

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Калініченко Євгеній Валерійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Особливості розрахунку районної мережі з урахуванням температурних режимів та сезонних продуктів навантаження
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Калініченко Є.В.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2020

АНОТАЦІЯ

Калініченко Є. В. Особливості розрахунку районної мережі з урахуванням температурних режимів та сезонних продуктів навантаження. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2020.

Робота присвячена проблемі вдосконалення методики розрахунку втрат потужності в повітряних лініях електропроводів за рахунок теплових процесів при нагріванні проводу.

У роботі проведений порівняльний аналіз методик визначення температури проводу та її вплив на втрати потужності при передачі електроенергії.

Ключові слова: система електропостачання, втрати електроенергії, лінії електропостачання, теплові процеси.

ABSTRACT

Kalinishenko Ye. V. Features of calculation of district network taking into account temperature conditions and seasonal products of loading. Qualifying work on the receipt of educational master's degree after speciality 141 is Electroenergy, electrical engineering and electromechanics is the Polesye national university, Zhytomyr, 2020. Work is sanctified to the problem of perfection of methodology of calculation of losses of power in the air-tracks of електропроводів due to thermal processes at heating of wire. The comparative analysis of methodologies of determination of temperature of wire and her influence are in-process conducted on the losses of power at the transmission of electric power.

Keywords: system of power supply, loss of electric power, line of power supply, thermal processes.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ЗАЛЕЖНОСТІ СТРУМУ НА ВАНТАЖЕННЯ ВІД ТЕМПЕРАТУРИ ПРОВОДУ НА ВЕЛИЧИНУ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	7
1.1. Аналіз втрат активної потужності лінії електропередачі на основі рівняння теплового балансу.	7
1.2. Спрощений аналіз впливу зміни величини струму на вантаження на температури проводу	12
1.3. Аналіз зміни величини втрат потужності в лінії електропередачі за рахунок зміни температури проводу	
1.4. Аналіз проведених розрахунків та порівняння результатів двох методів визначення втрат потужності	
Висновки по розділу 1	16
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ТЕХНІЧНИХ СПОСОБІВ І МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ТЕМПЕРАТУРИ ПРОВОДУ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	20
2.1. Аналіз технічних пристроїв контролю навколишнього середовища та їх використання для обмеження струмових перевантажень повітряних ліній	20
2.2. Пристрої автоматичного обмеження струмових перевантажень повітряних ліній з побічним контролем температури проводу	21
2.3. Прилади автоматичного обмеження перевантаження повітряних ліній електропередачі з безпосереднім контролем температури проводу.	23
Висновки по розділу 2	32
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	44
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	45

ВСТУП

Постійне зростання навантаження електроприймачів електричної енергії потребує постійного аналізу усталених режимів роботи електричних мереж. Режими роботи електричних мереж характеризуються рядом параметрів, до яких відноситься і характеристика нагрівання проводів ліній електропередач більше температури навколишнього середовища. Наукові праці провідних вчених (Усова В. В. , Махліна Б. Ю., Zeerleder A.) [22 - 24] практично з самого початку виникнення енергосистем та передачі електроенергії на відстань, були націлені на дослідження в тому числі механічній міцності проводів повітряних ліній при тривалому нагріванні за рахунок протікання електричного струму та умов навколишнього середовища.

Ймовірно, що для зниження втрат електроенергії при різних струмових навантаженнях повітряних ліній електропередачі необхідно мати інформацію про температуру проводу. Ця інформація може бути одержана або за рахунок теоретичного розрахункового аналізу усталених температурних режимів протікання електричного струму в проводі, або за рахунок використання відповідних типів датчиків об'єднаних в єдину автоматизовану систему контролю і моніторингу, яка працює до відповідного алгоритму.

Розробка методів визначення втрат потужності електроенергії в проводах повітряних ліній енергосистем за рахунок зміни температурного режиму протікання струму визначає **мету дослідження** в даній роботі.

Об'єктом дослідження: методи і засоби моніторингу температурного режиму проводів повітряних ліній електропередач.

Мета дослідження: проаналізувати теоретичні методи визначення температури нагрівання поверхні проводів ліній електропередач, та технічні пристрої моніторингу температурного режиму.

Предмет дослідження: в процесі виконання роботи провести дослідження втрат потужності та величину похибки для різних методів розрахунку.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

1. Ковальчук О.М. АНАЛІЗ ВЕЛИЧИНИ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ПРИ ЗМІНИ ТЕМПЕРАТУРИ ПРОВОДУ З УРАХУВАННЯМ КОНВЕКЦІЇ ТА СОНЯЧНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ.

IV МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С. 70-74. «Біоенергетичні системи». 29 травня 2020 Житомир, Україна.

2. Гончаренко Ю.П., Калініченко Є.В. СПРОЩЕНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ЗМІНИ ВЕЛИЧИНИ СТРУМУ НА ВАНТАЖЕННЯ НА ТЕМПЕРАТУРИ ПРОВОДУ.

IV МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С. 70-74. «Біоенергетичні системи». 29 травня 2020 Житомир, Україна.

3. Калініченко Є.В. АНАЛІЗ ТЕХНІЧНИХ ПРИСТРОЇВ КОНТРОЛЮ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА ТА ЇХ ВИКОРИСТАННЯ ДЛЯ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМОВИХ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

Студентські читання – 2020: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2020». 26 жовтня 2020 р. Житомир: Поліський національний університет, 2020.- 400 с.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ВПЛИВУ ЗАЛЕЖНОСТІ СТРУМУ НАВАНТАЖЕННЯ ВІД ТЕМПЕРАТУРИ ПРОВОДУ НА ВЕЛИЧИНУ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

1.1. Аналіз втрат активної потужності лінії електропередачі на основі рівняння теплового балансу

Одним із факторів впливу на величину втрат потужності в електричних мережах являється залежність зміни опору проводу від температури. Зміна опору проводу може відбуватися двояко: за рахунок зміни температури навколишнього середовища та за рахунок нагріву провідника протікаючим по ньому струмом. Таким чином з точки зору основ електротехніки [1], величина втрат потужності в проводі лінії електропередач залежить від температури та величини протікаючого по ньому струму, і ці залежності не являються лінійними. Тому врахування впливу температури при розрахунках втрат та вибору заходів по їх зниженню потребує додатковому розрахункових формул і методів.

Залежність втрати активної потужності в проводі лінії електропередачі від температури навколишнього середовища та нагрівання його за рахунок протікаючого струму навантаження описується рівнянням теплового балансу [2], яке має вигляд:

$$\Delta P_0(1 + \alpha \Theta_{нов}) = d_{пр} \left[\pi \alpha_{кон} (\Theta_{нов} - \Theta_{нав}) + \pi \varepsilon_{нов} C_0 (T_{нов}^4 - T_{нав}^4) - A_s q_{кон} \right], \quad (1.1)$$

де $\Delta P_0 = I^2 r_0$ – втрати активної потужності в проводі з погонним активним опором r_0 приведеним до 0°C ;

I – величина струму навантаження;

α – температурний коефіцієнт опору;

$\Theta_{нов}$ і $\Theta_{нав}$ – температури поверхні проводу та навколишнього середовища в $^\circ\text{C}$;

$d_{пр}$ – діаметр проводу;

$\alpha_{кон}$ – коефіцієнт тепловіддачі за рахунок вимушеної конвекції;

$\varepsilon_{нов}$ – коефіцієнт чорноти поверхні проводу для інфрачервоного випромінювання;

$C_0 = 5,67 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м²·К⁴) – постійна випромінювання абсолютно чорного тіла;

$T_{нов}$ і $T_{нав}$ – абсолютні температури поверхні проводу та навколишнього середовища;

A_s –поглинаюча спроможність поверхні проводу для сонячного випромінювання;

$q_{сон}$ – щільність потоку сонячної радіації на провід.

Рівняння (1.1) має такий вигляд при умові, що температурний градієнт всередині проводу дорівнює нулеві. При такій умові температура проводу $\Theta_{пр}$ дорівнює зовнішній температурі його поверхні $\Theta_{нов}$.

Загальні втрати потужності ΔP можна записати, як:

$$\Delta P = \Delta P_0 (1 + \alpha \Theta_{пр}) = 3I^2 \cdot R_0 \cdot (1 + \alpha \Theta_{пр}) .$$

Таким чином стоїть завдання визначення температури проводу та величину втрати активної потужності з урахуванням зміни температури проводу.

Складність даного завдання полягає в тому, що в рівняння (1.1) входить багато початкових даних: $\Theta_{зов}$, $\alpha_{вим}$, $\varepsilon_{нов}$, A_s , $q_{сон}$. Найбільшу проблему складає коефіцієнт тепловіддачі та сонячна радіація, які визначаються цілою низкою метеоумов, які змінюються не тільки протягом часу а і в просторі. Наприклад $\alpha_{вим}$ та $q_{сон}$ залежать від азимуту осі проводу.

