

A Paradigm for HV, MV, LV Distribution Grid Development Planning

Authors

Zbigniew Lubośny
Jacek Klucznik

Keywords

development problems, distribution grid, energy security

Abstract

In the literature, including that relating to businesses in the energy (and power) sector, the concept of these organizations' operating paradigm may be found. The paper discusses the concept of the paradigm, with a focus on the power grid development planning paradigm. Against this background, issues related to energy security and power systems development trends and problems are presented. A new paradigm is proposed for distribution grid development planning. This paradigm is an original proposal of the authors.

1. Paradigm

1.1. Definition¹

The word "paradigm" is used in science to describe different notions. It comes from the Greek words: παράδειγμα [Gr. *paradeigma*] – a pattern, model; παραδείκνυμι [gr. *paradeiknumi*] – to demonstrate, represent, expose; παρά [gr. *para*] – alongside, beside + δείκνυμι [gr. *deiknumi*] – to show, indicate.

The word παράδειγμα (*paradeigma*) was first used in a Greek text, the Dialogues of Plato, (Timaios [28A]), as a model or pattern that Demiurge (god) had used to create the universe.

In the Merriam-Webster dictionary of 1900 this term referred only to grammar and rhetoric. Currently, this dictionary defines paradigm as "a philosophical and theoretical framework of a scientific school or discipline within which theories, laws, and generalizations and the experiments performed in support of them are formulated".

The concept of "paradigm" was somehow modified as well as refreshed by the philosopher, Thomas Kuhn, in his book "The Structure of Scientific Revolutions" published in 1962. According to Kuhn, a paradigm is a set of concepts and theories forming the basis of a science or otherwise – it is a set of views shared by scientists, a set of covenants on understanding issues.

In the philosophical theory of cognition and methodology paradigm is defined as a generally recognized scientific achievement that provides model solutions in the field of science, which may also induce model solutions in related fields and become an important component of a world view.

According to "Encyklopedia PWN" paradigm is a generally

recognized scientific achievement (scientific theory), which at one time provides model solutions in the field of science.

Examples of paradigms are: the Copernican system, i.e. the heliocentric theory, Newton's mechanics and Einstein's relativity theory.

No theories and concepts that make up a paradigm are likely to be questioned, at least as long as the paradigm is cognitively creative, i.e. can be used to create detailed theories consistent with experimental data (or, possibly, historical data) which science deals with.

A paradigm is characterized by the following features (differentiating paradigm from dogma):

- It is not given once and for all, but is accepted on the basis of consensus by most researchers. For researchers, the paradigm's compliance is important here with the existing knowledge, including its meeting of many conditions, such as the existing scientific experimental evidence.
- It may periodically be subject to essential changes leading to profound changes in science. Then we deal with so-called scientific revolution.
- It undermines the sense of absolute rightness. The concept of "absolute rightness" has no scientific relevance.

A good paradigm should:

- be logically and conceptually consistent
- be as simple as possible and include only the concepts and theories that are actually necessary for science
- provide the ability to create a detailed theory consistent with the known facts.

¹ The contents of this section are from "Encyklopedia PWN" and Wikipedia.

1.2. Paradigm in science

As is clear from the above definitions, the concept of a paradigm is quite general. A paradigm in science in general is a “formal creation”, which can and should be treated essentially as positive, because it allows one to focus energy and means (resources) on its central idea. This in turn potentially allows accelerating the development of science in its scope, i.e. in the scope that is central to the paradigm.

But besides beneficial aspects associated with the existence of a paradigm, attention is drawn to some of its features, which may lead to a reduction, or possibly a slow down, in the development of the science which the paradigm covers. A paradigm once created and adopted can be, and usually is, authenticated by a co-operation of its own kind and co-existence of the following factors: people, organizations and institutions, not necessarily substantively related to science and technology. They may include:

- professional social and vocational organizations that legitimize the paradigm
- charismatic leaders, who introduce the paradigm, and above all justify its relevance
- magazines that endorse the paradigm’s relevance in their publications
- exacerbating of government agencies that lend credence to the paradigm through its activities
- educators, who promote the paradigm ideas through the learning system in which, for example, schools operate
- scientific conferences that focus on issues central to the paradigm
- electronic media that showcase the benefits of taking actions in accordance with the paradigm, and at the same time (or possibly) scare with negative consequences of not taking such actions for different spheres of human activity, e.g. recently for the environment
- funds that support development of the areas related to the paradigm, including those dealing with funding the research related to the paradigm idea
- laymen in the field of science or technology, and people grouping around laymen in that field, who are public figures with social recognition, who uncritically accept the paradigm ideas (believe in the paradigm ideas).

An example of the above points can be the so called global warming problem and the need to implement measures to reduce or eliminate this effect (if indeed it occurs), including the reduction of CO₂ emission, CO₂ capture and storage (CCS) etc. The impact of these factors has led to a mental state of society in which any claim against the binding theory of global warming is being pushed to the margins of substantive dispute. In practice, any such claim is eliminated or blocked.

The effects of the foregoing factors stimulate efforts within the paradigm (in the financial, organizational, legal and scientific

sense), while reducing and possibly suppressing any activity characterized by a different perspective on the problem. This condition is called paradigm paralysis and it means a practical impossibility (or, possibly, limited chance) to look beyond the existing way of thinking and perceiving of phenomena.

Paradigm paralysis follows from the theorem (Kuhn et al.): “that typical scientists are not objective and independent thinkers, but they are conservatives, who agree with what they have been taught and apply this learning (knowledge) to solve problems in accordance with the dictate of the theory they have mastered. Most of the scientists in fact only set puzzles, aiming at the discovery of what is already known to them anyway. It is argued here that scientists tend to ignore research findings that may threaten the existing paradigm and lead to the development of a new competitive paradigm. Thus, it is concluded that in the course of science development innovations are introduced with difficulty, and with accompanying overt resistance in line with expectations”.

At the same time, however, it is stated that “only young scientists, not so deeply indoctrinated by established theories, can reject the old paradigm”. As examples of scientists, who have clearly and radically changed our perception of the world, Newton, Lavoisier and Einstein are listed.

Thus, despite the kind of paradigm conservatism, the development of science by overcoming its limits is possible and is taking place. Therefore, somewhat contrary to the earlier claims, it can be said that this is the normal way of development of a mature science. It consists in subsequent passages in the “revolution” process from one paradigm to another. Where there is a paradigm shift, “the scientific world changes qualitatively, and is qualitatively enriched by fundamentally new facts and theories alike”.

This observation Kuhn formulated as follows: “Science is not a steady, cumulative acquisition of knowledge. Instead, science is a series of quiet periods interrupted by violent intellectual revolutions, after which one conceptual outlook is replaced with another. No natural science can be explained without the use of intertwined theoretical and methodological views allowing for selection, evaluation, and criticism”.

Scientific revolutions in fact associated with paradigm shifts “follow long periods of operation of institutional science, traditionally restricted with a framework, within which it (science) had to be contained and engage in research, before it could destroy this framework”.

It is also claimed that a crisis of the institutional science, and thus a crisis of the current paradigm “always implicitly hides in research, because every problem that the institutional science sees as a puzzle, can be seen from a different perspective as a contradiction (breach)” and thus as a source of crisis. A source of the crisis, but at the same time as part of the progress and development of science.

1.3. Paradigm in economics

In today's economy two paradigms that have grown out of classical economics are especially popular (fig. 1):

- Keynes – "emphasizing the cyclical volatility of economy left to the market mechanism and the incremental trend of inflation and unemployment. This becomes the basis for the formulation of a state's active economic policy that would seek to prevent or mitigate the effects of adverse economic developments. A key role in stabilizing the economy is attributed to global demand, which determines the level of supply of products, and hence of employment. Under this paradigm many macroeconomic schools have developed, such as Keynesianism, post-Keynesianism and neo-Keynesianism"
- neoclassical – referring to the classical economics. "As its main thesis it takes the view that the market mechanism leads to the optimal allocation of resources, including full employment. The role of economic processes regulator is left to the market, thereby rejecting the need for a deep state intervention in the economy. Leading schools developing in the neoclassical paradigm include monetarism and neoclassical economics. They try to build macro-economic concepts based on the classic microeconomic analysis".

Other paradigms of contemporary economics include: structuralist, modernising, dependency, and economic policy in developing countries.

A relatively new trend in the economy is ecological economics, which has grown on the basis of criticism of neoclassical economics. Ecological economics analyses and describes the economic, social and environmental processes, which are the basis for the implementation of sustainable development. Ecological economics refers to the ecological economic paradigm, and stands in opposition to the economics of the environment and natural resources based on the environment economization paradigm. Ecological economics as a multidisciplinary field of science draws from such areas as: economics, ecology, urban planning, demography, spatial planning.

The main categories of ecological economics include:

- natural capital (the natural environment)
- equity intragenerational, intergenerational and interspecies
- durability (sustainability)
- externalities.

Analysis of the EU policy (but also those of the other countries of the world), including those formulated by legislation (presented for the power sector in Chapter 2), leads to the conclusion that the ecological economics, and hence the ecological paradigm, are binding in the European Union and thus in Poland.

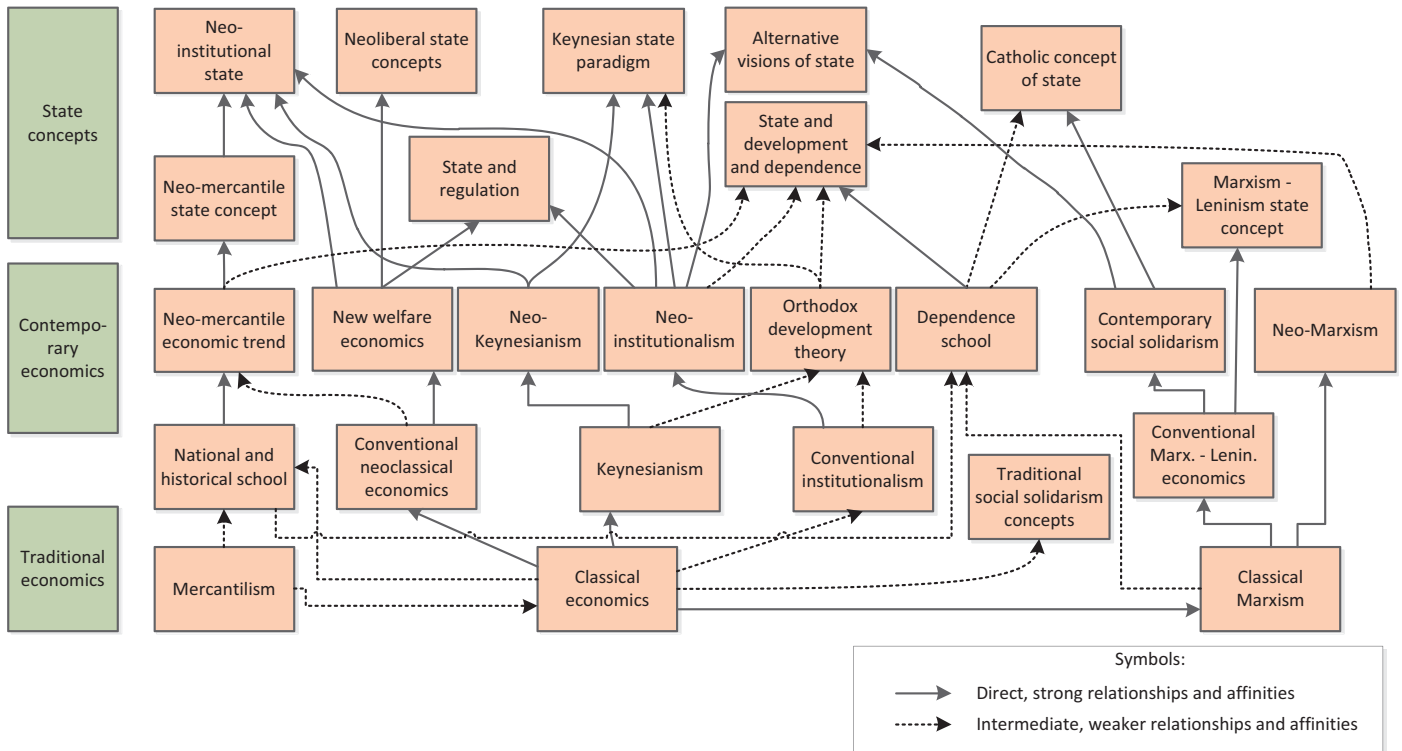


Fig. 1. Main directions of modern economics

1.4. Paradigm in technology

As is known, technology development cannot be reflected on without correlation with the economy, because new technical solutions that do not meet the requirements of economy are not (have not become) utilitarian². Historians of science, however, split the development of technology and economy. They claim that paradigm shifts in engineering, technology and economics have occurred and still occur faster than in social sciences. Paradigms are often associated here with the development of engineering and technology. An example may be the classification of paradigms set in historical terms, and proposed by R. Edward Freeman. Freeman defines the following paradigms in technology and economics:

1. paradigm of natural forces (particularly human and animal muscles, and then wind and water)
2. paradigm of steam power (from the seventeenth century)
3. paradigm of electric power (from the nineteenth century)
4. paradigm of mass production
5. paradigm of information technology
6. paradigm of environmentally friendly development.

Freeman points out at the same time to a sixth, future-oriented, paradigm. In a sense this paradigm can be found as already functioning (binding).

On the one hand, the above classification is one of those more general and thus it appears that it is remote from the power or energy sector. Well, yes and no, one might say. This means that, for example, the paradigm according to which the power sector operates, is in fact the "electric power" paradigm, but at the same time it is the "information technology" paradigm, and – in the last years – it is the paradigm of "environment friendly development." On the other hand, a paradigm (or paradigms) is (or are) created, at least in the verbal world, though sometimes (or even often)

in the real one as well, closely related to the area of operation of a given entity, or a given discipline of engineering. An example in the energy sector may be the so called paradigm of energy security. This paradigm can be understood as an entity's operating mode aiming to ensure, maintain, gain or possibly accomplish the condition known as the state of energy security.

Can a task so defined and implemented by a given entity, or its mode of operation, be identified as a paradigm? Literally treating the definitions given in section 1.1., relating to, for example, a "set of concepts and theories forming the basis of a science", rather not. On the other hand, the notion of paradigm has been rooted in the technical literature (and not only there), and in the awareness of businesses, changing, expanding, and de facto devaluing its original meaning. In a sense, it has become an element of promotion of certain activities of these entities. The key password (but is it a paradigm?) is ecology (environmental protection). It can be concluded that the number of so-called paradigms articulated by various entities operating in various branches of engineering, technology, and economy is now abundant.

1.5. Paradigm of OSD ENERGA grid development

The energy system is an object consisting of a power system and a fuel system (fig. 2). In modern energy systems, the core fuel system consists of fossil fuels, such as: coal, natural gas and crude oil, and water (water system), as well as nuclear fuels. Relatively new fuel system components are – not shown in the figure – the sun and wind, and, to a lesser extent now, the earth's heat (geothermal resources) and biofuels (biogas and biomass). In a power system, in technical terms, the following basic elements can be distinguished: energy sources (power plants), power grids, and consumers.

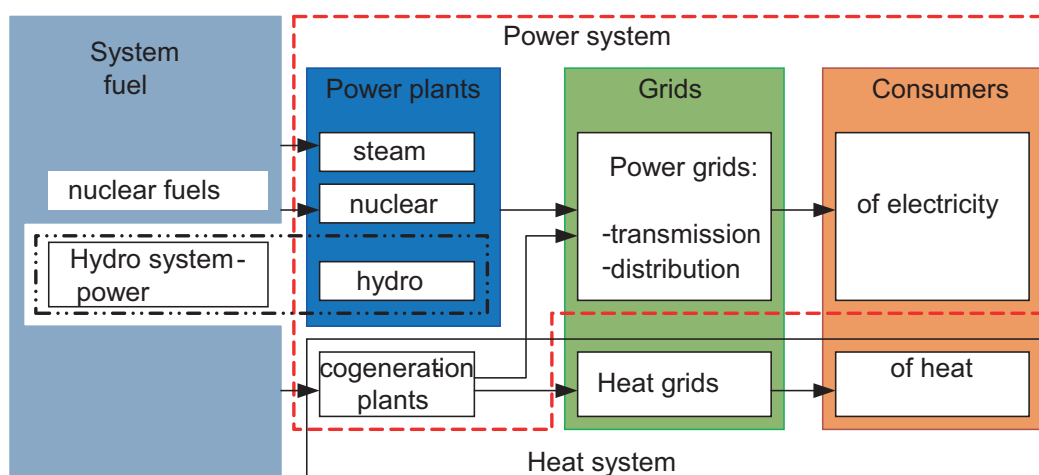


Fig. 2. Power system structure

² Now this statement may seem controversial.

From the ownership point of view, the following can be distinguished here: consumers, power plants, distribution companies, and transmission (TGO) and distribution (DGO) grid operators. A distribution or transmission grid operator may also be the owner of the grid operated (managed). Also, an energy source and a power grid may be owned by the same entity.

The requirements and responsibilities of the above mentioned groups of entities can be defined as follows:

1. Consumers

Requirements

- Consumers require uninterrupted supply of electricity at preset quality parameters, such as voltage, frequency and sufficiently low voltage harmonic content.
- Consumers also require energy prices fixed over suitably long periods of time or, possibly, small and tolerable increases.

Responsibility

The stakeholders in this group practically are not responsible for the power system's development and security.

2. Energy sources (power plants)

Requirements

- Power plants, in their capacity as owners, are interested in uninterruptible access to the grid.
- Power plants are interested in a lack of restrictions on power they can output to the grid over time.

These requirements result from the energy sources' objective, which can be defined as the maximum financial effect of their business.

Responsibility

Formally, except for awareness of the necessary coexistence (more frequent in the case of system sources than small, distributed energy sources), there is no responsibility for the power system's development and security.

3. Transmission system operator

Responsibility

Transmission system operators (one operator in the NPS) are practically the only ones who are formally responsible for the proper, i.e. safe and secure, operation of the power systems. This responsibility arises directly from the Energy Law Article 9c, Sect. 2 (The Energy Law, 11 August 2011):

"The operator of a transmission power system, or a combined power system to the extent of the transmission system, using objective and transparent rules that ensure equal treatment of these systems' users, and taking into account environmental protection requirements, shall be responsible for:

- security and safety of electricity supply by ensuring safe and secure operation of the power system and sufficient transmission capacity in the power transmission grid (1);
- assurance of the power system's long-term ability to meet reasonable needs of electricity transmission in domestic and cross-border trading, including the transmission grid's expansion, and, where appropriate, extension of interconnections with other power systems (4);
- demand forecasts for electricity and power in the power system (16);

- determination of the transmission grid and interconnection development needs, as well as regards construction of new generation sources (17);
- maintenance of an adequate level of the power transmission grid's safety and security (18)".

4. Distribution system operator

Responsibility

Similar to the responsibility of a transmission system operator. This responsibility arises directly from the Energy Law Article 9c, Sect. 3:

"The operator of a distribution power system, or a combined power system to the extent of the distribution systems, using objective and transparent rules that ensure equal treatment of these systems' users, and taking into account environmental protection requirements, shall be responsible for:

- efficient grid operation management in the distribution grid, subject to maintaining a required reliability and quality of electricity supply, and in cooperation with the power transmission system operator, in the area of the coordinated 110 kV grid (1);
- operation, maintenance and repair of the distribution grid in a way that ensures the distribution system operation's reliability (2);
- assurance of the distribution grid's expansion and, where applicable, the expansion of intersystem connectivity in the area of its operation (3);
- cooperation with other power systems operators or energy companies to ensure consistency of the power systems' operation, and coordination of their development, as well as their reliable and efficient operation (4);
- maintenance of an adequate level of the power distribution grid operation's safety and security, and cooperation with the operator of the power transmission system or the combined power system to maintain an adequate level of the coordinated 110 kV grid's safety and security (14)".

As well as from Art. 9c, Sect. 6: "A power system operator, in the area of its operations, shall be required to ensure all entities priority in the transmission services provision for electricity produced from renewable energy sources and co-generation with heat, while maintaining the national power system's reliability and safety/security".

As seen above, the power system operation is related to the assurance energy (power) security. These legal provisions have not been significantly amended since their drafting, i.e. after the political breakthrough in Poland. Only some accents on environmental issues have been added.

It can, therefore, be concluded that in the past the power systems operated (and some still operate) based on the paradigm of energy (power supply) security. Although the requirement to ensure energy security was not always called a paradigm.

The paradigm currently binding in distribution grid development planning, which is also confirmed by information acquired from the OSD Energa, is energy security of the entities connected or planned for connection to the power grid.

2. Energy security

The basis for the energy sector is the Energy Law. The Act sets development rules for the state's energy policy, terms and conditions for the supply and use of fuel and energy, including heat, and for energy companies' operations, and it identifies the authorities responsible for fuel and energy management.

The purpose of the Act is to provide conditions for sustainable development of the country, for ensuring energy security, economical and rational use of fuels and energy, development of competition, counteracting negative effects of natural monopolies, integrating environmental protection requirements and obligations under international agreements, and balancing interests of energy companies and fuel and energy consumers.

According to the definition in [3], energy security covers the sphere of rationalization of acquisition and use of energy, and of its delivery to all three final markets: the electricity market, the heat market, and the liquid fuels market. This definition is consistent with that given in [2], which defines energy security as a condition of the economy that allows covering the current and prospective consumer demand for fuel and energy in a technically and economically justified manner, subject to compliance with environmental protection requirements.

Electricity supply security [2] is defined as the power system's ability to ensure the power grid's secure operation and electricity supply balanced with demand for this energy. Therefore, the security of electricity supply [3] to end consumers is security (supply reliability, electricity quality) considered in the perspective of an individual customer (in the context of individual consumer's rights and obligations and possibilities to influence the security, as well as time preferences with regard to the consumer's own security loss risk).

Study [3] defines also the market security of electricity supply to end-consumers, and identifies security management mechanisms and tools.

The market security of electricity supply to end consumers is managed through market mechanisms (liquid markets: ancillary services, electricity, and investment in the distributed generation segment), with the use of resources of the universalizing distributed generation segment. Moreover, this security is managed with the use of the insurance market's products.

The following power security management market mechanisms and tools are identified here:

- technology's ability to respond to market signals
- reference costs
- multi-commodity mechanisms in the electricity market
- market liquidity levels
- the regulatory/legal (including tax) system's ability to respond to market signals
- municipalities' ability to respond to electricity supply crises
- consumers' ability to respond to market signals, including loss of energy security
- independent investors' willingness to invest in the power sector.

At the same time, in addition to electricity supply security, the legislator defines power grid operation security as continuous power grid operation, as well as compliance with electricity quality requirements and customer service quality standards, including acceptable breaks in electricity supply to end consumers, in predictable grid operating conditions.

Having regard to the environmental aspect contained in the energy security definition [2], electricity supply security can also be determined [3] as the availability of energy at all times, in various forms, in sufficient quantities, and at the lowest possible (optimal) price, while maintaining environmental conditions.

Thus, the notion has been established of energy and environmental security, defined as energy security, the cost of which includes compliance with regulatory environmental requirements [3].

In the relevant literature there is also the concept of power security. Power security [3] includes electricity supply and the sphere of rationalisation its use, taking into account the cost of meeting regulatory requirements of environmental protection (in the generation and grid areas), including regulatory requirements for safety of people and critical infrastructure (including the energy and fuel supply system) operation.

In reflecting upon energy security, the following aspects are differentiated in addition to its technical aspect:

- Economic aspect of security – which boils down primarily to the assurance of a price of the usable energy types specified in civil-law contracts or tariffs that is acceptable by end-consumers. Currently, this price also includes the cost of energy supply security.
- Ecological aspect of security – that refers to the concern to preserve the environment in a good condition for future generations, and demands compliance with relevant environmental standards and obligations.

Also security risks are pointed out [12], broken down by direct and indirect risks.

Direct threats include:

- Power demand volatility:
 - predictable variation, depending on the economic development and consumption levels, realized over longer periods of time
 - random variation, depending on the weather or unexpected events of a different nature, such as failure, realized in short periods of time.
- External natural events, of a random nature, such as lightning, storms, floods, drought or frost, which affect the operation of sources and grids.
- Various external aggressions: sabotage, terrorism, etc.
- Human errors committed at all levels and all types of activities relating to the power system, from planning to operation.

