МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИУКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ЦИКЛ НАУКОВИХ ПРАЦЬ

«ОПТИМІЗАЦІЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ З УРАХУВАННЯМ ПРОГНОЗНОГО ГЕНЕРУВАННЯ ЗАСОБАМИ SMART GRID»

КРАВЧУК Сергій Васильович

МАЛОГУЛКО Юлія Володимирівна

МІРОШНИК Володимир Олександрович

Наукова новизна

– вперше запропоновано метод визначення оптимальної потужності резерву для фотоелектричних станцій в локальній електричній системі за критерієм мінімуму приведених витрат енергопостачальної компанії, що дозволяє компенсувати нестабільність процесу генерування ФЕС і підвищити балансову надійність;

– вперше запропоновано метод узгодження графіків електричних навантажень в локальній електричній системі і генерування фотоелектричних станцій в ній, що ґрунтується на застосуванні алгоритму транспортної задачі і дозволяє підвищити енергоефективність локальних електричних систем за рахунок зменшення втрат електроенергії в мережі, покращення якості напруги та підвищення надійності електропостачання;

– запропоновано архітектуру штучної нейронної мережі глибинного навчання для короткострокового прогнозування сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). В цілому запропонований підхід дозволяє побудувати прогнозні інтервали з ймовірністю потрапляння фактичних значень в межі інтервалу близькою до цільових значень. при цьому забезпечена ефективність прогнозного інтервалу на рівні 0,82 при очікуваних значеннях 0,8;

– на основі аналізу ймовірнісних характеристик графіків генерування фотоелектричних станцій, вдосконалено метод визначення коефіцієнта стабільності їх генерування завдяки застосуванню апарату Гаусових сумішей, що дозволяє обґрунтувати ємність накопичувача електроенергії як резерву потужності в локальній електричній системі;

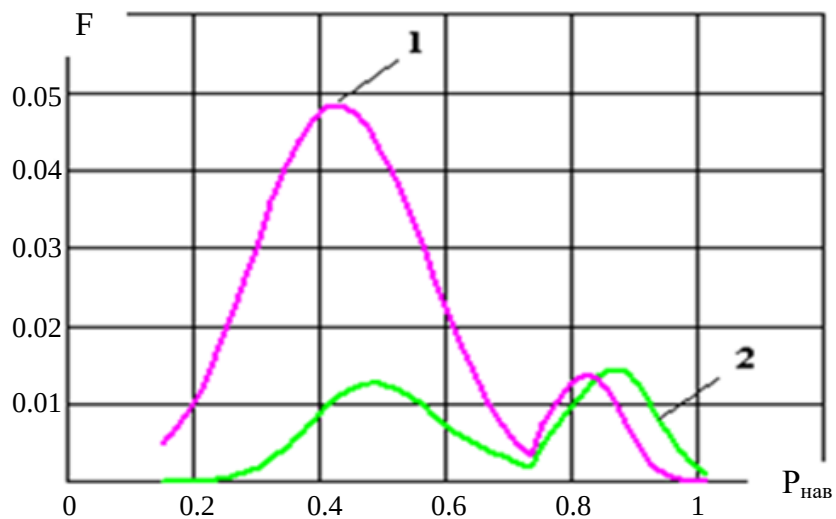
– розвинуто метод оцінювання якості функціонування локальної електричної системи шляхом визначення вагових коефіцієнтів для складових інтегрального показника якості, що дозволяє визначити готовність локальної електричної системи до забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів;

– запропоновано метод прогнозування погодинного виробітку електричної енергії фотоелектричними станціями на добу наперед, що ґрунтується на основі оцінювання стану ясності неба та базується на математичному апараті нейронних мереж;

- досліджено вплив окремих метеопараметрів на генерування ФЕС, особливістю даного дослідження є встановлення кореляційних зв’язків різних рівнів хмарності та вихідної потужності генерування ФЕС.

Визначення ємності та графіка роботи накопичувача фотовольтаїчної електростанції

Визначені ймовірності покриття та не покриття графіка навантаження, дозволяють визначити ємність накопичувача, що можна використовувати на ФЕС для дотримання заданого графіка генерування та/або покриття графіка навантаження.



Графічне представлення зміни ймовірностей покриття (1) та не покриття (2) заданого графіка споживання генеруванням ФЕС на протязі 12:30-13:00

Ймовірність покриття графіка навантаження, дозволяє визначити математичне очікування надлишкової потужності, тобто потужність генерування ФЕС, що більша за навантаження на t-му проміжку часу доби:

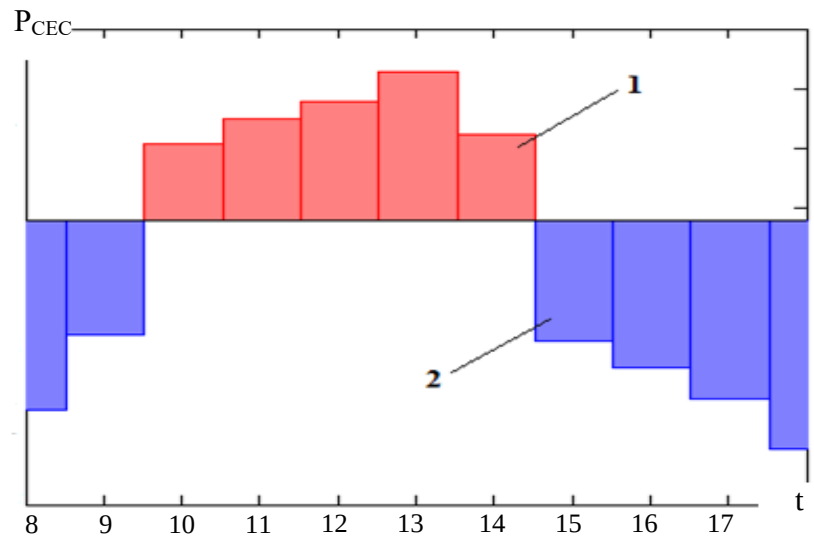
$$M_{над_t} = \sum_u \overrightarrow{p_{покр_{t_u}}} \cdot \overrightarrow{P_{нав_{t_u}}}$$

де $F_{покри}$ – імовірність покриття графіка навантаження, $P_{нави}$ – потужність навантаження.

Аналогічно можна визначити потужність, що повинна бути забезпечена накопичувачем для підтримання заданого графіка генерування ФЕС:

$$M_{деф_t} = \sum_u \overrightarrow{p_{не\,покр_{t_u}}} \cdot \overrightarrow{P_{нав_{t_u}}}$$

де $p_{не\ покри}$ – імовірність не покриття графіка навантаження, $P_{нави}$ – потужність навантаження.



Графік роботи накопичувача (1) – години в які накопичувач працює в режимі акумулювання, (2) – години в які накопичувач працює в режимі видачі потужності

Формування графіка роботи накопичувача здійснюється при допущенні, що години в які $M_{над} < M_{деф}$, можна віднести умовно до годин в яких накопичувач буде працювати на видачу потужності та навпаки, коли $M_{над} > M_{деф}$, мова йтиме про режим накопичення енергії.

Метод визначення потужності резерву для забезпечення балансової надійності ЛЕС

Задача визначення оптимальної потужності резерву ЛЕС незалежно від принципів керування повинна відповідати мінімуму приведених затрат на підтримання потужності резерву та враховувати затрати, що будуть компенсуватись в разі незабезпечення балансової надійності споживачів ЛЕС. Отже, цільову функцію можна записати:

$$B_{\Sigma} = B(P_P) + B(P_{ПС}) + B(\Delta W) \to \min$$

$B(P_P) = в_{P_P}^{пит.} P_P$ – витрати на резерв генерувальної потужності *Pp*

$B(P_{ПС}) = в_{P_{ПС}}^{пит.} P_{ПС}$ – витрати на запас пропускної здатності ЛЕП;

$в_{P_P}^{пит.}, в_{P_{ПС}}^{пит.}$ – питомі витрати (грн/кВт) на створення резерву генерування для ЛЕС і витрати на підтримання запасу по пропускній спроможності ЛЕП відповідно;

$B(\Delta W) = в_0 \cdot M[\Delta W]$ – витрати на компенсацію споживачам за недовідпущену електроенергію, $в_o$ – питома вартість кВт год недовідпущеної електроенергії (грн/кВт год).

