

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИМИТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ ЕЕ РАЗВИТИЯ

В настоящее время электросетевые компании ведут свою деятельность в условиях динамично развивающегося спроса на электроэнергию, повышения требований по обеспечению надежности электроснабжения существующих и перспективных потребителей, сокращения времени на присоединение новых абонентов, снижения издержек на строительство и модернизацию сети. Выполнение поставленных перед сетевыми компаниями задач невозможно без структурирования процессов и оптимизации процедуры обмена данными внутри сетевой компании. Поэтому сегодня одной из основных задач является создание единого информационного пространства для обмена данными между отделами компании, включая разработку имитационной модели электрической сети для блока реализации услуг и перспективного развития. Используя эти новации и владея актуальной информацией, можно оперативно реагировать на изменения в сети. В работе рассматривается способ решения задачи по разработке схем развития электрических сетей 0,4–35 кВ с помощью имитационной модели распределительной электрической сети.

АВТОР:

Акентьев И.А.,
«Россети Научно-технический центр»

Ключевые слова:
#схема и программа развития электрических сетей 35 кВ и ниже;
#моделирование электрических сетей; #расчеты режимов; #разработка мероприятий повышения надежности;
#оптимизация технических условий;
#обоснование выполнения строительства или реконструкции сетей.

Для лиц, отвечающих за проектирование и функционирование различных электроэнергетических систем, большое значение имеет имитационное моделирование, под которым понимается процесс создания модели реальной системы и проведение экспериментов на ней с целью изучения поведения системы либо оценки (в рамках ограничений, накладываемых некоторым критерием или совокупностью критериев) различных стратегий ее функционирования или развития. Имитационное моделирование как экспериментальная и прикладная методология имеет следующие цели:

- описать поведение системы;
- построить теории и гипотезы, которые могут объяснить наблюдаемое поведение;
- использовать полученные теории для предсказания поведения системы в будущем, т.е. тех ее реакций, которые могут быть вызваны

изменениями в системе или изменениями способов ее функционирования [1].

В данной статье имитационная модель электрической сети (далее — ИМЭС) рассматривается как способ решения задач дирекции по планированию и развитию электрической сети ПАО «Россети» [4].

Сегодня в динамично развивающейся и растущей электросети возникает острая необходимость в способности сетевой компании быстро реагировать на внутренние и внешние изменения. Оптимальным инструментом для этого может стать создание ИМЭС.

На балансе сетевых компаний, даже небольших, находится значительное количество элементов сети, требующих учета, — от основного оборудования (силовые трансформаторы, ЛЭП), вторичных цепей (РЗА, телемеханика и телеметрия) до строительных и ар-

хитектурных частей сооружений (здания, фундаменты и т.д.). Кроме того, при планировании и эксплуатации важно учитывать режимную ситуацию с непрерывным потоком новых заявителей на технологическое присоединение (ТП) к электросети и перечень объектов, находящихся в стадии строительства, реконструкции или ввода в эксплуатацию. В связи с этим все подразделения сетевого предприятия нуждаются в обеспечении актуальной информацией о сети для исключения ошибок в принятии решений, от которых зависит надежное функционирование электросетей.

На пути сокращения ошибок при планировании развития электросети в частности и достижения цели эффективного управления сетевым предприятием в целом выделяется первый этап — создание Единого информационного поля (ЕИП) [3] с функцией ввода информации специалистами подразделений с целью дальнейшей верификации (паспортизация, учет, действующие договоры и заявки на технологическое присоединение, впервые вводимые в эксплуатацию объекты, объекты, находящиеся в стадии строительства/проектирования, графики нагрузок, аварии или нарушения в работе элементов сети и т.д.).

Так, например, для выдачи технических условий (ТУ) на присоединение заявителя специалисту необходимо владеть следующей информацией:

- подоснова;
- существующая схема нормального режима в рассматриваемой зоне;
- режимная ситуация, загрузка силовых трансформаторов и ЛЭП за отчетный и за три предыдущих года, индекс технического состояния (ИТС);
- планы по ремонту/реконструкции электрических сетей на пять лет;
- программа строительства на пять лет (инвестиционная программа) по действующим договорам на ТП;

– программы перспективного развития электрических сетей в рассматриваемой зоне.

