

НАЦИОНАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ об утверждении Технических норм для распределительных электрических сетей

№ 267 от 20.11.2007

Мониторул Официал N 188-191/695 от 07.12.2007

* * *

На основании статьи 5 абзаца (1) и статьи 7 лит.g) Закона об электроэнергии № 137-XIV от 17.09.1998 г. (Официальный монитор Республики Молдова 1998 г., № 111-113, ст.681), в целях установления и продвижения правил и требований технического характера для надежной, устойчивой и экономически эффективной работы распределительных сетей Административный совет Национального агентства по регулированию в энергетике

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Технические нормы для распределительных электрических сетей, изложенные в приложении, как составной части постановления.
2. Обладатели лицензий на распределение электрической энергии в процессе своей деятельности должны подчиняться правилам и установленным требованиям Технических норм, указанных в пункте 1.
3. Контроль за соблюдением настоящего постановления возложить на управление регулирования и лицензирования.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР НАЦИОНАЛЬНОГО
АГЕНТСТВА ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Виталие ЮРКУ

Директор
Директор

Николае Трибой
Анатол Бурлаков

Кишинэу, 20 ноября 2007 г.
№ 267.

ТЕХНИЧЕСКИЕ НОРМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

I. ВВЕДЕНИЕ

1. Технические нормы распределительных электрических сетей (далее – нормы) разработаны в соответствии с Постановлением Правительства об утверждении Положения о Национальном агентстве по регулированию в энергетике и его бюджете № 574 от 21 июня 1999 (Официальный монитор Республики Молдова, 1999, № 67-69, ст.611) и другими техническими нормативными актами.
2. Нормы представляют собой технический нормативный акт, который является частью системы регулирования работы рынка электрической энергии.

Цель

3. Целью норм является продвижение, и обеспечение соблюдения минимальных правил и требований технического характера в целях надежной, устойчивой и экономически эффективной работы распределительных электрических сетей, на благо всех пользователей.

4. Нормы направлены на установление:

- а) набора технических норм для обеспечения недискриминационного доступа к распределительным электрическим сетям;
- б) ответственности и обязанностей предприятий распределительных сетей за реализацию норм;
- в) технических требований к присоединению к распределительным электрическим сетям;
- г) требований к развитию распределительных электрических сетей;
- д) точек сопряжения и информационных потоков между предприятиями распределительных сетей и системным оператором.

Полномочия и компетенции

5. Предприятия распределительных сетей несут ответственность за техническое состояние распределительных электрических сетей, обеспечивая согласно закону недискриминационный доступ любого заявителя к распределительным электрическим сетям, выполняет технические требования, предусмотренные нормами.

6. В соответствии с настоящими нормами, предприятия распределительных сетей осуществляют следующую специфическую деятельность:

- а) проектирование, планирование, модернизация и развитие (расширение) распределительных электрических сетей (РЭС);
- б) эксплуатация и обеспечение технического обслуживания РЭС;
- в) оперативное управление распределительными электрическими сетями в отношениях с системным оператором;
- г) осуществление другой деятельности в области электрической энергии в соответствии с условиями лицензии;
- д) обеспечение доступа пользователей к РЭС.

В отношениях предприятий распределительных сетей с пользователями распределительных электрических сетей нормы определяют технические требования к присоединению к РЭС, встречные обязанности и ответственность с технической точки зрения, вытекающие из пользования РЭС на протяжении срока действия договора.

7. Каждое предприятие распределительных сетей имеет право требовать от агентства актуализацию, изменение и расширение положений настоящих норм.

8. Агентство является администратором норм. В этом качестве агентство отслеживает и контролирует применение положений норм предприятиями распределительных сетей и пользователями РЭС, а также инициирует актуализацию норм, когда это необходимо.

9. Предприятия распределительных сетей вправе и обязаны требовать от пользователей распределительных электрических сетей соблюдения положений настоящих норм.

10. Предприятия распределительных сетей вправе и обязаны проверять и следить за тем, чтобы потоки информации соответствовали положениям норм.

Смежные положения

- а) Правила устройства электроустановок;
- б) Положение об измерении электрической энергии в коммерческих целях, утвержденное Административным советом Национального агентства по регулированию в энергетике № 211 от 14 апреля 2006 года (Официальный монитор Республики Молдова, 2006, № 102-105, ст.369);
- в) Правила рынка электрической энергии, утвержденные Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 75 от 12 декабря 2002 года (Официальный монитор Республики Молдова, 2003, № 30-34, ст.115);

d) Правила охраны электрических сетей, утвержденные Постановлением Правительства № 514 от 23 апреля 2002 года (Официальный монитор Республики Молдова, 2002, № 59-61, ст.603);

e) Положение о поставке и использовании электрической энергии, утвержденное Постановлением Правительства № 1194 от 22 ноября 2005 года (Официальный монитор Республики Молдова, 2005, № 168-171, ст.1367);

f) Положение о расширении распределительных электрических сетей, утвержденное Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 93 от 19 мая 2003 года (Официальный монитор Республики Молдова, 2003, № 215-217, ст.291);

g) Положение о показателях качества услуг по поставке электрической энергии по регулируемым тарифам, утвержденное Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 90 от 13 марта 2003 года (Официальный монитор Республики Молдова, 2003, № 215-217, ст.290);

h) Положение о функционировании параллельно с электроэнергетической системой электрических станций, предназначенных для внутреннего пользования, утвержденное Постановлением Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 227 от 29 ноября 2006 года (Официальный монитор Республики Молдова, 2006, № 199-202, ст.702).

II. ТЕРМИНОЛОГИЯ

Основные понятия

Доступ к сети: право экономических агентов, которые производят и поставляют электрическую энергию, а также потребителей электрической энергии на присоединение установок и предоставление им в рамках закона услуг по распределению электрической энергии.

Самостоятельный производитель электрической энергии: экономический агент, в собственности которого находится электростанция внутреннего пользования мощностью до 20 МВт. Самостоятельный производитель может на договорной основе поставлять избыток электрической энергии в сеть электропередачи или в распределительную сеть, и в случае необходимости может также на договорной основе получать электрическую энергию.

Агентство: Национальное агентство по регулированию в энергетике (ANRE)

Полномочия оперативного управления: совокупность полномочий, которыми наделен какой-либо уровень диспетчерского управления, по осуществлению оперативного управления.

Пропускная способность распределительной сети: максимальная загрузка в условиях расчета и работы РЭС, с соблюдением параметров качества электрической энергии в пунктах разграничения.

