Научная статья
УДК 621.3.051.025
DOI: 10.14529/power260204

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ КОНЦЕПЦИЯ ПОМОЩНИКА ДИСПЕТЧЕРА НА ОСНОВЕ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ

А.В. Коржов[1], *korzhovav@susu.ru, https://orcid.org/0000-0002-8504-9668*
В.И. Сафонов[1], *safonovvi@susu.ru, https://orcid.org/0000-0001-6452-9286*
К.Е. Горшков[1],*gorshkovke@susu.ru, https://orcid.org/0000-0002-6861-0011*
Е.Е. Горшков[2], *jo4n.gold@yandex.ru, https://orcid.org/0009-0009-5953-7017*
В.О. Самарин[1, 2],*asp2024svo59@susu.ru, https://orcid.org/0009-0008-7599-558X*
П.В. Лонзингер[1], *lonzingerpv@susu.ru, https://orcid.org/0009-0001-0961-926X*

[1] *Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия*
[2] *Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, Челябинск, Россия*

Аннотация. Рассмотрена проблема системной автоматизации информационной поддержки диспетчера при управлении электроэнергетическим режимом. В настоящее время процесс формирования информации для диспетчера не носит системный характер, несмотря на наличие различного программного обеспечения с функционалом по анализу и оптимизации расчётных режимов энергосистемы. Имеющегося функционала недостаточно из-за необходимости принятия и реализации управленческих решений в короткий промежуток времени, обусловленный тепловыми процессами в элементах сети. В работе проанализирована процедура принятия решений на примере тестовой схемы энергосистемы в послеаварийной ситуации. Схема состоит из 34 узлов напряжением 500, 220, 110 кВ и 51 ветви. Показано, что ключевым индикатором для оценки допустимости режима являются максимально допустимые перетоки (МДП) в контролируемых сечениях. Предложена концепция информационно-аналитического помощника диспетчера, основанная на формировании базы данных МДП для всего набора возможных ситуаций, предусмотренных нормативными требованиями. Определена целевая функция при принятии диспетчером решения, учитывающая топологию сети, совокупность режимных ограничений и последствия от реализации управляющих воздействий. Обоснована перспективность применения графовых нейронных сетей для обработки данных и выбора оптимальных управляющих воздействий.

Ключевые слова: энергосистема, оперативно-диспетчерское управление, помощник диспетчера, контролируемые сечения, целевая функция

Благодарности. Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (государственное задание № FENU-2026-0004 «Классические, нейросетевые и квантовые оптимизационные алгоритмы для решения задач оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики»).

Для цитирования: Информационно-аналитическая концепция помощника диспетчера на основе максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях / А.В. Коржов, В.И. Сафонов, К.Е. Горшков и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2026. Т. 26, № 2. С. 37–46. DOI: 10.14529/power260204

© Коржов А.В., Сафонов В.И., Горшков К.Е., Горшков Е.Е., Самарин В.О., Лонзингер П.В., 2026

Original article
DOI: 10.14529/power260204

INFORMATION AND ANALYTICAL CONCEPT OF A DISPATCHER'S ASSISTANT BASED ON MAXIMUM PERMISSIBLE FLOWS IN CONTROLLED SECTIONS

A.V. Korzhov[1], *korzhovav@susu.ru, https://orcid.org/0000-0002-8504-9668*
V.I. Safonov[1], *safonovvi@susu.ru, https://orcid.org/0000-0001-6452-9286*
K.E. Gorshkov[1], *gorshkovke@susu.ru, https://orcid.org/0000-0002-6861-0011*
E.E. Gorshkov[2], *jo4n.gold@yandex.ru, https://orcid.org/0009-0009-5953-7017*
V.O. Samarin[1, 2], *asp2024svo59@susu.ru, https://orcid.org/0009-0008-7599-558X*
P.V. Lonsinger[1], *lonzingerpv@susu.ru, https://orcid.org/0009-0001-0961-926X*
[1] *South Ural State University, Chelyabinsk, Russia*
[2] *Branch of JSC "SO UPS" Chelyabinsk Regional Dispatch Office, Chelyabinsk, Russia*

Abstract. The problem of systemic automation of information support for a dispatcher in electric power system operation management is considered. Currently, the process of generating information for the dispatcher lacks a systemic nature, despite the availability of various software tools with functionality for analyzing and optimizing calculated power system operating conditions. The existing functionality is insufficient due to the need to make and implement control decisions within a short time frame constrained by thermal processes in network elements. The paper analyzes the decision-making procedure using a test power system scheme in a post-emergency situation. The scheme consists of 34 nodes with voltage levels of 500, 220, and 110 kV and 51 branches. It is shown that the key indicator for assessing the admissibility of an operating condition is the maximum permissible power flows (MPF) in monitored cross-sections. A concept of an information-analytical dispatcher assistant is proposed, based on building a database of MPF values for the entire set of possible situations stipulated by regulatory requirements. The objective function for dispatcher decision-making is defined, taking into account the network topology, the set of operational constraints, and the consequences of implementing control actions. The promise of using graph neural networks for data processing and selecting optimal control actions is substantiated.

