

УДК: 621.331

ДОСЛІДЖЕННЯ НЕБАЛАНСІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

В.Г. Кузнецов, Т.І. Кирилюк

У даній статті проведено дослідження небалансів електроенергії на тягових підстанціях, завантаження трансформаторів струму та напруги. Розроблено рекомендації по уникненню небалансів.

Ключові слова: небаланс, трансформатор струму, трансформатор напруги, завантаження трансформатору.

В данной статье проведено исследование небалансов электроэнергии на тяговых подстанциях, загрузка трансформаторов тока и напряжения. Разработаны рекомендации по избежанию небалансов.

Ключевые слова: небаланс, трансформатор тока, трансформатор напряжения, загрузка трансформатора.

In this paper studied the imbalance electricity in substations, load of current and voltage transformers. Developed recommendations on avoiding imbalance.

Keywords: Imbalance, current transformer, voltage transformer, download transformers.

Основою енергетичної політики залізничного транспорту України є ефективне використання електричної енергії та енергозбереження. В сучасних умовах для залізниць України актуальним питанням є визначення причин небалансів електроенергії, розрахунок втрат електроенергії в різних ланках системи тягового електропостачання.

Як відомо, небаланси електроенергії визначаються різницею між відпущеною енергією, енергією яку отримали споживачі (за показниками лічильників) та розрахунковими втратами.

Численні публікації про методологію розрахунку і нормування втрат, зумовлених похибками приладів обліку електроенергії підтверджують, що реальні ситуації відповідають недообліку енергії. [1-3]

Як відомо, типовий вимірювальний комплекс обліку електроенергії складається з вимірювальних трансформаторів струму, напруги, лічильника та сполучних проводів. Межі допустимих похибок такого комплексу визначають за формулою [4]:

$$\delta = \pm 1.1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\phi_x}^2}, \quad (1)$$

де $\delta_I, \delta_U, \delta_C$ - відносні похибки ТТ, ТН і лічильника;

δ_L - втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН;

δ_θ - відносна похибка виділена з виміряного значення повного струму його активної складової, обумовлена кутовими похибками ТТ і ТН;

δ_{ϕ_x} - сумарна додаткова похибка, викликана наступними факторами - відхиленнями напруги, частоти, температури навколишнього повітря, магнітного поля та іншими факторами від нормальних значень, при яких гарантується знаходження похибки всередині діапазону, відповідного класу точності;

1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості метрологічної повірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки і інші причини.

При визначенні структури втрат для організації в цілому неможливо орієнтуватися на наявність таких даних для сотень і тисяч точок обліку і доводиться використовувати усереднену оцінку їх можливих похибок.

При визначенні допустимих похибок вимірювального комплексу за формулою (1) відносні похибки приладів зазвичай приймають рівними класам їх точності, а вони визначають граничні значення похибок лише в зонах навантажень, близьких до номінальних. Запис у вигляді середньоквадратичного значення і знак \pm говорять про те, що визначається значення випадкової (симетричної) похибки.

Похибки ТН нормуються відповідно до ГОСТ 1983. Допустимі похибки ТТ відповідно до ГОСТ 7746 нормуються в трьох точках, що відповідають струмового завантаженні ТТ 100, 20 і 5%. Похибки ТТ класів точності 0,5 і 1,0 в цих точках не повинні виходити за межі $\pm K_{TT}$; $\pm 1,57 K_{TT}$ і $\pm 3,0 K_{TT}$, де K_{TT} - клас точності ТТ. Це означає, що фактична похибка ТТ при малих навантаженнях може бути в 1, 5-3 рази більше класу точності.

Для ТТ класу точності 0,2 відповідні точки мають рівні $\pm K_{TT}$; $\pm 1,75 K_{TT}$ і $\pm 3,75 K_{TT}$, залежності похибок ТТ, як і інших аналогових приладів, мають безперервний характер, описуваний кривою А на рис. 1, однак у більшості документів, ці точки з'єднуються прямими лініями і поле похибок відображається симетричним розтрубом.[4]

В реальних умовах струмові навантаження ТТ істотно нижче номінальних навіть в максимум навантаження. Це пояснюється тим, що вибір номінальних параметрів обладнання здійснюється у розрахунку на зростання навантажень у перспективі, а насправді вони можуть і зменшитися, як це й сталося в останнє десятиліття.

