

Арестова А.Ю.¹, Ульянов В.Н.^{2,3}¹ Новосибирский государственный технический университет² ООО «Новосибирский научно-технический центр»³ Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Одной из актуальных задач нефтегазовой отрасли является снижение затрат на добычу углеводородов. Известно, что доля электроэнергии в эксплуатационных расходах на промысле может достигать 70%. А значит, ее стоимость – один из важных факторов, влияющих на экономику нефтедобычи. Процесс снижения затрат можно начать уже на этапе планирования объекта путем оптимизации структуры системы электроснабжения и состава электрооборудования. В статье рассмотрена методика автоматизированного проектирования системы электроснабжения нефтегазодобывающего предприятия и ее программная реализация. Проектирование системы электроснабжения включает: выбор точек подключения к существующей сети, выбор оптимальных точек размещения трансформаторных и распределительных подстанций, выбор класса напряжения линий электропередачи, построение трасс линий электропередачи с учетом географических особенностей и определение требуемых параметров оборудования. Кратко представлен список ограничений и допущений при выборе параметров и мест размещения оборудования в соответствии с требованиями ПУЭ. Детально описан алгоритм оптимизации и применяемые в нем математические методы. Алгоритм предусматривает оценку собственных генерирующих мощностей предприятия, а также потенциальные точки подключения к внешней сети. Включена возможность выбора коридорной прокладки линий вдоль автодорог. Программный продукт разработан как средство поддержки принятия решения при инвестиционном планировании и разработке новых нефтегазовых месторождений. Модуль позволяет получить не только совокупную стоимость владения объектом, но и график работ в виде диаграммы Ганта. Также в статье предложен подход к созданию онтологической модели нефтегазодобывающих предприятий, представленной как совокупность процессов, воздействующих на объекты и их свойства. Продемонстрирована иерархия оборудования, существенным образом влияющая на количество потребляемой энергии на предприятии.

Ключевые слова: оптимизация, система электроснабжения, поддержка принятия решений, онтологическая модель, алгоритм, проектирование.

ВВЕДЕНИЕ

Процесс определения места размещения источников питания, структуры электрической сети и параметров оборудования является стратегическим при планировании новых объектов электроснабжения. Ошибки в планировании комплексного проекта могут привести к значительному увеличению суммарной стоимости объекта. Проектирование системы электроснабжения должно учитывать не только электротехнические особенности, такие как мощность и структура потребления, доступные к использованию генерирующие мощности, местность строительства, но и тенденции развития смежных производств. В нефтегазовой отрасли необходимо учитывать: профиль добычи месторождения, сетку размещения нефтяных скважин, порядок, темп их эксплуатации, движение буровых бригад и прочие особенности, влияющие на изменение объемов потребления и развитие структуры электрической сети. В процессе комплексного проектирования каждая оптимизационная задача приводит к корректировке финального проекта. Оптимизационные задачи решаются на каждом этапе проектирования: кустование и профилирование скважин, определение топологии и параметров системы сбора, подготовки и транспорта скважинной продукции, систем поддержания пластового давления, планирование объектов наземной инфраструктуры, тепло- и электроснабжение объектов. Таким образом, малейшие изменения проекта одного из этапов повлечет корректировку одного или нескольких проектов смежных областей. Учитывая взаимное влия-

ние смежных областей, требуется автоматическая процедура оптимального планирования структуры электрической сети с целью поддержки принятия решения при инвестиционном планировании.

Актуальности вопроса автоматизации проектирования посвящено множество научных работ. Далее перечислены лишь некоторые решаемые задачи:

1. Минимизация протяженности сети с сохранением надежности [1-5]. Авторами [1] предложен подход к рациональному планированию мест размещения электрических станций и подстанций на территории существующей энергосистемы, а также минимизация протяженности кабельных линий. Для решения вопросов надежного электроснабжения в нормальных и аварийных режимах используется триангуляция Делоне и частично-целочисленное линейное программирование.

2. Оптимальная реконфигурация сети [6-11]. Вопросы оптимизации мест размыкания в сложноразветвленной сети рассмотрены в [6, 7]. Авторы предлагают методику учета пропускной способности существующих элементов сети при активно развивающейся распределенной генерации в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

3. Модернизация системы электроснабжения [12-15]. Авторами [12] предложен комплексный подход к модернизации системы электроснабжения. Алгоритм позволяет определить целесообразность замены оборудования при недостаточной пропускной способности, оценить издержки в результате перебоев электроснабжения, а также в случае необходимости замены оборудования определить характеристики и место установки.

4. Оценка стоимости проекта [16-19]. Большинство работ посвящены минимизации совокупной стоимости владения объектом с учетом различных ограничений: обеспечение надежности, бесперебойности, минимизация отклонения напряжения, ограничение пропускной способности и прочее. Например, авторы [16] применили генетический алгоритм для минимизации совокупной стоимости системы электроснабжения с учетом использования новых типов оборудования и соблюдения ограничения параметров электрического режима.

В настоящем исследовании предложена методика оптимизации структуры системы электроснабжения и ее программная реализация. Предложенное программное обеспечение не является абсолютной заменой полноценного проектирования, однако позволяет проанализировать возможные будущие проблемы с точки зрения пропускной способности, надежности, избыточности и эффективности.

МЕТОДЫ

Изучение проблематики управления процессами, а также выявление наиболее общих узких мест в системах управления разработкой нефтяных и газовых активов показал, что наиболее важной задачей является объединение всех физических объектов и технологических процессов в единую объектную модель, позволяющую вводить произвольные метрики для сравнения различных объектов и процессов между собой.

В целях создания программного обеспечения единой среды управления и поддержки принятия решений нефтегазодобывающего предприятия разработана онтологическая модель, учитывающая все процессы, объекты и их свойства. Реализация программного обеспечения на основе процессной онтологии позволяет автоматически решать задачи, возникающие в самих процессах и связях между ними. Так как процессы предприятия являются связанными, изменения в одном процессе влияют на остальные.