Используя эту информацию, необходимо осуществить:

- моделирование ситуации с присоединением заявителя к электрической сети в программно-вычислительном комплексе;
- выполнение расчетов электрических режимов, оценку последствий;
- разработку мероприятий (необходимых и достаточных) для включения в ТУ;
- наложение мероприятий для присоединения заявителя на перспективную сеть, комплекс электрических расчетов с целью устранения задвоения мероприятий из утвержденных программ (ремонтной и инвестиционной) сетевого предприятия;
- проверку на допустимость существования режима, в том числе в послеаварийных режимах;
- разработку альтернативного(-ных) варианта(-ов) с целью проведения технико-экономического анализа и обоснования для включения в ТУ.

Реализация этих функций невозможна без применения соответствующего программного обеспечения, позволяющего выполнять комплекс расчетов и моделирование различных ситуаций в электросети. Для этих целей оптимальным решением может стать использование ИМЭС.

Опыт применения ИМЭС для разработки схем развития электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже

В данной статье за основу взято следующее определение имитационной модели электрической сети:

ИМЭС — это точная программная копия энергосистемы со всем набором параметров и характеристик ее элементов: силовые трансформаторы, кабельные

и воздушные линии электропередачи (ЛЭП), потребители электрической энергии (договоры, заявки, графики нагрузки, замеры), коммутационная аппаратура, устройства релейной защиты и автоматики.

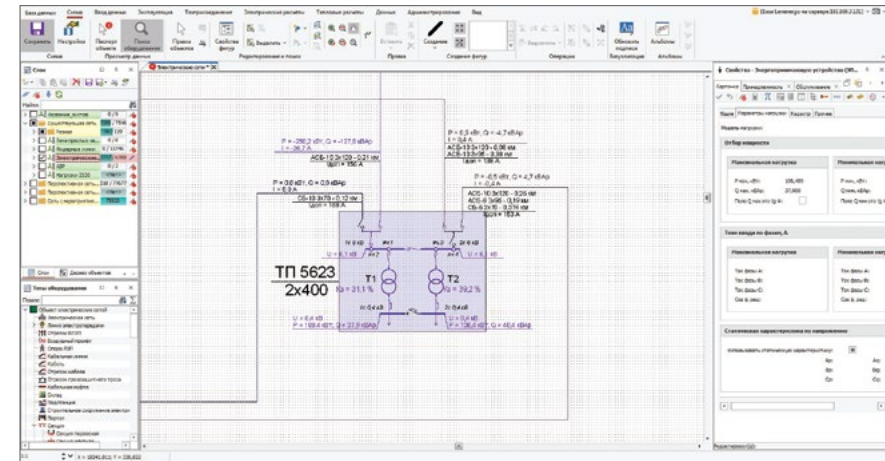
В данной статье представлен опыт применения имитационной модели электрической сети для анализа работы электрической сети и формирования предложений по ее развитию, обусловленных задачами научно-исследовательского проекта «Развитие распределительной сети напряжением 0,4–20 кВ Островного района электрических сетей и Центрального района электрических сетей ПАО «Россети Ленэнерго» «Кабельная сеть» на 2022–2027 гг.». Для этих целей были построены ИМЭС каждого РЭС с последующей их интеграцией в сетевое предприятие и его бизнес-процессы. На основании построенных расчетов с использованием имитационной модели Островного и Центрального районов электрических сетей были разработаны мероприятия по увеличению надежности работы электросети этих районов. В НИР «Развитие распределительной сети напряжением 0,4–20 кВ Островного района электрических сетей и Центрального района электрических сетей ПАО «Россети Ленэнерго» представлены основные этапы построения имитационных моделей электрических сетей:

- ИМЭС существующих электрических сетей;
- ИМЭС с перспективой на 5 лет;
- ИМЭС с перспективой на 20 лет.

