

— ЭлСиК —

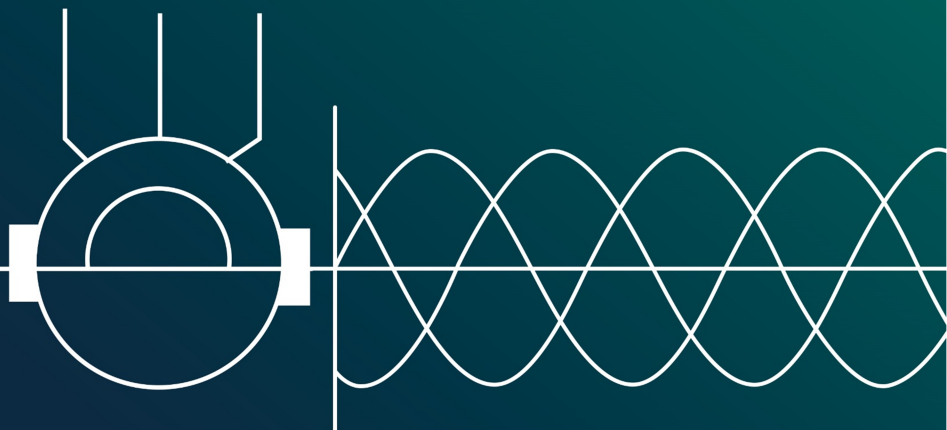
ISSN 2311-8318

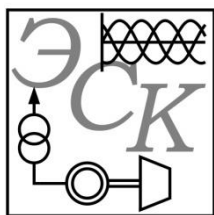
ISSN (online) 2658-3151

# ЭЛЕКТРО- ТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ

№ 3(52)

2021 г.





# ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ

ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1996 Г.

№ 3(52), СЕНТЯБРЬ 2021

Журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, а также в базу данных Российского индекса научного цитирования (РИНЦ).

## Редакционная коллегия

### Председатель редакционной коллегии:

**С.И. Лукьянов** – проф., д-р техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия.

### Главный редактор:

**В.Р. Храминин** – проф., д-р техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия.

### Ответственный редактор:

**Е.А. Панова** – доц., канд. техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия.

### Секция теории и практики автоматизированного электропривода:

**А.С. Сарваров** – проф., д-р техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия;

**А.Е. Козярук** – проф., д-р техн. наук,  
Санкт-Петербургский горный университет,  
г. Санкт-Петербург, Россия;

**О.А. Кравченко** – проф., д-р техн. наук,  
Тульский государственный университет,  
г. Тула, Россия.

### Секция электро- и теплоэнергетики:

**А.В. Паздерин** – проф., д-р техн. наук,  
УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина,  
г. Екатеринбург, Россия;

**Е.Г. Нешпоренко** – доц., канд. техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия;

**Н.Ф. Джагаров** – проф., д-р техн. наук,  
Высшее военно-морское училище  
им. Николы Вапцарова, г. Варны, Болгария.

### Секция энерго- и ресурсосбережения:

**Р.Г. Мугалимов** – доц., д-р техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия;

**О.И. Осипов** – проф., д-р техн. наук,  
НИУ «МЭИ», г. Москва, Россия;

**В.Н. Мещеряков** – проф., д-р техн. наук, ЛГТУ,  
г. Липецк, Россия.

### Секция электроснабжения:

**Г.П. Корнилов** – проф., д-р техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия;

**И.Ю. Андришин** – канд. техн. наук,  
ПАО «ММК», г. Магнитогорск, Россия.

### Секции промышленной электроники, автоматики и систем управления; информационного, математического и программного обеспечения технических систем:

**О.С. Логунова** – проф., д-р техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия;

**С.М. Андреев** – доц., д-р техн. наук,  
МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия;

**Е.Н. Ишметьев** – д-р техн. наук,  
R&D МГТУ, г. Магнитогорск, Россия.

### Секция электротехнологий в промышленности:

**А.М. Зюзов** – доц., д-р техн. наук,  
УрФУ им. первого Президента России  
Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия;

**А.Л. Карякин** – с.н.с., д-р техн. наук,  
УГГУ, г. Екатеринбург, Россия;

**И.В. Бочкарев** – проф., д-р техн. наук,  
Кыргызский государственный технический  
университет им. И. Раззакова, г. Бишкек,  
Кыргызстан.

### Секция мониторинга, контроля и диагностики электрооборудования:

**А.С. Карандаев** – проф., д-р техн. наук,  
ЮУрГУ (НИУ), г. Челябинск, Россия;

**И.М. Ячиков** – проф., д-р техн. наук,  
ЮУрГУ (НИУ), г. Челябинск, Россия.

### Технические редакторы:

**Н.П. Боярова** – МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия;

**Е.А. Храмина** – МГТУ им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия.

© ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2021

Подписной индекс издания 45083 в объединенном каталоге «Пресса России», том 1.

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-58181 от 29 мая 2014 г.

Учредитель – Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова  
(455000, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр. Ленина, 38)

16+, в соответствии с Федеральным законом №436-ФЗ от 29.12.10.

### Адрес редакции:

455000, Россия, Челябинская обл., г. Магнитогорск,  
пр. Ленина, д. 38, ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»  
e-mail: ecis.red@gmail.com

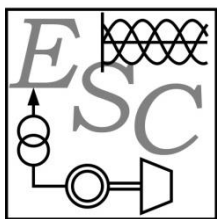
### Адрес издателя:

МГТУ им. Г.И. Носова, 455000, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр. К. Маркса, 45/2,  
ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова», издательский центр.

### Адрес типографии:

455000, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр. К. Маркса, 45/1,  
ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»  
участок оперативной полиграфии.

Выход в свет 28.09.2021. Заказ 237. Тираж 500 экз.  
Цена свободная.



# ELECTROTECHNICAL SYSTEMS AND COMPLEXES

PUBLISHED SINCE JAN., 1996

NO. 3(52), SEPT, 2021

The journal is included in the List of peer-reviewed scientific issues publishing main results of Ph.D. thesis in Engineering Science, doctoral thesis, and in the database of Russian Scientific Citation Index (RSCI).

## Editorial Board

### Head of the Editorial Board:

**S.I. Luk'yanov** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
NMSTU, Magnitogorsk, Russia.

### Editor in Chief:

**V.R. Khramshin** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
NMSTU, Magnitogorsk, Russia.

### Executive Editor:

**E.A. Panova** – Associate Professor, Ph.D.  
(Engineering), NMSTU, Magnitogorsk, Russia.

### Section of Theory and Practice of Automated Electric Drive:

**A.S. Sarvarov** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
NMSTU, Magnitogorsk, Russia;

**A.E. Kozyaruk** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
St. Petersburg Mining University, St. Petersburg,  
Russia;

**O.A. Kravchenko** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
Tula State University, Tula, Russia.

### Section of Power Engineering:

**A.V. Pazderin** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
UrFU named after the first President of Russia  
B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia;

**E.G. Neshporenko** – Associate Professor, Ph.D.  
(Engineering), NMSTU, Magnitogorsk, Russia;

**N.F. Dzhagarov** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
NVNA, Varna, Bulgaria.

### Section of Energy- and Resources-Economy:

**R.G. Mugalimov** – Associate Professor, D.Sc.  
(Engineering), NMSTU, Magnitogorsk, Russia;

**O.I. Osipov** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
MPEI, Moscow, Russia;

**V.N. Meshcheryakov** – Professor, D.Sc.  
(Engineering), LSTU, Lipetsk, Russia.

### Section of Electric Power Supply:

**G.P. Kornilov** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
NMSTU, Magnitogorsk, Russia;

**I.Yu. Andryushin** – Ph.D. (Engineering),  
MMK PJSC, Magnitogorsk, Russia.

### Section of Power Electronics, Automation and Control Systems; Technical Systems Dataware and Software:

**O.S. Logunova** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
NMSTU, Magnitogorsk, Russia;

**S.M. Andreev** – Associate Professor, D.Sc.  
(Engineering), NMSTU, Magnitogorsk, Russia;

**E.N. Ishmet'ev** – D.Sc. (Engineering),  
of R&D NMSTU, Magnitogorsk, Russia.

### Section of Industrial Electro Technology:

**A.M. Zyuzev** – Associate Professor, D.Sc.  
(Engineering), UrFU named after the first  
President of Russia B.N. Yeltsin,  
Ekaterinburg, Russia;

**A.L. Karyakin** – Senior Research Associate, D.Sc.  
(Engineering), UFMU, Ekaterinburg, Russia;

**I.V. Bochkarev** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
KSTU, Bishkek, Kyrgyzstan.

### Section of Monitoring, Diagnostics and Control of Electric Equipment:

**A.S. Karandaev** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
SUSU (NRU), Chelyabinsk, Russia;

**I.M. Yachikov** – Professor, D.Sc. (Engineering),  
SUSU (NRU), Chelyabinsk, Russia.

### Technical Editors:

**N.P. Boyarova** – NMSTU, Magnitogorsk, Russia;

**E.A. Khramshina** – NMSTU, Magnitogorsk, Russia.

© FSBEI HE NMSTU, 2021

The subscription index of the journal is 45083 in the «Pressa Rossii» union catalog, vol. 1.

The journal is registered by the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technology, and Mass Media (Roskomnadzor).

Registration certificate PI No. FS77-58181 on May 29, 2014.

Founder – Nosov Magnitogorsk State Technical University (38, pr. Lenina, Magnitogorsk 455000, Chelyabinsk Region)

16+ in accordance with Federal Law no. 436-FZ dated 29.12.10

### The publisher:

Nosov Magnitogorsk State Technical University  
455000, 38, Lenin ave., Magnitogorsk, Chelyabinsk region, Russia  
NMSTU publishing center

### The editorial office:

455000, 38, Lenin ave., Magnitogorsk, Chelyabinsk region, Russia  
Nosov Magnitogorsk State Technical University  
e-mail: ecis.red@gmail.com

### The printing-office:

455000, 38, Lenin ave., Magnitogorsk, Chelyabinsk region, Russia  
Nosov Magnitogorsk State Technical University, printing section

Publication date: 28.09.2021. Order 237. Circulation: 500.  
Open price.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ .....</b>	<b>4</b>
<i>Семенова Н.Г., Чернова А.Д.</i>	
Процесс принятия решения по развитию систем электроснабжения района области .....	4
<i>Арестова А.Ю., Ульянов В.Н.</i>	
Автоматизированное проектирование системы электроснабжения предприятий нефтегазовой отрасли .....	12
<i>Варганова А.В., Ирихов А.С.</i>	
Оценка надежности внешнего электроснабжения сетей 6-10 кВ с источниками распределенной генерации .....	22
<i>Газизова О.В.</i>	
Особенности анализа статической устойчивости генераторов промышленных электростанций при выходе на раздельную с энергосистемой работу ..	29
<b>ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА .....</b>	<b>38</b>
<i>Авдеев А.С., Осипов О.И.</i>	
Идентификация электрических параметров синхронного двигателя с постоянными магнитами .....	38
<i>Мещеряков В.Н., Бойков А.И., Пикалов В.В.</i>	
Исследование систем плавного пуска асинхронного электродвигателя с фазным ротором .....	47
<b>МОНИТОРИНГ, КОНТРОЛЬ И ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.....</b>	<b>52</b>
<i>Засыпкин А.С. (мл.)</i>	
Технология дистанционного контроля гололёдообразования на ВЛ и её обоснование при допустимых упрощениях модели физических процессов.....	52
<b>ИНФОРМАЦИОННОЕ, МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....</b>	<b>57</b>
<i>Антоненков Д.В., Матренин П.В.</i>	
Исследование ансамблевых и нейросетевых методов машинного обучения в задаче краткосрочного прогнозирования электропотребления горных предприятий .....	57
<b>ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....</b>	<b>66</b>
<i>Янкевич С.В., Малинин Г.В.</i>	
Образование вихревого движения в жидкой среде под действием ультразвуковых колебаний .....	66
<b>ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА.....</b>	<b>72</b>
<i>Гуломзода А.Х., Сафаралиев М.Х., Люханов Е.А.</i>	
Модифицированный способ синхронизации microgrid с внешней изолированной энергосистемой .....	72
<b>СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ.....</b>	<b>81</b>

## CONTENT

<b>ELECTRIC POWER SUPPLY.....</b>	<b>4</b>
<i>Semenova N.G., Chernova A.D.</i>	
Decision-Making Algorithm for the Development of Power Supply Systems in the Regional District.....	4
<i>Arestova A.Yu., Ulyanov V.N.</i>	
Automated Design of Power Distribution Network for Oil and Gas Industry .....	12
<i>Varganova A.V., Irikhov A.S.</i>	
Evaluation of External Power Supply Reliability in 6-10 kV Networks with Distributed Generation .....	22
<i>Gazizova O.V.</i>	
Static Sustainability Analysis of Generators at Industrial Power Plants Operating Separately from the Energy System .....	29
<b>THEORY AND PRACTICE OF AUTOMATED ELECTRIC DRIVE.....</b>	<b>38</b>
<i>Avdeev A.S., Osipov O.I.</i>	
Electrical Parameters Identification of Permanent Magnet Synchronous Motor .....	38
<i>Meshcheryakov V.N., Boikov A.I., Pikalov V.V.</i>	
Soft-Start Systems of an Induction Electric Motor with a Phase Rotor.....	47
<b>MONITORING, DIAGNOSTICS AND CONTROL OF ELECTRIC EQUIPMENT .....</b>	<b>52</b>
<i>Zasyupkin A.S. (Jr.)</i>	
Ice Formation Remote Control Technology on Overhead Transmission Lines and Its Validation with Allowable Simplifications of the Physical Processes Model .....	52
<b>TECHNICAL SYSTEMS DATAWARE AND SOFTWARE .....</b>	<b>57</b>
<i>Antononkov D.V. , Matrenin P.V.</i>	
Ensemble and Neural Network Machine Learning Models for Short-Term Load Forecasting of Open Cast Mining Companies .....	57
<b>INDUSTRIAL ELECTRO TECHNOLOGY .....</b>	<b>66</b>
<i>Yankevich S.V., Malinin G.V.</i>	
Vortex Motion Formation in Liquid Medium Under the Action of Ultrasonic Oscillations .....	66
<b>POWER ENGINEERING.....</b>	<b>72</b>
<i>Ghulomzoda A.H., Safaraliev M.Kh., Lyukhanov E.A.</i>	
Modified Method for Synchronizing Microgrid with an External Isolated Power System .....	72
<b>INFORMATION ABOUT THE AUTHORS .....</b>	<b>81</b>

**ПРОЦЕСС ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА ОБЛАСТИ**

Одним из основных направлений цифровизации электроэнергетики является разработка и внедрение автоматизированных систем поддержки принятия решения по функционированию и развитию систем электроснабжения (СЭС). В связи с этим целью работы является разработка алгоритма процесса принятия решения по развитию СЭС района области в условиях финансового ограничения. В работе под СЭС района области понимается совокупность технологически взаимосвязанных объектов СЭС, расположенных на одной территории и обслуживаемых одним структурным подразделением, а под объектом СЭС – совокупность подстанций и питающих их линий электропередач. Процесс принятия решения по развитию СЭС района области предложено осуществлять посредством интеграции алгоритма построения дерева решений и алгоритма решения оптимизационной задачи. На основании классической структуры процесса принятия решения выделены три этапа: формирование альтернатив; оценка альтернатив; выбор наилучшей альтернативы. Формирование альтернатив развития СЭС района осуществлено из предпочтительных альтернатив развития объектов СЭС посредством алгоритма построения дерева решений и его обхода в прямом порядке с поиском в глубину с учетом финансового ограничения инвестиционной программы. Для оценки и выбора наилучшей альтернативы развития СЭС района разработана математическая модель оптимизационной задачи, представляющая собой систему уравнений: уравнения целевой функции – минимизации затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную программу; уравнения по ограничению финансового объема инвестиционной программы. Разработанный алгоритм программно реализован на языке программирования C#, результаты тестирования согласуются с программами развития энергетики Оренбургской области. Полученные результаты могут быть использованы службами (управлениями) технического перевооружения и реконструкции СЭС.

**Ключевые слова:** система электроснабжения, альтернатива развития, принятие решения.

**ВВЕДЕНИЕ**

Современное развитие систем электроснабжения (СЭС) характеризуется следующим: множеством целей функционирования при неопределенности роста нагрузки; возрастающим числом оцениваемых параметров электроэнергетического объекта; современными социально-экономическими требованиями [1]. Все это приводит к увеличению числа возможных вариантов развития СЭС, а значит, и объемов обрабатываемой информации, что обуславливает необходимость не только автоматизации информационных процессов, но и внедрения автоматизированных систем по выбору приоритетной альтернативы развития СЭС района области [2].

В настоящее время активно ведутся разработки автоматизированных систем для анализа, моделирования, планирования, эксплуатации и обслуживания клиентов в системе распределения электроэнергии от альтернативных источников [2], создания микросетей и их подключения к Smart Grid [3], оптимизации управления инвестициями для электросетевых компаний [4], проектов по ремонту электрических сетей и электроэнергетического оборудования [5–7], реконфигурации системы распределения энергии [8], регулирования режима работы гидроэлектростанции [9], оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности [10, 11]. Однако работ, посвященных разработке автоматизированных систем в области принятия решения по развитию СЭС района области в условиях финансового ограничения, нет, поэтому тема работы актуальна и значима.

Как отмечено в [12], такие особенности современной СЭС района области, как иерархичная структура, многосвязанность и вложенность объектов, определяют (обуславливают) разработку алгоритма принятия решения по развитию СЭС района со структурой вложенных циклов. В связи с этим в исследовании предложено рассматривать двухуровневую структуру принятия решения. На первом (локальном) уровне осуществляется выбор предпочтительной альтернативы развития каждого объекта системы электроснабжения посредством многокритериального оценивания альтернативы с использованием следующих частных критериев: экономический (суммарных дисконтированных затрат); технический (годовой потери электроэнергии); технико-экономический (экономических потерь от нарушения в электроснабжении); социально-экологический (площадь изымаемых земель); технико-эксплуатационный (унификации оборудования, ценологии) [13, 14]. Подробное описание работы алгоритма на локальном уровне представлено в работе [15].

На втором (глобальном) уровне осуществляется выбор приоритетной альтернативы развития СЭС района, формируемой из предпочтительных альтернатив развития объектов системы электроснабжения, входящих в СЭС района области, с учетом финансового ограничения инвестиционной программы. В работе под СЭС района области понимается совокупность технологически взаимосвязанных объектов СЭС, расположенных на одной территории и обслуживаемых одним структурным подразделением, а под объектом СЭС – совокупность подстанций и питающих их линий электропередач.

Под альтернативой развития объекта СЭС понимается вариативные совокупности параметров его элементов: линий электропередач (длина линии, тип линии, количество линий и цепей, тип опоры, сечение провода) и оборудования электрических подстанций (номер схемы подстанции, тип выключателей, мощность трансформатора), определенные в соответствии с мероприятиями по техническому перевооружению или реконструкции и видом номенклатурных работ.

Как указано в работе [15], авторами адаптирована классическая структура процесса принятия решения и выделены три этапа: формирование альтернатив; оценка альтернатив; выбор наилучшей альтернативы. На каждом этапе для локального и глобального уровней выделены следующие операционные действия:

- на 1-м этапе: разработка базы данных; генерация альтернатив;
- на 2-м этапе: определение критериев; оценка альтернатив;
- на 3-м этапе: ранжирование альтернатив; принятие решения.

Рассмотрим предложенные операционные действия процесса принятия решения применительно к глобальному уровню.

#### ЭТАПЫ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПРОЦЕССА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ СЭС РАЙОНА

##### 1-й этап «Формирование альтернатив».

###### 1.1. Формирование базы альтернатив.

Формирование базы альтернатив по развитию СЭС района предусматривает ограничение количества альтернатив по развитию каждого объекта СЭС, входящего в СЭС района области. Ограничение осуществляется лицом, принимающим решение, посредством назначения фиксированного порогового значения коэффициента предпочтительности альтернатив  $T_n$  и индекса технического состояния объектов  $ИТС_n$ :

$$\begin{cases} T_i \geq T_n; \\ ИТС^{ОЭС i} \leq ИТС_n, \end{cases} \quad (1)$$

где  $T_i$  – значение коэффициента предпочтительности альтернатив  $i$ -го объекта СЭС, определяемого посредством искусственной нейронной сети, обученной алгоритмом обратного распространения ошибки сети;  $ИТС^{ОЭС i}$  – индекс технического состояния  $i$ -го объекта СЭС (ОЭС), определяемого на основании формализованных методик, изложенных в нормативных документах [16, 17].

Определение значений  $T_i$  и  $ИТС^{ОЭС i}$  представлены в операционных действиях 2.2 и 1.2 локального уровня процесса принятия решения соответственно (см. работу [15]).

###### 1.2. Генерация альтернатив.

1.2.1. Генерация предварительных альтернатив по развитию СЭС района.

Данное операционное действие предложено осуществлять посредством алгоритма построения дерева решений (рис. 1) и его обхода в прямом порядке с поиском в глубину [18, 19]. Узлы дерева представляют собой предпочтительные альтернативы развития объекта СЭС (в нижнем индексе записан порядковый номер альтернативы, а в верхнем – номер объекта).

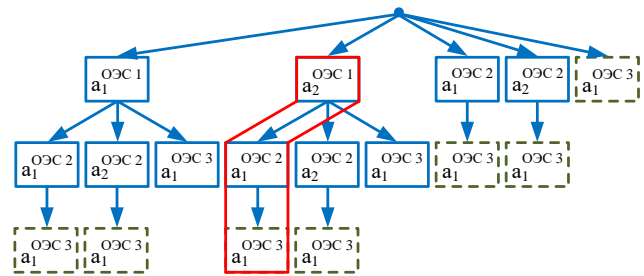


Рис. 1. Пример формирования дерева решений для трех объектов СЭС

Формирование ветви считается законченным при условии превышения суммы затрат  $\sum_{i=0}^{n} 3^{ОЭС i+1}$  на реализацию мероприятий по развитию на  $i+1$  объекте СЭС, над объемом инвестиционной программы  $3_{\max}$ :

$$\sum_{i=0}^n 3^{ОЭС i+1} > 3_{\max}. \quad (2)$$

При выполнении условия (2) каждая сформированная ветвь решения образовывала свою предварительную альтернативу развития СЭС района.

1.2.2. Генерация окончательно сформированных альтернатив по развитию СЭС района.

Данное операционное действие в работе представлено в виде двух логических блоков:

1. Если в ветвь решения вошли все объекты СЭС, входящие в СЭС района, то полученная ветвь решения образовывала окончательно сформированную альтернативу развития СЭС района,  $A^{РЭС i}$ .

2. Если в ветвь решения вошли не все объекты СЭС, то формирование окончательных альтернатив осуществлялось следующим образом:

– Если объем неизрасходованных средств инвестиционной программы оказывался достаточным для точечной замены  $z_i$  аварийного оборудования на объекте СЭС, не вошедших в предварительную альтернативу:

$$3_{\max} - \sum_{i=1}^n 3^{ОЭС i} - 3_{z_i} \geq 0, \quad (3)$$

то к сформированной предварительной альтернативе развития СЭС района добавлялись удовлетворяющие по стоимости  $3_{z_i}$  варианты замены оборудования  $v$  [20]:

$$V = \left\{ v_k^{ОЭС j} \mid v \notin A^{РЭС i} \wedge v \notin z_i \right\}, \quad (4)$$

где  $v_k^{ОЭС j}$  –  $k$ -я единица оборудования на  $j$ -м объекте СЭС, подлежащая ремонту.

– Если остаточных средств инвестиционной программы оказывалось недостаточно для точечной замены оборудования на  $j$ -х объектах СЭС, не вошедших в предварительную альтернативу, то полученная ветвь решения принималась за окончательно сформированную альтернативу развития СЭС.

##### 2-й этап «Оценка альтернатив».

###### 2.1. Определение критериев.

В качестве критерия оценки альтернативы предложено использовать значение затрат на ремонт  $C_{zj}$  и ущерб  $У_j$  оборудования объектов СЭС, не вошедших в окончательно сформированные альтернативы развития СЭС района:

$$C_{zj} = ka_{\text{обсл}} K_{\text{об}}, \quad (5)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий повышение уровня ремонтно-эксплуатационных затрат в связи с более сильным изнашиванием электрооборудования при продлении его срока эксплуатации [21];  $a_{обсл}$  – норма отчислений от капитальных вложений на ремонт и обслуживание;  $K_{об}$  – капитальные затраты на оборудование линий электропередач и подстанций, тыс. руб.,

$$Y_j = \omega_{ОЭС} P_{\max} T_B (Y_0 + Y_{недопост}), \quad (6)$$

где  $\omega_{ОЭС}$  – вероятность отказа оборудования объекта СЭС;  $P_{\max}$  – максимальная мощность потребителей, кВт;  $T_B$  – время восстановления после аварийного отказа, ч;  $Y_0$  – удельный ущерб потребителям от нарушения электроснабжения, тыс. руб./кВт·ч;  $Y_{недопост}$  – неполученные доходы от передачи электрической энергии потребителям, которая осуществлялась бы при нормальных условиях функционирования объекта СЭС, тыс. руб./кВт·ч.

На основании нормативных документов электросетевых предприятий затраты на ремонт  $C_{э}$  и ущерб  $Y_j$  оборудования объектов СЭС не входят в финансовый объем инвестиционной программы, что обуславливает выбор наилучшей альтернативы по минимальному значению критерия оценки альтернатив.

## 2.2. Оценивание альтернатив.

Так как принятие решения является по своей сути оптимизационной задачей [22], в работе предложена следующая математическая модель по выбору приоритетной альтернативы развития СЭС района, состоящая из:

– целевой функции – минимизация критерия оценки альтернативы:

$$\sum_{j=1}^n (C_{эj} + Y_j) \rightarrow \min; \quad (7)$$

– ограничения – финансовый объем инвестиционной программы  $3_{\max}$ :

$$\sum_{i=1}^n 3^{ОЭСi} + \sum_{m=1}^l 3^{ОЭС'j} \leq 3_{\max}, \quad (8)$$

где  $3^{ОЭСi}$  – затраты на реализацию на  $i$ -м объекте СЭС мероприятий по развитию;  $3^{ОЭС'j}$  – затраты на точечную замену оборудования на  $j$ -м объекте СЭС;

– граничных условий – неотрицательные значения определяемых величин; принадлежность к натуральным числам порядкового номера объекта,

$$C_{эj}, Y_j, 3^{ОЭСi}, 3^{ОЭС'j}, 3_{\max} \geq 0; \quad (9)$$

$$i, j = 1, 2, \dots, n. \quad (10)$$

## 3-й этап «Выбор наилучшей альтернативы».

### 3.1. Ранжирование альтернатив развития СЭС района.

3.1.1. Если все объекты СЭС, территориально принадлежащие СЭС района, вошли в инвестиционную программу, то целевая функция принимала значение, равное 0, соответственно, альтернативы развития СЭС района ранжировались по значению затрат  $\sum 3^{ОЭСi}$ .

3.1.2. Если в альтернативы развития СЭС района вошли не все объекты, то ранжирование осуществлялось в соответствии с полученным значением целевой функции оптимизационной задачи. При равенстве значений целевой функции для нескольких альтернатив, они упорядочивались по увеличению суммарных затрат  $\sum 3^{ОЭСi} + 3^{ОЭС'j}$ .

### 3.2. Принятие решения.

Так как автоматизированные системы поддержки принятия решения применяются для генерирования множества альтернативных вариантов развития СЭС с последующей их оценкой и ранжированием соответственно, основным предназначением таких программ является представление аргументированной информации руководителю (начальнику) службы технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства для выбора адекватного и эффективного варианта развития СЭС. Автоматизированные системы поддержки принятия решения не заменяют руководителя, они оказывают только лишь техническую поддержку. Окончательное принятие решения остается за руководителем.

Разработанный алгоритм процесса принятия решения по развитию СЭС района на глобальном уровне представлен на рис. 2.

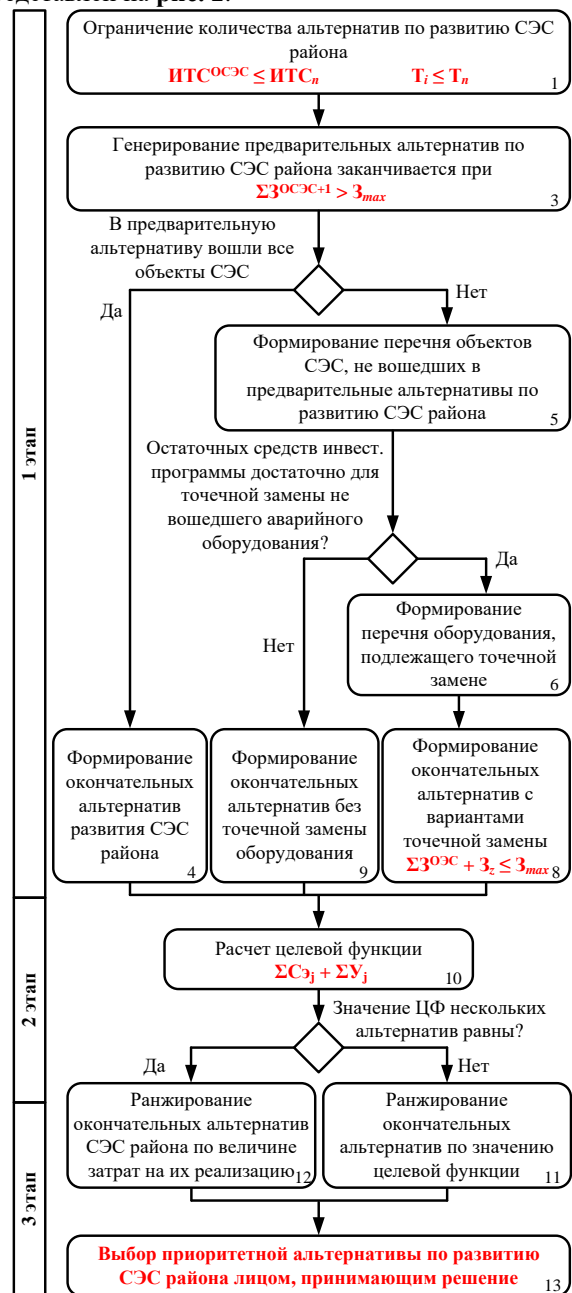


Рис. 2. Блок-схема алгоритма процесса принятия решения по выбору приоритетной альтернативы развития СЭС района



# РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГРАММНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ АЛГОРИТМА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ СЭС ЦЕНТРАЛЬНОГО РАЙОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

В работе осуществлена программная реализация разработанного алгоритма на языке программирования C# [23]. Средой разработки выбрана Visual Studio. Проведены тестирование и апробация программы на примере СЭС Центрального района Оренбургской области. В программу технического перевооружения и реконструкции СЭС Центрального района Оренбургской области включены подстанции «Степановская», «Сельская», «Степная» и «Юго-Восточная», электрические схемы которых представлены на рис. 3-5 соответственно.

На подстанции 35/10 кВ «Степановская» установлено два силовых трансформатора мощностью по 6,3 МВА каждый. В настоящий момент при аварийных или ремонтных режимах максимальная нагрузка составляет 156 А, что превышает пропускную способность трансформатора, составляющую 104 А. На подстанции установлены масляные выключатели типа ВК-10, снятые с производства. В связи с чем проведение их капитального ремонта невозможно.

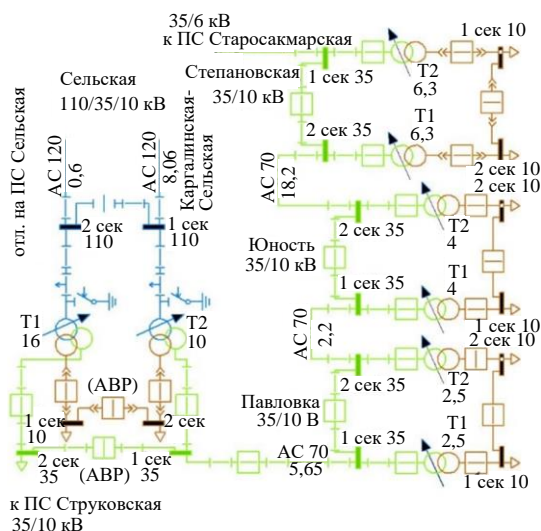


Рис. 3. Однолинейная схема ПС «Сельская» и ПС «Степановская»

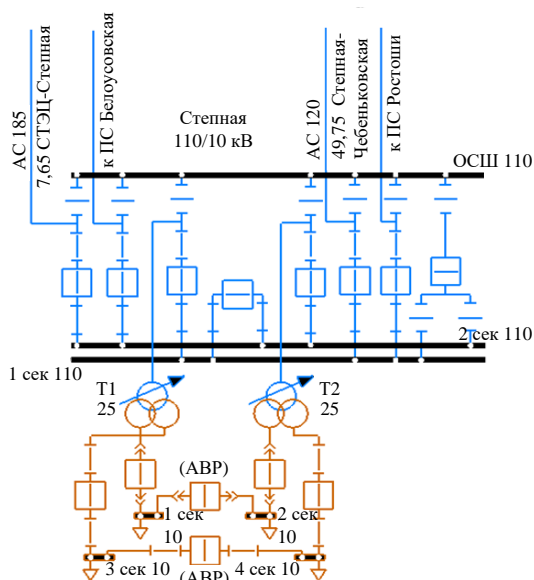


Рис. 4. Однолинейная схема ПС «Степная»

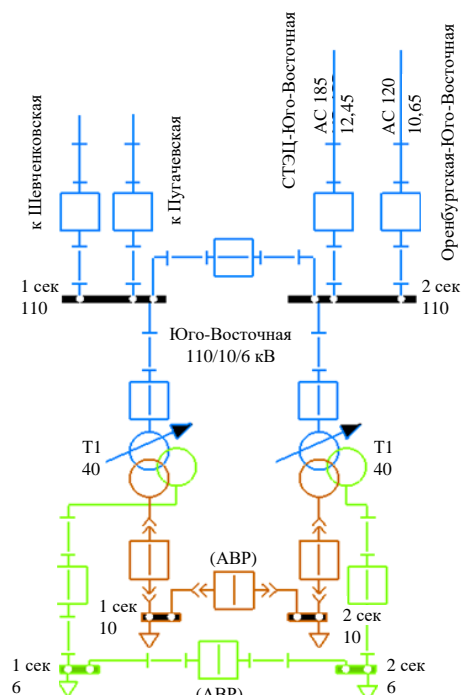


Рис. 5. Однолинейная схема ПС «Юго-Восточная»

На подстанции 110/35/10кВ «Сельская» установлено два силовых трансформатора мощностью 16 и 10 МВА. Согласно заявкам на технологическое присоединение максимальная нагрузка составляет 147 А, что превышает пропускную способность трансформаторов в нормальном режиме, составляющую в сумме 130 А. Год ввода в эксплуатацию основного оборудования – 1970-й. Срок полезного использования основных средств закончился. Проведение плановых и аварийных ремонтов оборудования не позволяет достигнуть удовлетворительного технического состояния.

На подстанции 110 /10 кВ «Степная» установлено два силовых трансформатора мощностью 25 МВА каждый. Согласно заявкам на технологическое присоединение возникает необходимость присоединения энергопринимающих устройств с максимальной мощностью 14,62 МВт. Таким образом, в нормальном режиме максимальная нагрузка составит 90 А на трансформаторе Т1 и 134 А на трансформаторе Т2 при пропускной способности 126 А каждого.

На подстанции 110/10/6 кВ «Юго-Восточная» установлено два трансформатора мощностью 40 МВА каждый. Согласно заявкам на технологическое присоединение к 2020 году, максимальная нагрузка составляет 253 А, что не превышает пропускную способность трансформаторов, составляющую в сумме 420 А в нормальном режиме.

При аварийном режиме необходим перевод нагрузки по сети 10(6) кВ. Год ввода в эксплуатацию основного оборудования – 1968-й. Срок полезного использования основных средств закончился. ПС является опорной для города, имеются потребители первой категории надежности: объекты социальной и коммунальной инфраструктуры.

Учет и анализ состояния оборудования, представленного на схемах подстанций Центрального района, позволили сформировать множество окончательных альтернатив развития СЭС района, скриншот программы представлен на рис. 6. Результаты глобального уровня по выбору приоритетной альтернативы по развитию СЭС района приведены в таблице.



Название района электрических сетей: ЦЭС      Название подстанции: \_\_\_\_\_

Объем финансовой программы, тыс. руб: 700000      Число рассматриваемых альтернатив для каждого объекта: \_\_\_\_\_

Дата проекта: Выбор даты 15      Рассмотреть изменение схем ПС: ☐      [ТЕСТ]      [Добавить]      [Удалить]

Название: Юго-Восточная, Степная, Степановская, Сельская

Сформировать программу развития

Название	Кап. затраты, тыс. руб	Тип проводника	№ опора	Тип опора	S, мм²	2-й тип проводника	№ опора	Тип опора	S, мм²	2-й тип схемы	Мощность тр-ра МВА	Тип вых ВН	Тип вых НН	Тип вых СН	Потери, тыс. кВтч	Ущерб, тыс. руб/год	Площадь, м²
Юго-Восточная	292817,7	ВЛ	1	ЖБ	185	ВЛ	1	ЖБ	120	5АН	Замена Т1, Т2 на 40	Замена В1, В2, СВ на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ1 НН, ВВ2 НН, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный	1997,7	112,8	940,0
Степная	84127,4	ВЛ	1	ЖБ	185	ВЛ	1	ЖБ	120	5АН	Замена Т2 на 40	Масляный баковый	Маломасляный		1975,3	159,7	2307,0
Степановская	49743,3	ВЛ	1	ЖБ	70	ВЛ	1	ЖБ	70	4Н	Замена Т1, Т2 на 10	Замена В 1, В 2 на Вакуумный	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный		1018,8	8,7	664,0
Сельская	226471,5	ВЛ	1	ЖБ	120	ВЛ	1	ЖБ	150	4Н	Замена Т1, Т2 на 25	Замена В 1, В 2 на Элегазовый ОРУ	Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный	Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный	929,7	15,7	799,4

Объекты, не вошедшие полностью в программу развития

Название	Затраты на эксплуатацию, тыс. руб	Ущерб от недоотпуска ЭЭ, тыс. руб

Рис. 6. Скриншот программы по формированию окончательных альтернатив развития СЭС района

#### Приоритетная альтернатива развития СЭС Центрального района

Подстанции	Результаты по замене оборудования					
	Выключатели ВН		Выключатели СН и/или НН		Трансформаторы	
ПС «Юго-Восточная»	элегазовые	3 шт.	вакуумные	6 шт.	40 МВА	2 шт.
ПС «Степановская»	вакуумные	3 шт.	вакуумные	3 шт.	10 МВА	2 шт.
ПС «Сельская»	элегазовые	3 шт.	вакуумные	6 шт.	25 МВА	2 шт.
ПС «Степная»	-	-	-	-	40 МВА	1 шт.

В качестве ограничения рассматривался объем инвестиционной программы, составляющий 700 млн руб. Сформированная приоритетная альтернатива включила в себя все рассматриваемые объекты СЭС Центрального района Оренбургской области.

Полученные результаты не противоречат предложениям для развития СЭС Центрального района, указанным в «Комплексной программе развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Оренбургской области на период 2018-2022 гг.», а также в «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Оренбургской области на 2019–2023 гг.».

Разработанный алгоритм принятия решения по развитию СЭС района области универсален. Для применения алгоритма в других регионах требуется введение в базу данных региональных коэффициентов для расчета технико-экономических параметров альтернатив каждого объекта СЭС.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана математическая модель выбора приоритетной альтернативы развития СЭС района, представленная в виде системы уравнений условной оптимизации, включающая в себя: целевую функцию – минимизация затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную

программу; ограничение – финансовый объем инвестиционной программы.

2. Процесс выбора приоритетной альтернативы развития СЭС района на глобальном уровне предложено осуществлять посредством интеграции алгоритма построения дерева решений и алгоритма решения оптимизационной задачи, которая реализует: формирование предварительных и окончательных альтернатив развития СЭС района в условиях ограничения объема инвестиционной программы; оценку альтернатив по критерию затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования; ранжирование альтернатив СЭС района по возрастанию значений целевой функции.

3. Разработанный алгоритм принятия решения по развитию СЭС района области был протестирован и апробирован. Полученные результаты согласуются со схемами и программами развития энергетики Оренбургской области.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 19.04.2021)
2. A decision support system for planning and operation of maintenance and customer services in electric power distribution systems / C.H. Barriquello, V.J. Garcia, M.Schmitz, D. Bernardon, J.S. Fonini // System Reliability. 2017. Pp. 355-370. doi:10.5772/intechopen.69721

3. Asaleye D.A., Breen M., Murphy M.D. A Decision Support Tool for Building Integrated Renewable Energy Microgrids Connected to a Smart Grid // *Energies*. 2017. Vol. 10. 1765. doi:10.3390/en10111765
4. Design of investment management optimization system for power grid companies under new electricity reform / C. Yang, Z. Su, X. Wang, Y. Liu, Y. Qi // *AIP Conference Proceedings*. 2017. Vol. 1820. Iss. 1. 040007. doi: 10.1063/1.4977279
5. A decision support system for electricity distribution network refurbishment projects / G.J. Oatley, B. Ramsay, A. McPherson, R. Eastwood, C.S. Ozveren // *3rd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 95)*. 1995. Pp. 113-118. doi: 10.1049/cp:19951204
6. Fuzzy neural networks' application for substation integral state assessment / A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, S.E. Kokin, S.A. Eroshenko // *WIT Transactions on Ecology and the Environment*. 2014. Vol. 190. Pp. 599-605. doi: 10.2495/EQ140581
7. Khal'yasmaa A.I., Dmitriev S.A., Kokin S.E. An automated system for taking decisions to assess the actual state of electrical equipment // *Power technology and Engineering*. 2016. Vol. 49. Pp. 389-392. doi:10.1007/S10749-016-0634-6
8. Andervazh M-R., Javadi S., Hosseini Aliabadi M. Decision support system for multicriteria reconfiguration of power distribution systems using CSO and efficient graph traversal and repository management techniques // *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2018. Iss. 8. 2579. doi:10.1002/ETEP.2579
9. Application of decision support system to three gorges cascade hydropower station / J. Liao, L. He, X. Yuan, H. Li // *Second International Conference on Genetic and Evolutionary Computing*. IEEE, 2008. Pp. 500-503. doi:10.1109/WGEC.2008.80
10. Бердин А.С., Семенова Л.А. Интеграция техноценологического подхода и теории нечетких множеств в задачах оптимизации систем электроснабжения // *Известия вузов. Проблемы энергетики*. 2010. №3-4. С. 151-156.
11. Лещинская Т.Б., Глазунов А.А., Шведов Г.В. Алгоритм решения многокритериальных задач оптимизации с неопределенной информацией на примере выбора оптимальной мощности глубокого ввода высокого напряжения // *Электричество*. 2004. № 10. С. 8-14.
12. Semenova N.G., Chernova A.D., Vlatskaya L.A. Decision-making algorithm for the development of the district of electrical grids // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 1089. Pp.1-10. doi:10.1088/1757-899X/1089/1/012012
13. Семёнова Н.Г., Чернова А.Д. Математические модели частных критериев и их программная реализация в оценке принимаемого решения по развитию системы электроснабжения промышленного района города // *Интеллект. Инновации. Инвестиции*. 2016. № 4. С. 94-99.
14. Семёнова Н.Г., Чернова А.Д. Выбор предпочтительного решения по развитию электрических сетей на основе нейросетевых технологий // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика»*. 2018. Т. 18, № 3. С. 38-45. doi: 10.14529/power180305
15. Семёнова Н.Г., Чернова А.Д. Алгоритм принятия решения по развитию объекта систем электроснабжения // *Электротехнические системы и комплексы*, 2021. № 2. С. 12-18. doi: 10.18503/2311-8318-2021-2(51)-12-18
16. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26.07.2017 № 676. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722/> (дата обращения 19.04.2021)
17. О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга показателей: постановление Правительства РФ от 19.12.2016 № 1401. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_209223/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_209223/) (дата обращения 19.04.2021)
18. Елманова Н. Построение деревьев решений // *КомпьютерПресс*. 2009. № 12. С. 12-15.
19. Semenova N.G., Chernova A.D. The selection of a priority package of measures for technical reequipment and reconstruction of the district of electrical grids // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020. Vol. 791. 012035. doi:10.1088/1757-899X/791/1/012035
20. Яшура А.И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования. Москва: НИЦ ЭНАС, 2006. 360 с.
21. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Автоматизация контроля // *Энергонадзор*. 2010. № 10(19). С. 52-54.
22. Костин В.Н. Оптимизационные задачи в электроэнергетике: учеб. пособие. СПб.: СЗТУ, 2003. 120 с.
23. Свидетельство о гос. регистрации прогн. для ЭВМ №2019619171 «Система поддержки принятия решения по развитию района электрических сетей»/ Чернова А.Д.; правообладатель Чернова А.Д.; заявл. 15.07.2019; опубл. 31.07.2019.

Поступила в редакцию 12 апреля 2021 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

### DECISION-MAKING ALGORITHM FOR THE DEVELOPMENT OF POWER SUPPLY SYSTEMS IN THE REGIONAL DISTRICT

Natalya G. Semenova

Doctor of Education, Ph.D. (Engineering), Professor, Department of Automated Electric Drive, Electromechanics and Electrical Engineering, Orenburg State University, Orenburg, Russia. E-mail: [ng\\_sem@mail.ru](mailto:ng_sem@mail.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6539-4616>

Anastasiya D. Chernova

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Department of Electric Power and Heat Power Engineering, Orenburg State University, Orenburg, Russia. E-mail: [Fiara@inbox.ru](mailto:Fiara@inbox.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5123-9220>

One of the main fields of digitalization in the electric power industry is the development and implementation of automated decision support systems for the power supply systems (PSS) operation and development. In this regard, the purpose of the work is to develop an algorithm for the decision-making process for the development of the district PSS under financial constraints. In the paper, the district PSS is understood as a set of technologically interconnected PSS objects located on the same territory and serviced by one structural unit, and the PSS object is a set of substations and power lines feeding them. It is proposed to implement the decision-making process for the development of the district PSS by integrating the algorithm for building a decision tree and the algorithm for solving an optimization problem. Based on the classical structure of the decision-making process, three stages are identified: the formation of alternatives; the evaluation of alternatives; choosing the best alternative. The formation of alternatives for the development of the district PSS is carried out from the preferred alternatives for the PSS objects development by means of an algorithm for constructing a decision tree and traversing it in a direct order with a deep search, taking into account the financial constraints of the investment program. To evaluate and select the best alternative to the development of the district PSS, a mathematical model of the optimization problem has been developed, which is a system of equations: the equations of the objective function-minimizing the costs of repair and damage in case of equipment failure that is not included in the investment program; equations for limiting the financial volume of the investment program. The developed algorithm is software-implemented in the C# programming language, the test results are consistent with the energy development programs of the Orenburg region. The obtained results can be used by the services (departments) of technical re-equipment and PSS reconstruction.

**Keywords:** power supply system, alternative development, decision-making.

# REFERENCES

1. Order of the Government of the Russian Federation of 13.11.2009 No. 1715-r "On the Energy Strategy of Russia for the period up to 2030". Available at: <http://www.consultant.ru> (in Russian)
2. Barriquello C.H., Garcia V.J., Schmitz M., Bernardon D., Fonini J.S. A Decision Support System for Planning and Operation of Maintenance and Customer Services in Electric Power Distribution Systems, System Reliability, Constantin Volosencu, IntechOpen. doi: 10.5772/intechopen.69721. Available at: <https://www.intechopen.com/chapters/56062>
3. Asaleye D. A., Breen M., Murphy M. D. A Decision Support Tool for Building Integrated Renewable Energy Microgrids Connected to a Smart Grid. *Energies*. 2017, vol. 10, pp. 1765. doi: 10.3390/en10111765
4. Yang C., Su Z., Wang X., Liu Y., Qi Y. Design of investment management optimization system for power grid companies under new electricity reform. *AIP Conference Proceedings*. 2017, vol. 1820, no. 1. doi: 10.1063/1.4977279
5. Oatley G.J., Ramsay B., McPherson A., Eastwood R., Ozveren C.S. A decision support system for electricity distribution network refurbishment projects. 3rd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 95). *IET Conference Proceedings*, 1995, pp. 113-118. doi: 10.1049/cp:19951204
6. Khalyasmaa A.I., Dmitriev S.A., Kokin S.E., Eroshenko S.A. Fuzzy neural networks' application for substation integral state assessment. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*. 2014, vol. 190, pp. 599-605. doi: 10.2495/EQ140581
7. Khal'yasmaa A.I., Dmitriev S.A., Kokin S.E. An automated system for taking decisions to assess the actual state of electrical equipment. *Power technology and Engineering*. 2016, vol. 49, pp. 389-392. doi:10.1007/S10749-016-0634-6
8. Andervazh M-R, Javadi S, Hosseini Aliabadi M. Decision support system for multicriteria reconfiguration of power distribution systems using CSO and efficient graph traversal and repository management techniques. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2018. 2579. doi: 10.1002/ETEP.2579
9. Liao J., He L., Yuan X., Li H. Application of decision support system to three gorges cascade hydropower station. 2008 Second International Conference on Genetic and Evolutionary Computing, IEEE, 2008, vol. 2, pp. 500-503. doi:10.1109/WGEC.2008.80
10. Berdin A. S., Semenova L. A. Integration of the technocological approach and the fuzzy sets theory in the problems of power supply system optimization. *Izvestiya Vuzov. Problemy energetiki* [Power engineering: research, equipment, technology], 2010, vol 3-4, pp. 151-156. (in Russian)
11. Leshchinskaya T.B., Glazunov A.A., Shvedov G.V. Algorithm for solving multicriteria optimization problems with uncertain information on the example of choosing the optimal power of high-voltage deep input. *Elektrichestvo* [Electricity], 2004, vol. 10, pp. 8-14. (in Russian)
12. Semenova N.G., Chernova A.D., Vlatskaya L.A. Decision-making algorithm for the development of the district of electrical grids. *Materials Science and Engineering, V International Scientific and Technical Conference "Energy Systems" (ICES 2020)*. IOP Conference Series, 2021, vol. 1089, pp. 1-10. doi: 10.1088/1757-899X/1089/1/012012
13. Semenova N.G., Chernova A.D. Mathematical models of particular criteria and their software implementation in the evaluation of the decision to develop the power supply system of the Industrial district of the city. *Intellekt. Innovatsii. Investitsii* [Intellect. Innovation. Investments], 2016, vol. 4, pp. 94-99. (in Russian)
14. Semenova N.G., Chernova A.D. Selecting the Preferred Solution on Development of Electrical Supply System Based on Technology of Neural Networks. *Vestnik Y-UGU Seriya: Energetika* [Bulletin of the South Ural State University. Series "Power Engineering"], 2018, vol. 18, no. 3, pp. 38-45. (in Russian). doi: 10.14529/power180305
15. Semenova N.G., Chernova A.D. Decision-making algorithm for electric power supply object development. *Elektrotechnicheskie sistemi i komplekсы* [Electrotechnical systems and complexes], 2021, no. 2. (in Russian). doi: 10.18503/2311-8318-2021-2(51)-12-18
16. On approval of the methodology for assessing the technical condition of the main technological equipment and power transmission lines of electric stations and electric networks. Order of the RF Ministry of Energy dated 26.07.2017 no. 676. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722/> (in Russian) (accessed 19 April 2021)
17. On the comprehensive determination of indicators of the technical and economic condition of electric power facilities, including indicators of physical wear and energy efficiency of electric grid facilities, and on the monitoring of indicators: Decree of the Government of the Russian Federation dated 19.12.2016 no. 1401. Available at: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_209223](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_209223). (in Russian) (accessed 19 April 2021)
18. Elmanova, N. Decision tree development. *Komp'yuter Press*. [ComputerPress], 2009, vol. 12, p. 12-15. (in Russian)
19. Semenova N.G., Chernova A.D. The selection of a priority package of measures for technical reequipment and reconstruction of the district of electrical grids. *IV International Scientific and Technical Conference "Energy Systems"*. IOP Conference Series, 2020, vol. 791, pp. 1-10. doi: 10.1088/1757-899X/791/1/012035

20. Yashchura A.I. *Sistema tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta obshchepromyshlennogo oborudovaniya* [System of maintenance and repair of general industrial equipment]. Moscow, NTs ENAS, 2006, 360 p. (in Russian)
21. Nazarychev A.N., Andreev D.A. Automation of control. *Energonadzor* [Electric Inspection Service], 2010, vol. 10(19), pp. 52-54. (in Russian)
22. Kostin V.N. *Optimizatsionnyye zadachi v elektroenergetike* [Optimization tasks in electric power engineering]. Saint Petersburg, SZTU, 2003, 120 p. (in Russian)
23. Chernova A.D. *Sistema podderzhki priyatiya resheniya po razvitiyu rajona elektricheskikh setej* [Decision-making support system for the development of the electric grid region]. Computer program RF, no. 2019660150, 2019.