Keywords: power system, operational dispatching control, dispatcher assistant, monitored cross-sections, objective function

Acknowledgments. The research was carried out at the expense of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (state assignment for fundamental scientific research No. FENU-2026-0004 "Classical, neural, and quantum optimization algorithms for solving operational-dispatching control problems of power facilities").

For citation: Korzhov A.V., Safonov V.I., Gorshkov K.E., Gorshkov E.E., Samarin V.O., Lonsinger P.V. Information and analytical concept of a dispatcher's assistant based on maximum permissible flows in controlled sections. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2026;26(2):37–46. (In Russ.) DOI: 10.14529/power260204

Введение

В настоящее время автоматизация процессов получения и обработки информации диспетчером, необходимой для своевременного и эффективного принятия решения, до сих пор не носит системный характер. Помимо расчетных комплексов, которые автоматизируют некоторые этапы подготовки информации, диспетчеру необходим эффективный и универсальный инструмент, способный за короткий промежуток времени проанализировать, найти и предложить порядок действий, наиболее оптимальный в сложившейся ситуации. Научные исследования, проводимые в данной области, можно разделить на две группы: формирование базовой информации для принятия диспетчером решения и оптимизация обработки этой базовой информации.

Исследования способов обработки информации сводятся к созданию специфической лингвистической модели, учитывающей особенности технического языка [1], формированию информации из различных источников [2] или обмену информацией между сотрудниками [3], принимающими решение. Материалы этих исследований могут быть полезны при создании помощника диспетчера на этапе разработки программного сервиса, однако на начальном этапе необходима актуальная и верифицированная информационная база данных для принятия решения.

В нормативных документах [4], которыми руководствуются диспетчерские управления в энергосистеме, описан порядок расчета и оценки допустимости режимов. Расчет выполняется на основе траекторий утяжеления. Поиск и построение таких траекторий являются одним из возможных способов оценки границы статической устойчивости энергосистемы. Построение траектории утяжеления осуществляется в модуле МДП ПК RastrWin3 по принципу «сверху вниз» – от предельного режима к исходному [5]. Данный подход позволяет значительно сократить длительность расчета

с учетом аварийных процессов и противоаварийной автоматики. Из недостатков можно отметить определение траекторий по худшему режиму, что приводит к неэффективному использованию возможностей энергосистемы. В свою очередь, внедряемая сегодня современная система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) позволяет определять запасы мощности в контролируемых сечениях (КС) на основании данных телеметрии [5]. В случае применения СМЗУ совместно с комплексом «БАРС-МДП» появляется возможность оптимизации перетоков мощности на основании суточного прогноза графиков нагрузки.

Формирование контролируемых сечений в схеме энергорайона, используемых при оценке допустимости электроэнергетического режима, осуществляется в соответствии с требованиями [4, 6]. Для контролируемых сечений вычисляют предельные значения мощности, при которых достигается один из показателей [6]: превышение тока в одной из линий больше допустимого значения (показатель по току), выход напряжения в одном из узлов за пределы допустимых значений (показатели по напряжению), достижение предела по статической устойчивости (показатель по устойчивости). Введенный таким образом критерий позволяет сравнивать режимы по запасу мощности (в МВт) до достижения наиболее жёсткого из критериев (по току, по напряжению, по статической устойчивости). Наиболее сложным является критерий по статической устойчивости, для расчета которого предпочтительнее использовать изменение синхронизирующей мощности в ветви КС вместо определителя матрицы Якоби схемы всей энергосистемы в целом [7].

Согласно [8] для каждого состояния системы нужно рассчитать МДП для любой из предполагаемых аварий по критерию $N-1$. За МДП для рассматриваемого режима принимается худший из результатов для предполагаемых аварий. Вводимые в эксплуатацию комплексы СМЗУ осуществляют расчет запасов МДП только для текущего режима работы энергосистемы [9] и не касаются действий диспетчерского персонала. Расширение функций расчета МДП с учетом параметров текущего режима энергосистемы на весь комплекс ситуаций, которые предусмотрены нормативными требованиями [4, 10, 11], является актуальной задачей. МДП для возможного набора параметров энергосистемы и возможного набора действий диспетчера является необходимой базой данных, на основании которых диспетчер может управлять энергосистемой. Этот массив данных может стать основой для формирования помощника диспетчера.

Целью настоящей работы является формирование информационно-аналитической концепции помощника диспетчера, основанной на анализе максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях и формализации целевой функции принятия управленческих решений.

1. Тестовая схема

Первоначально проанализируем особенности принятия диспетчером управленческих решений на примере тестовой схемы энергосистемы с напряжениями 500, 220, 110 кВ, состоящей из 34 узлов и 51 ветви (рис. 1). Схема была сформирована авторским коллективом и опубликована в работе [12], где также были подробно изложены принципы её формирования в контексте рассматриваемой задачи диспетчеризации. Параметры нагрузок и генерирующих мощностей в узлах схемы приведены в табл. 1. За балансирующий узел (БУ) в схеме принят узел с номером «–1». В табл. 2 приведена информация о линиях электропередачи и трансформаторах. На схеме (см. рис. 1) и в табл. 1, 2 принята единая нумерация узлов.