Indirect threats can occur in three areas: politics and economics, engineering/technology (system structure and parameters), and operation and management.

The following threats to energy security are identified in the realm of politics and economics³:

- The state's energy policy fails to sufficiently consider various needs, demands, and threats.
- The state's policy leads to the maintenance of a broad state ownership and centralized management in the sector.
- Power companies do not earn enough to cover all their reasonable costs, and are forced to carry out social functions.
- Personnel policy in the boards of state-owned enterprises is subject to political nomenclature.
- Training of personnel in the education system does not match the current and future needs of the power industry.
- The state assumes requirements and obligations relating to the power sector without creating the appropriate conditions for their implementation.
- Politicians and the state administration are lacking interest in the power sector's current problems and future prospects.

The following threats to energy security are identified in the area of power system structure and parameters:

- Missed forecasts of demand for electricity
- Diagnosis and recovery processes do not meet the needs, no comprehensive assessment of the degree of wear and tear of the power system.
- Investments in energy sources and grids do not cover the needs arising from the technical and moral wear of some sources, and changes in the load distribution.
- Data collection, transmission and processing systems and security systems are outdated. Wide computerization of the power system is needed that enables identification of each MV grid node's operating state, as well as the technical and economic interconnection conditions.

Occurrences of these direct and indirect threats can lead to:

- breach of the power system's sufficiency and stability
- high energy costs and loss of competitiveness of energy companies
- deterioration of energy quality due to increased disturbance rate and extent.

3. Directions of power systems development

Power systems are currently undergoing transformations. They result from the development of electricity sources, spreading use of power electronics (impact on electricity receivers, transmission systems, and energy sources) and the potential development of energy storage. It should be assumed that the changes will increase in subsequent years.

Issues, or more appropriately tasks, that modern power systems, or more accurately stakeholders in the power sector (including distribution companies and transmission and distribution system operators) will be (are) facing, include:

1. Control of the power subsystem highly saturated with distributed sources, the so-called Smart Grid, including in particular:

- development of the computer grid at the distribution system operator level for the control of distributed sources, distribution grid, and receivers (electricity consumption control service)
 - development of distributed source control algorithms
 - development of distribution grid control algorithms, in order to eliminate grid components' dynamic overloads
 - development of systems of technical implementation of the electricity demand control service, including electricity meters with two-way communication
 - development of power engineering specific automatic protections in grids of this type
 - development of new grid systems
 - development of WAMS systems for synchronous monitoring of large areas.
2. Storage technologies and applications of energy storage in power systems.
 3. Electric cars, including:
 - development of energy sources for electric vehicles, such as batteries and supercapacitors
 - the use of electric vehicles as distributed energy storage in the power system
 - development of the grid of electric vehicle charging stations, and their control algorithms, including the use of electric vehicles as distributed energy storage.
 4. Fuel cells, including:
 - development of fuel cell technologies and their use in the power system
 - use of fuel cells as an energy storage element
 - development of "cogeneration" storage systems: fuel cell + wind turbine, fuel cell + photovoltaic source, and other, e.g. applications in communications
 - development of control algorithms for fuel cells in various operating configurations for the power system.
 5. Protection and restoration of power systems, including:
 - development of automatic load shedding (ALS) systems
 - development of automatic undervoltage load shedding (UVLS) systems
 - development of autonomous distributed power system defence systems at the level of individual customers, which are equivalent to UFLS and UVLS system automatic controls
 - development of control algorithms for energy sources, including distributed sources, in the processes of power system defence and restoration
 - development of systems for separation, retention and resynchronisation of islands in distribution grids.
 6. Ancillary services at the distribution system level, including:
 - distribution system operator as the entity that contracts and concentrates ancillary services on the local market (in the local subsystem)
 - distribution system operator as an ancillary service provider to the transmission system operator.

³ Selected items are quoted from [12]. Some of the statements are debatable.

7. Integration of power and gas grids as part of the energy security segment, including:
 - development of gas and biogas sources technology
 - development of interoperability of power and gas grids in covering demand variations (periodic shortages)
 - development of algorithms for integrated control of gas and power grids.
8. Monitoring and management of power lines' load carrying capacity, including:
 - development of new technologies and methods to increase power line capacity
 - development of systems and equipment to monitor power lines' dynamic load capacity
 - development of systems for communications of the management centre with measuring systems in power lines
 - development of algorithms for power line load management.
9. Increased concentration of power demand in small areas due to:
 - installation of electric car charging stations
 - construction of high-speed railways, which can be supplied from HV distribution grids
 - construction of large-area retail and entertainment facilities (supermarkets, shopping malls, sports halls and stadiums)
 - construction of high-rise residential and office buildings.
10. Development of HVDC grids, even if deployed mainly in the transmission system, but (by their ability to control power flows) altering the HV distribution grid operating regimes⁴. Possible paths of the HVDC technology development include:
 - DC links to high power onshore and offshore wind farms
 - cross-border DC links, the energy sector's cooperation with the Baltic countries, but also with Russia, Belarus and Ukraine
 - construction of multi-node DS grids, so-called Multi Terminal HVDC
 - significant increase in the share of transistor inverters compared to the current predominance of thyristor systems
 - use of DC systems for power supply of big cities.

The predicted development of the power system, viewed as a whole, must be followed by power grid development. The above-mentioned likely trends of changes in the power system will force changes in the design, control and operation of HV, MV and LV distribution grids. Depending on the time horizon of their introduction, the expected changes can be divided into short-term, covering a period of 3-5 years, and long-term, the introduction of which can be expected in 2025 or later.

The authors believe, as well as other studies in the field of grid development forecasting [1, 4, 5, 6, 7], that in the near future – in the short-term horizon – neither sudden changes nor revolution should be expected in grid construction and operation. It should be assumed that it will be rather a slow evolution, and operating principles of HV, MV, and LV grids will be similar to the current ones. Such slow changes will be forced mainly by distribution

companies' financial conditions, and expected small increases in the power and electricity intake by consumers. The most important forecast grid development trends are presented below.

HV grids

- The vast majority of HV distribution grids will be built as overhead lines with non-insulated conductors. Most of the lines will be converted to operating temperature 80°C, and only a small part of the line will remain unconverted, adjusted, as at present, to operating temperature 40°C. Line temperature monitoring and systems for determining currently allowable line loads will be deployed at selected line sections.
- Only in big cities, in the absence of other options, 110 kV cable lines will be used, or cable inserts in overhead lines.
- The typical line pole design will be retained – a truss structure – made of steel, for single and double circuit lines. In newly-built lines spun concrete pole designs will appear. These lines may be built as multi-circuit and multi-voltage.
- Automatic line protection will be based on admittance protections, often even without communication link, and on differential protections for short lines. These will be supplemented with zero-current ground fault protections. Switches will be used that allow only 3-phase automatic reclosing.
- The currently operated H-type HV/MV substation will remain as predominant.

MV grids

- MV distribution grids will be 15 kV rated voltage grids⁵.
- Medium-voltage grid will be operated in open systems, with excluded parallel operation of supply substation transformers as to limit fault currents. The level of 12.5 kA is reasonable as the actual standard for MV grid fault current.
- In urban and suburban areas cable grid will be typical, and in rural areas – overhead grid with minor share of cables.
- The basic system of line sequences in an MV overhead grid will be the current bus/branch configuration with substations in individual branches. A double-sided supply option is recommended for bus lines.
- The basic system of line sequences in an MV cable grid will be the current bus configuration. The buses will be capable of double-sided supply.
- MV/LV substations should be deployed as close as possible to the load centre, and in such a way as to enable the largest number of outgoing LV lines.
- Grids will operate with the neutral point earthed through a resistor, or as compensated grids with a limited earth fault current.
- MV switching substations' automatic protection will be based on analogue and digital protection relays and switches in outgoing bays. As it is now, the outgoing bay protection will consist of: non-directional overcurrent phase-to-phase fault protections and ground fault protections (zero-current,

⁴ No HVDC grid construction is currently expected in Poland, but it is listed here as a grid development trend, since it is widely discussed in global publications.

⁵ This has been adopted by Energa SA as the target voltage level. Other distribution companies may chose other voltage levels, e.g. 20 kV.

zero-current directional admittance, etc.). The vast majority of MV/LV transformers will be protected by fuses. In selected overhead grid locations radio-controlled switches will be used. In cable grids disconnecter switches should be used in every MV/LV substation, remotely controlled if possible.

- The vast majority of the overhead lines will be procured as non-insulated (with bare wires), and as insulated or with incomplete insulation [9].
- The grid will be increasingly saturated with distributed generation sources (wind turbines, biogas plants, etc.).

LV grids

- Most typical for low voltage grids will be open systems, or, in exceptional cases, so-called simplified closed grids⁶, that improve voltage conditions in the existing grid.
- LV overhead grids – regardless of the line conductor used: bare or insulated – the bus/branch configuration will be used with one-sided supplied bus. Incoming and outgoing branches will be connected directly to the line without switches.
- For rural areas the basic solution will be a grid with insulated wires, suspended on poles. This solution will be increasingly displacing the existing grids with bare overhead wires. In cities, depending on the development density, will be used: cables laid in the ground or mixed structures, such as cables plus overhead lines with insulated wires.
- The grids will be protected with fuses and circuit breakers with electromagnetic and thermo-bimetal triggers.

The development of HV, MV and LV grids in the long-term perspective beyond 2025 is undetermined. Despite of the authors' best efforts and willingness, the following vision of grid development should be regarded as a probable, but not certain, scenario. At the core of this scenario are the system development premises presented at the beginning of this chapter. They indicate the possibility that distribution grids may carry much larger loads than today, mainly due to the conversion of transport systems supply from the liquid fuel distribution system to the power sector. This presents difficult challenges for distribution companies, but also great opportunities.

As it's easy to calculate – at the average car mileage 15,000 km per year, fuel consumption 8 litres per 100 km, and current fuel prices – the cost of fuel for a car is about 500 PLN (125 EUR) per month. The use of electricity to power vehicles will redirect a similar amount from each electric car owner to a distribution company. This may mean a severalfold increase in the volume of electricity sold now. Distribution companies can really benefit, provided that they prepare well in advance their grid infrastructures to enable the delivery of sufficient power and energy. A grid development expected in the long term may be as follows:

HV grids

- HV distribution grids in cities and in areas with high demand for power will be procured as cable lines. This will improve their reliability, and increase resistance to weather conditions. At the same time reduced will be: electric and magnetic field around lines, and architectural and landscape assets will remain undisturbed. Corridors designed to accommodate the lines will be narrow, which is extremely important in areas of high-density development.
- In sparsely developed, rural, and forest areas overhead lines will be built with high-temperature conductors, equipped with systems for determining the actual allowable load. Often, the lines will be procured as multi-circuit and multi-voltage, so more power could be transmitted within their corridors.
- The line automatic protection will be based on unit protections using measurements from two ends of the protected line (differential, phase comparison protections). For overhead line circuit breakers will be used that enable single-phase automatic reclosing.
- The HV/MV substations currently operated in sparsely populated areas will remain as overhead, while in urban areas the rule will be to procure indoor substations with gas-insulated switchgear, often built underground.
- HV grids in very large urban agglomerations may be powered from DC transmission lines through inverter stations⁷.
- HV/MV transformers will be equipped with power-electronic tap changers to enable very fast and in terms of the number of switches unlimited changes of their ratios, thus ensuring proper voltage levels in the MV grids.

MV grids

- MV distribution grids will continue operating at rated voltage of 15 kV, but their saturation in the area will increase.
- Some grids in areas with high power consumption density can operate as permanently closed or changing their topologies automatically depending on the actual conditions. Development of monitoring and real-time grid control systems will eliminate any possible problems with circulating currents and disturbance detection.
- Closing of grids and their consequently increasing voltage stiffness will undoubtedly result in increased short-circuit powers and, thus, increased short-circuit currents. This can be counteracted with short-circuit current reduction by ultra-fast circuit breakers and short-circuit current limiters.
- In urban and suburban areas cable grids will be typical, and in rural areas with low consumption concentration – overhead grids with insulated wires. The use of insulated conductors will virtually eliminate line failures caused by winds and storms, and by snow and hoar-frost on conductors and trees. The use of insulated conductors will significantly reduce the expenditure on periodic felling of trees growing along the lines.

⁶ Simplified closed grid is formed when a LV grid is supplied from multiple MV/LV substations connected to one MV bus. Such grid can be operated in an area of high concentration of power (such as a factory), where the whole grid is owned by a single business entity, and is designed for more difficult short-circuit conditions (higher fault currents due to parallel operation).

⁷ PSE- Operator is not currently planning to build HVDC grids for urban agglomeration supplies.

- The basic system of line sequences in MV cable grid will be the current bus configuration.
- MV/LV substations should be deployed as close as possible to the load centre, and in such a way as to enable the largest number of outgoing LV lines.
- Grids will operate with the neutral point earthed through a resistor, with limited earth fault current.
- MV switching substations' automatic protection will be based on digital protection relays and on-off switches in outgoing bays. As it is now, the open grids' outgoing bay protection will consist of: non-directional overcurrent phase-to-phase fault protections and ground fault protections (zero-current, zero-current directional admittance, etc.). In closed grids central devices may be used, utilising distributed measurements from the grid and acting selectively on selected switches therein. Such protection structure would match the bus protections currently used in HV switching substations, which, owing to the knowledge of the topology (switch status details) and measurements, are able to act quickly and selectively, even in substations with very complex systems.
- The vast majority of MV/LV transformers will be protected by fuses, integrated with appropriate protections.
- In overhead and cable grids remotely controlled switches will be common, enabling automatic isolation of a damaged grid segment after a disruption or grid topology change, when the need arises.
- The grid will be increasingly saturated with distributed generation sources (wind turbines, biogas plants, etc.).

LV grids

- Low voltage grids will be operated as open systems.
- A large number of distributed generation micro-sources can be connected to a grid. Such sources (photovoltaic panels, wind micro-turbines) will be connected to the grid through power-electronic converters.
- Cable lines or overhead lines with insulated conductors will be procured, depending on the terrain and consumption density.
- The grids will be protected by fuses and on-off switches interoperable with electronic protections installed in Smart Grid measurement and decision-making systems.

As follows from the foregoing considerations, the scope of engineering associated with the changes in power systems (grids) can be enormous, which will in turn require very large expenditures. These funds can be obtained from the current operations of distribution companies, and from special purpose funds earmarked for development of specific areas of power grids (or, more broadly, systems).

It should be feared that unavailability of additional funding (beyond income from current operations, i.e. from the special purpose funds) to distribution companies will prevent or significantly reduce the required (planned) changes in power grids. In such a case, the issue (and capability) of the development of

the existing (especially under-invested) power systems will be de facto an issue of multi-criteria optimization, whereby the social limitation (allowance for an increase in energy price in order to cover the investment in the grid) will be clearly identified as the primary, and the next will be (in fact it already is) the effective legislation (enforcing virtually entire collection of the electricity produced from renewable energy sources, and at the same time significantly interfering with, and sometimes simply rendering impossible, the construction of new power lines⁸. The social constraint here is indirectly controlled by the government through the Energy Regulatory Office.

As is known, the degree of social acceptance depends on a number of factors, including the events (failures) that have taken place in power systems, energy situation, economic situation, etc. In democratic systems the limited term of office mechanism strengthens the power of society, and therefore a large increase in the energy prices to fund the power grid development is unlikely.

4. Problems of power grid development

4.1. Introduction

Power grid development encounters problems regardless of the grid voltage level. Development of HV, MV and LV distribution grids brings about challenges for those managing their development and distribution company operations. The grid development problems can be divided into several categories:

- technical problems
- economic problems
- environmental problems
- social problems.

4.2. Technical problems

This is the largest set of problems affecting distribution grids at any voltage level. Among the technical problems those associated with grid development and operation predominate. This section characterizes the most important technical problems.

Grid capacity problems

This problem currently affects mainly 110 kV grids and results from line conductor temperature constraints, which are usually 40°C. The problem shows up in the summer, when the ambient temperatures are higher and an increase in a conductor's load significantly increases its temperature. In addition, the trend observed in recent years of line load increasing in summer hot days due to the increasingly common use of air conditioning devices, increases the load at the ambient conditions most challenging for power lines.

The deterioration of 110 kV grids' working conditions by the load growth is also affected by the grids' penetration by distributed generation sources, mainly wind farms. The interest in the construction of such facilities caused by the European Union directives, which assume an increase in electricity generation

⁸ The law on the public utility corridors is expected to change this.

from renewable sources, may be reflected in a significant increase in MV grid loads. The environmental impact of a farm connected to a HV line cannot be, however, generalized as it depends not only on the farm's actual output power. A farm's impact will depend on the allocation of customers connected to the grid, the deployment of other generation sources, and the superior LV grid's operating mode. In some cases, a farm can effectively relieve the grid load by delivering its output power to close customers, while reducing power flows from LV grids. In other cases, the flows from farms connected to a distribution grid may accumulate, overloading some segments of the HV grid, or LV/HV transformers. Thus, distributed generation sources must be generally considered as a potential threat to HV grid capacity constraints.

In the present legal, technical, and economic conditions the problem of HV grid capacity can be solved by:

- reconstruction of the existing HV lines and their upgrade to higher operating temperatures, and in the case of a newly designed line – the requirement of 80° C temperature
- large line conductor cross-sections, to ensure higher continuous current-carrying capacities
- monitoring of actual conductor temperatures and maintaining the conductor loads equal to or below those resulting from the actual (real), and not catalogue, continuous current-carrying capacities
- extension of grid infrastructure through construction of parallel lines, and two- or multiple-circuit systems
- installation of phase-shifters or power-electronic systems in grids to enable power flow control.

The main difference between HV grids and MV and LV grids is that the vast majority of HV grids operate as closed and multi-sided supply grids. The result is that no single line's outage cuts an HV/MV substation supply off, but it leads to a change in the grid load. Then, in spite of the formal need of HV grid components' compliance with the n-1 reliability criterion, there may occur an overload condition and the need to outage subsequent grid components. The need to meet the n-1 and n-2 reliability criteria translates into stricter requirements for the adjusting the conductors' current carrying capacities to various grid conditions. This problem is much smaller for MV and LV grids, which are radial. In this case, a grid designed to supply a specific group of customers is not exposed to significant load increase due to an outage of a segment of the grid. The MV capacity problem is therefore related to the electricity demand increment's dynamics. The vast majority of consumers are supplied from MV grids through MV/LV transformers owned by distribution companies, or, as regards larger receivers, the customers themselves. Therefore, an MV grid load originates in an LV grid, and MV grid development is driven by growth in demand for power and electricity in the LV grid. So the MV grid capacity limiting elements are: first – LV grids, then – MV/LV transformers, and further – MV grid and HV/MV transformers. There are two main constraints of LV grid capacity. At an LV grid's designing and providing for its future development not only compliance should be ensured with the requirements of the

maximum currents in its conductors below their current carrying capacity, but also appropriate voltage levels should be ensured for the customers. Because of the LV grid voltage level, even moderate powers connected deep inside the grid can cause large voltage drops and reduce the quality of electricity supplied to consumers below an unacceptable level. A low voltage grid's capacity should therefore be interpreted not only as a condition of its compliance with the continuous current carrying capacity criterion, but as its ability to deliver the ordered power of appropriate quality to the location specified by the customer. Because of these requirements, an LV grid cannot be too large, and MV/LV transformers must be installed quite close to customers.

The MV/LV substation locations resulting from the needs of customers forms the basis of the MV grid design and development. From the capacity point of view an MV grid should supply MV/LV substations in a way that ensures first of all the compliance with the current carrying capacities in its all segments. The voltage levels issue is here a little less important than in LV grids, due to adjustable voltages on the busses of the HV/MV substation that supplies the MV grid, as well as setting of the required MV/LV transformer ratio (non-energized transformer only).

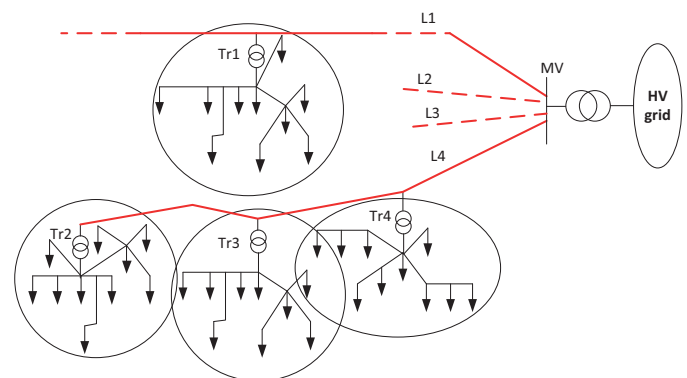


Fig. 3. Schematic diagram of distribution grid development from the capacity perspective

The idea of "bottom-up" distribution grid development in view of ensuring the capacity and the delivery of expected powers to customers is shown schematically in fig. 3. The figure shows four groups of LV consumers, for whom the installed MV/LV transformer location and power has been so selected as to ensure the delivery of ordered powers and energies. The transformer location with regard to the capacity criterion is derived from the individual customers' locations and ordered powers. This location can be selected using any optimization technique, subject to the two constraints described above, i.e. the continuous current carrying capacities and the appropriate voltage levels at customers' installations. The next step in the grid development design is determination of the MV grid shape. From the capacity point of view its structure depends on the existing or planned HV/MV substation locations, and the selected MV/LV transformer locations. The figure shows the connection of Tr1 transformer substation to line

L1, and of Tr2, Tr3, and Tr4 substations to line L4. Such deployment should result from minimizing the length of MV lines, and from the planned demand for power in each substation.

Condition and wear of equipment

Another technical problem is the issue of condition and wear of distribution grid component devices. It should be noted that the development problems analyzed here also include maintenance, upgrade, and restoration of the existing grids. When indicating the development directions, procedures for the aging infrastructure's restoration should also be specified.

A distribution grid comprises many items of various types. The components most noticeable by electricity consumers are power lines, of course. These are first and foremost overhead lines with bare or insulated wires, and cable lines, with all the fittings needed for their operation: from poles, through insulators, heads, joint boxes, etc. Each of these components has its specific service life and requires periodic maintenance, repair, or replacement. When planning grid development, the technical condition of the infrastructure around which the upgrade is planned should be taken into account. Is it correct, for example, to add new transformer substations for the supply of a developed housing project to a worn out MV line requiring extensive repairs? Perhaps the temporary savings resulting from this solution will in the long term result in a growth of the total cost, which will consist of higher operating costs and then the costs of reconstruction (restoration) of the worn out line.

A power grid consists not only of lines, but also of switchgear, measuring devices, protections, and communication systems. This equipment is also subject to aging and must be regularly replaced or upgraded. It is important to optimize its service duration, so that it might be operated as long as possible on the one hand, and on the other hand replaced before the time its reliability rapidly deteriorates, exposing the distribution company to the risk of financial damage, or, worse, its personnel and/or bystanders to a risk to their health and life.

Electricity quality

The quality of electricity supplied to customers is yet another technical aspect that must be considered in a distribution grid's ongoing operation and planning of its development. Energy quality can be considered on two levels: a distribution company's guarantee of appropriate energy for consumers, and its requirement that the generators, as well as consumers, connected to the grid shall not compromise the quality of electricity supplied to other grid users.

Energy quality depends on two factors. First, depending on the distribution company, is the condition of its grid, the grid's resistance to disturbances from the generators and customers connected to it. This condition depends primarily on the grid robustness. The higher the short-circuit powers and the lower the grid impedance, the more difficult it is for a disturbance to enter to the grid resulting from high variability of the power output from, or input to, the grid, and/or emission of harmonic currents and voltages. In view of the large increase in the power

consumed by various types of non-linear systems: inverters, soft starts, impulse power units, or discharge-type lighting, distribution companies in their grid infrastructure development must also provide the means of counteracting these adverse, and yet inevitable, changes in the load characteristics. Measures to improve energy quality can be carried out not only on the basis of "strengthening" the grid and installation of passive and active filters in it. The companies should also focus on legal actions with a view to the admission into service of such receivers only, the use of which doesn't deteriorate the energy quality. Educational activities, similar to the "Stop burning garbage" campaign, under the headline, for instance, "Stop littering the electric grid", should be carried out together with energy conservation promotional campaigns.

