

КАРТОГРАФИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

*Филиппова О.Г.,
Каргашин П.Е.,
Карпачевский А.М.*

Резюме – Рассмотрено понятие надежности энергосистемы как ее комплексного свойства, от которого зависит стабильность снабжения потребителей электроэнергией. На основе литературных и картографических источников информации выявлены природные и структурные факторы надежности энергосистем. На примере изолированных энергосистем Дальнего Востока (Магаданской, Сахалинской областей, Чукотского автономного округа, Камчатского края, Нижнеколымского и Оймяконского улусов Якутии) выполнено картографирование факторов надежности и их последующая оценка. При моделировании природных факторов (гидрометеорологические явления и экзогенные процессы) использованы картографические источники и методы регрессионного анализа, включающие в себя поиск зависимости между значениями гидрометеорологических нагрузок и географическими условиями территории. Оценка структурных факторов надежности осуществлена на основе представления электросетей в виде графа и расчете взвешенного расстояния между их элементами. Основными материалами для исследования стали результаты дешифрирования элементов энергосистем по снимкам сверхвысокого разрешения. В рамках работы разработано содержание карты, дающей общее представление о сочетании различных факторов надежности на изучаемой территории.

Ключевые слова – Изолированные энергосистемы, надежность, регрессионный анализ, климатические нагрузки, сетевая модель, структурная уязвимость.

CARTOGRAPHIC EVALUATION OF ISOLATED ENERGY SYSTEMS RELIABILITY IN THE FAR EAST USING GIS-TECHNIQUES

*Filippova O.G.,
Kargashin P.E.,
Karpachevskiy A.M.*

Abstract – In this article we consider the reliability as a complex feature which the power supply of consumers depends on. We determined the factors of power system reliability according to the different sources including literature and maps. In this study we evaluate reliability factors for isolated power systems in the Far East (Magadan, Kamchatka, Sakhalin regions, Nizhnekolymskiy and Oymakonskiy uluses of Yakutia). We used maps and methods of regression analysis, such as modeling of the dependency between the values of hydrometeorological parameters and geographical conditions of the territories. To assess their influence on power grids, we represented the power grids as graph and calculated weighted distance between generation objects and substations to evaluate structural factors. The main spatial data about power grids we collected through space images interpretation. The map of different reliability factors *combination* on the studying territory illustrates the results of this study.

Keywords – Isolated energy systems, reliability, regression analysis, climatic parameters, network model, structural vulnerability.

Введение

Надежность энергетической системы является ее важнейшей характеристикой, от которой зависят как повседневная жизнь человека, так и его хозяйственная деятельность. Под надежностью понимается «способность энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и снабжению потребителей электрической энергией...» [6]. Традиционно для оценки надежности технических систем применяются разнообразные расчетные параметры (среднее время восстановления, продолжительность ремонтов и т.д.). Однако эти показатели не учитывают природных условий, в которых функционирует энергосистема, и ее конфигурационных особенностей, в связи с чем их использование характеризует только технические особенности сети и не дает возможности предложить варианты ее дальнейшего развития в географическом контексте. Поэтому возникает необходимость оценки не только технических, но и географических условий работы энергосистем.

Наиболее актуальной проблема обеспечения надежного энергоснабжения является для изолированных энергосистем Дальнего Востока, которые рассматриваются в данной работе (Магаданская, Сахалинская области, Камчатский край, Чукотский автономный округ). Сложные природные условия (горный рельеф, частое прохождение циклонов и т.д.), технические и конфигурационные особенности сети (отсутствие соединений с Единой энергосистемой России, наличие множества изолированных друг от друга участков сети с генерацией небольшой установленной мощности) повышают вероятность возникновения аварийных ситуаций в этих энергосистемах. Ярким примером аварии, вызванной сочетанием неудачной конфигурации сети и воздействием неблагоприятных природных условий, является блэкаут, спровоцированный обрывом линии электропередачи 220 кВ Южно-Сахалинская – Холмская в 2014 году.

Материалы и методы

Методика оценки надежности энергосистем, предлагаемая авторами работы, состоит из двух частей, посвященных моделированию природных условий функционирования энергосистем и оценке так называемых структурных факторов надежности энергосистем. На основе картографических и литературных источников информации [1, 2] был составлен перечень наиболее опасных природных явлений и процессов, оказывающих непосредственное влияние на элементы энергосистемы. К ним относятся гидрометеорологические явления (ветровые и гололедно-изморозевые нагрузки) и экзогенные процессы (сход лавин и селей).