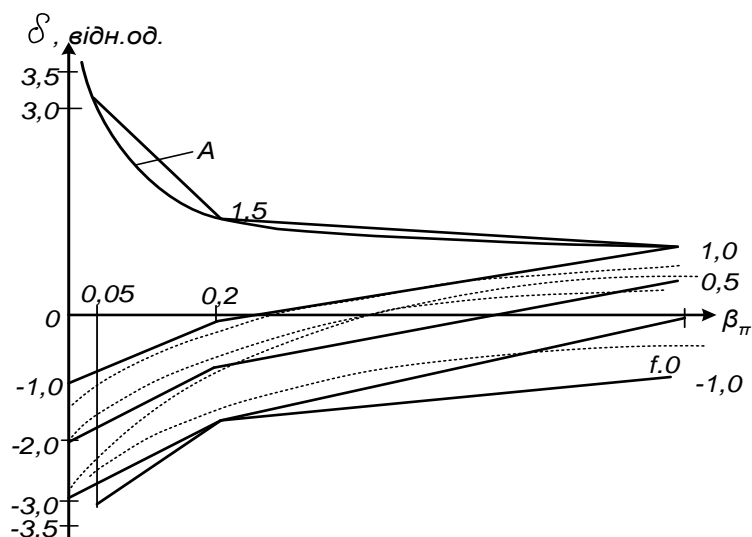


Рис. 1. Поле допустимих струмових похибок ТТ по ГОСТ7746 і робоча область навантажувальних характеристик.

Залежності систематичної Δ_{TT} і випадкової δ_{TT} струмових похибки ТТ від коефіцієнта його струмового завантаження β_{TT} і класу точності K_{TT} , відповідно рис. 1., наведені в табл. 1 [4]

Таблиця 1 - Залежності струмових похибок ТТ від коефіцієнта струмового завантаження і класу точності

Вид похибки, %	Залежності похибок ТТ у діапазоні значень β_{TT}	
	0,05 – 0,2	0,2 – 1,0
Δ_{TT}	$(-2.0 + 6.25\beta_{TT})K_{TT}$	$(-1.06 + 1.56\beta_{TT})K_{TT}$
δ_{TT}	$\pm(1.0 - 1.25\beta_{TT})K_{TT}$	$\pm(0.81 - 0.31\beta_{TT})K_{TT}$

Як відомо, похибка ТТ залежить не тільки від його струмового завантаження, але і від навантаження вторинного ланцюга, нормованої в Омах. При перевищенні нормованого значення похибка ТТ також збільшується в негативну сторону.

Поле допустимих похибок ТН на відміну від ТТ має однакову ширину у всьому діапазоні коефіцієнта завантаження вторинного ланцюга β_{2TH} . Залежність похибки ТН від завантаження вторинного ланцюга має вигляд, наведений на рис. 2. [4] Середня лінія представляє собою математичне очікування похибок (систематичну похибку) всіх ТН, що використовуються на об'єкті, а бокові - межі робочої області поля допустимих похибок. Очевидно, що при великих навантаженнях вторинних ланцюгів ТН похибка також йде в негативну область.

Формули для систематичної Δ_{TH} і випадкової δ_{TH} похибок ТН по модулю напруги, що відповідають прямим рис. 2, мають вигляд [4]:

$$\begin{aligned}\Delta_{TH} &= (0.5 - \beta_{2TH}) K_{TH} \\ \delta_{TH} &= \pm 0.5 K_{TH}\end{aligned}\quad (1)$$

де K_{TH} - клас точності ТН.

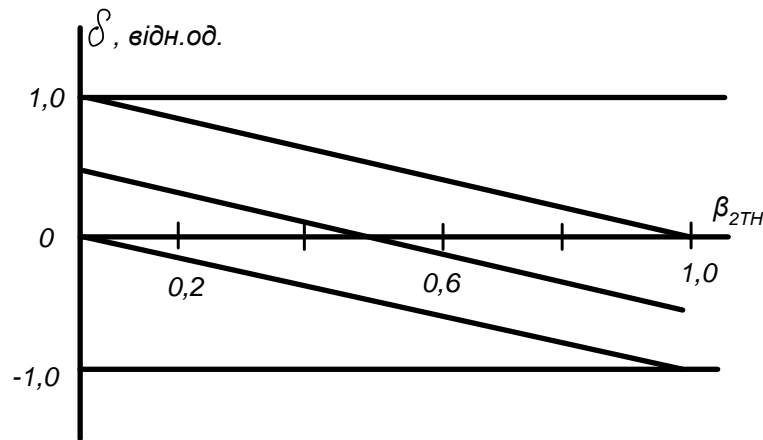


Рис. 2. Поле допустимих похибок ТН за ГОСТ 1983 і робоча область навантажувальних характеристик