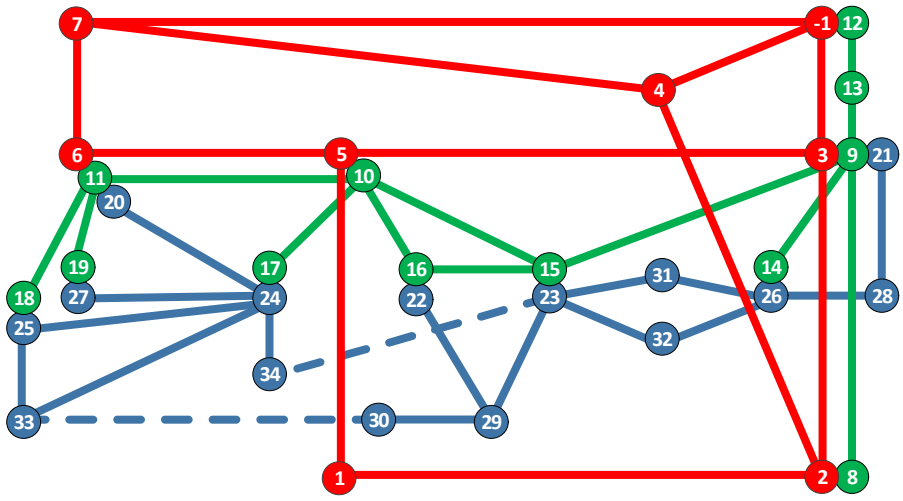


Рис. 1. Структурная схема тестовой электрической сети (500 кВ – красный; 220 кВ – зеленый; 110 кВ – синий)
Fig. 1. Structural diagram of the test electrical network (500 kV – red; 220 kV – green; 110 kV – blue)

Таблица 1

Параметры узлов

Table 1

Node parameters

Нагрузки в узлах									
№ узла	$P_н$, МВт	$Q_н$, МВар	$P_{макс}$, МВт	$B_ш$, мкСм	№ узла	$P_н$, МВт	$Q_н$, МВар	$P_{макс}$, МВт	$B_ш$, мкСм
8	40	20	100	0	24	100	50	300	–1653
13	200	200	400	0	25	180	70	300	0
14	60	20	200	0	26	100	50	300	–4132
15	0	0	0	0	27	90	45	200	–4132
16	100	30	400	0	28	10	5	50	0
17	160	80	400	0	29	120	60	300	0
18	0	0	0	0	30	40	15	100	0
19	0	0	0	0	31	10	5	50	0
20	100	50	300	0	32	10	5	50	0
21	100	50	300	0	33	120	60	300	0
22	160	80	300	0	34	10	5	50	0
23	90	45	300	0	БУ	0	0	0	0
Генерация в узлах									
№ узла	P, МВт	$P_{мин}$, МВт	$P_{макс}$, МВт	$V_{зд}$, кВ	$Q_{мин}$, МВар	$Q_{макс}$, МВар	Марки генераторов		$P_{мин}$, МВт
1	–500	–1000	1000	510	–500	500	–		–
2	0	–1000	1000	510	–500	500	–		–
3	1000	0	1000	510	–500	500	–		–
4	500	0	1000	510	–500	500	–		–
7	–1500	–9999	9999	510	–2000	2000	–		–
13	600	400	1000	230	–329,2	651,4	2×ТГВ-500		200
29	300	90	300	115	–85	235	5×ТВФ-60-2		18
33	300	90	300	115	–85	235	5×ТВФ-60-2		18

Примечания:

1. Мощности приведены к первичным напряжениям узлов.

2. Для нагрузочных узлов с устройствами параллельной компенсации реактивной мощности заданы значения шунтовых проводимостей.

Таблица 2

Параметры ветвей

Table 2

Branch parameters

$N_{нач}$	$N_{кон}$	L, км	Кол-во цепей и марки проводов	$N_{нач}$	$N_{кон}$	L, км	Кол-во цепей и марки проводов
ЛЭП 500 кВ							
1	2	375	3×АС-500/64	5	6	20	8×АС-330/43
1	5	220	3×АС-500/64	6	7	375	8×АС-330/43
2	3	185	8×АС-330/43	БУ	3	150	3×АС-500/64
2	4	340	8×АС-330/43	БУ	4	60	3×АС-500/64
3	5	215	8×АС-330/43	БУ	7	600	3×АС-500/64
4	7	160	3×АС-500/64	–	–	–	–
ЛЭП 220 кВ							
8	9	165	АС-300/39	10	16	30	АС-400/51
9	13	60	2×АС-500/64	10	17	15	3×АС-400/51
9	14	140	АС-300/39	11	18	20	2×АС-400/51
9	15	175	2×АС-400/51	11	19	100	2×АС-240/32
10	11	20	2×АС-300/39	12	13	40	2×АС-500/64
10	15	20	АС-400/51	15	16	15	АС-400/51

Окончание табл. 2
Table 2 (end)