Предложенная онтологическая модель основывается на выделении последовательных и параллельных процессов, основных объектов и группировки их свойств, которые меняются в результате процесса. Сгруппированные свойства объектов образуют слои, которые позволяют решать различные задачи. В настоящем исследовании выделены следующие слои:

- ландшафт (содержит данные о координатах объектов, типе грунта и геологических условиях строительства);
- дорожная сеть (содержит данные о ширине, виде дорожного покрытия, протяженности, отходящих линиях);
- система электроснабжения (содержит данные о характеристиках потребителей электроэнергии, генераторных установках, структуре сети электроснабжения и пр.);
- нефтегазосборная сеть (содержит данные о производительности, обводненности, давлении, температуре, расходу и пр.);
- система поддержки пластового давления (содер-

жит данные о производительности насосов, давлении на входе и выходе, температуре воды, напоре и пр.);

- экономика (содержит данные об удельной стоимости, статье затрат, коде затрат);
- процессы (содержит данные о владельце объекта, статусе объекта, дате начала/окончания работ и пр.);
- конструктивные свойства (длина, диаметр, тип укладки, материал и пр.).

Представление нефтегазодобывающего предприятия как набора взаимосвязанных динамических процессов позволяет решить проблему темпоральности объектов. Протяженность процессов во времени обусловлена не только эксплуатацией объектов, но и предварительными этапами разработки, которые включают: оценку ресурсной базы, определение оптимальной концепции разработки месторождения, проектирование, строительство объектов инфраструктуры, кустов и эксплуатационных скважин, добычу углеводородного сырья.

При построении онтологической модели требуется учитывать технические, организационные, инфраструктурные и бизнес-процессы. Таким образом возникает необходимость включения в модель всех шести этапов комплексной оценки актива. При этом в различных процессах могут участвовать одни и те же объекты.

На **рис. 1** представлен пример иерархии объектов нефтегазодобывающего предприятия. Блок-схема включает оборудование, системы и процессы, существенным образом влияющие на характер использования и количество потребляемой энергии. Модель включает линейные (дороги, трубопровод и пр.) и площадные объекты. Нижний уровень площадных объектов является электроприемниками, которые характеризуются номинальной мощностью, напряжением и графиком нагрузки. Черные линии указывают принадлежность классов и подклассов, красные и синие стрелки обозначают взаимосвязь между классами объектов на уровне процессов.

На **рис. 2** представлена блок-схема, отражающая малую часть разработанной онтологической модели. Блок-схема показывает иерархию объектов с их атрибутами, которая потребуется для целей оптимизации схемы и структуры системы электроснабжения.

Первым шагом проводится идентификация топографических объектов и определение их атрибутов. Объекты топографии обязательно имеют координаты и связь с ограничениями. Существующая и планируемая в будущем инфраструктура определяет оптимальный состав объектов электроснабжения, трассу линий электропередачи, график строительства и совокупную стоимость проекта. Таким образом, предложенная онтологическая модель позволяет оперировать различными классифицированными объектами, различными группами свойств объектов для решения задачи оптимизации. Программная реализация предлагаемой онтологической модели позволит решить задачу оптимизации затрат на строительство, а также другие аналитические и оперативные задачи.