Моделирование ветровых и гололедно-изморозевых нагрузок проводилось на основе поиска регрессионной зависимости между величинами этих нагрузок и значениями абсолютной и нормализованной (приведенной) высот местности, а также от удаленности от побережья. Под приведенными высотами понимаются относительные высоты, характеризующиеся значениями от 0 до 1, которые соответствуют положению у подножия и вершины склона [5]. Регрессионная зависимость является статистическим методом исследования одной или нескольких независимых переменных (факторов) X_1, X_2, \dots на зависимую переменную Y (отклик). В данном случае в качестве факторов выступают значения высот и удаленности от побережья; откликами являются величины ветровой и гололедно-изморозевой нагрузок. Общий вид уравнения линейной регрессии следующий (1) [3]

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_n X_n + \varepsilon \quad (1)$$

где Y – зависимая переменная; X_1, X_2, X_n – независимые переменные; $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_n$ – коэффициенты регрессии; ε – суммарные отклонения.

Источником информации об абсолютных высотах местности стала цифровая модель рельефа *ГТОРО30* (пространственное разрешение ~ 1 км). Она же послужила исходным материалом для получения растра нормализованных высот. Основным преимуществом данной ЦМР является ее пространственный охват, позволяющий использовать ее для изучения всех территорий, энергосистемы которых рассматриваются в данной работе.

Нормализованные высоты – это значения относительной высоты, пересчитанные в значения от 0 до 1. Подножию хребта или тальвегу присваивается значение 0, водоразделу – 1. Приведенные высоты вводятся для того, чтобы рассчитать значения нагрузок для горных территорий [8]. Значения нормализованных высот были получены с помощью инструмента *Relative Heights and Slope Positions* ГИС-приложения *SAGA* (Рис. 1). Кроме значений абсолютной и нормализованной высот в уравнение регрессионной зависимости включены значения удаленности от побережий.

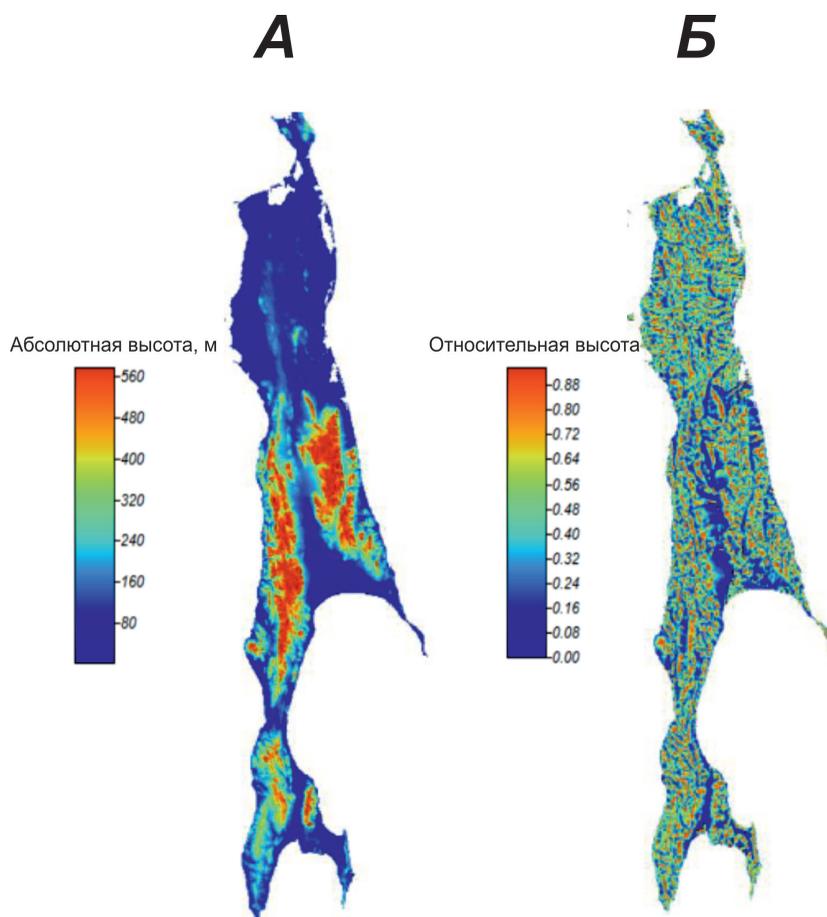


Рис. 1. Исходная ЦМР (А) и растр нормализованных высот (Б)

Для подбора коэффициентов уравнения регрессии необходимо использовать контрольные точки, в которых значения моделируемых нагрузок известны. Основным источником таких данных стали карты районирования территории России по величинам этих нагрузок из нормативных документов [7] масштаба 1:17 000 000, а также карты ряда региональных атласов масштабов 1:8 000 000 и 1:13 000 000 [1]. При создании набора контрольных точек необходимо располагать их на участках, наиболее отличных друг от друга с орографической точки зрения. Общее их количество – около 30.

