

ПРОЦЕСС ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА ОБЛАСТИ

Одним из основных направлений цифровизации электроэнергетики является разработка и внедрение автоматизированных систем поддержки принятия решения по функционированию и развитию систем электроснабжения (СЭС). В связи с этим целью работы является разработка алгоритма процесса принятия решения по развитию СЭС района области в условиях финансового ограничения. В работе под СЭС района области понимается совокупность технологически взаимосвязанных объектов СЭС, расположенных на одной территории и обслуживаемых одним структурным подразделением, а под объектом СЭС – совокупность подстанций и питающих их линий электропередач. Процесс принятия решения по развитию СЭС района области предложено осуществлять посредством интеграции алгоритма построения дерева решений и алгоритма решения оптимизационной задачи. На основании классической структуры процесса принятия решения выделены три этапа: формирование альтернатив; оценка альтернатив; выбор наилучшей альтернативы. Формирование альтернатив развития СЭС района осуществлено из предпочтительных альтернатив развития объектов СЭС посредством алгоритма построения дерева решений и его обхода в прямом порядке с поиском в глубину с учетом финансового ограничения инвестиционной программы. Для оценки и выбора наилучшей альтернативы развития СЭС района разработана математическая модель оптимизационной задачи, представляющая собой систему уравнений: уравнения целевой функции – минимизации затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную программу; уравнения по ограничению финансового объема инвестиционной программы. Разработанный алгоритм программно реализован на языке программирования C#, результаты тестирования согласуются с программами развития энергетики Оренбургской области. Полученные результаты могут быть использованы службами (управлениями) технического перевооружения и реконструкции СЭС.

Ключевые слова: система электроснабжения, альтернатива развития, принятие решения.

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие систем электроснабжения (СЭС) характеризуется следующим: множеством целей функционирования при неопределенности роста нагрузки; возрастающим числом оцениваемых параметров электроэнергетического объекта; современными социально-экономическими требованиями [1]. Все это приводит к увеличению числа возможных вариантов развития СЭС, а значит, и объемов обрабатываемой информации, что обуславливает необходимость не только автоматизации информационных процессов, но и внедрения автоматизированных систем по выбору приоритетной альтернативы развития СЭС района области [2].

В настоящее время активно ведутся разработки автоматизированных систем для анализа, моделирования, планирования, эксплуатации и обслуживания клиентов в системе распределения электроэнергии от альтернативных источников [2], создания микросетей и их подключения к Smart Grid [3], оптимизации управления инвестициями для электросетевых компаний [4], проектов по ремонту электрических сетей и электроэнергетического оборудования [5–7], реконфигурации системы распределения энергии [8], регулирования режима работы гидроэлектростанции [9], оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности [10, 11]. Однако работ, посвященных разработке автоматизированных систем в области принятия решения по развитию СЭС района области в условиях финансового ограничения, нет, поэтому тема работы актуальна и значима.

Как отмечено в [12], такие особенности современной СЭС района области, как иерархичная структура, многосвязанность и вложенность объектов, определяют (обуславливают) разработку алгоритма принятия решения по развитию СЭС района со структурой вложенных циклов. В связи с этим в исследовании предложено рассматривать двухуровневую структуру принятия решения. На первом (локальном) уровне осуществляется выбор предпочтительной альтернативы развития каждого объекта системы электроснабжения посредством многокритериального оценивания альтернативы с использованием следующих частных критериев: экономический (суммарных дисконтированных затрат); технический (годовой потери электроэнергии); технико-экономический (экономических потерь от нарушения в электроснабжении); социально-экологический (площадь изымаемых земель); технико-эксплуатационный (унификации оборудования, ценологии) [13, 14]. Подробное описание работы алгоритма на локальном уровне представлено в работе [15].

На втором (глобальном) уровне осуществляется выбор приоритетной альтернативы развития СЭС района, формируемой из предпочтительных альтернатив развития объектов системы электроснабжения, входящих в СЭС района области, с учетом финансового ограничения инвестиционной программы. В работе под СЭС района области понимается совокупность технологически взаимосвязанных объектов СЭС, расположенных на одной территории и обслуживаемых одним структурным подразделением, а под объектом СЭС – совокупность подстанций и питающих их линий электропередач.

Под альтернативой развития объекта СЭС понимается вариативные совокупности параметров его элементов: линий электропередач (длина линии, тип линии, количество линий и цепей, тип опоры, сечение провода) и оборудования электрических подстанций (номер схемы подстанции, тип выключателей, мощность трансформатора), определенные в соответствии с мероприятиями по техническому перевооружению или реконструкции и видом номенклатурных работ.

Как указано в работе [15], авторами адаптирована классическая структура процесса принятия решения и выделены три этапа: формирование альтернатив; оценка альтернатив; выбор наилучшей альтернативы. На каждом этапе для локального и глобального уровней выделены следующие операционные действия:

- на 1-м этапе: разработка базы данных; генерация альтернатив;
- на 2-м этапе: определение критериев; оценка альтернатив;
- на 3-м этапе: ранжирование альтернатив; принятие решения.