На основі ймовірнісних характеристик процесу генерування ФЕС, можна визначити нестабільність покриття ГЕН у вигляді коефіцієнту нестабільності:

$$k_{нестаб.ч} = 1 - k_{стаб.ч}$$

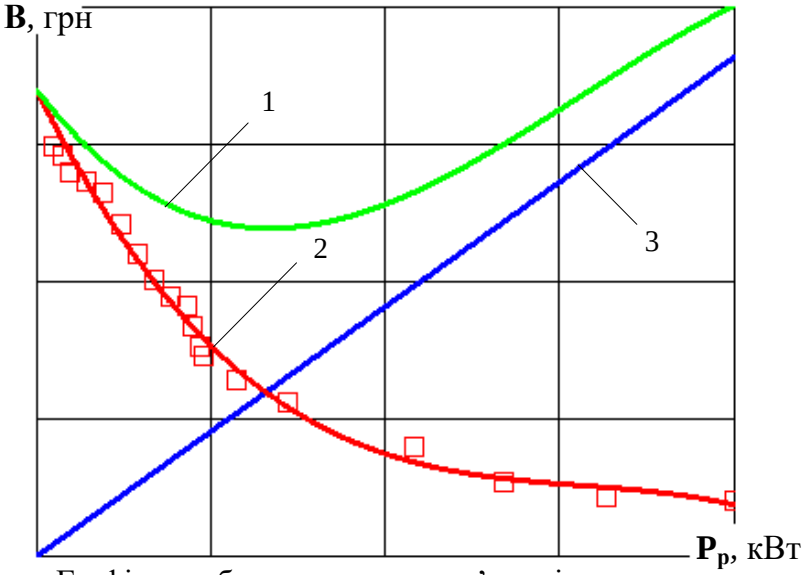
Даний показник можна пов'язати з економічними показниками цільової функції (9.1)

$$M[\Delta W] = T_p P_н k_{нестаб}$$

де T_p – час для якого оцінюється математичне очікування недовідпущеної електроенергії, $P_н$ – потужність навантаження, а $k_{нестаб}$ – ймовірність появи дефіциту потужності.

Витрати на компенсацію споживачам за недовідпуск запишемо як:

$$B(\Delta W) = в_0 \cdot T_p P_н k_{нестаб}$$



Графічне зображення взаємозв'язку іменованих та відносних ПБН в ЛЕС, 1 – загальні приведені витрати на резерв, 2 – зміна коефіцієнта нестабільності при зміні потужності резерву, 3 – залежність витрат від потужності резерву

Продиференціюємо цільову функцію:

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial P_P} = \frac{в_{P_P}^{пит.} P_P}{\partial P_P} + в_0 \frac{\partial M[\Delta W]}{\partial P_P} = 0$$

Апроксимуємо залежність (9.2) квадратним поліномом:

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial P_P} = \frac{в_{P_P}^{пит.} P_P}{\partial P_P} + в_0 \frac{\left(\varphi P_P^{\,2} + \upsilon P_P + \vartheta\right)}{\partial P_P} = 0,$$

$$P_P = -\frac{в_{P_P}^{пит.} + в_0 \upsilon}{2 в_0 \varphi}.$$

Коефіцієнт забезпечення балансу матиме вигляд:

$$k_{б.н} = k_{стаб} + \frac{P_P}{P_н}$$

Метод оцінювання якості функціонування локальної електричної системи

Показник якості функціонування певного стану локальної електричної системи буде має вигляд

$$k_я = \sum_{i=1}^{T} p_i \cdot \left(k_{бн}\right)^{\eta} \cdot \left(k_{\Delta P}\right)^{\beta} \cdot \left(k_U\right)^{\gamma}$$

де

p_i – імовірність появи події

η, β, γ – вагові коефіцієнти кожної складової загального показника якості функціонування ЛЕС.

$k_{б.н}$ – коефіцієнт балансової надійності:

$$k_{б.н} = k_{стаб} + \frac{P_P}{P_н}$$

P_P – потужність резерву, що забезпечують джерела централізованого живлення

$P_н$ – потужність навантаження ЛЕС;

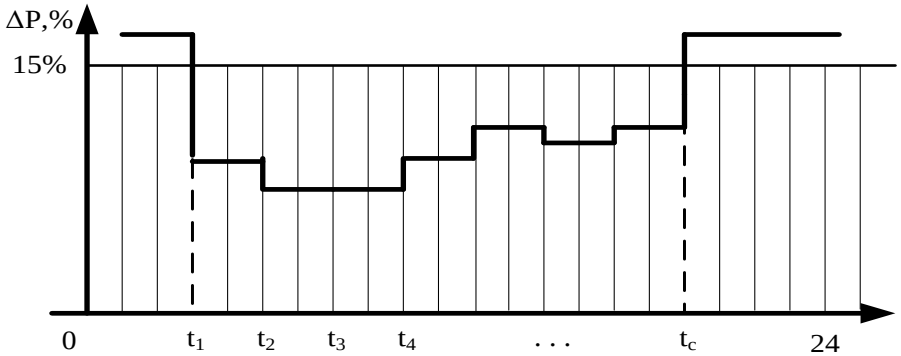
$k_{стаб}$ – коефіцієнт стабільності генерування ФЕС

$k_{\Delta P}$ – коефіцієнт втрат, який характеризує імовірність знаходження відхилення втрат активної потужності у мережі в межах нормативу

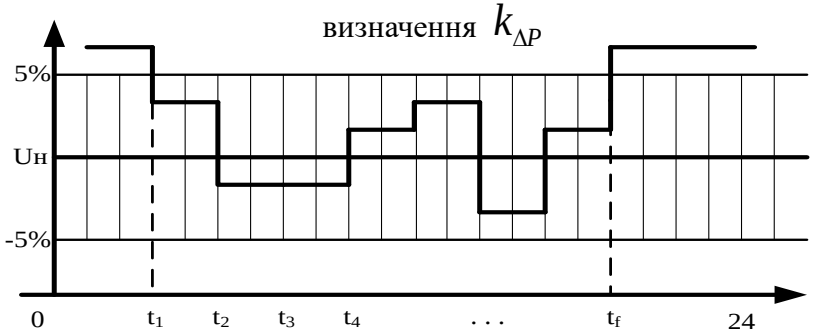
k_U – коефіцієнт якості напруги

Вагові коефіцієнти визначаються за допомогою методу експертних оцінок, шляхом попарного порівняння критерії

$$k_я = \sum_{i=1}^{T} p_i \cdot \left(k_{бн}\right)^{0.5} \cdot \left(k_{\Delta P}\right)^{0.33} \cdot \left(k_U\right)^{0.17}$$



Графік зміни відхилення втрат активної потужності у мережі протягом доби і область нормативних меж їх зміни, для визначення $k_{\Delta P}$

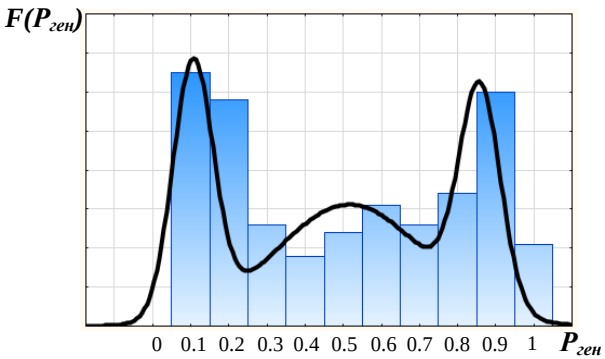


Графік зміни відхилення напруги у вузлі протягом доби і область нормативних меж їх зміни, для визначення k_U

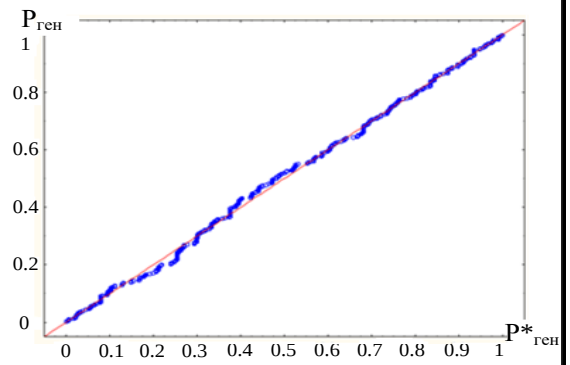
Запропонований показник якості дає змогу здійснити комплексне оцінювання функціональної готовності локальних електричних систем щодо забезпечення надійного і економічного електропостачання.

