

Відділення фізико-технічних проблем енергетики
Національної академії наук України
Інститут електродинаміки

ПРАЦІ

**Інституту електродинаміки
Національної академії наук України**

Збірник наукових праць

Виходить тричі на рік

Засновано у 1999 році

Спеціальний випуск

Київ
2012

ПРАЦІ ІНСТИТУТУ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ НАН УКРАЇНИ

Головний редактор:

Кириленко О.В., акад. НАН України

Заступник головного редактора:

Антонов О.Є., докт. техн. наук

Редакційна колегія:

Гриневич Ф.Б.	академік НАН України	Шидловська Н.А.	член-кор. НАН України
Стогній Б.С.	академік НАН України	Щерба А.А.	член-кор. НАН України
Счастливий Г.Г.	академік НАН України	Авраменко В.М.	докт. техн. наук
Шидловський А.К.	академік НАН України	Буткевич О.Ф.	докт. техн. наук
Волков І.В.	член-кор. НАН України	Васецький Ю.М.	докт. техн. наук
Жаркін А.Ф.	член-кор. НАН України	Кондратенко І.П.	докт. техн. наук
Кузнецов В.Г.	член-кор. НАН України	Липківський К.О.	докт. техн. наук
Резцов В.Ф.	член-кор. НАН України	Монастирський З.Я.	докт. техн. наук
Розов В.Ю.	член-кор. НАН України	Новік А.І.	докт. техн. наук
Таранов С.Г.	член-кор. НАН України	Римша В.В.	докт. техн. наук
Титко О.І.	член-кор. НАН України	Юрченко М.М.	докт. техн. наук

*Друкується за постановою вченої ради
Інституту електродинаміки Національної академії наук України.
Протокол № 11 від 25.10. 2012 року.*

Зареєстровано 07.02.2002. Свідоцтво: серія КВ. № 5843.

Засновник та видавець: Інститут електродинаміки НАН України
Україна, 03057, м. Київ, пр. Перемоги, 56

Адреса редколегії:

Україна, 03057, м. Київ, пр. Перемоги, 56
Інститут електродинаміки НАН України

**Праці
Інституту електродинаміки
Національної академії наук України**

Спеціальний випуск

2012 р.

ЗМІСТ

<i>Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П.</i> Розвиток інтелектуальних електричних мереж України на основі положень концепції SMART GRID.....	5
<i>Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нікіторович О.В., Ковальчук О.А.</i> Автоматизація роботи розосереджених джерел електроенергії в локальній електричній системі на основі концепції SMART GRID	13
<i>Денисюк С.П., Рачицький В.С.</i> Системи Microgrid – основні характеристики, етапи еволюції та перспективи розвитку в Україні	21
<i>Сопель М.Ф., Панов А.В., Войтов Д.В., Сподинський О.В., Мовчан С.А.</i> Порівняльна характеристика автоматизованих систем керування на базі контролерів RTU та мікропроцесорних пристроїв релейного захисту і автоматики.....	29
<i>Козирський В.В., Гай О.В., Бодунов В.М.</i> Оцінка впливу неконтрольованого розміщення джерел розподіленої генерації на енергетичну безпеку регіону	32
<i>Денисюк С.П., Коцар О.В.</i> Щодо забезпечення погодженого функціонування елементів SMART GRID.....	35
<i>Попов В.А., Ярмолюк О.С.</i> Евристичний алгоритм моделювання режимів інтегрованих систем електропостачання з урахуванням невизначеності вихідної інформації.....	40
<i>Базюк Т.М.</i> Підвищення ефективності інтеграції розосереджених джерел енергії в мережах систем електропостачання.....	47
<i>Коцар О.В.</i> Вдосконалення АСКОЕ в умовах запровадження РДДБР.....	58
<i>Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Слинко В.М., Іщенко О.О., Невечера І.В., Пилипенко Ю.В., Трофименко С.О., Никитенко Д.В.</i> Методи і засоби випробувань та метрологічної атестації цифрових приладів вимірювань і реєстрації синхронізованих з GPS значень системних параметрів	69
<i>Коцар О.В.</i> Забезпечення повноти, достовірності та актуальності даних комерційного обліку в ОРЕ України	78
<i>Коцар О.В., Поліщук О.Ю.</i> Деякі аспекти побудови та експлуатації АСКОЕ кінцевих споживачів	87
<i>Базюк Т.М., Ільєнко Д.Ю., Радиш І.П.</i> Порівняння стандартів якості електричної енергії	99
<i>Варецький Ю.О., Павлишин Р.І.</i> Резонансне підсилення комутаційних перенапруг в електропостачальній системі.....	105
<i>Денисенко М.А., Притискач І.В.</i> Стохастичне оцінювання навантажувальної здатності силових сухих трансформаторів.....	112
<i>Кирик В.В., Нагорний Р.В.</i> Вплив магнітної бурі на магістральні електричні мережі.....	118

Кулик В.В., Бурикін О.Б., Лесько В.О., Кравцов К.І. Автоматизована інформаційно-розрахункова система аналізу режимів розподільних електричних мереж.....	121
Кузнецов В.Г. Модернизированный метод расчета системы тягового электроснабжения на основе теории потоков восстановления.....	130
Федосенко М.М., Астахов Д.Г., Бойко І.Ю. Використання пакета програм PowerFactory 14.1 у вирішенні задач математичного моделювання електроенергетичної системи.....	136
Мельничук Г.В., Щербань К.Ю., Прокопенко І.Д. Аналіз впливу завод на характер протікання енергетичних процесів у системах з перетворювачами електроенергії.....	145
Рибіна О.Б., Бойко І.Ю. Оцінка стану та перспективи використання пристроїв силової електроніки в Україні.....	153
Побігало В.А., Ільєнко Д.Ю. Застосування сучасних автоматичних вимикачів.....	163

Необхідно зазначити, що Каррінгтонська магнітна буря у 1859 була в декілька разів потужніша за бурю 1989 року, при тому, що 1859 рік не був роком максимуму сонячної активності. Тому в наш час від подібної магнітної бурі наслідки будуть набагато складнішими у порівнянні з аварією в Канаді.