$N_{нач}$	$N_{кон}$	L, км	Кол-во цепей и марки проводов	$N_{нач}$	$N_{кон}$	L, км	Кол-во цепей и марки проводов
ЛЭП 110 кВ							
20	24	15	2×АС-185/29	24	33	10	2×АС-300/39
21	28	70	2×АС-185/29	24	34	5	АС-300/39
22	29	50	2×АС-300/39	25	33	5	4×АС-300/39
23	29	20	2×АС-300/39	26	28	70	2×АС-185/29
23	31	40	АС-150/24	26	31	80	АС-150/24
23	32	100	АС-150/24	26	32	50	АС-150/24
23	34	5	АС-300/39	29	30	5	АС-300/39
24	25	5	2×АС-300/39	30	33	5	АС-300/39
24	27	80	АС-185/29	–	–	–	–
Трансформаторы							
$N_{нач}$	$N_{кон}$	Кол-во и тип		$N_{нач}$	$N_{кон}$	Кол-во и тип	
БУ	12	2×АОДЦТН-267000/500/220		6	11	АОДЦТН-267000/500/220	
5	10	2×АОДЦТН-267000/500/220		3	9	АОДЦТН-167000/500/220	
9	21	3×АТДЦТН-250000/220/110		2	8	2×АОДЦТН-167000/500/220	
18	25	2×АТДЦТН-250000/220/110		11	20	АТДЦТН-200000/220/110	
17	24	2×АТДЦТН-250000/220/110		16	22	2×АТДЦТН-200000/220/110	
15	23	2×АТДЦТН-250000/220/110		14	26	2×АТДЦТН-125000/220/110	
19	27	2×АТДЦТН-125000/220/110		–	–	–	

2. Исследуемый сценарий

Для оценки допустимости электроэнергетического режима в схеме заранее выделены контролируемые сечения. Их состав и нумерация приведены в табл. 3. В табл. 3 указаны ветви, входящие в КС, при этом для каждой ветви отмечен узел (жирным шрифтом), по которому осуществляется непосредственный контроль параметров.

Рассмотрим процедуру принятия диспетчером решения на примере аварийной ситуации в генерирующем узле «29», приводящей к его полному погашению. Информация о перетоках активной мощности в контролируемых сечениях, необходимая для оперативного принятия решений, приводится в табл. 4. Для каждого контролируемого сечения указаны: максимально допустимый переток в сечении по худшему из условий (по току, по напряжению, по статической устойчивости), текущий (или прогнозируемый) переток активной мощности и получающийся при этом запас в сечении.

Согласно табл. 4, в начальный момент времени 10:05 после погашения узла «29» параметры режима находятся в допустимой области и, следовательно, режимные мероприятия не требуются. Однако с учетом прогноза ситуация к 10:30 может измениться. Прогноз, основанный на данных телеметрии и изменении метеоусловий, предсказывает увеличение температуры наружного воздуха с +25 до +30 °С, а также увеличение нагрузки на 5 % в энергорайоне, ограниченном КС3 (первый прогнозируемый режим в табл. 4).

Рост температуры наружного воздуха, как известно, приводит к снижению пропускной способности воздушных линий электропередачи, а увеличение энергопотребления – к росту перетоков в контролируемых сечениях. Прогноз показывает, что ожидаемый к 10:30 установившийся режим станет недопустим (колонка КС3). На основании предсказанной ситуации и следуя плану управления режимами, диспетчер должен заранее принять меры и выполнить оперативные мероприятия. В примере таким мероприятием может быть пере-

Таблица 3

Контролируемые сечения

Table 3

Control sections

№ сечения	КС1	КС2	КС3	КС4	КС5	КС6
Входящие ветви	**1**–5 **3**–5 **6**–7 **3**–9 **8**–9 9–**13**	**5**–10 **5**–10 **6**–11 10–**15** 10–**16**	**3**–9 **8**–9 9–**13** **10**–15 **10**–16	**5**–10 **6**–11 **9**–15 **26**–31 **26**–32	**БУ**–7 **4**–7 **3**–5 1–**2** 10–**15** 10–**16**	**БУ**–7 **БУ**–4 **3**–5 **2**–3 **3**–9 9–**13**

Таблица 4

Оперативная информация о состоянии контролируемых сечений

Table 4

Operational information on the state of controlled sections

Время	Режим	Температура, °С	Нагрузка, МВт	Показатель	КС1	КС2	КС3	КС4	КС5	КС6
10:00	Нормальный	+25	1800	Переток, МВт	871	487	380	633	2514	2439
				МДП, МВт	1900	1305	895	1910	3515	4410
				Запас, %	54,2	62,7	57,5	66,9	28,5	44,7
10:05	Послеаварийный	+25	1800	Переток, МВт	1165	486	674	924	2517	2736
				МДП, МВт	1900	1305	725	1910	3515	4410
				Запас, %	38,7	62,8	7	51,6	28,4	38
10:30	Прогнозируемый 1	+30	1850	Переток, МВт	1206	486	**716**	951	2518	2778
				МДП, МВт	1900	1305	**696**	1850	3205	4140
				Запас, %	36,5	62,8	**< 0**	48,6	21,4	32,9
10:30	Прогнозируемый 2	+30	1850	Переток, МВт	1210	529	675	954	2562	2781
				МДП, МВт	1900	1305	696	1850	3205	4140
				Запас, %	36,3	59,5	3	48,4	20,1	32,8

Примечание. Оценка запасов выполнена без учета нерегулярных колебаний нагрузки.