Smart Grid

Smart Grid is a broad concept, pertinent to the aspects of grid measurement and control in order to achieve high reliability and configuration flexibility leading to reduced transmission losses. Smart Grid systems are still in the early stages of development. Distribution companies launch pilot projects to check the potential benefits inherent in this technology. Quite often the currently implemented projects are single-faceted, limited to collecting information from the grid, with no option of interaction with it. Such systems, known as Smart Metering, are the first step towards the smart grids that adapt to constantly changing grid operating, variable generation, and variable demand for power and energy. Thus in an approach to grid development design in the long term perspective, the current indications should not be ignored that in the future Smart Grid systems will have a significant impact on the grid operation. In order to keep up with the new technical solutions rapidly introduced in recent years in the areas of measurement, control and communication, it is necessary to systematically update the planned changes in the grid design.

Connecting new sources

Connecting new sources to a distribution grid brings new challenges for its operation and development. Distributed generation, preferred in many power system development directions setting documents, can be a source of many technical problems for the grid itself, which are costly to eliminate. Connecting a source implies the earlier mentioned concerns of a possible increase in the grid's load, and the need to rebuild it in order to improve its continuous current carrying capacities. It should be noted, however, that in radial grids the inclusion of a distributed generation source can contribute to load reduction in at least some of the grids. The distributed source impact on a grid will depend on the relationship between the source output power and the consumer demand for power, and must be analyzed in each individual case.

New generation sources in a grid are also new sources of short-circuit current, and, consequently, an increase in short-circuit power in the grid's nodes. This gives rise to new problems, forcing upgrades of the switching substations, and replacement of the

apparatus and equipment, which were designed for lower short-circuit currents.

Under the current legislation a distribution company may neither require an investor to alter the type or control mode of a source connected to the grid, nor interfere with its design. But it seems reasonable that there should be legal mechanisms in place to enable a grid development designing a distribution company's influence on the investors. Then, as an alternative to refusing consent to connect a source to a grid (e.g. due to short-circuit power excess), the company could offer the investor the use of other alternatives in the connected source's design. For example, a wind turbine with a synchronous machine and inverter is the source of a short-circuit current several times smaller than a turbine with an asynchronous generator.

4.3. Economic problems

Economic problems of grid development are very important and of fundamental relevance to the power grid upgrade and extension decision making process. Economic effects of a planned capital expenditure project often dictate whether it'll be implemented or abandoned. A project's economics decide on its ranking (in the case of multi-variant project options), the best solution selection. Quite often a similar effect, in economic terms, can be achieved by a variety of technical means, but at significantly different outlays. An example may be the problem of supply of any consumer, which can be realized in different ways, and at different costs. The question arises whether the fulfilment of a grid extension's minimum assumed effect, which is the supply of the ordered power to the consumer, is the only condition that should be evaluated while selecting the optimal upgrade option? Whether a short-term policy should be followed looking at short-term expenditures, or looking perspectively not only the investment outlays should be considered, but long-term gains at higher expenditures?

In the process of grid development and upgrade designing various groups of economic problems can be distinguished.

Economic current density

The economic current density issue determines the conductor cross sections to be used in various HV, MV and LV grid elements. This term denotes the current density at which the total annual transmission costs will be minimal. The economic criterion of the minimum costs in a time horizon is based on the one hand on the cost of building a line, the higher, the larger the conductor cross sections used, and on the other hand on the reduction of the losses associated with power transmission in the line. It's perfectly evident that once the technical requirements are met, concerning current carrying capacities and/or allowable voltage drops, a whole host of solutions remain available to the designer, from which the best solution should be selected. The choice will depend on several factors: line construction costs, average line load, service life, load increase forecast, and current and projected electricity prices.

Selection of transformers

A similar issue is selection of HV/MV and MV/LV transformers. The selection should be guided not only by matching the power with the current load, but should also consider a load growth forecast in a time horizon adequate to the transformer service life. The second aspect of the selection, the choice of transformer, results from transformers' diversity in terms of idle and load losses. Standard [11] classifies transformers with respect to losses, defining the levels of load and no-load losses. Transformer energy efficiency translates into its price, thereby exacerbating the conditions of selecting the most appropriate transformer.

Optimal grid configuration and grid divisions

Optimizing grid configuration and grid division reduces power flows and minimizes power losses in the grid. Proper configuration of a grid allows for a measurable decrease in the transmission losses, and increase in savings associated with the grid operation. It should be noted, however, that the grid configuration (topology) that ensures the minimum loss is not constant; it changes with the grid load variations. Therefore, designing a grid, or optimising its performance, should not be limited to one characteristic case of the grid operation, but it should involve analysing and selecting the right configuration based on a range of possible grid load options. Even more attractive in terms of cost savings appears to be the development of systems for online control of grid divisions, depending on the actual flows in the grid. However, such grid control requires installation of remotely controlled switches and measuring devices in the grid. The Smart Grid and Smart Metering solutions discussed in recent years should allow in the medium-term perspective the technical feasibility of such systems. It should be noted that Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council encourages EU Member States to deploy and operate smart grids.

Reactive power management

The issue of reactive power management in distribution grids is yet another example of the economy's predominance over engineering. A variety of reactive power generation and consumption control modes are available to ensure observance of the energy quality requirements, including required voltage levels, and to ensure the required grid capacity. However, a degree of liberty in setting the rules governing the exchange of reactive power with the grid, technically acceptable, has its extremes defined with a view to power loss and associated additional operating costs. This is yet another grid element that requires a deliberate approach in designing the distribution grid structure and operating principles, enabling a reduction in financial losses.

An important aspect, which is not always analyzed globally for a grid, is the problem of the optimal deployment of capacitors in an MV grid, and of the modes of their control. While customers connected at the MV and LV levels satisfactorily compensate reactive power, there is still a great potential for change hidden in the grids operated by distribution companies. In planning their development the issues of MV/LV transformers' idle current compensation should be examined, and the ways to control

reactive power of capacitor banks installed in HV/MV substations, and their interoperation with HV/MV transformers' regulators.

The issue of the optimal deployment of reactive power sources in MV grids takes on a new aspect in the current situation, when the grids are increasingly penetrated with distributed generation sources. Many of these sources can participate in the reactive power control processes, since they are capable of reactive power output to, and input from, the grid alike. It is important that grid development designers are aware of the potential of these sources, and willing to exploit it. Investors, who connect active power sources capable of reactive power control to a grid, should be encouraged through appropriate tariff pricing to participate in minimizing the grid losses.

Tariff pricing

Perhaps the most important aspect of the economic problems of grid development is tariff pricing. Tariffs are a source of distribution company revenues. It is important that the tariff provisions correspond to the costs incurred by the distribution company for respective services, while allowing for grid upgrades and extension, and a profit at a reasonable level.

Tariffs should be designed in a way that encourages all entities connected to the grid. The distribution company, including certain provisions in the tariffs, may stimulate certain behaviours of customers (e.g. transfer of a portion of the power consumption outside the load peak, greater use of electricity at weekends, installation of energy-efficient receivers, etc.) and generators (e.g. participation in reactive power control, implementation of technologies of generation of electricity with desired controllability properties, etc.). Tariffs can also serve for penalizing entities connected to a grid for certain behaviours (e.g. exceeding the ordered power, large reactive power intake from the grid, electricity quality deterioration, etc.).

The tariffs' division into parts dependent on the consumed energy and the ordered power is justified by the way how distribution companies build their capacity to meet these needs.

The part depending on the energy consumption translates into transmission losses in the grid, and should compensate the losses the companies incur at electricity transfer through their grids. On the other hand, there must be a counterweight, a mechanism to incentivize the companies to invest in improving the electricity transfer efficiency, rather than charging customers with all the losses, no matter how large they may be. It also seems that with the current trend to reduce greenhouse gas emissions and to care for the environment, the tariffs should promote energy conservation. The other part of the tariff is associated with the grid's transmission capacity. According to [10] it should be based on the assumption that each consumer or producer connected to a distribution grid is obliged to bear the grid infrastructure development cost in proportion to its usage of it. The provisions currently applicable to consumers' and producers' connections to HV and MV grids give the impression of an uneven burden with costs, depending on when and where the entity is connected to the grid.

Forecasting, uncertainty, risk

The problems of forecasting, uncertainty, and risk are difficult threats to identify and determine the stage of distribution grid development planning. There is no doubt that they must be woven into the grid development decision-making process, since in view of the dynamics of the changes taking place in today's world there is no 100% certain method of predicting how the demand for energy, energy prices, company operating cost, or cost of capital will develop. This means that any developed and implemented HV, MV and LV grid development scenarios need to be updated more often, the greater the dynamics of changes in the socio-economic sector, on capital markets, and fuel markets.

Savings and rationalization of electricity use

Saving and rationalization of electricity use is also an aspect of the economic problems associated with power grid development. Because of the dwindling fossil fuel resources, the will to reduce the output of carbon dioxide and other pollutants as electricity generation by-products, and the increasing demand for electricity, distribution companies in their grid development strategies should plan also information activities and campaigns to promote consumers' pro-environmental actions. Seemingly, this can be perceived as disadvantageous for the company, because it inhibits the electricity market growth, and therefore its primary source of income, i.e. revenues from tariffs, is reduced. However, cost savings and rationalization of energy use by consumers decrease the company's operating costs by reducing transmission losses and the capital costs associated with the need to expand and upgrade the grid. The overall financial effect may therefore be better than at a large volume of sold energy, but at the same time the need to extend the grid.

4.4. Environmental problems

The environmental issues concern the interface between the power grid infrastructure and the environment. The environment is defined as a collection of animate and inanimate elements of nature. In other words, it's the whole setting in which humans live, including, of course, humans themselves. A power grid, and the whole power system in general, have an impact on the environment. While serving people by providing electricity, now necessary for functioning, they also have a negative impact on the environment, including living organisms. In an approach to the issue of distribution grid development, both aspects must be balanced – the energy supply with reduced environmental impact. This is the message of the already mentioned Directive 2009/72/EC addressing distribution companies' need to meet the legitimate energy demand, "with due regard for the environment". This chapter discusses the main environmental risks associated with grid development, as well as methods of mitigating them.

Emissions from generation sources⁹

A generation source's emissions are related to the electricity generation process. Its environmental impact can be analysed on two levels: local – in the vicinity of the source itself, and global – on a planetary scale. Combustion of fossil fuels – coal, oil, gas – is associated with air emissions of carbon dioxide, sulphur compounds, nitrogen oxides and particulates. All these affect the source's immediate surroundings, but also affect the entire planet globally, causing, according to the published research results, climate changes. Economic and political requirements imposed by the EU result in pressure on the use of certain electricity generation technologies that reduce the environmental burden. The policy of awards for clean energy generation – green certificates and CO₂ emission limits – quite effectively forces investors to build renewable and low-emission energy sources. Distribution grid development planners must track these trends to be able to prepare the grid in advance for the possibility of connecting new sources, particularly distributed generation sources.

Impact of electromagnetic fields, noise, and vibration

Perhaps the impact of the electromagnetic fields, noise, and vibration associated with power grid operation is not a very significant grid development problem, but it must be taken into account in designing corridors for power lines, especially of a 110 kV grid. The strength of a field generated by any operated or newly built facility in any area where people are present, must be less than that stipulated in the relevant regulations. In this context the trend to extend the share of cable grids, also in HV systems, seems advantageous.

Fire and electric shock hazards

Fire and electric shock hazards is yet another area where power infrastructure can have an impact on the environment. In contrast to other problems, this virtually doesn't occur in the case of properly operating devices, but it can occur due to a failure in the distribution system. The relevant legal regulations require certain fire and shock protection measures, and a distribution company must adhere to them when designing its power grid's development. It may be noted, however, that some technical solutions, even though legally permitted, will constitute a greater risk of fire or electric shock than others. Examples are oil-immersed type transformers as opposed to dry-type transformers, overhead grids as opposed to cable grids, low-oil circuit breakers as opposed to vacuum circuit breakers, etc. When planning infrastructure development, this has to be kept in mind, and new and safer technologies should be utilised.

Protection of landscape

Protection of the landscape is required from the grid infrastructure by the Environmental Protection Act. This Act must be adhered to when planning power line routes, and procurement of other distribution grid components. Some areas are totally

unavailable for grid construction, and there are constraints in place in some others. This is governed by provisions of the Nature Conservation Act.

Landscape can be protected, and residential areas' industrialisation can be constrained by a number of means, such as: construction of HV, MV and LV cable lines, construction of SF₆ insulated HV/MV substations, construction of underground substations, and interesting architecture of urban MV/LV substations, stylistically compatible with the surrounding buildings.

4.5. Social problems

The last group of problems associated with distribution grid operation, upgrade, and extension relates to distribution companies' possible conflicts with society. The following issues are the most important in this group.

Ownership issues and corridors for line construction

For many years the ownership issues and corridors for line construction have been the grounds for disputes between landowners and distribution companies that route or want to route power lines on land not belonging to them. The problem is more pronounced, the higher the operated or planned grid's voltage is. This results in a very long process of building the line. It may take several years from design to operation, even though the actual building time is not too long. Cooperation between distribution companies and land owners should be based on equal partnership, with no advantage to either party. Landowners should be reasonably compensated for making their land available to distribution companies, while having no ability to block the grid extension process.

Location of grid components near residential buildings

This matter is somewhat consistent with the requirements of environmental protection, but with a focus on people. The law governs the requirements to be met by electricity transmission facilities, and in which locations they may be built. Especially mitigated should be noise, vibration, and electromagnetic fields. It is clear that all capex projects in the power sector must comply with municipal development plans and correspond with respective local zoning plans, but at the same time the location of some power facilities at the minimum distances from human settlements formally required by law is often questionable and may give rise to conflicts. It seems that as far as is possible, any facility perceived by society as burdensome (HV lines, substations) should be sited at a distance greater than the minimum required by law. Such action, though not always economically justified, has a positive effect on the image of the distribution company, resulting in increased confidence of its customers.

Pricing policy

A distribution company builds its pricing policy based on the tariffs of services, as reported in the chapter on economic

⁹ Emissions from generation sources are not distribution companies' direct problem, because they do not own generation sources. However, due to the electricity generation technology development trends, conditioned by the emissivity of various source types, a distribution company in its grid development planning must take into account whether, and what areas of, its business can raise the interest of investors in generation sources.

problems, but more attention should be paid to the customer – distribution company relationship. These days electricity is a commodity which should be commonly available. It is not and should not be in the future a luxury commodity not available to all. Therefore, a distribution company should ensure the basic (minimum) level availability of electricity for everyone, even the poorest. A properly developed pricing policy for households consuming very little electricity, discount systems, or pre-paid systems that have been in place already, should be included in a distribution company's commercial policy.

5. A new paradigm of distribution grid development planning

As shown in section 1.5, the current paradigm of distribution grid development planning at the DSO (Energa Operator SA) is energy security of the entities connected, or planned for connection, to the grid.

This paradigm is somewhat obvious, and its simplicity (brevity) follows directly from the application to its formulation of the so-called Occam's razor¹⁰, whereby "entities must not be multiplied beyond necessity" (Latin: *Entia non sunt multiplicanda praeter necessitatem*).

Analysis of the acts described in Chapter 2, including international (EU Directives) and national regulations (The Energy Law, Regulation of the Minister of Economy on the Specific Operating Conditions of the Power System, The Transmission Grid Code, The Distribution Grid Code, The Act on Spatial Planning and Land Use, The Energy Efficiency Act, The Environmental Protection Law, The Act on the Availability of Environmental and Environmental Protection Information, Public Participation in Environmental Protection, and Environmental Impact Assessment, The Act on Nature Preservation), and documents (Polish Energy Policy until 2030, Strategy "Energy Security and the Environment", Perspective 2020, and drafts: National Spatial Development Concept 2030, The Act on Public Utility Corridors, The Act on Renewable Energy Sources, The Smart Grids Act) permits the conclusion that the energy, including power system, security requirement is the overriding requirement, formulated in all documents that relate to energy, including power, system operation.

Energy security is somehow directly related to energy supply reliability, energy quality, maintenance of proper technical grid condition, grid extension, cooperation with the transmission system operator and other distribution grid operators, and reliable performance under energy sale contracts.

Other conceptual elements occurring in these documents and related to the power systems are: environmental protection, energy efficiency, renewable energy sources (including their privileged access to the grid), decentralized energy generation, smart grids, smart metering, cogeneration of electricity and heat, and multi-stakeholder co-ordination of development plans.

In direct relation to distribution grids, these documents use the following notions: improving energy efficiency (including through electricity demand management), development of generation capacities connected to the distribution grid, reducing grid losses in line sequences and transformers, reducing reactive power flows, flattening annual load variation, competitive energy delivery (prices), environmental protection from electromagnetic fields (for 110 kV and higher voltage lines), smart grids, smart metering, and decentralized power generation (including cogeneration).

With this in mind, still using the so-called Occam's razor, it can be said that energy security still remains the distribution grid development planning paradigm. Other requirements set out in the regulations in relation to power grids, including distribution grids, are in fact complementary requirements of uncertain durability.

This should be understood as follows:

1. The requirement to ensure energy security, and energy supply security, etc. is permanent. It is impossible to imagine the abandonment of this requirement in a developed society.
2. Other requirements contained in the legislation do not currently have a timeless character. For example, environmental requirements, or concerning renewable energy sources, are appreciated or not, depending on the country's wealth. Wealthy, and at the same time so called developed, countries, for example, some European Union countries, USA and Canada, push the environmental aspect. However, developing countries strive not to introduce the legal requirements that enforce legal regulations relating to environmental protection, mainly due to the cost of activities resulting from these regulations. In general, therefore, depending on changes in the economic outlook, environmental requirements, requirements for renewable energy sources, etc. may be subject to change.

On the other hand, if we agree to the Freeman classification of technological and economic development paradigms (section 1.4), we thereby also agree to conclude that in our economic and cultural area the currently binding paradigm is that of environmentally friendly development. In this case it can be concluded that the new distribution grid development planning paradigm should be (and in fact already is) environmentally sustainable energy security.

Some other formulations of this paradigm may be offered here, such as:

- energy and environmental security
- energy security in a safe environment
- environmentally friendly energy security
- environmentally favourable energy security
- environmentally compatible energy security
- sustainable power system development.

¹⁰ Occam's razor, also known as principle of economy or principle of the economy of thought, it is a principle, according to which the explanation of phenomena should strive for simplicity, choosing such explanations which are based on a minimum number of assumptions and concepts. As the principle of the economy of thought it has become the basis of a modern methodology of science. In line with this, no new notions and assumptions should be introduced unless there are strong grounds for doing so, and the simplest theoretical solutions that adopt the smallest number of assumptions are considered the best (Wikipedia).

The last of these terms is associated with a kind of fashion for the word sustainable. The word has been conceptually derived from the context of renewable sources, expanding their meaning. With regard to a power system it means (subject to certain simplification) a system that warrants energy security, and at the same time includes renewable energy sources and so-called smart grids. Despite such a broad meaning of the word "sustainable", in fact also describing the requirement for the grid, it is proposed to use the term "security" in determining the distribution grid development planning paradigm. This notion directly describes a requirement for the grid, without introducing any excessive, and as such unnecessary, interpretation areas.

A power grid with objects connected to it, such as sources and receivers, is essentially of a purely technical nature. It must, therefore, meet some specific (defined by the legislature and grid operators) technical requirements. Grid development (grid development planning) obviously must take these requirements into account.

Technical requirements define certain limits, which cannot be exceeded (without consequences for the relevant device). In the systematic reality (the power system) power grids operate at some margins with regard to the required limits. A device's failure to comply with the requirements should lead to its elimination (permanent or temporary, i.e. until the required functionality's recovery) from the grid.

When planning the development of a power grid, as of any other technical system, the desired (required) condition, i.e. the desired functionality, can be accomplished in a variety of ways, in technical terms and in terms of their financial and non-financial costs. Thus the issue of power grid development planning becomes (can become) a much wider issue, i.e. covers the technical, economic, environmental, and social problems reported in Chapter 4.

Power grid development can be implemented in many ways, including as follows:

1. The aim is to achieve a specific power grid functionality that meets the technical and non-technical, e.g. environmental, requirements that warrant fulfilling the requirements of the energy (power supply) security paradigm. The problem's solution is purely technical, which sets technical requirements for the designed objects (grid components), such as power substations, power lines, etc. Other factors, such as the grid components' durability (reliability), equipment manufacturer, contractor, capital costs, operating costs, etc., are not considered here. In this case energy security is ensured on a different level than, say, the assurance of proper performance of the distribution or the distribution system operator. The distribution grid development planning paradigm is not the same here as the distribution company development paradigm.
2. The aim is to achieve a specific power grid functionality that meets the technical and non-technical, e.g. environmental, requirements that warrant fulfilling the requirements of the energy (power supply) security paradigm. The problem's

solution is techno-economic, which sets technical requirements for the designed objects (grid components), such as power substations, power lines, etc. Also considered are elements that affect the project implementation cost, including: the grid components' durability (reliability), power equipment's type and make (equipment manufacturer), capital costs (contractor) and operating costs (resulting from organization of the works). In this case energy security is ensured at the same level as proper performance of the distribution company or distribution system operator. Therefore, the distribution grid development planning paradigm is here the same as the proper functioning of the distribution company or distribution grid operator. In this case, the overriding goal of the distribution company (distribution grid operator) is grid operation security rather than maximum profit.

3. The aim is to achieve a specific power grid functionality that meets the technical and non-technical, e.g. environmental, requirements that warrant fulfilment of the requirements of the energy (power supply) security paradigm, and at the same time the maximum profit of the distribution company or distribution grid operator. In this case, the overriding goal of the company is its maximum profit, and the requirement to ensure energy security is a constraint. In this case, the distribution company development paradigm is the same as the distribution grid development planning paradigm.

Implementing the power grid development in the scope specified in the third of the above points requires the use of complex methods, algorithms, and techno-economic analyzes. In fact, it requires a functional model of the distribution company. No such models are usually formalized. They are usually verbal, and only partial models happen to be formalised.

Implementing the power grid development in the scope specified in the first of the above points is so purely technical, that it has no practical use for businesses operating in the market. In fact, technology applications are inextricably linked to the economy. This linkage occurs, for example, by adopting certain assumptions about proposed technical solutions, and results from:

- grid structure (closed – open), resulting also in the required automation protection functionality
- power line type (overhead – cable)
- overhead conductor type wires (bare – insulated)
- switchgear type (e.g. pole mounted – container)
- switchgear design (single bus – multi bus, sectioned – not sectioned)
- grid metering systems (measurement and measurement data transmission from nodes on a given voltage level or lack thereof)
- grid component control systems (in nodes of a specific type [voltage] or lack thereof).

Therefore, the selection of a specific technical solution affects the cost of ensuring security, but it also affects the grid functionality, reliability (durability), capital costs, and operating costs. Considerations on the technical level are not always part

of the global optimization, and quite often they result from the operating habits and engineering practice used in the operator's grid (e.g. grid neutral grounding), and the need for unification of devices and structures, etc. At the same time – through the equipment cost and other kinds of costs – they are closely related, however, to the distribution company's economics.