Рассмотрим предложенные операционные действия процесса принятия решения применительно к глобальному уровню.

ЭТАПЫ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПРОЦЕССА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ СЭС РАЙОНА

1-й этап «Формирование альтернатив».

1.1. Формирование базы альтернатив.

Формирование базы альтернатив по развитию СЭС района предусматривает ограничение количества альтернатив по развитию каждого объекта СЭС, входящего в СЭС района области. Ограничение осуществляется лицом, принимающим решение, посредством назначения фиксированного порогового значения коэффициента предпочтительности альтернатив T_n и индекса технического состояния объектов $ИТС_n$:

$$\begin{cases} T_i \geq T_n; \\ ИТС^{ОЭС i} \leq ИТС_n, \end{cases} \quad (1)$$

где T_i – значение коэффициента предпочтительности альтернатив i -го объекта СЭС, определяемого посредством искусственной нейронной сети, обученной алгоритмом обратного распространения ошибки сети; $ИТС^{ОЭС i}$ – индекс технического состояния i -го объекта СЭС (ОЭС), определяемого на основании формализованных методик, изложенных в нормативных документах [16, 17].

Определение значений T_i и $ИТС^{ОЭС i}$ представлены в операционных действиях 2.2 и 1.2 локального уровня процесса принятия решения соответственно (см. работу [15]).

1.2. Генерация альтернатив.

1.2.1. Генерация предварительных альтернатив по развитию СЭС района.

Данное операционное действие предложено осуществлять посредством алгоритма построения дерева решений (рис. 1) и его обхода в прямом порядке с поиском в глубину [18, 19]. Узлы дерева представляют собой предпочтительные альтернативы развития объекта СЭС (в нижнем индексе записан порядковый номер альтернативы, а в верхнем – номер объекта).

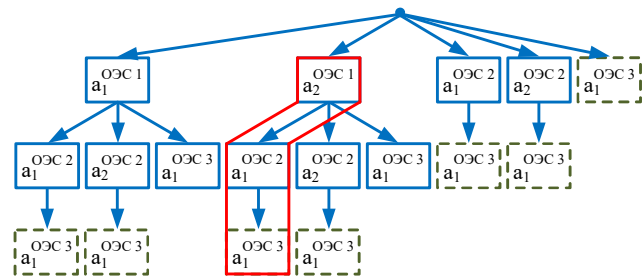


Рис. 1. Пример формирования дерева решений для трех объектов СЭС

Формирование ветви считается законченным при условии превышения суммы затрат $\sum_{i=0}^{ОЭС i+1}$ на реализацию мероприятий по развитию на $i+1$ объекте СЭС, над объемом инвестиционной программы $З_{max}$:

$$\sum_{i=0}^n 3^{ОЭС i+1} > 3_{max}. \quad (2)$$

При выполнении условия (2) каждая сформированная ветвь решения образовывала свою предварительную альтернативу развития СЭС района.

1.2.2. Генерация окончательно сформированных альтернатив по развитию СЭС района.

Данное операционное действие в работе представлено в виде двух логических блоков:

1. Если в ветвь решения вошли все объекты СЭС, входящие в СЭС района, то полученная ветвь решения образовывала окончательно сформированную альтернативу развития СЭС района, $A^{РЭС i}$.

2. Если в ветвь решения вошли не все объекты СЭС, то формирование окончательных альтернатив осуществлялось следующим образом:

– Если объем неизрасходованных средств инвестиционной программы оказывался достаточным для точечной замены z_i аварийного оборудования на объекте СЭС, не вошедших в предварительную альтернативу:

$$З_{max} - \sum_{i=1}^n 3^{ОЭС i} - 3_{z_i} \geq 0, \quad (3)$$

то к сформированной предварительной альтернативе развития СЭС района добавлялись удовлетворяющие по стоимости 3_{z_i} варианты замены оборудования v [20]:

$$V = \left\{ v_k^{ОЭС' j} \mid v \notin A^{РЭС i} \wedge v \notin z_i \right\}, \quad (4)$$

где $v_k^{ОЭС' j}$ – k -я единица оборудования на j -м объекте СЭС, подлежащая ремонту.

– Если остаточных средств инвестиционной программы оказывалось недостаточно для точечной замены оборудования на j -х объектах СЭС, не вошедших в предварительную альтернативу, то полученная ветвь решения принималась за окончательно сформированную альтернативу развития СЭС.

2-й этап «Оценка альтернатив».

2.1. Определение критериев.

В качестве критерия оценки альтернативы предложено использовать значение затрат на ремонт C_{zj} и ущерб $У_j$ оборудования объектов СЭС, не вошедших в окончательно сформированные альтернативы развития СЭС района:

$$C_{zj} = k a_{обсл} K_{об}, \quad (5)$$

где k – коэффициент, учитывающий повышение уровня ремонтно-эксплуатационных затрат в связи с более сильным изнашиванием электрооборудования при продлении его срока эксплуатации [21]; $a_{обсл}$ – норма отчислений от капитальных вложений на ремонт и обслуживание; $K_{об}$ – капитальные затраты на оборудование линий электропередач и подстанций, тыс. руб.,

$$Y_j = \omega_{ОЭС} P_{\max} T_B (Y_0 + Y_{недопост}), \quad (6)$$

где $\omega_{ОЭС}$ – вероятность отказа оборудования объекта СЭС; P_{\max} – максимальная мощность потребителей, кВт; T_B – время восстановления после аварийного отказа, ч; Y_0 – удельный ущерб потребителям от нарушения электроснабжения, тыс. руб./кВт·ч; $Y_{недопост}$ – неполученные доходы от передачи электрической энергии потребителям, которая осуществлялась бы при нормальных условиях функционирования объекта СЭС, тыс. руб./кВт·ч.

