці (вузол 7) була вибрана нова схема підстанції – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем. За аналогічними міркуваннями була реконструйована також підстанція Турбів (вузол 14). До існуючої схеми підстанції 300 (Козятин-330) – дві несекціоновані системи шин з обхідною також було приєднано нову лінію 300-303 і відповідно добавлено 1 новий вимикач. Також було розширено підстанцію Липовець (вузол 11) « одна секціонована система шин », оскільки до неї також було приєднано нову лінію 11-305 і додавлено 1 новий вимикач.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 301, 302, 303, 304 та 305 було вибрано схему РП типу «місток».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунок максимального режиму роботи. На основі результатів розрахунку було прийнято рішення на існуючих лініях 203-7, 200-209 та 100-209 збільшити переріз проводу. Також був збільшений переріз на новій лінії 300-303 до АС-150.

Далі було проведено розрахунок інших основних режимів роботи: мінімального та післяаварійного.

Для усіх режимів за допомогою РПН трансформаторів було проведено регулювання рівнів напруги у всіх вузлах спроектованої мережі.

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3.488 МВт (2.5 %) при сумарній активній потужності генерації 156.058 МВт.

Одночасні капітальні витрати на мережу складають 129209.53 тис. грн.. Рентабельність капіталовкладень становить 18.9 %, а строк окупності – 5.3 років.

Аналізуючі вплив сонячних електростанцій на роботу електроенергетичної системи (ЕЕС), слід зазначити, що до їх складу входять інвертори, які перетворюють постійний електричний струм від сонячних батарей в змінний. Ці елементи є нелінійними, вони призводять до спотворення синусоїдної форми кривої напруги в електричній мережі та зниження якості електричної енергії.

Сонячні електростанції вирівнюють сумарний графік генеруючих потужностей ЕЕС, оскільки генерують і видають потужність в мережу в часи пік.

Підключення сонячної електростанції до ЕЕС призводить до збільшення значення коефіцієнта запасу статичної стійкості за активною потужністю в перетині та сприяє збільшенню обертаючого резерву, що підвищує запас статичної стійкості ЕЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Арзамасцев Д.А. Модели оптимального развития энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
3. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090402 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Повітряні лінії електропередач напругою 35 кВ і більше. Інструкція з експлуатації. – Київ: ГДК 34.20.502-97, 1995.
9. Організація протиаварійної роботи у Міненерго України. Положення УНПО «Енергопрогрес». – Київ: 1996. – 15 с.
10. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4 – 500 кВ. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. -340 с.
11. ДБН В.1.2.-2:2006. Навантаження і впливи. Норми проектування.// Київ, Мінбуд України, 2006 та зміна// Київ, Мінбуд України, 2007.
12. Стійкість до дії грозових розрядів. Методи захисту: ДСТУ 3568-98. – Введений 01.07.1999. – Київ: Держстандарт України, 1998. – 5 с.
13. ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи.
14. Ларионов В.П. Основы молниезащиты / Под. Ред. И.М. Бортника. – М.: Знак, 1999. – 104 с.

15. Справочник по молниезащите. Под ред. Карякина Р.Н. –М.: Энергосервис, 2005 – 879 с.
16. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
17. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів
18. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. :Видавництво «Форт», 2017. –760 с.
19. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. СОУ-Н МПЕ 007:2008 Правила взаємовідносин між Державним підприємством «Національна енергетична компанія "Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України (зі змінами).
21. Регламент Комісії (ЄС) 2016/1388 від 17 серпня 2016 р., що встановлює мережевий кодекс із приєднання електроустановок до мереж.
22. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 Виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила.
23. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. В 7 томах. Том 4./Под ред. И.Г. Горюнова, А.А.Любимова. М.: Папирус Про, 2005. – 637 с.
24. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>
25. НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» від 03.12.2007 року № 833
26. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf

27. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.- 320 с.

28. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство и распределение электрической энергии. 9-е изд., стер. /Под ред. В.Г. Герасимова и др.- М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 964 с.

29. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

30. Сакевич В.Ф., Поліщук О.В. С15 Цивільна оборона. Теоретичні основи. Навчальний посібник. – Вінниця : ВНТУ, – 2009. – 136 с.

31. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

32. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

33. Воропай Н. И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы / Воропай Н. И. //Автоматизация и ИТ в энергетике. М., 2011. – № 3. – С.25-33.

34. Енергозбереження. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно – К.: Держстандарт України, 1998. – 68 с.

35. Mahat P. Control and Operation of Islanded Distribution System / Mahat P. – Aalborg: Aalborg University, 2010. – 174 p.

36. IEEE 1547. Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. – Режим доступу: <http://qrouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547index.html>

37. Sen, Z. Solar energy in progress and future research trends // Progress in Energy & Combustion Science. – 2004. – V. 30. – 367-416 p.

38. Атлас енергетичного потенціалу відновлених та нетрадиційних джерел енергії. – К.: Изд. Института возобновляемой энергетики НАН Украины, 2005. – 44 с.

39. Шкурупская И.А. Оценка перспектив развития гелиоэнергетики в Украине. http://www.confcontact.com/2008febr/6_shkurup.php

40. Дюжев, В. Г. Роль комплексной социально-экономической и природоохранной оценки потенциала энергосберегающих инноваций в повышении их инновационной восприимчивости для предприятий и организаций Украины / В. Г. Дюжев, С. В. Сусликов // Вісник Національного політехнічного університету «Харківський політехнічний інститут». Технічний про-грес і ефективність виробництва. – 2008. – № 21.

41. Сусликов, С. В. Совершенствование метода прогнозирования изменения стоимости энергоресурсов в рамках расчета эффективности внедрения технологий гелиоэнергетики / С. В. Сусликов // Энергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – Харків : НТУ «ХПИ». – 2011. – № 6. – 63–67с.

42. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Проект оновленої «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року». – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13>

43. Калиниченко, В. А. «Возобновляемые источники энергии» / В. А. Калиниченко, Р. Титко. – Варшава – Краков – Полтава, 2010. – 525 с.

44. Дудюк, Д. Л. «Нетрадиционная возобновляемая энергетика» / Д. Л. Дудюк, С. С. Мазепа. Львов, 2009. – 188 с.

45. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Н.М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.

46. Жесан Р.В. Автоматизація управління автономним енергопостачанням з використанням відновлюваних джерел енергії в умовах 120 селянського (фермерського) господарства: Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.13.07 / КДТУ. - Кіровоград, 2001. – 18 с.

47. Лях В.В. Вопросы перспективного развития распределительных электрических сетей напряжением 0,38-154 кВ / В.В. Лях // Электрические сети и системы. – 2003. – №2. – С.8-13.

48. Зорін В.В. Електричні мережі та системи (окремі розділи): навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл / В.В. Зорін, Є.А. Штогрин, Р.О. Буйний – Ніжин: ТОВ «Видавництво «Аспект-поліграф», 2011. – 248 с.

49. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения: ГОСТ 27.002-89. – [Чинний від 01.07.1990]. – М.: Госстандарт. – 24 с.

50. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук`яненко // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – 46-53 с.

51. SmartGrid: концептуальные положения // Энергорынок. – 2010. – Режим доступа: <https://ipcrem.hse.ru/data/2010/04/29/1218067362/volkova-kobec.pdf>.

52. Закон України "Про електроенергетику" [Прийнятий Верховною радою 16 жовтня 1997 року, зі змінами та доповненнями станом на 10 січня 2011 р.]// Відомості Верховної Ради (ВВР), 1998, N 1, ст.1

53. Закон України від 04.06.2015 № 514-19 Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії / Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2015, N 33, ст.324. – Режим доступа: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/514-19>

ДОДАТКИ

Додаток А**Технічне завдання МКР**

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Лежнюк П.Д.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З ВРАХУВАННЯМ ВСТАНОВЛЕННЯ
ФОТОВОЛЬТАЇЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ**

08-13.МКР.017.00.005 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Лесько В.О.

Магістрант групи ЕСМ-18м

_____ Панасюк В.С.

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження кліматичних умов експлуатації ПЛЕП.

б) наказ №254 від 02.10.2019 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження встановлення фотовольтаїчної електричної станції;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	02.10.2019	05.10.2019	Формування технічного завдання
2	Врахуванням встановлення фотовольтаїчної електричної станції до мережі	06.10.2019	20.10.2019	Аналітичний огляд літературних джерел
3	Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго»	21.10.2019	10.11.2019	розділ
4	Техніко-економічні розрахунки	11.11.2019	18.11.2019	розділ
5	Розробка заходів безпеки життєдіяльності	19.11.2019	29.11.2019	розділ
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	30.11.2019	9.12.2019	пояснювальна записка, презентація

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Таблиця 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (301)	Нова 2 (302)	Нова 3 (303)	Нова 4 (304)	Нова 5 (305)
Навантаження, МВт	14,5	8,5	10,4	12,1	7,7
cos φ	0,9	0,88	0,87	0,9	0,89
Категорія споживачів	1	1	1	1	1

Таблиця 2 - Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Макс. навантаж., %	85	87	89	91	93	94	96	97	98	100

Таблиця 3 - Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
300	202	Козятин – 202	7,39	АС-185
202	4	202 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
4	5	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
5	6	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
202	3	202 – Сигнал	0,06	АС-185
201	3	201 – Сигнал	0,01	АС-185
300	201	Козятин – 201	7,45	АС-185
201	2	201 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
2	1	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	1	Вінницький енерговузол –	53,1	АС-185
300	203	Козятин – 203	15,9	АС-185
203	7	203 – Махаренці	2,67	АС-120
7	204	Махаренці – 204	2,67	АС-120
204	8	204 – Черемошне	15,3	АС-185
8	9	Черемошне – Погребище	17,45	АС-120
9	205	Погребище – 205	11,5	АС-120
205	10	205 – Плисків	0,7	АС-120
11	205	Липовець – 205	27,5	АС-120
206	11	206 – Липовець	2,5	АС-120
12	206	Степанівка – 206	23,5	АС-150

207	12	207 – Степанівка	3,3	АС-150
207	13	207 – Оленівка	6,4	АС-150
200	207	Вінницька 750 – 207	4	АС-150
209	200	209 – Вінницька 750	15,75	АС-150
100	209	Вінницький енерговузол – 209	1,35	АС-150
200	208	Вінницька 750 – 208	5,2	АС-120
208	14	208 – Турбів	19,0	АС-120
14	2	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця 4 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Калинівка	0,9	6,4 + j3,1	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
2	Сосонка тяга	0,88	12,6 + j6,8	ТДТНЖ-25000/27/10	2
3	Сигнал	0,91	7,8 + j3,55	ТДТН-16000/110/35/10	2
4	Козятин тяга	0,9	18,8 + j9,11	ТДТНЖ-40000/27/10	2
5	Глухівці	0,87	4,4 + j2,49	ТДН-10000/110/10	1
6	Завод Прогрес	0,89	6,4 + j3,28	ТДН-16000/110/10	1
7	Махаренці	0,88	5,2 + j2,81	ТДТН-10000/110/35/10	1
8	Черемошне	0,87	3,4 + j1,93	ТМН-6300/110/10	1
9	Погребище	0,9	4,7 + j2,28	ТДТН-10000/110/35/10	2
10	Плисків	0,89	3,2 + j1,64	ТМН-6300/110/10	1
11	Липовець	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/10	1
12	Степанівка	0,9	2,7 + j1,31	ТМН-6300/110/10	1
13	Оленівка	0,89	3,2 + j1,64	ТМН-6300/110/10	1
14	Турбів	0,87	5,4 + j3,06	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