Оперативное регулирование РЭС: составляющая диспетчерского управления РЭС, состоящая в иерархизированном управлении в режиме реального времени, предприятием распределительных сетей в отношении действий с оборудованием и установками в рамках РЭС с целью их координации и поддержания РЭС в нормальном рабочем состоянии.

Диспетчерское управление РЭС: специфическая техническая деятельность в рамках электроэнергетического сектора, осуществляемая специализированными подразделениями, которые имеют властные полномочия над пользователями РЭС, в целях координированной эксплуатации входящих в РЭС установок и оборудования и требующая единого управления.

Технологический расход: объем электрической энергии, безвозвратно и неминуемо потребляемой в распределительной сети для трансформации и передачи электрической энергии потребителям, в процентном соотношении от полного объема электрической энергии, вошедшей в распределительную сеть в течение определенного периода времени.

Критерий (n-1): Критерий расчета и проверки электроэнергетической системы, который соблюдается, если в результате простого повреждения:

- не возникают перерывы в подаче электрической энергии потребителям;
- система сохраняет единый характер;
- не происходит отключение другого оборудования;
- электроэнергетическая система переходит в стационарный режим с нормальными рабочими параметрами;
- не нанесен ущерб заключенным контрактам и договоренностям в отношении передачи мощности через РЭС.

Для РЭС критерий (n-1) считается соблюденным, если весь объем потребления в какой-либо зоне может быть обеспечен в условиях выхода из строя одного элемента сети (простое повреждение), не выходя за пределы параметров нормального рабочего функционирования.

Решение о разграничении полномочий оперативного управления установками: документ, устанавливающий полномочия оперативного управления установками и методы реализации данных полномочий.

Неисправность: аварийное событие, которое ведет к нарушению поставки электрической энергии потребителям, питающимся от сети низкого напряжения (до 1 кВ).

Простое повреждение: выход из строя в результате нарушения в работе одного элемента электроэнергетической системы (ЭЭС), который может быть линией, трансформаторной ячейкой на электрической подстанции, генерирующим блоком или концентрированным потребителем, при правильном срабатывании защит и автоматики в ЭЭС.

Диспетчер распределения: уровень диспетчерского управления, который на основании своих полномочий осуществляет оперативное планирование и оперативное программирование, обеспечивает полномочия оперативного управления и оперативного регулирования оборудованием и установками распределительных электрических сетей в соответствии с приказом о разграничении полномочий оперативного управления установками.

Диспетчеризация: управление ЭЭС с учетом программирования и соблюдения технических условий надежности и качества работы ЭЭС.

Блок (генерирующий): совокупность роторных машин, предназначенных для преобразования энергии из одной формы в электрическую энергию.

Диспетчеризируемый блок: генерирующий блок, который может быть запрограммирован на рынке электроэнергии, мощность которого соответствует следующим категориям:

- гидроэнергетические генерирующие блоки мощностью более 10 МВт;
- тепловые электрические генерирующие блоки мощностью более 20 МВт.

Авария: случайная неисправность, которая появляется в установках по производству электрической и тепловой энергии, в передающих и распределительных электрических сетях напряжением более 1 кВ, которая выражается в изменении предыдущего состояния функциональных агрегатов, отклонении их рабочих параметров от пределов, предусмотренных нормами или контрактами, или в сокращении электрической мощности, произведенной станцией или энергетическими блоками, независимо от ее влияния на потребителей и независимо от момента возникновения.

Техническое обслуживание: совокупность всех технических и организационных мероприятий в отношении к установкам и их составным частям в целях поддержания или восстановления их способности выполнять функции, для которых они были спроектированы и установлены.

Уровень надежности: способность РЭС обеспечивать непрерывность подачи электрической энергии потребителям, характеризующаяся показателями (средние или

максимальные, соответствующие определенному уровню риска), определенными в точках разграничения.

Технические нормы распределительных электрических сетей: совокупность регулирующих положений технического характера, посредством которых устанавливаются обязательные правила и процедуры для всех участников рынка электроэнергии, для планирования, проектирования, развития, эксплуатации, администрирования и обслуживания распределительных электрических сетей.

Технические нормы передающих электросетей: совокупность регулирующих положений технического характера, посредством которых устанавливаются обязательные правила и процедуры для всех участников рынка электроэнергии, для планирования, проектирования, развития, эксплуатации, администрирования и обслуживания передающих электросетей.

Энергетический объект: совокупность установок, сооружений и прилегающего оборудования, которая спроектирована для производства/потребления, передачи и/или распределения электрической энергии.

Нормальные параметры функционирования РЭС: параметры, которые одновременно соблюдают все предельные значения длительного функционирования, продиктованные параметрами качества услуг по поставке (распределению) электрической энергии.

Возмущение: изменение внешнего или внутреннего происхождения, которое появляется в каком-либо оборудовании или в электроэнергетической системе и влияет на нормальное рабочее состояние.

Существенные возмущения: короткие замыкания, отключения линий, трансформаторов или генерирующих блоков, которые вызывают существенные отклонения рабочих параметров НЭЭС.

Коммерческие потери электроэнергии: потери электрической энергии не технического происхождения.

Оперативное планирование РЭС: деятельность, состоящая в планировании распределительным оператором нормальной рабочей схемы РЭС на разные периоды времени (месяц, год и так далее) и метода балансирования мощности и электроэнергии с соблюдением стандарта качества услуги по распределению электрической энергии.

План защиты ЭЭС от существенных возмущений: технические и организационные меры, направленные на воспрепятствование распространению возмущений в ЭЭС и ограничению их последствий.

План восстановления работы ЭЭС после частичной или полной потери напряжения: процедура возврата в нормальное рабочее состояние после частичного или полного прекращения подачи электрической энергии.

Оперативное программирование: деятельность распределительного предприятия по программированию рабочей схемы РЭС и метода приведения в равновесие баланса производство – потребление на предельный период не более чем в одну неделю с соблюдением стандарта качества услуги по распределению электрической энергии.

Установленная мощность: номинальная активная мощность электрического оборудования и приемников, указанная в технической документации завода-изготовителя.

Режим ограничения: условия, в которых налагается принудительное ограничение до определенных пределов мощности и электроэнергии, потребляемой потребителями в целях поддержания допустимых рабочих параметров электроэнергетической системы.

SCADA: информационная система диспетчерского управления и сбора данных технологического процесса/установки.

