

Друкуються за рішенням Вченої ради Державного наукового вищого навчального закладу «Донецький національний технічний університет» (розпорядження № 4 від 18 лютого 2014).

В збірнику публікуються наукові статті викладачів електротехнічного факультету ДонНТУ та інших факультетів і університетів, які є науковими працівниками електротехнічного факультету. В них наведені результати наукових досліджень і розробок у галузі електротехніки і енергетики.

Збірник розрахований на науковців співробітників, викладачів, інженерно-технічних працівників, а також аспірантів і студентів, які навчаються за напрямом "Електромеханіка" і "Електротехніка".

Засновник та видавець – Донецький національний технічний університет

## НАУКОВІ ПРАЦІ ДОНЕЦЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО УНІВЕРСИТЕТУ

*Серія: "Електротехніка і  
енергетика"*

Всеукраїнський науковий збірник

Заснований у червні 2003

Виходить 2 рази на рік

№1(16) 2014

Збірник зареєстрований в Державному комітеті Інформаційної політики, телебачення та радіовідлення України. Свідоцтво: серія КВ 7373 від 03.06.2003.

Збірник включено до переліку наукових фахових видань України, в яких можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів доктора і кандидата наук (Постанова Президії ВАК України № 1-05/8 від 22 грудня 2010 р., надруковано в бюлетені ВАК № 2, 2011 р.).

Друкується за рішенням Вченої ради державного вищого навчального закладу «Донецький національний технічний університет» (протокол № 4 від 18 квітня 2014).

В збірнику публікуються наукові статті співробітників електротехнічного факультету ДонНТУ та інших факультетів і університетів, які є науковими партнерами електротехнічного факультету. В них наведені результати наукових досліджень і розробок з питань електротехніки і енергетики.

Збірник розрахований на наукових співробітників, викладачів, інженерно-технічних працівників, а також аспірантів і студентів, які навчаються за напрямом “Електромеханіка” і “Електротехніка”.

**Засновник та видавець** – Донецький національний технічний університет

### РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ

Головний редактор – О.А. Мінаєв, чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук, проф.

Заступники головного редактора – Є.О. Башков, д-р техн. наук, проф.;

В.Ф. Сивокобиленко, д-р техн. наук, проф.

Відповідальний секретар – С.В. Сольоний, канд. техн. наук, доц.

С.Ф. Артюх, д-р техн. наук, проф., м. Харків, Україна;

М.В. Гребченко, д-р техн. наук, проф., м. Донецьк, Україна;

І.В. Жежеленко, д-р техн. наук, проф., м. Маріуполь, Україна;

Є.Б. Ковальов, д-р техн. наук, проф., м. Донецьк, Україна;

О.П. Ковальов, д-р техн. наук, проф., м. Донецьк, Україна;

Е.Г. Курінний, д-р техн. наук, проф., м. Донецьк, Україна;

П.Д. Лежнюк, д-р техн. наук, проф., м. Вінниця, Україна;

В.І. Нагай, д-р техн. наук, проф., м. Новочеркаськ, Росія;

Ю.Л. Саєнко, д-р техн. наук, проф., м. Маріуполь, Україна;

М.С. Сегеда, д-р техн. наук, проф., м. Львів, Україна;

О.І. Толочко, д-р техн. наук, проф., м. Донецьк, Україна;

М.М. Федоров, д-р техн. наук, проф., м. Донецьк, Україна;

О.П. Чорний, д-р техн. наук, проф., м. Кременчук, Україна;

О.О. Шавьолкін, д-р техн. наук, проф., м. Донецьк, Україна;

П. Енафф, д-р техн. наук, м. Сержі-Понтуаз, Франція;

О.С. Яндутьський, д-р техн. наук, проф., м. Київ, Україна.

Збірник зареєстрований в Державному комітеті інформаційної політики, телебачення та радіомовлення України. Свідоцтво: серія КВ 7373 від 03.06.2003.

Збірник включено до переліку наукових фахових видань України, в яких можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів доктора і кандидата наук (Постанова Президії ВАК України № 1-05/8 від 22 грудня 2010 р., надруковано в бюлетені ВАК № 2, 2011 р.).