Додаток Б

Файл вхідних даних. Інформація про вузли

Тривалість звітного періоду: 5300.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Ун:	115.50	фаза:	0.00
Нвузла:	300	Ун:	115.50	фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 74

N вузла	Назва	U, кВ	Rнав, МВт	Qнав, МВАр	Wв, МВт год	Cos
Rmin, МВт Rmax, МВт						
100	Вінницький енерговузол	110				
200	Вінницька 750	110				
300	Козятин	110				
1	Калинівка	110				
1111		110				
1112		110				
3511		35				
3512		35				
1011		10	3.460	1.670		
1012		10	3.460	1.670		
2	Сосонка	110				
2221		110				
2222		110				
2721		27				
2722		27				
1021		10	6.800	3.670		
1022		10	6.800	3.670		
3	Сигнал	110				
3331		110				
3332		110				
3531		35				
3532		35				
1031		10	4.210	1.920		
1032		10	4.210	1.920		
4	Козятин тяга	110				
4441		110				
4442		110				
2741		27				
2742		27				
1041		10	10.150	4.920		
1042		10	10.150	4.920		
5	Глухівці	110				
1051		10	4.750	2.690		
6	Завод Прогрес	110				
1061		10	6.910	3.540		
7	Махаренці	110				
7771		110				
3571		35				
1071		10	5.620	3.030		
8	Черемошне	110				
1081		10	3.670	2.080		
9	Погребище	110				
9991		110				
9992		110				
3591		35				
3592		35				
1091		10	2.540	1.230		
1092		10	2.540	1.230		
10	Плисків	110				
10101		10	3.460	1.770		
11	Липовець	110				
1111111		110				
35111		35				

10111		10	8.420	4.770
12	Степанівка	110		
10121		10	2.920	1.410
13	Оленівка	110		
10131		10	3.460	1.770
14	Турбів	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.920	1.650
10142		10	2.920	1.650
201		110		
202		110		
203		110		
204		110		
205		110		
206		110		
207		110		
208		110		
209		110		

Файл вхідних даних. Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 76

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
300	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.390
202	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	12.560
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.500
202	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.060
201	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.010
300	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.450
201	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	45.180
2	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.220
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	53.100
300	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.900
203	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.670
7	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.670
204	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.300
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.450
9	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.500
205	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	0.700
11	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.500
206	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.500
12	206	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	23.500
207	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.300
207	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	6.400
200	207	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.000
209	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.750
100	209	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	1.350
200	208	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
208	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.000
14	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.930
1	1111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1111	3511	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111	1011	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
1	1112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
1112	3512	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1112	1012	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2221	2721	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182

2221	1021	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
2	2222	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2222	2722	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2222	1022	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
3	3331	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
3331	3531	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
3332	3532	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4441	2741	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4442	2742	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
6	1061	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
7	7771	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
7771	3571	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	9991	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9992	3592	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
11	1111111	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1111111	35111	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
13	10131	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
14	1414141	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1414141	35141	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455

Додаток В

Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з врахуванням прогнозування навантажень

Таблиця В.1 – Результати розрахунку. Загальна інформація

Тривалість звітного періоду: 5300.0 год
Час втрат: 2613.1 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 101.215 МВт / 537.376 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 99.370 МВт / 526.661 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220–35 кВ: 1.023 МВт / 6.136 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750–330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.023 МВт / 6.136 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.507 МВт / 2.685 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.316 МВт / 1.893 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.822 МВт / 4.578 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750–35 кВ: 1.845 МВт / 10.715 млн.кВт*г (2.0%)

Таблиця В.2 – Інформація про вузли

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-33.311	-15.732	115.500	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	114.226	-0.48
300	Козятин	-67.847	-35.922	115.500	0.00
1	Калинівка	0.000	0.000	113.648	-0.71
1111		0.000	0.000	108.909	-2.11
1112		0.000	0.000	109.462	-1.56
3511		0.000	0.000	36.461	-2.11
3512		0.000	0.000	36.646	-1.56
1011		3.460	1.670	10.409	-2.08
1012		3.460	1.670	10.414	-2.12
2	Сосонка	0.000	0.000	113.570	-0.73
2221		0.000	0.000	108.879	-2.42
2222		0.000	0.000	108.879	-2.42
2721		0.000	0.000	26.035	-2.42
2722		0.000	0.000	26.035	-2.42
1021		6.800	3.670	10.405	-2.39
1022		6.800	3.670	10.405	-2.39
3	Сигнал	0.000	0.000	114.906	-0.23
3331		0.000	0.000	108.339	-1.89
3332		0.000	0.000	108.339	-1.89
3531		0.000	0.000	36.270	-1.89
3532		0.000	0.000	36.270	-1.89
1031		4.210	1.920	10.352	-1.87
1032		4.210	1.920	10.352	-1.87
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.559	-0.73
4441		0.000	0.000	110.190	-2.31
4442		0.000	0.000	110.190	-2.31
2741		0.000	0.000	26.349	-2.31
2742		0.000	0.000	26.349	-2.31
1041		10.150	4.920	10.438	-3.33
1042		10.150	4.920	10.438	-3.33
5	Глухівці	0.000	0.000	113.234	-0.86
1051		4.750	2.690	10.458	-3.82
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.808	-1.02
1061		6.910	3.540	10.483	-3.73
7	Махаренці	0.000	0.000	114.402	-0.41
7771		0.000	0.000	109.593	-3.99
3571		0.000	0.000	36.690	-3.99

1071		5.620	3.030	10.224	-6.19
8	Черемошне	0.000	0.000	113.704	-0.68
1081		3.670	2.080	10.403	-4.29
9	Погребище	0.000	0.000	113.123	-0.85
9991		0.000	0.000	109.670	-2.47
9992		0.000	0.000	109.670	-2.47
3591		0.000	0.000	36.716	-2.47
3592		0.000	0.000	36.716	-2.47
1091		2.540	1.230	10.387	-3.45
1092		2.540	1.230	10.387	-3.45
10	Плисків	0.000	0.000	112.970	-0.90
10101		3.460	1.770	10.398	-4.34
11	Липовець	0.000	0.000	113.007	-0.88
1111111		0.000	0.000	108.588	-4.41
35111		0.000	0.000	36.354	-4.41
10111		8.420	4.770	10.366	-4.34
12	Степанівка	0.000	0.000	113.869	-0.61
10121		2.920	1.410	10.417	-3.44
13	Оленівка	0.000	0.000	113.924	-0.59
10131		3.460	1.770	10.493	-3.96
14	Турбів	0.000	0.000	113.589	-0.70
1414141		0.000	0.000	111.182	-2.54
1414142		0.000	0.000	108.890	-1.87
35141		0.000	0.000	37.222	-2.54
35142		0.000	0.000	36.455	-1.87
10141		2.920	1.650	10.500	-3.63
10142		2.920	1.650	10.408	-1.85
201		0.000	0.000	114.906	-0.23
202		0.000	0.000	114.904	-0.23
203		0.000	0.000	114.600	-0.35
204		0.000	0.000	114.275	-0.44
205		0.000	0.000	112.981	-0.90
206		0.000	0.000	113.104	-0.86
207		0.000	0.000	114.008	-0.56
208		0.000	0.000	114.095	-0.53
209		0.000	0.000	115.400	-0.04

Таблиця В.3 – Інформація про вітки

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	25.146	13.380	25.070	13.210	0.076	0.169	0.142	0.597
202	3	-7.321	-4.539	-7.321	-4.539	0.000	0.000	-0.043	-0.002
3	201	-15.811	-9.046	-15.811	-9.046	0.000	0.000	-0.091	-0.001
201	300	-24.788	-13.056	-24.863	-13.223	0.075	0.166	-0.141	-0.595
201	2	8.977	4.989	8.915	4.853	0.061	0.136	0.052	1.344
2	14	-1.107	0.410	-1.108	0.409	0.000	0.001	-0.006	-0.019
14	208	-7.007	-2.888	-7.030	-2.921	0.023	0.033	-0.038	-0.510
208	200	-7.030	-2.497	-7.036	-2.506	0.006	0.009	-0.038	-0.132
200	209	-22.364	-9.873	-22.515	-10.150	0.151	0.276	-0.123	-1.179
209	100	-22.515	-9.838	-22.528	-9.862	0.013	0.023	-0.123	-0.100
200	207	15.328	7.811	15.309	7.776	0.019	0.035	0.087	0.219
207	12	11.820	6.018	11.811	6.001	0.009	0.017	0.067	0.140
12	206	8.869	4.810	8.831	4.739	0.039	0.071	0.051	0.771
206	11	8.831	5.194	8.825	5.186	0.006	0.008	0.052	0.098
11	205	0.340	0.032	0.340	0.032	0.000	0.000	0.002	0.026
205	9	-3.148	-1.392	-3.151	-1.396	0.003	0.004	-0.018	-0.143
9	8	-8.282	-3.887	-8.312	-3.932	0.031	0.044	-0.047	-0.585
8	204	-12.013	-5.827	-12.049	-5.907	0.036	0.079	-0.068	-0.576
204	7	-12.049	-5.578	-12.058	-5.592	0.010	0.014	-0.067	-0.128
7	203	-17.733	-9.447	-17.755	-9.479	0.022	0.032	-0.101	-0.199
203	300	-17.755	-9.138	-17.838	-9.320	0.082	0.181	-0.100	-0.902
2	1	-3.695	-2.783	-3.697	-2.786	0.001	0.003	-0.023	-0.078
1	100	-10.681	-5.643	-10.783	-5.870	0.102	0.225	-0.061	-1.861
4	4441	10.161	5.506	10.152	5.146	0.009	0.358	0.059	1.797
4441	2741	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	10.152	5.146	10.144	4.917	0.009	0.229	0.060	1.158
4	4442	10.161	5.506	10.152	5.146	0.009	0.358	0.059	1.797
4442	2742	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