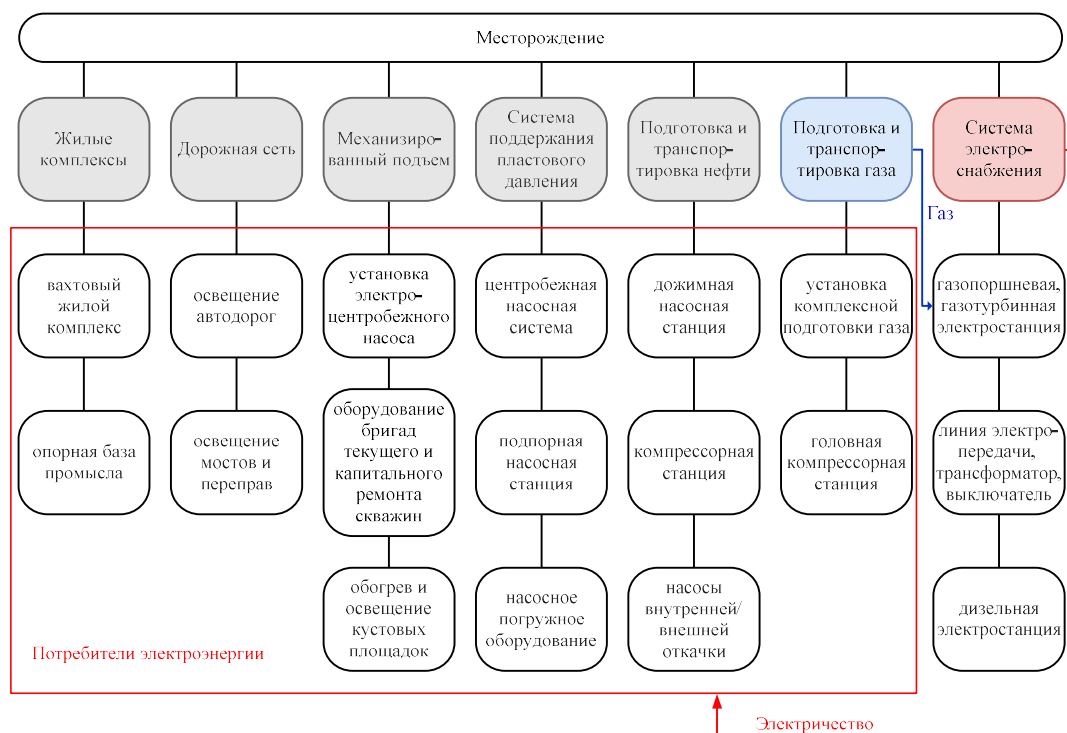


Рис. 1. Иерархия объектов нефтегазодобывающего предприятия

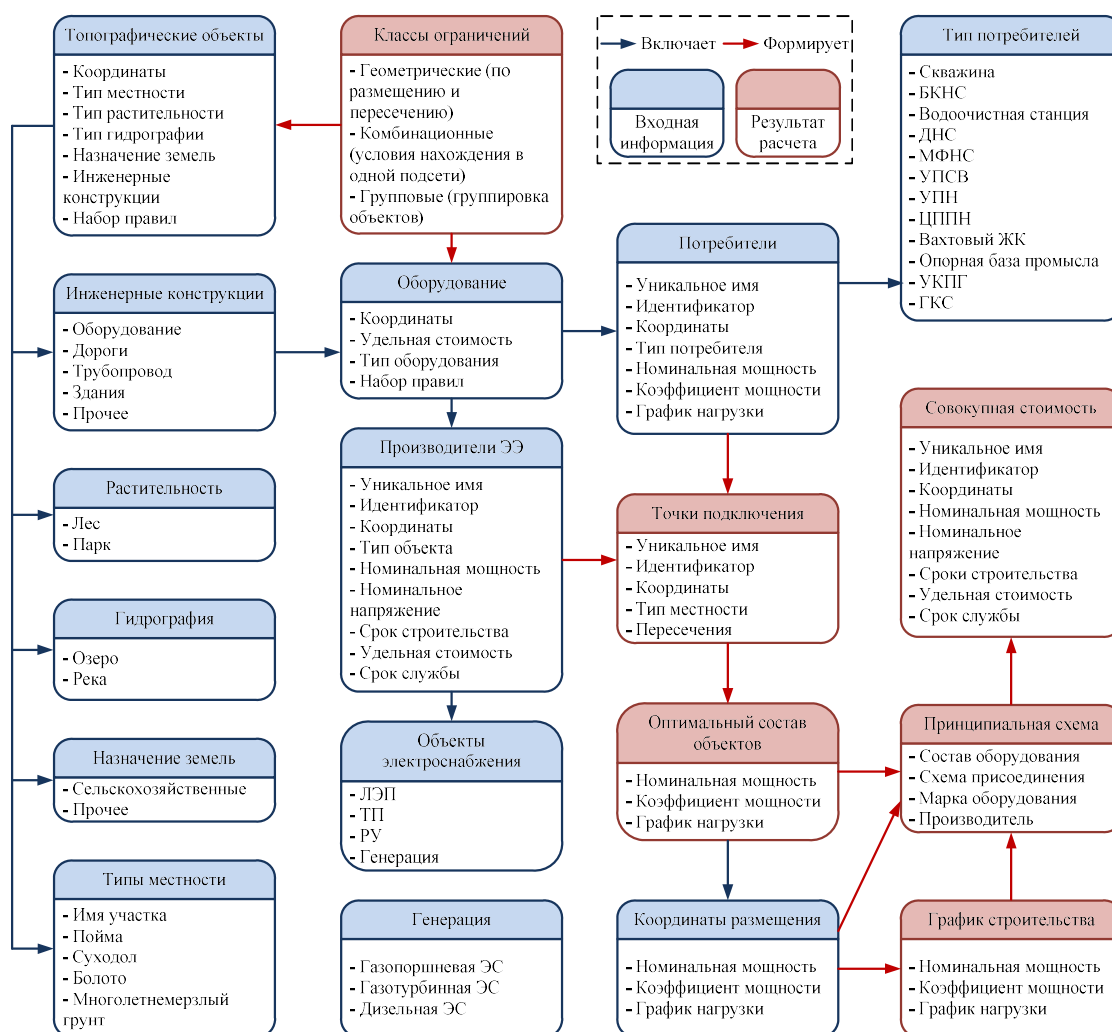


Рис. 2. Объектная модель с атрибутами (ЛЭП – линия электропередачи, ТП – трансформаторная подстанция, РУ – распределительное устройство, ЭС – электростанция, БКНС – блочная кустовая насосная станция, ДНС – дожимная насосная станция, МФНС – мультифазная насосная станция, УПСВ – установка предварительного сброса воды, УПН – установка подготовки нефти, ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти, ЖК – жилой комплекс, УКПГ – установка комплексной подготовки газа, ГКС – газокompрессорная станция)

АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ

При определении параметров системы электроснабжения может быть использован системный подход. Суть подхода заключается в нахождении оптимальных значений параметров для системы в целом с учетом взаимного влияния элементов, т.е. решать задачу не для отдельно взятого, изолированного элемента, а для сложной и взаимосвязанной их совокупности [20]. Необходимость системного подхода объясняется тем, что все элементы системы связаны непрерывностью процессов производства, преобразования, распределения и потребления электроэнергии. Кроме того, оптимизация должна учитывать планы развития инфраструктуры, поэтапное проведение строительных работ и изменение профилей добычи во времени. Для выявления степени взаимосвязи отдельных параметров элементов целесообразно основные зависимости дать в аналитической форме, что позволяет значительно облегчить их анализ.

Проектирование развития электрических сетей относится к классу многокритериальных задач. Сеть должна обеспечить необходимую надежность электроснабжения, качество энергии у потребителей, возможность развития сети и подключения новых потребителей, удобство и безопасность эксплуатации.

При разработке схем должны быть учтены экологические и социальные факторы. Большинство факторов учитываются в форме ограничений, поэтому задача проектирования сводится к оптимизации по экономическому критерию, а именно критерию минимизации совокупной стоимости владения системой электроснабжения. Для сравнительной экономической оценки вариантов технических решений в качестве одного из показателей используются суммарные дисконтированные затраты, представляющие собой сумму капитальных и эксплуатационных расходов за срок службы объекта.

Разработанный алгоритм предназначен для поддержки принятия решения при инвестиционном планировании, поэтому предполагает минимальное количество входных данных. В качестве обязательной исходной информации, помимо существующей инфраструктуры, требуется активная мощность и координаты размещения планируемых потребителей. Дополнительной информацией могут быть: картографические данные по месторождению (зоны с различной стоимостью строительства, запретные зоны), расположение существующих объектов обустройства и их параметры, стоимостные параметры для выполнения расчетов, технологические и эксплуатационные ограничения. Без дополнительной информации оптимизация будет иметь базовый функционал – минимизация совокупной стоимости владения объектом без учета рельефа и прочих ограничивающих факторов. Для минимизации объемов входной информации приняты следующие ограничения и допущения:

1. Годовой расход электроэнергии и максимальных нагрузок по производствам определяется по типовым значениям коэффициентов: включения, загрузки, использования и максимума.

2. Экономически целесообразный класс напряжения ЛЭП определяется на основании существующих классов напряжения в пункте питания, удаленности нагрузки от пункта питания и мощности суммарной подключаемой нагрузки.

3. Расположение подстанций и трассы ЛЭП опре-

деляются на основании существующей инфраструктуры, топографических особенностей, наличия собственной генерации на месторождении.

4. Количество и мощность трансформаторов рассчитывается из условия обеспечения максимальной мощности потребителя при аварийном отключении одного из параллельно работающих трансформаторов. Однако для обеспечения требований надежности, минимально допустимое количество параллельных ЛЭП и трансформаторов принято считать равным двум.