Каждая из перечисленных ИМЭС позволяет выполнять большой комплекс работ по расчету режимов и проводить оценку реальных ситуаций в электрических сетях с учетом долгосрочного планирования.

В рамках НИР были созданы расчетные модели Островного и Центрального РЭС ПАО «Россети Ленэнерго»

ПРИМЕР ОТОБРАЖЕНИЯ В ПРОГРАММНОМ МОДУЛЕ INDORPOWER МОДЕЛИ ТП 5623 6/0,4 КВ
Рис. 1



(далее — ОРЭС и ЦРЭС соответственно) с общим количеством элементов в существующей сети 75462 ед. (ЦРЭС), 64594 ед. (ОРЭС), в перспективной сети на пять лет — 77677 ед. (ЦРЭС), 68970 ед. (ОРЭС), в перспективной сети на 20 лет — 78677 ед. (ЦРЭС), 69443 ед. (ОРЭС).

В процессе тестирования ИМЭС [1] было сформировано более 400 расчетных схем установившихся послеаварийных режимов.

Для формирования схемы и программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже было выделено несколько основных этапов. Разработка ИМЭС выполнялась с применением отечественного программного комплекса IndorPower, разработанного ООО «ИндорСофт».

IndorPower — геоинформационная система электрических систем, предназначенная для оперативного ведения технической и эксплуатационной информации по электрическим сетям классов напряжения от 0,4 кВ до 1150 кВ. Система объединяет все технические и эксплуатационные данные по электрическим сетям, обеспечивая доступность, непротиворечивость и полноту информации.

Ключевые функции программного комплекса:

- Ведение паспортной информации по подстанциям и оборудованию;
- Ведение паспортной информации по линиям электропередачи;
- Ведение информации по абонентам;
- Ведение эксплуатационной информации;
- Ведение оперативных схем диспетчера;
- Инвентаризация и землепользование;
- Автоматизация контроля и учета электроэнергии;
- Электрические расчеты;
- Построение запросов, формирование отчетов в ГИС.

Анализ существующих на текущий год электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже, построение ИМЭС существующих сетей

На этом этапе был проведен сбор исходных данных (однолинейные схемы электрических сетей и сетевых строений 6 (10) — 35 кВ, характеристики КЛ, характеристики трансформаторов, данные по РЗиА, данные по потребителям, нагрузки и т.д.), на основе ко-

торых формируется модель электрической сети 0,4–6 (10) — 35 кВ.

В рамках проекта были введены/загружены в ЕИП данные электрической сети, включающей в себя примерно 2000 шт. ТП/РП 6 (10) кВ, что составляет около 20% от общего количества электрических сетей г. Санкт-Петербурга.

На рис. 1 представлен пример отображения в программном модуле IndorPower модели трансформаторной подстанции ТП 5623 с указанием информации по текущему режиму. На подстанции установлены два трансформатора по 400 кВА, нагрузка Т1–31,1%, Т2–39,2%. На стороне ВН РУ 6 кВ с двумя сдвоенными отходящими линиями также указана информация по линиям и текущему режиму.

После верификации данных на созданной ИМЭС проводится анализ электрической сети, в частности:

