

ВІДОБРАЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРИ І ВОЛОГОСТІ ПОВІТРЯ НА ПАРАМЕТРИ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ В РІВНОВАЖНІЙ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Abstract. We analyzed the features of the impact of temperature and humidity on the parameters of high-voltage transmission network in the equilibrium model of the electricity market

Транспортування електроенергії від електростанції до споживачів є однією з найважливіших задач електроенергетики. Електроенергія передається, розподіляється та постачається переважно по повітряних лініях електропередачі (ЛЕП), які складаються з кабельних ліній і устаткування для перетворення потоку енергії і його узгодження з навантаженням. Ефективність і надійність передачі енергії визначається станом мереж електропостачання.

Передача електричної електроенергії від електричних станцій до споживачів у всіх ланках електричних мереж супроводжується витратами електроенергії. У середньому витрати в мережах енергосистеми становлять понад 10% від обсягів електроенергії, що відпускається в мережу [1].

На фізичний стан ЛЕП постійно впливають погодні умови. Температура, опади, вологість, а також швидкість і напрямок вітру є важливими факторами такого впливу. Наявність несприятливих погодних умов (дощ, сніг, туман, сильний вітер, ожеледь) призводить до додаткових витрат, зокрема до виникнення коротких замикань, часткового пошкодження і обриву проводів.

Витрати потужності на корону у високовольтних лініях електропередачі залежать від параметрів погодних умов, варіації яких випадкові. Оскільки характеристики мінливості витрат потужності на корону залежать від погодних умов, то зазвичай розглядають окремо витрати потужності на корону при гарній погоді, гарній погоді з підвищеною вологістю повітря, сухому і мокрому снігу, туману, дощу, наморозі. Для визначення обсягів витрат на корону необхідно здійснювати вимірювання погодних параметрів і витрат потужності на корону протягом доби [2, 3].

Очевидно значні обсяги витрат електроенергії в ЛЕП суттєво впливають на рівноважний стан ринку електроенергії. Зростання витрат електроенергії в ЛЕП призводить до зростання цін на електроенергію і навпаки.

Дослідження впливу обсягів витрат електроенергії в ЛЕП на рівноважний стан ринку електроенергії можна здійснити за допомогою математичної моделі рівноважного стану ринку електроенергії запропонованої в [4]. В цій моделі розглянуто електричну мережу з M ліній електропередачі, які об'єднують I енерговузлів. Для лінії $m \in M$,

приєднаної до енерговузлів $i \in I$ та $j \in I$ з активним R_m і реактивним X_m опорами, що знаходиться під напругою V_m , вирази для граничних потоків активних потужностей $flow_{i \rightarrow m}$ і $flow_{m \rightarrow j}$, направлених з енерговузла i у лінію m та з лінії m у енерговузел j , відповідно, запишемо у вигляді:

$$flow_{i \rightarrow m} = + \frac{V_m^2 X_m}{R_m^2 + X_m^2} (\delta_i - \delta_j) + \frac{V_m^2 R_m}{R_m^2 + X_m^2} \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2}, \quad (1)$$

$$flow_{m \rightarrow j} = - \frac{V_m^2 X_m}{R_m^2 + X_m^2} (\delta_i - \delta_j) + \frac{V_m^2 R_m}{R_m^2 + X_m^2} \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2}. \quad (2)$$

Обсяг витрат електроенергії в лінії m складає величину:

$$L_m = flow_{i \rightarrow m} + flow_{m \rightarrow j} = \frac{V_m^2 R_m}{R_m^2 + X_m^2} (\delta_i - \delta_j)^2. \quad (3)$$

У співвідношеннях (1) – (3) величини δ_i та δ_j є миттєвими фазовими кутами змінної напруги у енерговузлах i та j .