4442	1042	10.152	5.146	10.144	4.917	0.009	0.229	0.060	1.158
202	4	32.391	18.121	32.168	17.627	0.222	0.492	0.186	1.354
3	3331	4.217	2.071	4.212	1.919	0.005	0.151	0.024	1.752
3331	3531	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3331	1031	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.104
3	3332	4.217	2.071	4.212	1.919	0.005	0.151	0.024	1.752
3332	3532	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.104
4	5	11.763	6.482	11.743	6.439	0.020	0.044	0.068	0.328
5	6	6.962	3.793	6.947	3.759	0.015	0.034	0.040	0.432
7	7771	5.654	3.830	5.635	3.323	0.019	0.505	0.034	5.072
7771	3571	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7771	1071	5.635	3.323	5.616	3.028	0.019	0.294	0.034	3.058
8	1081	3.690	2.410	3.668	2.079	0.022	0.330	0.022	5.232
9	9991	2.545	1.378	2.542	1.285	0.003	0.093	0.015	1.899
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	2.542	1.285	2.538	1.229	0.004	0.056	0.015	1.171
9	9992	2.545	1.378	2.542	1.285	0.003	0.093	0.015	1.899
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	2.542	1.285	2.538	1.229	0.004	0.056	0.015	1.171
205	10	3.487	2.105	3.487	2.105	0.000	0.000	0.021	0.011
10	10101	3.477	2.050	3.458	1.769	0.019	0.280	0.021	4.556
11	1111111	8.458	5.491	8.436	4.767	0.022	0.722	0.051	4.726
1111111	35111	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
1111111	10111	8.436	4.767	8.415	4.767	0.022	0.000	0.051	0.201
12	10121	2.931	1.599	2.918	1.409	0.013	0.189	0.017	3.532
207	13	3.489	2.002	3.487	1.999	0.002	0.003	0.020	0.085
13	10131	3.476	2.045	3.458	1.769	0.018	0.275	0.020	4.473
14	1414141	2.928	1.859	2.923	1.726	0.005	0.132	0.018	2.508
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.923	1.726	2.918	1.649	0.005	0.077	0.018	1.515
14	1414142	2.923	1.730	2.921	1.649	0.002	0.081	0.017	1.484
1414142	35142	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414142	10142	2.921	1.649	2.918	1.649	0.003	0.000	0.018	0.071
2	2222	6.811	3.934	6.803	3.668	0.007	0.266	0.040	2.059
2222	2722	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	6.803	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
2	2221	6.811	3.934	6.803	3.668	0.007	0.266	0.040	2.059
2221	1021	6.803	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
2221	2721	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
6	1061	6.928	3.973	6.906	3.538	0.022	0.433	0.041	3.420
5	1051	4.766	3.034	4.747	2.688	0.019	0.345	0.029	4.130
1	1111	3.464	1.776	3.461	1.669	0.003	0.106	0.020	1.538
1111	3511	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111	1011	3.461	1.669	3.458	1.669	0.003	0.000	0.020	0.085
1	1112	3.461	1.777	3.460	1.712	0.002	0.065	0.020	0.935
1112	1012	3.460	1.712	3.458	1.669	0.002	0.043	0.020	0.614
1112	3512	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток Д

Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з
врахуванням корекції вхідних даних

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 89

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{мін} , МВт	P _{макс} , МВт
100	Вінницький енерговузол	110						
200	Вінницька 750	110						
300	Козятин	110						
1	Калинівка	110						
1111		110						
1112		110						
3511		35						
3512		35						
1011		10	3.460	1.670				
1012		10	3.460	1.670				
2	Сосонка	110						
2221		110						
2222		110						
2721		27						
2722		27						
1021		10	6.800	3.670				
1022		10	6.800	3.670				
3	Сигнал	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	4.210	1.920				
1032		10	4.210	1.920				
4	Козятин тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	10.150	4.920				
1042		10	10.150	4.920				
5	Глухівці	110						
1051		10	4.750	2.690				
6	Завод Прогрес	110						
1061		10	6.910	3.540				
7	Махаренці	110						
7771		110						
3571		35						
1071		10	5.620	3.030				
8	Черемошне	110						
1081		10	3.670	2.080				
9	Погребище	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	2.540	1.230				
1092		10	2.540	1.230				
10	Плисків	110						
10101		10	3.460	1.770				
11	Липовець	110						
1111111		110						
35111		35						
10111		10	8.420	4.770				
12	Степанівка	110						
10121		10	2.920	1.410				
13	Оленівка	110						

10131		10	3.460	1.770
14	Турбів	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.920	1.650
10142		10	2.920	1.650
201		110		
202		110		
203		110		
204		110		
205		110		
206		110		
207		110		
208		110		
209		110		
301	Нова 1	110		
103011		10	7.250	3.510
103012		10	7.250	3.510
302	Нова 2	110		
103021		10	4.250	2.290
103022		10	4.250	2.290
303	Нова 3	110		
103031		10	5.200	2.950
103032		10	5.200	2.950
304	Нова 4	110		
103041		10	6.050	2.930
103042		10	6.050	2.930
305	Нова 5	110		
103051		10	3.850	1.970
103052		10	3.850	1.970

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 93

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
300	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.390
202	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	12.560
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.500
202	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.060
201	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.010
300	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.450
201	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	45.180
2	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.220
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	53.100
300	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.900
203	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.670
7	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.670
204	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.300
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.450
9	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.500
205	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	0.700
11	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.500
206	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.500
12	206	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	23.500
207	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.300
207	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	6.400
200	207	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.000
209	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.750
100	209	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	1.350
200	208	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
208	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.000
14	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.930
1	1111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1111	3511	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111	1011	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
1	1112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
1112	3512	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1112	1012	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2221	2721	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2222	2722	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987

3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
300	303	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.800
303	301	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.960
7	301	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.680
14	304	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.440
304	302	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.720
305	302	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
11	305	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
301	103011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
301	103012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
302	103021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
302	103022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
303	103031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
303	103032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
304	103041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
304	103042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
305	103051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
305	103052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 год
Час втрат: 2613.1 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 156.189 МВт / 829.877 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 152.570 МВт / 808.621 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.421 МВт / 14.521 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.421 МВт / 14.521 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.646 МВт / 3.423 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.552 МВт / 3.312 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.198 МВт / 6.735 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.619 МВт / 21.256 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-52.476	-27.355	115.500	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	113.304	-0.77
300	Козятин	-103.628	-56.591	115.500	0.00
1	Калинівка	0.000	0.000	112.734	-1.02
1111		0.000	0.000	108.010	-2.44
1112		0.000	0.000	108.567	-1.89
3511		0.000	0.000	36.160	-2.44
3512		0.000	0.000	36.347	-1.89
1011		3.460	1.670	10.323	-2.42
1012		3.460	1.670	10.328	-2.46
2	Сосонка	0.000	0.000	112.569	-1.08
2221		0.000	0.000	107.884	-2.79
2222		0.000	0.000	107.884	-2.79
2721		0.000	0.000	25.797	-2.79
2722		0.000	0.000	25.797	-2.79
1021		6.800	3.670	10.310	-2.76
1022		6.800	3.670	10.310	-2.76
3	Сигнал	0.000	0.000	114.829	-0.25
3331		0.000	0.000	108.264	-1.92
3332		0.000	0.000	108.264	-1.92
3531		0.000	0.000	36.245	-1.92
3532		0.000	0.000	36.245	-1.92
1031		4.210	1.920	10.345	-1.90
1032		4.210	1.920	10.345	-1.90
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.481	-0.76
4441		0.000	0.000	110.112	-2.33
4442		0.000	0.000	110.112	-2.33
2741		0.000	0.000	26.330	-2.33
2742		0.000	0.000	26.330	-2.33
1041		10.150	4.920	10.430	-3.36
1042		10.150	4.920	10.430	-3.36
5	Глухівці	0.000	0.000	113.156	-0.88
1051		4.750	2.690	10.450	-3.85
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.729	-1.05
1061		6.910	3.540	10.475	-3.76
7	Махаренці	0.000	0.000	113.956	-0.51
7771		0.000	0.000	109.120	-4.12
3571		0.000	0.000	36.532	-4.12
1071		5.620	3.030	10.177	-6.34
8	Черемошне	0.000	0.000	112.979	-0.89
1081		3.670	2.080	10.331	-4.55
9	Погребище	0.000	0.000	112.067	-1.15
9991		0.000	0.000	108.610	-2.80
9992		0.000	0.000	108.610	-2.80
3591		0.000	0.000	36.361	-2.80
3592		0.000	0.000	36.361	-2.80
1091		2.540	1.230	10.284	-3.80
1092		2.540	1.230	10.284	-3.80
10	Плисків	0.000	0.000	111.699	-1.26
10101		3.460	1.770	10.271	-4.79
11	Липовець	0.000	0.000	111.228	-1.39
1111111		0.000	0.000	106.725	-5.04
35111		0.000	0.000	35.730	-5.04
10111		8.420	4.770	10.188	-4.97
12	Степанівка	0.000	0.000	112.759	-0.94
10121		2.920	1.410	10.308	-3.83
13	Оленівка	0.000	0.000	112.898	-0.89
10131		3.460	1.770	10.391	-4.34
14	Турбів	0.000	0.000	111.891	-1.20
1414141		0.000	0.000	109.441	-3.11
1414142		0.000	0.000	107.219	-2.42
35141		0.000	0.000	36.639	-3.11
35142		0.000	0.000	35.895	-2.42
10141		2.920	1.650	10.331	-4.24
10142		2.920	1.650	10.248	-2.39
201		0.000	0.000	114.829	-0.25
202		0.000	0.000	114.828	-0.26
203		0.000	0.000	114.230	-0.44
204		0.000	0.000	113.777	-0.56
205		0.000	0.000	111.710	-1.26

206				0.000	0.000	111.398	-1.36
207				0.000	0.000	112.983	-0.87
208				0.000	0.000	113.005	-0.86
209				0.000	0.000	115.327	-0.06
301			Нова 1	0.000	0.000	113.862	-0.49
103011				7.250	3.510	10.587	-3.29
103012				7.250	3.510	10.587	-3.29
302			Нова 2	0.000	0.000	110.565	-1.55
103021				4.250	2.290	10.250	-4.32
103022				4.250	2.290	10.250	-4.32
303			Нова 3	0.000	0.000	114.633	-0.24
103031				5.200	2.950	10.558	-3.41
103032				5.200	2.950	10.558	-3.41
304			Нова 4	0.000	0.000	110.990	-1.44
103041				6.050	2.930	10.183	-5.41
103042				6.050	2.930	10.183	-5.41
305			Нова 5	0.000	0.000	110.731	-1.51
103051				3.850	1.970	10.122	-5.53
103052				3.850	1.970	10.122	-5.53