Метод визначення показника стабільності генерування ФЕС

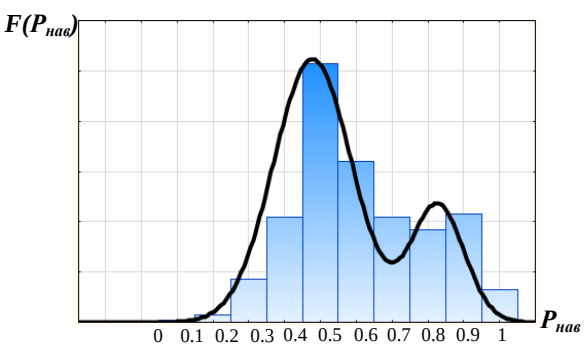
В результаті розщеплення гаусової суміші на компоненти за допомогою ЕМ-алгоритму, отримуємо основні імовірнісні характеристики процесів генерування ФЕС та навантаження.



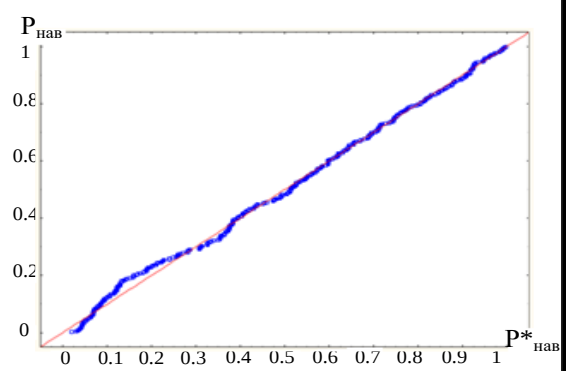
Модель гаусової суміші для потужності генерування ФЕС



Оцінювання відповідності розподілу гаусової суміші емпіричним даним для потужності генерування ФЕС



Модель гаусової суміші для потужності навантаження



Оцінювання відповідності розподілу гаусової суміші емпіричним даним для потужності навантаження

На основі проведених досліджень по визначенню основних статистичних характеристик процесів генерування та навантаження, з урахуванням отриманого закону розподілу, маючи вагу кожної компоненти генерування та навантаження, можна визначити ймовірність видачі певної потужності генерування ФЕС та навантаження:

$$F\left(P_u\right)=\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\int_{P_u}^{P_{u+1}} e^{-\frac{r^2}{2}}dP_u,$$

$r=\frac{(P_u-\mu)}{\sigma}$, а P_u відповідно приймає значення P_u та P_{u+1} кожної складової компоненти генерування ФЕС чи споживання;μ– математичне очікування; σ – середньоквадратичне відхилення.

$$F_{покр.u_t}=F_{НАВu_t}\cdot\sum_{\substack{z=1\\ P_{НАВu_t}\le P_{ФЕС_{z_t}}}}^{f}F_{ФЕС_{z_t}},$$

де f – кількість складових компонент генерування, t – часовий проміжок на якому визначається імовірність покриття споживання генеруванням ФЕС.

$$k_{стаб._t}=\frac{1}{b}\sum F_{покр.u_t}$$

b– кількість годин протягом яких виконується оцінювання стабільності генерування

Розроблення методу узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження

Розглянемо фрагмент схеми розподільної електричної мережі з приєднаною ФЕС до 610 та 611 ТП. Добові графіки генерування ФЕС та навантаження по ПС «Ямпіль 110/10кВ» приведений на рис. 1 та морфометричну модель цих графіків рис.2.

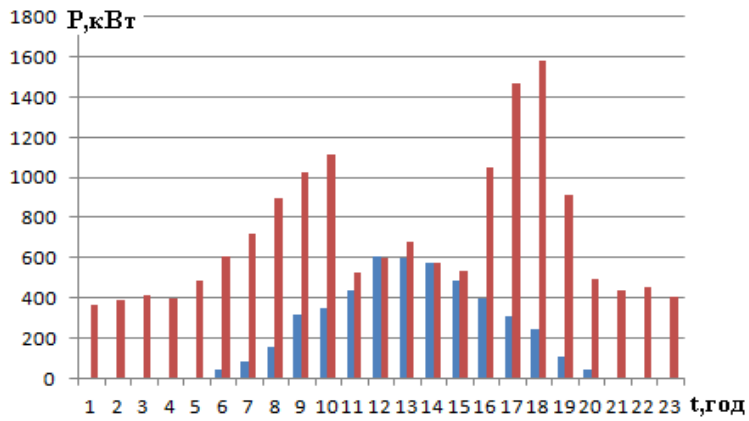


Рисунок 1 – Сумарний графік навантаження ЛЕС до (1) приєднання ФЕС та (2) графік генерування ФЕС

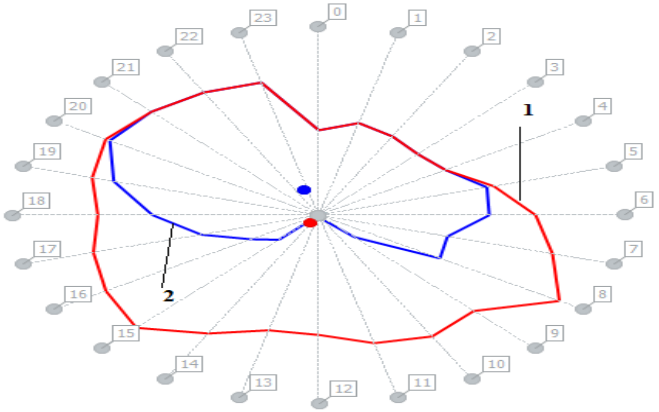


Рисунок 2 – Морфометрична модель графік навантаження ЛЕС, до (1) та після (2) приєднання ФЕС

Морфометричні показники нерівномірності графіка електричного споживання локальної електричної системи.

Графік навантаження ЛЕС	*M*1	*M*2	*M*3	*M*4
Без урахуванням генерування ФЕС	0,3408	0,5791	0,5653	0,9113
З урахуванням генерування ФЕС	0,1019	0,4714	0,3517	0,89

Зонний тариф на електроенергію диференційований за періодами часу

Період часу	**Нічний**	**Денний**	**Піковий**
Двозонні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,5	1	-
Тривалість періоду	23:00 – 07:00 8год	07:00 – 23:00 16 год	-
Тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,4	1	1,5
Тривалість періоду	23:00 – 07:00 8год	07:00 – 08:00 11:00 – 20:00 22:00 – 23:00	08:00 – 11:00 20:00 – 22:00

Метод узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження

За допомогою використання коефіцієнтів матриці струморозподілу, можна визначити споживачів, графік навантаження яких буде найбільше впливати на сумарну нерівномірність добового графіка електричних навантажень ЛЕС спричиненою генерування ФЕС:

$$\mathbf{C}_{\text{г}} = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^{\text{T}}\left(\mathbf{M}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^{\text{T}}\right)^{-1},$$

де **R** – діагональна матриця активних опорів віток; **M** – перша матриця з'єднань;

Вектор коефіцієнтів струморозподілу ЛЕС

№	**96**	**97**	**93**	**99**	**173**	**160**	**150**	**100**	**92**
$\mathbf{C_г}$	0.998	0.997	0.853	0.75	0.74	0.79	0.61	0.75	0.6
№	**94**	**180**	**95**	**101**	**102**	**172**	**103**	**105**	
$\mathbf{C_г}$	0.689	0.66	0.68	0.71	0.64	0.59	0.588	0.34	