У кожному енерговузлі $i \in I$ потоки електроенергії підкоряються першому закону Кірхгофа, тобто

$$\sum_{m \in M_-(i)} flow_{i \rightarrow m} + \sum_{m \in M_+(i)} flow_{m \rightarrow i} + y_i = 0, \quad i \in I, \quad (4)$$

де y_i – алгебраїчна сума потоків електроенергії, що виробляється та споживається у цьому енерговузлі, а множини $M_-(i)$ та $M_+(i)$ предствалюють дві групи ліній, по яким потоки електроенергії покидають енерговузел i та надходять до нього, відповідно.

Враховуючи (1) – (2), множину співвідношень (4) зручно представляти у векторно-матричній формі

$$y = DXD^T \delta - \frac{1}{2} \overline{DR} \left[(D^T \delta) \circ (D^T \delta) \right]. \quad (5)$$

Тут вектори y та δ представляють множини елементів $\{y_i, i = \overline{1, I}\}$ та $\{\delta_i, i = \overline{1, I}\}$; діагональні матриці $R = \text{diag} \left\{ \frac{V_m^2 R_m}{R_m^2 + X_m^2}, m = \overline{1, M} \right\}$ та

$X = \text{diag} \left\{ \frac{V_m^2 X_m}{R_m^2 + X_m^2}, m = \overline{1, M} \right\}$ містять елементи, що обрховуються за заданими

фізичними параметрами ліній; матриці D та \bar{D} є матрицями інцидентності орієнтованого та неорієнтованого графів мережі; матрицю D^T утворено транспонуванням матриці D , а символом \circ позначено добуток Адамара.

Система нерівностей, що відображає обмеження на максимально допустимі потоки електроенергії в лініях електропередачі, має вигляд

$$|XD^T \delta| \leq \bar{Y}, \quad (6)$$

де вектор \bar{Y} складається зі значень граничних навантажень ліній електропередачі \bar{y}_i .

В представлених вище співвідношеннях (1) – (6) значення активного опору R_m та граничних навантажень ліній електропередачі \bar{y}_i залежать від температури T та вологості повітря h , зокрема, $R_m = R_m(T, h)$ та $\bar{y}_i = \bar{y}_i(T)$.

Гранична потужність навантаження кожної лінії визначається максимально допустимим струмом, який, в свою чергу, залежить від температури навколишнього середовища. Для адекватного відображення в моделі впливу температури навколишнього середовища на допустимий струм в лінії необхідно враховувати динаміку температури навколишнього середовища за сезонами і впродовж доби.

За умови незмінності вологості повітря, тобто, $h = \text{const}$, питомий активний опір ділянок проводів ПЛ і жил кабелів КЛ з незмінним перерізом в Ом/км безвідносно до індексу m обчислюється за формулою

$$R_{\Pi}(T) = R_{\Pi 0} [1 + \alpha(T - T_0)], \quad (7)$$

де $R_{\Pi 0}$ – активний опір одного кілометра проводу певної марки за температури T_0 , Ом/км; T_0 – температура проводу, за якої наведено його питомий опір, °С; T – температура навколишнього середовища, °С (приймається середня температура для кожного місяця для регіонів відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.507 або СНиП 2.01.01); α — температурний коефіцієнт.

Значення температурних коефіцієнтів проводів і кабелів (питомий опір $R_{\Pi 0}$, температурний коефіцієнт) приймаються згідно ГОСТ 839, ДСТУ 4743 або ТУ на провід. Так, для проводів марок А і АС застосовується $\alpha = 0,004$, для сплаву алюмінію марки АВЕ – $\alpha = 0,0036$, для міді – $\alpha = 0,0039$. При цьому температура $T_0 = 20$ °С.

Значення активних опорів проводів ПЛ, а також середніх багаторічних температур навколишнього середовища за місяцями року і відповідні їм витрати електричної енергії в жилах кабелів відображено в додатках Б і В

галузевої методики [8].

Основні параметри динаміка температури повітря впродовж доби для кожного місяця характерного року наведено у табл. 1 для ОЕС України. Ці значення отримано шляхом перерахунку аналогічних параметрів, наведених у звіті [9] по регіонах України на перспективу до 2030 р.