Подібні природні явища мають місце в сучасних умовах і при високій інтеграції та складності електротехнічних систем можуть призвести до важких технічних та економічних наслідків. Тому на сьогодні постає питання про формування системи захисту енергосистеми України від геомагнітних явищ планетарного характеру і воно належить до проблеми національної безпеки, на яку потрібно звернути належну увагу.

1. *Committee on the Societal and Economic Impacts of Severe Space Weather Events: A Workshop*, National Research Council (2008). *Severe Space Weather Events--Understanding Societal and Economic Impacts: A Workshop Report*, The National Academies Press.
2. *Mursid Sabdullah, T. Haryono*, "Analytical study of Geomagnetically Induced Current Phenomenon at Power Transformer," *Proceedings of the International Conference on Electrical Engineering and Informatics Institut Teknologi Bandung, Indonesia, June 17-19, 2007.* – P.830 – 833.
3. *Koen J. and Gaunt C.T.* (2002). Geomagnetically induced currents at mid-latitudes // *In Proc. International Union of Radio Science (URSI) General Assembly, Maastricht.*
4. *John G. Kappenman, Vernon D. Alberston*, "Bracing for the geomagnetic storms // *IEEE Spectrum.* – P. 27 – 33, May, 1990.
5. *Viljanen A. and Pirjola R.* Statistics on geomagnetically-induced currents in the Finnish 400 kV power system based on recordings of geomagnetic variations. *J. Geomagn. Geoelec.*41, 1989. – P. 411 – 420.

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ БУРИ НА МАГИСТРАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

В.В. Кирик^{1,2}, докт. техн. наук, **Р.В. Нагорный²**

1 – Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина

2 – Национальный технический университет Украины «КПИ»,
пр. Победы, 37, Киев-56, 03056, Украина

Проанализированы причины возникновения геомагнитных бурь и штормов. Рассмотрены вопросы физики процессов формирования поверхностного электрического потенциала и геомагнитных индукционных токов в линиях электропередачи. Акцентировано внимание на возможный риск отключений в энергосистеме от геомагнитных индукционных токов. Библ. 5.

Ключевые слова: геомагнитные бури, геомагнитные индукционные токи, линии электропередачи, риск отключения.

EFFECT OF MAGNETIC STORM ON THE TRANSMISSION ELECTRICAL NETWORKS

V.V. Kyryk^{1,2}, **R.V. Nagorny²**

1 – Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremogy ave., 56, Kyiv 57, 03680, Ukraine,

2 – National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute",
Peremogy ave., 37, Kyiv 56, 03056, Ukraine

The analysis of the reasons occurrence of geomagnetic storms is made. The physics of processes of occurrence superficial electric potential and geomagnetic induction currents in transmission lines is considered. The attention to possible risk of switching-off in power system from geomagnetic induction currents is focused. References 5.

Key words: geomagnetic storms, geomagnetic induction currents, transmission lines.

УДК 621.311.161

АВТОМАТИЗОВАНА ІНФОРМАЦІЙНО-РОЗРАХУНКОВА СИСТЕМА АНАЛІЗУ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**В.В. Кулик¹**, канд. техн. наук, **О.Б. Бурикін²**, канд. техн. наук, **В.О. Лесько³**, канд. техн. наук, **К.І. Кравцов⁴**, канд. техн. наук

1-3 – Вінницький національний технічний університет,

Хмельницьке шосе, 95, Вінниця, 21021, Україна

Тел. (0432) 59-83-77, факс (0432) 46-57-72

E-mail: kulik_vv@mail.ru, mr.burykin@mail.ru, lvo@mail.ru

4 – Публічне акціонерне товариство «Вінницяобленерго»,

вул. 1 Травня, 2, Вінниця, 21050. Україна

Тел. (0432) 52-50-59, факс (0432) 52-50-11

E-mail: kanc@voe.com.ua

Розглянуто шляхи та напрямки вирішення проблеми формування та ефективного використання інформаційної інфраструктури розподільних електричних мереж (РЕМ) енергопостачальних компаній (ЕК) для розв'язання задач розрахунку ustalених режимів РЕМ 10-0,4 кВ, моніторингу технологічних витрат електроенергії, а також керування ними. Пропонується використовувати засоби теле- та псевдовимірювань, що є складовою частиною автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), особливо для задач моніторингу режимів та оцінювання впливу розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) на функціонування електромереж. Для організації зв'язку автоматизованої системи аналізу режимів РЕМ з корпоративною базою даних ЕК, з урахуванням вимог безпеки та цілісності даних, пропонується використання структурованих текстових файлів, що автоматично формуються з використанням SQL-запитів. Бібл. 5, рис. 2, таблиця.

Ключові слова: розподільні електричні мережі, втрати електроенергії, ustalені режими, аналіз режимів, автоматизована система, інформаційне забезпечення, оцінювання спостережності, корпоративна база даних.

Вступ. У результаті створення оптового ринку електроенергії звітні технологічні витрати електроенергії (ТВЕ) стали опосередкованим показником прибутковості енергопостачальних компаній України. За таких умов нормативні ТВЕ є стимулюючим фактором для забезпечення ефективності функціонування розподільних електричних мереж у процесі транспортування електроенергії до її споживачів. Зважаючи на це зменшення звітних ТВЕ (і, як наслідок, нормативних витрат) є одним з пріоритетних напрямків енергопостачальних компаній. Особливо це стосується розподільних електричних мереж (ЕМ) 10(6) кВ, де практично відсутні повноцінні автоматизовані системи комерційного та технічного обліку електроенергії. У результаті звітні ТВЕ визначаються як різниця між надходженням електроенергії на шини 10(6) кВ живильних трансформаторних підстанцій (ТП) – 110(35)/10(6) кВ та корисним відпуском електроенергії, який фіксується приладами обліку (або оплачений споживачами). Враховуючи те, що реєстрація показань абонентських лічильників (особливо у міських ЕМ) не є одночасною, а оплата за спожиту електроенергію має стохастичний характер, звітні значення ТВЕ є не цілком достовірними. Нормативні їх значення в умовах невизначеності вихідної інформації оцінюються (не розраховуються!) за спрощеними детерміністичними моделями з використанням статистичної інформації, тобто їх достовірність також є обмеженою. Іншою важливою проблемою експлуатації енергопостачальних компаній є підвищення вимог щодо забезпечення якості електропостачання споживачів, тобто забезпечення відповідності режимних параметрів ЕМ діючим нормам.

