ISSN(Online): 2658-4255

RUSSIAN ARCTIC

russian-arctic.info

#1(8)/2020

ELECTRIC-POWER ENGINEERING FOR THE ARCTIC

welcome letter
by Mr.Rhee Han Woo,
editorial board memeber,
Dankook University,,
Korea

original study
PROBLEMS OF ENERGY SUPPLY IN THE ARCTIC REGIONS
K.A. Zmieva

16+

RUSSIAN ARCTIC № 1(8) 2020
SCIENTIFIC PEER-REVIEWED JOURNAL

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР: К.А. Змиева, к.т.н.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Nikolay Koldunov, PhD (Bremen, Germany)
Hajime YAMAGUCHI, professor (Tokyo, Japan)
YOUNKYOO KIM, professor (Seoul, Korea))
Mr. Rhee Han Woo, cadidate of Doctor of IR (Seoul, Korea)
Kokin Sergey, PhD (Harbin, China)
Chashchin Valery, Doctor of Sciences, Prof (St. Petersburg, Russia)
Dmitriev Vasily, Doctor if Sciences (St.Peterburg, Russia)
Filippov Boris, Doctor of Sciences (Arkhangelsk, Russia)
Gavrilov Vladimir, Doctor of Sciences (Moscow, Russia)
Gorbanev Sergey, Doctor of Sciences (St. Petersburg, Russia)
Hrennikov A., Doctor of Technical Sciences (Moscow, Russia)
Kapitanov Aleksey, Doctor of Sciences (Moscow, Russia)
Kydruashova Elena, Doctor of Sciences, Prof (Arkhangelsk, Russia)
Levykin Sergey, Doctor of Sciences, Prof (Yekaterinburg, Russia)
Mironov Evgeny, Doctor of Sciences (St. Petersburg, Russia)
Mitina Elena, Doctor of Sciences (Murmansk, Russia)
Nikuschenko Dmitry, Doctor of Sciences (St. Petersburg, Russia)
Prohorchuk Egor, Doctor of Sciences (Moscow, Russia)
Repina Irina, Doctor of Sciences, Professor (Moscow, Russia)
Serebryannikov S., Doctor of Technical Sciences (Moscow, Russia)
Semenov Vladimir, Doctor of Sciences (Moscow, Russia)
Slobodchikov Vladimir, Doctor of Sciences (Moscow, Russia)
Stepanova Vera, Doctor of Sciences (Arkhangelsk, Russia)
Schwarzburg Leonid, Doctor of Sciences (Moscow, Russia)
Tokarevich Nikolay, Doctor of Sciences (St. Petersburg)
Turichin Gleb, Doctor of Sciences (St. Petersburg, Russia)
Zvorykina Julia, Doctor of Sciences (Moscow, Russia)
Bayeva Julia, PhD (Moscow, Russia)
Ivanov Boris, PhD (St.Peterburg, Russia)
Karyakin Yuri, PhD (Moscow, Russia)
Klimanov Igor, PhD (Moscow, Russia)
Nikanov Alexander, PhD (St.Petersburg, Russia)
Saltykova Olga, PhD (Cheboksary, Russia)
Tretyakov Viktor, PhD (St.Peterburg, Russia)
Khvostova Marina, PhD (Moscow, Russia)
Pisarev Sergey, PhD (St.Petersburg, Russia)
Chebrov Danila, PhD (Petropavlovs-Kamchatskiy, Russia)
Yulin Alexander, PhD (St.Petersburg, Russia)

EDITORIAL STAFF
Science editor: Alexeeva Tatiana (AARI)
CEO: Makova Elena
Executive secretary: Marina Drobyshevskaya
Art editor: Nikolay Kutuzov
Pr: Olga Chahovskaya
MANUSCRIPT SUBMISSION: info@arctic-centre.com
ADDRESS: 101000, Moscow, Armenian lane, 9/1/1 bld., room 203:
MASS MEDIA registration: ЭЛ №ФС77-72859
FOUNDER AND PUBLISHER: LLC Center for Information and Legal Support for the Development of the Arctic
http://arctic-centre.com

CEO: Yu.V. Belikova
ISSN (online): 2658-4255

The journal is licensed under Creative Commons Attribution 4.0 International.
www.creativecommons.org
ISSUE DATE: 10.04.2020

TABLE OF CONTENTS

4 Welcome letter by Rhee Han Woo

5 PROBLEMS OF ENERGY SUPPLY IN THE ARCTIC REGIONS
K.A. Zmieva

13 INFLUENCE OF GEOMAGNETIC DISTURBANCES IN THE POLAR REGIONS ON THE REACTIVE POWER TRANSMISSION MODE ON THE AIRLINE
A. Kuvshinov, V. Vakhnina, A. Yu. Khrennikov, A.N. Chernenko

21 USE OF SHIP POWER FOR LIFE SUPPORT OF ARCTIC FACILITIES
R.N. Shulga, T. S. Smirnova

35 A RESEARCH: ENERGY CHARACTERISTICS OF HIGH-POWER RECTIFIERS IN MANUFACTURING EQUIPMENT OF INDUSTRIAL PLANTS IN NORTHERN REGIONS
K.A. Zmieva

48 FORMULATION OF COMPLEX OPTIMIZATION PROBLEM OF CONSTRUCTING MICROGRIDS IN THE ARCTIC ENCLAVE BASED ON MULTI-AGENT REPRESENTATION
G.P. Pavliuk, A.K. Abd Elraheem, V.A. Shikhin

61 USE OF AMORPHOUS ALLOY TAPE AS A HEATING ELEMENT IN HEATING AND DE-ICING SYSTEMS FOR ARCTIC TERRITORIES
D.V. Makhnev, K.A. Zmieva

Welcome letter by
Mr. Rhee Han Woo,
new Editorial board member
Dankook Unviversity,
Korea.

About international cooperation between North Korea and Russia in the Arctic and the role of business in integration process.

The ocean currents heated at the equator cools in the Arctic and form currents that return to the equator, which control the climate of all continents.
The Arctic, humanity's ice storage, is awaiting more expert research and more benign investors' sustainable investment.
A new route between Europe and Northeast Asia, which has long been blocked by glaciers, is being opened in the Arctic, and South Korea and Russia are becoming countries that enjoy the benefits themselves.
Natural gas, oil and gold buried in the Arctic will be developed in an environmentally friendly manner to contribute to the sustainable development of the countries involved.
It is a great personal honor to be part of this journal, which shares the deep research and academic achievements of experts from Agricultural and Biological Sciences, Physiology (Medical), Mechanical Engineering, Energy, Earth and Planetary Sciences to realize this close future.
I am working on bilateral multilateral international cooperation at my workplace, the Korea Energy Agency. The conclusion I have gained from doing this is that partners of cooperation need a deep understanding of each other and that business must be based in order for that cooperative relationship to continue.
As an expert in international relations, I would like to study what the Arctic region means to South Korea and Russia, how effective it is for the two countries to cooperate, how global cooperation should be and what kind of business there should be to sustain that cooperation, a nd exchange views with other experts.
Wishing for the development of the Russian Arctic, and the grace of God to all the experts who work together.

February, 7
Rhee Han Woo

UDC 620.92
DOI: 10.24411/2658-4255-2020-00001

PROBLEMS OF ENERGY SUPPLY IN THE ARCTIC REGIONS

K.A. Zmieva

Moscow State University of Technology «STANKIN», Moscow, Russia

kirazmieva@mail.ru

This paper examines the current problems of energy supply in the Arctic regions and analyzes their main causes. The experience of the EU, USA and Japan on the use of renewable energy sources is presented. Ways to improve the efficiency of energy supply in the Arctic are shown.

Keywords: renewable energy, alternative energy, Arctic, energy supply, electricity, wind energy, solar energy, nuclear energy, bioenergy.

Article received: 05.04.2020
Approved:09.04.2020
Publication date: 10.04.2020

Introduction

Today, the Arctic is characterized, on the one hand, by a huge volume of proven hydrocarbon reserves (the main sources of electricity in the world), and on the other – by serious problems in supply of electricity to the region. The northernmost regions of Russia are not included in the centralized power supply system (via high-voltage transmission lines) and are traditionally supplied with electricity from outdated diesel generators and small coal-fired stations (Fig. 1).

Fuel is delivered to the Arctic as part of the so-called "Northern delivery", and due to the high remoteness of the Northern regions, limited delivery times in the summer and the obsolescence of existing diesel generators, the cost of electricity for them is very high [1]. In addition, due to frequent interruptions in supplies, the local population is forced to keep diesel fuel reserves for an average of 1.5-2 years. Diesel power plants have low efficiency and remarkably high cost of electricity production, which reaches 80-120 rubles per KW/hour.

Tariffs for electricity in isolated power supply systems in the Far North regions today amount to 22-237 rubles/kWh, which is 5-55 times higher than the average for Russia. At the same time, for comparison, if you take the average price of electricity in the zone of centralized energy supply in the country — it is 3-4 rubles per kWh for the end user [2].

Several decades ago the inclusion of the Arctic and other sparsely populated distant areas of the country into the centralized power supply system was considered to be inefficient and too expensive project. At the same time, the high cost of electricity production entails the need for budget subsidies to contain tariffs for the population (covering the difference between the tariff for the population and the required gross revenue). The total amount of state subsidies is estimated in the hundreds of billions of rubles, and the total cost of energy supply to all consumers in the 15 regions of the Far North today is 1.7 trillion rubles.

The lack of electricity and its high cost strongly constrain the pace of development of the Arctic region and make it less comfortable and attractive for the population.

Estimation of energy supply costs in the regions of the Far North of the Russian Federation.

According to official data, the number of decentralized power supply systems, with high electricity costs, in the regions of the

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Far North, which serve more than 11 million people, exceeds several thousands. In total, more than 30 thousand settlements are powered by local power supply systems today. More than 6,000 among them have population of more than 500 people, more than 1,000 settlements have population of more than 2,000 people, and 580 settlements have population of more than 3,000 people [3]. At the same time, the total cost of energy supply to all consumers in 15 regions of the Far North is 1.7 trillion rubles. A significant part (two-thirds) of energy supply costs are incurred by large-scale industry and pipeline systems. Revenues of utility organizations from the sale of electricity, heat and natural gas are equal to 464 billion rubles. The total expenditures of budgets of all the levels for financing energy supply to the Far North regions in 2016 accounted to more than 150 billion rubles. The share of budget expenditures in the payment for services of energy supply organizations in many regions of the Far North exceeds 30%, and in some cases – even 60%, with an average level of about 20% in Russia. The amount of cross-subsidies and losses of companies that supply energy to consumers in the Far North exceeds 40 billion rubles. About half of this amount is spent on subsidizing consumers of territories with isolated energy supply systems. In almost all regions of the Far North (with the exception of those producing oil and gas), the share of energy supply costs in GRP (Gross Regional Product) is 20-37% and exceeds the threshold of economic availability of energy, which does not allow the economy to develop dynamically. For localities with isolated power supply systems, the ratio of energy costs to municipal product often exceeds 40 % [4].

Thus, we can conclude that the regions of the Far North and the Arctic especially need to implement innovative energy-efficient solutions, as well as modern autonomous power plants that use much cheaper renewable energy sources. It is here, in these regions, that the introduction of alternative renewable energy technologies should not only pay off, but also significantly reduce budget expenditures on subsidizing energy consumption. And the potential for such modernization lies precisely in the current high budget costs for energy supply to the Arctic regions.

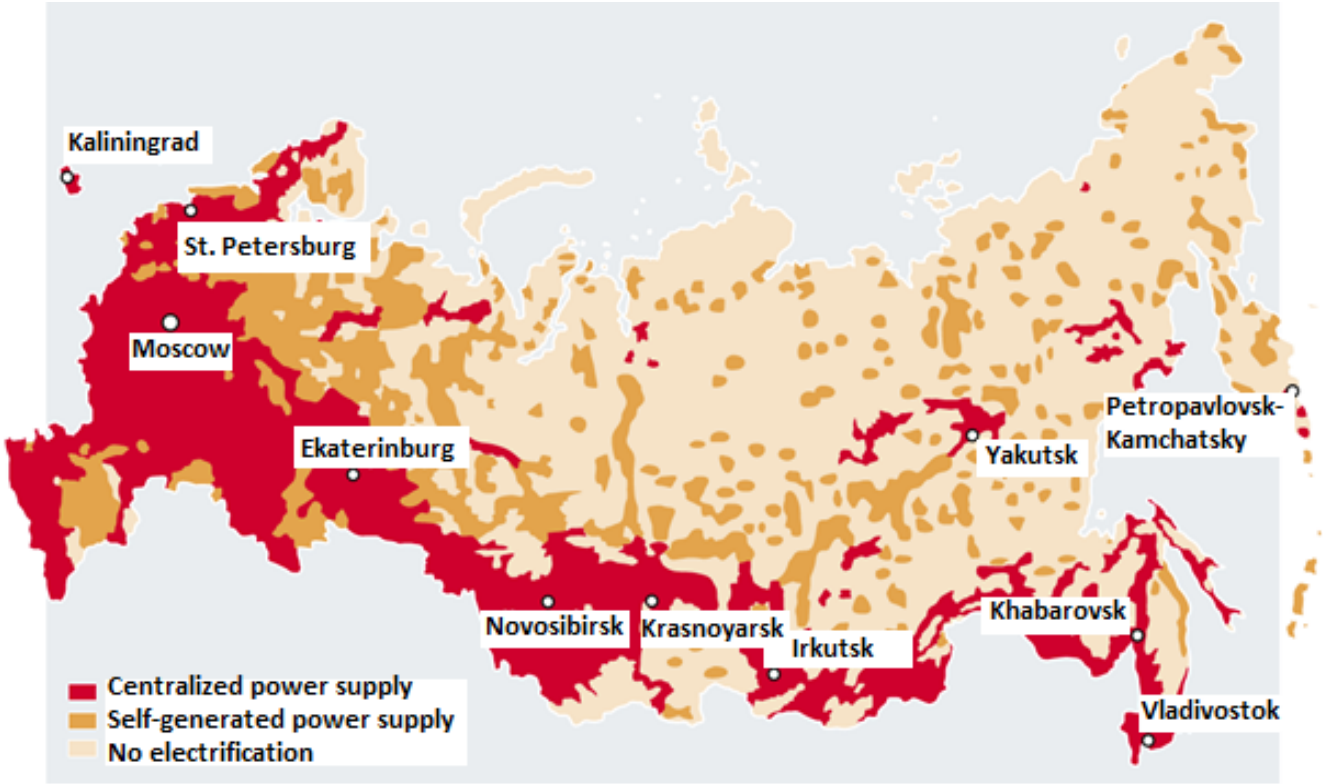

Fig. 1. The power supply scheme of the Russian Federation[1].

1 Illustrations provided by the Department of Renewable Energy of SPbPU. Based on the materials of the International forum on electricity UPGrid.

World experience in implementing renewable energy sources.

The development of renewable energy today is a global trend, due to both the need to ensure the energy independence of countries and regions, and concern for the environment. According to the results of the past 2019, electricity consumption in Europe decreased by 2% (-56 TWh), returning the demand to the level of 2015. At the same time, the EU's gross domestic product grew by 1.4% over the past year.

The share of renewable energy sources (RES) in production of the European electricity reached the record of 34.6%. Solar and wind power together generated almost 18% of electricity (569 TWh), surpassing coal in power generation for the first time. The share of renewable energy sources in gross final energy consumption by EU Member States is shown in Fig. 2. The figure shows that many countries have already reached the 2020 target, although the year is far from over.

In just one year, coal-based electricity production in the European Union fell by 24%, and in 2019 was less than half of the level in 2007. Coal-based production decreased by 32%, and brown coal-based production decreased by 16%. As a result, European energy sector CO2 emissions fell by 12% in 2019 — the largest drop since at least 1990.

Half of the coal generation was replaced by wind and solar power, and half by natural gas. The share of wind and solar generation has increased due to the installation of new capacities, while the growth of gas generation is due to higher CO2 prices and lower gas prices, which has increased the competitiveness of gas-fired power plants compared to coal-fired ones. It shall be noted that in 2019, gas generation in terms of output was 8% lower than the record level in 2010.

Of course, there are also nuances of using renewable energy sources. For example, solar panels are useless in cloudy weather and at night, and wind farms are idle in windless weather. But even in these issues,

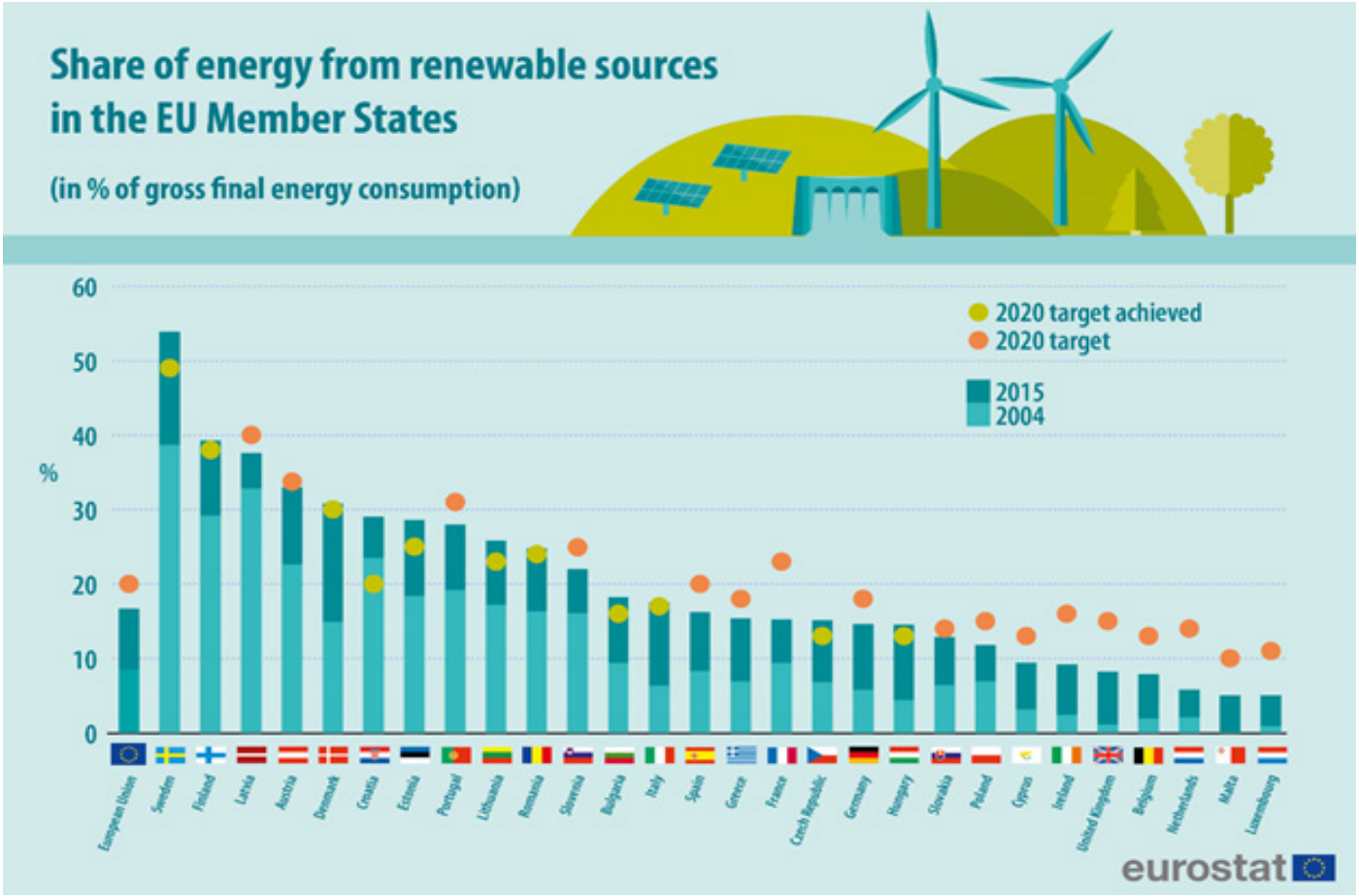

Fig. 2. Share of renewable energy sources in gross final energy consumption in the EU Member States: indicators for 2004, 2015 and 2020 (target and current value).[2]

2 According to ec.europa.eu/eurostat

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

the world energy community is constantly searching for solutions. Thus, in order to accumulate the generated electricity, more and more advanced batteries are being developed, the materials and technologies used are constantly being improved, and hybrid systems combining wind turbines, solar panels and, for example, diesel generator are being used to increase the efficiency of generation. Such system will help to offset the ups and downs of energy received from windmills and solar panels, and ensure overall reliability of operation.

At the same time, it is not only the European Union that shows its high interest in renewable energy sources. According to Bloomberg New Energy Finance, the trend of increasing the share of investments in various types of alternative energy is observed around the world. At the same time, as can be seen from Fig. 3, wind power is showing a constant and significant growth – as one of the most efficient and inexpensive sources of energy.

Importantly, the cost of electricity generated from renewable energy sources has already approached, and in many cases is lower than the cost of electricity generated by traditional methods (by burning hydrocarbons). The unsubsidized normalized cost of wind and solar energy is currently US $ 30-60 per 1 megawatt hour (MWh), which is lower than the price range for the cheapest fossil fuel, natural gas (US $ 42-78 per 1 MWh) [5].

According to the same Bloomberg New Energy Finance, the generation cost for onshore wind power plants and photovoltaic solar power plants has already fallen by 18% in the first half of 2018 [6].

Renewable energy sources for the Arctic.

The opportunities for RES development in the Arctic are dictated by nature itself. Thus, in the northernmost latitudes there is potential for the development of wind energy, and in a number of Eastern Arctic regions (for example, in Yakutia) – solar energy. The resource of renewable energy in the Arctic region is significant and its implementation will allow to provide 40-50% replacement of diesel fuel rather soon, and in the future, a larger volume. It is important to study the natural and economic opportunities for RES development in each case and make decisions considering all the identified parameters and characteristics of the territory.

Currently, the state of renewable energy

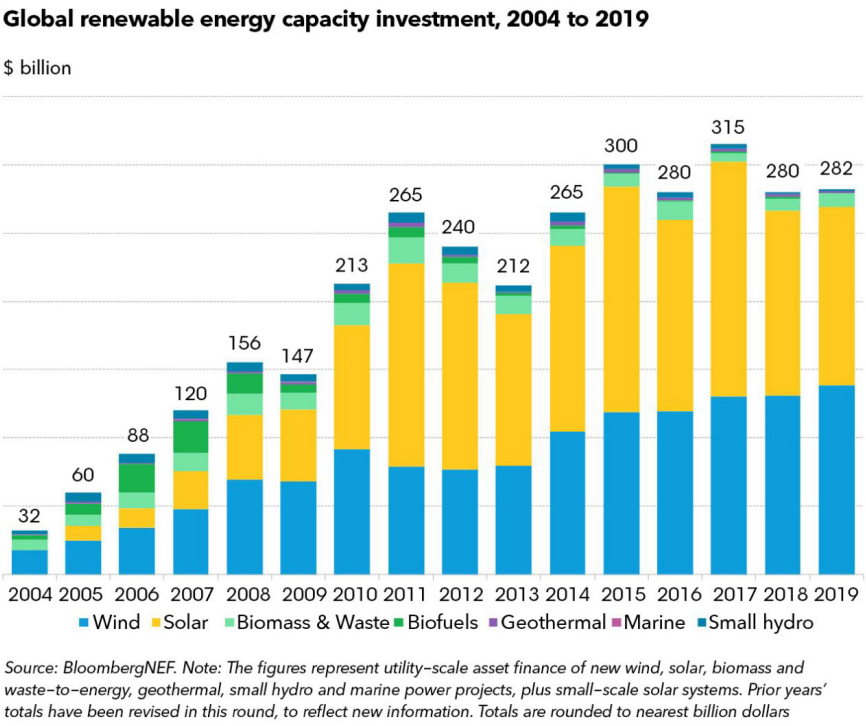

Fig. 3. Share of global investments in renewable energy from 2004 to 2010 in trillion dollars (wind, solar, biomass and waste, biofuels, geothermal sources, marine energy, small hydropower)[3].

3 According to Bloomberg New Energy Finance as per 2019

technologies in Russia is characterized by their weak development, especially in the regions of the Far North and the Arctic. However, the importance of renewable energy in the Arctic is increasing at the present time, and, as mentioned above, it is due to the high cost of traditional energy sources, as well as the need to reduce the burden on the environment – this is one of the most important global trends of our time. In order to increase the number of renewable energy projects in the Arctic zone of the Russian Federation, we need an effective regulatory framework, a favorable investment and tax climate, as well as a high level of state support.

Let us look into the existing system of RES electricity generation in the Arctic.

A common feature of the climate of the Northern regions is a long winter (up to 300 days a year) with frosts reaching -35-50°C. In the short (about 3 months) summer period, the temperature only sometimes rises up to +20°C. Stable and strong winds are observed here mostly in winter, as well as during the transition period (spring and autumn). This means that the potential for wind power development in the Northern regions is high.

There are two main directions of wind power development in the Far North:

1. The use of small wind power plants (WPL) for decentralized energy consumers, both separately and as part of hybrid power plants (together with solar panels and diesel generators). The most serious obstacle to the development of small wind power plants is the relatively high cost of wind installations. Today it is about 2-3 thousand US dollars for 1 kW of installed capacity. But, as mentioned above, according to the experience of developed countries, the payback period for such installations is on average 5-6 years. Thus, small wind power needs to be co-financed or subsidized by the state.
2. The use of wind power as part of the existing developed power grid. The US and EU have accumulated much experience in this issue. According to the Deloitte Center for Energy Solutions (USA), if previously there was no success in ensuring the stability of the overall power system with the use of wind turbines, today all problems are solved and the growth of solar-wind energy is accompanied by an increase in the reliability and stability of power systems [8]. RES either have virtually no effect on the operation of the power system or require minor changes to the operation and use of existing energy resources [9].

In a cold climate, the use of wind energy has several positive effects.

First, cold air has a higher density than warm air. In this regard, the energy efficiency of the installation at the same wind speed will be higher. Wind plant power (kW) is calculated as follows:

$$P = 4.81 * 10^{-4} E d^2 \rho \phi^3 \eta,$$

where E — is the utilization of wind energy (measure of the efficiency of the wind wheel and is a function of wind speed, the angle of twist of the blade wheel and the angular velocity of rotation of the wheel), d — is the diameter of the wind wheel, ρ — is the air density, ϕ — is the wind speed, η —is efficiency of the wind plant generator.

As per this equation, it follows that the power of a wind plant is proportional to the density of air ρ. Therefore, when the air temperature decreases, for example, from +15 to -15°C, the installation capacity increases by 11 %. At the same time, if there is a fall in atmospheric pressure, wind turbine power is also reduced (for example, when the pressure drop from 770 to 730 mm Hg, wind turbine power is reduced by 6%). Such dependencies indicate that obtaining additional wind power in unstable Arctic weather conditions is quite difficult.

Secondly, the Northern regions with a cold climate and a very long heating period are characterized by high specific consumption of electricity and heat.

Third, as mentioned above, in the Northern regions, prices for electricity and heat are much higher, due to the use of imported diesel fuel, fuel oil and coal at power plants.

All of the above should encourage the introduction of RES into local and centralized

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

power supply systems in the Far North regions. It should be especially noted that in these regions, improving the comfort and living conditions of the population is much more important than in other regions of the country.

It is obvious that the efficient operation of wind power plants in the North requires the use of special materials (cold-resistant steel, synthetic low-temperature grease for bearings, special fluids for hydraulic systems) and operating technologies (heating the gearbox, blades and weather sensors to prevent icing and frost deposition). But even these necessary actions will not make the cost of electricity higher than when using traditional sources of its generation.

You might think that the use of solar cells (solar energy) in the Arctic region is unrealistic, but in fact, this is not the case. It is necessary to take into account the existence of the albedo effect in the Arctic (or diffuse reflection coefficient, which is way higher for white snow than for dark surfaces), as well as the fact that the potential for solar energy production increases in cold climates. It is known that the lower the ambient temperature, the more efficient solar cells become (efficiency increases by 0.5% °C). Thus, at 0°C, the efficiency of the solar cell is 10% higher than at 20°C. However, during the Polar night (in winter), the potential of solar energy in the Arctic region falls significantly. Thus, the energy system of the Arctic, of course, cannot completely depend on solar energy. For maximum efficiency, it is necessary to consider hybrid systems (a combination of renewable and traditional energy sources), as mentioned above.

Currently, in the Arctic zone, the construction of power plants based on renewable energy sources is carried out pointwise, in many cases in the format of an experiment. Here are some examples of renewable energy projects currently being implemented in the Arctic:

- Furniture factory "Green House" (since 2015) (Murmansk), capacity 500 kW.
- Fishing and tourist complex, Mudyug island, lighting system (since 2014), Arkhangelsk region, capacity 1.5 kW.
- "Polaris" project (implemented under the Kolarctic international program), with 4 wind power plants (since 2016), Nenets Autonomous district, capacity 200 kW.
- Anadyr wind plant on the Cape of Observation of the Anadyr district, 10 wind generators (since 2002), Chukotka Autonomous district, 2mW (Fig. 4).
- Experimental wind power station in Labytnangi (since 2014), Yamalo-Nenets Autonomous district, capacity 250 kW.
- The wind Park in Tiksi. It is a technological complex where wind power plants, diesel generators and

Fig. 4. Anadyr wind plant on the Cape of Observation of the Anadyr district (2mW) [4]

4 Photo https://www.drive2.ru/c/468787778692318135/

an electric power storage system are combined. The wind farm consists of 3 wind turbines with a total capacity of 900 kW. Diesel fuel economy is 500 tons per year [7].

- Wind farm “Zapolyarny”, consisting of 6 wind generators (from 1993 to 2014), Komi Republic, capacity of 1.5 mW.
- Experimental wind power station "Bykov Mys" in Tiksi, Republic of Sakha (Yakutia), capacity 1.9 mW.
- Solar photovoltaic power plants in the following rural localities of Dulgalakh and Kudu-Kyuyol (2013), Batamay (since 2011), Dzhargalakh, Toyon-Ary (2014), Kuberganya, Eyik, Delgey, Batagay, Betenkyos, Ulu, Yunkyur (Fig. 5), the Upper Amga, Stolby, Innyakh (2015), Yamalo-Nenets Autonomous District, the total capacity of about 1.4 mW.

From the data provided, it can be seen that at the moment, renewable energy does not provide enough of the needs of the Arctic regions in electricity. Despite the huge potential of renewable energy sources in the Arctic, there are still very few projects implemented. According to official data, the total installed capacity of all wind and solar power plants in the Far North does not exceed 7-8 MW, i.e. it will not be able to provide electricity to even one of 1000 settlements with a population of more than 1 thousand people. However, the positive experience of the EU, USA and Japan described above shows that investing in renewable energy development is effective, and the development of renewable energy in the Arctic itself will lead to economic growth of the region, increase its attractiveness to the population and reduce the negative impact on the environment. In addition, as follows from the analysis of prof. I. A. Bashmakov [3], with tariffs of more than 20 rubles/kWh, almost all current renewable energy technologies are competitive, even with additional costs for their Northern implementation.