На основании нормативных документов электросетевых предприятий затраты на ремонт C_j и ущерб Y_j оборудования объектов СЭС не входят в финансовый объем инвестиционной программы, что обуславливает выбор наилучшей альтернативы по минимальному значению критерия оценки альтернатив.

2.2. Оценивание альтернатив.

Так как принятие решения является по своей сути оптимизационной задачей [22], в работе предложена следующая математическая модель по выбору приоритетной альтернативы развития СЭС района, состоящая из:

– целевой функции – минимизация критерия оценки альтернативы:

$$\sum_{j=1}^n (C_j + Y_j) \rightarrow \min; \quad (7)$$

– ограничения – финансовый объем инвестиционной программы Z_{\max} :

$$\sum_{i=1}^n Z^{ОЭС_i} + \sum_{m=1}^l Z^{ОЭС'_j} \leq Z_{\max}, \quad (8)$$

где $Z^{ОЭС_i}$ – затраты на реализацию на i -м объекте СЭС мероприятий по развитию; $Z^{ОЭС'_j}$ – затраты на точечную замену оборудования на j -м объекте СЭС;

– граничных условий – неотрицательные значения определяемых величин; принадлежность к натуральным числам порядкового номера объекта,

$$C_j, Y_j, Z^{ОЭС_i}, Z^{ОЭС'_j}, Z_{\max} \geq 0; \quad (9)$$

$$i, j = 1, 2, \dots, n. \quad (10)$$

3-й этап «Выбор наилучшей альтернативы».

3.1. Ранжирование альтернатив развития СЭС района.

3.1.1. Если все объекты СЭС, территориально принадлежащие СЭС района, вошли в инвестиционную программу, то целевая функция принимала значение, равное 0, соответственно, альтернативы развития СЭС района ранжировались по значению затрат $\sum Z^{ОЭС_i}$.

3.1.2. Если в альтернативы развития СЭС района вошли не все объекты, то ранжирование осуществлялось в соответствии с полученным значением целевой функции оптимизационной задачи. При равенстве значений целевой функции для нескольких альтернатив, они упорядочивались по увеличению суммарных затрат $\sum Z^{ОЭС_i} + Z^{ОЭС'_j}$.

3.2. Принятие решения.

Так как автоматизированные системы поддержки принятия решения применяются для генерирования множества альтернативных вариантов развития СЭС с последующей их оценкой и ранжированием соответственно, основным предназначением таких программ является представление аргументированной информации руководителю (начальнику) службы технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства для выбора адекватного и эффективного варианта развития СЭС. Автоматизированные системы поддержки принятия решения не заменяют руководителя, они оказывают только лишь техническую поддержку. Окончательное принятие решения остается за руководителем.

Разработанный алгоритм процесса принятия решения по развитию СЭС района на глобальном уровне представлен на рис. 2.