Відомо, що мінімальне добове значення температури повітря досягається приблизно через 15 хвилин після сходу сонця, а максимальне значення – у 15 годин. Метод побудови комплексних сонячних карт дає можливість отримати їх для багатьох населених пунктів, для яких відомі середньомісячні температури та добові амплітуди температур.

У [5-7] запропоновано функцію зміни періодичного кліматичного параметра, що має один максимум і один мінімум в межах періоду, за значеннями її екстремумів за допомогою синусоїдальної функції. Відповідно до цієї функції зміна температури повітря впродовж доби має наступний вигляд (табл. 2):

при $0 \leq t < t_{min}$:

$$T = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \sin \left[\frac{\pi}{2} \frac{2t - 3t_{min} - 9}{9 + t_{min}} \right] + T_0 ; \quad (8)$$

при $t_{min} \leq t < 15$:

$$T = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \sin \left[\frac{\pi}{2} \frac{2t - 15 - t_{min}}{15 - t_{min}} \right] + T_0 ; \quad (9)$$

при $15 \leq t < 24$:

$$T = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \sin \left[\frac{\pi}{2} \frac{2t - 21 + t_{min}}{9 + t_{min}} \right] + T_0 , \quad (10)$$

Таким чином, користуючись формулами (8) – (10), для будь-якого заданого моменту часу t доби можна визначити характерну температуру навколишнього середовища та використати її для обрахунку відповідного активного опору лінії за допомогою формули (7).

Зазвичай значення граничних струмових навантажень ліній електропередачі представляються довідково у табличному вигляді для фіксованих значень температури повітря. Приймаючи до уваги відомі значення номінальної напруги на лініях, граничне навантаження кожної лінії можна представити у вигляді апроксимуючого поліному другого порядку для потоку потужності, тобто у вигляді

$$\bar{y}_i(T) = a_i T^2 + b_i T + c_i , \quad (11)$$

де a_i , b_i та c_i – коефіцієнти апроксимації.

Таблиця 1

Середньомісячні максимальна (T_{max}) та мінімальна (T_{min}) температури повітря

по регіональним енергосистемам України

Період/регіон	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1. Західна	T_{max}	-0,2	1,1	5,8	14,0	19,9	23,0	25,3	24,8	19,2	13,2	6,1	0,7
	T_{min}	-5,2	-4,9	-1,7	3,9	8,8	12,2	14,5	13,8	9,3	4,7	0,7	-3,7
2. Центральна	T_{max}	-1,1	-0,2	5,0	14,5	21,0	24,8	27,1	26,3	20,0	12,9	5,1	0,1
	T_{min}	-5,6	-5,8	-2,0	4,9	9,9	14,0	16,1	14,7	9,8	4,7	0,6	-3,6
3. Північна	T_{max}	-1,2	-0,2	5,1	14,8	21,5	25,5	27,9	27,1	20,7	13,3	5,4	0,3
	T_{min}	-5,8	-6,0	-1,8	5,0	10,0	14,4	16,5	15,1	10,2	4,9	0,5	-3,6
4. Донбаська	T_{max}	-1,4	-0,6	4,9	15,0	21,9	26,4	28,9	28,0	21,3	13,6	5,5	0,4
	T_{min}	-6,2	-6,6	-1,9	5,1	10,1	15,0	17,1	15,5	10,4	5,1	0,4	-3,8
5. Південно-Західна	T_{max}	-0,4	0,9	5,8	14,3	20,4	23,6	26,0	25,5	19,7	13,4	6,0	0,7
	T_{min}	-5,3	-5,1	-1,7	4,2	9,1	12,8	15,0	14,2	9,6	4,8	0,7	-3,6
6. Дніпровська	T_{max}	0,2	1,5	6,6	15,3	21,8	25,9	28,8	28,1	21,9	14,9	7,2	2,1
	T_{min}	-4,7	-4,8	-0,7	5,4	10,6	15,2	17,5	16,4	11,6	6,2	1,7	-2,3
7. Південна	T_{max}	1,3	2,6	7,5	15,4	21,9	26,3	29,4	28,8	22,7	15,9	8,5	3,5
	T_{min}	-3,9	-3,9	0,2	5,7	11,1	15,9	18,3	17,5	12,7	7,3	2,6	-1,2
8. Кримська	T_{max}	1,3	2,6	7,5	15,4	21,9	26,3	29,4	28,8	22,7	15,9	8,5	3,5
	T_{min}	-3,9	-3,9	0,2	5,7	11,1	15,9	18,3	17,5	12,7	7,3	2,6	-1,2