Таким чином потрібно для зменшення розрахунків спростити вираз для знаходження втрат активної потужності при умові зберігання мінімальних відхилень результатів визначених по формулі (1.1).

1.2. Спрощений аналіз впливу зміни величини струму навантаження на температуру проводу

Розглянемо елемент три фазної мережі в якому враховані тільки навантажувальні втрати активної потужності. Для більшості типів електричних мереж в яких протікає синусоїдальний струм найпростіше рівняння теплового балансу, яке витікає із формули (1.1) буде мати вигляд [5]:

$$3I^2 \cdot R_0 \cdot (1 + \alpha \Theta_{np}) = A \cdot (\Theta_{np} - \Theta_{нав}) \quad (1.2)$$

де I – величина струму в провіднику;

R_0 – активний опір елемента мережі при 0°C ;

α – температурний коефіцієнт опору;

Θ_{np} – температура струмопровідного елемента мережі;

$\Theta_{нав}$ – температура навколишнього середовища;

A – постійний коефіцієнт тепловіддачі від елемента мережі у навколишнє середовище.

Дане рівняння справедливе при відповідних припущеннях:

- відсутній, або не враховується променевий теплообмін;
- відсутня тепловіддача вільного конвекційного процесу;
- можна не враховувати вплив поверхневого ефекту та ефекту близькості проводів мережі на залежність втрат потужності від температури [2].

При врахуванні вільної конвекції, коефіцієнт A буде залежати від температури проводу по якому протікає струм, а при врахуванні променевого теплообміну в правій частині рівняння (1.2) з'являється ще один доданок, який виражає закон Стефана-Больцмана [2]. Це свідчить про те, що теплопередача можлива тільки шляхом теплопровідності та вилученої

конвекції [3]. Але конвекція завжди супроводжується променевим теплообміном[4], тому рівняння (1.2) справедливе в випадку теплопередачі молекулярною теплопровідністю при відсутності інших видів теплообміну[4]. Даній умові відповідають кабелі прокладені в землі. Слід відмітити, що при охолодженні проводів в повітрі, нелінійність в правій частині рівняння (1.2) не являється явно вираженою, тому при практичних розрахунках праву частину даного рівняння рахують лінійною[2]. Слід відміти, що так розраховані поправкові коефіцієнти A для температури зовнішнього середовища які приведені в [4].

Таким чином рівняння (1.2) можна успішно використовувати для наближених розрахунків проводів і кабелів всіх способів прокладення, а похибка в даному випадку буде залежати від правильного підбору поправкового коефіцієнта A .

Ліва частина рівняння (1.2) виражає втрати активної потужності ΔP . Якщо з лівої частини рівняння винести значення температури Θ , а там залишити тільки втрати, то відповідно до [5], після перетворень одержимо:

$$\Delta P = \frac{3R_0(1 + \alpha\Theta_{наб}) \cdot I^2}{1 - \frac{3R_0\alpha}{A} \cdot I^2}. \quad (1.3)$$

Бачимо, що в формулі (1.3) чисельник співпадає з лівою частиною у виразі (1.2) і виражає втрати від температури навколишнього середовища, а знаменник можна розглядати як коефіцієнт, який відповідно [2] враховує збільшення втрат активної потужності в наслідок нагріву проводів при протіканні струму навантаження.

Параметр A , який входить в формулу (1.3) можна визначити двома способами [2,5]:

- на основі теорії теплообміну;
- як параметри відомого теплового режиму.

Перевагами першого способу являється більш повне врахування впливу параметрів навколишнього середовища на інтенсивність теплообміну [2,4].

Другий спосіб дає можливість використовувати не тільки теоретичні але і практичні дані. Крім того він дозволяє одержати вираз більш привабливий для аналізу.

При проектуванні та розрахунках електричних мереж тепловий режим враховується через величину гранично допустимого струму проводу або кабелю $I_{\text{доп}}$ для максимально допустимої температури середовища $\Theta_{\text{доп}}$ та номінальної нормованої температури навколишнього середовища $\Theta_{\text{серном}}$. Якщо підставити дані параметри в (1.3) і вирішити дане рівняння відносно A то відповідно до [5] одержимо:

$$A = \frac{3I_{\text{доп}}^2 R_0 (1 + \alpha \Theta_{\text{доп}})}{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{нав ном}}} \quad (1.4)$$

Після підстановки (1.3) та (1.4) в (1.2) одержимо вираз для величини втрат потужності у вигляді:

$$\Delta P = \frac{3R_0(1 + \alpha \Theta_{\text{нав}}) \cdot I^2}{1 - \frac{\alpha(\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{нав ном}})}{1 + \alpha \Theta_{\text{доп}}} \cdot \left(\frac{I}{I_{\text{доп}}}\right)^2} \quad (1.5)$$

У випадку коли $I = I_{\text{доп}}$ та $\Theta_{\text{сер}} = \Theta_{\text{серном}}$, формула (1.5) буде мати вигляд:

$$\Delta P_{\text{доп}} = 3I_{\text{доп}}^2 R_0 (1 + \alpha \Theta_{\text{доп}}) \quad (1.6)$$

де $\Delta P_{\text{доп}}$ відповідно до [7] представляє не що інше, як технічні допустимі максимальні втрати активної потужності при роботі мережі без перевантаження для нормованої температури навколишнього середовища.

Для спрощеного аналізу можна перейти від абсолютних параметрів до відносних шляхом ділення струму I та втрат потужності ΔP відповідно на величину допустимого струму при нагріванні проводу $I_{\text{доп}}$ і технічно допустим втрат активної потужності в мережі $\Delta P_{\text{доп}}$:

$$I^* = I/I_{\text{доп}}, \quad \Delta P^* = \Delta P/\Delta P_{\text{доп}} .$$

Тобто розділивши (1.5) на (1.6) одержимо вираз:

$$\Delta P^* = \frac{(1 + \alpha \Theta_{сер}) \cdot I^{*2}}{1 + \alpha \Theta_{дон} - \alpha (\Theta_{дон} - \Theta_{нав ном}) \cdot I^{*2}}, \quad (1.7)$$

який характеризує залежність відносних втрат від відносного допустимого струму.

Розділивши чисельник і знаменник в лівій частині рівняння (1.7) на величину $1 + \alpha \Theta_{дон}$ та ввівши позначення :

$$A_1 = \frac{1 + \alpha \Theta_{нав}}{1 + \alpha \Theta_{дон}} \quad A_2 = \frac{\alpha (\Theta_{дон} - \Theta_{нав ном})}{1 + \alpha \Theta_{дон}}$$

рівняння (1.7) можна представити в вигляді:

$$\Delta P^* = \frac{A_1 \cdot I^{*2}}{1 - A_2 \cdot I^{*2}}.$$

Розрахунки втрат потужності проведених для двох типів проводів АС-70 та АС-120 повітряних ліній електропередач по формулах (1.3) та (1.5) приведені в табл.1.1-1.2, та рис.1.1-1.2. для різних температур навколишнього середовища від -20°C до 20°C .

Таблиця 1.1. Величина втрат потужності за рахунок нагрівання проводу АС-70 при зміні величини протікаючого струму навантаження.

$I/I_{дон}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
I	0	39,2	78,4	117,6	156,8	196	235,2	274,4	313,6	352,8	392
$\Delta P_{ср}(-20^{\circ}\text{C})$	0	1,944	7,846	17,924	32,56	52,348	78,143	111,176	153,213	206,828	275,89
$\Delta P_{ср}(0^{\circ}\text{C})$	0	2,128	8,606	19,721	35,99	58,230	87,645	126,035	176,096	241,998	330,46
$\Delta P_{ср}(20^{\circ}\text{C})$	0	2,311	9,335	21,363	38,91	62,767	94,119	134,686	186,996	254,859	344,21

Таблиця 1.2. Величина втрат потужності за рахунок нагрівання проводу АС-120 при зміні величини протікаючого струму навантаження.