Such rapid growth of electricity production from renewable sources in the world developed countries became possible largely due to the creation of an effective regulatory framework for regulating the activities of energy market participants, the introduction of significant financial support measures, tax remissions, as well as the introduction of modern innovative technologies of smart small networks (smart grids), automation and blockchain technologies. In order to achieve the maximum effect when implementing RES in the Russian Arctic, it makes sense to take

Fig. 5. Solar power plant. Yunkur village, Verkhoyansky district, Republic of Sakha (Yakutia)[5].

5 Photo www.kemoblast.ru

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

advantage of the positive experience of countries that successfully implement such projects, and to use the achievements of domestic science.

Conclusions

The implementation of energy efficiency programs and the introduction of RES local power plants in the Arctic regions will allow us to:

- reduce the cost of delivering traditional fuel (diesel, fuel oil, coal),
- reduce the negative impact on the Arctic's fragile natural environment,
- reduce electricity tariffs for the population, industrial and municipal facilities,
- reduce government costs for subsidizing high electricity tariffs for the population, industrial and municipal facilities,
- increase the reliability and stability of power systems,
- increase the competitiveness of enterprises by reducing their energy supply costs,
- increase the attractiveness of the Arctic for the population by providing more comfortable living and working conditions,
- reduce the dependence of the Arctic on the so-called "Northern delivery".

References:

1. Zmieva K.A. Energosberezhenie v promyshlennosti kak klyuchevoj mekhanizm snizheniya energoemkosti VVP Rossii // Elektrotekhnicheskie kompleksy i sistemy upravleniya. 2013. № 3. S. 1-10.
2. Bashmakov I.A. Povyshenie effektivnosti energosnabzheniya v severnyh regionah Rossii // Energosberezhenie. 2017. № 3. S. 58-72.
3. Bashmakov I.A., Dzedzichek M.G. Ocenka raskhodov na energosnabzhenie v regionah Krajnego Severa // Energosberezhenie. 2017. № 4. S. 40-51.
4. Bashmakov I.A. Povyshenie effektivnosti energosnabzheniya v severnyh regionah Rossii // Energosberezhenie. 2017. № 2. S. 46-53.
5. Lazard, Levelized Cost of Energy Analysis, Version 11.0, 2017, p. 2, https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf
6. Bloomberg, “Fossil fuels squeezed by plunge in cost of renewables, BNEF says”, Jeremy Hodges, 28.03.2018, https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-03-28/fossil-fuels-squeezed-by-plunge-in-cost-of-renewables-bnef-says
7. Potravnyj I.M., YAshalova N.N., Borouhin D.S., Tolstouhova M.P. Ispol'zovanie vozobnovlyaemyh istochnikov energii v Arktike: rol' gosudarstvenno-chastnogo partnerstva // Ekonomika prirodopol'zovaniya. 2020. Tom 13. №1. S. 144-159.
8. Motyka M., Slaughter A., Amon C. Report for Deloitte Center for Energy Solutions «Global renewable energy trends. Solar and wind move from mainstream to preferred» // https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and-utilities/global-renewable-energy-trends.html?id=gx:2el:3dc:4direnenergy:5awa:6di:09132018. 30p.
9. International Energy Agency, “Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Transformation”, 2018, p. 21 https://doi.org/10.1787/9789264302006-en

UDC 621. 315.051.025: 621.316.1.016.025
DOI: 10.24411/2658-4255-2020-00002

ВЛИЯНИЕ ГЕОМАГНИТНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ В ПРИПОЛЯРНЫХ РАЙОНАХ НА РЕЖИМ ПЕРЕДАЧИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ

А.А. Кувшинов[1], В.В. Вахнина[1], А.Ю. Хренников[2], А.Н. Черненко[1]

[1] ФГБОУ ВО «Тольяттинский государственный университет», Тольятти, Россия
[2] АО «Научно-технический Центр Федеральной сетевой компании ЕЭС»

✉ Ak2390@inbox.ru, AlekseiKuvshinov@yandex.ru, vvvahnina@yandex.ru

Получены аналитические выражения для определения реактивной мощности в начале и в конце межсистемной воздушной линии с учетом параметров ветвей намагничивания силовых трансформаторов, позволяющие учитывать интенсивность воздействия геомагнитных возмущений на режимы электропередачи. Показано, что увеличение интенсивности геоиндуцированных токов способно полностью нарушить транзит реактивной мощности из-за многократного увеличения мощности намагничивания силовых трансформаторов в результате одностороннего насыщения магнитных систем. Приведен численный пример, иллюстрирующий возможность прекращения транзита реактивной мощности при достаточно интенсивных геомагнитных возмущениях.

Ключевые слова: воздушная линия, силовой трансформатор, геоиндуцированные токи, реактивная мощность.

INFLUENCE OF GEOMAGNETIC DISTURBANCES IN THE POLAR REGIONS ON THE REACTIVE POWER TRANSMISSION MODE ON THE AIRLINE

Aleksey A. KUVSHINOV[1], Vera V. VAKHNINA[1], Alexander Yu. KHRENNIKOV[2], Aleksey N. CHERNENKO[1]

[1] Togliatti State University, Togliatti, Russia
[2] Research and Development Center at Federal Grid Company of United Energy System, Moscow, Russia

Analytical expressions are obtained for determining reactive power at the beginning and at the end of an intersystem overhead line, taking into account the parameters of the magnetization branches of power transformers, which allow one to take into account the intensity of the influence of geomagnetic disturbances on power transmission modes. It is shown that an increase in the intensity of geo-induced currents can completely disrupt the transit of reactive power due to the multiple increase in the magnetization power of power transformers as a result of one-sided saturation of magnetic systems. A numerical example is given illustrating the possibility of terminating the transit of reactive power with sufficiently intense geomagnetic disturbances.

Keywords: overhead line, power transformer, geo-induced currents, reactive power.

Статья получена: 11.11.2019
Принята к публикации:04.12.2019
Опубликована онлайн: 26.03.2020

© Aleksey A. Kuvshinov, Vera V. Vakhnina, Alexander Yu. Khrennikov, Aleksey N. Chernenko
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Введение. Многолетние наблюдения отмечают около 2500 геомагнитных возмущений, идентифицируемых как «магнитная буря» и «сильная магнитная буря» в течение 11-летнего цикла солнечной активности [1-4]. Геомагнитные возмущения вызывают протекание геоиндуцированных токов (ГИТ) в заземленных обмотках высокого напряжения (ВН) силовых трансформаторов электрических сетей с номинальным напряжением 110 кВ и выше. Под воздействием ГИТ режим перемагничивания электротехнической стали силовых трансформаторов с бронестержневой и броневой конструкцией магнитной системы смещается в область технического насыщения [5,6]. Возникает одностороннее насыщение магнитной системы силового трансформатора. В результате ток намагничивания приобретает практически однополярную форму и многократно превышает номинальный ток холостого хода [7]. Мощность намагничивания силового трансформатора также многократно возрастает, оказывая существенное влияние на баланс реактивных мощностей в воздушных линиях электропередачи [8,9]. В частности, ГИТ, вызванные в электроэнергетической системе Hydro-Quebec Канады геомагнитной бурей 22 октября 1999 г., послужили причиной увеличения потерь реактивной мощности с последующим развитием лавины напряжений [10,11].

Таким образом, задача исследования механизмов влияния ГИТ, вызванных геомагнитными возмущениями, на режимы передачи реактивной мощности по воздушной линии является актуальной, причем особую актуальность данная задача приобретает для высокоширотных линий электропередачи.

Расчетная схема межсистемной электропередачи. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) межсистемной воздушной линии (ВЛ), связывающей две электроэнергетические системы ЭЭС$_1$ и ЭЭС$_2$, показаны на рис.1. Нейтрали обмоток высокого напряжения (ВН) силовых трансформаторов T_1 и T_2 заземлены. Геомагнитные возмущения инициируют возникновение на поверхности земли квазипостоянного геоэлектрического поля и соответственно разности потенциалов между заземляющими устройствами нейтралей обмоток ВН силовых трансформаторов T_1 и T_2, которая учитывается в расчетной схеме источником квазипостоянной ЭДС ($e_{ГИТ}$ на рис.1,а).

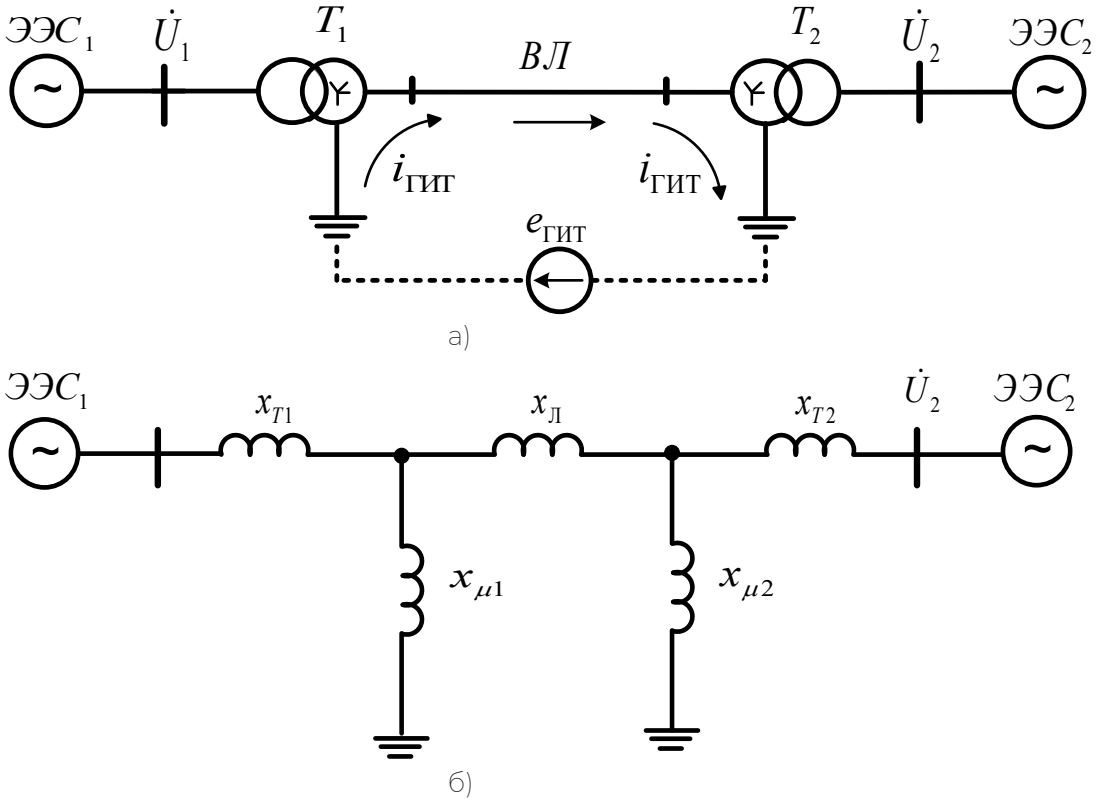

Рисунок 1 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б) межсистемной ВЛ.

Под воздействием квазипостоянной ЭДС по обмоткам ВН силовых трансформаторов T_1 и T_2 и фазным проводам ВЛ протекают ГИТ по контуру, показанному на рис.1,а.

На рис. 1,б представлена схема замещения, в которой силовые трансформаторы T_1,T_2 представлены упрощенной Г-образной схемой замещения, для количественных оценок вариаций режима передачи реактивной мощности под воздействием ГИТ. На схеме замещения использованы следующие обозначения:

$x_{Л}$ - индуктивное сопротивление фазных проводов ВЛ;

x_{T1}, x_{T2} - индуктивная составляющая сопротивления короткого замыкания силовых трансформаторов T_1,T_2 соответственно;

$x_{\mu 1}$, $x_{\mu 2}$ – индуктивное сопротивление намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2 соответственно;

$\dot{U}_1$, $\dot{U}_2$ - напряжения на шинах ЭЭС$_1$ и ЭЭС$_2$ соответственно.

Потери активной мощности в фазных проводах ВЛ и силовых трансформаторах T_1, T_2 не учитываются. ГИТ, протекая по заземленным обмоткам ВН, вызывают одностороннее насыщение магнитных систем силовых трансформаторов T_1 и T_2. Данное обстоятельство обуславливает уязвимость рассматриваемой ВЛ к воздействию ГИТ, результатом которого является многократное уменьшение индуктивных сопротивлений $x_{\mu 1}$, $x_{\mu 2}$ ветвей намагничивания силовых трансформаторов T_1 и T_2 из-за существенной нелинейности основной кривой намагничивания электротехнической стали магнитной системы [12]. Именно изменение индуктивных сопротивлений ветвей намагничивания силовых трансформаторов T_1 и T_2 является фактором, определяющим существенное влияние ГИТ на режимные параметры электропередачи.

Потоки реактивной мощности по межсистемной воздушной линии. Комплексы токов электрических сетей ЭЭС$_1$ ($\dot{I}_1$) ЭЭС$_2$ ($\dot{I}_2$) определяются системой уравнений

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{U}_1 \cdot \dot{Y}_{11} - \dot{U}_2 \cdot \dot{Y}_{12} \\ \dot{I}_2 &= \dot{U}_1 \cdot \dot{Y}_{21} - \dot{U}_2 \cdot \dot{Y}_{22} \end{aligned}\right\} \quad (1)$$

где $\dot{Y}_{11}$ – комплекс собственной проводимости ветви ЭЭС$_1$ при отсутствии источника напряжения;

$\dot{U}_2$; $\dot{Y}_{22}$ – комплекс собственной проводимости ветви ЭЭС$_2$ при отсутствии источника напряжения;

$\dot{U}_1$; $\dot{Y}_{12}$ – комплекс взаимной проводимости ветвей ЭЭС$_1$ и ЭЭС$_2$.

Комплексы собственных и взаимной проводимостей будут определяться выражениями

$$\dot{Y}_{11} = y_{11} \cdot e^{-j90},$$

$$\dot{Y}_{22} = y_{22} \cdot e^{-j90},$$

$$\dot{Y}_{12} = y_{12} \cdot e^{-j90},$$

а модули собственных и взаимной проводимостей – выражениями

$$y_{11} = \frac{(x_2 + x_{\mu(экв)})}{(x_1 + x_2 + x_1 \cdot x_{\mu(экв)} + x_2 \cdot x_{\mu(экв)})},$$

$$y_{22} = \frac{(x_1 + x_{\mu(экв)})}{(x_1 + x_2 + x_1 \cdot x_{\mu(экв)} + x_2 \cdot x_{\mu(экв)})}, \quad (2)$$

$$y_{12} = y_{21} = \frac{x_{\mu(экв)}}{(x_1 + x_2 + x_1 \cdot x_{\mu(экв)} + x_2 \cdot x_{\mu(экв)})},$$

© Aleksey A. Kuvshinov, Vera V. Vakhnina, Alexander Yu. Khrennikov, Aleksey N. Chernenko
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

где $x_1 = \dfrac{x_Л \cdot x_{\mu 1}}{x_{\mu 1} + x_Л + x_{\mu 2}}$,

$$x_2 = \frac{x_Л \cdot x_{\mu 2}}{x_{\mu 1} + x_Л + x_{\mu 2}},$$

$$x_{\mu(экв)} = \frac{x_{\mu 1} \cdot x_{\mu 2}}{x_{\mu 1} + x_Л + x_{\mu 2}}.$$

Анализ выражений (2) позволяет заключить, что собственные y_{11}, y_{22} и взаимная y_{12}, проводимости межсистемной электропередачи также зависят от величины ГИТ. Поэтому в условиях геомагнитных возмущений поддержания неизменными напряжений U_1 = const, U_2 = const на шинах ЭЭС$_1$, ЭЭС$_2$ недостаточно, как показывает выражение (1), для сохранения неизменными комплексов токов $\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$ и следовательно режима передачи активной и реактивной мощности по межсистемной электропередаче. На рис.2 представлены кривые, показывающие характер изменения эквивалентного индуктивного сопротивления ветвей намагничивания силовых трансформаторов T_1 и T_2 в зависимости от глубины насыщения магнитных систем под воздействием ГИТ, которая определяется величиной фазового угла насыщения.

В качестве количественного критерия глубины насыщения магнитной системы силового трансформатора использована величина фазового угла насыщения (φ), определяющего продолжительность однополярных бросков тока намагничивания на периоде напряжения при воздействии ГИТ [8]. С помощью выражений (1) можно определить величину реактивной мощности, выдаваемой ЭЭС$_1$

$$Q_1 = U_1^2 \cdot y_{11} - U_1 \cdot U_2 \cdot y_{12} \cdot \cos\delta \quad (3)$$

и величину реактивной мощности, поступающую в ЭЭС$_2$

$$Q_2 = U_1 \cdot U_2 \cdot y_{12} \cdot \cos\delta - U_2^2 \cdot y_{22}, \quad (4)$$

где - угол между векторами напряжений ЭЭС$_1$ и ЭЭС$_2$.

Сравнивая (3) и (4), видно, что ЭЭС$_1$ выдает, а ЭЭС$_2$ потребляет реактивную мощность, т.е. знаки Q_1 и Q_2 противоположны.

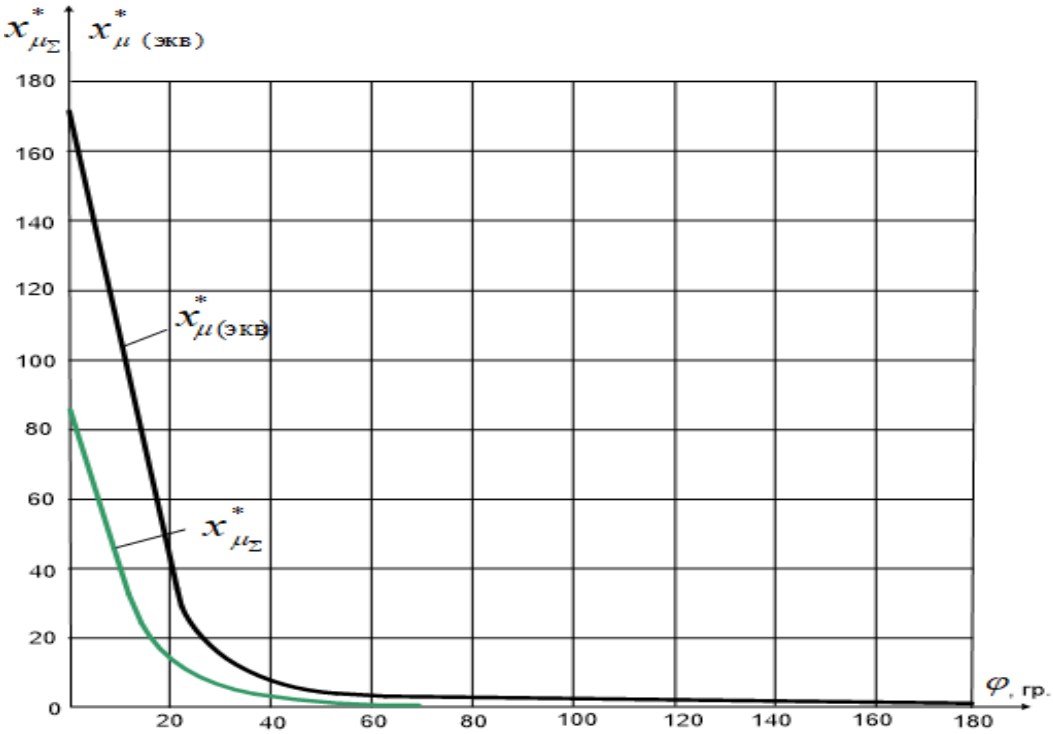

Рисунок 2 – Зависимость эквивалентного индуктивного сопротивления ($x^*_{\mu(экв)}$) ветви намагничивания одного силового трансформатора и двух однотипных силовых трансформаторов ($x^*_{\mu\Sigma}$) от фазового угла насыщения магнитной системы.

Тогда потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях электропередачи будут определяться алгебраической суммой

$$\Delta Q = Q_1 + Q_2 = U_1^2 \cdot y_{11} - U_2^2 \cdot y_{22}, \quad (5)$$

т.е. при $U_1^2 \cdot y_{11} > U_2^2 \cdot y_{22}$ потери покрываются за счет реактивной мощности ЭЭС$_1$, а при $U_1^2 \cdot y_{11} < U_2^2 \cdot y_{22}$ потери покрываются за счет потребления реактивной мощности из ЭЭС$_2$.

Анализ полученных выражений позволяет отметить, что неизменные значения режимных параметров ($U_1 = const,\ U_2 = const,\ \delta = const$) не обеспечат в условиях геомагнитных возмущений сохранение режима передачи реактивной мощности.

На рис. 3 представлены энергетические диаграммы баланса реактивных мощностей электропередачи при отсутствии и при различных уровнях геомагнитных возмущений и соответственно ГИТ. Энергетические диаграммы построены для случая работы ВЛ в натуральном режиме, когда мощность магнитного поля линии равна мощности электрического поля ($Q_M = Q_{ЭЛ}$), т.е. линия не потребляют и не генерируют реактивную мощность. При отсутствии геомагнитных возмущений $i_{ГИТ} = 0$, реактивной мощности Q_1 ЭЭС$_1$, определяемой выражением (3), достаточно для создания мощности намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2, $Q_{\mu 1}(i_{ГИТ}), Q_{\mu 2}(i_{ГИТ})$ соответственно и выдачи реактивной мощности Q_2 в приемную ЭЭС$_2$.

По мере увеличения ГИТ возрастает мощность намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2 настолько, что наступает равенство

$$Q_1 = Q_{\mu 1}(i_{ГИТ}) + Q_{\mu 2}(i_{ГИТ}),$$

т.е. вся реактивная мощность ЭЭС$_1$ расходуется только на покрытие мощности намагничивания. В приемную ЭЭС$_2$ реактивная мощность не отдается, т.е. $Q_2 = 0$ (рис.3,б).

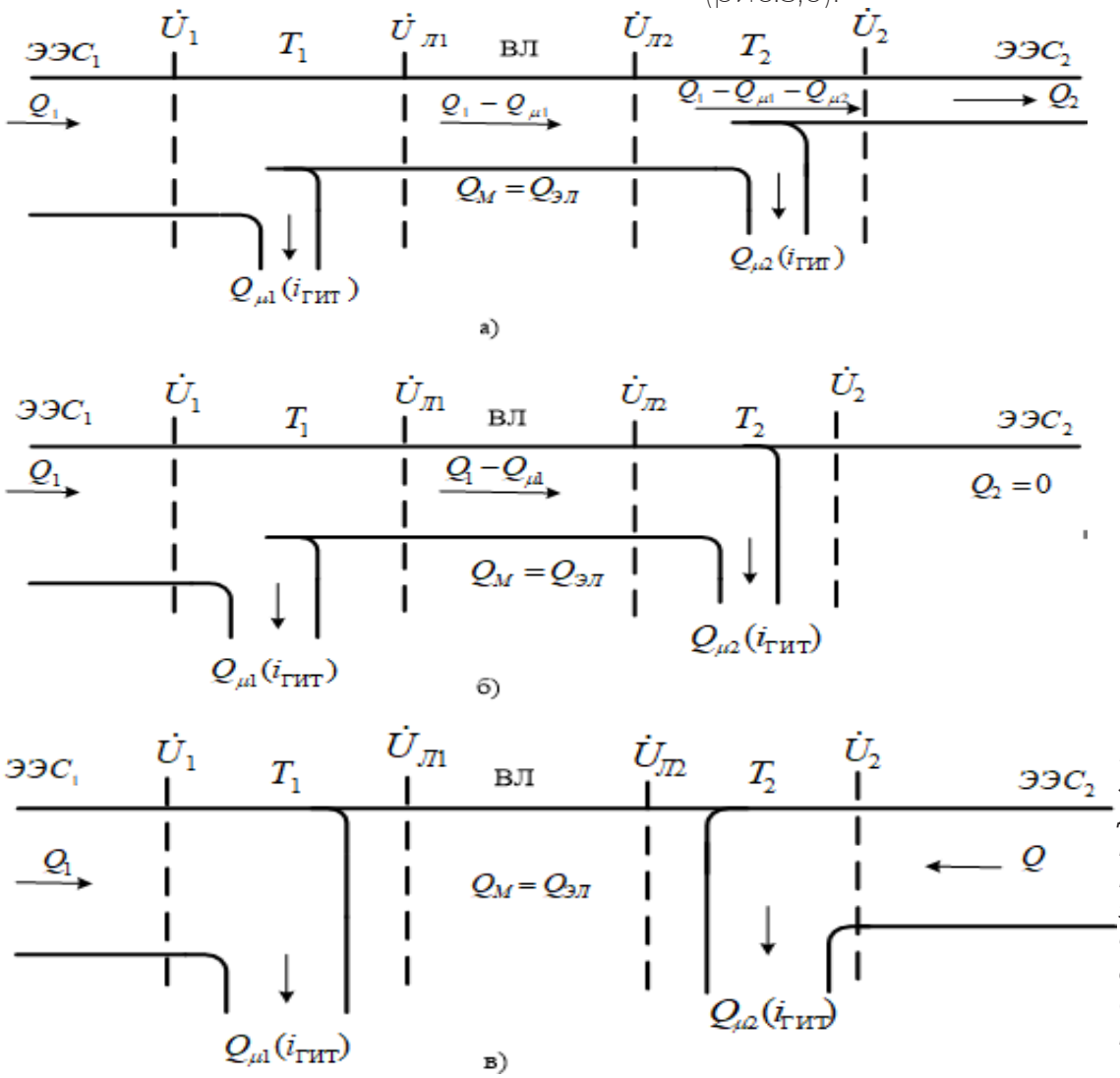

Рисунок 3 – Энергетические диаграммы потоков реактивной мощности в электропередаче при: а)$i_{ГИТ}$=0; б)$i_{ГИТ}$=$I_{ГИТ1}$; в)$i_{ГИТ}$=$I_{ГИТ2}$>$I_{ГИТ1}$

© Aleksey A. Kuvshinov, Vera V. Vakhnina, Alexander Yu. Khrennikov, Aleksey N. Chernenko
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

При дальнейшем увеличении ГИТ возможно увеличение мощности намагничивания силового трансформатора T_1 до уровня (рис.3,в)

$$Q_{\mu 1}(i_{ГИТ}) = Q_1 .$$

В этом случае для поддержания уровня напряжения U_2 в конце линии мощность намагничивания силового трансформатора T_2 должна покрываться потреблением реактивной мощности из приемной ЭЭС, т.е.

$$Q_{\mu 2}(i_{ГИТ}) = Q_2 ,$$

которая должна обладать соответствующим резервом реактивной мощности.

На рис.4 представлены графики изменения суммарной мощности намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2 (кривая 1), реактивной мощности, выдаваемой ЭЭС$_1$ (кривая 2) и потребляемой, а затем и выдаваемой ЭЭС$_2$ (кривая 3) в зависимости от интенсивности геомагнитных возмущений, возрастание которой вызывает увеличение фазового угла насыщения (φ) магнитных систем силовых трансформаторов T_1, T_2. Зависимости построены с помощью выражений (3), (4) и (5) для слабо загруженной (P^*_2 = 0,1347) и сравнительно «короткой» линии электропередачи, которая имеет следующие параметры

$$x^*_{T1} = x^*_{T2} = 0{,}08 ; x^*_{\mu 1} = x^*_{\mu 2} = 174{,}64 ; x^*_{Л} = 0{,}0506 \ (50км).$$

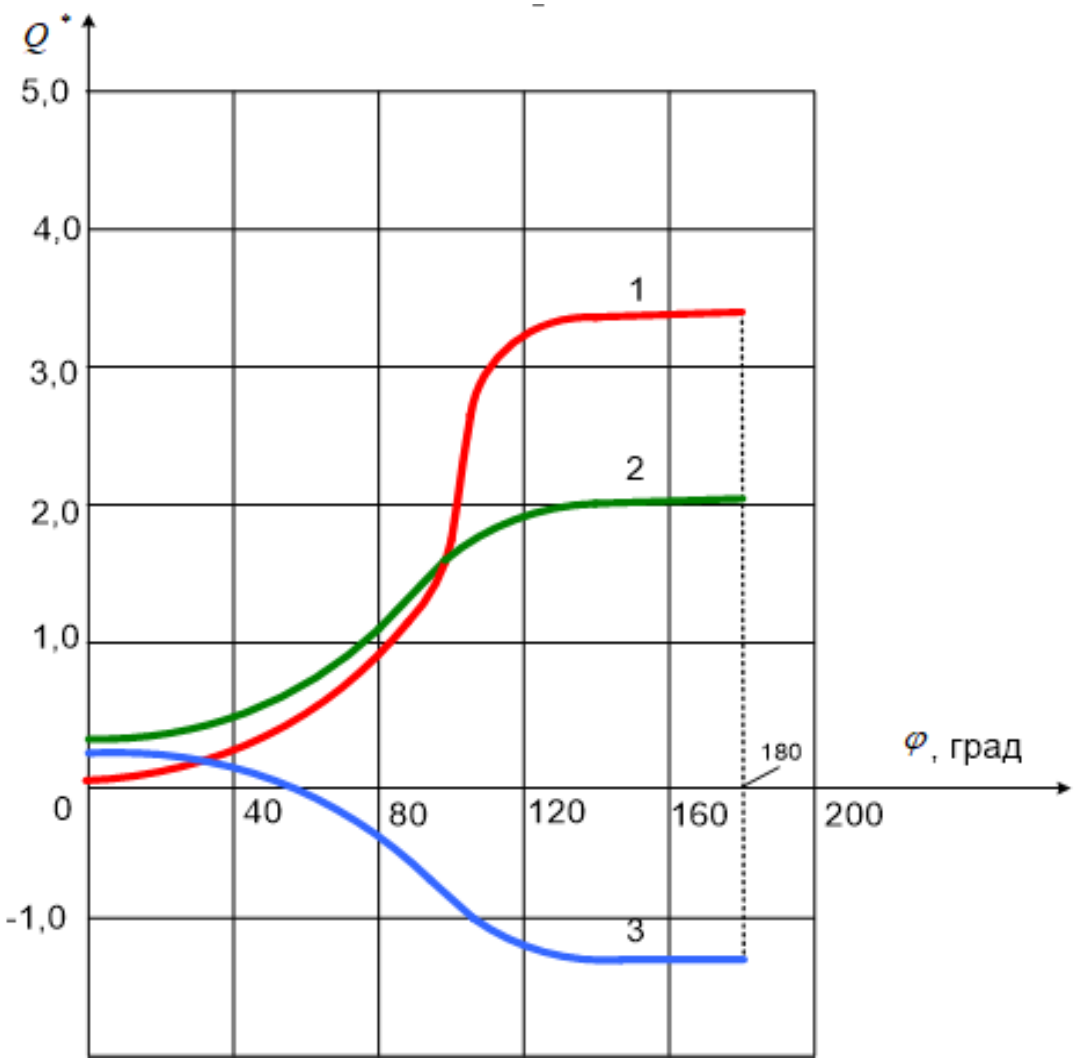

Рисунок 4 – Энергетические характеристики электропередачи при воздействии ГИТ (1 – суммарная мощность намагничивания силовых трансформаторов; 2 – реактивная мощность, выдаваемая ЭЭС$_1$; 3 – реактивная мощность, выдаваемая в (потребляемая из) ЭЭС$_2$).

