

Научная статья

DOI: 10.15593/2224-9397/2022.2.08

УДК 621.31

Н.В. Павлов, А.Б. Петроченков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Пермь, Россия

РАЗРАБОТКА МУЛЬТИАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Объектом исследования является децентрализованный электротехнический комплекс (ЭТК) нефтегазодобывающего предприятия с объектами распределенной генерации. Предметом исследования является процесс генерации и потребления электрической энергии элементами децентрализованного ЭТК нефтегазодобывающего предприятия. Процесс генерации в ЭТК представлен газотурбинными электростанциями, работающими на попутном нефтяном газе, процесс потребления электроэнергии представлен объектами электроснабжения и объектами механизированной добычи нефти. **Цель:** разработка мультиагентной системы (МАС) управления для обеспечения надежности режима функционирования ЭТК нефтегазодобывающего предприятия. Под надежностью функционирования подразумевается нормативный баланс генерируемой и потребляемой мощности в электрической сети. **Результаты:** разработана структура связи элементов ЭТК в рамках МАС, сформирован алгоритм решения задачи оптимизации электрических режимов в терминах мультиагентных систем, рассмотрен массив данных о топологии сети и мощностях объектов нефтегазодобывающих предприятий, выбраны схемы замещения и модели элементов ЭТК, проанализированы возможные режимы функционирования элементов, созданы сценарии поведения агентов мультиагентной системы. **Практическая значимость:** выполнен анализ типичных ЭТК нефтегазодобывающих предприятий, выполнена классификация моделей газотурбинных установок для реализации в МАС, предложена структура МАС управления ЭТК для решения задач обеспечения надежности режима функционирования и утилизации попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: электротехнический комплекс, мультиагентная система управления, газотурбинная электростанция, моделирование электрических режимов.

N.V. Pavlov, A.B. Petrochenkov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

DEVELOPMENT OF MULTIAGENT CONTROL SYSTEM FOR ELECTRIC MODES OF THE ELECTROTECHNICAL COMPLEX AT OIL AND GAS PRODUCING ENTERPRISE WITH MICROGRID

The object of the study is a decentralized electrotechnical complex (ETC) at oil and gas producing enterprise with microgrid. The subject of the study is the process of generation and consumption of electrical energy by the elements of a decentralized ETC at oil and gas producing enterprise. The generation process in the ETC is represented by gas turbine power plants operating on associated petroleum gas, the process of electricity consumption is represented by power supply facilities and artificial lift facilities. The investigation **purpose** is development of a multiagent control system (MCS) to ensure the reliability of the operation mode of the ETC at oil and gas producing enterprise. Reliability of operation means the normative balance of generated and consumed power in the electrical network. **Results:** the structure of communication of ETC elements within the framework of MCS was developed, an algorithm was formed for solving the problem of optimizing electrical modes in terms of multi-agent systems, an array of data on the network topology and capacities of oil and gas producing enterprises was considered, equivalent schemes and models of ETC elements were selected, possible modes of operation of the elements were analyzed, scenarios for the behavior of agents in a multi-agent system. **Practical relevance:** an analysis of typical ETC of oil and gas producing enterprises was carried out, a classification of models of gas turbine power plants for implementation in the MCS was made, a structure of the MCS of ETC control was proposed to solve the problems of ensuring the reliability of the operation mode and utilization of associated petroleum gas.

Keywords: electrotechnical complex, multiagent control system, gas turbine power plant, simulation of electrical modes.

Введение

В последние десятилетия развиваются технологии малых автономных систем электроснабжения различных объектов, развивается концепция малой, распределенной энергетики (MicroGrid), в соответствии с которой объекты, вырабатывающие электроэнергию, максимально приближены к потребителю [1], широко применяются маломощные (от 1 кВт до 250 кВт) энергоустановки, выполненные на основе газотурбинных технологий, получившие название «микротурбинные энергоустановки» или просто «микротурбины» [2]. В качестве топлива применяются органические вещества: природный газ, пропан, дизельное топливо, керосин, попутный нефтяной газ.

Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) является актуальной экологической проблемой для российского нефтегазового сектора, Россия занимает ведущие позиции в мире по объемам его сжигания. Сжигание ПНГ негативно сказывается на экологической обстановке, нано-

сит вред здоровью населения, а также экономике страны – потенциальный энергетический ресурс ПНГ не используется.

Самый эффективный с точки зрения энергетики способ утилизации ПНГ – это внедрение источников распределенной генерации (РГ) на базе газотурбинных электростанций [3] в электротехнический комплекс (ЭТК) нефтегазодобывающего предприятия (НГДП). Преимущество этого способа заключается в обеспечении объектов НГДП электроэнергией, к недостаткам можно отнести лишь требования к составу топлива, высокие капитальные затраты на организацию всего технологического процесса утилизации, а также повышение сложности управления электрическими режимами децентрализованного ЭТК НГДП.

Для обеспечения надежности функционирования децентрализованных систем должны применяться новые подходы к моделированию, одним из таких подходов является мультиагентный подход [4–7], позволяющий рассматривать задачу обеспечения надежности функционирования ЭТК как задачу баланса ресурсов (электроэнергии и топлива) в ЭТК НГДП.

Мультиагентный подход к моделированию

Мультиагентная система является динамической моделью ЭТК, с помощью которой проводится оценка режимных параметров элементов ЭТК, а затем решаются задачи оперативного управления для обеспечения надежности функционирования [8–11]. На рисунке 1 изображена структурная схема ЭТК НГДП с РГ.

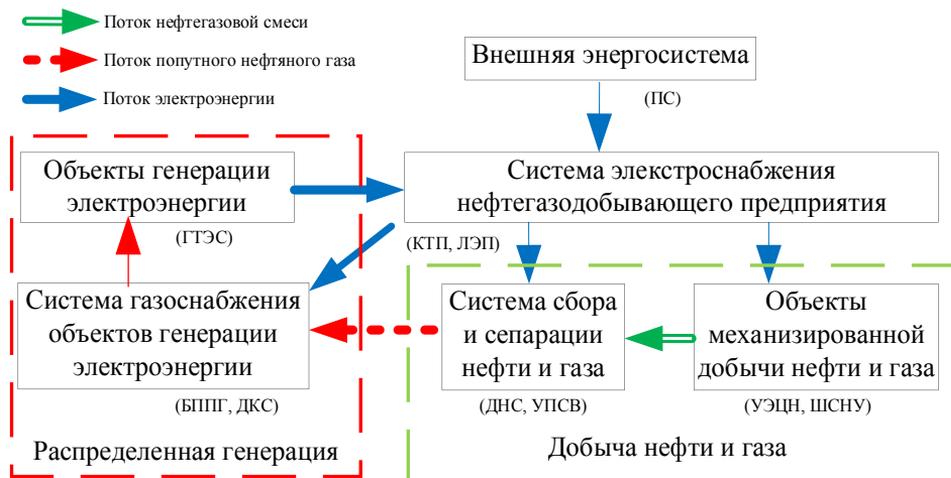


Рис. 1. Структурная схема ЭТК НГДП с РГ

Объекты механизированной добычи поставляют нефтегазовую смесь в систему сбора и сепарации, затем отсепарированный попутный нефтяной газ попадает в систему газоснабжения объектов генерации, объекты генерации перерабатывают топливо в электроэнергию, электроэнергия поступает в систему электроснабжения (СЭС) месторождения и распределяется для потребления всеми элементами ЭТК, в том числе и объектами механизированной добычи, которые поставляют нефтегазовую смесь в систему сбора и сепарации. На схеме приняты следующие сокращения: УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса, ШСНУ – штанговые скважинные насосные установки, ДНС – дожимная насосная станция, УПСВ – установка предварительного сброса воды, БППГ – блочный пункт подготовки газа, ДКС – дожимная компрессорная станция, ГТЭС – газотурбинная электростанция, ПС – подстанция, КТП – комплектная трансформаторная подстанция, ЛЭП – линия электропередачи.

Разрабатываемая мультиагентная система является системой управления адаптивного типа [12–14], в которой происходит изменение параметров регуляторов вследствие изменения возмущающего воздействия или свойств объекта управления. Структура мультиагентной системы ЭТК НГДП с РГ изображена на рисунке 2.