$I/I_{\text{доп}}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
I	0	65	130	195	260	325	390	455	520	585	650
$\Delta P_{\text{сnp}}(-20^{\circ}\text{C})$	0	3,128	12,513	28,156	50,06	78,236	112,684	153,415	200,437	253,762	313,4
$\Delta P_{\text{сnp}}(0^{\circ}\text{C})$	0	3,422	13,691	30,811	54,79	85,641	123,377	168,016	219,580	278,094	343,59
$\Delta P_{\text{сnp}}(20^{\circ}\text{C})$	0	3,717	14,871	33,474	59,54	93,109	134,200	182,861	239,141	303,096	374,79

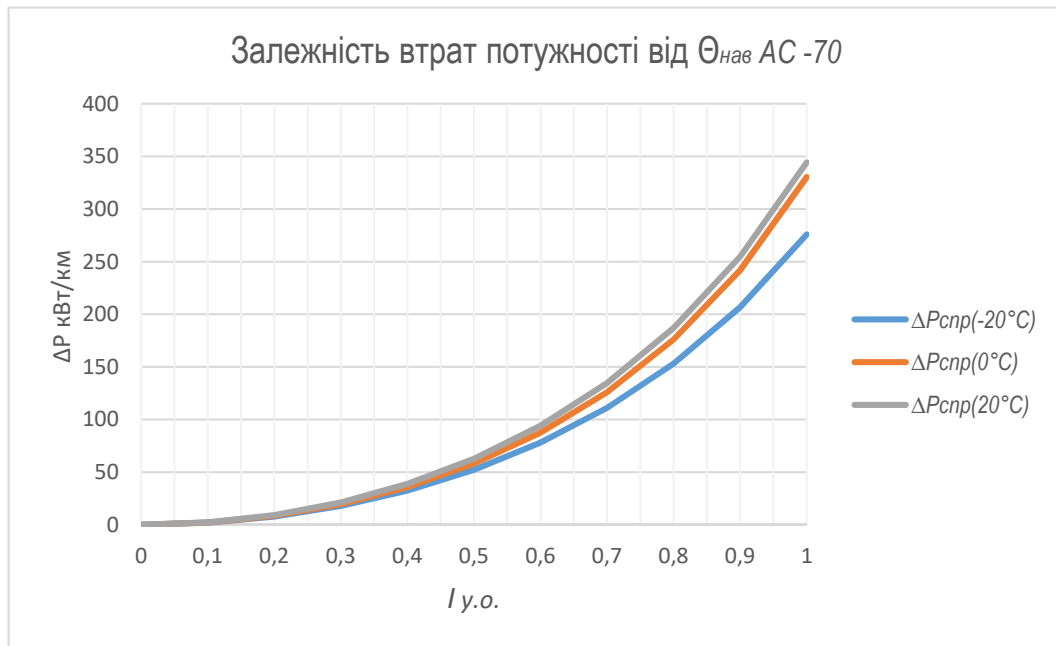


Рисунок 1.1. Графіки зміни втрат потужності для різних температур навколишнього середовища проводу АС-70 при зміні струму навантаження.

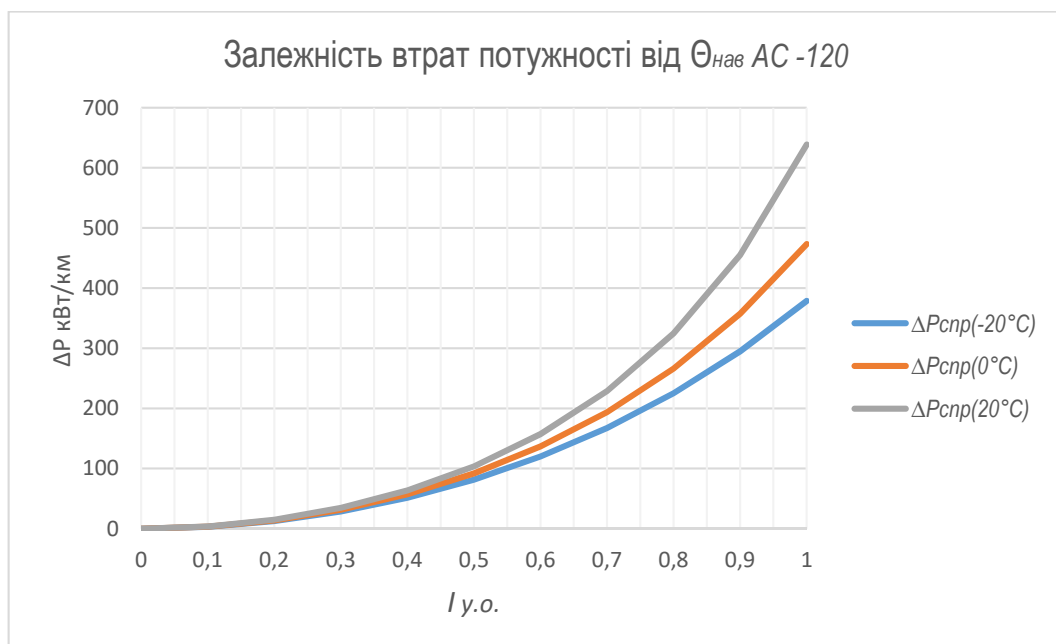


Рисунок 1.2. Графіки зміни втрат потужності для різних температур навколишнього середовища проводу АС-120 при зміні струму навантаження.

При розрахунках втрат потужності величина допустимого струму навантаження бралася відповідно до ПУЕ та ГОСТ 839-80[16,17] (див. таб. 1.3). При цьому слід зауважити, що дані для розрахунків бралися для мінімальних значень швидкості вітру 0-1 м/сек, так як ці умови являються найтяжчими [17].

Таблиця 1.3.

Допустимі струмові навантаження для сталевих алюмінієвих проводів, виготовлених по ГОСТ 839-80, при вітрі, направленому перпендикулярно проводу відповідно до [17].

Допустима температура проводу 70°C

Марка проводу	Струмові навантаження, А, при швидкості вітру, м/с											
	0				2				4			
	Температура повітря, °С											
	-20	0	20	40	-20	0	20	40	-20	0	20	
АС 25/4,2	175	150	115	75	285	245	205	145	335	290	240	
АС 35/6,2	235	195	155	100	365	320	260	185	430	375	305	
АС 50/8	280	235	185	125	435	375	310	220	510	445	365	
АС 70/11	355	300	235	155	540	470	385	275	635	550	450	
АС 95/16	450	380	300	200	665	580	475	340	785	680	560	
АС 120/19	525	440	350	230	765	665	545	385	900	780	640	
АС 150/19	610	515	405	270	880	765	625	445	1030	895	735	
АС 150/24	615	520	410	270	885	770	630	450	1040	900	740	
АС 185/24	720	610	480	320	1020	890	730	520	1200	1040	855	
АС 185/29	710	600	470	315	1005	875	715	510	1180	1025	840	
АС 205/27	770	650	510	340	1085	940	775	550	1270	1105	905	
АС 240/32	865	730	575	385	1205	1050	860	610	1415	1230	1005	
АС 240/39	855	720	570	380	1190	1035	850	605	1395	1215	995	
АС 300/39	1005	850	670	445	1385	1205	990	705	1625	1410	1155	
АС 300/48	1000	845	665	447	1375	1195	980	700	1610	1400	1145	
АС 330/30	1070	905	715	475	1470	1280	1050	745	1720	1495	1225	
АС 330/43	1070	905	715	475	1465	1275	1050	745	1720	1495	1225	
АС 400/64	1205	1020	805	535	1625	1415	1165	830	1905	1655	1360	
АС 450/56	1295	1095	865	575	1740	1515	1245	885	2035	1770	1455	
АС 500/27	1375	1165	920	610	1850	1610	1320	940	2165	1880	1540	
АС 500/64	1410	1195	940	630	1885	1640	1350	960	2205	1915	1570	
АС 600/72	1580	1340	1055	705	2090	1820	1495	1065	2445	2125	1745	

Відповідно до [8], на даній території України допустима температура нагрівання сталевих алюмінієвих проводів марки АС високовольтних повітряних ЛЕП складає 70°C.

Із проведеного аналізу видно, що втрат потужності в лінії електропередачі, визначені по спрощеній методиці, залежать від величини допустимого струму навантаження для даного класу проводів, а також температури навколишнього середовища.

1.5. Аналіз зміни величини втрат потужності в лінії електропередачі за рахунок зміни температури проводу

В попередньому розділі було розглянуто спрощену методику визначення втрат потужності при передачі електроенергії в проводі ЛЕП за рахунок нагріву проводу при протіканні електричного струму. Для даного випадку не враховувалась температура поверхні проводу, яка може змінюватись за рахунок конвекційного теплообміну та теплового випромінювання.

Для врахування даних факторів необхідно знову розглянути рівняння теплового балансу (1.1). Дане рівняння являється нелінійним і для його рішення можна використовувати різні чисельні методи, що потребує в свою чергу використання спеціалізованих комп'ютерних програм та обробки дуже великих масивів даних і т. д. Для спрощення розрахунків набули поширення спрощенні методи рішення рівняння (1.1) [10,11].