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	28.068	15.248	27.972	15.035	0.096	0.212	0.159	0.674
202	3	-4.419	-2.719	-4.419	-2.719	0.000	0.000	-0.026	-0.001
3	201	-12.909	-7.225	-12.909	-7.225	0.000	0.000	-0.074	-0.000
201	300	-27.694	-14.883	-27.789	-15.094	0.095	0.210	-0.158	-0.672
201	2	14.785	8.635	14.614	8.257	0.170	0.377	0.086	2.278
2	14	9.362	6.614	9.320	6.553	0.042	0.060	0.059	0.683
14	208	-14.749	-6.561	-14.856	-6.716	0.106	0.154	-0.083	-1.127
208	200	-14.856	-6.300	-14.884	-6.342	0.029	0.041	-0.082	-0.301
200	209	-36.342	-17.845	-36.764	-18.618	0.421	0.770	-0.206	-2.033
209	100	-36.764	-18.306	-36.800	-18.372	0.036	0.066	-0.205	-0.173
200	207	21.457	11.940	21.418	11.868	0.039	0.072	0.125	0.324
207	12	17.929	10.099	17.906	10.057	0.023	0.042	0.105	0.225
12	206	14.964	8.854	14.847	8.640	0.117	0.214	0.089	1.377
206	11	14.847	9.081	14.830	9.057	0.016	0.024	0.090	0.171
11	205	-4.145	-2.116	-4.158	-2.135	0.013	0.019	-0.024	-0.488
205	9	-7.645	-3.580	-7.663	-3.606	0.018	0.026	-0.044	-0.361
9	8	-12.794	-6.107	-12.869	-6.217	0.075	0.109	-0.073	-0.921
8	204	-16.570	-8.123	-16.639	-8.277	0.069	0.153	-0.094	-0.807
204	7	-16.639	-7.952	-16.658	-7.979	0.019	0.027	-0.093	-0.179
7	203	-23.158	-13.936	-23.199	-13.994	0.040	0.059	-0.137	-0.275
203	300	-23.199	-13.655	-23.349	-13.988	0.150	0.332	-0.136	-1.273
7	301	0.825	2.264	0.824	2.262	0.001	0.002	0.012	0.094
301	303	-13.752	-5.483	-13.820	-5.582	0.068	0.099	-0.075	-0.774
303	300	-24.289	-12.068	-24.422	-12.261	0.133	0.192	-0.136	-0.868
11	305	10.489	6.159	10.455	6.109	0.034	0.049	0.063	0.503
305	302	2.691	1.700	2.688	1.696	0.003	0.004	0.017	0.168
302	304	-5.866	-3.135	-5.883	-3.159	0.016	0.024	-0.035	-0.431
304	14	-18.065	-9.838	-18.171	-9.992	0.106	0.153	-0.107	-0.911
2	1	-8.465	-5.605	-8.472	-5.621	0.007	0.016	-0.052	-0.167
1	100	-15.455	-8.493	-15.676	-8.983	0.220	0.488	-0.090	-2.784
3	3331	4.217	2.071	4.212	1.919	0.005	0.152	0.024	1.755
3331	3531	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3331	1031	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.104
3	3332	4.217	2.071	4.212	1.919	0.005	0.152	0.024	1.755
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.104
4	5	11.763	6.484	11.743	6.441	0.020	0.044	0.068	0.328
5	6	6.962	3.794	6.947	3.760	0.015	0.034	0.040	0.433
7	7771	5.655	3.837	5.636	3.326	0.019	0.509	0.035	5.113
7771	3571	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7771	1071	5.636	3.326	5.616	3.028	0.019	0.296	0.035	3.082
6	1061	6.928	3.974	6.906	3.538	0.022	0.434	0.041	3.425
5	1051	4.766	3.035	4.747	2.688	0.019	0.345	0.029	4.136
4	4441	10.161	5.507	10.152	5.147	0.009	0.359	0.059	1.800
303	103031	5.219	3.355	5.197	2.948	0.022	0.405	0.031	4.442
303	103032	5.219	3.355	5.197	2.948	0.022	0.405	0.031	4.442
301	103011	7.269	3.967	7.245	3.508	0.023	0.457	0.042	3.353
301	103012	7.269	3.967	7.245	3.508	0.023	0.457	0.042	3.353
8	1081	3.690	2.415	3.668	2.079	0.022	0.335	0.022	5.300
9	9991	2.546	1.381	2.542	1.286	0.004	0.095	0.015	1.937
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	2.542	1.286	2.538	1.229	0.004	0.057	0.015	1.193
9	9992	2.546	1.381	2.542	1.286	0.004	0.095	0.015	1.937
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

9992	1092	2.542	1.286	2.538	1.229	0.004	0.057	0.015	1.193
205	10	3.488	2.111	3.487	2.111	0.000	0.000	0.021	0.011
10	10101	3.477	2.057	3.458	1.769	0.019	0.287	0.021	4.664
11	11111111	8.459	5.517	8.437	4.767	0.022	0.747	0.052	4.883
11111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11111111	10111	8.437	4.767	8.415	4.767	0.022	0.000	0.052	0.203
4441	2741	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	10.152	5.147	10.144	4.917	0.009	0.229	0.060	1.160
4	4442	10.161	5.507	10.152	5.147	0.009	0.359	0.059	1.800
4442	2742	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	103041	6.077	3.481	6.046	2.928	0.030	0.551	0.036	4.962
304	103042	6.077	3.481	6.046	2.928	0.030	0.551	0.036	4.962
302	103021	4.263	2.570	4.247	2.289	0.015	0.280	0.026	3.665
302	103022	4.263	2.570	4.247	2.289	0.015	0.280	0.026	3.665
305	103051	3.872	2.337	3.848	1.969	0.024	0.366	0.024	5.361
305	103052	3.872	2.337	3.848	1.969	0.024	0.366	0.024	5.361
12	10121	2.931	1.603	2.918	1.409	0.013	0.193	0.017	3.606
207	13	3.489	2.009	3.487	2.005	0.002	0.003	0.021	0.086
13	10131	3.477	2.051	3.458	1.769	0.019	0.281	0.021	4.559
14	1414142	2.923	1.733	2.921	1.649	0.002	0.084	0.018	1.529
1414142	35142	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414142	10142	2.921	1.649	2.918	1.649	0.003	0.000	0.018	0.072
14	1414141	2.928	1.866	2.923	1.729	0.005	0.136	0.018	2.586
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.923	1.729	2.918	1.649	0.005	0.079	0.018	1.561
2	2222	6.811	3.939	6.804	3.668	0.007	0.270	0.040	2.100
2222	2722	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	6.804	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
2	2221	6.811	3.939	6.804	3.668	0.007	0.270	0.040	2.100
2221	2721	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2221	1021	6.804	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
4442	1042	10.152	5.147	10.144	4.917	0.009	0.229	0.060	1.160
1	1111	3.464	1.777	3.461	1.669	0.003	0.108	0.020	1.567
1111	1011	3.461	1.669	3.458	1.669	0.003	0.000	0.021	0.085
1111	3511	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	4	32.391	18.126	32.168	17.630	0.222	0.493	0.186	1.355
1	1112	3.461	1.779	3.460	1.712	0.002	0.066	0.020	0.952
1112	3512	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1112	1012	3.460	1.712	3.458	1.669	0.002	0.043	0.020	0.625

Скореговані вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 89

N вузла	Назва	U, кВ	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
100	Вінницький енерговузол	110						
200	Вінницьька 750	110						
300	Козятин	110						
1	Калинівка	110						
1111		110						
1112		110						
3511		35						
3512		35						
1011		10	3.460	1.670				
1012		10	3.460	1.670				
2	Сосонка	110						
2221		110						
2222		110						
2721		27						
2722		27						
1021		10	6.800	3.670				
1022		10	6.800	3.670				
3	Сигнал	110						
3331		110						
3332		110						

3531		35		
3532		35		
1031		10	4.210	1.920
1032		10	4.210	1.920
4	Козятин тяга	110		
4441		110		
4442		110		
2741		27		
2742		27		
1041		10	10.150	4.920
1042		10	10.150	4.920
5	Глухівці	110		
1051		10	4.750	2.690
6	Завод Прогрес	110		
1061		10	6.910	3.540
7	Махаренці	110		
7771		110		
3571		35		
1071		10	5.620	3.030
8	Черемошне	110		
1081		10	3.670	2.080
9	Погребище	110		
9991		110		
9992		110		
3591		35		
3592		35		
1091		10	2.540	1.230
1092		10	2.540	1.230
10	Плисків	110		
10101		10	3.460	1.770
11	Липовець	110		
1111111		110		
35111		35		
10111		10	8.420	4.770
12	Степанівка	110		
10121		10	2.920	1.410
13	Оленівка	110		
10131		10	3.460	1.770
14	Турбів	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.920	1.650
10142		10	2.920	1.650
201		110		
202		110		
203		110		
204		110		
205		110		
206		110		
207		110		
208		110		
209		110		
301	Нова 1	110		
103011		10	7.250	3.510
103012		10	7.250	3.510
302	Нова 2	110		
103021		10	4.250	2.290
103022		10	4.250	2.290
303	Нова 3	110		
103031		10	5.200	2.950
103032		10	5.200	2.950
304	Нова 4	110		
103041		10	6.050	2.930
103042		10	6.050	2.930
305	Нова 5	110		
103051		10	3.850	1.970
103052		10	3.850	1.970

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 93

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
300	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.390
202	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	12.560
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.500
202	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.060

201	3	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.010
300	201	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.450
201	2	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	45.180
2	1	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.220
100	1	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	53.100
300	203	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.900
203	7	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.670
7	204	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.670
204	8	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.300
8	9	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.450
9	205	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.500
205	10	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	0.700
11	205	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.500
206	11	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.500
12	206	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	23.500
207	12	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.300
207	13	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	6.400
200	207	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.000
209	200	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.750
100	209	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
200	208	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
208	14	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.000
14	2	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.930
1	1111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1111	3511	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111	1011	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
1	1112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
1112	3512	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1112	1012	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2221	2721	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2222	2722	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
300	303	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	8.800
303	301	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.960
7	301	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.680
14	304	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.440
304	302	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.720
305	302	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
11	305	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
301	103011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.611
301	103012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.611

302	103021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
302	103022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
303	103031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
303	103032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
304	103041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
304	103042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
305	103051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
305	103052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку з корекцією вхідних даних