Таблиця 2

Середньомісячні температура повітря (T_0 , °C) та момент часу настання мінімальної температури повітря протягом доби, який приймається як час, що настає через 0, 25 год після сходу сонця (t_{min} , год на 15 число кожного місяця)

Період/регіон	по регіональним енергосистемам України												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1. Західна	T_0	-4,70	-3,38	1,38	7,70	13,80	16,82	18,70	17,82	13,84	8,14	2,72	-1,92
	t_{min}	9,26	8,58	7,60	6,48	5,60	5,21	5,50	6,21	6,98	7,74	8,80	9,25
2. Центральна	T_0	-6,0	-5,48	-0,65	7,23	14,48	17,53	19,53	18,50	13,55	7,18	1,13	-3,60
	t_{min}	8,95	8,28	7,32	6,22	5,37	4,98	5,27	5,96	6,71	7,46	8,29	8,93
3. Північна	T_0	-7,4	-6,97	-1,80	7,23	14,70	18,17	20,23	19,27	13,73	6,97	0,23	-4,90
	t_{min}	8,55	8,15	7,26	5,80	4,93	4,54	4,83	5,53	6,29	7,04	7,89	8,53
4. Донбаська	T_0	-6,6	-6,10	-0,70	8,25	15,75	19,15	21,95	20,70	15,00	8,00	1,15	-4,00
	t_{min}	8,23	7,59	6,67	5,61	4,79	4,43	4,70	5,36	6,07	7,59	7,58	8,20
5. Південно-Західна	T_0	-5,5	-4,45	0,28	7,30	13,75	16,88	18,75	17,85	13,28	7,63	1,78	-2,90
	t_{min}	9,07	8,41	7,46	6,37	5,52	5,15	5,43	6,11	6,85	7,01	8,42	9,05
6. Дніпровська	T_0	-4,9	-4,40	0,45	8,50	15,98	19,63	22,20	21,28	15,85	9,15	2,50	-2,48
	t_{min}	8,44	7,82	6,90	5,85	5,04	4,69	4,96	5,61	6,31	6,77	7,80	8,41
7. Південна	T_0	-3,55	-2,90	1,73	8,75	15,68	19,53	22,35	21,43	16,48	10,33	3,90	-1,10
	t_{min}	8,63	8,29	7,15	6,13	5,35	5,02	5,28	5,90	6,57	7,00	8,00	8,59
8. Кримська	T_0	0,34	0,44	3,96	9,60	15,28	20,02	23,16	22,58	17,78	12,50	6,90	2,80
	t_{min}	8,32	7,78	6,95	5,99	5,26	4,96	5,21	5,78	6,39	6,79	7,71	8,27

На обсяги витрат електроенергії в мережі ліній електропередачі впливає не тільки температура повітря, але й характер погодних умов та вологість повітря [8, 9]. Різні погодні умови обумовлюють різні обсяги витрат електроенергії на корону, яка виникає на високовольтних лініях електропередачі через напруженості електричного поля на їх поверхні. Підвищення вологості на поверхні ліній призводить до зростання витрат електроенергії на корону. В якості типових видів погодних умов, що приймаються до уваги при розрахунку витрат на корону, розглядають ясну погоду, сніг, дощ і наморозь (табл. 3). Користуючись цими даними, отримаємо відносні коефіцієнти зростання витрат на корону:

$$\begin{aligned}\bar{L}_{\text{сніг}} &= L_{\text{сніг}} / L_{\text{ясно}} , \\ \bar{L}_{\text{дощ}} &= L_{\text{дощ}} / L_{\text{ясно}} , \\ \bar{L}_{\text{наморозь}} &= L_{\text{наморозь}} / L_{\text{ясно}} .\end{aligned}$$