нос питания нагрузки в узле «30» (мощностью 42 МВт) от узла «29» к узлу «33» за счет переключения ЛЭП «29–33» и «30–33» на схеме. Ожидаемый при этом результат записан в табл. 4 как второй прогнозируемый режим.

3. Основные положения концепции помощника диспетчера

На основе рассмотренной выше ситуации можно предложить принципиальную схему принятия диспетчером решения по информации об МДП в КС. Фрагмент схемы показан на рис. 2. На схеме для выявления проблемы введено понятие индикатора. Таким индикатором является МДП в КС. Оно может быть определено с учетом текущих параметров энергосистемы с помощью СМЗУ, а может быть спрогнозировано, если речь идет о возможных ситуациях и ожидаемых при этом режимах.

Для этого подходит комплекс «БАРС-МДП». При этом данный комплекс оценивает запасы по МДП в сети только относительно текущего режима и, следовательно, не позволяет определить запасы, которые возникнут после возможных действий диспетчера. Набор МДП для всех КС при худших сценариях потенциальных аварий является характеристикой режима энергосистемы, а изменение МДП является характеристикой действия, предпринимаемого диспетчером. Из всего этого можно заключить, что для обеспечения надежного функционирования энергосистемы помощник диспетчера должен решать две взаимосвязанные задачи:

– поиск набора сечений, которые необходимо контролировать в текущей схемно-режимной ситуации;

– определение оптимальных управляющих воздействий для обеспечения допустимого режима в контролируемых сечениях.

Решение этих задач требует разработки математической модели, учитывающей топологию сети, систему режимных ограничений и влияния от принятия решений по управлению режимом. Для этого первоначально введём понятие вектора, характеризующего состояние системы $[\overline{A_s}]$. Вектор должен включать в себя: модули напряжений в узлах, модули токов в ветвях, величины генерации

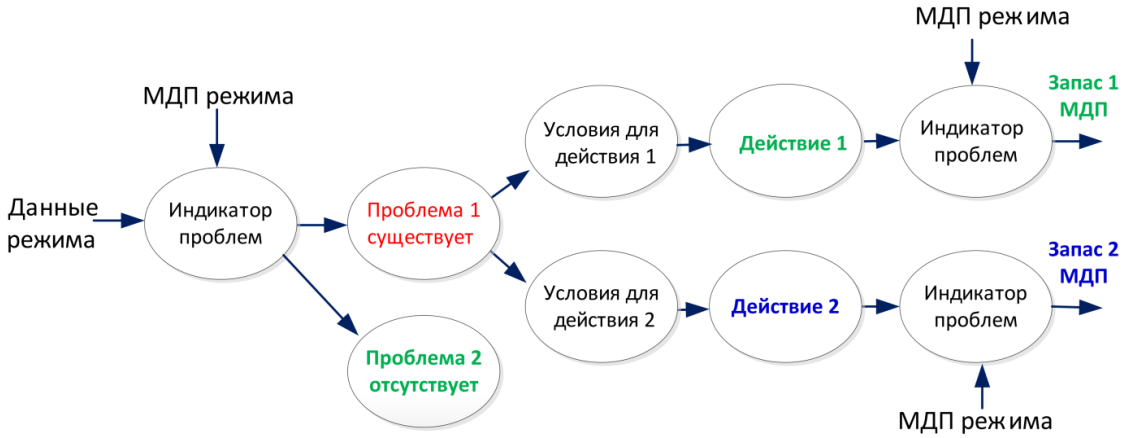


Рис. 2. Фрагмент логической схемы принятия решения
Fig. 2. Fragment of the decision-making logic diagram

активной и реактивной мощностей, перетоки мощности в контролируемых сечениях. Для каждого из параметров должен быть установлен диапазон допустимых значений.

Изменения в энергосистеме, вызванные авариями или действиями диспетчера, должны отражаться в целевой функции, зависящей от вектора $\overline{[A_s]}$ и составленной по следующим правилам:

– если хотя бы один из параметров вектора состояния находится в области недопустимых значений, то в целевой функции начисляются штрафы вида $F_1(A_s)$, размер которых для каждого ненормативного состояния параметра пропорционален величине α_s, равной степени превышения этого параметра над его пороговым значением $(A_s^{kr} - A_s)/A_s^{kr}$;

– если все параметры вектора состояния находятся в области допустимых значений, то в целевой функции для каждого параметра начисляется вознаграждение вида $F_2(A_s)$, размер которого β_s пропорционален степени запаса до порогового значения параметра $(A_s - A_s^{kr})/A_s^{kr}$.

Дополнительно каждое действие диспетчера оценивается штрафными баллами $F_3(B_k)$, которые учитывают стоимость γ_k принятия решений B_k по управлению режимом от реализации мероприятий по регулированию активной и реактивной мощности генераторов, по изменению топологии сети и коэффициентов трансформации. Эти баллы призваны минимизировать затраты на вывод энергосистемы в область допустимых значений её параметров. Коэффициенты γ_k в функции $F_3(B_k)$ определяются исходя из сложившейся схемно-режимной ситуации.