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 год
Час втрат: 2613.1 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 156.058 МВт / 829.091 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 152.570 МВт / 808.621 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.290 МВт / 13.737 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.290 МВт / 13.737 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.647 МВт / 3.428 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.551 МВт / 3.306 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.198 МВт / 6.734 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.488 МВт / 20.470 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-52.555	-27.938	115.500	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	113.485	-0.79
300	Козятин	-103.418	-55.919	115.500	0.00
1	Калинівка	0.000	0.000	112.803	-1.03
1111		0.000	0.000	108.078	-2.45
1112		0.000	0.000	108.635	-1.89
3511		0.000	0.000	36.183	-2.45
3512		0.000	0.000	36.369	-1.89
1011		3.460	1.670	10.329	-2.42
1012		3.460	1.670	10.335	-2.46
2	Сосонка	0.000	0.000	112.645	-1.08
2221		0.000	0.000	107.959	-2.80
2222		0.000	0.000	107.959	-2.80
2721		0.000	0.000	25.815	-2.80
2722		0.000	0.000	25.815	-2.80
1021		6.800	3.670	10.317	-2.77
1022		6.800	3.670	10.317	-2.77
3	Сигнал	0.000	0.000	114.834	-0.26
3331		0.000	0.000	108.270	-1.92
3332		0.000	0.000	108.270	-1.92
3531		0.000	0.000	36.247	-1.92
3532		0.000	0.000	36.247	-1.92
1031		4.210	1.920	10.346	-1.90
1032		4.210	1.920	10.346	-1.90
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.487	-0.76
4441		0.000	0.000	110.118	-2.33
4442		0.000	0.000	110.118	-2.33
2741		0.000	0.000	26.331	-2.33
2742		0.000	0.000	26.331	-2.33
1041		10.150	4.920	10.431	-3.36
1042		10.150	4.920	10.431	-3.36
5	Глухівці	0.000	0.000	113.162	-0.88
1051		4.750	2.690	10.450	-3.85
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.735	-1.05
1061		6.910	3.540	10.476	-3.76
7	Махаренці	0.000	0.000	114.031	-0.52
7771		0.000	0.000	109.200	-4.13
3571		0.000	0.000	36.558	-4.13
1071		5.620	3.030	10.185	-6.34
8	Черемошне	0.000	0.000	113.070	-0.90
1081		3.670	2.080	10.340	-4.55

9	Погребище	0.000	0.000	112.175	-1.17
9991		0.000	0.000	108.718	-2.81
9992		0.000	0.000	108.718	-2.81
3591		0.000	0.000	36.397	-2.81
3592		0.000	0.000	36.397	-2.81
1091		2.540	1.230	10.295	-3.81
1092		2.540	1.230	10.295	-3.81
10	Плисків	0.000	0.000	111.817	-1.28
10101		3.460	1.770	10.283	-4.79
11	Липовець	0.000	0.000	111.372	-1.41
1111111		0.000	0.000	106.875	-5.05
35111		0.000	0.000	35.780	-5.05
10111		8.420	4.770	10.202	-4.98
12	Степанівка	0.000	0.000	112.933	-0.96
10121		2.920	1.410	10.325	-3.85
13	Оленівка	0.000	0.000	113.075	-0.92
10131		3.460	1.770	10.408	-4.35
14	Турбів	0.000	0.000	112.012	-1.22
1414141		0.000	0.000	109.565	-3.12
1414142		0.000	0.000	107.338	-2.43
35141		0.000	0.000	36.681	-3.12
35142		0.000	0.000	35.935	-2.43
10141		2.920	1.650	10.343	-4.24
10142		2.920	1.650	10.260	-2.41
201		0.000	0.000	114.835	-0.26
202		0.000	0.000	114.833	-0.26
203		0.000	0.000	114.264	-0.45
204		0.000	0.000	113.855	-0.57
205		0.000	0.000	111.828	-1.28
206		0.000	0.000	111.544	-1.38
207		0.000	0.000	113.160	-0.89
208		0.000	0.000	113.174	-0.89
209		0.000	0.000	115.341	-0.06
301	Нова 1	0.000	0.000	113.950	-0.51
103011		7.250	3.510	10.440	-3.30
103012		7.250	3.510	10.440	-3.30
302	Нова 2	0.000	0.000	110.699	-1.57
103021		4.250	2.290	10.263	-4.33
103022		4.250	2.290	10.263	-4.33
303	Нова 3	0.000	0.000	114.741	-0.26
103031		5.200	2.950	10.413	-3.42
103032		5.200	2.950	10.413	-3.42
304	Нова 4	0.000	0.000	111.117	-1.45
103041		6.050	2.930	10.196	-5.41
103042		6.050	2.930	10.196	-5.41
305	Нова 5	0.000	0.000	110.870	-1.53
103051		3.850	1.970	10.136	-5.53
103052		3.850	1.970	10.136	-5.53

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
300	202	28.016	15.036	27.920	14.825	0.095	0.210	0.159	0.668
202	3	-4.471	-2.929	-4.471	-2.929	0.000	0.000	-0.027	-0.001
3	201	-12.961	-7.435	-12.961	-7.435	0.000	0.000	-0.075	-0.000
201	300	-27.642	-14.672	-27.736	-14.881	0.094	0.208	-0.157	-0.666
201	2	14.681	8.215	14.516	7.849	0.164	0.364	0.084	2.209
2	14	9.184	5.868	9.146	5.813	0.038	0.054	0.056	0.638
14	208	-14.907	-7.185	-15.019	-7.347	0.112	0.162	-0.085	-1.174
208	200	-15.019	-6.931	-15.049	-6.974	0.030	0.043	-0.084	-0.314
200	209	-36.584	-18.784	-36.936	-19.564	0.350	0.777	-0.209	-1.867
209	100	-36.936	-19.244	-36.966	-19.310	0.030	0.066	-0.208	-0.159
200	207	21.536	12.256	21.496	12.183	0.040	0.073	0.126	0.328
207	12	18.007	10.416	17.983	10.373	0.023	0.043	0.106	0.229
12	206	15.042	9.172	14.922	8.953	0.120	0.219	0.090	1.404
206	11	14.922	9.395	14.905	9.370	0.017	0.024	0.091	0.174
11	205	-4.086	-1.904	-4.098	-1.921	0.012	0.018	-0.023	-0.463
205	9	-7.585	-3.364	-7.602	-3.389	0.017	0.025	-0.043	-0.351
9	8	-12.733	-5.890	-12.807	-5.997	0.073	0.106	-0.072	-0.904
8	204	-16.507	-7.902	-16.576	-8.053	0.068	0.151	-0.093	-0.794
204	7	-16.576	-7.727	-16.594	-7.754	0.019	0.027	-0.093	-0.177
7	203	-23.024	-13.361	-23.054	-13.417	0.030	0.056	-0.135	-0.235
203	300	-23.054	-13.077	-23.200	-13.399	0.145	0.321	-0.134	-1.239
7	301	0.755	1.916	0.754	1.915	0.001	0.001	0.010	0.081
301	303	-13.822	-5.828	-13.892	-5.929	0.070	0.101	-0.076	-0.794
303	300	-24.361	-12.410	-24.466	-12.602	0.105	0.191	-0.137	-0.761
11	305	10.504	6.263	10.470	6.213	0.034	0.050	0.063	0.507

305	302	2.706	1.807	2.703	1.802	0.003	0.004	0.017	0.173
302	304	-5.851	-3.026	-5.867	-3.049	0.016	0.023	-0.034	-0.424
304	14	-18.049	-9.725	-18.154	-9.878	0.105	0.152	-0.106	-0.905
2	1	-8.384	-5.265	-8.391	-5.280	0.007	0.015	-0.051	-0.160
1	100	-15.374	-8.151	-15.589	-8.627	0.214	0.475	-0.089	-2.715
3	3331	4.217	2.071	4.212	1.919	0.005	0.152	0.024	1.755
3331	3531	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3331	1031	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.104
3	3332	4.217	2.071	4.212	1.919	0.005	0.152	0.024	1.755
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.104
4	5	11.763	6.484	11.743	6.440	0.020	0.044	0.068	0.328
5	6	6.962	3.794	6.947	3.760	0.015	0.034	0.040	0.433
7	7771	5.654	3.836	5.635	3.325	0.019	0.509	0.035	5.110
7771	3571	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7771	1071	5.635	3.325	5.616	3.028	0.019	0.296	0.035	3.080
6	1061	6.928	3.974	6.906	3.538	0.022	0.434	0.041	3.425
5	1051	4.766	3.035	4.747	2.688	0.019	0.345	0.029	4.136
4	4441	10.161	5.507	10.152	5.147	0.009	0.359	0.059	1.800
303	103031	5.219	3.354	5.197	2.948	0.022	0.405	0.031	4.439
303	103032	5.219	3.354	5.197	2.948	0.022	0.405	0.031	4.439
301	103011	7.269	3.966	7.245	3.508	0.023	0.457	0.042	3.351
301	103012	7.269	3.966	7.245	3.508	0.023	0.457	0.042	3.351
8	1081	3.690	2.414	3.668	2.079	0.022	0.334	0.022	5.296
9	9991	2.546	1.381	2.542	1.286	0.004	0.094	0.015	1.935
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	2.542	1.286	2.538	1.229	0.004	0.057	0.015	1.193
9	9992	2.546	1.381	2.542	1.286	0.004	0.094	0.015	1.935
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	2.542	1.286	2.538	1.229	0.004	0.057	0.015	1.193
205	10	3.488	2.110	3.487	2.110	0.000	0.000	0.021	0.011
10	10101	3.477	2.057	3.458	1.769	0.019	0.287	0.021	4.659
11	1111111	8.459	5.515	8.437	4.767	0.022	0.745	0.052	4.877
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111111	10111	8.437	4.767	8.415	4.767	0.022	0.000	0.052	0.203
4441	2741	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	10.152	5.147	10.144	4.917	0.009	0.229	0.060	1.160
4	4442	10.161	5.507	10.152	5.147	0.009	0.359	0.059	1.800
4442	2742	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	103041	6.077	3.480	6.046	2.928	0.030	0.550	0.036	4.957
304	103042	6.077	3.480	6.046	2.928	0.030	0.550	0.036	4.957
302	103021	4.263	2.569	4.247	2.289	0.015	0.280	0.026	3.661
302	103022	4.263	2.569	4.247	2.289	0.015	0.280	0.026	3.661
305	103051	3.872	2.336	3.848	1.969	0.024	0.365	0.024	5.355
305	103052	3.872	2.336	3.848	1.969	0.024	0.365	0.024	5.355
12	10121	2.931	1.602	2.918	1.409	0.013	0.192	0.017	3.602
207	13	3.489	2.007	3.487	2.004	0.002	0.003	0.021	0.086
13	10131	3.477	2.050	3.458	1.769	0.019	0.280	0.021	4.554
14	1414142	2.923	1.733	2.921	1.649	0.002	0.083	0.017	1.528
1414142	35142	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414142	10142	2.921	1.649	2.918	1.649	0.003	0.000	0.018	0.072
14	1414141	2.928	1.865	2.923	1.728	0.005	0.136	0.018	2.584
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.923	1.728	2.918	1.649	0.005	0.079	0.018	1.559
2	2222	6.811	3.939	6.804	3.668	0.007	0.270	0.040	2.098
2222	2722	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2222	1022	6.804	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
2	2221	6.811	3.939	6.804	3.668	0.007	0.270	0.040	2.098
2221	2721	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2221	1021	6.804	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
4442	1042	10.152	5.147	10.144	4.917	0.009	0.229	0.060	1.160
1	1111	3.464	1.777	3.461	1.669	0.003	0.108	0.020	1.566
1111	1011	3.461	1.669	3.458	1.669	0.003	0.000	0.020	0.085
1111	3511	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	4	32.391	18.125	32.168	17.630	0.222	0.493	0.186	1.355
1	1112	3.461	1.779	3.460	1.712	0.002	0.066	0.020	0.952
1112	3512	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1112	1012	3.460	1.712	3.458	1.669	0.002	0.043	0.020	0.625