Подбор коэффициентов уравнений регрессии осуществлялся по методу наименьших квадратов с помощью инструмента *Ordinary Least Squares* ГИС-пакета *ArcGIS 10.3*. В результате работы он формирует отчет, в котором содержатся значения коэффициентов $\beta_0, \beta_1, \beta_2 \dots \beta_n$, численные характеристики точности получаемых моделей регрессионной зависимости, а также их графические представления.

В связи с принципиальными различиями ветровых и гололедных режимов на равнинных и горных территориях моделирование нагрузок для них необходимо проводить отдельно на основе геоморфологического районирования. Выделение гористых высоких и низменных равнинных территорий происходило согласно принятому в геоморфологии подходу по разделению рельефа по степени приподнятости [10], где принимаются следующие высотные ступени: низменности (до 200 м), возвышенности и возвышенные равнины (200–500 м), плоскогорья и низкие горы (до 1000 м), средневысотные горы (1000–2500 м), высокие горы (более 2500 м). В связи с мелкомасштабностью исследования было решено упростить эту классификацию до двух принципиально отличающихся типов: 1) равнины и низменности; 2) возвышенности и горы. Некоторые равнинные территории, которым вследствие особенностей их географического положения свойственны высокие значения нагрузок, отнесены в одну категорию с горными территориями (например, перешеек Поясок на о. Сахалин, для которого характерны максимальные значения ветровых и гололедных нагрузок). Моделирование нагрузок на территорию Сахалина проводилось отдельно от остальных территорий в связи с его островным. Полученные уравнения представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Полученные уравнения регрессии*

Сахалинская область		
	Ветровая нагрузка	Гололедная нагрузка
Равнины	$Y=0,909496+0,185049*NH-0,000002*ED-0,005160AH$	$Y=17,781849-0,869863*NH-0,000228*ED+0,000003AH$
Горы	$Y=0,792645+0,188124*NH-0,000006*ED+0,000007AH$	$Y=13,680351-3,943723*NH-0,000124*ED+0,011735*AH$
Магаданская область, Камчатский край, Чукотский автономный округ, Оймяконский и Нижнеколымский улусы республики Саха (Якутия)		
Равнины	$Y=28,472314+25,485387*NH-0,000057*ED+0,005269AH$	$Y=29,760780-11,441324*NH-0,000022*ED+0,006838AH$
Горы	$Y=26,140897+34,891670*NH-0,000043*ED+0,014923*AH$	$Y=22,276310+24,260908*NH-0,000005*ED+0,076187*AH$

*АН – абсолютная высота, NH – нормализованная высота, ED – удаленность от побережий.

Основным критерием точности полученных моделей является коэффициент детерминации R^2 – доля дисперсии зависимой переменной, объясняемая рассматриваемой моделью. С его помощью проводится оценка тесноты связи между факторами и откликом. Чем выше значение этого коэффициента, тем более точной считается модель. Для полученных моделей значения коэффициента варьируются от 0,71 до 0,95, что говорит об их достоверности и высокой точности.

Следующим шагом стало совмещение моделей на равнинные и горные территории в единые растры и их классификация согласно нормативной документации [9]. На рисунке 2 приведена классификация итогового растра гололедно-изморозевых нагрузок на территорию о. Сахалин.