Представленные численные значения приведены к номинальным параметрам силовых трансформаторов. Индуктивные сопротивления ветвей намагничивания $x_{\mu 1} = x_{\mu 2}$, силовых трансформаторов T_1, T_2 указаны для режима нормального перемагничивания магнитных систем при отсутствии геомагнитных возмущений ($i_{ГИТ} = 0$). Как видно, по мере увеличения ГИТ и соответственно фазового угла насыщения магнитной системы силовых трансформаторов T_1, T_2 многократно возрастает суммарная мощность намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2 (кривая 1) от значения $Q^*_{\mu\Sigma} \cong 0{,}008$ при $\varphi = 0гр.$ до значения $Q^*_{\mu\Sigma} \cong 1{,}0$ при $\varphi \cong 84гр.$, т.е. фактически до значения номинальной мощности силового трансформатора [13, 14].

Дальнейшее увеличение интенсивности ГИТ и фазового угла насыщения от значения $\varphi \cong 84гр.$ до значения $\varphi \cong 120гр.$ сопровождается еще более резким увеличением суммарной мощности намагничивания, вплоть до значения $Q^*_{\mu\Sigma} \cong 3{,}2$, т.е. почти трехкратного значения номинальной мощности силового трансформатора. При $\varphi \geq 120гр.$ суммарная мощность намагничивания силовых трансформаторов возрастает только на 6%.

Увеличение суммарной мощности намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2 при возрастании интенсивности геомагнитных возмущений вызывает увеличение потребляемой из ЭЭС$_1$ реактивной мощности (кривая 2) и уменьшение реактивной мощности, поступающей в ЭЭС$_2$ (кривая 3). Наконец, при $\varphi \cong 50гр.$ выдача реактивной мощности в ЭЭС$_2$ прекращается и практически вся реактивная мощность, выдаваемая ЭЭС$_1$, расходуется на покрытие мощности намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2 и только ≈ 19% на покрытие потерь реактивной мощности в продольных индуктивных сопротивлениях межсистемной электропередачи. Данная ситуация соответствует энергетической диаграмме, изображенной на рис.3,б. При $\varphi \cong 50гр.$ реактивная мощность начинает потребляться и из ЭЭС$_2$. С этого момента возрастающая мощность намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2, а также и потери реактивной мощности в продольных индуктивных сопротивлениях электропередачи начинает покрываться за счет потребления реактивной мощности как из ЭЭС$_1$, так и из ЭЭС$_2$ (см. также энергетическую диаграмму на рис.3,в). В частности, при $\varphi = 180гр.$ суммарная мощность намагничивания силовых трансформаторов T_1, T_2 на ≈ 60% покрывается потреблением реактивной мощности из ЭЭС$_1$ и на ≈ 40% потреблением реактивной мощности из ЭЭС$_2$. Однако это возможно только при наличии соответствующих резервов реактивной мощности. В противном случае геомагнитные возмущения при достаточной интенсивности способны инициировать развитие аварийной ситуации типа «лавина напряжения».

Заключение. В неразветвленной схеме передачи электроэнергии поток реактивной мощности в приемную систему существенно зависит от интенсивности геомагнитных возмущений, поскольку увеличение ГИТ способно вызвать многократное увеличение мощности намагничивания силовых трансформаторов повышающей и понижающей подстанций до значений достигающих и даже превышающих собственную номинальную мощность. По мере увеличения ГИТ уменьшается пропускная способность воздушной линии, а поток реактивной мощности в приемную систему уменьшается вплоть до полного прекращения и последующей инверсии направления передачи.

© Aleksey A. Kuvshinov, Vera V. Vakhnina, Alexander Yu. Khrennikov, Aleksey N. Chernenko
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Список литературы:

1. Заболотная Н.А. Индексы геомагнитной активности. – Справочное пособие. Изд. 2-е, перераб., М.: Издательство ЛКИ, 2007, 88с.
2. Тертышников А.В. Возможные коррективы опасных гелиогеофизических явлений. – Гелиогеофизические исследования, выпуск 5, 2013, с.34-42.
3. Messerotti M. The NOAA Space Weather Scale tables. –COST Action 724, Athens, 11 October, 2005, p.1-4.
4. NOAA Space Weather Scales [Электронный ресурс]. URL: http://www.swpc.noaa.gov/sites/default/files/images/NOAAscales.pdf (дата обращения: 21.11.2016).
5. Coles R.L., Thompson K., Jansen van Beek G. A Comparison between the Rate of Change in the Geomagnetic Field and the Geomagnetically Induced Currents in a Power Transmission System. – Proceedings: Geomagnetically Induced Currents Conference, TR-100450, Electric Power Research Institute. Palo Alto. California, 1992.
6. Kappenman J.G., Albertson V.D. Bracing for the Geomagnetic Storm. – IEEE Spectrum, 1990, 28, №3.
7. Takasu N., Oshi T., Miyawaki F., Saito S., Fujiwara Y. An Experimental Analysis of Excitation of Transformers by Geomagnetically Induced Currents. – IEEE Transactions on Power Delivery, 1994, Vol. 9, №2.
8. Вахнина В.В., Кувшинов А.А., Черненко А.Н. Влияние геомагнитной активности на мощность намагничивания силовых трансформаторов электрических сетей. – Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2016, №2.
9. Вахнина В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий : учебное пособие. – Тольятти, Изд-во ТГУ, 2011.
10. Kappenman J.G. Advanced Geomagnetic Storm Forecasting: A Risk Management Tool for Electric Power Operations. – IEEE Transactions on Plasma Science, Special Issue on Space Plasmas, 2000, Vol. 28, №6.
11. Boteller D.H. Effects of geomagnetically induced current in B. C. Hydro 500 kV – System. – IEEE Trans. On Power Delivery, 1989, 4, №1, p. 818-823.
12. Кувшинов А.А., Вахнина В.В., Селемир В.Д., Карелин В.И. Пропускная способность межсистемных электропередач в условиях геомагнитной активности. – Электричество, 2016, №9.
13. Хренников А.Ю. Высоковольтное электротехническое оборудование в электроэнергетических системах: диагностика, дефекты, повреждаемость, мониторинг. Учебное пособие, Магистратура — М. : ИНФРА-М, 2019- 186с., ил.
14. Khrennikov A.Yu., Kuvshinov A.A., Shkuropat I.A. Providing Reliable Operation of Electric Networks// Nova science publishers, New York, 2019, USA, p. 308, ISBN: 978-1-53615-422-1 https://novapublishers.com/shop/providing-reliable-operation-of-electric-networks/

References:

1. Zabolotnaya N.A. Indices of geomagnetic activity. - Reference manual. Ed. 2nd, revised., M.: Publishing house LKI, 2007, 88 pp.
2. Tertyshnikov A.V. Possible corrections of dangerous heliogeophysical phenomena. - Heliogeophysical research, issue 5, 2013, p. 34-42.
3. Messerotti M. The NOAA Space Weather Scale tables. –COST Action 724, Athens, October 11, 2005, p.1-4.
4. NOAA Space Weather Scales [Electronic resource]. URL: http://www.swpc.noaa.gov/sites/default/files/images/NOAAscales.pdf (accessed: 11.21.2016).
5. Coles R. L., Thompson K., Jansen van Beek G. A Comparison between the Rate of Change in the Geomagnetic Field and the Geomagnetically Induced Currents in a Power Transmission System. - Proceedings: Geomagnetically Induced Currents Conference, TR-100450, Electric Power Research Institute. Palo Alto. California, 1992.
6. Kappenman J.G., Albertson V.D. Bracing for the Geomagnetic Storm. - IEEE Spectrum, 1990, 28, No. 3.
7. Takasu N., Oshi T., Miyawaki F., Saito S., Fujiwara Y. An Experimental Analysis of Excitation of Transformers by Geomagnetically Induced Currents. - IEEE Transactions on Power Delivery, 1994, Vol. 9, No. 2.
8. Vakhnina V.V., Kuvshinov A.A., Chernenko A.N. The effect of geomagnetic activity on the magnetization power of power transformers in electric networks. - Electro. Electrical Engineering, Electric Power Industry, Electrical Engineering Industry, 2016, No. 2.
9. Vakhnina V.V. Reactive Power Compensation in Power Supply Systems of Industrial Enterprises: A Training Manual. - Tolyatti, TSU Publishing House, 2011.
10. Kappenman J.G. Advanced Geomagnetic Storm Forecasting: A Risk Management Tool for Electric Power Operations. - IEEE Transactions on Plasma Science, Special Issue on Space Plasmas, 2000, Vol. 28, No. 6.
11. Boteller D.H. Effects of geomagnetically induced current in B. C. Hydro 500 kV - System. - IEEE Trans. On Power Delivery, 1989, 4, No. 1, p. 818-823.
12. Kuvshinov A.A., Vakhnina V.V., Selemir V.D., Karelin V.I. The capacity of intersystem power transmission in conditions of geomagnetic activity. - Electricity, 2016, No. 9.
13. Khrennikov A.Yu. High-voltage electrical equipment in electric power systems: diagnostics, defects, damage, monitoring. Textbook, Master's program - M.: INFRA-M, 2019 - 186p., Ill.
14. Khrennikov A.Yu., Kuvshinov A.A., Shkuropat I.A. Providing Reliable Operation of Electric Networks // Nova science publishers, New York, 2019, USA, p. 308, ISBN: 978-1-53615-422-1 https://novapublishers.com/shop/providing-reliable-operation-of-electric-networks/

UDC 621.313
DOI: 10.24411/2658-4255-2020-00003

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СУДОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Р.Н. Шульга[1], Т. С. Смирнова[1]

[1] Всероссийский электротехнический институт-филиал федерального государственного унитарного предприятия «Российский Федеральный Ядерный Центр- Всероссийский научно- исследовательский институт технической физики имени академика Е. И. Забабахина», г. Москва

rnshulga@vei.ru

Рассмотренные характеристики Северного морского пути (СМП), атомных ледоколов и их судовой энергетики показывают целесообразность энергоснабжения береговых потребителей с использованием судовых реакторных устройств (РУ) типа атомных станций малой мощности (АСММ), что позволяет унифицировать и тиражировать энергоустановки. Для Арктики и СМП применение АСММ, дополненной шиной постоянного тока и наличием накопителей, является безальтернативным решением в части автономии, снижения выброса диоксидов углерода и азота, отсутствием обслуживания и дистанционным цифровым управлением. Рассмотренные альтернативные варианты энергообеспечения стационарных и мобильных установок наземного, надводного и подводного базирования на сжиженном природном газе (СПГ) предусматривают использование авиационных газовых турбин мощностью до 5 МВт, а для установок морского базирования корабельных газовых турбин мощностью от 30 МВт с применением накопителей электроэнергии, мощность которых зависит от пиковой мощности потребителей. Приведены структура и состав мобильного модульного комплекса жизнеобеспечения (ММКЖ) в составе подводного или надводного энергомодуля с управляемым выпрямителем, выход которого соединен биполярным подводным кабелем постоянного тока с береговыми модулями преобразования, накопления и распределения. Выходы последнего наземными биполярными кабелями связаны со входами модулей водоподготовки и воздухоподготовки, а также производственными и вспомогательными модулями. Комплекс напряжением от 1 до 10 кВ мощностью от 1 до 10 МВт создается с использованием преобразователей тока и напряжения, накопителей электроэнергии, выключателей и кабелей постоянного тока, оснащается цифровыми устройствами управления.

Ключевые слова: атомный ледокол, энергоснабжение, энергоустановка, шина постоянного тока, накопитель электроэнергии, жизнеобеспечение.

USE OF SHIP POWER FOR LIFE SUPPORT OF ARCTIC FACILITIES

R.N. Shulga[1], T. S. Smirnova[1]

[1] All-Russian Electrotechnical Institute-Branch of Federal State Unitary Enterprise «Russian Federal Nuclear Center - All-Russian Scientific Research Institute of Technical Physics named after Academician E. I. Zababakhin,» Moscow, Russia

The considered characteristics of the Northern sea route (NSR), nuclear icebreakers and their ship power engineering show expediency of power supply of coastal consumers with use of ship reactor devices (RU) of type of nuclear power plants of small power (ASMM) that allows to unify and replicate power installations. For the Arctic and the NSR, the use of ASMM, supplemented by a DC bus and the presence of storage devices is an alternative solution in terms of autonomy, reducing the emission of carbon dioxide and nitrogen, lack of maintenance and remote digital control. The alternative options of energy supply stationary and mobile installations of ground, surface, and submarine-based liquefied natural gas (LNG) include the use of aviation gas turbines

© R.N. Shulga, T. S. Smirnova
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

up to 5 MW, and for sea-based vehicular gas turbines of 30 MW using energy storage devices, the capacity of which depends on the peak power of the consumers. The structure and composition of a mobile modular life support complex (MMCF) as part of an underwater or surface power module with a controlled rectifier, the output of which is connected by a bipolar underwater DC cable to the shore conversion, accumulation and distribution modules, are presented. The outputs of the latter are connected by ground bipolar cables to the inputs of the water and air treatment modules, as well as production and auxiliary modules. The complex with voltage from 1 to 10 kV with power from 1 to 10 MW is created using current and voltage converters, energy storage, switches and DC cables, equipped with digital control devices.the possibility of terminating the transit of reactive power with sufficiently intense geomagnetic disturbances.

Keywords: nuclear icebreaker, power supply, power plant, DC bus, electricity storage, life support.

Статья получена: 05.11.2019
Принята к публикации:11.12.2019
Опубликована онлайн: 25.03.2020

Характеристики северного морского пути и осваиваемых территорий

Северный морской путь (СМП), так же, как и Арктика – это национальный и глобальный проект России в 21-ом веке, который требует мобилизации всех ресурсов страны, освоения новых технологий для достижения главной задачи: подъема экономики, повышения благосостояния народа и защиты северных рубежей протяженностью 23 тыс. км. Протяженность СМП от проливов архипелага Новая Земля и бухтой Провидения (Тихий Океан) – 5600 км. Маршрут охватывает 5 морей и 10 портов от Мурманска до бухты Провидения с добавлением новых портов Сабетта, Хатанга и др. для вывоза нефти, сжиженного природного газа (СПГ), угля (антрацита) с Таймыра, руды и золота. Схема СМП, приведенная на (рис. 1), достаточно наглядно показывает направление потока грузов в обоих направлениях, что важно для круглогодичной эксплуатации СМП.

Рисунок 1 – Схема СМП с обозначением основных портов и выгоды его использования [1].

Расстояние от Санкт-Петербурга до Владивостока через СМП – 14 тыс. км, а через южные моря и Суэцкий канал – 23 тыс. км, и, соответственно, фрахт занимает 23 суток против 45 суток. Грузооборот СМП резко нарастает, и если в 2013 г. он составлял 2,8 млн. т, то в 2016 г. – 6,9 млн. т, а в 2020 г. составит 30 млн. т, причем из них 16 млн. т – вывоз из «Ямал-СПГ». К 2030 г. вывоз угля из Таймыра в Китай достигнет 30 млн. т. При круглогодичной навигации к 2021 г. ожидается перевозка до 40 млн. т, а к 2025 г.– до 75 млн. т. [1]

Сегодня, по словам генерального директора ФГУП «Атомфлот» В. Рукши, объем вывоза СПГ должен составить 40 млн. т, газового конденсата – 5 млн. т. Себестоимость доставки 1 т СПГ в порт Кобе (Япония) через Суэц – 96 долл., а по СМП – 58 долл.; в порт Яньтань (Китай) – 91 долл., а по СМП – 64 долл. Разница в 20-25 долл. за тонну позволяет нарастить парк ледоколов и инфраструктуру портов. [1]

Богатства недр шельфа и арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ) столь значительны, что возникает задача их освоения и защиты в условиях потепления климата [2]. Карта (рис. 2) показывает лицензионные участки (ЛУ) на шельфе АЗРФ и др. морях «ПАО «НК Роснефть», которые дают представление о перспективах освоения СМП только по нефти. Вывоз нефти из Карского моря через Хатангу на уровне 50 млн. требует использования танкеров водоизмещением по 100 тыс. тонн для прохода от Обской губы до Сабетты [2].

Западно-Приновоземельский ЛУ содержит 1,4 млрд. т нефти и 1,8 трлн. куб. м газа, Восточно-Приновоземельский ЛУ – 130 млн. т нефти и 500 млрд. куб. м газа [2].

Штокмановское месторождение объемом 4 трлн. куб. м газа и 60 млн. т газового конденсата является крупнейшим в мире [2].

Павловское рудно-металлическое месторождение на острове Южный (архипелаг Новая Земля) входит в пятерку крупнейших в РФ, принадлежит «Атомредметзолоту» и должно давать до 70 тыс. т цинкового концентрата в год. Предполагаемая смета горно-обогатительного комбината (ГОК) – 22 млрд. руб., порта – до 6 млрд. руб. Освоение предполагается к 2019-2021 гг., потребляемая мощность – до 40 МВт, персонал – 500 человек, работающих вахтовым методом [3].

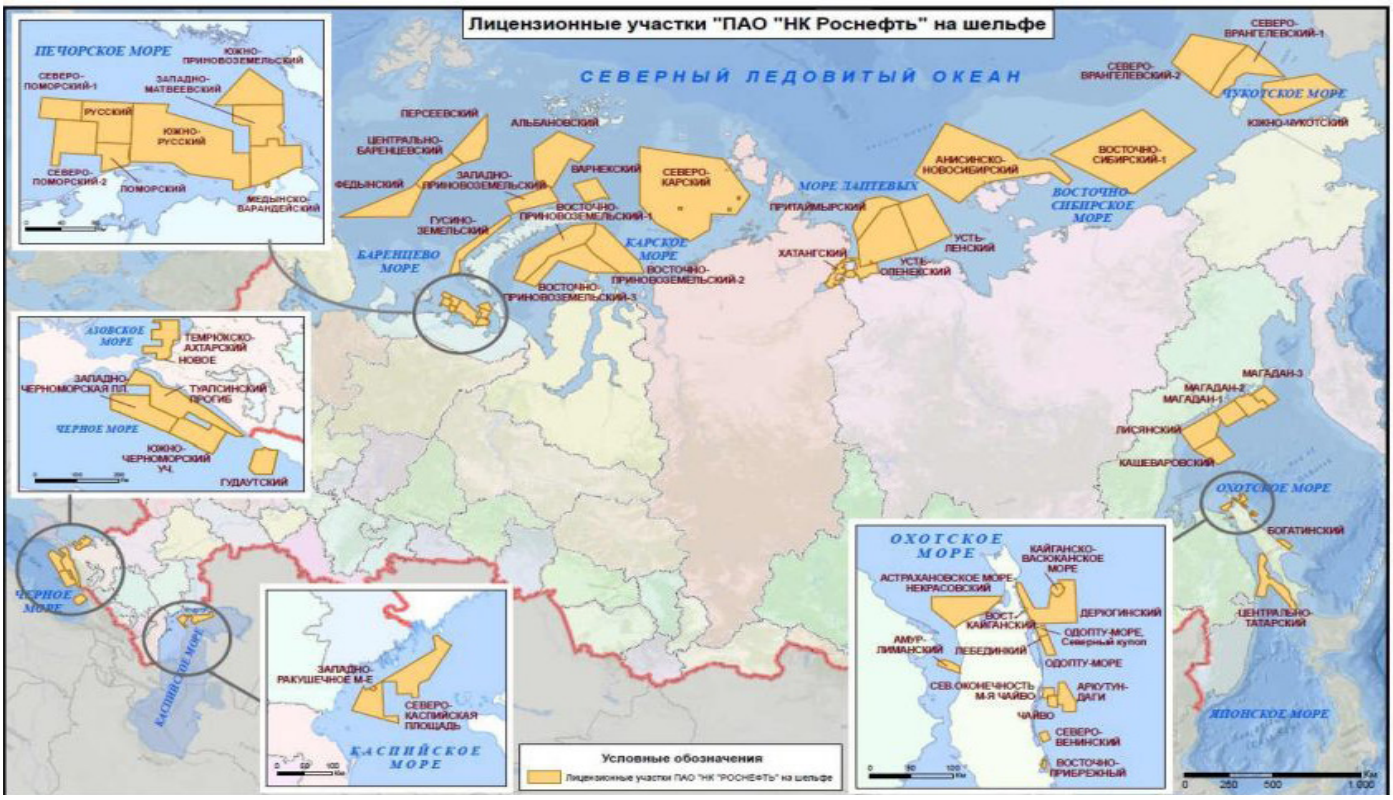

Рисунок 2 – Карта лицензионных участков «ПАО «НК Роснефть» на шельфе морей [1].

© R.N. Shulga, T. S. Smirnova
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Целью написания настоящей статьи является анализ потребностей инфраструктуры СМП и предложение по использованию атомных станций малой мощности (АСММ) для локальных систем энергоснабжения береговых потребителей, а также описание мобильного модульного комплекса жизнеобеспечения арктических объектов.

Атомные ледоколы для СМП

Освоение СМП без ледокольного флота нереально, и только атомные ледоколы могут обеспечить круглогодичную проводку судов, особенно в восточной зоне Арктики. Первый атомный ледокол «Ленин» был построен в 1959 г., прослужил 30 лет с непрерывной эксплуатацией в течение одного года, после чего впервые в нем была осуществлена замена реакторной установки (РУ) на другую установку. Затем последовало строительство 6 ледоколов типа «Арктика» (второе поколение), которые отличались двухкорпусным исполнением, между корпусами которых располагались цистерны для водобалансировки, с автономностью до 8 месяцев. Были реализованы два типа судов: «Россия» с двумя РУ, мощностью 75 тыс. л.с.; «Таймыр» и «Вайгач» с 1 РУ, мощностью 40 тыс. л.с., которые имели меньшую осадку для прохода через устья рек.

В 90-х годах прошлого века как Военно-морской флот (ВМФ), так и ледокольный флот претерпели большой урон. Из 243 атомных подводных лодок (АПЛ) к началу века осталось 50 АПЛ, а 185 были выведены из состава ВМФ. 3 ледокола были выведены из эксплуатации в связи с сокращением северного завоза.

В настоящее время ФГУП «Росатомфлот» располагает семью атомными судами и осуществляет следующие задачи: северный завоз; освоение новых проектов в интересах Минобороны, ГК Росатом в части Павловского месторождения, проектов нефтегазовых и угольных компаний по проводке их судов.

Для реализации указанных задач по проекту 22220 строятся ледоколы ЛК-60 типа «Арктика» («Урал», «Сибирь») (третье поколение) мощностью 60 МВт, водоизмещением 33,5 тыс. т с системами электродвижения (СЭД), преодолевающие льды толщиной до 3 м. Следующее четвертое поколение будет реализовано на основе ледокола типа «Лидер». Технические характеристики ледокола «Лидер», (проект 10510) по данным центрального конструкторского бюро (ЦКБ) «Айсберг»: водоизмещение – 71380 т, длина – 209 м, ширина – 47,7 м, осадка – 13 м, РУ – РИТМ 400 тепловой мощностью – 315 МВт, мощность на винтах – 120 МВт, автономность (по провизии 8 месяцев), ледопроходимость – 4,3 м на скорости 2 узла, 2,0 м на скорости 15 узлов. Концепция «открытой кормы» для подобных судов разных классов позволяет разместить на корме легкосъемные боевые модули разных типов. К 2035 году предусматривается использование 8 атомных ледоколов 4 поколения и свыше 100 танкеров и газовозов водоизмещением до 100 тыс. т. [1].

Реакторные установки малой мощности

По терминологии Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) РУ мощностью до 300 МВт относятся к типу малой мощности, которые классифицируются как АСММ. В тоже время по типу нагрузок малыми считаются нагрузки до 30 МВт. Мировой интерес к АСММ обусловлен потребностями большинства стран в источниках малой мощности для выработки электричества, тепла и холода, опреснения воды на основе технологических решений без выброса диоксидов углерода, с быстрым вводом в эксплуатацию (1 год вместо 5 лет как для крупных атомных электростанций (АЭС) [4].

Большие массогабаритные показатели ранее разработанных в ГК Росатом сухопутных РУ были преодолены на судовых и подводных РУ. С 1959 по 2018 гг. преимущественно в ОКБМ Африкантова были разработаны 4 поколения РУ. 3 поколение на базе РУ КЛТ-40М и ОК-900А соответственно тепловой мощностью 135 и 170 МВт имели срок службы 25 лет, непрерывной работы – 8 тыс. час. 4 поколение РУ РИТМ-200 с мощностью блоков по 175 МВт должно иметь срок службы 40 лет, непрерывной работы – 26 тыс. час [4].

НИКИЭТ разработал РУ Шельф тепловой мощностью 6,4 МВт, непрерывной работой 5 тыс. час. в наземном и подводном варианте с ориентировочной стоимостью 10 руб./кВтч.

ОКБМ Африкантова и ЦКБ Рубин еще до перестройки разработали подводный энергокомплекс РУ Айсберг тепловой мощностью 24 МВт, непрерывной работой 8 тыс. час. с подводными буровыми, сейсморазведкой, охраной и др. модулями.

«Инжиниринговая компания инновационных проектов ИКИП» разработала АСММ мощностью от 0,1 до 1 МВт для обеспечения буровых станций связью, бытовыми условиями и др. нуждами [2].

Частно-государственная компания «АКМЭ-Инжиниринг» разработала и строит АСММ со свинцово-висмутовым теплоносителем на быстрых нейтронах СВБР-100 и СВБР-10, предназначенные для гражданского применения и для нужд Арктики, потенциальный объем мирового рынка которого оцениваются в 600 млрд. долл.

Промышленное производство СПГ и морские терминалы погрузки СПГ также возможно питать АСММ надводного и подводного базирования. В результате, для энергообеспечения Арктики, уже сегодня можно использовать более 20 типов АСММ мощностью 0.1; 1; 10; 30 МВт, т.е. весь диапазон малой генерации и малых нагрузок, характерных для Арктики (в связи с малочисленностью населения).

На (рис. 3) приведен схематический чертеж АСММ «Унитерм» разработки НИКИЭТ, которая может быть применена в вариантах морского, подводного и сухопутного базирования [4].

Предполагается, что РУ 4 поколения на быстрых нейтронах типа СВБР-100 и СВБР-10 с использованием МОКС топлива смогут закрыть проблему АСММ различного назначения и, несмотря на большую стоимость сравнительно с водо-водяными РУ, стать базовыми за счёт их широкого тиражирования, безопасности эксплуатации и удешевления топлива за счёт работы по замкнутому циклу. На (рис. 4) приведён схематический чертёж реакторного моноблока СВБР-100 разработки «АКМЭ-Инжиниринг».

Характеристики СВБР-100 приведены в (табл.1) [5].

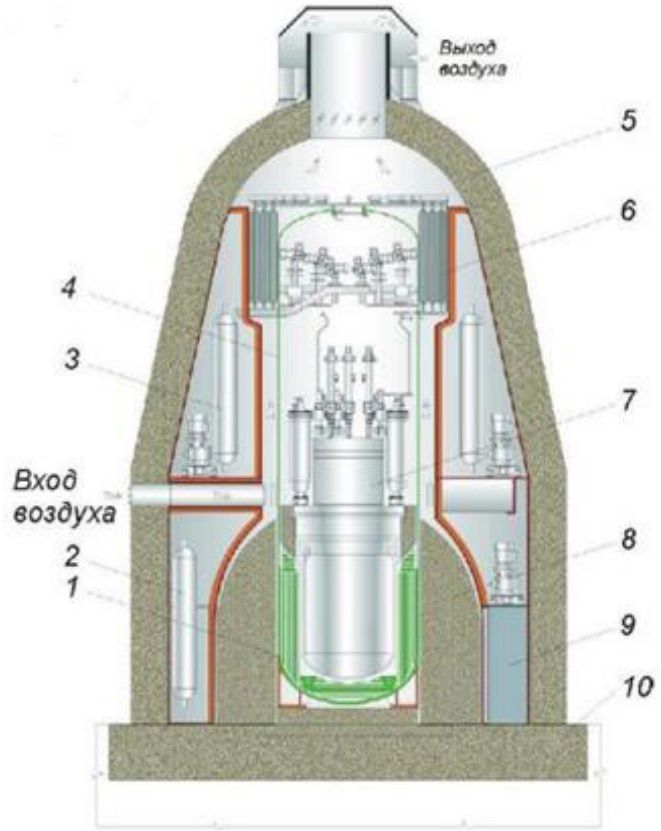

Рисунок 3 – Схематический чертеж АСММ «Унитерм» разработки НИКИЭТ, где

1- Бак железоводной защиты
2- Баллоны хранения газообразных радиоактивных отходов
3- Система подачи жидкого поглотителя
4- Защитная оболочка
5- Оболочка противоударной защиты
6- Теплообменник системы расхолаживания
7- Парогенерирующий агрегат
8- Блоки радиационной защиты
9- Хранилище жидких и твердых радиоактивных отходов
10- Фундамент

© R.N. Shulga, T. S. Smirnova
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

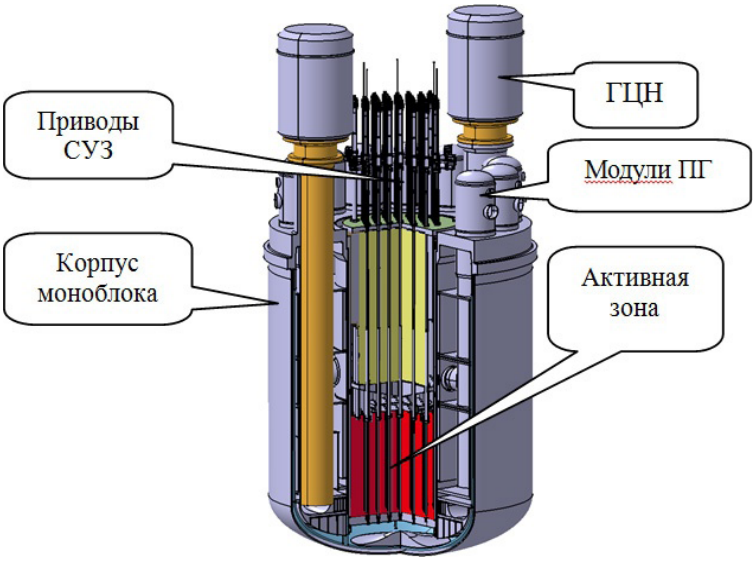

Рисунок 4 – Реакторный моноблок СВБР-100 [5], где

ГЦН – главный циркуляционный насос,
ПГ – парогенератор,
СУЗ – система управления и защиты

Таблица 1

Характеристика	**Единица измерения**	**Значение**
Мощность РУ тепловая	МВт	280
Мощность электрическая	МВт	100
Давление генерируемого насыщенного пара	МПа	7,0
Паропроизводительность	т/ч	580
Теплоноситель 1 контура состав 44,5% Pb + 55,5% Bi:		
Температура теплоносителя 1 контура, вх/вых	°С	340 / 490
Кампания активной зоны	тыс. эфф.ч	50
Топливо: тип среднее обогащение по U-235 максимальное обогащение по U-235 по UO2	 % % %	 20 16,3
Интервал времени между перегрузками	лет (одномоментная перегрузка всего топлива)	7 – 8
Габариты МБР (диаметр/высота)	м	4,53 / 7,86

Электрические суда и их энергетика

Судовые электроустановки обладают высоким коэффициентом полезного действия (КПД), обеспечивают гибкость и повышенную надежность и, что еще более важно, снижают стоимость оборудования. Простота схемотехники, сокращение числа первичных источников энергии, интеграция, гибкость проектных решений и убедительные коммерческие преимущества делают их перспективными для решения предъявленных кораблестроителями требований.