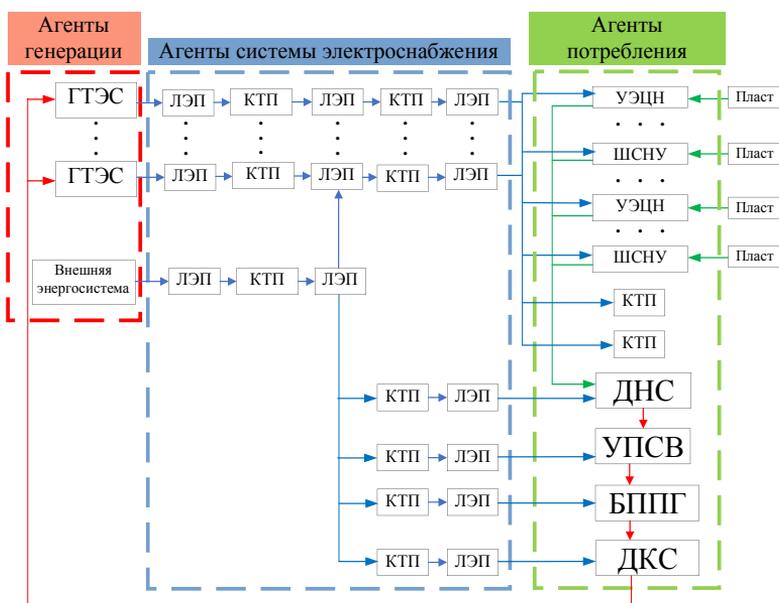


Рис. 2. Структура МАС управления ЭТК НГДП с РГ

Мультиагентная система управления НГДП. Анализ структуры, параметров и особенностей ЭТК НГДП выявил следующие специфические факторы:

– территориальную распределенность объектов, в системе электроснабжения месторождения около 30 территориально-распределенных комплектных трансформаторных подстанций;

– существенное влияние горно-геологических условий на технологический процесс и, следовательно, на функционирование электротехнического оборудования;

– значительный срок эксплуатации основного электрооборудования вместе с интенсивным развитием систем малой и автономной генерации (в том числе для задач утилизации попутного нефтяного газа).

Объекты технологического процесса и электротехническое оборудование в рамках МАС объединяет факт использования ресурсов, обмен и распределение которых обеспечивает функционирование НГДП, этими ресурсами являются:

– нефтегазовая смесь, параметр – дебит жидкости, Q , м³/ч;
– попутный нефтяной газ, параметр – расход топлива, м³/ч (ресурс, преобразующийся в электрическую энергию объектами генерации – ГТЭС);

– электроэнергия, S , кВА (ресурс, необходимый для функционирования ЭТК, так как процесс потребления электроэнергии присущ всем элементам ЭТК).

Информация о функциях агентов МАС и используемых ими потоков данных сведена в табл. 1. Нижние индексы L , S , G означают принадлежность агента A к определённому множеству агентов. Агент как часть множества представлен мощностью, которую он способен генерировать или потреблять, верхние индексы G , L означают принадлежность к генерируемой мощности объекта генерации и потребляемой мощности объекта механизированной добычи. Верхние индексы КТП и ЛЭП у агентов системы электроснабжения означают либо потребляемую мощность КТП (мощность нагрузки и потери трансформатора), либо потери мощности в ЛЭП при передаче электроэнергии. Нижние индексы у агентов всех множеств означают порядковый номер агента в МАС управления, а переменные i , n , m , d – количество определенных агентов в каждом множестве агентов.

Таблица 1

Функции агентов МАС

Агенты МАС управления	Объект ЭТК	Используемые потоки данных	Функция агента
Агенты генерации $A_G = \{S_1^G, S_2^G \dots S_i^G\}$	ГТЭС, внешняя энергосистема, резервная генерация	g – расход топлива, м ³ /ч; S_i^G – генерируемая мощность, кВА Q – дебит жидкости, м ³ /ч;	$\begin{cases} S_i^G = f(g), \\ g = f(Q) \end{cases}$
Агенты системы электроснабжения $A_S = \left\{ \begin{matrix} S_1^{КТП}, S_2^{КТП} \dots S_n^{КТП} \\ S_1^{ЛЭП}, S_2^{ЛЭП} \dots S_m^{ЛЭП} \end{matrix} \right\}$	КТП, объекты техпроцесса (УПСВ, ДНС, ДКС, БППГ), дополнительные потребители	$S_{\text{вых}}^{КТП}$ – мощность на выходе КТП, кВА; $S_{\text{вх}}^{КТП}$ – мощность на входе КТП, кВА; $S_n^{КТП}$ – мощности потребителей и/или потери мощности в КТП, кВА	$\begin{cases} S_{\text{вых}}^{КТП} = S_{\text{вх}}^{КТП} - S_n^{КТП}, \\ S_n^{КТП} = f(g, Q) \end{cases}$
	ЛЭП	$S_{\text{вых}}^{\text{ЛЭП}}$ – мощность на выходе ЛЭП, кВА $S_{\text{вх}}^{\text{ЛЭП}}$ – мощность на входе ЛЭП, кВА; $S_m^{\text{ЛЭП}}$ – потери мощности в ЛЭП, кВА	$S_{\text{вых}}^{\text{ЛЭП}} = S_{\text{вх}}^{\text{ЛЭП}} - S_m^{\text{ЛЭП}}$
Агенты механизированной добычи $A_L = \{S_1^L, S_2^L \dots S_d^L\}$	УЭЦН, ШСНУ	Q – дебит жидкости, м ³ /ч; S_d^L – потребляемая мощность, кВА	$S_d^L = f(Q)$

Надежность функционирования ЭТК как цель мультиагентного управления электрическими режимами ЭТК. Глобальная цель управления электрическими режимами определяется основной функцией ЭТК, заключающейся в обеспечении бесперебойного электроснабжения объектов технологического процесса. Цель МАС управления режимными параметрами ЭТК – обеспечение надежности функционирования ЭТК. Под надежностью функционирования подразумевается нормативный баланс мощности в ЭТК, баланс генерируемой и потребляемой мощности в электрической сети:

$$\sum S^G = \sum S^H, \tag{1}$$

где S^G – генерируемая мощность источников, кВА, S^H – потребляемая мощность нагрузки, кВА.

Небаланс мощности;

$$\sum S^G - \sum S^H = X, \text{кВа.} \quad (2)$$

Мультиагентный подход к имитационному моделированию позволяет выявить нормативный небаланс в децентрализованных ЭТК с РГ и оценить эффективность технических средств по его устранению.

Надежность функционирования ЭТК [15]:

$$R = f(X) + A(X), \quad (3)$$

где x – величина небаланса электроэнергии в системе, $f(x)$ – функция, определяющая близость текущего небаланса к максимально допустимому x_{\max} для этого режима функционирования:

$$f(X) = \begin{cases} 1 & \text{при } X = 0, & \text{небаланс отсутствует,} \\ f(X) & \text{при } X_{\max} > |X| > 0, & \text{допустимый небаланс, требующий регулирования,} \\ 0 & \text{при } |X| > X_{\max}, & \text{небаланс превышает допустимый.} \end{cases} \quad (4)$$

При линейной зависимости: $f(X) = 1 - \frac{X}{X_{\max}}$; $A(X)$ – штрафная

функция, определяющая управляющее воздействие агентов МАС:

$$A(X) = \begin{cases} 1 & \text{при } X = X_{\max}, & \text{аварийное отключение системы,} \\ A(X) & \text{при } X_{\max} > |X| > 0, & \text{регулирование, в результате работы агентов МАС,} \\ 0 & \text{при } X = 0, & \text{регулирование не требуется.} \end{cases} \quad (5)$$

При линейной зависимости: $A(X) = \frac{X}{X_{\max}}$; X_{\max} – критический не-

баланс, при котором технических средств регулирования недостаточно, чтобы обеспечить надежное функционирование ЭТК.

Задача управления:

$$R = f(X) \rightarrow 1. \quad (6)$$

Задача оптимизации:

$$A(X) \rightarrow 0. \quad (7)$$

Надежность функционирования ЭТК обеспечивается в первую очередь надежностью функционирования системы электроснабжения [15, 16].

Надежность функционирования системы электроснабжения.

Надежность функционирования системы электроснабжения является наиболее приоритетной для обеспечения надежности функционирования ЭТК:

$$R_s = f(X_s) + A(X_s), \quad (8)$$

где X_s – небаланс мощности в системе электроснабжения, разница между мощностью, поступающей из внешней сети и объектов генерации, и мощностью, потребляемой объектами ЭТК:

$$X_s = (\sum S^G + \sum S^V) - (\sum S^S + \sum S^L), \quad (9)$$

где S^G – мощность, генерируемая объектами генерации, кВА; S^V – мощность, поступающая из внешней сети, кВА; S^S – мощность, характеризующая потери в системе электроснабжения и потребляемую мощность объектами технологического процесса, кВА; S^L – мощность, потребляемая объектами механизированной добычи, кВА; $f(X_s)$ – функция, определяющая близость текущего небаланса в системе электроснабжения к максимально допустимому $X_{s\max}$.