Для зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН РЕМ та мінімізації втрат активної потужності, пропонується корегувати графік кожним вузлом по черзі відповідно до коефіцієнту строморозподілу. Для розв'язання цієї задачі скористаємося класичною транспортною задачею, в якій умовно можна виділити *m* годин, в які власне споживання вузла більше за генерування ФЕС, $A_i \ldots, A_m$, та *n* годин, в які генерування ФЕС переважатиме споживання вузла, $Z_i \ldots, Z_m$. Для цього використовуються потужності вузлів уточненні шляхом множення на коефіцієнт струморозподілу.. Відносну вартість B_{ij} переносу потужності з одного часового проміжку графіка на інший визначатимемо:

$$B_{ij} = P_{зм} \cdot Ц_m \left(K_{Tj} - K_{Ti}\right) + \beta - \Delta P \cdot Ц_m$$

де K_{Tj} – коефіцієнт вартості електроенергії, згідно зонного тарифу ступені графіка, з якої планується перенести потужність у в.о, K_{Ti} – коефіцієнт вартості електроенергії, згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність у в.о, β – вартість технологічного зсуву виробництва, що має бути компенсована енергосистемою у грн., *ΔP*– зменшення втрат потужності внаслідок коригування графіка навантаження споживача, у кВт. *Цт* – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії, грн. /кВт год; *Рзм* - потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС, кВт

Таблиця 18.2 – Розподіл вартостей зміщення споживання згідно транспортної задачі

B_{11}	B_{12}	B_{13}	B_{14}	B_{15}	B_{16}	B_{17}	…	…	B_{1i}	Z_1
B_{21}	B_{22}	B_{23}	B_{24}	B_{25}	B_{26}	B_{27}	…	…	B_{2i}	Z_2
…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…
B_{j1}	B_{j2}	B_{j3}	B_{j4}	B_{j5}	B_{j6}	B_{j7}	…	…	B_{ji}	Z_n
A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	…	…	A_m	

Відповідно поставленої задачі запишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} B_{ij} \cdot P_{ij} \to \min$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з однієї ступені графіка навантаження в іншу.

З врахуванням обмежень:

$$\sum_{i=1}^{m} P_{ij} = A_i \qquad \sum_{j=1}^{n} P_{ij} = Z_j \qquad P_{ij} \geq 0,\ i = 1,2\ldots m,\ j = 1,2\ldots n$$

Алгоритм методу узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження локальної електричної системи

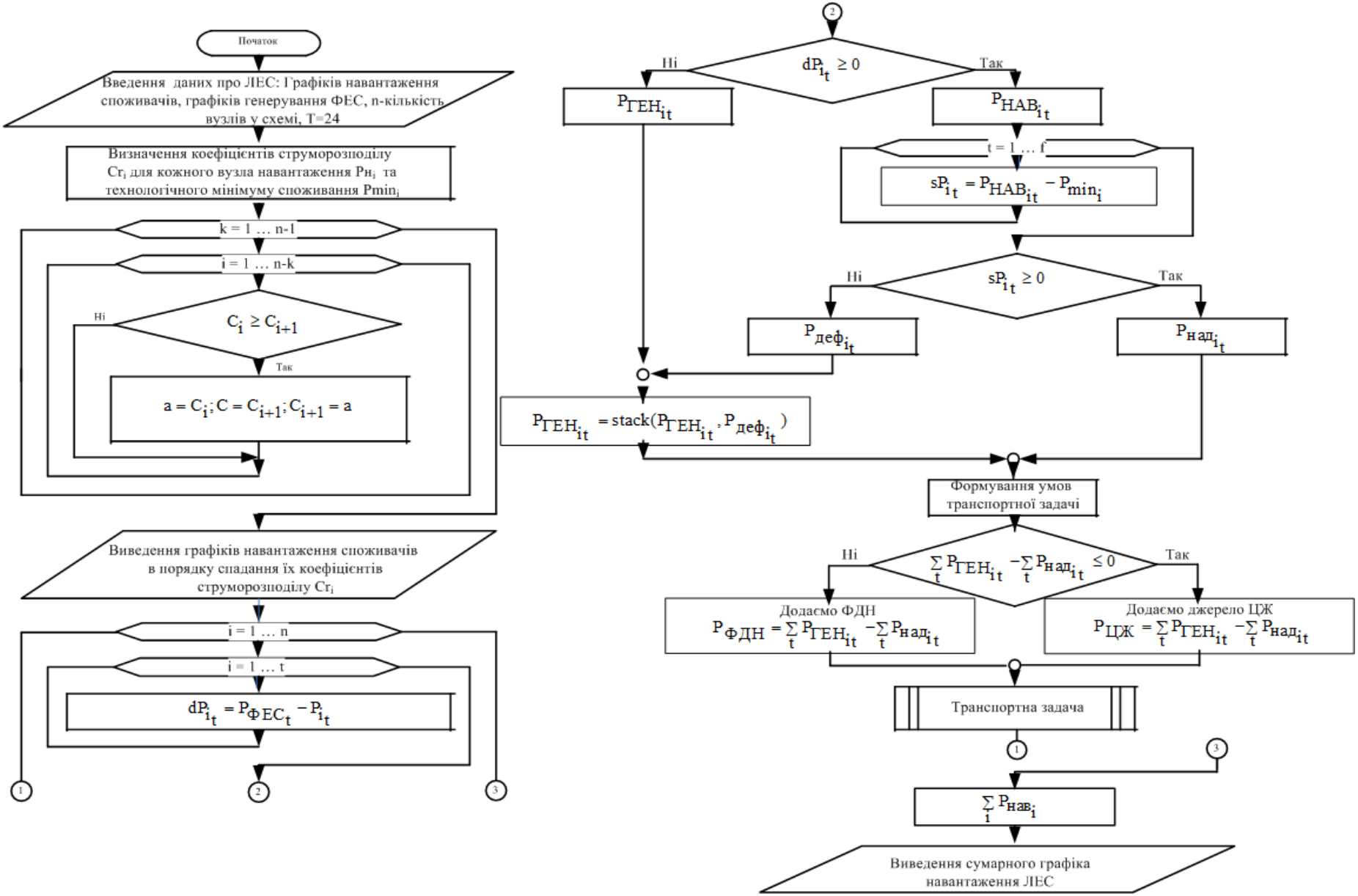
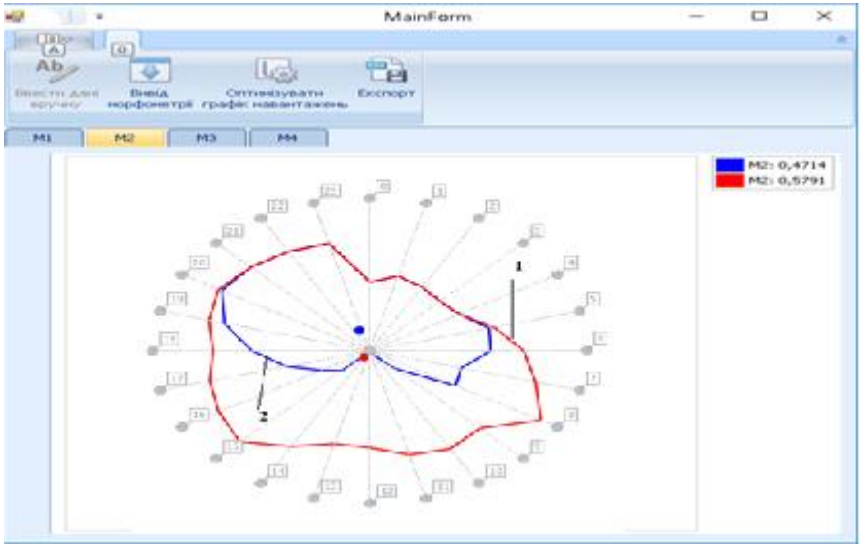