Семенова Н.Г., Чернова А.Д. Процесс принятия решения по развитию систем электроснабжения района области // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 3(52). С. 4-11. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-4-11](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-4-11)

Semenova N.G., Chernova A.D. Decision-Making Algorithm for the Development of Power Supply Systems in the Regional District. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 4-11. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-4-11](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-4-11)

Арестова А.Ю.<sup>1</sup>, Ульянов В.Н.<sup>2,3</sup><sup>1</sup> Новосибирский государственный технический университет<sup>2</sup> ООО «Новосибирский научно-технический центр»<sup>3</sup> Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

## АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Одной из актуальных задач нефтегазовой отрасли является снижение затрат на добычу углеводородов. Известно, что доля электроэнергии в эксплуатационных расходах на промысле может достигать 70%. А значит, ее стоимость – один из важных факторов, влияющих на экономику нефтедобычи. Процесс снижения затрат можно начать уже на этапе планирования объекта путем оптимизации структуры системы электроснабжения и состава электрооборудования. В статье рассмотрена методика автоматизированного проектирования системы электроснабжения нефтегазодобывающего предприятия и ее программная реализация. Проектирование системы электроснабжения включает: выбор точек подключения к существующей сети, выбор оптимальных точек размещения трансформаторных и распределительных подстанций, выбор класса напряжения линий электропередачи, построение трасс линий электропередачи с учетом географических особенностей и определение требуемых параметров оборудования. Кратко представлен список ограничений и допущений при выборе параметров и мест размещения оборудования в соответствии с требованиями ПУЭ. Детально описан алгоритм оптимизации и применяемые в нем математические методы. Алгоритм предусматривает оценку собственных генерирующих мощностей предприятия, а также потенциальные точки подключения к внешней сети. Включена возможность выбора коридорной прокладки линий вдоль автодорог. Программный продукт разработан как средство поддержки принятия решения при инвестиционном планировании и разработке новых нефтегазовых месторождений. Модуль позволяет получить не только совокупную стоимость владения объектом, но и график работ в виде диаграммы Ганта. Также в статье предложен подход к созданию онтологической модели нефтегазодобывающих предприятий, представленной как совокупность процессов, воздействующих на объекты и их свойства. Продемонстрирована иерархия оборудования, существенным образом влияющая на количество потребляемой энергии на предприятии.

**Ключевые слова:** оптимизация, система электроснабжения, поддержка принятия решений, онтологическая модель, алгоритм, проектирование.

### ВВЕДЕНИЕ

Процесс определения места размещения источников питания, структуры электрической сети и параметров оборудования является стратегическим при планировании новых объектов электроснабжения. Ошибки в планировании комплексного проекта могут привести к значительному увеличению суммарной стоимости объекта. Проектирование системы электроснабжения должно учитывать не только электротехнические особенности, такие как мощность и структура потребления, доступные к использованию генерирующие мощности, местность строительства, но и тенденции развития смежных производств. В нефтегазовой отрасли необходимо учитывать: профиль добычи месторождения, сетку размещения нефтяных скважин, порядок, темп их эксплуатации, движение буровых бригад и прочие особенности, влияющие на изменение объемов потребления и развитие структуры электрической сети. В процессе комплексного проектирования каждая оптимизационная задача приводит к корректировке финального проекта. Оптимизационные задачи решаются на каждом этапе проектирования: кустование и профилирование скважин, определение топологии и параметров системы сбора, подготовки и транспорта скважинной продукции, систем поддержания пластового давления, планирование объектов наземной инфраструктуры, тепло- и электроснабжение объектов. Таким образом, малейшие изменения проекта одного из этапов повлечет корректировку одного или нескольких проектов смежных областей. Учитывая взаимное влия-

ние смежных областей, требуется автоматическая процедура оптимального планирования структуры электрической сети с целью поддержки принятия решения при инвестиционном планировании.

Актуальности вопроса автоматизации проектирования посвящено множество научных работ. Далее перечислены лишь некоторые решаемые задачи:

1. Минимизация протяженности сети с сохранением надежности [1-5]. Авторами [1] предложен подход к рациональному планированию мест размещения электрических станций и подстанций на территории существующей энергосистемы, а также минимизация протяженности кабельных линий. Для решения вопросов надежного электроснабжения в нормальных и аварийных режимах используется триангуляция Делоне и частично-целочисленное линейное программирование.

2. Оптимальная реконфигурация сети [6-11]. Вопросы оптимизации мест размыкания в сложноразветвленной сети рассмотрены в [6, 7]. Авторы предлагают методику учета пропускной способности существующих элементов сети при активно развивающейся распределенной генерации в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

3. Модернизация системы электроснабжения [12-15]. Авторами [12] предложен комплексный подход к модернизации системы электроснабжения. Алгоритм позволяет определить целесообразность замены оборудования при недостаточной пропускной способности, оценить издержки в результате перебоев электроснабжения, а также в случае необходимости замены оборудования определить характеристики и место установки.

4. Оценка стоимости проекта [16-19]. Большинство работ посвящены минимизации совокупной стоимости владения объектом с учетом различных ограничений: обеспечение надежности, бесперебойности, минимизация отклонения напряжения, ограничение пропускной способности и прочее. Например, авторы [16] применили генетический алгоритм для минимизации совокупной стоимости системы электроснабжения с учетом использования новых типов оборудования и соблюдения ограничения параметров электрического режима.

В настоящем исследовании предложена методика оптимизации структуры системы электроснабжения и ее программная реализация. Предложенное программное обеспечение не является абсолютной заменой полноценного проектирования, однако позволяет проанализировать возможные будущие проблемы с точки зрения пропускной способности, надежности, избыточности и эффективности.

#### МЕТОДЫ

Изучение проблематики управления процессами, а также выявление наиболее общих узких мест в системах управления разработкой нефтяных и газовых активов показал, что наиболее важной задачей является объединение всех физических объектов и технологических процессов в единую объектную модель, позволяющую вводить произвольные метрики для сравнения различных объектов и процессов между собой.

В целях создания программного обеспечения единой среды управления и поддержки принятия решений нефтегазодобывающего предприятия разработана онтологическая модель, учитывающая все процессы, объекты и их свойства. Реализация программного обеспечения на основе процессной онтологии позволяет автоматически решать задачи, возникающие в самих процессах и связях между ними. Так как процессы предприятия являются связанными, изменения в одном процессе влияют на остальные.

Предложенная онтологическая модель основывается на выделении последовательных и параллельных процессов, основных объектов и группировки их свойств, которые меняются в результате процесса. Сгруппированные свойства объектов образуют слои, которые позволяют решать различные задачи. В настоящем исследовании выделены следующие слои:

- ландшафт (содержит данные о координатах объектов, типе грунта и геологических условиях строительства);
- дорожная сеть (содержит данные о ширине, виде дорожного покрытия, протяженности, отходящих линиях);
- система электроснабжения (содержит данные о характеристиках потребителей электроэнергии, генераторных установках, структуре сети электроснабжения и пр.);
- нефтегазосборная сеть (содержит данные о производительности, обводненности, давлении, температуре, расходу и пр.);
- система поддержки пластового давления (содер-

жит данные о производительности насосов, давлении на входе и выходе, температуре воды, напоре и пр.);

- экономика (содержит данные об удельной стоимости, статье затрат, коде затрат);
- процессы (содержит данные о владельце объекта, статусе объекта, дате начала/окончания работ и пр.);
- конструктивные свойства (длина, диаметр, тип укладки, материал и пр.).

Представление нефтегазодобывающего предприятия как набора взаимосвязанных динамических процессов позволяет решить проблему темпоральности объектов. Протяженность процессов во времени обусловлена не только эксплуатацией объектов, но и предварительными этапами разработки, которые включают: оценку ресурсной базы, определение оптимальной концепции разработки месторождения, проектирование, строительство объектов инфраструктуры, кустов и эксплуатационных скважин, добычу углеводородного сырья.

При построении онтологической модели требуется учитывать технические, организационные, инфраструктурные и бизнес-процессы. Таким образом возникает необходимость включения в модель всех шести этапов комплексной оценки актива. При этом в различных процессах могут участвовать одни и те же объекты.

На **рис. 1** представлен пример иерархии объектов нефтегазодобывающего предприятия. Блок-схема включает оборудование, системы и процессы, существенным образом влияющие на характер использования и количество потребляемой энергии. Модель включает линейные (дороги, трубопровод и пр.) и площадные объекты. Нижний уровень площадных объектов является электроприемниками, которые характеризуются номинальной мощностью, напряжением и графиком нагрузки. Черные линии указывают принадлежность классов и подклассов, красные и синие стрелки обозначают взаимосвязь между классами объектов на уровне процессов.

На **рис. 2** представлена блок-схема, отражающая малую часть разработанной онтологической модели. Блок-схема показывает иерархию объектов с их атрибутами, которая потребуется для целей оптимизации схемы и структуры системы электроснабжения.

Первым шагом проводится идентификация топографических объектов и определение их атрибутов. Объекты топографии обязательно имеют координаты и связь с ограничениями. Существующая и планируемая в будущем инфраструктура определяет оптимальный состав объектов электроснабжения, трассу линий электропередачи, график строительства и совокупную стоимость проекта. Таким образом, предложенная онтологическая модель позволяет оперировать различными классифицированными объектами, различными группами свойств объектов для решения задачи оптимизации. Программная реализация предлагаемой онтологической модели позволит решить задачу оптимизации затрат на строительство, а также другие аналитические и оперативные задачи.



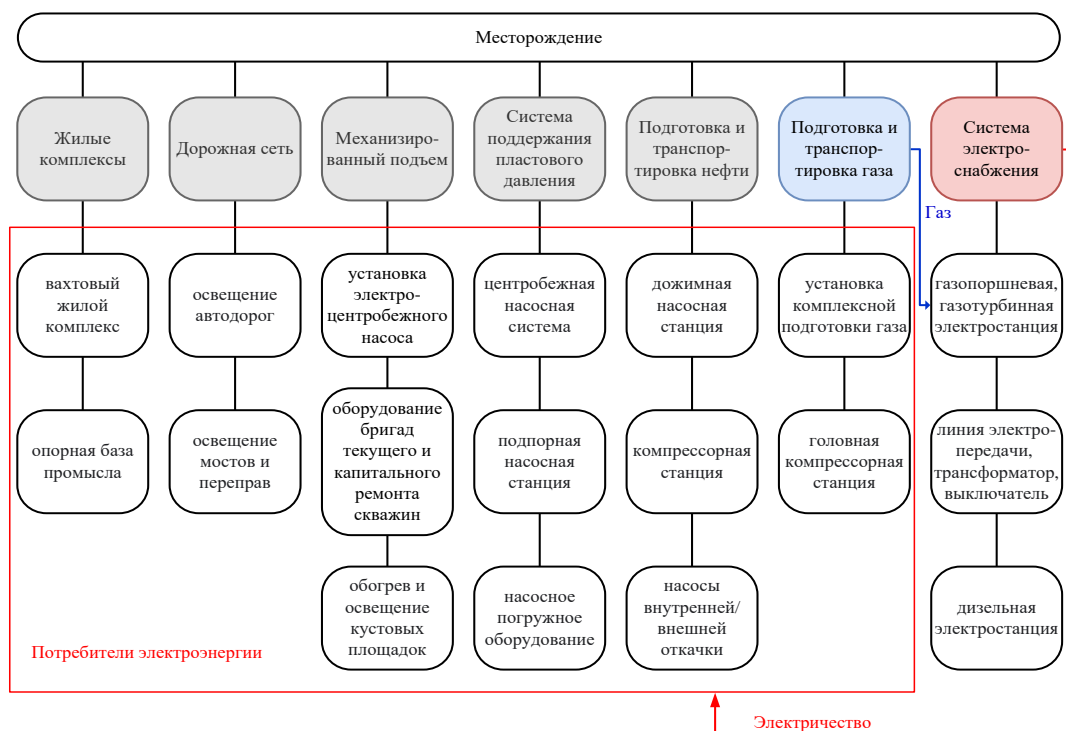


Рис. 1. Иерархия объектов нефтегазодобывающего предприятия

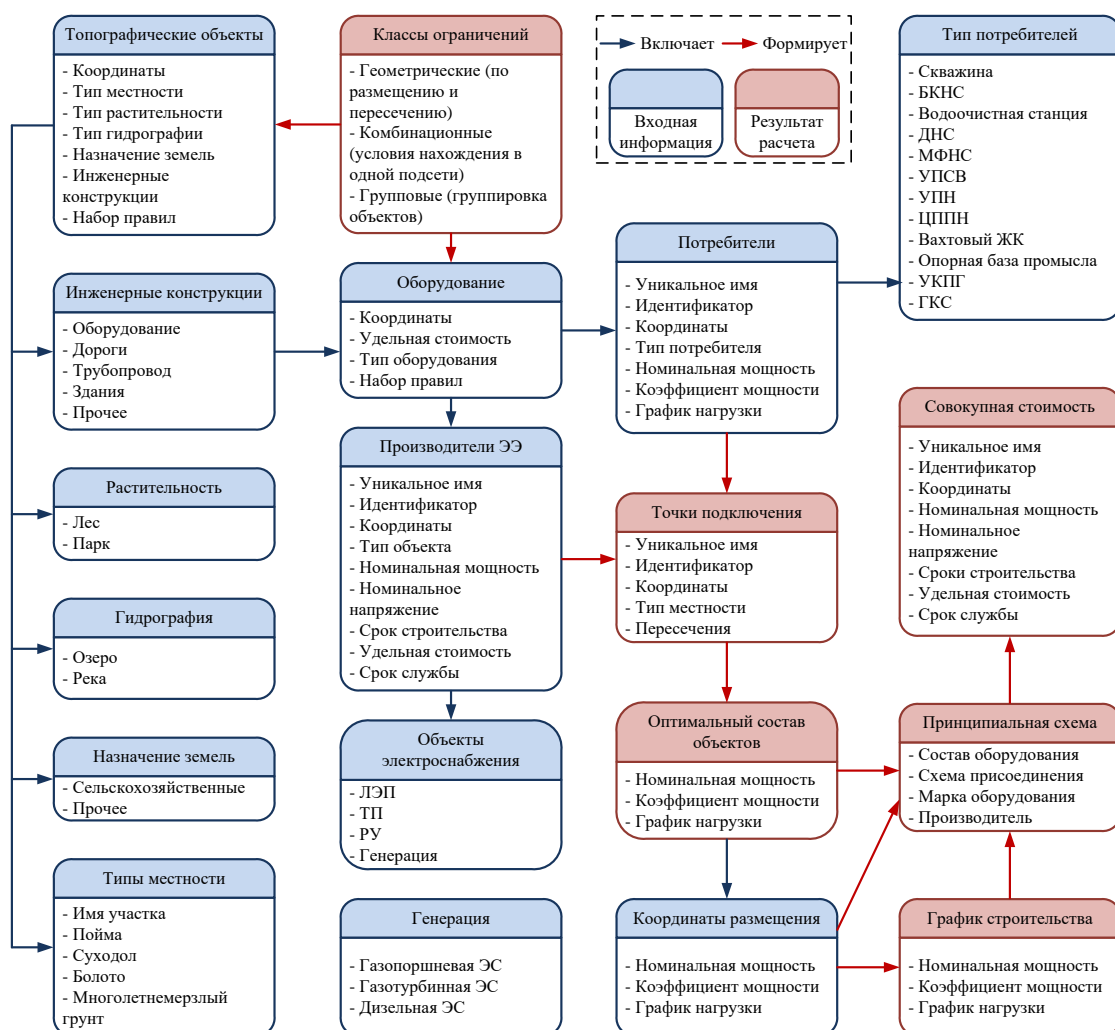


Рис. 2. Объектная модель с атрибутами (ЛЭП – линия электропередачи, ТП – трансформаторная подстанция, РУ – распределительное устройство, ЭС – электростанция, БКНС - блочная кустовая насосная станция, ДНС – дожимная насосная станция, МФНС – мультифазная насосная станция, УПСВ – установка предварительного сброса воды, УПН – установка подготовки нефти, ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти, ЖК – жилой комплекс, УКПГ – установка комплексной подготовки газа, ГКС – газокompрессорная станция)

## АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ

При определении параметров системы электроснабжения может быть использован системный подход. Суть подхода заключается в нахождении оптимальных значений параметров для системы в целом с учетом взаимного влияния элементов, т.е. решать задачу не для отдельно взятого, изолированного элемента, а для сложной и взаимосвязанной их совокупности [20]. Необходимость системного подхода объясняется тем, что все элементы системы связаны непрерывностью процессов производства, преобразования, распределения и потребления электроэнергии. Кроме того, оптимизация должна учитывать планы развития инфраструктуры, поэтапное проведение строительных работ и изменение профилей добычи во времени. Для выявления степени взаимосвязи отдельных параметров элементов целесообразно основные зависимости дать в аналитической форме, что позволяет значительно облегчить их анализ.

Проектирование развития электрических сетей относится к классу многокритериальных задач. Сеть должна обеспечить необходимую надежность электроснабжения, качество энергии у потребителей, возможность развития сети и подключения новых потребителей, удобство и безопасность эксплуатации.

При разработке схем должны быть учтены экологические и социальные факторы. Большинство факторов учитываются в форме ограничений, поэтому задача проектирования сводится к оптимизации по экономическому критерию, а именно критерию минимизации совокупной стоимости владения системой электроснабжения. Для сравнительной экономической оценки вариантов технических решений в качестве одного из показателей используются суммарные дисконтированные затраты, представляющие собой сумму капитальных и эксплуатационных расходов за срок службы объекта.

Разработанный алгоритм предназначен для поддержки принятия решения при инвестиционном планировании, поэтому предполагает минимальное количество входных данных. В качестве обязательной исходной информации, помимо существующей инфраструктуры, требуется активная мощность и координаты размещения планируемых потребителей. Дополнительной информацией могут быть: картографические данные по месторождению (зоны с различной стоимостью строительства, запретные зоны), расположение существующих объектов обустройства и их параметры, стоимостные параметры для выполнения расчетов, технологические и эксплуатационные ограничения. Без дополнительной информации оптимизация будет иметь базовый функционал – минимизация совокупной стоимости владения объектом без учета рельефа и прочих ограничивающих факторов. Для минимизации объемов входной информации приняты следующие ограничения и допущения:

1. Годовой расход электроэнергии и максимальных нагрузок по производствам определяется по типовым значениям коэффициентов: включения, загрузки, использования и максимума.

2. Экономически целесообразный класс напряжения ЛЭП определяется на основании существующих классов напряжения в пункте питания, удаленности нагрузки от пункта питания и мощности суммарной подключаемой нагрузки.

3. Расположение подстанций и трассы ЛЭП опре-

деляются на основании существующей инфраструктуры, топографических особенностей, наличия собственной генерации на месторождении.

4. Количество и мощность трансформаторов рассчитывается из условия обеспечения максимальной мощности потребителя при аварийном отключении одного из параллельно работающих трансформаторов. Однако для обеспечения требований надежности, минимально допустимое количество параллельных ЛЭП и трансформаторов принято считать равным двум.

5. При формировании трассы ЛЭП учитываются ограничения, накладываемые на проектируемую линию в соответствии с ПУЭ:

- правила пересечения водных объектов,
- минимизация маршрута через лес,
- дополнительные меры защиты при пересечении гор и скал, мерзлых грунтов или песков,
- пересечение сельскохозяйственных земель,
- правила прокладки в населенных пунктах,
- правила пересечения других ЛЭП, железных и автомобильных дорог, трубопроводов.

6. Для ЛЭП используются стандартные сталеалюминевые провода, которые проверяются на наличие ограничений: по нагреву провода, по условию развития коронного разряда, по механической прочности провода и опоры.

Согласно алгоритму объекты, нарушающие топографические, технические, эксплуатационные или иные ограничения не предлагаются в качестве вариантов реализации, по ним не производится расчёт стоимости владения. Алгоритм поиска оптимального состава системы электроснабжения представлен на **рис. 3**.

Пункты 1-2 алгоритма решают задачу локализации оборудования на карте местности. Локализация может быть осуществлена в ручном и автоматическом режиме с загрузкой из базы данных. Результатом локализации выступает визуализация объектов на карте, проверка нарушения топографических ограничений, а также формирование базы атрибутов всех существующих и планируемых объектов на месторождении.

Пункты 3-4 посвящены определению минимальной длины ЛЭП. Первым шагом осуществляется анализ потенциала генерирующих мощностей на месторождении. Для этого оценивается мощность планируемых объектов и потенциал собственных генерирующих мощностей. В случае дефицита мощности происходит поиск потенциальных точек подключения к внешней сети электроснабжения. Если таких точек несколько, то выбор оптимальной точки питания происходит с учетом: расстояния до каждой из них, существующих на подстанции классов напряжения, а также степени загрузки трансформаторов по мощности.

Далее строится математическая модель местности, используя диаграмму Вороного и триангуляцию Делоне. Диаграмма Вороного конечного множества точек на плоскости представляет такое разбиение плоскости, при котором каждая область этого разбиения образует множество точек, более близких к одному из элементов множества, чем к любому другому элементу множества. В настоящей задаче с помощью диаграммы Вороного получен граф, в котором вес ребра – это удельная стоимость прокладки линий электропередачи в текущем районе. При этом если есть запреты на прокладку ЛЭП, например водоохранная зона или защитные леса, то грани графа не проходят через эти зоны. Триангуляция местности представлена на **рис. 4**.

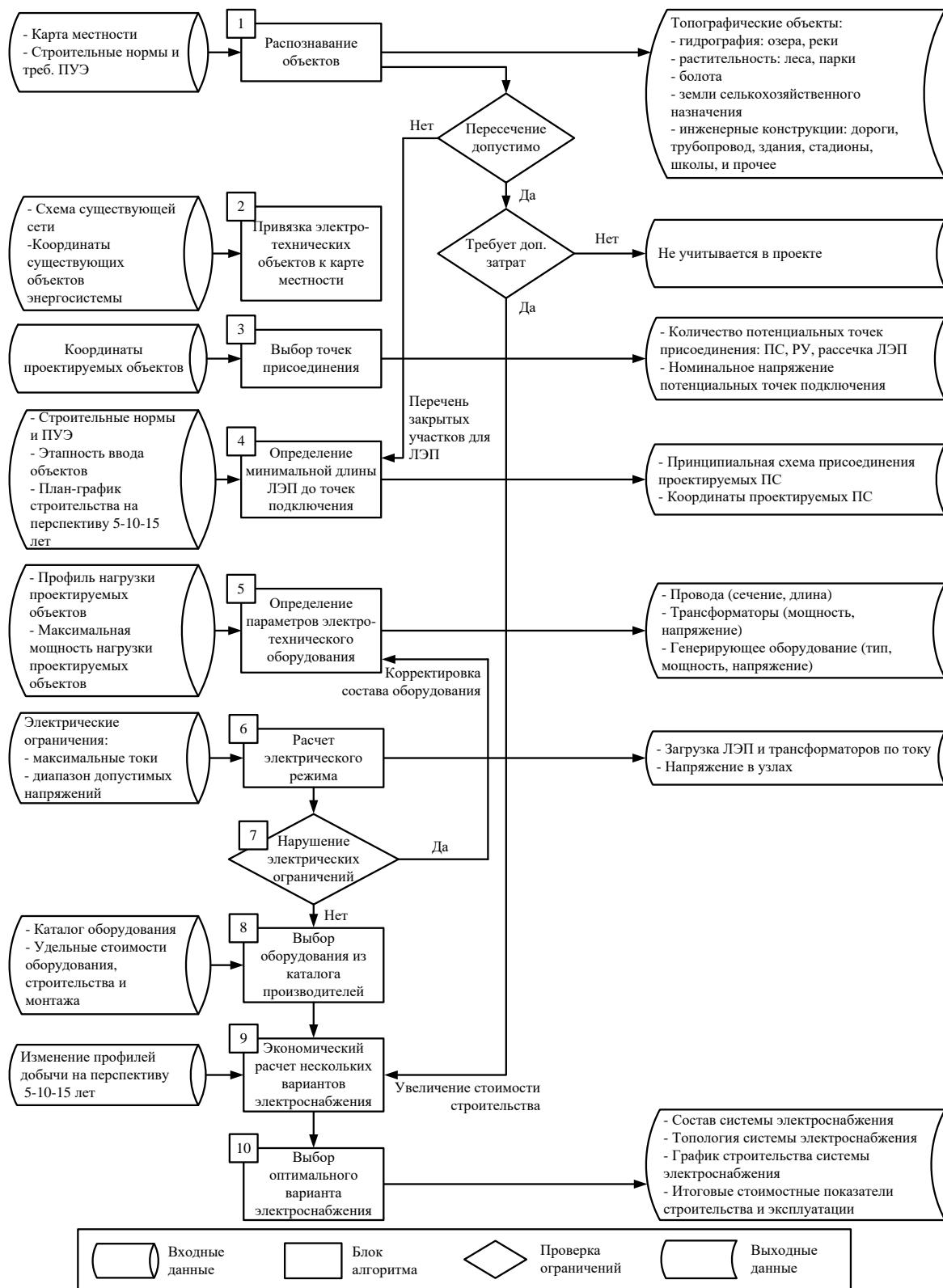


Рис. 3. Блок-схема алгоритма автоматизированного проектирования системы электроснабжения

Построение системы электроснабжения и подключение потребителей к источнику происходит итерационно: на каждом шаге выбирается пара потребителя и источника, для которой стоимость подключения (вес ребра) будет минимальной. В случае превышения предельной длины и/или мощности подключаемых потребителей алгоритм рассматривает повышение класса напряжения и вариант установки дополнительных понижающих и распределительных подстанций. Задача определения оптимальных координат но-

вых подстанций решается методами кластеризации, например методом  $k$ -средних [21]. В качестве алгоритма поиска минимального расстояния использован метод Дейкстры и метод  $A^*$ [22]. Оптимизация древовидной структуры ЛЭП осуществляется путем добавления точек Штейнера (если это выгодно с точки зрения общей стоимости) и сглаживания Дугласа Пекера [23]. Сравнение результатов построения траектории ЛЭП до и после применения алгоритмов представлено на рис. 5.

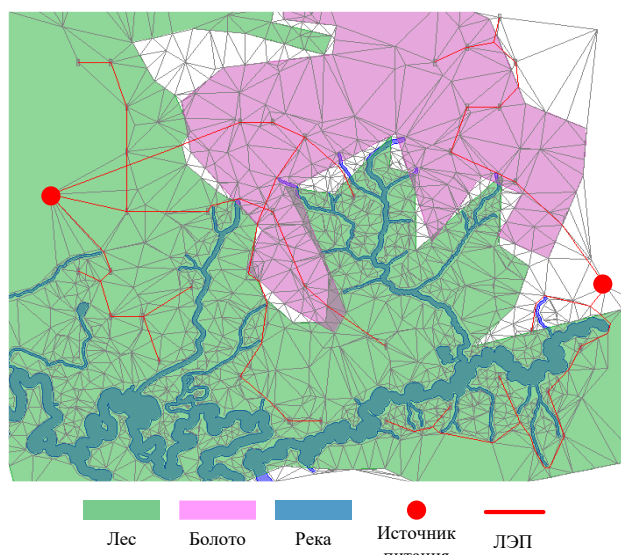


Рис. 4. Пример реализации диаграммы Вороного и триангуляции Делоне для построения математической модели местности

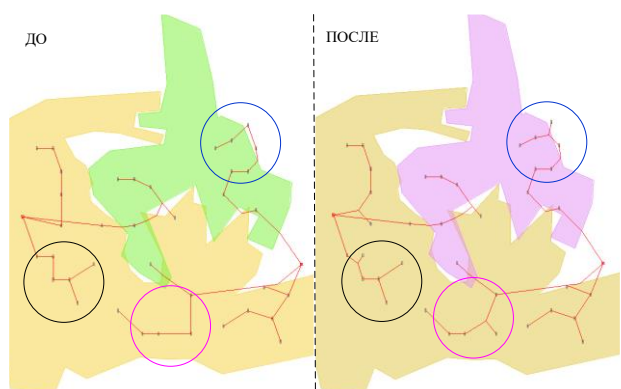


Рис. 5. Сопоставление результатов оптимизации траектории ЛЭП до и после добавления точек Штейнера и сглаживания Дугласа Пекера

В пункте 5 происходит расчет требуемых параметров оборудования с учетом мощности потребителей и предварительно сформированных траекторий ЛЭП. Как уже упоминалось, в качестве допущения пропускная способность сети 10 кВ принята равной 5 МВт, с максимальной длиной 10 км. При достижении одного из двух ограничений требуется установка трансформаторной подстанции. Распределительные устройства устанавливаются в местах ответвления ЛЭП, возникших после добавления Точек Штейнера и сглаживания Дугласа Пекера. Сечение ЛЭП выбирается из условия длительно допустимого тока. Трансформаторные подстанции выбираются исходя из суммарной мощности присоединяемых потребителей и выбранных классов напряжения. В пункте 6 рассчитывается электрический режим с учетом выбранного оборудования. Если ограничения по току и напряжению не нарушены, то в пункте 8 происходит выбор оборудования из существующих каталогов. В пунктах 9-10 определяется суммарная стоимость проекта.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

На базе разработанного алгоритма был создан программный модуль оптимизации схемы электроснабжения. Модуль разработан на языке Python 3.8 в соответствии со стандартом РЕР-8. Для выполнения оптими-

зации можно использовать следующие исходные данные: зоны с различной стоимостью строительства, запретные зоны, расположение существующих и проектируемых объектов обустройства и их параметры, стоимостные параметры для выполнения расчетов. Данные по объектам и зонам строительства предоставляются в формате json. В модуле рассмотрено 5 типов грунта: пойма, суходол, болото I-II и III, многолетне-мерзлый грунт. Тип грунта влияет на стоимость строительства линейных и площадных объектов. Запретные зоны для строительства включают: защитные леса, здания и сооружения, мосты. Зоны удорожания строительства включают: водоемы, болото, скалы, пески, обрабатываемые земли, населенные пункты, железные и автомобильные дороги. Как отмечалось ранее, обязательными данными являются только координаты и мощность новых потребителей, а также точки подключения к существующей сети. Структура входных данных для программного модуля представлены в табл. 1.

Таблица 1

Описание входных данных программного модуля

Параметр	Объект	Ключ
catalog / описание оборудования	substation / подстанция	name / имя
		class / класс напряжения
		power / мощность
		square / площадь
		price / стоимость
		life_time / срок службы
		installation_time / период строительства
		PII / индекс удорожания
	switchgear / распределительное устройство	name / имя
		class / класс напряжения
		power / мощность
		square / площадь
		price / стоимость
		life_time / срок службы
		installation_time / период
		PII / индекс удорожания
high_voltage_line / линия электропередачи	high_voltage_line / линия электропередачи	voltage / класс напряжения
		price / стоимость
		PII / индекс удорожания
		life_time / срок службы
consumer / описание потребителя	properties	name / имя
		power / мощность
		entry_date / дата ввода
		work_time / график работы
ground / описание ландшафта	properties	name / имя
		cost / стоимость установки оборудования
		deforestation / стоимость вырубки леса
		Earthworks / стоимость земляных работ
source / описание источника	properties	name / имя
		connection_price / стоимость подключения
		rated_voltage / напряжение
		working_power / мощность
		entry_date / дата ввода

Выходные данные генерируются в формате json, их интерпретация возможна в табличном и графическом виде с составлением графика строительства.

Рассмотрим тестовую схему для проверки работоспособности алгоритма (рис. 6). Тестовая схема включает:

- нагрузку: 37 потребителей, мощность каждого потребителя 1 МВт;
- источники питания: 2 подстанции внешней сети с классами напряжений 110/35/10 кВ;
- автодороги;
- три зоны с различной стоимостью строительства: болото, лес, суходол;
- переменный рельеф;
- реку.

В качестве выходных данных в результате оптимизации программный модуль определяет:

- оптимальный источник питания (при наличии двух и более точек подключения);
- оптимальную трассу ЛЭП (в зависимости от стоимости строительства и рельефа);
- оптимальную конфигурацию (в зависимости от мощности нагрузок и их взаимного расположения);
- оптимальный состав оборудования (в зависимости от количества, мощности и удаленности потребителя);
- суммарную стоимость владения и график строительства.

Оптимальная трасса ЛЭП представлена на рис. 6 красными линиями. Из рисунка видно, что потребители запитаны по двум независимым радиальным схемам от двух внешних источников питания. Расстановку трансформаторных и распределительных подстанций, а также различные номинальные напряжения линий можно увидеть на рис. 7 для одного из участков сети. Можно заметить, что базовая версия алгоритма запрещает строительство ЛЭП через реку, что не соответствует реальной практике. Это легко решается установкой соответствующей стоимостной зоны для рек и озер и ограничения по их ширине. Также нужен каталог оборудования, предназначенный для строительства в данных условиях. Еще одним упрощением является запрет кольцевых схем. Это допущение принято только для целей электроснабжения нефтегазовых месторождений. При проектировании схемы других объектов требуется пересмотреть ограничение строительства кольцевых линий электропередачи.



Рис. 6. Результат оптимизации схемы электроснабжения

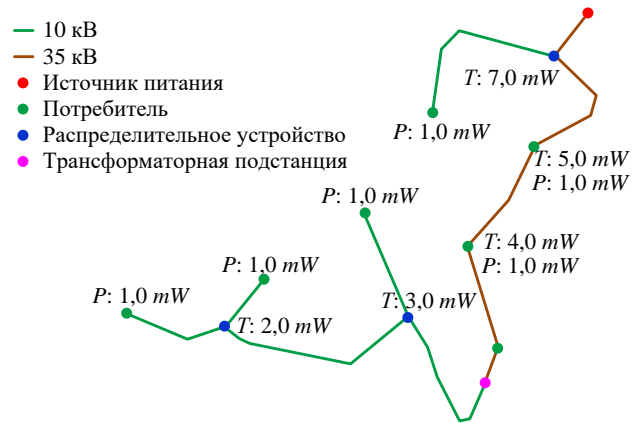


Рис. 7. Определение классов напряжения сети с учетом мощности и подключаемых нагрузок

Структура входных данных программного модуля может быть дополнена маркером категории надежности потребителей. В этом случае схема электроснабжения будет скорректирована с учетом требований по количеству независимых источников питания. На данный момент реконфигурация схемы в послеаварийных режимах не предусмотрена.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный программный модуль отображает взаимосвязь наземной инфраструктуры месторождения, существующую систему электроснабжения, автодороги и географические особенности. Модуль решает задачу концептуального планирования и проектирования системы электроснабжения месторождения, что включает:

- технико-экономическое обоснование проекта;
- поиск оптимальной схемы подключения нового или реконструируемого объекта;
- определение классов напряжений;
- определение нагрузки распределительных устройств;
- определение состава оборудования и его проверка на предельную пропускную способность;
- определение пунктов размещения новых подстанций и связи между ними;
- определение сечений проводов;
- определение экономических показателей развития и функционирования сети;
- учет планируемых к строительству объектов в указанных интервалах планирования;
- учет ландшафта при размещении объектов;
- обеспечение качества электроэнергии;
- обеспечение надежности электроснабжения;
- выделение этапов строительства, поставки материалов и ввода в эксплуатацию новых потребителей с составлением календарного графика;
- формирование оптимального инвестиционного плана развития инфраструктуры месторождения;
- учет изменения объемов добычи/закачки жидкости для выбора оптимального сценария обустройства месторождения.

Представленный в статье метод учитывает:

- критерий экономической эффективности разви-

тия электрической сети, с учетом минимизации совокупной стоимости владения;

– критерий надежности в соответствии с требованиями норм проектирования, строительства и эксплуатации;

– критерий качества электроэнергии с учетом минимально допустимого напряжения на шинах потребителя;

– экологический критерий с учетом требований охраны окружающей среды;

– перспективы развития сети.

Разработанный модуль позволяет создавать оптимальный инвестиционный план развития инфраструктуры месторождения. В перспективе возможна интеграция модуля с другими системами планирования, что позволит сформировать единую цифровую модель для оперативного выявления нарушения норм проектирования, оптимизации плана строительства и корректировки состава и структуры системы электроснабжения.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A GIS-based approach for high-level distribution networks expansion planning in normal and contingency operation considering reliability / A. Bosisio, A. Berizzi, E. Amaldi, C. Bovo, A. Morotti, B. Greco, G. Iannarelli // *Electric Power Systems Research*. 2021. No. 190. Pp. 1-8. doi: 10.1016/j.epsr.2020.106684
2. Active distribution networks planning with high penetration of wind power / G. Mokryani, Y. Fun Hu, P. Pillai, H.S. Rajamani // *Renewable Energy*. 2017. No. 104. Pp. 40-49. doi: 10.1016/j.renene.2016.12.007
3. Dumbrava V., Miclescu T., Lazaroiu G.C. Power distribution networks planning optimization in smart cities // *City Networks*. Springer, Cham, 2017. No. 128. Pp. 213-226. doi: 10.1007/978-3-319-65338-9\_12
4. Amjad B., Al-Ja'afreh M.A.A., Mokryani G. Active Distribution Networks Planning Considering Multi-DG Configurations and Contingency Analysis // *Energies*. 2021. No. 14. Pp. 1-16. doi: 10.3390/en14144361.
5. Al-Jaafreh M.A.A., Mokryani G. Planning and operation of LV distribution networks: A comprehensive review // *IET Energy Systems Integration*. 2019. No. 3. Pp. 133-146. doi: 10.1049/iet-esi.2019.0013
6. Schafer F., Scheidler A., Braun M.A Hybrid Optimization Method Combining Network Expansion Planning and Switching State Optimization // *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*. 2020. No. 7. Pp. 234-242. doi: 10.1109/OAJPE.2020.3006344
7. Scheidler A., Thurner L., Braun M. Heuristic optimization for automated distribution system planning in network integration studies // *IET Renewable Power Generation*. 2018. No. 12(5). Pp. 530-538. doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0394
8. Analytical reliability assessment method for complex distribution networks considering post-fault network reconfiguration / Z. Li, W. Wu, B. Zhang, X. Tai // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. No. 35(2). Pp. 1457-1467. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2936543
9. Comprehensive congestion management for distribution networks based on dynamic tariff, reconfiguration, and re-profiling product / F. Shen, S. Huang, Q. Wu, S. Repo, Y. Xu, J. Ostergaard // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. No. 10(5). Pp. 4795-4805. doi: 10.1109/TSG.2018.2868755
10. Optimal network reconfiguration in active distribution networks with soft open points and distributed generation / I. Diaaeldin, S. Abdel Aleem, A. El-Rafei, A. Abdelaziz, A.F. Zobaa // *Energies*. 2019. No. 12(21). Pp. 1-31. doi: 10.3390/en12214172
11. Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices / B. Khorshid-Ghazani, H. Seyedi, B. Mohammadi-Ivatloo, K. Zare, S. Shargh // *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2017. No. 11(1). Pp. 82-92. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0539
12. Ogunwolu L., Ero O., Ibidapo-Obe O. Modeling and optimization of an electric power distribution network planning system using mixed binary integer programming // *Nigerian Journal of Technology*. 2017. No. 36(2). Pp. 552-562. doi: 10.4314/njt.v36i2.31
13. Kazmi S.A.A., Shahzad M.K., Shin D.R. Multi-objective planning techniques in distribution networks: A composite review // *Energies*. 2017. No. 10(2). Pp. 1-44. doi: 10.3390/en10020208
14. Sekhavatmanesh H., Cherkaoui R. Optimal infrastructure planning of active distribution networks complying with service restoration requirements // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2017. No. 9(6). Pp. 6566-6577. doi: 10.1109/TSG.2017.2716192
15. Application and comparison of metaheuristic and new meta-model based global optimization methods to the optimal operation of active distribution networks / H. Xiao, W. Pei, Z. Dong, L. Kong, D. Wang // *Energies*. 2018. No. 11(1). Pp. 1-29. doi: 10.3390/en11010085
16. Automated Planning of Smart Low Voltage Networks Using an Evolutionary Algorithm / J. Wruk, K. Cibis, M. Zdrallek, H. Landsverk // *CIREC Conference*. AIM. 2019. No. 1092. Pp. 1-5. doi: 10.34890/517
17. Koutsoukis N.C., Georgilakis P.S., Hatziaargyriou N.D. Multistage coordinated planning of active distribution networks // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. No. 33(1). Pp. 32-44. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2699696
18. Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network / S. Xie, Z. Hu, D. Zhou, Y. Li, S. Kong, W. Lin, Y. Zheng // *Applied Energy*. 2018. No. 219. Pp. 207-225. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.023
19. Ehsan A., Yang Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques // *Applied Energy*. 2018. No. 210. Pp. 44-59. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.106
20. Киселев В. Ф. Системный подход при решении оптимизационных задач в электроснабжении // *Вестник евразийской науки*. 2014. № 6(25). С. 1-10. doi: 10.15862/120TVN614
21. Coates A., Ng A.Y. Learning feature representations with k-means // *Neural networks: Tricks of the trade*. Springer, Berlin, Heidelberg. 2012. Pp. 561-580.
22. Rachmawati D., Gustin L. Analysis of Dijkstra's Algorithm and A\* Algorithm in Shortest Path Problem // *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing. 2020. № 1566(1). Pp. 1-8. doi: 10.1088/1742-6596/1566/1/012061
23. A Vector Line Simplification Algorithm Based on the Douglas-Peucker Algorithm, Monotonic Chains and Dichotomy / B. Liu, X. Liu, D. Li, Y. Shi, G. Fernandez, Y. Wang // *ISPRS International Journal of Geo-Information*. 2020. No. 9(4). Pp. 1-14. doi: 10.3390/ijgi9040251.

Поступила в редакцию 03 июня 2021 г.



## AUTOMATED DESIGN OF POWER DISTRIBUTION NETWORK FOR OIL AND GAS INDUSTRY

Anna Yu. Arestova

Senior Lecturer, Automated Power Systems Department, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia. E-mail: arestova@corp.nstu.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6486-4858>

Vladimir N. Ulyanov

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Geology and Geophysics Department, Novosibirsk State University, General Director, LLC "Novosibirsk Research and Development Center", Novosibirsk, Russia. E-mail: vulyanov@nntc.pro. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5748-4216>

One of the important tasks of the oil and gas industry is to reduce the hydrocarbon production cost. It is known that the share of electricity in operating costs in the field can reach 40%. This means it is one of the important factors affecting the economy of oil and gas production. Cost-cutting efforts could be started at the planning stage of the facility by optimizing the structure of the power supply system and the equipment composition. The paper deals with the methodology of automated power distribution system planning for oil and gas industry and its software implementation. The power distribution system planning includes: selection of the connection points to the existing power network, optimal places for the transformer and distribution substations location, determination of the transmission lines voltage classes, transmission lines route taking into account the geographical features and determination of the required parameters of the equipment. A list of limitations and assumptions when choosing parameters and locations of equipment in accordance with the requirements of the Russian electrical Installations code is briefly presented. The optimization algorithm and the mathematical methods are described in detail. The algorithm provides for an assessment of the company generating capacities, as well as potential points of connection to the external network. The possibility of corridor design of transmission lines along roads is included. The software product was developed as a decision support tool for investment planning and development of new oil and gas fields. The module allows calculating the total cost of ownership of an object, and work schedule in the form of a Gantt chart. The paper also proposes an approach to creating an ontological model of oil and gas production enterprises acting as a set of processes affecting objects and their properties.

**Keywords:** optimization, distribution power network, decision support, ontological model, algorithm, system planning.

## REFERENCES

1. Bosisio A., Berizzi A., Amaldi E., Bovo C., Morotti A., Greco B., Iannarelli G. A GIS-based approach for high-level distribution networks expansion planning in normal and contingency operation considering reliability. *Electric Power Systems Research*, 2021, no. 190, pp. 1-8. doi: 10.1016/j.epr.2020.106684
2. Mokryani G., Fun Hu Y., Pillai P., Rajamani H.S. Active distribution networks planning with high penetration of wind power. *Renewable Energy*, 2017, no. 104, pp. 40-49. doi: 10.1016/j.renene.2016.12.007
3. Dumbrava V., Miclescu T., Lazaroiu G. C. Power distribution networks planning optimization in smart cities. *City Networks*. Springer, Cham, 2017, no. 128, pp. 213-226. doi: 10.1007/978-3-319-65338-9\_12
4. Amjad B., Al-Ja'afreh M. A. A., Mokryani G. Active Distribution Networks Planning Considering Multi-DG Configurations and Contingency Analysis. *Energies*, 2021, no. 14, pp. 1-16. doi: 10.3390/en14144361
5. Al-Ja'afreh M. A. A., Mokryani G. Planning and operation of LV distribution networks: A comprehensive review. *IET Energy Systems Integration*, 2019, no. 3, pp. 133-146. doi: 10.1049/iet-esi.2019.0013
6. Schafer F., Scheidler A., Braun M. A Hybrid Optimization Method Combining Network Expansion Planning and Switching State Optimization. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 2020, no. 7, pp. 234-242. doi: 10.1109/OAJPE.2020.3006344
7. Scheidler A., Thurner L., Braun M. Heuristic optimization for automated distribution system planning in network integration studies. *IET Renewable Power Generation*, 2018, no. 12(5), pp. 530-538. doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0394
8. Li Z., Wu W., Zhang B., Tai X. Analytical reliability assessment method for complex distribution networks considering post-fault network reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, no. 35(2), pp. 1457-1467. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2936543
9. Shen F., Huang S., Wu Q., Repo S., Xu Y., Ostergaard J. Comprehensive congestion management for distribution networks based on dynamic tariff, reconfiguration, and re-profiling product. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, no. 10(5), pp. 4795-4805. doi: 10.1109/TSG.2018.2868755
10. Diaaeldin I., Abdel Aleem S., El-Rafei A., Abdelaziz A., Zobia A.F. Optimal network reconfiguration in active distribution networks with soft open points and distributed generation. *Energies*, 2019, no. 12(21), pp. 1-31. doi: 10.3390/en12214172
11. Khorshid-Ghazani B., Seyedi H., Mohammadi-Ivatloo B., Zare K., Shargh S. Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2017, no. 11(1), pp. 82-92. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0539
12. Ogunwolu L., Ero O., Ibidapo-Obe O. Modeling and optimization of an electric power distribution network planning system using mixed binary integer programming. *Nigerian Journal of Technology*, 2017, no. 36(2), pp. 552-562. doi: 10.4314/njt.v36i2.31
13. Kazmi S. A. A., Shahzad M. K., Shin D. R. Multi-objective planning techniques in distribution networks: A composite review. *Energies*, 2017, no. 10(2), pp. 1-44. doi: 10.3390/en10020208
14. Sekhavatmanesh H., Cherkaoui R. Optimal infrastructure planning of active distribution networks complying with service restoration requirements. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017, no. 9(6), pp. 6566-6577. doi: 10.1109/TSG.2017.2716192
15. Xiao H., Pei W., Dong Z., Kong L., Wang D. Application and comparison of metaheuristic and new metamodel based global optimization methods to the optimal operation of active distribution networks. *Energies*, 2018, no. 11(1), pp. 1-29. doi: 10.3390/en11010085
16. Wruk J., Cibis K., Zdrallek M., H. Landsverk Automated Planning of Smart Low Voltage Networks Using an Evolutionary Algorithm. *CIREP Conference. AIM*, 2019, no. 1092, pp. 1-5. doi: 10.34890/517

17. Koutsoukis N. C., Georgilakis P. S., Hatziargyriou N. D. Multistage coordinated planning of active distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, no. 33(1), pp. 32-44. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2699696
18. Xie S., Hu Z., Zhou D., Li Y., Kong S., Lin W., Zheng Y. Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network. *Applied Energy*, 2018, no. 219, pp. 207-225. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.023
19. Ehsan A., Yang Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. *Applied Energy*, 2018, no. 210, pp. 44-59. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.106
20. Kiselev V.F. A system approach to solving optimization problems in power supply. *Vestnik evraziyskoy nauki* [The Eurasian Scientific Journal], 2014, no. 6(25), pp. 1-10. (In Russian). doi: 10.15862/120TVN614
21. Coates A., Ng A. Y. Learning feature representations with k-means. *Neural networks: Tricks of the trade*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2012, pp. 561-580.
22. Rachmawati D., Gustin L. Analysis of Dijkstra's Algorithm and A\* Algorithm in Shortest Path Problem. *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing. 2020, no. 1566(1), pp. 1-8. doi: 10.1088/1742-6596/1566/1/012061
23. Liu B., Liu X., Li D., Shi Y., Fernandez G., Wang Y. A Vector Line Simplification Algorithm Based on the Douglas-Peucker Algorithm, Monotonic Chains and Dichotomy. *ISPRS International Journal of Geo-Information*, 2020, no. 9(4), pp. 1-14. doi: 10.3390/ijgi9040251

Арестова А.Ю., Ульянов В.Н. Автоматизированное проектирование системы электроснабжения предприятий нефтегазовой отрасли // *Электротехнические системы и комплексы*. 2021. № 3(52). С. 12-21. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-12-21](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-12-21)

Arestova A.Y., Ulyanov V.N. Automated Design of Power Distribution Network for Oil and Gas Industry. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 12-21. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-12-21](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-12-21)

Варганова А.В., Ирихов А.С.

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

## ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕТЕЙ 6-10 кВ С ИСТОЧНИКАМИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Стратегия развития электроэнергетики в Российской Федерации до 2030 г. создает условия для введения в эксплуатацию большого числа источников малой генерации, включая возобновляемые. Такая тенденция обеспечит потребителей сравнительно недорогой и чистой энергией. Однако в РФ внедрение источников малой генерации и ВИЭ только набирает темпы. Увеличение числа и мощности таких источников приведет к их объединению в локальные системы. Таким образом, чтобы повысить надежность и экономичность систем электроснабжения с источниками распределенной генерации целесообразно на этапе проектирования решить несколько задач, таких как определение оптимальной точки подключения к внешней системе и определение наилучшей конфигурации сети. При разработке алгоритма определения экономически целесообразного подключения к внешней сети обязательно необходимо учитывать ограничения по пропускной способности элементов и балансовые ограничения. Кроме того, выбор оптимальной точки подключения должен обеспечивать надежное и экономичное электроснабжение. В данной работе предлагается подход, позволяющий оценивать надежность распределительных устройств главных понижающих подстанций, которые для систем электроснабжения 6-10 кВ являются точками подключения к внешней системе. Основной задачей разработанного алгоритма является определение экономического ущерба от перерыва электроснабжения. При расчете величины ущерба учитываются не только вероятные характеристики, основанные на расчете показателей надежности схемы распределительного устройства (время восстановления и параметр потока отказов), но и разница в тарифах на электроэнергию при переключении потребителей на резервный внешний источник, а также изменение величины потерь в системе электроснабжения. В статье на примере схемы с двумя рабочими системами шин приводится пример расчета показателей надежности для типового оборудования распределительных устройств 110 и 220 кВ.

**Ключевые слова:** распределенная генерация, оптимальный режим, модель, распределительное устройство, ущерб от перерыва электроснабжения, система электроснабжения, источники малой генерации.

### ВВЕДЕНИЕ

Увеличение энергопотребления в Российской Федерации привело к увеличению объемов распределенной генерации. Данные тенденции отмечаются также и в стратегии развития электроэнергетики до 2030 г. Актуальность развития малой энергетики обусловлена рядом достоинств по сравнению с традиционным электроснабжением: небольшой срок окупаемости, низкие тарифы на электроэнергию и тепло, высокие значения КПД при использовании когенерационных установок.

Рост числа источников малой генерации приведет к созданию систем электроснабжения с активными потребителями и появлению рынка малой генерации. Уже сейчас ведутся исследования по созданию модели рынка микрогенерации – разработка А-Платформы – Российская программная платформа управления распределенной энергетикой [1]. Для того чтобы данные системы надежно и экономично функционировали, необходимо уже на этапе проектирования определять их оптимальную конфигурацию и необходимость подключения к внешней сети.

Одной из задач в области оптимизации режимов распределительных сетей является сокращение потерь мощности, в том числе за счет реконфигурации схемы. В работе [2] проведен анализ замкнутой электрической сети и рассмотрено влияние потери мощности на расположение точки потока раздела. Предложено учитывать потери мощности и электроэнергии при расчете замкнутых сетей.

Петровой Д.Г. в статье [3] предложена методика определения точки экономического разрыва в сложном замкнутом сетях напряжением 10 кВ. Приведены примеры

расчетов мощностей участков сети с учетом и без учета активных и реактивных сопротивлений участков сети.

Авторами в [4] предлагается методика определения точки размыкания в сложно замкнутых воздушных сетях 110 кВ, обеспечивающая минимальные потери активной мощности и напряжения. Справедливость предлагаемой методики проверена на примере нескольких типичных сетей 110 кВ. Предлагаемая методика обеспечивает минимальные потери активной мощности и напряжения и может использоваться в реальных сетях.

В [5] показано, что неучет потерь активной мощности в линии и реальных значений напряжения в ее узлах, может привести к неверному определению точки размыкания. Предложена методика определения точки размыкания, учитывающая потери мощности в линии и реальных значений напряжения. В данной работе приведены примеры расчета сетей 35 кВ.

Разработка методики определения оптимальной точки размыкания сложном замкнутых сетей 10 кВ ведется в статьях [6]. Данная методика обеспечивает минимальные потери активной мощности и может использоваться в реальных сетях.

В распределительных сетях наибольшее распространение получила петлевая схема сети, на практике точка размыкания берется произвольно, что ведет к значительным потерям активной мощности. Авторами работы [7] разработана методика определения точки разрыва для сложном замкнутых воздушных сетей 10 кВ, которая учитывает потери мощности в линии и реальные значения напряжения.

Точка размыкания должна выбираться по критерию минимизации потерь активной мощности, электроэнергии и обеспечивать надежность электроснабжения.

В работе [8] предложен системный подход, позволяющий ускорить и автоматизировать процесс принятия решений о технической возможности технологических присоединений энергоприемников потребителей к распределительным электрическим сетям.

В статье [9] усовершенствована одна из основных задач, решаемых для всех электрических сетей с разомкнутой топологией, в том числе для городских электрических сетей, а именно задача выбора оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях Smart Grid.

Программный продукт [10] предназначен для определения оптимальной точки размыкания сети с напряжением 6-10 кВ.

Вопросы определения оптимальных точек размыкания в сложноразомкнутых электрических сетях являются сложной дискретной задачей, которые решаются с помощью генетического алгоритма, рассмотренного в статье [11]. Данный алгоритм позволит снизить потери активной мощности.

Тарнавский Я.В. в статье [12] приводит усовершенствование выбора оптимальных точек размыкания электрических сетей 6-10 кВ. Разработанный алгоритм апробирован на примере оптимизации точек размыкания городских распределительных сетей.

Для обеспечения снижения потерь электроэнергии в работе [13] предлагается методика определения оптимальных точек размыкания электрической сети. Апробация разработанной методики произведена на примере электрической сети 110 кВ Приморской энергосистемы.

В статье [14] проводится оценка возможности применения метода размыкания сетей с двусторонним питанием для оптимизации режима работы системы электроснабжения.