$A(x_s) = \{A_1^{\text{КТП}}, A_2^{\text{КТП}} \dots A_n^{\text{КТП}}, A_1^{\text{ЛЭП}}, A_2^{\text{ЛЭП}} \dots A_m^{\text{ЛЭП}}\}$ – функция, определяющая целесообразность устранения небаланса при помощи управляющих воздействий (УВ) агентов системы электроснабжения; $A_m^{\text{ЛЭП}}$ – УВ агента линии электропередачи: включение/отключение линии электропередачи; $A_n^{\text{КТП}}$ – УВ агента КТП: работа устройства регулирования напряжения (изменение ступени регулирования под нагрузкой трансформатора) и/или работа устройства компенсации реактивной мощности (изменение ступени регулирования реактивной мощности).

Модели элементов ЭТК

Объекты системы электроснабжения. Для моделирования работы оборудования и расчета потерь электроэнергии элементы системы электроснабжения представлены при помощи схем замещения (двухполюсников) [16] на рис. 3. Электрические потери в КТП:

$$S_{\text{вых}}^{\text{КТП}} = S_{\text{вх}}^{\text{КТП}} - \Delta S^{\text{КТП}}, \quad (10)$$

$$\Delta S^{\text{КТП}} = \sqrt{\Delta P_{xx}^2 + \Delta Q_{xx}^2} + \sqrt{\Delta P_H^2 + \Delta Q_H^2}, \quad (11)$$

где ΔP_{xx} , кВт; ΔQ_{xx} , кВАр – паспортное значение потерь холостого хода трансформатора, установленного на КТП, ΔP_H , кВт; ΔQ_H , кВАр – потери в трансформаторе под нагрузкой.

Электрические потери в ЛЭП:

$$S_{\text{вых}}^{\text{ЛЭП}} = S_{\text{вх}}^{\text{ЛЭП}} - \Delta S^{\text{ЛЭП}}, \quad (12)$$

$$\Delta S^{\text{ЛЭП}} = 3 \cdot I_{\text{ЛЭП}}^2 \cdot \sqrt{r_{\text{ЛЭП}}^2 + x_{\text{ЛЭП}}^2}, \quad (13)$$

где $r_{\text{ЛЭП}}$ – активное сопротивление ЛЭП, Ом; $x_{\text{ЛЭП}}$ – реактивное сопротивление ЛЭП, Ом; $I_{\text{ЛЭП}}$ – ток, протекающий в линии, А.

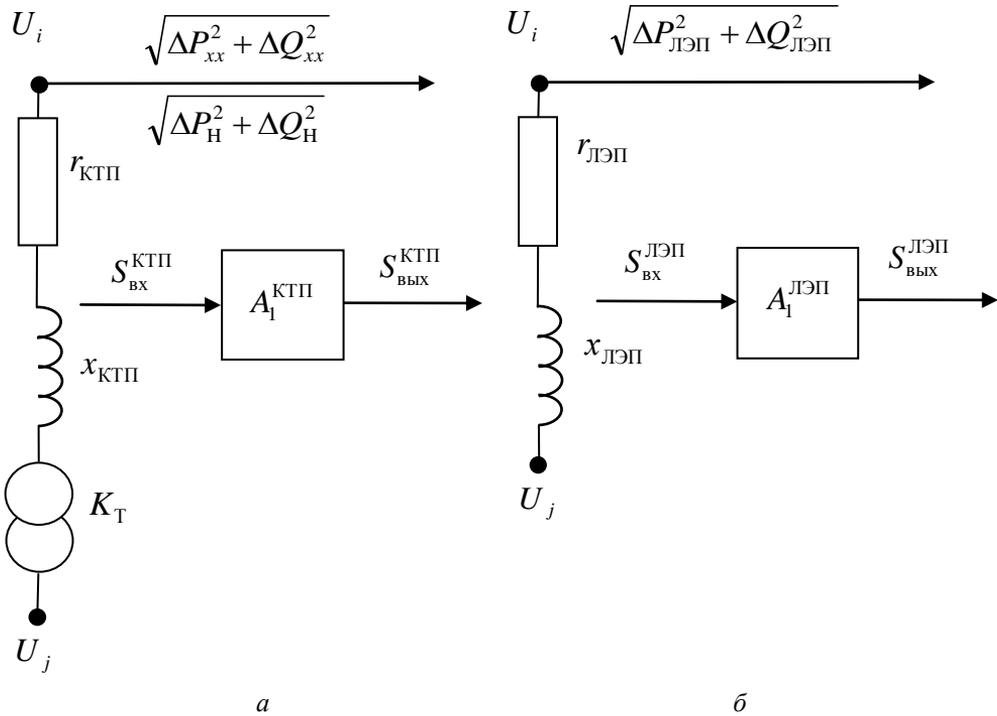


Рис. 3. Схемы замещения элементов ЭТК: а – КТП; б – ЛЭП

Объекты технологического процесса. К объектам технологического процесса относятся: объекты механизированной добычи, объекты сбора и сепарации нефти и газа, объекты системы газоснабжения ГТЭС. Для объектов технологического процесса за потребляемую активную мощность следует принимать номинальную мощность электрооборудования по паспорту. Потери в электрооборудовании рассчитываются, исходя из номинального КПД:

$$\Delta P = N \cdot \eta, \quad (14)$$

где N – номинальная мощность электрооборудования по паспорту, кВт;
 η – КПД, определяется по паспортным данным при номинальной загрузке, о.е.

Для других объектов в случае, если отсутствуют данные о нагрузке, а имеются лишь данные о коммутационном оборудовании в ячейке КТП (номинальные токи выключателей), расчет потребляемой активной мощности ячейки следует проводить следующим образом:

$$P = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.выкл.}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_c \cdot \cos \varphi, \quad (15)$$

где $I_{\text{ном.выкл.}}$ – номинальный ток выключателя, А; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжения выключателя, кВ; k_c – среднепромысловый коэффициент спроса согласно [17]; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности (для напряжения 0,4 кВ принимать равным 0,94; для напряжения 6–20 кВ принимать равным 0,93) согласно [18].

Объекты генерации. Применяемые модели можно условно разделить на группы в зависимости от задач исследований:

– модели, которые применяются для исследования условий устойчивости электрической системы при исследовании переходных процессов после различного рода возмущений [19, 20];

– модели, учитывающие действие систем регулирования частоты и мощности и более подробно отражающие механическую и тепловую части системы, в том числе модели для проведения стендовых и натуральных испытаний [21–23].

В данной работе для моделирования переходных процессов наиболее целесообразно использовать модели первой группы, необходимо лишь качественное, функциональное отражение характеристик газотурбинных установок (ГТУ), которые существенно влияют на надежность функционирования ЭТК. Величина частоты в электрической сети оказывает существенное влияние на работу оборудования и потребителей [21, 24]. Принципиальные схемы рассматриваемых моделей приведены в обзорных статьях [25, 26]. В работе [27] приведено сравнение основных особенностей моделей ГТУ, описанных в литературе. В табл. 2 приведена классификация моделей ГТУ с учетом анализа применения для МАС управления ЭТК НГДП с РГ.

Для моделирования ГТУ в ЭТК с НГДП с РГ была выбрана модель Rowen, так как необходима модель одновальной ГТУ, но при этом

не слишком сложная – не требуется учёт термодинамических процессов в ГТУ для обеспечения надежности функционирования ЭТК в рамках мультиагентной системы управления. А для учета взаимосвязи добычи попутного нефтяного газа и потребления электроэнергии необходимо моделирование входного направляющего аппарата, положение которого влияет на расход воздуха и расход топлива в модели ГТУ.