Нормальная рабочая схема: электрическая схема соединения устройств и первичного оборудования какой-либо установки, сети или электроэнергетической системы, включая состояние соответствующих релейных защит и автоматики в системе,

утвержденная системным оператором на определенный период времени. Нормальная рабочая схема является результатом деятельности по оперативному планированию.

Технологические системные услуги: услуги, обеспечиваемые, как правило производителями по требованию системного оператора в целях поддержания уровня надежности работы электроэнергетической системы, а также качества транспортируемой электроэнергии на уровне параметров, требуемых действующими нормами.

Услуга по распределению электроэнергии: услуга, состоящая в эксплуатации, обслуживании и развитии распределительной сети с целью передачи электрической энергии от электростанций/передающей электросети/других распределителей к потребителям в соответствии с заключенными контрактами при соответствующих условиях надежности и качества.

Оперативное подчинение: отношения подчиненности, установленные с оперативной точки зрения между диспетчерскими уровнями, а также между диспетчерскими уровнями и персоналом оперативного обслуживания на электростанциях и подстанциях при осуществлении полномочий оперативного управления установками и оборудованием, включенными в решение о разграничении полномочий оперативного управления установками.

Диспетчерский уровень: оперативный орган, который посредством своих полномочий осуществляет диспетчерское управление, обеспечивая полномочия оперативного управления и оперативного регулирования оборудованием и установками в НЭЭС.

Пользователь РЭС: любое юридическое или физическое лицо, установки которого присоединены к РЭС, и которому оказывается услуга по распределению электрической энергии.

III. УСЛУГА ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ

11. Распределительные предприятия оказывают услугу по распределению электрической энергии на недискриминационной основе всем пользователям РЭС.

12. Распределительные предприятия осуществляют следующую деятельность:

a) управление, эксплуатация, обслуживание, модернизация и развитие (расширение) РЭС (линий, трансформаторных подстанций, точек питания, трансформаторных пунктов, установок защиты и автоматики и так далее);

b) оказание услуги по распределению электрической энергии всем пользователям РЭС в соответствии с заключенными контрактами;

c) обеспечение транзита электрической энергии через свои распределительные электрические сети;

d) выполнение работ по развитию распределительных электрических сетей путем:

- программирования оптимального развития РЭС на основе перспективных исследований, посредством консультирования, по необходимости, с транспортным предприятием;

- специфических программ по модернизации установок в рамках РЭС;

e) диспетчеризация электроэнергии в рамках обслуживаемой зоны в соответствии с условиями лицензии на распределение;

f) обеспечение доступа и определение технических условий по присоединению для пользователей РЭС;

g) выполнение работ по присоединению к РЭС;

h) реализация, модернизация, развитие, периодическая проверка и обслуживание систем учета в соответствии с действующими положениями;

i) реализация, эксплуатация, модернизация и развитие систем защиты и автоматики в РЭС, согласованных с соответствующими системами СЭП;

j) реализация, обслуживание, модернизация и развитие собственной инфраструктуры информатики и телекоммуникаций;

к) реализация, обслуживание, модернизация и развитие в зоне, определенной в лицензии, централизованной системы SCADA и информационных систем сопряжения с местными системами SCADA, которые обеспечивают оперативный контроль и управление РЭС, согласованный и с требованиями системного оператора;

л) мониторинг и оценка надежности функционирования установок РЭС.

13. Распределительные предприятия несут ответственность за администрирование технической документации и норм, регулирующих порядок проектирования, функционирования, обслуживания и развития установок, составляющих РЭС. В этом контексте распределительные предприятия периодически пересматривают данные нормы и, в случае необходимости, вносят агентству предложения по их пересмотру.

14. Распределительные предприятия несут ответственность за администрирование информации, необходимой для работы и развития распределительных электрических сетей.

15. Распределительные предприятия информируют системного оператора о программе вывода в ремонт и работ по техническому обслуживанию, запланированных в закольцованных установках 110 кВ, с целью получения необходимых разрешений со стороны системного оператора.

16. Распределительные предприятия обеспечивают систему связи для получения информации и предоставления консультаций и информации о любой проблеме или аварии, которые влияют или могут повлиять на надежность, готовность и/или другие показатели, являющиеся частью стандарта качества услуги по распределению электрической энергии.

17. Технологический расход электрической энергии в РЭС (технические потери и относимые коммерческие потери) покрывается распределительными предприятиями.

18. Распределительные предприятия управляют электрической энергией для покрытия технологического расхода электрической энергии в РЭС.

IV. ИЗМЕРЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

19. Измерение электрической энергии осуществляется производителем, собственником электрической станции, транспортным предприятием в отношении с распределительным предприятием, а также и распределительным предприятием в отношении с пользователями.

20. Распределительное предприятие вправе установить контрольные счетчики электрической энергии для определения объемов электрической энергии, поступившей в ее распределительную сеть. С согласия производителя (собственника электрической станции) или транспортного предприятия/оператора системы распределительное предприятие вправе установить контрольные счетчики электрической энергии и в других точках учета потоков электрической энергии.

21. Для осуществления деятельности по измерению распределительное предприятие обязано:

а) обеспечивать в соответствии с законодательством оснащение всех точек учета, находящихся в его ответственности, легализованными, адекватными, метрологически поверенными средствами учета;

б) обеспечивать конфигурирование, установку, периодическую метрологическую поверку и эксплуатацию средств учета в соответствии с законодательством;

в) обеспечивать измерение всех необходимых параметров в зависимости от категории точек учета, находящихся в его ответственности;

г) обеспечивать работу средств учета в классе точности, указанном для категории, для которой они были разработаны;

е) обеспечивать соблюдение требований защиты так, как они были определены для каждой точки учета.

22. Электронные и индукционные счетчики электрической энергии должны быть узаконены и метрологически поверены в порядке, установленном Национальной системой метрологии (включены в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в Республике Молдова), а технические характеристики электронных счетчиков должны соответствовать требованиям действующих стандартов.

23. Трансформаторы тока и напряжения, с помощью которых присоединяются электронные и индукционные счетчики электрической энергии, должны быть легализованы и метрологически поверены в порядке, установленном Национальной системой метрологии (включены в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в Республике Молдова), а технические характеристики трансформаторов тока и напряжения должны соответствовать требованиям действующих стандартов.

24. Подробные технические требования и требования защиты, а также другие положения в отношении эксплуатации средств учета, приведены в Положении об измерении электрической энергии в коммерческих целях.

V. УСЛОВИЯ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

25. Распределительное предприятие обязано обеспечить регламентированный доступ к распределительным электрическим сетям.