Системы судовых ходовых электроустановок по данным [6] разделяются на три основных направления, а именно:

- гибридные,
- интегрированные(IEP),
- полностью интегрированные (IFEP).
- гибридные установки – это корабельные установки, сходные с фрегатом серии Т23, где применение механического привода сочетается с электрическим приводом;

- IEP-установки, где традиционные источники энергии, используемые на корабле, заменяются на чисто электрические источники. В качестве примера можно привести эсминец серии T45, танкеры серии AO и десантные корабли LPD(R);

- IFEP-установки, где концепция электрических источников энергии развивается дальше путем применения силовой электроники и элементов накопления электроэнергии, что дает дополнительные преимущества по стоимости и оперативным характеристикам;

В настоящее время термины электрокорабль и военный электрокорабль обозначают отдельные категории:

- электрокорабль – объединяет в себе усовершенствованные первичные источники энергии и развитую систему электрификации, встроенную в архитектуру IFEP;
- военный электрокорабль - электрокорабль, в котором системы наведения и мощное вооружение объединены в единое целое для использования всех возможностей мощных систем энергоснабжения [7,8, 9].

На (рис. 5) приведена структурная схема энергоснабжения корабля среднего класса типа эсминца или ледокола. Силовая установка (СУ) содержит 2 ГТУ каждый мощностью 36 МВт (для эсминца Zumwalt) или по 27 МВт для отечественного судна, два дизель-генератора каждый мощностью по 6 МВт, одна-две батареи накопителей энергии НЭЭ в виде конденсаторов, суперконденсаторов и аккумуляторных батарей АБ. Источники в виде синхронных генераторов Г с постоянными магнитами (возможны и сверхпроводящие двигатель-генераторы) через выпрямители В нагружены на униполярную или биполярную сеть постоянного тока высокого напряжения ВН – 6(10) кВ и могут работать с самой высокой частотой вращения. Система автоматического управления комплекса (САУК) осуществляет управление и мониторинг агрегатов по шине САУК.

Цепи собственных нужд информационно-вычислительного комплекса могут содержать секционированную шину низкого напряжения НН – 0,22-0,4 кВ.

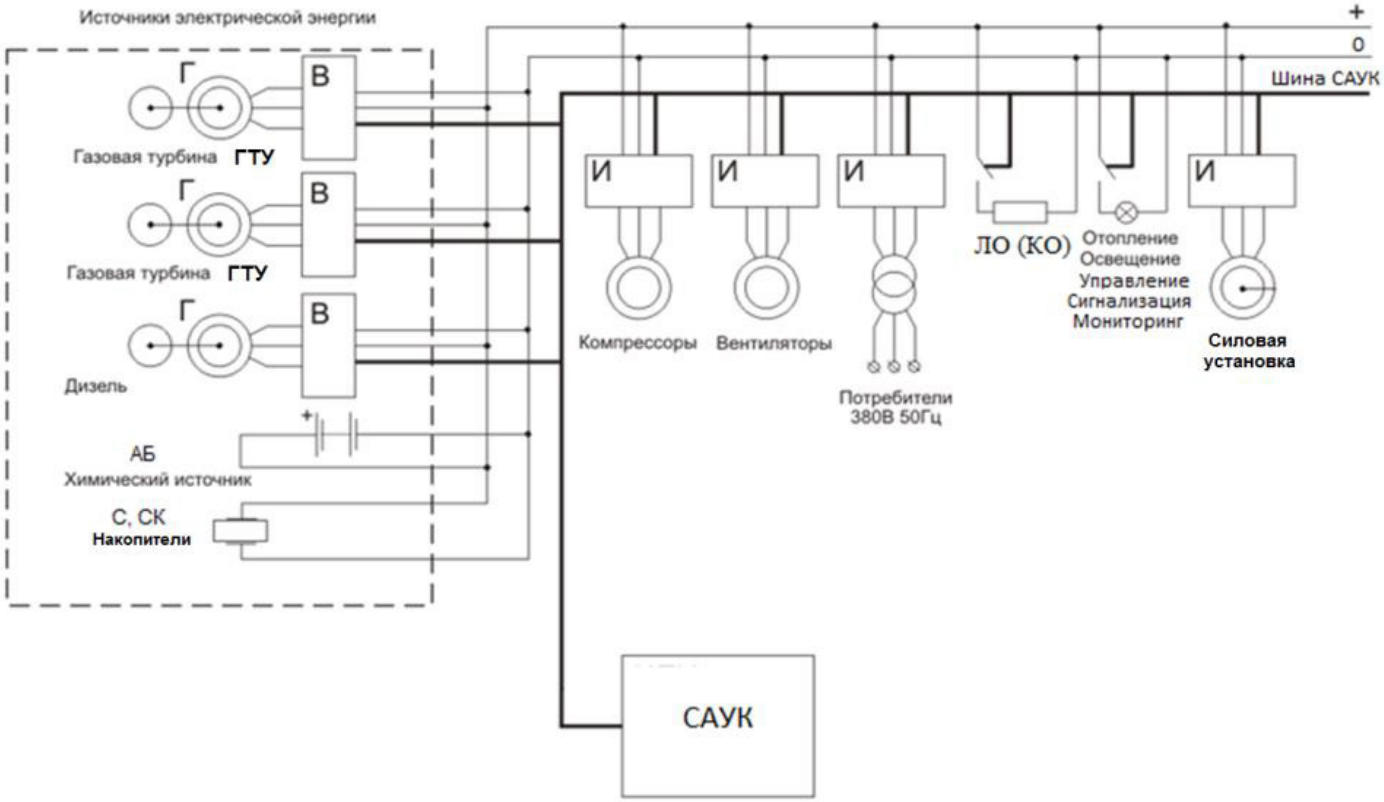

Рисунок 5 – Структурная схема энергоснабжения корабля, где принимаются обозначения: ГТУ-газотурбинная установка, В-выпрямитель, И-инвертор, АБ-аккумуляторная батарея, С, СК-конденсаторы, суперконденсаторы, ЛО (КО)-лазерное (кинетическое оружие), САУК- система автоматического управления комплекса [9]

© R.N. Shulga, T. S. Smirnova
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Питание приводов и различных видов оружия осуществляется от шины ВН. Мощность накопителей электроэнергии (НЭЭ) и аккумуляторных батарей (АБ) выбирается как из условия резервирования СУ, так и с учетом энерговооруженности корабля. Автономность кораблей с ГТУ ограничена запасами топлива, в отличие от ледоколов СМП, где вместо газотурбинных установок (ГТУ) устанавливаются одна или две АСММ с турбогенератором и перегрузкой по топливу через 8 лет. НЭЭ позволяют кораблям осуществить форсировку движения, обеспечивают резервирование по мощности, а для ледоколов – надвижение на лед.

Автономные локальные системы энергоснабжения могут применяться для надводного, подводного и наземного базирования, при этом мощность единичного модуля электропитания составляет 6 МВт при напряжении 6 кВ. Ниже приведены характеристики газотурбинного агрегата ГТА-6/8 РМ производства НПО «Сатурн» (г. Рыбинск) на базе авиационного двигателя Д30КУ/КП(табл.2) [11]. Указанные агрегаты имеют суммарную наработку 55 млн. час. при питании от газа или керосина.

В качестве источника корабельной ГТУ может использоваться ГТУ мощностью 27 МВт, электрической мощностью 12,65 МВт,

Таблица 2

Характеристика	**Единица измерения**	**Значение**
Мощность на выходном валу	МВт	6,5
Мощность электрическая	МВт	6
Мощность тепловая	Гкал/час	12,2
КПД (ISO 2314)	%	25,7
Частота вращения	об/мин	3000
Расход дизельного топлива	кг/час	2263
Расход топливного газа	кг/час	1950
Температура газа за турбиной	°С	460
Расход газа на выходе	кг/с	47,3
Габариты (L x B x H)	м	3,4 x 2,3 x 2,5
Масса с рамой	т	5,62

КПД 28,5%, коэффициентом давления 10,5, расходом выхлопа 124 кг/с, температурой выхлопа 487 °С, частотой вращения 5000 об/мин, весом 87 т, габаритами 11,6 х 3,2 х 3,7 м. Назначенный ресурс ГТУ составляет 120 тыс. часов, срок службы 20 лет. Удельная мощность авиационных газовых турбин составляет выше 1000 Вт/кг, корабельных - в 3 раза ниже, а дизель-генераторов - примерно в 5-7 раз ниже.

В качестве источника ледокольной энергоустановки для питания береговых потребителей с помощью плавучего или подводного энергоблока могут использоваться РУ СВБР-100, РИТМ-200. Для Арктики и СМП применение АСММ с шиной постоянного тока и наличием накопителей является безальтернативным решением в части автономии, снижения выброса диоксидов углерода, отсутствием обслуживания и дистанционным цифровым управлением.

Номинальная мощность АБ определяется резервированием энергоснабжения и форсировкой приводов собственных нужд и электродвижения, причем, в качестве основных типов АБ предполагается использование литиевых батарей для мобильных комплексов. Литиевые элементы самые легкие, имеют номинальное напряжение 3,6 В, удельную энергоемкость 240 Вт.ч/кг, число циклов заряд-разряд 600, диапазон температур -20÷+60 °С. Для стационарных установок, по-прежнему, целесообразно применять никель-кадмиевые батареи. Никель-кадмиевые элементы имеют номинальное напряжение 1,35 В, удельную энергоемкость 45-60 Вт.ч/кг, число циклов заряд-разряд 1000-1500, диапазон температур -50÷+40 °С, срок службы 20-25 лет и их можно хранить про запас.

В качестве НЭЭ целесообразно использовать металло-пленочные импульсные конденсаторы КПИМ и ИКЧ с высокой удельной энергией - до 0,3 Дж/ч, собственной индуктивностью - примерно 10 нГн и внутренним сопротивлением 10 мОм [3]. Указанные конденсаторы разработаны на напряжение 5-100 кВ с максимальным током 100-300 кА с числом циклом 60-120 тыс. Наряду с конденсаторами возможно применение суперконденсаторов (СК), которые накапливают энергию в двойном электрическом слое на поверхности высокопористой наноструктуры. СК имеют емкости от 10 до 12000 Ф рабочим напряжением 1-15 В. Наиболее распространенными являются полимерные СК с напряжением 2,5-2,7 В, импульсным током 30 А, ёмкостью до 2600 Ф, диапазоном температур -30÷+75 °С. Удельная энергоёмкость СК - до 10 кДж/кг, удельная мощность - 3 Вт/кг [10].

Структура и состав мобильного модульного комплекса жизнеобеспечения (ММКЖ).

Технические решения по использованию модульных комплексов освещены в [11], а экологические аспекты в [12]. На арктических объектах необходимо использовать кабельные линии (КЛ) взамен прокладки воздушных линий (ВЛ) не только в силу большей пропускной способности и надёжности, но в силу большей стойкости к техногенным, природным воздействиям, улучшению экологии в условиях таяния вечной мерзлоты и др. факторам. Особенно это относится к подводной или надводной реализации комплекса. Разработанный в ВЭИ-филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ», г. Москва проект «Мобильный модульный комплекс жизнеобеспечения» ММКЖ [13] позволяет обеспечить потребителей не только электричеством, но, и, теплом, холодом, водой, (по потребности - воздухом). Структурная схема ММКЖ приведена на (рис.6). Сдвоенными линиями показаны водяные и воздушные трубопроводы. Управляемый выпрямитель 4 присоединяется к выходу турбогенератора либо водородного энергомодуля топливного элемента (ТЭ).

Основными модулями ММКЖ являются управляемый выпрямитель 4 и модуль преобразования, накопления и распределения 2. На (рис. 7 и 8) соответственно приведены однолинейные принципиальные схемы модулей 4 и 2, причем модуль 4 встраивается в подводный или надводный энергомодуль 1, для передачи питания на модуль 2 биполярным силовым и оптическим кабелем 6.

На (рис.8) принимаются те же обозначения, что и на (рис.7), но 1- НЭЭ типа

© R.N. Shulga, T. S. Smirnova
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

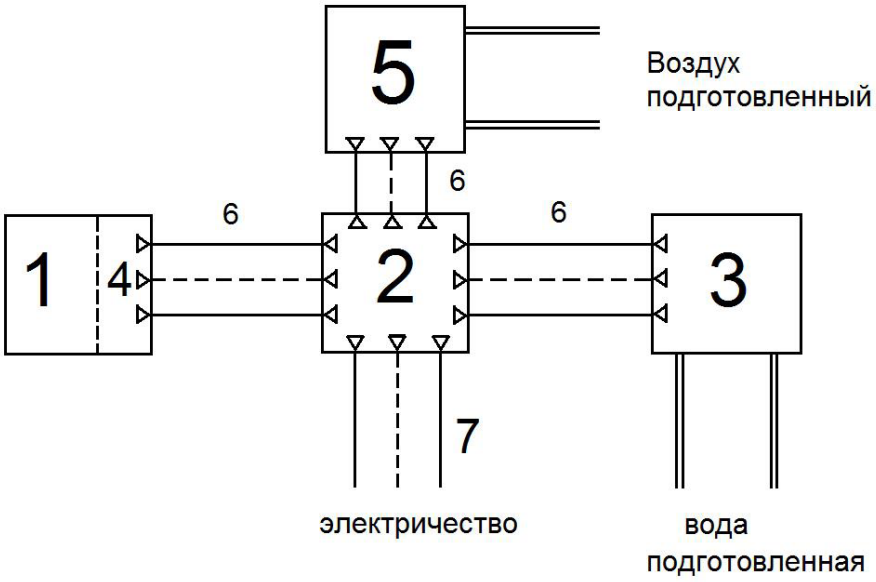

Рисунок 6 – Структурная схема ММКЖ [13], где
1- атомный энергетический модуль с турбогенератором либо водородный энергомодуль на основе твердооксидных топливных элементов (ТЭ)
2- модуль преобразования, накопления и распределения электроэнергии
3- модуль водоподготовки
4- управляемый выпрямитель
5- модуль воздухоподготовки
6- биполярный кабель постоянного тока
7- трехфазный кабель переменного тока, либо биполярный кабель постоянного тока

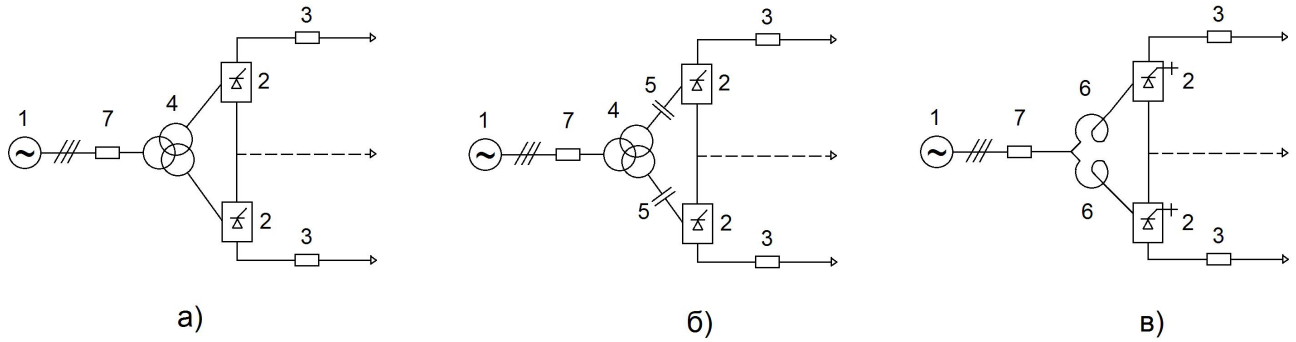

Рисунок 7 – Однолинейная принципиальная схема управляемого выпрямителя 4 (см. рис.6) [13], где
1- генератор атомного или водородного энергомодуля,
2- преобразователь тока на тиристорах (либо преобразователь напряжения на приборах IGBT или IGCT),
3- однополюсный выключатель постоянного тока,
4- трансформатор,
5- конденсатор,
6- реактор,
7- трехполюсный выключатель переменного тока

ТЭ или аккумуляторная батарея АБ, а 8-технологический модуль водоподготовки или воздухоподготовки, либо другой по необходимости.

На (рис.8) приведена однолинейная принципиальная схема модуля преобразования, накопления и распределения 2, указанного на (рис.6).

На (рис.7, схема а) соответствуют некомпенсированному преобразователю тока (ПТ), которая наиболее употребима для работы с синхронным генератором 1; схема б) соответствует компенсированному преобразователю тока (КПТ) и приспособлена для работы с генератором 1 на постоянных магнитах, с целью регулирования напряжения за счет преобразователя напряжения (ПН) на шинах генератора; схема в) соответствует ПН и позволяет работать с любым типом генератора 1. Наличие трансформатора позволяет осуществить гальваническую развязку и согласовать по напряжению генератор и преобразователь. Применение ПН позволяет отказаться от трансформатора, но примерно на 30 % дороже ПТ.

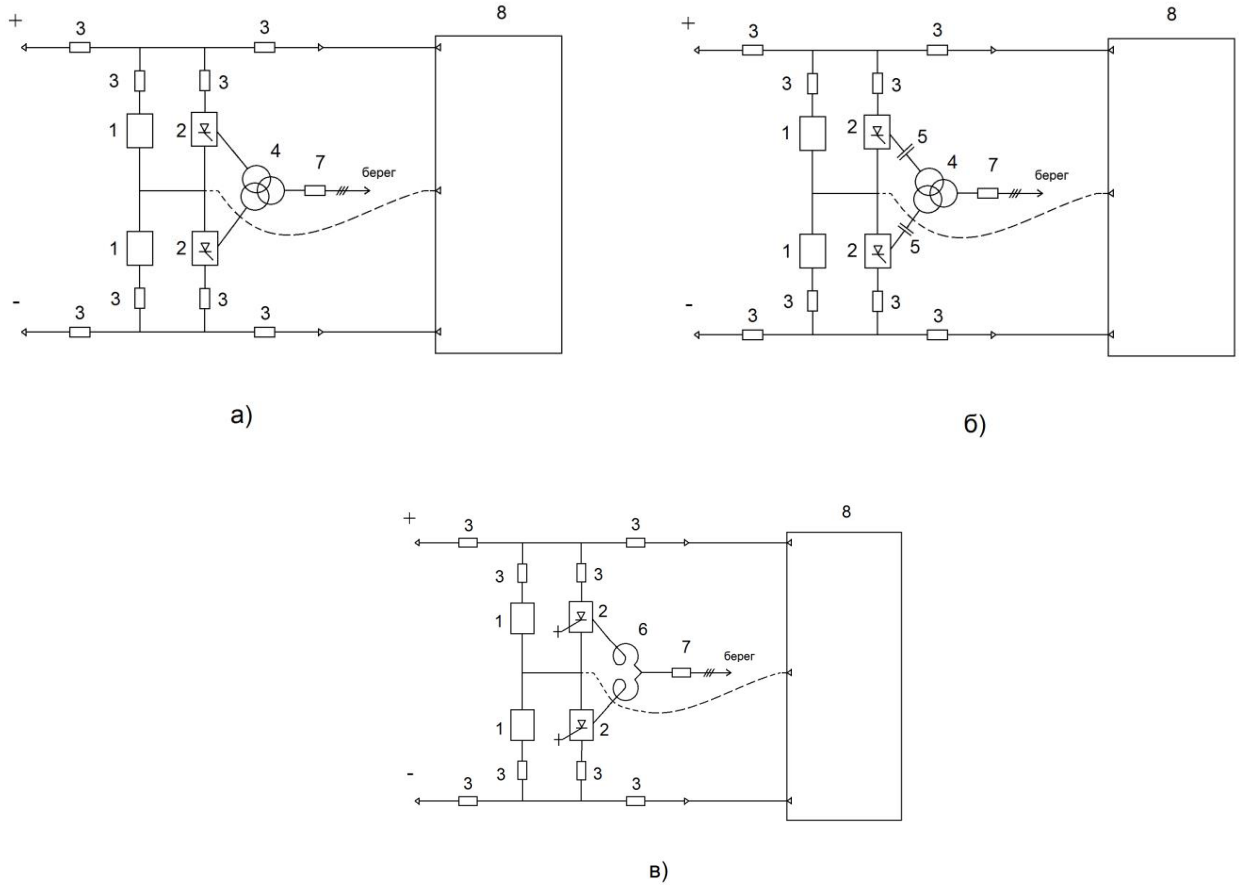

Рисунок 8 – Однолинейная принципиальная схема модуля преобразования, накопления и распределения 2, указанного на (рис.6) [13].

Схемы (рис. 8) аналогичны (рис.7), но работают в инверторном режиме с большим потреблением реактивной мощности и отличаются желательной установкой накопителей 1 вместо генераторов 1 на (рис.7). Если потребители на берегу используют переменный ток (например, при модернизации электроснабжения), то применяются схемы (рис.8). Если система электроснабжения создаются вновь, то береговые потребители могут получать постоянный ток непосредственно от шин накопителей 1 при отказе от инверторов 2, показанных на (рис.8). При наличии возобновляемых источников энергии (ВИЭ) они могут подключаться к шинам накопителей 1 непосредственно через выключатели постоянного тока 3.

Подводный биполярный кабель 6, который соединяет подводный энергомодуль 1 (с модулем 4) и береговой модуль 2 (см. рис. 6) может быть как двухпроводным с возвратом тока по морю, так и иметь третий провод (показан пунктиром), который существенно повышает надежность энергоснабжения и обеспечивает безопасность подводных обитателей. Наличие биполярного подводного кабеля постоянного тока 6 на выходе выпрямителя 4 позволяет минимизировать емкость конденсаторов на выходе выпрямителя и повысить надежность электроснабжения при аварии одного полюса выпрямителя или кабеля.

Работа мобильного модульного комплекса жизнеобеспечения

Мобильный модульный комплекс (ММКЖ) работает следующим образом. При доставке комплекса буксиром к месту дислокации (в составе трех-четырех модулей) осуществляется следующее размещение (см. рис.6): модуль 1(4) – на достаточной глубине от промерзания и волнения моря, либо наплаву – на якорях; модули 2,3,5 и др. – на берегу (вдали от линии прибоя и приливов). Затем, на случай дрейфа, с помощью буксира прокладываются подводные кабельные линии постоянного тока 6 между модулями 1 и 2 (см. рис.6). Модули 2,3,5 и выход к береговым потребителям связывают назем-

© R.N. Shulga, T. S. Smirnova
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

ными кабельными линиями постоянного тока. После монтажа комплекса осуществляют запуск атомного реактора, либо водородного энергомодуля и вспомогательных устройств; подключение нагрузок; проводят автономные испытания модулей, пробный пуск и проверки комплекса. Нагрузки изменяют ступенями с выдержкой времени и фиксацией в протоколах испытаний. Модуль водоподготовки 3 в связи с большим электропотреблением подключают в последнюю очередь, причем возможна разновременная работа модулей 3 и 5: модуль 5 – днем, модуль 3 – ночью. Аналогично присоединение ВИЭ, например, солнечных батарей, ветровых генераторов и т.п., может происходить по мере необходимости: заряд НЭЭ в модуле 2 – ночью, разряд НЭЭ – днем в пике потребления.

В установившемся режиме турбогенератор модуля 1 вырабатывает трёхфазный переменный ток, который выпрямляется управляемым полупроводниковым выпрямителем и по подводным кабельным линиям постоянного тока передается на берег к модулю 2. Модуль 2 передает электричество постоянным током береговым потребителям и, при необходимости, – на модуль 3 для водоподготовки и модуль 5 для воздухоподготовки. Модуль 3 осуществляет забор морской воды через прибрежные трубопроводы, осуществляет водоподготовку и накопление приготовленной воды, в береговых балластных цистернах, включая контроль количества и качества питьевой воды исходя из предполагаемых потребностей. Перед окончанием расхода топлива в модуле 1 и приходом другого заправленного модуля 1, осуществляется полная зарядка НЭЭ в модуле 2, а также присоединение ВИЭ для питания потребителей на время замены модуля 1. Отработавший модуль 1 с помощью буксира доставляется на централизованный пункт заправки топлива.

В нормальных режимах значение передаваемой мощности от модуля 1 задается уставкой мощности от берегового диспетчерского пункта, которая по телеканалу (оптоволокну) передается на модуль 2 и на модуль 1 с разделением этой уставки на две составляющие, с приоритетом в части стабилизации предшествующего режима модуля 1. Изменение уставки мощности и режима модуля 1 сопровождается плавным изменением углов управления выпрямителя 4, который с помощью своего регулятора тока изменяет ток в подводном биполярном кабеле в сторону заданной уставки, одновременно изменяя уставку тока регулятора заряда или разряда накопителя модуля 2. Ток биполярного кабеля при симметрии напряжений полюсов выпрямителя модуля 4 в нейтральном кабеле, соединяющем средние точки выпрямителя 4 и модуля 2 отсутствует. При возникновении аварии в одном из полюсов подводного кабеля аварийный полюс мгновенно отключается с помощью его выключателей постоянного тока 3 (рис. 7,8), а уставка тока в регуляторе неповрежденного полюса выпрямителя 4 повышается вдвое, компенсируя снижение вдвое потока активной мощности для потребителей. При этом ток из неповрежденного полюса переходит в нейтральный кабель или при его отсутствии кратковременно протекает по морю. Наличие автоматики перевода в инверторный режим ПИР в управляемом выпрямителе 4 позволяет осуществить отключение поврежденного полюса даже при замене выключателей 3 на разъединители путем их отключения в бестоковую паузу, что сопровождалось бы кратковременным перерывом энергоснабжения потребителей при отсутствии накопителей. Наличие этих накопителей смягчает условия протекания рассматриваемого предельного аварийного режима. Восстановление исходного нормального режима сопровождается предварительным замыканием отключенных выключателей 3 с последующим плавным изменением углов управления аварийного полюса выпрямителя 4 и снижением уставки регулятора тока неповрежденного полюса до исходного значения.

Выводы

Рассмотренные характеристики СМП, атомных ледоколов и их судовой энергетики показывают целесообразность энергоснабжения береговых потребителей с использованием судовых РУ типа АСММ,

что позволяет унифицировать и тиражировать энергоустановки.

Для Арктики и СМП применение АСММ с шиной постоянного тока и наличием накопителей является безальтернативным решением в части автономии, снижения выброса диоксидов углерода и азота, отсутствием обслуживания и дистанционным цифровым управлением.

Рассмотренные альтернативные варианты энергообеспечения стационарных и мобильных установок наземного, надводного и подводного базирования на СПГ предусматривают использование авиационных газовых турбин мощностью до 5 МВт, а для установок морского базирования - корабельных газовых турбин мощностью от 30 МВт с применением накопителей электроэнергии, мощность которых зависит от пиковой мощности потребителей.

Описана структура и состав ММКЖ в составе подводного или надводного энергомодуля с управляемым выпрямителем, выход которого соединен биполярным подводным кабелем постоянного тока с береговыми модулями преобразования, накопления и распределения. Выходы последнего наземными биполярными кабелями связаны со входами модулей водоподготовки и воздухоподготовки, а также производственными и вспомогательными модулями. Комплекс напряжением от 1 до 10 кВ мощностью от 1 до 10 МВт создается с использованием преобразователей тока и напряжения, накопителей электроэнергии, выключателей и кабелей постоянного тока, оснащается цифровыми устройствами управления.