Таблица 2

Классификация моделей газотурбинных установок

Модель Признак	GAST	GAST2A	Rowen	IEEE	С зависи- мостью от частоты	CIRGE	GGOV1
Конфигура- ция модели	Модель одно- вальной ГТУ	Модель одноваль- ной ГТУ	Модель одноваль- ной ГТУ	Модель одноваль- ной ГТУ	Модель одноваль- ной ГТУ	Модель парогазо- вой тур- бины	Модель тепловой станции
Моделиро- вание ГТУ и регуляторов	Совме- щенное	Совме- щенное	Совме- щенное	Раздельное	Раздель- ное	Совме- щенное	Совме- щенное
Представле- ние ГТУ	2 урав- нения и звено чистого запазды- вания	3 уравне- ния и звено чистого запазды- вания	3 уравне- ния и звено чистого запазды- вания	С учетом термоди- намики	5 уравне- ний и звено чистого запазды- вания	Переда- точная функция 2 порядка	Линейная переда- точная функция
Моделиро- вание вход- ного на- правляюще- го аппарата	Нет	Нет	Да	Да	Да	Нет	Нет
Моделиро- вание регу- лятора уско- рения	Нет	Да	Да	Нет	Да	Да	Да
Расчет теп- лоты расхо- да выхлоп- ных газов	Нет	Нет	Да	Да	Да	Нет	Нет
Расчет дав- ления на выходе из компрессора	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Нет	Нет
Моделиро- вание ЭТК с РГ	Да	Да	Да	Да	Нет	Нет	Нет
Моделиро- вание ЭТК НГДП с РГ	Нет	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет

Модель генератора. Система координат соответствует [28], уравнения движения в модели генератора реализованы в варианте:

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j P_{\text{ном}}} \left(\frac{P_t P_{\text{ном}}}{1+s} - \frac{P_{\text{эл}}}{1+s_u} - D \cdot P_{\text{ном}} \cdot (s - s_u) \right), \quad (16)$$

где P_t – мощность турбины, о.е.; $P_{\text{эл}}$ – электрическая мощность, может быть переопределена (как виртуальная функция), кВт; S – скольжение, о.е.; s_u – скольжение модуля напряжения, рассчитывается как производная от угла напряжения узла (используется реально дифференцирующее звено с постоянной времени), о.е.; D – коэффициент демпфирования, о.е.; T_j – постоянная времени, с; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность генератора, кВт.

Уравнение для переходного процесса в обмотке возбуждения:

$$T'_{d0} \frac{dE'_q}{dt} = E_{qe} - E'_q + I_d (X_d - X'_d), \quad (17)$$

где X_d , X_q – сопротивления обмотки возбуждения по осям d и q , Ом; I_d , А; E'_q , В – ток и напряжение обмотки возбуждения по осям d и q ; X'_d – сопротивление генератора, Ом; T'_{d0} – постоянная времени, с.

Уравнения для переходного процесса в демпферной обмотке:

$$T''_{d0} \frac{dE''_q}{dt} = E'_q - E''_q + I_d (X'_d - X''_d), \quad (18)$$

$$T''_{d0} \frac{dE''_q}{dt} = -E''_q + I_q (X_q - X''_q), \quad (19)$$

где X''_d , X''_q – сверхпереходные сопротивления демпферных обмоток по осям d и q , Ом; T''_{d0} , T''_{q0} – постоянные времени, с.

Расчет электрической мощности, используемой в уравнении движения, осуществляется по формуле:

$$P_{\text{эл}} = E''_q \cdot I_q + E''_d \cdot I_d + (X''_d - X''_q) I_d \cdot I_q. \quad (20)$$

Модель системы возбуждения генератора. В модели используется одно апериодическое звено:

$$\frac{dE_{qe}}{dt} = \frac{1}{T_B} (-E_{qe} + E_{qe0} + \Delta E_{\Sigma}), \quad (21)$$

где T_B – постоянная времени возбудителя, с; E_{qe} – напряжение возбуждения, В;

$$\Delta E_{\Sigma} = \Delta U_{APB} + K_I (I_g - I_{g0}) + K_{if} (E_q - E_{qe0}) + \Delta U_{форс} + \Delta U_{доп2}, \quad (22)$$

где I_g – ток генератора, А; E_q – ток ротора, А; $\Delta U_{форс}$ – сигнал форсирования, В; $\Delta U_{доп2}$ – дополнительный сигнал на вход возбудителя, В.

Результаты

Апробация МАС управления электрическими режимами выполнена на фидере 1 подстанции «Логовская» 35/6 кВ Логовского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Помимо фидера 1, в системе электроснабжения присутствует фидер 2, от которого питаются объекты технологического процесса (НГСП-1210), которые в данном примере не рассматриваются как потребители. Структура МАС Логовского месторождения представлена на рис. 4.

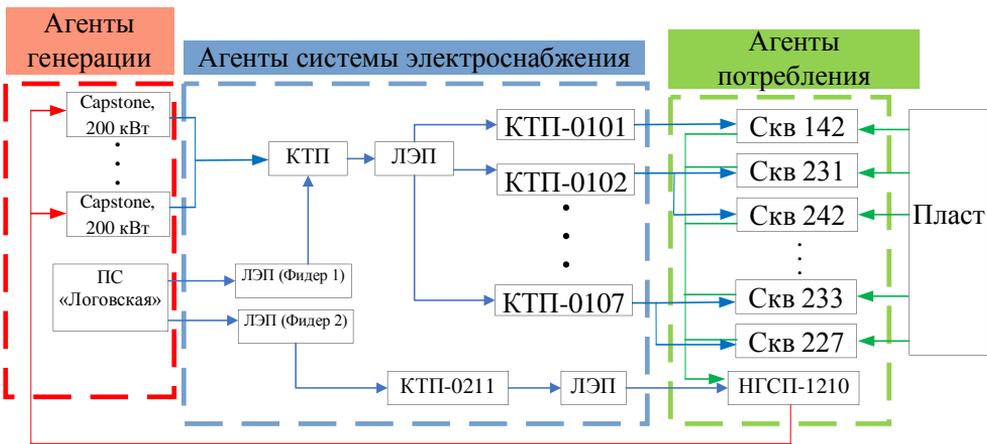


Рис. 4. Структура МАС Логовского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Моделирование системы электроснабжения проводилось в программном пакете *RastrWin3* с использованием программного комплекса *RUSTab*, предназначенном для расчета динамических переходных процессов [29]. Схема электроснабжения фидера 1 представлена на рис. 5.

Моделируемые УВ, задействованные в данном примере, – это сценарии отключения нагрузки КТП в различных комбинациях, а затем сценарии отключения микротурбин для выравнивания баланса мощностей в системе электроснабжения. Приемлемость каждого УВ оценива-

ются по показателям качества электроэнергии – отклонение напряжения δU (% от номинального) и отклонение частоты Δf (Гц). Сценарии, в которых превышаются допустимые отклонения параметров, признаются неприемлемыми, так как содержат неприемлемые УВ, которые не должны рассматриваться в МАС ЭТК.