26. Подробные мероприятия, полномочия и ответственность за присоединение пользователей к РЭС регулируются Положением о поставке и использовании электрической энергии.

Технические требования к присоединению к РЭС

27. Технические требования к специфическому присоединению:

а) технические условия, обеспеченные распределительным предприятием в точках разграничения в соответствии с Положением об измерении электрической энергии в коммерческих целях;

б) технические условия по присоединению, проектированию и функционированию для пользователей, присоединенных к РЭС, или для будущих пользователей РЭС.

28. Оборудование и аппаратура установок присоединения пользователей к РЭС должны соответствовать действующим техническим нормам.

29. Соединения между установками пользователей и РЭС должны контролироваться посредством выключателей, способных отключать максимальный ток короткого замыкания в точке присоединения и не вызывать коммутационное сверхнапряжение, выходящее за пределы действующих технических норм.

30. Анализ определения величин при коротком замыкании и номинального тока первичного коммутационного оборудования осуществляется распределительным предприятием по каждому присоединению.

31. Защита установок в точках их разграничения должна соответствовать минимальным требованиям, сокращая до минимума воздействие аварий в установках пользователей на РЭС.

32. В целях защиты установок в рамках РЭС распределительные предприятия определяют время устранения неисправностей посредством основной и резервной защиты для пользователей РЭС, для установок сопряжения с РЭС.

33. Минимальные технические условия для заземления установок должны соответствовать техническим требованиям, предусмотренным действующими нормами и согласованным с методом присоединения к нейтрали в соответствующей зоне.

Технические требования к пользователям РЭС

Недиспетчеризируемые электростанции

34. Каждый генератор должен быть в состоянии поставлять номинальную активную мощность при частоте ЭЭС в диапазоне между 49,6 и 50,4 Гц.

35. Каждый генератор, присоединенный к РЭС, должен быть в состоянии производить одновременно активную и реактивную мощность в диапазоне частот 49,6 – 50,4 Гц для всей гаммы напряжений в диапазоне $(90 \div 110)\%$ от номинального напряжения соответствующей сети.

36. Генератор должен быть оснащен оборудованием для обеспечения автоматического отключения РЭС в случае нарушения устойчивости.

37. Точка присоединения между генератором и распределительной сетью определяется по обоюдному соглашению, и указывается в уведомлении о присоединении, выданном распределительным предприятием.

38. В случае, когда на какой-либо электростанции питание собственных нужд обеспечивается посредством трансформатора, подключенного к другой точке присоединения, нежели та, к которой присоединены генерирующие блоки/генератор электростанции, данный производитель будет считаться в соответствии с действующими положениями потребителем в соответствующем месте потребления.

39. Обмотки высшего напряжения трехфазных трансформаторов, подключенных к РЭС на уровне номинального напряжения 110 кВ, должны быть соединены в звезду с доступной нейтралью или глухо заземленной нейтралью.

40. Группа соединений трансформаторов, присоединенных к РЭС, будет указана распределительным предприятием, к установкам которого выполняется присоединение, в уведомлении о присоединении в зависимости от его нужд или в соответствии с требованиями системного оператора.

41. При низкой частоте и/или напряжении каждое распределительное предприятие и правомочный потребитель обеспечат автоматическое отключение определенного объема потребления, установленного системным оператором. Распределительное предприятие распределяет данный объем потребления по установкам, присоединенным к РЭС. В уведомлении о присоединении распределительное предприятие указывает способ отключения потребления при низкой частоте и/или напряжении в рамках дискретных частей (в МВт), ассоциированных с настройкой отключающих реле.

42. Автоматическое отключение нагрузки (активной мощности) является составной частью плана защиты ЭЭС при существенных возмущениях и представляет собой меру обеспечения безопасности на благо всех участников ЭЭС.

43. Присоединяющиеся распределительные предприятия обязаны реализовать и поддерживать в работе установки, обеспечивающие автоматическое отключение нагрузки по критерию спада напряжения и частоты. Объем (мощность) по частям, настройки и логика приведения в действие определяются СО и распределены по установкам, присоединенным к РЭС распределительным предприятием совместно с системным оператором на базе плана защиты ЭЭС от существенных возмущений.

44. Распределительные предприятия реализуют и поддерживают в работе установки, обеспечивающие автоматическое отключение определенного объема потребления и по другим критериям. Объем (мощность) по частям, настройки и логика приведения в действие определяются СО и распределены по установкам, присоединенным к РЭС распределительным предприятием совместно с системным оператором на базе плана защиты ЭЭС от существенных возмущений.

45. Установки пользователей должны поддерживаться в условиях максимальной безопасности, предотвращая воздействие и аварии на установках распределительного предприятия.

46. Уровень возмущений, вызванных в РЭС приемниками пользователей (несимметрия, искажающий режим, мерцание и так далее), должен поддерживаться в рамках значений, указанных поставщиком, и в соответствии с условиями договоров.

47. Электроустановки пользователя, включая системы защит и автоматики, должны быть адекватными и постоянно координироваться с характеристиками электрических сетей распределительных предприятий.

48. В целях обеспечения управления и контроля установок в рамках ЭЭС, телекоммуникационные установки между пользователями РЭС и операторами РЭС и СЭП должны соответствовать действующим специфическим нормам. Детали в отношении присоединения к системе телекоммуникаций указываются в уведомлении о присоединении.

49. Системы измерения должны быть оснащены выходами для напряжения, тока, частоты, активной и реактивной мощности, а также коммутационным оборудованием, которое показывает состояние установок и тревожных сигналов, в целях обеспечения доступа и передачи данной информации в точку сопряжения с системой управления и сбора данных SCADA ЭЭС.

50. Установки управления и сбора данных в качестве систем сопряжения между пользователем РЭС и СЭП указываются в уведомлении о присоединении.

51. Пользователи обязаны привести свои входы данных в терминалах РЭС, соответственно и СЭП, в соответствие с точками, установленными совместно с распределительным и соответственно транспортным предприятием для того, чтобы способствовать обмену информации.

VI. ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

52. Планирование развития и модернизации распределительных электрических сетей в рамках электроэнергетической системы Республики Молдова осуществляется каждым распределительным предприятием.

53. На основе заключенных с пользователями контрактов, прогнозов потребления, консультирования в случае необходимости с транспортным предприятием, СО и любым другим обладателем лицензии, каждое распределительное предприятие планирует эффективное развитие и модернизацию РЭС, которыми владеет в соответствии с лицензией.

54. Перспективный план на средний срок (3 года) и соответственно его ежегодные обновления, представляется агентству для согласования и является общедоступным документом.

