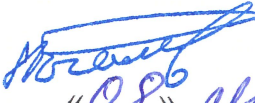




**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ»**

«УТВЕРЖДАЮ»

Президент НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор


Н.Д. Роголев
«08» августа 2024 г.

ПРОТОКОЛ

заседания секций «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России» и «Управления режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС» по теме:
**«Обсуждение результатов научно-исследовательской работы
«Обоснование возможности использования информации из оперативно – информационного комплекса диспетчерского центра с целью оптимизации автоматического противоаварийного управления»**

30 мая 2024 г.

г. Москва

Присутствовало: 64 человек (список представлен в Приложении 1).

На заседании выступили:

С вступительным словом: Е.И. Сацук (АО «СО ЕЭС»)

С докладом:

«Обоснование возможности использования информации из оперативно – информационного комплекса диспетчерского центра с целью оптимизации автоматического противоаварийного управления» – Ю.И. Лужковский (АО «СО ЕЭС») (приложение 2).

В обсуждении доклада и прениях выступили:

Лисицын А.А., Сацук Е.И., Лужковский Ю.И., Хохрин А.А., Петров А.А., Ландман А.К., Саленов А.В., Шеметов А.С., Захаров И.В., Новиков Н.Л.

Заслушав доклад, выступления участников в дискуссии, заседание отмечает следующее:

1. В устройствах противоаварийной автоматики (ПА), в частности автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) для выбора величины управляющих воздействий (УВ) используется информация о параметрах доаварийного режима (например, перетоки активной мощности по линиям электропередачи). В настоящее время для сбора передачи телеметрической информации о доаварийном режиме организуются отдельные специализированные системы телемеханики (ТМ) для ПА.

2. Требования к передаче доаварийной информации установлены в п. 35 Требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики (утверждены приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. №97) для функционирования устройств и комплексов противоаварийной автоматики (далее – Требования к каналам). В тоже время, в соответствии с правилами технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. от 30.12.2022)) (далее – ПТФ) организована передача телеметрической информации, в том числе необходимой для функционирования ПА, с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъектов оперативно-диспетчерского управления (далее – ДЦ) в объеме, необходимом для управления режимами ЕЭС России. Поэтому актуальной задачей является исследование возможности использования телеметрической информации поступающей с объектов электроэнергетики в оперативно-информационный комплекс (ОИК) ДЦ для передачи ее в устройства ПА.

3. Передача необходимой доаварийной информации из ОИК ДЦ в устройства ПА позволит:

– снизить затраты на реализацию комплексов ПА за счет исключения необходимости выполнения технических решений по обеспечению передачи необходимой для функционирования ПА доаварийной информации непосредственно с объектов электроэнергетики;

– оптимизировать величину УВ от ПА за счет учета режиме реального времени дополнительных схемно-режимных условий, влияющих на выбор УВ, например, доступного объема УВ, нагрузки энергорайона и т.д.;

- более оперативно выполнять перестройку ПА за счет автоматического учета схемно-режимной ситуации;

- осуществлять контроль достоверности доаварийной информации для ПА средствами автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ДЦ и в ряде случаев более оперативно восстанавливать ее достоверность.

При этом эффект, например, для ЛАПНУ ПС 500 кВ Тамань может составлять до 237 МВт уменьшения необходимых УВ на ОН, для комплекта ПА №1 (№2) ПС 220 кВ Микунь – до 50 МВт.

4. Для обоснования возможности использования доаварийной ТМ из ОИК ДЦ с целью оптимизации автоматического противоаварийного управления АО «НТЦ ЕЭС» по заказу АО «СО ЕЭС» в 2023 году выполнило научно-исследовательскую работу, включающую:

- Результаты анализа действующих нормативно-правовых актов (далее – НПА), нормативно-технической документации (далее – НТД) и иной документации, устанавливающих требования к автоматическому противоаварийному управлению в части использования ТМ, получаемой из ОИК ДЦ для целей ПА.

- Результаты анализа существующих каналов и способов передачи ТМ из ОИК ДЦ для ПА.

- Перечень передаваемой ТМ из ОИК ДЦ для каждого вида ПА, которую целесообразно и возможно использовать для повышения эффективности и надёжности противоаварийного управления ЕЭС России, и возможные принципы ее использования.

- Рекомендуемые общие требования к ТМ и общие возможные принципы обработки ТМ, получаемой из ОИК ДЦ для целей ПА.

- Результат сравнения затрат при реализации сбора ТМ для ПА классическим способом и с использованием ТМ из ОИК ДЦ с приведением конкретного примера.