Список литературы:

1. Шульга Р.Н., Петров А.Ю., Завидей В.И. Судовая атомная энергетика, как основа постороения втономных систем энергоснабжения при освоении арктических территорий// Энергетика. 2019 2(69) С. 93-97
2. Почему Россия и Беларусь должны делать малые АЭС вместе, Малая энергетика для Арктики, СОНАР 2050
3. Марцинкевич Б. Мегапроекты в Арктике без прямого участия государства невозможны, https://www.geoenergetics.ru, 04.10.2017
4. Саркисов А.А. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики: Т. 2 М: Академ-Принт, 2015. 387 с.
5. Комлев О. Г., Тошинский Г. И., Тормышев И. В. СВБР-100: Потенциальная энергия теплоносителя и безопасность АЭС// Безопасность ядерных технологий и окружающей среды. 2012. №1.
6. G.T. Little, S.S. Yong, J. M. Newell, Военно-морской корабль 7 поколения//пер. и ред. Местергази В. А. ВЭИ-Принт. 2017
7. Боровиков П. В., Шульга Р. Н. Энергообеспечение нетрадиционных направленных видов наступательного оружия//изд. РАРАН// 2017
8. Коул Дж. М. Пять видов оружия будущего, которое может изменить характер войны// The National Interest (дата обращения 16.02.2014)
9. Лазерное оружие – реалии настоящего времени. URL: www.arms-expo.ru (дата обращения 02.09.2009)
10. Каталог ООО «Русская технологическая группа 2». URL: http://www.rustechgroup.ru/rus/index.htm 2012. (дата обращения 02.09.2009)
11. Шульга Р. Н. , Путилова И. В. Мультиагентные системы постоянного тока с использованием ВИЭ и водородных топливных элементов// Альтернативная электроэнергетика и экология. (ISJAEE). 2019. 04-06. С. 65-82.
12. Шульга Р. Н., Путилова И. В., Петров А. Ю. Арктика: экология и водородная электроэнергетика// Альтернативная электроэнергетика и экология.(ISJAEE). 2019. 07-09. С.43-62.
13. Шульга Р. Н., Стальков П. М., Кокуркин М. П., Лавринович В. А. Мобильный модульный комплекс жизнеобеспечения. Заявка в Роспатент №2019101084 от10.01.2019

References:

1. Shulga R. N., Petrov A. Yu., Zavidey V. I. Ship nuclear power engineering as a basis for building astronomical power supply systems in the development of Arctic territories.// Energetika. 2019 2(69) 93-97s.
2. Pochemu Rossiya i Belarus' dolzhny delat' malye AES vmeste, Malaya energetika dlya Arktiki, SONAR 2050 (In Russian)
3. Marcinkevich B. Megaproekty v Arktike bez pryamogo uchastiya gosudarstva nevozmozhny, https://www. geoenergetics.ru, 04.10.2017 (In Russian)
4. Sarkisov A.A. Atomnye stancii maloj moshchnosti: novoe napravlenie razvitiya energetiki: T. 2 M:

© R.N. Shulga, T. S. Smirnova
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Akadem-Print, 2015. 387 s. (In Russian)
5. Komlev O. G., Toshinskij G. I., Tormyshev I. V. SVBR-100: Potencial'naya energiya teplonositelya i bezopasnost' AES// Bezopasnost' yadernyh tekhnologij i okruzhayushchej sredy. 2012. №1. (In Russian)
6. G.T. Little, S.S. Yong, J. M. Newell, Voenno-morskoj korabl' 7 pokoleniya//per. i red. Mestergazi V. A. VEI-Print. 2017 (In Russian)
7. Borovikov P. V., SHul'ga R. N. Energoobespechenie netradicionnyh napravlennyh vidov nastupatel'nogo oruzhiya//izd. RARAN// 2017 (In Russian)
8. Koul Dzh. M. Pyat' vidov oruzhiya budushchego, kotoroe mozhet izmenit' harakter vojny// The National Interest (data obrashcheniya 16.02.2014) (In Russian)
9. Lazernoe oruzhie – realii nastoyashchego vremeni. URL: www.arms-expo.ru (data obrashcheniya 02.09.2009) (In Russian)
10. Katalog OOO «Russkaya tekhnologicheskaya gruppa 2». URL: http://www.rustechgroup.ru/rus/index.htm 2012. (data obrashcheniya 02.09.2009) (In Russian)
11. SHul'ga R. N., Putilova I. V. Mul'tiagentnye sistemy postoyannogo toka s ispol'zovaniem VIE i vodorodnyh toplivnyh elementov// Al'ternativnaya elektroenergetika i ekologiya. (ISJAEE). 2019. 04-06. S. 65-82. (In Russian)
12. SHul'ga R. N., Putilova I. V., Petrov A. YU. Arktika: ekologiya i vodorodnaya elektroenergetika// Al'ternativnaya elektroenergetika i ekologiya. (ISJAEE). 2019. 07-09. S.43-62. (In Russian)
13. SHul'ga R. N., Stal'kov P. M., Kokurkin M. P., Lavrinovich V. A. Mobil'nyj modul'nyj kompleks zhizneobespecheniya. Zayavka v Rospatent №2019101084 ot10.01.2019. (In Russian)

UDC 621.314.6
DOI: 10.24411/2658-4255-2020-00004

A RESEARCH: ENERGY CHARACTERISTICS OF HIGH-POWER RECTIFIERS IN MANUFACTURING EQUIPMENT OF INDUSTRIAL PLANTS IN NORTHERN REGIONS

K.A. Zmieva

Moscow State University of Technology «STANKIN», Moscow, Russia

kirazmieva@mail.ru

The article describes the qualitative and quantitative relationships between the energy characteristics of power rectifiers of technological equipment and the parameters of technological processes implemented on this equipment. The necessity of optimizing the energy consumption of industrial enterprises located in the Northern regions is shown.

Keywords: direct current (DC), rectifier device, manufacturing equipment, industrial enterprise, Arctic.

Article received: 27.03.2020
Reviewed and approved: 31.03.2020
Published: 10.04.2020

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Introduction. Energy efficiency of an industrial plant as a whole and individual technological processes in particular is one of the most important indicators of how well both that facility and the whole industry perform and how competitive they are.

We are currently witnessing an unprecedented growth of industrial activities in the Arctic regions of Russia that has not been seen in the last couple of decades. It is mainly due to the efforts to achieve targets set by the country's policy-makers in developing the Northern Sea Route and significantly increasing its traffic volume, and on the other hand it is facilitated by increased oil and gas production in that region. Over 20% of products of extractive industries are now produced in the Arctic. Besides, the region's share in processing industries is around 2%.

The biggest producer is the Yamalo-Nenets Autonomous District followed by the northern parts of the Krasnoyarsk Krai and Nenets Autonomous District that account for around 10%.

Arctic facilities of the republic of Sakha (Yakutia) produce almost 2% of industrial output. Western part of the Russian Arctic is where exploration started long ago with industrialisation at the beginning of the 20th century. The most diversified is the Murmansk Region with its mining, metallurgy and power industries.

Key Arctic facilities are:

- Kola Mining and Metallurgical Co (Nornickel),
- Kandalaksha Aluminium Smelter (UC RUSAL Plc),
- Olenegorsk Mining and Processing Plant,
- Kovdor Mining and Processing Plant,
- Kovdorslyuda,
- Apatit Plc, etc.

Main products are non-ferrous metals, construction materials, phlogopite, aluminium, apatite-nepheline ores, vermiculite, complex iron ores, strontium ferrite powders, aegirine concentrate, sphene concentrate, titanium-magnetite concentrate, iron ore concentrate, apatite, baddeleyite and other concentrates.

Largest infrastructure plants are:

- Kola Nuclear Power Plant,
- Hydroelectric plants of the Murmansk Region, etc.

The quantity and mix of the equipment and plant used in the northern regions are constantly growing. However, a lack of efficient and uninterrupted power supply to the Arctic does not let the production and processing of natural resources to perform at full capacity. Regional facilities have to use imported organic fuel; as a result, considerable logistical costs and poor reliability of generation equipment at the end of its lifespan lead to a significant increase of expenses and decrease of economic performance. Natural and climatic conditions of such regions limit where renewable power plants can be built to generate solar, wind or tidal energy [1]. Therefore, it is so relevant for industrial plants in the northern regions to use energy efficiently and incorporate energy efficient technologies.

Production and manufacturing nowadays are characterised by the use of all kinds of automated machinery and equipment.

A significant portion of that equipment was designed to be DC-powered. It includes machinery for electroplating, arc welding, electrothermal treatment, coating, etc. To operate from an AC circuit, such equipment comes equipped with special rectifiers.

A rectifier is a static device that transforms AC power input into DC power output. Power $u_1(t)$ is mainly supplied by a single-phase or three-phase alternating-current 50Hz network. A rectifier converts alternating AC voltage of the power source $u_1(t)$ into constant DC voltage $u_0(t)$ that apart from a useful output, constant DC component U_0, has also an AC content called ripple voltage $u_п(t) = u_0(t) — U_0$. Acceptable ripple voltage at the output of a rectifier and its measurement criteria (parameters) are determined by specifications of the manufacturing equipment.

Rectifiers can be made as traditional or double-conversion circuits. Such rectifiers consist of a low-frequency power transformer T operating on 50Hz frequency (D) of a power source, a bridge B and a ripple filter RF.

A transformer converts the input mains

voltage (power source) $u_1(t)$ up to a level $u_2(t)$ that would ensure a required DC content of the output voltage U_0 is provided. Besides, a transformer provides galvanic isolation of the rectifier output from the mains that makes it possible to ground one of the output terminals of the rectifier. A bridge converts alternating AC voltage $u_2(t)$ into constant (unidirectional) DC voltage $u_{01}(t)$. A simple bridge is built out of uncontrolled diodes that are arranged in a specific rectifying configuration. Conventional regulator rectifiers can have a bridge made up of semi-controlled devices, thyristors, only or combine both diodes and thyristors. Rectifiers with thyristor-only bridge are often called controlled rectifiers. Almost in any rectifier circuit used to supply power to telecommunication devices, a bridge is followed by a smoothing ripple filter that is a low-pass filter. A ripple filter serves to reduce ripple level at the rectifier output to the level acceptable for the intended use [3].

Another part of the manufacturing equipment used at plants, though designed to operate from the AC mains, also contains a rectifier in its electric circuit. It primarily includes state-of-the-art metal-cutting machines and systems.

Technological processes carried out on such equipment are characterised by alternating loads applied to its electric circuits as a whole and rectifiers in particular. Such operational modes can change energy efficiency and ripple factor of rectifiers.

Keeping all that in mind, automation tools must be used to adjust the operation of rectifiers based on a load applied to them.

Purpose of this research is to establish whether high-power rectifiers in industrial equipment need to be automated and adjusted in order to increase their energy efficiency under alternating loads.

Findings of the research. As can be seen on Fig. 1, high-power rectifiers form an integral part of a technological process; therefore, their energy efficiency and how it affects power consumption of various technological processes in mechanical engineering, based on changing power levels, require additional research.

In relation to the above we should add that while there were not many variable frequency drives (VFD) used in mechanical engineering, their share in the power consumption of a plant was insignificant. However, now, with a sharp increase in the number of VFD used, their contribution, and that of VFD rectifiers, in reducing power consumption is growing [2].

High-power rectifiers come in two types, linear regulated power supplies and switching or switch-mode power supplies (SMPS). They use fundamentally different methods of regulating output voltage. Refer to Fig. 2 for a simplified diagram of ***a linear regulated power supply.***

This power supply uses a low-frequency (50Hz or 60Hz) transformer to step down AC line voltage with frequency staying the same. The resulting voltage is then rectified and smoothed. It is regulated by a positive resistance ballast, or variable resistance, wired in series with the load. The resistance is normally provided by a bipolar transistor or a FET that operate in their linear region. A feedback circuit compares the output voltage with the reference voltage and adjusts the resistance of the ballast in such a way as to ensure the output remains on the required voltage. This mode of operation causes a lot of power to be dissipated in the form of heat which eventually decreases efficiency. Because of low efficiency a power supply must be equipped with bulky heatsinks and cooling fans. Linear power supplies can only step down the input voltage. Difference between input and output voltage equals the voltage drop on transistors U_{drop}. Hence power dissipation on the regulator side is U_{drop} multiplied by I_{load} where I_{load} is the output current or load current. As the input current equals I_{load}, the efficiency of such converter is U_{out}/U_{in}. Therefore, in most cases practically the efficiency would be unacceptably low. Big weight and size, high cost and massive heatsink cause linear regulators in power supplies to be rarely used for applications over 10W. Such power supplies can be quite bulky, heavy and almost inapplicable for modern compact electronic devices.

Switching regulator does not have most of the disadvantages of a linear converter.

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Switch-mode converters are characterized by the output voltage that can be either higher or lower than the input and opposite in polarity. Besides, as the input voltage is converted into pulses and is fed to a transformer using additional windings, it is possible to get more than one output voltage. The cost of each additional output is very low compared to the cost of a whole device.

Other advantages are reasonable form factor and price as well as high output power. Because pulse-mode frequency is much higher than 50Hz, switching power supplies surpass linear ones significantly (by dozens of times) and their efficiency would normally stand at 85% to 98%. On the one hand, it is modern components that we must thank for reducing losses. But on the other hand, a better result can be achieved by using certain circuit designs and configurations, that are often unconventional, and by optimising all conversion parameters as much as possible. At the same time, gradual miniaturisation of radio electronic devices with their power consumption on an increase, a bigger amount of available communication means, implementation of new energy efficient processes in production have made a compact size and efficiency nearly two key requirements for energy converters.

One of the main issues during AC-to-DC conversion is to regulate output voltage. To do that, both linear and switching power supplies are equipped with filter capacitors. In a capacitor:

$$U = \frac{1}{C}\int i dt + U_{нач} \quad (1)$$

To limit voltage fluctuations, it is necessary to either increase the capacitance (C) of a

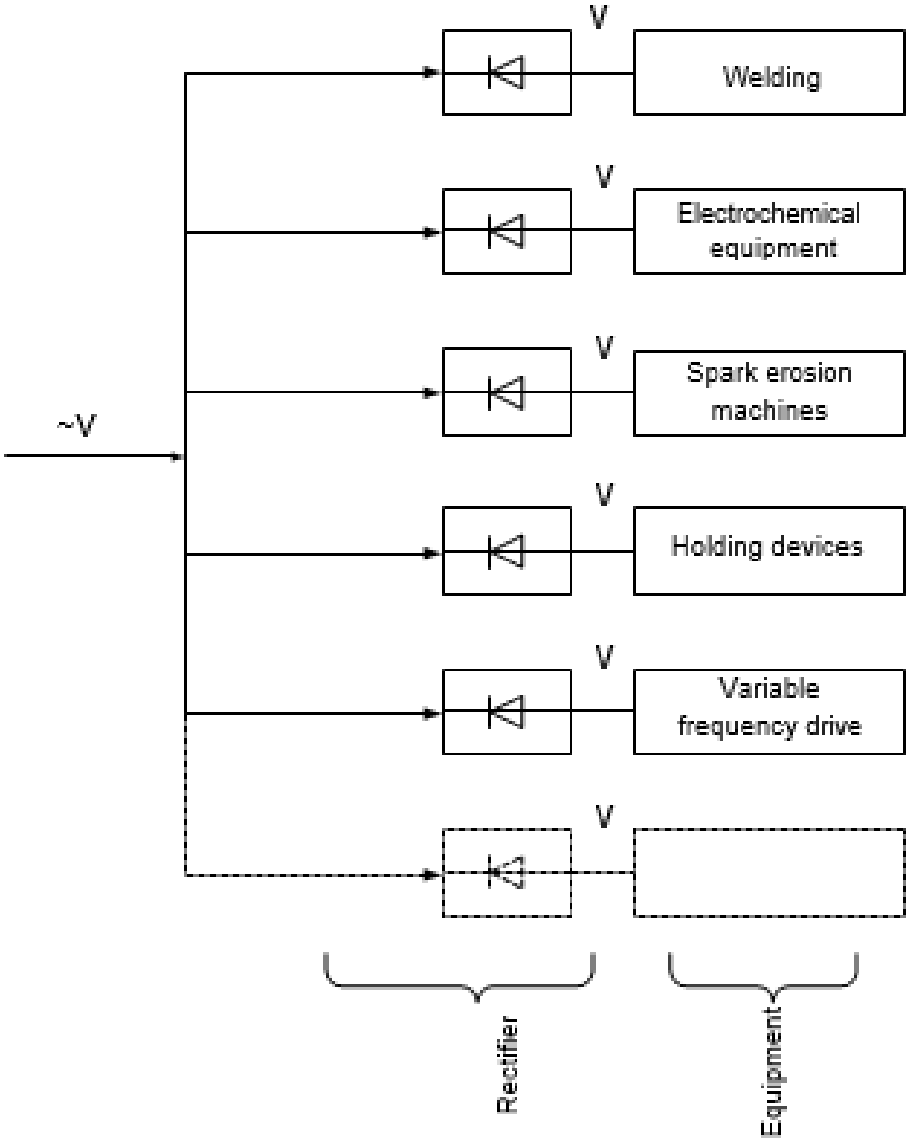

Fig.1. Examples of how rectifiers are used in manufacturing

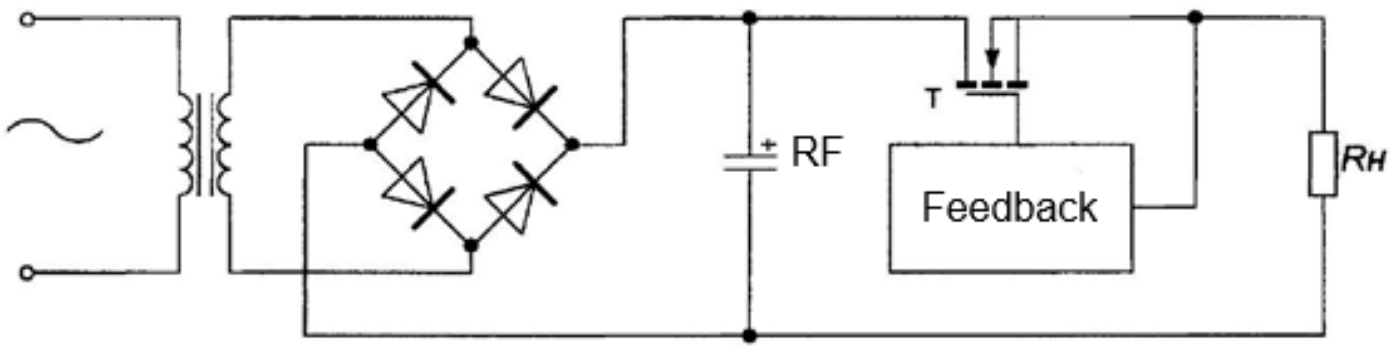

Fig. 2. Simplified configuration of a linear converter.

capacitor or reduce the time of a signal passing through a capacitor (dt). A huge plus of switching power supplies is having an option to significantly shorten dt (by increasing switching frequency) and thus reduce the size of a filter capacitor in such transformers.

Another obvious advantage of SMPS is converting power of almost any type. If the input is AC mains, AC voltage is first rectified and then filtered in a capacitor – the output is pulsating DC voltage. Next element of the SMPS is a high-frequency switch. Switching is done by using a semiconductor bipolar transistor or a MOSFET that turns ON and OFF thus generating voltage pulses that are fed to the primary winding of a power transformer.

The frequency of command pulses remains fixed in the range of 10 kHz to 500 kHz in modern converters, and their duty cycle is adjusted by a control system that regulates output parameters. This way the second winding of a transformer has a train of voltage pulses of desired amplitude and length. After that AC voltage in the form of pulses is rectified and smoothed by an output filter which can be a capacitor, a combination of inductor and capacitor, whichever is a topology. Such power conversion happens with least losses and ensures maximum energy efficiency of a power supply.

To summarise, an off-line switch-mode power supply must generally perform the following functions with high efficiency and little losses:

1. Rectification, to convert AC input to DC output.
2. Input filtering, to smooth pulsating DC.
3. Transformer and galvanic isolation, to provide output voltage of desired level while isolating it from the AC input.
4. Regulation, to maintain steady output voltage irrespective of changes in the mains, load and temperature.
5. Output rectification and filtering, to convert AC voltage at the output of a transformer into a series of unipolar pulses and isolate their constant component.
6. Surge protection, to protect equipment from voltage spikes at the output and to cut off in case of power interruption, overload or short circuit.

Output voltage is regulated by changing duty cycle of pulses at the switch output that causes the constant component of voltage on the load to be adjusted accordingly.

Nowadays, there exist a lot of SMPS topologies, each with their own advantages and disadvantages and each serving a certain purpose and application [2,3].

There are three basic types of non-isolated switching power supplies that are well known and have a lot of information about them – buck, boost and inverting converters. Power conversion in these topologies uses inductors and capacitors. They are simplest devices with lowest component count. Such topologies can be used to understand mechanisms of operation and methods of analysis of more complex types of converters [4].

Refer to Fig 3 for a schematic of a ***buck switching power supply.***

To simplify the analysis of this topology and other basic topologies, we will make some assumptions. We assume that all components are ideal. A capacitor has infinite capacitance which is why we can disregard output current ripple.

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

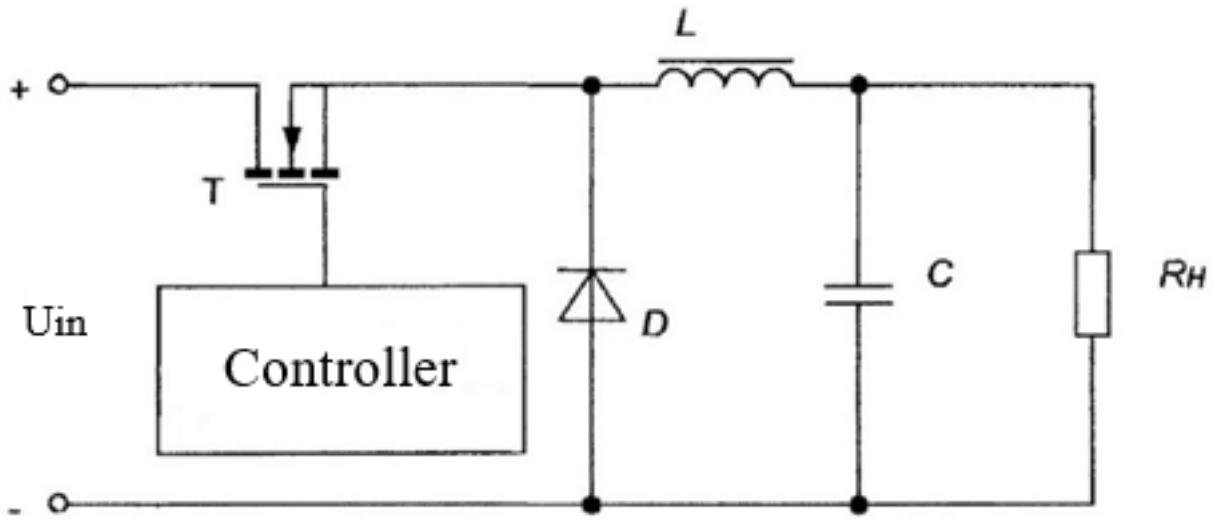

Fig. 3. Circuit configuration of a buck switching converter

This topology, like all switching power supplies we will cover later, has two modes of operation. The first one's switching period can be divided into two states:

1. Pulse (transistor is open, diode is closed).
2. Pause (transistor is closed, diode is open).

This mode is called a continuous mode, because the current through the inductor never falls to zero.

In the other mode, the current is discontinuous, and it has three states:

1. Pulse (transistor is open, diode is closed).
2. Pause (transistor is closed, diode is open).
3. Cut-off (both switches are closed).

Discontinuous mode is a preferred option. It helps reduce the size of an inductor and a capacitor. Switches are also under lower current loads. A transistor generates a pulsating voltage that is later smoothed by a filter.

With a switch open, magnetic field energy is being stored in the inductor and input voltage is fed to the output of the converter through inductor (L). When the transistor closes, the inductor current changes polarity causing the diode to open and stored magnetic field energy to be supplied to the load.

Let us calculate parameters of output voltage for this converter; to do it, we introduce $D = \frac{t_u}{T}$, which is called duty cycle that characterises the control signal.

We will apply Kirchhoff's voltage law which is his 2nd law. Here is a circuit we are going to evaluate: U_{in}, T, L, R_H.

$$-U_{in} + U_T + U_L + U_{out} = 0 \quad (2)$$

We will define voltage across the transistor as medium by using a waveform usw (Fig. 4):

$$U_T = \frac{1}{T}\int_0^T u_{sw}dt = \frac{1}{T}\int_{t_u}^T U_{in}dt = U_{in}(1-D), \quad (3)$$

with the result

$$U_{out} = U_{in} \quad (4)$$

Therefore, the output voltage of a buck converter is always lower than the input because D will never reach one. Output voltage is regulated by changing the D.

A non-isolated boost converter differs from a buck converter only in how the elements are connected. If the transistor is closed, the diode D is reversed biased and the input voltage U_{in} is only connected to L. Inductor current increases to the maximum either from a zero or from a specific starting value in the continuous mode. When the transistor is open, L voltage changes polarity causing voltage across diode to become higher than the input voltage. The diode feeds the inductor energy and the input power to the filtering capacitor and the load. This way output voltage U_{out} is always higher than the input U_{in}. The regulated output voltage in the boost converter is calculated in a similar way as follows:

$$U_{out} = \frac{U_{in}}{1-D} \quad (5)$$

As before, in an ideal case scenario the output voltage depends only on the input voltage and duty cycle. Therefore, output voltage can be regulated by adjusting switching action [5].

Waveforms of a boost converter are shown in Fig. 5.

The current fed to the output filtering capacitor is noticeably the current of the diode that will always be discontinuous. It means that the output capacitor must have high capacitance with low equivalent series resistance in order to achieve an acceptable level of output ripple. This is what makes criteria for the output capacitor of a boost converter different from those of a buck converter described above. On the other hand, the input current would normally be a discontinuous inductor current that ensures low input ripple.

Third type of the non-isolated converter is *an inverting or flyback* converter that can be made up of the same components as the other two. Its circuit configuration is shown in Fig. 6.

If the resistor is closed, the diode is reverse biased, and the input is connected through the inductor with stored energy as have been described earlier. When turned off, the inductor voltage reverses, and the stored energy is fed to the capacitor and the load via the open diode.

This converter is characterised by the output voltage being of opposite polarity to the input. The analysis shows that the regulated output of an inverting converter looks like this:

$$U_{out} = \frac{DU_{in}}{1-D} \quad (6)$$

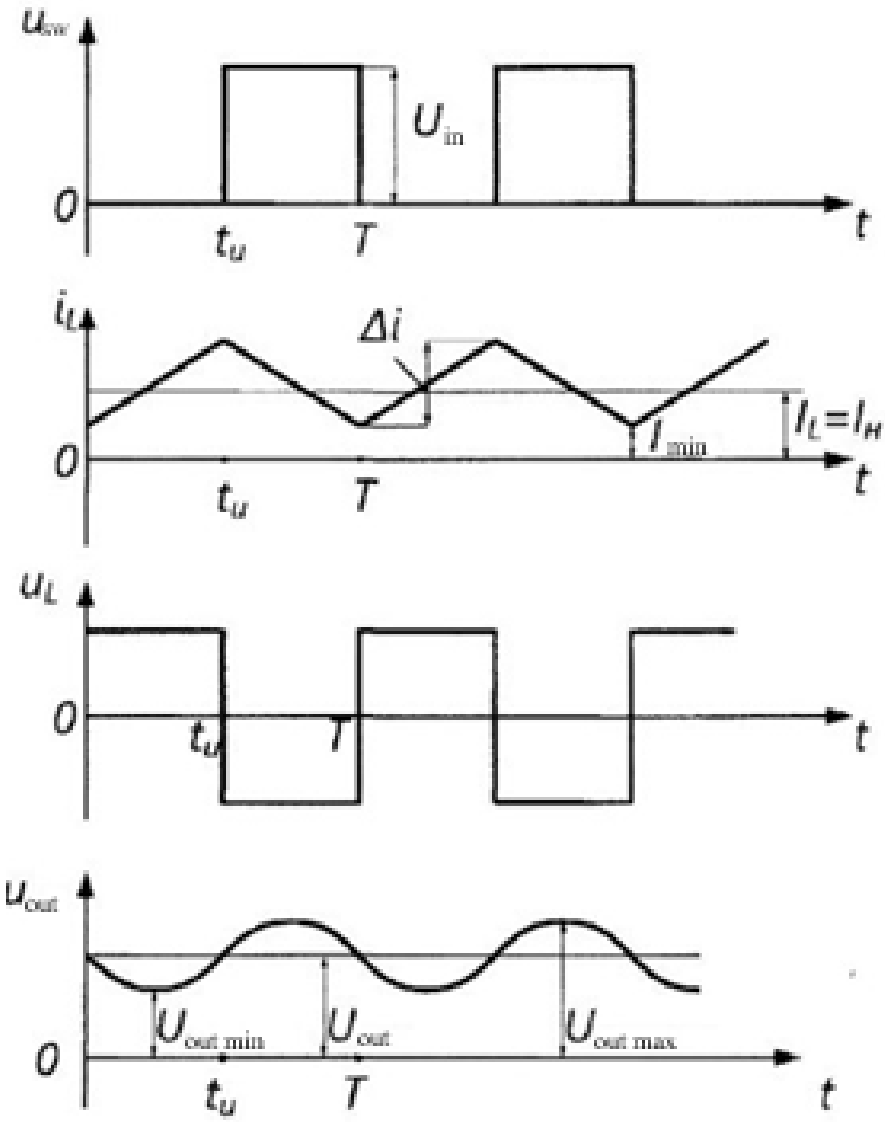

Fig. 4. Waveforms of operating buck converter

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

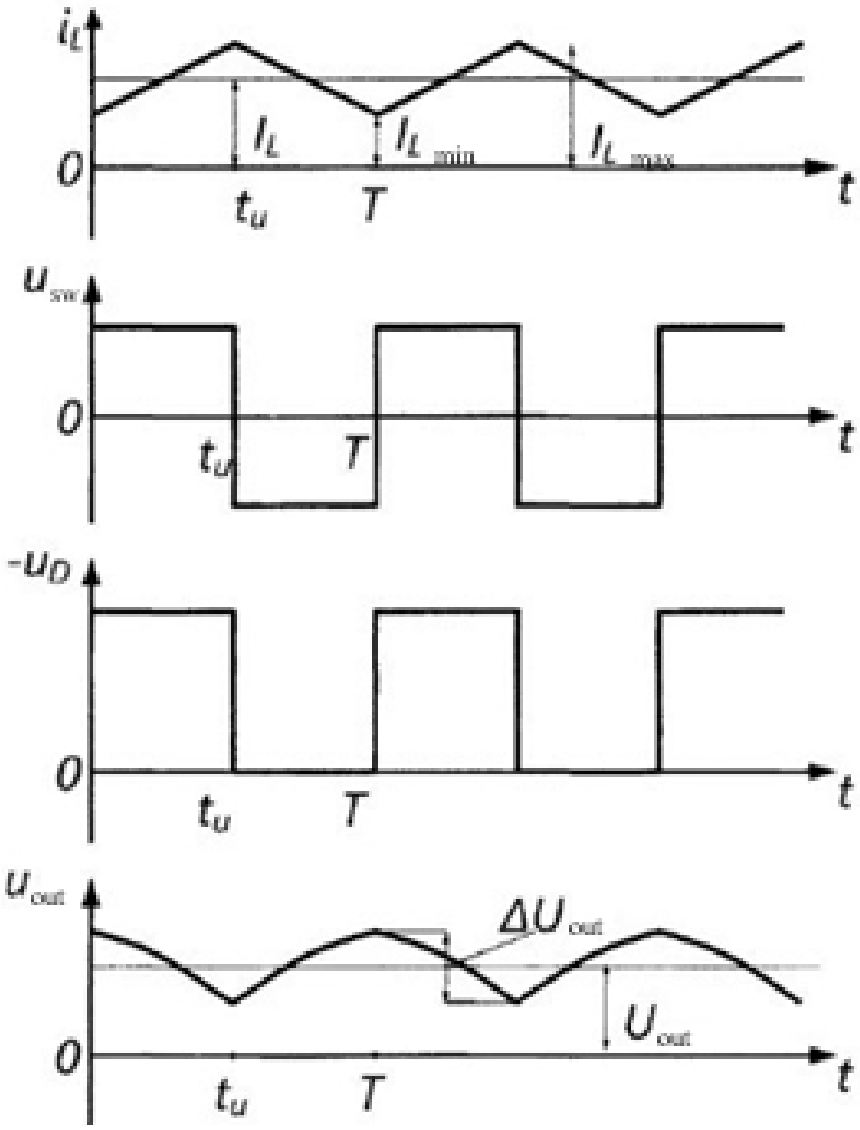

Fig. 5. Waveforms of a boost switching converter

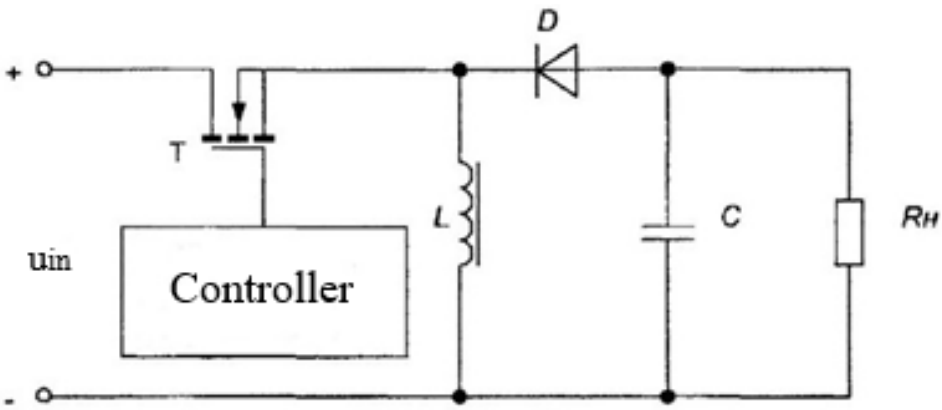

Fig. 6. Circuit configuration of a flyback switching converter

Based on the duty cycle D, the output voltage amplitude can be either smaller or bigger than the input amplitude. Because of that, such converters can be used in a wide range of applications, for example as a preregulator in double-conversion systems.