Общий вид целевой функции:

$$F(A_s, B_k) = \max\{(M-1)\cdot F_1(A_s) + \\ + M\cdot F_2(A_s) - F_3(B_k)\},$$

где M – параметр, характеризующий состояние энергосистемы (0, если хотя бы один из параметров в области недопустимых значений, и 1, если все параметры системы допустимы).

В настоящее время выбор действий диспетчера в аварийной ситуации осуществляется следующим образом: если ситуация описана в руководящих документах, решение принимается на основе регламентированных инструкций; в иных случаях диспетчер опирается на личный опыт и эмпирические оценки, что фактически сводится к перебору ограниченного числа доступных вариантов. Сформулированная выше целевая функция обеспечивает формализованный переход от множества возможных действий диспетчера к выбору наилучшего варианта. Поэтому она может служить основой при создании оптимизационного модуля помощника диспетчера

На основе сформулированной целевой функции формируется база данных значений МДП для всех КС, которая служит фундаментом для системы поддержки решений. Ключевая сложность генерации такого набора данных заключается в высокой вычислительной трудоёмкости расчета МДП для каждого элемента, что требует оптимизации существующих алгоритмов. Допустим, что все варианты при изменении нагрузки при условии линеаризации ограничиваются N_1 случаями, где N_1 = 30–50 – количество нагрузок в районе. Если рассматривается 6 вариантов изменения температуры, 15 вариантов генерации и 15 вариантов внешних воздействий, то общее количество вариантов на одно сечение и одно действие диспетчера составит не менее 50 тыс. И это без учета изменений, связанных с перераспределением нагрузки и генерации вне рассматриваемого района, например, в системообразующей сети 500 кВ. Таким образом, общее количество вариантов в реальной сети может оказаться комбинаторно велико. Поэтому перед обучением нейронной сети требуется декомпозиция и тщательная фильтрация исходных данных.

Декомпозиция данных должна выполняться на основании требований руководящих документов, когда набор возможных действий диспетчера зависит от набора штрафных коэффициентов в функции $F_1(A_s)$, которые показывают характер проблемы (по напряжению в узле, по току в ветви или по статической устойчивости), возникшей после аварии. Уменьшить количество вариантов, связанных с изменением нагрузки, можно одним из способов: учётом корреляции между графиками нагрузок, линеаризацией МДП при изменении нагрузок или выбором комбинаций нагрузок методом латинского гиперкуба. После расчета режимов при потенциальных авариях по критерию $N-1$ данные об МДП для нейронной сети можно использовать только для худшего режима. При таком подходе объём выборки снижается в N раз.

Для работы с описанным массивом данных, учитывая их характер, лучше всего подойдут графовые нейронные сети (GNN) [13, 14], которые по своей структуре соответствуют топологии электрической сети [15], когда узлы графа – это подстанции, а ребра – линии электропередачи и трансформаторы. В зависимости от возникшей проблемы (по току, по напряжению, по статической устойчивости) существуют рекомендуемые виды действий, которые в данной конкретной ситуации преобразуются в наборы действий, которые может выполнить диспетчер. Набор данных для GNN-модели предполагается формировать для всего набора действий и всего набора возможных параметров режимов, предусмотренных нормативными требованиями. На основании этих данных можно выбрать оптимальное действие диспетчера и оценить его эффективность по запасу МДП в процентах.

Однако все условия для выдачи рекомендаций диспетчеру выполняются крайне редко. Существенное влияние на эффективность мероприятий

может оказывать проведение ремонтов во внешней системообразующей сети, отклонение фактического распределения нагрузок и электрогенерации в узлах от заявленного или запланированного. Поэтому возникает необходимость проведения дополнительных расчетов для индикации приближения к границе МДП и актуализация эффективности мероприятий по вводу режима в допустимую область в режиме реального времени. Это означает, что в структуре нейронной сети должна быть предусмотрена возможность быстрой и эффективной идентификации возникновения ненормативной ситуации и последующего дополнительного обучения нейронной сети малыми порциями после расширения набора данных.

Выводы

Проанализирована потенциальная возможность системного подхода к формированию информации для помощника диспетчера при оперативно-диспетчерском управлении электрическим режимом энергосистемы. Показано, что формирование информации и объем вычислений для реализации помощника существенно зависят от наличия предварительных расчетов, выполняемых согласно нормативным требованиям. Если аварийная ситуация полностью соответствует описанной в руководящих документах, то работа помощника ограничивается только поиском актуальной информации. При частичном расхождении реальной ситуации и нормативных рекомендаций помощник должен самостоятельно выполнить расчеты и сделать оценку максимально допустимых перетоков мощностей в каждом контролируемом сечении и сформировать новые актуальные рекомендации. При этом объем вычислений и их сложность будут зависеть от того, насколько ситуация отличается от ситуаций из нормативного перечня.

В качестве математической основы помощника диспетчера предложена многофакторная целевая функция, учитывающая штрафы за нарушения режимных ограничений (по напряжению, токам, генерации, перетокам в КС), а также стоимость управляющих воздействий (изменение топологии, коэффициентов трансформации и мощности генераторов). В отличие от текущей практики, когда решения принимаются на основе личного опыта и перебора ограниченного числа вариантов, она обеспечит формализованный выбор наилучшего решения. Для работы с массивами данных, сформированными на основе предложенной функции, следует использовать графовые нейронные сети. Их преимуществом в данном случае станет быстрая идентификация нештатных ситуаций и способность адаптироваться к динамически изменяющимся условиям энергосистемы.