- Выводы о готовности ДЦ, устройств ПА и технических средств на объектах электроэнергетики для возможности использования ТМ из ОИК ДЦ для целей ПА.

- Заключение о возможности использования, имеющейся в ОИК ДЦ ТМ для целей ПА.

- Предложения по корректировке НТД.

4.1. По результатам анализа действующих НПА, НТД в НИР сделаны следующие выводы:

– к системам сбора и передачи информации (далее – ССПИ) с объектов электроэнергетики в ДЦ и к ОИК ДЦ установлены требования, позволяющие обеспечить достаточный уровень надежности передачи и качества информации для возможности использования ТМ из ОИК ДЦ в качестве доаварийной информации для целей автоматического противоаварийного управления;

– с учетом указанного в предыдущем абзаце в соответствии с положениями ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» доаварийная ТМ из ОИК ДЦ успешно используется для осуществления автоматического противоаварийного управления посредством централизованной системы противоаварийной автоматики (далее – ЦСПА) в течение продолжительного времени;

– для обеспечения возможности использования в автоматическом противоаварийном управлении ТМ из ОИК ДЦ, поступающая с объектов электроэнергетики информация должна обрабатываться в ОИК ДЦ, с учетом принципов ее формирования на указанных объектах;

– в настоящее время в НПА и НТД отсутствуют требования к:

- организации передачи из ДЦ в установленные на объектах электроэнергетики устройства ПА доаварийной ТМ с других объектов электроэнергетики для обеспечения функционирования ПА;

- организации и проведению проверок реализации передачи из ДЦ в установленные на объектах электроэнергетики устройства ПА доаварийной ТМ с других объектов электроэнергетики для обеспечения функционирования ПА;

- организации эксплуатации и устранения нарушений в работе каналов связи для передачи доаварийной ТМ из ОИК ДЦ в устройства ПА;

- условиям, при которых допускается использование доаварийной ТМ из ОИК ДЦ для обеспечения функционирования ПА;

- организации запроса и получению информации на этапе проектирования о наличии и возможности использования доаварийной ТМ из ОИК ДЦ в ПА.

4.2. Результаты анализа существующих каналов и способов передачи ТМ из ОИК ДЦ для ПА в рамках НИР показали, что в настоящее время техническими требованиями по организации обмена технологической информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России,

установлены требования к передаче данных с объекта электроэнергетики в ДЦ, аналогичные Требованиям к каналам. Некоторое различие имеется в части требований к времени передачи данных в ДЦ – не более 2 секунд, по отношению к Требованиям к каналам – 1 секунда. Для передачи данных в ДЦ используются протоколы передачи, соответствующие ГОСТ Р МЭК 60870-104.

4.3. Определены:

– виды ПА для использования доаварийной ТМ из ОИК ДЦ: автоматика предотвращения нарушения устойчивости (далее – АПНУ) (автоматика разгрузки при отключении сетевого и генерирующего оборудования (АРО СГО), автоматика разгрузки при перегрузки по мощности (АРПМ), автоматика разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ)), автоматика ограничения перегрузки ЛЭП и сетевого оборудования (АОПО), автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР), частотная делительная автоматика (ЧДА);

– доаварийная информация, необходимая для обеспечения функционирования ПА: ТИ величины перетока мощности по ЛЭП, сетевому оборудованию, сечениям, мощности генерирующего оборудования; ТИ величины доступных объемов УВ и эффективности их реализации; ТИ допустимого небаланса; ТИ величины допустимого перетока активной мощности для АПНУ, рассчитанной СМЗУ; ТИ величины избытка активной мощности энергорайона, потребление энергорайона; ТИ величины промежуточных отборов мощности; ТИ объемов УВ, реализуемых другими устройствами ПА по общим пусковым органам; ТС состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования.

4.4. Разработаны рекомендуемые общие требования к ТМ и общие возможные принципы обработки ТМ, получаемой из ОИК ДЦ для целей ПА, в том числе:

• Общие требования для формирования необходимых ТИ и ТС на объектах электроэнергетики:

– формирование необходимых ТИ и ТС на объектах электроэнергетики должно производиться в соответствии с действующими НТД и НПА;

– при наличии на объектах электроэнергетики устройств фиксации состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования рекомендуется передача от указанных устройств соответствующих сигналов состояния в ДЦ для возможности использования в ПА;

– достоверизация должна осуществляться с применением стандартных технических средств и алгоритмов достоверизации.