5. При формировании трассы ЛЭП учитываются ограничения, накладываемые на проектируемую линию в соответствии с ПУЭ:

- правила пересечения водных объектов,
- минимизация маршрута через лес,
- дополнительные меры защиты при пересечении гор и скал, мерзлых грунтов или песков,
- пересечение сельскохозяйственных земель,
- правила прокладки в населенных пунктах,
- правила пересечения других ЛЭП, железных и автомобильных дорог, трубопроводов.

6. Для ЛЭП используются стандартные сталеалюминевые провода, которые проверяются на наличие ограничений: по нагреву провода, по условию развития коронного разряда, по механической прочности провода и опоры.

Согласно алгоритму объекты, нарушающие топографические, технические, эксплуатационные или иные ограничения не предлагаются в качестве вариантов реализации, по ним не производится расчёт стоимости владения. Алгоритм поиска оптимального состава системы электроснабжения представлен на **рис. 3**.

Пункты 1-2 алгоритма решают задачу локализации оборудования на карте местности. Локализация может быть осуществлена в ручном и автоматическом режиме с загрузкой из базы данных. Результатом локализации выступает визуализация объектов на карте, проверка нарушения топографических ограничений, а также формирование базы атрибутов всех существующих и планируемых объектов на месторождении.

Пункты 3-4 посвящены определению минимальной длины ЛЭП. Первым шагом осуществляется анализ потенциала генерирующих мощностей на месторождении. Для этого оценивается мощность планируемых объектов и потенциал собственных генерирующих мощностей. В случае дефицита мощности происходит поиск потенциальных точек подключения к внешней сети электроснабжения. Если таких точек несколько, то выбор оптимальной точки питания происходит с учетом: расстояния до каждой из них, существующих на подстанции классов напряжения, а также степени загрузки трансформаторов по мощности.

Далее строится математическая модель местности, используя диаграмму Вороного и триангуляцию Делоне. Диаграмма Вороного конечного множества точек на плоскости представляет такое разбиение плоскости, при котором каждая область этого разбиения образует множество точек, более близких к одному из элементов множества, чем к любому другому элементу множества. В настоящей задаче с помощью диаграммы Вороного получен граф, в котором вес ребра – это удельная стоимость прокладки линий электропередачи в текущем районе. При этом если есть запреты на прокладку ЛЭП, например водоохранная зона или защитные леса, то грани графа не проходят через эти зоны. Триангуляция местности представлена на **рис. 4**.

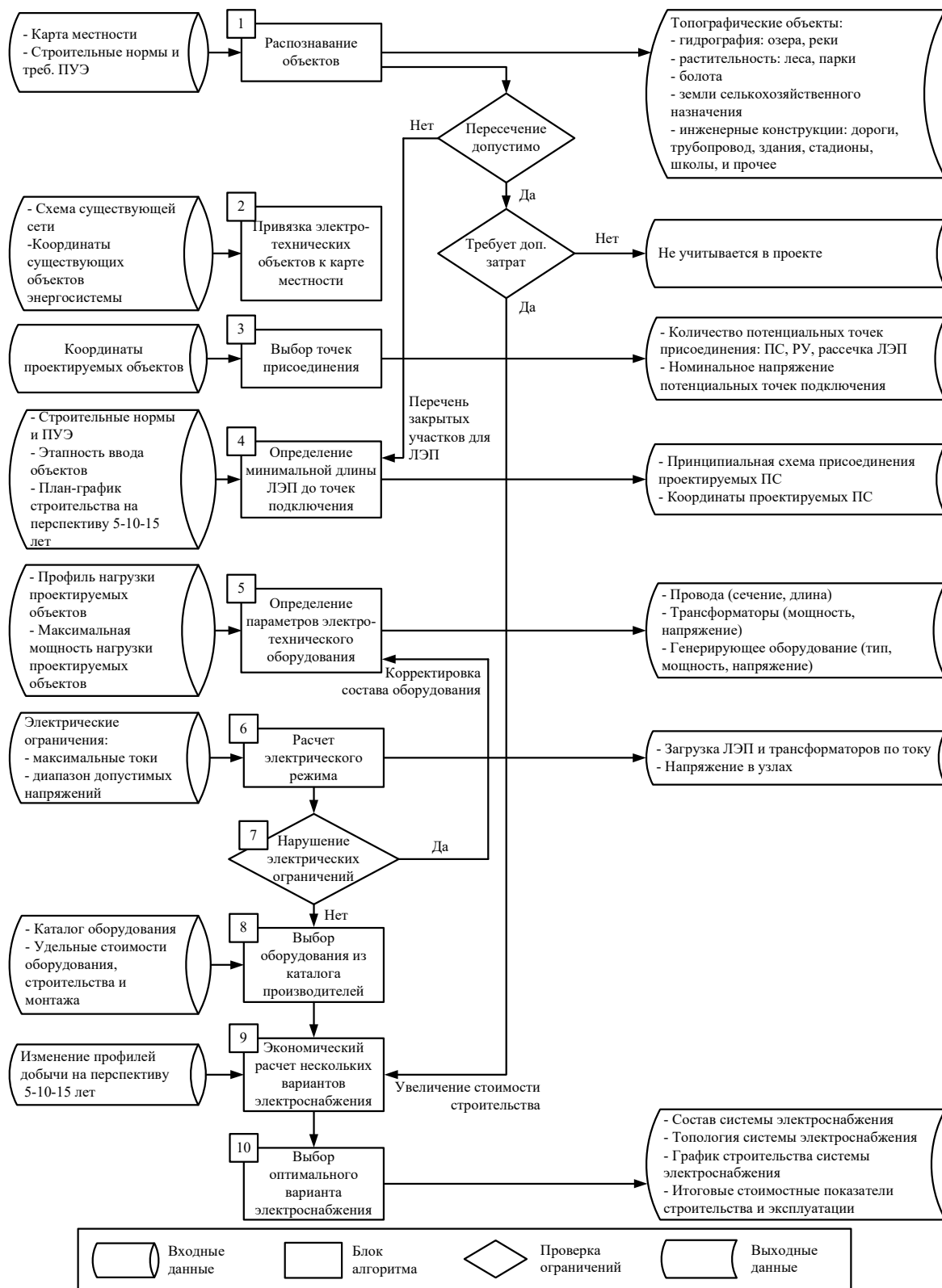


Рис. 3. Блок-схема алгоритма автоматизированного проектирования системы электроснабжения

Построение системы электроснабжения и подключение потребителей к источнику происходит итерационно: на каждом шаге выбирается пара потребителя и источника, для которой стоимость подключения (вес ребра) будет минимальной. В случае превышения предельной длины и/или мощности подключаемых потребителей алгоритм рассматривает повышение класса напряжения и вариант установки дополнительных понижающих и распределительных подстанций. Задача определения оптимальных координат но-

вых подстанций решается методами кластеризации, например методом k -средних [21]. В качестве алгоритма поиска минимального расстояния использован метод Дейкстры и метод A^* [22]. Оптимизация древовидной структуры ЛЭП осуществляется путем добавления точек Штейнера (если это выгодно с точки зрения общей стоимости) и сглаживания Дугласа Пекера [23]. Сравнение результатов построения траектории ЛЭП до и после применения алгоритмов представлено на рис. 5.