In this sense, the distribution grid development planning paradigm: environmentally sustainable energy security, is a technical paradigm with an environmental constraint, which can be described to a certain extent as independent of the distribution company's economics, or to a certain extent dependent on the distribution company's economics. Both statements are

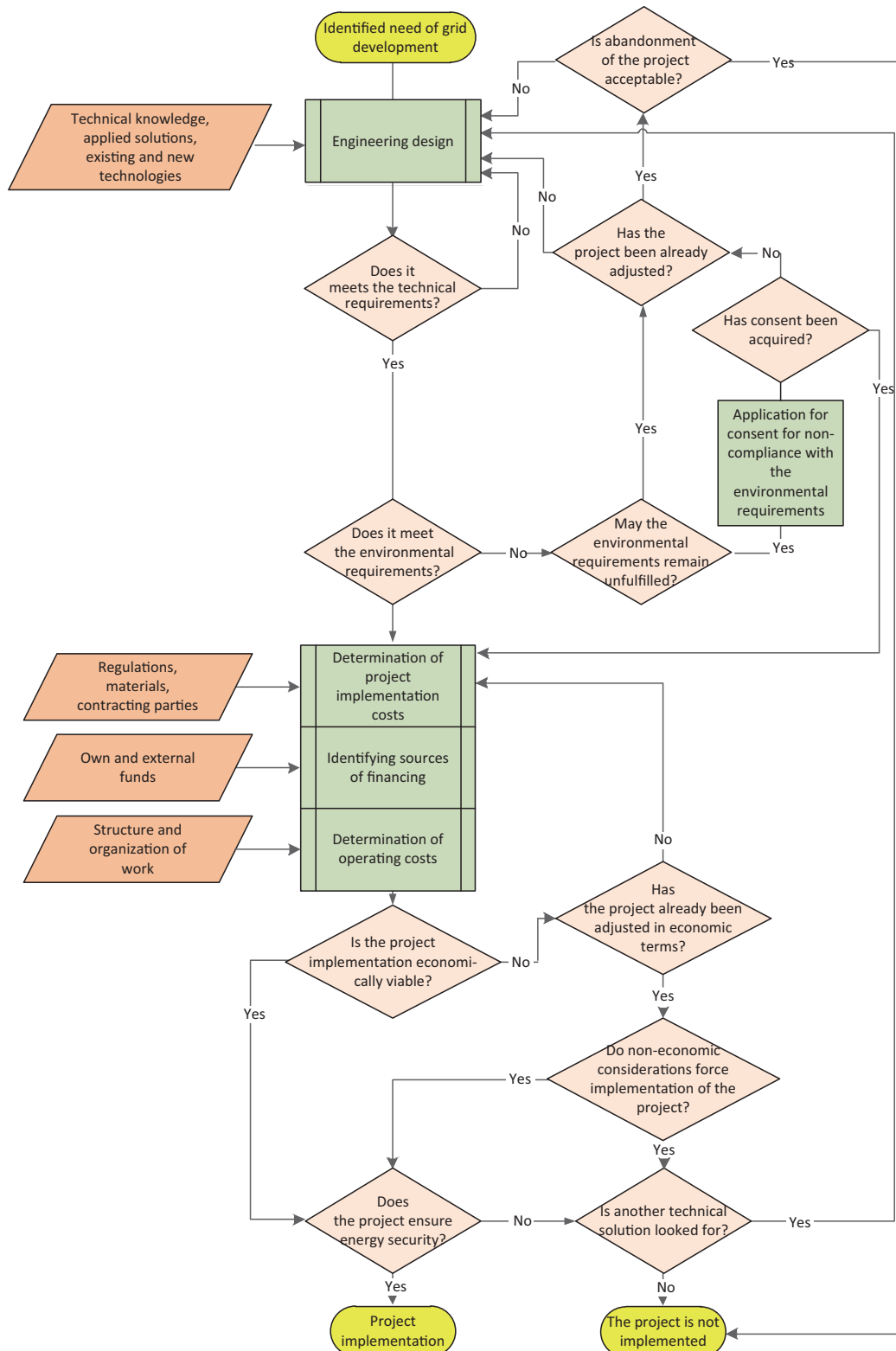


Fig. 4. Block diagram of distribution grid development project

true, because they indicate the relationship of technology and economics (different, that is in fact its perception can be individual). This relationship in the form of a grid development project implementation diagram, resulting from the need to identify the development, is shown in fig. 4. Underlying the scheme is the assumption of the lack of technical constraints as to the feasibility of a technical project in a power grid. Therefore, there is an element named: technically non-feasible project. A project can be non-feasible only because of its cost, and/or possibly because of political considerations.

REFERENCES

1. Kulczycki J., Niewiedział E., Niewiedział R., Wybrane problemy rozwoju wiejskich sieci elektroenergetycznych [Selected problems of rural power grid development], INPE 2009, issue 122–123.
2. The Energy Law, 10 April 1997, codified at the Law Office of URE Energy regulatory Office of 1 October 2011.
3. Popczyk J., A definition of security in relation to the elements of the system and its structure [Definitions related to security with regard to system components and structure], commissioned research project No. PBZ-MEiN-1/2/2006 "Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju" "The national energy security", Silesian University of Technology, Gliwice, December 2007.
4. Kulczycki J., Wybrane problemy rozwoju sieci rozdzielczych [Selected problems of distribution grid development], *Przegląd Elektrotechniczny* 2008, issue 9.
5. Marzecki J., Terenowe sieci elektroenergetyczne [Territorial power grids], ITE Publishers, Warsaw 2007.
6. Kulczycki J., Wybrane problemy rozwoju sieci rozdzielczych [Selected problems of distribution grid development], Proceedings of IX International Scientific Conference "Forecasting in power sector", Wisła 2008.
7. Marzecki J., Modernizacja terenowych sieci niskiego i średniego napięcia [Modernization of low and medium voltage territorial power grids], Proceedings of IX International Scientific Conference "Forecasting in the power sector", Wisła 2008.
8. Wytyczne programowania rozwoju sieci rozdzielczych (sieci 110 kV, SN i nN) [Programming Guidelines for the development of distribution grids (110 kV, MV and LV)], Institute of Power Engineering, Distribution Grids Department, Warsaw-Katowice 1986.
9. Rakowska A., Grzybowski A., 15 lat napowietrznych linii izolowanych [15 years of insulated overhead power lines] [online], Poznan University of Technology, http://www.stelen.home.pl/gfx/aktualnosci/referat_04.pdf.
10. Szpyra W. et al., Problemy rozwoju i eksploatacji sieci dystrybucyjnych [Problems of distribution grid development and operation], Seminar of the Power Engineering Department of the Technical University of Gdańsk, Rekowo 2011.
11. EN 5046-1, Three phase oil immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2500 kVA with highest voltage equipment not exceeding 36 kV, Part 1, General requirements, Cenelec 2005.
12. Bartodziej G., Tomaszewski M., Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne [Energy policy and energy security], Federation of Scientific and Technical Associations Energy and The Environment, Warsaw 2008.

Zbigniew Lubośny

Gdańsk University of Technology
 e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

A graduate of the Technical University of Gdańsk. Since 2004 a professor of engineering at his alma mater. His areas of interest include mathematical modelling, power system stability, power system control, use of artificial intelligence application in power system control, and modelling and control of wind turbines. Editor in Chief of *Acta Energetica*.

Jacek Klucznik

Gdańsk University of Technology
 e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

Graduated as Master of Engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). Five years later he obtained his Ph.D. An assistant professor at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include control systems for generators and turbines, wind power generation, and power system automatic protections.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 42–60. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Paradygmat do tworzenia planów rozwoju sieci dystrybucyjnej WN, SN, nN

Autorzy

Zbigniew Lubośny
Jacek Klucznik

Słowa kluczowe

problemy rozwoju, sieć dystrybucyjna, bezpieczeństwo energetyczne

Streszczenie

W literaturze, w tym odnoszącej się do przedsiębiorstw działających w sektorze energetyki (i elektroenergetyki), znaleźć można pojęcie paradygmatu funkcjonowania tych organizacji. W artykule omówiono pojęcie paradygmatu, z ukierunkowaniem na paradygmat planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych. Na tym tle przedstawiono zagadnienia związane z bezpieczeństwem energetycznym oraz kierunkami i problemami rozwoju systemów elektroenergetycznych. Zaproponowano nowy paradygmat planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej. Paradygmat ten jest propozycją autorów artykułu.

1. Paradygmat

1.1. Definicja¹

Słowo „paradygmat” jest używane w nauce do opisywania różnych pojęć. Pochodzi z języka greckiego od słów: παράδειγμα [gr. *paradeigma*] – wzór, przykład; παραδεικνυμι [gr. *paradeiknumi*] – wykazywać, reprezentować, wystawiać; παρά [gr. *para*] – obok, poza + δεικνυμι [gr. *deiknumi*] – pokazać, wskazać. Słowo παράδειγμα (*paradeigma*) zostało po raz pierwszy użyte w greckim tekście, w dialogach Platona (*Timaios* [28A]), jako model lub wzór, który Demiurg (bóg) użył do stworzenia kosmosu.

W słowniku „Merriam-Webster” z 1900 roku termin ten miał odniesienie tylko do gramatyki lub retoryki. Obecnie słownik ten definiuje paradygmat jako „filozoficzne i teoretyczne ramy szkoły naukowej lub dyscypliny, których teorie, prawa i uogólnienia oraz eksperymenty przeprowadzone na ich poparcie są szeroko formułowane”.

Pewną modyfikację, a zarazem odświeżenie pojęcia „paradygmat”, wprowadził filozof Thomas Kuhn w książce „Struktura rewolucji naukowych” (ang. „*The Structure of Scientific Revolutions*”), opublikowanej w 1962 roku. Według Kuhna „paradygmat to zbiór pojęć i teorii tworzących podstawy danej nauki” lub inaczej – „to zbiór poglądów podzielanych przez naukowców, zestaw porozumień o pojmowaniu zagadnień”.

Paradygmat w filozoficznej teorii poznania i metodologii definiuje się natomiast jako ogólnie uznane osiągnięcie naukowe, które dostarcza modelowych rozwiązań w danej dziedzinie nauki, mogące też pociągać za sobą modelowe rozwiązania w dziedzinach pokrewnych i stawać się istotnym składnikiem poglądu na świat.

Z kolei według „Encyklopedii PWN” paradygmat to ogólnie uznane osiągnięcie naukowe (teoria naukowa), które w pewnym okresie dostarcza modelowych rozwiązań w danej dziedzinie nauki.

Przykładami paradygmatów są np.: system Kopernikański, tj. teoria heliocentryczna, mechanika Newtona oraz teoria względności Einsteina.

Teorii i pojęć tworzących paradygmat raczej się nie kwestionuje, przynajmniej do czasu, kiedy paradygmat jest twórczy poznawczo, tzn. gdy za jego pomocą można tworzyć teorie szczegółowe, zgodne z danymi doświadczalnymi (ewentualnie danymi historycznymi), którymi zajmuje się dana nauka.

Paradygmat charakteryzuje się następującymi cechami (odróżniającymi paradygmat od dogmatu):

- Nie jest on dany raz na zawsze, lecz jest przyjęty na zasadzie konsensusu przez większość badaczy. Dla badaczy istotna jest tu zgodność paradygmatu z dotychczasową wiedzą, a w tym spełnienie przez paradygmat wielu warunków, np. w zakresie istniejących dowodów naukowych doświadczalnych.
- Może okresowo ulec zasadniczym przemianom prowadzącym do głębokich zmian w nauce. Mamy wówczas do czynienia z tzw. rewolucją naukową.
- Podważa sens absolutnej słuszności. Pojęcie „absolutnej słuszności” nie ma charakteru naukowego.

Dobry paradygmat powinien:

- być spójny logicznie i pojęciowo
- być jak najprostszy i zawierać tylko te pojęcia oraz teorie, które są dla danej nauki rzeczywiście niezbędne
- dawać możliwość tworzenia teorii szczegółowych zgodnych ze znanymi faktami.

1.2. Paradygmat w nauce

Jak wynika z powyższych definicji, pojęcie paradygmatu jest definicją dość ogólną. Paradygmat w nauce w ogólności jest „tworem formalnym”, który można i należy traktować w istocie jako pozytywny, ponieważ pozwala koncentrować siły i środki (zasoby) na swojej centralnej idei. A to z kolei potencjalnie pozwala na przyspieszanie rozwoju nauki w danym zakresie, tj. w zakresie centralnym dla paradygmatu. Jednak oprócz pozytywów związanych z istnieniem paradygmatu zwraca się uwagę na pewne jego cechy, które mogą prowadzić

do ograniczenia, ewentualnie spowolnienia rozwoju dziedziny nauki, którą dany paradygmat obejmuje. Otóż raz stworzony i przyjęty paradygmat może być, i zazwyczaj jest, uwiarygadniany przez swego rodzaju współdziałanie i współlistnienie następujących czynników: ludzi, organizacji oraz instytucji, niekoniecznie merytorycznie związanych z nauką lub techniką. Można do nich zaliczyć:

- profesjonalne organizacje społeczne i zawodowe legitymujące paradygmat
- charyzmatycznych liderów wprowadzających, a przede wszystkim uzasadniających istotność paradygmatu
- czasopisma podtrzymujące znaczenie paradygmatu w swoich publikacjach
- agencje rządowe uwiarygodniające paradygmat poprzez swoje działania
- edukatorów propagujących idee paradygmatu przez system nauki, w którym operują np. szkoły
- konferencje naukowe skupiające się na problemach centralnych dla danego paradygmatu
- media elektroniczne uwydatniające korzyści wynikające z podejmowania działań zgodnych z paradygmatem i równocześnie (lub ewentualnie) straszące negatywnymi skutkami niepodjęcia takich działań dla różnych sfer działalności ludzkiej, np. ostatnio dla środowiska
- fundusze działające na rzecz rozwoju dziedzin związanych z danym paradygmatem, a w tym zajmujące się finansowaniem badań związanych z ideą danego paradygmatu
- laicy w danej dziedzinie nauki lub techniki oraz osoby grupujące się wokół laików w danej dziedzinie, będących osobami publicznymi, mających uznanie społeczne, którzy bezkrytycznie przyjmują idee paradygmatu (wierzą w idee paradygmatu).

Przykładem powyższych tez może być tzw. problem globalnego ocieplenia i konieczność realizacji działań mających na celu ograniczenie bądź eliminację powyższego

¹ Treści zawarte w niniejszym rozdziale pochodzą z „Encyklopedii PWN” i Wikipedii.

efektu (jeżeli rzeczywiście ma on miejsce), a w tym redukcja emisji CO₂, składowanie CO₂ (CCS) itp. Wpływ wymienionych czynników doprowadził do stanu mentalnego społeczeństwa, w którym twierdzenia sprzeczne z obowiązującą teorią globalnego ocieplenia spychane są na margines merytorycznej dyskusji. Praktycznie są one eliminowane lub blokowane.

Działania wymienionych powyżej czynników stymulują prace w ramach paradygmatu (w sensie finansowym, organizacyjnym, prawnym i naukowym), redukując i ewentualnie tłumiąc działania charakteryzujące się innym spojrzeniem na problem. Taki stan nazywany jest paraliżem paradygmatu i oznacza on praktyczną niemożność (ew. ograniczoną szansę) spojrzenia poza obowiązujący sposób myślenia i postrzegania zjawisk.

Paraliż paradygmatu wynika z twierdzenia (Kuhn i inni): „że typowi naukowcy nie są obiektywnymi i niezależnymi myślicielami, a są konserwatystami, którzy godzą się z tym, czego ich nauczone i stosują tę naukę (wiedzę) do rozwiązywania problemów zgodnie z dyktatem wyuczonych przez nich teorii. Większość z naukowców w istocie jedynie składa układanki, celując w odkrywaniu tego, co i tak już jest im znane. Twierdzi się tu, że naukowcy mają tendencję do ignorowania odkryć badawczych, które mogą zagrażać istniejącemu paradygmatowi i spowodować rozwój nowego, konkurencyjnego paradygmatu. Tym samym stwierdza się, że w trakcie rozwoju nauki nowości wprowadzane są z trudem i z towarzyszącym mu, zgodnym z oczekiwaniami, jawnym oporem”.

Równocześnie jednak stwierdza się, że „tylko młodzi uczeni, nie tak głęboko indoktrynowani przez uznane teorie, mogą dokonać odrzucenia starego paradygmatu”. Jako przykłady naukowców, którzy ewidentnie

i radykalnie zmienili nasze postrzeganie świata, podaje się Newtona, Lavoisiera i Einsteina.

Zatem, pomimo swego rodzaju konserwatywności paradygmatu, rozwój nauki poprzez przekraczanie jego granic jest możliwy i ma miejsce. Tym samym, niejako wbrew wcześniejszym tezę, można stwierdzić, że jest to typowa droga rozwojowa dojrzałej nauki. Polega ona na kolejnym przechodzeniu w procesie „rewolucji” od jednego do innego paradygmatu. Gdy ma miejsce zmiana paradygmatu, „świat naukowy zmienia się jakościowo i jest jakościowo wzbogacany przez fundamentalnie nowe zarówno fakty, jak i teorie”.

Powyższe spostrzeżenie Kuhn formułuje następująco: „Nauka nie jest jednostajnym, kumulatywnym pozyskiwaniem wiedzy. Zamiast tego nauka jest serią spokojnych okresów przerywanych przez gwałtowne intelektualne rewolucje, po których jeden koncepcyjny światopogląd jest zamieniany przez inny. Żadna nauka przyrodnicza nie może być wyjaśniana bez zastosowania splecionych teoretycznych i metodologicznych poglądów pozwalających na wybór, ocenę i krytykę”.

Rewolucje naukowe związane w istocie ze zmianą paradygmatu następują „po długich okresach funkcjonowania nauki instytucjonalnej, tradycyjnie ograniczonej ramami, w których musiała się ona [nauka] znajdować i zajmować się badaniami, zanim mogła te ramy zniszczyć”.

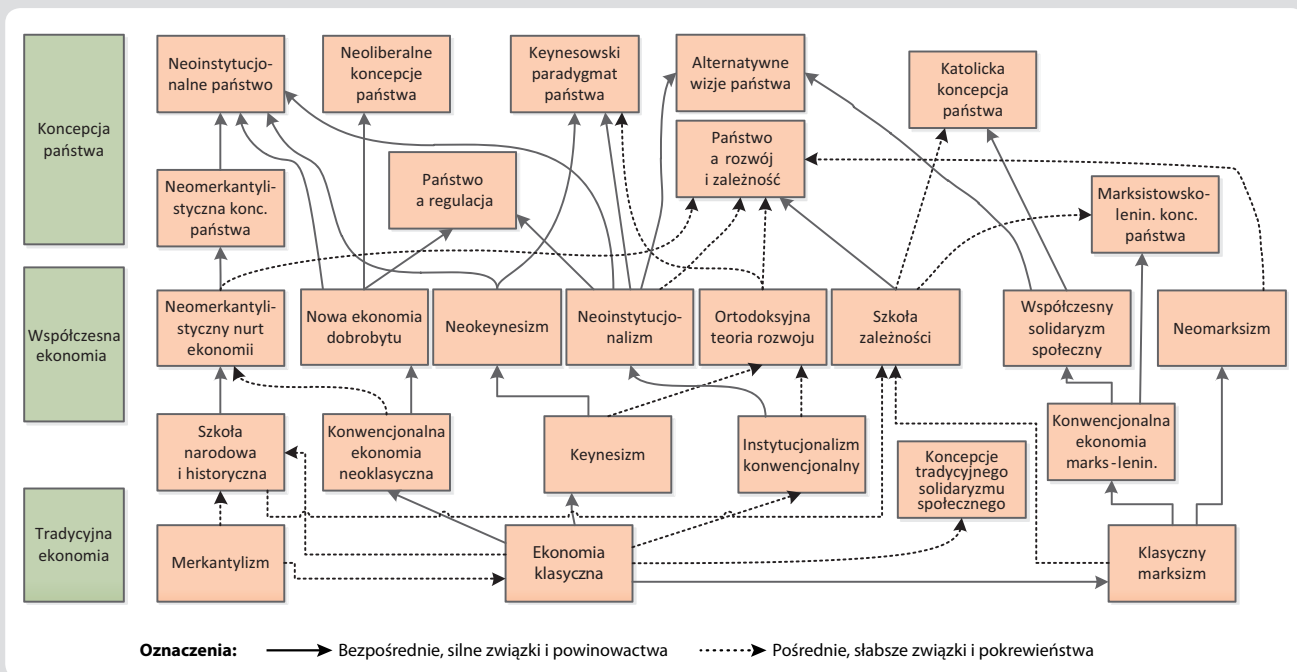
Twierdzi się również, że kryzys nauki instytucjonalnej i tym samym kryzys obowiązującego paradygmatu „zawsze niejawnie tai się w badaniach, ponieważ każdy problem, który nauka instytucjonalna postrzega jako łamigłówkę, może być ujrany z innej perspektywy jako sprzeczność (wyłom)” i tym samym jako źródło kryzysu. Źródło kryzysu, ale równocześnie jako element postępu i rozwoju nauki.

1.3. Paradygmat w ekonomii

We współczesnej ekonomii szczególnie popularne są dwa paradygmaty, które wyrosły z ekonomii klasycznej (rys. 1):

- keynesowski – „podkreślający cykliczną niestabilność gospodarki pozostawionej mechanizmowi rynkowemu oraz tendencję do wzrostu inflacji i bezrobocia. Staje się to podstawą do formułowania aktywnej polityki gospodarczej państwa, której celem miałyby być zapobieganie lub łagodzenie skutków niekorzystnych zjawisk gospodarczych. Kluczową rolę w stabilizowaniu gospodarki przypisuje popytowi globalnemu, który wyznacza poziom podaży produkcji, a co za tym idzie zatrudnienia. W ramach tego paradygmatu rozwija się wiele szkół makroekonomicznych, jak keynesizm, postkeynesizm i neokkeynesizm”
- neoklasyczny – nawiązujący do ekonomii klasycznej. „Jako główną tezę prezentuje pogląd, że mechanizm rynkowy prowadzi do optymalnej alokacji zasobów, w tym pełnego zatrudnienia. Rolę regulatora procesów gospodarczych pozostawia rynkowi, tym samym odrzucając konieczność głębokiej interwencji państwa w gospodarkę. Wiodącymi szkołami rozwijającymi się w ramach paradygmatu neoklasycznego są monetaryzm oraz ekonomia neoklasyczna. Starają się one budować koncepcje makroekonomiczne bazujące na klasycznej analizie mikroekonomicznej”.

Do innych paradygmatów współczesnej ekonomii należą: strukturalistyczny, modernizacyjny, zależności oraz polityki gospodarczej krajów rozwijających się. Względnie nowym nurtem w ekonomii jest ekonomia ekologiczna, która wyrosła na gruncie krytyki ekonomii neoklasycznej. Ekonomia ekologiczna jest nauką analizującą



Oznaczenia: — Bezpośrednie, silne związki i powinowactwa Pośrednie, słabsze związki i pokrewieństwa

Rys. 1. Główne kierunki współczesnej ekonomii

i opisującą procesy gospodarcze, społeczne i ekologiczne, będące podstawą realizacji zrównoważonego rozwoju. Ekonomia ekologiczna odwołuje się do ekologicznego paradygmatu ekonomii i stoi w opozycji do ekonomii środowiska i zasobów naturalnych opierającej się na paradygmacie ekonomicznej środowiska.

Ekonomia ekologiczna jako wielodyscyplinarna dziedzina nauki czerpie m.in. z takich dziedzin jak: ekonomia, ekologia, urbanistyka, demografia, planowanie przestrzenne. Podstawowymi kategoriami ekonomii ekologicznej są:

- kapitał naturalny (przyrodniczy)
- sprawiedliwość wewnątrzpokoleniowa, międzypokoleniowa i międzygatunkowa
- trwałość (samopodtrzymywanie się, ang. *sustainability*)
- efekty zewnętrzne.

Analizując politykę Unii Europejskiej (ale też części innych krajów świata), w tym formułowaną poprzez akty prawne (przedstawione dla sfery energetyki w rozdziale 2), można stwierdzić, że ekonomia ekologiczna i tym samym paradygmat ekologiczny są obowiązującymi w krajach Unii Europejskiej i tym samym w Polsce.

1.4. Paradygmat w technice

Jak wiadomo, nie sposób rozważać rozwoju techniki bez korelacji z ekonomią, ponieważ nowe rozwiązania techniczne niespełniające szeroko pojętych wymogów ekonomii nie stają się (nie stały się) użytecznymi². Historycy nauki rozdzielają jednak rozwój techniki i ekonomii. Twierdzą oni, że zmiany paradygmatu w technice, technologii i gospodarce następowały i następują szybciej niż w naukach społecznych. Paradygmaty wiąże się tu często z rozwojem techniki i technologii. Przykładem może być klasyfikacja paradygmatów ujęta w sensie historycznym, a zaproponowana przez R. Edwarda Freemana. Definiuje on

następujące paradygmaty w technologii i gospodarce:

1. paradygmat sił przyrody (w szczególności mięśni ludzkich, zwierzęcych, a później wiatru i wody)
2. paradygmat siły parowej (od XVII wieku)
3. paradygmat siły elektrycznej (od XIX wieku)
4. paradygmat masowej produkcji
5. paradygmat technologii informacyjnych
6. paradygmat rozwoju przyjaznego środowisku.