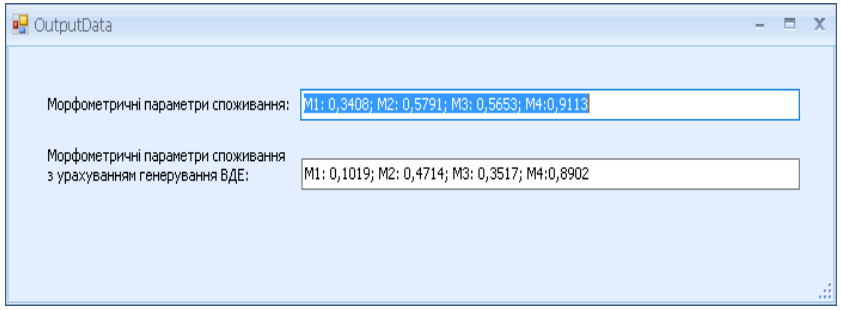
Рисунок 19.1 – Алгоритм узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження локальної електричної системи

Програмна реалізація метод узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження

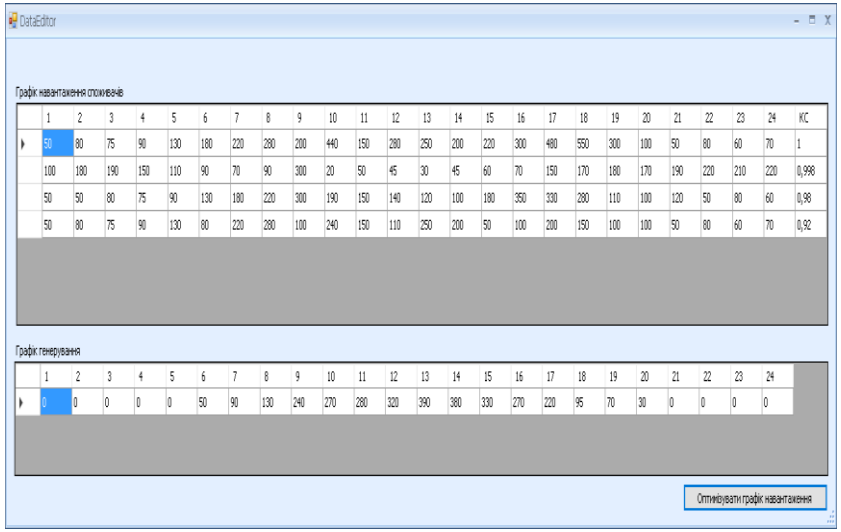
Вікно введення графіків споживання та генерування в ЛЕС



Виведення морфометричної моделі графіка навантаження ЛЕС

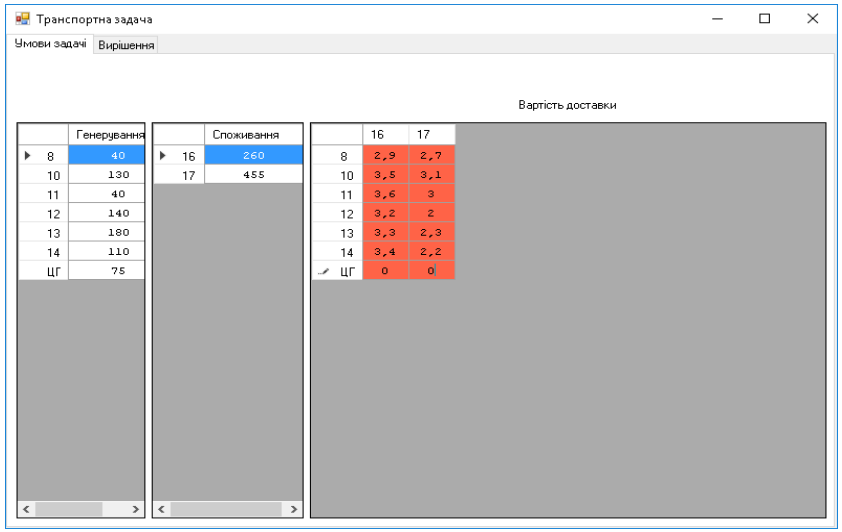


Вікно виведення морфометричних параметрів графіка навантаження ЛЕС

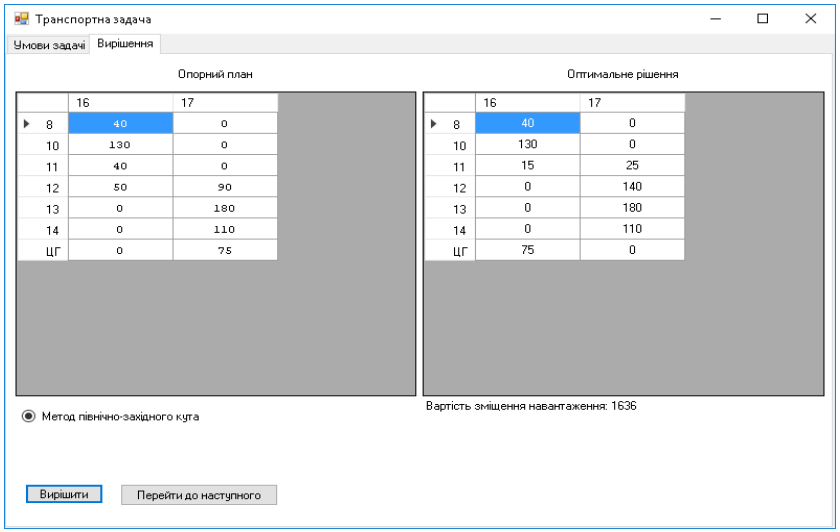


Ранжування споживачів згідно з коефіцієнтом струморозподілу

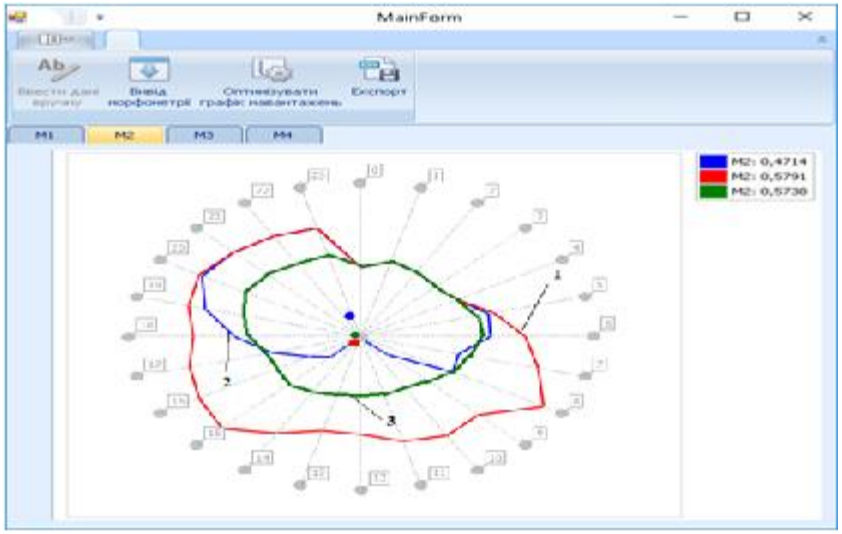
Програмна реалізація метод узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження