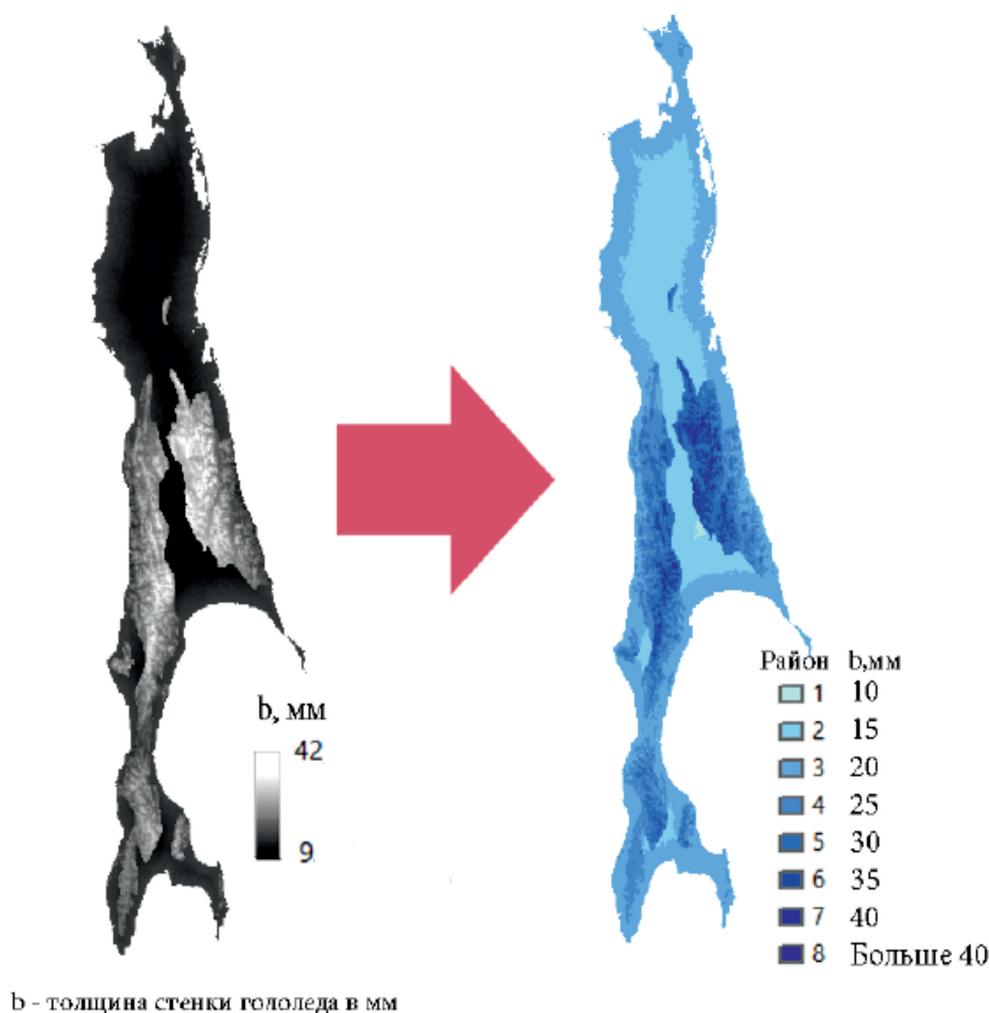


Рис. 2. Классификация растра гололедно-изморозевых нагрузок

Для учета влияния опасных экзогенных процессов (лавины и сели) были использованы карты опасности лавин и опасности селей из атласа [1]. На основе этих карт была получена информация о распределении лавинной и селевой опасности на изучаемой территории. Всем участкам были присвоены значения уровней опасностей от 1 («опасность отсутствует») до 4 («высокая опасность»).

К структурным факторам надежности энергосистем относится структурная уязвимость – расчетный параметр, значение которого описывает общую предрасположенность сети к аварийным ситуациям. Структурная уязвимость определяется как отношение изначального числа действующих элементов сети к числу работающих после аварии [12]. Для ее расчета наиболее удобно представить энергосистему в виде графа – совокупности точек (вершин) и соединяющих их линий (ребер), поэтому первым этапом работы стало создание электросетевого графа. В таком графе в качестве вершин выступают электростанции и подстанции, а соединяющими их ребрами являются линии электропередачи. Каждое ребро имеет вес, который в данном случае соответствует пропускной способности ЛЭП различного напряжения. Граф создавался посредством визуального дешифрирования объектов электроэнергетики по космическим снимкам

сверхвысокого пространственного разрешения, по которым можно определить класс напряжения линий электропередачи [4].

В данной работе структурная уязвимость оценивается с помощью взвешенной длины маршрута в графе. В теории графов маршрут – совокупность ребер графа, соединяющих две его вершины. Длина маршрута вычисляется как сумма произведений количества ребер этого маршрута на соответствующие им веса (2).

$$L = \sum N_x W_x, \quad (2)$$

где L – длина маршрута в количестве ребер, N_x – количество ребер класса x , W_x – вес одного ребра класса x .

С увеличением длины маршрута возрастает вероятность возникновения аварийной ситуации, в которой подстанция окажется отключена от электроснабжения. В связи с этим взвешенную длину маршрута возможно использовать в качестве количественной оценки структурной уязвимости.