Завантаження вторинних ланцюгів ТН, як правило, істотне і в основному перевищує номінальне. У цих умовах середня похибка ТН, що використовуються на об'єкті, має негативну систематичну похибку. Додаткову негативну похибку вносять втрати у вторинних ланцюгах ТН (сполучних проводах і кабелях). На практиці вони також часто перевищують допустимі значення. Ці втрати діють лише в один бік (зменшуючи напругу на лічильнику в порівнянні з висновками ТН), тому їх облік у формулі (1) у вигляді симетричної похибки можна вважати помилкою. Особливо це очевидно для систем технічного обліку, в яких такі втрати допускаються до 1, 5% номінальної напруги.

Фахівцями кафедри «Електропостачання» спільно з працівниками Донецької залізниці було проведено дослідження небалансів електроенергії. [5] Небаланс електроенергії у звітному періоді визначається за методикою [6].

Фактичний небаланс електроенергії за розрахунковий період визначається як різниця між загальним надходженням електроенергії та кількістю відпущеної електроенергії (2). У відсотках небаланс електроенергії визначається по відношенню до загального надходження електроенергії.

$$НБ\phi = \frac{W_n - W_o}{W_n} \cdot 100\%, \quad (2)$$

де W_n W_o - обсяг прийому (відпуску) електроенергії в розрахунковому періоді, визначається за показами лічильників на приєднаннях.

Отриманий небаланс порівнюється з допустимим та робиться відповідний висновок про наявність на підстанції неврахованого споживання електроенергії та наявність похибок вимірювальних комплексів.

Допустимий небаланс у відсотках визначається по формулі (3) [6]:

$$НБn = \sqrt{\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 \cdot d_{ni}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 \cdot d_{oi}^2}, \quad (3)$$

де δ_{ni} (δ_{oi}) - середньоквадратична похибка i -го вимірювального комплексу, який відповідає класам точності трансформаторів струму та напруги, та лічильника, призначеного для обліку електроенергії, що надійшла (відпущена), які входять в цей комплекс, %;

d_{ni} (d_{oi}) - частка електроенергії, що пройшла (відпущена) через i -й вимірювальний комплекс;

k - кількість вимірювальних комплексів, що рахують електроенергію, яка надійшла на шини об'єкта;

m - кількість вимірювальних комплексів, що рахують відпущену енергію (в тому числі на власні потреби електростанцій).

В табл. 2 наведені значення небалансів активної енергії по тяговій підстанції III по місяцям.[5]

Таблица 2 - Небалансы активной энергии по ТП III по месяцам

місяць	1. травень 2010 р.	2. червень 2010 р.	3. липень 2010 р.	4. серпень 2010 р.	5. вересень 2010 р.	6. жовтень 2010 р.	7. листопад 2010 р.	8. грудень 2010 р.	9. січень 2011 р.	10. лютий 2011 р.	11. березень 2011 р.
Припустимий активний небаланс, %	1,42735	1,21366	1,29474	1,41654	1,32714	1,42421	1,37154	1,40832	1,40708	1,37832	1,39626
Фактичний активний небаланс, %	-0,85913	0,01445	1,76471	2,07493	4,20172	5,30946	5,66318	6,29124	5,64875	0,12110	1,17505
Понаднормативний небаланс, %	0,00	0,00	0,46997	0,65839	2,87458	3,88525	4,29164	4,88292	4,24149	0,00	0,00
Розподілений небаланс, %	-0,85913	0,01445	1,29474	1,41654	1,32714	1,42421	1,37154	1,40832	1,40708	0,12110	1,17505

На рис.3 наведений графік залежності фактичного та припустимого активних небалансів електроенергії.