## ЗМІСТ

	Стор.
<b>Али Асаад, Таммам Хайдер, Тарек Ибрагим. НОВЫЙ БЫСТРЫЙ СПОСОБ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ НА ОСНОВЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ.....</b>	7
<b>Бондаренко Е.А. ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА, ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ.....</b>	17
<b>Борисенко В.Ф., Сидоров В.А., Поляков В.А. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПОДЪЕМА ЛИТЕЙНОГО КРАНА В ПРОЦЕССЕ НАЛАДОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ.....</b>	22
<b>Булгаков А.А. ИМИТАЦИЯ СЛУЧАЙНЫХ ПРОЦЕССОВ С ЗАДАНОЙ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ФУНКЦИЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ.....</b>	27
<b>Борисенко В.Ф., Мельник А.А., Хоменко В.Н., Энафф П. ВОПРОСЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЧЕЛОВЕКА С АНТРОПОМОРФНЫМ РОБОТОМ В ФАЗЕ «РУКОПОЖАТИЯ».....</b>	33
<b>Замулко А.И., Веремийчук Ю.А., Лайкина Е.В. РИСК – МЕНЕДЖМЕНТ В УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРОПОТЕБЛЕНИЕМ.....</b>	39
<b>Власенко Р.В., Бялобржеський О.В. АДАПТИВНЕ УПРАВЛІННЯ РЕЛЕЙНИМ РЕГУЛЯТОРОМ СТРУМУ ОДНОФАЗНОГО СИЛОВОГО АКТИВНОГО ФІЛЬТРУ.....</b>	45
<b>Горін В.Я., Ширококорядова Т.В. РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЛІНІЙНОЇ ПІДСИСТЕМИ НАВЧАЛЬНО-ДОСЛІДНИЦЬКОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО ПРОЕКТУВАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛЕП ВИСОКОЇ ТА НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ.....</b>	51
<b>Гудим В.І., Ковальов О.П., Мамцяж Д., Павлік Я. ВПЛИВ ЕЛЕКТРОЗВАРЮВАЛЬНОГО АГРЕГАТА З КЕРОВАНІМ ФІЛЬТРОМ СТРУМУ НА СИСТЕМУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....</b>	57
<b>Жуков С.Ф., Важинский А.И. АВТОМАТИЗАЦИЯ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЙ БАЛАНСА ПРИ ЗАДАНИИ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА АГЛОМЕРАТА.....</b>	65
<b>Захаров А.М. ВИЗНАЧЕННЯ КРИТИЧНОЇ НАПРУГИ В МАГІСТРАЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ОЕС УКРАЇНИ ЗА ДОПОМОГОЮ МЕТОДУ QV-КРИВИХ.....</b>	69
<b>Побігайло В.А. ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМИ „РЕАКТОР – КЕРОВАНІЙ ШУНТ”, ЯК ЗАСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....</b>	75
<b>Киргизов А.К., Касобов Л.С., Расулов С. ОЦЕНКА ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ МАЛЫХ ВОДОТОКОВ ПАМИРА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МАЛЫХ ГЭС.....</b>	79
<b>Ковалев А.П., Москвина И.И. ВЕРОЯТНОСТЬ ВЗРЫВОВ МЕТАНОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗИФИЦИРОВАННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ.....</b>	84
<b>Кормильцев П.В., Бершадский И.А. СИСТЕМА ИСКРОБЕЗОПАСНОГО ШАХТНОГО ОСВЕЩЕНИЯ.....</b>	95
<b>Костюк В.О., Охріменко І.А., Ханицька О.О. ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ІНТЕГРОВАНОЇ ГЕЛПОКОЛЕКТОРНОЇ СИСТЕМИ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ МОДЕЛІ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ.....</b>	100
<b>Кузнецов П.А., Солёный С.В., Касобов Л.С. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА-МЕТАНА ДЛЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ СТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЙ ГОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....</b>	106
<b>Кулик В.В., Тептя В.В. ОПТИМІЗАЦІЯ ГРАФІКІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ПІДСТАВІ ЦІНОВИХ ЗАЯВОК З УРАХУВАННЯМ ВИТРАТ НА АДРЕСНЕ ТРАНСПОРТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....</b>	112
<b>Курінний Е.Г., Дмитрієва О.М., Булгаков О.О. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ЕФЕКТИВНИХ ІНЕРЦІЙНИХ МАКСИМУМІВ ПО ІНЕРЦІЙНИМ МАКСИМУМАМ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....</b>	119
<b>Курляк П.О. ДІАГНОСТИКА НЕСПРАВНОСТЕЙ В АСИНХРОННИХ ДВИГУНАХ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ НА РАННІЙ СТАДІЇ ЇХ ВИНИКНЕННЯ.....</b>	124
<b>Кузнецов П.А., Португальська О.Ю., Сольоний С.В. МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ВЕКТОРНОГО КЕРУВАННЯ АСИНХРОННИМ ДВИГУНОМ З КОРОТКОЗАМКНЕНИМ РОТОРОМ З НЕПРЯМИМ ВИЗНАЧЕННЯМ ПОТОКОЗЧЕПЛЕННЯ РОТОРА.....</b>	129
<b>Лікаренко А.Г., Петриченко А.А. СПОСІБ ЗНИЖЕННЯ СИЛИ СТРУМІВ ВИТОКУ В РУДНИКОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ.....</b>	135
<b>Лежнюк П.Д., Комар В.А., Собчук Д.С. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМУМА ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....</b>	140
<b>Леньга О.В. МОДЕЛЮВАННЯ ОБМЕЖУВАЧА МІНІМАЛЬНОГО ЗБУДЖЕННЯ.....</b>	146

УДК 621.311.