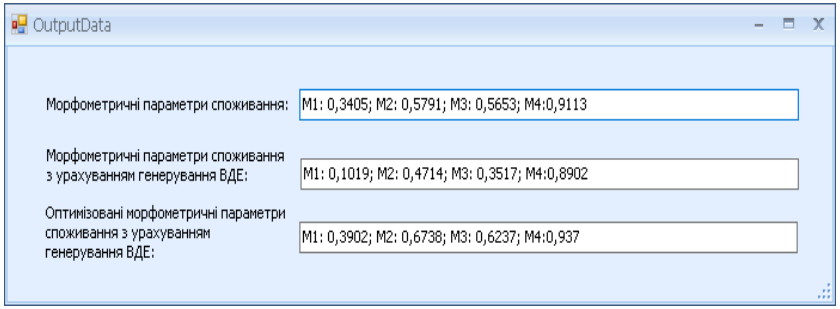
Формування транспортної матриці



Вирівнювання графіка навантаження ЛЕС

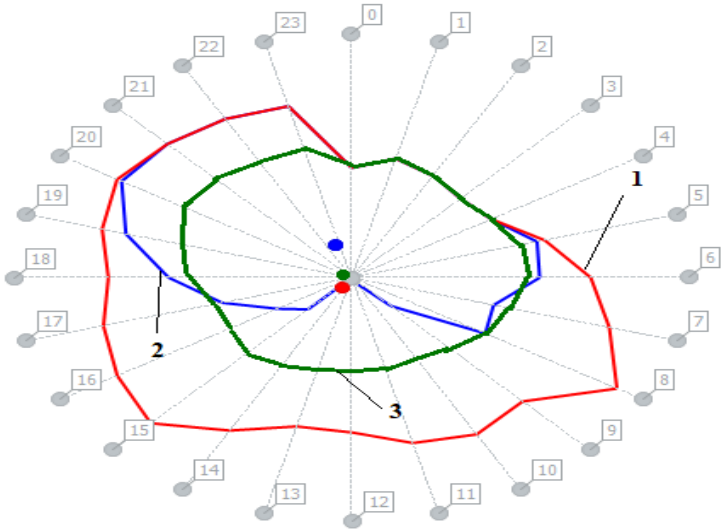


Виведення морфометричної моделі графіка навантаження ЛЕС



Вікно виведення морфометричних параметрів графіка навантаження ЛЕС

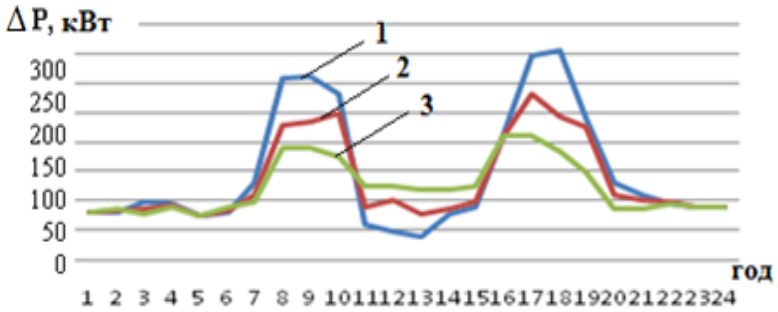
Результати від узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження



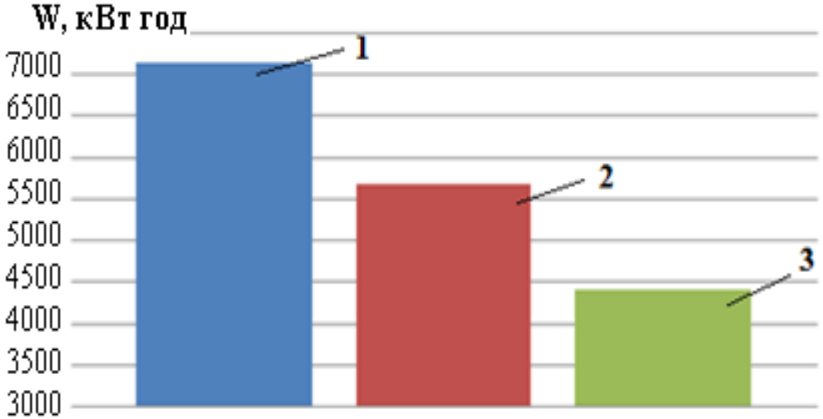
Морфометрична модель сумарного графіка навантаження ЛЕС (1), після приєднання ФЕС (2) та з урахуванням вирівнювання графіка навантаження (3).

Морфометричні показники нерівномірності графіка навантаження ЛЕС

Графік навантаження ЛЕС	M_1	M_2	M_3	M_4
Без урахуванням генерування ФЕС	0,3408	0,5791	0,5653	0,9113
З урахуванням генерування ФЕС	0,1019	0,4714	0,3517	0,89
Вирівняний ГЕН з генеруванням ФЕС	0,3902	0,6738	0,6237	0,93



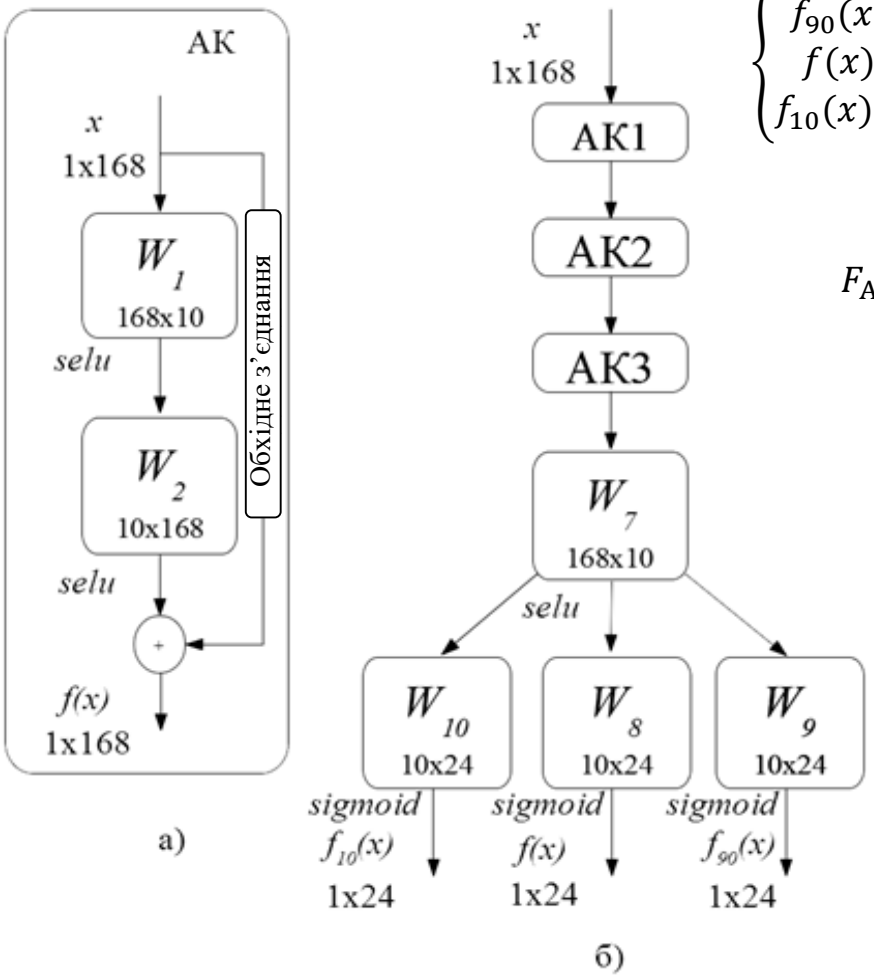
Зміна втрат активної потужності в ЛЕС 1– з урахуванням генерування ФЕС, 2 – після вирівнювання графіка за 96 вузлом, 3 – після вирівнювання графіка за 97 вузлом



Втрати електроенергії в ЛЕС 1– з урахуванням генерування ФЕС, 2 – після вирівнювання графіка за 96 вузлом, 3 – після вирівнювання графіка за 97 вузлом

Оцінювання ефекту від узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження проводиться на основі розробленого коефіцієнта якості функціонування ЛЕС, який для узгоджених графіків генерування та навантаження становить 0,658

Інтервальний однофакторний прогноз обсягів відпуску виробників з ВДЕ



Блок автокодувального типу (а) та архітектура нейронної мережі eResNet (б)

Вихід нейронної мережі:

$$\begin{cases} f_{90}(x) = sigmoid(selu(x_{\text{АК3}}(x) \cdot W_7 + b_7) \cdot W_9 + b_9) \\ f(x) = sigmoid(selu(x_{\text{АК3}}(x) \cdot W_7 + b_7) \cdot W_8 + b_8) \\ f_{10}(x) = sigmoid(selu(x_{\text{АК3}}(x) \cdot W_7 + b_7) \cdot W_{10} + b_{10}) \end{cases}$$

Вихід блоку АК:

$$F_{\text{АК}}(x) = selu(selu(x \cdot W_1 + b_1) \cdot W_2 + b_2)$$

Обхідне з'єднання:

$$x_{\text{АК}}(x) = F_{\text{АК}}(x) + x$$

$$x \in \mathbb{R}^{1\times n}, x_{\text{АК}} \in \mathbb{R}^{1\times n},$$
$$W_1 \in \mathbb{R}^{n\times h}, W_2 \in \mathbb{R}^{h\times n},$$
$$n > h$$