Додаток Е

Вхідні дані для розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	110.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	110.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 89

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{мін} , МВт	P _{мак} , МВт
100	Вінницький енерговузол	110						
200	Вінницька 750	110						
300	Козятин	110						
1	Калинівка	110						
1111		110						
1112		110						
3511		35						
3512		35						
1011		10	1.210	0.590				
1012		10	1.210	0.590				
2	Сосонка	110						
2221		110						
2222		110						
2721		27						
2722		27						
1021		10	2.380	1.290				
1022		10	2.380	1.290				
3	Сигнал	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	1.470	0.670				
1032		10	1.470	0.670				
4	Козятин тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	3.550	1.720				
1042		10	3.550	1.720				
5	Глухівці	110						
1051		10	1.660	0.940				
6	Завод Прогрес	110						
1061		10	2.420	1.240				
7	Махаренці	110						
7771		110						
3571		35						
1071		10	1.970	1.060				
8	Черемошне	110						
1081		10	1.290	0.730				
9	Погребище	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	0.890	0.430				
1092		10	0.890	0.430				
10	Плисків	110						
10101		10	1.210	0.620				
11	Липовець	110						
1111111		110						
35111		35						
10111		10	2.950	1.670				
12	Степанівка	110						
10121		10	1.020	0.490				

13	Оленівка	110		
10131		10	1.210	0.620
14	Турбів	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	1.020	0.580
10142		10	1.020	0.580
201		110		
202		110		
203		110		
204		110		
205		110		
206		110		
207		110		
208		110		
209		110		
301	Нова 1	110		
103011		10	2.540	1.230
103012		10	2.540	1.230
302	Нова 2	110		
103021		10	1.490	0.800
103022		10	1.490	0.800
303	Нова 3	110		
103031		10	1.820	1.030
103032		10	1.820	1.030
304	Нова 4	110		
103041		10	2.120	1.030
103042		10	2.120	1.030
305	Нова 5	110		
103051		10	1.350	0.690
103052		10	1.350	0.690

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 93

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
300	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.390
202	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	12.560
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.500
202	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.060
201	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.010
300	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.450
201	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	45.180
2	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.220
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	53.100
300	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.900
203	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.670
7	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.670
204	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.300
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.450
9	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.500
205	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	0.700
11	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.500
206	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.500
12	206	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	23.500
207	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.300
207	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	6.400
200	207	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.000
209	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.750
100	209	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
200	208	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
208	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.000
14	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.930
1	1111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1111	3511	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111	1011	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
1	1112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
1112	3512	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1112	1012	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2221	2721	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
2222	2722	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030

3331	3531	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
3332	3532	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4441	2741	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
4442	2742	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
7	7771	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
7771	3571	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9991	3591	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
9992	3592	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
11	11111111	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
11111111	35111	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
11111111	10111	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
13	10131	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
14	1414141	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1414141	35141	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
1414142	35142	Транс. 3 обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс. 3 обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
300	303	Одноланцюгова ЛЕП		110 кВ / АС-150	8.800
303	301	Одноланцюгова ЛЕП		110 кВ / АС-120	14.960
7	301	Одноланцюгова ЛЕП		110 кВ / АС-120	9.680
14	304	Одноланцюгова ЛЕП		110 кВ / АС-120	11.440
304	302	Одноланцюгова ЛЕП		110 кВ / АС-120	16.720
305	302	Одноланцюгова ЛЕП		110 кВ / АС-120	13.200
11	305	Одноланцюгова ЛЕП		110 кВ / АС-120	10.560
301	103011	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.611
301	103012	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.611
302	103021	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
302	103022	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
303	103031	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
303	103032	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
304	103041	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
304	103042	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
305	103051	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
305	103052	Транс. 2 обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Результати розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 год
Час втрат: 2613.1 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 54.354 МВт / 288.311 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 53.410 МВт / 283.073 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.270 МВт / 1.617 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.270 МВт / 1.617 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.605 МВт / 3.209 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.069 МВт / 0.412 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.674 МВт / 3.620 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.944 МВт / 5.238 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.278	-5.962	110.000	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	109.419	-0.34
300	Козятин	-36.043	-14.420	110.000	0.00
1	Калинівка	0.000	0.000	109.177	-0.43
1111		0.000	0.000	105.484	-0.95
1112		0.000	0.000	105.684	-0.75
3511		0.000	0.000	35.314	-0.95
3512		0.000	0.000	35.381	-0.75
1011		1.210	0.590	10.086	-0.94
1012		1.210	0.590	10.088	-0.96
2	Сосонка	0.000	0.000	109.126	-0.45
2221		0.000	0.000	105.781	-1.08
2222		0.000	0.000	105.781	-1.08
2721		0.000	0.000	25.294	-1.08
2722		0.000	0.000	25.294	-1.08
1021		2.380	1.290	10.114	-1.07
1022		2.380	1.290	10.114	-1.07
3	Сигнал	0.000	0.000	109.787	-0.11
3331		0.000	0.000	106.006	-0.74
3332		0.000	0.000	106.006	-0.74
3531		0.000	0.000	35.489	-0.74
3532		0.000	0.000	35.489	-0.74
1031		1.470	0.670	10.136	-0.73
1032		1.470	0.670	10.136	-0.73
4	Козятин тяга	0.000	0.000	109.330	-0.31
4441		0.000	0.000	107.131	-0.89
4442		0.000	0.000	107.131	-0.89
2741		0.000	0.000	25.617	-0.89
2742		0.000	0.000	25.617	-0.89
1041		3.550	1.720	10.211	-1.27
1042		3.550	1.720	10.211	-1.27
5	Глухівці	0.000	0.000	109.227	-0.36
1051		1.660	0.940	10.318	-1.44
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	109.087	-0.42
1061		2.420	1.240	10.328	-1.42
7	Махаренці	0.000	0.000	109.557	-0.22
7771		0.000	0.000	107.987	-1.55
3571		0.000	0.000	36.152	-1.55
1071		1.970	1.060	10.240	-2.33
8	Черемощне	0.000	0.000	109.286	-0.39
1081		1.290	0.730	10.290	-1.72
9	Погребище	0.000	0.000	109.015	-0.50
9991		0.000	0.000	106.790	-1.11
9992		0.000	0.000	106.790	-1.11
3591		0.000	0.000	35.752	-1.11
3592		0.000	0.000	35.752	-1.11
1091		0.890	0.430	10.178	-1.46
1092		0.890	0.430	10.178	-1.46
10	Плисків	0.000	0.000	108.911	-0.55
10101		1.210	0.620	10.277	-1.81
11	Липовець	0.000	0.000	108.767	-0.60
1111111		0.000	0.000	107.248	-1.90
35111		0.000	0.000	35.905	-1.90
10111		2.950	1.670	10.251	-1.88
12	Степанівка	0.000	0.000	109.253	-0.41
10121		1.020	0.490	10.187	-1.47
13	Оленівка	0.000	0.000	109.293	-0.39
10131		1.210	0.620	10.314	-1.64
14	Турбів	0.000	0.000	108.938	-0.51
1414141		0.000	0.000	108.104	-1.21
1414142		0.000	0.000	105.265	-0.96
35141		0.000	0.000	36.192	-1.21
35142		0.000	0.000	35.241	-0.96
10141		1.020	0.580	10.292	-1.61
10142		1.020	0.580	10.066	-0.95
201		0.000	0.000	109.787	-0.11
202		0.000	0.000	109.787	-0.11
203		0.000	0.000	109.630	-0.19
204		0.000	0.000	109.506	-0.25
205		0.000	0.000	108.915	-0.55
206		0.000	0.000	108.824	-0.59
207		0.000	0.000	109.321	-0.38
208		0.000	0.000	109.321	-0.38
209		0.000	0.000	109.955	-0.03
301	Нова 1	0.000	0.000	109.510	-0.21
103011		2.540	1.230	10.216	-1.25

103012				2.540	1.230	10.216	-1.25
302		Нова 2		0.000	0.000	108.529	-0.66
103021				1.490	0.800	10.270	-1.65
103022				1.490	0.800	10.270	-1.65
303		Нова 3		0.000	0.000	109.757	-0.11
103031				1.820	1.030	10.205	-1.29
103032				1.820	1.030	10.205	-1.29
304		Нова 4		0.000	0.000	108.652	-0.61
103041				2.120	1.030	10.247	-2.02
103042				2.120	1.030	10.247	-2.02
305		Нова 5		0.000	0.000	108.596	-0.65
103051				1.350	0.690	10.230	-2.07
103052				1.350	0.690	10.230	-2.07