**П. Д. ЛЕЖНЮК** (д-р техн. наук, проф.), **В. А. КОМАР** (канд. техн. наук, доц.),  
**Д. С. СОБЧУК**

**Винницкий национальный технический университет**

**kvo76@mail.ru**

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМУМА ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

*В статье предложен метод определения оптимального места расположения и значения установленной мощности возобновляемого источника энергии (ВИЭ) по критерию минимума потерь электрической энергии, который позволяет учесть зависимость ВИЭ от природных условий региона, графика электропотребления, параметров и конфигурации распределительной сети.*

**Ключевые слова:** *распределенная генерация, возобновляемые источники энергии, распределительная электрическая сеть, минимум потерь активной мощности.*

**Вступление.** Мировая электроэнергетика традиционно развивалась путем централизации систем генерирования, строительства все более мощных электрических станций и объединения их в энергетические комплексы. Как следствие, были созданы большие территориально протяженные энергетические системы: европейская ENTSO-E, единая энергосистема России, объединенная энергосистема Украины и другие. В последнее время наблюдается стойкая тенденция к изменению общей концепции развития энергетики, речь идет о внедрении новой идеологии, которая заключается во внедрении распределенной генерации. Под распределенной генерацией (РГ) понимаем источники электрической энергии, соединенные непосредственно с распределительной электрической сетью или подключены к такой сети со стороны электропотребителей. Широкое распространение РГ связано, в первую очередь, с появлением высокоэффективных газотурбинных и парогазовых установок [1] и развитие возобновляемых источников энергии. Среди них наибольшее распространение получили ветровые электростанции (ВЭС) и фотоэлектрические станции (ФЭС).

Внедрение РГ в электрических сетях, особенно построенных на основе возобновляемых источников энергии, кроме снижения экологической нагрузки на окружающую среду и решение многих проблем, связанных с выбросами отходов при выработке электроэнергии, позволит, во-первых, существенно повысить эффективность использования первичных ресурсов и, в будущем, снизить стоимость электрической энергии, во-вторых, разгрузить как системообразующие, так и распределительные электрические сети.

Установка источников РГ в распределительных электрических сетях возле нагрузки изменяет направление потоков мощности. При этом необходимо выделить три ситуации относительно узлов нагрузки и РГ [2]:

– мощность нагрузки каждого узла в электрической сети больше или равняется мощности источников РГ, подключенных к этим узлам;

– в электрической сети существует один узел, где мощность источника РГ больше, чем собственная мощность нагрузки этого узла, но суммарная мощность источников РГ этой сети в целом меньше, чем ее суммарная нагрузка;

– в электрической сети существует минимум один узел, где мощность РГ превышает мощность нагрузки этого узла и суммарная мощность источников РГ этой сети в целом больше, чем ее суммарная нагрузка.

В первом случае установленные источники РГ в электрической сети будут влиять на уменьшение потерь мощности в распределительных сетях. В другом случае источники РГ могут перманентно увеличивать потери мощности в некоторых линиях распределительной сети, но, в целом, суммарные потери мощности уменьшаются. В третьем случае суммарные потери мощности всей распределительной сети будут больше нежели до установки источников РГ. Также разные источники РГ работают с разным  $\cos\phi$  и их выходная реактивная мощность может изменяться от незначительной генерации (газотурбинные установки) до значительного потребления (ВЭС с асинхронными генераторами), что также негативно влияет на значение потерь мощности в электрических сетях [3].

**Анализ исследований.** Интенсивное внедрение РГ стало причиной возникновения ряда задач, одна из которых – выбор места подключения в сети и их установленной мощности. Решение этой задачи позволит получить необходимый эффект от внедрения источников рассредоточенной генерации – уменьшение потери мощности и улучшение качества электроэнергии.