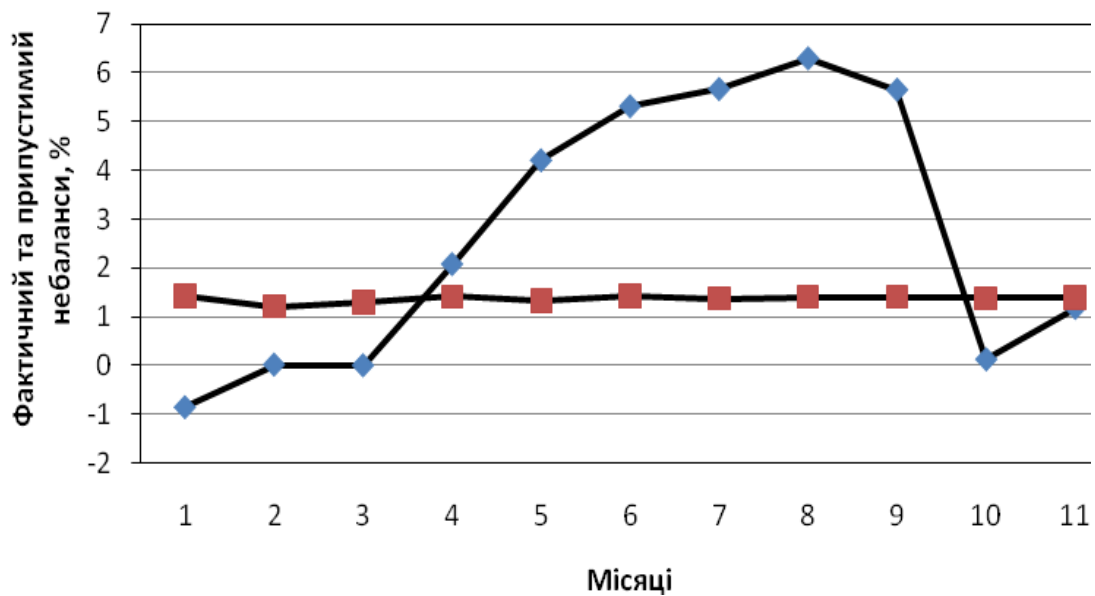


Рис 3. Фактичний та припустимий активні небаланси тягової підстанції Ш

З липня 2010 р. по січень 2011 р. фактичний небаланс перевищує припустимий.

На рис. 4 приведений понаднормативний небаланс.

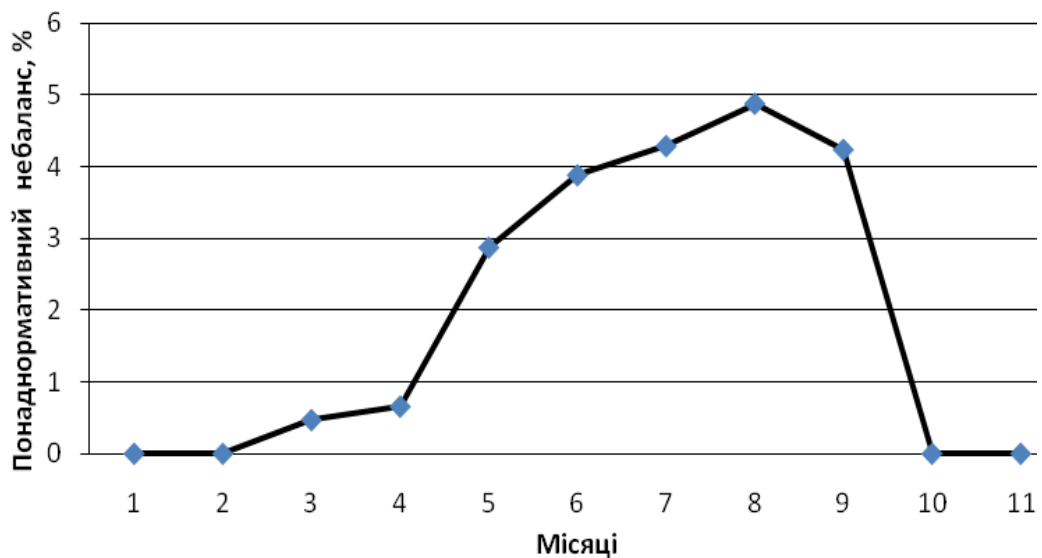


Рис 4. Понаднормативний активний небаланс тягової підстанції Ш

Найбільший небаланс у грудні 2010 р., він складає 4,88%

Для аналізу причин небалансів проаналізуємо завантаження трансформаторів напруги (ТН) та трансформаторів струму (ТТ). (таблиця 3). Дані були зібрані по режимним замірам.[5]