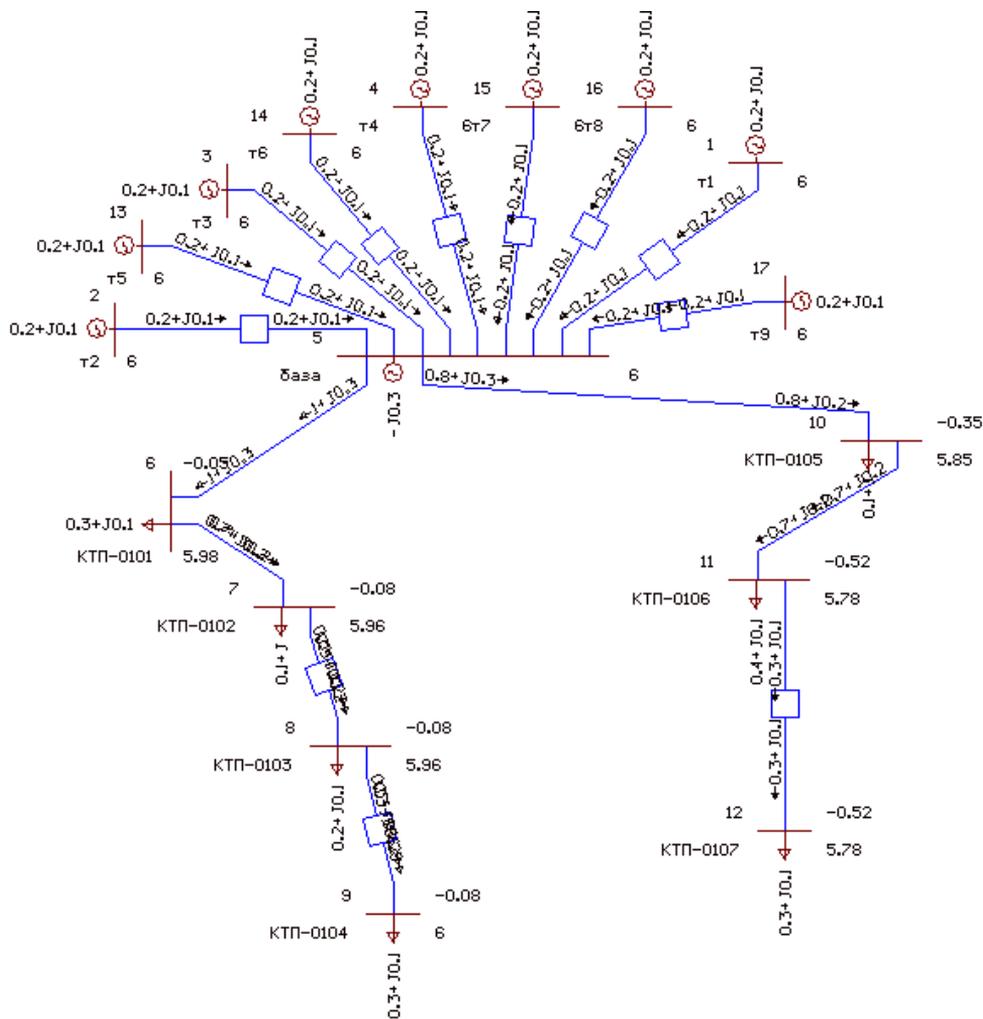


Рис. 5. Схема электроснабжения фидера 1 ПС «Логовская» 35/6 кВ

Надежность функционирования системы электроснабжения Логовского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» записывается выражением (8):

$$R_{\text{ЛОГ}} = f(X_{\text{ЛОГ}}) + A(X_{\text{ЛОГ}}), \quad (23)$$

где $f(X_{\text{ЛОГ}})$ – наиболее близкое к максимально допустимому значение δU или Δf .

$$f(X_{\text{ЛОГ}}) = \begin{cases} \frac{\delta U}{\delta U_{\text{max}}}, \text{ где } \delta U_{\text{max}} = 10 \%, \\ \frac{\Delta f}{\Delta f_{\text{max}}}, \text{ где } \Delta f_{\text{max}} = 0,4 \text{ Гц}, \end{cases} \quad (24)$$

$A(X_{\text{ЛОГ}}) = \{A_{0101}^{\text{КТП}}, A_{0102}^{\text{КТП}} \dots A_{0107}^{\text{КТП}}, A_1^{\text{ГТЭС}}, A_2^{\text{ГТЭС}} \dots A_9^{\text{ГТЭС}}\}$ – множество УВ СЭС Логовского месторождения; $A_n^{\text{КТП}}$ – УВ агента КТП: включение/отключение нагрузки; $A_i^{\text{ГТЭС}}$ – УВ агента объекта генерации: включение/отключение ГТЭС.

Небаланс мощности в системе электроснабжения Логовского месторождения:

$$X_{\text{ЛОГ}} = (\sum S^G + \sum S^V) - \sum S^L, \quad (25)$$

где S^G – мощность, генерируемая объектами генерации (9 микротурбин Capstone мощностью 200 кВт, общая мощность распределённой генерации 1800 кВА); S^V – мощность, поступающая с ПС «Логовская» (2000 кВА); S^L – мощность, потребляемая объектами механизированной добычи, кВА. Параметры нагрузки Логовского месторождения представлены в табл. 3. Алгоритм решения задачи оптимизации электрических режимов для данной МАС представлен на рис. 6.

Таблица 3

Мощность объектов механизированной добычи

Объект	S , кВА	P , кВт	Q , кВар	I , А
КТП-0101	126,53	68,93	43,83	125,46
КТП-0102	269,25	103,46	74,99	194,33
КТП-0103	247,56	108,91	72,36	198,70
КТП-0104	277,33	151,66	108,23	283,93
КТП-0105	147,50	68,44	41,31	122,08
КТП-0106	354,96	138,60	100,12	259,98
КТП-0107	262,73	199,95	103,16	344,32

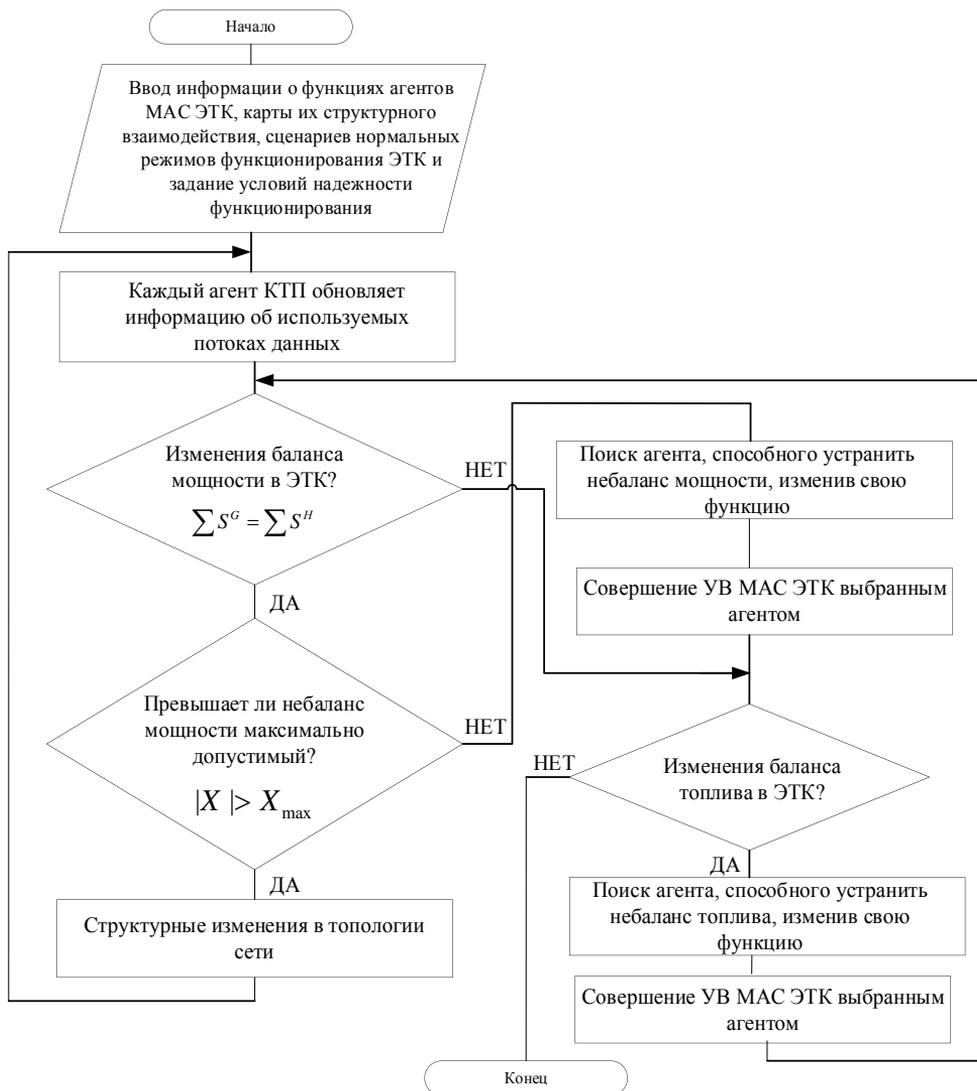


Рис.6. Алгоритм решения задачи оптимизации электрических режимов для МАС

Результаты моделирования сценариев приведены в табл. 4 и на рис. 7.

В таблице и на рисунке представлена часть сценариев представленных либо уникальными сценариями, либо сценариями из подборки подобных сценариев, в которых выключается нагрузка одинаковой мощности.