It is hard to achieve low ripple when using this converter. Normally it would be solved by a very big output capacitor filter.

Besides, a transistor must work with high currents as well as high voltages. Transistor in an inverting regulator is subjected to heavy loads. A rectifier diode also suffers from high current ripple which leads to increased dynamic losses.

The non-isolated converters we have covered above are limited in where they can be used. Isolation is required almost for any

power supply connected to an industrial AC network. Without it, power supplies become unsafe, because irrespective of the low and safe output voltage, potential difference between outside terminals and ground can be very big. Besides, without a transformer, the described converters cannot provide the output voltage that would significantly differ from the input. Therefore, ***isolated switching power supplies*** that we are going to talk about below have a wider range of applications.

A high-frequency transformer connected between the input and output of a converter helps overcome most of the above mentioned limitations and has the following advantages:

- Galvanic isolation of the input and output to ensure that the outputs are safe when the input is 220/380 V mains.
- Transformer ratio can be varied to adjust a required output voltage that would be very different from the input.
- Duty cycle can be optimised and peak currents minimised if the transformer ratio is set correctly.
- Number of outputs can be easily increased by adding secondary windings to a transformer. At the same time, output voltages can be of different polarity based on the polarity of secondary windings against primary one.

Such isolated converters have their drawbacks that are mainly associated with a transformer. For example, leakage inductance in a transformer in most circuits leads to voltage spikes when a power switch is being turned on. At the same time, some problems are caused by magnetising inductance that is saturated in case of overcurrent and this can lead to converter failure. It means that the magnetising current must be controlled while a transformer must be undergoing cycles of demagnetisation or remagnetisation.

Based on the mode of operation of a transformer, converters are divided into single-cycle and push-pull converters.

In single-cycle converters, the operating point of magnetisation of a transformer core is always in the same quadrant, i.e. magnetic flux density and magnetic field intensity do not change polarity, and only half of the magnetic flux is used. Single-cycle converters come in two types, flyback and forward converters. Flyback converters transfer energy to the load during the switch ON times. This way, the power cannot be transformed directly from the primary to the load but rather must be stored in reactive elements of the circuit (as a rule, transformer). Forward converters are more efficient in using materials of the magnetic core as they can feed most of the energy from the primary directly to the load.

Normally, push-pull converters have an even number of transistor switches. They have an advantage against single-cycle converters in that each cycle changes polarity of the voltage injected in the primary. This causes a transformer to be remagnetised. This makes push-pull converters more efficient in using magnetic material that single-cycle. Due to that, push-pull converters in general have better power-to-weight ratio and are widely used in SMPS of medium and high power.

We would like to point out that such SMPS must be designed for operation from the industrial AC network. Therefore, our further research will focus on isolated converters [7, 8].

Physical operating principles of switch-mode rectifier in the manufacturing equipment

Let us have a look at the operation and features of rectifiers in the manufacturing equipment.

As we have already mentioned, in the production it is most efficient to use a symmetric half-wave power switching converter as a rectifier.

Energy efficiency of such switching converter is determined by how efficiently AC power is converted into DC power for the load and how big power losses are. In a typical switching converter, overall power losses include both conductance losses P_{cond} and switching losses P_{sw}. Conductance losses (current ripple put aside) depend on overall positive resistance. In this case the efficiency of a converter is calculated with the following formula:

$$\acute{\eta} = U_L I_L / (U_L I_L + P_{sw} + P_{cond}), \quad (7)$$

where U_L – load voltage,

I_L – load current.

Total losses with load current Il and switching frequency fs will amount to:

$$P_{sw} + P_{cond} = k_{sw1} I_L f_s + k_{sw2} f_s I_L + I^2 R_{conv}, \quad (8)$$

where R_{conv} — positive resistance of conversion circuit (conductors, coils, transistor channels);

k_{sw1}, k_{sw2} — ratios based on which power switch is used.

Please note that the larger the transistor and the higher its maximum allowed values, the higher are the k_{sw} ratios.

Practically, when switches operate in parallel in an alternating mode, the efficiency of a converter increases at full load, because R_{cond} decreases. At the same time, with lower loads, P_{sw} losses prevail. Energy efficiency of a converter at every point in time, under various loads, can be determined by dependence of energy efficiency from real load.

If a device is operated under low loads, the energy efficiency of a converter significantly drops [10,12].

The research showed that a switching converter has high energy characteristics with the load being in the range of 50% to 90% of the rated value. With the load being increased to 100%, energy characteristics are reduced insignificantly while with the load dropping to 20 %, the energy efficiency of a rectifier drops significantly. If the device operates under load of less than 20%, energy efficiency drops even more, output voltage ripple spikes and the stability of operation is affected. Moreover, under low loads, more heat is generated, and power components of a rectifier become overstressed which exponentially shortens the lifespan of those components and the device as a whole. It all happens because the device starts working in the breaking-current mode.

Output DC voltage is a pulsating voltage that was smoothed by an LC-filter. With low consumption currents, the current through the inductor L becomes breaking current. Once the current breaks, key elements of the device are subjected to a much bigger load; it causes dysfunction of the feedback loop whose role is to regulate the output voltage. Therefore, if a power switching rectifier operates at less than 10% load, it is operating in its failure mode.

Thus, the use of half-wave power switching rectifiers in electrotechnical systems of manufacturing equipment leads to additional losses during conversion of AC voltage into DC output (ΔP) which is due to low energy efficiency of the rectifier operating under low loads.

Figure 7 shows a simple electrotechnical system of manufacturing equipment with a dedicated power rectifier that illustrates the above said.

Research on how parameters of technological processes affect energy characteristics of power rectifiers.

To investigate how energy efficiency of existing power rectifiers is affected by the current load, we have conducted a series of experiments. For this purpose. we have assembled a special workbench that simulated an adjustable load with program control.

Adjustable-load workbench is built with one feature of a MOSFET transistor in mind, to limit the current passing through a circuit according to the voltage across the gate.

Figure 8 shows a circuit configuration for

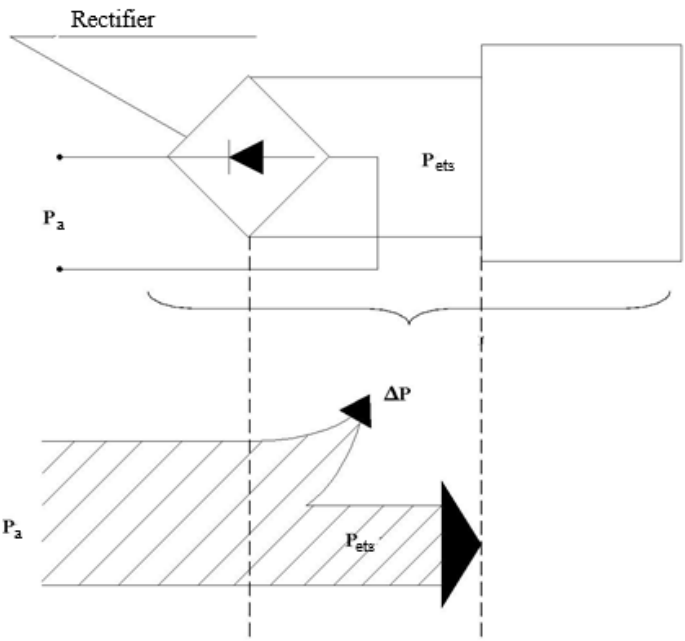

Fig. 7. Electrotechnical system of production equipment with a dedicated power rectifier, where Pa – apparent power, Pets – power consumption of the electrotechnical system, ΔP – AC-to-DC conversion losses

the testing of power rectifiers based on the following algorithm: a switching converter with the output voltage +V is connected to the workbench. Turning of the knob on the variable resistor R1 causes the voltage on the VT1 transistor gate to change which increases the current I passing through it from zero to the maximum that is determined by characteristics of the transistor and/or tested rectifier.

For the purpose of testing the characteristics of a power rectifier, we have taken a standard 2,000W switch-mode converter (power supply).

During our experiment, we were changing the load on the device from 50W to the maximum power with 200W step. For each step, we measured the power consumed by the device from the mains. Energy efficiency was calculated as a ratio of DC power on the load of the rectifier, that was calculated by multiplying current by voltage, to the AC power consumed from the mains. The consumed AC power was measured with a microelectronic pulse sensor that measures the active component of the apparent power in industrial AC power networks.

You can see the results of the tests establishing how energy efficiency of switching power rectifiers is affected by the load in Fig. 9. In a nutshell, energy efficiency of such devices increases fast with the increase in the load, reaches its maximum when near rated power and then slowly decreases.

Such nonlinear characteristic determines how switching rectifiers can be used in an efficient manner: specified rated power of a rectifier must be comparable to the load power. If a rectifier turns out to have too much power, a low load ends up in the region on the diagram where energy efficiency has not yet reached its maximum. Say, the load current is 0.2A – the efficiency will be only 70 % which is unacceptably low. Incorrectly selected power of the converter is one of the reasons why this can happen; another reason is the nature of loading modes of consumers.

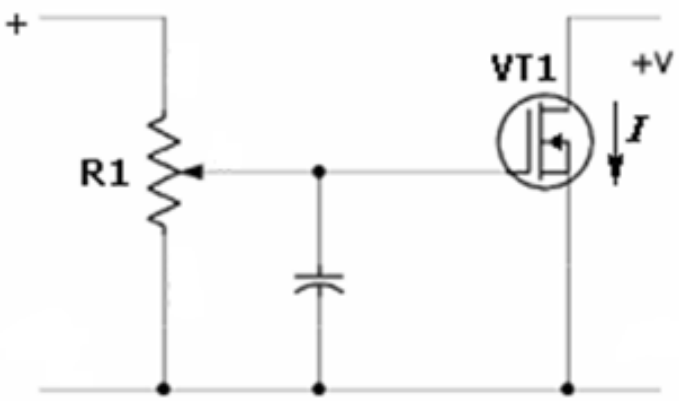

Fig. 8. Circuit diagram of a workbench to test characteristics of switching power rectifiers

Another important indicator of the efficient operation of a converter is stability of the output voltage. Certain experiments have been conducted on a tested half-bridge switching rectifier. The converter was loaded with an active load. When measuring how stable the output voltage is, we were varying the input AC voltage with a regulating autotransformer in the range of -20% to +15% of the rated mains voltage.

After analysing the results of conducted experiments we have concluded that stability of the output voltage in a power switching rectifier changes up to 7% in the low-load region (up to 25%) and up to 3% in the high-load region (over 90%) (Fig. 10).

To summarise, energy efficiency and stability of the output voltage in high-power switching rectifiers are very dependent on the load with small dependence occurring at low loads.

The use of half-wave high-power switching rectifiers in electrotechnical systems of the manufacturing equipment causes additional losses during AC-to-DC conversion (ΔP) because of low energy efficiency of the rectifier when used under low loads.

Conclusion. The conducted research has shown that the use of high-power switching rectifiers in the manufacturing equipment in the low-load mode reduces their energy efficiency and affects stability of the output voltage because of operation in the breaking-current mode when internal power consumption is not sufficient. As it is deemed impossible to avoid operating rectifiers under low loads (due to how technological processes are organised

in production), it is necessary to find hardware solutions to increase their energy efficiency. For example, by introducing passive loads or energy recovery devices into a rectifier circuit will help significantly improve their energy efficiency. Therefore, to optimise power consumption of industrial plants, especially in the northern regions, the production processes must be initially designed with extra capacity for future hardware optimisation of the equipment containing high-power switching rectifiers.

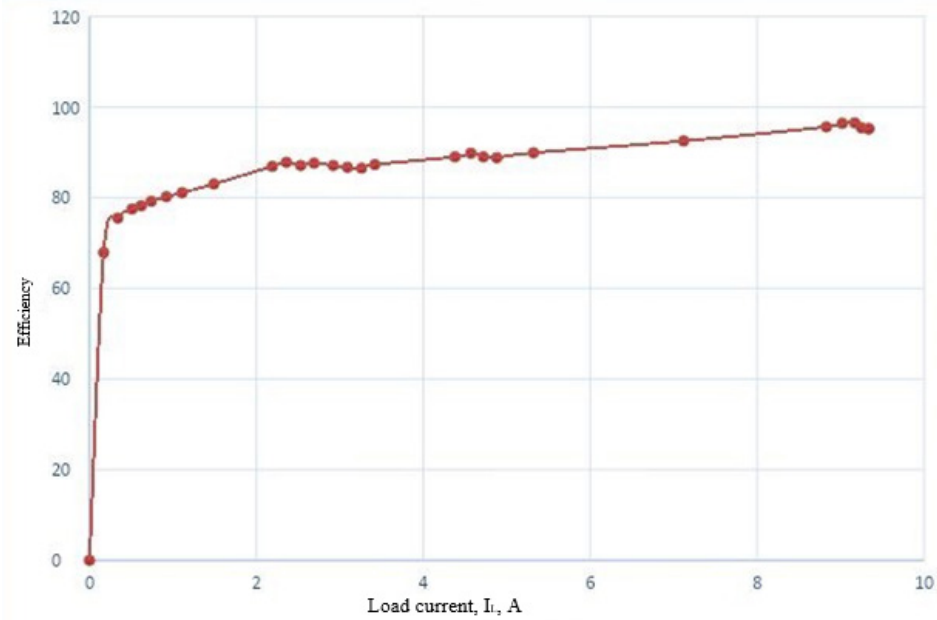

Fig. 9. Dependence of energy efficiency of a switching rectifier from the load

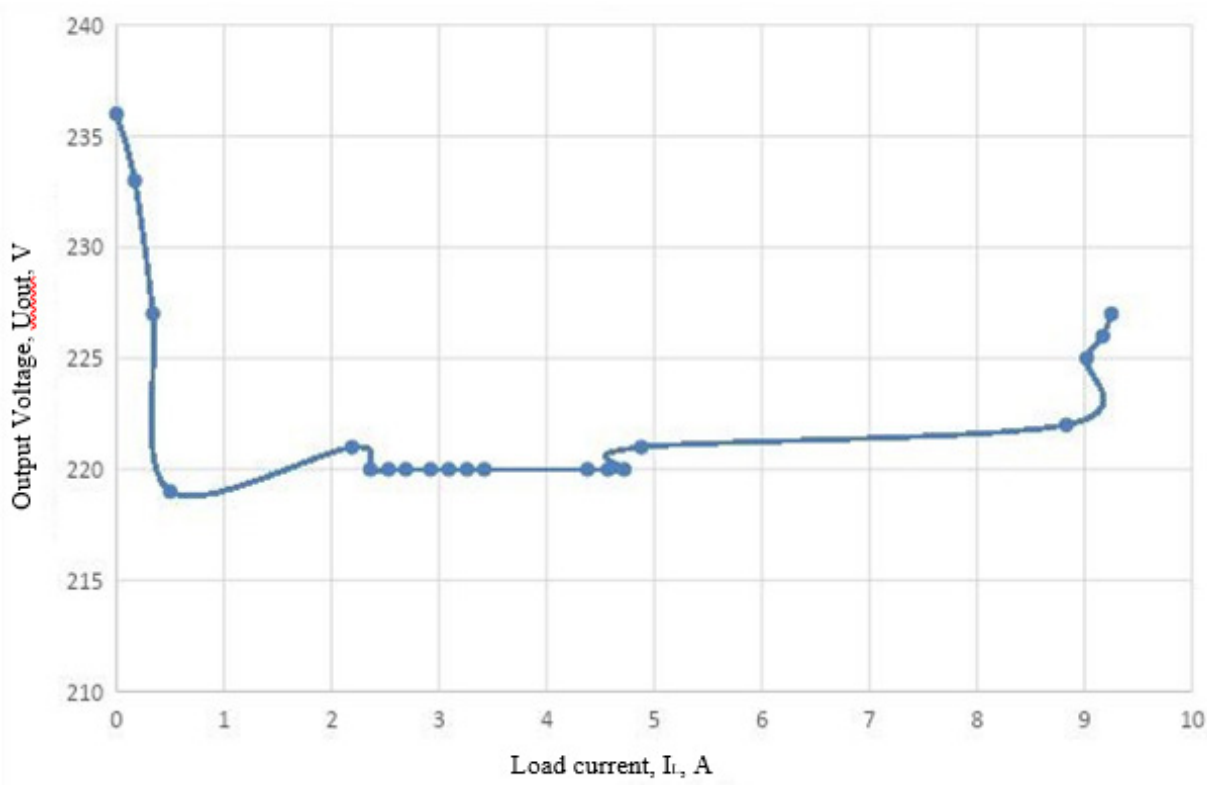

Fig. 10. Dependence of the output voltage from the load current in a high-power switch-mode rectifier

References:

1. A.O. Pimenov, D.G. Kulikov, E.N. Gol'cov, G.I. Grechko Energoobespechenie v Arktike. // Neftegaz.ru. №1, 2018, s. 24-29.
2. V. M. Bushuev, V. A. Demyanskij, L. F. Zaharov i dr. Elektropitanie ustrojstv i sistem telekommunikacij: Uchebnoe posobie dlya vuzov / M.: Goryachaya liniya—Telekom, 2009. — 384 s.: il.
3. Hajro D.A. Avtomatizaciya i upravlenie silovymi vypryamitel'nymi ustrojstvami dlya povysheniya energoeffektivnosti pri peremennyh nagruzkah. Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni kandidata tekhnicheskih nauk // FGBOU VPO MGTU «STANKIN». Moskva, 2015.
4. Tukshaitov R.H. O koefficiente moshchnosti i Cos φ vypryamitel'nogo ustrojstva pri raznyh aktivno-emkostnyh nagruzkah i urovne emissii v elektroset' vysshih garmonik // Prakticheskaya silovaya elektronika. 2019. № 3 (75). S. 53-55.
5. Zmieva K.A., Kuznecova E.V., Ugleva E.M. Modelirovanie seti elektrosnabzheniya promyshlennogo predpriyatiya s ispol'zovaniem postoyannogo toka. // Vestnik MGTU «STANKIN». - №4, 2014, c. 154-160.
6. Bocharov V.V., Konyahin S.F., Reznikov S.B. Dvuhurovnenvaya transportno-bortovaya sistema elektrosnabzheniya postoyannogo toka // Prakticheskaya silovaya elektronika. 2011. № 3 (43). S. 26-28.
7. Tereshin M.V., Kulagin O.A. Operativnoe regulirovanie processa rezaniya v tekhnologicheskih sistemah metalloobrabotki. // Vestnik MGTU «STANKIN», №2(25), 2013, s. 25-30
8. Zmieva K.A., Kozlov D.V., Kuznecova E.V., Dolzhikova E.YU., Tumanov D.S. Razrabotka algoritma funkcionirovaniya avtomatizirovannoj sistemy kontrolya i upravleniya potrebleniem resursov dlya administrativnyh zdanij // Vestnik MGTU «STANKIN», №2(25), 2013, S. 68-73.
9. Hajro D.A. Povyshenie energoeffektivnosti silovyh impul'snyh preobrazovatelej v rezhime malyh nagruzok // Vestnik MGTU «STANKIN». 2012. № 3. S. 83-88.
10. Zmieva K.A., Kuznecova E.V. Metodika rascheta koefficienta moshchnosti elektrodvigatelya v usloviyah nesinusoidal'nosti toka i napryazheniya // Vestnik MGTU «STANKIN», №4 (17), 2011, S. 39-42.
11. Aleksandrov D.S., Kalashnikov A.S. Strukturnyj metod rascheta tokov zamykaniya v cepyah vypryamitel'nyh ustanovok // Vestnik Ul'yanovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. 2019. № 2 (86). S. 55-66.
12. Zmieva K.A. Modeling of an industrial enterprise power supply system using direct current // Russian Electrical Engineering. 2015. T. 86. № 5. C. 239-245.

© K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

UDC 621.311.001.57:681.51
DOI: 10.24411/2658-4255-2020-00005

ФОРМУЛИРОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ ПОСТРОЕНИЯ МИКРОГРИД АРКТИЧЕСКОГО АНКЛАВА В МУЛЬТИАГЕНТНОМ ПРЕДСТАВЛЕНИИ

Г.П. Павлюк[1], А.К. Абд-Эльрахим[1], В.А. Шихин[1]

[1] Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

PavliukGP@mpei.ru, Aminkamal90@hotmail.com, ShikhinVA@mpei.ru

Предлагается подход для формулировки задачи многокритериальной оптимизации при управлении генерацией в микро-энергосистеме (microgrid), представленной в виде мультиагентной системы (МАС). Предлагаемый в работе подход основан на схеме, разработанной для оценки эффективности функционирования как микрогрид в целом, так и отдельных её фрагментов (агентов-субъектов), что позволяет формализовать процесс интеграции разнородных целевых функций в единые критерии по определенным типовым индексам эффективности функционирования микроэнергосистемы: технические, экономические и экологические критерии. Схема алгоритма оценки эффективности функционирования микроэнергосистемы построена на примере проектирования гибридно-генерирующей и экологически безопасной тепло-электро-снабжающей системы арктического анклава.

Ключевые слова: мультиагентная система, микрогрид, арктический анклав, эффективность микро-энергосистемы.

FORMULATION OF COMPLEX OPTIMIZATION PROBLEM OF CONSTRUCTING MICROGRIDS IN THE ARCTIC ENCLAVE BASED ON MULTI-AGENT REPRESENTATION

G.P. Pavliuk[1], A.K. Abd Elraheem[1], V.A. Shikhin[1]

[1] National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia

In this paper, an approach for multi-objective optimization for agent-based microgrid energy production is proposed. The approach represented in this paper is based on analyzing microgrid objects as distributed agents forming a multi-agent system (MAS), which gives the possibility to evaluate the efficiency of microgrid as a whole, as well as the functioning efficiency of each separate agent. The elaborated scheme also gives the possibility to formalize the process of integrating heterogeneous objective functions into certain combined criteria. The construction of the algorithm for evaluating the efficiency of the micro-energy system is carried out in relation to the example of designing a hybrid-generating and environmentally safe heat-electric supply system of the Arctic enclave.

Keywords: multi-agent system, microgrid, arctic enclave, microgrid efficiency.

Статья получена: 14.11.2019
Принята к публикации:14.01.2020
Опубликована онлайн: 27.03.2020

Введение

В настоящее время широко обсуждаются перспективы развития энергетики и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в удаленных населенных пунктах, в том числе в арктических регионах. На законодательном уровне предусмотрены меры по поддержке ВИЭ как на оптовом, так и на розничном рынках. Вместе с тем, ведется работа по повышению энергетической эффективности хозяйствующих субъектов в Арктике в соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

В удаленных регионах, таких как арктические, внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является одним из применимых решений проблемы обеспечения энергии. Однако вопрос повышения эффективности локальных энергосистем, в том числе с ВИЭ, остаётся актуальным. Повышение эффективности связано не только с внедрением эффективных источников энергии, но и с совершенствованием способов и технологий работы и управления локальными микро-энергосистемами (микрогрид).

Микрогрид [1] является разновидностью смарт грид, которой присущи следующие особенности: единое объединение разнородных распределенных и централизованных источников энергии, возобновляемых источников энергии, накопителей энергии и разнотипных потребителей. При этом микрогрид функционирует как при гибридном энергоснабжении, так и обеспечивается надёжное снабжение потребителей при условии полного отделения от централизованного источника, т.е. в изолированном режиме. Важно отметить, что микрогрид представляет собой комбинацию управляемых и неуправляемых источников энергии, что затрудняет достижение баланса мощности в микрогрид, повышает актуальность регулирования напряжения и соотношения активной и реактивной мощности в распределительной сети.

Особенности локальных микро-энергосистем

Стратегии управления микроэнергосистемы могут существенно и даже концептуально отличаться от стратегий управления традиционными энергосистемами. Основные причины заключаются в следующем [2]:

- стационарные и динамические характеристики субъектов микрогрид существенно отличаются от аналогичных характеристик мощных энергоустановок;
- микроэнергосистемы подвержены значительному дисбалансу из-за наличия однофазных нагрузок и / или нестабильности распределенной генерации;
- значительная часть выработки электроэнергии в микрогрид может поступать от «неуправляемых» источников (например, ветроэлектрические установки ВЭУ), когда для максимизации выходной мощности возобновляемого источника энергии используется стратегия управления на базе максимальной точки отслеживания мощности (MPPT) [2];
- широко применяемые в микрогрид накопители энергии могут играть важную роль в реализации управления микроэнергосистемой и обеспечением ее устойчивой работы, однако следует учитывать то, что они являются частично-управляемыми источниками;
- субъекты микроэнергосистемы подвержены частым коммутациям и перекоммутациям по условиям обеспечения надежности энергоснабжения и качества электроэнергии;
- в дополнение к выработке и поставке электрической энергии, микро-энергосистема, как правило, отвечает за производство и подачу тепла ко всем или части потребителей;
- в рамках микрогрид предусматриваются более широкие возможности по децентрализации управления передачей и потреблением электроэнергии, однако сохраняется принцип сочетания централизованного и децентрализованного управления.

© G.P. Pavliuk, A.K. Abd Elraheem, V.A. Shikhin
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

- Существующие погрешности измерений и ошибки при передаче информации по линиям связи являются более чувствительными в мелкомасштабных локальных системах, каковыми являются микроэнергосистемы.
- В рамках микрогрид, решения, принимаемые для какого-либо субъекта, оказывают, как правило, существенное влияние на принимаемые решения и управление процессами на других участках микроэнергосистемы.

Таким образом, указанные специфические черты отдельных субъектов и микроэнергосистемы в целом приводят к тому, что данная динамическая система может быть охарактеризована как нелинейная непрерывно-дискретно-событийная система с переменными слабо-предсказуемыми параметрами и перекрестными связями. Проведение аналитических исследований таких систем крайне затруднительно и возможно только при существенных упрощениях, которые, как правило, не допустимы по соображениям потери важной информации.

В связи с указанными выше характеристиками подобных систем, относящихся к рассматриваемому классу, задача нахождения эффективных, применимых подходов для решения задачи многокритериальной оптимизации микроэнергосистем в реальном времени является актуальной проблемой.

Примером таких микро-энергосистем, автоматизация и оптимальное управление которыми на сегодня является актуальной задачей не только в России, но и за рубежом (используется термин «смарт-грид» или «микрогрид»), являются обособленные (автономные или частично автономные) системы генерации и энергоснабжения в труднодоступных районах (например, высокогорье), в районах Крайнего Севера и Арктики, островные системы, бортовые системы крупных судов [3] и т.д. В рамках указанных микро-энергосистем различные субъекты системы активно взаимодействуют в реальном времени в процессе функционирования единой технологически объединенной системы.

Для целей повышения эффективности функционирования микроэнергосистемы в соответствии с устанавливаемыми применительно к конкретным условиям критериями, очевидна необходимость перехода к интеллектуальному автоматизированному управлению, гибко учитывающему множество факторов, разнопланово влияющих на протекающие процессы в единой системе.

Важным фактором, определяющим формат решения задач оптимизации функционирования микро-энергосистем, является необходимость следования нормам международного стандарта по интеграции систем управления предприятием ГОСТ Р МЭК 62264-1-2010 «Интеграция систем управления предприятием» [4] как это показано в [5].

Применение МАС в задачах управления микрогрид

В последние годы мультиагентная форма представления многокомпонентных динамических систем находит всё большее применение [6, 7], в том числе для исследования микро-энергосистем [8, 9], позволяя создавать иерархические системы управления на основе распределения функций управления между автономными и кооперативными агентами, реализуя такие важные характеристики, как модульность, гибкость, надёжность, реконфигурируемость и т. п. Применение МАС-технологии в приложении к рассмотрению микро-энергосистем позволяет по-новому подойти к решению задачи создания систем с комбинированным централизованным и децентрализованным управлением.

Решение оптимизационных задач, связанных с многоцелевым управлением, при наличии противоречивых критериев и неравновесным распределением критериев между разнородными субъектами динамической системы можно связать с мультиагентным представлением исходной системы и предложить эффективные методы решения по оптимизации её функционирования.

Как известно, решение задач управления в сложных динамических системах, под которыми обычно понимаются

системы высокой размерности, с наличием разветвлённой структуры с перекрестными связями, наличием неопределённости различных типов, нелинейностей и др., связано с подходами на основе декомпозиции систем такого рода. В этом смысле МАС-технология предлагает именно такую декомпозицию на основе введения в рассмотрение взаимосвязанных агентов. Итак, применение мультиагентных подходов является перспективной технологией для управления и принятия решений в системах, где существуют распределённое управление и неопределённость, связанная как с реализуемым каждым агентом законом управления, слабопредсказуемым поведением внешней среды, возможными потерями в полной наблюдаемости и управляемости объектами.

Следует отметить, что применение мультиагентного подхода позволяет более полно отразить наличие данных по отдельным субъектам (агентам) системы, что обусловливает возможность получения более обоснованных решений, что ведет к повышению эффективности функционирования как системы в целом, так и каждого агента в отдельности.

На рис. 1 приведено формализованное представление агента, принятое в данной работе с учётом основных функциональных черт, присущих агенту: рассуждение, самонастройка, самооптимизация, коммуникабельность, активность.

Предлагается набор агентов, отражающих основные субъекты микрогрид (Табл. 1). Однако перечень агентов может быть расширен для более подробного описания или в связи с конкретными специфическими чертами рассматриваемой системы. Например, для наногрид (малая микроэнергосистема) необходимо учитывать инвертеры в качестве отдельного субъекта системы, поскольку они оказывают более значимое влияние на устойчивость и качество процессов [10].