Тепловий потік Q який випромінюється проводом в навколишнє середовище визначається тепловим потоком $Q_{кон}$ за рахунок конвекції та тепловим потоком $Q_{вип}$ за рахунок випромінювання і відповідно до [12] визначається як :

$$Q = Q_{кон} + Q_{вип} = A_k (T_{пов} - T_{нав})^k + A_\epsilon (T_{пов}^4 - T_{нав}^4), \quad (1.8)$$

де $T_{пов}$ та $T_{нав}$ – абсолютні температури зовнішньої поверхні проводу і навколишнього середовища;

k – показник, який залежить від умов конвекції;

A_k, A_ϵ – постійні коефіцієнти.

Умови конвекції враховуються наступним чином: в випадку вимушеної конвекції (провід охолоджується повітрям без врахування швидкості переміщення повітряних мас) $k=1$, відповідно в рівнянні (1.8) нелінійним являється другий доданок; в випадку природньої конвекції, при якій $k>1$, для умов охолодження проводу за рахунок переміщуваних повітряних потоків (вітру) його приймають рівним $k=5/4$ [2,12].

Для умов природньої конвекції рівняння (1.8) має два нелінійних доданки : $A_k(T_{нов} - T_{нав})^k + A_k \cdot \Delta\Theta^k$, та $A_b \cdot T_{нов}^4$, де величина $\Delta\Theta$ визначає перевищення температури проводу над температурою навколишнього середовища, т.б. $T_{нов} = T_{нав} + \Delta\Theta$.

Другий доданок в четвертій степені відповідно можна записати як :

$$T_{нов}^4 = (T_{нав} + \Delta\Theta)^4 = \Delta\Theta^4 + 4T_{нав} \cdot \Delta\Theta^3 + 6T_{нав}^2 \cdot \Delta\Theta^2 + 4T_{нав}^3 \cdot \Delta\Theta + T_{нав}^4. \quad (1.9)$$

Найбільш точним методом рішення рівняння (1.9) являється метод найменших квадратів, який детально описаний в [11].

У випадку природньої конвекції рівняння (1.1) буде мати вигляд:

$$\Delta P'_0(1 + \alpha_{нов}) = d_{пр} \left[\pi \alpha_{кон} (T_{нов} - T_{нав})^{5/4} + \pi \varepsilon_{нов} C_0 (T_{нов}^4 - T_{нав}^4) - A_s q_{кон} \right], \quad (1.10)$$

де $\Delta P'_0$ – втрати активної потужності в проводі на одиницю довжини при $\Theta_{нов} = 0^\circ\text{C}$, та дорівнює:

$$\Delta P'_0 = \frac{I^2 \cdot r_0}{1 - \alpha \cdot I^2 \cdot r_0}, \quad (1.11)$$

де I – струм, який протікає в проводі, r_0 – погонний активний опір при 0°C .

Коефіцієнт тепловіддачі за рахунок природньої конвекції був одержаний в [11] та визначається як:

$$\alpha_{кон} = 0,0749 \cdot \sqrt{\frac{P_{атм}}{T_{нав}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{T_{нов} - T_{нав}}{d_{пр}}},$$

де $P_{атм}$ – атмосферний тиск $d_{пр}$ – діаметр проводу лінії.

Значення коефіцієнтів A_k та $A_ε$ відповідно до [12], виначаються виразами:

$$\alpha_{кон} = 0,0749 \cdot \pi \cdot d_{пр}^{3/4} \cdot \sqrt{\frac{P_{атм}}{T_{нав}}}, \quad A_ε = \pi d_{пр} \varepsilon_{нов} C_0.$$

Якщо в (1.10) підставити значення $T_{нов}^4$ із (1.9) та провівши заміну F параметрів на H параметри згідно [12] після перетворень одержимо в квадратне рівняння типу:

$$A_2 \cdot (\Theta_{нов} - \Theta_{нав})^2 + A_1 \cdot (\Theta_{нов} - \Theta_{нав}) + A_0 = 0 \quad (1.12)$$

Коефіцієнти A_2 , A_1 та A_0 відповідно до [11] дорівнюють:

$$A_2 = \varepsilon_{нов} C_0 \left(\frac{2}{7} \cdot \Delta\Theta_\delta^2 + 6 \cdot T_{нав} \cdot \Delta\Theta_\delta + 6 \cdot T_{нав}^2 \right) \quad (1.13)$$

$$A_1 = \alpha_{кон} + 4\varepsilon_{нов} C_0 \left(T_{нав}^3 - \frac{8}{35} \cdot \Delta\Theta_\delta^3 - \frac{3}{5} \cdot T_{нав} \Delta\Theta_\delta^2 \right) - \frac{\alpha \Delta P'_0}{\pi d_{пр}} \quad (1.14)$$

$$A_0 = \frac{\varepsilon_{нов} C_0 \Delta\Theta_\delta^3}{5} \left(\frac{3}{7} \Delta\Theta_\delta + T_{нав} \right) - \frac{A_s q_{сон}}{\pi} - \frac{\Delta P'_0 (1 + \alpha \Theta_{нав})}{\pi d_{пр}} \quad (1.15)$$

В рівняннях (1.13)-(1.15) $\Delta\Theta_\delta$ – допустима температура нагріву проводу даного класу і вибирається із ПУЕ.

Рішенням рівняння (1.12) являється вираз для знаходження температури зовнішньої поверхні проводу:

$$\Theta_{нов} = \Theta_{нав} + \frac{\sqrt{A^2 - 4A_0A_2} - A_1}{2A_2} \quad (1.16)$$

Відповідно величина втрат активної потужності на одиницю довжини проводу буде визначатися виразом:

$$\Delta P = \Delta P'_0 (1 + \alpha \Theta_{нов}) \quad (1.18)$$

1.6. Аналіз проведених розрахунків та порівняння результатів двох методів визначення втрат потужності

На основі проведеного аналізу та по одержаним виразам (1.10)-(1.18) були проведені розрахунки втрат потужності в лінії електропередачі з урахуванням конвекції та випромінювання.

У всіх випадках розглядалася трифазна мережа. Для розрахунків приведені початкові данні проводів та умов охолодження приведені в табл.1.4.

Таблиця 1.4. Початкові дані для розрахунків

Назва та позначення параметру	Чисельне значення	
	АС-70	АС-120
Погонний активний опір проводу при 0 °С r_0 Ом/км	0,460	0,270
Температурний коефіцієнт опору α , °С ⁻¹	0,0043	
Діаметр проводу d_{np} , м	0,0115	0,0152
Атмосферний тиск $P_{атм}$, Па	100000	
Швидкість вітру V , м/с	1	
Коефіцієнт кута атаки вітру k_v	1	
Густина потоку прямої сонячної радіації на поверхню, перпендикулярну сонячним променям q_{scon} , Вт/м ²	500	
Густина потоку розсіяної сонячної радіації q_{sroz} , Вт/м ²	100	
Коефіцієнт k_v , який враховує затемнення частки лінії	0,7	
Кут між віссю проводу і напрямком сонячних променів φ_s	$\pi/4$	
Степінь чорноти поверхні проводу $\varepsilon_{нов}$	0,6	
Поглинаюча здатність поверхні проводу для сонячного випромінювання A_s	0,6	
Допустима температура Θ_{∂} , °С	70	

Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією $\alpha_{кон}$, та густина потоку сонячної радіації які входять в формулу (1.10) визначаються по формулам [8,9]:

$$\alpha_{кон} = 0,044 \frac{k_v (P_{атм} V)^{0,6}}{(T_{нає} d_{np})^{0,4}}, \quad (1.19)$$

$$q_{\text{сон}} = k_{\text{зат}} q_{s \text{ сон}} \sin \varphi_s + \pi q_{s \text{ роз}} \cdot (1.20)$$

Слід відмітити, що максимальне значення прямої сонячної радіації у поверхні землі складає близько 1000 Вт/м^2 [13]. Однак таке значення радіації не може бути використане, так як пряма сонячна радіація має річний та добовий хід, знижуючись вночі до нуля. Тому в розрахунках приймається величина половини максимуму, тобто $q_{s \text{ сон}} = 500 \text{ Вт/м}^2$.

Розсіювана радіація також має річний та добовий хід, але дані [13] дозволяють прийняти $q_{s \text{ роз}} = 100 \text{ Вт/м}^2$.

В табл. 1.5 приведені результати розрахунків зміни поверхневої температури проводу АС-70, а на рис. 1.3 характер зміни, в залежності від зміни протікаючого струму навантаження для трьох температур -20°C , 0°C та 20°C .

Таблиця 1.5. Зміна температура поверхні проводу в залежності від величини струму навантаження.