Freeman wskazuje przy tym paradygmat szósty jako przyszłościowy. W pewnym sensie można stwierdzić, że paradygmat ten jest już paradygmatem funkcjonującym (obowiązującym).

Z drugiej strony powyższa klasyfikacja jest jedną z bardziej ogólnych i tym samym wydaje się, że jest ona odległa od elektroenergetyki czy też energetyki. Można stwierdzić, że i tak, i nie. Oznacza to, że przykładowo paradygmat, według którego funkcjonuje elektroenergetyka, to w istocie paradygmat „siły elektrycznej”, ale równocześnie jest to paradygmat „technologii informacyjnych”, a także – w ostatnich latach – jest to paradygmat „rozwoju przyjaznego środowisku”.

Z drugiej strony tworzy się, przynajmniej w warstwie werbalnej, chociaż czasem (a nawet często) również realnej, paradygmat (lub paradygmaty) blisko związane z obszarem funkcjonowania danego podmiotu lub danej dziedziny techniki. Przykładem w sferze energetyki może być tu tzw. paradygmat bezpieczeństwa energetycznego. Paradygmat ten można rozumieć jako sposób działania podmiotu mający na celu zapewnienie, utrzymanie, uzyskanie lub ewentualnie dojście do stanu określanego jako stan bezpieczeństwa energetycznego. Czy tak zdefiniowane i realizowane przez dany podmiot zadanie, czy też sposób funkcjonowania, można określić jako

paradygmat? Traktując literalnie definicje przedstawione w rozdziale 1.1, mówiące przykładowo o „zbiorze pojęć i teorii tworzących podstawy danej nauki”, raczej nie. Z drugiej strony pojęcie paradygmatu zakorzeniło się w piśmiennictwie technicznym (i nie tylko) i w świadomości podmiotów gospodarczych, zmieniając, poszerzając, a *de facto* dewaluując swoje oryginalne znaczenie. W pewnym sensie stało się ono elementem promocji pewnych działań realizowanych przez podmioty. Hasłem kluczem (ale czy paradygmatem?) jest ekologia (ochrona środowiska).

Można stwierdzić, że liczba tzw. paradygmatów artykułowanych przez różne podmioty operujące w różnych dziedzinach techniki, technologii, gospodarki jest obecnie duża.

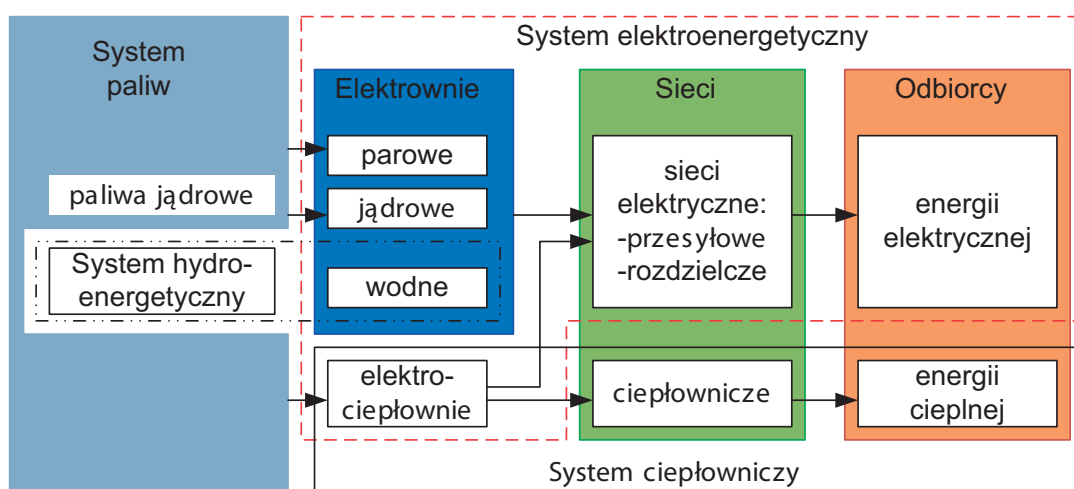
1.5. Paradygmat rozwoju sieci OSD

Energa

System energetyczny jest obiektem składającym się z systemu elektroenergetycznego oraz systemu paliw (rys. 2). We współczesnych systemach energetycznych podstawowy system paliw stanowią paliwa kopalne, takie jak: węgiel, gaz ziemny i ropa naftowa oraz woda (system wodny), a także paliwa jądrowe. Stosunkowo nowymi elementami systemu paliw są – nieprzedstawione na rysunku – słońce i wiatr, a także, obecnie na mniejszą skalę, ciepło ziemi (zasoby geotermalne) oraz biopaliwa (biogaz i biomasa).

W systemie elektroenergetycznym, w sensie technicznym, wyróżnić można trzy podstawowe elementy: źródła energii (elektrownie), sieci elektroenergetyczne oraz odbiorców.

Z własnościowego punktu widzenia można wyróżnić tu odbiorców, elektrownie, spółki dystrybucyjne oraz operatorów sieci: przesyłowej (OSP) i rozdzielczych (OSD). Operatorzy sieci rozdzielczych



Rys. 2. Struktura systemu elektroenergetycznego

² Obecnie stwierdzenie to może budzić kontrowersje.

i przesyłowych czasami bywają również właścicielami sieci, którymi sterują (zarządzają). Zdarza się, że występuje również współwłasność źródeł energii i sieci elektroenergetycznych.

Wymagania i odpowiedzialność w powyżej wymienionych grupach podmiotów można określić następująco:

1. Odbiorcy

Wymagania

- Odbiorcy wymagają bezprzerwowego dostępu do energii elektrycznej o określonych parametrach jakościowych, tj. poziomie napięcia, wartości częstotliwości oraz odpowiednio niskiej zawartości harmoniczných napięcia.
- Odbiorcy wymagają również utrzymania cen energii na niezmiennym poziomie, w odpowiednio długich okresach czasu lub ewentualnie akceptowalnego małego wzrostu.

Odpowiedzialność

W tej grupie podmiotów odpowiedzialność za rozwój i bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego praktycznie nie występuje.

2. Źródła energii (elektrownie)

Wymagania

- Elektrownie, rozumiane jako właściciele, są zainteresowane bezprzerwowym dostępem do sieci elektroenergetycznej.
- Elektrownie zainteresowane są brakiem ograniczeń co do wartości mocy, jaką mogą wprowadzać do sieci elektroenergetycznej w czasie.

Powyższe wymagania wynikają z celu realizowanego przez źródła energii, który można określić jako maksymalizację efektu finansowego prowadzonej działalności.

Odpowiedzialność

Formalnie, pomijając świadomość niezbędności współistnienia (częściej występującego w przypadku źródeł systemowych niż małych, rozproszonych źródeł energii), brak odpowiedzialności za rozwój i bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego.

3. Operator systemu przesyłowego

Odpowiedzialność

Operatorzy systemów przesyłowych (w KSE jeden operator) są praktycznie jedynymi podmiotami, które formalnie są odpowiedzialne za właściwą, tj. bezpieczną pracę systemów elektroenergetycznych. Odpowiedzialność ta wynika wprost z Prawa energetycznego z art. 9c, ust. 2 (Prawo energetyczne, 11.08.2011):

„Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej (1);
- zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym,

w tym w zakresie rozbudowy sieci przesyłowej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi (4);

- opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie elektroenergetycznym (16);
- określanie potrzeb rozwoju sieci przesyłowej i połączeń międzysystemowych, a także w zakresie budowy nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej (17);
- utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej elektroenergetycznej (18)”.

4. Operator systemu dystrybucyjnego

Odpowiedzialność

Zbliżona jest do odpowiedzialności operatora systemu przesyłowego. Odpowiedzialność ta wynika wprost z Prawa energetycznego z art. 9c, ust. 3:

„Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV (1);
- eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego (2);
- zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania (3);
- współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów (4);
- utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV (14)”.

A także z art. 9c, ust. 6: „Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego”.

Jak wynika z powyższego, funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych związane jest z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego (elektroenergetycznego). Powyższe zapisy prawne w okresie

od momentu ich sformułowania, tj. po zmianie ustroju w Polsce, nie ulegały zasadniczym zmianom. Nastąpiło tylko położenie pewnych akcentów na zagadnienia ekologiczne (środowiskowe).

Można zatem stwierdzić, że w przeszłości systemy elektroenergetyczne funkcjonowały (a część funkcjonuje nadal), opierając się na paradygmacie bezpieczeństwa energetycznego (elektroenergetycznego). Chociaż nie zawsze wymóg zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego był określany paradygmatem.

Obecnie obowiązującym paradygmatem planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej, co potwierdza również informacja pozyskana od OSD Energa, jest bezpieczeństwo energetyczne przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej podmiotów.

2. Bezpieczeństwo energetyczne

Podstawą dla energetyki jest ustawa Prawo energetyczne. Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Według definicji zawartej w [3] bezpieczeństwo energetyczne obejmuje sferę racjonalizacji pozyskiwania i użytkowania energii oraz jej dostawy na wszystkie trzy rynki końcowe: na rynek energii elektrycznej, rynek ciepła oraz rynek paliw płynnych. Jest to definicja zgodna z zawartą w [2], określającą bezpieczeństwo energetyczne jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Z kolei bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej [2] definiuje się jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Tym samym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej [3] do odbiorców końcowych to bezpieczeństwo (niezawodność zasilania, jakość energii elektrycznej) rozpatrywane w perspektywie indywidualnego odbiorcy (w kontekście indywidualnych praw i obowiązków odbiorcy oraz możliwości jego wpływania na to bezpieczeństwo, a także preferencji czasowych dotyczących własnego ryzyka utraty bezpieczeństwa).

W pracy [3] definiuje się również rynkowe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz określa się mechanizmy i narzędzia zarządzania bezpieczeństwem.

Bezpieczeństwo rynkowe dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych jest zarządzane za pomocą mechanizmów rynkowych (płynnych rynków: usług systemowych, energii elektrycznej oraz inwestycyjnego w segmencie energetyki rozproszonej), z wykorzystaniem zasobów uniwersalizującej się energetyki rozproszonej. Ponadto jest to bezpieczeństwo zarządzane z wykorzystaniem produktów rynkowego systemu ubezpieczeń.

Jako rynkowe mechanizmy i narzędzia zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym wskazuje się tu:

- zdolność technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe
- koszty referencyjne
- mechanizmy wielotowarowe na rynku energii elektrycznej
- poziom płynności rynków
- zdolność systemu regulacyjnego/prawnego (w tym podatkowego) do odpowiedzi na sygnały rynkowe
- zdolność gmin do reagowania w sytuacjach kryzysowych w zakresie dostaw energii elektrycznej
- zdolność odbiorców do odpowiedzi na sygnały rynkowe, w tym na utratę bezpieczeństwa energetycznego
- podatność niezależnych inwestorów do inwestowania w elektroenergetyce.

Równocześnie, oprócz bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ustawodawca definiuje bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej jako nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy sieci.

Uwzględniając zawarty w definicji [2] bezpieczeństwa energetycznego element środowiskowy, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej można również określić [3] jako dostępność energii w każdym czasie, w różnych formach, w wystarczającej ilości i po możliwie najniższej (optymalnej) cenie, przy zachowaniu warunków ochrony środowiska.

Tym samym można mówić o bezpieczeństwie energetyczno-ekologicznym, definiowanym jako bezpieczeństwo energetyczne, którego koszt uwzględnia spełnienie normatywnych wymagań ochrony środowiska [3].

W literaturze przedmiotu występuje również pojęcie bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne [3] obejmuje dostawę energii elektrycznej oraz sferę racjonalizacji jej użytkowania i uwzględnia koszt spełnienia normatywnych wymagań ochrony środowiska (w obszarach: wytwórczym i sieciowym), w tym normatywnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa ludzi oraz funkcjonowania infrastruktury krytycznej (m.in. systemu zaopatrzenia w energię i paliwa).

Rozważając bezpieczeństwo energetyczne, wyróżnia się, poza technicznym aspektem bezpieczeństwa, następujące aspekty:

- Aspekt ekonomiczny bezpieczeństwa – sprowadzający się przede wszystkim do zapewnienia akceptowalnej przez odbiorców końcowych ceny użytecznych nośników energii, określonych w umowach cywilnoprawnych lub w taryfach. Obecnie cena ta uwzględnia również koszt bezpieczeństwa dostaw energii.
- Aspekt ekologiczny bezpieczeństwa – wiążący się z troską o zachowanie w należytym stanie środowiska naturalnego dla przyszłych pokoleń i wymagający spełnienia odpowiednich standardów i zobowiązań ekologicznych.

Wskazuje się również na zagrożenia bezpieczeństwa [12], wśród nich rozróżnia się zagrożenia bezpośrednie i pośrednie:

- Do zagrożeń bezpośrednich zalicza się:
 - Zmienność zapotrzebowania mocy:
 - zmienność przewidywalną, zależną od rozwoju gospodarki i poziomu konsumpcji, realizowaną w dłuższych okresach czasu
 - zmienność losową, zależną od zmiany pogody czy nieoczekiwanych zdarzeń o różnym charakterze, np. awarii, realizowaną w krótkich okresach czasu.
 - Zdarzenia zewnętrzne ze strony środowiska, o charakterze losowym, np. wyładowania atmosferyczne, burze, powodzie, susze lub mrozy, wpływające na pracę źródeł i sieci.
 - Agresje zewnętrzne różnego rodzaju: sabotaż, terroryzm, itp.
 - Błędy ludzi popełniane na wszelkich poziomach, przy wszystkich rodzajach czynności dotyczących systemu elektroenergetycznego, od fazy planowania do eksploatacji.

Zagrożenia pośrednie mogą wystąpić w trzech obszarach: polityki i ekonomii, techniki (struktury i parametrów systemu) oraz eksploatacji i zarządzania.

W sferze polityki i ekonomii wyróżnia się następujące zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego³:

- Polityka energetyczna państwa nie uwzględnia wystarczająco różnych potrzeb, wymagań i zagrożeń.
- Polityka państwa prowadzi do utrzymania szerokiej własności państwowej i centralnego zarządzania w sektorze.
- Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne nie osiągają przychodów umożliwiających pokrycie wszystkich racjonalnych kosztów i zmuszane są do realizacji funkcji społecznych.
- Polityka kadrowa w zarządach przedsiębiorstw państwowych podlega nomenklaturze politycznej.
- Kształcenie personelu w systemach szkolnictwa nie odpowiada obecnym i przyszłym potrzebom elektroenergetyki.
- Państwo przyjmuje wymagania i zobowiązania dotyczące sektora elektroenergetycznego bez tworzenia warunków odpowiednich do ich realizacji.
- Występuje brak zainteresowania polityków i administracji państwowej bieżącymi problemami i przyszłością elektroenergetyki.

W sferze struktury i parametrów systemu elektroenergetycznego wyróżnia się następujące zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego:

- Nietrafione prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną.
- Procesy diagnostyki i odnowy nie odpowiadają potrzebom; brak kompleksowej oceny stopnia zużycia elementów systemu elektroenergetycznego.
- Inwestycje w zakresie źródeł energii elektrycznej i sieci nie obejmują potrzeb wynikających ze zużycia technicznego i moralnego części źródeł, a także zmian w rozmieszczeniu odbiorów.
- Systemy zbierania, przesyłu i przetwarzania danych, a także systemy zabezpieczeń są przestarzałe. Konieczna jest szeroka informatyzacja systemu elektroenergetycznego umożliwiającą identyfikację stanu pracy każdego węzła sieci SN, a także warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia.

Występowanie powyższych zagrożeń bezpośrednich i pośrednich może prowadzić do:

- naruszenia wystarczalności i stabilności systemu elektroenergetycznego
- wysokich kosztów energii i utraty konkurencyjności przedsiębiorstw energetycznych
- pogorszenia jakości energii, m.in. na skutek wzrostu częstości i zasięgu zakłóceń.

3. Kierunki rozwoju systemów elektroenergetycznych

W systemach elektroenergetycznych zachodzą obecnie przemiany. Wynikają one z rozwoju źródeł energii elektrycznej, upowszechniania się energoelektroniki (wpływ na odbiory energii, systemy przesyłu oraz źródła energii) oraz z potencjalnego rozwoju zasobników energii. Zakładać należy, że przemiany będą się pogłębiać w kolejnych latach.

Do problemów, a właściwie zadań, przed którymi staną (stają) współczesne systemy elektroenergetyczne, a dokładniej podmioty działające w obszarze elektroenergetyki (w tym spółki dystrybucyjne oraz operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych), należy zaliczyć:

1. Sterowanie podsystemem elektroenergetycznym z dużym nasyceniem źródłami rozproszonymi, tzw. sieci inteligentne (Smart Grid), a w tym:
 - rozwój sieci informatycznej na szczeblu operatora systemu dystrybucyjnego na potrzeby sterowania źródłami rozproszonymi, siecią rozdzielczą i odbiorami (usługa sterowania poborem energii elektrycznej)
 - rozwój algorytmów sterowania źródłami rozproszonymi
 - rozwój algorytmów sterowania siecią rozdzielczą, w tym w celu eliminacji przeciążeń dynamicznych elementów sieci
 - rozwój systemów technicznej realizacji usługi sterowania zapotrzebowaniem na energię elektryczną, w tym liczniki energii z komunikacją dwukierunkową
 - rozwój elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieciach tego typu
 - rozwój nowych układów sieciowych

³ Podano wybrane elementy z pozycji [12]. Niektóre ze stwierdzeń są dyskusyjne.

- rozwój systemów WAMS do synchronicznego monitoringu dużych obszarów.
- 2. Technologia zasobnikowe i zastosowania zasobników energii elektrycznej w systemach elektroenergetycznych.
- 3. Samochody elektryczne, a w tym:
 - rozwój źródeł energii dla samochodów elektrycznych, tj. akumulatorów i superkondensatorów
 - wykorzystanie samochodów elektrycznych jako rozproszonego zasobnika energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym
 - rozwój sieci stacji na potrzeby ładowania samochodów elektrycznych oraz algorytmy ich sterowania, również w przypadku wykorzystywania samochodów elektrycznych jako rozproszonego zasobnika energii.
- 4. Ogniwa paliwowe, a w tym:
 - rozwój technologii ogniwo paliwowych i możliwości ich wykorzystania w systemie elektroenergetycznym
 - wykorzystanie ogniwo paliwowych jako elementu zasobnika energii
 - rozwój układów „kogeneracyjnych” zasobnikowych typu: ogniwo paliwowe + elektrownia wiatrowa, ogniwo paliwowe + źródło fotowoltaiczne oraz innych, np. zastosowania w komunikacji
 - rozwój algorytmów sterowania ogniwami paliwowymi w różnych konfiguracjach pracy na potrzeby systemu elektroenergetycznego.
- 5. Obrona i odbudowa systemów elektroenergetycznych, a w tym:
 - rozwój automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania – SCO
 - rozwój automatyki samoczynnego napięciowego odciążania – SNO
 - rozwój rozproszonych autonomicznych układów obrony systemu elektroenergetycznego na poziomie odbiorców indywidualnych, będących odpowiednikami automatyki SCO i SNO systemowych
 - rozwój algorytmów sterowania źródłami energii, w tym źródłami rozproszonymi w procesach obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego
 - rozwój systemów wydzielania, utrzymywania i resynchronizacja wysp w sieciach dystrybucyjnych.
- 6. Usługi systemowe na poziomie systemów dystrybucyjnych, a w tym:
 - operator systemu dystrybucyjnego jako podmiot kontraktujący i koncentrujący usługi systemowe na rynku (w podsystemie) lokalnym
 - operator systemu dystrybucyjnego jako dostawca usług systemowych operatorowi systemu przesyłowego.
- 7. Integracja sieci elektroenergetycznych i gazowych jako element segmentu bezpieczeństwa energetycznego, a w tym:
 - rozwój technologii źródeł gazu i biogazu
 - rozwój zdolności współpracy sieci elektroenergetycznych i gazowych w zakresie pokrywania wahań (okresowego niedoboru) zapotrzebowania
 - rozwój algorytmów zintegrowanego sterowania sieci gazowej i elektroenergetycznej.
- 8. Monitorowanie i zarządzanie obciążalnością linii elektroenergetycznych, a w tym:
 - rozwój nowych technologii i metod zwiększania przepustowości linii elektroenergetycznych
 - rozwój systemów i urządzeń do monitorowania obciążalności dynamicznej linii elektroenergetycznych
 - rozwój systemów komunikacji centrum zarządzania z układami pomiarowymi na liniach elektroenergetycznych
 - rozwój algorytmów zarządzania obciążeniem linii elektroenergetycznych.
- 9. Wzrost koncentracji zapotrzebowania mocy na niewielkich obszarach powodowany:
 - instalacjami stacji ładowania samochodów elektrycznych
 - budową kolei dużych prędkości, która może być zasilana z sieci dystrybucyjnej WN
 - budową wielkopowierzchniowych obiektów handlowych i rozrywkowych (hipermarkety, galerie handlowe, hale i stadiony sportowe)
 - budową budynków wysokościowych o przeznaczeniu mieszkalno-biurowym.
- 10. Rozwój sieci prądu stałego, lokowanego co prawda głównie w systemie przesyłowym, ale (poprzez możliwość sterowania przepływami mocy) zmieniający warunki pracy sieci dystrybucyjnej WN⁴. Wśród możliwych ścieżek rozwoju technologii HVDC są:
 - łącza prądu stałego do farm wiatrowych dużych mocy, lądowych i morskich
 - transgraniczne łącza prądu stałego, współpraca energetyczna z krajami nadbałtyckimi, ale i Rosją, Białorusią i Ukrainą
 - budowa sieci wielowoltowych prądu stałego, tzw. Multi Terminal HVDC
 - znaczące zwiększenie udziału przekształtników tranzystorowych względem obecnej przewagi układów tyrystorowych
 - wykorzystanie układów prądu stałego w zasilaniu wielkich metropolii.

Za prognozowanym rozwojem systemu elektroenergetycznego, widzianego jako całość, musi postępować rozwój sieci elektrycznej. Wymienione powyżej prawdopodobne kierunki zmian w systemie elektroenergetycznym wymuszają będą wprowadzanie zmian w strukturze, sposobie sterowania i eksploatacji sieci dystrybucyjnych WN, SN i nN. Przewidywane zmiany można podzielić, w zależności od horyzontu czasowego ich wprowadzania, na krótkoterminowe, obejmujące okres najbliższych 3–5 lat, oraz długoterminowe, których wprowadzenia można się spodziewać w perspektywie 2025 roku lub później.

W ocenie autorów pracy, a także na podstawie innych opracowań z dziedziny prognozowania rozwoju sieci [1, 4, 5, 6, 7], można sformułować wnioski, że w najbliższej przyszłości – w horyzoncie krótkoterminowym – nie należy spodziewać się gwałtownych zmian czy rewolucji w budowie i funkcjonowaniu sieci. Należy przyjąć, że będzie to raczej powolna ewolucja, a pryncypia funkcjonowania sieci WN, SN i nN będą zbliżone do obecnych. Sytuacja powolnych zmian wymuszana będzie głównie przez kondycję finansową spółek dystrybucyjnych

i spodziewane niewielkie przyrosty mocy i energii pobieranej przez odbiorców. Poniżej przedstawiono najważniejsze prognozowane kierunki rozwoju sieci.