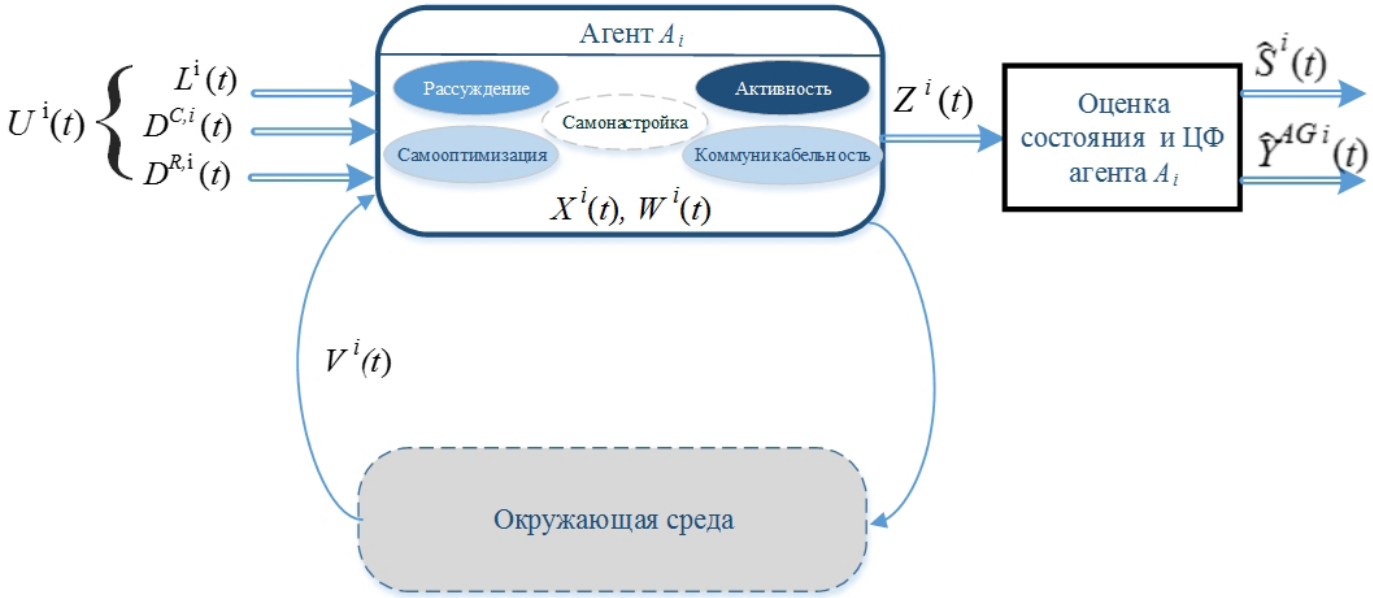

Рисунок 1 – Формализованное представление агента МАС:
U i (t) — вектор входных ограничений и уставок, связанный с функциональной чертой «коммуникация», при этом U i (t) = [L i, DC, i, DR, i]T, где
L — технологические ограничения агента;
DC, i — вектор входных команд;
DR, i — вектор входных рекомендаций;
Z(t) – вектор выходных переменных, характеризующих протекание физических процессов во времени, по которым идентифицируется состояние агента;
S(t) — вектор состояний агента, связанный с его функциональной чертой «активность», а также показатели качества его функционирования Y AG;
X(t) — вектор параметров и событийно-изменяющихся констант агента, связанный с его функциональными чертами «самонастройка» (в отношении параметров) и «рассуждение» (в отношении констант);
W(t) — вектор внутренних генерируемых управлений агента, связанный с его функциональной чертой «самооптимизация»

© G.P. Pavliuk, A.K. Abd Elraheem, V.A. Shikhin
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Таблица 1

Формализованные агенты и их функциональность в составе МАС-микрогрид

Агент, Ai	**Функциональность, Fij1**	**Агент, Ai**	**Функциональность, Fij**
1. Центр управления и связи (ЦУС) микрогрид, агент A_1	$F_{1,1}$ – ответственность за управление микрогрид; $F_{1,2}$ – отслеживание и планирование режимов распределенных и возобновляемых источников энергии; $F_{1,3}$ – прогнозирование генерируемой мощности соответствующего источника ВИЭ; $F_{1,4}$ – прогнозирование состояния накопителей энергии; $F_{1,5}$ – стабилизация частоты в микрогрид; $F_{1,6}$ – обеспечение динамической устойчивости микрогрид	5. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ): солнечная электростанция (СЭС), агент A_5	$F_{5,1}$ – ответственность за генерацию соответствующей СЭС
		6. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ): ветровая электростанция (ВЭС), агент A_6	$F_{6,1}$ – ответственность за генерацию соответствующей ВЭС
		7. Накопители энергии (НЭ), агент A_7	$F_{7,1}$ – участие в покрытии дефицита мощности; $F_{7,2}$ – участие в поглощении избытка мощности; $F_{7,3}$ – участие в регулировании частоты; $F_{7,4}$ – повышение динамической устойчивости микрогрид
2. Распределительная электросеть (РЭС), включающая подстанцию, агент A_2	$F_{2,1}$ – ответственность за внешнее по отношению к микрогрид электроснабжение, $F_{2,2}$ – прием излишков электроэнергии от микрогрид во внешнюю электросеть	8. Спрос потребителя (ПЭЭ), агент A_8	$F_{8,1}$ – целевое использование электроэнергии
		9. Спрос ценозависимого потребителя (ЦЗП), агент A_9	$F_{9,1}$ – целевое использование электроэнергии; $F_{9,2}$ – участие в регулировании мощности
3. Распределенные дизель-генераторные установки (ДГУ), агент A_3	$F_{3,1}$ – ответственность за генерируемую мощность соответствующего распределённого генератора или группы генераторов	10. База данных реального времени (БДРВ), агент A_{10}	$F_{10,1}$ –сбор, хранение, обмен данными и архивами
4. Распределенные газопоршневые установки (ГПУ), агент A_4	$F_{4,1}$ – ответственность за генерируемую мощность соответствующего распределённого генератора или группы генераторов	11. Система имитационного моделирования (SIM), агент A_{11}	$F_{11,1}$ – моделирование, тестирование режимов функционирования микрогрид

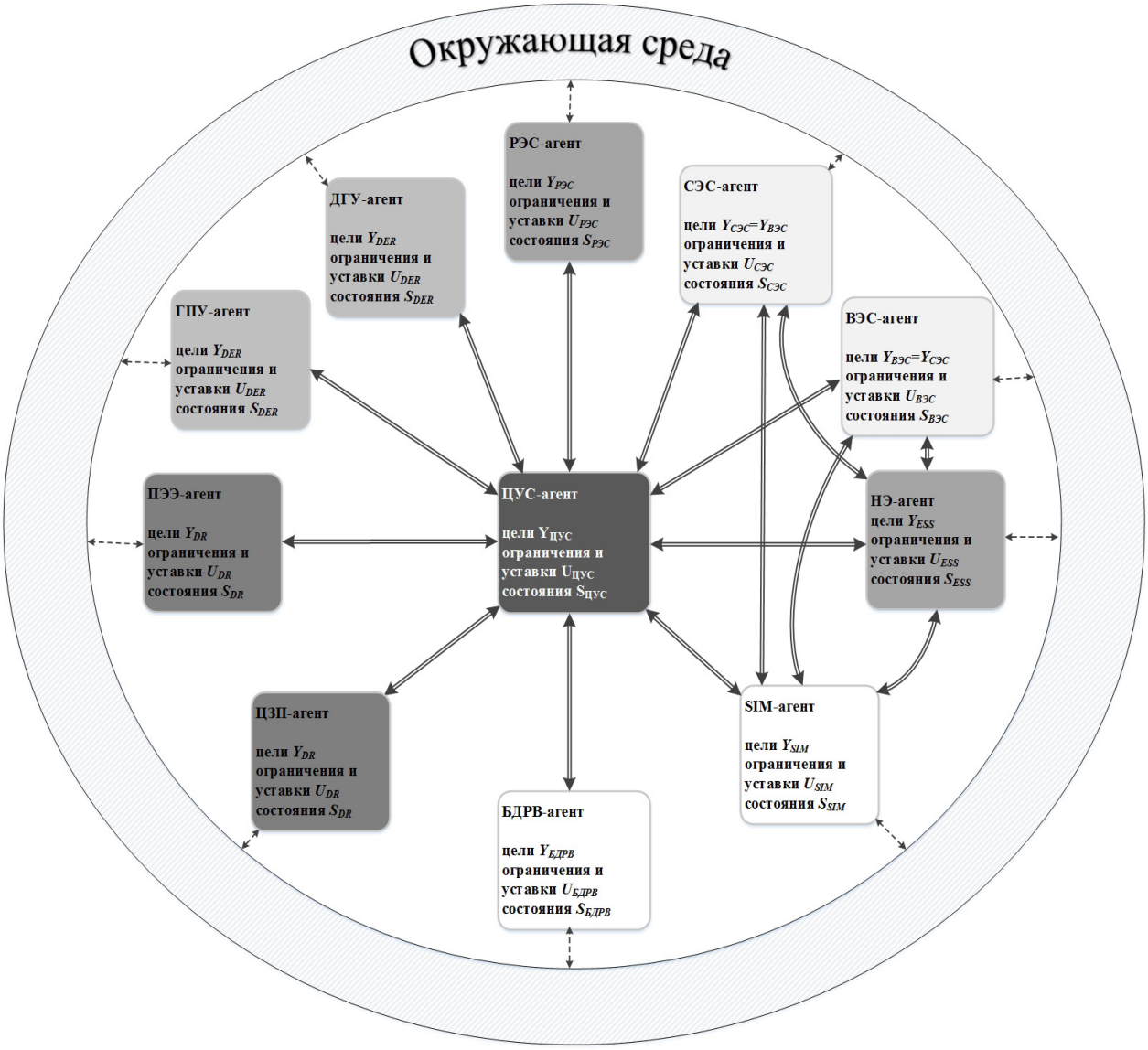

Рисунок 2 – Общая структура МАС микрогрид.

На рис. 2 показаны основные агенты типовой микроэнергосистемы и их взаимосвязь в процессе функционирования системы. Термин «окружающая среда» при этом имеет расширенное толкование, включая взаимодействие микрогрид с внешними, в том числе техническими системами.

Формулировка целевых функций эффективности функционирования микрогрид

Хотя большинство известных из литературы [11 –13, 17] подходов к решению оптимизационных задач применительно к управлению микрогрид формулируется в рамках однокритериальной постановки, а именно на минимизацию общих эксплуатационных затрат или минимизацию потерь, имеются формулировки оптимизационных задач в многокритериальной постановке [14]. Однако во всех этих подходах осуществляется сведение многокритериальной задачи к скалярному случаю, включая формальное объединение технических и экономических показателей, что, по мнению большинства специалистов в области создания и эксплуатации микро-энергосистем, недопустимо [15]. Эффективность функционирования микроэнергосистемы не рекомендуется оценивать единым интегрированным показателем и, как минимум, следует подразделять на относительно обособленное рассмотрение технической и экономической эффективности с введением соответствующих целевых показателей и критериев.

Соответственно, особенностью данной работы является то, что с учётом мнения отраслевых экспертов предлагается подход к формулированию

© G.P. Pavliuk, A.K. Abd Elraheem, V.A. Shikhin
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

оптимизационных задач, связанных с повышением эффективности микроэнергосистемы и введением раздельного рассмотрения отдельных групповых показателей эффективности. В то же время, предложенное в работе мультиагентное представление микроэнергосистемы позволяет перейти к совокупному учёту показателей эффективности как отдельных агентов, так и системы в целом.

Основные критерии эффективности функционирования микроэнергосистемы представлены в табл. 2. На основе этих критериев были сформулированы целевые функции эффективности функционирования микроэнергосистемы (см. табл. 2).

Рассмотрим подробнее приведённые в табл. 2 критерии эффективности.

1. *Качество электроэнергии (КЭ).*

Качество производимой и отпускаемой потребителям электроэнергии является одним из основных критериев при оценке эффективности функционирования любой энергосистемы и регулируется в соответствии с ГОСТ 32144–2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», где указаны более 10 показателей, из которых выберем два в качестве целевых функций (без потери общности математической постановки задачи):

- отклонение основной частоты напряжения от номинального $\Delta f = f - f_{nom}$, которое связано прежде всего с дефицитом активной мощности и не должно превышать ± 0,2 Гц в течение 95 % времени;
- отклонение напряжения ΔU. Величины провалов и перенапряжений связаны с множеством факторов, в том числе с их случайным характером, учесть которые в компактном математическом выражении в общем случае не представляется возможным, но в первую очередь они связаны с соотношением активной и реактивной мощности. Отклонение напряжения в сети определяется на основе сравнения значений напряжения общей шины U^{SYS} и опорного напряжения U_{ref}. Следовательно, $\Delta U = U_{ref} - U^{SYS}$.

2. *Экономический критерий (ЭК).*

Экономический критерий Y_2^{SYS} формируется из трёх составляющих: стоимость генерируемой электроэнергии

$y_3^{SYS} \triangleq C^{EN}$, цена для потребителя

$y_4^{SYS} \triangleq PR$, прибыль владельца микроэнергосистемы $y_5^{SYS} \triangleq REV$.

3. *Надёжность процесса электроснабжения Y_3^{SYS}.*

Надежность процесса электроснабжения в микро-энергосистеме как и для больших электрических сетей оценивается с использованием нормативно установленных показателей. Возникновение технологических нарушений в элементах электрической сети и масштабы их последствий зависят от многих случайных факторов. Соответственно, исследование надёжности сетевых комплексов обосновано в рамках вероятностных категорий. Именно поэтому к настоящему времени накоплен отечественный и зарубежный опыт решения задач по оценке надёжности систем электроэнергетики со следующими тремя категориями, соответствующими международной классификации показателей надежности:

CAIDI – индекс средней продолжительности перерыва в электроснабжении потребителей (время ремонта);

SAIDI – индекс средней продолжительности перерыва в электроснабжении потребителей (продолжительность отказа);

SAIFI – индекс средней частоты перерывов в электроснабжении потребителей (частота отказов) [16].

4. *Экологичность Y_4^{SYS}.*

Экологичность функционирования микроэнергосистемы предлагается ограничить рассмотрением выброса парниковых газов (CO2, NOX и др.), хотя данные показатели не являются единственными.

Пример оценки эффективности функционирования микроэнергосистемы для Арктического анклава

На рис. 3 показана общая функциональная схема микро-энергосистемы, подготовленная в рамках НИОКР межведомственной комплексной целевой

Таблица 2

Критерии и показатели эффективности функционирования микроэнергосистемы

Критерий эффективности функционирования	Целевая функция	Оптимизационная задача на min или max	Входные переменные и параметры	Допустимый предел погрешности измерений
1. Качество электроэнергии (КЭ), Y_1^{SYS}	1.1. Отклонение частоты $y_1^{SYS} \triangleq \Delta f$	Поддержание в заданных пределах $\Delta f^+, \Delta f^-$	1.1.1. f_{nom} – номинальная частота; 1.1.2. f – текущее значение основной частоты напряжения; 1.1.3. $\Delta f^+, \Delta f^- = \pm 0{,}2$ Гц	± 0,03 Гц
	1.1. Отклонение напряжения, $y_2^{SYS} \triangleq \Delta U$	Min	1.2.1. U_{nom} -номинальное напряжение; 1.2.2. U – текущее значение напряжения; 1.2.3. $\Delta U^+, \Delta U^- = \pm 10$ %	Погрешность измерения длительности не должна превышать ±0,01 с
2. Экономический критерий (ЭК), Y_2^{SYS}	2.1. Стоимость генерируемой электроэнергии $y_3^{SYS} \triangleq C^{EN}$	Min	2.1.1. стоимость топлива C^F; 2.1.2. расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание C^{OM}; 2.1.3. плата / штрафы за выброс загрязняющих веществ C^{PO}	10 %
	2.2. Цена для потребителя $y_4^{SYS} \triangleq PR$	Min	2.2.1. Фиксированный многозонный тарифный график	1 %
	2.3.Прибыль владельца микроэнергосистемы $y_5^{SYS} \triangleq REV$	Max	2.3.1. цена продажи электроэнергии Pr^C; 2.3.2 объем проданной электроэнергии P^{MG}	5 %
3. Надежность процесса электроснабжения Y_3^{SYS}	3.1. Индекс средней продолжительности перерыва в электроснабжении потребителей, $y_6^{SYS} \triangleq CAIDI$	Min	3.1.1. суммарное время отключения потребителей, T_Σ; 3.1.2. общее число отключений, OUT_Σ	1 %
	3.2. Индекс средней продолжительности перерыва в электроснабжении потребителей, $y_7^{SYS} \triangleq CAIDI$	Min	3.2.1. суммарное время отключения потребителей, T_Σ; 3.2.2. общее количество потребителей, N_Σ	1 %
	3.3. Индекс средней частоты перерывов в электроснабжении потребителей, $y_8^{SYS} \triangleq SAIFI$	Min	3.3.1. общее число отключений, OUT_Σ; 3.3.2. общее количество потребителей, N_Σ	1 %
4. Экологичность Y_1^{SYS}	4.1. Количество выбросов парниковых газов (углекислый газ) $y_9^{SYS} \triangleq CO_2$	Min	4.1.1. фактическое потребление топлива, M^{fuel}; 4.1.2. Количество выбросов углекислого газа от источников энергии, PO^{CO_2}	10 %
	4.2. Количество выбросов парниковых газов (оксиды азота) $y_{10}^{SYS} \triangleq NOX$	Min	4.2.1. фактическое потребление топлива M^{fuel}; 4.2.2. Количество выбросов оксидов азота от источников энергии, PO^{NOX}	10 %

© G.P. Pavliuk, A.K. Abd Elraheem, V.A. Shikhin
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

программы «Арктические технологии» по теме «Автоматизированный комплекс управления высоконадежной гибридно-генерирующей и экологически безопасной тепло-электроснабжающей микро-энергосистемой с высокими техноэкономическими показателями». Представленное на рис. 3 разработанное техническое решение может рассматриваться как базовое при использовании в задачах обеспечения надёжного снабжения энергоресурсами объектов арктических регионов, включающих объекты как промышленного строительства, так и жилой инфраструктуры. Вместе с тем, предлагаемое решение с зависимой и независимой от поставок топлива генерацией тепла и электроэнергии применимо к любым труднодоступным зонам, и может быть реализовано также при полном отсутствии магистральных линий электропередач.

Образец создаваемой пилотной микро--энергосистемы в Арктике представлен на рис. 3. в виде компактного анклава из следующих четырех относительно обособленных территориальных образований: - (I) Промышленная зона; - (II) Жилищно-коммунальный комплекс; - (III) Солнечная и ветровая электростанции; - (IV) Топливохранилище.

Решение задачи оценки эффективности функционирования проектируемой пилотной микро-энергосистемы предлагается разбить на несколько этапов (рис.4) .

На этапе 1 (см. рис. 4) решается задача выбора таких моделей описания агентов, которые адекватно соответствуют исследуемым целевым функциям (ЦФ) и отвечают ограничениям по точности (см. табл. 2) и информативности:

$$\mathrm{MO}^{A_i} \underset{\Theta_i}{\overset{\varepsilon_i}{\leftrightarrow}} y_j^{SYS}$$

На этапе 2 производится синтез имитационной мультиагентной модели исследуемой системы с учетом специфики каждой ЦФ y_j^{SYS}, j= 1, 10 из четырех групп критериев, указанных в табл. 2.

Оценка показателей эффективности осуществляется параллельно с расчётом точности оценивания e_j, что является важной выходной информацией. В синтезированной мульти-агентной модели описания отдельные агенты функционируют в условиях взаимодействия соответствующих моделируемых общесистемных процессов, что позволяет произвести оценку их собственных ЦФ y_j^{AG} и решать задачи по самооптимизации и самонастройке (см. рис.1).

Этап 3 соответствует решению задачи получения численной оценки эффективности функционирования микроэнергосистемы, сочетающей все четыре предложенных общесистемных критерия. По полученным оценкам показателей осуществляется расчёт оценки соответствующих критериев эффективности для системы в целом (см. табл. 2) Y_k^{SYS}, k = 1, 4 а также значений индивидуальных показателей эффективности функционирования отдельных агентов y_j^{AG} , приведённых в табл. 3. Представленная на рис. 4 схема отражает формализованный процесс интеграции разнотипных ЦФ в установленные критерии.

Заключение

Разработано унифицированное представление агента, применимое к микроэнергосистемам, представляющим собой композицию из субъектов, формализуемых в виде непрерывных, дискретных и дискретно-событийных моделей.

Разработана схема решения задачи оценивания эффективности микрогрид. Представленная схема позволяет формализовать процесс интеграции разнородных ЦФ в единые критерии по определённым типам, а также с учётом оценок эффективности функционирования отдельных агентов в взаимосвязанной системе.

Как показано в примере, предлагаемое решение оценивания эффективности функционирования микроэнергосистемы для Арктического анклава ведёт к решению многокритериальных оптимизационных задач, с учётом разнородных критериев.

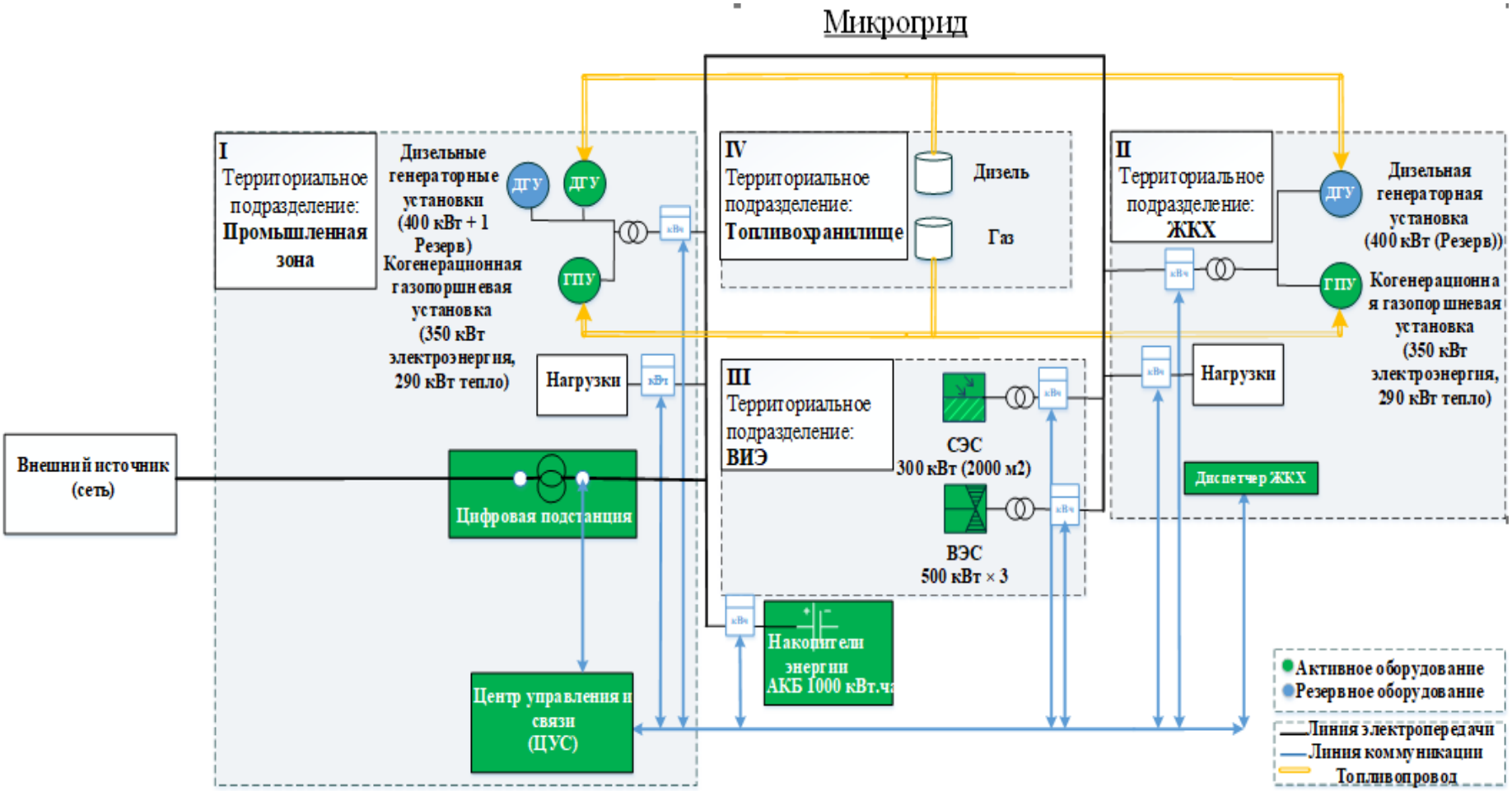

Рисунок 3 – Общая функциональная схема микроэнергосистемы для арктического анклава:
(I) — промышленная зона;
(II) — жилищно-коммунальный комплекс;
(III) — солнечная и ветровая электростанции;
(IV) — топливохранилище.

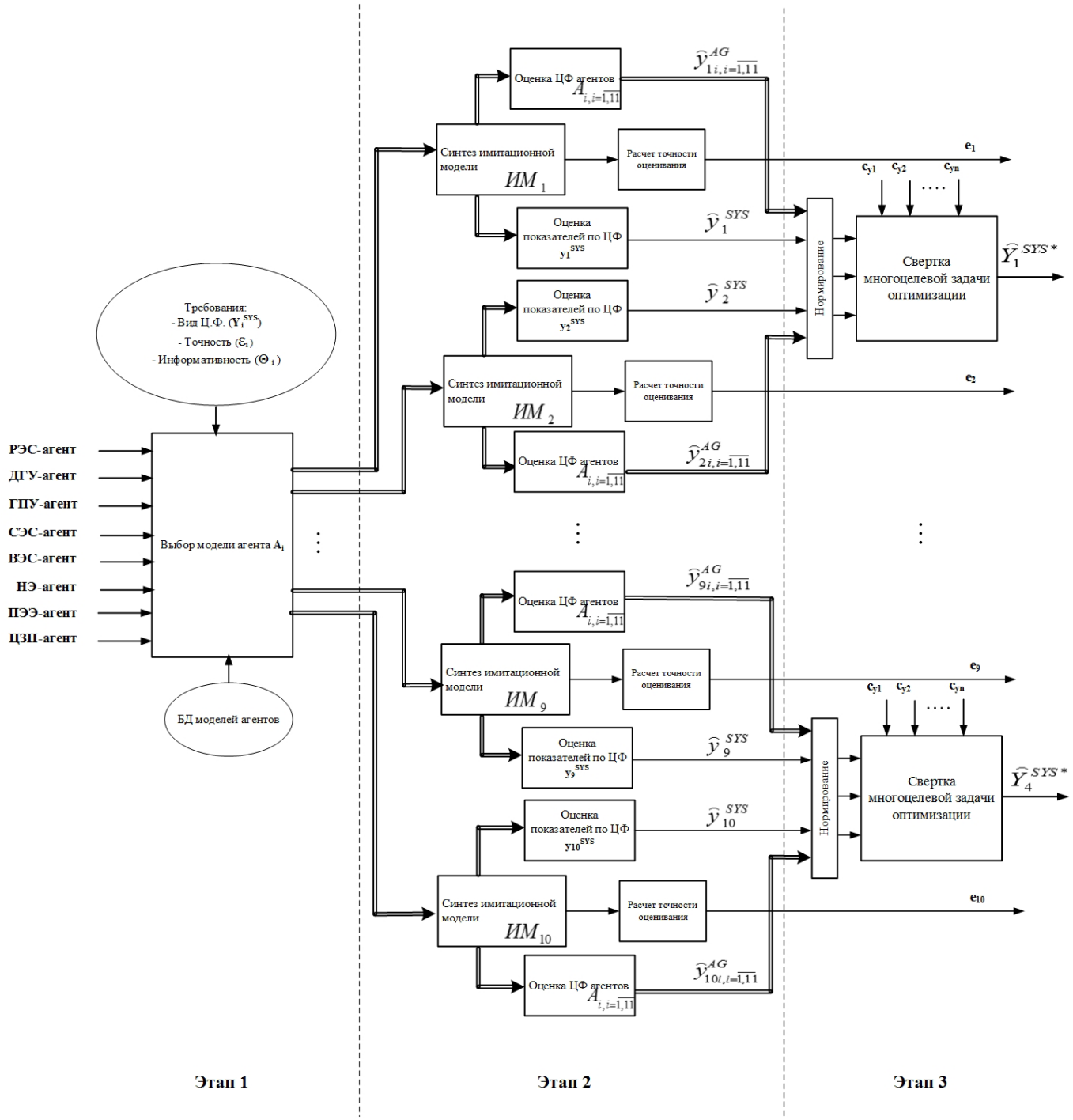

Рисунок 4 – Решение задачи оценивания эффективности функционирования микроэнергосистемы:
РЭС-агент – агент распределительной электрической сети;
ДГУ-агент – агент дизель-генераторной установки;
ГПУ-агент – агент газопоршневой установки;
СЭС-агент – агент солнечной электростанции;
ВЭС-агент – агент ветровой электростанции;
НЭ-агент – агент накопителей энергии;
ПЭЭ-агент – агент спроса потребителя;
ЦЗП-агент – агент спроса ценозависимого потребителя;
εi – точность модели агента A_i;
Θi – информативность модели агента A_i;
e_k – погрешность расчета показателя эффективности целевой функции Y_k^{SYS};
c_{yk} – весовой коэффициент показателя эффективности целевой функции Y_k^{SYS}
.

Список литературы:

1. Marnay C., Chatzivasileiadis S., Abbey C., Iravani R., Joos G., Lombardi P., Mancarella P., Appen J. Microgrid Evolution Roadmap: International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), 2015 P. 139–144.
2. Katiraei F., Iravani R., Hatziargyriou N., Dimeas A. “Microgrids management,” IEEE Power Energy Mag., vol. 6, no. 3, pp. 54–65, May/Jun. 2008.
3. Guerrero J.M., Jin Z., Liu W., Othman M.B., Savaghebi M., Anvari-Moghaddam A., Meng L., Vasquez J.C. Shipboard Microgrids: Maritime Islanded Power Systems Technologies: Proceedings of the International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management (PCIM Asia 2016), Shanghai, China, 28–30 June 2016. P. 1–8.
4. ГОСТ Р МЭК 62264-1-2014 «Интеграция систем управления предприятием. Часть 1. Модели и терминология». – М. : Стандартинформ, 2016.
5. Luis I. Minchala-Avila, Luis E. Garza-Castanon, Adriana Vargas-Martınez, and Youmin Zhangc, “Review of Optimal Control Techniques Applied to the Energy Management and Control of Microgrids,” in: Procedia Computer Science 52 (2015) pp. 780 – 787.
6. Leitao P., Marik V., Vrba P. Past present and future of industrial agent applications // IEEE Trans. Ind. Inf. 2013. Vol. 9. No. 4, P. 2360–2372.
7. Metzger M., Polaków G. A survey on applications of agent technology in industrial process control // IEEE Trans. Ind. Inf. 2011. Vol. 7. No. 4. P. 570–570.
8. McArthur S., Davidson E., Catterson V., Dimeas A., Hatziargyriou N., Ponci, F., Funabashi T. Multi-agent systems for power engineering applications. P. 1 : Concepts, approaches and technical challenges // IEEE Transactions on Power Systems. 2007. Vol. 22. No. 4. P. 1743–1752.
9. Kantamneni A., Brown L., Parker G., Weaver W. Survey of multi-agent systems for microgrid control // Engineering applications of artificial intelligence. 2015. No. 45. P. 192–203.
10. Guarderas G., Francés A., Asensi R., Uceda J. Large-signal black-box behavioral modeling of grid-supporting power converters in AC microgrids: IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2017. P. 153–158.
11. Dulau L.I., Bica, D. Optimization of Generation Cost in a Microgrid // Procedia Manufacturing. 2018. No. 22. P. 703-708.
12. Nafisi H., Agha M.M., Abyaneh H.A., Abedi M.. Two-stage optimization method for energy loss minimization in microgrid based on smart power management scheme of phevs // IEEE Trans. Smart Grid. 2016. Vol. 7. No. 3. P. 1268–1276.
13. Wang Y., Huang Y., Wang Y., Li F., Zhang Y., Tian C. Operation Optimization in a Smart Micro-Grid in the Presence of Distributed Generation and Demand Response // Sustainability. 2018. No. 10, P. 847–872.
14. Dehghanpour K., Nehrir H. Real-Time Multiobjective Microgrid Power Management Using Distributed Optimization in an Agent-Based Bargaining Framework // IEEE Trans. Smart Grid. 2017. Vol. 9. No. 6. P. 6318–6327.
15. Постановление правительства РФ от 19 декабря 2016 г. № 1401. «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 таких показателей».
16. V. A. Shikhin, A. K. A. Elraheem, J. Ren, "Multi-agent approach for real-time optimal control of electro microgrid", 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), pp. 1-6, Oct 2018.
17. Shikhin V.A., Pavluk G. P. Sensitive boarder method for control performance indices adjustment: Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017 International Conference, Saint Petersburg, Russia, 2017, DOI:10.1109/ICIEAM.2017.8076417.