Для вирішення зазначених проблем розробляються і впроваджуються відповідні інформаційно-розрахункові системи. Однак на цей час можна вважати вирішеною лише проблему комерційного обліку електроенергії. Проблема оперативного аналізу режимів розподільних мереж, особливо до 1 кВ, досі є актуальною. Це пов'язано в першу чергу з тим, що дані мережі характеризуються значною розмірністю (сотні тисяч вузлів та віток у межах одного району електричних мереж), конструктивною непристосованістю до спостереження та керування, оскільки практично не оснащені засобами збору інформації про параметри поточного режиму та засобами керування режимами.

Оскільки прямий контроль стану електромереж виявляється неможливим, то для розв'язання поставлених задач застосовують математичне моделювання з використанням результатів натурних експериментів. Для цього розробляються відповідні програмні засоби. У статті розглядаються особливості будови, функціонування програмного комплексу «ВТРАТИ», який дає змогу у поєднанні з відповідними засобами інформаційного забезпечення реалізувати розрахунок характерних режимів та втрат електроенергії в ЕМ 110(35), 10(6) та 0.4 кВ окремо, а також усіх зазначених мереж у комплексі з урахуванням взаємовпливу їх режимів. У останньому випадку з сумарних втрат електроенергії виділяються складові, зумовлені функціонуванням електромереж окремих класів напруги, а також заданих фрагментів розподільних ЕМ (електромереж енергопостачальної компанії, абонентських електромереж тощо), що є актуальним для розв'язання ряду практичних задач.

Постановка задачі. Вирішити проблему недостовірних розрахунків звітних та нормативних ТВЕ в розподільних ЕМ 10(6) кВ покликані автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Розвиток інформаційного забезпечення АСКОЕ дасть змогу не тільки підвищувати якість взаєморозрахунків за спожиту електроенергію, але й паралельно розв'язувати ряд технічних задач, серед яких аналіз окремих складових ТВЕ та планування, на цій підставі, заходів по їх зменшенню.

Відповідно до [1] нормативні ТВЕ визначаються за таким виразом:

$$\Delta W_{HTBE} = \Delta W_{TP} + \Delta W_{HBП} + \Delta W_{ПЛО}, \quad (1)$$

де ΔW_{TP} – сумарні розрахункові втрати електроенергії в елементах ЕМ; $\Delta W_{HBП}$ – сумарні нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільних пунктів; $\Delta W_{ПЛО}$ – розрахункові витрати електроенергії на плавлення ожеледі.

У свою чергу ΔW_{TP} визначаються так:

$$\Delta W_{TP} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{ЛЗi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{TPzi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{TPni} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{ИИi}, \quad (2)$$

де $\Delta W_{ЛЗi}$ – сумарні змінні (навантажувальні) розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП i -го ступеня напруги; ΔW_{TPzi} – сумарні змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах i -го ступеня напруги; ΔW_{TPni} – сумарні умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах i -го ступеня напруги; $\Delta W_{ИИi}$ – сумарні розрахункові (умовно-постійні) втрати електроенергії в інших елементах i -го ступеня напруги; k – кількість ступенів напруги мережі.

Структура звітних ТВЕ відрізняється від нормативних лише наявністю в їх складі наднормативної складової, що викликана несвоєчасною сплатою за електроенергію, недообліком та несанкціонованими відборами.

З виразів (1) та (2) видно, що змінними складовими у структурі ТВЕ є лише $\Delta W_{ЛЗi}$ та ΔW_{TPzi} . Таким чином, похибка розрахунку зазначених втрат містить як випадкову, так і систематичну складові. Всі інші складові ТВЕ є умовно-сталими величинами, і тому похибка їх розрахунку носить великою мірою систематичний характер і може бути врахована в процесі розрахунку введенням відповідної поправки. Отже, у цій статті розробляються нові підходи щодо аналізу саме навантажувальних втрат електроенергії в мережах 10(6) кВ для вирішення проблеми їх зменшення з урахуванням міри достовірності розрахунку останніх в умовах функціонування АСКОЕ.

Задача аналізу навантажувальних втрат електроенергії в розподільних електромережах є комплексною, а її розв'язання за допомогою програмного комплексу «ВТРАТИ» передбачає наступні етапи:

- підготовка вихідної інформації для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії;
- розрахунок навантажувальних втрат електроенергії;

- розрахунок інтервалу невизначеності навантажувальних втрат електроенергії;
- оцінювання похибки розрахунку навантажувальних втрат електроенергії;
- оцінювання спостережності мереж у задачах розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

На базі отриманих окремих розв'язків наведених вище задач формується підґрунтя для розв'язання задачі синтезу, яка полягає у безпосередньому плануванні заходів по зниженню окремих складових ТВЕ та розвитку засобів інформаційного забезпечення енергопостачальних компаній у контексті розв'язання кола задач, пов'язаних з моделюванням режимів електромереж.

Підготовка вихідної інформації для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії. Як відомо з [1, 2], мінімальна систематична похибка розрахункових навантажувальних втрат електроенергії ΔW_{Hj} за j -й проміжок часу відповідає методу поелементних розрахунків:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \left\{ \left[\sum_{j \in M_i} \frac{(S_{Hj} k_{zj} \cos \varphi_j)}{U_j^2} \right]^2 k_{\phi P}^2 + \left[\sum_{j \in M_i} \frac{(S_{Hj} k_{zj} \sin \varphi_j)}{U_j^2} \right]^2 k_{\phi Q}^2 \right\} R_i t, \quad (3)$$

де n – кількість елементів мережі; S_{Hj} – номінальна потужність i -го трансформатора; k_{zj} – коефіцієнт завантаження j -го трансформатора; $\cos \varphi_j$ – коефіцієнт потужності j -го трансформатора; R_i – активний опір i -го елемента ЕМ; t – тривалість розрахункового періоду; U_j – вузлове значення напруги первинної обмотки j -го трансформатора; $k_{\phi P_i}$, $k_{\phi Q_i}$ – коефіцієнти форми графіків відповідно активного та реактивного навантаження i -го елемента ЕМ; M_i – множина трансформаторів (або ТП), що отримують електроенергію через i -й елемент ЕМ.