Анализ существующих подходов позволяет сделать вывод о большом интересе современных исследователей. Существующие методы основываются на разных подходах: аналитические методы [4];

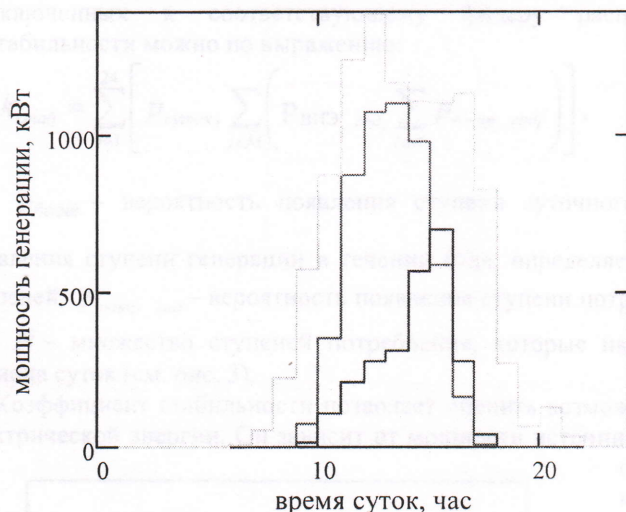


Рисунок 1 – Сезонное изменение суточного графика работы ФЭС

источникам. То есть, теоретически можно изменять генерацию в пределах, зависящих от природных условий, но тогда значительно снижается их эффективность. Поэтому необходимо разработать такой метод, который бы позволил учесть такую особенность ВИЭ в задаче определения их установленной мощности.

смешанное целочисленное программирование [5], эвристический подход [6], генетические алгоритмы [7], анализа чувствительности к изменениям потерь [8]. И это лишь часть исследований в этом направлении. В каждом из них есть свои преимущества, позволяющие учесть определенные особенности РГ и ВИЭ в частности. Но ни один из них не позволяет учесть зависимость графика генерации ВИЭ от природных условий. Этот фактор достаточно весомый особенно при решении задачи определения установленной мощности.

**Характеристики возобновляемых источников энергии.** Сопоставление графиков электропотребления и генерации, такими возобновляемыми источниками как ФЭС и ВЭС, позволяет говорить об их низкой стабильности в плане обеспечения баланса мощности (смотри рис. 1 и рис. 2). В задаче обеспечения баланса мощности ФЭС и ВЭС можно отнести к условнорегулируемым

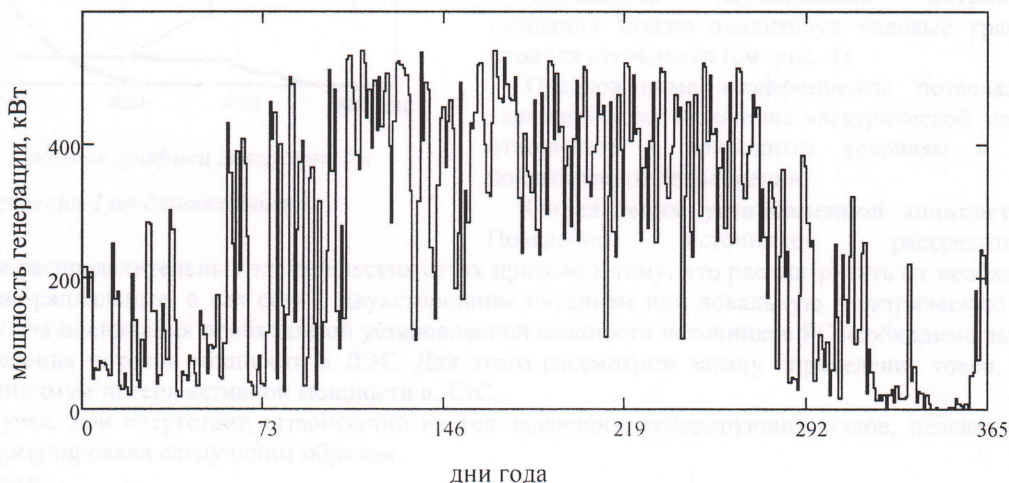


Рисунок 2 – Характер изменения средних значений генерации ФЭС, определенных по суточным графикам, в течении года

Учесть случайную составляющую графиков генерации по отношению к графикам электропотребления можно путем анализа наиболее вероятных величин генерации и наиболее вероятных величин потребления в конкретные периоды суток. Для каждого часа суток строятся зависимости вида показанного на рисунке 3.

В зависимости от количества появления соответствующих уровней (генерации, потребления) можно определить их вероятности:

$$p = \frac{n}{365}, \quad (1)$$

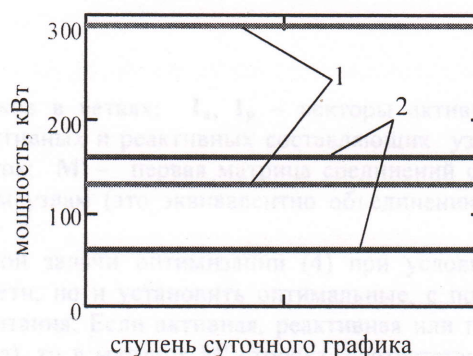


Рисунок 3 – Вероятные уровни генерации 1 и потребления 2 определенного периода времени в течении года

где  $n$  – количество появлений уровней (генерации, потребления) в течении года.