Dla sieci WN

- Sieci dystrybucyjne WN będą w znakomitej większości budowane jako linie napowietrzne z przewodami nieizolowanymi. Większa część linii zostanie przebudowana do temperatury roboczej 80°C, a tylko niewielka część linii pozostanie nieprzebudowana, dostosowana, jak obecnie, do temperatury roboczej 40°C. Monitoring temperatury linii i systemy określania bieżącej dopuszczalnej obciążalności będą stosowane na wybranych odcinkach linii.
- Jedynie w dużych miastach, przy braku innych możliwości, stosowane będą kablowe linie 110 kV bądź wstawki kablowe w liniach napowietrznych.
- Zachowana zostanie typowa struktura słupów linii – jako konstrukcje kratownicowe – stalowe, przeznaczone pod linie jedno- i dwutorowe. W nowo budowanych liniach pojawią się konstrukcje słupów oparte na żerdziach wirowanych. Linie te będą mogły być budowane jako wielotorowe i wielonapięciowe.
- Automatyka zabezpieczeniowa linii będzie bazowała na zabezpieczeniach podimpedancyjnych, często jeszcze bez łącza komunikacyjnego oraz na zabezpieczeniach różnicowych dla linii krótkich. Uzupełniające będą zabezpieczenia zerowoprądowe od zwarcia doziemnych. Stosowane będą wyłączniki umożliwiające jedynie 3-fazowy SPZ.
- Eksploatowane obecnie stacje WN/SN w układzie H pozostaną jako dominujące.

Dla sieci SN

- Sieci rozdzielcze SN będą sieciami o napięciu znamionowym 15 kV⁵.
- Sieci średniego napięcia będą pracować w układach otwartych, przy jednoczesnym niedopuszczaniu do pracy równoległej transformatorów w stacjach zasilających, tak aby ograniczać wartości prądów zwarcia dla sieci SN uzasadniony jest stosowany obecnie poziom 12,5 kA.
- W obszarach miejskich i podmiejskich typowym rozwiązaniem będzie sieć kablowa, a w strefach wiejskich – sieć napowietrzna, z niewielkim udziałem kabli.
- Podstawowym układem ciągów liniowych w sieci napowietrznej SN będzie stosowany obecnie układ magistralno-odgałęźny ze stacjami na pojedynczych odcinkach. Wskazane jest, by magistrala miała możliwość drugostronnego zasilania.
- Podstawowym układem ciągów liniowych w sieci kablowej SN będzie stosowany obecnie układ magistralny. Magistrala będzie miała możliwość drugostronnego zasilania.
- Stacje SN/nN powinny być lokalizowane możliwie blisko środka obciążenia oraz tak, aby możliwe było wyprowadzenie jak największej liczby linii nN.

⁴ Obecnie nie przewiduje się w Polsce budowy sieci prądu stałego, niemniej jednak w zestawieniu kierunków rozwoju sieci wskazuje się powyższą problematykę, ponieważ jest ona szeroko rozważana w ogólnosięciowych publikacjach.

⁵ Jest to poziom napięcia przyjęty jako docelowy w koncernie Energa SA. W innych spółkach dystrybucyjnych mogą być stosowane inne poziomy napięcia, np. 20 kV.

- Sieci będą pracowały z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor lub jako sieci kompensowane z ograniczonym prądem zwarcia doziemnego.
- Automatyka zabezpieczeniowa rozdzielni SN będzie oparta na analogowych i cyfrowych układach EAZ i wyłącznikach w polach odejściowych. Na zabezpieczenia pól odejściowych będą się składać, jak obecnie: zabezpieczenia nadprądowe bezkierunkowe od zwarc międzyfazowych oraz zabezpieczenia ziemnozwarciowe (zerowoprądowe, zerowoprądowe kierunkowe, admitancyjne itp.). Transformatory SN/nN zabezpieczone będą w znakomitej większości bezpiecznikami. W sieciach napowietrznych, w wybranych miejscach będą stosowane łączniki sterowane radiowo. W sieciach kablowych powinny być stosowane rozłączniki w każdej stacji SN/nN, w miarę możliwości zdalnie sterowane.
- Napowietrzne linie w znakomitej większości będą wykonywane jako niez izolowane (z przewodami gołymi) oraz jako izolowane lub z izolacją niepełną [9].
- Będzie następowała penetracja sieci przez źródła generacji rozproszonej (elektrownie wiatrowe, biogazownie itp.).

Dla sieci nN

- Dla sieci niskiego napięcia będą stosowane najczęściej układy otwarte lub w wyjątkowych sytuacjach tzw. uproszczone sieci zamknięte⁶, poprawiające warunki napięciowe w istniejącej sieci.
- W sieciach napowietrznych nN – niezależnie od rodzaju stosowanych przewodów linii: gołe czy izolowane – będzie stosowany układ magistralno-odgałęźny z magistralą zasilaną jednostronnie. Przyłącza i odgałęzienia będą przyłączone bezpośrednio do linii, bez stosowania łączników.
- Dla obszarów wiejskich podstawowym rozwiązaniem będzie sieć z przewodami izolowanymi, zawieszonymi na słupach. Rozwiązanie to będzie wypierało istniejące do tej pory sieci napowietrzne z przewodami gołymi. W miastach, w zależności od gęstości zabudowy, będą stosowane: kable układane w ziemi lub struktura mieszana, tj. kable i linie napowietrzne z przewodami izolowanymi.
- Sieci będą zabezpieczone bezpiecznikami oraz wyłącznikami współpracującymi z wyzwalaczami elektromagnetycznymi i termobimetalowymi.

Rozwój sieci WN, SN i nN w dłuższej perspektywie czasowej, poza 2025 rok, nie jest określony. Podawaną poniżej wizję rozwoju sieci, mimo jak najlepszych starań i chęci autorów, należy uznać za prawdopodobny, ale nie pewny scenariusz rozwoju. U podstaw tego scenariusza leżą przesłanki rozwoju systemu przedstawione na początku niniejszego rozdziału. Wskazują one na możliwość, że sieć dystrybucyjna może przynieść znacznie większe obciążenia niż obecnie, głównie dzięki zamianie zaopatrywania systemów transportowych z systemu dystrybucji paliw płynnych na sektor

elektroenergetyki. Stawia to przed spółkami dystrybucyjnymi trudne wyzwania, ale i wielkie możliwości.

Jak łatwo policzyć – przyjmując średni przebieg samochodu osobowego jako 15 tys. km rocznie, spalanie na poziomie 8 litrów na 100 km i obecne ceny paliw – koszty paliwa dla jednego auta to ok. 500 zł na miesiąc. Zastosowanie energii elektrycznej do napędu pojazdów spowoduje, że podobna kwota trafi od każdego posiadacza samochodu elektrycznego do spółki dystrybucyjnej. Oznaczać to może kilkukrotny wzrost wolumenu sprzedawanej obecnie energii elektrycznej. Spółki dystrybucyjne mogą bardzo zyskać, o ile z odpowiednim wyprzedzeniem przygotują infrastrukturę sieciową, zdolną dostarczyć właściwe ilości mocy i energii. Przewidywany rozwój sieci w perspektywie długoterminowej może być następujący:

Dla sieci WN

- Sieci dystrybucyjne WN w miastach i na terenach o dużym zapotrzebowaniu na moc będą budowane jako linie kablowe. Podniesie to ich niezawodność, zwiększy odporność na warunki atmosferyczne. Jednocześnie redukcji będą ulegały: pole elektryczne i magnetyczne wokół linii, a także niezakłócone pozostaną walory architektoniczne i krajobrazowe. Szerokość korytarza, przeznaczonego na przeprowadzenie linii, będzie niewielka, co przy dużym zagęszczeniu budownictwa jest niezmiernie istotne.
- Na terenach o rzadkiej zabudowie, na terenach wiejskich, leśnych, będą budowane linie napowietrzne z przewodami wysokotemperaturowymi, wyposażone w systemy określania bieżącej dopuszczalnej obciążalności. Często linie będą budowane jako wielotorowe i wielonapięciowe, tak aby w wyznaczonym dla linii korytarzu móc przesyłać jak największą moc.
- Automatyka zabezpieczeniowa linii będzie bazowała na zabezpieczeniach odcinkowych, wykorzystujących pomiary z dwóch końców zabezpieczanej linii (zabezpieczenia różnicowe, porównawczo-fazowe). Dla linii napowietrznych stosowane będą wyłączniki umożliwiające 1-fazowy SPZ.
- Eksploatowane obecnie stacje WN/SN na terenach o małym zaludnieniu pozostaną budowane jako napowietrzne, natomiast na terenach miejskich regułą będą stacje wnętrzowe, z izolacją gazową, często budowane pod ziemią.
- W bardzo dużych aglomeracjach miejskich sieć WN miasta może być zasilana z linii przesyłowych prądu stałego przez stacje przekształtnikowe⁷.
- Transformatory WN/SN wyposażane będą w energoelektroniczne przełączniki zaczepów, umożliwiające bardzo szybkie i nielimitowane w sensie liczby przełączeń zmiany przekładni, zapewniając tym samym właściwe poziomy napięcia w sieci SN.

Dla sieci SN

- Sieci rozdzielcze SN pozostaną jako pracujące przy napięciu znamionowym 15 kV, lecz zwiększy się ich nasycenie w terenie.

- Część sieci, na terenach o dużym zagęszczeniu pobieranej mocy, może pracować jako sieci trwale zamknięte lub zmieniające samoczynnie topologię, w zależności od bieżących warunków. Rozwój monitoringu i systemów sterowania siecią w czasie rzeczywistym pozwoli wyeliminować ewentualne problemy z prądami wyrównawczymi i problemy wykrywania zakłóceń.
- Zamykanie sieci i jednoczesny wzrost jej sztywności napięciowej będą skutkowały bez wątpienia wzrostem mocy zwarcio- wych i, co za tym idzie, wzrostem wartości prądów zwarcio- wych. Przeciwdziałanie temu może być realizowane ograniczaniem prądów zwarcio- wych przez wyłączniki ultraszybkie i ograniczniki prądów zwarcio- wych.
- W obszarach miejskich i podmiejskich typowym rozwiązaniem będzie sieć kablowa, a w strefach wiejskich o niewielkim zagęszczeniu odbiorców – sieć napowietrzna z przewodami izolowanymi. Zastosowanie przewodów izolowanych praktycznie całkowicie wyeliminuje awarie linii spowodowane przez wiatr i burze, śnieg i szadź na przewodach i drzewach. Zastosowanie przewodów izolowanych znacznie zmniejszy nakłady na okresowe wycinki drzew rosnących wzdłuż linii.
- Podstawowym układem ciągów liniowych w sieci kablowej SN będzie obecnie układ magistralny.
- Stacje SN/nN powinny być lokalizowane możliwie blisko środka obciążenia oraz tak, aby możliwe było wyprowadzenie jak największej liczby linii nN.
- Sieci będą pracowały z punktem neutralnym, uziemionym przez rezystor, z ograniczonym prądem zwarcia doziemnego.
- Automatyka zabezpieczeniowa w rozdzielni SN będzie oparta na cyfrowych układach EAZ i wyłącznikach w polach odejściowych. Na zabezpieczenia pól odejściowych sieci otwartych będą się składać, jak obecnie: zabezpieczenia nadprądowe bezkierunkowe od zwarc międzyfazowych oraz zabezpieczenia ziemnozwarciowe (zerowoprądowe, zerowoprądowe kierunkowe, admitancyjne itp.). W przypadku sieci zamkniętych stosowane mogą być urządzenia centralne, wykorzystujące rozproszone pomiary z sieci i działające selektywnie na wybrane wyłączniki w sieci. Struktura takiego zabezpieczenia odpowiadałaby stosowanym obecnie w rozdzielniach NN i WN zabezpieczeniom szyn, które dzięki znajomości topologii (stany łączników) i pomiarów są w stanie szybko i selektywnie działać, nawet w przypadku bardzo złożonych układów stacji.
- Transformatory SN/nN zabezpieczone będą w znakomitej większości wyłącznikami zintegrowanymi z właściwymi zabezpieczeniami.
- W sieciach kablowych i napowietrznych będą stosowane powszechnie łączniki sterowane zdalnie, umożliwiające automatyczne wyizolowanie uszkodzonego

⁶ Układ uproszczonej sieci zamkniętej powstaje, gdy sieć nN zasilana jest z kilku stacji SN/nN, przyłączonych do jednej magistrali SN. Sieci takie mogą być użytkowane na terenie o dużej koncentracji mocy (np. w zakładach przemysłowych), gdy cała sieć należy do jednego podmiotu gospodarczego i gdy sieć jest przystosowana do trudniejszych warunków zwarcio- wych (większe wartości prądów zwarcio- wych na skutek pracy równoległej).

⁷ PSE-Operator nie planuje obecnie budowy sieci prądu stałego do zasilania aglomeracji miejskich.

fragmentu sieci po wystąpieniu zakłócenia lub zmianę jej topologii, gdy zajdzie taka potrzeba.

- Będzie następowała dalsza penetracja sieci przez źródła generacji rozproszonej (elektrownie wiatrowe, biogazownie itp.).

Dla sieci nN

- Dla sieci niskiego napięcia będą stosowane układy otwarte.
- Do sieci może zostać przyłączona duża liczba mikroźródeł generacji rozproszonej. Źródła takie (fotowoltaika, mikroturbiny wiatrowe) przyłączane będą do sieci przez przekształtniki energoelektroniczne.
- Linie będą budowane jako kablowe lub napowietrzne z przewodami izolowanymi, w zależności od rodzaju terenu i zagęszczenia odbiorców.
- Sieci będą zabezpieczane bezpiecznikami oraz wyłącznikami współpracującymi z zabezpieczeniami elektronicznymi, włączonymi w układy pomiarowo-decyzyjne Smart Grid.

Jak wynika z przedstawionych rozważań, zakres działań technicznych, związanych z przemianami w systemach (sieciach) elektroenergetycznych, może być ogromny, co będzie z kolei wymagało bardzo dużych nakładów finansowych. Środki finansowe mogą zostać pozyskiwane z bieżącej działalności spółek dystrybucyjnych oraz z funduszy celowych, przeznaczonych na rozwój określonych obszarów sieci (bądź szerzej systemów) elektroenergetycznych. Należy sądzić, że brak dodatkowych środków (spoza bieżącej działalności, tj. z funduszy celowych) dla spółek dystrybucyjnych uniemożliwi lub bardzo istotnie ograniczy wymagane (planowane) przemiany w sieciach elektroenergetycznych. W takim bowiem przypadku problem (i zarazem zdolność) rozwoju współczesnych (szczególnie niedoinwestowanych) systemów elektroenergetycznych stanie się *de facto* problemem optymalizacji wielokryterialnej, w którym ograniczenie społeczne (zezwoleń na wzrost ceny energii w celu pokrycia inwestycji w sieci) będzie się jawiło jako podstawowe, a kolejnym będzie (w istocie jest) obowiązujący stan prawny (wymuszający praktycznie odbiór całej wyprodukowanej energii elektrycznej z OZE i równocześnie znacząco utrudniający, a czasami wręcz uniemożliwiający budowę nowych linii elektroenergetycznych⁸). Ograniczenie społeczne jest tu ograniczeniem kontrolowanym pośrednio przez rząd poprzez Urząd Regulacji Energetyki.

Jak wiadomo, stopień przyzwolenia społecznego zależy od dużej liczby czynników, a w tym od zdarzeń (awarii), jakie miały miejsce w systemach elektroenergetycznych, sytuacji energetycznej, sytuacji ekonomicznej itd. W systemach demokratycznych kadencyjność władzy wzmacnia siłę społeczeństwa, dlatego też duży wzrost ceny energii jako element pokrycia kosztów rozwoju sieci elektroenergetycznych jest mało prawdopodobny.

4. Problemy rozwoju sieci elektroenergetycznych

4.1. Wstęp

Rozwój sieci elektroenergetycznych napotyka na problemy niezależnie od poziomu napięcia sieci. Rozwój sieci dystrybucyjnych WN, SN czy nN niesie ze sobą wyzwania dla zarządzających ich rozwojem i eksploatacją spółek dystrybucyjnych. Problemy rozwoju sieci można podzielić na kilka kategorii:

- problemy techniczne
- problemy ekonomiczne
- problemy środowiskowe
- problemy społeczne.

4.2. Problemy techniczne

To największy zbiór problemów dotyczących sieci dystrybucyjnych na każdym poziomie napięcia. Wśród problemów technicznych dominują problemy związane z rozwojem oraz z eksploatacją sieci. W niniejszym rozdziale scharakteryzowano najważniejsze problemy techniczne.

Problemy przepustowości sieci

Problem ten dotyka obecnie głównie sieci 110 kV i wynika z ograniczeń temperatury przewodów linii, które wynoszą najczęściej 40°C. Problem uwidacznia się latem, gdy temperatura otoczenia są wyższe i wzrost obciążenia przewodów powoduje istotny wzrost ich temperatury. Dodatkowo obserwowana w ostatnich latach tendencja do wzrostu obciążenia w letnie, gorące dni, związana z coraz powszechniejszym użyciem urządzeń klimatyzacyjnych, powoduje wzrost obciążenia w najtrudniejszych dla linii warunkach otoczenia.

Na pogorszenie warunków pracy sieci 110 kV przez wzrost obciążenia ma także wpływ penetracja tej sieci przez źródła generacji rozproszonej, głównie farmy wiatrowe. Spowodowane dyrektywami Unii Europejskiej, zakładającymi wzrost ilości energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych, zainteresowanie budową takich obiektów może się przekładać na istotny wzrost obciążenia sieci WN. Sposób, w jaki farma przyłączona do danej linii WN będzie oddziaływać na swoje otoczenie, nie jest jednak możliwy do uogólnienia, gdyż zależy nie tylko od aktualnej mocy generowanej z danej farmy wiatrowej. Oddziaływanie farmy uzależnione będzie od alokacji odbiorców przyłączonych do sieci, rozmieszczenia innych źródeł wytwórczych oraz sposobu pracy nadrzędnej sieci NN. W pewnych przypadkach farma może skutecznie odciążać sieć, powodując dostarczanie generowanej mocy do bliskich odbiorców, jednocześnie ograniczając przepływ mocy z sieci NN. W innych przypadkach przepływy od przyłączonych do sieci dystrybucyjnej farm mogą się kumulować, powodując przeciążenia fragmentów sieci WN lub transformatorów NN/WN. Zatem źródła generacji rozproszonej muszą być ogólnie rozważane jako potencjalne zagrożenie dla ograniczenia przepustowości sieci WN.

Rozwiązaniem problemu przepustowości sieci WN w obecnym stanie prawno-techniczno-ekonomicznym, którym spółki

dystrybucyjne muszą się kierować, może być realizowane przez:

- przebudowę istniejących linii WN i dostosowywanie ich do wyższej temperatury roboczej, a w przypadku nowo projektowanych linii wymaganie temperatury roboczej 80°C
- stosowanie dużych przekrojów przewodów roboczych, zapewniających większe wartości prądów dopuszczalnych długotrwale
- monitorowanie faktycznej temperatury pracy przewodów i utrzymywanie obciążenia przewodów nie większego niż wynika to z aktualnych (rzeczywistych), a nie katalogowych wartości prądu dopuszczalnego długotrwale
- rozbudowę infrastruktury sieciowej, poprzez budowę linii równoległych, układów dwu- i wielotorowych
- instalowanie w sieci przesuwników fazowych lub układów energoelektronicznych umożliwiających sterowanie przepływami mocy.

Zasadniczą różnicą pomiędzy sieciami WN oraz SN i nN jest fakt, że sieci WN pracują w znakomitej większości jako sieci zamknięte, zasilane wielostronnie. Powoduje to, że jakiegokolwiek wyłączenie pojedynczej linii nie pozbawia zasilania stacji WN/SN, ale prowadzi do zmiany obciążenia w sieci. Wówczas, mimo formalnej konieczności spełnienia przez elementy sieci WN kryterium niezawodnościowego n-1, może wystąpić stan przeciążenia i konieczność wyłączenia kolejnych elementów sieci. Konieczność spełnienia kryteriów niezawodnościowych, n-1 oraz n-2, przekłada się na ostrzejsze wymagania dotyczące dostosowania dopuszczalnej obciążalności przewodów do różnych warunków pracy sieci.

Problem ten jest dużo mniejszy dla sieci SN i nN, które są sieciami promieniowymi. W takim wypadku sieć zaprojektowana do zapewnienia zasilania określonej grupy odbiorców nie jest narażona na istotny wzrost obciążenia na skutek wyłączenia części sieci z pracy. Problem przepustowości sieci SN związany jest zatem z dynamiką przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Znakomita większość odbiorców korzysta z zasilania z sieci SN poprzez transformatory SN/nN, których właścicielami są spółki dystrybucyjne lub w przypadkach większych odbiorców sami odbiorcy. Wynika z tego, że obciążenie sieci SN rodzi się w sieci nN i rozwój sieci SN napędzany jest wzrostem zapotrzebowania na moc i energię w sieci nN. Elementami ograniczającymi przepustowość są zatem w pierwszej kolejności sieci nN, następnie transformatory SN/nN, dalej sieć SN i transformatory WN/SN.

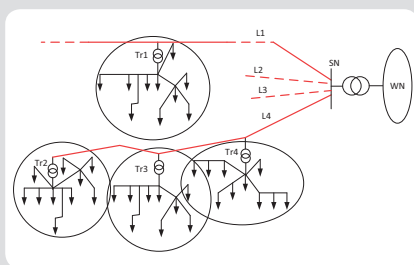
Sieć nN ma dwa główne ograniczenia co do ilości przesyłanej mocy. Projektując sieć nN i przewidując jej rozwój w przyszłości, należy zapewnić nie tylko spełnienie warunku zachowania prądów płynących w sieci mniejszych od wartości dopuszczalnych, wykorzystywanych przewodów czy kabli, ale także zapewnić odpowiedni poziom napięcia odbiorcom. Poziom

⁸ Ma to zmienić ustawa o korytarzach celu publicznego.

napięcia w sieci nN sprawia, że nawet niezbyt duże moce przyłączane w głębi sieci mogą powodować powstawanie dużych spadków napięcia i obniżenie jakości dostarczonej odbiorcom energii do poziomu nie do zaakceptowania. Dla sieci niskiego napięcia przepustowość powinna być zatem rozumiana nie tylko jako warunek spełniania kryterium prądów dopuszczalnych długotrwale, a jako możliwość dostarczenia zamówionej mocy o właściwej jakości, do lokalizacji wskazanej przez odbiorcę. Powyższe warunki powodują, że sieć nN nie może być zbyt rozległa i transformatory SN/nN muszą być instalowane dość blisko odbiorców.

Lokalizacja stacji SN/nN, wynikająca z potrzeb odbiorców, leży u podstaw projektowania i rozwoju sieci SN. Z punktu widzenia przepustowości sieć SN powinna zasilać stacje SN/nN w sposób zapewniający przede wszystkim zachowanie dopuszczalnych wartości prądów we wszystkich odcinkach sieci. Problematyka poziomów napięć jest tu nieco mniej istotna niż w sieciach nN, z racji możliwości regulacji poziomów napięć na szynach stacji WN/SN zasilającej sieć, a także ustawienia wymaganej przekładni transformatorów SN/nN (w stanie beznapięciowym).

Ideę rozwijania sieci dystrybucyjnej, ukierunkowaną „od dołu do góry” pod kątem zapewnienia przepustowości i dostarczenia odbiorcom oczekiwanej mocy, przedstawiono schematycznie na rys. 3. Rysunek



Rys. 3. Ogólny schemat rozwoju sieci dystrybucyjnej z punktu widzenia przepustowości

przedstawia cztery grupy odbiorców nN, dla których dobrano lokalizację oraz moc zainstalowanego transformatora SN/nN, zapewniającego dostarczenie zamówionej mocy i energii. Wybór lokalizacji transformatora w przypadku kryterium przepustowości jest pochodną lokalizacji i mocy zamówionych poszczególnych odbiorców. Wybór miejsca zainstalowania transformatora może być wykonany dowolną techniką optymalizacyjną, przy zachowaniu dwóch opisywanych wyżej ograniczeń, tj. wartości prądów dopuszczalnych długotrwale i właściwych poziomów napięć u odbiorców. Dalszym krokiem w projekcji rozwoju sieci jest ustalenie kształtu sieci SN. Jej struktura z punktu widzenia przepustowości zależy od lokalizacji istniejących bądź planowanych stacji WN/SN oraz ustalonych miejsc instalacji transformatorów SN/nN. Na rysunku pokazano wpięcie stacji transformatorowej Tr1 do linii L1, zaś stacji Tr2, Tr3, Tr4 do linii L4. Podział taki wynikać powinien z minimalizacji długości linii SN i planowanego zapotrzebowania na moc w poszczególnych stacjach.