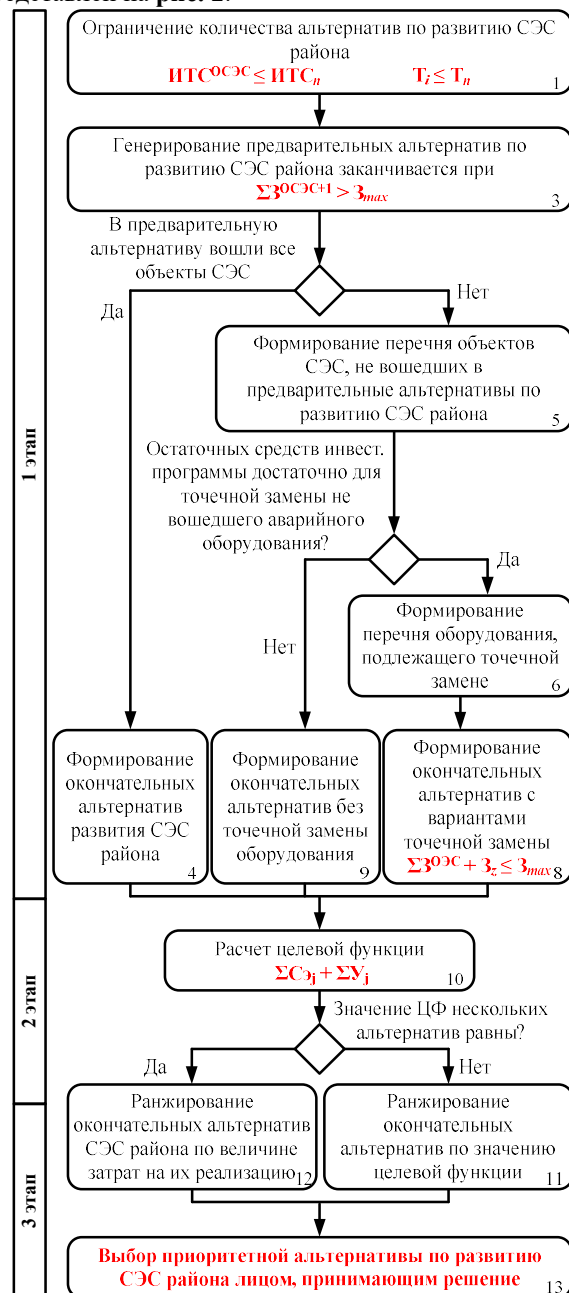


Рис. 2. Блок-схема алгоритма процесса принятия решения по выбору приоритетной альтернативы развития СЭС района

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГРАММНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ АЛГОРИТМА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ СЭС ЦЕНТРАЛЬНОГО РАЙОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

В работе осуществлена программная реализация разработанного алгоритма на языке программирования C# [23]. Средой разработки выбрана Visual Studio. Проведены тестирование и апробация программы на примере СЭС Центрального района Оренбургской области. В программу технического перевооружения и реконструкции СЭС Центрального района Оренбургской области включены подстанции «Степановская», «Сельская», «Степная» и «Юго-Восточная», электрические схемы которых представлены на **рис. 3-5** соответственно.

На подстанции 35/10 кВ «Степановская» установлено два силовых трансформатора мощностью по 6,3 МВА каждый. В настоящий момент при аварийных или ремонтных режимах максимальная нагрузка составляет 156 А, что превышает пропускную способность трансформатора, составляющую 104 А. На подстанции установлены масляные выключатели типа ВК-10, снятые с производства. В связи с чем проведение их капитального ремонта невозможно.

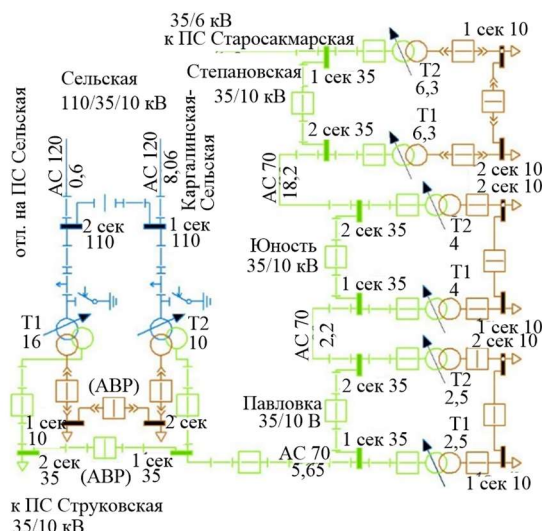


Рис. 3. Однолинейная схема ПС «Сельская» и ПС «Степановская»

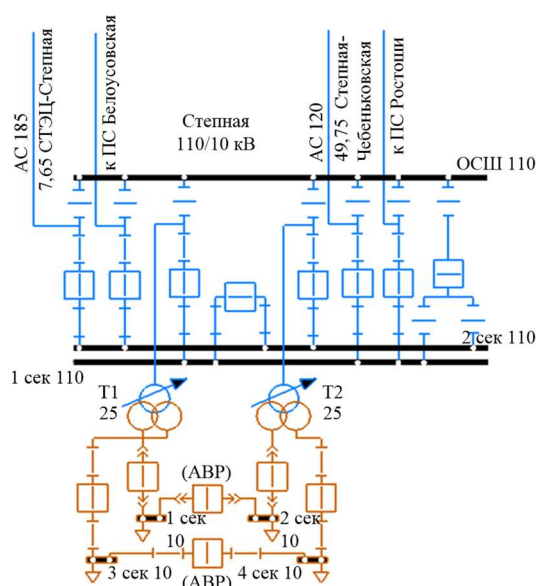


Рис. 4. Однолинейная схема ПС «Степная»

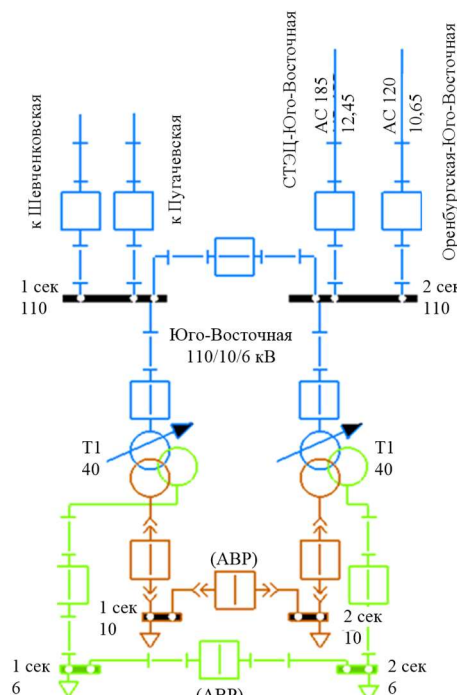


Рис. 5. Однолинейная схема ПС «Юго-Восточная»

На подстанции 110/35/10кВ «Сельская» установлено два силовых трансформатора мощностью 16 и 10 МВА. Согласно заявкам на технологическое присоединение максимальная нагрузка составляет 147 А, что превышает пропускную способность трансформаторов в нормальном режиме, составляющую в сумме 130 А. Год ввода в эксплуатацию основного оборудования – 1970-й. Срок полезного использования основных средств закончился. Проведение плановых и аварийных ремонтов оборудования не позволяет достигнуть удовлетворительного технического состояния.