Имея все вероятности можно оценить коэффициент стабильности, который будет характеризовать вероятность обеспечения электрической энергией, выработанной возобновляемым источником, потребителей, подключенных к соответствующему фидеру распределительной сети. Определить коэффициент нестабильности можно по выражению:

$$k_{\text{стаб}} = \sum_{i=1}^{24} \left[ P_{\text{суток}_i} \sum_{j \in M} \left( P_{\text{ВИЭ\_год}_j} \sum_{l \in N} P_{\text{потр\_год}_l} \right) \right], \quad (2)$$

где  $P_{\text{появ}} -$  вероятность появления ступени суточного графика ( $P_{\text{суток}} = \frac{1}{24}$ );  $P_{\text{ВИЭ\_год}}$  – вероятность появления ступени генерации в течении года, определяется по выражению (1);  $M$  – множество не нулевых ступеней;  $P_{\text{потр\_год}}$  – вероятность появления ступени потребления в течении года, определяется по выражению (1);  $N$  – множество ступеней потребления, которые находятся ниже уровня генерации соответствующего периода суток (см. рис. 3).

Коэффициент стабильности позволяет оценить возможности источника покрыть необходимое потребление электрической энергии. Он зависит от мощности источника электрической энергии. Для учета энергетической

обеспеченности предлагается ввести коэффициент, который определяется отношением математического ожидания годового потребления  $M(W_{\text{потр}})$  к математическому ожиданию годовой генерации ВИЭ  $M(W_{\text{ВИЭ}})$ :

$$k_{\text{об}} = \frac{M(W_{\text{потр}})}{M(W_{\text{ВИЭ}})}. \quad (3)$$

Определить необходимые математические ожидания можно анализируя годовые графики по продолжительности (см. рис. 4).

Предложенные коэффициенты позволяют дать характеристику источника электрической энергии по отношению к природным условиям и графику покрываемого потребления.

#### Определения установленной мощности ВИЭ.

Появление источников рассредоточенного

генерирования в распределительных электрических сетях привело к тому, что рассматривать их необходимо не как магистрально-радиальные, а как сети с двухсторонним питанием или локальную электрическую систему (ЛЭС). Поэтому для оценивания необходимой установленной мощности источников РГ необходимо выполнить анализ распределения потоков мощности в ЛЭС. Для этого рассмотрим задачу определения токов, которые обеспечивают минимум потерь активной мощности в ЛЭС.

В общем случае, при отсутствии ограничений на ток задающих, генерирующих узлов, целевая функция может быть сформулирована следующим образом:

минимизировать

$$\Delta P = \mathbf{i}^T \mathbf{R} \hat{\mathbf{i}} \quad (4)$$

при условии

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{M}' \mathbf{I}_a &= \mathbf{J}_a \\ \mathbf{M}' \mathbf{I}_p &= \mathbf{J}_p \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

где  $\mathbf{i}^T, \hat{\mathbf{i}}$  – транспонированный и сопряженный векторы токов в ветвях;  $\mathbf{I}_a, \mathbf{I}_p$  – векторы активных и реактивных составляющих токов в ветках;  $\mathbf{J}_a, \mathbf{J}_p$  – векторы активных и реактивных составляющих узловых токов;  $\mathbf{R}$  – диагональная матрица активных сопротивлений веток;  $\mathbf{M}'$  – первая матрица соединений сети, в которой вычеркнуты строчки, соответствующие генерирующим узлам (это эквивалентно объединению всех источников питания в один расчетный балансирующий узел).

Нужно обратить внимание, что решение сформулированной задачи оптимизации (4) при условии (5) позволяет определить не только оптимальные токи в ветках сети, но и установить оптимальные, с позиции минимума потерь активной мощности, нагрузки источников питания. Если активная, реактивная или полная нагрузка какого-либо источника питания задана (зафиксирована), то в матрице  $\mathbf{M}'$  строчка, соответствующая

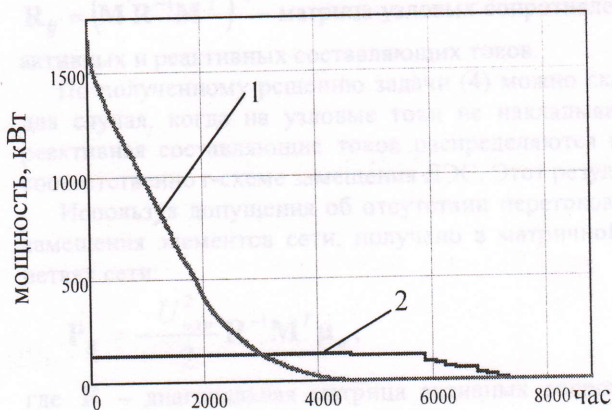


Рисунок 4 – Годовые графики генерации 1 и потребления 2 по длительности

этому узлу, должен присутствовать, а ток должен быть включен в вектор узловых токов с соответствующим знаком.