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	9.778	4.016	9.767	3.991	0.012	0.026	0.055	0.214
202	3	-1.557	-1.167	-1.557	-1.167	0.000	0.000	-0.010	-0.000
3	201	-4.549	-2.880	-4.549	-2.880	0.000	0.000	-0.028	-0.000
201	300	-9.670	-3.945	-9.681	-3.971	0.011	0.025	-0.055	-0.213
201	2	5.121	1.960	5.101	1.917	0.019	0.042	0.029	0.664
2	14	3.184	1.328	3.180	1.322	0.004	0.006	0.018	0.190
14	208	-5.225	-2.009	-5.238	-2.028	0.013	0.020	-0.030	-0.386
208	200	-5.238	-1.640	-5.242	-1.645	0.004	0.005	-0.029	-0.098
200	209	-12.803	-4.068	-12.843	-4.158	0.040	0.089	-0.071	-0.538
209	100	-12.843	-3.867	-12.846	-3.874	0.003	0.008	-0.070	-0.045
200	207	7.561	2.839	7.556	2.830	0.005	0.008	0.043	0.098
207	12	6.335	2.442	6.332	2.437	0.003	0.005	0.036	0.069
12	206	5.301	2.299	5.287	2.274	0.014	0.025	0.030	0.432
206	11	5.287	2.695	5.285	2.692	0.002	0.003	0.031	0.057
11	205	-1.397	-0.534	-1.399	-0.536	0.001	0.002	-0.008	-0.149
205	9	-2.620	-0.608	-2.622	-0.611	0.002	0.003	-0.014	-0.101
9	8	-4.440	-1.262	-4.449	-1.274	0.008	0.012	-0.024	-0.273
8	204	-5.750	-1.570	-5.758	-1.587	0.008	0.017	-0.031	-0.222
204	7	-5.758	-1.286	-5.760	-1.289	0.002	0.003	-0.031	-0.050
7	203	-8.104	-3.403	-8.108	-3.410	0.004	0.007	-0.046	-0.074
203	300	-8.108	-3.096	-8.125	-3.134	0.017	0.037	-0.046	-0.371
7	301	0.352	1.091	0.351	1.091	0.000	0.000	0.006	0.046
301	303	-4.767	-1.310	-4.775	-1.322	0.008	0.012	-0.026	-0.247
303	300	-8.446	-3.276	-8.459	-3.299	0.013	0.023	-0.048	-0.244
11	305	3.704	1.947	3.700	1.940	0.004	0.006	0.022	0.172
305	302	0.976	0.727	0.976	0.726	0.000	0.001	0.006	0.067
302	304	-2.034	-0.643	-2.035	-0.646	0.002	0.003	-0.011	-0.125
304	14	-6.307	-2.567	-6.320	-2.585	0.012	0.018	-0.036	-0.287
2	1	-2.932	-1.465	-2.932	-1.467	0.001	0.002	-0.017	-0.051
1	100	-5.406	-2.032	-5.431	-2.088	0.025	0.056	-0.030	-0.826
3	3331	1.470	0.689	1.470	0.670	0.001	0.020	0.009	0.610
3331	3531	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
3331	1031	1.470	0.670	1.469	0.670	0.001	0.000	0.009	0.037
3	3332	1.470	0.689	1.470	0.670	0.001	0.020	0.009	0.610
3332	3532	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	1.470	0.670	1.469	0.670	0.001	0.000	0.009	0.037
4	5	4.118	1.724	4.116	1.719	0.002	0.005	0.024	0.103
5	6	2.441	1.098	2.439	1.094	0.002	0.004	0.014	0.141
7	7771	1.973	1.157	1.971	1.095	0.002	0.062	0.012	1.608
7771	3571	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7771	1071	1.971	1.095	1.969	1.059	0.002	0.036	0.012	0.975
6	1061	2.421	1.294	2.418	1.239	0.003	0.055	0.015	1.142
5	1051	1.661	0.983	1.659	0.939	0.002	0.043	0.010	1.380
4	4441	3.550	1.794	3.549	1.748	0.001	0.046	0.021	0.603
303	103031	1.822	1.081	1.819	1.029	0.003	0.052	0.011	1.500
303	103032	1.822	1.081	1.819	1.029	0.003	0.052	0.011	1.500
301	103011	2.541	1.288	2.538	1.229	0.003	0.059	0.015	1.131
301	103012	2.541	1.288	2.538	1.229	0.003	0.059	0.015	1.131
8	1081	1.292	0.771	1.289	0.730	0.003	0.042	0.008	1.747
9	9991	0.890	0.449	0.890	0.437	0.000	0.012	0.005	0.639
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	0.890	0.437	0.889	0.430	0.000	0.007	0.005	0.395
9	9992	0.890	0.449	0.890	0.437	0.000	0.012	0.005	0.639
9992	3592	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	0.890	0.437	0.889	0.430	0.000	0.007	0.005	0.395
205	10	1.221	0.705	1.221	0.705	0.000	0.000	0.007	0.004
10	10101	1.212	0.655	1.209	0.620	0.002	0.035	0.007	1.512
11	1111111	2.954	1.760	2.951	1.669	0.003	0.091	0.018	1.571
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111111	10111	2.951	1.669	2.948	1.669	0.003	0.000	0.018	0.073

4441	2741	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	3.549	1.748	3.548	1.719	0.001	0.029	0.021	0.389
4	4442	3.550	1.794	3.549	1.748	0.001	0.046	0.021	0.603
4442	2742	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	103041	2.122	1.097	2.119	1.029	0.004	0.067	0.013	1.580
304	103042	2.122	1.097	2.119	1.029	0.004	0.067	0.013	1.580
302	103021	1.491	0.834	1.489	0.799	0.002	0.034	0.009	1.194
302	103022	1.491	0.834	1.489	0.799	0.002	0.034	0.009	1.194
305	103051	1.352	0.734	1.349	0.690	0.003	0.044	0.008	1.703
305	103052	1.352	0.734	1.349	0.690	0.003	0.044	0.008	1.703
12	10121	1.021	0.514	1.019	0.490	0.002	0.024	0.006	1.189
207	13	1.222	0.612	1.221	0.612	0.000	0.000	0.007	0.029
13	10131	1.212	0.655	1.209	0.620	0.002	0.035	0.007	1.500
14	1414142	1.020	0.590	1.020	0.580	0.000	0.011	0.006	0.526
1414142	35142	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414142	10142	1.020	0.580	1.019	0.580	0.000	0.000	0.006	0.026
14	1414141	1.021	0.606	1.020	0.589	0.001	0.017	0.006	0.853
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	1.020	0.589	1.019	0.580	0.001	0.010	0.006	0.517
2	2222	2.380	1.324	2.380	1.289	0.001	0.034	0.014	0.717
2222	2722	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2222	1022	2.380	1.289	2.379	1.289	0.001	0.000	0.015	0.034
2	2221	2.380	1.324	2.380	1.289	0.001	0.034	0.014	0.717
2221	2721	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2221	1021	2.380	1.289	2.379	1.289	0.001	0.000	0.015	0.034
4442	1042	3.549	1.748	3.548	1.719	0.001	0.029	0.021	0.389
1	1111	1.210	0.604	1.210	0.590	0.000	0.014	0.007	0.540
1111	1011	1.210	0.590	1.209	0.590	0.000	0.000	0.007	0.031
1111	3511	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	11.323	5.498	11.295	5.435	0.028	0.062	0.066	0.458
1	1112	1.210	0.604	1.209	0.595	0.000	0.008	0.007	0.328
1112	3512	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1112	1012	1.209	0.595	1.209	0.590	0.000	0.006	0.007	0.216

Додаток Ж

Вхідні дані для розрахунку післяаварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Ун:	121.00	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Ун:	121.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 89

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
100	Вінницький енерговузол	110						
200	Вінницька 750	110						
300	Козятин	110						
1	Калинівка	110						
1111		110						
1112		110						
3511		35						
3512		35						
1011		10	3.460	1.670				
1012		10	3.460	1.670				
2	Сосонка	110						
2221		110						
2222		110						
2721		27						
2722		27						
1021		10	6.800	3.670				
1022		10	6.800	3.670				
3	Сигнал	110						
3331		110						
3332		110						
3531		35						
3532		35						
1031		10	4.210	1.920				
1032		10	4.210	1.920				
4	Козятин тяга	110						
4441		110						
4442		110						
2741		27						
2742		27						
1041		10	10.150	4.920				
1042		10	10.150	4.920				
5	Глухівці	110						
1051		10	4.750	2.690				
6	Завод Прогрес	110						
1061		10	6.910	3.540				
7	Махаренці	110						
7771		110						
3571		35						
1071		10	5.620	3.030				
8	Черемошне	110						
1081		10	3.670	2.080				
9	Погребище	110						
9991		110						
9992		110						
3591		35						
3592		35						
1091		10	2.540	1.230				
1092		10	2.540	1.230				
10	Плисків	110						
10101		10	3.460	1.770				
11	Липовець	110						
1111111		110						
35111		35						

10111		10	8.420	4.770
12	Степанівка	110		
10121		10	2.920	1.410
13	Оленівка	110		
10131		10	3.460	1.770
14	Турбів	110		
1414141		110		
1414142		110		
35141		35		
35142		35		
10141		10	2.920	1.650
10142		10	2.920	1.650
201		110		
202		110		
203		110		
204		110		
205		110		
206		110		
207		110		
208		110		
209		110		
301	Нова 1	110		
103011		10	7.250	3.510
103012		10	7.250	3.510
302	Нова 2	110		
103021		10	4.250	2.290
103022		10	4.250	2.290
303	Нова 3	110		
103031		10	5.200	2.950
103032		10	5.200	2.950
304	Нова 4	110		
103041		10	6.050	2.930
103042		10	6.050	2.930
305	Нова 5	110		
103051		10	3.850	1.970
103052		10	3.850	1.970

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 91

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
300	202	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.390
202	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	12.560
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	8.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	18.500
202	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.060
201	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.010
300	201	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	7.450
201	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	45.180
2	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.220
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	53.100
300	203	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.900
203	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.670
7	204	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.670
204	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.300
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.450
9	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.500
205	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	0.700
11	205	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.500
206	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.500
12	206	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	23.500
207	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.300
207	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	6.400
200	207	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.000
209	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.750
100	209	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
200	208	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
208	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.000
14	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.930
1	1111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.090
1111	3511	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111	1011	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
1	1112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.090
1112	3512	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1112	1012	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.075
2221	2721	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.075