На подстанции 110 /10 кВ «Степная» установлено два силовых трансформатора мощностью 25 МВА каждый. Согласно заявкам на технологическое присоединение возникает необходимость присоединения энергопринимающих устройств с максимальной мощностью 14,62 МВт. Таким образом, в нормальном режиме максимальная нагрузка составит 90 А на трансформаторе Т1 и 134 А на трансформаторе Т2 при пропускной способности 126 А каждого.

На подстанции 110/10/6 кВ «Юго-Восточная» установлено два трансформатора мощностью 40 МВА каждый. Согласно заявкам на технологическое присоединение к 2020 году, максимальная нагрузка составляет 253 А, что не превышает пропускную способность трансформаторов, составляющую в сумме 420 А в нормальном режиме.

При аварийном режиме необходим перевод нагрузки по сети 10(6) кВ. Год ввода в эксплуатацию основного оборудования – 1968-й. Срок полезного использования основных средств закончился. ПС является опорной для города, имеются потребители первой категории надежности: объекты социальной и коммунальной инфраструктуры.

Учет и анализ состояния оборудования, представленного на схемах подстанций Центрального района, позволили сформировать множество окончательных альтернатив развития СЭС района, скриншот программы представлен на **рис. 6**. Результаты глобального уровня по выбору приоритетной альтернативы по развитию СЭС района приведены в **таблице**.

Название района электрических сетей: ЦЭС Название подстанции: _____

Объем финансовой программы, тыс. руб: 700000 Число рассматриваемых альтернатив для каждого объекта: _____

Дата проекта: Выбор даты 15 ТЕСТ Рассмотреть изменение схем ПС: ☐ Добавить Удалить

Название: Юго-Восточная, Степная, Степановская, Сельская

Сформировать программу развития

| Название | Кап. затраты, тыс. руб | Тип проводника | № оп. | Тип оп. | S, мм² | 2-й тип проводника | № оп. | Тип оп. | S, мм² | 2-й тип схемы | Мощность тр-ра МВА | Тип вых. ВН | Тип вых. НН | Тип вых. СН | Потери, тыс. кВтч | Ущерб, тыс. руб/год | Площадь, м² |
|---------------|------------------------|----------------|-------|---------|--------|--------------------|-------|---------|--------|---------------|---------------------|-------------------------------------|---|---|-------------------|---------------------|-------------|
| Юго-Восточная | 292817,7 | ВЛ | 1 | ЖБ | 185 | ВЛ | 1 | ЖБ | 120 | 5АН | Замена Т1, Т2 на 40 | Замена В1, В2, СВ на Элегазовый ОРУ | Замена ВВ1 НН, ВВ2 НН, СВ НН на Вакуумный | Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный | 1997,7 | 112,8 | 940,0 |
| Степная | 84127,4 | ВЛ | 1 | ЖБ | 185 | ВЛ | 1 | ЖБ | 120 | 5АН | Замена Т2 на 40 | Масляный баковый | Маломасляный | | 1975,3 | 159,7 | 2307,0 |
| Степановская | 49743,3 | ВЛ | 1 | ЖБ | 70 | ВЛ | 1 | ЖБ | 70 | 4Н | Замена Т1, Т2 на 10 | Замена В 1, В 2 на Вакуумный | Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный | | 1018,8 | 8,7 | 664,0 |
| Сельская | 226471,5 | ВЛ | 1 | ЖБ | 120 | ВЛ | 1 | ЖБ | 150 | 4Н | Замена Т1, Т2 на 25 | Замена В 1, В 2 на Элегазовый ОРУ | Замена ВВ НН 1, ВВ НН 2, СВ НН на Вакуумный | Замена ВВ1 СН, ВВ2 СН, СВ СН на Вакуумный | 929,7 | 15,7 | 799,4 |

Объекты, не вошедшие полностью в программу развития

| Название | Затраты на эксплуатацию, тыс. руб | Ущерб от недоотпуска ЭЭ, тыс. руб |
|----------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

Рис. 6. Скриншот программы по формированию окончательных альтернатив развития СЭС района

Приоритетная альтернатива развития СЭС Центрального района

| Подстанции | Результаты по замене оборудования | | | | | |
|-------------------|-----------------------------------|------|-------------------------|-------|----------------|-------|
| | Выключатели ВН | | Выключатели СН и/или НН | | Трансформаторы | |
| ПС«Юго-Восточная» | элегазовые | 3шт. | вакуумные | 6 шт. | 40 МВА | 2 шт. |
| ПС «Степановская» | вакуумные | 3шт. | вакуумные | 3 шт. | 10 МВА | 2 шт. |
| ПС «Сельская» | элегазовые | 3шт. | вакуумные | 6 шт. | 25 МВА | 2 шт. |
| ПС «Степная» | - | - | - | - | 40 МВА | 1 шт. |

В качестве ограничения рассматривался объем инвестиционной программы, составляющий 700 млн руб. Сформированная приоритетная альтернатива включила в себя все рассматриваемые объекты СЭС Центрального района Оренбургской области.