Второй этап работы представляет собой вычисление взвешенных длин всех возможных маршрутов в данном графе с помощью инструментов сетевого анализа модуля *Network Analyst* ГИС-пакета *ArcGIS 10.3*. Алгоритм реализован в виде скрипта на языке программирования *Python* с использованием инструментов библиотеки *ArcPy*. В результате работы скрипт формирует класс линейных объектов – маршрутов, соответствующих линиям электропередачи, со значением взвешенной длины. Полученное значение взвешенной длины является количественной оценкой структурной уязвимости и характеризует удаленность потребителей электроэнергии от объектов генерации. Далее на каждый точечный объект (электростанции и подстанции) распространяется максимальное значение взвешенной длины от входящих в него маршрутов. В населенных пунктах предполагается наличие автономных источников электроэнергии, например, дизельных электростанций, и местных распределительных сетей, которые не были учтены при построении модели вследствие невозможности их детального дешифрирования. Потому для всех территорий, охваченных энергоснабжением и имеющих постоянное население, была проведена интерполяция методом естественного соседа, в результате был получен растр взвешенных длин маршрутов.

На третьем этапе работы производится классификация полученного растра для получения балльной оценки структурной уязвимости. Значения показателя были разделены на 5 классов в результате анализа гистограммы (таблица 2).

Таблица 2.

Балльная оценка структурной уязвимости.

Балл	Интервал значений взвешенных длин маршрутов
1	Менее 59
2	60–160
3	161–260
4	261–360
5	Больше 360

Результаты исследований

На основе промежуточных моделей, полученных в результате реализации методики, была создана комплексная карта надежности изолированных энергосистем Дальнего Востока (см. фрагмент карты на рис.3). Данная карта позволяет выявить участки