З виразу (3) видно що, вихідна інформація має бути представлена двома видами даних. Перший – це схемна інформація, яка представлена такою множиною: $X_s = \{ R_i, S_{Hj} \}$.

Другий – режимна інформація: $X_R = \{ k_{zj}, k_{\phi P_i}, k_{\phi Q_i}, U_j, \cos \varphi_j \}$.

Таким чином, використовуючи інформаційне забезпечення АСКОЕ, режимні параметри X_R можна отримати, обробляючи дані з датчиків активної та реактивної електроенергії, а також датчиків напруги, автоматичне опитування яких відбувається з певною дискретністю Δt . Множина схемних параметрів X_s отримується за каталожними або паспортними даними та за результатами діагностування або випробувань.

Розрахунок змінних втрат електроенергії в ЕМ. Після підготовки початкових даних щодо режимних та схемних параметрів формується розрахункова модель ЕМ, яка згідно з поелементним методом розрахунку (3) складається з розрахункових моделей окремих елементів ЕМ.

Враховуючи, що впровадження АСКОЕ є тривалим процесом і має забезпечувати певну рентабельність на кожному етапі, для фрагментів ЕМ, які не охоплені телеінформаційною системою, лишиться проблема отримання режимних параметрів X_R в умовах невизначеності. Як показує практика, найменш певними параметрами моделі навантажувальних втрат (3) є коефіцієнти форми $k_{\phi P_i}$, $k_{\phi Q_i}$ графіків навантаження окремих елементів ЕМ, які визначаються впливом трансформаторів з множини M_i . Виходячи з цього, пропонується використовувати математичне представлення коефіцієнтів форми графіків групового навантаження у вигляді нечітких множин.

Коефіцієнт форми графіка навантаження для більшості споживачів 10(6) кВ змінюється в інтервалі [1,0 1,15]. Задаючи крок зміни коефіцієнта 0,015, отримуємо ряд можливих значень коефіцієнта форми графіка окремого споживача 10(6) кВ:

$$K_{\phi} = \{1; 1,015; 1,03; 1,045; 1,06; 1,075; 1,09; 1,105; 1,12; 1,135; 1,15\}.$$

Для ідентифікації коефіцієнта форми графіка навантаження елемента ЕМ використовується наступне представлення категорій споживачів електромереж в аналітичному вигляді:

$$\tilde{k}_{mun_cn} = \left(\frac{k_{\phi_i}}{\mu_{k_{\phi_i}}} \right), i = \overline{1, n}, \quad (4)$$

де k_{ϕ_i} – коефіцієнт форми графіка індивідуального споживача, тобто елемент вектора K_{ϕ} ; $\mu_{k_{\phi_i}}$ – значення функції належності коефіцієнта форми k_{ϕ_i} відповідній категорії споживачів. Спираючись на результати оброблення значної кількості реальних графіків електроспоживання, з урахуванням (4), пропонуємо такі категорії споживачів, наведені у табл. 1.

Таблиця 1

№	Назва	Позн.	Зміст	Нечітка множина
1	Побутовий споживач (ПС)	\tilde{k}_{nc}	Споживачі з нерівномірним графіком	$\left(\frac{1,135 \ 1,15}{0,15 \ 1} \right)$
2	Змішаний з переважним ПС	\tilde{k}_{znc}	Більше 80% ПС	$\left(\frac{1,105 \ 1,12 \ 1,135}{0,15 \ 1,0 \ 0,15} \right)$
3	Промисловий тип-1 (ПС-1)	\tilde{k}_{nc_1}	Споживач з двома змінами роботи	$\left(\frac{1,075 \ 1,09 \ 1,105}{0,15 \ 1,0 \ 0,15} \right)$
4	Змішаний з переважним ПС-1	\tilde{k}_{zcn_1}	Більше 80% ПС_1	$\left(\frac{1,045 \ 1,06 \ 1,075}{0,15 \ 1,0 \ 0,15} \right)$
5	Промисловий тип-2 (ПС-2)	\tilde{k}_{nc_2}	Споживач з трьома змінами роботи	$\left(\frac{1 \ 1,015}{1,0 \ 0,15} \right)$
6	Змішаний з переважним ПС-2	\tilde{k}_{zcn_2}	Більше 80% ПС_2	$\left(\frac{1,015 \ 1,03 \ 1,045}{0,15 \ 1,0 \ 0,15} \right)$

У результаті розрахунку коефіцієнт форми графіка групового навантаження дорівнюватиме перетину нечітких множин (відповідно до [5] знаходження максимуму), які представляють одну з запропонованих категорій:

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi_1} k_{e1} \cup \tilde{k}_{\phi_2} k_{e2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi_n} k_{en}, \quad (5)$$

де n – кількість ТП-10(6)/0,4 кВ, до яких електроенергія передається по заданій ділянці ЕМ 10(6) кВ; k_{e_j} – вагові коефіцієнти, які характеризують рівень завантаження окремого трансформатора 10(6)/0,4 кВ і визначаються як відношення його відпуску електроенергії (навантаження) до сумарного по ЕМ: $k_{e_j} = W_j / W_{\Sigma}$, $j = \overline{1, n}$.