Таблица 4

Набор сценариев МАС по отключению нагрузки системы электроснабжения Логовского месторождения

№ п/п	Отключенные КТП	Отклонение напряжения δU , %	Отклонение частоты Δf , Гц	Оценка параметров
0.05	КТП-0101, КТП-0102	0,33	0,22	Допустимо
0.06	КТП-0101, КТП-0103	0,43	0,28	Допустимо
0.07	КТП-0101, КТП-0104	0,56	0,38	Допустимо
0.08	КТП-0101, КТП-0106	0,46	0,33	Допустимо
0.09	КТП-0101, КТП-0104, КТП-0106	0,70	0,65	Недопустимо
0.10	КТП-0101, КТП-0104, КТП-0103	0,58	0,52	Недопустимо
0.11	КТП-0101, КТП-0104, КТП-0107	0,61	0,56	Недопустимо
0.12	КТП-0101, КТП-0104, КТП-0102	0,48	0,41	Недопустимо

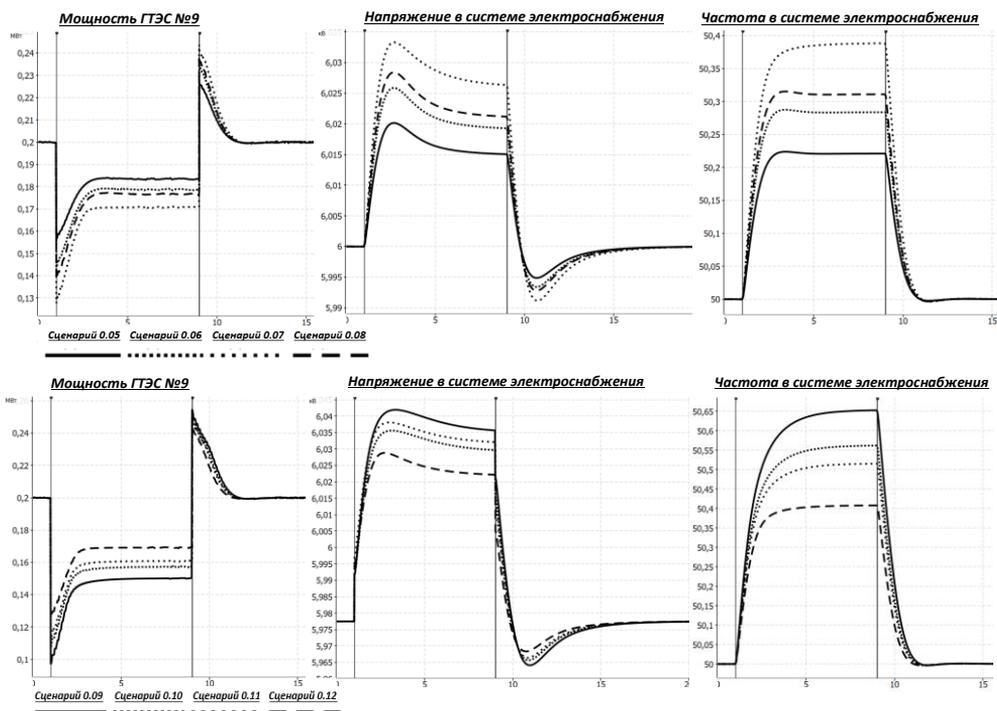


Рис. 7. Параметры системы электроснабжения при моделировании сценариев с отключением двух и трех КТП одновременно

Для оптимизации режима функционирования ЭТК проводится моделирование сценариев с оперативным отключением объектов генерации. Результаты моделирования сценариев приведены в табл. 5.

Таблица 5

Набор сценариев МАС по отключению ГТЭС системы электроснабжения Логовского месторождения для повышения надежности функционирования

№ п/п	Сценарий отключения нагрузки	Кол-во отключенных ГТЭС,	Отклонение напряжение δU , %	Отклонение частоты Δf , Гц	Оценка параметров
1.04	0.04	1	0,20	0,12	Норма
1.05	0.05	1	0,22	0,14	Норма
1.06	0.06	1	0,30	0,19	Норма
1.07	0.07	1	0,35	0,23	Допустимо
2.09	0.09	2	0,58	0,37	Допустимо
2.10	0.10	2	0,48	0,31	Допустимо
2.11	0.11	2	0,43	0,27	Допустимо
2.12	0.12	2	0,35	0,22	Допустимо

Номер сценария состоит из 2 частей, разделенных точкой, – первое число означает количество отключаемых объектов генерации, второе – номер сценария из списка всех сценариев по отключению нагрузки. Область возможных сценариев МАС ЭТК системы электроснабжения Логовского месторождения представлены на рис. 8. Количество ПНГ, растворённого в нефти, добываемой на Логовском месторождении (газовый фактор), равно 122,5 м³/т. Прогнозируемые объемы добычи ПНГ на Логовском месторождении представлены в табл. 6.

Таблица 6

Прогнозируемые объемы добычи ПНГ объектами механизированной добычи на Логовском месторождении

Объект	Скважины куста	Суммарный дебит куста, м ³ /сут	ПНГ, м ³ /сут
КТП-0101	Скв. №142	35,64	3778,32
КТП-0102	Скв. №231, Скв. №242	77,23	8186,35
КТП-0103	Скв. №229, Скв. №242	83,17	8816,07
КТП-0104	Скв. №225, Скв. №232, Скв. №144	109,90	11649,81
КТП-0105	Скв. №134	35,64	3778,32
КТП-0106	Скв. №146, Скв. №224, Скв. №221	100,99	10705,23
КТП-0107	Скв. №233, Скв. №227	112,87	11964,67
ИТОГО		555,46	58878,75

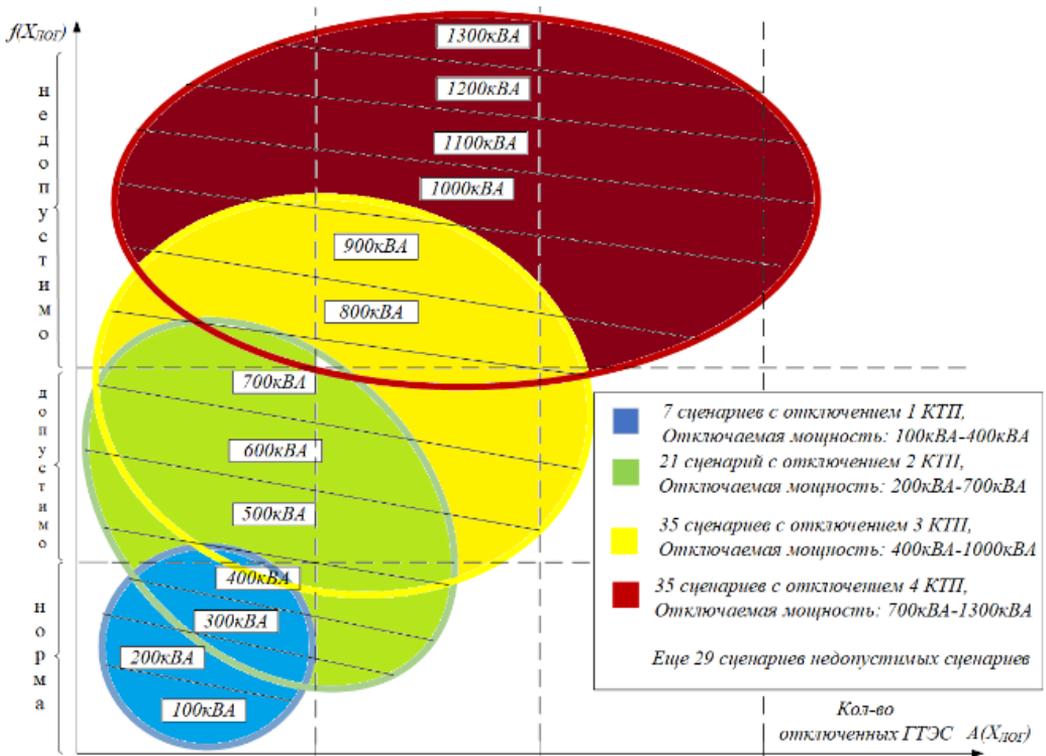


Рис. 8. Карта сценариев МАС ЭТК Логовского месторождения

В допустимых сценариях напряжение в сети не превышает отклонения в 1 %, частота в сети не превышает значений в 0,4 Гц. Пограничные сценарии оптимизируются за счет оперативного отключения объектов генерации в течении 0,5 с. Для МАС Логовского месторождения также необходимо учесть функции объектов механизированной добычи. Предполагаемые 9 микротурбин Capstone, мощностью 200 кВт и параметром потребления топлива 71,4 м³/ч, при непрерывном режиме работы потребляют 15 422,3 м³/сут. Исходя из данных табл. 6, это означает полное обеспечение объектов генерации топливом.

Заключение

1. Разработана структура связи элементов ЭТК для МАС при решении задач обеспечения надежности режима функционирования и утилизации попутного нефтяного газа;
2. Для решения задачи обеспечения надежности режима функционирования сформирован алгоритм решения задачи оптимизации электрических режимов в терминах мультиагентных систем;

3. Выбраны схемы замещения и модели элементов ЭТК; проведена классификация моделей ГТУ по степени возможности использования в МАС;

4. При апробации МАС на Логовском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проанализированы возможные режимы функционирования элементов, созданы сценарии поведения агентов мультиагентной системы, основанные на задаче обеспечения минимальных отклонений напряжения и отклонений частоты при оперативном управлении в системе электроснабжения месторождения.