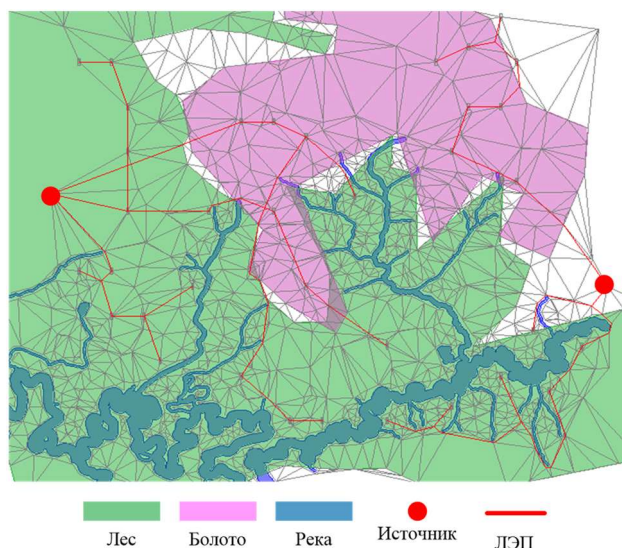


Рис. 4. Пример реализации диаграммы Вороного и триангуляции Делоне для построения математической модели местности

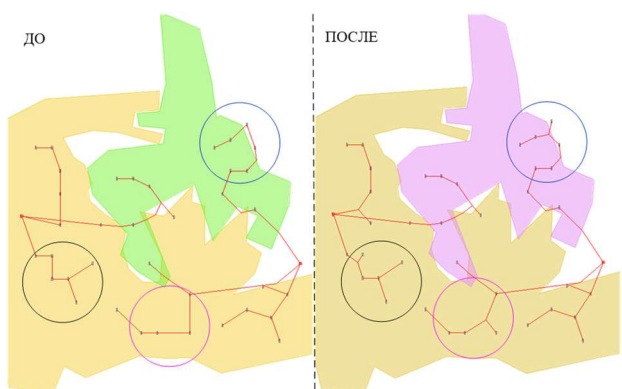


Рис. 5. Сопоставление результатов оптимизации траектории ЛЭП до и после добавления точек Штейнера и сглаживания Дугласа Пекера

В пункте 5 происходит расчет требуемых параметров оборудования с учетом мощности потребителей и предварительно сформированных траекторий ЛЭП. Как уже упоминалось, в качестве допущения пропускная способность сети 10 кВ принята равной 5 МВт, с максимальной длиной 10 км. При достижении одного из двух ограничений требуется установка трансформаторной подстанции. Распределительные устройства устанавливаются в местах ответвления ЛЭП, возникших после добавления Точек Штейнера и сглаживания Дугласа Пекера. Сечение ЛЭП выбирается из условия длительно допустимого тока. Трансформаторные подстанции выбираются исходя из суммарной мощности присоединяемых потребителей и выбранных классов напряжения. В пункте 6 рассчитывается электрический режим с учетом выбранного оборудования. Если ограничения по току и напряжению не нарушены, то в пункте 8 происходит выбор оборудования из существующих каталогов. В пунктах 9-10 определяется суммарная стоимость проекта.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

На базе разработанного алгоритма был создан программный модуль оптимизации схемы электроснабжения. Модуль разработан на языке Python 3.8 в соответствии со стандартом РЕР-8. Для выполнения оптими-

зации можно использовать следующие исходные данные: зоны с различной стоимостью строительства, запретные зоны, расположение существующих и проектируемых объектов обустройства и их параметры, стоимостные параметры для выполнения расчетов. Данные по объектам и зонам строительства предоставляются в формате json. В модуле рассмотрено 5 типов грунта: пойма, суходол, болото I-II и III, многолетнемерзлый грунт. Тип грунта влияет на стоимость строительства линейных и площадных объектов. Запретные зоны для строительства включают: защитные леса, здания и сооружения, мосты. Зоны удорожания строительства включают: водоемы, болото, скалы, пески, обрабатываемые земли, населенные пункты, железные и автомобильные дороги. Как отмечалось ранее, обязательными данными являются только координаты и мощность новых потребителей, а также точки подключения к существующей сети. Структура входных данных для программного модуля представлены в табл. 1.

Таблица 1

Описание входных данных программного модуля

Параметр	Объект	Ключ
catalog / описание оборудования	substation / подстанция	name / имя
		class / класс напряжения
		power / мощность
		square / площадь
		price / стоимость
		life_time / срок службы
		installation_time / период строительства
		PII / индекс удорожания
	switchgear / распределительное устройство	name / имя
		class / класс напряжения
		power / мощность
		square / площадь
		price / стоимость
	high_voltage_line / линия электропередачи	life_time / срок службы
		installation_time / период
		PII / индекс удорожания
		voltage / класс напряжения
		price / стоимость
consumer / описание потребителя	properties	PII / индекс удорожания
		name / имя
		power / мощность
		entry_date / дата ввода
ground / описание ландшафта	properties	work_time / график работы
		name / имя
		cost / стоимость установки оборудования
		deforestation / стоимость вырубки леса
source / описание источника	properties	Earthworks / стоимость земляных работ
		name / имя
		connection_price / стоимость подключения
		rated_voltage / напряжение
		working_power / мощность
		entry_date / дата ввода

Выходные данные генерируются в формате json, их интерпретация возможна в табличном и графическом виде с составлением графика строительства.