Список литературы

1. A large language model for advanced power dispatch / Y. Cheng, H. Zhao, X. Zhou et al. // Scientific Reports. 2025. Vol. 15 (1). P. 8925. DOI: 10.1038/s41598-025-91940-x

2. Федорова Н.И. Информационная поддержка принятия решения в процессе оперативно-диспетчерского управления региональной энергосистемой: дис. … канд. техн. наук. Уфа, 2004.

3. Xiang L. Energy network dispatch optimization under emergency of local energy shortage with web tool for automatic large group decision-making // Energy. 2017. Vol. 120. P. 740–750. DOI: 10.1016/j.energy.2016.11.125

4. СТО 5 012820.27.010.004–2020. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, а также допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях при работе в вынужденном режиме: утвержден 09.07.2020.

5. Использование технологии расчета максимально допустимых перетоков на базе ПК RastrWin3 / А.С. Александров, Д.М. Максименко, В.Г. Неуймин, Д.А. Снегирев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2022. № 2 (93). С. 26–34.

6. Методические указания по устойчивости энергосистем: утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 (ред. от 20.12.2022).

7. Севастьянова А.В. Анализ схемно-режимных особенностей электроэнергетических систем на основе структурного подхода: дис. … канд. техн. наук. СПб., 2012.

8. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики: утверждены приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548 (ред. от 09.12.2024).

9. Инструкция пользователя автономного модуля ПК СМЗУ 2.7 [Электронный ресурс]. URL: https://www.rastrwin.ru/download/Files/MDP_2_7_.pdf (дата обращения: 09.06.2026).

10. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: утверждены Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 (ред. от 27.12.2024).

11. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем: утверждены Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. от 29.09.2025).

12. Формирование схемы и сценария действий диспетчера для проверки алгоритмов оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом / А.В. Коржов, В.И. Сафонов, Е.Е. Горшков и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2026. Т. 26, № 1. С. 32–41. DOI: 10.14529/power260104

13. The Graph Neural Network Model / F. Scarselli, M. Gori, A.C. Tsoi et al. // IEEE Transactions on Neural Networks. 2009. Vol. 20, no. 1. P. 61–80. DOI: 10.1109/TNN.2008.2005605

14. Kipf T.N., Welling M. Semi-Supervised Classification with Graph Convolutional Networks // International Conference on Learning Representations (ICLR). 2017. DOI: 10.48550/arXiv.1609.02907

15. Dolatyabi P., Khodayar M. Graph Neural Networks and Their Applications in Power Systems: A Review // IEEE International Conference on Electro Information Technology (eIT). Valparaiso, IN, USA, 2025. P. 1–10. DOI: 10.1109/eIT64391.2025.11103635

References

1. Cheng Y., Zhao H., Zhou X. et al. A large language model for advanced power dispatch. *Scientific Reports*, 2025;15(1):8925. DOI: 10.1038/s41598-025-91940-x

2. Fedorova N.I. *Informatsionnaya podderzhka prinyatiya resheniya v protsesse operativno-dispetcherskogo upravleniya regional'noy energosistemoy: dis. kand. tekhn. nauk* [Information support for decision-making in the process of operational dispatch control of a regional power system. Cand. sci. diss.]. Ufa, 2004. (In Russ.)

3. Xiang L. Energy network dispatch optimization under emergency of local energy shortage with web tool for automatic large group decision-making. *Energy*. 2017;120:740–750. DOI: 10.1016/j.energy.2016.11.125

4. *STO 5 012820.27.010.004–2020. Pravila opredeleniya maksimal'no dopustimykh i avariyno dopustimykh peretokov aktivnoy moshchnosti v kontroliruemykh secheniyakh, a takzhe dopustimykh peretokov aktivnoy moshchnosti v kontroliruemykh secheniyakh pri rabote v vynuzhdennom rezhime: utverzhden 09.07.2020* [Organization Standard STO 5 012820.27.010.004–2020. Rules for determining the maximum permissible and emergency permissible active power transfers in controlled interfaces, as well as permissible active power transfers in controlled interfaces during forced operation mode: approved on July 9, 2020]. 2020. (In Russ.)

5. Aleksandrov A.S., Maksimenko D.M., Neuymin V.G., Snegirev D.A. [Using the technology for calculating maximum permissible transfers based on RastrWin3 software]. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [STC of Unified Power System Proceedings]. 2022;2(93):26–34. (In Russ.)

6. *Metodicheskie ukazaniya po ustoychivosti energosistem: utverzhdeny prikazom Minenergo Rossii ot 03.08.2018 No. 630 (red. ot 20.12.2022)* [Guidelines for the stability of power systems: approved by the Order of the Ministry of Energy of Russia No. 630 on August 3, 2018 (as amended on December 20, 2022)]. (In Russ.)

7. Sevast'yanova A.V. *Analiz skhemno-rezhimnykh osobennostey elektroenergeticheskikh sistem na osnove strukturnogo podkhoda: dis. kand. tekhn. nauk* [Analysis of schematic and regime features of electric power systems based on a structural approach. Cand. sci. diss.]. St. Petersburg, 2012. (In Russ.)