2222	2722	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.105
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.105
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.075
4441	2741	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.075
4442	2742	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	11.239
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	11.239
7	7771	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
7771	3571	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
7771	1071	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.082
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	11.082
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.075
1414141	35141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.090
1414142	35142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
303	301	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.960
7	301	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.680
304	302	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	16.720
305	302	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.200
11	305	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.560
301	103011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.925
301	103012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.925
302	103021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
302	103022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
303	103031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
303	103032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
304	103041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
304	103042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
305	103051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
305	103052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Результати розрахунку післяаварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5300.0 год
Час втрат: 2613.1 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 157.281 МВт / 836.391 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 152.570 МВт / 808.621 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.486 МВт / 20.913 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.486 МВт / 20.913 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.701 МВт / 3.714 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.524 МВт / 3.143 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.225 МВт / 6.857 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.711 МВт / 27.770 млн.кВт*г (3.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВт	Qнав, МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-54.360	-29.261	121.000	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	118.796	-0.80
300	Козятин	-102.841	-55.971	121.000	0.00
1	Калинівка	0.000	0.000	118.936	-0.79
1111		0.000	0.000	107.830	-2.06
1112		0.000	0.000	108.326	-1.56
3511		0.000	0.000	36.100	-2.06
3512		0.000	0.000	36.266	-1.56
1011		3.460	1.670	10.305	-2.04
1012		3.460	1.670	10.305	-2.14
2	Сосонка	0.000	0.000	118.832	-0.82
2221		0.000	0.000	108.797	-2.36
2222		0.000	0.000	108.797	-2.36
2721		0.000	0.000	26.016	-2.36
2722		0.000	0.000	26.016	-2.36
1021		6.800	3.670	10.397	-2.33
1022		6.800	3.670	10.397	-2.33
3	Сигнал	0.000	0.000	120.412	-0.22
3331		0.000	0.000	107.515	-1.74
3332		0.000	0.000	107.515	-1.74
3531		0.000	0.000	35.994	-1.74
3532		0.000	0.000	35.994	-1.74
1031		4.210	1.920	10.273	-1.71
1032		4.210	1.920	10.273	-1.71
4	Козятин тяга	0.000	0.000	119.136	-0.68
4441		0.000	0.000	109.308	-2.11
4442		0.000	0.000	109.308	-2.11
2741		0.000	0.000	26.138	-2.11
2742		0.000	0.000	26.138	-2.11
1041		10.150	4.920	10.352	-3.14
1042		10.150	4.920	10.352	-3.14
5	Глухівці	0.000	0.000	118.831	-0.79
1051		4.750	2.690	10.245	-3.47
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.428	-0.94
1061		6.910	3.540	10.267	-3.39
7	Махаренці	0.000	0.000	117.992	-1.04
7771		0.000	0.000	111.696	-4.40
3571		0.000	0.000	37.394	-4.40
1071		5.620	3.030	10.431	-6.51
8	Черемощне	0.000	0.000	116.920	-1.44
1081		3.670	2.080	10.415	-4.84
9	Погребище	0.000	0.000	115.884	-1.71
9991		0.000	0.000	110.800	-3.25
9992		0.000	0.000	110.800	-3.25
3591		0.000	0.000	37.094	-3.25
3592		0.000	0.000	37.094	-3.25
1091		2.540	1.230	10.496	-4.21
1092		2.540	1.230	10.496	-4.21
10	Плисків	0.000	0.000	115.425	-1.83
10101		3.460	1.770	10.487	-5.12
11	Липовець	0.000	0.000	114.719	-2.00
1111111		0.000	0.000	108.747	-5.42
35111		0.000	0.000	36.407	-5.42
10111		8.420	4.770	10.381	-5.36
12	Степанівка	0.000	0.000	117.820	-1.09
10121		2.920	1.410	10.342	-3.74
13	Оленівка	0.000	0.000	118.159	-0.99
10131		3.460	1.770	10.298	-4.12
14	Турбів	0.000	0.000	118.598	-0.87
1414141		0.000	0.000	108.183	-2.56
1414142		0.000	0.000	107.550	-1.95
35141		0.000	0.000	36.218	-2.56
35142		0.000	0.000	36.006	-1.95
10141		2.920	1.650	10.209	-3.71
10142		2.920	1.650	10.280	-1.92
201		0.000	0.000	120.412	-0.22
202		0.000	0.000	120.411	-0.22
203		0.000	0.000	118.467	-0.90
204		0.000	0.000	117.797	-1.09
205		0.000	0.000	115.436	-1.83
206		0.000	0.000	115.059	-1.92
207		0.000	0.000	118.240	-0.97
208		0.000	0.000	118.760	-0.82
209		0.000	0.000	120.827	-0.06
301	Нова 1	0.000	0.000	116.965	-1.28

103011					7.250	3.510	10.424	-3.92
103012					7.250	3.510	10.424	-3.92
302			Нова 2		0.000	0.000	112.194	-2.61
103021					4.250	2.290	10.411	-5.30
103022					4.250	2.290	10.411	-5.30
303			Нова 3		0.000	0.000	116.268	-1.42
103031					5.200	2.950	10.410	-4.50
103032					5.200	2.950	10.410	-4.50
304			Нова 4		0.000	0.000	111.295	-2.84
103041					6.050	2.930	10.214	-6.78
103042					6.050	2.930	10.214	-6.78
305			Нова 5		0.000	0.000	113.398	-2.32
103051					3.850	1.970	10.390	-6.14
103052					3.850	1.970	10.390	-6.14

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
300	202	26.417	13.706	26.341	13.537	0.076	0.168	0.142	0.590
202	3	-6.031	-3.935	-6.031	-3.936	0.000	0.000	-0.034	-0.001
3	201	-14.526	-8.450	-14.526	-8.450	0.000	0.000	-0.080	-0.000
201	300	-26.061	-13.386	-26.136	-13.552	0.075	0.166	-0.140	-0.589
201	2	11.535	6.011	11.445	5.812	0.089	0.198	0.062	1.592
2	14	3.530	2.327	3.525	2.320	0.005	0.007	0.021	0.236
14	208	-2.378	-0.937	-2.381	-0.940	0.002	0.003	-0.012	-0.163
208	200	-2.381	-0.482	-2.381	-0.483	0.001	0.001	-0.012	-0.037
200	209	-40.982	-21.920	-41.392	-22.829	0.408	0.906	-0.225	-2.042
209	100	-41.392	-22.477	-41.427	-22.555	0.035	0.077	-0.225	-0.174
200	207	38.601	21.926	38.483	21.712	0.117	0.214	0.215	0.562
207	12	34.996	19.996	34.915	19.849	0.080	0.147	0.196	0.424
12	206	31.974	18.701	31.486	17.808	0.486	0.889	0.181	2.805
206	11	31.486	18.279	31.418	18.181	0.067	0.098	0.182	0.345
11	205	-6.042	-3.466	-6.069	-3.506	0.027	0.040	-0.035	-0.728
205	9	-9.556	-4.890	-9.583	-4.929	0.027	0.039	-0.054	-0.455
9	8	-14.716	-7.395	-14.811	-7.533	0.095	0.137	-0.082	-1.051
8	204	-18.510	-9.379	-18.592	-9.561	0.082	0.181	-0.102	-0.892
204	7	-18.592	-9.212	-18.615	-9.244	0.022	0.032	-0.102	-0.198
7	203	-49.538	-27.469	-49.668	-27.705	0.129	0.235	-0.277	-0.480
203	300	-49.668	-27.339	-50.287	-28.713	0.617	1.368	-0.276	-2.547
2	1	-5.810	-3.633	-5.813	-3.640	0.003	0.007	-0.033	-0.105
1	100	-12.802	-6.416	-12.933	-6.707	0.130	0.289	-0.069	-2.076
4	4441	10.160	5.476	10.153	5.150	0.008	0.325	0.056	1.702
4441	2741	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	10.153	5.150	10.144	4.917	0.009	0.232	0.060	1.161
4	4442	10.160	5.476	10.153	5.150	0.008	0.325	0.056	1.702
4442	2742	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4442	1042	10.153	5.150	10.144	4.917	0.009	0.232	0.060	1.161
202	4	32.372	17.882	32.171	17.435	0.201	0.445	0.177	1.282
3	3331	4.217	2.057	4.212	1.919	0.004	0.138	0.022	1.661
3331	3531	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3331	1031	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.105
3	3332	4.217	2.057	4.212	1.919	0.004	0.138	0.022	1.661
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	4.212	1.919	4.207	1.919	0.005	0.000	0.025	0.105
4	5	11.759	6.337	11.741	6.297	0.018	0.039	0.065	0.309
5	6	6.960	3.725	6.946	3.695	0.014	0.031	0.038	0.407
7	7771	5.652	3.784	5.635	3.311	0.018	0.471	0.033	4.936
7771	3571	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7771	1071	5.635	3.311	5.616	3.028	0.018	0.282	0.034	3.019
7	301	25.249	14.596	25.090	14.365	0.159	0.230	0.142	1.037
301	303	10.514	6.681	10.468	6.615	0.046	0.066	0.061	0.704
303	103031	5.219	3.343	5.197	2.948	0.022	0.393	0.031	4.488
303	103032	5.219	3.343	5.197	2.948	0.022	0.393	0.031	4.488
301	103011	7.267	3.942	7.245	3.508	0.022	0.432	0.041	3.316
301	103012	7.267	3.942	7.245	3.508	0.022	0.432	0.041	3.316
8	1081	3.688	2.390	3.668	2.079	0.021	0.310	0.022	5.137
9	9991	2.545	1.372	2.542	1.284	0.003	0.088	0.014	1.892
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	2.542	1.284	2.538	1.229	0.003	0.054	0.015	1.182
9	9992	2.545	1.372	2.542	1.284	0.003	0.088	0.014	1.892
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	2.542	1.284	2.538	1.229	0.003	0.054	0.015	1.182
205	10	3.487	2.095	3.487	2.094	0.000	0.000	0.020	0.011
10	10101	3.476	2.038	3.458	1.769	0.018	0.268	0.020	4.537
11	1111111	8.457	5.468	8.436	4.767	0.021	0.698	0.051	4.764
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111111	10111	8.436	4.767	8.415	4.767	0.021	0.000	0.051	0.198

11	305	28.974	16.714	28.732	16.363	0.242	0.350	0.168	1.344
305	302	20.969	12.004	20.807	11.769	0.161	0.234	0.123	1.229
302	304	12.253	6.965	12.182	6.862	0.071	0.103	0.072	0.918
304	103041	6.077	3.478	6.046	2.928	0.030	0.548	0.036	5.119
304	103042	6.077	3.478	6.046	2.928	0.030	0.548	0.036	5.119
302	103021	4.262	2.562	4.247	2.289	0.015	0.272	0.026	3.693
302	103022	4.262	2.562	4.247	2.289	0.015	0.272	0.026	3.693
305	103051	3.871	2.318	3.848	1.969	0.023	0.348	0.023	5.297
305	103052	3.871	2.318	3.848	1.969	0.023	0.348	0.023	5.297
12	10121	2.930	1.585	2.918	1.409	0.012	0.176	0.016	3.433
207	13	3.488	1.978	3.486	1.975	0.002	0.003	0.020	0.082
13	10131	3.475	2.024	3.458	1.769	0.017	0.254	0.020	4.317
14	1414142	2.923	1.723	2.921	1.649	0.002	0.074	0.016	1.422
1414142	35142	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1414142	10142	2.921	1.649	2.918	1.649	0.003	0.000	0.018	0.072
14	1414141	2.928	1.852	2.923	1.731	0.004	0.121	0.017	2.404
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	2.923	1.731	2.918	1.649	0.005	0.081	0.018	1.561
2	2222	6.810	3.910	6.803	3.668	0.007	0.242	0.038	1.962
2222	1022	6.803	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
2222	2722	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	2221	6.810	3.910	6.803	3.668	0.007	0.242	0.038	1.962
2221	1021	6.803	3.668	6.796	3.668	0.008	0.000	0.041	0.094
2221	2721	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
6	1061	6.926	3.930	6.906	3.538	0.020	0.391	0.039	3.220
5	1051	4.764	3.000	4.747	2.688	0.017	0.311	0.027	3.890
1	1112	3.461	1.772	3.460	1.713	0.002	0.059	0.019	0.893
1112	1012	3.460	1.713	3.458	1.669	0.002	0.044	0.021	0.620
1112	3512	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1	1111	3.464	1.766	3.461	1.669	0.003	0.097	0.019	1.466
1111	3511	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111	1011	3.461	1.669	3.458	1.669	0.003	0.000	0.021	0.086

Рисунок 1 – Схема існуючої системи

=====