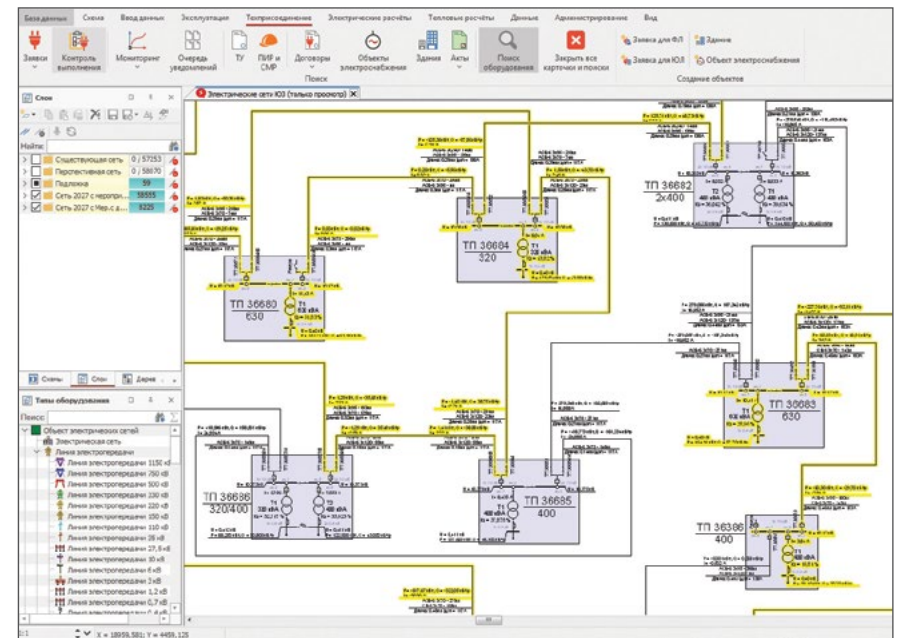
- 1) тестирование полученной модели электрической сети — проверка на предмет соответствия требованиям и нормам;
- 2) проведение расчетов с выделением отклонений параметров от нормативных значений и формирование перечня проблемных мест [5].

Для того чтобы ориентироваться в принятии разрабатываемых проекторщиками технических решений по оптимизации сети или повышению надежности, ИМЭС позволяет отображать данные двумя способами:

- в виде однолинейной принципиальной схемы для выполнения расчетов электрических режимов;
- в виде схемы с привязкой электрической сети на местности.

На рис. 2 представлен вид экрана программного модуля IndorPower с отображением принципиальной схемы электрической сети.

ПРИМЕР ОТОБРАЖЕНИЯ ПРИНЦИПАЛЬНОЙ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ СЕТИ 0,4–6 (10) КВ
Рис. 2



На рис. 3 представлен вид экрана программного модуля IndorPower с отображением схемы электрической сети с привязкой к местности.

Анализ перспективной сети с учетом заключенных действующих договоров и ремонтных программ, построение ИМЭС с перспективой на пять лет

Для реализации этой задачи с помощью ИМЭС был введен большой объем данных из ЕИП по уже имеющимся договорам на ТП и мероприятия, выполняемые в рамках утвержденных ремонтных программ предприятия. Таким образом, на созданную ИМЭС существующей сети накладывается в отдельном слое новая модель с данными по перспективному планированию на пять лет. При интеграции ИМЭС в информационную систему предприятия любой специалист, например, специалист по формированию технических условий на присоединение или специалист по расчету режимов, может оценить ситуацию

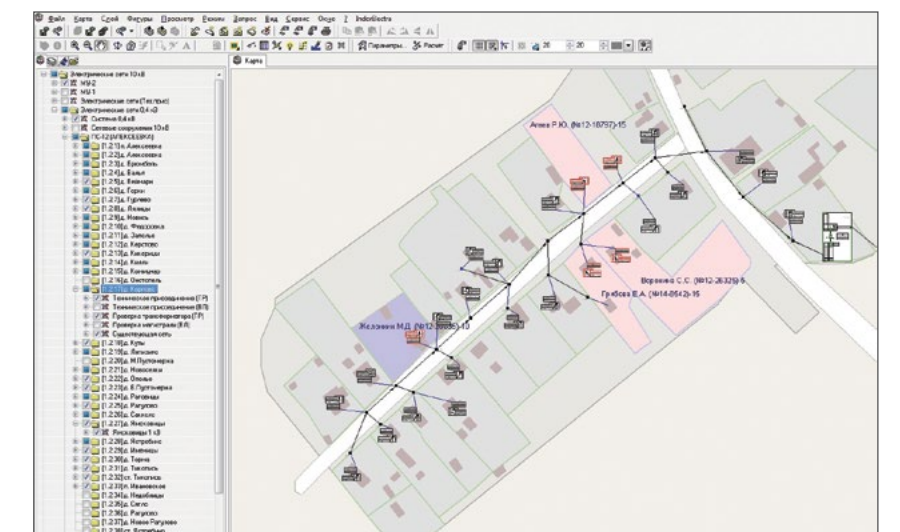
в той или иной зоне с учетом дополнительного перспективного слоя.