Функції активації:

$$z = W \cdot x + b$$

$$selu(z) = \lambda \begin{cases} z & z > 0 \\ ae^z - a & z \leq 0 \end{cases}$$

$$sigmoid(z) = \frac{1}{1 + e^{-z}}$$

Інтервальний однофакторний прогноз обсягів відпуску виробників з ВДЕ

ПОРІВНЯННЯ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗУВАННЯ ОБСЯГІВ ВІДПУСКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Модель	RMSE		MAX	
	% від P_{ins}	МВт·год	% від P_{ins}	МВт·год
LinReg	4,56	158	15,22	527
ε-SVR	4,58	159	15,51	536
MLP	4,59	160	15,35	539
SARIMA	4,87	169	16,2	559
GEN	4,78	166	21,18	732
eResNet	4,46	155	12,81	466

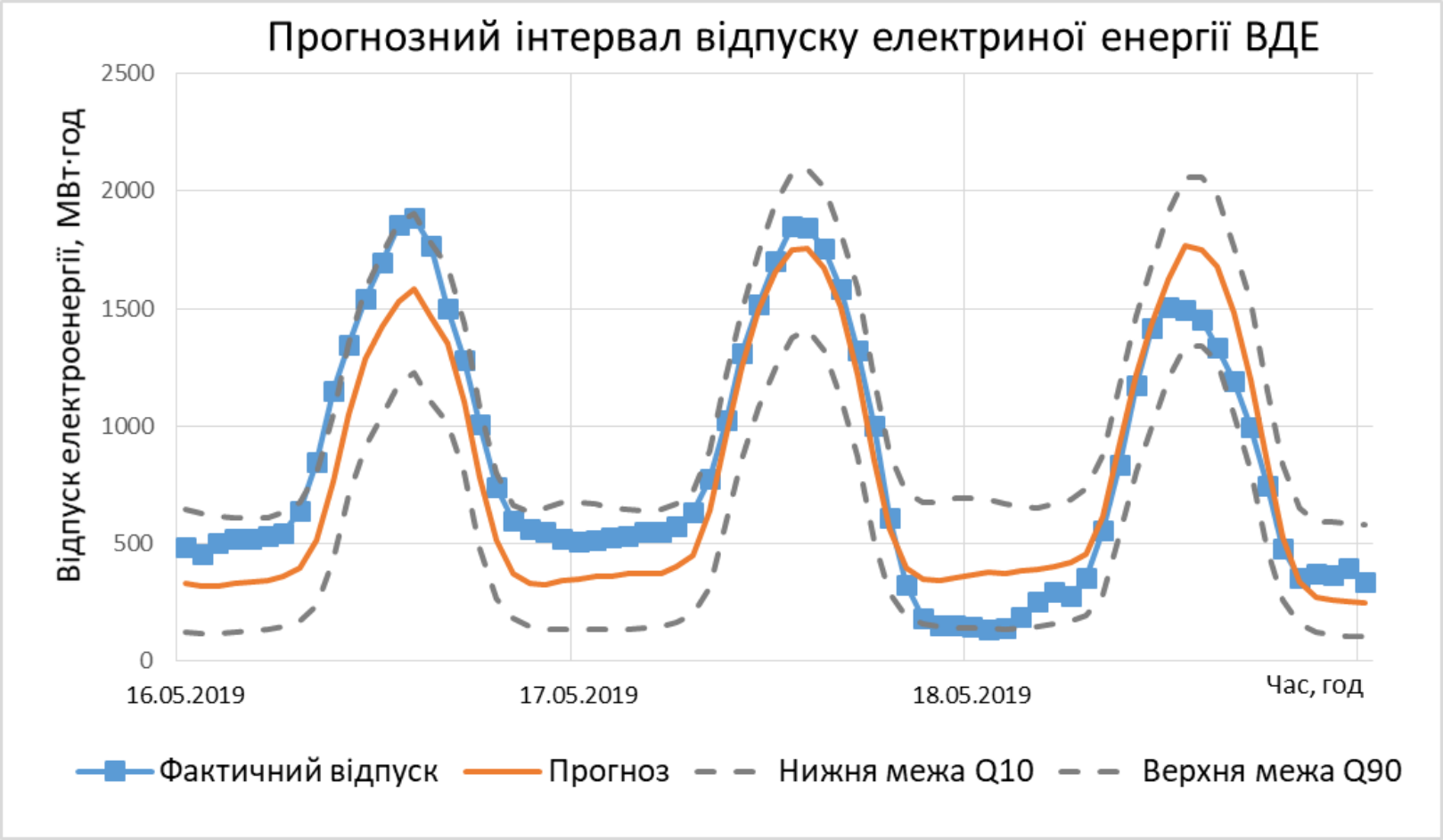
В порівнянні з прогнозами виробників (GEN):
1) Зниження середньої похибки на 6%.
2) Зниження максимальної похибки на 36%

№	Комбінації моделей	RMSE		MAX	
		% від Pins	МВт·год	% від Pins	МВт·год
1	GEN+SARIMA+eResNet	3.84	133	15.42	533
2	GEN+SARIMA+eResNet_q	3.85	134	15.58	538
3	GEN+SARIMA+eResNet+eResNet_q	3.88	135	14.64	506
4	GEN+LinReg+SARIMA+eResNet	3.90	136	14.52	502
5	GEN+ε-SVR+SARIMA+eResNet	3.90	136	14.39	497
6	ε-SVR+SARIMA+eResNet+eResNet_q	4.10	142	12.41	429

Після усереднення прогнозів GEN, SARIMA, eResNet:
1) Зниження середньої похибки на 20%.
2) Зниження максимальної похибки на 41%

Інтервальний однофакторний прогноз обсягів відпуску виробників з ВДЕ

ФАКТИЧНИЙ ГРАФІК ОБ'ЄМІВ ВІДПУСКУ ТА ПРОГНОЗ ШТУЧНОЇ НЕЙРОННОЇ МЕРЕЖІ

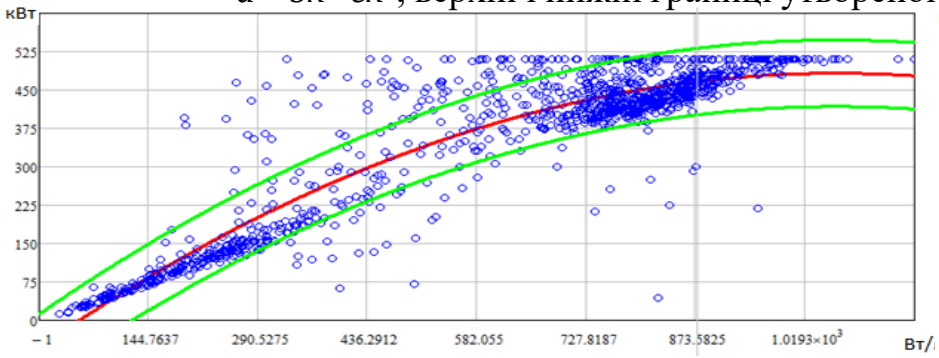


Фактичні значення відпуску очікуються в межах прогнозного інтервалу з ймовірністю 0,8.