Авторами в работе [15] проведен анализ и оценка эффективности различных методов снижения потерь мощности и напряжения в распределительных сетях. Разработан и применен алгоритм расчета измененной распределительной схемы. Результаты работы показали, что изменение топологии сети обладает высокой эффективностью и позволяет снизить потери электроэнергии.

Уточненная модель и алгоритм оптимизации точек разрезов в распределительной электрической сети разработаны в работе [16]. Для определения величины потерь в питающей сети получена специальная математическая модель замкнутой сети, позволяющая осуществлять данную операцию с минимальными вычислительными затратами. Данный алгоритм позволяет снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Алгоритм, позволяющий автоматически управлять конфигурацией сети и определять место размыкания в электрических сетях, приведен в [17]. Данный алгоритм производит расчет всех возможных конфигураций сети и на основании критериев минимума потерь в линиях, остаточного напряжения выбирает оптимальный вариант.

Возможность уменьшения потерь активной мощности за счет определения оптимальных мест размыкания городской распределительной электрической сети для нормальной схемы работы, так и при проведении плановых и аварийных переключений рассматривается в статье [18]. Приводится алгоритм поиска

оптимальных мест размыкания с учетом технических и технологических ограничений.

Результаты уменьшения потерь электроэнергии за счет оптимизации топологии схем электроснабжения через определение мест размыкания распределительных сетей 6 кВ представлены в работе [19].

В статье [20] приводятся различные мероприятия по оптимизации режимов работы электрических сетей, снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Особое внимание уделено определению мест размыкания сетей 110 кВ и выше, а также сетей 6-35 кВ с двусторонним питанием.

Методика определения точек потока раздела в электрических сетях 35 кВ, которая позволяет снизить потери активной мощности и улучшить качество электроэнергии, приводится в статье [21].

Новый подход к оптимизации работы энергосистемы на уровне интервальной неопределенности предложен в работе [22]. Задача оптимизации состоит в минимизации риска, вызванного неопределенностью информации.

В статье [23] предлагается новая модель для реконфигурации системы распределения, интегрированная с оптимальным потоком мощности и оптимальным переключением конденсатора на основе гибридного подхода. Цель состоит в том, чтобы минимизировать стоимость генерирования всей системы распределения, и подвержена ограничениям, таким как ограничение мощности ветвей, минимальные и максимальные пределы мощности подстанций или распределенные генераторы, пределы напряжений шины и радиальная оптимальная работа сетей.

В работе [24] с использованием метода динамического программирования авторами разработан подход поиска наилучшего места расположения источников малой генерации в условиях промышленных и городских систем электроснабжения.

Исследование [25] направлено на оценку новых достижений в оптимизации работы и планировании энергосистемы. В данной работе представлен метод, обеспечивающий оптимальную конфигурацию сети для достижения минимальных потерь мощности в сети.

Данная работа посвящена поиску наилучшего варианта подключения к внешнему источнику системы электроснабжения 6-10 кВ с источниками малой генерации, учитывая при этом надежность и экономичность электроснабжения.

#### ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТОЧКИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ВНЕШНЕМУ ИСТОЧНИКУ

Одним из критериев выбора оптимальной точки подключения к внешней сети является минимум ущерба от перерыва электроснабжения. Как уже отмечалось выше, точками подключения для распределительных сетей 6-10 кВ являются главные понизительные подстанции.

Таким образом, необходимо осуществить оценку экономического ущерба от перерыва электроснабжения схем распределительных устройств главных понизительных подстанций. Кроме того, при расчетах необходимо учитывать наличие резервного источника.

Таким образом, ущерб будет определяться для одного из следующих нижеперечисленных случаев.

Если в системе электроснабжения отсутствует резервный источник – возникает ущерб  $Y_1$ , величина которого будет определяться ущербом от недоотпуска электроэнергии поставщиком электроэнергии и ущербом, возникающим у потребителей, при наличии предприятий в системе электроснабжения:

$$Y_1 = \beta_1 P_{\text{потр}} T_v + y_0 P_{\text{потр}} T_v, \quad (1)$$

где  $\beta_1$  – тариф на электроэнергию основного источника, руб./кВт·ч;  $P_{\text{потр}}$  – мощность потребителей, кВт;  $T_v$  – годовая продолжительность аварийных отключений, ч;  $y_0$  – удельный ущерб потребителей, руб./кВт·ч.

Если в системе электроснабжения имеются резервные источники, полностью покрывающие нагрузку потребителей, то ущерб  $Y_2$  определяется дополнительными затратами, возникающими по причине изменения тарифа и потерь электроэнергии в распределительных сетях при подключении к резервному внешнему источнику:

$$Y_2 = (\beta_2 - \beta_1) P_{\text{потр}} T_v + (\beta_2 \Delta W_{\text{ИП(рез)}} - \beta_1 \Delta W_1), \quad (2)$$

где  $\beta_2$  – тариф на электроэнергию резервного источника, руб./кВт·ч;  $\Delta W_{\text{ИП(рез)}}$  – потери электроэнергии в линиях электропередачи при передаче мощности от резервного источника за время  $T_v$ , МВт·ч;  $\Delta W_1$  – потери электроэнергии в линиях электропередачи при передаче мощности от рассматриваемого источника за время  $T_v$ , кВт·ч.

Если в системе имеется резервный источник, покрывающий частично нагрузку потребителей на время восстановления основного источника –  $Y_3$ , то в данном случае ущерб будет оцениваться ущербом потребителей величиной уменьшения мощности, учитывая при этом изменение затрат на приобретение мощности от резервного источника и потерь электроэнергии.

В общем виде величина экономического ущерба рассчитывается по выражению

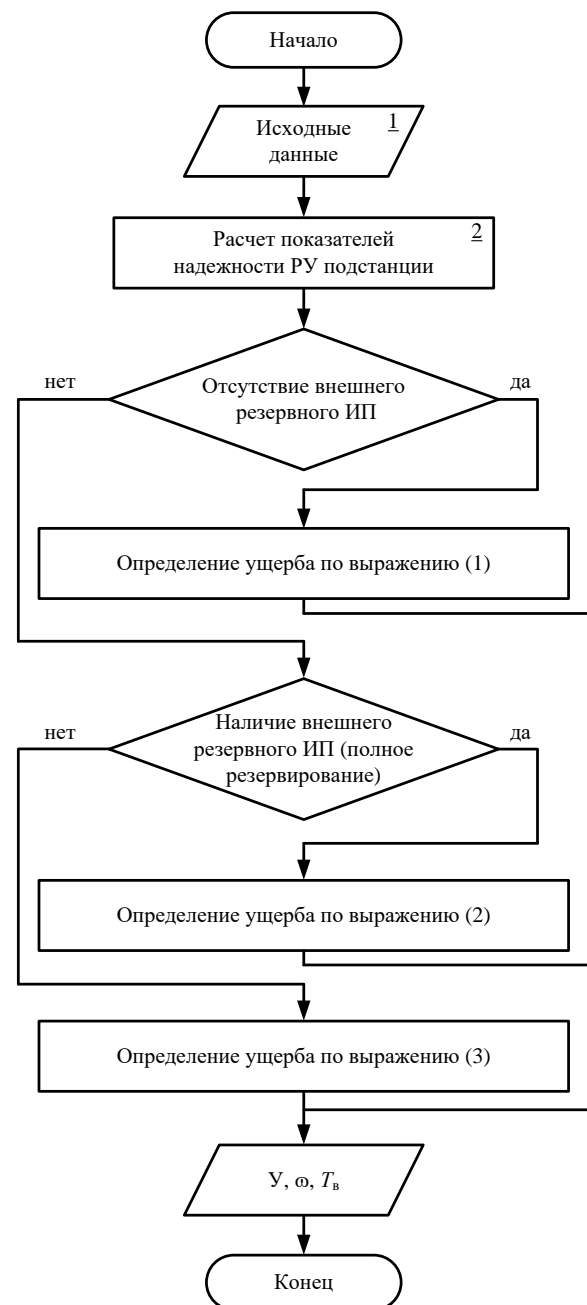
$$Y_3 = y_0 (P_{\text{потр}} - P_{\text{ИП(рез)}}) T_v + (\beta_2 - \beta_1) P_{\text{ИП(рез)}} T_v + (\beta_2 \Delta W_{\text{ИП(рез)}} - \beta_1 \Delta W_1), \quad (3)$$

где  $P_{\text{ИП(рез)}}$  – мощность, потребляемая от резервного источника на время перерыва электроснабжения, кВт.

Блок-схема алгоритма оценки ущерба от перерыва электроснабжения приведена на **рис. 1**. Алгоритм реализован в оригинальном программном продукте, используя при этом базу данных, основные принципы построения которой приведены в работе [26].

Основными исходными данными для расчета (блок 1 на **рис. 1**) являются схема электроснабжения с параметрами силовых трансформаторов и линий электропередачи, возможные источники питания: схемы распределительных устройств, типы установленного оборудования, величина мощности, принимаемая от внешнего источника, тарифы на электроэнергию, а также показатели надежности элементов. Кроме того, необходимо знать величину удельного ущерба – либо фактическое значение, либо справочное.

Важным этапом расчетов является оценка показателей надежности схемы распределительного устройства внешнего источника электроснабжения (блок 2 на **рис. 1**).



**Рис. 1. Блок-схема алгоритма оценки экономического ущерба от перерыва электроснабжения внешнего источника**

Структурные схемы надежности распределительных устройств строятся на основании логики работы и резервирования отдельных присоединений. Для расчета показателей надежности схем распределительных устройств были разработаны алгоритмы, отображающие различные варианты соединения элементов:

- «—» – последовательное соединение элементов;
- «||» – параллельное соединение элементов;
- «⊥» – поперечная связь элементов.

В качестве примера приведена структурная схема «Две рабочие системы шин» представлена на **рис. 2**.

Для элементов схем распределительных устройств введены условные обозначения элементов:  $W$  – воздушная линия электропередачи,  $QS$  – разъединитель,  $TA$  – трансформатор тока,  $TV$  – трансформатор напряжения,  $Q$  – выключатель,  $RU$  – ограничитель перенапряжения,  $T$  – силовой трансформатор.

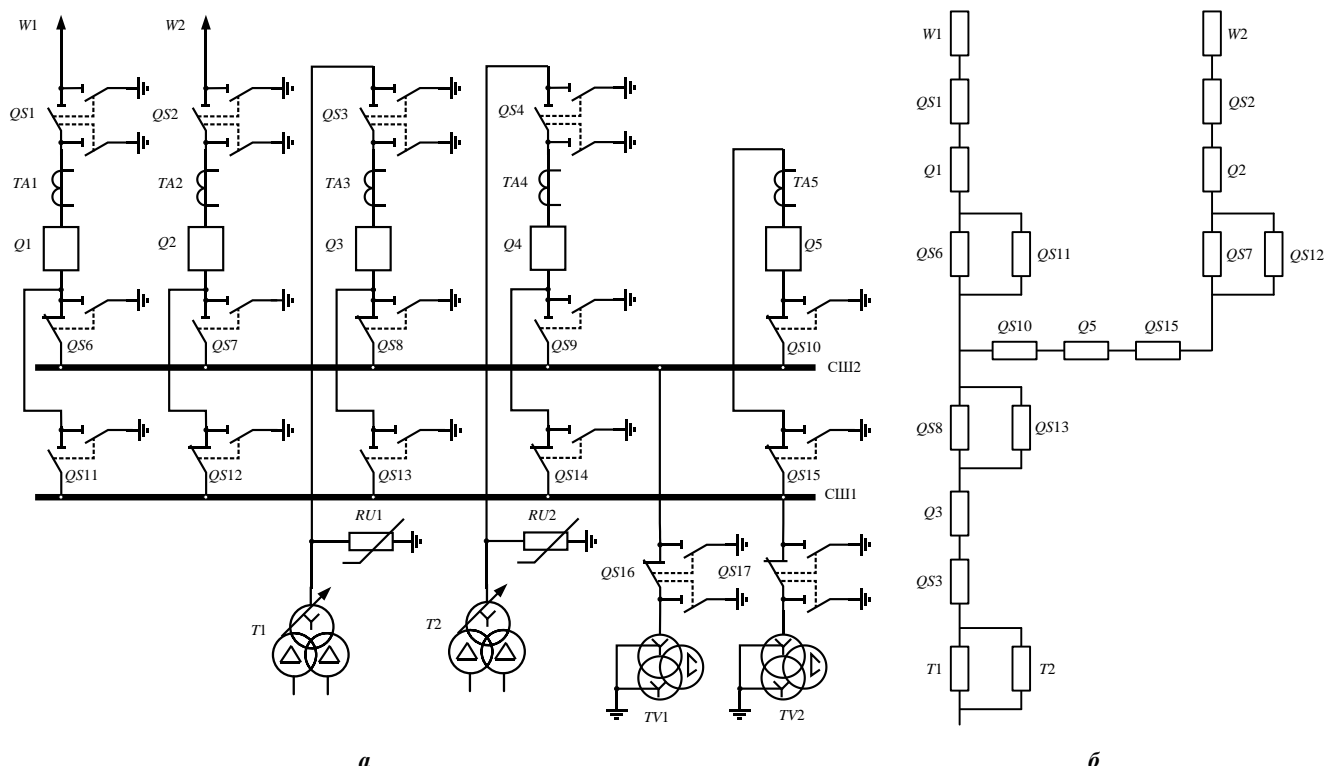


Рис. 2. Две рабочие системы шин, схема 13: а – однолинейная схема; б – структурная схема надежности

При составлении схемы было учтено, что необходима установка на каждом присоединении второго шинного разъединителя, что позволяет повысить надежность всех присоединений. Резервирование питающих линий осуществляется за счет учета надежности других линий и элементов шиносоединительного выключателя. Также учтено резервирование трансформаторов.

Логическое соединение элементов структурной схемы надежности для схемы РУ «Две рабочие системы шин» имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} & (C) - (QS \parallel QS) - Q - QS - (T1 \parallel T2); \\ & C = (W1 - QS - Q - (QS \parallel QS)) \parallel \\ & \parallel (W2 - QS - Q - (QS \parallel QS) - QS - Q - QS). \end{aligned} \quad (4)$$

В целом алгоритм оценки структурной надежности внешней точки подключения имеет вид, приведенный на рис. 2.

После определения эквивалентных показателей надежности схемы распределительного устройства главной понизительной подстанции параметра потока отказов  $\omega$  и времени восстановления  $T_v$  определяется ущерб от перерыва электроснабжения  $U$  в зависимости от наличия резервного внешнего источника и величины ограничения мощности на время восстановительных работ (см. рис. 1). В результате работы алгоритма получаем величины эквивалентных показателей надежности схем распределительных устройств и величину ущерба от перерыва электроснабжения.

#### ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ТОЧКИ ПРИМЫКАНИЯ К ВНЕШНЕЙ СЕТИ

На основании разработанного программного обеспечения и алгоритма оценки надежности на примере

схемы с двумя рабочими системами шин и схемы с двумя рабочими и обходной системами шин осуществлен расчет основных показателей надежности при условии установки трансформаторов различных мощностей. Исходные данные для расчета приведены в табл. 1. Результаты расчета приведены в табл. 2.

Таблица 1

Исходные данные для расчета показателей надежности

Оборудование	Параметры надежности	$U_{ном}, \text{кВ}$	
		110	220
Одноцепная воздушная линия на стальных опорах длиной 1 км	$\omega$ , отказ/год	0,013	0,005
	$T_v$ , ч	9	11
	$K_v$	0,117	0,055
Разъединитель	$\omega$ , отказ/год	0,01	0,01
	$T_v$ , ч	11	7
	$K_v$	0,11	0,07
Высоковольтный выключатель	$\omega$ , отказ/год	0,03	0,03
	$T_v$ , ч	26,28	43,8
	$K_v$	0,7884	1,314

Таблица 2

Типовые значения показателей надежности для схем 13-110/220 и 13Н-110/220

Номер схемы	Параметры надежности	Мощность трансформатора, МВА		
		2,5–7,5	10–80	Более 80
13-110	$\omega_{(э\text{кв})}$ , 1/г	0,2885	0,2901	1,3314
	$K_{в(э\text{кв})}$	3,5207	3,9627	53,768
	$T_{в(э\text{кв})}$ , ч	12,1997	13,6593	40,3838
13Н-110	$\omega_{(э\text{кв})}$ , 1/г	0,561	0,5625	1,6038
	$K_{в(э\text{кв})}$	3,9704	4,4124	54,2176
	$T_{в(э\text{кв})}$ , ч	7,0771	7,8436	33,8045
13-220	$\omega_{(э\text{кв})}$ , 1/г	-	0,462	0,39
	$K_{в(э\text{кв})}$	-	9,9831	7,8231
	$T_{в(э\text{кв})}$ , ч	-	21,606	20,0566
13Н-220	$\omega_{(э\text{кв})}$ , 1/г	-	1,2798	1,2078
	$K_{в(э\text{кв})}$	-	14,4005	12,2405
	$T_{в(э\text{кв})}$ , ч	-	11,2513	10,1337



Полученные значения могут быть использованы при оценке надежности схемы распределительных сетей, учитывая при этом надежность схемы распределительного устройства. Кроме того, на основании данных значений можно определить величины экономического ущерба для заданной системы электроснабжения.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предлагается подход по оценке ущерба от перерыва электроснабжения внешнего источника распределительных сетей 6-10 кВ.

Разработанный алгоритм позволяет определять ущерб от перерыва электроснабжения для возможных вариантов конфигурации сети: без дополнительного резервирования системы электроснабжения; с полным или частичным резервированием мощности от внешнего источника.

С целью поиска длительности восстановления созданы алгоритмы оценки структурной надежности возможных схем распределительных устройств главных понизительных подстанций, учитывающих надежность распределительных устройств высокого и низкого напряжения, а также основных элементов подстанции: питающих линий ВН и НН, разъединителей, выключателей и силовых трансформаторов.

Данное исследование позволит осуществить разработку алгоритма поиска оптимальной точки подключения к внешней сети с учетом фактора надежности, а также определить необходимость внешнего электроснабжения в условиях рассматриваемой системы электроснабжения с источниками малой генерации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Официальный сайт «А-Платформа – Российская программная платформа управления распределённой энергетикой». URL: <https://a-platform.ru/> (дата обращения 28.06.2021)
- Кулаков А.А., Чертова Т.В., Медведев А.В. К методике определения точки потока раздела в замкнутой электрической сети // Идеи молодых ученых – агропромышленному комплексу: агроинженерные и сельскохозяйственные науки: материалы студенческой научной конференции Института агроинженерии, Института агроэкологии. Челябинск: ЮУрГАУ, 2020. С. 226–235.
- Петрова Д.Г. Методика определения точки экономического разрыва в сложном замкнутом сетях 10 кВ // Интеллектуальная собственность и современные техника и технологии для развития экономики: материалы VI Республиканской молодежной научно-практической конференции в рамках Всероссийского студенческого форума «Инженерные кадры – будущее инновационной экономики России». Йошкар-Ола: ПГТУ, 2018. С. 80–83.
- Сидорова В.Т., Карчин В.В. Усовершенствование методики определения точки размыкания в сложном замкнутом воздушных сетях 110 кВ // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции. Самара: СамГТУ, 2017. С. 104–107.
- Сидорова В.Т., Карчин В.В. Методика определения точки размыкания в сложном замкнутом воздушных сетях напряжением 35 кВ // Пром-Инжиниринг: труды III Международной научно-технической конференции. Челябинск: ЮУрГАУ, 2017. С. 255–258.
- Толстогузов А.А., Полянин С.В. Методика определения точек размыкания для сети 10 кВ // Молодой исследователь: от идеи к проекту: материалы I студенческой научно-практической конференции. Йошкар-Ола: МарГУ, 2017. С. 80–83.
- Сидорова В.Т., Карчин В.В. Перераспределение потоков мощностей в сложном замкнутом воздушных сетях 10 кВ для уменьшения потерь и улучшения качества электроэнергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 11-12. С. 51–55.
- Гребенюк Г.Г., Крыгин А.А., Никишов С.М. Подход к алгоритмизации выбора точки технологического присоединения к электрическим сетям // Проблемы управления. 2013. № 3. С. 60–70.
- Фурсанов М.И., Золотой А.А. О выборе оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях SMART GRID // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2018. Т. 61. № 3. С. 207–219. doi: 10.21122/1029-7448-2018-61-3-207-219
- Свидетельство о гос. регистрации прогн. для ЭВМ № 2015616877. Определение оптимальной точки размыкания сети / Мусаев Т.А.; заявитель Мусаев Т.А.; заявл. 27.04.2015, опубл. 25.06.2015.
- Кокин С.Е. Определение оптимальных точек размыкания в сложном замкнутом электрических сетях с помощью генетического алгоритма // Промышленная энергетика. 2012. № 2. С. 28–31.
- Тарнавский Я.В. Основные принципы определения оптимальных мест размыкания распределительных электрических сетей // Li international correspondence scientific and practical conference "International scientific review of the problems and prospects of modern science and education". Boston: Problems of Science, 2018. С. 43–44.
- Савина Н.В., Сцепуро К.И. Реконфигурация схемы электрических сетей как средство снижения потерь электроэнергии // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 2(42). С. 91–102.
- Валеев И.М., Камалиев Р.Н., Мусаев Т.А. Оценка возможности применения метода размыкания сетей с двусторонним питанием в условиях действующей системы электроснабжения городского района напряжением 6(10) кВ // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы докладов XII Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции. Казань: КГЭУ, 2017. С. 44–49.
- Валеев И.М., Нгуен Х.Д. Разработка методики расчета потерь мощности и уровня напряжения в сложных распределительных сетях // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 1-2. С. 75–85.
- Методические принципы определения оптимальных мест размыкания распределительных электрических сетей с учетом питающей сети 110 кВ и выше / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, В.В. Макаревич, А.Н. Муха // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2008. № 6. С. 23–32.
- Определение мест размыкания распределительных электрических сетей в задаче повышения надежности электроснабжения потребителей / В.Ю. Вуколов, Д.В. Зырин, И.А. Трапезников, А.А. Лоскутов // Пром-Инжиниринг: труды II Международной научно-технической конференции. Челябинск: ЮУрГАУ, 2016. С. 316–321.
- Щекохихин А.В. Минимизация потерь активной мощности в городских распределительных электрических сетях за счет выбора оптимальной конфигурации // Омский научный вестник. 1998. № 5. С. 87–91.
- Уменьшение технологических потерь электроэнергии в городских распределительных сетях напряжением 10 (6) кВ путем оптимизации мест размыкания контуров / А.Н. Бесараб, В.Н. Невольниченко, М.Ю. Шабовта, Я.А. Соколов, И.И. Тищенко // Электротехнические и компьютерные системы. 2016. № 21(97). С. 70–75.
- Способы оптимизации режимов работы электрических сетей по потерям мощности / В.Н. Алябьев, А.С. Чернышев, И.В. Ворначева, М.С. Кимлик // Молодежь и XXI

- век – 2020: материалы X Международной молодежной научной конференции. Курск: ЮЗГУ, 2020. С. 268–271.
21. Sidorova V.T., Karchin V.V. Method for identification of break points in 35 kV complex overhead distribution networks // International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. IEEE, 2017. Pp. 1–4. doi: 10.1109/ICIEAM.2017.8076261
  22. Method for minimax optimization of power system operation / M. Valdm, M. Keel, O. Liik, H. Tammoja // IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings. 2003. Vol. 2. Pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2003.1304670
  23. Shu J., Quan S. S., Zhang L. Z. Optimal operation of distribution power system including distributed generator // International Conference on Power System Technology. Zhejiang: IEEE, 2010. Pp. 1–6. doi: 10.1109/POWERCON.2010.5666432
  24. Технико-экономическое обоснование места установки источников распределенной генерации / Варганова А.В., Байрамгулова Ю.М., Гончарова И.Н., Кроткова О.А. // Электротехнические системы и комплексы. 2019. № 3(44). С. 68–72. doi: 10.18503/2311-8318-2019-3(44)-68-72
  25. Momoh J. A. Optimal Methods for Power System Operation and Management // PES Power Systems Conference and Exposition. Atlanta: IEEE, 2006. Pp. 179–187. doi: 10.1109/PSCE.2006.296294
  26. Разработка базы данных электрооборудования 35-220 кВ для САПР «ОРУ CAD» / А.В. Варганова, Е.А. Панова, Т.В. Хатюшина, В.С. Кононенко, Х.М. Багаева // Электротехнические системы и комплексы. 2018. №2(39). С. 28–33. doi: 10.18503/2311-8318-2018-2(39)-28-33

Поступила в редакцию 17 июня 2021 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

### EVALUATION OF EXTERNAL POWER SUPPLY RELIABILITY IN 6-10 kV NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION

Aleksandra V. Varganova

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Industrial Electric Power Supply Department, Power Engineering and Automated Systems Institute, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia. E-mail: aleksandra-khlamova@yandex.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4675-7511>

Aleksandr S. Irikhov

Postgraduate student, Industrial Electric Power Supply Department, Power Engineering and Automated Systems Institute, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia. E-mail: irihovalexandr@gmail.com. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2310-076>

The strategy for the development of the electric power industry in the Russian Federation until 2030 creates conditions for the commissioning of a large number of sources with small generation, including renewable ones. Such a tendency will provide consumers with relatively inexpensive and pure energy. However, in the Russian Federation, the introduction of sources with small generation and renewable ones is only gaining pace. An increase in the number and power from such sources will result in unification to local systems. Thus, in order to increase the reliability and efficiency of power supply systems with distributed generation sources, it is advisable at the pre-exit stage to solve several tasks, such as the determination of the optimal connection point to the external system and the best network configuration definition. When developing an algorithm, it is necessary to take into account the limitations on the bandwidth of the elements and balance limitations. In addition, the choice of the optimal connection point to the external network should provide reliable and economical power supply. This paper proposes an approach that allows you to evaluate the distribution device reliability at the main pioneering substations, which for 6-10 kV power supply systems are the points of connection to the external network. The main task of the developed algorithm is to define the economics damage from the power break. When calculating the amount of damage, the research group took into account both the probable characteristics, based on the calculation of the reliability indicators of the distribution device (restoration time and failure parameter), and the difference in electricity tariffs when switching consumers to a backup external source, as well as a change in loss in Power supply system. In the article, using the scheme with two working bus systems, an example of calculating the reliability indicators for typical equipment of 110 and 220 kV distribution devices is given.

**Keywords:** distributed generation, optimal condition, model, switchgear, damage from power break, power supply system, low generation sources.

## REFERENCES

1. *A-Platforma – Rossijskaya programmnaya platforma upravleniya raspredel'noy energetikoj* (A-Platform – Russian software platform of distributed energy management). Available at: <https://a-platform.ru/> (accessed 27 June 2021). (In Russian)
2. Kulakov A.A., Chertova T.V., Medvedev A.V. The method of determining the flow point of the section in a closed electrical network. *Idey molodykh uchennykh – agropromyshlennomu kompleksu: agroinzhenernye i selskhozajstvnyye nauki: Materialy studencheskoj nauchnoj konferencii Instituta agroinzhenerii, Instituta agroekologii* [The ideas of young scientists - the agro-industrial complex: agricultural engineering and agricultural sciences: materials of the student scientific conference of the Institute of Agricultural engineering, Institute of Agro-ecology]. Chelyabinsk, SUSU Publ., 2020, pp. 226-235. (In Russian)
3. Petrova D.G. Methods of determining the point of economic rupture in the complex 10 kV networks. *Intellektualnaya sobstvennost i sovremennyye tekhnika i tekhnologii dlya razvitiya ekonomiki : Materialy VI respublikanskoj molodezhnoj nauchno-prakticheskoy konferencii v ramkah Vse-rossijskogo studencheskogo foruma «Inzhenernye kadry – budushchee innovacionnoy ekonomiki Rossii»* [Intellectual property and modern techniques and technologies for the development of the economy: Materials of the VI of the Republican youth scientific and practical conference in the framework of the All-Russian Student Forum "Engineering Persons - the future of the innovation economy of Russia"]. Joshkar-Ola, PGU Publ., 2018, pp. 80-83. (In Russian)
4. Sidorova V.T., Karchin V.V. Improving the method of determining the point of opening in complex closed air 110 kV networks. *Elektroenergetika glazami molodezhi - 2017: Materialy VIII Mezhdunarodnoj nauchno-tehnicheskoy konferencii* [Electric power in the eyes of youth - 2017: Materials of the VIII International Scientific and Technical Conference]. Samara, SamGTU Publ., 2017, pp. 104-107. (In Russian)

5. Sidorova V.T., Karchin V.V. Methods of determining the point of opening in the complex air distribution networks with a voltage of 35 kV. *Prom-Inzhiniring: Trudy III mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii* [Prom-Engineering: Proceedings of the III International Scientific and Technical Conference.]. Chelyabinsk, SUSU Publ., 2017, pp. 255-258. (In Russian)
6. Tolstoguzov A.A., Polyaniin S.V. Methods for determining the opening points for a 10 kV network. *Molodoj issledovatel': ot idei k projektu: materialy I studencheskoj nauchno-prakticheskoy konferencii* [Young researcher: from the idea of the project: materials I student scientific and practical conference]. Joshkar-Ola, Mari State University Publ., 2017, pp. 80-83. (In Russian)
7. Sidorova V.T., Karchin V.V. Redistribution of power flows in the complex 10 kV air networks to reduce losses and improve the quality of electricity. *Izvestiya vysshih uchebnykh zavedenij. Problemy energetiki* [Power engineering: research, equipment, technology], 2016, no. 11-12, pp. 51-55. (In Russian)
8. Grebenyuk G.G., Krygin A.A., Nikishov S.M. Approach to the algorithm for choosing a process of technological connection to electrical networks. *Problemy upravleniya* [Control Sciences], 2013, no. 3, pp. 60-70. (In Russian)
9. Fursanov M.I., Zolotoj A.A. On the selection of optimal opening points in urban electrical networks in SMART Grid. *Energetika. Izvestiya vysshih uchebnykh zavedenij i energeticheskikh obedinenij SNG* [Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations], 2018, vol. 61, no. 3, pp. 207-219. (In Russian) doi 10.21122/1029-7448-2018-61-3-207-219
10. Musaev T.A. *Opredelenie optimalnoj točki razmykaniya seti* [Definition of the optimal network opening point]. Computer program RF, no. 2015616877, 2015.
11. Kokin S.E. Determination of optimal opening points in complex electrical networks using a genetic algorithm. *Promyshlennaya energetika* [Industrial power engineering], 2012, no. 2, pp. 28-31. (In Russian)
12. Tarnavskij YA.V. Basic principles for determining optimal places for opening distribution electrical networks. Li international correspondence scientific and practical conference "international scientific review of the problems and prospects of modern science and education". Boston, PROBLEMS OF SCIENCE Publ., 2018, pp. 43-44. (In Russian)
13. Savina N.V., Scepuro K.I. Reconfiguration of the circuit of electrical networks as a means of reduced electricity loss. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta* [Bulletin of the Kazan State Energy University], 2019, vol. 11, no. 2(42), pp. 91-102. (In Russian)
14. Valeev I.M., Kamaliev R.N., Musaev T.A. Evaluation of the possibility of applying the method of opening double-sided networks in the conditions of the current power supply system of the urban area of 6 (10) kV. *Dispetcherizaciya i upravlenie v elektroenergetike: Materialy dokladov XII Vserossijskoj otkrytoj molodezhnoj nauchno-prakticheskoy konferencii* [Dispatch and management in the electric power industry: materials of reports of the XII All-Russian open youth scientific and practical conference]. Kazan, KSEU Publ., 2017, pp. 44-49. (In Russian)
15. Valeev I.M., Nguen H.D. Development of the method of calculating power loss and voltage level in complex distribution networks. *Izvestiya vysshih uchebnykh zavedenij. Problemy energetiki* [Power engineering: research, equipment, technology], 2017, vol. 19, no. 1-2, pp. 75-85. (In Russian)
16. Fursanov M.I., Zolotoj A.A., Makarevich V.V., Muha A.N. Methodical principles for determining the optimal places for opening distribution electrical networks taking into account 110 kV supply network. *Energetika. Izvestiya vysshih uchebnykh zavedenij i energeticheskikh obedinenij SNG* [Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations], 2008, no. 6, pp. 23-32. (In Russian)
17. Vukolov V.YU., Zyryn D.V., Trapeznikov I.A., Loskutov A.A. Determination of places of opening distribution electrical networks in the task of improving the electrical supply reliability. *Prom-Inzhiniring: trudy II mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii* [Prom-Engineering: Proceedings of the II International Scientific and Technical Conference]. Chelyabinsk, SUSU Publ., 2016, pp. 316-321. (In Russian)
18. Shchekochihin A.V. Minimizing the loss of active power in urban distribution electrical networks by selecting the optimal configuration. *Omskij nauchnyj vestnik* [Omsk Scientific Bulletin], 1998, no. 5, pp. 87-91. (In Russian)
19. Besarab A.N., Nevolnichenko V.N., Shabovta M.YU., Sokolov YA.A., Tishchenko I.I. Reducing the technological loss of electricity in urban distribution networks with a voltage of 10(6) kV by optimizing the location of contours. *Elektrotekhnicheskie i kompyuternye sistemy* [Electrotechnic and Computer Systems], 2016, no. 21(97), pp. 70-75. (In Russian)
20. Alyabyev V.N., Chernyshev A.S., Vornacheva I.V., Kimlik M.S. Ways to optimize the modes of electrical networks by power loss. *Molodezh i XXI vek - 2020: materialy X Mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchnoj konferencii* [Youth and XXI century – 2020: Materials X International Youth Scientific Conference]. Kursk, SWSU Publ., 2020, pp. 268-271. (In Russian)
21. Sidorova V.T., Karchin V. V. Method for identification of break points in 35 kV complex overhead distribution networks. International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. St. Petersburg, IEEE Publ., 2017, pp. 1-4. doi: 10.1109/ICIEAM.2017.8076261
22. Valdm M., Keel M., Liik O., Tammoja H. Method for minimax optimization of power system operation. IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, 2003, vol. 2, pp. 1-6 doi: 10.1109/PTC.2003.1304670
23. Shu J., Quan S. S., Zhang L. Z. Optimal operation of distribution power system including distributed generator. International Conference on Power System Technology. IEEE, 2010, Pp. 1-6. doi: 10.1109/POWERCON.2010.5666432
24. Varganova A.V., Bayramgulova Yu.M., Goncharova I.N., Krotkova O.A. Technical and economic substantiation of the place of installation of sources of distributed generation. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2019, no. 3 (44), pp. 68-72. (In Russian). doi: 10.18503/2311-8318-2019-3(44)-68-72
25. Momoh J. A. Optimal Methods for Power System Operation and Management // PES Power Systems Conference and Exposition. IEEE, 2006, pp. 179-187. doi: 10.1109/PSCE.2006.296294
26. Varganova A.V., Panova E.A., Hatyushina T.V., Kononenko V.S., Bagaeva H.M. Development of Electrical Equipment Database of 35-220 kV for "ORU CAD". *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2018, no. 2 (39), pp. 28-33. (In Russian). doi: 10.18503/2311-8318-2018-2(39)-28-33

Варганова А.В., Ирихов А.С. Оценка надежности внешнего электроснабжения сетей 6-10 кВ с источниками распределенной генерации // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 3(52). С. 22-28. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-22-28](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-22-28)

Varganova A.V., Irikhov A.S. Evaluation of External Power Supply Reliability in 6-10 kV Networks with Distributed Generation. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 22-28. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-22-28](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-22-28)

## ОСОБЕННОСТИ АНАЛИЗА СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ВЫХОДЕ НА РАЗДЕЛЬНУЮ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ РАБОТУ

Одной из основных особенностей развития современной энергетики является использование промышленными предприятиями источников распределенной генерации. В структуре заводского электроснабжения при этом возникают крупные генерирующие узлы, существенно усложняющие вопросы управления эксплуатационными режимами. Одним из наиболее сложных режимов является выход такого узла с нагрузкой на раздельную с энергосистемой работу. При условии длительного существования подобного режима и оценки его допустимости необходимо оценить статическую устойчивость синхронных генераторов. Для анализа статической устойчивости промышленных генераторов разработан усовершенствованный алгоритм, учитывающий особенности промышленной нагрузки и автоматических регуляторов заводских электростанций. Получены величины регулирующего эффекта характерных электроприемников металлургического производства. Анализ устойчивости проводился с помощью программного комплекса «КАТРАН» на примере заводской электростанции, имеющей сложную конфигурацию. Определены возможность раздельной работы с энергосистемой в зависимости от состава оборудования и коэффициент запаса статической устойчивости в различных эксплуатационных режимах. Оценена эффективность работы систем автоматического регулирования синхронных генераторов. Получены рекомендации по повышению надежности работы делительной автоматики в рамках промышленной электростанции. Разработаны мероприятия по повышению эффективности управления режимами работы электростанции при отделении от энергосистемы.

**Ключевые слова:** заводской синхронный генератор, статическая устойчивость, программный комплекс, автоматический регулятор возбуждения, автоматический регулятор скорости, параллельная работа, раздельная работа, делительная автоматика.

### ВВЕДЕНИЕ

Анализу статической устойчивости синхронных генераторов посвящено значительное количество работ как отечественных [1-5], так и зарубежных ученых [6-10]. Прежде всего, внимание уделяется исследованию статической устойчивости генератора при его работе на шины бесконечной мощности. Такой подход является наиболее простым, но малоподходящим для сложных электроэнергетических систем. Для подобных систем разработано значительное количество методов. Основным из них является метод малых колебаний. На его основе используются другие практические критерии, предполагающие составление характеристического уравнения. Ряд современных программных комплексов также применяет данный подход.

К другой группе относятся практические методы, основанные на критерии  $dP/d\delta > 0$ , которые предполагают непосредственное определение параметров установившихся режимов с использованием метода последовательного утяжеления. Такой способ может быть применим для оценки статической устойчивости промышленных синхронных генераторов с учетом характеристик нагрузки [11-14].

Как отмечалось ранее, возможность выхода на раздельную работу промышленной электростанции делает необходимым на этапе проектирования и эксплуатации анализ эффективности делительной автоматики [15-17]. Чтобы оценить успешность выхода на раздельную работу, прежде всего, необходимо определить наличие установившегося режима автономной работы и коэффициенты запаса статической устойчивости синхронных генераторов в узле. При анализе статической устойчивости промышленных электростанций необходимо учитывать регулирующий эффект промышлен-

ной нагрузки, особенности работы автоматических регуляторов возбуждения и скорости синхронных генераторов. Основная специфика обусловлена зависимостью вырабатываемой активной мощности от тепловой нагрузки, в том числе при автономном режиме.

Таким образом, возможность устойчивой автономной работы синхронного генератора зависит от существенного количества факторов, в том числе исходного режима работы, корректности действия регуляторов машин и статических характеристик нагрузки.

Математическому моделированию элементов электроэнергетических систем посвящено большое количество работ [18-23]. Для анализа подобных режимов были разработаны соответствующие математические модели синхронных генераторов, учитывающие характеристики автоматических регуляторов с необходимой степенью точности. Модель была учтена в усовершенствованном алгоритме анализа статической устойчивости промышленных электростанций при раздельной работе с энергосистемой. Разработанный на кафедре электроснабжения промышленных предприятий МГТУ им. Г.И. Носова программный комплекс «КАТРАН» [24] позволяет рассчитывать параметры автономных режимов промышленных электростанций с учетом производительности механизмов собственных нужд и определять запас устойчивости источников и двигательной нагрузки в подобных режимах.

### ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА АВТОНОМНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ И СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Математическому моделированию синхронных генераторов посвящено большое число трудов [25-32]. В общем случае математическое моделирование источников распределенной генерации с целью расчета установившихся режимов сводится к представлению генератора ЭДС за определенным сопротивлением.

Анализ статической устойчивости режимов выхода на раздельную работу промышленных электростанций с нагрузкой требует учета ряда нижеперечисленных особенностей [25]. Прежде всего, при автономных режимах напряжения и частота зависят от двух факторов: действия регуляторов возбуждения и скорости источников распределенной генерации и регулирующего эффекта нагрузки. В настоящее время большое число работ посвящено определению регулирующего эффекта нагрузки [26, 27]. Но, как правило, подобные исследования проводились для крупных энергосистем и в результате были получены обобщенные величины. Выход на раздельную работу промышленной электростанции будет существенно зависеть от регулирующего эффекта промышленной нагрузки, то есть нагрузки соответствующих цехов. В связи с этим был проанализирован состав нагрузки металлургического предприятия, получены математические модели электроприемников, на основе которых с учетом характеристик распределительной сети был получен регулирующий эффект нагрузки, приведенный в табл. 1.

Таблица 1

Регулирующий эффект основных производственных цехов металлургического предприятия

Наименование цеха, отделения	Регулирующий эффект нагрузки, отн. ед.			
	$\Delta P/\Delta f$	$\Delta Q/\Delta f$	$\Delta P/\Delta U$	$\Delta Q/\Delta U$
Аглофабрика	1,85	2,62	0	-1,91
Собственные нужды паровоздуховой электростанции	2,51	1,72	0,11	3,22
Собственные нужды теплоэлектроцентрали	2,94	1,92	0,01	2,1
Листопрокатный цех. Низковольтная нагрузка	2,67	4,31	0,02	0,33
Коксовый цех	1,08	0,99	0,21	2,02
Цех улавливания	2,68	2,49	0,02	1,29
Насосная	3,13	0,41	-0,1	2,21
Паросиловой цех.	2,69	3,48	0,02	0,44
Доменный цех	1,37	-10	0,05	-9
Кислородно-конвертерный цех. Конвертерное отделение	1,46	2,58	0,24	0,85
Кислородная станция	2,8	1,55	0	4,27
Цех изложниц	-0,36	-0,48	1,28	1,88
Кислородно-конвертерный цех. Отделение непрерывной разливки стали	0,59	0,29	0,11	1,68
Мартен. Внепечная обработка стали	2,08	2,35	0,18	1,24
Фасонно-литейный цех	0,38	-0,02	1,01	1,62
Листопрокатный цех. Чистовая группа клетей	0,09	0,04	0	1,86
Листопрокатный цех. Черновая группа клетей	1,12	1,49	0	-5
Копровый цех	2,59	6,23	0	-2,18
Листопрокатный цех. Прокатное отделение	0,79	-3,14	0,13	-8
Листопрокатный цех. Отделение покрытий	1,13	0,58	0	1,64

При расчете автономных режимов с целью анализа статической устойчивости и эффективности работы делительной автоматики необходимо определить нагрузку, которая выйдет на раздельную работу в соответствии с конфигурацией сети, и внести соответствующие изменения в расчетную схему [28].

Следующим важным фактором является учет действия автоматического регулятора возбуждения и его статизма. Очевидно, что при отделении от энергосистемы он должен отработать на постоянство напряжения в соответствии с текущей уставкой [29, 30]. Однако в силу того, что маломощные генераторы работают в нормальном режиме в параллель с энергосистемой большой мощности, то зачастую при эксплуатации установок по различным причинам напряжение уставки может изменяться вручную. Это повлияет на уровень напряжения в выделившемся участке сети и, следовательно, на регулирующий эффект нагрузки. Поэтому учет предшествующего режима при определении показателей устойчивости также является важным фактором [31, 32].

Уровень частоты в выделившемся на работу узле обусловлен статизмом и настройкой регуляторов частоты каждого из генераторов. При отсутствии дефицита активной мощности и корректном действии регулятора скорости в автономном участке должна установиться частота, близкая к номинальной. Однако, как показал опыт эксплуатации теплоэлектроцентралей, могут возникнуть сложности по двум основным причинам. Во-первых, неправильное действие или несрабатывание самого регулятора. При этом один из генераторов не участвует в регулировании частоты и выдает фиксированное значение мощности. Во втором случае большую роль играют особенности теплоэлектроцентралей. Как известно, турбогенераторы на таких электростанциях выдают как активную мощность в сеть, так и несут тепловую нагрузку. Фактически, каждый генератор может работать либо по электрическому, либо по тепловому графику. Очевидно, что при работе по электрическому графику при выходе на раздельную работу генератор с регулирования активной мощности переходит на поддержание активной мощности и частоты. В случае работы по тепловому графику при отделении от энергосистемы генератор может работать на поддержание давления в паропроводе и выдавать в сеть фиксированное значение активной мощности. При этом в общем регулировании частоты он не участвует.

Все изложенные моменты по регулированию скорости справедливы для случая, когда в рассматриваемом узле отсутствует дефицит активной и реактивной мощности. При наличии дефицита переходные процессы имеют негативный характер, и автономный установившийся режим может не наступить.

Последним фактором, который следует отметить, является учет производительности механизмов собственных нужд. При возникновении дефицита активной мощности при выходе на раздельную работу будет наблюдаться снижение частоты. Это приведет к снижению производительности питательных насосов и, как следствие, к снижению максимальной мощности, которая может быть выработана турбогенераторами. При существенном снижении частоты это может привести к лавине частоты и погасанию механизмов собственных нужд.

На рис. 1 показан алгоритм определения статической устойчивости узла при автономной работе с учетом перечисленных факторов.

Таким образом, для исследования статической устойчивости в автономном режиме работы используется сочетание метода последовательного эквивалентирования для расчета установившегося режима работы и метода последовательного утяжеления. При расчете режима учитываются уставки регуляторов возбуждения и скорости в исходном режиме, статические характеристики автоматических регуляторов и статические характеристики нагрузки по напряжению и частоте. При снижении частоты корректируется мощность, выдаваемая генераторами. Если в результате расчета имеет место наличие сходимости, то в заданной точке сети производят утяжеление активной и ре-

активной мощности. Критическим считается режим, в котором отсутствует сходимость. После его определения строятся угловые характеристики каждого из генераторов, и в соответствии с фактическими нагрузками определяется коэффициент запаса статической устойчивости. Как известно, в нормальном режиме он должен быть не менее 20%, а в утяжеленном 10%.

Указанный алгоритм был использован при разработке программного комплекса «КАТРАН». Помимо анализа статической устойчивости генераторов с его помощью при необходимости может быть определен запас устойчивости синхронных и асинхронных двигателей. Как показали расчеты, в целом асинхронные двигатели при выходе на раздельную работу имеют более высокий коэффициент запаса.

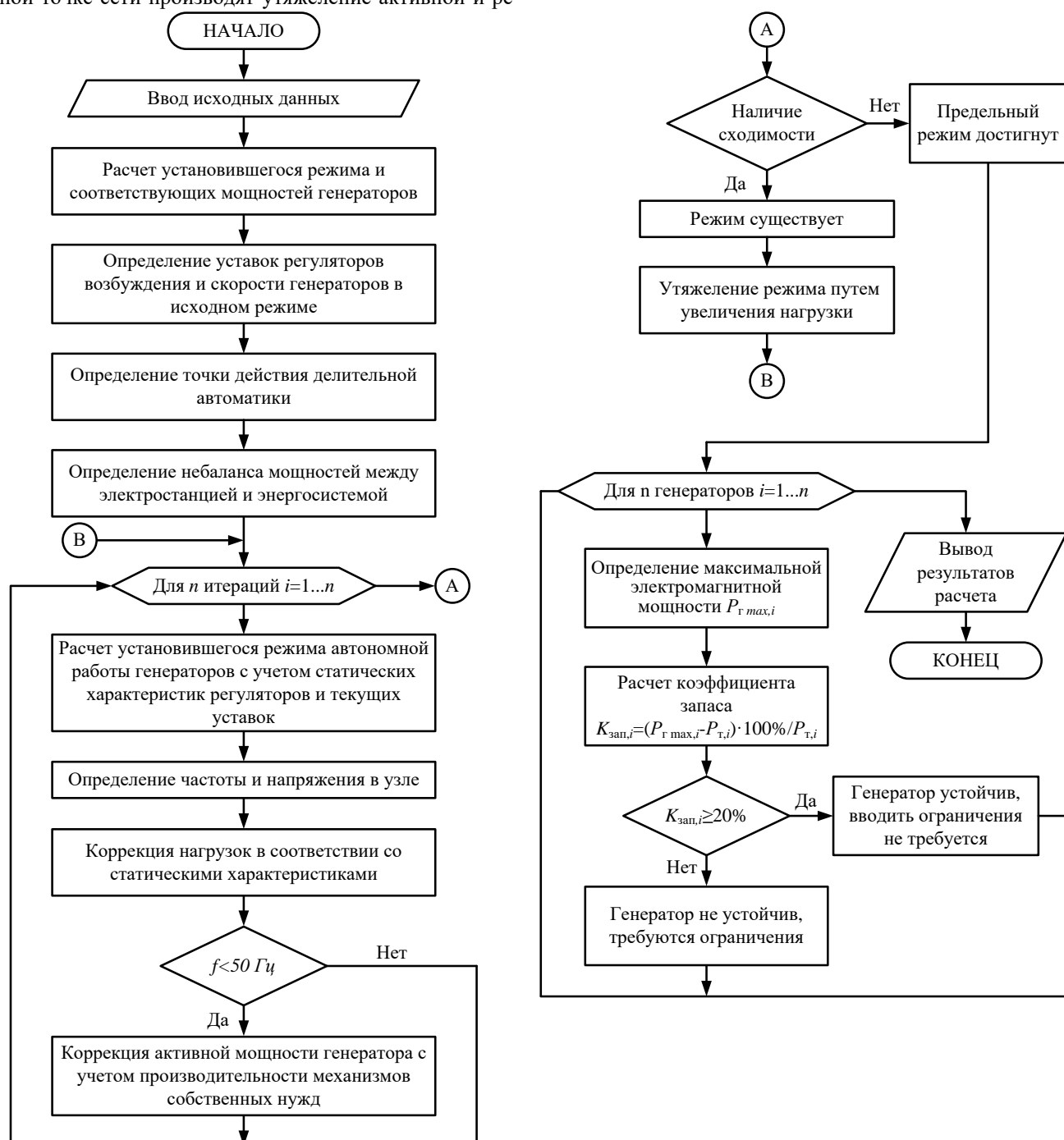


Рис. 1. Алгоритм анализа статической устойчивости



РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННОГО АЛГОРИТМА  
В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «КАТРАН»  
НА ПРИМЕРЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Расчет режимов осуществлялся с помощью программного комплекса «КАТРАН», разработанного на кафедре ЭПП МГТУ им. Г.И. Носова. Расчеты проводились на примере промышленной электростанции, показанной на рис. 2, в состав которой входят генераторы различной установленной мощности.

Выход на раздельную работу у электростанции такой конфигурации может осуществляться в зависимо-

сти от способа работы делительной автоматики по шинам 3, 6, 10 и 110 кВ. Успешность выхода зависит от текущего состава генерирующего оборудования, нагрузки и корректной работы регуляторов возбуждения и скорости. В качестве примера рассмотрим выход на раздельную работу генераторного распределительного устройства 10,5 кВ при работе всех генераторов. В этом случае на раздельную работу выходит 8 турбогенераторов единичной установленной мощностью до 30 МВт с нагрузкой, включающей собственные нужды электростанции и близлежащие цеха.

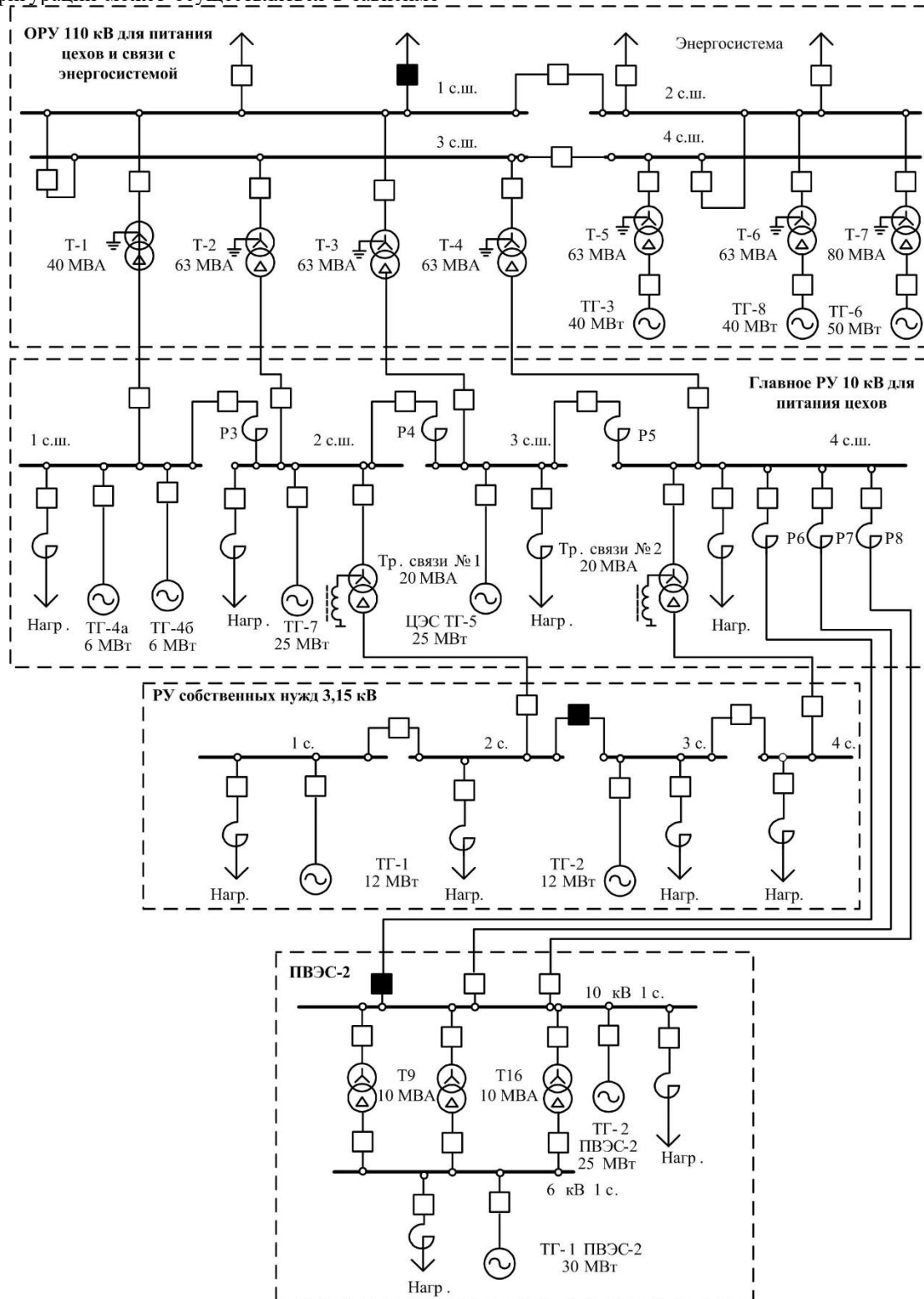


Рис. 2. Принципиальная однолинейная схема электрических соединений промышленной электростанции

Для этих расчетов предварительно были определены эквивалентные статические характеристики для всех нагрузок в узле в соответствии с цехами, к которым они относятся.