$I/I_{\text{дон}}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
$\Theta_{\text{зов}}(-20^\circ\text{C})$	-20,00	-18,59	-16,60	-16,58	-16,55	-16,55	-16,51	-16,47	-16,36	-16,36	-16,29	-16,21
$\Theta_{\text{зов}}(0^\circ\text{C})$	0,00	1,41	3,67	4,11	4,73	4,73	5,52	6,49	8,94	8,95	10,44	14,25
$\Theta_{\text{зов}}(20^\circ\text{C})$	20,00	21,39	23,60	24,06	24,70	24,71	25,53	26,54	29,10	29,10	30,66	35,08

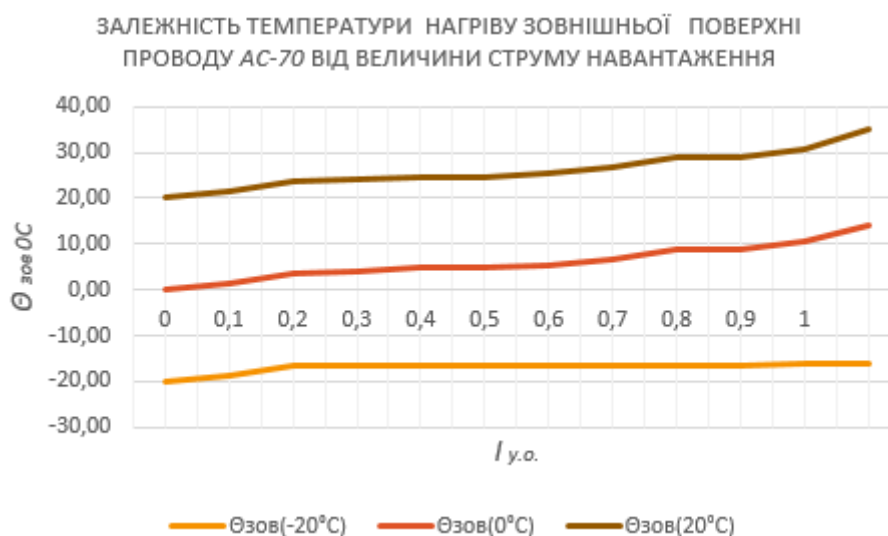


Рисунок 1.3. Графік зміни температури зовнішньої поверхні проводу АС-70 від величини струму навантаження.

Із розрахунків та побудованих графіків видно, чим вища температура навколишнього середовища тим більший вплив величини струму на температуру поверхні проводу.

Результати розрахунків та графіки залежності зміни величини втрат потужності з урахування впливу теплових процесів конвекції та випромінювання на температуру зовнішньої поверхні проводу в залежності від величини струму навантаження приведені в табл. 1.6 та рис. 1.4.

Таблиця 1.6. Величини втрат потужності для проводу АС-70 в залежності від величини струму навантаження

$I/I_{доп}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
I	0	39,2	78,4	117,6	156,8	196	235,2	274,4	313,6	352,8	392
$\Delta P_{заг}(-20^{\circ}C)$	0	1,951	7,804	15,443	31,51	49,24	70,91	96,53	126,11	159,68	197,14
$\Delta P_{заг}(0^{\circ}C)$	0	2,133	8,534	20,149	34,53	54,09	77,89	106,37	139,50	178,37	220,22
$\Delta P_{заг}(20^{\circ}C)$	0	2,316	9,263	21,022	37,44	58,65	84,45	115,31	151,20	193,26	238,60

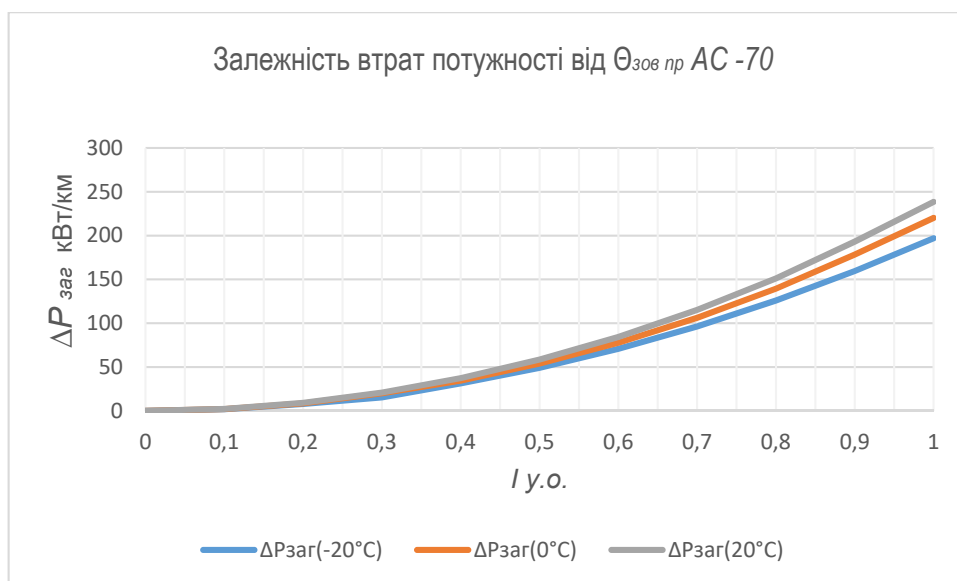


Рисунок 1.4. Графік зміни величини втрат потужності від зовнішньої температури нагріву проводу для різних струмів навантаження

В таблиці 1.7 показані порівняльні значення втрат потужності для проводу АС-70 розраховані по спрощеному методу з урахуванням тільки

величини струму навантаження та для загального методу з урахуванням впливу теплових процесів конвекції та випромінювання на температуру зовнішньої поверхні проводу.

Таблиця 1.7. Порівняльні значення втрат потужності для проводу АС-70 двома методами.

$I/I_{дон}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
I	0	39,2	78,4	117,6	156,8	196	235,2	274,4	313,6	352,8	392
$\Delta P_{спр}(-20^{\circ}C)$	0	1,944	7,846	17,924	32,56	52,348	78,143	111,176	153,213	206,828	275,89
$\Delta P_{спр}(0^{\circ}C)$	0	2,128	8,606	19,721	35,99	58,230	87,645	126,035	176,096	241,998	330,46
$\Delta P_{спр}(20^{\circ}C)$	0	2,311	9,335	21,363	38,91	62,767	94,119	134,686	186,996	254,859	344,21
$\Delta P_{заг}(-20^{\circ}C)$	0	1,951	7,804	15,443	31,51	49,24	70,91	96,53	126,11	159,68	197,14
$\Delta P_{заг}(0^{\circ}C)$	0	2,133	8,534	20,149	34,53	54,09	77,89	106,37	139,50	178,37	220,22
$\Delta P_{заг}(20^{\circ}C)$	0	2,316	9,263	21,022	37,44	58,65	84,45	115,31	151,20	193,26	238,60

В таблиці 1.8 приведені значення величини похибки при розрахунках втрат потужності по спрощеній методиці та з урахуванням впливу теплових процесів конвекції та випромінювання на температуру зовнішньої поверхні проводу для двох температур навколишнього середовища.

Таблиця 1.8. Величина похибки при розрахунках втрат потужності по спрощеній методиці та з урахуванням впливу теплових процесів конвекції та випромінювання.

$\delta_{пox}\%(20^{\circ}C)$	0	0,218	0,780	1,595	3,772	6,566	10,273	14,383	24,171	24,171	30,684
$\delta_{пox}\%(0^{\circ}C)$	0	0,247	0,834	2,125	4,067	7,107	11,128	15,600	20,781	26,292	33,360

Із таблиці 1.8. видно що з зростанням величини струму навантаження похибка при розрахунках втрат потужності без урахування впливу теплових процесів конвекції та випромінювання на температуру зовнішньої поверхні проводу зростає.

Висновки по першому розділу

Проведені розрахунки величини втрат потужності в лініях електропередачі показують що не врахування впливу теплових процесів

конвекції та випромінювання на температуру зовнішньої поверхні проводу приводять до значних похибок в розрахунках.

Величина похибки збільшується по мірі зростання струму навантаження.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ТЕХНІЧНИХ СПОСОБІВ І МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ТЕМПЕРАТУРИ ПРОВОДУ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Визначення величини втрат потужності в лініях електропередачі являється одним із важливих завдань. Із аналізу проведеного першому розділі видно, що величина втрат потужності в лінії визначається величиною струмових навантажень, які в свою чергу приводять до нагрівання поверхні проводу. В свою чергу кліматичні умови, а саме температура навколишнього середовища та швидкість перетікання повітряних мас (вітру) також вносять певний вклад в величину струмових перевантажень. Виходячи із цього в другому розділі роботи проведено аналіз існуючих технічних способів контролю за величиною струмових перевантажень та розробка нових методів врахування кліматичних факторів.