• При передаче доаварийной ТМ от объектов электроэнергетики в ДЦ:

– должны выполняться существующие технические требования по организации обмена технологической информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России

– при использовании в устройствах ПА ТИ для функции контроля предшествующего режима (КПР) в АПНУ время передачи с объекта электроэнергетики в ДЦ должно составлять не более 2 секунд, для остальных ТИ и ТС – не более 30 секунд;

– для передачи доаварийной ТМ в ОИК ДЦ должны использоваться протоколы передачи, соответствующие ГОСТ Р МЭК 60870-104.

• Должна осуществляться достоверизация поступающей с объектов электроэнергетики доаварийной ТМ средствами АСДУ как минимум посредством проверки:

– физических диапазонов (для ТИ);

– обновления;

– изменения (для ТИ);

– кодов качества принимаемой ТМ;

– перспектива - проводить достоверизацию ТМ на основе оценивания состояния.

• Должен осуществляться мониторинг поступления и достоверности телеметрической информации. При выявлении непоступления или возникновения недостоверности телеметрической информации в АСДУ ДЦ должно осуществляться восстановление достоверности ТМ, в том числе:

– восстановление недостоверных ТИ должно осуществляться автоматически средствами АСДУ путем замены на заранее настроенные дублирующие параметры (при наличии), или посредством РВ (при возможности);

– восстановление недостоверных ТС должно осуществляться посредством РВ (при возможности).

• Общие требования к передаче сформированной в ДЦ доаварийной ТМ на объекты электроэнергетики:

– Время передачи доаварийной ТМ с ДЦ в устройство ПА должно составлять не более 2 секунд

– В остальном передача доаварийной ТМ из ДЦ в устройства ПА должна осуществляться в соответствии с требованиями к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики.

- Общие требования к использованию доаварийной ТМ в устройствах ПА на объектах электроэнергетики. Для обеспечения возможности использования доаварийной ТМ в устройствах ПА должна:

- выполняться достоверизация доаварийной ТМ;
- обеспечиваться возможность запоминания последнего достоверного значения доаварийной ТМ в течение заданного времени;
- обеспечиваться возможность после истечения времени, указанного в предыдущем абзаце, функционирования устройства ПА без использования недостоверной доаварийной ТМ или его блокировка.

4.5. Выполнено сравнение затрат при реализации сбора ТМ для ПА классическим способом и с использованием ТМ из ОИК ДЦ с приведением конкретного примера. Рассмотрен проект строительства ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС-Ухта-Микунь, по которому устройства ТМ предусмотрены на Печорской ГРЭС, ПС 220 кВ Микунь, ПС 220 кВ Ухта и ПС 220 кВ Усинская, также предусмотрены другие технические средства для обеспечения обмена доаварийной информацией. Рассчитан эффект от использования ТМ из ОИК ДЦ, который составил более 79 млн. руб.

4.6. Сделаны выводы о готовности ДЦ, устройств ПА и технических средств на объектах электроэнергетики с учетом следующего:

- к ССПИ с объектов электроэнергетики в ДЦ и к ОИК ДЦ в настоящее время установлены требования, позволяющие обеспечить достаточный уровень надежности передачи и качества информации для возможности использования ТМ из ОИК ДЦ в качестве доаварийной информации для целей автоматического противоаварийного управления;

- готовность ОИК ДЦ в настоящее время обеспечивается выполнением резервирования АСДУ, достоверизации поступающей с объектов электроэнергетики доаварийной ТМ средствами АСДУ и осуществлением мониторинга поступления и достоверности указанной информации с последующим выполнением мероприятий по восстановлению ее достоверности, и в том числе подтверждается успешностью использования информации из ОИК для осуществления автоматического противоаварийного управления посредством ЦСПА в течение продолжительного времени;

- устройства ПА ряда производителей в настоящее время обеспечивают возможность обмена ТМ по протоколам передачи информации, соответствующих ГОСТ Р МЭК 60870-104, либо доработка ПО без необходимости модернизации аппаратной части позволяет обеспечить указанное;

- существующие требования, например, к устройствам ЛАПНУ, позволяют обеспечить соответствие указанных устройств требованиям в части обеспечения достоверизации доаварийной ТМ и функционирования при ее недостоверности. Для остальных устройств ПА, указанных ранее, требуется дополнение соответствующих НТД и доработка ПО.