Завершальною стадією ідентифікації коефіцієнта форми графіка групового навантаження є операція дефазифікації за методом „центра тяжіння”, який вирізняється серед інших більшою точністю:

$$k_{\Sigma\phi} = \frac{\sum_{i=1}^m k_{\Sigma\phi_i} \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}{\sum_{i=1}^m \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}. \quad (6)$$

Розрахунок інтервалу невизначеності змінних втрат електроенергії. Відповідно до [2] значення розрахункових навантажувальних втрат електроенергії, враховуючи його змінний характер, повинно мати вигляд інтервалу невизначеності $[\Delta W_{p.\min}, \Delta W_{p.\max}]$, в який вони потрапляють з вірогідністю 99,7 %. Таким чином, для вирішення цієї проблеми необхідно розв’язати задачу нелінійної оптимізації з обмеженнями у вигляді рівностей (ба-

лансових обмежень) і нерівностей (обмежень на параметри). Під час розв'язання вказаної задачі вимагається розв'язання систем нелінійних рівнянь великої розмірності, що ускладнює отримання розв'язку. Виходячи з цього, авторами пропонується визначити коефіцієнти завантаження трансформаторів 10(6)/0,4 кВ, які відповідають мінімальному значенню навантажувальних втрат за спрощеною схемою. Остання потребує попереднього еквівалентування ЕМ до радіального вигляду та врахування обмежень на значення коефіцієнта завантаження (наприклад, $k_3 = 0,1 \div 0,8$) у вигляді нерівностей. У результаті проведення зазначених перетворень коефіцієнти завантаження для мінімального значення навантажувальних втрат електроенергії k_{i0} можна визначити за наступною формулою:

$$k_{i0} = \frac{(P_{надх} - \Delta P_{розр}) \cdot U_{ia}^2}{P_{Hi} \cdot \left[\sum_{j=1}^n \frac{U_{ja}^2 \cdot r_{0i}}{r_{0j}} \right]} \quad (7)$$

де $P_{надх}$ – середнє значення активної потужності, яка надходить до головної ділянки фідера 10(6) кВ; ΔP – розрахункове значення навантажувальних втрат активної потужності, яке визначається в процесі еквівалентування радіально-магістральних мереж до радіального вигляду; P_{Hi} – номінальна активна потужність i -го трансформатора; U_j – модуль напруги в j -му вузлі, дорівнює $U_j = 11,0 - \Delta U_{0j}$ (значення 11,0 кВ відповідає максимальному значенню напруги центра живлення, яке зумовлює мінімум навантажувальних втрат електроенергії в мережі 10 кВ без урахування статичних характеристик навантаження); r_{0i} – активний опір i -ї ділянки радіального еквіваленту ЕМ.

Значення мінімальних навантажувальних втрат електроенергії запишемо як

$$\Delta W_{p,\min} = \sum_{i=1}^n (\Delta P_{p,\min i} \cdot k_{\phi,\min \Sigma P}^2) \cdot T,$$

де $\Delta P_{p,\min i}$ – мінімальне значення навантажувальних втрат активної потужності на i -й ділянці, яке визначається відповідно за виразом (3) з урахуванням (7); $k_{\phi,\min \Sigma P}$ – мінімальне значення коефіцієнта форми графіка навантаження, якому відповідає мінімальне значення цього коефіцієнта на одиничному альфа-рівні нечіткої множини.

Оцінювання похибки розрахунку змінних втрат електроенергії та рівня спостережності ЕМ. Визначення середньоквадратичної похибки Δ_{II} за розрахованими межами інтервалу невизначеності змінних втрат електроенергії, що відповідає заданій імовірності знаходження реальних втрат ΔW_p у межах даного інтервалу [4]:

$$\Delta_{II} = (\Delta W_p - \Delta W_{p,\min}) / (3 \cdot \Delta W_p). \quad (8)$$

Вираз (8) базується на припущенні про нормальний розподіл стохастичної похибки визначення навантажувальних втрат, тобто однакову імовірність їх зміни як у бік $\Delta W_{p,\min}$, так і в бік $\Delta W_{p,\max}$.

Використовуючи розраховані значення Δ_{II} , можливо оцінити імовірність розрахунку втрат електроенергії з необхідною наперед заданою точністю Δ_{II3} (наприклад, $\pm 5\%$). Для цього необхідно визначити розрахункове значення параметра t_p , що показує якій кількості інтервалів Δ_{II} відповідає заданий інтервал Δ_{II3} і якій імовірності належності це відповідає: $t_p = \Delta_{II3} / \Delta_{II}$.

За розрахованими значеннями t_p , використовуючи відповідні табличні значення інтегралу Лапласа, визначається імовірність p_i визначення втрат електроенергії з заданою

точністю $\Delta_{ПЗ}$. Остання характеризує придатність результатів розрахунків втрат електроенергії для розв'язання задач вищого рівня – аналізу та структурування ТВЕ й розроблення електроощадних заходів. Крім того, наведений показник вірогідністю p_i опосередковано характеризує міру спостережності ЕМ, що аналізується.

Результати оцінювання вірогідності та інтервалів невизначеності втрат електроенергії програмним комплексом «ВТРАТИ» для прикладу реальної електромережі представлено на рис. 1. З них видно, що для заданого обсягу та точності інформаційного забезпечення, реальна похибка визначення втрат електроенергії по ЕМ в цілому складає $\pm 9,2\%$. Це значно перевищує прийнятну для інженерних розрахунків точність $\pm 5\%$.

	Шини п/ст 10(6)кВ	Назва фідера	Wвiдп, кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність, %	Інтервал, %
1	ЕМ 10(6)/0,4 кВ	в цілому	341492.44	16811.47	4.92	88.88	± 9.20
2	Сигнал	в цілому	137462.44	6703.12	4.88	95.61	± 7.44
3	Сигнал	Ф-2	1523.01	405.55	26.63	99.90	± 0.32
4	Сигнал	Ф-4	13189.45	407.19	3.09	60.52	± 17.31

Рис. 1

Для формування інформаційної інфраструктури, що забезпечить задану точність розрахунку технічних втрат електроенергії, як критерій оптимальності можна використовувати інтегральну вірогідністю визначення втрат $\chi_{\Delta W}$, що характеризує імовірність p_i розрахунку навантажувальних втрат електроенергії для заданого переліку характерних режимів роботи ЕМ. Розглядаючи досягнення заданої точності визначення змінних втрат у окремих режимах ЕМ як незалежні події, запишемо

$$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^m p_i.$$

Розрахований таким чином показник ефективності розставлення телевимірювальної апаратури однозначно характеризує якість інформаційної підсистеми розподільних електромереж, а його чутливість може коригуватися за рахунок зміни кількості характерних режимів m , що розглядаються.