Полученные результаты не противоречат предложениям для развития СЭС Центрального района, указанным в «Комплексной программе развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Оренбургской области на период 2018-2022 гг.», а также в «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Оренбургской области на 2019–2023 гг.».

Разработанный алгоритм принятия решения по развитию СЭС района области универсален. Для применения алгоритма в других регионах требуется введение в базу данных региональных коэффициентов для расчета технико-экономических параметров альтернатив каждого объекта СЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана математическая модель выбора приоритетной альтернативы развития СЭС района, представленная в виде системы уравнений условной оптимизации, включающая в себя: целевую функцию – минимизация затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную

программу; ограничение – финансовый объем инвестиционной программы.

2. Процесс выбора приоритетной альтернативы развития СЭС района на глобальном уровне предложено осуществлять посредством интеграции алгоритма построения дерева решений и алгоритма решения оптимизационной задачи, которая реализует: формирование предварительных и окончательных альтернатив развития СЭС района в условиях ограничения объема инвестиционной программы; оценку альтернатив по критерию затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования; ранжирование альтернатив СЭС района по возрастанию значений целевой функции.

3. Разработанный алгоритм принятия решения по развитию СЭС района области был протестирован и апробирован. Полученные результаты согласуются со схемами и программами развития энергетики Оренбургской области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 19.04.2021)
2. A decision support system for planning and operation of maintenance and customer services in electric power distribution systems / C.H. Barriquello, V.J. Garcia, M.Schmitz, D. Bernardon, J.S. Fonini // System Reliability. 2017. Pp. 355-370. doi:10.5772/intechopen.69721

3. Asaleye D.A., Breen M., Murphy M.D. A Decision Support Tool for Building Integrated Renewable Energy Microgrids Connected to a Smart Grid // *Energies*. 2017. Vol. 10. 1765. doi:10.3390/en10111765
4. Design of investment management optimization system for power grid companies under new electricity reform / C. Yang, Z. Su, X. Wang, Y. Liu, Y. Qi // *AIP Conference Proceedings*. 2017. Vol. 1820. Iss. 1. 040007. doi: 10.1063/1.4977279
5. A decision support system for electricity distribution network refurbishment projects / G.J. Oatley, B. Ramsay, A. McPherson, R. Eastwood, C.S. Ozveren // *3rd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 95)*. 1995. Pp. 113-118. doi: 10.1049/cp:19951204
6. Fuzzy neural networks' application for substation integral state assessment / A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, S.E. Kokin, S.A. Eroshenko // *WIT Transactions on Ecology and the Environment*. 2014. Vol. 190. Pp. 599-605. doi: 10.2495/EQ140581
7. Khal'yasmaa A.I., Dmitriev S.A., Kokin S.E. An automated system for taking decisions to assess the actual state of electrical equipment // *Power technology and Engineering*. 2016. Vol. 49. Pp. 389-392. doi:10.1007/S10749-016-0634-6
8. Andervazh M-R., Javadi S., Hosseini Aliabadi M. Decision support system for multicriteria reconfiguration of power distribution systems using CSO and efficient graph traversal and repository management techniques // *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2018. Iss. 8. 2579. doi:10.1002/ETEP.2579
9. Application of decision support system to three gorges cascade hydropower station / J. Liao, L. He, X. Yuan, H. Li // *Second International Conference on Genetic and Evolutionary Computing*. IEEE, 2008. Pp. 500-503. doi:10.1109/WGEC.2008.80
10. Бердин А.С., Семенова Л.А. Интеграция техноценологического подхода и теории нечетких множеств в задачах оптимизации систем электроснабжения // *Известия вузов. Проблемы энергетики*. 2010. №3-4. С. 151-156.
11. Лещинская Т.Б., Глазунов А.А., Шведов Г.В. Алгоритм решения многокритериальных задач оптимизации с неопределенной информацией на примере выбора оптимальной мощности глубокого ввода высокого напряжения // *Электричество*. 2004. № 10. С. 8-14.
12. Semenova N.G., Chernova A.D., Vlatskaya L.A. Decision-making algorithm for the development of the district of electrical grids // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 1089. Pp.1-10. doi:10.1088/1757-899X/1089/1/012012
13. Семёнова Н.Г., Чернова А.Д. Математические модели частных критериев и их программная реализация в оценке принимаемого решения по развитию системы электроснабжения промышленного района города // *Интеллект. Инновации. Инвестиции*. 2016. № 4. С. 94-99.
14. Семёнова Н.Г., Чернова А.Д. Выбор предпочтительного решения по развитию электрических сетей на основе нейросетевых технологий // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика»*. 2018. Т. 18, № 3. С. 38-45. doi: 10.14529/power180305
15. Семёнова Н.Г., Чернова А.Д. Алгоритм принятия решения по развитию объекта систем электроснабжения // *Электротехнические системы и комплексы*, 2021. № 2. С. 12-18. doi: 10.18503/2311-8318-2021-2(51)-12-18
16. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26.07.2017 № 676. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722/> (дата обращения 19.04.2021)
17. О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга показателей: постановление Правительства РФ от 19.12.2016 № 1401. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_209223/ (дата обращения 19.04.2021)
18. Елманова Н. Построение деревьев решений // *КомпьютерПресс*. 2009. № 12. С. 12-15.
19. Semenova N.G., Chernova A.D. The selection of a priority package of measures for technical reequipment and reconstruction of the district of electrical grids // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020. Vol. 791. 012035. doi:10.1088/1757-899X/791/1/012035
20. Яшура А.И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования. Москва: НИЦ ЭНАС, 2006. 360 с.
21. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Автоматизация контроля // *Энергонабзор*. 2010. № 10(19). С. 52-54.
22. Костин В.Н. Оптимизационные задачи в электроэнергетике: учеб. пособие. СПб.: СЗТУ, 2003. 120 с.
23. Свидетельство о гос. регистрации прог. для ЭВМ №2019619171 «Система поддержки принятия решения по развитию района электрических сетей»/ Чернова А.Д.; правообладатель Чернова А.Д.; заявл. 15.07.2019; опубл. 31.07.2019.