Таблиця 3

Витрати потужності в лініях електропередачі за типом погодних умов

Номинальна напруга, кВ	Марка проводу	Питомі витрати L активної потужності за типом погодних умов, кВт/км			
		ясно	сніг	дощ	наморозь
220	АСО-300	1,1	6,1	15,9	37
330	2хАСО-300	1,2	4,8	16,9	38,2
500	3хАСО-500	1,2	4,3	15,6	47,2
750	4хАСО-600	5,8	18,4	64	139

Оцінку впливу вологості повітря на активний опір лінії електропередачі будемо здійснювати за: ясної та сухої погоди; максимальної вологості повітря; середніх значень вологості.

Користуючись наявними даними спостережень за вологістю повітря та кількістю опадів [9, 10], для території проходження кожної міжсистемної лінії електропередачі можна визначити помісячні розподіли днів за цими показниками погодних умов. Наприклад, розподіли днів за вологістю повітря і наявністю опадів у січні 2012 року мають вигляд табл. 4.

Дані щодо розподілу днів за наявністю опадів дозволяють визначити середньозважений коефіцієнт максимального зростання витрат електроенергії за формулою

$$\bar{L}_{\text{max}} = (D_{\text{дощ}} \bar{L}_{\text{дощ}} + D_{\text{сніг}} \bar{L}_{\text{сніг}}) / (D_{\text{дощ}} + D_{\text{сніг}}), \quad (12)$$

де величини $D_{\text{дощ}}$ та $D_{\text{сніг}}$ – це кількості днів типових погодних умов, позначених відповідними індексами.

Використовуючи коефіцієнт \bar{L}_{max} та дані щодо кількості днів з вологістю повітря ($D_{<85\%}$, $D_{85\%-98\%}$ та $D_{>98\%}$), для території проходження кожної міжсистемної лінії електропередачі можна визначити коефіцієнти зростання

витрат електроенергії на корону за умов:
ясної та відносно сухої погоди

$$\bar{L}_{<85\%} = 1, D \in D_{<85\%}$$

максимальної вологості повітря

$$\bar{L}_{>98\%} = \bar{L}_{max}, D \in D_{>98\%}$$

середніх значень вологості повітря

$$\bar{L}_{85\%-98\%} = 0,5(1 + \bar{L}_{max}), D \in D_{>85\%-98\%}.$$

Таблиця 4

Розподіл днів за вологістю повітря і наявністю опадів у січні 2012 року

Міжсистемна лінія електропередачі	Кількість днів з вологістю повітря			Кількість днів з погодними умовами		
	< 85%	85% – 98%	>98%	ясно	дощ	сніг
Західна – Південно-Західна	18	13	0	4,0	10,5	16,5
Південно-Західна – Центральна	14	16,5	0,5	6,0	10,0	15,0
Південно-Західна – Дніпровська	12,5	18,5	0	4,0	11,9	15,1
Південно-Західна – Південна	14,5	16	0,5	5,5	12,3	13,2
Північна – Центральна	9,5	20,5	1	6,0	9,8	15,2
Дніпровська – Центральна	8,5	22	0,5	6,0	11,4	13,6
Донбаська – Північна	9	21	1	4,0	10,7	16,3
Дніпровська – Північна	8	22,5	0,5	4,0	11,8	15,3
Дніпровська – Донбаська	8	22,5	0,5	4,0	12,3	14,8
Дніпровська – Кримська	11,5	19	0,5	4,5	14,2	12,3
Дніпровська – Південна	9	21,5	0,5	5,5	13,8	11,8
Південна – Кримська	13,5	16,5	1	6,0	14,6	10,4