Библиографический список

1. Khalghani M.R., Verma V., Khushalani Solanki S., Solanki J.M. Resilient networked control of inverter-based microgrids against false data injections // *Electronics*. – 2022. – 11(5):780. – URL: <https://doi.org/10.3390/electronics11050780>

2. Barik P.K., Shankar G., Sahoo P.K. Investigations on split-source inverter based shunt active power filter integrated microgrid system for improvement of power quality issues // *J. Electr. Eng. Technol.* – 2022. – URL: <https://doi.org/10.1007/s42835-022-00999-3>

3. Винокур В.М., Кавалеров Б.В., Петроченков А.Б. Программный комплекс для математического моделирования автономных мини-электростанций // *Электричество*. – 2007. – № 3. – С. 2–7.

4. A multi-agent deep reinforcement learning approach enabled distributed energy management schedule for the coordinate control of multi-energy hub with gas, electricity, and freshwater / Guozhou Zhang, Weihao Hu, Di Cao, Zhenyuan Zhang, Qi Huang, Zhe Chen, Frede Blaabjerg // *Energy Conversion and Management*. – 2022. – Vol. 255. – 115340. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115340>

5. A Multi-Agent Framework for Operation of a Smart Grid / Ruchi Gupta, Deependra Kumar Jha, Vinod Kumar Yadav, Sanjeev Kumar // *Energy and Power Engineering*. – 2013. – № 5. – P.1330–1336.

6. Marcos Tostado-Véliz, Salah Kamel, Francisco Jurado. Power flow solution of ill-conditioned systems using current injection formulation: analysis and a novel method // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 127(106669). DOI: 10.1016/j.ijepes.2020.106669

7. Bernd M. Buchholz, Zbigniew A. Styczynski. Smart grids – fundamentals and technologies in electricity networks // Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. – 396 с.

8. Павлов Н.В., Петроченков А.Б., Ромодин А.В. Мультиагентный подход к моделированию систем электроснабжения с распределенной генерацией // *Электротехника*. – 2021. – № 11. – С. 2–8.

9. Pavlov N.V., Petrochenkov A.B. Multi-agent approach to modeling of electrotechnical complexes elements at the oil and gas production enterprises // 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus) [Electronic resource]: [Proc. Conf.]; Jan. 26–28, 2021, St. Petersburg, Moscow, Russia / IEEE Russia North-West section, IEEE Russia section, St. Petersburg Electrotechn. Univ. LETI, National Research Univ. of Electronic Technology MIET, Glyndwr Univ. – [S. 1.]: IEEE, 2021. – P. 1504–1508. – URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9396506> (дата обращения: 25.05.2021). DOI: 10.1109/ElConRus51938.2021.9396506

10. Pavlov N.V., Romodin A.V., Petrochenkov A.B. Ensuring reliability in the operational management of the power supply system modes of the mineral industries enterprises // Proceedings of the 2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus): [Proc. Conf.]; Jan. 27–30, 2020, St. Petersburg, Moscow, Russia / IEEE Russia North-West section, IEEE Russia section, St. Petersburg Electrotechn. Univ. LETI, National Research Univ. of Electronic Technology MIET, Glyndwr Univ. – [S. 1.]: IEEE, 2020. – P. 1287–1290.

11. Development of methods for modeling of oil and gas producing enterprises electrotechnical complexes / A.V. Romodin, D.Y. Leyzgold, S.V. Mishurinskikh, N.V. Pavlov, A.S. Semenov // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2021. – Vol. 1886. – Art. 012003. – 7 p.

12. Тюкин И.Ю., Терехов В.А. Адаптация в нелинейных динамических системах. – СПб: ЛКИ, 2008. – 384 с. (Сер. Синергетика: от прошлого к будущему).

13. Обеспечение надежности расчетов по планированию и оперативной коррекции графиков потребления электрической мощности / А.С. Полижаров, Б.И. Макоклюев, А.В. Антонов, А.А. Басов, Ю.Э. Алла // *Энергия единой сети*. – 2021. – № 2 (57). – 58 с.

14. Активное управление электрической сетью на базе концепции цифрового двойника / Н.В. Томин, В.Г. Курбацкий, В.А. Борисов, С.П. Музалев // *Энергия единой сети*. – 2021. – № 2 (57). – 42 с.

15. Петроченков А.Б., Ромодин А.В., Хорошев Н.И. Об одном формализованном методе оценки управленческих решений (на примере управления электротехническими объектами) // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2009. – № 5 (87). – С. 166–171.

16. Петроченков А.Б. О подходах к оценке технического состояния электротехнических комплексов и систем // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2012. – № 12. – С. 16–21.

17. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: справ. материалы по электрооборудованию: учеб. пособие / Томск. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.

18. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Доступ из справ.-правовой системы КонсультантПлюс.

19. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services // Turbo Mach. Int. – 1992. – Vol. 33, № 5. – P. 26–32.

20. Dynamic models package „Standard-1“, GMB Dynamic models for PSS® Soft-ware product suite, Revision 1.7 / October 2012.

21. Kavalerov B.V., Petrochenkov A.B., Odin K.A., Tarasov V.A. A method for development of software packages for mathematical simulation of electric power systems // Russian Electrical Engineering. – 2015. – Vol. 86. – № 6. – P. 331–338. DOI: 10.3103/S1068371215060085

22. Working group on prime mover and energy supply models for system dynamic performance studies. Dynamic models for combined cycle plants in power system studies. – IEEE Trans. Power Syst, 1994. – Vol. 9, № 3. – P. 1698–1708.

23. Kunitomi K., Kurita A., Okamoto H. Modeling Frequency Dependency of gas turbine output // Power Eng. Soc. Winter Meet. – 2001. – IEEE. – Vol. 00, № C. – P. 678–683.

24. CIGRE Task Force C4.02.25. Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants. December, 2003.

25. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. – IEEE PES Resource Center, 2013.

26. NERC MOD-027-1 – List of Acceptable Models for Use in Dynamic Simulation, PJM Interconnection. – 2014. – P. – P. 1–6.

27. Бахмисов, О.В. Выбор моделей газотурбинных и парогазовых установок для расчётов переходных процессов в электроэнергетической системе: дис. ... канд. тех. наук: 05.14.02. – М., 2018. – 135 с.

28. ГОСТ 27430-87 (МЭК 34-10). Машины электрические вращающиеся, Условные обозначения для описания синхронных машин // Доступ из справ.-правовой системы КонсультантПлюс.

29. Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография. – Н. Новгород: Изд-во НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.

References

1. Khalghani M.R., Verma V., Khushalani Solanki S., Solanki J.M. Resilient Networked Control of Inverter-Based Microgrids against False Data Injections. *Electronics*, 2022, 11(5):780, available at: <https://doi.org/10.3390/electronics11050780>

2. Barik P.K., Shankar G., Sahoo P.K. Investigations on Split-Source Inverter Based Shunt Active Power Filter Integrated Microgrid System for Improvement of Power Quality Issues. *J. Electr. Eng. Technol.*, 2022, available at: <https://doi.org/10.1007/s42835-022-00999-3>

3. Vinokur V.M., KavaleroV B.V., Petrochenkov A.B. Programmnyi kompleks dlia matematicheskogo modelirovaniia avtonomnykh mini-elektrostantsii [Software package for mathematical modeling of autonomous mini-power plants]. *Elektrichestvo*, 2007, no. 3, pp. 2-7.

4. Zhang Guozhou, Hu Weihao, Cao Di, Zhang Zhenyuan, Huang Qi, Chen Zhe, Blaabjerg Frede. A multi-agent deep reinforcement learning approach enabled distributed energy management schedule for the coordinate control of multi-energy hub with gas, electricity, and freshwater. *Energy Conversion and Management*, 2022, vol. 255, 115340, available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115340>

5. Ruchi Gupta, Deependra Kumar Jha, Vinod Kumar Yadav, Kumar Sanjeev. A Multi-Agent Framework for Operation of a Smart Grid. *Energy and Power Engineering*, 2013, no. 5, pp. 1330-1336.

6. Marcos Tostado-Véliz, Salah Kamel, Francisco Jurado. Power flow solution of Ill-conditioned systems using current injection formulation: anal-

ysis and a novel method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 127(106669). DOI: 10.1016/j.ijepes.2020.106669

7. Bernd M. Buchholz, Zbigniew A. Styczynski. Smart grids - fundamentals and technologies in electricity networks. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014, 396 p.