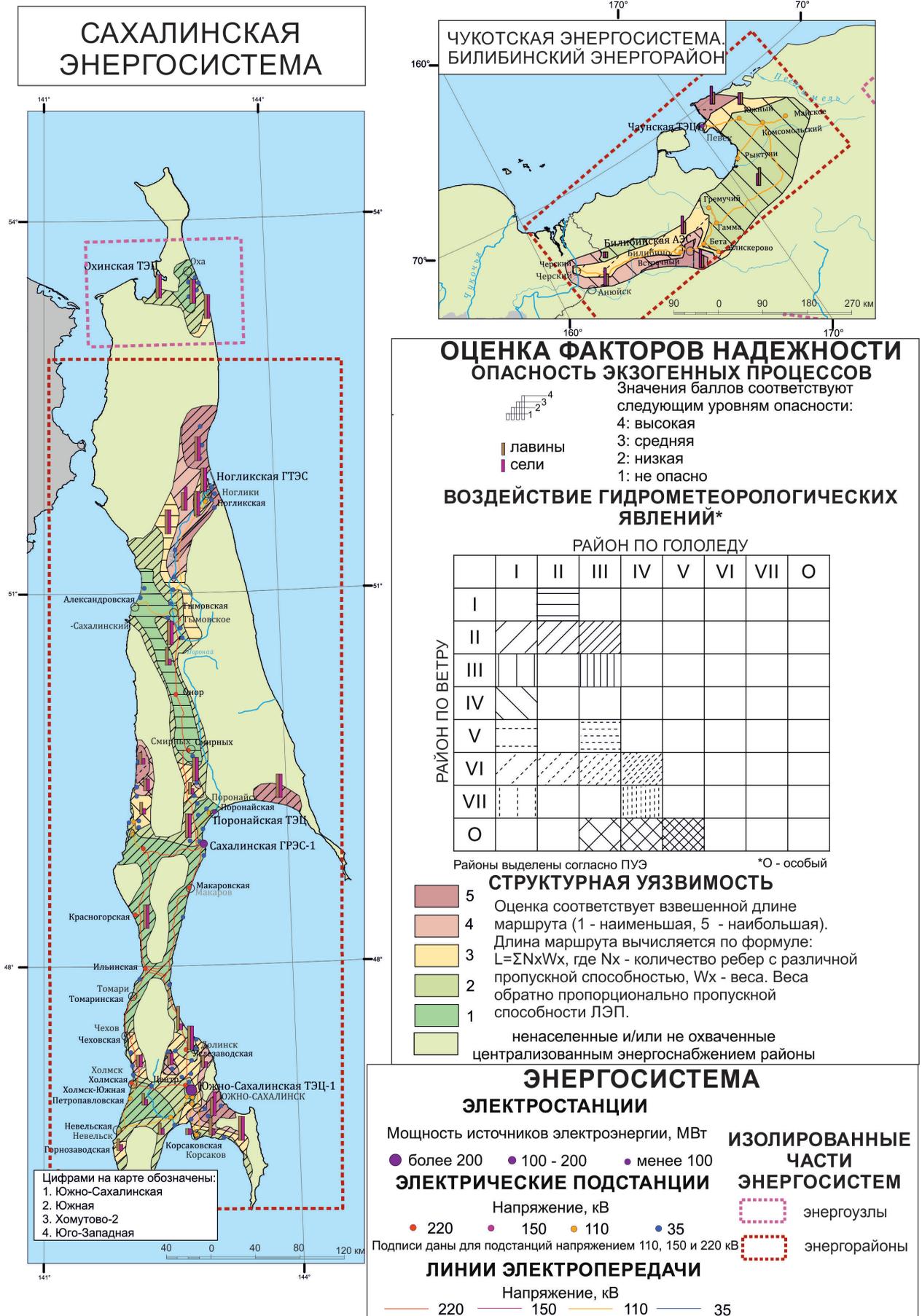


Рис. 3. Фрагмент карты надежности изолированных энергосистем Дальнего Востока

разной степени надежности энергоснабжения с учетом различных факторов. На основе такой карты возможно планирование развития энергосистемы, включая перераспределение существующих и ввод новых мощностей. Поэтому в первую очередь карта предназначена для специалистов в области электроэнергетики, занимающихся вопросами планирования развития сети в рассматриваемых регионах.

Территориальной единицей картографирования выступают участки, обладающие разной степенью структурной уязвимости. Содержание карты включает в себя оценочный и инвентаризационный блоки. В оценочном блоке приведена оценка воздействия экзогенных процессов и структурных факторов в баллах (картодиаграмма, количественный фон); оценка воздействия гидрометеорологических явлений дана в качественно-количественной форме (количественный фон). В рамках инвентаризационного блока показаны основные элементы электросетевой инфраструктуры изучаемых регионов и территориальные подразделения энергосистем (энергорайоны и энергоузлы).

Анализируя пространственное распределение значений показателя структурной уязвимости, можно сделать вывод о том, что разные по уровню надежности районы тяготеют к участкам сетей с различными топологическими и техническими характеристиками (номинальное напряжение, пропускная способность). Под топологическими характеристиками понимаются различные сочетания структурных элементов – циклических (замкнутых) и древовидных (разомкнутых) участков энергосистем [11]. Так, можно заметить, что наиболее уязвимы древовидные участки энергосистем с наиболее низким напряжением в данном элементе энергосистемы. Наименее уязвимы циклические участки сетей самого высокого напряжения. При этом густота элементов сети, наличие источников электроэнергии и удаленность от них вносит большое значение в дифференциацию этих участков по степени структурной уязвимости.

Для энергосистемы Магаданской области малоуязвимые с точки зрения воздействия структурных факторов районы находятся на циклических участках сетей Усть-Омчуг – Омчак – Кулу – Аркагалинская ГРЭС – Спорное – Нововетренный и Таскан – Сеймчан – Усть-Среднекан. К западу от этих участков сеть приобретает древовидную структуру, причем с уменьшением номинального напряжения от 110 до 35 кВ увеличивается степень структурной уязвимости. Западный участок (Оротукан–Омсукчан) характеризуется отсутствием изменения степени структурной уязвимости, что связано с присутствием здесь ЛЭП самого высокого напряжения на данном участке сети. В южной части энергосистемы более медленный рост структурной уязвимости в западном направлении обусловлен постепенной сменой преобладающих классов напряжения от 220 до 110 кВ, затем от 110 до 35 кВ. В восточном направлении наблюдается более резкая смена участков с разной степенью структурной уязвимости в связи с отсутствием промежуточного звена 110 кВ и резкому переходу к сетям 35 кВ.

Для территории Камчатской энергосистемы малоуязвимые участки тяготеют к районам сгущения сетей 110 кВ, т.к. они являются преобладающими для территории всей энергосистемы. Наблюдается увеличение уязвимости по мере удаления от источников электроэнергии (Верхне-Мутновской ГЭС, Толмачёвских ГЭС) и от так называемых «хабов», т.е. наиболее крупных, загруженных узлов сети (подстанция Елизово).

Для Чукотской энергосистемы малоуязвимые участки также расположены там, где наблюдается сгущение сети 110 кВ (Билибинская АЭС – Бета – Гамма – Комсомольский – Южный – Майское, Билибинская АЭС – Черский). Сгущение сети 35 кВ на юге (Встречный) сразу же ведет к резкому росту степени структурной уязвимости. Эгвекинотский энергоузел является малоуязвимым за счет малой нагрузки на источник генерации.

Сахалинская энергосистема характеризуется расположением малоуязвимых участков вдоль циклических участков сетей 220 кВ (Ильинская – Краснопольская – Сахалинская

ГРЭС – Макаровская). Для нее характерно отсутствие резких переходов между классами напряжения, поэтому районы с разной степенью структурной уязвимости также сменяют друга последовательно (за исключением участка сетей 35 кВ к юго-востоку от Южно-Сахалинской ТЭЦ-1). Сгущение сетей напряжения 35 кВ также приводит к росту степени структурной уязвимости в центральной части энергосистемы (Сахалинская ГРЭС – Смирных).