При параллельной работе с энергосистемой поточное распределение в сети при наибольших мощностях имело вид, приведенный в табл. 2.

После выхода на раздельную работу от энергосистемы получаем небаланс мощностей путем вычитания генерируемой мощности и мощности нагрузки:

$$\Delta P = 143,5 - 97,5 = 46 \text{ МВт}, \Delta Q = 35,1 - 82,1 = -47 \text{ Мвар}.$$

Очевидно, что в рассматриваемом узле на момент выхода имеется избыток активной мощности и дефицит реактивной. Для ликвидации небаланса в соответствии со своими статическими характеристиками должны отработать системы регулирования турбин и возбуждения.

Рассмотрим работу систем регулирования турбин при указанном небалансе мощностей. Статизм регуляторов скорости примем равным средним 5 %.

При этих условиях максимальная частота в узле составит

$$n = 50 \cdot 1,05 = 52,5 \text{ Гц}.$$

При данном избытке активной мощности после работы регуляторов скорости установится частота, Гц:

$$n = 52,5 - \frac{n_{\text{ном}} P_{\text{нагр}} 0,05}{P_{\text{генер}}} = 52,5 - \frac{50 \cdot 97,5 \cdot 0,05}{143,5} = 50,8,$$

где  $P_{\text{нагр}}$ ,  $P_{\text{генер}}$  – фактическая потребляемая и генерируемая активная мощность в узле, МВт.

Таблица 2

Потоки мощности, протекающие по соответствующим участкам сети

Номер присоединения	P, МВт	Q, Мвар
T1 110/10	2	-6
T2 110/10	8	-15
T3 110/10	16	-6
T4 110/10	20	-20
T1 10/3	3,5	-2
T2 10/3	2	-1,5
ТГ1	12,5	2,5
ТГ2	11	3
ТГ4а	5,5	2
ТГ4б	5,5	2
ТГ7	26	6
ТГ5	30	6
ТГ1 ПВЭС-2	30	7,6
ТГ2 ПВЭС-2	23	6
Нагрузка собственных нужд электростанции	18	9
Нагрузка ПВЭС-2 в узле	26	18,6
Мощность, выдаваемая на шины 110 кВ	46	-47
Мощность, получаемая от ПВЭС-2 по шинам 110 кВ	27	-5
Суммарная вырабатываемая мощность в узле	143,5	35,1
Суммарная потребляемая мощность в узле	97,5	82,1

Если учесть регулирующий эффект нагрузки, то получим, Гц:

$$n = 52,5 - \frac{n_{\text{ном}} \cdot \left( P_{\text{нагр}} + \frac{0,8}{50} \cdot \frac{P_{\text{нагр}}}{0,53} \right) \cdot 0,05}{P_{\text{генер}}} = 52,5 - \frac{50 \cdot 100,4 \cdot 0,05}{143,5} = 50,7.$$

Зная установившуюся частоту, можем определить, сколько в таком режиме выдает каждый из генераторов. На примере генератора Г1 получим

$$P = P - \Delta P = P_G - \frac{\Delta n}{n_{\text{ном}} \cdot 0,05} P_G = 12,5 - \frac{0,7}{50 \cdot 0,05} \cdot 12,5 = 12,5 \cdot 0,72 = 9 \text{ МВт},$$

где  $P_G$  – фактическая генерируемая активная мощность генератора в доаварийном режиме, МВт.

Расчеты по остальным турбогенераторам сведены в табл. 3.

Зная новые величины активной мощности, мы можем определить возможную выработку генераторами реактивной с целью ее ликвидации в узле. Необходимо отметить, что максимально допустимая реактивная мощность генераторов должна определяться по нагрузочной диаграмме при известной активной мощности. В табл. 3 приведена фактическая мощность, вырабатываемая генераторами в режиме раздельной работы, потенциальная реактивная мощность, которую могут выработать генераторы с учетом несовершенства системы охлаждения, а также запас статической устойчивости. В табл. 3 приведены следующие величины:  $k_{\text{зап}}$ ,  $k_{\text{зап1}}$  – коэффициенты запаса статической устойчивости генераторов при правильной работе регуляторов скорости и в случае несрабатывания регулятора на одной из машин, %;  $Q$ ,  $Q_1$  – реактивные мощности, полученные непосредственно по нагрузочной диаграмме и с поправкой на нагрев обмоток (10%), Мвар.

Очевидно, что при нагрузке 82,1 Мвар, если все генераторы работают, небаланс мощностей будет успешно ликвидирован. Однако оставшийся резерв реактивной мощности весьма небольшой и составляет 17 Мвар. При этом запас статической устойчивости машин небольшой, но достаточный для послеаварийного режима.

Таблица 3

Параметры режима раздельной работы

Номер ТГ	P, МВт	Q по нагрузочной диаграмме, Мвар	Q <sub>1</sub> , Мвар	P <sub>эл. магн. макс</sub>	k <sub>зап</sub> , %	k <sub>зап1</sub> , %
ТГ1	9	9	8,1	14,1	56	17,5
ТГ2	7,92	9	8,1	14,4	81	20
ТГ4а	3,96	4,5	4,05	7,2	80	20
ТГ4б	3,96	4,5	4,05	7,3	80	22
ТГ7	18,72	20,25	18,2	30	60	11
ТГ5	21,6	18,75	16,9	32	48	28
ТГ1 ПВЭС-2	21,6	22,5	20,25	36	67	20
ТГ2 ПВЭС-2	16,56	18,75	16,9	30	81	20
Суммарная мощность	103,3	107,25	96,55			

При проведении расчетов учитывались все ранее указанные факторы. Как показал анализ полученных данных, с целью повышения эффективности делительной автоматики необходимо планировать нормальные режимы. В частности, производить согласование между электростанциями при выводе генераторов в плановые ремонты. При аварийных простоях крупных генераторов по возможности избегать плановых ремонтов других машин с целью недопущения дефицитных режимов.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены вопросы анализа статической устойчивости синхронных генераторов мощностью до 60 МВт в условиях промышленного электроснабжения.

Для характерных цехов промышленного предприятия получен регулирующий эффект, по которому определены комплексные статические характеристики нагрузки промышленной подстанции.

Разработана математическая модель синхронного генератора, учитывающая особенности действия регуляторов возбуждения, скорости и влияние производительности механизмов собственных нужд на параметры режима при раздельной работе. Данная модель может быть положена в основу усовершенствованного алгоритма анализа статической устойчивости промышленных синхронных генераторов. Разработанный алгоритм был учтен при написании программного комплекса «КАТРАН». Расчеты режимов с помощью указанного комплекса велись применительно к промышленной электростанции сложной конфигурации с турбогенераторами различной мощности.

Расчеты показали, что для обеспечения устойчивой работы генераторов при отделении от энергосистемы необходимо учитывать такие факторы, как особенности систем регулирования возбуждения и скорости, небаланс мощностей при отделении от энергосистемы, регулирующий эффект нагрузки.

Разработанный программный комплекс может быть использован для анализа возможных аварийных и послеаварийных режимов в качестве советчика диспетчера для оперативно-диспетчерского персонала промышленных электростанций.

С целью повышения устойчивости синхронных генераторов при выходе на раздельную работу рекомендуется более тщательно планировать ремонтные режимы. В частности, необходимо избегать одновременно отключения двух и более крупных генераторов во избежание возникновения дефицита активной и реактивной мощностей.

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем: монография. Кн. 1. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. 369 с.
- Жданов П.С. Вопросы устойчивости энергетических систем. М.: Энергия, 1979. 456 с.
- Ачитаев А.А., Удалов С.Н., Юманов М.С. Повышение запаса регулировочной способности генераторов в энергетических системах с распределенной генерацией // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: сб. науч. тр. VII Международной научной конференции молодых ученых. Новосибирск: НГТУ, 2015. С. 8-10.
- Кимбарк Э. Синхронные машины и устойчивость электрических систем. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1960. 392 с.
- Некоторые вопросы анализа статической устойчивости электроэнергетических систем / Е.К. Лоханин, Е.Л. Росовский, Ю.Н. Гараев, Ю.В. Морозкин, В.А. Глаголев // Электричество. 2013. № 9. С. 2-6.
- Perzhabinsky S.M., Karamov D.N., Achitayev A.A. A Model of Reliability Optimization of a Stand-Alone Electric Power System with Constraints on Dynamic Stability of the Wind Turbine // Journal of Siberian Federal University. Engineering and Technologies. 2021. Vol. 14. No 1. Pp. 55-71. doi: 10.17516/1999-494X-0288
- Power System Stability Enhancement Using FACTS Controllers in Multimachine Power Systems / Yosra Welhazi, Tawfik Guesmi, Imen Ben Jaoued, Hsan Hadj Abdallah. // J. Electrical Systems. 2014. No. 10-3. Pp. 276-291.
- Shi X., Mu Sh. Research on Measures to Improve Stability of the Power System // Applied Mechanics and Materials. 2015. Vol. 742. Pp. 648-652. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMM.742.648
- Hazarika D. New method for monitoring voltage stability condition of a bus of an interconnected power system using measurements of the bus variables // IET Generation, Transmission & Distribution. 2012. Vol. 6 Iss. 10. Pp. 977-985.
- Satheesh A., Manigandan T. Maintaining Power System Stability with Facts Controller using Bees Algorithm and NN // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. 2013. Vol. 49. Iss. 1. Pp. 38-47.
- Определение статических характеристик нагрузки по напряжению по данным пассивного эксперимента с учетом реакции сети / А.В. Панкратов, А.К. Жуikov, А.А. Шувалова, В.И. Полищук // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 2 (51). С. 4-11. doi.org/10.18503/2311-8318-2021-2(51)-4-11
- Повышение качества электроснабжения современного ГОКа / Г.П. Корнилов, И.Р. Абдулвелеев, Ю.Н. Кондрашова, К.Э. Одинцов // Горный журнал. 2020. № 12. С. 82-86. doi: 10.17580/gzh.2020.12.19
- Ротанова Ю.Н. Повышение устойчивости системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями при коротких замыканиях: дис. ... канд. техн. наук / Ротанова Юлия Николаевна. Магнитогорск, 2008.
- Анализ интенсивности отказов частотно-регулируемых электроприводов районных тепловых станций при нарушениях электроснабжения / В.Р. Храмшин, К.Э. Одинцов, А.Р. Губайдуллин, О.И. Карандаева, Ю.Н. Кондрашова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2014. Т. 14. № 2. С. 68-79.
- Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988. 416 с.
- Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость: пер. с англ. / под ред. Я.Н. Лутинского. М.: Энергия, 1980. 568 с.
- Kothari D.P., Nagrath I.J. Power System Engineering. Second Edition. New Delhi: Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited, 2008.
- Кавалеров Б.В., Зиятдинов И.Р. Построение статических моделей синхронного генератора по экспериментальным данным // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2020. № 34. С. 186-197. doi: 10.15593/2224-9397/2020.2.11
- Варганова А.В. Алгоритм внутростанционной оптимизации режимов работы котлоагрегатов и турбогенераторов промышленных электростанций // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 17-22.
- Kornilov G.P., Panova E.A., Varganova A.V. The Algorithm of Economically Advantageous Overhead Wires Cross Section Selection Using Corrected Transmission Lines Mathematical Models // Procedia Engineering. 2015. Vol. 129.

- Pp. 951-955. doi:10.1016/j.proeng.2015.12.142
21. Mathematical Modeling of Synchronous Generators in Out-of-balance Conditions in the Task of Electric Power Supply Systems Optimization / A.V. Varganova, E.A. Panova, N.A. Kurilova, A.T. Nasibullin // International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS). 2015. doi:10.1109/MEACS.2015.7414907
  22. Анализ допустимости режима потери возбуждения синхронного генератора в условиях промышленной системы электроснабжения сложной конфигурации / О.В. Газизова, А.П. Соколов, Н.Т. Патшин, Ю.Н. Кондрашова // Электротехнические системы и комплексы. 2019. № 2(43). С. 12-18. doi: 10.18503/2311-8318-2019-2(43)-12-18
  23. Sokolov A.P., Gazizova O.V., Kondrashova Y.N. Study of the Transients with the Loss of Field of the Synchronous Generator in the Industrial Electric Power Station // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. International Scientific-Practical Conference on Quality Management and Reliability of Technical Systems. 2019. 012033. doi:10.1088/1757-899X/666/1/012033
  24. Свидетельство о гос. регистрации прогн. для ЭВМ № RU 2019610251. Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 10.0 / Игуменцев В.А., Малафеев А.В., Панова Е.А., Варганова А.В., Газизова О.В., Кондрашова Ю.Н., Зиновьев В.В., Юлдашева А.И., Крубцова А.А., Анисимова Н.А., Насибуллин А.Т., Трмасов М.А., Щербакова В.С., Богущ В.К.; заявитель ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»; заявл. 29.10.2018, опубл. 09.01.2019.
  25. Малафеев А.В., Газизова О.В. Оценка статической устойчивости генераторов заводских электростанций при параллельной и раздельной с энергосистемой работе // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2010. №9-10. С. 81-91.
  26. Gazizova O.V., Malafeyev A.V., Kondrashova Y.N. Mathematical simulation of the operating emergency conditions for the purpose of energy efficiency increase of thermal power plants management // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering Ser. "International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS)". 2016. 012056. doi: 10.1088/1757-899X/124/1/012056
  27. Оценка регулирующего эффекта выпрямительной нагрузки для определения параметров установившихся режимов систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.А. Николаев, О.В. Буланова, А.В. Малафеев, Ю.Н. Кондрашова, В.М. Тарасов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2011. № 4. С. 115-118.
  28. Газизова О.В., Кондрашова Ю.Н., Малафеев А.В. Повышение эффективности управления режимами электростанций промышленного энергоузла за счет прогнозирования статической и динамической устойчивости при изменении конфигурации сети // Электротехнические системы и комплексы. 2016. № 3(32). С. 27-38. doi: 10.18503/2311-8318-2016-3(32)-27-38
  29. Gazizova O.V., Sokolov A.P. Research of the Effectiveness of Existing Laws of Automatic Regulation of Excitation of Synchronous Generators of Industrial Power Plants Under Various Conditions of Connection to the Electric Power System // Proceedings of Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research and Practice (PEAMI). 2020. Pp. 50-55. doi: 10.1109/PEAMI49900.2020.9234362
  30. Sokolov A.P., Gazizova O.V. Improving the Accuracy Mathematical Modeling of Transients Emergency Mode Industrial Facilities Distributed Generation // International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation (RPA). 2018. 8537190. doi: 10.1109/RPA.2018.8537190
  31. Kondrashova Y.N., Gazizova O.V., Malapheev A.V. Increasing the efficiency of power resource management as a solution of issues of the power supply system stability // Proceedings Engineering. 2015. Vol. 128. Pp. 759-763. doi:10.1016/j.proeng.2015.12.100
  32. Газизова О.В., Малафеев А.В., Кондрашова Ю.Н. Определение предельных параметров режимов для обеспечения успешной ресинхронизации объектов распределенной генерации в условиях предприятия черной металлургии // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2016. Т. 16. № 4. С. 12-22. doi: 10.14529/power160402

Поступила в редакцию 17 июня 2021 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

### STATIC SUSTAINABILITY ANALYSIS OF GENERATORS AT INDUSTRIAL POWER PLANTS OPERATING SEPARATELY FROM THE ENERGY SYSTEM

Olga V. Gazizova

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Department of Electric Power Supply of Industrial Enterprises, Power Engineering and Automated Systems Institute, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia. E-mail: logan\_b\_7@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9416-672X>

One of the main features in the modern energy development is the use of distributed generation industrial enterprises. In the structure of factory power supply, large generating nodes arise significantly complicating the operational mode management. One of the most complex modes is the output of such a node with a load on a separate operation from a power system. Subject to the long existence of such a mode and evaluation of its permissibility, it is necessary to evaluate the static stability of synchronous generators. To analyze the static stability of industrial generators, an improved algorithm has been developed that takes into account the peculiarities of industrial load and automatic regulators of factory power plants. The values of the regulating effect of characteristic electrical receivers at metallurgical production are obtained. Sustainability analysis was carried out using the KATRAN software package on the example

of a factory power plant having a complex configuration. The possibility of separate work from the power system is determined depending on the equipment composition and the reserve coefficient of static sustainability in various operational modes. The effectiveness of the operation of automatic control systems for synchronous generators is estimated. Recommendations were obtained to improve the division automation reliability in the framework of an industrial power plant. Events have been developed to improve the management efficiency of the power plant mode during separation from the power system.

**Keywords:** factory synchronous generator, static stability, software package, automatic excitation regulator, automatic speed controller, parallel operation, separate work, separating automation.

REFERENCES

- Meleshkin G.A., Merkuriev G.V. *Ustojchivost energosistem. Kniga 1* [Stability of power systems. Book 1] St. Petersburg, Center for training of energy personnel Publ., 2006, 369 p.
- Zhdanov P.S. *Voprosy ustojchivosti energeticheskikh sistem* [Issues of power systems stability]. Moscow, Energy Publ., 1979, 456 p. (In Russian)
- Achitayev A.A., Udalov S.N., Yumanov M. S. Increase of an inventory of generator adjusting ability in power systems with distributed generation. *Elektrotehnika. Elektrotehnologiya. Energetika: sbornik nauchnykh trudov VII Mezhdunarodnoy nauchnoy konferencii molodykh uchenykh* [Collection of scientific papers of the VII International scientific conference of young scientists "Electrical engineering. Electrotechnology. Power engineering"]. Novosibirsk, NSTU Publ., 2015. pp. 8-10. (In Russian)
- Kimbar E. *Sinhronnye mashiny i ustojchivost elektricheskikh sistem* [Synchronous machines and stability of electrical systems]. Moscow – Leningrad, Gosenergoizdat Publ., 1960, 392 p. (In Russian)
- Lohain E.K., Rosovsky E.L., Garayev Yu.N., Moroshkin-Yu.V., Glagolev V.A. Some issues of analyzing the static stability of electric power systems. *Elektrichestvo* [Electricity], 2013, no. 9, pp. 2-6. (In Russian)
- Perzhabinsky S.M., Karamov D.N., Achitayev A.A. A Model of Reliability Optimization of a Stand-Alone Electric Power System with Constraints on Dynamic Stability of the Wind Turbine. *Journal of Siberian Federal University. Engineering and Technologies*, 2021, vol. 14, no 1, pp. 55-71. doi: 10.17516/1999-494X-0288
- Yosra Welhazi, Tawfik Guesmi, Imen Ben Jaoued, Hsan Hadj Abdallah Power System Stability Enhancement Using FACTS Controllers in Multimachine Power Systems. *J. Electrical Systems*, 2014, no. 10-3, pp. 276-291.
- Shi X., Mu Sh. Research on Measures to Improve Stability of the Power System. *Applied Mechanics and Materials*. 2015, vol. 742, pp. 648-652. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMM.742.648
- Hazarika D. New method for monitoring voltage stability condition of a bus of an interconnected power system using measurements of the bus variables. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2012, vol. 6. Iss. 10, pp. 977-985.
- Satheesh A. Manigandan T. Maintaining Power System Stability with Facts Controller using Bees Algorithm and NN. *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, 2013, vol. 49. Iss. 1, pp. 38-47.
- Pankratov A.V., Zhuykov A.K., Shuvova A.A., Polishchuk V.I. Determining the static characteristics of the load on the voltage according to the passive experiment, taking into account the reaction of Networks. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 2(51), pp. 4-11. (In Russian) doi.org/10.18503/2311-8318-2021-2(51)-4-11
- Kornilov G.P., Abdulvelev I.R., Kondrashova Yu.N., Odintsov K.E. Improving the quality of the power supply of modern GOK. *Gornyi Zhurnal* [Mining Journal], 2020, no. 12, pp. 82-86. doi.org/10.17580/gzh.2020.12.19 (In Russian)
- Rotanova Yu.N. *Povyshenie ustojchivosti sistemy elektrosnabzheniya promyshlennogo predpriyatiya s sobstvennymi elektrostantsiyami pri korotkikh замыkaniyah*. Kand. Diss. [Increasing the sustainability of the power supply system of an industrial enterprise with its own power plants with short circuits. Ph.D. Diss.]. Magnitogorsk, 2008. (In Russian)
- Khramshin V.R., Odintsov K.E., Gubajdullin A.R., Karandaeva O.I., Kondrashova Yu.N. Fault Rate Analysis of Variable-Frequency Electric Drives in District Heating Stations under Power Supply Violations. *Vestnik YUzhno-Uralskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Energetika* [Bulletin of the South Ural State University. Series "Power Engineering"], 2014, vol. 14, no. 2, pp. 68-79. (In Russian)
- Sovalov S.A., Semenov V.A. *Protivoavariynoe upravlenie v energosistemah* [Antiemergency control in power supply systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 2005, 416 p. (In Russian)
- Anderson P., Fuad A. *Upravlenie energosistemami i ustojchivost* [Energy Systems Control and Stability]. Moscow, Energy Publ., 1980, 568 p. (In Russian)
- Kothari D.P., Nagrath I.J. *Power System Engineering*. Second Edition. New Delhi: Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited, 2008.
- Kavalerov B.V., Ziydinov I.R. Construction of static models of a synchronous generator according to experimental data. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Elektrotehnika, informatsionnye tekhnologii, sistemy upravleniya* [Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Electrical engineering, information technology, control systems], 2020, no. 34, pp. 186-197. (In Russian). doi: 10.15593/2224-9397/2020.2.11
- Varganova A.V. Algorithm of intraoffice optimization of operation modes of boilers and turbogenerators of industrial power plants. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering], 2018, no. 1, pp. 17-22. (In Russian)
- Kornilov G.P., Panova E.A., Varganova A.V. The Algorithm of Economically Advantageous Overhead Wires Cross Section Selection Using Corrected Transmission Lines Mathematical Models. *Procedia Engineering*, 2015, vol. 129, pp. 951-955. doi:10.1016/j.proeng.2015.12.142
- Varganova A.V., Panova E.A., Kurilova N.A., Nasibullin A.T. Mathematical Modeling of Synchronous Generators in Out-of-balance Conditions in the Task of Electric Power Supply Systems Optimization. *International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS)*, 2015. doi:10.1109/MEACS.2015.7414907
- Gazizova O.V., Sokolov A.P., Patshin N.T., Kondrashova Yu.N. Analysis of the permissibility of the excitation mode of a synchronous generator in the conditions of an industrial system of power supply complex configuration. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2019, no. 2 (43), pp. 12-18. (In Russian). doi: org/10.18503/2311-8318-2019-2(43)-12-18
- Sokolov A.P., Gazizova O.V., Kondrashova Y.N. Study of the Transients with the Loss of Field of the Synchronous Generator in the Industrial Electric Power Station. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. International Scientific-Practical Conference on Quality Management and Reliability of Technical Systems 2019, 2019, p. 012033. doi:10.1088/1757-899X/666/1/012033
- Iguumeshev V.A., Malafeev A.V., Panova E.A., Varganova A.V., Gazizova O.V., Kondrashova Yu.N., Zinoviev V.V., Yuldasheva A.I., Krutsova A.A., Anisimova N.A., Nasibullin A.T., Tremasov M.A., Shcherbakova V.S., Bogush V.K. *Kompleks avtomatizirovannogo rezhimnogo analiza KATRAN 10.0* [Complex of the automated regime analysis KATRAN 10.0]. Computer program RF, no. RU 2019610251, 2019.
- Malafeev A.V., Gazizova O.V. Evaluation of the static sustainability of generators of factory power plants with parallel and separate with the energy system. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Problemy Energetiki* [Power engineering: research, equipment, technology], 2010, no. 9-10, pp. 81-91. (In Russian)
- Gazizova O.V., Malafeyev A.V., Kondrashova Y.N. Mathematical simulation of the operating emergency conditions for the purpose of energy efficiency increase of thermal power plants management. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. "International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems 2015, MEACS 2015", 2016,

- pp. 012056. doi:10.1088/1757-899X/124/1/012056
27. Nikolaev N.A., Bulanov O.V., Malafeev A.V., Kondrashova Yu.N., Tarasov V.M. Evaluation of the regulating effect of rectifying load to determine the parameters of the steady modes of power supply systems of industrial enterprises. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2011, no. 4, pp. 115-118. (In Russian)
  28. Gazizova O.V., Kondrashova YU.N., Malafeyev A.V. Increase of Effective Management of Modes of Electric Power Plants Due to Forecasting of Static and Dynamic Stability at Change of Network Configuration. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2016, no. 3(32), pp. 27-38. (In Russian) doi: 10.18503/2311-8318-2016-3(32)-27-38
  29. Gazizova O.V., Sokolov A.P. Research of the Effectiveness of Existing Laws of Automatic Regulation of Excitation of Synchronous Generators of Industrial Power Plants Under Various Conditions of Connection to the Electric Power System. Proceedings - 2020 Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research and Practice, PEAMI 2020. IEEE, 2020, pp. 50-55. doi: 10.1109/PEAMI49900.2020.9234362
  30. Sokolov A.P., Gazizova O.V. Improving the Accuracy Mathematical Modeling of Transients Emergency Mode Industrial Facilities Distributed Generation. In the collection: 2018 International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation, RPA 2018. IEEE, 2018. P. 8537190. doi: 10.1109/RPA.2018.8537190
  31. Kondrashova Y.N., Gazizova O.V., Malafeev A.V. Increasing the efficiency of power resource management as a solution of issues of the power supply system stability. *Proceedia Engineering* 2015, vol. 128, pp. 759-763. doi: 10.1016/j.proeng.2015.12.100
  32. Gazizova O.V., Malafeev A.V., Kondrashova Yu.N. Determination of limit mode parameters to ensure successful re-synchronization of distributed generation units at iron and steel works. *Vestnik YUzhno-Uralskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Energetika* [Bulletin of the South Ural State University. Series "Power Engineering"], 2016, vol. 16, no. 4, pp. 12-22. (In Russian) doi: 10.14529/power160402

Газизова О.В. Особенности анализа статической устойчивости генераторов промышленных электростанций при выходе на раздельную с энергосистемой работу // *Электротехнические системы и комплексы*. 2021. № 3(52). С. 29-37. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-29-37](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-29-37)

Gazizova O.V. Static Sustainability Analysis of Generators at Industrial Power Plants Operating Separately from the Energy System. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 29-37. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-29-37](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-29-37)

## ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ С ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ

В работе предлагается метод оценки активного сопротивления и индуктивности синхронного двигателя с постоянными магнитами (СДПМ) средствами электропривода, позволяющий уменьшить влияние нелинейностей магнитной цепи и нелинейности типа «мертвое» время. Предлагаемый метод основан на функции чувствительности передаточных функций к изменению параметров, частотном анализе и оптимизационном алгоритме, что позволяет анализировать и выбирать такие частоты и сигналы, при которых влияние тех или иных нелинейностей оказывается наименьшим. Предлагаемый алгоритм показал хорошие результаты моделирования на уточненных моделях с учетом влияния «мертвого» времени и нелинейности магнитной цепи. Экспериментальные данные подтвердили эффективность предлагаемого метода. В ходе эксперимента также было отмечено влияние нелинейности, связанное с эффектом вытеснения магнитного поля. При эксперименте в качестве эталонных значений параметров были использованы параметры, измеренные специализированными приборами ( $LC$ -метром и миллиомметром). Расхождения между оцененными и измеренными параметрами не превысили 5 %, что показывает хорошую точность оценки. Данный метод может быть использован в целях настройки системы управления, а также при построении системы тестовой диагностики технического состояния СДПМ

**Ключевые слова:** идентификация параметров, СДПМ, синхронный двигатель с постоянными магнитами, частотный метод, частотный анализ, функция чувствительности, оптимизационный метод, нелинейности, насыщение магнитной цепи, «мертвое» время.

### ВВЕДЕНИЕ

Развитие электроники и микропроцессорных систем способствует широкому распространению синхронных двигателей с постоянными магнитами (СДПМ) ввиду их более высоких энергетических показателей. В связи с этим растут требования к качеству проектирования систем управления и уровню надежности электропривода, особенно в ответственных механизмах, относящихся к энергопотребителям первой и особой группы.

Одним из способов повышения качества регулирования в современных векторных системах управления и повышения надежности электропривода является создание системы идентификации параметров. Достаточно точное знание параметров СДПМ позволяет выполнить более качественную настройку контуров управления [1], что далеко не всегда можно сделать на основе паспортных данных. Задача идентификации параметров СДПМ к тому же тесно связана с задачей диагностирования его технического состояния [2], позволяющей определить наличие или отсутствие дефекта в двигателе. Отсюда понятна актуальность предварительной идентификации параметров СДПМ на стадиях еще разработок и проектирования высококачественного электропривода и, особенно, при непосредственной их настройке в пусковых режимах привода.

Требования, предъявляемые к системе идентификации, становятся особенно высокими при настройке и диагностике СДПМ средней и большой мощностей, где наибольшее влияние на оценку параметров, в частности на оценку активного сопротивления и индуктивности обмоток статора, оказывают «мертвое» время и

насыщение магнитной цепи двигателя.

В большинстве работ идентификация параметров СДПМ выполняется с использованием линеаризованной модели двигателя, не учитывающей эффектов насыщения [3–14]. Данные подходы зачастую основываются на адаптивных или оптимизационных методах [3–9, 14], которые относительно сложны в реализации, требовательны к вычислительным ресурсам и не всегда способны работать без предварительно известных параметров двигателя, например активного сопротивления или индуктивности обмоток его статора [3–5]. В то же время подходы, основанные на частотном анализе [12, 13] или на анализе переходных процессов переменных, на выходе отдельных элементов структурных схем электропривода [10, 11, 15] представляют особый интерес из-за их относительной простоты реализации, меньших требований к вычислительным ресурсам, а также возможности учета нелинейностей магнитной цепи.

Учет влияния «мертвого» времени при идентификации параметров рассматривается в работах [10, 14, 15]. Так, в [14] этот учет осуществляется добавлением или вычитанием задержки времени в зависимости от направления протекания тока. Подобный путь может давать высокую погрешность при малых значениях токов, поскольку не учитывает величину «мертвого» времени относительно скажности задания на выходное напряжение инвертора, зависящую от алгоритма ШИМ [16]. Данная проблема частично решена в [10, 15], где величина «мертвого» времени определяется экспериментально путем плавного увеличения задания на выходное напряжение инвертора и регистрации величины скажности в момент достижения тока установленного значения. Однако и здесь

имеется погрешность, связанная с задержкой измерения между появлением выходного напряжения инвертора и моментом достижения тока установленного значения.

Учет нелинейностей магнитной цепи выполнялся в работе [15]. Однако при использовании методов, основанных на анализе переходных процессов переменных отдельных элементов системы управления приводом, часто требуется дополнительная фильтрация анализируемого сигнала. К тому же методы анализа переходных процессов во временной области могут быть недостаточно чувствительны для более точной оценки требуемых параметров.

Ниже предлагается метод идентификации параметров электрической части СДПМ с учетом влияния нелинейностей типа «мертвого» времени и нелинейности магнитной цепи, базирующийся на методах частотного анализа и оптимизационного последовательного приближения, обеспечивающих достаточно высокую точность для построения высококачественной векторной системы управления и создания системы тестовой диагностики.

### ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СДПМ

Предлагаемый метод основан на функции чувствительности передаточных функций к изменению параметров [17], частотном анализе [12] и оптимизационном алгоритме, что позволяет анализировать и выбирать такие частоты и сигналы, при которых влияние тех или иных нелинейностей оказывается наименьшим. Для его пояснения достаточно рассмотреть чувствительность частотных характеристик системы управления приводом к изменению анализируемых параметров, а также переходный процесс тока при подаче ступенчатого сигнала задания на выходное напряжение инвертора, после чего на их основе поэтапно выполнить саму процедуру идентификации. Ниже в качестве примера рассматривается идентификация активного сопротивления обмоток статора СДПМ и их индуктивности по осям  $d, q$ .

### Функции чувствительности к изменению параметров СДПМ

Нелинейности типа «мертвого» времени или насыщения магнитной цепи могут вносить серьезные погрешности в оценку параметров. Особенно, если речь идет о мощных электродвигателях, где активное сопротивление исчисляется единицами мОм и погрешность в его оценке может быть недопустимо высокой. Поэтому при использовании метода частотного анализа при идентификации параметров двигателей особенно важно оценить области частотных характеристик, где влияние тех или иных параметров проявляется наиболее сильно, т.е. воспользоваться функциями их чувствительности [17].

В общем виде относительная чувствительность передаточной функции  $W_{i,j}(s)$  системы управления между входной  $i$  и выходной  $j$  ее координатами к изменению любого параметра  $b_k$ , определяющего состояние  $k$ -го элемента системы, определяется как [17]

$$S_{b_k}^{W_{i,j}(s)}(s) = \frac{\partial W_{i,j}(s)}{\partial b_k} \cdot \frac{b_k}{W_{i,j}(s)}. \quad (1)$$

Применяя данное определение к передаточной функции обмотки статора СДПМ по оси  $d$  (рис. 1), получим:

$$\begin{aligned} S_{R_c}^{W_{U,I}(s)}(s) &= \frac{\partial W_{U,I}(s)}{\partial R_c} \cdot \frac{R_c}{W_{U,I}(s)} = -\frac{R_c}{L_d s + R_c}; \\ S_{L_d}^{W_{U,I}(s)}(s) &= \frac{\partial W_{U,I}(s)}{\partial L_d} \cdot \frac{L_d}{W_{U,I}(s)} = -\frac{L_d s}{L_d s + R_c}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $s$  – оператор Лапласа;  $R_c, L_d$  – активное сопротивление и индуктивность статора по оси  $d$ .

В частотной же области функции чувствительности могут быть представлены их логарифмическими амплитудно-частотными характеристиками (ЛАЧХ) подобно рис. 2 [14].

Из представленных функций чувствительностей видно, что активное сопротивление оказывает наибольшее влияние на ЛАЧХ в области низких частот (до частоты среза  $\omega_{cp}$ ), а индуктивность, напротив, в области высоких частот (после  $\omega_{cp}$ ).

Интересно в частотной области и влияние «мертвого» времени на величину вектора выходного напряжения инвертора. Так, на рис. 3 представлена частотная характеристика, демонстрирующая влияние «мертвого» времени на величину вектора выходного напряжения инвертора [14].

Из представленных характеристик видно, что «мертвое» время оказывает наибольшее влияние в области низких частот ЛАЧХ. В области же высоких частот, даже при относительно малых величинах задания на выходное напряжение инвертора, «мертвое» время оказывает значительно меньшее влияние, приближаясь при дальнейшем увеличении частот к идеализированной характеристике. Фазочастотная характеристика ФЧХ функции чувствительности при этом имеет обратную зависимость.

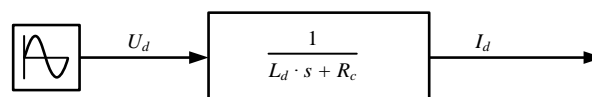


Рис. 1. Структурная схема канала формирования тока СДПМ по оси  $d$ ;  $L_d, R_c$  – индуктивность обмоток статора по оси  $d$  и ее активное сопротивление;  $U_d, I_d$  – напряжение и ток по оси  $d$

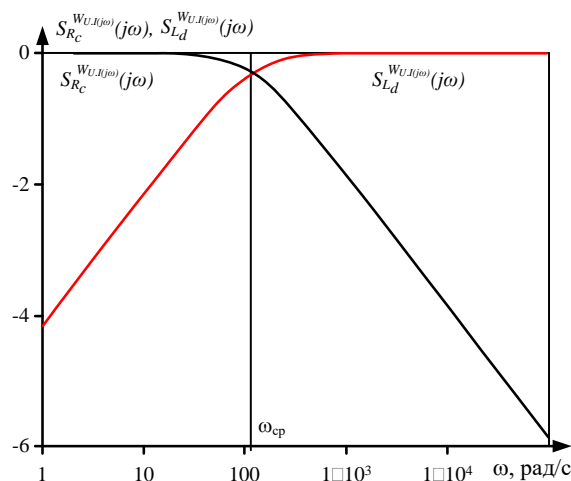


Рис. 2. Функция чувствительности к изменению активного сопротивления и индуктивности в частотной области



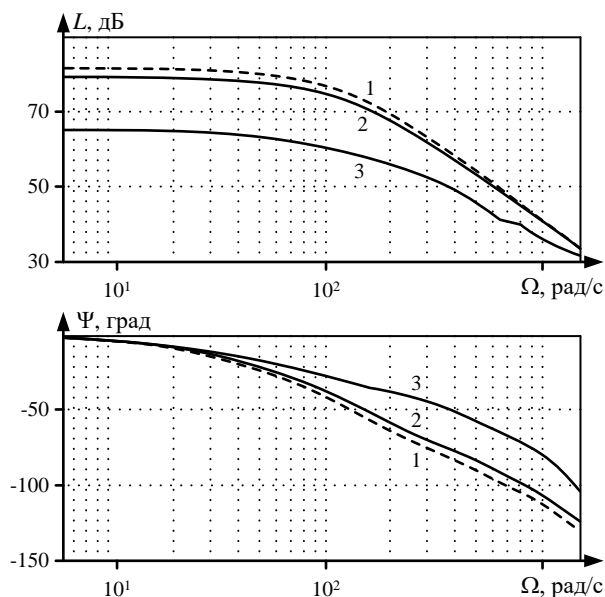


Рис. 3. Влияние «мертвого» времени на частотные характеристики: 1 – при отсутствии «мертвого» времени; 2 – при наличии «мертвого» времени и амплитуде задающего сигнала 0,5; 3 – при наличии «мертвого» времени и амплитуде задающего сигнала 0,1

Учитывая подобные зависимости чувствительностей параметров можно отметить, что при использовании метода частотного анализа наиболее точную оценку индуктивности можно получить в области высоких частот, где практически отсутствует влияние как «мертвого» времени, так и активного сопротивления. Основной проблемой при этом будет необходимость учета влияния насыщения магнитной цепи.

Оценку активного сопротивления без влияния индуктивности целесообразно выполнять в области низких частот, а точнее при нулевой частоте. Однако при этом «мертвое» время может внести наибольшую погрешность, что может быть критичным в случае относительно небольших величин активного сопротивления обмоток.

На основании изложенного можно рассмотреть основные этапы и методы идентификации параметров СДПМ.

#### Первый этап. Оценка постоянной времени обмотки СДПМ.

Обмотка статора фазы А представляет собой  $RL$ -цепь, определяемую соотношением

$$U_a = I_a R_a + L_a \frac{\partial I_a}{\partial t}, \quad (3)$$

где  $U_a$ ,  $I_a$  – напряжение и ток фазы А;  $R_a$ ,  $L_a$  – активное сопротивление и индуктивность фазы А.

Время переходного процесса в этом случае определяется электромагнитной постоянной времени  $T_a = L_a / R_a$ . Величина же установившегося значения тока при подаче ступенчатого сигнала напряжения будет зависеть исключительно от соотношения напряжения и активного сопротивления, постоянная времени при этом никакой роли играть не будет. Следовательно, погрешности, вносимые «мертвым» временем в величину выходного напряжения, на значение постоянной

времени никакого влияния оказывать не будут.

Следует отметить, что постоянная времени в нелинейной магнитной системе в среднем, т.е. при рассмотрении всего переходного процесса в целом, будет определяться статической индуктивностью, а не дифференциальной.

Оптимизационные алгоритмы в относительно простой модели способны с высокой точностью аппроксимировать кривую переходного процесса, тем самым с высокой точностью определяя значение постоянной времени фазы СДПМ. При этом отдельные параметры, т.е. активное сопротивление и индуктивность, могут совершенно не соответствовать своим действительным значениям.

На рис. 4 представлены результаты математического моделирования переходных процессов токов при скачке задания на напряжение по оси  $d$  «реального» двигателя и его математической модели (см. рис. 1) с введением в идентифицируемую модель эффекта «мертвого» времени. Результаты моделирования приведены в табл. 1.

По результатам моделирования видно, что постоянная времени была определена точно, хотя составные параметры идентифицировались с неприемлемо высокой погрешностью. Из этого можно заключить, что применение оптимизационных алгоритмов без точного учета влияния нелинейностей способно внести серьезные искажения в оценку взаимозависимых параметров.

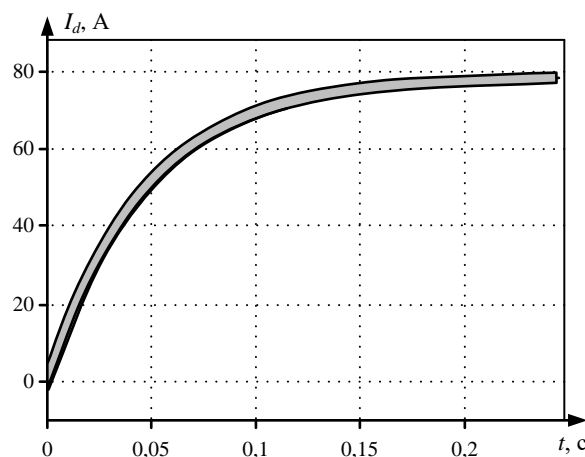


Рис. 4. Результаты математического моделирования токов «реального» СДПМ (светло серый) и его модели (черный)

Таблица 1

Результаты идентификации параметров активного сопротивления, индуктивности и постоянной времени по оси  $d$

Параметр	Значение
Частота ШИМ, кГц	10
Напряжение в ЗПТ, В	500
Величина «мертвого» времени, мкс	2
Задание на напряжение, В	10,1
Оцененная индуктивность, мкГн	857,01
Фактическая индуктивность, мкГн	39,5
Оцененное активное сопротивление, мОм	18,44
Фактическое активное сопротивление, мОм	0,85
Фактическая постоянная времени, с	0,04647
Оцененная постоянная времени	0,04653

Для идентификации индуктивности как составной части постоянной времени в качестве оптимизационного алгоритма целесообразно использовать алгоритм последовательного приближения с малой вычислительной мощностью и временными затратами. Активное сопротивление же вычисляется непосредственно как

$$R_c = \frac{U_d}{I_d}. \quad (4)$$

Таким образом, по известной индуктивности и активному сопротивлению рассчитывается электромагнитная постоянная времени.

### Второй этап. Оценка индуктивности СДПМ.

Имея точное значение электромагнитной постоянной времени, представляется возможным выбрать частоту для идентификации индуктивности, опираясь на предыдущие результаты (см. рис. 2). Далее для СДПМ будет использоваться частота до 500 Гц (3140 рад/с) при частоте ШИМ в 10 кГц.

Определение индуктивности на основе метода частотного анализа [12] возможно по соотношению

$$L_d = \frac{\sqrt{\left(\frac{U_{dm}}{I_{dm}}\right)^2 - R_c^2}}{\omega}, \quad (5)$$

где  $U_{dm}$ ,  $I_{dm}$  – амплитудные значения напряжения и тока по оси  $d$ ;  $\omega$  – угловая частота тестового сигнала.

В выражении (5) присутствует неизвестная переменная – активное сопротивление статора. Однако при высокой частоте им можно пренебречь без серьезной погрешности. Тогда в области высоких частот выражение (5) можно упростить следующим образом:

$$L_d \approx \frac{U_{dm}}{\omega I_{dm}}. \quad (6)$$

Для проверки (6) воспользуемся математической моделью (рис. 5, 6), приняв активное сопротивление  $R_s = 0,00085$  Ом (см. табл. 1). Результаты оценки индуктивности при пренебрежении величиной активного сопротивления показаны в табл. 2 и при трех разных частотах тестового сигнала.

По результатам моделирования при повышении частоты тестового сигнала погрешность в оценке индуктивности уменьшается.

Для учета влияния насыщения магнитной цепи СДПМ возможно применение метода гармонической линеаризации [18], отметив, что он дает статическое значение индуктивности, а не дифференциальное. Статическое значение позволяет относительно простыми средствами получить приемлемую точность оценки индуктивности для настройки наблюдателя, имеющего достаточно большой запас устойчивости или, как будет показано ниже, с его помощью можно получить точное значение активного сопротивления.

Гармоническая линеаризация позволяет исходную нелинейную систему, в выходном сигнале которой присутствуют высшие гармоники, заменить эквивалентной линейной схемой с синусоидальной выходной реакцией, отбросив при этом все высшие гармоники, оставив только основную.

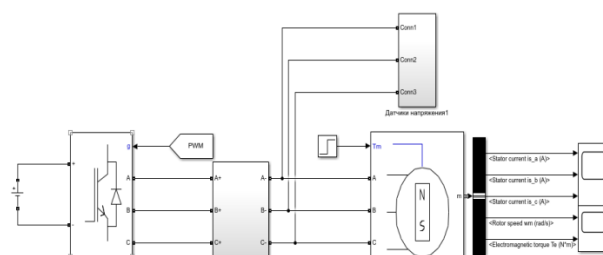


Рис. 5. Математическая модель силовой части

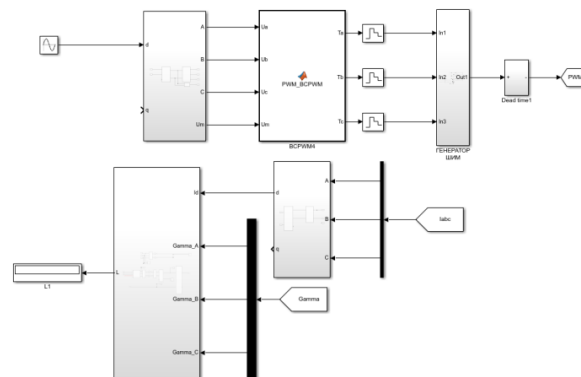


Рис. 6. Математическая модель системы идентификации индуктивности

Таблица 2

Результаты оценки индуктивности без учета активного сопротивления

Параметр	50 Гц	250 Гц	500 Гц
Частота ШИМ, кГц	10	10	10
Напряжение в ЗПТ, В	500	500	500
Величина «мертвого» времени, мкс	2	2	2
Амплитуда задания на напряжение, о.е.	0,2	0,2	0,2
Оцененная индуктивность, мкГн	42,11	41,05	39,53
Фактическая индуктивность, мкГн	39,5	39,5	39,5
Погрешность, %	6,6	3,8	0,5

На рис. 7 представлена структурная схема для выделения амплитуды основной гармоники частотного тестового сигнала.

Здесь частотный сигнал пропускается через фильтр низких частот с компенсацией амплитуды основного сигнала, отфильтровывая высшие гармоники. Затем отфильтрованный сигнал проходит через фазосдвигающее устройство, которое дублирует входной сигнал, сдвигая его на 90 град. В итоге, два синусоидальных отфильтрованных сигнала, сдвинутых друг относительно друга на 90 град попадают в блок расчета амплитуды.

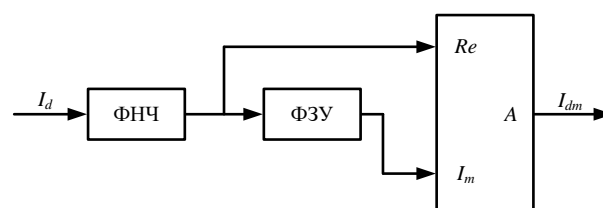


Рис. 7. Структурная схема расчета амплитуды сигнала

Преимущество подобного метода для выделения амплитуды основной гармоники в отличие от алгоритмов БПФ, ДПФ и др. состоит в простоте реализации, он не требует дополнительных ресурсов памяти для накопления данных, а также обладает высоким быстродействием, которое зависит лишь от постоянной времени фильтра.

На рис. 8 показаны результаты моделирования токов нелинейной и линеаризованной передаточной функции обмотки статора по оси  $d$ .

На рис. 9 и 10 представлены спектры токов нелинейной и линеаризованной передаточной функции обмотки статора по оси  $d$ .

На рис. 11 показаны результаты моделирования токов нелинейной и линеаризованной передаточной функции обмотки статора по оси  $d$  при подаче ступенчатого сигнала напряжения.

По результатам моделирования видно, что при оценке индуктивности использование основной гармоники позволяет выполнить гармоническую линеаризацию нелинейного элемента. Кроме того, представленный метод относительно прост в реализации и времени оценки индуктивности, что делает его более привлекательным на практике.

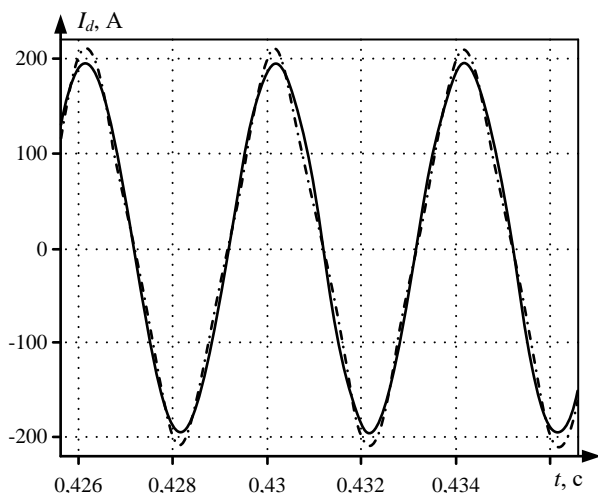


Рис. 8. Результаты моделирования токов нелинейной (штрихпунктирная линия) и линеаризованной (сплошная линия) передаточной функции обмотки статора по оси  $d$

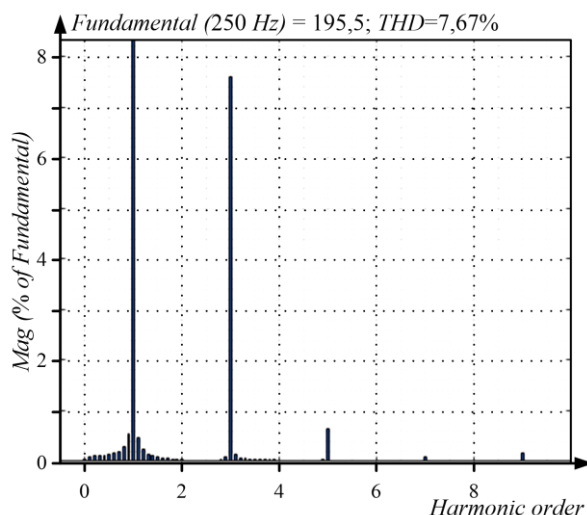


Рис. 9. Спектр тока при нелинейной нагрузке по оси  $d$

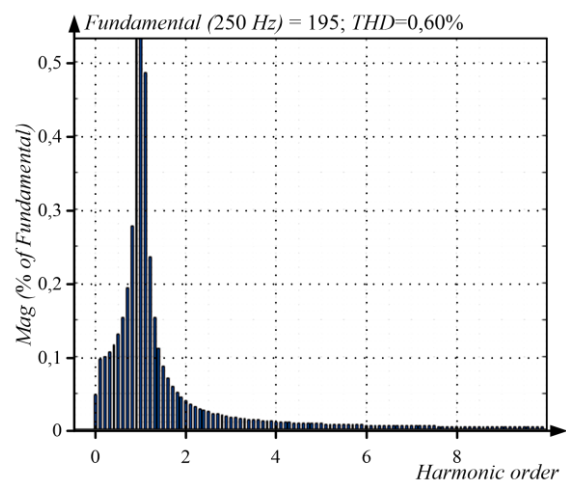


Рис. 10. Спектр тока при линеаризованной индуктивности по оси  $d$

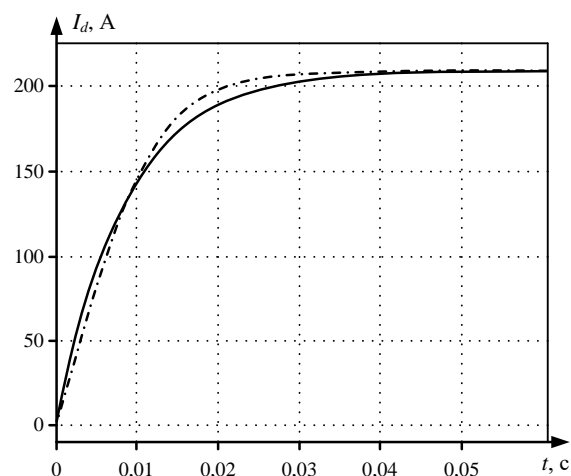


Рис. 11. Результаты моделирования токов нелинейной (штрихпунктирная линия) и линеаризованной (сплошная линия) передаточной функции обмотки статора по оси  $d$  при подаче ступенчатого сигнала напряжения

### Третий этап. Оценка активного сопротивления СДПМ.

При наличии статического значения индуктивности и электромагнитной постоянной времени обмотки фазы активное его сопротивление определяется как

$$R_c = \frac{L_d}{T_d}, \quad (7)$$

где  $T_d$  – электромагнитная постоянная времени обмотки статора по оси  $d$ , определяемая на первом этапе идентификации.

Итог идентификации параметров с применением рассмотренной последовательности и введенного в модель «мертвого» времени представлен в табл. 3.

Таблица 3  
Результаты идентификации параметров с применением предложенного алгоритма

Параметр	Значение
Оцененная индуктивность, мкГн	39,53
Фактическая индуктивность, мкГн	39,5
Погрешность в оценке индуктивности, %	0,5
Оцененное сопротивление, мОм	0,8507
Фактическое сопротивление, мОм	0,85
Погрешность в оценке сопротивления, %	0,07

Идентификация индуктивности по оси  $q$  фактически ничем не отличается от оси  $d$ , ввиду высокой частоты тестового сигнала и относительно большой механической постоянной времени двигателя [12].

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Проектные технические параметры ПЧ и СДПМ представлены в табл. 4.