В [9] показано, что решением задачи (4) – (5) может быть получено в таком виде:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{z0} \\ \boldsymbol{\mu}_a \\ \boldsymbol{\mu}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_r & 0 \\ 0 & \mathbf{C}_r \\ -2\mathbf{R}_{ij} & 0 \\ 0 & -2\mathbf{R}_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{J}_a \\ \mathbf{J}_p \end{bmatrix}, \quad (6)$$

где  $\mathbf{C}_r = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T(\mathbf{M}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T)^{-1}$  – матрица коэффициентов токораспределения расчетной схемы ЛЭС, в которой сопротивления веток представлены только их активными составляющими (r-схема ЛЭС);  $\mathbf{R}_{ij} = (\mathbf{M}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T)^{-1}$  – матрица узловых сопротивлений r-схемы ЛЭС;  $\boldsymbol{\mu}_a, \boldsymbol{\mu}_p$  – векторы множителей Лагранжа активных и реактивных составляющих токов.

По полученному решению задачи (4) можно сказать, что минимальные потери активной мощности в ЛЭС для случая, когда на узловые токи не накладываются ограничения, имеют место тогда, когда активная и реактивная составляющие токов распределяются в ней в зависимости от активных сопротивлений, то есть соответственно r-схеме замещения ЛЭС. Этот результат можно расширить и на перетоки мощности.

Используя допущения об отсутствии перетоков реактивной мощности и реактивных составляющих схемы замещения элементов сети, получено в матричной форме зависимость для перетоков активной мощности в ветвях сети:

$$\mathbf{P}_B = -\frac{U_{ном}^2}{2} \mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T \boldsymbol{\mu}_a, \quad (7)$$

где  $\mathbf{R}$  – диагональная матрица активных сопротивлений веток;  $\mathbf{M}$  – первая матрица соединений;  $U_{ин}$  – номинальное напряжение сети.

Из системы уравнений, полученной дифференцированием по переменным от (7), можно определить неопределенные множители Лагранжа в виде:

$$\boldsymbol{\mu}_a = -\frac{2}{U_{ном}^2} \mathbf{G}_y^{-1} \mathbf{P}, \quad (8)$$

где  $\mathbf{G}_y = \mathbf{M}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T$  – матрица узловых активных проводимостей;  $\mathbf{P}$  – вектор активных мощностей в узлах схемы.

После подстановки (8) в (7) получим

$$\mathbf{P}_B = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T \mathbf{G}_y^{-1} \mathbf{P}. \quad (9)$$

В (9) выражение  $\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T \mathbf{G}_y^{-1}$  или  $\mathbf{C}_r = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T (\mathbf{M}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T)^{-1}$  в соответствии с сказанным выше является оптимальными коэффициентами токораспределения.

Перепишем (9) в виде

$$\mathbf{P}_B = \mathbf{C}_r^T \mathbf{P}. \quad (10)$$

Похожие результаты можно получить с учетом перетоков реактивной мощности поэтому уравнение (10) будет справедливо и для полной мощности.

Используя (10) можно построить метод определения установленной мощности ВИЭ по критерию минимума потерь активной мощности.

**Пример.** Для проверки эффективности разработанного метода рассмотрено фидер, схема которого показана на рис. 5.

Рассмотрим, как возможные по техническим условиям, узлы для подключения ВИЭ 7, 10 и 20. Для выбора наилучшего из них по критерию потерь электрической энергии по формуле как в (6) определены коэффициенты токораспределения  $\mathbf{C}_r$  для каждого из вариантов. Поскольку суммарное значение коэффициентов больше для узла 10, то этот узел является наилучшим узлом для подключения ВИЭ. Это подтверждается результатами расчетов. Из рисунка 6 (для узлов 20, 10 и 7) можно сделать вывод о большем разгружающем эффекте при

установке ФЭС в узле 10 чем в узле 20.

Для сравнения проведено расчет потерь активной мощности в течении года перебором разных мощностей ФЭС для исследуемого графика генерации и потребления. Графическая интерпретация результатов показана на рисунке 6 (для узлов 20, 10 и 7).