У результаті послідовного розв'язання перерахованих задач вирішується проблема аналізу навантажувальних втрат електроенергії в мережах 10(6) кВ з метою розроблення заходів щодо їх зменшення.

Використання корпоративних баз даних енергопостачальних компаній для задач моделювання режимів роботи ЕМ та визначення втрат електроенергії в них. Для аналізу характерних режимів розподільних електричних мереж та визначення технологічних витрат електроенергії в них, враховуючи наявний рівень інформаційного забезпечення, доцільно використовувати перехід до поелементних розрахунків у поєднанні з методом середніх навантажень [3]. Особливістю такого поєднання є широкі можливості залучення додаткової інформації для уточнення результатів визначення режимних параметрів та втрат, а у випадку зменшення періоду розрахунку, наприклад, до 0,5 год. – можливість переходу до моніторингу режимів та чисельного інтегрування втрат електроенергії.

Для забезпечення належної адекватності результатів моделювання режимів ЕМ та складання структури балансів електроенергії необхідно виконати наступні етапи формування інформаційного забезпечення (рис. 2):

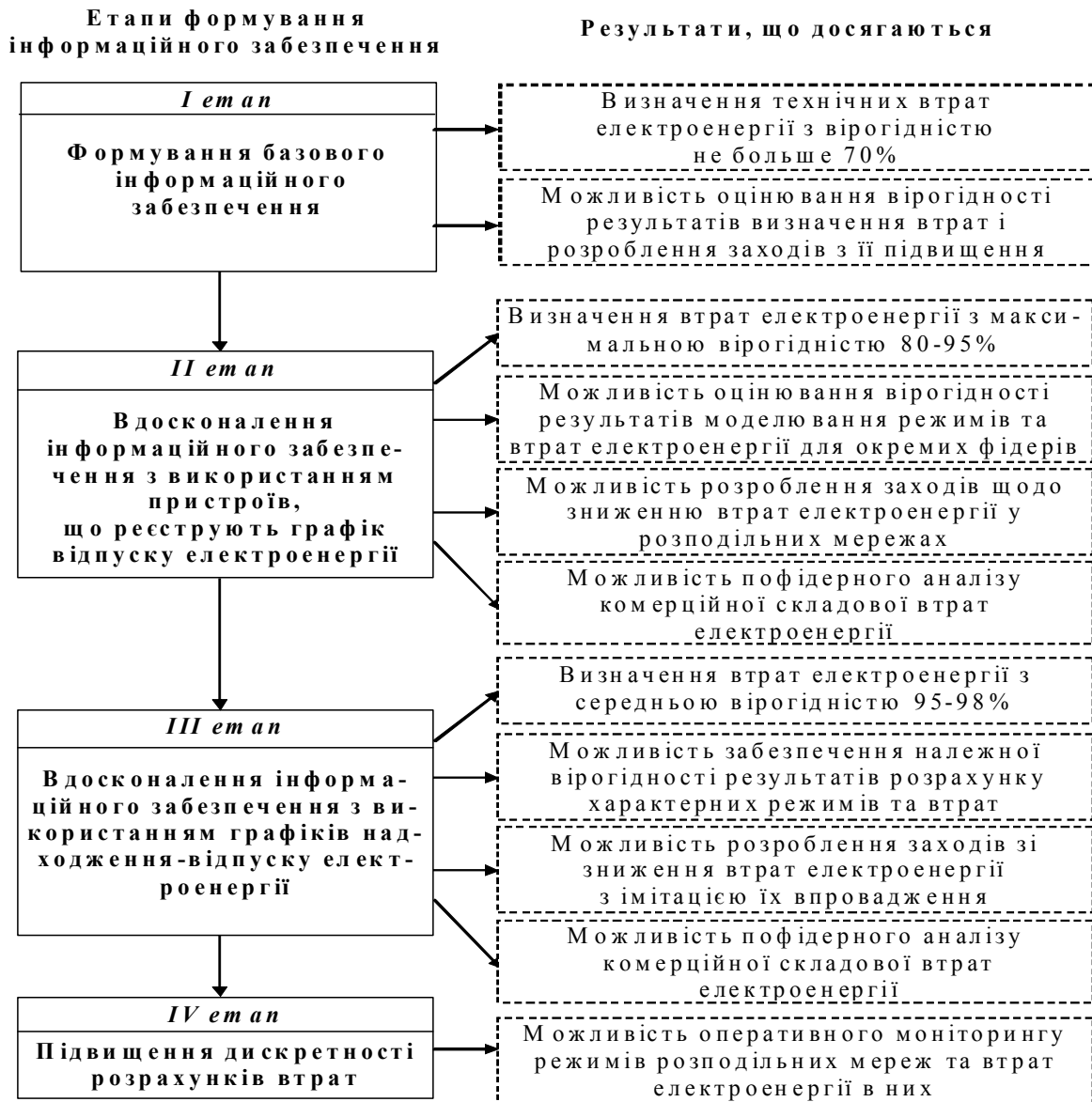


Рис. 2

- формування базового інформаційного забезпечення передбачає підготовку баз даних основного обладнання, формування пофідерних нормальних схем та фіксацію комутаційних апаратів, що виконують коригування ЕМ у нормальних та аварійних режимах;
- вдосконалення інформаційного забезпечення шляхом встановлення електронних лічильників та реєстраторів дає змогу періодично уточнювати схеми ЕМ, їх параметри, а також інформацію про поточне надходження та відпуск електроенергії в ЕМ 10(6) кВ;
- формування телеінформаційної системи з заданою дискретністю опитування пристроїв телевимірювань дає змогу перейти від періодичних розрахунків втрат електроенергії в ЕМ до оперативного моніторингу режимів розподільних мереж та втрат у них.