55. Развитие и модернизация распределительных электрических сетей определяется:

а) ростом потребления электрической энергии и превышением пропускной способности РЭС;

б) развитием, модернизацией и систематизацией городских и сельских населенных пунктов;

с) введением новых точек присоединения к РЭС или изменением существующих;

д) необходимостью улучшения показателей рабочих характеристик услуги по распределению.

56. Планирование развития РЭС должно обеспечить:

а) покрытие потребления электрической энергии при минимальных затратах в условиях надежности и предоставление публичной услуги по обеспечению доступа к РЭС;

б) согласование действий между распределительными операторами и остальными участниками рынка в отношении любой затребованной услуги, которая может иметь влияние на характеристики надежности НЭЭС или на присоединение пользователей к РЭС;

с) согласование действий распределительных предприятий с положениями перспективного плана транспортного предприятия на каждые 10 последовательных финансовых лет в отношении зональных возможностей для присоединения и пользования РЭС в зависимости от прогноза развития потребления и потребностях в новых установленных мощностях в целях эффективной работы в условиях надежности ЭЭС.

57. Деятельность по планированию развития РЭС направлена на достижение следующих целей:

а) обеспечить развитие РЭС таким образом, чтобы они были соответствующим образом рассчитаны для распределения электрической энергии, предусмотренной для транзита, и разработать план перспективного развития;

б) обеспечить надежную и безопасную работу РЭС и распределение электрической энергии на соответствующем уровне качества во всех узлах РЭС в соответствии со стандартом качества функционирования;

с) конкретизировать результаты деятельности по планированию развития РЭС путем:

I) инициации необходимых процедур для продвижения новых инвестиций в РЭС с эффективными результатами;

II) предоставление информации для разработки систем тарифов на распределение.

58. Разработка плана развития РЭС имеет в основе следующие исходные данные:

а) прогноз потребления на 3-летнюю перспективу, ежегодно предоставляемый поставщиками и независимыми потребителями (включая типовые графики нагрузок на характерные дни);

б) предложения от существующих производителей по производству электрической энергии (максимум на 10 лет);

с) предложения по производству и необходимые объемы потребления электрической энергии других существующих и будущих пользователей РЭС (максимум на 10 лет);

д) уровень надежности, который необходимо обеспечить в работе ЭЭС в целом и по каждому узлу согласно действующим нормам;

е) стратегия развития инфраструктуры системы телекоммуникаций.

59. Другие категории данных, необходимые для планирования развития РЭС, должны быть предоставлены всеми пользователями РЭС по специальному требованию распределительных предприятий.

60. Планирование развития РЭС осуществляется относительно планирования СЭП, сбалансированного сальдо-перетока для взаимосвязанной синхронной работы всех установок при номинальной частоте 50 Гц, и проверяется СО при взаимосвязанной синхронной работе с другими электроэнергетическими системами.

61. Планирование развития РЭС осуществляется с учетом надежного, устойчивого функционирования, с соблюдением стандарта качества работы для услуги по распределению электрической энергии и с применением следующих принципов:

а) использование располагаемой пропускной способности РЭС до ее экономического предела;

б) выбор максимально экономически эффективного варианта развития;

с) выполнение условий, предусмотренных стандартом качества работы для услуги по распределению;

д) обеспечение экономически эффективной работы распределительных электрических сетей в условиях изменения нагрузки;

е) соблюдение положений норм безопасности труда персонала, противопожарной безопасности, и законодательства по защите окружающей среды.

62. Планирование развития РЭС имеет в виду и предотвращение/ограничение влияния окружающей среды на РЭС, проявляющегося в основном посредством:

а) химического загрязнения, воздействия химических соединений/агентов, присутствующих в воздухе, воде, земле, или продуктов человеческой жизнедеятельности;

- b) агрессивность окружающей среды (влажность, чрезмерный иней, лед, засоленность, сильный ветер, вихревые потоки воздуха и так далее);
- c) природные катастрофы (землетрясения, наводнения, оползни);
- d) влияние других граничащих установок и несинхронных и/или асимметричных рабочих режимов промышленных потребителей;
- e) атмосферные разряды;
- f) отрицательные последствия воздействия некоторых асоциальных элементов/третьих лиц на электроустановки, выражающегося в краже материалов и оборудования из установок, а также в несанкционированном проникновении на установки.

63. Планирование развития РЭС осуществляется на основе исследования перспективного развития на средний срок до 3 лет и максимум на 10 лет соответствующей электрической сети с технико-экономическим обоснованием. Выбранные решения должны позволить развитие установок и после данного периода без существенных изменений с интеграцией основных элементов существующих сетей.

64. Проверка расчета РЭС выполняется в соответствии с действующими энергетическими техническими нормами, принимая во внимание следующие 4 критерия проектирования, а именно:

- a) экономический критерий;
- b) критерий длительной теплоустойчивости;
- c) критерий теплоустойчивости и динамической устойчивости при коротком замыкании;
- d) критерий допустимого перепада напряжения.

65. Экономический критерий принимает во внимание, как правило, минимизирование набора, затрат, приведенного к одному и тому же базовому году, набор, который включает в себя инвестиции, ежегодные расходы из-за потери мощности и энергии и последующие годовые эксплуатационные расходы, а также возможный ущерб.

66. Для расчета РЭС 110 кВ с возможностью работы в закольцованной схеме также используется критерий (n-1). Для линий, подающих электрическую энергию от электростанций в сеть на этом уровне напряжения электростанции принимаются с максимальной и минимальной рабочей мощностью. Для радиальных линий 110 кВ и установок СН резервирование будет определено по экономическим критериям.

67. В понимании статьи 66 Критерий (n-1) в РЭС выполнен, если:

- a) рабочие параметры РЭС соответствуют предельным параметрам рабочего напряжения и тока нагрузки таким образом, чтобы не нарушать безопасность работы или целостность оборудования соответственно не сокращая до неприемлемого уровня срок их службы;
- b) не возникают перерывы в питании пользователей РЭС, присоединенных к узлам 110 кВ;
- c) не происходят отключения других установок посредством устройств защиты оборудования, которое не подвержено прямому воздействию возмущений, включая в себе риск их распространения;
- d) не возникают изменения или перерывы в передаче мощности, предусмотренной долгосрочными соглашениями.

68. Планирование инвестиций в РЭС на короткий и средний срок будет осуществляться в приоритетном порядке в зависимости от срока окупаемости.

69. Исследования по планированию РЭС на длительный срок (10 лет) должны представлять решения по иерархизированному развитию на базе экономических критериев.