С точки зрения воздействия опасных гидрометеорологических явлений наиболее ненадежными являются те участки, где сочетаются наиболее сложные районы как по ветровым, так и по гололедно-изморозевым нагрузкам. Для каждой энергосистемы такое сочетание является уникальным вследствие разнообразия условий, учитываемых при моделировании нагрузок. Так, для Магаданской энергосистемы наиболее сложным является участок в районе Усть-Неры (IV район по гололеду, VI район по ветру), для Чукотской – участок вдоль ВЛ 110 кВ Билибинская АЭС – Черский (I район по гололеду, VI район по ветру), для Камчатской энергосистемы – участок в долине р. Камчатка (I район по гололеду, VII район по ветру), для Сахалинской энергосистемы – участок к северу от Шахтерска (III район по гололеду, особый по ветру).

С точки зрения воздействия опасных экзогенных процессов наибольшее количество участков с высокой степенью опасности наблюдается на территории Сахалинской области и южной части Камчатского края, которые приурочены к предгорным районам и морским террасам. Сильно расчлененный рельеф, крутые склоны, узкие гребни хребтов и наличие денудационных воронок создают благоприятные условия для аккумуляции снега и последующего схода лавин. Вероятность этого увеличивают большое количество осадков (преимущественно зимой), метели и бури. На морских террасах сочетаются большие значения уклонов и практически полное отсутствие древесной и кустарниковой растительности, что тоже является фактором лавино- и селеобразования. В Камчатском крае на сход селей и лавин также активно влияет вулканическая деятельность. Большая часть объектов электроэнергетики Сахалина и Камчатки расположена в местах разгрузки лавинных и селевых потоков, что обуславливает высокие значения опасности данных экзогенных процессов. Основным фактором лавинообразования на Чукотке являются частые метели; в результате накопления больших объемов снега происходит сход лавин.

В исследуемых регионах было выделено 18 участков, обладающих наименее удачным сочетанием значений факторов надежности. В таблице 3 приведены некоторые из них.

Таблица 5.

Фрагмент таблицы малонадежных участков изолированных энергосистем

Район	Район по ветру	Район по гололеду	Лавинная опасность	Селевая опасность	Структурная уязвимость
ВЛ 110 кВ Таежная–Усть-Нера – Кулу	VI	IV	4	3	3
ВЛ 110 кВ КамТЭЦ – Елизово–Развилка–Мильково	VII	I	4	4	3
ВЛ 110 кВ Ногликская ГТЭС–Тымовская	II	II	4	4	5
Местные распределительные сети г. Анадыря	VI	I	3	4	5

Выводы

Проведенное совместное моделирование природных и структурных факторов позволяет комплексно оценить надежность энергосистемы и учесть географические условия ее функционирования. Подобная оценка проводится впервые. Созданная в рамках работы карта обобщает основные факторы, воздействующие на электросети. Анализ карты показал, что изолированные энергосистемы Дальнего Востока имеют существенные различия по критериям надежности (устойчивости к природным и структурным факторам). Впервые предложенный способ картографирования структурных факторов надежности энергосистемы позволяет дополнить оценку природных условий размещения электросетей, что дает возможность комплексного анализа надежности энергосистемы в пределах территориальной единицы картографирования и позволяет правильно организовать дальнейшее развитие сети.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ-РГО в рамках научного проекта РФФИ-РГО 17-05-41115.