На основе ИМЭС с перспективой на 5 лет по задачам сетевой компании проводились:

- тестирование полученной модели электрической сети [5];
- проверка обеспечения требуемых категорий надежности электроснабжения потребителей (в том числе в режимах полного погашения центров питания (ЦП) 35 кВ и выше);
- анализ технических решений по заключенным договорам на ТП;
- анализ технических решений утвержденной ремонтной программы;
- разработка мероприятий по развитию и оптимизации сети на перспективу 5 лет.

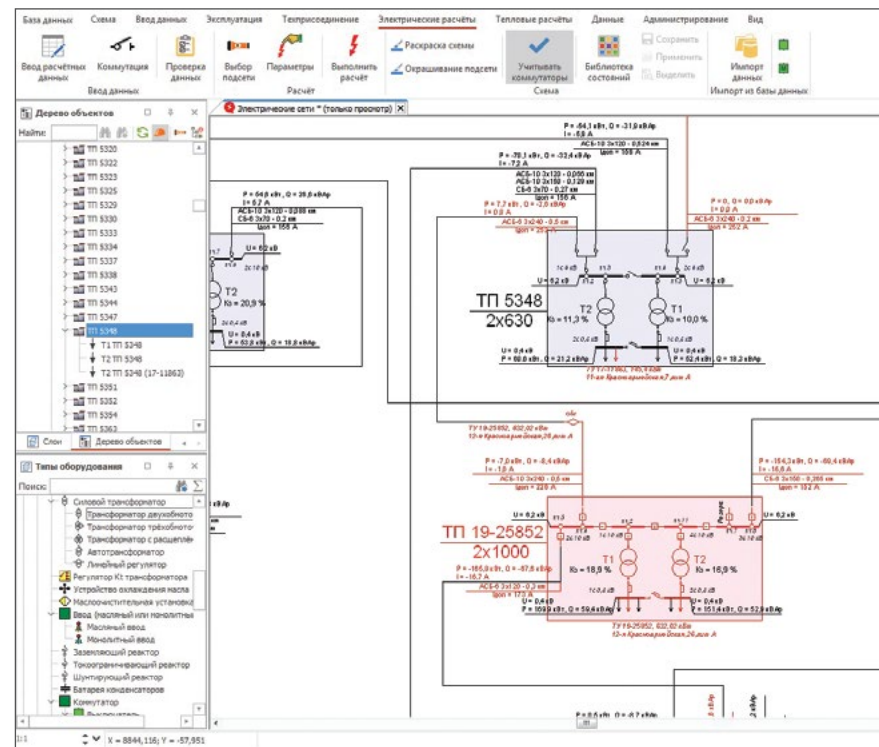
На рис. 4 представлен пример визуального отображения перспективной расчетной модели с учетом технического решения для присоединения нового абонента. В данном случае для присоединения абонента с мощностью 692,02 кВт требуется построить новую ТП 19–25852 с трансформаторами мощностью 2×1000 кВА с перезаводкой кабельных линий (КЛ) 6 кВ, на одной из которых устанавливается соединительная муфта (кабель марки АСБ-63×120 направлением ТП 5348 — ТП 19–25852).

ПРИМЕР ОТОБРАЖЕНИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПРИВЯЗКОЙ К МЕСТНОСТИ
Рис. 3



ПРИМЕР ВИЗУАЛЬНОГО ОТОБРАЖЕНИЯ В ПРОГРАММНОМ МОДУЛЕ INDORPOWER ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ С УЧЕТОМ ЗАКЛЮЧЕННЫХ ДОГОВОРОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ

Рис. 4



При тестировании имитационной модели сети особое внимание было уделено расчету послеаварийного установившегося режима «Полное погашение центров питания 35 кВ и выше», позволяющему оценить способность резервирования нагрузки, а также связи с другими центрами питания и ограничивающие факторы, в том числе работу устройств РЗАА.