Поступила в редакцию 12 апреля 2021 г.

INFORMATION IN ENGLISH

DECISION-MAKING ALGORITHM FOR THE DEVELOPMENT OF POWER SUPPLY SYSTEMS IN THE REGIONAL DISTRICT

Natalya G. Semenova

Doctor of Education, Ph.D. (Engineering), Professor, Department of Automated Electric Drive, Electromechanics and Electrical Engineering, Orenburg State University, Orenburg, Russia. E-mail: ng_sem@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6539-4616>

Anastasiya D. Chernova

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Department of Electric Power and Heat Power Engineering, Orenburg State University, Orenburg, Russia. E-mail: Fiara@inbox.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5123-9220>

One of the main fields of digitalization in the electric power industry is the development and implementation of automated decision support systems for the power supply systems (PSS) operation and development. In this regard, the purpose of the work is to develop an algorithm for the decision-making process for the development of the district PSS under financial constraints. In the paper, the district PSS is understood as a set of technologically interconnected PSS objects located on the same territory and serviced by one structural unit, and the PSS object is a set of substations and power lines feeding them. It is proposed to implement the decision-making process for the development of the district PSS by integrating the algorithm for building a decision tree and the algorithm for solving an optimization problem. Based on the classical structure of the decision-making process, three stages are identified: the formation of alternatives; the evaluation of alternatives; choosing the best alternative. The formation of alternatives for the development of the district PSS is carried out from the preferred alternatives for the PSS objects development by means of an algorithm for constructing a decision tree and traversing it in a direct order with a deep search, taking into account the financial constraints of the investment program. To evaluate and select the best alternative to the development of the district PSS, a mathematical model of the optimization problem has been developed, which is a system of equations: the equations of the objective function-minimizing the costs of repair and damage in case of equipment failure that is not included in the investment program; equations for limiting the financial volume of the investment program. The developed algorithm is software-implemented in the C# programming language, the test results are consistent with the energy development programs of the Orenburg region. The obtained results can be used by the services (departments) of technical re-equipment and PSS reconstruction.

Keywords: power supply system, alternative development, decision-making.