Фактические параметры СДПМ (активное сопротивление и индуктивность) были оценены специализированными приборами ( $LC$ -метром и миллиомметром).

Осциллограммы переходных процессов токов СДПМ и его математической модели с оцененными параметрами согласно первому этапу представлены на рис. 12 и 13.

В табл. 5 и 6 представлены результаты оценки параметров на первом этапе идентификации при разных уровнях напряжения ЗПТ и, соответственно, при разных уровнях скажности задания на выходное напряжение инвертора. Чем ниже напряжение ЗПТ, тем выше скажность, а следовательно, меньше влияние «мертвого» времени. Из представленных результатов видно, что оценка постоянной времени практически не зависит от величины «мертвого» времени. Так, при разных величинах напряжения в ЗПТ (разных скажностях задания на выходное напряжение) разница в оценке постоянной времени не превышает 5%.

Таблица 4  
Проектные технические параметры ПЧ и СДПМ

Параметр	Значение
Напряжение ЗПТ, В	311
«Мертвое» время, мкс	1
Номинальная мощность, кВт	5,5
Номинальное напряжение, В	110
Номинальный ток, А	14,1
Число пар полюсов	3
Активное сопротивление статора, мОм	165
Индуктивность статора по оси $q$ , мГн	0,46
Индуктивность статора по оси $d$ , мГн	0,43
Потокоцепление ротора, Вб	0,1
Момент инерции ротора, Н·м <sup>2</sup>	0,036
Номинальная скорость, рад/с	314

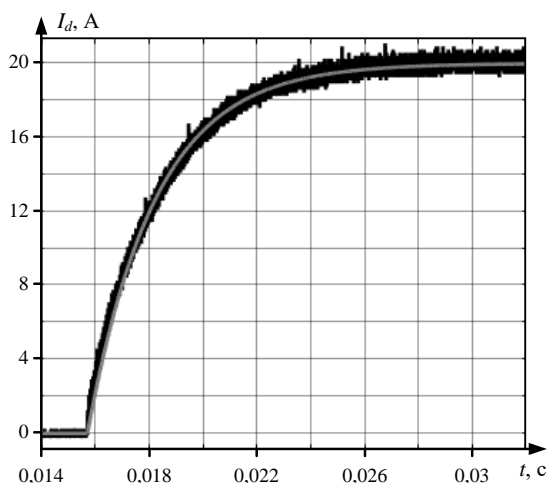


Рис. 12. Переходный процесс токов СДПМ (черный) и модели (серый) по оси  $d$  при напряжении ЗПТ 72 В

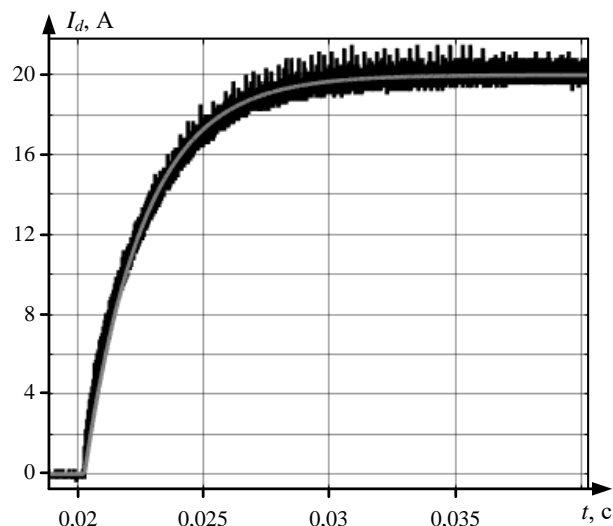


Рис. 13. Переходный процесс токов СДПМ (черный) и модели (серый) по оси  $d$  при напряжении ЗПТ 312 В

Таблица 5  
Оценка параметров на первом этапе идентификации при напряжении ЗПТ 72 В

Параметр	Значение
Оцененная индуктивность, мГн	0,4488
Фактическая индуктивность, мГн	0,43
Погрешность в оценке индуктивности, %	4,4
Оцененное сопротивление, мОм	178
Фактическое сопротивление, мОм	165
Погрешность в оценке сопротивления, %	7,9
Постоянная времени, мс	2,519

Таблица 6  
Оценка параметров на первом этапе идентификации при напряжении ЗПТ 312 В

Параметр	Значение
Оцененная индуктивность, мГн	0,677
Фактическая индуктивность, мГн	0,43
Погрешность в оценке индуктивности, %	36,48
Оцененное сопротивление, мОм	282
Фактическое сопротивление, мОм	165
Погрешность в оценке сопротивления, %	71
Постоянная времени, мс	2,401

При этом остальные параметры постоянной времени (активное сопротивление и индуктивность) значительно отличаются, и чем выше напряжение в ЗПТ и меньше скажность задания, тем выше погрешность. Далее при идентификации индуктивности в ЗПТ использовалось напряжение 312 В. Также данную разницу можно учесть на этапе проектирования и испытаний.

В табл. 7 представлены результаты оценки индуктивности без учета активного сопротивления – второй этап идентификации.

В табл. 8 представлены результаты третьего заключительного этапа идентификации параметров СДПМ.

При многократном повторении с характеристиками сигнала, представленными в табл. 7, оценка индуктивности находилась в границах 0,41 – 0,42 мГн.

Таблица 7  
Оценка параметров на втором этапе идентификации

Параметр	Значение
Напряжение в ЗПТ, В	312
Частота тестового сигнала, Гц	450
Амплитуда тока, А	20
Оцененная индуктивность, мГн	0,4145
Фактическая индуктивность, мГн	0,43
Погрешность в оценке индуктивности, %	3,6

Таблица 8  
Оценка параметров на первом этапе идентификации при напряжении ЗПТ 312 В

Параметр	Значение
Оцененная индуктивность, мГн	0,4145
Фактическая индуктивность, мГн	0,43
Погрешность в оценке индуктивности, %	3,6
Оцененное сопротивление, мОм	172,6
Фактическое сопротивление, мОм	165
Погрешность в оценке сопротивления, %	4,4

Стоит отметить, что измерения специализированными приборами проводились путем отключения контактов от силовых модулей инвертора и подключения их посредством зажимов («крокодилов») к измерительным приборам. В этом случае на измерения в той или иной мере могли повлиять окислы на контактах, площадь контакта и т.д. С учетом этого полученные результаты демонстрируют хорошую точность идентификации параметров по отношению к специализированным приборам. Однако для более точного учета дополнительных возможных источников погрешностей следует отметить частоту дискретизации, при которой снимается переходный процесс и эффект вытеснения магнитного потока.

При расчете постоянной времени на частоте дискретизации переходного процесса в 10 кГц и 2 МГц разница в оценке не выходила за границы в  $\pm 4,5$  % от среднего значения. Для более точного результата и нивелирования данной погрешности имеет смысл произвести усреднение по нескольким замерам. Кроме того, для исключения статической погрешности измерения тока на периоде ШИМ целесообразно также производить усреднение по восьми выборкам АЦП за период ШИМ [1].

Эффект вытеснения магнитного потока для испытуемого СДПМ вносит наибольшее влияние. Разница в оценке индуктивности с помощью специализированного LC-метра на частотах в 100 Гц и 1 кГц составляет 14 % (для СДПМ с номинальной мощностью 150 кВт данный показатель составляет 9 %). Заметим, что при подаче ступенчатого сигнала напряжения, постоянстве активного сопротивления и линейности магнитной системы в функции тока переходный процесс тока отражает изменения индуктивности в функции частоты. Данный эффект можно заметить на рис. 12 и 13 (в начале переходного процесса темп нарастания тока выше, следовательно, ниже индуктивность). Таким образом, переходный процесс при обозначенных условиях отражает значение индуктивности от частоты в среднем, т.е. усредненное значение во всем частотном диапазоне.

Для уменьшения влияния эффекта вытеснения тока необходимо произвести оценку индуктивности в широком диапазоне частот с последующим усреднением. В области низких частот (100 Гц) для уменьшения погрешности, связанной с учетом активного сопротивления, возможно использование значения активного сопротивления, вычисленного по усредненному значению индуктивности в области высоких частот, после чего по уточненным значениям индуктивности повторить оценку активного сопротивления.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был предложен метод идентификации активного сопротивления и индуктивности СДПМ, основанный на использовании функций чувствительностей передаточных функций к изменению параметров активного сопротивления и индуктивности, частотном анализе и оптимизационных алгоритмах. Данный метод позволяет учитывать и снижать влияние нелинейности магнитной цепи СДПМ, а также нелинейности типа «мертвое» время, тем самым повышая точность оценки параметров СДПМ.

Предложенный метод показал приемлемые результаты как при математическом моделировании, так и при экспериментальном исследовании. Он может быть применен как для целей автоматической настройки системы управления электропривода на базе СДПМ, так и для построения тестовой системы диагностирования технического состояния электропривода.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анучин А.С. Системы управления электроприводов: учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 373 с.
2. Алексеев А.А., Ю. А. Кораблев, М. Ю. Шестопалов. Идентификация и диагностика систем. М.: Издательский центр «Академия», 2009. 352 с.
3. Бобцов А.А., Пыркин А.А., Ортега Р. Адаптивный наблюдатель магнитного потока для синхронного двигателя с постоянными магнитами // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. 2015. №1(15). С. 40-45. doi: 10.17586/2226-1494-2015-15-1-40-45
4. Базылев Д.Н., Пыркин А.А., Бобцов А.А. Гибридный алгоритм оценки магнитного потока для синхронного двигателя // Навигация и управление движением: материалы XVII конференции молодых ученых / Конференция «Центральный научно-исследовательский институт "Электроприбор"». СПб., 2015. С. 175-180.
5. Yang Z., Zhonggang Y. On-line Identification Methods of Parameters for Permanent Magnet Synchronous Motors Based on Cascade MRAS // 9th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia. IEEE, 2015. Pp. 345-350. doi: 10.1109/ICPE.2015.7167808
6. Marcic T., Štumberger B., Štumberger G. Differential-Evolution-Based Parameter Identification of a Line-Start IPM Synchronous Motor // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2014. Vol. 61. No. 11. Pp. 5921-5929. doi: 10.1109/TIE.2014.2308160
7. Avdeev A., Osipov O. PMSM Identification Using Genetic Algorithm // 26th International Workshop on Electric Drives: Improvement in Efficiency of Electric Drives (IWED). 2019. 4 p. doi: 10.1109/IWED.2019.8664250
8. Анисимов А.А., Горячев М.Н. Идентификация электро-механических систем с использованием искусственной нейронной сети // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2008. №3. С. 55-58.

9. Гребенникова И.В. Методы оптимизации: учебное пособие. Екатеринбург: УрФУ, 2017. 148 с.
10. Анучин А.С. Разработка цифровых систем эффективного управления комплектов тягового электрооборудования гибридных электрических транспортных средств: дис. ... докт. техн. наук. 05.09.03 / Анучин Алексей Сергеевич. Москва, 2018.
11. Вдовин В.В. Адаптивные алгоритмы оценивания координат бездатчиковых электроприводов переменного тока с расширенным диапазоном регулирования: дис. ... канд. техн. наук. 05.09.03 / Вдовин Владимир Владимирович. Новосибирск, 2014.
12. Авдеев А.С., Осипов О.И. Идентификация параметров синхронных двигателей с постоянными магнитами на основе их частотного анализа // Вопросы электромеханики. Труды ВНИИЭМ. 2020. № 1 (174). С. 8-14.
13. Extended algorithm of servodrive mechanical parameters identification via frequency response analysis / E. Samygina, M. Tiapkin, A. Balkovoi, L. Rassudov // 27th International Workshop on Electric Drives: MPEI Department of Electric Drives 90th Anniversary (IWED). IEEE, 2020. 6 p. doi: 10.1109/IWED48848.2020.9069569
14. Параметрическая идентификация модели сервопривода с нелинейностями типа «мертвое время» / Т. Орловаска-Ковальска, С.Ю. Ловлин, М.Х. Цветкова, А.А. Абдулин, А.Г. Маматов // Изв. вузов. Приборостроение. 2019. № 6(62). С. 576–584.
15. Шпак Д.М. Разработка и исследование системы управления высокоскоростных шпинделей станков на базе асинхронных и синхронных электродвигателей: автореф. ... канд. техн. наук. Москва, 2019. 20 с.
16. Чув П.В. Разработка систем векторного управления асинхронными приводами на базе специализированных сигнальных микроконтроллеров: дис. ... канд. техн. наук. 05.09.03 / Чув Павел Вячеславович. Москва, 2002. 257 с.
17. Осипов О.И., Усынин Ю.С. Техническая диагностика автоматизированных электроприводов. М.: Энергоавтомиздат, 1991. 160 с.
18. Бесекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического управления. СПб.: Профессия, 2003. 768 с.

Поступила в редакцию 29 июня 2021 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

### ELECTRICAL PARAMETERS IDENTIFICATION OF PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS MOTOR

Aleksandr S. Avdeev

Master of Engineering, Engineer, "VNIIEM Corporation" JC, Moscow, Russia. E-mail: alex\_ac94@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5525-8111>

Oleg I. Osipov

D.Sc. (Engineering), Professor, the Department of Automated Electric Drive, Moscow Power Engineering Institute (MPEI) (National Research Institute), Moscow, Russia. E-mail: osipovoi2015@yandex.ru.

The paper proposes a method for assessing the active resistance and inductance of a permanent magnet synchronous motor (PMSM) by means of an electric drive, which makes it possible to reduce the influence of magnetic circuit nonlinearities and "dead" time nonlinearities. The proposed method is based on the sensitivity function of transfer functions to changes in parameters, frequency analysis and an optimization algorithm, which makes it possible to analyze and select such frequencies and signals at which the effect of certain nonlinearities is the least. The proposed algorithm has shown good simulation results on refined models taking into account the influence of "dead" time and magnetic circuit nonlinearity. Experimental data have confirmed the effectiveness of the proposed method. In the experiment, the parameters measured by specialized devices (LC-meter and milliohmmeter) were used as reference parameter values. The discrepancy between the estimated and measured parameters did not exceed 5%, which shows a good estimation accuracy. This method can be used to configure the control system, as well as to build a system for test diagnostics of the technical condition of the PMSM.

**Keywords:** parameters identification, PMSM, permanent magnet synchronous motor, frequency analysis, frequency method, sensitivity function, optimization method, nonlinearities, saturation of the magnetic circuit, "dead" time.

#### REFERENCES

1. Anuchin A.S. *Sistemy upravleniya elektropriwodov* [Electric drive control systems]. Moscow, MPEI publishing house, 2015, 373 p. (In Russian)
2. Alekseev A.A., Korabiev Iu.A., Shestopalov M.Iu. *Identifikatsiya i diagnosika sistem* [Identification and diagnostics of systems]. Moscow, Publishing center "Academiya", 2009, 351 p. (In Russian)
3. Bobstov A.A., Pyrkin A.A., Ortega R. Adaptive observer of magnetic flux for permanent magnets synchronous motor. *Nauhno tekhnicheskiiy vestnik informatsionnykh tekhnologiy, mekhaniki i optiki* [Scientific and technical journal of information technologies, mechanics and optics], 2015, no. 1 (15), pp. 40-45. (In Russian) doi: 10.17586/2226-1494-2015-15-1-40-45
4. Bazylev D. N., Pyrkin A. A., Bobstov A. A. Hybrid Algorithm of Magnetic Flux Assessment for Synchronous Motor. *Navigatsiya i upravlenie dvizheniem: materialy XVII konferentsii molodykh uchennykh* [Navigation and movement control: materials of XVII conference of young scientists]. Concern CSRI Elektropribor Publ., 2015, pp. 175-180. (In Russian)
5. Yang Z., Zhonggang Y. On-line Identification Methods of Parameters for Permanent Magnet Synchronous Motors Based on Cascade MRAS. 2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia), 2015, pp. 345-350. doi: 10.1109/ICPE.2015.7167808
6. Marcic T., Štumberger B., Štumberger G. Differential-Evolution-Based Parameter Identification of a Line-Start IPM Synchronous Motor. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 11, pp. 5921-5929. doi: 10.1109/TIE.2014.2308160
7. Avdeev A. Osipov O. PMSM Identification Using Genetic Algorithm. 2019 26th International Workshop on Electric Drives: Improvement in Efficiency of Electric Drives (IWED), 2019, pp. 1-4. doi: 10.1109/IWED.2019.8664250
8. Anisimov A.A., Goryachev M.N. Identification of electromechanical systems with using of artificial neural network. *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta* [Bulletin of Ivanovo state power engineering university], 2008, no.3, pp. 55-58. (In Russian)

9. Grebennikova I. V. *Metody optimizatsii* [Methods of optimization]. Yekaterinburg, UrFU, 2017, 148 p. (In Russian)
10. Anuchin A. S. *Razrabotka tsifrovyykh sistem effektivnogo upravleniya komplektov tyagovogo elektrooborudovaniya gibridnykh elektricheskikh transportnykh sredstv*. Doct. Diss. [Development of digital systems for efficient control of sets of tracing electrical equipment of electric vehicles. Doct. Diss.]. Moscow, 2018, 445 p. (In Russian)
11. Vdovin V.V. *Adaptivnye algoritmy otsenivaniya koordinat bezdatchikovyykh elektroprivodov peremennogo toka s rasshirennym diapazonom regulirovaniya*. Kand.Diss. [Adaptive algorithms of assessment of coordinates of sensorless alternative current electric drives with extended control range. Ph.D.Diss.]. Novosibirsk, 2014, 244 p. (In Russian)
12. Avdeev A.S., Osipov O.I. Parameters identification of permanent magnet synchronous motor based on frequency analysis. *Voprosy elektromekhaniki. Trudy VNIIEM*. [Electromechanical matters. VNIIEM studies], 2020, no. 1(174), pp. 8-14. (In Russian)
13. Samygina E., Tiapkin M., Balkovoi A., Rassudov L. Extended algorithm of servodrive mechanical parameters identification via frequency response analysis. 2020 27th International Workshop on Electric Drives: MPEI Department of Electric Drives 90th Anniversary (IWED), 2020, 6 p. doi: 10.1109/IWED48848.2020.9069569
14. Orlovaska-Kovalska T., Lovlin S.Yu., Tsvetkova M.Kh., Abdulin A.A., Mamatov A.G. Parametric identification of a servo drive model with nonlinearities of the "dead time" type. *Izv. Vuzov. Priborostroenie*. [Journal of Instrument Engineering], 2019, vol. 62, no. 6, pp. 576-584. (In Russian)
15. Shpak D.M. *Razrabotka i issledovanie sistemy upravleniya vysokoskorostnykh shpindel'nykh stankov na baze asinkhronnykh i sinkhronnykh elektrodvigateley*. Kand.Diss. [Development and research of a control system for high-speed spindles of machine tools based on asynchronous and synchronous electric motors. Abstract of Ph.D. Diss.]. Moscow, 2019. 20 p.
16. Chuev P.V. *Razrabotka sistem vektornogo upravleniya asinkhronnymi privodami na baze spetsializirovannykh signalnykh mikrokontrollerov*. Kand.Diss. [Development of vector control systems for asynchronous drives based on specialized signal microcontrollers. Ph.D.Diss.]. Moscow, 2002, 257 p.
17. Osipov O.I., Usygin Yu.S. *Tekhnicheskaya diagnostika avtomatizirovannykh elektroprivodov*. [Technical diagnostics of automated electric drives]. Moscow, Energoavtom-publiishing house, 1991. 160 p. (In Russian)
18. Besekersky V.A., Popov E.P. *Teoriya sistem avtomaticheskogo upravleniya* [Theory of automatic control systems]. Saint Petersburg, publishing house "Professiya", 2003, 768 p. (In Russian)

Авдеев А.С., Осипов О.И. Идентификация электрических параметров синхронного двигателя с постоянными магнитами // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 3(52). С. 38-46. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-38-46](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-38-46)

Avdeev A.S., Osipov O.I. Electrical Parameters Identification of Permanent Magnet Synchronous Motor. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 38-46. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-38-46](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-38-46)



Мещеряков В.Н., Бойков А.И., Пикалов В.В.

Липецкий государственный технический университет

## ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ ПЛАВНОГО ПУСКА АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ С ФАЗНЫМ РОТОРОМ

В работе рассмотрен способ пуска асинхронного электродвигателя с фазным ротором. Предложенная система состоит из асинхронного электродвигателя, в цепь ротора которого включен двухзвенный преобразователь частоты на базе автономного инвертора напряжения. К выходу инвертора подключается частотно-зависимое параметрическое устройство (индукционное сопротивление). Индукционное сопротивление представляет собой устройство, состоящее из индуктора и магнитопровода. В основе его принципа действия лежит явление поглощения электромагнитной энергии магнитопроводом реостата и преобразование ее в тепловую энергию. Чем больше частота тока, протекающего по обмоткам сопротивления, тем выше поглощаемая магнитопроводом мощность и электрические параметры индукционного сопротивления. Влияя на электрические параметры магнитопровода индукционного сопротивления, можно влиять на характеристики электродвигателя. В ходе работы было проведено сравнение индукционного сопротивления с последовательно соединенными между собой реостатом и реактором. Также для связи реостат и реактор было подобрано оптимальное соотношение между активной и индуктивной частями. По результатам компьютерного имитационного моделирования сделаны выводы о возможности замены индукционного сопротивления на реостат с последовательно соединенным реактором. Наиболее оптимальным будет применение индукционного сопротивления. При включении реостата с реактором потери в активной части будут практически идентичны. Однако при минимальном активном сопротивлении потребуются учитывать значения выходного тока инвертора и подбирать ключи, позволяющие кратковременную работу с перегрузками или брать ключи большей мощности. При большой активной составляющей происходит уменьшение рабочей скорости из-за того, что изменение частоты не влияет на ее значение в отличие от индукционного сопротивления.

**Ключевые слова:** асинхронный электродвигатель, фазный ротор, преобразователь частоты, индукционное сопротивление, реактор, имитационное моделирование.

### ВВЕДЕНИЕ

На конвейерах и других подъемно-транспортных механизмах металлургического производства применяются системы электропривода с асинхронными двигателями с фазным ротором (АДФР) с параметрическим управлением [1-4]. Одним из вариантов схемы пуска является достаточно простая схема с частотно-зависимым индукционным сопротивлением (ИС), включенным в цепь ротора [5-8].

Индукционное сопротивление (ИС) представляет собой трехфазное устройство, состоящее из массивного магнитопровода и фазных обмоток. Известны разные конструкции магнитопровода индукционных сопротивлений, работающих в пусковом режиме при частоте тока ротора от 50 до 4-5 Гц, при этом наиболее распространенной является конструкция, содержащая три полых трубчатых стержня, соединенных ярмом. Вследствие поверхностного эффекта, определяющего электромагнитные процессы в массивных ферромагнитных телах, толщина стенки трубчатого магнитопровода составляет около 5 мм [9]. Обмотка располагается на трубчатых стержнях и обычно является однослойной. В основе принципа действия индукционного сопротивления лежит явление поглощения электромагнитной энергии массивным магнитопроводом и преобразование ее в тепловую энергию. Чем больше частота тока, протекающего по обмоткам ИС, тем выше поглощаемая магнитопроводом мощность, определяющая электрические параметры индукционного сопротивления. Характер изменения частоты и величины тока в обмотках ИС определяет величину

комплексного активно-индуктивного сопротивления данного устройства и влияет на характеристики электродвигателя [10].

В [11, 12] предложен способ пуска АДФР, основанный на введении в цепь ротора двигателя преобразователя частоты с регулируемой выходной частотой, к выходу которого подключен ИС. Рассмотрим систему пуска асинхронного электродвигателя с фазным ротором, показанную на **рис. 1**. Она состоит из электродвигателя, двухзвенного преобразователя частоты на базе автономного инвертора напряжения, блока косвенного вычисления скорости, блока управления инвертором и частотно-зависимого индукционного сопротивления.

Особенности работы схемы и ее основные характеристики приведены в работах [13-16]. Замкнутая система управления выходной частотой инвертора, максимальное значение которой составляет около 700 Гц, позволяет регулировать выпрямленный ток ротора и формировать требуемые пусковые характеристики АДФР со стабилизацией пускового момента. Повышенная частота тока в обмотках ИС определяет использование в конструкции магнитопровода тонкостенных (1-2 мм) трубчатых стержней. Расчет конструктивных параметров нелинейного ИС выполняется с учетом параметров АДФР и требует учета изменения напряженности электромагнитного поля на поверхности магнитопровода ИС.

В данной работе исследуется возможность замены нелинейного индукционного сопротивления на последовательно соединенные линейные элементы – реостат и реактор и нахождение оптимального соотношения активной и индуктивной части в зависимости от заданной базовой выходной частоты инвертора, равной 700 Гц.

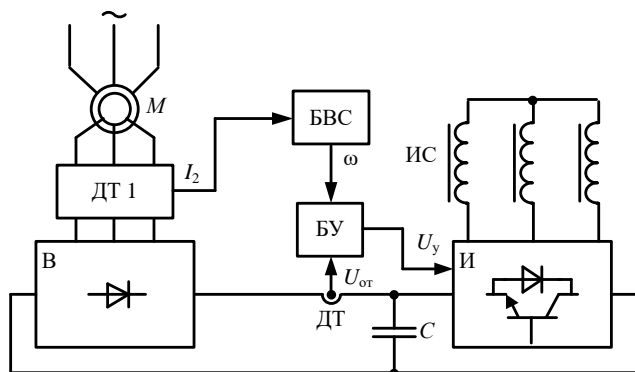


Рис. 1. Система пуска АД с ФР

#### МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Исследование проводится с помощью компьютерной имитационной модели в программном пакете MatLab Simulink. Для замеров взята точка во время разгона электродвигателя в момент времени 0,5 с.

Рассмотрим осциллограммы тока в обмотке статора, обмотке ротора электродвигателя и в звене постоянного тока на выходе выпрямителя, представленные на рис. 2. В рассматриваемой модели использовался приведенный асинхронный электродвигатель, в нем цепь обмотки ротора приведена к параметрам цепи обмотки статора. Из полученных осциллограмм токов видно, что ток в статоре электродвигателя больше, чем ток в обмотке ротора, это связано с потерями в магнитной системе электродвигателя. Величина тока на выходе выпрямителя равна величине тока в цепи рото-

ра электродвигателя.

В процессе работы системы электропривода идет обмен энергией между емкостью в звене постоянного тока и индукционным сопротивлением через обратные диоды IGBT-ключей. Рассмотрим осциллограммы токов на выходе выпрямителя, на входе инвертора и в цепи конденсатора, они приведены на рис. 3. Из них видно, что конденсатор значительно поднимает величину входного тока инвертора и, как следствие, его мощность.

Это привело к выбору индукционного сопротивления в качестве частотно-параметрического регулятора, обладающего возможностью ограничивать ток за счет изменения своего активного сопротивления в зависимости от частоты протекающего тока.

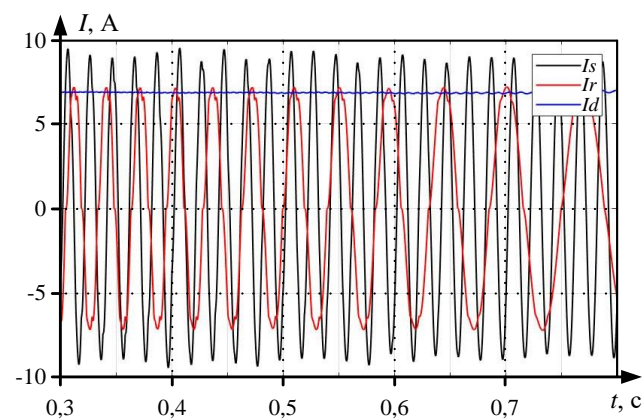


Рис. 2. Осциллограммы токов в обмотках

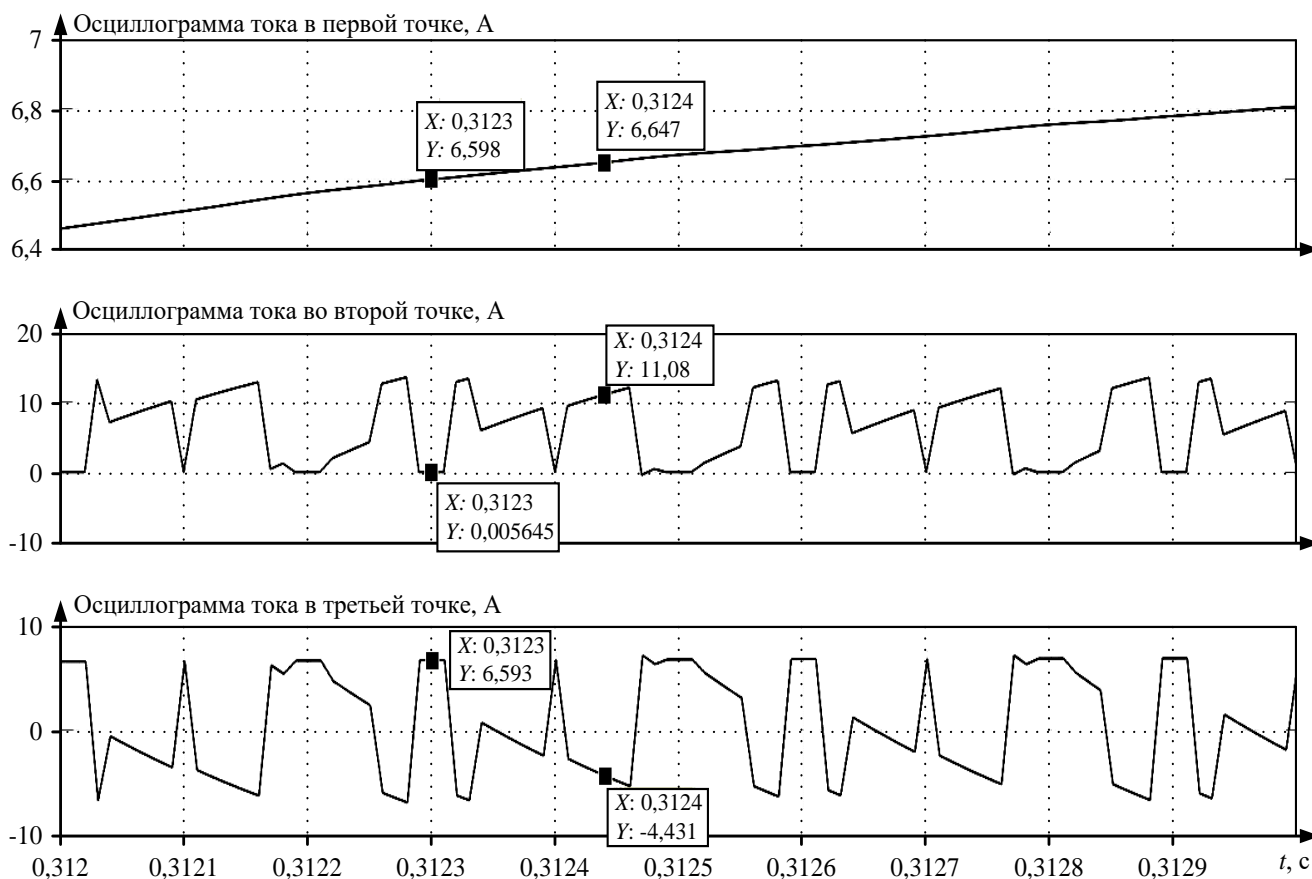


Рис. 3. Осциллограммы токов, протекающих в звене постоянного тока

# РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрим графики изменения момента и скорости двигателя во времени, показанные на **рис. 4 и 5**, заменив индукционное сопротивление на реактор и последовательно соединенный реостат. И сравним полученные осциллограммы по скорости и моменту с осциллограммами, полученными при включении индукционного сопротивления.

Задав сопротивление реостата, равное 2 Ом, и индуктивность реактора, равную 0,0013 Гн, полученные осциллограммы по скорости и моменту будут совпадать с осциллограммами при подключенном индукционном сопротивлении. Однако это приводит к увеличению величины тока на выходе инвертора на 10 А и, как следствие, приводит к увеличению тепловых потерь. Изменим параметры в следующую сторону, активное сопротивление уменьшим в 2 раза до 1 Ом, а индуктивное увеличим до 0,0026 Гн. Видим, что осциллограммы по скорости и моменту особо не изменились, однако величина тока на выходе инвертора возрастет почти в два раза. При увеличении сопротивления реостата в два раза до 4 Ом и уменьшении индуктивности до 0,00065 Гн произойдет уменьшение выходного тока инвертора.

Максимальное действующее значение выходного тока инвертора при включенном индукционном сопротивлении равно 15,6 А, при сопротивлении реостата 2 Ом равно 24,3 А, при сопротивлении реостата 1 Ом равно 40,2 А, при сопротивлении реостата 4 Ом равно 15,8 А.

Рассчитаем потери на активной части индукционного сопротивления и реостата по формуле  $P=I^2R$ . Полученные результаты отображены на **рис. 6**.

Можно сказать, что наиболее оптимальным является применение индукционного сопротивления. При включении реостата с реактором потери в активной части будут практически идентичны. Однако при минимальном активном сопротивлении потребуется учитывать значения выходного тока инвертора и подбирать ключи, позволяющие кратковременную работу с перегрузками или брать ключи большей мощности, что приведет к увеличению стоимости преобразователя частоты. При большой активной составляющей происходит уменьшение рабочей скорости из-за того, что изменение частоты не влияет на ее значение в отличие от индукционного сопротивления.

Определим угол между векторами тока и напряжения ротора в момент времени 0,5 с в зависимости от изменений значений реостата и реактора. Результаты измерений приведены в **таблице**.

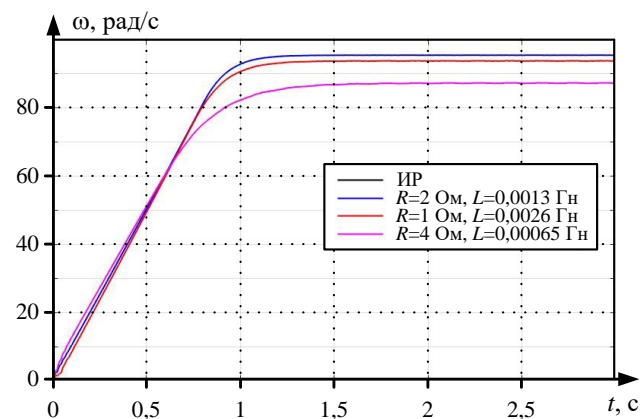


Рис. 4. Осциллограммы скорости

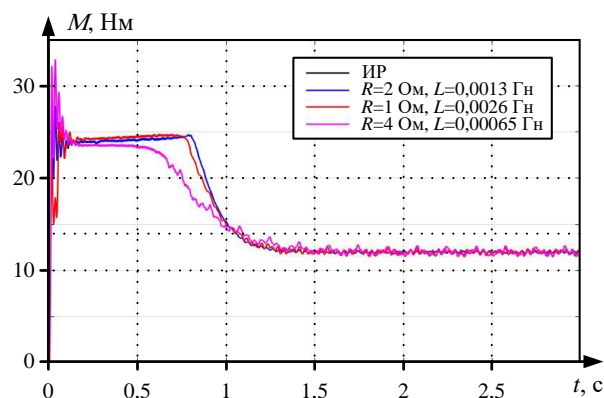


Рис. 5. Осциллограммы момента

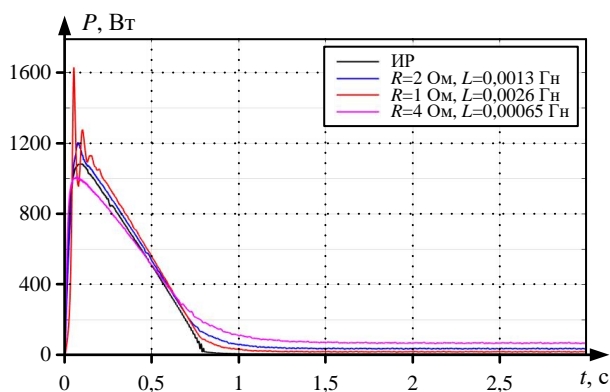


Рис. 6. Осциллограммы потерь

## Амплитуда и угол поворота векторов тока напряжения

Опыт	Величина	Амплитуда
R=4 Ом, L=0,00065 Гн	Напряжение	76
	Ток	6,8
R=2 Ом, L=0,0013 Гн	Напряжение	73
	Ток	7,2
R=1 Ом, L=0,0026 Гн	Напряжение	74
	Ток	7,6

Наиболее оптимальное соотношение активной и индуктивной частей приводит к углу между векторами тока и напряжения в диапазоне 8-12 градусов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрены два варианта реализации пуска АДФР с помощью преобразователя частоты, включенного в цепь ротора и частотно-зависимого параметрического устройства. В обоих случаях возможно ограничение тока, протекающего через ключи инвертора в момент пуска, как следствие, управление пусковым моментом электродвигателя. Обеспечивается плавный разгон с заданным пусковым моментом. Однако для систем электропривода, требующих регулирования скорости, больше подойдет индукционное сопротивление в качестве частотно-параметрического устройства. А для систем электропривода с отсутствием регулирования скорости возможно применение связки последовательно соединенных реостата и реактора с выводом их из роторной цепи после разгона электродвигателя.

*Статья написана при поддержке гранта ЛГТУ №9 «Создание электродугового плазмотрона с системами автоматизации».*

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мещеряков В.Н., Финеев А.А. Система асинхронного электропривода с частотно-параметрическим управлением для крановых механизмов // Промышленная энергетика. 2004. № 6. С. 32–33.
2. Lesan S., Smiai M.S., Shepherd W. Control of wound rotor induction motor using thyristors in the secondary circuits // IEEE Transactions on Industry Applications. 1996. Vol. 32. No. 2. Pp. 335–344. doi: 10.1109/28.491482
3. Modeling and analyse of induction motor drive system with consideration of dc bus stabilization and control performance / J. You, M. Liu, J. Ma, H. Jia // 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC-ECCE Asia 2016. IEEE, 2016. Pp. 1362–1367. doi: <https://doi.org/10.1109/IPEMC.2016.7512488>
4. Modeling and analysis of vector control systems for asynchronous motor / V. Meshcheryakov, T. Sinyukova, A. Sinyukov, A. Boikov, R. Mukhametzhaynov // High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference. E3S Web of Conferences, 2020. Pp. 1–5. doi: 10.1051/e3sconf/202017801001
5. Муравьев А.А., Бойков А.И. Системы управления асинхронной машиной с фазным ротором с вентильными преобразователями в цепи ротора // Современные сложные системы управления: материалы XII Международной научно-практической конференции. Липецк: ЛГТУ, 2017. С. 159–163.
6. Мещеряков В.Н., Бойков А.И., Муравьев А.А. Система пуска асинхронного электродвигателя с фазным ротором // Энергетические и электротехнические системы: междунар. сб. науч. тр. Магнитогорск: МГТУ им. Г.И. Носова, 2017. С. 204–208.
7. Мещеряков В.Н., Бойков А.И., Пикалов В.В. Способ плавного пуска асинхронного электродвигателя с фазным ротором // XXVIII Международная научно-техническая конференция «Современные технологии в задачах управления, автоматики и обработки информации»: сб. тр. М.: МИФИ, 2019. С. 98–99.
8. Energy saving in the scalar control system of an asynchronous electric drive / V. Meshcheryakov, D. Kukishev, A. Boikov, A. Evseev // X International Conference on Electrical Power Drive Systems (ICEPDS). IEEE, 2018. Pp. 1–5. doi: 10.1109/ICEPDS.2018.8571784
9. Мещеряков В.Н., Морозов С.В., Теличко Л.Я. Расчет параметров индукционных сопротивлений для асинхронных двигателей с фазным ротором // Изв. вузов СССР. Электромеханика. 1989. № 3. С. 50–52.
10. Мещеряков В.Н. Расчет статических характеристик асинхронного электродвигателя с нелинейным индукционным сопротивлением в цепи ротора // Техническая электродинамика. 1991. № 2. С. 81–83.
11. Пат. 2661343 Российская Федерация, МПК Н 02 Р 7/63. Способ управления асинхронным двигателем с фазным ротором / Мещеряков В.Н., Бойков А.И., Ласточкин Д.В.; заявитель ФГБОУ ВО «Липецкий государственный технический университет». № 2017103049; заявл. 30.01.2017; опубл. 16.07.2018.
12. Мещеряков В.Н., Бойков А.И., Ласточкин Д.В. Способ управления асинхронным двигателем с фазным ротором // Изобретатели и рационализаторы Липецкой области: сборник научных разработок и изобретений. Липецк: ЛГПУ, 2018. С. 29–34.
13. Мещеряков В.Н., Бойков А.И., Ласточкин Д.В. Система плавного пуска асинхронного двигателя с фазным ротором // Электротехнические системы и комплексы. 2019. №1(42). С. 24–29. doi: 10.18503/2311-8318-2019-1(42)-24-29
14. Электропривод на базе асинхронной машины с индукционным сопротивлением в цепи ротора, подключенным через вентильные элементы / В.Н. Мещеряков, А.И. Бойков, В. В. Пикалов, А. А. Муравьев, Д. В. Ласточкин // Изв. СПбГЭТУ ЛЭТИ. 2019. №2. С. 60–66.
15. The Soft Starting System for an Induction Motor with an Induction Resistance in the Wound Rotor Circuit / V.N. Meshcheryakov, A.I. Boikov, A.A. Muravyev, V.V. Pikalov // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). IEEE, 2019. Pp. 1–5. doi: 10.1109/FarEastCon.2019.8934280
16. Frequency-parametric control electric drive system based on induction motor with wound rotor / V.N. Meshcheryakov, A.I. Boikov, A.A. Muravyev, V.V. Pikalov // International Russian Automation Conference (RusAutoCon). IEEE, 2019. Pp. 1–5. doi: 10.1109/RUSAUTOCON.2019.8867644

Поступила в редакцию 21 мая 2021 г.

INFORMATION IN ENGLISH

SOFT-START SYSTEMS OF AN INDUCTION ELECTRIC MOTOR WITH A PHASE ROTOR

Victor N. Meshcheryakov

D.Sc. (Engineering), Professor, Head of the Department of Electric Drive, Faculty of Automation and Computer Science, Lipetsk State Technical University, Lipetsk, Russia. E-mail: mesherek@stu.lipetsk.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0984-5133>

Andrei I. Boikov

Ph.D. (Engineering), Senior Lecturer, Department of Electric Drive, Faculty of Automation and Computer Science, Lipetsk State Technical University, Lipetsk, Russia. E-mail: aboikov2013@gmail.com. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0032-0683>

Vladimir V. Pikalov

Teaching Assistant, Department of Electric Drive, Faculty of Automation and Computer Science, Lipetsk State Technical University, Lipetsk, Russia. E-mail: wreditels@mail.ru

The paper considers a method for starting an induction electric motor with a phase rotor. The proposed system consists of an induction electric motor in the rotor circuit where a two-link frequency converter based on an autonomous voltage inverter is included. A frequency-dependent parametric device (induction resistance) is connected to the output of the inverter. The induction resistance is a device consisting of an inductor and a

magnetic circuit. Its principle of operation is based on the phenomenon of electromagnetic energy absorption by the magnetic core of the rheostat and its conversion into thermal energy. The higher is the frequency of the current flowing through the resistance windings, the higher is the power absorbed by the magnetic circuit and the electrical parameters of the induction resistance. By influencing the electrical parameters of

the induction resistance magnetic circuit, it is possible to influence the characteristics of the electric motor. In the course of the work, the induction resistance was compared with a rheostat and a reactor connected in series with each other. Also, the optimal ratio between the active and inductive parts was selected for the node of the rheostat and the reactor. Based on the results of computer simulation, conclusions are made about the possibility of replacing the induction resistance with a rheostat with a series-connected reactor. The most optimal will be the use of induction resistance. When the rheostat is switched on with the reactor, the losses in the active part will be almost identical. However, with a minimum active resistance, it will be necessary to take into account the values of the output current of the inverter and select keys that allow short-term operation with overloads or take keys of higher power. With a large active component, the operating speed decreases due to the fact that changing the frequency does not affect its value, unlike the induction resistance

**Keywords:** induction electric motor, phase rotor, frequency converter, induction resistance, reactor, simulation modeling.

#### REFERENCES

1. Meshcheryakov V.N., Fineev A.A. Induction electric drive system with frequency-parametric control for crane mechanisms. *Promyshlennaya energetika* [Industrial power engineering], 2004, no. 6, pp. 32-33. (In Russian)
2. Lisan S., Smiai M. S., Shepherd W. Control of wound rotor induction motor using thyristors in the secondary circuits. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1996, vol. 32, no. 2, pp. 335-344. doi: 10.1109/28.491482
3. You J., Liu M., Ma J., Jia H. 2016. Modeling and analyse of induction motor drive system with consideration of dc bus stabilization and control performance. In 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia). IEEE Press, 2016, pp. 1362–1367. doi: <https://doi.org/10.1109/IPEMC.2016.7512488>
4. Meshcheryakov V., Sinyukova T., Sinyukov A., Boikov A., Mukhametzhano R. Modeling and analysis of vector control systems for asynchronous motor. High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference. E3S Web of Conferences, 2020, pp. 1-5. doi: 10.1051/e3sconf/202017801001
5. Muravyev A.A., Boykov A.I. Control systems of an induction machine with a phase rotor with valve converters in the rotor circuit. *Sovremennye slozhnye sistemy upravleniya: materialy XII mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [XII International Scientific and Practical Conference "Modern Complex Control Systems"]. Lipetsk, LSTU Publ., 2017, pp. 159-163. (In Russian)
6. Meshcheryakov V.N., Boykov A.I., Muravyev A.A. Starting system of an induction electric motor with a phase rotor. *Energeticheskie i elektrotekhnicheskie sistemy: mezhdunar. sb. nauch. trudov* [International scientific collection works "Energy and electrotechnical systems"]. Magnitogorsk, NMSTU Publ., 2017, pp. 204-208. (In Russian)
7. Meshcheryakov V.N., Boykov A.I., Pikalov V.V. A method for soft-starting an induction electric motor with a phase rotor. *XXVIII Mezhdunarodnaya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya "Sovremennyye tekhnologii v zadachakh upravleniya, avtomatiki i obrabotki informatsii"* [XXVIII International Scientific and Technical Conference "Modern technologies in problems of control, automation and information processing" collection of papers]. Moscow, MEPhI Publ., 2019, pp. 98-99. (In Russian)
8. Meshcheryakov V., Kukishev D., Boikov A., Evseev A. Energy saving in the scalar control system of an asynchronous electric drive. 2018 X International Conference on Electrical Power Drive Systems (ICEPDS). IEEE, 2018, pp. 1-5. doi: 10.1109/ICEPDS.2018.8571784
9. Meshcheryakov V.N., Morozov S.V., Telichko L.Ya. Calculation of parameters of induction resistances for induction motors with a phase rotor. *Izv. vuzov SSSR, Elektromekhanika* [Proceedings of Universities of the USSR, Electromechanics], 1989, no. 3, pp. 50-52. (In Russian)
10. Meshcheryakov V.N. Calculation of static characteristics of an induction electric motor with nonlinear induction resistance in the rotor circuit. *Tekhnicheskaya elektrodinamika* [Technical Electrodynamics], 1991, no. 2, pp. 81-83. (In Russian)
11. Meshcheryakov V.N., Boykov A.I., Lastochkin D.V. *Sposob upravleniya asinhronnym dvigatelem s faznym rotorom* [Method of control of induction motor with phase rotor]. Patent RF, no. 2661343, 2018.
12. Meshcheryakov V.N., Boykov A.I., Lastochkin D.V. Method of control of induction motor with phase rotor. *«Izobreteniy i ratsionalizatory Lipetskoy oblasti» sbornik nauchnykh razrabotok i izobreteniy* ["Inventors and innovators of the Lipetsk region" collection of scientific developments and inventions]. Lipetsk, LSPU Publ., 2018, pp. 29-34. (In Russian)
13. Meshcheryakov V.N., Boykov A.I., Lastochkin D.V. System soft start of the induction motor with phase rotor. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2019, no. 1(42), pp. 24-29. (In Russian) doi: 10.18503/2311-8318-2019-1(42)-24-29
14. Meshcheryakov V.N., Boykov A.I., Pikalov V.V., Muravyev A.A., Lastochkin D.V. Electric drive on the basis of the induction machine with an induction resistance in the rotor circuit connected through valve elements. *Izvestiya SPBGUTU LETI* [Proceedings of Saint Petersburg Electrotechnical University], 2019, no. 2, pp. 60-66. (In Russian)
15. Meshcheryakov V.N., Boikov A.I., Muravyev A.A., Pikalov V.V. The Soft Starting System for an Induction Motor with an Induction Resistance in the Wound Rotor Circuit. International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). IEEE, 2019, pp. 1-5. doi: 10.1109/FarEastCon.2019.8934280
16. Meshcheryakov V.N., Boikov A.I., Muravyev A.A., Pikalo V.V. Frequency-parametric control electric drive system based on induction motor with wound rotor. International Russian Automation Conference (RusAutoCon). IEEE, 2019, pp. 1-5. doi: 10.1109/RUSAUTOCON.2019.8867644

Мещеряков В.Н., Бойков А.И., Пикалов В.В. Исследование систем плавного пуска асинхронного электродвигателя с фазным ротором // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 3(52). С. 47-51. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-47-51](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-47-51)

Meshcheryakov V.N., Boikov A.I., Pikalov V.V. Soft-Start Systems of an Induction Electric Motor with a Phase Rotor. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 47-51. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-47-51](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-47-51)

## ТЕХНОЛОГИЯ ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЁДООБРАЗОВАНИЯ НА ВЛ И ЕЁ ОБОСНОВАНИЕ ПРИ ДОПУСТИМЫХ УПРОЩЕНИЯХ МОДЕЛИ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Выполнено описание технологии дистанционного контроля гололёдообразования на воздушных линиях электропередачи, позволяющей определять длину гололёдного участка по параметрам режима, измеренным на подстанции. Показано преимущество предложенной технологии перед существующими, заключающееся в отсутствии необходимости размещения дополнительных распределённых устройств контроля на всей протяжённости линии. Произведено математическое обоснование технологии с использованием метода «порождающей задачи», заключающегося в упрощении исходной задачи путём пренебрежения второстепенными параметрами и получении точного решения упрощённой задачи в виде аналитической функции. Описан принцип новой интеллектуальной технологии контроля длины гололёдной муфты при плавке гололёда в повторно-кратковременном режиме, заключающийся в цифровой фиксации температуры провода, не покрытого гололёдом, и активного сопротивления всей проплавляемой ВЛ, зависящего от этой температуры и искомой длины участка ВЛ, покрытого гололёдом (гололёдной муфты). По этим параметрам режима плавки и исходным данным, определяемым по режиму пробной плавки при подготовке к осенне-зимнему периоду, рассчитывается относительная длина гололёдной муфты при каждом импульсе тока. Окончание плавки фиксируется, когда эта длина становится равной нулю. Перечислены допущения, принятые для упрощения физических процессов при разработке технологии. Отражены особенности измерения параметров режима плавки гололёда как постоянным, так и переменным током. Описан процесс обработки результатов измерений при реализации технологии. Показано, что использование определённых интегралов при решении «порождающей задачи» делает задачу лучше обусловленной и позволяет исключить выбросы измерений контролируемых параметров режима. Для компенсации погрешностей, вызванных принятыми упрощениями, произведён анализ допущений и указаны рекомендуемые поправки. На базе описанной технологии, в соответствии с заданием по гранту РФФИ «Аспиранты», планируется разработка цифрового устройства или использование алгоритма в качестве элемента цифровой подстанции, обеспечивающего функционирование универсальной автоматической системы плавки гололёда на всех ВЛ, отходящих от подстанции.

**Ключевые слова:** воздушная линия электропередачи, плавка гололёда, гололёдная муфта, контроль гололёдообразования, контроль окончания плавки.

### ВВЕДЕНИЕ

В осенне-зимний период при возникновении тяжёлых погодных условий воздушные линии электропередачи (ЛЭП) подвергаются опасности возникновения гололёдно-изморозевых отложений. Для удаления гололёдообразований на линии в большинстве случаев применяется плавка гололёда (как постоянным, так и переменным током, в том числе в повторно-кратковременном режиме). С целью адекватного проведения данного мероприятия необходимо осуществлять контроль гололёда на протяжении проплавляемого участка линии. В настоящее время такой контроль может быть реализован посредством систем, использующих распределённые устройства, специализированные локационные устройства, а также волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) [1]. При этом для нормального функционирования таких систем требуется либо наличие ВОЛС, встроенной в провод, либо передача информации от места установки датчика к оборудованию сбора данных.

Целью данной статьи является математическое обоснование технологии на основе способа, предложенного в [2] и описанного в [3] в рамках работы по гранту РФФИ «Аспиранты». Описываемая в данной статье технология заключается в осуществлении контроля гололёдообразования непосредственно по пара-

метрам режима, контролируемого на подстанции, без применения специализированных устройств связи.

### МЕТОД «ПОРОЖДАЮЩЕЙ ЗАДАЧИ» КАК ОСНОВА МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Суть метода «порождающей задачи», предложенного в [4] и обобщённого на использование в расчётных методиках [5], заключается в упрощении исходной задачи путём пренебрежения второстепенными («малыми») параметрами (принятием допущений) и получении точного решения упрощённой задачи в виде аналитической функции. Для компенсации погрешности, вызванной упрощением, вводится поправка в виде расчётных кривых или аналитических выражений. Упрощённая задача решается достаточно просто, но для получения поправки необходимы многочисленные расчёты на ЭВМ или физические эксперименты и их обобщение. В дальнейших инженерных расчётах применение ЭВМ не требуется.

### ПРИНЦИП КОНТРОЛЯ ДЛИНЫ ГОЛОЛЁДНОЙ МУФТЫ ПО ПАРАМЕТРАМ ПОВТОРНО-КРАТКОВРЕМЕННОГО РЕЖИМА ПЛАВКИ ГОЛОЛЁДА НА ВЛ

Принцип контроля выявляется как решение «порождающей задачи» при следующих допущениях, погрешности от которых анализируются в работе и, по возможности, компенсируются.