Рассмотрим тестовую схему для проверки работоспособности алгоритма (рис. 6). Тестовая схема включает:

- нагрузку: 37 потребителей, мощность каждого потребителя 1 МВт;
- источники питания: 2 подстанции внешней сети с классами напряжений 110/35/10 кВ;
- автодороги;
- три зоны с различной стоимостью строительства: болото, лес, суходол;
- переменный рельеф;
- реку.

В качестве выходных данных в результате оптимизации программный модуль определяет:

- оптимальный источник питания (при наличии двух и более точек подключения);
- оптимальную трассу ЛЭП (в зависимости от стоимости строительства и рельефа);
- оптимальную конфигурацию (в зависимости от мощности нагрузок и их взаимного расположения);
- оптимальный состав оборудования (в зависимости от количества, мощности и удаленности потребителя);
- суммарную стоимость владения и график строительства.

Оптимальная трасса ЛЭП представлена на рис. 6 красными линиями. Из рисунка видно, что потребители запитаны по двум независимым радиальным схемам от двух внешних источников питания. Расстановку трансформаторных и распределительных подстанций, а также различные номинальные напряжения линий можно увидеть на рис. 7 для одного из участков сети. Можно заметить, что базовая версия алгоритма запрещает строительство ЛЭП через реку, что не соответствует реальной практике. Это легко решается установкой соответствующей стоимостной зоны для рек и озер и ограничения по их ширине. Также нужен каталог оборудования, предназначенный для строительства в данных условиях. Еще одним упрощением является запрет кольцевых схем. Это допущение принято только для целей электроснабжения нефтегазовых месторождений. При проектировании схемы других объектов требуется пересмотреть ограничение строительства кольцевых линий электропередачи.

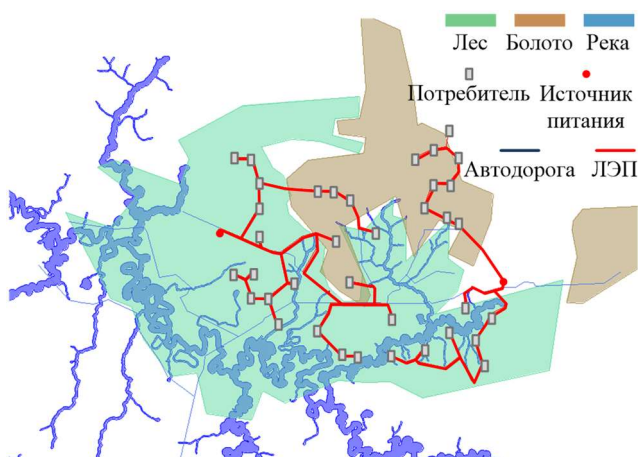


Рис. 6. Результат оптимизации схемы электроснабжения

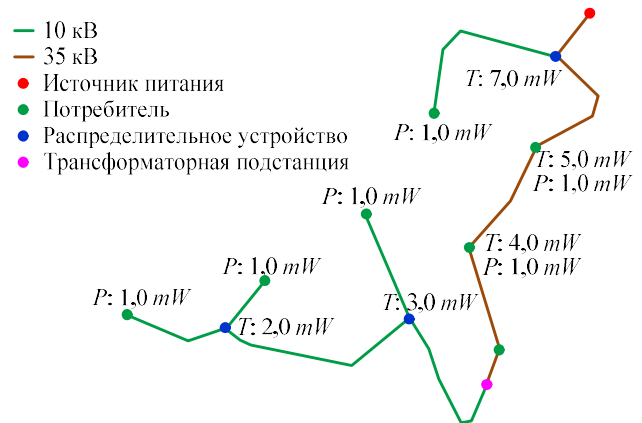


Рис. 7. Определение классов напряжения сети с учетом мощности и подключаемых нагрузок

Структура входных данных программного модуля может быть дополнена маркером категории надежности потребителей. В этом случае схема электроснабжения будет скорректирована с учетом требований по количеству независимых источников питания. На данный момент реконфигурация схемы в послеаварийных режимах не предусмотрена.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный программный модуль отображает взаимосвязь наземной инфраструктуры месторождения, существующую систему электроснабжения, автодороги и географические особенности. Модуль решает задачу концептуального планирования и проектирования системы электроснабжения месторождения, что включает:

- технико-экономическое обоснование проекта;
- поиск оптимальной схемы подключения нового или реконструируемого объекта;
- определение классов напряжений;
- определение нагрузки распределительных устройств;
- определение состава оборудования и его проверка на предельную пропускную способность;
- определение пунктов размещения новых подстанций и связи между ними;
- определение сечений проводов;
- определение экономических показателей развития и функционирования сети;
- учет планируемых к строительству объектов в указанных интервалах планирования;
- учет ландшафта при размещении объектов;
- обеспечение качества электроэнергии;
- обеспечение надежности электроснабжения;
- выделение этапов строительства, поставки материалов и ввода в эксплуатацию новых потребителей с составлением календарного графика;
- формирование оптимального инвестиционного плана развития инфраструктуры месторождения;
- учет изменения объемов добычи/закачки жидкости для выбора оптимального сценария обустройства месторождения.

Представленный в статье метод учитывает:

- критерий экономической эффективности разви-

тия электрической сети, с учетом минимизации совокупной стоимости владения;

– критерий надежности в соответствии с требованиями норм проектирования, строительства и эксплуатации;

– критерий качества электроэнергии с учетом минимально допустимого напряжения на шинах потребителя;

– экологический критерий с учетом требований охраны окружающей среды;

– перспективы развития сети.