На рис. 5 представлена информация об объеме непереводимой нагрузки в РЭС-1 в случае полного погашения центров питания 35–110 кВ с указанием количества отключаемых потребителей, жилых домов, социально-значимых объектов.

По результатам расчета послеаварийных режимов «Полное погашение ЦП 35–110 кВ» объем непереводимой нагрузки в РЭС-1 к 2026 г. составит

184 МВт, также отключенными останутся 555 жилых домов, 147,3 тыс. жителей и 73 социально-значимых абонента.

На основании проведенного расчета режимов электрической сети в условиях полного погашения ЦП 35 кВ и выше хотелось бы отметить, что для достаточно большого количества потребителей рассматриваемых РЭС электроснабжение электроприемников по II категории надежности фактически не обеспечено. Это такие случаи, например, когда электроснабжение распределительных пунктов (РП) осуществляется по двум КЛ 6 (10) кВ, проложенным от одного ЦП с разных секций (Т1 и Т2) и проходящим в одной траншее. Повреждение обоих КЛ в одной траншее может быть вызвано или земляными работами в зоне прохода трасс, или замыканием соседних КЛ, или наложением аварии

на ремонт силовых трансформаторов ЦП и многими другими более или менее вероятностными событиями отказов в электросети.

По результатам выполненных расчетов режима полного гашения ЦП 35 кВ и выше для обеспечения требуемой надежности электроснабжения электроприемников II категории разработаны специальные мероприятия, в том числе с корректировкой ремонтной и инвестиционной программ сетевого предприятия.

Ввиду значительного разукрупнения сети 6 (10) кВ после реализации мероприятий и с учетом применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена проводится оценка величины тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) [2] с формированием предложений по корректировке режима работы нейтрали в рассматриваемой зоне и перенастройке уставок устройств релейной защиты и автоматики.

Анализ перспективной сети с учетом заявок, проектов планировки территорий (ППТ) и планов администраций районов, построение ИМЭС с перспективой на двадцать лет

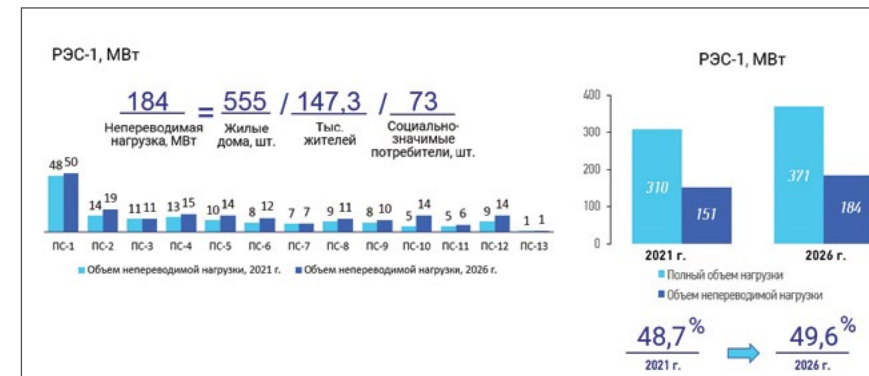
Модель электрической сети с перспективой на 20 лет накладывается на предыдущие сформированные модели: ИМЭС существующей сети и ИМЭС с учетом заключенных действующих договоров на технологическое присоединение и ремонтных программ.