References

1. Marnay C., Chatzivasileiadis S., Abbey C., Iravani R., Joos G., Lombardi P., Mancarella P., Appen J. Microgrid Evolution Roadmap: International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), 2015 P. 139–144.
2. Katiraei F., Iravani R., Hatziargyriou N., Dimeas A. “Microgrids management,” IEEE Power Energy Mag., vol. 6, no. 3, pp. 54–65, May/Jun. 2008.
3. Guerrero J.M., Jin Z., Liu W., Othman M.B., Savaghebi M., Anvari-Moghaddam A., Meng L., Vasquez J.C. Shipboard Microgrids: Maritime Islanded Power Systems Technologies: Proceedings of the International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management (PCIM Asia 2016), Shanghai, China, 28–30 June 2016. P. 1–8.
4. GOST R MEK 62264-1-2014. Integraciya sistem upravleniya predpriyatiem. CHast' 1. Modeli i terminologiya [State Standard 62264-1-2014. Integration of enterprise management systems. Part 1. Models and terminology]. Moscow, Standartinform Publ., 2007. 10 p. (in Russian) . Moscow, Standartinform Publ., 2016. (In Russian).
5. Luis I. Minchala-Avila, Luis E. Garza-Castanon, Adriana Vargas-Martınez, and Youmin Zhangc,

© G.P. Pavliuk, A.K. Abd Elraheem, V.A. Shikhin
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

"Review of Optimal Control Techniques Applied to the Energy Management and Control of Microgrids," in: Procedia Computer Science 52 (2015) pp. 780 – 787.
6. Leitao P., Marik V., Vrba P. Past present and future of industrial agent applications // IEEE Trans. Ind. Inf. 2013. Vol. 9. No. 4, P. 2360–2372.
7. Metzger M., Polaków G. A survey on applications of agent technology in industrial process control // IEEE Trans. Ind. Inf. 2011. Vol. 7. No. 4. P. 570–570.
8. McArthur S., Davidson E., Catterson V., Dimeas A., Hatziargyriou N., Ponci, F., Funabashi T. Multi-agent systems for power engineering applications. P. 1 : Concepts, approaches and technical challenges // IEEE Transactions on Power Systems. 2007. Vol. 22. No. 4. P. 1743–1752.
9. Kantamneni A., Brown L., Parker G., Weaver W. Survey of multi-agent systems for microgrid control // Engineering applications of artificial intelligence. 2015. No. 45. P. 192–203.
10. Guarderas G., Francés A., Asensi R., Uceda J. Large-signal black-box behavioral modeling of grid-supporting power converters in AC microgrids: IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2017. P. 153–158.
11. Dulau L.I., Bica, D. Optimization of Generation Cost in a Microgrid // Procedia Manufacturing. 2018. No. 22. P. 703-708.
12. Nafisi H., Agha M.M., Abyaneh H.A., Abedi M.. Two-stage optimization method for energy loss minimization in microgrid based on smart power management scheme of phevs // IEEE Trans. Smart Grid. 2016. Vol. 7. No. 3. P. 1268–1276.
13. Wang Y., Huang Y., Wang Y., Li F., Zhang Y., Tian C. Operation Optimization in a Smart Micro-Grid in the Presence of Distributed Generation and Demand Response // Sustainability. 2018. No. 10, P. 847–872.
14. Dehghanpour K., Nehrir H. Real-Time Multiobjective Microgrid Power Management Using Distributed Optimization in an Agent-Based Bargaining Framework // IEEE Trans. Smart Grid. 2017. Vol. 9. No. 6. P. 6318–6327.
15. Postanovlenie pravitel'stva RF ot 19 dekabrya 2016 g. № 1401. «O kompleksnom opredelenii pokazatelej tekhniko-ekonomicheskogo sostoyaniya ob"ektov elektroenergetiki, v tom chisle pokazatelej fizicheskogo iznosa i energeticheskoj effektivnosti ob"ektov elektrosetevogo hozyajstva, i ob osushchestvlenii monitoringa takih pokazatelej» [Decree of the Government of the Russian Federation of December 19, 2016 No. 1401. "On the comprehensive definition of indicators of the technical and economic condition of electric power facilities, including indicators of physical deterioration and energy efficiency of electric grid facilities, and on monitoring such indicators"]. (In Russian).
16. V. A. Shikhin, A. K. Abd Elraheem, J. Ren, "Multi-agent approach for real-time optimal control of electro microgrid", 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), pp. 1-6, Oct 2018.
17. Shikhin V.A., Pavluk G. P. Sensitive boarder method for control performance indices adjustment: Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017 International Conference, Saint Petersburg, Russia, 2017, DOI:10.1109/ICIEAM.2017.8076417.

UDC 621.315
DOI: 10.24411/2658-4255-2020-00006

ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЛЕНТЫ ИЗ АМОРФНОГО СПЛАВА В КАЧЕСТВЕ НАГРЕВАТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА В СИСТЕМАХ ОБОГРЕВА И АНТИОБЛЕДЕНЕНИЯ ДЛЯ АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ

Д.В. Махнёв[1], К.А. Змиева[2]

[1] Северо-Западный институт управления — филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации», г. Санкт-Петербург, Россия
[2] Федеральное Государственное Бюджетное Образовательное Учреждение Высшего Образование «Московский государственный технологический университет «СТАНКИН», г. Москва, Россия

✉ makhnev@gmail.com, kirazmieva@mail.ru

В статье проведен анализ и рассмотрены преимущества использования ленты из аморфного сплава для применения в системах антиобледения и обогрева в условиях арктических территорий.

Ключевые слова: аморфные сплавы, нагревательные элементы, системы обогрева, Арктика, системы антиобледенения.

USE OF AMORPHOUS ALLOY TAPE AS A HEATING ELEMENT IN HEATING AND DE-ICING SYSTEMS FOR ARCTIC TERRITORIES

D.V. Makhnev1, K.A. Zmieva2

[1] Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration, Saint Petersburg, Russia
[2] Moscow State University of Technology «STANKIN», Moscow, Russia

The article analyzes and considers the advantages of using amorphous alloy tape for use in de-icing and heating systems in the Arctic territories.

Keywords: amorphous alloys, heating elements, heating systems, Arctic, de-icing systems.

Статья получена: 27.03.2020
Принята к публикации:01.04.2020
Опубликована онлайн: 10.04.2020

© D.V. Makhnev, K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Сегодня северные арктические территории являются тем местом, где наиболее передовые и современные высокие технологии находят свое применение. В условиях развития полярных городов, расположенных вдоль северного морского пути, проблемы обеспечения грамотной эксплуатации жилых и промышленных зданий в условиях низких температур становятся особенно актуальными. Одной из задач, требующих решения, является задача разработки эффективных антиобледенительных систем для кровель зданий, предотвращающих скопление снега и наледей как на самой кровле, так и на водоотводящих желобах. (Рис. 1).

В стандартный состав антиобледенительной системы обычно входят:

- Нагревательный кабель. Схема его укладки определяется типом кровельной конструкции и конфигурацией водостока.
- Силовой электрический кабель (для соединения с сетью 220/380, 50Гц).
- Устройства защиты (отключают контур целиком при утечках свыше 30 mA и при превышении токов нагрузки) [1].
- Устройство управления. Система, реагирующая на сигналы датчиков температуры и влажности и запускающая или приостанавливающая обогрев в рамках рабочих температур.

В производстве и домашних условиях используется широкое разнообразие нагревательных элементов. Изначально для производства таких элементов использовались металлы и металлические сплавы. Самой распространенной формой для нагревательного элемента считается кабель. За счет своих свойств и относительно низкой стоимости он является очень привлекательным для систем обогрева. Начиная с конца 20 века научно-техническое сообщество всерьез стало изучать возможность использования из инновационного аморфного металлического сплава в качестве нагревательного элемента для внутреннего и внешнего обогрева [2, 3].

Особенностью аморфных сплавов является отсутствие у них дальнего порядка в расположении атомов (трансляционная симметрия). Структура аморфных магнитомягких сплавов характеризуется отсутствием у них в строгой периодичности, присущей кристаллическому строению, в расположении атомов ионов молекул на протяжении сотен и тысяч периодов параметров кристаллической решетки. Считается, что отсутствие дальнего порядка в расположении атомов в аморфном состоянии приводит к изотропии магнитных свойств [1].

Рисунок 1 – Система антиобледенения кровли (пример)..

В аморфных сплавах отсутствуют такие специфические для кристаллических тел дефекты атомной структуры, как дислокации и вакансии, границы зерен и блоков, двойники и дефекты упаковки [4].

Всем аморфным сплавам, независимо от их состава, присущи высокие прочностные свойства, высокое удельное электросопротивление и повышенная стойкость к воздействию облучения (Табл. 1). В зависимости от природы компонентов аморфные сплавы могут обладать прекрасными функциональными свойствами, которыми определяется их практическое использование. Аморфные сплавы – это и магнитно-мягкие материалы, обладающие гистерезисными магнитными свойствами, уровень которых близок для лучших кристаллических магнитно-мягких материалов; это и материалы с высокой прочностью и коррозионной стойкостью; это и материалы с инварными и элинварными свойствами; это и материалы с особыми электрическими свойствами. Аморфные сплавы уже прочно заняли свою нишу и в производстве, и в применении. Основная масса производимых аморфных сплавов используется в качестве электротехнических материалов для различного рода трансформаторов и других устройств, где они применяются как магнитопроводы. Обладая почти идеальной фазовоструктурной однородностью и высоким удельным электрическим сопротивлением, аморфные сплавы имеют чрезвычайно низкие потери на перемагничивание, что и предопределяет их применение как электротехнических материалов [4].

Сегодня нагревательные элементы на основе аморфной металлической ленты все более и более широко используются в системах обогрева и антиобледенения [5,6,7].

Таблица 1

Характеристики аморфной металлической ленты

Параметры	Значение	Примечания
Толщина ленты	18-25 μм	
Ширина ленты	4-25 мм	
Удельное электрическое сопротивление	1.3-1.5*10-6 Ом*м	
Рабочее напряжение	12- 600 В	
Коррозионная стойкость	Высокая	Благодаря особому составу сплава
Пластичность и гибкость	Высокая	Благодаря особому составу сплава
Площадь прогревания	Высокая	Благодаря широкой поверхности ленты
Тепловая инерция	Низкая	Благодаря низкой массе ленты
Время на разогрев до стабильного состояния	Короткое	Благодаря низкой тепловой инерции
Применение	Системы внутреннего и внешнего обогрева	

© D.V. Makhnev, K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Низкая рабочая температура

Теплопередача от любого нагревательного элемента находится в пропорциональной зависимости от площади поверхности и разницы температур между нагревателем и окружающей средой. Чем больше площадь поверхности, тем меньшая разница температур требуется для теплопередачи от нагревателя в окружающую среду. По сравнению с обычным кабелем, применяемым в большинстве нагревателей, лента, за счет относительно большой поверхности, отдает тепло в окружающую среду на низких температурах намного эффективнее. Например, если сравнить два нагревателя, из которых первый – кабельный элемент диаметром 0,5 мм, а второй – аморфная металлическая лента шириной 10 мм, с одинаковой тепловой мощностью, можно заметить, что рабочие температуры значительно разнятся. Температура ленты в 12 раз ниже температуры обычного кабельного элемента [4].

Фактически это означает, что большая площадь теплопередачи ленты позволяет достигать такой же тепловой мощности (как и у стандартного кабеля) при низких рабочих температурах нагревательного элемента.

Эффективность теплопередачи

Сравнение температур аморфной металлической ленты и обычного кабеля одинаковой тепловой мощности было произведено по следующим параметрам:

1. Длина ленты/кабеля = 1 метр.
2. Толщина ленты = 20 μм.
3. Сопротивление сравниваемых элементов = $1{,}4 \times 10^{-6}$ Ом на метр.
4. Коэффициент теплопроводности сравниваемых элементов = = 5,6 Вт/м^2 °С.
5. Разница температур на поверхности ленты/кабеля и окружающего воздуха составляет 100 °С.
6. Условия охлаждения – естественная конвекция.

Таблица 2

Расчет коэффициента разницы температур нагревательного кабеля к ленте

Поперечное сечение, м^2·10^{-6}	**Диаметр кабеля, м·10^{-3}**	**Ширина ленты, m·10^{-3}**	**Поверхность теплопередачи на единицу длины, м^2/м·10^{-6} Кабель**	**Поверхность теплопередачи на единицу длины, м^2/м·10^{-6} Ленты**	**Коэффициент разницы температур кабеля к ленте[1]**
0.0177	0.15	0.885	0.471	1.77	3.76
0.0310	0.20	1.550	0.625	3.10	4.89
0.0490	0.25	2.450	0.785	4.90	6.25
0.0710	0.30	3.550	0.942	7.10	7.54
0.0960	0.35	4.800	1.100	9.60	8.73
0.1260	0.40	6.300	1.260	12.60	10.00
0.1960	0.50	9.800	1.570	19.60	12.47

1 Под «разницей температур» понимается разница между температурой поверхности нагревателя и температурой воздуха.

Итоги, полученные из вышеуказанной таблицы:

1. Большая площадь теплопередачи ленты производит такую же нагревательную мощность при более низкой температуре, чем кабель.
2. Эффективность нагревания ленты значительно больше, чем эффективность нагревания кабеля.

Тепловая инерция

Аморфная металлическая лента имеет очень низкую тепловую инерцию за счет низкой массы ленты. Благодаря такому свойству лента нагревается до 30 °C через 3 минуты после включения, в то время как кабель достигает той же температуры через 10 минут работы (что в три раза медленнее) (Рис. 2).

Энергопотребление

Распространение тепла от нагревательного элемента в окружающую среду производится по следующему алгоритму: поступающая энергия нагревает сам нагревательный элемент, а затем электрическую изоляцию, после чего нагревательный элемент греет окружающее пространство.

В каждом случае масса нагреваемой поверхности значительно больше массы нагревательного элемента (ленты или кабеля). Время выхода на рабочую температуру зависит от массы поверхности и не зависит от массы нагревательного элемента. Это означает, что экономия энергопотребления имеет место быть только в процессе, пока нагревательный элемент достигает определенной температуры [8,9].

Благодаря тому, что аморфная металлическая лента очень тонкая, она обладает очень низкой массой. В результате нагревание до требуемой температуры проходит очень быстро, а потребление электроэнергии по сравнению с обычным кабелем меньше. Кроме того, фактическое электрическое сопротивление кабеля в большинстве случаев намного меньше, чем у аморфной ленты. В результате, требуется кабель большей массы для обеспечения такого же электрического сопротивления (одинаковое электрическое сопротивление обеспечивает одинаковую мощность для сравниваемых нагревательных элементов) [5].

Для того, чтобы понять, сколько требуется энергии для прогрева самого нагревательного элемента, давайте произведем расчет на 1 кВт электроэнергии для аморфной металлической ленты и кабеля по следующим геометрическим параметрам (мощность 220 В) (Табл. 3)

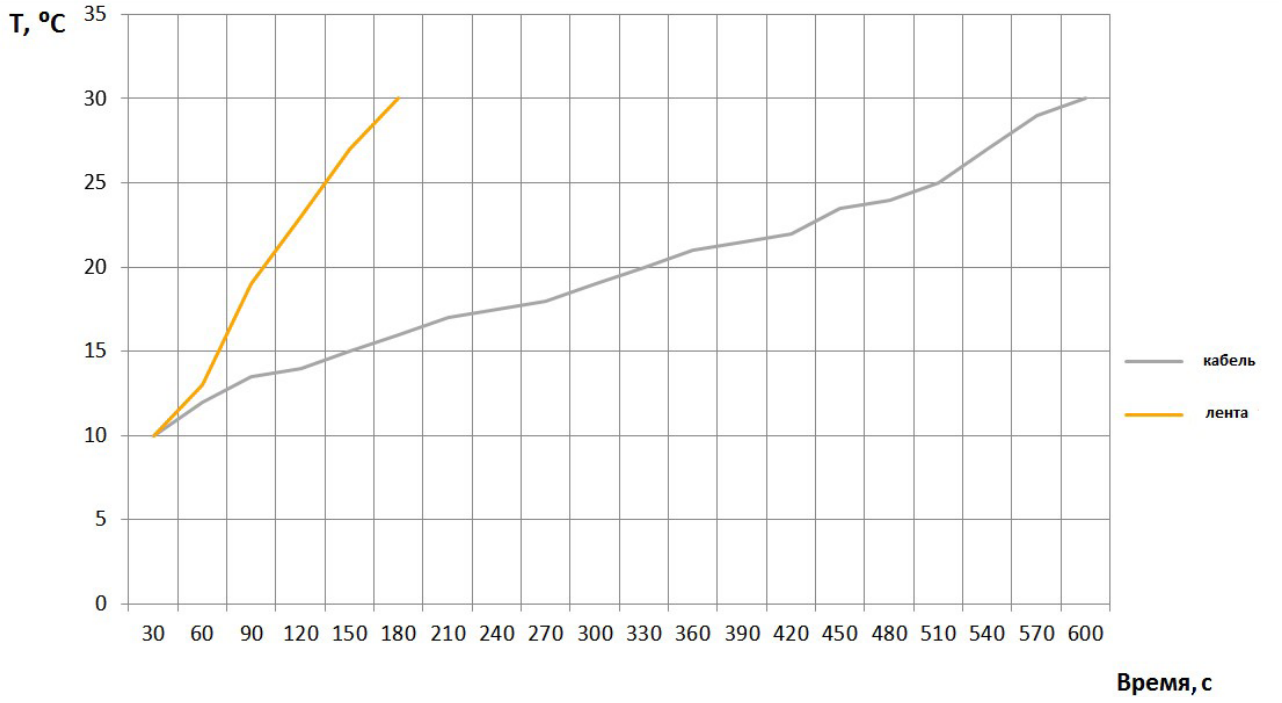

Рисунок 2 – График изменения температуры нагревательной ленты и кабеля после включения.

© D.V. Makhnev, K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

Таблица 3

Параметры сравниваемых нагревательной ленты и кабеля

Аморфная лента	Кабель
толщина 25 μм ширина 25 мм	диаметр 1 мм
длина 21.6 м	длина 70 м
электрическое сопротивление 1.4×10^{-6} Ом*м	электрическое сопротивление 0.54×10^{-6} Ом*м

Для увеличения температуры кабеля на 2 °С требуется электроэнергии в 0,00016 кВт·ч. Масса ленты в таком случае меньше в 4 раза. Это означает, что электроэнергии для нагрева ленты в таких же условиях понадобится 0,00004 кВт·ч (Рис. 3).

Необходимо отметить, что у кабеля больше изолирующего материала, чем у ленты. Это еще больше увеличивает затраты на нагрев кабеля по сравнению с лентой.

Исходя из вышеизложенного, нагревательная лента гораздо более эффективна, чем кабель. Потребление электроэнергии у ленты в 2-4 раза ниже, чем у кабеля. Это дает множество возможностей для экономии электроэнергии при работе нагревателей в цикличном режиме.

Экологичность

Благодаря значительно более низкой рабочей температуре аморфной ленты, в сравнении с кабелем, системы на основе аморфной ленты гораздо более экологичны: пыль на поверхности нагревателей не сгорает, как это происходит с высокотемпературными нагревательными элементами. Более низкая температура означает более здоровое окружение, повышенную безопасность и продолжительную работоспособность.

Измерения силы магнитного поля аморфной металлической ленты показали, что оно крайне низкое [7]. На расстоянии 10 мм от нагревательного элемента сила магнитного поля меньше трети магнитного поля Земли (которая составляет ~420 мГн) и практически полностью растворяется чуть выше.

Безопасность

Технология системы обогрева, в основе которых лежит аморфная металлическая лента, исключает риск каких-либо повреждений поверхностей, к которым или на которые они устанавливаются (в отличие от других систем, работающих на значительно более высоких температурах).

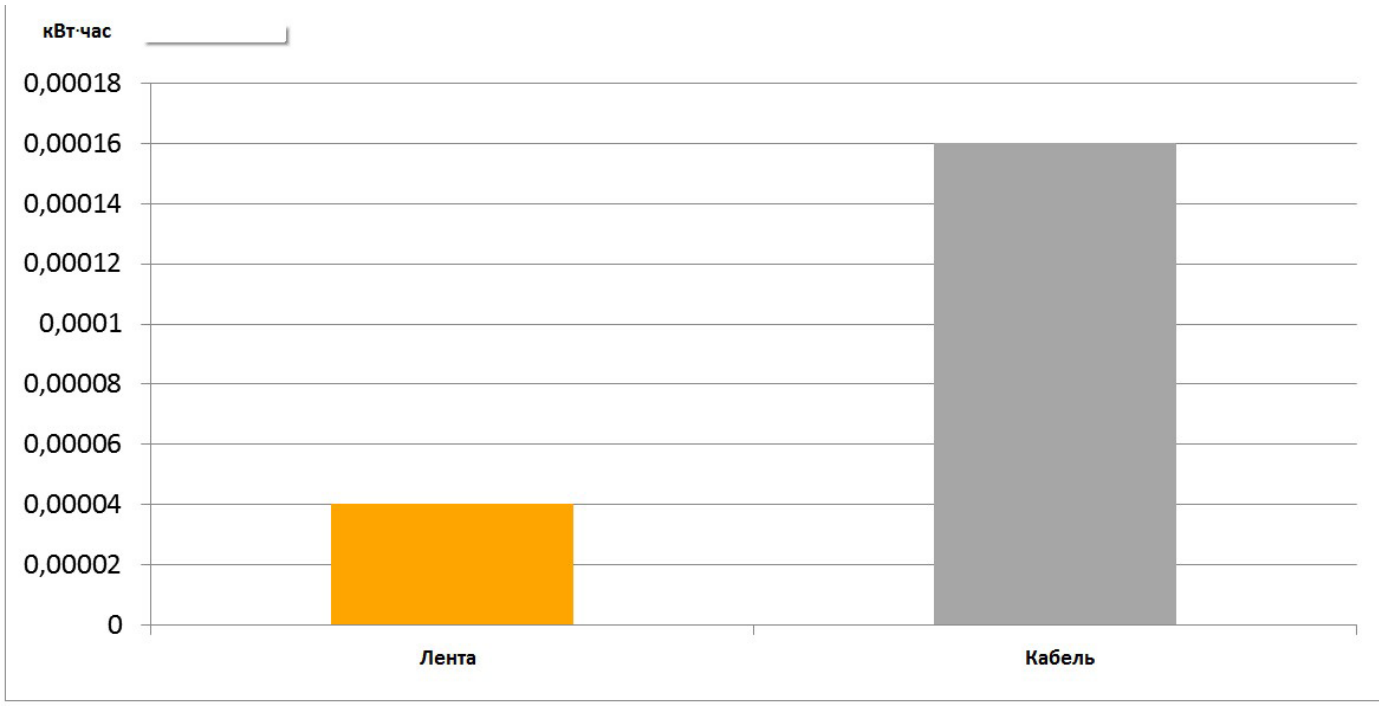

Рисунок 3 – Количество электроэнергии, требуемое нагревательной ленте и кабелю для нагрева на 2 °С

Заключения:

1. Аморфная металлическая лента может быть использована как низкотемпературный нагревательный элемент.
2. Низкотемпературный нагревательный элемент на основе аморфной металлической ленты экологичный и безопасный.
3. Аморфная металлическая лента обладает очень низкой тепловой инерцией и достигает стабильного температурного состояния за относительно короткое время.
4. Тепловая эффективность ленты значительно выше, чем у кабеля. Большая площадь поверхности теплопередачи ленты позволяет достигать такой же тепловой мощности (как при использовании обычного кабеля) на более низких рабочих температурах нагревательного элемента.
5. Ультратонкая лента с большой площадью поверхности предотвращает поглощение тепла металлом и делает теплопередачу эффективнее.
6. Существенная экономия энергии рассчитывается за счет низкой тепловой инерции и эффективной теплопередачи, особенно в режиме быстрого переключения (вкл/выкл).
7. Высокая механическая прочность, низкая температура нагрева и коррозионная устойчивость наделяют ленту высокой степенью надежности, что особенно важно при эксплуатации антиобледенительных систем в экстремальных условиях арктических территорий.

Список литературы:

1. Павленко Т.П., Токарь М.Н. Анализ и исследование свойств аморфных сплавов // Электротехника и электромеханика. 2013. № 5. С. 45-47 Статья в журнале.
2. Patent № 5,641,421, Jun. 24, 1997 (United States Patent) «Amorphous metallic alloy electrical heater systems»: [https://patents.google.com/patent/US5641421A/en]
3. Patent № EP 0 808 078 B1, 04.10.2001 (European Patent Office) «Amorphous metallic alloy electrical heater system»: [https://data.epo.org/publication-server/document?cc=EP&pn=0808078&ki=B1&lg=en]
4. Могильников П.С. Закономерности влияния процессов структурной релаксации на магнитные свойства и механическое поведение аморфных сплавов на основе кобальта с очень низкой магнитострикцией (λs < 10-7): диссертация канд. физико-математических наук. 01.04.07 / Павел Сергеевич Могильников. Москва, 2016. 202с.
5. Brook-Levinson E.T., Geller M.A Amorphous metallic alloy ribbons heating element // The optimization of composition, structure and properties of metals, oxides, composites, nano- and amorphous materials. 2003. p. 80-88.
6. Geller M. Electric wires and ribbon heating elements for under floor heating: [http://www.orionecotech.com/pdf/Wire-ribbon%20energy%20consumption.pdf]
7. Test Report №: 221968 – EN 62233, Nemko testing laboratory. 2008: [http://2.ahtrussia.z8.ru/wp-content/uploads/2015/07/Nemko_2.png]
8. Измайлов С.В., Шульга А.Р., Шульга Р.Н., Змиева К.А. Новые подходы к созданию энергоинформационных распределительных сетей // Электротехника. № 2. 2014. С. 39-43.
9. Змиева К.А. Применение автоматических компенсаторов реактивной мощности для повышения энергоэффективности управления электроприводом металлообрабатывающих станков // Электротехника. 2009. № 11. С. 26-32.

References:

1. Pavlenko T.P., Tokar' M.N. Analiz i issledovanie svojstv amorfnyh splavov // Elektrotekhnika i elektromekhanika. 2013. № 5. S. 45-47.
2. Patent № 5,641,421, Jun. 24, 1997 (United States Patent) «Amorphous metallic alloy electrical heater systems»: [https://patents.google.com/patent/US5641421A/en]
3. Patent № EP 0 808 078 B1, 04.10.2001 (European Patent Office) «Amorphous metallic alloy electrical heater system»: [https://data.epo.org/publication-server/document?cc=EP&pn=0808078&ki=B1&lg=en]
4. Mogil'nikov P.S. Zakonomernosti vliyaniya processov strukturnoj relaksacii na magnitnye svojstva i mekhanicheskoe povedenie amorfnyh splavov na osnove kobal'ta s ochen' nizkoj magnitostrikciej (λs < 10-7): dissertaciya kand. fiziko-matematicheskih nauk. 01.04.07 / Pavel Sergeevich Mogil'nikov. Moskva, 2016. 202s.
5. Brook-Levinson E.T., Geller M.A Amorphous

© D.V. Makhnev, K.A. Zmieva
This in an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0)

metallic alloy ribbons heating element // The optimization of composition, structure and properties of metals, oxides, composites, nano- and amorphous materials. 2003. p. 80-88.
6. Geller M. Electric wires and ribbon heating elements for under floor heating: [http://www.orionecotech.com/pdf/Wire-ribbon%20energy%20consumption.pdf]
7. Test Report №: 221968 – EN 62233, Nemko testing laboratory. 2008: [http://2.ahtrussia.z8.ru/wp-content/uploads/2015/07/Nemko_2.png]
8. Izmailov S.V., ShulGa R.N., ShulGa A.R., Zmieva K.A. New approaches to the creation of energy information distribution networks // Russian Electrical Engineering. 2014. T. 85. № 2. C. 100-104.
9. Zmieva K.A. Methods for using automatic compensators for reactive power to increase power efficiency of electric drive control in metal removal machine tools // Russian Electrical Engineering. 2009. T. 80. № 11. C. 604-609.

«Российская Арктика» – научный рецензируемый журнал, который издается с 2018 года в электронном виде. Издание выходит на русском и английском языках.

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций.
Свидетельство о регистрации ЭЛ № ФС77-72859 от 22 мая 2018 года.

Номер ISSN: 2658-4255

Задачи журнала:

· предоставить ученым, занимающимся изучением Арктики, возможность оперативно публиковать результаты своих исследований;

· обеспечить научное сопровождение стратегически важных проектов в Арктике;

· привлечь внимание широкой аудитории к проблемам здравоохранения коренного населения, экологии и климата русского Севера;

· предоставить российским и иностранным ученым площадку для диалога и обмена знаниями;

·повысить престиж научных исследований российских ученых на мировом уровне.

Тематики

К публикации принимаются научные работы по следующим дисциплинам:

· 03.02.00 Общая биология

· 03.03.00 Физиология

· 05.22.00 Транспорт

· 05.14.00 Энергетика

· 25.00.00 Науки о Земле

Периодичность

Журнал выходит 4 раза в год; по запросу публикуются тематические и специальные выпуски.