Stan i stopień zużycia urządzeń

Kolejny problem techniczny to kwestia stanu i stopnia zużycia urządzeń tworzących sieć dystrybucyjną. Należy zauważyć, że analizowane w pracy problemy rozwoju to także utrzymanie, modernizacja czy otwarcie sieci istniejących. Wskazując kierunki rozwoju, należy również wskazać procedury odbudowy starzejącej się infrastruktury.

Na sieć dystrybucyjną składa się bardzo wiele różnego typu elementów. Część najbardziej zauważalna przez odbiorców energii elektrycznej to oczywiście linie elektroenergetyczne. Są to przede wszystkim linie napowietrzne o przewodach gołych lub izolowanych oraz linie kablowe, wraz z całym osprzętem potrzebnym do ich funkcjonowania: począwszy od słupów, przez izolatory, głowice, mufy itp. Każdy z tych elementów ma określony czas życia i wymaga okresowych przeglądów, remontów czy wymian. Planując rozwój sieci, należy mieć na uwadze, jaki jest stan techniczny infrastruktury, wokół której planowana jest modernizacja. Czy przykładowo dołączenie nowych stacji transformatorowych zasilających powstające osiedle mieszkaniowe do wyeksploatowanej, wymagającej gruntownego remontu linii SN jest właściwe? Czy chwilowe oszczędności, wynikające z takiego rozwiązania, nie spowodują w perspektywie czasu wzrostu łącznych kosztów, na które złożą się wyższe koszty eksploatacji, a następnie koszty przebudowy (odbudowy) wyeksploatowanej linii.

Sieć elektroenergetyczna to nie tylko linie, ale również aparatura łączeniowa, pomiarowa, zabezpieczeniowa, czy systemy łączności. Te urządzenia również podlegają procesom starzenia i muszą być systematycznie wymieniane lub modernizowane. Ważne, aby optymalizować ich czas wykorzystania, tak aby z jednej strony eksploatować je możliwie długo, a z drugiej strony wymienić przed okresem, w którym ich zawodność gwałtownie wzrasta, narażając spółkę dystrybucyjną na straty materialne bądź, co gorsza, narażając pracowników lub przypadkowe osoby na zagrożenie zdrowia i życia.

Jakość energii elektrycznej

Jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców jest kolejnym z aspektów technicznych, jakie muszą być rozważane w bieżącej eksploatacji i planowaniu rozwoju sieci dystrybucyjnej. Jakość energii można rozważać na dwóch płaszczyznach: gwarantowania przez spółkę dystrybucyjną właściwej energii dla odbiorców oraz wymagania przez spółkę dystrybucyjną, aby przyłączeni do sieci wytwórcy, a także odbiorcy energii, nie pogarszali jakości dostarczonej innym użytkownikom sieci energii.

Jakość energii zależy od dwóch czynników. Pierwszy, zależny od spółki dystrybucyjnej, to stan sieci, jej odporność na zakłócenia wprowadzane przez wytwórców i odbiorców przyłączonych do sieci. Stan ten zależy przede wszystkim od sztywności sieci. Im wyższe moce zwarciove, a impedancja sieci niższa, tym trudniej wprowadzić do sieci zakłócenia będące wynikiem dużej zmienności mocy pobieranej czy oddawanej do sieci, czy też emisją harmonicznymi prądów i napięć. Wobec dużego przyrostu mocy, pobieranego przez różnego

typu układy nieliniowe: falowniki, soft-starty, zasilacze impulsowe czy oświetlenie typu wydładcze, spółki dystrybucyjne muszą przewidywać również w planach rozbudowy infrastruktury sieciowej, jak przeciwdziałać tym negatywnym, a nieuniknionym zmianom charakteru obciążenia. Działania w kierunku poprawy jakości energii mogą być realizowane nie tylko na gruncie „wzmocnienia” sieci czy instalacji pasywnych i aktywnych filtrów w sieci. Spółki powinny skoncentrować się również na działaniach prawnych, mających na celu dopuszczanie do użytkowania jedynie odbiorników charakteryzujących się nie pogarszaniem jakości energii na skutek ich użytkowania. Działania o charakterze edukacyjnym, na wzór akcji „Nie pal śmieci”, pod hasłem np. „Nie zaśmiecaj sieci elektrycznej”, powinny być prowadzone razem z kampaniami promującymi oszczędzanie energii elektrycznej.

Smart Grid

Smart Grid (sieć inteligentna) to pojęcie szeroko rozumiane, dotykające aspektów pomiarów i sterowania siecią w celu uzyskania dużej niezawodności, elastyczności konfiguracji prowadzącej między innymi do ograniczenia strat przesyłowych. Obecnie instalacje Smart Grid są w początkowej fazie rozwoju. Spółki dystrybucyjne uruchamiają projekty pilotażowe pozwalające na sprawdzenie potencjalnych korzyści tkwiących w tej technologii. Dość często obecnie wdrażane projekty są jednostronne, ograniczone do zbierania z sieci informacji, bez możliwości interakcji z siecią. Systemy takie, określane jako Smart Metering, są pierwszym krokiem w kierunku sieci inteligentnych, adaptujących się do zmieniających się nieustannie warunków pracy sieci, zmiennej generacji i zmiennego zapotrzebowania na moc i energię. Podchodząc zatem do projektowania rozwoju sieci w perspektywie długoterminowej, nie należy ignorować obecnych przesłanek wskazujących, że w przyszłości systemy Smart Grid będą miały istotny wpływ na pracę sieci. W celu nadążania za wprowadzanymi bardzo szybko w ostatnich czasach nowymi rozwiązaniami technicznymi w zakresie pomiarów, sterowania i łączności konieczne jest systematyczne uaktualnianie planowanych zmian w budowie sieci.

Przyłączanie nowych źródeł

Przyłączanie nowych źródeł do sieci dystrybucyjnej niesie nowe wyzwania dla funkcjonowania i rozwijania pracy sieci. Generacja rozproszona, wskazywana w wielu dokumentach kierunkujących rozwój systemów elektroenergetycznych jako preferowana, może być źródłem wielu problemów technicznych dla samej sieci, których eliminacja wiąże się z nakładami finansowymi. Przyłączanie źródeł rozdzieli, wspomniane wcześniej, obawy o możliwość zwiększenia obciążenia sieci i konieczność ich przebudowy w celu zwiększenia obciążalności dopuszczalnej długotrwale. Warto jednak zauważyć, że w sieciach promieniowych włączenie źródła generacji rozproszonej może przyczynić się do odciążenia przynajmniej części sieci. Sposób oddziaływania źródła rozproszonego na sieć zależy będzie od relacji pomiędzy mocą generowaną przez źródło a zapotrzebowaniem

na moc odbiorców i musi być każdorazowo analizowany.

Nowe źródła energii w sieci to także nowe źródła prądu zwarciovego, a w konsekwencji wzrost mocy zwarcioviej w węzłach sieci. Rodzi to nowe problemy, wymuszając przebudowę rozdzielni, wymianę aparatów i urządzeń, które były projektowane na mniejsze wartości prądów zwarciovych. W obecnym stanie prawnym spółka dystrybucyjna nie ma możliwości wymagania od inwestora zmiany typu, sposobu sterowania, czy ingerencji w projekt przyłączonego do sieci źródła. Wydaje się jednak zasadne, aby istniały mechanizmy prawne umożliwiające spółkom dystrybucyjnym, projektującym rozwój sieci, wpływanie na inwestorów. Wówczas, jako alternatywę dla niewydania zgody na przyłączenie źródła do sieci (np. z powodu przekroczenia mocy zwarciovych), spółka mogłaby zaproponować inwestorowi wykorzystanie innych alternatywnych rozwiązań w projekcie przyłączonego źródła. Przykładowo elektrownie wiatrowe z maszynami synchronicznymi i przekształtnikami są źródłem kilkakrotnie mniejszych wartości prądu zwarciovego niż układy z generatorami asynchronicznymi.

4.3. Problemy ekonomiczne

Problematyka ekonomiczna rozwoju sieci jest niezmiernie ważna i leży u podstaw procesu decyzyjnego modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych. Efekty ekonomiczne planowanych inwestycji są często wyznacznikiem, czy dany projekt będzie realizowany. To ekonomia decyduje o rankingu inwestycji (przypadku możliwości wielowariantowych) i wyborze najlepszego rozwiązania. Dość często podobny efekt, z punktu widzenia ekonomicznego, można osiągnąć różnymi środkami technicznymi, za to przy różniących się znacznie nakładach finansowych. Jako przykład może posłużyć problem dostarczenia zasilania do dowolnego odbiorcy, które może być zrealizowane na różne sposoby, różnym kosztem. Pojawia się pytanie, czy spełnienie minimalnego zakładanego efektu rozbudowy sieci, jakim jest dostarczenie zamówionej mocy odbiorcy, jest jedynym warunkiem, który należy oceniać, wybierając wariant optymalny modernizacji? Czy stosować politykę krótkoterminową, patrząc na bieżące nakłady, czy patrząc perspektywnie, oceniać nie tylko i wyłącznie poniesione nakłady na inwestycje, ale zyski długookresowe przy większych nakładach?

W procesie projektowania rozwoju i modernizacji sieci można wyróżnić różne grupy problemów ekonomicznych.

Ekonomiczna gęstość prądu

Problematyka ekonomicznej gęstości prądu decyduje o tym, jakie przekroje przewodów należy stosować w poszczególnych elementach sieci WN, SN i nN. Pod tym pojęciem rozumie się taką gęstość prądu, przy której całkowite roczne koszty przesyłu będą minimalne. Ekonomiczne kryterium minimalizacji kosztów w pewnym horyzoncie czasowym oparte jest z jednej strony na koszcie budowy linii, tym większym, im większe przekroje przewodów są stosowane, a z drugiej strony na zmniejszeniu strat związanych z przesyłaniem energii daną linią. Doskonale tu widać, że po spełnieniu wymagań technicznych, dotyczących

dopuszczalnych wartości prądu czy dopuszczalnych wartości spadków napięcia, zostaje do dyspozycji projektanta cała masa rozwiązań, spośród których należy wybrać rozwiązanie najlepsze. Wybór będzie uzależniony od wielu czynników: kosztów budowy linii, średniego obciążenia linii, czasu eksploatacji, prognozy wzrostu obciążenia oraz cen obecnych i prognozowanych energii elektrycznej.

Dobór transformatorów

Podobnym zagadnieniem jest dobór transformatorów WN/SN i SN/nN. Przy doborze należy kierować się nie tylko dostosowaniem mocy do bieżącego obciążenia, lecz trzeba przyjąć prognozę wzrostu obciążenia w horyzoncie czasowym, adekwatnym do okresu eksploatacji transformatora. Drugi aspekt doboru, wybór transformatora, wynika ze zróżnicowania transformatorów pod względem strat jałowych i obciążeniowych. Norma [11] klasyfikuje transformatory pod względem strat, definiując poziomy strat obciążeniowych i jałowych. Sprawność energetyczna transformatorów przekłada się na ich cenę, zaostrzając tym samym warunki wyboru najwłaściwszego transformatora.

Optymalizacja konfiguracji sieci i podziały sieci

Dzięki optymalizacji konfiguracji sieci i podziału sieci możliwe jest ograniczenie przepływów mocy w sieci i minimalizacja strat mocy. Właściwa konfiguracja sieci pozwala na wymierne zmniejszenie strat przesyłowych i wzrost oszczędności związanych z eksploatacją sieci. Należy jednak zauważyć, że konfiguracja (topologia sieci) zapewniająca minimum strat nie jest stała, że zmienia się wraz ze zmiennością obciążen w sieci. Zatem projektując sieć, czy optymalizując jej działanie, nie należy ograniczać się do jednego charakterystycznego przypadku pracy sieci, a trzeba przeanalizować i wybrać właściwą konfigurację na podstawie pewnego spektrum możliwych wariantów obciążenia w sieci. Jeszcze bardziej atrakcyjna pod względem oszczędności wydaje się budowa systemów sterowania podziałami sieci online, zależna od bieżących przepływów w sieci. Jednakże, aby możliwe było zrealizowanie sterowania taką siecią, należy instalować w sieci zdalnie sterowane łączniki oraz opmiarować sieć. Podnoszona w ostatnich latach tematyka sieci Smart Grid i systemów Smart Metering powinna w niezbyt odległej perspektywie czasu pozwolić na techniczne możliwości realizacji takich systemów. Warto zauważyć, że dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE zachęca państwa członkowskie UE do wprowadzania do eksploatacji sieci inteligentnych.

Gospodarka mocą bierną

Problematyka gospodarki mocą bierną w sieciach dystrybucyjnych jest kolejnym przykładem płaszczyzny, na której nad kwestiami technicznymi góruje ekonomia. Możliwe jest bowiem różne sterowanie generacją i poborem mocy biernej w sieci, zapewniające dotrzymanie warunków jakości energii, w tym wymaganych poziomów napięcia, i zapewniające pożądaną przepustowość sieci. Jednak pewien stopień swobody w ustalaniu zasad wymiany mocy biernej z siecią, akceptowalny technicznie,

ma określone ekstrema z punktu widzenia strat mocy i związanych z tym dodatkowych kosztów eksploatacyjnych. Jest to kolejny element sieci wymagający przemyślanego podejścia przy projektowaniu struktury i zasad funkcjonowania sieci dystrybucyjnej, dający możliwości ograniczania strat finansowych.

Ważnym aspektem, a nie zawsze analizowanym globalnie dla sieci, jest problem optymalnego rozmieszczenia kondensatorów w sieci SN i sposobów sterowania nimi. O ile odbiorcy przyłączani na poziomie SN i nN realizują kompensację mocy biernej w sposób zadowalający, to w sieci leżącej w gestii spółek dystrybucyjnych kryje się spory potencjał do wprowadzenia zmian. W planach rozwoju powinno się poddać analizie problematykę kompensacji prądu biegu jałowego transformatorów SN/nN oraz sposoby sterowania mocą bierną baterii kondensatorów, instalowanych w stacjach WN/SN i ich współpracę z regulatorami transformatorów WN/SN.

Problematyka optymalnego lokowania źródeł mocy biernej w sieciach SN nabiera nowego aspektu w obecnej sytuacji, gdy następuje coraz większa penetracja tej sieci źródłami generacji rozproszonej. Duża część tych źródeł ma możliwości uczestniczenia w procesach regulacji mocy biernej, wobec zdolności zarówno generacji i pobierania mocy biernej z sieci. Ważne jest, aby projektując rozwój sieci dostrzegali i chcieli wykorzystywać potencjał tkwiący w tych źródłach. Inwestorzy przyłączający źródła mocy czynnej, dające możliwości regulacji mocy biernej, powinni być zachęceni poprzez właściwe kształtowanie taryf do uczestnictwa w minimalizacji strat w sieciach.

Kształtowanie taryf

Być może najważniejszym aspektem związanym z ekonomicznymi problemami rozwoju jest kształtowanie taryf. To one są źródłem przichodów spółek dystrybucyjnych. Istotne jest, aby zapisy w taryfach odpowiadały kosztom ponoszonym przez spółkę dystrybucyjną za określone usługi, pozwalając równocześnie na modernizowanie i rozbudowę sieci, oraz pozwalając na wypracowanie zysku na rozsądnym poziomie.

Taryfy powinny być konstruowane w sposób zachęcający wszystkie podmioty przyłączone do sieci. Spółka dystrybucyjna, wprowadzając w taryfach pewne zapisy, może stymulować określone zachowania odbiorców (np. przeniesienie części poboru mocy poza szczyty obciążenia, większe wykorzystanie energii elektrycznej w weekendy, instalacja energooszczędnych odborników itp.) oraz wytwórców (np. udział w regulacji mocy biernej, instalacja technologii wytwarzania energii o określonych własnościach sterowania itp.). Taryfy mogą być też narzędziami karania podmiotów przyłączonych do sieci za określone zachowania (np. przekraczanie mocy zamówionej, pobór z sieci znacznej mocy biernej, pogorszenie jakości energii elektrycznej itp.).

Obowiązujący w taryfach podział na część zależną od zużywanego energii i część zależną od zamówionej mocy ma uzasadnienie związane ze sposobem zapewnienia możliwości pokrywania tych potrzeb przez spółki dystrybucyjne.

Część zależna od zużywanej energii przekłada się na straty przesyłowe w sieci i powinna rekompensować straty, jakie spółki ponoszą podczas przesyłu energii przez swoją sieć. Z drugiej jednak strony musi istnieć przeciwwaga, mechanizm zachęcający spółki do inwestowania w poprawę sprawności przesyłania energii, a nie obciążania odbiorców wszystkimi kosztami strat, niezależnie jak duże one by były. Wydaje się również, że przy obowiązujących tendencjach do zmniejszania emisji gazów cieplarnianych i poszanowania środowiska naturalnego, taryfy powinny promować oszczędzanie energii elektrycznej.

Druga część taryfy związana jest ze zdolnościami przesyłowymi sieci. Zgodnie z pracą [10] powinna bazować ona na założeniu, że każdy odbiorca czy wytwórca przyłączony do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany ponosić koszty rozwoju infrastruktury sieciowej w stopniu proporcjonalnym do tego, jak ją wykorzystuje. Stosowane obecnie zapisy przyłączania do sieci WN i SN odbiorców i wytwórców stwarzają wrażenie nierównomiernego obciążenia kosztami, w zależności od tego, kiedy i w jakim miejscu podmiot jest przyłączany do sieci.

Prognozowanie, niepewność, ryzyko

Problemy prognozowania, niepewność i ryzyko to zagrożenia trudne do zidentyfikowania i określenia na etapie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej. Nie ulega wątpliwości, że muszą być one wplecione w proces decyzyjny rozwoju sieci, gdyż wobec dynamiki zmian zachodzących we współczesnym świecie nie ma w 100% pewnej metody pozwalającej przewidzieć, jak będą się kształtowały zapotrzebowanie na energię, ceny energii, koszty funkcjonowania spółki, czy koszty kapitałowe. Powyższe powoduje, że tworzone i wdrażane scenariusze rozwoju sieci WN, SN i nN muszą być uaktualniane tym częściej, im większą dynamikę zmian obserwuje się w sektorze społeczno-gospodarczym, na rynkach kapitałowych czy rynkach paliw.

Oszczędności i racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej

Oszczędności i racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej to też aspekt problemów ekonomicznych, związanych z rozwojem sieci elektroenergetycznych. Kurczące się zapasy paliw kopalnych, chęć redukcji wytwarzanego przy produkcji energii elektrycznej dwutlenku węgla i innych zanieczyszczeń, a jednocześnie rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną powodują, że spółki dystrybucyjne powinny planować w swojej strategii rozwoju sieci również działania informacyjne i kampanie promujące działania proekologiczne odbiorców. Pozornie takie działania mogą być odbierane jako niekorzystne dla spółki, bo hamowany jest wzrost obrotu energią elektryczną, zatem podstawowe źródło dochodu, jakim są wpływy z taryf, jest ograniczane. Jednakże oszczędności i racjonalizacja użytkowania energii przez odbiorców powodują, że maleją koszty funkcjonowania spółki poprzez ograniczanie strat przesyłowych

i redukcję nakładów związanych z koniecznością rozbudowy i modernizacji sieci. Sumaryczny efekt finansowy może być zatem lepszy niż przy dużym wolumenie sprzedawanej energii, ale i jednocześnie konieczności rozbudowy sieci.

4.4. Problemy środowiskowe

Problematyka środowiskowa dotyczy styku infrastruktury sieci elektroenergetycznych i środowiska naturalnego. Definicja środowiska naturalnego mówi o nim jako o zbiorze ożywionych i nieożywionych składników przyrody. Innymi słowy, jest to całe otoczenie, w którym żyje człowiek, włączając w to oczywiście człowieka. Sieć elektroenergetyczna, a w ogólności cały system elektroenergetyczny oddziałuje na środowisko naturalne. Służąc ludziom, poprzez dostarczanie niezbędnej w obecnych czasach do funkcjonowania energii elektrycznej, wywiera jednocześnie niekorzystny wpływ na otoczenie, w tym organizmy żywe. Podchodząc do problematyki rozwoju sieci dystrybucyjnych, należy wyważyć oba aspekty – dostarczenia energii, przy jednoczesnym ograniczeniu negatywnego wpływu na środowisko. Takie przesłanie niesie wspomniana już dyrektywa 2009/72/WE, mówiąca o konieczności zaspokajania przez spółki dystrybucyjne uzasadnionego zapotrzebowania na energię „z należytym poszanowaniem środowiska”. W niniejszym rozdziale omówione zostały podstawowe zagrożenia środowiska, związane z rozwojem sieci, a także metody ich ograniczania.

Emisyjność źródeł wytwórczych⁹

Emisyjność źródeł wytwórczych związana jest ze sposobem wytwarzania energii elektrycznej. Jej oddziaływanie na środowisko można rozważać na dwóch płaszczyznach: lokalnej – w otoczeniu miejsca zainstalowania samego źródła oraz globalnej – w skali całej planety. Spalanie paliw kopalnych – węgla, ropy, gazu – związane jest z emisją do atmosfery dwutlenku węgla, związków siarki, tlenków azotu i pyłów. Wszystko to oddziałuje na otoczenie bezpośrednie źródła, ale wpływa również globalnie na całą planetę, powodując, zgodnie z publikowanymi wynikami badań, zmiany klimatyczne. Wymagania gospodarczo-polityczne wprowadzane przez UE powodują naciski na stosowanie w produkcji energii elektrycznej określonych technologii, zmniejszających obciążenie środowiska naturalnego. Polityka nagród za wytwarzanie czystej energii – zielone certyfikaty czy limity emisji CO₂ – dość skutecznie zmusza inwestorów do budowy odnawialnych, niskoemisyjnych źródeł energii. Te trendy muszą być śledzone przez osoby planujące rozwój sieci dystrybucyjnych, tak aby z wyprzedzeniem przygotowywać sieć w kierunku możliwości przyłączania nowych źródeł, zwłaszcza generacji rozproszonej.

Wpływ pól elektromagnetycznych, hałasu, wibracji

Wpływ pól elektromagnetycznych, hałasu i wibracji, związanych z eksploatacją sieci

elektroenergetycznej, nie jest może mocno istotnym problemem w rozwoju sieci, ale projektując korytarze dla linii elektroenergetycznych, zwłaszcza sieci 110 kV, musi być on brany pod uwagę. Natężenie pól wytwarzanych przez wszystkie eksploatowane i nowo budowane instalacje w miejscach, gdzie przebywają ludzie, musi być mniejsze, niż przewidują to właściwe przepisy. Na tym tle dobra wydaje się tendencja do przechodzenia na sieci kablowe, również dla sieci WN.

Zagrożenia pożarowe i porażeniowe

Zagrożenia pożarowe i porażeniowe to kolejny obszar, na którym infrastruktura elektroenergetyczna może oddziaływać na środowisko. W przeciwieństwie do innych problemów, ten nie występuje praktycznie we właściwie działających urządzeniach, może jednak wystąpić na skutek awarii w systemie dystrybucyjnym. Środki ochrony przeciwporażeniowej i ochrony przeciwpożarowej wymagane są właściwymi przepisami prawa i projektując rozbudowę sieci elektroenergetycznej, spółka dystrybucyjna musi ich przestrzegać. Można zauważyć jednak, że pewne rozwiązania techniczne, mimo że prawnie dopuszczone, będą stwarzały większe zagrożenie pożarowe czy porażeniowe niż inne. Przykładem mogą być transformatory olejowe w przeciwieństwie do transformatorów suchych, sieci napowietrzne w przeciwieństwie do sieci kablowych, wyłączniki małoolejowe w przeciwieństwie do wyłączników próżniowych itp. Planując rozwój infrastruktury, należy mieć powyższe na uwadze i korzystać z nowych, bezpieczniejszych technologii.

Ochrona walorów krajobrazowych

Ochrona walorów krajobrazowych jest wymagana przez ustawę Prawo ochrony środowiska w stosunku do infrastruktury sieciowej. Prawo to musi być przestrzegane przy planowaniu tras linii elektroenergetycznych i budowie innych elementów sieci dystrybucyjnej. Część obszarów jest zupełnie wyłączona z możliwości budowy sieci, a w części wprowadzane są ograniczenia. Jest to regulowane zapisami w Ustawie o ochronie przyrody. Ochronę walorów krajobrazowych, ograniczanie industrializacji terenów mieszkalnych można realizować przez wiele sposobów, np.: budowę linii kablowych WN, SN i nN, budowę stacji WN/SN w technologii izolacji SF₆, budowę stacji podziemnych, ciekawą, zgodną ze stylem zabudowy architekturę miejskich stacji SN/nN.