На основе ИМЭС с перспективой на 20 лет по задачам сетевой компании можно обеспечить:

- формирование модели электрической сети 6 (10)–20 кВ с учетом заявок, ППТ и планов администраций районов — ввод данных в ЕИП;
- результаты расчетов с выделением отклонений параметров от нормативных значений и формирование перечня проблемных мест;

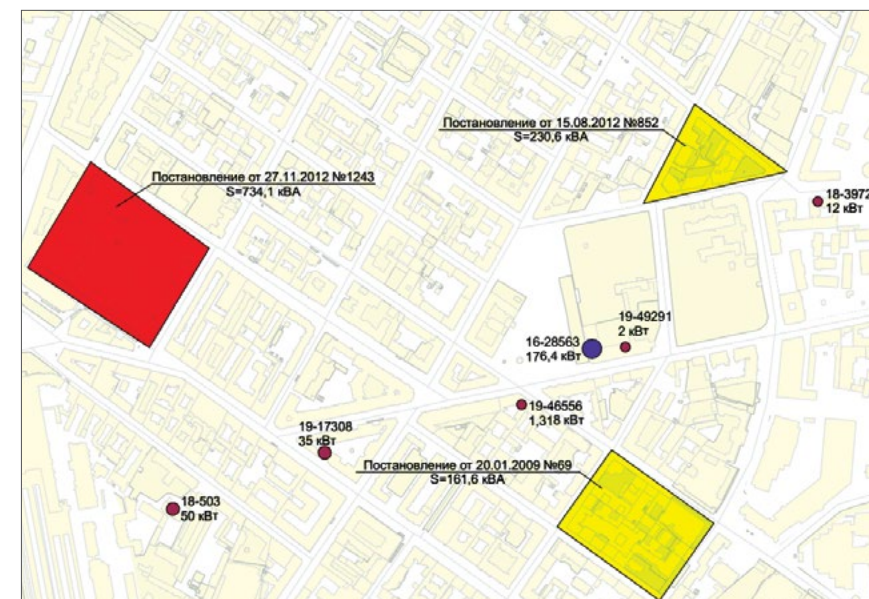
ОБЪЕМ НЕПЕРЕВОДИМОЙ НАГРУЗКИ ПРИ ПОЛНОМ ПОГАШЕНИИ ЦП 35 КВ И ВЫШЕ В РЭС-1

Рис. 5



ПРИМЕР КАРТЫ НАБОРА МОЩНОСТИ С НАНЕСЕНИЕМ ППТ И ЗАЯВОК С ПРИВЯЗКОЙ К МЕСТНОСТИ

Рис. 6



- анализ полученных результатов;
- разработку мероприятий по развитию и оптимизации сети на перспективу 20 лет.

Сетевая компания, владея информацией о текущей ситуации в электрической сети и планами по застройке территорий, получает возможность формировать предложения для застройщиков и оформлять предварительные технические условия для присоединения

новых заявителей, еще не подавших заявки на присоединение.

На рис. 6 представлена информация о планах строительства новых объектов в зоне РЭС-1.

Заключение

Опыт разработки схем развития электрических сетей 35 кВ и ниже с применением ИМЭС показал свою эф-

фективность и позволяет решить достаточно большой комплекс задач в рамках всего сетевого предприятия, например, таких как:

- 1) увеличение свободной мощности на ЦП 35 кВ и выше;
- 2) равномерное распределение нагрузки между ЦП 35 кВ и выше;
- 3) сокращение мероприятий для технологического присоединения заявителя, как результат — уменьшение стоимости строительства/реконструкции объектов;
- 4) сокращение сроков реализации мероприятий по присоединению заявителей;
- 5) увеличение выручки от продажи свободной мощности — «плата за ТП» и «передача электроэнергии»;
- 6) формирование обоснованных мероприятий ремонтной программы и их приоритизация выполнения во времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лямец Ю.Я., Воронов П.И., Мартынов М.В. Эквивалентирование имитационных моделей электрических сетей // Электричество. 2015.
2. Лоскутов А.А., Кузина О.В. Анализ применения резистивного заземления нейтрали в распределительных электрических сетях на основе имитационного моделирования // Интеллектуальная электротехника. 2019. № 2.
3. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2014. № 1.
4. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (утв. советом директоров ПАО «Россети», протокол от 08.11.2019 № 378).
5. Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Расчет нормальных установившихся режимов электрических систем двухэтапным методом // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2006. № 3.

Для цитирования: Ацентьев И.А. Опыт применения имитационных моделей электрической сети и решения задач по планированию ее развития // Энергия единой сети. 2023. № 5–6 (71). С.30–35.