REFERENCES

1. Order of the Government of the Russian Federation of 13.11.2009 No. 1715-r "On the Energy Strategy of Russia for the period up to 2030". Available at: <http://www.consultant.ru> (in Russian)
2. Barriquello C.H., Garcia V.J., Schmitz M., Bernardon D., Fonini J.S. A Decision Support System for Planning and Operation of Maintenance and Customer Services in Electric Power Distribution Systems, System Reliability, Constantin Volosencu, IntechOpen. doi: 10.5772/intechopen.69721. Available at: <https://www.intechopen.com/chapters/56062>
3. Asaleye D. A., Breen M., Murphy M. D. A Decision Support Tool for Building Integrated Renewable Energy Microgrids Connected to a Smart Grid. *Energies*. 2017, vol. 10, pp. 1765. doi: 10.3390/en10111765
4. Yang C., Su Z., Wang X., Liu Y., Qi Y. Design of investment management optimization system for power grid companies under new electricity reform. *AIP Conference Proceedings*. 2017, vol. 1820, no. 1. doi: 10.1063/1.4977279
5. Oatley G.J., Ramsay B., McPherson A., Eastwood R., Ozveren C.S. A decision support system for electricity distribution network refurbishment projects. 3rd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 95). *IET Conference Proceedings*, 1995, pp. 113-118. doi: 10.1049/cp:19951204
6. Khalyasmaa A.I., Dmitriev S.A., Kokin S.E., Eroshenko S.A. Fuzzy neural networks' application for substation integral state assessment. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*. 2014, vol. 190, pp. 599-605. doi: 10.2495/EQ140581
7. Khal'yasmaa A.I., Dmitriev S.A., Kokin S.E. An automated system for taking decisions to assess the actual state of electrical equipment. *Power technology and Engineering*. 2016, vol. 49, pp. 389-392. doi:10.1007/S10749-016-0634-6
8. Andervazh M-R, Javadi S, Hosseini Aliabadi M. Decision support system for multicriteria reconfiguration of power distribution systems using CSO and efficient graph traversal and repository management techniques. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2018. 2579. doi: 10.1002/ETEP.2579
9. Liao J., He L., Yuan X., Li H. Application of decision support system to three gorges cascade hydropower station. 2008 Second International Conference on Genetic and Evolutionary Computing, IEEE, 2008, vol. 2, pp. 500-503. doi:10.1109/WGEC.2008.80
10. Berdin A. S., Semenova L. A. Integration of the technocological approach and the fuzzy sets theory in the problems of power supply system optimization. *Izvestiya Vuzov. Problemy energetiki* [Power engineering: research, equipment, technology], 2010, vol 3-4, pp. 151-156. (in Russian)
11. Leshchinskaya T.B., Glazunov A.A., Shvedov G.V. Algorithm for solving multicriteria optimization problems with uncertain information on the example of choosing the optimal power of high-voltage deep input. *Elektrichestvo* [Electricity], 2004, vol. 10, pp. 8-14. (in Russian)
12. Semenova N.G., Chernova A.D., Vlatskaya L.A. Decision-making algorithm for the development of the district of electrical grids. *Materials Science and Engineering, V International Scientific and Technical Conference "Energy Systems" (ICES 2020)*. IOP Conference Series, 2021, vol. 1089, pp. 1-10. doi: 10.1088/1757-899X/1089/1/012012
13. Semenova N.G., Chernova A.D. Mathematical models of particular criteria and their software implementation in the evaluation of the decision to develop the power supply system of the Industrial district of the city. *Intellekt. Innovatsii. Investitsii* [Intellect. Innovation. Investments], 2016, vol. 4, pp. 94-99. (in Russian)
14. Semenova N.G., Chernova A.D. Selecting the Preferred Solution on Development of Electrical Supply System Based on Technology of Neural Networks. *Vestnik Y-UGU Seriya: Energetika* [Bulletin of the South Ural State University. Series "Power Engineering"], 2018, vol. 18, no. 3, pp. 38-45. (in Russian). doi: 10.14529/power180305
15. Semenova N.G., Chernova A.D. Decision-making algorithm for electric power supply object development. *Elektrotechnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical systems and complexes], 2021, no. 2. (in Russian). doi: 10.18503/2311-8318-2021-2(51)-12-18
16. On approval of the methodology for assessing the technical condition of the main technological equipment and power transmission lines of electric stations and electric networks. Order of the RF Ministry of Energy dated 26.07.2017 no. 676. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722/> (in Russian) (accessed 19 April 2021)
17. On the comprehensive determination of indicators of the technical and economic condition of electric power facilities, including indicators of physical wear and energy efficiency of electric grid facilities, and on the monitoring of indicators: Decree of the Government of the Russian Federation dated 19.12.2016 no. 1401. Available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_209223. (in Russian) (accessed 19 April 2021)
18. Elmanova, N. Decision tree development. *Komp'yuter Press*. [ComputerPress], 2009, vol. 12, p. 12-15. (in Russian)
19. Semenova N.G., Chernova A.D. The selection of a priority package of measures for technical reequipment and reconstruction of the district of electrical grids. *IV International Scientific and Technical Conference "Energy Systems"*. IOP Conference Series, 2020, vol. 791, pp. 1-10. doi: 10.1088/1757-899X/791/1/012035

20. Yashchura A.I. *Sistema tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta obshchepromyshlennogo oborudovaniya* [System of maintenance and repair of general industrial equipment]. Moscow, NTs ENAS, 2006, 360 p. (in Russian)
21. Nazarychev A.N., Andreev D.A. Automation of control. *Energ nadzor* [Electric Inspection Service], 2010, vol. 10(19), pp. 52-54. (in Russian)
22. Kostin V.N. *Optimizatsionnyye zadachi v elektroenergetike* [Optimization tasks in electric power engineering]. Saint Petersburg, SZTU, 2003, 120 p. (in Russian)
23. Chernova A.D. *Sistema podderzhki priyatiya resheniya po razvitiyu rajona elektricheskikh setej* [Decision-making support system for the development of the electric grid region]. Computer program RF, no. 2019660150, 2019.

Семенова Н.Г., Чернова А.Д. Процесс принятия решения по развитию систем электроснабжения района области // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 3(52). С. 4-11. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-4-11](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-4-11)

Semenova N.G., Chernova A.D. Decision-Making Algorithm for the Development of Power Supply Systems in the Regional District. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 4-11. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-4-11](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-4-11)