**Допущение 1.** При плавлении гололёда электрическим током температура провода, охлаждаемого талой

водой, стабилизируется на уровне  $\vartheta_{\text{ст}} > 0^\circ\text{C}$  (обычно принимают  $\vartheta_{\text{ст}} \approx 2^\circ\text{C}$  [6, 7]. Однако это значение не во всех случаях подтверждается экспериментально [8]. При этом допущении электрическое сопротивление провода под гололёдом до его опадания постоянно:

$$R_{\text{пр.г}} = R_0 (1 + \beta \vartheta_{\text{ст}}) \cdot l_{\text{г.м}}, \quad (1)$$

где  $R_0$  – удельное сопротивление провода при  $0^\circ\text{C}$ , Ом/км;  $\beta$  – температурный коэффициент сопротивления,  $1/^\circ\text{C}$  (для алюминиевого провода  $\beta = 0,00403$ );  $l_{\text{г.м}}$  – длина гололёдной муфты, км (в относительных единицах  $l_{\text{г.м}}^* = l_{\text{г.м}}/l_{\text{ВЛ}}$ , где  $l_{\text{ВЛ}}$  – длина проплавляемой линии).

**Допущение 2.** Участки ВЛ без гололёда, общей длиной  $l_{\text{б.г}} = l_{\text{ВЛ}} - l_{\text{г.м}}$  (в относительных единицах  $l_{\text{б.г}}^* = 1 - l_{\text{г.м}}^*$ ) имеют одинаковые условия охлаждения и, следовательно, одинаковую температуру  $\vartheta_{\text{б.г}}$ ,  $^\circ\text{C}$ , и суммарное электрическое сопротивление

$$R_{\text{пр.б.г}} = R_0 (1 + \beta \vartheta_{\text{б.г}}) (l_{\text{ВЛ}} - l_{\text{г.м}}). \quad (2)$$

С учётом допущений 1 и 2 суммарное сопротивление провода всех участков ВЛ по (1) и (2):

$$\begin{aligned} R_{\text{ВЛ}} &= R_{\text{пр.г}} + R_{\text{пр.б.г}} = \\ &= R_0 l_{\text{ВЛ}} [1 + l_{\text{г.м}}^* \beta \vartheta_{\text{ст}} + \beta (1 - l_{\text{г.м}}^*) \vartheta_{\text{б.г}}] = \\ &= R_{\text{ВЛ}0} (1 + l_{\text{г.м}}^* \beta \vartheta_{\text{ст}}) + R_{\text{ВЛ}0} \beta (1 - l_{\text{г.м}}^*) \vartheta_{\text{б.г}}. \end{aligned} \quad (3)$$

Если в течение одного (контролируемого) импульса тока плавки длина гололёдной муфты не изменится, то активное сопротивление ВЛ  $R_{\text{ВЛ}}$  увеличивается на  $\Delta R_{\text{ВЛ}}$  из-за увеличения температуры  $\vartheta_{\text{б.г}}$  на  $\Delta \vartheta_{\text{б.г}}$ .

Из (3) следует

$$\Delta R_{\text{ВЛ}} = R_{\text{ВЛ}0} \beta (1 - l_{\text{г.м}}^*) \Delta \vartheta_{\text{б.г}}.$$

Отсюда

$$1 - l_{\text{г.м}}^* = \frac{\Delta R_{\text{ВЛ}} / R_{\text{ВЛ}0}}{\beta \Delta \vartheta_{\text{б.г}}} = y_* \text{ (обозначение),}$$

$$l_{\text{г.м}}^* = 1 - y_*. \quad (4)$$

В (4)  $y_*$  – обобщённый параметр режима, в котором  $R_{\text{ВЛ}0}$  и  $\beta$  известны, а приращения активного сопротивления ВЛ  $\Delta R_{\text{ВЛ}}$  и температуры провода без гололёда  $\Delta \vartheta_{\text{б.г}}$  должны измеряться в течение каждого импульса тока плавки. Плавку следует закончить при  $l_{\text{г.м}}^* = 0$ , т.е.  $y_* = 1$ .

Можно обойтись без использования  $R_{\text{ВЛ}0}$  – активного сопротивления ВЛ при  $0^\circ\text{C}$ , если провести измерения при отсутствии гололёда, например при пробной плавке. Поскольку  $l_{\text{г.м}}^* = 0$ , то обобщённый параметр при пробной плавке (п.п) по (4)

$$y_* = \frac{(\Delta R_{\text{ВЛ}} / \Delta \vartheta_{\text{б.г}})_{\text{п.п}}}{R_{\text{ВЛ}0} \beta} = 1,$$

откуда

$$R_{\text{ВЛ}0} \beta = (\Delta R_{\text{ВЛ}} / \Delta \vartheta_{\text{б.г}})_{\text{п.п}},$$

следовательно, в общем случае

$$y_* = \frac{\Delta R_{\text{ВЛ}} / \Delta \vartheta_{\text{б.г}}}{(\Delta R_{\text{ВЛ}} / \Delta \vartheta_{\text{б.г}})_{\text{п.п}}}. \quad (5)$$

#### ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА

Для определения обобщённого параметра режима  $y_*$  необходимо в течение каждого импульса тока измерять в зависимости от времени первичные параметры режима: напряжение  $U_{\text{ВЛ}}$ , ток  $I_{\text{ВЛ}}$ , температуру провода без гололёда  $\vartheta_{\text{б.г}}$ .

При плавке переменным током рассчитывается активное сопротивление провода

$$R_{\text{ВЛ}}(t) = U_{\text{ВЛ}a}^{(t)} / I_{\text{ВЛ}}^{(t)},$$

где  $U_{\text{ВЛ}a}^{(t)} = U_{\text{ВЛ}}^{(t)} \cos \varphi(t)$  – активная составляющая падения напряжения на ВЛ, его приращение  $\Delta R_{\text{ВЛ}} = R_{\text{ВЛ}k} - R_{\text{ВЛ}n}$  за интервал времени  $\Delta t = t_k - t_n$ , где  $t_n$ ,  $t_k$  – начальный и конечный моменты времени измерения.

В течение этого же интервала определяется приращение температуры провода без гололёда:

$$\Delta \vartheta_{\text{б.г}} = \vartheta_k - \vartheta_n.$$

При плавке постоянным током в качестве  $R_{\text{ВЛ}}$  необходимо использовать отношение выпрямленных значений напряжения и тока

$$R_{\text{ВЛ}} = U_d / I_d,$$

но измеряются действующие значения напряжения и тока на входе выпрямительной установки, по которым пересчитываются  $U_d$ ,  $I_d$ ,  $R_{\text{ВЛ}}$  с использованием формул, приведённых в [9]. Измерение переменного напряжения сопряжено с проблемой защиты трёхфазного электромагнитного трансформатора напряжения от постоянного напряжения, имеющегося на входе ВУ во время плавки гололёда на ВЛ с заземлением в одной точке схемы плавки.

#### ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Для решения задачи требуется вычитание приближённых чисел одного знака:

$$\Delta R_{\text{ВЛ}} = R_{\text{ВЛ}k} - R_{\text{ВЛ}n}; \quad \Delta \vartheta_{\text{пр}} = \vartheta_{\text{пр}k} - \vartheta_{\text{пр}n},$$

что является примером плохо обусловленной задачи, в которой малые погрешности исходных данных приводят к большим погрешностям решения [10].

Чтобы избежать вычитания двух чисел, преобразуем формулу определения обобщённого параметра  $y_*$ .

Как показали эксперименты на компьютерной и физической моделях, зависимости  $R_{\text{ВЛ}}(t)$  и  $\vartheta_{\text{пр}}(t)$  во время импульса тока от  $t_n$  до  $t_k$  близки к экспоненциальным:

$$R_{\text{ВЛ}} = R_{\text{ВЛ} \text{ уст}} - (R_{\text{ВЛ} \text{ уст}} - R_{\text{ВЛ}n}) e^{-\frac{t-t_n}{T_R}}; \quad (6)$$

$$\vartheta_{\text{пр}} = \vartheta_{\text{пр} \text{ уст}} - (\vartheta_{\text{пр} \text{ уст}} - \vartheta_{\text{пр}n}) e^{-\frac{t-t_n}{T_\vartheta}}, \quad (7)$$



где  $T_R, T_\theta$  – постоянные времени измерения  $R_{ВЛ}$  и  $\vartheta_{пр}$ .  
Вычитаем из левой и правой частей уравнений (6) и (7) соответственно  $R_{ВЛ.н}$  и  $\vartheta_{пр.н}$ :

$$R_{ВЛ} - R_{ВЛ.н} = (R_{ВЛ.уст} - R_{ВЛ.н}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t-t_n}{T_R}}\right); \quad (8)$$

$$\vartheta_{пр} - \vartheta_{пр.н} = (\vartheta_{пр.уст} - \vartheta_{пр.н}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t-t_n}{T_\theta}}\right), \quad (9)$$

где  $R_{ВЛ.уст}, \vartheta_{пр.уст}$  – установившиеся значения сопротивления и температуры, которые не достигаются при импульсах тока плавки, но могут быть выражены из (8) и (9) через измеряемые величины.

При  $t = t_k$  ( $R_{ВЛ} = R_{ВЛ.к}$  и  $\vartheta_{пр} = \vartheta_{пр.к}$ ):

$$R_{ВЛ.уст} - R_{ВЛ.н} = \frac{(R_{ВЛ.к} - R_{ВЛ.н})}{\left(1 - e^{-\frac{t_k-t_n}{T_R}}\right)}; \quad (10)$$

$$\vartheta_{пр.уст} - \vartheta_{пр.н} = \frac{(\vartheta_{пр.к} - \vartheta_{пр.н})}{\left(1 - e^{-\frac{t_k-t_n}{T_\theta}}\right)}. \quad (11)$$

В «порождающей» (идеализированной) задаче  $T_R = T_\theta = T$ . Докажем это утверждение.

По формуле (3) с учётом (7)

$$R_{ВЛ} = R_{ВЛ.0} (1 + l_{г.м*} \beta \vartheta_{ст}) + R_{ВЛ.0} \cdot \beta (1 - l_{г.м*}) \times \\ \times \left[ \vartheta_{пр.уст} - (\vartheta_{пр.уст} - \vartheta_{пр.н}) \cdot e^{-\frac{t-t_n}{T_\theta}} \right]. \quad (12)$$

Производные по времени от  $R_{ВЛ}$  ( $dR_{ВЛ}/dt$ ) от выражений (6) и (12) одинаковы:

$$\frac{R_{ВЛ.уст} - R_{ВЛ.н}}{T_R} e^{-\frac{t-t_n}{T_R}} = \\ = \frac{R_{ВЛ.0} \beta (1 - l_{г.м*}) (\vartheta_{пр.уст} - \vartheta_{пр.н})}{T_\theta} e^{-\frac{t-t_n}{T_\theta}}.$$

Поскольку в «порождающей задаче»

$$R_{ВЛ.0} \beta (1 - l_{г.м*}) (\vartheta_{пр.уст} - \vartheta_{пр.н}) = R_{ВЛ.уст} - R_{ВЛ.н},$$

то

$$\frac{1}{T_R} e^{-\frac{t-t_n}{T_R}} = \frac{1}{T_\theta} e^{-\frac{t-t_n}{T_\theta}},$$

следовательно,  $T_R = T_\theta = T$ , что и требовалось доказать.

При этом условии из (10) и (11) следует

$$\frac{R_{ВЛ.уст} - R_{ВЛ.н}}{\vartheta_{пр.уст} - \vartheta_{пр.н}} = \frac{R_{ВЛ.к} - R_{ВЛ.н}}{\vartheta_{пр.к} - \vartheta_{пр.н}}. \quad (13)$$

Проинтегрируем (8) и (9) от  $t_n$  до  $t_k$  с учётом того, что  $T_R = T_\theta = T$ , получим

$$\int_{t_n}^{t_k} (R_{ВЛ} - R_{ВЛ.н}) dt = \\ = (R_{ВЛ.уст} - R_{ВЛ.н}) \cdot \left[ t_k - t_n - T \left(1 - e^{-\frac{t_k-t_n}{T}}\right) \right];$$

$$\int_{t_n}^{t_k} (\vartheta_{пр} - \vartheta_{пр.н}) dt = \\ = (\vartheta_{пр.уст} - \vartheta_{пр.н}) \cdot \left[ t_k - t_n - T \left(1 - e^{-\frac{t_k-t_n}{T}}\right) \right].$$

Разделив левые и правые части этих уравнений друг на друга, с учётом (13) получим

$$\frac{\int_{t_n}^{t_k} (R_{ВЛ} - R_{ВЛ.н}) dt}{\int_{t_n}^{t_k} (\vartheta_{пр} - \vartheta_{пр.н}) dt} = \frac{(R_{ВЛ.к} - R_{ВЛ.н})}{(\vartheta_{пр.к} - \vartheta_{пр.н})} = \frac{\Delta R_{ВЛ}}{\Delta \vartheta_{пр}}. \quad (14)$$

Таким образом, приращения  $\Delta R_{ВЛ}$  и  $\Delta \vartheta_{пр}$ , получаемые вычитанием конечных и начальных значений, можно заменить определёнными интегралами, что делает задачу лучше обусловленной и позволяет исключать при интегрировании отдельные интервалы времени внутри  $t_n \div t_k$ , в которых имеют место выбросы контролируемых величин.

В (14) температура провода на участке без гололёда измеряется непосредственно, а активное сопротивление  $R_{ВЛ}$  определяется по закону Ома, поэтому

$$\int_{t_n}^{t_k} (R_{ВЛ} - R_{ВЛ.н}) dt = \\ = \int_{t_n}^{t_k} \left( \frac{U_{ВЛ.а}(t)}{I_{ВЛ}(t)} - \frac{U_{ВЛ.а}(t_n)}{I_{ВЛ}(t_n)} \right) dt = \\ = U_{ВЛ.а.срд} \int_{t_n}^{t_k} \frac{1}{I_{ВЛ}(t)} dt - \frac{U_{ВЛ.а}(t)}{I_{ВЛ}(t)} (t_k - t_n), \quad (15)$$

где первое слагаемое получено с использованием обобщённой теоремы о среднем, в которой вместо  $U_{ВЛ.а}(t_i)$ ,  $t_n \leq t_i \leq t_k$ , использовано среднее значение  $U_{ВЛ.а.срд}$ . При этом интервал времен внутри  $t_n \div t_k$ , где  $U_{ВЛ.а}$  отклоняется от среднего значения, можно отбрасывать.

#### АНАЛИЗ ДОПУЩЕНИЙ И ВНЕСЕНИЕ ПОПРАВОК В РЕШЕНИЕ «ПОРОЖДАЮЩЕЙ ЗАДАЧИ»

1. В начале плавки допущение 1 о постоянстве температуры провода под гололёдом  $\vartheta_{пр.г}$  некорректно: температура изменяется (возрастает), начиная от температуры воздуха при гололёде  $\vartheta_{в} < 0^\circ\text{C}$ . Поправка вносится путём смещения начала отсчёта параметров режима от начала плавки на время нагрева провода  $t_{н.пр}$  от  $\vartheta_{в}$  до  $\vartheta_{ст}$ . Это время подлежит анализу и учёту при определённой  $l_{г.м*}$  в начале плавки.

2. Условия охлаждения провода без гололёда отличаются на разных участках линии. В (2) в качестве  $\theta_{б.г}$  нужно использовать средневзвешенное значение температуры этих участков, а измеряется температура провода, возможно другой марки, на территории подстанции. Связь между этими температурами не измеряется, но должна учитываться при определении приращения средневзвешенной температуры  $\Delta\theta_{б.г}$  в качестве погрешности при определении  $y^*$ .

3. Активное сопротивление  $R_{ВЛ}$  непрерывно контролируется как отношение напряжения на ВЛ к току. При плавке переменным током используется активная составляющая измеряемого напряжения (совпадающая по фазе с током), при плавке постоянным током – выпрямленное напряжение, рассчитываемое по контролируемому переменному напряжению источника питания выпрямительной установки (ВУ). В обоих случаях определение приращения  $\Delta R_{ВЛ}$  при близких начальном и конечном значениях представляет пример плохо обусловленной задачи, в которой погрешность  $\Delta R_{ВЛ}$  значительно больше погрешности  $R_{ВЛ}$ . Улучшение обусловленности достигается применением формулы (15).

4. Дополнительную погрешность измерения переменного напряжения источника питания ВУ может внести постоянная составляющая, которую нужно компенсировать при использовании трёхфазного ТН.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенная технология дистанционного контроля гололёдообразования на ВЛ позволяет по параметрам режима плавки, измеряемым на подстанции, определять суммарную длину гололёдных участков в процессе плавки в повторно-кратковременном режиме и фиксировать окончание плавки гололёда, когда эта длина становится равной нулю.

На базе описанной технологии планируется в соответствии с заданием по гранту РФФИ «Аспиранты» разработка цифрового устройства или использование алгоритма в качестве элемента цифровой подстанции, обеспечивающего функционирование универсальной автоматической системы плавки гололёда на всех ВЛ, отходящих от подстанции.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-38-90102.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Журавлев В. Средства диагностики и предотвращения снегонапления и гололедообразования на воздушных линиях 6-150 кВ // Новости электротехники. 2017. № 5(107)-6(108). С. 50-57.
2. Пат. № 2569318 Российская Федерация, МПК H02G7/16. Способ плавки гололеда на проводах воздушной линии электропередачи / Засыпкин А.С., Засыпкин А.С. (мл.), Тетерин А.Д., Щуров А.Н.; Заявл. 14.08.2014, Оpubл. 20.11.2015.
3. Дистанционное определение длины гололёдного участка и окончания плавки гололёда на ВЛ длительными импульсами тока / Засыпкин А.С., Щуров А.Н., Засыпкин А.С. (мл.), Тетерин А.Д. // Известия вузов. Электромеханика. 2017. №6. С. 77-83. doi: 10.17213/0136-3360-2017-6-77-83
4. Эльсгольц Л.Э. Дифференциальные уравнения и вариационное исчисление. М.: Наука, 1969. 424 с.
5. Засыпкин А.С. Метод «порождающей задачи» и его использование в расчётных инженерных методиках электроэнергетики // Известия Академии электротехнических наук РФ. 2020. Вып. 22. С. 30-39.
6. Бургсдорф В.В. Сооружение и эксплуатация линий электропередачи в сильногололёдных районах. М.: Госэнергоиздат, 1947. 196 с.
7. Сацук Е.И. Электротепловые и механические процессы в воздушных линиях электропередачи: монография. Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2010. 106 с.
8. Temperature characteristic of DC ice-melting conductor / S. Fan, X. Jiang, C. Sun, Z. Zhang, L. Shu // Cold Regions Science and Technology. 2011. Vol. 65. Iss. 1. Pp. 29-38. doi: 10.1016/j.coldregions.2010.02.012
9. Аллилуев А.А., Левченко И.И. Расчёт режимов выпрямительных установок плавки гололёда на линиях электропередачи: учеб. пособие. Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2000. 192 с.
10. Бахвалов Ю.А. Математическое моделирование: учеб. пособие для вузов. Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2010. 142 с.

Поступила в редакцию 23 июня 2021 г.

#### INFORMATION IN ENGLISH

### ICE FORMATION REMOTE CONTROL TECHNOLOGY ON OVERHEAD TRANSMISSION LINES AND ITS VALIDATION WITH ALLOWABLE SIMPLIFICATIONS OF THE PHYSICAL PROCESSES MODEL

Aleksandr S. Zasyepkin (Jr.)

Postgraduate student, Power Plants and Electrical Power Systems Department, Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russia. E-mail: zasandzas@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6901-4425>

The description of the ice formation remote control technology on overhead transmission lines, which makes it possible to determine the length of the ice formation based on modes parameters measured at the substation, has been performed. The advantage of the proposed technology over existing ones is shown. It consists in the absence of the need to place additional distributed control devices along the whole length of the line. The mathematical proof of the technology using the "initial problem" method, which consists in simplifying the original problem by neglecting the secondary parameters and obtaining the exact solution of the simplified problem in the form of an analytical function, has been made. The principle of the

new intelligent technology for ice formation length control in the ice melting intermittent duty is described. The principle consists in digital fixing of wire temperature, uncovered by ice, and the entire overhead line active resistance. The resistance depends on this temperature and on the length of the overhead line section covered by ice formation, that should be defined. According to these parameters of the melting mode and the initial data determined by the trial melting mode in preparation for the autumn-winter period, it is possible to determine the relative length of the ice formation at each current pulse. The end of the melting is fixed when the ice formation length becomes equal to zero. The assumptions made to simplify physical processes in

technology development are outlined. The features of ice melting mode parameters measurement with the both direct and alternating current are shown. The procedure for processing of measurement results during the technology realization is described. It is shown that the use of certain integrals in solving the "initial problem" makes the problem better conditioned and allows excluding measurement emissions of the controlled mode parameters. To compensate errors caused by the accepted simplifications, assumptions are analyzed and recommended corrections are specified. It is planned on the basis of the described technology, in accordance with the work under the RFBR grant "Aspirants", to design a digital device or use the algorithm as an element of the digital substation providing the functioning of ice melting universal automatic system on all overhead lines branching from the substation.

**Keywords:** overhead transmission line, ice melting, ice formation, ice formation controll, ice melting end control.

#### REFERENCES

1. Zhuravlev V. Diagnostic and prevention tools for snow and ice formation on overhead lines of 6-150 kV. *Novosti Elektro Tekhniki* [Electrical Engineering News], 2017, no. 5(107)-6(108), pp. 50-57. (In Russian)
2. Zasyppkin A.S., Zasyppkin A.S. (Jr.), Teterin A.D., Shchurov A.N. *Sposob plavki gololeda na provodakh vozduzhnoy linii elektroperedachi* [Method for ice melting on overhead transmission lines wires]. Patent RF, no. 2569318, 2015.
3. Zasyppkin A.S., Shchurov A.N., Zasyppkin A. S. (Jr.), Teterin A.D. Distant determination of the ice area length and the end of ice melting on overhead power line with long current impulses. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2017, no. 6, pp. 77-83. (In Russian) doi: 10.17213/0136-3360-2017-6-77-83
4. Elsgolts L.E. *Differentsialnye uravneniya i variatsionnoe ischislenie* [Differential equations and calculus of variations], Moscow, Science Publ., 1969, 424 p. (In Russian)
5. Zasyppkin A.S. The «initial problem» method and its use in calculation engineering methods of the electric power industry. *Izvestiya Akademii elektrotekhnicheskikh nauk RF* [Proceedings of the Russian Federation Electrotechnical Academy of Sciences], 2020, issue 22, pp. 30-39. (In Russian)
6. Burgsdorf V.V. *Sooruzhenie i eksploatsiya liniy elektropredachi v silnogololeдных rayonakh* [Construction and exploitation of power lines in heavily icing areas]. Moscow, Gosenergoizdat Publ., 1947, 196 p. (In Russian)
7. Satsuk E.I. *Elektroteplovye i mekhanicheskie protsessy v vozduzhnykh liniyakh elektropredachi* [Electrothermal and mechanical processes in overhead transmission lines]. Novocherkassk, SRSTU (NPI) Publ., 2010, 106 p.
8. Fan S., Jiang X., Sun C., Zhang Z., Shu L. Temperature characteristic of DC ice-melting conductor. *Cold Regions Science and Technology*, 2011, vol. 65. Iss. 1, pp. 29-38. doi: 10.1016/j.coldregions.2010.02.012
9. Alliluyev A.A., Levchenko I.I. *Raschet rezhimov vypryamitelnykh ustanovok plavki gololeda na liniyakh elektropredachi* [Calculation of rectifier installations modes for ice melting on transmission lines]. Novocherkassk, SRSTU (NPI) Publ., 2007. 192 p. (In Russian)
10. Bakhvalov Yu.A. *Matematicheskoe modelirovaniye* [Mathematical modeling]. Novocherkassk. SRSTU (NPI) Publ., 2010, 142 p. (In Russian)

Засыпкин А.С. (мл.). Технология дистанционного контроля гололёдообразования на ВЛ и её обоснование при допустимых упрощениях модели физических // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 3(52). С. 52-56. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-52-56](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-52-56)

Zasyppkin A.S. (Jr.). Ice Formation Remote Control Technology on Overhead Transmission Lines and Its Validation with Allowable Simplifications of the Physical Processes Model. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 52-56. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-52-56](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-52-56)

## ИНФОРМАЦИОННОЕ, МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

УДК 621.31

[https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-57-65](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-57-65)

Антоненков Д.В., Матренин П.В.

Новосибирский государственный технический университет

## ИССЛЕДОВАНИЕ АНСАМБЛЕВЫХ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ЗАДАЧЕ КРАТКОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

В статье рассмотрена проблема прогнозирования электропотребления горных предприятий, особенностью которого является высокий уровень нестационарности и стохастичности. Используются собранные авторами данные за четыре года по горному предприятию Якутии, работающему в области добычи и переработки угля. При этом отдельно выполнен анализ по различным объектам предприятия: угольному разрезу и обогатительным фабрикам, имеющим принципиально различные технологические процессы, и, следовательно, графики электропотребления. Проведено исследование двух классов методов машинного обучения: обработка ретроспективных данных электропотребления предприятия как временного ряда с помощью рекуррентных нейронных сетей; выделение наиболее значимых признаков для применения к ним ансамблевых моделей на базе деревьев решений: случайного леса, адаптивного бустинга и экстремального градиентного бустинга. Поскольку для указанных моделей машинного обучения очень важна настройка гиперпараметров, для корректного сопоставления результатов проведена процедура оптимизации гиперпараметров всех моделей. Проведенные вычислительные эксперименты показали, что рекуррентные многослойные нейронные сети способны использовать для прогнозирования временные ряды без предварительной обработки, обучаясь выделять значимые признаки из динамики изменения графика электропотребления. Для применения ансамблей регрессионных деревьев решений необходим предварительный анализ данных для отбора из временного ряда наиболее значимых признаков. На примере рассмотренного предприятия показано, что использование такого подхода при работе с ансамблевыми моделями дает близкую точность к рекуррентным нейронным сетям. При этом ансамблевые модели обучаются на 1–2 порядка быстрее, а недостатком является большая склонность к переобучению.

**Ключевые слова:** горное предприятие, прогнозирование электропотребления, машинное обучение, рекуррентные нейронные сети, выбор признаков, ансамблевые методы.

## ВВЕДЕНИЕ

Прогнозирование электропотребления необходимо для экономически эффективной работы всей электроэнергетической системы и для повышения ее устойчивости. Чем выше точность прогнозов от потребителей электроэнергии, тем лучше поставщики способны планировать генерацию и распределение электроэнергии, что в конечном счете снижает издержки всех участников рынка электроэнергии [1].

В настоящее время существует несколько наиболее распространенных методов прогнозирования электропотребления, то есть графиков нагрузки. Можно выделить большую группу методов, основанных на статистических моделях [2, 3], включая сезонные модели Хольта-Уинтерса [4, 5], авторегрессию и различные гибридные методы, такие как ARIMA [5–7], методы параметрического синтеза предопределенных моделей временного ряда [8], соединение авторегрессионных моделей с аппаратом нечеткой логики [9]. Недостатком указанных методов является снижение точности в случаях нестационарного стохастического временного ряда, в котором недостаточно выделить тренд и периодические составляющие. Существующие методы прогнозирования, учитывающие техноэкономические свойства горного предприятия, сводятся к понятию устойчивых рангов гиперболических распределений [10].

Другим направлением исследований является применение методов машинного обучения, таких как ме-

тод опорных векторов [11–13], метод ближайших соседей [14], деревья решений [15], ансамблевые методы [13, 16], искусственные нейронные сети (ИНС). ИНС имеют большое число базовых архитектур, для прогнозирования электропотребления успешно применяются сверточные сети [17, 18], глубокие сети [19–21], чаще других используются рекуррентные сети [18, 21–23] (Recurrent neural networks, RNN), поскольку они созданы для обработки последовательных данных, в частности временных рядов.

Сравнение глубоких нейронных сетей с классическим многослойным перцептроном, ARIMA и сезонной моделью Хольта-Уинтерса для прогноза электропотребления промышленных предприятий приведено в работе [19]. Недостатками глубоких нейронных сетей являются необходимость обучения на очень большой выборке данных, высокая вычислительная трудоемкость обучения [20], кроме того, высокая трудоемкость выбора архитектуры сети [19, 23]. При этом существует проблема переиспользования обученной сети. Например, если для прогноза электропотребления модель в качестве входа использовала метеорологические данные (температура, скорость ветра, давление, облачность), то без них модель уже не будет работать. И может намного хуже работать в другой климатической зоне. Кроме того, модель, обученная на данных определенных промышленных предприятий, может показывать низкую точность прогнозов для предприятия с особым режимом работы или даже аналогичного предприятия в другой стране из-за административных факторов. Все это может приводить к тому, что резуль-

таты нейросетевой модели при неверной настройке окажутся даже хуже, чем результаты простейших методов прогнозирования.

Горное предприятие представляет собой сложный электротехнический комплекс и, в отличие от многих других промышленных объектов, является не только техническим, но и природно-техническим комплексом. Также, в отличие от других промышленных предприятий, горное предприятие динамично развивается не только во времени, но и в пространстве [10, 23]. Это связано с тем, что основные потребители (буровые станки и экскаваторы) перемещаются по карьеру, и сам карьер тоже непрерывно меняет свою поверхность в ходе добычи угля.

#### МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

##### Постановка задачи

Задача прогнозирования сформулирована следующим образом. Необходимо построить модель, выполняющую преобразование входных данных  $\{X, T\}$  в прогноз электропотребления на сутки (24–48 часов) вперед  $Y^*$ :

$$Y^* = f(\{X, T\}); \quad (1)$$

$$X = \{x_1, x_2, \dots, x_{24m}\}; \quad (2)$$

$$T = \{t_1, t_2, \dots, t_5\}; \quad (3)$$

$$Y^* = \{y_1^*, y_2^*, \dots, y_{24}^*\}, \quad (4)$$

где  $x_1, x_2, \dots, x_{24m}$  – ретроспективные данные почасового электропотребления за  $m$  предыдущих суток;  $t_1, t_2, \dots, t_5$  – час суток, день недели, число, месяц и год того часа, на который приходится начало прогноза;  $y_1^*, y_2^*, \dots, y_{24}^*$  – почасовой прогноз электропотребления на сутки.

На **рис. 1** приведена графическая интерпретация векторов  $X$  и  $Y^*$  при  $m = 2$ . Показателем точности прогноза в данной работе выбран средний модуль процента ошибки (MAPE):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i^* - y_i}{y_i} \right| \cdot 100\%, \quad (5)$$

где  $n$  – число часов в выборке;  $y_i^*$  – прогноз электропотребления в  $i$ -й час;  $y_i$  – истинное значение электропотребления в  $i$ -й час.

Выбор MAPE обусловлен тем, что именно этот показатель используется предприятиями как главная метрика точности прогноза электропотребления при работе на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности.

Сутки	1:00	2:00	3:00	...	0:00
2 суток назад	$x_1$	$x_2$	$x_3$	...	$x_{24}$
1 сутки назад	$x_{25}$	$x_{26}$	$x_{27}$	...	$x_{48}$
Текущие сутки					
Прогноз на сутки вперед	$y_1^*$	$y_2^*$	$y_3^*$	...	$y_{24}^*$

Рис. 1. Векторы  $X$  и  $Y^*$  из выражений (1), (2) и (4)

##### Рекуррентная нейросетевая модель

В данной работе среди множества архитектур ИНС выбрана рекуррентная, как наиболее подходящая для обработки временных рядов (вектор  $X$  из выражений (1), (2)). Число слоев и другие архитектурные гиперпараметры сети подбирались экспериментально, в соответствии с процедурой, описанной в [23]. Для задач обработки временных рядов целесообразно применять рекуррентные сети, которые обладают свойством долгосрочной памяти. Более эффективно управляют своей памятью рекуррентные сети, основанные на ячейках Long short-term memory (LSTM) [24] и Gated Recurrent Unit (GRU) [25]. В исследовании использованы ячейки обоих типов, наилучший результат получен с использованием GRU.

В качестве пороговой функции скрытых полносвязных слоев использована ReLU [26].

Для борьбы с переобучением использованы приемы Dropout [23, 27], отключающий в случайном порядке отдельные нейроны сети и L2-регуляризация [23, 28], которая добавляет функции потерь обучения сумму квадратов весов сети.

Среди множества методов обучения ИНС следует выделить метод обратного распространения ошибки (Backpropagation), именно он чаще всего используется в обучении ИНС. Метод обратного распространения ошибки имеет большое число модификаций. В данном исследовании использован метод Adam [29]:

$$\begin{aligned} V_{dw} &= \beta_1 V_{dw} + (1 - \beta_1) dW; \\ S_{dw} &= \beta_2 S_{dw} + (1 - \beta_2) dW^2; \\ V_{dw}^{corr} &= V_{dw} (1 - \beta_1^t); \\ S_{dw}^{corr} &= S_{dw} (1 - \beta_2^t); \\ W &= W - \alpha V_{dw}^{corr} \left( \sqrt{S_{dw}^{corr} + \varepsilon} \right)^{-1}, \end{aligned} \quad (6)$$

где  $V_{dw}$  – матрица, характеризующая инерционные свойства параметров ИНС, по сути, матрица скорости изменения параметров;  $\beta_1$  – параметр, задающий баланс между учетом предыдущего направления градиента и направления градиента, полученного на очередной эпохе обучения и на очередном пакете, обычно значение этого параметра близко к 1 (~0,9);  $dW$  – матрица градиентов, задающих направление повышения ошибки,  $\partial E / \partial W$ ;  $\beta_2$  – параметр, задающий баланс между учетом предыдущей энергии изменения направления градиента и направления градиента, полученного на очередной эпохе обучения и на очередном пакете, обычно значение этого параметра близко к 1 (~0,999);  $S_{dw}$  – матрица, характеризующая степень («энергию», так как градиент возведен в квадрат) изменения параметров ИНС, без учета направления изменения;  $t$  – номер пакета при обучении;  $W$  – матрица весов;  $\alpha$  – величина шага обучения;  $\varepsilon$  – близкое к нулю положительное число для предотвращения деления на ноль.

Архитектура используемой сети показана на **рис. 2** (GRU – gate recurrent unit, рекуррентный слой, FC – fully connected, полносвязный слой, sigmoid – сигмоидальная функция активации).

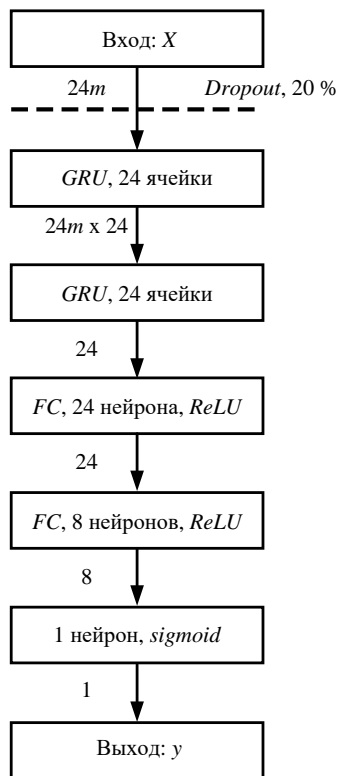


Рис. 2. Архитектура используемой рекуррентной нейронной сети

#### Отбор признаков

Рекуррентные нейронные сети позволяют обрабатывать последовательные данные, то есть обрабатывать целиком временной ряд фактического почасового электропотребления предприятия за прошлые  $m$  суток. Это позволяет выделять сложные зависимости между ретроспективными данными и будущим электропотреблением. В то же время сложный технологический процесс горных предприятий может быть таковым, что из всего графика электропотребления за прошлые сутки не следуют изменения, которые будут присутствовать в следующих сутках. Поэтому целесообразно провести анализ признаков и выделить наиболее значимые из них. Это позволит применить для решения задачи методы машинного обучения, не требующие обработки временного ряда, во-первых, для сравнения результатов рекуррентных ИНС с принципиально другими подходами, во-вторых, кратное снижение числа признаков в разы повышает скорость обучения моделей машинного обучения, в-третьих, меньшее число параметров может повысить точность обучения за счет меньшего риска обнаружения ложных зависимостей.

Поэтому в ходе описанных далее экспериментальных исследований в работе из  $\{X, T\}$  отбирались наиболее значимые признаки по критериям Пирсона и Спирмена.

#### Ансамблевые методы машинного обучения

Ансамблевые методы машинного обучения основаны на системном эффекте, который возникает при объединении в одну модель множества отдельных простых моделей. При этом точность полученной системы намного выше точностей ее элементов.

В работе рассмотрены три подхода к построению ансамблевых моделей: случайный лес (Random Forest [30, 31]), адаптивный бустинг (AdaBoost [31, 32]) и градиентный бустинг (XGBoost [33]).

Алгоритм случайного леса можно сформулировать следующим образом:

- 1) разделить обучающую выборку данных на  $s$  случайных подвыборок методом Монте-Карло, один и тот же элемент может попадать в разные подвыборки;
- 2) для каждой подвыборки построить регрессионную модель на базе дерева решений  $b_i$ ,  $i = 1, \dots, s$ ;
- 3) итоговая модель для рассматриваемой задачи:

$$Y^* \left( \{X^*\} \right) = \frac{1}{s} \sum_{i=1}^s b_i \left( X^* \right). \quad (7)$$

В выражении (7) используется обозначение  $X^*$ , чтобы показать, что в данной работе применение метода следует после отбора наиболее значимых признаков.

В случае применения случайного леса каждый отдельный регрессор строится независимо от результатов остальных, так что они могут строиться параллельно. Бустинг принципиально отличается от случайного леса тем, что регрессоры строятся последовательно и каждый новый зависит от текущих результатов предыдущих регрессоров, объединенных в модель. Кроме того, используется взвешенная сумма результатов отдельных регрессоров:

$$Y^* \left( \{X^*\} \right) = \sum_{i=1}^s \gamma_i h_i \left( X^* \right), \quad (8)$$

где  $\gamma_i$  – вес регрессора;  $h_i$  – регрессор.

Главным отличием AdaBoost и XGBoost друг от друга является способ учета ошибок ансамбля. В адаптивном бустинге на каждой итерации увеличивается вес объектов обучающей выборки, на которых была допущена ошибка. В градиентном бустинге каждый последующий регрессор строится так, чтобы обеспечить максимальное снижение ошибки ансамбля, градиент определяет направление наискорейшего убывания ошибки.

#### ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ И ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

##### Выборка данных

Использованы почасовые данные электропотребления горного предприятия Якутии за период с 01.01.2010 по 31.12.2013. В данных есть пропуски, поэтому общая выборка составляет 5366 суток, в среднем по 1 342 суток (32 208 часов) на одно предприятие. Отдельно выполнен анализ для обогатительной фабрики, нерюнгринского угольного разреза и предприятия в целом, включающего в себя кроме фабрики и разрезов дополнительных потребителей.

На рис. 3–5 приведены гистограммы распределения почасовых электропотреблений в кВт·ч. Примеры дневных графиков электропотребления за два следующих друг за другом дня показаны на рис. 6–8. Видно, что предприятия существенно статистически отличаются по своим процессам электропотребления.

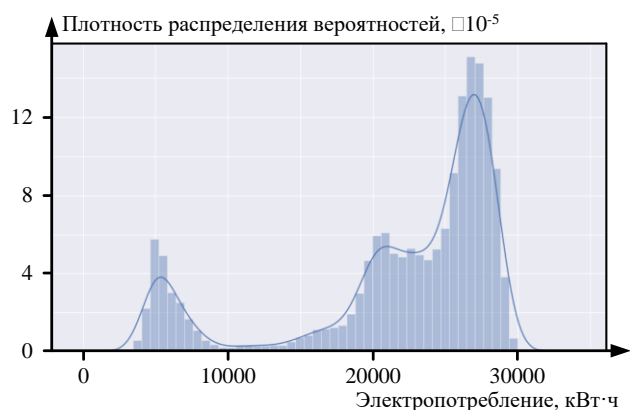


Рис. 3. Распределение электропотребления фабрик



Рис. 4. Распределение электропотребления разреза

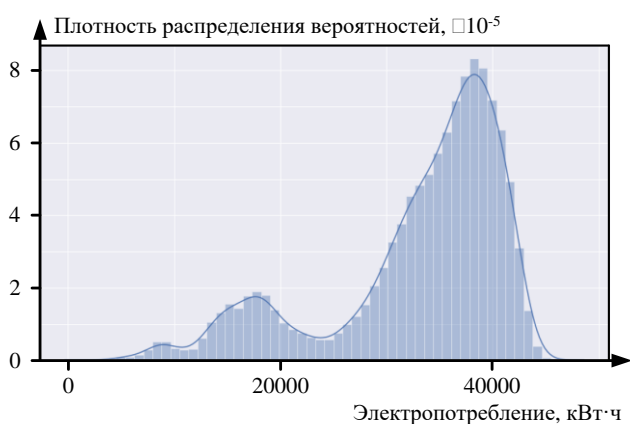


Рис. 5. Распределение электропотребления предприятия в целом

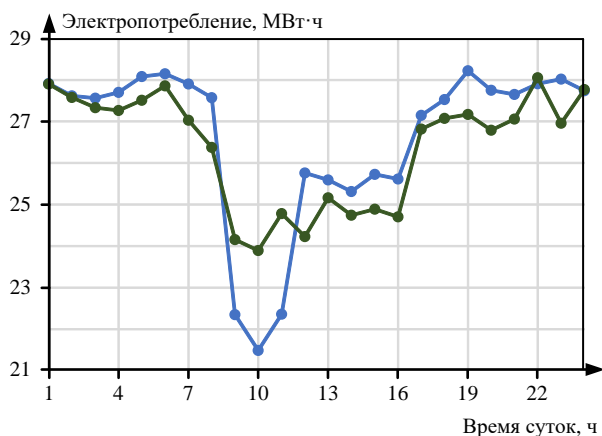


Рис. 6. Примеры дневных графиков нагрузки фабрики

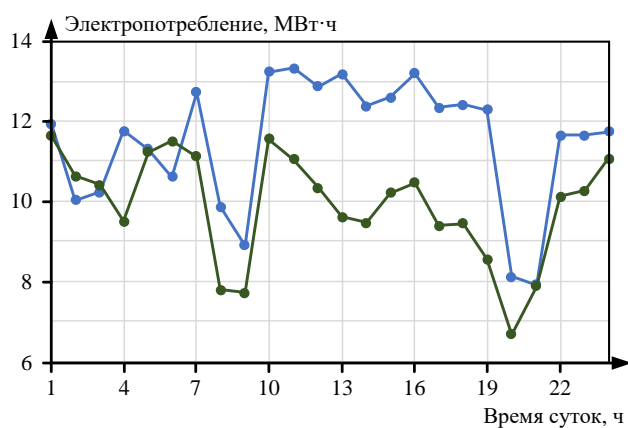


Рис. 7. Примеры дневных графиков нагрузки разреза

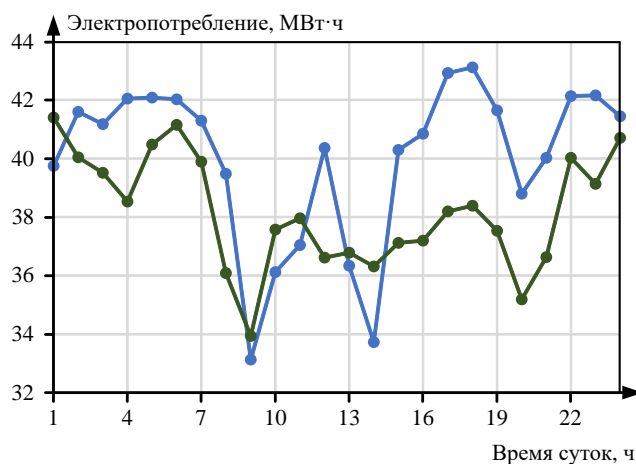


Рис. 8. Примеры дневных графиков нагрузки предприятия в целом

#### Отбор признаков

Важность отбора признаков для ансамблевых моделей в задачах электроэнергетики показана в работах [34-36]. На рис. 9 показано изменение коэффициента корреляции Спирмена между электропотреблением в заданный час и в предыдущие часы. Из рис. 9 видно, что наибольшая корреляция наблюдается между электропотреблением часа и трех предыдущих часов, но их использование невозможно, так как прогноз делается на сутки вперед.

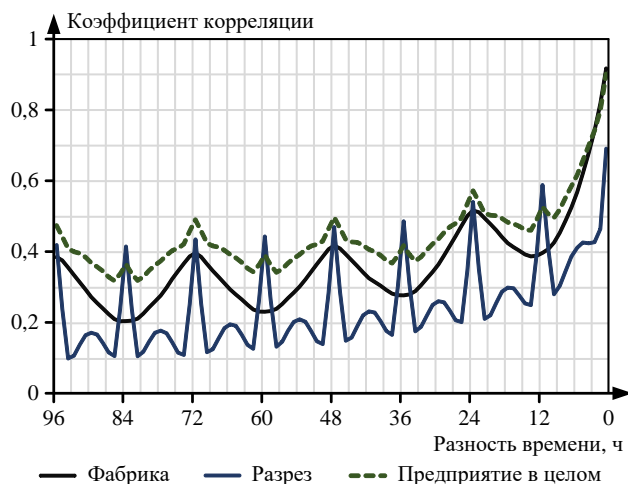


Рис. 9. Корреляции между электропотреблением в данный час и в предыдущие часы



Для всех предприятий выделяются часы, номера которых совпадают с рассматриваемым часом (часы, отстоящие от рассматриваемого на кратное число суток, 24, 48, 72, 96 ч). Для предприятия П<sub>2</sub> характерно, что значения электропотребления в часы, отстоящие друг от друга на  $k + 0,5$  суток ( $k = 0, 1, \dots$ ) тоже имеют повышенную корреляцию между собой. Можно выделить наиболее значимые для прогнозирования часы прошлых суток. Кроме того, в качестве значимых признаков выбраны номер часа суток, номер дня недели, число (номер дня месяца), месяц и год. Коэффициенты корреляции приведены в табл. 1. В табл. 1 столбцы «час\_48» и «час\_72» означают электропотребление в те же часы, что и прогнозный, но за 48 и 72 ч от него в прошлом.

#### Результаты применения моделей машинного обучения

Используемые в работе гиперпараметры ансамблевых моделей машинного обучения приведены в табл. 2. Подбор параметров выполнен с помощью метода случайного поиска (Random Search [37]). Кроме того, для сравнения результатов к используемым методам был добавлен классический вариант ИНС, многослойный перцептрон (MLP).

Выборка была случайным образом поделена на обучающую и тестовую в отношении 80 на 20. Число суток  $m$  из выражения (2) было экспериментально подобрано равным четырем. Значения гипер-параметров моделей приведены в табл. 2, а их результаты в табл. 3.

Усредненные по объектам ошибки прогнозирования показаны на рис. 10.

Таблица 1

#### Коэффициенты корреляции по критерию Спирмена

Объект	Час суток	День недели	Число	Месяц	Год	Час_48	Час_72
Фабрика	-0,07	0,02	0,04	0,22	0,31	0,52	0,42
Разрез	-0,09	-0,08	0	0,15	0,13	0,54	0,47
Все предприятия	-0,09	-0,01	0,06	0,23	0,39	0,5	0,57

Таблица 2

#### Гиперпараметры моделей

Модель	Гиперпараметры
Random Forest	Максимальная глубина дерева = 20, размер ансамбля = 120
AbaBoost	Максимальная глубина дерева = 9, размер ансамбля = 100
XGBoost	Максимальная глубина дерева = 8, размер ансамбля = 100
MLP	Число скрытых слоев = 2, нейронов в скрытых слоях = 200, 100 функции активации в скрытых слоях ReLU, метод обучения Adam

Таблица 3

#### Результаты применения моделей, средняя ошибка почасового прогноза на сутки вперед, MAPE, %

Модель	Фабрика, обуч.	Фабрика, тест	Разрез, обуч.	Разрез, тест	Предприятия в целом, обуч.	Предприятия в целом, тест
RF	8,6	20,2	4,5	10,6	5,0	11,6
AB	23,8	28,3	9,0	10,9	12,4	14,8
XGB	18,2	23,8	8,3	10,3	9,4	12,4
MLP	26,5	28,9	12,2	12,2	16,7	17,1
RNN	26,4	25,6	10,6	10,9	15,2	14,4

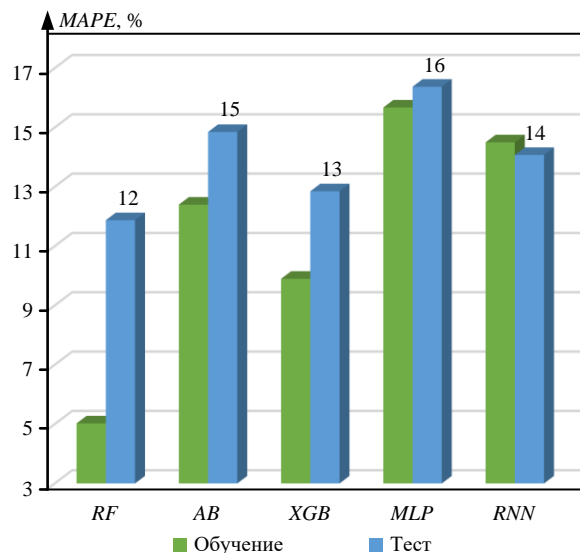


Рис. 10. Усредненная по всем объектам ошибка почасового прогноза на сутки вперед

Полученные результаты показывают следующее:

- обработка всего временного ряда электропотребления за прошлые  $m$  суток не дает существенного прироста точности по сравнению с использованием электропотребления только в отобранные наиболее значимые часы и может давать даже менее точный прогноз, так как разница ошибок RNN и Random Forest на тестовых выборках составила от 0,3 до 5,4 процентных пункта или от 3 до 24 %;

- рекуррентные ИНС способны самостоятельно обучаться выделению нужных признаков из всего временного ряда, в то время как для применения ансамблевых методов необходима внешняя процедура предварительного анализа и выделения признаков;

- за счет использования методик борьбы с переобучением для рекуррентных ИНС их точность на обучающей и тестовой выборках оказалась близкой, по этому показателю рекуррентные ИНС оказались существенно лучше ансамблевых методов;

- подтверждено, что для прогнозирования электропотребления рекуррентные ИНС более эффективны, чем классические многослойные полносвязные ИНС, так как разница ошибок RNN и MLP на тестовых выборках составила от 1,3 до 3,3 процентных пункта или от 11 до 30 %;

- в случае корректного применения методов машинного обучения и выбора класса моделей точность прогноза определяется скорее особенностями предприятия, чем выбором конкретной модели из класса;

- для достижения наилучшей точности прогноза необходимо применять различные ансамблевые методы и рекуррентные ИНС, поскольку заранее неизвестно, какой именно метод окажется лучше в конкретной задаче (согласно теореме No Free Lunch [38]), в данной задаче наилучший результат получен с помощью градиентного бустинга над деревьями решений.

На рис. 11 показаны прогнозные и фактические фрагменты графиков электропотребления в МВт·ч, полученные с помощью градиентного бустинга для наиболее сложного для прогнозирования объекта – обогатительной фабрики.

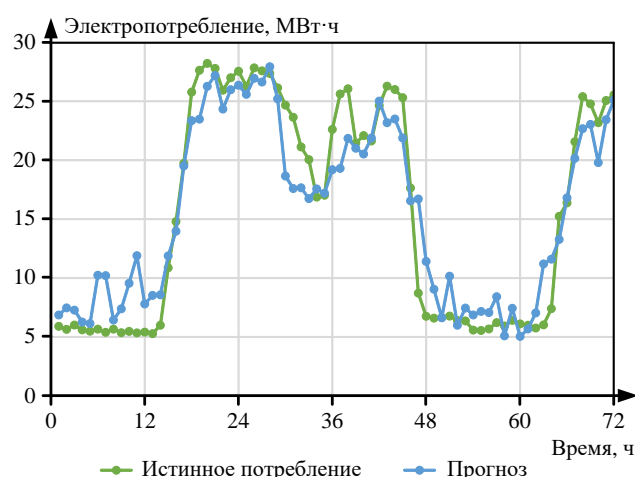


Рис. 11. Сопоставление прогнозов и истинных графиков электропотребления для фабрики

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнено исследование ансамблевых и нейросетевых моделей машинного обучения в задаче краткосрочного прогнозирования почасовых графиков электропотребления горных предприятий. Использованы данные якутского горного предприятия (фабрики, разреза и предприятия в целом) за четырехлетний период. Показано, что в случае применения нейросетевых моделей более эффективным является рекуррентная архитектура, позволяющая обрабатывать данные об электропотреблении как временной ряд, учитывая динамику изменения электрической нагрузки.

В то же время за счет проведения предварительного анализа и отбора признаков возможно выбрать из временного наиболее значимые параметры и затем применить к ним ансамблевые модели машинного обучения, такие как случайный лес и адаптивный или градиентный бустинг над деревьями решений. Такие модели не способны учитывать динамику изменения нагрузки, но, как показало исследование, для прогнозирования электропотребления горных предприятий этого может и не требоваться.

Использование отбора признаков вместе с ансамблевыми методами дает близкую точность к рекуррентным нейронным сетям и может даже превосходить их. При этом такие модели обучаются на 1–2 порядка быстрее, но более склонны к переобучению.