2.1. Аналіз технічних пристроїв контролю навколишнього середовища та їх використання для обмеження струмових перевантажень повітряних ліній

Для аналізу стану навколишнього середовища та його виростання для обмеження струмових перевантажень повітряних ліній сьогодні досягається за допомогою класичних пристроїв контролю струмових перевантажень повітряних ліній (ПАКСП ПЛ).

В таких пристроях використовується інформація про величину вимірів струму в проводі, величини перетікання потужності та кліматичні

температурні умови. Температурні режими навколишнього середовища в таких пристроях враховуються шляхом установки в алгоритми роботи сезонних вставок: зима, літо та міжсезон[14].

Функціональна схема такої установки зображена на рис. 2.1.

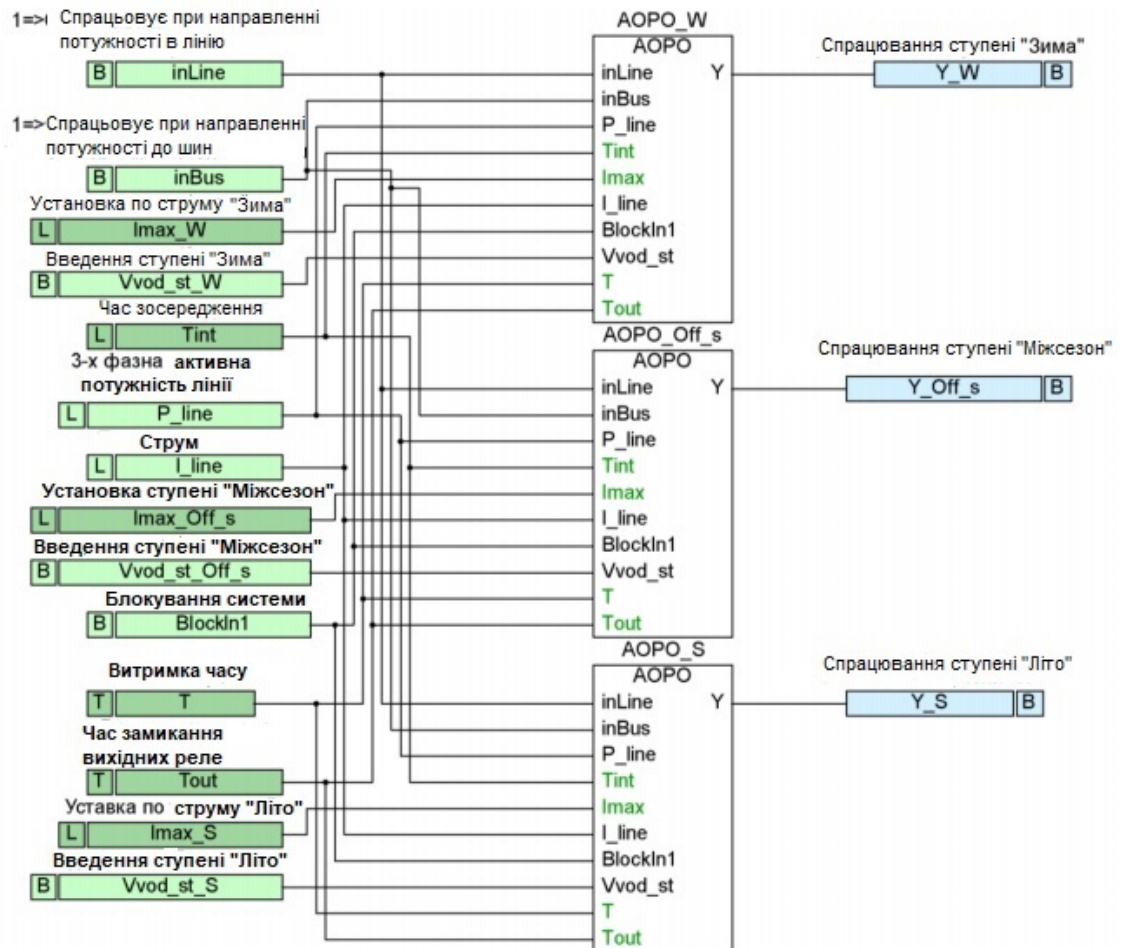


Рисунок 2.1. Пристрій контролю струмових перевантажень повітряних ліній з використанням трьох температурних вставок

До недоліків алгоритму роботи даного комплексу можна віднести:

- відсутність контролю теплообміну між проводом та навколишнім середовищем;
- обмежене число установок по струму (три);
- необхідність вибору установки по струму обслуговуючим оперативним персоналом.

Наступним кроком вдосконалення пристроїв АКСП ПЛ являється впровадження пристроїв з автоматичною корекцією струмової установки в залежності від температури навколишнього середовища [15].

Відміна роботи даного пристрою від зображеного на рис.2 являється використання додаткових логічних елементів : шифраторів та дешифраторів. Шифратор виконує функцію задання температурних інтервалів навколишнього середовища, а за допомогою дешифратора визначається величина струмової установки. Функціональна схема алгоритму шифратор/дешифратор для трьох температурних інтервалів навколишнього повітря показана на рис. 2.2.

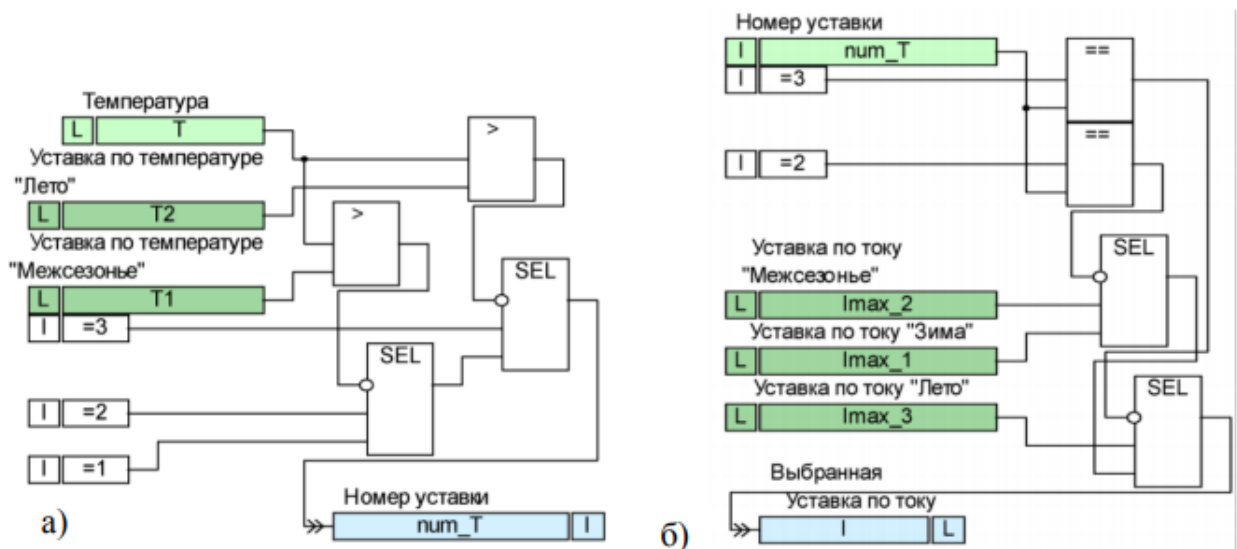


Рисунок 2.2. Функціональна схема алгоритму автоматичного вибору уставок

а) – шифратор номера уставки; б) – дешифратор струмової уставки

ПАКСП ПЛ даного типу дозволяє більш повно використовувати пропускну спроможність ліній порівнянні з класичною автоматикою обмежень струмових перевантажень за рахунок використання ступеневої або кусочно- лінійної залежності температури нагрівання проводу визначеного по методиці п.1.3 розділу 1. Вигляд графіка залежності струмових уставок для даної автоматики від температури повітря навколишнього середовища

для проводу АС 95/16 при швидкості вітру 0,6 м/с направленою подовж лінії з урахуванням сонячної радіації [17] приведені на рис.2.3