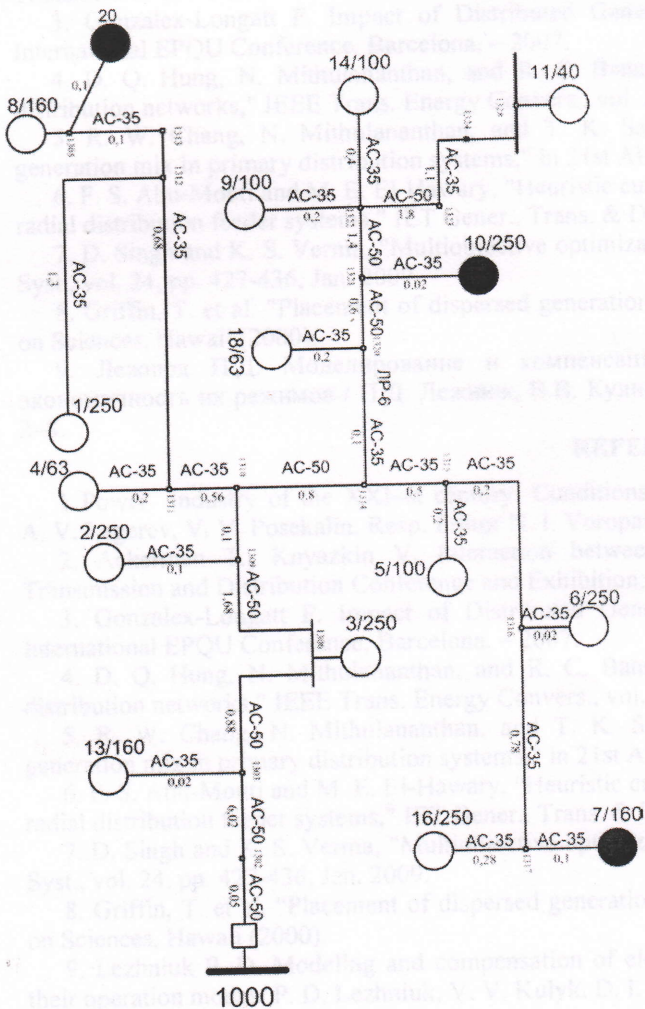


Рисунок 5 – Фрагмент распределительной электрической сети

времени позволяют решать поставленную задачу поскольку размер матриц для фидеров распределительной сети невелик.

Проведенные расчеты подтверждают эффективность метода как в части задачи определения точки присоединения ВИЭ, так и в части определения оптимальной мощности источника по критерию минимума потерь электрической энергии.

На рисунке 6: кривые 1 – изменение потерь активной мощности в течении года, полученная перебором установленных мощностей ФЭС; кривые 2 – изменение потерь активной мощности в течении года, полученные перебором установленных мощностей ФЭС при условии, что установленная мощность источника выбрана из анализа наиболее вероятной степени электропотребления; кривые 3 – изменение потерь активной мощности в течении года, полученные перебором установленных мощностей ФЭС при условии, что режим работы станции диктуется не только природными условиями, но и графиком электропотребления; точки 4 – результат расчета по предложенному методу.

**Выводы.** Предложенный метод определения оптимальной установленной мощности ВИЭ позволяет учесть зависимость графика их работы от природных условий, точку присоединения к распределительной сети и график электропотребления. При этом алгоритм предложенного метода легко формализуется и достаточно просто реализуется в виде программного продукта, что качественно отличает его от методов, рассмотренных в обзоре. Единственное, что можно отнести к слабым местам метода, это необходимость обращения матриц. Но, во-первых, если схема и параметры элементов не меняются, то расчет коэффициентов токораспределения проводится один раз и дальше при изменении нагрузок или графиков потребления используется без изменений. А во-вторых, современная компьютерная техника и методы обращения матриц без существенных затрат