4.7. Сделано заключение о возможности использования, имеющейся в ОИК ДЦ ТМ для целей ПА при выполнении следующих условий:

- формирование необходимых ТИ и ТС на объектах электроэнергетики должно производиться в соответствии с действующими НТД и НПА;

- передача доаварийной ТМ из ДЦ в устройства ПА может выполняться с использованием одного из следующих вариантов:

- с установкой прямого соединения на уровне протокола, соответствующего ГОСТ Р МЭК 60870-104-2004, между ДЦ и устройством ПА;

- с использованием входящего в состав СОТИАССО (ССПИ) объекта электроэнергетики контроллера или сервера, непосредственно передающего в ДЦ ТМ, собранную СОТИАССО (ССПИ) объекта электроэнергетики;

- при реализации варианта с использованием СОТИАССО (ССПИ) на объекте электроэнергетики, на котором установлено устройство ПА, допускается использование технических средств для преобразования протоколов обмена телеметрической информации;

- передача доаварийной ТМ из ДЦ в установленные на объектах электроэнергетики устройства ПА должна осуществляться с использованием протокола, соответствующего ГОСТ Р МЭК 60870-104-2004;

- передаваемая из ДЦ в устройства ПА доаварийная ТМ должна содержать метки времени UTC (SU) и описатели качества.

В рамках НИР определен перечень НПА и НТД, которые необходимо скорректировать или разработать и даны предложения по внесению новых пунктов в серию ГОСТ Р, устанавливающих требования к устройствам ПА.

5. Положения НИР учтены при подготовке АО «СО ЕЭС»:

- проекта изменений в НПА и НТД
- ГОСТ Р «Организация передачи доаварийной телеметрической информации в устройства противоаварийной автоматики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (далее – ГОСТ ТМ для ПА), устанавливающего требования к:

- организации передачи из ДЦ в установленные (устанавливаемые) на объектах электроэнергетики устройства ПА отдельных видов доаварийной телеметрической информации с других объектов электроэнергетики, имеющейся в указанных диспетчерских центрах или вычисляемой в них и необходимой для обеспечения функционирования ПА;
- организации и проведению проверок реализации передачи из ДЦ в установленные на объектах электроэнергетики устройства ПА доаварийной телеметрической информации, необходимой для обеспечения функционирования ПА,

В соответствии с протоколом совещания АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» по вопросам оптимизации противоаварийной автоматики от 16.11.2023 рабочей группой в составе АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», производители устройств ПА и АСУ ТП:

- определен перечень пилотных объектов (далее - Пилоты);
- разработаны и утверждены технические требования, схемы каналов связи для реализации передачи доаварийной ТМ из ОИК ДЦ в устройства ПА на пилотных объектах;
- разработаны основные технические решения и план-графики реализации Пилотов со сроками проведения опытной эксплуатации во второй половине 2024года.

Опыт проведения испытаний и эксплуатации Пилотов также будет учтен в указанных документах для обеспечения готовности нормативной базы к масштабному использованию ТМ из ОИК для ПА.

Рассмотрев материалы НТС и заслушав докладчиков, совместное заседание секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС» **приняло следующие решения:**

1. Одобрить работы АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» по оптимизации автоматического противоаварийного управления и снижения влияния человеческого фактора при учете актуальной схемно-режимной ситуации в ПА.

2. Рекомендовать АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «Россети» подготовить предложения по формированию новых и корректировки действующих НПА и НТД с целью возможности использования имеющейся в ОИК ДЦ доаварийной ТМ для целей ПА.

3. Рекомендовать рабочей группе в составе АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», производителей устройств ПА и АСУ ТП по созданию, тестированию и проведению опытной эксплуатации Пилотов:

– подготовить предложения в проект изменений в НПА и НТД, а также в проект ГОСТ ТМ для ПА особенности использования ТМ из ОИК для ПА;

– отработать при этом на этапе опытной эксплуатации действия персонала ДЦ и объектов электроэнергетики;

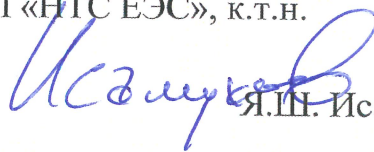
– обеспечить готовность к промышленной эксплуатации устройств ПА с использованием ТМ из ОИК и получить необходимый опыт для масштабирования технологии.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор



В.В. Молодюк

Ученый секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Я.И. Исамухамедов

Председатель секции «Управление
режимами энергосистем, РЗА»
НП «НТС ЕЭС»



А.Ф. Бондаренко

Ученый секретарь секции
«Управление режимами энергосистем,
РЗА» НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Ю.И. Лужковский

Председатель секции «Проблемы
надежности и эффективности
релейной защиты и средства
автоматического системного
управления в ЕЭС России» НП
«НТС ЕЭС», д.т.н.