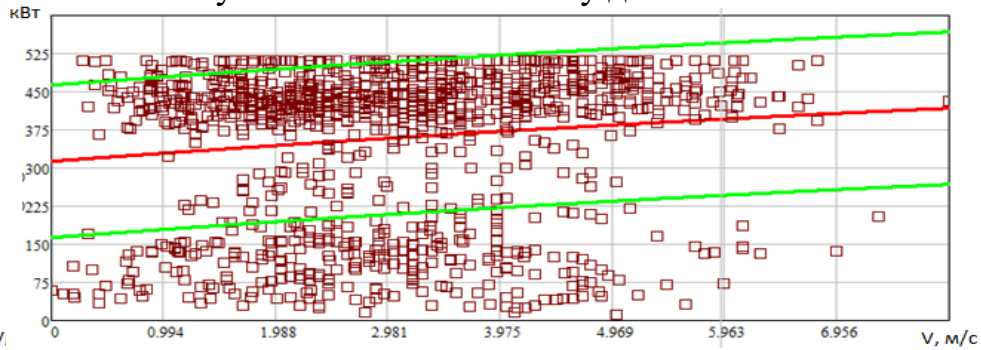
$$P(Q10 < W < Q90) = 0{,}8$$

Вплив метеопараметрів на генерування ФЕС

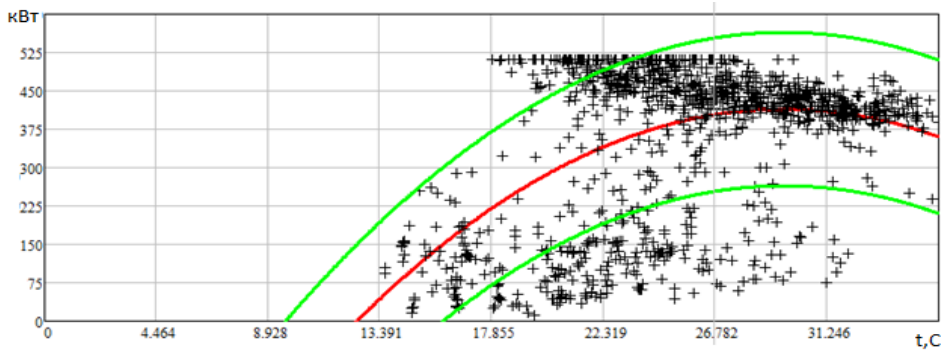
Результат апроксимації прогнозованих даних дозволив отримати поліноміальну залежність другого степеня $F(x) = a + bx + cx^2$, верхні і нижні границі утвореної області описують майже 90% обсягу даних.



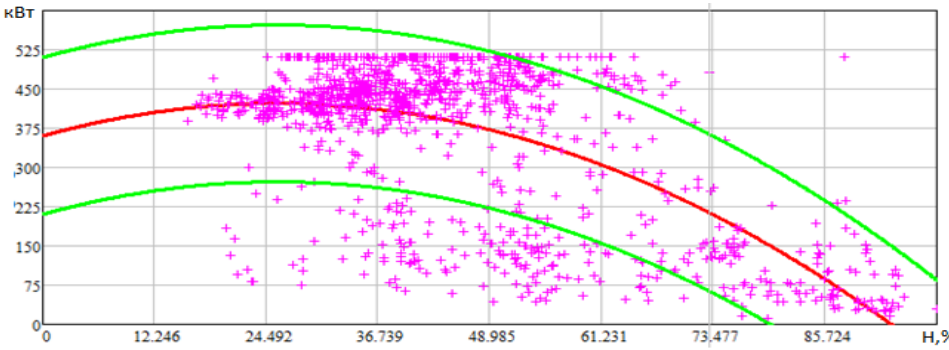
Залежність зміни виробітку ФЕС від сонячної інсоляції



Залежність зміни виробітку ФЕС від швидкості вітру



Залежність зміни виробітку ФЕС від температури



Залежність зміни виробітку ФЕС від відносної вологості

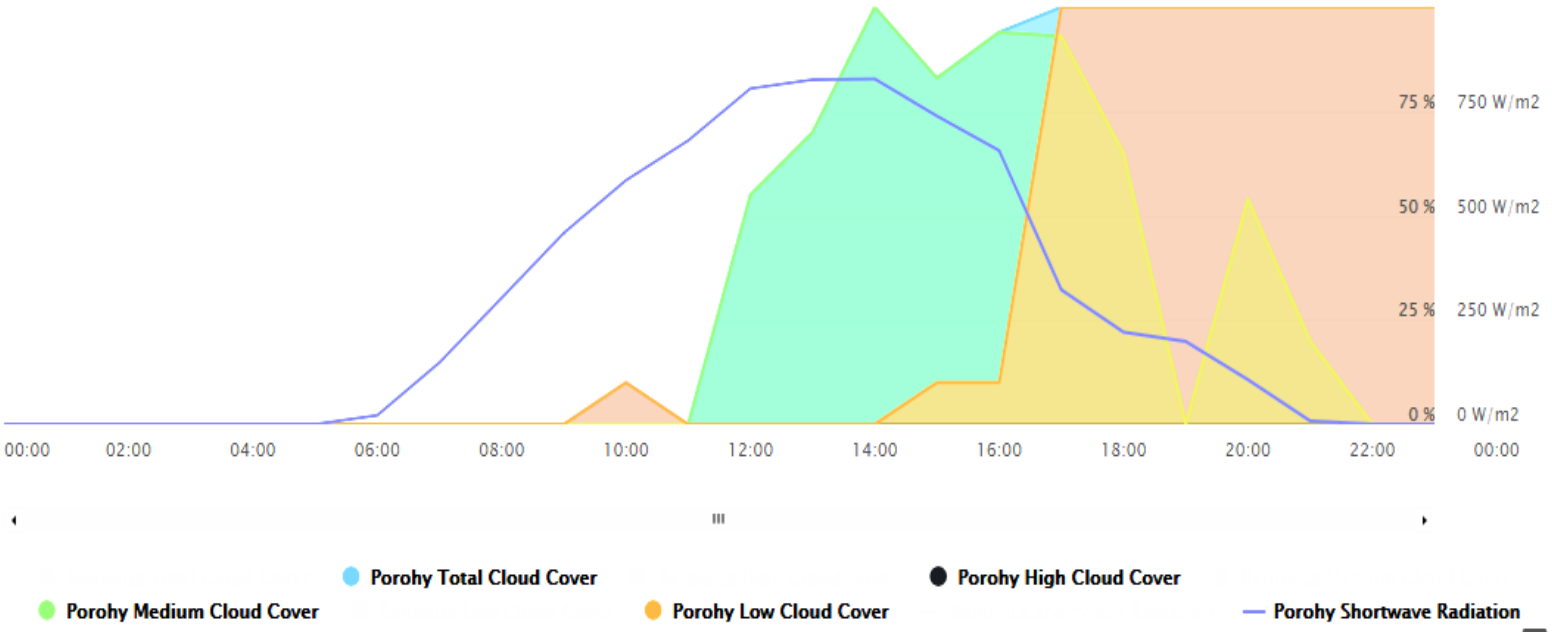
Матриця коефіцієнтів кореляції метеопараметрів та генерування ФЕС

Correlations (факт_метео_пороги)
Marked correlations are significant at p < ,05000
N=44568 (Casewise deletion of missing data)

Variable	Температура	Вологість	**Радіація**	Шв Вітру	Generation
Температура	1,000000	-0,591249	0,518259	0,029432	0,403010
Вологість	-0,591249	1,000000	-0,578834	-0,207019	-0,400646
Радіація	0,518259	-0,578834	1,000000	0,234122	0,930542
Шв Вітру	0,029432	-0,207019	0,234122	1,000000	0,227994
Generation	0,403010	-0,400646	0,930542	0,227994	1,000000

Вплив метеопараметрів на генерування ФЕС

Вплив різних рівнів хмарності на сонячну інсоляцію



Кореляційна матриця впливу різних рівнів хмарності на радіацію

Variable	N=1888 (Casewise deletion of missing data)				
	Total Cloud Cover [sfc]	High Cloud Cover [high cld lay]	Medium Cloud Cover [mid cld lay]	**Low Cloud Cover [low cld lay]**	Shortwave Radiation [sfc]
Total Cloud Cover [sfc]	1,000000	0,431666	0,647244	0,842909	-0,643525
High Cloud Cover [high cld lay]	0,431666	1,000000	0,668955	0,207407	-0,287777
Medium Cloud Cover [mid cld lay]	0,647244	0,668955	1,000000	0,364117	-0,405079
Low Cloud Cover [low cld lay]	0,842909	0,207407	0,364117	1,000000	-0,671495
Shortwave Radiation [sfc]	-0,643525	-0,287777	-0,405079	-0,671495	1,000000

Кореляційна матриця взаємовпливу сонячної інсоляції, виробітку електроенергії ФЕС та нижнього рівня хмарності

Variable	N=44568 (Casewise deletion of missing data)		
	Generation	Радіація	**Cloudness_low**
Generation	1,000000	0,930534	-0,207019
Радіація	0,930534	1,000000	-0,364122
Cloudness_low	-0,207019	-0,364122	1,000000