Для забезпечення максимальної адекватності результатів моделювання режимів та параметрів ЕМ для формування математичних та розрахункових моделей ЕМ мають бути залучені усі наявні джерела інформації і в першу чергу оперативно-інформаційний комплекс, як єдине джерело даних про поточний стан (або зміни стану протягом звітного періоду) об'єкта керування. На прикладі енергопостачальної компанії ПАТ «Харківобленерго» для формування математичних та розрахункових моделей розподільних електричних мереж 10(6)/0.4 кВ було залучено корпоративну базу даних (КБД), функціонування якої

підтримується службою інформаційних технологій. Ця база даних містить найбільш повну і детальну інформацію про основне обладнання ЕМ, комутації, електроспоживання тощо. Крім того, вона систематично оновлюється, що забезпечує максимальну актуальність розрахункових моделей нормальних режимів ЕМ.

Для організації доступу програмного комплексу «ВТРАТИ» до КБД було розроблено відповідну узгоджену структуру вихідних даних, що формується засобами КБД з використанням *SQL*-запитів та передається програмному комплексу у вигляді текстових файлів обміну. Цей спосіб є максимально гнучким та простим у реалізації, забезпечує інтуїтивне налагодження та діагностування можливих збоїв. Враховуючи необхідну періодичність розрахунків, подібний спосіб реалізації обміну даних не впливає на швидкодію розв'язання кінцевої задачі.

Висновки:

1. Технічно необґрунтований рівень звітних ТВЕ у ЕМ 10(6) кВ зумовлює необхідність формування або вдосконалення інформаційної інфраструктури розподільних ЕМ, першим етапом якого є впровадження в них АСКОЕ. Однак для вирішення проблеми спостережності ЕМ необхідно враховувати зазначений фактор під час формування проектних рішень з розвитку інформаційної підсистеми.

2. Запропонований комплексний підхід щодо аналізу навантажувальних втрат електроенергії в розподільних ЕМ 10(6) кВ може використовуватися для розв'язання задач планування технічних та організаційних заходів щодо їх зменшення на рівні енергопостачальних компаній, а також для розв'язання задачі організації вимірювального середовища АСКОЕ в електромережах.

3. Для уточнення і приведення у відповідність до реальних умов експлуатації створеної базової розрахункової моделі електричної мережі можливо і доцільно використовувати інформацію, сформовану засобами корпоративних баз даних енергопостачальних компаній. Відслідковування і врахування динаміки електричної мережі (зміна топології, положення комутаційних апаратів тощо) в її розрахунковій моделі на звітному проміжку часу дає змогу оцінювати вплив зміни експлуатаційних умов, у тому числі обмеження електроспоживання, на значення втрат електроенергії та характерних параметрів ЕМ.

1. ГНД 34.09.104-2003. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0.38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. – К., 2004. – 128 с.
2. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження.: Зат. Міністерством палива та енергетики України 09.06.2004: Термін дії встановлений з 09.06.2004 до 09.06.2009. – К., 2004. – 159 с.
3. Кулик В.В., Писляров Д.С. Оцінка вірогідності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах засобами АСКОЕ // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. – 2006. – Вип. 43. Т. 1. – С. 40–49.
4. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов – М.: ЭНАС, 2006. – 465 с.
5. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. – М: Горячая линия – Телеком, 2007. – 284 с.

УДК 621.311.161

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-РАСЧЕТНАЯ СИСТЕМА АНАЛИЗА РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В.В. Кулик¹, канд. техн. наук, **А.Б. Бурякин²**, канд. техн. наук, **В.А. Лесько³**, канд. техн. наук, **К.И. Кравцов⁴**, канд. техн. наук

1-3 – Винницкий национальный технический университет,

Хмельницкое шоссе, 95, Винница, 21021, Украина

Тел.: (0432) 580377

E-mail: kulik_vv@mail.ru, mg.burykin@mail.ru, lvo@mail.ru

4 – Публичное акционерное общество «Винницаоблэнерго»,

ул. 1 Мая, 2, Винница, 21050, Украина

Тел.: (0432) 525059

E-mail: kanc@voe.com.ua

Рассматриваются пути решения проблемы формирования и эффективного использования информационной инфраструктуры распределительных электрических сетей (РЭС) энергоснабжающих компаний (ЭК) для решения задач расчета установившихся режимов РЭС 10-0,4 кВ, мониторинга технологических затрат электроэнергии, а также управления ими. Предлагается использовать средства теле- и псевдоизмерений, которые являются составной частью автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АС-КУЭ), особенно для задач мониторинга режимов и оценивания влияния рассредоточенных источников электроэнергии (РИЭ) на функционирование электросетей. Для организации связи автоматизированной системы анализа режимов РЭС с корпоративной базой данных ЭК с учетом требований безопасности и целостности данных предлагается использование структурированных текстовых файлов, которые автоматически формируются с использованием SQL-запросов.

Предлагается новый комплексный подход к решению задачи анализа нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электросетях 10-0,4 кВ, который предполагает: оценивание наблюдаемости таких сетей, определение оптимальных направлений развития их информационной инфраструктуры, а также идентификацию недостающих параметров в условиях частичной неопределенности исходной информации о режимах энергопотребления и генерирования. Для оценивания наблюдаемости РЭС используются теория вероятности и интервальный анализ. Задача оптимизации развития информационной инфраструктуры решается на основе анализа чувствительности интегральной вероятности определения технических потерь электроэнергии с наперед заданной точностью для заданного перечня характерных режимов. Для идентификации недостающего информационного обеспечения задачи мониторинга потерь электроэнергии используются методы теории нечетких множеств. Библ. 5, рис. 2, табл. 1.

Ключевые слова: распределительные электрические сети, потери электроэнергии, установившиеся режимы, анализ режимов, автоматизированная система, информационное обеспечение, оценивание наблюдаемости, корпоративная база данных.