8. Pavlov N.V., Petrochenkov A.B., Romodin A.V. Mul'tiagentnyi podkhod k modelirovaniu sistem elektrosnabzheniia s raspredelennoi generatsiei [A Multiagent Approach for Modeling Power-Supply Systems with MicroGrid]. *Elektrotehnika*, 2021, no. 11, pp. 2-8.

9. Pavlov N.V., Petrochenkov A.B. Multi-agent approach to modeling of electrotechnical complexes elements at the oil and gas production enterprises. *2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus)* [Electronic resource]: [Proc. Conf.]; Jan. 26-28, 2021, St. Petersburg, Moscow, Russia. IEEE Russia North-West section, IEEE Russia section, St. Petersburg Electrotechn. Univ. LETI, National Research Univ. of Electronic Technology MIET, Glyndwr Univ. [S. l.]: IEEE, 2021, pp. 1504-1508, available at: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9396506> (accessed 25 May 2021). DOI 10.1109/ElConRus51938.2021.9396506

10. Pavlov N.V., Romodin A.V., Petrochenkov A.B. Ensuring Reliability in the Operational Management of the Power Supply System Modes of the Mineral Industries Enterprises. *Proceedings of the 2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus): [Proc. Conf.]*; Jan. 27-30, 2020, St. Petersburg, Moscow, Russia. IEEE Russia North-West section, IEEE Russia section, St. Petersburg Electrotechn. Univ. LETI, National Research Univ. of Electronic Technology MIET, Glyndwr Univ. [S. l.]: IEEE, 2020, pp. 1287-1290.

11. Romodin A.V., Leyzgold D.Y., Mishurinskikh S.V., Pavlov N.V., Semenov A.S. Development of methods for modeling of oil and gas producing enterprises electrotechnical complexes. *Journal of Physics: Conference Series*, 2021, vol. 1886, Art. 012003, 7 p.

12. Tiukin I.Iu., Terekhov V.A. Adaptatsiia v nelineinykh dinamicheskikh sistemakh [Adaptation in Nonlinear Dynamic Systems]. Saint Petersburg: LKI, 2008, 384 p. (Sinergetika: ot proshlogo k budushchemu).

13. Polizharov A.S., Makokliuev B.I., Antonov A.V., Basov A.A., Alla Iu.E. Obespechenie nadezhnosti raschetov po planirovaniu i operativnoi

korreksii grafikov potrebleniia elektricheskoi moshchnosti [Ensuring the reliability of calculations for planning and operational correction of electric power consumption schedules]. *Energiia edinoi seti*, 2021, no. 2 (57), 58 p.

14. Tomin N.V., Kurbatskii V.G., Borisov V.A., Muzalev S.P. Aktivnoe upravlenie elektricheskoi set'iu na baze kontseptsii tsifrovogo dvoynika [Active management of the electrical network based on the concept of the digital twin]. *Energiia edinoi seti*, 2021, no. 2 (57), 42 p.

15. Petrochenkov A.B., Romodin A.V., Khoroshev N.I. Ob odnom formalizovannom metode otsenki upravlencheskikh reshenii (na primere upravleniia elektrotekhnicheskimi ob"ektami) [About one formalized method for evaluating management decisions (for example of managing electrical facilities)]. *Nauchno-tekhnicheskie vedomosti Sankt-Peterburgskogo politekhnicheskogo universiteta Petra Velikogo*, 2009, no. 5 (87), pp.166-171.

16. Petrochenkov A.B. O podkhodakh k otsenke tekhnicheskogo sostoianiia elektrotekhnicheskikh kompleksov i sistem [About approaches to assessing the technical condition of electrotechnical complexes and systems]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Mashinostroenie*, 2012, no. 12, pp. 16-21.

17. Kabyshev A.V., Obukhov S.G. Raschet i proektirovanie sistem elektrosnabzheniia: spravochnye materialy po elektrooborudovaniiu [Calculation and design of power supply systems: reference materials on electrotechnical equipment]. Tomsk: Tomskii politekhnicheskii universitet, 2005, 168 p.

18. Prikaz Ministerstva energetiki RF ot 23 iyunia 2015 g. N 380 "O poriadke rascheta znachenii sootnosheniia potrebleniia aktivnoi i reaktivnoi moshchnosti dlia otdel'nykh energopriniimaiushchikh ustroystv (grupp energopriniimaiushchikh ustroystv) potrebitelei elektricheskoi energii" [Order of the Energy Ministry of the Russian Federation at June 23, 2015 N 380 "On the procedure for calculating the values of the ratio of active and reactive power consumption for individual power receiving devices (groups of power receiving devices) of consumers of electric energy"]. Dostup iz sprav.-pravovoi sistemy Konsul'tantPlius.

19. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services. *Turbo Mach. Int.*, 1992, vol. 33, no. 5, pp. 26-32.

20. Dynamic models package "Standard-1", GMB Dynamic models for PSS® Soft-ware product suite, Revision 1.7. October 2012.

21. Kavalerov B.V., Petrochenkov A.B., Odin K.A., Tarasov V.A. A method for development of software packages for mathematical simulation of electric power systems. *Russian Electrical Engineering*, 2015, vol. 86, no. 6, pp. 331-338. DOI: 10.3103/S1068371215060085

22. Working group on prime mover and energy supply models for system dynamic performance studies. Dynamic models for combined cycle plants in power system studies. *IEEE Trans. Power Syst.*, 1994, vol. 9, no. 3, pp. 1698-1708.

23. Kunitomi K., Kurita A., Okamoto H. Modeling Frequency Dependency of gas turbine output. *Power Eng. Soc. Winter Meet. - 2001*. IEEE, vol. 00, no. C, pp. 678-683.

24. CIGRE Task Force C4.02.25. Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants. December, 2003.

25. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. IEEE PES Resource Center, 2013.

26. NERC MOD-027-1 - List of Acceptable Models for Use in Dynamic Simulation, PJM Interconnection, 2014, pp. 1-6.

27. Bakhmisov O.V. Vybor modelei gazoturbinnnykh i parogazovykh ustanovok dlia raschetov perekhodnykh protsessov v elektroenergeticheskoi sisteme [Choice of models of gas turbine and combined cycle plants for calculations of transient processes in the electric power system]. Moscow, 2018, 135 p.

28. GOST 27430-87 (MEK 34-10). Mashiny elektricheskie vrashchayushchiesia. Uslovnye oboznacheniiia dlia opisaniia sinkhronnykh mashin [GOST 27430-87 (IEC 34-10). Rotating electrical machines. Conventions for describing synchronous machines]. Dostup iz sprav.-pravovoi sistemy Konsul'tantPlus.

29. Gurevich Iu.E., Iliushin P.V. Osobennosti raschetov rezhimov v energoraionakh s raspredelennoi generatsiei [Peculiarities of mode calculations in power districts with distributed generation]. N. Novgorod: NIU RANKhiGS, 2018, 280 p.

Сведения об авторах

Павлов Николай Владимирович (Пермь, Россия) – аспирант, младший научный сотрудник кафедры «Микропроцессорные средства автоматизации» Пермского национального исследовательского поли-

технического университета (614990, Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: pnv@msa.pstu.ru).

Петроченков Антон Борисович (Пермь, Россия) – доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Микропроцессорные средства автоматизации» Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: pab@msa.pstu.ru).

About the authors

Nikolay V. Pavlov (Perm, Russian Federation) – Graduate Student, Junior Researcher of the Microprocessor Units of Automation department Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, 29, Komsomolsky pr., e-mail: pnv@msa.pstu.ru).

Anton B. Petrochenkov (Perm, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Head of the Microprocessor Units of Automation department Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, 29, Komsomolsky pr., e-mail: pab@msa.pstu.ru).

Поступила: 30.05.2022 Одобрена: 10.06.2022 Принята к публикации: 12.09.2022

Финансирование. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90092.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов по отношению к статье.

Вклад авторов. Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Павлов, Н.В. Разработка мультиагентной системы управления электрическими режимами электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия с распределенной генерацией / Н.В. Павлов, А.Б. Петроченков // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2022. – № 42. – С. 151–177. DOI: 10.15593/2224-9397/2022.2.08

Please cite this article in English as:

Pavlov N.V., Petrochenkov A.B. Development of multiagent control system for electric modes of the electrotechnical complex at oil and gas producing enterprise with microgrid. *Perm national research polytechnic university bulletin. Electrotechnics, information technologies, control systems*, 2022, no. 42, pp. 151-177. DOI: 10.15593/2224-9397/2022.2.08