Таблиця 3 - Коефіцієнти завантаження трансформаторів струму ТП «Ш»

Ввод 1 35 кВ	Ввод 2 35 кВ	ЧП Р 10 кВ	ТПВА 1 10 кВ	ТСН 1	СЦБ	ФПЕФ	ЕЧК-22	ЖДУ
0,048	0,222	0,218	0,174	0,008	0,002	0	0,116	0,418
0,046	0,202	0,148	0,162	0,006	0,004	0	0,11	0,406
0,048	0,244	0,184	0,222	0,008	0,002	0	0,1	0,406
0,042	0,176	0,294	0,126	0,008	0,002	0	0,102	0,414
0,044	0,202	0,316	0,16	0,008	0,004	0	0,106	0,408
0,048	0,154	0,314	0,09	0,01	0,002	0	0,108	0,4
0,048	0,12	0,304	0,04	0,01	0,004	0	0,092	0,406
0,044	0,228	0,226	0,198	0,006	0,002	0	0,076	0,446
0,046	0,194	0,134	0,152	0,006	0,004	0	0,072	0,438
0,05	0,236	0,204	0,202	0,008	0,002	0	0,074	0,454
0,052	0,182	0,228	0,12	0,006	0,004	0,0084	0,07	0,404
0,048	0,148	0,25	0,084	0,008	0,004	0,0084	0,072	0,364
0,044	0,198	0,272	0,158	0,008	0,004	0	0,07	0,358
0,052	0,17	0,252	0,11	0,006	0,002	0	0,064	0,406
0,05	0,124	0,226	0,054	0,006	0,002	0	0,062	0,384
0,046	0,144	0,328	0,076	0,008	0,004	0	0,07	0,42
0,048	0,22	0,336	0,174	0,006	0,002	0	0,08	0,45
0,054	0,166	0,356	0,094	0,008	0,004	0	0,076	0,44
0,058	0,158	0,36	0,078	0,008	0,002	0	0,078	0,436
0,05	0,124	0,22	0,044	0,008	0,002	0	0,082	0,418
0,052	0,14	0,17	0,068	0,006	0,004	0	0,088	0,446
0,052	0,166	0,27	0,098	0,008	0,002	0	0,088	0,418
0,052	0,19	0,274	0,138	0,008	0,002	0	0,088	0,384
0,05	0,208	0,29	0,166	0,006	0,004	0	0,082	0,37

Як бачимо трансформатори недовантажені. Коефіцієнт завантаження (β) для трансформаторів струму не перевищує 0,46. Недозавантаження вимірювальних трансформаторів призводить до небалансів електроенергії.

В березні та квітні 2010 р на тягових підстанціях ЕЧ-3 Львівської залізниці було виконано вимірювання параметрів вторинних кіл обліку в межі 110, 35, 27 кВ. По результатах замірів виявлено недозавантаженість трансформаторів напруги. [7]

Для підтвердження нормованих метрологічних характеристик ТН згідно з їх класами точності 0,5 при дійсних значеннях потужностей та коефіцієнтів потужності їх вторинного навантаження рекомендується потужність вторинного навантаження обмоток та коефіцієнти потужності вторинного навантаження ТН привести у відповідність до вимог ГОСТ 1983-2003 та ГОСТ 7746-2003 відповідно. Навантаження для ЕЧЕ 3 наведено у таблиці 4.

Дозавантаження трансформаторів напруги рекомендується виконати шляхом підключення в кола напруги релейного захисту (фаза - нуль)

навантажувальних опорів. В таблиці 4 наведено дані по деяким приєднанням.[7]