VII. ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЭС

70. Диспетчерское управление (администрирование) РЭС является специфической деятельностью в рамках электроэнергетического сектора, осуществляемой специализированными единицами (диспетчерские уровни), которые находятся во властно-полномочных отношениях с участниками рынка электрической энергии.

71. Целью диспетчерского управления РЭС является обеспечение их работы в условиях надежности, качества и экономичности, путем координированной эксплуатации установок и оборудования, составляющих РЭС, нуждающихся в едином управлении.

72. Диспетчерское управление ЭЭС осуществляется единообразно и организовано в виде иерархии на центральном, территориальном и местном уровнях.

73. Основные функции диспетчерского управления РЭС:

а) оперативное планирование работы РЭС;

б) оперативное управление на местном уровне РЭС в соответствии с решением о разграничении полномочий по оперативному управлению установками.

74. Уровень диспетчерского управления является оперативным органом, который посредством своих полномочий осуществляет диспетчерское управление, обеспечивая оперативное управление и оперативное регулирование оборудованием и установками РЭС в соответствии с решением о разграничении полномочий оперативного управления установками.

75. Диспетчерское управление основывается на специфических регулирующих положениях по организации и функционированию и применяется персоналом диспетчерских уровней и персоналом оперативного обслуживания на подстанциях, электростанциях и в установках потребителей.

76. Соблюдение специфических регулирующих положений в отношении назначения полномочий оперативного управления оборудованием и установками РЭС обязательно для всех участников ЭЭС.

77. Диспетчерское управление РЭС осуществляется через:

а) энергетических диспетчеров распределения (ЭДР);

б) местных энергетических диспетчеров потребителей (МЭДП).

(1) Каждое распределительное предприятие имеет своего собственного ЭДР. Для контроля и управления сетями среднего и низкого напряжения будут приняты во внимание организация и оснащение некоторых пунктов наблюдения и управления этими сетями (ПНУ).

(2) Организация оперативного управления РЭС будет определена соответствующим распределительным предприятием, учитывая объем и специфику установок, уровень технического оснащения и действующие положения.

78. Уровень диспетчерского управления включает:

а) отделение оперативного регулирования с посменно работающим персоналом, которое в режиме реального времени управляет работой установок путем координации режимов и маневров;

б) отделение, которое обеспечивает оперативное планирование и программирование, а также наблюдение и анализ работы и разрабатывает специфические регулирующие положения.

79. Распределительное предприятие обязано принять меры по согласованию рабочего режима и схемы РЭС с режимом и схемой работы СЭП.

80. Распределительное предприятие осуществляет деятельность по оперативному планированию, оперативному управлению через свои уровни диспетчерского управления соответственно энергетических диспетчеров распределения, а также через пункты наблюдения и управления.

81. Распределительное предприятие обязано недискриминационным образом обеспечить деятельность по диспетчеризации для участников рынка электрической энергии.

82. Распределительное предприятие осуществляет следующие виды деятельности:

а) уполномочивает собственный персонал оперативного управления в соответствии с действующими регулирующими положениями;

б) осуществляет сбор, регистрирует, обеспечивает учет, обработку и архивирование статистических данных, в отношении работы РЭС в рамках ЭЭС в соответствии с правилами;

с) обеспечивает учет, обработку и архивирование данных в отношении событий в РЭС в рамках ЭЭС в соответствии с правилами;

д) выполняет обмен информацией с СО и пользователями РЭС и другими сотрудниками в энергетике;

е) сотрудничает с пользователями РЭС в разработке исследований и анализа работы;

ф) планирует, развивает, реабилитирует и модернизирует в соответствии с прогнозами нагрузок/развития, с технологическим развитием и действующими нормами, собственные диспетчерские системы, в разумных условиях экономической и энергетической эффективности;

г) координирует выполнение, обслуживание и развитие системы менеджмента распределения (DMS)/SCADA на уровне собственного РЭС согласованно и в соответствии с требованиями СО, обеспечивающими диспетчерское управление и контроль РЭС, и в этих целях развивает, модернизирует и обслуживает собственные системы DMS/SCADA и телекоммуникации;

h) координирует развитие, модернизацию и обслуживание систем защиты и автоматики РЭС с соблюдением требований СО, предотвращая крупные системные аварии и соблюдая стандарты качества услуги;

и) анализирует и согласовывает присоединение новых установок и оборудования к РЭС;

j) разрабатывает или пересматривает, по необходимости, специфические технические нормы и регулирующие положения, необходимые для эффективного осуществления деятельности по оперативному планированию, консультируясь с заинтересованными участниками в соответствии с действующими правилами;

к) принимает участие по просьбе агентства в соответствии с совместно установленной программой в разработке или пересмотре правил, разработанных агентством;

l) формулирует точки зрения и согласовывает исследования, программы и работы по развитию и модернизации РЭС;

m) предоставляет консультации по проблемам диспетчерского управления, местным диспетчерам потребителей;

n) предоставляет консультации по проблемам управления, контроля, защиты и автоматики местным диспетчерам потребителей.

83. Деятельность по оперативному планированию, согласованная с приказами о разграничении, включает в себя следующие компоненты:

а) планирование нормальной рабочей схемы;

б) планирование работ по техническому обслуживанию и эксплуатации установок в рамках РЭС;

с) планирование систем защиты и автоматики, относящихся к РЭС;

д) планирование напряжений, соответствующих РЭС.

84. Распределительное предприятие регистрирует, обрабатывает и архивирует данные, необходимые и достаточные для анализа и планирования работы РЭС.

85. Распределительное предприятие анализирует и согласовывает программы испытаний оборудования, присоединенного к РСЭ или влияющего на ее работу или на надежность работы ЭЭС. Программы испытаний, которые влияют на закольцованную сеть 110 кВ, согласуются с СО.

86. Распределительное предприятие анализирует возможность и согласовывает окончательный вывод из эксплуатации установок и оборудования РЭС или к ней присоединенных. В случае установок, которые влияют на закольцованную сеть 110 кВ, окончательный вывод из эксплуатации утверждается СО.

87. Один раз в полгода (летом, зимой) распределительное предприятие выдвигает для утверждения СО нормальную схему работы закольцованных РЭС 110 кВ и/или схему присоединения к РЭС диспетчеризируемых блоков. Предложения распределительного предприятия применяются после утверждения СО.

88. Распределительное предприятие определяет нормальную рабочую схему сетей СН и радиальных сетей 110 кВ.