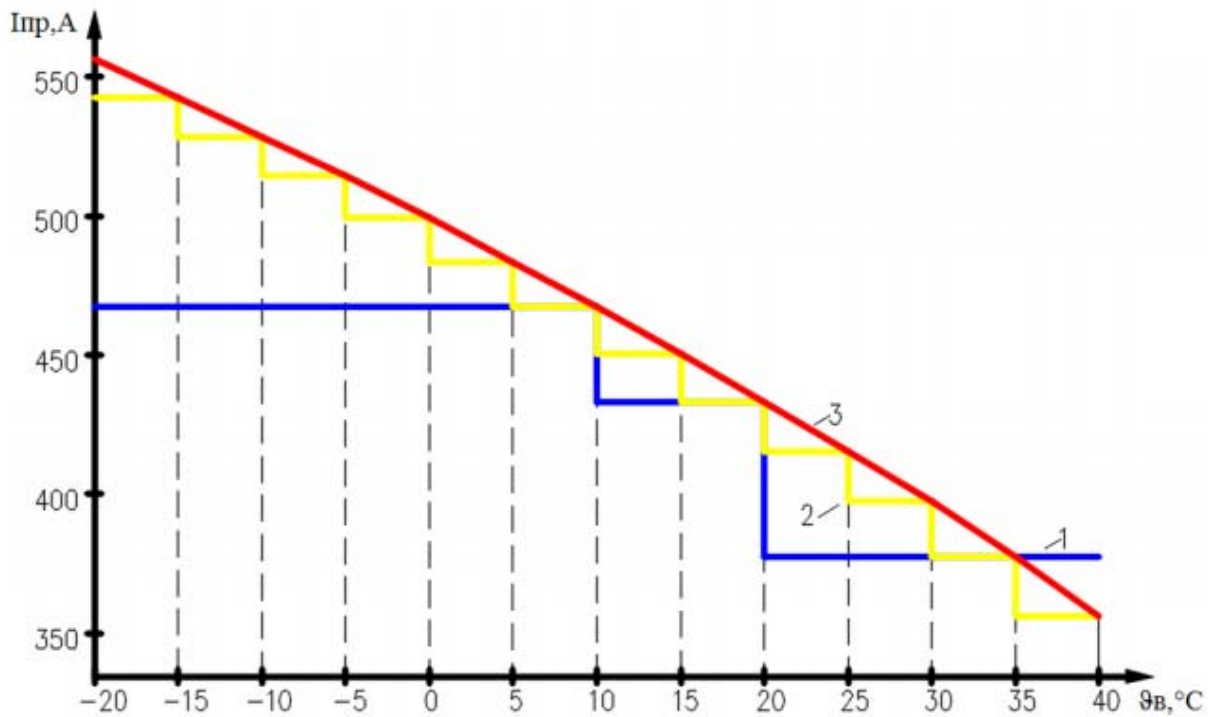


Рисунок 2.3. Вибір уставок по струму в ПАКСП ПЛ

1 – ПАКСП ПЛ з оперативним вибором уставок; 2 – ПАКСП ПЛ з автоматичним вибором уставок(ступінчата функція); 3 – ПАКСП ПЛ з автоматичним вибором уставок (кусочно-лінійна функція)

2.2. Пристрої автоматичного обмеження струмових перевантажень повітряних ліній з побічним контролем температури проводу

Відомо, що ПАКСП ПЛ з побічним контролем температури проводу [18] більш перспективна по зрівнянню з вище описаними, так як має не струмові органи регулювання, а температурні.

В таких системах для нормальної роботи алгоритму такої автоматики крім вимірювання струму в проводі та температури повітря навколишнього середовища, необхідно мати інформацію про швидкість та напрямок вітру. Для цього в місцях найбільшого нагріву проводу, або можливої зміни габариту лінії необхідно встановлювати датчики швидкості та напрямку

вітру. Дані датчики можуть бути як з рухомими частинами (рис. 2.4,а) так і ультразвуковими (рис.2.4,б). Інформація з датчиків контролю поканалом зв'язку передається до місця установки автоматики.



Рисунок 2.4. Датчики швидкості і напрямку вітру

а) – з механічними частинами; б) – ультразвукові

Крім того в пунктах контролю доцільно встановлювати, одночасно з датчиками швидкості та напрямку вітру, датчики температури проводу (рис.2.5) для безпосереднього вимірювання температури проводу з подальшим передаванням інформації на ПАКСП ПЛ.

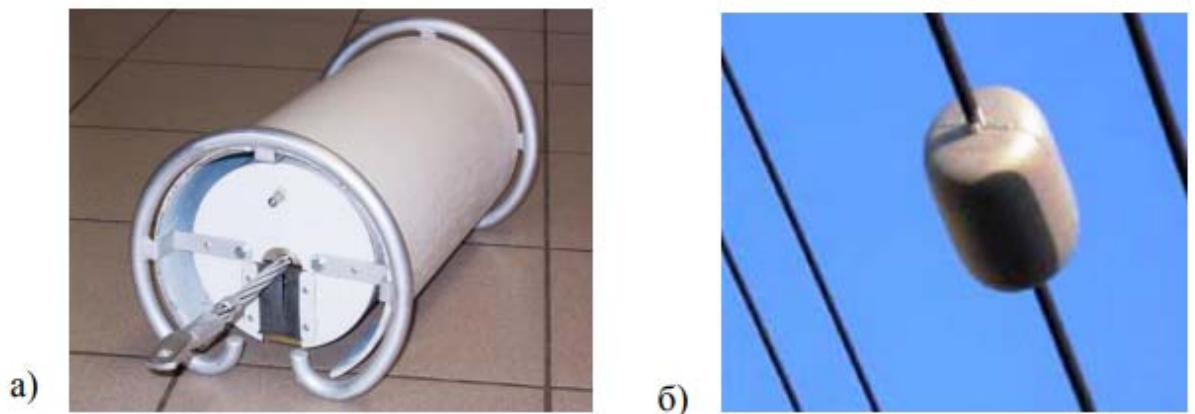


Рисунок 2.5. Датчики температури проводу

а) – установка в розрив проводу; б) установка поверх проводу

В [19] приведена математична модель приладу з побічним контролем температури проводу, де для визначення температури використовуються два параметри:

- струм лінії на найбільш навантаженому відрізку лінії;
- температура навколишнього повітря.

Дана модель базується на методиці розрахунків граничних струмових навантажень проводу при його нагріванні і сутність її наступному:

1. Задається швидкість вітру та розраховується наближене значення постійної часу нагріву проводу τ [19]

2.

$$\tau = \frac{mC}{\alpha_k + \alpha_l}, \quad (2.1)$$

де m – маса одного метра проводу, кг/м; C – питома теплоємність проводу, (Вт·с/кг·°С); α_k – коефіцієнт тепловіддачі конвекцією, Вт/(м·°С); α_l – коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням, Вт/(м·°С).

3. Далі, вважаючи, що процес нагрівання проводу відбувається по експоненціальному закону, визначається поточна температура проводу

4.

$$T_{np} = T_{np\text{ поч}} + (T_{np\text{ роз}} - T_{np\text{ поч}}) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right), \quad (2.2)$$

де $T_{np\text{ поч}}$ – початкова температура проводу, °С; $T_{np\text{ роз}}$ – розрахована (встановлена) температура проводу, °С; t – час, який пройшов з початку перехідного процесу, с.

В якості $T_{np\text{ поч}}$ рекомендовано брати усереднене значення розрахункової температури за попередній період, а $T_{np\text{ роз}}$ визначати розрахунковим шляхом по величині протікаючого струму з урахуванням теплообміну проводу з навколишнім середовищем.

5. Порівнюється розрахункова поточна температура проводу T_{np} з допустимою $T_{np\ доп}$. Автоматика спрацьовує коли

$$T_{np} \geq T_{np\ доп} .$$

6. Визначається значення допустимого струму лінії при заданих погодних умовах

$$I_{\ доп} = \sqrt{\frac{(\alpha_k + \alpha_l) \cdot (T_{np\ доп} - T_{нов}) - Q_c}{R_{np\ доп}}} , \quad (2.3)$$

де $T_{нов}$ – поточна температура повітря, $^{\circ}\text{C}$; Q_c – кількість тепла поглинутого проводом за рахунок сонячної радіації, Вт/м; $R_{np\ доп}$ – активний опір одного метру проводу при допустимій температурі, Ом/м.

7. Визначається достатність розгрузки лінії електропередачі по струму за умови

$$I \leq 0,95 I_{\ доп} . \quad (2.4)$$

8. Після охолодження проводу (2.4) по дозволу диспетчера відбувається автоматичне відновлення електропостачання з подальшим контролем струму в лінії.

1.3. Прилади автоматичного обмеження перевантаження повітряних ліній електропередачі з безпосереднім контролем температури проводу

При використуванні різного типу датчиків контролю температури (рисунок 2.5) появляється можливість управління включенням та відключенням мережі. Датчики повинні встановлюватися в місцях найгіршого охолодження проводу або порушення габариту лінії електропередачі. Пріоритет виконання відновлюваних та налагоджувальних робіт може бути визначений при використанні наприклад безпілотного літального апарату (БПЛА) [20].

Слід відмітити, що сьогодні, поряд з використанням типових датчиків контролю температури проводу, використовуються системи квазібезперервного вимірювання температури по трасі повітряної лінії на базі використання оптоволоконних кабелів.