Разработанный модуль позволяет создавать оптимальный инвестиционный план развития инфраструктуры месторождения. В перспективе возможна интеграция модуля с другими системами планирования, что позволит сформировать единую цифровую модель для оперативного выявления нарушения норм проектирования, оптимизации плана строительства и корректировки состава и структуры системы электроснабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A GIS-based approach for high-level distribution networks expansion planning in normal and contingency operation considering reliability / A. Bosisio, A. Berizzi, E. Amaldi, C. Bovo, A. Morotti, B. Greco, G. Iannarelli // *Electric Power Systems Research*. 2021. No. 190. Pp. 1-8. doi: 10.1016/j.epsr.2020.106684
2. Active distribution networks planning with high penetration of wind power / G. Mokryani, Y. Fun Hu, P. Pillai, H.S. Rajamani // *Renewable Energy*. 2017. No. 104. Pp. 40-49. doi: 10.1016/j.renene.2016.12.007
3. Dumbrava V., Miclescu T., Lazaroiu G.C. Power distribution networks planning optimization in smart cities // *City Networks*. Springer, Cham, 2017. No. 128. Pp. 213-226. doi: 10.1007/978-3-319-65338-9_12
4. Amjad B., Al-Ja'afreh M.A.A., Mokryani G. Active Distribution Networks Planning Considering Multi-DG Configurations and Contingency Analysis // *Energies*. 2021. No. 14. Pp. 1-16. doi: 10.3390/en14144361.
5. Al-Jaafreh M.A.A., Mokryani G. Planning and operation of LV distribution networks: A comprehensive review // *IET Energy Systems Integration*. 2019. No. 3. Pp. 133-146. doi: 10.1049/iet-esi.2019.0013
6. Schafer F., Scheidler A., Braun M.A Hybrid Optimization Method Combining Network Expansion Planning and Switching State Optimization // *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*. 2020. No. 7. Pp. 234-242. doi: 10.1109/OAJPE.2020.3006344
7. Scheidler A., Thurner L., Braun M. Heuristic optimization for automated distribution system planning in network integration studies // *IET Renewable Power Generation*. 2018. No. 12(5). Pp. 530-538. doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0394
8. Analytical reliability assessment method for complex distribution networks considering post-fault network reconfiguration / Z. Li, W. Wu, B. Zhang, X. Tai // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. No. 35(2). Pp. 1457-1467. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2936543
9. Comprehensive congestion management for distribution networks based on dynamic tariff, reconfiguration, and reprofiling product / F. Shen, S. Huang, Q. Wu, S. Repo, Y. Xu, J. Ostergaard // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. No. 10(5). Pp. 4795-4805. doi: 10.1109/TSG.2018.2868755
10. Optimal network reconfiguration in active distribution networks with soft open points and distributed generation / I. Diaaeldin, S. Abdel Aleem, A. El-Rafei, A. Abdelaziz, A.F. Zobaa // *Energies*. 2019. No. 12(21). Pp. 1-31. doi: 10.3390/en12214172
11. Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices / B. Khorshid-Ghazani, H. Seyedi, B. Mohammadi-Ivatloo, K. Zare, S. Shargh // *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2017. No. 11(1). Pp. 82-92. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0539
12. Ogunwolu L., Ero O., Ibidapo-Obe O. Modeling and optimization of an electric power distribution network planning system using mixed binary integer programming // *Nigerian Journal of Technology*. 2017. No. 36(2). Pp. 552-562. doi: 10.4314/njt.v36i2.31
13. Kazmi S.A.A., Shahzad M.K., Shin D.R. Multi-objective planning techniques in distribution networks: A composite review // *Energies*. 2017. No. 10(2). Pp. 1-44. doi: 10.3390/en10020208
14. Sekhavatmanesh H., Cherkaoui R. Optimal infrastructure planning of active distribution networks complying with service restoration requirements // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2017. No. 9(6). Pp. 6566-6577. doi: 10.1109/TSG.2017.2716192
15. Application and comparison of metaheuristic and new meta-model based global optimization methods to the optimal operation of active distribution networks / H. Xiao, W. Pei, Z. Dong, L. Kong, D. Wang // *Energies*. 2018. No. 11(1). Pp. 1-29. doi: 10.3390/en11010085
16. Automated Planning of Smart Low Voltage Networks Using an Evolutionary Algorithm / J. Wruk, K. Cibis, M. Zdrallek, H. Landsverk // *CIREC Conference*. AIM. 2019. No. 1092. Pp. 1-5. doi: 10.34890/517
17. Koutsoukis N.C., Georgilakis P.S., Hatziaargyriou N.D. Multistage coordinated planning of active distribution networks // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. No. 33(1). Pp. 32-44. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2699696
18. Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network / S. Xie, Z. Hu, D. Zhou, Y. Li, S. Kong, W. Lin, Y. Zheng // *Applied Energy*. 2018. No. 219. Pp. 207-225. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.023
19. Ehsan A., Yang Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques // *Applied Energy*. 2018. No. 210. Pp. 44-59. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.106
20. Киселев В. Ф. Системный подход при решении оптимизационных задач в электроснабжении // *Вестник евразийской науки*. 2014. № 6(25). С. 1-10. doi: 10.15862/120TVN614
21. Coates A., Ng A.Y. Learning feature representations with k-means // *Neural networks: Tricks of the trade*. Springer, Berlin, Heidelberg. 2012. Pp. 561-580.
22. Rachmawati D., Gustin L. Analysis of Dijkstra's Algorithm and A* Algorithm in Shortest Path Problem // *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing. 2020. № 1566(1). Pp. 1-8. doi: 10.1088/1742-6596/1566/1/012061
23. A Vector Line Simplification Algorithm Based on the Douglas-Peucker Algorithm, Monotonic Chains and Dichotomy / B. Liu, X. Liu, D. Li, Y. Shi, G. Fernandez, Y. Wang // *ISPRS International Journal of Geo-Information*. 2020. No. 9(4). Pp. 1-14. doi: 10.3390/ijgi9040251.

Поступила в редакцию 03 июня 2021 г.

AUTOMATED DESIGN OF POWER DISTRIBUTION NETWORK FOR OIL AND GAS INDUSTRY

Anna Yu. Arestova

Senior Lecturer, Automated Power Systems Department, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia. E-mail: arestova@corp.nstu.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6486-4858>

Vladimir N. Ulyanov

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Geology and Geophysics Department, Novosibirsk State University, General Director, LLC "Novosibirsk Research and Development Center", Novosibirsk, Russia. E-mail: vulyanov@nntc.pro. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5748-4216>

One of the important tasks of the oil and gas industry is to reduce the hydrocarbon production cost. It is known that the share of electricity in operating costs in the field can reach 40%. This means it is one of the important factors affecting the economy of oil and gas production. Cost-cutting efforts could be started at the planning stage of the facility by optimizing the structure of the power supply system and the equipment composition. The paper deals with the methodology of automated power distribution system planning for oil and gas industry and its software implementation. The power distribution system planning includes: selection of the connection points to the existing power network, optimal places for the transformer and distribution substations location, determination of the transmission lines voltage classes, transmission lines route taking into account the geographical features and determination of the required parameters of the equipment. A list of limitations and assumptions when choosing parameters and locations of equipment in accordance with the requirements of the Russian electrical Installations code is briefly presented. The optimization algorithm and the mathematical methods are described in detail. The algorithm provides for an assessment of the company generating capacities, as well as potential points of connection to the external network. The possibility of corridor design of transmission lines along roads is included. The software product was developed as a decision support tool for investment planning and development of new oil and gas fields. The module allows calculating the total cost of ownership of an object, and work schedule in the form of a Gantt chart. The paper also proposes an approach to creating an ontological model of oil and gas production enterprises acting as a set of processes affecting objects and their properties.