89. Нормальная рабочая схема РЭС анализируется на основе проверочных расчетов, в отношении:

- а) потоков мощности с соблюдением критериев надежности;
- б) уровней напряжения;
- с) токов короткого замыкания;
- д) метода присоединения к нейтрали;
- е) надежности в работе систем защиты и автоматики.

90. Распределительное предприятие составляет и представляет СО для согласования годовое, квартальное и месячное планирование работ по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования, закольцованных РЭС уровнем напряжения 110 кВ, которые влияют на работу НЭЭС.

Распределительное предприятие согласовывает годовые, квартальные и месячные планы работ для радиальных сетей уровнем напряжения 110 кВ и среднего напряжения.

91. Распределительное предприятие примет во внимание необходимость выполнения работ, а также обеспечения нормальной работы РЭС.

92. Распределительное предприятие определяет и координирует настройки, логику работы и оперативное состояние систем защиты и автоматики в РЭС, а также систем защиты пользователей РЭС, других, нежели скоординированных транспортным предприятием, и которые не влияют на надежность работы ЭЭС.

93. Распределительное предприятие дает распоряжения пользователям в отношении настройки защит и автоматики в точке сопряжения с РЭС.

94. Распределительное предприятие планирует раз в полгода диапазоны рабочего напряжения сети 110 кВ и среднего напряжения, которые обеспечивают соблюдение нормальных уровней напряжения во всех узлах сети и сокращение технических потерь электроэнергии в сети.

95. Распределительное предприятие следит за диапазонами напряжения, указанными выше.

Оперативное управление РЭС

96. Оперативное управление РЭС осуществляется распределительным предприятием и включает следующие компоненты:

- а) оперативное программирование;
- б) оперативное управление.

97. Оперативное управление РЭС включает осуществление следующей специфической деятельности:

- а) контроль за работой РЭС;
- б) управление работой РЭС;
- с) управление блоками, которые не находятся в оперативном регулировании СО;
- д) управление системами защиты и автоматики в РЭС.

98. Оперативное управление блоками, указанными в ст.97 с), подключенными к РЭС, направлено на соблюдение программирования в соответствии с согласованными графиками.

99. Оперативное управление РЭС относится к изменению нормальной рабочей схемы и координации с СО использования средств регулирования напряжения в РЭС и направлено на:

- а) реализацию и поддержание нормальной рабочей схемы РЭС;
- б) экономичное использование ресурсов системы.

100. Оперативное управление защитами и автоматикой РЭС предназначено для согласования по необходимости настроек, рабочей логики и оперативного состояния защиты и автоматики с настоящим рабочим режимом и схемой.

101. Распределительное предприятие анализирует работу РЭС с точки зрения выполнения рабочей программы и соблюдения стандарта качества услуги по распределению и определяет необходимые меры для соответствия им.

102. Распределительное предприятие представляет СО в установленные сроки информацию, необходимую и достаточную для оперативного управления, в соответствии с действующими правилами.

103. Распределительное предприятие имеет право требовать от любого пользователя любую информацию технического характера, необходимую для обеспечения условий надежности и качества работы РЭС, а пользователь обязан незамедлительно предоставить востребованную информацию.

Оперативное программирование работы РЭС

104. Оперативное программирование работы РЭС включает следующие компоненты:

- а) программирование рабочей схемы;
- б) программирование блоков, предусмотренных в ст.97 с), в соответствии с установленными графиками;
- с) программирование напряжений;
- д) программирование систем защиты и автоматики.

105. Оперативное программирование работы РЭС выполняется в соответствии с положениями настоящих норм и специфических технических норм.

106. Специфическая деятельность распределительного предприятия координируется с деятельностью пользователей РЭС и СО в соответствии с действующими техническими правилами и контрактами.

107. По требованию СО распределительное предприятие обязано немедленно устранить причины, вызвавшие недоступность установок, которые ставят под угрозу надежность работы ЭЭС или питания потребителей.

108. Посредством распределительного предприятия осуществляется контроль над частотой РЭС в соответствии с энергетическими специфическими техническими нормами.

109. СО программирует диапазон напряжения в узлах РЭС, принимая во внимание диапазоны напряжения в узлах сети электропередачи и возможности регулирования напряжения в соответствующих узлах РЭС, а также их влияния на рабочий режим в зоне.

110. Распределительное предприятие выполняет в установленные сроки распоряжения СО в отношении состояния систем защиты и автоматики и осуществляет периодические проверки или проверки, вызванные несоответствующими действиями систем защиты и автоматики, обеспечивая надежность их работы.

111. Распределительное предприятие вправе изменить режим, настройки и логику действия систем защиты и автоматики, определенные СО, без его утверждения.

112. Критерии по выводу из эксплуатации в нормальном режиме зависят от:

- а) условий надежности в работе;
- б) условий защиты труда;
- с) условий сокращения технических потерь электроэнергии.

113. Критерии по выводу из эксплуатации в аварийном режиме зависят от:

- а) условий надежности в работе и сокращения времени устранения;
- б) условий защиты труда.

114. Программирование вывода из эксплуатации осуществляется в соответствии с действующими правилами, соблюдая:

- а) программы работ;
- б) координирование вывода из эксплуатации между управляющими установками в целях сокращения времени перерывов и количества маневров.

Оперативное регулирование РЭС

115. Распределительное предприятие применяет программу работы, основанную на деятельности по оперативному программированию в условиях нормальной работы РЭС.

116. Распределительное предприятие контролирует работу РЭС путем сбора и обработки необходимой информации в отношении:

- а) характерных параметров рабочего режима:
 - частота;
 - напряжение в узлах РЭС;
 - потоки активной и реактивной мощности в элементах РЭС;
 - активная и реактивная мощность в каждой точке присоединения к СЭП.
- б) перетоков энергии в точках присоединения к СЭП и к другим РЭС;
- с) конфигурации РЭС;
- д) состояния оборудования в первичных и вторичных контурах РЭС;
- е) превышения допустимых пределов некоторых рабочих параметров;
- ф) событий, которые произошли или ожидаются в РЭС.

117. Распределительное предприятие осуществляет контроль РЭС через собственную систему информации и телекоммуникации, характерную для сбора, обработки и передачи в установленные сроки данных и команд, необходимых для руководства распределительного предприятия.

118. СО вправе давать распоряжения в соответствии с действующими правилами распределительным предприятиям, а те, в свою очередь, пользователям в отношении режима работы оборудования и установок в рамках ЭЭС.