В деяких джерелах [21] приводяться приклади функціональних схем автоматики обмеження перевантажень повітряних ліній електропередачі з використанням установки спрацювання не величини струму, а температури проводу (рисунок 2. 6).

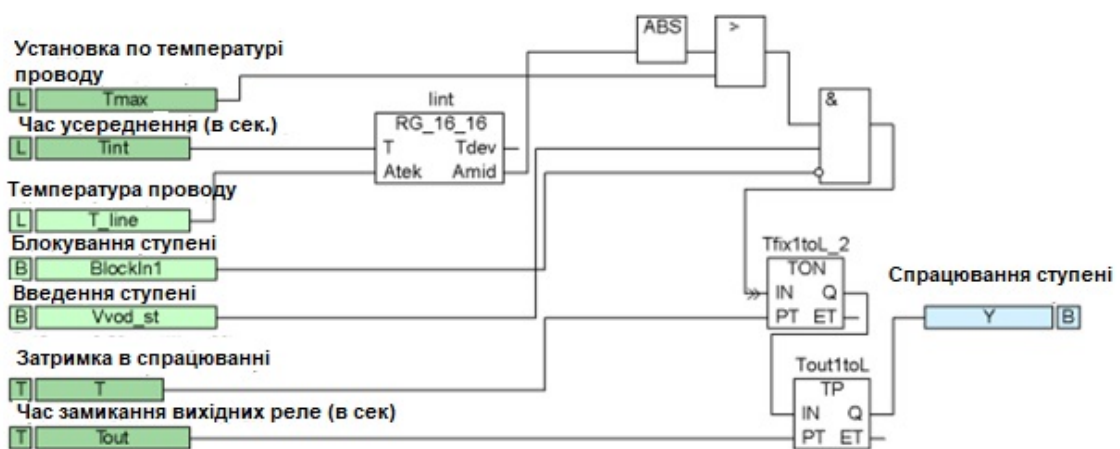


Рисунок 2.6 – Функціональна схема ступені класичного пристрою АКСП ПЛ з безпосереднім виміром температури проводу.

Недоліки такої системи обумовлені інерційністю параметра температури проводу, яка впливає на однозначність виконаних в повному об'ємі управляючих дій та здійснити вимкнення автоматики.

Висновки по другому розділу

Розглянуті алгоритми функціонування приладів автоматичного обмеження перевантаження повітряних ліній електропередач мають суттєві недоліки, які обмежують пропусну спроможність повітряних ліній електропередач:

- класичні прилади АКСП ПЛ які використовують виміри струму в проводі та інформацію про напрям перетікання активної потужності не

враховують інформацію про теплообмін проводу та навколишнього середовища та мають обмежене число вставок по струму (зима, літо, міжсезоння), які вибираються диспетчером системи;

– прилади АКСП ПЛ з алгоритмом функціонування приладу автоматичного обмеження перевантаження повітряної лінії електропередачі з побічним контролем температури повітря не враховують швидкість та напрямок вітру та величину сонячного випромінювання, що не дозволяє в режимі реального часу визначити параметри спрацювання автоматики;

- прилади АКСП ПЛ алгоритм функціонування яких оснований на безпосередньому контролі температури повітря, має недолік, який обумовлений інерційністю такого параметру проводу як температура, що приводить до не повноти виконаних в повному об'ємі управляючих дій та здійснити вимкнення автоматики.

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі був проведений спрощений та детальний повний аналіз втрат потужності в повітряних лініях електропередачі з урахуванням температури проводу. Проведений аналіз дозволяє зробити наступні висновки:

1. В стандартних сталевалюмінієвих проводах розрахунок втрат потужності проведений спрощеним методом в порівнянні з уточненим при невеликих струмах навантаження дає похибку менше 5%.

2. При збільшенні навантаження величина похибки зростає і для величин струмів близьких до допустимих вона може складати більше 20%.

3. Для проводів з більшим поперечним перетином величина похибки втрат потужності між двома методами зростає в силу того, що збільшується площа поверхні проводу, що призводить до збільшення частки нагрівання проводу за рахунок конвекції та сонячного випромінювання.

4. При розрахунках втрат потужності брались умови при малих швидкостях руху повітряних мас, що також збільшувало величину похибки.

Для рішення задач контролю втрат потужності за рахунок зміни температури проводу проведений моніторинг існуючих систем та пристроїв автоматичного контролю силових перевантажень проводів повітряних ліній електропередачі та шляхи їх вдосконалення.

ВИКОРИСТАНІ ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ

1. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. 4.1. / Л. А. Бессонов. - М.: Высш. шк., 1978. - 528 с.
2. Поспелов Г. Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи / Г. Е. Поспелов, В. В. Ершевич // Электричество. – 1973. – № 10. – С. 81-83.
3. Буляндра О.Ф. Технічна термодинаміка: Підруч. для студентів енерг. спец.– К.:Техніка,2001.-320 с.:іл.
4. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учеб. для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Особенности моделирования электрических и тепловых режимов распределительных сетей в задачах расчета потерь электроэнергии / С. С. Гиршин [и др.] // Энергетика и энергосбережение : межвуз. тематический сб. науч. трудов / Омский государственный технический университет. – Омск, 2011. – С. 154–162.
6. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.
7. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110–1150 кВ. В 5 т. Т. 2 / Е. Ф. Макаров. – М. : ПапирусПро, 2003. – 640 с.
8. Гиршин С. С., Бубенчиков А. А., Петрова Е. В., Горюнов В. Н. Математическая модель расчета потерь мощности в изолированных проводах с учетом температуры // Омский научный вестник. 2009. № 3 (83). С. 176–179.
9. Goryunov V. N., Girshin S. S., Kuznetsov E. A. [et al.]. A mathematical model of steady-state thermal regime of insulated overhead line conductors // 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), June 7–10, 2016. Florence, 2016. P. 7555481.

10. Особенности моделирования электрических и тепловых режимов распределительных сетей в задачах расчета потерь электроэнергии / С. С. Гиршин [и др.] / Энергетика и энергосбережение : межвуз. тематический сб. науч. трудов. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2011. – С. 154–162.
11. Гиршин С.С. Упрощение уравнений теплового баланса воздушных линий электропередачи в задачах расчета потерь энергии / С. С. Гиршин [и др.] // Омский научный вестник. – 2013. – № 1. – С. 148–151.
12. Термодинамика и теплопередача / А. В. Болгарский [и др.]. – М.: Высш. школа, 1975. – 495 с.
13. Хромов С. П., Петросянц М. А. Метеорология и климатология. 8-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во МГУ, 2012. 584 с. ISBN 978-5-211-06334-1.
14. Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики МКПА. Автоматика разгрузки линии (АРЛ). Описание. Протокол испытаний. – Екатеринбург, 2009. – 10 с.
15. ЭКРА.656453.221/220 0108 РЭ. Шкаф противоаварийной автоматики с функцией автоматики ограничения перегруза оборудования с учетом температуры окружающей среды. Руководство по эксплуатации. – Чебоксары, 2012. – 99 с.
16. Правила улаштування електроустановок // Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості №476 від 21.07.2017р.
17. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи. / СПО Союзтехэнерго – М: 1987, 20 с.
18. Петрова Т.Е., Фигурнов Е.П. Защита от перегрузки по току проводов воздушных линий электропередачи // Электричество. 1991. – № 8. – С. 29 – 34.
19. Брухис Г.Л., Воронин В.А., Илюшин П.В., Горшкова Н.А. Разработка и внедрение устройств автоматического ограничения перегрузки линий // Электрические станции. 2012. – №6. – С. 36 - 42.

20. Дикой В.П., Левандовский А.А., Арбузов Р.С., Овсянников А.Г., Старцев В.Г. Мониторинг состояния воздушных линий электропередачи с использованием беспилотного летательного аппарата // Энергия единой сети. 2014. – №2 (13). – С. 16 - 25.
21. Магадеев Р., Шмелькин А., Шейнкман А. Автоматика ограничения перегрузки – элемент интеллектуальных сетей [Электронный ресурс] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. – №2. – Режим доступа: http://www.ruscable.ru/print.html?p=/article/Avtomatika_ogranicheniya_peregruzki_linij_element/.
22. Махлин Б. Ю. Нагрев проводов и его влияние на их механическую прочность // Труды ЦНИЭЛ. 1956. – вып. V. – С. 186-202.
23. Усов В.В. О механических свойствах проводникового алюминия // Электричество. 1932. – №14. – С. 727 - 731.
24. Zeerleder, Irman. Mechanical properties of aluminium and its alloys after prolonged heating // The Monthly Journal of Metals and Metallurgical Abstracts. 1936. – №3. – P. 335-348.