Keywords: optimization, distribution power network, decision support, ontological model, algorithm, system planning.

REFERENCES

1. Bosisio A., Berizzi A., Amaldi E., Bovo C., Morotti A., Greco B., Iannarelli G. A GIS-based approach for high-level distribution networks expansion planning in normal and contingency operation considering reliability. *Electric Power Systems Research*, 2021, no. 190, pp. 1-8. doi: 10.1016/j.epr.2020.106684
2. Mokryani G., Fun Hu Y., Pillai P., Rajamani H.S. Active distribution networks planning with high penetration of wind power. *Renewable Energy*, 2017, no. 104, pp. 40-49. doi: 10.1016/j.renene.2016.12.007
3. Dumbrava V., Miclescu T., Lazaroiu G. C. Power distribution networks planning optimization in smart cities. *City Networks*. Springer, Cham, 2017, no. 128, pp. 213-226. doi: 10.1007/978-3-319-65338-9_12
4. Amjad B., Al-Jaafreh M. A. A., Mokryani G. Active Distribution Networks Planning Considering Multi-DG Configurations and Contingency Analysis. *Energies*, 2021, no. 14, pp. 1-16. doi: 10.3390/en14144361
5. Al-Jaafreh M. A. A., Mokryani G. Planning and operation of LV distribution networks: A comprehensive review. *IET Energy Systems Integration*, 2019, no. 3, pp. 133-146. doi: 10.1049/iet-esi.2019.0013
6. Schafer F., Scheidler A., Braun M. A Hybrid Optimization Method Combining Network Expansion Planning and Switching State Optimization. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 2020, no. 7, pp. 234-242. doi: 10.1109/OAJPE.2020.3006344
7. Scheidler A., Thurner L., Braun M. Heuristic optimization for automated distribution system planning in network integration studies. *IET Renewable Power Generation*, 2018, no. 12(5), pp. 530-538. doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0394
8. Li Z., Wu W., Zhang B., Tai X. Analytical reliability assessment method for complex distribution networks considering post-fault network reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, no. 35(2), pp. 1457-1467. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2936543
9. Shen F., Huang S., Wu Q., Repo S., Xu Y., Ostergaard J. Comprehensive congestion management for distribution networks based on dynamic tariff, reconfiguration, and reprofiling product. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, no. 10(5), pp. 4795-4805. doi: 10.1109/TSG.2018.2868755
10. Diaaeldin I., Abdel Aleem S., El-Rafei A., Abdelaziz A., Zobia A.F. Optimal network reconfiguration in active distribution networks with soft open points and distributed generation. *Energies*, 2019, no. 12(21), pp. 1-31. doi: 10.3390/en12214172
11. Khorshid-Ghazani B., Seyedi H., Mohammadi-Ivatloo B., Zare K., Shargh S. Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2017, no. 11(1), pp. 82-92. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0539
12. Ogunwolu L., Ero O., Ibidapo-Obe O. Modeling and optimization of an electric power distribution network planning system using mixed binary integer programming. *Nigerian Journal of Technology*, 2017, no. 36(2), pp. 552-562. doi: 10.4314/njt.v36i2.31
13. Kazmi S. A. A., Shahzad M. K., Shin D. R. Multi-objective planning techniques in distribution networks: A composite review. *Energies*, 2017, no. 10(2), pp. 1-44. doi: 10.3390/en10020208
14. Sekhavatmanesh H., Cherkaoui R. Optimal infrastructure planning of active distribution networks complying with service restoration requirements. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017, no. 9(6), pp. 6566-6577. doi: 10.1109/TSG.2017.2716192
15. Xiao H., Pei W., Dong Z., Kong L., Wang D. Application and comparison of metaheuristic and new metamodel based global optimization methods to the optimal operation of active distribution networks. *Energies*, 2018, no. 11(1), pp. 1-29. doi: 10.3390/en11010085
16. Wruk J., Cibis K., Zdrallek M., H, Landsverk Automated Planning of Smart Low Voltage Networks Using an Evolutionary Algorithm. *CIREP Conference. AIM*, 2019, no. 1092, pp. 1-5. doi: 10.34890/517

17. Koutsoukis N. C., Georgilakis P. S., Hatziargyriou N. D. Multistage coordinated planning of active distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, no. 33(1), pp. 32-44. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2699696
18. Xie S., Hu Z., Zhou D., Li Y., Kong S., Lin W., Zheng Y. Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network. *Applied Energy*, 2018, no. 219, pp. 207-225. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.023
19. Ehsan A., Yang Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. *Applied Energy*, 2018, no. 210, pp. 44-59. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.106
20. Kiselev V.F. A system approach to solving optimization problems in power supply. *Vestnik evraziyskoy nauki* [The Eurasian Scientific Journal], 2014, no. 6(25), pp. 1-10. (In Russian). doi: 10.15862/120TVN614
21. Coates A., Ng A. Y. Learning feature representations with k-means. *Neural networks: Tricks of the trade*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2012, pp. 561-580.
22. Rachmawati D., Gustin L. Analysis of Dijkstra's Algorithm and A* Algorithm in Shortest Path Problem. *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing. 2020, no. 1566(1), pp. 1-8. doi: 10.1088/1742-6596/1566/1/012061
23. Liu B., Liu X., Li D., Shi Y., Fernandez G., Wang Y. A Vector Line Simplification Algorithm Based on the Douglas-Peucker Algorithm, Monotonic Chains and Dichotomy. *ISPRS International Journal of Geo-Information*, 2020, no. 9(4), pp. 1-14. doi: 10.3390/ijgi9040251

Арестова А.Ю., Ульянов В.Н. Автоматизированное проектирование системы электроснабжения предприятий нефтегазовой отрасли // *Электротехнические системы и комплексы*. 2021. № 3(52). С. 12-21. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-12-21](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-12-21)

Arestova A.Y., Ulyanov V.N. Automated Design of Power Distribution Network for Oil and Gas Industry. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 12-21. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-12-21](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-12-21)