Е.И. Сацук

Ученый секретарь секции «Проблемы
надежности и эффективности
релейной защиты и средства
автоматического системного
управления в ЕЭС России» НП
«НТС ЕЭС»



А.И. Расцепляев

Список участников

заседания секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА»

	ФИО	Организация
1.	Janez Zakonjšek	SC B5 CIGRE
2.	Антипин Виталий Сергеевич	АО «СО ЕЭС»
3.	Бондаренко Александр Федорович	АО «СО ЕЭС»
4.	Боровков Вячеслав Викторович	АО «НоваВинд»
5.	Бутина Лидия Георгиевна	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
6.	Вергазов Сергей Юрьевич	ПАО «Россети»
7.	Воробьев Виктор Станиславович	АО «СО ЕЭС»
8.	Воробьев Илья Алексеевич	ООО «Релематика»
9.	Вылегжанин Роман Валерьевич	АО «СО ЕЭС»
10.	Гатауллин Ильгиз Фаязович	ООО «НИЦ «Прософт-Системы»
11.	Гельфанд Александр Маркович	НП «НТС ЕЭС»
12.	Герих Валентин Платонович	Исполком ЭЭС СНГ
13.	Горностаева Татьяна Валерьевна	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
14.	Гусев Юрий Павлович	НИУ «МЭИ»
15.	Денисов Константин Викторович	АО «СО ЕЭС»
16.	Дмитриева Анна Алексеевна	ООО «НИЦ «Прософт-Системы»
17.	Елов Николай Евгеньевич	АО «НоваВинд»
18.	Ерохин Евгений Юрьевич	АО «ВНИИР»
19.	Ефремов Валерий Александрович	ООО «Релематика»
20.	Журавлев Денис Михайлович	АО «ВНИИР»
21.	Захаров Иван Владимирович	«Южэнергосетьпроект»
22.	Капес Александр Дмитриевич	ООО «НИЦ «Прософт-Системы»
23.	Ковалев Илья Андреевич	АО «НоваВинд»
24.	Козырев Александр Владимирович	АО «СО ЕЭС»
25.	Кушников Эдуард Анатольевич	ООО «Релематика»
26.	Ландман Аркадий Константинович	АО «ИАЭС»
27.	Линт Михаил Георгиевич	ООО «Релематика»
28.	Лисицын Андрей Андреевич	АО «НТЦ ЕЭС»
29.	Лужковский Юрий Игоревич	АО «СО ЕЭС»
30.	Лысаков А.А.	ПАО «Россети»
31.	Малютин Михаил Сергеевич	НИУ «МЭИ»
32.	Митрофанов Дмитрий Александрович	АО «НоваВинд»
33.	Мотовилов Сергей Иванович	АО «Монитор Электрик»
34.	Нагай Владимир Владимирович	«Южэнергосетьпроект»
35.	Наровлянский Владимир Григорьевич	АО «ВНИИР»
36.	Нешумов Сергей Вадимович	АО «ИАЭС»
37.	Новикова О.Н.	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
38.	Новиков Николай Леонтьевич	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
39.	Опарин Сергей Игоревич	ООО «Релематика»
40.	Пескин Дмитрий Михайлович	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

	ФИО	Организация
41.	Петров Алексей Александрович	ООО НПП «ЭКРА»
42.	Плотников Денис Валерьевич	ООО «НИЦ «Прософт-Системы»
43.	Понамарев Евгений Алексеевич	НОУ НОЦ ЭКРА
44.	Порозков Максим Андреевич	ООО «НИЦ «Прософт-Системы»
45.	Разумов Роман Вадимович	ООО НПП «ЭКРА»
46.	Расщепляев Антон Игоревич	АО «СО ЕЭС»
47.	Сапунова Елена Ивановна	АО «НоваВинд»
48.	Сафонов Дмитрий Анатольевич	АО «СО ЕЭС»
49.	Сацук Евгений Иванович	АО «СО ЕЭС»
50.	Селезнев Михаил Игоревич	ПАО «Россети»
51.	Сигитов Олег Юрьевич	АО «НоваВинд»
52.	Синянский Иван Владимирович	АО «НТЦ ЕЭС»
53.	Смирнов Валерий Анатольевич	ООО «Прософт-Системы»
54.	Усов В.В	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
55.	Федоров Андрей Валерьевич	ООО НПП «ЭКРА»
56.	Филиппенко Екатерина Олеговна	ООО «НИЦ «Прософт-Системы»
57.	Фролов Сергей Егорович	АО «ВНИИР»
58.	Харламов Василий Анатольевич	ООО "Юнител Инжиниринг"
59.	Хозяинов Николай Васильевич	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
60.	Хохрин Александр Анатольевич	Прософт-Системы
61.	Шапеев Александр Анатольевич	АО «ЧЭАЗ»
62.	Шеметов Андрей Сергеевич	ПАО «Россети»
63.	Шовкопляс Сергей Сергеевич	ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова
64.	Ялынская Ольга Валерьевна	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»