Приймаючи до уваги співвідношення (3) між витратами електроенергії L_m в лінії електропередачі m та її активним опором R_m , а також визначені вище коефіцієнти зростання витрат на корону для різних значень вологості повітря, отримуємо залежності:

$$R_m(T, h < 85\%) = R_m(T), \forall D \in D_{<85\%};$$

$$R_m(T, 85\% < h < 98\%) = 0,5(1 + \bar{L}_{max})R_m(T), \forall D \in D_{>85\%-98\%};$$

$$R_m(T, h > 98\%) = \bar{L}_{max}R_m(T), \forall D \in D_{>98\%}.$$

Висновки

Отримані залежності активного опору R_m та граничних навантажень ліній електропередачі \bar{y}_i від температури T та вологості повітря h дозволяють здійснювати моделювання рівноважного стану ринку електроенергії в різних погодних умовах.

1. Самарин А.В., Рыгалин Д.Б., Шкляев А.А. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП // Естественные и технические науки. – 2012. – № 1, 2.
2. Костюшко В.А. Исследования потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока. – Вестник ВНИИЭ, 2004.
3. Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Никифоров Е.П., Савченко О.В., Тимашова Л.В., Соломоник Е.А. Потери электроэнергии в электрических сетях, зависящие от погодных условий // Электрические станции. – 2004. – № 11.
4. Саух С.Е. Модель конкурентного равновесия на рынке электроэнергии с улучшенной адекватностью математического описания генерирующих компаний, системного оператора и электрической сети // Электронное моделирование. – 2016. – № 4. – С.49-64.
5. Сергійчук О.В., Шитюк В.П. Геометричний аналіз кліматичних показників // Праці Тавр. держ. агротехнологічн. університету.—Вип. 4. Прикл. геом. та інж. графіка. – Т.43.– Мелітополь: ТДАТА, 2009. – С.81-87.
6. Сергійчук О.В. Побудова комплексних сонячних карт за нормативними кліматичними даними // Сучасні проблеми моделювання. – 2014. – Вип.2. – С.149-153.
7. Клімат Києва // Под ред. Л. И. Сакали. – Л.: Гидрометеоздат, 1980. – 289 с.
8. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методика. –Київ: Мін. енергетики та вугільної промисловості.– 2011.– 55 с.
9. Розроблення сценаріїв зміни кліматичних умов в Україні на середньо- та довгострокову перспективу з використанням даних глобальних та регіональних моделей. Звіт НДР. – Київ: 2013.– 135 с.
10. <https://ukrainian.wunderground.com/history/>

Поступила 1.11.2017р.

УДК 616

І.В. Кунченко-Харченко, д.т.н., Черкаський технологічний університет,
 Б.В.Дурняк, д.т.н., Українська академія друкарства, м.Львів,
 Л.С. Сікора, д.т.н., Національний університет «Львівська політехніка».

ІНФОРМАЦІЙНИЙ ХАРАКТЕР КОНДРАТЬЄВСЬКИХ МОДЕЛЕЙ К-ЦИКЛІВ РОЗВИТКУ ЕКОНОМІЧНИХ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИХ СТРУКТУР

Анотація. В статті розглянуто динаміку корпоративних структур з точки зору К-циклів Кондратьєва, показано що ефективним фактором успіху є здатність управляючого персоналу освоювати нові теорії формування стратегій на підставі когнітивної психології та теорії інтелектуальних ієрархічних систем.

Abstract. In the article the dynamics of corporate structures in terms of number of cycles Kondratyev, shows that the effective factor of success is the ability to control staff to develop new theories of the formation of strategies based on cognitive psychology and theory the intellectual hierarchical systems.

Ключові слова: інформація, інтелект, самоорганізація, К-цикл Кондратьєва, ЕОМ, система, ієрархія, процеси мислення, логіка, алгоритми, документ.