Для рассмотренных потребителей средняя погрешность прогноза на сутки вперед составила от 10 до 20% и зависит в первую очередь от степени стохастичности технологических и геологических факторов горного предприятия.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ, НТУ «Сирius», ОАО «РЖД» и Общественного Фонда «Талант и успех» в рамках научного проекта № 20-38-51007.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Data-driven baseline estimation of residential buildings for demand response / S. Park, S. Ruy, Y. Choi, J. Kim, H. Kim // *Energies*. 2015. Vol. 8(9). Pp. 10239–10259. doi: 10.3390/en80910239
2. Hahn H., Meyer-Nieberg S., Pickl S. Electric load forecasting methods: Tools for decision making // *European Journal of Operational Research*. 2009. Vol. 199. No. 3. Pp. 902–907.

doi: 10.1016/j.ejor.2009.01.062

3. A review on time series forecasting techniques for building energy consumption / C. Deb, F. Zhang, J. Yang, S. Lee, K. Shah // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 74. Pp. 902–924.
4. Taylor J.W. Short-term electricity demand forecasting using double seasonal exponential smoothing // *The Journal of the Operational Research Society*. 2003. Vol. 54. No. 8. Pp. 799–805.
5. Short-Term Forecast of Electricity Load for LLC “Omsk Energy Retail Company” Using Neural Network / V. Potapov, R. Khamitov, V. Makarov, A. Gritsay, I. Chervenchuk, D. Tyunkov // *Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics)*. IEEE, 2018. Pp. 1–5. doi: 10.1109/Dynamics.2018.8601430
6. Cho M.Y., Hwang J.C., Chen C.S. Customer short term load forecasting by using ARIMA transfer function model // *International Conference on Energy Management and Power Delivery*. IEEE, 1995. Vol. 1. Pp. 317–322. doi: 10.1109/EMPD.1995.500746
7. Hagan M.T., Behr S.M. The time series approach to short term load forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1987. Vol. 2(3). Pp. 785–791. doi: 10.1109/TPWRS.1987.4335210
8. Разработка моделей прогнозирования электропотребления на основе временных рядов в изолированных энергосистемах / Д.Х. Худжасидов, А.Г. Русина, П.В. Матренин, С.А. Дмитриев, М.Х. Сафаралиев // *Электротехнические системы и комплексы*. 2020. № 3(48). С. 23–27. doi: 10.18503/2311-8318-2020-3(48)-23-27
9. Short-term load forecasting for the holidays using fuzzy linear regression method / K.B. Song, Y.S. Baek, D.H. Hong, G. Jang // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20. No. 1. Pp. 96–101. doi: 10.1109/PES.2005.1489152
10. Antonenkov D.V., Solovov D.B. Mathematic simulation of mining company’s power demand forecast (by example of “Neryungri” coal strip mine) // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2017. Vol. 87. Art. no. 032003. doi: 10.1088/1755-1315/87/3/032003
11. Hong W.C. Electric load forecasting by seasonal recurrent SVR (support vector regression) with chaotic artificial bee colony algorithm // *Energy*. 2011. Vol. 36. No. 9. Pp. 5568–5578. doi: 10.1016/j.energy.2011.07.015
12. Hybrid forecasting approach based on GRNN neural network and SVR machine for electricity demand forecasting / W. Li, X. Yang, H. Li, L. Su // *Energies*. 2017. Vol. 10. No. 1. Art. no. 44. doi: 10.3390/en10010044
13. Huo J., Shi T., Chang J. Comparison of random forest and SVM for electrical short-term load forecast with different data sources // *7th IEEE International Conference on Software Engineering and Service Science (ICSESS)*. IEEE, 2016. Pp. 1077–1080. doi: 10.1109/ICSESS.2016.7883252
14. A composite k-nearest neighbor model for day-ahead load forecasting with limited temperature forecasts / R. Zhang, Y. Xu, Z.Y. Dong, W. Kong, K.P. Wong // *Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2016. Pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741097
15. Mori H., Kosemura N. Optimal regression tree based rule discovery for short-term load forecasting // *Power Engineering Society Winter Meeting*. IEEE, 2001. Vol. 2. Pp. 421–426. doi: 10.1109/PESW.2001.916878
16. Ensemble deep learning for regression and time series forecasting / X. Qiu, L. Zhang, Y. Ren, P. Suganthan, G. Amaratunga // *Symposium on Computational Intelligence in Ensemble Learning*. IEEE, 2014. Pp. 21–26. doi: 10.1109/CIEL.2014.7015739
17. Multi-scale convolutional neural network with time-cognition for multi-step short-term load forecasting / Z. Deng, B. Wang, Y. Xu, T. Xu, C. Liu, Z. Zhu // *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. Pp. 88058–88071. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2926137

18. A short-term load forecasting method based on GRU-CNN hybrid neural network model / L. Wu, C. Kong, X. Hao, W. Chen // *Mathematical Problems in Engineering*. 2020. Art. no. 1428104. doi: 10.1155/2020/1428104
19. Ryu S., Noh J., Kim H. Deep neural network based demand side short term load forecasting // *Energies*. 2016. Vol. 10. No. 1. Pp. 1–20. doi: 10.3390/en10010003
20. Chen K. Wang Q., He Z., Hu J., He J. Short-Term Load Forecasting with Deep Residual Networks. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2019, vol. 10, no. 4, pp. 3943–3952. doi: 10.1109/TSG.2018.2844307
21. Cai M., Pipattanasomporn M., Rahman S. Day-ahead building-level load forecasts using deep learning vs. traditional time-series techniques // *Applied Energy*. 2019. Vol. 236. Pp. 1078–1088. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.12.042
22. Short-term residential load forecasting based on LSTM recurrent neural network / W. Kong, Z. Dong, Y. Jia, D. Hill, Y. Xu, Y. Zhang // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10. No. 1. Pp. 841–851. doi: 10.1109/TSG.2017.2753802
23. Improving accuracy and generalization performance of small-size recurrent neural networks applied to short-term load forecasting / P.V. Matrenin, V.Z. Manusov, A.I. Khalyasmaa, D.V. Antonenkov, S.A. Eroshenko, D. Butusov // *Mathematics*. 2020. Vol. 8. No. 12. Art. no. 2169. doi: 10.3390/math8122169
24. Hochreiter S., Schmidhuber J. Long short-term memory // *Neural Computation*. 1997. Vol. 9. No. 8. Pp. 1735–1780. doi: 10.1162/neco.1997.9.8.1735
25. Learning Phrase Representations using RNN Encoder-Decoder for Statistical Machine Translation / K. Cho, B. van Merriënboer, C. Gulcehre, D. Bahdanau, F. Bougares, H. Schwenk, Y. Bengio // Available online: <https://arxiv.org/abs/1406.1078>
26. Le Cun Y., Bengio Y., Hinton G. // *Nature*. 2015. Vol. 521. Pp. 436–444. doi: 10.1038/nature14539
27. Dahl G.E., Sainath T.N., Hinton G.E. Improving deep neural networks for LVCSR using rectified linear units and dropout. *International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing*. IEEE, 2013. Pp. 8609–8613. doi: 10.1109/ICASSP.2013.6639346
28. Ng A.Y. Feature selection. L1 vs. L2 regularization. and rotational invariance // 21st International Conference on Machine Learning. Banff, 2004. Pp. 1–8. doi: 10.1145/1015330.1015435
29. Kingma D.P., Ba J.L. Adam: A method for stochastic optimization. [Web source]. Available online: <https://arxiv.org/abs/1412.6980>
30. Breiman L. Random Forests // *Machine Learning*. 2001. Vol. 4. Pp. 5–32. doi: 10.1023/A:1010933404324
31. Machine learning in Python. [Web source]. Available online: <https://scikit-learn.org>
32. Drucker H. Improving Regressors using Boosting Techniques. [Web source]. Available online: <https://www.researchgate.net/publication/2424244>
33. Chen T., Guestrin C. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System. [Web source]. Available online: <https://arxiv.org/abs/1603.02754>
34. Industry experience of developing day-ahead photovoltaic plant forecasting system based on machine learning / Khalyasmaa A.I., Eroshenko S.A., Tashchilin V.A., Ramachandran H., Chakravarthi T.P., Butusov D.N. // *Remote Sensing*. 2020. Vol. 12(20). Art. no. 3420. doi: 10.3390/rs12203420
35. Khalyasmaa A.I., Senyuk M.D., Eroshenko S.A. Analysis of the state of high-voltage current transformers based on gradient boosting on decision trees // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2020. Vol. 36. No. 4. Pp. 2154–2163. doi: 10.1109/TPWRD.2020.3021702
36. Разработка моделей среднесрочного прогнозирования электропотребления в изолированно работающих энергосистемах на основе ансамблевых методов машинного обучения / С.М. Асанова, Д.С. Ахьеев, С.А. Дмитриев, П.В. Матренин, М.Х. Сафаралиев // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2021. № 1(84). С. 32–39.
37. Bergstra J., Bengio Y. Random search for hyper-parameter optimization // *Journal of Machine Learning Research*. 2012. Vol. 13. Pp. 281–305.
38. Wolpert D.H., Macready W.G. No Free Lunch Theorems for Optimization. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*. 1997. Vol. 1. No. 1. Pp. 67–82. doi: 10.1109/4235.585893

Поступила в редакцию 10 июня 2021 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

### ENSEMBLE AND NEURAL NETWORK MACHINE LEARNING MODELS FOR SHORT-TERM LOAD FORECASTING OF OPEN CAST MINING COMPANIES

Dmitry V. Antonenkov

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Department of Industrial Power Supply Systems, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia. E-mail: antonenkov@corp.nstu.ru

Pavel V. Matrenin

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Department of Industrial Power Supply Systems, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia. E-mail: matrenin.2012@corp.nstu.ru. ORCID: 0000-0001-5704-0976

The article deals with the problem of forecasting the power consumption at mining enterprises, which is characterized by a high nonstationarity and stochasticity levels. The data collected by the authors for four years on the mining enterprise of Yakutia, working in the field of coal mining and processing, are used. At the same time, a separate analysis was carried out for various objects of the enterprise: a coal mine and processing plants, which have fundamentally different technological processes, and, consequently, power consumption schedules. A study of two classes of machine learning methods was carried out: processing of retrospective data on the power consumption at an enterprise as a time series using recurrent neural networks; and extraction of

the most significant features in order to apply to them ensemble models based on decision trees: a random forest, adaptive boosting and extreme gradient boosting. Since tuning hyper-parameters is very important for the specified machine learning models, for the correct comparison of the results, the procedure for optimizing the hyper-parameters of all models was carried out. The computational experiments have shown that recurrent multilayer neural networks are able to use time series for forecasting without preliminary processing, learning to recognize significant signs from the dynamics of changes in the electrical consumption schedule. To apply ensembles of regression decision trees, preliminary data analysis is required to extract the most

significant features from a time series. Using the example of the considered enterprise, it is shown that the use of such an approach when working with ensemble models gives an accuracy close to that of recurrent neural networks. In this case, ensemble models are trained 1–2 orders of magnitude faster, and the disadvantage is a great tendency to overfitting.

**Keywords:** opencast mining, power consumption forecasting, machine learning, recurrent neural network, feature selection, ensemble models.

## REFERENCES

- Park S., Ruy S., Choi Y., Kim J., Kim H. Data-driven baseline estimation of residential buildings for demand response. *Energies*, 2015, vol. 8, pp. 10239–10259. doi: 10.3390/en80910239
- Hahn H., Meyer-Nieberg S., Pickl S. Electric load forecasting methods: Tools for decision making. *European Journal of Operational Research*, 2009, vol. 199, no. 3, pp. 902–907. doi: 10.1016/j.ejor.2009.01.062
- Deb C., Zhang F., Yang J., Lee S., Shah K. A review on time series forecasting techniques for building energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 74 (C), pp. 902–924.
- Taylor J.W. Short-term electricity demand forecasting using double seasonal exponential smoothing. *The Journal of the Operational Research Society*, 2003, vol. 54, no. 8, pp. 799–805.
- Potapov V., Khamitov R., Makarov V., Gritsay A., Cherven-chuk I., Tyunkov D. Short-Term Forecast of Electricity Load for LLC "Omsk Energy Retail Company" Using Neural Network. 2018 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics). Omsk, 2018, pp. 1–5. 10.1109/Dynamics.2018.8601430
- Cho M.Y., Hwang J.C., Chen C.S. Customer short term load forecasting by using ARIMA transfer function model. *International Conference on Energy Management and Power Delivery*. Singapore, 1995, vol. 1, pp. 317–322. doi: 10.1109/EMPD.1995.500746
- Hagan M.T., Behr S.M. The time series approach to short term load forecasting. *IEEE Trans. Power Syst*, 1987, vol. 2, pp. 785–791. doi: 10.1109/TPWRS.1987.4335210
- Khujaaidov J.Kh., Rusina A.G., Matrenin P.V., Dmitriev S.A., Safaraliev M.Kh. Forecasting model development for electricity consumption based on time. *Elektrotehnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2020, no. 3 (48), pp. 23–27. (In Russian). doi: 10.18503/2311-8318-2020-3(48)-23-27
- Song K.B., Baek Y.S., Hong D.H., Jang G. Short-term load forecasting for the holidays using fuzzy linear regression method. *IEEE Trans. Power Syst*, 2005, vol. 20, no. 1, pp. 96–101. doi: 10.1109/PES.2005.1489152
- Antonov D.V., Solovov D.B. Mathematic simulation of mining company's power demand forecast (by example of "Neryungri" coal strip mine). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2017, vol. 87, Art. no. 032003. doi: 10.1088/1755-1315/87/3/032003
- Hong W.C. Electric load forecasting by seasonal recurrent SVR (support vector regression) with chaotic artificial bee colony algorithm. *Energy*, 2011, vol. 36, no. 9, pp. 5568–5578. doi: 10.1016/j.energy.2011.07.015
- Li W., Yang X., Li H., Su L. Hybrid forecasting approach based on GRNN neural network and SVR machine for electricity demand forecasting. *Energies*, 2017, vol. 10, no. 1, Art. id 44. doi: 10.3390/en10010044
- Huo J., Shi T., Chang J. Comparison of Random Forest and SVM for electrical short-term load forecast with different data sources. *IEEE International Conference on Software Engineering and Service Science*, Beijing. IEEE, 2016, pp. 1077–1080. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741097
- Zhang R., Xu Y., Dong Z.Y., Kong W., Wong, K.P. A composite k-nearest neighbor model for day-ahead load forecasting with limited temperature forecasts. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741097
- Mori H., Kosemura N. Optimal regression tree based rule discovery for short-term load forecasting. 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194). IEEE, 2001, vol. 2, pp. 421–426. doi: 10.1109/PESW.2001.916878
- Qiu X., Zhang L., Ren Y., Suganthan P., Amaratunga G. Ensemble deep learning for regression and time series forecasting. 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence in Ensemble Learning (CIEL). IEEE, 2014, pp. 21–26. doi: 10.1109/CIEL.2014.7015739
- Deng Z., Wang B., Xu Y., Xu T., Liu C., Zhu Z. Multi-Scale Convolutional Neural Network with Time-Cognition for Multi-Step Short-Term Load Forecasting. *IEEE Access*, 2019, vol. 7, pp. 88058–88071. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2926137
- Wu, L.; Kong, C.; Hao, X.; Chen, W. A Short-Term Load Forecasting Method Based on GRU-CNN Hybrid Neural Network Model. *Mathematical Problems in Engineering*, 2020, Art. no. 1428104. doi: 10.1155/2020/1428104
- Ryu S., Noh J., Kim H. Deep neural network based demand side short term load forecasting. *Energies*, 2016, vol. 10, no. 1, Art. id 3, pp. 1–20. doi: 10.3390/en10010003
- Chen K., Wang Q., He Z., Hu J., He J. Short-Term Load Forecasting with Deep Residual Networks. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2019, vol. 10, no. 4, pp. 3943–3952. doi: 10.1109/TSG.2018.2844307
- Cai M., Pipattanasomporn M., Rahman S. Day-ahead building-level load forecasts using deep learning vs. traditional time-series techniques. *Applied Energy*, 2019, vol. 236, pp. 1078–1088. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.12.042
- Kong W., Dong Z., Jia Y., Hill D., Xu Y., Zhang Y. Short-term residential load forecasting based on LSTM recurrent neural network. *IEEE Trans. on Smart Grid*, 2019, vol. 10, no. 1, pp. 841–851. doi: 10.1109/TSG.2017.2753802
- Matrenin P.V., Manusov V.Z., Khalyasmaa A.I., Antonov D.V., Eroshenko S.A., Butusov D. Improving accuracy and generalization performance of small-size recurrent neural networks applied to short-term load forecasting. *Mathematics*, 2020, vol. 8, no. 12, Art. id 2169. doi: 10.3390/math8122169
- Hochreiter S., Schmidhuber J. Long short-term memory. *Neural Computation*, 1997, vol. 9, no. 8, pp. 1735–1780. doi: 10.1162/neco.1997.9.8.1735
- Cho K., van Merriënboer B., Gulcehre C., Bahdanau D., Bougares F., Schwenk H., Bengio Y. Learning Phrase Representations using RNN Encoder-Decoder for Statistical Machine Translation. Available at: <https://arxiv.org/abs/1406.1078>
- LeCun Y., Bengio Y., Hinton G. *Nature*, 2015, vol. 521, pp. 436–444. doi: 10.1038/nature14539
- Dahl G.E., Sainath T.N., Hinton G.E. Improving deep neural networks for LVCSR using rectified linear units and dropout. 2013 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing. IEEE, 2013, pp. 8609–8613. doi: 10.1109/ICASSP.2013.6639346
- Ng A.Y. Feature selection, L1 vs. L2 regularization, and rotational invariance. *Proceedings of the twenty-first international conference on Machine learning (ICML '04)*. Association for Computing Machinery, 2004, pp. 1–8. doi: 10.1145/1015330.1015435
- Kingma D.P., Ba J.L. Adam: A method for stochastic optimization. Available at: <https://arxiv.org/abs/1412.6980>
- Breiman L. Random Forests. *Machine Learning*. 2001. Vol. 4. Pp. 5–32. doi: 10.1023/A:1010933404324.
- Machine learning in Python. Available at: <https://scikit-learn.org>
- Drucker H. Improving Regressors using Boosting Techniques.

- Available at: <https://www.researchgate.net/publication/2424244>
33. Chen T., Guestrin C. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System. Available at: <https://arxiv.org/abs/1603.02754>
  34. Khalyasmaa A.I., Eroshenko S.A., Tashchilin V.A., Ramachandran H. Chakravarthi T.P., Butusov D.N. Industry Experience of Developing Day-Ahead Photovoltaic Plant Forecasting System Based on Machine Learning. Remote Sensing, 2020, vol. 12 (20), Art. id 3420. doi: 10.3390/rs12203420
  35. Khalyasmaa A.I., Senyuk M.D., Eroshenko S.A. Analysis of the state of high-voltage current transformers based on gradient boosting on decision trees. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, vol. 36, no. 4, pp. 2154-2163. doi: 10.1109/TPWRD.2020.3021702
  36. Asanova S.M., Ahyeev D.S. Dmitriev S.A., Matrenin P.V., Safaraliev M.Kh. Development of models for power consumption medium-term forecasting in isolated power systems based on ensemble methods of machine learning. *Izvestiya NTTS Edinoy energeticheskoy sistemy* [STC of Unified Power System Proceedings], 2021, no. 1(84), pp. 32-39. (In Russian)
  37. Bergstra J., Bengio Y. Random search for hyper-parameter optimization. Journal of Machine Learning Research, 2012, vol. 13, pp. 281-305.
  38. Wolpert D.H., Macready W.G. No Free Lunch Theorems for Optimization. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 1997, vol. 1, no. 1, pp. 67-82. doi: 10.1109/4235.585893

---

Антоненков Д.В., Матренин П.В. Исследование ансамблевых и нейросетевых методов машинного обучения в задаче краткосрочного прогнозирования электропотребления горных предприятий // *Электротехнические системы и комплексы*. 2021. № 3(52). С. 57-65. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-57-65](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-57-65)

---



---

Antonенkov D.V., Matrenin P.V. Ensemble and Neural Network Machine Learning Models for Short-Term Load Forecasting of Open Cast Mining Companies. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 57-65. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-57-65](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-57-65)

---

## ОБРАЗОВАНИЕ ВИХРЕВОГО ДВИЖЕНИЯ В ЖИДКОЙ СРЕДЕ ПОД ДЕЙСТВИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ КОЛЕБАНИЙ

В статье рассмотрено техническое применение ультразвука в жидкостях с различным начальным состоянием. Сформулированы условия вихревого движения жидкости под действием ультразвука, показано практическое применение такому явлению и получены реальные результаты, которые можно использовать для дальнейших исследований. Ультразвук можно использовать как один из способов холодной дегазации жидкостей наряду с традиционными способами, такими как вакуумирование, кипячение, добавление сульфата натрия  $\text{Na}_2\text{SO}_3$ . Режим воздействия на жидкость ультразвуком зависит от начального состояния этой жидкости, и дальнейшее поведение физических явлений в этой жидкости будет носить различный характер. Это поведение важно знать при его использовании в промышленности в различных электротехнологических установках. Режим кавитации существует, пока в жидкости есть газ. Режим звукового ветра имеет место, пока в жидкости есть очень небольшое количество газа, и кавитация оказывает минимальное сопротивление акустическому потоку. Для генерации ультразвуковых колебаний использовался новый, перспективный ультразвуковой транзисторный генератор с подмагничиванием силовой части, позволяющий работать с разными излучателями ультразвука, как с магнитострикционными, так и с пьезоэлектрическими. При работе на пьезоэлектрическую нагрузку необходимо просто отключить управление подмагничиванием и включить развязывающий трансформатор в выходной каскад силовой части. Ультразвуковые генераторы, построенные по представленной в работе силовой схеме, могут использоваться для применения в пищевой промышленности с целью интенсификации технологических процессов при небольших энергозатратах, что экономически выгодно для производителей пищевой продукции. При использовании высокоинтенсивного ультразвука возможна замена таких технологических процессов, как термическая обработка, нагрев, использование химических реагентов, а также замена использования насосов для генерации центробежной силы.

**Ключевые слова:** ультразвуковой генератор, подмагничивание, кавитация, звуковой ветер, вихревое движение, акустическое течение, число Рейнольдса, дегазация.

### ВВЕДЕНИЕ

Известно, что все жидкости обладают способностью растворять газ, а при определенных условиях выделять его в виде пузырьков. Наличие газа в жидкости может ухудшать или улучшать тот или иной технологический процесс. Процесс разрушения происходит из-за кавитации, процесс уплотнения происходит из-за звукового ветра. Рассмотрим более подробно эти физические процессы.

Кавитацией называется выделение из жидкости паров и газа (местное закипание жидкости), обусловленное местным падением давления в потоке, с последующей конденсацией паров в области более высокого давления [1]. При кавитации нарушается неразрывность потока жидкости, происходят местные гидравлические удары с повышением давления до 100 МПа и выше. Кавитация может играть как положительную роль при расщеплении, растворении, разрушении и смешивании пищевых ингредиентов в пищевой промышленности, так и отрицательную – при разрушении стенок трубопроводов при наличии трещин, разрушении элементов гидропривода в машиностроении.

При очень больших удельных потоках звуковой энергии возможно поступательное движение материальных частиц жидкости в направлении распространения энергии. Этот сложный процесс переноса энергии звука в акустике называют явлением «звукового ветра». Перенос энергии звука осуществляется как за счет

колебания частиц среды относительно своих средних положений, так и за счет смещения всей массы вещества среды в направлении распространения энергии [2]. Объемное перемещение жидкости под действием звукового ветра (поля) провоцирует возникновение акустического течения жидкости, которое может иметь ламинарный или турбулентный характер движения. В данной статье условимся подразумевать под определением «звукового ветра» также «акустическое течение» жидкости. В технике эффект «звукового ветра» с успехом применяют для бесконтактного смешивания или разделения агрессивных жидкостей и слабо текущих композиций.

Объектом исследования данной работы является воздействие ультразвуковых колебаний на жидкую среду с различным начальным состоянием и возможность генерирования таких колебаний с помощью ультразвукового генератора с подмагничиванием. Предметом исследования является физическое явление и техническое применение такого явления в различных электротехнологических установках. Цель работы – добиться образования вихревого движения в жидкости под действием ультразвуковых колебаний, показать необходимые условия для образования такого движения под воздействием ультразвуковых колебаний. Задача данной работы – рассмотреть подробное влияние ультразвука на жидкую среду, изучить возможные физические явления в этой среде и новые средства генерирования ультразвуковых колебаний для их дальнейшего применения в промышленности.



# ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рассмотрим теоретические методы, описывающие процесс кавитации и эффект звукового ветра. Известно, что под действием ультразвука в воде начинается процесс дегазации газа и возникает кавитация, которая может расщеплять или разрушать вещества, которые в этот момент находились в воде. При ультразвуковом кавитационном воздействии выделяют следующие режимы в зависимости от его интенсивности [3]:

- работа при малых интенсивностях воздействия (докавитационный режим), при которых не нарушается сплошность обрабатываемой среды;

- работа в режиме зарождения кавитации. Режим характеризуется возникновением в жидкой среде кавитационных парогазовых пузырьков, которые насыщают жидкую среду, изменяя ее волновое сопротивление (импеданс) [4].

Процесс кавитации происходит до полного дробления кавитационных пузырьков и со временем кавитационная область сужается, а через определенное время  $t_1$  (рис. 1) процесс кавитации плавно перейдет в акустическое течение жидкости под действием звукового ветра. Процесс акустического течения можно наблюдать визуально, если опустить в дегазированную воду погружной излучатель ультразвука. В интервале времени  $[0, t_1]$  звуковой ветер тоже присутствует, но его сила очень мала, т.к. режим кавитации оказывает сопротивление звуковому ветру. После дегазации жидкости в интервале времени  $[t_1, t]$  наступает режим звукового ветра и происходит акустическое течение жидкости. В интервале времени  $t \geq t_1$  кавитация частично будет присутствовать, но меньшей интенсивности. Все, что находилось в этот момент в жидкости, будет уплотняться, и ультразвук будет работать как насос, перекачивая жидкость из стороны в сторону. Какой же характер движения имеет акустическое течение дегазированной жидкости, возникающее вследствие ультразвукового воздействия? Чтобы ответить на этот вопрос, рассмотрим более подробно процесс перехода из ламинарного течения в турбулентное.

Количественная оценка режима движения жидкости производится с помощью числа Рейнольдса. Число Рейнольдса характеризует соотношение сил инерции и вязкости в потоке. Число Рейнольдса, соответствующее переходу от турбулентного режима к ламинарному, называется нижним критическим числом Рейнольдса и обозначается  $Re_{кр.н.}$ , а число Рейнольдса, соответствующее переходу от ламинарного движения к турбулентному, называется верхним критическим числом Рейнольдса и обозначается как  $Re_{кр.в.}$ . Для практических расчётов можно полагать, что при значениях  $Re < 2300$  имеет место ламинарный режим, а при  $Re > 2300$  – турбулентный режим. Для потоков произвольного сечения критерий Рейнольдса определяется по формуле [5]:

$$Re = \frac{V_{cp} R}{\nu}, \quad (1)$$

где  $R$  – характерный линейный размер обтекаемого тела;  $V_{cp}$  – средняя по сечению скорость;  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости жидкости.



Рис. 1. Представление поведения физических явлений при воздействии ультразвука на жидкую среду

Из (1) следует, что если на пути акустического течения нет препятствия или оно очень маленькое, т. е.  $R \rightarrow 0$ , значение  $Re$  будет меньше 2300, значит, будет преобладать ламинарное течение жидкости, а с увеличением  $R$  ламинарное течение будет плавно переходить в турбулентное. Данное условие хорошо работает при свободном течении жидкости в реках, водоемах и различных трубах под действием силы насоса.

В акустике для количественной характеристики распространения ультразвуковой волны в воде используют безразмерный параметр – акустическое число Рейнольдса  $Re_a$ , который определяется по формуле [6]:

$$Re_a = \frac{\rho c_0 V}{\omega b}, \quad (2)$$

где  $\rho$  – плотность среды,  $кг/м^3$ ;  $c_0$  – скорость звука в среде,  $м/с$ ;  $V$  – амплитуда колебательной скорости,  $м/с$ ;  $\omega = 2\pi f$  – круговая частота,  $рад/с$ ;  $b$  – параметр диссипации.

Амплитуда колебательной скорости  $V$  характеризует максимальную скорость, с которой частицы среды движутся в процессе колебаний, и определяется частотой колебаний и амплитудой ультразвукового колебания:

$$V = 2\pi f A, \quad (3)$$

где  $f$  – частота ультразвуковых колебаний,  $кГц$ ;  $A$  – амплитуда ультразвуковых колебаний,  $мкм$ .

Подставив (3) в (2), увидим, что акустическое число Рейнольдса  $Re_a$  в большей степени зависит от амплитуды  $A$  ультразвуковых колебаний, чем от частоты. Если  $Re_a < 1$ , то преобладает влияние вязкости жидкости, и ультразвуковая волна в ней затухает. При таком условии не возможно акустическое течение жидкости и, соответственно, ни ламинарного, ни турбулентного режима не будет возникать. Если  $Re_a > 1$ , то начинают образовываться слабые ударные ультразвуковые волны, которые способствуют возникновению акустического течения жидкости.

Прямой связи между формулами (1) и (2) в данной статье не показано, это будет являться предметом будущих исследований, но по результатам экспериментальных исследований можно показать, что минимальными условиями для образования турбулентного движения жидкости под действием ультразвука являются следующие условия:

$$\begin{cases} Re > 2300, V_{cp} \rightarrow \infty, R \neq 0; \\ Re_a > 1, A \rightarrow \infty, p > p_{воды}, c_0 > c_{воды}. \end{cases} \quad (4)$$

Условие (4) призвано показать физическую связь между формулами (1) и (2). После дегазации жидкости (см. **рис. 1**) в момент времени  $t_1$  условия  $\rho > \rho_{\text{воды}}$ ,  $c_0 > c_{\text{воды}}$  уже будут соблюдаться, т.к.  $c_{\text{дисциплин}} = 1482 \text{ м/с}$ ,  $c_{\text{воды}} = 1450 \text{ м/с}$  и  $c_{\text{дисциплин}} > c_{\text{воды}}$ . Это приведет к ламинарному течению, затем при достаточной амплитуде  $A$  и наличии препятствия  $R$  возникнет перестройка профиля скорости  $V_{\text{ср}}$  и начнет образовываться турбулентный режим течения жидкости. Важно понимать, что в любой дегазированной жидкости, когда процесс кавитации ослабляется, ультразвуковое воздействие будет плавно порождать акустическое течение ламинарного характера, а при условиях (4) акустическое течение начнет принимать турбулентный (вихревой) характер.

С увеличением частоты  $f$  расстояние, на которое распространяется ультразвуковая волна, будет уменьшаться. Также необходимо отметить, что на турбулентный характер акустического течения жидкости не будет влиять фокусированное ультразвуковое воздействие, т.к. при этом будет все равно сохраняться ламинарный режим, даже если будет достигаться условие  $Re > 2300$ .

Процесс кавитации при ультразвуковом воздействии можно использовать как один из способов холодной дегазации жидкости наряду с другими способами дегазации, такими как вакуумирование, термическая дегазация и др. Например, показателен эксперимент с алюминиевой фольгой в холодной воде [7]. Скорость дегазации жидкости зависит от мощности и интенсивности ультразвука. В дегазированном состоянии жидкость может храниться очень долго. Вода, находящаяся в открытом резервуаре или в резервуаре, закрытом проницаемой пленкой, будет естественным образом поглощать растворимые в ней газы, пока она не достигнет уровня насыщения. Этот процесс протекает очень долго, примерно  $1 \text{ мг/л}$  за 8 часов. Скорость этого насыщения будет зависеть от многих факторов, важнейшими из которых являются температура, режим перемешивания и отношение площади водной поверхности к объему воды. Пример динамики такого поглощения показан на **рис. 2** [8]. (Резервуар вместимостью 200 л с площадью водной поверхности  $4000 \text{ см}^2$ , температура воды  $17\text{--}22^\circ\text{C}$  [9]).

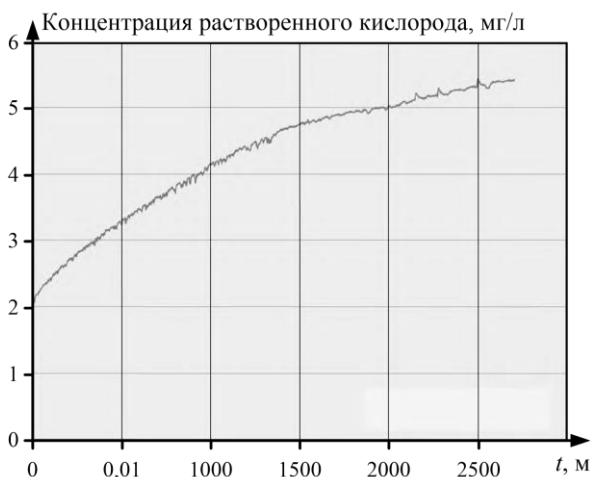


Рис. 2. Динамика поглощения газа водой после ее дегазации

Таким образом, в работе показано, что ультразвуковое воздействие на жидкость сначала порождает процесс кавитации, а затем, когда газа становится мало, процесс звукового ветра. В процессе возникновения звукового ветра всегда возникает ламинарный режим течения жидкости, и только при определенных условиях (4) возможно возникновение турбулентного режима течения жидкости.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для подтверждения данной теории были проведены эксперименты по посолу рыбы ультразвуковым воздействием в растворе тузлука 10% солености. Основным технологическим параметром посола является длительность процесса. Известно, что соль при растворении в воде вытесняет молекулы газа из воды, и тузлук жидкость становится плотной, газовых пузырьков в ней становится мало и, соответственно, процесс кавитации происходит быстро и кавитация ослабляется. После этого наступает процесс акустического течения, который как раз и можно использовать для диффузии молекул NaCl из тузлукной жидкости в мясо рыбы и диффузионно-осмотического переноса воды из тканей рыбы в раствор соли [10].

Сначала процессом кавитации вытесняется газ, а затем наступает процесс акустического течения. Акустическое течение имеет ламинарный характер, т.к. отсутствует обтекаемое тело  $R = 0$  из (1). После того, как тузлук жидкость приобретает движение ламинарного характера, а процесс кавитации становится слабее, кавитационная область сокращается в размерах, и акустические течения постепенно заполняют всю емкость, в нее на специальную сетку помещается сырая рыба или филе,  $R \neq 0$ , а  $c_{\text{тузлук}} = 1521,6 > c_{\text{воды}} = 1450$  и  $\rho_{\text{тузлук}} = 1020 > \rho_{\text{воды}} = 998$ , на периферии рыбной поверхности начинают появляться завихрения тузлукной жидкости, происходит перестройка профиля скорости  $V_{\text{ср}} \rightarrow \infty$ , что можно наблюдать визуально. Для предотвращения разрушения консистенции мяса рыбы не желательно помещать рыбу в интервале времени  $[0, t_1]$  (см. **рис. 1**).

Таким образом, по результатам экспериментов можно сделать вывод, что с помощью ультразвукового воздействия при достижении с помощью звукового ветра вихревого движения можно ускорить процесс посола рыбы. Результат представлен на графике солености (**рис. 3**).

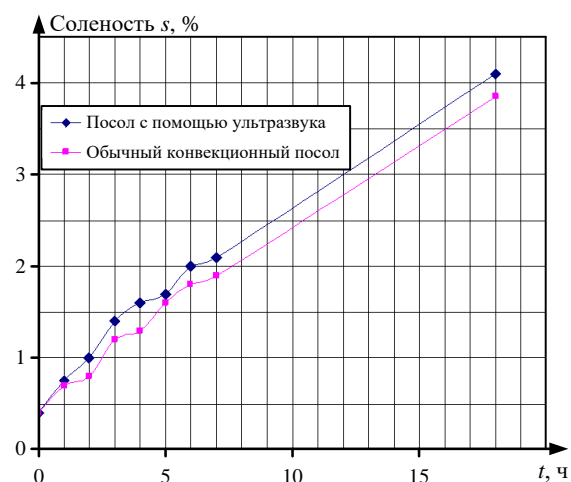


Рис. 3. Графики солености при обычном и ультразвуковом посоле



Аналогичные данные получены в других работах [11]. В этих работах показано, что график солёности (рис. 4) примерно совпадает с графиком, представленным на рис. 3, и отличается следующими параметрами:

- 1) типом засаливаемой рыбы;
- 2) интенсивностью ультразвукового воздействия  $I$ ;
- 3) частотой ультразвуковых колебаний  $f$ .

По результатам экспериментальных исследований было выявлено, что показатели качества солёной рыбы, полученные с использованием предварительной ультразвуковой обработки, отвечают требованиям нормативно-технической документации по всем органолептическим и микробиологическим показателям.

Для получения экспериментальных данных и образования вихревого движения в жидкости под действием ультразвуковых колебаний использовался ультразвуковой генератор, силовая схема которого выполнена по мостовой транзисторной топологии с подмагничиванием силовой части (рис. 5).

Электрические характеристики ультразвукового воздействия при этом были следующие: импульсная мощность генератора  $P_{\text{и}} = 9330$  Вт; средняя электрическая мощность на резонансной частоте и максимальной частоте следования пачек  $P_{\text{ср.эл}} = 933$  Вт; КПД излучателей  $\eta_{\text{изл}} = 30\%$ ; средняя акустическая мощность  $P_{\text{ср.акуст}} = 280$  Вт; создаваемая интенсивность воздействия на площади излучения  $I = 0,03$  Вт/см<sup>2</sup>; площадь излучения  $S_{\text{изл}} = 10000$  см<sup>2</sup>; объём излучения  $V_{\text{изл}} = 200000$  см<sup>3</sup>.

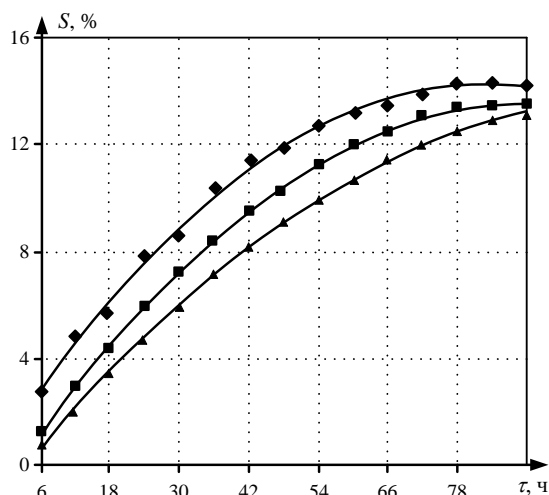


Рис. 4. Влияние ультразвуковой обработки на кинетику средней солёности  $S$  сельди атлантической:

- 1 – без обработки ультразвуком;
- 2 – ультразвуковая обработка частотой 34 кГц;
- 3 – ультразвуковая обработка частотой 30 кГц

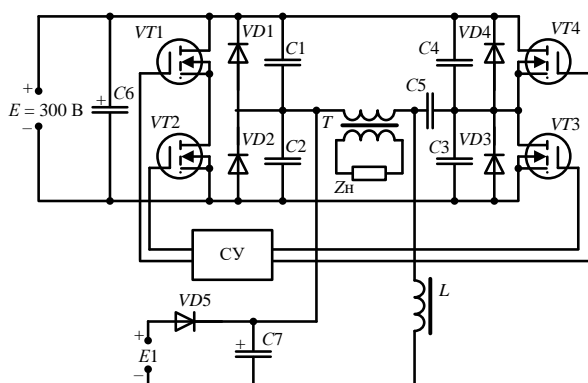


Рис. 5. Структурная схема мостового транзисторного инвертора с подмагничиванием

При увеличении  $P_{\text{и}}$ , количества излучателей, частоты следования пачек импульсов, КПД излучателей и уменьшения  $S_{\text{изл}}$  можно увеличить интенсивность воздействия для использования этого генератора в химических процессах.

Подробный принцип работы такого ультразвукового генератора рассмотрен в источниках [12, 13] и в данной работе не приводится. Тип подключаемого ультразвукового преобразователя может быть как магнитострикционный, так и пьезоэлектрический. В данной схеме в качестве излучателя  $Z_{\text{н}}$  использовался магнитострикционный преобразователь. Для подключения пьезоэлектрического преобразователя достаточно включить развязывающий трансформатор в выходной каскад силовой части и отключить систему управления или источник питания цепи подмагничивания. Система управления СУ силовым каскадом спроектирована на базе ПЛИС с алгоритмом управления мощностью, аналогичным широтно-импульсной модуляции (ШИМ) [13]. При замене  $Z_{\text{н}}$  на пьезоэлектрическую нагрузку программное обеспечение ПЛИС значительно не меняется. Также будет отсутствовать система автоматической подстройки резонансной частоты, т. к. данная система не предусмотрена в используемом генераторе с целью снижения его себестоимости.

При подключении пьезоэлектрических преобразователей можно получать высокоинтенсивный ультразвук для его использования в пищевой и химической промышленности с целью интенсификации технологических процессов. Показанное на рис. 5 решение улучшает технические характеристики ультразвукового генератора, снижает его себестоимость и расширяет области технического применения ультразвука в электротехнологических установках.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, акустическое течение в дегазированной жидкости под действием ультразвука имеет ламинарный характер и при определенных условиях переходит в вихревое движение. По результатам теоретических и экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы:

- 1) вихревой режим течения жидкости будет зависеть в большей степени от амплитуды ультразвуковых колебаний  $A$ , чем от их частоты  $f$ ;
- 2) свойства работы ультразвука в жидкой среде зависят от исходного состояния этой среды, ультразвук порождает разный физический процесс: в дегазированной жидкости – процесс акустического течения, в недегазированной жидкости – процесс кавитации;
- 3) ультразвуковое воздействие можно использовать как один из способов холодной дегазации жидкости наряду с вакуумированием, химической и термической дегазацией;
- 4) высокоинтенсивный ультразвук в жидкости, где имеется малое содержание газа, можно использовать в электротехнологии как насос, уплотнитель веществ и ускоритель конвекционного потока пищевой продукции;
- 5) транзисторный ультразвуковой генератор с подмагничиванием мостовой силовой части можно использовать на разную нагрузку, тем самым добиться расширения области применения такого генератора в ультразвуковой технике.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галдин Н.С. Основы гидравлики и гидропривода: учебное пособие. Омск: Изд-во СибАДИ, 2006. 145 с.
2. Воробьев Е.А. Теория ультразвуковых колебаний как основа построения и применения технических средств получения информации: учебное пособие. СПбГУАП, СПб., 2002. 54 с.
3. Ультразвуковые multifunctional и специализированные аппараты для интенсификации технологических процессов в промышленности, сельском и домашнем хозяйстве / Хмелев В.Н., Леонов Г.В., Барсуков Р.В., Цыганок С.Н., Шалунов А.В. Бийск: Изд-во Алт. гос. техн. ун-та, 2007. 414 с.
4. Хмелев В.Н. Повышение эффективности ультразвуковых технологических аппаратов для кавитационной обработки жидких сред высокой вязкости. Бийск: Изд-во Алт. гос. техн. ун-та, 2019. 59 с.
5. Лаптева Н.Е., Пастухова Л.Г. Ламинарный и турбулентный режимы движения жидкости: учебное электронное текстовое издание / ФГАОУ ВПО «УрФУ». Екатеринбург, 2011. 15 с.
6. Голямина И.П. Ультразвук. Маленькая энциклопедия. М.: Советская энциклопедия, 1979. 400 с.
7. Поддубный Б.Н. Усовершенствование методов эрозийных тестов по эрозии алюминиевой фольги и по убыли веса образца // Акустический журнал. 1976. Т. 22. № 4. С. 586-589.
8. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 8.897-2015/IEC/TR 62781:2012. Ультразвук. Методы подготовки воды для ультразвуковых измерений. М.: Стандартинформ, 2016. 17 с.
9. Fowlkes J.B., Carson R.L. Systems for degassing water used in ultrasonic measurements // The Journal of the Acoustical Society of America. 1991. Vol. 90(2). Pp. 1197-1200.
10. Афанасьев В.А., Малинин Г.В., Янкевич С.В. Технология ультразвукового посола рыбной и мясной продукции // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: материалы XII Всерос. науч.-техн. конф. Чебоксары: Изд-во Чуваш. гос. ун-та, 2020. С. 518-521.
11. Яковлев О.В. Применение ультразвука для интенсификации процесса посола рыбы // Вестник Керченского государственного морского технологического университета. 2018. № 1. С. 89-95.
12. Янкевич С.В., Малинин Г.В. Обзор схемотехнических решений при построении силовой части ультразвуковых генераторов // Вестник Чувашского университета. 2020. № 1. С. 212-220.
13. Янкевич С.В. Ультразвуковой генератор на ПЛИС фирмы XILINX // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: материалы VII Всерос. науч.-техн. конф. Чебоксары: Изд-во Чуваш. гос. ун-та, 2010. С. 272-275.

Поступила в редакцию 08 июля 2021 г.

INFORMATION IN ENGLISH

VORTEX MOTION FORMATION IN LIQUID MEDIUM UNDER THE ACTION OF ULTRASONIC OSCILLATIONS

Sergey V. Yankevich

Postgraduate Student, Industrial Electronics Department, Chuvash State University, Russia, Cheboksary. E-mail: ds3617@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6151-0448>

Grigoriy V. Malinin

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Industrial Electronics Department, Chuvash State University, Russia, Cheboksary. E-mail: malgrig6@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3993-0435>

The article is concerned with the technical application of ultrasound in liquids with different initial states. The conditions for the vortex movement of the liquid under the influence of ultrasound are formulated, practical application of such a phenomenon is shown and real results are obtained, which can be used for further research. Ultrasound can be used as one of the methods of cold degassing for liquids along with traditional methods such as vacuumization, boiling, addition of sodium sulfite  $\text{Na}_2\text{SO}_3$ . The mode of the liquid exposure to ultrasound depends on the initial state of this liquid, and the further behavior of physical phenomena in this liquid will be different. It is important to know this behavior when it is used in industry in various electrical installations. The cavitation mode exists as long as there is a gas in the liquid. The sound wind mode occurs as long as there is a very small amount of gas in the liquid, and cavitation provides minimal resistance to acoustic flow. To generate ultrasonic vibrations, a new, promising ultrasonic transistor generator with bias of the power part was used, which makes it possible to work with different ultrasound emitters, both magnetostriptive and piezoelectric. When working on a piezoelectric load, it is simply necessary to turn off the bias control and turn on the decoupling transformer in the output stage of the power part. Ultrasonic generators built according to the power scheme presented in the work can be used in the food industry for the purpose of intensifying technological processes at low energy costs, which is economically beneficial for food producers. Using high-intensity ultrasound, it is possible to replace such technological processes as heat treatment, heating,

the use of chemical reagents, as well as replacing the use of pumps to generate centrifugal force.

**Keywords:** ultrasonic generator, bias, cavitation, sound wind, vortex motion, acoustic flow, Reynolds number, degassing.

REFERENCES

1. Galdin N.S. *Osnovy gidravliki i gidroprivoda* [Hydraulics and Hydraulic Drive Basics]. Омск: Изд-во СибАДИ, 2006. 145 p. (In Russian)
2. Vorobyev E.A. *Teoriya ultrazvukovykh kolebaniy kak osnova postroeniya i primeneniya tekhnicheskikh sredstv polucheniya informatsii: Uchebnoeposobie* [The theory of ultrasonic oscillations as the basis for the construction and application of technical means of obtaining information: Tutorial]. SPbGUAP, Saint Petersburg, 2002. 54 p. (In Russian)
3. Khmelev V.N., Leonov G.V., Barsukov R.V., Tsyganok S.N., Shalunov A.V. *Ultrazvukovye mnogofunktsionalnye i spetsializirovannye apparaty dlya intensifikatsii tekhnologicheskikh protsessov v promyshlennosti, selskom i domashnem khozyaystve* [Ultrasonic multifunctional and specialized devices for intensification of technological processes in industry, agriculture and household]. Biysk, Publishing house of Altay State Technical University, 2007. 414 p. (In Russian)
4. Khmelev V.N. *Povyshenie effektivnosti ultrazvukovykh tekhnologicheskikh apparatov dlya kavitatsionnoy obrabotki zhidkikh sred vysokoy вязкости* [Increased efficiency of ultrasonic process apparatus for cavitation treatment of liquid

- media of high viscosity]. Biysk, Publishing house of Altay State Technical University, 2019, 59 p. (In Russian)
5. Lapteva N.E., Pastukhova L.G. *Laminarnyy i turbulentnyy rezhimy dvizheniya zhidkosti* [Laminar and turbulent fluid modes]. Yekaterinburg, UrFU, 2011, 15 p. (in Russian)
6. Golyamina I.P. *Ultrazvuk. Malenkaya entsiklopediya* [Ultrasound. Little Encyclopedia]. Moscow, Soviet encyclopedia, 1979, 400 p. (In Russian)
7. Poddubnyy B.N. Improvement of methods of erosion tests for erosion of aluminum foil and reduction of sample weight. *Akusticheskiy zhurnal* [Acoustic journal], 1976, 22, no. 4, pp. 586-589. (In Russian)
8. State Standart 8.897-2015/IEC/TR 62781:2012. Ultrasonics. Methods of conditioning of water for ultrasonic measurements. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 17 p. (In Russian)
9. Fowlkes J.B., Carson R.L. Systems for degassing water used in ultrasonic measurements. *J. Acoust. Soc. Am* 1991, 90, no. 2, pp. 1197-1200.
10. Afanasyev V.A., Malinin G.V., Yankevich S.V. Technology of ultrasonic salting of fish and meat products. *Materialy XII Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Informatsionnye tekhnologii v elektrotekhnike i elektroenergetike»* [Information technology in electrical engineering and power engineering: materials of XII All-Russian scientific conference]. Cheboksary, Publishing house of ChGU; 2020, pp. 518-521. (in Russian)
11. Yakovlev O.V. Application of ultrasound for intensification of fish salting process. *Vestnik Kerchenskogo gosudarstvennogo morskogo tekhnologicheskogo universiteta* [Bulletin of Kerch State Marine Technological University], 2018, no. 1, pp. 89-95. (in Russian)
12. Yankevich S.V., Malinin G.V. Schematic solutions overview for construction of ultrasonic generators power unit. *Vestnik Chuvashskogo universiteta* [Bulletin of Chuvash University], 2020, no. 1, pp. 212-220. (in Russian)
13. Yankevich S.V. Ultrasonic generator at XILINX FPGA. *Materialy VII Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Informatsionnye tekhnologii v elektrotekhnike i elektroenergetike»*. [Materials of VII All-Russian scientific conference "Information technology in electrical engineering and power engineering"]. Cheboksary, Publishing house of ChGU, 2010, pp. 272-275. (in Russian)

Янкевич С.В., Малинин Г.В. Образование вихревого движения в жидкой среде под действием ультразвуковых колебаний // *Электротехнические системы и комплексы*. 2021. № 3(52). С. 66-71. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-66-71](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-66-71)

Yankevich S.V., Malinin G.V. Vortex Motion Formation in Liquid Medium Under the Action of Ultrasonic Oscillations. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 66-71. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-66-71](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-66-71)

## МОДИФИЦИРОВАННЫЙ СПОСОБ СИНХРОНИЗАЦИИ MICROGRID С ВНЕШНЕЙ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

На сегодняшний день локальные системы электроснабжения с собственной генерацией при использовании современных технологий управления становятся активными (интеллектуальными) сетями – Microgrid. Объекты Microgrid увеличивают децентрализацию управления энергосистемами. Одним из преимуществ сетей Microgrid является то, что в режиме параллельной работы с внешней сетью, при возникновении аварийного возмущения, происходит ускоренное разделение с последующим переходом к изолированной работе. Когда возмущение во внешней сети устраняется, появляется возможность возвращения к параллельной работе – выполняется ресинхронизация и подключение к внешней сети. Ввиду стохастического характера изменения нагрузки и малой инерционности энергоблоков Microgrid синхронизация и подключение к внешней сети приводит к колебаниям мощности и ударным моментам на валу генерирующего оборудования. Такие явления могут привести к отключению генераторов Microgrid защитами, сокращению их срока и даже повреждению, тем самым приводя к снижению надежности электроснабжения в локальной сети. Целью данной работы является исследование способа синхронизации Microgrid с внешней изолированной энергосистемой. Исследован и предложен модифицированный алгоритм синхронизации с целью снижения вероятности возникновения ударных моментов и отключения генераторов. Представлена возможность использования реклоузера в качестве объединяющего элемента при выполнении синхронизации. Проиллюстрированы параметры переходного процесса при подключении Microgrid к внешней сети. Результаты исследования доказывают работоспособность предложенного алгоритма для безопасного выполнения синхронизации. Применение данного способа синхронизации позволяет снизить расход ресурса работоспособности генерирующего оборудования, повысить надежность и эффективность функционирования частей энергосистемы при синхронизации.

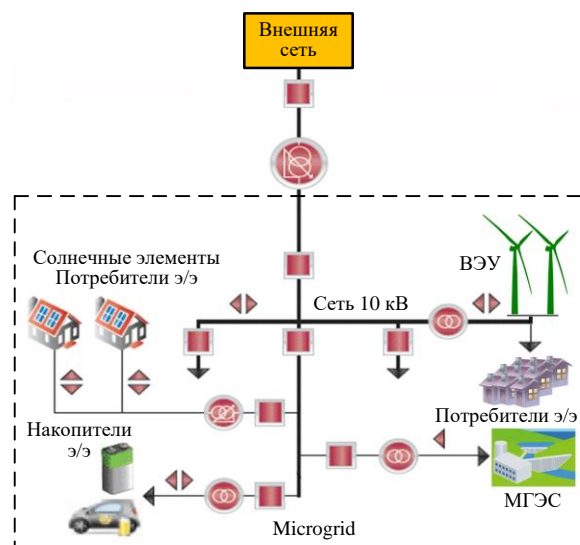
**Ключевые слова:** синхронизация Microgrid, реклоузер, изолированная энергосистема, децентрализованное управление.

### ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время актуальным является переход от централизованной к децентрализованной системе электроснабжения потребителей на основе Microgrid, позволяющий эффективно использовать распределенные по электрической сети источники электроэнергии, в том числе и возобновляемые (ВИЭ). Возникновение концепции Microgrid на основе развития силовой электроники и теории управления отражена в исследовательских работах, проведенных в США, Европе и Азии [1-3]. Microgrid объединяет в себе источники малой генерации, потребителей, накопители энергии, а также устройства управления, образуя целостную управляемую систему энергоснабжения.

Microgrid может иметь как автономный, так и параллельный режимы работы с внешней сетью, при котором обменная мощность может носить реверсивный характер. В аварийных ситуациях Microgrid может самостоятельно отделяться от внешней сети и переходить в островной режим. После устранения аварии Microgrid в определенных условиях может снова перейти в режим параллельной работы с внешней сетью. Таким образом, Microgrid является интеллектуальной автоматизированной системой, которая самостоятельно реконфигурируется, управляет балансом и распределяет потоки мощности.