119. Распоряжения СО выполняются незамедлительно, за исключением предусмотренных законом случаев, когда возникает угроза безопасности людей или целостности оборудования.

120. Распределительные предприятия дают распоряжения и координируют мероприятия в рамках собственных РЭС в соответствии с действующими нормами.

121. Мероприятия выполняются дежурным оперативным персоналом в соответствии с действующими специфическими техническими нормами и нормами защиты труда.

122. Распределительные предприятия обязаны и уполномочены принимать технические меры, необходимые для ограничения распространения возмущений и для возврата к нормальной работе в случае перехода в возмущенный режим работы вследствие распоряжений СО.

123. Технические меры по ограничению распространения возмущений и для возврата в нормальное рабочее состояние имеют преимущество перед индивидуальными интересами пользователей.

124. Распределительные предприятия вправе в условиях работы в возмущенном состоянии ограничить потребление посредством ручных отключений в соответствии с действующими нормативами и распоряжениями СО с целью возврата ЭЭС в нормальное рабочее состояние.

Ручное отключение нагрузки может быть необходимо, чтобы обеспечить поддержание работы ЭЭС в специальных ситуациях, характеризующихся появлением некоторого временного дефицита энергии или мощности.

125. Ручное отключение нагрузки выполняется согласно некоторым специфическим процедурам:

- а) норматив ручных отключений некоторых категорий потребителей электрической энергии;
- б) программа поэтапного ограничения потребления электрической энергии в особых ситуациях в ЭЭС;
- с) инструкций по применению Программы поэтапного ограничения потребления электрической энергии в особых ситуациях в ЭЭС.

126. Распределительные предприятия ежегодно пересматривают “Норматив ручных отключений некоторых категорий потребителей электрической энергии” и “Программу поэтапного ограничения потребления электрической энергии в особых ситуациях в ЭЭС” и предоставляет их СО.

127. Распределительные предприятия создают системы, посредством которых смогут получать или предоставлять информацию о любой проблеме или аварии, которые влияют или могут повлиять на надежность, готовность и/или другие показатели качества услуги по распределению. Обмен информацией осуществляется в соответствии с выданными лицензиями и с соблюдением остальных действующих норм.

128. Распределительные предприятия предоставляют системному оператору в установленные сроки всю необходимую информацию о любой проблеме или событии, которые влияют на надежность НЭЭС или режим работы СЭП.

VIII. ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

129. С целью сокращения/ограничения/устранения взаимного воздействия распределительных электрических установок и окружающей среды, необходимо соблюдать как нормы устройства электроустановок и технических стандартов, так и нормативные акты и стандарты, применяемые в области защиты окружающей среды.

130. Типы воздействия распределительных электрических сетей на окружающую среду:

- а) экологическое воздействие, а именно влияние на почву, недра, воздух, грунтовые и поверхностные воды, растительность, флору и фауну, поселения людей;
- б) электромагнитное воздействие, а именно возмущения радио- и телевизионных волн, возможное влияние электрического и магнитного поля на здоровье людей и животных, проблемы электромагнитной совместимости (электростатические поля и индукционные токи), эффекты сверхнапряжений молний и коммутации и так далее;
- с) звуковое воздействие, а именно повышенный уровень шума, вызванный вибрациями оборудования, шума, производимого автотранспортными средствами или другими имеющимися устройствами или используемыми в осуществляемой деятельности;
- д) визуальное/эстетическое воздействие, а именно вписывание в окружающую среду/пейзаж воздушных электрических линий, электрических подстанций и трансформаторных пунктов, систем освещения.

131. Сосуществование распределительных сетей с человеческими поселениями, другими коммунальными предприятиями, электроустановками, дорогами, железными дорогами, реками и озерами, сооружениями и так далее должно быть задумано и выполнено в соответствии с требованиями и с соблюдением предельных значений различных физических величин или загрязняющих факторов, продиктованных действующими энергетическими техническими нормами и нормативными актами, а также положениями международных соглашений, к которым присоединилась Республика Молдова.

132. Расположение распределительных электрических сетей, собственных источников производства электрической энергии, а также вся деятельность по техническому обслуживанию, переоснащению, модернизации, реабилитации, развитию, расширению, окончательному или временному размещению на земельных участках, действия по очистке от растительности для прокладки рабочих коридоров, по обеспечению защиты и надежности и так далее должны быть задуманы, выполнены или

разработаны в соответствии с положениями технических норм в области энергетики, действующих нормативных актов и требований международных соглашений, к которым присоединилась Республика Молдова.

133. Напряжение прикосновения и шаговое напряжение должны в обязательном порядке поддерживаться в допустимых пределах, указанных в действующих нормативных актах; таким образом, это поможет предотвращать и избегать несчастных случаев, которые могут произойти в непосредственной близости от оборудования распределительных электроустановок.

134. При организации освещения общественных мест должны соблюдаться положения действующего законодательства и энергетических технических норм.

135. Запрещается сброс токсических веществ, промышленных и непромышленных опасных отходов (полихлорбифенил ПХБ, электроизоляционное масло, серная кислота и так далее) в канализационную систему, в землю, воду, водосливные колодцы и так далее, в обязательном порядке соблюдая законодательство по защите окружающей среды.

136. Запрещается сжигание веществ, предусмотренных в ст.135, при других условиях, нежели предусмотренных действующим законодательством, что является обязательным и для других веществ и материалов (к примеру, использованная резина, эмаль и так далее).

137. В целях предотвращения аварий/взрывов в случае пожара или природных катастроф, установки аккумуляторных батарей с серной кислотой и/или установки конденсаторных батарей должны быть, в обязательном порядке, расположены в помещениях оснащенных нейтрализационным колодцем, настилом и плинтусами из противоокислительной терракоты, естественными и искусственными системами вентилирования и освещения, а также оснащенными надлежащим оборудованием и в соответствии с противопожарными нормами.

138. Важность действий по ограничению/устранению взаимного воздействия распределительных электроустановок диктует выполнение действий по контролю над загрязняющими факторами, их воздействия на преждевременный износ установок с определением уровня риска.

XI. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

139. Распределительные предприятия обеспечат пересмотр всех технических норм в отношении работы РЭС и предложат новые нормы на основе программ по пересмотру и дополнению технических правил, разработанных агентством.

140. Любая мера, принятая распределительными предприятиями в ситуациях, не предусмотренных нормами, которая будет иметь воздействие на пользователей РЭС, будет принята таким образом, чтобы оказывать наименьшее воздействие на их работу при условии, что впоследствии будет получено согласие вовлеченных лиц.