Список литературы

- [1] Атлас природных и техногенных опасностей и рисков чрезвычайных ситуаций Дальневосточного федерального округа/ под ред. Шойгу С. К. – М.; ДИК, 2008 – 324 с.
- [2] Бернгардт Р. П. Гололедное районирование территории о. Сахалин // Труды ГГО. — 1976. — Вып. 361, с. 11–17.
- [3] Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. Книга 1/ Н. Дрейпер, Г. Смит – М.: Финансы и статистика, 1986 – 366 с.
- [4] Каргашин П. Е., Новаковский Б. А., Карпачевский А. М., Прасолова А. И. Изучение пространственной конфигурации электросетей по космическим снимкам// Геодезия и картография – 2016–№3–с.53–58.
- [5] Новаковский Б. А., Каргашин П. Е., Карпачевский А. М. Геоинформационное моделирование климатических нагрузок на ЛЭП (на примере юга о. Сахалин) // Геодезия и картография. — 2016. — №10. — С. 49–55.
- [6] Системный оператор Единой энергетической системы. Глоссарий [Электронный ресурс] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=rza_goals_rel. (Дата обращения 25.11.2016)
- [7] СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция – Москва: Министерство регионального развития, 2011 – 80 с.
- [8] Подрезов О. А. Опасные скорости ветра и гололедные отложения в горных районах/О. А. Подрезов. – Ленинград; Гидрометеоиздат, 1990 – 223 с.
- [9] Правила устройства электроустановок [Текст]: по состоянию на 1 февраля 2008 г. – 6 и 7 изд. (все действующие положения).
- [10] Рычагов Г. И. Общая геоморфология: учебник. – 3-е изд., перераб. и доп. / Г.И. Рычагов. – М.: Изд-во Моск. ун-та: Наука, 2006. – 416 с.
- [11] Тархов С. А. Эволюционная морфология транспортных сетей. / С.А. Тархов. –Смоленск-М; Издательство «Универсум», 2005 – 384 с.
- [12] Rosas-Casals M., Valverde S., Solé R. V. Topological vulnerability of the European power grids under errors and attacks.//International Journal of Bifurcation and Chaos in Applied Science and Engineering, 2007, Vol.17, No.7, pp.2465–2475.

References

- [1] Atlas prirodnyh i tekhnogennyh opasnostej i riskov chrezvychajnyh situacij Dal'nevostochnogo federal'nogo okruga/ pod red. SHOjgu S. K. – M.; DIK, 2008 – 324 s.
- [2] Berngardt R. P. Gololednoe rajonirovanie territorii o. Sahalin // Trudy GGO. — 1976. — Vyp. 361, s. 11–17.

- [3] *Drejper N., Smit G.* Prikladnoj regressionnyj analiz. Kniga 1/ N. Drejper, G. Smit – M.: Finansy i statistika, 1986 – 366 s.
- [4] *Kargashin P. E., Novakovskij B. A., Karpachevskij A. M., Prasolova A. I.* Izuchenie prostranstvennoj konfiguracii ehlektrosetej po kosmicheskim snimkam // Geodeziya i kartografiya – 2016–№3–s.53–58.
- [5] *Novakovskij B. A., Kargashin P. E., Karpachevskij A. M.* Geoinformacionnoe modelirovanie klimaticeskikh nagruzok na LEHP (na primere yuga o. Sahalin) // Geodeziya i kartografiya. — 2016. — №10. — S. 49–55.
- [6] Sistemnyj operator Edinoj ehnergeticheskoj sistemy. Glossarij [EHlektronnyj resurs] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=rza_goals_rel. (Data obrashcheniya 25.11.2016)
- [7] SNiP 2.01.07-85. Nagruzki i vozdejstviya. Aktualizirovannaya redakciya – Moskva: Ministerstvo regional'nogo razvitiya, 2011 – 80 s.
- [8] *Podrezov O. A.* Opasnye skorosti vetra i gololednye otlozheniya v gornyh rajonah/O. A. Podrezov–Leningrad; Gidrometeoizdat, 1990 – 223 s.
- [9] Pravila ustrojstva ehlektroustanovok [Tekst]: po sostoyaniyu na 1 fevralya 2008 g. – 6 i 7 izd. (vse dejstvuyushchie polozheniya).
- [10] *Rychagov G. I.* Obshchaya geomorfologiya: uchebnik. – 3-e izd., pererab. i dop. / G.I. Rychagov. – M.: Izd-vo Mosk. un-ta: Nauka, 2006. – 416 s.
- [11] *Tarhov S. A.* EHvolyucionnaya morfologiya transportnyh setej./S.A. Tarhov–Smolensk-M; Izdatel'stvo “Universum”, 2005 – 384 s.
- [12] *Rosas-Casals M., Valverde S., Solé R. V.* Topological vulnerability of the European power grids under errors and attacks.//International Journal of Bifurcation and Chaos in Applied Science and Engineering, 2007, Vol.17, No.7, pp.2465–2475.

Авторы

Филиппова О. Г. – бакалавр географии по специальности картография и геоинформатика, магистрант 1-го года обучения.

Каргашин П. Е. – доцент кафедры картографии и геоинформатики, кандидат географических наук.

Карпачевский А. М. – аспирант кафедры картографии и геоинформатики.

Authors

Filippova O. G. – Bachelor of Geography in the specialty of cartography and geoinformatics, Master of 1-st year.

Kargashin P. E. – Associate Professor of the Department of Cartography and Geoinformatics, Candidate of Geographical Sciences.

Karpachevskiy A. M. – Post-graduate student of the 3-d year of study.