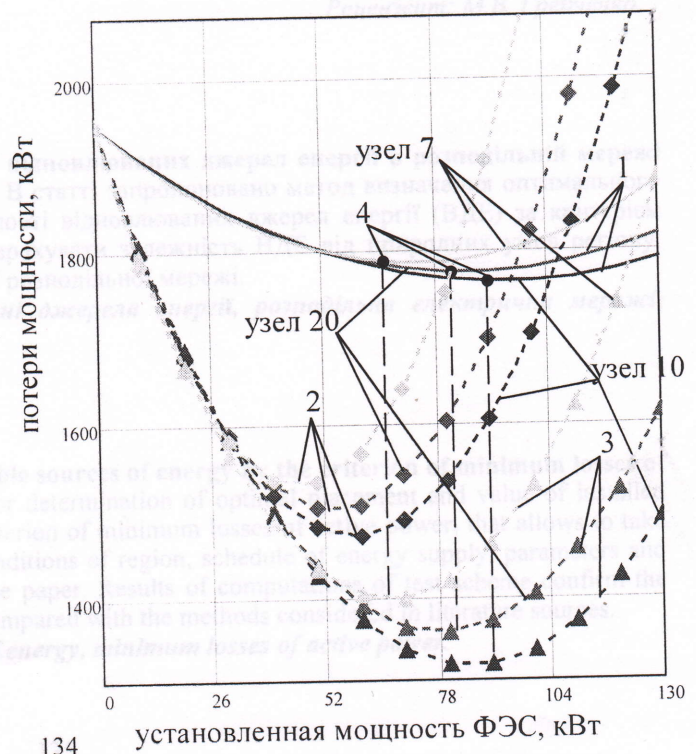


Рисунок 6 – Результаты расчетов



## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы / Л.С. Беляев, А.В. Лагереv, В.В. Посекалин; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2004. – 386 с.
2. Ackerman T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network // Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific IEEE/PES. – 2000. – Vol. 2. – P. 1357–1362
3. Gonzalex-Longatt F. Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System // 9th International EPQU Conference, Barcelona. – 2007.
4. D. Q. Hung, N. Mithulanathan, and R. C. Bansal, "Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 25, pp. 814-820, Sep. 2010.
5. R. W. Chang, N. Mithulanathan, and T. K. Saha, "Novel mixed-integer method to optimize distributed generation mix in primary distribution systems," in 21st AUPEC, Brisbane, Australia, 25-28 September 2011.
6. F. S. Abu-Mouti and M. E. El-Hawary, "Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimisation in radial distribution feeder systems," IET Gener., Trans. & Distrib., vol. 5, pp. 172-180, Feb. 2011.
7. D. Singh and K. S. Verma, "Multiobjective optimization for DG planning with load models," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, pp. 427-436, Jan. 2009.
8. Griffin, T. et al. "Placement of dispersed generation systems for reduced losses", 33rd International Conference on Sciences, Hawaii (2000).
9. Лежнюк П.Д. Моделирование и компенсация влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, Д.И. Оболонский // Электричество. – 2007. – №11. – С. 2–8.

## REFERENCES

- 1 Power Industry of the XXI-st century: Conditions of the development, technologies, forecast/ L. S. Beliajev, A. V. Lagerev, V. V. Posekalin. Resp. Editor N. I. Voropai. –Novosibirsk: NAYKA, 2004.–386p. (RUS).
2. Ackerman T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network // Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific IEEE/PES. – 2000. – Vol. 2. – P. 1357–1362
3. Gonzalex-Longatt F. Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System // 9th International EPQU Conference, Barcelona. – 2007.
4. D. Q. Hung, N. Mithulanathan, and R. C. Bansal, "Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 25, pp. 814-820, Sep. 2010.
5. R. W. Chang, N. Mithulanathan, and T. K. Saha, "Novel mixed-integer method to optimize distributed generation mix in primary distribution systems," in 21st AUPEC, Brisbane, Australia, 25-28 September 2011.
6. F. S. Abu-Mouti and M. E. El-Hawary, "Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimisation in radial distribution feeder systems," IET Gener., Trans. & Distrib., vol. 5, pp. 172-180, Feb. 2011.
7. D. Singh and K. S. Verma, "Multiobjective optimization for DG planning with load models," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, pp. 427-436, Jan. 2009.
8. Griffin, T. et al. "Placement of dispersed generation systems for reduced losses", 33rd International Conference on Sciences, Hawaii (2000).
9. Lezhniuk P. D. Modeling and compensation of electric grids heterogeneity impact on economic efficiency of their operation modes/ P. D. Lezhniuk, V. V. Kulyk, D. I. Obolonskiy//Electricity. –2007. № 11.– PP 2–8. (RUS).

Надійшла до редакції 12.03.2014

Рецензент: М.В. Гребченко

П. Д. ЛЕЖНЮК, В. О. КОМАР, Д. С. СОБЧУК  
Вінницький національний технічний університет

**Визначення оптимальної встановленої потужності відновлюваних джерел енергії в розподільній мережі за критерієм мінімуму втрат активної потужності.** В статті запропоновано метод визначення оптимального місця розташування і значення встановленої потужності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) за критерієм мінімуму втрат електричної енергії, який дозволяє врахувати залежність ВДЕ від природних умов регіону, графіку електроспоживання, параметрів і конфігурації розподільної мережі.  
**Ключові слова:** розподільна генерація, відновлювані джерела енергії, розподільна електрична мережі, мінімум втрат активної потужності.

P. LEZHNIUK, V. KOMAR, D. SOBCHUK  
Vinnytsia National Technical University

**Determination of optimal installed capacity of renewable sources of energy by the criterion of minimum losses of active power in distribution system.** A new method for determination of optimal placement and value of installed capacity of renewable source of energy (RES) by the criterion of minimum losses of active power, that allows to take into consideration the dependence of RES on natural conditions of region, schedule of energy supply, parameters and configuration of distribution network, is suggested in the paper. Results of computations of test scheme confirm the efficiency of the proposed method and its simplicity as compared with the methods considered in literature sources.  
**Key words:** distributed generation, renewable sources of energy, minimum losses of active power.