Таблиця 4 – Навантаження трансформаторів ЕЧЕ 3

Фаза	Виміряне навантаження ТН Вт	Навантаження яке додається Вт	Сумарне навантаження на однофазний ТН Вт	Допустимий діапазон навантаження ТН Вт	Номінал навантажувального опору Ом
ЕЧЕ- 3 ТН 1 110 кВ					
A	17	100	117	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
B	15	100	115	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
C	13,8	100	113,8	100 – 400	33 Ом/ 150Вт
ЕЧЕ- 3 ТН 2 110 кВ					
A	71,6	50	121,6	100 - 400	66 Ом/ 100Вт
B	75,6	50	125,6	100 - 400	66 Ом/ 100Вт
C	58,9	50	108,9	100 – 400	66 Ом/ 100Вт
ЕЧЕ- Д ТН 1 110 кВ					
A	13	100	113	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
B	14	100	114	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
C	15	100	115	100 – 400	33 Ом/ 150Вт
ЕЧЕ- Д ТН 2 110 кВ					
A	15	100	115	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
B	14	100	114	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
C	16	100	116	100 – 400	33 Ом/ 150Вт

Аналогічні вимірювання були проведені на ЕЧ-6 Львівської залізниці (таблиця 5)

Таблиця 5 – Навантаження трансформаторів ЕЧЕ 6

Фаза	Виміряне навантаження ТН Вт	Навантаження яке додається Вт	Сумарне навантаження на однофазний ТН Вт	Допустимий діапазон навантаження ТН Вт	Номінал навантажувального опору Ом
ЕЧЕ- Л ТН 1 110 кВ					
A	59,1	60	119,1	100 - 400	50 Ом/ 100Вт
B	47,1	60	107,1	100 - 400	50 Ом/ 100Вт
C	53,4	60	113,4	100 – 400	50 Ом/ 100Вт
ЕЧЕ-Л ТН 2 110 кВ					
A	99,8	20	129,8	100 - 400	200 Ом/ 50Вт
B	104,7	20	124,7	100 - 400	200 Ом/ 50Вт
C	81,2	30	111,2	100 – 400	135 Ом/ 50Вт
ЕЧЕ- Р ТН 1 110 кВ					
A	57,2	60	117,2	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
B	54,6	60	114,6	100 - 400	33 Ом/ 150Вт
C	54,9	60	114,9	100 – 400	33 Ом/ 150Вт

Висновки:

1. З аналізу завантаження трансформаторів струму та напруги можна зробити висновок, що вимірювальні трансформатори недовантажені.
2. Недозавантаження вимірювальних трансформаторів призводить до небалансів електроенергії.
3. Для уникнення небалансів електроенергії необхідно привести завантаження вимірювальних трансформаторів до вимог гостів ГОСТ 7746-2001 та ГОСТ 1983-2001.

Література

- 1 Пирогов, В. Н. О повышении достоверности учёта и анализа допустимых и фактических небалансов электроэнергии на электростанциях, подстанциях и в сетях [Текст] / В. Н. Пирогов, И. П. Старцев, И. П. Парцахашвили // Электрические станции. – 2003. – №1. – С. 65-67.
- 2 Нефедьев, Д. Н. Точность учета электроэнергии искажают неуправляемые измерительные трансформаторы [Текст] / Д. Н. Нефедьев // Новости электротехники. – 2003. – №3 (21). – С. 15-18.
- 3 Сопьяник, В. Т. Погрешности измерительных трансформаторов тока: исследования, особенности, рекомендации [Текст] / В. Т. Сопьяник // Новости электротехники. – 2004. – №6 (30). – С. 13-17.
- 4 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчётов [Текст] : пособие / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- 5 Дослідження наднормативних небалансів обліку електричної енергії на тягових підстанціях Донецької залізниці і розробка рекомендацій по їх приведенню до нормативних вимог для тягової підстанції Штерівка [Текст]: звіт з НДР / ДПТ; керівник В.Г. Кузнецов. – Шифр роботи 23.65.10.10; державний реєстраційний номер 0111U003606. – Д., 2011. – 127 с.
- 6 . Інструкція по зняттю показників приладів обліку електроенергії, їх запису та передачі даних енергодиспетчеру, структурному підрозділу «Енергозбут» та причетним організаціям на об'єктах електропостачання. Затв.: Наказ Укрзалізниці 12.10.2005 №330-Ц [Текст] / Міністерство транспорту та зв'язку України. – К., 2005. – 39 с.
- 7 Барна, А.І. Дослідження небалансів електроенергії на Львівській залізниці [Текст] / А.І. Барна, В.Г. Кузнецов, Т.І. Кирилюк // Матеріали II Міжнародної науково – практичної конференції «Енергозбереження на залізничному транспорті» – 2011. – С. 8.