На **рис. 1** показана базовая структура гибридной сети Microgrid.



**Рис. 1. Базовая структура гибридной Microgrid**

Как отмечалось, сети Microgrid могут работать как в параллельном режиме с внешней сетью, так и в изолированном режиме. Для успешного переключения Microgrid на параллельный режим работы с сетью необходимо выполнение условий синхронизации.

Одной из важных задач обеспечения нормального функционирования объектов малой распределенной генерации является синхронизация и дальнейшая их параллельная работа с другими объектами малой генерации или с сетью большой мощности для достижения максимального системного эффекта и обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей [4, 5].

При исследовании объектов Microgrid необходимо различать синхронизацию генераторов станций с внешней сетью (классический подход) и синхронизацию Microgrid между собой или же с внешней сетью (участие Microgrid).

Как известно, включение генераторов электрических станций на параллельную работу с энергосистемой требует выполнения условий синхронизации [6, 7]. Для успешного и безопасного включения генераторов электрических станций на параллельную работу с электрической сетью необходимо, чтобы уравнивающий ток в момент включения объединяющего выключателя не превысил допустимого значения. На практике получили распространение способ точной синхронизации и самосинхронизации.

Включение по способу точной синхронизации предполагается в условиях, близких к идеальным, при которых в момент замыкания контактов выключателя амплитуды, частоты и фазы напряжений генератора и системы одинаковы. Самосинхронизация осуществляется путем подключения генератора без возбуждения.

Синхронизация Microgrid немного отличается от синхронизации одиночной машины. Microgrid состоит из множества генераторов, включая возобновляемые источники энергии, а также сильно изменяющихся в реальном времени нагрузок потребителей. Следовательно, характер изменения как источников энергии, так и нагрузок потребителей сильно влияют на процесс синхронизации. Дело в том, что при постоянно изменяющихся параметрах синхронизации (частота, угол и модуль напряжения) системе Microgrid практически невозможно попасть в синхронные условия.

Для синхронизации Microgrid с внешней сетью прибегают к следующим методам [8, 9]:

- метод пассивной синхронизации – когда измеряемые параметры синхронизации с двух сторон коммутационного аппарата равны или близки друг другу. Этот вид прост в реализации, однако бывают случаи, когда процесс синхронизации может затягиваться [10-11];
- метод активной синхронизации – использует дополнительное управление для попадания синхронизируемых параметров в допустимую область, и это обеспечивает более быстрое и плавное подключение Microgrid к внешней сети [12-14].

Вопросу синхронизации Microgrid с внешней энергосистемой посвящено множество научных исследований. Можно проанализировать работы некоторых исследователей, например [14], в которой предлагается активный метод автоматической синхронизации. Активное управление синхронизацией заставляет несколько генераторов активно изменять напряжение и частоту в Microgrid, с целью повторного подключения к внешней сети. Предлагаемый алгоритм управления синхронизацией применяется для каждого вида источника генерации в Microgrid. В [15] подробно анализируются принцип управления частотой в Microgrid. Для достижения плавного перехода из островного в режим параллельной работы с сетью предлагается стратегия предварительной синхронизации. В статье [16] были

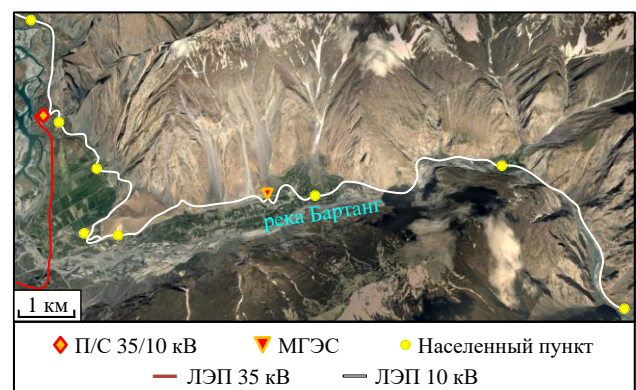
предложены алгоритмы управления, идентификации островного состояния, частотной разгрузки при переходе в островной режим, а также интеллектуальный алгоритм синхронизации для повторного подключения Microgrid к сети. Новый метод, основанный на комбинированном использовании различных систем фазовой автоматической подстройки частоты для синхронизации фазы и частоты Microgrid с распределительной сетью предложен в [17]. В статье [18] внимание уделено другой проблеме, недооцененной или игнорируемой в других работах, а именно тому факту, что в процессе синхронизации каналы связи могут быть подвержены задержкам по времени и это следует учитывать при проектировании контроллеров-синхронизаторов.

#### ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является изолированная энергосистема в Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) в Таджикистане. Территория данной области, как и почти всей территории страны, является горной местностью. Производство электроэнергии преимущественно выполняется на основе возобновляемых источников энергии, т.е. гидроэнергии [19-21]. Электроснабжением потребителей в ГБАО, состоящей из 8-ми районов, занимается энергокомпания «Памир Энерджи». Компания на своем балансе имеет 11 малых гидроэлектростанций (МГЭС) общей мощностью 43,5 МВт [22, 23].

Одной из местностей Рушанского района, электроснабжение потребителей в которой выполняют источники малой генерации, является горная местность Шуджанд. В данной местности существует МГЭС «Шуджанд», построенная по деривационному типу на реке Бартанг. Географическая карта исследуемой сети Шуджанд в Рушанском районе приведена на **рис. 2**.

МГЭС «Шуджанд» питает потребителей данной местности, образуя локальную сеть электроснабжения [24]. Так как большинство месяцев в течение года данная локальная система работает в изолированном режиме от остальных частей Рушанской сети, производство электроэнергии МГЭС ограничивается потребляемой нагрузкой только данной местности. На **рис. 3** показан график производства электроэнергии МГЭС «Шуджанд» за 2019 год.



**Рис. 2. Географическая карта расположения сети Шуджанд с собственной генерацией**



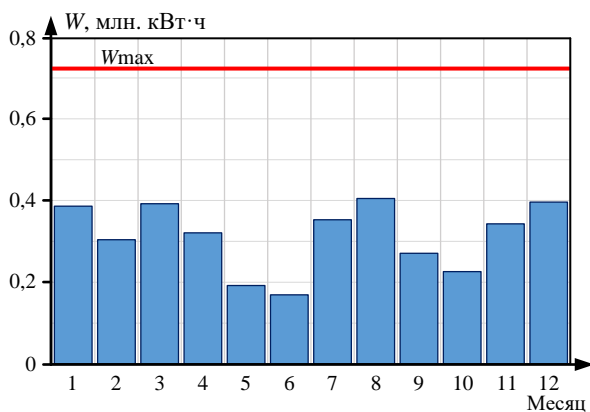


Рис. 3. График производства электроэнергии МГЭС «Шуджанд»

Как можно заметить из рис. 3, максимальное производство электроэнергии на МГЭС может достигать около 0,725 млн кВт·ч. Однако реальное производство электроэнергии не соответствует установленной. Причинами снижения выработки электроэнергии в основном являются: работа агрегатов только в островном режиме, ограниченная небольшим количеством потребителей; частые аварийные возмущения во внешней сети, приводящие к отключению как энергоблоков данной МГЭС, так и местных потребителей; влияние внешних факторов, таких как сезонное изменение стока воды и др. Перечисленные недостатки не позволяют должным образом обеспечить местных потребителей и передавать (продавать) излишнюю электроэнергию во внешнюю сеть.

Другой задачей является синхронизация и подключение на параллельную работу данной локальной сети с остальной сетью Рушана. Дело в том, что процедура синхронизации частей с источниками при постоянных колебаниях нагрузок невозможна из-за невыполнения условий синхронизации. Следовательно, для перехода на параллельный режим приходится обесточить местных потребителей путем отключения единственного источника, т.е. МГЭС, а затем подключить локальную сеть коммутационным аппаратом к основной сети и, выполняя синхронизацию, подключить агрегаты МГЭС к сети. Вся эта процедура является трудоемкой и занимает много времени.

Таким образом, актуализируются следующие задачи: решение проблемы обесточивания потребителей, снижение недоотпуска электроэнергии, обеспечение в достаточной мере качества поставляемой электроэнергии и улучшения надежности электроснабжения потребителей горной местности Шуджанд Рушанского района.

#### МЕТОДЫ И ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ПОДХОДЫ

##### *Совместное использование специальной автоматики и интеллектуальных реклоузеров*

Для предотвращения аварийного отключения локальной сети электроснабжения (Microgrid) при возникновении аварийных возмущений во внешней сети применяется автоматика опережающего сбалансированного деления (АОСД). Данная автоматика показала свою эффективность [25] и может применяться как на планируемых объектах с малой генерацией, так и на уже существующих объектах, работа которых в таких режимах исходно не предполагалась. Для обеспечения безопас-

ной параллельной работы Microgrid в автоматике реализован специальный способ режимно-противоаварийного управления с автооператором [26]. Идея способа – опережающее сбалансированное отделение Microgrid по априори фиксированным сечениям сети при нарушениях нормального режима с переходом в автономный режим работы и последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой нагрузкой оборудования.

В сетях, где есть генерирующие устройства, при отключении линии связи с внешней сетью запрещается повторное ее включение. При каждом включении таких линий необходимо выполнить условия синхронизации. При несоблюдении этих правил, когда генерирующее устройство включается несинхронно, могут возникать значительные динамические моменты, что будет представлять угрозу повреждения генераторов и их первичных двигателей [27].

На сегодняшний день в качестве объединяющего элемента частей сети с источниками широко используются реклоузеры [28]. Реклоузеры – это элементы, выполняющие функции разделения, резервирования частей электрических сетей 6-10 кВ, имеющих длинные ЛЭП магистрально-радиальной конфигурации. Реклоузер объединяет в себе: вакуумный выключатель; систему преобразователей тока и напряжения; автономную систему оперативного питания; микропроцессорную релейную защиту и автоматику; систему портов для подключения устройств телемеханики; комплекс программного обеспечения.

Большинство современных реклоузеров не имеют синхронизирующей функциональности, необходимой при их работе в сетях с наличием генерации. Так как реклоузеры устанавливаются в разных местах сети удаленно от генераторов, синхронизация будет производиться на них, а не на генераторных выключателях. С этой целью в [29, 30] предложено улучшение в функциональности реклоузеров, т.е. добавлен блок синхронизации в шкаф управления реклоузера, переводя его в разряд интеллектуальных элементов сети.

##### *Алгоритм синхронизации Microgrid*

Как было отмечено, синхронизация Microgrid с внешней сетью или между собой имеет свои особенности, и в большинстве случаев выполнение условий синхронизации затруднительно. Причина невыполнения условий синхронизации состоит в частом изменении мощности нагрузок в самой Microgrid, возможны случаи, когда при выполнении условий выдается сигнал на включение объединяющего выключателя, и в этот момент изменяется мощность нагрузок, что приводит к недопустимому рассогласованию условий синхронизации (обычно угла сдвига фаз между вектором напряжения Microgrid и напряжением внешней сети) ещё до момента полного включения объединяющего выключателя. В результате из-за превышения допустимого угла сдвига фаз под действием уравнивающего тока появляется ударный момент, что может привести к отключению генераторов Microgrid защитами, сокращению их срока службы и даже повреждению.

С целью минимизации ударных моментов при подключении на параллельную работу предлагается следующий алгоритм работы автосинхронизаторов на реклоузерах, блок-схема которого представлена на рис. 4.

На рис. 4 обозначены:  $U_{Mcg}$  – напряжение в Microgrid, кВ;  $U_c$  – напряжение во внешней сети, кВ;  $U_{доп}$  – допустимая разность напряжений, кВ;  $f_{Mcg}$  – частота в Microgrid, Гц;  $f_c$  – частота во внешней сети, Гц;  $f_{доп}$  – допустимая разность частот, Гц;  $\Delta\delta$  – взаимный угол напряжения, град;  $\Delta\delta_{доп}$  – допустимый взаимный угол напряжения, град.

Суть предлагаемого алгоритма состоит в том, что при выполнении первых двух условий синхронизации ожидается выполнение третьего условия. Когда угол сдвига фаз напряжений достигнет значения  $|\Delta\delta| < \Delta\delta_{доп}$ , и до тех пор, пока этот угол не равен  $|\Delta\delta| \geq \Delta\delta_{доп}/2$ , команда на включение реклоузера не выдается (рис. 5).

С учетом смены знака скольжения третье условие синхронизации можно записать следующим образом:

$$0 \geq \Delta\delta \geq -\frac{\Delta\delta_{доп}}{2}, \quad (1)$$

при скольжении  $S \geq 0$  или

$$\frac{\Delta\delta_{доп}}{2} \geq \Delta\delta \geq 0, \quad (2)$$

при скольжении  $S \leq 0$ .

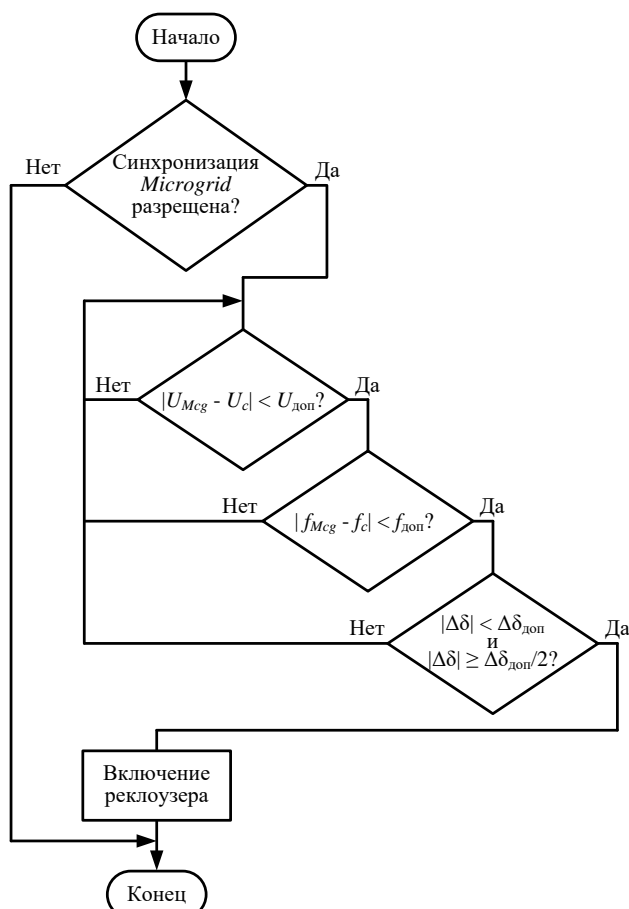


Рис. 4. Блок-схема предлагаемого алгоритма синхронизации

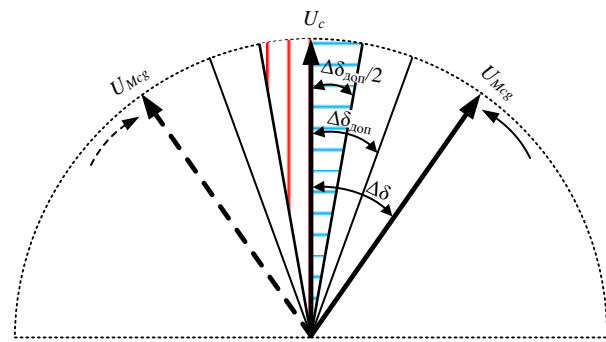


Рис. 5. К пояснению предложенного алгоритма синхронизации

Это необходимо, чтобы иметь запас на полное время включения реклоузера  $t_{в.р}$  и чтобы в момент, когда подается команда на включение,  $\Delta\delta$  не превышала  $\Delta\delta_{доп}$  (см. рис. 5). В случаях, отличных от вышеупомянутых, команда на включение реклоузера блокируется, включение Microgrid на параллельную работу с внешней сетью не производится.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Моделирование выполнено для схемы электро-снабжения потребителей горной местности Шуджанд Рушанского района ГБАО Таджикистана. В схеме локальной сети данной местности присутствует собственный источник – МГЭС. Электроснабжение потребителей производится либо в островном режиме, либо в режиме питания от внешней сети на напряжении 10 кВ. Такой режим электроснабжения обусловлен тем, что во внешней сети происходят частые возмущения и в случае параллельной работы МГЭС с внешней сетью синхронная работа генераторов часто нарушается, что приводит к обесточиванию потребителей целого фидера. Учитывая высокую аварийность в схеме, приводящую к большому количеству отключений, длительному простое и недоотпуску электроэнергии потребителям, а также для выполнения удаленной синхронизации, предложена установка реклоузеров в разных местах схемы (рис. 6).

При моделировании места установки реклоузеров (P1, P2) на схеме рис. 6 выбирались исходя из условия баланса мощностей генерирующих устройств МГЭС и нагрузок потребителей. Такая расстановка позволяет Microgrid автоматически быстро отделяться от внешней сети в аварийных режимах и продолжить работу в островном режиме. В качестве противоаварийной автоматики, выполняющей функцию отделителя, применялась АОСД, а для восстановления нормального режима параллельной работы Microgrid с внешней сетью применялся алгоритм, предложенный в настоящей работе.

В схеме рис. 6 реклоузер P1 предназначен для отделения Microgrid от внешней сети и включения ее на параллельную работу с сетью (область, выделенная синим цветом). Реклоузер P2 служит для выполнения автоматической частотной разгрузки (АЧР) части потребителей (область, выделенная оранжевым цветом) в случаях, когда мощность нагрузок потребителей будет превышать (иногда в зимний период) мощность генерации МГЭС.



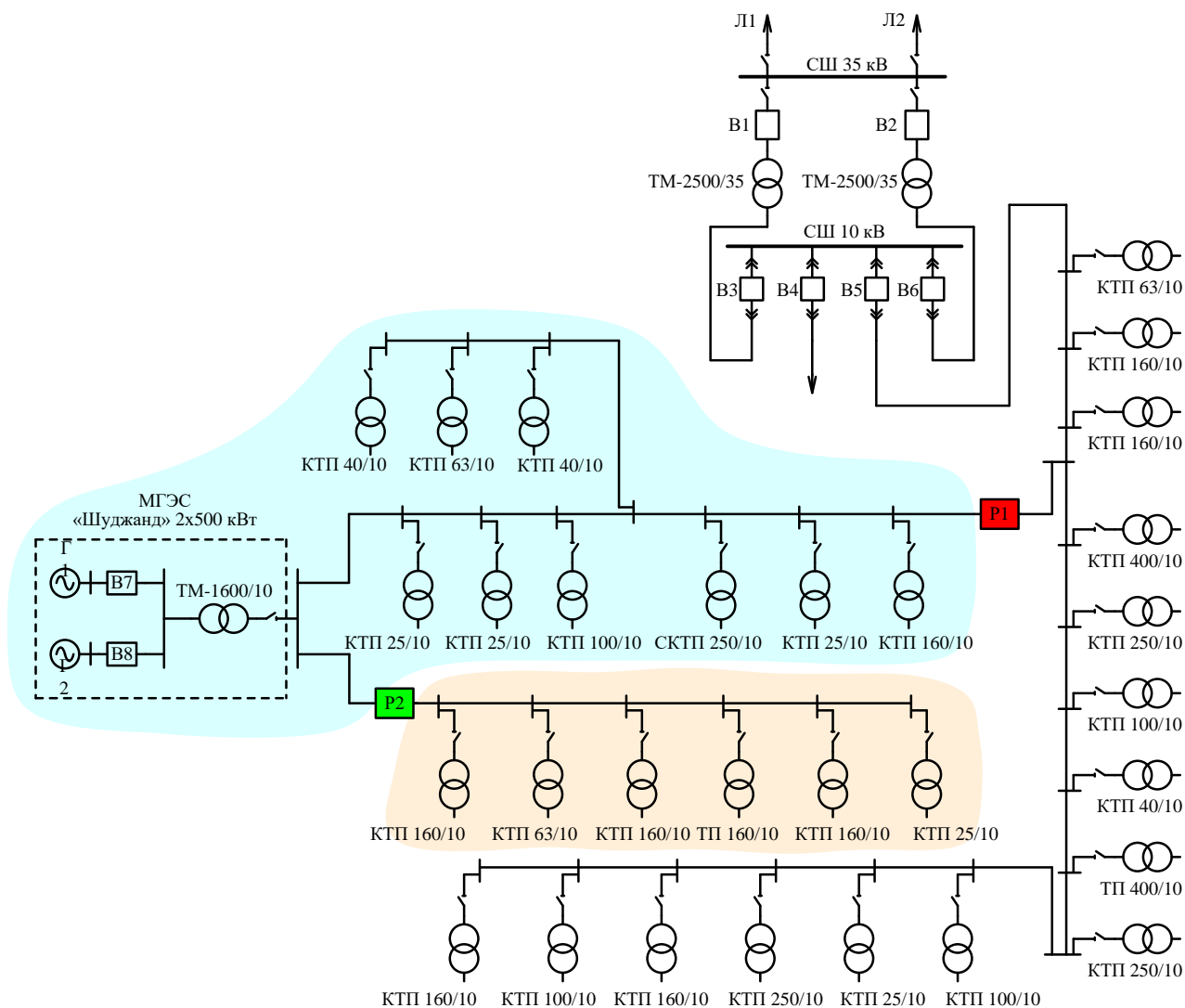


Рис. 6. Схема электроснабжения местности Шуджанд

Моделирование выполнялось на ПК Rustab RastrWin3. Допустимое рассогласование параметров при синхронизации следующее:

$$\begin{aligned} |U_{Mcg} - U_c| &< \Delta U_{доп} = 0,1 \text{ кВ}; \\ |f_{Mcg} - f_c| &< \Delta f_{доп} = 0,08 \text{ Гц}; \\ |\Delta \delta| &< \Delta \delta_{доп} = 5^\circ; \\ t_{вп} &= 0,1 \text{ с}. \end{aligned} \quad (3)$$

Результаты моделирования синхронизации Microgrid с внешней сетью без использования алгоритма, предложенного в настоящей работе, приведены на рис. 7-9.

Как можно заметить, смена знака взаимного угла при вариативных мощностях нагрузок (см. рис. 7) приводит к недопустимому рассогласованию синхронных условий. В результате с учетом времени  $t_{вп}$  генератор Microgrid подключается к внешней сети при угле  $\delta = 6,8^\circ$ , что является недопустимым (см. рис. 8), а ударный момент, равный скачку мощности на генераторе, составляет  $\Delta P = 154 \text{ кВт}$  (см. рис. 9).

С целью исключения больших ударных моментов на генератор воспользуемся алгоритмом, предложенным в настоящей работе. Результаты моделирования приведены

на рис. 10, 11.

Результаты моделирования синхронизации по предложенному алгоритму демонстрируют решение поставленных задач. Генератор Microgrid подключился к внешней сети при угле  $\delta = 0,3^\circ$  (см. рис. 10). Колебание мощности генератора  $\Delta P = 29 \text{ кВт}$  (см. рис. 11) и в отличие от неиспользования алгоритма (154 кВт) является хорошим результатом, доказывающим работоспособность предложенного алгоритма синхронизации.

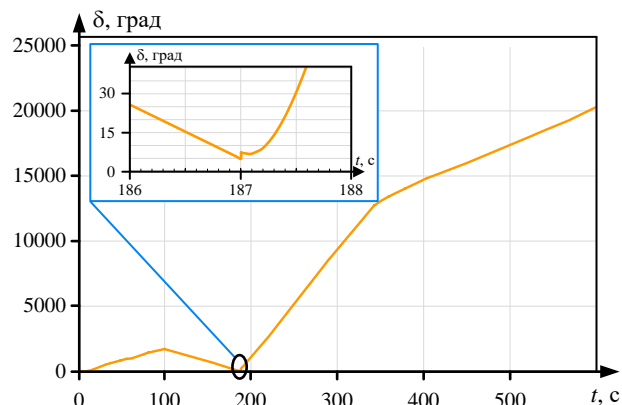


Рис. 7. График изменения взаимного угла в случае смены знака при запрещенной синхронизации

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Малая инерционность энергоблоков и стохастичность собственных нагрузок Microgrid могут привести к ошибочным подключениям к внешней сети при недопустимых рассогласованиях синхронных условий, последствием чего может стать отключение генераторов Microgrid защитами, сокращение их срока службы и даже повреждение последних.

В работе представлен модифицированный алгоритм синхронизации Microgrid с внешней изолированной энергосистемой. Предложенный способ синхронизации по результатам исследования доказывает свою работоспособность и позволяет повысить надежность и эффективность функционирования энергосистемы при синхронизации. Данный подход является актуальным для применения в расширяющемся числе интеллектуальных энергосистем.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90049.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhou X., Guo T., Ma Y. An overview on Microgrid technology // IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA). IEEE, 2015. Pp. 76-81. doi: 10.1109/ICMA.2015.7237460
2. Real-World MicroGrids-An Overview / M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, N. Hatziaargyriou, T. Green // IEEE International Conference on System of Systems Engineering. IEEE, 2007. Pp. 1-8. doi: 10.1109/SYSOSE.2007.4304255
3. Zaidi A.A., Kupzog F. Microgrid automation – a self-configuring approach // IEEE International Multitopic Conference. IEEE, 2008. Pp. 565-570. doi: 10.1109/INMIC.2008.4777802
4. Синхронизация Microgrid с внешней электрической сетью и между собой в нормальных и послеаварийных режимах при разных схемах объединения / А.Г. Фишов, А.Х. Гуломзода, Е.С. Ивкин, Р.Ю. Семендяев // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 2(43). С. 32-42.
5. Азорин А.Ю. Автоматическая синхронизация «Островов» при восстановлении систем электроснабжения с распределенной генерацией // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22, № 8. С. 83-94. doi: 10.21285/1814-3520-2018-8-83-94
6. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. Санкт-Петербург: Центр подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001. 388 с.
7. Автоматика электроэнергетических систем / Алексеев О.П., Казанский В.Е., Козис Н.И., Овчаренко Н.И., Сиротинский Е.Л. Москва: Энергоатомиздат, 1981. 480 с.
8. Litwin M., Zielinski D., Gopakumar K. Remote Micro-Grid Synchronization Without Measurements at the Point of Common Coupling // IEEE Access. 2020. Vol. 8. Pp. 212753-212764. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3040697
9. Nejbatkhan F., Li Y.W. Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid // IEEE Trans. Power Electron. 2015. Vol. 30, № 12. Pp. 7072-7089. doi: 10.1109/TPEL.2014.2384999
10. Laaksonen H., Kauhaniemi K. Synchronized re-connection of island operated LV microgrid back to utility grid // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). IEEE, 2010. Pp. 1-8. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638911
11. Selective frequency synchronization technique for fast grid connection of islanded microgrid using prediction method /

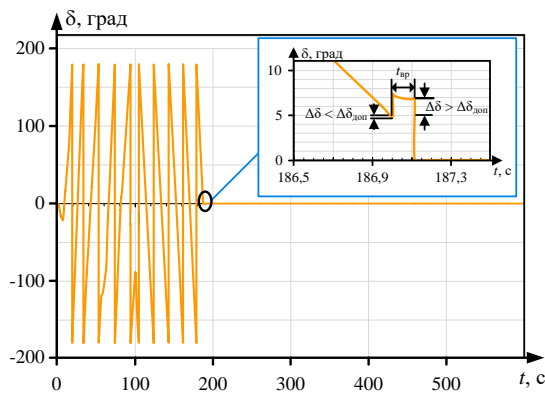


Рис. 8. График изменения взаимного угла в случае смены знака при разрешенной синхронизации (отображение угла в диапазоне  $\pm 180^\circ$ )

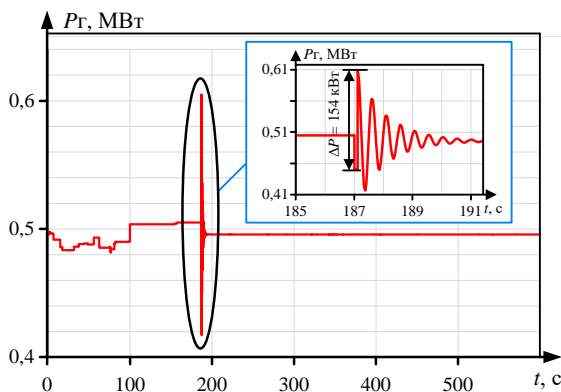


Рис. 9. График изменения мощности генератора (Г1) при разрешенной синхронизации

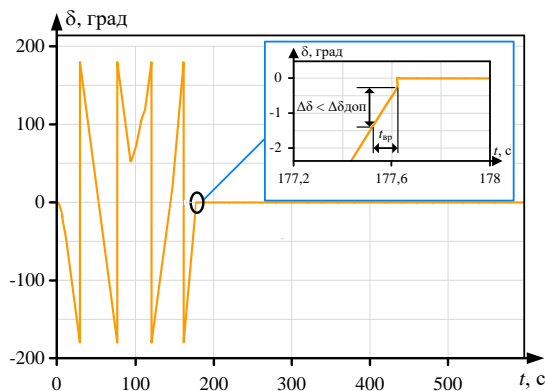


Рис. 10. График изменения взаимного угла при выполнении синхронизации (отображение угла в диапазоне  $\pm 180^\circ$ )

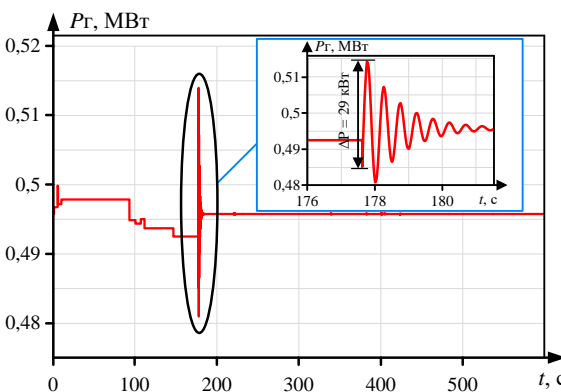


Рис. 11. График изменения мощности генератора (Г1) при выполнении синхронизации

- K. Choi, S. Kim, S. Jung, R. Kim // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2019. Vol. 111. Pp. 114-124. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.063
12. Пат. 2752693 Российская Федерация, МПК H02J3/42. Способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами / Фишов А.Г., Гуломзода А.Х.; ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет», № 2020131758, заявл. 28.09.2020, опубл. 30.07.2021.
13. VSC-Based Active Synchronizer for Generators / Sh. Shah, H. Sun, D. Nikovski, J. Zhang // IEEE Trans. Energy Convers. 2018. Vol. 33, № 1. Pp. 116-125. doi: 10.1109/TEC.2017.2728718
14. Active Synchronizing Control of a Microgrid / Ch. Cho, J. Jeon, J. Kim, S. Kwon, K. Park, S. Kim // IEEE Trans. Power Electron. 2011. Vol. 26, № 12. Pp. 3707-3719. doi: 10.1109/TPEL.2011.2162532
15. A synchronization control method for micro-grid with droop control / Zh. Chen, W. Zhang, J. Cai, T. Cai, Zh. Xu, N. Yan // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). IEEE, 2015. Pp. 519-524. doi: 10.1109/ECCE.2015.7309733
16. Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation / I. Balaguer, Q. Lei, Sh. Yang, U. Supatti, F. Peng // IEEE Trans. Ind. Electron. 2011. Vol. 58, № 1. Pp. 147-157. doi: 10.1109/TIE.2010.2049709
17. Bellini A., Bifaretti S., Giannini F. A Robust Synchronization Method for Centralized Microgrids // IEEE Trans. Ind. Appl. 2015. Vol. 51, № 2. Pp. 1602-1609. doi: 10.1109/TIA.2014.2339391
18. Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays / C. Ahumada, R. Cardenas, D. Saez, J.M. Guerrero // IEEE Trans. Smart Grid. 2016. Vol. 7, № 3. Pp. 1430-1441. doi: 10.1109/TSG.2015.2461190
19. Фишов А.Г., Гуломзода А.Х., Касобов Л.С. Анализ состояния и направление развития малой гидроэнергетики Таджикистана // Политехнический Вестник. Серия: Инженерные исследования. 2019. № 1(45). С. 13-20.
20. Gulomzoda A., Fishov A.G., Nikroshkina S.V. Development of small-scale hydropower generation in Tajikistan // Proceedings VIIIth International Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students. NSTU, 2019. Pp. 123-126.
21. Кокин С.Е., Сафаралиев М.Х., Султонов Ш.М. Особенности управления гидроэлектростанциями в энергосистеме Республики Таджикистан // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2017. № 2(77). С. 109-118.
22. Разработка моделей прогнозирования электропотребления на основе временных рядов в изолированных энергосистемах / Дж.Х. Худжасидов, А.Г. Русина, П.В. Матренин, С.А. Дмитриев, М.Х. Сафаралиев // Электротехнические системы и комплексы. 2020. № 3(48). С. 23-27. doi: 10.18503/2311-8318-2020-3(48)-23-27
23. Разработка моделей среднесрочного прогнозирования электропотребления в изолированно работающих энергосистемах на основе ансамблевых методов машинного обучения / С.М. Асанова, Дж.С. Ахъев, С.А. Дмитриев, П.В. Матренин, М.Х. Сафаралиев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2021. № 1 (84). С. 32-39.
24. Gulomzoda A., Fishov A.G., Nikroshkina S.V. Technology of managing the modes of local energy supply systems // Proceedings 2018 IInd All Russia Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students. NSTU, 2019. Pp. 70-72.
25. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е.Н. Гежа, В.Е. Глазырин, Г.В. Глазырин, Е.С. Ивкин, А.И. Марченко, Р.Ю. Семендяев, О.В. Сердюков, А.Г. Фишов // Релейщик. 75 лет кафедре РЭиАЭ НИУ «МЭИ». 2018. № 2(32). С. 24-31.
26. Пат. 2662728 Российская Федерация, МПК H02J3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях / Фишов А.Г., Мукатов Б.Б., Марченко А.И.; ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет», № 2016147843, заявл. 06.12.2016, опубл. 30.07.2018.
27. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия, 1977. 176 с.
28. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php> (дата обращения 15.07.2021).
29. Фишов А.Г., Гуломзода А.Х., Касобов Л.С. Децентрализованная реконфигурация электрической сети с Microgrid с использованием реклоузеров // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24, № 2. С. 382-395. doi: 10.21285/1814-3520-2020-2-382-395
30. Recloser-Based Decentralized Control of the Grid with Distributed Generation in the Lahsh District of the Rasht Grid in Tajikistan, Central Asia / A. Ghulomzoda, A. Gulakhmadov, A. Fishov, M. Safaraliev, X. Chen, Kh. Rasulzoda, K. Gulyamov, J. Ahyoev // Energies. 2020. Vol. 13, № 14. Pp. 3673. doi: 10.3390/en13143673

Поступила в редакцию 01 июля 2021 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

### MODIFIED METHOD FOR SYNCHRONIZING MICROGRID WITH AN EXTERNAL ISOLATED POWER SYSTEM

Anvari H. Ghulomzoda

Postgraduate Student, Department of Automated Electric Power Systems, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia. E-mail: anvar\_4301@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4344-6462>

Murodbek Kh. Safaraliev

Postgraduate Student, Department of Automated Electrical Systems, Ural Federal University, Ural Power Engineering Institute, Yekaterinburg, Russia. E-mail: murodbek\_03@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3433-9742>

Egor A. Lyukhanov

Postgraduate Student, Department of Automated Electrical Systems, Ural Federal University, Ural Power Engineering Institute, Yekaterinburg, Russia. E-mail: ealukanov@yandex.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4577-593X>

Nowadays, local power supply systems with their generation with aims of modern control technologies are becoming active (smart) grids, i.e. Microgrid. Microgrid facilities change the vector of power system management into the field of decentralization. One of the advantages of Microgrid networks is that in the mode of parallel operation with an external grid when an emergency disturbance occurs, an accelerated separation occurs followed by a transition to islanding operation. When the external grid disturbance is eliminated, it becomes possible to return to parallel operation, resynchronization and connection to the external grid performed. Due to the stochastic nature of Microgrid load changes, synchronization and reconnection to the external grid lead to power fluctuations and shock moments on the generating equipment shaft. This work aims at investigating a method for synchronizing Microgrid with an external isolated power system. A modified synchronization algorithm developed to reduce the likelihood of shock moments and generator shutdowns was investigated and proposed. The possibility of using a recloser as a unifying element when performing synchronization is presented. Transient parameters by the microgrid connection to an external grid are illustrated. The study results prove the efficiency of the proposed algorithm, which improves the reliability and efficiency of functioning when synchronizing parts of the power system.

**Keywords:** microgrid synchronization, recloser, isolated power system, decentralized control.

## REFERENCES

1. Zhou X., Guo T., Ma Y. An overview on microgrid technology. 2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA). IEEE, 2015, pp. 76-81. doi: 10.1109/ICMA.2015.7237460
2. Barnes M., Kondoh J., Asano H., Oyarzabal J., Ventakaraman G., Lasseter R., Hatziaargyriou N., Green T. Real-World MicroGrids-An Overview. 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering. IEEE, 2007, pp. 1-8. doi: 10.1109/SYSE.2007.4304255
3. Zaidi A.A., Kupzog F. Microgrid automation – a self-configuring approach. 2008 IEEE International Multitopic Conference. IEEE, 2008, pp. 565-570. doi: 10.1109/INMIC.2008.4777802
4. Fishov A.G., Ghulomzoda A.H., Ivkin E.S., Semendyaev R.Yu. Synchronization of Microgrid with the energy system and with other Microgrid in normal and postemergency modes using different interconnection schemes. *Relay protection and automation*, 2021, no. 2(43), pp. 32-42. (In Russian)
5. Azorin A.Yu. Automatic synchronization of “islands” at restoration of power supply systems with distributed generation. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Proceedings of Irkutsk State Technical University], 2018, vol. 22, no. 8, pp. 83-94. (In Russian) doi: 10.21285/1814-3520-2018-8-83-94
6. Pavlov G.M., Merkuryev G.V. *Avtomatika energosistem* [Power system automation]. St. Petersburg, Publication of the Personnel Training Center of RAO 'UES of Russia', 2001, 388 p. (In Russian)
7. Alekseev O.P., Kazanskiy V.E., Kozis N.I., Ovcharenko N.I., Sirotinskiy E.L. *Avtomatika elektroenergeticheskikh sistem* [Automation of electrical power systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1981, 480 p. (In Russian)
8. Litwin M., Zielinski D., Gopakumar K. Remote Micro-Grid Synchronization Without Measurements at the Point of Common Coupling. IEEE Access, 2020, vol. 8, pp. 212753-212764. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3040697
9. Nejathkhan F., Li Y.W. Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid. IEEE Trans. Power Electron, 2015, vol. 30, no. 12, pp. 7072-7089. doi: 10.1109/TPEL.2014.2384999
10. Laaksonen H., Kauhaniemi K. Synchronized re-connection of island operated LV microgrid back to utility grid. 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). IEEE, 2010, pp. 1-8. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638911
11. Choi K., Kim S., Jung S., Kim R. Selective frequency synchronization technique for fast grid connection of islanded microgrid using prediction method. Int. J. Electr. Power Energy Syst, 2019, vol. 111, pp. 114-124. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.063
12. Fishov A.G., Ghulomzoda A.H. *Sposob udalennoy sinkhronizatsii i vosstanovleniya normalnogo rezhima avariy-norazdelennoy elektricheskoy seti s generatorami* [Method for remote synchronization and restoration of normal operation of an emergency divided electrical network with generators]. Patent RF, no.2752693, 2021.
13. Shah Sh., Sun H., Nikovski D., Zhang J. VSC-Based Active Synchronizer for Generators. IEEE Trans. Energy Convers. 2018, vol. 33, no. 1, pp. 116-125. doi: 10.1109/TEC.2017.2728718
14. Cho Ch., Jeon J., Kim J., Kwon S., Park K., Kim S. Active Synchronizing Control of a Microgrid. IEEE Trans. Power Electron, 2011, vol. 26, no. 12, pp. 3707-3719. doi: 10.1109/TPEL.2011.2162532
15. Chen Zh., Zhang W., Cai J., Cai T., Xu Zh., Yan N. A synchronization control method for micro-grid with droop control. 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). IEEE, 2015, pp. 519-524. doi: 10.1109/ECCE.2015.7309733
16. Balaguer I., Lei Q., Yang Sh., Supatti U., Peng F. Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation. IEEE Trans. Ind. Electron, 2011, vol. 58, no. 1, pp. 147-157. doi: 10.1109/TIE.2010.2049709
17. Bellini A., Bifaretti S., Giannini F. A Robust Synchronization Method for Centralized Microgrids. IEEE Trans. Ind. Appl, 2015, vol. 51, no. 2, pp. 1602-1609. doi: 10.1109/TIA.2014.2339391
18. Ahumada C., Cardenas R., Saez D., Guerrero J.M. Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays. IEEE Trans. Smart Grid, 2016, vol. 7, no. 3, pp. 1430-1441. doi: 10.1109/TSG.2015.2461190
19. Fishov A.G., Gulomzoda A.H., Kasobov L.S. Analysis of the state and direction of development of small hydropower of Tajikistan. *Politeknicheskii Vestnik. Seriya: Inzhenernye issledovaniya* [Polytechnic Bulletin. Series: Engineering studies], 2019, no. 1(45), pp. 13-20. (In Russian)
20. Gulomzoda A., Fishov A.G., Nikroshkina S.V. Development of small-scale hydropower generation in Tajikistan. Proceedings 2019 VIIIth International Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students. NSTU, 2019, pp. 123-126.
21. Kokin S.E., Safaraliev M.Kh., Sultonov Sh.M. Features of the management of hydroelectric power in the power system of the Republic of Tajikistan. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [Izvestia STC of the Unified Energy System], 2017, no. 2(77), pp. 109-118. (In Russian)
22. Khudzasaidov Dzh.Kh., Rusina A.G., Matrenin P.V., Dmitriev S.A., Safaraliev M.Kh. Development of models for the forecasting of electricity consumption based on time series in isolated electrical power systems. *Elektrotekhnicheskiiy i kompleksy* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2020, no. 3(48), pp. 23-27. (In Russian) doi: 10.18503/2311-8318-2020-3(48)-23-27
23. Asanova S.M., Akheev Dzh.S., Dmitriev S.A., Matrenin P.V., Safaraliev M.Kh. Development of models for power consumption medium-term forecasting in isolated power systems based on ensemble methods of machine learning. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [STC of Unified Power System Proceedings], 2021, no. 1 (84), pp. 32-39. (In Russian)

24. Gulomzoda A., Fishov A.G., Nikroshkina S.V. Technology of managing the modes of local energy supply systems. Proceedings 2018 IInd All Russia Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students. NSTU, 2019, pp. 70-72.
25. Gezha E.N., Glazyrin V.E., Glazyrin G.V., Ivkin E.S., Marchenko A.I., Semendyaev R.Yu., Serdyukov O.V., Fishov A.G. System Automation to Integrate Local Power Supply Systems and Synchronous Small Generation into Electric Networks. *Releystshchik* [Protection engineer], 2018, no. 2(32), pp. 24-31. (In Russian)
26. Fishov A.G., Mukatov B.B., Marchenko A.I. *Sposob protivoovariynogo upravleniya rezhimom parallelnoy raboty sinkhronnykh generatorov v elektricheskikh setyakh* [The emergency control method of the mode of parallel operation of synchronous generators in electrical networks]. Patent RF, no. 2662728, 2018.
27. Khachaturov A.A. *Nesinkhronnye vklyucheniya i resinkhronizatsiya v energosistemakh* [Asynchronous switching on and resynchronization in power systems]. Moscow, Energy Publ., 1977, 176 p. (In Russian)
28. Recloser as a new level of automation and control of 6(10) kV overhead lines. Available at: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php> (accessed 15 July 2021). (In Russian)
29. Fishov A.G., Ghulomzoda A.Kh., Kasobov L.S. Decentralized reconfiguration of a Microgrid electrical network using reclosers. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Proceedings of Irkutsk State Technical University], 2020, vol. 24, no. 2, pp. 382-395. (In Russian) doi: 10.21285/1814-3520-2020-2-382-395
30. Ghulomzoda A., Gulakhmadov A., Fishov A., Safaraliev M., Chen X., Rasulzoda Kh., Gulyamov K., Ahyoev J. Recloser-Based Decentralized Control of the Grid with Distributed Generation in the Lahsh District of the Rasht Grid in Tajikistan, Central Asia. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 14, pp. 3673. doi: 10.3390/en13143673

Гуломзода А.Х., Сафаралиев М.Х., Люханов Е.А. Модифицированный способ синхронизации Microgrid с внешней изолированной энергосистемой // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 3(52). С. 72-80. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-72-80](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-72-80)

Ghulomzoda A.H., Safaraliev M.Kh., Lyukhanov E.A. Modified Method for Synchronizing Microgrid with an External Isolated Power System. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekxy* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 72-80. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-72-80](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-72-80)

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

**Авдеев Александр Сергеевич** – магистр, инженер, АО «Корпорация «ВНИИЭМ», Москва, Россия, alex\_ac94@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5525-8111>.

**Антоненков Дмитрий Васильевич** – канд. техн. наук, доцент, кафедра систем электроснабжения предприятий, Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия, Antonenkovdv@mail.ru

**Арестова Анна Юрьевна** – старший преподаватель, кафедра автоматизированных электроэнергетических систем, Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия, Ann.arestova@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-6486-4858>

**Бойков Андрей Игоревич** – канд. техн. наук, старший преподаватель, кафедра электропривода, факультет автоматизации и информатики, Липецкий государственный технический университет, Липецк, Россия, aboikov2013@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-0032-0683>

**Варганова Александра Владимировна** – канд. техн. наук, доцент, кафедра электроснабжения промышленных предприятий, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Магнитогорск, Россия, aleksandra-khlamova@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4675-7511>

**Газизова Ольга Викторовна** – канд. техн. наук, доцент, кафедра электроснабжения промышленных предприятий, институт энергетики и автоматизированных систем, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Магнитогорск, Россия, logan\_b\_7@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9416-672X>

**Гуломзода Анвари Хикмат** – аспирант, кафедра автоматизированных электроэнергетических систем, Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия, anvar\_4301@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4344-6462>

**Засыпкин Александр Сергеевич** – аспирант, кафедра электрических станций и электроэнергетических систем, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Новочеркасск, Россия, zasandzas@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6901-4425>

**Ирихов Александр Сергеевич** – аспирант, кафедра электроснабжения промышленных предприятий, Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Магнитогорск, Россия, irihovalexandr@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-2310-076>

**Люханов Егор Анатольевич** – аспирант, кафедра автоматизированных электрических систем, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Екатеринбург, Россия,

ealuhanov@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4577-593X>

**Малинин Григорий Вячеславович** – канд. техн. наук, доцент, кафедра промышленной электроники, Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, Чебоксары, Россия, malgrig6@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3993-0435>

**Матренин Павел Викторович** – канд. техн. наук, доцент, кафедра систем электроснабжения предприятий, Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия, matrenin.2012@corp.nstu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5704-0976>

**Мещеряков Виктор Николаевич** – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электропривода, факультет автоматизации и информатики, Липецкий государственный технический университет, Липецк, Россия, mesherek@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0984-5133>

**Осипов Олег Иванович** – д-р техн. наук, профессор, кафедра автоматизированного электропривода, Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия, osipovoi2015@yandex.ru

**Пикалов Владимир Владимирович** – ассистент, кафедра электропривода, факультет автоматизации и информатики, Липецкий государственный технический университет, Липецк, Россия, wreditels@mail.ru

**Сафаралиев Муродбек Холназарович** – аспирант, кафедра автоматизированных электрических систем, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Екатеринбург, Россия, murodbek\_03@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3433-9742>

**Семенова Наталья Геннадьевна** – д-р пед. наук, канд. техн. наук, доцент, профессор, кафедра автоматизированного электропривода, электромеханики и электротехники, Оренбургский государственный университет, Оренбург, Россия, ng\_sem@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6539-4616>

**Ульянов Владимир Николаевич** – канд. техн. наук, доцент, кафедра геофизики, Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия, vulyanov@nntc.pro, <https://orcid.org/0000-0002-5748-4216>

**Чернова Анастасия Дмитриевна** – канд. техн. наук, доцент, кафедра электро- и теплоэнергетики, Оренбургский государственный университет, Оренбург, Россия, Fiara@inbox.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5123-9220>

**Янкевич Сергей Владимирович** – аспирант, кафедра промышленной электроники, Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, Чебоксары, Россия, ds3617@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6151-0448>

## Уважаемые коллеги!

Приглашаем Вас опубликовать статьи в журнале «*Электротехнические системы и комплексы*».

Журнал «Электротехнические системы и комплексы» основан в 1996 году на базе международного сборника научных трудов, в котором публиковались статьи студентов, аспирантов и ученых, как из России, так и из-за рубежа. Начиная с 2014 года, «Электротехнические системы и комплексы» выпускается как журнал с периодичностью четыре номера в год.

С 02.02.2016 журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по группам научных специальностей 05.09.00 – Электротехника, 05.13.00 – Информатика, вычислительная техника и управление, 05.14.00 – Энергетика.

С 26.03.2019 журнал входит в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по следующим научным специальностям:

05.09.01 – Электромеханика и электрические аппараты (технические науки);

05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы (технические науки);

05.09.10 – Электротехнология (технические науки);

05.09.12 – Силовая электроника (технические науки);

05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям) (технические науки);

05.13.05 – Элементы и устройства вычислительной техники и систем управления (технические науки);

05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям) (технические науки);

05.13.18 – Математическое моделирование численные методы и комплексы программ (технические науки);

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы (технические науки)

05.14.04 – Промышленная теплоэнергетика (технические науки).

### Журнал публикует научные работы по следующим рубрикам:

- теория и практика автоматизированного электропривода;
- электро- и теплоэнергетика;
- электроснабжение;
- энерго- и ресурсосбережение;
- промышленная электроника, автоматика и системы управления;
- электротехнологии в промышленности;
- информационное, математическое и программное обеспечение технических систем;
- мониторинг, контроль и диагностика электрооборудования.

Публикация статей является бесплатной.

Статьи, направленные в адрес журнала, проходят обязательное научное рецензирование и редактирование. Несоответствие материалов требованиям к статьям может служить поводом для отказа в публикации.

Статья должна быть набрана в шаблоне, который размещен на сайте журнала [esik.magt.ru](http://esik.magt.ru) в разделе «Руководство для авторов». Там же находится инструкция по его заполнению, в которой приведены требования к оформлению статей.

Авторы статьи должны гарантировать, что их работа публикуется впервые. Если элементы рукописи ранее были опубликованы в другой работе (статье, монографии, автореферате и т.д.), в том числе на другом языке, авторы обязаны сослаться на более раннюю работу. При этом они обязаны указать, в чем существенное отличие новой работы от предыдущей и вместе с тем выявить ее связь с результатами исследований и выводами, представленными в предыдущей работе. Дословное копирование собственных работ или ее элементов более чем на 30 % и их перефразирование не приемлемы!

### Пакет подаваемых документов:

- рукопись, оформленная в соответствии с приведенными требованиями;
- анкета (в электронном виде);
- экспертное заключение о возможности опубликования;
- лицензионный договор, подписанный одним автором от коллектива в двух экземплярах;
- согласие на обработку персональных данных на каждого автора



## Уважаемые коллеги!

Приглашаем Вас опубликовать статьи в журнале «*Электротехнические системы и комплексы*».

Журнал «Электротехнические системы и комплексы» основан в 1996 году на базе международного сборника научных трудов, в котором публиковались статьи студентов, аспирантов и ученых, как из России, так и из-за рубежа. Начиная с 2014 года «Электротехнические системы и комплексы» выпускается как журнал с периодичностью четыре номера в год.

С 02.02.2016 журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по группам научных специальностей 05.09.00 – электротехника, 05.13.00 – информатика, вычислительная техника и управление, 05.14.00 – энергетика.

С 26.03.2019 журнал входит в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по следующим научным специальностям:

05.09.01 – Электромеханика и электрические аппараты (технические науки);

05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы (технические науки);

05.09.10 – Электротехнология (технические науки);

05.09.12 – Силовая электроника (технические науки);

05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям) (технические науки);

05.13.05 – Элементы и устройства вычислительной техники и систем управления (технические науки);

05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям) (технические науки);

05.13.18 – Математическое моделирование численные методы и комплексы программ (технические науки);

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы (технические науки)

05.14.04 – Промышленная теплоэнергетика (технические науки).

### Журнал публикует научные работы по следующим рубрикам:

- теория и практика автоматизированного электропривода;
- электро- и теплоэнергетика;
- электроснабжение;
- энерго- и ресурсосбережение;
- промышленная электроника, автоматика и системы управления;
- электротехнологии в промышленности;
- информационное, математическое и программное обеспечение технических систем;
- мониторинг, контроль и диагностика электрооборудования.

Публикация статей является бесплатной.

Статьи, направленные в адрес журнала, проходят обязательное научное рецензирование и редактирование. Несоответствие материалов требованиям к статьям может служить поводом для отказа в публикации.

Статья должна быть набрана в шаблоне, который размещен на сайте журнала [esik.magtu.ru](http://esik.magtu.ru) в разделе «Руководство для авторов». Там же находится инструкция по его заполнению, в которой приведены требования к оформлению статей.

Авторы статьи должны гарантировать, что их работа публикуется впервые. Если элементы рукописи ранее были опубликованы в другой работе (статье, монографии, автореферате и т.д.), в том числе на другом языке, авторы обязаны сослаться на более раннюю работу. При этом они обязаны указать, в чем существенное отличие новой работы от предыдущей и, вместе с тем, выявить ее связь с результатами исследований и выводами, представленными в предыдущей работе. Дословное копирование собственных работ или ее элементов более чем на 30 % и их перефразирование не приемлемы!

### Пакет подаваемых документов (отправляется по электронной почте [ecis.red@gmail.com](mailto:ecis.red@gmail.com)):

- рукопись, оформленная в соответствии с приведенными ниже требованиями;
- анкета (в электронном виде);
- экспертное заключение о возможности опубликования;
- лицензионный договор, подписанный одним автором от коллектива в двух экземплярах;
- согласие на обработку персональных данных на каждого автора.