THE AUTOMATED INFORMATIONAL SYSTEM FOR DISTRIBUTIVE ELECTRICAL NETWORKS MODES ANALYSIS

V.V. Kulyk¹, O.B. Burykin², V.O. Lesko³, K.I. Kravtsov⁴

1-3 – Vinnitsa national technical university,

Khmelnitskiy highway, 95, Vinnitsa, 21021, Ukraina

Ph.: (0432) 580377

E-mail: kulik_vv@mail.ru, mr.burykin@mail.ru, lvo@mail.ru

4 – Public joint-stock company "Vinnytsyaoblenergo",

21050, Vinnitsa, 1-Travnaya street, 2

Ph.: (0432) 525059

E-mail: kanc@voe.com.ua

Ways of the solution of a problem formation and an effective utilisation of distributive electrical networks (DEN) informational infrastructure of power distribution companies (PDC) for the problem of modes a DEN 10-0,4 kV account, monitoring of technological expenses of the electric power, and also management are observed by them. It is offered to use means a tele-and pseudo-measurements which is a component of the automated system for mercantile account of the electric power, especially for problems to monitoring of regimes and sizings up of dispersed sources agency for the electric power (DPs) on functioning of networks. For the organisation of communication the automated system of the DEN modes analysis with corporate database PDC taking into account safety requirements and integrity of data is offered use of the structured text files which are automatically formed with use of SQL-inquiries. The new complex approach to the solution of a loading electric power losses analysis problem in distributive networks 10-0,4 kV which assumes is offered: a sizing up of observability of such networks, definition of optimum directions of their informational infrastructure evolution, and also identification of missing parametres in the conditions of partial indeterminate form of a source information about power consumption and generation regimes. For a sizing up of observability a DEN the theory of probability and the interval analysis are used. The problem of optimisation of the informational infrastructure evolution dares on the basis of the analysis of sensitivity of a comulative probability of definition the technical electric power losses with beforehand given accuracy for the set list of characteristic regimes. For identification of a missing supply with information for a problem of the electric power losses monitoring the methods of the fuzzy-logic theory are used. References 5, figures 2, tables 1.

Keywords: distributive electrical networks, the electric power losses, the installed regimes, the analysis of the modes, the automated system, a supply with information, an observability sizing up, a corporate database.

УДК 621.331.024

МОДЕРНИЗИРОВАННЫЙ МЕТОД РАСЧЁТА СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ ПОТОКОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ

В.Г. Кузнецов, докт. техн. наук

Днепропетровский национальный университет железнодорожного транспорта имени акад. В. Лазаряна,
ул. Лазаряна 2, Днепропетровск, 49010, Украина
Тел.: (056) 793-19-11, эл. почта: vkuz@i.ua

Одним из малозатратных путей энергосбережения в системе тягового электроснабжения является обеспечение рациональных режимов посредством выбора оптимальных положений переключателей ответвлений силовых трансформаторов тяговых подстанций постоянного тока, выбора количества одновременно работающих трансформаторов, рациональной схемы питания контактной сети. На тяговых подстанциях электрического транспорта с двойной трансформацией регулирование можно выполнять как на преобразовательных, так и на главных понижающих трансформаторах. Нетяговые потребители накладывают ограничения на возможные положения регулирующих устройств (от понизительных трансформаторов получает питание не только тяга поездов, но и нетяговые потребители).

Предложен модернизированный метод расчёта систем тягового электроснабжения на основе потоков восстановления, который в отличие от существующего позволяет определить потери мощности и электроэнергии во всех элементах системы тягового электроснабжения, что необходимо при определении условий обеспечения рациональных режимов. Метод основывается на представлении потока поездов как потока случайных событий. Наиболее удобной характеристикой, определяющей поток поездов как поток случайных событий, является плотность распределения межпоездного интервала, так как легко может быть определена экспериментальным путём. Определение условных вероятностей появления поездов на межподстанционной зоне базируется на использовании плотности восстановления, которая в теории надёжности известна ещё как параметр потока отказов. Определяется указанный параметр через плотность распределения межпоездных интервалов путём решения интегрального уравнения Вольтерра второго рода.

Предложенный метод реализован в специализированном программном комплексе, предназначенном для определения рациональных режимов систем электроснабжения тяги поездов. Библ. 16, рис. 2.

Ключевые слова: система электроснабжения тяги поездов, уравнение Вольтерра, тяговая подстанция, контактная сеть, энергосбережение.

Введение. Одним из малозатратных путей энергосбережения в системе тягового электроснабжения (СТЭ) является обеспечение рациональных режимов посредством выбора оптимальных положений переключателей ответвлений силовых трансформаторов тяговых подстанций постоянного тока и выбора количества одновременно работающих трансформаторов [13,2]. В работе [5] предложено использовать адаптированный генетический алгоритм для определения рациональных режимов СТЭ. Данный метод требует выполнения многократных расчётов СТЭ оптимизируемого участка. При этом расчёт параметров СТЭ должен быть выполнен с достаточной для оптимизации точностью. Традиционные методы расчёта [8] по различным причинам не могут быть использованы для решения поставленной задачи. Необходим такой метод расчёта, который бы позволял определять потери мощности в каждом элементе СТЭ с учётом регулирования режимов, учитывал неравномерность потока поездов.

СТЭ представляет собой многомерную стохастическую нелинейную систему. Ее многомерность определяется наличием многих входов и выходов [11,12]. При построении математической модели системы электрической тяги, адекватной реальной системе, необходимо иметь модель токопотребления, которая учитывает объективные и субъективные факторы, воздействующие на параметры движения поезда.

Анализ литературы. Регулировочные возможности в системе электроснабжения электрического транспорта весьма ограничены в отличие от электрических станций. Прежде всего можно регулировать напряжение на шинах тяговых подстанций. Регулирование напряжения на большинстве тяговых подстанций постоянного тока осуществляется при помощи переключателей ответвлений силовых трансформаторов, которые могут быть установлены в несколько фиксированных положений, определяемых конструкцией. Напряжение холостого хода подстанции при таком регулировании изменяется ступенчато с шагом, задаваемым