4.5. Problemy społeczne

Ostatnia grupa problemów związanych z eksploatacją, modernizacją i rozbudową sieci dystrybucyjnej związana jest z możliwymi konfliktami na linii spółka dystrybucyjna – społeczeństwo. Najważniejsze w tej grupie są następujące zagadnienia.

Problemy własnościowe i korytarze do budowy linii

Problemy własnościowe i korytarze do budowy linii stanowią od wielu lat podłoże do sporów między właścicielami

⁹ Emisyjność źródeł wytwórczych nie jest bezpośrednim problemem spółki dystrybucyjnej, gdyż źródła wytwórcze nie są jej własnością. Jednakże trendy w rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej, uwarunkowane emisyjnością różnych typów źródeł, sprawiają, że planując rozwój sieci, należy brać pod uwagę, czy i jakie tereny objęte działalnością spółki dystrybucyjnej mogą budzić zainteresowanie inwestorów źródeł wytwórczych.

gruntów a spółkami dystrybucyjnymi, które korzystają bądź chcą korzystać z lokowania tras linii elektroenergetycznych na nienależącej do nich ziemi. Problem jest tym wyraźniejszy, im wyższe są napięcia eksploatowanej czy planowanej sieci. Efektem tego jest bardzo długi proces budowy linii. Od projektu do uruchomienia minąć może kilkanaście lat, mimo że czas samej budowy nie jest przesadnie długi. Współpraca pomiędzy spółkami dystrybucyjnymi a właścicielami gruntów powinna być oparta na równoprawnym partnerstwie, bez przewagi żadnej ze stron. Właściciele gruntów powinni otrzymywać rozsądnej wartości rekompensatę za możliwość korzystania przez spółkę dystrybucyjną z gruntów, nie mając jednocześnie możliwości blokowania procesu rozbudowy sieci.

Lokowanie elementów sieciowych w pobliżu budynków mieszkalnych

Tematyka ta jest nieco zbieżna z wymaganiami dotyczącymi ochrony środowiska, jednakże z ukierunkowaniem na ludzi. Przepisy prawa regulują wymagania, jakie muszą spełniać instalacje przesyłania energii elektrycznej i w jakich lokalizacjach mogą być budowane. Redukowane powinny być zwłaszcza hałas, wibracje, pola elektromagnetyczne. Oczywiście jest, że wszystkie inwestycje dotyczące elektroenergetyki muszą być zgodne z planami rozwojowymi gminy i odpowiadać planom zagospodarowania przestrzennego, ale jednocześnie lokalizacja pewnych instalacji energetycznych w minimalnych, formalnie wymaganych prawem odległościach od siedzib ludzkich jest często dyskusyjna i może rodzić konflikty. Wydaje się, że o ile jest to możliwe, instalacje postrzegane społecznie za uciążliwe (linie WN, stacje elektroenergetyczne) powinny być umieszczane w odległościach większych niż minimalne, wymagane prawem. Działanie takie, choć nie zawsze ekonomicznie uzasadnione, wpływa pozytywnie na wizerunek spółki dystrybucyjnej, skutkując wzrostem zaufania jej klientów.

Polityka cenowa

Polityka cenowa spółki dystrybucyjnej budowana jest na podstawie taryf usług, co zostało przedstawione w rozdziale poświęconym problemom ekonomicznym, ale warto zwrócić większą uwagę na relację klient – spółka dystrybucyjna. Energia elektryczna jest w obecnych czasach towarem handlowym, który powinien być powszechnie dostępny. Nie jest i nie powinien być w przyszłości towarem luksusowym, niedostępnym dla wszystkich. Spółki dystrybucyjne powinny zatem, na poziomie podstawowym (minimalnym), zapewnić wszystkim dostęp do energii elektrycznej, również najuboższym. Właściwie kształtowana polityka cenowa dla gospodarstw domowych, pobierających bardzo niewielkie ilości energii elektrycznej, systemy bonifikat, czy stosowane już obecnie systemy pre-paid powinny być wpisane w politykę handlową spółki dystrybucyjnej.

5. Nowy paradygmat planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej

Jak pokazano w rozdziale 1.5, obecnie obowiązującym paradygmatem planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej w OSD (Energia Operator SA) jest bezpieczeństwo energetyczne przyłączonych lub planowanych do przyłączenia podmiotów. Powyższy paradygmat jest niejako oczywisty, a jego prostota (zwięzłość) wynika wprost z zastosowania do jego formułowania tzw. brzytwy Ockhama¹⁰, zgodnie z którą „nie należy mnożyć bytów ponad potrzebę” (łac. *Entia non sunt multiplicanda praeter necessitatem*).

Analiza aktów prawnych przedstawiona w rozdziale 2, obejmująca regulacje międzynarodowe (dyrektywy unijne) i krajowe (Prawo energetyczne, Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczej, Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, Ustawa o efektywności energetycznej, Prawo ochrony środowiska, Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, Ustawa o ochronie przyrody) oraz dokumenty (Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko”. Perspektywa 2020 roku) i projekty (Projekt przestrzennego zagospodarowania kraju 2030, Ustawa o korytarzach celu publicznego, Ustawa o odnawialnych źródłach energii, Ustawa o inteligentnych sieciach) pozwalają na stwierdzenie, że wymóg bezpieczeństwa energetycznego, w tym elektroenergetycznego, jest wymogiem nadrzędnym, formułowanym we wszystkich dokumentach, które odnoszą się do pracy systemu energetycznego, w tym elektroenergetycznego.

Z bezpieczeństwem energetycznym wiąże się niejako wprost niezawodność dostawy energii, jakość energii, utrzymanie odpowiedniego stanu technicznego sieci, rozbudowa sieci, współpraca z operatorem sieci przesyłowej i z innymi operatorami sieci dystrybucyjnych, niezawodna realizacja umów sprzedaży energii.

Innymi elementami pojęciowymi występującymi w tych dokumentach, związanymi z systemami elektroenergetycznymi, są: ochrona środowiska, efektywność energetyczna, odnawialne źródła energii (w tym uprzywilejowany dostęp tych źródeł do sieci elektroenergetycznej), zdecentralizowane wytwarzanie energii, sieci inteligentne, inteligentne systemy pomiarowe, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, wielopodmiotowa koordynacja planów rozwoju.

Natomiast w bezpośrednim odniesieniu do sieci dystrybucyjnej, w powyższych dokumentach operuje się pojęciami: poprawa efektywności energetycznej (w tym poprzez zarządzanie popytem na energię

elektryczną), rozwój mocy wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w ciągach liniowych i transformatorach, ograniczenie przepływów mocy biernej, spłaszczenie rocznej zmienności obciążeń, konkurencyjność dostawy (ceny) energii, ochrona środowiska przed m.in. polami elektromagnetycznymi (dotyczy linii o napięciu nie mniejszym niż 110 kV), sieci inteligentne, inteligentne systemy pomiarowe, zdecentralizowane wytwarzanie energii (w tym w skojarzeniu).

Mając powyższe na uwadze, stosując nadal tzw. brzytwę Ockhama, można stwierdzić, że paradygmatem planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej nadal jest bezpieczeństwo energetyczne. Pozostałe wymienione w przepisach wymagania, odnoszące się do sieci elektroenergetycznych, a w tym sieci dystrybucyjnych są w istocie wymaganiami uzupełniającymi o nieokreślonej trwałości. Powyższe należy rozumieć następująco:

1. Wymóg zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, bezpieczeństwa dostaw energii itd. jest wymogiem czasowo-trwałym. Nie sposób wyobrazić sobie rezygnacji z tego wymogu w społeczeństwie rozwiniętym.
2. Inne wymagania zawarte w aktach prawnych nie mają obecnie charakteru ponadczasowego. Przykładowo wymagania środowiskowe, czy też dotyczące odnawialnych źródeł energii, znajdują uznanie bądź nie, w zależności od zasobności kraju. Kraje bogate i zarazem tzw. rozwinięte, np. niektóre kraje Unii Europejskiej, USA czy Kanada, forsują aspekt środowiskowy. Natomiast kraje rozwijające się starają się nie wprowadzać uwarunkowań prawnych wymuszających regulacje związane z ochroną środowiska, głównie ze względu na koszt działań wynikających z tych regulacji. W ogólności zatem, w zależności od zmian koniunktury, wymagania środowiskowe, wymagania dotyczące odnawialnych źródeł energii itp. mogą ulegać zmianom.

Z drugiej jednak strony, jeżeli zgadzamy się na freemanowską klasyfikację paradygmatów rozwoju w technologii i gospodarce (rozdział 1.4), to zgadzamy się również na stwierdzenie, że w naszym obszarze ekonomiczno-kulturowym obowiązującym paradygmatem jest obecnie paradygmat rozwoju przyjaznego środowisku. W takim przypadku można stwierdzić, że nowym paradygmatem planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej powinno być (a w rzeczywistości już jest) bezpieczeństwo energetyczne uwarunkowane środowiskowo.

Można tu również zaproponować inne określenia powyższego paradygmatu, jak:

- bezpieczeństwo energetyczno-środowiskowe
- bezpieczeństwo energetyczne w bezpiecznym środowisku
- bezpieczeństwo energetyczne przyjazne środowisku
- bezpieczeństwo energetyczne sprzyjające środowisku

¹⁰ Brzytwa Ockhama, nazywana także zasadą ekonomii lub zasadą ekonomii myślenia, to zasada, zgodnie z którą w wyjaśnianiu zjawisk należy dążyć do prostoty, wybierając takie wyjaśnienia, które opierają się na jak najmniejszej liczbie założeń i pojęć. Jako zasada ekonomii myślenia stała się podstawą nowożytnej metodologii nauki. Zgodnie z tym ujęciem nie należy wprowadzać nowych pojęć i założeń, jeśli nie ma się ku temu mocnych podstaw, a najprostsze rozwiązania teoretyczne, przyjmujące najmniejszą liczbę założeń, uważane są za najlepsze (Wikipedia).

- bezpieczeństwo energetyczne kompatybilne środowiskowo
- zrównoważony rozwój systemu elektroenergetycznego.

Ostatnie z powyższych określeń związane jest ze swego rodzaju modą na słowo „zrównoważony” (ang. *sustainable*). Słowo to wywodzi się pojęciowo ze środowiska źródeł odnawialnych, poszerzając ich znaczenie. W odniesieniu do systemu elektroenergetycznego oznacza (w pewnym uproszczeniu) system gwarantujący bezpieczeństwo energetyczne, a w tym zawierający odnawialne źródła energii i tzw. sieci inteligentne. Pomimo tak szerokiego znaczenia słowa „zrównoważony”, w istocie też opisującego wymagania dla sieci, proponuje się w określeniu paradygmatu planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej używać określenia „bezpieczeństwo”. Pojęcie to w sposób bezpośredni opisuje wymagania dla sieci, nie wprowadzając równocześnie nadmiernych i tym samym zbędnych obszarów interpretacyjnych.

Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej obiektami, tj. źródłami i odbiorami, ma w swej istocie charakter czysto techniczny. Musi tym samym spełniać określone (zdefiniowane przez prawodawcę oraz operatorów sieci) wymagania techniczne. Rozwój sieci (planowanie rozwoju sieci) w oczywisty sposób te wymagania musi uwzględniać.

Wymagania techniczne określają pewne wartości graniczne, których przekroczenie nie może (bez konsekwencji dla urządzenia je powodującego) mieć miejsca. W rzeczywistości systemowej sieci elektroenergetycznej (system elektroenergetyczny) pracują z pewnym zapasem co do wartości granicznych wymaganych wielkości. Niespełnienie wymagań przez urządzenie powinno prowadzić do jego eliminacji (trwałej lub czasowej, tj. do chwili uzyskania wymaganej funkcjonalności) z pracy w sieci.

Planując rozwój sieci elektroenergetycznej, tak jak dowolnego innego systemu technicznego, można pożądaną (wymagany) stan, tj. wymaganą funkcjonalność, uzyskać w różny sposób, w sensie technicznym oraz w sensie ponoszonych kosztów finansowych i pozafinansowych.

Tym samym problem planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej staje się (może się stać), problemem znacznie szerszym, tj. obejmującym rozważane w rozdziale 4 zagadnienia techniczne, ekonomiczne, środowiskowe i społeczne.

Rozwój sieci elektroenergetycznej może być realizowany wielorako, a w tym w sposób następujący:

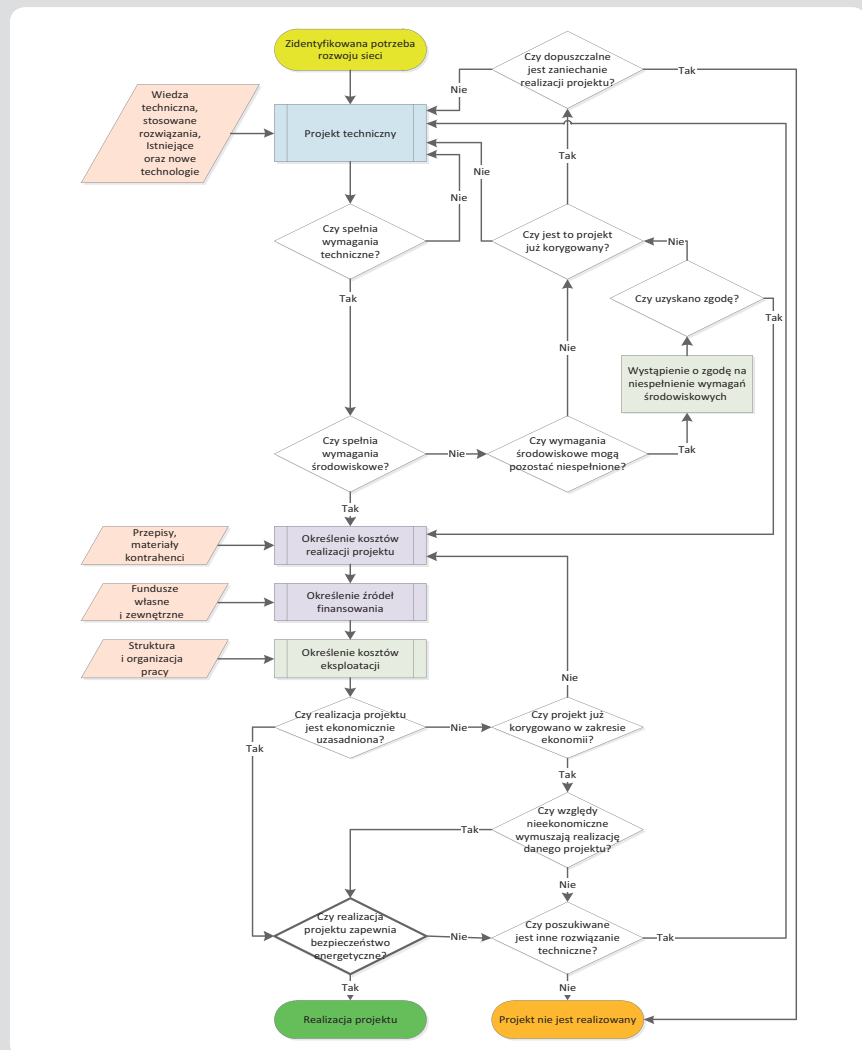
1. Celem jest uzyskanie określonej funkcjonalności sieci elektroenergetycznej, spełniającej wymagania techniczne i pozatechniczne, np. środowiskowe, gwarantującej spełnienie wymogów paradygmatu bezpieczeństwa energetycznego (elektroenergetycznego). Rozwiązanie problemu ma charakter czysto techniczny, w którym określone są wymagania techniczne dotyczące projektowanych obiektów (elementów sieci), np. stacji elektroenergetycznych, linii elektroenergetycznych itd. Pozostałe czynniki, takie jak np. trwałość elementów sieci

(niezawodność), producent urządzeń, wykonawca, koszty inwestycyjne, koszty eksploatacyjne itp. nie są tu rozważane. W takim przypadku zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego realizowane jest na innym poziomie niż np. zapewnienie właściwego funkcjonowania spółki dystrybucyjnej czy operatora systemu dystrybucyjnego. Paradygmat planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej nie jest tu tożsamy z paradygmatem rozwoju spółki dystrybucyjnej.

2. Celem jest uzyskanie określonej funkcjonalności sieci elektroenergetycznej, spełniającej wymagania techniczne i pozatechniczne, np. środowiskowe, gwarantującej spełnienie wymogów paradygmatu bezpieczeństwa energetycznego (elektroenergetycznego). Rozwiązanie problemu ma charakter techniczno-ekonomiczny, w którym określone są wymagania techniczne dotyczące projektowanych obiektów (elementów sieci), np. stacji elektroenergetycznych, linii elektroenergetycznych. Elementami uwzględnianymi są również elementy wpływające na koszt realizacji projektu, a w tym: trwałość elementów sieci (niezawodność), typ i rodzaj urządzeń elektroenergetycznych (producent urządzeń,

koszty inwestycyjne (wykonawca) i koszty eksploatacyjne (wynikające z organizacji pracy). W takim przypadku zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego realizowane jest na tym samym poziomie, co zapewnienie właściwego funkcjonowania spółki dystrybucyjnej czy operatora systemu dystrybucyjnego. Paradygmat planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej jest tu zatem tożsamy z właściwym funkcjonowaniem spółki dystrybucyjnej lub operatora sieci dystrybucyjnej. W tym przypadku celem nadrzędnym spółki dystrybucyjnej (operatora sieci dystrybucyjnej) jest bezpieczeństwo pracy sieci, a nie maksymalizacja zysku.

3. Celem jest uzyskanie określonej funkcjonalności sieci elektroenergetycznej, spełniającej wymagania techniczne i pozatechniczne, np. środowiskowe, gwarantującej spełnienie wymogu paradygmatu bezpieczeństwa energetycznego (elektroenergetycznego) oraz równocześnie maksymalizacja zysku spółki dystrybucyjnej lub operatora sieci dystrybucyjnej. W takim przypadku nadrzędnym celem działania spółki jest maksymalizacja zysku, a ograniczeniem wymóg zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. W tym przypadku paradygmat



Rys. 4. Schemat blokowy realizacji projektu rozwojowego sieci dystrybucyjnej

rozwoju spółki dystrybucyjnej jest tożsamy z paradygmatem planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej.

Realizacja rozwoju sieci elektroenergetycznych w zakresie wymienionym w trzecim z powyższych punktów wymaga zastosowania złożonych metod, algorytmów i analiz techniczno-ekonomicznych. W istocie wymagany jest tu model funkcjonowania spółki dystrybucyjnej. Modele takie nie są zazwyczaj sformalizowane. Mają one najczęściej charakter werbalny, a w postaci sformalizowanej można spotkać tylko modele cząstkowe.

Realizacja rozwoju sieci elektroenergetycznych w zakresie wymienionym w pierwszym z powyższych punktów ma charakter na tyle czysto techniczny, że nie znajduje praktycznego zastosowania dla podmiotów gospodarczych działających na rynku. W rzeczywistości bowiem rozwiązania techniczne w realizacjach praktycznych są nierozdzielnie związane z ekonomią. Związek ten występuje na przykład przez przyjęcie określonych założeń co do projektowanych rozwiązań technicznych, wynikając przede wszystkim z:

- struktury sieci (zamknięte – otwarte), co skutkuje również wymaganą funkcjonalnością automatyki zabezpieczeniowej
- rodzaju linii elektroenergetycznych (napowietrzne – kablowe)
- rodzaju przewodów linii napowietrznych (gołe – izolowane)
- typów rozdzielnic elektroenergetycznych (np. słupowe – kontenerowe)
- rodzajów rozdzielnic (jedno- – wieloszybowe, sekcjonowane – niesekcjonowane)
- systemów opomiarowania sieci (pomiar i transmisja danych pomiarowych z węzłów o danym poziomie napięcia lub jej brak)
- systemów sterowania elementami sieci (istnienie dla węzłów określonego typu [napięcia] lub ich brak).

Wybór określonego rozwiązania technicznego wpływa zatem na koszt zapewnienia bezpieczeństwa, ale równocześnie wpływa na funkcjonalność, niezawodność

(trwałość), koszty inwestycyjne czy koszty eksploatacji sieci. Rozważania na poziomie technicznym nie zawsze są elementem globalnej optymalizacji, a dość często wynikają z przyzwyczajzeń eksploatacyjnych, praktyki inżynierskiej stosowanej w sieci danego operatora (np. sposób uziemienia punktu neutralnego sieci), potrzeby unifikacji urządzeń i struktur itp. Równocześnie – poprzez ceny urządzeń i różnego rodzaju koszty – są one jednak ściśle związane z ekonomiką spółki dystrybucyjnej.

W tym sensie paradygmat planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej: bezpieczeństwo energetyczne uwarunkowane środowiskowo jest paradygmatem technicznym z ograniczeniem środowiskowym, który można określić jako w pewnym stopniu niezależny od ekonomii spółki dystrybucyjnej lub jako w pewnym stopniu zależny od ekonomii spółki dystrybucyjnej. Obydwa stwierdzenia są prawdziwe, ponieważ wskazują na związek techniki i ekonomii (różny, tj. w istocie indywidualny może być ich odbiór). Związek ten w postaci schematu realizacji projektu rozwoju sieci, wynikający z identyfikacji potrzeby jej rozwoju, przedstawia rys. 4. U podłoża schematu leży założenie o braku ograniczeń technicznych co do możliwości realizacji projektu technicznego w sieci elektroenergetycznej. W związku z tym nie występuje tu element o nazwie: projekt nierealizowalny technicznie. Projekt może być nierealizowalny tylko ze względu na koszty, ewentualnie ze względu na uwarunkowania polityczne.

Bibliografia

1. Kulczycki J., Niewiedział E., Niewiedział R., Wybrane problemy rozwoju wiejskich sieci elektroenergetycznych, INPE 2009, nr 122–123.
2. Ustawa Prawo energetyczne, 10 kwietnia 1997, tekst ujednolicony w Biurze Prawnym URE na dzień 1 października 2011.

3. Popczyk J., Opracowanie definicji związanych z bezpieczeństwem w odniesieniu do elementów systemu i jego struktury, projekt badawczy zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, Politechnika Śląska, Gliwice, grudzień 2007.
4. Kulczycki J., Wybrane problemy rozwoju sieci rozdzielczych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2008, nr 9.
5. Marzecki J., Terenowe sieci elektroenergetyczne, Wyd. ITE, Warszawa 2007.
6. Kulczycki J., Wybrane problemy rozwoju sieci rozdzielczych, Materiały IX Międzynarodowej Konferencji Naukowej pt. „Prognozowanie w Elektroenergetyce”, Wisła 2008.
7. Marzecki J., Modernizacja terenowych sieci niskiego i średniego napięcia, materiały IX Międzynarodowej Konferencji Naukowej pt. „Prognozowanie w Elektroenergetyce”, Wisła 2008.
8. Wytyczne programowania rozwoju sieci rozdzielczych (sieci 110 kV, SN i nN), Instytut Energetyki, Zakład Sieci Rozdzielczych, Warszawa-Katowice 1986.
9. Rakowska A., Grzybowski A., 15 lat napowietrznych linii izolowanych [online], Politechnika Poznańska, http://www.stelen.home.pl/gfx/aktualnosci/referat_04.pdf.
10. Szpyra W. i in., Problemy rozwoju i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, Seminarium Katedry Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej, Rekowo 2011.
11. EN 5046-1, Three phase oil immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2500 kVA with highest voltage equipment not exceeding 36 kV, Part 1, General requirements, Cenelec 2005.
12. Bartodziej G., Tomaszewski M., Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne, Wydawnictwo Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych Energetyka i Środowisko, Warszawa 2008.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.
 Politechnika Gdańska
 e-mail: z.lubosny@ely.pg.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych, pracuje na swojej macierzystej uczelni. Obszar zainteresowań to modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

Jacek Klucznik

dr inż.
 Politechnika Gdańska
 e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał tytuł doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.