8. *Pravila predotvrashcheniya razvitiya i likvidatsii narusheniy normal'nogo rezhima elektricheskoy chasti energosistem i ob"ektov elektroenergetiki: utverzhdeny prikazom Minenergo Rossii ot 12.07.2018 No. 548 (red. ot 09.12.2024)* [Rules for preventing the development and elimination of violations of the normal operating mode of the electrical part of power systems and electric power facilities: approved by the Order of the Ministry of Energy of Russia No. 548 on July 12, 2018 (as amended on December 9, 2024)]. (In Russ.)

9. *Instruktsiya pol'zovatelya avtonomnogo modulya PK SMZU 2.7* [User manual for the stand-alone module of SMZU 2.7 software]. (In Russ.) Available at: https://www.rastrwin.ru/download/Files/MDP_2_7_.pdf (accessed 09.06.2026).

10. *Pravila operativno-dispetcherskogo upravleniya v elektroenergetike: utverzhdeny Postanovleniem Pravitel'stva RF ot 27.12.2004 No. 854 (red. ot 27.12.2024)* [Rules for operational dispatch control in the electric power industry: approved by the Decree of the Government of the Russian Federation No. 854 on December 27, 2004 (as amended on December 27, 2024)]. (In Russ.)

11. *Pravila tekhnologicheskogo funktsionirovaniya elektroenergeticheskikh sistem: utverzhdeny Postanovleniem Pravitel'stva RF ot 13.08.2018 No. 937 (red. ot 29.09.2025)* [Rules for technological functioning of electric power systems: approved by the Decree of the Government of the Russian Federation No. 937 on August 13, 2018 (as amended on September 29, 2025)]. (In Russ.)

12. Korzhov A.V., Safonov V.I., Gorshkov E.E., Samarin V.O., Gorshkov K.E., Lonsinger P.V., Kulik S.P., Maletin N.V. Development of an electic circuit and scenario for operators to test algorithms for operational and dispatch control of the power system. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2026;26(1):32–41. (In Russ.) DOI: 10.14529/power260104

13. Scarselli F., Gori M., Tsoi A.C., Hagenbuchner M., Monfardini G. The Graph Neural Network Model. *IEEE Transactions on Neural Networks*. 2009;20(1):61–80. DOI: 10.1109/TNN.2008.2005605

14. Kipf T.N., Welling M. Semi-Supervised Classification with Graph Convolutional Networks. *International Conference on Learning Representations (ICLR)*. 2017. DOI: 10.48550/arXiv.1609.02907

15. Dolatyabi P., Khodayar M. Graph Neural Networks and Their Applications in Power Systems: A Review. In: *IEEE International Conference on Electro Information Technology (eIT)*. Valparaiso, IN, USA, 2025. P. 1–10. DOI: 10.1109/eIT64391.2025.11103635

Информация об авторах

Коржов Антон Вениаминович, д-р техн. наук, доц., проф. кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, первый проректор – проректор по научной работе, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; korzhovav@susu.ru.

Сафонов Валерий Иванович, канд. физ.-мат. наук, доц., доц. кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; safonovvi@susu.ru.

Горшков Константин Евгеньевич, канд. техн. наук, доц. кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; gorshkovke@susu.ru.

Горшков Евгений Евгеньевич, начальник отдела устойчивости и противоаварийной автоматики службы электрических режимов, Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, Челябинск, Россия; jo4n.gold@yandex.ru.

Самарин Владислав Олегович, аспирант кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; главный специалист отдела устойчивости и противоаварийной автоматики службы электрических режимов, Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ, Челябинск, Россия; asp2024svo59@susu.ru.

Лонзингер Петр Владимирович, канд. техн. наук, доц. кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; lonzingerpv@susu.ru.

Information about the authors

Anton V. Korzhov, Dr. Sci. (Eng.), Ass. Prof., Prof. of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, First Vice-Rector – Vice-Rector for Research, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; korzhovav@susu.ru.

Valery I. Safonov, Cand. Sci. (Phys. and Math.), Ass. Prof., Ass. Prof. of the Department Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; safonovvi@susu.ru.

Konstantin E. Gorshkov, Cand. Sci. (Eng.), Ass.Prof. of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; gorshkovke@susu.ru.

Evgeniy E. Gorshkov, Head of the Department of Stability and Emergency Automation of the Electrical Modes Service, Branch of JSC “SO UPS” Chelyabinsk Regional Dispatch Office, Chelyabinsk, Russia; jo4n.gold@yandex.ru.

Vladislav O. Samarin, Postgraduate Student of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; Chief Specialist of the Department of Stability and Emergency Automation of the Electrical Modes Service, Branch of JSC “SO UPS” Chelyabinsk Regional Dispatch Office, Chelyabinsk, Russia; asp2024svo59@susu.ru.

Petr V. Lonzinger, Cand. Sci. (Eng.), Ass.Prof. of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; lonzingerpv@susu.ru.

Статья поступила в редакцию 15.06.2026; одобрена после рецензирования 20.06.2026; принята к публикации 20.06.2026.

The article was submitted 15.06.2026; approved after review 20.06.2026; accepted for publication 20.06.2026.